



FORSCHUNGSBERICHT ENERGIEMARKTDESIGN 2019



ENERGIE
CAMPUS
NÜRNBERG

Inhaltsverzeichnis

Überblick	2
Highlights	3
Projektbericht	5
1 Investitionsanreize in liberalisierten Energiemärkten	7
1.1 Modellierung von Strommärkten	
1.2 Anwendungen und Weiterentwicklung der Methoden	
1.3 Beteiligte Wissenschaftler und Partner	
2 Ökonomische Analyse von Gasmärkten	11
2.1 Modellierung von Gasmärkten	
2.2 Anwendungen	
2.3 Beteiligte Wissenschaftler und Partner	
3 Geschäftsmodelle in Smart Grids	14
3.1 Allgemeine Problemstellung	
3.2 Anwendungen	
3.3 Beteiligte Wissenschaftler und Partner	
4 Schlussworte	17
5 Herausgehobene Tätigkeiten, Preise, Auszeichnungen	18
6 Ausgerichtete Workshops	20
7 Gutachten	20
8 Veröffentlichungen	21
9 Vorträge und Poster	23
10 Lehrveranstaltungen und Abschlussarbeiten	26

Überblick

BETEILIGTE PRINCIPAL INVESTIGATORS

Prof. Dr. Veronika Grimm (Sprecherin)	FAU - LS für Wirtschaftstheorie
Dr. Jonas Egerer	FAU - LS für Wirtschaftstheorie
Prof. Dr. Roland Ismer	FAU - LS für Steuerrecht und Öffentliches Recht
Prof. Dr. Frauke Liers	FAU - LS für Wirtschaftsmathematik
Prof. Dr. Alexander Martin	FAU - LS für Wirtschaftsmathematik
PD Dr. Lars Schewe	FAU - LS für Wirtschaftsmathematik
Prof. Dr. Gregor Zöttl	FAU - Professur für Volkswirtschaftslehre

TEILPROJEKTE

TPJ1: **Investitionsanreize in liberalisierten Energiemärkten**

TPJ2: **Ökonomische Analyse von Gasmärkten**

TPJ3: **Geschäftsmodelle in Smart Grids**

MITARBEITERINNEN UND MITARBEITER

Mirjam Ambrosius	Thomas Kleinert	Simon Mehl	Dr. Christian Sölch
Christian Biefel	Vanessa Krebs	Galina Orlinskaya	Johannes Thürauf
Julia Grübel	Sandra Kretschmer	Dr. Bastian Rückel	
Dr. Manuel Haußner	Lukas Lang	Philipp Runge	

KOOPERATIONEN / DRITTMITTELPROJEKTE (AUSWAHL)

- Gutachten für die Monopolkommission zur Vorbereitung der Sondergutachten Energie in den Jahren 2015 und 2017
- DFG SFB Transregio 154 *Mathematische Modellierung, Simulation und Optimierung am Beispiel von Gasnetzwerken*
- BMWi, 7. Energieforschungsprogramm, Projekt *EOM-Plus: Regionale marktbasierte Engpassinstrumente*
- Projekt im Auftrag der N-ERGIE AG und Caterva GmbH, gefördert durch das Bay. StMWi: *SWARM – Storage With Ample Redundant Megawatt*.
- Internationales Doktorandenkolleg *Evidence-Based Economics*, gefördert vom Elite Netzwerk Bayern
- Elitestudiengang *Advanced Signal Processing & Communications Engineering*, gefördert vom Elite Netzwerk Bayern
- Marie-Curie International Training Network *MINOA: Mixed-Integer Nonlinear Optimization Algorithms*

KONTAKT

Energie Campus Nürnberg

Forschungsbereich Energiemarktdesign

Fürther Straße 250

90429 Nürnberg

Tel.: +49 911 / 56854 - 9120

Email: info@encn.de

www.encn.de/markt/

Highlights



Marktdesignanalysen mit dem GATE-Modell

Das „Generation And Transmission Expansion“ (GATE) Modell erlaubt es, die Auswirkungen von Anpassungen der energiepolitischen Rahmenbedingungen auf Investitionen in Netz und Erzeugungskapazitäten im Stromsektor zu analysieren. Kalibriert auf Szenarien des Netzentwicklungsplans für das Jahr 2035 wird der regionale und lastnahe Zubau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten durch geeignete Ausschreibungsformate, die Einführung mehrerer Preiszonen in Deutschland sowie die systemdienliche Abregelung von erneuerbaren Energien analysiert. Einige Maßnahmen führen zu substantiellen Wohlfahrtsgewinnen und zu Einsparungen beim Netzausbau.



© Shutterstock 367363487

Regionale Investitionen unter Berücksichtigung von Nachbarmärkten

Nationale Entscheidungen zum Ausbau von Netz- oder Erzeugungskapazitäten sind im europäischen Strommarkt hochgradig interdependent. Aus Sicht einer Kernregion werden daher regionale Ausbauentscheidungen in einem integrierten Strommarkt untersucht. Die Kernregion kann über Technologiemix, die regionale Verteilung der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten sowie den Stromnetzausbau entscheiden. Dabei werden Interdependenzen mit Nachbarmärkten einbezogen, die über den Spotmarkt und durch marktgetriebene Kraftwerksinvestitionen erfolgen. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Berücksichtigung des Gesamtsystems die regionale Planung verbessern, aber auch zum Beispiel Einfluss auf die regionale Verteilung von Kapazitäten haben kann.



© Shutterstock 765921106

Erzeugung, Logistik und Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen

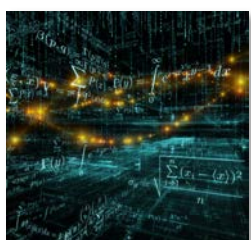
Grüner Wasserstoff und darauf basierende synthetische Kraftstoffe sind CO₂-neutrale Alternativen zu konventionellen Erdölprodukten. Stromkosten stellen einen wesentlichen Teil ihrer Herstellungskosten dar, weshalb eine Produktion vorzugsweise in Regionen mit niedrigen Stromgestehungskosten stattfinden wird. Die Stromgestehungskosten erneuerbarer Technologien sind in den letzten Jahren deutlich gesunken, variieren global aber sehr stark. In einer gemeinsamen Arbeit mit dem Teilprojekte „Speicher B“ des EnCN werden mögliche Produktionsstandorte weltweit evaluiert, die sich durch besonders gute Verfügbarkeit und ein großes Potential erneuerbarer Stromerzeugung auszeichnen und aus denen Deutschland in Zukunft grünen Wasserstoff importieren könnte.



© Shutterstock 664440838

(Regulatorische) Unsicherheit und Risikoaversion im Strommarkt

Unsicherheit in Bezug auf zukünftige Änderungen von Marktumfeld und Marktregeln hat einen starken Einfluss auf Investitionsanreize in Erzeugungs- und Netzkapazitäten. Dies kann für den Fall sogenannter „regulatorischer Unsicherheit“ am Beispiel einer möglichen Einführung von Preiszonen als Quelle der Unsicherheit gezeigt werden. Bereits eine geringe Wahrscheinlichkeit der Einführung mehrerer Preiszonen führt zu stark veränderten Investitionsentscheidungen. Unsicherheit hat dabei Einfluss auf den Netzausbau, die regionale Verteilung des Erzeugungszubaus sowie auf den Technologiemix. In einem Folgeprojekt wird aktuell die Rolle von Risikoaversion bei Investitionsentscheidungen unter Unsicherheit untersucht.



© Shutterstock 131120717

Theoretische Analyse und Modellierung der Marktintegration von Speichern

Speicher im Strommarkt führen zu einer Kopplung einzelner Handelsperioden. Das Projekt zeigt, dass hierdurch mehrere Marktgleichgewichte entstehen können. Zusätzlich werden hinreichende Bedingungen hergeleitet, die Eindeutigkeit von Erzeugung und Nachfrage garantieren. Da die Berechnungszeit von Marktgleichgewichten durch Speicher stark ansteigt, wird ein parallelisierter Algorithmus entwickelt, mit dem Spotmarktgleichgewichte über viele Handelsperioden effizient berechnet werden können.



© Shutterstock 211310194

Ausschreibungsdesign für erneuerbare Energien

Mithilfe von Ausschreibungen soll seit 2017 ein möglichst effizienter Zubau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten erreicht werden. Bislang bilden die Ausschreibungsformate jedoch insbesondere die Vorteile einer verbrauchsnahe Ansiedlung von Anlagen nur unzureichend ab. Im Projekt werden daher mithilfe numerischer Simulationen verschiedene alternative Ausschreibungsformate bezüglich der Effizienz der regionalen Verteilung der Anlagen und der Höhe der Einspeisevergütung verglichen. Auf Basis der Resultate und theoretischer Überlegungen wird eine kombinatorische Auktion mit regionalen Quoten vorgeschlagen, die bestmöglich die Ziele einer effizienten regionalen Verteilung mit dem Ziel der Minimierung der Förderkosten verbindet.



© Shutterstock 407604208

Design flexibler Stromversorgungstarife für Prosumer

Viele Haushalte verfügen heute über eigene Stromproduktionsanlagen kombiniert mit Energiespeichern und beziehen nur zur Deckung des Fehlbedarfs ihren Strom aus dem Versorgungsnetz. In dem Projekt werden verschiedene flexible Stromtarife betrachtet, die Prosumer dazu bewegen sollen, ihre Anlagen stärker systemdienlich zu betreiben. Der Stromversorger antizipiert für die Festlegung der flexiblen Tarifkomponenten jeweils das Verhalten des Prosumers. Alle Tarifbedingungen müssen für Prosumer jeweils mindestens so attraktiv sein, wie ein auf dem Markt üblicherweise angebotener Fixpreistarif. Mit mehrstufigen Modellen werden Aussagen zu tarifinduzierten Verhaltensänderungen des Prosumers getroffen sowie zur möglichen Marge des Stromversorgers.



© Shutterstock 709023433

Robuste Marktgleichgewichte im Strommarkt

Für die Analyse des Strommarkts sind theoretische Erkenntnisse über das Marktgeschehen wichtig. Dies führt zu dem mathematischen Studium von Gleichgewichtsproblemen. Im Projekt werden Unsicherheiten auf der Nachfrageseite in der theoretischen Untersuchung integriert, da beispielsweise die Stromnachfrage in der Zukunft nur auf Schätzungen beruht. Hierbei ist das Ziel, die Fragestellung gegenüber Unsicherheiten abzusichern. Das bedeutet, dass das ermittelte Marktgleichgewicht für gewisse Schwankungen in den Nachfragen immer noch eine Lösung des Marktgeschehens ist. Diese theoretischen Untersuchungen sind wichtig, um herauszufinden, wie man Marktgleichgewichte unter derartigen Unsicherheiten effizient berechnen kann.



© Shutterstock 9623992

Buchungsvalidierung im europäischen Entry-Exit Gasmarkt

Gasnetzbetreiber sind verpflichtet Nominierungen, die sich innerhalb der unterzeichneten Buchungsverträge befinden, zu transportieren. Deshalb muss bei der Annahme von Buchungen durch den Netzbetreiber eine unendliche Anzahl von möglichen Nominierungen antizipiert und auf einen zulässigen Transport innerhalb des Netzes geprüft werden. In diesem Projekt wird das sehr anspruchsvolle Problem der Buchungsvalidierung mathematisch analysiert. Außerdem werden Algorithmen entwickelt, die für spezielle Netzstrukturen eine effiziente Validierung einer Buchung ermöglichen. Für Netzwerke ohne Kreise bzw. bestehend aus einem Kreis konnte bereits ein effizienter Algorithmus für die Buchungsvalidierung entwickelt werden.



© Shutterstock 650548597

Modellierung von Entry-Exit Gasmärkten

Um den Gashandel vom Engpassmanagement zu entkoppeln, wurde in Europa das Entry-Exit System des Gashandels etabliert, das den Netzbetreiber verpflichtet, an Ein- und Ausspeiseknoten technische Kapazitäten festzulegen. Unternehmen buchen diese Kapazitäten langfristig und können dann täglich an den entsprechenden Knoten bis zur gebuchten Kapazität Gas einspeisen oder entnehmen. In diesem Projekt wird erstmals ein Modell des Entry-Exit Gashandels entwickelt, das es erlaubt, das Zusammenspiel der technischen Entscheidungen des Netzbetreibers und der Entscheidungen im Gashandel zu analysieren.

Projektbericht

Im Projekt „Energiemarktdesign“ des EnCN² befasst sich ein Team aus Ökonomen, Mathematikern und Juristen mit den wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die Transformation des Energiesystems. Ziel ist es, Methoden der Energiemarktmodellierung und die notwendigen mathematischen Algorithmen zu entwickeln sowie mit fundierten Analysen zum energiepolitischen Diskurs in Deutschland und Europa beizutragen.

Im Bereich des **Strommarktes** liegen die Schwerpunkte insbesondere auf der Steuerungswirkung des Marktdesigns für privatwirtschaftliche Investitionen und dem regulierten Netzausbau. Von besonderer Bedeutung ist dabei die Identifikation von zukunftsfähigen Rahmenbedingungen auf Verteilnetzebene, die Geschäftsmodelle regionaler Stakeholder und Flexibilitätsoptionen möglich machen. Für die Analyse komplexer ökonomischer Fragestellungen in Energiemarktmodellen werden mathematische Techniken erarbeitet, um die Lösbarkeit der betrachteten Modelle zu gewährleisten. Darüber hinaus werden auf Basis von Umfragen und Forschungsansätzen aus der Verhaltensökonomie individuelle Verhaltensmuster verschiedener Akteure identifiziert und auf dieser Grundlage Anreizsysteme hinsichtlich ihrer Wirkungen auf Entscheidungen an Energiemärkten untersucht. Besonderes Augenmerk gilt dabei dezentralen Ansätzen, die auch Geschäftsmodelle regionaler Akteure im urbanen und ländlichen Raum mitdenken. Im Bereich der **Gasmarktanalyse** werden mathematische Verfahren zur Betrachtung des europäischen Gasmarktes zur Anwendung gebracht, die im DFG Sonderforschungsbereich/Transregio (SFB TRR 154) zur mathematischen Modellierung, Simulation und Optimierung am Beispiel von Gasnetzwerken von den EnCN-Forschern in Kooperation mit Projektpartnern entwickelt werden. Auf Basis der grundlegenden methodischen Resultate des TRR 154 sollen im EnCN² realitätsnahe Modelle kalibriert und analysiert werden. Langfristiges Ziel der Arbeitsgruppe ist es, in einer integrierten Betrachtung Änderungen am Strom- und Gasmarktdesign mit ihren Auswirkungen auf das künftige Energiesystem untersuchen zu können. Zentrale Fragen stellen sich im Kontext von sektorenspezifischen Steuern und Abgaben, von Power-to-Gas Technologien zur Speicherung überschüssiger erneuerbarer Stromerzeugung und mit der sektorenübergreifenden Planung von Investitionen in die Netzwerkinfrastruktur. Im Rahmen der Modellentwicklung zur Sektorenkopplung und der Erstellung detaillierter regionaler Datensätze des deutschen Stromsystems erfolgt insgesamt eine engere Verzahnung der Teilprojekte des Projekts Energiemarktdesign, wodurch zukünftig immer wichtiger werdende Forschungsfragen zu integrierten Energiemärkten (Strom, (Erd-)gas und Wasserstoff) mit mehrstufigen Marktmodellen adressiert werden können. Im Bereich **Mobilität** wird die Interdependenz von nachhaltiger Mobilität mit dem Stromsektor analysiert. Dabei liegt das Augenmerk auf der batterieelektrischen Mobilität sowie (in Kooperation mit dem EnCN-Projekt Speicher B) auf der Wasserstoffmobilität mit Brennstoffzellen und anderen nachhaltigen Kraftstoffen. Durch dieses Themenspektrum werden zunehmend die Voraussetzungen geschaffen, auch Schlüsselfragen der Sektorenkopplung inklusive der Abbildung von Mobilität zu adressieren. Dies eröffnet einen neuen Blick sowohl auf die Transformation des deutschen Energiesystems als Teil des europäischen Binnenmarkts und des weltweiten Energiemarktes sowie auf dezentrale Energiemärkte an der Schnittstelle zu innovativen Konzepten in der Mobilität und in der Wärmeversorgung.

Im Rahmen des Projekts Energiemarktdesign im EnCN² wurden zu diesen Forschungsfragen im Jahr 2019 über 30 wissenschaftliche Arbeiten in hochrangigen internationalen Zeitschriften publiziert oder als Preprint fertiggestellt. Es konnten auch dieses Jahr kompetitive Fördergelder, etwa von der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) oder auch im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), eingeworben werden. Prof. Dr. Veronika Grimm wurde im Jahr 2019 in renommierte Beratungsgremien beim Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) sowie beim BMWi berufen. Im Jahr 2020 erfolgte die Berufung von Prof. Dr. Veronika Grimm in den fünfköpfigen Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, dem bedeutendsten wirtschaftspolitischen Beratungsgremium in Deutschland. Prof. Dr. Alexander Martin wurde in die Institutsleitung des Fraunhofer-Instituts für Integrierte Schaltungen (IIS) bestellt. Die umfangreichen Aktivitäten zum Thema Wasserstoffwirtschaft und Sektorenkopplung zwischen den EnCN-Forschungsbereichen Energiemarktdesign und Speicher führten im September 2019 zur Gründung des Zentrum Wasserstoff.Bayern (H2.B). Das Zentrum ist am EnCN angesiedelt und entwickelt unter der Leitung von Prof. Dr. Veronika Grimm und Prof. Dr. Peter Wasserscheid zusammen mit einem Bündnis führender bayerischer Industrieunternehmen, mittelständischen Unternehmen und Verbänden („Wasserstoffbündnis Bayern“) die Grundlage für eine Wasserstoffstrategie der

Bayerischen Staatsregierung. Damit erhalten auch die Kontakte der Wissenschaftler zur bayerischen Wirtschaft eine neue Qualität in einem hochdynamischen Themenfeld.

Schon seit 2013 bietet das internationale Doktorandenkolleg „Evidence Based Economics“ (gemeinsam mit der LMU München und der Universität Regensburg, Koordination in Nürnberg: Prof. Dr. Veronika Grimm) eine strukturierte Doktorandenausbildung. Außerdem wurden mehrere Nachwuchswissenschaftler/innen für ihre exzellenten Forschungsarbeiten ausgezeichnet. Im Rahmen des Schöller-Fellowships von Dr. Harry van der Weijde (University of Edinburgh) zum Thema „Regulatorische Unsicherheit in Strommärkten“ konnte die internationale Forschungs-kooperation ausgebaut werden. Außerdem konnten mit dem 2019 ins Leben gerufenen Fellowship-Programm am EnCN weitere Kooperationspartner enger an den Forschungsbereich EMD gebunden werden. In diesem Rahmen kann auch in Zukunft eine enge Kooperation mit den ehemaligen EnCN-EMD-Mitgliedern Prof. Dr. Martin Schmidt (Uni Trier) und PD Dr. Lars Schewe (University of Edinburgh) erhalten werden und neue Kooperationen, wie mit Dr. Harry van der Weijde (University of Edinburgh) und Prof. Dr. Miguel Anjos (University of Edinburgh/Polytechnique Montréal) aufgebaut werden. Prof. Dr. Miguel Anjos hat Anfang 2020 ein Schöller Senior Fellowship erhalten. Die öffentliche Wahrnehmung und wissenschaftliche Vernetzung des EnCN profitierte auch in 2019 wesentlich von der aktiven Teilnahme an internationalen Konferenzen mit über 50 Vorträgen sowie von der Durchführung von internationalen und nationalen Workshops und Seminaren in Nürnberg. Hervorzuheben ist hierbei die bereits fünfte Auflage des Nürnberg-München-Berlin Energy Workshops, eine gemeinsame Konferenz zum Thema Wasserstoff mit dem Mannheim Institut for Sustainable Energy Systems (MISES) und die umfangreiche Teilnahme mit Postern und Vorträgen an der Langen Nacht der Wissenschaften in der Metropolregion Nürnberg. Auch die Lehre an der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg profitiert weiterhin in hohem Maße von den Aktivitäten am EnCN. Ein breites Spektrum mathematischer und ökonomischer Vorlesungen, die Betreuung von etwa 30 Abschlussarbeiten für Bachelor- und Masterstudierende und ein Seminar in Kooperation mit der N-ERGIE AG boten den Studierenden verschiedener Studienrichtungen ein umfangreiches Lehrangebot zu Herausforderungen in der Energiewirtschaft. Aufbauend auf einer Lehrveranstaltung verfassten PD Dr. Lars Schewe und Prof. Dr. Martin Schmidt das Lehrbuch „Optimierung von Versorgungsnetzen. Mathematische Modellierung und Lösungstechniken“, das 2019 im Springer-Verlag erschienen ist.



Abbildung 1: Das Team EnergiemarktDesign am Energie Campus Nürnberg.

1 Investitionsanreize in liberalisierten Energiemärkten

1.1 Modellierung von Strommärkten

Im ersten Teilprojekt „Investitionsanreize in liberalisierten Energiemärkten“ arbeiten Mathematiker und Volkswirte an der mehrstufigen Modellierung von Strommärkten sowie an der Entwicklung von mathematischen Verfahren für deren Lösung. Im Fokus stehen die Entscheidungen der verschiedenen Akteure im liberalisierten Strommarkt, die in mehrstufigen Gleichgewichtsmodellen analysiert werden (Abbildung 2). Dabei wird untersucht, inwieweit sich alternative Rahmenbedingungen, die im Kontext der Energiewende diskutiert werden, auf Investitionen auswirken können und wie nahe das Ergebnis am Systemoptimum liegt. Die interdisziplinäre Kooperation in der Modellentwicklung hat bereits in der ersten Förderphase des EnCN wesentlich zur Entwicklung eines mehrstufigen Strommarktmodells (Grimm et al., 2016) beigetragen und wurde seitdem mit mehreren wissenschaftlichen Veröffentlichungen zu theoretischen und angewandten Forschungsfragen erfolgreich fortgesetzt. Durch Masterarbeiten, z. B. zu den Themen flexible Verbraucher und Sektorkopplung, konnten Studierende der FAU Erlangen-Nürnberg in die Forschung am EnCN mit eingebunden werden. Auch werden aktuell neue Modellansätze zur Kopplung von Strommärkten mit Gasmärkten, Wasserstoffmärkten und mit batterieelektrischer Mobilität entwickelt. Daraus ergeben sich eine Reihe interessanter Forschungsfragen an der Schnittstelle zum EMD-Teilprojekt „Ökonomische Analyse von Gasmärkten“. Außerdem wurde die Kooperation mit den Ingenieurwissenschaften aus dem Projekt Speicher B am EnCN im Bereich der Kopplung von Stromwirtschaft und Wasserstoffmobilität erfolgreich fortgeführt (Runge et al., 2019). Ende 2019 ist außerdem das Verbundprojekt EOM-Plus im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms des BMWi gestartet. In diesem Rahmen untersucht ein Team um Prof. Dr. Veronika Grimm und Dr. Jonas Egerer, mit Kollegen der TH Ingolstadt und der Stiftung Umweltenergierecht (Würzburg), in den kommenden drei Jahren kurz- und mittelfristige Auswirkungen von marktbasierten Engpassinstrumenten als regionale und temporäre Ergänzung zum bestehenden Energy-Only-Strommarktdesign. Im Kontext der Diskussion zur CO₂-Abgabe als Teil des Klimaschutzpakets der Bundesregierung wurden im Projekt EMD aus juristischer Sicht Möglichkeiten sozialverträglicher CO₂-Preise untersucht (Ismer et al., 2019a; Ismer et al., 2019b).

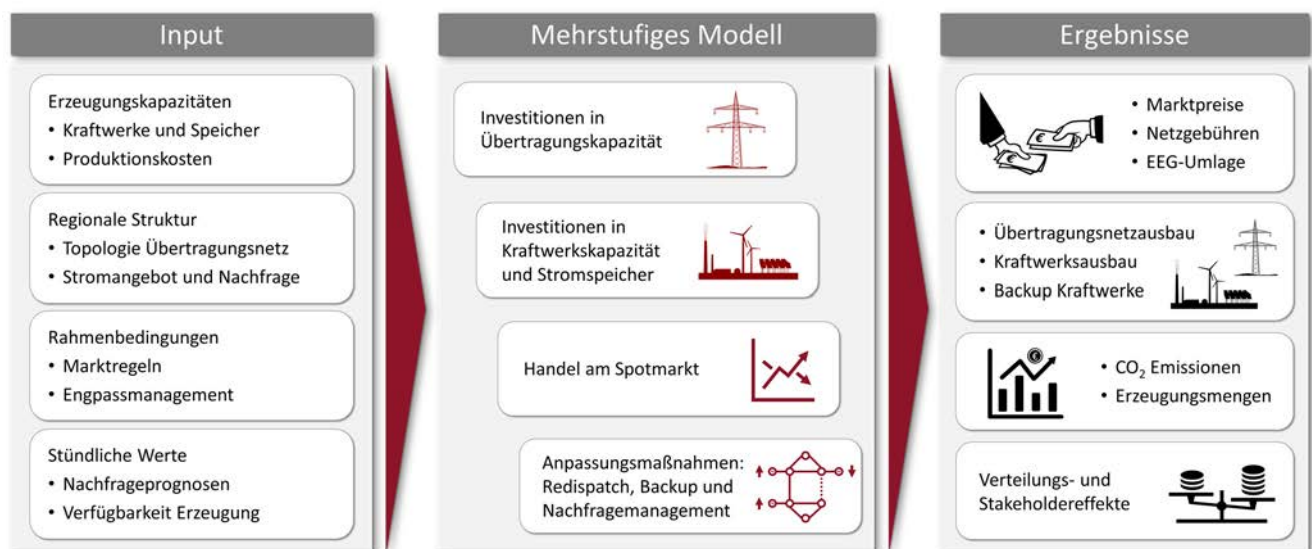


Abbildung 2: Mehrstufige Modellierung von Strommärkten am Energie Campus Nürnberg. Eigene Darstellung.

1.2 Anwendungen und Weiterentwicklung der Methoden

Im Jahr 2019 wurden verschiedene aktuelle Fragen der energiepolitischen Diskussion in Deutschland detailliert beleuchtet. Für die Betrachtung des deutschen Strommarktes wurde das „Generation And Transmission Expansion“ (GATE) Modell (Grimm et al., 2016; Grimm et al., 2018) für Deutschland angepasst und mit geeigneten Daten kalibriert. Hierzu wurde von Ambrosius et al. (2019) ein umfassender Datensatz anhand des Szenariorahmens des

Netzentwicklungsplans und weiterer Quellen erarbeitet und veröffentlicht. In verschiedenen Beiträgen konnte gezeigt werden, dass Anpassungen der energiepolitischen Rahmenbedingungen, z. B. die Einführung einer zweiten deutschen Preiszone (Grimm et al., 2019b; Ambrosius et al., 2020c) oder die Abregelung von Erneuerbaren Energien durch Einspeisemanagement (Grimm et al., 2018), zu substanziellen Wohlfahrtsgewinnen und Einsparungen beim Netzausbau führen können. Grimm et al. (2019c) untersuchen mit Hilfe des GATE Modells die Einführung einer regional differenzierten Netzentgeltkomponente (G-Komponente) zur Generierung regionaler Investitionsanreize und zeigen, dass diese zwar in der Lage ist lokale Investitionsanreize für neue Erzeugungsanlagen zu setzen, kurzfristig aber nicht zu differenzierten Preissignalen am Strommarkt führt. Daher können im Gegensatz z. B. zu einem Nodalpreissystem keine signifikanten Auswirkungen auf die Wohlfahrt oder den Netzausbau festgestellt werden. In einem Folgeprojekt wird derzeit die Fragestellung analysiert, welchen Einfluss Maßnahmen zur Reduktion von CO₂-Emissionen auf den optimalen Ausbau konventioneller und erneuerbarer Energien haben. Die dabei betrachteten Maßnahmen zur Reduktion von CO₂-Emission sind ein gesetzlich festgelegter Kohleausstieg bis 2035 und die Erhöhung der CO₂-Bepreisung im Stromsektor, z. B. mittels Einführung eines nationalen Mindestpreises für den Europäische Emissionshandel (Abbildung 3).

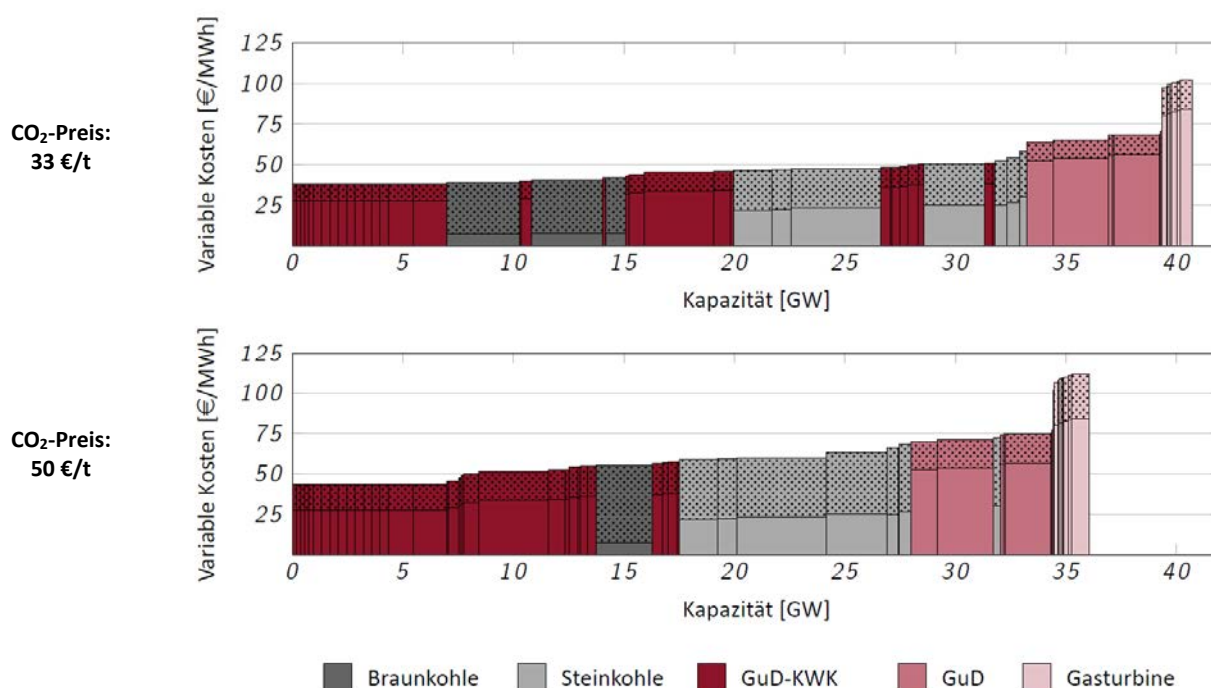


Abbildung 3: Merit-Order konventioneller Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2035 für unterschiedliche CO₂-Preise (mit Kosten für Brennstoff sowie CO₂-Emissionen in schraffierter Fläche). Eigene Darstellung.

Für den Atom- und Kohleausstieg bedarf es eines ambitionierten Ausbaupfads der erneuerbaren Stromerzeugung. Dabei wird die regionale Verteilung neuer Investitionen eine zentrale Rolle für die zukünftigen Kosten des Stromsystems haben. In Kooperation mit Prof. Dr. Martin Bichler (Technische Universität München, TUM) wird deshalb untersucht, wie verschiedene Auktionsformate die Höhe der Einspeisevergütung und die regionale Verteilung von neuen Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen beeinflussen (Bichler et al., 2019). Basierend auf Felddaten und mithilfe numerischer Simulationen wird für verschiedene Auktionsregimes das Ergebnis sowohl nationaler als auch regionaler Windausschreibungen in Deutschland berechnet, wobei unterschiedlich starke Synergien berücksichtigt werden. Es kann gezeigt werden, dass insbesondere die Nutzung kombinatorischer Auktionen mit regionalen Quoten einen gezielten Ausbau von Kapazitäten ermöglichen würde und so zu einer vermehrt lastnahen Ansiedlung von Windkraftkapazitäten im Süden beitragen könnte (Abbildung 4). Auf Basis dieser Erkenntnisse können wertvolle Vorschläge zur Verbesserung des deutschen Auktionsregimes erarbeitet werden.

Ein weiteres Forschungsthema im Teilprojekt ist die Betrachtung der Auswirkung von regulatorischer Unsicherheit und von Risikoaversion der Akteure in Kooperation mit Dr. Harry van der Weijde (University of Edinburgh). Ambrosius et al. (2020a) untersuchen regulatorische Unsicherheit im Strommarkt, in Bezug auf zukünftige Änderungen von Marktbedingungen und Marktregeln. Regulatorische Unsicherheit wird in der energiepolitischen Debatte oft als Hemmnis von Investitionen in Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten angeführt. Dies kann in einer wissenschaftlichen Veröffentlichung am Beispiel einer möglichen Einführung von Preiszonen als Quelle der Unsicherheit detailliert analysiert werden. Es zeigt sich, dass bereits eine geringe Wahrscheinlichkeit für die Einführung von Preiszonen zu veränderten Investitionsentscheidungen führt. Unsicherheit hat dabei Einfluss auf den Netzausbau, die regionale Verteilung von Investitionen in Erzeugungskapazität sowie auf den Technologiemark. Die Erwartung eines effektiveren Marktdesigns kann dabei durchaus zu Effizienzsteigerungen führen, selbst wenn sich diese Erwartungen nicht realisieren. In einem Folgeprojekt wird aktuell die Rolle von Risikoaversion für die Entscheidung über Investitionen unter Unsicherheit untersucht Ambrosius et al. (2020b).

Im Rahmen eines interdisziplinären Projektvorhabens zwischen Forschenden der Ingenieurwissenschaften (Speicher B) und Wirtschaftswissenschaften (Energiemarktdesign) werden synthetische Kraftstoffe hinsichtlich ihrer Eignung als nachhaltige Kraftstoffe für die Mobilität der Zukunft untersucht. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf den Auswirkungen verschiedener Strommarktdesigns auf die Produktionskosten der Kraftstoffe. Runge et al. (2019) zeigen, dass die Ausgestaltung der Marktregeln sowohl einen erheblichen Einfluss auf die Produktionskosten als auch auf die optimale Ausgestaltung des Produktionsprozesses haben kann. Aktuell wird im Rahmen der Kooperation das globale Potential nachhaltiger synthetischer Kraftstoffe untersucht, da diese Kraftstoffe CO₂-neutrale Alternativen zu konventionellen Erdölprodukten darstellen. Bei der Produktion von synthetischen Kraftstoffen machen Stromkosten einen wesentlichen Teil der Herstellungskosten aus. Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien sind in den letzten Jahren stark gesunken, variieren global aber sehr stark. Es werden mögliche Produktionsstandorte weltweit evaluiert, die sich durch die gute Verfügbarkeit und ihr großes Potential erneuerbarer Stromerzeugung auszeichnen und aus denen in Zukunft Wasserstoff nach Deutschland und Europa importiert werden könnte.



Abbildung 4: Regionale Verteilung neuer Windkraftanlagen in Deutschland mit einer Leistung von insgesamt 2600 MW für verschiedene Ausschreibungsregimes. Vgl. Bichler et al. (2019).

Bei der Weiterentwicklung von Lösungsansätzen und der Analyse des Strommarktmodells wurden in der zweiten Förderphase des EnCN erhebliche Fortschritte erzielt. Krebs, Schewe und Schmidt (2018), Krebs und Schmidt (2018), Krebs und Schmid (2019) und Krebs, Müller und Schmid (2019) bewiesen grundlegende Aussagen zur Eindeutigkeit von Gleichgewichten in Strommärkten. Diese Arbeiten konnten durch die Betrachtung von Speichern (Grübel et al., 2019) und die Weiterentwicklung von Lösungsverfahren für mehrstufige Energiemarktmodelle (Egerer et al., 2020; Kleinert und Schmidt, 2019a; Kleinert und Schmidt, 2019b; Kleinert et al., 2019) fortgeführt werden.

Dabei zeigen Grübel et al. (2019), dass bei der Modellierung von Speichern mehrere Marktgleichgewichte existieren können, die Herleitung hinreichender Bedingungen aber Eindeutigkeit von Erzeugung und Nachfrage garantiert. Mithilfe eines maßgeschneiderten, parallelisierten und verteilten ADMM-Algorithmus können dann Spotmarktgleichgewichte über lange Zeiträume effizient berechnet werden. Klassische Lösungsverfahren für mehrstufige Optimierungsprobleme verwenden oft eine so genannte BigM-Linearisierung. In Kleinert et al., 2019 wird gezeigt, dass darauf basierende Verfahren in der Praxis oft nicht verwendet werden können. In Kleinert und Schmidt, 2019b wird deshalb eine Heuristik für zweistufige Optimierungsprobleme vorgestellt, die ohne eine solche Linearisierung auskommt. Außerdem wird in Kleinert und Schmidt (2019a) ein globales Lösungsverfahren für mehrstufige Energiemarktmodelle, die insbesondere auch Netzausbau beinhalten, vorgestellt. Egerer et al. (2019) eröffnen durch eine Abbildung von Nachbarmärkten in mehrstufigen Marktmodellen die Grundlage, regionale Ausbauentscheidungen in einem integrierten Strommarkt zu untersuchen. Dabei kann die Kernregion über Technologiemark und regionale Verteilung der erneuerbaren Stromerzeugung sowie den Stromnetzausbau entscheiden, wobei mit der Kernregion verbundene Stromsysteme hinsichtlich Interaktionen über den Spotmarkt und marktgetriebene Kraftwerksinvestitionen berücksichtigt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Berücksichtigung des Gesamtsystems die regionale Planung verbessern, aber auch einzelne Investitionsentscheidungen beeinflussen kann. Der Modellansatz ist von großer Bedeutung für die Untersuchung zentraler Fragen der deutschen Energiewende im europäischen Kontext.

Im kommenden Jahr werden die aktuell laufenden Aktivitäten fortgeführt und weiterentwickelt. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Anwendung der Methoden im Hinblick auf dezentrale Strommärkte (Projekt EOM-Plus) sowie deren Kopplung mit Gasmärkten, Wasserstoffmärkten und innovativen Mobilitätskonzepten (Abbildung 5). In diesem Rahmen soll die Kooperation mit dem EnCN-Projekt Speicher B weiter ausgebaut werden. Eine Weiterentwicklung der Strommarktmodellierung ist mit einer Abbildung des Flow-Based Market Couplings angedacht (Lang, Dallinger und Lettner, 2020). Die enge Zusammenarbeit im Rahmen eines Doktorandenprojekts im von der EU geförderten Marie-Curie ITN MINOA (Betreuer: Prof. Dr. Frauke Liers, Prof. Dr. Martin Schmidt) wird im Rahmen der Arbeiten an Datenanalysemethoden zum deutschen Strommarkt weitergeführt.

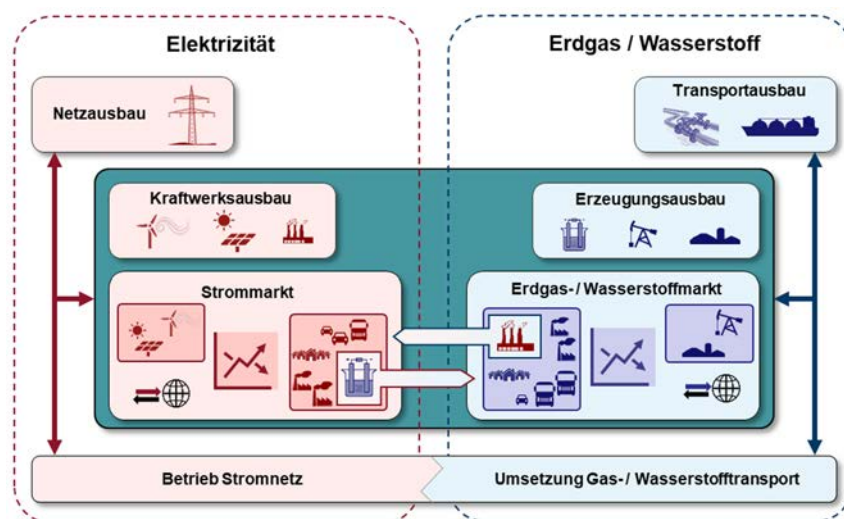


Abbildung 5: Kopplung der Energiemärkte für die Sektoren Strom und Erdgas / Wasserstoff. Eigene Darstellung.

1.3 Beteiligte Wissenschaftler und Partner

Beteiligte FAU-Wissenschaftlerinnen und -Wissenschaftler: Mirjam Ambrosius, Christian Biefel, Dr. Jonas Egerer, Prof. Dr. Veronika Grimm, Dr. Manuel Haußner, Prof. Dr. Roland Ismer, Thomas Kleinert, Vanessa Krebs, Sandra Kretschmer, Lukas Lang, Prof. Dr. Frauke Liers, Prof. Dr. Alexander Martin, Galina Orlinskaya, Dr. Bastian Rückel, Philipp Runge, Dr. Christian Sölch, Johannes Thürauf, Prof. Dr. Gregor Zöttl

Kooperationspartner: Prof. Dr. Martin Bichler (Technische Universität München), PD Dr. Lars Schewe (Universität Edinburgh), Prof. Dr. Martin Schmidt (Universität Trier), Dr. Harry van der Weijde (Universität Edinburgh)

2 Ökonomische Analyse von Gasmärkten

2.1 Modellierung von Gasmärkten

Im zweiten Teilprojekt „Ökonomische Analyse von Gasmärkten“ werden angewandte Studien zum deutschen und europäischen Gasmarkt durchgeführt. Hierbei steht das europäische Entry-Exit System im Fokus und es wird insbesondere untersucht, inwieweit dieses System zu Effizienzverlusten durch ungenutzte Netzkapazitäten führt. Auf Basis dieser Analysen werden dann mögliche Modifikationen des Systems vorgeschlagen, um zu einer besseren Nutzung der Netzinfrastruktur zu gelangen. In diesem angewandten Kontext wird auf den Arbeiten des Sonderforschungsbereichs/Transregio (SFB TRR) 154 (Sprecher Prof. Dr. Alexander Martin) „Mathematische Modellierung, Simulation und Optimierung am Beispiel von Gasnetzwerken“ aufgebaut, an dem mehrere Forschende aus EnCN EMD an Teilprojektleitungen beteiligt sind (Grimm, Liers, Martin, Schewe, Schmidt, Zöttl). Der TRR 154 befindet sich aktuell in der 2. Förderphase (2018-2022), in der die Kooperation dieser beiden Forschungsprojekte weitergeführt wird und durch ein neues Teilprojekt im TRR 154 zur Modellierung der Buchungen von Zugängen zum Gasnetz erweitert wurde.

Mit der mathematischen Beschreibung eines mehrstufigen Gasmarktproblems (Grimm et al., 2019d) wurde in der Zeit vor dem Berichtsjahr 2019 der formale Rahmen für die Analyse von Entry-Exit Gasmärkten geschaffen. In der Veröffentlichung wird ein mehrstufiges Optimierungsproblem beschrieben, das den zeitlichen Ablauf des europäischen Gasmarktes innerhalb einer Entry-Exit Zone widerspiegelt. Wie in Abbildung 6 dargestellt, ist dabei zwischen der physikalischen Systembetrachtung der Gasnetzbetreiber (links) und der Interaktion auf dem Gasmarkt (rechts) zu unterscheiden. Gasnetzbetreiber bestimmen über die technischen Kapazitäten und die Buchungspreise (Stufe 1) sowie den kostenoptimalen Betrieb des Gastransports (Stufe 4), während die Marktteilnehmer durch Buchungen von Kapazitäten (Stufe 2) und Nominierungen (Stufe 3) am Gasmarkt handeln. Die Arbeiten in diesem Forschungsschwerpunkt betrachten aufbauend auf dieser Grundlage realitätsnahe Kalibrierungen für das deutsche System und liefern damit Abschätzungen für die konkreten Ineffizienzen des Entry-Exit Systems. Das resultierende mehrstufige Optimierungsproblem beinhaltet eine explizite Betrachtung der Interaktion unterschiedlicher Marktteilnehmer und kann Einblicke geben, inwieweit sich durch eine Modifikation der Handelsregeln eine effizientere Nutzung der Netzkapazitäten erreichen und als Folge der Investitionsbedarf in das Gasnetz reduzieren lässt. Für einzelne Stufen und Aspekte des mehrstufigen Optimierungsproblems, wie z. B. für die Buchungsvalidierung durch den Netzbetreiber, wurden erste Resultate für verschiedene Strukturen von Modellen des Gastransports erzielt (Labbé et al., 2020; Labbé et al., 2019; Schewe, Schmidt und Thürauf, 2019). Zusätzlich kann für die Modellierung von Entry-Exit Gasmärkten im Forschungsschwerpunkt vielfach auf die grundlegenden Ergebnisse des SFB TRR 154 zurückgegriffen werden (Aßmann, Liers und Stingl, 2018; Burlacu et al., 2019; Geißler et al., 2018; Grimm et al., 2019a; Hiller et al., 2018; Kufner et al., 2019; Kleinert, Grimm und Schmidt, 2019; Liers et al., 2020; Liers, Schewe und Thürauf, 2019).

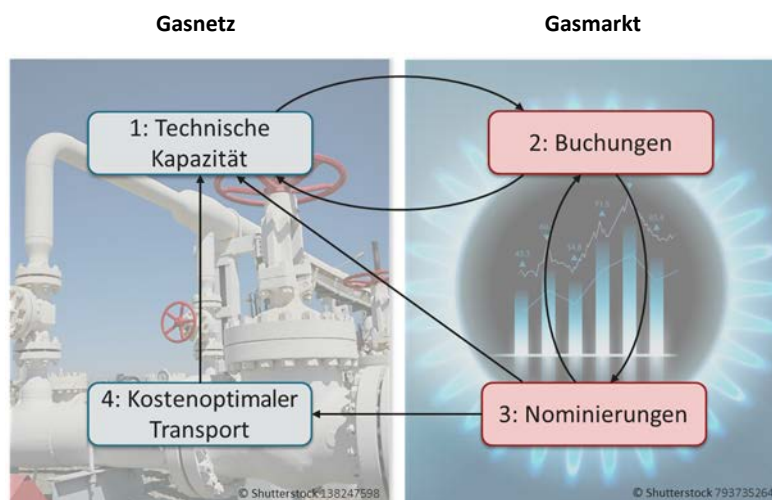


Abbildung 6: Abhängigkeiten in dem mehrstufigen Modell des Europäischen Entry-Exit Systems. Vgl. Grimm et al. (2019d).

2.2 Anwendungen

Im Rahmen der Kooperation zwischen TRR 154 und dem EnCN werden zur Erstellung von finalen Dateninstanzen die bestehenden Datenbestände weiter zusammengeführt und aufbereitet, um insbesondere auch ökonomische Fragen in beiden Projekten adressieren zu können. In den im Rahmen des EnCN betrachteten Anwendungen sollen verstärkt Methoden zum Einsatz kommen, die im TRR 154 entwickelt wurden. In der zweiten Förderphase des TRR 154 (2018–2022) spielt dabei die mathematische Analyse von Marktthemen eine größere Rolle. Ökonomische Analysen zu europäischen Gasmärkten erfordern für die Abbildung bestehender Marktregeln die Modellierung des Entry-Exit Systems. Dabei werden alle physikalischen Randbedingungen auf Handelskapazitäten an marktrelevanten Punkten reduziert. Dies sind innerhalb einer Zone die grenz- und zonenüberschreitenden Netzknoten sowie Punkte mit Erdgasspeichern oder Gasproduktion. Für den deutschen Gasmarkt wurde für eine der beiden Marktzonen bereits ein Datensatz erstellt (Abbildung 7). Dieser beinhaltet die historischen Gasflüsse an den marktrelevanten Punkten und eine vereinfachte geographische und physikalische Darstellung des Transportnetzes inklusive der Verdichter und der Übergabepunkte zu Nachbarzonen und Endverbrauchern. Die grundlegenden Eigenschaften des Datensatzes sind durch erste Berechnungen validiert worden. Auf dieser Basis werden aktuell Forschungsfragen bezüglich der Bereitstellung von Marktkapazitäten sowie ein Vergleich verschiedener Marktdesigns, unter Berücksichtigung der physikalischen Flussbedingungen, untersucht.

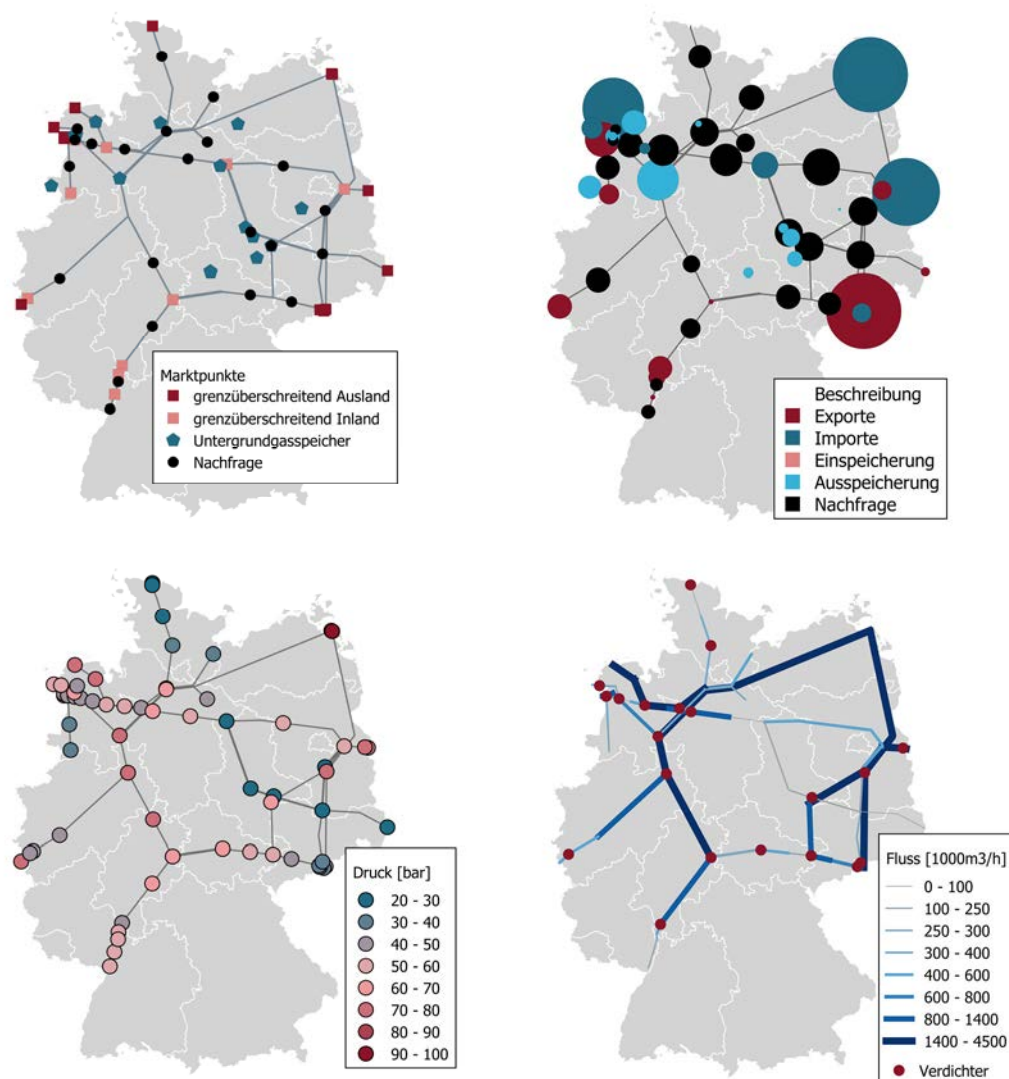


Abbildung 7: Darstellung der GASPOOL Markregion mit wichtigen Pipelines sowie Markt- und Nachfragepunkten (links oben), Ein- und Ausspeisung an einem Wintertag (rechts oben) und Modellergebnisse mit Druckniveaus an Netzknoten (links unten) und Gasflüssen mit Verdichterstationen (rechts unten). Eigene Darstellung.

Außerdem werden Verfahren für optimale Ausbauentscheidungen in potentialgetriebenen Transportnetzen, zu denen auch Gastransportnetzwerke zählen, am EnCN entwickelt (Robinius et al., 2019). Eine weitere auf den entwickelten Verfahren basierende Publikation, in Kooperation mit dem Forschungszentrum Jülich, berechnet mit einem stärkeren Anwendungsfokus mögliche Wasserstoffnetze in Deutschland (Reuß et al., 2019). Wasserstoff als Energieträger könnte in Deutschland in Zukunft teils aus überschüssigen erneuerbaren Strom in Norddeutschland produziert und über den Seeweg importiert werden. Daraus würde sich ein größerer Transportbedarf von den Küstenregionen zu den Industriezentren in West- und Süddeutschland einstellen. Reuß et al. (2019) berechnen in diesem Kontext für verschiedene Szenarien und Annahmen die optimale Topologie für mögliche Wasserstoffpipelines (Abbildung 8). Dabei wird gezeigt, dass die Investitionskosten bei Netzwerken die einen Baum beschreiben deutlich geringer sind als in sternförmigen Netzen. Außerdem erhöhen vereinfachende Annahmen über die Flussphysik in Pipelines die modellierten Gesamtkosten. Bei Berücksichtigung der nichtlinearen Flussphysik kann damit gezeigt werden, dass durch eine entsprechende Auslegung der Netzinfrastruktur, insbesondere in Baumnetzen, die Investitionskosten zusätzlich gesenkt werden können.

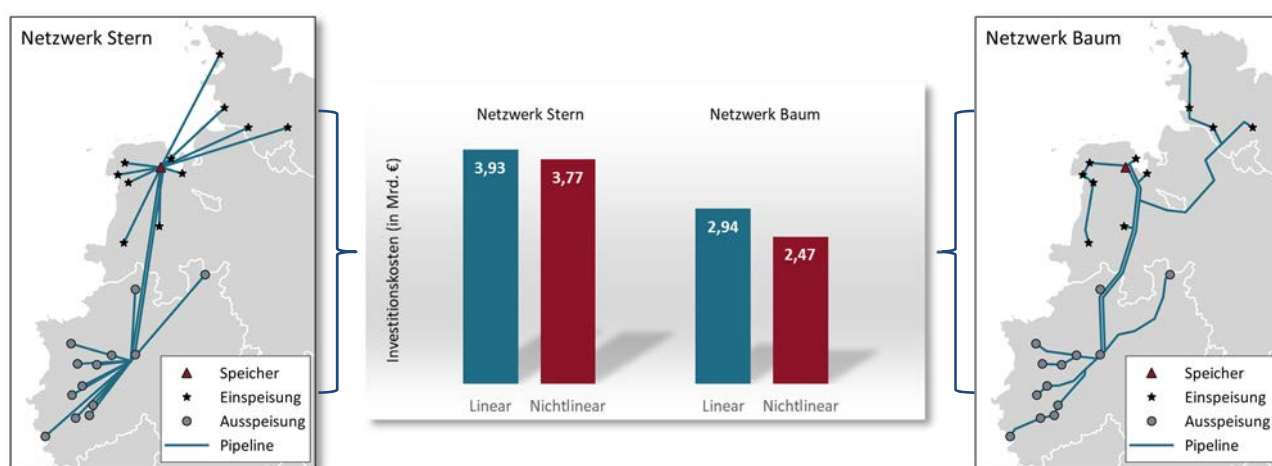


Abbildung 8: Netzwerktopologie für stern- und baumförmige Investitionen in Wasserstoffpipelines. Vgl. Reuß et al. (2019).

Eine weitere zentrale Herausforderung für die Energiewende ist die Substitution von fossilen Erdöl und Erdgas im Energiesystem. Um dieses Ziel erreichen zu können, wird Sektorenkopplung im Energiesystem eine entscheidende Rolle spielen. An der Schnittstelle zwischen den Forschungsschwerpunkten „Investitionsanreize in liberalisierten Strommärkten“ und „Ökonomische Analyse von Gasmärkten“ wird daher aktuell an neuen Marktmodellen gearbeitet, die eine Abbildung von mehreren Energiemärkten in mehrstufigen Optimierungsproblemen erlauben. Dabei ist insbesondere eine detaillierte Abbildung der Schnittstellen zwischen verschiedenen Energiemärkten eine zentrale Herausforderung. Hierzu wurden in 2019 durch die Betreuung von Masterarbeiten und die Erarbeitung von Modellansätzen die Grundlagen für weitere Forschungsarbeiten gelegt. Mit der Modellierung von Sektorenkopplung kann zukünftig eine Vielzahl für die Energiewende relevanter Forschungsfragen adressiert werden, z. B. die Rolle von sektorenspezifischen Steuern und Abgaben, von Power-to-Gas Technologien zur Speicherung überschüssiger erneuerbarer Stromerzeugung und von sektorenübergreifender Planung von Investitionen in Netzinfrastruktur. Außerdem werden im Rahmen dieser Projekte detaillierte regionale Datensätze des deutschen Energiesystems erstellt.

2.3 Beteiligte Wissenschaftler und Partner

Beteiligte FAU-Wissenschaftlerinnen und -Wissenschaftler: Dr. Jonas Egerer, Prof. Dr. Veronika Grimm, Julia Grübel, Thomas Kleinert, Prof. Dr. Frauke Liers, Prof. Dr. Alexander Martin, Johannes Thürauf, Prof. Dr. Gregor Zöttl

Kooperationspartner: PD Dr. Lars Schewe (Universität Edinburgh), Prof. Dr. Martin Schmidt (Universität Trier)

3 Geschäftsmodelle in Smart Grids

3.1 Allgemeine Problemstellung

Im Rahmen der Energiewende verlagert sich ein Großteil der energiewirtschaftlichen Aktivitäten in die niedrigen Spannungsebenen des Stromnetzes. Die damit einhergehende Dezentralisierung bringt neben technologischen Umstellungen auch eine Veränderung der Stakeholderstruktur mit sich. Oftmals sind es heute eine große Zahl an Klein- und Mittelständlern oder auch Privatpersonen, die als Investoren und Betreiber von Anlagen in einer Smart-Grid-Umgebung auftreten. Daneben bestehen weiterhin die traditionellen Konzerne der Energiebranche, die ebenfalls nach attraktiven Geschäftsmodellen im Smart Grid suchen. In diesem Teilprojekt „Geschäftsmodelle in Smart Grids“ untersuchen Mathematiker, Ökonomen und Juristen, mithilfe welcher Marktmechanismen und Anreizstrukturen eine sinnvolle Interaktion all dieser Marktteilnehmer stattfinden kann, sodass basierend auf den technischen Möglichkeiten eines Smart Grids die Implementierung eines für alle Beteiligten effizienten (smarten) Energiesystems in den niedrigen Spannungsebenen des Stromnetzes erreicht wird. Neben der Analyse der Anreizstruktur in mehrstufigen Marktmodellen wird auch das Investitionsverhalten in empirischen Studien untersucht. Außerdem findet eine detaillierte Auseinandersetzung mit den rechtlichen Rahmenbedingungen statt.

Die Forschungsarbeiten bauen auf Vorarbeiten aus der ersten Förderphase des EnCN auf. Durch die Beteiligung an dem Projekt „Smart Grid Solar“ wurde der Grundstein für eine Modellierung des Zusammenspiels der Akteure im Verteilnetz gelegt. Außerdem wurde in einer umfangreichen Feldstudie im Rahmen des Förderprojekts „SWARM“ das Investitionsverhalten von Haushalten bei vernetzten Stromspeichern untersucht (Grimm, Kretschmer und Mehl, 2018) sowie die Rolle von Pilotprojekten (Grimm, Kretschmer und Mehl, 2019). Haußner und Ismer (2018) betrachten die rechtlichen Rahmenbedingungen des Speicherbetriebs mit Blick auf die Entflechtung auf Verteilnetzebene (Abbildung 9). In laufenden Arbeiten mit stärkerem mathematischem Fokus werden diese verschiedenen Perspektiven ergänzt, indem Grimm et al. (2019e) optimale Tarifstrukturen auf der Endverbraucherebene in Smart Grids mithilfe mehrstufiger Optimierungsprobleme bestimmen und Grimm et al. (2020) das Zusammenwirken von Speicher- und Leitungsinvestitionen in Verteilnetzen in Hinblick auf den Regulierungsrahmen in einem zweistufigen Gleichgewichtsmodell untersuchen. Bohlayer und Zöttl (2018) und Bohlayer und Zöttl (2020) betrachten die Auslegung und den Betrieb des Energieversorgungssystems und der Flexibilisierungsoptionen eines mittelständischen Unternehmens unter exakter Berücksichtigung der Temperaturniveaus von Wärme- und Kältebedarfen der analysierten industriellen Prozesse.

3.2 Anwendungen

Im Projekt "Smart Grid Solar" wurde am EnCN ein Strommarktmodell entwickelt, welches es erlaubt, die Auswirkungen unterschiedlicher regulatorischer Rahmenbedingungen auf Speicher- und Netzinvestitionen in Verteilnetzen zu analysieren (Grimm et al., 2020). In dem zweistufigen Gleichgewichtsmodell entscheidet ein regulierter Verteilnetzbetreiber über Netzinvestitionen und -betrieb, während er die Entscheidungen privater Akteure über Speicherinvestitionen und -betrieb antizipiert. Da insbesondere in Verteilnetzen die Spannungsstabilität und die Netzverluste einen entscheidenden Einfluss auf den Netzausbau und -betrieb haben, kommt eine linearisierte AC-Lastflussformulierung zum Einsatz, welche diese Aspekte angemessen berücksichtigt. Grimm et al. (2020) untersuchen mit diesem Ansatz mögliche Anpassungen der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen, u.a. die Abregelung von erneuerbaren Energien, die Einführung eines Netzentgelts, das sich an der maximalen Einspeisung der erneuerbaren Energien orientiert sowie ein Subventionsprogramm für Speicherinvestitionen. Die Leistung der verschiedenen alternativen Rahmenbedingungen wird mit der Leistung nach den heute in verschiedenen Ländern üblichen Regeln sowie mit einem systemoptimalen Benchmark verglichen. Zur Veranschaulichung der wirtschaftlichen Auswirkungen ist das Modell mit Daten aus dem Feldprojekt „Smart Grid Solar“ kalibriert. Die Ergebnisse in Grimm et al. (2020) zeigen, dass sowohl eine Abregelung erneuerbarer Produktion als auch eine Neugestaltung der Netzentgelte das Potenzial haben, die Gesamtsystemkosten deutlich zu reduzieren. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass eine reine Förderung von Speicherinvestition dagegen nur eine begrenzte Wirkung hat, solange der Verteilnetzbetreiber nicht in den Speicherbetrieb eingreifen darf.

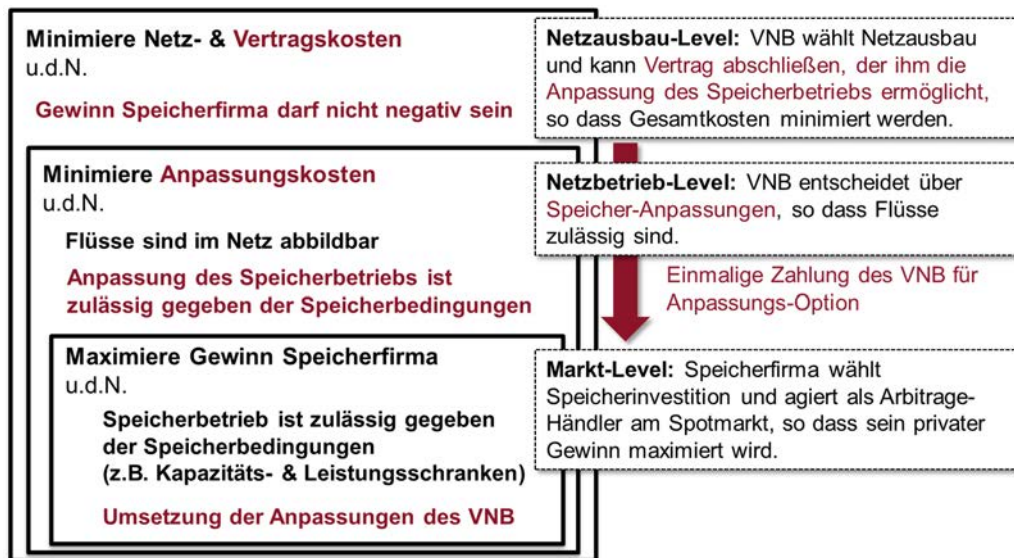


Abbildung 9: Schematische Darstellung des dreistufigen Optimierungsproblems zur Abbildung der Mehrfachnutzung von Speichern. Eigene Darstellung.

Im Rahmen des Projekts SWARM (Akzeptanz und Adaption in der Energiewende am Beispiel vernetzter Stromspeicher) wurde am EnCN die Investitionsbereitschaft privater Haushalte in Kleinspeicheranlagen untersucht. Auf Basis umfangreicher Umfragedaten und unter Verwendung korrelationsbasierter Clusteralgorithmen konnten dabei von Grimm, Kretschmer und Mehl (2018) vier Kundentypen mit unterschiedlichen Anspruchshaltungen identifiziert werden: finanziell, sicherheits-, idealistisch und multilateral orientierte Speicherkunden. Die Ergebnisse verschiedener Random-Forest-Analysen deuten zudem darauf hin, dass Investitionsbereitschaft und -treiber in den vier Gruppen divergieren und zielgruppenspezifische Fördermaßnahmen die vermehrte Nutzung von Kleinspeicheranlagen unterstützen können (Abbildung 10). Zusätzlich untersuchen Grimm, Kretschmer und Mehl (2019) in einer weiteren Studie, wie sich die institutionelle Governance-Struktur von Pilotprojekten auf die Wahrnehmung von Innovationen auswirkt und welche Facetten von Pilotprojekten die Teilnahme für relevante Nutzergruppen besonders attraktiv machen. Es zeigt sich, dass eine Kooperation staatlicher, privatwirtschaftlicher und wissenschaftlicher Akteure im Rahmen von Pilotprojekten einen positiven Einfluss auf die Wahrnehmung getesteter Produkte hat. Hinsichtlich der Bereitschaft zur Teilnahme an Pilotprojekten wird von potenziell Teilnehmenden insbesondere auf eine transparente Kommunikation und intensive Betreuung Wert gelegt. Diese sind sogar bedeutsamer als finanzielle Vorteile.

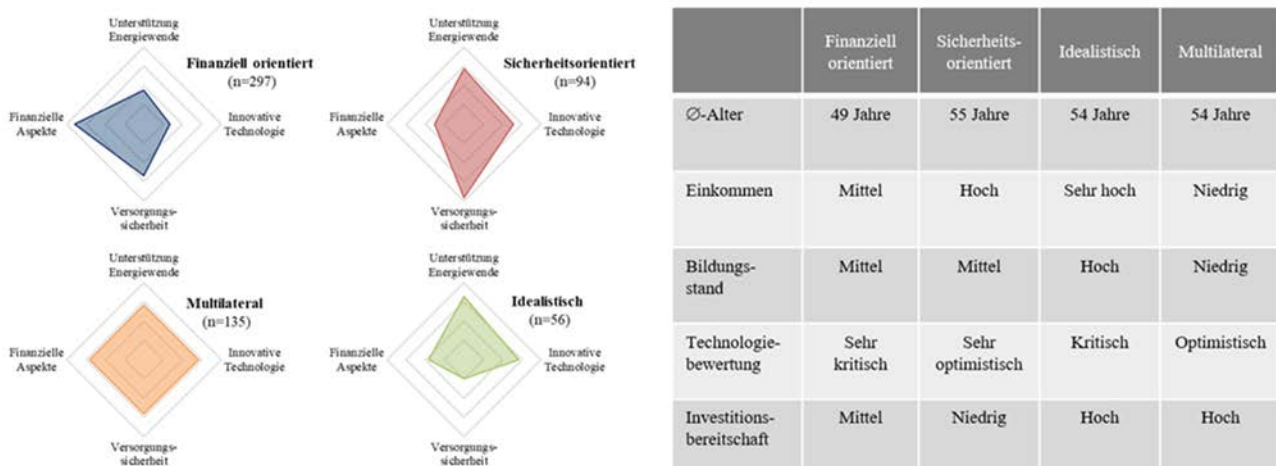


Abbildung 10: Relevanz verschiedener Kaufkriterien und Identifikation unterschiedlicher Investitionstypen. Eigene Darstellung.

Aus der Forschungsarbeit zu Stromversorgungstarifizierung auf der Endverbraucherebene ist im Jahr 2019 die Publikation Grimm et al. (2019e) entstanden. Darin wird mithilfe mehrstufiger Optimierungsprobleme die Auswirkung verschiedener Möglichkeiten der flexiblen Preisgestaltung für Endkunden mit eigenen Stromproduktionsanlagen und Energiespeichern untersucht. Der sogenannte „Prosumer“ strebt im Modellansatz einen kostenoptimalen Plan für die eigenen Produktionsanlagen und Energiespeicher an, wobei Strombezug aus dem Versorgungsnetz nach jeweiligem Tarifschema des Stromversorgers erfolgt. Der Stromversorger verkauft an der Börse erworbenen Strom an den Prosumer und antizipiert für die Festlegung der flexiblen Tarifkomponenten das Verhalten des Prosumers. Dabei müssen die Tarifbedingungen von flexiblen Tarifen für den Prosumer jeweils mindestens so attraktiv sein, wie bei einem auf dem Markt üblicherweise angebotenen Fixpreistarif. Betrachtet werden außer Fixpreistarif ein flexibler Tarif mit Real-Time-Pricing (d. h. direkter Weitergabe der Börsenpreise an den Prosumer) sowie zwei flexible Tarife, die eine mehrstufige Modellierung erfordern: (i) Time-of-Use-Pricing und (ii) Critical-Peak-Pricing. Die letzten beiden Tarife erlauben dem Stromversorger in bestimmten Zeitfenstern die Bezugspreise für den Prosumer zu erhöhen, was eine partielle Übertragung der Börsenpreisanreize an den Prosumer möglich macht. Alle drei flexiblen Tarife bewirken beim Prosumer Verhaltensänderungen (Abbildung 11), die höhere Gewinne für den Stromversorger ermöglichen. Werden allerdings nicht wie beim Real-Time-Pricing alle Börsenpreisanreize an den Prosumer durchgereicht, können flexible Strompreise zu mehrdeutigen kostenminimalen Plänen beim Prosumer führen. Die Gewinne des Stromversorgers, die vom Verhalten des Prosumers abhängen, unterliegen also aufgrund dieser Mehrdeutigkeiten Schwankungen. Im schlechtesten Fall könnte es für die Time-of-Use und Critical-Peak-Pricing Tarife dazu führen, dass der Stromversorger keine Gewinne im Vergleich zum Fixpreistarif macht.

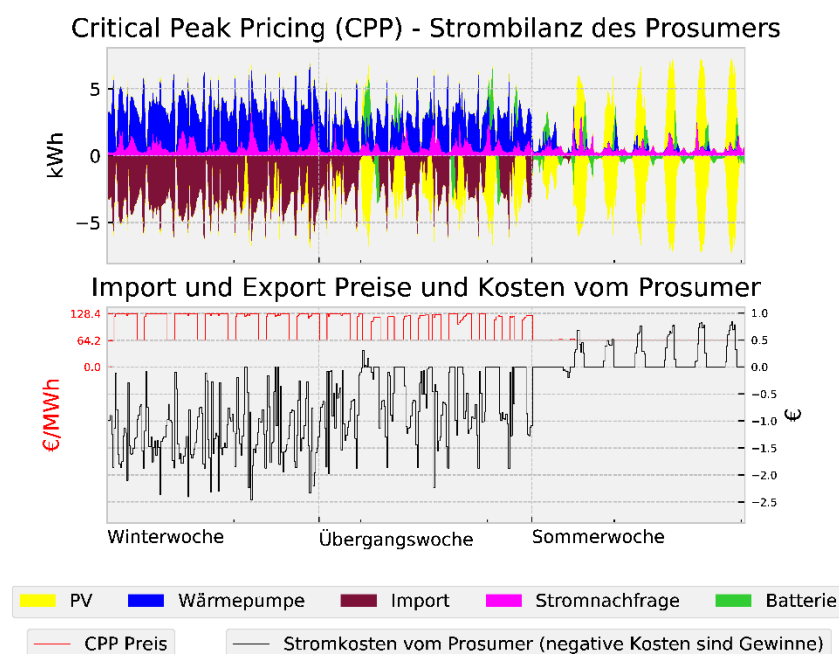


Abbildung 11: Zeitlicher Verlauf der Preise und Strombilanz für den Prosumer. Eigene Darstellung.

3.3 Beteiligte Wissenschaftler und Partner

Beteiligte FAU-Wissenschaftlerinnen und -Wissenschaftler: Prof. Dr. Veronika Grimm, Dr. Manuel Haußner, Prof. Dr. Roland Ismer, Thomas Kleinert, Sandra Kretschmer, Prof. Dr. Frauke Liers, Prof. Dr. Alexander Martin, Simon Mehl, Galina Orlinskaya, Dr. Bastian Rückel, Prof. Dr. Gregor Zöttl

Kooperationspartner: PD Dr. Lars Schewe (Universität Edinburgh), Prof. Dr. Martin Schmidt (Universität Trier)

4 Schlussworte

Im Jahr 2019 konnte sich der Forschungsbereich Energiemarktdesign des EnCN sehr erfolgreich weiterentwickeln. Die Ergebnisse der Forschung wurden auf zahlreichen hochangesehenen Fachtagungen und auch im Rahmen der wirtschaftspolitischen Beratung in Gremien auf nationaler und EU-Ebene präsentiert, in internationalen Spitzenzeitschriften veröffentlicht und umfangreich in Wissenschaft und Politik rezipiert. Die Aktivitäten des EnCN sind prägend für den FAU-Forschungsschwerpunkt „Energiesysteme der Zukunft“, den Schwerpunkt „Modellierung, Simulation und Optimierung“ der Naturwissenschaftlichen Fakultät der FAU und den Schwerpunkt „Energiemärkte und Energiesystemanalyse“ des Fachbereichs Wirtschafts- und Sozialwissenschaften der FAU. Die Vernetzung von EMD mit dem EnCN-Projekt Speicher B ist mit einer gemeinsamen hochrangigen Veröffentlichung und weiteren laufenden Projekten auf einem sehr erfolgreichen Entwicklungspfad. Forschung im Bereich der Sektorenkopplung, z. B. im Rahmen innovativer Mobilitätskonzepte bietet an der Schnittstelle ein großes Potenzial für weitere Aktivitäten. Insbesondere vor dem Hintergrund des European Green Deal und der damit einhergehenden ambitionierteren Klimaziele bekommen diese Themen in den kommenden Jahren eine noch größere praktische Relevanz. Mit Blick auf die Struktur des Projekts Energiemarktdesign führt diese Entwicklung zu einem zunehmenden Verschmelzen der drei Teilprojekte und zu einer Intensivierung der Kooperation mit ingenieurwissenschaftlichen Forschungsgruppen. Insbesondere die Aktivitäten des Zentrum Wasserstoff.Bayern (H2.B) können so optimal wissenschaftlich flankiert werden. Neben einer Stärkung der gemeinsamen Aktivitäten mit Speicher B innerhalb des EnCN drückt sich der stärkere interdisziplinäre Fokus beispielsweise in dem jüngst gestarteten Verbundprojekt EOM-Plus aus, das gemeinsam mit der TH Ingolstadt (Ingenieurwissenschaften) und der Würzburger Stiftung Umweltenergierecht durchgeführt wird. In diesem Rahmen sollen auch die Möglichkeiten des BayWiss-Verbundkollegs für gemeinsame Promotionen genutzt werden.

Die Vernetzung mit nationalen und internationalen Kooperationspartnern wurde im Rahmen von Workshops und anderen Austauschformaten auch im Jahr 2019 weiter vorangetrieben. Ein regelmäßiges Workshop-Format, das die energieökonomischen Gruppen der TU München, des ifo Institut München, des DIW Berlin und der TU Berlin mit den Aktivitäten an der FAU und dem EnCN vernetzt, wird unmittelbar im März 2020 fortgeführt. Im Rahmen der gemeinsamen Konferenz „The Potential of Hydrogen in a Decarbonized Energy Economy“ konnte eine Kooperation mit dem neuen Mannheim Institute for Sustainable Energy Studies (MISES) initiiert wird, die im Jahr 2020 intensiviert werden soll. Im Mai 2020 ist unter Federführung des Zentrum Wasserstoff.Bayern (H2.B) und in Kooperation mit der IHK Nürnberg für Mittelfranken eine zweitägige Konferenz zum Thema „Zukunft Wasserstoff“ geplant, an der die Wissenschaftler aus EMD, die zahlreichen Unternehmens-Partner des „Wasserstoffbündnis Bayern“ und auch hochrangige Vertreter der Politik teilnehmen werden. Diese Aktivitäten werden nicht zuletzt der Vernetzung und der Zusammenarbeit von Wissenschaft und Wirtschaft einen weiteren Schub verleihen. Darüber hinaus sollen die Auswirkungen der Transformation hin zu einer klimaneutralen Gesellschaft auf den Arbeitsmarkt in einer Kooperation mit dem Institut für Arbeitsmarkt und Berufsforschung (IAB) näher untersucht werden. Ein erster Workshop zu diesem Themenkomplex ist im April 2020 geplant. International fand im Jahr 2019 ein Austausch mit Energieforschern aus aller Welt statt, zum Beispiel im Rahmen einer Vorstellung der EMD-Forschungsthemen auf dem Abschlussworkshop des mehrmonatigen Programms „The Mathematics of Energy Systems“ am Isaac Newton Institute for Mathematical Sciences der Universität Cambridge. Außerdem wurde die Kooperation mit der University of Edinburgh intensiviert. Es konnten in dem Zusammenhang verschiedene Projekte mit Dr. Harry van der Weijde vorangetrieben werden, der seit 2018 im Rahmen eines „Schöller Junior Fellowships“ mit den FAU-Forschern des Fachbereichs Wirtschafts- und Sozialwissenschaften kooperiert. In Zukunft werden sich die Beziehungen zur University of Edinburgh durch eine Kooperation mit PD Dr. Lars Schewe (der aus Erlangen im Jahr 2019 nach Edinburgh berufen wurde) sowie durch eine Kooperation mit dem Edinburgher Mathematik-Professor Miguel Anjos ausweiten. Durch die Anbindung ehemaliger EMD-Forscher wie Prof. Dr. Martin Schmidt (in Trier seit Beginn 2019) und PD Dr. Lars Schewe sowie weiterer langjähriger Kooperationspartner als „EnCN Fellows“ und einem regelmäßigen Austausch wird ein starkes (inter-)nationales Netzwerk erhalten und ausgebaut.

Der Forschungsbereich EMD hat in den vergangenen Jahren erfolgreich Nachwuchsarbeit geleistet. Nachwuchsforschende werden systematisch in die oben aufgeführten nationalen und internationalen Kooperationen sowie in die Politikberatung eingebunden und übernehmen auch immer wieder Aktivitäten im Rahmen der „Third Mission“. In der Lehre werden seit Jahren Seminare und Abschlussarbeiten gemeinsam mit Kooperationspartnern aus der

Wirtschaft durchgeführt. Post-Doktoranden, die in die Projektaktivitäten am EnCN eingebunden waren oder sogar im Rahmen des EnCN berufen wurden, haben mittlerweile Rufe auf renommierte Lehrstühle oder auf permanente Positionen an anderen Universitäten erhalten. Zahlreiche Doktorandinnen und Doktoranden haben nach ihrer Promotion eine Tätigkeit in der Privatwirtschaft angetreten. Im Rahmen des 1000-Professoren-Programms von Bund und Ländern werden aktuell weitere W1-Professuren mit engem Bezug zu den Themen des Forschungsbereichs Energiemarktdesign besetzt. Berufen wurde bereits die W1-Professorin Dr. Verena Tiefenbeck, die zugleich eine Nachwuchsgruppe des Zentrum Digitalisierung Bayern zum Themenfeld „Digital technologies and human behaviour: transforming consumer behaviour in the energy and mobility sector“ eingeworben hat. Darüber hinaus sind zwei weitere Berufungsverfahren laufend: Am Fachbereich Wirtschafts- und Sozialwissenschaften der FAU wird eine W1-Tenure-Track-Professur im Themenfeld „Future Energy Systems“ besetzt. Das Department Mathematik schreibt eine W1-Professur im Themenfeld „Optimierung von Energiesystemen“ aus.

5 Herausgehobene Tätigkeiten, Preise, Auszeichnungen

Prof. Dr. Veronika Grimm war im Jahr 2019 in verschiedene Gremien tätig, u. a.:

- Mitglied im Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (seit 2020)
- Gewähltes Mitglied des DFG Fachkollegiums Wirtschaftstheorie (seit 2020)
- Vorstand des Zentrum Wasserstoff.Bayern (H2.B), einer Initiative der Bayerischen Staatsregierung zur Entwicklung einer Wasserstoffstrategie für Bayern (seit 2019)
- Mitglied des Zukunftskreises zur Begleitung des dritten Foresight-Prozesses des Bundesministeriums für Bildung und Forschung, BMBF (seit 2019)
- Mitglied des Energy Steering Panel of EASAC (European Academies' Science Advisory Council) auf Vorschlag der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina (seit 2018)
- Mitglied des Sachverständigenrats für Verbraucherfragen am Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz (seit 2018)
- Mitglied des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (seit 2018)
- Mitglied des Vorstandes der ENERGIEregion Nürnberg e.V. (seit 2017)
- Mitglied des Arbeitskreises "Wettbewerbsökonomie" des Bundeskartellamtes (seit 2017)
- Vorsitzende der Wissenschaftlichen Leitung des Energie Campus Nürnberg (seit 2017)
- Sprecherin des FAU-Forschungsschwerpunkts "Energiesysteme der Zukunft", mit D. Guldi (seit 2017)
- Stellvertretende Vorsitzende des Wissenschaftlichen Beirats des ifo Instituts und des CESifo Netzwerks (seit 2016)
- Mitglied des Verwaltungsrats des ifo Instituts und des CESifo Netzwerks (seit 2016)
- Research Fellow, CESifo, München (seit 2016)
- Mitglied des Beirats von ForumV (seit 2016)
- Sprecherin des Fachbereichs Wirtschafts- und Sozialwissenschaften (seit 2016)
- Dekanin der Rechts- und Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (seit 2018)
- Vorsitzende des Wissenschaftlichen Beirats des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung, DIW Berlin (seit 2015)
- Sprecherin des Forschungsschwerpunkts "Energienmärkte und Energiesystemanalyse" des Fachbereichs Wirtschaftswissenschaften der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (seit 2015)
- Mitglied des Kuratoriums des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung, DIW Berlin (seit 2015)
- Mitglied des Erweiterten Vorstands des Vereins für Socialpolitik (VfS) (seit 2015)
- Mitglied des Steering Boards, Campus Future Energy Systems (seit 2015)
- Mit-Herausgeberin von Perspektiven der Wirtschaftspolitik (PWP) (seit 2015)
- Mitglied der Expertenkommission „Stärkung von Investitionen in Deutschland“ des BMWi (seit 2014)
- Mitglied des Sozialwissenschaftlichen Ausschusses des Vereins für Socialpolitik (VfS) (seit 2011)
- Mitglied des Industrieökonomischen Ausschusses des Vereins für Socialpolitik (VfS) (seit 2010)

Prof. Dr. Roland Ismer war im Jahr 2019 in verschiedene Gremien tätig, u. a.:

- Mitglied im wissenschaftlichen Beirat der Berliner Steuergespräche (seit 2019)
- Herausgeber des Kommentars Doppelbesteuerungsabkommen: DBA (7. Auflage) (seit 2017)
- Mitglied im Wissenschaftlichen Beirat der Deutschen Steuerjuristischen Gesellschaft (DStJG) (seit 2017)
- DIW Research Fellow, Berlin (seit 2015)
- Fachbeirat im Spektrum der Rechtswissenschaft in Wien (seit 2015)
- Mitglied des Forschungsnetzwerkes Climate Strategies (seit 2014)
- Mit-Herausgeber der Zeitschrift MehrwertSteuerrecht (MwStR) (seit 2013)
- Stellvertretender Vorsitzender im Umsatzsteuerforum (seit 2012)
- Vorstandsmitglied des Vereins Nürnberger Steuergespräche e.V. (NSG) (seit 2010)

Prof. Dr. Frauke Liers war im Jahr 2019 in verschiedenen Gremien tätig, u. a.:

- Koordinatorin des Marie-Curie ITN MINOA (Mixed Integer Nonlinear Optimization: Algorithms and Applications) (seit 2018)
- Mit-Herausgeberin von Discrete Optimization (seit 2018)
- Mitglied des Vorstandes des SFB/TRR 154 „Modellierung, Simulation und Optimierung am Beispiel von Gasnetzen“ (seit 2017)
- Mit-Herausgeberin von „Optimization and Engineering“ (seit 2016)
- Studiendekanin, Department Mathematik, FAU (von 2016 bis 2019)
- Mit-Herausgeberin von „Mathematical Methods of Operations Research“ (seit 2015)

Prof. Dr. Alexander Martin war im Jahr 2019 in verschiedene Gremien tätig, u. a.:

- Institutsleitung des Fraunhofer-Instituts für Integrierte Schaltungen (IIS) (seit 2019)
- Mitglied im Senats- und Bewilligungsausschuss für Graduiertenkollegs der DFG (seit 2019)
- Mitglied des Vorstandes der Gesellschaft für Operations Research (GOR) (seit 2019)
- Mitglied des Meeting Committee der European Mathematical Society (seit 2017)
- Mit-Herausgeber von Journal of Optimization Theory and Applications (seit 2016)
- Sprecher des SFB/TRR 154 „Mathematische Modellierung, Simulation und Optimierung am Beispiel von Gasnetzwerken“ (seit 2014)
- Mit-Herausgeber von EMS series in Industrial and Applied Mathematics (seit 2013)
- Mit-Herausgeber des Vietnam Journal of Mathematics (seit 2011)
- Mitglied des Beirats von EURO Journal on Computational Optimization (seit 2011)
- Bereichsleiter von Optimization Online, www.optimization-online.org (seit 2010)
- Mit-Herausgeber von Discrete Optimization (2009 - 2018)
- Mit-Herausgeber von Mathematical Programming C (seit 2008)
- BMBF Fachgutachter für „Mathematik“ (seit 2007)

Die Arbeit von Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern wurde im Jahr 2019 mit folgenden Preisen ausgezeichnet:

- **Sandra Kretschmer.** Fakultätsfrauenpreis der Rechts- und Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät der FAU Erlangen-Nürnberg für ihr Promotionsvorhaben zu Möglichkeiten einer ökologisch und ökonomisch sinnvollen Umsetzung der Energiewende. 09.07.2019.
- **Dr. Christian Sölch.** Promotionspreis der Hermann Gutmann Stiftung für seine Promotion „The Impact of Market Design on Transmission and Generation Investments in Liberalized Electricity Markets with Zonal Pricing“. 23.07.2019.
- **Mirjam Ambrosius, Dr. Jonas Egerer, Prof. Dr. Veronika Grimm und Dr. Harry van der Weijde.** GEE Best Paper Award auf der International Ruhr Energy Conference (INREC) in Essen für den Forschungsartikel „Uncertain bidding zone configurations: the role of expectations for transmission and generation capacity expansion“. 25.09.2019.
- **Johannes Thürauf.** Energiepreis des EnCN e.V. für seine Masterarbeit „Discrete Selection of Diameters for Constructing optimal Hydrogen Pipeline Networks“. 05.12.2019.

- **Julia Grübel.** Hermann-Gutmann-Preis für besondere wissenschaftliche Leistungen für den Forschungsartikel „Nonconvex equilibrium models for gas market analysis: Failure of standard techniques and alternative modeling approaches“. 10.12.2019.

Im Bereich Energiemarktdesign waren im Jahr 2019 folgende Personen zu Gast:

- Prof. Stefan Reichelstein, Ph.D., Universität Mannheim. Mit Vortrag: „Synergistic Value in Vertically Integrated Power-to-Gas Systems“, 17.10.2019.
- Prof. Dr. Günter Glenk, Universität Mannheim. Mit Vortrag: „The Economics of Reversible Power-to-Gas Systems“, 17.10.2019.
- Prof. Dr. Miguel Anjos, University of Edinburg and Polytechnique Montréal. Mit Vortrag: „Tight-and-Cheap Conic Relaxations for Optimal Power Flow and Optimal Reactive Power Dispatch“, 06.12.2019.
- Alice Piriot, Ph.D., Oxford University. Mit Vortrag: „A legal Analysis of the Role and Effects of International Taxation on Environmental Protection“, 17.12.-19.12.2019.

Presseauftritte:

- Ismer, R.; K. Neuhoﬀ. Handelsblatt, Gastkommentar: CO₂-Bepreisung: Warum die Anpassung der Energiesteuer ein gutes Instrument wäre, 17.09.2019.
- Grimm, V.; Nanu? (Kinderzeitung der Nürnberger Nachrichten) Nr.04 2019 „Wieso steht bei Tankstellenpreisen immer eine kleine 9 und warum schwanken die Benzinpreise ständig?“
- Grimm, V., L. Wößmann. FAZ Gastkommentar „Bildungschancen sind der Schlüssel“, 29.04.2019
- Grimm, V.; Nürnberger Zeitung, Interview „Eine CO₂-Bepreisung ist der einfachste Weg“, 18.07.2019
- Grimm, V.; Yahoo Nachrichten, Interview „Was wäre, wenn Deutschland das Benzin ausgeben würde?“, 22.07.2019
- Grimm, V.; Mittelbayerische, Interview „Wasserstoff, das Öl der Zukunft“. Prof. Dr. Veronika Grimm, Leiterin des neuen Zentrums Wasserstoff.Bayern, spricht über das Potenzial von Wasserstoff, 26.11.2019
- Grimm, V.; Studiogast in der Frankenschau zum Thema Wasserstoff, 19.01.2020

6 Ausgerichtete Workshops

- [1] 7. Vierteljahrestreffen für das Projekt Energiemarktdesign, Energie Campus Nürnberg, 17.01.2019
- [2] 5. Nürnberg-München-Berlin Energy Workshop (organisiert gemeinsam von Energie Campus Nürnberg, FAU Erlangen-Nürnberg, DIW Berlin, ifo Institut, TU Berlin und TU München), ifo München, 21.02.-22.02.2019.
- [3] 8. Vierteljahrestreffen für das Projekt Energiemarktdesign, Energie Campus Nürnberg, 10.05.2019
- [4] NUEdialog 2019: Panel „Die Mobilitätswende: Antriebe der Zukunft“, Nürnberg, 23.05.2019
- [5] „Friday@Noon - Bavarian Workshop on Optimization“ (organisiert gemeinsam von FAU Erlangen-Nürnberg, Universität Augsburg und TU München), Energie Campus Nürnberg, 12.07.2019
- [6] Konferenz: „The Potential of Hydrogen in a Decarbonized Energy Economy“, veranstaltet vom Energie Campus Nürnberg (EnCN) und dem Mannheim Institute for Sustainable Energy Studies (MISES), Zentrum Wasserstoff.Bayern (H2.B), Energie Campus Nürnberg, 17.10.2019
- [7] 9. Vierteljahrestreffen für das Projekt Energiemarktdesign, Energie Campus Nürnberg, 06.12.2019

7 Gutachten

- [1] Gutachten für die Monopolkommission „Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung“, V. Grimm, G. Zöttl und C. Sölch (2017)
- [2] Gutachten für die N-Ergie AG „Dezentralität und Zellulare Optimierung“, V. Grimm, G. Zöttl, M. Ambrosius, B. Rückel, C. Sölch und Prognos AG (2016)

8 Veröffentlichungen

- Ambrosius M.; J. Egerer; V. Grimm; A.H. van der Weijde (2020a). The role of expectations for market design – on structural regulatory uncertainty in electricity markets. *European Journal of Operational Research*. Online first. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2020.01.024>
- Aßmann D.; F. Liers; M. Stingl (2018). Decomposable Robust Two-Stage Optimization: An Application to Gas Network Operations Under Uncertainty. *Networks*, Bd. 74 (1), S. 40–61. <https://doi.org/10.1002/net.21871>
- Bohlayer M.; F. Markus; M. Braun; G. Zöttl (2020). Energy-intense production-inventory planning with participation in sequential energy markets. *Applied Energy*. Bd. 258. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113954>
- Bohlayer M.; G. Zöttl (2018). Low-Grade Waste Heat Integration in Distributed Energy Generation Systems - An Economic Optimization Approach. *Energy*, Bd. 159, S. 327–343. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.095>
- Burlacu R.; H. Egger; M. Groß; A. Martin; M. Pfetsch; L. Schewe; M. Sirvent; M. Skutella (2019). Maximizing the storage capacity of gas networks: a global minlp approach. *Optimization and Engineering*, Bd. 20, S. 543–573, 2019. <https://doi.org/10.1007/s11081-018-9414-5>
- Geißler B.; A. Morsi; L. Schewe; M. Schmidt (2018). Solving Highly Detailed Gas Transport MINLPs: Block Separability and Penalty Alternating Direction Methods. *INFORMS Journal on Computing*, Bd. 30, S. 309–323. <https://doi.org/10.1287/ijoc.2017.0780>
- Grimm V.; J. Grübel; B. Rückel; C. Sölch; G. Zöttl (2020). Storage investment and network expansion in distribution networks: The impact of regulatory frameworks. *Applied Energy*. Bd. 262. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114017>
- Grimm V.; S. Kretschmer; S. Mehl (2019). Diffusion of green innovations: The organizational setup of pilot projects and its influence on consumer perceptions. SSRN Electronic Journal, forthcoming, *Energy Policy*. <http://doi.org/10.2139/ssrn.3417116>
- Grimm V.; J. Grübel; L. Schewe; M. Schmidt; G. Zöttl (2019a). Nonconvex equilibrium models for gas market analysis: Failure of standard techniques and alternative modeling approaches. *European Journal of Operational Research*, Bd. 273 (3), S. 1097–1108. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.09.016>
- Grimm V.; T. Kleinert; F. Liers; M. Schmidt; G. Zöttl (2019b). Optimal price zones in electricity markets: a mixed-integer multilevel model and global solution approaches. *Optimization Methods & Software*, Bd. 34 (2), S. 406–436. <https://doi.org/10.1080/10556788.2017.1401069>
- Grimm V.; B. Rückel; C. Sölch; G. Zöttl (2019c). Regionally differentiated network fees to affect incentives for generation investment. *Energy*, Bd. 177, S. 487–502. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.035>
- Grimm V.; L. Schewe; M. Schmidt; G. Zöttl (2019d). A multilevel model of the European entry-exit gas market. *Mathematical Methods of Operations Research*, Bd. 89 (2), S. 223–255. <https://doi.org/10.1007/s00186-018-0647-z>
- Grimm V.; A. Martin; M. Schmidt; M. Weibelzahl; G. Zöttl (2016). Transmission and generation investment in electricity markets: The effects of market splitting and network fee regimes. *European Journal of Operational Research*, Bd. 254, S. 493–509. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2016.03.044>
- Grübel J.; T. Kleinert; V. Krebs; G. Orlinskaya; L. Schewe; M. Schmidt; J. Thürauf (2020). On electricity market equilibria with storages: Modeling, uniqueness, and a distributed ADMM. *Computers & Operations Research*, Bd. 114. <https://doi.org/10.1016/j.cor.2019.104783>
- Haußner M.; R. Ismer (2018). Betrieb von Stromspeichern durch Verteilernetzbetreiber: Eine Analyse des aktuellen Entflechtungsregimes und der geplanten Änderungen durch das Winterpaket der Europäischen Kommission. *Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft*. Bd. 7 (13), S. 51–59.
- Hiller B.; T. Koch; L. Schewe; R. Schwarz; J. Schweiger (2018). A system to evaluate gas network capacities: Concepts and implementation. *European Journal of Operational Research*, Bd. 270, S. 797–808. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.02.035>

- Ismer R.; M. Haußner; K. Meßerschmidt; K. Neuhoff (2019a). Sozialverträglicher CO₂-Preis: Vorschlag für einen Pro-Kopf-Bonus im Rahmen des Krankenversicherungssystems. *Zeitschrift für Umweltrecht ZUR*, 664–675.
- Kleinert T.; M. Labbé; F. Plein; M. Schmidt (2019). There's No Free Lunch: On the Hardness of Choosing a Correct Big-M in Bilevel Optimization. Optimization Online, forthcoming, *Operations Research*.
http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2019/04/7172.html
- Kleinert T.; M. Schmidt (2019a). Computing Feasible Points of Bilevel Problems with a Penalty Alternating Direction Method. Optimization Online, forthcoming, *INFORMS Journal on Computing*.
http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2019/03/7117.html
- Kleinert T.; M. Schmidt (2019b). Global optimization of multilevel electricity market models including network design and graph partitioning. *Discrete Optimization*, Bd. 33, S. 43–69.
<https://doi.org/10.1016/j.disopt.2019.02.002>
- Krebs V.; L. Schewe; M. Schmidt (2018). Uniqueness and multiplicity of market equilibria on DC power flow networks. *European Journal of Operational Research*, Bd. 271, S. 165–178.
<https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.05.016>
- Krebs V.; M. Schmidt (2018). Uniqueness of Market Equilibria on Networks with Transport Costs. *Operations Research Perspectives*, Bd. 5, S. 169–173. <https://doi.org/10.1016/j.orp.2018.05.002>
- Kufner T.; G. Leugering; A. Martin; J. Medgenberg; J. Schelbert; L. Schewe; M. Stingl; C. Strohmeier; M. Walther (2019). Towards a lifecycle oriented design of infrastructure by mathematical optimization. *Optimization and Engineering*, Bd. 20, S. 215–249. <https://doi.org/10.1007/s11081-018-9406-5>
- Labbé M.; F. Plein; M. Schmidt (2020). Bookings in the European Gas Market: Characterisation of Feasibility and Computational Complexity Results. Optimization and Engineering. Bd. 21 (1), S. 305–334.
<https://doi.org/10.1007/s11081-019-09447-0>
- Lang L.; B. Dallinger; G. Lettner (2020). The meaning of flow-based market coupling on redispatch measures in Austria. *Energy Policy*, Bd. 136. Online first. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111061>
- Reuß M.; L. Welder; J. Thürauf; J. Linßen; T. Grube; L. Schewe; M. Schmidt; D. Stolten; M. Robinius (2019). Modeling hydrogen networks for future energy systems: A comparison of linear and nonlinear approaches. *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 44 (60), S. 32136–32150.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.10.080>
- Robinius M.; L. Schewe; M. Schmidt; D. Stolten; J. Thürauf; L. Welder (2019). Robust optimal discrete arc sizing for tree-shaped potential networks. *Computational Optimization and Applications*. Bd. 73 (3), S. 791–819.
<https://doi.org/10.1007/s10589-019-00085-x>
- Runge P.; C. Sölch; J. Albert; P. Wasserscheid; G. Zöttl; V. Grimm (2019). Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035. *Applied Energy*, Bd. 233–234, S. 1078–1093.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.023>
- Schewe L.; M. Schmidt; J. Thürauf (2019). Structural Properties of Feasible Bookings in the European Entry-Exit Gas Market System. *4OR-A Quarterly Journal of Operations Research*. Online first, S. 1–22.
<https://doi.org/10.1007/s10288-019-00411-3>

Preprints und eingereichte Arbeiten:

- Ambrosius M.; J. Egerer; V. Grimm; A.H. van der Weijde (2020b). Risk Aversion in Multilevel Electricity Market Models with Different Congestion Pricing Regimes. SSRN Electronic Journal.
<http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3541599>
- Ambrosius M.; V. Grimm; T. Kleinert; F. Liers; M. Schmidt; G. Zöttl (2020c). Endogenous Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multilevel Optimization with Graph Partitioning. Optimization Online. http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2018/10/6868.html
- Ambrosius M.; V. Grimm; B. Rückel; C. Sölch; G. Zöttl (2019). Data Documentation for the German Electricity Market used for the calibration of the GATE Model - NDP 2025 (Version 2015). SSRN Electronic Journal.
<http://doi.org/10.2139/ssrn.3365830>
- Bichler M.; V. Grimm; S. Kretschmer; P. Sutterer (2019). Market Design for Renewable Energy Auctions: An Analysis of Alternative Auction Formats. SSRN Electronic Journal. <http://doi.org/10.2139/ssrn.3417550>

- Egerer J.; V. Grimm; T. Kleinert; M. Schmidt; G. Zöttl (2019). The Impact of Neighboring Markets on Renewable Locations, Transmission Expansion, and Generation Investment. SSRN Electronic Journal. <http://doi.org/10.2139/ssrn.3498339>
- Grimm V.; G. Orlinskaya; L. Schewe; M. Schmidt; G. Zöttl (2019e). Optimal Design of Retailer-Prosumer Electricity Tariffs Using Bilevel Optimization. Optimization Online. http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2019/07/7297.html
- Grimm V.; S. Kretschmer; S. Mehl (2018). Diffusion of Green Innovations: Evidence from a Field Study on Domestic Electricity Storage. SSRN Electronic Journal. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3122235>
- Grimm V.; B. Rückel; C. Sölch; G. Zöttl (2018). The Impact of Market Design on Transmission and Generation Investment in Electricity Markets. SSRN Electronic Journal. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3235262>
- Ismer R.; M. Haußner; K. Meßerschmidt; K. Neuhoß (2019b). Sozialverträglicher CO₂-Preis: Vorschlag für einen Pro-Kopf-Bonus durch Krankenversicherungen. DIW aktuell 21 / 2019. ISSN: 2567-3971. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.673213.de/diw_aktuell_21.pdf
- Kleinert T.; V. Grimm; M. Schmidt (2019). Outer Approximation for Global Optimization of Mixed-Integer Quadratic Bilevel Problems. http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2019/12/7534.html
- Krebs V.; M. Schmid (2019). Γ -Robust Linear Complementarity Problems. Optimization Online. http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2019/03/7107.html
- Krebs V.; M. Müller; M. Schmid (2019). Gamma-Robust Linear Complementarity Problems with Ellipsoidal Uncertainty Sets. http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2019/10/7434.html
- Labbé M.; F. Plein; M. Schmidt; J. Thürauf (2019). Deciding Feasibility of a Booking in the European Gas Market on a Cycle is in P. Optimization Online. http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2019/11/7472.html
- Liers F.; A. Martin; M. Merkert; N. Mertens; D. Michaels (2020). Towards the Solution of Mixed-Integer Nonlinear Optimization Problems using Simultaneous Convexification. <https://opus4.kobv.de/opus4-trr154/frontdoor/index/index/searchtype/latest/docId/303/start/0/rows/10>
- Liers F.; L. Schewe; J. Thürauf (2019). Radius of Robust Feasibility for Mixed-Integer Problems. Optimization Online. http://www.optimization-online.org/DB_HTML/2019/05/7219.html

Dissertationen:

- [43] Dr. Manuel Haußner: Including Consumption into Emissions Trading – Economic Rationality, EU Law Conformity, WTO Law Compatibility and Practical Administration (Betreuer: Prof. Dr. Roland Ismer)
- [44] Dr. Christian Sölch: The Impact of Market Design on Transmission and Generation Investments in Liberalized Electricity Markets with Zonal Pricing (Betreuer: Prof. Dr. Veronika Grimm)
- [45] Dr. Bastian Rückel: The Impact of Market Design on the Coordination of Agents in Liberalized Electricity Markets (Betreuer: Prof. Dr. Gregor Zöttl)
- [46] Dr. Denis Aßmann: Exact Methods for Two-Stage Robust Optimization with Applications in Gas Networks (Promotion mit Energiebezug im TRR 154; Betreuer: Prof. Dr. Frauke Liers)
- [47] Dr. Robert Burlacu: Adaptive Mixed-Integer Refinements for Solving Nonlinear Problems with Discrete Decisions (Promotion mit Energiebezug im TRR 154; Betreuer: Prof. Dr. Alexander Martin)

9 Vorträge und Poster

- [1] M. Ambrosius. The Role of Expectations for Market Design – on Structural Regulatory Uncertainty in Electricity Markets. Master and Doctoral Seminar, Nürnberg, 29.01.2019
- [2] S. Kretschmer. Diffusion of green innovations: Evidence from a field study on domestic energy storage. VII International Academic Symposium (IEB), Barcelona, 05.02.2019
- [3] V. Grimm. Impulsvortrag zur Industriestrategie anlässlich des Besuchs von BM Altmaier beim Wissenschaftlichen Beirat des BMWi, Berlin, 07.02.2019

- [4] L. Lang. Modelling congestion management in the context of flow-based market coupling. 11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT), Wien, 13.02.2019
- [5] M. Ambrosius. The Role of Expectations for Market Design - on Structural Regulatory Uncertainty in Electricity Markets. Bavarian Berlin Energy Research Seminar, München, 21.02.2019
- [6] P. Runge. Economic comparison of electric fuels produced at excellent sites for renewable energies: A scenario for 2035. Bavarian Berlin Energy Research Seminar, München, 21.02.2019
- [7] J. Thürauf. Robust Optimal Hydrogen Tree-Shaped Network Design. Bavarian Berlin Energy Research Seminar, München, 21.02.2019
- [8] S. Kretschmer. The organizational setup of pilot projects – Influence on consumer perceptions. Bavarian Berlin Energy Research Seminar, München, 22.02.2019
- [9] G. Orlinskaya. Bilevel Optimization for Flexible Electricity Supply Tariff Design. Bavarian Berlin Energy Research Seminar, München, 22.02.2019
- [10] V. Grimm. Forschungsvortrag zu Auszügen aus dem Projekt Energiemarktdesign, Tagung des Fachbeirats des EnCN, Nürnberg, 29.03.2019
- [11] P. Runge. Economic comparison of electric fuels produced at excellent sites for renewable energies: A scenario for 2035. ENERDAY, Dresden, 12.04.2019
- [12] V. Grimm. Generation and Network Investment in Electricity Markets: Using Multilevel Optimization to Assess the Role of the Market Design, Vortrag auf dem Abschlussworkshop des Programms „The Mathematics of Energy Systems“ am Newton Institute der Universität Cambridge, 01.05.2019
- [13] F. Liers. Robust Discrete Optimization: Globalized Gamma-Robustness and Radius of Robust Feasibility. Seminarvortrag, Imperial College, 02.05.2019
- [14] J. Egerer. Die Energiewende in Deutschland. XXII. dialog-Symposium zum Thema „Zukunftsperspektiven erneuerbarer Energien in Deutschland und Russland“, Tübingen, 18.05.2019
- [15] J. Egerer. Gefahr des strategischen Bietens / Liquidität des Smart Market. Workshop im Projekt „SmartBio – Biogasanlagen als Akteur am Smart Market“, Rosenheim, 20.05.2019
- [16] V. Grimm. NUEdialog 2019: Panel „Die Mobilitätswende: Antriebe der Zukunft“, Impulsvortrag und Panelistin, Nürnberg, 23.05.2019
- [17] F. Liers. Robust Optimization: (Some) Theory, (Some) Algorithms, and (Some) Applications. Überblicksvortrag bei Workshop "Mixed-Integer Nonlinear Optimization: A Hatchery for Modern Mathematics", Oberwolfach, 05.06.2019
- [18] L. Lang. A two-level modelling approach for the determination of congestion management. 14. Workshop Mathematische Ökonomie und Optimierung in der Energiewirtschaft (ÖGOR), Wien, 13.06.2019
- [19] M. Ambrosius. Risk Aversion in Uncertain Electricity Markets with Different Pricing Schemes. 30th European Conference on Operational Research (EURO), Dublin, 25.06.2019
- [20] J. Egerer. Structural Regulatory Uncertainty in Electricity Markets. 30th European Conference on Operational Research (EURO), Dublin, 25.06.2019
- [21] J. Thürauf. Radius of Robust Feasibility for Mixed-Integer Problems (Poster Session). Mathematical Optimization of Systems Impacted by Rare, High-Impact Random Events, ICERM, Providence, 25.06.2019
- [22] T. Kleinert. Computing Feasible Points of Bilevel Problems With a Penalty Alternating Direction Method. 30th European Conference on Operational Research (EURO), Dublin, 26.06.2019
- [23] S. Kretschmer. Diffusion of green innovations: The organizational setup of pilot projects and its influence on consumer perceptions. 30th European Conference on Operational Research (EURO), Dublin, 26.06.2019
- [24] C. Sölch. Possible Regulatory Frameworks for Enabling Multiple Use of Storage Devices by Regulated and Private Market Participants in Smart Grids. 30th European Conference on Operational Research (EURO), Dublin, 26.06.2019
- [25] P. Runge. Economic comparison of electric fuels produced at excellent sites for renewable energies: A scenario for 2035. World Hydrogen Technologies Convention, Tokio, 05.07.2019
- [26] A. Martin. Datenanalyse, KI und Optimierung für eine (Energie) Effiziente Versorgung. Workshop "Energie.Digital: Künstliche Intelligenz als Treiber der Energiewende", Nürnberg, 11.07.2019

- [27] M. Ambrosius. Endogenous Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multilevel Optimization with Graph Partitioning. IWF Doktorandenseminar, Nürnberg, 16.07.2019
- [28] V. Grimm. Social Market Economy and Energy Policy, International Summer School "Social Market Economy", Nürnberg, 26.07.2019
- [29] A. Martin. Simulation based mixed integer programming. Second Conference on Discrete Optimization and Machine Learning 2019, RIKEN Center for Advanced Intelligence Project, Tokio, 30.07.2019
- [30] P. Runge. Economic comparison of electric fuels produced at excellent sites for renewable energies: A scenario for 2035. 4Nemo Summer School, München, 30.07.2019
- [31] F. Liers. Robust Optimization for Energy Applications. Semi-Plenary at the 6th International Conference on Continuous Optimization (ICCOPT), Berlin, 07.08.2019
- [32] T. Kleinert. Computing Feasible Points of Bilevel Problems With a Penalty Alternating Direction Method. 6th International Conference on Continuous Optimization (ICCOPT), Berlin, 08.08.2019
- [33] V. Grimm. Die Rolle von Wasserstoff für die Energiewende, Versammlung der Freien Wähler, EnCN, Nürnberg, 07.09.2010
- [34] R. Ismer. Nationale CO₂-Bepreisung und Reform der EU-Energiesteuerrichtlinie: Gefangen zwischen Emissionshandel und Einstimmigkeit?, Vorträge zu den 22. Würzburger Gesprächen „Rückenwind aus Europa für die Energiewende? Hausaufgaben und Visionen“, Würzburg, 18.09.2019
- [35] S. Kretschmer. Diffusion of green innovations: The organizational setup of pilot projects and its influence on consumer perceptions. Verein für Sozialpolitik Jahrestagung, Leipzig, 23.09.2019
- [36] M. Ambrosius. The Role of Expectations for Market Design - on Structural Regulatory Uncertainty in Electricity Markets. 8th International Ruhr Energy Conference, Essen, 25.09.2019
- [37] T. Kleinert. Bilevel Optimization - Recent Results. Invited Talk at NEC Laboratories Europe GmbH, Heidelberg, 02.10.2019
- [38] V. Grimm. Vorstellung des Zentrum Wasserstoff.Bayern (H2.B), Kommunale 2019 (Bundesweite Fachmesse und Kongress), Messe Nürnberg, 16.10.2019
- [39] V. Grimm. Wie sieht die Mobilität der Zukunft aus? Alternative Antriebe. NUElecture im Germanischen Nationalmuseum in Verbindung mit der Tagung „The Potential of Hydrogen in a Decarbonised Energy Economy“, Nürnberg, 17.10.2019
- [40] V. Grimm. Wie sieht die Mobilität der Zukunft aus? Alternative Antriebe. Lange Nacht der Wissenschaften, EnCN, Nürnberg 19.10.2019
- [41] V. Grimm. Wie sieht die Mobilität der Zukunft aus? Alternative Antriebe. Lange Nacht der Wissenschaften, Friedrich-Alexander-Universität (Findelgasse), Nürnberg, 19.10.2019
- [42] C. Biefel. Wie Mathematik helfen kann, Gas-, Strom- und Wasserstoffnetze für unsichere zukünftige Bedarfe zu planen. Lange Nacht der Wissenschaft in Nürnberg, Nürnberg, 19.10.2019
- [43] V. Grimm. Panelistin auf den Nürnberger Gesprächen zum Thema "Unser Klima retten und unsere Jobs: Geht das überhaupt?", Nürnberg, 21.10.2019
- [44] M. Ambrosius. Risk Aversion in Uncertain Electricity Markets with Different Pricing Schemes. Master and Doctoral Seminar, Nürnberg, 19.11.2019
- [45] V. Grimm. Marktregeln und Sektorkopplung: Die Mobilität der Zukunft, Jahrestagung des EnCN, Nürnberg 05.12.2019
- [46] J. Egerer. Risk Aversion in Uncertain Electricity Markets with Different Pricing Schemes. EnCN Jahreskonferenz, Nürnberg, 05.12.2019
- [47] J. Grübel. On Electricity Market Equilibria with Storage: Modeling, Uniqueness, and a Distributed ADMM. EnCN Jahreskonferenz, Nürnberg, 05.12.2019
- [48] T. Kleinert. Zweistufige Optimierungsprobleme - Eine Einführung. EnCN Jahreskonferenz, Nürnberg, 05.12.2019
- [49] P. Runge. Economic comparison of electric fuels produced at excellent sites for renewable energies: A scenario for 2035. EnCN Jahreskonferenz, Nürnberg, 05.12.2019
- [50] J. Thürauf. Uncertainties in Energy Networks: How Optimization Can Help. EnCN Jahreskonferenz, Nürnberg, 05.12.2019

- [51] V. Grimm. Vorstellung des Zentrum Wasserstoff.Bayern (H2.B) auf der Vollversammlung der IHK Nürnberg für Mittelfranken, Nürnberg, 10.12.2019
- [52] J. Thürauf. Radius of Robust Feasibility for Mixed-Integer Problems. Optimization Seminar Edinburgh, Edinburgh, 11.12.2019
- [53] J. Thürauf. Robust Optimal Hydrogen Tree-shaped Network Design. Energy Seminar Edinburgh, Edinburgh, 12.12.2019

10 Lehrveranstaltungen und Abschlussarbeiten

Lehrveranstaltungen an der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg:

- [1] Seminar Energiemärkte. Prof. Dr. Veronika Grimm / Prof. Dr. Gregor Zöttl. Sommersemester 2019
- [2] Vorlesung Mikroökonomik. Prof. Dr. Veronika Grimm. Sommersemester 2019
- [3] Vorlesung Unternehmenssteuerrecht. Prof. Dr. Roland Ismer. Sommersemester 2019
- [4] Vorlesung Discrete Optimization II. Prof. Dr. Alexander Martin. Sommersemester 2019
- [5] Vorlesung Industrieökonomik (Bachelor). Prof. Dr. Gregor Zöttl. Sommersemester 2019
- [6] Vorlesung Industrieökonomik (Master). Prof. Dr. Gregor Zöttl. Sommersemester 2019
- [7] Vorlesung Quantitative Methods in Energy Market Modelling. Prof. Dr. Gregor Zöttl. Sommersemester 2019
- [8] Vorlesung Spieltheorie. Dr. Jonas Egerer. Wintersemester 2019/2020
- [9] Vorlesung Advanced Game Theory. Prof. Dr. Veronika Grimm / Dr. Lawrence Choo. Wintersemester 2019/2020
- [10] Vorlesung Game Theory with Applications to Information Engineering. Prof. Dr. Veronika Grimm. Wintersemester 2019/2020
- [11] Seminar Energy Markets. Prof. Dr. Veronika Grimm / Prof. Dr. Gregor Zöttl. Wintersemester 2019/2020
- [12] Vorlesung Grundlagen des Steuerrechts. Prof. Dr. Roland Ismer. Wintersemester 2019/2020
- [13] Seminar Principles of EU Tax Law. Prof. Dr. Roland Ismer. Wintersemester 2019/2020
- [14] Vorlesung Mathematical Optimization for Communications & Signal Processing. Prof. Dr. Frauke Liers. Wintersemester 2019/2020
- [15] Vorlesung Einführung in die Energiewirtschaft. Prof. Dr. Gregor Zöttl. Wintersemester 2019/2020
- [16] Vorlesung Advanced Industrial Organization. Prof. Dr. Gregor Zöttl. Wintersemester 2019/2020

Betreute Bachelorarbeiten:

- [1] Entwicklung und Perspektiven der EEG Umlage. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [2] Auswirkungen von Elektromobilität auf die Verteilernetzinfrastruktur. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [3] Mentale Rebound-Effekte bei Effizienzsteigerungen. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [4] Guter Wille, kleine Wirkung? Der Einfluss des Umweltbewusstseins auf die persönliche CO₂-Bilanz. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [5] Determinanten des Wechselverhaltens von Endkunden im Energiesektor. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [6] Klimaneutrale Energieszenarien für Deutschland. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [7] Carbon taxation: Options for avoiding regressivity. Prof. Dr. Roland Ismer
- [8] Vergleich der Ökobilanzen von wasserstoff- und batterieelektrischer Mobilität anhand einer Lebenszyklusanalyse. Prof. Dr. Gregor Zöttl
- [9] Vergleich verschiedener E-Fuels in einem Szenario für 2035. Prof. Dr. Gregor Zöttl
- [10] Wie viel Speicher braucht die Deutsche Energiewende? Prof. Dr. Gregor Zöttl
- [11] Die Bedeutung und Verwendung von Informationen in Smart Grids. Prof. Dr. Gregor Zöttl
- [12] Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffspeichern in einem Energieszenario 2030. Prof. Dr. Gregor Zöttl

Betreute Masterarbeiten:

- [1] Es weht ein frischer Wind durch Deutschland – Herausforderungen von Power Purchase Agreements für Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [2] Multilevel Model for Joint Analysis of Electricity and Gas Markets. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [3] The value of flexibility in industrial electricity demand – A model-based evaluation for the German electricity market. Prof. Dr. Veronika Grimm
- [4] Ein mehrstufiges Modell zur Analyse von robustheitsbedingten Ineffizienzen im europäischen Entry-Exit-Gasmarkt. Prof. Dr. Frauke Liers / Prof. Dr. Veronika Grimm
- [5] AC Optimal Power Flow with Chance Constraints. Prof. Dr. Frauke Liers
- [6] A Temporal Decomposition Approach of Energy Systems Models using Lagrangian Relaxation. Prof. Dr. Alexander Martin
- [7] Presolve-Verfahren für Lineare Bilevelprobleme. Prof. Dr. Alexander Martin
- [8] Gamma-robust linear complementarity problems under ellipsoidal uncertainty with applications to the traffic equilibrium problem. Prof. Dr. Martin Schmidt
- [9] Kosteneffizienter Betrieb von Smart Grids mit Gomory Schnittebenen. Prof. Dr. Martin Schmidt
- [10] Mixed integer moving horizon control for flexible energy storage systems. Prof. Dr. Martin Schmidt
- [11] Γ -robust linear complementarity problems under ellipsoidal uncertainty with application to the traffic equilibrium problem. Prof. Dr. Martin Schmidt
- [12] Modelling Balancing Energy Markets. Prof. Dr. Gregor Zöttl
- [13] Markt- und netzorientierter Einsatz nachfrageseitiger Flexibilität durch Smart Meter. Prof. Dr. Gregor Zöttl
- [14] Analysis of Bidding Zones in Europe. Prof. Dr. Gregor Zöttl
- [15] CO₂-Bepreisung und Vermeidung von Carbon Leakage. Prof. Dr. Gregor Zöttl
- [16] Alternative drives: Vehicle purchase decisions under different market design scenarios. Prof. Dr. Gregor Zöttl



ENERGIE
CAMPUS
NÜRNBERG

Forschungsbereich
Energiemarktdesign

Fürther Str. 250
90429 Nürnberg
Tel.: +49 911 / 56 854 9120
Email: info@encn.de
www.encn.de/markt

Partner:



Unterstützt durch:



Gefördert durch:

