

2018

JAHRESBERICHT
ANNUAL REPORT



Institut für
Energiesysteme, Energieeffizienz
und Energiewirtschaft

Herausgegeben vom

ie³ – Institut für Energiesysteme, Energiewirtschaft und Energieeffizienz
Technische Universität Dortmund
Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
44221 Dortmund

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

Redaktion: Patrick Berg

Druck: Zentrale Vervielfältigung der TU Dortmund

Vorwort

Ein turbulentes Jahr mit vielen Veränderungen und Wandel neigt sich dem Ende. Dazu passt Charles Darwin „Nichts in der Geschichte des Lebens ist beständiger als der Wandel.“ genauso wie Joachim Gauck „Es liegt an uns, Veränderungen nicht zu fürchten, sondern sie als Aufgabe anzunehmen.“

Während es immer wieder schwerfällt, wenn lieb gewonnene wissenschaftlichen Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen nach der Promotion das Institut verlassen, umso schwerer fällt es, wenn langjährige Mitarbeiter gehen, um in den Ruhestand zu treten. Unser größter Dank gilt Klaus Dieter Tesch und Dieter König für ihren langjährigen Einsatz für das Institut. Beide waren Eckpfeiler, die das Team zusammengehalten haben und jedem und jeder stets mit Rat und Tat zur Seite standen.

Ein weiterer schwerer Wandel war und ist der Weggang von Prof. Johanna Myrzik, die einem Ruf nach Bremen gefolgt ist. Gemeinsam haben wir das Institut aufgebaut, sichtbar gemacht und gestaltet. Hochgeschätzt in der Lehre und dem gesamten Institutsteam hat sie vielfältige Kontakte in der TU, in NRW, Deutschland und weltweit geknüpft. Hieraus sind sehr prestigeträchtige und innovative Projekte wie eine DFG Forschergruppe, Anträge in einem DFG Schwerpunktprogramm, ein DFG Graduiertenkolleg sowie ein NRW Fortschrittskolleg für die Fakultät und das Institut entstanden. Wir nehmen jetzt die Aufgabe an, die Lücke für das Institut und für die Fakultät zu füllen.

Neben dem personellen Wandel ist die Energiewende weiterhin der Dreh- und Angelpunkt unserer Forschungsfragen. Von der Energiesystemsimulation bis zur Prüffeld- und Feldvalidierung werden Lösungen für die Netze erarbeitet. IKT und Digitalisierung treiben Ideen für Smart Grids, Schutz- und Leittechnik sowie neue Geschäftsmodelle. Energiebezogenes Verhalten in städtischen Quartieren, der Industrie und in Räumen entwickeln sich als interdisziplinäre Themenfelder weiter.

Unsere Prüffelder, speziell das *Smart Grid Technology Lab* sowie der Prüfumgebung für *Schutz- und Leittechnik*, konnten weiter ausgebaut werden. Die Werkzeugketten zur europäischen Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulation (*MILES*) sowie die *Gridplanning Toolchain* zur Verteilnetzplanung werden neben Forschungs- auch in Praxisprojekten vielfältig eingesetzt.

Anerkennung fand unsere Arbeit durch die Verleihung des UMSICHT Wissenschaftspreises an Dr.-Ing. Stefan Kippelt sowie der äußerst positiven Evaluation des Kompetenzfeldes Energie an der TU Dortmund im Rahmen des Masterplans Wissenschaft der Stadt Dortmund durch externe Gutachterinnen und Gutachter.

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

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

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

Prof. em. Dr.-Ing. Edmund Handschin

Inhaltsverzeichnis

1. Personal	3
2. Kooperationen und Ausgründungen	4
3. Lehrbetrieb.....	8
3.1 Vorlesungen	8
3.2 Exkursionen	9
3.3 Seminare	9
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.....	10
4.1 Netzdynamik und Stabilität.....	14
4.2 Schutz- und Leittechnik.....	27
4.3 Transportnetzplanung und Energiemärkte.....	32
4.4 Verteilnetzplanung und –betrieb	39
4.5 Smart Grid Technology Lab & Elektromobilität	48
4.6 Leistungselektronik, Power Quality und Energieeffizienz	56
5. Veröffentlichungen und Vorträge.....	58
5.1 Publikationen.....	58
5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik.....	60
5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts.....	60
5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts.....	61
6. Studentische Arbeiten	64
6.1 Master- und Diplomarbeiten.....	64
6.2 Bachelorarbeiten	65
6.3 Projektarbeiten	66
7. Promotionen	67

1. Personal

Institutsleitung

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

Sekretariat

Nicole Funke

Wissenschaftliche und administrative Koordination

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

Akademische Gäste

Dr. Fujun Ma, V. R. China
Gabriel Ortiz, M. Sc., Argentinien

Externe Doktoranden

Alexander Koch, M. Sc., Robert Bosch GmbH
Caner Yaldiz, M. Sc.

Wissenschaftliches Personal

Marvin Albrecht, M. Sc.
Dr.-Ing. Christoph Aldejohann
Marilyn Winifred Asmah, M. Sc.
Desmond Okwabi Ampofo, M. Sc.
Dipl.-Ing. Björn Bauernschmitt
Patrick Berg, B. Sc.
Charlotte Biele, M. Sc.
Annika Brüggemann, M. Sc.
Sergio Felipe Contreras, M. Sc.
Stefan Dalhues, M. Sc.
Dipl.-Inf. Bernhard Dick
Fabian Erlemeyer, M. Sc.
Zita Hagemann, M. Sc.
Diego Hidalgo Rodriguez, M. Sc.
Dominik Hilbrich, M. Sc.
Jonas Hinker, M. Sc.
Simon Hintzen, M. Sc.
Johannes Hiry, M. Sc.
Mara Holt, M. Sc.
Dr.-Ing. Stefan Kippelt
Chris Kittl, M. Sc.
Marcel Klaes, M. Sc.
Dennis Klein, M. Sc.
Marie-Louise Kloubert, M. Sc.
Dipl.-Inf. Markus Küch
Sebastian Liemann, M. Sc.

Lehrbeauftragte

Prof. Dr.-Ing. Lars Jendernalik

Administration und Technik

Jan Elvermann
Nina Ganser
Dipl.-Ing. Sven Oliver Seibt
Klaus-Dieter Tesch
Alyssa Konrad (Auszubildende)
Gina Fuhrmanneck (Auszubildende)

Dr. Yuqin Jin, V. R. China
Alexander Narvaez, M. Sc., Kolumbien

Jiayan Liu, M. Sc.
Dipl.-Ing. Jonas Maasmann
Björn Matthes, M. Sc.
Daniel Mayorga Gonzalez, M. Sc.
Matthias Meißner, M. Sc.
Dr.-Ing. Baktash Nasiri
Rajkumar Palaniappan, M. Sc.
Tobias Patzwald, M. Sc.
Jan David Peper, M. Sc.
Oliver Pohl, M. Sc.
Diana Lucia Racines Hidalgo, M. Sc.
Kalle Rauma, PhD
Florian Rewald, M. Sc.
Dr.-Ing. Lena Robitzky
Dzanan Sarajlic, M. Sc.
Dennis Schmid, M. Sc.
Christopher Spieker, M. Sc.
Alfio Spina, M. Sc.
Michael Steglich, M. Sc.
Christoph Strunck, M. Sc.
Dipl.-Wirt.-Ing. Jonas von Haebler
Dr.-Ing. Christian Wagner
Christian Waniek, M. Sc.
Dipl.-Ing. Thomas Wohlfahrt
Jannik Zwartscholten, M. Sc.
Yang Zhou, M. Sc.

2. Kooperationen und Ausgründungen

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

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

Hervorzuheben sind die nachfolgend beschriebenen Organisationen und Aktivitäten.

Akademische Kooperationen

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

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 gekennzeichnetener 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.

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

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

Forschungscluster Energie und Ressourcen

Die Bereitstellung und Verwendung von Energie und Ressourcen in den unterschiedlichsten Formen sind zwei der wesentlichen Eckpfeiler unserer Industrienation. Der effiziente Umgang mit Energie und Ressourcen ist eine der entscheidenden Herausforderungen für unsere gesellschaftliche und industrielle Zukunft. Vielfältige Forschungen in diesem Bereich finden bereits heute an der TU Dortmund statt. Einige Fakultäten haben Schwerpunkte, die die Themen Energie und Ressourcen beinhalten. Viele Lehrstühle und Institute forschen erfolgreich und sichtbar an energie- und ressourcenrelevanten Themen. Unter der Leitung des ie³ bündelt das Forschungscluster Energie und Ressourcen diese Kompetenzen auf interdisziplinäre Weise. Das Konsortium des Forschungsclusters setzt sich aus einer Vielzahl von Akteuren der TU Dortmund, benachbarten Forschungseinrichtungen sowie der Wirtschaftsförderung Dortmund zusammen.

Regionales Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr

Das ie³ koordiniert gemeinsam mit dem Fachgebiet Städtebauleitplanung das „Regionale Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr“. Dieses besteht aus wirtschaftlichen, wissenschaftlichen, öffentlichen und zivilgesellschaftlichen Akteuren sowie aus individuellen Bürgern und Unternehmen und bildet somit ein interdisziplinäres und transdisziplinäres Netzwerk als Basis für die Entwicklung von Lösungen für zentrale gesellschaftliche Herausforderungen. Dabei fokussiert das RIN Energieeffizienz Ruhr auf folgende Themen: Energieeffizienz im Gewerbe und in Gewerbegebieten, Energieeffizienz in der Wohnungswirtschaft sowie Energieeffizienz durch Sektorenkopplung. Mit nachhaltigem Blick auf die fortschreitenden Herausforderung im Rahmen von Energieeffizienzmaßnahmen wird das RIN Energieeffizienz Ruhr zu den zuvor genannten Themenschwerpunkte Workshops veranstalten, um Lösungen für zentrale gesellschaftliche Herausforderungen in Bezug auf die Energieeffizienz zu entwickeln und diese im Rahmen neuer transdisziplinärer Projekte umzusetzen.

Kompetenzzentrum für Elektromobilität, Infrastruktur und Netze

Hier werden die Aktivitäten von je sechs Lehrstühlen und Unternehmen in den Bereichen Elektro-

mobilität und Energiewende gebündelt und koordiniert. Kern des Zentrums ist eine gemeinsame Technologie- und Prüfplattform für interoperable Elektromobilität, Infrastruktur und Netze, die das technische Fundament für Projekte zu allen systemtechnischen Fragestellungen in den Bereichen der Elektromobilität und Energiewende bildet. Gleichzeitig ist das ie³ das federführende Institut des NRW Kompetenzzentrums Infrastruktur & Netze und somit für Unternehmen und Kommunen in Nordrhein-Westfalen und darüber hinaus ein zentraler Ansprechpartner in allen Belangen von Infrastrukturen und Netzen für die Elektromobilität und die Energiewende.

Allianz Smart City Dortmund

Gemeinsam mit der IHK zu Dortmund hat die Stadt Dortmund die Allianz Smart City gegründet, mit dem Zweck, Unternehmen und wissenschaftliche Einrichtungen aktiv in den Prozess zur Entwicklung der Smart City Dortmund einzubinden. Wesentliche Initiatoren der Allianz sind neben Stadt und IHK auch die am ie³ etablierte L.E.D. Leitstelle Energiewende Dortmund sowie CISCO, einer der der Weltmarktführer im Bereich Smart City. Mittlerweile haben sich ca. 140 nationale und internationale Unternehmen und Institutionen dieser Allianz angeschlossen und setzen erste Pilotprojekte in Dortmund um. Diese Plattform bietet Unternehmen und der Wissenschaft die Gelegenheit, gemeinsame Geschäftsfelder, Technologien und Netzwerke der Zukunft im Bereich von Smart City-Anwendungen für sich zu erschließen. Die Allianz Smart City steht nationalen als auch internationalen Unternehmen und Institutionen offen, die (technische) Lösungen für die Städte der Zukunft entwickeln und erproben wollen. Im Mittelpunkt dabei die digitale und intelligente Vernetzung von Systemen in den Bereichen Energie, Verkehr, Logistik und Mobilität.

L.E.D. Leitstelle Energiewende Dortmund

Die die vom ie³ koordinierte L.E.D. übernimmt im Sinne einer zentralen Projektleitstelle die fachlich-wissenschaftliche und koordinierende Begleitung der Umsetzung des Masterplans Energiewende der Stadt Dortmund. Die L.E.D. ist das zentrale Instrument der Verstetigung des Gesamtprozesses und leistet einen wesentlichen Beitrag dazu, dass Dortmund mit einer konzertierten Projektstrategie zu Themenstellungen der Energiewende zu einem national wie auch international beachte-

ten Best Practice werden kann. Die L.E.D. fokussiert auf die Entwicklung, Akquise und Durchführung von Projekten in den Bereichen Energiewende, Smart Grid, Smart City, Smart Factory, Industrie 4.0 und Elektromobilität. Neben technischen Fragestellungen stehen auch soziale und kulturelle Aspekte, Akzeptanzfragen sowie die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern auf der Agenda der L.E.D.

ef.Ruhr GmbH

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

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

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

Ansprechpartner: Dr.-Ing. M. Greve

ZEDO e.V.

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

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

logarithmo – ie³-Spin-Off für Datenanalysen, Rapid Prototyping und Forschungstransfer

Dr. Sc. ETH F. Friemann, Dr.-Ing. S. C. Müller, Dr.-Ing. S. Ruthe

Wie können Lösungen aus Forschungsprojekten für Unternehmen einfach anwendbar gemacht werden? Wie können Wissenschaftler und Forschungseinrichtungen ihre neuen Lösungen mit wenig Aufwand kommerzialisieren? Wie kann ein Partner in einem Forschungsprojekt sicherstellen, dass die Neuentwicklungen anschließend nachhaltig und einfach nutzbar zur Verfügung gestellt werden? Mit diesen und weiteren Fragestellungen beschäftigt sich das von Alumni des ie³ und der ETH Zürich gegründete Spin-Off logarithmo.

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

Schlüssel für die schnelle Umsetzung ist die Transfertechnologie von logarithmo. Diese ermöglicht die schnelle Umwandlung von lediglich vom Entwickler handhabbaren Softwarelösungen (z.B. eine MATLAB-, JAVA- oder MS Excel-basierte Lösung) in einfach nutzbare Software-Dienste, die als Web-Anwendung oder integriert in eine bestehende Software genutzt werden kann. Diese Transfertechnologie wird aktuell angewendet, um drei Arten von datenbasierten Lösungen umzusetzen:

- Verfahren von Wissenschaftlern, die sonst erst nach langer Zeit für die Industrie angeboten werden können;
- Best-Practice-Lösungen aus Unternehmen, um diese effizient einem erweiterten Nutzerkreis anzubieten,
- von logarithmo auf Anfrage umgesetzte Tools, die mit Partnern entwickelt werden

Die Plattform wird bereits in verschiedenen Praxisprojekten eingesetzt. Hierzu zählen u.a.:

- Prognosen, Optimierungen und Datenanalysen für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber
- Live-Monitoring der europäischen Markt- und Netzsituation für europäische Regulierungsbehörden und Netzbetreiber
- Kostenoptimales Demand-Side-Management für Industriekunden mit flexiblen Verbrauchern
- Optimierte Vermarktung von Flexibilität unter gleichzeitiger Berücksichtigung von Netzentgelten (z.B. §19 StromNEV), Stromhandel und Regelenergiemärkten
- Netzberechnungen und -planung für Verteilnetze basierend auf GIS-Daten
- Optimiertes Intraday-Trading in Kooperation mit einem Hersteller für Software für den Energiehandel

Die Zusammenarbeit mit logarithmo erfolgt in einem ersten Schritt durch die Besprechung (i) der

zu lösenden Problemstellung und (ii) der vorliegenden Daten mit dem Kooperationspartner. Dies kann z.B. in Form eines gemeinsamen Digitalisierungs-Workshops erfolgen, in dem Lösungsideen konkretisiert werden. logarithmo kann hierbei den Erfahrungsschatz aus verschiedenen Branchenlösungen und Forschungsprojekten einbringen. Im zweiten Schritt wird ein schneller Software-Prototyp in Form einer Web-Anwendung umgesetzt. Die „Intelligenz“ der Software-Lösung (z.B. das im Hintergrund genutzte Verfahren für Prognose und Optimierung) wird nach Möglichkeit aufbauend auf Best-Practice-Lösungen umgesetzt, z.B. durch Kooperation mit Forschungsinstituten wie dem *ie*³. Somit können schnell aktuelle Verfahren aus der Wissenschaft in einen praxisnahen Prototyp übertragen werden. In kurzen Iterationszyklen wird schließlich in einem dritten Schritt die fertige Softwarelösung verfeinert und umgesetzt werden. Diese kann auch in andere Software des Partners (z.B. EMS, SAP, SCADA, Netzberechnungssoftware, GIS-System) integriert werden.

Weitere Informationen sind unter www.logarithmo.de zu finden.

3. Lehrbetrieb

3.1 Vorlesungen

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

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

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

Einführung in die Elektrizitätswirtschaft **Dr. rer. pol. F. Rettberg**

Vorlesung für Bachelor-Studierende des Wirtschaftsingenieurwesens

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

Elektrotechnik und Nachrichtentechnik für Informatiker

Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Informatik

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

Betrieb und Aufbau von Netzen

Prof. Dr.-Ing. L. Jendernalik

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik und der Informationstechnik

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

Informationssysteme der Netzbetriebsführung

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

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

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

Dynamik und Stabilität von Energieübertragungssystemen

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

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

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

Leistungselektronische Schaltungen

Prof. Dr.-Ing. J. 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

Dr.-Ing. U. Häger

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

Erneuerbare Energiequellen

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

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

Elektrizitätswirtschaft**Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz,****Dr. rer. pol. F. Rettberg**

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

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

Rationelle Energienutzung und Kommunale Energiekonzepte**Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik,****Dr.-Ing. M. Kaiser**

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

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

3.2 Exkursionen*15.02.2018*

Im Rahmen der Vorlesung „Betrieb und Anlagen elektrischer Netze“ hat eine Gruppe von Studierenden und Doktoranden eine Exkursion zur Firma Westnetz in Arnsberg gemacht. Thema war die Besichtigung der Schaltanlagen. Weiterhin wurden im Rahmen dieser Exkursion die Ortsnetzstationen in Menden und in Dortmund-Wambel besichtigt.

27.06.2018

Exkursion zu ABB Busch Jäger in Lüdenscheid
Im Rahmen der Vorlesung „Einführung in die elektrische Energietechnik“ sowie „Netz- und Energiemanagement“ hat eine Gruppe aus Doktoranden und Studierenden die Firma ABB Busch

Jäger in Lüdenscheid besucht. Dort wurde über die Entwicklung von Smart Home Anwendungen berichtet und im Rahmen einer Werksführung die Produktion erläutert.

03.12.2018

Exkursion zu ABB in Ratingen

Im Rahmen der Vorlesung „Betrieb und Anlagen elektrischer Netze“ hat eine Gruppe von Studierenden und Doktoranden das ABB Werk für Mittelspannungsprodukte in Ratingen besucht. Dort wurde über aktuelle Forschung und Entwicklung von Mittelspannungsschaltern berichtet, das PEHLA Prüffeld demonstriert sowie die Produktion von Mittelspannungsschaltern im Rahmen einer Werksführung erklärt.

3.3 Seminare

„Analyse und Bewertung dynamischer Modelle von aktuellen und zukünftigen Netzkomponenten zur detaillierten Betrachtung der Stabilität zukünftiger Energieversorgungssysteme“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im SS 2018

„Analyse und Bewertung von Regelungen und Systemdienstleistungsbereitstellungen in umrichterdominierten Inselnetzen“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im SS 2018

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 Verteilnetze sowie deren Betrieb und leittechnische Architektur abgeleitet. Berücksichtigt werden Elektrizitätswirtschaftliche und gesetzliche Rahmenbedingungen sowie deren Weiterentwicklung. Effiziente Anwendungen elektrischer Energie wie z. B. die Elektromobilität ergänzen die Forschungen. Modellierung und Simulation sind wichtige Entwurfshilfsmittel, die durch Prototypen für eine praxisnahe Verifikation ergänzt werden.

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

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

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

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

Netzdynamik und Stabilität

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

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

- Erstellung dynamischer Modelle zukünftiger Energiesysteme und deren Systemkomponenten, um die sich verändernde Systemdynamik umfassend zu analysieren;
- Entwicklung neuartiger Regelungskonzepte, zum Beispiel für das Netzengpassmanagement und zur Sicherung der Spannungsstabilität, in Form von selbstregelnden Notfallkonzepten und/oder Assistenzsystemen;
- Überprüfung der Netzstabilität, insbesondere Winkel-, Frequenz und Spannungsstabilität, und die Einhaltung der betrieblichen Grenzen in allen Netzsituationen bei Anwendung dieser neu entwickelten Verfahren und Algorithmen;
- Evaluation des Einflusses des veränderten dynamischen Verhaltens der unterlagerten Verteilnetze auf die Übertragungsnetze sowie deren Potential an der Sicherstellung der gesamten Systemstabilität;
- Betrachtung der systemtechnischen Stabilität der umrichtergekoppelten Erzeugung in kritischen Netzsituationen;
- Berücksichtigung der Interaktion zwischen Energiesystemen und IKT-Systemen.

Schutz- und Leittechnik

Innerhalb der Themengruppe „Schutz- und Leittechnik“ (SLT) werden die zukünftigen Anforderungen, die im Zuge der Energiewende an ebendiese Technik gestellt werden, untersucht. Dabei werden verschiedenste Aspekte wie beispielsweise die Entwicklung von Algorithmen, die Konzeptionierung von Engineeringprozessen, der Einsatz von Datenmodellen, Kommunikationsverfahren und -protokollen als auch der Entwurf von Konzepten zur Prüfung und Validierung der SLT beleuchtet.

Zur Erforschung der SLT der Zukunft wird im Labor prototypisch gearbeitet. Eigene Prototypen werden entwickelt und hardwaretechnisch aufgebaut, um theoretische Modelle in ihrer praktischen Umsetzbarkeit zu untersuchen. Neben einem analogen Netzmodell spielt die Forschungs- und Prüfinfrastruktur für Schutz- und Leittechnik (FuP-SL) bei aktuellen Forschungsschwerpunkten eine wesentliche Rolle. Das Herz dieser Infrastruktur bildet ein digitaler Echtzeitsimulator, der es ermöglicht, komplexe Netzstrukturen in Echtzeit zu simulieren. Diese Laborinfrastruktur wird derzeit erweitert, indem mit COMPASS – Coordinated Measurements for Proactive and Secure Energy Supply eine Forschungsumgebung geschaffen wird, in der möglichst realitätsnah zukünftige Infrastrukturen und Funktionen untersucht werden können. Hierfür stehen verbesserte Möglichkeiten zur Echtzeitsimulation elektrischer Netze, Verstärker, aber auch industrielle Komponenten wie PMUs oder Smart Meter, wie sie auch im zukünftigen Smart Grid zu finden sind, zur Verfügung. Auf diese Weise können Hardware-in-the-Loop-Simulationen durchgeführt werden, um die aufgebauten Prototypen zu testen und entwickelte Algorithmen zu validieren.

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

- die Erforschung von Smart Grids und Systemen zur Umsetzung von Automatisierungsfunktionen in elektrischen Mittel- und Niederspannungsnetzen;
- die Implementierung dieser Funktionen auf realer Hardware, so dass eine durchgängig engineer- und prüfbare Systemplattform entsteht;

- die Identifikation von Potentialen und Entwicklung von Möglichkeiten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz mit Fokus auf der Frequenzhaltung;
- die Entwicklung neuer Ansätze eines dezentralen und selektiven Unterfrequenzschutzes;
- der Einsatz dynamischer Last- und Erzeugungsanlagen zur Kompensation einer sinkenden Netzanlaufzeitkonstante;

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

Transportnetzplanung und Energiemärkte

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

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

- die Modellierung und Prognose des regionalen Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf See und an Land bei sich kontinuierlich verändernden politischen Rahmenbedingungen,
- die Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Netzplanung in zunehmend durch Erneuerbaren Energien geprägten Energieversorgungssystemen,
- die Entwicklung von Lösungen zur Deckung des erhöhten Bedarfs an Flexibilität unter Berücksichtigung einer zunehmenden Kopplung der Sektoren: Strom, Wärme und Verkehr,
- die Simulation des europäischen Strommarktes zur Analyse des zukünftigen Einsatzes von Erzeugungseinheiten und Speichern sowie des Stromhandels infolge unterschiedlicher Strommarktdesigns,
- die Durchführung von Netzanalysen zur Bestimmung des zukünftigen Engpassmanagementbedarfs sowie zur Identifikation geänderter Anforderungen an zukünftige Netzstrukturen,

- die Ableitung zielgerichteter Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen zur Gewährleistung eines zuverlässigen und zugleich wirtschaftlichen Netzbetriebs im Rahmen der Zielnetzplanung sowie
- die technisch-wirtschaftliche Bewertung und Priorisierung solcher Maßnahmen.

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

Verteilnetzplanung und -betrieb

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

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

- eine optimierte Bewertung von Ausbau- und Flexibilitätsoptionen durch eine am ie^3 entwickelte agentenbasierte Zeitreihensimulation;
- die Analyse kurzfristiger Überlastungen von Betriebsmitteln und der Verletzung von Grenzwerten im Bereich der Spannungshaltung auf betrieblicher Seite durch das volatile Einspeiseverhalten von dezentralen Energieumwandlungsanlagen;
- die Entwicklung neuer Strategien zur Betriebsführung von Verteilnetzen zur Aufrechterhaltung eines hohen Maßes an Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit;
- die Entwicklung von Strategien zur Veränderung der Netztopologie oder für ein flexibles Last- und Einspeisemanagement zur Aufrechterhaltung von Versorgungssicherheit

und -zuverlässigkeit bei zunehmender volatiler Einspeisung;

- eine Erforschung von Methoden zur Verbesserung der Beobachtbarkeit und Fernsteuerbarkeit von Betriebsmitteln und flexiblen Anlagen;
- die Erforschung marktseitiger Anwendungsfälle über die netzdienliche Nutzung von Flexibilität hinaus, insbesondere die Integration spezifischer Technologien (Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher, Wärmepumpen, etc.) als auch deren optimierte Koordination.

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

Smart Grid Technology Lab & Elektromobilität

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

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

- Abbildung der Gesamtsystemlandschaft durch Kombination unterschiedlichster Netzkomponenten der unteren Spannungsebenen in verschiedenen Testständen;

- Untersuchung kommunikations- und regelungstechnischer Auswirkungen auf die Energietechnik;
- Analyse einzelner Smart Grid Komponenten sowie deren Wirken auf das Gesamtsystem
- Skalierbarkeit im Gesamtnetz durch Einsatz von Echtzeitsimulationen;
- Simulative Verknüpfung überlagerter Netzebenen und deren Netz- und Steuerstände mit dem physikalischen Testsystem;
- Einsatz innovativer Real Time State Estimation im realen Verteilnetz und deren Verknüpfung mit der Laborumgebung;
- Erforschung und Entwicklung neuer Netzkomponenten wie bspw. innovativer Längsregler für die Niederspannung oder synchronisierter mobiler Smart Meter für die Ladung von Elektrofahrzeugen mit Eigenstrom.

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

Um die Zukunftsorientierung der Forschungsschwerpunkte des Instituts zu erhalten, betreibt die Themengruppe unterschiedliche Innovationsnetzwerke mit Akteuren aus Wirtschaft, Wissenschaft, Kommunen und Zivilgesellschaft, mit deren Hilfe sich effektiv und sinnvoll Kooperationen finden und Zukunftsthemen adressieren lassen. Zu diesen Netzwerken gehören der Strategiekreis Elektromobilität Dortmund, die L.E.D. Leitstelle Energiewende Dortmund, das Regionale Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr, die Smart City Allianz Dortmund oder auch der Zusammenschluss mehrere europäischer Partner zum Smart City Projekt „smart DE²STINI“.

Leistungselektronik, Power Quality und Energieeffizienz

Die kontinuierliche Steigerung der Energieeffizienz von elektronischen Geräten wird zunehmend durch den Einsatz verschiedenster leistungselektronischer Komponenten umgesetzt. Diese Komponenten haben zusätzlich einen direkten Einfluss auf die Power Quality des Versorgungsnetzes und können dabei positive sowie negative Effekte hervorrufen. Die Themengruppe fokussiert auf:

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

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

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

4.1 Netzdynamik und Stabilität

Wirkungsanalyse der geplanten Verbindungsleitung zwischen den Übertragungsnetzen von Ghana und Burkina Faso

Impact Analysis of the Proposed 225 kV Tie-Line between the Transmission Networks of Ghana and Burkina Faso

Marilyn Winifred Asmah

Energieerzeugung aus PV im Norden Ghanas fordert das Stromnetz mit hohen Übertragungsverlusten und schlechten Spannungen im Süden heraus, da konventionelle Stromerzeuger außer Betrieb genommen werden und der durch PV erzeugte Strom aufgrund der geringen Nachfrage im Norden nach Süden transportiert werden muss. Mit dem nationalen Ziel, größere Anteile an Solar-PV zu integrieren, werden plausible Maßnahmen zur Steigerung der PV-Erzeugung und zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität untersucht. Als eine Option wurde der Solarexport in das nördliche Nachbarland Burkina Faso vorgeschlagen, der über eine 225-kV-Übertragungsleitung realisiert werden soll. Ziel dieser Forschung ist es daher, die Auswirkungen dieser Verbindungsleitung auf das ghanaische Stromnetz zu bewerten.

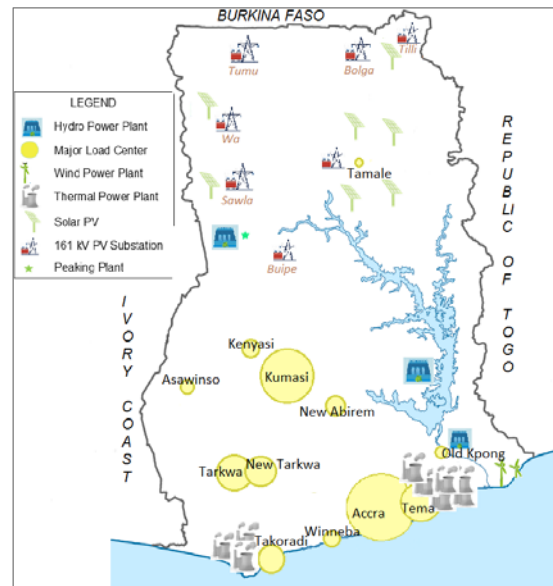
Solar PV generation in the north of Ghana challenges the power system with high transmission losses and poor voltages in the south, as conventional generating units are taken out of operation and PV generated power has to be transported to the south due to the low demand in the north. With a national goal to integrate even larger shares of solar PV, plausible means of increasing PV generation and maintaining network stability are being assessed. Solar export to the northern neighbor Burkina Faso, which is to be realized through a 225 kV transmission line has been proposed as an option. This research thus aims at assessing the impact of the interconnection transmission line on the Ghanaian power system.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Reiner Lemoine Institut.

Energieerzeugung aus PV ist in Ghana aufgrund der höheren Solareinstrahlung und der Verfügbarkeit von großen Flächen im Norden konzentriert, während die wichtigsten Lastzentren im Süden zu finden sind (rechte Abb.). Obwohl die PV-Stromerzeugung zur Verbesserung des Spannungsprofils und der Übertragungsverluste im Norden beigetragen hat, schränkt die geringe Nachfrage im Norden deren erhöhte Integration ein. Erzeugter Strom aus PV wird derzeit in den Süden transportiert, was die Übertragungsverluste im Netz erhöht und die Spannungen im Süden aufgrund der fehlenden Blindleistung von den abgefahrenen konventionellen Erzeugern durch die priorisierten erneuerbaren Energieerzeugung verschlechtert.

Mit dem politischen Ziel, bis zum Jahr 2020 10% erneuerbare Energie zu integrieren, werden Maßnahmen untersucht, die die Erhöhung der PV-Erzeugung ermöglichen und gleichzeitig eine Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität erlauben. Bislang besteht zum nördlichen Nachbarland Burkina Faso ein Leistungsaustausch in der Höhe von 5 MW, um ein Bergwerk zu versorgen. Um zukünftig einen verbesserten Leistungsaustausch mit diesem Land vornehmen zu können und innerhalb des ‚West African Power Pool‘ (WAPP) Leistungen übergreifend zu koordinieren wird der Bau

einer 253 km langen 225 kV-Übertragungsleitung



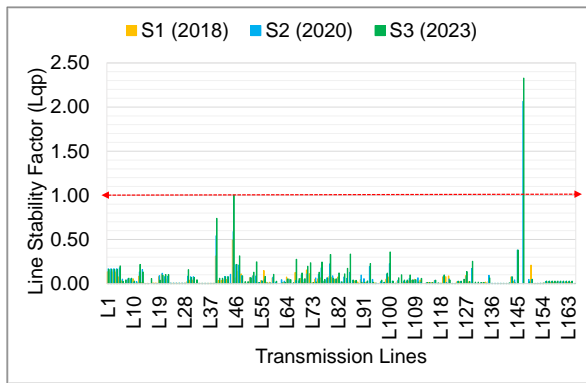
Hauptlasten und Erzeugungsanlagen im ghanaischen Energiesystem

vorgeschlagen. Hierdurch wird für mehrere westafrikanische Staaten ein besserer Stromhandel etabliert.

Obwohl diese Verbindungsleitung den möglichen Export verstärkt und das Spannungsprofil im Nor-

den zunächst verbessert, führt sie auch zu mehreren Rückwirkungen auf das ghanaische Netz, die weitere Untersuchungen erfordern. In diesem Rahmen werden in dieser Forschung die Effekte der geplanten Verbindungsleitung auf Leistungsflüsse und Stabilität des ghanaischen Versorgungssystems untersucht.

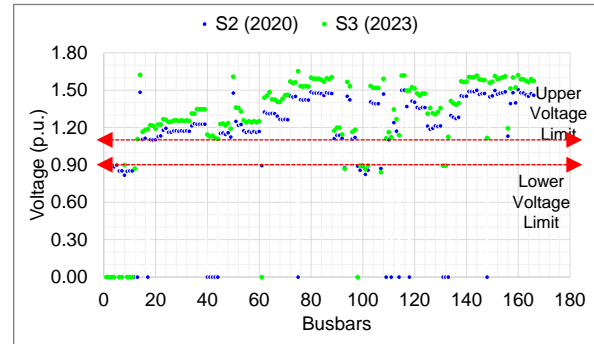
Eine Stabilitätsanalyse wurde durchgeführt, bei der verschiedene Kennzahlen, sogenannte Stabilitätsindizes, zur Identifizierung der kritischen Übertragungsleitungen im Netz ermittelt wurden. Um die Stabilitätskriterien einzuhalten, muss für alle Stabilitätsindizes $0 \leq Index < 1$ gelten. Unter allen identifizierten kritischen Leitungen ist die Verbindungsleitung als besonders kritisch für die Stabilität des ghanaischen Netzes identifiziert worden (vgl. nachfolgende Abbildung). Diese Leitung erreicht einen Index weit über 2.



Leitungsstabilitätsfaktor der Übertragungsleitungen im Ghanaischen Netz

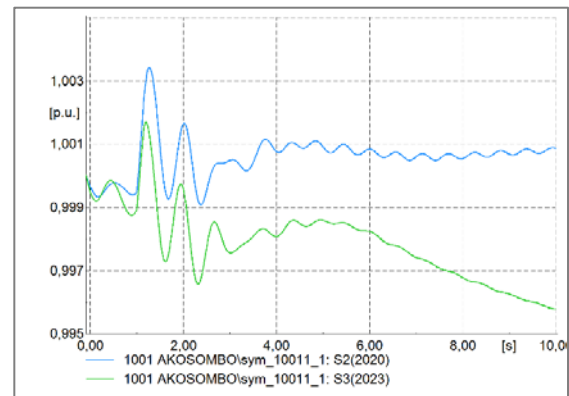
Die Lage der beiden Anschlusspunkte der geplanten Verbindungsleitung spielt eine entscheidende Rolle, da teilweise die dadurch angeschlossenen Netze die Stabilität herabsetzen können. Die Höhe des Leistungsflusses und die Leitungseigenschaften ändern den Blindleistungsfluss im gesamten Netz und beeinflussen dadurch die Spannungen der Anschluss- und Nachbar-Knoten.

Aus diesem Grund wurde eine Kontingenzanalyse für die Verbindungsleitung durchgeführt. Exemplarisch wurde ein vollständiger Leitungsverlust für 15 Sekunden simuliert. Der Ausfall genau dieser Leitung führt zu der höchsten Anzahl an Spannungsverletzungen im ghanaischen Netz. Wie aus Abb. 3 zu entnehmen ist, sind bei dieser Kontingenz die Knotenspannungen auf bis zu 1,65 p.u. gestiegen.



Knotenspannung während einer Kontingenz der Verbindungsleitung

Obwohl die Kontingenz durch Wiedereinschalten der Leitung behoben werden kann, wird die Netzdynamik stark beeinträchtigt. Das Verhalten der Geschwindigkeit des Slack-Generators zeigt eine mögliche transiente Instabilität in den ersten Sekunden nach dem Wiedereinschalten der Leitung an (untere Linie in der Abb.). Die Abbildung zeigt die Geschwindigkeitsverläufe des Slack-Generators für zwei Szenarien (Jahre 2020 oben und 2023 unten) mit steigender Exportnachfrage.



Geschwindigkeit des Slack-Generators für Szenarien 2 und 3

Der Verlauf der Geschwindigkeit zeigt, dass die um 100% gestiegene Exportnachfrage für das Szenario im Jahre 2023 die Stabilität des ghanaischen Netzes gefährdet (untere Linie).

Die durch die Verbindungsleitung eingeführte Änderung der Dynamik des ghanaischen Energieversorgungssystems erfordert weitere präventive Maßnahmen, die sich in der Entwicklungsphase befinden. Des Weiteren werden weitere Stabilitätsanalysen durchgeführt, um Verstärkungsmaßnahmen der Verbindungsleitung auszuwählen.

Kurativer Einsatz von leistungsflussregelnden Betriebsmitteln

Curative control of power flow controllers

Stefan Dalhues, Oliver Pohl, Ulf Häger

Leistungsflussregelnde Betriebsmittel können dazu verwendet werden Überlastsituationen korrektiv aufzulösen. Beim korrektiven Engpassmanagement können bestimmte (N-1) Fälle kurzfristig Überlastsituationen auslösen, welche dann durch leistungsflussregelnde Betriebsmittel beseitigt werden können. Hierdurch kann im (N-0)-Fall eine erhöhte zulässige Leistungsübertragung und somit eine erhöhte Ausnutzung der Übertragungskapazität des Netzes erreicht werden.

Power flow controllers can be used to correctively resolve overload situations. With corrective congestion management, certain (N-1) cases can cause temporary overload situations, which can then be resolved by power flow controllers. In the (N-0) case, this can result in an increased permissible power transmission and thus an increased utilization of the transmission capacity of the network is achieved.

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

Im Allgemeinen wird bei der Betriebsplanung elektrischer Netze das (N-1)-Kriterium zur Sicherstellung der Betriebssicherheit zugrunde gelegt. Hierdurch wird ein großer Teil der vorhandenen Netzkapazität nicht genutzt, um den Ausfall eines Betriebsmittels im Netz stets kompensieren zu können. Um die Übertragungsfähigkeit des Netzes zu erhöhen kann man korrekatives Netzengpassmanagement durchführen. Hierbei lässt man es zu, dass gewisse (N-1)-Fälle im Netz zunächst Überlastsituationen auslösen können, welche dann mithilfe von korrektiven Maßnahmen aufgelöst werden. Hierzu können leistungsflussregelnde Betriebsmittel (LFB) verwendet werden, um im Falle einer Überlast dieser entgegenzuwirken. Diese LFB können beispielsweise als Phasenschiebertransformatoren (PST), schaltbare Längskompensationen oder FACTS ausgeführt sein. Der Einsatz dieser Geräte setzt eine Investition voraus, welche sich durch Einsparungen im Netzbetrieb auszahlen sollte. Dementsprechend sollten für die Verortung dieser Betriebsmittel Leitungen in Erwägung gezogen werden, welche stark durch Überlastsituationen betroffen sind und bei welchen die räumlichen Gegebenheiten für eine solche Installation gegeben sind. Hierbei gilt zu beachten, dass entsprechende Flächen für LFB in den Umspannanlagen benötigt werden oder aber, im Falle von leiterseitigen Installationen, die Statik der bestehenden Masten ausreichend oder zusätzliche Flächen für den Zubau von Masten vorhanden sein müssen.

Die Bestimmung der optimalen Position für eine Installation von LFB wird anhand eines Überlastindikators durchgeführt, welcher die Überlastung der Leitung mit ihrer Länge gewichtet darstellt.

Dieser Überlastindikator wird für jede Leitung für kritische (N-1)-Fälle und verschiedener kritische Netznutzungsfälle berechnet und mithilfe LFB minimiert. Hierzu wird eine Optimierung eingesetzt, welche eine festgelegte Anzahl an leistungsflussregelnden Betriebsmitteln im Netz einmalig einbauen und dimensionieren kann und diese dann individuell für jede Kombination aus Netznutzungs- und (N-1)-Fall optimal einsetzt.

Dieses Verfahren lässt sich analog für verschiedene Arten LFB einsetzen. Die einfachste Form ist hierbei der Einsatz von Serien-Induktivitäten. Diese senken die Leistungsübertragung auf der betroffenen Leitung durch die erhöhte Impedanz der Leitung. Analog dazu kann eine Serienkapazität verwendet werden, um die Impedanz der Leitung zu verringern und somit die Leistungsübertragung zu erhöhen, um benachbarte Leitungen zu entlasten. Der Effekt hierbei ist jedoch weniger zielgerichtet. PST und FACTS Geräte können jeweils so aufgebaut werden, dass eine bidirektionale Leistungsflussregelung möglich ist. Je nach Bedarf kann dann der Leistungsfluss auf einer Leitung erhöht oder gesenkt werden. Dies steigert die Flexibilität im Netz, erhöht jedoch auch die Investitionskosten gegenüber den unidirektionalen Reglern.

Die Verwendung LFB erfordert aufgrund der veränderten Netzimpedanz die Anpassung des Schutzkonzeptes im betroffenen Netzgebiet, was insbesondere die Zonen der Distanzschutzgeräte betrifft. Der Einsatz von kapazitiven LFB kann zudem auch zu Schwingungsphänomenen im Netz führen, welche zu subsynchronen Resonanzen oder erhöhtem Blindleistungsfluss im Netz führen kann.

Untersuchung verschiedener Strategien zur Bestimmung des Blindleistungspotentials im Verteilnetz zur Minimierung der Grenzwertüberschreitungen zum überlagerten Netz

Investigation of different strategies to determine the reactive power potential in the distribution grid to minimize threshold violations at the point of common coupling

Zita Hagemann

Das Einhalten der zwischen den Netzbetreibern vertraglich festgelegten Grenzwerte für Blindleistungsflüsse können durch die Veränderung der Einspeisung der im Verteilnetz angeschlossener Erzeugungsanlagen beeinflusst werden. So kann ein fester $\cos(\varphi)$, eine $\cos(\varphi)[P]$ -Kennlinie oder eine $Q(U)$ -Kennlinie dafür sorgen, dass die Grenzen besser eingehalten und somit Strafzahlungen minimiert werden können.

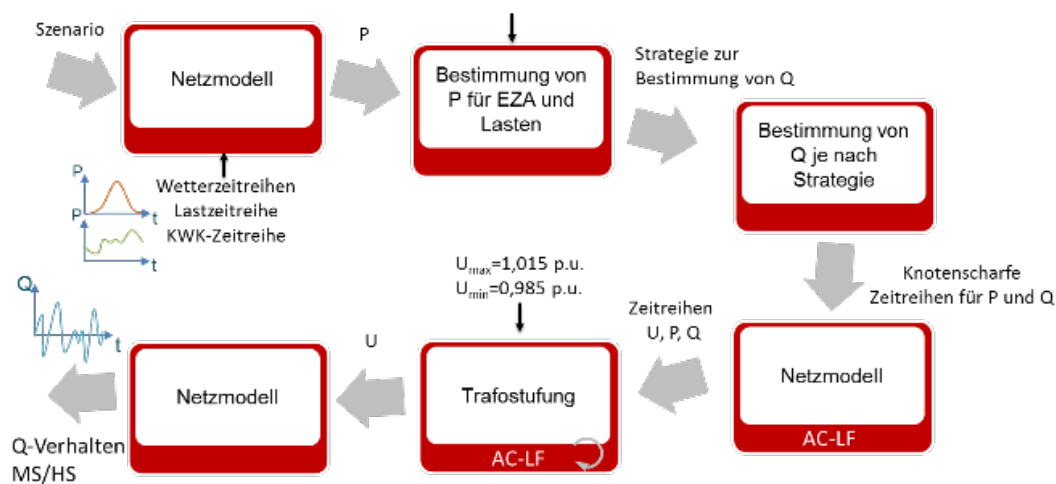
The adherence of contractually fixed thresholds for reactive power flows between distribution and transmission grids can be influenced by the change of reactive power infeed from decentralized generating units in the distribution grid. Thus a fixed $\cos(\varphi)$, a $\cos(\varphi)[P]$ -characteristic or a $Q(V)$ -characteristic can ensure, that limits can be kept and financial penalties decreased.

Dieses Forschungsvorhaben wird in Zusammenarbeit mit deutschen Verteilnetzbetreibern durchgeführt.

Die Verteilnetze sehen sich in Folge der Energiewende mit einer stark veränderten Versorgungsaufgabe, wie bidirektionale Leistungsflüsse zwischen Übertragungs- und Verteilnetz, konfrontiert. Eine wesentliche Anforderung ist die Einhaltung der Spannungsgrenzen und die damit verbundene Blindleistungsbreitstellung. Der sich ergebene Blindleistungsaustausch zwischen den Netzebenen unterliegt vertraglichen Einschränkungen, welche bei Grenzwertüberschreitungen zu Pönalen führen.

Im Rahmen von verschiedenen Studien für deutsche Verteilnetzbetreiber ist ein Modell entwickelt worden, welches das Blindleistungsverhalten am Verknüpfungspunkt zwischen Mittelspannung und Hochspannung abbildet. Mithilfe des Modells wird auf Zeitreihenbasis die Summe der im Jahr ermittelten Grenzwertüberschreitungen und der daraus entstehenden Kosten ermittelt. In unten stehender Abbildung ist der Ablauf des Modells gezeigt.

Zu Beginn werden Wetter- und Lastzeitreihen, sowie eine Erzeugungszeitreihe für eine wärmegeführte KWK eingelesen. Über diese Zeitreihen werden Wirkleistungswerte für jede Stunde im Jahr festgelegt. In Abhängigkeit der ausgewählten Blindleistungsstrategie werden dann Blindleistungswerte bestimmt. Mit den so festgelegten Werten sind knotenscharf Wirk- und Blindleistungszeitreihen vorhanden. Nach einer Lastflussrechnung wird die Trafostufung ermittelt. Dabei werden beide Transformatoren an dem UW abwechselnd gestuft, bis die Abweichung der Spannung unterspannungsseitig nicht mehr als 1,5% abweicht. Abschließend ist das Blindleistungsverhalten des Verteilnetzes am Transformator abzulesen. Mit bekannten Grenzwerten kann so überprüft werden, wie viele Stunden im Jahr diese Grenzwerte eingehalten oder aber überschritten werden, welche Strategie die meisten Kosten einspart und wie viele Kosten trotzdem noch entstehen.



Ablauf des Blindleistungsmodells

INSPIREe – Multi-Domain-Validierung und –Evaluation informations- und kommunikationstechnisch gestützter Netzführungskonzepte für den Energiesektor

INSPIREe - A simulation environment for multi-domain validation and evaluation of smart grid concepts for the energy sector

Markus Küch

Für einen zuverlässigen und dynamischen Netzbetrieb ist der Aufbau intelligenter elektrischer Netze notwendig. Dabei ist das Informationssystem zur Unterstützung der Betriebsführung und zur Implementierung intelligenter und echtzeitfähiger Regelungs-, Schutz- und Monitoringkonzepte ein entscheidender Treiber. Die Ausarbeitung und Umsetzung dafür geeigneter Konzepte kann durch den Co-Simulator INSPIREe (Integrated Co-Simulation of Power and ICT Systems for Real-Time Evaluation evolved) bereits ab einem frühen Entwicklungsstadium unterstützt werden.

For reliable and dynamic power system operation, it is necessary to set up smart grids. The information system used is a crucial driver for supporting system operation and for implementing smart control, protection and monitoring concepts. The development and implementation of such concepts can be supported by the combined simulation environment INSPIREe (Integrated Co-Simulation of Power and ICT Systems for Real-Time Evaluation evolved) from an early stage of development.

INSPIREe wird gefördert durch die DFG im Rahmen der Forschergruppe FOR1511 „Schutz- und Leitungssysteme zur zuverlässigen und sicheren elektrischen Energieübertragung“.

INSPIREe ist eine verteilte Simulationsumgebung die durch die Kopplung von domänenspezifischen Simulationswerkzeugen aus den Bereichen der Energietechnik und Informations- sowie Kommunikationstechnik eine domänenübergreifende Validierung und Evaluation von Informations- und Kommunikationstechnik gestützten Netzführungskonzepten für den elektrischen Energiesektor ermöglicht.

Domänenübergreifende Systemmodellierung

Die Modellierung des betrachteten Gesamtsystems setzt sich aus den Teilmodellen elektrisches Energienetzmodell, Kommunikationsnetzmodell und logisches Anwendungsmodell zusammen. Die Teilmodelle stehen in Korrelation zueinander. Damit Modellentitäten und deren Eigenschaften während der Ausführung von INSPIREe ausgetauscht werden können, verwaltet jedes Simulationswerkzeug eine Referenz auf die geteilten Entitäten. Zur Vereinfachung der Modellbildung kann das Kommunikationsnetzmodell und das logische Anwendungsmodell automatisiert aus dem elektrischen Energienetzmodell abgeleitet werden.

Gesamtheitliche Konzeptentwicklung

Für die Konzeptentwicklung wird das logische Anwendungsmodell um Sensoren, Aktoren, Rechnerknoten, Überwachungs- und Steuerungslogiken erweitert. Diese können über weitere Softwarepakete als Software-in-the-Loop oder in Form von realer Hardware als Hardware-in-the-Loop eingebunden werden. INSPIREe ermöglicht

die Validierung und Evaluation funktionaler und nicht funktionaler Eigenschaften der Konzepte.

Variable Ausführung

Bei der Ausführung von INSPIREe kommen die Simulationswerkzeuge DigSILENT PowerFactory, OMNeT++, JADE und DPSim zum Einsatz. In PowerFactory kann für die Ausführung des elektrischen Energienetzmodells die Root mean square (RMS) Simulation als auch die Simulation Elektromagnetischer Vorgänge (EMT) verwendet werden. Für die Modellierung und Ausführung des logischen Anwendungsmodells kann JADE (JAVA Agent Development Framework), oder DPSim, eine Eigenentwicklung, eingesetzt werden. Für die dynamische Simulation des Kommunikationssystems wird OMNeT++ verwendet. Gegebenenfalls können aber auch detailarme Kommunikationssystemmodelle auf einfache Weise instanziiert werden.

Verlässliche Simulationsergebnisse

Die Simulationswerkzeuge tauschen zur Laufzeit Informationen über ihre jeweiligen Teilsystemmodelle aus. Der dabei eingesetzte konservative Synchronisationsansatz basiert auf ereignisgesteuerter Ausführung, wodurch Synchronisationsfehler auf ein Minimum reduziert werden. Damit erreicht die Aussagekraft der Simulationsergebnisse eine deutlich höhere Qualität.

Ansprechende Leistungsfähigkeit

Zur Bemessung der Leistungsfähigkeit wird die Anzahl ausgetauschter Informationen (Events) pro Zeiteinheit (s) ermittelt. Diese beträgt gegenwärtig maximal etwa 6000 Events pro Sekunde.

Bestimmung von dynamischen Pseudo-Spannungsmessungen unter Verwendung von zeitsynchronisierten Zeigermessgeräten mit unvollständiger Systemsicht

Determination of dynamic voltage pseudo-measurements in an electric power grid partially observed by phasor measurement units

Gabriel A. Ortiz

Diese Forschungsarbeit entwickelt eine neue Methode mit Hilfe derer dynamische Pseudo-Spannungsmessungen in ausreichender Anzahl erzeugt werden können, um dem Mangel an zeitsynchronen Messungen entgegenzuwirken und eine vollständige Beobachtbarkeit des Stromnetzes zu erreichen. Hierdurch wird eine dynamische Netzzustandsschätzung ermöglicht, die den dynamischen Systemzustand bestimmt.

This research work presents a new methodology to generate dynamic voltage pseudo-measurements in sufficient number to counteract the lack of synchronized phasor measurements and to achieve full network observability. The proposed approach will allow a dynamic state estimator to have the required information to following the system operating state under dynamic conditions.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch den Nationalrat für wissenschaftliche und technische Forschung aus Argentinien.

The monitoring systems of the electric power systems (EPSs) at the control centers use the results of the state estimator (SE) as input data. Most algorithms used today are based on conventional measurements from the supervisory control and data acquisition system. The relatively low update rate of this kind of measurements limits the use of SEs to the monitoring of the EPSs on static condition. Today, the phasor measurement units (PMUs) represent a technological alternative capable of improving the existing SEs or even changing the paradigm of the estimation process. Their high accuracy, sampling speed and time synchronization make them suitable for global monitoring of the dynamic state. A SE capable of accurately following the system dynamics is of great interest to operators. Furthermore, an application with these features will allow seeing the transient operation conditions of a system globally, especially when faults occur.

An estimator must satisfy two conditions in order to be able to following the system dynamics: first, it must run at PMU speed and, second, it must have access to enough synchronized phasor measurements to estimate the state of the whole system. When the second condition is accomplished, the system is fully observed. Nevertheless, nowadays it is not possible to have such a number of PMUs to ensure full observability (mainly due to technical and financial constraints). Therefore, the interest for a methodology to generate dynamic voltage pseudo-measurements emerges.

This methodology is based on the concept of coherency of an EPS. A group of buses is said to be coherent related to angle stability when any network disturbance results in an incremental variation of voltage magnitude and angle and having the same sign within the group. In this case, the area constituted by the group of buses is a coherent area. Hence, if the coherent areas are known, it will be enough to measure one bus in each area in order to know approximately the dynamic evolution of the whole system. Then, the dynamic voltage pseudo-measurements can be obtained from the pre-contingency state and the dynamic information delivered by the PMUs. However, the system coherency is highly dependent on the loading condition and the nature and size of the grid disturbance. Because of that, firstly, it is performed an off-line probabilistic approach to determine the PMU location that allows to observe all the coherent areas. This method consist on gaining multiple operating scenarios through Monte Carlo simulations, determining the coherent areas for each scenario by clustering time series techniques applied to bus voltages, and finally, analyzing the results with the goal of finding the bus combination that allows to see the dynamics of the whole system with high probability. Secondly, a method that assigns each PMU bus its corresponding unobserved bus is carried out. This approach involves a data classifier that has been previously trained using as input features the pre-contingency state and the type of contingency. The output is an assignment vector of unobserved buses with their corresponding coherent PMU buses.

Konzeptionierung einer Power Hardware-in-the-Loop Simulation zum Test eines leistungsflussregelnden Multi-Agenten Systems für Hochspannungsnetze

Concept of a Power Hardware-in-the-Loop Simulation for testing a multi-agent system for load flow control in high voltage networks

Oliver Pohl

Im Forschungsprojekt IDEAL wird ein agentenbasiertes Engpassmanagementsystem für Hochspannungsnetze mit dezentralen Leistungsflussreglern entwickelt. Dieses System wird auf eingebetteten Systemen umgesetzt, welche an eine softwarebasierte Netzsimulation gekoppelt werden, um die Funktionalität und Effektivität unter realistischen Bedingungen in einem Laborversuch zu testen.

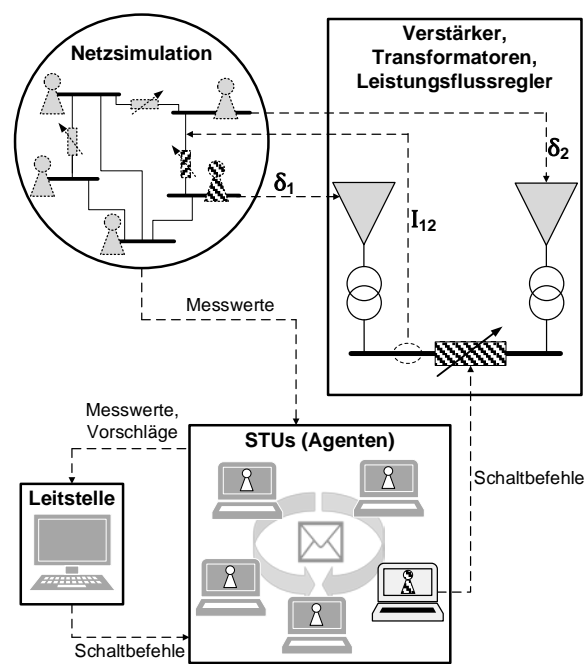
In the research project IDEAL, an agent-based congestion management system for high-voltage networks with de-centralised power flow controllers is being developed. This system will be implemented on embedded hardware, which will be coupled to a software-based network simulation in order to test the functionality and efficiency under realistic conditions in a laboratory environment.

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

In der Vergangenheit wurden am Institut ie³ verschiedene agentenbasierte Algorithmen zur automatisierten Netzbetriebsführung entwickelt. Die Effektivität der zugrundeliegenden Regelungsalgorithmen wurde bereits mehrfach in Softwaresimulationen demonstriert. Die Integration und Validierung eines solchen Systems in einem realen Netz stellt aufgrund der Komplexität der Implementierung eines autonomen Systems eine Herausforderung dar. Daher empfiehlt es sich, das System zunächst unter kontrollierten Bedingungen in einer Laborumgebung zu testen. Hierzu wird eine Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL) Simulation durchgeführt. Bei diesem Verfahren werden Teile eines Gesamtsystems auf Hardware implementiert und an Softwaremodelle gekoppelt, welche die übrigen Subsysteme oder externe Inputfaktoren simulieren. So können umfangreiche technische Systeme in einem überschaubaren Rahmen unter realistischen Bedingungen getestet werden.

Im IDEAL Projekt wurde ein Multiagentensystem für Hochspannungsnetze entwickelt, welches mit Hilfe von Leistungsflussreglern reaktives Engpassmanagement betreibt. Für die PHIL-Simulation werden die Agenten, die Leistungsflussregler und die Leitstelle auf Hardwarekomponenten umgesetzt. Das zu regelnde Hochspannungsnetz wird auf einem Echtzeitsimulator modelliert. Die Agenten werden auf PSI Smart Telecontrol Units (STUs) implementiert. Diese erhalten Messwerte aus der Netzsimulation und kommunizieren sowohl untereinander als auch mit den Leitstellenrechnern und den Leistungsflussreglern. Die Leistungsflussregler sind PowerLine Guardians

(PLGs) der Firma Smart Wires Inc., welche direkt auf Freileitungen montiert werden und bei Aktivierung die Reaktanz der Leitung vergrößern, um Leistungsflüsse zu verschieben. Im Laboraufbau werden drei solcher Geräte auf kurzen Freileitungsseilen montiert, welche über Transformatoren und Verstärker an die Netzsimulation gekoppelt sind. Die Agenten können durch Aktivierung der PLGs die Stromflüsse auf den Leiterseilen beeinflussen, welche wiederum in die Netzsimulation zurückgekoppelt werden. So kann das Verhalten des Systems unter realistischen Bedingungen untersucht werden, ohne dass es in einem realen Netz installiert werden und in den laufenden Netzbetrieb eingreifen müsste.



Schematischer Versuchsaufbau

Frequenzregelung für Energiesysteme mit hoher Photovoltaikdurchdringung

Frequency Control for Energy Systems with High Photovoltaic Penetration

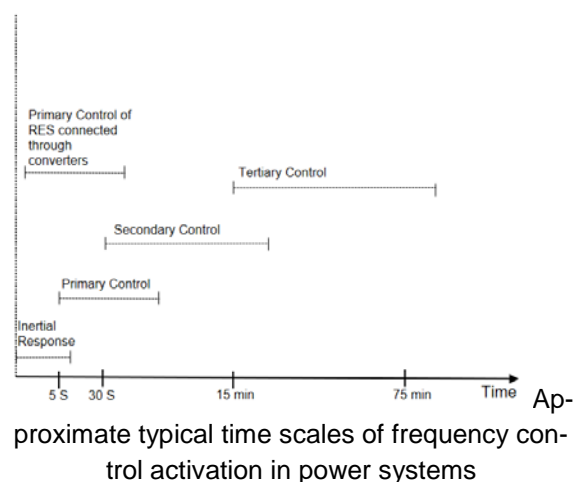
Diana Racines

Die derzeitige und zunehmende Verbreitung erneuerbarer Energiequellen stellt uns vor die Herausforderung, die Energiesysteme innerhalb angemessener Grenzen zu betreiben. Insbesondere die Fähigkeit die Frequenzstabilität aufrechtzuerhalten wird beeinträchtigt. Dies ist ursächlich auf eine Verringerung der Trägheit des Systems und das Fehlen einer inhärenten Reaktion auf Veränderungen der Frequenz aus den meisten erneuerbaren Energiequellen zurückzuführen. Daher ist es notwendig, eine zusätzliche Regelung einzusetzen, damit diese Erzeuger einen sogenannten schnellen Frequenzgang liefern können. Dieses Projekt zielt darauf ab, ein Modell für die Integration von Photovoltaikgeneratoren als Anbieter von Frequenzregelungen zu entwickeln, wobei ein koordinierter Betrieb zwischen diesen und den konventionellen Quellen berücksichtigt wird

The current and increasing penetration of renewable energy sources brings with it challenges to operate power systems among adequate limits. In particular, the capability to maintain the frequency stability is affected, due mainly to a reduction in the inertia of the system and to the lack of an inherent response to changes in the frequency from most renewable energy sources. Therefore, it is necessary to incorporate an additional control in order to allow these sources to provide a so-called Fast Frequency Response. This project aims to develop a model for the integration of photovoltaic generators as providers of frequency control, considering a coordinated operation among these sources and the conventional ones.

The penetration of renewable energy sources (RES) into the electrical grid has been increasing during the past years and it is expected to keep growing in the future. This bigger participation of RES in the energy matrix brings several questions, mainly in relation to the operating conditions of the power system. In this sense, the displacement (even if it is momentary) of conventional generation sources decreases the inertia of the power system, which implies that its frequency stability can be affected and that thus further control systems must actuate. RES in general have the particularity of being connected to the power system through power electronic-based converters, which do not have any natural response when changes in the frequency appear and can therefore affect the response of the whole system, especially during the first instants after a disturbance occurs. This is the case of photovoltaic generation, whose participation is already high in many grids in spite of the current lack of standards for performing frequency control with it. In this regard, this research seeks to develop a fast frequency response (FFR) control system for photovoltaic (PV) generators, understanding FFR as a controlled contribution of active power from generation technologies that do not respond to the swing equation, which allow them to react quickly after major power imbalances. Dynamic modelling of a large power system with several MW-level photovoltaic generators is currently under development.

Regarding the provision of active power reserve from PV sources, a de-loading operation of them will be considered. In this sense, an effectiveness window of de-loading must be determined for every generator according to their operating conditions. The system also involves a control strategy, which will consider both central and local controllers, and will guarantee an equitable distribution of the changes in active power among the photovoltaic sources. A key of this strategy is to obtain a coordinated operation among PV generators, and between PV and synchronous generators.



Primary frequency response studies will be performed in order to guarantee the appropriate behavior of the system facing a low synchronous inertial energy.

MathEnergy – Mathematische Schlüsseltechnologien für Energienetze im Wandel

MathEnergy – Mathematical key techniques for energy systems in change

Christoph Strunck, Džanan Sarajlić

Im Forschungsprojekt „MathEnergy“ werden mathematische Schlüsseltechnologien verwendet, um eine umfassende Regelung zukünftiger Energienetze zu untersuchen. Hierbei werden auch die Interaktionen und Zusammenhänge zwischen Gas-, Strom- und Wärmenetzen betrachtet.

The "MathEnergy" research project uses key mathematical technologies to investigate the comprehensive regulation of future energy networks. The interactions and connections between gas, electricity and heat networks are also examined.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 0324019D.

Um auch in Zukunft einen effizienten und versorgungssicheren Netzbetrieb, unter Berücksichtigung einer nachhaltigen und CO₂ neutralen Energieversorgung, gewährleisten zu können, ist eine ganzheitliche Betrachtung des Energiekreislaufs in Strom-, Gas- und Wärmenetzen unerlässlich. Das Projekt MathEnergy hat das Ziel, gemeinsam mit Wissenschaftlern aus vier Universitäten, zwei Fraunhofer-Instituten und einem Max-Planck-Institut sowie Partnern aus der Energiewirtschaft, ein ganzheitliches Abbild des gekoppelten Gas- und Stromnetzes zu erstellen und Regelungsalgorithmen für diese zu entwickeln.

Für die Stromnetze werden zum einen detaillierte Untersuchungen im Hinblick auf die Erbringung von Systemdienstleistungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen angestrebt. Zum anderen werden dynamische Verteilnetzäquivalente entwickelt, die das Verhalten zukünftiger Verteilnetze widerspiegeln sollen, wenn eine Systemdienstleistungserbringung aus diesen entsteht. Dies kann in der gesamtheitlichen Betrachtung von Übertragungsnetzbetreiber genutzt werden um auch zukünftig einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gewährleisten zu können. Weiterhin wird hierdurch auch eine verknüpfte Betrachtung der verschiedenen Energienetze auf unterschiedlichen Ebenen möglich.

Um dieses Ziel zu erreichen, werden zunächst detaillierte dynamische Modelle von dezentralen Erzeugungsanlagen entwickelt, die im zweiten Schritt mit verschiedenen Regelungsalgorithmen zur Erbringung von Systemdienstleistungen, wie z.B. Primärregelung, erprobt werden. Neben der Frequenzregelung, die aufgrund der abnehmenden Schwungmassen in Zukunft einen besonderen Stellenwert hat, werden auch die statische Stabilität und die Spannungshaltung betrachtet.

Dabei besteht ein besonderer Fokus auf der modellprädiktiven Regelung. Bei modellprädiktiven Reglern werden basierend auf dem jeweils aktuell geschätzten Systemzustand z.B. mittels Algorithmen verschiedene Lösungsmöglichkeiten, unter Berücksichtigung des Verhaltens aus der Vergangenheit, ermittelt. Aus diesen wird unter Berücksichtigung einer Kostenfunktion sowie von vorab zu spezifizierenden technischen und regulatorischen Randbedingungen die beste Lösung für den jeweils nächsten Regelhorizont ausgewählt. Als Grundlage wurden bisher dynamische Netzmodelle generiert, die über verschiedene Spannungsebenen verfügen. Hiermit können dynamische Untersuchungen durchgeführt werden, die sowohl die abnehmende Schwungmasse im Übertragungsnetz als auch die Implementierung regelfähiger dezentraler Erzeugungsanlagen berücksichtigen. Dabei können sowohl verschiedene Regelungs- als auch Netzausbaustrategien betrachtet werden.

Für die nächsten Schritte im Projekt werden die Zusammenführung der Netz- und Regelmodelle und eine geeignete Validierung dieser angestrebt. Weiterhin sollen die dynamischen Verteilnetzäquivalente weiter mitentwickelt werden um somit das Verhalten der mit regelnden Erzeugungsanlagen durchdrängte Verteilnetze vereinfacht abbilden zu können.



Probabilistische Vorbewertung der Parameteridentifikationsgenauigkeit mit Anwendung in der Identifikation von Antriebsstrangparametern des DFIG

Probabilistic Pre-Assessment Method of Parameter Identification Accuracy with Application in Identifying Drive Train Parameters of DFIG

Yuqing Jin

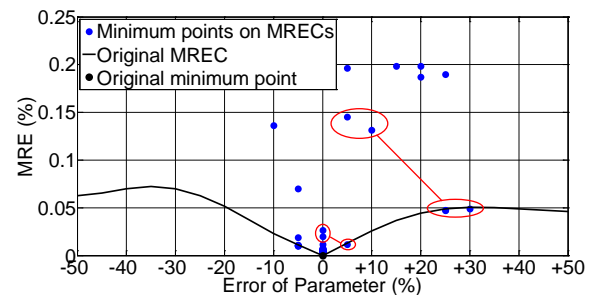
Die Parameteridentifikation trägt zur Verbesserung der Genauigkeit der Energiesystemsimulation bei. Bei komplexen Modellen von elektrischen Geräten ist es jedoch schwierig, alle Parameter auf einmal zu identifizieren. Ungenaue Werte der Nicht-Zielparameter beeinflussen die Identifikationsgenauigkeit der Zielparameter. Derzeit existiert keine geeignete Methode, um diese negativen Auswirkungen zu bewerten und zu behandeln. Daher wurden eine probabilistische Vorbewertungsmethode der Identifikationsgenauigkeit und ein entsprechender statistischer Identifikationsprozess entwickelt.

Parameter identification contributes to improving the accuracy of power system simulation. However, for complex models of electrical equipment, it is difficult to identify all the parameters at once. Inaccurate values of the non-target parameters will affect the identification accuracy of the target parameters. However, there is no proper method in the present parameter identification flow to assess and handle this adverse impact. Therefore, a probabilistic pre-assessment method of identification accuracy and a corresponding statistical identification process were proposed to settle the above problem.

Dieses Forschungsvorhaben wird von der Nationalen Naturwissenschaftlichen Stiftung Chinas gefördert.

The accurate values of the model parameters to be identified are unknown in most cases, therefore identification accuracy can hardly be evaluated directly. The fitting error between the model output and the actual dynamic response of an electrical equipment is usually used to evaluate the identification accuracy indirectly. If all the parameters are identified at the same time, there is no problem using the fitting error. However, when only a part of the parameters is identified, the fitting error is surely affected by the inaccurate values of the non-target parameters (NTPs) of the identification. A small fitting error does not surely represent a good identification accuracy of the target parameters (TPs).

With a TP changes in its value range, we can obtain a mean relative error curve (MREC), on which the minimum point position indicates the accurate value of this TP and the minimum point value means the fitting error. When the NTPs are inaccurate, the position and value of this minimum point will change. The following figure shows a real example of the changes in the minimum point on the MREC of the stiffness coefficient of a two-mass drive train model, which was caused by inaccurate generator and controller parameters of the DFIG wind turbine generator. The red circles in the figure show some examples of improved identification accuracy that can be obtained even if the fitting error is larger.

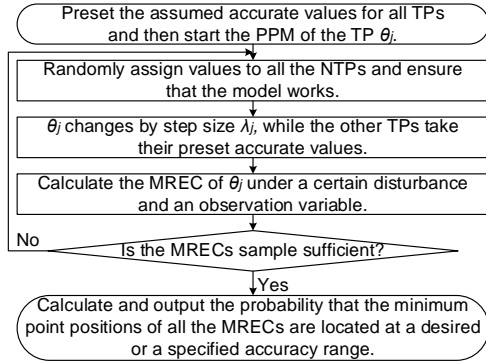


Real example of the minimum point position changes on the MRECs

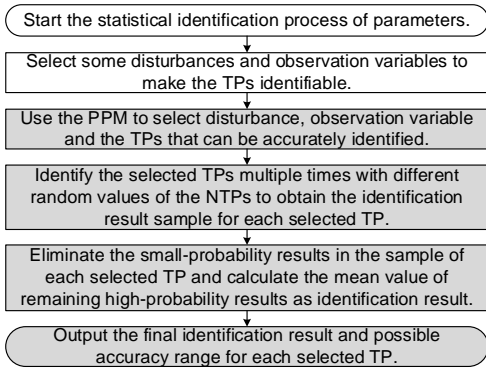
Since the values of NTPs may have a myriad of random combinations, assessing the possibility of accurate identification of TPs is a probabilistic problem. Thus, a probabilistic pre-assessment method (PPM) of identification accuracy is proposed. The basic flow of applying the PPM to a TP θ_j is shown in the following figure. The change step size of θ_j should ensure the change in the fitting error caused by the change in θ_j can be accurately measured.

For most cases, the actual values of the TPs are unknown; therefore, the PPM should be applied to several groups of assumed actual values of the TPs, and all the assessment results should be combined. When the PPM result shows that the identification accuracy will be within a reasonable range with a large probability, we can obtain the final identification results that meet the pre-assessed accuracy by eliminating some small-probability results. We call this process as

statistical identification process (SIP) of parameters. The flow of the SIP is shown in the following figure, and the steps with a shaded background are different from those of the traditional method.



Flow chart of the PPM



Flow chart of the SIP

The PPM and SIP were applied to the parameter identification of a two-mass drive train model of a DFIG wind turbine generator under the condition that the actual values of the generator and controller parameters are unknown. Six different

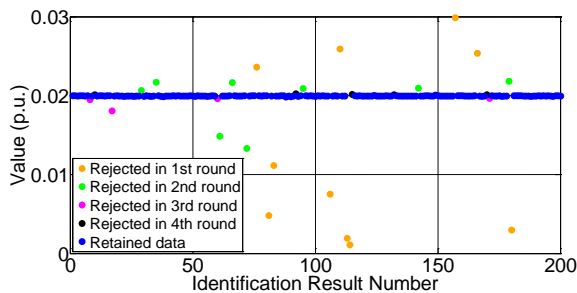
disturbance forms and three observation variables were tested by using the traditional sensitivity analysis and the proposed PPM. The results of PPM were more quantitative resulting in overturning some results of the sensitivity analysis. According to the PPM results, a stepwise identification scheme was made and was compared to the traditional identification scheme. The identification accuracy of the stepwise scheme was in accordance with the PPM results. The figure in the bottom of this page shows the eliminated small-probability results and the retained high-probability results in the SIP.

The successful application showed the advantages of the PPM and SIP, including:

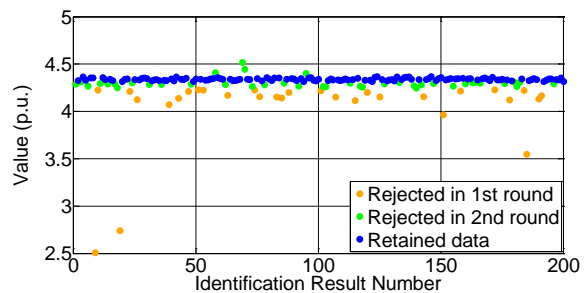
(i) The PPM can replace sensitivity analysis to provide more useful quantitative information for the selection of disturbance forms, observation variables, and the TPs that can be accurately identified.

(ii) The SIP performs parameter identification repeatedly under different random values of the NTPs to obtain a high-probability identification result, instead of identifying only once under fixed values of the NTPs, thereby reducing the dependence of parameter identification on accurate NTPs.

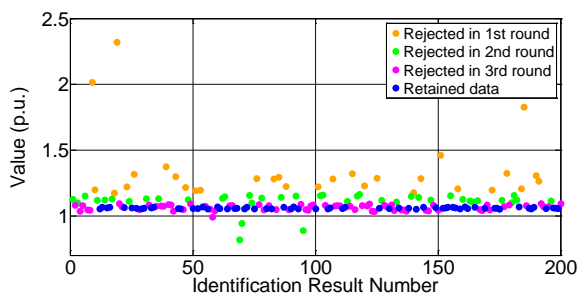
(iii) With the PPM and SIP, it is possible to identify some of the TPs separately under some disturbances possibly abandoned in the previous identification method, which ultimately helps to improve the identification accuracy of all the TPs.



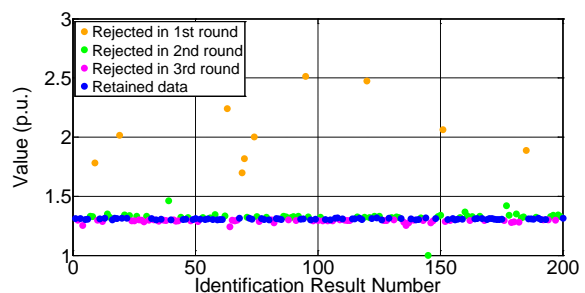
(a) Step 1: Identify damping factor D_w of turbine



(b) Step 2: Identify inertia constant of turbine H_w



(c) Step 2: Identify Shaft spring constant K_{sh}



(d) Step 3: Identify Shaft mutual damping D_{sh}

Optimierung der Wirkleistungssollwerte für HGÜ in hybriden AC- und DC-Netzen

Optimization of the active power set points for HVDC in Hybrid AC and DC Networks

Yang Zhou, Stefan Dalhues

Die zukünftige Ausgestaltung des Transportnetzes in Deutschland ist durch mehrere leistungsstarke HGÜ-Korridore geprägt, die von einem vermaschten Drehstromnetz zu sogenannten Hybridnetzen überlagert werden. Die Hauptaufgabe der neuen HGÜ-Korridore ist die Energieübertragung von Nord nach Süddeutschland. Der Einsatz von VSC-HGÜ bietet unter anderem den neuen Freiheitsgrad der Wirkleistungsregelung, woraus sich zusätzliche Einsatzmöglichkeiten, insbesondere aktive Leistungsflussregelung im AC-Netz, ergeben. Unvorhersehbare Ereignisse, wie beispielsweise Leitungsausfälle, können zu Änderungen des Leistungsflusses führen. Diese Fälle erfordern daher eine Anpassung und Optimierung der Wirkleistungssollwerte der HGÜ, um Überlastsituationen zu vermeiden.

The future grid situation in Germany is characterized by several high-performance HVDC corridors, which are superimposed by a meshed three-phase network to form so-called hybrid networks. The primary task of the new HVDC corridors is the transmission of energy from northern to southern Germany. The use of VSC-HVDC offers the new freedom degree of active power control. This results in additional possibilities of use such as load flow control in AC network. Unpredictable events can cause power flow changes e.g. a line trip. Thus, those cases require an adaption and optimization of active power set points of VSC-HVDC in order to avoid overload situations.

One of the central building blocks of the energy transition in Germany is the construction and operation of several corridors for high-voltage direct current (HVDC) transmission. A wide variety of HVDC transmissions are in use worldwide. However, point-to-point connections between asynchronous networks or individual HVDCs with relatively low power are usually used. In contrast, German future situation is characterized by several high-performance HVDC corridors, which are superimposed by a meshed three-phase network to form so-called hybrid networks.

The primary task of the new HVDC corridors is the transmission of energy from northern to southern Germany. In addition, self-guided voltage converters are characterized by very good control options for reactive and active power. This results in additional possibilities of use such as load flow control in the underlying AC network. Unpredictable events can cause power flow changes e.g. a line trip. Thus, those cases require an adaption and optimization of active power set points of VSC-HVDC.

The use of VSC-HVDC offers the new degree of freedom of active power control. The power flow over the DC line does not result from the impedances of the transmission system, but can actively be controlled. This indirectly influences the power

flow for the surrounding AC lines. Thus based on voltage angle differences between AC nodes connected to the converter, contingency schedule adaption of converter reference values in case of significant power flow changes will be developed.

Then, it is to be determined whether an overall optimum can be achieved with the aid of the active power specification. We need to choose an appropriate target function for optimizing the power set point. The objective function of the optimization can be, for example, the minimization of total losses, a high supply security or a large control reserve for network faults.

In addition to technological aspects, the benefits of such a load flow optimization also have a strong economic aspect. Optimized operation of the HVDC lines could lead to lower redispatch or generation costs as well as reduced expansion requirements in the AC network. This will be accompanied by a techno-economic analysis. The use of an investment, market and network model should support the identification of suitable target functions and quantify the economic benefit of the developed optimization strategies. The strategies are to be compared under consideration of different scenarios. In addition, non-monetary benefits - such as increased supply reliability - are to be classified and evaluated in the overall picture.

Leistungsflussregelung zwischen Spannungsebenen mit mehreren Übergabepunkten durch Ausnutzen von unterschiedlichen Sensitivitäten

Power flow control between voltage levels with multiple interconnection points by exploiting different sensitivities

Jannik Zwartscholten

Durch die nachhaltige Veränderung der Erzeugungsstruktur des Energieversorgungssystems werden neue Regelungskonzepte für zukünftige Verteilnetze benötigt. Dabei können Regelungssysteme im Verteilnetz die Flexibilität von dezentralen Erzeugungsanlagen, Speichern und Lasten nutzen, um die Leistungsflüsse zwischen den Spannungsebenen zu kontrollieren. Es konnte ein Regelungssystem entwickelt werden, das es ermöglicht, die Leistungsflüsse zwischen den Spannungsebenen für jeden Übergabepunkt individuell zu regeln.

Due to the sustainable change of the generation structure of the electrical energy supply system, new control schemes for future distribution grids are necessary. Control systems in distribution grids could use the flexibility of distributed energy resources, storages or loads, in order to control the load flows between different voltage levels. It was possible to develop a control system that enables individual control of power flows for each interconnection point between different voltage levels.

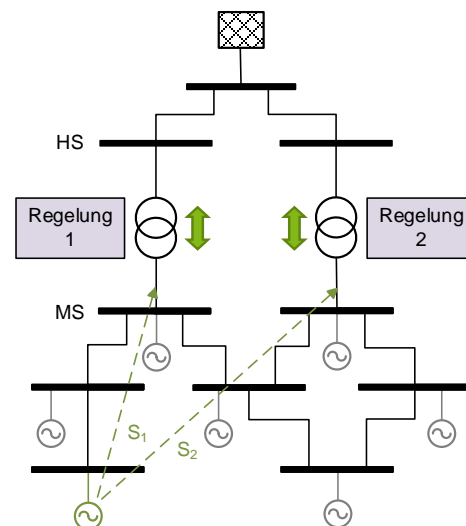
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmen des Kopernikus-Projektes ENSURE „Neue Energienetzstrukturen für die Energiewende“ gefördert. FKZ: 03SFK1V.

In zukünftigen Verteilnetzen kann die Flexibilität von dezentralen Erzeugungsanlagen, Speichern und Lasten von Spannungsebenen übergreifenden Leistungsflussregelungen verwendet werden. Dabei könnten Regelungssysteme Leistungsfahrpläne an den Übergabepunkten zwischen den Spannungsebenen einhalten. Darüber hinaus könnten Anpassungen des Leistungsflusses innerhalb eines Flexibilitätsbandes umgesetzt werden. Durch eine derartige Regelung könnten Verteilnetze zum einen näher an den Grenzen betrieben werden und zum anderen zur Stabilität des Energieversorgungssystems beitragen.

In elektrischen Energieversorgungssystemen sind unterschiedliche Spannungsebenen physikalisch über Transformatoren verbunden. Wie in der Abbildung dargestellt, sind die Spannungsebenen häufig über mehr als einen Übergabepunkt miteinander gekoppelt. Für eine spannungsebenenübergreifende Leistungsflussregelung stellt es eine Herausforderung dar, die Leistungsflüsse an jedem Übergabepunkt individuell zu regeln.

Die in die Regelung eingebundenen Akteure wie dezentralen Erzeugungsanlagen, Speicher und flexible Lasten weisen jedoch unterschiedliche Sensitivitäten bezüglich der Leistungsflüsse an den Übergabepunkten auf. Die unterschiedlichen

Sensitivitäten können durch Regelungssysteme ausgenutzt werden. Es konnte gezeigt werden, dass durch intelligentes Ausnutzen der unterschiedlichen Sensitivitäten die Leistungsflüsse zwischen den Spannungsebenen auch für jeden Übergabepunkt individuell geregelt werden können.



Leistungsflussregelung zwischen Spannungsebenen mit mehreren Übergabepunkten

Das Regelungskonzept wurde in MATLAB Simulink durch dynamische Simulationen anhand eines Modellnetzes aus der Literatur untersucht.

4.2 Schutz- und Leittechnik

COMPASS – Koordinierte Messungen für eine proaktive und sichere Energieversorgung

COMPASS – Coordinated Measurements for Proactive and Secure Energy Supply

Marvin Albrecht, Dominik Hilbrich, Björn Bauernschmitt

Durch die stetigen Veränderungen im Energiesystem hin zum Smart Grid der Zukunft, müssen neuartige Konzepte sowohl in der Theorie als auch in der Praxis hinterfragt sowie validiert werden können. Eine Forschungs- und Prüfinfrastruktur in einer entsprechenden Laborumgebung ist dabei notwendig. Hierzu wurde im Projekt COMPASS das bereits bestehende Labor des Instituts ie³ um weitere Komponenten erweitert.

The energy system experiences continuously changes and becomes smarter and smarter. Consequently, innovative concepts for future grids must be validated not only in theory but also practically in a laboratory with a research and test infrastructure. Therefore, the existing laboratory of the institute ie³ was extended within the framework of the project COMPASS.

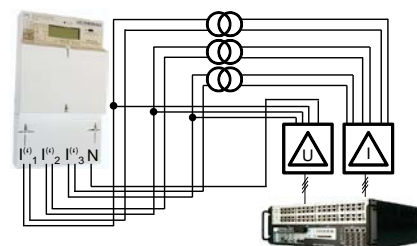
Dieses Vorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft und das Ministerium für Kultur und Wissenschaft des Landes NRW unter dem Geschäftszeichen INST 212/372-1 FUGG gefördert.

Aufgrund klimapolitischer Ziele und neuartiger Schutzkonzepte befindet sich das Energieversorgungssystem im stetigen Wandel. Dabei werden konventionelle Funktionen oder Messsysteme zunehmend intelligenter und definieren das zukünftige Smart Grid. Dies eröffnet viele Chancen, um das Netz ausfallsicherer zu machen. Jedoch müssen die neuartigen Funktionen und Komponenten vor der Implementierung ausreichend getestet und validiert werden.

Das ie³ verfügt bereits über ein Labor mit einem analogen Netzmodell sowie einem Echtzeitsystem. Mithilfe dieses Systems können Hardware-in-the-Loop-Simulationen durchgeführt werden, um eine ausgedehnte Testumgebung zu schaffen. Schon seit 2011 werden mithilfe dieser Forschungs- und Prüfinfrastruktur bestehende Systeme der Schutz- und Leittechnik auf ihre Funktionsweise geprüft sowie neuartige Funktionen erforscht. Durch die stetige Entwicklung des Energieversorgungssystems ist jedoch eine Erweiterung des Labors notwendig, um auch zukünftige Funktionen validieren zu können.

Für die umfangreiche Darstellung eines Smart Grids ist die Implementierung moderner Mess- und Kommunikationseinrichtungen notwendig. Hierzu wurden fünf Smart Meter unterschiedlicher Hersteller beschafft, die unter Verwendung entsprechender Verstärker mit dem in der Prüfumgebung integrierten Echtzeitsimulator verbunden werden können. Wie in der Abbildung zu sehen, wurden getrennte Strom- und Spannungsverstärker für die Kopplung der Smart Meter verwendet.

So konnte auf die Verwendung von kostenintensiven Leistungsverstärker verzichtet werden. Allerdings müssen 1:1 Stromübertrager eingesetzt werden, um die Stromverstärker zu isolieren. Jedes Smart Meter ist angeschlossen an ein Smart Meter Gateway, das eine sichere, BSI-konforme Kommunikationsschnittstelle zum Smart Meter Gateway Administrator darstellt. Diese Schnittstelle ermöglicht den Zugriff auf die Gateway-Administration, durch die der Echtzeitsimulator, aber auch neuartige Steuerungs- und Regelungssysteme auf die Messwerte der Smart Meter zugreifen können. Die Anschaffung von vier Phasor Measurement Units (PMUs) erweitert die Laborumgebung um weitere intelligente Messeinrichtungen. Zur realistischen Abbildung steht dabei ein Phasor Data Concentrator zur Verfügung, welcher ebenfalls mit dem Echtzeitsystem verknüpft ist. Der Echtzeitsimulator selbst verfügt über diverse Kommunikationsprotokolle, so dass eine optimale Integration aller Komponenten in das Gesamtsystem gewährleistet ist. Somit steht eine Forschungsplattform zur Verfügung, mit der neuartige Systeme zur Schutz- und Leittechnik, insbesondere in Smart Grids, erforscht werden können.



Kopplung von Smart Metern an Simulator

EOSG – Energieflussoptimierung im Smart Grid mittels intelligenter Netzkomponenten

EOSG – Energy load flow optimisation in smart grids using intelligent grid components

Dominik Hilbrich, Björn Bauernschmitt

Im Rahmen der Energiewende steigt die Anzahl der volatil einspeisenden Erzeugungsanlagen stark an. Dies bewirkt bidirektionale Lastflüsse in der Nieder- und Mittelspannungsebene und es ergeben sich neue Herausforderungen in den Verteilnetzen. Die Stadtwerke Bochum Netz GmbH stellt im Projekt Rahmen einen kleinen Verteilnetzabschnitt zur Verfügung, der zunächst durch moderne, smarte Komponenten erweitert und so in ein Smart Grid überführt wird. Unter anderem wird ein elektronisch regelbarer Ortsnetztransformator des Projektpartners ct.e Controltechnology Engineering GmbH in das Netz eingebracht. Aufbauend auf einer Zustandsschätzung im Verteilnetz wird ein Regelalgorithmus zur Optimierung der Lastflüsse umgesetzt.

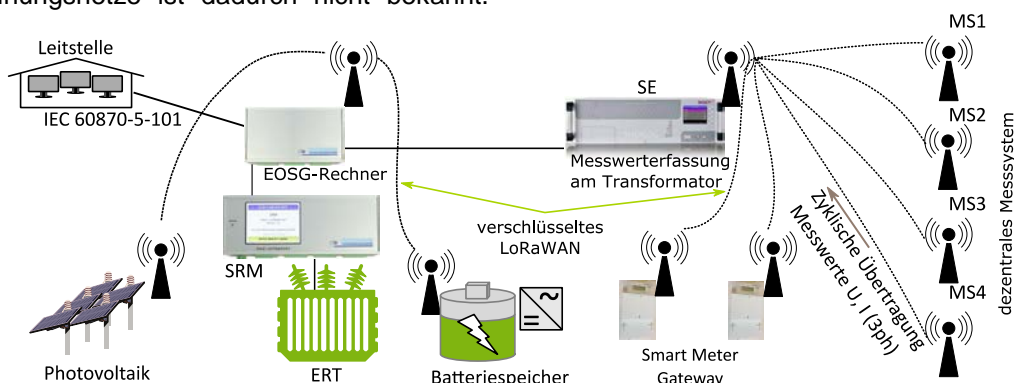
In the scope of the energy turnaround the number of volatile infeed systems rises massively. This leads to bidirectional power flows in the low and medium voltage level and new challenges occur in the distribution grids. The municipal utility Stadtwerke Bochum Netz GmbH provides access to a small segment of their distribution grid which is then enhanced by modern and smart components and thus transformed into a smart grid. Among others, an electronically switched local power transformer provided by the project partner ct.e Controltechnology Engineering GmbH is installed in the grid. Based on a state estimation in the distribution grid a control algorithm for the optimisation of load flows is realised.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert unter dem Förderkennzeichen EFRE-0801033.

Vor dem Hintergrund der Energiewende ist es das Ziel dieses Projekts, die Lastflüsse innerhalb eines Niederspannungsnetzabschnitts derart zu optimieren, dass betriebsmäßige Engpässe vermieden und die existierenden Betriebsmittel optimal ausgenutzt werden. Durch diese Optimierung soll sich zukünftig ein Netzausbau vermeiden oder zumindest verzögern lassen. Die wichtigsten Betriebsmittelgrenzen, die hierbei eine Rolle spielen, sind die Einhaltung der geforderten Spannungsbänder und der thermischen Belastungsgrenzen. Darüber hinaus existieren weitere Optimierungsziele wie etwa die Minimierung von Netzverlusten.

Ortsnetzstationen (ONS) in den Netzen der Verteilnetzbetreiber sind in der Regel nicht messtechnisch auslesbar oder gar fernsteuerbar. Dadurch sind ONS nicht beobachtbar. Noch weniger Messsysteme finden sich in den 0,4-kV-Netzen der Netzbetreiber. Der Netzzustand der Niederspannungsnetze ist dadurch nicht bekannt.

Daher wird im Rahmen dieses Projekts zunächst eine ausgewählte Ortsnetzstation des Netzbetreibers Stadtwerke Bochum Netz GmbH durch die Einbringung eines elektronisch regelbaren Ortsnetztransformators (ERT) der ct.e Controltechnology Engineering GmbH erweitert. Zusätzlich wird die ONS messtechnisch erfasst. Neben der messtechnischen Erfassung des Lastflusses an der ONS sind weitere Messungen im Netz innerhalb der Kabelverteilerschränke erforderlich, um den Netzzustand vollständig bestimmen zu können. Die gesammelten Messwerte werden mittels Funkkommunikation an die ONS übertragen und für eine State Estimation verwendet. Auf Basis des ermittelten Netzzustands und der verfügbaren Flexibilität im Netz (regelbare Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher) bestimmt ein Lastflussregler einen optimierten Lastfluss und aktiviert die dazu notwendigen Flexibilitäten. Nachfolgende Abbildung zeigt die schematische Projektstruktur.



Schematische Abbildung des Netzgebiets

HYBKomp – Hybrid-Kompensator für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen in Mittelspannungsverteilnetzen

HYBKomp – Hybrid Compensator for the Provision of System Services in Medium Voltage Distribution Grids

Michael Steglich, Björn Bauernschmitt

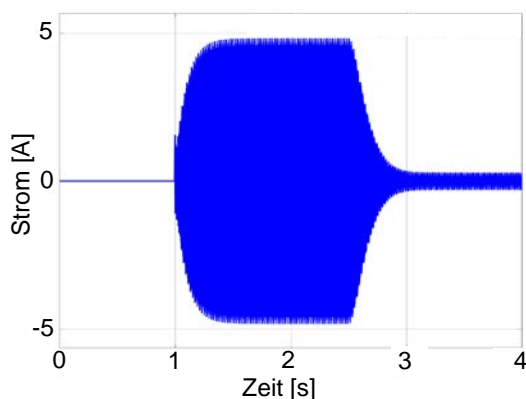
Intelligente Netzbetriebsmittel können Netzausbaumaßnahmen reduzieren oder verzögern und somit Kosten einsparen. Solch ein Betriebsmittel stellt der multifunktionale Hybrid-Kompensator dar, welcher zahlreiche Systemdienstleistungen in einer Anlage bereitstellt. Eine dieser Systemdienstleistung ist die Unterstützung der Erdschlusskompensation im einpoligen Erdfehlerfall. Ziel ist die Entwicklung einer neuen Methode, welche es dem Hybrid-Kompensator ermöglicht die harmonischen Anteile im Fehlerstrom zu reduzieren um den Weiterbetrieb des Netzes im Fehlerfall zu unterstützen.

Smart grid technologies can reduce reinforcement costs or defer them. Within this content a multifunctional hybrid compensator which is able to provide several system services is used. One of these system services is to support the compensation of earth fault currents in the case of single-phase earth faults. The aim is to develop a new method which allows the hybrid compensator to reduce the harmonic currents in the fault current to guarantee a functional grid.

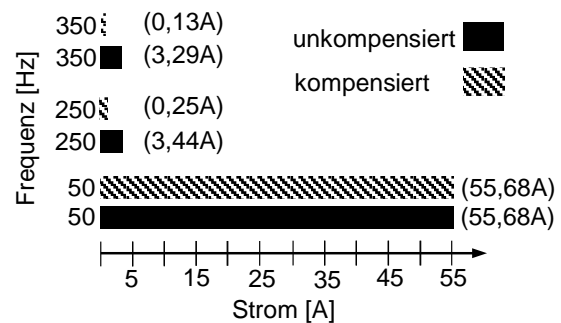
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 0350001A gefördert.

In gelöschten betriebenen Netzen wird der kapazitive 50-Hz-Erdfehlerstrom durch die Petersenspule kompensiert, sodass der Fehlerstrom in 20-kV-Netzen auf unter 60 A reduziert wird. Die zunehmende Anzahl leistungselektronischer Verbraucher führt jedoch zu einem steigenden Anteil von Oberschwingungen im Netz. Die Petersenspule ist als passives Bauelement nur auf die 50-Hz-Komponente abgestimmt und reduziert die harmonischen Ströme im Erdfehler nicht. Durch die harmonischen Anteile kann die Summe der Ströme den kritischen Grenzwert von 60 A Fehlerstrom in 20-kV-Netzen überschreiten (vgl. Abbildung rechts). Der Lichtbogen erlischt somit nicht mehr und es kann zum vollständigen Netzausfall kommen. Um die harmonische Belastung im Netz eines Projektpartners zu bestimmen, fan-

den Strommessungen statt. Die dabei gemessenen THD_I-Werte und die Lastflussberechnung sind Bestandteile der Modellierung des Netzabschnittes. Anschließend wurden Simulationen mit einpoligem Erdfehler durchgeführt. Wie in den Abbildungen deutlich wird sind die Effektivwerte der Ströme einzelner Harmonischer im Fehlerstrom nicht zu vernachlässigen. Wie der kompensierte Fall in der rechten Abbildung zeigt, ist unser in der Simulation parallel zum Netz angeschlossener Kompensator durch ein Überkompensationsverfahren dazu in der Lage die harmonischen Anteile stark zu senken und den Summen-Fehlerstrom auf unter 60 A zu bringen, was den Weiterbetrieb des Netzes im Fehlerfall ermöglicht. Dieses Verfahren soll im nächsten Schritt durch Labormessungen verifiziert werden. Projektstruktur.



Strom der siebten Harmonischen im Erdfehler



Kompensiertes und unkompensiertes Spektrum des Erdfehlerstroms

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

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

Björn Bauernschmitt, Rajkumar Palaniappan, Dominik Hilbrich

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

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

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

Im Projekt *i-Automate* wird ein Gesamtkonzept für eine modular konfigurier- und prüfbare Automatisierungsarchitektur für Smart Grids erforscht. Diese Systemarchitektur soll neben den heute bekannten überwiegend lokal-autonomen Schutzfunktionen auch übergeordnete, aggregierte und koordinierte Smart-Grid-Automatisierungsfunktionen zur Netzüberwachung und -steuerung flexibel und erweiterbar bereitstellen können. Neben dem *ie*³ sind die KoCoS Messtechnik AG, die H & S Hard- & Software Technologie GmbH & Co. KG, das OFFIS Institut für Informatik und die Energie Waldeck-Frankenberg GmbH am Projekt beteiligt.

In einem ersten Projektschritt wurde eine Vielzahl möglicher Schutz-, Automatisierungs- und übergeordneter Funktionen analysiert und diejenigen Funktionen ausgewählt, die für eine Implementierung im Rahmen des Projekts sowie für eine Validierung im Feldtest von besonderem Interesse sind. Neben klassischen Schutzfunktionen wurde bereits ein mehrstufiger Spannungsregelungsalgorithmus implementiert, der zentrale mit dezentralen Ansätzen kombiniert. Aktuell wird darüber hinaus eine Online State Estimation (SE) implementiert.

Für eine flexible Projektierung und Konfiguration des Gesamtsystems wurde ein Engineeringprozess auf Basis von Datenmodellen gemäß

IEC 61850-6 (Substation Configuration description Language, SCL) umgesetzt. Das System wird dadurch in die Lage versetzt, sich gemäß der in einem SCL-Datenmodell spezifizierten Funktionen automatisch zu konfigurieren.

Die KoCoS Messtechnik AG stellte zwischenzeitlich eine neue Gerätegeneration bereit. Diese besitzt eine deutlich höhere Rechenleistung, basiert auf einem Linux-Betriebssystem und verfügt über einen separaten Prozessor zur zeitdeterministischen Ausführung von Prozessen. Die bestehenden Funktionen wurden mittlerweile vollständig auf die neue Plattform portiert. Ebenfalls wurde der von H & S bereitgestellte IEC-61850-Kommunikationsstack in diese Plattform integriert. Das OFFIS arbeitet an der Implementierung einer verteilten Datenbanklösung, die insbesondere durch die State Estimation genutzt werden soll.

Die Validierung einzelner und kombinierter Funktionen sowie des Gesamtsystems erfolgt kontinuierlich mit Hilfe von Hardware-in-the-Loop-Prüfungen an einem Echtzeitsimulator. Neben manuell erstellten Testnetzen wurde ein von der EWF bereitgestelltes PowerFactory-Netzmodell automatisiert in ein Simulink-Modell für den Echtzeitsimulator konvertiert. Für den Datenaustausch kommt hierbei das Common Information Model (CIM) gemäß IEC 61970-301 zum Einsatz.

Forschungsprojekt „Die Stadt als Speicher“ – Abschluss des Projektes

Research-project „Die Stadt als Speicher“ – Project completion

Bernhard Dick, Stefan Kippelt

Im Rahmen des Forschungsprojektes „Die Stadt als Speicher“ wurde das zukünftige Potential dezentraler Flexibilitätsoptionen theoretisch und praktisch untersucht. Das Projekt wurde 2018 abgeschlossen und die Ergebnisse im ersten Quartal 2018 veröffentlicht.

The research project “Die Stadt als Speicher” addressed potentials of flexibility options in theory and in practical applications. The project ended in 2018 and the results have been analyzed and published in the first quarter of 2018.

Dieses Forschungsvorhaben wurde gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

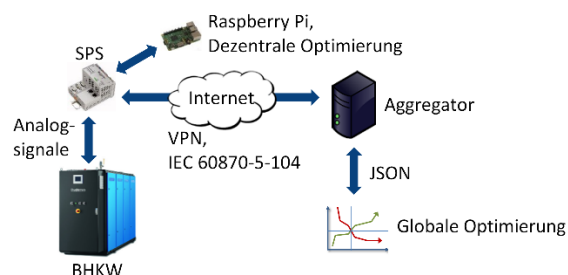
Städtische Gebiete verfügen in der Regel über eine hohe Dichte an technischen Einheiten, die sich durch Integration in ein Energiemanagement als Flexibilität für das elektrische Energiesystem nutzen lassen. Zu diesen Einheiten zählen KWK-Anlagen, Wärmepumpen, elektrische Wärmeerzeuger, Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher, die beispielsweise zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung genutzt werden. Ziel des Forschungsprojektes „Die Stadt als Speicher“ war es, diese vielfältigen Speichermöglichkeiten gebündelt nutzbar zu machen und innerhalb eines „virtuellen Energiespeichers“ optimiert zu betreiben.

Zu diesem Zweck wurde im ersten Projektjahr ein mathematisches Optimierungsmodell entwickelt, welches eine Vielzahl von unterschiedlichen Flexibilitätspotentialen abbildet. Hierzu zählen zum einen die wärmetechnischen Anlagen wie KWK-Systeme und Wärmepumpen sowie zugehörige Sekundärsysteme wie Heizkessel und elektrische Heizstäbe. Die variable Formulierung des Modells erlaubt die Integration verschiedener sensibler Wärmespeicher, wie zum Beispiel Warmwasserspeicher oder (Nacht-)Speicherheizungen. Gleichzeitig können elektrische Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge abgebildet werden.

Im zweiten Projektjahr sind die Forschungsarbeiten weiter fortgeschritten. Erste Anlagen konnten durch die Installation eines lokalen Anlagenagenten bereits externe Steuerungssignale umsetzen. Hierzu zählen eine KWK-Anlage zur Versorgung eines Nahwärmenetzes sowie eine private Wärmepumpe, welche zusätzlich durch einen Wärmespeicher erweitert wurde.

Ende Juni 2016 startete der einjährige Feldversuch in der Ruhrgebietsstadt Herten und der Fichtelgebirgsstadt Wunsiedel zur Erforschung der der Virtuellen Energiespeicherung in Städten.

Diese Feldtestphase konnte im September 2017 erfolgreich abgeschlossen werden. Dabei wurden vielfältige Flexibilitätsoptionen aus dem Demonstrationsgebiet in einem zentralen und dezentralen Managementsystem entsprechend der zeitaktuellen Flexibilitätsanreize der Strommärkte eingesetzt. Zukünftig kann ein solches System dazu genutzt werden, die Netz- und Marktintegration Erneuerbarer Energien deutlich zu erleichtern.



Aufbau der Optimierungssysteme

Bereits während des Feldtests konnten erste Verbesserungen des Systems umgesetzt werden. Im Nachgang der Feldtestphase wurden die Messdaten und Erfahrungen ausgewertet und im ersten Quartal 2018 veröffentlicht.

Bei der Umsetzung des dezentralen Konzeptes stellte sich die beschränkte Rechenkapazität als zentrales Problem heraus. Hier wurden erste Lösungsansätze erarbeitet, die Raum für weitere Forschungsfragen in Bezug auf die effiziente Lösung des Optimierungsproblems bieten.

Das Projekt wurde unter Beteiligung des Fraunhofer Instituts UMSICHT in Oberhausen, dem Lehrstuhl für Energiewirtschaft an der Universität Duisburg-Essen, der Robert Bosch GmbH, der Bittner+Krull Software GmbH sowie den Stadtwerken in Herten und Wunsiedel durchgeführt.

4.3 Transportnetzplanung und Energiemärkte

Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES

Market and Network Simulation Framework MILES

Dennis Klein, Björn Matthes, Simon Hintzen, Tobias Patzwald, Jan Peper

Für techno-ökonomische Analysen des europäischen elektrischen Energieversorgungssystems wird am ie³ die Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES (Model of International Energy Systems) eingesetzt. Die einzelnen Module von MILES decken die gesamte Prozesskette der Netzentwicklungsplanung ab und ermöglichen damit detaillierte Untersuchungen des zukünftigen Energiesystemdesigns.

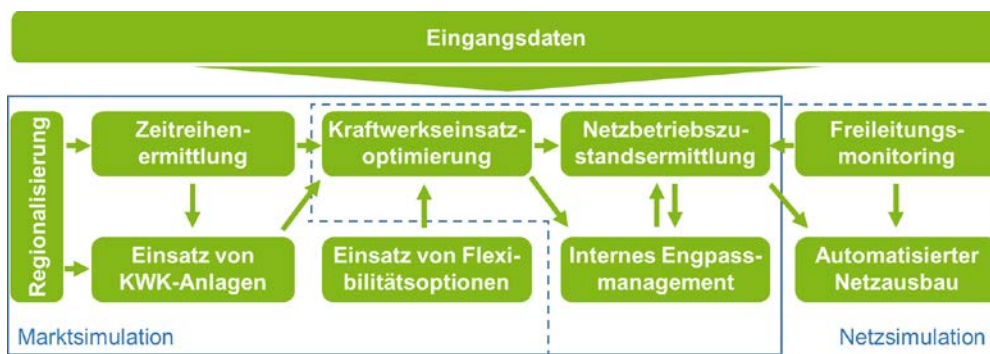
For techno-economic analyses of the European electrical energy system the market and network simulation framework MILES (Model of International Energy Systems) is used at the ie³. The various modules of MILES cover all aspects of the network development process chain and thus, enable detailed examinations of future energy system designs.

Aufgrund der vermehrten Integration Erneuerbarer Energien (EE) und der zunehmenden Kopplung sowohl der Elektrizitätsmärkte als auch der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität ist das europäische Energiesystem grundlegenden Veränderungen unterworfen. Um die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf die Elektrizitätsmärkte und -netze analysieren zu können, wird am ie³ die Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES stetig weiterentwickelt. In der untenstehenden Abbildung sind die einzelnen Module von MILES dargestellt, die wie folgt miteinander verknüpft sind.

Im Rahmen der Module der Marktsimulation werden zunächst die für die einzelnen Marktgebiete Europas prognostizierten Leistungen der EE sowie der elektrischen und der thermischen Last sektorspezifisch regional verortet. Danach werden auf Basis historischer Verbrauchs- und Wetterdaten für alle Last- und EE-Arten – ggf. unter Berücksichtigung einer Spitzenkappung – Zeitreihen generiert. Die aus dem Mobilitätssektor resultierende elektrische Last von Elektrofahrzeugen wird dabei anhand von Bewegungsdaten ermittelt. Die Kopplung zum Wärmesektor wird über die Wärmebedarfszeitreihen hergestellt, aus denen sowohl die elektrische Last von Wärmepumpen als auch der Einsatz von wärmegeführten

Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Kleinanlagen sowie die Must-Run-Anforderungen für stromgeführte Großkraftwerke mit Wärmeauskopplung abgeleitet werden. Optional kann der Einsatz von Flexibilitätsoptionen bzw. Schnittstellentechnologien, wie die Verschiebung von Lasten oder Power-to-X-Anwendungen, simuliert werden.

Anschließend wird mithilfe einer Kraftwerkseinsatzoptimierung der kostenminimale Einsatz von konventionellen Kraftwerken und Speichern blockscharf in stündlicher Auflösung für den jeweiligen Betrachtungszeitraum ermittelt. Die hierbei zugrundeliegende Kopplung zwischen den Marktgebieten kann entweder ausschließlich NTC-basiert, rein lastflussbasiert oder auch hybrid ausgestaltet sein. Neben den Fahrplänen der konventionellen Kraftwerke und Speicher ergeben sich aus der Simulation die Austauschleistungen zwischen den betrachteten Marktgebieten sowie der Anteil der Leistungsbereitstellung von EE- und KWK-Anlagen, der aufgrund begrenzter Transfer- und Speicherkapazitäten reduziert werden muss. Zusammenfassend generieren die beschriebenen Module der Marktsimulation regional aufgelöste Einspeise- und Lastzeitreihen, welche u.a. als Netznutzungsfälle des Übertragungsnetzes verwendet werden können.



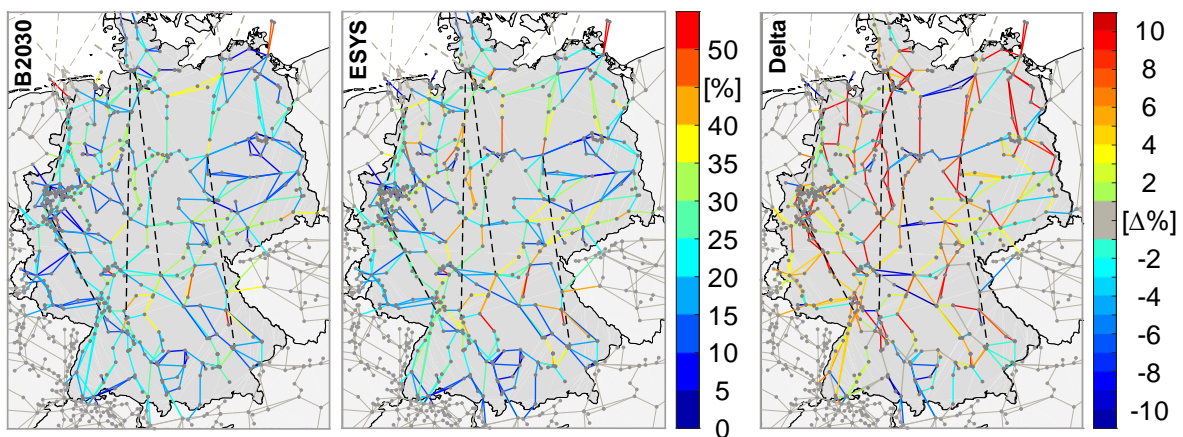
Module und Ablauf der Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES

Auf Grundlage dieser Netznutzungsfälle werden die resultierenden Betriebszustände des europäischen Übertragungsnetzes über den Betrachtungszeitraum ermittelt. Ein Betriebszustand umfasst dabei neben den Betriebsmittelauslastungen und dem Spannungsband im Netz auch die Betriebspunkte der lastflusssteuernden Netzelemente wie HGÜ-Verbindungen oder Querregler. Ein separates Modul ermittelt die Stromtragfähigkeiten von Freileitungen in Abhängigkeit regionaler Wetterbedingungen, um bei der Analyse der Auslastung dieser Betriebsmittel witterungsbedingte Einflüsse zu berücksichtigen. Für etwaige auf Basis der Betriebszustände identifizierte Engpässe im Netz besteht anschließend die Option, die zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit notwendigen Eingriffsmaßnahmen zu ermitteln. Zu diesen zählen die Änderungen der Betriebspunkte von HGÜ-Verbindungen und Querreglern, die Anpassungen der Fahrpläne der konventionellen Kraftwerke und Speicher (Redispatch), die Reduzierung der Einspeiseleistung aus EE- und KWK-Anlagen (Einspeisemanagement) sowie das Ab- bzw. Zuschalten von Lasten (Lastmanagement). Alternativ zum Engpassmanagement kann auf Basis der ermittelten Netzbetriebszustände ein automatisierter Netzausbau zur Herstellung der Netzsicherheit mit dem Ziel volkswirtschaftlich minimaler Kosten oder einer möglichst geringen Umweltbeanspruchung erfolgen.

Im Folgenden wird ein exemplarisches Ergebnis der Markt- und Netzsimulationsumgebung vorgestellt. Untersucht wurden hierbei die Auswirkungen einer ausgeprägten Sektorkopplung auf die Belastung des deutschen Übertragungsnetzes im Jahr 2030. Hierzu wurde die gesamte Prozesskette für zwei Szenarien durchlaufen. Als Referenz wurde ein Szenario in Anlehnung an den

Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (Version 2017) und zum Vergleich ein Szenario mit ausgeprägter Sektorkopplung in Anlehnung an die ESYS-Studie simuliert. Dieses Vergleichsszenario ist durch eine um ca. 30 % höhere elektrische Leistungsnachfrage (700 TWh/a) – insbesondere durch Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Power-to-X-Anwendungen – sowie eine um 40 % höhere installierte EE-Leistung (Wind: 114 GW, PV: 85 GW) in Deutschland geprägt. Der Netzausbauzustand wurde entsprechend des Bundesbedarfsplangesetzes gewählt.

In der untenstehenden Abbildung ist schematisch dargestellt, an welchen Stellen im deutschen Übertragungsnetz eine Veränderung der durchschnittlichen Jahresbelastung der einzelnen Zweige (bezogen auf die jeweiligen thermischen Grenzströme) stattfindet. Demnach führt die betrachtete Sektorkopplung grundsätzlich zu einer erhöhten Belastung des Übertragungsnetzes. Insbesondere die gesteigerte Windeinspeisung im Norden (inkl. der Offshore-Windparks) sowie die gesteigerte Last in Ballungszentren verstärken den bereits bestehenden Transportbedarf in Nord-Süd-Richtung nochmals deutlich, sodass hier einige Zweige bereits im Jahresmittel zu 50 % oder mehr ausgelastet sind. Somit kann es vermehrt zu Engpässen im Übertragungsnetz kommen. Hierbei ist anzumerken, dass die Intensität der simulierten Sektorkopplung im untersuchten Jahr aus heutiger Sicht als äußerst ambitioniert zu betrachten ist. Eine derartig ausgeprägte Transformation des Gesamtsystems bis 2030 erscheint unter Berücksichtigung der politisch-rechtlichen Rahmenbedingungen sowie der Anreiz- und Fördermechanismen für Flexibilitätsoptionen und Schnittstellentechnologien aus heutiger Sicht noch unrealistisch.



Durchschnittliche (n-0)-Jahresauslastung im Referenz- und Innovationsszenario (links) sowie die folglich aus der simulierten Sektorkopplung resultierende Änderung der Netzbelastung (rechts)

Regionenmodell - Berücksichtigung von Schnittstellentechnologien und deren Betriebsstrategien in der sektorübergreifenden Energiesystemanalyse

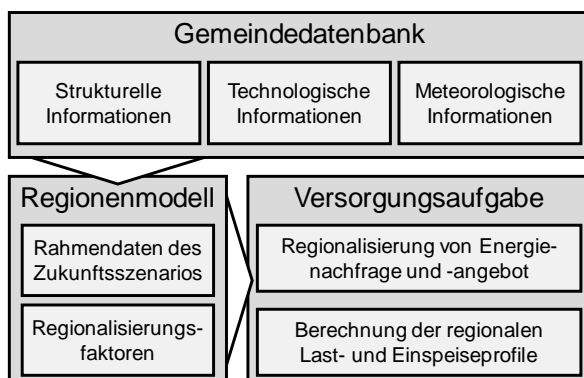
Region model - Consideration of interface technologies and their operating strategies in cross-sector power system analysis

Björn Matthes

Zur techno-ökonomischen Analyse des Energiesystems werden regional und zeitlich aufgelöste Einspeise- und Lastzeitreihen der elektrischen Anlagen benötigt. Neue Schnittstellentechnologien, wie Power-to-X-Anwendungen, werden in Zukunft zentrale Komponenten zur Kopplung der Energiesektoren Strom, Wärme und Mobilität darstellen. Daher wurde eine bestehende Methodik zur Regionalisierung von elektrischen Anlagen dahingehend weiterentwickelt, dass auch für Szenarien mit einer ausgeprägten Sektorkopplung adäquate Systemanalysen durchgeführt werden können.

To carry out techno-economic analyses of the electric power system, high-resolution time series of the regional feed-in and load are required. New interface technologies, such as power to x applications, will be central components for sector coupling (electricity, heat, mobility) in the future. Thus, a regionalization method has been extended so that adequate system studies for scenarios with strong sector coupling can be carried out as well.

Zur Untersuchung des Einflusses der regionalen Verteilung der Leistungsnachfrage und des Leistungsangebots (Regionalisierung) wird am ie³ ein Regionenmodell eingesetzt, welches in der folgenden Abbildung dargestellt ist. Dieses Modell ist ein Modul der europäischen Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES. Mit der Weiterentwicklung des Moduls ist es möglich, unterschiedliche Regionalisierungen von Schnittstellentechnologien, wie Power-to-Gas oder Power-to-Heat, zu simulieren. Durch die Anwendung der restlichen MILES-Module, welche die gesamte Prozesskette zur Netzentwicklung abbilden, können die Auswirkungen verschiedener Regionalisierungen und Betriebskonzepte von Power-to-X-Anlagen auf die Netzbelastung, den Engpassmanagementbedarf und die Systemkosten quantifiziert werden.



Funktion und Aufbau des Regionenmodells

Die Gemeindedatenbank beinhaltet strukturelle und meteorologische Daten sowie technologische Informationen für jede Gemeinde in Deutschland

und bildet den Kern des Regionenmodells. Die Datenbank wird zur Definition und Berechnung von Regionalisierungsfaktoren herangezogen. Mithilfe dieser Faktoren können nationale Szenarien auf Gemeindeebene dargestellt werden und bei Bedarf auf übergeordnete Ebenen, z.B. Netzknoten, aggregiert werden.

Die weiterentwickelte Methodik zur Regionalisierung liefert die geographische Verteilung der installierten Leistungen von Power-to-X-Anwendungen auf Gemeindeebene, ausgehend von einem nationalen Szenario wie bspw. dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan. Dabei werden für jede Power-to-X-Anwendung individuelle mehrdimensionale Regionalisierungsfaktoren verwendet, um die jeweils vom Endprodukt X (Wasserstoff, Methan oder Wärme) abhängigen unterschiedlichen Standortfaktoren (Flächennutzung, Bodenbedeckung, Installierte Leistung von Windenergieanlagen und deren Ertragspotenzial, Erdgasnachfrage, Wasserstoffproduktion, Geographische Lage) zu berücksichtigen. Der Betrieb flexibler Anlagen kann grundsätzlich marktpreisgetrieben oder aber auch netzentlastend zur Integration von Erneuerbaren Energien erfolgen. Da die Betriebsstrategie von Power-to-X-Anlagen sowohl von dem Endprodukt X als auch von dem Standort der Anlage abhängig ist, werden im Rahmen der Zeitreihenermittlung zusätzlich Mindestproduktionsmengen für Power-to-Wasserstoff-Anlagen an Industriestandorten berücksichtigt, welche über den regionalen Wasserstoffbedarf im Industriesektor hergeleitet werden.

Leistungszentrum Dynaflex – Teilprojekt Adaptivität von Netzen und Speichern

Performance Centre Dynaflex – Subproject Adaptivity of Grids and Stores

Simon Hintzen

In Zukunft werden die Märkte für Energie, Rohstoffe und Finanzdienstleistungen weiter durch ansteigende Fluktuation und Variabilitätsanforderungen geprägt sein. Dies fordert bei industriellen Prozessen ein Maximum an Dynamisierung. Die Forschungsbereiche im Gesamtprojekt umfassen die Methodentwicklung bei der Systemkopplung, die Energieumwandlung mit chemischen Prozessen und Simulationskonzepte für skalenübergreifende Energiespeichertechnologien und –systeme. Die Aufgabe der TU Dortmund ist die Entwicklung von Simulationskonzepten für die Kopplung von Gas- und Stromnetz.

Future markets of energy, commodities and financial services will be characterized by more fluctuation and request of variability. This requires high dynamic industrial processes. The research areas in the overall project include method development in system coupling, energy conversion with chemical processes and simulation concepts for cross-scale energy storage technologies and systems. The work packages of the TU Dortmund involve a simulation concept for the system coupling of the gas and power grid.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das nordrheinwestfälische Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung (MIWF).

Ziel des Projektes DYNAFLEX ist der Aufbau eines Kompetenzzentrums für dynamische Entwicklungsmethoden in der Energie- und Prozessindustrie. Dabei sollen die Kompetenzen der Universitätsallianz Ruhr (Ruhruniversität Bochum, Universität Duisburg-Essen, TU Dortmund) und des Fraunhofer-Instituts UMSICHT in diesem Bereich zusammen genutzt werden. Der Aufbau des Kompetenzzentrums wird durch das Transferieren der Forschungsarbeiten in anwendungs- und applikationsorientierte Projekte erreicht. Das Projekt ist in eine Pilotphase (bis Ende 2018) und eine Hauptphase (ab 2019) unterteilt. In der Pilotphase sind die grundlegenden Forschungen und Strukturen erarbeitet wurden. Das ie³ erforscht in diesem Rahmen die Potentiale des Gassektors und insbesondere der Gasnetze hinsichtlich der Flexibilisierung des Stromsektors.

In diesem Kontext zeigt die Untersuchung von Zukunftsszenarien des elektrischen Energieversorgungssystems, dass die Auslastung der Stromnetze erheblich von der Lastentwicklung abhängt. Die Nutzung adaptiver und flexibler Lasten, wie Power-to-Gas-(PtG)-Anlagen, spielt folglich eine wichtige Rolle - vor allem in Bezug auf die Integration von Erneuerbaren Energien (EE), da durch den kontinuierlichen Ausbau der EE-Anlagen der Anteil der fluktuierenden Einspeisung weiter steigen wird. Bereits im Jahr 2017 lag der Bedarf an Maßnahmen zum Einspeisemanagement, also der notwendigen Abregelung von EE-Anlagen aufgrund von Netzengpässen, bei rund 5.500 GWh. Um diesen Anteil zukünftig nutzen zu

können, muss es, neben der Speicherung und dem Export in das Ausland, vermehrt Möglichkeiten geben auch die Last kurzfristig anzupassen. Diese Lastanpassung kann durch die Kopplung vom Strom- und Gasnetz mittels PtG-Anlagen, die als flexible Lasten fungieren können, erreicht werden. Im Rahmen des Teilprojekts des ie³ liegt der Schwerpunkt der Erforschung des diesbezüglichen Potentials der PtG-Anlagen in der Bestimmung technischer und wirtschaftlicher Randbedingungen, die das Gasnetz durch seine endlichen Kapazitäten und Transporteigenschaften dem Stromsektor bei der Nutzung dieser PtG-Anlagen vorgibt.

Die Arbeiten in der Pilotphase haben gezeigt, dass eine exakte Abbildung der dynamischen Transporteigenschaften des Gasnetzes bereits für wenige Zeitschritte sehr rechenintensiv ist und folglich in detaillierten Strommarkt- und -netzsimulationen (bspw. MILES) nicht sinnvoll ist. Daher werden zur praktikablen Umsetzung lediglich statische Parameter des Gasnetzes als Randbedingungen für den Betrieb von PtG-Anlagen abgebildet. Im weiteren Projektverlauf wird somit durch die Identifikation, Auswahl und Überprüfung geeigneter Parameter eine Verbindung mit dem bereits in MILES simulierten Stromsektor erarbeitet. Schließlich sollen, neben den Auswirkungen einer weiträumigen Integration von PtG-Anlagen in die Stromnetze auf den Stromsektor, auch Aussagen darüber getroffen werden können, welcher Anteil des Gesamtgasverbrauchs zukünftig synthetisch aus EE bereitgestellt werden kann.

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

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

Dennis Klein

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

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

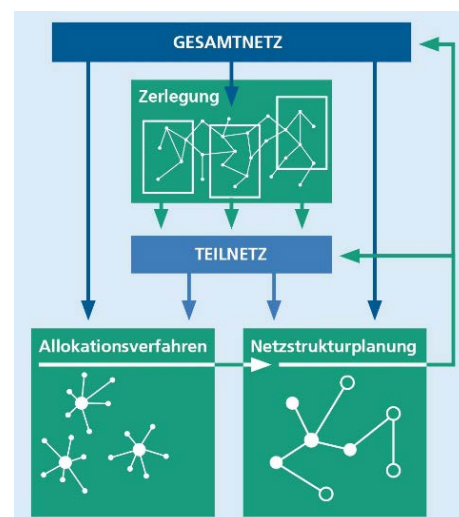
Dieses Forschungsvorhaben wurde durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Kennzeichen 03EK3535A gefördert und in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IML durchgeführt.

Der notwendige Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze infolge der Energiewende wird gegenwärtig in separaten Planungsprozessen bestimmt. Zudem ist die Identifikation geeigneter Ausbaumaßnahmen durch einen hohen manuellen Aufwand für den ausführenden Netzplaner charakterisiert. Rechnergestützte Verfahren, die solche Maßnahmen automatisiert nach objektiven Kriterien bestimmen, werden hingegen (noch) nicht eingesetzt. Vor diesem Hintergrund ist zu vermuten, dass hinsichtlich eines effizienten Netzausbaus über alle Ebenen des Stromnetzes hinweg Optimierungspotential besteht.

Das Ziel von KonVeTrO war daher die Entwicklung netzebenenübergreifender Netzplanungsverfahren, die eine Analyse dieses Potentials erlauben. Hierbei wurde insbesondere untersucht, inwiefern methodische Ansätze sowie etablierte Verfahren aus dem Fachbereich der Transportlogistik zur Planung logistischer Netze für die elektrische Problemstellung adaptiert werden können.

Zentrales Ergebnis von KonVeTrO ist eine mehrmodulige Planungsumgebung zur ebenenübergreifenden Ausbauplanung elektrischer Netze (vgl. Abbildung). Kernmodul dieser Umgebung ist die *Netzstrukturplanung*, die für Teilnetzgebiete den spannungsebenenübergreifend kostenminimalen Netzausbau zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs unter Hinzunahme verschiedener Ausbauoptionen (z.B. Spannungserhöhung von Bestandsleitungen oder Errichtung neuer Umspannwerke) ermittelt. Ein weiteres Modul, das *Allokationsverfahren*, identifiziert im Vorlauf

zur *Netzstrukturplanung* oder auch als Alleinanzug die optimale Lage von Verknüpfungspunkten (Umspannwerke) zwischen den Netzebenen. Mithilfe des Moduls *Zerlegung* wird das Netz in mehrere Teilnetze aufgegliedert, um diese mit den beschriebenen Planungsmodulen separat zu optimieren. Die Teillösungen werden dann über einen iterativen Ansatz zu einer globalen Gesamtlösung zusammengeführt. Somit soll eine netzebenenübergreifende Planung auch bei großen Systemen realisierbar sein.



Entwickelte Netzausbauplanungsumgebung

Zur Evaluation der entwickelten Planungsverfahren sowie des angestrebten, integrierten Planungsansatzes erfolgten im Rahmen des Projekts exemplarische Anwendungen auf Ausschnitte des realen deutschen Stromnetzes mit Szenarien des zukünftigen Energieversorgungssystems.

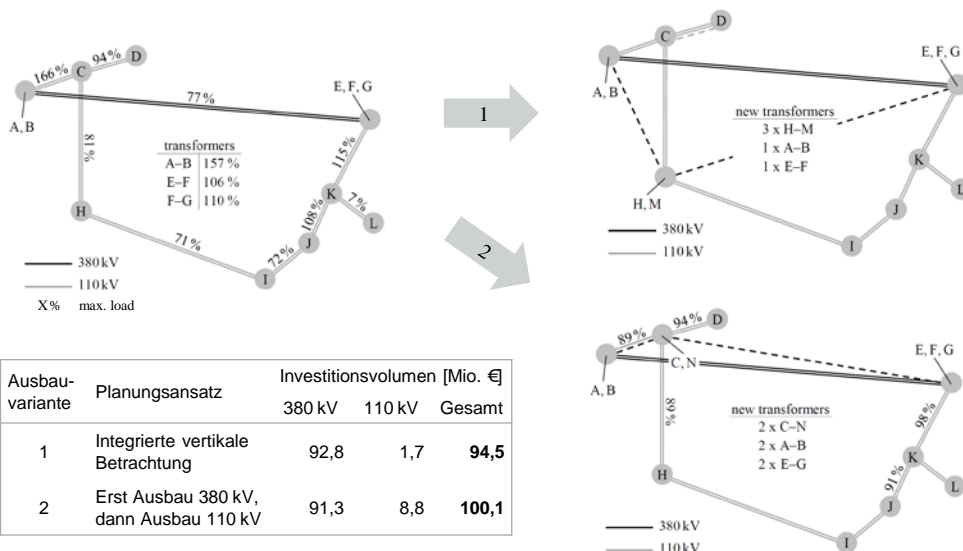
Ein Anwendungsbeispiel, welches den Vorteil des vertikal integrierten Planungsansatzes gegenüber der klassischen horizontalen Planungspraxis belegt, ist in der unteren Abbildung dargestellt. Bei diesem wurden mithilfe der *Netzstrukturplanung* verschiedene Ausbaupläne für ein kleines Teilsystem des deutschen Stromnetzes erstellt. Das Teilsystem umfasst die Höchst- und Hochspannungsebene und weist im betrachteten Zukunftsszenario auf beiden Netzebenen Überlasten auf. Bei integrierter Betrachtung der Ausbauoptionen und Belastung beider Ebenen ermittelte die *Netzstrukturplanung* einen kostenoptimalen Netzausbau i.H.v. 94,5 Mio. €. Manuell konnte kein kostenminimaleres Ergebnis gefunden werden. In einem zweiten Schritt wurde die reale Planungspraxis nachgebildet, d.h. es wurde unter Anwendung der *Netzstrukturplanung* zunächst die Höchstspannungsebene isoliert betrachtet ausgebaut und erst anschließend die verbleibenden Überlasten der Hochspannungsebene adressiert. Im Ergebnis wurde ein kostengünstiger Ausbau des Übertragungsnetzes gefunden, die Gesamtkosten über beide Netzebenen waren jedoch höher.

Neben den Erkenntnissen über die Anwendbarkeit und Güte der entwickelten Planungsumgebung selber konnten im Projektverlauf noch weitere wesentliche Erkenntnisse über die Synergien zwischen der Verkehrslogistik und der Energietechnik schlussgefolgert werden.

Im Bereich der Netzausbauplanung zeigte sich, dass die angestrebte Adaption der logistischen Planungsverfahren für einige elektrische Planungsprobleme möglich ist. An anderen Stellen mussten hingegen neue Verfahren entwickelt werden. Dies ist auf die teils erheblichen Diskre-

panzen in den Transporteigenschaften der jeweiligen Transportgüter (Waren vs. Strom) zurückzuführen. Diesbezüglich sind vor allem die Steuerbarkeit des Warenflusses in der Transportlogistik gegenüber den physikalischen nicht-linearen Gesetzmäßigkeiten des Stromflusses, die in der Transportlogistik nicht vorhandene Notwendigkeit von simultaner Erzeugung und Verbrauch oder die ungleich stark ausgeprägten Speichermöglichkeiten anzuführen. In der Folge konnten bei strahlen- und sternförmigen Netzstrukturen logistische Verfahren mit nur geringfügigen Anpassungen für die Stromnetzplanung adaptiert werden, v.a. also auf den unteren Verteilnetzebenen, da hier zumindest Höhe und Richtung des Stromflusses direkt abzuleiten sind. Bei vermaschten Strukturen hingegen konnten nur Lösungsalgorithmen, welche grundsätzlich auch zur Lösung von Problemen in der Transportlogistik angewendet werden, für die elektrische Problemstellung übernommen werden, nicht jedoch die Problemformulierungen selber.

Speziell zu Beginn des Projekts, in dem die beiden Disziplinen konzeptionell gegenübergestellt wurden, wurden zudem Synergien auf weiteren Forschungsfeldern zwischen Energietechnik und Transportlogistik identifiziert. Konkret sind hier u.a. die Entwicklung der strombasierten Mobilität sowie die Flexibilität des Energiebezugs von Industrie und Gewerbe zu nennen. Vor diesem Hintergrund werden ab Dezember 2018 im gleichen Konsortium im Rahmen des Folgevorhabens *KonVeEn* (Kongruente Modellumgebung zur Analyse der Folgen der Verkehrswende für Elektrizitätsmärkte und -netze) die Wechselwirkungen zwischen Energie- und Verkehrswende erforscht.



Netzausbauplanung mit vertikal integriertem und horizontal getrenntem Planungsansatz

Risikobasierte Netzausbauplanung zur Ermittlung robuster Investitionsentscheidungen

Risk-based grid expansion planning to determine robust investment decisions

Tobias Patzwald

Die sich ergebenden Unsicherheiten bei der Transformation des elektrischen Energiesystems haben einen signifikanten Einfluss auf die Netzausbauplanung infolge von risikobehafteten Investitionsentscheidungen. Ein Gesamtmodell für eine detaillierte mathematisch-statistische Analyse und Quantifizierung der Unsicherheiten unter Einbeziehung von Methoden der probabilistischen Lastflussrechnung kann den Entscheidungsprozess bei längeren Planungshorizonten entscheidend unterstützen.

The uncertainties accompanying the transformation of the electrical power system have a significant influence on grid expansion planning as a result of fraught with risk investment decisions. An overall model for a detailed mathematical-statistical analysis and quantification of the uncertainties including methods of probabilistic load flow calculation can decisively support the decision-making process when considering longer planning horizons.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft.

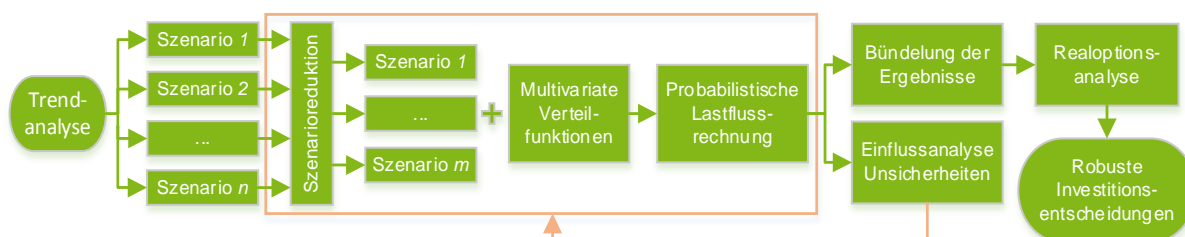
In Anbetracht der sich wandelnden Erzeugungslandschaft des elektrischen Energiesystems infolge der Integration Erneuerbaren Energien, dem zeitgleichen Rückbau konventioneller Kraftwerke sowie einer durch Sektorkopplung bedingten Lastzunahme ergeben sich vielfältige unsichere Einflussfaktoren für die zukünftige Zustandsbewertung und Planung des elektrischen Energiesystems. Aufgrund der langen Planungshorizonte für Ausbaumaßnahmen im elektrischen Energienetz ist es bei steigender Anzahl unsicherer Einflussfaktoren erforderlich, Unsicherheiten im Rahmen von Investitionsentscheidungen einzubeziehen, um ein zuverlässiges und wirtschaftliches Gesamtsystem gewährleisten zu können. Das Planungsrisiko resultiert insbesondere aus den langen Lebensdauern, dem hohen Investitionsvolumen und der Irreversibilität im Energiesektor.

Derartigen unsicheren Einflussfaktoren kann mittels geeigneter Methoden, welche eine technoökonomische Bewertung der Unsicherheiten erlauben, begegnet werden. Der strukturelle Ablauf einer solchen Gesamtmethodik ist in der Abbildung dargestellt. Neben einer Trendanalyse der Unsicherheiten können diese im Zuge einer adäquaten stochastischen Abbildung durch ein zweistufiges Modell klassifiziert werden, bei dem unsichere Einflussfaktoren hinsichtlich der zukünftigen

Ausgestaltung der Verbrauchs- und Erzeugungslandschaft die erste Stufe darstellen. Unsicherheiten in Bezug auf den operativen Betrieb repräsentieren die zweite Stufe des Modells.

Darauf aufbauend können die Auswirkungen sämtlicher Unsicherheiten auf den Lastfluss im Stromnetz unter Verwendung von Methoden der probabilistischen Lastflussrechnung für ausgewählte Szenarien analysiert werden. Weiterführend kann der jeweilige Einfluss auf die Netzbelastung sowie die diesbezügliche Relevanz der einzelnen differierten Unsicherheitsfaktoren aufgezeigt werden.

Basierend auf den Ergebnissen der Netzanalyse können in einem finalen methodischen Schritt durch Anwendung der Realoptionsanalyse robuste Pläne für den erforderlichen Ausbau des elektrischen Netzes unter der Berücksichtigung von Unsicherheiten identifiziert werden. Sich im Verlaufe des Prozesses als dienlich herausstellende Realoptionen erlauben, durch eine wahr-scheinlichkeitsbehaftete Gewichtung, eine Reaktion auf unsichere Entwicklungen. So kann das Risiko einer Fehlinvestition minimiert werden, indem beispielsweise ein optimierter Investitionszeitpunkt als Realoption gewählt wird.



Struktureller Ablauf der risikobasierten Netzausbauplanung

4.4 Verteilnetzplanung und –betrieb

ie³ GridPlanning Toolchain – Die Vision einer integrierten, adaptiven Netzplanung

ie³ GridPlanning Toolchain – The Vision of an Integrated, Adaptive Grid Planning

Chris Kittl, Johannes Hiry, Christian Wagner

Eine weiterhin effiziente Verteilnetzplanung bedingt eine Revision der aktuellen Planungspraxis. Die ie³ GridPlanning Toolchain bündelt verschiedene akademische Ansätze, um den Planungsprozess durch detaillierte, skalierbare und adaptive Untersuchungen zu gestalten.

Keeping track of efficient distribution system reinforcement planning demands for a review of today's planning process. Our ie³ GridPlanning Toolchain integrates different academic approaches to help and renew the planning process by means of detailed, scalable and adaptive examinations.

Die Planung elektrischer Netze ist im Wesentlichen die Antizipation einer zukünftigen Nutzung und die darauf aufbauende Ableitung von Handlungsempfehlungen. Klingt einfach - der Teufel steckt im Detail: Welche Auswirkungen haben zukünftige Entwicklungen, die wir heute noch nicht kennen – z.B. Elektromobilität? Welchen Einfluss nimmt das Marktgeschehen? Welche Planungsoptionen stehen zur Verfügung und wie sieht die optimale Kombination aus? Innerhalb der Themengruppe Verteilnetzplanung und –betrieb bündeln wir diese Entwicklungen in einem durchgängigen, integrierten und adaptiven Prozess – der *ie³ GridPlanning Toolchain*, um mit wissenschaftlichen Methoden den praktischen Planungsprozess der Zukunft zu gestalten. Für uns gehört hierzu das Quartett aus automatisierter Datenaufbereitung, detaillierter Simulation, umfassender Zustandsanalyse und darauf aufbauender intelligenter Maßnahmenwahl in einem iterativen Prozess.



Modulübersicht der ie³ GridPlanning Toolchain

Datenaufbereitung

Unumgänglicher Kernbestandteil jeder Untersuchung ist die Beschaffung einer umfassenden, vollständigen und konsistenten Datenbasis; seien es Netzdaten, Szenarien oder sozio-ökonomische Daten. Wir setzen auf automatisierte Tools, wie

der Netzgenerierung *OSMoGrid* oder dem Netzeitor *NetPad++* um die notwendigen Daten zu beschaffen und zu konsolidieren.

Verteilnetzsimulation

Aufbauend auf der konsistenten Datenbasis wird die antizipierte Netznutzung simuliert. Die agentenbasierte Netzsimulation *SIMONA* bietet hier den Vorteil einzelne Netzteilnehmer sehr detailliert und unter Berücksichtigung individueller Zielsetzungen und Wechselwirkungen, z.B. mit dem Markt, abbilden zu können. Die *ToolChain* bleibt hier aber auch offen gegenüber anderen Methoden, um etwa auch die Auswirkungen von Prozessvereinfachungen mit einer simplen stationären Lastflussrechnung untersuchen zu können.

Zustandsanalyse

Die Verteilnetzsimulation liefert Informationen über die tatsächliche Nutzung der Assets. Eine genaue Analyse dessen, was kritisch ist und wann Überlastungen möglicherweise toleriert werden können, bietet die Grundlage für eine objektive Auswahl der verfügbaren Maßnahmen.

Maßnahmenauswahl

Die gewonnenen Erkenntnisse werden genutzt, um zielgerichtet aus dem verfügbaren Maßnahmenportfolio diese auszuwählen, die das Problem wirtschaftlich effizient lösen. Hierbei kommt es nicht auf einzelne, sondern auf das Zusammenspiel aller gewählten Maßnahmen an. Wie diesem kombinatorischen Problem heuristisch begegnet werden kann, wurde bereits im letzten Jahr mit dem Modul *ADiXPlan* gezeigt.

Das skizzierte Modulquartett ermöglicht durch seine Interoperabilität und den hohen Automatisierungsgrad umfassende Untersuchungen auf einer breiten Datenbasis. Das iterative Design führt z.B. dazu, dass eingangs vorgegebene Planungsgrundsätze basierend auf den Ergebnissen adaptiert werden können.

SIMONA – Agentenbasierte Netzsimulation für das intelligente Verteilnetz der Zukunft

SIMONA – Agent-based grid simulation for the future smart grid

Johannes Hiry, Chris Kittl, Fabian Erlemeyer, Dennis Schmid

Die am ie³ entwickelte agentenbasierte Netzsimulation SIMONA wird kontinuierlich um neue Module und Funktionen erweitert und daneben auch in zwei Forschungsprojekten weiterentwickelt. Der vorliegende Beitrag stellt ausgewählte, größere Änderungen kurz dar und beschreibt darüber hinaus aktuelle Entwicklungen und Anwendungsfälle von SIMONA in den jeweiligen Forschungsprojekten.

Besides its application in two research projects, the agent-based grid simulation software SIMONA, developed at the ie³, is continuously extended by new modules and functionalities. This contribution shortly presents some selected major changes and furthermore describes current developments and applications of SIMONA in the respective research projects.

Das Forschungsvorhaben Agent.GridPlan wird unter dem Kennzeichen EFRE-0800100 gefördert durch den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung. Das Forschungsvorhaben DESIGNETZ wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03SIN227.

Die elektrische Netzinfrastruktur, insbesondere das Verteilnetz, wird durch die fortschreitende Transformation des Energiesystems vor eine Vielzahl von Herausforderungen gestellt. Während in den vergangenen Jahren insbesondere die großflächige Integration regenerativer, dezentraler Einspeiser (DEA) im Fokus wissenschaftlicher und praktischer Diskussionen stand, lassen sich bereits heute neue Anforderungen an eine zukunftsfähige Netzplanung identifizieren. Die notwendige Weiterentwicklung des Planungsprozesses für elektrische Netze zur Berücksichtigung flexibler Betriebsweise der DEA, der Interdependenzen durch die Kopplung mit dem Mobilitäts- und anderen Sektoren sowie einer großen Anzahl an Daten und Zeitreihen ist Teil verschiedener Forschungsaktivitäten am ie³. Ein zentraler Baustein dieser Aktivitäten ist die agentenbasierte Simulationsumgebung SIMONA, welche eine spannungsebenenübergreifende, geografisch umfassende und skalierbare Modellierung und Simulation des elektrischen Verteilnetzes und seiner Versorgungsaufgabe unter Berücksichtigung komplexer Interaktionen von Netzelementen und Akteuren des elektrischen Energiesystems ermöglicht.

Aktuelle Entwicklungen an und um SIMONA

Wesentliches Augenmerk wird aktuell auf die ressourcenschonende Implementierung der SIMONA Netzsimulation (SIMONA Core Projekt) gelegt, aber auch elektrotechnische Modelle sowie Module vor- und nachgelagerter Prozessschritte werden ergänzt. Eine der größten Anpassungen stellt die Konzeptionierung und Implementierung von modularen Schnittstellen für Datenquellen, -senken und Steuerbefehlen dar. Klar definierte Schnittstellen zum Datenaustausch – unabhängig vom Datentyp – sind das zentrale Leitmotiv. Die eventbasierte Steuerungsinstanz MissionControl fügt Ein- und Ausgabemodule mit SIMONA zum Simulationsverbund zusammen und koordiniert auch die Simulationssteuerung. Dabei ist es irrelevant, ob Anwender mit der Kommandozeile, einem Webinterface oder einem selbstentwickelten Algorithmus die Simulation bedienen möchten. MissionControl ermöglicht somit den Aufbau eines aus mehreren (Co-)Simulationen bestehenden Simulationsverbunds und Analysewerkzeugs für das Mehrebenensystem der Energieversorgung.



MissionControl Konzept

Neben der Einführung der *MissionControl*-Architektur ist nun auch das Modellportfolio breiter aufgestellt: Biomassekraftwerke, Blockheizkraftwerke, Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge sowie regelbare Dreiwicklungstransformatoren können nun in der Berechnung berücksichtigt werden. Ein neues *ie³ Datenmodell* sorgt für ein hohes Maß an Datenvalidität und fügt sich in die vorgelagerten Prozessschritte der Netzdatenaufbereitung zu Simulations- und Analyse Zwecken ein. Hierzu wurde zur Behebung von Netzdatenlücken das Netzgenerierungswerkzeug *OSMoGrid* weiterentwickelt. Darüber hinaus wurde zur Beschleunigung und Vereinfachung der Netzdatenaufbereitung die Entwicklung des Netzdateneditors *NetPad++* begonnen. Künftige Arbeiten werden sich an der konsistenten Integration in die *ie³ GridPlanning Toolchain* orientieren.

Anwendungs- und Entwicklungsbericht aus dem Projekt „Agent.GridPlan“

Unter der Konsortialführung des *ie³* wurden im Forschungsprojekt *Agent.GridPlan* weitere Optimierungen der bestehenden Softwarearchitektur durchgeführt und die Kopplung mit den Bausteinen der beteiligten Projektpartner umgesetzt. Mit dem Ziel, die Belastungssituation großflächiger Netzstrukturen mit bis zu 50.000 Netzknoten über fünf Spannungsebenen hinweg in einer akzeptablen Zeit zu berechnen, lag der Aktivitätsschwerpunkt vor allem auf der Beschleunigung der Simulationszeit sowie der Lese- und Schreibvorgänge aus der bestehenden PostgreSQL-Datenbank. In beiden Prozessschritten konnte so die jeweilige Laufzeit deutlich reduziert werden. Aktuell wird darüber hinaus das Performancesteigerungspotential durch Einsatz eines Rechnerclusters untersucht. Daneben ist die Modellkopplung der Simulation mit dem genetischen Optimierungsalgorithmus eines Projektpartners abgeschlossen und befindet sich momentan in der Testphase. Erste Testläufe werden zunächst mit einem synthetischen Testnetz und einem eingeschränkten Maßnahmenkatalog des Optimierers durchgeführt um die grundsätzliche Funktionsweise des Zusammenspiels zwischen *SIMONA* und dem genetischen Algorithmus zu verifizieren. Darauf aufbauend werden die Freiheitsgrade des Optimierers und die zur Verfügung stehenden Maßnahmen sukzessive erweitert sowie die Netztopologie ausgedehnt. Zur Ergebnisdatenaufbereitung und -analyse werden in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern außerdem Methoden und Werkzeuge

zur intuitiven Handhabung der Daten entwickelt. Wissenschaftliche Veröffentlichungen mit exemplarischen Ergebnissen der Optimierungsläufe sowie einer räumlich ausgedehnten, spannungsebenenübergreifenden Simulation und deren Datenaufbereitung sind für 2019 geplant.

Anwendungs- und Entwicklungsbericht aus dem Projekt „DESIGNETZ“

Im Rahmen des SINTEG-Förderprogramms (Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ist das *ie³* Teil des aus 47 Partnern bestehenden Projektkonsortiums im Forschungsprojekt *DESIGNETZ*. Gemeinsam mit fünf weiteren Projektpartnern entwickelt das *ie³* das System-Cockpit, welches die Interaktion von intelligenten Einzellösungen und Flexibilitätsoptionen im Gesamtsystem erprobt. Hierbei wird das Zusammenspiel zwischen Simulation und Realität in Form eines cyber-physical systems (CPS) realisiert. Reale Demonstrationsanlagen übermitteln für den Live-Betrieb die jeweiligen Fahrpläne über eine Datenkaskade an das System-Cockpit. Dieses führt mit Hilfe von Wetterprognosen eine Simulation des Netzbetriebs für sechs Stunden im Voraus für die Modellregion im Jahr 2035 durch und gibt unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen optimierte Fahrpläne an die Anlagen zurück. Diese führen die entsprechenden Fahrpläne dann in der Realität aus. Neben dem Einsatz von *SIMONA* zur spannungsebenenübergreifenden Simulation des zukünftigen elektrischen Netzes wird außerdem die Anbindung an das Co-Simulationsframework *mosaik* realisiert. Im Zuge dessen wird die Funktionalität von *SIMONA* dahingehend erweitert, reale Anlagendaten aus dem Live-Betrieb als Eingangsdaten zur Durchführung von Simulationen im Sinne eines CPS anzubinden. Weitere Modelle, wie beispielsweise industrielle Lasten und die korrespondierenden Datenmodelle, wurden ergänzend konzeptioniert und implementiert. Damit verbunden ist darüber hinaus die Einführung der Möglichkeit *SIMONA* Module kleinteiliger für einen spezifischen Untersuchungsfall zu- bzw. abzuschalten umgesetzt. Die Fertigstellung des Prototyps, bestehend aus der Kopplung von *SIMONA* und weiteren Simulatoren über *mosaik*, und die sukzessive Erweiterung der Funktionalitäten sind die nächsten Schritte zur Umsetzung des System-Cockpits.

Einfluss der pauschalen und dynamischen Spitzenkappung auf die nutzbare Netzanschlusskapazität in Mittelspannungsnetzen

Influence of static and dynamic curtailment on the usable grid connection capacity in medium-voltage networks

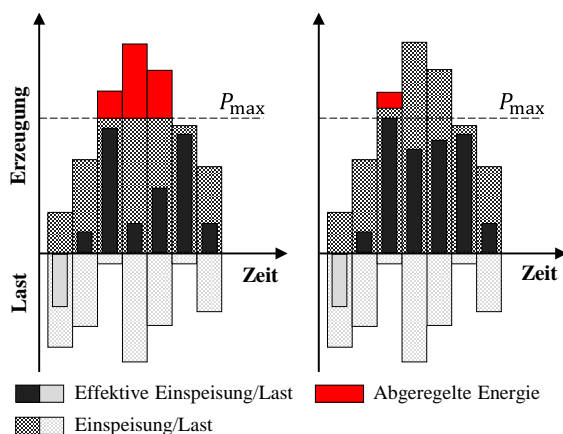
Christian Wagner

Spitzenkappung erlaubt es Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen ihre Netze planerisch nicht mehr für die nur selten auftretenden Einspeisespitzen von Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen auslegen zu müssen. Da diese Anlagen nur in wenigen Stunden des Jahres mit ihrer Nennleistung einspeisen, kann die nutzbare Anschlusskapazität der Netze durch Spitzenkappung — bei vergleichsweise geringer nicht eingespeister elektrischer Energie — merklich gesteigert werden.

Active power curtailment allows operators of electricity supply networks to no longer have to design their networks for the rarely occurring feed-in peaks of onshore wind turbines and photovoltaic systems. Since these plants only feed in at their rated output in a few hours of the year, the usable connection capacity of the grids can be noticeably increased by curtailment - with comparatively less energy not fed in.

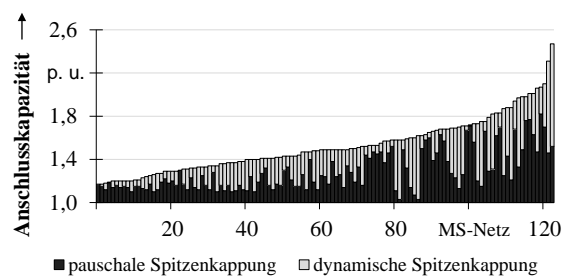
Im Zuge der Spitzenkappung können Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für einen bedarfsgerechten und wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze den Berechnungen für ihre Netzplanung die Annahme zugrunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu drei Prozent reduziert werden darf (§11 Abs. 2 EnWG). Da Windenergie- und Photovoltaikanlagen nur in wenigen Stunden des Jahres mit Nennleistung einspeisen, kann die nutzbare Anschlusskapazität der Netze durch Spitzenkappung — bei vergleichsweise geringer nicht eingespeister elektrischer Energie — merklich gesteigert werden.

Die Spitzenkappung kann grundsätzlich pauschal oder dynamisch erfolgen. Nachstehende Abbildung skizziert die jeweilige Wirkungsweise.



Im Rahmen der pauschalen Spitzenkappung werden Photovoltaik- und Windenergieanlagen (planerisch) auf einen statischen Wert abgeregelt. Dabei spielt es keine Rolle, ob ein tatsächlicher Netzengpass vorliegt. Im Rahmen der dynamischen Spitzenkappung erfolgt die (planerische) Abregelung der Anlagen für Netzengpässe, die im Rahmen von zeitreihenbasierten Lastflussberechnungen identifiziert wurden. Das dynamische Verfahren arbeitet selektiv und situationsbedingt.

Die Analyse der durch die pauschale (dunkel, im Vordergrund) bzw. dynamische (hell) Spitzenkappung zusätzlich nutzbarer Netzanschlusskapazität erfolgt für Modelle realer Mittelspannungsnetze. Nachstehende Abbildung zeigt die Ergebnisse für 123 analysierte Mittelspannungsnetze.



Zusätzlich nutzbare Netzanschlusskapazität durch Spitzenkappung in Mittelspannungsnetzen

Sowohl mittels pauschaler als auch mittels dynamischer Spitzenkappung kann die nutzbare Netzanschlusskapazität — bei vergleichsweise geringerer nicht eingespeister elektrischer Energie — merklich gesteigert werden. Im Durchschnitt aller analysierten Netze können Gewinne von ca. 30 % bzw. 55 % erzielt werden. In einzelnen Netzen kann die nutzbare Netzanschlusskapazität sogar mehr als verdoppelt werden.

Simulation Benchmark – Niederspannungsnetze eines vielseitigen Verteilnetzmodells

Simulation Benchmark – Low voltage grid models of a versatile distribution grid model

Džanan Sarajlić

Im Forschungsprojekt „Simulation Benchmark“ wird für ausgewählte Anwendungsfälle ein Benchmark-Verteilnetzmodell entwickelt. Dafür werden u.a. detaillierte Niederspannungsnetzmodelle benötigt. Dieser Beitrag beschreibt die Netzgenerierungsmethodik und die modellierten Niederspannungsnetze.

In the "Simulation Benchmark" research project, a benchmark distribution network model is being developed for selected use cases. Among other things, detailed low-voltage network models are required for this. This article describes the grid generation methodology and the modelled low-voltage networks.

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

Für Forschungsthemen im Bereich der Analyse, Planung und Betriebsführung von Verteil- und Übertragungsnetzen werden detaillierte und realitätsnahe Netzmodelle benötigt. Das Hauptziel des Projekts „Simulation Benchmark“ (kurz: „Sim-Bench“) ist die Entwicklung eines Benchmark-Datensatzes für Lösungen in diesen Bereichen. Vorteile sind dabei die Unabhängigkeit von vertraulichen Daten der Netzbetreiber und eine gesteigerte Vergleichbarkeit von Forschungsergebnissen. Das Konsortium wird das netzebenenübergreifende Modell von der Höchst- bis zur Niederspannung, angereichert durch Erzeugungs-, Last- und Speicherzeitreihen frei verfügbar bereitstellen. Im Folgenden werden die generierten Niederspannungsnetze (NS-Netze) beschrieben.

Im Rahmen der Netzwerkgenerierung erfolgte zunächst eine Klassifizierung von gemeindescharf aufgelösten Versorgungsaufgaben. Resultierend konnten drei ländliche (NS 01 -03), zwei halbstädtische (NS 04, 05) und eine städtische Klasse (NS 06) identifiziert werden. Anschließend ist für jede Klasse ein repräsentatives Netz generiert worden. Dabei kam ein am Institut entwickeltes Verfahren zur Generierung von elektrischen Netzen aus öffentlich verfügbaren Daten zum Einsatz.

Die Netzgenerierung erfolgte unter Beachtung realer Planungs- und Betriebsgrundsätze, welche in Absprache mit Netzbetreibern die sich als assoziierte Projektpartner beteiligen erfolgte. Die NS-Netzmodelle weisen eine Strahlenförmige Netztopologie auf, sie unterscheiden sich in den eingesetzten Betriebsmitteln, der Verbraucheranzahl, den Leitungslängen und weiteren Größen. Eine Übersicht zu einigen ausgewählten Kennzahlen kann der Tabelle entnommen werden. Zur Evaluierung der generierten Netzmodelle sind reale NS-Netzmodelle analysiert, statistisch ausgewer-

tet und den künstlich generierten Modellen gegenübergestellt worden. Dabei zeigte sich, dass eine gute Übereinstimmung erzielt werden kann und die generischen Modelle realitätsnah sind. Basierend darauf sowie unter Berücksichtigung von zusätzlichen Empfehlungen seitens der assoziierten Projektpartner, sind weitere manuelle Anpassungen an den generischen Netzmodellen erfolgt, um eine zusätzliche Annäherung an reale Netzmodelle zu erreichen.

Neben den Netzmodellen sind Erzeugungszeitreihen für PV-, Wind- und Biomasseerzeugung mit der am ie³ entwickelten agentenbasierten Netzsimulationsumgebung SIMONA generiert worden, um zeitreihenbasierte Netzsimulationen zu ermöglichen.

Netzmodellkennzahlen

	NS 01	NS 02	NS 03	NS 04	NS 05	NS 06
Transformatorleistung [kVA]	160	250	400	400	630	630
Knotenanzahl	14	96	128	43	110	59
Abgangszahl	4	4	9	3	6	6
Leitungslänge (gesamt) [km]	0.56	1.51	2.79	0.75	1.79	1.07
Leitungslänge (Durchschnitt) [km]	43	17	11	15	13	16
Verbraucheranzahl	13	99	118	41	104	111
Wirkleistungsverbrauch (gesamt) [kW]	80	202	331	243	409	441
Anzahl dezentraler Erzeuger	4	8	17	1	9	5
Leistung dezentraler Erzeuger [kW]	160	145	190	7	137	57

Systemarchitektur für Integration und kontinuierliches Asset Management verschiedener Erzeugungsanlagen an der Schnittstelle von Wärme- und Stromversorgung

System architecture for integration and continuous asset management of heterogeneous generation units at the interface of heat and power supply

Jonas Hinker

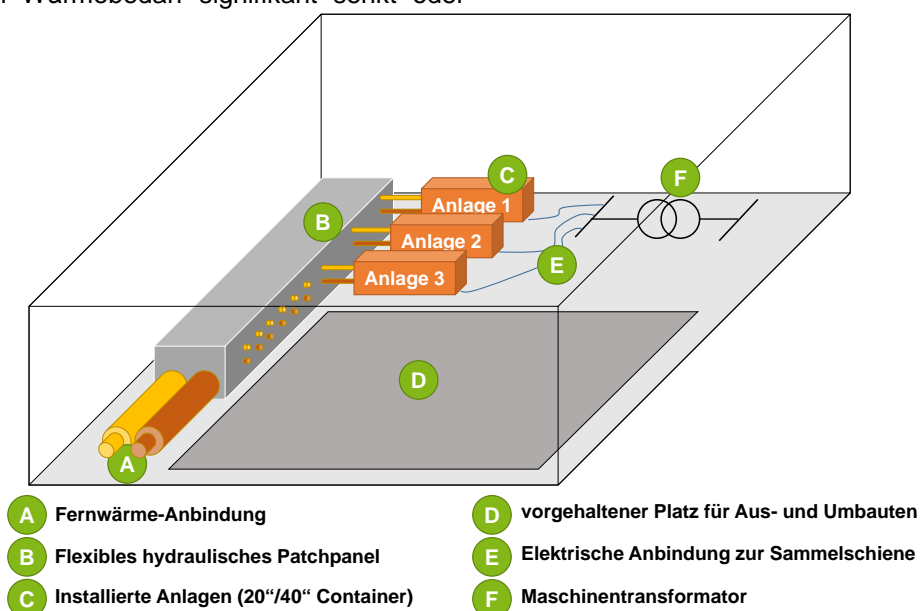
Bisher wurden in der städtischen Energieversorgung häufig große Anlagen der turbinenbasierten Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) verwendet. Die Entscheidung über nachhaltig betreibbare Nachfolgetechnologien ist für Kommunen und Stadtwerke mit hoher Unsicherheit behaftet, weil sich regulatorische Vorgaben, Förderprogramme und Verbräuche im Rahmen der Energiewende häufiger als früher ändern. In dieser Arbeit werden neue Ansätze zur Organisation von Erzeugungsanlagen und Speichern entwickelt. Anlagenparks können dadurch über Jahrzehnte an neue Rahmenbedingungen angepasst werden.

Up until now, the urban energy supply was often characterized by combined heat and power (CHP) solutions based on turbines. The decision making for successive technologies that can be operated sustainably is characterized by high uncertainty. The reason is that regulatory changes, public funding and demand are likely to change more often than before. In this work, new concepts are developed for organizing generation and storage units. Thereby, aggregations of such units can be tailored to new business conditions.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Ministerium für Kultur und Wissenschaft des Landes Nordrhein-Westfalen (MKW NRW) unter dem Kennzeichen 322-8.03-110-116441 gefördert.

Fallen sowohl lokale Wärme- als auch Stromverbräuche an, dann bietet sich die KWK-Technologie aufgrund ihrer im Vergleich zur getrennten Erzeugung höheren Effizienz an. Werden hierfür Gas- oder Dampfturbinen verwendet, dann ist die Wahl von sehr großen Erzeugungsblocken förderlich, da nur dann die gewünschten hohen Effizienzen auch erreicht werden. Hierdurch entstehen zwei elementare Nachteile: Einerseits ist es herausfordernd, diese Anlagen auf neue Leistungsbedarfe abzustimmen, etwa wenn die Immobilienwirtschaft höhere Dämmstandards umsetzt und somit den Wärmebedarf signifikant senkt oder

aufgrund von steigender Anteile der Elektromobilität der elektrische Leistungsbedarf steigt. Dies betrifft also die maximalen Erzeugungskapazitäten auf elektrischer und thermischer Seite. Andererseits besteht bei der KWK auch eine Abhängigkeit der eingestellten Verhältnisse beider Leistungsarten. Die elektrische Erzeugung kann also bei einer anliegenden Wärmelast nicht frei gewählt werden. Beide Eigenschaften führen dazu, dass Stadtwerke sich damit auseinandersetzen müssen, ob die konventionelle KWK auf Basis von Turbinen auch in Zukunft geeignet ist.



Schematischer Aufbau des modularen Anlagenkonzepts

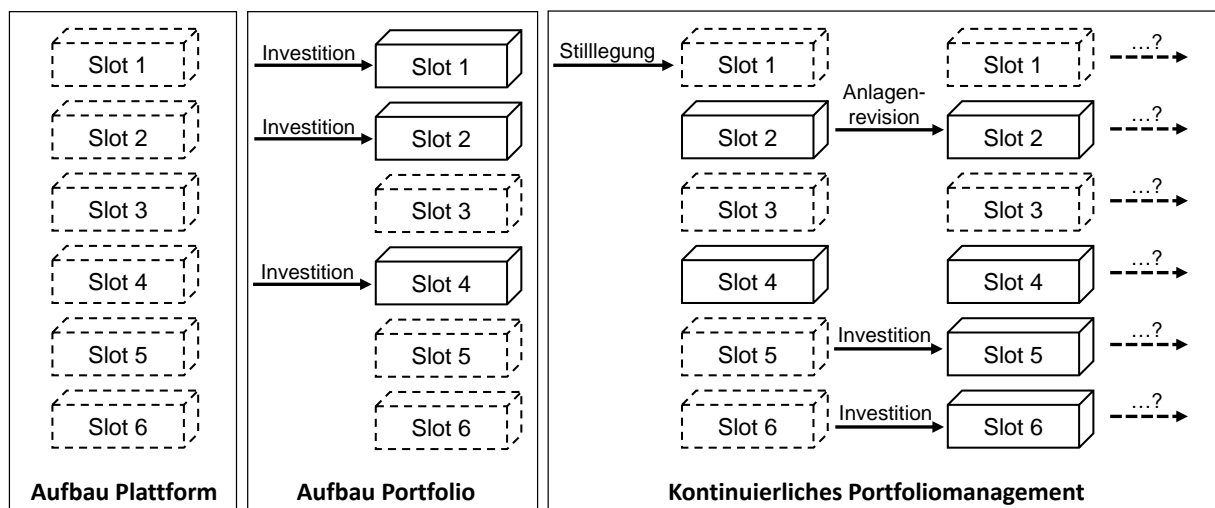
Als mögliche Antwort auf diese Herausforderung wurde eine modulare Systemarchitektur entwickelt (vgl. Abbildung oben). Kerngedanke dieses Konzeptes ist die Möglichkeit, sowohl ein angeschlossenes Fernwärmesystem zu versorgen, als auch Leistungsaustausche mit dem elektrischen Netz vorzunehmen. Anders als bisher werden anstelle von monolithischen Kraftwerksblöcken allerdings einzelne Module an einem Standort integriert. Jedes dieser Module kann sowohl eine Erzeugungs- als auch eine Speicherfunktion übernehmen. Stadtwerke und Versorger haben dadurch die Möglichkeit, Leistungsbereiche gezielt durch die Kombination mehrerer solcher Anlagen aufzubauen, etwa durch die Integration mehrerer motorischer Blockheizkraftwerke und eines Spitzenlastkessels.

Der eigentliche Vorteil einer so errichteten Plattform wird dann vor allem in der Zukunft sichtbar, nämlich genau dann, wenn unerwartete (oder absehbare) Veränderungen der Versorgungsaufgabe oder gesetzliche Änderungen zum Anlagenbetrieb greifen. Der Betreiber der Plattform kann jetzt sukzessive *einzelne* Module (statt eines Kraftwerksblocks) ersetzen oder ertüchtigen (vgl. Abbildung unten). Notwendige Anpassungen können daher schrittweise über lange Zeiträume gestaffelt werden. Besonders relevant ist hierbei der Wechsel auf alternative Technologien. Während etwa Kompressions-Wärmepumpen heute häufig noch nicht wirtschaftlich zu betreiben sind, könnte sich dies in einigen Jahren oder Jahrzehnten je nach Entwicklung der Strompreise komplett ändern. Ähnliche Überlegungen können zu Brennstoffzellen angestellt werden, die heute noch durch hohe Investitionskosten und verhältnismäßig kurze Lebensdauern charakterisiert sind.

Die Anbindung der Systemarchitektur an Strom- und Fernwärmesystem sorgt dafür, dass die jeweiligen Vorteile geschickt genutzt werden, während nachteilige Eigenschaften durch das jeweils andere Netz teilweise kompensiert werden können. Exemplarisch sind hier die fast verlustlose Übertragung elektrischer Energie sowie die gute Speicherfähigkeit thermischer Energie zu nennen. Die Architektur macht dabei keine Vorgaben zu den zu verbauenden Anlagen: Bei steigender Durchdringung des Strommix mit Erneuerbaren Energien ist es ebenso zulässig, nur noch elektrische Energie zu beziehen und ausschließlich thermische Energie bereitzustellen. Die Architektur fungiert dann weiterhin als flexible Schnittstelle zum elektrischen Netz. Im hypothetischen Fall einer vollständigen Einstellung der Fernwärmeversorgung wäre auch ein reiner Kraftwerksbetrieb möglich. Der modulare Aufbau der Architektur reduziert also Planungsunsicherheiten und Investitionsrisiken, da grundsätzlich eine Anpassung des Anlagenmix an (heute nicht denkbare oder erwartete) Entwicklungen möglich ist.

Für diese Systemarchitektur wurden Werkzeuge entwickelt, um schnell die erreichbaren und noch fehlenden Leistungsbereiche nachzuweisen. Planer und Stadtwerke können diese dazu nutzen, um kontinuierlich einen optimalen Betrieb sicherzustellen und zukünftige Investitionen zu planen.

Zusammengefasst stellt die entwickelte Systemarchitektur eine innovative Möglichkeit dar, um die Synergieeffekte der Sektorkopplung nutzbar zu machen und gleichzeitig die ungewollten Abhängigkeiten der Großheizkraftwerke zu vermeiden. Insgesamt führt die Modularität zu einem agileren Management der Erzeugungskapazitäten.



Nutzung der Systemarchitektur zur dauerhaften Steuerung des Anlagenparks über Jahrzehnte

Das proaktive Verteilnetz – Bewertung innovativer Methoden zur Zustandsschätzung

Proactive Distribution Grid – Evaluation of innovative State Estimation Approaches

Annika Brüggemann

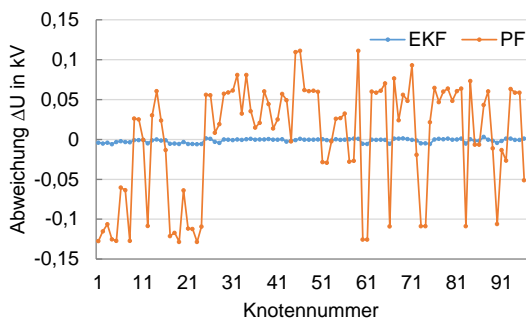
In dem Forschungsvorhaben „Das proaktive Verteilnetz“ werden am ie³ neue Methoden zur Zustandsschätzung entwickelt und untersucht sowie im Hinblick auf ihre Anwendbarkeit für die Betriebsführung in den unteren Spannungsebenen bewertet.

In the research project “Proactive Distribution Grid” new approaches for distribution system state estimation are developed and investigated at the ie³ regarding their applicability for distribution system operation on the lower voltage levels.

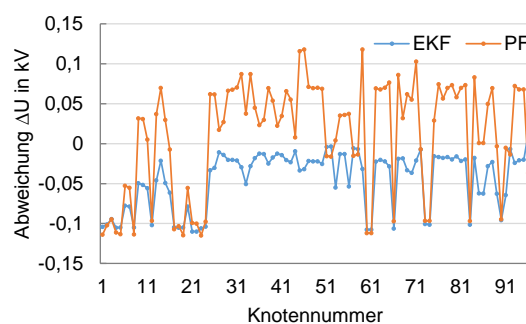
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03ET7521C gefördert.

Mit der zunehmenden dezentralen Einspeisung in den Mittel- und Niederspannungsnetzen steigen die Anforderungen an die Netzbetriebsführung der unteren Spannungsebenen. Als Grundlage für die Entscheidung über betriebliche Maßnahmen kommt der Zustandsschätzung eine große Bedeutung zu. In Rahmen des Projekts „Das proaktive Verteilnetz“ werden innovative Methoden zur Zustandsschätzung entwickelt und auf ihre Anwendbarkeit in Verteilnetzen untersucht. In den Netzen der Mittel- und Niederspannung stehen im Vergleich zu den Hoch- und Höchstspannungsnetzen deutlich weniger Messwerte zur Verfügung. Daher spielt die Einbindung zusätzlicher Informationen, wie beispielsweise Last- und Einspeiseprognosen, eine wichtige Rolle. In den herkömmlichen Verfahren zur Zustandsschätzung werden die Fehler von Messwerten normalverteilt modelliert. Die durch die Einbindung von Prognosen entstehenden Fehler werden durch Normalverteilungen nur unzureichend beschrieben, wie Auswertungen der Feldtestergebnisse in diesem Projekt zeigten. Daher wurde eine Methode zur Zustandsschätzung auf Basis eines Particle-Filters (PF) implementiert. Mittels eines stochastischen Ansatzes können so beliebige Verteilungsfunktionen berücksichtigt werden. Die Abbildung

zeigt eine exemplarische Auswertung der Schätzgenauigkeit für die PF-Methode im Vergleich mit einer Zustandsschätzung auf Basis des Extended-Kalman-Filters (EKF) anhand einer Simulation für das Netzgebiet des Feldtests (10 kV Mittelspannungsnetz). Einerseits wurden in (a) Messfehler auf Basis einer Normalverteilung modelliert und andererseits in (b) auf Basis einer Extremwertverteilung. In (b) werden somit asymmetrische Fehlerverteilungen in den Eingangsdaten abgebildet. Im Vergleich wird deutlich, dass mit dem EKF eine hohe Genauigkeit unter Annahme normalverteilter, präziser Messdaten erzielt werden kann, während der PF grundsätzlich größere Abweichungen aufweist. Beide sind im Mittel um Null verteilt. Der Vorteil der PF zeigt sich bei realitätsnah modellierten Messfehlern mit asymmetrisch verteilten Eingangsdaten. Hier kommt es beim EKF zu einem systematischen Schätzfehler mit einem Mittelwert ungleich Null, während der PF die systematische Abweichung ausgleichen kann. Für die Anwendung des PF bleibt festzustellen, dass eine genaue Kenntnis des auftretenden stochastischen Verhaltens der Eingangsdaten notwendig ist und ein hoher Aufwand für die korrekte Modellierung besteht. In nachfolgenden Forschungsarbeiten wird eine Reduzierung dieses Modellierungsaufwands angestrebt.



(a)



(b)

Abweichung der EKF- und PF-Ergebnisse für den Spannungsbetrag je Knoten

Ermittlung von Netzzuständen im Verteilnetz zur Bestimmung von Flexibilitätspotentialen zur autonomen Leistungsflusskoordinierung in der 110 kV Netzebene

Estimation of distribution system states to determine flexibility potentials for a high voltage autonomous power flow coordination

Florian Rewald

Im Forschungsprojekt Ideal wird ein agentenbasiertes Engpassmanagementsystem für die Hochspannungsnetze mit dezentralen Leistungsflussreglern entwickelt unter Berücksichtigung von Flexibilitätspotentialen aus den Verteilnetzen. Für die Bestimmung der Flexibilitätspotentiale wird der Systemzustand in einem messtechnisch erschlossenen Verteilnetz mit einer State Estimation berechnet. Die Algorithmen werden auf Hardware implementiert und in einem vollständig beobachtbaren Verteilnetz getestet.

In the research project Ideal, an agent based congestion management system for the high voltage network with decentralized power flow controllers is being developed considering flexibility potentials of underlying distribution networks. For the determination of the flexibility potentials the system state of the distribution network will be calculated with a state estimation. The algorithms will be implemented on hardware and tested in a fully observable distribution network.

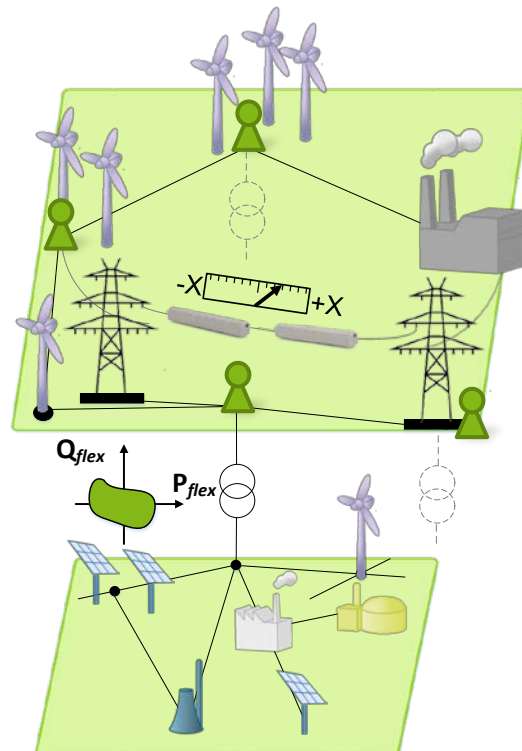
Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET7557A.

Durch die zunehmende Abschaltung fossiler Großkraftwerke und die Verlagerung der Energieeinspeisung von den Übertragungs- in die Verteilnetze entstehen zukünftig verstärkt Netzengpässe auf der 110 kV Netzebene. Im Forschungsprojekt „Ideal“ wird daher für die effizientere Nutzung der Hochspannungsebene eine autonome Leistungsflusskoordinierung mit dezentralen Leistungsflussreglern entwickelt. Neben den dezentralen Leistungsflussreglern werden auch Flexibilitätspotentiale der Verteilnetze zum Ausregeln von Netzengpässen in der Hochspannung berücksichtigt.

Für die Bestimmung des Flexibilitätspotentials eines Verteilnetzes ist die Kenntnis des Systemzustands notwendig. Dafür werden im Rahmen des Forschungsprojekts in einem Verteilnetz die Ortsnetzstationen messtechnisch erschlossen. Die Messwerte aus den Ortsnetzstationen sowie der Einspeiser werden über das IEC 104 Protokoll an ein Gateway gesendet. Dort wird auf Basis der Messdaten der Systemzustand des Verteilnetzes bestimmt und das mögliche Flexibilitätspotential berechnet.

Unter Flexibilitätspotential werden alle möglichen Betriebspunkte des Verteilnetzes verstanden, die mit den vorhandenen flexiblen Einspeiseanlagen des Verteilnetzes unter Einhaltung der Netzrestriktionen erreicht werden können. Diese Betriebspunkte werden anschließend in Form eines P/Q Diagramms dem Netzbetreiber der überlagerten

Netzebene mitgeteilt. Dieser kann je nach Netz-situation Flexibilität aus dem Verteilnetz abrufen.



Agentenbasiertes Engpassmanagementsystem mit Flexibilitätspotentialen aus Verteilnetzen

Die Implementierung der State Estimation auf dem Gateway ist abgeschlossen und für den Feldtest validiert. Im nächsten Schritt ist die Integration des Gateways in die Leittechnik des Netzbetreibers geplant.

4.5 Smart Grid Technology Lab & Elektromobilität

Smart Grid Technology Lab

Smart Grid Technology Lab

Christoph Aldejohann

Im Rahmen des Smart Grid Technology Lab wird eine Niederspannungsnetz-Prüfumgebung aufgebaut. Zentraler Bestandteil sind Leistungsverstärker der 200 kVA Klasse, die über einen Echtzeitsimulator angesteuert werden. Sie gestatten die Simulation von Netzen und den Test von Prototypen.

A power network simulation system is set up in the Smart Grid Technology Lab. Power Amplifiers of 200 kVA are the main part of the system. These are controlled by a real time simulator. The grid allows to simulate networks and to test prototypes.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03ET7550 gefördert.

Das Smart Grid Technologie Lab wurde im letzten Jahr weitreichend ausgebaut. Herzstück des Labors bildet ein Niederspannungs-Testnetz, das netzsynchron und als Inselnetz gefahren werden kann. An das Testnetz sind typische Betriebsmittel eines Niederspannungsnetzes angeschlossen. Im netzsynchronen Betrieb erfolgt die Versorgung des Netzes über einen Stelltransformator. Leistungsverstärker mit zwei Gruppen mit je 100 kVA stellen die Lasten dar. Diese können frei gesteuert werden. Im Inselnetz kann einer der Verstärkergruppen die Speisung des Netzes übernehmen, die andere Gruppe kann den Lastbetrieb übernehmen. So lassen sich beliebige Ein- und Ausspeiszenarien darstellen. In der Zukunft spielen zudem dezentrale Speicher und große PV-Anlagen eine Rolle, auch diese Netzkomponenten werden in das Netz integriert. Ein Netz zeichnet sich jedoch auch über unterschiedliche Leitungstypen und Längen aus, über die die Komponenten miteinander verbunden sind. Der Stromfluss durch eine Leitung führt zu einem Spannungsabfall entlang der Leitung.

Um die Vielzahl der Einzelkomponenten in das Netz einbinden zu können, sind drei Schaltschränke aufgebaut worden, in dem die Einzelkomponenten frei konfigurierbar auf Sammelschienen geschaltet werden können. Zwei Schaltschränke bilden dabei das AC-Netz nach, der dritte Schrank ist für die Anbindung von DC-Komponenten, wie einen PV-Wechselrichter oder der Simulation einer DC-Ladestation für Elektrofahrzeuge vorgesehen. Die linke Abbildung zeigt die Sammelschiene. Die Sammelschiene teilt sich in einen Block zur Einspeisung und einen zweiten Block für Lasten auf. In der Mitte kann so über einen Netzanalysator der Leistungsfluss und die Ströme ausgewertet werden. Die Steuerung der Leistungsverstärker gestattet die Vorgabe von Grenzwerten, so kann der maximale Strom, Spannung oder die Amplitude einzelner Harmonischen begrenzt werden. Die maximalen Werte können durch Vorgabe der Grenzwerte über den Netzanalysator begrenzt überwacht werden. Bei Grenzwertverletzung wird die Anlage automatisch abgeschaltet. Mit Hilfe dieses Schutzsystems können Geräte und Prototypen vor Beschädigungen geschützt werden.



Impressionen aus dem SGT Lab: links Verteilerschrank Mitte: AC und DC Verteilerschränke

Innovative Spannungslängsregelung für die Niederspannung

Innovative Line Voltage Regulation in the Low Voltage Grid

Mara Holt

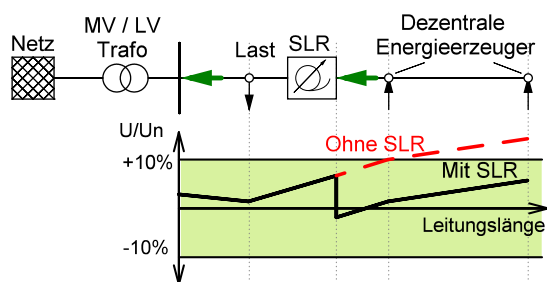
Zur Behebung von Spannungsbandproblemen in der Niederspannung wird im Rahmen des InLiNe Projektes ein innovativer Spannungslängsregler entwickelt. Um ein praxistaugliches Ergebnis zu erhalten, wird ein prototypischer Aufbau im Labor sowie ein Feldtest in einem realen Niederspannungsstrang realisiert.

In order to resolve voltage violations, an innovative voltage regulator is being developed within the InLiNe project. To obtain a practical result, a prototype setup in the laboratory as well as a field test in a real low-voltage line will be realized.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET7547B gefördert.

Der starke Ausbau von dezentralen Energieerzeugern im Niederspannungsnetz führt insbesondere in ländlichen Gebieten mit geringen Lasten zu Spannungsbandverletzungen. Um eine alternative Lösung zum kostspieligen Netzausbau zu ermöglichen, wird im InLiNe Projekt die Spannungslängsregelung erforscht und ein innovativer Spannungslängsregler (SLR) entwickelt.

Ein SLR ermöglicht den Ausgleich von Spannungsschwankungen im Netz über eine direkte Regelung der Knotenspannungen. Der Spannungslängsregler fügt über einen Serientransformator eine zusätzliche Steuerspannung zur Netzspannung hinzu. Die Steuerspannung führt je nach Polung zu einer Anhebung oder einer Absenkung der Netzspannung. Die folgende Abbildung zeigt die Spannungseinwirkung des SLR entlang einer Leitung. Aufgrund von hoher Energieeinspeisung durch Dezentrale Energieerzeuger würde es bei diesem Beispiel ohne weitere Maßnahmen zu Spannungsbandverletzung am Ende des Netzabschnittes kommen. Der SLR senkt die Netzspannung ab, um sie im zulässigen Bereich zu halten. Im umgekehrten Sinne kann ein SLR auch dafür eingesetzt werden, die Spannung bei hohem Leistungsbedarf im Netzabschnitt anzuheben.



Spannungsverlauf einer Niederspannungsleitung mit Spannungslängsregler

Der in diesem Projekt entwickelte SLR zeichnet sich durch eine hohe Robustheit und einer kontinuierlichen Spannungsregelung aus. So wird ein wartungsarmer Betrieb mit geringen Netzrückwirkungen ermöglicht. Dafür kommt eine regelbare Induktivität zum Einsatz. Diese wird oberspannungsseitig an den Serientransformator geschlossen. Die beiden Bauelemente bilden so einen Spannungsteiler, dessen Verhältnis durch die Variation der Induktivität veränderbar ist und somit unterschiedliche Steuerspannungen zur Netzspannung hinzugefügt werden können. Da die regelbare Induktivität kontinuierlich verändert werden kann, ist eine stufenlose Spannungsregelung möglich. Für die regelbare Induktivität kommt eine gleichstromgeregelte Spule zum Einsatz. Mit einer zusätzlichen Gleichstromwicklung in der Spule kann die Ausrichtung der magnetischen Dipole des Kernmaterials beeinflusst werden, wodurch die Permeabilität des Eisenkerns und proportional dazu die Induktivität der Spule verringert werden kann. Diese Ansteuerung hat den Vorteil, dass keine mechanisch bewegten Komponenten nötig sind und ermöglicht damit einen wartungsarmen Betrieb.

Im Rahmen des Projektes sind bereits mit verschiedenen Komponenten sowie unterschiedlichen Verschaltungen simulationstechnische und experimentelle Untersuchungen erfolgt. Der Fokus der Untersuchungen liegt dabei neben der Wirkungsweise und deren Optimierung auf den Auswirkungen eines SLR auf das Niederspannungsnetz. Im kommenden Frühjahr wird ein Feldtest zur Verifizierung und Analyse der Erkenntnisse durchgeführt. Hierzu wird der entwickelte SLR in einen problembehafteten Niederspannungsabschnitt integriert. Das Ziel ist es, die Auswirkungen des SLR auf bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen abzuschätzen.

Teilen von Flexibilitäten

Sharing Flexibility

Kalle Rauma

Es gibt viele Faktoren, die den Wechsel von Benzin- oder Dieselfahrzeugen zu Elektrofahrzeugen vorantreiben. Die Unterstützung von Elektrofahrzeugen im Rahmen des Konzepts von Mobility-as-a-Service (MaaS) in Städten, anstelle von Privatfahrzeugen bietet jedoch mehr Flexibilität, sowohl für die Nutzer als auch für das Stromnetz. Durch die Aufteilung der Kosten für Elektrofahrzeuge und die Ladinfrastruktur auf viele Kunden hat MaaS die Möglichkeit, die Fahrzeug-zu-Netz-Dienste realitätsnäher zu gestalten.

There are many factors pushing the change of cars from gasoline or diesel-power to electric ones. However, supporting electric vehicles within the concept of Mobility-as-a-Service (MaaS) in cities instead of supporting privately-owned cars offers more flexibility to the users as well as to the power system. By sharing the costs of electric vehicles and the charging infrastructure among many customers, MaaS has the power to make vehicle-to-grid services closer to the reality.

When moving from gasoline and diesel cars to electric vehicles offers an extraordinary moment to rethink our personal mobility scheme in cities. Instead of simply replacing the gasoline and diesel cars with electric-powered vehicles, we should make the whole system more efficient. Logically, relying strongly on privately owned cars is inefficient. This is because private vehicles are not used while their drivers are doing anything else than driving. On the other hand, idle private vehicles occupy large areas of expensive space, which is a concern in urban areas. Today, charging operators do not install semi-public charging stations due to the lack of customers and customers do not buy electric vehicles due to the lack of charging stations. In the future, the efficiency should have more focus than now: using instead of owning.

The concept of Mobility-as-a-Service (MaaS) is a tangible tool to increase the efficiency of the personal transport system in urban areas. It offers user-oriented, flexible and multimodal transportation. Evidently, the boundaries of public and private transport become less evident. MaaS offers sound market possibilities for shared electric vehicles in cities. A study developed at ie³, shows that North-Rhine Westphalia has reasonable circumstances to implement MaaS and that the major hindrances are found on the regulatory level. The study also pointed out the benefits that MaaS framework can provide to the manufacturers of electric vehicles.

When electric vehicles are shared instead of owned by the end-users, the control of the charging processes is carried out in fleets instead of focusing on individual vehicles. The fact that it is

easier to forecast the behaviour of fleets than the behaviour of individual people, introduces flexibility to their operation as a part of the power system. If a customer can choose any amongst many vehicles in a parking area, he or she can be guided to choose the vehicle with the highest state-of-charge of the battery.

To increase the level of intelligence of the parking area, the controller of the charging processes can be equipped with an additional algorithm that makes statistical conclusions of the arrival and leaving times of the vehicles. In other words, the algorithm can learn the load behaviour of the charging area. To use this data, the algorithm can estimate the number of vehicles that must be charged at a certain time of the day and a certain day of the week. Identifying the needs of the customers frees capacity from the low voltage network. When charging power within one parking area can be directed only to the number of vehicles that is needed instead charging all vehicles as rapidly as possible, battery capacity can be used for vehicle-to-grid services. Furthermore, a possibility to reserve a vehicle in advance can make the charging even more precise.

When the costs related with electric vehicles are shared among many users, it is possible to invest in more sophisticated and expensive technologies. This makes new network services, like vehicle-to-grid, easier to implement in practice, which increases the flexibility of the power system. This leads to the fact that a higher share of intermittent renewable energy can be integrated in the future power systems. Those are aspects that will be studied at ie³ in the future projects.

Plug'n'Control – Automatische Identifikation und Topologieerkennung in Verteilnetzen

Plug'n'Control – Automatic identification and topology recognition in LV networks

Christoph Aldejohann

Im Patent-Validierungsprojekt „Plug'n'Control“ wird ein Kopplungsmechanismus von elektrischen Verbrauchern mit Steuerungs- und Abrechnungssystemen als Demonstrationsaufbau umgesetzt. Anstatt Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge mit hohen Installations- und Wartungskosten neu aufzubauen, wird der Installationsaufwand auf ein Mindestmaß reduziert und dabei der über Jahrzehnte gewachsene Aufbau des Energienetzes berücksichtigt. Energiemanagementsysteme werden mit der Technologie der Stromnachrichten befähigt, die hinterlagerten Verbraucher in eine Steuerung einzubinden.

In this project, a coupling mechanism of electrical consumers with control and billing systems is implemented as a demonstration setup. Instead of rebuilding the charging infrastructure for electric vehicles with high installation and maintenance costs, the installation effort is reduced to a minimum, taking into account the development of the energy network over decades. Energy management systems are enabled with the technology of power messages to integrate loads into a control system.

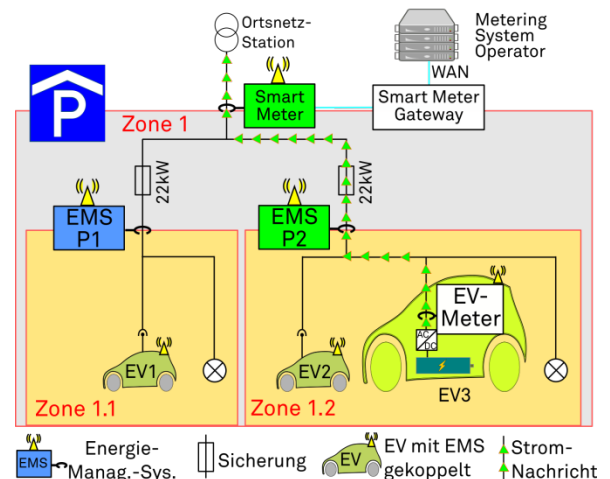
Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen des EFRE-Programms durch das Land Nordrhein-Westfalen unter dem Förderkennzeichen EFRE-0400145 gefördert.

Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen mit hohen Ladeleistungen und einem hohen Gleichzeitigkeitsfaktor in den Nachmittag- und Abendstunden können die Betriebsmittel in öffentlichen Netzen in einigen Fällen an ihre Belastungsgrenzen führen. Insbesondere Transformatoren und Kabel in Niederspannungsnetzen können davon betroffen sein genauso aber auch Anlagen in Gebäuden. Zur Problemlösung haben sich in Versorgungsnetzen und der Elektromobilität viele Einzelsysteme etabliert, die jedoch untereinander nicht kompatibel sind. Ladecontroller finden Anwendung in Ladestationen, sie stellen eine Kommunikation zum Elektrofahrzeug (EV) her und können die Ladeleistung begrenzen. Eine Anbindung an übergeordnete Steuerungssysteme erfolgt über diese Verbindung jedoch nicht. Ein neuartiger Ansatz verwendet niederfrequente Stromsignale, um Verbraucher mit Controllern zu koppeln. Das Verteilnetz ist baumförmig aufgebaut, von der Ortsnetzstation verästelt sich das Netz über Haupt- und Unterverteilungen bis hin zu den Endverbrauchern. Der Ortsnetztransformator muss die Leistung für sämtliche Verbraucher im Netzgebiet bereitstellen, entsprechend gering ist Netzimpedanz im Vergleich zu den Verbraucherimpedanzen. Auf den Betriebsstrom eines Gerätes kann eine Nachricht mit Kopplungsinformationen aufgeprägt werden. Im niedrigen Frequenzbereich breitet sich die Nachricht wesentlich in Richtung der Ortsnetzstation aus und passiert dabei die Haupt- und Unterverteilungen entlang des Weges. In diesen können Controller platziert werden, die den Strom auf

der Leitung messen und die aufgeprägten Nachrichten empfangen. Anhand der Dämpfungseigenschaften der Nachricht trifft ein einzelner Controller die Entscheidung, ob er für den Verbraucher zuständig ist oder nicht.

Anwendung kann das Verfahren zum Aufbau von Abrechnungsverfahren und ebenenübergreifenden Energiemanagementsystemen finden, wie in der Abbildung skizziert. Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren in Gebäuden und Netzen können optimal ausgenutzt werden. Der Ausbau kann bedarfsgerecht und schrittweise erfolgen. Nur Betriebsmittel, die stark ausgelastet sind, müssen eingebunden werden.

Das Verfahren wird als Demonstrator im Rahmen des Projektes umgesetzt. Dieser umfasst ein kleines Versorgungsnetz mit Controllern.



Integration in ein Abrechnungssystem

Power hardware-in-the-loop Prüfstand für Photovoltaikanlagen

Power hardware-in-the-loop testbed for Photovoltaic Systems simulation

Alfio Spina

Im Rahmen des Smart Grid Technology Lab wird ein Power hardware-in-the-loop –basierter Prüfstand für Photovoltaikanlagen (PV) aufgebaut. Der PV-Prüfstand ist ein Hybridaufbau, der aus simulierten Teilen sowie Hardwarekomponenten besteht. Der PV-Prüfstand ist ein wesentlicher Teil des Labors, in dem Simulationstests durchgeführt werden, bei denen die PV-Erzeugung in ein Niederspannungsnetz eingebunden wird. Der PV-Prüfstand ermöglicht in Kombination mit anderen Geräten wie Ladestationen für Elektrofahrzeuge oder Speichersystemen die Simulation realistischer Szenarien für den Betrieb des Niederspannungsnetzes.

A Power hardware-in-the-loop testbed for Photovoltaic (PV) system testing has been developed at Smart Grid Technology Lab. The PV-testbed is a hybrid setup which consist of simulated parts as well as hardware components. The PV-testbed is an essential part of the laboratory that allows to carry out simulation tests which involve integration of PV generation in low-voltage grids. The PV-testbed, combined with other equipment such as Electric Vehicle charging stations or storage systems, make it possible to simulate realistic scenarios for low-voltage grid operations.

A Power hardware-in-the-loop (PHIL) testbed for Photovoltaic (PV) system testing has been developed at Smart Grid Technology Lab. The laboratory is equipped with a full-scale low-voltage (LV) test network. The PV-testbed is an essential part of the laboratory that allows to carry out simulation tests that involve integration of PV generation in LV grids. The PV testbed, combined with other equipment such as Electric Vehicle (EV) charging stations or storage systems, make it possible to simulate realistic scenarios for LV grid operations.

Full-simulated testbeds based on real-time simulation tools are suitable to carry out laboratory tests in a short time frame. In fact, by means of a PV simulator interesting operation conditions can be easily and quickly reproduced. Nevertheless, it is also easy modeling PV modules with different technology and design. On the other hand, full-simulated model cannot give precise outcomes compared with real hardware systems.

The developed PV-testbed has been designed as hybrid setup consisting of simulated parts as well as hardware components thereby accomplish the above-mentioned issue of the full-simulated solutions. The overall setup consists of three parts:

- PV-Generator Model
- Commercial PV-Inverter
- Power Amplifiers

The PV units are implemented as a real-time model. The model is developed on a Simulink --based simulation software from the company Opal RT called RT-Lab. The PV model takes technical

parameters such as solar cell technology and number of series/parallel connected cells/modules as input in order to get the desired PV system design. Weather data such as solar irradiation and local temperature can be included as time-series within the model. The model is designed with the possibility to choose between two different configurations: Current Source Mode and Voltage Source Mode. The DC output voltage or the DC output current can be obtained as output signals according to the selected configuration. The implemented model is compiled and executed on the real-time simulator OP5400 from Opal-RT. The model can be executed even with a simulation time-step of 10 μ s.

The PV-testbed is equipped with a commercial 60 kW PV-Inverter from the company SMA. The inverter includes a controller with integrated functionalities such as reactive power control. External control set-points can also be set via Modbus communication protocol. The PV-inverter is the only optional component of the PV-testbed setup. A configuration which includes the hardware PV-Inverter or a simulated PV-Inverter can be preferred according to the test purpose.

In both Current Source Mode and Voltage Source Mode, the PV-Inverter needs a minimal DC voltage of 600 V. However, the real-time simulator can not provide such high voltage levels as output. For that reason, a power interface is needed to connect the simulated model with the hardware PV-Inverter. The PV-testbed is equipped with a group of four power amplifiers connected together in such a way to operate in DC bipolar mode.



PV-Inverter connected to the busbar system

The power Amplifier system includes a dedicated communication interface with the Opal RT simulator. That optical fiber -based communication system permits high-speed data exchange between the simulator and the power interface thereby drastically reducing data transfer delay which is one of main challenges in PHIL setups.



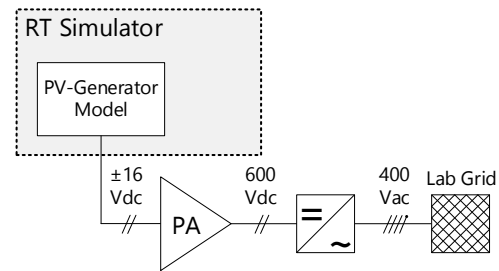
Power Amplifier System

The PV-testbed is a flexible system which can be easily re-configured according to the test purposes. The PV-Inverter can also be not included in the setup. In that case, the PV-generator model includes a PV-Inverter model and is directly connected to the power amplifier which is operated as three-phase current source. That configuration is useful when a PV-Inverter model together with its controller are the object of the test. A configuration that includes the hardware PV-Inverter, is preferred to get realistic outcomes on the laboratory test network. According to the test's specifications, it is possible to operate the PV-testbed in two different operation modes:

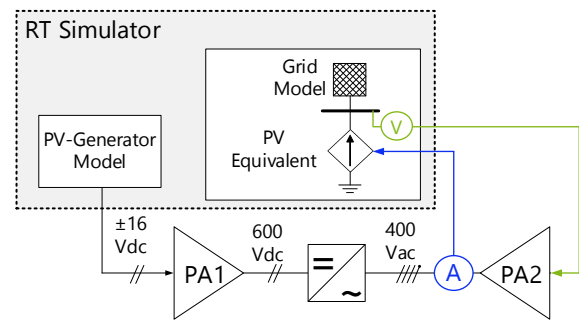
- Grid-connected mode
- Full PHIL mode

Within the Grid-connected mode, the PV-testbed is used for running tests on the laboratory test network. The testbed is used to reproduce interesting scenarios which involve high penetration of PV units in LV distribution grids. In that operation mode, the PV-Generator is the only simulated part. The power amplifier (PA) is driven to provide the DC voltage to the PV-Inverter. The AC side of the PV-Inverter connects the overall system to the laboratory test network.

A) Laboratory grid-connected mode



B) Full PHIL mode



Schematics of the PV-testbed operation modes

The full PHIL mode is used to execute network simulations where a detailed behavior of PV system is needed. In fact, a full-simulated model would not give precise outcomes compared with a PHIL setup which includes real power components. In That case, the grid model and the PV-generator Model are both integrated in the simulation. The PV-system is modeled into the Grid Model as a controlled current source (PV Equivalent). Two similar amplifiers groups are needed to obtain the system setup: one group (PA1) is used as a voltage source for the DC-link of the PV-Inverter; a second group (PA2) is used as AC Three-phase voltage source. The PA2 connects the PV system to the simulated grid. The bus voltage measurement at the connection point of the PV Equivalent is used as voltage set-point for PA2. Lastly, the output AC current of the PV-system is sent back to the simulator as set-point for the PV Equivalent model thereby closing the loop

Internet der Dinge–basierte Plattform zum Betrieb eines stationären Batteriespeichersystems im Niederspannungsnetz

Internet of Things–based platform for managing a Stationary Battery Energy Storage System in Low-Voltage Distribution Networks

Alfio Spina

Unter dem Konzept des „Internet der Dinge“ wurde eine Anwendungsplattform für das Management eines stationären Batteriespeichersystems im Niederspannungsnetz entwickelt. Die Plattform interagiert mit der Kontroll- und Messeinrichtung der Batterie durch ein webbasiertes Tool. Eine solche Architektur erleichtert den Informationsfluss zwischen dem Batteriesystem und externe Applikationen, die dazu beitragen, den Betrieb der Batterie zu verbessern.

An application platform for managing a stationary Battery Energy Storage System in low-voltage networks has been developed under the concept of the “Internet of Things”. The platform is interacting with the control and measurements equipment of the Battery by means of a Web –based tool. Such architecture facilitates information flows between the battery system and external applications that are helpful to improve the operation of the battery.

The term “Internet of Things” (IoT) refers to the networked interconnection of a variety of things or objects to the Internet by using wireless/wired technologies to reach desired goals.

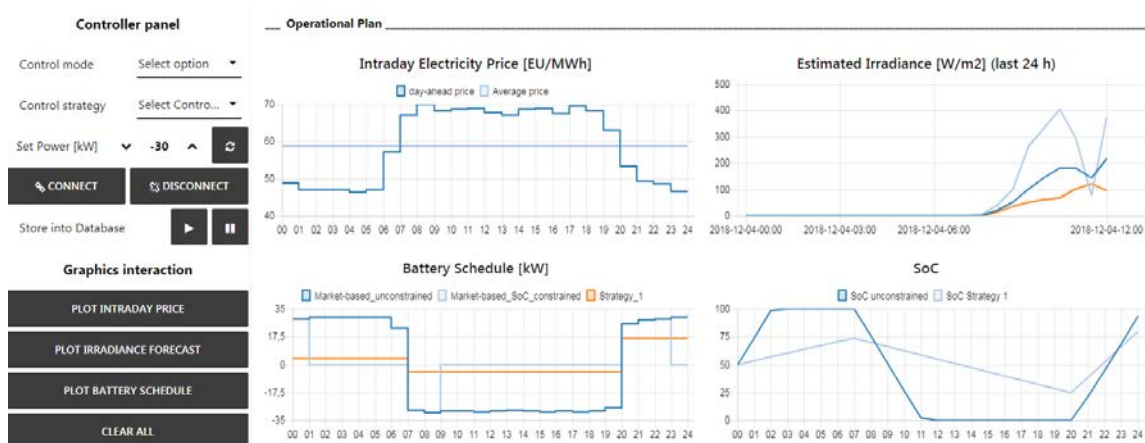
With the introduction of Smart Grid concepts, the paradigm of IoT is expected to rapidly penetrate the energy sector. IoT architectures can use the bidirectional flow of energy and information within the smart grid gateway to gain deep insights on power usage and predicts future actions to increase energy efficiency and reduce overall cost.

An IoT –based platform has been developed for managing a stationary medium-size Battery Energy Storage System (BESS) available at Smart Grid Technology Lab. The platform is designed to allow the battery for multitask operations such as peak-shaving, Electric Vehicles charging support, grid services and other market-oriented activities.

The controller of the battery can apply for external information, such as the electricity price, in order to elaborate the battery schedule. The schedule can also be adjusted according to real-time information from external applications or devices such as smart meters and other system components.

The platform is implemented with a common software for IoT applications called Node-RED. The communication between the battery and the platform is currently based on Modbus TCP. However, further communication protocols that are not yet the state of the art for power system applications, such as Message Queuing Telemetry Transport (MQTT), can be applied and tested.

Laboratory tests and further developments are currently carried out at Smart grid Technology Lab in order to analyze the robustness and the feasibility of that architecture.



WEB-GUI of the IoT platform

NOX-Block – NOX-Reduzierung durch den Aufbau einer leistungsfähigen Low-Cost-Ladeinfrastruktur in Dortmund, Schwerte und Iserlohn

NOX-Block - NOX reduction through the establishment of an efficient low-cost charging infrastructure in Dortmund, Schwerte and Iserlohn

Patrick Berg

Das Vorhaben NOX-Block hat die Errichtung einer substanziellen Anzahl an Ladepunkten im öffentlichen, halböffentlichen und privaten Raum in den drei Kommunen Dortmund, Schwerte und Iserlohn zum Ziel. Dazu arbeiten die Städte in Kooperation mit dem ie³ mit den jeweiligen lokalen Versorgern sowie dem Technologieanbieter Ubitricity zusammen, um flächendeckend Low-Cost-Ladeinfrastruktur in Verbindung mit Mobile Metering aufzubauen. Im öffentlichen Raum wird dabei auf die Integration der Ladeinfrastruktur in die kommunale Straßenbeleuchtung fokussiert.

The NOX-Block project aims to establish a substantial number of charging points in public, semi-public and private spaces in the three municipalities of Dortmund, Schwerte and Iserlohn. To this end, the cities are working in cooperation with the ie³ with the respective local utilities and the technology provider Ubitricity to set up a full-coverage low-cost charging infrastructure in conjunction with mobile metering. In public spaces, the focus will be on integrating the charging infrastructure into street lighting.

Dieses Projekt wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 01MZ18007D gefördert.

Im Zuge der langfristigen Bestrebungen, eine auf Erneuerbaren Energien (EE) basierende CO₂-neutrale Energieversorgung zu realisieren, verändern sich die Aufgabenstellungen für die Verteilnetze. Während sich die Aufgaben ländlicher Netze insbesondere durch den Zubau an Photovoltaik und Windenergieanlagen verändert, stellt die Elektrifizierung des Verkehrssektors in Kombination mit neuen leistungsintensiven Verbrauchern zur Wärmeerzeugung für städtische Verteilungsnetze im zunehmenden Maße eine enorme Herausforderung dar.

Aufgrund der Kapazitätsgrenzen von einzelnen Betriebsmitteln im Netz, insbesondere von Kabeln und Transformatoren, kann immer nur ein begrenzter Anteil der insgesamt zur Verfügung stehenden Leistung einer Ladestation zugeordnet werden. Zudem kann in Spitzenzeiten, d. h. wenn viele Elektrofahrzeuge (EV) gleichzeitig im gleichen Netz aufladen, eine Überlastung von mehreren Bereichen des Netzes auftreten. Durch diese Veränderung der Leistungsflüsse entstehen bereits heute Belastungssituationen, für die die elektrischen Verteilungsnetze nicht ausgelegt wurden.

Die Eingliederung der EV in die Verteilungsnetze kann ohne eine sinnvolle Steuerung erhebliche Kosten für den Netzausbau nach sich ziehen. Ein möglichst intelligentes Ladekonzept entscheidet maßgeblich über den Komfort für die Fahrzeugnutzer und ist damit ein entscheidender Aspekt für den Erfolg der Elektromobilität. Daher muss ein

koordiniertes lokales Zusammenspiel von Fahrzeug, Ladestation und Netz für einen betriebssicheren und optimalen Ladevorgang.

Elektrofahrzeuge werden in absehbarer Zeit konventionelle Fahrzeuge substituieren und vor allem im privaten und halböffentlichen Raum laden, wobei sie zukünftig 20 % der produzierten Energie benötigen. Die in diesem Zukunftsszenario auftretenden zeitgleichen Leistungsspitzen ladender EVs können dabei die Kundenanlage oder sogar das Ortsnetz überlasten. Zum Schutz der Infrastruktur ist daher eine Steuerung der Leistungsspitzen nötig, mit intelligenter Ladesteuerung kann das Verteilnetz besser ausgelastet und der Ausbau auf Seiten der Kundenanlage als auch im Ortsnetz begrenzt werden. Ein Lastmanagementsystem kann zu einer Herabsetzung des Gleichzeitigkeitsfaktors führen, wodurch die Anforderungen an die Belastbarkeit der Installation reduziert werden. Insbesondere in Gebäuden mit mehreren Nutzern, z.B. die Tiefgarage eines Mehrfamilienhauses, oder ein Betriebshof, ist ein lokales Lastmanagement zu installieren, um eine teure Überdimensionierung des Netzanschlusses und der hausinternen Elektroinstallation zu vermeiden.

Ein solches Lastmanagement wird im Rahmen dieses Vorhabens entwickelt und installiert. Auf Basis modellbasierter Netzsimulationen werden weiterhin unterschiedliche Regelungskonzepte für eine intelligente Netzbetriebsführung der Ladeinfrastruktur entwickelt.

4.6 Leistungselektronik, Power Quality und Energieeffizienz

Entwicklung eines intelligenten Energieeffizienzzyklus für adaptive Produktionssysteme

Development of an intelligent energy efficiency cycle for adaptive production systems

Matthias Meißner

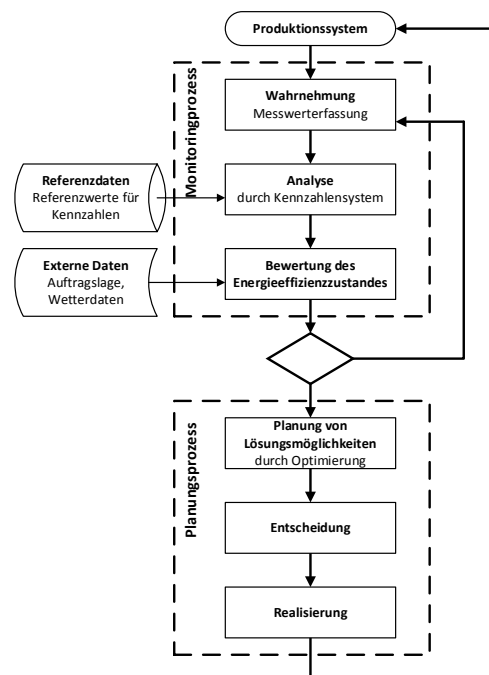
Insbesondere durch die gesellschaftlichen und politischen Anforderungen an die Industrie erhält die Energieeffizienz von Produktionssystemen eine immer größer werdende Bedeutung. Zur detaillierten Beschreibung und Verbesserung der Energieeffizienz von Fabriken wird ein innovatives Kennzahlensystem für die Shopfloorebene entwickelt. Weiterhin werden zwei Algorithmen zur Optimierung fokussiert, welche als Zielgrößen die entwickelten Kennzahlen nutzen.

The energy efficiency of production systems is becoming increasingly important, especially due to the social and political requirements placed on industry. For the detailed description and improvement of the energy efficiency of factories, an innovative key performance indicator system is being developed for the shop floor level. Furthermore, two algorithms for optimization are focused, which use the developed indicators as objective values.

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

Auf Grund der industriellen Entwicklung und die Weiterverbreitung von adaptiven Produktionssystemen, besteht die Möglichkeit ein Produktionssystem detailliert zu monitoren. Jedoch fehlen Konzepte, welche diese Daten ausnutzen, um einerseits die Energieeffizienz von Prozessen darzustellen und andererseits diesbezüglich Optimierungen durchzuführen. Daher wird der intelligente Energieeffizienzzyklus entwickelt, mit dem Ziel die Energieeffizienz neben anderen Kenngrößen als Optimierungszielgröße zu etablieren. Dieser umfasst einen kontinuierlichen Monitoringprozess, welcher die Energieeffizienz auf dem Shopfloorlevel durch ein innovatives Kennzahlensystem repräsentiert. Hauptcharakteristik hierbei ist, dass alle Ein- und Ausgangsgrößen eines Prozesses durch eine ökonomische Bewertung berücksichtigt werden. Des Weiteren werden auch die Interdependenzen zwischen den Prozessen berücksichtigt, so dass die Effizienzbeeinflussungen zwischen den Prozessen in Rahmen von Optimierungen berücksichtigt werden können. Im zweiten Abschnitt des Effizienzzyklus, dem Planungsprozess, liegt die fokussierte Betrachtung vor allem auf der Planung von Lösungsmöglichkeiten, die durch die Verwendung von zwei Optimierungsmethoden realisiert wird. Hierzu gehört einerseits die Brute Force Optimierung, welche alle möglichen Kombinationen austestet und so den energieeffizientesten Betriebszustand eines Produktionssystems identifiziert. Diese Vorgehensweise ist insbesondere für die Neu- und Anpassungsplanung geeignet, da hier ausreichend

Zeit zur Verfügung steht, um eine solche Optimierung durchzuführen. Andererseits wird ein nicht linearer, globaler Optimierungsalgorithmus, der auf evolutionären Strategien basiert, genutzt. Hier steht vor allem die Produktionsplanung im Vordergrund, da die Rechenzeit im Vergleich zur Brute Force Optimierung deutlich geringer ist. Insbesondere für zukünftige Anwendungen im Bereich der Energieflexibilität oder dem Demand-Side-Management sind geringe Rechenzeiten erforderlich.



Darstellung des intelligenten Energieeffizienzzyklus für adaptive Produktionssysteme.

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

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

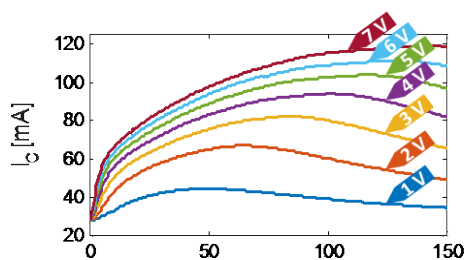
Christian Waniek, Thomas Wohlfahrt

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

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

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

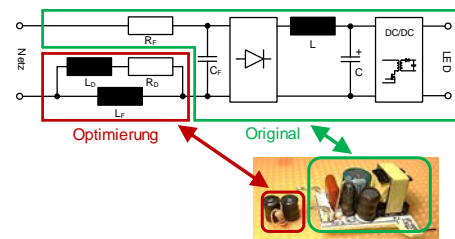
Haushaltsgeräte können in dem Frequenzbereich zwischen 2 kHz und 150 kHz sowohl als Störquelle als auch als Störsenke agieren. Dadurch entsteht eine gegenseitige Beeinflussung, die zu einer erhöhten Belastung der einzelnen Geräte führt. Insbesondere Geräte mit einem Brückengleichrichter und einem Elektrolytkondensator zur Spannungsglättung werden durch die hochfrequenten Störungen zusätzlich belastet. Die Lebensdauer des Gesamtgeräts wird hierbei durch die Lebensdauer des verbauten Elektrolytkondensators definiert. Die nachfolgende Grafik zeigt die frequenzabhängigen Kondensatorströme einer LED-Lampe bei einer zusätzlichen höherfrequenten Netzspannungsverzerrung bis zu 7 V.



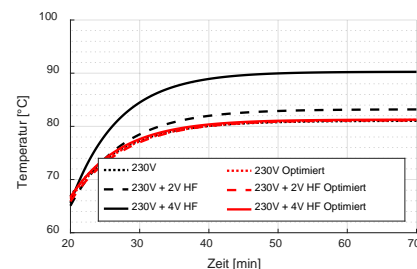
Kondensatorströme einer LED-Lampe

Bereits bei kleinen Störpegeln ist ein deutlicher Anstieg des Ripplestroms zu erkennen. Die Frequenz und die Amplitude der Belastung haben jedoch einen geringen direkten Einfluss auf die Lebensdauer des Kondensators. Die zusätzliche Erwärmung im Gerät, die durch die erhöhte Stromaufnahme entsteht, ist maßgebend für die Lebensdauerreduktion. Für die LED-Lampe steigt die Temperatur z. B. um bis zu 10°C bei einem Störpegel von 4 V. Bei einem Temperaturanstieg

um 10°C reduziert sich die Lebensdauer bereits um die Hälfte. Durch einfache Optimierungen kann dieses Problem gelöst werden. Die nachfolgenden Grafiken zeigen am Beispiel der LED-Lampe zum einen den Aufbau und die Integration der Optimierung sowie den Temperaturverlauf der Original- und der optimierten Schaltung bei einem ungestörten Betrieb und bei einer zusätzlichen Belastung mit einem Störpegel von 2 V bzw. 4 V.



Originalschaltung mit Optimierung



Temperaturverlauf der Original- und der optimierten Schaltung bei verschiedenen Belastungen

Die Temperatur der optimierten Schaltung entspricht somit der Temperatur, die bei einem ungestörten Betrieb erreicht wird. Für die Bewertung der Optimierung spielt neben der technischen Seite die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Rolle. Diese muss trotz der zusätzlichen Kosten für die einzelnen Bauteile gewährleistet sein.

5. Veröffentlichungen und Vorträge

5.1 Publikationen

IEEE Task Force on Interfacing Techniques for Simulation Tools; Müller, S. C.; Georg, H.; Wietfeld, C.; Rehtanz, C.; e.a.: „Interfacing Power System and ICT Simulators: Challenges, State-of-the-Art, and Case Studies“, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, iss. 1, pp. 14 – 24, 2018

Jundel, S.; Brüggemann, A.; Sieberichs, M.; Geschermann, K.; Telöken, D.; Vennemann, S.: „Das proaktive Verteilnetz“, 15. Symposium Energieinnovation, Graz, Februar 2018

Hinker, J.; Wohlfahrt, T.; Drewing, E.; Contreras Paredes, S. F.; Mayorga Gonzalez, D.; Myrzik, J.M.A.: „Adaptable Energy Systems Integration By Modular, Standardized and Scalable System Architectures: Necessities and Prospects of Any Time Transition“, Energies 2018, vol. 11, no. 581, März 2018

Pohl, O.; Dalhues, S.; Rehtanz, C.: „DC-sensitivities for impedance controllers in an agent-based power flow control system“, 2018 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), Washington D.C., USA, 19.-22. Februar 2018

Steglich, M.; Myrzik, J.: „Uninterrupted power supply by integration of renewable energies, storage systems and smart energy management system in Kumasi-Ghana, International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ 2018)

Robitzky, L.; Weckesser, T.; Häger, U., Rehtanz, C.; Van Cutsem, T.: „Agent-based Identification and Control of Voltage Emergency Situations“, IET Generation, Transmission & Distribution, vol.12, iss. 6, pp. 1446 – 1454, 2018

Waniek, C.; Wohlfahrt, T.; Myrzik, J.; Meyer, J.; Schegner, P.: „Supraharmonic Interactions between Multiple Devices within Different Local Low Voltage Grid Structures“, ICREPQ 2018, Salamanca, Spanien, April 2018

Li, C.; Li, Y.; Cao, Y.; Zhu, H.; Rehtanz, C.; Häger, U.: „Virtual Synchronous Generator Control for Damping DC-Side Resonance of VSC-MTDC System“, IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 6, iss. 3, pp. 1054 – 1064, 2018

Li, C.; Li, Y.; Cao, Y.; Zhu, H.; Rehtanz, C.; Häger, U.: „Understanding DC-side high-frequency resonance in MMC-HVDC system“, IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 12, iss. 10, pp. 2247 – 2255, 2018

Wohlfahrt, T.; Waniek, C.; Myrzik, J.; Meyer, J.; Schegner, P.: „Supraharmonic Disturbances: Lifetime Reduction of Electronic Mass-Market Equipment by the Aging of Electrolytic Capacitors“, ICHQP 2018, Ljubljana, Slowenien, Mai 2018

Körner, P. M.; Stiegler, R.; Meyer, J.; Wohlfahrt, T.; Waniek, C.; Myrzik, J.: „Acoustic Noise of Massmarket Equipment caused by Supraharmonics in the Frequency Range 2 to 20 kHz“, ICHQP 2018, Ljubljana, Slowenien, Mai 2018

Koch, A.; Gall, J.; Rehtanz, C.: „Holistic Day-Ahead Scheduling Approach for inhomogeneous Pools considering common German Compensation and Cost Structures“, 7th International Energy and Sustainability Conference (IESC), Cologne, Germany, 17.-18. Mai 2018

Hinker, J.; Contreras Paredes, S. F.; Myrzik, J.: „An Adaptable System Architecture for Modular, Standardized and Scalable Urban Energy Systems“, CIRED Workshop 2018, Ljubljana, 7.-8. Juni 2018

Holt, M.: „Line Voltage Regulator in Low Voltage Grids“, CIRED Workshop 2018, Ljubljana, 7.-8. Juni 2018

Mayorga Gonzalez, D.; Hachenberger, J.; Hinker, J.; Rewald, F.; Häger, U.; Rehtanz, C.; Myrzik, J.: „Determination of the Time-Dependent Flexibility of Active Distribution Networks to Control Their TSO-DSO Interconnection Power Flow“, PSCC 2018, Dublin, Irland, Juni 2018

Hidalgo Rodríguez, D. I.; Myrzik, J.: „Optimal Operation of Interconnected Home-Microgrids with Flexible Thermal Loads: A Comparison of Decentralized, Centralized, and Hierarchical-distributed MPC“, Power Systems Computation Conference, Juni 2018

Kloubert, M.; Rehtanz, C.: „Probabilistic Load Flow Method for Correlated Multimodally Distributed Input Variables“, 20th Power Systems Computation Conference (PSCC), Dublin, Ireland, 11.-15. Juni 2018

- Meyer, J.; Khokhlov, V.; Klatt, M.; Waniek, C.; Wohlfahrt, T.; Myrzik, J.: „Overview and Classification of Interferences in the Frequency Range 2-150 kHz (Supraharmonics)“, SPEEDAM 2018, Amalfi, Italien, Juni 2018
- Wang, W.; Li, Y.; Cao, Y.; Häger, U.; Rehtanz, C.: „Adaptive Droop Control of VSC-MTDC System for Frequency Support and Power Sharing“, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, iss. 2, pp. 1264 – 1274, 2018
- Kloubert, M.; Rehtanz, C.: „Method for Developing Consistent Future Energy Scenarios as Input for Transmission Expansion Planning“, IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Boise, Idaho, USA
- Hoffmann, T.; Brüggemann, A.; Rewald, F.; Rehtanz, C.: „Contribution to Distribution System State Estimation with Hachtel's Augmented Matrix Approach“, VDE/IEEE Power and Energy Student Summit, Kaiserslautern, Juli 2018
- Dalhues, S.; Robitzky, L.; Häger, U.; Dorsch, N.; Kurtz, F.; Wietfeld, C.: „Analysis of real-time coordination of distributed power flow controllers using software-defined networking communication“, 2018 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)
- Böhm, R.; Rehtanz, C.; Franke, J.: „Equivalent modeling of wind energy conversion considering overall effect of pitch angle controllers in wind farms“, Applied Energy, Elsevier, Vol. 222, pp. 485-496, 2018
- Chen, Y.; Li, Y.; Li, W.; Wu, X.; Cai, Y.; Cao, Y.; Rehtanz, C.: „Cascading Failure Analysis of Cyber Physical Power System With Multiple Interdependency and Control Threshold, IEEE Access, vol. 6, pp. 39353 – 39362, 2018
- Hinker, J.; Knappe, H.; Myrzik, J.: „Precise Assessment of Technically Feasible Power Vector Interactions for Arbitrary Controllable Multi-Energy Systems“, IEEE Transactions on Smart Grid (Early Access)
- Brüggemann, A.; Rewald, F.; Rehtanz, C.: „Impact of Constrained Observability on Flexibility in Distribution System Operation“, IEEE PES General Meeting, Portland, Oregon, USA, August 2018
- Böhm, R.; Steglich, M.; Bauernschmitt, B.; Rehtanz, C.; Franke, J.: „A hybrid compensation system for provision of ancillary services in medium voltage grids“, IEE 2018 International Conference on Diagnostics in Electrical Engineering (Diagnostics), Pilsen, Czech Republic
- Pohl, O.; Rewald, F.; Dalhues, S.; Jörke, P.; Rehtanz, C.; Wietfeld, C.; Kubis, A.; Tamgue, R. K.; Kirsten, D.: „Advancements in Distributed Power Flow Control“, Proceedings of the 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2018, Glasgow, Scotland
- Römer, C.; Hiry, J.; Kittl, C.; Liebig, T.; Rehtanz, C.: „Charging control of electric vehicles using contextual bandits considering the electrical distribution grid, European Conference on Machine Learning and Principles and Practice of Knowledge Discovery in Databases
- Hinker, J.; Kittl, C.; Myrzik, J.: „A Documentation Scheme for Improved Traceability of Derivative Databases and Reproducible Data Preprocessing“, IEEE ISGT Europe 2018, Sarajevo, Bosnien und Herzegowina
- Kittl, C.; Sarajlic, D.; Rehtanz, C.: „k-means based identification of common supply tasks for low voltage grids“, IEEE ISGT Europe 2018, Sarajevo, Bosnien und Herzegowina
- Böcker, B.; Kippelt, S.; Weber, C.; Rehtanz, C.: „Storage valuation in congested grids“, IEEE Transactions on Smart Grids, vol. 9, iss. 6, pp. 6742 – 6751, 2018
- Zwarscholten, J.; Mayorga, D.; Rehtanz, C.; Myrzik, J.: „Hierarchical Distribution Network Control Scheme for Power Flow Regulation at the Interconnection Points between several Voltage Levels“, IEEE International Conference on Power and Energy, Kuala Lumpur, Malaysia, 03. Dezember 2018
- Cao, Y.; Wang, W.; Li, Y.; Tan, Y.; Chen, C.; He, L.; Häger, U.; Rehtanz, C.: „A Virtual Synchronous Generator Control Strategy for VSC-MTDC Systems“, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 33, iss. 2, pp. 750 – 76, 2018

5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik

Dr.-Ing. C. Aldejohann: „Automatisierte Identifikation und Kopplung von elektrischen Verbrauchern mit Energiemanagement- und Abrechnungssystemen, TU Dortmund, 06.06.2018

Dr.-Ing. B. Haase: „Optimierte Einsatzplanung dezentraler Energieanlagen zur Nutzung von Energieverschiebepotentialen“, TU Dortmund, 27.06.2018

Dr.-Ing. L. Robitzky: „Analysis of long-term voltage stability in electric power systems under consideration of active distribution networks and novel emergency control systems“ TU Dortmund, 02.07.2018

Dr.-Ing. C. Wagner: Integration und Bewertung der Spitzenkappung als Planungsgrundsatz zur wirtschaftlichen Netzentwicklung in Mittelspannungsnetzen“, TU Dortmund, 26.11.2018

Dr.-Ing. B. Nasiri: „A new Perspective for the Planning of Smart Distribution Networks“, TU Dortmund, 27.11.2018

Dr.-Ing. J. Hinker: „Konzepte und Methoden zur Flexibilisierung städtischer Energieversorgung“, TU Dortmund, 18.12.2018

5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts

ZEDO / ie³-Workshop „Energiesysteme in Forschung und Praxis: Aspekte zu Schutz, Stabilität und Prognose“, 09.11.2018

Dr.-Ing. Roland Becker, Amprion GmbH: „Anforderungen des Schutzsystems an eine veränderte Infrastruktur“

Prof. Dr.-Ing. Christian Becker, TU Hamburg-Harburg: „Elektrische Energie mit System-Status und Perspektiven an der TUHH“

Prof. Dr.-Ing. Michael Kleemann, KUV Leuven, Technology Campus Gent, Belgien: „Wie entwickelt man ein Schutzgerät?“

Prof. Dr.-Ing. Johannes Rolink, Hochschule Emden-Leer: „Lastprognose–am Beispiel der Hochschule Emden-Leer“

Doktoranden-Seminar des ie³

Stefan Dalhues, Institut ie³, TU Dortmund: Institut ie³, TU Dortmund: „Ergebnisübersicht ZEM – Zukunftsfähiges Engpassmanagement“, 12.01.2018

Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik, Institut ie³, TU Dortmund: „Es ist noch kein/e Professor/in vom Himmel gefallen“, 12.01.2018

Annika Brüggemann, Institut ie³, TU Dortmund: „Estimation of distribution network sensitivities under constrained observability“ 19.01.2018

Dr.-Ing. Andreas Kubis, PSI Software AG, Leiter Forschung und Entwicklung, Dortmund: „Die Forschung des Geschäftsbereichs Elektrische Energie am Standort Dortmund, 26.01.2018

Oliver Pohl, Institut ie³, TU Dortmund: „DC-Sensitivities for Impedance Controllers in an Agent-Based Power Flow Control System“, 09.02.2018

Christopher Spieker, Institut ie³, TU Dortmund: „Einblick in die gutachterliche Begleitung des Netzentwicklungsplans 2030 -, Bewertung von Ad-Hoc-Maßnahmen“, 16.02.2018

Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik, Institut ie³, TU Dortmund: „Uni Bremen“, 23.02.2018

Gabriel Ortiz, Institut ie³, TU Dortmund: „Real-time power system state estimation methodology using synchronized phasor measurements“, 02.03.2018

Sebastian Liemann, Institut ie³, TU Dortmund: „Analysis of Long-Term Voltage Stability in Hybrid Power Systems under Consideration of Changing System Dynamics and Underlying Multi-Modal Active Distribution Networks“, 09.03.2018

Florian Rewald, Institut ie³, TU Dortmund: „Impedance Controllers and Decentralized Congestion Management for Autonomous Power Flow Coordination“, 16.03.2018

Johannes Hiry, Institut ie³, TU Dortmund: „Where are the electric vehicles? An agent-based approach to estimate the spatial distribution of electric vehicles“, 23.03.2018

Jannik Zwartscholten, Institut ie³, TU Dortmund: „Schedule based approach for distribution grid operation“, 06.04.2018

Matthias Meißner, Institut ie³, TU Dortmund: „Graduiertenkolleg allgemein“, 13.04.2018

Dr.-Ing. Felix Dorsewagen, Bergische Universität Wuppertal: „Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene“, 04.05.2018

Diego Hidalgo Rodriguez, Institut ie³, TU Dortmund: „Optimal Operation of Interconnected Home-Microgrids with Flexible Thermal Loads: A Comparison of Decentralized, Centralized, and Hierarchical-distributed Model Predictive Control“, 25.05.2018

Dennis Schmid, Institut ie³, TU Dortmund: „What is designnetz about?“, 15.06.2018

Dr.-Ing. Yuqing Jin, Institut ie³, TU Dortmund: „Electric load modeling in distribution networks“, 29.06.2018

Diana Hidalgo Racines, Institut ie³, TU Dortmund: „Frequency Control with PV Generation“, 06.07.2018

Marcel Klaes, Institut ie³, TU Dortmund, TU Dortmund: „A likely simple Introduction to Blockchain“, 13.07.2018

Rajkumar Palaniappan, Institut ie³, TU Dortmund: „Voltage Regulation in Distribution Grids“, 20.07.2018

Bernhard Dick, Institut ie³, TU Dortmund: „Infrastruktur des ie³“, 17.08.2018

Jonas von Haebler, Institut ie³, TU Dortmund: „Conception of sustainable land use and energy supply at the municipal level Implementation in the model region Ahrweiler“, 07.09.2018

Björn Matthes, Institut ie³, TU Dortmund: „International Workshop in Santiago in Chile“ Renewable Energy Integration and Regional Interconnection in South America“, 28.09.2018

Marvin Albrecht, Institut ie³, TU Dortmund: „Dezentrale Frequenzstabilisierung in Netzinfrastrukturen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien“, 19.10.2018

Dr.-Ing. Jörg Teupen, Vorstandsmitglied der Stadtwerke Kiel: „Unser Küstenkraftwerk: K. I. E. L.“, 09.11.2018

Dennis Klein, Institut ie³, TU Dortmund: „KonVeTrO-Kongruentes Verhalten zur ebenenübergreifenden Ausbauplanung von Verteil-, Übertragungs- und Overlaynetzen“, 16.11.2018

Zita Hagemann, Institut ie³, TU Dortmund: „Blindleistungs-Potentialanalyse am Beispiel eines Verteilnetzbetreibers“, 30.11.2018

Dr.-Ing. Yuqing Jin, Institut ie³, TU Dortmund: „Modeling of the wind speed combination inside a wind farm with application in wind farm equivalent modeling“, 07.12.2018

5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts

K. Rauma: „Integración de vehículos eléctricos en la red de distribución de energía eléctrica, Workshop Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Kolumbien, 12.02.2018

K. Rauma: „Smart Grid Technology Lab, Workshop Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Kolumbien, 12.02.2018

A. Brüggemann: „Zustandsschätzung im Verteilnetz – Konzepte, Methoden und Anwendungen“, Kolloquium OFFIS Competence Center Dependable Systems, Oldenburg, 13.02.2018

K. Rauma: „Integración de vehículos eléctricos en la red de distribución de energía eléctrica, Conference Pontificia Universidad Javeriana Cali, Cali, Kolumbien, 22.02.2018

O. Pohl: „DC-Sensitivities for Impedance Controllers in an Agent-Based Power Flow Control System“, ISGT North America 2018, Washington, D.C., USA, 22.02.2018

K. Rauma: „Conference Pontificia Universidad Javeriana Cali“, Workshop Universidad del Valle, Cali, Kolumbien, 23.02.2018

C. Rehtanz: „Elektromobilität für die Energiewende, Halterner Energiegespräch, Haltern am See, 01.03.2018

K. Rauma: „Integración de vehículos eléctricos en la red de distribución de energía eléctrica, Simposio - Oportunidades y retos en la movilidad eléctrica, Pereira, Kolumbien, 02.03.2018

K. Rauma: „Smart Grid Technology Lab, Workshop Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Kolumbien, 09.03.2018

K. Rauma: „Integración de vehículos eléctricos en la red de distribución de energía eléctrica, Research Seminar - Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, Kolumbien, 16.03.2018

K. Rauma: „Integración de vehículos eléctricos en la red de distribución de energía eléctrica, IEEE IAS Event - Movilidad eléctrica, Bogotá, Kolumbien, 21.03.2018

K. Rauma: „Integración de vehículos eléctricos en la red de distribución de energía eléctrica, E-Mobility Event - Grupo Energía Bogotá, Bogotá, Kolumbien, 21.03.2018

M. Steglich: „Uninterrupted power supply by integration of renewable energies, storage systems and smart energy management system in Kumasi-Ghana, International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Salamanca, Spain, 21.03.2018

C. Waniek: „Supraharmonic Disturbances: Lifetime Reduction of Electronic Mass-Market Equipment by the Aging of Electrolytic Capacitors“, IEEE PES ICHQP 2018, Ljubljana, Slowenien, 15.05.2018

C. Rehtanz: „Die Energiewende im Wechselspiel mit Markt und Netz“, Essener Energieforum, Essen, 25.05.2018

D. Hidalgo Rodríguez: „Optimal Operation of Interconnected Home-Microgrids with Flexible Thermal Loads: A Comparison of Decentralized, Centralized, and Hierarchical-distributed MPC, XX Power Systems Computation Conference, Dublin, Ireland, 12.06.2018

M. Meißner: „Representation of energy efficiency of energy converting production processes by process status indicators“, 12th CIRP Conference on Intelligent Computation in Manufacturing Engineering, Ischia, Italien, 20.07.2018

A. Brüggemann: „Impact of Constrained Observability on Flexibility in Distribution System Operation“, IEEE PES General Meeting, Portland, OR, USA, 09.08.2018

J. Hinker: „New methods for allocation flexibility in multi-energy systems and active distribution grids“, IEEE PES General Meeting, Portland, OR, USA, 09.08.2018

C. Wagner: „Integration und Bewertung der Spitzenkappung als Planungsgrundsatz zur wirt-

schäftlichen Netzentwicklung in Mittelspannungsnetzen“, Energietechnischer Workshop ensys - TU Berlin, TU Berlin - ensys Berlin, 30.08.2018

B. Bauernschmitt: „Modular Configurable and Testable Automation Architecture for future Active Electrical Energy Grids“, UPEC 2018, Glasgow, UK, 04.09.2018

C. Rehtanz: „Transition of German and European Energy Systems towards Renewable Energy“, International Workshop “Renewable Energy Integration and Regional Interconnection in South America”, Santiago de Chile, Chile, 05.09.2018

C. Rehtanz: „Network development planning: From scenario based market simulation to transmission technology evaluation“, International Workshop “Renewable Energy Integration and Regional Interconnection in South America”, Santiago de Chile, 05.09.2018

O. Pohl: „Advancements in Distributed Power Flow Control“, UPEC 2018, Glasgow, UK, 05.09.2018

C. Rehtanz: „Transición de los sistemas energéticos alemanes y europeos hacia las energías renovables“, Vortragsabend der Zeitung El Mercurio, Antofagasta, Chile, 11.09.2018

C. Wagner: „Möglichkeiten und Potenziale von Spitzenkappung im Verteilnetz“, Energietechnisches Kolloquium des Institut für Elektrische Energietechnik (ieet) der TU Hamburg, TUHH - ieet Hamburg, 13.09.2018

A. Spina: „Smart Grid Technology Lab - A Full-Scale Low Voltage Research Facility at TU Dortmund University“, AEIT 2018 International Annual Conference, Bari, IT, 04.10.2018

D. Sarajlic: „k-means based identification of common supply tasks for low voltage grids“, IEEE ISGT Europe 2018, Sarajevo, Bosnien und Herzegowina, 25.10.2018

J. Hinker: „A Documentation Scheme for Improved Traceability of Derivative Databases and Reproducible Data Preprocessing“, IEEE ISGT Europe 2018, Sarajevo, Bosnien und Herzegowina, 25.10.2018

C. Rehtanz: „Flexible und dynamische Entwicklung der Energiesysteme und Märkte, Dynaflex Symposium, Oberhausen, 08.11.2018

C. Rehtanz: „Autopilot auch für elektrische Netze, VDE Tech Summit, Berlin, 13.11.2018

J. Hinker: „A technology Agnostic System Platform for Real Options Based Management of Integrated Energy Systems“, 4th International Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating, Aalborg, Dänemark, 13.11.2018

D. Hilbrich: „Energy Load Flow Optimisation in Smart Grids (EOSG) – Analysis using Real Time Simulation in the COMPASS Environment“, Realtime 2018 International User Conference, Paris, 15.11.2018

C. Rehtanz: „Herausforderungen für die Stromnetze und die Forschung“, Statusseminar „Zukunftsfähige Stromnetze“, Berlin, 20.11.2018

C. Wagner: „Integration und Bewertung der Spitzenkappung als Planungsgrundsatz zur wirtschaftlichen Netzentwicklung in Mittelspannungsnetzen“, Dissertationsvortrag, TU Dortmund - ie³ Dortmund, 26.11.2018

C. Rehtanz: „Die deutsche Energiewende als Innovationstreiber“, 56. Fachtagung der OGE im OVE, Wien, 18.12.2018

6. Studentische Arbeiten

6.1 Master- und Diplomarbeiten

Zhang, K.: „Software Interface to Couple a Cloud-Based State Estimator with a Hardware-in-the-Loop Simulator“, Januar 2018

Patzwald, T.: „Implementierung und Analyse der Cumulants Method als ein Verfahren der probabilistischen Lastflussrechnung“, Februar 2018

Hartmann, H.: „Optimierung des Oberwellenverhaltens eines dreiphasigen Spannungslängsreglers“, Februar 2018

Hilleringmann, D.: „Entwicklung einer Methodik zur langfristigen Kraftwerkseinsatzoptimierung mittels Lagrange-Relaxation im europäischen Verbundnetz“, Mai 2018

Beckmann, P.: „Spannungsregelung im nationalen Übertragungsnetz von Ghana, Mai 2018

Le, M.: „Minimierung der Störaussendung von PFC-Schaltungen durch optimierte Topologien und Filterschaltungen“, Juni 2018

Römer, C.: „Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen mit kontextsensitiven Banditen unter Berücksichtigung des elektrischen Verteilnetzes“, Juni 2018

Lüttecken, B.: „Entwicklung eines Verfahrens zur optimalen Positionierung von Impedanzreglern in Hochspannungsnetzen“, Juni 2018

Wirmer, K.: „Analyse des mehrdimensionalen Lösungsraumes der Leistungsflussgleichungen im Übertragungsnetz“, Juni 2018

Gehring, C.: „Gestaltung von Geschäftsmodellen für den Betrieb der Ladeinfrastruktur unter Berücksichtigung der Eichkonformität“, Juni 2018

Witkowski, L.: „Konzeptionierung und Entwicklung dynamischer Modelle von Windkraftanlagen und Blockheizkraftwerken zur Erbringung von Regelleistung“, Juli 2018

Eichhoff, S.: „Modellierung und Simulation eines Hochspannungsnetzes mit Impedanzreglern zur Leistungsflussregelung in einer Echtzeitsimulation“, Juli 2018

Zimnoch, M.: „Konzeptionierung und Entwicklung dynamischer Modelle von Photovoltaikanlagen und Speichern zur Erbringung von Regelleistung“, Juli 2018

Ressel, B.: „Charakterisierung und Bewertung aktueller Auslegungsverfahren für effiziente Netzfilterschaltungen“, Juli 2018

Bahakim, M.: „Implementierung und Validierung eines intelligenten Lernalgorithmus zur Spannungsregelung im elektrischen Energieversorgungsnetz“, September 2018

Albert, J.: „Analyse des Einflusses von stochastischen Parametern auf die Energieeffizienz von Produktionssystemen“, September 2018

Peper, J.: „Agentenbasierte Modellierung und Simulation der räumlichen und zeitlichen Verteilung von Elektrofahrzeugen“, September 2018

Schädel, M.: „Feasibility of Mobility as a Service and its Ability to Support E-Mobility in Germany“, September 2018

Kloß, M.: „Modellierung und Analyse der Wechselwirkung von virtuellen Kraftwerken mit dem elektrischen Verteilnetz“, September 2018

Shah, W.: „Development of an automation for the execution of application-oriented distance protection tests using real-time power network models“, September 2018

Biele, C.: „Entwicklung von Regelungskonzepten dezentraler Erzeugungsanlagen zur Unterstützung des Netzwiederaufbaus“, Oktober 2018

Kassack, P.: „Evaluierung alternativer Netzentgeltsystematiken im Verteilnetz mittels neuer Bewertungsmethoden“, Oktober 2018

Pape, J.: „Optimierte Leistungsübertragung durch Hochspannungsgleichstromübertragung in Hybridnetzen“, Oktober 2018

Bimczok, N.: „Untersuchung und Szenarienbildung für die Regelleistungsbereitstellung durch dezentrale Anlagen sowie der Umsetzung eines selektiven Lastabwurfs“, Oktober 2018

Llumigusin Sarzosa, A. J.: „Validation of smart grid functions of an automation system using an analogue grid model“, Oktober 2018

Brumund, J.-H.: „Zeitreihenbasierte Identifikation auslegungsrelevanter Nutzungsfälle des Verteilnetzes unter Berücksichtigung negativer sowie positiver Einflussfaktoren“, November 2018

Lüntz, M.: „Wirtschaftliche Optimierung der multimodalen Nutzung von PV-Batterien im Haushalt“, November 2018

Röhricht, F.: „Analyse und probabilistische Modellierung von Sonderverbrauchskunden zur Verbesserung der Netzausbauplanung“, November 2018

Küper, T.: „Identifizierung und Konzeptionierung von Unterstützungsmöglichkeiten der Systemführung mittels Künstlicher Intelligenz“, November 2018

Sohaib, S. M.: „Extension of a configurator for the automatic configuration of automation systems based on data models according to IEC 61850“, November 2018

Stenzel, T.: „Entwicklung und Implementierung von innovativen Abregelungsmechanismen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen“, November 2018

Massalski, L.: „Erweiterung eines Kennzahlensystems zur Untersuchung der Energieeffizienz von Intralogistikprozessen am Beispiel fahrerloser Transportfahrzeug“, November 2018

Weber, S.: „Konzeptionierung und Implementierung innovativer Blindleistungsstrategien zur Spannungshaltung aus den Verteilnetzen mittels dynamischer DEA-Modell“, November 2018

Seifert, F.: „Konzeptionierung und Entwicklung von Modellen für FACTS zur dynamischen Untersuchung von Systemdienstleistungserbringung“, November 2018

Zaidi, S. F. H.: „Implementation and validation of an algorithm for co-ordinated execution of protection and smart grid functions using a real-time simulator“, Dezember 2018

Löwenberg, D.: „Entwicklung eines dynamischen Lastmanagement-Konzepts für den Betrieb von E-Mobilitäts-Ladeinfrastruktur für individuelle Kundenanforderungen“, Dezember 2018

6.2 Bachelorarbeiten

Robin, D.: „Übertragung des Energy Hub-Konzepts auf ein Fernwärme-versorgtes Gebiet durch gemischt-ganzzahlige nicht-lineare Programmierung (MINLP)“, Februar 2018

Besic, A.: „Analyse von Digitalisierungsmaßnahmen von analogen Zählerständen im industriellen Umfeld für den Einsatz in Energiedatenmanagementsystemen“, Februar 2018

Schneider, M.: „Implementierung und Bewertung einer mehrphasigen State-Estimation für das Verteilnetz“, April 2018

Nerowski, C.: „Analysing and Modelling Concepts of Virtual Entities for later Use in Agent Based Grid Expansion Planning Approaches“, Mai 2018

Bültmann, A.: „Analyse des Einspeisepotentials einer zu modellierenden Photovoltaikanlage am Standort Recklinghausen hinsichtlich einer möglichst autarken Nutzung zur Ladung von Elektrofahrzeugen an Gleichstrom-Schnellladesäulen“, Mai 2018

Goeke, F.: „Analyse und Entwicklung einer Regelung von Windkraftanlagen zur Bereitstellung synthetischer Schwungmassen in Kooperation“, Mai 2018

Jahn, R.: „Modellierung und Optimierung einer Transduktorschaltung“, Juni 2018

Jablonowski, D.: „Analysis and development of dynamic load models considering different supply areas“, Juni 2018

Löwe, C.: „Analyse der Einflüsse von Oberschwingungen in der Mittelspannungsebene auf Erdfehlerströme und die weitere Betriebsfähigkeit des Netzes im Fehlerfall“, Juni 2018

Menth, K.: „Integration des Java Agent Development Framework in eine auf dem IEEE Standard 1516-2010 basierten Co-Simulationsumgebung“, Juni 2018

Duessel, G.: „Entwicklung eines brown field planning-Ansatzes für Niederspannungsnetze unter Nutzung öffentlich verfügbarer Daten des OpenStreetMap-Projekts“, Juli 2018

Spinneken, J.: „Modellierung eines Photovoltaikmoduls auf einem Echtzeitsimulator für netztechnische Untersuchungen von PV-Anlagen mittels PHIL Verfahren“, Juli 2018

Unterluggauer, T.: „Markthochlaufszszenarien von Elektrofahrzeugen im ländlichen und (sub-)urbanen Raum“, September 2018

Jäkel, T.: „Vergleichende Analyse von konventioneller und innovativer Messtechnologie zur Detektion von Gaslecks im Verteilnetz“, Oktober 2018

Neuwald, C.: „Modellierung und Analyse von adaptiven Produktionssystemen der fertigen Industrie mit dem Fokus auf die Energieeffizienz“, Dezember 2018

Steiner, M.: „Techno-ökonomische Untersuchung für den Einsatz von Distributed Ledger Technologien im Regelreservemarkt“, Oktober 2018

6.3 Projektarbeiten

Bechtloff, S.; Meyers, G.; Schmitz, M.: „Qualitative Analyse der Berücksichtigung von Netzbetriebsgrundsätzen im Rahmen der Ausbauplanung elektrischer Übertragungsnetze, März 2018

7. Promotionen

Automatisierte Identifikation und Kopplung von elektrischen Verbrauchern mit Energiemanagement- und Abrechnungssystemen

Dr.-Ing. Christoph Aldejohann

Referent Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Christian Wietfeld

Mündl. Prüfung: 06.06.2018

Die Arbeit stellt ein Identifikationsverfahren von stationären und mobilen elektrischen Verbrauchern in Niederspannungsnetzen vor. Mit diesem Verfahren können Energiemanagement- und Abrechnungssysteme unterlagerte Verbraucher erkennen und zu diesen einen gesicherten bidirektionalen Kommunikationskanal aufbauen. Anschließend können über diesen Kanal Steuerungs- und Abrechnungsinformationen ausgetauscht werden. Die Identifikation kann über mehrere Ebenen erfolgen, die jeweils eine Steuerungszone der unterlagerten Verbraucher bilden, beispielsweise in den Ebenen Ortsnetzstation, Gebäudeanschlusspunkt und Gebäude-Unterverteilung. Anwendungsgebiete sind insbesondere

Engpassmanagementsysteme zur Aufteilung der Anschlussleistung auf Verbraucher, Abrechnungssysteme für mobile Verbraucher, virtuelle Kraftwerke und Blindleistungsmanagement. Die Identifikation erfolgt über einen niederfrequent modulierten Strom. Im Bereich der Sendefrequenz ist die Netzimpedanz besonders gering, infolgedessen breitet sich die Stromnachricht in Richtung Ortsnetztransformator aus. Steuerungssysteme entlang des Strompfades können sich mit dem Verbraucher koppeln. Die Nachricht kann über Schaltungstopologien zur Leistungsfaktor-korrektur (PFC) generiert werden, die aufgrund normativer Vorgaben in vielen Schaltnetzteilen von Geräten ab 75 W zur Verfügung stehen.

Optimierte Einsatzplanung dezentraler Energieanlagen zur Nutzung von Energieverschiebepotenzialen

Dr.-Ing. Benjamin Haase

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Peter Bretschneider

Mündl. Prüfung: 27.06.2018

Diese Arbeit beschäftigt sich mit dem Potenzial dezentraler Energieanlagen, ihre Entnahme bzw. Einspeisung von Strom in das elektrische Netz zeitlich zu verschieben. Betrachtet werden elektrisch angebundene Anlagen zur Bereitstellung thermischer Energie. Das Potenzial dieser Anlagen wird hierbei durch die Aggregation in einem virtuellen Stromspeicher nutzbar gemacht.

Dazu wird zunächst eine Methodik entwickelt, die dieses Energieverschiebepotenzial bestimmbar und gleichzeitig vergleichbar mit dem Einsatz anderer Flexibilitätsoptionen macht. Weiterhin wer-

den die Auswirkungen verschiedener Einflussfaktoren auf das nutzbare Potenzial der betrachteten Anlagenart untersucht. Hierbei werden sowohl Unterschiede im Rahmen der Einsatzoptimierung des virtuellen Stromspeichers, als auch Unterschiede in der technischen Flexibilität der Anlagen betrachtet. Die möglichen Effekte dieser Einflussfaktoren werden zunächst allgemein und theoretisch aufgezeigt. Anschließend werden die Einflüsse auf das Energieverschiebepotenzial mithilfe der entwickelten Bewertungsmethodik anhand eines Beispielszenarios konkret aufgezeigt und damit die Anwendbarkeit der Methodik demonstriert.

Die grundsätzlichen Effekte auf das Energieverschiebepotenzial, welche in den theoretischen Betrachtungen aufgezeigt werden, können im Wesentlichen anhand der Szenarienrechnungen demonstriert werden. Zusätzlich lassen sich

durch die Szenarienrechnungen allgemeine Aussagen zu den qualitativen Auswirkungen der untersuchten Einflussfaktoren auf das nutzbare Energieverschiebepotenzial ableiten.

Analysis of long-term voltage stability in electric power systems under consideration of active distribution networks and novel emergency control systems

Dr.-Ing. Lena Robitzky

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Thierry Van Cutsem

Mündl. Prüfung: 03.07.2018

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

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

Integration und Bewertung der Spitzenkappung als Planungsgrundsatz zur wirtschaftlichen Netzentwicklung in Mittelspannungsnetzen

Dr.-Ing. Christian Wagner

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. rer. pol. Georg Erdmann

Mündl. Prüfung: 26.11.2018

In Deutschland kommt es vermehrt zu Belastungssituationen in Verteilnetzen, in denen die Einspeisung aus dargebotsabhängigen Erzeugern die vorherige Spitzenlast übersteigt. Dabei entstehen Kapazitätsüberschreitungen die in einem deutlichen Ausbaubedarf der Netze resultieren. Dieser bindet viel Kapital, ist jedoch aufgrund der fluktuierenden Einspeisung nur für wenige Stunden des Jahres erforderlich. Die planerische

Abregelung von Einspeisespitzen (sog. Spitzenkappung) ermöglicht eine effizientere Nutzung sowie bedarfsgerechtere Ertüchtigung der Netze, wobei der Gesetzgeber keine Vorgaben zu ihrer Umsetzung macht. Die vorliegende Arbeit zeigt auf, wie die Spitzenkappung umgesetzt und in der Verteilnetzplanung berücksichtigt werden kann. Darauf aufbauend wird anhand von 123 Modellen realer Mittelspannungsnetze quantifiziert, wie viel

zusätzliche Netzanschlusskapazität durch pauschale und dynamische Spitzenkappung in Bestandsnetzen nutzbar gemacht werden kann. Dabei wird auch bewertet, in welcher Höhe betriebliche Einspeisemanagementmaßnahmen zu diesem Zweck notwendig sind. Anhand eines Szenarios für das Energiesystem im Jahr 2030 wird ab-

schließend bewertet, wie stark die notwendigen Investitionen zur Ertüchtigung der Mittelspannungsnetze durch die Spitzenkappung reduziert werden können. Hierzu wird ein Prozess zur automatisierten Bewertung des Netzausbaubedarfs für eine beliebig große Anzahl von Verteilnetzen und Szenarien entwickelt.

Ein neuer Ansatz für die Planung intelligenter Verteilnetze

Dr.-Ing. Baktash Nasiri

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Mündl. Prüfung: 27.11.2018

Der starke Zubau dezentraler fluktuierender Energiewandlungsanlagen in die elektrischen Verteilnetze führt zu einer grundlegenden Änderung des, ehemals von höheren in niedrigere Spannungsebenen geprägten Leistungsflusses. Dabei bedingt der starke Zubau Netzerweiterungsmaßnahmen, da die historisch verfügbare Netzanschlusskapazität der Verteilnetze immer häufiger aufgebraucht ist. Das klassische Vorgehen sieht dabei teilweise teuren konventionellen Netzausbau vor. Durch neue innovative Technologien entstehen sog. aktive Verteilnetze, die eine flexible und bedarfsgerechte Nutzung des Netzes ermöglichen. Die Berücksichtigung von flexiblen Optionen, bereits in der Planung, führt zur effizienteren

Ausnutzung der Netzinfrastruktur und kann Fehlinvestitionen vermeiden, wodurch erhebliche Kosten eingespart werden können. In dieser Arbeit werden Planungsrichtlinien entwickelt, die die Integration innovativer Technologien in die Planung aktiver Verteilnetze unterstützen. Hierzu wird zunächst ein mehrstufiger Planungsrahmen entwickelt, mit dessen Hilfe innovative Planungsrichtlinien abgeleitet werden. Als Ausgangspunkt dient dabei eine Engstellenanalyse mit deren Hilfe konsekutiv allgemeine Planungsrichtlinien durch die Generalisierung der Ergebnisse der durchgeführten Fallstudien hergeleitet werden.

Konzepte und Methoden zur Flexibilisierung zukünftiger städtischer Energieversorgungssysteme

Dr.-Ing. Jonas Hinker

Referentin: Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferentin: Prof. Dr. rer. nat. Angelika Heinzl

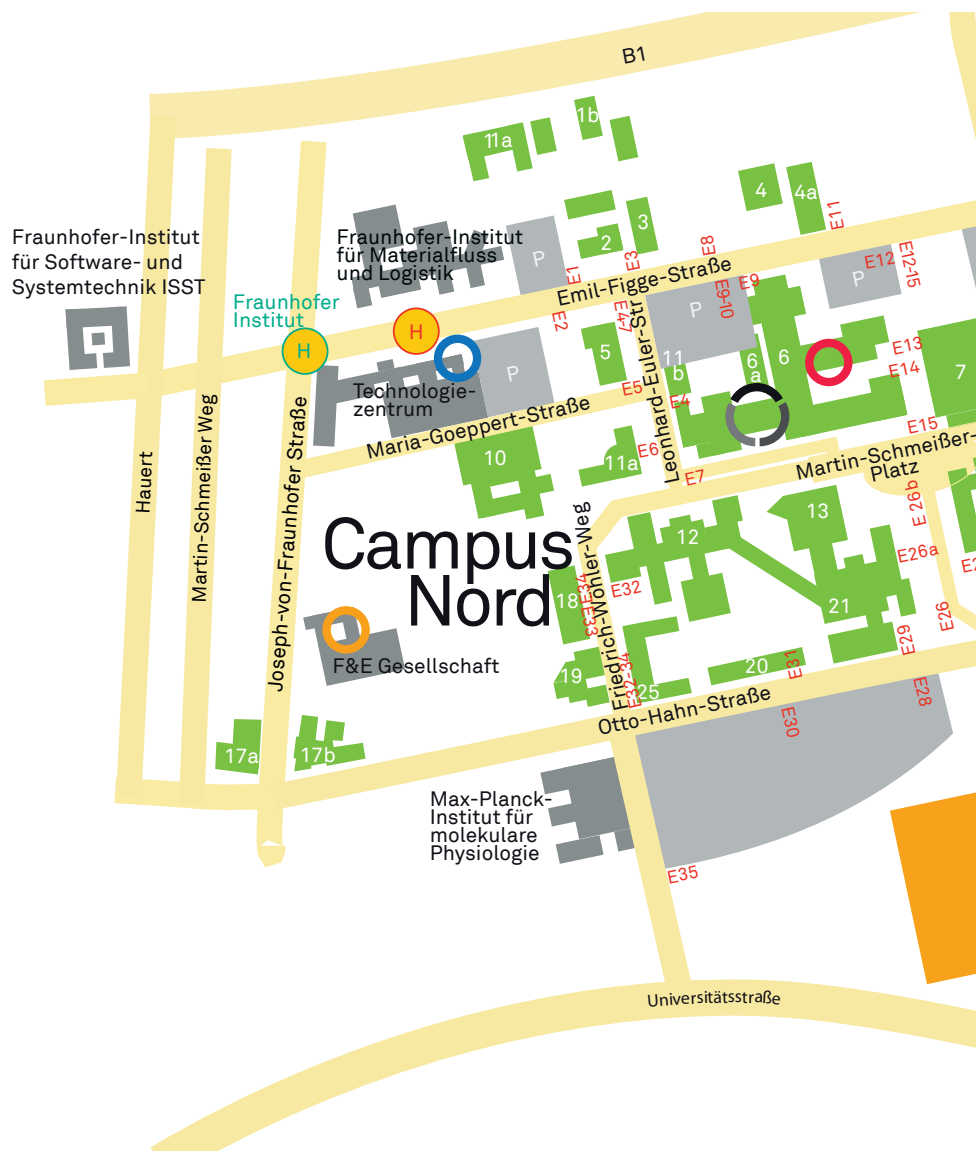
Mündl. Prüfung: 18.12.2018

Für die städtische Energieversorgung hat sich seit Jahrzehnten die zeitgleiche Erzeugung elektrischer und thermischer Energie in der sogenannten Kraft-Wärme-Kopplung etabliert. Im Vergleich zur separaten Erzeugung erlaubt diese Kopplung eine verhältnismäßig effiziente Energieumwandlung. Andererseits stellt diese Eigenschaft häufig

auch eine Begrenzung für das System dar, weil thermische und elektrische Leistungsabgabe nicht vollständig getrennt voneinander eingestellt werden können. Es besteht also eine unerwünschte technische Abhängigkeit der Leistungslieferungen. Diese fehlende Flexibilität wird heute angesichts einer kontinuierlichen Veränderung

der Versorgungsaufgabe und der Energiemärkte zu einer zunehmenden Herausforderung: So nehmen etwa städtische Wärmebedarfe wegen Dämmung und Neubau konstant ab, während der Zubau Erneuerbarer Energien die erzielbaren Energiepreise beeinflusst. Aus diesem Grund stehen städtische Energieversorger vor der Frage, wie zukünftig die Energieversorgung auf solche neuen Situationen angepasst werden kann. In dieser Arbeit wird hierzu ein innovatives technologieutrales Managementkonzept erarbeitet und modelliert, das die sukzessive Anpassung von Erzeugungskapazitäten erlaubt. Hierauf aufbauend werden Methoden entwickelt, um die Flexibilität

von auf diese Weise neu entwickelten Energiesystemen präzise bestimmen zu können. Hierdurch werden technische Möglichkeiten und Grenzen des flexiblen Anlageneinsatzes ermittelt und diskutiert. Um zukünftig möglicherweise notwendige Anpassungen gezielt vornehmen zu können, wird der Flexibilitätsbeitrag einzelner Systembestandteile inklusive Fernwärmesystemen vergleichend eingeordnet. Die Auswertungen der Gesamtflexibilität bestätigen die Möglichkeit der vollständigen Entkopplung von Strom- und Wärmelieferung trotz eingeschränkter Flexibilität der Einzelsysteme.



Institutsleitung

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



Kompetenzzentrum für Elektromobilität, Infrastruktur und Netze

Emil-Figge-Straße 76
Technologiezentrum



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



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

Gestaltung ie³ 2018, Bilder mit freundlicher Genehmigung von ABB Ltd. und RWE AG

Copyright

Technische Universität Dortmund

ie³ - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft

Emil-Figge-Str. 70

44227 Dortmund