

2020

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

Mit großem Elan sind wir in das Jahr 2020 gestartet. Viele Veranstaltungen und Projekt-treffen im In- und Ausland waren geplant. Das Technical Program Committee der Power Systems Computation Conference (PSCC 2020) konnten wir im Februar noch mit ca. 25 Teilnehmern in Dortmund persönlich begrüßen. Prof. Rodrigo Palma von der renommierten Universidad de Chile aus Santiago de Chile und Alumni des ie³ konnten wir in Dortmund als Gast willkommen heißen und auch noch eine Reise dorthin im März durchführen. Dann nahm in schneller Folge die Intensität der Corona-Pandemie zu und damit die weitgehende und unausweichliche Digitalisierung von Forschung und Lehre ihren Anfang. Dank guter Grundausstattung, einem motivierten IT-Team am Institut und zügigen Beschaffungen waren wir sehr schnell arbeitsfähig. Im Gegensatz zu vielen Schulen konnten wir zum Sommersemester unsere Lehrveranstaltungen mit guter Qualität und in vollem Umfang anbieten, so dass sich kein Studium durch Corona verzögert hat. Die schriftlichen Prüfungen in den Grundlagenfächern im Sommer in den Westfalenhallen waren dann auch eine Besonderheit, die Dank großem Einsatz und guter Organisation reibungslos liefen und allen Beteiligten in Erinnerung bleiben werden.

Aufgrund unseres hohen Grades an wissenschaftlicher Vernetzung konnten wir auch digital Kontakt halten und neue Kooperationen aufbauen. Hier gilt unser besonderer Dank allen Leserinnen und Lesern dieses Jahresberichts: Sie alle sind Teil dieses Netzwerks und gemeinsam haben wir viele spannende und zukunftssträchtige Ideen und Projekte vorangetrieben.

Neue Projekte in allen Bereichen von der Energiesystemplanung einschließlich einer realistischen Einordnung von Wasserstoff bis hin zur Digitalisierung konnten eingeworben werden. Neue Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen haben unser Team verstärkt, andere haben erfolgreich promoviert und auch Gruppenleitungen wurden neu besetzt.

Zum Jahresende haben wir die Struktur unseres Instituts weiterentwickelt, um die aktuellen und wichtigen Themen in unseren Interessens- und Kompetenzgebieten abzubilden. Dieses ist sowohl in diesem Jahresbericht als auch auf den neuen Webseiten ersichtlich.

Wir freuen uns auf vielfältige Möglichkeiten für spannende Projekte mit Partnern aus Wissenschaft, Wirtschaft und Politik und Verwaltung, international und national in Deutschland und NRW, entlang der Ruhrschiene im Kompetenzfeld Energiesystemtransformation (EST) und überall dort, wo wir zur Entwicklung eines zukünftigen Energiesystems beitragen können.

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser

Prof. em. Dr.-Ing. Edmund Handschin

Inhaltsverzeichnis

1. Personal	3
2. Kooperationen und Ausgründungen	4
3. Lehre	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 Energiesystemdesign und Übertragungsnetze.....	24
4.3 Verteilnetzplanung- und betrieb	36
4.4 Smart Grid Technologien	46
4.5 Energieeffizienz, Optimierung und Regelung	62
5. Veröffentlichungen und Vorträge.....	63
5.1 Publikationen.....	63
5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik.....	66
5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts.....	66
5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts.....	66
6. Studentische Arbeiten	68
6.1 Master- und Diplomarbeiten.....	68
6.2 Bachelorarbeiten	69
6.3 Projektarbeiten	70
7. Promotionen	71

1. Personal

Institutsleitung

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser
Univ.-Prof. em. Dr.-Ing. Edmund Handschin
Dr.-Ing. Ulf Häger

Sekretariat

Nicole Funke

Administration und Technik

Jan Elvermann
Nina Ganser

Honorarprofessor

Prof. Dr.-Ing. Lars Jendernalik, Westnetz GmbH

Tobias Loidl
Dipl.-Ing. Sven Oliver Seibt

Akademische Gäste

Prof. Dr.-Ing. Rodrigo Palma-Behnke, Universidad de Chile

Externe Doktoranden

Jonas Claus, M. Sc., ct.e GmbH
Alexander Koch, M. Sc., Robert Bosch GmbH
Frederik Puhe, M. Sc., Westnetz GmbH
Sebastian Rehr, M. Sc., HS Hamm-Lippstadt

Richard Schmid, M. Sc., Westfälische HS
Michael Tophinke, M. Sc., Innogy SE
Caner Yaldiz, M. Sc.

Wissenschaftliches Personal

Marvin Albrecht, M. Sc.
Dr.-Ing. Christoph Aldejohann
Marilyn Winifred Asmah, M. Sc.
Dipl.-Ing. Björn Bauernschmitt
Patrick Berg, B. Sc.
Charlotte Biele, M. Sc.
Stefan Dalhues, M. Sc.
Dipl.-Inf. Bernhard Dick
Fabian Erlemeyer, M. Sc.
Jawana Gabrielski, M. Sc.
Felix Goeke, M. Sc.
Zita Hagemann, M. Sc.
Dominik Hilbrich, M. Sc.
Johannes Hiry, M. Sc.
Mara Holt, M. Sc.
Daniel Jablonowski, M. Sc.
Robert Jahn, M. Sc.
Chris Kittl, M. Sc.
Marcel Klaes, M. Sc.
Oliver Kraft, M. Sc.
David Kröger, M. Sc.
Sebastian Liemann, M. Sc.
Gang Lin, M. Sc.
Dipl.-Ing. Martin Lindner
Jiayan Liu, M. Sc.
Qianyi Liu, M. Sc.
Dr.-Ing. Jonas Maasmann

Lukas Maaß, M. Sc.
Björn Matthes, M. Sc.
Daniel Mayorga Gonzalez, M. Sc.
Dr.-Ing. Matthias Meißner, M. Sc.
Nils Offermann, M. Sc.
Gabriel Ortiz, B. Sc.
Rajkumar Palaniappan, M. Sc.
Tobias Patzwald, M. Sc.
Jan David Peper, M. Sc.
Oliver Pohl, M. Sc.
Diana Racines, M. Sc.
Sebastian Raczka, M. Sc.
Kalle Rauma, PhD
Bharathwajanprabu Ravisankar, M. Sc.
Florian Rewald, M. Sc.
Dzanan Sarajlic, M. Sc.
Dennis Schmid, M. Sc.
Debopama Sen Sarma, M. Sc.
Annika Schurtz, M. Sc.
Alfio Spina, M. Sc.
Michael Steglich, M. Sc.
Christoph Strunck, M. Sc.
Milijana Teodosic, M. Sc.
Dipl.-Wirt.-Ing. Jonas von Haebler
Dr.-Ing. Thomas Wohlfahrt
Yang Zhou, M. Sc.
Jannik Zwartscholten, 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 Student, Studentinnen und wissenschaftlichen Mitarbeitern. Darüber hinaus erfolgt die Mitarbeit in zahlreichen nationalen und internationalen Gremien (VDE, IEEE, CIGRE) sowie die Organisation von Konferenzen.

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

Hervorzuheben sind die nachfolgend beschriebenen Organisationen und Aktivitäten.

Akademische Kooperationen

- Hohai University, Nanjing, V. R. China
- Hunan University, Changsha, V. R. China
- Instituto de Energia Electrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentinien
- National University of Asunción, Paraguay
- Siberian Energy Institute, Irkutsk, Russland
- 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
- Australian National University Canberra, Australien
- École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Schweiz
- ShanghaiTech University, Shanghai, V.R. China

Kompetenzfeld „Energie-System-Transformation“ (EST) der Universitätsallianz Ruhr

Im Jahr 2019 wurde die Einrichtung des Kompetenzfeldes "Energie-System-Transformation" (EST) durch die UA-Ruhr beschlossen und offiziell eingerichtet. In diesem Kompetenzfeld wird hochschulübergreifend und interdisziplinär geforscht, um die gesamtheitliche Energiewende durch ausgewählte Technologien der Energiewandlung, Übertragung und effizienten Energieanwendung sowie deren wirtschaftliche und gesellschaftliche Zusammenhänge voranzubringen.

Das Kompetenzfeld betrachtet dabei die gesamte Breite von naturwissenschaftlichen, technischen, juristischen, raumplanerischen, wirtschaftlichen und soziologischen Disziplinen. Dadurch entstehen auch notwendige Synergien für die wissenschaftliche Nachwuchsförderung und Lehre. Gerade in der Ruhrregion sind die größten deutschen Firmen in diesem Bereich ansässig und sind mögliche Kooperationspartner und Arbeitgeber für die Absolventen dieser Ausrichtung.

An allen drei Universitäten der UA Ruhr sind komplementäre und interdisziplinäre Schwerpunkte und Strukturen im Bereich der Energieforschung mit insgesamt mehr als 75 leitenden Wissenschaftler*innen vorhanden. Basierend auf den bestehenden engen Kooperationen und gemeinsamen Projekten lässt sich die Energieforschung mit dem zentralen Aspekt der interdisziplinären Gesamtsystemsicht und insbesondere dessen Transformation in Richtung eines auf erneuerbaren Energien basierten Energiesystems bündeln.

www.uaruhr-est.de

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.

Kompetenzzentrum für Elektromobilität, Infrastruktur und Netze

Hier werden die Aktivitäten von je sechs Lehrstühlen und Unternehmen in den Bereichen Elektromobilität und Energiewende gebündelt und koordiniert. Kern des Zentrums ist eine gemeinsame Technologie- und Prüfplattform für interoperable Elektromobilität, Infrastruktur und Netze, die das technische Fundament für Projekte zu allen systemtechnischen Fragestellungen in den Bereichen der Elektromobilität und Energiewende bildet. Gleichzeitig ist das 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 Weltmarktführer im Bereich Smart City. Mittlerweile haben sich ca. 160 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 Verstärkung des Gesamtprozesses und leistet einen wesentlichen Beitrag dazu, dass Dortmund mit einer konzertierten Projektstrategie zu Themenstellungen der Energiewende zu einem national wie auch international beachteten 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 Energiedienstoffabrik

Die ef.Ruhr GmbH ist ein Beratungsunternehmen mit Schwerpunkt Energiesysteme mit Sitz in Dortmund. Sie steht als Energiedienstoffabrik an der Schnittstelle zwischen Wissenschaft und Forschung und arbeitet an der Umsetzung innovativer Dienstleistungen und Produkte sowie spezieller komplexer Fragestellungen in den Bereichen Übertragungs- und Verteilnetze, Systemdienstleistungen, Sektorenkopplung, Elektromobilität, Energiespeicherung und Markt- und Systemanalysen.

Kerngeschäft der ef.Ruhr GmbH ist es, Aufträge für die Industrie und öffentliche Auftraggeber – hierzu gehören: Produktentwicklungen, Studien und Gutachten, Auftragsforschung-, und sonstige Dienstleistungen – in den genannten Bereichen durchzuführen und zu unterstützen.

ef.Ruhr GmbH

Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20
44227 Dortmund

www.energieforschung.ruhr

ZEDO e.V.

Das ZEDO – Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V. dient seit über 25 Jahren der Forschung, Entwicklung und Wissensvermittlung im Bereich der Informations- und Sensverarbeitung in technischen Systemen.

Zielsetzung des ZEDO ist die Förderung der wissenschaftlichen Forschung, Entwicklung und Ausbildung auf dem Gebiet der Beratungssysteme sowohl innerhalb als auch außerhalb der TU Dortmund. Das ZEDO verfolgt insbesondere das Ziel, das Einsatzpotential von Beratungssystemen in der Technik wissenschaftlich voranzutreiben, deren Entwicklung zu fördern und durchzuführen sowie deren Anwendung zu unterstützen.

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

Joseph-von-Fraunhofer Str. 20
44227 Dortmund

www.zedo.fuedo.de

logarithmo – ie³-Spin-Off unterstützt Netzbetreiber und Versorger bei der intelligenten Nutzung ihrer Daten

Wie können Unternehmen das Potenzial ihrer Daten optimal nutzen? Wie können wirksame wissenschaftliche Verfahren und Algorithmen gewinnbringend in der Praxis genutzt werden?

Mit diesen Kernfragen beschäftigt sich das 2016 von Alumni des ie³ und der ETH Zürich gegründete Spin-Off logarithmo. logarithmo arbeitet daran, einen schnellen Transfer von intelligenten datengetriebenen Verfahren in die Praxis zu ermöglichen. Hierbei werden Algorithmen (z.B. aus dem Bereich der künstlichen Intelligenz) zielgerichtet auf das Fachproblem (z.B. den Betrieb von Stromnetzen) ausgerichtet. Dies gelingt durch die Kombination des Know-Hows von Ingenieuren, Mathematikern/Data Scientists und Informatikern. Die Anwendungen umfassen eine Reihe an datengetriebenen Verfahren wie Optimierungen, Prognosen, Data Analytics und Big-Data-Lösungen für die Energiebranche. Unternehmen können diese Anwendungen individuell auf ihre Bedürfnisse anpassen lassen. Die Lösung wird als operativ nutzbarer Software-Dienst bereitgestellt, entweder als Web-Applikation direkt über den Browser nutzbar oder als Schnittstelle für die Integration in Bestandssysteme. Das Hosting kann beim Kunden, bei logarithmo oder in der Cloud erfolgen.

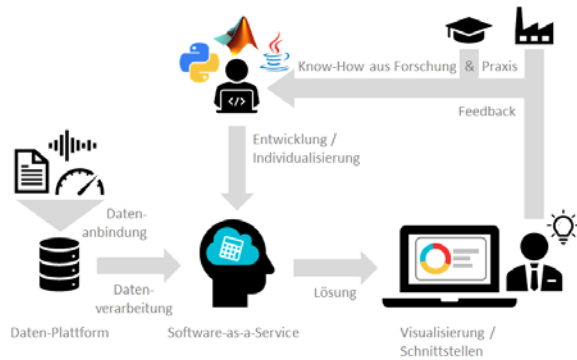
Die Plattform wird bereits in vielen Praxisprojekten eingesetzt. Hierzu zählen u.a.:

- KI-basierte Prognosen, Optimierungen und Analysetools für Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland sowie europaweit in der CWE und CORE Region

- KI-basiertes Energiemanagementsoftware MONA ENERGY® und der „Digitale Energieberater“ für Stadtwerke, Kommunen und Industriekunden - zum Heben von Optimierungspotenziale in Form von Kosten-, Netzentgelt- und Energieeinsparungen
- Kostenoptimales Demand-Side-Management für Industriekunden mit flexiblen Verbrauchern, z.B. als Assistenzsystem für Wasserwerke bei Gelsenwasser
- Prognose- und Optimierungstools für Bilanzkreisverantwortliche
- Prozess- und Qualitätsmonitoring unter Anbindung vielfältiger Datenquellen und Einsatz von KI-Verfahren wie Anomaliedetektion
- Individualisiert entwickelte Anwendungen als White-Label-Dienste für u.a. Versorger

Beispielhaft hat logarithmo an der Seite von Amprion die Netz- und Marktintegration der neuen HGÜ-Verbindung ALEGrO zwischen Deutschland und Belgien unterstützt, deren Go-Live im November 2020 einen Meilenstein für die europäische Netz- und Marktkopplung darstellt. logarithmo unterstützte hierbei u.a. bei der algorithmischen Weiterentwicklung des Marktkopplungsalgorithmus („Evolved Flow-Based“ und „Extended LTA inclusion“) sowie mit Analyse- und Monitoring-Tools bei der Verschneidung umfangreicher Netz- und Marktdaten.

Die Zusammenarbeit mit logarithmo erfolgt in einem ersten Schritt durch die Besprechung der zu lösenden Problemstellung und der vorliegenden Daten mit dem Kooperationspartner. Im zweiten Schritt wird schnell und agil eine erste Software-Version 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, gern auch in Kooperation mit Forschungsinstituten. In kurzen Iterationszyklen wird schließlich in einem dritten Schritt die fertige Softwarelösung unter Einarbeitung des Kundenfeedbacks verfeinert. Der Prozess der agilen Entwicklung ist in der folgenden Abbildung dargestellt.



Wesentliche Schlüssel für die schnelle Umsetzung von der Idee bis hin zur fertigen Anwendung sind der agile Ansatz und das modulare Baukasten-Prinzip von logarithmo. So verfügt die Plattform über viele bestehende Module wie zur Anbindung von Schnittstellen, Verschneidung von Daten sowie spezialisierte „Rapid-Prototyping-Frameworks“ für Optimierung und Prognose. Einige Lösungen – wie das Energiemanagementsystem MONA ENERGY® – sind somit „plug &

play“-fähig oder bedürfen nur geringer Individualisierung, z.B. für die Anbindung von Zählern via ZfA oder LoRaWAN. Für andere, naturgemäß stärker zu individualisierender Lösungen – wie z.B. Optimierungen für Netzbetreiber – bieten die bestehenden Frameworks die Möglichkeit schnell und agil eine MVP-Version (Minimum Viable Product) zu entwickeln und diese nach den ersten Praxiserfahrungen zu verfeinern. Um maximale Flexibilität zu bieten, lassen sich die Lösungen nicht nur als eigenständige Web-Anwendungen anzubieten, sondern in bestehende Software des Partners (z.B. EMS, SAP, SCADA, Netzberechnungssoftware, GIS-System) zu integrieren.

Das wachsende Team des jungen Unternehmens freut sich jederzeit über den Austausch zu Ideen, wie und wo Daten in der Energiebranche noch besser genutzt werden können! (Kontakt gern über mueller@logarithmo.de oder www.logarithmo.de)

3. Lehre

3.1 Vorlesungen

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

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

Inhalt: Drehstromsysteme; Transformatoren; Grundlagen elektromechanischer Energiewandlung; Leitungen; Thermodynamik und Kraftwerkstechnik; Grundlagen Leistungselektronik; Netzaufbau und Netzberechnung; Netzberechnung im Fehlerfall;

Einführung in die Elektrizitätswirtschaft **Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz**

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

Inhalt: Ökonomische Grundlagen; Organisation der deutschen Elektrizitätsversorgung; Rechtliche Rahmenbedingung; Stromhandel; Systemdienstleistungen; Bilanzkreismanagement; Netzentgelte und EEG; Optimierungsverfahren; Investitionsrechnung

Betrieb und Aufbau von Netzen **Prof. Dr.-Ing. L. Jendernalik**

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

Inhalt: Aufbau und Planung von Energieversorgungsnetzen; Netzbetriebsmittel, Schaltanlagen und Sekundärtechnik; Netzbetriebsführung und Netzregelung; Asset Management und praxisrelevante Fähigkeiten

Informationssysteme der Netzbetriebsführung **Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik sowie des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Einführung in die Schutz- und Leittechnik elektrischer Energiesysteme; Aufgaben und Betriebsanforderungen der Netzleittechnik und Netzführung; Systemarchitektur und Algorithmen zur Netzbetriebsführung; Verfahren zur technischen und wirtschaftlichen Netzzustandsbeurteilung und zum Störungsmanagement; Schutzsysteme für Energienetze und deren Algorithmen; Berechnung symmetrischer und unsymmetrischer Fehler; Zukünftige Trends in der Leittechnik

Dynamik und Stabilität von Energieübertragungssystemen **Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik sowie des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Stabilität in elektrischen Energieübertragungssystemen; Modellbildung für Stabilitätsuntersuchungen; Dynamische Systemmodellierung und Simulation; Statische und transiente Stabilität; Frequenzstabilität und Frequenz-Leistungsregelung; Spannungsregelung und Spannungsstabilität; Maßnahmen zur Stabilitätsverbesserung

Smart Grids **Dr.-Ing. U. Häger**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik sowie des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Renewable Energy Technologies; Distribution Grid Planning; Flexibility and Smart Meters; Voltage Regulation; State Estimation; Protection and control functions; Grid Automation; Electromobility

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

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik sowie des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Organisation des Strommarktes und Regulierungsrahmen; Netzentgelte und Übertragungsrechte; Modellierung und Simulation von Elektrizitätsmärkten und Netzen; Optimierungsverfahren in der Elektrizitätswirtschaft; Grenzüberschreitende Handelskapazitäten; Netzengpassmanagement und Redispatchoptimierung; Portfoliooptimierung und Risikomanagement; Investition in Erzeugung und Netzkapazität

Nonlinear Model Predictive Control **Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser**

Englisch-sprachige Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und des Studiengangs Automation and Robotics

Inhalt: Grundlagen der numerischen Optimierung, Prinzipien der optimalen Steuerung; numerische Lösung von Optimalsteuerungsproblemen; Modelprädiktive Regelungsverfahren; Stabilitätsanalyse und Implementierung; Fallstudien aus Anwendungsgebieten.

Distributed and Network Control**Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser**

Englisch-sprachige Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und des Studiengangs Automation and Robotics

Inhalt: Grundlagen der Modellierung und Analyse vernetzter dynamischer Systeme mittels Graphentheorie; Formulierung und Lösung von Regelungsaufgaben in vernetzten Multi-Agenten-Systemen; Anwendung auf Probleme der Frequenzstabilisierung in Energiesystemen.

Elektrotechnik und Kommunikationstechnik**Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser (gemeinsam mit Prof. Dr.-Ing. Selma Saidi)**

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Informatik, der Angewandten Informatik, des Maschinenbaus und der Logistik sowie des Lehramts Informatik.

Inhalt: Grundlagen der Elektrotechnik und der Kommunikationstechnik für Nicht-Elektrotechniker.

Erneuerbare Energiequellen**Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser & Dr. Ulf Häger**

Vorlesung für Master-Studierende Wirtschaftsingenieurwesen und der Raumplanung

Inhalt: Physikalisch-technische Grundlagen erneuerbarer Energien und ihre wirtschaftlichen Potentiale; Solarenergie, Solarthermie, Photovoltaik, Geothermie, Wasserkraft, Meeresenergie, Windkraft.

3.2 Exkursionen

13.02.2020

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.

3.3 Seminare

„Analyse und Bewertung von Verfahren zur Netz-zustandsidentifikation unter Berücksichtigung einer eingeschränkten Messtopologie“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im SS 2020.

„Alternativen zur klassischen (n-1)-Sicherheit im internationalen Vergleich“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im SS 2020.

„Distributed Control and Optimization“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im SS 2020.

4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

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

- Flexible elektrische Transport- und Verteilnetze,
- Systemintegration regenerativer Energiequellen,
- Automatisierung und Optimierung von Energiesystemen
- effiziente Energieanwendungen und
- Elektrizitätswirtschaft und -märkte.

Hierzu werden Technologien und Methoden aus den Bereichen Leittechnik, Regelungstechnik, Leistungselektronik, zentraler, dezentraler und regenerativer Energiequellen und Speicher bis hin zur Elektromobilität für die speziellen Bedürfnisse zukünftiger Energieversorgungssysteme angewendet und, wenn immer nötig, auch gänzlich neuentwickelt und erforscht.

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

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

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

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 Anlagen 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 Forschungsgruppe „Netzdynamik und Stabilität“ fokussiert hierzu auf die folgenden Arbeitsschwerpunkte:

- Integration von erneuerbaren Energieanlagen unter Berücksichtigung der sich verändernden Systemdynamik
- Systemintegration von innovativen Netzbetriebsmitteln zur Spannungs- und Leistungsflussregelung
- Autonome Regelungen zur korrektiven Leistungsflusssteuerung
- Berücksichtigung der Interaktion zwischen dem Energie- und IKT-Systemen
- Bereitstellung von Flexibilitäten und Systemdienstleistungen an der Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB

Energiesystemdesign und Übertragungsnetze

Die Forschungsgruppe „Energiesystemdesign und Übertragungsnetze“ beschäftigt sich schwerpunktmäßig mit dem ganzheitlichen Entwurf und

der Bewertung von nachhaltigen sektorgekoppelten Energiesystemen und den dazu notwendigen Übertragungsnetzstrukturen.

Im Fokus stehen hierbei die wesentlichen Schritte der langfristigen strategischen System- und Netzentwicklungsplanung, im Einzelnen

- die Entwicklung von energiewirtschaftlichen Szenarien unter Berücksichtigung einer zunehmenden Kopplung der Sektoren (Strom, Wärme, Mobilität) sowie der Infrastrukturen (Strom, Gas, Verkehr),
- die Modellierung und Prognose des regionalen Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf See und an Land bei sich kontinuierlich verändernden politischen Rahmenbedingungen,
- die Modellierung und Prognose der regionalen Verteilung der elektrischen Last bei einem zunehmenden Anteil flexibler Verbraucher und Power-to-X-Anwendungen,
- die Simulation des europäischen Strommarktes zur Analyse des zukünftigen Einsatzes von Erzeugungseinheiten, Speichern und Flexibilitätsoptionen sowie des Stromhandels infolge unterschiedlicher Strommarktdesigns,
- die Simulation des europäischen Energieversorgungssystems zur Analyse der zukünftigen Versorgungssicherheit bei einer zunehmenden Dezentralisierung von Erzeugung und Verbrauch,
- die Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Netzplanung in einem zunehmend durch Erneuerbare Energien geprägten Energieversorgungssystemen,
- die Simulation des Übertragungsnetzbetriebs zur Bestimmung des zukünftigen Einsatzes von leistungsflusssteuernden Netzbetriebsmitteln sowie zur Identifikation geeigneter Standorte für diese,
- die Durchführung von Netzanalysen zur Bestimmung des zukünftigen Engpassmanagementbedarfs unter Berücksichtigung von Konzepten zur Höherauslastung der Bestandsinfrastruktur 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 mittels Multikriterien Kosten-Nutzen-Analysen.

Grundlage der Analysen bildet die am ie³ entwickelte Europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung *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 neuen Verbrauchern (z.B. Elektromobilität) sowie die Anpassung der Netzinfrastruktur eine zunehmend wichtige Rolle. Für die damit verbundenen aktuellen und zukünftigen Herausforderungen werden am ie³ innovative Lösungen und Konzepte im Forschungsbereich elektrischer Verteilnetze entwickelt und im Rahmen einer intensiven Zusammenarbeit mit Unternehmen erprobt.

Bedingt durch die veränderten Aufgabenfelder der Verteilnetzbetreiber ergeben sich unterschiedliche Forschungsbereiche, welche sich über die gesamte Breite der Integration von Smart-Grid-Technologien und Smart-Market-Mechanismen in Planungs- und Betriebsprozesse erstrecken. Im Rahmen eines modularen Frameworks, der GridPlanningToolchain (GPTC), werden diese Forschungsbereiche ganzheitlich adressiert. Konkret handelt es sich dabei um folgende thematische Schwerpunkte:

- die automatisierte Ausbauplanung von Verteilnetzinfrastrukturen unter Berücksichtigung innovativer Planungsansätze und Technologien durch Anwendung innovativer Methoden, welche im Ausbauframework *ADiXPlan* gebündelt sind;
- die agentenbasierte Netz- und Energiesystemmodellierung und -simulation *SIMONA* zur Bewertung von Ausbau- und Flexibilitätsoptionen in Planungs- und Betriebsabläufen;
- die Analyse von Zeitreihen und Anwendung von Big-Data-Ansätzen;
- die Aufbereitung, Digitalisierung und Anreicherung von Netzdaten, Nutzung öffentlich verfügbarer Datenquellen und die Erforschung der

Anwendung von Data-Science-Methoden (z.B. künstliche Intelligenz);

- optimierter Betrieb und Koordination in Verteilnetzen unter Berücksichtigung von Flexibilität und innovativen Betriebsstrategien.

Neben den technisch-wirtschaftlichen Forschungsschwerpunkten werden in mehreren Forschungsprojekten interdisziplinäre Ansätze verfolgt sowie die Kopplung von Sektoren simulativ untersucht und bewertet. Dadurch ist sichergestellt, dass die umfangreichen Anforderungen an ein zukunftsfähiges elektrisches Verteilnetz und seine Schnittstellen ganzheitlich und wissenschaftliche fundiert adressiert werden.

Smart Grid Technologien

Die Forschungsgruppe „Smart Grid Technologien“ befasst sich mit der Umwandlung des bestehenden Verteilnetzes in ein Smart Grid. Dazu werden sowohl Anwendungen als auch Funktionen und Algorithmen betrachtet, die ein technisch realisierbares und nachhaltiges Verteilnetz der Zukunft ermöglichen. Neben der analytischen und simulationstechnischen Betrachtung stehen der Forschungsgruppe zwei Labore zur Verfügung. Die Labore werden für die Analyse, Entwicklung und Validierung genutzt. Eine Kernkomponente ist dabei die auf Echtzeitsimulatoren beruhende (Power-) Hardware-in-the-Loop Umgebung. Die Forschungsgruppe gliedert sich in zwei Untergruppen, „Smart Grid Technology Lab“ und „Protection & Automation“, die gemeinsam an verschiedenen Forschungsthemen arbeiten.

Die Untergruppe „Smart Grid Technology Lab“ beschäftigt sich mit der Netzintegration neuer, intelligenter Komponenten und deren Interoperabilität. Das zu der Untergruppe zugehörige Forschungslabor bietet eine Technologie- und Prüfplattform für das zukünftige Smart Grid und dessen Komponenten.

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.

In der Untergruppe „Protection & Automation“ liegt der Fokus auf den Schutz- und Automatisierungsfunktionen von Smart Grids. In verschiedenen Forschungsprojekten werden innovative Ansätze für den hochautomatisierten Betrieb von Smart Grids verfolgt und in realen, eigenen Prototypen implementiert und in verschiedenen Feldversuchen erprobt. Dabei kommen neben klassischen Algorithmen wie Spannungsregelung auch komplexere Ansätze wie Optimal Power Flow oder auch Model Predictive Control zur Optimierung der Leistungsflüsse zum Einsatz. Neben den Optimierungs- und Steuerfunktionen werden zusätzlich auch bekannte Schutzfunktionen und Fehlerrichtungs- und -ortungsalgorithmen in den Systemen vorgesehen, um eine automatische Fehlerklärung und Wiederversorgung zu ermöglichen, um so die Zeit der Versorgungsunterbrechung zu minimieren.

Für eine einfache Integration der Smart-Grid-Systeme wird ein eigener Engineering-Prozess verwendet, der eine automatische Konfiguration und Parametrierung des Systems ermöglicht. Zur Vorbereitung der Funktionserprobung in den Feldversuchen steht eine Forschungsinfrastruktur zur Verfügung, mit der die Prototypen mittels Hardware-in-the-Loop-Prüfung vorab geprüft werden können.

Zusammengefasst werden folgende Forschungsthemen gemeinsam bedient:

- Smart-Grid-Anwendungen
- Schutz- und Leittechnik für intelligente Stromnetze
- Spannungshaltung und Engpassmanagement
- Netzintegration von Elektrofahrzeugen
- (Power) Hardware-in-the-Loop Tests
- Standardisierte Engineering- und Testprozesse für Smart Grids

Um die Zukunftsorientierung der Forschungsschwerpunkte des Instituts zu erhalten, betreibt die Forschungsgruppe 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 und die Allianz Smart City Dortmund.

Optimierung und Regelung

Viele technische Fragestellungen in Energiesystemen erfordern zur Lösung die Kombination von Methoden aus unterschiedlichen Bereichen. Die Gruppe Optimierung und Regelung, welche mit der Berufung von Prof. Faulwasser ins Leben gerufen wurde, beschäftigt sich in diesem Kontext mit der Methodenentwicklung in folgenden Bereichen:

- Optimierungsbasierte Regelungsverfahren
- Dynamik und Regelung vernetzter Systeme
- Regelung unter Unsicherheit
- Regelung und Optimierung von Multi-Energie-Systemen
- Systemtheoretische Methoden für die Klimaökonomie
- Daten-getriebene Verfahren zur Automation und Regelung

Die verbindenden Elemente zwischen diesen Themen sind zum einen system-theoretische Ansätze, die die holistische Betrachtungsweise verschiedener Energiesysteme (bspw. Elektrizität & Gas) ermöglichen. Zum anderen stehen optimierungsbasierte Verfahren im Zentrum unserer Forschung; dies beinhaltet sowohl die Entwicklung numerischer Werkzeuge, die Analyse von optimierungsbasierten Verfahren als auch deren Anwendung auf verschiedene Probleme.

Von besonderem Interesse sind Multi-Energiesysteme und verteilte Ansätze zur (optimalen) Lastflussrechnung und die Verschränkung von Lastflussrechnung für elektrische Netze und Gasnetze. Des Weiteren gestalten wir die Diskussion zur Entwicklung neuer Ansätze zur prädiktiven Regelung aktiv mit und kooperieren in diesem Kontext vielfältig national und international.

Auf Grund des methoden-orientierten Charakters unserer Arbeiten ergeben sich vielfältige Anknüpfungspunkte zu den Aktivitäten anderer Gruppen am Institut.

4.1 Netzdynamik und Stabilität

DFG Schwerpunktprogramm 1984 - Hybride und multimodale Energiesysteme: Systemtheoretische Methoden für die Transformation und den Betrieb komplexer Netze

DFG Priority Programme 1984 - Hybrid and Multimodal Energy Systems: Systems Theory and Methods for the Transformation and Operation of Complex Networks

Sebastian Liemann, Marcel Klaes, Daniel Mayorga Gonzalez

Das Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³) der Technischen Universität Dortmund koordiniert das DFG Schwerpunktprogramm 1984 "Hybride und multimodale Energiesysteme" und ist inhaltlich mit zwei Teilprojekten an dem Vorhaben beteiligt. Ziel des Schwerpunktprogramms ist es, neue systemtheoretisch begründete Konzepte für die Transformation des gegenwärtigen elektrischen Energiesystems hin zu informationstechnisch durchdrungenen, hybriden und multimodalen Netzen zu schaffen.

The Institute for Energy Systems, Energy Efficiency and Energy Economics (ie³) of the TU Dortmund University coordinates the DFG Priority Programme 1984 "Hybrid and Multimodal Energy Systems" and is engaged in two subprojects of the programme. The Priority Programme targets new systems theories, concepts and methods for the transformation of the electrical energy system towards hybrid and multimodal networks that are pervaded by information and communication technologies.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft gefördert.

Im Rahmen des Schwerpunktprogramms 1984 arbeitet ein interdisziplinäres Team von 56 Wissenschaftlern aus 15 Universitäten, um einen Beitrag zur sicheren und resilienten Energieversorgung der Zukunft zu leisten. Nach aktuellen Entwicklungstrends ist zu erwarten, dass in Zukunft die Energieversorgung von einem dezentralen, multimodalen, hybriden und smarten (DMHS) System erbracht wird:

Dezentral: Aufgrund der Stilllegung konventioneller Kraftwerke und der massiven Integration erneuerbarer Energien wird das System durch eine verteilte und hauptsächlich umrichterdominierte Erzeugung gekennzeichnet sein. Darüber hinaus wird eine umfangreiche Integration von Energiespeichern im gesamten System erwartet.

Multimodal: Das Netz wird über multimodale Schnittstellen mit anderen Energieträgernetzen - wie z.B. Wärme- und Gasnetzen - verbunden sein. Dies wird einen Leistungs- und Energie-Austausch zwischen diesen Sektoren ermöglichen und somit zu interdependenten, multimodalen Ausprägungen des Energiesystems führen.

Hybrid: Die Integration von HGÜ-Verbindungen in das AC-Netz wird einen koordinierten und kontrollierten Energieaustausch über große Entfernungen ermöglichen und das heutige Energiesystem in ein hybrides AC/DC-System überführen.

Smart: Das System wird über alle Spannungsebenen und multimodale Domänen von Informations- und Kommunikationstechnologien durchdrungen sein, wodurch eine integrierte Überwachung, Schutz und Steuerung in Echtzeit ermöglicht wird.

Das Ziel des Schwerpunktprogramms ist die Erarbeitung neuer Betriebskonzepte, Systemarchitekturen sowie Überwachungs- und Steuerungskonzepte für DMHS-Systeme. Zudem widmet sich das Programm der Entwicklung von Modellierungs-, Analyse- und Optimierungsansätzen, die zur Erforschung und Optimierung von DMHS-Energiesystemen angewendet werden können.

Das Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft der Technischen Universität Dortmund ist für die Koordination des Schwerpunktprogramms zuständig und ist mit zwei Teilprojekten an dem Vorhaben inhaltlich beteiligt. Eine Übersicht über Inhalt und Ziele dieser wird im Folgenden gegeben.

Teilprojekt: Analyse der Langzeit-Spannungsstabilität in hybriden Energiesystemen unter Berücksichtigung der Systemdynamik und unterlagerten multimodalen aktiven Verteilnetzen

In diesem Projekt werden die Auswirkungen des Energiesystemwandels auf die Netzdynamik und Spannungsstabilität untersucht, welche vornehmlich durch die Abschaltung konventioneller Kraftwerke sowie die Installation von HGÜ-Anlagen,

erneuerbaren Energien und leistungselektronischen Lasten getrieben sind. In den ersten Untersuchungen wurde analysiert, wie sich die Systemdynamik und Spannungsstabilität verändert, wenn die Synchrongeneratoren von konventionellen Kraftwerken sukzessiv durch leistungselektronisch gekoppelte Erzeugungsanlagen im Verteilnetz ersetzt werden. Hierbei wurde festgestellt, dass die nicht vorhandene Überlastfähigkeit der Umrichter einen entscheidenden Einschnitt in die verfügbare Flexibilität im Fehlerfall darstellt. Aus diesem Grund muss die installierte Leistung von leistungselektronischer Erzeugung tendenziell höher sein, um die nicht vorhandene Überlastfähigkeit in kritischen Spannungssituationen kompensieren zu können.

Im Anschluss ist das Projekt auf eine systemtheoretische Betrachtung der Spannungsstabilität mit dem Ziel erweitert worden, die zugrundeliegenden und zum Teil veränderten Stabilitätsmechanismen analytischer zu erforschen, die durch den Energiewandel verursacht werden. Dabei wird sich der Ansatz hybrider Systeme zu Nutze gemacht, der das Zusammenwirken von kontinuierlichen und diskreten Zuständen mathematisch beschreibt, wodurch sich insbesondere leistungselektronisch gekoppelte Erzeugungsanlagen und Lasten darstellen lassen.

In diesem Zusammenhang ist zunächst ein leistungselektronisches Lastmodell für dynamische Simulationen entwickelt worden, da vergleichbare Modelle in der Fachliteratur nicht vorhanden sind. Dieses Modell ist dabei für RMS- bzw. Zeigersimulationen entwickelt worden, da die allermeisten Spannungsstabilitätsanalysen in diesem Bereich durchgeführt werden. In den nächsten Schritten sollen weitere hybride Modelle entwickelt und ihr komplexes Zusammenspiel in spannungskritischen Situationen untersucht werden, um neuartige Mechanismen der Spannungsstabilität zu untersuchen.

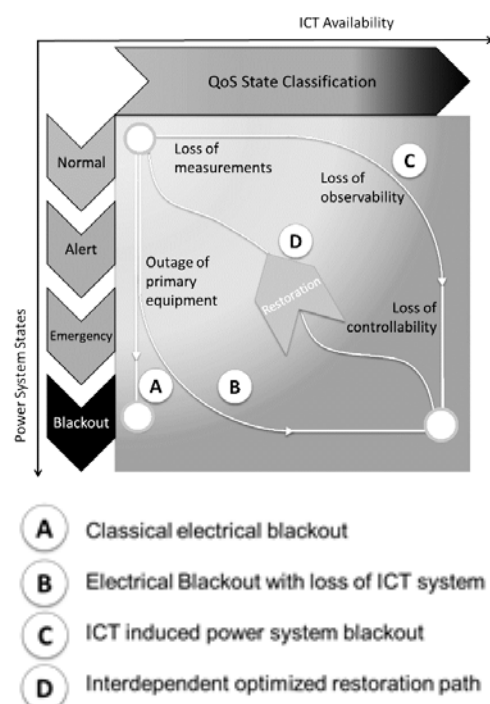
Teilprojekt: Verknüpfte IKT- und Energiesystem-Zustandsbestimmung für multimodale Energiesysteme

Die Präzisierung dieses Forschungsvorhabens resultierte in Schwerpunktanalysen der Schnittstelle zwischen IKT- und Energie-Domäne. Nachdem jene zukünftigen SmartGrid-Funktionen identifiziert wurden, die bei Problemen in der IKT-Infrastruktur die Stabilität des Stromnetzes empfindlich stören könnten, wurden die wechselseitigen

Abhängigkeiten der Domänen sowie die Sensitivität gegenüber IKT-Problemen beschrieben. Dabei wurden sowohl Daten-Probleme wie hohe Latenz oder geringe Verfügbarkeit, als auch strukturelle Probleme wie Ausfälle ganzer Komponenten in verschiedenen Fallstudien berücksichtigt. Eine Sonderrolle nehmen dabei jene IKT-Probleme ein, die vom System nicht detektiert werden können. Dies können zum einen seltene, unvorhersehbare Fehlfunktionen sein, aber zum anderen auch das Ergebnis erfolgreicher Cyber-Angriffe. Die Untersuchung der Auswirkungen geringer Integrität von erfolgreich übermittelten Messwerten und Kontrollbefehlen stellt daher einen weiteren Aspekt des Projekts dar.

Die Interdependenz der beiden Domänen wurde zunächst konzeptionell und basierend auf der ENTSO-e Systemzustands-Klassifikation sowie den dort definierten stabilitätsrelevanten Systemfunktionen analysiert. Das resultierende Konzept zur Integration des IKT-Zustands in die etablierte Systemzustands-Klassifikation von Energiesystemen wird im Anschluss mithilfe von hybriden Automaten um eine mathematische Formulierung ergänzt.

Die Ergebnisse sollen abschließend unter anderem dazu genutzt werden, eine verknüpfte Zustandsraumbeschreibung für zukünftige SmartGrids unter Berücksichtigung der IKT-Ebene entsprechend der folgenden Abbildung zu erstellen.



Kombiniertes Zustandsmodell für SmartGrids

MathEnergy – Mathematische Schlüsseltechnologien für Energienetze im Wandel

MathEnergy – Mathematical key techniques for energy systems in change

Christoph Strunck, Gabriel Ortiz

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 durchgeführt. Hierzu werden sich ändernde Strukturen im gesamten Energiesystem berücksichtigt. Besonders wichtig ist dabei die Systemdienstleistungserbringung aus den Verteilnetzen. Deswegen werden die dynamischen Verhaltensweisen von kleinen EE-Anlagen abgebildet und während der Netzstützung untersucht. Dies kann in der gesamtheitlichen Betrachtung von Übertragungsnetzbetreiber genutzt werden um auch zukünftig einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gewährleisten zu können.

Weiterhin wird hierdurch ebenfalls eine verknüpfte Betrachtung der verschiedenen Energienetze auf unterschiedlichen Ebenen möglich. Gemeinsam mit den Partnern wurden auf Basis eines deutschen Übertragungsnetzmodells, potentielle Abschaltungen von konventionellen Kraftwerken, Installation von Elektrolyseure und neu gebaute Gaskraftwerke abgebildet und dynamisch analysiert. Dabei wird eine Kopplung des Gas- und Stromnetzes mit den dynamischen Übergängen abgebildet und für ausgewählte Szenarien betrachtet.

Um dieses Ziel zu erreichen, wurden zunächst detaillierte dynamische Modelle von dezentralen Erzeugungsanlagen entwickelt, die im zweiten Schritt mit verschiedenen Regelungsalgorithmen, zur Erbringung von Systemdienstleistungen wie z.B. Primärregelung, erprobt. Neben der Frequenzregelung, die aufgrund der abnehmenden Schwungmassen in Zukunft einen besonderen Stellenwert hat, wurden auch die statische Stabilität und die Spannungshaltung betrachtet. Hierzu wurden verschiedene dynamische Netzmodelle über mehrere Spannungsebenen generiert, um Untersuchungen zum Netzverhalten bei abnehmender Schwungmasse und der Implementierung regelfähiger dezentraler Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen.

Weiterhin wird ein hybrides State-Estimation-Verfahren entwickelt, mit dem die Dynamik im Stromnetz im Zusammenhang mit langsamen und schnellen Einschwingvorgang unter Berücksichtigung einer begrenzten Anzahl von PMUs genau überwacht werden kann. Das vorgeschlagene Verfahren ist in der Lage, nicht nur statischen Variablen, sondern auch dynamische Variablen aller Generatoren und Motoren im Stromnetz zu schätzen, unabhängig von der Verfügbarkeit von PMUs an den Anschlussknoten. Ermöglicht wird dies durch eine auf Data-Mining basierende Methode zur Wiederherstellung der Beobachtbarkeit. Ein solches Schätzschema kann vom Netzbetreiber für schnellere Steuerungsaktionen wie Spannungs- und Winkelstabilität (transiente Stabilität), FACTS-Geräten usw. verwendet werden.

Für den Abschluss des Projekts und der Vorstellung des entwickelten Demonstrators wird im Januar 2021 ein virtueller Projektabschlussworkshop mit entsprechenden Stakeholdern aus dem Gas- und Strombereich abgehalten.

Digital EST – Digitale Systeme und Dienste für die Energiesystemtransformation

Digital EST – Digital systems and services for the energy system transformation

Martin Lindner, Annika Schurtz

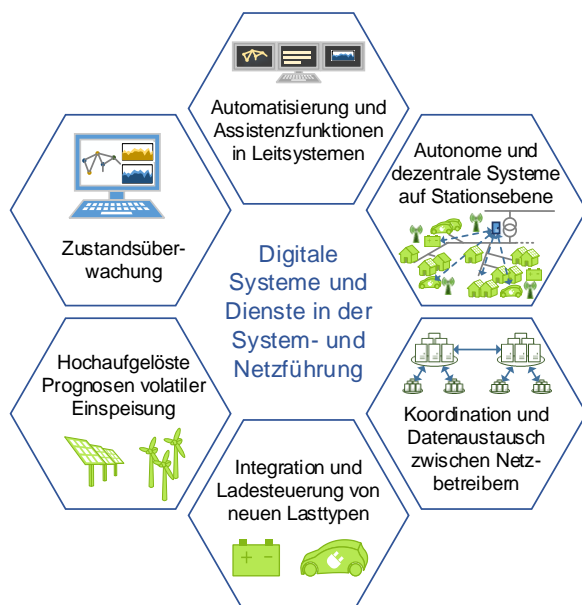
Im Rahmen dieses Projekts wird eine Forschungsagenda zum Themengebiet der Digitalisierung im Kontext der Energiesystemtransformation erarbeitet. Es handelt sich dabei um eine Vorstudie für weitergehende Forschungen und Entwicklungen. Hierfür werden Handlungsfelder identifiziert und konkrete Projektvorschläge entwickelt.

This project develops a research agenda on the topic of digitization in the context of energy system transformation. It is a preliminary study for further research and development. For this purpose, the main fields of action are identified and recommendations for further projects are developed.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie im Land NRW unter dem Förderkennzeichen PRO 0081A.

Die Transformation des Energiesystems benötigt eine flexible Steuerung großer Anzahlen volatiler Einspeiser und Lasten mit dem Ziel, eine sichere, zuverlässige, wirtschaftliche und akzeptierte Versorgung mit erneuerbaren Energien zu erreichen. Die zunehmende Dezentralisierung der Energieerzeugung bei gleichzeitiger Veränderung der Lasten durch neue Technologien und Sektorkopplung, wie z. B. Wärmepumpen und Elektromobilität, verändern die Struktur des Energieversorgungssystems als Ganzes.

Digitale Systeme und Dienste sind hierfür Schlüsseltechnologien, welche die Beherrschbarkeit von komplexen Koordinationsaufgaben ermöglichen. Mögliche Potenzialfelder im Kontext der System- und Netzfürung sind in der nachfolgenden Abbildung skizziert.



Potenzialfelder für digitale Systeme und Dienste in der System- und Netzfürung

Mittels Digitalisierung können sowohl vertikale als auch horizontale Koordinationsaufgaben zwischen Netzbetreibern sowie im Weiteren auch mit Marktteilnehmern gelöst werden. Für die Systemführung in Höchst- und Hochspannungsnetzen besteht zudem ein hohes Innovationspotenzial in der Automatisierung und Integration von Assistenzsystemen zur Entscheidungsunterstützung in Leitwarten. Auf Mittel- und Niederspannungsebene sind autonome und dezentrale Systeme eine notwendige Voraussetzung zur Umsetzung von Steuerungs- und Regelungsaufgaben in der Fläche. Für diese Aufgaben gilt es, geeignete Daten, Algorithmen und digitale Kanäle zu entwickeln und in Prozesse zu integrieren. Dabei gewinnt die prozessübergreifende Pflege einer einheitlichen Datenbasis von (Netz-)Modelldaten zunehmend an Bedeutung. Dies umfasst die gesamte Prozesskette von der Netzplanung, dem Asset Management und Betrieb bis hin zur Abrechnung.

Für eine umfassende Analyse des Forschungs- und Entwicklungsbedarfs strukturiert Digital EST zunächst anhand von Wertschöpfungsketten und -netzwerken die Rollen, Aufgaben und relevanten Akteure der Energie- und Kommunikationswirtschaft. Neben den Potenzialanalysen der Forschungspartner in Digital EST wird außerdem die Fachöffentlichkeit in Form von Experteninterviews einbezogen. Hiermit wird gewährleistet, dass die Sichtweisen der Akteure aus den Bereichen Märkte, Netz- und Systemführung sowie Information- und Kommunikationstechnik erfasst und abgebildet werden. Im Ergebnis werden die Erkenntnisse aus Digital EST in Form einer Forschungsagenda bereitgestellt, welche der Energie- sowie Digitalisierungsstrategie des Landes NRW dienen.

Kurative Netzführungskonzepte 2030

Concepts for Curative System Operation in 2030

Charlotte Biele, Stefan Dalhues, Martin Lindner

Das Projekt InnoSys 2030 entwickelt neuartige Ansätze im Bereich der kurativ (n-1)-sicheren Netzbetriebsführung. Zwei Jahre nach Projektbeginn liegen nun ausgearbeitete Betriebsführungskonzepte vor, die zunächst simulativ evaluiert und im Anschluss mithilfe einer Leitwartenumgebung demonstriert werden.

The project InnoSys 2030 develops innovative concepts for curative (n-1)-secure system operation. Two years after its start, the outlined operation concepts are investigated by simulations and will be demonstrated in a control centre setup.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das BMWi (FKZ: 0350036L)

Das Projekt „InnoSys 2030“ untersucht innovative Ansätze zur Netzbetriebsführung mit dem Fokus auf kurativen Engpassmanagement-Maßnahmen im Transportnetz. Diese werden erst nach dem Auftreten eines (n-1)-Ereignisses eingeleitet und bieten somit das Potenzial, den präventiven Maßnahmenereinsatz (bspw. Redispatch) zu reduzieren und für eine Höherauslastung bestehender Infrastruktur im Grundfall zu sorgen. Limitierend für kurative Maßnahmen sind insbesondere die thermische Betriebsmittelreserven sowie Stabilitätsaspekte. Im Rahmen der Betriebsplanung wird mithilfe einer geschlossenen Optimierung nach einem kostenminimalen Optimum aus präventivem und kurativem Maßnahmenereinsatz unter Berücksichtigung netztechnischer und organisatorischer Nebenbedingungen gesucht.

Die Untersuchungen in InnoSys 2030 gliedern sich in eine Konzept-, Simulations-, Bewertungs- und Demonstrationsphase. Alle Konzepte ordnen sich in den sogenannten InnoSys-Systemführungsprozess ein, der den bestehenden Betriebsplanungsprozessen der Übertragungsnetzbetreiber nachempfunden ist. Er erstreckt sich auf den Zeitraum von sieben Tagen vor Echtzeit bis zur kurativen Auflösung einer (n-1)-Situation. Ausgewählte Aspekte der Arbeit werden im Folgenden vorgestellt.

Kurativer Einsatz von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln (LFB)

Die Beeinflussung von Leistungsflüssen im Netz kann allgemein durch Änderung der Impedanzverhältnisse oder der Spannungswinkel erfolgen. Dafür stehen neben Phasenschiebertransformatoren (PST) verschiedene leistungselektronische Betriebsmittel (FACTS) zur Verfügung. Die Betriebsplanung im Rahmen des Systemführungsprozesses erfolgt unter Unsicherheit, sodass die

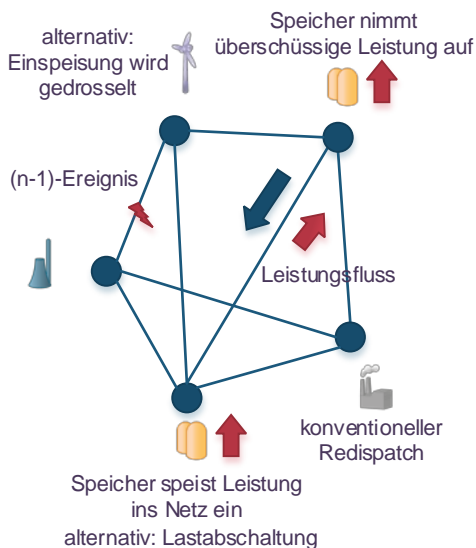
Stellbereiche der Betriebsmittel in einen präventiven und kurativen Anteil aufgeteilt werden müssen. Die Beeinflussung von Leistungsflüssen in Nachbarnetzen durch LFB macht die Koordination der präventiven und kurativen Betriebspunkte mit anderen Netzbetreibern erforderlich.

Einsatz von Netzboosteranlagen

Das Konzept des Netzboosters basiert auf der Idee des Redispatches, bei dem die Einspeisung von Kraftwerken am Anfang und Ende eines Leitungskorridors gegeneinander verfahren wird, um eine Entlastung der engpassbehafteten Leitungen zu bewirken. Mithilfe von Speicheranlagen wird es möglich, eine besonders schnelle Art des Redispatches kurativ zu bewerkstelligen und so die Leitungsauslastung für eine begrenzte Zeit unterhalb ihrer Maximalbelastung zu halten. In dieser Zeit können sowohl netz- als auch marktbezogene Maßnahmen eingeleitet werden, die den Netzbooster ablösen. Konventionelle Redispatchmaßnahmen können somit auch kurativ veranlasst werden, was aufgrund der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit von (n-1)-Ereignissen mit Kostenvorteilen einhergeht. Nach der Ablösung des Netzboosters und der Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit werden die Speicherfüllstände zurückgeführt. Sowohl Einsatz, Ablösung und Rückführung müssen im Rahmen des Systemführungsprozesses vorausgeplant und ggf. mit aktuellen Netzzuständen aktualisiert werden.

Dabei sind unterschiedliche Konfigurationen des Netzboosters denkbar. So lassen sich Speicheranlagen ebenso mit schnell abschaltbaren Lasten oder der Abregelung von Offshore-Windparks kombinieren. Das hat wiederum Auswirkungen auf die Dimensionierung der Speicheranlagen. Während für die Wirksamkeit der kurativen Entlastung die installierte Leistung und Installations-

ort im Vordergrund steht, muss für die Bestimmung der Speicherkapazität das zeitliche Zusammenspiel mit ablösenden Maßnahmen berücksichtigt werden. Im Rahmen von InnoSys 2030 wurde ein Verfahren zur Netzboosterplatzierung entwickelt, das aus einer Vorauswahl geeigneter Umspannwerksstandorte diejenigen auswählt, an denen die Installation von Speichern positive Effekte für das kurative Engpassmanagement hat.



Kuratives Engpassmanagement mit Netzboostern

Demonstrator

Die entwickelten kurativen Einsatzkonzepte sollen im Rahmen einer Demonstration auf ihre Einsatzfähigkeit hin untersucht werden. Hierzu wird die kommerzielle Leitwartensoftware PSI Control um die Elemente des kurativen Engpassmanagements erweitert. Der Fokus liegt auf zwei Anwendungsfällen, die detailliert untersucht werden sollen.

Ein Anwendungsfall behandelt die Prognose und Bewertung der thermischen Reserve. Im Falle einer Überlast im Netz, die durch kurative Maßnahmen behandelt werden kann, fließt ein Strom oberhalb des dauerhaft zulässigen Grenzwertes und führt zu einer Erhöhung der Leiterseiltemperatur. Die Gegenmaßnahmen müssen nun schnell genug durchgeführt werden, sodass ein Anstieg der Leiterseiltemperatur auf einen kritischen Wert verhindert und somit das Betriebsmittel nicht beschädigt wird. Das Zeitfenster, das zur Durchführung der Gegenmaßnahme zur Verfügung steht, ist abhängig von der Witterung und des Stromes. Um dieses Zeitfenster zu bestimmen wird ein elektro-thermisches Leiterseilmodell verwendet,

welches unter Berücksichtigung der aktuellen Witterungsbedingungen und Strombelastungen die aktuelle Leiterseiltemperatur und Zeitdauer bis zur Erreichung der kritischen Temperatur berechnet. Neben der Entwicklung der elektro-thermischen Methodik steht auch die visuelle Aufbereitung der Daten für den Betriebsführer im Fokus, um eine optimale Nutzbarkeit der zusätzlichen Informationen zu gewährleisten.

Der weitere Anwendungsfall behandelt die zeitsensitive Bewertung und Ausführung von kurativen Ad-hoc-Maßnahmen und ist eng verzahnt mit den thermischen Betrachtungen. Das InnoSys-Systemführungskonzept sieht vor, dass alle kurativen Maßnahmen bereits im Rahmen der Betriebsplanung definiert werden, sodass bei einem Leitungsausfall nur noch die entsprechende Maßnahme, z. B. die Stufung eines PSTs, durchgeführt werden muss. Die Ad-hoc-Maßnahmen werden durch ein Online-Verfahren erst nach dem Fehlerfall bestimmt und dienen als Rückfallebene, falls die vorher bestimmten kurativen Maßnahmen nicht wirksam sind, etwa im Falle einer Nichtverfügbarkeit der eingeplanten Maßnahme oder großen Prognoseabweichungen. Die Bestimmung der Ad-hoc-Maßnahmen ist dementsprechend zeitsensitiv, da sich das System bereits in einem nicht dauerhaft zulässigen Zustand befindet und die Maßnahme bestimmt und durchgeführt werden muss, bevor thermische Grenzwerte verletzt und somit die Betriebsmittel beschädigt werden. Es sind verschiedene Ansätze zur Bestimmung der kurativen Maßnahme denkbar, welche eine unterschiedlich ausgeprägte Güte der Lösung und Einbeziehung von Randbedingungen möglich machen, um so die Laufzeit des Algorithmus an die zur Verfügung stehende Zeit anzupassen. Ein Vergleich unterschiedlicher Algorithmen ist geplant, um die Unterschiede hinsichtlich der Güte und Laufzeit aufzuzeigen. Neben der Bestimmung der Maßnahme muss ebenfalls die Zeitdauer zur Aktivierung in Betracht gezogen werden. Im Fokus stehen hier schnell regelbare Maßnahmen wie FACTS, PSTs oder Netzbooster, um ein möglichst schnelles Eingreifen zu ermöglichen. Es ist hier ebenfalls geplant die visuelle Aufbereitung des Workflows in der Leitwartenumgebung zu implementieren und so ein praktisch nutzbares Instrument zu entwickeln, das es dem Systemführer erlaubt auch in zeitkritischen Situationen den Überblick zu behalten und zielgerichtet Maßnahmen ergreifen kann.

Frequenzregelung für Energiesysteme mit hoher Photovoltaikdurchdringung

Frequency Control for Energy Systems with High Photovoltaic Penetration

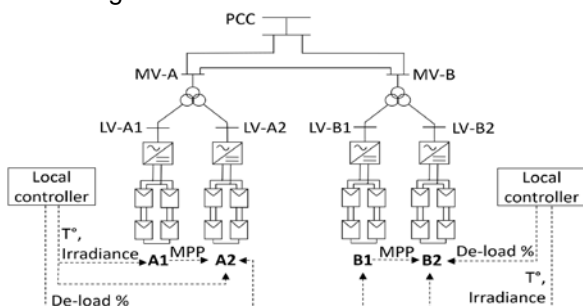
Diana Racines

Dieses Projekt zielt darauf ab, ein schnelles Frequenzregelungsmodell für große photovoltaische Kraftwerke zu entwickeln, um die Stabilität des Energiesystems zu gewährleisten. Ein PV-Kraftwerk wurde gemäß den Anforderungen der Netzcodes modelliert, um mit dedizierten Referenz-Wechselrichtern die maximal verfügbare Leistung zu erhalten. Eine de-loading Technik wurde entwickelt, um Leistungsreserven zu garantieren, und ein droop control Mechanismus wurde implementiert.

Converter-interfaced generation represents both challenges and opportunities to the operation of power systems in the future. This project aims to develop a fast frequency response control model for large-scale photovoltaic power plants in order to guarantee the stability of the power system. A PV power plant was modelled according to grid code. A de-loading technique was developed to guarantee power reserves and a droop control strategy was implemented.

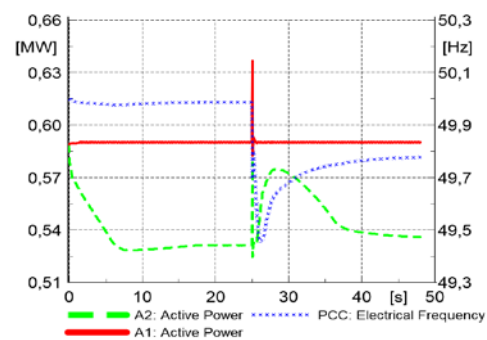
The increasing integration of renewable generation in power systems lead to a lower inertia, causing problems in aspects such as reliability and stability of the grid. Large-scale photovoltaic power plants (LS-PVPP) have the possibility to contribute to the mitigation of these impacts by using appropriate controls. Regarding frequency regulation with PV plants, the curtailment is relatively simple to perform while the power increase normally requires an active power reserve, which implies an operation below the maximum power point (MPP). However, the consequent evaluation of the MPP in curtail mode is not a trivial task. Many approaches estimate the available power with algorithms that consider variables such as solar irradiation and inverter efficiencies, but this does not take into account other important factors leading to many uncertainties.

To mitigate such uncertainties, this research employs dedicated reference inverters within a PV power plant for the estimation of its maximum available power. For instance, a network code compliant PV power plant of 2.48 MVA with central inverter topology and ring collection configuration, as shown in the figure below, is connected to a test grid.



PV power plant with central inverter topology and ring collection configuration

In the PV plant, half of the inverters are operating in the MPPT mode. Thus, they are establishing a reference point to the other inverters, which operate in curtailed mode. This proportion is used since it has been demonstrated that a large number of dedicated reference inverters provide better accuracy in peak power estimation, even under variable environmental conditions, considering that the arrays connected to each pair of inverters are physically very close and are therefore exposed to the same fluctuations. In this sense, the arrays A1 and B1 operate always at the MPP, while the arrays A2 and B2 operate below this point, according to the selected de-load value, by using a Reference Power Point Tracking (RPPT). In the de-loaded arrays, a droop control strategy is implemented in order to provide primary frequency response. The graphic below shows the power delivered by the arrays A1 (red line) and A2 (green line) when a load increase occurs at $t=25$ s. At the beginning the array A2 operates with a 10% de-load margin, which allows a power increase when the frequency of the grid (blue line) decreases.



Active power of arrays A1 (red) and A2 (green) when system frequency (blue) decreases

Umsetzung einer Echtzeitsimulation zur Untersuchung einer spannungsebenenübergreifenden Leistungsflussregelung zur Systemdienstleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz

Implementation of a real-time simulation to investigate a cross voltage level power flow control to provide ancillary services from distribution grids

Jannik Zwartscholten

Der sukzessive Wegfall von Großkraftwerken erfordert zukünftig neue Ansätze Systemdienstleistungen aus Verteilnetzen bereitzustellen. Hierzu wurden Regelungskonzepte entwickelt, die durch Echtzeitsimulationen im Smart Grid Technology Lab des ie³ erprobt werden.

The successive shutdown of large-scale power plants will require approaches to provide ancillary services from distribution networks. For this purpose, control concepts were developed which are tested by real-time simulations in the Smart Grid Technology Lab of the ie³.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmen des Kopernikus-Projektes ENSURE „Neue Energienetzstrukturen für die Energiewende“ (Phase 2) gefördert. FKZ: 03SFK1 V0-2.

Die Stabilität und Engpassfreiheit des elektrischen Energieversorgungssystems wird heutzutage durch die betriebliche Flexibilität konventioneller Kraftwerke im Übertragungsnetz gewährleistet. Durch die stetige Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen (DEAs) im Verteilnetz und den Wegfall der heute systemrelevanten konventionellen Kraftwerke, werden zukünftig neue Wege notwendig, um Systemdienstleistungen für das Übertragungsnetz und auf Gesamtsystemebene bereitzustellen. Aus diesem Grund rückt unter anderem die Schnittstelle zwischen dem Verteil- und Übertragungsnetz immer weiter in den Fokus. Neben einem klar definierten Datenaustausch zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, der in der „Generation and Load Data Provision Methodology“ (GLDPM) beschrieben wird, stellt sich die Frage wie betriebliche Flexibilität (Anpassung von P und Q) aus dem Verteilnetz für überlagerte Netzebenen koordiniert zur Verfügung gestellt werden kann. Ein möglicher Ansatz Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz bereitzustellen ist es, DEAs in topologisch geprägte Cluster zu bündeln. So können beispielsweise DEAs in einem Verteilnetz durch einen zentralen Regler gesteuert werden, sodass der Leistungsfluss an der Schnittstelle zur überlagerten Netzebene kontrollierbar ist.

Eine derartige spannungsebenenübergreifende Leistungsflussregelung ist am ie³ entwickelt worden und wurde anhand von verschiedenen Netzmodellen in MATLAB Simulink untersucht. Die entwickelte Regelung misst den Leistungsfluss an

der Schnittstelle zwischen zwei Spannungsebenen und bestimmt durch einen Soll-Ist-Vergleich Stellgrößen, die an die DEAs in der unterspannungsseitigen Netzebene übertragen werden. Dadurch folgt der Leistungsfluss an der Schnittstelle zwischen den Spannungsebenen einen vorgegebenen Sollwert der Leistungsflussregelung.

Um die Umsetzbarkeit der Regelung aufzuzeigen und zu konkretisieren, ist eine Echtzeitsimulation geplant, die als Hardware-in-the-Loop Simulation im Smart Grid Technology Lab umgesetzt wird. Dabei werden die zur Verfügung stehenden Betriebsmittel, wie Speicher und Wechselrichter, als Aktoren der Leistungsflussregelung eingesetzt. Die Regelung wird auf Hardware außerhalb des Echtzeitsimulators implementiert und über eine IKT-Anbindung mit dem Simulator verbunden. Auf diese Weise kann ein Simulationsumfeld aufgebaut werden, das dem Einsatz einer spannungsebenenübergreifenden Leistungsflussregelung in realen Verteilnetzen entspricht.

Die Durchführung einer Hardware-in-the-Loop-Simulation im Labor soll zum einen die Machbarkeit des Konzeptes aufzeigen und zum anderen die theoretischen Lösungsansätze validieren. Zudem wird die Stabilität der Leistungsflussregelung unter Berücksichtigung realer Komponenten im Labor untersucht. Aus den Untersuchungen können folglich Rückschlüsse auf das dynamische Verhalten einzelner Komponenten und deren Wechselwirkungen untereinander gezogen werden sowie Erkenntnisse hinsichtlich einer geeigneten Parametrierung der Regelung abgeleitet werden.

HONOR – Ganzheitliche Integration von sektorübergreifenden Energiequellen in einen Flexibilitätsmarkt

HONOR – Holistic flexibility market integration of cross sectoral energy sources

Florian Rewald, Oliver Pohl, Stefan Dalhues

Das Forschungsprojekt HONOR zielt auf die Entwicklung und Bewertung eines ganzheitlichen Ansatzes zur Flexibilisierung der Energieerzeugung und des Verbrauchs ab. Im Fokus steht die sektorenübergreifende Kopplung zum Austausch flexibler Leistung auf lokaler, regionaler und überregionaler Ebene.

Research project HONOR focuses on development and validation of a holistic approach to the provision of flexible power generation and consumption. Thereby, the main focus is on cross-sectoral coupling for the exchange of flexible power at local, regional and supra-regional level.

Das Forschungsvorhaben Honor wird gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03EI6017A.

Der aktive Einsatz flexibler Leistung auf Verteilnetzebene steht in einem Zielkonflikt zwischen lokaler und regionaler Nutzung durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Im Forschungsprojekt HONOR wird daher die Bereitstellung flexibler Leistung ganzheitlich aus Netz und Markt Sicht betrachtet.

und spannungsebenenübergreifenden Bereitstellung von Flexibilität in der Betriebsplanung und im Echtzeitbetrieb.

Zur Aggregation flexibler Leistung im Echtzeitbetrieb werden Regelungsalgorithmen entwickelt und in einem realen Leitsystem getestet. Um eine Verletzung von Netzrestriktionen zu verhindern, ist zunächst eine Bewertung und Prognose des Systemzustands in aktuell meist nicht messtechnisch erschlossenen Verteilnetzen notwendig. Anschließend können Regelungskonzepte entwickelt werden, die anlagenscharf die Bereitstellung von flexibler Leistung regeln. Dazu sind Algorithmen zur Aggregation der flexiblen Leistung für die Betriebsplanung als auch zur Deaggregation bei einem Abruf flexibler Leistung notwendig.



Logo des Forschungsvorhabens HONOR

Zu Beginn des Forschungsvorhabens werden Co-Creation Workshops mit potentiellen Stake Holdern eines Flexibilitätsmarktes durchgeführt. Dafür werden im Gespräch mit verschiedenen Experten, Stake Holdern und informierten Bürgern die lokalen Bedürfnisse eines Flexibilitätsmarktes erfasst und Geschäftsmodelle definiert.

Im nächsten Schritt wird eine ganzheitliche Systemarchitektur aufgebaut und damit Anwendungsfälle abgebildet. Dazu müssen die unterschiedlichen Anforderungen an die Bereitstellung flexibler Leistung der einzelnen Stake Holder berücksichtigt werden.

Auf Basis der Systemarchitektur erfolgt eine Modellierung lokaler, regionaler und überregionaler Flexibilitätsmärkte. Der Fokus liegt hierbei auf der Sicherstellung einer effektiven überregionalen

Zusätzlich zur Entwicklung der Regelungsalgorithmen wird die entwickelte Systemarchitektur aus Perspektive der Cybersicherheit betrachtet. Hierbei werden Gefährdungspotentiale aufgezeigt und eine Optimierung des Gesamtsystems unter sicherheitstechnischen Aspekten durchgeführt.

Die Systemarchitektur und die Regelungsalgorithmen werden im Smart Grid Technology Lab (SGTL) der TU Dortmund und im SYSLAB der Technical University of Denmark (DTU) validiert. Dafür wird das Niederspannungsnetz des SYSLAB der DTU mit der Echtzeitsimulationsumgebung des SGTL gekoppelt. Die Netzüberwachung erfolgt mit einem Leitsystem, welches von der PSI Software AG bereitgestellt wird und in die Demonstration eingebunden wird.

SOC-integrierte VIDC-Strategie für Energiespeichersysteme in isolierten DC-MG

A SOC-integrated VIDC strategy for energy storage system in islanded DC Microgrids

Gang Lin

Es wird eine integrierte SOC virtuelle Trägheits- und Dämpfungsregelung (VIDC) vorgeschlagen, die mit Kaskadenschleifen arbeitet und so die Bandbreite leicht koordinieren kann. Der SOC-Selbstauegleichsalgorithmus reguliert die Leistungsaufteilung und eliminiert die SOC-Abweichung zwischen den ESUs. Der größere Exponent macht die Balance-Geschwindigkeit höher. Die dynamische Leistungs- und Stabilitätsanalyse der vorgeschlagenen Strategie wird durchgeführt. Unter Berücksichtigung von Leistungsbeschränkungen, Spannungsabweichungsbeschränkungen und Beschränkungen der dynamischen Stabilität werden die Regelparameter optimiert.

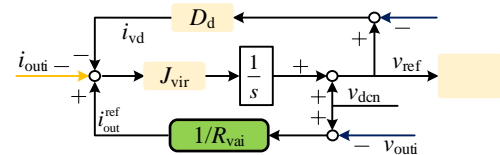
A SOC-integrated virtual inertia and damping control (VIDC) is proposed, which uses cascade loops and thus can coordinate bandwidth easily. SOC self-balance algorithm employs SOC mismatch into the calculation of virtual armature resistance, regulating the power sharing and eliminating the SOC deviation among ESUs. The larger exponent makes the balance speed faster. The dynamic performance and stability analysis of proposed strategy are carried out. Considering power constraints, voltage deviation constraints and dynamic stability constraints, the control parameters are optimized.

Virtual DC machine control has been proposed by using the inertial potential of distributed energy storage systems (DESS) to maintain bus voltage stability. However, its inertia emulation is embedded between the voltage and current loops, making time scale coordination of each loop difficult and deteriorating the voltage tracking ability (issue 1: voltage instability). Besides, when the state of charge (SOC) of energy storage unit (ESU) is unbalanced, the power share cannot be changed to eliminate the SOC mismatch automatically, causing excessive use of a certain ESU (issue 2: SOC unbalancing). Hence, maintaining SOC balance and voltage stability, under intermittent distributed generation and load variations, has become a major challenge in DC microgrid (DC-MG).

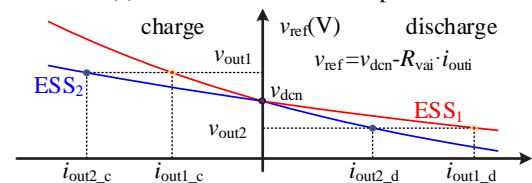
A SOC-integrated virtual inertia and damping control (VIDC) is proposed, including inertia emulation, a SOC self-balance algorithm and a dual loop control (DLC). It has a cascade structure to overcome the problem of limited communication bandwidth and time scale incoordination. SOC self-balance algorithm employs SOC mismatch into the calculation of virtual armature resistance R_{vai} , regulating the power sharing and SOC self-balance speed, as well as eliminating the SOC deviation among ESUs gradually. The inertia and damping power of bidirectional DC converter (Bi-C) originate from DESS. Note that the oscillation frequency declines as J_{vir} increases in the scenario requiring the same inertia current. \dot{v}_d is generated when voltage deviates from its reference value, indicating voltage deviation is dependent to D_d . The proposed VIDC enables Bi-C to have inertia and damping features, and droop characteristics. With

SOC self-balance algorithm as shown in (1), DESS operates in the manner that the ESU with higher SOC should release more power than the one with lower SOC in discharge mode, and vice versa. k is negative in discharge mode and positive in charge mode. Power distribution would be modified regarding SOC to achieve SOC balance. A larger k makes the balance speed faster. In the discharge mode with $k < 0$, ESU₁ with higher SOC₁ supplies more power at i_{out1_d} than ESU₂ with lower SOC₂ does at i_{out2_d} because of $R_{va1} < R_{va2}$, and vice versa. This implies that the SOC values of each ESU will move closer to each other to eliminate ΔSOC_{12} till $\lambda_i = 0$, at this time, all ESUs would charge or discharge at the same rate, maintaining $\lambda_i = 0$. Consequently, SOC self-balance algorithm equalize the SOC and can perform well in both SOC-unbalanced and SOC-balanced scenarios.

$$\begin{cases} R_{vai} = R_{va0} \cdot SOC_i^{-k\lambda_i}, i = 1, 2, \dots, n \\ \lambda_i = SOC_i - SOC_{av}, SOC_{av} = \sum_{i=1}^n SOC_i/n \end{cases} \quad (1)$$



(a) virtual inertia emulation part



(b) the proposed droop characteristic

DC-MG with the SOC-integrated VIDC strategy

4.2 Energiesystemdesign und Übertragungsnetze

Europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung MILES

European Market and Transmission Grid Simulation Framework MILES

B. Matthes, J. Peper, D. Kröger, N. Offermann, M. Teodosic und J. Gabrielski

Für techno-ökonomische Analysen des 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 detaillierte Untersuchungen des zukünftigen Energiesystems und dessen Design.

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

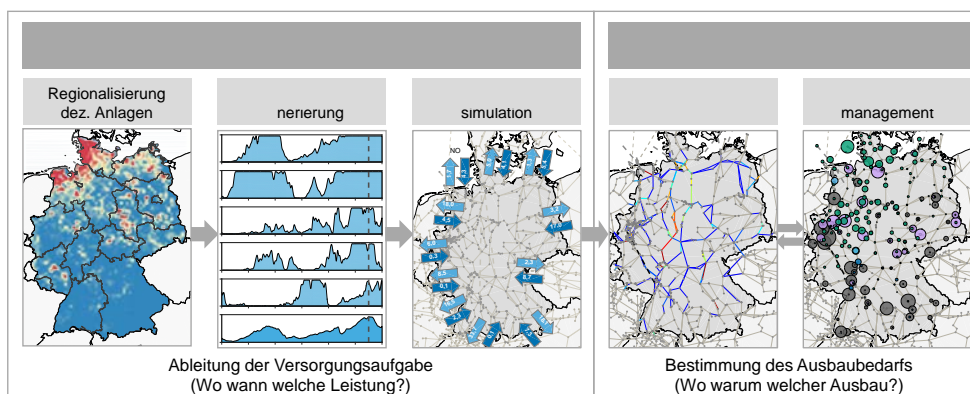
Aufgrund der vermehrten Integration Erneuerbarer Energien (EE) und der zunehmenden Kopplung der Elektrizitätsmärkte und –netze, ist das europäische Energiesystem grundlegenden Veränderungen unterworfen. Um die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf die strategische Netzentwicklung analysieren zu können, wird die am ie³ eingesetzte Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES kontinuierlich weiterentwickelt.

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 Zeitreihen generiert. Anschließend wird mithilfe einer Kraftwerkseinsatzoptimierung der kostenminimale Einsatz von konventionellen Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen in stündlicher Auflösung für den jeweiligen Betrachtungszeitraum ermittelt. Die hierbei zugrundeliegende Marktkopplung kann entweder ausschließlich NTC-basiert, rein lastflussbasiert (FBMC) oder auch hybrid ausgestaltet sein. Neben den Fahrplänen der konventionellen Kraftwerke und Speicher ergeben sich aus der Simulation die stündlichen Austauschleistungen zwischen den betrachteten Marktgebieten sowie fundamentale Marktpreise. Zusammenfassend generieren die beschriebenen Module der

Marktsimulation regional aufgelöste Einspeise- und Lastzeitreihen, welche u.a. als Netznutzungsfälle des Übertragungsnetzes in den Modulen der **Netzsimulation** verwendet werden können.

Auf Grundlage dieser Netznutzungsfälle werden die resultierenden Betriebszustände des europäischen Übertragungsnetzes über den Betrachtungszeitraum ermittelt. Ein Betriebszustand umfasst dabei neben den Betriebsmittelauslastungen und dem Spannungsband im Netz auch die Betriebspunkte 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 Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen 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).

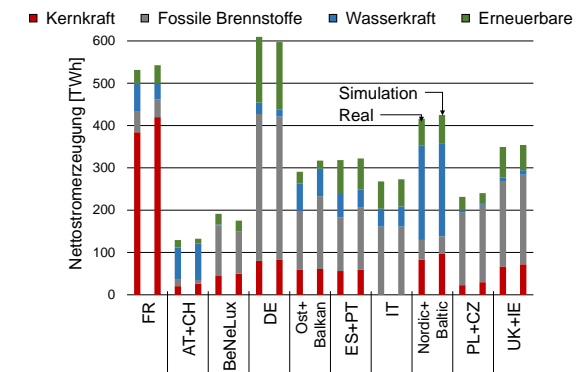


Zur Validierung der im Rahmen der *MILES* Marktsimulationsumgebung angewandten Methoden (Regionalisierung, Zeitreihengenerierung, Kraftwerkseinsatzoptimierung) sowie der verwendeten Datenquellen (Anlagenbestand, Wetterdaten, etc.) und der daraus resultierenden Ergebnisse (Einspeiseprofile, Kraftwerkseinsatz, Stromhandel, Marktpreise, etc.) wurde ein sog. Backtesting für das historische Jahr 2016 durchgeführt.

Dazu wurde die *MILES* Marktsimulationsumgebung basierend auf den von der ENTSO-E veröffentlichten Statistiken (Statistical Fact Sheets 2016) zur installierten konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsleistung im Europäischen Verbundsystem sowie zu den Jahresenergiebedarfen der Mitgliedsländer parametrisiert. Im Anschluss wurde der für das historische Jahr 2016 unterstellte Bestand dezentraler Anlagen in Europa regional verortet. Unter Verwendung regionaler Reanalyse Daten (COSMO-REA6) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für 2016 wurde die Einspeisung aus Photovoltaik- (PV) und Windenergieanlagen (WEA) in Europa in stündlicher Auflösung simuliert. Zudem wurde in Deutschland im Rahmen der Zeitreihengenerierung eine Spitzenkappung für WEA an Land und PV-Anlagen durchgeführt. Das Profil der elektrischen Last in den europäischen Ländern wurde anhand historischer ENTSO-E Daten modelliert. Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland wurde blockschaff anhand der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur modelliert. Für das europäische Ausland werden PLATTS-Daten verwendet.

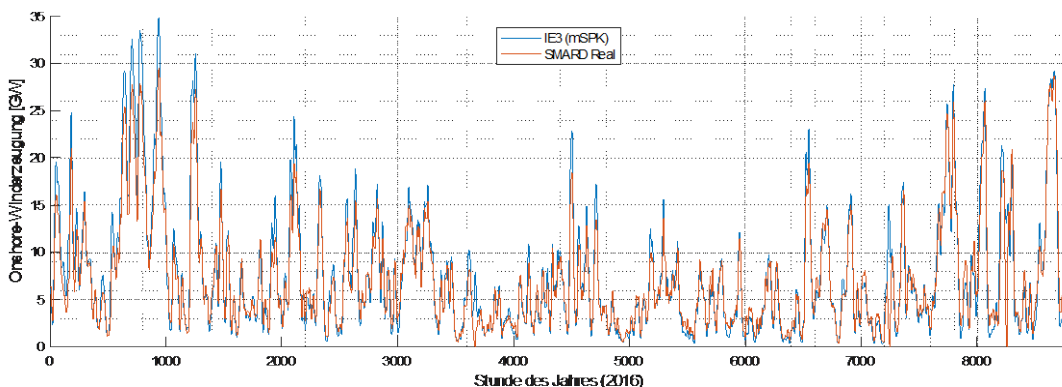
Zur Validierung der Ergebnisse der Regionalisierung und Zeitreihengenerierung sowie der Strommarktsimulation wurden die simulierten Einspeisezeitreihen mit realen von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) veröffentlichten Erzeugungsdaten (SMARD / ENTSO-E) verglichen.

In der folgenden Abbildung ist die Zusammensetzung der jährlichen Stromerzeugung in Europa differenziert nach Ländern bzw. Regionen dargestellt. Die Ergebnisse der europäischen Strommarktsimulation stimmen in guter Näherung in ihrer Struktur mit der historischen Erzeugung überein. Lediglich die simulierte Kernenergieerzeugung in Frankreich übersteigt die reale historische Erzeugung. Dies lässt sich jedoch mit der außergewöhnlich geringen Verfügbarkeit (zeitweise unter 70%) der französischen Reaktoren in 2016 begründen, die in den Simulationen nicht exogen vorgegeben wurde.



Simulierte und reale Stromerzeugung in Europa

In der folgenden Abbildung ist die stündliche Erzeugung von WEA an Land inkl. Spitzenkappung in Deutschland der realisierten Einspeisung gemäß SMARD-Daten im Jahresverlauf gegenübergestellt. Aus Darstellungsgründen ist jeweils der gleitende Mittelwert über 24 Stunden geplottet. Die anhand von historischen Wetterdaten simulierte Erzeugung stimmt in guter Näherung mit der realen Einspeisung überein. Lediglich in Stunden mit sehr hohen Einspeisungen sind deutliche Unterschiede zu erkennen. Eine mögliche Ursache dafür können die von den ÜNB eingesetzten Einspeisemanagement-Maßnahmen im Netzbetrieb sein. Um dies zu überprüfen erfolgt ein Backtesting der Module der Netzsimulationsumgebung.



Vergleich der realen und simulierten WEA-Einspeisung an Land in Deutschland

FlexPlan – Gesamteuropäische Szenarien unter Berücksichtigung von Unsicherheiten

FlexPlan – Pan-European Scenario Generation considering Uncertainties

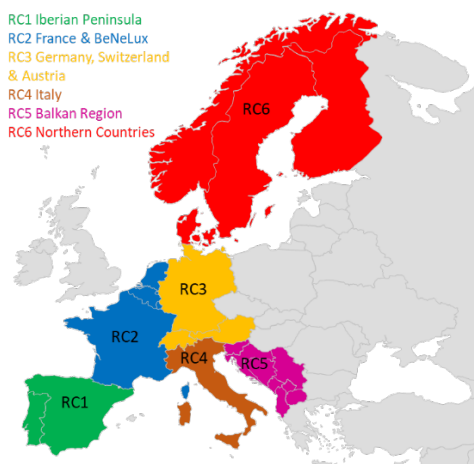
Jawana Gabrielski und Björn Matthes

Der kontinuierliche Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energiequellen sowie strukturelle Veränderungen auf der Nachfrageseite, stellen die langfristige Übertragungsnetzplanung zunehmend vor Herausforderungen. Eine adäquate Ableitung oder Prognose der zukünftigen Versorgungs- und Transportaufgabe ist durch hohe Unsicherheiten erschwert. Das europäische Projekt Flexplan entwickelt ein innovatives Netzplanungswerkzeug, welches Unsicherheiten und Flexibilitäten berücksichtigt. Das Tool wird in sechs regionalen Fallstudien, die große Teile Europas abdecken, validiert.

The continuous expansion of intermittent renewable energy sources and structural changes on the demand side are increasingly posing challenges to long-term transmission grid planning. Adequate derivation or forecasting of future supply and transmission tasks is hampered by high uncertainties. The European project FlexPlan creates an innovative grid planning tool, considering uncertainties and flexibilities. The tool is validated through six regional cases covering large parts of Europe.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Horizont 2020 Rahmenprogramm für Forschung und Innovation der Europäischen Union unter dem Kennzeichen 863819 gefördert.

The following figure presents the six regional cases representing a variety of different conditions including heterogeneous grid characteristics and different weather conditions. Each regional case simulation is carried out by one partner from the according region.



FlexPlan's six regional cases

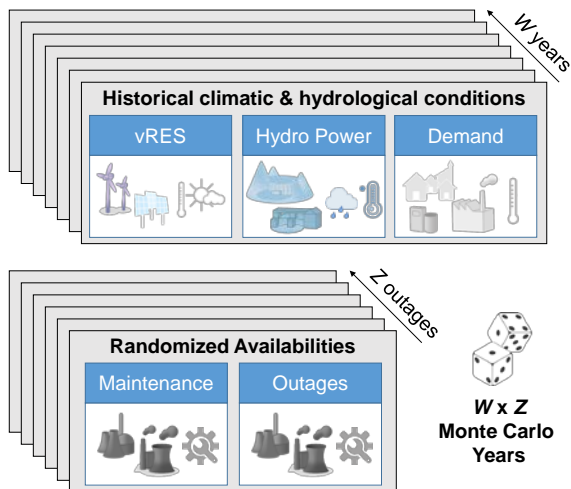
The transmission and distribution grid-planning tool developed in the FlexPlan project aims at calculating optimal grid reinforcement and expansion measures including storage and flexibility over several decades (2030-2040-2050) on a pan-European level. Thereby the future energy system is characterized by several long-term visions, describing possible developments of the energy system as well as divergent European energy policies. The ENTSO-E TYNDP 2020 Scenario Development Report was used as the main source for FlexPlan's pan-European scenario framework. The developed scenarios include macro-assumptions on the generation mix and demand on a

country level, containing three different variants per target year. The *National Trends* variant reflects national energy and climate plans, *Global Ambition* and *Distributed Energy*, which are both aligned with United Nations Framework Convention on Climate Change 21st Conference of the Parties (COP 21) targets, use either a centralized or decentralized approach. Using the *Model of International Energy Systems (MILES)* the macro-assumptions were broken down on smaller regions. Thus, national installed capacities per generation and load category are spatially disaggregated to significantly smaller sub-regions in each country. Furthermore, large-scale technological trends with regard to generation technologies and the development of conventional power plants have already been considered in these macro scenarios. The regionalized pan-European scenarios describe the evolution of the energy system on a level that is not sufficient to carry out extensive grid expansion studies.

In order to run the newly developed planning tool, the operational information of non-dispatchable units, in terms of wind, solar and partly hydro power generators, as well as their dependency on local climatic conditions have to be taken into account. To model these conditions, the stochastic inputs of the planning problem have to be chosen in a way to incorporate extreme conditions, such as droughts, cold spells, windstorms, high-pressure weather conditions and random combinations of the aforementioned conditions resulting in critical events by the consideration of various operational scenarios.

Hence, the ie³ developed a scenario generation approach to calculate various realizations of hourly power generation and load profiles for the uncertain inputs (wind, solar, hydro and demand) of the planning tool in terms of operational scenarios based on historical climatic conditions of 40 years.

An analytical approach considering all stochastic input parameters and their correlations is not compatible with a time-series-based approach. Therefore, the developed scenario generation method applies a Monte Carlo (MC) approach to tackle the probabilistic interpretation of the underlying grid-expansion-planning problem including storage and flexibility. The developed method depicted in the following figure combines realizations of hourly power generation and load profiles based on the climatic conditions of one randomly selected historical weather year with randomized power plant availabilities (outage patterns) to generate samples of the stochastic inputs to model their uncertainty. Subsequently, it generates a broad variety of so-called MC years to be used as an input for the planning problem.



Monte Carlo scenario generation approach

The approach generates for each uncertain input parameter in terms of wind, solar and hydro generation as well as the load a 3D matrix including hourly feed-in and demand values per node and

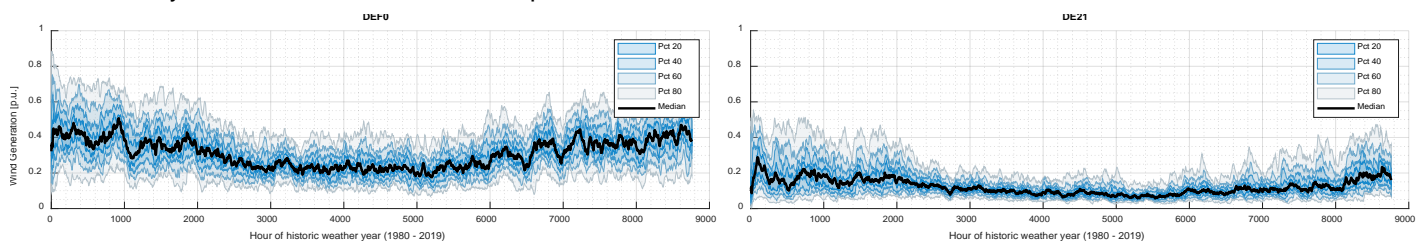
realization. Additionally the method can provide hydro constraints in terms of minimum and maximum production capacities, minimum and maximum reservoir levels as well as hourly inflow data.

Against the background of the deterministic grid expansion-planning problem on an hourly basis for 8,760 consecutive time steps, the climatic and hydrological conditions as well as power plant availabilities for a full year are considered as stochastic inputs.

In the following figure, the temporal and spatial uncertainty in wind generation over the past 40 years is exemplary depicted for two NUTS-2-regions in Germany. For sake of visibility, the weekly moving average of the hourly time series is plotted. Additionally the 40 time series per region are plotted as fan charts to visualize the level of uncertainty in historic data by providing the all-time median and percentiles respectively. The NUTS-2-region DEF0 (Schleswig-Holstein) is located in the north of Germany near the coast whereas DE21 (Oberbayern) is located in Bavaria in southern Germany. As can be seen, wind capacity factors are on average higher in the north and have a higher dispersion.

Since the power system's degree of penetration with non-dispatchable renewable energy sources increases continuously, the total bandwidth of possible grid use cases has grown significantly. Therefore traditional planning approaches considering only a few selected hours as inputs, e.g. the hour with the highest and the lowest load, can no longer be considered as appropriate to assess future energy system's adequacy and reliability.

Thus, advanced methods have to be applied in power system planning to incorporate the extended bandwidth of possible grid use cases as a result of uncertain inputs, to be able to deliver a robust solution. Whereby a solution is considered as robust, if it is determined grid infrastructure is able to supply the demand in a variety of extraordinary situations.



Simulated uncertainty in wind power generation

Thermische Simulation des Gebäudebestands zur Generierung elektrischer Lastzeitreihen von Heiz- und Kühlsystemen

Large-Scale Thermal Building Stock Model for Generating Electric Load Profiles of Heating and Cooling Systems

David Kröger

Eine thermische Gebäudesimulation wird mit einem detaillierten Modell des Wohngebäudebestands in Deutschland kombiniert, um elektrische Lastprofile von Heiz- und Kühlsystemen zu erzeugen. Dies ermöglicht die endogene Simulation des witterungsabhängigen Heiz- und Kühlbedarfs des Gebäudebestandes mit detaillierter Berücksichtigung solarer und interner Gewinne sowie die Berücksichtigung der thermischen Trägheit von Gebäuden.

A thermal building simulation is combined with a detailed model of the residential building stock of Germany to generate electric load profiles of heating and cooling systems. This enables an endogenous simulation of the heating and cooling demand of the building stock depending on weather conditions with detailed consideration of solar and internal gains and the buildings' thermal inertia.

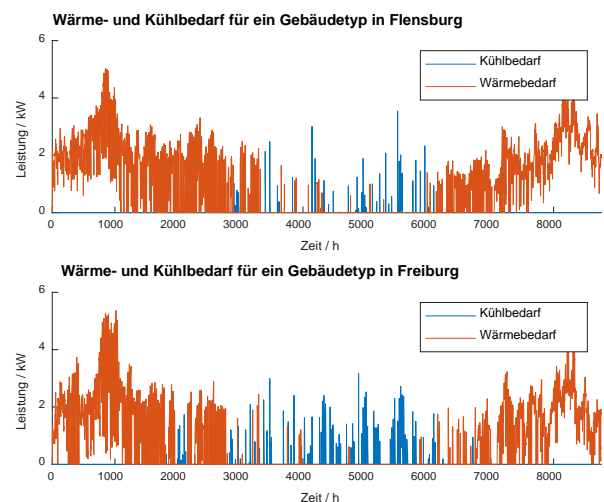
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Ministerium für Kultur und Wissenschaft des Landes Nordrhein-Westfalen (MKW NRW) unter dem Kennzeichen 321-8.03-110-116441 gefördert.

Aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung im Wärmesektor und der erwarteten Zunahme häuslicher und kommerzieller Klimaanlage ist von einer steigenden Wechselwirkung zwischen dem Stromsektor und dem Wärme-/Kältesektor auszugehen. Zur Bestimmung der zukünftigen elektrischen Versorgungsaufgabe ist folglich eine angemessene Abbildung des Wärme-/Kältesektors in Energiesystemmodellen wichtig. Mithilfe einer thermischen Gebäudesimulation kann der Wärme- und Kühlbedarf unter Berücksichtigung gebäudespezifischer Charakteristika, wie Dämmung, thermische Speicherfähigkeit, interne Gewinne und dem Heizsystem bestimmt werden.

Im Rahmen des Projektes *Nachhaltige Energiesysteme im Quartier* wurde eine Methode zur systemweiten, thermischen bottom-up Modellierung des Wohngebäudebestands in Deutschland entwickelt. Dadurch können endogene Simulationen des witterungsabhängigen Wärme- und Kühlbedarfs des Gebäudebestandes mit detaillierter Berücksichtigung interner Gewinne und der thermischen Trägheit durchgeführt werden. Das Modell des Gebäudebestands unterscheidet 729 Gebäudetypen sowie deren regionale Verortung in Deutschland. Das thermische Verhalten der Gebäudetypen wird durch ein thermisches RC-Ersatzschaltbild abgebildet und für jeden Gebäudetyp anhand eines Referenzjahres parametrisiert. Anschließend können mithilfe eines hoch aufgelösten Wettermodells für beliebige Wetterjahre regional aufgelöste Zeitreihen des Wärme- und Kühlbedarfs generiert werden.

Die Bedeutung einer räumlich differenzierten Modellierung wird durch den Vergleich von Zeitreihen des Wärme- und Kühlbedarfs für den gleichen Gebäudetyp an verschiedenen Orten in Deutschland demonstriert. Beispielsweise hat ein Gebäude in Flensburg u.a. aufgrund geringerer solarer Gewinne einen deutlich höheren Heizwärmebedarf als das gleiche Gebäude in Freiburg. Dasselbe gilt umgekehrt für Kühlung.

Unter Berücksichtigung heutiger und zukünftiger Durchdringungsraten strombasierter Wärmezeugungstechnologien, wie Wärmepumpen, und witterungsabhängiger Leistungszahlen, kann anschließend die resultierende statische elektrische Versorgungsaufgabe bestimmt werden. Zukünftige Weiterentwicklungen umfassen die Abbildung des marktgetriebenen Einsatzes der Schnittstellentechnologien.



Zeitreihe Wärme- und Kühlbedarf

MAPSEN – Analyse der Auswirkungen von dezentralen Prosumer- und Speichergeschäftsmodellen auf Stromerzeugung und -verbrauch sowie die Netzbelastung

MAPSEN – Analysis of the effects of decentralized prosumer and storage business models on power generation and demand as well as grid load

Nils Offermann

Aufgrund einer zunehmenden Dargebotsabhängigkeit der elektrischen Energieerzeugung kommt Energiespeichern im Hinblick auf den Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage zukünftig eine zentrale Rolle zu. Private und institutionelle Akteure entwickeln sich vor diesem Hintergrund zu sogenannten Prosumern, indem sie selbst Strom erzeugen und diesen zur Deckung ihres eigenen Bedarfs nutzen. Im Projekt MAPSEN sollen daher die Auswirkungen dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen auf die Belastung und Planung des Übertragungsnetzes analysiert werden.

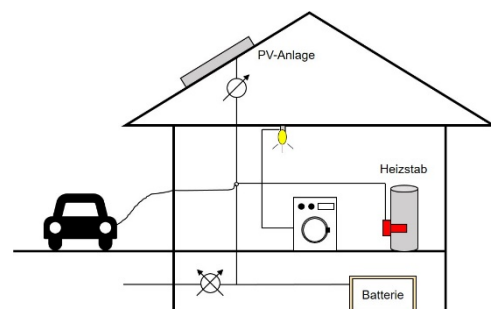
Due to the increasing dependence of the electrical energy supply on intermittent renewable energy sources energy storage systems will play a central role in terms of balancing supply and demand in the future. In this context, private and institutional players are developing into so-called prosumers by generating electricity themselves and using it to cover their own demand. The MAPSEN project will therefore analyze the effects of decentralized generation and consumption technologies on the load and planning of the transmission network.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Kennzeichen 03EI1014B gefördert.

Damit die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung erfüllt werden können, ist neben dem Ausbau erneuerbarer Energien insbesondere ein Zubau von Stromspeichern notwendig. Die Nutzung dezentraler Prosumer-Lösungen bringt dabei den Vorteil mit sich, dass Verbraucher aktiv in die Energiewende eingebunden werden können und so die Akzeptanz in der Bevölkerung gegenüber der Energiewende gesteigert wird.

In Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme (ISE) und dem Energieversorgungsunternehmen EnBW soll im Projekt MAPSEN untersucht werden, welchen Einfluss verschiedene Prosumer-Lösungen auf das deutsche Energiesystem haben. Aufbauend auf einer Literaturrecherche wurden sog. Prosumer-Kundenwelten mit dem Fokus auf Speichertechnologien identifiziert, welche in naher Zukunft relevant sein werden. Kundenwelten charakterisieren das künftige Kundenverhalten zunächst qualitativ. Unabhängig von der Größe der betrachteten Kunden zeigt sich, dass dezentrale Erzeugungs- und Speichertechnologien das Verhalten der Kunden am Netzübergabepunkt verändern werden. Auf Grundlage der definierten Kundenwelten wurden für zwei Stützjahre (2030 und 2050) jeweils drei divergente Szenarien mit unterschiedlichen Ausprägungen im Hinblick auf lokale Erzeugung, Speicher(-kapazität) sowie den Grad der Flexibilitätsnutzung abgeleitet.

Für die identifizierten Kundenwelten sollen in einem nächsten Schritt anhand des zugrundeliegenden regulatorischen Rahmens und den technischen Parametern der Anlagen sog. Geschäftsmodelle entwickelt werden. Aus den Geschäftsmodellen kann dann der Einsatz der dezentralen Anlagen abgeleitet werden. Für jedes der identifizierten Geschäftsmodelle können anschließend Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt werden, auf deren Grundlage Szenarien zur potentiellen Marktdurchdringung und regionalen Verteilung der Kundenwelten entwickelt werden. Auf Grundlage der Szenarien können die Auswirkungen ausgewählter Prosumer-Kundenwelten (und insbesondere der dezentralen Speichertechnologien) einerseits auf das Energiesystem mit dem Fokus auf Erzeugungsanlagen und andererseits auf das Netz untersucht werden. Die Ergebnisse sollen anschließend im Hinblick auf mögliche Rückkopplungen auf die gewählten Kundenwelten und Technologien analysiert werden.



Komplexe Prosumer-Lösung

KonVeEn - Berücksichtigung steuerbarer Ladevorgänge batterieelektrischer Fahrzeuge im Rahmen einer paneuropäischen Kraftwerkseinsatzoptimierung

Pan-European Unit Commitment considering Large-Scale Integration of Controllable Electric Vehicle Charging

Jan Peper

Die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrssektors lässt erhebliche Auswirkungen auf das Stromversorgungssystem erwarten, was eine detaillierte Berücksichtigung von Elektrofahrzeugen (EVs) in Energiesystemmodellen erfordert. Einen integralen Bestandteil dieser Modelle bilden Strommarktssimulationen, welche u.a. den Einsatz konventioneller Kraftwerke und Speicher unter Berücksichtigung des grenzüberschreitenden Stromhandels bestimmen. Vor diesem Hintergrund wurde ein Modell entwickelt, welches steuerbare Ladevorgänge auf Basis realer Verkehrsdaten im Rahmen einer Kraftwerkseinsatzoptimierung berücksichtigt.

The increasing electrification of the transportation sector in Germany is likely to impose significant effects on the electricity supply system which necessitates detailed consideration of electric vehicles (EVs) in energy system models. In electricity market and grid simulation models, a fundamental task is solving an unit commitment (UC) problem to determine the dispatch of power plants and storages. In this context a model has been developed which includes the charging processes of different electric vehicles in the UC-optimization based on real-world traffic data.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Kennzeichen 03EK3057A gefördert.

Das neu entwickelte Modell zur Abbildung steuerbarer Ladevorgänge wurde als Erweiterung der am ie3 entwickelten europäischen Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung MILES konzipiert. Zentraler Bestandteil von MILES ist die Optimierung des Einsatzes des europäischen Kraftwerksparkes. Die Optimierung erfolgt aufgrund der hohen Problemkomplexität in mehreren sich überlappenden Intervallen rollierend.

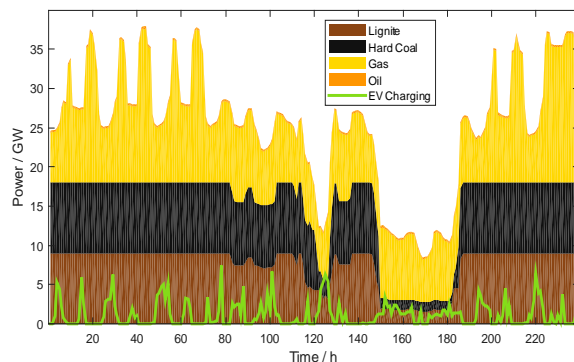
Vor diesem Hintergrund wurde eine Methode zur Verteilung des Flexibilitätspotentials von EVs auf einzelne Intervalle in Abhängigkeit verwendeter Verkehrsdaten entwickelt. Der Fokus lag hierbei auf der Aufteilung des Flexibilitätspotentials von Ladevorgängen zwischen Intervallgrenzen, wobei die Fahrzeuge jeweils in Abhängigkeit ihrer Ankunfts- und Abfahrtszeiten klassifiziert werden.

Die Optimierung der Ladevorgänge kann auf Einzelfahrzeugebene erfolgen, wobei zusätzlich ein Verfahren entwickelt wurde, welches sich ähnlich verhaltende Fahrzeuge aggregiert und so die Rechenzeit signifikant verkürzen kann. Zur Abbildung des räumlich und zeitlich aufgelösten Energiebedarfes sowie der Standzeiten der EVs wurde auf die Ergebnisse von Verkehrssimulationen der Abteilung Verkehrslogistik des Fraunhofer IML zurückgegriffen, welche anhand realer Verkehrsdaten das Verhalten verschiedener Akteure des

Verkehrssektors abbilden. Hierzu zählt neben privat oder gewerblich genutzten Pkw ebenfalls der elektrifizierte Schwerlastverkehr.

Für Pkw wird davon ausgegangen, dass ein flexibler Ladevorgang zu Hause oder am Arbeitsplatz möglich ist. Zusätzlich werden Ladevorgänge an anderen Orten (z.B. an Autobahnraststätten oder öffentlichen Parkplätzen) als unflexible Last betrachtet, die nicht Bestandteil weiterer Optimierungen sein kann.

Analysen der Simulationsergebnisse zeigen eine ausgeprägte Ausnutzung des möglichen Flexibilitätspotentials. Es kann gezeigt werden, dass gegenüber ungesteuerten Ladevorgängen eine Verschiebung des Einsatzes europäischer Kraftwerke hin zu günstigeren und weniger flexiblen Kraftwerken erfolgt.



Kraftwerkseinsatz und Ladevorgänge

Optimale Ladeplanung für elektrische Fahrzeuge mit begrenzten Ladeeinrichtungen

Optimal electrical vehicle charging scheduling with limited charging facilities

Jiayan Liu

Wie die Ladeleistung von Elektrofahrzeugen (EV) mit einer begrenzten Anzahl von Ladegeräten effektiv geplant werden kann, ist eine wichtige Frage für Betreiber von Ladestationen. Daher wird eine Methode zur optimalen Planung von EV-Ladevorgängen vorgeschlagen, die sowohl die begrenzten Ladeeinrichtungen als auch die Wirtschaftlichkeit des Ladevorgangs berücksichtigt. Die Ergebnisse bestätigten, dass die vorgeschlagene Methode zur Optimierung der Ladevorgänge sowohl die Ladekosten minimieren, als auch die Bereitstellung der benötigten Energie der EVs gewährleisten kann.

How to effectively schedule the charging power of electrical vehicle with a limited number of chargers is an important issue for the charging station operator. Therefore, an optimal EV charging scheduling method which takes into account both the limited charging facilities and economy of charging is proposed. The results verified that the proposed charging scheduling method can not only minimize the charging cost but also guaranteeing the EVs energy demand.

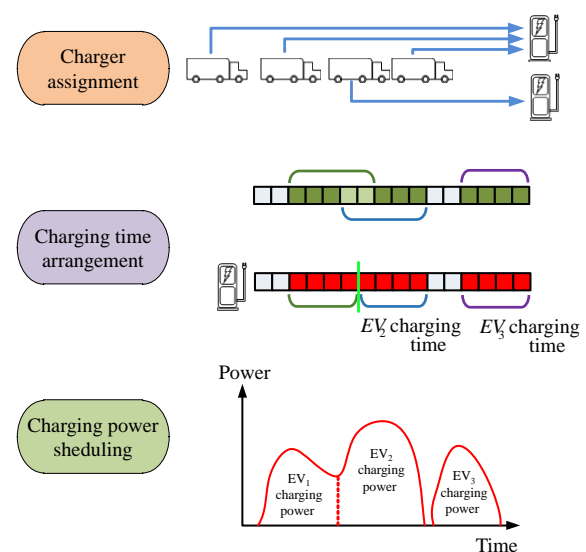
Interest in electric vehicles (EVs) has recently grown due to calls for ecofriendly transportation. EVs, producing zero tailpipe emissions, offer significant potential in improving sustainability and an ecofriendly environment in urban areas. However, the lack of charging facilities is still a significant barrier for the electrification of the logistic system. Hence, effectively scheduling the electric vehicle charging power to reduce the charging station operating cost considering a limited number of chargers becomes an important issue.

Charging stations play an important role in providing charging services to EVs. To reduce the charging cost and improve the energy efficiency, extensive researches focusing on charging station planning, EV charging routing designing and charging scheduling schemes have been carried out. However, most of the recent works ignore the fact of charging station only having a limited number of chargers in reality.

For charging station operators, charging EVs with the limited number of charging facilities by responding to the time of use (TOU) electricity price can not only reduce the charging costs for the charging station operators, but also reduce the investment costs. In the realistic charging station, the number of chargers is limited, but the EVs with charging demand will only stay in the charging station for a certain period of time. Thus, it is necessary to arrange the chargers reasonably to complete the EV charging before EVs departure.

Considering a limited number of chargers, an optimal charging power scheduling method based on TOU electricity price was developed. The EV charging scheduling optimization model can assign EVs' charging chargers and arrange EVs

charging time simultaneously, and scheduling the EVs' charging power within their available charging period. The objective of the established model is to minimize the total charging cost. The established model is a bilevel optimization model. The upper level mainly decides EVs charging at which chargers (charger assignment part) and their available charging period (charging time arrangement part). The lower level solves the EVs charging power within their available charging period by responding to the TOU electricity price (charging power scheduling part). Then, as the upper level is a mixed nonlinear integer program while lower level is a linear program, a compound solving methodology is utilized to get the detailed optimal EVs charging scheduling solutions that can minimize the charging cost while guaranteeing the EVs charging demand.



The process of the optimal charging scheduling method

Green VEgaS – Gesamtsystemanalyse der Sektorenkopplung

Green VEgaS – Overall System Analysis of Sector Coupling

Milijana Teodosic, Dennis Schmid und Björn Matthes

Um die nationalen Klimaschutzziele bis 2050 zu erreichen, wird zukünftig ein hoher Anteil regenerativer Erzeuger im Stromsektor sowie neuartiger Verbraucher zur Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrssektors im Energieversorgungssystem benötigt. Die fortwährende Sektorkopplung und Defossilisierung werden langfristig die wesentlichen Treiber der zunehmenden Wechselwirkungen zwischen den Sektoren sein. Daher wird im Forschungsprojekt Green VEgaS gemeinsam mit Projektpartnern eine Werkzeugkette entwickelt, die eine ganzheitliche Systemanalyse, d.h. Sektoren und Infrastruktur übergreifend, ermöglicht. Das ie³ untersucht dabei einerseits Aspekte zukünftiger Strommarktdesigns und andererseits nachhaltige, robuste Transport- und Verteilnetz-Infrastrukturen für unterschiedliche Zukunftsszenarien/Transformationspfade in ein klimaneutrales Energiesystem.

In order to achieve the national climate protection targets by 2050, a high proportion of renewable energy producers in the electricity sector and new types of consumers will be needed in the future to decarbonize the heating and transport sectors in the energy supply system. Ongoing sector coupling and defossilisation will be the main drivers of the increasing interactions between the sectors in the long term.

In the Green VEgaS research project, a tool chain is therefore being developed together with the project partners to enable holistic system analysis. The ie³ examines the future electricity market design on the one hand and the transport and distribution grid on the other hand for various future scenarios.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das BMWi (FKZ: 03EI1009A)

Das „GreenVEgaS“-Konsortium setzt sich aus universitären und außeruniversitären Forschungsinstituten aus den Bereichen der Strom-, Gas- und Wärmenetze sowie der Energiewirtschaft zusammen. Das Ziel des Forschungsprojektes ist die Entwicklung einer Werkzeugkette zur ganzheitlichen Systemanalyse des Energieversorgungssystems aus volkswirtschaftlicher Perspektive unter Berücksichtigung des Erzeugungsparks und dessen CO₂-Emissionen sowie der erforderlichen Netzinfrastruktur. Dabei liegt ein besonderer Fokus auf der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Zur Identifikation der technischen Randbedingungen der spezifischen Netzinfrastrukturen werden detaillierte Optimierungsmodelle der Verbundpartner weiterentwickelt und gekoppelt. Dadurch wird sowohl ein vertikaler Informationsaustausch über Netzebenen hinweg, als auch ein sektorenübergreifender horizontaler Informationsaustausch in der Energiesystemanalyse berücksichtigt. Die geplanten Weiterentwicklungen sollen insbesondere im Bereich der Schnittstellentechnologien, wie Wärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Elektrofahrzeuge oder Power-to-X-Technologien, stattfinden.

Konkret soll aufgezeigt werden, inwiefern unterschiedliche Ausprägungen einer Sektorenkopplung die Auslastung des elektrischen Transport- und Verteilnetzes beeinflussen. Insbesondere

sollen mögliche Treiber für zusätzliche Netzausbau bedarfe ermittelt werden und deren Wechselwirkungen mit der Infrastruktur der übrigen Sektoren durch Sensitivitätsrechnungen bestimmt werden. Dazu sollen iterativ energiewirtschaftliche Szenarien des zukünftigen Energieversorgungssystems für das Planungsjahr 2050 mit unterschiedlich stark ausgeprägter Sektorenkopplung analysiert werden. Untersuchungsgegenstand in jedem Iterationsschritt ist sowohl die Auslastung der vorhandenen Infrastruktur als auch der Ausbaubedarf der jeweiligen Netze sowie die zusätzlich erforderlichen Betriebsmittel und Anlagen. Hinsichtlich des erforderlichen Netzausbaus gilt es insbesondere sozio-ökonomische Akzeptanzgrenzen zu berücksichtigen. Diese sollen die praktische Realisierbarkeit von Freileitungsprojekten sowie Hemmnisse beim Netzausbau im Allgemeinen abbilden.

Insgesamt stellt die zu entwickelte Werkzeugkette ein umfassendes Optimierungsverfahren zur quantitativen Analyse des Energiesystems dar. Dabei kann die gesamte Energiekette unter Berücksichtigung lokaler und überregionaler Randbedingungen der Netzinfrastrukturen für Strom, Gas und Wärme untersucht werden. Die Ergebnisse verschiedener Modellrechnungen stellen somit umfassendes Orientierungswissen bereit und zeigen die Wechselwirkungen verschiedener Technologien über Sektorengrenzen hinweg auf.

MODEX-Net –Vergleich von Übertragungsnetzmodellen im europäischen Kontext

MODEX-Net – Comparison of Transmission Grid Models in the European Context

Björn Matthes und Jan Peper

Die Systemintegration von erneuerbaren Energiequellen bei zeitgleichem Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung erfordert ein leistungsfähiges kontinentaleuropäisches Verbundnetz, um das aktuelle Versorgungssicherheitsniveau beibehalten zu können. Vor diesem Hintergrund gewinnt eine adäquate Modellierung des Übertragungsnetzes zunehmend an Bedeutung. In der Vergangenheit wurden dazu an mehreren Forschungseinrichtungen unterschiedliche Methoden und Ansätze zur Übertragungsnetzmodellierung entwickelt, welche im Rahmen von MODEX-Net vergleichend analysiert werden sollen.

The ongoing system integration of renewable energy sources with a simultaneous phase-out of fossil electricity generation requires an efficient continental-European transmission grid to maintain the current security of supply level. Against this background, adequate modelling of the transmission grid is becoming increasingly important. In the past, several research institutions have developed different methods and approaches for transmission grid modelling, which will be analysed in MODEX-Net.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03ET4074G

Übergeordnetes Ziel des Verbundvorhabens MODEX-Net ist ein Vergleich von bestehenden Übertragungsnetzmodellen (*EuroPower, eGo/eTraGo, ISAaR, PERSEUS, Mars/ZKNOT, ELMOD* und *MILES*). Anhand von Modellexperimenten sollen die zwischen den Modellen bestehenden Unterschiede identifiziert und analysiert werden. Dies umfasst einen Vergleich der grundlegenden Methoden zur Berechnung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz sowie der dazu genutzten Datenbasen der beteiligten Partner.

Die geplanten Arbeiten teilen sich in mehrere thematische Blöcke. Hierzu zählt einerseits die Erarbeitung einer Methode zum strukturierten Vergleich der Ergebnisse der verschiedenen Übertragungsnetzmodelle und andererseits die Harmonisierung von zentralen Eingangsparametern gemäß vorab erarbeiteter Referenzszenarien. Die harmonisierten Referenzszenarien sowie die harmonisierten Eingangsparameter bilden die Grundlage für sog. MODellEXperimente. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse aus den Modellexperimenten sollen Vorschläge für die Weiterentwicklung von Übertragungsnetzmodellen abgeleitet werden, um deren Aussagekraft für die Energiewende weiter zu erhöhen.

Im ersten Jahr des Projektes wurden die in den Modellen verarbeiteten Datenbasen, die dabei angewendeten Methoden und (Optimierungs)Verfahren sowie die zentralen Eingangs- und Ausgangsgrößen anhand von Modellsteckbriefen miteinander verglichen. Dabei stand stets die geographische und zeitliche Auflösung (Datenqualität) der verwendeten Eingangsdaten sowie deren

Quellen (Datenverfügbarkeit) im Fokus des Vergleichs. Zudem wurde ein harmonisierter Referenzdatensatz für das historische Jahr 2016 im Projekt erarbeitet. Dieser umfasst die nachfolgenden Informationen für Deutschland und Anrainerstaaten: Installierte Leistung je Erzeugungstechnologie, mittlere jährliche Vollbenutzungstunden dargebotsabhängiger Erzeuger, jährlicher Nettostromverbrauch, Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise, etc. sowie grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten für den Stromhandel und Annahmen zur Bestandsnetzinfrastruktur.

Basierend auf dem harmonisierten Referenzdatensatz für das historische Jahr 2016 wurden im zweiten Projektjahr Simulationen zur Ableitung der Versorgungsaufgabe durchgeführt. Dazu wurden die installierte Leistung des unterstellten Anlagenbestands erneuerbarer Energiequellen sowie die elektrische Last zunächst geographisch verortet (regionalisiert). Basierend auf den ermittelten Anlagenstandorten wurde unter Anwendung von numerischen Wettermodellen und historischen Lastprofilen die elektrische Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeuger bzw. die elektrische Last der Verbraucher ermittelt. Die Ergebnisse der Zeitreihengenerierung wurden im Anschluss im Rahmen von Strommarktsimulationen verwendet, um den Kraftwerkseinsatz sowie den Stromhandel im Jahr 2016 zu bestimmen. Die Ergebnisse dieses ersten Modellexperiments werden derzeit mit den Projektpartnern diskutiert.

Basierend auf den Ergebnissen der Marktsimulation werden im nächsten Jahr Übertragungsnetz- und Engpassmanagementsimulationen erfolgen.

InnoSys 2030 – Methodik zur Bestimmung kurativer Ad-hoc-Maßnahmen

InnoSys 2030 – A Method for Determining Curative Ad-Hoc Measures

Milijana Teodosic, Martin Lindner, Stefan Dalhues und Björn Matthes

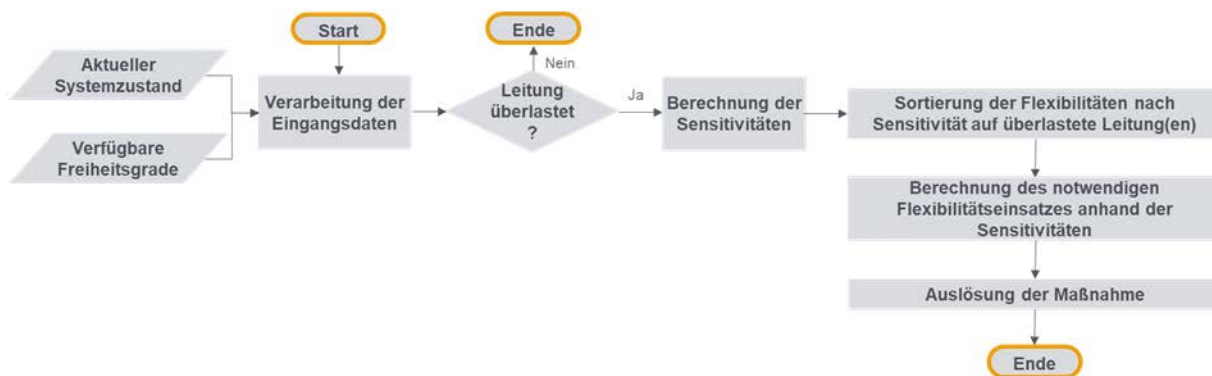
Eine Ad-hoc-Maßnahme kann als unterstützendes Instrument für den kurativen Engpassmanagementprozess in Notfallsituationen agieren. Die Bestimmung der Ad-hoc-Maßnahmen erfolgt sensitivitätsbasiert in Abhängigkeit der verfügbaren Freiheitsgrade des aktuellen Systemzustandes.

An ad hoc measure can act as a supporting tool for the curative congestion management process in emergency situations. The determination of the ad-hoc measures is based on sensitivities and takes into account the available degrees of freedom of the current system state.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das BMWi (FKZ: 0350036L)

Im Forschungsprojekt „InnoSys 2030“ werden innovative Systemführungskonzepte entwickelt, um eine höhere Auslastung des Stromnetzes zu erzielen. Dabei wird untersucht, inwieweit kuratives Engpassmanagement eine effizientere Ausnutzung bestehender Netzinfrastruktur ermöglicht. Um besonders kritische und nicht vorhersehbare Systemzustände beherrschbar zu machen, können kurative Ad-hoc-Maßnahmen als letzte Rückfallebene eingesetzt werden und eine Unterstützung für den Systemführer sein. Dabei ist das Ziel der Ad-hoc-Maßnahmen die Aufrechterhaltung des Systems in einem (n-0)-sicheren Zustand, so dass danach der reguläre kurative Prozess weitergeführt werden kann, um die (n-1)-Sicherheit wiederherzustellen. Für den Einsatz als Ad-hoc-Maßnahme sind insbesondere HGÜ-Systeme und leistungsflusssteuernde Betriebsmittel (LFB) aufgrund ihrer hohen Reaktionsgeschwindigkeit geeignet. In der untenstehenden Grafik ist der Ablauf zur Bestimmung von kurativen Ad-hoc-Maßnahmen veranschaulicht. Um eine Ad-hoc-Maßnahme zu bestimmen, werden zunächst die Parameter des aktuellen Systemzustandes verarbeitet. Aus diesen Daten kann eine mögliche Überlastsituation identifiziert sowie die Auswahl für

entlastende Maßnahmen bestimmt werden. Betriebspunkte von LFB dürfen zugunsten der Überlastsituation im Rahmen der Ad-hoc-Maßnahme insoweit verändert werden, dass keine Grenzwertverletzung auftritt. Um die Wirksamkeit der Betriebspunktänderungen auf die Überlastsituation zu ermitteln, wird eine sensitivitätsbasierte Abschätzung durchgeführt. Zur ad-hoc Auflösung bzw. Linderung der Überlastsituation werden anschließend die Betriebspunktänderungen mit der höchsten Sensitivität auf die überlasteten Leitungen eingesetzt. Dabei ist ein kombinierter Einsatz verschiedener Maßnahmen möglich. Der Maßnahmenereinsatz wird so gewählt, dass sich die Auslastungen der überlasteten Leitungen unterhalb des dauerhaft zulässigen Stromgrenzwertes einstellen und sich das Netz dann in einem (n-0)-sicheren Zustand befindet. Die Validierung der Ad-hoc-Maßnahmen erfolgt zunächst simulativ, wobei vorab bestimmte kurative Maßnahmen als inaktiv angenommen werden und eine Ausfallvariantensimulation durchgeführt wird. Im Anschluss daran wird die Methodik in einem Demonstrationsaufbau erprobt.



Bestimmung der Ad-hoc-Maßnahmen

Analyse signifikanter Einflussfaktoren in der langfristigen risikobasierten Netzplanung

Analysis of significant influencing factors in long-term risk-based grid planning

Tobias Patzwald

Im Rahmen der langfristigen Netzplanung sind in der Gesamtheit eine Vielzahl unterschiedlicher, verschieden gewichteter Einflussfaktoren in der Modellierung des elektrischen Energiesystems zu berücksichtigen. Insbesondere die sich durch die wandelnde Erzeugungslandschaft ergebenden unsicheren Einflussfaktoren bedürfen zur Quantifizierung einer gesonderten Betrachtung mittels probabilistischer Verfahren. Zusätzlich kann als übergeordneter Prozess zur Identifikation signifikanter Faktoren im Zuge einer effizienteren Modellierung mit reduzierter Parameteranzahl die statistische Versuchsplanung als effektives Instrument herangezogen werden.

In the process of long-term grid planning, a large variety of different, diversely weighted influencing factors has to be taken into account in the modeling of the electrical energy system. In particular, the uncertain influencing factors resulting from the transforming generation landscape require separate consideration by means of probabilistic methods for quantification. In addition, as a superordinate process, statistical design of experiments can be used as an effective instrument for the identification of significant factors in the course of a more efficient modelling with a reduced amount of parameters.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft.

Im Zuge der langfristigen Netzplanung zur Identifizierung wesentlicher Investitionsentscheidungen ergeben sich für die Modellierung eines gesamtheitlichen elektrischen Energiesystems aus den Bereichen Regionalisierung, Energiemärkte sowie Netzmodellierung eine hohe Anzahl zu betrachtender relevanter Parameter.

Dabei sind zentrale Einflussfaktoren des Prozesses zunehmend Unsicherheiten unterworfen. Derartige Unsicherheiten ergeben sich durch die Integration dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien in Verbindung mit Prognosefehlern, dem Rückbau konventioneller Kraftwerke sowie einer erwarteten Lastzunahme bedingt durch fortschreitende Sektorenkopplung. Einflussfaktoren dieser Art, welche in ihrer statistischen Ausprägung in Planungsentscheidungen zu berücksichtigen sind, können mittels geeigneter Methoden zur Bewertung der Unsicherheiten quantifiziert werden. Insbesondere approximative Verfahren zur probabilistischen Lastflussrechnung, in welchen unsichere Parameter in Abhängigkeit ihrer Ausprägung mittels Szenarien oder Wahrscheinlichkeitsfunktionen abgebildet werden, erlauben eine Modellierung und Berechnung probabilistischer Größen durch die Ausnutzung mathematisch-statistischer Eigenschaften.

Im Rahmen derartiger Verfahren verbleibt jedoch bedingt durch die Vielzahl an Parametern und Variation von Wahrscheinlichkeitsverteilungen die Schwierigkeit, eine Einflussanalyse einzelner Parameter konstruktiv zu integrieren, um den Detailgrad der Modellierung einzelner Faktoren oder die

Einbeziehung einzelner Parameter grundsätzlich zu ermitteln.

Die statische Versuchsplanung bietet hier eine Methodik, welche auf übergeordneter Ebene erlaubt, Ergebnisse des Prozesses zu reflektieren und somit die Haupteinflussparameter zu identifizieren. Dazu wird für eine vordefinierte Gruppe von Einflussparametern ein faktorieller Versuchsplan erstellt. Dieser legt die erforderliche Anzahl an Prozessdurchläufen fest, wobei jeweils pro Versuch einzelne Faktoren innerhalb der Gruppe hinsichtlich ihrer Faktorenausführung (Variation des Parameterwertes) variiert werden, wohingegen die verbleibenden Faktoren den Ursprungswert beibehalten. Bei einem vollfaktoriellen Versuchsplan wird somit jede Kombinationsmöglichkeit der Faktorenausprägung einbezogen, sodass eine Anzahl von 2^k Versuchen durchzuführen ist, wobei k die Anzahl an Faktoren repräsentiert. Auch ist es möglich, lediglich einen teilfaktoriellen Plan zu generieren, bei welchem innerhalb einer Gruppe von Faktoren diese zusätzlich kategorisiert werden können.

Sind die wesentlichen Faktoren einer Gruppe identifiziert, kann mit einem übergeordneten Versuchsplan die Methodik dieser Haupteinflussfaktoren fortgesetzt werden. Dabei ist zu beachten, dass in jeder Gruppe die einzelnen Faktoren derart miteinander kombinierbar sind, sodass der Gesamtprozess durchführbar ist und ein aussagekräftiges, wiederholbares und verifizierbares Ergebnis liefert.

4.3 Verteilnetzplanung- und betrieb

„Hello world“ – Beiträge der ie³ GridPlanning Toolchain zur open source-Community

“Hello world” – ie³ GridPlanning toolchain contributes to open source community

Chris Kittl, Johannes Hiry, Debopama Sen Sarma

Am 27. November 2019 erblickte sie das Licht der Welt: Die offizielle GitHub-Organisation des ie³. Open source steht für Transparenz, Offenheit und geteiltes Wissen – Werte die das ie³ teilt. Seither wurden erste Bestandteile der GridPlanning Toolchain veröffentlicht und weitere sollen in Zukunft folgen.

It saw the light of day on November 27, 2019: The official ie³ GitHub organization. Open source means transparency, open-mindedness and shared knowledge – ie³ shares those values. Since then, first modules of the GridPlanning toolchain have been published and more are about to come.

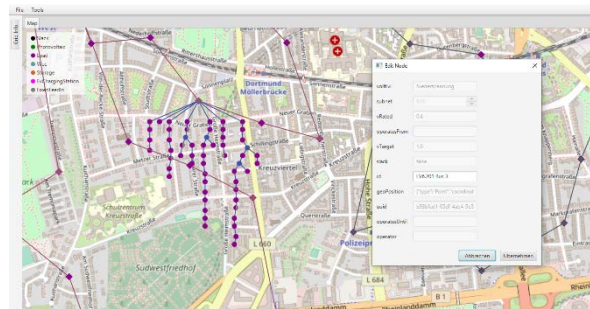
Die ie³ GridPlanning Toolchain (GPTC) ist Narrativ und Forschungsvision zugleich. Sie bündelt wesentliche Forschungsbestrebungen der Themengruppe „Verteilnetzplanung und -betrieb“ und bettet sie in eine Anwendungsgeschichte ein. Die Übersichtsgrafik zeigt, wie automatisierte Datenaufbereitung, verhaltens- und agentenbasierte Simulation, datengetriebene Analyse sowie automatisierte Energiesystemertüchtigung ineinandergreifen.



Übersicht der GridPlanning Toolchain

Der Großteil der Arbeiten konzentrierte sich auf die Datenbereitstellung und -aufbereitung sowie die agenten- und verhaltensbasierte Verteilnetzsimulation SIMONA. Letztere wird auf Seite 37 detailliert dargestellt. Innerhalb der GridPlanning Toolchain wird das *PowerSystemDataModel* (PSDM), eine am ie³ entwickelte Energiesystembeschreibung, verwendet. Sie ist allgemeingültig formuliert, berücksichtigt darüber hinaus aber auch die besonderen Datenbedürfnisse von SIMONA und weiteren Bestandteilen der GPTC und stellt damit einen zentralen Bestandteil dar. Ein großes Hindernis stellte bislang die fehlende visuelle Darstellbarkeit des *PowerSystemData-Models* dar. Mit *NetPad++* existiert nun eine grafische Oberfläche, mit der Netzmodelle visualisiert, untersucht und verändert werden können. Nachfolgende Abbildung zeigt eine exemplarische Nutzung

während der Arbeiten am Netzdatenmodell für das Forschungsprojekt NOVAgent.



Exemplarische Bearbeitungsansicht eines Netzmodells im *NetPad++*

Bereits mit dem Forschungsprojekt *SimBench* leistete das ie³ Beiträge zu öffentlich verfügbaren Netzmodellen unter *simbench.de*. Mit dem Konverter *simbench2psdm* können diese Netzmodelle nun automatisiert heruntergeladen und in das PSDM-Format konvertiert werden, sodass die Netze für die Toolchain verfügbar sind. Darüber hinaus steht ein Konverter zur Nutzung von *SimBench*-Netzen in *PowerFactory* zur Verfügung. Um unsere Arbeit transparent zu machen und unser Wissen mit der Fachöffentlichkeit zu teilen, zu diskutieren und weiterzuentwickeln, sind *PowerSystemDataModel*, *simbench2psdm*, *simbench2PowerFactory*, *NetPad++* sowie Tools zum Handling freier Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) unter unserer GitHub-Organisation verfügbar und können unter der BSD-3-Clause-Lizenz genutzt werden. Wir freuen uns auf diesem neuen, direkten Weg mit Ihnen als geschätzte Vertreter der Fachwelt Lösungen für das Energiesystem der Zukunft zu entwickeln!



ie³ auf GitHub (<https://github.com/ie3-institute>)

NOVAgent – Einbettung von Elektromobilität und dezentralen elektrischen Speicherlösungen in elektrische Verteilnetze auf Basis agentenbasierter Multiskalensimulation

NOVAgent – Embedding electric mobility and decentralized electrical energy storage solutions in distribution grids using agent-based multi scale simulation

Johannes Hiry, Chris Kittl

Zunehmende Interdependenzen verschiedener Energiesektoren, insbesondere die zwischen elektrischer Mobilität und dem elektrischen Verteilnetz, erhöhen den Bedarf an neuen digitalen Prozessen und Interdisziplinarität im Planungsprozess elektrischer Netze. Im Rahmen des Forschungsprojekts NOVAgent werden die Wechselwirkungen von Städte-, Verteilnetz- und Ladeinfrastrukturplanung untersucht.

Increasing interdependencies of different energy sectors, especially those between electric mobility and the electric distribution grid, increase the need for new digital processes and interdisciplinarity in the planning process of electric grids. NOVAgent investigates the relationships between urban, distribution network and charging infrastructure planning.

Das Forschungsvorhaben NOVAgent wird unter dem Förderkennzeichen EFRE-0801553 durch den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung gefördert.

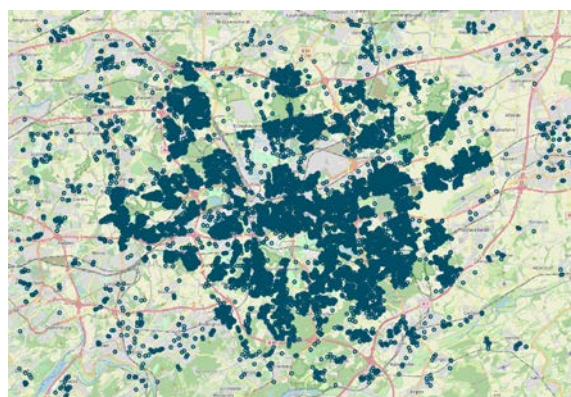
Seit dem Start des Forschungsprojekts NOVAgent im Mai 2019 fand in der ersten Phase gemeinsam mit den Praxispartnern die Analyse der Rahmenbedingungen und die zu untersuchenden Szenarien statt. Nun geht es um die konkrete Entwicklung von Lösungen für die von Seiten der Praxispartner skizzierten erwarteten Herausforderungen aufgrund von Elektromobilität. Erste Ergebnisse des Projekts sind eine agentenbasierte Simulation zur Regionalisierung von Elektromobilitätsinvestitionen, ein synthetisch generiertes, geografisch verortetes Netzmodell sowie erste Analysen zur Abbildung des Bewegungsverhaltens von Elektrofahrzeugnutzern.



NOVAgent – Logo des Projektvorhabens

Schwerpunkt im Arbeitsbereich der TU Dortmund stellt vor allem die Entwicklung einer wissenschaftlich fundierten Lösung zur Abbildung des erwarteten, regionalen Hochlaufs von Elektromobilität im Untersuchungsgebiet dar. Hierzu wurde eine agentenbasierte Simulation entwickelt, welche die jährlichen Investitionsentscheidungen von Privathaushalten in Elektromobilität im Stadtgebiet Dortmund simuliert. Es finden individuelle soziökonomisch und geografisch relevante Einflussfaktoren genauso Berücksichtigung wie individuelle Beeinflussung durch Kommunikation in sozialen Kontaktkreisen. Die entwickelte Simulation eignet sich nicht nur zur Abschätzung der erwarteten Elektrofahrzeugzahlen in einem Zieljahr,

sondern darüber hinaus auch um jährliche Zuwachsraten in einem Betrachtungsgebiet zu verorten. Dies ermöglicht insbesondere in der Netzplanung agil und adaptiv auf zukünftige Entwicklungen zu reagieren.



Exemplarische Simulationsergebnisse für das Stadtgebiet Dortmund

Die folgenden Untersuchungen zur Interaktion von Elektromobilität mit dem Verteilnetz sollen auf einem gemeinsamen Netzmodell erfolgen, dessen Prototyp lag bereits in der ersten Phase vorlag. Dieser wurde vervollständigt und befindet sich aktuell in der Finalisierung. Hierbei profitiert das Forschungsprojekt insbesondere von den Kompetenzen des ie³ im Bereich der synthetischen Netzgenerierung.

Die Abbildung des Mobilitätsverhaltens von Elektrofahrzeugnutzer:innen wurde ebenfalls begonnen. Hierzu wird ein probabilistisches Modell inkl. einer Regionalisierungskomponente entwickelt, welches zur Generierung von Ladebedarfszeitreihen in NOVAgent verwendet wird.

SIMONA – Bedeutung von Software Design und Simulationstheorie für die Forschung

SIMONA – Importance of software design and simulation theory for research

Chris Kittl, Johannes Hiry, Debopama Sen Sarma

Erkenntnisse zurückliegender Forschungsprojekte regen zur Weiterentwicklung der agentenbasierten Simulationsumgebung SIMONA an. Dieser Artikel stellt die Bedeutung von Software Design sowie von Theorie der Modellierung und Simulation anhand der neusten Entwicklungen von SIMONA heraus.

Findings of concluded research projects motivate for further development of the agent-based simulation environment SIMONA. With this article we highlight the importance and impact of software design and theory of modelling and simulation in research, depicted with the help of SIMONA's recent advancements.

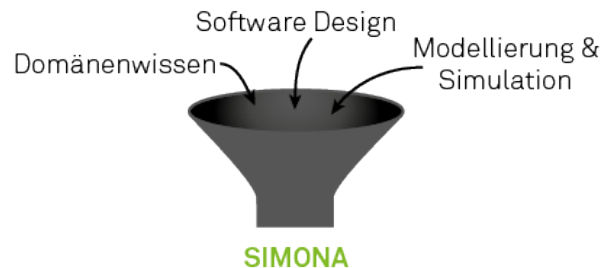
Die dargestellte Forschung entstand in Promotionsvorhaben sowie in den Projekten Agent.GridPlan, NOVAgent (beide gefördert von EFRE; Förderkennzeichen EFRE-0800100 bzw. EFRE-0801553) sowie MoMeEnT (gefördert durch die DFG; Förderkennzeichen RE 2930/25-1).

Eine wichtige Säule für gesellschaftliches Zusammenleben ist die Versorgung der Menschen mit Energie für Wärme, Mobilität oder Elektrizität. Die immer schnellere Veränderung der Lebensrealität spiegelt sich auch in den Anforderungen an die Energiebereitstellung wieder – etwa durch den Wunsch nach klima- und umweltfreundlicher Energiewandlung, effiziente Kopplung der bislang eigenständigen Domänen, landschaftsverträgliche Infrastruktur und individuelle Partizipation am Marktgeschehen – weitere Anforderungen werden in Zukunft gewiss hinzukommen.

Das wirft zwei Fragen auf: Wie sieht das Energiesystem langfristig aus und mit welchen Schritten kann dieses Ziel erreicht werden? Bereits vor rund einer Dekade hat das *ie³* die Notwendigkeit eines flexiblen und detaillierten Simulationstools erkannt, mit dem „Was wäre wenn“-Fragen zur langfristigen Zukunft des Energiesystems beantwortet werden können. So entstand *SIMONA* – zunächst mit Fokus auf die Ausbauplanung von elektrischen Verteilnetzen. *SIMONA* zielt dabei auf ein bewegliches Ziel – und die Entwicklung ist auch nach rund zehn Jahren intensiver, akademischer Entwicklung nicht abgeschlossen. Dieser Artikel stellt die aktuellen Entwicklungen in *SIMONA* dar.

Im Forschungsprojekt *Agent.GridPlan* wurde *SIMONA* in Verbindung mit einem genetischen Algorithmus zur optimierten Netzausbauplanung eingesetzt. Eine Vielzahl von Simulationen mit einem großen Netzmodell und viele Netzteilnehmern waren nötig. Das Projekt lieferte einen Proof-of-Concept, allerdings wurde deutlich, dass Verbesserungen der Berechnungseffizienz nötig waren. Daraus erwuchs die Erkenntnis, dass ein solches Vorhaben nicht nur fundierten Kenntnissen in der eigenen Domäne, sondern vor allem

auch im Bereich von Software Design und effizienter Implementierung sowie in der Theorie von Modellierung und Simulation bedarf.



Schlüsselaspekte der Weiterentwicklung

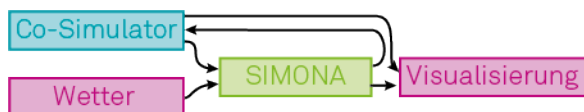
Für die Überarbeitung von *SIMONA* wurden vier Hauptkriterien definiert:

1. Parallelisierte Ausführbarkeit zur verbesserten simulatorischen Effizienz
2. Modularisierung der Ein- und Ausgabeschicht zur Nutzung verschiedener Quellen und Senken
3. Co-Simulationsfähigkeit zur Beantwortung von Fragen der Sektorkopplung
4. Verbesserte Modell- und Simulationsformulierung, die den o.g. Zielen dient

Initial basierte *SIMONA* auf dem Java-Framework *JADE*, welches eine gute Parallelisierbarkeit auf vielen kleinen Geräten bietet, jedoch an seine Grenzen stößt, wenn viele Einheiten auf einer leistungsstarken Simulationshardware oder High-Performance-Cloud-Clustern ausgeführt werden sollen. Zur Verbesserung der Skalierbarkeit wurde *JADE* deshalb durch das Aktoren-Framework *Akka* (akka.io) ersetzt. In diesem Zusammenhang wurde außerdem die Java-kompatible Programmiersprache *Scala* (scala-lang.org) eingeführt, welche bereits nativ für hochskalierbare

Anwendungen entwickelt wurde. Der damit verbundene transparente Nachrichtenversand sowie die Unveränderlichkeit von einmal generierten Objekten (engl. immutability) sind wesentliche Vorteile für die Anwendung in SIMONA. Bei der Re-Implementierung wurde außerdem großer Wert auf Code Quality, effiziente Bündelung von Programmteilen sowie möglichst hohe Flexibilität durch ausgiebige Schnittstellenbildung gelegt.

Die neue Konzeption der Ein- und Ausgabeschicht bringt deutliche Vorteile bei der flexiblen Nutzung von SIMONA: Die Entkopplung von Simulation und Ergebnisverarbeitung durch das „publish / subscribe pattern“ ermöglicht die effiziente Veröffentlichung neuer Ergebnisse. Module, die sich für sie interessieren, registrieren sich dafür und verarbeiten sie weiter ohne die Simulation zu blockieren. Bereits bei der Ergebniserzeugung kann nach Interesse gefiltert werden, sodass uninteressante Ergebnisdaten erst gar nicht nach außen gereicht werden. Besonderen inhaltlichen Mehrwert bietet die Eingabeschicht. Nunmehr ist es möglich Teildatenströme aus verschiedenen Quellen zu beziehen – etwa das Netzmodell aus statischen Dateien und Wetter aus optimierten Datenbankformaten wie bspw. InfluxDB. Gleichzeitig ist es möglich Simulationsergebnisse einzelner Netzteilnehmer direkt von außen in die Simulation einzuschleusen – so können bspw. reale Messungen einer PV-Anlage in einen größeren Kontext integriert werden. Die Änderungen an Ein- und Ausgabeschicht eröffnen grundsätzlich neue Möglichkeiten zur Einbindung von SIMONA in eine Co-Simulation: Teilergebnisse mehrerer Simulatoren können nun modular, zielgerichtet und effizient zur Laufzeit ausgetauscht werden.



Beispielhafte Anwendung innerhalb einer Co-Simulationsumgebung

Um diese Co-Simulationsfähigkeit weiter zu unterstützen, wurde beim Re-Design eine Idee des Akteurenparadigmas angewendet: Eine Berechnungseinheit (Aktor) bekommt eine Aufgabe und erstellt dann weitere Aktoren, sofern dies hilfreich für die Aufgabenbewältigung ist. Nunmehr ist es

möglich on-demand eine SIMONA-Instanz mit einem spezifizierten Simulationsszenario zu erstellen und sich für die Ergebnisse zu registrieren – beliebig viele zur selben Zeit und beliebig häufig.

Schlussendlich müssen aber auch die Modellformulierung und die Auswahl des Simulationsparadigmas all diese Aspekte ermöglichen. Die Entwicklungen in diesem Bereich wurden durch das Konzept des „Discrete Event System Specification Bus“ inspiriert. Hierbei werden differentielle oder zeitdiskrete Modellformulierungen in solche mit diskreten Ereignissen „verpackt“, wodurch Simulatoren mit eigentlich unvereinbaren Modellformulierungen miteinander interagieren können. Damit verbunden ist die Abkehr von äquidistanter zeitdiskreter Simulation, wodurch Teile der Simulation unterschiedlicher zeitlicher Auflösung unterliegen dürfen und sogar unterschiedliche Auflösungen von mehreren Datenquellen für ein und dasselbe Modell möglich sind.

Der erzielte Funktionszugewinn eröffnet für das ie³ neue Forschungsfelder, die teilweise bereits jetzt in Projekten adressiert werden, aber auch die zukünftige Forschung gestalten: In *NOVAgent* (siehe Seite 39) wird die Co-Simulationsfähigkeit zur Berücksichtigung des Mobilitätsverhaltens genutzt, in *MoMeEnT* (siehe Seite 40) finden soziotechnologische Effekte Berücksichtigung in der Verteilnetzsimulation. Im November 2020 fiel der Startschuss für *TRANSENSE*, in dem gemeinsam mit OFFIS e.V., der PSI Software AG sowie der Netze BW GmbH der Einsatz von künstlichen neuronalen Netzen für die State Estimation von Verteilnetzen erforscht wird – SIMONA liefert hier die Trainingsdaten, um unterschiedlich herausfordernde Trainingssituationen darstellen zu können. Weitere Forschungsfragen rund um Sektorenkopplung warten bereits darauf ebenfalls beantwortet zu werden.

Die aktuellen Entwicklungen unterstreichen die Interdisziplinarität der simulativen Energiesystemforschung und die Wichtigkeit von soliden Kenntnissen im Bereich des Software Designs sowie der Theorie von Modellierung und Simulation, um effiziente Werkzeuge zur Erforschung von Herausforderungen der Zukunft zu erstellen – sowie deren fortwährende Anpassung.

MoMeEnT – Modeling the socio-technical multi-level architecture of the energy system and its transformation

MoMeEnT – Modellierung des sozio-technischen Mehrebenensystems der Energieversorgung und dessen Transformation

Debopama Sen Sarma

The goal of this project is to model a multi-agent simulation platform that brings together both social and technical aspects affecting the energy system in the form of technical agents in order to record and analyse the dynamic interdependencies and nonlinear interactions between these social and technical modules. The results will bring forth possible scenarios that pave the way towards the transformation of the energy system into a full renewable based system, identify primary steps of implementing such scenarios and also optimise the same, if necessary.

Der übergeordnete, gemeinsam verfolgte Ansatz des Forschungsprojektes besteht darin, die einzelnen Module des komplexen sozio-technischen Systems der Energieversorgung mittels Multi-Agenten-Ansätzen zu modellieren – und zwar derart, dass die dynamischen Interdependenzen und nichtlinearen Interaktionen innerhalb sowie zwischen den technischen und sozialen Modulen abgebildet, erfasst und analysiert werden können. Auf diese Weise sollen Aussagen über mögliche Szenarien und Pfade der Transformation des Energiesystems zu einem auf erneuerbaren Energien basierendem System getroffen werden und Ansatzpunkte für dessen Gestaltung und ggf. Optimierung identifiziert werden.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) unter dem Förderkennzeichen RE 2930/25-1

Power systems have witnessed radical changes in the recent past that contribute to the transformation to a renewable based energy system in the future. This transformation has introduced multi-faceted challenges in the form of new technologies and changing economic design such as intermittent renewable generation, energy storage systems, demand response programs for active prosumers and many more. To achieve optimal functioning of the electricity grid, all such factors must interact and work together in an efficient manner.

To this purpose, the main goal of this project is to build and integrate relevant social as well as technical modules operating on different time scales as separate multi-agent systems into one simulation platform in order to analyse dependencies and interactions within their individual systems

and between each other. Among the technical participants, that operate on an hourly time scale, are:

1. Electricity grid spanning through several voltage levels with physical assets such as PV, BESS etc. represented by agents
2. Industrial network of large and small firms providing heat to power options and other ancillary services

The social modules are:

3. Social behavior in the residential sector to observe prosumer interaction with the grid operating on a 5-15 minute time scale
4. Governance measures such as regulations and incentives that drive investment decisions operating per 5 years or decennially
5. Innovation investments made in industries annually

These above mentioned multi-agent systems are then integrated into a co-simulation platform (MO-SAIK), as depicted in the figure, and their behavior is recorded and analysed maintaining *security of supply* to achieve optimum operating conditions according to *economic feasibility*, *environment friendliness* and *social acceptance*. The emergence of behavior in the individual multi-agent systems with a focus on their capabilities to resolve conflicting interests and achieve the same objective in the overall simulation will be observed.



Interacting Multi-Agent Systems

DESIGNETZ – von Einzellösungen zum effizienten System der Zukunft

DESIGNETZ – from individual solutions to the efficient system of the future

Fabian Erlemeyer, Dennis Schmid, Annika Schurtz

Im Rahmen des Projekts Designetz werden Einzellösungen zur Integration Erneuerbarer Energien durch eine markt-, netz- und systemdienliche Nutzung als eine Gesamtlösung für ein Energieversorgungssystem der Zukunft verknüpft. Dafür wird am ie³ das System-Cockpit entwickelt, welches den Einsatz von Flexibilitätsoptionen koordiniert. Zusätzlich wird mit Hilfe eines entwickelten Simulationswerkzeugs der Nutzen eines koordinierten Einsatzes von Flexibilitätsoptionen hinsichtlich des Netzausbaubedarfs bestimmt.

The research project Designetz aims to merge different approaches for integrating renewable energies, creating a sustainable energy system for the future. The ie³ develops the System-Cockpit, coordinating the activation of flexibilities. In addition, a developed simulation tool is used to determine the benefit of this coordination with regard to grid expansion requirements for the future.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03SIN227 gefördert.

Im Rahmen des Förderprogramms SINTEG (Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende) werden im Projekt DESIGNETZ durch die Zusammenarbeit von 48 Partnern Lösungen zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in das Energieversorgungssystem entwickelt und erprobt. Demonstrationsanlagen aus den Bereichen Last- und Erzeugungsflexibilisierung und intelligente netzdienliche Flexibilitätsoptionen werden in der Modellregion, bestehend aus Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland, aufgebaut.

Im Projekt wurden auf Basis einer mehrstufigen Verfahrenskette die Randbedingungen des Marktes und die technischen Restriktionen des Netzes modelliert, um einen Rückschluss auf die gesamtwirtschaftlich effiziente Flexibilitätswirtschaftung ziehen zu können. Am ie³ wurde eine Netzausbauplanung für ausgewählte Netze der Modellregion durchgeführt. Bei dem angewandten zeitreihenbasierten Ansatz wurde der Anteil der netzdienlich zur Verfügung stehenden Flexibilität für die Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen bei verschiedenen Untersuchungen variiert. Somit ergaben sich unterschiedlich stark ertüchtigte Netze, die bei einem rein markt- und systemdienlichen Einsatz von Flexibilität Engpassverletzungen aufwiesen. Aus diesem Grunde wurden Netzrestriktionen bestimmt, die in einer erneuten Marktsimulation berücksichtigt wurden. Durch einen Vergleich der Marktsimulationsergebnisse ohne Netzrestriktionen mit den Ergebnissen der Simulation mit Netzrestriktionen konnten die Kosten des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes bestimmt werden. Durch Addition der annuitätischen

Kosten des Netzausbaus mit den Kosten für den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz konnte nachgewiesen werden, dass die Berücksichtigung des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes volkswirtschaftlich effizienter ist als ein konventioneller Netzausbau für den uneingeschränkten Markt- und systemdienlichen Einsatz aller Flexibilitätsoptionen.

Neben einer volkswirtschaftlich effizienten Netzausbauvariante wurden auch Auswertungen über den aus volkswirtschaftlicher und betriebswirtschaftlicher Hinsicht günstigsten Flexibilitätseinsatz durchgeführt. Im Jahr 2020 wurden diese Simulationsergebnisse in das System-Cockpit integriert. Hier werden die Ergebnisse in einem cyberphysikalischen System validiert. Das System-Cockpit empfängt über eine IKT-Infrastruktur Fahrplandaten und Flexibilitätangebote realer Anlagen. Diese Anlagen werden in die Simulation integriert, indem die prognostizierten Betriebswerte einbezogen werden. Die optimierten Fahrpläne werden zurück an die realen Anlagen gesendet. Anhand der Überprüfung der tatsächlichen Betriebswerte kann so die markt-, system- oder netzdienliche Flexibilitätswirtschaftung überprüft werden. Die Auswirkungen des Flexibilitätseinsatzes werden im System-Cockpit visualisiert, um den möglichen Beitrag bereits heute existierender Technologien im zukünftigen Energiesystem zu veranschaulichen. Bei dem Betrieb des System-Cockpits wurden vor allem Herausforderungen bei der Sicherstellung der IT-Security und der standardisierten Kommunikation mit einer Vielzahl diverser Akteure deutlich. Die Live-Tests werden noch bis zum Frühjahr 2021 fortgeführt.

Leistungszentrum DYNAFLEX® – Dynamische, adaptive und flexible Prozesse und Technologien für die Energie- und Rohstoffwende

DYNAFLEX® Center of Excellence – Dynamic, adaptive and flexible processes and technologies for the energy and raw material transition

Lukas Maaß, Dennis Schmid

Der stetige Ausbau erneuerbarer und fluktuierender Stromerzeugungsanlagen macht eine Neugestaltung des jetzigen Energiesystems erforderlich. Aus diesem Grund stellen das Identifizieren neuer Rollen für Akteure mit bestehendem Flexibilitätspotential sowie das Entwickeln von Strategien zur Integration von Flexibilitätspotentialen, notwendige Forschungsschwerpunkte dar. Experten aus differenzierten Fachbereichen arbeiten im Rahmen des Leistungszentrums DYNAFLEX® gemeinsam an den Problemstellungen der Energiewende.

The ongoing expansion of renewable and fluctuating power generation plants makes a reorganization of the current energy system necessary. Flexible systems are necessary to compensate for the resulting load fluctuations. The essential research questions are the identification of new roles for actors with existing flexibility potential and strategies for the integration of their flexibility. Experts from a variety of disciplines work together in the DYNAFLEX® Center of Excellence on the problems of the energy transition (Energiewende).

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Ministerium für Kultur und Wissenschaft des Landes Nordrhein-Westfalen (MKW NRW) unter dem Kennzeichen 314-FhG-002-19 gefördert.

Innerhalb des Leistungszentrums DYNAFLEX® wird das Wissen von Experten aus verschiedenen Fachbereichen im Rahmen der Energiewende gebündelt und Dritten zugänglich gemacht. Die Aufgabenbereiche des Leistungszentrums lassen sich in die Kategorien Methodenentwicklung und Wissenschaftsvernetzung, Systemkopplung von Energiewirtschaft und Produktion sowie Simulationskonzepte für skalenübergreifende Energietechnologien und -systeme unterteilen. Die genannten Bereiche verfolgen das Ziel einer erfolgreichen und wirtschaftlichen Lösung der Energiewende.

In den letzten drei Jahren wurden durch die beteiligten Universitäten in Zusammenarbeit mit den Wirtschaftspartnern umfassende Ergebnisse generiert. Zu diesen zählen mitunter verschiedene Betriebs- und Geschäftsmodelle für Industrieprozesse sowie die Entwicklung von technologischen Lösungen und Systemvorschlägen zur Einbindung neuartiger Anlagen. Die Ergebnisse wurden erst in Modellumgebungen programmiert und anschließend durch Versuche im Labor validiert.

Auf Basis der erfolgreichen ersten Phase des Leistungszentrums DYNAFLEX® startete die zweite Projektphase zu Beginn dieses Jahres. Hierdurch soll das Leistungszentrum DYNAFLEX® zu der führenden Plattform für Prozessdynamik und Adaptivität in der Energie- und Roh-

stoffwende in der Metropolregion Ruhrgebiet ausgebaut werden. In dieser Forschungsphase des Projektes beschäftigt sich das ie³ maßgeblich mit drei konkreten Fragestellungen.

Zunächst werden Rollen für Akteure mit bestehenden Flexibilitätspotentialen identifiziert. Hierbei ist es wichtig zunächst potentielle Akteure des zukünftigen Energiesystems sowie ihr Potential für die Flexibilitätsbereitstellung zu analysieren. Für Akteure mit bestehendem Potential werden Strategien sowie notwendige operative Maßnahmen zum Zugänglichmachen und Anheben des Potentials bestimmt. Die betrachteten Strategien reichen von notwendigen technischen Lösungen und Marktanreizen für den Anbieter durch eine selbstgesteuerte Optimierung (direkte Teilnahme an Flexibilitätsmarkt) bis zu Lösungen durch beispielsweise einen Aggregator. Im Anschluss müssen die passenden operativen Maßnahmen für die möglichen Strategien identifiziert werden. Hierzu zählen Regularien, die eingehalten werden müssen, passende IKT-Verbindungen nach IEC 61850 oder auch die Möglichkeit von modernen Abrechnungssystemen über Smart Meter Gateways auf Basis der Blockchain-Technology.

Zum Abschluss werden aus den bestehenden Ergebnissen die Handlungsempfehlungen für spezifische Flexibilitätskombinationen von Akteuren abgeleitet.

INFLAME – Entwicklung innovativer Technologien und Werkzeuge zur Flexibilitätsbewertung und Verbesserung zukünftiger Energiesysteme

INFLAME – Development of Innovative Technologies and Tools for Flexibility Assessment and Enhancement of Future Power Systems

Lukas Maaß

Innerhalb des Forschungsprojektes INFLAME werden verschiedene Ansätze für die Ermittlung von aggregierten Flexibilitätspotentialen im Energiesystem untersucht. Das Forschungsvorhaben wird im Rahmen der internationalen Zusammenarbeit durch die Projektpartner der TU Dortmund und dem russischen Melentiev Energy Systems Institut in Irkutsk bearbeitet.

Within the research project INFLAME different approaches for the determination of aggregated flexibility potentials in the energy system are investigated. The research project is carried out in the framework of international cooperation by the project partners of the TU Dortmund University and the Russian Melentiev Energy Systems Institute in Irkutsk.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) unter der Projektnummer 405813701 gefördert.

Die Ermittlung des aggregierten Flexibilitätspotenzials stellt eine wesentliche Problemstellung der Energiewende dar. Der Ausbau der erneuerbaren Energien im großskalierten Maßstab, im Rahmen von Wind- und PV-Parks, spielen dabei eine zentrale Rolle. Jedoch ist auch die Anzahl von privaten Kleinanlagen in Haushalten und Gewerbebetrieben nicht zu vernachlässigen. Zu diesen gehören beispielsweise PV-Anlagen, Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen, Batteriespeichersysteme sowie batterieelektrische Fahrzeuge. Alle Anlagentypen sind bereits heute im Energiesystem vorzufinden und ihre Anzahl wird in den kommenden Jahren voraussichtlich zunehmen. Aufgrund der un stetigen Betriebsweise, verursacht durch die Nutzungs- und Wetterabhängigkeit der Anlagentypen, gilt es einen geeigneten Ansatz zu finden, welcher das aggregierte Flexibilitätspotential der Anlagen beschreiben kann. Das Flexibilitätspotential wird benötigt, um Netzschwankungen durch selbige Anlagen auszugleichen.

Hierfür werden die einzelnen Anlagentypen, gemäß ihrem technischen Aufbau, möglichst detailliert programmiert. Der verwendete Programmierungsansatz wurde nach dem bottom-up-Prinzip realisiert. Nach der individuellen Programmierung wird über eine Monte-Carlo-Simulation die notwendige Anzahl der Einzelanlagen bestimmt, welche repräsentativ als Standardprofil genutzt werden. Dies ermöglicht anschließend eine Skalierung auf den gesamten Anlagenbestand eines Landes oder einer betrachteten Region. Aus diesen Ergebnissen lassen sich folglich die Flexibili-

tätspotenziale durch weitere Berechnungen ermitteln. Zum jetzigen Entwicklungsstand lassen sich die negativen und positiven Flexibilitätspotenziale von Blockheizkraftwerken berechnen sowie die wetter- bzw. jahreszeitigen Unterschiede im Darangebot der Flexibilität herausstellen und analysieren. Wird die Flexibilität einer Anlage abgerufen, berechnet das entwickelte Programm das resultierende Verschieben der Flexibilität zu allen weiteren Zeitpunkten. Weiterhin wurde das Flexibilitätsverhalten von Elektrofahrzeugen mathematisch beschrieben, welches sich in drei Kategorien einteilen lässt. Die negative Bereitstellung erfolgt durch den koordinierten Ladenvorgang zu einem gewünschten Zeitpunkt. Die Bereitstellung von positiver Flexibilität kann auf zwei Arten erfolgen. Einerseits besteht die Möglichkeit eine aktive Bereitstellung mittels „Vehicle-2-Grid“ durchzuführen, andererseits kann lediglich der Ladevorgang unterbrochen werden, wodurch zu diesem Zeitpunkt die Leistungsaufnahme reduziert wird, was einer positiven Leistungsbereitstellung für das Stromnetz entspricht. Hierbei wird das individuelle Verhalten der Nutzer berücksichtigt, welches Rückschlüsse auf die Aufenthaltsdauer des Fahrzeugs an verschiedenen Destinationen zulässt. Aus den gesammelten Informationen kann schlussendlich eine potenzielle Flexibilität abgeleitet werden. Durch einen Abruf der Flexibilität kommt es zu einer Verschiebung des Ladezyklus auf einen späteren Zeitpunkt.

Perspektivisch werden weitere Anlagentypen ergänzt und ein allgemeines Flexibilitätspotential mit einer optimierten Einsatzreihenfolge bestimmt.

Energy Estimation for Smart Production Energy Management using Adaptive Intelligence Module

Energiebedarfsschätzung mittels eines adaptiven intelligenten Moduls innerhalb der intelligenten Produktionssteuerung

Bharathwajanprabu Ravisankar

Increasing interests in the development of energy specific smart production systems within the Industry 4.0 framework has given rise to the need for intelligent energy management solutions. In particular, owing to tight integration of new renewable energy sources to the grid and automation of factory processes has made it necessary to take meticulous care to determine energy stability and flexibility without affecting the factory production output. Hence, the proposed Adaptive Intelligence Module (AIM) in this work envisions optimizing energy flexibility by estimating energy demands of smart production systems.

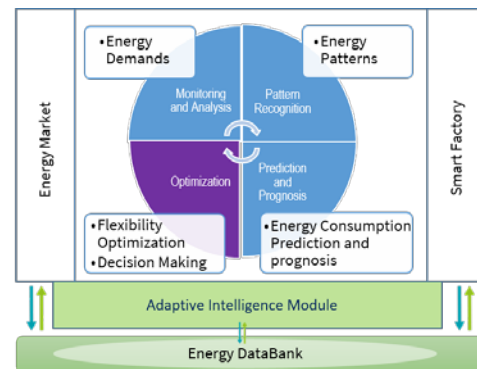
Das steigende Interesse an der Entwicklung energiespezifischer, intelligenter Produktionssysteme im Rahmen von Industrie 4.0 hat den Bedarf an intelligenten Energiemanagementlösungen geschaffen. Insbesondere aufgrund der starken Integration neuer erneuerbarer Energiequellen in das Netz und der Automatisierung von Fabrikprozessen ist es notwendig geworden, die Stabilität und Flexibilität der Energie genau zu bestimmen, ohne die Produktionsleistung der Fabrik zu beeinträchtigen. Daher sieht das in dieser Arbeit vorgeschlagene adaptive intelligente Modul (AIM) die Optimierung der Energieflexibilität durch Abschätzung des Energiebedarfs intelligenter Produktionssysteme vor.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) unter dem Förderkennzeichen 276879186/GRK2193.

In the context of intensive transformation within industrial environments and associated expanding dynamics, the ability of factories to adapt to these changes has become more and more necessary. Exclusive focus on the fourth industrial revolution has reignited the need for energy efficient smart factories, wherein the industrial sectors, who are the largest consumers of electricity, has to improvise on the energy efficiency of their respective production processes. This raises vital problems in energy monitoring and optimization of individual production systems. In addition, the energy demand of factory machines along with its occupancy time in a factory floor poses challenges to energy supply grid and subsequent effects on energy flexibility. Moreover, the increasing utilization and tight integration of renewable energy sources has heightened the need to determine and analyse the energy demands of machines as well as to optimize energy flexibility accordingly ahead of time.

Even though there already exists methods to determine the key performance indicators with respect to the energy efficiency of industrial processes, recent advancements in digitalisation and adaptation of Internet of Things (IoT) devices has opened up huge availability of raw data from factory machines and subsequent possibilities to design detailed energy consumption models of various factory processes. This requires processing

big amount of data with higher accuracies in an intelligent and adaptive manner, possibly using Artificial Intelligence.



Figurative impression of an adaptive energy model for a smart factory context

The functional flow of a robust energy model as shown in figure above starts from energy data bank and traverses in parallel towards intelligence module as well as along the data transfer lines of grid and smart factory. The adaptive decision making block allows optimizing the grid side flexibility based on the prediction of energy consumption coupled with possible prognosis of each machine in factory floor. Alongside, energy patterns observed through continuous monitoring of individual energy demands forms basis to energy prediction model. The positioning of each utility block represents the proximity of influence on the output imparted by either grid or factory.

Open Energy Meter Data – Konzept einer Open-Data- und Analyse-Plattform

Open Energy Meter Data – Concept of an open data and analysis platform

Džanan Sarajlić, Gabriel Ortiz

Im Forschungsprojekt „Open Energy Meter Data“ (kurz „openMeter“) wird eine digitale Open-Data-Plattform für Energieverbrauchsdaten sowie die Umsetzung von transdisziplinären datenbasierten Use Cases entwickelt. Dieser Beitrag beschreibt das Plattformkonzept.

In the research project "Open Energy Meter Data" (in short "openMeter") a digital open data platform for energy consumption data as well as the implementation of transdisciplinary data-based use cases is developed. This article describes the platform concept.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03EI6033A gefördert.

Die fortlaufende Digitalisierung der Energiebranche führt zu einer steigenden Datenerfassung, aber auch zu einem erhöhten Bedarf an Messdaten aus dem Energiesystem. Während für Erzeugungsanlagen aufgrund von Transparenzverpflichtungen eine gute öffentliche Datenlage besteht, gibt es einen Mangel an öffentlich zugänglichen, realen Messdaten von Energieverbrauchern. Für Innovationen im Zuge der Energiewende und im Kontext von Energiesystemen sind diese Verbrauchsdaten jedoch notwendig.

Aus diesem Grund ist das wesentliche Ziel des vom ie³ geführten Konsortiums, bestehend aus Fraunhofer ITWM, logarithmo GmbH & Co.KG, Discovergy GmbH, Stadt Wuppertal und Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH, im Rahmen des im Mai 2020 gestarteten Projekts openMeter, eine zentrale Open-Data-Plattform zu entwickeln und bereitzustellen (siehe Abbildung). Die dort bereitgestellten Energieverbrauchsdaten sollen mit geringem Aufwand abgerufen werden können, was z.B. durch standardisierte Schnittstellen ermöglicht wird. Es werden pseudoanonymisierte oder anonymisierte Daten für Verbräuche aus den Bereichen Strom, Wärme und Kälte bereitgestellt.

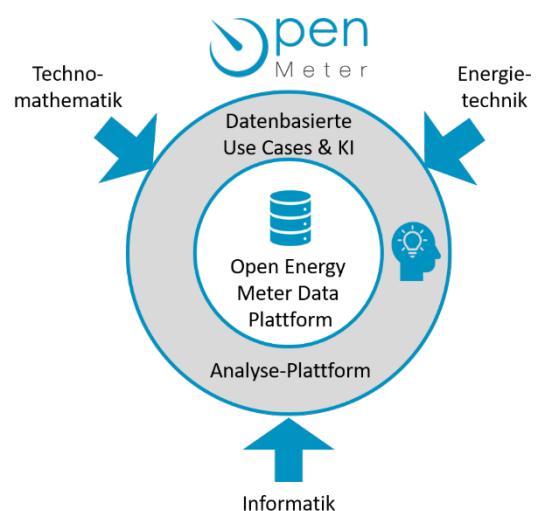
Der potentielle Nutzen einer solchen Open-Data-Plattform für Energieverbrauchsdaten ist vielfältig, dazu gehören z.B.:

- Einfacher Zugriff auf eine breite Datenbasis für Forschungsprojekte
- Verbesserung von Standardlastprofilen basierend auf valider Datenbasis
- Ermittlung ähnlicher Verbrauchsprofile mittels Clustering
- Generierung und Verifikation von energetischen Baselines

Dazu werden transdisziplinäre datenbasierte Use Cases unter der Mitwirkung der Fachdisziplinen Elektrotechnik, Technomathematik und Informatik umgesetzt. So soll der plattformökonomische Nutzen einer breiten, offenen Datenbasis im Kontext der Digitalisierung des deutschen Energiesystems realisiert und belegt werden.

Die Datenplattform wird ergänzt durch eine prototypische web-basierte Analyse-Plattform, um den Mehrwert offener Daten und datenbasierter Modelle anwendungsnah aufzuzeigen.

In der Anfangsphase des Projektes ist bis Ende 2020 eine Anforderungs- und Use Case-Analyse für die Schaffung einer digitalen offenen Plattform für Energieverbrauchsdaten erfolgt. Neben der Ausarbeitung der technischen Anforderungen an die Plattform, ist die Use Case-Analyse aus der Perspektive verschiedener Nutzerkreise, wie z.B. Netzbetreiber, Kommunen oder Dienstleister, erfolgt. Dadurch soll ein gezielter Mehrwert für die jeweiligen Nutzer geschaffen werden.



openMeter Plattformübersicht

4.4 Smart Grid Technologien

High Power Charging - Umweltfreundlich, kundenfreundlich und flächendeckend

High Power Charging - Environmentally friendly, customer friendly and comprehensive

Daniel Jablonowski

Ziel dieses Projekts ist die Entwicklung innovativer Hochleistungs-ladesysteme (HPC), die in städtischen und ländlichen Gebieten umweltfreundlich, kundenfreundlich und flächendeckend auf der Niederspannungsebene betrieben werden können.

The objective of this project is the development of innovative high-power charging (HPC) systems that can be operated in urban and rural areas in an environmentally friendly, customer friendly and comprehensive manner on the low-voltage level.

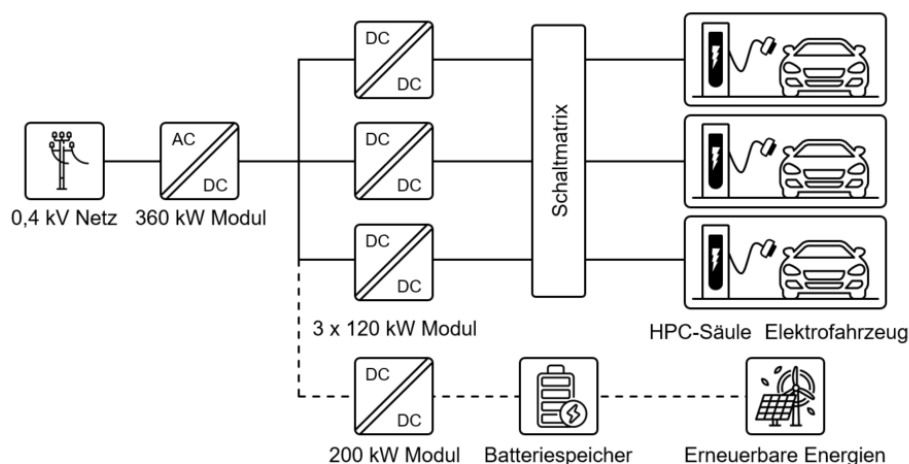
Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Ministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur

Um die ambitionierten Klimaziele der Bundesrepublik Deutschland zu erreichen, ist eine Elektrifizierung des Sektors „Transport und Verkehr“ notwendig. Dieser Prozess der Elektrifizierung erfolgt derzeit jedoch nicht schnell genug, um die Ziele der Bundesregierung zu erreichen. Dies liegt unter anderem an nicht ausreichend vorhandener Ladeinfrastruktur. Um die Elektrifizierung des „Transport und Verkehr“-Sektors zu beschleunigen, ist es daher notwendig innovative Ladelösungen zu entwickeln und das bestehende Ladeinfrastrukturnetz auszubauen.

Im Rahmen dieses Forschungsprojekts wird daher ein neues Hochleistungs-ladesystem für die Niederspannungsebene entwickelt. An dem Hochleistungs-ladesystem sollen bis zu drei Elektrofahrzeuge gleichzeitig mit einer maximalen Leistung von bis zu 350 kW laden können. Damit diese hohe Ladeleistung nicht zu Netzengpässen führt, wird ein Batteriespeicher verwendet. Der Batteriespeicher stellt die elektrische Energie in Abhängigkeit von dem Budget des Endnutzers und der Kompatibilität des Elektrofahrzeugs innerhalb kurzer Zeit bereit. Der Speicher selbst

kann über längere Zeiträume mit geringerer Leistung entweder über den Netzanschluss oder über vorhandene dezentrale und erneuerbare Erzeuger gefüllt werden. Insgesamt wird durch das neu entwickelte Hochleistungs-ladesystem *umweltfreundliches, kundenfreundliches und flächendeckendes* Laden ermöglicht.

Die Aufgabe der TU Dortmund besteht insbesondere in der Steuerung der verschiedenen Komponenten des Hochleistungs-ladesystems sowie der Integration des Systems in die Niederspannungsebene des Stromverteilnetzes. Im Rahmen der Anforderungsdefinition und –Validierung analysiert die TU Dortmund außerdem den Anwenderbezug. Dies erfolgt durch die enge Einbindung von Netzwerkpartnern. In diesem Rahmen wird eine Assoziierung von Energieversorgungsunternehmen und/oder Netzbetreibern angestrebt. Zusätzlich wird die Anwendersicht im Rahmen eines Stakeholderdialogs analysiert. Dieser basiert auf Anwenderbefragungen und mündet in einer Kurzstudie. Ziel ist es, diese Anforderungen im Forschungslabor anschließend zu validieren.



Darstellung des Hochleistungs-ladesystems

5Gain - Infrastrukturen für zellulare Energiesysteme unter Nutzung künstlicher Intelligenz

5Gain - infrastructures for cellular energy systems using artificial intelligence

Robert Jahn

In dem 5Gain Projekt wird ein zellulärer Ansatz für Energiesysteme verfolgt mit dem Ziel der autonomen Koordination der technischen Zellteilnehmer hinsichtlich Einspeisungs- und Lastverhaltens. Das erarbeitete Konzept wird zunächst in einem dafür errichteten Campuslabor an der TU Dortmund erprobt und anschließend in das Reallabor: „Dortmund-Innenstadt“, integriert.

In the 5Gain project a cellular approach for energy systems is pursued with the goal of autonomous coordination of the technical cell participants with respect to feed-in and load behavior. The developed concept will first be tested in a campus laboratory built for this purpose at TU Dortmund and then integrated into the fieldtest area: „Dortmund-Innenstadt“.

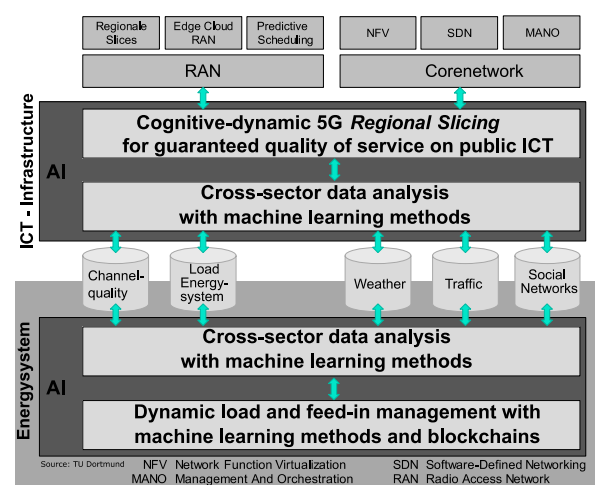
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03EI6018C gefördert.

Mit dem Bestreben, die globale globale Erwärmung zu begrenzen, durchlaufen die Energiesysteme als Hauptquelle der CO₂-Emissionen einen beispiellosen Wandel. Eine der wichtigsten Maßnahmen in diesem Zusammenhang ist die Umstellung von konventioneller Energieerzeugung auf erneuerbare Energiequellen. Dies verändert bereits heute die Struktur des Energiesystems erheblich. Zunehmend dezentralisierte, lokale Erzeugungsanlagen und Offshore-Windparks mit einem Erzeugungsschwerpunkt fernab von Lasten, durchdringen die historisch gewachsene Struktur des Energiesystems. Darüber hinaus verschmilzt das elektrische Energiesystem zunehmend mit dem Wärme- und Mobilitätssektor, wobei Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen sowie Blockheizkraftwerke das Last- und Einspeiseverhalten verändern. Durch die volatile Einspeisung entsteht ein Ungleichgewicht zwischen Energieerzeugung und -entnahme, dass die Stabilität des Energienetzes zunehmend gefährdet. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, sind neue Konzepte des Netzmanagements sowie eine umfassende, kontinuierliche Überwachung und Steuerung der Energiesysteme bis auf die Ebene der Energieverteilungsnetze erforderlich. Dies wiederum führt zu erheblichen Anforderungen an die Servicequalität überlagerter IKT-Infrastrukturen, insbesondere im Hinblick auf Übertragungslatenzen, Verfügbarkeit und Skalierbarkeit.

In diesem Projekt wird ein Konzept für zelluläre Energiesysteme entwickelt und evaluiert, dessen regionales Last- und Erzeugungsverhalten durch Methoden des maschinellen Lernens, die Netz- und Umweltdaten berücksichtigen, optimiert wird.

Der Fokus dieses zellulären Konzepts liegt auf einer weitgehend autonomen Koordination der einzelnen technischen Teilnehmer mittels Agentensysteme. Für die kommunikationstechnische Verbindung der technischen Teilnehmer innerhalb einer Zelle wird das 5G Regional Network Slicing-Konzept verwendet, um die Zuverlässigkeit und Dienstqualität des Systems zu gewährleisten.

Ein 5G-Campuslabor wird auf dem Campus der TU Dortmund eingerichtet, um einen digitalen Zwilling des Feldtestgebiets im Zentrum Dortmunds zu entwickeln. Hier wird das entwickelte Konzept für zellulare Energiesysteme und dessen KI-basiertes Management, das über 5G kommuniziert, für eine spätere Integration in das Feldtestgebiet analysiert. Die gewonnenen Ergebnisse werden genutzt, um die Praxistauglichkeit des zellulären Konzepts zu evaluieren.



5Gain Grundkonzept

Universelles Leistungsmanagement für Niederspannungsnetze (ULN)

Universal Load Management for Low-Voltage Grids

Mara Holt, Dominik Hilbrich

Entwicklung und Realisierung eines universellen Leistungsmanagement- sowie Monitoringsystems zur Erhöhung der Transparenz und bedarfsgerechten Betriebsweise von Niederspannungsnetzen am Beispiel eines Pilot Verteilnetzes.

Development and implementation of a universal load management and monitoring system to increase the transparency and demand-oriented operation of low-voltage grid using the example of a pilot distribution grid.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung

Im Rahmen der Energiewende kommt es zu einer vollständigen Veränderung der deutschen Energielandschaft. Einerseits wird das Verteilnetz durch die volatile Stromeinspeisung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen herausgefordert, die zu einem bidirektionalen Stromfluss führt, andererseits wird es durch eine verstärkte Anbindung von Ladestationen für Elektrofahrzeuge mit hohem Energiebedarf und hoher Gleichzeitigkeit belastet. Diese Entwicklung führt zu einem noch nie dagewesenen Delta zwischen minimalem und maximalem Leistungsbedarf. Trotz dieser Herausforderungen müssen die Anforderungen der Spannungsgrenzen und des Netzmanagements erfüllt werden, ohne den Ausbau der dezentralen Energieerzeugungsanlagen und der Ladestationen zu verlangsamen. Um die Effizienz der elektrischen Netze zu erhöhen, gewinnen neben den konventionellen Netzverstärkungen intelligente Lösungen an Bedeutung.

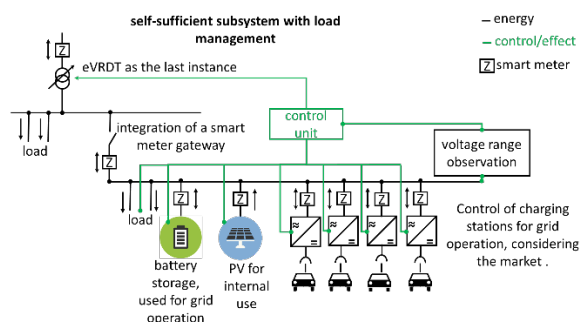
In diesem Zusammenhang wird im ULN Projekt eine Möglichkeit erarbeitet, eine größere Anzahl dezentraler Energieerzeugungsanlagen und Verbraucher in das Netz zu integrieren, ohne betriebliche Grenzen zu verletzen. Dabei soll konventioneller Netzausbau durch den Einsatz eines Leistungsmanagementsystems und durch zusätzliche Netzkomponenten möglichst vermieden bzw. effizient substituiert werden. Darüber hinaus soll durch ein Monitoringsystem der Verteilnetzbetreiber über den Netzzustand des Verteilnetzes allgemein informiert werden.

Das Leistungsmanagementsystem wird durch ein am ie3 entwickeltes Smart-Grid-Automatisierungssystem realisiert. Neben der Datenerfassung und Verarbeitung stehen dem System weitere Funktionen zur Verfügung. Dazu zählen beispielsweise Algorithmen zur State Estimation, zur Berechnung des optimalen Leistungsflusses und zur modellprädiktiven Regelung.

Diese Funktionen finden ihre Anwendung üblicherweise in den höheren Spannungsebenen und wurden für die Anwendung in der Niederspannung adaptiert. Dabei sollen die Regelungsalgorithmen über den Rahmen einer einfachen Schlechtpunktregelung hinausgehen, indem die verfügbaren Flexibilitäten im Netz mittels Optimierung ideal ausgenutzt werden. Bei der modellprädiktiven Regelung können über einen Prädiktionshorizont, unter Ausnutzung von geeigneten Prognoseverfahren, Engpässe vorhergesehen und Gegenmaßnahmen eingeleitet werden.

Das Projekt konzentriert sich auf die Realisierung und Demonstration des Leistungsmanagement- und Monitoringsystems in einem Pilotnetz. Das Pilotnetz beinhaltet bereits Ladestationen für Elektrofahrzeuge mit 100 kW Ladeleistung sowie unterschiedliche Verbraucher. Darüber hinaus ist einer Erweiterung um eine Photovoltaikanlage mit 99 kW, einem Batteriespeicher, einer DC Schnellladesäule und einem elektronisch regelbaren Transformator geplant.

Um während der Projektlaufzeit kritische Netzzustände zu provozieren, erfolgt der Anschluss der verschiedenen Komponenten während der Projektlaufzeit teilweise über einen deutlich verlängerten Netzstrang. Die geplante Gesamtanordnung des Pilotnetzes ist in der folgenden Abbildung zu erkennen.



Übersichtsplan der Gesamtanordnung

Netz- und kundenfreundliches Laden von Elektrofahrzeugen im Dortmunder Kreuzviertel

Network and customer-friendly charging of electric vehicles in the heart of Dortmund

Kalle Rauma

Im Rahmen des Projekts "Parken und Laden in der Stadt (PuLS)" wird das Institut ie³ neue adaptive Ladelösungen entwickeln, die dazu beitragen, die Elektrofahrzeuge besser in hoch belastete städtische Niederspannungsnetze zu integrieren. Der Algorithmus soll garantieren, dass die Netzkapazität an einer Ladestelle möglichst effizient genutzt wird. Für die Kunden wird dies als verkürzte Ladezeit gewertet. Für den Netzbetreiber bedeutet dieser adaptive Algorithmus, dass Elektrofahrzeuge keine ernsthaften Überlastungen verursachen. Der Algorithmus wird im Dortmunder Kreuzviertel in den Jahren 2021-2022 getestet.

Within the project "Parken und Laden in der Stadt (PuLS)", the ie³ institute will provide new adaptive charging solutions that help to integrate the electric vehicles better in highly loaded urban low voltage networks. The algorithm will guarantee that the network capacity at a charging site will be used as efficiently as possible. To the customers, this will be seen as reduced charging times. To the network operator, this highly adaptive algorithm means that electric vehicles do not cause significant overloads. The algorithm will be tested in the district of Kreuzviertel in the city of Dortmund during the years 2021-2022.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur.

Together with the increasing number of electric vehicles, new cost-efficient solutions are required in order to adapt the vehicles in the existing low voltage network. Especially, old, but densely populated urban areas, close to city centres can be problematic. On one hand, such areas must adapt large fleet of vehicles, due to their dense population and typically a wide offering of restaurants, shops and other services. On the other hand, the power network can be relatively old and already close to overload during peak hours. The expectations of generous charging capacity combined with the old network infrastructure pose a cumbersome situation.

The abovementioned situation is one of the themes that are tackled in the project "Parken und Laden in der Stadt (PuLS)". The ie³ institute proposes a new adaptive charging algorithm that guarantees the use of the, possibly limited, network capacity at a charging site as efficiently as possible. The algorithm uses an innovative learning mechanism to maximize the charging capacity with any vehicle as long as it is compatible with the European charging standard IEC 61851-1. The algorithm also reduces the load caused by a network congestion quickly if needed, thus, the local network operator does not have to worry about additional overloads caused by EVs. The new algorithm is intended to work as a "basic layer" algorithm and is combinable with any other charging

algorithms. This could be the case, for example, if the local charging operator or the customer want to charge according to any external signal, such as electricity price or the local generation from renewable sources. So far, the new algorithm is tested to be successful by means of hardware-in-the-loop experiments by using real electric vehicles and a charging station at TU Dortmund University. It is found out that in many cases, the algorithm provides a reduction in charging times without any the need of any additional hardware. This means a cost-efficient way of improving the quality of charging service.

The field test of the system will be carried out at Kreuzviertel, Dortmund. About 40 commercial charging stations will be installed in Kreuzviertel as a part of PuLS. The district provides an ideal surrounding for such testing due to its large variety of customers. It is expected that customers, from the local habitants and culinary tourists to visiting football fans will guarantee that the charging stations are under heavy use. In addition to the charging management, PuLS has further goals, such as to provide a short-term rental platform of private parking and charging areas. The innovations planned in the project will contribute to an improved cost-efficiency and user-experience of electric vehicles. The project consists of partners from the academy, the industry and the local administration and energy companies.

i-Autonomous – Identification of relevant local grid stations for a smart grid automation system

Sebastian Raczka, Rajkumar Palaniappan, Björn Bauernschmitt, Dominik Hilbrich

Due to increasing loads such as electric vehicles or heat pumps on the one hand and infeed from decentralized energy generation (DEG) on the other, the monitoring of distribution grids gains extra significance. For monitoring, smart grid systems can be used, but it exists the risk of becoming proprietary solutions. For this reason, the i-Autonomous research project will investigate how smart grid systems can be integrated in a standardized way, considering existing norms. An important part of the overall construct is identifying relevant network areas for the use of such a smart grid system. Due to the large number of low and medium voltage grids, the question arises which grid areas and especially grid stations should be selected for such an automation system. For this purpose, a methodology was developed, enabling the identification of suitable grids and local substations for a smart grid automation system.

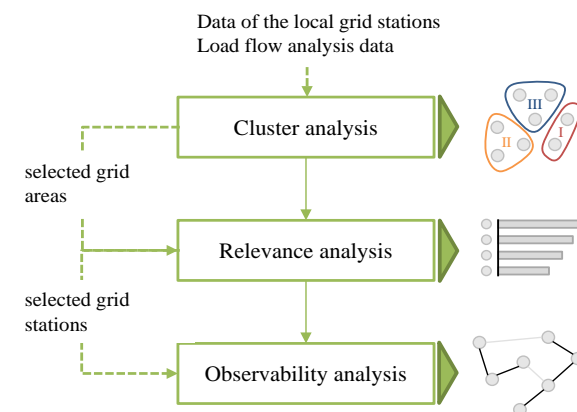
This research project is funded by the Federal Ministry of Economics and Energy under the number 03EI6001A.

In the project i Autonomous, an overall concept for standardizing the integration process of smart grid procedures is being researched. The goal is to develop a template that enables a standardized integration of smart grid functionalities in medium and low voltage grids. In addition to ie³, the following companies are involved in the project: Westnetz GmbH, KoCoS Messtechnik AG, H & S Hard- & Software Technologie GmbH & Co. KG, the OFFIS Institute for Computer Science, and Energie Waldeck-Frankenberg GmbH.

The main work packages in i-Autonomous consist of the analysis and requirements of future local grid stations, the specification of the hardware and interfaces of a smart grid system, the development and implementation of algorithms, and the subsequent validation of the conceptual prototype in the field. In the first year of the project, existing local grid stations were investigated to identify grid areas in which the smart grid system could be integrated. For this purpose, a multi-stage procedure was developed to select grid areas with a high number of potentially suitable local grid stations from a large amount of information. The identification process consisting of three elementary analyses and is shown on the right-hand side.

The overall methodology consists of a cluster, relevance, and observability analysis. In the cluster analysis, which is based on the k-means algorithm, all local grid stations' properties are processed. A classification of all stations is achieved, where similar stations are combined into one group. The local grid stations' decisive aspects, such as the construction year, the number of subordinate connected feed in or other crucial criteria, determine the similarity.

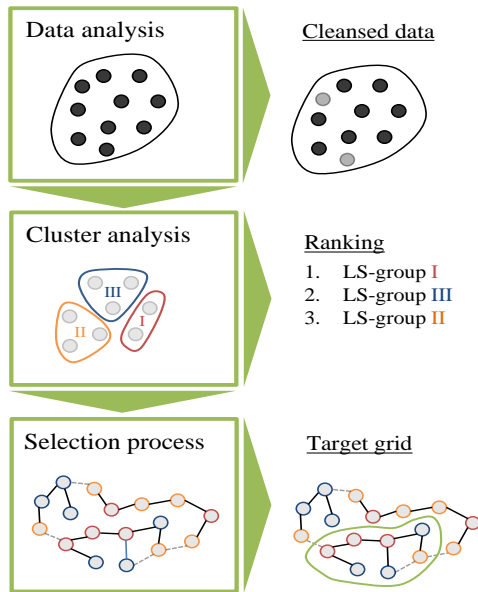
As the next step, grid areas with a high penetration of local stations belonging to a prioritized cluster group are identified. Those represent the input data for the relevance analysis.



Methodology for identifying potential grid areas

The relevance analysis determines stations regarding their importance for the execution of a grid state estimation. The length of the lines and the loadings in the grid are decisive for the state estimation quality. Therefore, these criteria are chosen to create a ranking, which then provides a selection of local stations for the third and final analysis. Based on the observability analysis, the local grid stations are evaluated regarding their removal. According to the procedure, redundant and essential locations of measurements are identified. The goal is to measure a minimum number of local grid stations under consideration of the network's full observability. If, for technical or other reasons, it is not possible to equip selected grid stations, a grid reduction is necessary, which can guarantee a so-called pseudo-observability.

A detailed view of the cluster analysis and determination of relevant grid areas is shown in the figure below.



Procedure of cluster analysis of all grid areas

In the first step, the data of all local grid stations are examined and classified as suitable or non-suitable. The k-means algorithm then reads in the suitable local stations with the previously defined properties. Characteristics can be chosen depending on the importance and should include those relevant for selecting the most important cluster. For this purpose, the number of DEGs or charging points in subordinate grids, the year of construction, or the transformer utilization are used. The cluster groups can then be evaluated according to their importance for automation. Finally, physically connected grid areas with a high penetration of relevant grid stations can be identified.

The procedure was applied to the real dataset from the distribution system operator Westnetz GmbH. Several grids were identified that could be considered for the automation system. One particular grid was selected for further investigation, especially concerning the relevance and observability analysis. The selected 10 kV medium-voltage grid is located in a rural area with high penetration of DEG. There are four wind turbines, three photovoltaic plants, and one biogas system. In the

further course of the analysis, the most essential grid stations were identified. The observability analysis showed that a minimal grid reduction had to be performed to realize pseudo-full observability in the state estimation. In the next step, the developed state estimation from the predecessor project i-Automate is applied to the selected grid. For this purpose, the corresponding configuration and network data will be imported to an exemplary hardware device, and the grid state calculation for one scenario will be executed.

In the further course of this project, a field inspection is planned to get an insight into the selected grid area and check the condition, equipment, and space possibilities of the local grid stations. On this basis, existing retrofit concepts will be used and further developed to implement necessary upgrades such as measuring transformers and communication devices. Afterwards, the device specification can be started. For this purpose, a prototype is to be developed, which can calculate with analog and digital input data. This will demonstrate that the flexible integration of an automation system is possible independent of the existing input signals.

The first major work package has thus been completed and a network for the field test identified. In the following further work packages are to be implemented, which focus particularly on communication interfaces, protocols and security for such an automation system. In addition, a consistent engineering process will be developed that shows how automation systems can be integrated in the future while adhering to standards. Based on the results, the functional requirements of future local grid stations will be derived, and standard tools for the engineering process will be adapted. Subsequently, all relevant functions and properties of local grid stations will be bundled to define different standards and interfaces within the intelligent local substation. Furthermore, all necessary interfaces will be specified and a security concept, according to DIN 62351/ISO 27001, will be developed. The findings and results from the different areas of work will then be used as a basis for submission to the standardization committees of VDE/DKE.

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

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 neuen Systemdienstleistungen ist die präzise Bestimmung der Distanz zum Fehlerort in gelöschten betriebenen Mittelspannungsnetzen. Die entwickelte Methode ist im stationären Fehlerfall einsetzbar und benötigt lediglich eine Messstelle im Netz und nutzt dafür die vom Umrichter aufgenommenen Messgrößen.

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 new system services is to calculate the exact distance from the measuring point to the earth fault position in a compensated medium voltage grid. One of the aims of this research project is to develop a new method, which can be used under stationary circumstances and needs only one measurement point.

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

Der HYBKomp Laboraufbau, u.a. bestehend aus einer AC-Quelle, einer Mittelspannungsnachbildung mit variablen Leitungslängen, einer bidirektionalen Last, sowie eines multifunktionalen vierquadranten Wechselrichters und einer daran angeschlossenen DC-Quelle-Senke sind vollständig in Betrieb genommen und getestet worden. Die parallele Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie der $\cos(\phi)$ Regelung, der Symmetrierung der Netzströme, der Wirkleistungseinspeisung und der harmonischen Kompensation wurden erfolgreich getestet.

Ebenso konnte die zuvor simulierte innovative Erdschlusskompensationsmethode zur Reduzierung harmonischer Ströme im einpoligen Erdfehlerstrom im Labor nachgewiesen werden.

In aktuellen Laborversuchen wird ein neuartiges Verfahren zur präzisen Fehlerortung implementiert und mit Simulationsergebnissen verglichen.

Der HYBKomp-Feldaufbau ist ebenfalls in Betrieb genommen und an die Mittelspannung in Haßfurt angeschlossen worden. Die beiden Forschungscontainer enthalten u.a. ein Schwungrad- und einen Redox-Flow-Speicher, sowie ein PV-System zur Eigenbedarfsdeckung. Darüber hinaus sind Steuer- und Messequipment, ein Netzwechsellrichter und ein Transformator Teil der Forschungsanlage. Es wurde mit der einjährigen Test- und Messreihe begonnen. Durch mehrere Power-Quality-Messgeräte in der Nieder- und Mittelspannung soll die Effizienz der Forschungsanlage unter Berücksichtigung verschiedener Netzbetriebszustände, sowie unterschiedlichen Einspeisung und Lastszenarien untersucht und bewertet werden. Bei den Lade- und Entladevorgängen der Speicher werden zudem Wetterprognosen berücksichtigt und anhand von Messungen in der Mittelspannung werden die notwendigen Systemdienstleistungen berechnet und bereitgestellt.



HYBKomp Laboraufbau



HYBKomp Feldversuch

IQ Dortmund: Konzeptionierung eines integrierten Wärmenetzes zur sektorenübergreifenden Quartiersversorgung in Dortmund

IQ Dortmund: Concept design of an integrated heating network for cross-sector district energy supply in Dortmund

Alfio Spina

Ziel des Projektes IQ Dortmund ist es, das Gesamtsystem der Fernwärme in Dortmund zu optimieren. Die Konzeption eines multivalenten Wärmenetzes zeigt die Potenziale der Flexibilität und CO₂-Reduktion der dezentralen Energieversorgung auf. Hauptziel ist die Verknüpfung der Wärmeversorgung mit dem Stromnetz und dem Mobilitätssektor, um wettbewerbsfähige Wärmeerzeugungskosten zu gewährleisten.

The aim of the project IQ Dortmund is to optimize the overall system for district heating in Dortmund. The conception of a multivalent heat grid points out the potential of flexibility and CO₂ reduction of local energy supply. Main aim is to link the heat supply with the electricity grid and the mobility sector, ensuring competitive heat production costs.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03ET1633D gefördert

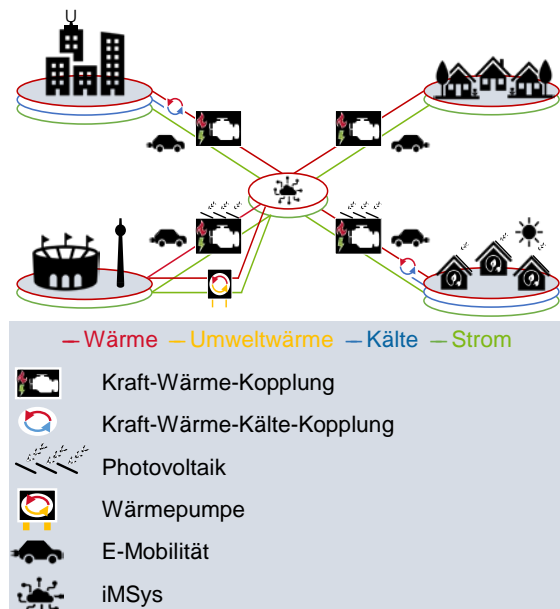
Ziel des Projekts ist die Optimierung des Gesamtsystems zur Fernwärmeversorgung in Dortmund durch multiple Maßnahmen. Durch die Entwicklung eines multivalenten Wärmenetzes sollen die Flexibilitäts- und CO₂-Minderungspotenziale der lokalen Energieversorgung erschlossen werden. Die energetische Kopplung der Wärmeversorgung mit dem Stromnetz und dem Mobilitätssektor bei Sicherung konkurrenzfähiger Wärmeerzeugungskosten ist daher wesentlicher Bestandteil der Konzeptionierung.

Ein wesentliches Ziel des Projektes ist daher die Konzeptionierung, Simulation und Optimierung eines komplexen Netzverbundes bestehend aus dem Wärmenetz und Stromnetz.

Die Gesamtsystems simulation, das Monitoring auf Netz- und Verbraucherebene und die Entwicklung einer zustands-orientierten Netzführung unter Einbindung von Smart-Metern stellen hierbei wesentliche Maßnahmen dar. Durch die Konzeptionierung einer KWK-basierten Ladeinfrastruktur für E-Mobilität wird die Verzahnung der Energieinfrastruktur (Gas, Strom, Wärme) mit dem Mobilitätssektor erzielt.

Die Aufgabe des ie³ der TU Dortmund ist es, wissenschaftliche Fragestellungen mit Hilfe von Laborversuchen im Forschungslabor Smart Grid Technology Lab zu beantworten, umso Voruntersuchungen für zukünftige Realbetriebe

durchzuführen und offene Fragestellungen zu beantworten. Fokus in diesem Arbeitsschritt liegt darauf, das intelligente Messsystem hinsichtlich der Nutzung für eine integrierte Steuerung von sektorenübergreifenden Prozessen zu untersuchen. Die TU Dortmund bezieht über geeignete Verfahren die Einflüsse der Wärmeversorgung in den labortechnischen Aufbau ein. Hierbei werden die wärmebasierten Prozesse durch echtzeitfähige Hardware-in-the-Loop Simulation abgebildet.



Konzepte einer innovativen Sektor-gekoppelten Versorgungsstrategie für Dortmund

Innovative Spannungslängsregler für die Niederspannung – Bewährung im Feldtest

Innovative Line Voltage Regulation in the Low Voltage Grid – Proven in field test

Mara Holt

Zur Behebung von Spannungsbandproblemen in der Niederspannung wird im Rahmen des InLiNe Projektes ein innovativer Spannungslängsregler entwickelt, der sich durch einen kontinuierlichen und robusten Betrieb auszeichnet. Um ein praxistaugliches Ergebnis zu erhalten, wird ein Feldtest in einem realen Niederspannungsstrang realisiert.

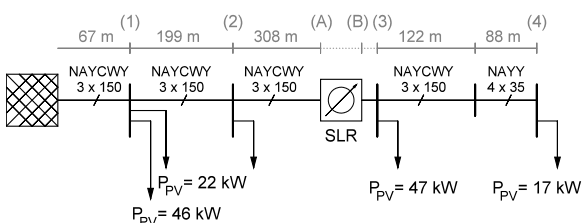
Within the InLiNe project an innovative voltage regulator is developed to resolve voltage violations. The regulator is characterized by a continuous and robust voltage regulation. To obtain a practical result, a field test in a real low-voltage line is realized.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Durch die zunehmende Einspeisung dezentraler Energieerzeuger kommt es insbesondere in ländlichen Netzgebieten mit wenigen Lasten vermehrt zu Spannungsbandverletzungen. Um eine alternative Lösung zum kostspieligen Netzausbau zu ermöglichen, wird im InLiNe Projekt die Spannungslängsregelung erforscht und ein innovativer Spannungslängsregler entwickelt. Der entwickelte Spannungslängsregler zeichnet sich durch eine hohe Robustheit und eine kontinuierliche Spannungsregelung aus. So wird ein wartungsarmer Betrieb mit geringen Netzzrückwirkungen ermöglicht.

Die Praxistauglichkeit des entwickelten kontinuierlichen Spannungslängsreglers wird neben den Untersuchungen im Labor durch einen Feldtest im Netz des Projektpartners Stadtwerke Lünen demonstriert.

Der Einsatzstandort zeigt mit einer Länge von knapp 800 m und einer hohen Durchdringung von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) typische Bedingungen für den Einsatz eines Spannungslängsreglers. Aktuell liegt die kumulierte Erzeugungsleistung der PV-Anlagen bei 131 kW, die zu großen Teilen in das vorgeschaltete Netz zurückgespeist werden. Darüber hinaus ist ein weiterer Zubau geplant. Die folgende Abbildung zeigt den Netzstrang des Feldtests.



Übersichtsplan des Netzstrangs

Da es an Knoten (3) und (4) durch die Rückspeisung zu Spannungsbandverletzungen kommt, wird der Spannungslängsregler vor Knoten (3) installiert. Der Einsatz des Spannungslängsreglers zur Behebung der Spannungsbandverletzungen stellt für diesen Netzstrang ein Kostenvorteil dar gegenüber dem Einbau eines neuen oder zusätzlichen Erdkabels. In der nachstehenden Abbildung ist ein Foto der Pilotanlage im Netzstrang zu sehen.



Pilotanlage im Netzstrang des Projektpartners
(Quelle: Elektro-Bauelemente GmbH)

Für die Parametrierung des Spannungslängsreglers wird die Sollspannung am Ausgang (Knoten B) zunächst auf 1 p.u. gesetzt. Die Einschalt-schwelle wird auf 1 p.u. \pm 0.022 p.u und die Ausschalt-schwelle auf 1 p.u. \pm 0.013 p.u gelegt.

Am Eingang (Knoten A) und Ausgang (Knoten B) des Spannungslängsreglers werden Strom- und Spannungsmessungen mit Hilfe von zwei zeitsynchronisierten Netzrecordern aufgenommen. Die nachstehende Abbildung zeigt die Aufzeichnung für einen ausgewählten sonnigen Tag.

Der Verlauf der Scheinleistung S_A zeigt eine hohe Rückspeisung innerhalb der Sonnenscheinstunden. Gerade zur Mittagszeit werden daher hohe

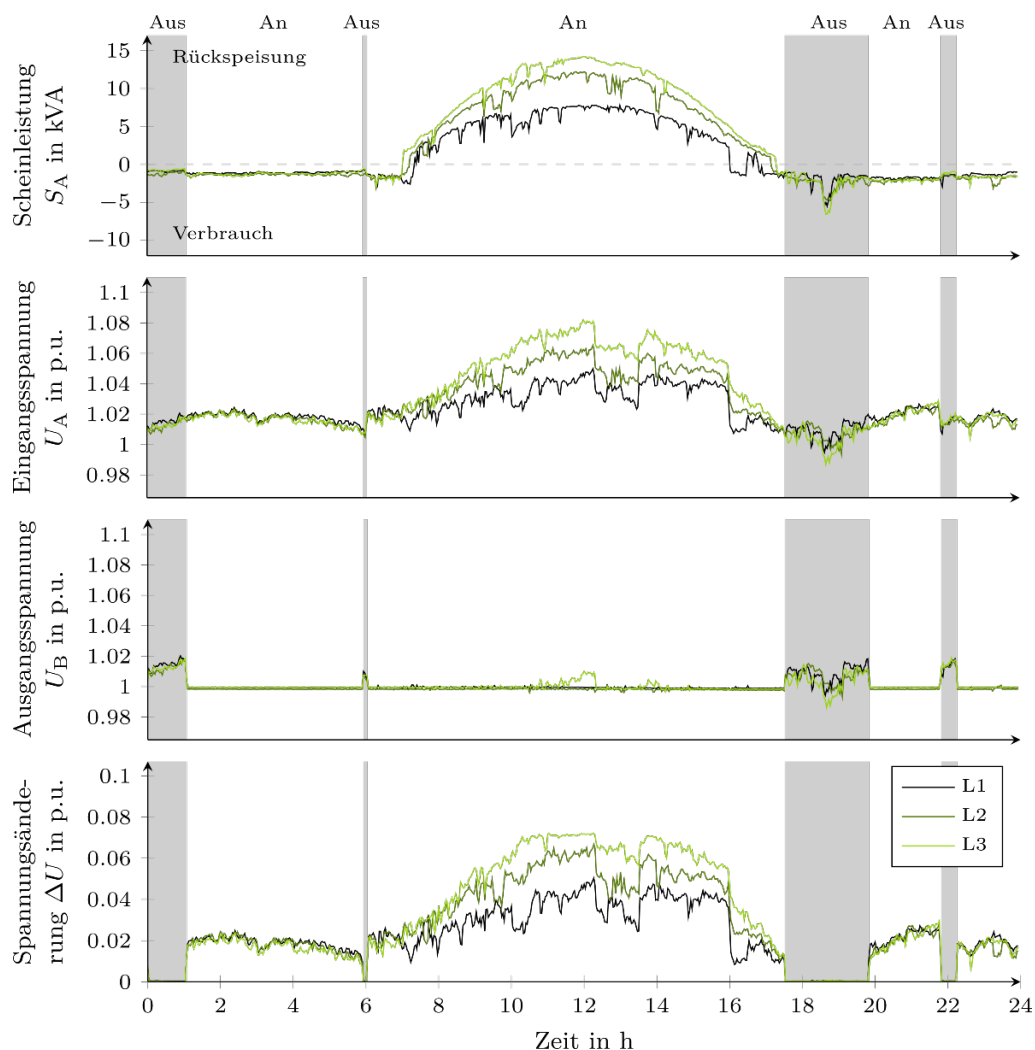
Spannungen am Eingang des Spannungslängsreglers (U_A) vermerkt, die ohne Regeleingriff zu Spannungsbandverletzungen am Ende des Netzstranges führen würden. Der Verlauf der Ausgangsspannung U_B zeigt deutlich den Einfluss der kontinuierlichen Spannungsregelung. Die Spannung wird gleichmäßig auf 1,0 p.u. zurückgeführt, dabei werden Spannungsunsymmetrien durch die Einzelphasenregelung des Spannungslängsreglers ausgeglichen. Bleiben die Spannungswerte innerhalb des parametrisierten Bands der zulässigen Abweichungen, findet keine Spannungsregelung statt. Dies entspricht den grau unterlegten Zeitabschnitten mit $\Delta U = 0$.

Anhand des Tagesverlaufs und der dort markierten aktiven Spannungsregelung, wird jedoch ersichtlich, dass der Spannungslängsregler auch in Schwachlastzeiten regelt. Dies liegt an der Tatsache, dass der Netzabschnitt für den Lastfall ausgelegt ist und die Transformatorspannungen höher eingestellt sind um eine lastbedingte Span-

nungsabsenkung entgegen zu wirken. Auf Grundlage dieser Erkenntnis wurde daher die Parametrierung angepasst auf einen Sollwert von 1,02 p.u. wodurch die Einschaltzeiten und damit der Eigenverbrauch deutlich verringert wurde.

Zusammenfassend zeigt der Feldtest sehr gute Resultate hinsichtlich der Spannungslängsregelung. Die Spannungsbandprobleme in diesem Netzausläufer können vollständig durch die kontinuierliche Spannungsregelung behoben werden.

Mit dem innovativem Längsregler wird eine neue und robuste Lösung zur Behebung von Spannungsbandproblemen in Niederspannungsnetzen geliefert bei gleichzeitig geringen Netzrückwirkungen. Durch eine Erhöhung der Regelbarkeit im Netz können volatile Schwankungen der Leistungsflüsse im Netz besser und individueller abgefangen werden, was eine Steigerung des Integrationspotentials von dezentrale Einspeisungen in Niederspannungsnetzen zur Folge hat.



Messaufzeichnung für einen Tagesverlauf

Energieflussoptimierung im Smart Grid

Energy load flow optimisation in smart grids

Dominik Hilbrich

Im vergangenen Jahr ist das Projekt Energieflussoptimierung im Smart Grid (EOSG) zum Abschluss gekommen. Innerhalb dieses Projekts ist ein System zur Umsetzung einer Energieflussoptimierung in der Niederspannung realisiert worden. Dazu wurden verschiedene Flexibilitäten wie Blindleistungsregelung von Photovoltaikanlagen, der netzdienliche Betrieb eines Batteriespeichers sowie ein elektronisch regelbarer Ortsnetztransformator in einem Gesamtsystem integriert. Die Optimierung basierte auf dem Netzzustand, der mittels State Estimation in der Niederspannung bestimmt wurde.

The project Energy Load Flow Optimisation in Smart Grids (EOSG) was completed last year. Within this project, a system for energy flow optimisation in the low-voltage range has been implemented. For this purpose, various flexibilities such as reactive power control of photovoltaic systems, the operation of a battery storage unit for grid use and an electronically controllable distribution transformer were integrated into an overall system. The optimisation was based on the grid state, which was determined by a state estimation algorithm in the low voltage.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert unter dem Förderkennzeichen EFRE-0801033

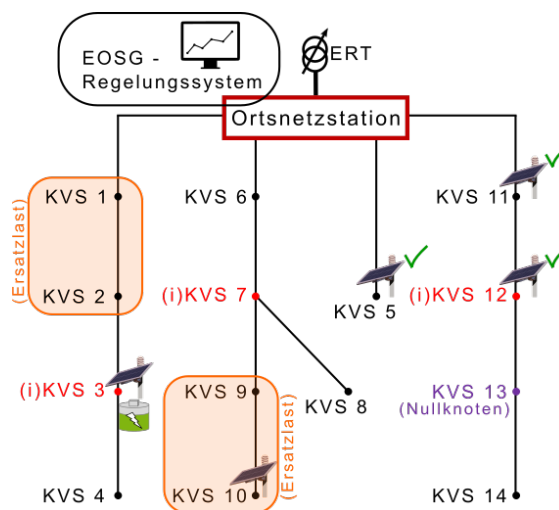
Innerhalb des EOSG-Projekts wurde innerhalb eines Niederspannungsnetzes eine Leistungsflussoptimierung umgesetzt, die dazu beiträgt, Engpässe zu vermeiden und Betriebsmittel optimal auszulasten. Um das innerhalb des Projekts aufgebaute System zu erproben, sind zum einen umfangreiche Tests an den Echtzeitsimulatoren des Instituts durchgeführt worden, und zum anderen wurde das Gesamtsystem innerhalb eines Feldtests zum Einsatz gebracht. In dem ausgewählten Netzbereich sind dafür die notwendigen Flexibilitäten erschlossen worden.

In der gezeigten Abbildung sind sowohl der installierte Energiespeicher als auch die im Rahmen des Projekts involvierten Photovoltaikanlagen dargestellt. Weiterhin wurde ein eigens für das Projekt installierter elektronisch regelbarer Ortsnetztransformator (ERT) in dem System berücksichtigt. Somit stehen verschiedene Flexibilitäten zur Verfügung, die zur Beeinflussung des Netzzustandes genutzt werden können. Der aktuelle Netzzustand wird dabei dreiphasig von einer State Estimation (SE) ermittelt. Die dafür benötigten Messungen werden durch drei intelligente Kabelverteilerschränke (iKVS) ermittelt und via Mobilfunkkommunikation an das Steuersystem in der Ortsnetzstation übertragen.

Zur Gewährleistung der Beobachtbarkeit des Netzzustandes war eine Reduktion der Netzkomplexität erforderlich. Hierfür wurde ein eigener Algorithmus zur Durchführung einer Netzreduktion ausgenutzt, um einzelne Knoten zu Ersatzlasten zusammenzufassen. Dabei wird die Topologie für einen mittleren Netzzustand so abgeändert, dass

sich die Zweigleistungen möglichst wenig verändern. Dieser Prozess ist bislang erst halbautomatisiert und soll zukünftig vollautomatisiert werden. Die gefundenen Ersatzlasten EL1 und EL2 sind in der Abbildung zusätzlich zu den (intelligenten) Kabelverteilerschränken und den dezentralen Erzeugungsanlagen (mit und ohne Projektbeteiligung) markiert.

Mit den Messungen aus dem Feld konnte der Netzzustand erfolgreich bestimmt und die SE durchgängig ausgeführt werden. Der ermittelte Netzzustand bildet die Grundlage für einen Regelalgorithmus, der durch den Projektpartner ct.e Controltechnology Engineering GmbH umgesetzt wird. Die SE kann über ein eigenes Kommunikationsprotokoll auf Basis von TCP angesteuert werden und mittels Reporting oder per Abfrage den geschätzten Netzzustand bereitstellen.



EOSG Netz- & Systemübersicht

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

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

Björn Bauernschmitt, Dominik Hilbrich, Rajkumar Palaniappan

Im vergangenen Jahr ist das Projekt i-Automate zum Abschluss gekommen. Innerhalb dieses Projekts wurde eine modulare und flexible Systemarchitektur umgesetzt, die es ermöglicht, sowohl schutz- und leittechnische Funktionen als auch Smart-Grid-Automatisierungsfunktionen auf einer standardisierten Plattform abzubilden. Die Gesamtlösung sollte dabei durchgängig und automatisiert prüf- und verifizierbar sein. Im Laborumfeld wurden einzelne Funktionen umgesetzt und ihr Verhalten verifiziert. In einem Feldtest wurde anschließend das Betriebsverhalten unter realen Netzbedingungen überprüft.

The project i-Automate was completed last year. Within this project, a modular and flexible system architecture was implemented, which makes it possible to map both protection and control functions as well as smart grid automation functions on a standardised platform. The overall solution should be continuously and automatically testable and verifiable. In the laboratory environment, individual functions were implemented and their behaviour verified. In a field test, the operating behaviour under real grid conditions was finally checked.

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

Im Projekt i-Automate wurde eine modular konfigurier- und prüfbare Systemarchitektur umgesetzt, die es ermöglicht, neben überwiegend lokal-autonomen Funktionen auch übergeordnete, aggregierte und koordinierte Smart-Grid-Automatisierungsfunktionen zur Netzüberwachung und -steuerung auf einer standardisierten Plattform abzubilden. Neben dem ie³ waren die KoCoS Messtechnik AG, die H & S Hard- & Software Technologie GmbH & Co. KG, das OFFIS Institut für Informatik und die Energie Waldeck-Frankenberg GmbH beteiligt.

Als im Projekt umzusetzende Funktionen wurden u.a. eine mehrstufige Spannungsregelung sowie eine State Estimation ausgewählt. Diese wurden als funktionale Blöcke implementiert und stehen nun als Module in einem Funktionspool zur Verfügung. Ein neu entworfener und implementierter Projektierungs- und Engineeringprozess dient zur automatisierten Konfiguration des Systems auf Basis von Datenmodellen gemäß IEC 61850-6.

Parallel zur Implementierung wurden die Systemarchitektur und die Funktionen durch neuartige Prüfverfahren im Laborumfeld verifiziert. Um das Betriebsverhalten des Systems auch unter realen Netzbedingungen zu validieren wurde abschließend ein Feldtest im Netz der EWF durchgeführt. Als anzuwendende Smart-Grid-Funktionen wurde hierbei die State Estimation ausgewählt. Es wurden Geräte der Implementierungsplattform an

ausgewählten Knoten im Netz installiert. Aufgrund der Komplexität des Netzes war es zunächst erforderlich, eine Netzreduzierung durchzuführen, um eine für die Berechnung der State Estimation nutzbare Topologie zu erhalten. Neben dem Vergleich von gemessenen und estimierten Werten an den messtechnisch ausgestatteten Knoten war insbesondere ein Ziel, auch die komplexen Netzspannungen an nicht-gemessenen Knoten im Netz, den Ersatzlasten, abzuschätzen.

Als Projektergebnis steht die Systemarchitektur als Basis für zukünftige Smart-Grid-Automatisierungssysteme zur Verfügung. Hierzu kann die Systemarchitektur leicht um weitere Funktionen ergänzt werden, der Projektierungs- und Engineeringprozess ermöglicht eine flexible Anpassung an verschiedenste Anwendungsszenarien. Die implementierten Prüfverfahren können zur Verifikation neuer Funktionen genutzt werden.

Aufbauend auf i-Automate soll im Folgeprojekt i-Autonomous ein standardisiertes Schutz- und Automatisierungssystem zum Einsatz in elektrischen Mittel- und Niederspannungsnetzen entwickelt und exemplarisch angewandt werden. Das umzusetzende Projektierungs-, Einbau- und Wartungskonzept soll dabei den vollständigen Lifecycle eines solchen Systems betrachten. Der Fokus liegt auf der Standardisierung des Systems und der Prozesse.

Wie man die Hochspannung in ein Niederspannungslabor bringt: Power Hardware-in-the-Loop Simulationen im Smart Grid Technology Lab

How to bring high voltage into a low voltage laboratory: Power Hardware-in-the-Loop simulations at Smart Grid Technology Lab

Oliver Pohl & Alfio Spina

Im IDEAL Projekt wurde ein experimenteller Aufbau zum Test von Distributed Series Reactors (DSRs) in einer Niederspannungstestumgebung implementiert und getestet. Der Prüfstand besteht aus einem Power Hardware-in-the-Loop Aufbau, in welchem drei kommerziell verfügbare DSRs in eine 110 kV Echtzeitnetzsimulation eingebunden werden. Diese Geräte können eine orthogonale Spannung in eine Freileitung injizieren, um die Serienreaktanz der Leitung zu erhöhen, und so den Leitungsstrom zu senken. Leistungsverstärker emulieren die Verbindungspunkte zwischen den DSRs und dem simulierten Netzwerk. Der implementierte Prüfstand wurde zum Test von DSRs mit hohen Nennströmen nahe typischen 110 kV Netzbetriebspunkten entwickelt. Weiterhin kann der Prüfstand leicht verändert werden, um DSRs in unterschiedlichen Konfigurationen zu testen.

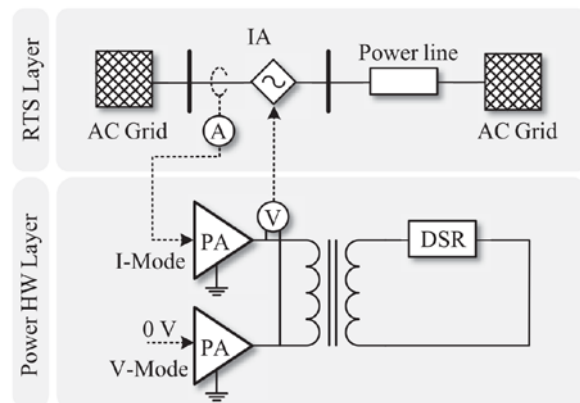
In the IDEAL project an experimental setup for testing Distributed Series Reactors (DSRs) in a low voltage test environment was implemented and tested. The overall testbed consists of a Power Hardware-in-the-Loop setup where three commercial DSRs are tested on a simulated 110 kV network. These devices can inject an orthogonal voltage into a power line to increase the line's series reactance thus reducing the line current. Power amplifiers emulate the connection points between the DSRs and the simulated network. The implemented testbed is designed for testing DSRs with high current ratings close to typical 110 kV networks operating points. Furthermore, the testbed can be easily rearranged to test DSRs under diverse configurations.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Zuge des Forschungsprojekts IDEAL unter dem Förderkennzeichen 03ET7557A.

Ein wichtiger Teil des mehrere Module umfassenden Laboraufbaus im IDEAL-Projekt betrifft die Steuerung mehrerer Distributed Series Reactors (DSRs) der Firma Smart Wires Inc. zum kurativen Engpassmanagement. Diese Geräte werden auf ein Freileitungsseil geklemmt und können durch ferngesteuerte Aktivierung zusätzliche Serienreaktanz einspeisen. So kann Leistung in parallel verlaufende Stromkreise verschoben werden.

Im Smart Grid Technology Lab (SGTL) des ie3 wurde eine Power Hardware-in-the-Loop (PHIL) Testumgebung für diese Geräte entwickelt. Hierbei werden drei physikalische DSRs in eine 110 kV Echtzeitsimulation eingebunden. Das SGTL verfügt jedoch nur über Testumgebungen im Niederspannungsbereich. Die Spannung hat jedoch keinen Einfluss auf die Funktionalität der DSRs; lediglich der Leiterstrom ist relevant. Die physikalische Spannung darf also im Betrag von der Simulation abweichen – der Leiterstrom muss allerdings identisch sein.

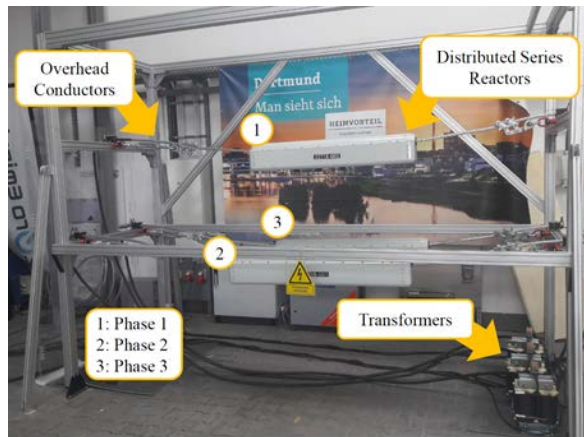
Zur Umsetzung des PHIL-Aufbaus erwies sich die Current Type Ideal Transformer Method als adäquat. Hierbei werden zwei Power Amplifier (PAs) und ein Transformator pro Leiterseil verwendet, so wie hier dargestellt:



PHIL Konzept mit Strom- und Spannungsquelle

Der simulierte Leiterstrom wird als Sollwert an einen PA gesendet, der als Stromquelle arbeitet. Allerdings hat der PA einen maximalen Ausgangsstrom von $125 A_{rms}$, während übliche Strombeiträge im 110 kV Netz jedoch bei mehreren hundert Ampere liegen. Daher wird der ausgekoppelte Strom-Sollwert zunächst herunterskaliert und ein an den PA angeschlossener Transformator erhöht den Strom auf seiner Sekundärseite wieder auf den gleichen Betrag wie in der Simulation. Ein zweiter PA ist am primärseitigen Neutralanschluss des Transformators angeschlossen

und arbeitet als Spannungsquelle, die Erdpotential als Referenzspannung liefert. Die Sekundärseite des Transformators ist über Kabel und ein kurzes typisches 110 kV Leiterseil kurzgeschlossen. Auf diesem Leiterseil ist ein DSR installiert. Fließt ein Strom zwischen 300-700 A auf dem Leiterseil, kann der DSR in Nennbetrieb arbeiten. Der Spannungsabfall zwischen den beiden PAs wird wieder in die Simulation zurückgekoppelt. So wird der Regelkreis des PHIL-Setups geschlossen und ein Zu- und Abschalten des DSRs beeinflusst den Stromfluss in der Echtzeitsimulation. Der Aufbau mit DSRs und Transformatoren im Labor ist im Folgenden dargestellt:



Hardware Setup im SGTL

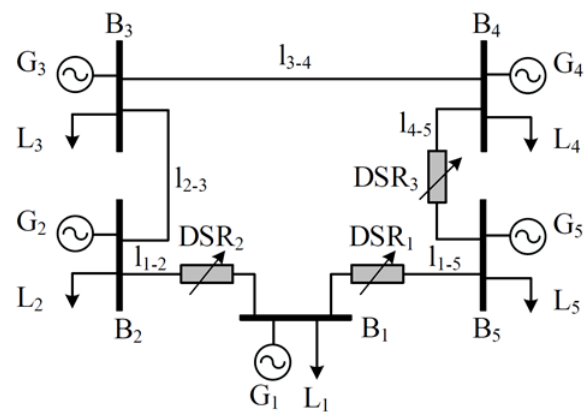
Da aber nicht nur der DSR den genannten Spannungsabfall bedingt, sondern auch die Transformator-, Kabel- und Freileitungsimpedanzen, müssen diese Anteile der Spannungsdifferenz vor der Rückkopplung wieder herausgerechnet werden. Hierzu muss der PHIL-Aufbau zunächst bei ausgeschaltetem DSR in Betrieb genommen werden. Bei zuschalten der PAs kann ein Spannungsabfall gemessen werden, welcher ausschließlich vom Versuchsaufbau selbst bedingt wird – nicht aber vom DSR. Dieser gemessene Wert wird nun vom Rückkopplungssignal abgezogen, sodass nun beim Einschalten des DSRs ausschließlich sein Effekt in die Simulation zurückgekoppelt wird.

Der Versuchsaufbau ist sehr variabel einsetzbar. Die drei physikalischen DSRs im Labor können unterschiedliche Konstellationen darstellen:

- ein Gerät pro Phase desselben dreiphasigen Stromkreises
- drei Geräte auf einer Phase desselben dreiphasigen Stromkreises
- ein Gerät pro Phase von drei unterschiedlichen dreiphasigen Stromkreisen

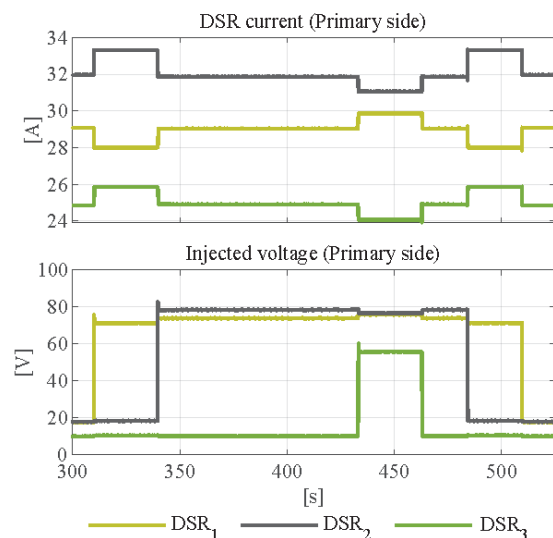
Bei Varianten b) und c) werden die beiden nicht physikalisch implementierten Phasen mit um $\pm 120^\circ$ phasenversetzten Messwerten der physikalischen Phase simuliert. Die Varianten a) und c) können ohne Änderungen am physikalischen Aufbau getestet werden. Bei einem Wechsel zu Variante b) müssen die drei DSRs in Reihe geschaltet werden, was dank des Stecksystems der Verschaltung im SGTL sehr einfach ist.

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Konstellation c) als Beispiel gezeigt. Ein fünf-Knoten 110 kV Netz ist im Echtzeitsimulator implementiert. Drei DSRs sind auf unterschiedlichen Leitungen als Spannungsquelle modelliert.



Modelliertes 110 kV Netz

Am Anfang der Simulation sind alle drei DSRs abgeschaltet. Daher ist der Spannungsabfall durch die Geräte vernachlässigbar. Danach, sind die DSRs manuell zugeschaltet. Der Spannungsabfall von jedem DSR wird zurück in die Simulation geschickt und der Strom des zugehörigen Geräts sinkt folglich wie erwartet:



Messungen der physikalischen DSRs

iResilience - Soziale Innovationen und intelligente Stadtinfrastrukturen für die resiliente Stadt der Zukunft

iResilience – Social innovations and intelligent urban infrastructures for the resilient city of the future

Patrick Berg

Im Rahmen des Projekts „iResilience“ ist die modellhafte Entwicklung und Erprobung neuer Praktiken und Technologien zur kontinuierlichen Verbesserung der urbanen, klimaangepassten Resilienz Ziel eines interdisziplinären Projektteams aus Wissenschaft, Wirtschaft und kommunaler Verwaltung. Das Projektteam entwickelt innovative Lösungen für die komplexen, dynamischen Herausforderungen des Klimawandels und der nachhaltigen Entwicklung und erprobt diese in urbanen Reallaboren.

Within the framework of the project "iResilience", the model development and testing of new practices and technologies for the continuous improvement of urban, climate-adapted resilience is the goal of an interdisciplinary project team from science, business and municipal administration. Together with local actors, the project team develops innovative solutions for the complex, dynamic challenges of climate change and sustainable development and tests them in real urban laboratories.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Forschung und Bildung unter dem Förderkennzeichen 01LR1701B1 gefördert.

Das ie³ leitet in dem Projekt iResilience, mit seiner Expertise im Bereich Smart City und Digitalisierung, zwei Arbeitspakete die sich primär auf die Gestaltung digitaler Prozesse fokussieren.

Die besondere Herausforderung liegt darin, einen komplexen Veränderungsprozess hin zu einer verbesserten Klimaresilienz in Städten, gestützt durch technologisch sinnvolle und digitale Devices und Medien zu gestalten und hier nicht nur die Schnittstellen zwischen den technischen Systemen, sondern auch diejenigen mit den von klimatischen Belastungen betroffenen Bürgerinnen und Bürgern zu berücksichtigen. Hier sind in Zukunft auch die für Städte im nordwesteuropäischen Binnenland zu erwartenden klimatischen Änderungen wie Erwärmung der Innenstädte und längere Hitze- und Trockenperioden maßgeblich, ebenso wie drängende Fragen im Kontext Klimawandel wie Lebens- und Aufenthaltsqualität und Umweltgerechtigkeit in dicht besiedelten Quartieren. Die soziale Innovation liegt dabei insbesondere darin, den Prozess zwischen digitalem System und Mensch bidirektional zu gestalten. Wo in der Vergangenheit üblicherweise eine unidirektionale Kommunikation existierte, sollen zukünftig im Projekt nicht nur Sensordaten zur Erfassung

bspw. der verkehrlichen Situation und ihrer umweltseitigen Auswirkungen erhoben werden; über den Einsatz digitaler Technologien werden zudem die Wahrnehmung und das Empfinden der von den verkehrlichen Auswirkungen betroffenen Menschen messbar gemacht und in die automatisierten Entscheidungsprozesse einer dynamischen Verkehrssteuerung einbezogen.

Unter Abschätzung der Risiken einer derartigen Datennutzung, insbesondere hinsichtlich Datensicherheit, Datenschutz und damit auch der Nutzerakzeptanz wird ein Datennutzungskonzept für eine bidirektionale dynamische Verkehrssteuerung als Beitrag zur urbanen Klimaresilienz abgeleitet. Das Datennutzungskonzept soll in Form einer Pilotanwendung in Abhängigkeit von Sensor- und Klimadaten sowie unter Berücksichtigung des über eine digitale Schnittstelle (App) von den betroffenen Stadtbewohnern gemeldeten Belastungsempfindens implementiert und gemeinsam mit einer Wirkungsanalyse unterzogen werden. Auf dieser Grundlage wird eine Implementierungs-Roadmap für die Nutzung von Smart City-Anwendungen zur Minderung von stadtklimatischen und lufthygienischen Belastungen in urbanen Räumen entwickelt.

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 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 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.

4.5 Energieeffizienz, Optimierung und Regelung

Timm Faulwasser

Die Gruppe Optimierung und Regelung konnte in diesem Jahr vielfältige Projektaktivitäten lancieren,

Im Januar konnte ein lange geplanter Besuch an der University of Newcastle und der Australian National University in Canberra (beide Australien) dazu genutzt werden um existierende Kooperation zu vertiefen und neue Ergebnisse im Kontext des durch die Daimler-Benz Stiftung geförderten Projektes Robostifying Climate Economy Assessment erzielt werden. In diesem Projekt werden neue system-theoretische Methoden zur Berücksichtigung von Modellunsicherheiten in Modellen zur Abschätzung makro-ökonomischer Kosten des Klimawandels entwickelt. Diese modellbasierten Verfahren können unter anderem dazu genutzt werden, Schätzwerte für CO₂ zu bestimmen.

Zusätzlich konnte eine Kooperation mit dem Forschungszentrum der Robert Bosch GmbH in Renningen initiiert werden, in welcher die Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Regelung von Gebäudeenergiesystemen zukünftig untersucht werden soll.

Des Weiteren wurden umfangreiche Publikationsaktivitäten erfolgreich abgeschlossen. So erschien im Januar 2020 ein Sonderheft zu *MPC for Energy Systems: Economic and Distributed Approaches* im Journal Optimal Control – Applications and Methods (OCAM) des Wiley Verlages. Dieses Sonderheft beinhaltet diverse Beiträge international führender Forschungsgruppen und

wurde gemeinsam mit Antonio Ferramosca vom CONICET in Argentinien, jetzt Universität Bergamo, herausgegeben.

Im Dezember 2020 erscheint ein weiteres Sonderheft zu *Mathematische Innovationen für die Energiewende – Regelung und Optimierung* in der Zeitschrift at-Automatisierungstechnik des deGruyter-Verlages. Dieses, gemeinsam mit Simone Göttlich (Universität Mannheim) und Karl Worthmann (TU Ilmenau) editierte Heft, zeigt das Potential und die Notwendigkeit der Kooperation zwischen der angewandten Mathematik und den Ingenieurwissenschaften zu unterschiedlichen regelungstechnischen Aspekten der Energiewende auf.

Weiterhin wird befindet sich aktuell ein Sammelband *Recent Advances in Model Predictive Control* in Vorbereitung für die renommierte Buchreihe *Lecture Notes in Control and Information Sciences* des Verlages SpringerNature im Druck. Dieser Sammelband wird gemeinsam mit Karl Worthmann (TU Ilmenau) und Matthias Müller (LU Hannover) herausgegeben. Der Band greift vielfältige Aspekte der prädiktiven Regelung auf und versammelt Beiträge von einigen der weltweit führenden Gruppen auf diesem Gebiet. Darüber hinaus konnte die Gruppe mit Gösta Stomberg, Guanru Pan und Dr.-Ing. Alexander Engelmann drei motivierte Mitarbeiter gewinnen, welche den weiteren Aufbau maßgeblich gestalten werden.

5. Veröffentlichungen und Vorträge

5.1 Publikationen

Ferramosca, A.; Faulwasser, T.: „Editorial Model Predictive Control for Energy Systems: Economic and Distributed Approaches“, *Optimal Control Applications and Methods*, Januar 2020

Palaniappan, R.; Irshad, M.S.; Rehtanz, C.: „Determination of Optimal Flexibility Potential for an Electrical Distribution Network“, 16th Energy Innovation Symposium (EnInnov 2020), TU Graz, Österreich, Februar 2020

Raczka, S.; Hilbrich D.; Bauernschmitt B.; Palaniappan R.; Rehtanz, C.: „Modellprädiktiver Regelungsalgorithmus als Smart-Grid-Automatisierungsfunktion für zukünftige aktive elektrische Energienetze“, 11. ETG-/FNN-Tutorial: Schutz- und Leittechnik (Posterbeitrag), Februar 2020

Xu, D.; Engelmann, A.; Jiang, Y.; Faulwasser, T.; Houska, B.: „Distributed state estimation for AC power systems using Gauss-Newton ALADIN“, Proc. 2019 IEEE 58th Conference on Decision and Control (CDC), März 2020

Fenner, P.; Rauma, K.; Rautiainen, A.; Supponen, A.; Rehtanz, C.; Järventausta, P.: „Quantification of peak shaving capacity in electric vehicle charging – findings from case studies in Helsinki Region“, IET Smart Grid, doi:10.1049/iet-stg.2020.0001, März 2020

Sass, S.; Faulwasser, T.; Hollermann, D.E.; Kapatou, C.D.; Sauer, D.; Schütz, T.: „Model compendium, data, and optimization benchmarks for sector-coupled energy systems“, *Computers and Chemical Engineering* 135, April 2020

Faulwasser, T.; Murray, A.: „Turnpike properties in discrete-time mixed integer optimal control“, *IEEE Control Systems Letters* 4, April 2020

García Veloso, C.; Rauma, K.; Fernández, J.; Rehtanz, C.: „Real-Time Agent-Based Control of Plug-in Electric Vehicles for Voltage and Thermal Management of LV Networks: Formulation and HIL Validation“, *IET Generation, Transmission & Distribution* Vol. 14, Issue: 11, Mai 2020

Rauma, K.; Viri, R.; Liimatainen, H.; Rehtanz, C.: „The Power of Sharing: More Flexible Power System through Mobility-as-a-Service“, ITS European Congress, Lisbon, Portugal, Mai 2020

Meinecke, S.; Sarajlić, D.; Drauz, S.R.; Klettke, A.; Lauen, L.P.; Rehtanz, C.; Moser, A.; Braun, M.:

„SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis“, *Energies* 2020, 13, 3290, Mai 2020

Mayorga, D.; Rehtanz, C.; Myrzik, J.: „The smart power cell concept: mastering TSO–DSO interactions for the secure and efficient operation of future power systems“, *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 13, pp. 2407-2418, 3 7 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0991., Juni 2020

Engelmann, A.; Jiang, Y.; Houska, B.; Faulwasser, T.: „Decomposition of non-convex optimization via bi-level distributed ALADIN“, *IEEE Transactions on Network Control Systems*, Juni 2020

Holt, M.; Rehtanz, C.: „Optimizing Line-Voltage-Regulators with regard to Power Quality“, PSCC, Porto, Portugal, Juni 2020

Grosse-Holz, G.; Holt, M.; Richter, M.: „Stufenlos ausgeregelt - Spannungshaltung im Netz von morgen“, *Netzpraxis*, Heft 7-8, Juli 2020

Appino, R.R.; Wang, H.; Gonzalez-Ordiano, A.; Faulwasser, T.; Mikut, R.; Hagenmeyer, V.; Mancarella, P.: „Energy-based stochastic MPC for integrated electricity-hydrogen VPP in real-time market“, 21st Power Systems Computation Conference, Juli 2020

Xu, D.; Engelmann, A.; Jiang, Y.; Faulwasser, T.; Houska, B.: „Optimal experiment design for parameter estimation in ac power systems“, 21st IFAC World Congress, Juli 2020

Mühlpfordt, T.; Zahn, F.; Hagenmeyer, V.; Faulwasser, T.: „PolyChaos.jl - a julia package for polynomial chaos in systems and control“, 21st IFAC World Congress, Juli 2020

Braun, M.; Hoppe-Oehl, H.; König, J.; Kubis, A.; Lindner, M.; Löser, I.; Rehtanz, C.; Schwerdfeger, R.; Weißow, W.: „Systematisierung der Autonomiestufen in der Netzbetriebsführung“, VDE, Paper, Juli 2020

Prochazka, K.F.; Stomberg, G.: „Integral Sliding Mode based Model Reference FTC of an Over-Actuated Hybrid UAV using Online Control Allocation“, 2020 IEEE American Control Conference, Juli 2020

- Liu, J.; Peper, J.; Lin, G.; Zhou, Y.; Awasthi, S.; Li, Y.; Rehtanz, C.*: „A planning strategy considering multiple factors for electric vehicle charging stations along German motorways“, *Electrical Power and Energy Systems* vol. 124, August 2020
- Liemann, S.; Greve, M.; Ohrem, S.; Linders, M.; Noll, T.; Rehtanz, C.*: „Investigation on the Suitability of Equivalent Models of Subtransmission Level for Security Analyses at Transmission Level“, *Electric Power Systems Research*, vol. 189, August 2020
- García Veloso, C.; Rauma, K.; Fernández, J.; Rehtanz, C.*: „Real-Time Control of Plug-in Electric Vehicles for Congestion Management of Radial LV Networks: A Comparison of Implementations“, *Energies* 2020, 13, 4227; MDPI, doi:10.3390/en13164227, August 2020
- Milosavljevic, P.; Marchetti, A.; Cortinovia, A.; Faulwasser, T.; Mercangöz, M.; Bonvin, D.*: „Load-sharing optimization of gas compressors in the presence of uncertainty“, *Applied Energy* 272, August 2020
- Mühlpfordt, T.; Misra, S.; Faulwasser, T.; Hagenmeyer, V.; Roald, L.*: „On polynomial real-time control policies in stochastic ac optimal power flow“, *Electric Power Systems Research* 189, August 2020
- Holt, M.; Claus, J.; Kosch, M.; Schulz, G.; Greve, M.; Wagner, C.; Hilbricht, D.; Massmann, J.; Rehtanz, C.*: „A General Load Management System for the Low Voltage Grid - Motivation, Concept, Basics“, CIREN, Berlin, September 2020
- Burkhardt, E.; Hilbricht, D.; Offermann, N.; Jenau, F.; Rehtanz, C.*: „The "Short-term Isolated Star Point Grounding" to Detect Earth Faults in Compensated Networks - The Concept“, 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Torino, Italy, September 2020
- Strunck, C.; Espin, D.; Palma-Behnke, R.; Rehtanz, C.*: „Optimal energy management for the residential MES“, 2020 IEEE Power & Energy Society T&D – Latin America, September 2020
- Steglich, M.; Waterkamp, L.; Rehtanz, C.*: „Impacts and Analysis of an Unbalanced Grid on the DC-Link of a Grid Connected Three-Phase Inverter and a Hybrid Storage System“, IEEE NEIS 2020, September 2020
- Steglich, M.; Löwe, C.; Rehtanz, C.*: „A new Approach for DC-link Stability Analyses of a Grid Connected Inverter, DC/DC-Converters and a Hybrid Storage System“, IEEE NEIS 2020, September 2020
- Palaniappan, R.; Molodchuk, O.; Rehtanz, C.*: „Hardware Implementation of an OPF Algorithm in a Distribution Network with Decentralized Measurements“, CIREN Workshop, Berlin, Germany, September 2020
- Martinmäki, S.; Repo, S.; Rauma, K.; Spina, A.; Rehtanz, C.*: „A robust coordinated voltage control in low voltage networks validated through an experimental study - collaboration of an on-load tap changer and a battery energy storage“, CIREN Workshop, September 2020
- Spina, A.; Pohl, O.; Häger, U.; Rehtanz, C.*: „A Power Hardware-in-the-Loop Setup for Testing Distributed Series Reactors“, 2020 AEIT International Annual Conference, September 2020
- Sarajlić, D.; Rehtanz, C.*: „Overview of distribution grid test systems for benchmarking of power system analyses“, AEIT International Annual Conference, September 2020
- Spina, A.; Pohl, O.; Häger, U.; Rehtanz, C.*: „A Power-hardware-in-the-loop Setup for Testing Distributed Series Reactors“, AEIT International Annual Conference, September 2020
- Migliavacca, G.; Rossi, M.; Siface, D.; Marzoli, M.; Ergun, H.; Rodriguez, R.; Leclercq, G.; Amaro, N.; Matthes, B.; Gabrielski, J.; Morch, A.*: „The FlexPlan Approach to Include the Contribution of Storage and Flexible Resources in Grid Planning“, 2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), September 2020
- Strunck, C.; Rehtanz, C.*: „Definition of Key Indicators to Identify Optimal Distribution Grid Restoration Strategies“, ENERGY-21: Sustainable Development & Smart Management, September 2020
- Zwartscholten, J.; Rehtanz, C.*: „Impact of Increased ICT Latency on Active Distribution Network Control“, 6th IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Gammarth, Tunisia, Oktober 2020
- Steglich, M.; Joseph, S.; Rehtanz, C.*: „A Novel Method for Earth Fault Distance Calculation in Compensated Grids Using Symmetrical Components“, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2020 (ISGT-Europe), Netherlands, Oktober 2020

Steglich, M.; Joseph, S.; Rehtanz, C.: „Comparison of Different Algorithms for Earth Fault Distance Calculation in Compensated Grids Using Symmetrical Components and Difference Values“, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2020 (ISGT-Europe), Netherlands, Oktober 2020

Raczka, S.; Hilbrich D.; Brüggemann A.; Rehtanz, C.: „A Model Predictive Control Algorithm for large-scale Integration of Electromobility“, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2020 (ISGT-Europe), Netherlands, Oktober 2020

Sarajlić, D.; Rehtanz, C.: „Analysis of the Electrical Properties of SimBench Low Voltage Benchmark Network Models“, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2020 (ISGT-Europe), Netherlands, Oktober 2020

Merkl, R.; Steglich, M.; Paulsburg, M.; Rehtanz, C.; Franke, J.: „Aggregated Power Quality Indicator for Controlling a Hybrid Compensation System Providing System Services“, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2020 (ISGT-Europe), Netherlands, Oktober 2020

Palaniappan, R.; Bauernschmitt, B.; Hilbrich, D.; Rehtanz, C.: „An Intelligent Measurement and Control Device for Active Distribution Grids“, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2020 (ISGT-Europe), Netherlands, Oktober 2020

Faber, D.; Matthes, B.; Heim, A.; Fiebrandt, M.; Rehtanz, C.: „Identifikation geeigneter Standorte zur Konvertierung von erneuerbarer Energie in grünen Wasserstoff“, et Energiewirtschaftliche Tagesfragen, November 2020

Faulwasser, T.; Grüne L.; Humaloja, J.-P.; Schaller, M.: „The interval turnpike property for adjoints“, Pure and Applied Functional Analysis. In press.

Faulwasser, T.; Flaßkamp, K.; Ober-Blöbaum, S.; Worthmann, K.: „A dissipativity characterization of velocity turnpikes in optimal control problems for mechanical systems“, Accepted for 24th International Symposium on Mathematical Theory of Networks and Systems

Faulwasser, T.; Müller, M.A.; Worthmann, K.: „Recent Advances in Model Predictive Control: Theory, Algorithms, and Applications“, Lecture Notes in Control and Information Sciences. In press.

Faulwasser, T.; Mehrez, M.; Worthmann, K.: „Predictive path-following without terminal constraints“, Recent Advances in Model Predictive Control: Theory, Algorithms, and Applications, Lecture Notes in Control and Information Sciences. In press.

Faulwasser, T.; Zanon, M.: „Primal or dual terminal constraints in economic MPC? Comparison and insights“, Recent Advances in Model Predictive Control: Theory, Algorithms, and Applications, Lecture Notes in Control and Information Sciences. In press.

Fokken, E.; Mühlpfordt, T.; Faulwasser, T.; Göttlich, S.; Kolb, O.: „Modeling and simulation of sector-coupled networks: a gas-power benchmark“, Mathematical MSO for Power Engineering and Management. In press.

5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik

Dr.-Ing. M. Meißner: „Entwicklung eines intelligenten Energieeffizienzzyklus für adaptive Produktionssysteme“, TU Dortmund, 07.02.2020

Dr.-Ing. A. Schurtz: „Verfahren zur Zustandsschätzung und ihr Beitrag zum Engpassmanagement in Mittelspannungsnetzen“, TU Dortmund, 01.07.2020

Dr.-Ing. D. Klein: „Optimierungsgestützte Modellumgebung zur Bestimmung des Ausbaubedarfs elektrischer Übertragungsnetze“, TU Dortmund, 12.08.2020

5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts

ZEDO / ie³-Workshop „Energiesysteme – smart, digital, sektorengespeist“, 13.11.2020

Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser, Institut, ie³ Dortmund: „Energieeffizienz, Optimierung und Regelung – Überblick über das Arbeitsgebiet“

M.Sc. Alfio Spina, Institut ie³, TU Dortmund: „Smart Grid Technology Lab: Use-cases and opportunities for laboratory-based validation“

M. Sc. Björn Matthes, Institut ie³, TU Dortmund: „Von der klassischen Netzentwicklungsplanung zum integrierten Energiesystem-Designprozess“

M. S.c. Dominik Hilbrich, Institut ie³, TU Dortmund: „Smart Grid Automation Systems: Erprobung und Validierung im Feld“

Doktoranden-Seminar des ie³

M. Sc. Bastian Droese, Westnetz, Dortmund: „Herausforderungen beim Benchmarking“, 10.01.2020

Prof. Dr. Rodrigo Palma Behnke, Universidad de Chile, Chile: „Chancen der Energiewende und Solarenergie in Chile“, 31.01.2020

M. Sc. Diana Racines, Institut ie³, TU Dortmund: „Frequency Control Scheme for a PV Plant“, 14.02.2020

M. Sc. Mara Holt, Institut ie³, TU Dortmund: „Projektvorstellung: ULN (Unverselles Leistungsmanagement für Niederspannungsnetze)“, 21.02.2020

Dr. Jan Teuwsen, Amprion GmbH Dortmund: „Positionspapier zur Sektorenkopplung von ENTSO-E“, 28.02.2020

M. Sc. Jannik Zwartscholten, Institut ie³, TU Dortmund: „Power Flow Control between different Voltage Levels“, 13.03.2020

M. Sc. Mara Holt, Institut ie³, TU Dortmund: „Optimizing Line-Voltage-Regulators with regard to Power Quality“, 31.07.2020

M. Sc. Robert Jahn, Institut ie³, TU Dortmund: „Introduction to 5GAIN“, 31.07.2020

M. Sc. Alexander Engelmann, Institut ie³, TU Dortmund: „Distributed Optimization with Application to Power Systems and Control“, 02.10.2020

5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts

Palaniappan, R.; Irshad, M.S.; Rehtanz, C.: „Determination of Optimal Flexibility Potential for an Electrical Distribution Network“, 16th Energy Innovation Symposium (EnInnov 2020), Graz, Österreich, 17.02.2020

Faulwasser, T.: „Zur Rolle der Adjungierten in der prädiktiven Regelung“, 14. Elgersburg Workshop on Mathematical Systems Theory, Elgersburg, Deutschland, 20.02.2020

Rehtanz, C.: „Transmission planning strategies under European market and renewable conditions with reduced inertia“, Workshop, Santiago de Chile, Chile, 03.03.2020

Strunck, C.: „Innovative Grid Restoration Strategies for Distribution Grids with high RES penetration after a large-scale Blackout“, Challenges and opportunities of a massive integration of renewable energies in electrical power systems, Santiago de Chile, Chile, 05.03.2020

- Rehtanz, C.*: „Interaction of the European Energy System with Smart Distribution Grids“, Guest lecture, Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile, 07.03.2020
- Rehtanz, C.*: „Smart Distribution Grids Trends and Solutions from German Perspective“, Presentation to Grid Operator, Santiago de Chile, Chile, 09.03.2020
- Palaniappan, R.*: „Experimental Verification of smart grid functions with Hardware-in-the-loop simulations“, OPAL RT Technologies RT-2020, Nürnberg, Deutschland (virtuell), 18.06.2020
- Holt, M.*: „Optimizing Line-Voltage-Regulators with regard to Power Quality“, Power System Computation Conference (PSCC) 2020, Porto, Portugal, 01.07.2020
- Liemann, S.*: „Investigation on the Suitability of Equivalent Models of Subtransmission Level for Security Analyses at Transmission Level“, Power System Computation Conference (PSCC) 2020, Virtuelle Konferenz, 02.07.2020
- Rehtanz, C.*: „Keynote Dortmunder Masterplan Energiezukunft“, Workshop Masterplan, Dortmund, Deutschland, 02.09.2020
- Kröger, D.*: „Market and Transmission Grid Simulations considering an increasing Number of Integrated Energy Systems“, REAL CORP 2020 (Panel Beitrag), Aachen, Deutschland (virtuell), 17.09.2020
- Rehtanz, C.*: „European electricity grids as market place and backbone for renewable energy integration“, AEIT 2020 Conference, Virtuelle Konferenz, 22.09.2020
- Pohl, O.*: „A Power Hardware-in-the-Loop Setup for Testing Distributed Series Reactors“, 2020 AEIT International Annual Conference, Virtuelle Konferenz, 24.09.2020
- Raczka, S.*: „A Model Predictive Control Algorithm for large-scale Integration of Electromobility“, 2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), Virtuelle Konferenz, 27.10.2020
- Braun, M.; Schwerdfeger, R.; Lindner, M.; Hoppe-Oehl, H.; Kubis, A.*: „Autonomiestufen in der Netzbetriebsführung“, VDE Online-Seminar, Virtuelle Konferenz, 27.10.2020
- Palaniappan, R.*: „An Intelligent Measurement and Control Device for Active Distribution Grids“, Innovative Smart Grid Technologies Europe 2020, Hague, Niederlande (virtuell), 28.10.2020
- Rehtanz, C.*: „Zukünftige Energiesystemplanung: Sektorkopplung, Systemdienstleistungen, Redispatch 2.0“, Jahrestagung Speicher und Netze, Arbeitsgruppe 1, Düsseldorf, Deutschland, 02.12.2020
- Rehtanz, C.*: „Digitale Systeme und Dienste für die Energiesystemtransformation“, Jahreskonferenz des Clusters EnergieForschung, Düsseldorf, Deutschland, 02.12.2020
- Faulwasser, T.*: „Turnpike Properties in Discrete-Time Mixed Integer Optimal Control“, 59th IEEE Conference on Decision and Control, Jejudo, Südkorea, 14.12.2020
- Faulwasser, T.*: „Distributed Optimization for Networked Systems“, Bosch Corporate Research, Robert Bosch GmbH, Renningen, Deutschland
- Faulwasser, T.*: „Optimization-based Control of Uncertain Energy Systems“, Bosch Corporate Research, Robert Bosch GmbH, Renningen, Deutschland
- Faulwasser, T.*: „Stochastic and Distributed Optimization of Energy Systems“, College of Engineering and Computer Science, The Australian National University, Canberra, Australien

6. Studentische Arbeiten

6.1 Master- und Diplomarbeiten

Shariati Sarcheshmeh, M.: „Analysis of different distribution networks and validation of a voltage regulation algorithm using distributed measurements on a real-time simulator“, Januar 2020

Maaß, L.: „Entwicklung einer Methodik zur Bestimmung des aggregierten Flexibilitätspotenzials dezentraler Flexibilitätsoptionen“, Januar 2020

Rohde, L.: „Electric vehicle fast charging with energy storage and generation capabilities – Simulations based on real charging data“, Januar 2020

Alabrash, W.: „Entwicklung und Bewertung eines Verfahrens zur Messstellenoptimierung für State-Estimation in Verteilnetzen“, März 2020

Faber, D.: „Entwicklung eines Verfahrens zur Bewertung und Identifikation von geeigneten Standorten für Power-to-Gas-Anlagen im elektrischen Energieversorgungssystem“, April 2020

Waterkamp, L.: „Systemdienstleistungen von leistungselektronisch angebundenen Speichersystemen zur Netzstabilisierung und Qualitätssicherung in der Verteilnetzebene im symmetrischen und unsymmetrischen Netzbetrieb“, April 2020

Hoffmann, T.: „Systematische Analyse umfangreicher Netzdatensätze und Vergleich von Netzzuständen mittels Indikatoren“, Mai 2020

Brack, M.: „Entwicklung einer optimalen Betriebsstrategie eines Energiehubs zur wirtschaftlichen Herstellung von Wasserstoff“, Mai 2020

Löwe, C.: „Analyse der DC-Zwischenkreisstabilität eines Wechselrichters mit mehreren Batteriespeichern in Abhängigkeit verschiedener Netzbetriebszustände“, Mai 2020

Witkowski, S.: „Entwicklung und Optimierung verschiedener Betriebskonzepte für thermische Speicher in Wärmenetzen zur Quartiersversorgung“, Mai 2020

Gerard, S.: „Automated Flexibility Coordination in Smart Grids Based on Neural Networks“, Mai 2020

Derpmann, J.: „Weiterentwicklung eines Verfahrens zur Strommarktsimulation um nachfrage-seitige Lastverschiebungen und Lastmanagement industrieller Verbrauch“, Juni 2020

Schneider, M.M.: „Entwicklung einer Methodik zur Bestimmung des Flexibilitätspotenzials von Mittel- und Niederspannungsnetzen“, Juni 2020

Jahn, R.: „Einsatz eines Niederspannungslängsreglers zur Behebung von Spannungsunsymmetrien hervorgerufen durch Elektromobilität und dezentrale Energieerzeugung“, Juni 2020

Shagufta, S.: „Implementation of a model predictive control algorithm on a power quality measurement device and validating it using the real-time simulator“, Juni 2020

Unterluggauer, T.: „Forecasting the aggregated charging load of electric vehicles at different charging sites“, Juli 2020

Jablonowski, D.: „Analyse und Bewertung der Schwarzstartfähigkeit eines Verteilnetzes mit einer hohen Durchdringung von Smart Metern am Beispiel des Stadtwerks Haßfurt“, August 2020

Kraft, O.: „Entwicklung und Implementierung einer Methodik zum automatisierten Netzausbau in vermaschten elektrischen Energieversorgungsnetzen“, September 2020

Birkwald, C.: „Überführung eines Netzabschnittes aus der Mittelspannungsebene in einen äquivalenten Laboraufbau in der Niederspannungsebene“, September 2020

Düssel, G.: „Implementierung eines Optimal-Power-Flow-Algorithmus zur Untersuchung von alternativen Marktstrukturen auf Verteilnetzebene“, September 2020

Obermayer, C.: „Beschreibung und prototypische Umsetzung eines durchgängigen Top-Down-Engineeringprozesses für IEC-61850-Stationsprojekte eines Verteilnetzbetreibers mit herstellerspezifischen Geräte-Datenmodellen“, Oktober 2020

Goetze, F.: „Spannungsstellende Regelung für netzgekoppelte Wechselrichter (in Kooperation mit SMA Solar Technology)“, Oktober 2020

Ceschlaw, J.N.: „Development of a decentralized control scheme using machine learning algorithms on a measurement device“, November 2020

6.2 Bachelorarbeiten

Nießen, L.O.: „Analyse der Funktionsfähigkeit von Virtual Inertia in einem Elektroenergiesystem mit abnehmender Schwungmasse“, Januar 2020

Meyers, G.: „Entwicklung und Vergleich verschiedener Algorithmen für den optimalen Einsatz von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln“, Januar 2020

Stehr, S.G.: „Entwicklung und Implementierung einer Methodik zur Analyse des Residuallastverhaltens von Niederspannungsnetzen mit Methoden des maschinellen Lernens“, April 2020

Schmitz, M.: „Analyse und Bewertung existierender Smart-Grid-Lösungen hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Eigenschaften“, April 2020

Kalembasi, T.: „Definition und Beschreibung von Kennzahlen zur Kategorisierung elektrischer Netze“, April 2020

Spittgerber, L.: „Konzeptionierung und Bewertung einer regenerativ unterstützten Ladeinfrastruktur für E-Mobilität innerhalb eines Werkstromnetzes der Bayer AG“, April 2020

Mees, S.: „Analyse und Vergleich mathematischer Verfahren zur Bestimmung des Flexibilitätspotentials von Mittelspannungsnetzen“, Mai 2020

Bauer, J.: „Analyse und Bewertung der Übertragbarkeit der SimBench-Netzgenerierungsmethodik auf globale Energiesysteme“, Mai 2020

Grüßer, M.: „Modellierung und Simulation des thermischen Verhaltens von Kühlhäusern zur Eigenverbrauchsoptimierung“, November 2020

Schmitz, B.: „Koordination des Einsatzes von mehreren leistungsflussregelnden Betriebsmitteln im Hochspannungsnetzbetrieb“, Dezember 2020

Alkayali, M.: „Implementation and comparisons of Interface algorithms for Power hardware-in-the-loop setups“, Dezember 2020

Soennecken, A.: „Entwicklung von Fallback-Strategien für ein autonomes, agentenbasiertes Leistungsflussregelungssystem“, Dezember 2020

Belonogov, D.: „Entwicklung und Implementierung einer Methodik zur Bestimmung des Flexibilitätspotentials von Mittel- mit unterlagerten Niederspannungsnetzen“, Juni 2020

Schorn, P.: „Ausnutzung der Spannungsabhängigkeit von Lasten zur Entlastung von Übertragungsnetzen in spannungskritischen Situationen“, Juli 2020

Elsner, S.: „Modellierung generischer leistungselektronischer Lasten für Spannungsstabilitätsanalysen“, Juli 2020

Bozkurt, H.S.: „Entwicklung einer Methodik zur Optimierung von Wartungs- und Instandhaltungszeiträumen in elektrischen Energieversorgungsnetzen“, Juli 2020

Molodchyk, O.: „Implementation of a hierarchical OPF algorithm on a measurement device and validating it using a real-time simulator“, August 2020

Uhlenbrock, S.: „Analyse und Bewertung von Technologien zur Generierung von Benchmark Microgridmodellen“, August 2020

Hauska, P.: „Analyse, Aufbereitung und Adaption der Daten des Marktstammdatenregisters zur Regionalisierung von Stromerzeugungsanlagen“, August 2020

Frasheri, P.: „Weiterentwicklung eines intelligenten Netzwiederaufbauplanungstools für Verteilnetze mit hoher Durchdringung von Erneuerbaren Energie Anlagen“, August 2020

Satouf, H.: „Entwicklung einer Methodik zur Bewertung des Einsatzes flexibler Leistung zur Auflösung von Engpässen in elektrischen Verteilnetzen“, Oktober 2020

Krotzki, J.: „Untersuchung und Implementierung von Verfahren zur Netzreduktion zur Erhöhung der Beobachtbarkeit des Netzzustandes in Verteilnetzen“, November 2020

6.3 Projektarbeiten

Ghanem, A.; Shen, C.; Subhan, F.; Kelo, F.; Fakhruddin, H.; Esser, M.; Maki, M.; Pisarski, S.: „i-Automate - Modular configurable and testable automation architecture for future active electrical power networks“, Mai 2020

Dean, J.; Klindworth, J.: „Integration, Kosten und Flexibilität erneuerbarer Energien in verschiedenen Strompreissystemen“, Juli 2020

Stabenau, V.: „Analyse und Implementierung verschiedener Optimierungsverfahren zur investitionskostenminimalen Netzverstärkung in vermaschten Netzen auf Grundlage von Zeitreihen“, August 2020

Petereit, J.: „Analyse und Implementierung von EMT-Modellen für Frequenzstabilitätsuntersuchungen in Energienetzen der Zukunft“, Februar 2020

Spies, L.; Djifack, G.; Thomas, V.: „Oberseminar: Alternativen zur klassischen (n-1)-Sicherheit im internationalen Vergleich“, September 2020

Foet, M.: „Analyse und Bewertung europäischer Reanalysedaten zur Abbildung der Einspeisung dargebotsabhängiger Energiequellen in der Übertragungsnetzplanung“, November 2020

7. Promotionen

Entwicklung eines Energieeffizienzzyklus für adaptive Produktionssysteme

Dr.-Ing. Matthias Meißner

Referent: Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Mündl. Prüfung: 07.02.2020

Die Motivation zur Entwicklung des Energieeffizienzzyklus basiert auf gesellschaftlichen und politischen Forderungen, die Effizienz von Fabriken zu steigern, um die Energiewende zu unterstützen und Produktionskosten zu reduzieren. Aktuelle Konzepte und Methoden, wie das Energiemanagementsystem, nutzen nicht die neuen Möglichkeiten der vierten industriellen Revolution. Die Einführung von adaptiven Produktionssystemen ermöglicht exemplarisch die Nutzung von Sensorik, Aktorik und Kommunikation für neue Konzepte und Methoden. Ziel ist die Entwicklung eines Konzepts, welches diese technischen Möglichkeiten verwendet, um die Energieeffizienz von Produktionssystemen zu steigern.

Der Energieeffizienzzyklus besteht aus zwei zyklischen Prozessen, dem kontinuierlichen Wahrnehmungs- und Bewertungsprozess, sowie dem ereignisdiskreten Planungs- und Realisierungsprozess. Der Wahrnehmungsprozess überwacht den Effizienzstatus des Produktionssystems und identifiziert einen Anpassungsbedarf, falls die Flexibilität des Systems überschritten wird. Der dadurch ausgelöste Planungsprozess generiert mithilfe von Planungs- und Optimierungsmethoden mögliche Lösungen für den Anpassungsbedarf durch Nutzung von Simulationsmodellen und realisiert die beste Planungsvariante. Zur Bewertung der Effizienz wird ein innovatives Kennzahlensystem, bestehend aus Prozesszustands- und Prozessinterdependenzindikatoren, entwickelt. Das Kennzahlensystem ist fähig, die Effizienz eines Prozesses unter Berücksichtigung einer beliebigen Anzahl an Ein- und Ausgangsgrößen, sowie die Wechselwirkungen zwischen Prozessen zu repräsentieren. Die Planung von Lösungsmöglichkeiten konzentriert sich auf die Ausnutzung

der Energieflexibilität durch Optimierungsalgorithmen in Form des Brute Force Algorithmus und des evolutionären Algorithmus Differential Evolution.

Zur Validierung des Effizienzzyklus werden zwei Simulationsmodelle von exemplarischen Produktionssystemen verwendet. Charakteristisch für das erste System ist seine hohe Energieflexibilität, welche durch zwei Bearbeitungszentren mit verschiedenen Betriebspunkten bereitgestellt wird. Das zweite System umfasst eine von Mitarbeitern betriebene Montagezelle zur Herstellung von Leuchten. Durch die Analysen wird bestätigt, dass die Prozesszustandsindikatoren fähig sind, alle betrachteten Einflüsse auf die Effizienz eines Prozesses qualitativ und quantitativ abzubilden. Die Prozessinterdependenzindikatoren sind nur für spezifische Anwendungsfälle geeignet. Beide Optimierungsalgorithmen sind in der Lage, den diskreten Zustandsraum von Produktionssystemen zu handhaben und liefern robuste Ergebnisse. Die Rechenzeit des Brute Force Ansatzes ist in Relation zum Differential Evolution länger. Die Echtzeitfähigkeit des Konzepts ist aufgrund der genutzten Modellierungs- und Optimierungstechniken noch nicht erreicht, woraus sich weiteres Forschungspotential ableitet, z.B. bezüglich künstlicher Intelligenzen zur Reduzierung der Rechenzeit.

Zusammenfassend stellt der Energieeffizienzzyklus für adaptive Produktionssysteme ein Konzept dar, welches die Möglichkeiten der industriellen Entwicklung ausnutzt, um die Energieeffizienz von Fabriken zu steigern. Eingesetzt werden kann der Effizienzzyklus sowohl in der Neu- und Anpassungsplanung von Fabriken als auch in der Produktionsplanung.

Verfahren zur Zustandsschätzung und ihr Beitrag zum Engpassmanagement in Mittelspannungsnetzen

Dr.-Ing. Annika Schurtz

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Christian Becker

Mündl. Prüfung: 01.07.2020

Für den Netzbetrieb der Mittel- und Niederspannungsebene werden durch den weiteren Zubau von dezentralen Energieumwandlungsanlagen und der damit verbundenen veränderten Netznutzung zunehmend betriebliche Fragestellungen relevant, die in der Vergangenheit vor allem die Höchst- und Hochspannungsebene betrafen. Die betriebliche Überwachung sowie die Vermeidung und Behebung spannungsbedingter und thermischer Engpässe gewinnen auch in den unteren Spannungsebenen an Bedeutung. Eine betriebliche Überwachung mittels Zustandsschätzung bildet das Fundament für viele betriebliche Strategien, die in der Regel Informationen über die aktuelle Netzauslastung für die Entscheidung oder Bestimmung von Maßnahmen benötigen. Im Fokus dieser Arbeit steht die Untersuchung und Bewertung von Verfahren zur Zustandsschätzung sowie deren Beitrag zur Umsetzung des Engpassmanagements in der Mittelspannungsebene.

Das Engpassmanagement ist als kurative Maßnahme konzipiert und dient hier als exemplarischer Anwendungsfall, um das Zusammenspiel von Genauigkeit und Schätzgüte auf der einen und Zuverlässigkeit und Effizienz betrieblicher Maßnahmen auf der anderen Seite zu untersuchen. Dabei nimmt die Berücksichtigung von Unsicherheit in den Eingangsgrößen eine besondere

Position ein, da heute eine umfassende Verfügbarkeit von Messtechnik in Mittelspannungsnetzen üblicherweise nicht gegeben ist. Damit ergibt sich die Notwendigkeit Zustandsschätzung durch den Einbezug von Pseudomesswerten durchzuführen. Die hiermit einhergehenden Qualitätseinbußen in den Schätzergebnissen bedürfen einer umfassenden Analyse, zu der diese Arbeit einen Beitrag leistet.

Eine wesentliche Neuerung gegenüber dem Stand der Forschung besteht hier in der integrierten Betrachtung von diversen Arten und Konfigurationen von Pseudomesswerten sowie die Untersuchung der Wechselwirkung mit verschiedenen Verfahren zur Zustandsschätzung unter realitätsnahen Bedingungen. Hierzu präsentiert diese Arbeit neue Ansätze zur statistischen Entwicklung von Fehlermodellen zur Charakterisierung unsicherer Eingangsgrößen auf Basis umfangreicher Datenanalysen. Die daraus erzielten Erkenntnisse fließen in vielfältige Untersuchungsszenarien, die mit unterschiedlichen Konstellationen von Mess- und Pseudomesswerten simuliert und bewertet werden. Anhand der Simulationsergebnisse werden Handlungsempfehlungen für die praktische Umsetzung von Verfahren zur Zustandsschätzung und die Ausgestaltung des kurativen Engpassmanagements abgeleitet.

Optimierungsgestützte Modellumgebung zur Bestimmung des Ausbaubedarfs elektrischer Übertragungsnetze

Dr.-Ing. Dennis Klein

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Mündl. Prüfung: 12.08.2020

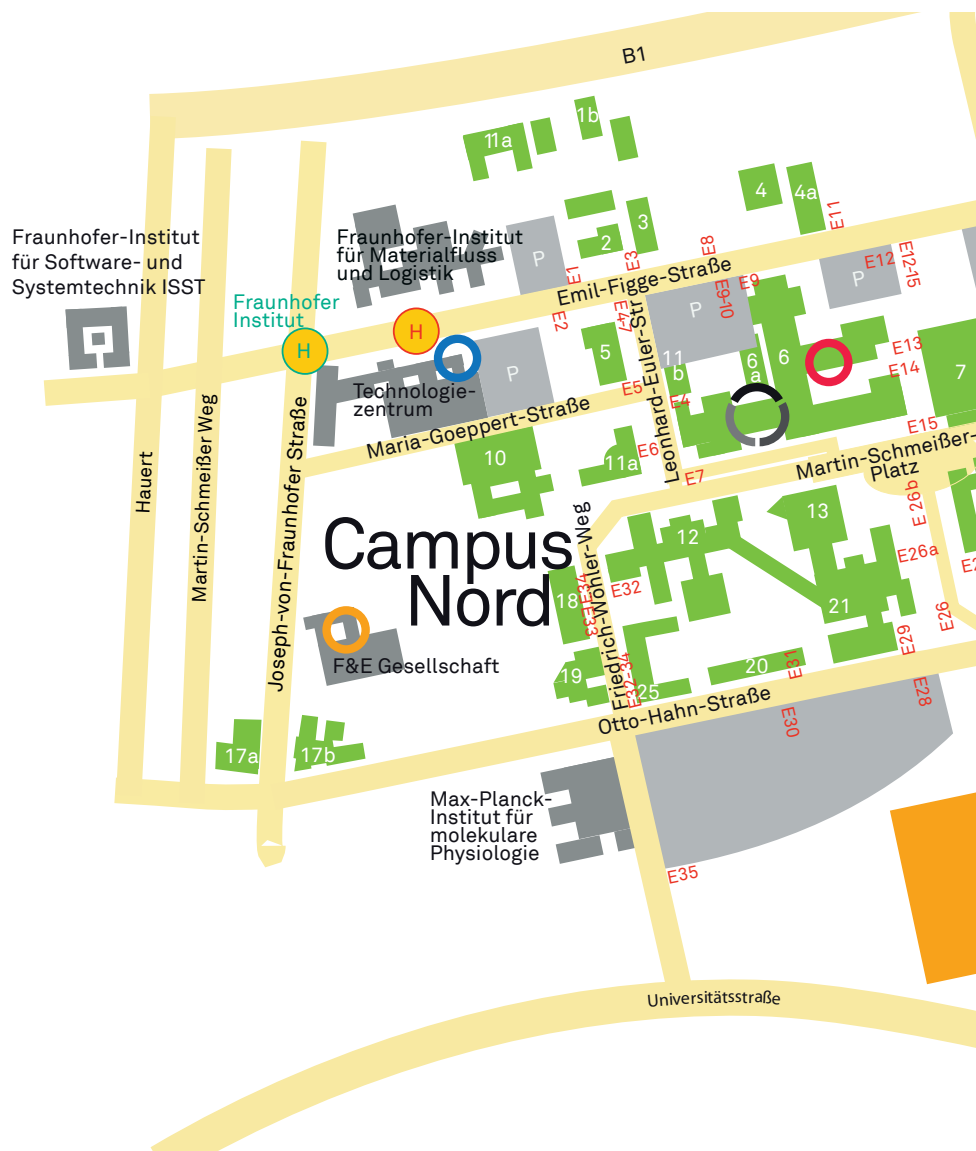
Geänderte Transportanforderungen erfordern den Ausbau des elektrischen Übertragungsnetzes, um eine sichere, wirtschaftliche und nachhaltige Energieversorgung zu gewährleisten. Der erforderliche Netzausbau wird in der strategischen Netzentwicklungsplanung ermittelt, die durch vielfältige Einflussfaktoren und zahlreiche Prozessschritte charakterisiert ist. Der letzte Planungsschritt, die Ableitung des notwendigen Ausbaubedarfs, erfolgt vorwiegend auf Basis von Expertenwissen ohne Anwendung automatisierter Verfahren. Folglich ist das Planungsergebnis im Hinblick auf Transparenz, Objektivität und Optimalität zu hinterfragen.

Vor diesem Hintergrund wird in dieser Arbeit eine Modellumgebung zur automatisierten Bestimmung des notwendigen Ausbaubedarfs elektrischer Übertragungsnetze entwickelt. Diese enthält sowohl Modelle zur Lösung des Netzplanungsproblems als auch Verfahren zur Reduzierung der Problemkomplexität. Kern der Modellumgebung ist ein mathematisches Optimierungsproblem, welches auf Basis des Ausbaupotenzials den optimalen Netzausbau identifiziert. Dieser wird primär durch die technischen Kriterien eines sicheren Netzbetriebs und sekundär den resultierenden Investitionsumfang definiert, wobei alle wesentlichen Anforderungen und Handlungsoptionen aus der Netzplanungspraxis berücksichtigt werden. Im Einzelnen erfolgen die Abbildung des (n-1)-Kriteriums, die Erwägung sowohl von Netzausbau- als auch -optimierungs- und -verstärkungsmaßnahmen, die Modellierung leistungsflusssteuernder Betriebsmittel sowie ein adäquater Umgang mit angrenzenden Netzgebieten.

Der immensen Komplexität des Optimierungsproblems wird durch vorgelagerte Identifikation der planungsrelevanten Eingangsdaten begegnet. Unter Anwendung optimierungsgestützter und heuristischer Verfahren werden die für die Netzdimensionierung bemessungsrelevanten Netzsituationen bestimmt, diejenigen Betriebsmittel ermittelt, welche von unzulässigen Auslastungen betroffen sein können, und ein vereinfachtes Netzmodell abgeleitet, welches die Netzengpässe weiterhin adäquat darstellt.

Zur Modellvalidierung erfolgt eine zweigeteilte Anwendung, erst auf ein Benchmarknetz und anschließend auf das deutsche Übertragungsnetz. Exemplarisch werden die Vorteile des automatisierten Ansatzes im Hinblick auf Sensitivitätsbetrachtungen dargestellt, indem die Auswirkungen verschiedener Nutzungsgrade netzbetrieblicher Freiheiten auf den Netzausbaubedarf analysiert werden.

Anhand der Anwendung kann festgestellt werden, dass sich die entwickelte Modellumgebung für eine automatisierte und optimierte Bestimmung des notwendigen Ausbaubedarfs elektrischer Übertragungsnetze eignet. Im Vergleich zu bestehenden Verfahren ist es erstmals gelungen, die Anwendbarkeit für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes in authentischer Detailtiefe nachzuweisen. In der Folge ist ein Gebrauch der Modellumgebung als unterstützendes Werkzeug im Rahmen realer Planungsprozesse und wissenschaftlicher Untersuchungen denkbar.



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 2020, 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