

2011 JAHRESBERICHT ANNUAL REPORT



Herausgegeben vom

ie³ 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

Web: www.ie3.e-technik.tu-dortmund.de

Druck: Zentrale Vervielfältigung der TU Dortmund

Vorwort

Die Gestaltung der begonnenen Energiewende hin zu einer erneuerbaren Energieversorgung ist sicherlich eine der anspruchsvollsten Aufgaben unserer Zeit. Hieraus ergibt sich eine hohe Motivation durch Forschung in Zusammenarbeit von Wissenschaft und Industrie diesen Weg zu beschreiten und zu ermöglichen.

Neben Studien über die systemischen Zusammenhänge der zukünftigen Energieversorgung müssen in vielen Bereichen insbesondere auch konkrete technische Lösungen gefunden werden. Wie sehen die Netze der Zukunft aus? Wie kann die Energieeffizienz in den einzelnen Anwendungen und im System gesteigert werden? Welche Marktstrukturen werden benötigt? Dieser Jahresbericht widmet sich Lösungsansätzen und Antworten zu diesen Fragestellungen, die im vergangenen Jahr in unterschiedlichsten Projekten mit einer großen Zahl von Partnern aus Wissenschaft und Industrie bearbeitet wurden.

Ein momentan herausragendes Thema ist die Elektromobilität. Bezüglich der Infrastruktur und Netzintegration konnten wir konkrete Projektergebnisse erzielen und neue Aktivitäten starten. Insbesondere die Rolle der Koordination des 'NRW-Kompetenzzentrums Elektromobilität - Infrastruktur und Netze' wurde vom Land in Dortmund verankert. Hierzu wird ein Test- und Prüfzentrum zusammen mit dem Technologiezentrum Dortmund und einer Reihe von Industriepartnern durch Landesförderung eingerichtet.

Neben den wissenschaftlichen Arbeiten stand das Jahr organisatorisch unter der Ägide der Institutsgründung. Der bisherige Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft und das Arbeitsgebiet Energieeffizienz mit seiner RWE-Stiftungsprofessur wurden zu einem Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, kurz ie³, zusammengeschlossen. Mit dieser Gründung tragen die Fakultät und die Universität der gesteigerten Wichtigkeit und Aktualität dieser Themenfelder Rechnung. Auch die gewachsene Anzahl von Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern rechtfertigt diese strukturelle Änderung.

Beim feierlichen Gründungskolloquium am 7. Dezember 2011 konnten wir den Partnern aus Industrie, Politik und Wissenschaft ein wenig dafür danken, mit ihrer Unterstützung und spannenden gemeinsamen Projekten die Institutsgründung ermöglicht zu haben.

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

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

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Prof. Dr. em. Edmund Handschin

Inhaltsverzeichnis

1. Personal	3
2. Kooperationen	4
3. Lehrbetrieb	5
3.1 Vorlesungen.....	5
3.2 Exkursionen	6
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten	7
4.1 Transport- und Verteilnetze	8
4.2 Mess- und Automatisierungssysteme.....	23
4.3 Energieeffizienz und regenerative Energiequellen.....	37
4.4 Energiewirtschaft	42
5. Veröffentlichungen und Vorträge	53
5.1 Publikationen	53
5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik	56
5.3 Vorträge von Mitgliedern des Instituts	56
6. Studentische Arbeiten	59
6.1 Master- und Diplomarbeiten	59
6.2 Bachelor- und Studienarbeiten	60
6.3 Projektgruppen	61
7. Promotionen	62

1. Personal

Institutsleitung

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

Lehrbeauftragte

Dr.-Ing. Lars Jendernalik, *WWE Verteilnetz GmbH*
Dr.-Ing. Ulrich Möhl, *YIT Germany GmbH*

Sekretariat

Nicole Funke

Technisches Büro

Klaus-Dieter Tesch
Daniel Rode
Katharina Jaskolla

Externe Doktoranden

Dipl.-Ing. Sascha Berthold, *FhG UMSICHT*
Dipl.-Ing. Torsten Hammerschmidt, *RWE AG*
Dipl.-Ing. Oliver John, *Amprion GmbH*
Dipl.-Ing. Annedore Kanngießner, *FhG UMSICHT*
M.Sc. Jochen Link, *FhG ISE*
Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Metz, *FhG UMSICHT*

Stipendiaten

M.Sc. Dechang Yang, *V.R. China*
M.Sc. Amr El-Hadidy, *Ägypten*
M.Sc. Yong Li, *V.R. China*

Kompetenzzentrum für Elektromobilität

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

Abteilung Transport- und Verteilnetze

Dipl.-Ing. Ulf Häger
Dipl.-Wirt.-Ing. Marco Greve
Dipl.-Ing. Björn Gwisdorf
Dipl.-Ing. Jan Kays
M.Sc. Andreas Kubis
Dipl.-Wirt.-Ing. Sven Christian Müller
Dipl.-Wirt.-Ing. Theresa Noll
Dipl.-Ing. Sven Rüberg
Dipl.-Ing. Anton Shapovalov
Dipl.-Ing. Johannes Schwippe
Dipl.-Ing. André Seack
Dr.-Ing. Sebastian Stepanescu

Abteilung Energieeffizienz und regenerative Energiequellen

M.Sc. Lukas Spitalny
Dipl.-Ing. Yilmaz Cüceoglu
Dipl.-Wirt.-Ing. Anna Koch
Dipl.-Wirt.-Ing. Dennis Unger

Abteilung Mess- und Automatisierungssysteme

Dipl.-Ing. Kay Görner
Dipl.-Ing. Willi Horenkamp
Dipl.-Ing. Michael Kleemann
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. Sabine Kreuz
Dipl.-Wirt.-Ing. Volker Liebenau
Dipl.-Wirt.-Ing. Marc Osthues
Dipl.-Wirt.-Ing. Ewa Plota
Dipl.-Wirt.-Ing. Thorsten Schlüter

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

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

Um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Betriebs elektrischer und zunehmend durch erneuerbare Energien gekennzeichneter Energieübertragungssysteme aufrecht zu erhalten, sind neue schutz- und leittechnische Konzepte zur 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 ie³ aus koordiniert.

Technologie- und Prüfplattform für ein Kompetenzzentrum für interoperable Elektromobilität, Infrastruktur und Netze

Das Ziel des Vorhabens ist der Aufbau sowie die Entwicklung der technischen Voraussetzungen für ein Kompetenz- und Innovationszentrums für Elektromobilitätsinfrastruktur und Netze. Im Rahmen des Projektes werden Prüf- und Testverfahren für die elektrische und kommunikationstechnische Interoperabilität von Elektrofahrzeugen, Lade- und Abrechnungssystemen und dem Stromversorgungsnetz entwickelt sowie die zugehörigen Prüfstände erstellt.

Für Unternehmen in NRW und darüber hinaus entsteht eine zentrale Anlaufstelle für alle komponentenübergreifenden Fragestellungen bezüglich der Entwicklung und Prüfung/Zertifizierung eigener Produkte für die Elektromobilitätsinfrastruktur und der Systemintegration (Netz-Ladestation-Fahrzeug). Damit wirken die zu entwickelnde Plattform und das Kompetenzzentrum als Inkubator für den Aufbau einer wettbewerbsfähigen Elektromobilitätsindustrie in NRW.

Dieses Projekt bildet unter anderem die Keimzelle des NRW-Kompetenzzentrums für Elektromobilität - Infrastruktur und Netze, welches von der TU Dortmund aus koordiniert wird.

3. Lehrbetrieb

3.1 Vorlesungen

Einführung in die elektrische Energietechnik **Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz**

Vorlesung im Sommersemester 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 **Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz**

Vorlesung im Sommersemester 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. Myrzik

Vorlesung im Sommersemester für Bachelor-Studierende der Informatik

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

Leistungselektronik

Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik

Vorlesung im Sommersemester 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 im Wintersemester für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik und der Informationstechnik

Inhalt: Netzbetriebsmittel; Schaltanlagen; Netzstrukturen; Sekundärtechnik; Netzbetrieb; Assetmanagement

Informationssysteme der Netzbetriebsführung

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

Vorlesung im Wintersemester 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 im Wintersemester 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. 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. Myrzik

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

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

Regenerative Energiequellen**Prof. Dr.-Ing. J. 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. 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

3.2 Exkursionen

Besuch des Daikin Net Zero Energy Buildings der Athoka GmbH in Herten und des Biomassekraftwerks Lünen, Exkursion am 04.02.2011 im Rahmen der Vorlesungen „Energieeffizienz und Power Quality“ und „Erneuerbarer Energiequellen“.

Besichtigung der Umspannanlagen Nehden und Meschede und der Schaltleitung Arnsberg, Exkursion am 10.02.2011 im Rahmen der Vorlesung Betrieb und Aufbau von Netzen.

Gebäudetechnische Begehung des RWE-Tower in Dortmund, Exkursion am 27.05.2011 im Rahmen der Vorlesung Technisches Energie- und Gebäudemanagement.

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; Anlagentechnik; Energiemanagement; Energieabrechnungsmodelle; Contracting

Besuch des Energieparks Mont-Cenis in Herne und des Pumpspeicherkraftwerks Herdecke, Exkursion am 11.07.2011 im Rahmen der Vorlesung „Dezentrale und regenerative Energieversorgung“.

Besichtigung des Kernkraftwerks Grohnde, der Turbinenfertigung von MAN Diesel & Turbo SE in Hamburg, des EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie und des OFFIS-instituts in Oldenburg; Energietechnische Exkursion vom 03.08. – 05.08.2011

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

- CO₂-arme und effiziente Energieinfrastrukturen
- Power Quality
- Multifunktionale und hocheffiziente Leistungselektronik
- Effiziente Energieanwendungen

Elektrizitätswirtschaft

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

4.1 Transport- und Verteilnetze

Koordinierung von Leistungsflussreglern am Beispiel der Netzsituation im Benelux-Raum

Coordination of Power Flow Controllers with the Example of the Network Situation in the Benelux Region

Ulf Häger

Für die Integration von leistungsflussregelnden Betriebsmitteln mit gegenseitigem Einfluss im elektrischen Energieübertragungsnetz, insbesondere bei zukünftigen Szenarien mit schnellen Leistungsflussreglern, ist eine echtzeitfähige Koordinierung der Stellwerte erforderlich, um in unvorhersehbaren Störungssituationen eine stabilisierende Regelung zu erwirken. Im Rahmen dieser Untersuchung wurde ein am ie^3 entwickeltes agentenbasiertes Koordinierungsverfahren für Leistungsflussregler an einem realitätsnahen Beispielnetz des Benelux-Raums getestet.

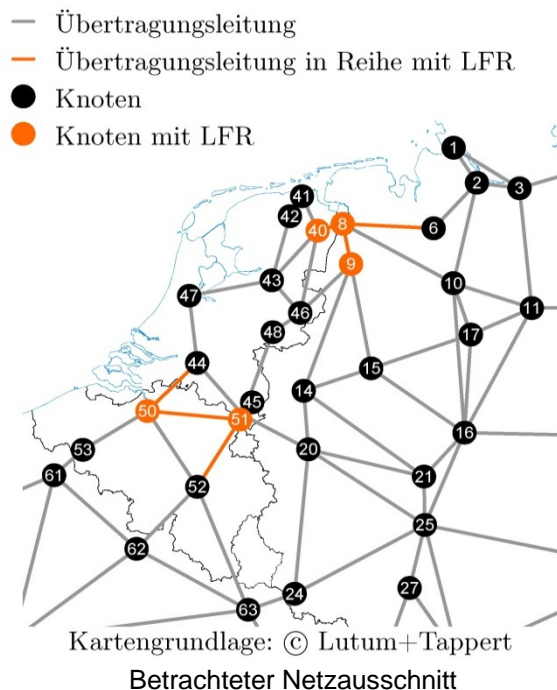
For the integration of Power Flow Controlling devices with mutual influence into the electrical power transmission system, in particular for future scenarios with fast devices, a real-time coordination system is necessary to react onto unforeseen events in a stabilizing way. This article presents test simulations of a multi-agent based real-time coordination system, which has been developed at ie^3 , in an exemplary network situation in the Benelux region.

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

Errichtung neuer Übertragungsleitungen ist häufig mit langen Genehmigungsverfahren verbunden und im Allgemeinen von der Bevölkerung unerwünscht. Als temporäre Alternative bietet sich die Netzintegration von Leistungsflussreglern (LFR) an, um damit Leistungsflüsse dynamisch auf weniger ausgelastete Leitungen umzuleiten. Für den Betrieb mehrerer sich gegenseitig beeinflussender LFR, insbesondere bei schnell regelnden LFR aus dem Bereich der FACTS-Geräte, ist eine Koordinierung erforderlich.

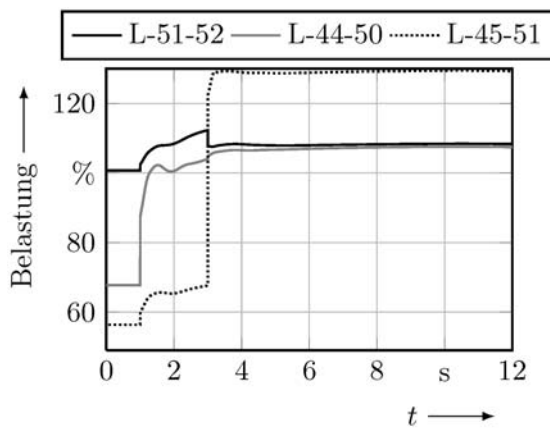
In den vergangenen Jahren wurde am ie^3 ein agentenbasiertes Koordinierungsverfahren entwickelt, das autonom und in Echtzeit auf Leistungsüberlastungen im Einflussbereich der LFR reagiert. Über die grundsätzliche Funktionsweise dieses Koordinierungsverfahrens wurde in den Jahresberichten der letzten beiden Jahre berichtet. Im vorliegenden Bericht wird das Regelverhalten des Koordinierungsverfahrens an einer realitätsnahen Beispielsituation, basierend auf dem europaweiten Netzmodell des Instituts vorgestellt. Als Untersuchungsgrundlage dient dabei die heutige Situation im Benelux-Raum mit diversen LFR an sechs unterschiedlichen Standorten. Eine geografische Darstellung der Netztopologie im betrachteten Netzausschnitt mit den Standorten der LFR ist im Bild in der rechten Spalte zu sehen. Knoten mit den Nummern 1 bis 31 (nur auszugsweise im folgenden Bild dargestellt) befinden sich in Deutschland, Knoten mit den Nummern 40 bis 48 in den Niederlanden,

Knoten mit den Nummern 50 bis 53 in Belgien und Knoten mit den Nummern 60 bis 72 in Frankreich (nur auszugsweise im Bild dargestellt)



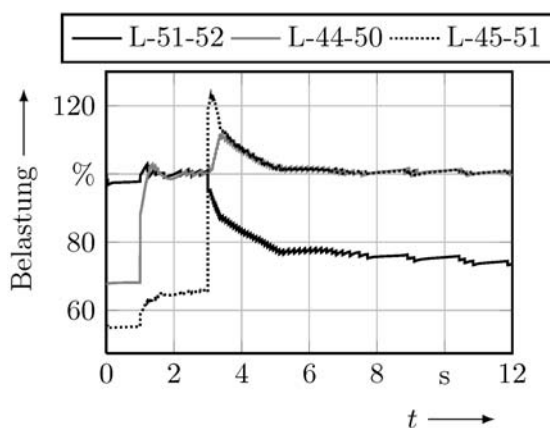
Um das Verhalten des Koordinierungsverfahrens unter extremen Bedingungen zu untersuchen wurde eine Leistungsflusssituation gewählt, die durch eine geringe Windeinspeisung gekennzeichnet ist und dadurch zu einem sehr hohen Leistungsimport in den Niederlanden und Deutschland führt, der zu einem großen Teil aus Frankreich kommt. Somit wird Belgien (das eine

nahezu ausgeglichene Leistungsbilanz aufweist) zum Transitland. Insbesondere die Übertragungsleitungen nahe der Grenze zwischen Belgien und den Niederlanden weisen eine erhebliche Belastung auf. Um die Situation weiter zu verschärfen, wird zum Zeitpunkt $t = 1$ s eine Leitung zwischen den Knoten 44 und 50, sowie zum Zeitpunkt $t = 3$ s eine Leitung zwischen den Knoten 45 und 51 fehlerbedingt abgeschaltet. Dadurch ergeben sich ohne Regelung der LFR drei Leitungsüberlastungen, wie im nachstehenden Bild dargestellt:



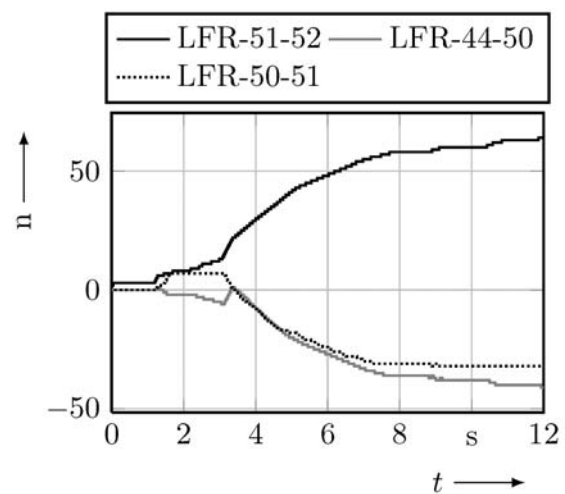
Leitungsbelastungen ohne Regelung der LFR

In den folgenden beiden Bildern werden Simulationsergebnisse (im ersten Bild die Leitungsbelastungen und im zweiten Bild die LFR Stellwerte) mit agentenbasierter Koordinierung dargestellt. Dabei wurde eine moderne Kommunikationstechnik angenommen, die eine Latenzzeit von höchstens 10 ms und eine Bandbreite von wenigstens 2 GB/s garantieren kann. Als LFR wurden thyristorgeschaltete Querregler angenommen, die im Gegensatz zu konventionellen Querreglern wesentlich feinere und schnellere Stufungsschritte ermöglichen.



Leitungsbelastungen mit koordinierter Regelung

Verursacht durch die erste Leitungsabschaltung weisen zwei Übertragungsleitungen eine Überlastung auf. Diese Übertragungsleitungen liegen im Einflussbereich der LFR zwischen den Knoten 51 und 52, 44 und 50, sowie 50 und 51. Diese LFR regeln innerhalb kürzester Zeit die Überlastung aus. Durch den Leitungsausfall wird insbesondere die Leitung L-45-51 sehr stark überlastet, so dass diese nun mit erhöhter Priorität ausgeregelt werden muss. Aus diesem Grund kehren LFR-51-52 und LFR-44-50 ihre Regelrichtung um, bis die Leitungen L-45-51 und L-51-52 eine nahezu identische Belastung aufweisen. Ab etwa $t = 5$ s ist die Überlastung auf allen Leitungen nahezu vollständig ausgeregelt.



Stellwerte der LFR mit koordinierter Regelung

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass das agentenbasierte Koordinierungsverfahren mit der angenommenen Kommunikationstechnik eine schnelle und zielgerichtete Ausregelung der überlasteten Leitungen ermöglicht.

Weitere Simulationen, die aus Platzgründen nicht im Jahresbericht aufgenommen werden können, zeigen zudem, dass eine deutliche Verlangsamung der Regelgeschwindigkeit eintritt, sofern die Latenzzeit oder Bandbreite der Kommunikationstechnik erheblich eingeschränkt wird. Die Regelung bleibt allerdings robust, da sie dynamisch auf sich ändernde Zeitverzögerungen angepasst wird. Simulationen mit klassischen Querreglern zeigen, dass auch diese deutlich langsamer und gröber stufenden Betriebsmittel vom Agentensystem robust ausgeregelt und koordiniert werden können. In diesem Fall werden aufgrund der langsameren Regelgeschwindigkeit deutlich geringere Anforderungen an das Kommunikationssystem gestellt.

Entwicklung von Weitbereichsreglern in Hardware für die Verbesserung der Dämpfung und damit der Stabilität von Verbundnetzen

Hardware Development of Wide-Area Damping Control Strategies for Stability Enhancement of Interconnected Systems

Yong Li, Michael Kleemann

Ein Regler ist in Hardware entwickelt worden, auf dem Strategien zur Weitbereichsregelung umgesetzt werden können. Diese Strategien sollen Pendelvorgänge in Verbundnetzen dämpfen und damit deren Stabilität verbessern. Hardware-in-the-Loop Tests auf einem Echtzeitsimulator beweisen, dass die vorgeschlagene Weitbereichsregelung, die Verzögerungszeiten in der Kommunikation berücksichtigt, gebietsübergreifende Pendelvorgänge gut dämpfen kann und robust gegenüber Verzugszeiten bei der Datenübertragung ist.

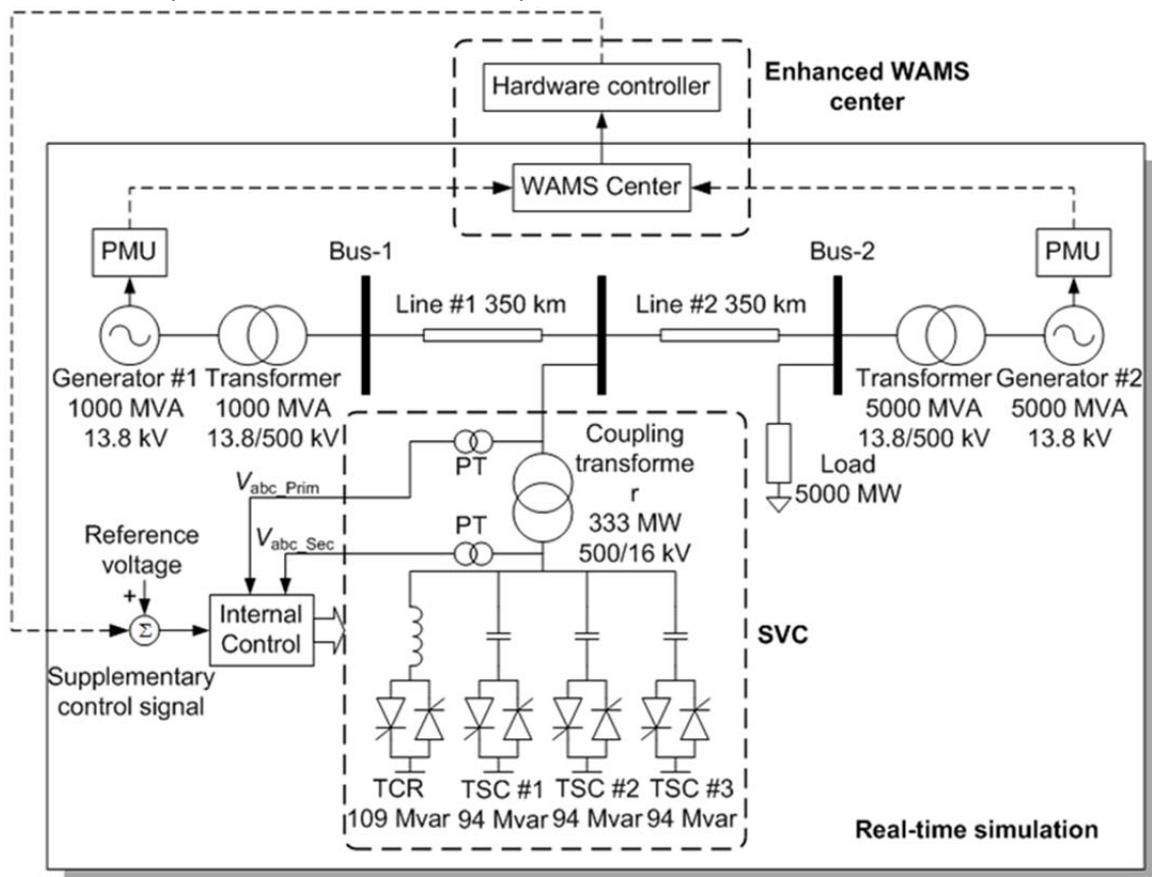
A hardware controller was developed to implement wide-area damping control (WADC) strategies for stability enhancement of interconnected systems. Tests with a hardware-in-the-loop (HIL) real-time simulation system prove that the delay-dependent (DD)-WADC proposed can effectively damp inter-area oscillations in spite of varying time delays in the wide-area communication network.

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

With the scale-up of interconnected systems, low-frequency oscillation (LFO) becomes more likely. Especially the inter-area oscillation (IAO) with oscillatory frequency of 0.2 to 0.8 Hz, endanger the service reliability. If such oscillations are not dampened, they can excite voltage swings and at the same time lead to frequency instability.

In this research work, wide-area control strategies are developed and evaluated that dampen

these oscillations and thus improve the stability of large interconnected systems. Two types of WADC strategy have been implemented on a hardware controller: the traditional PC-WADC and the new DD-WADC. A real-time-simulator is used for their evaluation. The figure below shows the real-time simulation system with the integrated hardware controller.



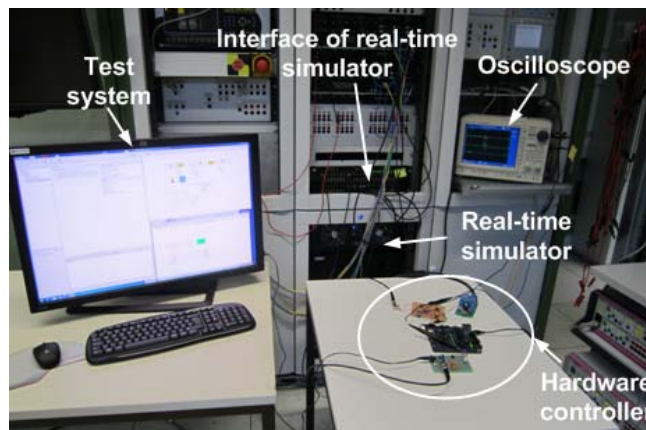
IEEE benchmark system with a FACTS device and an enhanced WAMS center

The hardware controller is in charge of receiving the generators' rotor speed as a wide-area signal from the PMUs. By the computation of the control algorithm it sends a control-output signal to the SVC. More specifically, the upper figure on this page gives the picture of the established HIL experimental system at the institute's laboratory. In this setup a real time simulator executes the test case for the wide-area controller.

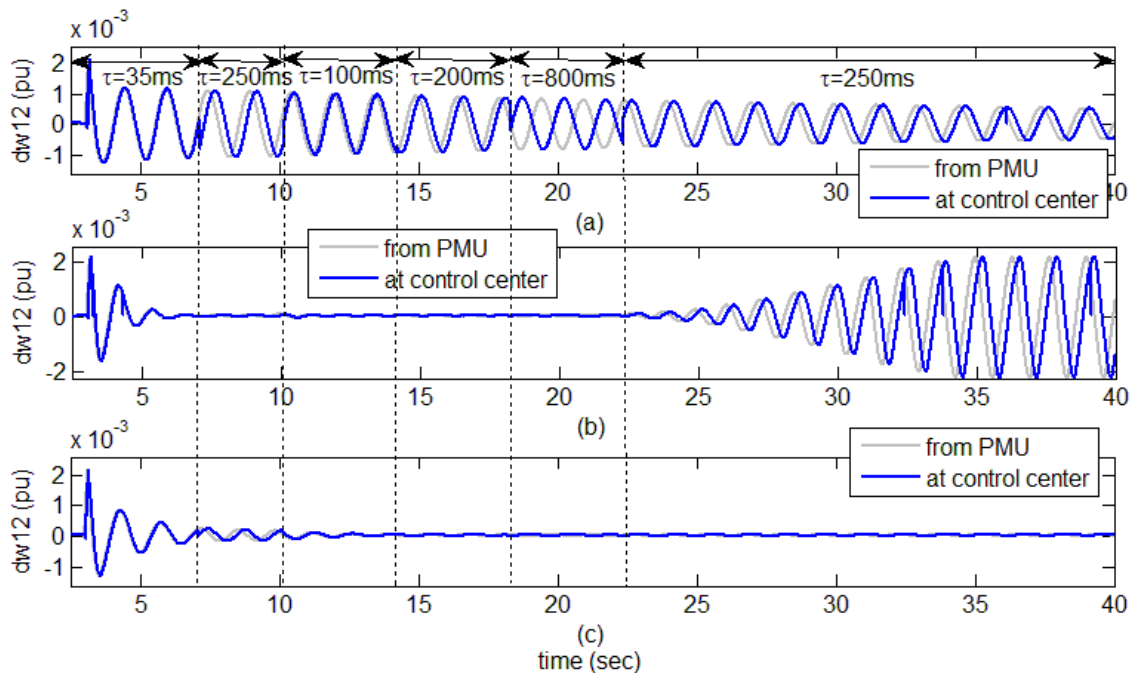
The test case simulates a line-to-ground fault near Bus-1. The delay of communication network is varied in time. The figure on the bottom of this page shows the experimental result of the oscillations between the rotors of G1 and G2, which is expressed by the revolution speed difference dw_{12} . Without wide-area controller, the power system suffers from serious oscillation (a).

In contrast, the wide-area controller with traditional PC-WADC first tends to stabilize the power system. But it is easily affected by the time-varying delay of the wide-area signal. Therefore serious oscillations are excited, when the time delay changes from 800 ms to 250 ms. The new DD-WADC proposed overcomes this drawback. It can effectively damp inter-area oscillations in spite of varying time delays (c).

In future, the communication network will be considered for the improvement of the hardware controller. A more complex real-time simulation model of interconnected power systems will be established to assess the performance of the hardware controller.



Setup of the HIL experimental system



Response of the speed difference dw_{12} between G1 and G2, (a) no WADC; (b) with traditional PC-WADC; (c) with new DD-WADC

Netzgeführte HGÜ erweitert durch induktive Filterung

A New CSC HVDC System Improved by an Inductive Filtering Method

Yong Li, Sven Rüberg

Der vorliegende Bericht beschreibt die unterspannungsseitige Erweiterung des traditionellen Umrichtertransformators einer netzgeführten Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) um induktive Filter. Für diese neue HGÜ wird in der Simulationsumgebung PSCAD/EMTDC ein dynamisches Simulationsmodell implementiert, mittels welchem das stationäre und transiente Systemverhalten untersucht wird. Die Untersuchungsergebnisse belegen, dass diese neue HGÜ über einen erweiterten Betriebsbereich, eine erhöhte Übertragungsfähigkeit und ein verbessertes Kommutierungsverhalten verfügt. Darüber hinaus weist sie eine schnelle Fehlererholung bei dreiphasigem Erdschluss auf.

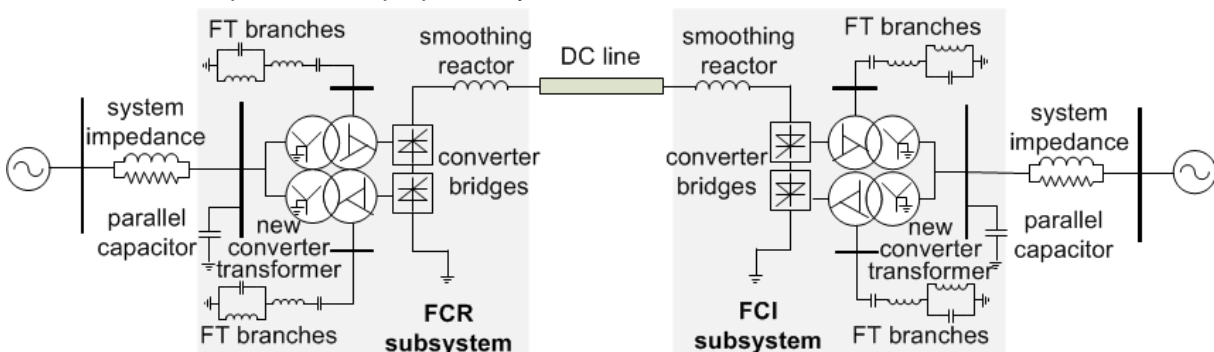
A new line-commutated current source converter (CSC) HVDC system is proposed in which a new converter transformer with its related fully tuned (FT) branches is applied in the converter subsystem for the implementation of an inductive filtering method. A dynamic simulation model of this new system is established by using PSCAD/EMTDC in order to investigate its steady- and transient-state operating characteristics. The research results show that the new system has a wider operating range, an increased dc transmission capacity, and an improved commutation performance. Moreover, it possesses a fast fault-recovery ability when subjected to a three-phase-to-ground fault.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China under Grant 51007020.

The operation of a line-commutated CSC HVDC system demands for a significant amount of reactive power in order to ensure a reliable commutation of the converters (especially of the inverter). Although part of this reactive power is gradually provided by local compensation banks the remaining unbalanced amount is drawn from the connected ac grids. Thus, if the connected grids are very weak or even passive, traditional CSC HVDC systems cannot operate stably and reliably and its operating ability is inevitably limited. Furthermore, the converters produce characteristic harmonics that need to be prevented from penetrating into the connected ac grids. In order to overcome these problems, the application of a new converter transformer that uses an inductive filtering method is proposed.

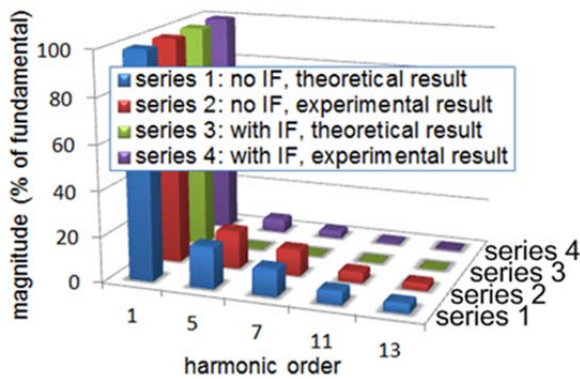
The figure below shows the main circuit topology of this new system. It can be seen that besides the traditional components the proposed system

is composed of a new filter-commutated rectifier (FCR) at the sending end and a new filter-commutated inverter (FCI) at the receiving end. The configuration of the FCR and FCI is different from the traditional line-commutated rectifier (LCR) and inverter (LCI): Both of them adopt a new converter transformer design with related fully tuned (FT) branches for the implementation of the proposed inductive filtering method. Furthermore, the secondary side of the new converter transformer adopts a prolonged-delta wiring scheme in order to allow for the connection of the above-mentioned FT branches. This new station layout comes with the advantages that now the filters can be connected to the low-voltage side of the station and therefore closer to the harmonics producing converter. This results in lower costs for filtering equipment due to the lower voltage rating and a better filtering efficiency.



Main circuit topology of the proposed line-commutated CSC HVDC system

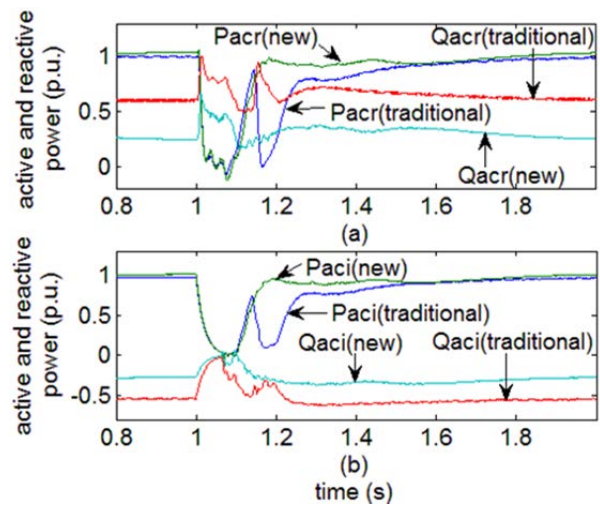
Naturally, without any filtering, the currents in the grid windings of the new system's converter transformer contain harmonics of the order $6k \pm 1$ ($k \in \mathbb{N}^*$) due to the line-commutated power conversion process in the converter. The figure below displays the Fast Fourier Transform (FFT) spectrum of these currents for the dominant orders $k \in \{1, 2, 3\}$ in respect to the fundamental wave: Series 1 and 2 show the calculated and simulated magnitudes of the above-mentioned harmonics without inductive filtering (IF) while series 3 and 4 show the same magnitudes after the IF method has been applied to the converter transformer. It can be seen that in the system using IF, the content of harmonic currents in the grid windings is significantly reduced. Ideally, in a theoretical calculation, the 5th, 7th, 11th, and 13th harmonic currents could be eliminated which reduces harmonic losses, vibration, and noise of the converter transformer.



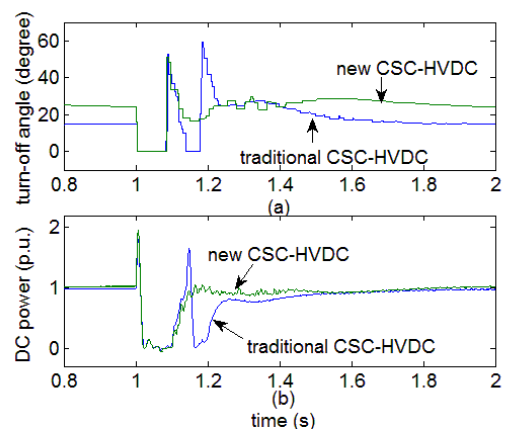
FFT spectrum of the current waveforms in the grid windings (IF: inductive filtering)

The transient performance of the proposed system has been compared to the CIGRE benchmark system. The upper figure in the next column gives the transient responses of the active and the reactive powers at the grid side of the converter when the system is experiencing a three-phase-to-ground fault at the grid side of the inverter at $t = 1$ s. It can be seen from (a) that – compared to the traditional LCR – the new FCR absorbs less reactive power from the connected grid. At the same time, the active power transfer recovers faster within approximately 200 ms after the fault application. Similarly, the same is true for the transient performance of the FCI shown in (b).

The figure at the bottom of this column shows the transient responses of the dc power and the inverter's turn-off angle. From (a) it can be seen that in contrast to the proposed HVDC system the traditional CSC HVDC system suffers from a subsequent commutation failure during the fault recovery process at $t \approx 1.15$ s. Besides, it shall be noted that during the fault recovery process the turn-off angle of the FCI can be controlled to more than 10° (see (b)) in order to ensure a liable commutation. The turn-off angle of the LCI drops to less than 10° during the fault recovery process which results in a subsequent commutation failure hindering the inverter from recovering quickly.



Transient responses of the active and the reactive powers of (a) the FCR and LCR and (b) the FCI and LCI



Transient responses of (a) the dc power and (b) the turn-off angle of the FCI and LCI

DFG-Forschergruppe FOR1511: Schutz- und Leitsysteme zur zuverlässigen und sicheren elektrischen Energieübertragung

DFG Research Unit FOR1511: Protection and Control Systems for Reliable and Secure Operation of Electrical Transmission Systems

Sven Christian Müller

Infolge der Liberalisierung der Strommärkte und der zunehmenden Nutzung erneuerbarer Energien werden die elektrischen Übertragungsnetze in Europa immer näher an ihren zulässigen Grenzen betrieben. Um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Betriebs unter diesen hohen Anforderungen aufrecht zu erhalten, haben neun Forschungseinrichtungen der TU Dortmund die DFG-Forschergruppe FOR1511 gebildet und erforschen gemeinsam innovative schutz- und leittechnische Applikationen, durch die insbesondere großräumige Systemzusammenbrüche (Blackouts) vermieden werden.

Liberalization of electricity markets and increased volatile feed-ins by renewable energy sources have led to an operation of the European transmission system close to its admissible boundaries. In order to maintain operational security and reliability, nine institutes at TU Dortmund have formed the interdisciplinary research unit FOR1511 and develop innovative applications for protection and control. The main objective is to avoid large-scale system collapses (black-outs).

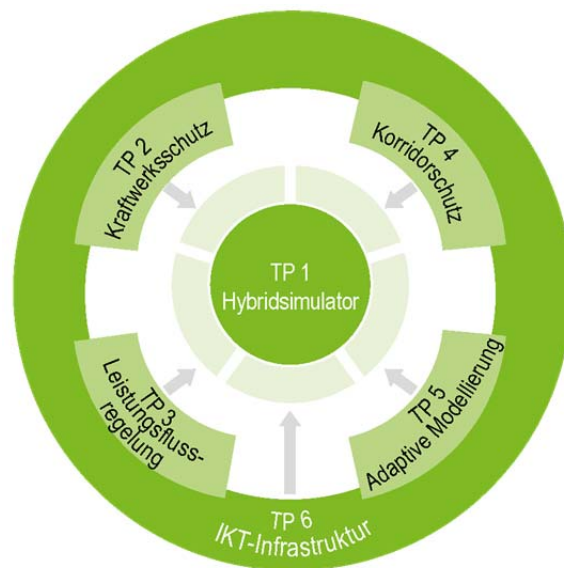
Die Forschergruppe FOR1511 wird durch die deutsche Forschungsgesellschaft (DFG) gefördert.

In FOR1511 werden Kompetenzen aus Elektrotechnik, Informationstechnik, Informatik und Statistik gebündelt, um neuartige Applikationen der Schutz- und Leittechnik auf dem neuesten Stand der Forschung der verschiedenen Disziplinen zu entwickeln. Federführender Wissenschaftler der Forschergruppe ist Prof. Rehtanz. Einen entscheidenden Aspekt des Projektes stellt die Einbeziehung von Informationen aus modernen Weitbereichsmesssystemen (Wide Area Measurement Systems – WAMS) dar. In den sechs Teilprojekten werden zum einen neue Verfahren der Modellierung sowie Schutz- und Regelverfahren entworfen. Zugleich liegt ein Fokus auf der expliziten Berücksichtigung der Informations- und Kommunikationstechnik. Zukünftige Entwicklungen der IKT-Infrastruktur werden deshalb einbezogen und alle Applikationen hierauf ausgelegt. Ein Hybridsimulator für Energie- und IKT-Systeme bildet das Herzstück des Projektes, in dem alle neu entworfenen Applikationen getestet und validiert werden (s. nebenstehende Grafik).

Hybridsimulator für Energie- und IKT-Systeme

Zukünftige Applikationen der Schutz- und Leittechnik stehen in enger Wechselwirkung mit der Informations- und Kommunikationstechnik, da Daten hochdynamisch und europaweit zur Verfügung gestellt werden müssen. Der Einfluss der IKT-Systeme wird in der Forschung jedoch oft vernachlässigt oder stark vereinfacht nachgebildet. In Zusammenarbeit von Forschern der Kommunikations- und der Energietechnik wird

deshalb ein neuartiger Hybridsimulator (s. Bild nächste Seite) entwickelt, der es ermöglicht das Energieübertragungssystem und das IKT-System gemeinsam zu simulieren.



Verknüpfungen der Teilprojekte

Neue Konzepte für den Kraftwerksschutz

Bisherige Konzepte, Kraftwerke zum Schutz vor mechanischer oder thermischer Überlastung vom Netz zu trennen, basieren vorwiegend auf lokal verfügbaren Daten. In diesem Teilprojekt wird der Kraftwerksschutz mit Weitbereichsinformationen verknüpft und somit die Entwicklung innovativer Schutzsysteme ermöglicht. Ziel ist es, hierdurch eine höhere Verfügbarkeit der

Kraftwerke zu erzielen und einen Beitrag zur Frequenz- und Spannungsstabilität zu leisten.

Dezentrale Koordinierung von Leistungsflussreglern

Zur Erhöhung der Übertragungskapazität und zur Vermeidung von Netzengpässen werden Leistungsflussregler eingesetzt. Um kritische Belastungssituationen auch bei unvollständigen Informationen zu entschärfen, benötigen die Leistungsflussregler in verschiedenen Regelzonen ein intelligentes Koordinationsverfahren, das gemeinsam von Forschern aus der Energietechnik und der Informatik entwickelt wird. Es wird hierbei ein dezentraler Ansatz auf Basis von Multiagentensystemen verfolgt.

Systemschutz für Übertragungskorridore

Um die Ausbreitung von Großstörungsereignissen zu verhindern, wird ein neuartiges Schutzsystem erforscht, das auf Grundlage von Weitbereichsinformationen Übertragungskorridore auftrennen und so gefährdete Netzbereiche schützen kann.

Adaptive Modellierung und echtzeitfähige Identifikation von transkontinentalen Energiesystemen

Großräumige Energieübertragungssysteme zeigen spezielle dynamische Verhaltensweisen. Forscher aus der Informationstechnik und der Statistik entwerfen deshalb neue auf Zustandsraummodellen und Clusteranalysen basierende

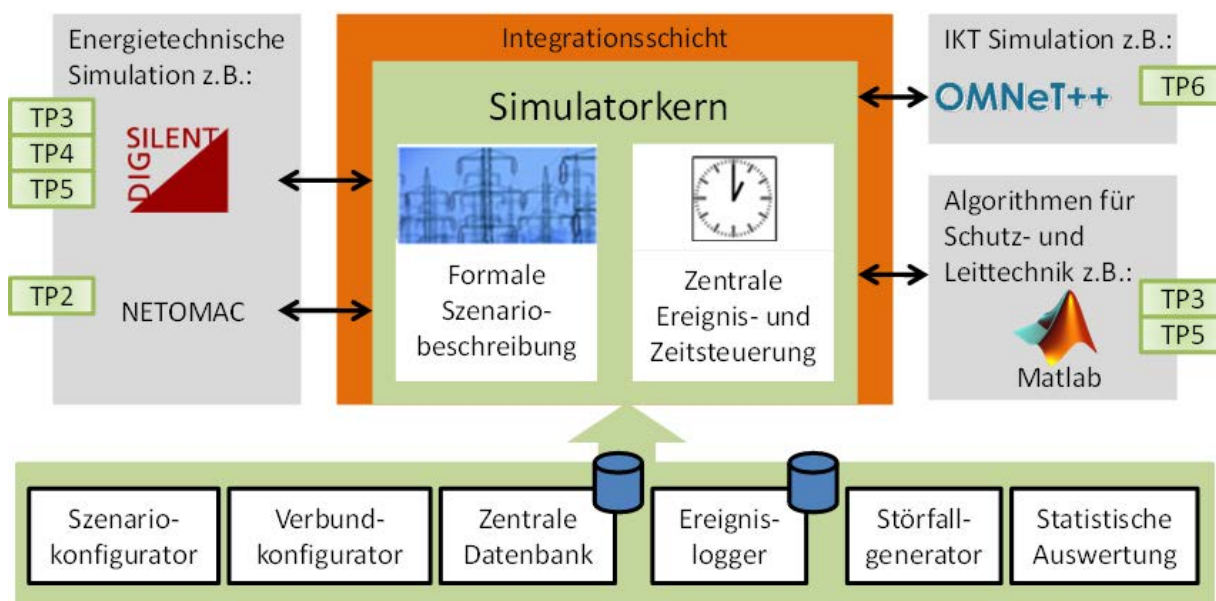
Verfahren, die die sichere Erkennung kritischer Systemzustände und Stabilitätseigenschaften ermöglichen.

Fehlertolerante und echtzeitfähige Ausführungsplattformen und Kommunikationsnetze

Künftige Energienetze werden verstärkt durch Softwarekomponenten überwacht und gesteuert. Unter Einbeziehung von Virtualisierung und flexiblen Verfahren der Kommunikationstechnik wird eine neue Plattform für energietechnische Softwarekomponenten entwickelt.

Mitglieder der Forschergruppe

- Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ET/IT)
- Lehrstuhl für Kommunikationsnetze (ET/IT)
- Lehrstuhl für Elektrische Antriebe und Mechatronik (ET/IT)
- Lehrstuhl für Betriebssysteme und Rechnerarchitektur (Informatik)
- Arbeitsgebiet Datentechnik (ET/IT)
- Lehrstuhl für Computergestützte Statistik (Statistik)
- Lehrstuhl für Datenanalyse und Statistische Algorithmen (Statistik)
- Arbeitsgruppe Entwurfsautomatisierung für Eingebettete Systeme (Informatik)
- Arbeitsgruppe Eingebettete Systemsoftware (Informatik)



Aufbau des Hybridsimulators für Schutz- und Leitsysteme

Berücksichtigung von Korrelationen in der probabilistischen Lastflussrechnung

Consideration of Correlations in the Probabilistic Load Flow Calculation

Johannes Schwippe

Bisher werden in der Netzplanung Extremszenarien genutzt, was mit hohen Investitionskosten für Betriebsmittel verbunden ist, die vielleicht nur wenige Stunden im Jahr erforderlich wären. Das stochastische Verhalten von Lasten und Einspeisern bleibt hierbei weitestgehend unberücksichtigt. Bei der probabilistischen Lastflussberechnung werden die Eigenschaften der Einspeiser und Lasten über Wahrscheinlichkeitsverteilungen möglicher Zustände beschrieben und diese auf die Systemgrößen abgebildet.

Present network expansion planning is based on extreme scenarios, which lead to high investment costs for equipment only being utilized for a few hours each year. The stochastic behaviour of loads, renewable energies and power plants is not considered. The behaviour of loads and power plants can be described by probability distribution functions which are mapped to the state variables of the energy system by the probabilistic load flow calculation.

Der Planungshorizont von Energieversorgungssystemen beträgt aufgrund der langen Lebensdauer der Betriebsmittel mehrere Jahrzehnte. Um die Versorgungssicherheit sicherzustellen werden diese üblicherweise für Extremfälle, die eine technisch hohe Belastung repräsentieren, dimensioniert. Dieser Planungsgrundsatz stellt bei geeignet gewählten Extremszenarien ein hohes Maß an Versorgungszuverlässigkeit sicher, hat aber auch hohe Investitionskosten zur Folge. Eine Aussage über die Dauer und Häufigkeit von Grenzwertverletzungen ist hiermit nicht möglich. Die technischen und ökonomischen Randbedingungen haben sich in den letzten Jahren stark verändert. Die Auswirkungen äußern sich hierbei in einer zeitweisen Umkehrung der Leistungsflüsse bis zu der starken Zunahme von Leistungstransfers. Diese Einflussfaktoren müssen in der Planung und somit auch bei der Bestimmung der Extremszenarien berücksichtigt werden, so dass die Erstellung der Szenarien zunehmend komplexer wird. Des Weiteren zeigen viele dieser Faktoren ein stochastisches Verhalten, welches sich auch in den Belastungen des Netzes widerspiegelt.

Die probabilistische Lastflussrechnung bildet das stochastische Verhalten der Netznutzer auf die Systemgrößen ab. Dadurch müssen nicht, wie bisher Extremszenarien erstellt, sondern die stochastischen Eigenschaften der Einflussgrößen, welche gut aus Daten der Vergangenheit abzuleiten sind, genutzt werden. Die zusätzlichen Informationen, wie die Häufigkeit von Grenzwertverletzungen, ermöglichen eine detaillierte Beurteilung der Netzsituation und die

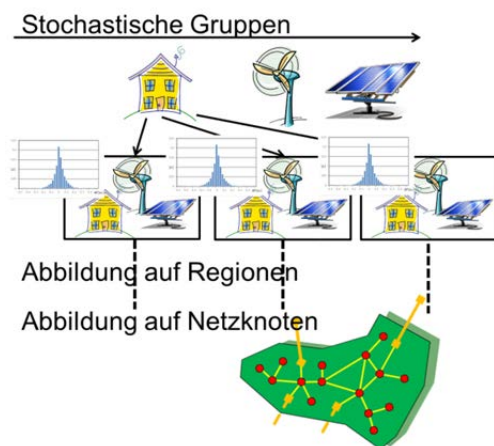
Durchführung einer an die jeweilige Situation angepassten Maßnahme. Hierbei kommen nicht nur der klassische Netzausbau sondern auch betriebliche Maßnahmen wie ein Kraftwerksre-dispatch oder die Abregelung von Spitzen aus erneuerbaren Energien in Frage. Die entstehenden Kosten möglicher Alternativen können durch Kenntnis der Häufigkeit der zu erwartenden zukünftigen Belastungen bestimmt werden und somit kann die wirtschaftlichste Alternative gewählt werden. Der Netzausbau erfolgt infolgedessen bedarfsgerecht und feinstufig.

Wirk- und Blindleistungseinspeisungen werden bei der probabilistischen Lastflussrechnung durch zweidimensionale Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktionen (WDV) abgebildet. Im Zentrum des entwickelten faltungsbasierten Verfahrens (erweiterte Faltung) steht die betriebszustandsunabhängige lineare Abbildung zwischen komplexwertigen Knotenströmen und komplexwertigen Leitungsströmen. Diese besteht aus der Leitungsadmittanzmatrix, welche die Knotenspannungen auf die Leitungsströme abbildet, sowie der Knotenadmittanzmatrix, die die Knotenspannungen auf die Knotenströme abbildet. Der Leitungsstrom wird durch die Spannungsdifferenz der jeweiligen Knotenspannungen und die Größe des Leitungslängselementes bestimmt. Für eine direkte Abbildung der Knotenströme auf die Leitungsströme ist eine Invertierung der Knotenadmittanzmatrix notwendig. Bei einer Vernachlässigung der Leitungsquerelemente ist die Knotenadmittanzmatrix singular. Eine Invertierung ist daher nur mit der Pseudoinversen möglich. Eingangsgößen für die Lastflussrechnung

sind üblicherweise Knotenleistungen, so dass die Kenntnis des Spannungsbetrages und -winkels für eine Umrechnung in Knotenströme notwendig ist. Eine Näherungslösung wird auf Basis des DC-Lastflusses sowohl für Spannungswinkel als auch -betrag bestimmt. Die genutzte zusätzliche Matrix ist ebenfalls ausschließlich von der Netztopologie abhängig.

Vereinfacht lässt sich das Vorgehen mit der Annahme konstanter Spannungswinkel erläutern. Die WDV der Knotenleistungen werden im ersten Schritt um die Spannungswinkel gedreht und gegebenenfalls um den Spannungsbetrag gestaucht. Im zweiten Schritt werden die Knotenströme über eine Matrix in den Raum der Leitungsströme abgebildet und repräsentieren dort zunächst ihren Anteil am Leitungsstrom. Die einzelnen WDV des anteiligen Leitungsstromes werden über die klassische Faltungsfunktion zu der resultierenden WDV des Leitungsstromes zusammengefasst.

Vor allem für mittel- und langfristige Zeiträume weisen Verbraucher- bzw. Einspeisergruppen (z. B. Windenergieanlagen) ein ähnliches Verhalten und somit Korrelationen untereinander auf. Dies betrifft allerdings nur die Höhe der Wirkleistungseinspeisung. Die Höhe der Blindleistungseinspeisung ist hingegen stark von den lokalen Verhältnissen und dem Betriebszustand des Netzes abhängig.



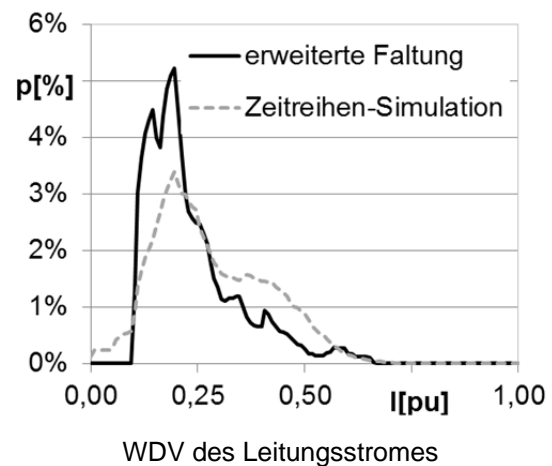
Model zur Abbildung von Korrelationen

Eine Möglichkeit zur Beschreibung der Korrelationen sind globale WDV, welche die Charakteristik von gleichartigen Verbrauchern oder Einspeisern widerspiegeln. Hierzu zählen unter anderem

Haushaltslasten sowie Wind- und Solareinspeisungen. Abweichungen einzelner Regionen von den globalen WDV können wiederum mit WDV, diesmal der Abweichungen, beschrieben werden. Bei einer kaskadenartigen Weiterführung werden die Abweichungen kleinerer Regionen auch wieder mit WDV beschrieben, bis die Ebene der Netzknoten erreicht wird.

Die WDV der Knotenwirkleistung setzt sich somit aus einem Anteil aus globalen WDV, der an diesem Knoten verfügbaren Gruppen, sowie den Anteilen, die die Abweichungen zu diesen beschreiben, zusammen. Die Abweichungen von der globalen Einspeiseleistung haben einen lokalen Bezug und sind deshalb für jede Region explizit zu bestimmen.

Die Genauigkeitsanalyse erfolgt exemplarisch an einem vierknotigen Testnetz. Die globalen und regionalen WDV für Wind und Last gehen aus einer Zeitreihenanalyse der vier deutschen Netzbetreiber hervor. Exemplarisch wird die WDV einer ausgewählten Leitung für das neuartige Verfahren als auch die einer Zeitreihensimulation ausgewertet (siehe Bild). Aufgrund der hohen Übereinstimmung der Funktionen ist erkennbar, dass das neuartige Verfahren eine hohe Genauigkeit im Vergleich zur Zeitreihensimulation aufweist.



Eine Modellierung der Abhängigkeiten auf diese Weise scheint somit vielversprechend zu sein. Allerdings sind weitergehende Analysen durchzuführen. Bei der Abbildung von Abhängigkeiten zwischen PV und Last sind zukünftig zusätzliche Abhängigkeiten aufgrund der Synchronisierung durch die Tageszeit zu berücksichtigen.

Analyse der Verteilnetzbelastung durch Simulation in einem Multiagentensystem

Analysis of the Loading of a Distribution Network with a Multi-Agent-Based Simulation

André Seack, Jan Kays

Die Änderung gesetzlicher Rahmenbedingungen und die zunehmende dezentrale Energieerzeugung erfordern einen neuen Ansatz im Planungs- und Ausbauprozess der elektrischen Verteilnetze, der die Auftrittswahrscheinlichkeiten von Belastungssituationen berücksichtigt. Ein möglicher Ansatz, die komplexen Interdependenzen zwischen den Netzteilnehmern darzustellen, bietet die agentenbasierte Modellierung, durch die das gesamte Optimierungsproblem in Teilprobleme zerlegt werden kann. Sie verspricht eine detaillierte und realitätsnahe Belastungssimulation der Energieversorgungssysteme.

Changes in the legal framework and the increasing decentralized feed-in require a new practice in the planning process for the electric distribution networks that respects the probabilities of network states. One possible approach is multi-agent-based modelling, taking into account the complex interdependencies of network participants. Therein, the whole optimization problem is degraded into sub problems. This way of modelling promises a detailed and realistic simulation of loadings in the power systems.

Die heutige Verteilnetzplanung basiert bei der Berechnung der Belastung der Netzelemente auf Kombinationen von Minima und Maxima der Verbraucher und regenerativen Einspeiser. Informationen über die Auftrittswahrscheinlichkeiten dieser Szenarien werden bei der Planung jedoch nicht berücksichtigt. Somit besteht das Risiko einer Überdimensionierung der überarbeiteten Netzbereiche und damit einhergehend höheren Kosten.

Für eine realitätsnahe Modellierung der Betriebsmittelbelastungen müssen die Zusammenhänge zwischen den Netzteilnehmern bekannt sein. Diese können, insbesondere unter Berücksichtigung von zukünftigen Interaktionen, wie intelligentes Management von Lasten, sehr komplex sein und nicht ohne weiteres für ein Gesamtsystem formuliert werden. Einen Lösungsansatz verspricht hier ein Multiagentensystem, das den betrachteten Netzabschnitt inklusive aller Teilnehmer nachbilden kann. Durch einen agentenbasierten Ansatz können komplexe Interdependenzen in Teilprobleme aufgeteilt werden, die einzeln mit speziellen Agenten gelöst werden können. Anhand eines kleinen Ausschnitts eines Mittel- oder Niederspannungsnetzes werden die erforderlichen Agenten definiert, die einen Einfluss auf den Netzbetrieb besitzen. Dabei ist eine genaue Analyse der Ein- und Ausgangsgrößen des jeweiligen Agentenmodells erforderlich.

Agenten sind kleine Software- oder Hardwareeinheiten, die autonom nach eigenen Zielvorstellungen agieren. Ein Agent reagiert auf für

ihn relevante Größen, die er intern nach einer vorgegebenen Logik verarbeitet. Die Verarbeitung kann reaktiv gehalten werden oder durch Implementierung verschiedener Ausprägungen von Intelligenz rationale Entscheidungen sowie Verhandlungen mit anderen Systemteilnehmern beinhalten. Durch sein Handeln kann ein Agent seine Umwelt, derer er sich bewusst ist, beeinflussen. Aus der über Sensoren wahrgenommenen Umgebung werden unter Kenntnis des eigenen Zustandes und einem hinterlegten Abbild der Umgebung ein Weltzustand sowie die Auswirkung einer Handlung ermittelt. Unter Berücksichtigung der eigenen Ziele werden darauf basierend die nächsten Aktionen initiiert und der Umgebung mitgeteilt.

Eine Gruppe von mindestens zwei interagierenden, kommunikationsfähigen Agenten wird als Multiagentensystem bezeichnet. Die individuellen Ziele der Agenten innerhalb eines Multiagentensystems können durchaus kontrovers sein. Eine Lösung muss daher nicht nur im Konfliktfall zwischen den Agenten ausgehandelt werden. Insbesondere diese Verhandlungsfähigkeit hebt Multiagentensysteme von anderen Ansätzen künstlicher Intelligenz ab.

Der Aufbau von Multiagentensystemen erlaubt, sich verändernde Verteilnetzstrukturen zu modellieren und die gegenseitigen Einflüsse der Netzteilnehmer zu beschreiben. Die modulare Darstellung der Akteure, wie intelligente Lasten oder regenerative Einspeiser, ermöglicht die Generierung von realitätsnahen Belastungszeitreihen, da die Agenten auf sämtliche beeinflussende Ein-

gangsgrößen reagieren können und in Abhängigkeit dieser ihr Handeln festlegen.

In einem ersten Schritt werden die relevanten Akteure in Verteilnetzen identifiziert, gruppiert und als Agenten in einem Multiagentensystem dargestellt (s. Abbildung).

Die Wirkleistungsbereitstellungen und –bezüge von Netzteilnehmern der unterlagerten Niederspannungsebene werden an den Ortsnetzstationen aggregiert. Dies betrifft vor allem Haushaltslasten und Einspeisungen durch Photovoltaikanlagen. Dabei wird jeder Netzteilnehmer im System durch einen eigenständigen Agenten repräsentiert. Neben den direkt im Netz sichtbaren Verbrauchern und Erzeugern sind Agenten zur Definition von Rahmenbedingungen notwendig. Beispielsweise ist der Preis für den Bezug von elektrischer Energie besonders für Demand-Side-Management und das Verhalten der elektrischen Lasten eine wichtige Eingangsgröße. Er wird daher basierend auf den Gestehungskosten und der Leistungsnachfrage vom Marktagenten berechnet und den anderen Agenten zur Verfügung gestellt.

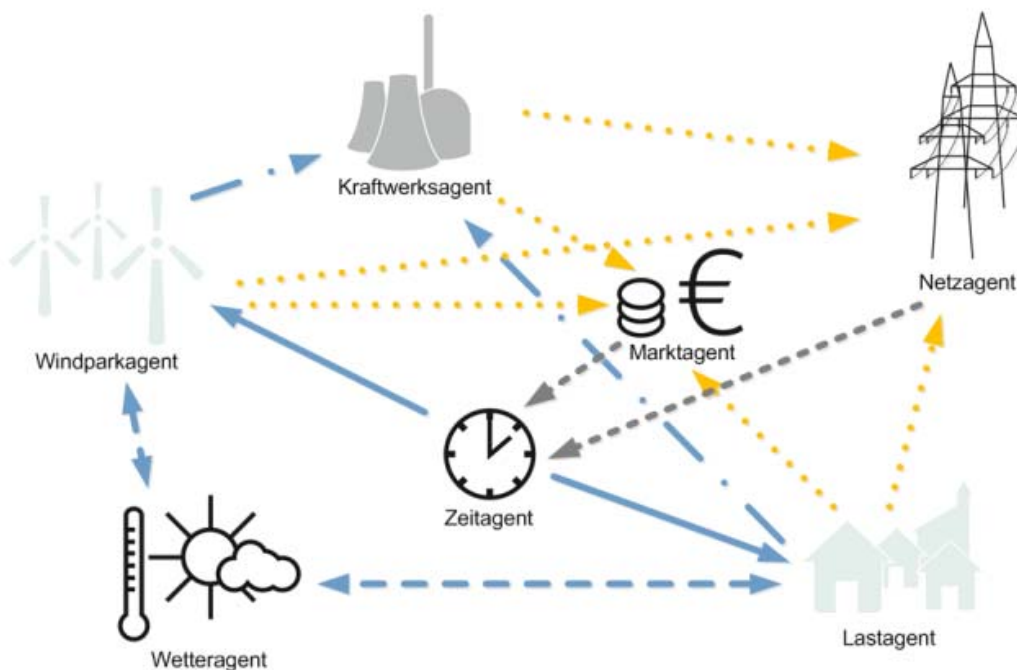
Die wichtigsten Eingangsgrößen der regenerativen, volatilen Erzeuger sind die Wetterprognosen des Wetteragenten. Dieser stellt für jeden simulierten Zeitschritt einen Datensatz mit den relevanten Informationen wie Temperatur, Windgeschwindigkeit oder Globalstrahlung bereit.

Bei der Erstellung der Belastungszeitreihen kann ein beliebiges Zeitraster gewählt werden. Um eine erfolgreiche Verhandlung zwischen den Agenten und der Konvergenz wichtiger Größen sicherzustellen, teilt der Zeitagent den anderen Agenten der Simulation mit, dass ein neuer Zeitschritt begonnen hat.

Die agentenbasierte Belastungsanalyse von Verteilnetzen kann die Abhängigkeiten zwischen den Verteilnetzteilnehmern erfassen und beschreiben. Interdependente Vorgänge können in der Simulation realitätsnah modelliert werden. Das Multiagentensystem ist dabei beliebig um weitere Akteure erweiterbar. Beispielsweise können Elektrofahrzeuge und Speicher in die Simulation integriert werden, um verschiedene Verhaltensstrategien für diese Netzteilnehmer zu berücksichtigen und zu bewerten.

Das Ergebnis der verteilten Simulation sind Zeitreihen des Netzteilnehmerverhaltens, mit denen Aussagen über die Belastung einzelner Netzbetriebsmittel abgeleitet werden können.

Daraus bietet sich im Gegensatz zu konventionellen Planungsverfahren die Möglichkeit, Auftrittswahrscheinlichkeiten von Belastungssituationen zu bestimmen und Netzaus- und Neubauplanungen so effizient zu gestalten, wie es die rechtlichen Rahmenbedingungen vorschreiben.



Repräsentation relevanter Akteure in Verteilnetzen durch Agenten eines Multiagentensystems

Dezentrale Multiagentensysteme für die Verteilnetzsteuerung

Decentralized Multi-Agent Systems for Distribution Network Control

Anton Shapovalov, Sebastian Stepanescu

Der zunehmende Einsatz von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA), insbesondere in ländlichen Gebieten mit niedriger Lastdichte, wird schon in naher Zukunft einen Betrieb des Verteilnetzes an den Belastungsgrenzen erfordern. Neben dem traditionell eingesetzten Netzausbau verspricht eine intelligente agentenbasierte Lösung die Rückspeisung in übergeordnete Netzebenen zu fördern und vorhandene Betriebsmittel besser auszunutzen. Entwicklung geeigneter Multiagentensysteme ist Teil des Projektes Grid4EU. Unter dem Einsatz der Sekundärtechnik in Verteilnetzen werden Algorithmen zur Topologierekonfiguration konzipiert, so dass die Belastung im Netz gleichmäßiger verteilt werden kann und die Stabilität des Netzes gewahrt wird.

Increasing deployment of decentralized energy generators (DEG), especially in rural areas with low load density, will soon push the stability and operation of distribution networks to their limits. Beside conventional grid extension there is an intelligent agent-based solution which could manage the reverted power flows and improves the utilization of existing assets. Adequate multi-agent systems are developed as part of the project Grid4EU. This project will create a network reconfiguration algorithm which uses the network automation, provides a homogenous loading distribution and maintains the stability of the grid.

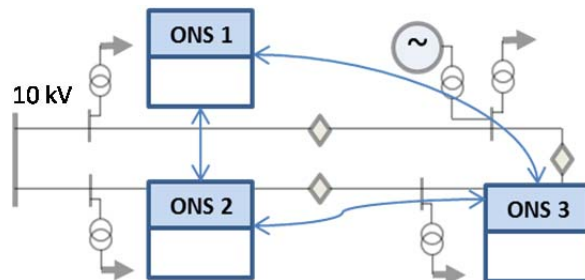
The project Grid4EU consists of six demonstration projects. The part of ie³ is being executed in cooperation with RWE Deutschland AG and ABB.

In the near future, the increasing by DEG could cause overload and voltage stability problems. According to some forecasts for the DEG development, in less than twenty years the amount of generation could rise to the triple of the current load. For some regions such a scenario would lead to bottlenecks and line overloads.

A modern technical solution is the combination of the conventional automation approaches, such as monitoring and control, and the so called agent-based technology which combines intelligence and communication. An agent is an autonomous unit which is capable of observing his environment and making decisions. Neighboring agents share their information and cooperate with each other in order to act secure and reasonable.

The main issue of the project is to provide a well-balanced distribution of generation among the substations by active network topology reconfiguration. On the one hand an optimal exploitation of assets can be achieved and on the other hand the reliability can be improved through switching. The proposed system consists of identical agents which are placed at some strategically important middle voltage/low voltage stations ('ONS' in figure below). All of the agents are able

to measure their local state variables and to switch. They also communicate with each other in order to share information. At some particular points of time switching has to be done. The switching decision is the result of a cooperative negotiation process.



Principle system of Agent Based Communication in a distribution grid

A central supervisory instance called control center is responsible for the integration of the multi-agent system in the SCADA system. The control center is continuously registering all activities in the system. It is able to deactivate parts or the whole system in cases of field works or other human interventions. The proposed automation system is a modern approach for a more efficient and reliable network operation.

Europäische Markt- und Netzsimulation für dynamische Untersuchungen

European Market and Network Simulation Model for Dynamic Analysis

André Seack, Theresa Noll, Johannes Schwippe, Ulf Häger

Im Rahmen des ICOEUR Projektes wurde das am Institut vorhandene Netz- und Marktmodell auf den gesamten europäischen und russischen Netzbereich erweitert und um die dynamische Modellierung der Netzteilnehmer ergänzt. Das auf öffentlichen Quellen basierende Modell berücksichtigt dabei für die Übertragungsnetze der ENTSO-E und IPS/UPS Regionen das dynamische Verhalten konventioneller Einspeiser und unterscheidet bei der Parametrierung nach eingesetztem Primärenergieträger.

In line with the ICOEUR project the combined European market and network simulation model available at the institute has been extended by the Russian transmission system and the dynamic modeling of network participants has been added. The model is based on publicly available data and takes the dynamic behavior of conventional in-feed of the transmission systems of ENTSO-E and IPS/UPS into account.

Dieses Forschungsvorhaben wird vom 7. Forschungsrahmenprogramm der EU gefördert.

Das Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³) hat im Rahmen der Arbeit im Projekt ICOEUR das bereits bestehende statische, gekoppelte, Markt- und Netzmodell um die Möglichkeit dynamischer Untersuchungen erweitert. Der Vorteil dieses gekoppelten Modells ist die gleichzeitige Betrachtung der technischen und wirtschaftlichen Aspekte bezüglich des Kraftwerkseinsatzes, der kommerziellen Leistungstransite zwischen Ländern oder Netzregionen sowie der technischen Begrenzungen des Übertragungsnetzes. Das Modell ist modular aus Marktmodell, statischem und dynamischen Modell aufgebaut.

Im ersten Modul werden die Strommärkte der betrachteten Länder oder Regionen separat und ohne Berücksichtigung des Netzes simuliert. Dieses Modul bestimmt auf Basis fundamentaler Eingangsdaten, wie der zu deckenden Last und dem verfügbaren Kraftwerkspark, den stündlichen Kraftwerkseinsatz der Regionen und den resultierenden Großhandelspreis. Diese Simulation wird üblicherweise für ein Jahr mit 8760 Stundenschritten durchgeführt. Eine Datenbank der verfügbaren Kraftwerke für die zu betrachtenden Länder repräsentiert die Angebotsseite des Marktmodells. Die am ie³ eingesetzte Datenbank basiert auf öffentlichen Quellen, wird stetig gepflegt und um bekannte Neubauten und Abschaltungen ergänzt.

Mithilfe der berechneten Einspeise- und Lastdaten wird im zweiten Modul (statisches Netzmodell) eine vollständige Lastflussrechnung durchgeführt, um die Eigenschaften und Restriktionen des Übertragungsnetzes zu berücksichtigen. Das ie³ hat zu diesem Zweck ein aggregiertes Modell

des Übertragungsnetzes entwickelt, welches ebenfalls ausschließlich auf öffentlich zugänglichen Quellen beruht. Das Netzmodell umfasst das vollständige Gebiet der europäischen und russischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E / IPS-UPS). Das Netz ist auf 545 Knoten reduziert, wovon 170 auf das ENTSO-E Modell entfallen. Bei dem Aggregationsprozess wurden Einspeise- und Lastzentren, sowie Schwerpunkstationen als ein Netzknoten abgebildet (siehe Bild). Da aufgrund der Aggregation eine genaue Auflösung der Spannungsebene nicht möglich ist, wurden alle Netzknoten in der ENTSO-E Region vereinfachend mit $U_n = 380$ kV angenommen, die Impedanzen von Übertragungsleitungen anderer Spannungsebenen wurden auf diese Spannung umgerechnet und Transformatoren vernachlässigt. Eine Ausnahme bildet das russische Übertragungsnetz, das von unseren russischen Projektpartnern zur Verfügung gestellt wurde. Dieses berücksichtigt unterschiedliche Spannungsebenen.

Die Leitungsdimensionierung zwischen den aggregierten Netzknoten richtet sich nach der durchgängig verfügbaren Übertragungskapazität der zusammengefassten Trassen. Zusätzlich zum Ausbauzustand im Jahre 2010 sind bereits veröffentlichte Ausbauprojekte in das Modell integriert worden. Diese können mit dem Modell bewertet werden und als Orientierungspunkt für den Ausbau des realen Netzes dienen.

Für die Verteilung der elektrischen Last sowie der Einspeisung aus Photovoltaik- und Biomasse-Anlagen auf die Netzknoten werden auf Basis statistischer Daten prozentuale, regionale Verteilschlüssel gebildet. Basierend auf einer

kommerziellen Datenbank wird die installierte Leistung der Windenergie in Europa den Netzknoten zugeordnet. Unter der Annahme der Proportionalität zwischen der elektrischen Last und der Bevölkerungsdichte wird die Last mit landkreis- oder regionenscharfen Bevölkerungszahlen auf die Netzknoten aufgeteilt.

Auf Basis der Residuallast, berechnet aus der Einspeisung der regenerativen Erzeuger und der Last, sowie dem konventionellen Kraftwerkeinsatz, wird im dritten Modul für ein Zeitintervall ein dynamisches Modell erstellt. Die Lasten werden als konstante Impedanz angenommen, konventionelle Kraftwerke in Abhängigkeit des Kraftwerkeinsatzes des Marktmodells betrieben. Sind keine detaillierten Informationen über die Blockkonfiguration am Kraftwerkstandort vorhanden, erzeugt das Modell mehrere Blöcke einer, für den Primärenergieträger typischen Konfiguration. In diesem Modul gehören zu jedem Kraftwerksblock die dynamischen Modelle des Synchron-

generators und des Maschinentransformators sowie die Kraftwerksreglermodelle. Die Frequenzregler wurden in Abhängigkeit des Primärenergieträgers modelliert, um konstruktionsbedingte Unterschiede der Kraftwerkstypen zu berücksichtigen. Für die Spannungsregler und PSS (Power System Stabilizer) wurde jeweils das gleiche Modell verwendet, jedoch nach Primärenergieträger unterschiedlich parametrisiert. Da bei den übrigen, meist regenerativen Einspeisern, eine Netzanbindung über Umrichtertechnik üblich ist, werden sie im Modell als statischer Generator berücksichtigt.

Zukünftig wird dieses Modell unter anderem angewendet zur Untersuchung der Stabilität im Verbundnetz unter Variation der Regelstrategien von regenerativen Einspeisern. Weiterhin ermöglicht und unterstützt das Modell die Entwicklung von Koordinierungsverfahren für Leistungsflussregler, Hochspannungsgleichstromübertragungen oder Weitbereichsschutzsystemen.



Geographische Repräsentation des aggregierten Netzmodells der kontinentalen ENTSO-E Region
Kartengrundlage: © Lutum+Tappert

4.2 Mess- und Automatisierungssysteme

Standardgeräte aus der Industrieautomatisierung verbessern den Netzschutz

Off-the-Shelf Industrial Automation Devices Improve Power System Protection

Michael Kleemann

Eine einfach einzusetzende und flexible Netzschutztechnik würde den Ausbau der dezentralen Einspeisung unterstützen. Dieses Ziel kann mit einer neuartigen Gerätetechnik erreicht werden, die auf offenen Lösungen aus der Industrieautomatisierung basiert.

Power system protection should become more affordable and flexible to support the development of dispersed generation. This objective can be achieved with a new equipment technology that uses off-the-shelf industrial automation devices.

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

Die Zunahme der Dezentralen Einspeisung stellt insbesondere die Schutztechnik vor neue Herausforderungen. So werden sowohl auf der Seite der Eigenerzeugungsanlage als auch in den Schaltanlagen Schutzfunktionen eingebracht, die in Richtlinien festgelegt werden.

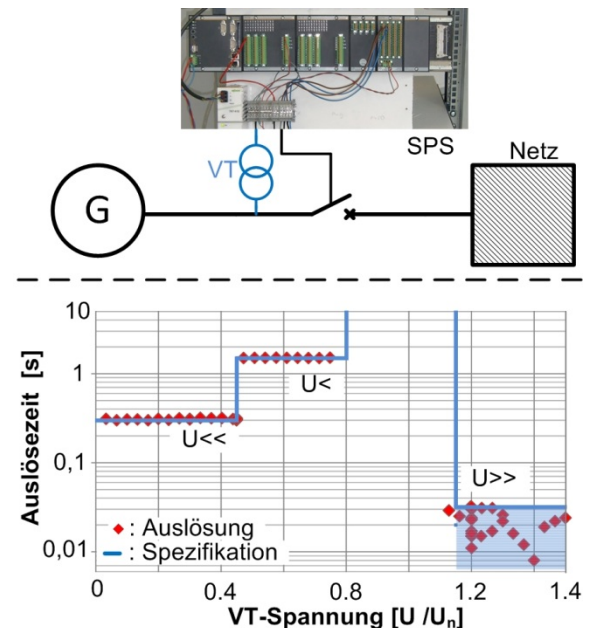
Aktuell werden diese Richtlinien mit digitalen Schutzgeräten umgesetzt. Diese Schutzgeräte haben sich in Schaltanlagen und Kraftwerken bewährt: Sie ermöglichen einen zuverlässigen, selektiven und schnellen Netzschutz. Allerdings sind sie erstens recht teuer, da sie als spezielle Geräte für einen Nischenmarkt entwickelt werden. Zweitens können sie nur unter hohem Aufwand an sich ändernde Anforderungen angepasst werden.

Ein Netzschutz mit Standardgeräten aus der Industrieautomatisierung kann diese Nachteile überwinden. Diese Geräte sind für unterschiedliche Anwendungen konzipiert: Beispielsweise koordinieren sie Produktionsanlagen und steuern Windkraftanlagen. Deshalb sind sie nicht nur flexibel programmierbar, sondern können auch mit modularen (Kommunikations-) Schnittstellen an die jeweilige Anwendung angepasst werden. Folglich ermöglichen sie aufwandsarme Netzschutzfunktionen, die auch an zukünftige Anforderungen optimal angepasst werden können. Zudem verfügen Eigenerzeugungsanlagen häufig bereits über ein leistungsfähiges Automatisierungssystem. Dieses kann um die entsprechenden Netzschutzfunktionen erweitert werden, ohne spezielle Schutzgeräte einbringen zu müssen.

Doch können Lösungen aus der Industrieautomatisierung den Anforderungen an den Netzschutz gerecht werden? Diese Frage beantwortet ein Prototyp, der Netzschutzfunktionen auf

einer Speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS), einem typischem Automatisierungsgerät, implementiert.

Mit Hilfe eines Schutzrelaisprüfsystems wird exemplarisch sein dreistufiger Spannungsschutz ($U_{<<}/U_{<}/U_{>>}$) gegen die BDEW-Richtlinie Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz validiert (siehe Bild). Die Ergebnisse belegen, dass der SPS-basierte Netzschutz ausreichend genau und schnell arbeitet. Er kann minimalen Auslösezeiten von 30 ms garantieren, was dem Stand der Technik entspricht.



SPS-basierter Netzschutz: Schematisch (oben) und Validierung (unten)

Dieser Prototyp wird derzeit um Schutzfunktionen erweitert und an einem Echtzeitsimulator mit realistischen Netzmodellen erprobt. Darüber hinausgehend wird ein zentralisiertes Schutz- und Leittechniksystem für eine Schaltanlage mit dieser neuartigen Gerätetechnik entwickelt.

Praktische Realisierung von Back-up Schutzfunktion basierend auf der Information des Widerstands an der Fehlerstelle

Practical Implementation of a Fault Resistance Information based Back-up Protection Function

Amr El-Hadidy

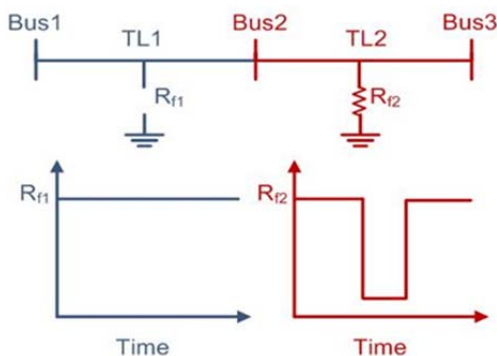
In dieser Arbeit wird eine neue Back-up Schutzfunktion implementiert. Es werden Phasor Measurement Units (PMUs) an beiden Enden einer Leitung angeschlossen, um ein neues Fehlererkennungskriterium zu erhalten. Das neue Kriterium dient dazu, entweder das Relais im Betrieb zu blockieren (z. B. bei Leistungsschwingungen) oder den Auslösebefehl zu erteilen, wenn der konventionelle Schutz den Fehler, z. B. HIF(High Impedance Fault), nicht erkennen kann. Der Betrieb des Schutzes zeigt sich dann zuverlässiger und sicherer.

This research work presents the practical implementation of a new Back-up protection function. The implementation uses Phasor Measurement Units (PMUs) at both ends of a transmission line available at the laboratory of the institute to extract a new fault detection criterion. The new criterion is used to decide either to block the relay operation (e.g. during power swing) or to issue the trip command if the protection system fails to detect the fault (i.e. due to High Impedance Faults - HIF). Based on the function, operation of the relay is kept dependable and secure.

Cascaded tripping of power lines due to mal-operation of distance relays was one of the main causes of many previous blackouts worldwide. Some of the reasons of the mal/mis-operation of relays are:

1. Encroachment of load into zone 3 characteristics during stressed system operation, power swings and voltage instability were of the basic factors for the relays to lose security and degrade the system state.
2. The existence of fault resistances during normal faults and during High Impedance Faults (HIF) like tree faults. HIF can affect power swing blocking of distance relays and it is characterized by being difficult to detect by all protection types.

The idea behind the proposed back-up function is to base the tripping decision of the relay on the value of the fault resistance as shown in the following figure.

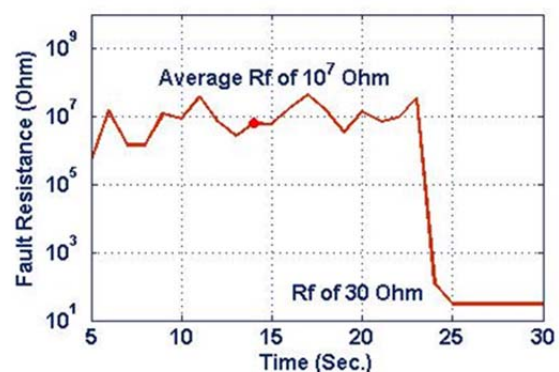


Fault Resistance in Case of Non-Fault and Fault Conditions

In case of no fault and also in conditions like power swing, it is possible to assume that the calculated fault resistance (R_f) would have a value of infinity or practically a very high value. In case of a fault R_f would decrease tremendously and in this case it is equivalent to the fault path resistance.

This hypothesis has been simulated successfully. It is important to experiment this hypothesis also practically in order to assure the simulations done. For this purpose, a laboratory available test system at the institute has been used.

The calculated fault resistance from the actual measurements is shown in the following figure. The results show the possibility to implement this back-up function successfully.



Measured R_f at laboratory

By using the positive sequence components of voltage and currents at the line it is possible to alleviate the effect of mutual coupling between parallel lines. The function is still being enhanced to detect any value of fault resistances.

Zeitsynchronisierte Zeigermessung mit Mikrokontroller

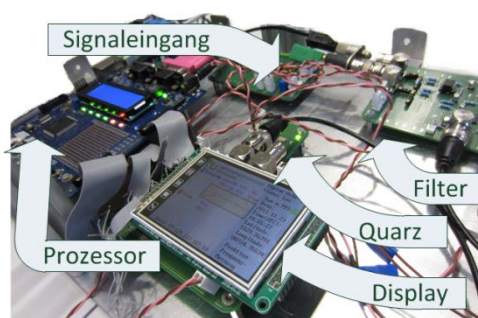
Time-Synchronized Phasor Measurement with Microcontroller

Kay Görner

Eine zeitsynchronisierte Zeigermessung bietet viele Anwendungsmöglichkeiten, zum Beispiel können Topologie- Parameter geschätzt oder auch dynamische Vorgänge detektiert werden. Bislang wurden Zeitsynchronisierte Zeigermessgeräte speziell für Anwendungen im Transportnetz entwickelt. Die Anforderungen an diese Geräte verursachen aber sehr hohe Kosten. Für Messungen im Niederspannungsnetz genügen einfachere Geräte, welche auf aktuellen echtzeitfähigen Mikroprozessoren mit Parallelarchitektur basieren.

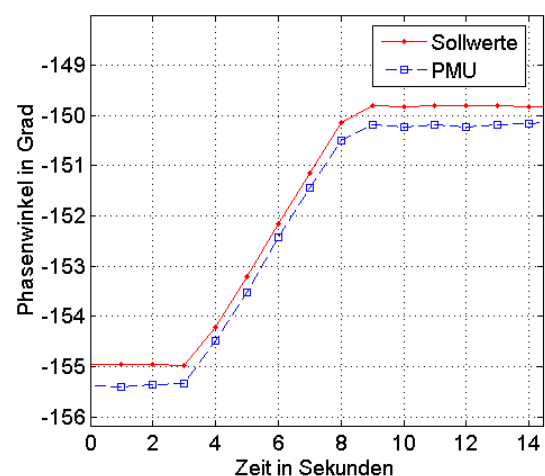
Time-Synchronized Phasor Measurement provides many applications, e.g. topology changes or dynamic events can be detected. In the past time synchronized measurement has been developed only for transmission networks. In subsequence the requirements cause high costs. However, for measurement in the Low Voltage networks low-cost devices, which contain microcontrollers basing on parallel architecture, are suitable.

Die Zeitsynchronisierte Zeigermessung mit „Phasor Measurement Units“ (PMU) dient in Transportnetzen für die dynamische Beobachtung von Leistungsflüssen. Vorteil gegenüber konventioneller Messtechnik ist, dass neben dem Effektivwert auch der Phasenwinkel bestimmt wird, die Datenrate bis zu 20 Millisekunden beträgt und alle Werte mit einem präzisen universalen Zeitwert (UTC: Unified Time Code) versehen sind. Voraussetzung für die zeitsynchrone Messung und Protokollierung ist ein globales Zeitsignal, welches durch Satellitensysteme (GPS, Galileo, GLONASS) bereitgestellt wird. Die Anwendung der zeitsynchronisierten Zeigermessung ermöglicht signifikante Verbesserungen von konventionellen Verfahren in der Leittechnik, zum Beispiel können eine Lineare State Estimation ausgeführt werden, Startwerte für eine Lastflussberechnung ermittelt oder auch Schwingungen im Netz detektiert werden. Darüber hinaus können spezielle Anwendungen für Mittel- und Niederspannungsnetze entwickelt; Parameter bestimmter Betriebsmittel und die Spannungsqualität online überwacht und Störungen oder Ausfall einzelner Betriebsmittel erfasst werden.



Entwicklungsumgebung für ein zeitsynchronisiertes Zeigermesssystem

In dem Bild ist der Aufbau einer Entwicklungsumgebung für ein Zeitsynchronisierte Zeigermesssystem dargestellt. Die Funktion beinhaltet die zweikanalige Signalverarbeitung, und die Kommunikation über Ethernet nach dem aktuellen IEEE-C37.118 Standard. Der Prozessor verarbeitet einzelne Prozesse parallel und wird durch einen präzisen Quarz getaktet sowie durch einen Impuls pro Sekunde von einem GPS-Empfänger synchronisiert. Im Diagramm ist der Messverlauf des Phasenwinkels dargestellt. Abgesehen von einem Offset, ist die Messung sehr genau, die durchschnittliche Abweichung liegt unter 0,5 Grad. Es können auch weitere Parameter gemessen werden, da für die Messung unter anderem auch die Fast-Fourier-Transformation verwendet wird. Insbesondere ist die Bestimmung der Spannungsqualität nach Standard IEC 61000-4-7 somit auch möglich.



Vergleich des gemessenen Phasenwinkels der PMU mit einem Sollwert

Algorithmen für die State Estimation

Algorithms for State Estimation

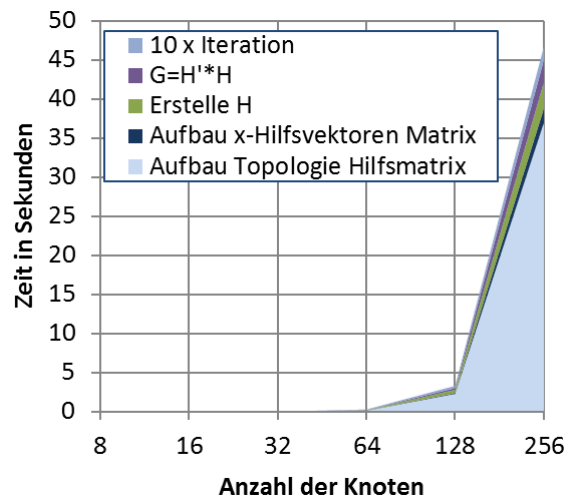
Kay Görner

Für eine dynamische Netzbetriebsführung werden für die State Estimation Algorithmen benötigt, die eine große Anzahl von Knoten berücksichtigen und schnell ausgeführt werden können. Es muss untersucht werden, ob eine klassische State Estimation diese Anforderungen erfüllen kann oder weitere Verfahren eingesetzt werden müssen. Hierfür wurden Algorithmen für die State Estimation in MATLAB implementiert und an Netzen mit verschiedener Knotenzahl erprobt.

Algorithms for State Estimation which handle a large amount of nodes but also provide short execution times are necessary to achieve a secure dynamic control of power systems. It must be determined whether a classical State Estimation is suitable for such requirements. Therefore algorithms for State Estimation have been implemented and tested on networks with different number of nodes.

Diese Arbeit entstand im Rahmen des Projektes ICOEUR, welches durch das FP7- Programm der EU gefördert wird.

Für die Auswertung von Messwerten existieren bewährte Schätzverfahren. Die Ausführungszeit der verwendeten Algorithmen ist abhängig von der Anzahl der Knoten im Netz und sollte so gering wie möglich sein. Es muss zunächst die Frage beantwortet werden, ob die gängigen Verfahren für heutige Netzkonfigurationen, zum Beispiel gekoppelte Netze und Szenarien mit dynamischen Vorgängen geeignet sind. Hierfür wurde eine **klassische State Estimation** in MATLAB implementiert und die Ausführungszeit in Abhängigkeit der Knotenanzahl gemessen. Im nebenstehenden Bild ist die Ausführungszeit einzelner Rechenschritte und Funktionen dargestellt. Aus dem Bild wird deutlich, dass die Ausführungszeit annähernd exponentiell ansteigt. Ein Großteil der Ausführungszeit wird für das Einlesen der Topologie benötigt. Zur Laufzeit könnte diese Funktion noch optimiert werden, wenn zum Beispiel nur einzelne Schaltungen auftreten und somit nur einzelne Einträge in den Matrizen geändert werden müssen. Eine höhere Anzahl von Knoten kann durch eine höhere Rechenleistung nicht angemessen ausgeglichen werden. Das heißt, dass ein Systemschutz mit einer Zeitkonstante im Sekundenbereich nur für Netze mit maximal 100 Knoten entworfen werden kann, solange eine klassische State Estimation eingesetzt wird. Verbesserungen in der Leittechnik oder von einzelnen Funktionen können die Leistungsfähigkeit verbessern. Eine Lösung für Netze mit mehreren tausend Knoten ist aber so nicht möglich. Als Alternative kann ein Netz in verschiedene Teilnetze aufgeteilt werden und für jedes Teilnetz wird dann eine State Estimation separat ausgeführt.



Ausführungszeit der klassischen State Estimation in Abhängigkeit der Knotenanzahl

Dieses Verfahren bezeichnet man als **verteilte State Estimation**. Für die Teilnetze können wieder klassische Algorithmen verwendet werden. Bei der *Aufteilung* der Netze muss die Beobachtbarkeit von Grenzknoten gegeben sein. Für die *Aggregation* der Ergebnisse müssen die Schätzwerte der Grenzknoten hinreichend genau sein. Dies kann erreicht werden, in dem weitere Messwerte an den Grenzknoten von präzisen Messgeräten bereitgestellt werden. Zeitsynchronisierte Zeigermessgeräte sind hierfür geeignet, da sie auch den Phasenwinkel messen. Außerdem kann dann der Knoten als Referenzknoten im Teilnetz betrachtet werden. Sofern bestimmte Ausführungszeiten eingehalten werden, kann eine verteilte State Estimation auch als **dynamische State Estimation** bezeichnet werden, da auch dynamische Vorgänge im Sekundenbereich erfasst werden können.

Systematischer Ansatz für die Analyse von Schwingungsmodi

Systematic Approach for Oscillation Mode Analysis

Dechang Yang

Mit Hilfe einer neuen Methode wird die Verbindung zwischen Messsignal und dem Systemmodell untersucht. Erster Schritt ist eine verbesserte Hilbert Huang Transformation (HHT), welche nichtlineare Signale in „Intrinsic Mode Functions“ (IMF) zerlegt und die Parameter einzelner Schwingungen bestimmt. In einem zweiten Schritt wird die relative Phasenverschiebung der einzelnen Modi berechnet, um die Beziehung zwischen den Modi zu ermitteln und einzelne IMFs mit gleichen Schwingungsparametern zu gruppieren.

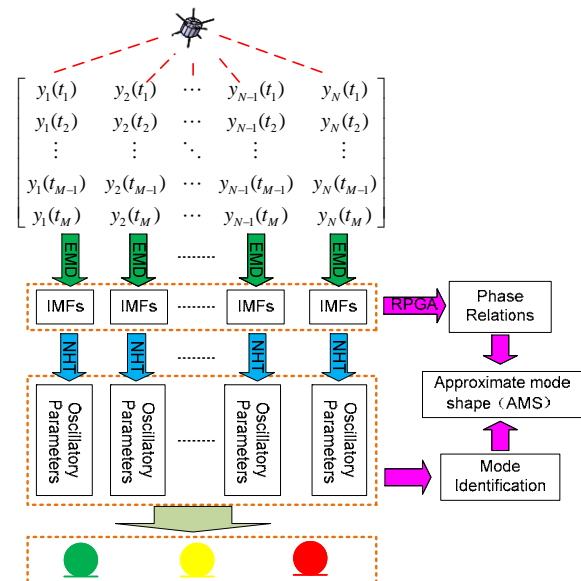
In order to link the system model and measured signal a novel method is proposed. This method contains two steps: one is the improved Hilbert Huang Transform (HHT) which is used to decompose the nonlinear signal into intrinsic mode functions (IMFs) and calculate the oscillatory parameters of the single oscillation mode; the other is relative phase calculation algorithm (RPGA) which is utilized to research the phase relationships among IMFs and group the IMFs to the same oscillation mode.

In the past decade, the construction of wide area measurement system (WAMS) provided the synchronized data from wide area to the data processing center online. The analysis methods based on the measured signals have been widely utilized to estimate the oscillatory parameters and the corresponding mode shapes of oscillation mode. Actually, all the existing approaches have their own characteristics and application fields. It is really difficult to appraise their performances. However, most of the methods cut off the relations between the oscillatory parameters of the single signal and mode shape based on the measurement matrix. As for the dominant oscillation mode, it contains two aspects: one is the oscillatory parameters which are direct indicator of the system stability, especially the damping; the other is the mode shape which provides the grouping information and control strategy.

According to the properties of the oscillation mode, the systematic method is introduced as following steps:

- The single signal in measurement matrix is decomposed into IMFs, respectively.
- The IMFs which stand for the LFO mode are normalized as AM and FM. AM is used to calculate the oscillatory amplitude and damping while FM is employed to determine the frequency;
- Identify the dominant oscillation mode based on the calculated oscillatory parameters;
- The phase relationships among the IMFs involved in the dominant oscillation mode are researched using hypothetical values;

- Approximate mode shape (AMS) is determined based on the oscillatory energy and relative phase relations.
- The node contribution factor and generators coherency are identified according to the oscillatory amplitude and AMS, respectively.



Procedure of nonlinear signal decomposition

Generally speaking, the oscillatory parameters are the indicator of the system stability. In the proposed systematic method, the instantaneous parameters, including the amplitude, frequency and damping, are calculated by NHT. And the phase relations of the generators (nodes) which involved in the same oscillation mode are determined based on RPGA. The systematic method provides a novel path to extract the oscillatory parameters and AMS of the oscillation mode using the synchronized wide area measured signals.

Dezentrale Koordination verteilter Energiespeicher unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen im Verteilnetz

Decentralized Coordination of Distributed Storage Devices with Regard to Operational Constraints

Sebastian Ruthe

Die steigende Durchdringung dezentral verteilter dargebotsabhängiger Energieumwandlungsanlagen prägt zunehmend den Energiefluss und die Energiebilanz im Verteilnetz. Im Rahmen zweier Forschungsprojekte wird am Institut ie³ in Kooperation mit der E.ON AG und der Fakultät für Informatik ein neuer dezentraler Koordinierungsansatz entwickelt, der die Koordination dezentral verteilter Energiespeicher unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen mit dem Ziel der Steigerung der Versorgungssicherheit durchführt.

The increasing penetration of decentralized distributed renewable energies leads to changes in the power flow and energy balance of the distribution grid. The Institute ie³ develops in cooperation with E.ON and the department of computer science a new decentralized control scheme which coordinates distributed storage devices with regard to local grid constraints in order to increase the overall system stability.

Diese Arbeit entstand im Rahmen des Projektes "Intelligent Systems for Energy Storages", welches im Rahmen der E.ON Research Initiative 2007 von der E.ON AG gefördert wird.

Heutige Verteilnetze sind zunehmend von dezentraler fluktuierender Energieeinspeisung geprägt. Dieser Trend wird sich in Zukunft im Hinblick auf den vermehrten Ausbau erneuerbarer Energien (PV-, Windanlagen) noch weiter verschärfen.

Die verteilte oft nur im begrenzten Maße prognostizierbare Energieeinspeisung kann zu einer lokalen Überlastung von Betriebsmitteln führen. Gleichzeitig lässt sich die Vielzahl dezentraler Verbraucher-/ Erzeugereinheiten nicht mehr mit dem herkömmlichen zentralen Ansatz des heutigen Energiemanagements verwalten.

Im Rahmen des bereits erwähnten Projektes wurde daher bewusst ein dezentraler Koordinierungsansatz gewählt, der die verteilten steuerbaren Verbraucher- / Erzeugereinheiten ausschließlich anhand von lokalen Informationen koordiniert.

Dezentral verteilte Speicher werden dazu genutzt die fluktuierende Einspeisung durch erneuerbare Energien zu verstetigen. Als Optimierungsparadigma für die lokale Koordination wird der Ausgleich der Energiebilanz möglichst auf den untersten Spannungsebenen verfolgt. Ist der Ausgleich auf der untersten Spannungsebene nicht möglich wird versucht, ein Ausgleich auf

der nächst höheren Spannungsebene herbeizuführen. Dieser Prozess wird sukzessive bis zum Netzübergangsknoten des Transportnetzes weitergeführt.

Der verteilte hochskalierbare Koordinierungsansatz ermöglicht neben der Optimierung der lokalen Energiebilanz auch die Erkennung und das Entgegenwirken von Betriebsmittelüberlastungen wie Spannungsbandverletzungen oder Leitungsüberlastungen. Innerhalb des Projektes wurde zu diesem Zweck ein neues Verfahren auf Basis hochdimensionaler Vektorräumen entwickelt, das die Bestimmung von Betriebsmittelüberlastungen sowie die notwendigen Korrekturmaßnahmen zu deren Aufhebung in Echtzeit ermöglicht.

Das Verfahren wurde im Rahmen eines Aufbaus am Prüffeld auf physikalischen Kraftwerks-, PV-, Windkraft-, Verbraucher- und Leitungsnachbildungen implementiert, getestet und validiert.

Die zukünftige Arbeit konzentriert sich auf die weitere Verbesserung der Optimierungsverfahren sowie die Integration des dezentralen Ansatzes in die bestehenden sowie zukünftigen Strukturen der Energiewirtschaft. Dabei wird vorrangig untersucht in wie weit sich die einzelnen Komponenten/ Akteure auf die heute bestehenden Marktrollen und Konzepte abbilden lassen.

Standardisiertes Smart Metering als Schlüsselfunktion für die Energieeffizienz von dezentralen Energieumwandlungsanlagen

Smart Metering as a Key Function for Energy Efficient Distributed Energy Resources

Willi Horenkamp, Alexander Worgull

Der Zuwachs von dezentralen Energieumwandlungsanlagen in Verteilungsnetzen stellt die Betriebsführung vor neue Herausforderungen um weiterhin einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Smart Metering Systeme bieten das Potential, um durch eine Steuerung von Anlagen einen Mehrwert zu erbringen. Im Rahmen dieser Forschungsarbeit wurden die benötigten Kommunikationskonzepte zur Realisierung eines Energiemanagements untersucht und innerhalb eines Feldtests umgesetzt.

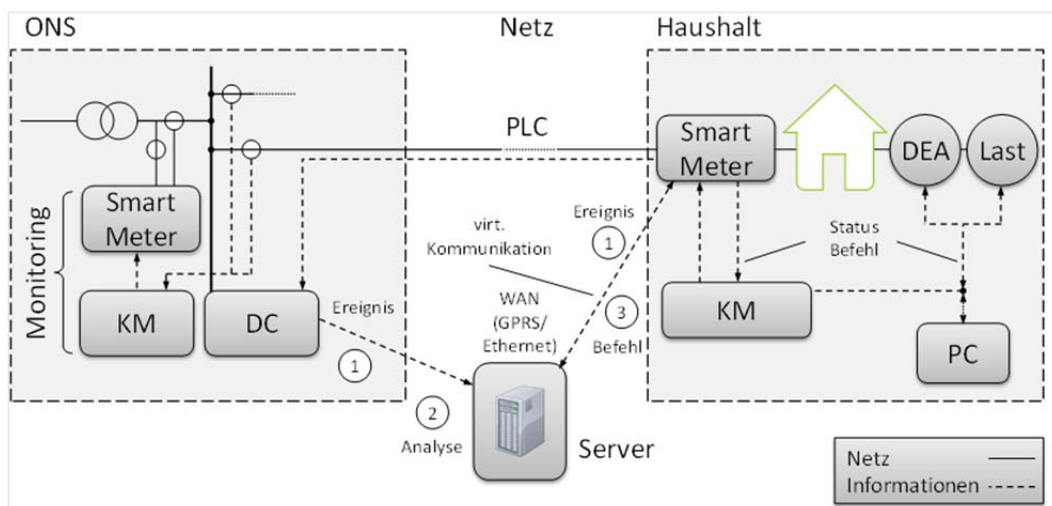
In order to provide a stable mains operation, the increase of dispersed energy resources in the distribution network brings new challenges for the system management. Smart Metering systems provide the potential to optimize the distributed generation through measurement and control. This study deals with an analysis of the needed communication concepts to realize an energy management and a presentation of the implementation within a field test.

Dieses Forschungsvorhaben wird von der nordrhein-westfälischen Landesregierung im Rahmen des Ziel-2-Programms gefördert.

Smart Metering Technologien bieten neben der Übertragung von abrechnungsrelevanten Daten die Voraussetzung für die informationstechnische Vernetzung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen. Des Weiteren kann diese Technologie auch für ein Demand Side Management oder das Lademanagement von Elektrofahrzeugen und der Steuerung von weiteren geeigneten Lasten genutzt werden.

Im Rahmen des Projektes wurde ein hersteller-spezifisches Smart Metering System eingesetzt, welches hinsichtlich der folgenden Aspekte analysiert und bewertet wurde (siehe Bild):

- Monitoring von Niederspannungsnetzen
- Strategien zur Koordinierung von DEA und Lasten
- Anlagensteuerung bei der Verletzung von Netzrestriktionen
- Ermittlung der Übertragungsdauer für Mess- und Steuerbefehle
- Datenmenge und Protokolle
- Einsatz unter Feldtestbedingungen



Smart Metering Konzept Feldtest

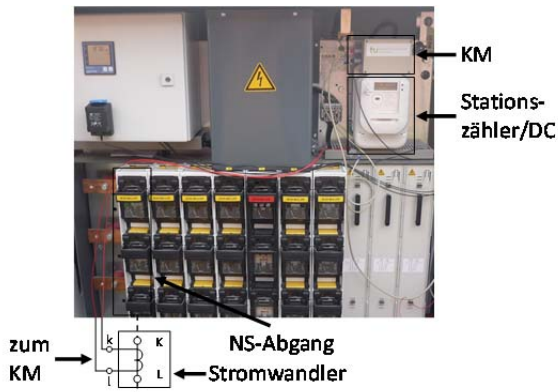
Neben einer ereignisorientierten Nachrichtenübertragung wurde eine Netzzustandsüberwachung mit regelmäßiger Datenübermittlung von kritischen Netzanschlusspunkten konzipiert und auf Ortsnetze im Feldtest erfolgreich angewendet.

Hierzu war die Entwicklung eines Kommunikationsmoduls (KM) erforderlich, welches von den Smart Metern angesteuert werden kann.

Durch diese Zusatzkomponente können Zustandswerte der Anlagen sowie analoge Werte

bidirektional zwischen dem Smart Meter und Netzbetreiber übertragen werden.

Neben der Anlagensteuerung wurde das Kommunikationsmodul auch innerhalb von Ortsnetzstationen eingesetzt. Hier besteht zusätzlich die Möglichkeit, die Ströme einzelner Niederspannungsabgänge zu messen (siehe Bild).



Anwendung in der Ortsnetzstation

Die Übertragungsdauern des Smart Metering Systems wurden anhand von Prüffeld- und Feldversuchen ermittelt. Der Schwerpunkt lag vor allem bei den ereignisorientierten Meldungen (z. B. bei der Verletzung von Verteilungsnetzrestriktionen), die von Smart Metern zur Zentrale gesendet werden, sowie den Übertragungsdauern bei der bidirektionalen Kommunikation zwischen Smart Meter und Server.

Dabei stand die folgende zentrale Fragestellung im Vordergrund:

- Welche Übertragungszeiten können unter realistischen Bedingungen realisiert werden bis Ereignisse von den Endgeräten eintreffen
- Wie lange dauert es um darauf mit einem Schaltbefehl zu reagieren?

In Verbindung mit einem zusätzlichen Kommunikationsmodul zwischen dem Smart Meter und der zu steuernden Anlage lässt sich mit dem vorgestellten Smart Metering Konzept grundsätzlich ein ereignisorientiertes Überwachungs- und Steuerkonzept umsetzen und für die praktische Anwendung im Feld implementieren. Auf Grund der Systemarchitektur des verwendeten Systems erfolgt die Kommunikation zwischen Smart Metern bzw. Anlagencontrollern grundsätzlich über einen zentralen Datenserver, der mit Datenkonzentratoren (DC) als Gateway in der Ortsnetzstation erreicht wird. Die Implementierung einer dezentralen Logik auf Ortsnetzstationsebene ist heute noch nicht möglich. Die Vorteile einer sol-

chen zusätzlichen Instanz liegen in der Minimierung von Übertragungstrecken und dem zu übertragenden Datenvolumen. Unter Laborbedingungen als auch im Feldversuch liegen die erzielten Übertragungsdauern zur Übermittlung von Ereignissen und Steuerbefehlen im Minutenbereich.

Neben dem hier verwendeten Smart Metering System wurde das EDL40-System (MUC-Konzept) hinsichtlich eines Energiemanagements analysiert. In diesem Ansatz wird der modulare Aufbau von Zählrichtung und Kommunikationsschnittstellen verfolgt. Durch die Verwendung einer offenen Systemarchitektur sollen die Schnittstellen (Hardware, Software, Prozesse) spartenneutral standardisiert werden. Das Gesamtkonzept beschränkt sich allerdings ausschließlich auf elektronische Haushaltzähler, die im Vergleich zu Smart Metern nur über eingeschränkte Funktionen verfügen. Durch die Trennung von Zähler und Kommunikationseinrichtungen kann dieses System flexibel angepasst werden. Das hier verwendende SML-Protokoll wurde soft- und hardwarebasiert implementiert und die Kommunikation unter Laborbedingungen getestet. Die Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass mit dem MUC-Konzept heute nur ein stark vereinfachtes Energiemanagement durchgeführt werden kann.

Die durchgeführten Feldtests haben gezeigt, dass Smart Metering Systeme das Potential bieten, ein ereignisorientiertes, zentrales Überwachungs- und Steuerkonzept für dezentral einspeisende Anlagen bzw. Lasten zu realisieren. Für die Knotenauswahl der zu steuernden Anlagen wurde in diesem Zusammenhang ein Verfahren, welches sensitivitätsbasiert die minimal anzupassende Leistungsänderung bestimmt, entwickelt. Dieses Optimierungsverfahren ermöglicht zum Beispiel bei Spannungsbandverletzungen durch kleinstmögliche Eingriffe das Netz wieder in einen gültigen Betriebszustand zu versetzen.

Durch den Einsatz von Smart Metering Systemen kann das Netzmanagement verbessert und die Versorgungssicherheit/-qualität gesteigert werden. Angesichts der dargelegten Ergebnisse wird jedoch deutlich, dass für ein effizientes Energiemanagement mittels Smart Metering Technologien weiterer Entwicklungs- und insbesondere Standardisierungsbedarf besteht.

Kompetenzzentrum für interoperable Elektromobilität, Infrastruktur und Netze

Competence Centre Electric Mobility, Infrastructure and Grids

Jan Fritz Rettberg

Gemeinsam mit Kooperationspartnern aus der Industrie errichtet die TU Dortmund unter Federführung des ie³ ein Kompetenzzentrum für interoperable Elektromobilität, Infrastruktur und Netze. Kern dieses Zentrums ist das Projekt TIE-IN zum Aufbau einer Technologie- und Prüfplattform für interoperable Elektromobilität. Ziel ist es, Herstellern von Ladestationen, Ladesystemen, Abrechnungssystemen oder Funk- und Kommunikationseinrichtungen eine Test- und Entwicklungsumgebung für alle systemtechnischen Fragestellungen im Zusammenhang mit Elektromobilität zu bieten.

Together with several industrial partners TU Dortmund University builds up a competence centre for infrastructure and grids concerning electro-mobility. The essential project TIE-IN is lead-managed by ie³. Purpose of TIE-IN is to provide a test and development environment for manufacturers of charging stations, charge systems, and accounting systems. The competence centre will be a one stop-shop for all aspects of system technology in electro-mobility.

Dieses Forschungs- und Entwicklungsvorhaben wird im Rahmen des Programms „Rationale Energieverwendung, regenerative Energien und Energiesparen – progres.nrw“ und des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE), Ziel 2-Programm 2007-2013, Phase VI – Elektromobilität NRW – gefördert.

Die Elektromobilität wird die Automobilindustrie erheblich verändern. Die Wertschöpfungsketten der Energieversorgung, der Informations- und Kommunikationstechnik und der Automobilindustrie werden miteinander verknüpft. Elektrofahrzeuge werden sich nur dann im Massenmarkt durchsetzen, wenn gleichzeitig eine bedarfsgerechte, flächendeckende Ladeinfrastruktur, vergleichbar mit dem Tankstellennetz aufgebaut wird. Die hierzu erforderlichen Ladestationen können unterschieden werden in private, öffentliche und halböffentliche Stationen. Insbesondere für öffentliche und semiöffentliche Stationen sind umfangreiche Schutz- und Sicherheits- und EMV-Aspekte zu beachten und vor der Inbetriebnahme zu prüfen. Neben Energieversorgung, Aufbau und Betrieb von Ladestationen ist ein Kontroll- und Abrechnungsmanagement erforderlich. Damit ergeben sich eine große Vielzahl von informationstechnischen Anforderungen zur Authentifizierung und Koordination der Elektrofahrzeuge. Das betrifft zum einen die Nahkommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation als auch die Fernkommunikation zwischen Fahrzeug bzw. Ladestation und einem Kontroll- und Abrechnungssystem. Hierzu gehört u. a. auch die zuverlässige und sichere Übertragung der Daten zwischen den jeweiligen Kommunikationspartnern, wobei diese gegenüber möglichen Manipulationen zu schützen sind. Frühzeitig festgelegte Standards der Interoperabilität, die auf wissenschaftlichen Erkenntnissen basieren, bilden die Basis für die Zuliefererindustrie entlang dieser Prozesskette. Die Prozes-

se und Methoden zur Absicherung der Funktionssicherheit und der Standard- bzw. Normenkonformität sind jedoch noch weitgehend undefiniert.

In Deutschland und Europa werden zurzeit verschiedene Pilotprojekte im Bereich Ladeinfrastruktur sowie Kommunikation durchgeführt. Es besteht heute schon ein breites Angebot von Elektrofahrzeugen und Ladekonzepten mit unterschiedlichen Anschlussvarianten und Kommunikationsstrukturen zwischen Elektroauto, Ladestationen und Kontroll- und Abrechnungszentren. Diese heute unterschiedlichen Ladekonzepte und damit verbundenen Ladestationen erfordern standardisierte Prüfverfahren und eine universelle Testumgebung.

Neben Tests auf elektrische und kommunikationstechnische Anforderungen soll die Technologie- und Prüfplattform TIE-IN auch die Durchführung von Umweltprüfungen sowie Prüfungen zu Personensicherheit, funktionaler Sicherheit und Elektromagnetischer Verträglichkeit ermöglichen. Ebenfalls wird eine Modellbibliothek für x-in-the-loop-Tests, die eine Entwurfsplattform für Komponenten und Systeme bildet, entwickelt.

Das Zentrum fokussiert auf systemtechnische Fragestellungen im Zusammenhang mit Elektromobilität in folgenden Bereichen:

- Energieversorgungsnetz
- Leistungselektronik
- Kommunikation

- Elektromagnetische Verträglichkeit
- Umwelteinflüsse

Kooperationspartner sind die Unternehmen AKUVIB GmbH, EMC Test NRW GmbH, LTI DRIVES GmbH, RWE AG, TechnologieZentrumDortmund GmbH und TÜV Informationstechnik GmbH. Die TU Dortmund ist im Projekt mit folgenden Lehrstühlen/Arbeitsgebieten vertreten:

- ie³ - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft
- Arbeitsgebiet Bordsysteme
- Lehrstuhl für Elektrische Antriebe und Mechanik
- Lehrstuhl für Kommunikationsnetze
- Lehrstuhl für Regelungssystemtechnik

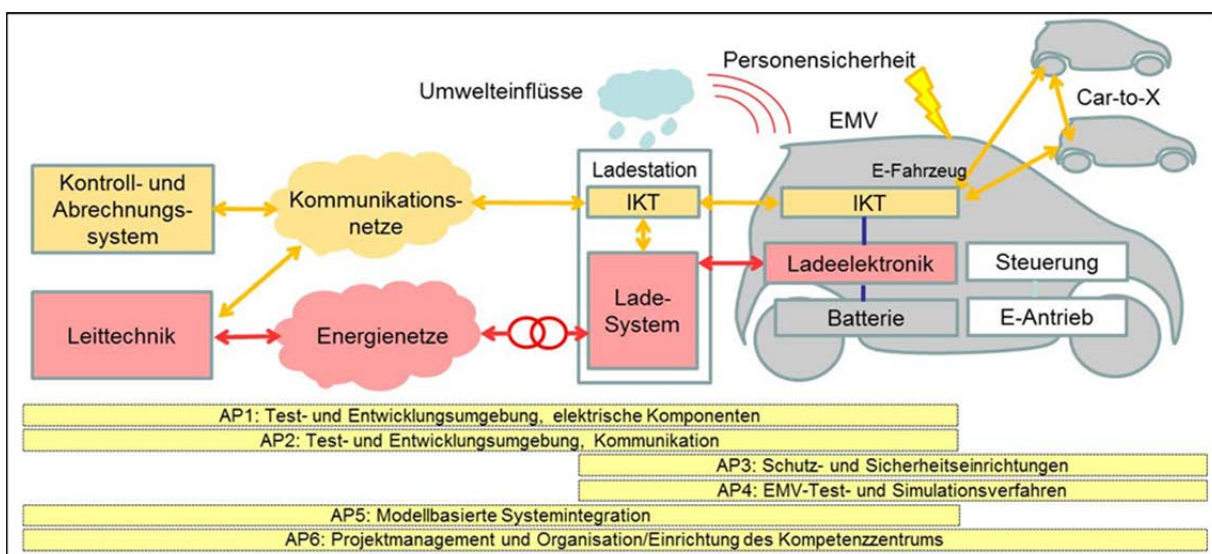
Ziel des Projekts TIE-IN ist der Aufbau sowie die Entwicklung der technischen Voraussetzungen für ein Kompetenz- und Innovationszentrum für Elektromobilitätsinfrastruktur und Netze als zentrale Anlaufstelle für Unternehmen in Nordrhein-Westfalen und darüber hinaus in allen systemtechnischen Fragestellungen im Zusammenhang mit Elektromobilität. Das Projekt mit einem Durchführungszeitraum von Mai 2011 bis Mai 2014 hat ein Gesamtvolumen von ca. 8,42 Mio. €.

Die erste Ausbaustufe des beantragten Technologie- und Prüfplattform wird, um frühzeitig handlungsfähig zu sein, zum Teil zentral in den Räumen des Technologiezentrums Dortmund und zum Teil bei den beteiligten Prüffirmen aufgebaut. Die Organisation des zentralen Aufbaus und die technische Herrichtung der ersten

Räumlichkeiten sind Teil dieses Projektes. Da für den Aufbau der Test- und Entwicklungsumgebung an der TU Dortmund keine entsprechenden Räumlichkeiten zur Verfügung stehen, wird in unmittelbarer Nähe zur TU Dortmund im Technologiezentrum Dortmund, eine Halle mit der erforderlichen technischen Infrastruktur bereitgestellt. Hierzu sind entsprechende Umbauten und Erweiterungen, wie ein leistungsstarker Einspeisetransformator, eine regelbare leistungsfähige Spannungsquelle, ein IKT-Netzwerk etc. erforderlich. Zusätzlich werden mehrere Büroräume inklusive der erforderlichen Infrastruktur im Technologiezentrum Dortmund angemietet.

Im Projektverlauf wird die Organisation und Gründung einer Trägergesellschaft für das „Innovations- und Kompetenzzentrum für interoperable Elektromobilität, Infrastruktur und Netze“ vorbereitet, so dass diese nach zwei Projektjahren etabliert werden kann. So wird sichergestellt, dass das Kompetenzzentrum zum Projektende eingerichtet ist und die Projektergebnisse nachhaltig weiter genutzt werden.

Das Projekt TIE-IN ist in sechs Arbeitspakete gegliedert, wobei die Arbeitspakete 1 bis 5 technische-fachlicher Natur sind. Arbeitspaket 6 dient dem Projektmanagement und der Projektorganisation. Die Arbeitspakete spiegeln die Aufgabenstellung des Projektes wider, eine Technologie- und Prüfplattform zu entwickeln und aufzubauen, die die gesamte Kette vom Stromnetz über die Lade- und Abrechnungsinfrastruktur bis hinein in das Fahrzeug bezüglich einer durchgängigen und ganzheitlichen Interoperabilität betrachtet (siehe Abbildung).



Struktur und Aufgaben des Projekts TIE-IN

Modellierung der Netzverfügbarkeit von Elektrofahrzeugen

Modeling of the Grid-Availability of Electric Vehicles

Johannes Rolink

Um Elektrofahrzeuge massenhaft in ein Lastmanagementsystem zu integrieren, muss bekannt sein, wann und wo die Fahrzeuge am Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Ferner ist relevant, wie lange die Fahrzeuge am Netz verharren. Das nachfolgend beschriebene Modell stellt einen Ansatz dar, diese Informationen auf Basis von stochastischen Prozessen zu ermitteln.

In order to integrate masses of electric vehicles into a load management system, information is needed about the availability of the vehicles at different times and locations. Additionally, it is important to know for how long the vehicles stay grid-connected. In the following, a model is described which is capable to describe the grid-availability of electric vehicles.

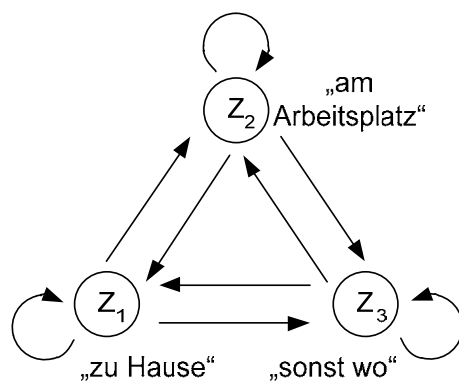
Elektrofahrzeuge könnten zukünftig als verteilte Speichersysteme oder steuerbare Lasten eingesetzt werden. So könnten sie aktiv mitwirken, Verbrauch und Erzeugung miteinander zu harmonisieren, und damit einen Beitrag für die Integration Erneuerbarer Energien zu leisten. Im Vergleich zu anderen potenziell steuerbaren Haushaltslasten, wie z. B. Kühlgeräte, Waschmaschinen, etc. gibt es mit Blick auf die Elektrofahrzeuge große Unterschiede, da die Fahrzeuge nicht zu jedem Zeitpunkt an einem festen Ort verfügbar sind. Ferner entsteht der Energiebedarf der Fahrzeuge erst im Tagesverlauf. Das technische Einsatzpotenzial als steuerbare Lasten wird primär von der Verfügbarkeit bestimmt.

Im Rahmen der Forschungsarbeit wurde ein Modell entwickelt, das die Zeitverfügbarkeit von Elektrofahrzeugen am Netz ermitteln kann. Das Modell basiert auf nicht-homogenen semi-Markov Prozessen und besteht aus drei Zuständen, zwischen denen die Fahrzeuge wechseln können (siehe Bild). Zustand 1 beschreibt die Fahrzeuge, die am Wohnort stehen. Zustand 2 bildet die Fahrzeuge am Arbeitsplatz ab. Alle weiteren stationären Aufenthaltsorte sind in dem Zustand 3 zusammengefasst. Die Fahrzeiten der

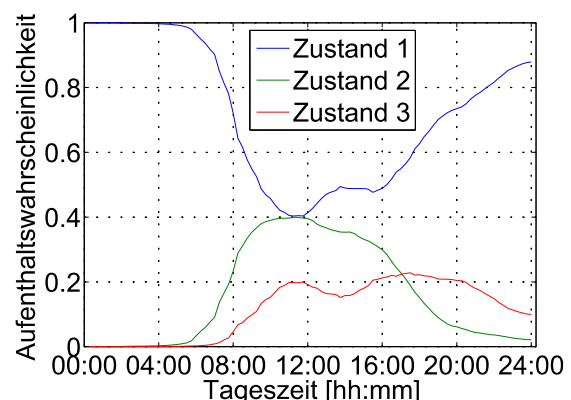
Fahrzeuge wurden nicht explizit modelliert, sondern sind Bestandteil der Aufenthaltszeiten.

Auf Basis des Modells ist es möglich, die zustandsspezifischen Aufenthaltswahrscheinlichkeiten der Fahrzeuge im Tagesverlauf zu ermitteln. Zusätzlich liefert das Modell die Wahrscheinlichkeit für die Dauer des Aufenthalts in einem bestimmten Zustand. Beide Informationen können genutzt werden, um Elektrofahrzeuge großflächig in ein Lastmanagementsystem zu integrieren.

Das Modell wurde anhand von Wegedaten der Studie „Mobilität in Deutschland 2008“ parametrisiert. Es basiert auf zeitdiskreten 15 Minuten-Mittelwerten. Der Tagesverlauf der Aufenthaltswahrscheinlichkeit an einem Werktag ist im folgenden Bild dargestellt. Aufgrund der hohen Aufenthaltswahrscheinlichkeiten sowie der langen Aufenthaltsdauern, bietet sich die Installation von Ladeinfrastruktur sowie die Implementierung eines Lastmanagementsystems insbesondere für Fahrzeuge in den Zuständen 1 und 2 an. Derzeit wird das Modell erweitert, so dass auch Fahr- und Ladeprozesse mit abgebildet werden können.



Zustandsdiagramm des Modells



Aufenthaltswahrscheinlichkeit am Tag

Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf das Niederspannungsnetz

Analysis of the Impact of Electric Vehicles on the Low Voltage Grid

Johannes Rolink

Elektrofahrzeuge stellen am Hausanschluss relativ große Verbraucher dar, die bei einer flächendeckenden und massenhaften Verbreitung nicht unberücksichtigt bleiben dürfen. Durch die Integration von Elektrofahrzeugen in das Niederspannungsnetz ist zu erwarten, dass das Niederspannungsnetz zukünftig stärker als bisher ausgelastet werden wird. Der folgende Kurzbeitrag beschäftigt sich mit der Frage, wie viele Fahrzeuge das bestehende öffentliche Niederspannungsnetz aufnehmen kann.

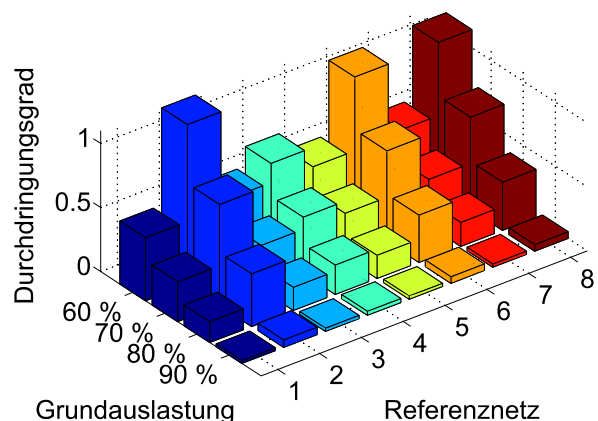
In comparison to other consumers on household level, electric vehicles represent additional high loads which cannot be neglected in future in case of a mass roll-out. Due to the grid-integration of the vehicles, it can be expected that the low voltage grid will be more stressed in the future than today. The following article deals with the question how many electric vehicles can be integrated into the low voltage grid. The focus of the analysis is on purely living areas.

Diese Forschungsarbeit wurden im Rahmen des Projektes „e-IKT – Integration der Elektromobilität in die Netzsysteme der Zukunft“ durchgeführt. Das Projekt wurde gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

Viele Rahmenbedingungen, die die zukünftigen Netzauswirkungen von Elektrofahrzeugen entscheidend beeinflussen werden, sind derzeit noch ungewiss. So lässt sich heute nur schwer prognostizieren, ob künftig verstärkt an Hausanschlüssen, an öffentlichen Ladesäulen oder an Batteriewechselstationen mit Gleich-, Wechsel oder Drehstrom geladen wird. Daneben wird das Mobilitäts- und Ladeverhalten der Nutzer die Netzauswirkungen maßgeblich mitbestimmen. Bislang liegen auf diesem Gebiet aber nur wenige Erfahrungen vor. Auch die lokale Netzinfrastruktur, die Netzrestriktionen, das Verhalten der übrigen Verbraucher sowie der lokal vorhandene Pkw-Bestand sind wesentliche Faktoren.

Im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen wurden die Netzauswirkungen anhand von Referenznetzen analysiert, welche mittels Strukturdaten der Stadt Berlin gebildet wurden. Der Fokus der Betrachtungen lag dabei auf reinen Wohngebieten. Das Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge wurde durch Gleichzeitigkeitsgrade abgebildet, die anhand von Mobilitätsdaten konventioneller Pkw abgeleitet werden konnten. Darauf basierend wurde die Analyse der Aufnahmefähigkeit unter Berücksichtigung der gegebenen Netzrestriktionen durchgeführt. Als repräsentativer Wert für die Aufnahmefähigkeit wurde der Durchdringungsgrad verwendet. Der Wert gibt den Quotient aus den lokal elektrifizierbaren Fahrzeugen und dem vorhandenen Fahrzeugbestand der Referenznetze an.

Aus Sicht des Niederspannungsnetzes sind anhand der Untersuchungsergebnisse für die von der Bundesregierung angestrebten 1 Mio. Elektrofahrzeuge in 2020 nur wenige Probleme zu erwarten. Bei der Integration von Elektrofahrzeugen stellen die Ortsnetztransformatoren tendenziell die limitierenden Betriebsmittel dar (siehe Bild). Bei Kabelauslastungen von bis zu 50 % (NAYY 4x150 mm²) lässt sich in allen untersuchten Fällen der vollständige Fahrzeugbestand eines Leitungsstranges durch Elektrofahrzeuge ersetzen. Spannungsprobleme, die durch Elektrofahrzeuge hervorgerufen werden, wurden nur in Ausnahmefällen beobachtet. In den meisten der analysierten Fälle wird die Belastbarkeit der Leitungen durch die Elektrofahrzeuge bereits überschritten, bevor die Spannungsbandgrenzen erreicht werden.



Max. Durchdringungsgrad bei 400-kVA-Trafo, Ladeleistung 11 kW, Elektrifizierungsgrad 2

Test- und Prüfeinrichtung für Ladestationen und Elektrofahrzeuge

Test- and Validation Equipment for Electric Vehicles and Charging Stations

Willi Horenkamp, Sebastian Ruthe

Um die Funktionalitäten von Ladestationen sowie Elektrofahrzeugen zu prüfen wurde eine kompakte Test- und Prüfeinrichtung entwickelt. Es kann sowohl die Informationsübertragung seitens der Ladestation als auch seitens des Fahrzeugs simuliert und überprüft werden. Neben der Kommunikation nach der IEC 61851-1 kann auch die Kommunikation nach der von RWE und Daimler entwickelten Smart Charge Communication Protocol Suite (SCCPS) getestet werden

In order to test and validate the functionality of charging stations and electric vehicles we developed a portable test and validation device that is able to simulate and test the communication interface of charging stations as well as the electric vehicles. In addition to the communication defined in IEC 61851-1 we implemented the Smart Charge Protocol Specification developed by RWE and Daimler

Dieses Vorhaben wurde im Auftrag der RWE Effizienz GmbH durchgeführt.

Die Test- und Prüfeinrichtung ermöglicht sowohl die Informationsübertragung seitens der Ladestation als auch seitens des Fahrzeugs zu simulieren und zu überprüfen. Neben der Kommunikation nach IEC 61851-1 können auch weitere Verfahren, wie z. B. die Identifizierung des Nutzers oder Fahrzeuges getestet werden. Ein Test des Protokollablaufs, des von der RWE und Daimler spezifizierten Smart Charge Communication Protocol Suite (SCCPS), ist ebenfalls möglich. Ein weiterer Anwendungsbereich ist die Simulation typischer Ladeabläufe verschiedener Elektrofahrzeuge. Für alle Testmethoden besteht ferner die Möglichkeit, Ladezyklen mehrfach ablaufen zu lassen um Fehlzustände seitens der Ladestation als auch der Fahrzeugladeeinrichtungen zu erkennen. Die Testzyklen werden protokolliert und können zur Auswertung auf einem externen USB-Stick gespeichert werden.

Die folgenden Prüf- und Testmethoden wurden realisiert:

- Pilotleiterprüfung nach der Norm IEC 61851/SAE J1772: Simuliert die fahrzeugseitige Informationsübertragung und Freischaltung der Ladestation nach IEC 61851/ SAE J1772.
- PWM mit Identifikation des Nutzers oder Fahrzeuges: Test und Überwachung des Pilotsignals nach externer Autorisierung (Smartphone, Hotline, RFID) zur Freischaltung der Ladestation.
- PLC Kommunikation: Simuliert und protokolliert die fahrzeugseitige Informationsübertragung bei Anwendung des Smart Charge Communications Protokolls.

- Zyklustest: Mit dem Zyklustest können zeitliche Abläufe der Fahrzeugseite sowie die Zuverlässigkeit der Informationsübertragung geprüft werden. Die Messwerte können anschließend auf ein USB-Stick zur Auswertung gespeichert werden.
- Voreinstellungen: Ermöglicht zum Beispiel Parameter, wie Grenzwerte für die fahrzeugseitige Pilotleiterbelastung oder auch den Proximity-Widerstand zu verändern.
- Fahrzeug/Laderegler: Simuliert die Informationsübertragung seitens der Ladesäule nach IEC 61851-1, um die Kommunikation im Fahrzeug zu prüfen oder um fahrzeugspezifische Daten zu testen und auszulesen.



Mobile Test- und Prüfeinrichtung

Nachbildung eines Netzanschlusspunktes für die Untersuchung von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

Emulation of a Network Connection Point for the Analysis of Charging Stations for Electric Vehicles

Willi Horenkamp, Johannes Rolink

Um die Auswirkungen von Netzstörungen auf die Kommunikationseinrichtungen zwischen Ladestation und Fahrzeug sowie auf Ladegleichrichter zu untersuchen, wurde ein Störsimulator entwickelt, der beliebige Netzstörungen generieren kann. Beliebige Störfunktionen können erstellt und auf das elektrische Netz aufgeschaltet werden.

In order to analyze the impact of grid disturbances on the communication link between charging station and electric vehicle as well as on charge converters, a disturbance emulator was designed. By this, arbitrary disturbance functions can be generated and modulated on the supply grid. In the following, an overview is given on the test system.

Dieses Forschungsvorhaben wird von der nordrhein-westfälischen Landesregierung im Rahmen des Ziel-2-Programms gefördert.

Um die Auswirkungen von Netzstörungen auf die Kommunikation zwischen Ladestationen und Ladeeinrichtungen im Fahrzeug sowie auf die Ladegleichrichter untersuchen, bewerten und optimieren zu können, wurde eine Test- und Entwicklungsumgebung erstellt. Diese ermöglicht es, unterschiedliche Netzstörungen, wie zum Beispiel Oberschwingungen, Flicker, Dips als auch höherfrequente Störungen bis zu 50 kHz, nachzubilden.

Die Test- und Entwicklungsumgebung (siehe Bild) besteht aus einer Netzeinspeisung, bestehend aus einem 10/0,4-kV-Transformator mit einem nachgeschalteten regelbaren Stelltransformator. Jede Phase des Stelltransformators ist getrennt einstellbar. Mit dieser Testumgebung können nicht alle relevanten Netzstörungen reproduziert werden. Um beispielsweise Frequenzvariationen nachzubilden, steht zusätzlich eine dreiphasige Netznachbildung mit Leistungsverstärkern zur Verfügung. Diese kann unabhängig von der Netzeinspeisung betrieben werden. Ein Nachteil der Netznachbildung ist, dass die Leistung der Verstärker auf ca. 11 kW begrenzt ist. Daher wurde eine weitere Variante entwickelt, bei der Störsignale, welche über die Leistungsverstärker bereitgestellt werden, auf das Netz aufmoduliert werden. Um die Leis-

tungsverstärker synchron zur Netzfrequenz anzusteuern, wurde eine Synchronisationseinheit auf Basis einer Phasenregelschleife (Phase-locked loop, PLL) realisiert.

Zur Generierung der Störsignale wurde ein dreiphasiger Signaleditor entwickelt. Beliebige Störsignale können damit erstellt und über die Leistungsverstärker auf das Netz aufgeschaltet werden. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, gemessene Netzstörungen nachzubilden und die damit verbundenen Auswirkungen auf die Ladeeinrichtungen zu untersuchen.



4.3 Energieeffizienz und regenerative Energiequellen

Netto-Null-Energie Bürogebäude

Net Zero Energy Office Building

Yilmaz Cüceoglu, Hans-Jörg Belitz, Jan Teuwsen

Die DAIKIN Europe NV hat ein Konzept für ein Netto-Null-Energiegebäude entwickelt, welches die technischen Bereiche Heizung, Kühlung, Beleuchtung sowie den Gebrauch regenerativer Energien umfasst. Dieses Konzept wurde in Form eines Netto-Null-Energie-Bürogebäudes der Zeller Kälte- und Klimatechnik GmbH in Herten umgesetzt. Als eines von mehreren internationalen Forschungsinstituten ist das ie³ für die wissenschaftliche Untersuchung des Energiemanagementsystems und die intelligente Anbindung an das elektrische Netz verantwortlich. Ziel des Projektes ist die Herausstellung von Möglichkeiten zur Optimierung des Energiemanagementsystems im Rahmen eines Netto-Null-Energiegebäudes und eine Abschätzung der Auswirkungen und Potentiale solcher Gebäude in einem zukünftigen intelligenten Netz.

The DAIKIN Europe NV designed a net Zero Energy Building concept which consists of several technologies among other for heating, cooling, lightning, and using renewable energy sources. This concept was implemented in a net Zero Energy Office Building of the Zeller Kälte- und Klimatechnik GmbH in Herten. As one of several international research institutes the ie³ is responsible for the scientific investigation of the energy management system and the intelligent connection to the energy grid. The research will result in an analysis and verification of the used concepts, in proposals for optimization possibilities and in an approximation for the consequences and potentials of such buildings connected to a future intelligent grid.

Dieses Forschungsvorhaben wird im Auftrag der DAIKIN Europe NV durchgeführt.

Die DAIKIN Europe NV mit Sitz in Ostende, Belgien ist für den Vertrieb und die Produktion von Klimaanlage und Wärmepumpen der DAIKIN Industries Ltd. (Osaka/Japan) zuständig. Im Rahmen eines Forschungsprojektes wurde der Neubau des Firmensitzes der Zeller Kälte- und Klimatechnik GmbH in Herten, zusammen mit der Firma DAIKIN als Netto-Null-Energiegebäude geplant und umgesetzt. Das Konzept sieht für die Beheizung und die Klimatisierung Luft/Wasser- und Luft/Luft-Wärmepumpen sowie für die Belüftung ein Wärmerückgewinnungssystem vor. Für die Nacht- und Spotbeleuchtung ist ein Beleuchtungssystem aus LED-Technologie installiert. Zusätzlich verfügt das Gebäude über eine gute Wärmeisolierung der Gebäudehülle und weist damit einen wesentlich geringeren Energieverbrauch als das Referenzgebäude (DIN 18599) auf. Um auf eine Netto-Null-Energiebilanz zu gelangen, muss durch regenerative Energien ein Energiebedarf des Gebäudes von ca. 22.000 kWh/a gedeckt werden. Zu diesem Zweck wurde auf dem Flachdach des Gebäudes eine Photovoltaikanlage der Firma Solyndra mit einer Leistung von 27,3 kWp errichtet. Die Besonderheit der Module ist ihre zylindrische Bauweise die zum einen zu einer geringeren Dachlast und zum anderen zu Mehrerträgen gegenüber anderen amorphen Modulen führt. Das gesamte Gebäude ist mit Sensoren für die

Erfassung von Temperaturen, Luftfeuchtigkeit, CO₂-Konzentration usw. ausgestattet. Der elektrische Energieverbrauch und die Einspeisung werden von 12 Messgeräten aufgezeichnet, zusätzlich erfasst eine Wetterstation alle notwendigen meteorologischen Größen. Zur Überwachung der Daten und für die Kommunikation unter den Projektpartnern wurde eine Online Plattform eingerichtet.



Photovoltaikanlage auf dem Dach der Zeller Kälte- und Klimatechnik GmbH in Herten

Die Aufgaben des ie³ gliedern sich in sieben Arbeitspakete. Die Ziele in den ersten vier AP sind die Überwachung und Instandhaltung des Messsystems, die Analyse der installierten PV Anlage, die Optimierung des Energiemanagementsystems und die Bestimmung des Einflusses der Anlagentechnik auf die Power Quality. In drei weiteren AP werden die Aspekte Demand Side Management und Integration in intelligente Netze untersucht.

Oberschwingungsbelastungen in zukünftigen elektrischen Infrastrukturen

Harmonic Content in Electrical Infrastructures of the Future

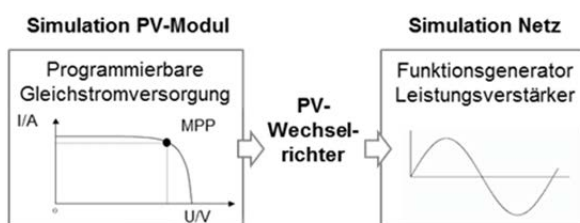
Anna Sophia Koch

Netzurückwirkungen in Form von Oberschwingungen stellen zunehmend ein Problem in elektrischen Energieversorgungsnetzen dar. 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. Auf Grund des erwarteten zunehmenden Einsatzes von überschwingungserzeugenden Geräten, werden in einer umfassenden Studie die Oberschwingungsbelastungen in zukünftigen elektrischen Infrastrukturen analysiert.

Distorted currents and voltages are an increasing problem in electrical power networks. Primarily, they 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. Because of an expected increasing use of harmonic producing devices, the harmonic content in electrical infrastructures of the future is analyzed by an extensive study.

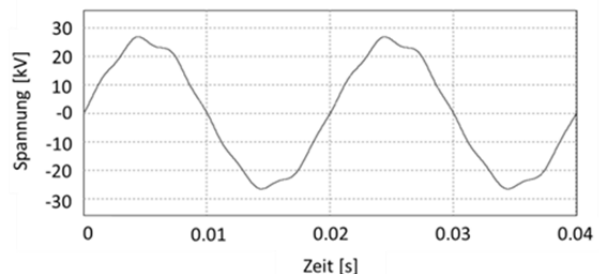
Dieses Forschungsvorhaben wird im Auftrag der RWE AG durchgeführt.

Das Ziel der Studie ist es, die Oberschwingungsproblematik detailliert zu analysieren und die zu erwartenden Belastungen abzuschätzen. Aufgrund der vielschichtigen Wechselwirkung von harmonischen Strömen und Spannungen im elektrischen Netz, werden Oberschwingungserzeuger zunächst unter Laborbedingungen hinsichtlich ihres harmonischen Verhaltens untersucht. Besonderen Einfluss auf die Ausprägung der harmonischen Ströme hat z. B. die Verzerrung der Netzspannung oder der momentane Betriebspunkt, sodass diese Einflüsse gezielt im Labor variiert und analysiert werden. Folgende Abbildung zeigt schematisch den Versuchsaufbau für die Untersuchung von Photovoltaik-Wechselrichtern. Über die programmierbare Gleichstromversorgung kann die Kennlinie und damit der maximale Leistungspunkt (MPP) der Photovoltaik-Module eingestellt werden. Die Simulation des Netzes ist notwendig, um die Spannungsqualität vorgeben und variieren zu können.



Versuchsaufbau zur harmonischen Analyse von Photovoltaik-Wechselrichtern

Parallel zu den Laboruntersuchungen werden Feldmessungen im Nieder- und Mittelspannungsnetz an ausgewählten Netzknoten durchgeführt. Besonders Netzbereiche mit dezentraler Einspeisung (Wind oder Photovoltaik) werden betrachtet. Folgende Abbildung zeigt den deutlich verzerrten Spannungsverlauf an einer Übergabestation zu einem Windpark.



Spannungsform an einer Übergabestation von einem Windpark

Bei der Auswertung und Interpretation der Messergebnisse sind die Wechselwirkungen zwischen harmonischen Strömen und Spannungen und die Einflüsse verschiedener Oberschwingungsquellen zu berücksichtigen.

Auf Basis der Messergebnisse im Netz und im Labor werden Simulationsmodelle entwickelt, die weitere Untersuchungen hinsichtlich der Ausbreitung und Wechselwirkung von Harmonischen ermöglichen sollen. Insbesondere sollen hier Resonanzerscheinungen berücksichtigt werden.

Ausgewählte Aspekte der Wasserkraftnutzung für die Netzstabilität

Selected Aspects of Small Hydro Power Plants for Ancillary Services

Lukas Spitalny, Dennis Unger, Yilmaz Cüceoglu

Neben der Steigerung der Energieeffizienz ist der Ausbau erneuerbarer Energieträger eine der tragenden Säulen, um die ambitionierten Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen. Der forcierte Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen macht einen Ausbau des elektrischen Verteilungsnetzes und Maßnahmen zur Erhaltung der Netzstabilität erforderlich. Im Rahmen einer Studie wird die Eignung der Kleinwasserkraftnutzung für die Sicherung der Energieversorgung fachlich beurteilt.

Beside a further increase of energy efficiency, the development of renewable energies is an important point to meet environmental and climate change objectives. Due to the intensive expansion of photovoltaic and wind turbine systems, for the stability of the electrical network an extension of the existing grid and also a higher use of ancillary services are needed. Within this study, the suitability of small hydro power plants for securing the energy supply is estimated.

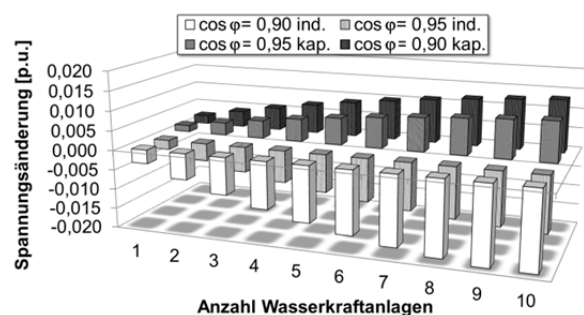
Diese Studie wird im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) durchgeführt.

Eine stark dezentral und regenerativ geprägte Energieversorgung erfordert, neben einem Ausbau des Verteilungsnetzes, den Einsatz von Energiespeichern und die Möglichkeit zur gezielten Regelung der eingespeisten Leistung. Für den Ausgleich kurzfristiger Leistungsänderungen aus stark fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen bieten sich insbesondere Pumpspeicherkraftwerke an. Im Bereich der Spannungs- und Frequenzhaltung werden, seitens der Anlagenhersteller und Nutzer, Vorteile für die Dezentralisierung der Stromversorgung und der Netzstabilität durch Klein- (< 500 kW) und Kleinstwasserkraftwerke (< 100 kW) angeführt. Auf Grund von Modernisierung oder Reaktivierung bestehender sowie Akquirierung neuer Anlagenstandorte ist in diesem Bereich mit einer deutlichen Steigerung der installierten Leistung zu rechnen.

Im Rahmen der Studie wird eine energietechnische Bewertung der Eignung der Kleinwasserkraftnutzung zur Erbringung von Netzdienstleistungen vorgenommen. Die Wasserkraftnutzung wird dabei an sich und in Kombination mit weiteren regenerativen Erzeugungsanlagen zu virtuellen Kraftwerken betrachtet. Der Beitrag zur Bereitstellung von Regelleistung wird ermittelt. Dafür werden die Möglichkeiten zur Regelung und Leistungssteuerung der Anlagen untersucht. Im Rahmen von Fallstudien werden verschiedene regenerative Einspeiser und kritische Lastprofile aufgenommen. Durch Simulationen wird gezeigt, in welchem Rahmen die Anlagen Einfluss auf die Spannungsregelung in Nieder- und Mittelspannungsnetzen nehmen können. Dadurch wird

deren Beitrag zur Stabilisierung von elektrischen Verteilungsnetzen aufgezeigt, die einer hohen Einspeisungsfluktuation und somit hohen Spannungsschwankungen unterliegen.

In der Abbildung ist das Spektrum der möglichen Spannungsänderung durch Anpassung des Leistungsfaktors $\cos \varphi$ in einem typischen Mittelspannungsnetz wiedergegeben. Der Leistungsfaktor wird von 0,9 ind. bis 0,9 kap. variiert. Dabei wird die Anzahl der Anlagen (Nennleistung: 500 kW) entlang eines Mittelspannungsstrangs sukzessive erhöht. Bezogen auf einen Leistungsfaktor von $\cos \varphi = 1$ ist insgesamt eine Spannungserhöhung bis maximal 1,33% bzw. eine Verringerung der Spannung um bis zu 2,09% und somit im Gesamtkontext eine relativ geringe Spannungsbeeinflussung möglich.



Einfluss der Blindleistungsregelung auf das Spannungsniveau

Im weiteren Verlauf des Vorhabens wird untersucht, wie durch die Bündelung mehrerer Wasserkraftanlagen sowie weiterer regenerativer Erzeugungseinheiten Regelleistung bereitgestellt werden kann.

Energiebedarfsatlas 2030 - Abschätzung der zukünftigen Bedarfsentwicklung leitungsgebundener Energieträger im Sektor privater Haushalte

Map of the Future Energy Demand 2030 - Estimation of the Future Development of Grid-Bounded Energy Sources in the Sector of Private Households

Dennis Unger

Der steigende Marktanteil von Elektrowärmepumpen und Mikro-KWK-Anlagen stellt den Netzbetreiber vor die Aufgabe den Einfluss dieser Anlagen auf die Verteilungsnetze Strom und Gas abzuschätzen, um zukünftige Belastungen prognostizieren und eventuelle Veränderungen vorzunehmen zu können. Im Rahmen dieser Untersuchung wird die durch energieeffiziente Anlagen zu erwartende Energiebedarfsänderung für das Versorgungsgebiet Dortmund anhand verschiedener Szenarien abgeschätzt.

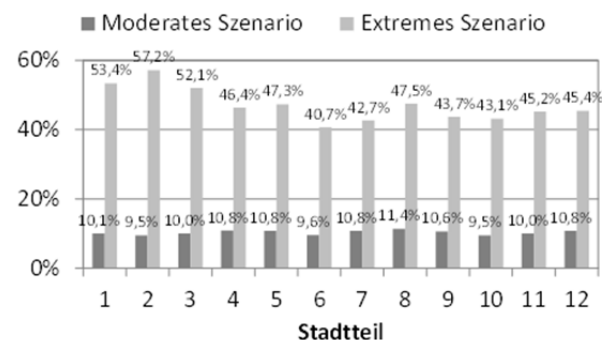
The increasing market share of electrical heat pumps and micro combined heat and power plants requires an estimation of the impact of these units on the distribution networks. Thereby, the future network loading can be forecasted and required changes can be made. Within this investigation, the change of the future energy demand by the use of energy efficient units is estimated based on various scenarios for the city of Dortmund.

Dieses Forschungsprojekt wurde im Auftrag der Dortmunder Energie- und Wasserversorgung-Netz GmbH durchgeführt.

Die deutsche Gesetzgebung hat das Ziel eine Erhöhung des Anteils dezentraler Energieumwandlungsanlagen für private Haushalte zu erreichen. In diesem Zusammenhang werden konventionelle Heizungstechnologien, die Gas oder Öl als Energieträger nutzen, bereits teilweise von effizienteren Wärmeerzeugungseinheiten ersetzt. Dabei spielen vor allem die Elektrowärmepumpe und die Mikro-KWK-Anlage eine wichtige Rolle.

Unter Berücksichtigung von spezifischen Energiebedarfskennwerten und zukünftig auftretenden Veränderungen in Bezug auf die aktuell vorliegende Wohnungsstruktur kann der zukünftige Bedarf an elektrischer Energie sowie Gas für die Bereitstellung von Raumwärme prognostiziert werden. Anhand verschiedener Szenarien lässt sich die Entwicklung des aktuellen Energiebedarfs ermitteln. Da aktuelle Studien von einem hohen Entwicklungspotenzial von Elektrowärmepumpen ausgehen, wird der Fokus im Rahmen dieser Studie auf die durch die Wärmepumpe ausgelöste Bedarfsänderung gelegt. Dabei wird von einem aktuellen Wärmepumpenanteil in Höhe von ca. 1% ausgegangen. Im moderaten Szenario beträgt der Anteil an der Wärmebereitstellung im Jahr 2030 10%. Das extreme Szenario unterstellt einen Anstieg des Wärmepumpenanteils bis 2030 in Höhe von 30%. In der folgenden Abbildung sind die Ergebnisse der Abschätzung der Bedarfsentwicklung für elektrische Energie bis zum Jahr 2030 für die einzelnen Stadtteile des Versorgungsgebiets Dortmund

dargestellt. Beim moderaten Szenario liegt ein relativ gleichmäßiger Anstieg des Bedarfs an elektrischer Energie vor (Schwankung zwischen 9,5% und 11,4%). Erst im extremen Szenario werden die Auswirkungen des verstärkten Einsatzes von Elektrowärmepumpen deutlich. Die auftretenden Schwankungen von bis zu 16,5% innerhalb der einzelnen Stadtteile lassen sich durch die unterschiedlichen Alters- und Gebäudestrukturen und somit durch unterschiedliche Bedarfswerte erklären.



Veränderung des Strombedarfs bis 2030

Auf Basis der ermittelten Veränderungen in Bezug auf den Strom- sowie den Gasbedarf im Versorgungsgebiet Dortmund können erste Aussagen über die notwendigen Veränderungen in der Gas- und Elektroinfrastruktur getroffen werden. Der Verteilungsnetzbetreiber kann seine Verteilungsnetze auf die veränderten Anforderungen überprüfen und ggf. rechtzeitig Maßnahmen zum Ausbau der Netze durchführen.

Energiemanagement mit Virtuellen Kraftwerken und Virtuellen Energiespeichern in urbanen Elektrizitätsverteilungsnetzen

Energy Management by Virtual Power Plants and Virtual Energy Storages in Urban Distribution Networks

Dennis Unger

Auf Grund des steigenden Anteils erneuerbarer und dezentraler Energieumwandlungsanlagen in elektrischen Netzen kommt innovativen logistischen Konzepten für eine effiziente Energieerzeugung und -verteilung eine immer größere Bedeutung zu. Mit Hilfe der Konzepte Virtueller Kraftwerke und Virtueller Energiespeicher kann das Lastflussmanagement optimiert werden. Die Implementierung eines gesamtheitlichen Energiemanagementkonzepts leistet dabei einen wichtigen Beitrag zur Nachhaltigen Nutzung elektrischer Energie.

With a growing share of renewable and distributed generation units, the electrical power system requires innovative logistic concepts for an efficient energy production and distribution. By using the concept of virtual power plants and virtual energy storages the load flow management can be optimised. The implementation of a holistic energy management concept makes an important contribution to the sustainable use of electrical energy.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Forschungsschule für Energieeffiziente Produktion und Logistik der TU Dortmund gefördert.

Auf Grund aktueller politischer Entwicklungen wird der Integration erneuerbarer Energiequellen in Zukunft eine steigende Bedeutung zukommen. Deshalb muss eine Vielzahl dezentraler Energieumwandlungsanlagen, wie Photovoltaik oder Windenergieanlagen, an das elektrische Netz angeschlossen werden, um den Energiebedarf decken zu können. Eine hohe Durchdringung dieser Anlagen hat einen enormen Einfluss auf die vorhandenen Verteilungsnetzstrukturen. Diese Netze wurden nicht für bidirektional horizontale Lastflüsse, sondern für Lastflüsse von zentralen Großkraftwerken zum Verbraucher errichtet. Des Weiteren stellen Einspeiseschwankungen durch fluktuierende Einspeiser den Netzbetreiber vor das Problem, eine ausgeglichene Bilanz zwischen Last und Einspeisung zu jeder Zeit gewährleisten zu können. Auch der zeitliche Unterschied zwischen Einspeisung und Verbrauch sowie deren räumliche Distanz (Einspeisung vor allem in ländlichen Gebieten, Last vor allem in urbanen Gebieten) macht einen koordinierten Energiefluss notwendig.

Mit Hilfe Virtueller Kraftwerke und Virtueller Energiespeicher, in denen eine Vielzahl dezentraler Energieumwandlungsanlagen bzw. Speicher und steuerbare Lasten zusammengeschlossen sind, kann den zuvor beschriebenen Problemen entgegengewirkt werden. Die verschiedenen Anlagen werden dabei von einer übergeordneten Instanz koordiniert und ihr Be-

trieb dadurch optimiert. Die im Virtuellen Kraftwerk gebündelten Einspeiser sowie die im Virtuellen Speicher zusammengeschlossenen Energiespeicher können auf verschiedene Weisen eingesetzt werden. Neben dem Ausgleich von Einspeiseschwankungen, der Glättung der Lastkurve oder der Verringerung des Bedarfs an Regelenergie, kann auch ein Beitrag zur Spannungshaltung geleistet werden.

Ziel des Forschungsvorhabens ist der Entwurf und die Planung von technischen Lösungen zur problemlosen Integration einer Vielzahl Dezentraler Energieumwandlungsanlagen in das elektrische Netz. Der Entwicklung eines zuverlässigen stochastischen Prognoseverfahrens, mit dem die dezentrale Einspeisung durch fluktuierende Energiequellen abgeschätzt werden kann, kommt dabei eine zentrale Bedeutung zu. Des Weiteren wird die Integration einzelner Speicher unter Berücksichtigung logistischer Rahmenbedingungen und deren Zusammenschluss und Koordinierung innerhalb eines Virtuellen Energiespeichers untersucht. Die optimale Anordnung und Dimensionierung von Energiespeichern an sinnvollen Netzanschlusspunkten ist dabei zu berücksichtigen. In einer Validierung soll der Einfluss des entwickelten Prognoseverfahrens sowie der Betrieb eines Virtuellen Speichers innerhalb des Virtuellen Kraftwerks auf die Effizienz der Energieversorgung untersucht werden.

4.4 Energiewirtschaft

Strategische Investitionen und regulatorische Rahmenbedingungen unter Unsicherheit: Ein Realoptions- und Spieltheorie-Ansatz

Strategic Investments and Regulatory Framework for Distribution System Planning under Uncertainty – An Option Game Approach

Marc Osthues

Das Ziel dieses Forschungsvorhabens ist die Entwicklung eines Optimierungsverfahrens für die Instandhaltungs-, Erneuerungs- und Erweiterungsplanung von Verteilungsnetzen, welches eine kosten-nutzenoptimale Reihung von Investitionsmaßnahmen unter Unsicherheit ermöglicht. Der folgende Bericht beschreibt die Forschungsergebnisse, die während eines wissenschaftlichen Aufenthaltes an der Universidad Nacional de Asunción in Paraguay, erzielt worden sind.

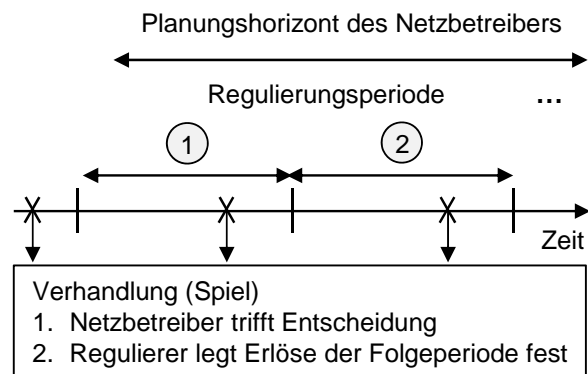
The research project targets the development of an optimization model for network expansion and maintenance planning that enables a cost-optimal time for investment decision under uncertainties. The following report briefly summarizes the scientific progress of the project progress and gives outlook on the following steps as a result of the research during the stay at Universidad Nacional de Asunción, Paraguay.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgesellschaft (DFG) gefördert.

Im Rahmen des Projektes „Risikoptimierte Instandhaltungs- und Ausbauplanung von elektrischen Energieversorgungssystemen“ entstand ein wissenschaftlicher Austausch mit Prof. Dr.-Ing. G. Blanco an der Universidad Nacional de Asunción in Paraguay. Während eines Forschungsaufenthaltes wurde ein Optimierungsansatz zur Modellierung von strategischen Entscheidungen von Netzbetreiber und Regulierer entwickelt.

Im Modell versucht der Netzbetreiber den gewinnmaximierenden Zeitpunkt für die Maßnahmendurchführung zu finden. Hingegen strebt der Regulierer nach steigender Effizienz, folglich einer kostenminimalen Maßnahmendurchführung unter Gewährleistung einer angemessenen Versorgungsqualität. Die Ausgestaltung der regulatorischen Einflussgrößen hat wiederum einen Einfluss auf die optimale Entscheidung des Netzbetreibers. Zusätzlich beeinflussen Planungsunsicherheiten, z. B. die Entwicklung der Versorgungsaufgabe, den Erfolg beider Entscheidungsträger. Für eine Bewertung von Maßnahmen werden die Ziele von Netzbetreiber und Regulierer in einer mathematischen Zielfunktion abgebildet. Entscheidungen unter unsicheren Einflussgrößen werden mithilfe von Realoptionen getroffen. Sie bewerten die Flexibilität von Maßnahmen, indem sie der Möglichkeit (Option), die Maßnahme zu einem späteren Zeitpunkt durchzuführen, einen finanziellen Wert zuweisen (Optionswert). Hingegen hält der Regulierer die Option, die Regulierungsparameter, z. B. den Effizienzwert, gemäß seiner Erwartungen anzupassen. Die Wechselwirkungen der Entscheidungen von Netzbetreiber und Regulierer werden durch einen spieltheoretischen Ansatz abgebildet, in

dem zu Beginn einer Regulierungsperiode die investigativen und regulatorischen Entscheidungen der Folgeperiode getroffen werden (s. Bild).



Strategische Entscheidungen für Netzinvestitionen in einem spieltheoretischen Ansatz

Der entwickelte Ansatz erweitert die Bewertung von Investitionen unter Unsicherheit. Zudem werden Instandhaltung und Erneuerungsplanung in einem Maßnahmen-Portfolio berücksichtigt und die Abhängigkeiten der Maßnahmenentscheidungen dargestellt. Durch den spieltheoretischen Ansatz werden regulatorischen Steuerungsgrößen als Einflussgröße auf die Entscheidung des Netzbetreibers abgebildet. So hängt der Erfolg einer Maßnahme neben den unsicheren Planungsgrößen vor allem von den Entscheidungen (Strategien) des Regulierers ab. Die optimale Entscheidung ist demnach eine beste Antwort auf die antizipierte optimale Entscheidung des anderen Spielers. Die Anwendung dieses Ansatzes auf Netzinvestitionen wird im kommenden Jahr auf der Konferenz „Probabilistic Methods Applied to Power Systems“ (PMAPS, Mai 2012, Istanbul) veröffentlicht.

Der Regelenenergiemarkt der Zukunft – ein europäisches Projekt?

The Future Market for Control Reserves – an European Project?

Thorsten Schlüter

Die Übertragungsnetzbetreiber im europäischen Verbundnetz beschaffen die Regelenenergie auf unterschiedliche Weise. Bisher hemmen die verschiedenen Beschaffungs-, Einsatz- und Vergütungskonzepte die Implementierung eines Verbundmarktes. Durch eine europäische Harmonisierung könnten sich Effizienzsteigerungen realisieren lassen beispielsweise indem eine gegenläufige Aktivierung der Regelleistung vermieden wird.

At present the TSOs throughout Europe procure control reserves in different ways. Those differences do hinder cross border coordination and competition and therefore are an impediment for further market integration. Nevertheless that coordination has the potential to increase the efficiency of the electricity system by reducing control reserves activation.

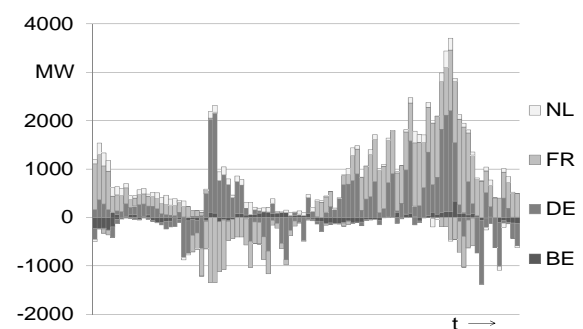
Dieses Forschungsprojekt wird von der Foundation for Research on Market Design and Energy Trading (FORMAET) gefördert.

Die Regelenenergie stellt das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme zu jeden Zeitpunkt sicher. Haben die Bilanzkreise ihren Energiehandel abgeschlossen, sorgt der Übertragungsnetzbetreiber durch den Abruf von positiver bzw. negativer Regelleistung für die Systemstabilität. Dazu stehen verschiedene Regelenenergiequalitäten zur Verfügung. Hinsichtlich der technischen Spezifikationen sind die Qualitäten durch den Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E einheitlich geregelt. Dahingegen weist die Ausgestaltung der Regelenenergiemärkte in den einzelnen Ländern deutliche Unterschiede auf. Basierend auf einer Betrachtung der Region Zentral-Westeuropa (CWE-Region) werden die Marktstrukturen miteinander verglichen und Potenziale eines möglichen Zusammenschlusses zu einem Netzregelverbund untersucht.

Bei der Analyse der Regelenenergiemärkte in den Niederlanden (NL), Frankreich (FR), Deutschland (DE) und Belgien (BE) wird deutlich, dass sich besonders der Ausschreibungszyklus unterscheidet. So wird der Bedarf an Sekundärregelleistung in Frankreich täglich, in Deutschland wöchentlich, in Belgien und den Niederlande jährlich ausgeschrieben. Andere Ausgestaltungsmerkmale der Regelenenergiemärkte, wie das Preisbildungsverfahren oder die Unterteilung der Gebote in Zeitscheiben, weisen ebenfalls eine länderspezifische Diversifikation auf.

Trotz dieser unterschiedlichen Designs der Regelenenergiemärkte gibt es Bestrebungen einen internationalen Netzregelverbund zu implementieren. Eine Erweiterung des deutschen Netzregelverbundes um die Regelzone Dänemark West

befindet sich derzeit im Testbetrieb, eine Kooperation mit den Ländern Niederlande, Schweiz und Tschechien ist geplant. Ziel dieses Zusammenschlusses ist die Vermeidung einer gegenläufigen Aktivierung der Regelleistung. Exemplarisch ist im Diagramm (siehe unten) der Abruf von Regelleistung in den Ländern der CWE-Region an einem Werktag im Jahr 2011 dargestellt.



Abruf positiver und negativer Regelleistung am 27.09.2011 in den Ländern der CWE-Region

Die Grafik zeigt, dass es in einigen Viertelstunden zu gegenläufigen Abrufen kommt. Ein gemeinsames operatives Betriebskonzept könnte zu einer Reduzierung des Regelenenergieeinsatzes führen.

Im Rahmen dieses Forschungsprojektes wird die Machbarkeit und das Potential eines CWE-Regelenenergiemarktes einer technischen und wirtschaftlichen Bewertung unterzogen. Dies umfasst die szenarienbasierte Zusammenstellung eines Regelleistungsportfolios auf Grenzkostenbasis und die Entwicklung eines geeigneten Marktdesigns, unter Beachtung technischer Restriktionen.

Wirtschaftlichkeit von variablen Stromtarifen für Stromlieferanten

Time-of-Use-Tariffs and Their Efficiency for a Power Supplier

Hans-Jörg Belitz, Sabine Kreutz

Intelligente Zähler machen es dem Lieferanten möglich, Endkunden tageszeitabhängige Arbeitspreise anzubieten. Dieser Beitrag befasst sich mit dem Potenzial und der Wirtschaftlichkeit von variablen Tarifen für Stromlieferanten die seit dem 30.12.2010 variable Tarife verpflichtend anbieten müssen.

Smart meter give the power supplier the opportunity to offer time-of-use-tariffs to the customer. These tariffs give the supplier the chance to vary the power demand. This article deals with the cost effectiveness of time-of-use-tariffs regarding the energy procurement of the power supplier.

Dieses Forschungsvorhaben wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des E-Energy-Programms gefördert und in Kooperation mit den Universitäten Bochum und Duisburg-Essen, mit der Fachhochschule Dortmund sowie mit den Unternehmen RWE Deutschland, Siemens, Miele, Stadtwerke Krefeld und ProSyst durchgeführt.

Bisher hatte der Lieferant keinen Einfluss darauf, wann seine Kunden ihre Energie beziehen. Dadurch ist er kurzfristigen Preisschwankungen ausgesetzt und kann diesen nur bedingt ausweichen. Durch variable Stromtarife kann er die Preisvolatilität umgehen und seine Beschaffung weiter optimieren. Für den Lieferanten fällt die Beeinflussung des Kundenverhaltens durch variable Stromtarife in den Bereich der Kostenreduzierung auf der Beschaffungsseite. Im Rahmen der variablen Stromtarife liegen Privathaushalte im Fokus der Betrachtung. Um das Portfolio eines Stromlieferanten zu verwalten, muss eine Aussage über dessen Volumen und dessen zukünftiger Entwicklung getroffen werden.

Wird ein Liefervertrag zwischen einem Kunden und dem Lieferanten geschlossen, muss zuerst dessen Gesamtstromnachfrage prognostiziert werden. Die Aggregation aller Lieferverträge bildet das Absatzportfolio. Diesem steht das Beschaffungsportfolio gegenüber. Das Beschaffungsportfolio spiegelt handelbare Produkte wider, die an geeigneten Handelsplätzen zu beschaffen sind, um die Kundennachfrage nach elektrischer Energie zu decken. Dem Bilanzkreisverantwortlichen gegenüber hat der Lieferant die Pflicht, seinen Lastgang anzumelden. Diese Aufgabe wird im Rahmen des Bilanzierungsmanagements des Lieferanten durchgeführt, welches eng mit dem Portfoliomanagement verbunden ist.

Um die Wirtschaftlichkeit von variablen Stromtarifen zu bewerten, wurden die Beschaffungskosten eines Lieferanten mit variablen Stromtarifen (LVS) mit denen eines Lieferanten ohne variable Stromtarife (LOVS) mit gleichem Absatzportfolio verglichen. Dazu wurden zunächst diejenigen

Faktoren identifiziert, die die Beschaffungskosten eines Lieferanten beeinflussen und anschließend das Potential einer Lastverlagerung abgeschätzt.

Nach Art der verschiedenen Risikopositionen eines LOVS gliedert sich Gesamtportfolio eines Lieferanten in Spotgeschäfte und Termingeschäfte. Es wurde davon ausgegangen, dass das Verbrauchsverhalten von Kunden nur innerhalb weniger Stunden bis maximal 24 Stunden beeinflussbar ist. Daraus ergibt sich, dass der Lieferant die Flexibilisierung seines Portfolios durch variable Stromtarife nur auf Spotmärkten nutzen kann. Besonders der Intraday Handel aber auch der Day-Ahead-Handel sind mögliche Handelsplätze. Wie bereits erwähnt, kann der LVS durch seine absatzseitige Laststeuerung über variable Tarife Preisschwankungen nutzen. Das Maß für Preisschwankungen ist die Volatilität. Der Vorteil dieses Lieferanten gegenüber LOVS ist also verknüpft mit der Volatilität. Für die Modellierung ist die Volatilität V der Beschaffungspreise der Stromlieferanten für kurzfristige Handelsprodukte somit ein wichtiger beschaffungsseitiger Einflussfaktor. LOVS werden versuchen, diesen kurzfristigen Preisschwankungen auf Spotmärkten durch Absicherung über Termingeschäfte auszuweichen. Können diese Lieferanten einen großen Teil ihres Portfolios über Termingeschäfte absichern, verringert sich der Teil des Portfolios, der den kurzfristigen Marktpreisschwankungen ausgesetzt ist. Im Risikomanagement wird für eine Position, die einer Preisschwankung ausgesetzt ist, der Begriff der (Marktpreis-) Exposition verwendet. Dadurch, dass Terminmarktgeschäfte im Durchschnitt günstiger sind als Spotgeschäfte, wird die Möglichkeit zur Terminmarktabsicherung ein weiterer

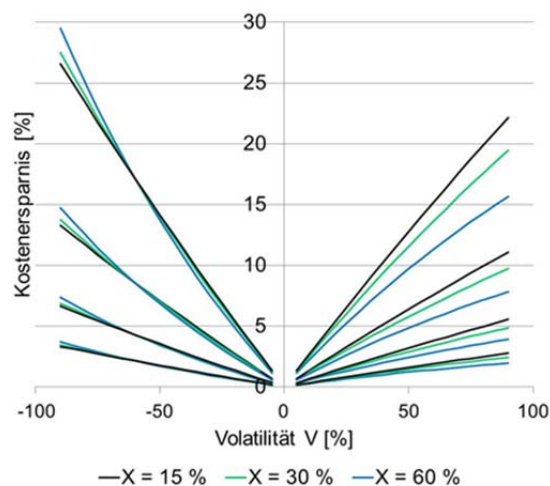
beschaffungsseitiger Einflussfaktor. Der Expositionsfaktor X wirkt sich auf den Geschäftsvorteil des LVS aus. Dieser Portfolioteil steht den kurzfristigen Marktpreisschwankungen gegenüber. Es wurde angenommen, dass jeder Lieferant die gleichen Möglichkeiten besitzt, sein Portfolio über Termingeschäfte abzusichern.

Ein LVS muss eine Aussage über die Kundenflexibilität geben können, um diese in seiner Beschaffungsstrategie zu berücksichtigen. Kann er diese Flexibilität prognostizieren, wird er den variablen Teil seines Portfolios nicht über Termingeschäfte absichern, sondern optimiert kurzfristig beschaffen. Wie der LOVS wird der LVS einen Teil seines fixen Portfolios über Termingeschäfte beschaffen. Den Teil seines fixen Portfolios, den er nicht über Termingeschäfte beschaffen kann, muss er kurzfristig über Spotgeschäfte eindecken. Auf diese Kosten hat er keinen Einfluss, da er die Menge zu Spotmarktpreisen beschaffen muss. Den variablen Teil seines Portfolios kann er allerdings steuern und so einen Wettbewerbsvorteil generieren. Das Maß, das beschreibt welcher Teil der Absatzmenge verschoben werden kann, ist die Kundenflexibilität Y . Es wird angenommen, dass die Kundenflexibilität mit dem finanziellen Einsparpotential der Endkunden zunimmt. Der Vorteil, den ein Lieferant mit variablen Stromtarifen erwirtschaften kann, hängt mit dieser Kundenflexibilität zusammen. Eine Gesamtbetrachtung der Flexibilität Y und deren Bepreisung sind nicht Bestandteil dieses Beitrags.

Zur Entwicklung dieses Modells wurden die Marktpreise zwischen Durchschnittsterminkontraktpreisen und Durchschnittsspotpreisen unterschieden. Die angenommene Volatilität V ermöglicht eine Differenzierung zwischen einem Durchschnittsspotpreis und einem veränderten Spotpreis. Das Maß für Preisschwankungen ist somit die Volatilität. Der Vorteil eines LVS gegenüber LOVS ist demnach verknüpft mit der Volatilität.

Die Absatzseite wurde mit den beiden Faktoren Exposition X und Flexibilität Y beschrieben und die Beschaffungsseite durch den Unterschied zwischen Durchschnittsterminkontraktpreisen und Durchschnittsspotpreisen sowie mit der Volatilität V . Im Rahmen dieser Untersuchung wurden die Faktoren X , Y , V einer Parametervariation unterzogen, um eine Aussage darüber treffen zu können, welchen Einfluss die Faktoren

auf die Wirtschaftlichkeit von variablen Stromtarifen für einen Lieferanten besitzen. Im folgenden Diagramm werden exemplarisch die Ergebnisse als Kurvenscharen der Gewinnfunktion eines Lieferanten mit variablen Stromtarifen bei einer Differenz zwischen Durchschnittsterminkontraktpreisen und Durchschnittsspotpreisen mit 30 % aufgetragen.



Beschaffungskostensparnis des LVS gegenüber dem LOVS

Die (prozentuale) Ersparnis durch die Laststeuerung des LVS bleibt bei einer betragsgleichen Volatilitätsänderung identisch. Die Gesamtkosten verringern sich bei einer negativen Volatilität V . Dadurch ist der Einfluss der Ersparnis durch Laststeuerung auf die Gesamtkosten bei einer negativen Volatilität V größer. Die Kurven für negative Volatilität besitzen daher bei allen untersuchten Preisunterschieden zwischen Termin- und Spotmarkt eine höhere Steigung. Eine vergleichbare Aussage kann über X getroffen werden. Steigt X , so steigt auch der Teil des Portfolios, der der Volatilität ausgesetzt ist. Bei einer positiven Volatilität erhöhen sich die Gesamtkosten mit X und der Beschaffungskostenvorteil durch Laststeuerung wird geringer. Für eine negative Volatilität verringern sich die Gesamtbeschaffungskosten und der Einfluss der Laststeuerung auf die Gesamtkosten wird größer. Eindeutig ist im Diagramm zu erkennen, dass Y den größten Einfluss auf die Kostensparnis des LVS gegenüber dem LOVS hat. Im Rahmen der untersuchten Marktsituation ergibt sich bei einer Verdopplung von Y auch eine Verdopplung der Gesamtbeschaffungskostensparnis.

Anreizsysteme beim Kunden für eine aktive Teilnahme am Strommarkt

Customer Incentives for an Active Participation in the Power Supply Market

Sabine Kreutz, Hans-Jörg Belitz, Dieter König

In diesem Beitrag werden quantitative und qualitative Anreizsysteme aus dem E-DeMa-Projekt für die Beteiligung der Endkunden am Strommarkt beschrieben und erste Berechnungen durchgeführt, die den monetären Nutzen der Teilnahme von Privatkunden am Strommarkt durch die entwickelten Anreizsysteme hervorhebt.

In this article, quantitative and qualitative incentives from the E-DeMa-project to enable a participation of the customer in the power supply market are described and first results according to the financial benefits presented.

Dieses Forschungsvorhaben wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des E-Energy-Programms gefördert und in Kooperation mit den Universitäten Bochum und Duisburg-Essen, mit der Fachhochschule Dortmund sowie mit den Unternehmen RWE Deutschland, Siemens, Miele, SWK Stadtwerke Krefeld und ProSyst durchgeführt.

Eins der ausgewiesenen Ziele des E-DeMa-Projektes ist die Schaffung eines Tarifportfolios, das aufgrund seiner Akzeptanz zu verbesserten Möglichkeiten auf Seiten der Lieferanten aber auch der Netzbetreiber führt, Stromnachfrage und Stromangebote im Tagesverlauf zur Deckung zu bringen. Der Privatkunde wird durch unterschiedliche Anreizsysteme zu einer Lastverlagerung motiviert, wobei nicht nur monetäre, sondern auch weitere Motivationstreiber von Bedeutung sind.

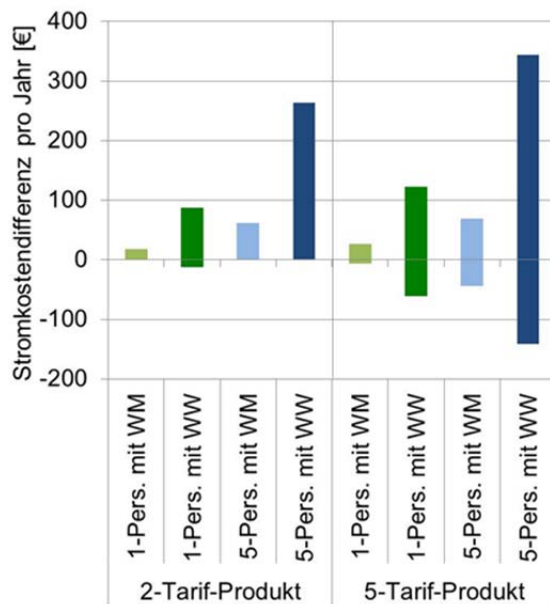
Der Kunde hat bei E-DeMa u. a. die Möglichkeit zwei zeitvariable Produkte zu wählen. Das 2-Tarif-Produkt besteht aus zwei Tarifzeitfenstern. Die Tarifstruktur des 5-Tarif-Produkts umfasst insgesamt acht Zeitfenster mit fünf verschiedenen Tarifen. Durch diese Anreizsysteme soll die durch die Haushalte entstehende hohe Stromnachfrage in den Mittags- und Abendstunden in Zeiten mit derzeit geringer Stromnachfrage verschoben werden. Dem Privatkunden wird zudem die Möglichkeit gegeben, die elektrische Leistung von ausgewählten Haushaltsgeräten als Schaltflexibilität am Strommarkt anzubieten. Bei diesem Produkt muss der Privatkunde einem Aggregator das entsprechende Gerät spätestens um 09 Uhr morgens bereitstellen und die Endzeit des Geräteprogramms auf mindestens 18 Uhr setzen. Der Aggregator kann nun, abhängig von der Netz- und Strommarktsituation, das Gerät zu dem Zeitpunkt einschalten, zu dem er einen möglichst großen finanziellen Nutzen für die Vermarktung am Strommarkt erwirtschaftet. Sofern der Aggregator die bereitgestellte Leistung abrufen, erhält der Kunde ein Entgelt. Sollte der Aggregator die Leistung des Gerätes nicht abrufen, wird das Gerät tarifgesteuert eingeschaltet.

Der durch die Anreizsysteme entstehende monetäre Nutzen wurde bewertet, in dem Lastverlagerungen bei charakteristischen Haushalten simuliert und die entsprechende Kostenersparnis berechnet wurden. Dabei wurde angenommen, dass nur die Geräte der Weißen Ware verschoben werden können. Die Anreizsysteme wurden für einen 1 Personen- und einen 5-Personen-Haushalt bewertet. Bei beiden Haushalten wird der Lastgang größtenteils durch Kühlgeräte, Weiße Ware, Küchengeräte, TV- und Audiogeräte sowie diverse kleinere Elektrogeräte bestimmt (keine elektrische Heizung). Unterschiede sind insofern vorhanden, als dass bei 5-Personen-Haushalten Geräte mit einer höheren Leistungsaufnahme zum Einsatz kommen. Des Weiteren wurde nach Zeitpunkt und Häufigkeit der Nutzung der elektrischen Geräte differenziert. Für die Berechnungen wurden das 2-Tarif-Produkt und das 5-Tarif-Produkt herangezogen. Als Referenz für die Untersuchung der monetären Anreizsysteme wurden zunächst die jährlichen Kosten für den simulierten Strombedarf der Haushalte ohne Lastverschiebung ermittelt. Um eine unterschiedliche Ausstattung der Haushalte bewerten zu können, wurden die Stromkosten der Haushalte zum einen mit einer minimalen Ausstattung an Weißer Ware (z. B. nur mit Waschmaschine (WM)) und zum anderen mit einer maximalen Ausstattung (mit Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine (WW)) bestimmt. Anschließend wurden die Kostendifferenzen für die unterschiedlichen Haushaltstypen und technischen Ausstattungen bestimmt, die der Privatkunde durch Verlagerung des Geräteinsatzes in günstigere Zeitzonen erwirtschaften kann. Bedingt durch die E-DeMa-

Anreizsysteme wurden relativ große Preisdifferenzen zwischen den jeweiligen Zeitfenstern gegenüber aktuellen Produkten für die Berechnungen angenommen:

- 2-Tarif-Produkt: ca. 19 ct/kWh
- 5-Tarif-Produkt: vom günstigsten zum teuersten Tarif ca. 1, 19, 10 und 5 ct/kWh.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich das Nutzenpotenzial mit steigender Ausstattung oder Geräteenutzung erhöht, da dadurch der Energieverbrauch in einem Haushalt ansteigt (siehe Bild).



Kostendifferenz pro Jahr für verschiedene Haushaltstypen, Tarifprodukte und unterschiedliche Ausstattung

Des Weiteren bietet das 5-Tarif-Produkt bei einer tarifoptimalen Verlagerung ein größeres Einsparpotenzial als das 2-Tarif-Produkt. Begrenzt wird dieser Einfluss jedoch durch die Akzeptanz bei den Kunden und deren Bereitschaft, ihre Verbrauchsgewohnheiten einem monetären Anreiz zu unterwerfen. Denn das 5-Tarif-Produkt birgt wegen seiner Komplexität auch das Risiko, dass der Privatkunde bei keiner tarifoptimalen Veränderung der Gerätenutzung finanzielle Nachteile erleidet. Das nicht allzu komplexe 2-Tarif-Produkt birgt hingegen nur ein sehr geringes Risiko, da sowohl die finanziellen Einbußen geringer sind als auch die Produktlogik vom Kunden kognitiv besser durchdrungen werden kann.

Dem Kunden muss die Logik seiner möglichen Lastverlagerung verdeutlicht werden, so dass die

Verhaltensänderung tarifadäquat erfolgen kann. Demnach spielen neben den monetären Einflussfaktoren auch Feedbackinstrumente bei der Akzeptanz eine Rolle, mit denen der Verbraucher direkt und unmittelbar die Auswirkungen seines Verbrauchsverhaltens gespiegelt bekommt. Die Visualisierung der Anreizsysteme bei E-DeMa basiert auf zwei sich ergänzenden Kommunikationskanälen mit unterschiedlichen Interaktionsmöglichkeiten: eine Inhouse- und eine Web-Visualisierung über den E-DeMa-Marktplatz. Die Inhouse-Visualisierung zeigt die Verbrauchsdaten in „Quasi“-Echtzeit und auf dem internetbasierten E-DeMa-Marktplatz kann der Kunde plausibilisierte Werte und historische Daten einsehen sowie einen Produktwechsel initiieren. Um den Kunden zu Verhaltensänderungen zu motivieren, wird in der webbasierten Visualisierung jeweils ein entsprechender Vergleichskunde zum Maßstab gewählt. An diesem Referenzkunden kann der E-DeMa-Teilnehmer sein erfolgreiches Energieverhalten ablesen und in einen spielerischen Wettbewerb treten. Der Teilnehmer erhält regelmäßig eine Übersicht über sein persönliches Stromverhaltensverhalten und trägt mit einem positiv veränderten Energieverhalten zu dem Punktestand seiner Effizienzgemeinschaft bei. Die Dokumentation des energieeffizienten Verhaltens dient hier zum einen als Feedback und als Herausforderung. Die Idee der Effizienzgemeinschaft wurde entwickelt, um den Community-Gedanken der Kunden anzusprechen. Durch Verhaltensänderung können die E-DeMa-Kunden ihrem Stadtteil „etwas Gutes“ tun. Eine gemeinschaftliche Inzentivierung hat den Vorteil, dass nicht der einzelne Privatkunde im Vordergrund steht. So kann Gruppendynamik entstehen und der Privatkunde auf diese Weise motiviert werden.

Bei E-DeMa erfolgt die Verknüpfung aus Lastverlagerung und Energiesparen in einem Produkt. So wird ein breiteres Verständnis von Energieeffizienz kommuniziert und die abstrakte Vorstellung der Lastverschiebung wird für den Kunden praxisrelevant.

Aufgrund der Untersuchungen ist festzuhalten, dass es auch zukünftig Haushalte geben wird, für die die identifizierten Anreizsysteme aufgrund des geringen Verbrauchs, der Ausstattung oder der kognitiven Fähigkeiten nicht geeignet sind.

Marktmodelle für öffentliche Ladeinfrastrukturen der Elektromobilität

Market Models for Public Charging Infrastructures for Electric Mobility

Malte Bolczek

Die elektrische Versorgung von Elektrofahrzeugen erfordert das Zusammenwirken von verschiedenen Akteuren des entflochtenen Energiesektors. Insbesondere die Interaktionen von regulierten und unregulierten Akteuren im Rahmen des Bilanzkreismanagements von Elektrofahrzeugen spielen eine entscheidende Rolle. Marktmodelle stellen unterschiedliche Ansätze zur Versorgung von Elektrofahrzeugen dar. Die Ausgestaltung der Marktmodelle muss dazu die Anforderungen der Kunden und Lieferanten sowie der Netzbetreiber berücksichtigen und die Sicherung des Wettbewerbs gewährleisten.

The electrical supply of electric vehicles requires the interaction of several stakeholders of the unbundled energy sector. Especially the interaction of regulated and deregulated stakeholders within the balancing group management of electric vehicles plays a decisive role. Market models constitute different approaches for the electrical supply of electric vehicles. The design of the market models has to consider the requirements of customers and retailers as well as grid operators and has to ensure competition.

Eine massenhafte Einführung von Elektrofahrzeugen erfordert den Aufbau einer bedarfsgerechten (halb-)öffentlichen Ladeinfrastruktur. Halböffentliche und öffentliche Ladeinfrastrukturen sind durch ihre Eigenschaft gekennzeichnet, eine für die Allgemeinheit der Elektromobilitätskunden zugängliche Lademöglichkeit bereitzustellen. Im Gegensatz zu ausschließlich privat zugänglichen Ladeinfrastrukturen sind diese nicht auf die Belieferung eines bestimmten Benutzerkreises ausgerichtet, sondern dienen der Belieferung aller Elektromobilitätskunden. Bei der elektrischen Versorgung von Elektromobilitätskunden tritt somit eine neue Rolle bzw. ein neuer Akteur in der Elektrizitätswirtschaft auf: der Ladesäulenbetreiber. Außerdem weist der Elektromobilitätskunde als Kunde (halb-)öffentlicher Ladeinfrastruktur gänzlich neue Eigenschaften auf: er stellt eine „vagabundierende“ Entnahmestelle dar. Der örtlich variable Strombezug schließt dabei nicht nur verschiedene Verteilnetze und unterschiedliche Ladesäulenbetreiber mit ein, sondern gegebenenfalls auch mehrere Regelzonen und weitere Lieferanten.

Diese beiden Besonderheiten erfordern die Entwicklung von gesonderten Marktmodellen für die Versorgung von Elektromobilen. Im Rahmen der gesetzlichen Regelungen der Energiewirtschaft und der relevanten Rechtsordnungen stellen Marktmodelle das Organisationskonzept des Marktes im Hinblick auf das Zusammenwirken der unterschiedlichen Akteure der Elektrizitätswirtschaft dar. In Abhängigkeit der zurzeit ungeklärten energiewirtschaftsrechtlichen Einordnung der Ladeinfrastruktur sind die systemrelevanten, betriebsübergreifenden Geschäftsprozesse zu

gestalten. Dabei ist primär die Versorgungssicherheit, die verursachungsgerechte Kostenwälzung und die Verhinderung von Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung sicherzustellen.

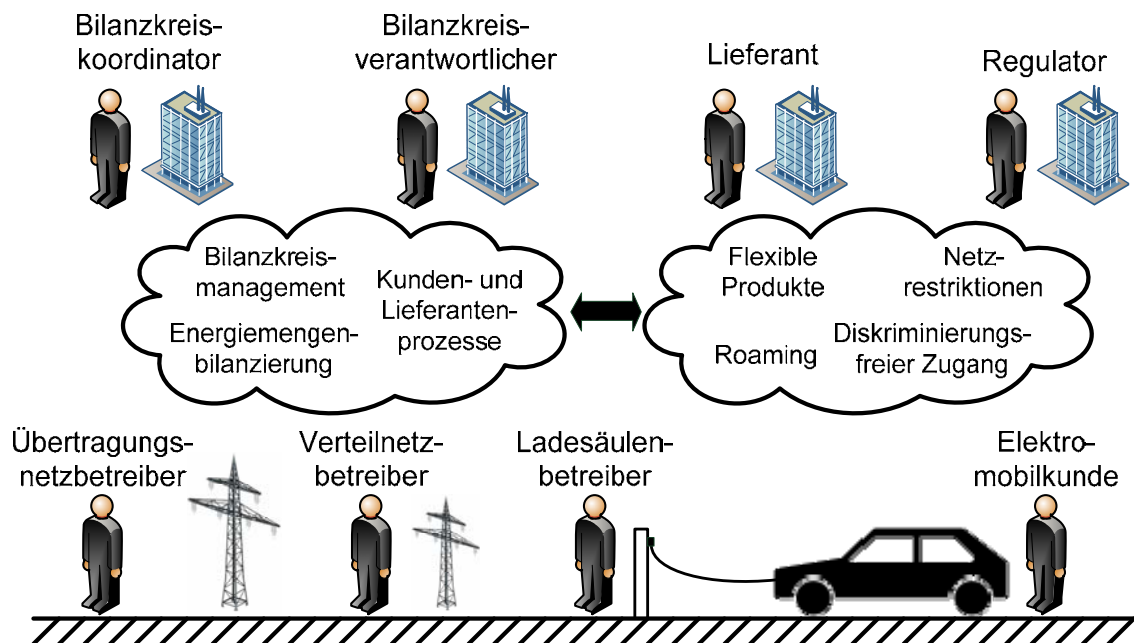
Es lassen sich zwei übergeordnete Marktmodelle identifizieren, in denen die Integration der Energiemengen der Elektromobile in das Bilanzkreismanagement nach zwei unterschiedlichen Grundsätzen erfolgt. Einerseits kann das Marktmodell eine unmittelbare Zuordnung zwischen einem Lieferanten und einem Elektromobilitätskunden ermöglichen, der den Elektromobilitätskunden an jeder Ladesäule beliefert. Die Belieferung durch den Lieferanten erfolgt dadurch „ladesäulenunabhängig“. In diesem Marktmodell ist die Ladesäule nicht nur allen Elektromobilitätskunden allgemein zugänglich, sondern steht auch für alle Lieferanten zur Belieferung ihrer Elektromobilitätskunden zur Verfügung. Die Folge sind fortlaufende, gegebenenfalls auch untertägige Wechsel der Zuordnungen von Lieferanten und Kunden an der Ladesäule. Der Elektromobilitätskunde wird jedoch stets durch denselben Lieferanten beliefert, obgleich ein Lieferantenwechsel in einem bestimmten Wechselturnus möglich ist. Das zweite Modell basiert auf einer festen Zuordnung zwischen Lieferant und Ladesäule. Dabei tritt der Ladesäulenbetreiber im Sinne der energiewirtschaftlichen Prozesse als Kunde des Lieferanten auf. Der Elektromobilitätskunde wird auf einem nachgelagerten Markt vom Ladesäulenbetreiber oder einer weiteren neuen Markttrolle beliefert. Die Belieferung des Elektromobilitätskunden ist daher stets „ladesäulenabhängig“. Wechselprozesse an der Ladesäule treten im Gegensatz zum vorherigen Modell nicht auf. Um Vertragsschlüs-

se mit mehreren Lieferanten in diesem Modell zu vermeiden, sind für die Nutzung „lieferantenfremder“ Ladesäulen in Analogie zur Nutzung „fremder“ Telekommunikationsnetze Roaming-Abkommen zwischen den Lieferanten der Ladesäulen abzuschließen.

Das Design der Marktmodelle muss verschiedene Ausgestaltungsmerkmale berücksichtigen. Im Vordergrund stehen dabei die betriebsübergreifenden Prozesse des Bilanzkreismanagements, in denen die Zuordnung von Lieferstellen zu Bilanzkreisen, die Prognose des Verbrauchs und die Bilanzkreisabrechnung festgelegt werden. Die Abrechnungen der Bilanzkreise und Elektromobilkunden basieren auf der Energiemengenbilanzierung, deren Prozesse ebenso von der Problematik der „vagabundierenden“ Entnahmestelle erfasst werden. Des Weiteren steht die Organisation der Kunden- und Lieferantenprozesse im engen Zusammenhang mit dem Bilanzkreismanagement und der Energiemengenbilanzierung. Diese wesentlichen Prozessgruppen werden bei der Belieferung von gewöhnlichen, stationären Kunden von mehreren Rollen der Elektrizitätswirtschaft realisiert. Dazu zählen die Netzbetreiber sowie der Bilanzkreisordinator als weitere Rolle des Übertragungsnetzbetreibers und die unregulierten Rollen Bilanzkreisverantwortlicher und Lieferant (Bild). Die Marktmodelle für öffentliche Ladeinfrastrukturen müssen nun für die Fälle der „ladesäulenabhängigen“ oder „ladesäulenunabhängigen“ Belieferung die

neue Rolle des Ladesäulenbetreibers in die Prozesslandschaft integrieren.

Die zu entwickelnden Marktmodelle haben außerdem eine Reihe von Anforderungen zu erfüllen. Einerseits sind der diskriminierungsfreie Zugang zu den Ladesäulen und der Erhalt von Wettbewerb zu gewährleisten, der vom Regulator beaufsichtigt wird. Damit verbunden ist auch die Entwicklung von Roaming-Prozessen im Fall der „ladesäulenabhängigen“ Belieferung. Andererseits fordert der Elektromobilkunde für sein individuelles Mobilitätsbedürfnis flexible Produkte, die unterschiedliche Ladeleistungen und die Bereitstellung von Zusatzdienstleistungen berücksichtigen sollten. Dabei sind im Hinblick auf die Netzbelastung durch das Laden und Entladen von Elektromobilen immer die Netzrestriktionen der Netzbetreiber zu beachten (Bild). Diese Anforderungen wirken sich unmittelbar auf die technische Ausstattung des Ladesäulenbetreibers aus. Als Anschlussnehmer des Verteilnetzes kann nur er die Interoperabilität auf Basis von Standards herstellen und das Produktportfolio in Zusammenarbeit mit dem Lieferanten erstellen. Die Anforderungen stehen darüber hinaus in einer wechselseitigen Beziehung zu den Merkmalen des Marktmodells, die sich einerseits den Anforderungen annehmen müssen. Andererseits zeigen diese ebenso die Grenzen der Integrationsfähigkeit der Anforderungen in das bestehende Wettbewerbsmodell der Elektrizitätswirtschaft auf.



Ausgestaltungsmerkmale und Anforderungen an Marktmodelle für Ladeinfrastrukturen

Betriebswirtschaftliche Bewertung monetärer Einflussfaktoren von Versorgungskonzepten für Elektrofahrzeuge

Economic Analysis of Monetary Influencing Factors Regarding Supply Concepts for Electric Vehicles

Volker Liebenau, Ewa Plota

Für eine zuverlässige und bedarfsgerechte Energieversorgung von Elektrofahrzeugen sind Geschäftsmodelle zu entwickeln, die die dafür erforderlichen Dienstleistungen und Produkte zur Verfügung stellen. Diese müssen für Betreiber wirtschaftlich tragfähig sein. Derzeit ist jedoch eine monetäre Wirtschaftlichkeitsuntersuchung von Versorgungskonzepten aufgrund von fehlenden Marktpreisen, technischen Erfahrungswerten sowie dem Nutzerverhalten nur begrenzt möglich. Fehlende Berechnungsparameter müssen zunächst methodisch bestimmt werden. Basierend darauf kann eine Plausibilisierung der zugrundeliegenden Geschäftsmodelle erfolgen. Mit dieser Methodik können bestehende Betreibermodelle und explizit auch Tarifmodelle mit Endkundenpreisen auf ihre Wirtschaftlichkeit hin bewertet werden.

For a reliable and adequate energy supply of electric vehicles business models which provide the necessary services and products need to be developed. These must be economically viable for operators. Currently, however, a monetary cost analysis of supply concepts is only possible to a limited extent due to lack of data about market prices, technical experience as well as user behavior. At first missing calculation parameters must be determined methodically. Based on this, the plausibility of the underlying business models can be proved. This methodology allows evaluating existing operating models and explicitly also tariff models.

Diese Arbeit ist Teil der Forschungsvorhaben Grid for Vehicles (G4V), gefördert von der EU im siebten Rahmenprogramm und durchgeführt in einem Konsortium europäischer Partner, sowie dem Projekt e-IKT-basierte Integration der Elektromobilität in die Netzsysteme der Zukunft (IKT), gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

Für eine Etablierung der Elektromobilität ist eine Infrastruktur bestehend aus energietechnischen und informationstechnischen Betriebsmitteln notwendig, die eine sichere und zuverlässige Energieversorgung von Elektrofahrzeugen gewährleistet. Diese Infrastruktur kann privat oder öffentlich zugänglich sein. Entsprechend ihrer Ausprägung ergeben sich unterschiedliche rechtliche und technische Anforderungen, wodurch die Ausgestaltung der Versorgungskonzepte hinsichtlich der Produkte und Dienstleistungen (im Folgenden: zusammengefasst zu Produkten) variieren.

Elektrizitätslevel	Erzeugung	Übertragungsnetz	Verteilnetz	Ladegateway
IKT Level	IKT Netzwerk	Datenspeicherung	IKT Gateway	
Kaufmännisches Level	Energiehandel	Energievertrieb	Weitere Dienstleistungen	

Übersicht der Wertschöpfungsstufen

Die für die Energieversorgung der Elektrofahrzeuge erforderlichen Produkte sind den Wertschöpfungsstufen im linken Bild zugeordnet.

Wichtige Produkte, die durch den vorgegebenen oder zukünftig notwendigen energiewirtschaftlichen Rahmen fokussiert werden, sind bspw. die Autorisierung des Nutzers an Ladestationen, der Datentransfer, die Datenverarbeitung, Messung, Abrechnung bzw. Bezahlung.

Bei einer Umsetzung der Versorgungskonzepte ist aus unternehmerischer Sicht für potenzielle Anbieter ein wirtschaftlicher Erfolg wesentlich. Die von Unternehmen erhobenen Tarife zur Deckung der entstehenden Ausgaben haben einen entscheidenden Einfluss auf die Tragfähigkeit der Geschäftsmodelle. Bei der Ausgestaltung möglicher Tarifmodelle, beispielsweise für ein all-inclusive-Produkt mit gleichzeitiger Bereitstellung des Ladestroms und Teilen der Infrastruktur, gibt es verschiedene Ansätze. Zum einen ist eine Bezahlung nach der bezogenen Energiemenge wie bei Haushaltstarifen denkbar oder zum anderen die Entrichtung eines Pauschalbetrags pro Ladung. Demgegenüber sind aber auch zeitbezogene Tarife möglich. Diesbezüglich wäre die Erhebung eines Betrags für die Nutzung innerhalb eines bestimmten Zeitraums, z. B. einen Monat oder eine Bezahlung in Abhängigkeit der jeweiligen Ladedauer möglich.

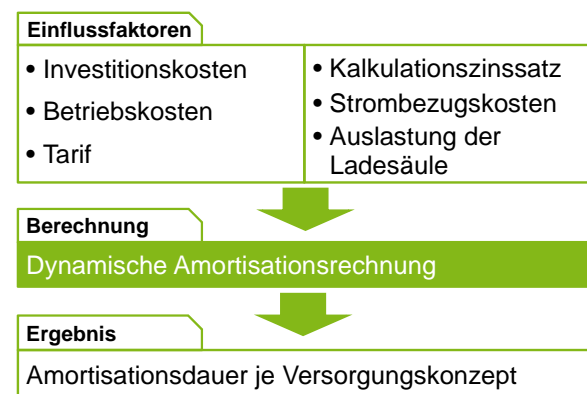
Zu Beginn der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung von Geschäftsmodellen mit einer beliebigen Produktkombination wird eine Bewertungsmethode angewandt, bei der zunächst Kostentabellen aufgestellt werden, die sowohl Betriebs- als auch Investitionskosten beinhalten. Beispielsweise umfasst die Kostentabelle für den Betrieb eines Ladegateways (Ladegateway: ausschließlich elektrotechnischer Teil einer Ladestation) die Kostenpositionen Installation und Aufbau, Hardware des Ladegateways, den Tiefbau, den Netzanschluss, die Montage, die Genehmigungen und das Anschlussmanagement sowie den Rückbau (Installationskosten). Daneben enthält die Kostentabelle die Kostenpositionen Wartung, Reparatur sowie ggf. den Parkraum, die über den gesamten Lebenszyklus des Ladegateways anfallen (Betriebskosten).

Die Beträge von Kostenpositionen orientieren sich entweder an Marktpreisen von (vergleichbaren) Einzelkomponenten oder insbesondere bei Dienstleistungen in der IKT an Gutachten und Expertenbefragungen. Da bei gleichzeitiger Bereitstellung mehrerer Produkte Synergieeffekte entstehen können, müssen diese ebenfalls berücksichtigt werden. Zum Beispiel können in einem Unternehmen gleichzeitig das Ladegateway und das IKT Gateway betrieben werden. Aus diesem Grund wird in einem weiteren Schritt jede ermittelbare Kostenposition einer Kostentabelle mit jeweils zwei Faktoren versehen, die der Bewertung von Synergieeffekten dienen. Der erste Faktor berücksichtigt, falls vorhanden, das bestehende Geschäft des Betreibers. Durch vorhandenes Know-How oder Equipment, Integrationsmöglichkeiten von Prozessen, etc. sinkt der Faktor und verringert die Höhe des Betrags der Kostenposition, die von diesen sog. Treibern beeinflusst wird (Synergie bei vorhandenen Produkten). Der zweite Faktor berücksichtigt Kostenvorteile durch Kombinationen aus bereitgestellten Produkten (Synergie zwischen neuen Produkten). Liegen beispielsweise die Messdienstleistung und das u.a. für Roaming notwendige Service Center bei einem Betreiber, ist davon auszugehen, dass z. B. bei der Datenverarbeitung nennenswerte Kostenvorteile entstehen, da Prozesse gebündelt werden können. Die Höhe der Faktoren kann auf unterschiedliche Weise bestimmt werden. Eine Delphi-Analyse, bei der Experten befragt werden, bietet sich dabei an. Vorteilhaft ist es auch, eine Bandbreite mithilfe

eines „best-case“- und ein „worst-case“ Faktors zu ermitteln.

Einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Betriebs von Ladegateways hat insbesondere auch die Auslastung. Für öffentliche und halb-öffentliche Lademöglichkeiten ist daher die jeweilige Lage bei einer Standortfindung im Hinblick auf mögliche Frequentierungen abzuschätzen. Zudem sind in diesem Zusammenhang auch die Parkmöglichkeiten vor den Ladegateways zu berücksichtigen, damit diese nach Möglichkeit ausschließlich Elektrofahrzeugen vorbehalten sind.

Für die abschließende monetäre Bewertung möglicher Versorgungskonzepte bieten sich dynamische Verfahren der Investitionsrechnung an. Bei diesen kommt es zu Unsicherheiten für die anzusetzenden Nutzungsdauern von Betriebsmitteln der Infrastruktur, da diesbezüglich bisher noch keine Erfahrungswerte vorliegen. Daher soll hier ein abgewandelter Ansatz der Kapitalwertmethode, die dynamische Amortisationsrechnung, verfolgt werden, wie im folgenden Bild dargestellt.



Strukturdiagramm der Berechnung

Die Berechnung erfolgt wie in obiger Abbildung dargestellt. Der berechnete Amortisationszeitpunkt unter Berücksichtigung eines erwarteten Kalkulationszinssatzes gibt somit die erforderliche Mindestnutzungsdauer zur Sicherstellung eines wirtschaftlichen Betriebs der Ladestation an. Falls die Amortisationsdauer über der veranschlagten Nutzungsdauer liegt, so ergibt sich für den Betreiber eine unvorteilhafte Investition. Für geringere Amortisationsdauern erhält der Betreiber einen ersten Hinweis auf die Wirtschaftlichkeit der Investition und sollte diese durch ergänzende finanzmathematische Instrumente verifizieren.

Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und Speichertechnologien in den Systemverbund aus Gas-, Wärme- und Stromnetzen

Integration of Distributed Generation and Energy Storage Technologies in the System of Gas, Heat and Electricity Grids

Jan Teuwsen

Das in diesem Beitrag umrissene Forschungsvorhaben widmet sich der Betrachtung des Systemverbunds von Gas-, Wärme- und Stromnetzen, dem sogenannten Hybridnetz. Das Hybridnetz wird für verschiedene, zukünftige Entwicklungsszenarien hinsichtlich des zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe notwendigen Netzbedarfs sowie des Netzbetriebs untersucht. Dabei steht die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und Speichertechnologien im Fokus. Weiter werden die resultierenden Kosten für die Netznutzer analysiert und die notwendige Anpassung der Energiemärkte an die Netzentwicklung dargestellt.

The research project described in this article examines the overall system of gas, heat and electricity grids, focusing on the integration of distributed generation and energy storage technologies. For different scenarios, this system will be analyzed regarding the necessary grids and grid operation to fulfill the task of energy distribution. In addition, costs for grid users and the development of the energy markets resulting from the grid development will be evaluated.

Bei der zukünftigen Entwicklung der elektrischen und thermischen Energieversorgungsstruktur steht insbesondere die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen im Vordergrund. Die bereitgestellte elektrische und thermische Leistung muss von den Verbrauchern lokal abgenommen oder von den Verteilnetzen aufgenommen und horizontal oder vertikal verteilt werden. Gleichzeitig muss mit dem fluktuierenden Charakter von Sonneneinstrahlung und Windkraft im Gesamtsystem umgegangen werden. Hierzu müssen Speicherkapazitäten bereitgestellt und intelligent eingesetzt werden. Als Speicher zu betrachten sind dabei alle Technologien und Konzepte, mit denen eine Entkopplung von Bereitstellung und Nachfrage elektrischer und thermischer Leistung realisiert werden kann. Dies können elektrische, chemische oder thermische Speicher sein. Zudem kommen bspw. Konzepte wie das Last- und Erzeugungsmanagement in Betracht.

Die Nutzung solcher Technologien und Konzepte bedeutet gleichzeitig, dass elektrische und thermische Netze zusammen mit Gasnetzen zukünftig in einem Systemverbund als sogenanntes Hybridnetz betrieben werden können. Der Einsatz der genannten Technologien und Konzepte kann örtlich unterschiedlich ausgeprägt sein, abhängig von der Besiedlungsdichte eines Gebiets sowie der Prägung durch Gewerbe- und Industriegebiete. Weiter sind grundsätzlich verschiedene Entwicklungsszenarien denkbar, die entsprechenden Einfluss auf die Entwicklung der

Netze haben. Ein Anstieg der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen liegt allen Szenarien zugrunde. Allerdings kann bspw. unterschieden werden, ob die Energiespeicherung eher dezentral in Kleinspeichern oder zentral in Großspeichern auf der elektrischen Höchstspannungsebene stattfindet. Der Elektrifizierungsgrad und die Speicherauswahl sind Indikatoren für die Anforderungen an die Netze zur Erfüllung der zukünftigen Versorgungsaufgabe.

Im Fokus der Untersuchung stehen der zukünftige Netzbedarf sowie der Betrieb der unterschiedlichen Netze im Systemverbund. Hierbei werden die Abhängigkeit von lokalen Gegebenheiten sowie die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und Speichertechnologien zugrunde gelegt. Für Siedlungsgebiete unterschiedlicher Ausprägung werden typische Netzstrukturen auf Basis deutscher Netzplanungs- und Betriebsgrundsätze definiert. Entsprechend der entwickelten Szenarien und politischen Zielsetzungen werden Entwicklungspfade der Netze hergeleitet. In der politischen Diskussion sind insbesondere die beim Netzausbau entstehenden Kosten für die Netznutzer relevant. Diese Kosten werden für die betrachteten Fälle abgeschätzt und bewertet. Ausblickend wird betrachtet, inwieweit sich die Märkte für elektrische und thermische Energie sowie den Energieträger Gas der Entwicklung in den verschiedenen Szenarien anpassen müssen. Abschließend wird die Eintrittswahrscheinlichkeit und Plausibilität der hergeleiteten Entwicklungspfade diskutiert.

5. Veröffentlichungen und Vorträge

5.1 Publikationen

Lehnhoff, S.; Häger, U.; Zimmermann, T.; Rehtanz, C.: „Autonomous Distributed Coordination of Fast Power Flow Controllers in Transmission Networks”, presented at ISGT, Manchester, 2011

Blanco, G. Olsina, F. Garces, F. Rehtanz, C.: „Real Option Valuation of FACTS Investments Based on the Least Square Monte Carlo Method”, IEEE Transactions on Power Systems, Issue 99, January 6, 2011

Blanco, G.; Waniek, D.; Olsina, F.; Garces, F.; Rehtanz, C.: „Flexible investment decisions in the European interconnected transmission system”, Journal Electric Power Systems Research, Elsevier, January 8, 2011

Borchard, T.; Gwisdorf, B.; Hammerschmidt, T.; Hoffmann, R.; Rehtanz, C.; Voußem, K.: „Spannungsregelungsstrategien für Verteilungsnetze”, EW – Das Magazin für die Energiewirtschaft, EW Jg. 110 (2011), Heft 5, S. 42 - 46, Februar 2011

Schlüter, T.; Rehtanz, C.: „Evaluation of different Supply Concepts for Electric Vehicles”, Tagung Kraftwerk Batterie, Aachen, März 2011

Yang D.; Rehtanz, C.; Li, Y.: „An Improved Prototype Algorithm Based on Empirical Mode Decomposition and Its Application in Extracting Instantaneous Parameters of Low Frequency Oscillation”, Power System Technology, March, 2011, Vol. 35, Issue 3, pp. 63 - 68, March 2011

Rehtanz, C.: „Smarte Ideen für zukünftige Stromnetze“, in „Herausforderung Energie“, Ausgewählte Vorträge der 126. Versammlung der Gesellschaft Deutscher Naturforscher und Ärzte e.V., Renn, J., Schlögl, R., Zenner, H.-P. (Hrsg.), Max Planck Research Library, 2011

Li, Y.; Rehtanz, C.; Yang, D.; Rüberg, S.; Häger, U.: „Robust high-voltage direct current stabilising control using wide-area measurement and taking transmission time delay into consideration”, IET Generation, Transmission, Distribution, Vol. 5, Issue 3, pp. 289 - 297, March 2011

Yang, D.; Rehtanz, C.; Li, Y.; et al.: „Researching on Low Frequency Oscillation in Power System

Based on Improved HHT Algorithm”, Proceedings of the CSEE, Vol. 31, Issue 10, pp.102 - 108, April 2011

Rehtanz, C.: „Leistungselektronik für Smart Grids - Die zukünftige Rolle der Leistungselektronik in der elektrischen Energieversorgung”, ETG Fachtagung „Leistungselektronik und Systemintegration“, Bad Nauheim, 13. - 14. April 2011

Rehtanz, C.; Noll, T.; Hauptmeier, E.: „Auswirkungen fluktuierender Einspeisungen auf das Gesamtsystem der elektrischen Energieversorgung”, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, No. 4, 2011

Li, Y.; Zhang, Z.W.; Rehtanz, C.; Luo, L.F.; Rüberg, S.; Yang, D.: „A new voltage source converter-HVDC transmission system based on an inductive filtering method”, IET Generation, Transmission, Distribution, Vol. 5, Iss. 5, pp. 569 - 576, 2011

Häger, U.; Lehnhoff, S.; Rehtanz, C.: „Verteilte koordinierte Lastflusssteuerung in elektrischen Energieübertragungsnetzen”, at - Automatisierungstechnik, Oldenbourg Verlag, Band 59, Heft 3, S. 153 - 160, 2011

Lehnhoff, S.; Krause, O.; Rehtanz, C.: „Dezentrales autonomes Energiemanagement”, at - Automatisierungstechnik, Oldenbourg Verlag, Band 59, Heft 3, S. 167 - 179, 2011

Borchard, T.; Gwisdorf, B.; Hammerschmidt, T.; Hoffmann, R.; Rehtanz, C.; Voußem, K.: „Spannungsregelungsstrategien für Verteilungsnetze”, ew, Heft 5, Jg. 110, S. 42 - 46, 2011

Rehtanz, C.; Horenkamp, W.; Ruthe, S.: „Integration in Smart Grid erfordert bidirektionale Kommunikation”, etz, Heft 5, 2011

Yang, D.; Rehtanz, C.; Y. Li; Görner K.: „A Hybrid Method for Estimation of Low Frequency Oscillation Parameters, Automation of Electric Power Systems”, Vol. 35, Issue 10, pp. 23 - 29, May 2011

Rolink, J.; Rehtanz, C.: „Capacity of Low Voltage Grids for Electric Vehicles”, 10th International

Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEE, Rom, May 8 - 11, 2011

Stepanescu, S.; Rehtanz, C.; Arad, S.; Fotau, I.; Marcu, M.; Popescu, F.: „Implementation of small water power plants regarding future virtual power plants”, 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEE, Rom, May 8 - 11, 2011

Rehtanz, C.: „Systemintegration für zukünftige Energienetze – Handlungsbedarf und Roadmap”, ETG Fachtagung „Übertragung elektrischer Energie“, Mannheim, 9. - 10. Mai 2011

Teuwsen, J.; Spitalny, L.; Myrzik, J.M.A.; Rehtanz, C.: „Evaluation of operating modes of micro-cogeneration units and a modification of the load profile”, IEEE EnergyTech 2011, Cleveland, Ohio, USA, May 25 - 26, 2011

Voropai, N.I.; Rehtanz, C.: „Coordination of operation and emergency control of joint power grids”, CIGRE Symposium, St. Petersburg, Russia, May 30 - June 3, 2011

Stachorra, E.; Horenkamp, W.; Wild, T.: „The influence of conducted PQ-phenomena on the measurement accuracy of smart meters”, CIGRE 21st International Conference on Electricity Distribution Frankfurt, Paper 0406, June 6 - 9, 2011

Unger, D.; Spitalny, L.; Myrzik, J.M.A.: „Analysis of network requirements based on an estimation of the future energy demand for a German metropolis”, 21st International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Frankfurt a. M., Germany, June 6 - 9, 2011

El-Hadidy, A.; Rehtanz, C.: „Mitigation of Blackouts due to Mal-Operation of Distance Relays by Using the Fault Resistance Information”, presented at 21th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2011), Frankfurt, Germany, June 6 - 9, 2011

Unger, D.; Myrzik, J.M.A.: „Analysis of various voltage control methods for low voltage networks with distributed generators”, 21st International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Frankfurt a. M., Germany, June 6 - 9, 2011

Li, Y.; Luo, L.F.; Rehtanz, C.; Xu, J.; Liu, F.: „General Model and Harmonic Model for a Kind of New Auto-inductive and Harmonic-suppressing Transformer”, Automation of Electric Power Systems, Vol. 35, No. 11, June 10, 2011

Hammerschmidt, T.; Gwisdorf, B.; Rehtanz, C.: „Einsatz geschlossener Mittelspannungsringe zur dynamischen Netzoptimierung”, EW – Das Magazin für die Energiewirtschaft, EW Jg. 110 (2011), Heft 13, S. 38 - 43, Juni 2011

Hammerschmidt, T.; Borchard, T.; Feldmann, J.; Petermann, A.; Rehtanz, C.: „Innovative Concepts for Efficient Electrical Distribution Grids”, CIRED, 21st Int. Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, June 6 - 9, 2011

Häger, U.; Görner, K.; Rehtanz, C.: „Hardware Model of a Dynamic Power Flow Controller”, IEEE PES Trondheim PowerTech 2011, Trondheim, June 19 - 23, 2011

Rolink, J.; Rehtanz, C.: „Estimation of the Availability of Grid-Connected Electric Vehicles by Non-Homogeneous Semi-Markov Processes”, IEEE PES Trondheim PowerTech 2011, Trondheim, June 19 - 23, 2011

Osthues, M.; Schwippe, J.; Rehtanz, C.; Ruthe, S.: „Scenario-Based Analysis of Investment Needs for the German Transmission Grid”, IEEE PES Trondheim PowerTech 2011, Trondheim, June 19 - 23, 2011

Schwippe, J.; Shapovalov, A.; Rehtanz, C.: „Enhancement of Load Flow Computation Methods to Improve the Convergence with Automated Measures Based on Stability Analyses”, IEEE PES Trondheim PowerTech 2011, Trondheim, June 19 - 23, 2011

Li, Y.; Rehtanz, C.; Yang, D.; Rüberg, S.: „Coordinated Wide-Area Damping Control of HVDC and FACTS for Stability Enhancement of Interconnected Systems”, IEEE PES Trondheim PowerTech 2011, Trondheim, June 19 - 23, 2011

Li, Y.; Luo, L.F.; Rehtanz, C.; Rüberg, S.; Yang, D.: „Influence of Inductive Filtering Method on Harmonic Transfer Characteristic of HVDC Transmission System”, IEEE PES Trondheim PowerTech 2011, Trondheim, June 19 - 23, 2011

- Blanco, G.; Häger, U.; Olsina, F.; Rehtanz, C.:* „Valuing the Dynamic Power Flow Control of FACTS Devices under Uncertainties”, IEEE PES Trondheim PowerTech 2011, Trondheim, June 19 - 23, 2011
- Arestova, A.; Häger, U.; Grobovoy, A.; Rehtanz, C.:* „Super Smart Grids for Improving System Stability at the Example of a Possible Interconnection of ENTSOE and IPS/UPS”, IEEE PES Trondheim PowerTech 2011, Trondheim, June 19 - 23, 2011
- Li, Y.; Zhang, Z.; Rehtanz, C.; Luo, L.; Rüberg, S.; Liu, F.:* „Study on Steady- and Transient-State Characteristics of a New HVDC Transmission System Based on an Inductive Filtering Method”, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 26, No. 7, pp. 1976 - 1986, July
- Heskes, P.; Myrzik, J.M.A.; Kling, W. L.:* „Ancillary Services for Minimizing the Impact of Resonances in LV Grids by Power Electronic based Distributed Generators”, IEEE PES General Meeting, July 2011, Detroit, USA
- Krause, O.; Schwippe, J.; Rehtanz, C.:* „Analytic Solution of the Classic Probabilistic Load Flow Problem on a full AC model”, 17th Power Systems Computation Conference, PSCC, Stockholm, August 22 - 26, 2011
- Kays, J.; Schwippe, J.; Rehtanz, C.:* „Dimensioning of Reserve Capacity by Means of Multidimensional Method Considering Uncertainties”, 17th Power Systems Computation Conference, PSCC, Stockholm, August 22 - 26, 2011
- Häger, U.; Rehtanz, C.; Lehnhoff, S.:* „Analysis of the Robustness of a Distributed Coordination for Power Flow Controllers”, 17th Power Systems Computation Conference, PSCC, Stockholm, August 22 - 26, 2011
- Kleemann, M.; Rehtanz, C.; Nenning, A.:* „Power System Protection for Distributed Generators based on off-the-shelf Components”, IET Conference on Renewable Power Generation, Edinburgh, September 5 - 8, 2011
- John, O.; Lehmköster, C.; Rehtanz, C.:* „Financially optimal decisions of electricity network operators under regulatory uncertainty”, CIGRE Symposium, Bologna, Italy, September 13 - 15, 2011
- Kays, J.; Seack, A.; Rehtanz, C.:* „Agent-based modelling of regenerative energy sources for an efficient distribution power system design”, CIGRE Symposium, Bologna, Italy, September 13 - 15, 2011
- Fulli, G.; Purvins, A.; Rüberg, S.; L'Abbate, A.; Migliavacca, G.:* „Evolutions and Challenges Towards a Potential Pan-European HVAC/HVDC SuperGrid”, CIGRE Symposium 2011, Bologna, Italy, September 2011
- Yang, D.; Rehtanz, C.; Li, Y.; e al.:* „A novel method for analyzing dominant oscillation mode based on improved EMD and signal energy algorithm”, SCIENCE CHINA Technological Sciences, Vol. 54, Issue 9, pp. 2493 - 2500, September 2011
- Gwisdorf, B.; Hammerschmidt, T.; Rehtanz, C.:* „Praxisgerechte Anwendung innovativer Netzkonzepte mittels Grenzkurvenanalyse zur Unterstützung von Netzplanungsvorgängen”, VDE ETG-Kongress 2011, Würzburg, 08. - 09.11.2011
- Worgull, A.; Gwisdorf, B.; Rehtanz, C.:* „Bewertung möglicher Restriktionen für µKWK-Anlagen zur Teilnahme am Energiemarkt”, VDE ETG-Kongress 2011, Würzburg, 08. - 09.11.2011
- Teuwsen, J.; Belitz, H.-J.; Rehtanz, C.:* „Erbringung von Energie- und Netzdienstleistungen durch den koordinierten Einsatz von Blockheizkraftwerken in Wohngebäuden”, VDE ETG-Kongress 2011, Würzburg, 8. - 9. November 2011
- S. Kreutz, S.; Belitz, H.-J.; Giese, P.; König, D.:* „Aus dem E-DeMa-Projekt: Anreizsysteme beim Kunden für eine aktive Teilnahme am Strommarkt”, VDE ETG-Kongress 2011, Würzburg, 8. - 9. November 2011
- Rolink, J.; Ruthe, S.; Rehtanz, C.:* „Aufbau einer Test- und Simulationsumgebung zur Nachbildung von Elektrofahrzeugen am Netz”, VDE ETG-Kongress 2011, Würzburg, 8. - 9. November 2011
- J. Kays, A. Seack, C. Rehtanz:* Analyse der Verteilnetzbelastung durch Simulation in einem

Multiagentensystem, VDE ETG Kongress 2011, Würzburg, Deutschland, November 2011

Rehtanz, C.: „Stromnetze und -kunden vor dem Hintergrund europäischer Herausforderungen“, Fachtagung Smart Energy 2011, Dortmund, 11. Nov. 2011

Kleemann, M.; Rehtanz, C.: „Centralized Substation Automation Systems based on off-the-shelf Devices“, 4th European Conference on HV & MV Substation Equipment, Lyon, November 23 - 24, 2011

Ruthe, S.; Schmutzler, J.; Rehtanz, C.; Wietfeld, C.: „Study on V2G Protocols against the Background of Demand Side Management“, International Journal of Interoperability in Business Information Systems (IBIS), Issue 11, 2011

Schwippe, J.; Nüssler, A.; Rehtanz, C.; Bettzüge, M.O.: „Netzausbauplanung unter Berücksichtigung probabilistischer Einflussgrößen“, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Vieweg + Teubner, Nr. 35, S. 125 - 138, 2011

5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik

Dr. Karim Sebaa, Universität Medea: „PSS tuning and location based on the CE approach“, 08.03.2011

Dipl.-Ing. Nelson Granda, Universidad Nacional de San Juan: „Adaptable Scheme for Controlled Power System Islanding“, 05.04.2011

Dipl.-Ing. Jens Bömer, Ecofys: „Network integration of renewable energies“, 29.06.2011

Dipl.-Ing. Nelson Granda, Universidad Nacional de San Juan: „Power System Dynamic Coherency Assessment: Methods and Prospective Approaches“, 09.08.2011

Dipl.-Ing. Oliver John, Amprion GmbH: „Risiko-basierte wirtschaftliche Optimierung von Investi-

tionsentscheidungen regulierter Stromnetzbetreiber“, 12.09.2011

Dr.-Ing. Joachim Schneider, RWE Deutschland AG: „Technische und wirtschaftliche Herausforderungen der Energiewende aus Netzbetreibersicht“, 07.12.2011

Prof. Dr. Claus Leggewie, Kulturwissenschaftliches Institut Essen: „Herausforderung der Demokratie durch Klimawandel und Energiewende“, 07.12.2011

M. Sc. Jochen Link, Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme: „Elektromobilität und erneuerbare Energien: Lokal optimierter Einsatz von netzgekoppelten Fahrzeugen“, 21.12.2011

5.3 Vorträge von Mitgliedern des Instituts

C. Rehtanz: „Vom Offshore-Grid zum europäischen Supernetz“, E-World Energy and Water 2011, Essen, 08.02.2011

T. Schlüter: „Bewertung unterschiedlicher Versorgungskonzepte für Elektrofahrzeuge“, Fachtagung Kraftwerk Batterie-Lösungen für Automobil und Energieversorgung, Aachen, 01.03.2011

W. Horenkamp: „Aktuelle und zukünftige Anforderungen an Smart Metering“, Power Quality Seminar des Steinbeis-Transferzentrums an der Hochschule Mannheim, 02.03.2011

W. Horenkamp: „E-Mobility-Netze und Infrastrukturen“, Power Quality Seminar des Steinbeis-Transferzentrums an der Hochschule Mannheim, 03.03.2011

J. Rolink: „Netzauswirkungen von Elektrofahrzeugen“, Power Quality Seminar des Steinbeis-Transferzentrums an der Hochschule Mannheim, 03.03.2011

C. Rehtanz: „Informationstechnik für zukünftige Elektrizitätsnetze und Märkte“, Kolloquium des Karlsruhe Institute of Technology, 16.03.2011

C. Rehtanz: „Speicher im elektrischen Energiesystem: Wie kann eine Verbindung aus mobilen und stationären Anwendungsfeldern gestaltet werden?“, Bosch Forschungskolloquium, Stuttgart, 17.03.2011

C. Rehtanz: „Die Zukunft der elektrischen Netze“, Tagung Exzellenz NRW, Düsseldorf, 21.03.2011

B. Gwisdorf: „Smart Grids – Innovative Lösungen für systemtechnische Herausforderungen der Energieversorgung“, Hannover Messe 2011 – Power Plant Technology Forum, Hannover, 07.04.2011

J. Kays: „Agent-based approach in planning distribution networks“, DERlab Academic Seminar „Distributed generation and renewable energy sources“, Strathclyde University, Glasgow, 07.04.2011

S. Kreutz: „E-Energy-Projekt E-DeMa. Statusbericht E-DeMa“, ETG-Symposium „Verteilnetze von morgen“, Darmstadt, 12.04.2011

C. Rehtanz: „Leistungselektronik für Smart Grids - Die zukünftige Rolle der Leistungselektronik in der elektrischen Energieversorgung“, ETG Fachtagung „Leistungselektronik und Systemintegration“, Bad Nauheim, 14.04.2011

C. Rehtanz: „Systemintegration für zukünftige Energienetze – Handlungsbedarf und Roadmap“, ETG Fachtagung „Übertragung elektrischer Energie“, Mannheim, 09.05.2011

S. Stepanescu: „Implementation of small water power plants regarding future virtual power plants“, 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rom, Italien, 10.05.2011

J. Rolink: „Capacity of Low Voltage Grids for Electric Vehicles“, 10th IEEE Conference in Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rom, Italien, 11.05.2011

S. Kreutz: „E-Energy project E-DeMa“, IEA DSM Task XVII Workshop, Valbonne, Frankreich, 18.05.2011

J. Schwippe: „Netzplanung unter Berücksichtigung von Unsicherheiten“, Vortragsreihe: Aktuelle Probleme der elektrischen Energietechnik, TU-Ilmenau, 06.06.2011

C. Rehtanz: „Netzstützung und Systemdienstleistung durch dezentrale Erzeuger und Lasten“, DLR Fachtagung „Versorgungssicherheit im Stromsektor“, Stuttgart, 07.06.2011

C. Rehtanz: „Die Stromnetze in NRW vor dem Hintergrund europäischer Anforderungen“, Lenkungskreis Netzwerk Kraftwerkstechnik, Düsseldorf, 16.06.2011

C. Rehtanz: „Influence of Inductive Filtering Method on Harmonic Transfer Characteristic of HVDC Transmission System“, IEEE PES Con-

ference Trondheim PowerTech 2011, Norwegen, 20.06.2011

U. Häger: „Coordinated Wide-Area Damping Control of HVDC and FACTS for Stability Enhancement of Interconnected Systems“, IEEE PES Conference Trondheim PowerTech 2011, Norwegen, 21.06.2011

U. Häger: „Hardware Model of a Dynamic Power Flow Controller“, IEEE PES Conference Trondheim PowerTech 2011, Norwegen, 21.06.2011

J. Rolink: „Estimation of the Availability of Grid-Connected Electric Vehicles by Non-Homogeneous Semi-Markov Processes“, IEEE PES Conference TrondheimPowerTech 2011, Norwegen, 21.06.2011

U. Häger: „SuperSmart grid for improving system stability at the example of a possible interconnection of ENTSO-E and IPS/UPS“, IEEE PES Conference Trondheim PowerTech 2011, 22.06.2011, Norwegen

S. Ruthe: „Innovative Energy Storage Systems“, E.ON IRI Project Conference 2011, Birmingham, England, 05.07.2011

J. Myrzik: „Ancillary Services for Minimizing the Impact of Resonances in LV Grids by Power Electronic based Distributed Generators“, Panel Session IEEE PES General Meeting, Detroit, USA, 28.07.2011

U. Häger: „Analysis of the Robustness of a Distributed Coordination System for Power Flow Controllers“, 17th Power Systems Computation Conference, PSCC, Stockholm, Schweden, 25.08.2011

M. Kleemann: „Power System Protection for Distributed Generators based on off-the-shelf Components“, IET Conference on Renewable Power Generation, Edinburgh, Großbritannien, 07.09.2011

J. F. Rettberg: „NRW Kompetenzzentrum Elektromobilität – Infrastruktur und Netze“, 6. Dortmunder Autotag, TU Dortmund, 08.09.2011

J. Rolink: „Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf das Niederspannungsnetz“, Power Quality Fachtagung, Graz, Österreich, 15.09.2011

C. Rehtanz: „Tomorrow's smart energy systems - Looking ahead to sustainable energy supply grids“, 150 Jahre Freundschaft Japan – Deutschland, Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung NRW, Essen, , 20.09.2011

M. Bolczek: „Market and billing models for electric mobility“, 3rd European Conference Smart Grids & E-mobility, München, 17.10.2011

H.-J. Belitz: „Development and Demonstration of Decentralised Power Systems Culminating in a Future E-Energy Marketplace“, 2011 Junior Experts Exchange Program (Japan - Germany), Bonn, 05.11.2011

C. Rehtanz: „Stromnetze in NRW vor dem Hintergrund europäischer Herausforderungen“, 2. VDE-Fachforum Ruhr, Dortmund, 08.11.2011

J. Myrzik: „General Status of the nZEB in Germany“, Konwakai Meeting of Daikin, Mailand, Italien, 09.11.2011

C. Rehtanz: „Stromnetze und -kunden vor dem Hintergrund europäischer Herausforderungen“, Fachtagung Smart Energy 2011, Dortmund, 11.11.2011

M. Kleemann: „Centralized Substation Automation Systems based on off-the-shelf Devices“, 4th European Conference on HV & MV Substation Equipment, Lyon, Frankreich, 24.11.2011

C. Rehtanz: „Smart Grids as Market Place and Integration Platform for Renewable Energy in Germany and Europe“, Power Event at Danish Technical Univ. (DTU), Kopenhagen, Dänemark, 29.11.2011

C. Rehtanz: „Herausforderungen für die elektrische Energieversorgung der Zukunft“, Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften, Berlin, 02.12.2011

U. Häger: „Agent-based real-time coordination of Power Flow Controllers in Transmission Networks“, IEEE ISGT-Eu, Manchester, Großbritannien, 06.12.2011

U. Häger: „Improving network controllability by coordinated use of WAMS, HVDC and FACTS“, IEEE ISGT-Eu, Manchester, Großbritannien, 06.12.2011

J. Myrzik: „Potential of Micro-/Mini- River Power Plants used for Stability Issues“, Panel Session, IEEE ISGT-Eu, Manchester, Großbritannien, 06.12.2011

6. Studentische Arbeiten

6.1 Master- und Diplomarbeiten

Thomas König

Untersuchung der Auswirkungen hoher eingespeister Windleistungen auf den Betrieb konventioneller Kraftwerke; Januar 2011

Sven Christian Müller

Agentenbasierte Modellierung eines Windparks; März 2011

Roman Lehmann

Untersuchung und Verifikation neuer SiC Halbleiter zur Effizienzsteigerung von Gleichstromstellern; März 2011

Huan Chen

Nah- und Fernkommunikation von Smart Metering Systemen; April 2011

Diego Hidalgo

Development of a control strategy for mini CHP plants for an active voltage management in low voltage networks; April 2011

Sven Spurmann

Analyse unterschiedlicher Detailgrade bei der Modellierung von Energieversorgungssystemen; Juni 2011

Ivelina Stoyanova

Vorausschauende Engpassauflösung in Verteilnetzen durch dezentrale Last- und Erzeugungsänderungen; Juni 2011

Jens Töllner

Entwicklung des Leistungsteils eines Hochleistungs- Hochspannungs-Netzgeräts; Juli 2011

Martin Döpker

Erweiterung einer d/q-Regelung eines Umrichters zur Nutzung des Reluktanzmomentes bei permanenterregten Maschinen; August 2011

Maeva Obone-Mba

Implementierung eines Prozessbusnetzwerke für Schutztechnikanwendungen; September 2011

Zhuo Chen

A Hybrid Method for Analyzing Low Frequency Oscillation in Power System; September 2011

Zheng Yang

Design and Implementation of a FACTS Wide Area Damping Control Strategy; September 2011

Anton Shapovalov

Agentenbasierte Überwachung von kritischen Netzelementen; Oktober 2011

Viktor Rudolf

Analysis of economic energy storage scenarios for mitigating the intermittency of photovoltaic power plants; Oktober 2011

Daniel Tillmann

Agentenbasierte Ansatz zur Berücksichtigung von Photovoltaikanlagen in der Verteilnetzplanung; Oktober 2011

Marco Greve

Identifikation von regionalen Strukturmerkmalen des deutschen Verteilnetzes und Bewertung der Zubau-Szenarien erneuerbarer Erzeuger mittels Regionalisierung; Oktober 2011

Fabian Sommer

Analytische Bestimmung repräsentativer Einspeisemuster erneuerbarer Energieerzeuger; November 2011

Roger Tabue Kuate

Entwicklung eines Mikrocontrollerbasierten Isolationswächters; Dezember 2011

Stefan Kippelt

Technische und wirtschaftliche Bewertung des Einflusses der zukünftigen Einspeisung erneuerbarer Energien auf den Spot-Regelenergiemarkt; Dezember 2011

Xiaoyi Luo

Entwurf einer Standard-Architektur für zeitsynchronisierte intelligente elektronische Geräte; Dezember 2011

6.2 Bachelor- und Studienarbeiten

Ulrich Reicks

Technische Bewertung von zukünftigen Energieeinsparpotentialen unter Berücksichtigung struktureller Gegebenheiten; Januar 2011

Marie-Louise Kloubert

Erweiterung und Anwendung von Algorithmen zur automatisierten Netzplanung im Verteilungsnetz; Februar 2011

Arkadius Mateja

Technische und wirtschaftliche Bewertung v. Maßnahmen zur Optimierung der Versorgungsqualität von Verteilungsnetzen; März 2011

Niklas Poier

Rückwirkungen eines veränderten Nachfrageverhaltens durch variable Stromtarife auf die Beschaffungsstruktur des Stromlieferanten; März 2011

Fabian Dawin

Analyse des Wirkzusammenhangs zwischen den sozio-demographischen Daten und dem Stromverbrauchsverhalten von Privatkunden; März 2011

René Tschöke

Definition und Bewertung von Anforderungen des Verteilnetzbetreibers an steuerbare Ein- und Ausspeisungen im Privatkundensektor; März 2011

Felix Niedik

Entwicklung eines Modells zur Bestimmung eines thermischen Lastprofils für Einfamilienhäuser; März 2011

Michael Diekerhoff

Evaluierung bestehender Energiemanagementsysteme für kleine und mittlere Wohneinheiten und deren technische und wirtschaftliche Bewertung; März 2011

Christopher Spieker

Untersuchung von Maßnahmen und Techniken zur Senkung der Verluste in elektrischen Verteilungsnetzen, März 2011

Fabian Kurtz

Evaluierung bestehender Energiemanagementsysteme für Bürogebäude sowie deren technische und wirtschaftliche Bewertung; März 2011

Fabian Sommer

Entwurf und Bewertung von Einsatzstrategien für Elektrofahrzeuge zur Speicherung fluktuierender Windenergie; April 2011

Benedikt Deckert

Netzintegration erneuerbarer Energien: Identifikation von Netzengpässen und Bewertung von Redispatch und Netzausbaumaßnahmen; April 2011

Henning Heider, Mario Stöckner

Analyse der Auswirkungen des Betriebs einphasiger μ KWK-Anlagen auf den Betriebszustand von elektrischen Verteilnetzen; April 2011

Siham Bahkani

Analyse und Bewertung von Methoden zum koordinierten Einsatz von Elektrofahrzeugen in elektrischen Versorgungsnetzen; Mai 2011

Thomas Krischik

Agentenbasierte Modellierung von Haushaltslasten; Mai 2011

Elif Batur

Gleichspannungsversorgungsstrukturen in Rechenzentren; Juni 2011

Markus-Oliver Maitz

Transiente Simulation von Strom- und Spannungswandlern in Echtzeit; Juli 2011

Jonas Maasmann

Erstellung einer Simulationsumgebung für die Entwicklung und Implementierung von Regelkonzepten für ein aktives Netzmanagement; Juli 2011

Patrick Behnke

Technischer und wirtschaftlicher Nutzen von Kompensationsanlagen im zukünftigen Stromtransportnetz; August 2011

Thierry Itondo

Konzeption und Aufbau einer Prüfumgebung für Ladestationen; August 2011

Kai Asmacher

Betrachtung von Grundlagen für eine CD-Versorgung von Rechenzentren zur Verbesserung der Energieeffizienz; August 2011

Thomas Wohlfahrt

Entwicklung, Aufbau und Inbetriebnahme eines Versuchsaufbaus zu Oberschwingungen in elektrischen Netzen; August 2011

Srdjan Skrbic

Energiemanagement für Elektrofahrzeuge mittels Smart Metering Technologien; August 2011

Armin Zoike

Entwurf und Bewertung von Managementstrategien zur lokalen Netzintegration von Elektrofahrzeugen; September 2011

Alexandra Kaatz

Entwurf und Auslegung einer Hybridanlage zur Stromerzeugung in Entwicklungsländern und Untersuchung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit; September 2011

Björn Thiele

Betrachtung der Beeinflussbarkeit der Energieeffizienz von Elektroantrieben bei Stetig- und Unstetigförderanlagen in der Intralogistik; September 2011

Arne Friese

Ermittlung der Abhängigkeit zwischen Witterungseinflüssen und einer möglichen Anhebung der Leiterseilauslastung von 110-kV-Freileitungen; Oktober 2011

David Kier

Analyse des Einflusses des Strombedarfs durch Elektrofahrzeuge auf die Strombezugskosten in Deutschland; Oktober 2011

Dominik Hilbrich

Optimierung des Speicherbedarfs für verschiedene Ausbauziele regenerativer Stromerzeugung; November 2011

Moritz Voormann

Entwicklung eines Konzepts zur regulatorischen Bewertung von Investitionsentscheidungen; November 2011

Christoph Baron

Untersuchung des technischen und wirtschaftlichen Potentials von fassadenintegrierten Photovoltaik Anlagen an den Gebäuden der TU Dortmund; November 2011

Isabel Messing

Optimierte Steuerung des Energiebedarfs eines innovativen Konzepts für Wohngebiete; November 2011

Jonas von Haebler

Analyse von Speichertechnologien in Verteilnetzen; Dezember 2011

Sebastian Schramm

Anforderungen an Blockheizwerke vor dem Hintergrund divergierender Optimierungsziele zur Realisierung einer Wertschöpfung; Dezember 2011

Dawei Ding

Comparison of two different decomposition techniques and their applications in low frequency oscillation signal analysis, Dezember 2011

6.3 Projektgruppen

P. Behnke, D. Ding, C. Groß, K. Jiang, P. Jiang, M. Recktenwald

Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen - Auswirkungen und zukünftige Anforderungen an kommunale Netzinfrastrukturen, April 2011

T. Wohlfahrt, T. Kolanczyk, M. Tekaya, O. Manaa, T. Mian, W. Abid

Charakterisierung des harmonischen Verhaltens von PV-Wechselrichtern, September 2011

7. Promotionen

Risikobasierte wirtschaftliche Optimierung von Investitionsentscheidungen regulierter Stromnetzbetreiber

Risk Based Economic Investment Decision Optimization of Regulated Grid Operators

Dr.-Ing. Oliver John

Referent Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. Christoph Weber

Mündl. Prüfung: 09.12.2011

Zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele muss die Struktur der elektrischen Energieversorgung grundlegend verändert werden. Die dazu notwendige Anpassung der Netzinfrastruktur erfordert Investitionen, für welche Finanzmittel akquiriert werden müssen. Dieses Thema ist insbesondere Gegenstand der jüngeren Regulierungsdiskussion. Im Gegensatz zur klassischen Regulierungstheorie, welche vornehmlich auf Kostensenkungsanreize fokussiert ist, rücken hier zunehmend Investitionsanreize in den Vordergrund.

In diesem Kontext wurde ein Modellansatz entwickelt, welcher zunächst die Auswirkungen von Netzbetreiber-Entscheidungen unter regulatorischen Vorgaben abbildet. Ergebnisse der Modellierung sind dabei wirtschaftliche Erfolgsgrößen von Netzbetreibern. In einem zweiten Schritt lässt sich über eine Optimierung anhand dieser Kennzahlen das unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimale Entscheidungsverhalten ableiten.

Über diese Optimierung unter einem fest vorgegebenen Regulierungsrahmen hinaus können bestimmte Regulierungsparametervariationen vorgenommen werden. Dies entspricht den realen Gegebenheiten der Netzregulierung. So werden in der Regulierungspraxis relevante Parame-

ter fortlaufend angepasst. Eine Erweiterung des Optimierungskonzeptes stellt in diesem Kontext die Realloptionsanalyse dar. Mit einer derartigen Analyse lässt sich der Einfluss unsicherer Randparameter auf den Wert von Investitionsmöglichkeiten erfassen.

Als Ergebnis der Analysen wurde gezeigt, dass verschiedene in Europa angewandte Regulierungskonzepte das Investitionsverhalten von Netzbetreibern unterschiedlich beeinflussen. Darüber hinaus zeigen die durchgeführten Realloptionsanalysen ein investitionsverzögerndes Verhalten bei regulatorischer Unsicherheit.

Die entwickelten Analysekonzepte und –ergebnisse können die Entscheidungsfindung sowohl von Netzbetreibern als auch von Regulierungsinstanzen unterstützen. So können Netzbetreiber ihr Investitionsverhalten optimal an die vorgegebenen Rahmenbedingungen anpassen. Regulierungsinstanzen und Gesetzgebungsstellen sind in der Lage, dieses Verhalten zu antizipieren und die von ihnen gestaltbaren Rahmenbedingungen auf energiepolitische Ziele hin auszurichten. Denkbar ist auch eine objektive Unterstützung des Dialogs zwischen Regulierungsbehörden und Netzbetreibern mittels der vorgestellten Analyseinstrumente.

Elektromobilität und erneuerbare Energien: Lokal optimierter Einsatz von netzgekoppelten Fahrzeugen

Electro Mobility and Renewable Energies: Locally Optimized Operation of Grid Connected Vehicles

Dr.-Ing. Jochen Link

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

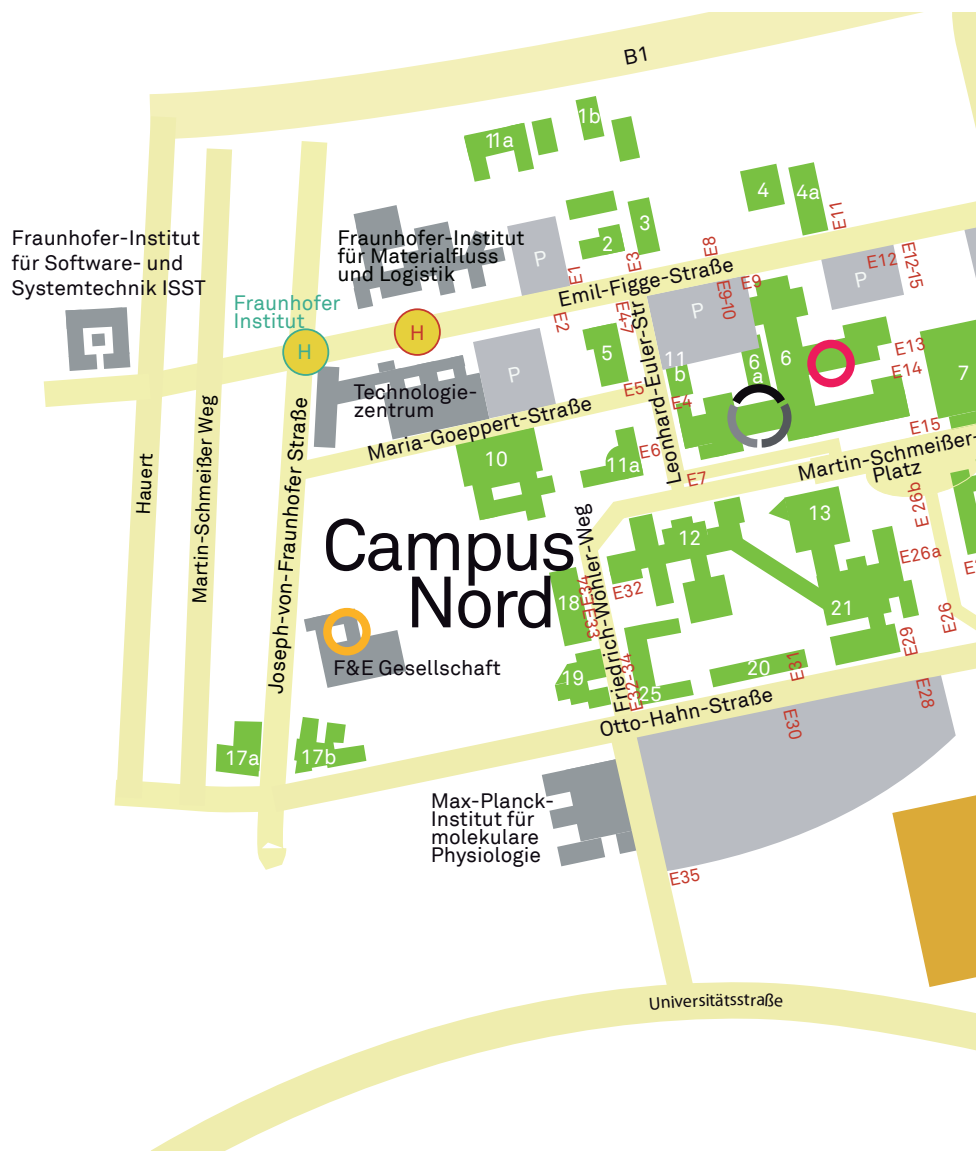
Korreferent: Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer

Mündl. Prüfung: 21.12.2011

Für eine signifikante Reduktion klimaschädlicher CO₂-Emissionen, die mit der Einführung von Elektrofahrzeugen erzielt werden soll, ist eine auf erneuerbaren Energien basierende Elektrizitätserzeugung notwendig.

In der Dissertation werden verschiedene Optionen zur Kopplung der Ladezeiten von Elektrofahrzeugen an die dezentrale erneuerbare Stromerzeugung aufgezeigt. Es werden Verfahren und Konzepte entwickelt und anhand von anwendungsorientierten Beispielen verschiedene Möglichkeiten aufgezeigt, wie eine Verknüpfung der Ladezeiten der Elektrofahrzeuge mit der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien aktuell und in Zukunft realisiert werden kann. Neben Untersuchungen zu den Auswirkungen

verschiedener Ladestrategien im Verteilnetz und zur Kopplung der Ladezeiten an die erneuerbaren Energien sind die Realisierung eines Pilot-systems zur tarifanreizbasierten Lastverlagerung sowie optimierte Betriebsführungskonzepte von Plug-In-Fahrzeugen und dezentralen Erzeugern im Smart Home weitere wesentliche Elemente der Arbeit. Es wurde ein an die jeweilige lokale Situation und die Rahmenbedingungen adaptierbares, gemischt-ganzzahlig-lineares Optimierungsmodell zur lokalen Betriebsführung entwickelt. In der Arbeit wird somit konkret gezeigt, wo aktuell und künftig Mehrwerte für den Elektrofahrzeugnutzer und die Möglichkeit zur lokalen Kopplung mit den erneuerbaren Energien bestehen.



Sekretariat

**Abteilung Mess- und
Automatisierungssysteme**

Abteilung Elektrizitätswirtschaft

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



**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 ie³ 2011, Bilder mit freundlicher Genehmigung von ABB, RWE

Copyright

Technische Universität Dortmund

ie³ Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft

Emil-Figge-Str. 70

D-44227 Dortmund