

2023

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
44227 Dortmund

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

Redaktion: Nils Offermann

Druck: Zentrale Vervielfältigung der TU Dortmund

Vorwort

An TU-Gebäuden steht verteilt der Spruch „Wir zweifeln jetzt anders“ als Sinnbild für die Wissenschaft. Das Bestehende anzuzweifeln und zu hinterfragen und dann neue Wege zu gehen ist die Aufgabe der Forschung. Aber auch in der Lehre muss die kritische eigene Denkweise, die neue Innovationen hervorbringt, vermittelt werden.

Zu diesem Wintersemester wurden die Studiengänge der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik neu gestaltet. Hierbei wurden ein neuer Bachelorstudiengang „Nachhaltige Energiesysteme“ und ein zugehöriger Masterstudiengang „Sustainable Energy Systems“, der auch international ansprechen soll, eingerichtet. Da die zukünftige Energieversorgung überwiegend auf elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen basieren wird, ist das elektrische Energiesystem das Fundament einer nachhaltigen Zukunft. Die notwendige Fachkompetenz wird in den neuen Studiengängen in universitärer Tiefe vermittelt, da Menschen benötigt werden, die aus systemtechnischer Sicht die Versorgungssicherheit, Umweltfreundlichkeit und Wirtschaftlichkeit für ein nachhaltiges Gesamtsystem der Energieversorgung gestalten können.

Im Bereich der Wissenschaft sind die Trends der Digitalisierung und Hochautomatisierung für den resilienten Betrieb und die Führung von Netzen im Marktumfeld weiterhin ungebrochen. Auch die künstliche Intelligenz dringt in mehr und mehr Projekte vor und verspricht innovative Lösungen. Basierend auf den Erfahrungen des Vorgängerlehrstuhls in den 1990er Jahren im Rahmen der ersten KI-Welle, können jetzt Lösungen geschaffen werden, die damals technologisch noch unmöglich erschienen.

Unsere modellbasierten Hilfsmittel werden weiter ausgebaut, um die Herausforderungen der Transformation der Energiesysteme bei deren systemischer und effizienter Planung abzubilden. MILES für das Europäische Energiesystem sowie SIMONA als agentenbasiertes Verteilnetzwerkzeug sind hierbei wichtige Säulen der Forschung.

Neben Forschungsprojekten finden vermehrt konkrete Umsetzungsprojekte mit Industriepartnern statt. Bei vielen Projekten dienen unsere Laborbereiche als realitätsnahe Experimentierplattform, um neben der Grundlagenforschung auch vorindustrielle Lösungen mit hohem Technical Readiness Level (TRL) praxiskonform zu entwerfen.

Auch im kommenden Jahr freuen wir uns sehr auf vielfältige Möglichkeiten für spannende Projekte mit Ihnen als Partner aus Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Verwaltung, international und national in Deutschland und NRW, entlang der Ruhrschiene im Kompetenzfeld EST und überall dort, wo wir das zukünftige Energiesystem mitgestalten 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.....	5
2.1 Kooperationen	5
2.2 Ausgründungen.....	6
3. Lehre.....	8
3.1 Vorlesungen	8
3.2 Seminare.....	10
3.3 Exkursionen	10
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten	11
4.1 Power System Stability & Control	15
4.2 Distribution Grid Planning & Operation	19
4.3 Energy System Design & Transmission Grids.....	26
4.4 Smart Grid Technologies	34
4.5 Optimization and Control.....	45
5. Veröffentlichungen und Vorträge	48
5.1 Publikationen.....	48
5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik.....	49
5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts.....	50
5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts.....	50
6. Studentische Arbeiten	53
6.1 Masterarbeiten	53
6.2 Bachelorarbeiten	54
6.3 Projektarbeiten	54
7. Promotionen	55

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

Honorarprofessor

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

Sekretariat

Nicole Funke

Administration und Technik

Emily Elvermann
Nina Ganser

Tobias Loidl
Raffael Steffan

Akademische Gäste

Francisco Escobar, University of Costa Rica
Sajjad Dehkordi Fattaheian, Aalto Universität, Finnland
Dr. Yuning Jiang, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, Schweiz
Prof. Valerie J. Karplus, Carnegie Mellon University, USA
Matyas Negash, Lehigh Univeristy, gefördert über das Iacocca Intership Programm, USA
Prof. Dr. Sergio Raul Rivera Rodriguez, National Univ. of Colombia, Kolumbien
Verónica Rosero, Institute of Electrical Energy of the National University of San Juan, Argentina
Eduardo Salazar, National University of San Juan, Argentina
Yue Xu, Shanghai University, China
Dr. Jin Zhao, gefördert durch die Alexander-von-Humboldt Stiftung
Zhengyu Zhang, Hunan University, China

Externe Doktoranden

Razieh Balouchi Anaraki, M. Sc., ZEDO e.V.
Deborah Bilgic, Robert Bosch GmbH
Jonas Claus, M.Sc., ct.e GmbH
Mahyar Garmaband, Compleo Charging Solutions GmbH & Co. KG
Lukas Haubensak, Robert Bosch GmbH
Matthias Janke, M.Sc., Amprion

Alexander Koch, M.Sc., Robert Bosch GmbH
Emrah Oztürk, FH Vorarlberg
Frederik Puhe, M.Sc., Westnetz GmbH
Sebastian Rehr, M.Sc., HS Hamm-Lippstadt
Richard Schmid, M.Sc., Westfälische HS
Katrin Schulte, M.Sc., FH Bielefeld
Dr.-Ing. Caner Yaldiz

Wissenschaftliches Personal

Johannes Yu Bao, M.Sc.
Dipl.-Ing. Björn Bauernschmitt
Maise Beraldo Bandeira, M.Sc.
Charlotte Biele, M.Sc.
Kiran Nivrutti Borse, M.Sc.
Dr.-Ing. Alexander Engelmann
Fabian Erlemeyer, M.Sc.
Marcel Esser, M.Sc.
Daniel Feismann, M.Sc.
Jawana Gabrielski, M.Sc.
Felix Goeke, M.Sc.
Julian Golembiewski, M.Sc.
Dr.-Ing. Dominik Hilbrich
Julian Hohmann, M.Sc.
Robert Jahn, M.Sc.

Svenja Joseph, M.Sc.
Simon Kammerer, 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
Marius Masuch, M.Sc.
Anna Marie Mindrup, M.Sc.
Oleksii Molodchyk, M.Sc.
Christian Holger Nerowski, M.Sc.
Thomas Oberließen, M.Sc.
Nils Offermann, M.Sc.
Ruchuan Ou, M.Sc.

Guanru Pan, M.Sc.
Dr.-Ing. Rajkumar Palaniappan
Tobias Patzwald, M.Sc.
Jan David Peper, M.Sc.
Sebastian Peter, M.Sc.
Oliver Pohl, M.Sc.
Jens Püttschneider, M.Sc.
Diana Racines, M.Sc.
Sebastian Raczka, M.Sc.
Bharathwajanprabu Ravisankar, M.Sc.
Dr.-Ing. Dzanan Sarajlic

Debopama Sen Sarma, M.Sc.
Julia Schmeing, M.Sc.
Dennis Schmid, M.Sc.
Thomas Schwierz, M.Sc.
Dr.-Ing. Alfio Spina
Gösta Stomberg, M.Sc.
Milijana Teodosic, M.Sc.
Simon Uhlenbrock, M.Sc.
Anoop Varghese Eluvanthinal, M.Sc.
Jannik Zwartscholten, M.Sc.

2. Kooperationen und Ausgründungen

2.1 Kooperationen

Partnerschaften, Kooperationen und Netzwerke mit Universitäten, Forschungseinrichtungen, Netzbetreibern und Herstellern bilden vielfach die Basis für unsere Forschungsprojekte. Diese Kooperationen umfassen Projekte, Auftragsforschungen, Gutachten, Studien und Gastvorlesungen sowie den Austausch von Studierenden und wissenschaftlichen Mitarbeitern und Mitarbeiterinnen. Darüber hinaus erfolgt die Mitarbeit in zahlreichen nationalen und internationalen Gremien (VDE, IEEE, CIGRE) sowie die Organisation von Konferenzen.

Das Institut ist sowohl an projektbezogenen Konsortien als auch an strukturellen Clusterorganisationen beteiligt. Hervorzuheben sind die nachfolgend beschriebenen Organisationen und Aktivitäten.

Akademische Kooperationen

- Universidad de Chile, Santiago, Chile
- Instituto de Energia Electrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentinien
- National University of Asunción, Paraguay
- Universidad Nacional de Colombia, Kolumbien
- École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Schweiz
- Hunan University, Changsha, V. R. China
- Hohai University, Nanjing, V. R. China
- ShanghaiTech University, Shanghai, V.R. China
- Xiamen University of Technology, Xiamen, V. R. China
- University of Queensland, Brisbane, Australien
- University of Tasmania, Hobart, Australien
- Australian National University Canberra, Australien
- Siberian Energy Institute, Irkutsk, Russland

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

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 Infrastruk-

tur & Netze und somit für Unternehmen und Kommunen in Nordrhein-Westfalen und darüber hinaus ein zentraler Ansprechpartner in allen Belangen von Infrastrukturen und Netzen für die Elektromobilität und die Energiewende.

Allianz Smart City Dortmund

Gemeinsam mit der IHK zu Dortmund hat die Stadt Dortmund die Allianz Smart City gegründet, mit dem Zweck, Unternehmen und wissenschaftliche Einrichtungen aktiv in den Prozess zur Entwicklung der Smart City Dortmund einzubinden. Wesentliche Initiatoren der Allianz sind neben Stadt und IHK auch die am ie³ etablierte L.E.D. Leitstelle Energiewende Dortmund sowie CISCO, einer der der Weltmarktführer im Bereich Smart City. Mittlerweile haben sich ca. 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 Zu-

kunft entwickeln und erproben wollen. Im Mittelpunkt dabei die digitale und intelligente Vernetzung von Systemen in den Bereichen Energie, Verkehr, Logistik und Mobilität.

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 Wissensverarbeitung 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

2.2 Ausgründungen

ef.Ruhr – Die Energiedenkfabrik

Die ef.Ruhr GmbH ist ein Beratungsunternehmen mit Schwerpunkt Energiesysteme mit Sitz in Dortmund. Sie steht als Energiedenkfabrik an der Schnittstelle zwischen neuesten wissenschaftlichen Erkenntnissen und 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
Emil-Figge-Straße 76
44227 Dortmund
www.energieforschung.ruhr

logarithmo

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

Die 2016 ausgegründete Firma logarithmo ist Softwarepartner für die Bereitstellung und Umsetzung datenbasierter Services für den Energiesektor und produzierende Unternehmen. Die Datenanalysten aus den Bereichen Energie und Logistik nutzen das eigens entwickelte Softwareframework, mit welchem Ideen schnell und effizient in eine produktive Anwendung überführt werden können. Hierbei werden Algorithmen (z.B. aus dem Bereich der künstlichen Intelligenz) zielgerichtet auf das Fachproblem (z.B. Betrieb von Stromnetzen) ausgerichtet. Dies gelingt durch Kombination des Know-Hows von Ingenieuren, Mathematikern/Data Scientists und Informatikern.

logarithmo GmbH & Co.KG
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20
44227 Dortmund
www.logarithmo.de

HYPERSYS

Die in 2022 gegründete Firma Hypersys GmbH bietet modulare Speicher- und Energiewandlungssysteme für multifunktionale Systemdienstleistungen im Zusammenspiel mit einer erneuerbaren Energieversorgung.

Die Wirkleistungsbereitstellung kann für eine Reihe von Anwendungen wie Spitzenlastglättung, Pufferung erneuerbarer Energien, Sektorenkoppelung H2 / Wärme, Erhöhung der Eigenerzeugungsnutzung, Virtuelle Kraftwerksbewirtschaftung bis hin zur unterbrechungsfreien Stromversorgung genutzt werden. Zusätzlich kann die Versorgungsqualität für die Blindleistungs-Spannungsregelung, Kompensation harmonischer Ströme, Symmetrierung der Netzströme oder der Kompensation von Erdfehlerströmen genutzt werden.

Hypersys GmbH
Heidestraße 11
42579 Heiligenhaus
www.hypersys.de

Smart4Grid

Der immense Ausbau der elektrischen Verteilnetze kann durch digitalisierte Überwachung und Automatisierung effizient reduziert werden. Dezentrale Einspeiser und neue Stromverbraucher wie Wärmepumpen und Elektroautos belasten die Verteilnetze. Das Erkennen von Überlastungszuständen und das zielgerichtete Warnen oder automatisierte Eingreifen bei kritischen Situationen kann den Ausbaubedarf um Jahre hinauszögern. Die hierzu notwendige Ausstattung der Mittel- und Niederspannungsnetze mit digitaler Messtechnik und Auswertung muss hierzu wartungseffizient und zukunftsfähig erfolgen.

Hierzu bietet Smart4Grid eine der leistungsfähigsten Hardware-Plattformen am Markt, die nach der Installation mit Softwareapplikationen flexibel softwarebasiert erweitert werden kann. Der Funktionsumfang reicht von der Netzüberwachung, Netzsteuerung, Fehlererkennung bis hin zu Schutzfunktionen. Das Konzept entspricht quasi einem Smartphone für Ihr Netz.

Die einmalige Hardwareinstallation und der flexibel erweiterbare Funktionsumfang ermöglichen somit ein effizientes, zukunftsfestes und intelligentes Netz bei steigendem Anschlussbedarf dezentraler Einspeiser und Lasten. Hierdurch wird ein effizienterer und wirtschaftlicherer Betrieb der elektrischen Netze möglich.

Die Gründungsidee ist im Rahmen von Forschungsprojekten am ie^3 entstanden, wurde durch das Land NRW im Rahmen des Start-Up Transfer.NRW Förderrahmens unter dem Projektname "Smart Grid Automation System" gefördert. Die Gründung ist für 2024 geplant.

Smart4Grid
c/o Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft
Emil-Figge-Straße 70
44227 Dortmund
www.smart4grid.eu

3. Lehre

3.1 Vorlesungen

Wir bieten Vorlesungen in den Studiengängen „Elektrotechnik und Informationstechnik“, „Wirtschaftsingenieurwesen“, „Automation and Robotics“ sowie in den neu eingerichteten Studiengängen „Nachhaltige Energiesysteme (Bachelor)“ und „Sustainable Energy Systems (Master)“ an.

Einführung in die elektrische Energietechnik (Grundlagen der Elektrotechnik III)

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

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

Inhalt: Drehstromsysteme als Basis für nachhaltige elektrische Energiesysteme, Grundlagen von Transformatoren und Leitungen, Modellierung von Lasten, Einspeisern und Energiespeichern, innovativer Netzkomponenten.

Elektrische Energietechnik

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

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

Inhalt: Grundlagen der elektrischen Energieversorgung und Transformation zu nachhaltigen Energiesystemen, Grundlagen der Thermodynamik zur nachhaltigen Energiewandlung und erneuerbare Energien, Leistungsflussrechnung elektrischer Energienetze, Berechnung von Kurzschlussströmen und Kurzschlussleistung, Berechnung unsym. Drehstromsysteme, Grundlagen der Planung nachhaltiger elektrischer Energienetze und Einbindung erneuerbarer Energien.

Einführung in die Elektrizitätswirtschaft

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

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

Inhalt: Ökonomische Grundlagen; Organisation der deutschen Elektrizitätsversorgung und deren Transformation zu nachhaltigen Energiesystemen; Rechtliche Rahmenbedingung; Stromhandel; Systemdienstleistungen; Bilanzkreismanagement; Netzentgelte und Marktintegration erneuerbarer Energien; Optimierungsverfahren; Investitionsrechnung.

Betrieb und Aufbau von Netzen

Prof. Dr.-Ing. Lars Jendernalik

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

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

Power System Operation and Stability

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Englischsprachiges Modul für Master-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik sowie des Wirtschaftsingenieurwesens und der Nachhaltigen Energiesysteme

Inhalt: Part 1: Power System Supervision, Operation and Protection: Introduction into electrical power systems and its operational tasks, system architecture of power system control centers, algorithms for power system calculation, supervision and operation, substation automation and protection architecture, power system protection functions and algorithms for short circuit and fault calculation, future trends in control centres

Part 2: Power System Stability, Dynamics and Control: Stability in electrical power systems, dynamic power system modelling and simulation, small signal and transient rotor angle stability, frequency stability, voltage stability and voltage control, measures to improve stability.

Smart Grids

Dr.-Ing. Ulf Häger

Englischsprachige Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik, des Wirtschaftsingenieurwesens sowie der Nachhaltigen Energiesysteme und Automation and Robotics

Inhalt: Energy transition towards sustainability, new distribution grid users (renewable energy sources, loads and energy storage), electromobility, conventional distribution grids and their transformation for massive renewable integration, state estimation, congestion management, protection and control functions, timeseries based planning of renewable dominated distribution grids, grid automation and future trends.

Elektrizitätswirtschaft**Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz**

Englischsprachige Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik, des Wirtschaftsingenieurwesens sowie der Nachhaltigen Energiesysteme

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.

Planning and Operation of Distributed Energy Sources**Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Dr.-Ing. Dominik Hilbrich, M.Sc. Christoph Strunck**

Englischsprachige Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik, des Wirtschaftsingenieurwesens sowie der Nachhaltigen Energiesysteme

Inhalt: Introduction to the implementation of distributed energy systems, technologies of distributed energy conversion and storage, grid connection guidelines and protection of distributed energy conversion systems in low and medium voltage grids, power grid influences and control strategies of converter-based energy conversion, design and evaluation of the economic efficiency of distributed energy conversion systems.

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

Englischsprachige 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; Modell prädiktive Regelungsverfahren; Stabilitätsanalyse und Implementierung; Fallstudien aus Anwendungsgebieten.

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

Englischsprachige 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 Rege-

lungsaufgaben in vernetzten Multi-Agenten-Systeme; Anwendung auf Probleme der Frequenzstabilisierung in Energiesystemen.

Practical Distributed Optimization in Julia**Dr.-Ing. Alexander Engelmann**

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

Inhalt: Verteilte Algorithmen und Multi-Agenten Systeme, Verteilte und dezentrale Ansätze zur Lösung (nicht-)konvexer Optimierungsprobleme, Implementierung der Optimierungsansätze in der Programmiersprache Julia, Anwendungsbeispiele aus Regelung und Automation und den Energiesystemen.

Einführung in das Machine Learning**Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser**

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik

Inhalt: Grundlagen des maschinellen Lernens, Regression und Klassifikation, Grundkonzepte der Statistik und Wahrscheinlichkeitsrechnung, Verfahren des betreuten Lernens, Umsetzung maschineller Lernverfahren in Matlab oder Python, Fallstudien aus technischen Anwendungen.

Elektrotechnik und Kommunikationstechnik**Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser, 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.

Optimal Power Flow Problems**Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser**

Englischsprachige Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik

Inhalt: Formulierung und Lösung von Lastflussproblemen und optimalen Lastflussproblemen für Verteil- und Transportnetze unter Berücksichtigung von unterschiedlichen Problemformulierungen, Kron-Reduktion, konvexen Approximationen und Relaxation sowie stochastischen Unsicherheiten.

Machine Learning and Optimal Control

Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser

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

Inhalt: Grundlagen des Reinforcement Learning und des Dynamic Programming unter besonderer

Berücksichtigung stochastischer Systembeschreibungen, Nutzung maschinellen Lernens für Regelungsprobleme und Nutzung von Konzepten dynamischer Systeme für das maschinelle Lernen.

3.2 Seminare

„Statistische Modellierung und Analyse von Energiesystemen/Statistik für die Energiewende“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik und Statistik im SS 2023

„Methoden und Verfahren in Smart Grids“ Oberseminar für Masterstudierende des Studiengangs Wirtschaftsingenieurwesen im SS 2023

3.3 Exkursionen

17. Mai 2023

Die Studierenden und Mitarbeiter des Instituts haben eine Exkursion zu Horstmann GmbH durchgeführt. Eine Produktion der Firmen Dipl.-Ing. H.

Horstmann GmbH und Horstmann und Schwarz GmbH & Co. KG wurde gezeigt und eine Präsentation über beide Unternehmen gehalten.

4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

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

- Flexible elektrische Transport- und Verteilnetze und deren Digitalisierung,
- Systemintegration regenerativer Energiequellen,
- Automation, Regelung und Optimierung von Energiesystemen
- Energieeffizienz in Anwendungen und
- Elektrizitätswirtschaft und -märkte.

Hierzu werden Technologien und Methoden aus den Bereichen Leittechnik, IKT/Digitalisierung, Regelungstechnik, angewandter Mathematik, 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 und seine Arbeitsgruppen fokussiert sich bei seiner Forschung auf die nachfolgend beschriebenen Forschungsgebiete.

Power System Stability & Control

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.

Das Forschungsgebiet „Power System Stability & Control“ fokussiert hierzu auf die folgenden Arbeitsschwerpunkte:

- Integration von erneuerbaren Energieanlagen unter Berücksichtigung der sich verändernden Systemdynamik
- Systemintegration von innovativen Netzbetriebsmitteln zur Spannungs- und Leistungsflussregelung
- Entwicklung von Regelungs- und Automationskonzepten für den Netzbetrieb
- Berücksichtigung der Interaktion zwischen dem Energie- und IKT-Systemen
- Bereitstellung von Flexibilitäten und Systemdienstleistungen an der Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB

Energy System Design & Transmission Grids

Das Forschungsgebiet „Energy System Design & Transmission Grids“ 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,
- die technisch-wirtschaftliche Bewertung und Priorisierung solcher Maßnahmen mittels Multikriterien Kosten-Nutzen-Analysen sowie
- die Analyse der Wechselwirkungen des Gesamtsystems mit den unterlagerten Verteilnetzen.

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.

Distribution Grid Planning & Operation

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. Zusammengefasst werden folgende Forschungsschwerpunkte betrachtet:

- 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);
- der optimierte Betrieb und die 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 wissenschaftlich fundiert adressiert werden.

Smart Grid Technologies

Das Forschungsgebiet „Smart Grid Technologies“ 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 in diesem Forschungsgebiet 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. Das Gebiet 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, Agentensysteme mit Blockchain-Technologie inklusive Smart Contracts 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, in realen Edge-Devices verschiedener Hersteller implementiert und in diversen Feldversuchen erprobt. Dabei kommen neben klassischen Algorithmen zur Netzzustandsschätzung oder zur Spannungsregelung auch innovative Ansätze wie Optimal Power Flow Implementierungen zur Netzzustandsschätzung, Regelung des Netzbetriebs oder zur Topologieerkennung zum Einsatz. Zusätzlich werden 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 effiziente Integration von Smart-Grid-Systemen werden eigenentwickelte Engineeringwerkzeuge verwendet, die die Prototypenentwicklung und die damit einhergehende Verifikation und Validierung von Automatisierungs- und Schutzfunktionen beschleunigen. Die Erprobung der Funktionen erfolgt unter Berücksichtigung von Edge-Computing und Virtualisierungstechniken, die mithilfe eines standardisierten Engineering-Prozesses eine automatische Konfiguration und Parametrierung des Gesamtsystems ermöglichen. 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 sowie kuratives und präventives Engpassmanagement
- Netzintegration von Elektrofahrzeugen

- (Power) Hardware-in-the-Loop Tests sowie Tests in dem realen Niederspannungsnetz des Smart Grid Technologie Labors
- Automatisierte Energieanwendungen mittels Blockchaintechnologie und
- Standardisierte Engineering- und Integrationswerkzeuge sowie Edge-Computing-Anwendungen und Virtualisierungstechniken für Smart Grids
- Umrichterbasierte Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Optimization and Control

Viele Fragestellungen in Energiesystemen erfordern zur Lösung strukturierte mathematische Modellierung und den Rekurs auf abstrakte Methoden aus unterschiedlichen Disziplinen. Die Gruppe Optimierung und Regelung beschäftigt sich in diesem Kontext mit der Methodenentwicklung in folgenden Bereichen:

- Optimierungsbasierte Regelungsverfahren, insbesondere model-prädiktive Regelung über multiple Zeitskalen und Systemgrößen hinweg
- Dynamik und Regelung vernetzter cyber-physischer Systeme mit besonderer Berücksichtigung port-Hamilton'scher Strukturen
- Regelung und Optimierung unter stochastischen Unsicherheiten
- Daten-getriebene und Machine Learning Verfahren in Automation und Regelung
- Regelung und Optimierung von Multi-Energie-Systemen
- Systemtheoretische Methoden für die Klimaökonomie
- Energieeffizienz und Wechselwirkung von Regelungen und Kommunikation in 5G- und 6G-basierten Kommunikationsnetzen.

Die verbindenden Elemente zwischen diesen Themen sind zum einen system-theoretische Ansätze, welche die holistische Betrachtungsweise verschiedener Energiesysteme (bspw. Elektrizität

und 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 Probleme aus verschiedenen Bereichen.

Von besonderem Interesse sind Multi-Energiesysteme, verteilte Ansätze zur (optimalen) Lastflussrechnung, die Verbindung von Lastflussrechnung für elektrische Netze und Gasnetze, sowie die Verschränkung von Kommunikation von Automation. Des Weiteren gestalten wir die Diskussion zur Entwicklung neuer Ansätze zur prädiktiven Regelung aktiv mit und kooperieren vielfältig national und international. Im Jahr 2023 wurden daten-getriebene prädiktive Regelungsverfahren als zusätzlicher Forschungsbereich in der Arbeitsgruppe weiter ausgebaut. Diese Verfahren finden gemeinsam mit dem Einsatz maschineller Lernverfahren für optimierungsbasierte Regelung zunehmend Bedeutung in unserer Forschung und Lehre.

Als wissenschaftlichen Gast konnten wir Yuning Jiang (École Polytechnique Fédérale de Lyon, Schweiz) im September begrüßen.

Seit 2021 organisiert die Abteilung gemeinsam mit Partnern des Imperial College London und der TU Ilmenau das Virtual Seminar des IFAC Technical Committees on Optimal Control. In 2023 fand hierzu eine Veranstaltung zu optimierungsbasierter Regelung und Lernen statt. Darüber hinaus hat die Gruppe ihre Ergebnisse durch rege Publikationstätigkeit international kommuniziert. Zusätzliche Highlights waren ein Vortrag zu *Nachhaltigkeit, Energieeffizienz und Kybernetik* in der Reihe *TU Dortmund im Gespräch* und ein sehr gut besuchter Workshop zu *Data-Driven Predictive Control: Whence and Whither?* Im Rahmen des 23. IFAC World Congress in Yokohama

Die Gruppe hat mit Oleksii Molodchyk einen neuen motivierten Mitarbeiter gewonnen.

4.1 Power System Stability & Control

Bereitstellung von Systemdienstleistungen mithilfe der Flexibilität des Verteilnetzes

Provision of ancillary services using the flexibility of the distribution grid

Christian Holger Nerowski

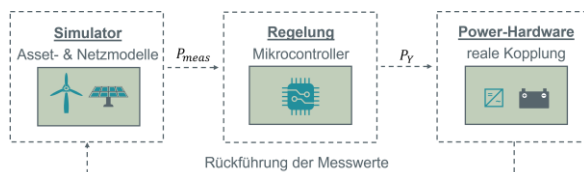
Mit dem sukzessiven Rückbau fossiler Kraftwerke geht die Notwendigkeit einher, neue Ansätze für die Erbringung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz zu erforschen. Im Zuge dessen werden neuartige Regelungskonzepte mithilfe von echtzeitfähigen Simulatoren in den ie³-Laboren erprobt.

The gradual loss of fossil fuel power plants is accompanied by the need to research new approaches for the provision of ancillary services from the distribution grid. As part of this, novel control concepts are tested in the ie³-laboratories using real-time simulators.

Dieses Forschungsvorhaben wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmen des Kopernikus-Projektes ENSURE III „Neue Energienetzstrukturen für die Energiewende“ unter dem Förderkennzeichen 03SFK1V0-3 gefördert.

Sowohl die Stabilität als auch Engpassfreiheit des elektrischen Energieversorgungssystems werden heute durch Nutzung der Flexibilität konventioneller Kraftwerke des Übertragungsnetzes sichergestellt. Durch die stetige Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen im Verteilnetz und den gleichzeitigen Ausfall systemrelevanter konventioneller Kraftwerke wird es in Zukunft notwendig sein, wesentliche Systemdienstleistungen über das Gesamtsystem bereitzustellen. Aus diesem Grund rücken die Schnittstellen zwischen Verteil- und Übertragungsnetz zunehmend in den Fokus.

Eine Möglichkeit, die Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz bereitzustellen, ist die Bündelung von Anlagen in Clustern. So können z.B. Leistungsflüsse in einer Spannungsebene von einem zentralen Regler gesteuert werden, sodass diese an einer Schnittstelle zu der übergeordneten Netzebene kontrolliert werden. In kritischen Situationen könnten Verteilnetze als Teil von automatisierten Systemsicherheitsmaßnahmen zur Aufrechterhaltung der Stabilität eingesetzt werden.



Diese Art der spannungsebenen-übergreifenden Leistungsflussregelung wurde am ie³ entwickelt und anhand von verschiedenen Netzmodellen in MATLAB Simulink untersucht. Die Regelung misst den Leistungsfluss an der Schnittstelle zwischen zwei Spannungsebenen und ermittelt über einen Soll-Ist-Vergleich die Stellgrößen, welche

wiederum an die Anlagen der Niederspannungsebene übermittelt werden (siehe Abbildung).

Mit dem Ziel, die korrekte Funktion besagter Regelungsalgorithmen zu demonstrieren, wurde während der Laufzeit des Projektes ENSURE II im Smart Grid Technology Lab eine Power Hardware-in-the-Loop Simulation in Echtzeit durchgeführt. Hierbei wurden Speicher und Wechselrichter als Aktoren verwendet, während die Steuerung auf einem Mikrocontroller implementiert wurde und über eine IKT-Verbindung mit dem Echtzeitsimulator verbunden war. Auf diese Weise konnte eine Simulationsumgebung geschaffen werden, die mit dem Einsatz in der Realität vergleichbar ist. Die Power Hardware-in-the-Loop Simulation zeigte die Machbarkeit des Konzeptes auf und verifizierte die Lösungsansätze. Auch die Stabilität der Leistungsflussregelung wurde unter Berücksichtigung realer Komponenten untersucht.

In der dritten Phase des Forschungsvorhabens ist es das erklärte Ziel, mögliche Anforderungen zur Ausgestaltung eines lokalen Automatisierungssystems zu definieren, welches mit der zuvor beschriebenen Regelung interagiert. Darüber hinaus sind exemplarische Betriebskonzepte zu identifizieren, welche den Einsatz der Algorithmik ermöglichen würden. Zum Abschluss der Projektlaufzeit sind die Konzepte mittels einer partnerübergreifenden Co-Demonstrationsplattform zu verbinden. Hierbei spielt die Validierung durch eine in Echtzeit ablaufende geographisch-verteilte Co-Simulation die entscheidende Rolle. In letzter Konsequenz sind außerdem Handlungsempfehlungen für die Gesellschaft zu formulieren.

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: “System Theoretical Methods for the Transformation and Operation of Complex Networks”

Marcel Klaes, Christian Holger Nerowski, Sebastian Liemann

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 TU Dortmund University coordinates the DFG Priority Programme 1984 - “Hybrid and Multimodal Energy Systems” and is involved with two sub-projects. 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 (DFG) gefördert.

Die erste Förderperiode des DFG Schwerpunktprogramms 1984 wurde zu Beginn des Jahres 2021 abgeschlossen. Im Ergebnis konnten die 15 beteiligten Universitäten 95 Publikationen, 4 Dissertationen und zahlreiche Bachelor- sowie Masterarbeiten vorzeigen. Die genannten Publikationen wurden teilweise bei einer „Special Session“ des ETG-Kongresses im Jahre 2019 vorgestellt, als auch in einem „Special Issue“ des Journals *at-Automatisierungstechnik* (Band 67 - Heft 11) veröffentlicht. Dieser Erfolg ist insbesondere einer Vielzahl von gemeinsamen Workshops, Graduate Schools sowie Vorträgen und Besuchen international anerkannter Wissenschaftler*innen zu verdanken (weitere Informationen finden sich unter: <https://www.spp1984.de/>).

Anschließend an die erste Phase befindet sich das DFG Schwerpunktprogramm nun in der zweiten Förderperiode. Diese umfasst 16 Universitäten und eine weitere Forschungseinrichtung mit insgesamt 15 Teilprojekten. Innerhalb des Konsortiums ist das ie³ abermals für die Koordination des gesamten Schwerpunktprogramms zuständig und ist zusätzlich mit zwei Teilprojekten beteiligt.

Ziel der Koordination ist dabei zum einen die Organisation von digitalen und analogen Meetings sowie die Weiterentwicklung der Test- und Integrationsplattform. Zunächst konzipiert als Basis für die Nutzung von Regelungsalgorithmen, ermöglicht sie darüber hinaus grundlegende Konzeptvergleiche.

Im Folgenden wird eine Übersicht über Inhalte und Ziele der Teilprojekte gegeben.

Teilprojekt: Systemtheoretische Analyse der Spannungsstabilität in leistungselektronisch dominierten hybriden elektrischen Energiesystemen

In diesem Projekt werden zum einen die Auswirkungen des massenhaften Einbringens leistungselektronischer Erzeuger, auf die Kurz- und Langzeitdynamiken der Spannungsstabilität untersucht. Im Detail beruht dieser Wandel dabei auf der Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch die Installation von erneuerbaren Energie- sowie HGÜ-Anlagen, die nahezu ausschließlich über Leistungselektronik an das Netz angeschlossen sind. Dabei können umrichterbasierte Anlagen ein komplett anderes dynamisches Verhalten als konventionelle Generatoren aufweisen, da dieses maßgeblich durch die fast frei einstellbare Regelung der Umrichter bestimmt ist. Darüber hinaus weisen diese Anlagen eine deutliche geringere Überlastfähigkeit auf, wodurch ihr Fehlerstrom im Kurzschlussfall geringer ausfällt.

Zum anderen findet auch ein Wandel auf der Lastseite statt, da die überwiegende Anzahl neuer Lasten auch über Leistungselektronik mit dem Netz verbunden ist, wie LEDs, Schaltnetzteile oder elektrische Maschinen mit Frequenzumrichter. Allen leistungselektronischen Lasten ist dabei gemein, dass sie durch ihre Regelung eine deutlich verringerte spannungsabhängige Leistungsaufnahme besitzen. Diese Eigenschaft kann das

Netz in Zeiten kritisch niedriger Spannungen besonders belasten, da nicht mit einer verringerten Leistungsaufnahme seitens der Lasten gerechnet werden kann.

Für eine möglichst genaue Modellierung und zur Erlangung eines besseren Verständnisses der Systemdynamiken wird das Energiesystem und die leistungselektronischen Komponenten als hybrides System modelliert, welches sich hier auf die Einbindung kontinuierlicher und diskreter Zustände bezieht. Dadurch kann insbesondere die schlagartige Änderung von Regelungsmodi (z.B. Fault-Ride-Through, Strombegrenzungen oder die Abschaltung von Lasten ab einem bestimmten niedrigen Spannungsniveau) gezielter untersucht werden. Ziel des Projektes ist eine Übersicht potentieller Änderungen von Spannungsdynamiken sowie der Ableitung von Modellierungs- und Designkriterien zur Analyse und Auslegung leistungselektronischer Anlagen zur Unterstützung der Systemstabilität in spannungskritischen Situationen.

Teilprojekt: Neuartige Methode zur Bewertung der Resilienz smarter Energiesysteme

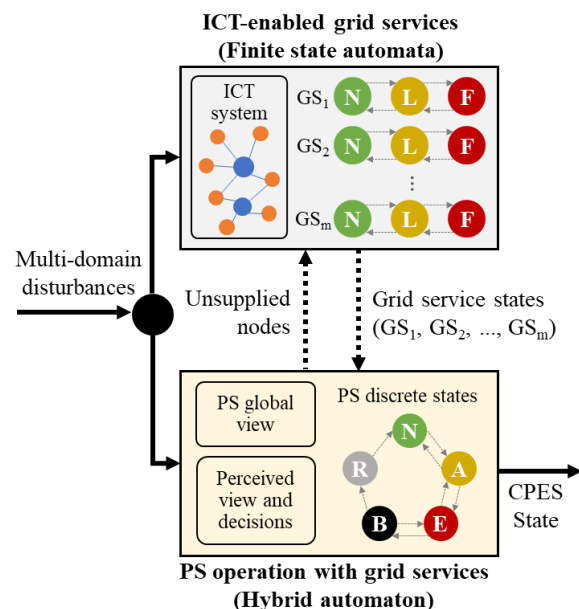
Die wachsende Verflechtung von Energiesystemen und Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) führt zum sogenannten cyber-physikalischen Energiesystem (CPES) welches eine deutlich effizientere Netznutzung ermöglichen soll. Dies bedeutet jedoch gleichzeitig neu eingeführte Interdependenzen und Risiken für den stabilen Systembetrieb. Dieses Projekt zielt darauf ab, eine Methode zu entwickeln, um eben diese Interdependenzen genauer definieren und die daraus resultierenden neuen Anfälligkeiten analysieren und vermeiden zu können.

In der ersten Phase dieses Projekts wurden zunächst die relevanten Berührungspunkte zwischen Energie- und IKT-Systemen identifiziert, woraufhin ein geeignetes Abstraktionslevel zur Berücksichtigung von Fehlern in IKT-Systemen definiert wurde. Basierend darauf wurde ein Ansatz entwickelt, mit dem der („Stabilitäts“-) Zustand des CPES unter Berücksichtigung beider involvierter Domänen qualitativ beschrieben werden kann.

In der aktuellen Projektphase wurde dieser konzeptionellen Ansatz in ein formales Modell überführt, mit welchem der Einfluss externer Störungen im Energie- oder IKT-System auf die Stabilität des verflochtenen CPES ermittelt werden kann.

Dieses Modell soll zudem dazu verwendet werden, verschiedene System-Designs hinsichtlich ihrer Robustheit und Resilienz vergleichbar zu machen.

Besagtes Modell basiert dabei auf gekoppelten Automaten, wobei eine Reihe endlicher Automaten die IKT-gestützten Funktionen im Energiesystem abbilden und deren Verfügbarkeit zur Lösung von Störungen bestimmt. Darauf aufbauend werden mit Hilfe eines hybriden Automaten die Handlungsentscheidungen des Netzbetreibers modelliert. Dies geschieht unter Berücksichtigung der Tatsache, dass der Netzbetreiber aufgrund von IKT-Fehlern (z.B. fehlende Messwerte) von einem von der Realität abweichenden Netzzustand ausgehen kann. Der hybride Automat kann sowohl die diskreten als auch die zeitkontinuierlichen Zustände des Energiesystems berücksichtigen.



Das Modell ist im Stande für verschiedene CPES-Designs, also unterschiedlichen Konfigurationen von Erzeugungsanlagen, Verbrauchern, Netzen und Abhilfemaßnahmen ausgehend von einer Reihe an externen Störungen die resultierenden CPES-Zustände abzuleiten. Dabei werden sowohl zwischen den Domänen kaskadierende Fehler als auch partieller Funktionsverlust der IKT-gestützten Funktionen im Energiesystem berücksichtigt.

Zum aktuellen Stand müssen die qualitativen CPES-Zustände noch in quantitative Robustheit- oder Resilienz-Metriken überführt werden, um einen zielführenden Vergleich von CPES-Designs zu ermöglichen.

VideKIS – Integrierter virtueller Kraftwerksverbund aus dezentralen Kleinanlagen zur KI-gestützten Erbringung von Systemdienstleistungen

VideKIS – Integrated virtual power plant of decentralized generation units for AI supported provision of ancillary services

Simon Uhlenbrock, Kiran Borse, Ulf Häger

Das Forschungsprojekt VideKIS zielt auf die Entwicklung und Bewertung eines virtuellen Kraftwerksverbunds, bestehend aus dezentralen Kleinanlagen, zur Erbringung von Systemdienstleistungen und einer optimalen Ressourcenausnutzung ab.

The research project VideKIS aims at the development and evaluation of virtual power plants, consisting of small distributed generation units, for the provision of ancillary services and an optimal resource utilization.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unter dem Förderkennzeichen 03EI6058C.

Um auch nach der Abschaltung konventioneller Kraftwerke und der damit einhergehenden Abnahme der Schwungmasse im Netz einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gewährleisten zu können, müssen dezentrale Erzeugungsanlagen (DEAs) einige systemrelevante Aufgaben übernehmen. Hierzu zählen insbesondere die Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung.

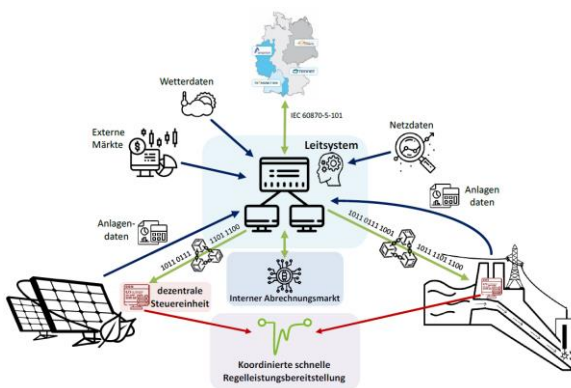
Dezentrale Erzeugungsanlagen, welche meistens über Umrichter ans Netz angeschlossen sind, sind dabei in der Lage Regelleistung wesentlich schneller zur Verfügung zu stellen als konventionelle Kraftwerke.

Ziel dieses Projekts ist die Integration verschiedener dezentraler Kleinanlagen in einem virtuellen Kraftwerksverbund zur Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL). Dabei wird ein ganzheitlicher Ansatz verfolgt. Gemeinsam mit Anlagenbetreibern und Herstellern von Regelungs- und Steuerungssystemen für z.B. Laufwasserkraftwerke, aber auch mit einem großen IT-Dienstleister soll das System entwickelt werden.

Im ersten Arbeitspaket wurden relevante DEA-Typen und deren Betriebsweisen identifiziert. Damit wurde ein Referenzszenario für virtuelle Kraftwerke definiert, um die Datengrundlage zu definieren und die zukünftige Erbringung von Systemdienstleistung in Deutschland zu modellieren. Hierzu zählen auch Modelle für die Stabilitätsuntersuchung (RMS-Simulation) von Laufwasserkraftwerken, Blockheizkraftwerken und Photovoltaikanlagen im PRL-Betrieb.

Auf Basis dieser Szenarien wird ein virtuelles Kraftwerk simuliert. In dieser Simulation werden Day-Ahead Preise und PRL-Preise sowie Zeitreihen von regenerativen Erzeugungsanlagen kombiniert. In der Simulation werden die Gesamtleistung und vorhaltbare PRL für einen halbjährigen Zeitraum anlagenscharf berechnet. Im Ergebnis zeigen alle betrachteten DEAs Mehrerlöse durch die PRL-Vorhaltung. Dies gilt sowohl für Anlagen, denen die PRL-Vorhaltung nur durch Abregelung gelingt, als auch für Anlagen, die ein anlagenspezifisches Flexibilitätspotential ausnutzen können. Zur initialen Bestimmung des maximal vorhandenen anlagenspezifischen Flexibilitätspotentials werden analytische Methoden, als auch die Betriebsmittelmodelle und RMS-Simulationen genutzt. Die Betriebsmittelmodelle wurden hinsichtlich der Verwendbarkeit in einer Echtzeitsimulation bearbeitet.

Im Folgeschritt werden die Modelle im Smart Grid Technology Lab des ie³, mit einem Regler-Prototyp und einem vorhandenen Batteriespeichersystem eingesetzt, um Präqualifikationsverfahren zu simulieren und Erbringungsszenarien für PRL mit dem entwickelten Prototyp zur Anlagenregelung zu untersuchen.



Übersicht des Kraftwerksverbundes

4.2 Distribution Grid Planning & Operation

Open Energy Meter Data – Analysen von Energiemessdaten

Open Energy Meter Data – Analyses of energy measurement data

Jawana Gabrielski, Tobias Patzwald

Im Forschungsprojekt „Open Energy Meter Data“ (kurz „openMeter“) wird eine digitale Open Data-Plattform für Energieverbrauchsdaten entwickelt. Ergänzt wird sie durch eine web-basierte Analyse-Plattform zur Umsetzung von transdisziplinären, datenbasierten Anwendungsfällen.

Within the research project "Open Energy Meter Data" (in short "openMeter"), a digital open data platform for energy consumption data is being developed. It is enhanced by a web-based analysis platform for the implementation of transdisciplinary, databased use cases.

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

Die nachhaltige 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. Daher hat sich das Projekt openMeter die Entwicklung einer zentralen öffentlich zugänglichen Plattform für Energieverbrauchsdaten als Ziel gesetzt.

Die auf der Plattform (www.openmeter.de) bereitgestellten anonymisierten Daten umfassen Verbräuche aus den Bereichen Strom, Wärme und Wasser wie auch dezentraler Erzeugung. Neben den Verbrauchszeitreihen werden auch Metadaten der einzelnen Verbraucher bereitgestellt. Die Auflösung der Daten variiert zwischen 15 Minuten und einer Stunde.

Zur bedarfsgerechten und anwenderbezogenen Entwicklung der Plattform sind Diskussionen mit Stakeholdern zu Aufbau, Schnittstellen und Analysen der Plattform durchgeführt worden. Zwecks Klärung rechtlicher Fragestellungen, erfolgte eine juristische Beratung.

Eine solche Open Data Plattform ermöglicht einen einfachen Zugriff auf eine breite Datenbasis. Um die Nutzung der Plattform möglichst unkompliziert zu gestalten, können die Daten bereits online visualisiert werden. Des Weiteren wird zum Abruf der Daten neben der Option des Downloads von CSV Dateien eine standardisierte Programmierschnittstelle zur Verfügung gestellt.

Neben der Open Data Plattform, wurde eine Analytics Plattform entwickelt, die dem Nutzer einige Möglichkeiten zur Vorverarbeitung, Analyse und Weiterverwendung der Daten darbietet.

Um brauchbare Zeitreihen zu identifizieren, wird eine Qualitätskontrolle bereitgestellt, mit welcher fehlerhafte Daten erkannt werden und für jede Zeitreihe ein Qualitätsfaktor berechnet wird. Des Weiteren wurde ein Algorithmus zum Ergänzen fehlender Daten entwickelt, welcher die statistischen Eigenschaften der vorhandenen Zeitreihe nutzt um mit einem Markov-Ketten basierten Ansatz fehlende Zeiträume mit realistischen Werten ergänzt. Zudem gibt es die Möglichkeiten synthetische Zeitreihen zu erzeugen, wodurch eine noch größere Datenbasis gewonnen werden kann. Beruhend auf den Daten der Plattform, können außerdem Standardlastprofile für unterschiedliche Verbrauchertypen generiert werden.

Neben der Bereitstellung der Analysefunktionen für die Plattform wurden am ie3 Untersuchungen zur Gleichzeitigkeit unterschiedlicher sowie durchmischter Verbraucher durchgeführt, sowie aktualisierte Standardlastprofile für verschiedene Verbraucher erstellt. Des Weiteren wurden die Netzauswirkungen der unterschiedlichen erstellten Profile analysiert.

Um einen langfristigen Mehrwert abschätzen zu können wurden relevante Anwendungsfälle für Kunden und Unternehmen identifiziert. So sind für Netzbetreiber und Energieversorger ein verringerter Kostenaufwand für Regel- und Ausgleichsenergie, eine erhöhte Verursachergerechtigkeit bei der generellen Kostenverteilung sowie für Kunden eine Senkung von Preisspitzen und die Option neuer zeitabhängiger Tarife zu erwarten.

SIMONA – Integration von Energiemanagementfunktionen

SIMONA – Integration of energy management functionalities

Daniel Feismann, Sebastian Peter, Thomas Oberließen, Johannes Bao, Julian Hohmann, Debopama Sen Sarma

Aktuelle Projekte wie z.B. Redispatch 3.0 erfordern die Möglichkeit, die Potentiale und Herausforderungen von Flexibilität simulativ untersuchen zu können. Dabei gewinnt die Ermittlung, Aggregation und der Abruf von Flexibilitätspotentialen zunehmend an Bedeutung. Daher wurde das Energiesimulationsframework SIMONA um Funktionalitäten des Energiemanagements erweitert.

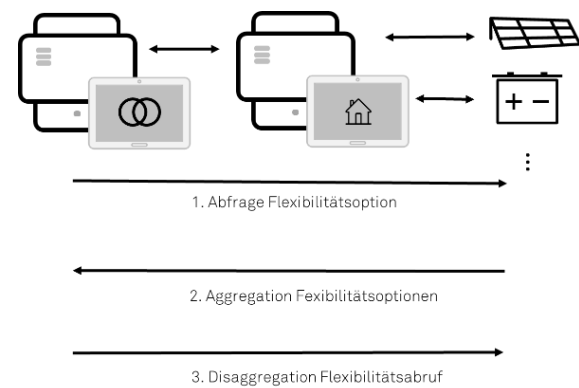
Current projects such as Redispatch 3.0 require the ability to simulate the potential and challenges of flexibility simulative. In this context, the determination, aggregation and retrieval of flexibility potential is becoming increasingly important. Thus, SIMONA energy simulation framework has been further developed to include energy management functionalities.

Für den Einsatz zur Simulation von Flexibilitätsoptionen wurde das bestehende Simulationsframework SIMONA um Funktionen des Energiemanagements weiterentwickelt. Insbesondere die Simulation von Endverbräuchen mit Energiemanagementsystemen sowie von intelligenten Ortsnetzanlagen mit Leistungsbegrenzung erforderten die Entwicklung eines Energiemanagements, der diese Funktionalitäten innerhalb des Frameworks umsetzen kann.

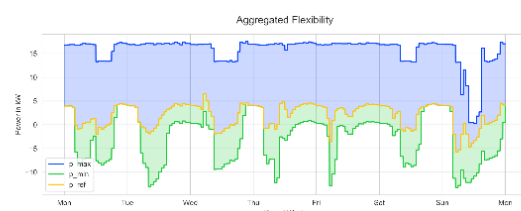
Dies ermöglicht den Einsatz von SIMONA zur Analyse der zunehmenden Veränderung des Netznutzungsverhalten in den unteren Netzebenen. Dieses wird u.a. durch einen verstärkten Einsatz von Flexibilitätspotenzialen z.B. durch die Speicherung von PV-Strom hervorgerufen. Gleichzeitig erfordert auch die Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG eine Simulationsfähigkeit dieser Anlagen in den zukünftigen Planungs- und Betriebsprozessen.

Die Integration eines Energiemanagementsystems eröffnet somit die Möglichkeit, in den Planungs- und Betriebsprozessen Flexibilitätspotenziale auf verschiedenen Anschluss- und Netzebenen zu identifizieren. Weiter kann das mögliche Verhalten von Flexibilitätsoptionen bei unterschiedlicher Strategien prognostiziert und die entsprechenden Auswirkungen auf das Netz z.B.

über eine Leistungsflussrechnung analysiert werden.



Aggregation und Disaggregation von Flexibilität



Aggregiertes Flexibilitätspotential

TRANSENSE - Transferlernen für KI Geschäftsmodellinnovationen in digitalisierten, transparenten Verteilnetzen

TRANSENSE - Transfer learning for AI business model innovations in digitized, transparent distribution networks

Thomas Oberließen, Sebastian Peter

Bedingt durch den Ausbau erneuerbarer Energien wird ein höheres Maß an Transparenz in den Verteilnetzen notwendig. Klassische Zustandsschätzungsverfahren aus dem Transportnetz lassen sich jedoch aufgrund mangelnder Sensorik nicht auf die Verteilnetze übertragen. Das Projekt TRANSENSE zielt auf die Entwicklung einer Verteilnetzzustandsschätzung mittels künstlicher neuronaler Netze ab. Ansätze des Transferlernens ermöglichen es, die angelernten Modelle auf neue Netzstrukturen anzuwenden.

In the context of the expansion of renewable energies, a higher degree of transparency within the distribution grids is necessary. However, classical state estimation methods of the transmission grids cannot be transferred to the distribution grids due to a lack of sensor technology. The TRANSENSE project aims at developing a distribution system state estimation using artificial neural networks. Transfer learning approaches will be used to utilize already trained models across different electricity grids.

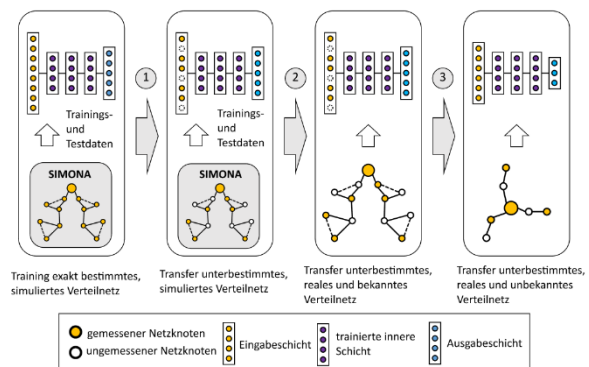
Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Kennzeichen 03EI6044B.

Um langfristig einen sicheren und stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten, ist eine Erfassung der momentanen Belastungssituation erforderlich. In den letzten Jahren haben sich künstliche neuronale Netze (engl.: artificial neural networks, kurz: ANN) für die Zustandsschätzung in Verteilnetzen (engl.: distribution system state estimation, kurz: DSSE) als wirksames Werkzeug herauskristallisiert. Dabei ergeben sich zwei wesentliche Herausforderungen. Zunächst besteht ein hoher Bedarf an netzspezifischen Daten für den Trainingsprozess des ANNs. Darüber hinaus ist die Anwendbarkeit eines entsprechend trainierten ANN auf die individuelle Netzstruktur des Trainingsdatensatzes beschränkt, sodass eine Übertragung des ANN auf andere Netzstrukturen nicht ohne weiteres möglich ist.

Hier soll das Vorhaben des Projekts TRANSENSE Abhilfe schaffen. Der im Projektkontext vorgenommene Trainingsprozess des ANN wird über die am ie^3 entwickelte Energienetzsimulation SIMONA umgesetzt. Unter der Verwendung einer "Simulation as a Service"-Schnittstelle werden auf Basis des aktuellen Trainingserfolges Trainingsdatensätze für das ANN angefordert. Hierbei sollen zielgerichtet Trainingsdaten für besondere Belastungssituationen des Netzes generiert werden, um so den Trainingsprozess zu optimieren.

Im Jahr 2023 wurden unterschiedliche Architekturen auf dessen Eignung im Bereich der DSSE ausgewertet. Darüber hinaus wurde ein neurona-

les Netzwerk im Kontext der aufgebauten Trainingsinfrastruktur mittels simulierter Daten eines unterbestimmten simulierten Verteilnetzes trainiert. Bei dem simulierten Verteilnetz handelt es sich um eine Konvertierung eines realen elektrischen Netzes des Projektpartner NBW. Darüber hinaus wurde die Performanz des neuronalen Netzes bei Topologieänderungen des zugrundeliegenden elektrischen Netzes untersucht.



Trainings- und Validierungsstufen

Im weiteren Verlauf wird das neuronale Netz an eine Validierungsplattform des Projektpartners PSI gekoppelt. Die auf den synthetisch trainierten Daten basierende DSSE soll gegen Messdaten des zugrundeliegenden realen elektrischen Netzes validiert und dessen Performanz gegen klassische Methoden der DSSE gebenchmarkt werden.

AISOP - KI-unterstützte Netzlageerfassung und Betriebsplanung

AISOP - AI-assisted grid Situational awareness and Operational Planning

Razieh Balouchi Anaraki

In diesem Projekt spielt der Digitale Zwilling eine zentrale Rolle bei der Unterstützung von Entscheidungsfindung und der Digitalisierung des Netzes. Das Ziel des Projekts ist die Schaffung eines KI-unterstützten Entscheidungsunterstützungssystems für Betreiber von elektrischen Verteilnetzen. AISOP erweitert datengesteuerte Techniken für die verbesserte operative Planung in Verteilnetzen mit einem hohen Anteil an dezentralen Energiequellen, indem KI-/ML-basierte Lösungen zur Verbesserung des Situationsbewusstseins und Anreize im Markt integriert werden. Dieses umfangreiche Projekt beinhaltet den Zugang und die Aufnahme von Daten, das Situationsbewusstsein im Verteilnetz, die Entscheidungsunterstützung für das Management des Netzes, dynamische Tarife und die Integration einer digitalen Plattform, die durch Test- und Schulungsumgebungen genutzt wird.

In this project, the Digital Twin plays a central role in aiding decision-making and digitalizing the grid. The project's goal is to create an AI-assisted decision support system for electric distribution system operators (DSOs). AISOP expands data-driven techniques for enhanced operational planning in distribution grids with high shares of distributed energy resources, integrating AI/ML-based solutions for improved situational awareness and market incentives. This comprehensive project comprises data access and ingestion, distribution grid situational awareness, decision support for distribution grid management, dynamic tariffs, and digital platform (Digital Twin) integration, all harnessed through test and training environments.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch ERA-Net Smart Energy Systems.

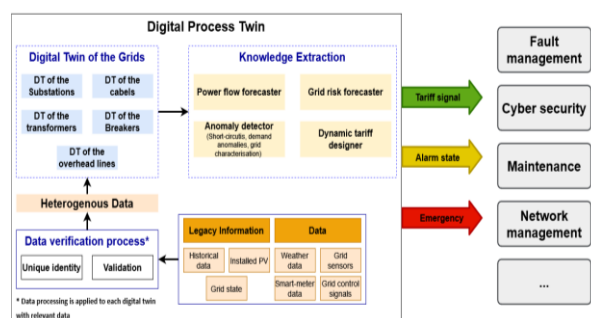
With regard to decarbonization efforts, renewable energy resources are increasingly integrated into the grid, alongside the growing presence of electric vehicles. These developments pose new challenges to the grid infrastructure. Consequently, the need for grid digitalization becomes more critical, particularly in the extraction of knowledge from vast amounts of data originating from numerous consumers and equipment in distribution grids.

The Digital Process Twin (DPT) within energy systems encompasses a range of tasks typically performed by network operators. This includes not only tasks initially designed by operators but now executed by software but also the secure collection and presentation of network and consumer data.

The DPT is seamlessly integrated into the system and takes the concept of the Digital Twin (DT) to a new level, tailored to the specific needs of DSOs. At the core of the DT concept is the essential task of aggregating diverse heterogeneous data for all processes into a single instance, with data qualification processes guaranteeing the uniqueness and validity of each data point within individual DTs.

To enhance operational planning and decision-making in the distribution grid, several processes

are considered, including power flow forecasting, voltage and current forecasting, anomaly detection for fault identification and grid behavior characterization, consumer-side anomaly detection, risk analysis of the grid, and the design of dynamic tariffs. These processes are designed to extract knowledge and provide signals, including alert signals and tariff signals. The goal is to enhance situational awareness of the grid and formulate electricity pricing strategies that motivate engaged users to adjust their consumption habits. The knowledge extraction process yields outputs that can be applied across various use cases within the distribution grid, including control, maintenance, and more. The figure illustrates the concept of the DPT and the processes considered in this project.



Digital process twin in AISOP

Energieorientierte Produktionsplanung für Smart Factories mit Kubernetes-basiertem Reinforcement-Learning-Arbeitsfluss

Energy oriented smart factories production scheduling using Kubernetes based reinforcement learning workflow

Bharathwajanprabu Ravisankar

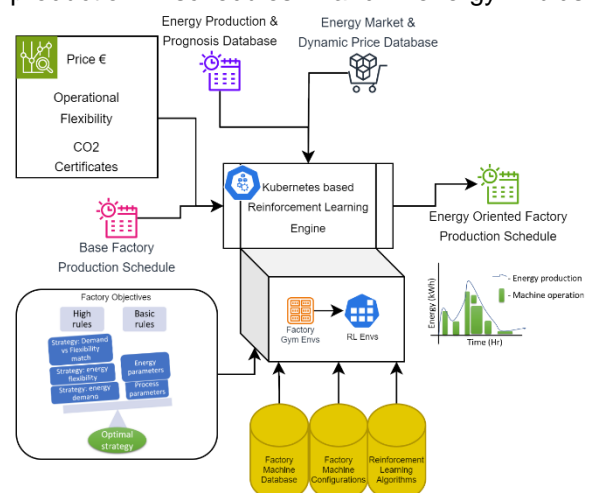
Eine kompetitive Spielumgebung wird entwickelt um Fabriken in die Lage zu bringen, ihren Produktionsplan auf der Grundlage der Energieverfügbarkeit, der Energiepreise und der Ziele einer CO2-freien energieeffizienten Produktion zu planen und anzupassen. Energieorientierte Produktionspläne (EOMS) werden mit Hilfe der Spieltheorie (GT) und Reinforcement Learning (RL) entwickelt. Anschließend werden Energiegebote mit unterschiedlichen Zielen, wie z. B. niedrige Kosten, weniger Kohlenstoffemissionen oder kundenspezifische Zielsetzungen, ermittelt. Container-Technologien und Kubernetes-basierte Implementierungen werden genutzt, um verteilte Analysen für die gleichzeitige Entscheidungsfindung und Verwaltung zu ermöglichen. Als Ergebnisse sind ein dynamischer und verteilter Energiemarkt (DDEM) auf der Grundlage eines lokalisierten Energiemarktes für die Industrie und eine auf Geboten basierende Energiezuteilung auf Maschinenebene vorgesehen.

A competitive gaming environment is proposed to enable factories to plan and adapt their production schedule based on energy availability, price and carbon-free energy efficient manufacturing goals. Energy oriented manufacturing schedules (EOMS) are determined using Game Theory (GT) and Reinforcement Learning (RL). Energy bids are then obtained with varying objectives, such as low cost, less carbon emission or customised objectives. Container technologies and Kubernetes based implementations are exploited to obtain distributed analysis for concurrent decision-making and management. Dynamic and distributed energy market (DDEM) based on localised energy market for industries and bidding based energy allocations at machine levels are envisioned as outcomes.

In this emerging world of competitive manufacturing and dynamically changing energy feeds, it has become vital to plan the energy requirements, particularly with respect to industrial consumers. However, industrial consumers are moving towards in-house energy generation to meet their energy demands, thus becoming prosumers. In parallel, the electrical grid is shifting towards higher rate of renewable resource integrations leading to new challenges in terms of energy flexibility. The volatility of the energy market needs to be considered for energy planning and energy security for smoother industrial operations. Even though the adaption of energy planning at factory levels has provided both industrial and grid planners the flexibility to adjust their own productions, it is becoming more difficult to handle their energy efficiency goals. This is due to lack of machine level energy planning.

To address the factory machine level energy planning, few research questions are formulated as follows: A) Are today's factories and factory machines capable of matching growing energy flexibilities? B) How can present factories and factory machines adapt to flexible energy resources and flexible production? C) How can flexible production assist grid operations and how can intelligent energy management help with sector coupling?

To answer these questions, a competitive gaming environment is designed with basic and high rules based on production schedules and customised energy strategies of factories such as lower production costs, improved carbon free production. Along with the energy market inputs, a set of Reinforcement Learning (RL) environments are developed and implemented with fine-tuned rewards and penalties based on energy choice, time, objectives, etc., at machine levels. Kubernetes based workflow is adapted to deploy RL environments and to determine optimal energy oriented production schedules and energy bids.



Overview of Kubernetes based RL Engine

HoLa – Hochleistungsladen im Langstrecken-Schwerlastverkehr

HoLa – High performance charging for long-haul trucking

Julian Hohmann

Das Ziel des Projektes „Hochleistungsladen im Langstrecken-Schwerlastverkehr“ ist die Planung, die Errichtung und der Betrieb von ausgewählter Hochleistungs-Ladeinfrastruktur für batterie-elektrische Lkw an einer Demonstrationsstrecke zwischen Berlin und dem Ruhrgebiet. In diesem Kontext sollen außerdem Forschungsfragen rund um den späteren flächendeckenden Ausbau von Hochleistungs-Lkw-Ladeparks in Deutschland beantwortet werden.

The goal of the project „High performance charging for long-haul trucking“ is the planning, installation and operation of selected high-power charging infrastructure for battery-electric trucks on a demonstration route between Berlin and the Ruhr region. In this context, the project also seeks to answer research questions concerning the subsequent nationwide expansion of high-performance truck charging parks in Germany.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) unter dem Förderkennzeichen 03EMF0404C.

Die CO₂-Flottengrenzwerte der Europäischen Union für schwere Nutzfahrzeuge sowie der Klimaschutzplan der Bundesregierung erfordern eine erhebliche Reduktion der CO₂-Emissionen von Lkw bis 2030. Allerdings bringen die Transportprofile im Bereich Langstreckentransport besondere Herausforderungen hinsichtlich der Ladesysteme, der Energieversorgung und der Standorte mit sich, um batterie-elektrische Lkw innerhalb der gesetzlichen Pausenzeiten von 45 min zwischen zwei Fahreinsätzen auch ausreichend schnell laden zu können.

Im Rahmen des Projektes wird eine Demonstrationsstrecke entlang der A2 zwischen Berlin und dem Ruhrgebiet mit Hochleistungsladepunkten für batterie-elektrische Lkw an vier Standorten aufgebaut, betrieben und im realen Logistikbetrieb angewandt. Die Ergebnisse aus Planung, Demonstration und Betrieb sowie die wissenschaftliche Begleitung sollen als Blaupause für den flächendeckenden Aufbau von Hochleistungsladeinfrastruktur für Batterie-Lkw im Fernverkehr dienen. Gegenstand der Begleitforschung sind (1) die Befragung der Nutzer und Betreiber zum besseren Verständnis einer bedarfsgerechten Planung und Errichtung, (2) eine energiewirtschaftliche Analyse der lokalen Netzauswirkungen, (3) eine institutionenökonomische Analyse der Finanzierung eines späteren breiten Ausbaus unter Berücksichtigung der technischen und ökonomischen Eigenschaften eines Fernverkehrs-Schnellladenetzes, (4) eine Resilienzanalyse der Ladestandorte aus Sicht der Betreiber und Nutzer

sowie (5) eine Datenanalyse und Betriebsoptimierung zur technischen Verbesserung des Gesamtsystems.



Verlauf der Demonstrationsstrecke mit Hochleistungs-Ladeinfrastruktur

Das ie³ stellt mit der agentenbasierten Energiesystems simulationsplattform SIMONA ein Tool zur Verfügung, welches nach der Integration von Modellen für das Ladeverhalten von batterie-elektrischen Lkw, Untersuchungen der Auswirkungen von Ladeinfrastruktur auf die Planung und den Betrieb von Verteilnetzen der betreffenden Spannungsebene zulässt.

ReCoDE – Referenzplattform Co-Simulation Digitalisierter Energiesysteme

ReCoDE – Reference platform co-simulation for digitised energy systems

Johannes Bao

Im Forschungsvorhaben „ReCoDE“ wird eine Co-Simulationsplattform zur ganzheitlichen Analyse von gegenwärtigen und zukünftigen Fragestellungen in digitalisierten Energiesystemen entwickelt. Ergänzt wird dies durch die Entwicklung von Referenzszenarien, die sowohl die Energienetz-Perspektive als die Kommunikationsnetz-Perspektive, enthalten.

In the "ReCoDE" research project, a co-simulation platform is being developed for the holistic analysis of current and future issues in digitised energy systems. This is complemented by the development of reference scenarios which includes both the energy network perspective and the communication network perspective.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

Mit dem verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien wird es zunehmend entscheidend, dass verschiedene Ebenen des Stromnetzes und verschiedene Netzbetreiber miteinander interagieren und kooperieren. Dies ist notwendig, um die Schwankungen in der Stromerzeugung und unerwartete Spitzenlasten in allen Teilen des Stromnetzes gemeinsam zu bewältigen. Zudem erfordern neue Marktmechanismen und die damit verbundenen Anforderungen an Flexibilität eine enge Zusammenarbeit aller Akteure im System. Um dies zu ermöglichen ist die fortschreitende Digitalisierung von Energiesystemen unerlässlich.

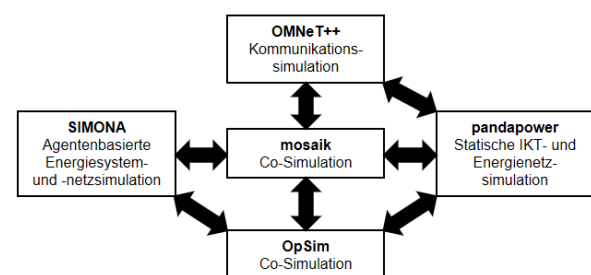
Im Projekt „ReCoDE“ wird angestrebt, eine Co-Simulationsplattform zu entwickeln, die es ermöglicht, aktuelle und zukünftige Anwendungsfälle in digitalisierten Energiesystemen umfassend zu analysieren. Dazu gehört die Einbindung dieser Anwendungsfälle in bestehende Modelle für Energiesysteme, Kommunikationssysteme und Markt-abläufe sowie die Aktualisierung und Verbesserung dieser Modelle. Um dies zu erreichen, sollen gängige Tools der Branche für Simulation und Co-Simulation (wie *mosaik*, *SIMONA*, *OpSim*, *pandapower*, *OMNeT++*) weiterentwickelt werden, um eine nahtlose Integration und Austauschbarkeit von zentralen Referenzszenarien für digitalisierte Energiesysteme zu ermöglichen. Besonders wichtig ist die Möglichkeit, Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) in die Simulation einzubeziehen, da dies neue Erkenntnisse zur Robustheit und Widerstandsfähigkeit innovativer Automatisierungskonzepte im Energiesektor bietet. Das angestrebte Ergebnis des Projekts ist eine webbasierte Plattform, die langfristig in Forschungs- und Industrieprojekten genutzt werden kann und vielseitige Anwendungsmöglichkeiten

bietet. Dabei liegt der Fokus auf Open-Source-Tools und -Szenarien.

Um eine leistungsfähige Plattform aufzubauen, werden innerhalb des Projekts folgende Ziele verfolgt:

1. Harmonisierung der Schnittstellen der von den Projektpartnern aktiv entwickelten und vertriebenen Tools
2. Entwicklung von Ansätzen zur performanten Skalierung von Co-Simulationen großräumiger digitalisierter Energiesysteme
3. Entwicklung von Referenzszenarien zur Bewertung von Technologien und Anwendungsfällen in digitalisierten Energiesystemen

Das *ie³* bringt in der Co-Simulationsplattform die agentenbasierte Energiesystem- und -netzsimulation *SIMONA* ein. Dieses Tool wird mit den Co-Simulatoren *mosaik* (*OFFIS*) und *OpSim* (*IEE*) gekoppelt. Wie in der Abbildung zu sehen, ist daher mittelbar die Verwendung von *SIMONA* in Verbindung mit Kommunikationssimulationen möglich. Weitere Arbeitsziele sind die Verbesserung der Open-Source-Nutzbarkeit von *SIMONA* mit besonderem Fokus auf die Benutzerfreundlichkeit sowie der Ausbau der Kernfunktionalitäten wie zum Beispiel durch das Energiemanagement-System.



Tool-Kopplungen in ReCoDE

4.3 Energy System Design & Transmission Grids

Europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung MILES

European Market and Transmission Grid Simulation Framework MILES

N. Offermann, C. Biele, S. Kammerer, D. Kröger, M. Lindner, M. Masuch, D. Schmid und M. Teodosic

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 Designs.

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.

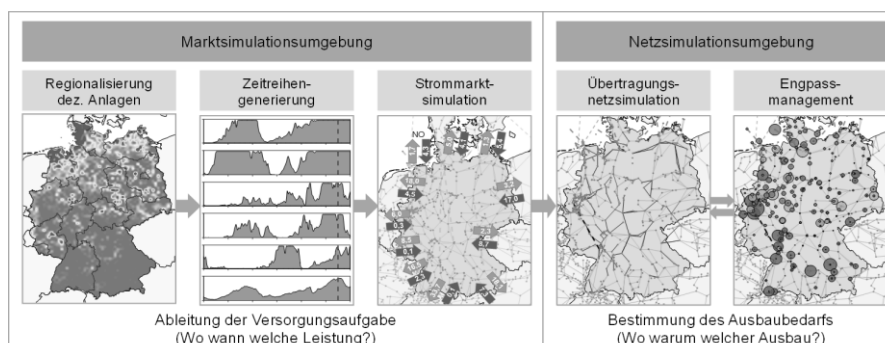
Aufgrund der vermehrten Integration erneuerbarer Energien (EE) und der zunehmenden Kopplung der Elektrizitätsmärkte und –netze ist das europäische Energiesystem grundlegenden Veränderungen unterworfen. Um die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf die strategische Netzentwicklung analysieren zu können, 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 Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) oder Phasenschiebertransformatoren (PST).

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).



Struktur von MILES

Ein Großteil der neu im Energiesystem zu integrierenden EE-Anlagen und Verbraucher, wie beispielsweise Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, werden im Verteilnetz angeschlossen. Der Einfluss der zentral in der Markt- und Netzsimulation bestimmten Flexibilitätsbewirtschaftung auf die Verteilnetze wurde bisher in MILES, analog zum Netzentwicklungsplan, nicht berücksichtigt. Durch eine Vielzahl von Weiterentwicklungen wurde die Möglichkeit geschaffen, das Wechselspiel aus Markt, Übertragungs- und Verteilnetz untersuchen zu können.

Das Ziel der entwickelten mehrstufigen Methode besteht darin, den resultierenden Verteilnetzausbaubedarf für ein vorgegebenes Zukunftsszenario zu bestimmen. Dabei werden innovative Netzplanungsgrundsätze, wie die netzdienliche Flexibilitätsnutzung zur Vermeidung von Engpässen im Verteilnetz, berücksichtigt. Die Anwendung dieser Planungsgrundsätze reduziert einerseits die Ausbaukosten im Verteilnetz, andererseits bestehen Einschränkungen für die Flexibilitätsbewirtschaftung am Markt und im Engpassmanagement für das Übertragungsnetz. Daher werden ebenso die Mehrkosten im Gesamtsystem, in Folge des variierten Kraftwerkseinsatzes durch Anlagenrestriktionen im Verteilnetz, quantifiziert.

Im ersten Schritt der Methode werden die MILES-Ergebnisse disaggregiert, um die Versorgungsaufgabe in den Gemeinden beschreiben zu können. Durch eine Clusteranalyse werden in der Folge Gemeinden in Deutschland gruppiert, deren Verteilnetzbelastung im zeitlichen Verlauf ähnlich ist. Dabei wird beispielsweise die Zeitreihe der PV-Einspeisung pro Verteilnetz-knoten als Kriterium herangezogen.

Um die Vielzahl realer Hoch-, Mittel- und Niederspannungstopologien in Deutschland anzunähern, werden exogen vorgegebene Netztopologien in den Gemeinden so durch einen Optimierungsansatz verteilt, dass alle Wohngebäude be-

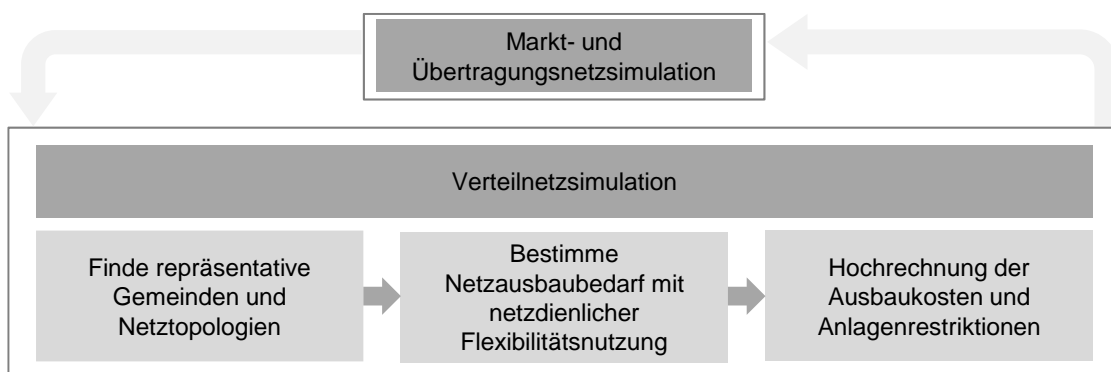
ziehungsweise Umspannanlagen versorgt werden und in Summe die reale Leitungslänge der jeweiligen Spannungsebene erreicht wird. Dabei werden in der Niederspannung auch die verbreiteten Siedlungsstrukturen berücksichtigt.

Für den resultierenden Datensatz, bestehend aus den Netztopologien in repräsentativen deutschen Gemeinden und dem Zeitreihenverhalten der darin verorteten Anlagen wird die Netzausbausimulation durchgeführt. Dabei können die Wahl der Transformatorstufe und das Blindleistungsverhalten so optimiert werden, dass der Ausbau minimiert wird. Zusätzlich kann über Parameter vorgegeben werden, wieviel netzdienliche Flexibilität genutzt werden darf. Die Ausbaumaßnahmen werden in Abhängigkeit der Leistungsflussergebnisse und der Spannungsebene iterativ durch (Meta-)Heuristiken bestimmt.

Anschließend werden die Netzrestriktionen der ausgebauten Netze bestimmt, um Anlagenrestriktionen für die zentrale Flexibilitätsbewirtschaftung abzuleiten und hochzurechnen. Durch einen zonenbasierten Ansatz in der Marktsimulation können die Anlagenrestriktionen in der Marktsimulation berücksichtigt und die Mehrkosten für die netzdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung im Verteilnetz bestimmt werden.

Durch Hochrechnung der Investitionskosten des Ausbaus und die identifizierten Mehrkosten im Gesamtsystem kann somit ein Optimum aus Verteilnetzausbau und netzdienlicher Flexibilitätsbewirtschaftung im Verteilnetz identifiziert werden.

Angestrebte Weiterentwicklungen des Moduls beinhalten eine Verbesserung der spannungsebenenübergreifenden Flexibilitätsnutzung im Verteilnetz, sowie eine verbesserte Integration in den Redispatch-Prozess und die Ausbauplanung im Übertragungsnetz. Somit kann eine gemeinsame Infrastrukturplanung für Übertragungs- und Verteilnetz unter Berücksichtigung verschiedener Flexibilitätsbewirtschaftungsparadigmen untersucht werden.



Übersicht über die Module der Verteilnetzsimulation

GreenVEgaS – Gesamtsystemanalyse der Sektorenkopplung

GreenVEgaS – Overall System Analysis of Sector Coupling

Dennis Schmid, Milijana Teodosic

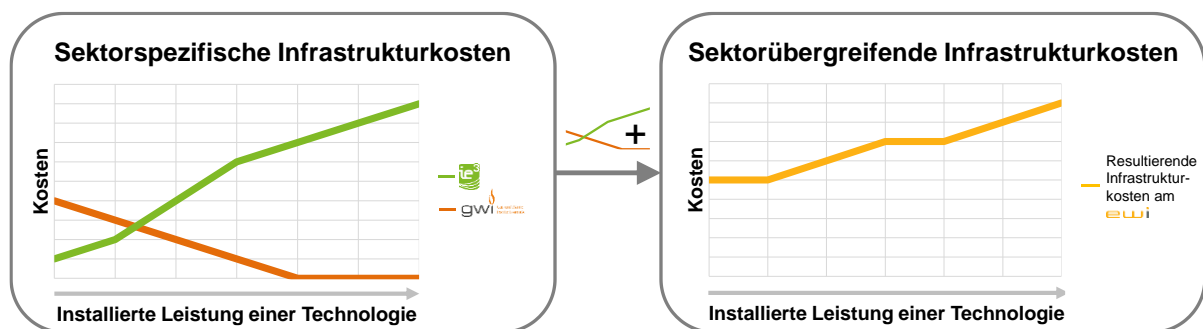
Um die nationalen Klimaschutzziele bis 2045 zu erreichen, wird zukünftig ein hoher Anteil dezentraler dargebotsabhängiger Erzeuger und neuartiger Verbraucher im Energiesystem erwartet. Dieser fortwährende Trend wird langfristig auch ein wesentlicher Treiber für zunehmende Wechselwirkungen zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sein. Daher wird im Forschungsprojekt GreenVEgaS gemeinsam mit Projektpartnern eine Werkzeugkette entwickelt, die die ganzheitliche Systemanalyse ermöglicht.

In order to achieve the national climate protection targets by 2045, a high proportion of decentralised, intermittent generation and new types of loads are expected in the system in the future. In the long term, this ongoing trend will also be a major driver of an increasing interaction between the electricity, heating and transport sectors. In the GreenVEgaS research project, a tool chain is therefore being developed together with the project partners to enable holistic system analysis.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das BMWK (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 ist die ganzheitliche Analyse des Energieversorgungssystems aus volkswirtschaftlicher Perspektive unter Berücksichtigung der technischen Erzeugungs- und 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 Modelle der Verbundpartner weiterentwickelt und gekoppelt, um das gesamte Energiesystem in einer iterativen sektorenübergreifenden Werkzeugkette abbilden zu können. In diesem Rahmen werden verschiedene energiewirtschaftliche Zukunftsszenarien im Hinblick auf ihre Auswirkungen auf die Sektoren untersucht und die Kostenfaktoren bestimmt, um eine optimale Erzeugungs- und Netzinfrastruktur zu bestimmen.

Zur Identifizierung der Kostenfaktoren werden ausgehend von einem klimaneutralen Basisszenario für das Jahr 2045 Szenariovarianten abgeleitet, welche sich im Vergleich zum Basisszenario um variierende Technologieanteile unterscheiden. Durch die Variantenrechnungen werden die Auswirkungen einer Änderung je einer Technologie auf die Infrastrukturkosten bestimmt und daraus die Kostenfaktoren abgeleitet. Dabei werden die Infrastrukturkosten des Stromnetzes auf Übertragungs- und Verteilnetzebene vom ie^3 und die des Gas- und Wärmenetzes vom gwi bestimmt. Die identifizierten Kostenfaktoren für fünf verschiedene Technologien (PV-Dach-/Freifläche, Wärmepumpen, Elektrolyseure, H₂-LKW) werden sektorspezifisch und in linearisierter Form an das EWI übergeben. Die Kostenanteile werden dort überlagert und in die Kostenfunktion eines Energiesystemmodells integriert, um schließlich ein technisch funktionsfähiges und wirtschaftlich sinnvolles Energiesystem zu erhalten. Die grundlegende Vorgehensweise zur Bestimmung der Kostenfaktoren ist in der Abbildung skizziert.



Vorgehensweise zur Bestimmung der sektorübergreifenden Kostenfaktoren

MOPPL – Integrierte Stromübertragungsnetzmodellierung unter Berücksichtigung eines gekoppelten Energiesystemmodells zur Bewertung von H2-Transformationspfaden

MOPPL – Integrated electricity transmission grid modeling considering a coupled energy system model to evaluate H2 transformation pathways

Martin Lindner, David Kröger, Nils Offermann

Innerhalb des MOPPL-Projekts wird ein Verfahren erarbeitet, das eine integrierte Planung für die Erdgas-, Wasserstoff- und Stromnetzinfrastrukturen ermöglicht. Dies dient dazu, langfristige Transformationspfade hin zu einer Wasserstoffwirtschaft zu bewerten. Mithilfe der Benders Dekomposition wird das übergeordnete Ziel eines kostenoptimalen Ausbaus an Übertragungs- und Elektrolyseurskapazitäten in Teilprobleme für den Strom- und Gassektor zerlegt und gemeinsam optimiert.

Within the MOPPL project, a methodology is being developed that allows for integrated planning of natural gas, hydrogen, and electricity network infrastructures. This is aimed at evaluating long-term transformation pathways towards a hydrogen-based economy. Utilizing the Benders decomposition, the overarching goal of cost-optimal expansion of transmission and electrolyzer capacities is decomposed into sub-problems for the electricity and gas sectors, which are jointly optimized.

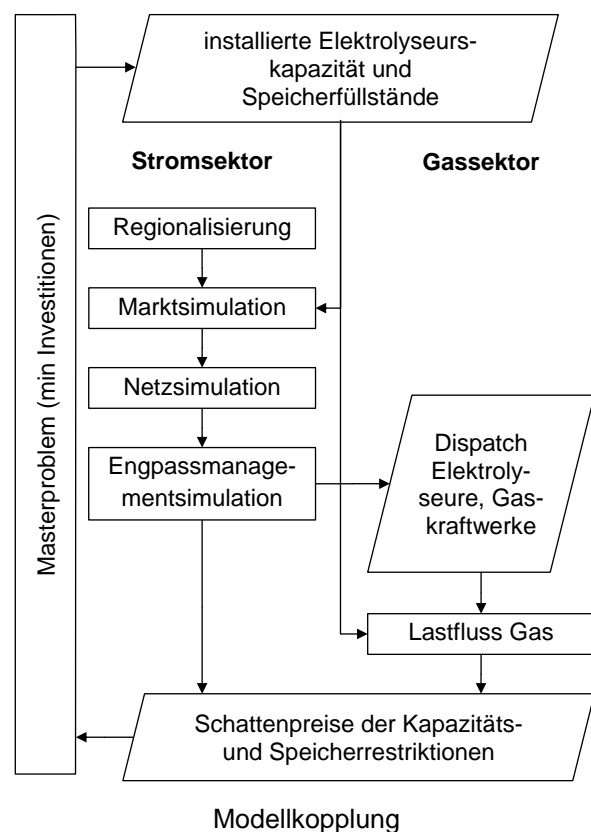
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) unter dem Kennzeichen 03SF0660C gefördert.

Die Abkehr von fossilen Energieträgern führt in Industrie, Verkehr und Wärme zu einem zunehmenden Elektrifizierungsgrad. Gleichzeitig werden derzeit die Rahmenbedingungen für eine Wasserstoffwirtschaft samt nötiger Infrastruktur entwickelt. Als Bindeglied zwischen dem Strom- und dem Gassektor nehmen Elektrolyseure eine zentrale Rolle ein. Ziel des Projektes ist daher die Entwicklung eines mathematischen Verfahrens zur Kopplung eines Energiesystemmodells mit Transportnetzmodellen für Strom und Gas auf Basis des Dekompositionsansatzes von Benders.

In der Anfangsphase des Projektes wurde nun zunächst der Szenariorahmen für 2045 mithilfe von Metaanalysen und einer Expertenkonsultation festgelegt. Die drei entwickelten Szenarien gehen von Wasserstoffnachfragen zwischen 400 bis 600 TWh und Stromnachfragen zwischen 1000 und 1300 TWh aus. Als eine wichtige Sensitivität wurde die Importverfügbarkeit von Wasserstoff identifiziert.

Derzeit werden die Vorbereitungen für eine Kopplung der Optimierungsmodelle der beteiligten Partner getroffen. Die Koordinierung des Optimierungsverfahrens erfolgt über eine Datenbank, wodurch eine iterative Lösung des Masterproblems ermöglicht wird. Das Subproblem des Stromsektors wird dabei durch die Prozesskette des Energiesystemmodells MILES abgebildet. Die ermittelten Schattenpreise für Kapazitätsrest-

riktionen von Speichern und Elektrolyseuren werden im Anschluss an das Masterproblem zurückgegeben.



DriVe2X – Entwicklungen und Innovationen für die massenhafte Elektrifizierung von Fahrzeugen unter Einsatz von V2X Technologien

DriVe2X – Delivering Renewal and Innovation to mass Vehicle Electrification enabled by V2X Technologies

Marius Masuch, Marcel Esser

Bedingt durch die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrssektors ergibt sich in den Verteilnetzen eine steigende Anzahl neuer Verbraucher in Form von batterieelektrischen Fahrzeugen. Da die vorhandene Netzinfrastruktur allerdings nicht für eine derartige Belastung dimensioniert wurde, entstehen zunehmende Herausforderungen. Im Rahmen des EU-Projektes DriVe2X steht die Entwicklung innovativer Tools, Modelle und Technologien im Vordergrund, welche die technische Umsetzbarkeit der fortschreitenden Integration batterieelektrischer Fahrzeuge unter Berücksichtigung von Vehicle-to-X Anwendungen ermöglichen.

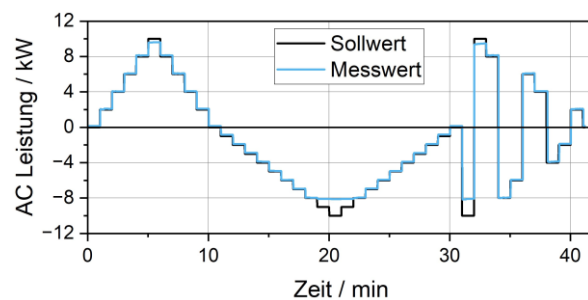
Due to the increasing electrification of the transport sector, there is a rising number of new consumers in the distribution networks in the form of battery electric vehicles. However, since the existing grid infrastructure was not dimensioned for such a load, increasing challenges arise. The EU project DriVe2X focuses on the development of innovative tools, models and technologies, which enable the technical feasibility of the progressive integration of battery electric vehicles under consideration of Vehicle-to-X applications.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Horizon Förderprogramm der Europäischen Union unter dem Kennzeichen 101056934 gefördert.

Im Projekt DriVe2X werden innovative Tools, Modelle und Technologien entwickelt, um den für die Zukunft prognostizierten massenhaften Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen (BEF) mithilfe von Vehicle-to-X (V2X) Anwendungen zu ermöglichen. Neben verschiedensten Analysen, die den Einsatz von Simulationssoftware erfordern, werden dabei ebenfalls neuartige bidirektionale Ladesäulen entwickelt und an fünf europäischen Standorten getestet.

Die Verantwortlichkeiten des ie³ im Rahmen des Projektes setzen sich aus einem Simulations- und Laborteil zusammen. Im Jahr 2023 stand zunächst der Laborteil im Vordergrund. Um den Anforderungen im Projekt gerecht zu werden, wurde die Ausstattung des Smart Grid Technology Labs (SGTL) um eine bidirektionale Ladesäule erweitert. Die ausgewählte Ladesäule unterstützt AC- und DC-Ladestandards und ermöglicht das Laden bzw. Entladen von kompatiblen BEF mit einer Leistung von bis zu 10 kW DC. Nach erfolgreicher Integration der Ladesäule wurden Messungen an insgesamt elf verschiedenen BEF durchgeführt. Mithilfe der Messungen konnten Erkenntnisse über das statische und dynamische Verhalten der BEF und Ladesäule gewonnen werden. Dabei ist insbesondere die geringe Reaktionszeit von Ladesäule und Fahrzeugen während des DC-Ladens hervorzuheben, welche bei der Änderung von Sollwerten für die Lade- bzw. Entladeleistung

zu beobachten war. Neben der Untersuchung des dynamischen Verhaltens wurden ebenfalls Zeitreihen für Lade- und Entladevorgänge aufgezeichnet. Eine beispielhafte Zeitreihe zur Bewertung des dynamischen Verhaltens ist in der folgenden Abbildung dargestellt.



Soll- und Ist-Leistung (Beispiel)

Die aufgezeichneten Lade- und Entladekurven dienen im weiteren Projektverlauf als Eingangsdaten für die simulativen Netzanalysen. Dabei werden zunächst die Auswirkungen einer starken BEF Durchdringung und die Möglichkeiten des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes in Verteilnetzen untersucht. Anschließend erfolgt eine Kopplung mit dem Simulationsframework MILES, um die Untersuchungen auf eine Gesamtsystemanalyse auszuweiten und die Wechselwirkungen zwischen Verteilnetzen und dem Übertragungsnetz zu analysieren.

Dashboard Wärmewende – Systemanalyse und Visualisierung regionaler Auswirkungen

Dashboard Heat Transition - System Analysis and Visualization of Regional Effects

Nils Offermann, David Kröger

Dashboard Wärmewende verbindet die partizipative Erarbeitung eines Modellierungsrahmens für die Untersuchung der Auswirkungen technischer Entwicklungen und regulatorischer Anpassungen des Wärme- und Kältesektors mit der Entwicklung einer interaktiven Plattform zur Visualisierung zentraler Daten und Ergebnisse. Damit unterstützt das Vorhaben unter anderem die kommunale Wärmeplanung als zentrales Element der Transformation des Sektors und trägt zu Transparenz und Akzeptanz für verschiedene Transformationspfade bei.

Dashboard Wärmewende combines the participatory development of a modelling framework for investigating the effects of technical developments and regulatory adjustments in the heating and cooling sector with the development of an interactive platform for visualizing key data and results. Among other things, the project thus supports municipal heating planning as a central element of the transformation of the sector and contributes to transparency and acceptance for different transformation paths.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das BMWK (FKZ: 03E11070B)

Das Konsortium des Forschungsprojektes Dashboard Wärmewende setzt sich aus dem Öko-Institut e.V., dem ie³ sowie assoziierten Partnern unter anderem aus den Bereichen Energiedienstleistungen, Verbraucher- und Klimaschutz sowie des Anlagenbaus zusammen. Ziel des Forschungsprojektes ist die partizipative Entwicklung eines web-basierten Dashboards für die Wärmewende, mit dem die Auswirkungen verschiedener Transformationspfade für die Wärmewende flächenaufgelöst dargestellt werden können. Dabei liegt der Fokus des ie³ auf der Modellierung und Analyse des strommarktdienlichen Flexibilitätseinsatzes des Wärmesektors mit besonderem Fokus auf Industrierärmnetzen und Prozesswärme. Darauf aufbauend soll weiter der transportnetzdienliche Betrieb des Wärmesektors zur Verminderung von Netzengpässen im Stromsystem untersucht werden. Neben dem Transportnetz sollen auch repräsentative Verteilnetze und deren Ausbaubedarf in Abhängigkeit verschiedener Transformationspfade des Wärmesektors betrachtet werden.

Dafür werden zunächst notwendige regionalisierte Daten für die modellgestützte Analyse der Auswirkungen verschiedener Transformationspfade des Wärmesektors recherchiert und aufbereitet. Teile der Ergebnisse der Datenaufbereitung sollen als konsistente Datensätze auf der Open Energy Plattform veröffentlicht und fließen anschließend in die Erstellung eines Szenariorahmens für die Modellierung der Transformationspfade bis zum Zieljahr 2045 ein. Dabei sind Stützjahre in 5-Jahres Schritten angedacht. Aufbauend auf den definierten Pfaden soll einerseits die

Transformation des Gebäudesektors als auch die Transformation der Fernwärmeversorgung modelliert und analysiert werden. Als Ergebnis der Modellierung werden knotenscharfe Residuallastprofile gebildet und an die europäische Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung MILES übergeben. Dort werden neuartige Methoden zur Analyse des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes im Wärmesektor entwickelt. Dazu sollen Wärmenetze und deren Anlagenportfolios sowie dezentrale Wärmepumpen in das Engpassmanagement-Modul integriert werden, sodass deren Flexibilität als zusätzlicher Freiheitsgrad in der Optimierung zur Verfügung steht. Im nächsten Schritt sollen die resultierenden Gesamtsystemkosten und Redispatchmengen im Vergleich zwischen Engpassmanagement mit und ohne Integration des Wärmesektors analysiert und bewertet werden. Aufgrund der integrierten Betrachtung der verfügbaren Übertragungskapazität im Engpassmanagement ergeben sich für Anlagenportfolios in Wärmenetzen und für die Flexibilitätseinstellung aus dezentralen Wärmepumpen in Abhängigkeit ihres Standortes räumlich differenzierte Erlöse und Kosten für die Bereitstellung bzw. den Bezug elektrischer Energie. Die räumlich unterschiedlichen Umsatzerlöse und Kosten sollen anschließend hinsichtlich ihrer Lenkungswirkung auf mögliche Investitionsentscheidungen analysiert, diskutiert und bewertet werden. Die erzielten Ergebnisse sollen abschließend mit Hilfe eines Dashboards visualisiert und verschiedenen User-Gruppen im Rahmen eines Launch-Events zugänglich gemacht werden.

Modellierung und Analyse des Einflusses flexibler Heizsysteme auf das Engpassmanagement im Übertragungsnetz

Modeling and Analysis of Flexible Heating Systems for Transmission Grid Congestion Management

David Kröger

Mittels Szenarioanalysen für das Zieljahr 2035 wird der Einfluss einer netzorientierten Betriebsweise von dezentralen Wärmepumpen sowie großtechnischen Power-to-Heat- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf das Engpassmanagement im Übertragungsnetz simuliert und analysiert.

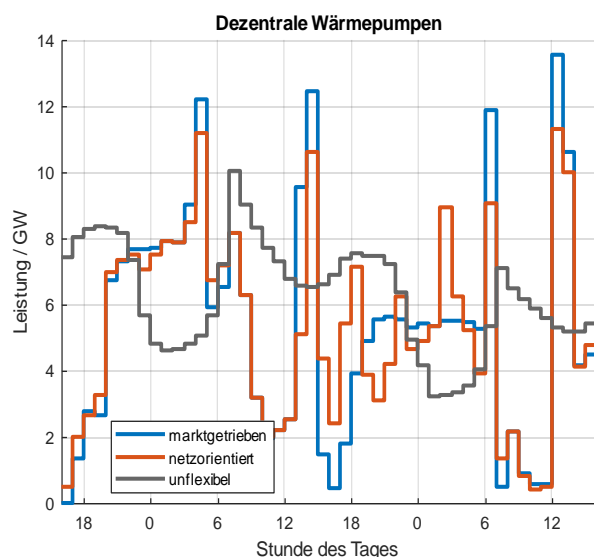
In order to assess the impact on transmission grid congestion management of a grid-aware operation of decentral heat pumps and large-scale Power-to-Heat devices and combined heat and power plants, comprehensive scenario analysis for the target year 2035 are carried out and evaluated.

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

Die Elektrifizierung des Wärmesektors sowie der Einsatz von KWK-Anlagen stellen einen maßgeblichen Baustein bei der Dekarbonisierung des Energiesystems dar. Die Integration zusätzlicher und teilweise flexibler Power-to-Heat (PtH) Anlagen in die europäischen Strommärkte kann dabei aufgrund der gebotszoneneinheitlichen Marktsignale zu hohen Spitzenlasten und nachfolgenden Engpässen im kontinentaleuropäischen Verbundnetz führen. Im Rahmen des Projektes *GreenVE-gaS* wird deswegen eine mögliche netzorientierte Betriebsweise dezentraler und großtechnischer PtH- und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen sowie großtechnischer Wärmespeicher modelliert und anschließend der Einfluss auf das Engpassmanagement im Übertragungsnetz evaluiert. Die Modellierung und Analyse erfolgt dabei innerhalb der europäischen Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung MILES.

Die Modellierung der flexiblen Heizsysteme erfolgt dabei jeweils mit einem eigenständigen Modell für (i) dezentrale Gebäudewärmepumpen und für (ii) großtechnische PtH- und KWK-Anlagen in Wärmenetzen. Dabei wird der Zusammenhang zwischen den Betriebspunkten der flexiblen Heizsysteme und der daraus resultierenden Netzbelastung mittels *Power Transfer Distribution Factors* beschrieben. Um die Problemkomplexität des Optimierungsmodells zu reduzieren werden weiterhin verschiedene Clustering- und Modellierungsverfahren implementiert und ausgewertet. Anschließend wurden zur Untersuchung des Einflusses unterschiedlicher Betriebsweisen flexibler Heizsysteme auf das Engpassmanagement im Übertragungsnetz zwei Simulationsdurchläufe für das Zieljahr 2035 jeweils mit einer – (i) marktgetriebenen und (ii) netzorientierten – Betriebsweise durchgeführt und analysiert (siehe Abbildung).

Durch die netzorientierte Betriebsweise konnte die Integration erneuerbarer Energieträger erhöht und die Menge konventionellen Redispatches reduziert werden, wodurch sich in Summe eine Kostenreduktion in Höhe von circa 6 % ergab. Die Ergebnisse weisen darauf hin, dass insbesondere großtechnische PtH-Anlagen in Kombination mit Wärmespeichern, KWK-Anlagen und Spitzenlastkesseln zum Engpassmanagement beitragen können. Demgegenüber ist der Einfluss dezentraler Wärmepumpen aufgrund der hohen Gleichzeitigkeiten, vergleichsweise hohen Verlusten sowie geringen Speicherkapazitäten als gering einzuschätzen. Zukünftige Untersuchungen umfassen die Evaluierung von Netzausbaumaßnahmen unter besonderer Berücksichtigung der Flexibilität aus Heizsystemen sowie eine optimale Leistungsallokation von Anlagen in Wärmenetzen zur Optimierung des Gesamtsystems.



Vergleich unterschiedlicher Betriebsweisen dezentraler Wärmepumpen

GRK2193 – Anpassungsintelligenz von Fabriken im dynamischen und komplexen Umfeld

GRK2193 – Adaption intelligence of factories in dynamic and complex environments

Simon Kammerer

Im Rahmen dieses Projektes wird eine Simulationsumgebung zur Optimierung der Energieflexibilität industrieller Prozesse entwickelt. Ziel ist es, unter Berücksichtigung aller technischen und internen Restriktionen, kostenoptimale Investitions- und Einsatzstrategien zu identifizieren.

Goal of this project is the development of a simulation environment to optimize the energy flexibility of industrial processes. It aims to determine cost-optimal investment and operational strategies taking into account all technical and internal constraints with a simulation based approach.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die DFG im Zuge des GRK2193.

In recent years, prices and volatility on the European energy markets have increased sharply. Parallel to this progressive trend, the decarbonization of the industry is necessitated, which, in many cases, translates into increased electrification. Consequently leading to a growing dependency on a reliable and cost-effective electricity supply.

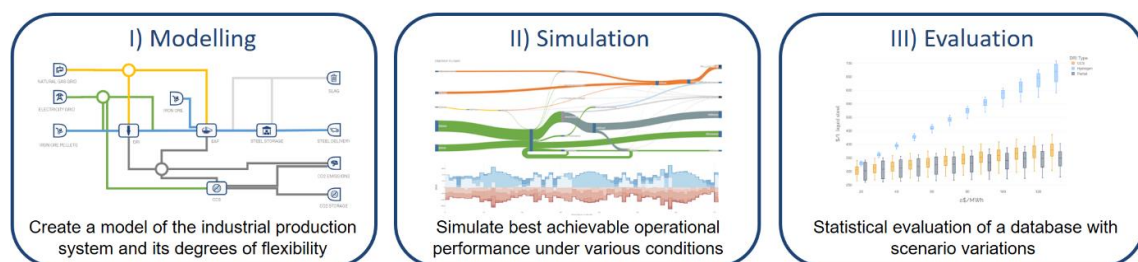
Industrial processes inherently offer potential flexibilities. This operative flexibility can be harnessed to adapt production in response to electricity market signals. By intelligently leveraging this flexibility, industries stand to gain in multiple ways: cost savings on electricity purchases, mitigating supply shortages, achieving greater autonomy for prosumers, reducing Scope 2 electricity emissions or introducing ancillary services as a new business model.

However, quantifying this potential flexibility is challenging. The heterogeneity of industrial processes, coupled with various operational factors and constraints, makes it difficult to generalize. The quantification of energy flexibility requires a deep understanding of the underlying processes. This research project aims to address this challenge by developing a specialized simulation environment. The key idea of the approach is to model any industrial process by representing it as

a network of components, each bearing fundamental process properties. Doing this, the tool is multimodal which allows for the free definition and handling of energy carriers, materials, and products within the simulated system. It accommodates continuous and batch process characteristics, flow controls, thermal systems, market connections, storage facilities, emissions, and operating point-dependent efficiencies and losses. Central to the tools operation is a time-series-based cost optimization, which determines the optimal deployment of the given system flexibility under given market scenario conditions in consideration of all operational constraints.

The method is designed to aid investment and operational decisions. The proposed workflow for the application is structured in three steps: First, the concrete industrial process layout is examined to create an accurate model representation. Second, the system operation is simulated in various market situations to create a database of operational results. In a last step, the database can then be used to conduct a statistical evaluation to gain insights or to identify and quantify potentials and risk factors.

Over the past year, a foundational version of this featured tool has been developed and validated. Initial use cases in the steel sector and process industries are currently being worked on.



3 step approach for assessing the flexibility of an industrial production process

4.4 Smart Grid Technologies

Entwicklungen im Smart Grid Technology Lab

Developments at the Smart Grid Technology Lab

Alfio Spina, Marcel Esser

Das SGTL erweitert seine Testfähigkeiten, um vielfältige Forschungsanforderungen zu erfüllen. Insbesondere wurden im Rahmen des laufenden DriVe2X-Projekts die Testmöglichkeiten für Ladeinfrastruktur und Elektrofahrzeuge mit einem maßgeschneiderten Überwachungssystem, synchronisierten Messungen auf AC- und DC-Seite sowie einfacher Aufzeichnung von Ladeprofilen aufgerüstet. Mit fortschrittlicher Ausrüstung und Netznachbildungsmöglichkeiten bietet das SGTL eine flexible Testplattform sowohl für langsame als auch für Schnellladesysteme. Dieser integrierte Ansatz erleichtert präzise Effizienzberechnungen und unterstützt verschiedene Anwendungen, einschließlich der Bereitstellung von Netzdienstleistungen über bidirektionale Ladeinfrastruktur.

SGTL is expanding its testing capabilities to meet diverse research needs. Particularly, in the ongoing DriVe2X project, SGTL has upgraded its testing capabilities for charging infrastructure and EVs with a custom-designed monitoring system, synchronized measurements on AC and DC sides, and straightforward recording of charging profiles. With advanced equipment and grid emulation systems, SGTL offers comprehensive assessments of both slow and fast-charging systems. This integrated approach facilitates precise efficiency calculations, supporting various applications, including ancillary services provision via bidirectional charging infrastructure.

In the near future, the Smart Grid Technology Lab (SGTL) is set to expand its testing capabilities to better align with the requirements of various research initiatives. Particularly, there are ongoing developments to broaden the existing testing infrastructure by increasing its power rating to 500 kVA. This enhancement will significantly extend the overall internal testing capacity, allowing for the simultaneous operation of multiple devices and the integration of high-power components.

Within the ongoing DriVe2X project, SGTL has enhanced its testing capacities for charging infrastructure for electric vehicles (EVs). This enhancement involves the integration of a custom-designed EV monitoring system, which enables a more comprehensive examination of charging infrastructure. This also includes a measurement cabinet that allow to perform synchronized measurements on both the grid (AC) and EV (DC) sides of the charger, thus enabling precise efficiency calculations across various operational scenarios. Furthermore, the collection of authentic charging profiles, serving as valuable input for simulation studies, has become more straightforward. In combination with the existing power quality analyser and advanced grid emulation systems, a comprehensive assessment of not only slow- but also fast-charging systems is possible. The figure below depicts an exemplarily setup including AC chargers (1), power quality analysers (2), bidirectional DC charger (3), EV monitoring system (4),

user interface (5) and monitoring dashboard (6). With the depicted setup, both static and dynamic characteristics of EV and charger can be assessed. While the static behaviour is analysed in scenarios with constant power setpoints, the dynamic response is recorded based on time-series. The acquired database comprising data from eleven cars and two chargers allows for detailed analysis in a wide range of applications, such as delays between new setpoints and actually changed power flow. This enables for example the assessment of potential provision of operational reserve by the widespread integration of bidirectional charging infrastructure, requiring both accurate power flow control as well as short delays.



Bidirectional EV charger laboratory setup

As next extension, the described EV testbed will additionally be equipped with an EV emulation system, ensuring precise simulation of vehicle charging. This, combined with a database of actual charging profiles, reduces the need for physical vehicles with empty batteries in future projects. Charging processes can be independently and more meticulously controlled using real data.

High Power Charging – Umweltfreundlich, kundenfreundlich und flächendeckend

High Power Charging – Environmentally friendly, customer friendly and comprehensive

Marcel Esser

Für eine umweltfreundliche, kundenfreundliche und insbesondere flächendeckende Installation von Schnellladepunkten ist es essentiell, die Anforderungen an die Integration solcher Systeme in das Niederspannungsnetz genauer zu untersuchen. Das Projekt HPC-UKF widmet sich diesem Thema und betrachtet neben einer möglichst netzdienlichen Betriebsweise auch die Integration lokaler erneuerbarer Energiequellen für eine gleichzeitig schnelle und nachhaltige Aufladung.

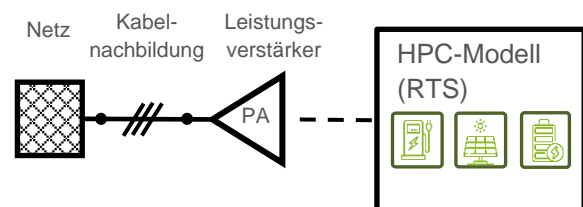
To ensure the environmentally friendly, customer friendly and comprehensive deployment of fast-charging infrastructure, a thorough analysis of the integration requirements into the low-voltage grid is essential. The HPC-UKF project is dedicated to addressing this critical aspect. In addition to evaluating grid-supportive operations, the project explores the seamless incorporation of local renewable energy sources, thereby enabling both a swift and eco-friendly charging process.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (vormals Ministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur).

Ursprüngliches Ziel des Projektes HPC-UKF war die Entwicklung eines innovativen High-Power-Chargers, sowie dessen Demonstration innerhalb des Smart Grid Technology Lab (SGTL) des ie³. Aufgrund von internen Herausforderungen musste das Projekt, welches kurz vor dem Eintritt in die praktische Demonstrationsphase stand, in 2023 neu ausgelegt werden. Insbesondere wurde der Fokus der Arbeitspakete des ie³ geeignet angepasst, um auch ohne Hardware-demonstration vergleichbare Ergebnisse mit einem PHIL-Ansatz erzielen zu können.

Neuer Schwerpunkt der Forschung ist in diesem Zusammenhang die möglichst detailgetreue Simulation eines High-Power-Chargers, die in einem Power Hardware-in-the-Loop Aufbau im SGTL in verschiedenen Szenarien untersucht werden kann. Dabei soll das entwickelte Modell nicht nur die Ladeinfrastruktur selbst, sondern auch Schnittstellen zu lokalen erneuerbaren Energiequellen (PV) und stationären Speichersystemen beinhalten. Im vergangenen Jahr wurde in erster Linie dieses Modell weiterentwickelt und auf Basis der verfügbaren Informationen über das reale HPC-System des Projektpartners angepasst. Es umfasst zwei Ladepunkte, für die eine Gesamtleistung von 200 kW in einer modularen Konfiguration zur Verfügung stehen. Diese können dynamisch in 30 kW-Schritten den einzelnen Ladepunkten je nach angeforderter Leistung zugewiesen werden. Das entwickelte Modell wird derzeit in der Echtzeitsimulation auf korrekte Funktion hin bewertet und soll abschließend im

SGTL als virtuelle Ladesäule über Leistungsverstärker mit dem Netz verbunden werden, wie in der untenstehenden Abbildung dargestellt. Im Rahmen der geplanten Laborversuche wird die Funktion der in der Echtzeitsimulation nachgebildete Ladesäule in verschiedenen Szenarien validiert. Mithilfe von Kabelnachbildung und rONT können im SGTL unterschiedliche Netzsituationen praktisch abgebildet werden und auch das netzdienliche Verhalten der HPC-Ladesäule untersucht werden.



Struktur des geplanten Laboraufbaus

Zwar liegt der Fokus der Forschungsaktivitäten nun anders, jedoch bietet der auf Simulation fußende Aufbau auch neue Möglichkeiten, die mit einem prototypischen Hardwaresystem nicht hätten untersucht werden können. Insbesondere das Energiemanagement innerhalb der Ladesäule mit dem Ziel einer möglichst nachhaltigen Aufladung auf Basis von erneuerbaren Energiequellen ist nun Gegenstand der Entwicklung und Optimierung. Darüber hinaus bietet das Modell die Möglichkeit einer Erprobung in Szenarien, die mit einem Hardwareprototypen nicht oder nur mit erheblichem Zusatzaufwand umgesetzt werden könnten.

5Gain – Infrastrukturen für zellulare Energiesysteme unter Nutzung künstlicher Intelligenz

5Gain – Infrastructures for cellular energy systems using artificial intelligence

Robert Jahn

Due to the expansion of decentralized, renewable energy sources as well as controllable loads and storage devices, the control of energy systems is becoming increasingly complex. One approach to meet this challenge is to divide the energy grid into cells. The 5Gain project pursues this cellular approach with the goal of autonomous coordination of flexible generators and loads using the distributed Model Predictive Control (DMPC) method. Besides that, 5G Regional Network Slicing is used to ensure a reliable communication link between the individual participants. The concept developed will first be tested in a campus laboratory and then transferred to the field test in downtown Dortmund.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK vormals BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03EI6018C gefördert

Im finalen Projektjahr standen die Abschluss Integrationstests an, bei denen die entwickelten Systeme mit einer leistungsstarken Hardware-in-the-Loop (HIL) Simulation und dem von Fraunhofer ITWM entwickelten DMPC (Distributed Model Predictive Control) Algorithmus getestet wurden.

Im Einsatz befand sich das entwickelte Echtzeitfähige Netzmodell, welches unter anderem 8 flexible Erzeuger (Wind, PV, CHP) und 4 Batteriespeicher umfasst. Ergänzend dazu sind drei physische SGTL-Anlagen Teil des Systems, nämlich ein Redox-Flow-Batteriespeicher, ein PV-Wechselrichter und ein dreiphasiges Elektrofahrzeug (BMW i3). Die physischen Anlagen sind virtuell in der Simulation ohne Netzurückwirkung integriert, werden jedoch bei der Regelung des Leistungsflusses über den Transformator „CP residential“ berücksichtigt, haben jedoch keine Rückwirkung auf die Spannungsbeträge der dazugehörigen Netzknoten. Bei der quasi dynamischen Simulation wurde ein 4-stündiges Zeitfenster bei den Zeitreihen betrachtet welche real auf eine Stunde beschleunigt wurde, um den Test zu komprimieren und potentielle Netzschwankungen zu verstärken. Das betrachtete Szenario simuliert schlechtes Wetter mit wenig Wind und starker Bewölkung, was zu einer geringen Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen führte.

Die beiden Hauptziele des DMPC waren die Minimierung der Leistungsflüsse über die Niederspannungstransformatoren (CP) bei gleichzeitiger Verbesserung der Kontenspannungen innerhalb der Niederspannungsnetze (Cells). Dafür konnte der DMPC sämtliche flexiblen Anlagen, sowohl simulierte als auch physische, in Echtzeit mittels dem Kommunikationsprotokoll MQTT steuern.

Die Ergebnisse des Integrationstests können der Abbildung 1 entnommen werden.

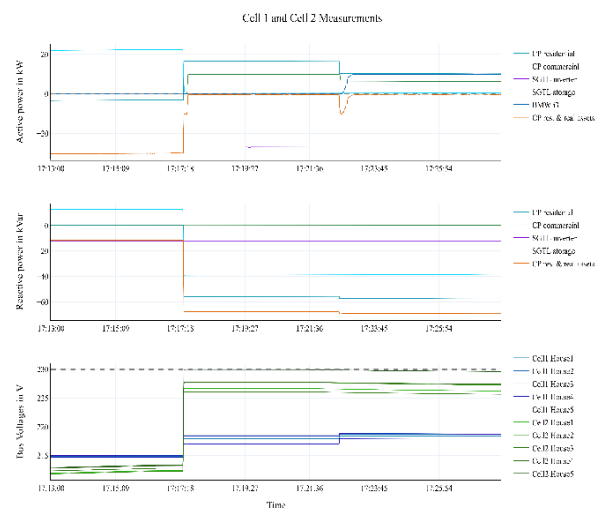


Abbildung. 1: Resultate des Abschlussstests eines Schlechtwetter-Szenarios im SGTL

In den ersten 4 Minuten des abgebildeten Zeitraums ist der DMPC Algorithmus noch nicht aktiviert. Danach ist die erfolgreiche Reduzierung der Leistungsflüsse über die Transformatoren „CP residential“ und „CP commercial“ sowie die Anhebung der Kontenspannungen erkennbar. Auch der Ladevorgang des BMW i3 um 17:22 Uhr wird erkannt und mittels reduzierter Ladeleistung der Batteriespeicher innerhalb des Netzes „CP residential“ ausgeglichen. Während des gesamten Testzeitraums war das DMPC in der Lage, die Zielfunktionen auf einem stabilen Niveau zu erfüllen, selbst bei schwankender Energieerzeugung und sich ständig ändernder Versorgungsaufgabe.

GLocalFlex – Eine globale und lokale Flexibilitätsmarktplattform zur Demonstration von Netzausgleichsmechanismen durch sektorübergreifende, vernetzte und integrierte Energieökosysteme, die einen automatischen Flexibilitätshandel ermöglichen

GLocalFlex - A Global as well as Local Flexibility Marketplace to Demonstrate Grid Balancing Mechanisms through Cross-sectoral Interconnected and Integrated Energy Ecosystems enabling Automatic Flexibility Trading

Oliver Kraft, Robert Jahn, Julia Schmeing, Ulf Häger

Das GLocalFlex-Projekt zielt darauf ab, eine Marktplattform für Energieflexibilität zu entwickeln, die in verschiedene lokale Energiesysteme im europäischen Kontext eingebunden ist. Automatisierte Trading-Agenten integrieren flexible Anlagen in sechs Pilot Demonstratoren in die Marktplattform und ermöglichen die Flexibilitätserschließung in variierenden Geschäftsmodellen auf lokaler Ebene. Die entwickelten Flexibilitätservices werden Pilot übergreifend repliziert, um co-existierende und nachhaltige Flexibilitätslösungen auf europäischer Ebene zu realisieren.

The GLocalFlex project aims to develop a market platform for energy flexibility that is deployed into different local energy systems in a European context. Automated trading agents integrate flexible assets in six demonstration pilots into the market platform and enable flexibility utilization for varying business models on a local level. The developed flexibility services will be replicated in cross-pilot studies to deliver co-existing and sustainable flexibility solutions on an European level.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Horizon 2022 Rahmenprogramm für Forschung und Innovation der Europäischen Union unter dem Kennzeichen 101096399 gefördert.

Der deutsche Pilot ist einer der sechs Felddemonstratoren im GLocalFlex-Projekt und besteht aus drei Partnern. Die TU Dortmund (TUDO), vertreten durch das Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie3), fungiert als Pilotleiter und Entwickler von Flexibilitätsdienstleistungen und der Plattformintegration. Die SWW Wunsiedel GmbH (SWW) ist der Netzbetreiber der Feldtestregion sowie der lokaler Versorger. Der Partner efRuhr unterstützt den Piloten in regulatorischen und wirtschaftlichen Fragestellungen.

Der mehrstufige Pilot besteht aus zwei geographisch getrennten Standorten. Der erste Standort ist das Smart Grid Technology Lab (SGTL) der TUDO. Dabei handelt es sich um ein Labortestfeld mit verschiedenen realen Flexibilitäten und umfangreichen Testmöglichkeiten durch Echtzeitsimulatoren und weitere Hardware. Es ermöglicht daher die Durchführung von Power-Hardware-in-the-Loop-Simulationen in verschiedenen Testszenarien mit Echtzeit-Interaktionen von flexiblen Anlagen und Hardware-Geräten für die Kommunikation und Steuerung.

Der zweite Standort ist das Verteilnetz der SWW in Wunsiedel. Bei der Feldumgebung handelt es sich um einen Netzausschnitt für die lokale Versorgung der Gemeinde Schönbrunn. Dieses ist mit flexiblen Anlagen ausgestattet, die im Rahmen

von GLocalFlex berücksichtigt werden. Neben einer entkoppelten Anwendung an beiden Standorten wird der deutsche Pilot eine mehrstufige Betriebsdemonstration realisieren, bei der die flexiblen Anlagen im SGTL virtuell im SWW-Netz positioniert werden oder in einer PHIL-Simulation mit einem zusätzlichen Netz kombiniert werden.

In der Grundkonfiguration wird wie bei allen sechs Piloten ein lokales Trading zwischen den Flexibilitätsbetreibern und einem Aggregator realisiert, welcher die Flexibilität am Intraday-Markt vermarkten kann. Die spezifische Abgrenzung des deutschen Piloten zu anderen Piloten ist die Berücksichtigung der physikalischen Netzkapazitäten im Gegensatz zu ausschließlich marktbasiereten Ansätzen. Daraus leiten sich zwei zentrale Anwendungsfälle ab. Im erstem Fall wird ein Konzept für netzbewussten Flexibilitätshandel realisiert, sodass der Aggregator keine Flexibilität beschaffen kann, die physikalische Netzrestriktionen verletzen würde. Im zweiten Fall werden eventbasierte Smart Contracts genutzt, um mit Kleinanlagen auf Abweichungen zwischen Soll- und Messwerten zu reagieren.

Das Projekt befindet sich aktuell im ersten der vier Jahre und befasst sich mit der Planung sämtlicher Umsetzungen. Im kommenden Projektjahr startet die technische Integration, welche langfristig die Demonstration des automatisierten Flexibilitätshandels im Piloten bildet.

i-Autonomous: Accelerating the Integration of Standardized Distribution Grid Automation Systems with Engineering Processes and Virtualization Techniques

Sebastian Raczka

The research project *i-Autonomous*, as the third follow-up project (preceeded by *i-Protect* and *i-Automate*), was successfully completed in March 2023. The project's objective was to develop and evaluate a concept for the design and deployment of innovative distribution grid automation systems. Processes for implementing such systems were investigated to subsequently achieve an efficient and standardized integration and verification of automation systems through the exploration and implementation of engineering tools and virtualization technologies.

The Federal Ministry of Economics and Energy fund this research work under the grant number 03EI6001A.

The essential aspects of a sustainable automation system for distribution grids have been emphasized following the conclusion of the *i-Autonomous* project. According to the results, aspects such as standardization, grid functionalities, virtualization and the integration of engineering tools should be considered.

Existing standards can be derived from the transmission grid level, as outlined in IEC 61850-6 (Substation Configuration Description Language, SCL) and IEC 61970-301 (Common Information Models, CIM). The consideration and harmonization of these standards allow the description of data in an object-oriented manner, enabling the realization of the “single source of truth” concept.

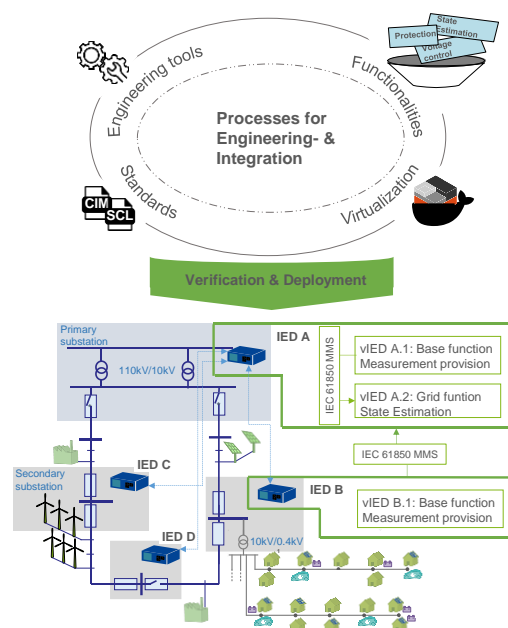
In addition to the standards, grid functionalities from these grid levels can also be adopted. However, it is crucial to verify whether the functionality indeed adds significant value and whether the cost does not outweigh the benefits. While grid state calculation algorithms make sense and minimize the number of measuring devices at the distribution grid level, protection functions must be critically investigated. The costly expansion of the primary technology of local grid stations with circuit breakers would be necessary in such a case.

Virtualization technologies, such as Docker for containerization combined with orchestration software as Kubernetes, bring significant value to the rollout and monitoring of applications in distribution automation systems. The containerization of grid functionalities enhances portability, consistency, and efficiency in software development and deployment. The orchestration of these containerized applications, automating deployment, scaling, and management, reduces the complexity of distributed applications. These technologies

accelerate deployment cycles and optimize resource utilization, resulting in more agile and efficient distribution grid automation systems.

Engineering tools provide substantial value in the design and verification of automation systems by automating and verifying engineering processes. Such tools facilitate the design, testing, and implementation of systems, leading to increased efficiency and precision in the integration of smart grids. For instance, an engineering tool was used for the automated generation of grid models, as demonstrated in this project.

The architecture shown below illustrates the interaction of these core aspects in the integration of distribution automation systems. Based on these aspects, engineering processes were defined and modularized, allowing for successful verification and subsequent deployment, demonstrated in a field test with the grid operator Westnetz.



Architecture for the Design and Deployment of Innovative Distribution Grid Automation Systems

Universelles Leistungsmanagement für Niederspannungsnetze (ULN)

Universal Load Management for Low-Voltage Grids

Thomas Schwierz, Dominik Hilbrich, Oleksii Molodchyk, Sebastian Raczka

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-orientated operation of low-voltage grids using the example of a pilot distribution grid.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung mit dem Förderkennzeichen EFRE 0801842

Im Zuge der Energiewende werden insbesondere Niederspannungsnetze durch die volatile Stromeinspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) immer stärker belastet. Im ULN-Projekt wurden dezentrale Energieerzeugungsanlagen und Verbraucher in ein Pilot-Niederspannungsnetz integriert, ohne dessen betriebliche Grenzen zu verletzen. Konventioneller Netzausbau wurde durch den Einsatz eines Leistungsmanagementsystems und der Integration von Steuerungs- und Kommunikationstechnik vermieden. Darüber hinaus wurde durch ein Monitoringsystem der Verteilnetzbetreiber über den Netzzustand des Pilotnetzes informiert.

Das Projekt ist im Jahr März 2023 abgeschlossen worden. Das Leistungsmanagementsystem, welches ein Datenmodell auf Basis des IEC 61850 Standards verwendete, führte eine Weighted-Least-Square State Estimation auf Basis einer optimierten Netzreduktion und einen linearen modellprädiktiven Regelalgorithmus zur Regelung eines Photovoltaik-Wechselrichters, eines Batteriespeichers und eines elektronisch regelbaren Transformators aus. Zusätzlich wurde im Smart Grid Technologies Labor (SGTL) eine Ladesäule in die Regelung aufgenommen.

Im SGTL konnte gezeigt werden, dass mithilfe eines linearen MPC thermische Engpässe sowie Spannungsbandverletzungen präventiv erkannt und behoben werden können. Darüber hinaus wurde das Verhalten des MPC als präventiver Regler mit dem Verhalten eines Optimal Power Flow Algorithmus als kurativer Regelalgorithmus verglichen. Abschließend wurden die Algorithmen auf ihre Fähigkeit, für das Energiesystem Redispatch aus dem Niederspannungsnetz bereitzustellen, verglichen. Die Ergebnisse zeigten, dass Spannungsbandprobleme effektiv, präventiv und kurativ behoben werden können, thermische

Grenzwertverletzungen und Redispatch jedoch durch prädiktive Regeleingriffe bei einem maximalen Vorhersagefehler von 4.5 % deutlich besser behoben bzw. vermieden werden können.

Im Anschluss an die Erprobung der Algorithmen im SGTL ist ein Feldtest beim Projektpartner AVU Netz GmbH durchgeführt worden. Dort wurden auf Basis aufgezeichneter Netzzustands- und Wetterdaten historische Wettertage erstellt, d.h. der Netzzustand in Bezug zu den Kriterien minimale, maximale und Durchschnittstemperatur, Niederschlag, Sonnenstunden und Wochentag bzw. Wochenende gestellt. Auf Basis dieser historischen Daten ist in einem einwöchentlichen Feldtest das Pilotnetz geregelt worden, wobei der zukünftige Netzzustand auf Basis der aufgezeichneten Wettertage prognostiziert wurde. Die Kernkenntnisse des Feldtests sind:

- Eine hinreichend genaue Prognose des zukünftigen Netzzustands ist essentiell für den Erfolg des prädiktiven Engpassmanagements
- Eine zeitliche Auflösung von 15 Minuten ist zu wenig, besser wäre eine minütliche Ausführung der Regelung.
- Für Photovoltaik ist die Information der theoretisch verfügbaren Leistung essentiell; für Elektromobilität die Prognose über die Verfügbarkeit eines Autos.

Darüber hinaus konnte abschließend gemeinsam mit der Regelung ein Monitoringsystem zur Überwachung des Niederspannungsnetzes im Feldtest erprobt werden. Das Konzept der Netzampel wurde verwendet und somit dem Netzbetreiber durchgängig der Zustand des Netzes in der Netzleitstelle angezeigt, so dass bei Bedarf durch ein webbasiertes Portal weitere Informationen gewonnen werden konnten.

FlexONet: Flexible virtuelle Nachbildung von OT-Netzwerken in der Energieversorgung: Virtuelle Laborinfrastruktur zur Verifikation zukünftiger Stationsfunktionen im Verteilnetz

Svenja Joseph, Sebastian Raczka

Im Zuge der Energiewende steigt die Notwendigkeit, Netze, insbesondere der Mittel- und Niederspannungsebene (MS/NS), zu überwachen und zu schützen. Dies bedingt die Entwicklung neuer, auf die aktuelle Veränderung der Netze angepasster Funktionen und deren Validierung auf Labor- und Feldebene. Diese sind zeit- und kostenaufwändig, mitunter hoch-komplex und dennoch eingeschränkt, aufgrund von Restriktionen im Labor- und Realaufbau. Ziel des Projektes FlexONet ist die Entwicklung einer virtuellen Testumgebung zur Abbildung von OT-Netzwerkinfrastruktur (Operational Technology) und IEDs (Intelligent Electronic Devices), um den genannten Nachteilen entgegenzuwirken und vollumfängliche Tests durchführen zu können.

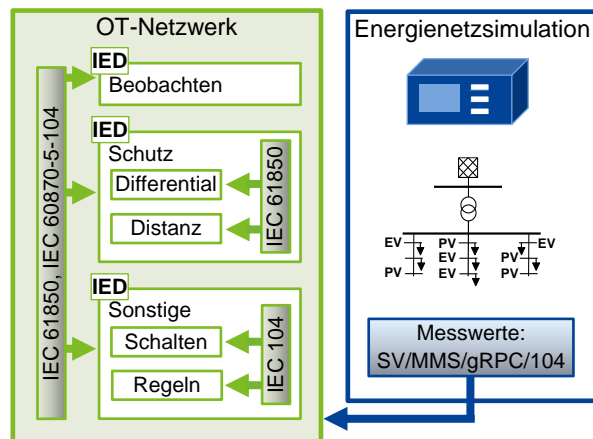
In the course of the energy transition, there is an increasing need to monitor and protect grids, especially at the medium and low-voltage level. This requires the development of new functions adapted to the current changes in the networks and their validation at laboratory and field level, which are time-consuming and costly, sometimes highly complex and yet limited due to restrictions in the laboratory and field setup. The objective of the FlexONet project is to develop a virtual test environment for mapping OT network infrastructure (Operational Technology) and IEDs (Intelligent Electronic Devices) in order to counteract the aforementioned disadvantages and to be able to perform fully comprehensive tests.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz fördert dieses Forschungsvorhaben unter dem Förderkennzeichen 03EI4069B.

Im Rahmen des Projektes wird die Virtualisierung für essenzielle Anwendungsfälle der MS/NS-Netze umgesetzt. Diese beziehen sich auf Ortsnetzstationen, Umspannwerke und Sonderanlagen, wobei letzteres durch ein Pumpspeicherkraftwerk miteinbezogen wird. Für die jeweiligen Anwendungsfälle werden Testszenarien definiert, die eine Validierung der Virtualisierung mit Labor- und/oder Feldumgebungen ermöglichen. Durch den direkten Vergleich der Funktionstests der unterschiedlichen Umgebungen kann die Virtualisierung bezüglich ihrer Qualität beurteilt und Erweiterungs- und Optimierungspotentiale abgeleitet werden.

Für die Umsetzung des Projektes wurde ein Konsortium, bestehend aus dem Fraunhofer IOSB-AST, der Hochschule Bielefeld ITES, H&S der Beindick Gruppe, Sprecher Automation, Stadtwerke Bielefeld und dem ie³ der TU Dortmund gebildet. Die Partner führen zu Beginn des Projektes eine Anforderungsanalyse bezüglich des Vorgehensmodells, der Datengrundlagen und Beschreibungsformen, der Simulationsumgebungen und Übertragungsprotokolle, der Zielplattform sowie der Anwendungsfälle durch. Dies bildet die Grundlage für die Beschreibung der Anwendungsfälle als auch für die Ertüchtigung der Systeme und die Umsetzung in der Virtualisierung, der Labor- und Feldumgebung.

Die Projektpartner seitens des ie³ erweitern die Laborinfrastruktur mittels eines Servers, der zur Abbildung virtualisierter IEDs (vIEDs) als auch zur Entwicklung von virtualisierten Stationsfunktionen dient. Mittels generierter Daten aus Echtzeitsimulationen, die über verschiedene Kommunikationsprotokolle wie IEC 61850 MMS/SV/Goose übertragen werden, können die vIEDs und Funktionen, wie Schutzalgorithmen, getestet und somit zu Vergleichszwecken bezüglich Labor- und Feldtests herangezogen werden. Dies ermöglicht die Validierung der virtuellen Umgebung für Entwicklungs- und Testzwecke. Abschließend kann die Qualität der virtuellen Umgebung ermittelt und Optimierungspotentiale abgeleitet werden.



Virtualisierung mit Echtzeitsimulationen

Performanz in Smart Meter Gateway Anwendungen (PISA)

Performance in Smart Meter Gateway Applications

Thomas Schwierz, Alexander Engelmann

Eine erfolgreiche Energie- und Wärmewende bedingt eine Digitalisierung der Verteilnetze. Eine Schlüsseltechnologie zur Digitalisierung der Verteilnetze sind sogenannte intelligente Messsysteme (iMSys). iMSys ermöglichen den Verteilnetzbetreibern ein effektives Monitoring ihrer Verteilnetze und den Kunden Transparenz über ihren Energiebedarf. In diesem Forschungsprojekt werden die bereits existierenden iMSys für Anforderungen von Anlagen im Bereich der registrierenden Leistungsmessung (RLM) erweitert und die Durchführung von Systemdienstleistungen mit Hilfe des iMSys (RLM) geprüft.

A successful energy transition requires the digitization of distribution grids. A key technology for the digitization of distribution grids is the so-called intelligent metering system (iMSys). iMSys enable distribution grid operators to monitor their distribution grids effectively and provide customers with transparency about their energy demand. In this research project, the already existing iMSys will be extended to meet the requirements of systems in the field of recording power measurement (RLM) and the successful implementation of system services using the iMSys (RLM) will be tested.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Ministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Im Rahmen der Energiewende ist die Integration einer großen Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen, Wärmepumpen und Ladesäulen in die Verteilnetze notwendig. Um den notwendigen Ausbau der Verteilnetze in diesem Kontext zu beschränken, sollen digitale Technologien zur Überwachung und Regelung der Verteilnetze Abhilfe schaffen.

Im Forschungsprojekt PISA werden intelligente Messsysteme (iMSys) für die Kundengruppe mit einem Jahresverbrauch > 100.000 kWh und Anlagen mit einer Erzeugungsleistung > 100 kW weiterentwickelt. Zur Erschließung dieser Kundengruppe ist eine erhöhte Performanz des iMSys gefordert. Darüber hinaus bestehen höhere Anforderungen an IT-Sicherheit und Datenschutz. Im Konkreten bedeutet dies die Erfassung von Extremwerten für Leistungen, eine Anbindung an das 450 MHz LTE-Netz und der hochfrequenten Bereitstellung von Messwerten. Einige Anwendungsfälle für das iMSys(RLM) sind in Abbildung 1 dargestellt.

Im Zuge des Projektes werden die Anforderungen des RLM-Bereichs durch das ie³ spezifiziert und die entwickelten iMSys(RLM) in den Laboren des ie³ erprobt. Initial werden die Geräte auf die Einhaltung der technischen Anforderungen des RLM-Bereichs getestet und die Eignung der Geräte für die genannten Einbausituationen bestätigt. Anschließend wird das iMSys (RLM) in verschiedenen Energieanwendungsfällen wie z.B. der Steuerung von Verbrauchseinrichtungen, dem Energiemanagement, der Sekundär- und Tertiärregelleistung, Redispatch 2.0 sowie der Direktvermarktung eingesetzt. Für diese Anwendungsfälle wird die Kommunikationsstrecke vom Netz- und Messstellenbetreiber hin zu den Anlagen nachgebildet und Algorithmen zur Abbildung der soeben beschriebenen Funktionen implementiert. Durch das beschriebene Projekt wird am ie³ ein Kompetenzgewinn zur Digitalisierung von Niederspannungsnetzen und eine Erweiterung der Testmöglichkeiten der Labore des ie³ angestrebt.

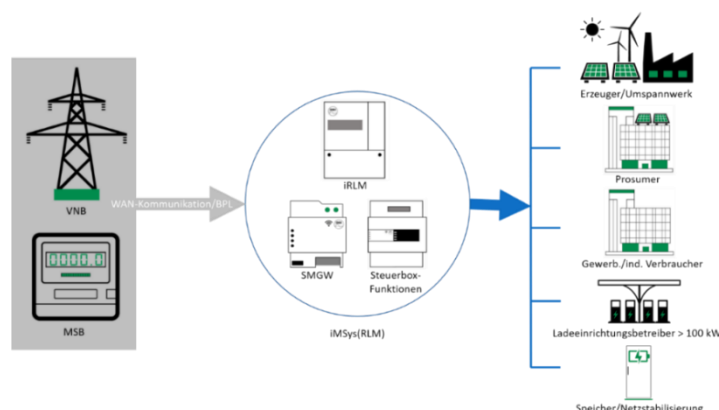


Abbildung 1: Das iMSys(RLM) als Schnittstelle zu Kunden und Anlagen

Engineering-Werkzeuge für den Entwurf und die Erprobung von standardisierten Automatisierungssystemen für Verteilnetze

Sebastian Raczka

Die Beschleunigung von Automatisierungssystemen spielt eine entscheidende Rolle bei der Erreichung der Klimaziele und der Energiewende in Deutschland. Durch die Automatisierung von Verteilnetzen können erneuerbare Energien effizienter integriert, gesteuert und optimiert werden. Damit sich derartige Systeme flächendeckend etablieren können, müssen einheitlich und standardisierte Prozesse definiert werden. Diese Prozesse wiederum können mithilfe von Engineeringwerkzeugen unterstützt werden, um einen hohen Effizienz- und Standardisierungsgrad bei der Integration von Automatisierungssystemen zu erreichen.

The acceleration of automation systems plays a crucial role in achieving climate goals and the energy transition in Germany. Through the automation of distribution grids, renewable energies can be integrated, controlled, and optimized more efficiently. For such systems, uniformly and standardized processes need to be defined. These processes can be supported by engineering tools to realize a high level of efficiency and accuracy in the integration of automation systems.

Zur Beschleunigung der Energiewende und Erreichung der Klimaziele können Automatisierungssysteme für Verteilnetze eine tragende Rolle spielen. Um jedoch auch bei der Integration solcher Systeme eine Beschleunigung zu erreichen, müssen einheitliche Prozesse zur Ausgestaltung und Erprobung definiert werden. Diese Prozesse können durch Engineering-Werkzeuge wie Datenkonverter, Modellgeneratoren oder Test- und Simulationsframeworks unterstützt werden.

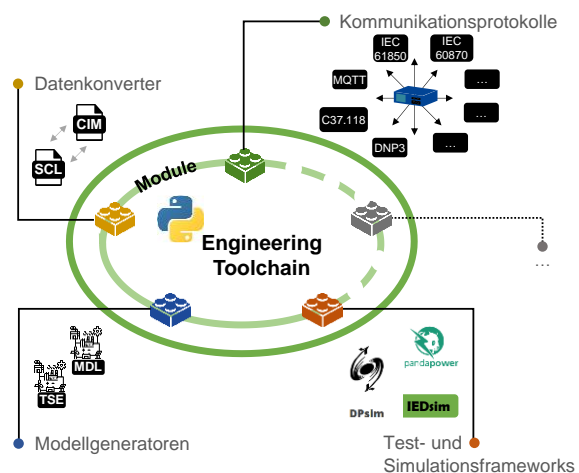
Der Dreh- und Angelpunkt einer Engineering Toolchain ist die Definition einer zentralen Datendrehscheibe, in der ein Energiesystem mit all seinen physischen Komponenten abgebildet werden kann. In der Forschungsgruppe wurde eine Engineering Toolchain geschaffen, die als Gateway für modulare Engineering-Werkzeuge dient. Innerhalb dieser Toolchain wurden bereits erste Module zur Konvertierung und Generierung von Daten- sowie Netzmodellen angebunden. Durch das Datenkonverter-Modul ist beispielsweise eine Konvertierung zwischen IEC 61850 SCL (Substation Configuration Description Language) und IEC 61970-301 CIM (Common Information Model) möglich, wodurch die Interoperabilität zwischen verschiedenen Systemen, Anwendungen oder Plattformen sichergestellt wird.

Auf Basis von standardisierten Datenmodellen können im *Modul Modellgenerator* Modelle (bspw. MDL oder TSE) für Echtzeitsimulatoren wie dem OPAL RTS oder dem Typhoon HIL automatisiert generiert werden. Die Generatoren werden eingesetzt, um die Konsistenz und Genauigkeit der erstellten Artefakte sicherzustellen und gleichzeitig den Prozess der Validierung von Funktionen für

Verteilnetzautomatisierungssysteme zu beschleunigen.

Für die prototypische Implementierung und Prüfung von Smart-Grid-Funktionen wurden im *Modul Test- und Simulationsframeworks* Open-Source-Software sowie eigenentwickelte Simulationsumgebungen integriert. Dadurch können Prüfungen unter Hinzunahme von dynamischen Simulationen mit DPsim oder statische Simulationen wie beispielsweise mit pandapower oder IEDsim durchführen.

Zur Erprobung und Prüfung gekapselter Applikationen im Laborumfeld mit Echtzeitsimulatoren oder weiteren verteilten Systemen wurde das *Modul Kommunikationsprotokolle* implementiert. Mit diesem Modul werden die verbreitetsten Protokolle, die in der Energietechnik eingesetzt werden, unterstützt.



Modularisierte Engineering-Werkzeuge für den Entwurf und die Erprobung von Verteilnetzautomatisierungssystemen

ie3: Pionierarbeit in der Integration erneuerbarer Energien

Innovating Energy Efficiency: Pioneering Renewable Energy Integration: ie3's Innovative Research

Felix Goeke

In einer Welt, in der nachhaltige Energiesysteme von höchster Bedeutung sind, hat sich das ie3 bereits mit einer Vielzahl anerkannter Projekte und Publikation im Bereich der Energiesystemforschung etabliert. Mit der wachsenden Bedeutung von Regelungsalgorithmen für Wechselrichter bietet dieser Artikel einen tiefen Einblick in unsere fortlaufenden Entwicklungen und Projekte für die Weiterentwicklung dieses entscheidenden Aspekts unserer Forschung.

In a world where sustainable energy solutions are paramount, ie3 stands as a pioneering leader in energy systems research. With a growing emphasis on inverter control, this article offers a deep dive into our ongoing journey, highlighting our commitment to advancing this critical aspect of the energy systems research.

Renewable energy is increasingly crucial for sustainability and the ie3 is leading groundbreaking research in this field. One of its many topics, that has gained a lot of momentum recently is the design and implementation of inverter control algorithms to stabilize the grid and provide vital ancillary services. This article delves into ie3's journey regarding this field of research, commencing with the HYBKomp project and extending to their latest venture, HYBKomp2.

The HYBKomp Project (2018-2022):

ie3 embarked on the design of innovative algorithms for an extended integration of renewable energy resources with the HYBKomp project, concluding in 2022. The partners focussed on developing control algorithms for a hybrid storage device, offering ancillary services to a medium voltage grid. The grid-connected inverter offered services like voltage control, balancing of asymmetric currents, selective compensation of harmonic currents and frequency support. Connected to the DC-bus were storage devices with different physical capabilities, i.e. a RedOx-Flow-Battery for long term storage, as well as a Flywheel for (super-)short-term storage.

Practical Testing in Stadtwerk Haßfurt:

The culmination of the HYBKomp project involved practical testing within the medium voltage grid of Stadtwerk Haßfurt, a pivotal milestone. This real-world application provided valuable insights and encouraged the research-team at ie3 to work towards their next venture - HYBKomp2.

HYBKomp2 Project (Starting Jan 2024):

Commencing in January 2024, HYBKomp2 focuses on grid-forming control algorithms. With this

project the ie3 follows several goals. The first one is to develop a grid-forming algorithm for a practical application in a full-scale Multi-MW demonstrator in the grid of Stadtwerke Wunsiedel (SWW). This grid-forming inverter shall connect renewable energy sources, loads and storages from the DC-bus to the medium voltage grid of SWW. The implementation of grid-forming inverters has been proven to improve the grid's strength, to counter some of the disadvantages of reducing synchronous generation. Furthermore the ie3 will develop innovative algorithms for deploying ancillary services with grid-forming inverters. In the course of the project, these will be implemented on the full-scale inverter in a real grid.

Leveraging Insights from HYBKomp:

Building upon the foundation established by the knowledge gained from the HYBKomp project, HYBKomp2's second goal for IE3 is to optimize control algorithms for the hybrid storage system connected to the inverter's DC-side. Similar to HYBKomp, this storage system incorporates different types of physical storage devices, but in a much bigger scale. Planned components are a 1MW Lithium-battery storage, a 2MW Electrolyzer, a fuel-cell and a super-capacitor. The different physical characteristics of these storage device offer a high potential for optimization, as well as a challenge for the overall control-system. The work in this project aims not only to ensure stability on the DC-side but also to enhance the overall utilization of resources. By incorporating economic optimization strategies, such as smart load management and efficient energy storage integration, the project envisions a comprehensive approach to grid-friendly renewable resource integration.

The innovative demonstration at the pilot plant will showcase these strategies, emphasizing how renewable resources can contribute to grid stabilization while achieving economic optimization across all connected components.

A Promising Partnership:

HYBKomp2 involves a collaboration with our neighbouring institute at the TU Dortmund: the Institute of Energy Transformation (EWA) to design a SiC-Mosfet based MMC grid-forming inverter. Contemporary inverter configurations for integrating renewables into the grid necessitate transformers for reaching higher voltage levels. However, the heightened dielectric strength of SiC-Mosfets opens up the possibility of creating a transformerless medium-voltage inverter through the stacking of multiple modules, potentially making it cost-effective for industrial adoption. Additionally, the increased switching frequencies achievable with SiC-Mosfets empower this inverter to provide active filtering services to mitigate also higher-order harmonics, addressing the challenges posed by prevailing inverter technologies. While EWA concentrates on the inverter's topology design and implementation, the ie3 is dedicated to developing the grid-forming control algorithms essential for its operation.

Towards the Next Generation of inverters:

This research project will conduct a rigorous assessment of the economic viability of the described innovative inverter. Expectations are high that an optimized, modular design could significantly reduce costs and resource consumption when integrating further renewable sources into the grid – especially considering that there is no need for additional transformers. The SiC-Mosfet MMC grid-forming inverter stands as a pivotal advancement, potentially reshaping the industry by enabling a direct connection of renewable energy sources to the grid.

Full-Scale Medium Voltage Testbed

As an integral component of the "HYBKomp2" project, we are excited to announce the establishment of an advanced medium-voltage testbed within our laboratory. This dedicated testbed will be strategically designed to play a crucial role in evaluating the performance of the SiC-Mosfet MMC inverter. For initial testing an existing low-voltage laboratory platform is used. This platform called "FuP-Rotate" allows us to assess inverter

control algorithms across a wide spectrum of grid scenarios. These scenarios encompass a wide range, spanning from robust to sensitive (low inertia) grids, with and without the presence of other power electronic devices. Multiple grid topologies are possible, as well as the connection of synchronous generators, PV-inverters or loads. Upon successfully navigating this critical phase, our inverter undergoes a series of iterative tests, progressively increasing the number of modules connected in series. While the initial test is performed at low voltage (400V), the following steps gradually increase from 1kV to 6.6kV and 10kV culminating at the targeted 20kV voltage level. The different voltage levels are provided by an adjustable transformer, which is connected to the 10kV grid on the primary side. Our medium-voltage test facility serves as a versatile and comprehensive environment for conducting the necessary assessments, ensuring the robustness before deploying the SiC-Mosfet inverter in a final field test.

Bridging the Gap: Hypersys - Linking Research and Industry:

The fundamental concept behind Hypersys is to act as a vital link between research and practical industry applications, effectively bringing the most recent research insights directly into real-world applications. This visionary initiative was established in collaboration with project partners from the HYBKomp project and other stakeholders.



Hypersys specializes in engineering solutions that seamlessly integrate renewable energy sources, storage systems, or loads into the grid, benefitting not only the grid operator but also the customer, contributing to the harmonious coexistence of innovative energy solutions and the evolving energy landscape. In conclusion, ie3's innovative work in control algorithms, grid-forming inverters, and the establishment of Hypersys underscores their commitment to shaping the future of energy efficiency, grid stability, and renewable energy integration. By proactively addressing the challenges and opportunities of the energy sector, we are actively driving positive change for our environment and society, bringing us one step closer to a sustainable and responsible energy future.

4.5 Optimization and Control

Die Arbeitsgruppe erforscht optimierungsbasierte und daten-getriebene Regelungs- und Automationsverfahren für den energieeffizienten Betrieb cyber-physikalischer Systeme. Die Gruppe hat mit Oleksii Molodchuk einen neuen motivierten Mitarbeiter gewonnen. Das zurückliegende Jahr war dabei von reger Publikations-, Vortrags- und Antragstätigkeit geprägt. So wurden 8 Beiträge in begutachteten Fachjournals und 9 peer-reviewed Konferenzbeiträge veröffentlicht. Zudem wurden neue Erkenntnisse auf dem 23th IFAC World Congress, auf der European Control Conference, auf der SIAM Conference on Computational Science and Engineering und auf der 61st IEEE Conference on Decision and Control vorgestellt.

Aktuelle Forschungsergebnisse wurden im Rahmen eingeladener Vorträge unter anderem an der TU Chemnitz, der Leibniz Universität Hannover, der Rijksuniversiteit Groningen und als Keynote auf der 6th Colombian Conference on Automatic Control vorgestellt. Zusätzliche Highlights waren der Vortrag zu Nachhaltigkeit, Energieeffizienz und Kybernetik in der Reihe TU Dortmund im Gespräch und der Workshop zu Data-Driven Predictive Control: Whence and Whither? auf dem 23. IFAC World Congress in Yokohama.

Die starke internationale Vernetzung der Arbeitsgruppe zeigt sich auch durch den Gegenbesuch bei Prof. Alejandro Garcés an der Universidad de Pereira (Kolumbien), welcher das Institut von Februar bis Juni 2022 als Stipendiat der Alexander-von-Humboldt-Stiftung besuchte und durch den Besuch von Dr.-Ing. Alexander Engelmann an der Universität MINES Paris.

Zudem wurden die virtuelle Seminarreihe des Technical Committees on Optimal Control (TC 2.4) der International Federation of Automatic Control (IFAC) zusammen mit Partnern vom Imperial College London organisiert und eine Sitzung des Fachausschusses Dynamik und Regelungstheorie der Gesellschaft für angewandte Mathematik und Mechanik (GAMM e.V.) in Dortmund ausgerichtet.

Im Bereich der verteilten, nichtkonvexen Optimierung wurden im vergangenen Jahr die Forschungsaktivitäten ausgebaut. Unter anderem wurde eine Kooperation mit der University of Wisconsin Madison und der Universität MINES Paris im Bereich der Entwicklung neuer, primaler

Dekompositionsverfahren vertieft. Des Weiteren wurde ein neues Forschungsfeld im Bereich der mathematischen Abstraktion von sogenannten Aggregationsverfahren im Kontext von Energiesystemen erschlossen. Hierbei lag der Fokus darauf, existierende Methoden dahingehend zu erweitern, dass ein sicherer Systembetrieb garantiert werden kann. Diese Arbeiten wurden unter anderem zur Publikation auf der Power Systems Computation Conference (PSCC) eingereicht.

Die bisherigen Arbeiten zu verteilten modellprädiktiven Regelungen wurden erfolgreich fortgesetzt. So wurden experimentelle Ergebnisse zu der Formationsregelung mithilfe von in der Arbeitsgruppe entwickelten Verfahren veröffentlicht. Darauf aufbauend wurde in diesem Jahr ein verteilter Echtzeit-iterations-Ansatz mit Stabilitäts Garantien für nichtlineare gekoppelte Systeme entwickelt.

Im Jahr 2023 hat die Arbeitsgruppe zudem einen wesentlichen Beitrag auf dem Gebiet der datengetriebenen Regelung geleistet. Insbesondere haben wir das sogenannte Fundamentallema von Jan C. Willems, welches es erlaubt die Trajektorien linearer steuerbarer Systeme durch Ein-Ausgangsdaten zu beschreiben, auf stochastische lineare Systeme erweitert. Diese Erweiterung dient als Basis für aktuelle Arbeiten zu Entwicklung datengetriebener stochastischer Verfahren. Konkret entwickelten wir ein datengetriebenes stochastisches prädiktives Regelungsverfahren, das auf dem fundamentalen Lemma basiert, und wir erprobten eine numerisch effiziente Reformulierung. Zudem untersuchen wir die Stabilitätseigenschaften des vorgeschlagenen prädiktiven Regelungssystems. Diese Arbeiten werden in einem DFG-geförderten Projekt zu Dissipativitätseigenschaften stochastischer Systeme vertieft.

Weitergeführt wurde zudem die ausgesprochen produktive Kooperation mit Prof. Dr. Bernhard Maschke (Lyon) und der Arbeitsgruppe von Prof. Dr. Karl Worthmann (TU Ilmenau) zur optimierungsbasierten Regelung und der optimalen Steuerung port-Hamiltonscher Systeme. Auch diese Arbeiten werden in einem erfolgreich eingeworbenen DFG Projekt vertieft werden.

Im Projekt Redispatch 3.0, welches durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klima gefördert wird, befasst sich die Arbeitsgruppe mit der

Entwicklung von optimierungsbasierten Ansätzen für verschiedene Spannungsebenen übergreifendes Engpassmanagement, wobei Flexibilitätspotenziale von steuerbaren Ressourcen mit einer Spitzenleistung kleiner als 100 kW im Verteilnetz genutzt werden sollen. In der Betriebsplanung sollen unter Berücksichtigung von Wettervorhersagen und Lastenprognosen Sollwerte von Erzeugern und Verbrauchern angepasst um erwartete Engpässe im proaktiv aufzulösen.

Neben Energiesystemen befasst sich die Arbeitsgruppe auch Fragen der Energieeffizienz und der Verschränkung von Automation und Kommunikation in 5G und 6G Kommunikationsnetzen. Im Rahmen des Drittmittelprojekts 5hine erarbeitet die Gruppe 5G Lösungen für effiziente solarthermische Kraftwerke. Die Gruppe fokussiert sich in diesem Projekt maßgeblich auf die ressourceneffiziente Verschränkung von Automation und Kommunikation. Diese Verschränkung beinhaltet sowohl die Entwicklung prädiktionsfähiger dynamischer Modelle des Kommunikationsbedarfes, als auch den Entwurf datengetriebener Verfahren zur Ressourcenoptimierung von 5G Kommunikation.

Durch die intelligente Planung der Netzressourcen wird ein zuverlässiger Betrieb des Kraftwerks, auch für hoch-skalierte Heliostatfelder, gewährleistet. Erste Simulationsergebnisse wurden dazu in einem Konferenzbeitrag auf der 29th Solar-PACES Conference veröffentlicht. Neben dem

Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. als Konsortialführer kooperiert die Gruppe innerhalb des Projekts mit spannenden Unternehmen und Forschungseinrichtungen aus NRW, die sowohl über umfangreiches Prozess- wie auch die erforderliche 5G-Expertise verfügen.

In dem vom BMBF geförderten Drittmittelprojekt 6GEM beschäftigt sich die Gruppe mit der Modellierung und Optimierung zukünftiger Mobilfunknetze mit Hilfe datengetriebener Methoden. Dabei wurde ein datenbasiertes Energiemodell für Software Defined Radios erstellt. Dieses soll im zweiten Projektteil für die Minimierung des Energieverbrauches unter Quality of Service Nebenbedingungen genutzt werden. Dabei werden neben dem Mobilfunknetz selbst auch Potenziale zur Energieeinsparung durch die Verknüpfung von Kommunikation und Automation betrachtet. Dazu werden ereignisbasierte Regler genutzt um im Testfeld eine Reduktion des Kommunikationsaufwands bei gleichbleibender Regelgüte zu erreichen. Auf dem Gebiet des maschinellen Lernens wird außerdem das Training neuronaler Netze aus der Perspektive der optimalen Steuerung untersucht.

Redispatch 3.0 - Demonstrationsprojekt

Redispatch 3.0 - Demonstration Project

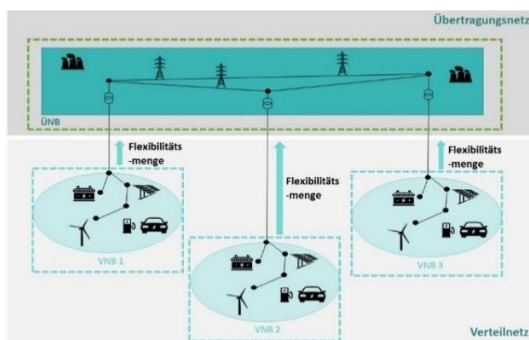
Maísa Beraldo Bandeira, Alexander Engelmann, Daniel Feismann,

Das Forschungs-Leitprojekt Redispatch 3.0 untersucht die Potentiale der zunehmenden Verbreitung von Photovoltaik, Wärmepumpen und Elektromobilität im Kontext des Engpassmanagements. Im Projekt wurde SIMONA um Funktionalitäten des Energiemanagements weiterentwickelt. Des Weiteren wurde ein aggregationsbasierter, hierarchischer Optimierungsansatz entwickelt, um Kleinstflexibilitäten für das Engpassmanagement nutzbar zu machen.

The Redispatch 3.0 research project investigates the potentials of the increasing spread of photovoltaics, heat pumps and electric mobility in the context of congestion management. Within the project, energy management functionalities have been included into SIMONA and a heuristic method was developed to efficiently take batteries into account in the process by means of aggregation.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages (Förderkennzeichen 03EI4043A - 03EI4043K). Ergebnisse des Projektes wurden gemeinschaftlich mit den Projektpartnern erzielt

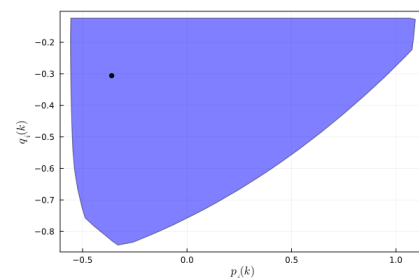
Steuerbare Ressourcen wie Photovoltaik, Wärmepumpen und Elektromobilität können Flexibilität in ihrem Betriebsverhalten anbieten. Ein Ziel dieses Projektes ist, diese Flexibilitäten auch für das Engpassmanagement in den oberen Spannungsebenen nutzbar zu machen. Dazu wurde das Simulationsframework SIMONA um einen Energiemanagementagenten zur Simulation des Flexibilitätsverhaltens erweitert. Des Weiteren wurde ein hierarchischer Ansatz entwickelt, um Kleinstflexibilitäten für das Engpassmanagement nutzbar zu machen.



Hierzu werden zunächst Flexibilitätsmengen in allen unterlagerten Verteilnetzen berechnet, welche die möglichen Leistungstransfers am Verknüpfungspunkt zum Übertragungsnetz beschreiben (Aggregation). Dies erfolgt mittels Optimierungsverfahren unter Berücksichtigung von Engpässen im Verteilnetz.

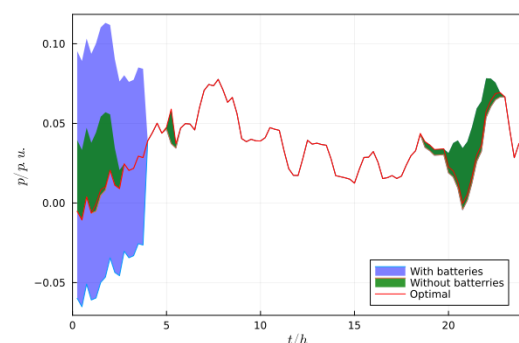
Anschließend werden die Flexibilitätsmengen im überlagerten Netz in einer Optimierung zur optimalen Lösung des Engpasses verwendet. Im letz-

ten Schritt wird ein Optimierungsproblem im unterlagerten Netz gelöst, um Sollwert für alle steuerbaren Ressourcen zu finden (Disaggregation). Dabei ist der zuvor vom überlagerten Netz berechnete optimale Leistungswert am Verknüpfungspunkt als Randbedingung vorgegeben.



Flexibilitätsumenge für einen Zeitschritt

Darüber hinaus wurde eine heuristische Methode entwickelt, um Batterien im Engpassmanagement-Prozesses mittels Aggregation effizient zu berücksichtigen. Dadurch vergrößert sich die Flexibilitätsumenge deutlich und verbessert damit den Handlungsspielraum in Engpasssituationen.



Flexibilitätsumenge für mehrere Zeitschritte

5. Veröffentlichungen und Vorträge

5.1 Publikationen

Pan, G.; Faulwasser, T.: „NMPC in active subspaces: Dimensionality reduction with recursive feasibility guarantees“, *Automatica*, vol. 147, pp 110708, Januar 2023

Stomberg, G.; Engelmann, A.; Faulwasser, T.: „Decentralized non-convex optimization via bi-level SQP and ADMM“, *Proceedings of the 61st IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, Januar 2023

Xu, D.; Engelmann, A.; Faulwasser, T.; Houska, B.: „Online power system parameter estimation and optimal operation“, *Proceedings of the 61st IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, pp. 5692-5697, Januar 2023

Stomberg, G.; Engelmann, A.; Faulwasser, T.: „Decentralized non-convex optimization via bi-level SQP and ADMM“, *2022 IEEE 61st Conference on Decision and Control (CDC)*, Januar 2023

Zometa, J. P.; Faulwasser T.: „Quantized deep path-following control on a microcontroller“, *2023 European Control Conference (ECC)*, Januar 2023

Kröger, D.; Peper, J.; Rehtanz, C.: „Electricity market modeling considering a high penetration of flexible heating systems and electric vehicles“, *Applied Energy*, Volume 331, Februar 2023

Klaes, M.; Zwartscholten, J.; Narayan, A.; Lehnhoff, S.; Rehtanz, C.: „Impact of ICT Latency, Data Loss and Data Corruption on Active Distribution Network Control“, *IEEE Access*, Vol. 11, pp. 14693-14701, Februar 2023

J. Gabrielski; A. Egorov; U. Häger; G. Migliavacca: „Generation of Coherent Pan-European Scenario Data for Grid Expansion Studies“, *Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*, Februar 2023

Kraft, O.; Jahn, R.; Klaes, M.; Schmeing J.; Häger, U.: „Consideration of power system restrictions in a double auction peer-to-peer market“, *2022 IEEE PES 14th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, März 2023

Lin, G.; Liu, J.; Rehtanz, C.; Li, Y.; Wang, P., Zuo, W.: „A Comprehensive Stability Assessment System for EV DC Charging Station Based on Multi-

timescale Impedance Model“, *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, März 2023

Zhao, Y.; Li, Y.; Cao, Y.; Jiang, L.; Wan, J.; Rehtanz, C.: „An RNN with Small Sequence Trained by Multi-level Optimization for SOC Estimation in Li-ion Battery Applications“, *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, April 2023

Faulwasser, T.; Ou, R.; Pan, G.; Schmitz, P.; Worthmann, K.: „Behavioral theory for stochastic Systems? A data driven journey from Willems to Wiener and back again“, *Annual Reviews in Control* 55 (2023), pp. 92–117, April 2023

Camlibel, K.; Guay, M.; Tarbouriech, S.; Baldi, S.; Faulwasser, T.; Ferrante F.; Rapisarda, P.; Van Waarde, H. J.; Zeilinger, M. N.: „Guest Editorial Introduction to the IEEE Control Systems -Letters Special Section on Data-Driven Analysis and Control“, *IEEE Control Systems Letters* 7 (2023), pp. 1596-1597, Mai 2023

Liao, C.; Li, Y.; Ma, J.; Zhou, N.; Yu, H.; Cao, Y.; Rehtanz, C.: „A Resilience Evaluation Method Considering Power Source Ability and Network Topology of Power Systems“, *IEEE Systems Journal*, Vol. 17, Issue 3, pp. 3527 – 3538, Mai 2023

Claus, J.; Schwierz, T.; Kosch, M.; Wagner, C.: „A General Load Management System for the Low Voltage Grid - Monitoring and Control“, *ETG Kongress, Kassel*, May 2023, Mai 2023

Raczka, S.; Puhe, F.; Krueger, C.; Arph, J.; Rehtanz, C.: „Automated integration process of future automation and monitoring systems in distribution grids“, *ETG Kongress, Kassel*, Mai 2023, Mai 2023

Ravisankar, B.; Syed, K.; Wiederkehr, P.; Rehtanz, C.: „Analysing energy consumption of selective laser melting process steps based on non-intrusive electrical measurement clusters“, *Procedia CIRP*, 118, pp.747-752, Juni 2023

Claus, J.; Schulz, G.; Kosch, M.; Schwierz, T.; Rehtanz, C.: „Monitoring and Rating of the Low Voltage Grid Utilization“, *CIREC Conference, Rome*, June 2023, Juni 2023

Stomberg, G.; Ebel, H.; Faulwasser, T.; Eberhard, P.: „Cooperative distributed MPC via decentral-

ized real time optimization: Implementation results for robot formations“, *Control Engineering Practice* 138 (2023) p.105579, Juni 2023

Lin, G.; Rehtanz, C.; Wang, S.; Zhang, Z.; Wang, P.: „Review on the key technologies of power grid cyber-physical systems simulation“, *IET Cyber-Phys. Syst., Theory Appl.* 1–16, Juni 2023

Pan, G.; Faulwasser, T.: „Distributionally robust uncertainty quantification via data-driven stochastic optimal control“, *IEEE Control System Letters* 7 (2023), pp.3036-3041, Juni 2023

Balouchi, R.; Häger, U.; Wellßow, W.: „Pseudo-Worst-Case Forecast with Neural Networks in Low Voltage Grids“, *IEEE PowerTech*, Juni 2023

Pan, G.; Faulwasser, T.: „Distributionally robust uncertainty quantification via data-driven stochastic optimal control“, *IEEE Control Systems Letters*, vol. 7, pp. 3036-3041, jointly in 2023 IEEE 62nd Conference on Decision and Control (CDC), Juni 2023

Jan, D.P.; Schmeing, J.; Häger, U.: „Spatio-temporal electric vehicle charging optimization considering distribution grid constraints and flexible electricity prices“, 2023 19th International Conference on the European Energy Market (EEM), Juli 2023

Pan, G.; Ou, R.; Faulwasser, T.: „Towards data-driven stochastic predictive control“, *International Journal of Robust and Nonlinear Control* (2023), August 2023

Kumar Sathyanarayanan, K.; Pan, G.; Faulwasser T.: „Towards data-driven predictive control using wavelets“, Prof. of IFAC World Congress 2023, August 2023

Stomberg, G.; Ebel, H.; Faulwasser, T.; Eberhard, P.: „Cooperative distributed MPC via decentralized real-time optimization: Implementation results for robot formations“, *Control Engineering Practice*, vol. 138, pp. 105579, September 2023

Golembiewski, J.; Schmidt, M.; Terschluse, B.; Jaitner, T.; Liebig, T.; Faulwasser, T.: „The Dynamics of a Bicycle on a Pump Track – First Results on Modeling and Optimal Control“, at - Automatisierungstechnik; Special Issue: Optimalsteuerung (02/2024); accepted, September 2023

Schwarzbözl, P.; Miadowicz, I.; Quinto, D.M.; Golembiewski, J.; Jörke, P.; Faulwasser, T.; Wietfeld, C.: „5G as Communication Platform for Solar Tower Plants“, 2023 29th SolarPACES conference 2023, Oktober 2023

Pütttschneider, J.; Overbeck, D.; Wietfeld, C.; Faulwasser, T.: „Delay-Critical Control via Network Slicing - Experiments & Benchmarks“, Poster at 4th 6 GEM General Assembly, November 2023

Feismann, D.; Peter, S.; Oberließen, T.; Rehtanz, C.: „Integration von Energiemanagementsystemen in eine agentenbasierte Energiesystemsimulationsumgebung“, *ETG-CIRED-Workshop 2023 (D-A-CH)*, November 2023

Golembiewski, J.; Schmidt, M.; Terschluse, B.; Liebig, T.; Jaitner, T.; Faulwasser, T.: „The dynamics of a bicycle on a pump track – First results on modelling and optimal control“, at-Automatisierungstechnik (2023)., November 2023

Krügel, L.; Faulwasser T.; Grüne, L.: „Local turnpike properties in finite horizon optimal control“, Accepted for 62nd IEEE Conference on Decision and Control (CDC), Dezember 2023

Schießl, J.; Ou, R.; Faulwasser, T.; Baumann, M.; Grüne, L.: „Pathwise turnpike and dissipativity results for discrete-time stochastic linear-quadratic optimal control problems“, Accepted for 62nd IEEE Conference on Decision and Control (CDC), Dezember 2023

Gabrielski, J.; Häger, U.: „A Markov Chain Model for Imputation of Electricity Consumption Time Series“, *UPEC 2023*, in press

5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik

Dr.-Ing. F. Erlemeyer: „Wechselwirkungen einer multifunktionalen Flexibilitätsbewirtschaftung mit der Betriebsplanung proaktiver Netze“, TU Dortmund, 27.04.2023

Dr.-Ing. M. W. Asmah: „Grid Integration of Variable Renewable Energies in Ghana: Assessment

of the Impact on System Stability“, TU Dortmund, 12.06.2023

Dr.-Ing. B. Bauernschmitt: „Modulare Smart-Grid-Automatisierungsarchitektur mit integriertem Konfigurationsprozess auf Basis der IEC 61850-6“, TU Dortmund, 12.10.2023

Dr.-Ing. D. Sarajlić: „Modellierung und Klassifizierung von elektrischen Energiesystemen zum Benchmarking von statischen Netzanalysen“, TU Dortmund, 30.10.2023

Dr.-Ing. J. D. Peper: „Sektorenübergreifende Energiesystemanalyse unter Berücksichtigung

der Flexibilität batterieelektrischer Fahrzeuge“, TU Dortmund, 14.12.2023

Dr.-Ing. F. Puhe: „Verfahren zur adaptiven Identifikation von Mittelspannungsteilnetzen durch den Einsatz des maschinellen Lernens“, TU Dortmund, 20.12.2023

5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts

Doktoranden-Seminar des ie³

Prof. Valerie Karplus, Carnegie Mellon University, Pittsburgh: “Decarbonizing iron and steelmaking: Ongoing research at Carnegie Mellon University”, 16.01.2023

Dr.-Ing. Florian Straub, TU Berlin, Arbeitsgebiet Methoden der Produktentwicklung und Mechatronik: “Modeling and Simulation of a fully Electrified Urban Private Transport - a Future Scenario for Berlin“, 03.02.2023

M. Sc. Sebastian Raczka, Institut ie³, TU Dortmund: “CIM CGMES and the generation of typhoon RTS grid models”, 31.03.2023

M. Sc. Bharathwajanprabu Ravisankar, Institut ie³, TU Dortmund: “Kubernetes based machine learning - a simplified test case”, 14.04.2023

M. Sc. Razieh Balouchi Anaraki, Institut ie³, TU Dortmund: “Pseudo-worst-case forecast with neural networks in low voltage grid”, 05.05.2023

Prof. Dr. Tom Brown, Fachgebiet Digitaler Wandel in Energiesystemen, TU Berlin: “Does Europe need a Hydrogen Network?”, 12.06.2023

Prof. Dr. Andreas Ulbig, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft, RWTH Aachen: “Digitisation of Electric Distribution Grids – Technological Trends, Opportunities and Challenges“, 02.06.2023

Karl-Richard Schmalz, CGI, Düsseldorf: “Distributed Energy Resources Management System (DERMS) & CGI Sm@tering – smart enough to power your grid”, 23.06.2023

Dr.-Ing. Ulf Häger, Institut ie³, TU Dortmund: “Digital Twin in the Grid and Electricity Industry”, 30.06.2023

M. Eng. Katrin Schulte, AG Netze und Energiesysteme, Hochschule Bielefeld: “Feed-in power prediction of local photovoltaic systems using machine learning methods”, 07.07.2023

Matyas Negash, Institut ie³, TU Dortmund: “Physical flexibility provision and verification from SGTL Evs”, 28.07.2023

M. Sc. Verena Menzel, University of Twente, Enschede: “ISoLATE: Integrated distributed SCADA security through local approximations of power flow equations”, 15.09.2023

M. Sc. Sajjad Fattaheian Dehkordi, Aalto Universität, Helsinki, Finnland: “Efficient management of local resources in distribution systems considering the flexibility concept”, 22.09.2023

M. Sc. Eduardo Salazar, National University of San Juan Argentina: “Demand Response Program as a Flexibility Tool in Distribution”, 06.10.2023

M. Sc. Simon Kammerer, Institut ie³, TU Dortmund: “Assessing industrial energy flexibility using a simulation-based approach”, 08.12.2023

M. Sc. Caner Yaldiz, Volkswagen Consulting: “Vorstellung der Volkswagen Consulting”, 15.12.2023

5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts

Faulwasser, T.: „Output Feedback for Stochastic Systems? Data-Driven Control Through the Eyes of Wiener and Willems“, TU Chemnitz, Chemnitz, 01.02.2023

Faulwasser, T.: „Economic Operation and Hierarchical Control – A Primer“, TU Chemnitz, 1-day workshop, Chemnitz, 01.02.2023

Stomberg, G.: „Distributed MPC - Numerical Algorithms and Experimental Results“, DYN/PAS Seminar, Dortmund, 02.02.2023

Faulwasser, T.: „Economic Operation and Hierarchical Control - A Primer“, Workshop, TU Chemnitz, Chemnitz, 08.02.2023

Engelmann, A.; Bandeira, M. B.: „A Fresh Look at Approximate Dynamic Programming“, GAMM Fachausschuss Dynamics and Control, TU Dortmund, Dortmund, 09.02.2023

Faulwasser, T.; Mylvaganam, T.: „Optimization-based control and learning“, IFAC Virtual Seminar on Optimal Control, Virtuell, 13.02.2023

Gabrielski, J.: „Results of the pan-European model“, Final FlexPlan Workshop, Brüssel, Belgien, 14.02.2023

Rehtanz, C.: „Grid-connected microgrids as part of a holonic energy system architecture“, IIT Madras, Chennai, Indien, 22.02.2023

Faulwasser, T.: „Data-Driven Approaches to Stochastic Linear Systems? Willems' Fundamental Lemma Through the Eyes of Wiener.“, Rijksuniversiteit Groningen, Groningen, Niederlande, 27.02.2023

Pan, G.: „Data-driven Predictive Control with Stochastic Uncertainties“, SIAM Conference of Computational Science and Engineering 2023, Amsterdam, Niederlande, 01.03.2023

Faulwasser, T.: „Data-Driven Uncertainty Quantification for Linear Systems“, SIAM Conference on Computational Science and Engineering 2023, Amsterdam, Niederlande, 03.03.2023

Engelmann, A.: „Complexity Reduction for Large-Scale Systems“, Séminaire Centre Automatique et Systèmes, MINES ParisTech, Paris, Frankreich, 10.03.2023

Rehtanz, C.: „Architektur zur Digitalisierung zellulärer Verteilnetze - von modularen Funktionen bis Kommunikation und Rechnerhardware“, Consulectra Leittechnik Symposium, Hamburg, 21.03.2023

Liemann, S.: „Modelling of Grid-Forming Converters with Current Limitation“, EmoCoSy-Workshop DFG SPP 1984, Dortmund, 21.03.2023

Faulwasser, T.: „Distributed MPC - Numerical Algorithms and Experimental Results“, GAMM Fachausschuss Dynamik und Regelung, Darmstadt, 23.03.2023

Rehtanz, C.: „Kein Blackout! Ausbau, Betrieb und Stabilität der Netze für die Energiewende“, EMV-Messe und Workshop, Stuttgart, 28.03.2023

Pan, G.: „Data-driven Predictive Control with Stochastic Uncertainties“, Spring School on Theory and Applications of port-Hamiltonian Systems, Wuppertal, 28.03.2023

Kröger, D.: „The role of weather simulations and databases in energy systems modeling and analysis“, US-European Joint NSF Workshop, Philadelphia, USA, 21.04.2023

Engelmann, A.: „Optimierung in der Betriebsplanung“, Workshop Forschungsprojekt Redispatch 3.0, Hanau, 07.05.2023

Rehtanz, C.: „Die Transformation des Energiesystems - Versorgungssicherheit, Preisstruktur und das Erreichen der Klimaziele“, Unternehmerverband, Dortmund, Dortmund, 10.05.2023

Pan, G.: „Recent Progress on Data-Driven Output Feedback Stochastic Predictive Control“, Tagung des VDI/VDE-GMA FA 2.15, Günzburg, 10.05.2023

Schwierz, T.: „A General Load Management System for the Low Voltage Grid - Monitoring and Control“, ETG Kongress, Kassel, May 2023, Kassel, 27.05.2023

Raczka, S.: „Automated integration process of future automation and monitoring systems in distribution grids“, ETG Kongress, Kassel, May 2023, Kassel, 27.05.2023

Pan, G.: „Recent Progress on Data-Driven Output Feedback Stochastic Predictive Control“, 93rd Annual Meeting of the International Association of Applied Mathematics and Mechanics, Dresden, 31.05.2023

Faulwasser, T.: „Data-Driven Control and Behaviors of Stochastic Systems – Combining the Ideas of Wiener and Willems“, GAMM Jahrestagung 2023, Dresden, 01.06.2023

Faulwasser, T.: „Optimal Control of Port-Hamiltonian Systems – Putting Energy in the Objective“, GAMM Jahrestagung 2023, Dresden, 01.06.2023

Rehtanz, C.: „Wie sieht die Energiezukunft aus? Von zentral bis dezentral“, Dortmunder Wissenschaftskonferenz, Dortmund, 14.06.2023

Rehtanz, C.: „Solutions for resilient energy supply - Sufficient energy anywhere anytime“, Hanse-Wissenschaftskolleg, Delmenhorst, 15.06.2023

Claus, J.: „Monitoring and Rating of the Low Voltage Grid Utilization“, CIRED Conference, Rome, June 2023, Rom, Italien, 15.06.2023

Rehtanz, C.: „Digitalization as key to energy system transformation“, IEEE Powertech, Invited Keynote, Belgrad, Serbien, 25.06.2023

Faulwasser, T.: „Data-Driven Approaches to Stochastic Linear Systems? Willems' Fundamental Lemma Through the Eyes of Wiener.“, Institute for Automatic Control, Leibniz University Hanover, Hanover, 27.06.2023

Faulwasser, T.: „Data-Driven Approaches to Stochastic Linear Systems? Willems' Fundamental Lemma Through the Eyes of Wiener“, Pre-conference workshop, IFAC World Congress 2023, Yokohama, Japan, 09.07.2023

Faulwasser, T.; Worthmann, K.: „Data-driven Predictive Control: Whence and Whither“, IFAC World Congress, Yokohama, Japan, 09.07.2023

Kumar Sathyanarayanan, K.; Pan, G.; Faulwasser T.: „Towards Data-Driven Predictive Control Using Wavelets“, IFAC World Congress 2023, Yokohama, Japan, 10.07.2023

Rehtanz, C.: „Die Transformation des Energiesystems - Ziele, Technologien und Strategien für die Energiewende“, Physiklehrer*innentag, Dortmund, 31.08.2023

Faulwasser, T.: „Stochastic Optimal Power Flow? Challenges and Open Problems at the Interface of Energy, Statistics, and Data Science“, Statistische Woche, Dortmund, 01.09.2023

J. Gabrielski: „Extracting Information from Energy Load Data“, International Ruhr Energy Conference 2023, Essen, 06.09.2023

Faulwasser, T.: „Workshop GAMM Fachausschuss Dynamik und Regelung“, Dortmund, 07.09.2023

Rehtanz, C.: „Dezentrale Flexibilität in Netzen“, DLR Vernetzte Energiesysteme, Beirat, Oldenburg, 11.09.2023

Kröger, D.: „Untersuchung des Einflusses wetterinduzierter Unsicherheiten in der großräumigen Energiesystemanalyse“, Statistische Woche 2023, Dortmund, 13.09.2023

Rehtanz, C.: „Das Ruhrgebiet atmet: H₂ als Flexibilität im Energiesystem“, Hy.Summit, Bochum, 20.09.2023

Raczka, S.: „Virtualization and edge-computing technologies in automation distribution systems“, Vgbe Energy Congress 2023, Berlin, 20.09.2023

Liemann, S.: „System theoretical analysis of voltage stability in power electronic dominated hybrid power systems“, DFP SPP 1984 General Meeting, Kiel, 22.09.2023

Rehtanz, C.: „Smartphone für die Ortsnetzstation - Architektur zur Digitalisierung zellularer Verteilnetze“, Smart Energy and Systems, Dortmund, 26.09.2023

Oberließen, T.; Feismann, D.: „SIMONA: Agent-Based Simulation of Energy Systems: Exploring Modelling and Simulation Approaches (Workshop)“, 12th DACH+ Conference on Energy Informatics, Wien, Österreich, 04.10.2023

Golembiewski, J.: „Energy-Aware Co-Design of Communication & Automation – Control of Concentrating Solar Power Plants via 5G & 6G“, ABB Energy Efficiency Symposium for Academia (Postersession), Mannheim, 11.10.2023

Faulwasser, T.: „Data-Driven Control of Stochastic Linear Systems? A Look Through the Eyes of Wiener, Willems & Witsenhausen, keynote“, 6th IEEE Colombian Conference on Automatic Control, Popayan, Kolumbien, 19.10.2023

Faulwasser, T.; Engelmann, A.: „A Primer on Distributed Optimization“, Universidad Tecnológica de Pereira. 2-day workshop, Pereira, Kolumbien, 21.10.2023

Faulwasser, T.: „Nonlinear Model Predictive Control -A Primer.“, Universidad Tecnológica de Pereira. 1-day workshop, Pereira, Kolumbien, 25.10.2023

Faulwasser, T.: „A Primer on Distributed Optimization“, Workshop, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Kolumbien, 25.10.2023

Faulwasser, T.: „Nonlinear Model Predictive Control - A Primer“, Workshop, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Kolumbien, 27.10.2023

Spina, A.: „Empowering energy sector coupling: CHIL-based laboratory setup for testing real-time grid operation strategies“, RT23 - Real-Time Simulation Conference, Lissabon, Portugal, 14.11.2023

6. Studentische Arbeiten

6.1 Masterarbeiten

Kopka, M.: „Control Method for Suppression of Common-mode Interference in Non-isolated On-board Chargers for Electric Vehicles“, März 2023

Rennebaum, F.: „Durchführung einer Netzzustandsschätzung in Niederspannungsnetzen mit künstlichen neuronalen Netzen“, März 2023

Dean, J.A.: „Modellbasierte Analyse von Potentialen dezentraler Flexibilität für den Redispatch“, März 2023

Schipp, M.: „Analyse der Auswirkungen der Corona-Pandemie auf das Verbrauchsverhalten anhand realer Messdaten“, März 2023

Kaupmann, M.: „Data-Driven Modeling for Building Control“, April 2023

Gausemeier, A.: „Entwicklung einer Methodik zur Detektion von Topologieänderungen in unterbestimmten Niederspannungsnetzen mit Messungen aus Smart Metern“, April 2023

Schmees, A.: „Spline-based Distributed Motion Planning for Mobile Robots“, Mai 2023

Bung, V.: „Dezentrale Flexibilität - Zwischen systemischem Nutzen und lokaler Netzverträglichkeit“, Mai 2023

Housein, S.E.M.: „Safety Aware Predictive Path Following Control for Mobile Industrial Robots“, Juni 2023

Mees, S.: „Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit unter Verwendung von kurativen Ad-Hoc-Maßnahmen“, Juni 2023

Szwed, R.M.: „Analyse und Modellierung der Flexibilität elektrifizierter deutscher Industrieunternehmen und Bewertung der resultierenden Belastung des Übertragungsnetzes“, Juli 2023

Otten, K.: „Nutzung von grünem Wasserstoff unter Berücksichtigung der Verbundflexibilität eines Chemiestandortes mit Eigenerzeugungsanlagen“, Juli 2023

Molodchyk, O.: „Data-driven Approaches to Optimal Power Flow Problems“, Juli 2023

Özmeteler, M. B.: „Robust-Economic Nonlinear Model Predictive Control for Multi-Energy Systems“, Juli 2023

Mitulla, M.: „Potentialanalyse für den Einsatz von Batteriespeichern im Netzgebiet der Westnetz“, Juli 2023

Klindworth, J.: „Netz- und systemdienliches Engpassmanagement in Niederspannungsnetzen unter Verwendung eines nichtlinearen Model-Predictive-Control Algorithmus“, August 2023

Savic, M.: „Large-scale Decentralized Optimization for Cyber-Physical Systems“, August 2023

Lewna, H.: „Anomalieerkennung bei der Integration und Inbetriebnahme von Verteilnetzautomatisierungssystemen“, August 2023

Heimsoth, A.: „Entwicklung angepasster Standardlastprofile basierend auf realen Messdaten“, September 2023

Stehr, J.: „Event-triggered Model Predictive Control for Networked Control Systems in 5G Networks“, November 2023

Wältermann, M.: „Entwicklung eines automatisierten Trading-Agenten zur strategischen Flexibilitätsnutzung an einem netzbewussten Energiemarkt auf Verteilnetzebene“, November 2023

Itani, M.: „Dissipativity-based Analysis of Model Predictive Path Following“, Dezember 2023

Mol, Y.: „Aggregation Methods for Electric Vehicle Charging Stations“, Dezember 2023

6.2 Bachelorarbeiten

Heinrich, J.: „Analyse des Einflusses asynchroner Messungen auf Netzzustandsschätzungen in Verteilnetzen“, Januar 2023

Schlafke, M.: „Reinforcement Learning for an Inverted Pendulum“, Februar 2023

Maknine, R.: „Erstellung von Künstliche Lastverläufe für den elektrischen Strombedarf von Fabriken und Betriebsmaschinen“, Februar 2023

Bühner, S.: „Netzdienliche Nutzung von Topologieoptimierungen in Mittelspannungsnetzen“, März 2023

Freden, P.: „Identifikation von topologisch bedingter Marktmacht von Peers in einem Transaktiven Energiemarkt mit Netzrestriktionen für radiale Verteilnetze“, März 2023

Lentz, N.: „Literaturbasierte Analyse und Bewertung von Strategien für den Energiemarkt zum Einkauf von Energien für die Maschinen von einer Fabrik“, April 2023

Lehmköster, J.: „Optimierung und Analyse verschiedener Offshore-Vernetzungsszenarien am Beispiel der Nordsee“, Juni 2023

Mimberg, J.: „Implementierung eines Verfahrens zur Parameterbestimmung elektrischer Verteilnetze“, Juni 2023

Sarkander, D.: „Aufbau einer Testumgebung zur Verifikation von Algorithmen für Netzzustandsschätzungen im Verteilnetz“, August 2023

Steltig, H.: „Analyse und Bewertung der Auswirkungen von V2G-Technologien in Verteilnetzen mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien“, September 2023

Dürscheidt, P.: „Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte auf Verteilnetzebene und Analyse resultierender räumlich-zeitlicher Flexibilitätspotentiale für Elektrofahrzeuge“, September 2023

Driss, N.: „Untersuchung der Charakteristika von Fehlerarten und deren Auswirkungen auf die Funktionalität von Fehlerortungsverfahren in Verteilnetzen“, November 2023

6.3 Projektarbeiten

Behm, L.; Otten, K.; Hauska, P.: „Backtesting der Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES“, Januar 2023

Abdelmawla, A.; Ali Shah Syed, A.; Goldmann, M.: „Energy Market Trading Platform“, Mai 2023

Balouchi, R.; Häger, U.; Palaniappan, R.: „Digital process twin“, Mai 2023

Babu, P.A.R.; Panicker, R.; Palanisami, S.M.; Murawski, T.; Bhatla, P.; Nurlybayev, A.: „Advanced Control of Cyber Physical Systems“, September 2023

7. Promotionen

Wechselwirkungen einer multifunktionalen Flexibilitätsbewirtschaftung mit der Betriebsplanung proaktiver Verteilnetze

Dr.-Ing. Fabian Erlemeyer

Referentin: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Mündl. Prüfung: 27.04.2023

Der Einsatz von Flexibilität dient im elektrischen Energieversorgungssystem zum Ausgleich zwischen der Stromerzeugung und dem -verbrauch. Dies geschieht sowohl für den planbaren Anteil als auch für den kurzfristigen Bedarf im Rahmen der Leistungsfrequenz-Regelung. Im Rahmen des Engpassmanagements wird zusätzlich Flexibilität für die Vermeidung von Grenzwertverletzungen im elektrischen Übertragungs- und Verteilnetz verwendet. Da sich im Zuge der Energieveränderung weitreichende Veränderungen sowohl in der Erzeuger- als auch in der Verbraucherstruktur ergeben, wird die zuvor beschriebene Flexibilität zukünftig von anderen, größtenteils im Verteilnetz angeschlossenen, technischen Anlagen erbracht.

Durch die Verlagerung in das Verteilnetz nimmt die Komplexität und Heterogenität des Flexibilitätseinsatzes zu. In dieser Arbeit wird vor diesem Hintergrund ein Simulationsmodell zur Untersuchung des Flexibilitätseinsatzes in Wechselwirkung mit der Betriebsplanung elektrischer Verteilnetze erstellt. Die Funktionsfähigkeit wird zunächst anhand einer Simulation überprüft. Um die getroffenen Annahmen bezüglich der Verfügbarkeit und des Verhaltens der technischen Anlage überprüfen zu können, wird das erstellte Modell mit realen Anlagen kombiniert und betrieben. Aus dem Betrieb werden schließlich Annahmen zur Ausgestaltung zukünftiger Prozesse abgeleitet.

Grid Integration of Variable Renewable Energies in Ghana: Assessment of the Impact on System Stability

Dr.-Ing. Marilyn Winifred Asmah

Referentin: Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Mündl. Prüfung: 12.06.2023

Thermal power generation in Ghana constitutes over 70% of the total installed capacity. This translates into an increased use of fossil fuel, which constrains the national budget considering the current rise in electricity production. To reduce the nation's dependence on fossil fuel, the power generation mix is being diversified to include renewable energy (RE) sources. Efforts to achieve this involved a national target to attain 10% RE penetration (mainly PV and wind) by the year 2020.

Despite this ambition, the RE integration introduces operational and infrastructural challenges in Ghana's network, to which novel measures are required. This research thus analyses the impact

of RE generation on the national interconnected transmission system (NITS) and how its stability is affected.

The analysis in this dissertation begins with the development of a model of Ghana's transmission network using the DlgSILENT PowerFactory simulation tool. Simulation scenarios are created to capture diverse network conditions like different RE penetration levels, load demand and infrastructural expansion for three separate years. As one of the main objectives of this research, the current state of the network and its readiness to accommodate generation from RE is assessed using steady-state analyses.

Another focus of this work is the investigation of the stability of the NITS with RE. To this, transient stability analysis techniques in addition to static and dynamic voltage stability analysis techniques are used to evaluate the extent to which system stability is affected by the RE generation. Furthermore, methods of optimization are used to determine the reactive power deficient nodes in the NITS, which serve as the basis for the stability enhancement measures. The 'optimum' penetration level of RE in the NITS is also identified using optimization techniques.

The simulation results show that the target scenario is the most prone to both static and dynamic voltage instability. The transient stability analysis however reveals the post-target scenario to be unstable. The simulations and analysis additionally indicate that implementing the proposed measures indeed enhances the stability of the NITS. Finally, this research shows that RE integration is 'technically' feasible in Ghana if the required network reinforcements and operational changes are accordingly considered.

Modulare Smart-Grid-Automatisierungsarchitektur mit integriertem Konfigurationsprozess auf Basis der IEC 61850-6

Dr.-Ing. Björn Bauernschmitt

Referentin: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Mündl. Prüfung: 12.10.2023

Getrieben durch die Energiewende, befindet sich die elektrische Energieversorgung in einem stetigen Transformationsprozess. Insbesondere die Verteilnetze sehen sich mit der Integration einer großen Zahl neuer Netzteilnehmer konfrontiert. Um diese Herausforderungen zu meistern, müssen sich die Verteilnetze von bisherigen passiven Netzen hin zu intelligenten Smart Grids wandeln. Hierzu werden die Verteilnetze mit Systemen und Funktionen zur Messung, Überwachung, Steuerung, Automatisierung und zum Schutz ausgestattet. Durch die Anzahl und räumlichen Ausdehnung der Verteilnetze und die daraus resultierende Vielzahl an zu integrierenden Komponenten werden hierzu allerdings – verglichen mit den aus Netzen der Hoch- und Höchstspannung bekannten Systemen – gänzlich neue Lösungen benötigt.

In dieser Arbeit wird eine Smart-Grid-Automatisierungsarchitektur vorgestellt, die es ermöglicht, verschiedenste schutz- und leittechnische sowie neuartige Smart-Grid-Funktionen modular und

flexibel auf einer einheitlichen Plattform abzubilden. Berücksichtigt wird vor allem auch eine klare Trennung von Software und Hardware. Eine Besonderheit stellt der integrierte Konfigurationsprozess auf Basis des Standards IEC 61850-6 dar. Dieser stellt sicher, dass auch eine große Anzahl an Systemen schnell und effizient projektiert und konfiguriert werden kann – ein deutlicher Vorteil gegenüber existierender Lösungen.

Es wird ein Softwareframework geschaffen, das es ermöglicht, Funktionen und Algorithmen auf einheitliche Art und Weise zu implementieren und parallel und wechselwirkungsfrei auf der Systemplattform auszuführen. Anschließend wird der zuvor genannte Konfigurationsprozess entworfen und in das Softwareframework integriert. Exemplarische Schutz- und Smart-Grid-Funktionen sowie Kommunikationsprotokolle werden umgesetzt. Im Rahmen sowohl von Laborprüfungen als auch innerhalb eines Feldtests erfolgt eine Verifikation der implementierten Funktionen selbst als auch des Konfigurationsprozesses.

Modellierung und Klassifizierung von elektrischen Energiesystemen zum Benchmarking von statischen Netzanalysen

Dr.-Ing. Džanan Sarajlić

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Martin Braun

Mündl. Prüfung: 30.10.2023

Die Entwicklungen im Rahmen der Energiewende führen zu einer Transformation des elektrischen Energiesystems. Dabei ergeben sich neue Herausforderungen und Fragestellungen, die in Forschungsaktivitäten untersucht werden. Diese Untersuchungen erfordern häufig Analysen in Stromnetzen, wofür wiederum Netzmodelle benötigt werden. Eine gute wissenschaftliche Praxis erfordert dabei Transparenz und Vergleichbarkeit, welche mithilfe von Benchmark-Netzmodellen unterstützt werden kann. Diese Arbeit widmet sich dem Prozess der Modellierung solcher Benchmark-Netzmodelle. Dabei wird zunächst der Begriff Benchmarking im Kontext von Netzanalysen in

elektrischen Energiesystemen geschärft, da keine festgelegte Definition vorhanden ist. Zudem werden Kenngrößen zur Charakterisierung von elektrischen Netzen analysiert, gruppiert und priorisiert. In Anlehnung an reale Netzplanungsprozesse wird beschrieben, wie Benchmark-Netzmodelle synthetisch und basierend auf öffentlich zugänglichen Daten generiert werden können. Abschließend wird anhand der Erkenntnisse dargestellt, wie die Modellierung der Niederspannungsnetzmodelle im sogenannten SimBench-Datensatz erfolgt ist. Hierzu wird der Datensatz analysiert und bewertet sowie Potenziale und Grenzen der Daten diskutiert.

Sektorenübergreifende Energiesystemanalyse unter Berücksichtigung der Flexibilität batterieelektrischer Fahrzeuge

Dr.-Ing. Jan Peper

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Mündl. Prüfung: 14.12.2023

Die aus der allgemein angestrebten Reduktion von Treibhausgasen resultierende Elektrifizierung des Verkehrssektors führt zu einer zusätzlichen Belastung des Stromversorgungssystems, welche durch eine charakteristische räumliche und zeitliche Verteilung geprägt ist und im Rahmen der strategischen Transportnetzplanung zunehmend Berücksichtigung finden sollte.

Im Rahmen dieser Arbeit werden daher Verfahren zur Abbildung von Ladevorgängen verschiedener Akteure des straßengebundenen Verkehrssektors entwickelt, wobei neben dem Personenverkehr auch der Güterverkehr Berücksichtigung findet. Die entwickelten Modelle werden mit einer bestehenden Markt- und Netzsimulationsumgebung gekoppelt, wodurch neben der Generierung von räumlich und zeitlich aufgelösten Zeitreihen

eine marktgetriebene Optimierung flexibler Ladevorgänge unter Berücksichtigung von Wechselwirkungen mit weiteren Akteuren des Energiesystems ermöglicht wird. Darauf aufbauend erfolgt eine Modellierung flexibler Ladevorgänge im Rahmen der Engpassmanagementsimulation, wobei eine regionale Optimierung einzelner Ladevorgänge mit dem Ziel der Reduktion der Transportnetzbelastung erfolgt.

Abschließend wird im Rahmen einer exemplarischen Anwendung in einem auf dem Zieljahr 2035 beruhenden Szenario die Funktionalität neu entwickelter Modelle validiert. Es kann gezeigt werden, dass durch die marktgetriebene Optimierung von Ladevorgängen eine verbesserte Integration der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien bei gleichzeitig reduzierten Kosten konventioneller

Kraftwerke erzielt werden kann. Während diese Art des Flexibilitätsabrufes aufgrund einer hohen Gleichzeitigkeit des Strombezuges zu einer zusätzlichen Belastung der Transportnetzinfrastruktur führt, kann durch die nachgelagerte regionale

Lastverschiebung ein netzdienlicher Einsatz lastseitiger Flexibilität demonstriert werden.

Verfahren zur adaptiven Identifikation von Mittelspannungsteilnetzen durch den Einsatz des maschinellen Lernens

Dr.-Ing. Frederik Puhe

Referentin: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

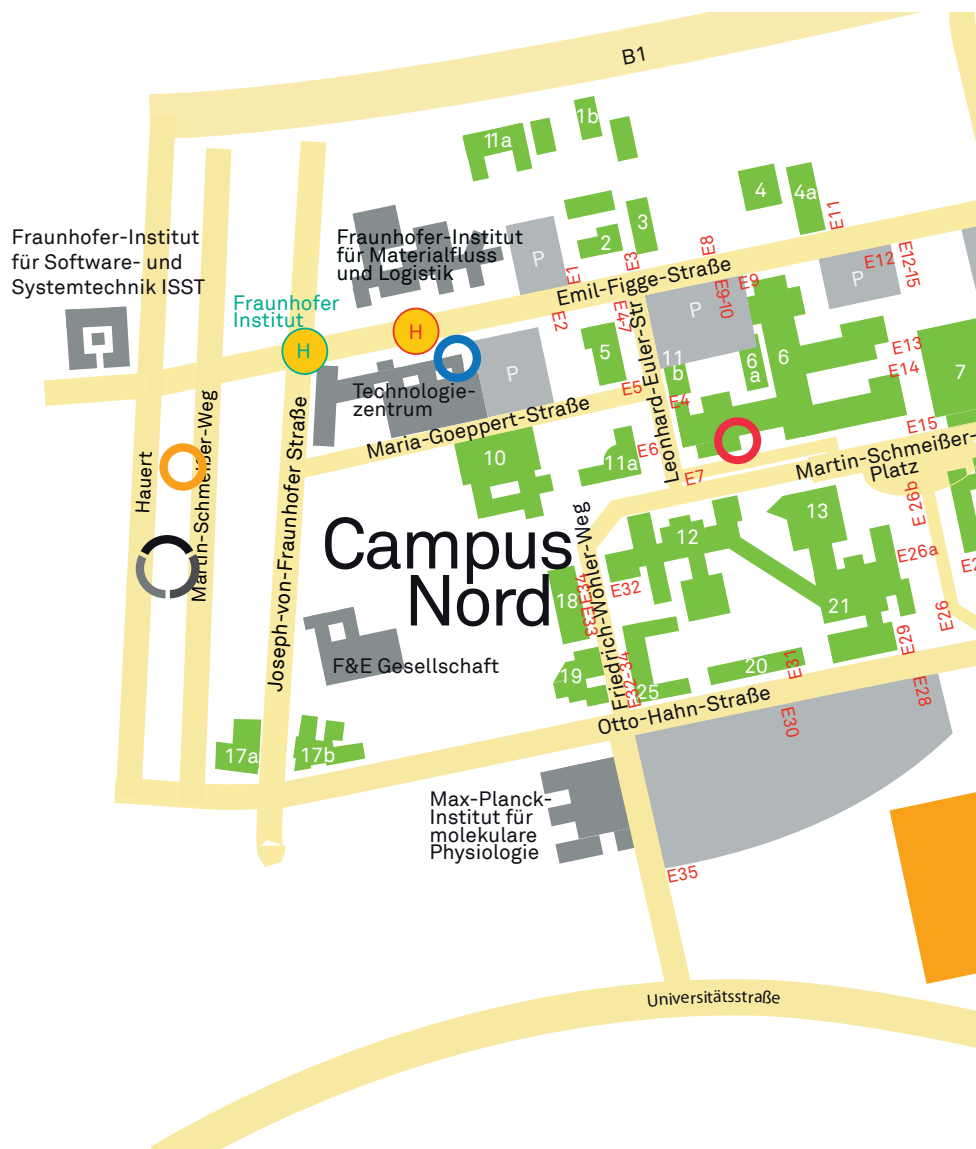
Mündl. Prüfung: 20.12.2023

Die Energie- und Wärmewende stellt die deutschen Strom- und Gasnetze vor große Herausforderungen. Neben der Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung stellt die Sicherheit der leitungsgebundenen Versorgung der Bevölkerung mit Strom und Gas ein zentrales energiepolitisches Ziel dar. In diesem Kontext werden auch Versorgungsunterbrechungen betrachtet. Verteilnetzbetreiber, wie die Westnetz GmbH, sind verpflichtet der Bundesnetzagentur jeweils bis zum 30. April jedes Jahres einen Bericht über die in ihrem Netz auftretenden Versorgungsunterbrechungen vorzulegen. Die Hintergründe solcher Unterbrechungen sind dabei vielseitig. Ausgehend von der zuvor zentral geführten Energieerzeugung hin zu einer dezentralen Erzeugungsstruktur wird in diesem Zusammenhang ein neuartiges Phänomen untersucht - Die sogenannte Teilnetzbildung.

Der Begriff Teilnetz beschreibt eine physikalisch vom Verbundsystem isolierte und von der Größe unbestimmte Versorgungsstruktur, welche aufgrund auftretender Störungen unbeabsichtigt weiter betrieben wird.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Verfahren zur Identifikation von Teilnetzen in der Mittelspannungsebene entwickelt. Die Besonderheit liegt vor allem in der adaptiven Implementierung und Erweiterung in Ortsnetzstationen durch den Einsatz von Virtualisierungslösungen und Algorithmen des maschinellen Lernens. Die Auswahl des erforderlichen Klassifikators für die Anomalie-Erkennung erfolgt auf Grundlage festgelegter Anforderungen an die Funktionsweise und die Datenverarbeitung. So soll dieser unter anderem in der Lage sein, die Datensätze aus Messinstrumenten zur Ermittlung des Phasenwinkels von Strom- und Spannung zu verarbeiten.

Die Modellierung der Testumgebung und die darauf zugrunde liegende Bewertung der Funktionsweise des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Teilnetzidentifikationsverfahrens erfolgt anhand dynamischer Netzsimulationen in MATLAB Simulink© sowie durch eine Hardware-in-the-Loop Simulation unter Verwendung eines Echtzeitsimulators.



Martin-Schmeißer-Weg 12

Institutsleitung
 Verteilnetzplanung und -betrieb
 Energieeffizienz, Optimierung und Regelung
 Netzdynamik und -stabilität



Emil-Figge-Straße 76, Technologiezentrum

Smart Grid Technologien (Smart Grid Technology Lab)



Martin-Schmeißer-Weg 6

Energiesystemdesign und Übertragungsnetze



Emil-Figge-Straße 70, Gebäude F2

Smart Grid Technologien (Schutz & Automatisierung)

Gestaltung ie³ 2023, Bilder mit freundlicher Genehmigung von ABB Ltd. und RWE AG

Copyright

Technische Universität Dortmund

ie³ - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft

Martin-Schmeißer-Weg 12

44227 Dortmund