

2024

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

Die Transformation des Energiesystems erfordert nach wie vor und mehr denn je Lösungen für eine effiziente Integration erneuerbarer Energien in Markt und Netz. Neben der im Zentrum stehenden elektrischen Energiegewinnung und den dafür benötigten Netzen aus allen Ebenen sind die Sektorenkopplung, die Speicherung bis hin zur systemischen Integration von Wasserstoff unerlässliche Bausteine für ein funktionierendes Gesamtsystem.

All dieses bildet sich sowohl in unseren Forschungen als auch in den neuen Studiengängen „Nachhaltige Energiesysteme“ (Bachelor) und „Sustainable Energy Systems“ (Master) ab, die in diesem Jahr einen regen Zuspruch gefunden haben.

Zur Steuerung des Gesamtsystems und der zugehörigen Marktmechanismen sind die Digitalisierung von Planungs- und Betriebsprozessen bis hin zur hochautomatisierten Netzführung spannende Felder mit hohem Forschungspotential. Diesbezüglichen Fragestellungen widmen wir uns in der theoretischen als auch stark anwendungsorientierten Forschung. Neben simulativen Lösungen können unsere Laborbereiche reale Anwendungsfälle praxisnah abbilden und testen, bevor sie in die Feldtests bei Projektpartnern gehen. Das Ziel ist stets, die Lösungen auch im praktischen Betrieb zu testen oder im Idealfall mit Ausgründungen oder Projektpartnern in reale Produkte zu überführen.

In schwierigen Zeiten zeigt sich, wie stark ein Team ist. Nach dem Wechsel von Prof. Faulwasser zur TU Hamburg-Harburg im April und der Erkrankung von Prof. Rehtanz hat das Team unter der Leitung von Dr. Häger den Lehr- und Forschungsbetrieb vollständig aufrechterhalten. Hierfür gilt unser größter Dank und höchster Respekt allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des ie³, die dieses mit hohem Engagement gestemmt haben.

Für das kommende Jahr freuen wir uns wieder 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

Dr.-Ing. Ulf Häger

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
4.	Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.....	11
4.1	Power System Stability & Operation	15
4.2	Distribution Grid Planning & Operation	19
4.3	Energy System Design & Transmission Grids	28
4.4	Smart Grid Technologies	36
4.5	Optimization and Control.....	49
5.	Veröffentlichungen und Vorträge	51
5.1	Publikationen.....	51
5.2	Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik	53
5.3	Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts	54
5.4	Vorträge von Mitgliedern des Instituts.....	55
6.	Studentische Arbeiten	56
6.1	Masterarbeiten	56
6.2	Bachelorarbeiten	56
6.3	Projektarbeiten	57
7.	Promotionen	58

Jens Pütschneider, M.Sc.
Sebastian Raczka, M.Sc.
Bharathwajanprabu Ravisankar, M.Sc.
Dr.-Ing. Debopama Sen Sarma
Julia Schmeing, M.Sc.
Thomas Schwierz, M.Sc.
Marius Staudt, M.Sc.

Gösta Stomberg, M.Sc.
Milijana Teodosic, M.Sc.
Simon Uhlenbrock, M.Sc.
Mandy Wältermann, M.Sc.
Felix Wedding, M.Sc.
Florian Weißberg, 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, CIRED, 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

- Department of Engineering & Public Policy, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, USA
- Universidad de Chile, Santiago, Chile
- Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Chile
- Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentinien
- Universidad Nacional de Colombia, Kolumbien
- École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Schweiz
- Hunan University, Changsha, V. R. China
- Hohai University, Nanjing, V. R. China
- University of Tasmania, Hobart, Australien
- Australian National University Canberra, Australien

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 Wissenschaftlern und Wissenschaftlerinnen 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

Allianz Smart City Dortmund

Gemeinsam mit der IHK zu Dortmund hat die Stadt Dortmund die Allianz Smart City gegründet, mit dem Zweck, Unternehmen und wissenschaftliche Einrichtungen aktiv in den Prozess zur Entwicklung der Smart City Dortmund einzubinden. Wesentliche Initiatoren der Allianz sind neben Stadt und IHK auch die am ie³ etablierte L.E.D. Leitstelle Energiewende Dortmund sowie CISCO, einer der Weltmarktführer im Bereich Smart City. Mittlerweile haben sich ca. 160 nationale und internationale Unternehmen und Institutionen die-

ser Allianz angeschlossen und setzen erste Pilotprojekte in Dortmund um. Diese Plattform bietet Unternehmen und der Wissenschaft die Gelegenheit, gemeinsame Geschäftsfelder, Technologien und Netzwerke der Zukunft im Bereich von Smart City-Anwendungen für sich zu erschließen. Die Allianz Smart City steht nationalen als auch internationalen Unternehmen und Institutionen offen, die (technische) Lösungen für die Städte der Zukunft entwickeln und erproben wollen. Im Mittelpunkt dabei die digitale und intelligente Vernetzung von Systemen in den Bereichen Energie, Verkehr, Logistik und Mobilität.

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 Umset-

zung datenbasierter Services für den Energiesektor und produzierende Unternehmen. Die Datenanalysten aus den Bereichen Energie und Logistik nutzen das eigens entwickeltes 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. den Betrieb von Stromnetzen) ausgerichtet. Dies gelingt durch die 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, Sektorenkopplung H2 / Wärme, Erhöhung der Eigenerzeu-

gungsnutzung, 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 flexible 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, zukunftsstes 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 ie³ entstanden, wurde durch das Land NRW im Rahmen des Start-Up Transfer.NRW Förderrahmens unter dem Projekt-namen "Smart Grid Automation System" gefördert. Die Gründung ist in Vorbereitung.

smart4grid
c/o KoCoS Messtechnik AG
Südring 42
34497 Korbach
Germany
www.smart4grid.com

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 zur 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, der Logistik, 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

Englischesprachiges Modul für Master-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik sowie des Wirtschaftsingenieurwesens und der Sustainable Energy Systems

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

Englischesprachige Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik, des Wirtschaftsingenieurwesens sowie der Sustainable Energy Systems 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 Sustainable Energy Systems

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 Sustainable Energy Systems

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.

Simulation and Testing Methods for Modern Power Systems**Dr.-Ing. Alfio Spina**

Englischsprachige Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik, der Sustainable Energy Systems und Automation and Robotics

Inhalt: Real-time simulation of power systems; Hardware-in-the-loop (HIL) simulation and testing; Controller hardware-in-the-loop (CHIL); Power hardware-in-the-loop (PHIL); Electrical design of low-voltage laboratory testbeds; Practical applications of modern testing

Folgende Vorlesungen wurden im Jahr 2024 letztmalig von Prof. Dr.-Ing. Timm Faulwasser hier am ie³ angeboten:

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.

Principles of Sustainability**Prof. Dr.-Ing. Lars Jendernalik**

Englischsprachige Vorlesung für Master-Studierende der Sustainable Energy Systems

Inhalt: Definitions of sustainability, reporting and monitoring, CO₂ footprint, circular economy in the context of energy supply, sustainable solutions for energy systems, social responsibility

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.

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 Netz- und Systemanalyse, Leittechnik, IKT/Digitalisierung, Regelungstechnik, Leistungselektronik, zentraler, dezentraler und regenerativer Energiequellen und Speicher bis hin zu allen Arten von Sektorenkopplung für die speziellen Bedürfnisse zukünftiger Energieversorgungssysteme erforscht.

Die Lösungen werden in das Gesamtsystem der Energieversorgung und der Elektrizitätsmärkte integriert. Hieraus wird die zukünftige Struktur der Übertragungs- und Verteilungsnetze sowie deren Betrieb und leittechnische Architektur abgeleitet. Berücksichtigt werden elektrizitätswirtschaftliche und gesetzliche Rahmenbedingungen sowie deren Weiterentwicklung. Effiziente Anwendungen elektrischer Energie und Sektorenkopplung 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 & Operation

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 Energiemarkte 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 & Operation“ 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;
- die agentenbasierte Netz- und Energiesystemmodellierung und -simulation *S/MONA* 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 Blockchaitechno-

logie 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 Automationsfunktionen 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, Methoden des maschinellen Lernens zur Netzzustandsprognose, oder Ansätze zur Topologie- und Parameterestimation 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. Darüber hinaus werden Themen zur automatisierten Digitalisierung von Verteilnetzen behandelt. Insbesondere werden Bestandsdaten in standardisierte Netzmodelle überführt, um als Grundlage für die automatisierte Netzbetriebsführung von Verteilnetzen zu dienen.

Für eine effiziente Integration von Smart-Grid-Systemen werden eigenentwickelte Engineering-werkzeuge verwendet, die die Prototypenentwicklung und die damit einhergehende Verifikation und Validierung von Automatisierungs- und Schutzfunktionen beschleunigen. Dazu werden moderne Technologien der Informationstechnik, wie z.B. die Virtualisierung von Applikationen und Orchestrierungswerkzeuge zum Betrieb der Smart-Grid-Dienste verwendet.

Die Erprobung der Funktionen erfolgt unter Berücksichtigung von standardisierten Engineering-Prozessen, die 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. Fester Bestandteil unserer Forschung sind dabei insbesondere datengetriebene prädiktive Regelungsverfahren sowie maschinelle Lernverfahren für optimierungsbasierte Regelungen.

Zum 1. April 2024 hat Prof. Timm Faulwasser die Leitung des Institute of Control Systems an der TU Hamburg übernommen. Dr. Häger übernimmt seitdem als Vertretungsprofessor seitdem die administrative Verantwortung, während Prof. Faulwasser die Promovierenden weiterhin fachlich betreut.

4.1 Power System Stability & Operation

OpPoDyn – Performante Open-Source-Software Suite für die Forschung zur Dynamik von Stromnetzen

OpPoDyn – High-performance open source software suite for research into the dynamics of power grids

Mandy Wältermann

Im Forschungsprojekt OpPoDyn wird die PowerDynamics Suite in Julia weiterentwickelt, um eine Software zur dynamischen Analyse und Resilienz von Stromnetzen bereitzustellen, die methodische und simulative Forschung unterstützt und den Transfer neuer Methoden in die Praxis ermöglicht.

Within the OpPoDyn research project, the PowerDynamics Suite in Julia is being further developed to provide software for the dynamic analysis and resilience of power grids, supporting methodical and simulative research and enabling the transfer of new methods into practice.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unter dem Kennzeichen 03EI1071B gefördert.

Angesichts der Herausforderungen der Energiewende, insbesondere des Wechsels von Synchrongrundlagen zu netzbildenden Wechselrichtern, gewinnt die Forschung zur Dynamik von Stromnetzen stark an Bedeutung. Bestehende Simulationsumgebungen sind oft technisch veraltet, was sowohl die numerischen Methoden als auch den Einsatz von Hochleistungsrechnern und GPUs betrifft. Daher sind sie kaum geeignet für umfangreiche Stichprobenstudien, wie sie etwa für Machine Learning erforderlich sind. Zudem lassen sich methodische Fortschritte häufig nur schwer in bestehender Software umsetzen, was ihre Validierung auf realistischen Modellen und letztlich den Praxistransfer verhindert.

Das Ziel des Projekts OpPoDyn ist es, diese Lücke zu schließen, indem die Software-Suite PowerDynamics für Julia entwickelt wird. Diese Suite ist darauf ausgelegt, methodische Innovationen schnell und effektiv zu integrieren und gleichzeitig realistische dynamische Modelle des Stromnetzes zu simulieren. Sie soll hochperformante Simulationen auf Großrechnern und GPUs ermöglichen und durch die Unterstützung von Differentiable Programming eine präzise, vollständig differenzierbare Modellierung bereitstellen.

Der Projektpartner, das Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (PIK), hat bereits erste Prototypen entwickelt und zum Einsatz gebracht. Dabei wurde ein besonderes Augenmerk darauf gelegt, alle Komponenten so zu entwickeln, dass am Schluss ein ganzheitliches System möglich wird. Die Bereitstellung der gesamten Suite ist somit nun Teil des Projektes.

PowerDynamics Suite		
BlockSystems.jl	PowerDynamics.jl	ProBeTune.jl
ModelingToolkit.jl	NetworkDynamics.jl	DiffEqFlux.jl
Symbolics.jl	DifferentialEquations.jl	Flux.jl

Übersicht verwendeter Julia Pakete

Die Hauptaufgabe des ie³ besteht darin, den für die Anwender*innen sichtbaren Teil der Suite auszustalten. Dazu zählt auch die Implementierung eines Lastflussalgorithmus, der Aufbau einer umfangreichen Modellbibliothek sowie die Möglichkeit, bestehende dynamische Modelle zu importieren. Im Rahmen des Projekts wird die Software durch Workshops und enge Zusammenarbeit mit der Forschungsgemeinschaft spezifiziert, um Anforderungen zu ermitteln und die Nutzerfreundlichkeit zu gewährleisten.

So wird die Untersuchung erster Forschungsfragen ermöglicht, wie beispielsweise die Simulation spannungsebenenübergreifender Netzmodelle zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Interessante Fragestellungen ergeben sich beispielsweise im Bereich der Bereitstellung von Momentanreserve aus dem Verteilnetz durch netzbildende Umrichter für die Frequenzstabilität des Gesamtsystems. Anhand dieser Fragestellungen kann die Funktionalität der Simulationspipeline von der Modellierung, Initialisierung und dynamischen Simulation der Software-Suite demonstriert werden, die eine Analyse derartiger Untersuchungsgegenstände möglich macht.

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.

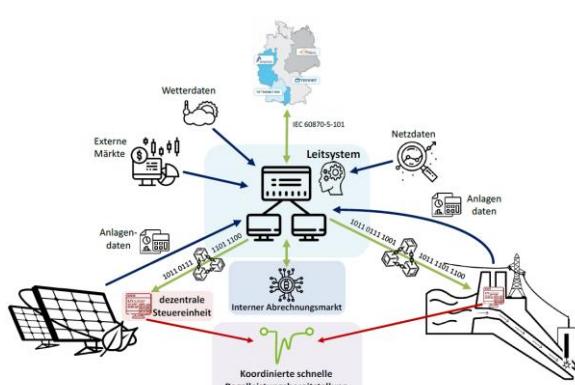
The research project VideKIS aims at the development and evaluation of virtual power plants, consisting of small distributed generation units, for the provision of ancillary services and an optimal resource utilization.

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.



Übersicht des Kraftwerksverbundes

Zu Projektbeginn wurden relevante erneuerbare DEA Typen und deren Betriebsweisen definiert und zur Erstellung eines Referenzszenarios genutzt. Dieses beschreibt die individuellen technischen Eignungen der DEAs zur Erbringung von PRL und den Business Case für Pools, bestehend aus einer Vielzahl dieser Anlagen.

Zur Ermittlung der technischen Eigenschaften von Laufwasserkraftwerken wurden verschiedene Kriterien dieser EEG-geförderten Kleinanlagen untersucht und in Simulationen und Feldtests auf ihre Relevanz überprüft. Im Ergebnis zeigt sich eine unter Einschränkungen gegebene Eignung von Klein-Laufwasserkraftanlagen in der PRL, wobei eine genaue Untersuchung der Parametrierung der bestehenden Anlagenregelung und Stellglieder erfolgen muss.

Um die wirtschaftlichen Erfolgsaussichten zu beurteilen, müssen Pools mit verschiedenen DEAs simuliert werden. Die bisherigen Ergebnisse betonen hierbei die Wichtigkeit, auf verschiedenen Energie- und Systemdienstleistungsmärkten partizipieren zu können, um hohe Mehrerlöse gegenüber der ausschließlichen Direktvermarktung zu erzielen.

Im finalen Aufgabenteil muss das Zusammenspiel der Komponenten Leitsystem, Reglerprototyp und DEAs im Smart Grid Technology Lab des ie³ und durch Feldtests überprüft werden, um die Gesamtfunktionalität zu demonstrieren und die im Projekt entwickelte mobile Demonstratorstation zu validieren. Im Ausblick können die Ergebnisse genutzt werden, um zu effizienteren SDL Regulalien beizutragen und Erlössteigerungspotenziale bestehender Virtueller Kraftwerke aufzuzeigen.

Systemdienstleistungserbringung durch Flexibilitäten des Verteilnetzes

Ancillary services provision through flexibilities of the distribution grid

Christian Holger Nerowski

Angesichts der schrittweisen Abschaltung fossiler Großkraftwerke wird es in Zukunft notwendig sein, Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz zu erbringen. In den Laboren des ie³ werden vor diesem Hintergrund neue Regelungskonzepte entwickelt und erprobt.

With the gradual closure of large fossil fuel-fired power plants, it will be necessary in the future to provide ancillary services through the distribution grid. Given this background, new control concepts are being developed and tested in the ie³ laboratories.

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.

Die Stabilität und Engpassfreiheit unseres elektrischen Energieversorgungssystems wird gegenwärtig durch Nutzung der Flexibilitäten von konventionellen Großkraftwerken auf Übertragungsnetzebene sichergestellt. Durch die stetige Zunahme dezentraler Energiewandlungsanlagen im Verteilnetz und wegen des gleichzeitigen Wegfalls von systemrelevanten konventionellen Kraftwerksparkapazitäten wird sich dies ändern. Zukünftig werden Systemdienstleistungen spannungsebenenübergreifend erbracht werden. Hierbei rücken insbesondere die Schnittstellen zwischen Verteil- und Übertragungsnetz in den Fokus.

Eine denkbare Möglichkeit zur Systemdienstleistungserbringung aus dem Verteilnetz ist dabei die Zusammenfassung von Anlagen zu Clustern. So können beispielsweise die Leistungsflüsse einer Spannungsebene durch zentrale Regler gesteuert und an der Schnittstelle zur übergeordneten Netzebene bei Bedarf angepasst werden. In kritischen Situationen werden Verteilnetze so ein Teil von automatisierten Systemsicherheitsmaßnahmen zur Aufrechterhaltung der Stabilität.

Bereits in der Vergangenheit fand am ie³ die Entwicklung einer solchen spannungsebenenübergreifenden Leistungsflussregelung statt, welche kürzlich um ein Modul zur Analyse von Flexibilitätspotentialen erweitert wurde. Der neue Ansatz nutzt sog. Feasible Operating Regions (FORs), um ein Spektrum an Kombinationen von Wirk- und Blindleistung zu ermitteln. Die Anwendungsfälle reichen dabei von einzelnen Assets bis hin zu vollständigen Netzbereichen. Ziel ist es, den Leistungsfluss an der Schnittstelle zwischen den Spannungsebenen zu kennen und anpassen zu können (siehe Abbildung). Dabei werden unter-

schiedliche Betriebsmittel und Netzkonfigurationen betrachtet. Ein besonderes Augenmerk wird auf die Berechnungsdauer der verwendeten Algorithmen gelegt, um eine möglichst realitätsnahe Betrachtung vornehmen zu können.

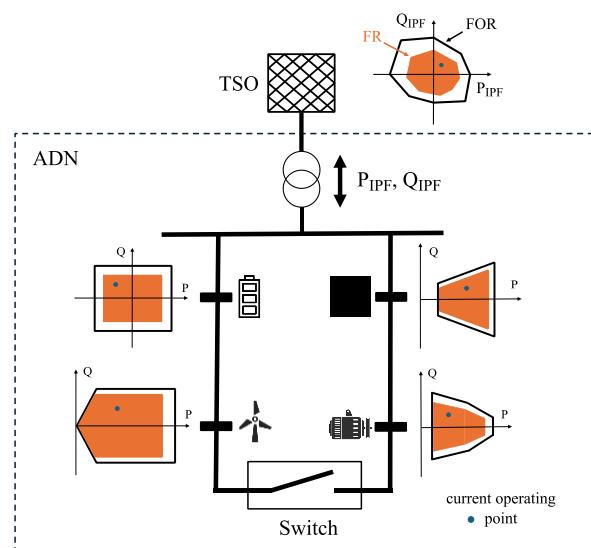


Abbildung 1: FORs im aktiven Verteilnetz

In der dritten Phase des Forschungsvorhabens ist das erklärte Ziel, mögliche Anforderungen an die Ausgestaltung eines lokalen Automatisierungssystems im Zusammenspiel mit der beschriebenen Regelung zu definieren. Hierbei sind bereits funktionale und nicht-funktionale Anforderungen beschrieben worden. Darüber hinaus sollen beispielhafte Betriebskonzepte identifiziert werden, die den Einsatz der Algorithmen ermöglichen. Einer dieser Anwendungsfälle ist das Engpassmanagement, ein anderer die Primärregelleistungserbringung. Am Ende der Projektlaufzeit werden die Konzepte mittels einer partnerübergreifenden Co-Demonstrationsplattform zusammengeführt.

DFG Schwerpunktprogramm 1984 - Hybride und multimodale Energiesysteme: Koordination

DFG Priority Programme 1984 - Hybrid and Multimodal Energy Systems: Coordination

Madeleine Jendernalik

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 system theory based 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.

Nachdem die erste Förderperiode des DFG-Schwerpunktprogramms 1984 Anfang des Jahres 2021 erfolgreich abgeschlossen wurde, konnte die zweite Förderperiode beginnen. In dieser sind 16 Universitäten und weitere Forschungseinrichtungen mit insgesamt 15 Teilprojekten beteiligt.

Innerhalb des Konsortiums übernimmt das ie³ erneut die Koordination des gesamten Schwerpunktprogramms und ist zusätzlich mit zwei Teilprojekten vertreten. Die Koordinationsaufgaben umfassen unter anderem die Organisation digitaler und analoger Meetings sowie die Weiterentwicklung der Test- und Integrationsplattform, die nicht nur als Basis für Regelungsalgorithmen dient, sondern auch grundlegende Konzeptvergleiche ermöglicht.

Wie bereits in der ersten Förderphase, konnten viele Publikationen, Dissertationen sowie zahlreiche Bachelor- und Masterarbeiten im Rahmen des Projektes veröffentlicht werden. Dieser Erfolg ist insbesondere der Vielzahl gemeinsamer Workshops, Graduate Schools sowie Vorträgen und Besuchen international anerkannter Wissenschaftler*innen zu verdanken (weitere Informationen unter: <https://www.spp1984.de/>).

In diesem Jahr durfte das ie³ zwei Gastprofessoren als Mercator Fellows begrüßen. Prof. Vournas (Athen, Griechenland) beschäftigt sich insbesondere mit Spannungsstabilität und der Steuerung von Stromnetzen, und reiste in den drei Monaten des Aufenthaltes zu den Universitäten in Dortmund, Kiel und Athen. Die Forschungsinteressen

von Prof. Livani (Reno, Nevada, USA) liegen beim maschinellen Lernen und der Datenanalyse. Während der jeweiligen Aufenthalte der beiden Mercator Fellows wurden am Institut mehrere Seminare veranstaltet und der Austausch mit den Mitarbeitenden des ie³ gefördert.

Weiterhin wurde das Abschlusskolloquium des DFG Schwerpunktprogramms 1984 an der Technischen Universität Dortmund im Juli 2024 ausgerichtet. Dort konnten sich die Teilnehmenden innerhalb der Veranstaltungsdauer von zwei Tagen über ihre Forschungsergebnisse austauschen. Nach der Begrüßung durch die DFG und das ie³ am ersten Tag des Kolloquiums wurden Kurzvorträge gehalten, in denen ausgewählte Forschungsschwerpunkte genauer thematisiert wurden. Danach folgten eine Abendveranstaltung und Abendessen, bei welchen Dortmund etwas erkundet werden konnte. Der zweite Tag des Abschlusskolloquiums begann mit Elevator Talks zu jedem der anwesenden Teilprojekte. Anschließend konnten detaillierte Einblicke in die einzelnen Forschungsgebiete in einer Poster Session gewonnen werden. Insgesamt waren von den 15 Teilprojekten 13 Projekte vertreten, wodurch das breite Spektrum an Forschungsergebnissen deutlich wurde. Außerdem durften wir Mitglieder des DFG Fachkollegium 4.42 willkommen heißen.

Im Anschluss an das Abschlusskolloquium wird nun der Abschlussbericht der zweiten Förderperiode durch die Koordination des Projektes vorbereitet.

4.2 Distribution Grid Planning & Operation

TwinEU – Digital Twin For Europe

Jawana Gabrielski

Im Forschungsprojekt ‚Digital Twin for Europe‘ („TwinEU“) wird ein Pan-Europäischer digitaler Zwilling für das Energiesystem entwickelt. Der Fokus liegt auf der Verbesserung der Interoperabilität des Datenaustauschs, wozu lokale digitale Zwillinge zu einem föderalen Ökosystem digitaler Zwillinge kombiniert werden. Dabei bleibt jeder Betreiber flexibel bezüglich eigener Implementierungsentscheidungen, während die Entstehung isolierter Instanzen verhindert wird.

The research project 'Digital Twin for Europe' ('TwinEU') is developing a pan-European digital twin for the energy system. The project aims to enhance the interoperability of data exchange by combining local digital twins into a federated ecosystem of digital twins in which each operator retains the flexibility to make its own implementation decisions, while preventing the emergence of isolated instances.

This project receives funding from the Horizon Europe by the European Commission under the Grant Agreement 101136119.

The current international situation makes the process of energy transition more critical for Europe than ever before. It is a key requirement to increase the penetration of renewables while aiming at making the infrastructure more resilient and cost-effective. In this context, digital twins offer a tool to facilitate all aspects of business and operational coordination for system operators and market parties.

To address these challenges, the TwinEU project brings together a consortium of 75 partners from 15 countries, led by Fraunhofer FIT, aiming to implement eight demonstrators across 11 European countries. The demonstration areas range from resilience and reliability, monitoring and control to optimization of operations and markets as well as dynamic studies.

The ie³ supports the German demonstrator, which seeks to enhance the availability of information as well as data exchanges in a system with a significant share of renewable energy sources. To control this system, transmission system operator as well as distribution system operator need detailed and up-to-date information, and moreover, information exchanges between both of them are required. The implementation is based on existing solutions of digital twins, which combine data from different sources e.g. GIS, ERP. These will be employed and extended in their functionalities in different use cases. All of these use cases aim to speed up energy transition, by unlocking the flexibility usage. As flexibilities are mostly located in the distribution grid and can either be used grid-compatible locally in the distribution grid or globally system-compatible in the transmission grid,

first, real time measurements are integrated to enhance utilization monitoring in the distribution grid. In addition, topology measurements are included so that grid states can be estimated accurately taking into account topology changes. The results of the state estimation are used to identify threshold violations and critical network states. Analysing these real-time and historic grid states is leveraged to manage consumption peaks and to identify critical grids. Especially in these critical grids, forecasts for congestions are developed, including historical data as well as other influencing factors. In order to prevent those congestions, load shifting of flexibility providers like distributed energy resources, electric vehicles, heat pumps, and batteries, will be motivated based on price incentives to adjust their behavior. This helps to prevent grid limit violations in the short term and reduce expansion costs in the long term. In addition, information about aggregated available flexibility of multiple customers is provided to the transmission system operator. For this, data spaces are used as a common information platform. The transmission grid operator can use the aggregated flexibility for grid services like frequency restoration or redispatch. Depending on the use case additional information such as the region in case of redispatch have to be considered in the aggregation.

In this way, TwinEU leverages digital twin technology to enhance data availability, real-time monitoring, and flexibility management across transmission and distribution grids. This coordinated approach supports Europe's energy transition.

AISOP - KI-unterstützte Netzlageerfassung und Betriebsplanung

AISOP - AI-assisted grid Situational Awareness and Operational Planning

Razieh Balouchi Anaraki

In diesem Projekt fungiert der Digitale Prozesszwilling (DPT) als entscheidendes Werkzeug zur Verbesserung der Entscheidungsfindung und Digitalisierung in Netzen, insbesondere in Verteilnetzen. Ziel ist es, ein KI-gestütztes Entscheidungsunterstützungssystem zu entwickeln, das speziell für Betreiber von Stromverteilnetzen konzipiert ist. Durch die zunehmende Integration dezentraler Erzeugungsquellen, wie z.B. Photovoltaikanlagen, sowie neuer Lasten, steht das Netz vor Herausforderungen, die eine schnelle und effiziente Entscheidungsfindung erfordern. Diese Initiative nutzt fortschrittliche datengesteuerte Techniken, um diese Herausforderungen zu bewältigen und die Betriebsplanung zu verbessern. Durch die Integration von künstlicher Intelligenz und maschinellem Lernen zielt das Projekt darauf ab, das Situationsbewusstsein zu erhöhen und Marktanreize zu schaffen. Zu den Schlüsselaspekten gehören Datenzugang und -erfassung, Situationsbewusstsein für Verteilungsnetze, Entscheidungshilfe für das Netzmanagement, dynamische Tarifsysteme und die Integration digitaler Plattformen durch den digitalen Zwilling. All diese Elemente werden durch spezielle Test- und Schulungsumgebungen unterstützt.

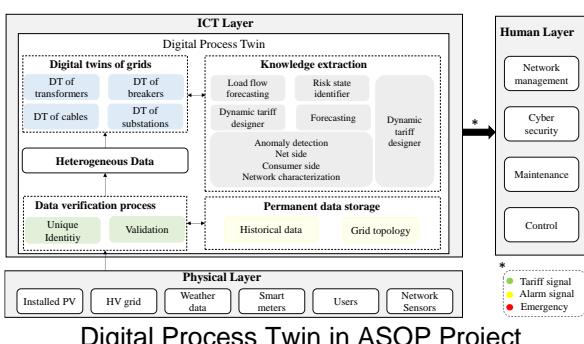
In this project, the Digital Process Twin (DPT) serves as a vital tool for enhancing decision-making and digitization in grids, particularly in distribution systems. The goal is to develop an artificial intelligence-assisted decision support system specifically designed for electricity distribution system operators (DSOs). Due to the increasing integration of decentralized generation sources, such as photovoltaics, and the emergence of new loads, the grid faces challenges that require quick and efficient decision-making. This initiative employs advanced data-driven techniques to address these challenges and improve operational planning. By integrating artificial intelligence and machine learning solutions, the project aims to enhance situational awareness and create market incentives. Key components include data access and capture, situational awareness for distribution grids, decision support for grid management, dynamic tariff structures, and the integration of digital platforms through the Digital Twin. All of these elements are supported by dedicated testing and training environments.

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

With the increasing integration of photovoltaic systems and the emergence of new electrical loads, new challenges are facing grid systems. A more advanced level of digitization is necessary to ensure stability and efficiency in these evolving grids. Through digitization, the capability to collect and process extensive information from diverse sensors and digital twin components is provided, essential for enhanced understanding and optimized decision-making.

Digital Process Twins (DPT) within energy systems encompasses a range of tasks typically performed by grid operators. DPTs focus on extracting knowledge insights from collected data, thereby facilitating the shift towards a more autonomous grid management system. DPTs provide valuable signals that help operators minimize reliance on manual interventions for analysis and decision-making. By using artificial intelligence techniques, not only the accuracy of data analysis by DPTs is improved, but also the digitization of the grids is enhanced.

Several key components are included in the DPTs, as shown in the figure: a) data verification process, b) Digital twins of networks, through which virtual models of physical assets are created for simulation and analysis, and c) knowledge extraction, where data is processed to identify patterns, predict trends, and generate alerts. These alerts support operators in managing a dynamic and increasingly complex network environment.



Redispatch 3.0 - Demonstrationsprojekt

Redispatch 3.0 - Demonstration Project

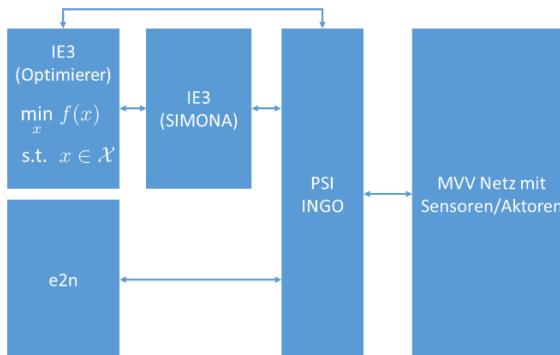
Maísa Beraldo Bandeira, Alexander Engelmann, Daniel Feismann

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 Einheiten im Niederspannungsnetz mit Flexibilitätspotential für das Engpassmanagement nutzbar zu machen.

The Redispatch 3.0 research project investigates the potential of the increasing spread of photovoltaics, heat pumps and electric mobility in the context of congestion management. Within the project, energy management functionalities were integrated into SIMONA and a heuristic method was developed to efficiently consider batteries in the process through aggregation.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages (Förderkennzeichen 03E14043A - 03E14043K). Ergebnisse des Projektes wurden gemeinschaftlich mit den Projektpartnern erzielt.

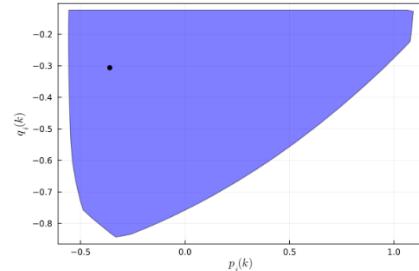
Steuerbare Ressourcen wie Photovoltaik, Wärmepumpen und Elektromobilität können Flexibilität in ihrem Betriebsverhalten anbieten. Ein Ziel dieses Projektes ist, diese Flexibilität auch für das Engpassmanagement in den oberen Spannungsebenen nutzbar zu machen. Dazu werden in zwei Feldtestgebieten u.a. über Smart Meter verschiedene Einheiten im Niederspannungsnetz mit Flexibilitätspotential sowie Sensoren im Netz erschlossen. Unter Ergänzung von Prognosetechnologien erfolgt seitens des ie³ eine Optimierung der Betriebsplanung im Rahmen des Engpassmanagements.



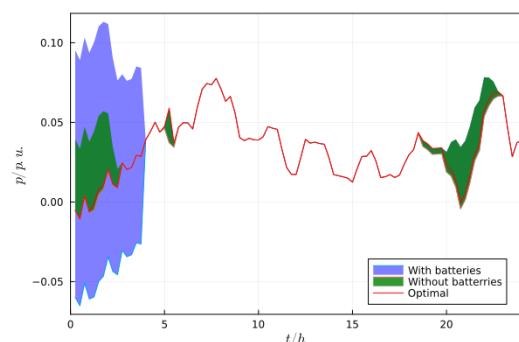
Schematischer Aufbau des Systems

Hierzu werden zunächst Flexibilitätsmengen in allen unterlagerten Verteilnetzen berechnet, welche die möglichen Leistungstransfers am Verknüpfungspunkt zum Übertragungsnetzt 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 letzten Schritt wird ein Optimierungsproblem im unterlagerten Netz gelöst, um Sollwerte für alle steuerbaren Ressourcen zu finden (Disaggregation). Dabei ist der zuvor vom überlagerten Netz berechnete optimale Leistungswert am Verknüpfungspunkt als Randbedingung vorgegeben.



Flexibilitätsmenge für einen Zeitschritt



Flexibilitätsmenge für mehrere Zeitschritte

SIMONA – Erweiterung verschiedener Funktionalitäten

SIMONA – Extension of various functionalities

Sebastian Peter, Johannes Bao, Marius Staudt, Thomas Oberließen, Daniel Feismann

Der Einsatz von SIMONA in spezifischen Forschungsprojekten erfordert, ebenso wie die voranschreitende Energiewende, laufende Erweiterungen und Anpassungen der Simulationsumgebung. Die neuesten Entwicklungen bei SIMONA werden hier vorgestellt.

The use of SIMONA in specific research projects, as well as the ongoing energy transition, require continuous expansion and adaptation of the simulation environment. The latest developments within SIMONA are presented here.

Modellierung und Simulation sind häufig verwendete Methoden, um Experimente an einem virtuellen Abbild eines realen Systems durchzuführen. Sie sind insbesondere für das elektrische Verteilnetz hilfreich: Häufig beziehen sich Fragestellungen auf die Zukunft und reale Experimente würden die Systemsicherheit gefährden. Deshalb wird das ereignisdiskrete und agentenbasierte Verteilnetzsimsulationsmodell SIMONA fortwährend weiterentwickelt.

Nachfolgend werden die wesentlichen Erweiterungen des letzten Jahres kurz vorgestellt.

Wärmepumpen

Der vermehrte Einsatz von Wärmepumpen in den Verteilnetzen erfordert die Integration entsprechender Modelle in die Energiesimulation SIMONA. Im Zuge dessen wurde das vorhandene Wärmepumpenmodell grundlegend überarbeitet und vervollständigt. Weitere Modellaspekte wie die Modellierung des Wärmebedarfs zur Warmwasserbereitstellung in Haushalten sind ebenfalls in der Entwicklung. Über Validierungsverfahren sowie die Integration statischer Testmethoden wird die dauerhafte Zuverlässigkeit des Modells gewährleistet.

Zustandsorientierte Systemteilnehmer

Die Implementierung von Lasten und Einspeisungen reicht weit zurück und weist mittlerweile kleinere Schwächen auf, welche insbesondere mit Hinblick auf zustandsorientierte Systemteilnehmer und die Handhabung von Flexibilitätsberechnung deutlich werden. Eine Umstrukturierung des Implementierungskonzepts erfordert hierbei auch eine leichte Adaption der bestehenden physikalischen Modelle und ihrer Agenten. Zukünftig sollen Agenten von Systemteilnehmern alleine durch die Implementierung einer Klasse definiert werden und somit die Adaption und Erstellung von Agenten erleichtern.

Zeitreihenbasierte Auswertung

Die Ergebnisse der Energiesystemsimulation liegen in hochauflösenden ereignisdiskreten Zeitreihen vor. Um Erkenntnisse aus den Simulationsergebnissen zu gewinnen, müssen diese ausgewertet und dargestellt werden. Zur Vereinfachung dieses Vorgangs, wurde das Tool *pypsdm* entwickelt und Open Source veröffentlicht. Dieses ermöglicht das Auslesen von Eingangs- und Ergebnisdaten, sowie Analysen der Daten auf unterschiedlichen Aggregationsebenen. Mittels Verschneidung von Eingangs- und Ausgangsdaten lassen sich bezogene Auswertungen, wie die Analyse der Zusammensetzung der Knotenleistungen durchführen, sowie die relative Auslastung der einzelnen Netzkomponenten auswerten.

Integration in Co-Simulationen

Die Energiewende erweitert die Vielfältigkeit von Anlagen im Verteilnetz. Zur geschärften Abbildung wurde eine Schnittstelle von SIMONA zu anderen Simulationstools entwickelt und implementiert. Die Schnittstelle ermöglicht die Integration einer Mobilitätssimulation für Elektrofahrzeuge oder auch die Anbindung von SIMONA an Co-Simulationen. Die externen Co-Simulatoren erweitern mit ihrem flexiblen Design den Funktionsumfang, z.B. durch die Verbindung mit anderen spezifischen Simulatoren wie z.B. Elektrolyseuren.

Netzengpassbehandlung

Durch die Erweiterung von SIMONA um eine Netzengpassbehandlung kann die Fähigkeiten eines Netzes, Engpässe zu beheben, untersucht werden. Hierzu ist bereits die Transformatorenstufung implementiert. Darüber hinaus wurden Konzepte für Topologieänderungen sowie die Nutzung von Flexibilität erarbeitet.

ReCoDE – Referenzplattform Co-Simulation Digitalisierter Energiesysteme

ReCoDE – Reference platform co-simulation for digitised energy systems

Johannes Bao, Marius Staudt

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 auch 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) unter dem Förderkennzeichen 03EI6093B.

Die Energiewende erfordert eine zunehmende Zusammenarbeit zwischen verschiedenen Netzbetreibern, Spannungsebenen und Akteuren im Energiesystem, um eine zuverlässige und wirtschaftliche Stromversorgung zu gewährleisten. Durch die Berücksichtigung von Energiesystemen und Kommunikationsnetzen in der Netzplanung können die Wechselwirkungen von unterschiedlichen Akteuren in digitalisierten Energiesystemen schärfer dargestellt und ausgenutzt werden.

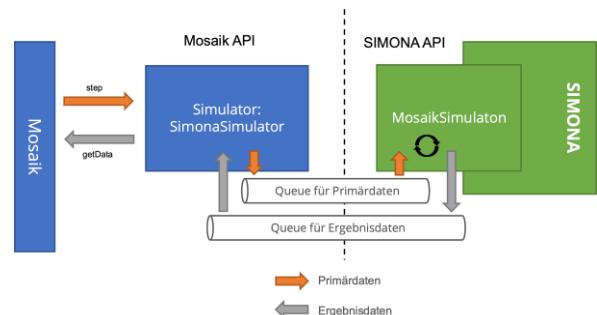
Im Projekt „ReCoDE“ wird angestrebt, eine Co-Simulationsplattform zu entwickeln, die es ermöglicht, aktuelle und zukünftige Anwendungsfälle in digitalisierten Energiesystemen umfassend zu analysieren. Hierzu werden die Energiesystem-Simulatoren SIMONA und pandapower sowie der Kommunikationssimulator OMNeT++ durch die Anbindung an die Co-Simulationstools mosaik und OpSim miteinander verknüpft.

Die Gestaltung der ReCoDE-Plattform wird gezielt auf die Untersuchung von relevanten Anwendungsfällen ausgerichtet. Aus kommunikationstechnischer Sicht werden neue Technologien wie der Einsatz von Network-Slicing zur effizienteren Ausnutzung von Kommunikationsnetzen betrachtet. Außerdem werden die Wechselwirkungen von Kommunikationsnetz und Energiesystem untersucht:

- Regelung von Niederspannungsnetzen durch Abregelung von Lasten nach §14a EnWG
- Interaktion von Energiemanagementsystemen und Netzbetreibern im Engpassmanagement von Verteilnetzen

Die Konzeption der Tool-Kopplungen erfolgte mit der Prämisse die bestehenden Schnittstellen der Simulationstools zu erweitern. Insbesondere wurde hierfür ein Konzept entwickelt, das eventdiskrete Verhalten von SIMONA mit den Co-Simulatoren mosaik und OpSim ohne Performanceeinbußen zu verknüpfen. Die Implementierung wird modular gestaltet, um zukünftige Anwendungsfällen untersuchen zu können.

In einer ersten Untersuchung eines exemplarischen Simbench-Netzes konnte die Beeinflussung der Energiemanagement-Systeme durch den Netzbetreiber gezeigt werden. Im nächsten Schritt wird durch die Einbindung einer Kommunikationsschicht eine Zuverlässigkeitsanalyse des digitalisierten Energiesystems unter Berücksichtigung von Fallback-Strategien im Falle eines Kommunikationsausfalls implementiert und evaluiert.



Kommunikation zwischen Mosaik und SIMONA

TRR391 – Räumlich-zeitliche Statistik für die Energie- und Mobilitätswende

TRR391 – Spatio-temporal Statistics for the Transition of Energy and Transport

Johannes Bao

Im interdisziplinären Forschungszentrum / Transregio TRR391 werden technisch- und wirtschaftlich relevante räumlich-zeitliche statistische Prozesse modelliert, geschätzt und vorhergesagt. Für die Netzzustandsermittlung in Verteilnetzen werden neue Methoden entwickelt, die neben der räumlichen Verteilung von Messwerten auch die zeitliche Entwicklung berücksichtigen.

The interdisciplinary research center / Transregio TRR391 models, estimates and predicts technically and economically relevant spatio-temporal statistical processes. New methods are being developed for determining the grid status in distribution grids that take into account not only the spatial distribution of measured values but also the temporal development.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) im Rahmen des Transregio TRR391.

Die Integration von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und neuen Lasten u.a. durch den Heiz- und Verkehrssektor, stellen neue Herausforderungen in der Planung und Betriebsführung von Verteilnetzen dar. Eine wichtige Funktionalität ist hierbei die Schätzung und Vorhersage von Netzzuständen, um in der Betriebsführung geeignet auf Engpässe reagieren zu können.

Aufgrund der geringeren Ausstattung mit Messinfrastruktur sind klassische Netzzustandsermittlungsverfahren nicht ohne weiteres auf Verteilnetze anwendbar. Die tatsächlichen Messungen müssen um, z.B. auf Grundlage von Wetterprognosen, generierte Pseudo-Messwerte, ergänzt werden. Weiterhin verschlechtert die hohe Volatilität von erneuerbaren Energien und Lasten die Genauigkeit der Netzzustandsermittlung.

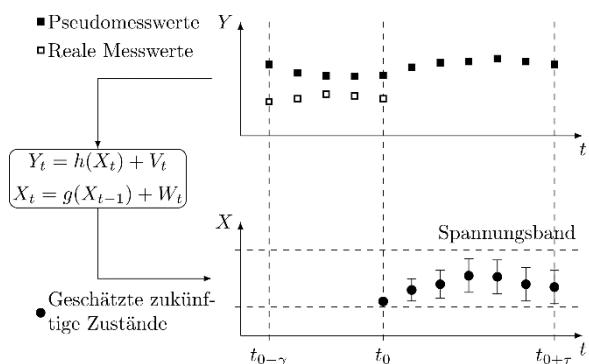
Im Rahmen des Arbeitspakets „Statistische Modellierung und Analyse für eine Netzzustandsermittlung in elektrischen Verteilnetzen“ sollen als Hauptziel Schätzungen für zukünftige Spannungswerte an allen Knoten inklusive Vertrauensbändern aufgrund von realen Messungen und Pseudo-Messwerten bestimmt werden.

Im ersten Schritt werden dabei neue Methoden entwickelt, die neben der räumlichen Verteilung von Messungen auch die zeitliche Entwicklung von Messwerten sowie die Generierung von Pseudo-Messwerten einbeziehen. Dies ermöglicht eine robuste Schätzung von Netzzuständen unter Berücksichtigung der hohen Volatilität von Leistungen im Verteilnetz.

Für einen stabilen Netzbetrieb muss sich z.B. die ermittelte Spannung im Spannungsband befinden. Dafür werden im zweiten Schritt Konfidenzintervall für die ermittelten Netzzustände bestimmt. Diese ermöglichen mit Hilfe von Change-Point-Methoden eine frühzeitige Erkennung von kritischen Netzzuständen.

Um eine möglichst hohe Genauigkeit der entwickelten Methoden zu erzielen, werden auch Anforderungen an die Eingangsdaten gestellt. Hierzu werden das optimale Verhältnis von Messungen und generierten Pseudo-Messwerten sowie die optimale Positionierung von Messgeräten im Verteilnetz bestimmt.

Begleitend wird eine Evaluationsumgebung für Netzzustandsermittlungs-Algorithmen entwickelt. In dieser können die Verfahren sowohl mit Simulationen als auch mit realen Datensätzen validiert werden und iterativ verbessert werden. Zudem sollen dabei auch Netzmodelle validiert werden sowie eventuelle Topologieänderungen erkannt und berücksichtigt werden.



Räumlich-zeitliche Netzzustandsermittlung

HoLa – Hochleistungsladen im Langstrecken-Schwerlastverkehr

HoLa – High performance charging for long-haul trucking

Thomas Oberließen

Das Ziel des Projektes „Hochleistungsladen im Langstrecken-Schwerlastverkehr“ ist die Planung, die Errichtung und der Betrieb von ausgewählter Hochleistungs-Ladeinfrastruktur für batterieelektrische 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 03EMF0404

Im Rahmen des Projekts "Hochleistungsladen im Langstrecken-Schwerlastverkehr" untersucht das Institut ie3 die Auswirkungen der Integration von Hochleistungsladepunkten für elektrische Lastkraftwagen auf die elektrischen Verteilnetze.

Als Grundlage der Untersuchungen wurden die SimBench-Referenznetze verwendet. SimBench stellt dabei einen umfassenden Datensatz von Benchmark-Netzmodellen zur Verfügung, die folgende Komponenten beinhalten:

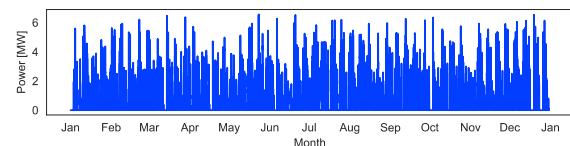
- Detaillierte Netzstrukturen
- Zeit- und lastabhängige Verbrauchs- und Erzeugungsprofile
- Abdeckung aller Spannungsebenen (von Höchstspannung bis Niederspannung)

Die Untersuchungen wurden in verschiedenen Szenarien auf Mittelspannungsebene durchgeführt, wobei drei unterschiedliche Grundszenarien mit variierender Anzahl neuartiger Erzeuger und Verbraucher betrachtet wurden. Durch die Berücksichtigung verschiedener Netzstrukturen und unterschiedlicher Positionierungen der Ladeanschlüsse ergaben sich insgesamt 36 Untersuchungsszenarien.

Die Analysen wurden mittels der Energiesystem-simulationssoftware SIMONA unter Einbindung einer simulierten LKW-Ladeleistungszeitreihe durchgeführt. Dabei wurden Jahressimulationen erstellt, die eine umfassende Bewertung der Netzauswirkungen ermöglichen. Diese detaillierte Be-trachtung über einen längeren Zeitraum erlaubt es, saisonale Effekte und verschiedene Lastsituationen zu berücksichtigen.

Hinsichtlich der technischen Machbarkeit zeigt sich, dass ein direkter Anschluss der Hochleistungsladepunkte an MS-Ortsnetzstationen aus Sicht der Transformatorauslastung grundsätzlich möglich ist.

Kritisch stellt sich jedoch die Integration von Ladepunkten dar, die in größerer Entfernung von den Transformatorenpositioniert sind. Hier zeigt sich eine überhöhte Leitungsauslastung sowie große Spannungsabfälle. In diesen Fällen wären erhebliche Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich, um einen stabilen Betrieb zu gewährleisten.



Simulierte LKW-Ladeleistungszeitreihe

In Zeiten starker PV-Einspeisung zeigt sich ein Potential zur Netzentlastung durch die Ladepunkte. Dies wird durch negative Transformatorauslastungsdifferenzen in den entsprechenden Zeiträumen deutlich und könnte durch intelligentes Lademanagement gezielt genutzt werden. Diese Erkenntnisse unterstreichen die Bedeutung einer sorgfältigen Standortwahl für Hochleistungsladepunkte unter Berücksichtigung der lokalen Netzkapazitäten und möglicher Synergieeffekte mit erneuerbarer Energie

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.

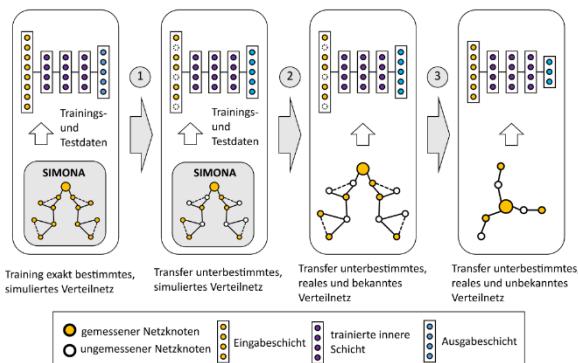
Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Kennzeichen 03EI6044B.

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 wurde über die am ie³ 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 2024 wurde das Projekt TRANSENSE erfolgreich zum Abschluss gebracht. Ein wesentlicher Meilenstein war die vollständige Integration

der entwickelten Komponenten, bestehend aus der Simulation-as-a-Service-Infrastruktur, dem innovativen Trainings- und Samplingalgorithmus sowie der Validierungsplattform. Ein Hauptaugenmerk lag dabei auf der Untersuchung der Übertragbarkeit synthetisch trainierter künstlicher neuronaler Netze auf reale Messdaten und Topologie eines elektrischen Verteilnetzes.



Trainings- und Validierungsstufen

In der Validierungsplattform konnte die grundsätzliche Übertragbarkeit des Ansatzes erfolgreich nachgewiesen werden. Ein Benchmarking gegen klassische Weighted-Least-Square Algorithmen zeigte vergleichbare Ergebnisse, was die Praxistauglichkeit des entwickelten Ansatzes unterstreicht.

Durch den Einsatz von Transferlernen konnte das ANN auf neue Netztopologien übertragen werden. Als besonders effektiv erwies sich dabei die Verwendung von Graph Neural Networks.

GridCloud: Simulation-as-a-Service für Digitale Zwillinge von Energiesystemen

GridCloud: Simulation-as-a-Service for energy systems Digital Twins

Bharathwajanprabu Ravisankar, Sebastian Peter

Die Digitalisierung der Energiesysteme insgesamt hat in der neuen digitalen Welt nicht nur wegen der Benutzerfreundlichkeit, sondern auch wegen des Zugangs und der Datenverwaltung auf verschiedenen Ebenen oberste Priorität. Da Netzkomponenten Daten in verschiedenen Formaten übermitteln, ist es notwendig, die Verarbeitung solcher Datenformate zu koordinieren, damit sie von Anwendungen wie Digital Twins (DTs) genutzt werden können. GridCloud ist ein multinationales Projekt, in dem das ie3 dazu beiträgt, unterschiedliche Datenformate in ein homogenes Format zu überführen und Simulation-as-a-Service in DTs bereitzustellen. SIMONA, ein agentenbasiertes Simulationsframework, soll verwendet werden, SIMONA-as-a-Service (SIMONaaS) im Kontext von DTs zu liefern.

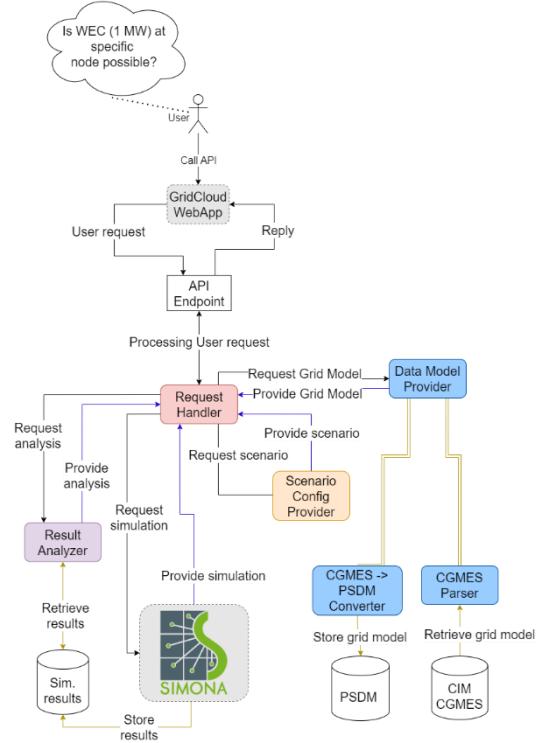
In this emerging digital world, digitalisation of energy systems at large has gained utmost priority not only for its ease of use but also for its access and data management at various levels. Since grid assets transmit data in different formats, it is necessary to coordinate the processing of such data formats to be used by applications, such as Digital Twins (DTs). GridCloud is a multinational project, in which ie3 contributes to combine distinct data formats into a homogeneous format and to provide simulation-as-a-service within DTs. SIMONA, an agent-based simulation framework, is to be utilized to provide SIMONA-as-a-Service (SIMONaaS) to DTs.

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

GridCloud is a multinational project focusing on developing energy systems Digital Twins (DTs) and its applications. Primarily the project is oriented towards Distribution Systems Operators (DSOs) to leverage the digital technologies and reinforce their grid planning, operation and management. Due to increased global awareness towards sustainability, such a reinforcement in DSOs level also helps with achieving carbon neutral or decarbonised energy systems operations. DTs, an emerging digital solution, act as a bridge between the physical real world and the digital virtual world. Several planning and operational scenarios as well as simulations can be worked out through DTs virtual scenarios without affecting the real world operation. This serves as a helpful feature to DSOs, as energy systems are complex and highly sensitive to changes. As an example, new installation of renewable energy infrastructures requires careful planning and operational decisions. So far, the approach involves manual planning followed by simulations and then stepwise analysis of results. This process is not only time consuming due to its non-automated nature, but also prone to errors due to synchronization issues of data adaptations within DSOs.

To address this problem, in this project, SIMONA, an agent-based simulation framework is offered as an automated simulation-as-a-service platform. Through such a platform, a DSO can ana-

lyse the feasibility of connecting additional renewable energy sources to the grid. For example, the installation of a wind energy converter in a certain location can be examined. The simulation is carried out using real world data and in an automated way offers fast responses along with in-depth result analysis. An overview of the simulation architecture used is shown in the diagram below.



Overview of SIMONA-as-a-Service

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, R. Krüßmann, M. Lindner, M. Masuch, M. Teodosic und F. Wedding

Für technooökonomische Analysen des elektrischen Energieversorgungssystems wird am ie³ die Markt- und Netzsimsulationsumgebung 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.

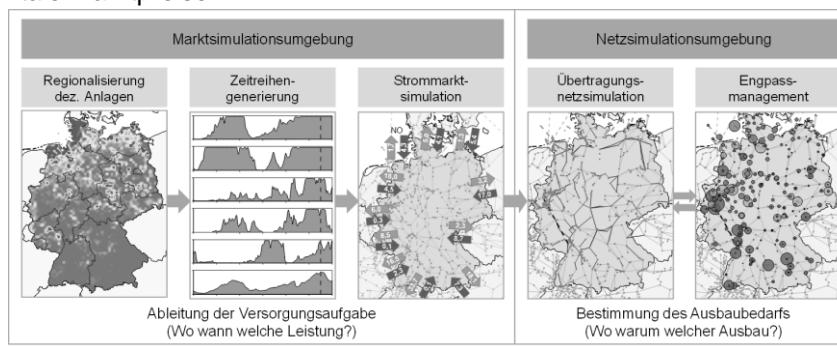
Aufgrund der vermehrten Integration erneuerbarer Energien (EE) und der zunehmenden Koppelung der Elektrizitätsmärkte und –netze ist das europäische Energiesystem grundlegenden Veränderungen unterworfen. Um die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf die strategische Netzentwicklung analysieren zu können, wird die am ie³ eingesetzte Markt- und Netzsimsulationsumgebung 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 lastflussteuernden 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 Änderung der Betriebspunkte von HGÜ-Verbindungen und Querreglern, die Anpassung 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

Einen großen Teil des Energiebedarfes Deutschlands stellt der Wärme- und Kältesektor dar. Für dessen Dekarbonisierung besteht einerseits die Möglichkeit von Effizienzgewinnen moderner Umwandlungsanlagen und zum anderen die Substitution fossiler Brennstoffe durch weniger CO₂-intensive Alternativen. Folglich ist davon auszugehen, dass die angestrebte Dekarbonisierung insbesondere durch dezentrale Gebäudewärmepumpen und großtechnische Power-to-Heat-Anlagen getrieben sein wird. Der Einfluss solcher Technologien auf den Strommarkt und das Übertragungsnetz wurde bislang häufig nur vereinfacht abgebildet. Durch eine Vielzahl von Weiterentwicklungen wurde die Möglichkeit geschaffen, das Wechselspiel zwischen Strom- und Wärme-sektor in MILES untersuchen zu können.

Die Abbildung zentraler Strom-Wärme-koppelter Anlagen in Wärmenetzen wird über einen knotenbasierten Ansatz realisiert. Dabei werden die Wärmebedarfe einzelner Wärmenetze in einem sogenannten Wärmeknoten aggregiert. Für jeden dieser Wärmeknoten wird anschließend in der zentralen Kraftwerkseinsatzoptimierung eine Nebenbedingung formuliert, über welche die Deckung der Wärmelast sichergestellt wird. Auf diese Weise können sowohl übergeordnete Markt- und Netzsiegel als auch lokale Erzeugungsanreize, welche aus heterogenen Anlagenportfolios und untergelagerten Wärmelasten resultieren, berücksichtigt werden.

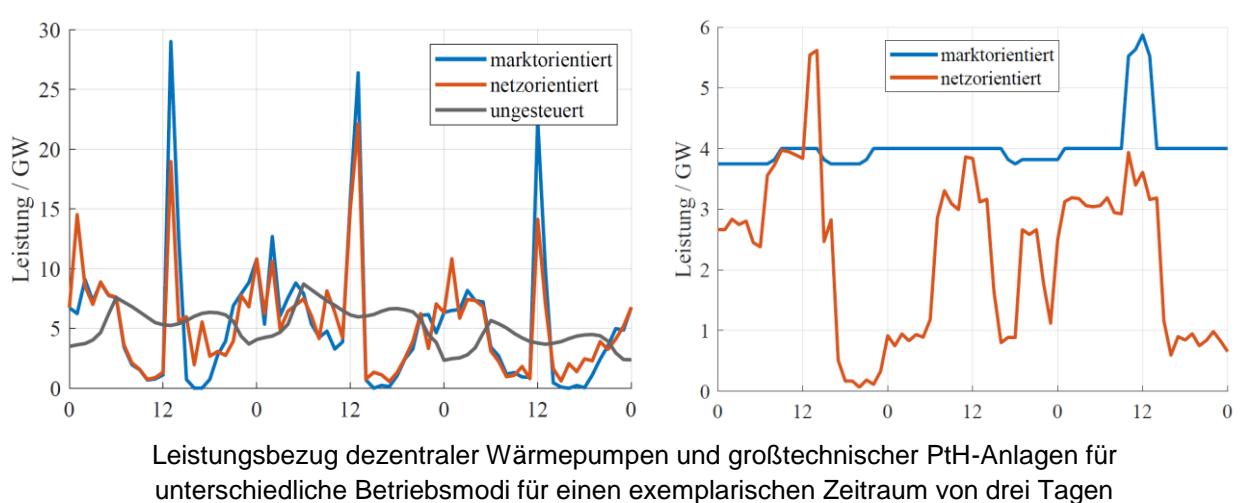
Neben dem Modell zur Abbildung zentraler Anlagen wurde eine integrierte Gebäudesimulation unter Berücksichtigung verschiedener Gebäude-typen zur Modellierung dezentraler Wärmepumpen und elektrischer Direktheizungen entwickelt. Durch Integration der thermo-elektrischen Zustandsgleichungen in die übergeordnete Optimie-rung kann der resultierende Raumwärmebedarf

modellendogen erfasst und unter Berücksichti-gung der thermischen Gebäudeträgheit und Puf-ferspeichersysteme eine markt- oder netzorientierte Flexibilitätsbewirtschaftung der elektrifizier-ten Heizsysteme durchgeführt werden. Zur Hand-habung der Problemkomplexität wurden darüber hinaus zwei Clusteringverfahren zur Auswahl re-präsentativer Wetterstandorte und repräsentati-ve Gebäudetypen entwickelt.

Für die einzelnen Modelle wurde jeweils eine um-fangreiche Datenbank der Wärmenetzlandschaft und des Gebäudebestandes in Deutschland unter Berücksichtigung zentraler Kennwerte für die Energiesystemanalyse konzipiert und implemen-tiert.

Die Validierung der entwickelten Modelle erfolgte im Rahmen einer exemplarischen Anwendung innerhalb der oben beschriebenen europäischen Strommarkt- und Übertragungsnetzsimula-tionsumgebung MILES für das Zieljahr 2035. Die Ergebnisse zeigen, dass eine flexible Betriebsweise Strom-Wärme-gekoppelter Umwandlungsanla-gen zu einer erhöhten Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen und zu einer Opti-mierung des Gesamtsystems beiträgt.

Den Modellen liegt ein allgemeingültiger Ansatz für die Abbildung des Wärmesektors in Optimie-rungsmodellen zugrunde, sodass eine hohe Übertragbarkeit gewährleistet wird. Weiterhin wei-sen die Modelle ein angemessenes Verhältnis zwis-schen rechentechnischer Komplexität und De-tailgrad auf, sodass eine zukünftige Anwendung im Rahmen akademischer Untersuchungen und realer Planungsprozesse denkbar erscheint. An-gestrebte Weiterentwicklungen umfassen bei-spielsweise die Berücksichtigung von Prozess-wärmeanwendungen, sowie Restriktionen un-tergelagerter Spannungsebenen.



PREDICT - Robuste Übertragungsnetzplanung unter Berücksichtigung des Klimawandels: Hochauflösende Modelle und effiziente Optimierungsmethoden

PREDICT - Robust transmission grid planning under a changing climate: high-resolution models and efficient optimization methods

Felix Wedding

Die Planung des Ausbaus des Übertragungsnetzes ist notwendig, um die Integration erneuerbarer Energiequellen voranzutreiben. Deren dargebotsabhängige Einspeisung führt zu Unsicherheiten auf mehreren Ebenen. Zur Berücksichtigung der Unsicherheiten, die sich aus dem Auftreten von Extremwetterereignissen oder aus langfristigen Klimaentwicklungen ergeben, wird ein Netzplanungsmodell entwickelt, das mithilfe von stochastischer Optimierung unterschiedliche mögliche Transformationspfade berücksichtigt.

Planning the expansion of the transmission grid is necessary in order to promote the integration of renewable energy sources. Their supply-dependent feed-in leads to uncertainties on several levels. To take into account the uncertainties arising from the occurrence of extreme weather events or long-term climate developments, a grid planning model is being developed that uses stochastic optimisation to consider different possible transformation paths.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) unter der Projektnummer 527339595 gefördert.

Die angestrebte Umstellung der Energieversorgung auf Energie aus erneuerbaren Quellen sorgt für die Notwendigkeit von Anpassungen des Netzeplanungsprozesses. Aufgrund des dargebotsabhängigen Verhaltens von erneuerbaren Energiequellen und sektorkoppelnden Technologien, die für die Elektrifizierung weiterer Sektoren benötigt werden, sind die genauen Erzeugungs- und Lastsituationen für langfristige Zeiträume schwer zu prognostizieren. Im Projekt PREDICT soll daher eine Methode entwickelt werden, die dazu geeignet ist, bei der Planung des Ausbaus des Übertragungsnetzes verschiedene Zukunftsszenarien zu berücksichtigen.

Im ersten Schritt des Projekts wird eine Methode entwickelt, die Unsicherheiten auf unterschiedlichen Zeitskalen abbildet. Mithilfe von Datensätzen aus der Klimamodellierung wird eine Struktur von Szenarien abgeleitet, die sowohl extreme Wetterereignisse als auch langfristige Klimaentwicklungen darstellt.

Aufbauend auf der Unsicherheitsmodellierung soll im Projekt ein Modell zur Planung von Übertragungsnetzen entwickelt werden, welches diese zukünftigen Szenarien berücksichtigt. Dabei sollen anders als bisher üblich die Schritte der Netzausbauplanung und der Betriebsoptimierung bestehender Anlagen gleichzeitig vorgenommen werden. Dafür werden Ansätze aus der Simulationsumgebung MILES zu einem integrierten Pla-

nungsmodell weiterentwickelt, das auf stochastischer Optimierung basiert. Der Ansatz der stochastischen Optimierung ermöglicht es, ein System so auszulegen, dass es einerseits den Anforderungen verschiedener Szenarien genügt und dass andererseits der Erwartungswert der dadurch entstehenden Gesamtsystemkosten minimiert wird. Ziel dieses Verfahrens ist es, sowohl Investitions- als auch Betriebsentscheidungen in den Planungsprozess einfließen zu lassen.

Bei der Verwendung stochastischer Optimierung ist es notwendig, Optimierungsprobleme mit erheblicher Größe effizient zu lösen. Dafür soll im Projekt von den Partnern der Universidad de Chile eine leistungsfähige Lösungsmethodik entwickelt werden. Mit State-of-the-Art-Dekompositionsmethoden wie dem Column Generation & Sharing soll das Optimierungsproblem auf verschiedene Teilprobleme aufgeteilt werden. Die Teilprobleme können mit verteiltem Rechnen gelöst werden, ohne die Abhängigkeiten der Teilprobleme zu vernachlässigen. Dadurch soll ermöglicht werden, die Methode auf Übertragungsnetze mit realitätsnahen Dimensionen anzuwenden.

Die neu entwickelten Methoden sollen schließlich in einer Fallstudie sowohl auf das europäische als auch auf das chilenische Übertragungsnetz angewendet werden. Daran soll aufgezeigt werden, welche Vorteile die Berücksichtigung wetter- und klimabasierter Unsicherheiten bei der Übertragungsnetzplanung haben können.

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 is targeted to identifying 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.

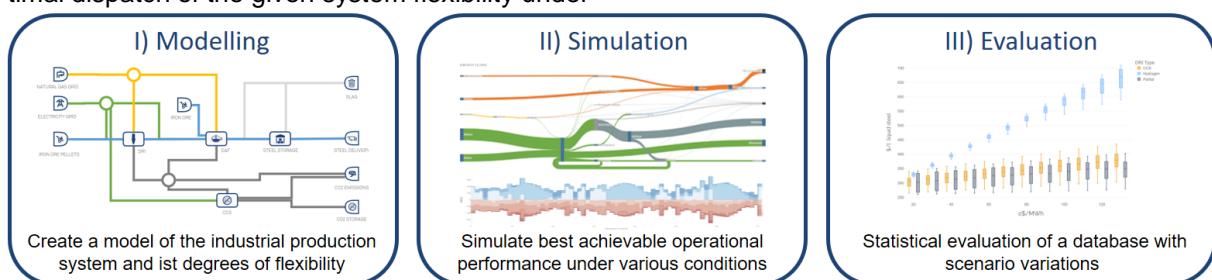
In recent years, prices and volatility on the European energy markets have increased sharply. Parallel to this progressive trend, the decarbonization of the industry is necessitated, which, in many cases, translates into increased electrification. Consequently leading to a growing dependency on a reliable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

In the first year of this project, a simulation framework has been developed, allowing for a model representation of any industrial process by representing it as a network of components, each bearing fundamental process properties. The algorithm accommodates a wide range of energy carriers, continuous and batch process characteristics, flow controls, thermal systems, market connections, storage facilities, emissions, and operating point-dependent efficiencies and losses. Central to the tool's operation is a time-series-based cost optimization, which determines the optimal dispatch of the given system flexibility under

given market scenario conditions in consideration of all operational constraints. The method was designed to aid investment and operational decisions. Based on this foundational work, the last year of the project focused on applying the developed toolkit on two real world use cases.

The first use case, developed in collaboration with the Engineering and Public Policy Institute of Carnegie Mellon University in Pittsburgh, focuses on a steel decarbonization project. This project involves the simulation of flexibility potentials in future direct reduced iron steelmaking plants. By simulating different plant configurations and market scenarios, we were able to quantify how hydrogen-based steelmaking could respond dynamically to electricity market fluctuations, optimizing both cost efficiency and emission reduction.

The second use case targeted a waste processing facility, where a blackbox optimizer framework was employed to perform runtime-efficient optimal asset dimensioning under uncertainty. This involved the analysis of multiple configurations of the facility's energy and material flows, considering varying market conditions and operational constraints. This use case illustrated the effectiveness of the method in industries outside traditional heavy manufacturing, emphasizing its broad applicability across different types of industrial processes.



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 zunehmend 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 gefördert durch das Horizon Förderprogramm der Europäischen Union unter dem Kennzeichen 101056934.

Im Rahmen des DriVe2X Projektes liegt der Fokus auf der Entwicklung innovativer Tools, Modelle und Technologien zur Ermöglichung des zukünftigen massenhaften Einsatzes batterieelektrischer Fahrzeuge (BEF) durch Vehicle-to-Everything (V2X) Anwendungen. Die entwickelten Algorithmen werden teils rein simulativ und teils in praktischen Anwendungen an fünf europäischen Demonstratorstandorten getestet.

Im Jahr 2024 wurde am ie³ zum einen die Simulationsumgebung weiterentwickelt, welche den Einsatz flexibler Anlagen in Verteilnetzen zur Reduktion auftretender Grenzwertverletzungen optimiert. Hierbei werden unter den flexiblen Anlagen ebenfalls BEF berücksichtigt, um die Auswirkungen der Integration dieser Technologie auf die Verteilnetze zu untersuchen.

Ein weiterer Schwerpunkt lag auf der Identifizierung geeigneter repräsentativer Verteilnetzmodelle. Im Rahmen der Netzmodellidentifizierung wurden insgesamt 237 Netzmodelle aus der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene erfasst, darunter Modelle aus Deutschland, den Niederlanden, Finnland, Großbritannien und Spanien sowie Netzmodelle, die allgemeine europäische Charakteristika abbilden. Ein Großteil dieser Netzmodelle wurde durch eine umfassende Literaturrecherche identifiziert, einige Modelle (z.B. für Finnland und die Niederlande) wurden zudem

von beteiligten Projektpartnern für das DriVe2X Projekt generiert. Die identifizierten Netzmodelle wurden zudem in ein standardisiertes Datenformat überführt und in einer Datenbank auf der Plattform „Zenodo“ veröffentlicht.

Im weiteren Projektverlauf soll die lokale Flexibilitätsoptimierung mithilfe der identifizierten repräsentativen Netzmodelle in den Kontext einer europäischen Gesamtsystemanalyse eingebettet werden. Zudem werden die Auswirkungen des spannungsebenenübergreifenden Flexibilitätseinsatzes der im Verteilnetz angeschlossenen Anlagen untersucht.

Nachdem im vergangenen Jahr eine bidirektionale Ladesäule zur Aufzeichnung von Lade- und Entladekurven verschiedener BEF im Labor des ie³ installiert wurde, stand darüber hinaus die Vorbereitung der angestrebten Hardware-in-the-loop (HiL) Simulationen im Vordergrund. Dabei soll der Demonstratorstandort in Budapest nachgebildet und untersucht werden. Zur Vorbereitung der HiL-Simulationen wurde ein weiteres Netzmodell erstellt, welches die örtlichen Gegebenheiten des Demonstrators adäquat abbildet. Zudem wurden diverse zu analysierende Szenarien definiert, in denen beispielsweise die Anzahl an BEF oder die Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen variiert wird.

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

Nils Offermann, Martin Lindner

Im Vorhaben MOPPL wird ein Verfahren entwickelt, 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.

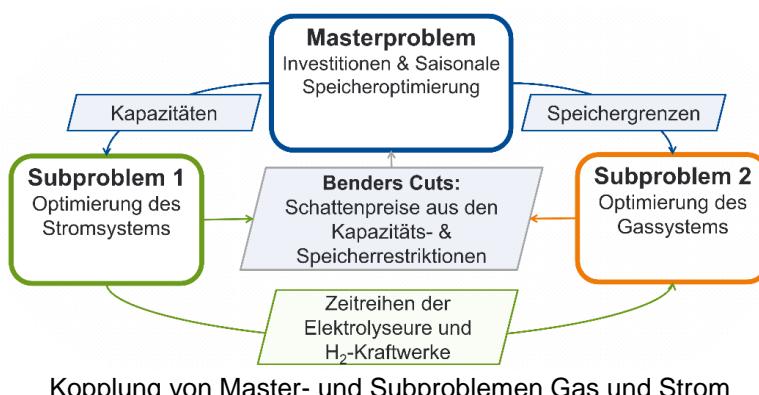
Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) unter dem Kennzeichen 03SF0660C gefördert.

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 Modellkopplung eines Energiesystemmodells mit Transportnetzmodellen für Strom und Gas auf Basis des Dekompensationsansatzes nach Benders zur integrierten Planung von Gas-, H₂- und Stromnetzinfrastrukturen unter Berücksichtigung internationaler Märkte.

In der zweiten Phase des Projektes wurde die Kopplung der partnerspezifischen Modelle weiter vorangetrieben. Die Koordinierung des Optimierungsverfahrens erfolgt über eine Datenbankschnittstelle, wodurch eine automatisierte Lösung der Problemstellung ermöglicht wird. Im Rahmen

des Masterproblems werden dafür zunächst installierte Leistungen und Speichergrenzen der saisonalen Gasspeicher ermittelt. Diese werden an die Subprobleme Gas und Strom übergeben, deren Betrieb anschließend separat optimiert wird. Für die folgenden Iterationen werden duale Variablen aus den beiden Subproblemen iterativ an das Masterproblem zurückgegeben. Der Lösungsraum im Masterproblem wird dabei durch sogenannte Benders Cuts sukzessiv eingeschränkt bis der Zielfunktionswert ein vorab eingestelltes Konvergenzkriterium erreicht.

Zur Lösung des Subproblems Strom wurde die klassische MILES-Werkzeugkette angepasst. Dabei werden die Module der Strommarktsimulation, Lastflussberechnung und Redispatchsimulation in einen Optimal Power Flow überführt. Auf diese Weise können Arbeitspunkte von Einspeisern und Elektrolyseuren unter Berücksichtigung von Netznebenbedingungen berücksichtigt werden.



Dashboard Wärmewende – Systemanalyse und Visualisierung regionaler Auswirkungen

Dashboard Heat Transition - System Analysis and Visualization of Regional Effects

Milijana Teodosic, Nils Offermann

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.

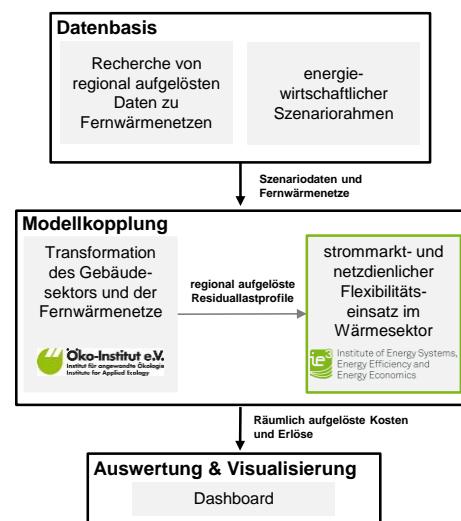
Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das BMWK (FKZ: 03EI1070B).

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 webbasierten Dashboards für die Wärmewende, mit dem die Auswirkungen verschiedener Transformationspfade für die Wärmewende flächenaufgelöst dargestellt werden können. Dabei liegt der Schwerpunkt des ie³ auf der Modellierung und Analyse des strommarktdienlichen Flexibilitäts-einsatzes des Wärmesektors mit besonderem Fokus auf Industriewärmenetzen 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.

Im ersten Jahr des Projekts wurden die Rahmenbedingungen für die Erstellung einer regional differenzierten Fernwärmemedatenbank sowie die Datengrundlage für die zu analysierenden Szenarien weitgehend festgelegt. Die Informationen zu den Fernwärmenetzen basieren auf einer umfassenden Recherche öffentlicher Daten, die eine detaillierte Abbildung der Anlagen in den verschiedenen Fernwärmenetzen und der zugrundeliegenden Parameter ermöglicht. Für die Identifizierung

geeigneter Szenarien wurden verschiedene bestehende energiewirtschaftliche Szenarien (bspw. Netzentwicklungsplan, BMWK-Langfristszenarien) für das Jahr 2045 systematisch aufbereitet und hinsichtlich unterschiedlicher Mantelzahlen – darunter Fernwärmebedarf und -erzeugung, Stromverbrauch sowie die installierte Leistung der Erneuerbaren Energien – analysiert. Auf dieser Grundlage konnten zentrale Ausgestaltungsoptionen identifiziert werden, die in einem gemeinsamen Szenariorahmen zur Abbildung von Transformationspfaden zusammengeführt wurden. Dieser bildet die Basis für die weiteren Projektarbeiten.

Im kommenden Jahr wird die Weiterentwicklung der Modelle vorangetrieben. Der Fokus des ie³ liegt auf der Implementierung des Einsatzes von Anlagen in Industriewärmenetzen sowie der Analyse der Auswirkungen auf das Übertragungsnetz.



Übersicht der Arbeitsschritte

GreenVEgaS – Gesamtsystemanalyse der Sektorenkopplung

GreenVEgaS – Overall System Analysis of Sector Coupling

Milijana Teodosic, Dennis Schmid

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 wurde 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 was therefore being developed together with the project partners to enable holistic system analysis.

Dieses Forschungsvorhaben wurde gefördert durch das BMWK (FKZ: 03E11009A).

In GreenVEgaS wurde auf Basis einer Werkzeugkette, welche sich aus einem Energiesystemmodell und Infrastrukturmodellen für die Strom-, sowie Gas- und Wärmenetze zusammensetzt, eine ganzheitliche Analyse des Energieversorgungssystems durchgeführt. Das ie³ hat die Stromnetze modelliert und die stromseitigen Infrastrukturstarkosten bestimmt. Zur Abbildung der Interaktion zwischen den Sektoren wurde ein bestehendes Modell zur Markt- und Netzsimulation MILES um die Integration von batterieelektrischen Fahrzeugen, Wärmepumpen und Power-to-Gas-Anlagen erweitert. Für das Übertragungsnetz wurde ein Netzausbauzustand von 2035 als Grundlage verwendet. Da die Szenarien das Energiesystem im Jahr 2045 abbilden, wurde das Modul zur Netzsimulation um die Verstärkung bestehender AC-Leitungen erweitert. Ziel dieses heuristischen Ansatzes ist es, Leitungsüberlastungen durch einen vorgegebenen Schwellenwert der Engpassarbeit zu reduzieren. Die Kosten für die Netzverstärkungsmaßnahmen wurden als Teil der Infrastrukturstarkosten auf Übertragungsnetzebene ausgewiesen. Als weiterer Kostenbestandteil gehen die Redispatchkosten ein. Dabei wurde der Redispatchmaßnahmenkatalog um flexible Verbraucher in Form von batterieelektrischen Fahrzeugen und Wärmepumpen erweitert. Neben den Infrastrukturstarkosten auf Übertragungsnetzebene, wurden auch die Wechselwirkungen mit der Verteilnetzebene berücksichtigt und die Markt- und Netzsimulation um eine mehrstufige Simulationsumgebung erweitert. Diese umfasst eine Verteilnetzausbausimulation unter Berücksichtigung einer netzdienlichen Flexibilitätsbewirtschaftung.

Die mit den Ausbaumaßnahmen assoziierten Investitionskosten bilden den Kostenanteil auf Verteilnetzebene. Dabei werden die Investitionskosten als Annuitäten ausgegeben, die Redispatchkosten als jährliche Kosten.

Die Kopplung der Kernmodelle der einzelnen Partner zu einer Werkzeugkette ist über Kostenfaktoren erfolgt, welche auf Basis der ermittelten strom-, sowie gas- und wärmeseitigen Infrastrukturstarkosten ermittelt wurden. Diese wurden in ein Energiesystemmodell integriert und eine erneute Investitionsrechnung unter Berücksichtigung von Infrastrukturstarkosten durchgeführt.

Die finalen Ergebnisse der modellübergreifenden Gesamtsystemanalyse zeigen Folgendes:

- Durch die Berücksichtigung der Infrastrukturstarkosten findet eine Substitution von Strom durch Gas, Wasserstoff und Biomasse statt.
- Im Stromsektor führt der geringere Stromverbrauch zu einem reduzierten Ausbau steuerbarer und erneuerbarer Kapazitäten. Die gesunkene Stromnachfrage in den Endverbrauchssektoren führt zu einem signifikanten Anstieg im Wasserstoffverbrauch.
- Im Wärmesektor führen die zusätzlichen Infrastrukturstarkosten nicht zu einem Technologiewechsel von Stromwärmepumpen zu Wasserstoffheizungen.
- Im Transportsektor erscheint die vollständige Elektrifizierung des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung von Infrastrukturstarkosten als nicht geeignet.

4.4 Smart Grid Technologies

Ein automatisiertes technisches Präqualifikationsverfahren für Frequenzregelung durch kleine flexible Anlagen

An Automated Technical Prequalification Process for Balancing Services by Small-scale Flexible Assets

Robert Jahn, Pauline Segbert, Alfio Spina, Oliver Kraft, Julia Schmeing, Christian Rehtanz

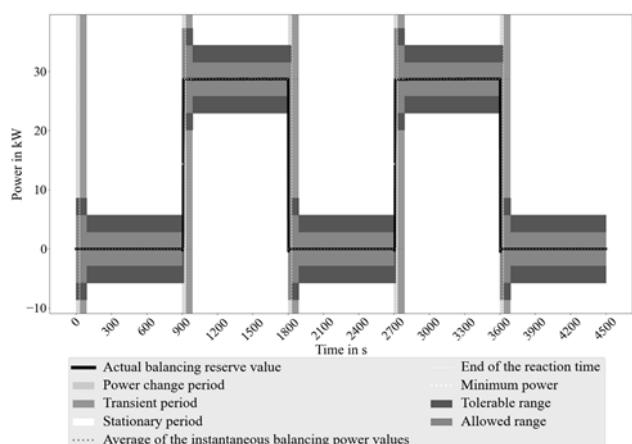
Im Rahmen der deutschen Energiewende entwickelt sich das Stromsystem hin zu einer stärkeren dezentralen Erzeugung und einem Rückgang großer Kraftwerke. Diese Veränderung wird den Regelenergiemarkt beeinflussen und könnte die Einbindung kleiner flexibler Anlagen unter 1 MW erfordern, um die Markttiefe zu erhalten. Um Markteintrittsbarrieren zu senken und die Effizienz zu steigern, müssen manuelle Prozesse von der Präqualifikation bis zur Abrechnung reduziert werden. In dieser Arbeit wird ein automatisierter Ansatz für die technische Präqualifikation aller Arten von Regelenergie vorgeschlagen, um die Genehmigungszeit von zwölf Wochen auf unter zwei Stunden zu verkürzen. Der Ansatz wurde an einer 30 kW Redox-Flow-Batterie im Labor validiert.

In the context of the German energy transition, the power system is evolving with more distributed generation and fewer large power plants. This shift will influence the energy balancing market, that could require the inclusion of small flexible assets under 1 MW to maintain market depth. To lower barriers to entry and improve efficiency, manual processes need to be reduced, from prequalification to billing. This paper proposes an automated approach for the technical prequalification of all types of balancing energy, aiming to cut approval times from twelve weeks to under two hours. The method is validated on a 30 kW redox flow battery in a lab setting.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch Horizon-IA mit dem Förderkennzeichen 101096399 gefördert.

Die Präqualifikation ist eine Voraussetzung für die Teilnahme am Regelreservemarkt gemäß den etablierten europäischen Richtlinien zum Leistungsausgleich. Dieser Prozess stellt für den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sicher, dass der Regelenergieanbieter in der Lage ist, gemäß den technischen Anforderungen zu handeln und dass entsprechende Kommunikationsverbindungen hergestellt sind. Die Präqualifikation ist durch einen hohen technischen Aufwand gekennzeichnet, der mehrfache manuelle Eingriffe des Anlagenbesitzers und des Übertragungsnetzbetreibers erfordert. Der gesamte Prozess dauert im Durchschnitt acht- und maximal bis zu zwölf Wochen. Der hohe Verwaltungsaufwand ist mit Kosten verbunden, und zusammen mit der allgemeinen Komplexität des Prozesses steigt die Hürde für die Teilnahme von kleinen flexiblen Anlagen. Um diese Hürde zu senken, wird ein automatisierter Prozess für den technischen Teil der Präqualifikation eingeführt. Dieser Prozess soll die Effizienz durch ein schnelles Datenvalidierungsverfahren verbessern und die Kosten durch die Verringerung der manuellen Arbeit senken. Die vollständige Beschreibung der dabei angewandten Methode kann in [1] nachgelesen werden.

Die erarbeitete Lösung ist am Redox Flow Speicher im Smart Grid Technology lab getestet worden. Bei einer anvisierten Präqualifizierungsleistung von 30 kW konnte dieser mit 28,72 kW erfolgreich präqualifiziert werden. Der Prozess dauerte dabei lediglich 75,5 Minuten.



Durchführung der vollautomatisierten Doppelhöckerkurve inklusive Validierung am Redox Flow Speicher

[1] R. Jahn, et al. "An Automated Technical Prequalification Process for Balancing Services by Small-scale Flexible Assets tested on a Redox Flow Battery" NEIS, Hamburg, 2024..

Entwicklungen im Smart Grid Technology Lab

Developments at the Smart Grid Technology Lab

Alfio Spina, Marcel Esser

Das Prüffeld des SGTL wurde im vergangenen Jahr deutlich erweitert, so dass nun eine noch flexiblere Testplattform im Bereich der Niederspannung zur Verfügung steht. Neben dem AC-Bereich wurde auch die Grundlage geschaffen um in zukünftigen Projekten DC-Mikronetze physisch aufzubauen und zu betreiben. Die Leistungsfähigkeit der Elektrofahrzeugnachbildung wurde gesteigert, was umfassendere Untersuchungen an innovativer Ladeinfrastruktur ermöglicht. Durch die umfassenden Messungen, die im Rahmen des DriVe2X-Projektes durchgeführt wurden, und anschließende Aufbereitung hat das SGTL für die gesamte Forschungsgemeinschaft eine fundierte Datenbasis zur Adressierung verschiedener Forschungsfragen geschaffen.

The SGTL test field was expanded significantly over the past year, providing an even more flexible test platform for low-voltage applications. In addition to enhancing AC capabilities, a foundation was established for building and operating DC microgrids in future projects. The performance of the electric vehicle emulation was improved, enabling more detailed investigations into innovative charging infrastructures. Through comprehensive measurements conducted as part of the DriVe2X project and related analysis, the SGTL has created a robust data foundation to address various research questions for the entire research community.

The Smart Grid Technology Lab (SGTL) has expanded its testing capabilities regarding both AC grids and DC microgrids. The low-voltage AC test grid is now equipped with an improved transformer connection up to 345 kVA to the existing on-load tap changer transformer. In parallel, the existing cabinets can be supplied with a power of up to 110 kVA. This enhancement extends the overall internal testing capacity, allowing for the simultaneous operation of multiple devices and the integration of high-power components at AC busbars rated up to 1.25 kA. The new test environment is designed in a way so the various EV charging and measurement systems can be integrated more easily into the low-voltage test grid. This actively reduces the laboratory setup overhead when performing measurements with real hardware.

Two new DC busbar systems enable setting up DC microgrids and pave the way for future projects regarding this topic. Planned research activities include the provision of grid ancillary services through bidirectional DC chargers.

Within the ongoing DriVe2X project, a comprehensive database of charging and discharging tests was created and further analysed. The demand in the research community regarding real-world data is high in this field as only few similar open-access datasets are available. Therefore, the practice-oriented research in the field of electric mobility aids not only the local research activi-

ties, but the whole research community, especially where no similar testing facility is available. At the SGTL, the dataset lays the foundation for further research activities utilising the power-hardware-in-the-loop approach where the virtual replication of non-ideal bidirectional charger characteristics will be required.



Extended laboratory environment

As the next extension, the implemented EV testbed will be equipped with a high-power charger converter module test system. Combined with the extensive database of real charging profiles, this reduces the need for physical vehicles with depleted batteries in future projects. Charging processes can thus be independently and more accurately controlled using real data. Thus, the SGTL expands its competence and capabilities in the field of electric mobility with the special focus on non-ideal characteristics and their impact on the grid integration.

Datensatz von Elektrofahrzeug-Ladeprofilen: Analyse von V1G, V2G und dynamischen Eigenschaften kommerzieller Fahrzeuge

Dataset of EV Charging Profiles: Analysing V1G, V2G and Dynamic Characteristics of Commercial Vehicles

Marcel Esser, Alfio Spina

Das Wachstum der Elektrofahrzeugflotte ermöglicht den Übergang zu einer CO₂-neutralen Mobilität, stellt das Stromnetz jedoch aufgrund der zunehmenden Anzahl von Ladeeinrichtungen vor Herausforderungen. Intelligente Ladealgorithmen für uni- und bidirektionale Ladeverfahren erfordern detaillierte Kenntnisse der Ladecharakteristik. Derzeit gibt es nur wenige öffentliche Datensätze mit realen Ladeprofilen, insbesondere für bidirektionales Laden. Diese Arbeit stellt einen frei zugänglichen Datensatz mit 142 Ladeprofilen vor, der statische und dynamische Aspekte des Ladens und Entladens umfasst. Der Datensatz dient akademischer Forschung, der Planung von Ladepunkten und liefert eine Grundlage für die Validierung von Modellen. Beispielanalysen auf Basis des Datensatzes umfassen die Analyse von Blindleistung, Emission von Harmonischen und Effizienz bidirektionaler DC-Ladestationen.

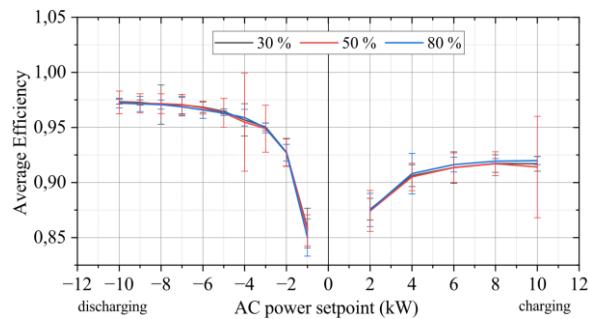
The growth of the electric vehicle fleet enables the transition towards a carbon-neutral mobility, yet it impedes challenges to the power grid due to the increasing number of charging facilities. Smart charging algorithms for unidirectional and bidirectional charging methods require detailed knowledge of charging characteristics. Currently, there are only a few public datasets with real-world charging profiles, especially for bidirectional charging. This work introduces an open-access dataset with 142 charging profiles, covering static and dynamic aspects of charging and discharging. The dataset supports academic research, the planning of charging points, and provides a basis for model validation. Example analyses based on the dataset include the analysis of reactive power, harmonic emissions, and the efficiency of bidirectional DC charging stations.

Dieses Forschungsvorhaben wurde durch die Europäische Kommission und UKRI unter den Förderkennzeichen 101056934 und 10055673 gefördert.

Im Rahmen des Projektes DriVe2X wurden 2023 im Smart Grid Technology Lab umfassende Messreihen mit verschiedenen Elektrofahrzeugen durchgeführt. Ziel war der Aufbau einer möglichst breiten Datenbasis mit derer anschließend verschiedene Forschungsfragen in Bezug auf das Projekt und bidirektionales Laden im Allgemeinen adressiert werden konnten. Insgesamt acht Fahrzeuge wurden in bis zu vier verschiedenen Lade- und Entladeszenarien getestet und damit das statische und dynamische Verhalten analysiert. Neben der hohen Anzahl von Messreihen stellt es den ersten frei zugänglichen Datensatz dar, das bidirektionale Laden bzw. Vehicle-to-Grid (V2G) fokussiert.

Im Jahr 2024 wurde der Datensatz erstmals veröffentlicht [1]. In den folgenden Veröffentlichungen werden das Potenzial und die möglichen Anwendungen ausführlicher evaluiert und demonstriert. Von besonderem Interesse ist hier die Auswertung der Effizienz bidirektionaler Ladesäulen, wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Abhängig vom netzseitig eingestellten Leistungssollwert und der Leistungsflussrichtung variiert die

Effizienz der Ladesäule signifikant. Im dargestellten Beispiel ist diese nahezu unabhängig vom Ladungszustand des Elektrofahrzeuges, jedoch waren auch abhängig vom Modell unterschiedliche Effizienzen messbar.



Teillast-Effizienz einer bidirektionalen Ladesäule

Der Datensatz wird im weiteren Projektverlauf für den Aufbau eines Power-Hardware-in-the-loop-Versuchs genutzt und ermöglicht in Zukunft die detaillierte Abbildung Fahrzeug- und Ladesäulencharakteristik im Bereich AC- und DC-Ladung.

[1] M. Esser, A. Spina and C. Rehtanz, "Bidirectional and Unidirectional Charging Profiles of Electric Vehicles". Zenodo, Nov. 11, 2024. doi: 10.5281/zenodo.14065331.

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 Eco-systems 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 Flexibilitätsservices 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 und umfasst zwei geographisch getrennte Standorte, das Smart Grid Technology Lab in Dortmund sowie das lokale Verteilnetz der SWW Wunsiedel GmbH in Schönbrunn.

Ziel des Projektes ist der Handel von Flexibilität über die im Projekt entwickelte GLocalFlex Marktplattform, wobei die konkreten Geschäftsmodelle der Flexibilitätserschließung zwischen den sechs Demonstratoren variieren. Daher erfolgten umfangreiche Analysen der Rahmenbedingungen zu Flexibilitätsmärkten in Deutschland, denn eine Realisierung muss in den energiewirtschaftlichen Kontext integrierbar sein. Die Kernprobleme umfassen dabei die Verträglichkeit mit bestehenden Geschäftsmodellen, etwa von Lieferanten und Verteilnetzbetreibern, die bilanzielle Abbildung im Markt sowie die zuverlässige Verifizierung von Flexibilitätsbereitstellungen. Eine Lösung bieten lokale Energy Communities (LECs) durch die Option des internen Flexibilitätshandels. Aufgrund der Bildung einer solchen LEC in der Pilotregion, werden die Anwendungsfälle des deutschen Piloten im zugrundeliegenden Kontext definiert.

In der Grundkonfiguration wird über die GLocalFlex Marktplattform ein lokaler Handel zwischen den Flexibilitätsbetreibern und einem Aggregatoren realisiert, welcher die Flexibilität virtuell am Intraday-Markt vermarkten kann. Dazu nutzt der entwickelte Handelsagent des Aggregators im

laufenden Betrieb reale Spotmarktpreise und leitet diese zuzüglich Gebühren an den GLocalFlex Markt weiter. Die Flexibilitätsbetreiber werden jeweils über ein Energie Management System mit zugehörigem Handelsagenten angebunden, sodass am lokalen Markt Flexibilitätshandel betrieben werden kann. Es erfolgt dabei vorerst keine Begrenzung des Handelsvolumens seitens des Aggregators.

Die spezifische Abgrenzung des deutschen Piloten zu anderen Piloten ist die Berücksichtigung der physikalischen Netzkapazitäten im Gegensatz zu ausschließlich marktbasierten Ansätzen. Denn eine marktliche Flexibilitätserschließung kann durch hohe Gleichzeitigkeiten lokale Netzengpässe verursachen, die den Bedarf nach netzdienlicher Flexibilität verstärken würden. Daher wird die Konfiguration erweitert, indem der Aggregatator das Kauf- und Verkaufsvolumen je nach Tageszeit begrenzt. Dazu wurde eine Prognose der Netzbelastung implementiert, sodass anschließend nur so viel positive und negative Flexibilität angeboten wird, wie es die physikalischen Verteilnetzkapazitäten ermöglichen. In einer zusätzlichen Variation wird eine autarke Versorgung der LEC bestrebt, sodass nur die jeweilige Differenz aus Last und Erzeugung angeboten wird.

Weitere Informationen können in den öffentlichen Deliverables auf der Projekthomepage eingesehen werden.

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

Flexible virtual replication of OT networks in the energy supply: Virtual laboratory infrastructure for the verification of future station functions in the distribution grid

Svenja Joseph, Sebastian Raczka

Im Zuge der Energiewende steigt die Notwendigkeit, Netze, insbesondere auf Mittel- und Niederspannungsebene (MS/NS), mittels innovativer Funktionen zu überwachen und zu schützen. Ziel des Projektes FlexONet ist die Entwicklung einer virtuellen Testumgebung zur Abbildung von OT-Netzwerkinfrastruktur (Operational Technology) und IEDs (Intelligent Electronic Devices), um vollumfängliche Tests zur Validierung auf Labor- und Feldebene durchführen zu können. Der Bericht beschreibt die aktuellen Projektergebnisse und Arbeitsschritte des ie³, die zur Erreichung des übergeordneten Projektziels bis Ende 2024 umgesetzt wurden.

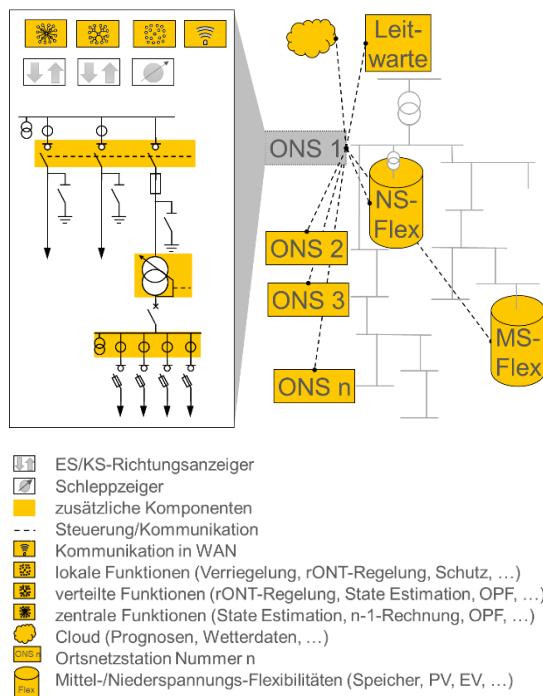
In the course of the energy transition, there is an increasing need to monitor and protect grids, particularly at medium and low voltage level (MV/LV), using innovative functions. The aim of the FlexONet project is to develop a virtual test environment for mapping OT (Operational Technology) network infrastructure and IEDs (Intelligent Electronic Devices) in order to be able to carry out comprehensive tests for validation at laboratory and field level. The report describes the current project results and work steps that have been implemented to achieve the overall project objective by the end of 2024.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz unter dem Förderkennzeichen 03EI4069B

Das Projekt FlexONet startete im September 2023 mit den sechs Projektpartnern Fraunhofer IOSB-AST, der Hochschule Bielefeld ITES, H&S der Beimick Gruppe, Sprecher Automation und Stadtwerke Bielefeld. Zur Umsetzung der Zielstellung wurden zunächst Anforderungsanalysen durchgeführt und Spezifika abgeleitet. Zudem konnten Anwendungsfälle erarbeitet und mit der Ertüchtigung der Systeme, sowie der Umsetzung der Virtualisierungsumgebung begonnen werden. Im Folgenden wird die Arbeit des ie³ zum Teilvorhaben des Projekts beschrieben.

Eine Anforderungsanalyse zur Simulationsumgebung, den Übertragungsprotokollen, der Zielplattform und den Anwendungsfällen wurde durchgeführt und bildet die Projekt-Basis. Die Übertragungsprotokolle nach dem IEC 61850 Standard, welche für die Schutz- und Leittechnik eingesetzt werden, wurden ausgewählt, da es unter anderem die Übertragung von Mess- und Zustandswerten mittels MMS (Manufacturing Messaging Specification), SV (Sampled Values) und GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events) zeitabhängige und zeitunabhängige Funktionen bietet. Um die Kommunikation der Testszenarien umsetzen zu können, werden Hilfsmittel, wie die libIEC61850 von MZ Automation, welche den Standard als Open-Source-Bibliothek zur Verfügung stellt, herangezogen.

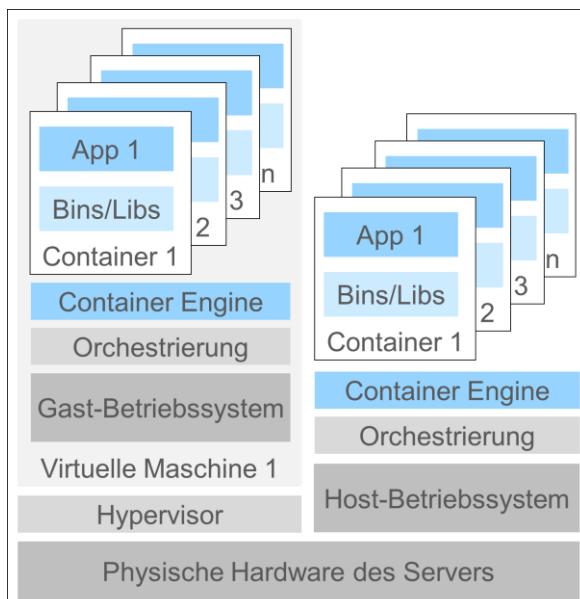
Der Anwendungsfall Ortsnetzstation wurde betrachtet und hinsichtlich aktuellen und zukünftigen Trends im Aufbau, der Ausstattung, der Prozesse und dem Funktionsumfang untersucht (siehe Abbildung 1). Die Auswahl der Funktionalitäten erfolgte daraufhin anhand ausgewählter Kriterien zur Validierung: Skalierbarkeit, Vielseitigkeit und Vergleichbarkeit.



Zukünftiger Aufbau einer ONS

Die jeweiligen Szenarien zu den Funktionalitäten wurden daraufhin mittels Sequenzdiagrammen und Ablaufplänen für die Testumgebung definiert. Zu jedem Testszenario können die Informationen in eine SCD-Datei (Substation Configuration Description) überführt werden und dient dem Vorgehensmodell, welches mit den Projektpartnern entworfen wird, als Input-file.

In Zusammenarbeit mit der Hochschule Bielefeld wurden grundlegende Vorbereitungen durchgeführt, die die Modellierung der Sonderanlage, welches ein Pumpkraftwerk darstellt, betreffen. Das zur Verfügung stehende SINCAL-Modell konnte mittels DlgSILENT PowerFactory eingelesen und weiter angepasst werden. Notwendig waren Anpassungen bezüglich Verbindungselementen, die bei Importvorgängen verloren gehen. Ziel ist die Überführung des Netzmodells in das CIM CGMES Datenformat und die automatische Erstellung der SCD-Datei, um auch die Sonderanlage in der Virtualisierung einbinden und Tests durchführen zu können.

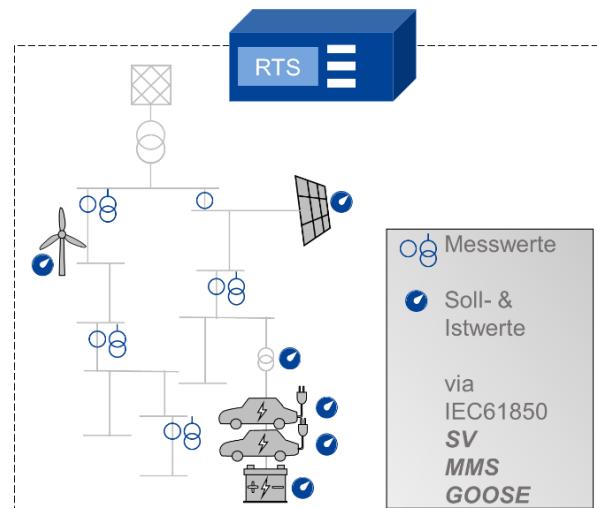
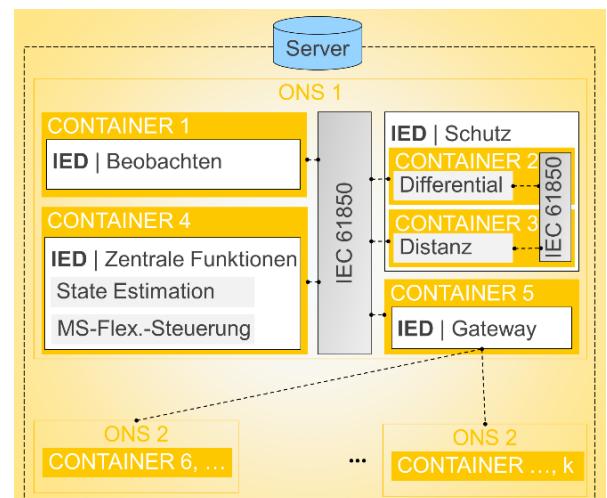


Software-Architektur der Server

Des Weiteren wurden die Anforderungen an die Zielplattform bezüglich der Einsatzzwecke Entwicklungs- und Testumgebung (echtzeit- und nicht echtzeitfähig) festgelegt. Da Stationsgeräte in den meisten Fällen einen ARM-Prozessor aufweisen, kommen im FlexONet-Projekt zwei ARM-basierte Server zum Einsatz. Dies ermöglicht unter anderem den Vergleich zwischen Realaubau und Virtualisierung. Die Auswahl des Hypervisors, der Gast-Betriebssysteme der virtuellen Maschinen und der verwendeten Orchestrierungstools und Container Engines werden im Rahmen des

Projekts untersucht. Insbesondere bei echtzeitkritischen Testszenarien muss die Performance der Architekturkomponenten ausreichend hoch sein um mit Realaufläufen verglichen werden zu können. Die Software-Architektur bietet zwei Möglichkeiten zur Umsetzung, wobei es diese im Projekt zu untersuchen gilt (siehe Abbildung 2). Die Server wurden in Betrieb genommen, aufgesetzt und erste Tests konnten mit Debian-Derivationen durchgeführt werden. Zudem ist mit dem Aufbau der Entwicklungsumgebung begonnen worden.

Das Vorgehensmodell dient der teilautomatischen Umsetzung der Testszenarien der jeweiligen Anwendungsfälle (Umspannwerk, Ortsnetzstation und Sonderanlage) mit allen notwendigen Komponenten. Initial wird die jeweilige SCD-Datei als Inputfile, auf der ein spezifisches Testszenario definiert ist, verwendet. Zusätzlich stehen Funktionen aus einer Container-Registry zum Aufbau des Tests, wie beispielhaft in Abbildung 3 dargestellt, zur Verfügung.



Server und Echtzeitsimulator

PISA – Performance in Smart Meter Gateway Applications

Thomas Schwierz, Florian Weißberg, Oleksii Molodchyk

Eine erfolgreiche Energie- und Wärmewende bedingt die Digitalisierung der Verteilnetze. Dabei spielt insbesondere die standardisierte und bidirektionale informations- und kommunikationstechnische Anbindung von registrierenden Lastgangzählern eine zentrale Rolle. Denn Einspeiser mit einer Leistung von mehr als 100 kW stellen mehr als 2/3 des deutschen Energiebedarfs bereit, werden jedoch von den Netzbetreibern nur teilweise überwacht oder aktiv geregelt. In diesem Forschungsprojekt werden die bereits existierenden intelligenten Messsysteme (iMSys) für Anforderungen von Netzbetreibern und Lieferanten im Bereich der registrierenden Leistungsmessung (RLM) erweitert und die Durchführung von Systemdienstleistungen mit Hilfe des iMSys (RLM) geprüft.

A successful energy transition requires the digitalization of distribution grids. In particular, the connection of industrial interval meters via standardized and bidirectional ICT interfaces plays a central role. For example, generators with an output of more than 100 kW provide more than 2/3 of Germany's energy requirements, but are only partially monitored and controlled by the grid operators. In this research project, the existing intelligent measurement systems (iMSys) are being expanded to meet the requirements of grid operators and aggregators in the area of registering load profile measurement (RLM) and the implementation of system services with the help of the iMSys (RLM) is being tested.

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Ministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

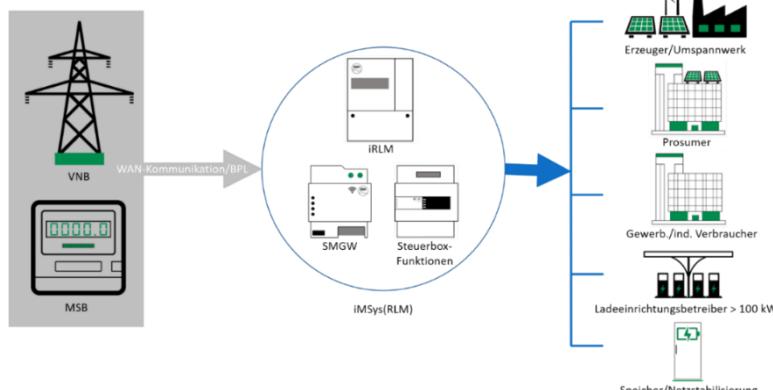
Im Rahmen der Energiewende ist die Integration einer großen Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen und steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) wie Wärmepumpen und Ladesäulen in der Verteilnetzebene notwendig. Um den daher notwendigen Ausbau der Verteilnetze durch digitale Lösungen effizient zu gestalten, 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 Performance des iMSys gefordert. Darüber hinaus bestehen höhere Anforderungen an IT-Sicherheit und Datenschutz.

Im ersten Schritt wurden von dem Projektpartner

der Hochschule Biberach Bestandsanlagen der Netze BW hinsichtlich der Bauraumbedingungen analysiert und mit Vorgaben aus Anwendungsrichtlinien des VDE sowie der Netzbetreiber verglichen. Darüber hinaus wurden die Spannungsebenen der RLM-Anlagen sowie die Messspannungen analysiert, um eine Übersicht über den Markt zu erhalten. Aktuell werden Anwendungsfälle von iMSys(RLM) bei Industrikunden sowie externen Marktteilnehmern erarbeitet und bewertet.

Am ie³ wurde im vergangenen Jahr der Einbau von bestehenden RLM-Zählern in eine Power-Hardware-in-the-Loop Umgebung im Protection and Automation Labor vollzogen. Gleichzeitig wurde ein aktiver externer Marktteilnehmer zur Erfassung der verschlüsselten Daten des Tarifanwendungsfalls 10 und zur Steuerung dezentraler Erzeugungsanlagen und SteuVE realisiert.



HYBKomp2 – Entwicklung eines hybriden Speichersystems zur gebündelten Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus einem SiC-MOSFET basierten, netzbildenden Mittelspannungsumrichter

HYBKomp2 – Development of a hybrid storage system for the bundled provision of system services from a SiC-MOSFET based, grid-forming medium-voltage converter

Felix Goeke, Julian Hohmann

Mit dem fortschreitenden Ausbau erneuerbaren Energien steigt auch der Bedarf an innovativen Betriebsmitteln zur Gewährleistung der Netzstabilität sowie der Versorgungssicherheit. Im Rahmen des Projekts wird eine Demonstrationsanlage konzeptioniert, mit dem Ziel, verschiedene Betriebsmittel optimiert an eine gemeinsame DC-Sammelschiene anzubinden. Dieses Vorhaben wird ergänzt durch die Entwicklung eines netzbildenden, transformatorlosen Multilevel-Umrichters zur Erbringung von Systemdienstleistungen auf Mittelspannungsebene.

The ongoing expansion of renewable energies also increases the need for innovative operating resources to ensure grid stability and security of supply. As part of the project, a demonstration system is designed with the aim of optimally connecting various operating resources to a common DC busbar. This undertaking is complemented by the development of a grid-forming, transformerless multilevel converter to provide system services at medium-voltage level.

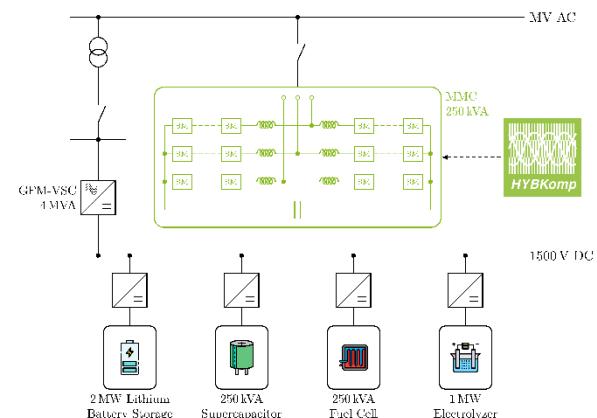
Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

Der steigende Anteil umrichterbasierter Einspeisung führt zu neuen Herausforderungen bei der Sicherstellung der Stabilität der Übertragungsnetze. Um die Systemstabilität und Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten zu können, bedarf es in der Zukunft hybrider Speicheranlagen, die vielfältige Aufgaben erfüllen sollen. Dazu gehören die Anbindung erneuerbarer Energiequellen an das Wechselstromnetz und die Bereitstellung von Wirkleistung zum kurzzeitigen Ausgleich von Schwankungen der Erzeugung bzw. Lasten. Zusätzliche Aufgaben sind die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungsstabilisierung und die Kompensation harmonischer Ströme.

Im Rahmen des Projekts werden zwei solcher Demonstrationsanlagen für die Netze des Stadtwerks Haßfurt und der SWW Wunsiedel entwickelt und an den Zielstandorten installiert. Das Ziel dabei ist die optimierte Einbindung verschiedener Betriebsmittel an eine gemeinsame DC-Sammelschiene. Dies beinhaltet die Ausnutzung der unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften der Speicher. Die Einbindung wasserstoffbasierter Technologien (Elektrolyseur und Brennstoffzelle) ermöglicht vor allem den Ausgleich saisonaler Fluktuationen.

Um die gestellten Anforderungen an das gesamte System erfüllen zu können, spielt die Integration der leistungselektronischen Einheiten, insbeson-

dere des Umrichters, der Thüringer Leistungselektronik Union eine zentrale Rolle. In dem Zusammenhang soll der Umrichter in einem netzbildenden Betrieb operieren. Dieser ist dadurch charakterisiert, dass die Synchronisierung des Umrichters mit dem Netz über den Wirkleistungsaustausch erfolgt. Mehrere Regelkreise sorgen zusätzlich dafür, dass verschiedene Systemdienstleistungen erbracht werden können.



Aufbau des hybriden Speichersystems

Parallel dazu erfolgt der Aufbau eines transformatorlosen Multilevel-Umrichters (MMC) auf Mittelspannungsniveau. Durch die gewählte Topologie ist die Anforderungen an den Netzfilter deutlich reduziert. Die direkte Anbindung an das Netz ermöglicht außerdem eine stärkere Performance bezüglich der Bereitstellung der geforderten Systemdienstleistungen

Innovative Fehlerrichtungsanzeiger für das Verteilnetz der Zukunft

Innovative fault direction indicators for the distribution grid of the future

Kim Krawiec, Sebastian Racza

Mit der Energiewende befindet sich die Verteilnetzebene in einem stetigen Wandel, welche neue Herausforderungen der Erd- und Kurzschlussortung mit sich bringt. Kurz- und Erdschlussrichtungsanzeiger sind ein elementarer Bestandteil zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit innerhalb der Verteilnetzebene, da sie eine schnelle Detektion des Netzfehlers ermöglichen. Ziel der Forschung ist es, verschiedene Aspekte der Fehlerrichtungsanzeige innerhalb der Verteilnetzebene weiter zu optimieren, sowie Einflussfaktoren dezentraler Energieerzeugung in Bezug auf die Fehlerrichtungsalgorithmen weiter zu erforschen.

With the energy transition, the distribution grid level is in a constant state of change, which also brings in new challenges for earth fault and short-circuit detection. Short-circuit and earth fault direction indicators are an elementary component for ensuring the security of supply within the distribution grid level, as they enable a rapid detection of the grid fault. The aim of the research is to further optimise various aspects of fault direction indication within the distribution grid level as well as investigating the influencing factors of decentralised energy generation in relation to the fault direction algorithms.

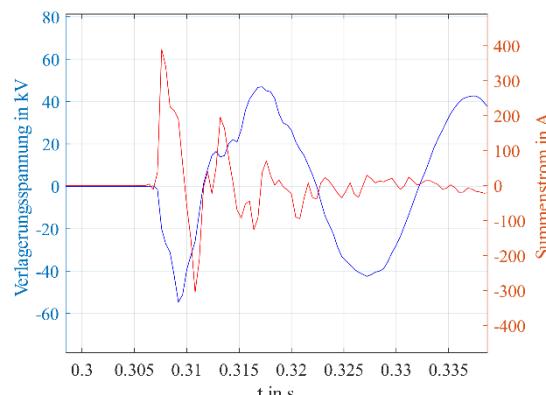
Erd- und Kurzschlüsse sind eine unvermeidbare Herausforderung in der elektrischen Energieversorgung. Als Folge eines Netzfehlers kann es zu Unterbrechungen der Stromversorgung kommen, wodurch die Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet ist. Gleichzeitig ist jedoch die Aufrechterhaltung eines stabilen Netzbetriebs ein elementarer Bestandteil der Energiewende.

Dementsprechend ist die Kenntnis des Fehlerortabschnittes ein wichtiger Bestandteil des Netzbetriebes, um eine schnelle Fehlerbehebung vor Ort und eine hohe Qualität der Energieversorgung zu ermöglichen. Zur Detektion des Fehlerortes können Fehlerrichtungsanzeiger eingesetzt werden, welche zusätzlich zur Richtungsanzeige auch für Monitoringzwecke dienen. Besonders einpolige Fehler in kompensierten Netzen stellen bezüglich der Erdschlussortung eine Herausforderung auf Grund der reduzierten Fehlerströme dar. Zur Detektion des Fehlers gibt es in Abhängigkeit von verschiedenen Netzparametern sowohl etablierte als auch neue Fehlerrichtungsalgorithmen, die in Fehlerrichtungsanzeigern zur Anwendung kommen können.

Mit der Herausforderung der Energiewende im Bereich der Verteilnetzebene werden neue Anforderungen an die Fehlerrichtungsanzeige in Bezug auf dezentrale Energieerzeugung und neue Netzstrukturen gestellt. So spielt die Fehlerrichtungsanzeige besonders in geschlossenen Ringnetzen eine wichtige Rolle zur Ermöglichung einer schnellen Fehlerbehebung. Mit der

Förderung der regenerativen Energieversorgung wird sich in der Zukunft auch die Anzahl an Umrichtern im Mittelspannungsnetz erhöhen. Im Rahmen des Projektes werden aus diesem Grund unterschiedliche Einflussfaktoren in Bezug auf die Fehlerrichtungsanzeige analysiert. Neben den eingesetzten Algorithmen muss der Fehlerrichtungsanzeiger auch als Gesamtsystem betrachtet werden. Dabei spielen die Strom- und Spannungssensoren als „Sinnesorgane“ eine zentrale Rolle für die Funktionalität der Algorithmen und müssen bei der Analyse der Verfahren berücksichtigt werden.

Ebenso werden verschiedene Konzepte zur Optimierung von Fehlerrichtungsanzeigern und deren Einstellparametern im Rahmen der Forschungsarbeiten analysiert. So steht die Funktionalität der Algorithmen auch in Verbindung mit den gewählten Schwellwerten und Parametern, welche individuell an das Netz angepasst werden. Die zu erforschenden Konzepte werden mittels Hardware-In-The-Loop-Prüfungen in den Smart Grid Laboren des ie³ validiert.



Automatisierte Daten- und Netzmodellerstellung als Engineering-Werkzeug für Labor-evaluationen von Smart-Grid-Systemen für das Verteilnetz

Sebastian Raczka

Die Beschleunigung von Automatisierungssystemen nimmt eine entscheidende Rolle bei der Erreichung der Klimaziele und der Energiewende in Deutschland ein. Durch die Automatisierung von Verteilnetzen können erneuerbare Energien effizienter integriert, gesteuert und optimiert werden. Damit sich derartige Systeme flächendeckend etablieren können, müssen einheitliche und standardisierte Prüfprozesse definiert und nach Möglichkeiten automatisiert werden. Im Rahmen von Forschungsarbeiten wurden dazu Werkzeuge zur automatisierten Daten- und Netzmodellerstellung realisiert, um die Laborevaluation zu-künftiger Algorithmen für Smart-Grid-Systeme zu beschleunigen.

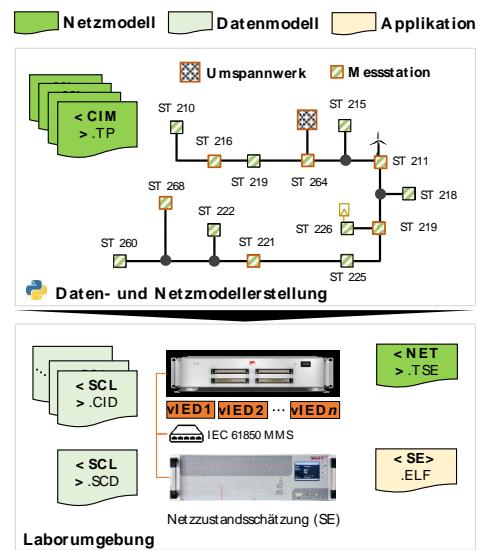
Accelerating automation systems is essential for achieving climate goals and advancing the energy transition in Germany. Through the digitalization of distribution grids, renewable energy sources can be integrated, controlled, and optimized more efficiently. To ensure the widespread adoption of such systems, standardized and uniform testing procedures must be defined and, if possible, automated. As part of research efforts, tools for automated data and grid model generation have been developed to improve the laboratory evaluation of future smart grid systems.

Zur Beschleunigung der Energiewende und Erreichung der Klimaziele können Smart-Grid-Systeme für Verteilnetze eine tragende Rolle einnehmen. Um bei der Integration solcher Systeme eine Beschleunigung zu erreichen, müssen einheitliche Prozesse zur Ausgestaltung und Prüfung der Systeme und ihrer Algorithmen definiert und nach Möglichkeit (teil-) automatisiert werden.

Bei Laborprüfungen kommen insbesondere Echtzeit simulatoren zum Einsatz mit denen einzelne Geräte aber auch ganze Automatisierungssysteme erprobt werden können. Die Vorbereitung einer Prüfung mittels Echtzeit simulatoren erfordert eine genaue Modellierung der Netzinfrastruktur sowie die Parametrierung der Kommunikationstopologie. Auf der Gegenseite müssen die zu prüfenden Geräte (Devices Under Test, DUT) ebenfalls parametriert werden, sodass eine reibungslose Funktionsprüfung erfolgen kann. Diese wiederkehrenden Prozesse sind oftmals mit erheblichem, manuellem Aufwand verbunden, bevor es zur eigentlichen Funktionsprüfung kommen kann.

Im Rahmen von Forschungsarbeiten wurden Algorithmen entworfen, die eine Laborevaluation beschleunigen indem erforderliche Netz- und Datenmodelle mittels standardisierter Datenbeschreibungen nach CIM CGMES und IEC 61850 automatisiert erstellt werden. Die Netzmodelle dienen zur Ausführung von Echtzeit simulationen, während die Datenmodelle zur Parametrierung der Prüfgeräte und der Kommunikationsanbindung an die Echtzeit simulation herangezogen werden können.

Das Konzept wurde auf ein reales Netz angewendet um ein DUT im Laborumfeld zu erproben, bei dem eine Netzzustandsschätzung (State Estimation, SE) ausgeführt werden soll. Ausgehend vom CIM-Netzmodell und den definierten Messstationen werden die erforderlichen Netz- und Datenmodelle für den Echtzeitsimulator und das DUT mit der Netzzustandsschätzung generiert. Die Datenmodelle dienen hierbei zur Konfiguration des Echtzeitsimulators sowie des DUT und müssen dementsprechend darauf aufgespielt werden. Die Applikation des DUT greift außerdem auf das SCD-Datenmodell zu, welches eine Bündelung aller CID-Datenmodelle darstellt, die wiederum im Einzelnen die Beschreibung einer virtuellen Messstation (virtual Electronic Device, vIED) beinhaltet.



Daten- und Netzmodelle zur Funktionsprüfung im Protection & Automation Labor

Optimal Power Flow Estimation for congestion management schemes in distribution grids

Sebastian Raczka, Dominik Hilbrich

With growing integration of renewable energy sources, electric mobility, and heat pump units in distribution grids, the complexity of grid operation has significantly increased, and critical grid conditions can be avoided via congestion management. However, an accurate estimate of the grid states for a mostly underdetermined system is required. As part of research investigations, the optimal power flow problem was converted into a state estimation problem in order to determine grid states under consideration of a minimal set of measurements in distribution grids.

Mit der zunehmenden Integration von erneuerbaren Energien, Elektromobilität und Wärmepumpen in die Verteilnetzebene nimmt die Komplexität des Verteilnetzbetriebs zu. Das Engpassmanagement kann eine entscheidende Rolle bei der Vermeidung kritischer Netzsituationen einnehmen, erfordert jedoch eine hinreichend genaue Schätzung der Netzzustände, oftmals in einem unterbestimmten System. Im Rahmen von Forschungsuntersuchungen wurde das Problem des optimalen Lastflusses in ein Netzzustandsschätzungsproblem umgewandelt, um kritische Netzzustände anhand eines minimalen Einsatzes an Messtechnik in Verteilnetzen zu bestimmen

In the past decade, several research works have been conducted on the topic of distribution system state estimation (DSSE). In case of non-observability, most methods are primarily based on system complexity reductions or achieving observability by pseudo-measurements or substitute values. Pseudo-measurements are usually used at grid connection points where renewable energy resources (RES) are installed. For this purpose, solar irradiation for photovoltaic or wind speed for wind power plants can be used to estimate the feed-in power. Substitute values are usually derived by distributing measured power flows based on electrical characteristics (e.g. nominal power, historical consumption, feed-in characteristics, etc.) to the respective unmeasured nodes to enable a conventional estimation of the grid state.

The determination of pseudo-measurements or substitute values has a considerable influence on the accuracy of the quality of the DSSE. In the context of the present research study, an investigation was conducted how substitute values can be generated based on power flow measurements of a considered grid area. For this purpose, an algorithm was designed to determine grid states with just a few measurements by using an OPF (Optimal Power Flow) Formulation. The aim is to minimize the deviations between the decision parameters (measurements of voltage V_i^- , active power P_{ik}^- and reactive power flows Q_{ik}^-) and decision variables (optimization variables of voltage V_i^- , active power P_{ik}^- and reactive power flows Q_{ik}^-). Alongside the necessary measurements at the boundaries of the considered grid area, power measurements on branches within the grid area

can also be taken into account, so that the objective function can be set up as follows:

$$\min \sum_{i \in M} \|V_i^- - V_i^-\|^2 + \sum_{ik \in L} \|P_{ik}^- - P_{ik}^-\|^2 + \sum_{ik \in L} \|Q_{ik}^- - Q_{ik}^-\|^2 \quad (1)$$

As already mentioned, the balance power of the grid area is a necessary condition and is determined from the measurements at the boundary nodes. The optimizer uses these power flows for the distribution to the individual grid nodes. This results in the equality conditions that the sum of the power flow measurements into the considered grid area must correspond to the sum of the node powers and the line losses of the considered grid area. For the active and reactive power flows, this corresponds to the following equations:

$$\sum_{i \in G, k \in M} P_{ik}^- = \sum_{ik, ki \in L} (P_{ik}^- + P_{ki}^-) + \sum_{i \in N} P_i^- \quad (2)$$

$$\sum_{i \in G, k \in M} Q_{ik}^- = \sum_{ik, ki \in L} (Q_{ik}^- + Q_{ki}^-) + \sum_{i \in N} Q_i^- \quad (3)$$

In addition to the presented equations and the classical grid equations for determining power flows, node power, and node voltages, another important constraint is ensuring compliance with the limits at the grid nodes as formulated in equation (4) and (5). The limits result from the maximum possible power at the grid nodes and can be either negative or positive - depending on the

load/feed-in situation. In addition, tolerance parameters c_p and c_q for the active and reactive power limits can be introduced, whereby exceeding the nominal node power in critical grid situations can be taken into account.

$$c_p \cdot P_i^{\min} \leq P_i^{\sim} \leq c_p \cdot P_i^{\max}, \quad \forall i \in N \quad (4)$$

$$c_q \cdot Q_i^{\min} \leq Q_i^{\sim} \leq c_q \cdot Q_i^{\max}, \quad \forall i \in N \quad (5)$$

The Optimal Power Flow Estimation (OPFE) was implemented in a Python framework that allows grid data to be imported in the standardized CIM CGMES format. Additionally, the framework integrates pandapower, enabling load flow and time series simulations as a reference for the verification of the OPFE algorithm.

For the formulation and computation of the presented optimization problem, the open-source library CasADi was used. This library provides access to various solvers, which can be applied particular for solving nonlinear optimization problems, as encountered in this context by using the ipopt-solver.

For the evaluation, a grid from the SimBench research project was selected and imported into the Python framework. A 30 nodal medium-voltage grid was used for this purpose, characterized by numerous RES and loads. For the application, one week of the possible 8.760 operating points (15 min interval) was selected as an example and modified with additional feed-in power (tripling the rated capacity of all RES), in order to provoke voltage and current violations. For the measurement positioning, 25 % of all grid nodes were equipped with voltage and power flow measurements at all feeders, with measurement technology primarily installed at nodes with high feed-in capacity.

After the load flow simulation for each time step and the corresponding operating point using the pandapower time series simulation environment, the selected measurements were extracted and provided as input for the OPFE. The average computation time of the OPFE was 11 seconds, with a maximum computation time of 43 seconds. These durations show the usability in realistic live grid operation.

Fig 1. illustrates the voltages and currents at selected buses and branches for the real power flow (PF) in the simulation and for the estimation from the OPFE over a 7-day period.

These plots provide a comparative analysis of the accuracy of the estimation from OPFE in voltage and current under various loading and feeding conditions. The accuracy of the voltage is very high and the difference between PF and OPFE can hardly be seen in the illustration. An underestimation of the OPFE by a few milli p.u. can only be seen at node 42, especially when voltage violations occur. The inaccuracy is more noticeable in the current, so that a higher difference between PF and OPFE can be observed, especially with high loads on the cables. However, it can also be seen that the deviation at the respective load levels is of a similar magnitude, so that this can be taken into account in congestion management schemes.

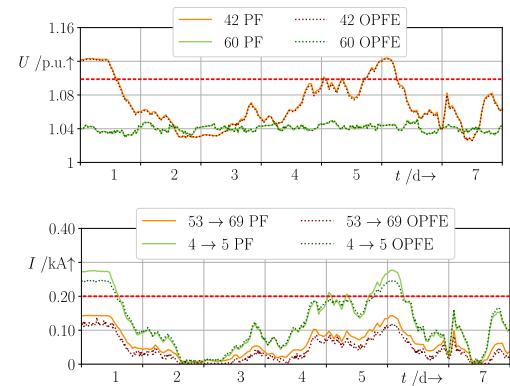


Fig. 1: Selected current and voltage profiles from the power flow calculation and the OPFE result

The nodes and busses in Fig 1. were the worst cases where the differences between PF and OPFE are at their maximum. The boxplot in Fig.2 depicts the overall performance of the algorithm.

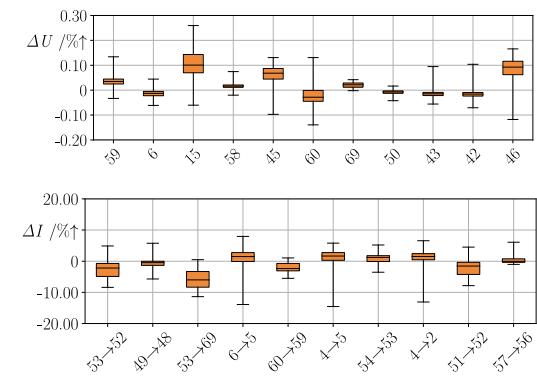


Fig. 2: Error boxplot for voltage and current

Next steps will be to use the OPFE in the scope of grid control, e.g. using the estimated grid state for congestion management schemes. The OPFE will be implemented on embedded systems and tests will be performed with real time simulation before applying in field tests of upcoming research and development projects.

Laborumgebung zur Prüfung zukünftiger Energieanwendungsfälle von intelligenten Messsystemen unter Nutzung von Power-Hardware-in-the-Loop

Florian Weißberg, Thomas Schwierz

Bedingt durch die Energiewende und regulatorische Vorgaben wie den §14a des Energiewirtschaftsgesetzes wird das Ausrollen von intelligenten Messsystemen (iMSys) und Automatisierungssysteme auf Netzbetreiberseite dringlicher. Durch die stetige Integration neuer dezentraler Erzeugungsanlagen, sowie steuerbarer Verbrauchseinrichtungen wird die Fähigkeit, Erzeugung und Last netzdienlich zu dimmen, wichtiger. Erschwerend kommt hinzu, dass die Architektur bestehend aus digitalen Stromzählern über das Smart Meter Gateway, den dazugehörigen Administrator und aktiven externen Marktteilnehmern herausfordernd komplex ist. Daher wurde im Rahmen von Forschungsarbeiten eine Laborumgebung geschaffen, in der iMSys und Energieanwendungsfälle geprüft werden können.

Due to the energy transition and regulatory requirements such as §14a of the German Energy Industry Act, the roll-out of intelligent measuring systems (iMSys) and automation systems on side of the grid operator is becoming more urgent. Due to the constant integration of new decentralized generation and controllable loads, the ability to dim generation and loads in line with the grid is becoming more important. To make matters worse, the architecture consisting of digital electricity meters, the smart meter gateway, the associated administrator and active external market participants has become challengingly complex. For this reason, a laboratory environment was created as part of research work in which iMSys and energy use cases can be tested.

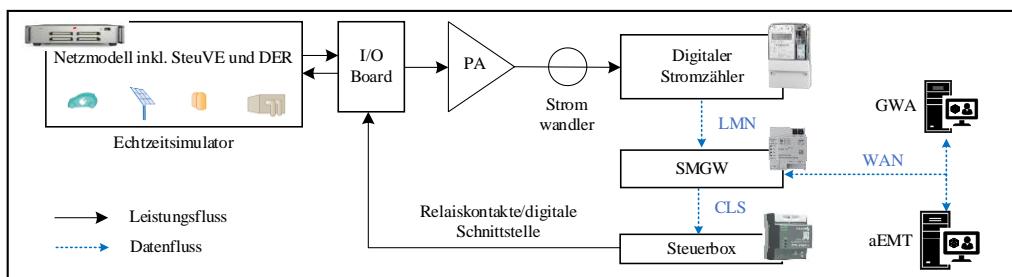


Abb. 1: Konzeptionelle Darstellung des Laboraufbaus mit Leistungs- und IKT-Verbindungen

Im Rahmen von Forschungsarbeiten wurde die in Abb. 1 dargestellte Laborumgebung geschaffen. Dies ermöglicht das Testen intelligenter Messsysteme (iMSys) bestehend aus digitalen Stromzählern, Smart Meter Gateways (SMGW) und Steuerboxen in einer Power-Hardware-in-the-Loop-Umgebung (PHIL). PHIL-Tests ermöglichen es, Hardware unter realen Bedingungen zu prüfen und die Funktionalität von Komponenten und Systemen zu validieren. Auf einem Echtzeitsimulator wird ein Niederspannungsnetz mit Netzan schlusspunkten modelliert, die steuerbare Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) und dezentrale Erzeugungsanlagen (DER) enthalten. Die Strom- und Spannungsmessungen eines Netzan schlusspunktes werden über eine analoge Schnittstelle an ein I/O-Board gesendet und mit hilfe eines Leistungsverstärkers verstärkt. Der resultierende Strom wird entweder direkt in einen registrierenden Lastgangzähler geführt oder über einen Stromwandler auf messbare 1 A gewandelt. Der Lastgangzähler sendet die Messwerte über

den LMN-Kanal an das SMGW, welches diese gemäß hinterlegten Tarifanwendungsfällen verarbeitet. Die VDE-konforme Steuerbox ist über den CLS-Kanal mit dem SMGW verbunden und schließt den PHIL-Regelkreis über Relaiskontakte oder eine digitale Schnittstelle. Der Gateway-Administrator (GWA) ist auf einer virtuellen Maschine implementiert und über das Wide-Area Network (WAN) mit dem SMGW verbunden. Der GWA ist für die Administration des SMGW, die Fehlerbehandlung sowie den operativen Betrieb verantwortlich. Zudem konfiguriert er die Kommunikationsprofile des SMGW, die festlegen, welche externen Marktteilnehmer (EMT) im WAN berechtigt sind, Daten zu empfangen. Der aktive EMT empfängt, entschlüsselt und verarbeitet die Nutzerdaten. Über den GWA und das IEC 61850-Protokoll MMS werden Fahrpläne auf der Steuerbox aktiviert, die diese in Schaltbefehle umsetzt. Diese werden dann über das I/O-Board oder IKT-Schnittstellen des Echtzeitsimulators verarbeitet und im Netzmodell realisiert.

4.5 Optimization and Control

Die Arbeitsgruppe erforscht optimierungsbasierte und daten-getriebene Regelungs- und Automatisierungsverfahren für den energieeffizienten Betrieb von cyber-physikalischen Systemen. Das zurückliegende Jahr war dabei von reger Publikations-, Vortrags- und Antragstätigkeit geprägt. So wurden 12 Beiträge in begutachteten Fachjournals und 6 peer-reviewed Konferenzbeiträgen veröffentlicht. Zudem wurden neue Erkenntnisse auf der 13th Power Systems Computation Conference, auf der European Control Conference, auf der 62nd IEEE Conference on Decision and Control vorgestellt und auf dem 58. Regelungstechnischen Kolloquium in Boppard vorgestellt.

Die starke internationale Vernetzung der Arbeitsgruppe zeigt sich auch durch einen dreimonatigen Aufenthalt von Gösta Stomberg bei Prof. Colin Jones an der EPFL.

Im Bereich der verteilten, nichtkonvexen Optimierung wurden im vergangenen Jahr die Forschungsaktivitäten fortgesetzt. Numerische Aggregationsverfahren, welche einen sicheren Systembetrieb garantieren, wurden auf der Power Systems Computation Conference (PSCC) vorgestellt. Ebenso wurden in 2024 dazu Arbeiten in den IEEE Transactions on Control of Network Systems und in den IEEE Transactions on Smart Grid publiziert.

Die in den Vorjahren entwickelten numerischen Methoden für echtzeitfähige verteilte modellprädiktive Regelungen wurden gemeinsam mit der Arbeitsgruppe von Prof. Colin Jones erfolgreich an neuartigen Hovercraft-Robotern erprobt. Dabei wurde insbesondere die Echzeitfähigkeit unter Verwendung drahtloser Kommunikation auf eingebetteten Systemen demonstriert. Zudem konnte simulativ gezeigt werden, dass die entwickelten Methoden sehr gut für großskalige Optimierungsprobleme einsetzbar sind, beispielsweise in der Frequenzregelung von Inselnetzen.

Zudem wurden auf dem Gebiet der datengesteuerten Regelung stochastischer Systeme bedeutende Fortschritte erzielt. Unsere Arbeitsgruppe konzentrierte sich auf die Entwicklung stochastischer Regelungsverfahren, die Daten nutzen, um Unsicherheiten in dynamischen Umgebungen zu bewältigen. Ein wichtiger Erfolg war die Annahme unseres Artikels mit dem Titel „On data-driven stochastic output-feedback predictive control“ in der IEEE Transactions on Automatic Control. In

dieser Arbeit wird ein neuartiger Ansatz zur Regelung mit Ausgangsrückkopplung vorgestellt, der eine Lösung für Systeme mit bekannten und unbekannten Störungen bietet.

Im DFG-Projekt „Stochastische Optimale Steuerung und MPC – Dissipativität, Risiko und Regelgüte“ kooperiert die Arbeitsgruppe mit den Kollegen der Universität Bayreuth. Die Forschung konzentriert sich sowohl auf modellbasierte als auch auf datengetriebene Ansätze. In der ersten Phase des Projekts wurden die asymptotischen Eigenschaften im unendlichen Horizont und die analytische Lösung des entsprechenden optimalen stationären Optimierungsproblems gründlich untersucht. Ein entsprechender Artikel wurde eingereicht und befindet sich noch im Begutachtungsprozess. Erste Projektergebnisse wurden auf der 63rd IEEE Conference on Decision and Control und auf dem 26th International Symposium on Mathematical Theory of Networks and Systems MTNS 2024 vorgestellt.

Darüber hinaus untersuchte die Arbeitsgruppe auch die Erweiterungen des Fundamentallemmas von Jan C. Willems auf spezifische Klassen nichtlinearer Systeme. Als Ergebnis dieser Arbeit wurde eine Publikation in IEEE Control Systems Letters (L-CSS) veröffentlicht. Unsere Grundidee dahinter war die Umgestaltung des Fundamentallemmas, sodass sie als ein Sonderfall der Kernel Regression erscheint. Zudem konnte eine Arbeit zur Erweiterung auf zeitkontinuierliche lineare Systeme in den System and Control Letters publiziert werden.

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 DFG Projekt vertieft. So konnten unter anderem eine Arbeit zur optimalen Steuerung irreversibler thermodynamischer Systeme in den System and Control Letters publiziert werden.

In dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klima geförderten Projekt Redispatch 3.0 arbeitet die Arbeitsgruppe an der Entwicklung von optimierungsbasierten Ansätzen für ein spannungsebenenübergreifendes Engpassmanagement,

wobei das Flexibilitätspotenzial von steuerbaren Ressourcen mit einer Spitzenleistung von weniger als 100 kW im Verteilnetz genutzt werden soll. In der Betriebsplanung sollen unter Berücksichtigung von Wetter- und Lastprognosen Zielwerte für Erzeuger und Verbraucher angepasst werden, um erwartete Engpässe proaktiv zu beheben. Die Simulationsergebnisse werden Ende dieses Jahres in einem Feldversuch validiert.

Die Arbeitsgruppe hat das Drittmittelprojekt 5hine erfolgreich abgeschlossen. Die Gruppe fokussierte sich dabei maßgeblich auf die ressourceneffiziente Verschränkung von Automation und Kommunikation. Bis zum endgültigen Projektabschluss im Juli wurden dabei inhaltliche Synergien mit dem Drittmittelprojekt 6GEM genutzt, um weitere Entwicklungspotenziale zu untersuchen, die sich aus dem Co-Design von Regelung und Kommunikation in 5G- und zukünftigen 6G-Netzen ergeben.

Im vom BMBF geförderten Projekt 6GEM werden Optimierungspotenziale für den Kommunikationsaufwand und den Energieverbrauch einer vernetzten Regelung durch den Einsatz von ereignis-

basierten Reglern analysiert. Dazu wurde erstmals ein vernetzter modellprädiktiver Regler in einem 6G-Forschungsnetz implementiert. Damit wurden zuerst der Einfluss verschiedener Scheduler Typen auf die Latenz des vernetzen Reglers und die daraus resultierende Regelgüte analysiert und damit die Effektivität eines Ansatzes zum prädiktiven Scheduling demonstriert. Mit der ereignisbasierten Erweiterung des Reglers konnte der Kompromiss zwischen Regelgüte und Kommunikationsaufwand demonstriert werden, dabei können bis zu 50 % des Kommunikationsaufwandes bei gleichbleibender Regelgüte eingespart werden. Die Ergebnisse wurden als begutachteter Konferenzbeitrag für die American Control Conference (ACC) 2025 eingereicht.

Zudem wurde in Zusammenarbeit mit dem Institut für Sport und Sportwissenschaft sowie dem Lehrstuhl für Künstliche Intelligenz der TU Dortmund eine erste Arbeit zur Optimalsteuerung eines Fahrrads auf einem Pumptrack veröffentlicht. Diese Problemstellung wird der Gruppe künftig als Benchmark für die Optimalsteuerung nicht-glatter Systeme dienen.

5. Veröffentlichungen und Vorträge

5.1 Publikationen

- Rehtanz, C.; Häger, U.; Liu, C.-C.: "Digital Twin: From Buzzword to Solutions [Guest Editorial]", IEEE Power and Energy Mag., Vol. 22, Issue 1, pp.14–15, Januar 2024*
- Faulwasser, T.; Flaßkamp, K.; Röbenack, K.; Worthmann, K.: "Optimal control – analysis, algorithms and applications", at - Automatisierungstechnik, Vol. 72, Issue 2, pp.77–79, Januar 2024*
- Gabrielski, J.; Salazar, E.; Häger, U.; Samper, M.: "A Reinforcement Learning Demand Response Model considering Demand Elasticity during High Electricity Prices in Germany" in 18. Symposium Energieinnovation 2024, Graz, Februar 2024*
- 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, Vol. 72, Issue 2, pp.134–142, Februar 2024*
- Tofighi-Milani, M.; Fattaheian-Dehkordi, S.; Saber, H.; Rehtanz, C.; Lehtonen, M.: "A New Management Method for Reliable Peer-to-Peer Energy Sharing in Power Distribution Systems", IEEE Access, Vol. 12, pp.40597–40609, März 2024*
- Krawiec, K.; Burkhardt, E.; Boyen, G.; Joseph, S.; Raczka, S.; Rehtanz, C.: "Simulationsbasierte Validierung von Fehlerrichtungsalgorithmen auf Basis von Design-of-Experiments-Methoden" in Tutorial Schutz- und Leittechnik 2024, März 2024*
- Schwierz, T.; Harsh, K.; Häger, U.; Rehtanz, C.: "Modulare Generierung eines digitalen Zwillings für Niederspannungsnetze" in TUTORIAL SCHUTZ- UND LEITTECHNIK 2024, März 2024*
- Joseph, S.; Raczka, S.; Rehtanz, C.: "Virtuelle Laborinfrastruktur zur Verifikation zukünftiger Stationsfunktionen im Verteilnetz" in Tutorial Schutz- und Leittechnik 2024, März 2024*
- Wanapinit, N.; Offermann, N.; Thelen, C.; Kost, C.; Rehtanz, C.: "Operative Benefits of Residential Battery Storage for Decarbonizing Energy Systems: A German Case Study", Energies, Vol. 17, Issue 10, pp.2376, Mai 2024*
- Molodchyk, O.; Faulwasser, T.: "Exploring the Links Between the Fundamental Lemma and Kernel Regression", IEEE Control Syst. Lett., Vol. 8, pp.2045–2050, Mai 2024*
- Srivastava, A.; Zhao, J.; Zhu, H.; Ding, F.; Lei, S.; Zografopoulos, I.; Haider, R.; Vahedi, S.; Wang, W.; Valverde, G.; Gomez-Exposito, A.; Dubey, A.; Konstantinou, C.; Yu, N.; Brahma, S.; Rodrigues, Y. R.; Ben-Idris, M.; Liu, B.; Annaswamy, A.; Bu, F.; Wang, Y.; Espín-Sarzosa, D.; Valencia, F.; Gabrielski, J.; Mohseni-Bonab, S. M.; Jazaeri, J.; Wang, Z.; Srivastava, A.: "Distribution System Behind-the-Meter DERs: Estimation, Uncertainty Quantification, and Control", IEEE Trans. Power Syst., pp.1–16, Mai 2024*
- Overbeck, D.; Wagner, N. A.; Wiebusch, R.; Pütschneider, J.; Faulwasser, T.; Wietfeld, C.: "Data-Driven Proactive Uplink Slicing enabling Real-Time Control within an Open RAN Testbed", Mai 2024*
- Lin, G.; Wang, S.; Dai, N.; Li, Y.; Liu, J.; Rehtanz, C.; Li, S.; Zhou, Y.: "A Reduced-Order Impedance Model and Analytical Loop-Correction Stabilization Method for Electric Vehicle DC Charging Station", IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 39, Issue 4, pp.2194–2206, Mai 2024*
- Overbeck, D.; Wagner, N. A.; Wiebusch, R.; Pütschneider, J.; Faulwasser, T.; Wietfeld, C.: "Data-Driven Proactive Uplink Slicing Enabling Real-Time Control within an Open RAN Testbed" in pp.1–6, doi: 10.1109/INFOCOM-WKSHPS61880.2024.10620874, Mai 2024*
- Pütschneider, J.; Faulwasser, T.: "On Dissipativity of Cross-Entropy Loss in Training ResNets" in arXiv, Mai 2024*
- Stenglein, H.; Faulwasser, T.; Steinke, F.: "Robust and Chance-Constrained Dispatch Policies for Linear Power Systems", IFAC-PapersOnLine, Vol. 58, Issue 13, pp.80–85, Juni 2024*
- Braun, P.; Faulwasser, T.; Grüne, L.; Kellett, C. M.; Semmler, W.; Weller, S. R.: "On the social cost of carbon and discounting in the DICE model", AIMSES, Vol. 11, Issue 3, pp.471–495, Juni 2024*

Öztürk, E.; Faulwasser, T.; Worthmann, K.; Preißinger, M.; Rheinberger, K.: "Alleviating the Curse of Dimensionality in Minkowski Sum Approximations of Storage Flexibility", IEEE Trans. Smart Grid, Vol. 15, Issue 6, pp.5733–5743, Juni 2024

Zometa, P.; Faulwasser, T.: "Towards Predictive Path-Following Control using Deep Neural Networks and Path Primitives" in pp.3179–3184, doi: 10.23919/ECC64448.2024.10590867, Juni 2024

Feismann, D.; Peter, S.; Bao, J.; Oberließen, T.; Rehtanz, C.: "Determining the influence of energy management systems on simultaneity factors of distribution grids", IET Conference Proceedings, Vol. 2024, Issue 5, pp.896–899, Juli 2024

Haubensak, L.; Strahl, S.; Braun, J.; Faulwasser, T.: "Towards real-time capable optimal control for fuel cell vehicles using hierarchical economic MPC", Applied Energy, Vol. 366, pp.123223, Juli 2024

Salazar, E.; Rosero, V.; Gabrielski, J.; Samper, M.: "Demand Response Model: A Cooperative-Competitive Multi-Agent Reinforcement Learning Approach" in Engineering Applications of Artificial Intelligence., Juli 2024

Lin, G.; Li, Y.; Han, Y.; Wang, S.; Rehtanz, C.; Liu, J.: "Dynamic Interaction Stabilization Method for Multi-Parallel Hybrid Energy Storage Supplied Electric Vehicle DC Charging Station", IEEE Trans. Transp. Electricif., pp.1, August 2024

Gabrielski, J.; Salazar, E.; Häger, U.; Samper, M.; Rosero, V.: "Real Data-Driven Demand Forecasting and Clustering for Price Planning" in Power and Energy Society General Meeting 2024, Seattle, August 2024

Molodchyk, O.; Faulwasser, T.: "The fundamental lemma and kernel regression – comments on links and relations" in 26th International Symposium on Mathematical Theory of Networks and Systems MTNS 2024, August 2024

Ou, R.; Pan, G.; Faulwasser, T.: "A stochastic fundamental lemma with reduced data requirements" in 26th International Symposium on Mathematical Theory of Networks and Systems MTNS 2024, August 2024

Schießl, J.; Ou, R.; Baumann, M. H.; Faulwasser, T.; Grüne, L.: "Dissipativity and turnpike in stochastic optimal control" in 26th International Symposium on Mathematical Theory of Networks and Systems MTNS 2024, August 2024

Faulwasser, T.; Kerrigan, E. C.; Logist, F.; Lucia, S.; Mönnigmann, M.; Parisio, A.; Darup, M. S.: "Teaching Model Predictive Control: What, When, Where, Why, Who, and How? [Focus on Education]", IEEE Control Syst., Vol. 44, Issue 4, pp.47–65, August 2024

Gabrielski, J.; Häger, U.: "Advancing Standard Load Profiles with Data-Driven Techniques and Recent Datasets" in IEEE SmartGridComm, 2024, Oslo, September 2024

Wältermann, M.; Kraft, O.; Schmeing, J. K.; Häger, U.: "Development of a Strategic Trading Agent in a Grid-Aware Energy Community Market", 2024 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), September 2024

Kröger, D.; Teodosic, M.; Rehtanz, C.: "Modeling and contribution of flexible heating systems for transmission grid congestion management", Electric Power Systems Research, Vol. 234, pp.110830, September 2024

Beraldo Bandeira, M.; Faulwasser, T.; Engelmann, A.: "An ADP framework for flexibility and cost aggregation: Guarantees and open problems", Electric Power Systems Research, Vol. 234, pp.110818, September 2024

Jahn, R.; Segbert, P.; Spina, A.; Kraft, O.; Schmeing, J.; Rehtanz, C.: "An Automated Technical Prequalification Process for Balancing Services by Small-scale Flexible Assets tested on a Redox Flow Battery" in NEIS 2024, pp.1–6, September 2024

Pütschneider, J.; Golembiewski, J.; Wagner, N. A.; Wietfeld, C.; Faulwasser, T.: "Towards Event-Triggered NMPC for Efficient 6G Communications: Experimental Results and Open Problems" in arXiv, September 2024

Liegmann, F.; Schulte, K.; Annen, F.; Haubrock, J.; Kelker, M.; Joseph, S.; Raczka, S.; Rehtanz, C.: "Concept of a test bench for research into automatic resupply to improve the resilience of critical infrastructure" in IEEE PES ISGT Europe 2024, Oktober 2024

Liemann, S.; Rehtanz, C.: "Voltage stability analysis of grid-forming converters with current limitation", Electric Power Systems Research, Vol. 235, pp.110820, Oktober 2024

- Rehtanz, C.; Ulbig, A.; Palaniappan, R.; Faulwasser, T.; Saidi, S.; Schmeink, A.; Wietfeld, C.: "Towards holonic power and energy systems – A novel ICT architecture as enabler for resilience", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 162, pp.110283, November 2024*
- Özmeteler, M. B.; Bilgic, D.; Pan, G.; Koch, A.; Faulwasser, T.: "Data-driven uncertainty propagation for stochastic predictive control of multi-energy systems", European Journal of Control, Vol. 80, pp.101066, November 2024*
- Philipp, F. M.; Schaller, M.; Worthmann, K.; Faulwasser, T.; Maschke, B.: "Optimal control of port-Hamiltonian systems: Energy, entropy, and exergy", Systems & Control Letters, Vol. 194, pp.105942, Dezember 2024*
- Faulwasser, T.; Hempel, A.-J.; Streif, S.: "On the turnpike to design of deep neural networks: Explicit depth bounds", IFAC Journal of Systems and Control, Vol. 30, pp.100290, Dezember 2024*
- Lin, G.; Rehtanz, C.; Wang, S.; Liu, J.; Zhang, Z.; Wang, P.: "Review on the key technologies of power grid cyber-physical systems simulation", IET Cyber-Phy Sys Theory & Ap, Vol. 9, Issue 1, pp.1–16, 2024*
- Wagner, T.; Kittl, C.; Jakob, J.; Hiray, J.; Häger, U.: "Digital Twins in Power Systems: A Proposal for a Definition", IEEE Power and Energy Mag., Vol. 22, Issue 1, pp.16–23, Januar 2024*
- 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 Trans. Transp. Electrific., Vol. 10, Issue 1, pp.938–961, 2024*
- Engelmann, A.; Beraldo Bandeira, M.; Faulwasser, T.: "Approximate dynamic programming with feasibility guarantees" in IEEE Transactions on Control of Network Systems, 2024*
- Öztürk, E.; Kaspar, K.; Faulwasser, T.; Worthmann, K.; Kepplinger, P.; Rheinberger, K.: "Towards Efficient Aggregation of Storage Flexibilities in Power Grids" in Proceedings European Control Conference (ECC), 2024*
- Lanza, L.; Faulwasser, T.; Worthmann, K.: "A tutorial on distributed optimization for energy grids" in Advanced system-level control and optimisation of microgrids. Ed. by C. Hans, J. Schiffer, and A. Parisio. In press. The Institution of Engineering and Technology (IET), in press*
- Faulwasser, T.; Molodchyk, O.: "Wiener Chaos in Kernel Regression: Towards Untangling Aleatoric and Epistemic Uncertainty" in Proceedings of the Symposium on Systems Theory in Data and Optimization SysDO. Lecture Notes in Control and Information Sciences, in press*
- Schießl, J.; Ou, R.; Faulwasser, T.; Baumann, M. H.; Grüne, L.: "Near-optimal performance of stochastic economic MPC" in 63rd IEEE Conference on Decision and Control (CDC), in press*

5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik

Dr.-Ing. O. Pohl: "Coordination of Impedance Controllers and Flexible Power for Curative Congestion Management in Real-Time Applications", TU Dortmund, 17.04.2024

Dr.-Ing. D. Schmid: „Netzdienliche Flexibilitätsnutzung in der Planung elektrischer Verteilnetze unter Berücksichtigung des gesamten Energiesystems“, TU Dortmund, 08.05.2024

Dr.-Ing. M. Klaes: "On the Identification and Analysis of ICT-Induced Stability Risks in Cyber-Physical Energy Systems", TU Dortmund, 18.06.2024

Dr.-Ing. Björn Matthes: „Modellierung und Simulation von Strommarktgeschehen sowie Engpassbehebung unter besonderer Berücksichtigung der Strom-zu-Gas-Technologie“, TU Dortmund, 08.07.2024

Dr.-Ing. S. Liemann: "System Theoretical Analyses of Voltage Stability in Power Electronics Dominated Hybrid Power Systems", TU Dortmund, 19.11.2024

Dr.-Ing. D. Sen Sarma: "Agent-Based Optimal Energy Management for Distribution Grids with Industrial and Residential Flexibility", TU Dortmund, 20.11.2024

Dr.-Ing. D. Kröger: „Strommarkt und Übertragungsnetzsimulation unter Berücksichtigung der Strom-Wärme-Sektorenkopplung“, TU Dortmund, 25.11.2024

Dr.-Ing. O. Kraft: „Netzbewusster Peer-to-Peer Energiehandel im Verteilnetz“, TU Dortmund, 09.12.2024

5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts

ZEDO / ie³-Workshop „50 Jahre Energiesysteme – Am Anfang war nur Chaos“, 01.03.2024

Prof. em. Dr.-Ing. Edmund Handschin, Institut ie³, TU Dortmund: „Am Anfang war nur Chaos“

Dr.-Ing. Peter Grafoner, Grafoner Office, Schweiz: „Promotion: mein persönlicher Rückblick und Ausblick“

Dr.-Ing. Hendrik Neumann, Amprian GmbH, Dortmund: „Herausforderungen eines Übertragungsnetzbetreibers“

Prof. Dr.-Ing. Lars Jendernalik, Westnetz GmbH, Dortmund: „Was bedeutet Nachhaltigkeit für einen Netzbetreiber?“

M. Sc. Nils Offermann, Institut ie³, TU Dortmund: „MILES – Die Glaskugel für das Energiesystem“

Dr.-Ing. Alfio Spina, Institut ie³, TU Dortmund: „Das Smart Grid Technology Lab zwischen Simulation und Feldtest“

Dr.-Ing. Alexander Engelmann, Institut ie³, TU Dortmund: „Das Leben ist eine einzige Optimierung“

M. Sc. Robert Jahn, Institut ie³, TU Dortmund: „Verteilt ist auch eine Lösung“

M. Sc. Felix Goeke, Institut ie³, TU Dortmund: „Mal was Großes in Hardware“

Doktoranden-Seminar des ie³

M. Sc. Martin Lindner, Institut ie³, TU Dortmund: „Ensuring Grid Resilience: N-1 and Beyond“, 02.02.2024

Prof. Hanif Livani: University of Nevada, Reno: „Integrationg MachineLearning and Graph-based Machine Learning into Real-Time Grid Monitoring“, 23.02.2024

Dr.-Ing. Jochen Cremer, TU Delft, Niederlande: „Weakly-supervised Graph Neural Networks for Distribution System State Estimation“, 05.04.2024

M. Sc. Christian Nerowki, Institut ie³, TU Dortmund: „Strategies for Power System Coordination using Flexibility Providing Units“, 17.05.2024

Dr.-Ing. Oliver Kraft, Institut ie³, TU Dortmund: „Regulatory perspective on distribution system flexibility utilization - from local flexibility markets to energy communities“, 24.05.2024

Prof. Angela Flores, University of Chile, „Planning the energy transition in Chile: Challenges and opportunities“, 21.06.2024

M. Sc. Rebecca O'Brien, Carnegie Mellon University, Pittsburgh and M. Sc. Robert Jahn, Institut ie³, TU Dortmund: „Results from the GlocalFlex project“, 19.07.2024

Dr.-Ing. Rajkumar Palaniappan, Institut ie³, TU Dortmund: „Learnings from the H&S internshipt and AIST Japan Visit“, 26.07.2024

M. Sc. Berat Ünal, Istanbul Technical University: „Stochastic Analysis of Effects of Distributed Energy Usage“, 23.08.2024

Dr.-Ing. Oliver Pohl, Institut ie³, TU Dortmund: „PSI Control Center Simulator: Student Lab at ie3“, 30.08.2024

Dr.-Ing. Andreas Kubis, Dr.-Ing. Jonas Maasman, c.con, Walldorf: „Wie Managementberater die Energiewende gestalten“, 13.09.2024

M. Sc. Kim Krawiec, Institut ie³, TU Dortmund: „Exploring Fault Direction Algorithms: A Beginner's Guide to directional fault indication“, 11.10.2024

M. Sc. Gösta Stomberg, Institut ie³, TU Dortmund: „Distributed Model Predictive Control: Real-time Algorithms and Experimental Validation“, 22.11.2024

Dr. Saber Talari, University of Cologne: „Customer-centric and community-based energy sharing“, 29.11.2024

M. Sc. Thomas Schwierz, Institut ie³, TU Dortmund: „Introduction to the rollout, regulatory architecture and technology of smart metering including the case study of the PISA project“, 13.12.2024

5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts

Rehtanz, C.: "Challenges in Energy Transition and Transmission Systems in Germany", TSO Workshop, Santiago de Chile, Chile, 20.01.2024

Golembiewski, J.: "The Dynamics of a Bicycle on a Pump Track -- First Results on Modeling and Optimal Control", GAMM FA Berlin, Berlin, 06.02.2024

Rehtanz, C.: "State estimation in distribution grids - Requirements and novel approaches", 3rd Champéry Power Conference, Champéry, Switzerland, 06.02.2024

Stomberg, G.; Engelmann, A.: "Verteilte prädiktive Regelung nichtlinearer Systeme in Echtzeit", 58. Regelungstechnisches Kolloquium in Boppard, Boppard, 22.02.2024

Faulwasser, T.: "NMPC for Cyber-Physical Systems – Decentralized Algorithms for Dynamic Real- Time Collaboration", GAMM Jahrestagung 2024, Invited talk in the Minisymposium on Distributed Control and Optimization, Magdeburg, Germany, 03.2024

Gabrielski, J.: "Redes y contadores inteligentes: Importancia para el éxito de la transición energética", Distrocuyo und Venios: Kooperation für Netztransparenz Pilotprojekt des dena-RES-Programms, Mendoza, Argentinien, 11.04.2024

Häger, U.: "VDE ETG Arbeitskreis: Digitale Zwillinge in elektrischen Energiesystemen", Hannover Messe Energy 4.0 Conference Stage, Hannover, 25.04.2024

Pütschneider, J.: "Dissipativity Properties in Neural Network Training", 2nd Brig Workshop on Dissipativity in Systems and Control, Brig, 21.05.2024

Pütschneider, J.: "Dissipativity Properties in Neural Network Training", Workshop on Advanced Control and Communication in Networked Systems June, Hamburg, 06.06.2024

Stomberg, G.: "Real-Time Distributed Model Predictive Control Algorithms and Experiments: Workshop on Advanced Control and Communication in Networked Systems", Hamburg, 06.06.2024

Kammerer, S.; Hoffmann, E.: "MLP-Simulation-based Evaluation of DRI Plant Strategies in Diverse Economic Environments", IRENA International Energy Workshop 2024, Bonn, DE, 27.06.2024

Kammerer, S.; Hoffmann, E.: "Decarbonizing Steel Production: Evaluating DRI Plant Strategies in Diverse Economic Environments", Institute of Energy, Environment and Economy, Tsinghua University, Beijing, China, 30.07.2024

Pütschneider, J.: "Dissipativity Properties in Neural Network Training", IFIP TC7 System Modeling and Optimization, Hamburg, 13.08.2024

Golembiewski, J.: "Accelerating a Bike Without Pedaling -- A Benchmark Problem for Nonsmooth Optimal Control?", IFIP TC7 System Modeling and Optimization, Hamburg, 16.08.2024

Kammerer, S.: "Strategic Decision-making for Energy Flexibility Investments in Industrial Processes: A Simulation-based Approach", 3rd International colloquium on adaption intelligence of factories, Dortmund, DE, 11.10.2024

Kammerer, S.; Hoffmann, E.: "DRI Operation, Costs, and CO₂ Emissions under Different Energy Markets", INFORMS Annual Meeting 2024, Seattle, WA, 21.10.2024

Kammerer, S.; Hoffmann, E.: "Decarbonizing Steel Production: Evaluating DRI Plant Strategies in Diverse Economic Environments", Bi-Annual meeting of the Center for Iron and Steelmaking Research, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA, 15.11.24

6. Studentische Arbeiten

6.1 Masterarbeiten

Zerwer, M.: "Entwicklung und Implementierung einer Methodik zur Optimierung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten im Rahmen einer flussbasierten Marktkopplung", Januar 2024

Wedding, F.: "Analyse von Strategien zur Modellierung der Erzeugungsverschiebung im Rahmen lastflussbasierter Marktkopplungsverfahren", Januar 2024

Mol, Y.: "Aggregation Methods for Electric Vehicle Charging Stations", Januar 2024

Saravanan, S.: "Preconditioning for distributed optimization", März 2024

Bohe, L.: "Bottom-Up-Analyse von Technologiekombinationen und Lastprofilen in repräsentativen Siedlungsstrukturen", April 2024

Sprakel, K.: "Entwicklung und Implementierung einer Methode zur spannungsebenenübergreifenden Flexibilitätsnutzung in Verteilnetzen", April 2024

Krawiec, K.: "Simulationsbasierte Validierung und Bewertung innovativer Fehlerrichtungsalgorithmen für die Verteilnetzebene", April 2024

Ebel, N.: "Entwicklung und Implementierung einer Methode zur Generierung synthetischer Lastprofile für Haushalte mit Elektroautos und Wärmepumpen auf Basis von Aktivitätsprofilen", Mai 2024

Rogall, J.: "Spline-based motion planning for multi-robot systems", Mai 2024

Psztur, T.: "Optimierung des strategischen Assetmanagements im proaktiven Verteilnetzausbau zur Integration von öffentlicher Ladeinfrastruktur in Dortmund", Juni 2024

6.2 Bachelorarbeiten

Khalo, J.: "Quantitative Definition und Vergleich von Lade-Use-Cases", März 2024

Rezaeifard, E.: "Analyse der Nutzung von intelligenten Messsystemen für die Energiewende anhand von internationalen Fallbeispielen", März 2024

Segbert, P.: „Automatisierung der technischen Präqualifizierung für die Bereitstellung von Regelleistung am Beispiel eines Redox-Flow-Batteriespeichers“, April 2024

Verkely, J.: "Energy Communities und P2P-Handelskonzepte als Teil des Bilanzkreismanagement 2.0", Juni 2024

Ruhnau, L.: „Umsetzung von Energy Communities im nationalen Kontext unter Berücksichtigung regulatorischer und technischer Rahmenbedingungen“, Juni 2024

Abbes, M.: Ganzheitliche Untersuchung eines dezentralen Energiemanagements auf Basis einer teilvirtuellen Prüfumgebung, Juni 2024

Gabert, M.: "Auswirkungen von Energy Sharing auf die NetzinTEGRATION von steuerbaren Anlagen unter Berücksichtigung der Spannungsstabilität in Verteilnetzen", Juli 2024

Rofall, S.: "Analyse und Bewertung unterschiedlicher Aggregationskonzepte für dezentrale Energieerzeugungsanlagen zur Systemdienstleistungserbringung auf Verteilnetzebene", Juli 2024

Wenzlokat, P.: "Marktstudie zur Erschließung von Energieflexibilitätspotenzialen im deutschen Mittelstand", Juli 2024

Hesse, J.: "Ermittlung und Analyse optimaler Heizungskonzepte in Bestandswohngebäuden zur Erfüllung der Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes", September 2024

Staudt, M.: "Entwurf und Implementierung einer Netzengpassbehandlung nach erweitertem NOVA-Prinzip für den agentenbasierten Energiesystemsimulator SIMONA", September 2024

Grünberg, A.: "Entwicklung einer Handlungsempfehlung zur Auswahl alternativer Datenquellen für das Leiterseilmonitoring der Westnetz GmbH", Mai 2024

Wiesmann, H.: "Untersuchung der Auswirkungen unterschiedlicher Betriebsstrategien von Batteriespeichern auf die Netzlast", Juni 2024

Bratzke, J.: "Erstellung eines Prognosemodells zur Regionalisierung von zukünftigem Leistungsbezug durch Elektrostraßenfahrzeuge", Juli 2024

Tastan, A.: "Analyse und Bewertung von Methoden zur Transformation von Modellen verschiedener Aggregatoren", August 2024

Da Silva Preckel, C.: "Literaturbasierte Analyse und Bewertung von Merkmalen von Erneuerbaren Energiegemeinschaften", November 2024

Hesse, M.: "Anforderungsanalyse, Implementierung und anwendungsfallorientierte Prüfung eines digitalen Zwillings für Stromverteilnetze in Microsoft Azure", November 2024

6.3 Projektarbeiten

Fomelack, D.; Syed, A.; Das, T.; Arjunan Naveen-Kumar; Hamidli, A.: "Modelling of Virtual Power Plants", März 2024

Krishnan, K. G. V.; Shirke, A.; Chaudhary, V.; Shahane, N.; Singh, H.: "Transparent Energy

Transition - Generation of grid models for the digitization of blind low voltage grids", November 2024

7. Promotionen

Coordination of Impedance Controllers and Flexible Power for Curative Congestion Management in Real-Time Applications

Dr.-Ing. Oliver Pohl

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

Mündl. Prüfung: 17.04.2024

Aufgrund des steigenden Anteils der Einspeisung aus erneuerbaren Energien in die deutschen Stromnetzwerden die etablierten Verfahren des präventiven Engpassmanagements in Frage gestellt. Kuratives Engpassmanagement könnte die Ausnutzung bereits existierender Netzkapazitäten erhöhen, ohne dass große Investitionen in konventionellen Netzausbau notwendig wären. Für diesen kurativen Paradigmenwechsel werden schnell reagierende Gegenmaßnahmen, wie beispielsweise innovative leistungsflussregelnde Betriebsmittel, ebenso wie verlässliche Algorithmen für die rechtzeitige Determinierung und Aktivierung selbiger benötigt. Diese Arbeit zeigt, wie ein automatisiertes System flexible Einheiten und verteilte FACTS-Geräte, die die Serienreaktanz einer Stromleitung beeinflussen, koordinieren kann, um Leitungsüberlastungen in Hochspannungsnetzen zu beheben. Zunächst werden lineare Sensitivitäten für schrittweise Reaktanzänderungen entwickelt. Darauf aufbauend werden ein

Optimierungs- und ein heuristischer Ansatz zur automatisierten kurativen Koordination beider Maßnahmentypen konzipiert sowie implementiert und simulativ getestet. Anschließend wird der heuristische Ansatz in einem verteilten, agentenbasierten Algorithmus implementiert und um Fall-back-Strategien ergänzt, die bei Ausfall der Agentenkommunikation ausgeführt werden. Dieses System wird dann in einem Laboraufbau getestet, um seine Echtzeitanwendbarkeit zu bewerten. Der Laboraufbau beinhaltet mehrere (Power) Hardware-in-the-Loop Module, um eine Testumgebung zu erschaffen, welche eine Vielzahl von Faktoren aus der realen Welt beinhaltet, welche in Software-Simulationen üblicherweise vernachlässigt werden. So werden nicht nur der Agentenalgorithmus selbst, sondern auch der Einfluss von Kommunikationsverzögerungen, Reaktionszeiten von realen Leistungsflusssteuerungsgeräten sowie die Integration in eine Leitstellenumgebung evaluiert.

Netzdienliche Flexibilitätsnutzung in der Planung elektrischer Verteilnetze unter Berücksichtigung des gesamten Energiesystems

Dr.-Ing. Dennis Schmid

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Mündl. Prüfung: 08.05.2024

Durch die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmeektors sowie die Erhöhung der installierten Leistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EEA) müssen neue flexible Verbraucher und Erzeuger in die elektrischen Verteilnetze integriert werden. Um das Dargebot der EEA zu nutzen und die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken gering zu halten, kann die Flexibilität marktdienlich bewirtschaftet werden und orientiert sich somit am Zustand des gesamten Energiesystems.

Dadurch kann situativ eine hohe Gleichzeitigkeit im Verhalten von Anlagen auftreten, sodass eine erhöhte Belastung der elektrischen Verteilnetze resultiert. Die Netzbetreiber sind gesetzlich dazu verpflichtet weiterhin eine normgerechte Versorgung mit Elektrizität unter Berücksichtigung volkswirtschaftlicher Effizienz sicherzustellen. Dazu wurden bisher vorrangig Netzausbaumaßnahmen geplant und umgesetzt. Alternativ besteht im Einklang mit dem Energiewirtschaftsgesetz auch die

Möglichkeit, flexible Anlagen netzdienlich zu nutzen, um Grenzwertverletzungen zu vermeiden. Wird ein Netz unter Berücksichtigung netzdienlicher Flexibilitätsnutzung geplant, sind im Betrieb situativ Redispatchmaßnahmen notwendig. So mit üben lokale Netzrestriktionen einen Einfluss auf das mögliche Verhalten der flexiblen Anlagen aus und die Flexibilität steht ggf. nicht dem übrigen System zur Verfügung.

In dieser Arbeit wird eine methodische Vorgehensweise präsentiert, welche die Untersuchung der Wechselwirkungen einer netzdienlichen Flexibilitätsnutzung in der Planung mit dem gesamten Energiesystem ermöglicht. Dazu wird eine bestehende Markt- und Übertragungsnetzsimulationsumgebung um Module zur Modellierung der Verteilnetzebene erweitert. Diese Module beinhalten Methoden, um repräsentative Netz-struktu-

ren und Regionen zu identifizieren, in denen flexible Anlagen verortet und mittels disaggregierter Zeitreihen einer fundamentalen Marktsimulation beschrieben werden. Eine Netzausbau simulation unter Berücksichtigung netzdienlicher Flexibilitätsnutzung ermöglicht die Identifikation des notwendigen Netzverstärkungsbedarfs in der Hoch-Mittel- und Niederspannungsebene. Im Anschluss werden die notwendigen Einschränkungen des marktdienlichen Anlageneinsatzes über die Auswertung von Netzrestriktionen bestimmt. Die Auswirkungen auf den Anlageneinsatz im Kontext des gesamten Energiesystems werden mittels Aggregation der Restriktionen und Erweiterung der Marktsimulation modelliert. Die entwickelte Simulationsumgebung wird mit Fokus auf die Niederspannungsebene exemplarisch für das Szenario B2035 des Netzentwicklungsplans 2021 angewendet.

On the Identification and Analysis of ICT-Induced Stability Risks in Cyber-Physical Energy Systems

Dr.-Ing. Marcel Klaes

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. rer. nat. Sebastian Lehnhoff

Mündl. Prüfung: 18.06.2024

This thesis addresses emerging ICT-based stability risks for cyber-physical energy systems (CPESs) in light of the increasingly complex task of coordinating modern generation and consumption assets in power grids. It does so by identifying cyber-physical services as the main drivers of interdependence first. It then provides a general approach on how to assess such a service's dependence on data in general and its sensitivity towards the high-level ICT error categories "latency", "data loss" and "data corruption" in particular. Based on these results, the service states "normal", "limited", and "failed" are introduced in order to summarize the findings in an abstract and more widely

applicable as well as comparable manner. These aggregated service states are required as additional inputs for the main method which determines how disturbances propagate through modern CPESs. This method is first presented with a focus on static stability and is later extended to also incorporate dynamic stability phenomena. The resulting disturbance propagation, combined with the service states and the ENTSO-E state description for power systems, can be used to derive a summarising state trajectory which helps compare different CPES layouts and control designs concerning their stability.

Modellierung und Simulation von Strommarktgeschehen sowie Engpassbehebung unter besonderer Berücksichtigung der Strom-zu-Gas-Technologie

Dr.-Ing. Björn Matthes

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Mündl. Prüfung: 08.07.2024

Die deutsche Energiepolitik verfolgt das Ziel, den Industriesektor mit Hilfe von Wasserstoff aus regenerativen Quellen zu defossilisieren. Die heimische Produktion der dazu erforderlichen Wasserstoffmengen führt zu Mehrbelastungen im elektrischen Energieversorgungssystem. Durch den Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft und den damit verbundenen Transformationsprozess weist die zusätzliche Belastung der Netzinfrastuktur im Zeitverlauf verschiedene charakteristische räumliche Ausprägungen auf. Diese Veränderungen gilt es bei der Modellierung und Simulation des zukünftigen Strommarktgeschehens sowie der Engpassbehebung zu berücksichtigen.

In dieser Arbeit werden Modelle zur Abbildung der räumlichen Verteilung von Strom-zu-Gas (PtG)-Anlagen in Europa für den Zeitbereich 2020 bis 2050 entwickelt. Die Verfahren werden in eine bestehende Markt- und Netzsimulationsumgebung integriert. Dadurch wird neben der Ermittlung räumlich aufgelöster Zeitreihen unflexibler PtG-Anlagen auch eine marktgetriebene Optimierung der flexiblen Wasserstofferzeugung von PtG-Anlagen in Wechselwirkung mit den übrigen Teilnehmern am Strommarktgeschehen ermöglicht. Darauf aufbauend erfolgt eine Modellierung und Simulation flexibler Betriebspunktanpassungen bei Elektrolyseuren zur Engpassbehebung im Transportnetz. Die Berücksichtigung von PtG-Anlagen

folgt dem Ziel, Netzengpässe durch eine regionale Optimierung der Wasserstoffproduktion aufzulösen und den Bedarf an klassischen netzbetrieblichen Eingriffsmaßnahmen zu reduzieren.

Die neu entwickelten Modelle und Verfahren werden abschließend in einer Fallstudie für das Jahr 2030 eingesetzt, um unterschiedliche Konzepte zur Integration von PtG-Anlagen in das elektrische Energiesystem hinsichtlich ihrer technisch-ökonomischen Auswirkungen auf das Strommarktgeschehen, die Übertragungsnetzbelastung und das Engpassmanagement zu bewerten. Es zeigt sich, dass die Verortung von Elektrolyseuren an Industriestandorten zur dezentralen Produktion von Wasserstoff umfangreichere Engpassbehebungsmaßnahmen erfordert als Anlagenverortungen zur zentralen Wasserstoffproduktion. Während der flexible Einsatz dezentraler PtG-Anlagen im Strommarkt die Netzbelastung weiter verschärft und zusätzlichen konventionellen Redispatch hervorruft, reduziert der flexible Einsatz zentraler PtG-Anlagen im Markt den Gesamtumfang sowie den Bedarf an konventionellen Maßnahmen. Darüber hinaus erweist sich das Flex-in-Market-Konzept gegenüber dem aktuell in Europa angewandten Marktkopplungsverfahren als aussichtsreiches alternatives Strommarktdesign zur netzdienlichen Systemintegration von Elektrolyseuren.

System Theoretical Analyses of Voltage Stability in Power Electronics Dominates Hybrid Power Systems

Dr.-Ing. Sebastian Liemann

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Christian Becker

Mündl. Prüfung: 19.11.2024

The massive integration of power electronic devices at the load and generation side is changing the dynamics and stability of power systems. In particular, power electronic loads can threaten voltage stability in the event of major disturbances, such as short circuits, due to their low voltage sensitivity. In addition, the ancillary services of decommissioned conventional power plants have to be taken over by grid-forming converters. Since power electronic converters and loads can discretely change their dynamics during disturbances, e.g. by current limitation or disconnection with zero power consumption, additional challenges for voltage stability arise. Therefore, in this thesis, hybrid system theory is used as a modelling basis to explicitly analyse the complex interactions between continuous and discrete dynamics in such events. It is examined how the theory of hybrid systems can extend the system theory of voltage stability and how it can support its assessment in the short and long term. Furthermore, since there is only a small overlap between conventional voltage stability dynamics and power electronics dynamics, it is not clear whether

phasor or electromagnetic transient models should be used. Therefore, grid-forming converters and power electronic loads are modelled for both types. The simulation results show that phasor models may still be suitable for grid-forming converters, while electromagnetic transient models are needed for power electronic loads. In addition, the results demonstrate that the current limitation of grid-forming converters can lead to voltage instability in the short and long term. However, by applying stability-enhancing control methods, the instability induced by the converter can be avoided. The disconnection of power electronic loads during short circuits can initially stabilise the system due to the reduced power consumption. Yet, their potential fast power recovery during the fault can lead to instability or delayed voltage recovery afterwards. The combined simulation of grid-forming converters and power electronic loads show that the simultaneous occurrence of current limitation and fast power recovery can be a serious threat to short- and long-term voltage stability.

Agent-Based Optimal Energy Management for Distribution Grids with Industrial and Residential Flexibility

Dr.-Ing. Debopama Sen Sarma

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. Matti Lehtonen

Mündl. Prüfung: 20.11.2024

The ongoing energy transition has led to a paradigm shift in distribution power systems infrastructure and operations owing to the ever-increasing volume of intermittent renewable energy generation and electricity consumption across several recently developed sectors. Integrating previously separated energy sectors and electricity market liberalization transforms the distribution system environment into a complex system that includes

several participants with conflicting interests. Therefore, innovative approaches to optimal and efficient energy management of available resources are paramount to achieving sustainability goals through economic, environmental, social, and technical factors.

This dissertation presents an agent-based hierarchical energy management architecture that draws from research and practically applies to the

liberalized electricity market. The architecture is designed to solve a multi-objective optimization routine for distribution grid operation using an online feedback mechanism between the energy management and grid agents. The method involves a combination of Tchebycheff's decomposition and the Gradient projection method. The energy management architecture and its optimization function are then applied in a co-simulation framework to study the impact of industrial and

residential flexibility on the connected distribution grid's economic, environmental, and technical aspects. A preexisting agent-based grid simulation model, SIMONA, represents the distribution grid, calculating grid power flow and resulting system gradients. The results provide valuable indicators for distribution grid planning and operation under future renewable generation and flexible load integration scenarios.

Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulation unter Berücksichtigung der Strom-Wärme-Sektorenkopplung

Dr.-Ing. David Kröger

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. Christoph Weber

Mündl. Prüfung: 25.11.2024

Die Integration von Power-to-Heat-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in das elektrische Energieversorgungssystem führt zu einer veränderten Versorgungsaufgabe, die zunehmend durch Restriktionen des Wärmesektors geprägt ist. Aus der räumlichen Verteilung und dem charakteristischen und flexiblen Strombezugs- und Einspeiseverhalten der gekoppelten Anlagen resultieren Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz und den Transportbedarf im Übertragungsnetz. Zur quantitativen Analyse dieser Auswirkungen werden im Rahmen dieser Arbeit verbesserte Modellierungsansätze für eine Strom-Wärme-gekoppelte Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulation ausgearbeitet und präsentiert.

Die Modellierung des Wärmesektors erfolgt anhand eines Modells für dezentrale Wärmepumpen und Direktheizungen im Gebäudebestand sowie anhand eines Modells für zentrale Umwandlungsanlagen in Wärmenetzen. Hierbei werden dezentrale Wärmepumpen und elektrische Direktheizungen auf Basis einer integrierten thermischen Gebäudesimulation unter Berücksichtigung ver-

schiedener repräsentativer Gebäudetypen abgebildet. Die Modellierung der Umwandlungsanlagen in Wärmenetzen erfolgt mithilfe eines knotenbasierten Ansatzes, bei dem alle Wärmebedarfe innerhalb eines Wärmenetzes in einem Wärmetopf aggregiert werden. Durch Integration der endogen modellierten Wärmebedarfe in die übergeordnete Optimierung des zonalen Kraftwerkseinsatzes sowie des nodalen Engpassmanagements kann anschließend eine markt- oder netzorientierte Optimierung der Betriebsweise gekoppelter Umwandlungsanlagen durchgeführt werden.

Die Validierung und Verifizierung der entwickelten Modelle erfolgt im Rahmen einer exemplarischen Anwendung der Strom-Wärme-gekoppelten europäischen Strommarkt- und Übertragungsnetzsimulation für das Zieljahr 2035 mit Fokus auf das deutsche Netzgebiet. Die Ergebnisse zeigen, dass eine flexible Betriebsweise Strom-Wärme-gekoppelter Umwandlungsanlagen zu einer erhöhten Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen und zu einer Optimierung des Gesamtsystems beiträgt.

Netzbewusster Peer-to-Peer Energiehandel im Verteilnetz

Dr.-Ing. Oliver Kraft

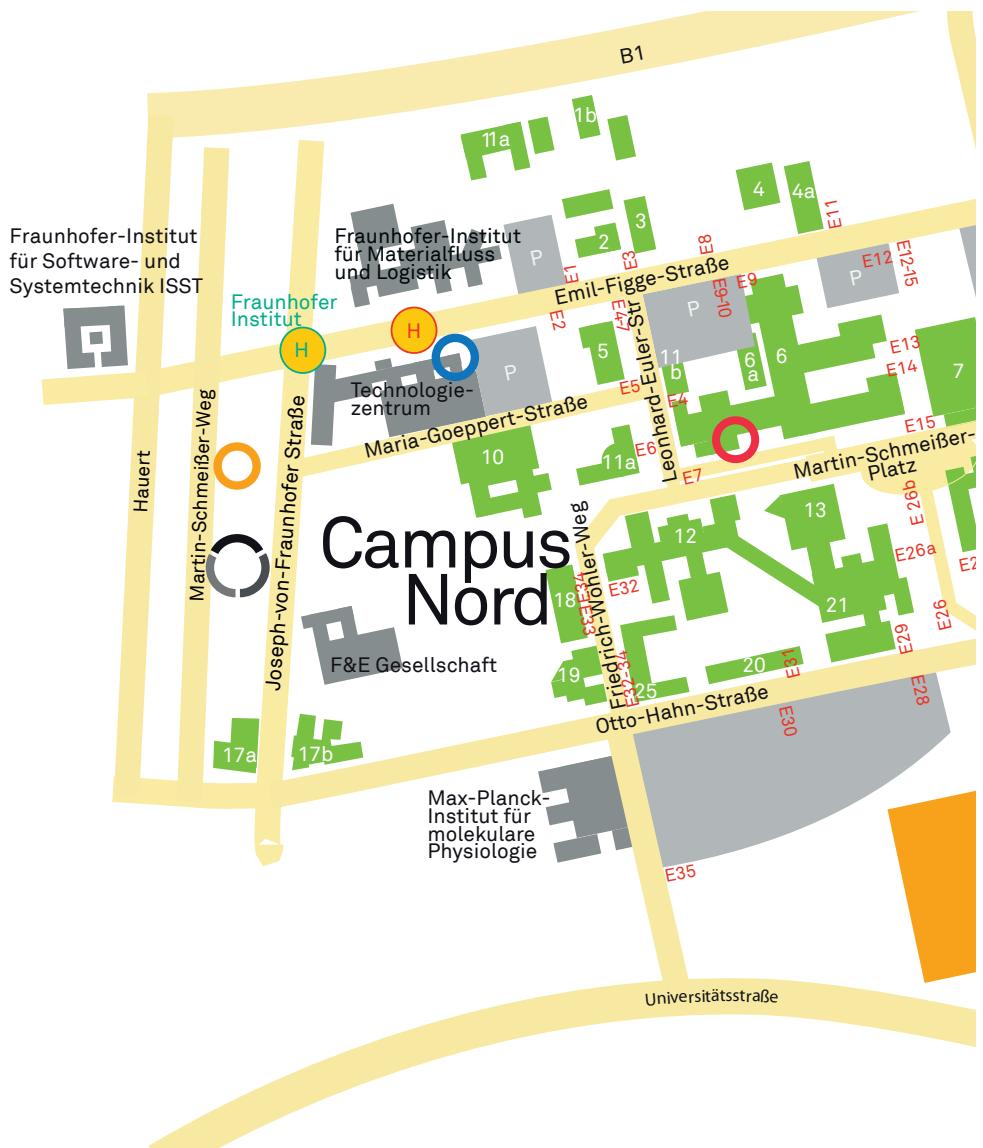
Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. sc. Andreas Ulbig

Mündl. Prüfung: 09.12.2024

Die Energiewende und Sektorenkopplung bewirken eine zunehmende Belastung der Verteilnetze, schaffen indessen aber technische Flexibilitätspotentiale. Zur ganzheitlich koordinierten Erschließung der Flexibilität bedarf es regulatorisch zulässiger, angemessen dimensionierter Konzepte, die mit den Interessen der Netznutzer und Netzbetreiber verträglich sind. Die Adressierung erfolgt in dieser Arbeit durch die Entwicklung einer Energy Community mit einem lokalen Peer-to-Peer Energiemarkt, der über eine zeitlich variable Preisbildung in Kohärenz zum Preis am Spotmarkt verfügt. Ein Anreizsystem mit dynamischen Netzgebühren koppelt die interne Flexibilitätsbewirtschaftung der Netznutzer an die physikalischen

Kapazitäten des Verteilnetzes, sodass eine markt- und netzdienliche Erschließung der Flexibilität über betriebswirtschaftlich motivierte Anreize erfolgt. In der simulativen Anwendung kann mittels strategischer Handelsagenten gezeigt werden, dass die Marktausgestaltung eine effizientere Netzauslastung bewirkt und die Notwendigkeit eines korrigierenden Engpassmanagements vermieden wird. Hinsichtlich der Einhaltung physikalischer Netzrestriktionen und der betriebswirtschaftlichen Bilanzen der Netznutzer können abschließend wohlfahrtssteigernde Effekte quantifiziert werden.



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 2024, 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