

12. Fachtagung

Optimierung in der Energiewirtschaft



VDI-Berichte 2303

VDI-BERICHTE

Herausgeber: VDI Wissensforum GmbH

12. Fachtagung

Optimierung in der Energiewirtschaft

Würzburg, 8. und 9. November 2017



VDI-Berichte 2303

Bibliographische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliographie; detaillierte bibliographische Daten sind im Internet unter <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

Bibliographic information published by the Deutsche Nationalbibliothek

(German National Library)

The Deutsche Nationalbibliothek lists this publication in the Deutsche Nationalbibliographie

(German National Bibliography); detailed bibliographic data is available via Internet at <http://dnb.ddb.de>.

© VDI Verlag GmbH · Düsseldorf 2017

Alle Rechte vorbehalten, auch das des Nachdruckes, der Wiedergabe (Photokopie, Mikrokopie), der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen und der Übersetzung, auszugsweise oder vollständig.

Der VDI-Bericht, der die Vorträge der Tagung enthält, erscheint als nichtredigierter Manuskriptdruck. Die einzelnen Beiträge geben die auf persönlichen Erkenntnissen beruhenden Ansichten und Erfahrungen der jeweiligen Vortragenden bzw. Autoren wieder.

Printed in Germany.

ISSN 0083-5560

ISBN 978-3-18-092303-1

Inhalt

	Seite
Vorwort	1

Transformation des Energiesystems, Sektorkopplung und Flexibilitätsoptionen

<i>M. Luther,</i>	KOSiNeK – Kombinierte Optimierung, Simulation	3
<i>G. Seifert,</i>	und Netzanalyse des elektrischen Energiesystems	
<i>T. Gruber,</i>	Deutschlands im europäischen Kontext – Projekt-	
<i>A. Martin,</i>	vorstellung und erste Ergebnisse	
<i>C. Thurner,</i>		
<i>R. German,</i>		
<i>M. Pruckner,</i>		
<i>D. Steber</i>		
<i>S. Ochse,</i>	Wege zur Fernwärme ohne fossile Energien	17
<i>F. Schöttke,</i>		
<i>S. Blömer</i>		
<i>T. Künzel,</i>	Modellgestützte Analyse der Bereitstellung von Flexibilität	31
<i>F. Klumpp,</i>	auf dem Strom- und Regelleistungsmarkt in Deutschland	
<i>A. Weidlich</i>		

Transformation des Energiesystems, Sektorkopplung und Flexibilitätsoptionen

<i>E. Panos,</i>	Die Bedeutung von Flexibilitätsoptionen und Netzen	47
<i>T. Kober,</i>	für die langfristige Entwicklung des schweizer	
<i>R. Kannan</i>	Elektrizitätssystems	
<i>T. Klarner</i>	Flexibilitätsvermarktung von Energie im hierarchischen	61
	Objektmanagement durch ein Multi-Agenten-System	
<i>T. Krutzler,</i>	Energie- und Emissionsszenarien für Österreich bis zum	73
<i>A. Zechmeister</i>	Jahr 2050	

Posterausstellung

<i>K. Bär, M. Sonnleitner, W. Zörner</i>	Optimierung der Betriebsweise von Biogasanlagen in Netzen mit hohem Anteil fluktuierender Stromerzeuger	81
<i>D. Bitner, M. Grotjahn</i>	Prädiktives Energiemanagement in Einfamilienhäusern – Nichtlineare modellprädiktive Betriebsführung eines Energieversorgungssystems bestehend aus Blockheizkraftwerk, Spitzenlastgerät und thermischen Speichern	85
<i>M. Dorfner, P. Kuhn</i>	Datentransparenz in der Energiesystemoptimierung – Beispiel Bayern	91
<i>S. Kirschbaum, B. Bahl, A. Bardow</i>	Multifunktionale Modelle zur Optimierung von industriellen Energiesystemen – Dispatching, Backtesting und Design	97

Regulierung und Investitionen

<i>D. Böttger, N. Gerhardt, I. Ganal</i>	Auswirkungen des Wetterjahres in kostenoptimalen Klimaschutzszenarien	105
<i>C. Thurner, A. Martin</i>	Minimale Zulässige Modellbeschreibung für eine optimale Kapazitätsplanung	119
<i>M. Sieberichs, L. Löhr, A. Moser</i>	Novellierung der Anreizregulierung – Auswirkung auf die Investitionsstrategie von Verteilernetzbetreibern	131

Redispatch, Marktdesign und Erneuerbarer Wärmemarkt

<i>D. Hladik, C. Fraunholz, R. Kunze</i>	Zwei Preiszonen für Deutschland – Eine modellbasierte Analyse der langfristigen Auswirkungen	145
<i>J. Bammert</i>	Nationaler und internationaler Redispatch – Optimierung für die Systemsicherheit der Zukunft – Status und Ausblick aus Sicht der TransnetBW GmbH	159

Regelleistung und Intradaymarkt

C. Furtwängler, C. Weber	Preisgleichgewichte zwischen Regelleistungs- und Spotmärkten und der Einfluss neuer Regelleistungsmarktteilnehmer – Eine opportunitätskostenbasierte Analyse	169
L. Obrecht, K. Schaber, P. Kuhn	Merit-Order der Kraftwerke an den Regelleistungs- märkten – Fundamentale Modellierung der Leistungspreise	183
R. Plum	Strategische Optimierung und Vermarktung von KWK-Portfolios am Day-Ahead- und Intraday-Markt durch Auto-Trading – Schaffung von Handelsstrategie-spezifischer Flexibilität sowie operative Portfolio-optimierung zur Ausübung dieser Handelsstrategien an Power Spot Märkten	199

Prognose und Operatives Management in intelligenten Energiesystemen

D. Franken	Die deterministische Optimierung als elementarer Baustein des Virtuellen Kraftwerks	209
C. Wulz	Portfoliooptimierung eines österreichischen Wasserkraft-erzeugers – Optimaler Einsatz der Kraftwerksflexibilitäten am Stundenprodukt- und Regelenergiemarkt	221
P. Beran, A. Vogler, C. Weber	Kurz- und mittelfristige Preisprognosen: Auswahl optimaler Modellierungsansätze unter Berücksichtigung des Prognosehorizonts	233

Vorwort

Während der Ausbau der Erneuerbaren Energien zügig voranschreitet ergeben sich gleichzeitig bei vielen Aspekten der Energiewende neue Fragestellungen und Problemlagen. Die Fachtagung „Optimierung in der Energiewirtschaft“ gibt hier einen Überblick über Methoden und Modelle, die eingesetzt werden können, um die Transformation des Energiesystems erfolgreich zu gestalten.

Sektorkopplung und unterschiedliche Flexibilitätsoptionen sind dabei ebenso wie Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher potenziell wichtige Elemente für die langfristige Gestaltung des deutschen und europäischen Energiesystems. Aber auch der Ausgestaltung der Märkte und Rahmenbedingungen kommt eine große Bedeutung zu und diese werden entsprechend ausführlich beleuchtet. Ein besonderer Schwerpunkt wird hier auf Fragen des Redispatch und der Gebotszonenkonfiguration gelegt. Aber auch methodischen Fragen wie der Anwendung und Weiterentwicklung von Dekompositionsverfahren wird im Rahmen der Tagung Platz eingeräumt. Und in Anbetracht eines nach wie vor herausfordernden Marktfelds werden auch die optimierte Bewirtschaftung von Erzeugungs-, Vertrags- und Flexibilitätsportfolien eine große Bedeutung für die Praxis zu.

Die Tagung greift daher wiederum aktuelle Fragestellungen an der Schnittstelle von energiewirtschaftlicher Praxis und Wissenschaft auf. Wir hoffen daher, dass sie weiterhin ein wichtiges Diskussionsforum für Energieunternehmen, Stadtwerke und neue Marktteilnehmer ebenso wie für Planungsbüros, Behörden, Verbände und energiewirtschaftliche Forschungsinstitute darstellt.



Prof. Dr. Christoph Weber,

Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen.

(Tagungsleiter)

KOSiNeK – Kombinierte Optimierung, Simulation und Netzanalyse des elektrischen Energiesystems Deutschlands im europäischen Kontext – Projektvorstellung und erste Ergebnisse

Prof. Dr.-Ing. **M. Luther, G. Seifert, T. Gruber**,
FAU Erlangen-Nürnberg - Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme;
Prof. Dr. **A. Martin, Dr. C. Thurner**,
FAU Erlangen-Nürnberg - Lehrstuhl für Wirtschaftsmathematik;
Prof. Dr.-Ing. **R. German**, Prof. Dr.-Ing. **M. Pruckner, D. Steber**,
FAU Erlangen-Nürnberg - Lehrstuhl Informatik 7

Kurzfassung

Im Rahmen des vom BMWi geförderten Vorhabens KOSiNeK¹ wird basierend auf geleisteten Vorarbeiten das elektrische Energieversorgungssystem Deutschlands und seiner Anrainerstaaten abgebildet. Dies führt zu Modellen hoher Komplexität. Um dieser Rechnung zu tragen, sind neue methodische Ansätze sowie die Weiterentwicklung bestehender Ansätze aus der Mathematik, Informatik und Netzanalyse notwendig, die zudem iterativ gekoppelt werden. Dies ermöglicht, energietechnische und -wirtschaftliche Aspekte sehr detailliert abzubilden. Andererseits können regulatorische Vorgaben exakt berücksichtigt werden. Darüber hinaus werden Energiemärkte im europäischen Kontext untersucht. Diese Veröffentlichung stellt die einzelnen Modellkonzepte sowie deren iterative Kopplung und erste Ergebnisse des Forschungsprojekts KOSiNeK vor.

1. Einleitung

Ein Hauptziel der Energiewende ist, eine der umweltschonendsten und energiesparendsten Volkswirtschaften bei gleichzeitig wettbewerbsfähigen Energiepreisen zu werden. Hierfür bedarf es der Unterstützung von erweiterten Analysesystemen, die sowohl die technischen als auch marktregulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen gleichermaßen berücksichtigen. Gerade auf technischer Seite wird in existierenden Energiesystemanalysemodellen häufig die Modellierung des Übertragungs- und Verteilnetzes vernachlässigt oder stark vereinfachend durchgeführt.

¹ Die Autoren bedanken sich für die finanzielle Unterstützung beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms (Förderkennzeichen: 03ET4035).

Dies motivierte die in den vergangenen Jahren an der FAU-Erlangen Nürnberg durchgeführten Vorarbeiten im Bereich der Energiesystemanalyse, mit denen ein ganzheitlicher systemorientierter Modellierungsansatz für das elektrische Energieversorgungssystem Deutschlands, zunächst mit Fokus auf den Freistaat Bayern, entwickelt wurde. Mit Hilfe der erstellten Modelle wurden für Bayern Aussagen, u.a. über einen kostenoptimalen Kraftwerks-, Netz- und Speicherausbau und die Entwicklung von CO₂-Emissionen abgeleitet [4, 5]. Das Gesamtmodell beinhaltet Teilmodelle zur Optimierung (Ermittlung von kostenminimalen Ausbauszenarien), zur Simulation (stochastische Simulation von unterschiedlichen Szenarien mit hoher zeitlicher Auflösung und hoher Detailtiefe) und zur Netzanalyse (quasistationäre AC-Lastflussberechnungen) zur Überprüfung der erforderlichen Netzplanungskriterien und eines sicheren Systembetriebs.

Im Rahmen des vom BMWi geförderten Vorhabens KOSiNeK wird basierend auf den geleisteten Vorarbeiten das elektrische Energieversorgungssystem Deutschlands und seiner europäischen Anrainerstaaten abgebildet. Um der daraus resultierenden Komplexität Rechnung zu tragen, sind neue methodische sowie die Weiterentwicklung bestehender Ansätze aus der Mathematik, Informatik und Netzanalyse notwendig, die zudem iterativ gekoppelt werden. Dies ermöglicht sowohl die detaillierte Abbildung technischer und wirtschaftlicher Aspekte hinsichtlich der Steuerung und des Einsatzes von Kraftwerken, als auch die exakte Berücksichtigung netzregulatorischer Vorgaben zur Gewährleistung der System- bzw. Versorgungssicherheit. Darüber hinaus können im Speziellen Energiemärkte einschließlich ihrer regulatorischen Rahmenbedingungen im europäischen Kontext untersucht werden. Durch den flexiblen und komponentenbasierten Modellaufbau können verschiedene technische Entwicklungspfade sowie energiewirtschaftliche Aspekte detailliert studiert werden. Dies ist durch den gewählten Mehrpunktmodellansatz und die Abbildung einzelner Marktakteure möglich. Für die integrierte probabilistische Netzanalyse wird das europäische Verbundnetz in Form von Netzäquivalenten nachgebildet.

Diese Veröffentlichung stellt die einzelnen Modellkonzepte der Fachdisziplinen sowie deren iterative Kopplung und erste Ergebnisse des Forschungsprojekts KOSiNeK vor.

2. Projektinhalte

Als Erweiterung der bereits existierenden Modellversion des elektrischen Energieversorgungssystems Deutschlands mit dem Fokus auf Bayern wird im Forschungsprojekt KOSiNeK die geographische Auflösung des Modells auf Deutschland mit seinen Anrainerstaaten ausgedehnt. Dies ermöglicht die Analyse grenzübergreifender und internationaler Wechselwirkungen auf Deutschland als ein Bestandteil des europäischen Strommarkts und elektrischen Verbundnetzes. Um trotz zunehmender Komplexität in allen drei Teilmodellen noch prakti-

kable Rechenzeiten zu erhalten, müssen die im Rahmen der Vorarbeiten eingeführten Aggregations- und Disaggregationsalgorithmen hinsichtlich der räumlichen Dimension erweitert und damit auf einen neuen Qualitätsstand gebracht werden. Darüber hinaus stellt die iterative Kopplung der drei Teilmodelle, wie in Bild 1 dargestellt, eine wesentliche Neuerung dar. Des Weiteren ermöglicht eine detailliertere zugrundeliegende Modellstruktur die Abbildung veränderter Börsenmechanismen (z.B. Preiszonen). Dies wird u.a. durch die Nachbildung von Marktteuren (bspw. Aggregatoren verschiedener Kraftwerkstechnologien) erreicht werden. Durch den aktuellen regulatorischen Gestaltungsrahmen bzgl. der erneuerbaren Energien gewinnt deren Marktintegration zunehmend an Bedeutung, so dass an dieser Stelle eine detailliertere Modellierung des Strommarktes für eine höhere Güte der Modellaussagen notwendig ist. Für die Netzanalyse sind statistisch relevante Engpässe und kritische Netzsituationen zu identifizieren und Maßnahmen zur Entlastung hinsichtlich einer sicheren Betriebsführung zu bewerten. Durch eine detaillierte knotenscharfe Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes und die Modellierung von europäischen Netzäquivalenten wird eine realitätsnahe Abbildung der Netzzustände gewährleistet.

Für die Umsetzung der methodischen Weiterentwicklungen und fachlichen Analyse von Ausbauszenarien im europäischen Kontext werden zunächst energiepolitische Konzepte gesichtet, um daraus Szenarien abzuleiten und relevante Daten zu ermitteln. Es folgt die Erstellung von Modellkonzepten, deren Realisierung, Validierung und Kalibrierung sowie die Berechnung der definierten Szenarien. Wichtig ist dabei, für alle Modelle eine konsistente Datenbasis zu gewährleisten, wozu regional aufgelöste Daten für Deutschland herangezogen werden.

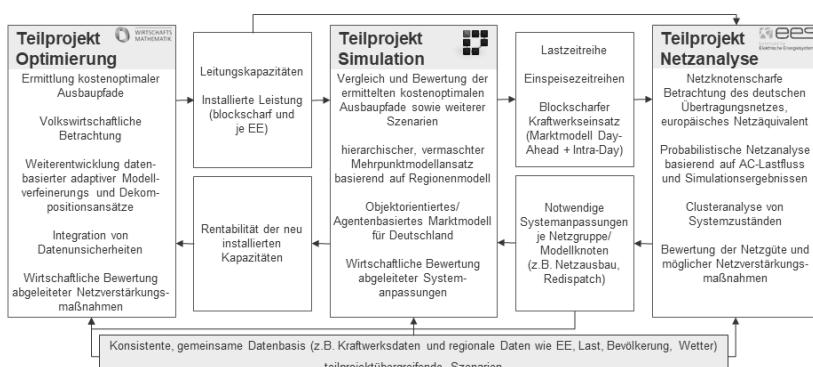


Bild 1: Schematische Darstellung der Projektinhalte, Teilprojekte und Schnittstellen

2.1 Modellkonzept Optimierung

Ziel des Teilprojekts Optimierung ist es, die bisherige Modellregion auf den europäischen Kontext zu erweitern, wobei der Fokus weiter auf dem deutschen Marktgebiet besteht. Dabei sollen durch adaptive Aggregations- und Dekompositionsansätze hinreichend genaue Modellbeschreibungen bzgl. der angestrebten Modellaussagen auf den verschiedenen Hierarchieebenen erreicht werden. Dazu wird die bisherige Methode der zeitlichen adaptiven Verfeinerung und Dekomposition um die räumliche Dimension ergänzt. Dies erfordert eine neue, konzeptionelle Erweiterung der bisherigen Dekompositions- und Aggregationsansätze, um die dadurch signifikant wachsende Komplexität immer noch beherrschbar zu machen. Dabei werden verschiedene Hierarchieebenen eingeführt, welche den gesamten europäischen Markt zusätzlich abbilden.

Die obersten Hierarchieebene soll den europäische Markt als aggregiertes lineares Programm abbilden. Anhand dessen können Marktpreise und grenzübergreifende Lastflüsse abgeschätzt werden. Dabei spielen die Erzeugungsstrukturen der einzelnen Länder eine entscheidende Rolle, da sich die Einsatzreihenfolge und somit die Angebotskurve über die Kostenstruktur des Energieversorgungssystems ergibt. Deshalb ist eine intensive Analyse und Aufbereitung der Inputdaten essentiell. Abhängig von den Aussagen des Modells können noch weitere Hierarchieebenen eingeführt werden, wobei die Modellgenauigkeit mit jeder Hierarchieebene adaptiv steigt. Die genaue Granularität sowohl der räumlichen als auch der zeitlichen Strukturen sowie die Modellierungsdetails müssen in einem ersten Schritt im Rahmen der Validierung des Modells ermittelt werden.

Des Weiteren soll der in [1] entwickelte Ansatz zur Robusten Optimierung weiterentwickelt werden, um Modellentscheidungen bzw. „worst-case“ Realisierungen, insbesondere bzgl. der Einspeisestruktur erneuerbarer Energien, abzusichern. Dabei geht es im Wesentlichen um die geschickte Approximation elliptischer Unsicherheitsmengen, wobei sich diese über die Szenariomenge der unsicheren Koeffizienten, hier die spezifischen Einspeisezeitreihen der EE, definiert. Die elliptische Struktur ergibt sich aus den elliptischen Verteilungsannahmen, wie z.B. der Normalverteilung. Im bisherigen Ansatz wurde durch die gesamte Approximation der Ellipse das System bei steigender Anzahl unsicherer Koeffizienten die Systemgröße signifikant erhöht. In einem weiteren Schritt soll die Ellipse nur lokal an den relevanten Stellen approximiert und verfeinert werden, wodurch ein unnötiges „Aufblasen“ des Systems vermieden werden soll.

2.2 Modellkonzept Simulation

Die Weiterentwicklung des bewährten hierarchischen Mehrpunktmodellansatzes [4] ist für den Erfolg des Projektes von zentraler Bedeutung. Dabei werden auf abstrakten Modellebe-

nen (z.B. Netzgruppen oder Bundesländer) die installierten Kapazitäten und die u.a. daraus resultierende Einspeisung elektrischer Energie aggregiert. Mit Hilfe dieses Modellierungsansatzes sollen in einem ersten Schritt die netzgruppen- und länderüberschreitenden Lastflüsse modelliert werden. Um dies zu ermöglichen, wird ein DC-Lastfluss-Modell für das Übertragungsnetz auf Netzgruppenebene inklusive der Übertragungskapazitäten zu den Anrainerstaaten angewendet. Außerdem wird für Deutschland eine blockscharfe Kraftwerkseinsatzplanung unter Berücksichtigung von Kraftwerksrestriktionen und Teillastwirkungsgraden integriert. Ziel dabei ist die Abbildung von Marktrollen innerhalb eines objektorientierten Marktmodells.

Das Simulationsmodell hat weiterhin zum Ziel, genauere sowie belastbare Aussagen für die Entwicklung des deutschen elektrischen Energieversorgungssystems zu treffen. Dabei ist es von großer Bedeutung bereits bei der Simulation des Gesamtsystems evtl. entstehende Netzengpässe und mögliche Redispatch-Maßnahmen auf abstrahierter Ebene zu untersuchen und abzuschätzen, was durch das zu integrierende DC-Lastflussmodell in geeigneter Qualität gewährleistet wird.

2.3 Modellkonzept Netzanalyse

Für die Netzanalyse wird das europäische Verbundnetz zu Grunde gelegt, wobei Deutschland hierbei knotenscharf und das Ausland hingegen in Form von Netzäquivalenten abgebildet wird. Die Durchführung von AC-Lastflussberechnungen ermöglicht es, alle relevanten Aspekte im stationären Bereich zu betrachten.

Als in diesem Projektsetup methodisch neuer Ansatz soll ein probabilistisches Verfahren integriert werden, das die Eintrittswahrscheinlichkeit von typischen und kritischen Netzzuständen ermittelt. Die aus der Netzanalyse resultierenden Netzzustände sollen zu diesem Zweck in geeigneten Clustern zusammengefasst werden. Die Parameter für den Prozess des Clustering sind die Einspeise- und Lastsituation, der Anteil an konventioneller und erneuerbarer Energiebereitstellung sowie die resultierenden Im- und Exporte einer Region oder auch charakteristische Engpass-Situationen. Die sich ergebenden Netzzustände werden in probabilistischer Form ausgewertet und charakterisiert. Die Netzvarianten werden anhand statistischer Größen, wie der Eintrittswahrscheinlichkeit bestimmter Zustände sowie der Verteilungsfunktionen für Auslastungen und Spannungen, bewertet. Hieraus werden geeignete Maßnahmen zur Behebung von Engpässen abgeleitet und sich ergebenden Netzvarianten erneut bewertet.

Die Anzahl der in Betracht zu ziehenden Netzausbaumaßnahmen ist relativ hoch. Daher wird ein Konzept zur Verwaltung der einzelnen Maßnahmen erstellt, um die jeweiligen Prioritäten festzulegen, sowie bestehende Abhängigkeiten zwischen den Maßnahmen zu dokumentie-

ren. Zur effizienteren Abwägung einzelner Alternativen des Netzausbau werden die Prioritäten und Abhängigkeiten untereinander in einer Matrix bewertet.

2.4 Iterative Modellkopplung

Generell müssen die teils schon bestehenden Schnittstellen zwischen den verschiedenen Modellen weiter ausgebaut werden, so dass auch Rückmeldungen an die vorherigen Modelle, wie in Bild 1 dargestellt, möglich sind. Beispielsweise wäre denkbar, dass im Netzmodell sehr häufig Grenzwertüberschreitungen diverser Leitungen feststellbar sind, welche durch bestimmte Einspeisesituationen, wie z.B. durch einen hohen Nord-Süd-Transit in Deutschland, verursacht werden. Dies muss in anschließenden Simulationsläufen berücksichtigt werden. Darüber hinaus kann es auch im Simulationsmodell bei der Untersuchung der kostenoptimalen Ausbaupläne zu bilanziellen Engpässen in der Deckung der Nachfrage kommen (bspw. durch eine andere EE-Einspeisesituation), die ebenfalls an das Optimierungsmodell zurückgemeldet werden müssen. Schließlich soll auf diese Weise eine iterative Kopplung ermöglicht werden, die mittels der Verbindungen in Bild 1 schematisch dargestellt ist.

3. Abbildung zukünftiger Entwicklungsszenarien

Tabelle 1: Angenommenen zukünftige Entwicklung der installierten EE-Leistung in Deutschland

[GW]	Ist 2016	Referenz 2030	Szenario A/B 2030	Szenario C/D 2030
Photovoltaik	40,26	62,13	55,53	67,59
Wind offshore	3,86	21,15	19,69	24,79
Wind onshore	46,59	49,39	45,95	57,84
Geothermie	0,04	0,82	1,15	1,19
Wasserkraft	1,52	5,46	4,86	5,56
Biomasse	6,77	7,70	7,75	8,50
Summe	99,04	147,61	134,93	165,47

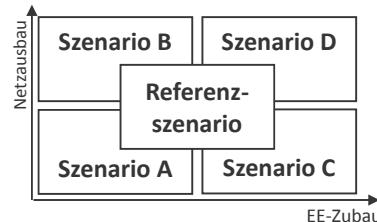


Bild 2: Ausprägung der Szenarien

Im Forschungsprojekt KOSiNeK werden teilprojektübergreifende gemeinsame Szenarien der Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien für Deutschland angenommen, die mögliche zukünftige Entwicklungsszenarien bis 2030 abbilden (vgl. Tabelle 1). Diese resultieren aus der Mittelwertbildung existierender Szenarien (z.B. DLR, Netzentwicklungsplan, ENTSO-E TYNDP). Unter Vorgabe dieser sowie weiterer Handlungsoptionen resultieren im Teilprojekt Optimierung unterschiedliche Ausbau- (EE, KW, Netz) und Lastszenarien für die Analyse unterschiedlicher Handlungsoptionen und deren Auswirkungen auf das deutsche elektrische Energieversorgungssystem. Insgesamt resultieren fünf Szenarien mit unterschiedlicher Ausprägung (vgl. Bild 2), für die teilprojektübergreifende Berechnungen durch-

geführt werden. Ein Referenzszenario bildet dabei eine durchschnittliche Transformation bis 2030 ab, die anderen Szenarien stellen im Gegensatz dazu stärkere Ausprägungen des Netzausbau und Zubaus erneuerbarer Energien dar. Bild 2 zeigt die Ausprägung der verschiedenen Szenarien.

4. Aktueller Forschungsstand und erste Ergebnisse

Der folgende Abschnitt stellt der aktuelle Forschungsstand und erste Ergebnisse der drei Teilprojekte im Forschungsprojekt KOSiNeK dar. Zunächst wird dazu auf die gemeinsame, teilprojektübergreifende Datenbasis eingegangen und diese beschrieben.

4.1 Gemeinsame Datenbasis mit unterschiedlichen Layern

Als gemeinsame Basis für die Teilprojekte wurden zunächst die Daten der Verwaltungseinheiten der Verwaltungssebenen vom Staat bis zu den Gemeinden mit ihren Verwaltungsgrenzen und Einwohnerzahlen vom Dienstleistungszentrum des Bundesamts für Kartographie und Geodäsie (BKG) bezogen. Diese wurden um Postleitzahlen, installierte erneuerbare [2] sowie konventionelle Erzeugungskapazitäten und Speicherleistung (BNetzA Kraftwerksliste) auf Landkreisebene ergänzt. Außerdem wurde jedem Landkreis eine Messstation des Deutschen Wetterdienstes (DWD) zugeordnet, zu der qualitativ zufriedenstellende Messzeitreihen der Temperatur, Strahlung und Windgeschwindigkeit für die Jahre 2013 bis 2016 vorliegen. Weiterhin wurde jeder Landkreis einem Netzknoten des deutschen Übertragungsnetzes und somit einer Netzgruppe und einer Regelzone der vier Übertragungsnetzbetreiber zugeordnet. Diese Ausgestaltung inklusive der Berücksichtigung der Netzstruktur ermöglicht individuelle Auswertungen für Stakeholder (z.B. auf Bundeslandebene) und die Validierung anhand öffentlich verfügbarer Daten (z.B. Energiebilanzen auf Bundeslandebene oder EEG-Einspeisung auf Regelzonenebene). Dies gilt äquivalent für die vereinfachte Netzberechnung auf Netzgruppenebene in Optimierung und Simulation sowie der detaillierten Netzberechnung auf Netzknotenebene in der Netzanalyse. Diese regionale Datenbasis ermöglicht somit die Ableitung belastbarer und transparent nachvollziehbarer Aussagen über die zukünftige Entwicklung des deutschen Energieversorgungssystems.

4.2 Teilprojekt Optimierung

Ziel des Optimierungsmodells [4] ist die Betrachtung des sich ergebenden Kapazitätsplanungsproblems über einen Zeitraum von mehreren Jahren. Dabei wird der Planungszeitraum in eine stündliche Auflösung diskretisiert, so dass die notwendigen, steuerungsspezifischen Anforderungen, wie z.B. Laufzeit oder Startrestriktionen, hinsichtlich der Flexibilität des Systems für Investitionsentscheidungen mitberücksichtigt werden können.

Basierend auf dem operativen Einsatz des Kraftwerksparks können sowohl kostenminimale als auch wohlfahrtsmaximale Investitionsentscheidungen getroffen und bewertet werden.

In bisherigen Ansätzen werden für die strategische Planung Investitionen basierend auf linear relaxierten Modellen und Typtagen bewertet. Hinsichtlich der steigenden Relevanz von Flexibilitätsanforderungen sind zum einen kombinatorische Nebenbedingungen künftig unabdingbar, andererseits jedoch die Auswahl an Typtagen aufgrund der hohen erneuerbaren Einspeisung nahezu unmöglich.

Durch die Kombination von Dekompositions- und adaptiven Verfeinerungsmethoden wurde ein dynamischer/iterativer Algorithmus entwickelt, welcher basierend auf den Eingabedaten die minimal notwendige Modellbeschreibung lernt. Ziel dieser Methode ist es, die Anzahl der ganzzahligen Variablen zu reduzieren und die Struktur der Nebenbedingungsmatrix für den Lösungsprozess zu nutzen.

In einem ersten Schritt wird die Kapazitätsplanung von der diskreten Steuerung mittels Dekomposition getrennt. In einem iterativen Ablauf werden zum einen mittels einer Netzwerk-Fluss Heuristik Zeitpunkte ermittelt, die eine Kapazitätslücke aufweisen. Zum anderen werden durch die Bestimmung der optimalen Steuerung basierend auf den Kapazitäten aus dem Masterproblem die Kosten sowie die Grenzkosten für eine Kapazitätsänderung über duale Variablen approximiert. Im Falle von Kapazitätslücken werden die entsprechenden Steuerungs-Nebenbedingungen in das Masterproblem integriert. Über die dualen Schnitte werden die Kosten für die unterschiedlichen verfügbaren Investitionen abgewägt.

Da eine stündlich zeitdiskrete Steuerung im Subproblem über den geplanten Zeitraum unmöglich ist, wird die Struktur der Nebenbedingungsmatrix ausgenutzt, um anhand einer Folge von Modellrelaxierungen gegen die Optimallösung zu konvergieren. Der Algorithmus startet mit einer initialen Aggregation von Zeitpunkten zu Zeitphasen. Die Produktionskosten in den einzelnen Zeitphasen werden linear approximiert. Basierend auf der Lösung des aggregierten Modells werden nun die einzelnen Zeitphasen als Subprobleme gelöst. Falls unzulässige Subprobleme existieren, werden diese disaggregiert und somit die Modellbeschreibung im relaxierten Steuerungsproblem lokal verfeinert. Sind alle Subprobleme zulässig kann die Lösung des Masterproblems zu einer zulässigen Lösung für das Originalproblem ergänzt werden und liefert die Optimallösung. Aus den zulässigen Subproblemen können dann Optimalitätsschnitte für das Dekompositionsverfahren zur Bestimmung der optimalen Investitionen separiert werden.

Durch das adaptive Verfahren konnte der Anteil der ganzzahligen Variablen im Schnitt auf deutlich unter 10 % sowie der Anteil an Nebenbedingungen auf durchschnittlich fast die Hälfte reduziert werden. Folglich wurden auch die Rechenzeiten drastisch reduziert bzw. Instan-

zen die bis dato nicht gelöst werden konnten im Rahmen der Rechenzeit optimal gelöst werden.

4.3 Teilprojekt Simulation

Der hierarchische Mehrpunktmodellansatz ermöglicht, flexibel auf verschiedenen Modellebenen parallel Berechnungen und Auswertungen durchführen zu können. Basierend auf der in Abschnitt 4.1 beschriebenen regionalen Datenbasis wird landkreisscharf die Residuallast berechnet. Diese ergibt sich zu jedem Modellzeitpunkt aus der lokalen Nachfrage elektrischer Energie (Haushalte + Gewerbe & Dienstleistungen + Industrie) abzüglich der gesetzlich vorrangigen Einspeisung. Um die Energiebilanz eines Punkts im Mehrpunktmodell zu erhalten wird nun die Residuallast aller diesem Punkt (z.B. Netzgruppe; vgl. Bild 3) zugeordneten Landkreise aggregiert und die konventionelle Einspeisung resultierend aus der Kraftwerkseinsatzplanung hinzugezogen. Es ergibt sich somit für jede Netzgruppe (= Modellpunkt) und jeden Anrainerstaat ein Leistungswert je Modellzeitpunkt, der wiederum in der Berechnung des DC-Lastflusses Berücksichtigung findet. Jeder Modellpunkt wird somit als Energiequelle oder -senke klassifiziert. Außerdem ist durch den Einsatz eines entwickelten Interface- und Filterkonzeptes (i7-AnyEnergy [2]) gleichzeitig eine Auswertung über die aktuelle, nach Primärenergieträgern aufgeschlüsselte eingespeiste und verbrauchte Leistung auf verschiedenen Modellebenen möglich, deren Resultate bilanziert und u.a. zur Validierung oder für wirtschaftliche Auswertungen verwendet werden können.

Bei der Berechnung der modellpunktbezogenen Leistung werden lokale thermische Lasten berücksichtigt, die sich aus den Standorten von Fernwärmennetzen und KWK-Anlagen ergeben. Aus dem lokalen Wärmebedarf, der aus einer hinterlegten jährlichen Verbrauchskurve thermischer Energie resultiert, in Kombination mit den dort installierten Anlagen zu dessen Befriedigung ergibt sich für jeden Modellzeitpunkt die eingespeiste KWK-Leistung. Hieraus resultieren einerseits Berechnungsgrößen die Residuallast an einem Modellpunkt, andererseits Restriktionen für die elektrische Leistung von KWK-fähigen Kraftwerken.

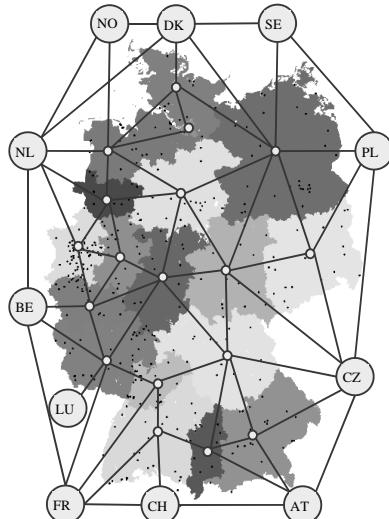


Bild 3: Prinzip des Mehrpunktmodellansatzes aus netzspezifischer Sicht auf Netzgruppenebene [GeoBasis-DE / BKG 2017]

Hinsichtlich des Marktmodells zur Abbildung des Einsatzes konventioneller Kraftwerke wird u.a. auf die in Abschnitt 4.2 dargestellten Erkenntnisse zurückgegriffen, um eine laufzeit-technisch effiziente Implementierung zu verfolgen. Dazu wird die Kostenfunktion im Unit Commitment berücksichtigt, die zur Abbildung von Teillastwirkungsgraden technologiespezifisch unterschiedlich viele Stützstellen besitzt. So wird bei Spitzenlastkraftwerken, die öfters im Teillastbereich fahren, eine feiner aufgelöste Kostenfunktion als bei Grundlastkraftwerken eingesetzt, da letztere meist nahe ihrer Nennleistung agieren. Außerdem werden zur realen Abbildung des Strommarktes Aggregatoren implementiert, welche die im Markt Kraftwerksparkbetreiber repräsentieren und mittels eines internen Unit-Commitments vorhersagbasiert Angebotskurven erstellen. Diese werden an die modellierte Strombörse übergeben, wo die Markträumung stattfindet. Zu jedem Simulationszeitschritt ist somit der eigentliche Kraftwerkseinsatz bekannt, muss aber aufgrund sich realisierender Unsicherheiten mittels einer wiederkehrenden Re-Optimierung (z.B. mittels Absatz/Einkauf am Intraday-Markt) angepasst werden.

Bild 4 zeigt die Ergebnisse des Unit Commitments unter der Berücksichtigung verschiedener Kostenfunktionen (variable Kosten (einf. Merit Order), lineare Kostenfunktion (UC linearisiert) und stückweise linearisierter quadratischer Kostenfunktion (UC stückw. Lin.)) und im Vergleich zu den Realdaten von 2014 (statista). Als Grundlage wurde die Kraftwerksliste der BNetzA und Residuallast für 2014 aus [4] genutzt. Deutlich wird, dass die Berücksichtigung einer stückweise linearisierten quadratischen Kostenfunktion die realitätsnächsten Ergebnisse liefert. Allerdings ergeben sich bei Steinkohle- und Gaskraftwerken noch erhebliche Abweichungen, was an der mangelnden Berücksichtigung von Mindestleistungsrestriktionen resultierend aus der lokalen Wärmenachfrage und daher zu erbringender KWK-Leistung liegt, die hauptsächlich mittels Gaskraftwerken bereitgestellt wird und somit nach Berücksichtigung die Energiebilanz vermutlich dahingehend verschieben wird.

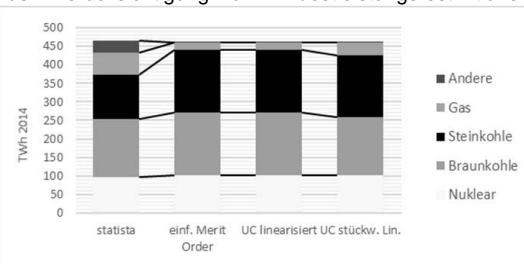


Bild 4: Vergleich der Ergebnisse des Unit-Commitments

4.4 Teilprojekt Netzanalyse

Für das Teilprojekt Netzanalyse wurden bestehende Netzmodelle des deutschen und europäischen Übertragungsnetzes weiterentwickelt. Die Aufgabe des Netzmodells ist es, die Netzrestriktionen realitätsgerecht nachzubilden. Hierzu wird das deutsche Übertragungsnetz

knotenscharf modelliert, die Netze der Anrainerstaaten sowie der restlichen Länder des europäischen Verbundnetzes werden als Netzäquivalent abgebildet. Hierbei finden alle Leitungen von Deutschland zu den Anrainerstaaten sowie die Verbindungen aller europäischen Staaten untereinander Berücksichtigung.

Neben der Weiterentwicklung des detaillierten Netzmodells wurde ein Verfahren zur Erstellung eines vereinfachten Netzmodells für die Berücksichtigung des DC-Lastflusses in den Teilprojekten Optimierung und Simulation abgeleitet. Hierzu wird eine Netzreduktion des detaillierten Netzmodells durchgeführt, bei welcher für jede deutsche Netzgruppe sowie für jeden Anrainerstaat Deutschlands ein Netzmodellknoten erhalten bleibt (vgl. Bild 3). In den Teilmodellen Optimierung und Simulation können hiermit Netzrestriktionen in vereinfachter Form berücksichtigt werden. Mit dem knotenscharfen Netzmodell (vgl. Netzknoden in Bild 3) Deutschlands sind hingegen detaillierte Untersuchungen möglich, die alle Aspekte der Netzplanung und des Netzbetriebs abdecken.

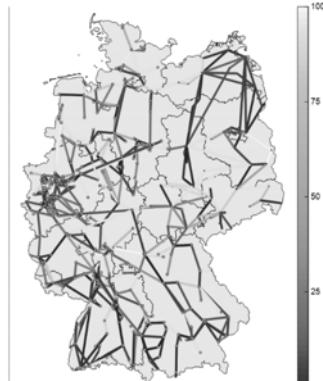


Bild 5: Exemplarische Darstellung der Leitungsauslastungen

Neben der sehr genauen Abbildung der Netzrestriktionen werden im Teilprojekt Netzanalyse AC-Lastflussberechnungen angewendet. Für die Berechnung verschiedener Szenarien und Netzentwicklungs-pfade werden unterschiedliche Netzvarianten angelegt. Für jedes Szenario ergeben sich aus der optimierten Ausbauplanung kostenoptimale Übertragungskapazitäten, welche szenariospezifisch als gesetzte Variante im Netzmodell übernommen werden. In der Netzanalyse ergeben sich Engpässe bzw. unzulässige Netzzustände, (vgl. Bild 5). Anschließend werden geeignete Maßnahmen zur Behebung der Engpässe abgeleitet, woraus sich neue Untervarianten ergeben. Durch die

Rückgabe der abgeleiteten Systemanpassungen an die anderen Teilmodelle kann so iterativ eine gesamtheitliche teilprojektübergreifende Optimierung des deutschen elektrischen Energieversorgungssystems erfolgen.

Die Analyse und Bewertung der einzelnen Netzvarianten erfolgt anhand von probabilistischen Lastflussberechnungen und statistischen Beurteilungskriterien, wie in Bild 1 dargestellt. Hierzu werden für alle auftretenden Zustände, welche sich aus den Zeitreihen für Last und Erzeugung ergeben, AC-Lastflussberechnungen durchgeführt. Aus den Ergebnissen werden Häufigkeiten für bestimmte Zustände sowie Verteilungen für Spannungen und thermische Belastungen berechnet. Zusätzlich werden die Netzvarianten hinsichtlich der Häufig-

keit von Verletzungen des (n-1)-Kriteriums untersucht. Schließlich werden die unterschiedlichen Netzvarianten anhand hieraus abgeleiteter wahrscheinlichkeitsbasierter Kriterien bewertet. Die Betrachtung unterschiedlicher Szenarien auf probabilistischer Basis führt dazu, dass fundierte Empfehlungen für robuste Entwicklungspfade des elektrischen Energieversorgungssystems gegeben werden können.

5 Zusammenfassung

Im Rahmen des vom BMWi geförderten Vorhabens KOSiNeK wird basierend auf den geleisteten Vorarbeiten das elektrische Energieversorgungssystem Deutschlands und seiner Anrainerstaaten abgebildet, was zu Modellen von hoher Komplexität führt. Um dieser Rechnung zu tragen, sind neue methodische Ansätze sowie die Weiterentwicklung bestehender Ansätze aus den eingebundenen Fachdisziplinen der Mathematik, Informatik und Netzanalyse notwendig, welche zudem iterativ gekoppelt werden. So ist es zum einen möglich, technische und wirtschaftliche Aspekte hinsichtlich der Steuerung von Kraftwerken sehr detailliert abzubilden, zum anderen können netzregulatorische Vorgaben exakt berücksichtigt werden. Darüber hinaus können Energiemarkte einschließlich ihrer regulatorischen Rahmenbedingungen im europäischen Kontext untersucht werden.

Erste, hier vorgestellte Ergebnisse und Fortschritte zeigen signifikante Verbesserungen gegenüber dem bisherigen Modell und daraus abgeleiteten Ergebnissen. Durch die Anwendung neuer Verfahren bei der optimierten Ausbauplanung wurden die Rechenzeiten drastisch reduziert bzw. Instanzen die bis dato nicht gelöst werden konnten im Rahmen der Rechenzeit optimal gelöst. Im Simulationsmodell liefert die Berücksichtigung einer exakteren Kostenfunktion bei der Kraftwerkseinsatzplanung realitätsnähere Ergebnisse. Der zur Netzanalyse gewählte probabilistische Ansatz gewährleistet, dass fundierte Empfehlungen für robuste Entwicklungspfade des Systems gegeben werden können.

- [1] Bärmann, A.; Heidt, A.; Martin, A.; Pokutta S.; Thurner C.: Polyhedral approximation of ellipsoidal uncertainty sets via extended formulations: a computational case study, Computational Management Science (Springer), 2015, DOI: 10.1007/s10287-015-0243-0
- [2] Peter Bazan, Philipp Luchscheider und Reinhard German, "Rapid Modeling and Simulation of Hybrid Energy Networks," Proceedings of the 2015 SmartER Europe Conference, Essen, Germany, Februar 2015
- [3] Corradini, Roger; Konetschny, Claudia; Schmid, Tobias: FREM - Ein regionalisiertes Energiesystemmodell in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2017
- [4] Marco Pruckner, "Ein Simulationsmodell für den Energieumstieg in Bayern", FAU Erlangen-Nürnberg, Erlangen, Dissertation, 2015.
- [5] Christoph Thurner, „Optimal Capacity Planning for the Transition of Energy Systems: Mathematical Models, Methods and Solutions“, FAU Erlangen-Nürnberg, Erlangen, Dissertation, 2016.

Wege zur Fernwärme ohne fossile Energien

Dipl.-Ing. (FH) **Susanne Ochse**, GEF Ingenieur AG, Leimen;
Dipl.-Ing. **Frank Schöttke**, Stadtwerke Energie Jena-Pößneck GmbH;
Stefan Blömer M.Sc., ifeu-Institut, Heidelberg

Kurzfassung

In drei Forschungsvorhaben werden Möglichkeiten zur Integration von erneuerbaren Energien und Abwärme in Wärmenetze untersucht. Während das von 2010 bis 2012 laufende „Trafo“-Projekt die grundsätzlichen Möglichkeiten und Umsetzungsschritte zur Integration Erneuerbarer aufzeigt, wird im von 2012 bis 2015 laufenden Vorhaben „Integriertes Energie- und Wärmekonzept für Jena 2050“ deutlich, dass Erdgas-BHKW und -kessel die langfristig robust kostengünstigere Lösung zu sein scheinen. Eine Alternative besonders zum Einsatz von Biomasse in der Fernwärme bietet die Nutzung industrieller Abwärme. Deren Potenziale werden aktuell im Forschungsvorhaben NENIA ermittelt und räumlich zu den möglichen Wärmesensenken in Beziehung gesetzt.

1. Einleitung

Der Fokus der Energiewende in Deutschland lag über lange Jahre auf dem Stromsektor. Erst in den letzten Jahren rücken die Sektoren Mobilität und Wärmeversorgung stärker in den Mittelpunkt – und damit auch der Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung.

In Deutschland gibt es weit über 1.000 Nah- und Fernwärmesysteme. Durch den Umbruch im Strommarkt und die notwendigen Anstrengungen zur Reduzierung des Heizwärmebedarfs stehen die Betreiber von Wärmenetzen vor erheblichen Herausforderungen: Lohnt sich bei sinkenden Verbräuchen ein Ausbau oder eine größere Reinvestition in Fernwärmesetze? Wird die Wärme künftig aus zentralen Standorten oder verteilt ins Netz eingespeist? Welche Technologien werden die Wärme bereitstellen? Welche Möglichkeiten ergeben sich durch die Sektorenkopplung? Die GEF Ingenieur AG hat in den vergangenen Jahren in Forschungsprojekten mit unterschiedlichen Kooperationspartnern Fragestellungen untersucht, wie Bestandsfernwärmesetze transformiert und zukünftig mit höheren Anteilen erneuerbarer Wärme betrieben werden können. Dazu werden auch Simulations- und Optimierungswerzeuge eingesetzt und kombiniert. Im Folgenden werden die Ergebnisse aus drei Projekten zusammengefasst:

2. Transformation von fossiler zu erneuerbarer Fernwärme

Der folgende Abschnitt fasst ausgewählte Ergebnisse des Forschungsvorhabens "Transformationsstrategien von fossiler zentraler FernwärmeverSORGUNG zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien" ("Trafo") zusammen, das vom ifeu-Institut gemeinsam mit GEF und dem AGFW durchgeführt wurde. Die vom Bundesumweltministerium von 2010 bis 2012 geförderte Untersuchung beschreibt Wege, um den Anteil erneuerbarer Energien an der Fernwärme zu erhöhen und untersucht auch die Auswirkungen dieser Transformation auf die CO₂-Emissionen [2]. Aus der Untersuchung lassen sich folgende Kern-Ergebnisse für Transformationsstrategien ableiten:

- **Keine Scheu vor kleinen Schritten**

Eine Transformation von fossiler in Richtung erneuerbarer Fernwärme ist in großen Bestandsnetzen grundsätzlich möglich. Aus wesentlichen Einflussgrößen (technologische Umsetzbarkeit, Investitionsvolumen, Ertragskraft bzw. Preissteigerungsmöglichkeiten, Zeitrahmen) leitet sich ein schrittweises, auf das individuelle Netz angepasstes Vorgehen ab.

- **100 % erneuerbare Fernwärme**

Die Modellrechnungen ergeben, dass ein sehr hoher Anteil an erneuerbaren Energien (EE) und ein vertretbarer Endkundenpreis gleichzeitig schwer zu erreichen sind. Ein Anteil von 50 - 75 % erneuerbarer Wärme scheint ein Grenzwert zu sein.

- **Hohes Temperaturniveau als Hemmnis**

Um das Spektrum erneuerbarer Energiequellen zu verbreitern, die für eine Netzintegration in Frage kommen, ist es hilfreich, sowohl die Vorlauf-, als auch die Rücklauftemperaturen der Wärmenetze zu reduzieren.

- **Umgang mit verteilter Einspeisung**

Für eine stark räumlich verteilte Einspeisung existieren keine umfangreich erprobten Regelkonzepte.

- **Potenziale für die Sektorenkopplung Wärme/Strom**

Am Beispiel der Länder Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg wird abgeschätzt, wie hoch das Wärmepotenzial aus Überschusswindstrom 2020 und 2030 im Verhältnis zur aktuellen FernwärmeverSORGUNG in den 142 Wärmenetzen in diesen Bundesländern sein wird (2020 = 1,3%, 2030 = 4,8%). Power-to-Heat-Lösungen auf Basis von erneuerbaren Stromüberschüssen können somit einer der kleinen Schritte sein, um Fernwärme erneuerbarer zu machen.

Transformationsstrategie für die Modellregion Jena

Ein Arbeitspaket der Trafo-Studie war, für das Fernwärmennetz der Stadtwerke Energie Jena-Pößneck eine Transformationsstrategie zu entwickeln. Am Beispiel dieser Modellregion lässt sich zeigen, warum eine Strategie der kleinen Schritte zielführend sein kann. Das von 2012 bis 2015 entwickelte Konzept macht jedoch auch beispielhaft deutlich, dass die kurz getaktete Änderungsgeschwindigkeit der Randbedingungen in der Energiewirtschaft Risiken für die Umsetzung notwendigerweise langfristig angelegter Wandlungsprozesse von Infrastrukturen birgt.

Jena hat knapp über 100.000 Einwohner und ist geprägt durch eine Vielzahl kleinerer Technologiefirmen, mehrere international agierende Unternehmen sowie seine Hochschulen. Obwohl auch Jena nach 1990 einen Bevölkerungsrückgang erlebte, ist diese Entwicklung weniger dramatisch als in anderen Städten. Insgesamt liegt der Anteil der leitungsgebundenen Energieträger Gas und Fernwärme am Wärmemarkt in Jena mit über 90 % sehr hoch. Das bestehende Fernwärmennetz (Schema siehe Bild 1) versorgt ca. 60 % der Wohnungen und befindet sich in einem altersgemäß guten Zustand.

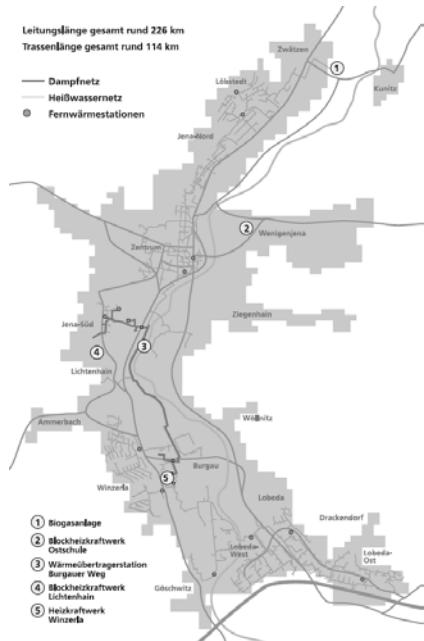


Bild 1: Schema des Fernwärmesystems in Jena (Stand 2014)

Das Fernwärmesystem weist mehrere Merkmale auf, die für große Bestandsfernwärmnetze nicht untypisch sind:

- Die Fernwärmeeinspeisung erfolgt fast ausschließlich von einem großen Erzeugerstandort aus (monozentrisch).
- Die Fernwärme wird von einer Erdgas-GuD-Anlage mit einer großen Leistungsklasse (197 MW_{el}, 225 MW_{th}) bereitgestellt.
- Fast 100 % der Fernwärme wird in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt.
- Der größte Teil des Fernwärmennetzes wird als Heißwassernetz mit gleitender Vorlauftemperatur (95-130 °C) betrieben.

In Absprache mit den Stadtwerken Energie werden zunächst drei Optionen zur Integration erneuerbarer Energien ausgewählt (s. Tabelle 1). Auf die Einbeziehung fester Biomasse als Option wird aus Gründen des Immissionsschutzes verzichtet (häufige Inversionswetterlage im Saaletal).

Tabelle 1: Übersicht der erneuerbaren Varianten für das Fernwärmennetz Jena

Variante	Kurzbeschreibung
0	Basisvariante (GuD + Biogas-BHKW Zentral-Kläranlage)
1	Biogas-BHKW im südlichen Netzteil
2	Biomethan-BHKWs
3	Solarthermie (Vakuumröhrenkollektoren)

Die Optionen werden untersucht und nach technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien verglichen. Dabei erweist sich für Solarthermie u.a. als nachteilig, dass sie aufgrund der begrenzten Flächenverfügbarkeit im Saaletal nur einen sehr beschränkten Beitrag zur Fernwärmennetzeinspeisung leisten kann. Zum Zeitpunkt der Untersuchung war nach dem EEG 2012 noch eine Förderung für Biomethan- und Biogas-BHKW vorgesehen, die diese Form der erneuerbaren Wärme aus wirtschaftlicher Sicht zur Option machte.

Bild 2 zeigt eine Jahresdauerlinie der Fernwärmennetzeinspeisung für das Jahr 2030. Hierfür wird ein Wärmeverbrauch von 300 GWh gemäß Effizienz-Szenario aus dem im Auftrag der Stadtwerke Energie erstellten Wärmeatlas für Jena [3] zugrunde gelegt, der einen Rückgang um etwa 25 % vom heutigen Niveau prognostiziert. Zusätzlich wird für die Jahresdauerlinie angenommen, dass die Fernwärme-Netzverluste durch erfolgte Temperaturabsenkungsmaß-

nahmen von 15 % auf 10 % gesenkt werden können. Für die Entwicklung der Fernwärmeerzeugung bis zum Jahr 2030 werden folgende Annahmen getroffen: Zwischen 2015 und 2020 werden 7,2 MW_{th} an heißgekühlten Biomethan-BHKW zugebaut werden, als Sofortmaßnahme zur Erhöhung des erneuerbaren Anteils auf 14 % gemäß dem Ziel des EEWärmeG.

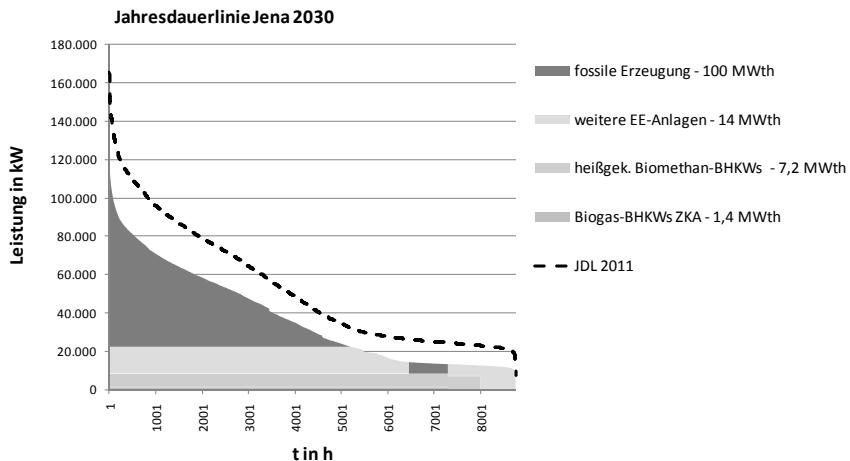


Bild 2: Fernwärmeerzeugung für Jena 2030 (Basis für Jahresdauerlinie: Wärmeatlas)

Die Erdgas-GuD-Anlage geht wie geplant in 2025 außer Betrieb und wird durch weitere 14 MW_{th} erneuerbare Erzeugung sowie durch Erdgaskessel ersetzt. Damit würde rund 50 % der Wärme aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. In diesem Szenario wird die erneuerbare Wärme vollständig in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt (Biogas und Biomethan). Die verbleibende fossile Erzeugung (rund 50 % der Netzeinspeisung) wird 2030 aufgrund der niedrigen Vollbenutzungsstundenzahl (ca. 1.600 Vbh) nicht von einer neuen fossilen KWK-Anlage, sondern aus Erdgaskesseln geliefert. In Tabelle 2 sind die Eckdaten dieser Transformationsstrategie dargestellt.

Tabelle 2: Eckdaten der Transformationsstrategie Jena

Jahr	Wärmeverbrauch (bezog. auf 2010)	Anteil EE an der Netz- einspeisung	Erneuerbare Erzeugungsan- lagen (MW _{th})
2010 Basisvariante	100%	2,2%	1,4 MW Biogas-BHKW ZKA
2010 plus sofortiger Zubau EE	100%	14,5%	1,4 MW Biogas-BHKW ZKA 7,2 MW Biomethan-BHKWs
2030 ohne weiteren Zubau EE	75%	21%	1,4 MW Biogas-BHKW ZKA 7,2 MW Biomethan BHKWs
2030 mit weiterem Zubau EE nach 2010	75%	51%	1,4 MW Biogas-BHKW ZKA 7,2 MW Biomethan BHKWs 14,0 MW weitere EE-Anlagen
2050	54%	62%	1,4 MW Biogas-BHKW ZKA 7,2 MW Biomethan BHKWs 14,0 MW weitere EE-Anlagen

Neben dem Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen sind Maßnahmen zur Temperaturabsenkung von hoher Bedeutung für die Integration regenerativer Wärme. Vorlauftemperaturen von > 100 °C können von vielen erneuerbaren oder Abwärmequellen nicht bereitgestellt werden.

Die entwickelte Strategie macht deutlich, dass es zur Erreichung eines erheblichen Anteils erneuerbarer Wärme nicht zwingend ist, große Erzeugungseinheiten (im dreistelligen MW-Bereich) durch erneuerbare Techniken zu ersetzen. Ein schrittweiser Zubau kleinerer Einheiten kann – gemeinsam mit einer Reduktion der Verbrauchsseite – ebenso zum Ziel führen.

3. Integrales Energie- und Wärmekonzept für Jena 2050

Im Anschluss an das Trafo-Projekt haben die Stadtwerke Energie ein Gesamtkonzept für Fernwärmennetz und –erzeugung gemeinsam mit den Projektpartnern B.&S.U. GmbH, TU Dresden und GEF Ingenieur AG im Forschungsvorhaben "Integrales Energie- und Wärmekonzept für Jena 2050" erarbeitet [1]. Ziel der vom Bundeswirtschaftsministerium geförderten Untersuchung ist die Konzeption eines sowohl nachhaltigen als auch wirtschaftlichen und gleichzeitig ebenso robusten wie flexiblen Wärme- bzw. Wärmeverbundsystems mit einem Zeithorizont bis 2050. Dieses System soll möglichst gleichermaßen geeignet sein für den Anschluss dezentraler Erzeugereinheiten sowie für die Einbindung neuer Erzeugertechnologien, z. B. auf der Basis erneuerbarer Energien.

Methodik

In Bild 3 ist das methodische Vorgehen im Projekt schematisch dargestellt. In drei Arbeitspaketen werden dabei EDV-gestützte Simulations- und Optimierungswerkzeuge eingesetzt (fett umrandete Pakete). In intensiven Analysen und Gesprächen mit kommunalen Akteuren wird ein Ist-Stand zur Stadtentwicklung und zur Wärmebedarfsstruktur erhoben (Arbeitspaket B.&S.U. GmbH). Der überwiegende Teil des Gebäudebestandes ist in Jena bereits mindestens einmal wärmesaniert worden, eine zweite umfassende Sanierungswelle wird in absehbarer Zeit nicht erwartet. Auf Basis der Analysen werden langfristige Trends für Sanierungsraten abgeleitet.

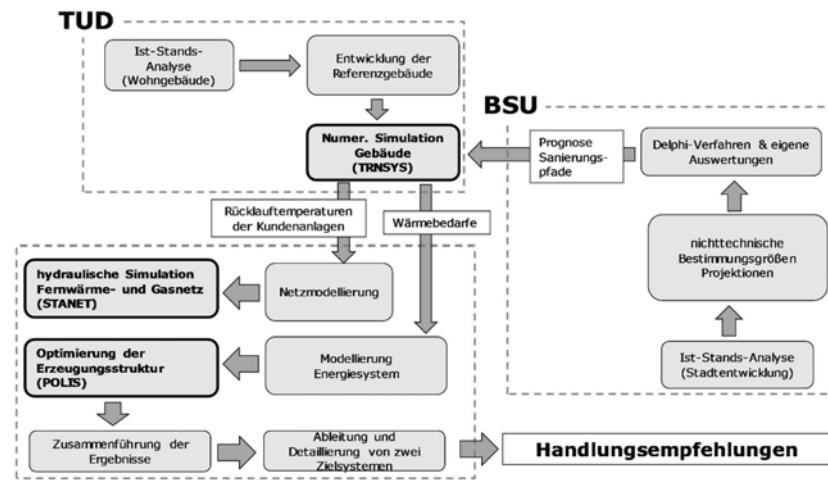


Bild 3: Projektstruktur Wärmekonzept Jena 2050 mit Simulations- und Optimierungs-Arbeitspaketen

Die Wohngebäude in Jena werden in 45 Typen nach Gebäudegröße und Baualtersklassen kategorisiert. Für jeden Wohngebäudetyp wird ein TRNSYS-Modell erstellt und per Simulation der Wärmebedarf für den aktuellen Sanierungszustand und für den in der EnEV 2009 für Neubauten vorgeschriebenen Zustand ermittelt (Arbeitspaket TU Dresden). Aufbauend auf den Ergebnissen zur Stadtentwicklung und aus der Gebäudesimulation werden zwei Pfade für die Sanierungsraten und -tiefe definiert und die Wärmebedarfsentwicklung bis zum Jahr 2050 projiziert. Anschließend werden aus den Daten Lastentwicklungen für das Gas- und Fernwärmenetz abgeleitet und mit Modellen im thermohydraulischen Simulationsprogramm STANET die

Möglichkeiten und Grenzen der Netze untersucht. Als Werkzeug für die Ermittlung kostenoptimaler Anlagenkombinationen zur Fernwärmeverzeugung für das Energiesystem Jena wird das Optimierungswerkzeug POLIS eingesetzt (Programm zur Optimierung Lokaler Infrastruktur-Systeme). Die Ergebnisse aus den Hydrauliksimulationen und der Energiesystemoptimierung werden anschließend zusammengeführt und dienen als Grundlage für die strategische Entscheidung über zwei Vorzugsvarianten für die zukünftige Energie- und Wärmeversorgung in Jena. Für die Vorzugsvarianten werden im letzten Arbeitsschritt konkrete Umsetzungsmaßnahmen formuliert.

Ergebnisse

Wärmebedarfsentwicklung: Als Zielvorgabe für die Sanierungstiefe wird für Wohngebäude der Standard der EnEV 2009 definiert. Für Nicht-Wohngebäude werden in Absprache mit den Stadtwerken Energie spezielle Annahmen getroffen. Im Pfad "variable Sanierungsrate" wird unterstellt, dass bis 2050 ca. 30 % der Wohngebäudefläche auf diesen Standard wärmesaniert werden. Dies führt gegenüber dem Basisjahr 2011 zu einem Wärmerückgang von 19 %. Im Pfad "Deutschland-Ziel" werden 86 % der Wohngebäudefläche saniert (Wärmerückgang um 37%). Damit erfolgt in diesem Pfad eine fast vollständige Sanierung aller Wohngebäude, womit näherungsweise der von der Bundesregierung gewünschte klimaneutrale Wohngebäudebestand erreicht wird. Die Ergebnisse der TRNSYS-Simulationen zum Wärmelastgang der Typengebäude werden mit der Typologie aus dem vorhandenen Wärmeatlas verschnitten und Summenlastgänge für die Medien Gas, Fernwärme und sonstige Energieträger erstellt.

Hinsichtlich der räumlichen Verteilung des Wärmebedarfs im Jahr 2050 verbleiben auch im ambitionierten Sanierungspfad "Deutschland-Ziel" große Stadtgebiete mit einer ausreichend hohen Wärmedichte, um eine langfristige Perspektive für die Fernwärme zu bieten. Es zeigt sich jedoch, dass die bereits heute vorhandenen Gebiete mit geringer Wärmedichte zwischen den lokalen Zentren weiter an Wärmedichte verlieren. Das führt zu der Frage, ob es langfristig sinnvoll ist, ein Fernwärme-Gesamtnetz aufrecht zu erhalten oder ob das Netz auf Netzinseln reduziert werden sollte.

Gas- und Fernwärmennetzstruktur: Für die hydraulischen Netz-Simulationen (Gas und Fernwärme) werden daher drei strukturell unterschiedliche Szenarien der Fernwärme-Erzeugung untersucht: Im Szenario 1 wird das Gesamtnetz beibehalten und im Pfad 1a aus einem zentralen Erzeugerstandort im Süden Jena versorgt. Im Pfad 1b wird untersucht, ob es hydrau-

lisch machbar ist, Fernwärme gasbasiert in neun verteilten Standorten zu erzeugen. Im Szenario 2 werden vier Netzinseln entworfen, die jeweils aus einer zentralen Erzeugungsanlage gespeist werden. Für alle drei Struktur-Szenarien (s. Bild 4) wird die Machbarkeit sowohl im Fernwärme- als auch im Gasnetz mit dem Thermohydraulik-Werkzeug STANET untersucht (Arbeitspaket GEF Ingenieur AG).



Bild 4: Szenarien der Fernwärme-Netzentwicklung

Die Simulationsergebnisse für Fernwärme zeigen, dass alle drei Szenarien hydraulisch möglich sind, da das Netz erhebliche Kapazitätsreserven bietet. Bei moderatem Wärmebedarfsrückgang erweist sich die Weiternutzung des Gesamtnetzes als sinnvoll bis Sprunginvestitionen zur Netzsanierung notwendig werden. Im Gasnetz ist die Kapazität limitiert. Die Simulationen zeigen aber, dass durch Schaffung von Maschenschlüssen die Flexibilität im Gasnetz deutlich erhöht werden kann. Bei Umsetzung dieser Maßnahme sind alle drei Netz-Szenarien auch gasseitig machbar.

Fernwärme-Erzeugerpark: In der Energiesystemmodellierung mit dem Optimierungswerkzeug POLIS werden für die verschiedenen Wärmebedarfspfade und Netzstruktur-Szenarien für bis zu fünf Stützjahre (2015, 2020, 2025, 2030, 2050) und für drei Energiepreis-Pfade (unterer Pfad, oberer Pfad, konstante Fortschreibung der aktuellen Preissituation) kostenoptimale Fernwärme-Erzeugerparks ermittelt (Arbeitspaket GEF Ingenieur AG). Dabei erweist sich eine Kombination aus großen KWK-Anlagen und Erdgaskesseln in einer überwiegenden Zahl der Berechnungen als kostenoptimale Lösung (siehe Bild 5). Bei deutlich steigenden Energie- und

CO₂-Preisen leisten ab 2030 Solarthermieanlagen einen Beitrag, im Jahr 2050 auch Biomasse-HKW.

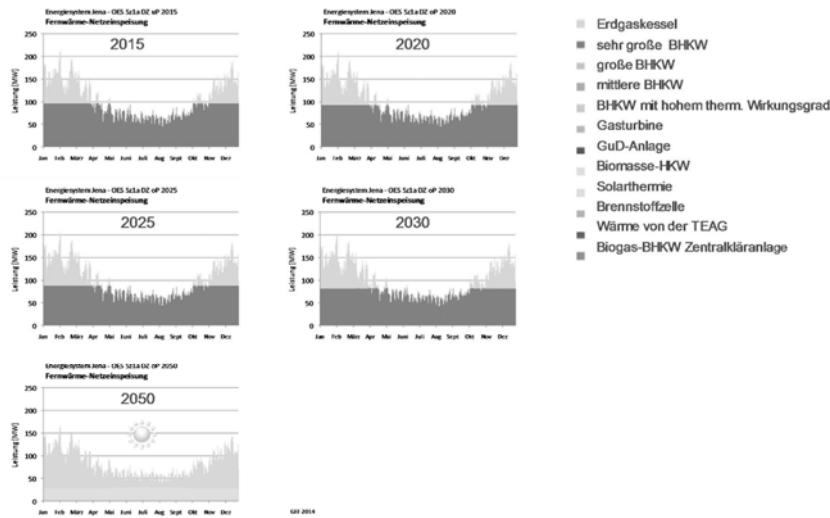


Bild 5: Beispiel für POLIS-Ergebnisse eines kostenoptimierten Erzeugerparks

Umsetzungspfad: Abgeleitet aus den Ergebnissen der STANET-Simulationen und POLIS-Optimierungen werden zwei Zielsysteme für die Wärmeversorgung in Jena definiert. In beiden Fällen wird die Weiternutzung des Fernwärmegesamtnetzes unterstellt, einmal kombiniert mit einer zentralen und einmal mit einer auf drei Standorte verteilten Erzeugung der Grundlast. Die beiden Zielsysteme werden auf technische Machbarkeit (Gasnetz, Fernwärmennetz, Stromnetz) untersucht und wirtschaftlich bewertet. Die zentrale Erzeugung zeichnet sich durch einfacheren Netzbetrieb aus. Die verteilte Erzeugung ermöglicht dagegen die stufenweise Umsetzung bei erhöhter Versorgungssicherheit und Flexibilität. Erzeugungsseitig werden zusätzlich zu Erdgas- auch Biomethan-BHKW untersucht. Die wirtschaftlich nicht ausreichend attraktive Förderung von Biomasse-Anlagen im (seit der Trafo-Studie novellierten) EEG 2014 erweist sich dabei jedoch als Hemmnis für den Ausbau der erneuerbaren Fernwärme in Jena.

Aktueller Stand: Auch das aktuell gültige EEG 2017 bringt für Biomasse-KWK-Anlagen keine Verbesserung. Um Alternativen zu entwickeln, hat eine Tochtergesellschaft der Stadtwerke Energie 2016 eine knapp 100 m² große solarthermische Testanlage in Betrieb genommen, um Erfahrung mit der direkten Einspeisung solar erzeugter Wärme in das Fernwärmennetz zu sammeln (s. Bild 6).



Bild 6: Solarthermie-Anlage zur Einspeisung ins Fernwärmennetz Jena

Aufgrund der Flächenkonkurrenz im schmalen Saaletal konnte eine deutlich größere solarthermische Anlage bisher nicht ins Auge gefasst werden. Untersucht werden außerdem derzeit die Potenziale im Bereich (mit 700 m unter Geländeoberkante) mitteltiefer geothermischer Wärme. Die bisherigen Ergebnisse zeigen jedoch, dass nur ein geringes Temperaturniveau zu erwarten ist. Des Weiteren werden Potenziale zur Nutzung „kalter“ Fernwärme aus dem Ablauf der Kläranlage untersucht.

4. Netzgebundes Nutzung industrielle Abwärmequellen

Eine mögliche Ergänzung zu erneuerbaren Energiequellen stellt die Abwärmenutzung dar, die als Brückentechnologie eine signifikante Einsparung von Primärenergie ermöglicht. Hier setzt das Forschungsvorhaben NENIA an, in dem aktuell deutschlandweite Potenziale zur thermi-

schen, netzgebundenen Nutzung industrieller Abwärmequellen (z.B. aus Rauchgasen, bottom-up-Ansatz) unter Berücksichtigung geeigneter Kenngrößen technisch und wirtschaftlich abgeschichtet sowie räumlich hochauflöst auf einer GIS-Plattform dargestellt werden. Dabei wird ein ganzheitlicher Ansatz verfolgt, der neben der Dargebotsseite sowohl die Wärmesenke (hier: Wärmebedarf von Wohn- und Nichtwohngebäuden) als auch die Wärmeverteilung (im Sinne einer umfassenden Netzbestandsanalyse und Ausweisung wirtschaftlich erschließbarer Nahwärmepotenziale) in die Modellierung einbezieht. Untersucht wird auch die Nutzbarkeit der GIS-Plattform als Informationsinstrument im Wärmemarkt.

Das Projekt wird von vier Partner durchgeführt: ifeu – Institut für Energie und Umweltforschung, Indevo GmbH, geomer GmbH und der GEF Ingenieur AG. Es hat eine Laufzeit bis 2018. In Bild 7 sind die sieben Arbeitspakete des Projektes dargestellt.

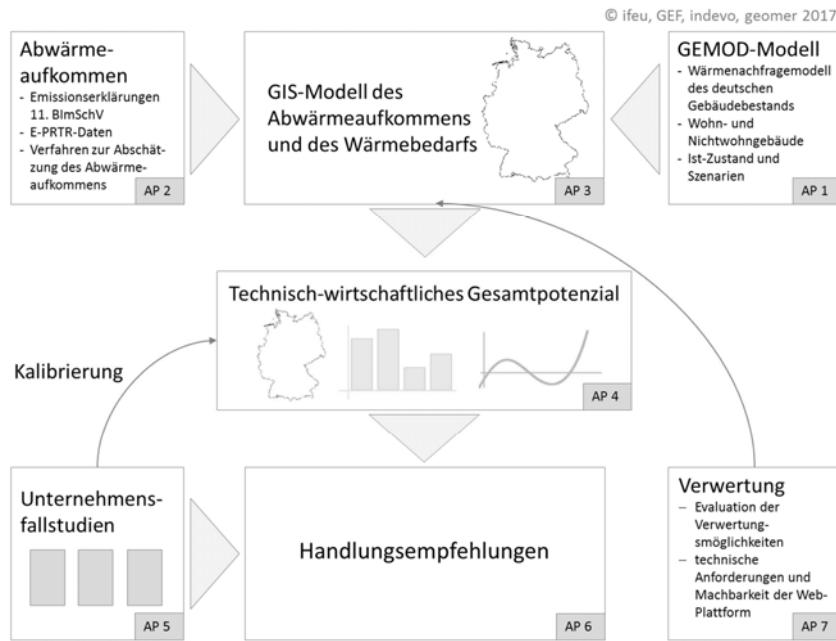


Bild 7: Projektstruktur NENIA

Zur Erhebung der industriellen Wärmequellen wurden die Emissionserklärungen nach der 11. BImSchV für das gesamte Bundesgebiet räumlich ausgewertet und klassifiziert. In einem zweiten Schritt wurden diese Daten mit zusätzlichen Standorten aus dem europäischen Pollutant Release and Transfer Register (EPRTR) ergänzt und abgeglichen. Die aktuelle Datenbank umfasst somit mehr als 4.000 Industriestandorte, denen jeweils ein theoretisches Abwärmepekial hinterlegt wurde.

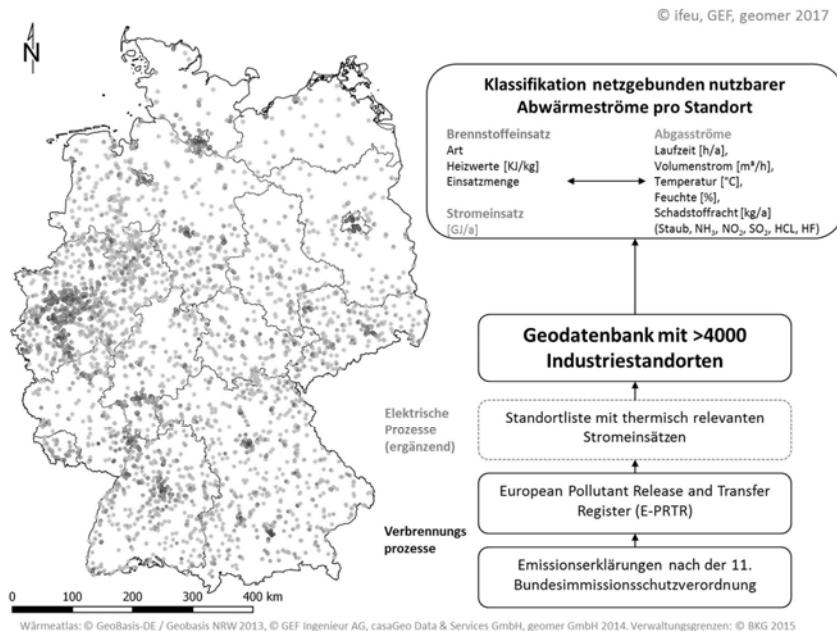


Bild 8: Klassifikation netzgebunden nutzbarer Abwärmeströme aus Emissionsdaten einzelner Industriestandorte

In einem nächsten Schritt werden die klassifizierten Abwärmeströme mit dem Wärmebedarfsmodell für Wohn- und Nichtwohngebäude gekoppelt, sodass eine technisch-wirtschaftliche Bewertung der Abwärmepekialen erfolgen kann.

Literatur

- [1] Ochse, S., Schöttke, F. et al.: Integrales Energie- und Wärmekonzept für Jena 2050. Endbericht Forschungsprojekt des BMWI mit FKZ 03ET1146A erarbeitet von der GEF Ingenieur AG, der TU Dresden, B.&S.U. und den Stadtwerken Energie Jena-Pößneck 2015
- [2] Paar, Angelika, Ochse, S. et al.: Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien. Endbericht Forschungsprojekt des BMU mit FKZ 0325184 erarbeitet von ifeu-Institut, GEF Ingenieur AG, und AGFW. AGFW-Schriftenreihe Forschung und Entwicklung Heft 24. Heidelberg, Leimen, Frankfurt: Februar 2013.
- [3] Information über Wärmealas Jena. E-Mail von Dr. W. Lützner, Stadtwerke Energie Jena-Pößneck, 28.08.2012

Modellgestützte Analyse der Bereitstellung von Flexibilität auf dem Strom- und Regelleistungsmarkt in Deutschland

M.Sc. Thomas Künzel,

Institut für Energiesystemtechnik (INES), Hochschule Offenburg;

Dr.-Ing. Florian Klumpp,

Energiewirtschaft & Umwelt, Fichtner GmbH & Co. KG, Stuttgart;

Prof. Dr. Anke Weidlich,

Institut für Nachhaltige Technische Systeme (INATECH),

Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

Kurzfassung

Im vorliegenden Beitrag wird ein Strommarktsimulationsmodell entwickelt, mit dessen Hilfe die Bereitstellung von Flexibilität auf dem Strom- und Regelleistungsmarkt in Deutschland modellgestützt analysiert werden soll. Das Modell bildet dabei zwei parallel verlaufende, zentrale Wettbewerbsmärkte ab, an denen Akteure durch die individuelle Gebotsermittlung handeln können. Die entsprechend hierzu entwickelte Gebotslogik wird detailliert erläutert, wobei der Fokus auf der Flexibilität fossil-thermischer Kraftwerke liegt. In der anschließenden Gegenüberstellung mit realen Marktpreisen zeigt sich, dass die verwendete Methodik und die Gebotslogik den bestehenden Markt und dessen Marktergebnis in geeigneter Form wiederspiegeln, wodurch zukünftig unterschiedlichste Flexibilitätsszenarien analysiert und Aussagen zu deren Auswirkungen auf den Markt und seine Akteure getroffen werden können.

1 Einleitung

Durch die überwiegende Erschließung von Wind- und Solarenergiepotenzialen in Deutschland ist davon auszugehen, dass die hierdurch verursachten Schwankungen im Stromnetz zunehmen und infolge des Rückgangs fossil-thermischer Erzeugungseinheiten vermehrt durch die Flexibilität anderer Systemkomponenten ausgeglichen werden müssen. Daher wird deren effiziente Bereitstellung im Markt zukünftig eine gesteigerte Rolle spielen. Die Integration sogenannter Flexibilitätsoptionen in den bestehenden Markt stellt aus heutiger Sicht jedoch eine Herausforderung dar: An den Strom- und Regelleistungsmärkten in Deutschland entscheiden sich Einsatz und somit wirtschaftlicher Erfolg lediglich über den Gebotspreis, weshalb jede neue Flexibilitätsoption gleichermaßen mit dem bestehenden, häufig bereits abgeschriebenen und vorwiegend fossil-thermischen Kraftwerksporfolio konkurriert. Unter diesen Bedingungen gilt es, neue Akteure am Markt zu etablieren und Investitionen zu refinanzieren. Es ist daher

unerlässlich zu analysieren, unter welchen zukünftigen Marktbedingungen die Integration individueller Flexibilitätsoptionen aus unternehmerischer Sicht erfolgreich ist und ob hinsichtlich der Wahrung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch auch in Zukunft ein hinreichender Anteil an Flexibilität im Strommarkt vorhanden sein wird. Hierzu wird nachfolgend ein Strommarktsimulationsmodell entwickelt, mit dessen Hilfe die Bereitstellung von Flexibilität sowie die Preisentwicklung auf dem Strom- und Regelleistungsmarkt analysiert werden kann.

2 Stand der Forschung

Bei der modellgestützten Untersuchung von Strom- und Regelleistungsmärkten dominieren gemischt ganzzahlige Optimierungsmodelle (s. exempl. [1], [2], [3]). Nichtsdestoweniger fand auch die Simulation in der Vergangenheit bereits Anwendung, etwa im Modell PowerACE, welches bei vielseitigen energiewirtschaftlichen Analysen zu Einsatz kam (s. exempl. [4], [5]). Ungeachtet der Modellierungsmethode sind die technischen und ökonomischen Aspekte von Flexibilität bereits in einer Vielzahl differenzierter Studien untersucht worden: So entwickeln Ulbig und Andersson [6] einen mathematischen Rahmen zur Quantifizierung und Visualisierung der technisch verfügbaren Flexibilität einzelner Erzeugungseinheiten in Einzelzeitschritten. Brouwer et al. [7] bewerten hingegen die zukünftige Flexibilität fossil-thermischer Kraftwerke in den Niederlanden, wobei zur modellgestützten Untersuchung eine Kombination aus Optimierungs- und Simulationsmodell gewählt wurde. Ähnlich spezifische Untersuchungen, wie bspw. von Steurer et al. [8] zum Themenkomplex Demand Side Management sowie Fürstenwerth und Waldmann [9] zu Speicheranwendungen untersuchen in gleichem Maße differenziert das Potenzial einzelner Flexibilitätsoptionen. In einem übergeordneten Gesamtkontext betrachten hingegen Brunner und Müller [10] ökonomische Aspekte verschiedenster Flexibilitätsoptionen, Koch et al. [11] analysieren diese außerdem in einem Optimierungsmodell. In Abgrenzung zu den bereits durchgeföhrten Untersuchungen ist es mit dem nachfolgend entwickelten Modell möglich, das Zusammenspiel mehrerer Märkte sowie den darin stattfindenden Handel mit Flexibilität zu analysieren, techno-ökonomische Aspekte bestehender Studien anzuwenden sowie die marktbasierteren Opportunitätskosten einzelner Flexibilitätsoptionen zu quantifizieren und unmittelbar innerhalb der Gebotsstrategien anzuwenden.

3 Methodik

Wie Abbildung 1 darstellt, umfasst das Strommarktsimulationsmodell die getrennte Abbildung des Strom- und Regelleistungsmarktes. Marktteilnehmer haben (gemäß ihrer techno-ökonomischen Charakteristik) die Möglichkeit, an beiden Märkten gleichzeitig durch Gebotsabgabe teilzunehmen. Marktoperatoren beider Märkte sammeln die Gebote, aggregieren diese und

melden das Ergebnis der anschließenden Markträumung an alle Marktteilnehmer. Der geographische Rahmen wird auf das Marktgebiet Deutschland gelegt, wodurch das Ausland nur stark eingeschränkt berücksichtigt wird.

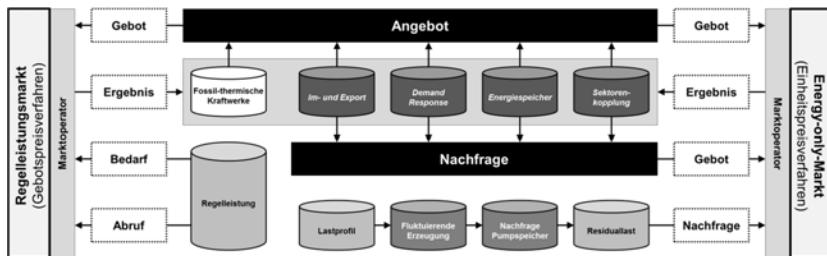


Bild 1: Schematische Darstellung des Strommarktsimulationsmodells

Modellexogene Einflussgrößen (in Abbildung 1 in zylindrischer Form dargestellt) sind, neben den verschiedenen Anlagendatenbanken der Marktteilnehmer, der Regelleistungsbedarf und -abruft sowie die, um die Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und die Nachfrage von Pumpspeicherwerkten verringerte, Lastgangkurve Deutschlands. Die Implementierung des Modells erfolgt mittels der Programmiersprache Python.

Der Strommarkt wird als Energy-Only-Markt (EOM) ausgeführt, bei dem Energie kurzfristig auktioniert und ein einheitlicher viertelstündlicher Marktpreis als Schnittpunkt aus Angebot und Nachfrage ermittelt wird (Einheitspreisverfahren). Jeder Marktteilnehmer kann zu Beginn der zyklisch wiederkehrenden Marktintervalle durch individuelle, dezentral ermittelte Volumen-Preis-Tupel einerseits Teilmengen seiner installierten Kapazität als Angebot am Markt platzieren oder einen geplanten Stromverbrauch als Nachfrage in den Markt geben. Da es sich hierbei um eine rein marktbasierte Umsetzung handelt, erfolgen Markträumung und physische Erfüllung im selben Zeitschritt wie die Gebotsabgabe.

Die Gebotsabgabe am Regelleistungsmarkt (RLM) findet in einer vierstündlich wiederkehrenden Ausschreibung statt, sodass es in jedem sechzehnten Simulationsschritt des Modells zu einer parallelen Vermarktung kommt, in der beide Märkte zur Gebotsaufgabe aufrufen, wobei der RLM Vorrang hat. Am dargestellten RLM wird Leistung gehandelt, wobei zwischen den beiden Qualitäten ‚positiv‘ und ‚negativ‘ unterschieden wird. Eine Unterteilung in verschiedene Produkte wie die Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung findet nicht statt. Das auktiionierte Marktvolumen umfasst die Ausschreibungsmenge der heutigen Sekundär- und Minutenreserve, wohingegen die technische Präqualifikation nach den heutigen Maßstäben der Sekundärreserve erfolgt (bspw. vollständiger Leistungsabruft innerhalb von 5 Minuten). Durch

ein Volumen-Preis-Tupel ähnlich dem des EOM (wobei jedoch zwischen Arbeits- und Leistungspreis unterschieden werden muss) können Akteure Teile ihrer Leistung am Markt anbieten. Mit dem Einholen der Gebote geht auch die vierstündlich stattfindende Markträumung nach Leistungspreis (Gebotspreisverfahren) samt entsprechender Rückmeldung an die Akteure einher. Kongruent zum parallel verlaufenden EOM erfolgt die Markträumung nach Arbeitspreis anschließend viertelstündlich entsprechend des modellexogen vorgegebenen Regelleistungsabrufs. Der gesamte Prozess ist noch einmal in Abbildung 2 verdeutlicht.

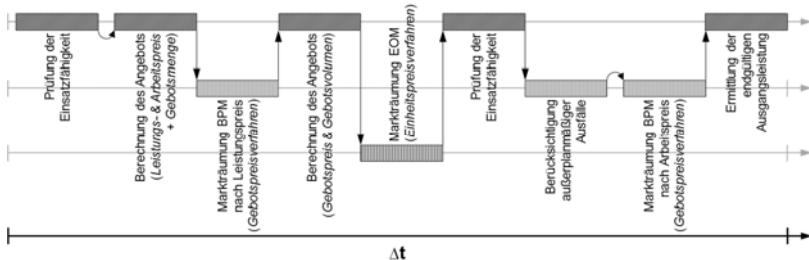


Bild 2: Zeitstrahl eines vollumfänglichen Simulationsschrittes Δt

4 Modellierung der Flexibilitätsoptionen am Beispiel fossil-thermischer Kraftwerke

Jedem der in Abbildung 1 dargestellten Akteure ist eine Gebotslogik hinterlegt, die auf einer zuvor durchgeführten Analyse der technisch-ökonomischen Charakteristika jeder Flexibilitätsoption basiert (vgl. [12]). Zur Veranschaulichung wird nachfolgend die Gebotsstrategie fossil-thermischer Kraftwerke exemplarisch erläutert, um die gewählte Methodik zu verdeutlichen. Tabelle 1 stellt die dabei verwendeten Parameter und Indizes dar. Eine detaillierte Beschreibung aller Akteure aus Abbildung 1 ist aufgrund des begrenzten Umfangs nicht möglich; Tabelle 2 gibt jedoch einen Überblick.

Tabelle 1: Nomenklatur des Strommarktmodells

Index	Beschreibung	Einheit	Index	Beschreibung	Einheit
<i>B</i>	Gebotspreis	(€/MWh)	<i>mc</i>	Grenzkosten der Erzeugung	(€/MWh)
<i>bpm</i>	Regelleistungsmarkt		<i>mr</i>	Must-run-Anteil	
<i>c</i>	Kosten	(€/MWh)	<i>offl</i>	Offline	
<i>cm</i>	Deckungsbeitrag	(€/MW)	<i>p</i>	Preis	(€)
<i>con</i>	Bestätigt/kontrahiert		<i>P</i>	Leistung	(MW)
<i>cp</i>	Leistungspreis	(€/MW)	<i>PFC</i>	Price Forward Curve	
<i>d</i>	Dauer		<i>rd</i>	Lastsenkung	
<i>E</i>	Energie	(MWh)	<i>ru</i>	Last erhöhung	
<i>ef</i>	Emissionsfaktor		<i>sd</i>	Kraftwerksabfahrt	
<i>eom</i>	Energy-only-Markt		<i>su</i>	Kraftwerksanfahrt	
<i>ep</i>	Arbeitspreis	(€/MWh)	<i>t</i>	Zeitpunkt (EOM)	
<i>fcst</i>	Forecast/Prognose		<i>τ</i>	Zeitpunkt (RLM)	
<i>flex</i>	Flexibilitätsanteil		<i>var</i>	Variabler Kostenanteil	
<i>FPP</i>	Fossil-thermisches Kraftwerk		$Δt$	Handelsintervall EOM (15 min)	(h)
<i>i</i>	Individueller Akteur		$Δτ$	Handelsintervall RLM (4 h)	(h)
<i>M</i>	Marktpreis Strom	(€/MWh)	$η$	Wirkungsgrad (eta)	(%)

Der fossil-thermische Kraftwerkspark wird innerhalb des Modells kraftwerksscharf abgebildet und umfasst im Referenzjahr 2016 rund 91 Gigawatt Erzeugungsnennleistung. Grundlage hierzu bildet die World Electric Power Plant (WEPP)-Database von Platts [13]. Darauf aufbauend sind jedem Kraftwerk neben dem Kraftwerknamen individuelle Angaben zu Brennstoffart, Nennleistung, Mindestleistung, Wirkungsgrad, Laständerungsgeschwindigkeit, variablen Betriebskosten, Ab- und Anfahrtskosten, der minimalen Stillstandszeit sowie zur Auskoppelung von Wärme hinterlegt. Letzteres findet anhand des Stromäquivalenzverfahrens (vgl. [14]) mittels der Stromverlustkennziffern nach [15] Berücksichtigung im Modell.

Unter Berücksichtigung der genannten Parameter sind die Kraftwerke innerhalb des Modells in der Lage, etwaige Abfahrvorgänge wirtschaftlich zu bewerten und unter gegebenen Umständen einzuleiten, die Ausgangsleistung realitätsnah herabzusenken, die Kostendeckung einer Wiederanfahrt zu überprüfen und diese gegebenenfalls einzuleiten, sodass erneut am Markt teilgenommen werden kann. Auch eine minimale Stillstandszeit, wie sie bspw. in [16] zum Einsatz kommt, kann berücksichtigt und entsprechend eingehalten werden.

Tabelle 2: Übersicht über alle im Strommarktmodell abgebildeten Flexibilitätsoptionen

Flexibilitätsoption	Grundlage	Grundlage	Gebote am Strom- und Regelleistungsmarkt	Reg. Regelleistung	neg. Regelleistung	Energy-only-Markt
<i>(Granularität, Daten,...)</i>						
Fossilthermische Kraftwerke	- Granularität: Kraftwerksschafft - Berücksichtigung von: - realem Wirkungsgraden - Minimalkosten - Teilaktivierungsgrad - technologie-spez. Lastrampen - An- und Abfallrampen - Wärmeabwärme (KWK)	Märktreis \rightarrow Grenzkosten: P : Lastrampe (pos. 5 min. gem. PQ) qp : Opportunitätskosten EOM qp : Grenzkosten der Erzeugung Märktreis \leftarrow Grenzkosten: P : Lastrampe (pos. 5 min. gem. PQ) qp : etwaige Verluste am EOM durch Betrieb qp : Grenzkosten der Erzeugung s.o.	Märktreis \rightarrow Grenzkosten: P : Lastrampe (neg. 5 min. gem. PQ) qp : 0,00 EUR/MWh qp : Grenzkosten der Erzeugung - (-1) Märktreis \leftarrow Grenzkosten: P : Lastrampe (neg. 5 min. gem. PQ) qp : etwaige Verluste am EOM durch Betrieb qp : Grenzkosten der Erzeugung - (-1) s.o.	Märktreis \rightarrow Grenzkosten: P : Lastrampe (neg. 5 min. gem. PQ) qp : 0,00 EUR/MWh qp : Grenzkosten der Erzeugung - (-1) Märktreis \leftarrow Grenzkosten: P : Lastrampe (neg. 5 min. gem. PQ) qp : etwaige Verluste am EOM durch Betrieb qp : Grenzkosten der Erzeugung - (-1) s.o.	Märktreis \rightarrow Grenzkosten: P : Lastrampe (neg. 5 min. gem. PQ) qp : 0,00 EUR/MWh qp : Grenzkosten der Erzeugung - (-1) Märktreis \leftarrow Grenzkosten: P : Lastrampe (neg. 5 min. gem. PQ) qp : etwaige Verluste am EOM durch Betrieb qp : Grenzkosten der Erzeugung - (-1) s.o.	Märktreis \rightarrow Grenzkosten: E : Min-run-Volumen (siehe Gleichung 9) B : An- und Abfahrtskosten - (-1) + Grenzkosten der Erzeugung Flexibilität: E : flexibles Volumen (siehe Gleichung 12) B : Grenzkosten der Erzeugung
↳ (Biogasanlagen)	- < 400 kW _h , aggregiert nach PLZ					
Demand Response	- Granularität: anlagenscharf - Unterscheidung zwischen: - Teillastfähigen Prozessen - Lastabschaltung-abwurf	Teillastabschaltung: P : Lastrampe (pos. 5 min. gem. PQ) qp : etwaige Verluste am EOM durch Betrieb qp : Kosten des Nachholangs am EOM Vollständiger Lastabwurf: P : vollständige Anlagenleistung qp : 0,00 EUR/MWh qp : Opportunitätskosten Produktion	Teillastabschaltung: P : Lastrampe (neg. 5 min. gem. PQ) qp : Opportunitätskosten EOM Teilabschaltung: P : (Teile der) Nennleistung (Berücksichtigung SOC + Dauer $\Delta\tau$) qp : Opportunitätskosten EOM (Berücksichtigung von Ertragsänderungen in $\Delta\tau$ + durch Bereitstellung) qp : der höchsten Marktpreise in $\Delta\tau$	Teillastabschaltung: P : Lastrampe (neg. 5 min. gem. PQ) qp : Kosten des Strombezugs am EOM Teilabschaltung: P : (Teile der) Nennleistung (Berücksichtigung SOC + Dauer $\Delta\tau$) qp : Opportunitätskosten EOM (Berücksichtigung von Ertragsänderungen in $\Delta\tau$ + durch Bereitstellung) qp : der niedrigsten Marktpreise in $\Delta\tau$	Teillastabschaltung: E : (Teile der) Nennleistung abzgl. Regelleistung $\Delta\tau$ B : preisunabhängiges Gebot Teilabschaltung: E : (Teile der) Nennleistung abzgl. Regelleistung $\Delta\tau$ B : preisunabhängiges Gebot Teilabschaltung: E : (Teile der) Nennleistung abzgl. Regelleistung $\Delta\tau$ B : preisunabhängiges Gebot Teilabschaltung: E : (Teile der) Nennleistung abzgl. Regelleistung $\Delta\tau$ B : preisunabhängiges Gebot	
Energiespeicher	- Granularität: kraftwerksscharf - Berücksichtigung von: - Nennleistung - Speicherkapazität - Ladungs-/Entladungswirkungsgrad - Lade-/Entladerrampen	P : (Teile der) Nennleistung (Berücksichtigung SOC + Dauer $\Delta\tau$) qp : Opportunitätskosten EOM qp : Berücksichtigung von Ertragsänderungen in $\Delta\tau$ + durch Bereitstellung qp : der höchsten Marktpreise in $\Delta\tau$	P : (Teile der) Nennleistung (Berücksichtigung SOC + Dauer $\Delta\tau$) qp : Opportunitätskosten EOM qp : Berücksichtigung von Ertragsänderungen in $\Delta\tau$ + durch Bereitstellung qp : der niedrigsten Marktpreise in $\Delta\tau$	P : (Teile der) Nennleistung (Berücksichtigung SOC + Dauer $\Delta\tau$) qp : Opportunitätskosten EOM qp : Berücksichtigung von Ertragsänderungen in $\Delta\tau$ + durch Bereitstellung qp : der niedrigsten Marktpreise in $\Delta\tau$	Teilabschaltung: E : (Teile der) Nennleistung abzgl. Regelleistung $\Delta\tau$ B : preisunabhängiges Gebot Teilabschaltung: E : (Teile der) Nennleistung abzgl. Regelleistung $\Delta\tau$ B : preisunabhängiges Gebot Teilabschaltung: E : (Teile der) Nennleistung abzgl. Regelleistung $\Delta\tau$ B : preisunabhängiges Gebot	
Power-to-Heat	- HH aggregiert (Wärmepumpe) - IND angeschafft - hinterlegte Wärmeplastprofile	P : verschiedene Erzeugungsleistung qp : etwaige Verluste am EOM durch Betrieb qp : Kosten der Nachholangs am EOM	P : ungenutzte Anlagenleistung qp : 0,00 EUR/MWh qp : Kosten des Strombezugs am EOM	P : ungenutzte Anlagenleistung qp : 0,00 EUR/MWh qp : Kosten des Strombezugs am EOM	Teilabschaltung: E : P : Wärmelastprofil $\Delta\tau$ B : preisunabhängiges Gebot	
Power-to-Mobility	- aggregierte Leistung (Fahrzeugbestand + Nutzungsprofil)	n/a	n/a	n/a	Teilabschaltung: E : P : Nutzungsprofil $\Delta\tau$ B : preisunabhängige Nachfrage	
Im- und Export	- max. Übertragung gemäß NTC - Total Load gemäß entsoc - starre Miet-/Order jedes Landes - viertelstündliche Marktpreisbildung	n/a	n/a	n/a	Im- und Export: aus dem Ausland \rightarrow = Angebot E : ungenutzte Leistung (max. NTC) B : Grenzkosten der Erzeugung (Ausland) Export: (ins Ausland) \rightarrow = Nachfrage E : ungenutzte Leistung EE-Überschuss (max. NTC) B : preisunabhängiges Gebot	

Fossil-thermische Kraftwerke sind grundsätzlich dazu in der Lage, sowohl am RLM als auch am EOM durch entsprechende Gebotsabgabe teilzunehmen. Zur Illustration der Gebotsermittlung dient eine Balkendarstellung, wie sie in Abbildung 3 zu sehen ist. Der linke Balken beschreibt jeweils den Zustand des Kraftwerks zum zurückliegenden Zeitpunkt $t-1$, während der rechte Balken die verschiedenen Handlungsmöglichkeiten des Akteurs für den Handel zum Zeitpunkt t darstellt. Die Balkenhöhe gibt die Nennleistung des Kraftwerks wieder. Darüber hinaus sind auch die Mindestlast (ML) und die Must-run-Leistung (MR) verzeichnet.

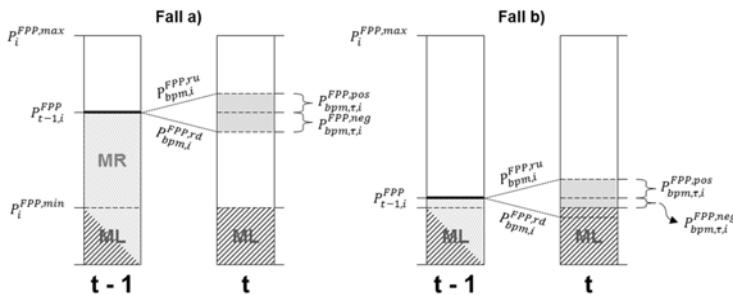


Bild 3: Schematische Darstellung der Gebotsstrategie fossil-thermischer Kraftwerke am Regelleistungsmarkt (mit Illustration von Fall a) vollständig ausgeprägter Lastrampe sowie Fall b) limitierter Lastrampe)

Nachdem der Akteur zu Beginn eines neuen Handelsintervalls Δt seine Einsatzfähigkeit sichergestellt hat (vgl. Abbildung 2), ermittelt er zuerst seine aus technischer Sicht zur Verfügung stehende Leistung, die er am RLM anbieten kann. Dabei wird unterschieden zwischen positiver (Gleichung 1) und negativer Regelleistung (Gleichung 2). Das Verfahren ist zudem in Abbildung 3 dargestellt.

$P_{t-1,i}^{FPP}$ ist die zum Ende des Handelsintervalls $t-1$ ermittelte Netto-Fahrplanleistung, $P_i^{FPP,max}$ die Nennleistung sowie $P_i^{FPP,min}$ die Mindestleistung des Kraftwerks i . Die Laständerungsgeschwindigkeit, mit der die Ausgangsleistung des Kraftwerks gemäß der Nachfrage angepasst werden kann, limitiert die Bereitstellung von Leistung auf dem RLM. So beschreiben $P_{bpm,i}^{FPP,ru}$ (Lasterhöhung) und $P_{bpm,i}^{FPP,rd}$ (Lastsenkung) die maximale Leistung, welche entsprechend der präqualifizierenden Grenzen des RLM innerhalb von 5 Minuten bereitgestellt werden kann. Sollte diese Leistung nicht vollständig zur Verfügung stehen (vgl. Abbildung 3, rechter Teil),

wird die verbleibende Leistung bis zu den jeweiligen Grenzen $P_i^{FPP,max}$ und $P_i^{FPP,min}$ ermittelt (vgl. Gleichung 1 und Gleichung 2).

$$P_{bpm,\tau,i}^{FPP, pos} = \min \left(P_i^{FPP, max} - P_{t-1,i}^{FPP} ; P_{bpm,i}^{FPP, ru} \right) \quad (1)$$

$$P_{bpm,\tau,i}^{FPP, neg} = \min \left(P_{t-1,i}^{FPP} - P_i^{FPP, min} ; P_{bpm,i}^{FPP, rd} \right) \quad (2)$$

Zudem muss jeder Marktteilnehmer einen Leistungs- sowie Arbeitspreis ermitteln, um ein vollständiges Gebot am RLM abzugeben. Der Leistungspreis fossil-thermischer Kraftwerke ist dabei im Wesentlichen von Opportunitätskosten des voraussichtlich entgehenden Deckungsbeitrages am EOM gezeichnet, weshalb dieser in Gleichung 3 ermittelt wird.

M_j^{PFC} beschreibt den Marktpreis, der sich gemäß der im Vorfeld modellendogen ermittelten Price Forward Curve (PFC) zum Zeitpunkt j voraussichtlich am EOM einstellt. Dieser Marktpreis wird verringert um die wirkungsgradabhängigen Grenzkosten des Kraftwerks i .

$$cm_{eom,\tau,i}^{FPP,f cst} = \sum_{j=t}^{t+16} \left(M_j^{PFC} - mc(\eta)_{t,i}^{FPP} \right) \quad (3)$$

Der Deckungsbeitrag $cm_{eom,\tau,i}^{FPP,f cst}$ dient als Ausgangspunkt der Ermittlung des Leistungspreises einer positiven ($cp_{bpm,\tau,i}^{FPP, pos}$) sowie negativen ($cp_{bpm,\tau,i}^{FPP, neg}$) Regelleistungsbereitstellung, wie in Gleichung 4 und 5 dargestellt. Ist er positiv, entspricht der für die positive Regelleistung gebotene Leistungspreis diesem Wert, sodass dem Akteur durch die dauerhafte Vorhaltung am RLM und der damit einhergehenden Verringerung der vermarktungsfähigen Leistung am EOM kein wirtschaftlicher Nachteil entsteht. Ist hingegen ein negativer Deckungsbeitrag am EOM zu erwarten, so strebt der Akteur eine Kompensation der Verluste an, die ihm durch den fortwährenden Betrieb des Kraftwerks auf Mindestlast (und die damit einhergehende Stromvermarktung am EOM) entstünden. In diesem Fall wird der absolute Wert des negativen Deckungsbeitrages mit der Mindestlast multipliziert und durch das angebotene Regelleistungsvolumen dividiert (siehe Gleichung 4).

$$cp_{bpm,\tau,i}^{FPP, pos} = \begin{cases} cm_{eom,\tau,i}^{FPP,f cst} & \text{wenn } cm_{eom,\tau,i}^{FPP,f cst} \geq 0 \\ \frac{|cm_{eom,\tau,i}^{FPP,f cst}| \cdot P_i^{FPP,min}}{P_{bpm,\tau,i}^{FPP, pos}} & \text{sonst} \end{cases} \quad (4)$$

Bei der Bereitstellung negativer Regelleistung entstehen dem Akteur hingegen lediglich dann Kosten, wenn der voraussichtlich erzielbare Deckungsbeitrag negativ ist. In diesem Fall erfordert die Sicherstellung der Regelleistungsbereitstellung das Verbleiben des Akteurs am EOM

mit mindestens seiner Mindestlast, erhöht um die Leistung der angebotenen negativen Regel-
leistung. Der Leistungspreis wird dann nach dem gleichen Prinzip, wie in Gleichung 4 für den
Fall eines negativen Deckungsbeitrages beschrieben, bestimmt.

$$cp_{bpm,\tau,i}^{FPP,neg} = \begin{cases} \left| cm_{eom,\tau,i}^{FPP,fcst} \right| \cdot \left(P_i^{FPP,min} + P_{bpm,\tau,i}^{FPP,neg} \right) & \text{wenn } cm_{eom,\tau,i}^{FPP,fcst} < 0 \\ P_{bpm,\tau,i}^{FPP,neg} & \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (5)$$

Kommt es im Verlauf von $\Delta\tau$ zu einem Abruf der Regelleistung, ist der Akteur mit dem Arbeitspreis ep zu vergüten (vgl. Gleichung 6). Im Falle positiver Regelleistung ist die Ausgangsleistung des Kraftwerks zu erhöhen, weshalb die wirkungsgradabhängigen Grenzkosten der Erzeugung $mc(\eta)_{t,i}^{FPP}$ geboten werden. Mit dem Abruf negativer Regelleistung wird die Ausgangsleistung gesenkt, wodurch die Grenzkosten der Erzeugung eingespart werden. Das Vorzeichen des Arbeitspreises kehrt sich daher um.

$$ep_{bpm,\tau,i}^{FPP, pos} = -ep_{bpm,\tau,i}^{FPP, neg} = mc(\eta)_{t,i}^{FPP} \quad (6)$$

Die Grenzkosten der Erzeugung sind eine Funktion aus dem Brennstoffpreis p_{fuel} , dem CO₂-Emissionszertifikatspreis p_{CO_2} sowie den variablen Betriebskosten $c_{i,var}^{FPP}$ (siehe Gleichung 7). Sowohl die Brennstoff- als auch der Zertifikatskosten sind abhängig vom Wirkungsgrad η_i^{FPP} , welcher wiederum aufgrund des Teillastverhaltens gemäß [17] abhängig ist von der Ausgangsleistung $P_{t,i}^{FPP}$ des Kraftwerks i . Der technologiespezifische Wirkungsgradverlust bei Teillast lässt sich aus Abbildung 4 ablesen.

$$mc(\eta)_{t,i}^{FPP} = \frac{P_{fuel}}{\eta_i^{FPP}(P_{t,i}^{FPP})} + \left(P_{CO_2} \cdot \frac{ef_{fuel}}{\eta_i^{FPP}(P_{t,i}^{FPP})} \right) + c_{i,var}^{FPP} \quad (7)$$

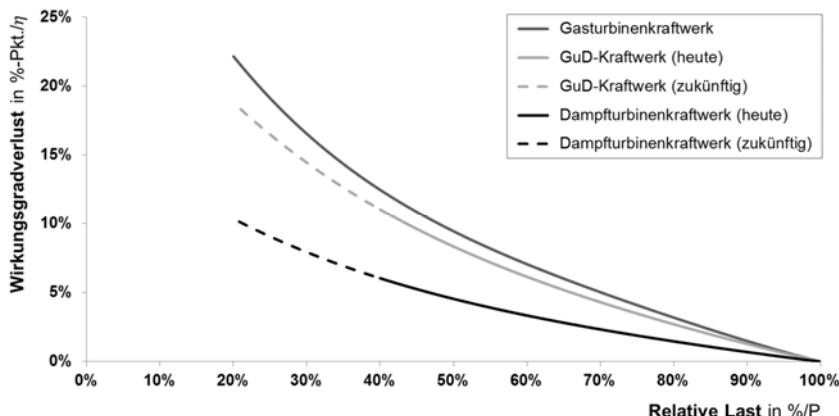


Bild 4: Technologiespezifische Wirkungsgradverluste bei Teillast (nach [17])

Nach der Übermittlung des Gebots an den Marktoperatoren sowie die daran anknüpfende Marktärmung erhält der Akteur Rückmeldung über das Ergebnis jedes seiner Gebote am RLM. Dazu zählt auch die kontrahierte Leistung $P_{bpm,t,i}^{FPP, pos, con}$ (pos. Regelleistung) und $P_{bpm,t,i}^{FPP, neg, con}$ (neg. Regelleistung). Darauf basierend ermittelt der Akteur sein Gebot für den EOM (vgl. Abbildung 2). Dabei wird innerhalb des Modells bei fossil-thermischen Kraftwerken zwischen einer sogenannten Must-run-Leistung sowie dem flexiblen Leistungsanteil unterschieden (siehe auch Abbildung 5).

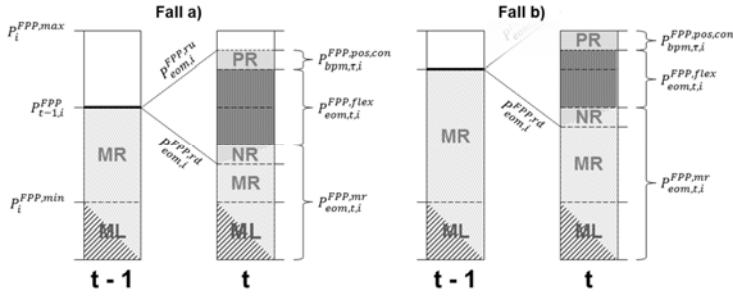


Bild 5: Schematische Darstellung der Gebotsstrategie fossil-thermischer Kraftwerke am E (mit Illustration von Fall a) vollständig ausgeprägter Lastrampe sowie Fall b) limitierter Lastrampe)

Grundsätzlich hat der Akteur das Bestreben, die Must-run-Leistung möglichst gering zu halten, um einen Großteil der Kraftwerksleistung als Flexibilität zu vermarkten. Zur Ermittlung der Must-run-Leistung $P_{eom,t,i}^{FPP,mr}$ (Gleichung 8) wird daher die im Zeitraum Δt maximal mögliche negative Laständerung $P_{eom,i}^{FPP,rd}$ von der zurückliegenden Netto-Fahrplanleistung $P_{t-1,i}^{FPP}$ in Abzug gebracht. Die vorzuhaltende Regelleistung $P_{bpm,\tau,i}^{FPP,neg,con}$ am RLM verringert die mögliche Laständerung und ist daher zu addieren.

$$P_{eom,t,i}^{FPP,mr} = \max \left(P_{t-1,i}^{FPP} - P_{eom,i}^{FPP,rd} + P_{bpm,\tau,i}^{FPP,neg,con}; P_i^{FPP,min} + P_{bpm,\tau,i}^{FPP,neg,con} \right) \quad (8)$$

Die Laständerung eines fossil-thermischen Kraftwerks innerhalb eines Handelsintervall Δt wird als lineare Änderung der Ausgangsleistung von $t-1$ nach t angenommen. Da am EOM ausschließlich Energie gehandelt wird, ist zur Ermittlung des Gebotsvolumens $E_{eom,t,i}^{FPP,mr}$ gemäß Gleichung 9 die rechnerische Must-run-Leistung $P_{eom,t,i}^{FPP,mr}$ um die Hälfte der Laständerung von $P_{t-1,i}^{FPP}$ nach $P_{eom,t,i}^{FPP,mr}$ zu erhöhen, bevor diese mit der Dauer des Handelsintervall Δt multipliziert werden kann, um so die tatsächlich ins Netz abgegebene Energie während der linearen Verringerung der Ausgangsleistung zu ermitteln.

$$E_{eom,t,i}^{FPP,mr} = \left(P_{eom,t,i}^{FPP,mr} + \frac{1}{2} (P_{t-1,i}^{FPP} - P_{eom,t,i}^{FPP,mr}) \right) \cdot \Delta t \quad (9)$$

Da der Akteur möglichst lange am EOM erfolgreich sein möchte, prüft er, inwieweit auch ein negativer Deckungsbeitrag aus wirtschaftlicher Sicht noch günstiger als eine teure und materialschädigende Ab- und Wiederanfahrt ist, die andernfalls eingeleitet werden würde (vgl. [18]).

Ist die Fortführung des Betriebs gemäß PFC günstiger, erfolgt die Ermittlung des Gebotspreises $B_{eom,t,i}^{FPP,mr}$ der Must-Run-Leistung (Gleichung 10). Dieser basiert auf den spezifischen Ab- ($c_i^{FPP,sd}$) und Wiederanfahrtskosten ($c_i^{FPP,su}$) des Kraftwerks. Durch Multiplikation mit der Nennleistung $P_i^{FPP,max}$ werden die Gesamtkosten ermittelt, welche durch Division mit der Dauer einer Ab- und Wiederanfahrt $d_{t,i}^{FPP,offl}$ die voraussichtlichen Kosten je Intervall Δt beschreiben. Zuletzt werden diese durch die Gebotsmenge $E_{eom,t,i}^{FPP,mr}$ geteilt, da der Akteur die Kosten auf jede gebotene Megawattstunde streut. Diese spezifischen Kosten gehen mit einem negativen Vorzeichen in den Gebotspreis ein, da der Akteur dazu bereit wäre, für die abgegebene Energie zu zahlen, wenn er dadurch die höheren Kosten einer Ab- und Wiederanfahrt vermeiden kann. Da jedoch bei einem fortwährenden Betrieb weiterhin die Grenzkosten der Erzeugung $mc(\eta)_{t,i}^{FPP}$ zu tragen sind, schmälern diese die Zahlungsbereitschaft.

$$B_{eom,t,i}^{FPP,mr} = - \left(\frac{\left((c_i^{FPP,sd} + c_i^{FPP,su}) \cdot P_i^{FPP,max} \right)}{d_{t,i}^{FPP,offl}} \right) + mc(\eta)_{t,i}^{FPP,mr} \quad (10)$$

Im Gegensatz zur Must-run-Leistung ist der Einsatz der flexiblen Leistung $P_{eom,t,i}^{FPP,flex}$ für den unterbrechungsfreien Betrieb nicht zwingend notwendig, weshalb der Akteur die hieraus resultierende Energie in einem getrennten Gebot am Markt anbietet. Wie in Gleichung 11 zu sehen ist, ermittelt sich die flexible Leistung – ausgehend von $P_{t-1,i}^{FPP}$ – basierend auf der positiven Laständerung $P_{eom,i}^{FPP,ru}$, verringert um die im RLM kontrahierte und vorzuhaltende positive Regelleistung $P_{bpm,t,i}^{FPP, pos,con}$. Noch enthalten ist die Must-run-Leistung $P_{eom,t,i}^{FPP,mr}$, welche bereits im vorhergehenden Gebot berücksichtigt und daher in Abzug gebracht wird.

$$P_{eom,t,i}^{FPP,flex} = \min \left(P_{t-1,i}^{FPP} + P_{eom,i}^{FPP,ru} - P_{bpm,t,i}^{FPP, pos,con} - P_{eom,t,i}^{FPP,mr} ; P_i^{FPP,max} - P_{bpm,t,i}^{FPP, pos,con} - P_{eom,t,i}^{FPP,mr} \right) \quad (11)$$

Wie zuvor bei der Ermittlung des Must-Run-Gebotsvolumens (vgl. Gleichung 9) muss auch im Fall des Flexibilitätsgebots das tatsächliche Gebotsvolumen $E_{eom,t,i}^{FPP,flex}$ entsprechend der linearen Laständerung über Δt angepasst werden (siehe Gleichung 12).

$$E_{eom,t,i}^{FPP,flex} = \left(P_{eom,t,i}^{FPP,flex} - \frac{1}{2} P_{eom,t,i}^{FPP,flex} \right) \cdot \Delta t \quad (12)$$

Der zugehörige Gebotspreis der flexiblen Leistung entspricht den wirkungsgradabhängigen Grenzkosten der Erzeugung $mc(\eta)_{t,i}^{FPP}$ des Kraftwerks (siehe Gleichung 13).

$$B_{eom,t,i}^{FPP,flex} = mc(\eta)_{t,i}^{FPP} \quad (13)$$

5 Erste Modellanwendung

In einer ersten Anwendung des entwickelten Modells sollen die Ausgangsdaten der Markträumung am EOM mit einer viertelstündlichen Preiszeitreihe der Intraday-Auktion der EPEX Spot verglichen werden, um das Verhalten des Modells zu illustrieren. Besondere Situationen im Marktgeschehens, in denen es bspw. zu negativen Marktpreisen kam, eignen sich hierzu in besonderer Weise, da sowohl Extremwerte abgebildet als auch die Fähigkeit des Modells hinsichtlich der Darstellbarkeit negativer Preise überprüft werden kann. Eine entsprechende Marktsituationen lag am 8. Mai 2016 vor: An diesem Tag konnte die starre Nachfrage zeitweilig beinahe ausschließlich durch die Erzeugung fluktuierender erneuerbarer Energien gedeckt werden. Abbildung 6 zeigt einen Ausschnitt des betreffenden Zeitraums.

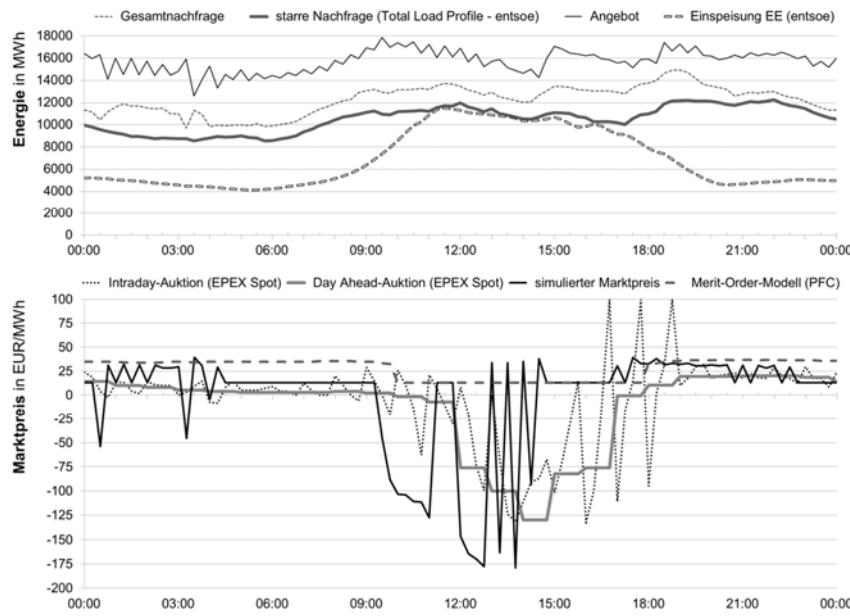


Bild 6: Darstellung der Simulationsergebnisse des 8. Mai 2016 mit Gegenüberstellung der Marktergebnisse aus Day Ahead- und Intraday-Auktion der EPEX Spot

Es lässt sich beobachten, dass das Modell in der dargestellten Marktsituationen das reale Marktgeschehen in vergleichbarer Weise wiederspiegelt: Durch die hohe Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien sinkt der Marktpreis ab 11:45 Uhr sprunghaft, wobei es zu markanten Preisspitzen im Intraday-Handel kommt. Gegenüber dem realen Markt ist das Marktvolumen im Modell durch die vereinfachte Darstellung der Marktkopplung limitiert, weshalb die Marktpreise in einer wesentlich geringeren Zeitspanne fluktuieren, als dies sowohl in der Day Ahead- als auch der Intraday-Auktion der Fall ist. Etwaige Prognosegenauigkeiten führen im realen Marktgeschehen ebenfalls zu einer erhöhten und längerfristigen Sensibilität des Marktpreises, als dies im vorliegenden Modell darstellbar ist. Quantifiziert man den mittleren absoluten Fehler (MAE), so ergibt sich für den gesamten Jahresverlauf 2016 ein MAE des simulierten Marktpreises von 11,38 €/MWh gegenüber den Handelsergebnissen des Intraday-Handels der EPEX Spot, wobei die Marktpreise in geringem Maße unterschätzt werden. Das einfache Merit-Order-Modell, welches im Modell zur Ermittlung der Price Forward Curve genutzt wird, erzielt im selben Zeitraum hingegen einen MAE von 12,12 €/MWh. Die Marktpreise

werden hier vorwiegend überschätzt – was nicht zuletzt auf die fehlende Abbildbarkeit negativer Marktpreise zurückzuführen ist.

6 Fazit und Ausblick

Mit dem in dieser Arbeit entwickelten Simulationsmodell kann neben Börsenstrommarktpreisen vor allem die zukünftige Bereitstellung von Flexibilität simuliert und analysiert werden. In einer ersten Anwendung wurde aufgezeigt, dass die angewandte Methodik zu einem mit dem Intraday-Handel vergleichbaren Marktergebnis und –verhalten führt, wobei die Stärken vor allem in der Berücksichtigung von Opportunitäten sowie der Abbildung negativer Marktpreise liegen. Im weiteren Verlauf der Arbeit können damit verschiedene Szenarien zur zukünftigen Markt- und Flexibilitätsentwicklung realitätsnah untersucht werden. Mögliche Untersuchungsansätze sind etwa die Auswirkungen eines Kohleausstiegs in Deutschland, der Ausbau großtechnischer Speicher oder die progressive Erweiterung der Grenzkuppelstellen zugunsten eines europäischen Energiebinnenmarkts. Auch die Verknüpfung mit einem bereits bestehenden Stromnetzmodell ist vorgesehen, wodurch leitungsgebundene Restriktionen berücksichtigt und Redispatch-Maßnahmen abgebildet werden können.

Bibliographie

- [1] Weber, Klaus; Winkelmann, Bernhard (2013): Anpassung eines Strom-Spotmarktmodells an die zentralwesteuropäische Marktkopplung. In: 10. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. Köln. Düsseldorf: VDI Verlag GmbH (VDI-Berichte, 2157), S. 143–158.
- [2] Leuthold, Florian U.; Weigt, Hannes; Hirschhausen, Christian von (2012): A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market. In: *Netw Spat Econ* 12 (1), S. 75–107. DOI: 10.1007/s11067-010-9148-1.
- [3] Seeger, Nick; Tersteegen, Bernd (2015): Bewertung von Netzausbaumaßnahmen unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen Netz- und Erzeugungsausbau in Europa. In: 11. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. Düsseldorf. Düsseldorf: VDI Verlag GmbH (VDI-Berichte, 2266), S. 191–203.
- [4] Weidlich, Anke (2008): Engineering Interrelated Electricity Markets. An Agent-Based Computational Approach. Heidelberg: Physica-Verlag Heidelberg (Contributions to Management Science).
- [5] Bublitz, Andreas; Ringler, Philipp; Genoese, Massimo et al. (2014): Agent-based Simulation of the German and French Wholesale Electricity Markets. In: Proceedings of the 6th International Conference on Agents and Artificial Intelligence, S. 40–49.
- [6] Ulbig, Andreas; Andersson, Göran (2015): Analyzing operational flexibility of electric power systems. In: *Electrical Power and Energy Systems* 72, S. 155–164.

- [7] Brouwer, Anne Sjoerd; van den Broek, Machteld; Seebregts, Ad et al. (2015): Operational flexibility and economics of power plants in future low-carbon power systems. In: *Applied Energy* 156, S. 107–128. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.06.065.
- [8] Steurer, Martin; Bothor, Sebastian; Hufendiek, Kai (2015): Nutzung von Demand Side Integration zur optimalen Systemintegration erneuerbarer Energien. In: 11. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. Düsseldorf. Düsseldorf: VDI Verlag GmbH (VDI-Berichte, 2266), S. 205–229.
- [9] Fürstenwerth, Daniel; Waldmann, Lars (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Hg. v. Agora Energiewende.
- [10] Brunner, Christoph; Müller, Theresa (2015): Kostenvergleich von unterschiedlichen Optionen zur Flexibilisierung des Energiesystems. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65 (6), S. 55–60.
- [11] Koch, Matthias; Bauknecht, Dierk; Heinemann, Christoph et al. (2015): Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020–2050. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 39 (1), S. 1–17.
- [12] Künzel, Thomas; Klumpp, Florian; Weidlich, Anke (2017): Methodische Quantifizierung der Bereitstellungskosten flexibler Systemkomponenten im deutschen Stromsystem. In: *Z Energiewirtsch* 41 (1), S. 33–55.
- [13] S&P Global Platts (2016): UDI World Electric Power Plant Data Base (WEPP).
- [14] Konstantin, Panos (Hg.) (2017): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 4., aktualisierte Aufl. 2017. Berlin: Springer Berlin; Springer Vieweg (VDI-Buch).
- [15] Kail, Christoph; Haberberger, Georg (2001): Kenngrößen zur optimalen Auslegung großer KWK-Anlagen. In: Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung. Schwerpunkt: Dezentrale Energiesysteme (VDI-Berichte, 1594).
- [16] Hundt, Matthias; Barth, Rüdiger; Sun, Ninghong et al. (2009): Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart.
- [17] Schröder, Andreas; Kunz, Friedrich; Meiss, Jan et al. (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Data Documentation, 68).
- [18] Klumpp, Florian (2009): Energiewirtschaftliche Bewertung anfahrbedingt verursachter Instandhaltungskosten von Steinkohlekraftwerken. 1. Aufl. Göttingen: Cuvillier.

Die Bedeutung von Flexibilitätsoptionen und Netzen für die langfristige Entwicklung des schweizer Elektrizitätssystems

Dr. Evangelos Panos, Labor für Energiesystemanalysen,
Paul Scherrer Institut (PSI);

Dr. Tom Kober, Labor für Energiesystemanalysen, PSI,
Villigen, Schweiz;

Ramachandran Kannan, Labor für Energiesystemanalysen, PSI

Bezug zu Schwerpunktthema: Transformation des Energiesystems einschließlich Sektorkopplung

Vorwort

Dieser Konferenzbeitrag basiert auf den Forschungsarbeiten veröffentlicht im Englischen auf der 15. Europäischen Konferenz der IAEE [1] sowie im Endbericht zum Forschungsprojekt *Integration of Stochastic renewables in the Swiss Electricity Supply System (ISCHESS)* [2].

Einleitung

Der fünfte Sachstandsbericht des IPCC unterstreicht die Bedeutung von erneuerbaren Energien als wichtige Technologien zu Erreichung der Klimaschutzziele [3]. In vielen Staaten erfahren erneuerbare Energien besondere Berücksichtigung bei der Ausgestaltung energie- und klimapolitischer Rahmenbedingungen und Gesetzgebungen. Jedoch stellt die Variabilität und die Volatilität der Elektrizitätsproduktion aus Wind und Sonnenenergie eine besondere Herausforderung für die Integration dieser Technologien in bestehende Elektrizitätsnetze dar. Die zunehmende Verbreitung von Wind- und Solar-PV-Technologien in Elektrizitätsnetzen wirft Fragen hinsichtlich der Langzeitnetzstabilität und der Versorgungssicherheit auf. Ziel der vorliegenden Studie ist die Analyse von langfristigen Strategien zur Integration stochastisch einspeisender Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien in der Schweiz. Das schweizer Elektrizitätssystem unterscheidet sich von den Systemen vieler anderer europäischer und außereuropäischer Staaten, da bereits gegenwärtig Elektrizität nahezu CO₂ frei erzeugt wird, mit einem Anteil von 58% Wasserkraft, 35% Kernenergie und 7% andere erneuerbare Energien im Jahr 2015. Zukünftige Veränderungen im schweizer Stromsektor zeichnen sich ab, werden die energiepolitischen Ziele und Maßnahmen umgesetzt, wie beispielsweise der Ausstieg aus der Kernenergie und die Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien. In den Szenarien des Bundes wird bis zum Jahr 2050 von Einspeisemengen aus Solar-PV und Wind von bis zu einem Viertel der gesamten Erzeugung in der Schweiz ausgegangen [4]. Vor dem Hintergrund der langfristigen Ziele der Schweizer Energiestrategie werden in dieser Forschungsarbeit folgende Alternativen für die Integration intermittierender erneuerbarer Energien untersucht:

- Energiespeicher auf Strombasis in den Übertragungs- und Verteilnetzebenen, wie beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storages – CAES) und Batteriespeicher unterschiedlicher Leistungsgrößen,
- Zunehmende Verbreitung flexibler Lastmanagementsysteme, wie zum Beispiel Elektrolyseure zur Wasserstoffherstellung, elektrische Warmwassererzeuger und Wärmepumpen, die es ermöglichen, Lasten zeitlich zu verlagern und somit zu einem zeitlich verbesserten Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch beitragen sowie
- Netzausbaumaßnahmen.

Die Untersuchung stützt sich auf die Verwendung eines Energiesystemmodells mit einer hohen unterjährigen zeitlichen Auflösung sowie mit modelendogener Abbildung der variablen, stochastischen Einspeisung aus Solar-PV- und Windenergietechnologien. Ebenfalls wurden explizit in der Modellierung Beschränkungen hinsichtlich der Elektrizitätsübertragung (Netzengpässe) berücksichtigt sowie Systemdienstleistungsmärkte. Anhand verschiedener Szenariorechnungen werden langfristige politische Zielvorgaben und Maßnahmen zur Integration von Solar-PV- und Windenergietechnologien für den Zeitraum bis 2050 für die Schweiz untersucht.

Methode

Der verwendete Modellansatz basiert auf dem TIMES¹ Modellgenerator, einem im Rahmen der Internationalen Energieagentur (IEA) entwickelten Instrumentarium, welches die Abbildung und integrierte Untersuchung von Energiesystemen erlaubt [5]. Zur Analyse der Schweiz kommt das Swiss *TIMES Energy system Model* (STEM) [6] zum Einsatz, welches ein ganzheitliches bottom-up Modell mit besonderer Berücksichtigung der Charakteristika des schweizer Energiesektors darstellt. Das Modell zeichnet sich durch eine unterjährige Auflösung von 288 Typstunden (24-Stunden-Tagesprofile für repräsentative Wochen- und Wochenendtage sowie für vier Jahreszeiten) aus. Zusätzliche Modellentwicklungen, die zur Bearbeitung der Fragestellungen dieser Studie geleistet wurden, beziehen sich auf die verbesserte Abbildung des Stromsektors durch die Einführung verschiedener Spannungsebenen, die räumlich gegliederte Abbildung der Schweiz mit 15 aggregierten Netzknoten, die Einführung neuer Speichertechnologien (z. B. CAES und Batteriespeicher), die verbesserte Modellierung der Variabilität der Elektrizitätserzeugung aus Sonnenenergie und Wind sowie die Abbildung von Systemdienstleistungen (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung). In STEM werden vier Elektrizitätsnetzebenen von Höchstspannung bis Niederspannung unterschieden². Abbildung 1 vermittelt einen Überblick der Abbildung des Stromsektors im Modell mit einer Auswahl der wichtigsten Vertreter der Erzeugungs- und Speichertechnologien. Eine ausführliche Dokumentation der Modellcharakteristika liefert [7].

Stromspeichertechnologien unterscheiden sich im Modell hinsichtlich ihrer Kosten, ihrer Anwendungsgebiete und ihrer zeitlichen Speichercharakteristika. Zum Beispiel können Batteriesysteme stündliche und tägliche Speicherzyklen abdecken, wohingegen CAES und Pumpspeicher zusätzlich auch zum Ausgleich wöchentlicher Schwankungen eingesetzt werden können. STEM enthält ebenfalls Technologien zur chemischen Umwandlung von Elektrizität in gasförmige Zwischen- bzw. Endprodukte (Power-to-X Technologien, wobei sich „X“ auf Wasserstoff, Synthesegase bzw. Elektrizität bezieht). Zum Beispiel kann Elektrizität in einem Elektrolyseur in Wasserstoff umgewandelt werden und anschließend wie folgt weiter verwendet werden:

- Einspeisung in das Erdgasnetz (maximal 0.6% bezogen auf den Massenanteil),
- Vor-Ort-Energieerzeugung in Brennstoffzellen,
- Umwandlung in Methan und Einsatz in Mobilitätsanwendungen, bzw. zur Wärme- und Elektrizitätserzeugung.

Mittels entsprechender Speichertechnologien ermöglichen diese Power-to-X Pfade eine saisonale Speicherung von Energie. Darüber hinaus wurde das Modell um Technologien zur Flexibilisierung der Elektrizitätsnachfrage erweitert, inklusive Wärmepumpen- und elektrische Warmwasserspeichertechnologien, die eine zeitliche Verschiebung von Lasten erlauben und damit Stromverbrauch und Wärmebereitstellung (zumindest teilweise) entkoppeln.

Die Elektrizitätsnetztopologie wurde unter Zuhilfenahme eines detaillierten Übertragungsnetzmodells für die Schweiz und seine Nachbarländer in STEM implementiert [8], wobei eine Aggregation in 15 Netzknoten und 638 Elektrizitätsnetzelemente (inklusive Übertragungsleitungen, Transformatoren und Anschlussverbindungen)

¹ Akronym für The Integrated MARKAL-EFOM System

² Netzebene 1: 220/380 kV, Netzebene 3: 36-150 kV, Netzebene 5: 1-36 kV und Netzebene 7: 0.4-1 kV. Die Netzebenen 2, 4 und 6 beziehen sich auf Transformatoren.

vorgenommen wurde (Abbildung 2). In dieser aggregierten Topologie ist die Schweiz mit sieben Regionen jeweils durch einen Knotenpunkt in STEM repräsentiert sowie durch einen zusätzlichen Knotenpunkt je Kernkraftwerk und je einen Knotenpunkt für den Stromaustausch mit den vier großen Nachbarländern der Schweiz. Der Algorithmus für die Aggregation des schweizer Elektrizitätsnetzes wurde durch die Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH-FEN) entwickelt [9].

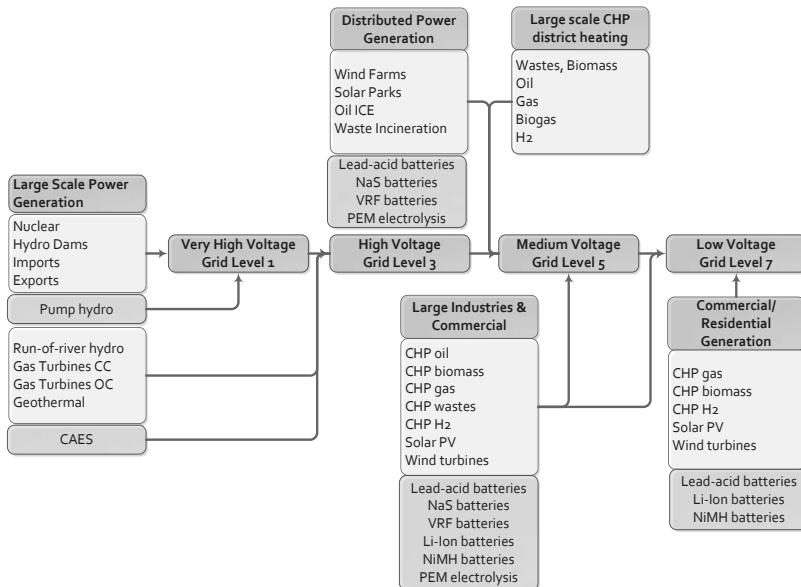


Abbildung 1: Überblick der Abbildung des Stromsektors im erweiterten STEM Model [1].

Der Algorithmus basiert auf Gleichstromlastflussgleichungen der Form $-\mathbf{b} \leq \mathbf{H} \times \mathbf{D} \times (\mathbf{g} - \mathbf{l}) \leq \mathbf{b}$, wobei \mathbf{g} den $N \times 1$ Vektor der Stromeinspeisung in jedem Knoten darstellt, \mathbf{l} den $N \times 1$ Vektor der Stromentnahmen eines Knotens, \mathbf{H} die ExN Stromflussverteilungsmatrix über die Netzelemente E und Knoten N, \mathbf{b} den Ex1 Vektor der thermischen Kapazitäten der Netzelemente sowie \mathbf{D} die Matrix für die Transformation und Disaggregation der Einspeisung im reduziert abgebildeten Netzwerk in das detailliert abgebildete Netzwerkmodell. Da es theoretisch unendlich viele D-Matrizen für die Transformation gibt, wurde in der vorliegenden Untersuchung ein Lastflusschema verwendet, welches auf Gleichstrom-Netzmodellierungen der ETH Zürich basiert und sich an gegenwärtigen Lastflüssen orientiert. Durch das Gleichungssystem sind Netzengpässe in STEM als Nebenbedingungen für jedes Netzelement E beschrieben. Die Variabilität der Einspeisung aus Solar-PV- und Windtechnologien ist im Modell durch das Konzept der stochastischen Residuallastkurve (RLDC) [10] als eine Erweiterung des TIMES Modellcodes [11] implementiert. Entsprechend dieses Ansatzes müssen Speichertechnologien und andere Flexibilitätsoptionen die exogen vorgegebenen Variabilitäten der Residuallast ausgleichen. Gleichzeitig berücksichtigt das Modell, dass zum Zeitpunkt der Spitzenlast genügend gesicherte Erzeugungskapazität vorgehalten werden muss. Die exogen vorgegebenen Variabilitäten wurden durch Auswertung zeitlich hoch aufgelöster statistischer Wetter- und Verbrauchsdaten für die Schweiz über den Zeitraum 2000-2015 ermittelt. Um die Verteilung der statistischen Werte auf die in STEM implementierten Typstunden zu transformieren, wurden die Mittelwerte für Erzeugung und Verbrauch sowie eine Verschiebung um ± 3 Standardabweichungen verwendet.

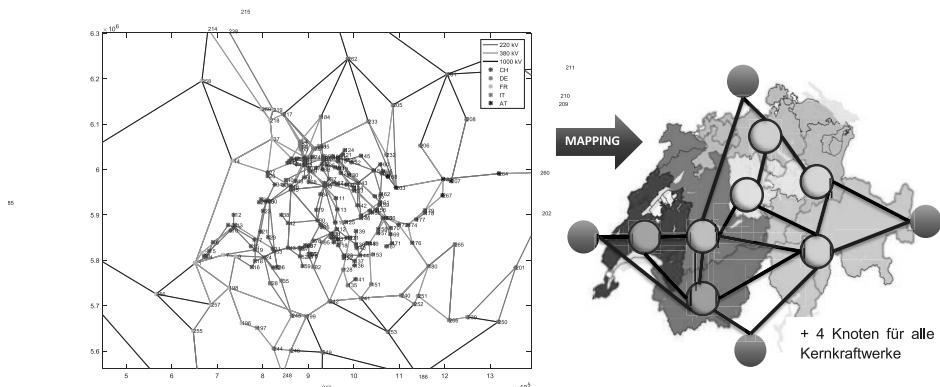


Abbildung 2: Reduktion des schweizer Elektrizitätsnetzes (links) in 15 Knoten und 638 Netzelemente (rechts) zur Implementierung in STEM [1].

Neben der Abbildung der Netzinfrastruktur sowie zahlreichen Flexibilitätsoptionen sind in STEM die Märkte für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (primäre und sekundäre Regelenergie) modelliert. Basierend auf einem Wahrscheinlichkeitsansatz [12] wird die Nachfrage nach Regelenergie unter Berücksichtigung individueller probabilistischer Dichtefunktionen der Zufallsvariablen für die Stromnachfrage und die Erzeugung aus Solar und Wind geschätzt. Die Wettbewerbsfähigkeit der jeweiligen Kraftwerke im Strommarkt bzw. im Regelenergiemarkt wird durch die notwendigen Investitionen und Betriebskosten sowie durch anlagenspezifische Bedingungen (z. B. Teillastverhalten, Mindestlast, Leistungsänderungsgeschwindigkeiten) bestimmt. Die Entscheidung inwieweit eine Technologie den Elektrizitätsmarkt oder den Markt für Systemdienstleistungen bedient, basiert im Modell auf den Grenzkosten der Erzeugung bzw. den Grenzkosten der Kapazitätsbereitstellung. Eine detaillierte Beschreibung der Modellimplementierung der Märkte für Systemdienstleistungen in STEM findet sich in [7, 13].

Definition langfristiger nationaler Energieszenarien

Die Szenarioanalyse umfasst eine Vielzahl von Szenarien, welche sich mit verschiedenen Rahmenbedingungen der Schweizer Energiestrategie 2050 beschäftigen. In allen Szenarien wird von einem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis zum Jahr 2034 ausgegangen. Generell wird zwischen zwei unterschiedlich hohen Niveaus der Elektrizitätsnachfrage unterschieden, welche beide als exogene Vorgabe in die Modellierung eingehen. Die P-Familie von Szenarien geht von einer Nachfrageentwicklung aus, die kompatibel mit den erwarteten Entwicklungen bei Umsetzung des „POM - Politische Maßnahmen“ Szenario des Bundes ist. Demgegenüber steht die W-Familie von Szenarien, die eine Entwicklung entsprechend des „Weiter Wie Bisher – WWB“ Szenarios des Bundes unterstellt [13]. Es zeigt sich, dass durch die Umsetzung zahlreicher zusätzlicher Energieeffizienzmaßnahmen im POM Szenario gegenüber dem WWB Szenario die Nachfrage nach Elektrizität und Wärme in allen P-Szenarien geringer ist als die Nachfrage in den W-Szenarien. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die untersuchten Szenarien. Zusätzlich zu verschiedenen Nachfrageniveaus unterscheiden sich die Szenarien hinsichtlich der zu erreichenden CO₂ Emissionsreduktionsziele sowie bezüglich der Stromimport- und -exportmöglichkeiten der Schweiz mit seinen Nachbarländern. Die Szenarien, wie auch wichtige Rahmenannahmen sind in [7] näher beschrieben.

Tabelle 1: Übersicht der Szenarien

	Basis		Klimaschutz		Importe		Kombinationen	
	P	W	P-CO2	W-CO2	P-IMP	W-IMP	P-CO2-IMP	W-CO2-IMP
POM Nutzenergienachfrage	✓		✓		✓		✓	
WWB Nutzenergienachfrage			✓		✓			✓
Kernenergieausstieg bis 2034	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Jährlich ausgeglichene Stromaußenhandelsbilanz	✓	✓	✓	✓				
-70% CO2 Emissionsreduktion bis 2050 ggü. 2010			✓	✓			✓	✓
Jährliche Nettostromimporte erlaubt					✓	✓	✓	✓

Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der Größen und Standorte für neue Erdgaskombikraftwerke werden fünf unterschiedliche Fälle für mögliche Standorte basierend auf [14] in die Untersuchung eingebunden (Tabelle 2). Dies bedeutet, dass jedes der Szenarien aus Tabelle 1 für 26 verschiedene Standortkombinationen untersucht wurde.

Tabelle 2: Ausgewählte Fallbeispiele für mögliche Standortkombinationen für neue Erdgaskombikraftwerke in der Schweiz (Angaben in Prozent der insgesamt installierten Leistung der Erdgaskombikraftwerke in der Schweiz)

Standortkombination	Corneux	Chavalon	Utzendorf	Perlen	Schweizerhalle
Fall 3	20	20	20	20	20
Fall 11	0	33,3	33,3	33,3	0
Fall 26	33,3	33,3	0	0	33,3

In den zuvor beschriebenen Szenarien ist unterstellt, dass alle geplanten Netzausbaumaßnahmen für die Schweiz bis 2025 realisiert werden und anschließend keine weiteren Netzerweiterungen durchgeführt werden. Um die Sensitivität der Ergebnisse in Bezug auf diese Annahme genauer zu untersuchen, wurden in zusätzlichen Sensitivitätsszenarien Netzengpässe sowie Netzerweiterungsmaßnahmen nach 2025 untersucht. Diese Sensitivitätsszenarien werden im Nachfolgenden mit dem Zusatz „mit erweitertem Netzausbau“ gekennzeichnet. Elektrizitätsnetzerweiterungsmaßnahmen sind in der vorliegenden Studie exemplarisch unter der Annahme untersucht, dass unter Berücksichtigung durchschnittlicher Kosten der Netzerweiterung die Übertragungskapazität der am stärksten von Netzengpässen betroffenen Übertragungsleitung verdoppelt wird.

Ergebnisse

Abbildung 3 veranschaulicht den Elektrizitätserzeugungsmix in der W-Familie von Szenarien für den Standortfall 3 und ohne Berücksichtigung von erweiterten Netzausbaumaßnahmen nach 2025. Im „W“ Szenario, in dem davon ausgegangen wird, dass die Schweiz über das Jahr betrachtet über einen ausgeglichenen Stromaußenhandelssaldo verfügt, werden bis 2040 3 GW Leistung als Erdgaskombikraftwerke zugebaut, um die Außerbetriebnahmen der Kernkraftwerke (zumindest teilweise) zu kompensieren. Zusätzlich kommt es zu einem Zuwachs der Erzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere Solar, Wind und Geothermie, die in Summe 12,9 TWh_e in 2050 erzeugen. Die verstärkte Nutzung von Wind- und Solartechnologien bei einem Anstieg der gesamten Stromnachfrage führt zu Netzengpässen und einem verstärkten Einsatz von Speichertechnologien. In 2050 werden 5,6 TWh aus Pumpspeicherwerkten und 3,5 TWh aus Batteriespeichern bereitgestellt.

Wird die Restriktion einer jährlich ausgeglichenen Stromaußenhandelsbilanz vernachlässigt („W-IMP“ Szenario) werden in 2050 4,4 TWh netto in die Nachbarländer exportiert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass unter den getroffenen Annahmen für die Strompreisentwicklung in den Nachbarländern der Schweiz, Netzengpässe in der Schweiz zu Zeiten indisponibler Erzeugung durch verstärkten Stromaußenhandel abgebaut werden können.

Daraus ergibt sich ein veränderter Speichereinsatz mit in Summe 2,3 TWh weniger Stromerzeugung in Batterie- und Pumpspeichertechnologien in 2050 im „W-IMP“ Szenario im Vergleich zum „W“ Szenario. Für den Ausgleich von Elektrizitätserzeugung und -verbrauch kann daraus geschlussfolgert werden, dass sich Speichertechnologien in Konkurrenz mit Ausgleichsmechanismen basierend auf Im- und Exporten befinden. Aufgrund der erweiterten Exportmöglichkeiten erhöht sich im „W-IMP“ Szenario die Erzeugung in Erdgaskombikraftwerken in 2050 um 3,1 TWh gegenüber dem „W“ Szenario.

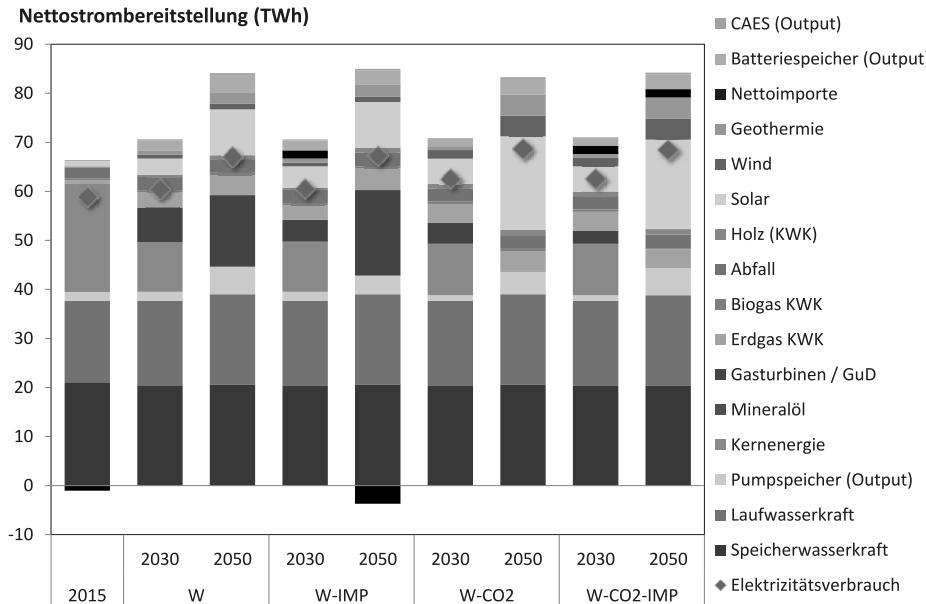


Abbildung 3: Nettostrombereitstellung in der Schweiz in 2050 in der W-Szenariofamilie (Standortkombination Fall 3) [1]

Unter stringenten Treibhausgasminderungszielen („W-CO2“ Szenario) steigt die Stromerzeugung in Solar-PV-, Wind- und Geothermietechnologien in 2050 in Summe um 14,7 TWh gegenüber dem „W“ Szenario an, was eine verstärkte Nutzung von Pumpspeicher- und Batterietechnologien zur Folge hat. Eine Besonderheit stellen Geothermieranlagen dar, da sie als Grundlastkraftwerke betrieben werden können und somit im Wettbewerb zu anderen grundlastfähigen Kraftwerken stehen, wie beispielsweise Erdgaskombikraftwerken. Im Vergleich der Szenarien „W“ und „W-CO2“ wird dieser langfristige Substitutionseffekt zwischen den beiden Technologien deutlich. Die Ergebnisse belegen auch, dass bei entsprechend vorhandenen Ressourcen, Geothermiekraftwerke als dezentrale Erzeugungstechnologien in solchen Gebieten ausgebaut werden, in denen Netzengpässe eine vollständige Ausnutzung der Erzeugungspotenziale großer Erdgaskraftwerke beschränken.

Ähnliche Entwicklungen können auch für das Szenario mit Klimaschutz bei gleichzeitig erweiterten Stromaußenhandelsmöglichkeiten („W-CO2-IMP“ Szenario) beobachtet werden. Verglichen mit dem „W-IMP“ Szenario, in dem sich die Schweiz im Jahr 2050 zu einem Nettoexporteur von Elektrizität entwickelt, werden im „W-CO2-IMP“ Szenario in 2050 ca. 2 TWh netto importiert. Werden jährliche Stromimporte für die Schweiz erlaubt, reduziert sich unter Klimaschutzbedingungen die Produktion in Solar-PV und kleinen KWK Anlagen in 2050. Im „W-CO2-IMP“ Szenario stellt sich eine ähnlich hohe Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken und

Batterietechnologien, wie im Szenario „W-CO2“ ein, was darauf schließen lässt, dass jährliche Nettostromimporte unter Klimaschutzbedingungen eine geringere Rolle zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch in der Schweiz spielen, verglichen zu den Szenarien ohne CO₂ Minderungsziele. Existieren ambitionierte Klimaziele in Europa, kommt Pumpspeicherwerkten in der Schweiz eine besondere Bedeutung zu, da sie durch ihre Flexibilität von Preisunterschieden zwischen Spitzen- und Niedriglastzeiten in den Nachbarländern der Schweiz bei entsprechender Verfügbarkeit der Kuppelleitungskapazitäten profitieren können.

Die installierte Leistung in Pumpspeicherwerkten steigt von 1,8 GW in 2015 auf 3,0 bis 3,3 GW in 2050 an (Abbildung 4), wobei der Hauptteil dieses Kapazitätszuwachses auf den Neubau des Kraftwerks Limmern zurückzuführen ist. Die Stromerzeugung in Pumpspeicherwerkten in 2050 variiert über die Szenarien zwischen 3,1 TWh („P“ Szenario) und 5,6 TWh („W-CO2-IMP“ Szenario).

Installierte elektrische Erzeugungsleistung in MW

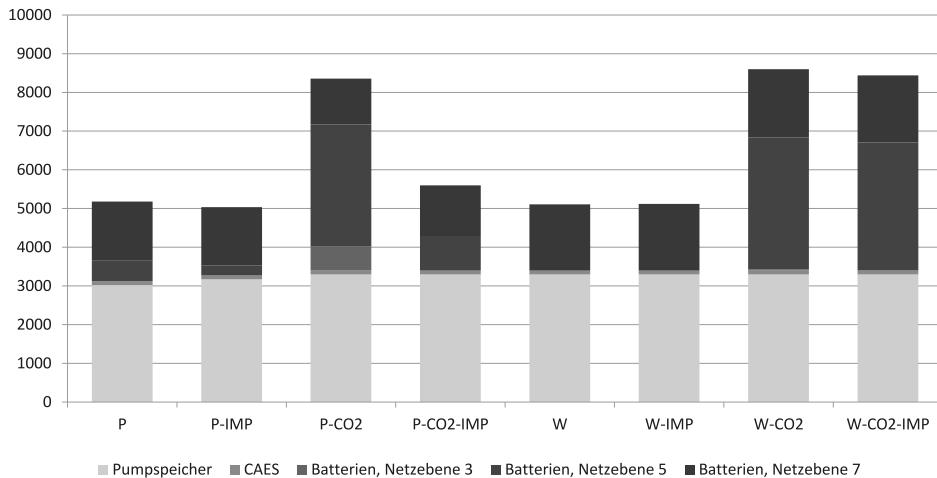


Abbildung 4: Elektrische Erzeugungsleistung installiert in Speichertechnologien in 2050 (Standortkombination Fall 3) [2]

Je nach energiepolitischen Rahmenbedingungen zeigen die Szenarioergebnisse einen unterschiedlich hohen Ausbau von Batteriespeichersystemen auf den verschiedenen Netzebenen, die sich für das Jahr 2050 auf 1,7 bis 5,2 GW summieren. Über alle Szenarien betrachtet ergibt sich in 2050 ein Zubau von Batterietechnologien kleiner Leistungsgröße auf der Netzebene 7 von mindestens 1,2 GW gesamt installierter Leistung, was durch den Ausbau von kleinen Solar-PV-Anlagen und dem damit verbundenen Ausgleichsbedarf bedingt ist. Diese Batterietechnologien tragen in 2050 etwa 1300 bis 1700 Stunden zur Strombereitstellung bei. Der Zubau von Batterietechnologien auf Netzebene 5 ist besonders stark in den Szenarien mit unterstellter CO₂ Emissionsreduktion ausgeprägt und erreicht 3,1-3,4 GW in 2050 in den Szenarien „P-CO2“, „W-CO2“ und „W-CO2-IMP“. Haupttreiber für den Zubau von Batterietechnologien auf Netzebene 5 ist die Integration von Windkraftanlagen und großen Solar-PV-Anlagen wobei die Speicher primär in den Sommermonaten zum Einsatz kommen, um das Produktionsüberangebot während der Niedriglastzeiten auszugleichen. Batteriespeichertechnologien auf der Netzebene 3 erreichen in 2050 mit 600 MW im Szenario „P-CO2“ ihren größten Ausbau unter den betrachteten Szenarien und ergänzen unter den Bedingungen des Szenarios „P-CO2“ (moderate Stromnachfrage, ambitionierte Klimaziele und ausgeglichener jährlicher Stromimportsaldo)

Pumpspeicherkraftwerke zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sowie zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Für Druckluftspeichersysteme (CAES) wurden aufgrund der bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich des in der Schweiz verfügbaren Speicherpotenzials konservative Annahmen zu den möglichen zukünftigen Ausbaumöglichkeiten dieser Technologie unterstellt. In allen Szenarien erreichen CAES Technologien eine installierte Leistung von 100 MW bis 2050 und sind damit wettbewerbsfähig gegenüber anderen neuen Speichertechnologien. CAES Systeme erreichen eine maximale Auslastung in 2050 von 4000 Stunden im „W-CO2-IMP“ Szenario und werden für kurz- und langfristige Speicherzwecke eingesetzt.

Neben Druckluftspeichern tragen langfristig auch Power-to-X Technologien zum saisonalen Ausgleich von Produktion und Verbrauch bei. In 2050 werden unter den Bedingungen einer stärker wachsenden Stromnachfrage und stringenten Klimazielen (Szenarien „W-CO2“ und „W-CO2-IMP“) knapp 1200 GWh Elektrizität in Power-to-X Technologien im Sommer in Methan und Wasserstoff umgewandelt. Ein Großteil davon wird in den Übergangs- und Wintermonaten in stationären und mobilen Applikationen verwendet. In den beiden Szenarien werden in 2050 etwa 13% der im Sommer erzeugten Elektrizität aus Solar-PV- und Windkraftanlagen in saisonale Speichertechnologien eingespeist. Hierfür ist eine elektrische Leistung des Elektrolyseurs von etwa 500 MW notwendig.

Unter allen betrachteten Szenarien stellen sich in den beiden Szenarien „W-CO2“ und „W-CO2-IMP“ in 2050 die höchsten Erzeugungsmengen aus intermittierenden erneuerbaren Energien ein, was bei beschränktem Netzausbau zur Produktion von überschüssigen Strommengen und einem entsprechenden Speicherausbau führt.

Zusätzliches Flexibilitätspotenzial im Elektrizitätssystem kann durch die Ausnutzung steuerbarer zeitlich variabler Lasten erschlossen werden. Hierfür stehen in den Verbrauchssektoren verschiedene Technologien zur Verfügung, wie zum Beispiel elektrische Warmwasserbereiter und Wärmepumpen mit Speichern, die es ermöglichen den Stromverbrauch von Spitzenlastzeiten zu verlagern und entsprechend von niedrigen Strombezugspreisen zu profitieren. Basierend auf dem gewählten Modellansatz wird in der vorliegenden Untersuchung ein Preisbildungsmechanismus (real time pricing) unterstellt, der es Endverbrauchern erlaubt, tatsächlich auf erzeugungs- bzw. übertragungsseitig hervorgerufene Preisschwankungen zu reagieren und ihren Verbrauch mittels intelligenter Regelungssysteme entsprechend anzupassen.

Im Fall 3 der untersuchten Standortkombinationen für neue Erdgaskombikraftwerke werden in 2050 zwischen 1,1 TWh (Szenario „P“) und 2,0 TWh (Szenario „W-CO2-IMP“) Elektrizität zur Lastverschiebung in elektrischen Wärmespeichern und Wärmepumpen eingesetzt (Abbildung 6). Dies entspricht 12% bis 18% des gesamten Stromeinsatzes für die Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme in 2050. Die Hälfte bis zwei Drittel der zur Lastverschiebung eingesetzten Elektrizität entfallen auf elektrische Warmwassertechnologien in den Haushalten und etwa ein Viertel bis knapp die Hälfte sind der Raumwärmeerzeugung im Haushaltssektor zuzurechnen. Es zeigt sich im Vergleich der Szenarien, dass diese Flexibilitätsoptionen stärker in den Klimaschutzszenarien Verwendung finden, da gleichzeitig durch eine Elektrifizierung der Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme fossile Energieträger in den Haushalten eingespart und somit CO₂ Emissionen gemindert werden können. In den Szenarien der P-Szenariofamilie wird gegenüber den Szenarien der W-Szenariofamilie aufgrund der geringeren Endenergiennachfrage tendenziell weniger Elektrizität zur

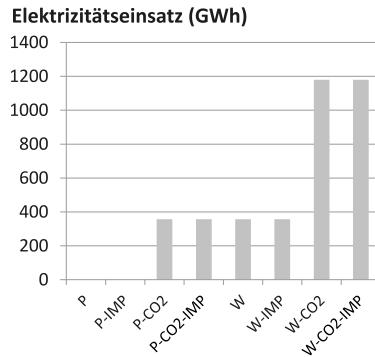


Abbildung 5: Saisonale Stromeinspeisung in Power-to-gas Anlagen in 2050 (Standortkombination Fall 3) [2]

Lastverschiebung in Wärmepumpen eingesetzt. Folglich kann argumentiert werden, dass zunehmende Bestrebungen zur Energieeinsparung im Wärmebereich den Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Elektrizitätssystems in diesem Bereich gegenüber stehen.

Elektrizitätseinsatz in Wärmespeicher und Wärmepumpen in TWh

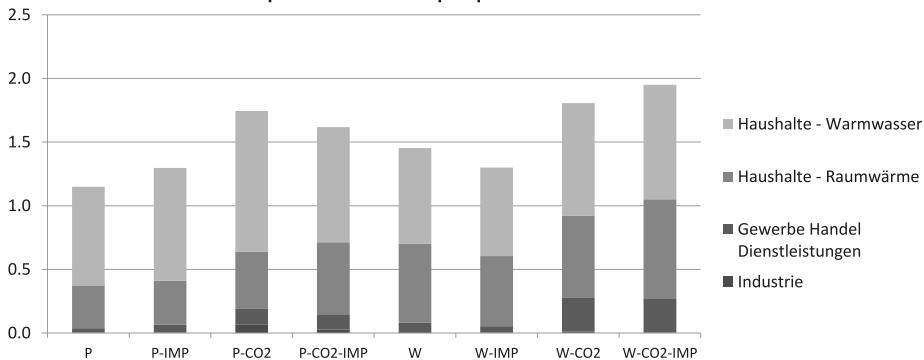


Abbildung 6: Elektrizitätseinsatz zur Lastverschiebung in elektrischen Wärmespeichern und Wärmepumpen in 2050 (Standortkombination Fall 3) [2]

In den Sensitivitätsszenarien mit erweitertem Netzausbau kommt es gegenüber den Szenarien ohne erweiterten Netzausbau zu einer Reduktion der Zeiten in denen Netzengpässe zu Preisspitzen führen, so dass durch die positiven Strompreiseffekte die Nachfrage nach Elektrizität angeregt wird. Der Anstieg der Stromnachfrage erfolgt in allen untersuchten Standortkombinationen, wobei in den Fällen 3 und 11 die Nachfrage deutlich stärker zunimmt verglichen mit Fall 26. Dies ist auf die vermehrten auftretenden Netzengpässe bei eingeschränktem Netzausbau in den Fällen 3 und 11 im Vergleich zu Fall 26 zurückzuführen. Für Fall 3 der Standortkombinationen steigt in 2050 die Stromnachfrage in der P-Szenariofamilie um bis zu 2 TWh an und in der W-Szenariofamilie um bis zu 8 TWh (Abbildung 7). Zuwächse im Stromverbrauch resultieren vor allem aus der verstärkten Anwendung von Wärmepumpen im Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsbereich und in den Haushalten, wobei es zur Substitution von Wärmeerzeugungstechnologien auf Basis fossiler Energieträger kommt. Aus dem Vergleich der beiden Szenariofamilien geht hervor, dass diese Substitutionseffekte stärker in den Szenarien der W-Familie ausgeprägt sind, was durch die höhere Endenergiennachfrage und folglich häufiger auftretenden Netzengpässe bei beschränktem Netzausbau bedingt ist. Erzeugungsseitig hat der erweiterte Netzausbau insbesondere ein Ansteigen der Stromerzeugung in zentralen Erdgaskraftwerken größerer Leistungsklassen zur Folge. Dabei wird primär die Erzeugung in kleineren dezentralen Erdgas KWK Anlagen sowie in Solar-PV- und Geothermieanlagen substituiert. Zum größten Zuwachs im Fall 3 der Standortkombinationen kommt es in Szenario „W-CO2“, in dem in 2050 durch erweiterten Netzausbau etwa 7 TWh mehr in großen Erdgaskraftwerken erzeugt werden. Der Vergleich der Veränderungen des Erzeugungsmixes bei erweitertem Netzausbau über die verschiedenen Standortkombinationen zeigt, dass sich das Niveau der Erzeugung in großen Erdgaskraftwerken in den Szenarien mit zunehmendem Ausbau der Netzinfrastuktur aneinander angleicht und letztendlich der Standort großer Erdgaskraftwerke eine untergeordnete Rolle spielt. Für den Fall 26 der Standortkombinationen zeigen die Ergebnisse der Szenarien mit unterstelltem CO₂ Minderungsziel einen leichten Rückgang der Erzeugung aus großen Erdgaskraftwerken zu Gunsten einer Zunahme der Erzeugung in Solar-PV-Anlagen in Regionen die vom Zubau großer Erdgaskraftwerken ausgeschlossen sind. Bei der Windenergie ist zu beobachten, dass in den untersuchten Standortkombinationen die Stromerzeugung aus Wind in den Szenarien ohne Klimaschutz bei erweitertem Netzausbau zunimmt, was durch die verbesserte NetzinTEGRATION aufgrund reduzierter Netzengpässe im Mittel-

und Hochspannungsnetz bedingt ist. In den Szenarien mit Klimaschutz ergeben sich langfristig durch erweiterten Netzausbau kaum Veränderungen bei der Stromerzeugung aus Wind, da die Potenziale bereits in den Szenarien ohne erweiterten Netzausbau ausgeschöpft werden.

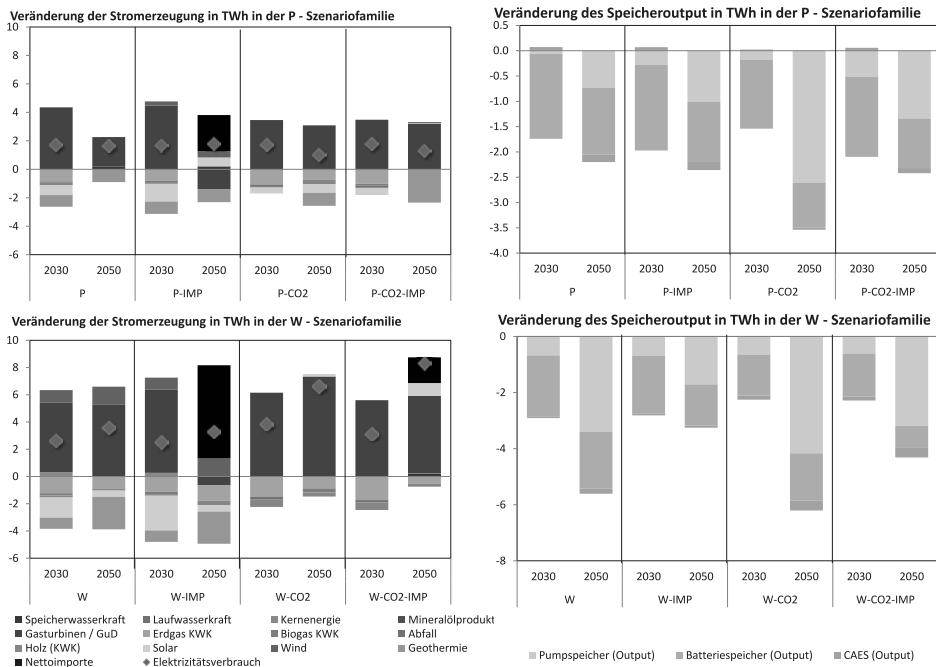


Abbildung 7: Veränderung der Elektrizitätserzeugung (links) bzw. der Speichernutzung (rechts) in 2050 in den Sensitivitätsszenarien mit erweitertem Netzausbau gegenüber den Szenarien ohne erweiterten Netzausbau für den Standortfall 3 [2]

Da der Abbau von Netzengpässen zu einer Reduktion der Strompreisdifferenzen und zu einer verbesserten Integration von erneuerbaren Energien beiträgt, kommt es in allen Szenarien zu einem verminderten Einsatz von Speichertechnologien. Im Fall 3 der Standortkombinationen reduziert sich die Stromproduktion in Speichern durch erweiterte Netzausbaumaßnahmen um 1,5 bis 2,9 TWh in 2030 und um 2,2 bis 6,2 TWh in 2050, wobei in 2030 vor allem der Einsatz von Batteriespeichern zurück geht und in 2050 größtenteils die Bewirtschaftung der Pumpspeicher. Der mittelfristige Rückgang der Batterienutzung auf den niedrigen Spannungsebenen ist durch den reduzierten Ausbau von Solar-PV-Technologien in Sensitivitätsszenarien mit erweitertem Netzausbau zu begründen. Obwohl sich durch den erweiterten Netzausbau insbesondere die Auslastung der Batteriespeicher verändert, ergeben sich auch Rückgänge in der installierten Leistung mit bis zu 2 GW in 2050 im Szenario „P-CO2“.

Der erweiterte Ausbau der Netzinfrastruktur bewirkt insgesamt eine Reduktion der Kosten für das Strom- und Wärmesystem. Die undiskontierten kumulierten Kosten für den Zeitraum 2010 bis 2050 für den Fall 3 der Standortkombination belaufen sich auf etwa 1300 Milliarden Schweizer Franken (CHF) in den Szenarien „P-CO2“ und „P-CO2-IMP“ und zirka 1650 Milliarden CHF in den Szenarien „W-CO2“ und „W-CO2-IMP“ unter

der Annahme, dass keine erweiterten Netzausbaumaßnahmen durchgeführt werden. Die Kosten verringern sich zwischen 2020 und 2050 um knapp 45 Milliarden CHF in den beiden P-Szenarien und 61 Milliarden CHF im Szenario „W-CO2“ und 76 Milliarden CHF im „W-CO2-IMP“ Szenario. Dies entspricht durchschnittlichen jährlichen Kostenreduktionen über den Zeitraum von 1,4 bis 2,5 Milliarden CHF (Abbildung 8). Ein Großteil der Kostenentlastungen ist reduzierte Kapitalkosten für Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen zuzurechnen. Im Fall dass ein erweiterter Netzausbau zu einem Zubau von Wärmepumpenanlagen im Haushaltssektor führt, können Investitionen in kostenintensive Mikro-KWK-Anlagen vermieden werden. Unter den getroffenen Kostenannahmen können die Kosten für den erweiterten Netzausbau durch Kosteneinsparungen im Elektrizitätsversorgungssektor und in den Verbrauchssektoren kompensiert werden.

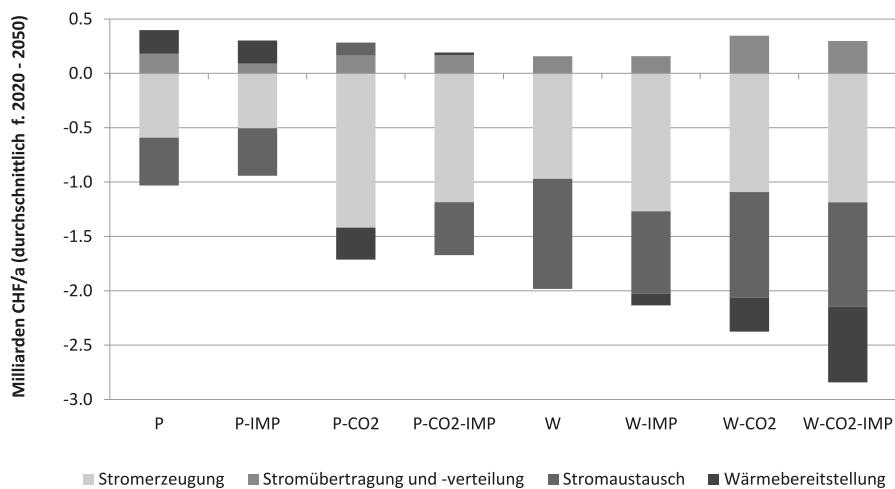


Abbildung 8: Veränderungen der Kosten des Strom- und Wärmesystems in den Sensitivitätsszenarien mit erweitertem Netzausbau gegenüber den Szenarien ohne erweiterten Netzausbau für Fall 3 der Standortkombinationen [1]

Abbildung 9 fasst die Ergebnisse zum Ausbau von Pumpspeicher-, Batterie- und Power-to-X-Technologien in Abhängigkeit von der installierten Leistung von Windenergie- und Solar-PV-Anlagen über alle Szenarien und Standortkombinationen für neue Erdgaskombikraftwerke zusammen. Der Bedarf an neu installierter Leistung in Pumpspeicher- und Power-to-X-Technologien nimmt in nur sehr geringem Ausmaß mit der Marktdurchdringung von Wind- und Solaranlagen zu, wohingegen die Leistung in Batteriespeichersystemen exponentiell mit steigender Stromerzeugung aus Wind und Sonnenenergie anwächst. Ab einer Ausnutzung von etwa 80 % der unterstellten Potenziale für den Ausbau von Wind- und Solar-PV-Technologien übersteigt die installierte Leistung der Batteriesysteme die der Pumpspeicherkraftwerke.

Zusammenfassung

Ziel der Studie war die Untersuchung verschiedener langfristiger Strategien zur Integration stochastisch einspeisender erneuerbarer Energien in der Schweiz. Hierfür wurde ein Energiesystemmodell verwendet, welches durch eine hohe zeitliche Auflösung gekennzeichnet ist sowie durch die Abbildung der variablen Elektrizitätseinspeisung aus Wind- und Sonnenenergie, durch die Modellierung von Netzinfrastrukturbeschränkungen sowie die Berücksichtigung von Märkten für Systemdienstleistungen. Die methodischen

Modellerweiterungen erlauben eine verbesserte Analyse der Integration erneuerbarer Energien insbesondere der nowendigen Infrastrukturinvestitionen.

Die Ergebnisse der Szenarioanalyse zeigen eine langfristige Zunahme von Netzengpässen in der Schweiz für den Fall, dass bis auf die bis 2025 vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen keine zusätzlichen Erweiterungen vorgenommen werden. Netzengpässen können einerseits durch eine Zunahme des Stromverbrauchs bedingt sein und andererseits von den Standorten und Leistungsgrößen neuer Erdgaskombikraftwerke anhängen. In Regionen in der Schweiz, in denen der Ausbau großer Erdgaskraftwerke durch mangelnde Kapazität der Übertragungsnetze beschränkt ist, können dezentrale Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien kosteneffizient zur Stromversorgung beitragen.

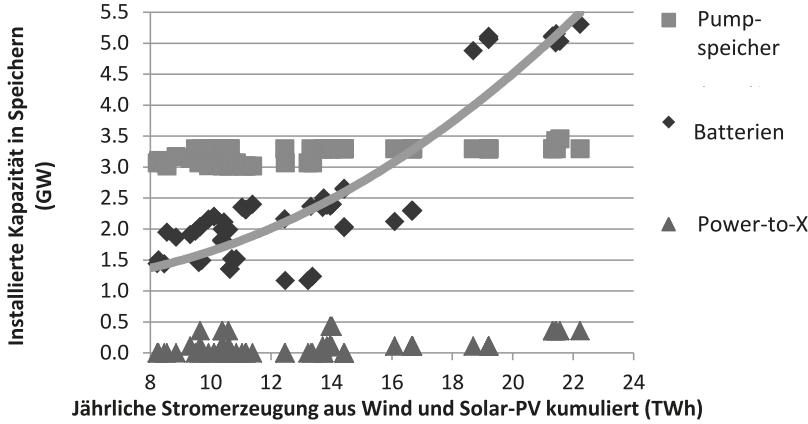


Abbildung 9: Speicherbedarf in Abhängigkeit von der installierten Leistung der Windenergie- und Solar-PV-Anlagen [1]

Unter den Bedingungen ambitionierter CO₂ Minderungsziele kommt es langfristig zu einer weitestgehend vollständigen Ausschöpfung der Potenziale zur Stromerzeugung aus Sonnen und Windenergie (bis zu 22 TWh in Summe in 2050) für deren Integration bis 8,5 GW Leistung in strombasierten Speichern installiert sind. Bei konservativen Annahmen hinsichtlich des Baus neuer Dammanlagen stellt sich langfristig eine installierte Leistung in Pumpspeicherwerkstypen von 3 bis 3,5 GW ein. Pumpspeicherwerke sind primär in das Hochspannungsnetz eingebunden und werden bei zunehmendem Ausbau durch andere Speichertechnologien ergänzt. Ab einer Ausnutzung von etwa 80 % der unterstellten Potenziale für den Ausbau von Wind- und Solar-PV-Technologien übersteigt die installierte Leistung der Batteriesysteme die der Pumpspeicherwerkstypen und steigt auf bis zu 5,5 GW in 2050 an. Batteriespeicher ermöglichen einen dezentralen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, wobei der Zubau von Batterien im Niederspannungsnetz insbesondere die Integration kleiner dezentraler Solar-PV-Anlagen unterstützt und der Zubau im Mittelspannungsnetz größere Solar-PV-Anlagen und Windkraftwerke. Druckluftspeicher stellen eine Option zu Speicherung über mehrere Monate dar. Ihr Ausbau ist jedoch stark von der regionalen Verfügbarkeit von Speichermöglichkeiten abhängig. Für den saisonalen Ausgleich kommen außerdem Power-to-X Technologien zum Einsatz, die über alle Szenarien betrachtet bis zu 900 GWh Strom zu saisonalem Speicherung aufnehmen. Unter den Bedingungen ambitionierter Klimaziele sowie eines starken Wachstums der Energienachfrage werden in 2050 etwa 13 % der im Sommer erzeugten Elektrizität aus Solar-PV- und Windkraftanlagen in saisonale Speichertechnologien eingespeist. Weiterhin tragen Lastverschiebungen mittels elektrischen Wärmespeichern und Wärmepumpen im Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsbereich und bei den Haushalten zur Flexibilisierung des schweizerischen Elektrizitätsnetzes bei. In 2050 kann dies bis zu knapp einem Fünftel des gesamten Stromeinsatzes für die Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme ausmachen. Hinsichtlich der Bedeutung des Ausbaus der

Elektrizitätstransportinfrastruktur zeigen die Ergebnisse der Studie, dass Beschränkungen hinsichtlich des Netzausbau durchschnittlich jährliche Systemkosten in Höhe von bis zu 2,5 Milliarden CHF für den Zeitraum 2020 bis 2050 verursachen können, was darauf zurückzuführen ist, dass Netzengpässe eine kosteneffiziente Ausgestaltung des Energiesystems auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite einschränken können. Obwohl in einigen Regionen in der Schweiz der Ausbau der Netzinfrastruktur in Konkurrenz mit dem Ausbau von Speichertechnologien steht, kann für die Schweiz insgesamt zusammengefasst werden, dass es sowohl Speichertechnologien als auch Netzerweiterungsmaßnahmen benötigt, um das Potenzial der Elektrizitätserzeugung aus Sonnen- und Windenergie kosteneffizient zu erschließen.

Dank

Die diesem Artikel zugrunde liegenden Forschungsarbeiten wurden teilweise vom Schweizer Bundesamt für Energie und von Swissselectric Research im Rahmen des Projektes "System modelling for assessing the potential of decentralised biomass-CHP plants to stabilise the Swiss electricity network with increased fluctuating renewable generation (CHP-Swarm)" finanziert sowie durch das Competence Centre Energy and Mobility (CCEM) und Swissselectric Research im Rahmen des Projektes "Integration of Stochastic renewables in the Swiss Electricity Supply System (ISCHESS)".

Literatur

- [1] Panos E., R. Kannan Strategies for integration of Variable Renewable Generation in the Swiss electricity system. 15. Europäische Konferenz der IAEE, 3.-6. September 2017 in Wien
- [2] Fuchs, A., T. Demiray, E. Panos, R. Kannan, T. Kober, C. Bauer, W. Schenler, P. Burgherr and S. Hirschberg ISCHESS – Integration of stochastic renewables in the Swiss electricity supply system. – Projektbericht, Competence Center Energy and Mobility and Swiss Electric Research, 2017
- [3] Bruckner T., I. A. Bashmakov, Y. Mulugetta, H. Chum, A. de la Vega Navarro, J. Edmonds, et al. Energy Systems. In: Edenhofer, O. RP-M, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, et al., editors. Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press; 2014.
- [4] Prognos AG. Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (The energy perspectives for Switzerland until 2050). Swiss Federal Office of Energy; 2012.
- [5] Loulou R, Remne U, Kanudia A, Lehtila A, Goldstein G. Documentation for the TIMES Model, Energy Technology Systems Analysis Programme. 2005.
- [6] Kannan R, Turton H. Switzerland energy transition scenarios - development and application of the Swiss TIMES Energy system Model (STEM). Final Report to Swiss Federal Office of Energy, Bern2014.
- [7] Panos E, Kannan R. The role of domestic biomass in electricity, heat and grid balancing markets in Switzerland. Energy. 2016;112:1120-38.
- [8] Schlecht I, Weigt H. Swissmod: A Model of the Swiss Electricity Market. FoNEW Discussion Paper 2014/01; 2014.
- [9] CCEM. Integration of stochastic renewables in the Swiss electricity supply system (ISCHESS). Competence Center Energy and Mobility 2016.
- [10] Ueckerdt F, Brecha R, Luderer G, Sullivan P, Schmid E, Bauer N, et al. Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load duration curves. Energy. 2015;90, Part 2:1799-814.
- [11] Lehtila A, Giannakidis G, Tigas K. Residual Load Curves in TIMES. IEA - Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP); 2014.
- [12] Hirth L, Ziegenhagen I. Balancing power and variable renewables: Three links. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2015;50:1035-51.
- [13] Vögelin P, Georges G, Buffat R, Beccuti G, Demiray T, Panos E, et al. System modelling for assessing the potential of decentralised biomass-CHP plants to stabilise the Swiss electricity network with increased fluctuating renewable generation (CHP SWARM). Bundesamt für Energie (BFE); 2016.
- [14] Yan J, Schenler W. Customized Cost Calculation for Carbon Capture and Storage in Switzerland. SP1 of CARMA (Carbon Management in Power Generation Industry) project: Technology Assessment Group Laboratory for Energy Systems Analysis Paul Scherrer Institut; 2012.
- [15] Swissgrid. Netz 2025. 2015.

Flexibilitätsvermarktung von Energie im hierarchischen Objektmanagement durch ein Multi-Agenten-System

Dipl.-Math. **Therese Klärner**, Fraunhofer IOSB-AST, Ilmenau

Kurzfassung

Im Rahmen des Forschungsprojektes sMobilityCOM wird am Fraunhofer IOSB-AST ein Prototyp auf Basis eines Multi-Agenten-Systems zur Berechnung und Vermarktung von Energieflexibilitäten erarbeitet. Je Objekt agiert ein intelligenter Agent (Objektmanager), welcher die komplette Eigenverbrauchsoptimierung, die Überwachung des CO₂-Verbrauchs und die Meldung von thermischen und elektrischen Flexibilitäten übernimmt. Ein Master-Agent, der sogenannte Objektmanagerservice, aggregiert die Flexibilitätsoptionen aller verknüpften Objektmanagers und vermarktet sie optimal anhand verschiedener Flexibilitätsprodukte.

Abstract

The Fraunhofer IOSB-AST is part of the consortium of the research project sMobilityCOM. Its objective is the development of a prototype based on a multi-agent system to calculate and rate energy flexibilities. Every property is represented by one intelligent agent (so called "Objektmanager") which manages the private consumption optimization, the tracking of the greenhouse gas emission and the communication of thermal and electric flexibilities. One Master Agent (so called "Objektmanagerservice") aggregates the flexibility options of all linked properties and markets them optimally in consideration of diverse flexibility products.

1. Motivation

Unser Umgang mit Energie befindet sich, vor allem politisch gewollt, im Umbruch. In möglichst allen Aspekten des täglichen Lebens und Arbeitens wird ein effizienter, bewusster Umgang mit den Energieressourcen unserer Umwelt vorangetrieben (siehe auch [1]). Dies betrifft sowohl die Energieerzeugung, als auch den Verbrauch, sowohl gewerbe- als auch haushaltsseitig. Handlungsmöglichkeiten sind dabei vor allem die Eigenverbrauchsoptimierung und der Einsatz Erneuerbarer Energien. Gerade in den Themenfeldern Smart Home und Elektromobilität ergibt sich eine verstärkte Handlungsmöglichkeit. Gegenstand der aktuellen Forschung im Energieumfeld ist dementsprechend mehr und mehr die Erarbeitung neuer Vermarktungsansätze und die intensivere Anbindung des Endkunden an den Energiemarkt (vgl. [2]). Eine starke Motivation ergibt sich weiterhin anhand der unsicheren Einspeisung der erneuerbaren

Energien und daraus resultierend der weiterführenden Schaffung von Netzstabilisierungsmaßnahmen. Besonders der Windenergieausbau ([3]) sowohl Onshore als auch Offshore wird zu verstärktem Handlungsbedarf mit verkürztem Handlungszeitraum führen.

Grundlegend dafür sind die Zielvorgaben der Bundesregierung laut Tabelle 1.

Tabelle 1: Ziele aus dem “Energiekonzept” der Bundesregierung, laut [4]

	2020	2030	2040	2050
Reduktion der Treibhausgasemission (im Verhältnis zu 1990)	-40%	-55%	-70%	-80 bis -90%
Mindestanteil der EE am (Brutto-) Energiebedarf	35%	50%	65%	80%
Reduktion des Primärenergiebedarfs	-20%			-50%
Reduktion des Strombedarfs	-10%			-25%
Reduktion des Wärmebedarfs (2020) bzw. des fossilen Primärenergiebedarfs von Gebäuden (2050)	-20%			-80%

Diese ambitionierten Ziele können nur durch einen sehr hohen EE-Ausbau und enorme Energieeinsparmaßnahmen in allen Sektoren erreicht werden. Empfohlene Maßnahmen aus [4] sind unter anderem die gesetzliche Vorgabe der Klimaneutralität von Neubauten, die Unterstützung von flexiblen Erzeugern, Anreize für EE-basierte Heizungsnetze und die Förderung von elektrizitätsbasiertem Transport. Der „REN21 Renewables 2017 Global Status Report“ ([5]) bezeichnet sogar die Schaffung von maximalen Flexibilitäten im Energiesystem als Schlüsselerkenntnis zur Integration eines Großteils der fluktuierenden EE-Einspeisung. Die vorhergehenden Zielvorgaben und Erkenntnisse werden in Form von Zielfunktionsvorgaben im Projekt sMobilityCOM berücksichtigt. Hauptaspekte sind die Eigenverbrauchsoptimierung von Haushalten und KMUs, die Bereitstellung von Flexibilitäten dezentraler Erzeuger und Lasten (auch Elektrofahrzeuge) und die Minimierung des CO₂-Ausstoßes der Akteure.

2. Betrachteter Anwendungsfall

Anwendungsfall des Projektes sMobilityCOM ist die Betrachtung von ambulanten Pflegediensten. Die Branche der ambulanten Pflegedienste eignet sich durch die hohe Zahl an Fahrzeugen und die typischen Tourenverläufe besonders als „early adopter“ für Elektroautos. Die Unternehmen arbeiten äußerst kostensensibel, was Herausforderung und Chance zugleich ist. Durch den Einsatz innovativer Fahrzeuge mit geringeren Energiekosten und einer höheren Jahresfahrleistung wird die Wirtschaftlichkeitsschwelle eher erreicht. Den wirtschaftlichen und komfortablen Einsatz von Elektrofahrzeugen hat sich das Konsortium von sMobilityCOM zum

Ziel gesetzt. Ein komfortables Einsatzmanagement der Elektrofahrzeuge integriert sowohl die Pflegedienstplanung und –steuerung als auch das Energiemanagement am Standort.

Der voranstehende Anwendungsfall dient als Startpunkt der Betrachtungen und wird durch allgemeingefasste Szenarien von Haushalten und KMUs erweitert.

3. Flexibilitätsberechnung

Es kann davon ausgegangen werden, dass ein untersuchter Pflegedienstleister über einen oder mehrere Standorte verfügt, welche energetisch unabhängig voneinander sind. Dies gilt ebenso für zur Betrachtung in Frage kommende Ein- und Mehrfamilienhäuser und KMUs.

Fokus der Arbeit ist die Bestimmung von Flexibilitätspotentialen, welche das Objektmanagement betreffen. Ziel ist die Konzeption und Implementierung eines Objektmanagerservice, welcher die Ergebnisse der Objektmanager der einzelnen Objekte aggregiert und vermarktet. Für diesen Ansatz wird ein Multi-Agenten-System konzipiert und implementiert.

Ein Multi-Agenten-System ist als ein lose verknüpftes Netzwerk von Problemlösern definiert, welche interagieren um Probleme aufzulösen, welche außerhalb ihrer individuellen Kapazitäten oder des Wissens eines jeden einzelnen Lösers liegen ([6]).

Hauptcharakteristiken von Multi-Agenten-Systemen sind laut ([7]):

- Jeder so genannte Agent hat nur unvollständige Informationen oder Problemlösungskapazitäten und somit einen eingeschränkten Blickwinkel auf das Gesamtproblem.
- Es gibt keine vollumfängliche globale Systemkontrolle.
- Die Daten sind dezentralisiert.
- Die Berechnung der Lösung(en) erfolgt asynchron.

Jeder Objektmanager stellt mindestens einen Agenten in einem Multi-Agenten System dar (siehe Abb. 1). Die Messdatenerhebung erfolgt, bis auf externe Prognosen (beispielsweise Wetter) im jeweiligen Objektmanager. Dies, zusammen mit der eigentlichen Optimierung, bestimmt die Anzahl der Agenten pro Objektmanager. Der Objektmanagerservice agiert dabei als Master-Agent, welcher keine Detailinformation über die einzelnen Objekte besitzt, sondern auf die Ergebnisse der einzelnen Agenten angewiesen ist. Sinnvolle Fallback-Lösungen müssen für den Fall von Fehlwerten konstruiert werden.

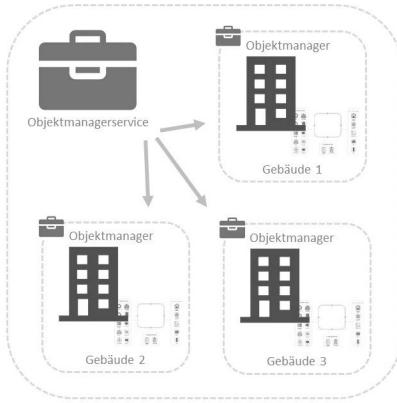


Bild 1: Skizze Objektmanagerservice

Es wird angenommen, dass das betreffende Modell eines Haushaltes / Standortes k folgendermaßen beschrieben werden kann:

$$\begin{aligned} \min \quad & c_k^T x_k \\ \text{Nb.} \quad & M_k x_k = b_k \\ & x_k \geq 0, \quad c_k, x_k \in \mathbb{R}^{n_k}, b_k \in \mathbb{R}^{m_k} \end{aligned}$$

c_k sind dabei die standorteigenen Energiekosten (und -Erlöse), x_k die standortbezogenen Entscheidungsvariablen, M_k und b_k beschreiben die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Jeder Standort nimmt seine Eigenverbrauchsoptimierung selbstständig vor und errechnet anhand des prognostizierten Bedarfs mögliche Flexibilitätspotentiale aus. Flexibilitätspotentiale ergeben sich anhand von Lastverschiebungen (Speicher, alternative Erzeugungsmöglichkeiten, Energieeinkauf, etc.). Dies können sowohl Mehrleistungen als auch Minderleistungen sein, d.h. positive und negative Flexibilitätsoptionen. Beide können zeitgleich angeboten werden und gehen dementsprechend in die Standortzielfunktion ein.

Der Objektmanagerservice übernimmt die Aggregation der Flexibilitätspotentiale der einzelnen s Standorte, vermarktet diese und gibt Rückmeldung über die vermarktenen Mengen an die Standorte zurück. Demnach ergibt sich im ersten Schritt der Flexibilitätsermittlung das Gesamtoptimierungsmodell:

$$\min \quad \begin{pmatrix} c_1 \\ \vdots \\ c_s \end{pmatrix}^T \begin{pmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_s \end{pmatrix}$$

$$Nb. \quad \begin{pmatrix} M_1 & 0 & 0 \\ 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & M_s \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_s \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} b_1 \\ \vdots \\ b_s \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_s \end{pmatrix} \geq 0, \quad c_1, x_1 \in \mathbb{R}^{n_1}, \dots, c_s, x_s \in \mathbb{R}^{n_s}, b_1 \in \mathbb{R}^{m_1}, \dots, b_s \in \mathbb{R}^{m_s}$$

Es ist unerheblich, ob die Flexibilitäten vom Objektmanagerservice oder vom Standort-Objektmanager mit einem Preis bewertet werden, solange neben dem reinen Produkt aus Arbeitspreis und Flexibilitätsmenge keine Preisstaffelungen stattfinden. Mindest- und Maximalgrößen für das standortübergreifende Flexibilitätsprodukt sollten vermieden werden. Bei der Vorgabe einer Mindestgebotsgrenze kann nach Ermittlung der Flexibilitätsmenge entschieden werden, ob das Angebot platziert werden kann oder nicht. Die Rückmeldung an die Standorte ist dann automatisch eine Vermarktungsmenge von 0. Maximalgebotsgrenzen sind derzeit unüblich und werden aus diesem Grund nicht betrachtet.

Die Berechnung der Primärenergie-, Fernwärme- und Strombeschaffungsmengen übernehmen die einzelnen Standorte selbständig.

Offensichtlich kann obiges Optimierungsproblem, welches derzeit häufig global berechnet wird, aufgrund der Blockdiagonalmatrixform in die einzelnen Optimierungsprobleme nach Standorten aufgeschlüsselt zerlegt werden (Durch direkte Summe, wobei die Matrizen M_1, \dots, M_s sogar komplementär zueinander sind). Es liegt nahe die Berechnung der einzelnen Standortoptimierungen lokal auszuführen, die Ergebnisse global zu bündeln und die Gesamtflexibilitätpotentiale zur Vermarktung zur Verfügung zu stellen. Die theoretisch maximal mögliche positive Flexibilitätsmenge ist dabei die Summe aller standorteigenen positiven Flexibilitätsmengen. Analog gilt dies für die negative Flexibilitätsmenge. Die zugrundeliegenden Preisabschätzungen für die Flexibilitätsmengen werden durch den Objektmanagerservice den einzelnen Standorten der Optimierung vorgelagert zur Verfügung gestellt.

Großer Vorteil der Distribution des Optimierungsproblems ist die Anpassung der lokalen Solver an das lokale Optimierungsproblem. Es ist ebenso möglich unterschiedliche lokale Optimierungsprobleme zu betrachten: Kontinuierlich vs. diskret, deterministisch vs. stochastisch, linear vs. nichtlinear. Ergebnis eines jeden lokalen Optimierungsproblems sind die Mengen zur positiven und negativen Flexibilitätsbereitstellung für jeden Tastschritt t . Dabei müssen Besicherungen eingehalten werden. Dies bedeutet, dass aufgrund der sich ergebenden Prognoseunsicherheiten, insbesondere in Bezug auf EE-Anlagen und die standorteigenen Lasten, Sicherheiten berücksichtigt werden müssen. Dies kann beispielsweise durch Berücksichtigung

des durchschnittlichen Prognosefehlers oder in Form von pauschalen Flexibilitätsgrenzen erfolgen.

Die Erarbeitung der Einspeise- und Lastprognosen als Hauptgrundlage der Optimierung erfolgt ebenfalls im Rahmen des Projektes sMobilityCOM. Die Evaluierung der Optimierungsmodelle erfolgt parallel dazu anhand von historischen Werten.

Im ersten Schritt wird ein mehrstufiges Optimierungsmodell zur Abbildung des Objektmanagements aufgebaut. Dazu ergeben sich folgende Schritte:

1. Objektmanagement eines einzelnen Gebäudes ohne Elektrofahrzeuge (EVs)
2. Objektmanagement eines Gebäudes mit EVs
3. Konzeption eines Objektmanagerservice für mehrere Gebäude mit EVs

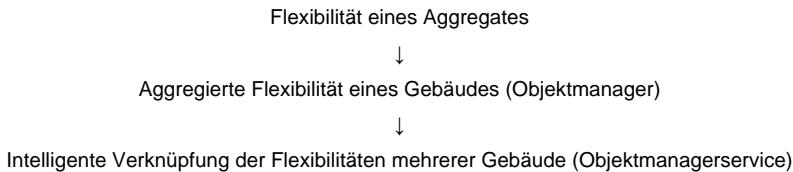
Dabei werden die folgenden drei Gesichtspunkte betrachtet werden:

- Maximierung des Eigenverbrauchs (Anreiz für Nutzer)
- Minimierung des CO₂-Austoßes (Politisches Ziel)
- Maximierung der Flexibilität (Anreiz für Nutzer und Netzbetreiber / Lieferanten)

Es ergibt sich ein Vergleich einzelner mit multiplen Zielfunktionen hinsichtlich der Lösung des Optimierungsproblems. Dies kann hierarchisch oder gewichtet erfolgen.

An dieser Stelle ist es ebenfalls möglich Unsicherheiten bzgl. Preisen und der EE-Einspeisung einzubinden und ein stochastisches Optimierungsmodell auf Basis stochastischer Prognosen zu erarbeiten.

Hieraus ergibt sich diese Abfolge als Überblick:



Im ersten Schritt wurde ein MIP (Mixed Integer Linear Programme) implementiert. Aufgrund der Heterogenität des Multi-Agenten-Systems sind im weiteren Verlauf auch Teilmodelle als (MI)NLP konstruierbar.

Die Implementierung der Optimierungsmodelle erfolgt vorrangig in Python. Die am Fraunhofer IOSB-AST entwickelte Software EMS-EDM PROPHET® wird unterstützend zur grafischen Modellierung herangezogen.

Folgende Vorteile der Multi-Agenten-Systeme werden genutzt:

- Lösung komplexer Probleme mit limitierten Ressourcen (Rechenzeit, Speicher; „Distributed computing“)
- Komplette Teilprobleme können bei fehlenden Informationen / Kommunikationsunterbrechungen vernachlässigt bzw. substituiert werden ohne die Lösbarkeit des Gesamtproblems zu verlieren
- Skalierbarkeit – Jederzeit Erweiterung oder Verringerung um Teilmodelle
- Keine Festlegung auf LP, MIP, NLP, etc. notwendig, da Optimierungsteilprobleme von einzelnen Agenten gelöst werden und somit heterogen gehalten werden können
- Hohe Anwendbarkeit im IoT

Es werden exemplarische Objekte optimiert, welche die verschiedenen technischen Einheiten (TE) zur Energiebereitstellung in Ein- und Mehrfamilienhäusern bzw. gewerblich genutzten Gebäuden abbilden, siehe Abbildung 2.

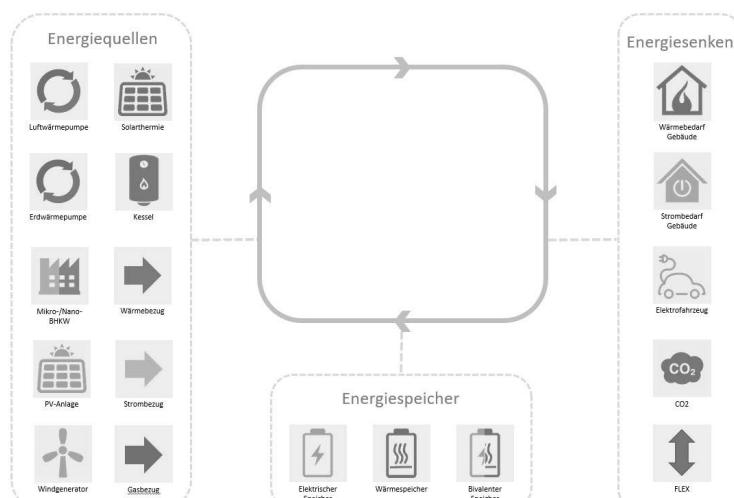


Bild 2: Optimierungsmodellkomponenten

Es werden sowohl elektrische als auch thermische Flexibilitäten betrachtet werden. Die verschiedenen Ausprägungen von Flexibilitäten sind Lastverschiebung, Lastanhebung und –absenkung, Erzeugungsanhebung und –absenkung, Ein- und Ausspeicherung, siehe Abbildung 4.



Bild 3: Mögliche Flexibilitäten (Strom und Wärme)

Zur Lösung der Optimierungsmodelle werden etablierte Solver (GAMS-Solver, GUROBI) berücksichtigt um den Implementierungsaufwand hinsichtlich der Optimierung der Modelle überschaubar zu halten. Die gewählten Solver werden vor allem aufgrund Ihrer hohen Performanz im Bereich der LP und MIP herangezogen und den bereits umfangreich gesammelten Erfahrungen mit GAMS-Algorithmen am Fraunhofer IOSB-AST.

4. Flexibilitätsvermarktung

Ergebnis der Gesamtoptimierung, also Hauptaufgabe des Master-Agenten, sollen Flexibilitätsprodukte zur Vermarktung an bestehenden und zukünftigen Märkten sein, siehe Abbildung 4.

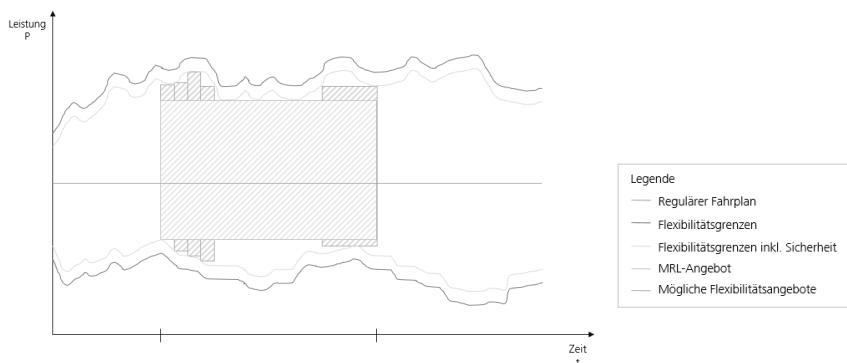


Bild 4: Flexibilitätsprodukte

Die angebotenen Produkte können dabei sinnvollerweise zwischen einzelnen Viertelstunden bis zu Blöcken von mehreren Stunden variieren. Dies hängt maßgeblich von gewünschten bzw. notwendigen Sicherheitsgrenzen zur Versorgung der einzelnen Gebäude ab.

Für die Umsetzung des Objektmanagements ist es erforderlich wirtschaftliches Potenzial für diesen Ansatz zu ermitteln. Daher wurden Gesamtanwendungsfälle entwickelt und beschrieben, welche den beteiligten Akteuren wirtschaftliche Anreize anbieten ein Objektmanagement umzusetzen. Ein Vielzahl möglicher Integrationsmodelle wird in [8] überblickhaft angegeben. Mögliche im Projekt betrachtete Anwendungsfälle zur Flexibilitätsvermarktung sind der Börsenhandel, die Minimierung von Ausgleichsenergie und der lokale Handel.

Das Ziel des Anwendungsfalls Börsenhandel liegt in der Vermarktung des Flexibilitätpotentials des Objektes (inkl. aller Erzeuger und Verbraucher), um die Energiebezugskosten zu minimieren. Dazu wird sich der Strombörse (DayAhead- und IntraDay-Markt) bedient.

Die Zielsetzung der Minimierung von Ausgleichsenergie stellt sich wie folgt dar: Aufgrund von Prognosegenauigkeiten und individuellem Verbrauchsverhalten treten Abweichungen zum Fahrplan auf. Diese können durch IntraDay-Geschäfte gedeckt werden. Sollte eine verbleibende Abweichung bestehen, wird diese über Ausgleichsenergie gedeckt. Das Ziel dieses Anwendungsfalles ist die maximale Deckung der Fahrplanabweichung durch Ausnutzung des

Flexibilitätspotenzials innerhalb des Verantwortungsbereiches eines Objektmanagementser-vice um die Kosten für Ausgleichsenergie zu minimieren.

Der interessanteste Anwendungsfall im Hinblick auf die höhere Dynamik stellt der lokale Han-del dar. Durch die Existenz einer lokalen Handelsplattform (z.B. innerhalb eines Quartieres) können Energiemengen zwischen Objektmanagern (OMS) gehandelt werden um eine räum-lich ausgeglichene Energiebilanz zu gewährleisten. Weiterhin können durch den lokalen Han-del die Energiebezugskosten des Einzelnen minimiert werden, in dem in einem Objekt bestehende Flexibilitätsoptionen lokal genutzt und nicht an der Strombörse gehandelt wird. Der Handel basiert auf dem Flexibilitätspotenzial der Objekte.

Der Anwendungsfall der Minimierung von Ausgleichsenergie ist ein Fokus des Forschungs-projektes REGEES ([9]) am Fraunhofer IOSB-AST. Hier soll unter anderem beantwortet, wer-den, ob prinzipiell genügend Flexibilitäten bereitstehen, um Netzsituationen zu stabilisieren und wie sichergestellt werden kann, das die Bereitstellung von Flexibilitäten in einem Verteil-netz die Netzsituation in einem anderen Verteilnetz nicht beeinflusst. Diese Fragestellungen können ebenso in Bezug auf Ortsnetze transferiert werden.

5. Ausblick

Es ergeben sich folgende weiterführende Fragestellungen, welche im Rahmen des Projektes sMobilityCOM untersucht werden:

- Wie soll mit Unsicherheiten bezüglich Einspeisung und Last umgegangen werden? (Insbesondere in Bezug auf EE-Anlagen und Elektrofahrzeuge)
- Inwieweit lassen sich Grenzen für den Fall der Distribution abschätzen?
- Welche konkreten Ausprägungen von Vermarktungsprodukten sind denkbar?
- Inwieweit können sich einzelne Anlagen gegenseitig absichern?
- Welche Vorteile bezüglich der Performanz und Usability lassen sich durch Multi-Agen-ten-Systeme im Vergleich zur Optimierung mit globaler Zielfunktion generieren?

Ziel der Arbeiten ist die Erarbeitung eines Multi-Agenten-Systems zur Datenerhebung, Opti-mierung und Ergebnisweiterverwertung inkl. Nutzeranbindung dar. Dies steht bisherigen Ver-öffentlichungen insofern gegenüber, dass nicht eine rein systemische Untersuchung erfolgt, sondern über konstruierte Beispiele hinaus ein durch Feldtests erprobter Prototyp geschaffen werden soll.

Das Projekt sMobilityCOM wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ge-fördert. Voraussichtliches Förderungsende ist der 31.12.2018.

Literaturangaben

- [1] Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.: Positionspapier Flexibilitätsvermarktung im deutschen Strommarkt. Die Rolle von Aggregatoren und integrierten Flexibilitätsvermarktern, Berlin 2015. http://www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/20150917_bne-Positionspapier_Flexibilitaetsvermarktung.pdf, abgerufen am: 28.03.2017
- [2] Hillermacher, L., Hufendiek, K., Bertsch, V., Wiechmann, H., Gratenau, J., Jochem, P. u. Fichtner, W.: Ein Rollenmodell zur Einbindung der Endkunden in eine smarte Energiewelt. Zeitschrift für Energiewirtschaft 37 (2013) 3, S. 195–210
- [3] Schmid, E., Pahle, M. u. Knopf, B.: Renewable electricity generation in Germany. A meta-analysis of mitigation scenarios. Energy Policy 61 (2013), S. 1151–1163
- [4] Pregger, T., Nitsch, J. u. Naegler, T.: Long-term scenarios and strategies for the deployment of renewable energies in Germany. Energy Policy 59 (2013), S. 350–360
- [5] J. L. Sawin, et al.: Renewables 2017. Global Status Report. Montreal, QC, CA: REN21 2017
- [6] Durfee, E. H., Lesser, V. R. u. Corkill, D. D.: Trends in cooperative distributed problem solving. IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering 1 (1989) 1, S. 63–83
- [7] Katia P. Sycara: Multiagent Systems. AI Magazine Volume 19 (1998) Issue 2, S. 79–92
- [8] A. Bogensperger, S. Köppl, Th. Estermann: Flexibilität im Energiesystem. Flexibilitätsintegration als wichtiger Baustein eines effizienten Energiesystems. ew - Magazin für Energiewirtschaft 8/2017, S. 46–49
- [9] Zimmermann, T., Klaiber, S. u. Bretschneider, P.: A Market System Operator as a new role to balance the distribution grid and to coordinate market and grid operations. 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), S. 1–6

Energie- und Emissionsszenarien für Österreich bis zum Jahr 2050

Dr. T. Krutzler, Mag. DI DI (FH) A. Zechmeister,
Umweltbundesamt GmbH, Wien, Österreich

Kurzfassung

Das Umweltbundesamt erstellt in zweijährigem Intervall Szenarien über die mögliche Entwicklung von österreichischen Treibhausgasemissionen bis 2050, die als Grundlage zur Erfüllung der EU-Berichtspflicht im Rahmen des Monitoring Mechanismus herangezogen werden. Diese basieren auf Energieszenarien und weiteren Projektionsmodellen für Landwirtschaft, Abfall, F-Gase, diffuse Emissionen und Lösemittel.

Mit bestehenden Maßnahmen werden die langfristigen Energie- und Klimaziele für Österreich nicht erreicht. Durch weitere intensive Maßnahmen gelingt eine Reduktion der THG-Emissionen von 81 % im Jahr 2050 gegenüber 1990 und von 41 % im Jahr 2030 gegenüber 2005 (außerhalb des Emissionshandels) sowie eine bedeutende Reduktion des Verbrauchs in allen energetischen Sektoren. Dazu ist ein weitreichender Wandel von Gesellschaft und Wirtschaft (mit Verzicht auf fossile Energieträger) notwendig. Der Fokus liegt auf Investitionen in langlebige Infrastrukturen und zukunftsfähige Technologien, die einen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energie ermöglichen, auf Kreislaufwirtschaft, einer Verringerung der Verkehrsleistung, nachhaltigem Mobilitätsmanagement und hohen Energieeffizienzstandards im Gebäudebereich.

1. Energie- und Klimaziele für Österreich bis 2020, 2030 und 2050

In nationalen und internationalen Vereinbarungen sind für Österreich eine Reduktion von 16 % der THG-Emissionen außerhalb des Emissionshandels (non-ETS) gegenüber 2005 und ein Mindestanteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch von 34 % festgelegt. Das EU-Ziel der THG-Reduktion bis 2030 von 40 % bedeutet nach aktuellem Vorschlag für Österreich eine Reduktion von 36 % im non-ETS. Das Klimaschutzbürokommen von Paris 2015 sowie der Energiefahrplan der Europäischen Kommission (KOM(2011) 885) und der Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050 (KOM/2011/0112) sehen einen weitgehenden Verzicht auf den Einsatz fossiler Energieträger bis Mitte des Jahrhunderts vor.

2. Szenarien für Energie und THG-Emissionen

Die Szenarien umfassen den Zeitraum von 2015 bis 2050 und beinhalten Annahmen bezüglich der Umsetzung relevanter Maßnahmen und wesentlicher Inputgrößen, beispielsweise des Wirtschaftswachstums. Für das Szenario WEM (mit bestehenden Maßnahmen) wurden die bis zum Stichtag 30. Mai 2016 verbindlich umgesetzten Maßnahmen berücksichtigt.

Im Szenario WAM plus soll sichtbar gemacht werden, wie die stringenten Klimaziele für 2030 vorzeitig erfüllt werden können, die für Österreich eine Minderung der THG-Emissionen (außerhalb des Emissionshandels) um voraussichtlich 36 % vorsehen. Zudem soll aufgezeigt werden, wie eine Umsetzung des Pariser Klimaübereinkommens auf nationaler Ebene erfolgen kann. Der Fokus des Szenarios WAM plus liegt auf Dekarbonisierung, Effizienz und Resourcenschonung. Das Ziel ist ein hocheffizientes und erneuerbares Energiesystem, nicht nur das Ersetzen von fossilen durch erneuerbare Energieträger. Auch in den nicht-energetischen Sektoren werden entsprechende Entwicklungen hinterlegt und substantielle Maßnahmen getroffen. Das Szenario WAM plus ist nicht „policy prescriptive“ sondern zeigt Möglichkeiten zum Beschreiten eines Zielpfads auf. Es unterliegt keiner internationalen Berichtspflicht und soll als Anstoß für weiterführende Diskussionen auf nationaler Ebene dienen.

3. Konsortium und Modelle

Die Kombination von verschiedenen Modellen erlaubt eine Betrachtung der Maßnahmen sowohl in energetischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht. Das Energieaufbringungsmodell unterscheidet Bedarf und Aufbringung nach Jahreszeiten und Tageszeiten. Im ökonometrischen Input-Output Modell DYNK können auch Auswirkungen der Maßnahmen auf Beschäftigung und Einkommen der Haushalte dargestellt werden.

Zur Berechnung der Szenarien wurden folgende Modelle für die jeweils angegebenen Bereiche eingesetzt:

- **CESAR/ WIFO** (Center of Economic Scenario Analysis and Research und Wirtschaftsforschungsinstitut) – Dynamic New Keynesian Model (DYNK); sozio-ökonomische Parameter und Effekte, Umwandlungs- und Endenergieverbrauch.
- **IVT** (Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik der TU Graz) – Modelle NEMO, KEX Modul, GEORG; Energieverbrauch und Emissionen des Sektors Verkehr (inkl. Offroad).
- **IVV** (Institut für Verkehrswissenschaften der TU Wien) – Modell MARS; Verkehrsaufkommen und Modal Split.

- **EEG/ e-think** (Energy Economics Group der TU Wien) – Energiepreise, Modell INVERT/EE-Lab; Kühlung, Raumwärme und Warmwasser inklusive Strombedarf für Haushalte und Dienstleistungen, Fernwärmebedarf.
- **AEA** (Austrian Energy Agency) – Stromimportpreis, Modell auf Basis von TIMES; öffentliche Strom- und Fernwärmeaufbringung.
- **Umweltbundesamt** – Eisen- und Stahlindustrie; Abfallverbrennung, alternative Kraftstoffe, Elektromobilität, industrielle Branchen und Eigenstromerzeuger, Verdichterstationen, Gesamtübersichten, Projektkoordination.

4. Annahmen und Maßnahmen

Für das **Szenario WEM** wurden die internationalen Energiepreise und Zertifikatspreise in Anlehnung an das PRIMES Referenzszenario 2016 gestaltet. Das Bevölkerungswachstum wurde aus der Hauptvariante der Prognose der Statistik Austria aus dem Jahr 2016 übernommen. Bedeutende Maßnahmen **im Szenario WEM** sind das Energieeffizienzgesetz, die Umsetzung der Richtlinien zu erneuerbaren Energieträgern, ökonomische Anreize (z. B. Erhöhung der Mineralölsteuer im Jahr 2011), Mobilitätsmanagement und Bewusstseinsbildung (Sektor Verkehr), die Umsetzung des Ökostromgesetzes 2012 (Sektor Energie), die Änderungen im EU-Emissionshandel (Sektor Industrie), die thermische Gebäudesanierung und die Erneuerung der Heizsysteme (Sektor Gebäude – Haushalte und Dienstleistungen).

Tabelle 1: Grundlegende Parameter für die Modellierung der Szenarien (Quellen: Statistik Austria, AEA, CESAR, EEG, e-Think, TU Graz, WIFO, Umweltbundesamt)

Parameter		2015	2020	2030	2040	2050
BIP [Mrd. € 2015]	WEM WAM plus	337,3	360	419	498	576
Bevölkerung [1.000]		8.621	8.939	9.314	9.522	9.634
Anzahl der Hauptwohnsitze [1000]		3.798	3.989	4.226	4.393	4.498
Wechselkurs US\$/€		1,12	1,16	1,2	1,2	1,2
Internationaler Ölpreis [US\$ 2013/boe]	WEM WAM plus	54	87	113	124 184	130 202
Internationaler Ölpreis [€ 2013/GJ])	WEM WAM plus	7,5	11,6	14,5	16,0 21,7	16,8 26,0
Internationaler Gaspreis [€ 2013/GJ]	WEM WAM plus	6,0	7,5	8,8	9,7 12,6	10,1 15,1
Internationaler Kohlepreis [€ 2013/GJ]	WEM WAM plus	1,8	2,2	3,2	3,5 4,9	3,7 5,8
CO ₂ -Zertifikatspreis [€ 2013/t CO ₂]	WEM WAM plus	7,5	15	33,5 40	50 100	88 200

boe: Barrel-Öl-Equivalent

Für das **Szenarios WAM plus** wurden die Daten zu Bevölkerung, Hauptwohnsitzen und Wechselkurs nicht verändert. Für die internationalen Energiepreise wurde angenommen, dass Lärm, Emissionen, Strahlung, Verkehrssicherheit, Ressourcenbeschaffung, Landschaftsschäden und die jeweiligen Folgewirkungen (z. B. Unfälle, Gesundheit, Biodiversität, Endlagerung, militärische Konflikte) in die Preise der Energieträger einbezogen werden. Dies betrifft sowohl die Erzeugung im Ursprungsland, als auch den Transit und die Nutzung im Zielland. Durch diese veränderte Politik steigen die Preise fossiler Energieträger trotz der Annahme einer weltweit sinkenden Nachfrage.

Die wichtigsten Annahmen im Szenario WAM plus lauten:

- Nicht nur Österreich und die EU, sondern alle wesentlichen Volkswirtschaften setzen Handlungsweisen, um das Pariser Übereinkommen einzuhalten.
- Die hinterlegten Maßnahmen haben eine hohe Akzeptanz, die Bevölkerung arbeitet aktiv daran mit, die Ziele von Paris zu erreichen.
- Für den Zeitraum ab 2030 werden klare rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen.
- Eine ökologisch-soziale Steuerreform schafft sozialen Ausgleich und marktbasierter Anreize für mehr Klimaschutz unter Einbeziehung der Faktoren Energie und Arbeit.
- Die nationalen und internationalen Fördersysteme werden auf Umweltrelevanz ausgerichtet, umweltkontraproduktive Förderungen werden eingestellt.

Die wichtigsten Maßnahmen des Szenarios WAM plus sind:

- Internalisierung der externen Kosten bei allen Energieträgern,
- im Sektor Verkehr Maßnahmen zur Veränderung des Modal Splits im Personen- und Güterverkehr hin zu umweltfreundlicheren Verkehrsmodi bzw. Verkehrsträgern, die zu einer stark reduzierten jährlichen Pkw-Fahrleistung führen (z. B. Elektrifizierung inkl. Güterverkehr und Road Pricing),
- im Bereich Gebäude eine verpflichtende thermisch-energetische Sanierung (Sanierungs-fahrplan),
- im Sektor Industrie die Umstellung auf langlebige Produkte, deren Design die Umsetzung der Kreislaufwirtschaft ermöglicht, gepaart mit einer Verstärkung der Energie- und Ressourceneffizienz u.a. durch Einsatz neuer Technologien (z.B. Direktreduktion),
- im Sektor Energie ein Umstieg auf erneuerbare Strom- und Fernwärmeerzeugung inkl. Speichermedien (z.B. Power 2 Gas), und

- im Sektor Landwirtschaft eine klimaschonende Ernährungsweise und Vermeidung von Lebensmittelabfällen, weitere Effizienzsteigerungen im Umgang mit Stickstoff und stärkere Berücksichtigung der Treibhausgaswirksamkeit in der Förderpolitik.

5. Ergebnisse

Im **Szenario WEM** sinkt der Energetische Endverbrauch (EEV) bis 2050 um 8 % gegenüber 2015. Der Anteil erneuerbarer Energieträger (EET) steigt von 33 % auf 44 %.

Im **Szenario WAM plus** wird der EEV um 43 % reduziert, und der Anteil EET steigt auf 93 %. Die größte Reduktion findet im Sektor Verkehr statt.

Tabelle 2: Energetischer Endverbrauch (in PJ) für ausgewählte Jahre (Quelle: Umweltbundesamt 2017).

Sektoren	Energiebilanz		Szenario WEM			Szenario WAM plus		
	2015**	2015***	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Verkehr	378	403	401	400	363	387	288	137
Industrie	314	300	301	312	320	299	285	233
Gebäude	372	371	375	349	303	366	320	241
Landwirtschaft	23	12	12	12	13	12	12	12
energetischer Endverbrauch*	1.087	1.087	1.090	1.074	998	1.064	904	623

* Durch die Darstellung ohne Kommalette können sich Rundungsdifferenzen ergeben.

** off-road aus Industrie, Gebäude und Landwirtschaft gemäß Energiebilanz den Sektoren zugeordnet.

*** off-road gemäß modelltechnischer Abbildung dem Sektor Verkehr zugeordnet.

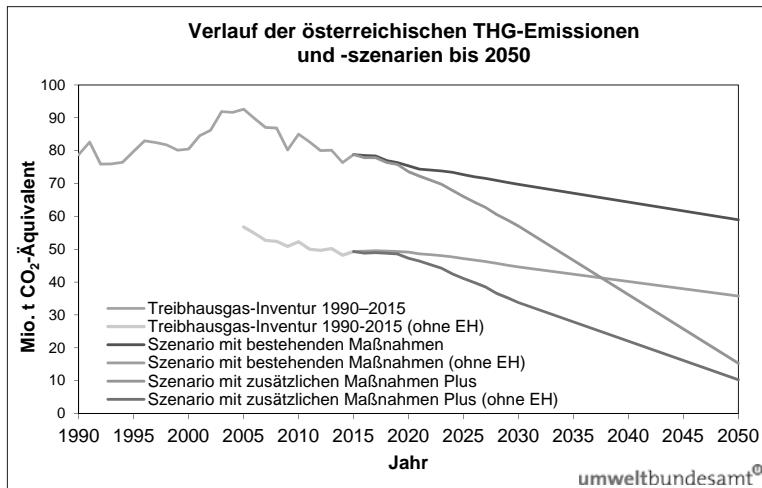


Bild 1: Treibhausgasemissionen in Inventur und verschiedenen Szenarien für Österreich gesamt und für den Bereich außerhalb des Emissionshandels.

Im Szenario WAM plus gelingt eine Reduktion von 81 % im Jahr 2050 gegenüber 1990 und von 41 % im Jahr 2030 gegenüber 2005 (außerhalb des Emissionshandels) sowie eine bedeutende Reduktion des Verbrauchs in allen energetischen Sektoren. Dazu ist ein weitreichender Wandel von Gesellschaft und Wirtschaft (mit Verzicht auf fossile Energieträger) notwendig. Der Fokus liegt auf Investitionen in langlebige Infrastrukturen und zukunftsfähige Technologien, die einen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energie ermöglichen, auf Kreislaufwirtschaft, einer Verringerung der Verkehrsleistung, nachhaltigem Mobilitätsmanagement und hohen Energieeffizienzstandards im Gebäudebereich.

Wirtschaftliche Entwicklungen

Beträchtliche Investitionen in die Gebäudesanierung, energiesparende Technologien, die erneuerbare Stromerzeugung und die Verkehrsinfrastruktur stellen bedeutende Impulse für die österreichische Wirtschaft dar. Diese Investitionen werden teilweise durch die Verlagerung von Finanzmitteln von anderen Investitionszwecken lukriert (im Falle des Transports) oder durch die Bereitstellung von bereits geplanten Investitionsplänen (Stromnetz) finanziert. Teilweise muss die Investition durch Fördermaßnahmen finanziert werden, die zum Teil einen negativen Impuls für die österreichische Wirtschaft darstellen. Die kostensparenden Effekte (niedrigerer Heizbedarf, geringerer Energieaufwand durch Elektroautos usw.) erzielen Einkommenseffekte, die auf die Wirtschaft zurück wirken (Rebound-Effekt).

Im **Szenario WEM** kommt es teilweise zu einer Entkoppelung von Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch, bei einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate des BIP in Höhe von 1,5 % und einem leicht fallenden Endenergieverbrauch.

Im **Szenario WAM plus** ergibt sich eine positive makroökonomische Wirkung als Summe aller Branchen- und Rohstoffeffekte: Die jährliche durchschnittliche Wachstumsrate des BIP in konstanten Preisen beträgt 1,7 %.

6. Schlussfolgerungen

Der Klimawandel ist eine große Aufgabe, für die wir gemeinsam Lösungen finden müssen. Globales Handeln und langfristige Weichenstellung sind notwendig.

Eine weitgehende Dekarbonisierung des Energiesystems ist möglich, bewirkt aber große strukturelle Veränderungen in allen Bereichen. Technische Maßnahmen allein werden nicht ausreichen. Damit die Kosten dafür auf einem erträglichen Maß bleiben, muss rasch gehandelt werden. Bei Investitionen sollte der Fokus insbesondere auf langlebigen Infrastrukturen und zukunftsfähigen Technologien liegen, die einen Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energie ermöglichen.

[1] Umweltbundesamt 2017, Energie- und Treibhausgas-Szenarien im Hinblick auf 2030 und 2050. Synthesebericht 2017. Umweltbundesamt, Wien, in Vorbereitung.

Optimierung der Betriebsweise von Biogasanlagen in Netzen mit hohem Anteil fluktuierender Stromerzeuger

Demonstration of Controllable Electricity Production by Biogas Plants under Economic and Grid Driven Aspects

M.Sc. **K. Bär**, M.Phil. **M. Sonnleitner**, Prof. Dr.-Ing. **W. Zörner**,
Technische Hochschule Ingolstadt, Ingolstadt

Kurzfassung

Der steigende Anteil erneuerbarer, fluktuierender Erzeuger im deutschen Stromnetz bringt die Verteil- und Übertragungsnetze bereits heute an die Grenzen ihrer Leistungsfähigkeit. Ein Ansatz, diese Herausforderungen zu bewältigen, besteht im Netzausbau und der Errichtung von Stromspeichern. Jedoch sind hierfür hohe Investitionen notwendig und entsprechende Baumaßnahmen erst nach langer Planungs- und Umsetzungsdauer realisierbar. Alternativ können Bioenergieanlagen, insbesondere Biogasanlagen (BGA), die Speicherbarkeit ihres Energieträgers nutzen, flexibel Strom und Wärme zu erzeugen und damit als ausgleichendes Element zu den fluktuierenden Erzeugern agieren. In diesem Beitrag sollen die Ergebnisse des Projekts „FlexFuture - Integration von Biogasanlagen in Netze mit hohem Anteil fluktuierender Stromerzeuger“ (Förderkennzeichen 03KB102A), gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, vorgestellt werden.

Ziel des Projekts ist die Entwicklung einer innovativen Steuerung für flexibel (an die Strommarktpreise und die Bedürfnisse des Verteilnetzes angepasst) Strom produzierende Biogasanlagen, um im Sinne des Verteilnetzes Erzeugungs- bzw. Netzengpassmanagement zu betreiben. Es werden verteilnetzorientierte Fahrpläne und eine innovative Steuerung für Biogasanlagen zur Vermeidung von Netzüberlastung mittels flexibler Stromproduktion aus Biogasanlagen entwickelt. Zur Überprüfung der erstellten Fahrpläne und Steuerungsalgorithmen ist ein Monitoringsystem der bedarfsoorientierten Fahrweise einer Biogasanlage installiert.

Abstract

With the expansion of renewable, but fluctuating power generation from wind and solar energy, the demand for security and reliability of supply is increasing. To ensure future grid stability, controllable power production via biogas plants has great technical and economic potential.

This contribution describes results of the project “FlexFuture - Integration of biogas plants in electricity grids with a high share of fluctuating power producers”, funded by the German Ministry of Economic Affairs and Energy.

In order to demonstrate the operation of controllable electricity production, an existing industrial scale biogas plant is modified to produce electricity in accordance with the demand of the electricity market and the regional electricity distribution grid. In the course of scientific monitoring, extensive instrumentation is installed at the demonstration plant, which allows detailed evaluation of the operation of the limited gas storage volume and the behaviour of the combined heat and power units (CHPs) during flexible operation.

1. Netzverknüpfungspunkt Zellerfeld

Angesichts des zunehmenden Auftretens von Engpässen in den Verteilnetzen erscheinen der Lastausgleich und die Kappung von Lastspitzen auf lokaler Ebene als passende Option, diesen entgegen zu wirken. Dabei kann gerade durch die regelbare, dezentrale Stromerzeugung von Biogasanlagen ein Transport größerer erneuerbarer Strommengen mit geringen Zusatzinvestitionen und Energieverlusten ohne Stromkappungen erreicht werden.

Beispielhaft wird mit der BGA Zellerfeld seit dem Frühjahr 2014 mit der gesamten installierten Leistung flexibel Strom erzeugt. Am Netzverknüpfungspunkt (NVP) der BGA sind die BGA Zellerfeld mit einer maximalen Einspeiseleistung der Blockheizkraftwerke (BHKW) von 1.438 kW_{el} und die Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlage Wolfsgrube mit einer an den Wechselrichtern auf 5.000 kW_{el} begrenzten Einspeiseleistung angeschlossen. Insgesamt sind somit am Netzanschluss Einspeiseanlagen mit insgesamt 6.438 kW_{el} installiert (Bild 1). Der gemeinsame NVP am Mittelspannungs-Verteilnetz der BGA Zellerfeld und der PV-Anlage Wolfsgrube ist für eine maximale Einspeiseleistung von 5.000 kW_{el} AC-seitig ausgelegt.

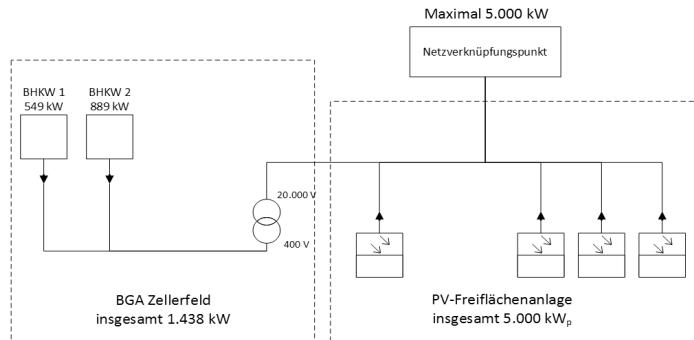


Bild 1: Anschluss der einzelnen Erzeuger am NVP

Bei hoher solarer Einstrahlung und Vollast der BGA, erzeugen die BGA und die PV-Anlage über 5.000 kW_{el} (Leistungsschaltergrenze). Im Falle einer Stromproduktion der beiden Anlagen über der Leistungsschaltergrenze wird ein Überstromzeitschutz aktiviert und alle Anlagen am NVP werden vom Stromnetz getrennt. Im Zuge des Projekts „FlexFuture“ werden deshalb verschiedene Varianten zur Leistungsreduktion mittels flexibler Stromproduktion der Biogasanlage bei hoher solarer Einstrahlung am Netzverknüpfungspunkt Zellerfeld analysiert. Um das Zusammenspiel von BGA und PV-Anlage zu optimieren und die volatile Stromproduktion der PV auszugleichen, wird eine Steuerung für die BGA entwickelt.

2. Steuerung

Die Steuerung der BGA steuert die BHKW unter Berücksichtigung von berechneten saisonalen, maximalen PV-Einspeiseleistungskurven und Wetterprognosen. Hierzu werden 32 Stunden-Fahrpläne für die BGA bereitgestellt, welche den tagesaktuellen Strompreis der europäischen Strombörse EPEX SPOT SE, tagesaktuelle Wetter- und Einstrahlungsprognosen sowie den aktuellen Gasspeicherfüllstand der BGA berücksichtigen. Nebenbedingungen bzw. einschränkende Aspekte der entwickelten Optimierung sind die Leistungsfähigkeit der BHKW selbst sowie der interne (BGA) und externe (Nahwärmenetz) Wärmebedarf. Es können sowohl Fahrpläne erstellt werden, welche strommarkt-, wärme- (zusätzliche) Optimierung unter dem Aspekt der Versorgung eines Nahwärmenetzes mit der durch die BHKW erzeugten Wärme und damit Steigerung der Gesamteffizienz der BGA), als auch verteilnetzorientiert sind. Somit kann durch die Steuerung eine optimale Auslastung des

NVP unter Berücksichtigung der Bedürfnisse des angrenzenden Verteilnetzes sowie eine Optimierung der Wirtschaftlichkeit der BGA erreicht werden.

3. Fazit

Mit der entwickelten Steuerung wird sowohl die Gesamteffizienz der Biogasanlage als auch die regionale Stromnetzinfrastruktur verbessert. Die entwickelten und umgesetzten Optimierungsmaßnahmen und die entwickelte Steuerung können grundsätzlich auf jede andere Biogasanlage übertragen werden und dienen somit als Basis für eine deutschlandweite Umsetzung der flexiblen Fahrweise an bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen.

Prädiktives Energiemanagement in Einfamilienhäusern

Nichtlineare modellprädiktive Betriebsführung eines Energieversorgungssystems bestehend aus Blockheizkraftwerk, Spitzenlastgerät und thermischen Speichern

M. Sc. **Dimitri Bitner**, Prof. Dr.-Ing. **Martin Grotjahn**,
Institut für Konstruktionselemente, Mechatronik und Elektromobilität,
Hochschule Hannover

Kurzfassung

Im diesem Beitrag wird die Qualifikation der nichtlinearen modellprädiktiven Regelung (engl.: Nonlinear Model Predictive Control, kurz: NMPC) für eine echtzeitfähige Gebäudesteuerung präsentiert und anhand praxisnaher Szenarien nachgewiesen, dass sich durch ein Energiemanagement mittels NMPC gegenüber dem Stand der Technik deutliche Energie-, Kosten- und CO₂-Einsparungen bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung des Nutzerkomforts erreichen lassen. Am Beispiel eines Energieversorgungssystems in einem Einfamilienhaus, das sich zusammensetzt aus einem mikro-Blockheizkraftwerk, einem Brennwertkessel als Spitzenlastgerät sowie je einem Puffer- und Trinkwarmwasserspeicher werden hierzu exemplarisch der Aufbau und die Eignung des entwickelten Reglers für den genannten Anwendungsfall gezeigt.

1. Einleitung

Blockheizkraftwerke (BHKW) werden bei ihrem Einsatz in Ein- und Mehrfamilienhäusern klassischerweise wärmgeführt betrieben, d.h. Einschaltzeitpunkt und -dauer richten sich nach dem Wärmebedarf im Gebäude [1]. Für den gleichzeitig erzeugten Strom wird ein Abnehmer im Haus gesucht, überschüssige elektrische Energie wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Das BHKW kann bei dieser Betriebsweise aufgrund der vergleichsweise geringen Schwankungen des Wärmebedarfs zwar gleichmäßiger und damit schonender betrieben werden, die Stromproduktion erfolgt jedoch häufig außerhalb der Spitzenlastzeiten, wodurch die Eigenstromnutzung und folglich auch die Wirtschaftlichkeit des BHKWs eingeschränkt werden. Um das Potential eines BHKWs voll ausschöpfen zu können, ist es daher notwendig den Betrieb der Anlage statt an nur einer Lastgröße am wirtschaftlichen Nutzen für den Kunden zu orientieren, ohne jedoch Komforteinbußen zu verursachen. Hieraus ergibt sich ein multikriterielles Optimalsteuerungsproblem für die vorausschauende Echtzeitbetriebsführung des komplexen multivariaten nichtlinearen Systems unter Berücksichtigung von Beschränkungen an

die thermischen und elektrischen Größen. Mit dem Einsatz der NMPC in einem Gebäudeenergiemanagement wird in dieser Arbeit ein neuer Ansatz zur Lösung dieser Problemstellung vorgestellt.

2. Energieversorgungssystem

Das betrachtete Energieversorgungssystem setzt sich gemäß Bild 1 aus einem modulierenden mikro-Blockheizkraftwerk ($0,5 - 5 \text{ kW}_{\text{el}}$, $4,8 - 11,6 \text{ kW}_{\text{th}}$), einem ebenfalls modulierenden Brennwertkessel als Spitzenlastgerät (35 kW) sowie je einem Puffer- und Trinkwasserspeicher (800 l/150 l) zusammen. Die erzeugte thermische Energie wird im Pufferspeicher zwischengespeichert und bei Bedarf für die Gebäudeheizung sowie zur Beladung des Trinkwasserspeichers über einen integrierten Wärmetauscher entnommen. Der gleichzeitig erzeugte Strom wird bedarfsweise im Haus genutzt oder in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

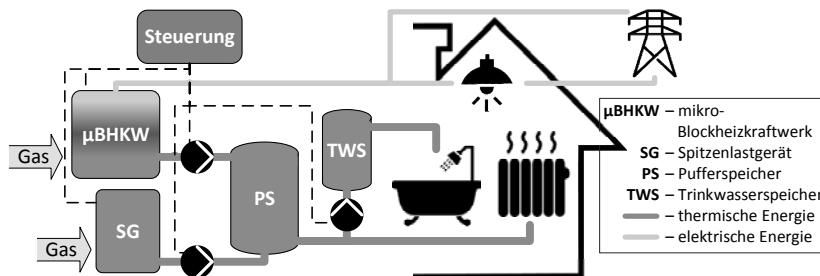


Bild 1: Gesamtstruktur des betrachteten Energieversorgungssystems

Steuergrößen des Systems sind damit die Leistungen der Energieerzeuger und die Massenströme der Pumpen. Die Einhaltung sämtlicher Grenzwerte für Leistungen, Vor- und Rücklauftemperaturen, Massenströme sowie Mindestlaufzeiten wird über die internen Systemregler und die Rücklaufhochhaltung des BHKWs sichergestellt. Die Simulation des Energieversorgungssystems inkl. Energiemanagement erfolgt mit Hilfe von mathematischen Modellen der Anlagen in MATLAB® Simulink®. Diese Simulationsmodelle basieren auf thermischen Modellen aus der CARNOT-Toolbox [2] sowie dem in [3] beschriebenen verbrennungsmotorbasierten BHKW-Modell, das anhand von Messungen an einem realen mikro-BHKW parametrisiert und validiert worden ist. Durch die Berücksichtigung von zahlreichen in der Praxis auftretenden Einflüssen auf die Energieflüsse wie bspw. Wärmeverluste an die Umgebung, Druckabhängigkeiten, der Wärmeaustausch durch sowohl Konvektion als auch Konduktion sowie Wir-

kungsgradverläufe ergibt sich ein Gesamtmodell mit hoher Modellierungstiefe, das sich zusammensetzt aus 207 nichtlinearen Differentialgleichungen erster Ordnung. Für die Simulation des Strom- und Wärmeverbrauchs werden Energieverbrauchsdaten mit hoher Auflösung (sekündliche Abtastung) aus einem realen Einfamilienhaushalt verwendet.

3. Nichtlineare modellprädiktive Regelung

Wie eingangs erwähnt wird hier zur Steuerung der Energieerzeugung und -flüsse im betrachteten Energieversorgungssystem die NMPC eingesetzt. Bei der NMPC wird eine Online-Optimierung durchgeführt, um eine – im Sinne eines vorgegebenen Gütfunktionalen – optimale Stellgrößenfolge zu berechnen [4]. Dazu wird in jedem Zeitschritt für einen endlichen Zeithorizont, den sog. Prädiktionshorizont, auf Basis eines dynamischen Systemmodells ein Optimalsteuerungsproblem gelöst, jedoch nur die ersten Werte der berechneten optimalen Stellgrößenfolge zur Prozesssteuerung genutzt. Im nächsten Zeitschritt wird die Optimierung mit dem aktuellen Zustand wiederholt und so die Optimalsteuerung in eine Regelung überführt. Die NMPC eignet sich damit für die Regelung von nichtlinearen Mehrgrößensystemen und besitzt zudem die entscheidende Fähigkeit, Stellgrößen- und Zustandsbeschränkungen sowie andere Nichtlinearitäten des zu regelnden Systems prädiktiv berücksichtigen zu können. Diese Merkmale qualifizieren die NMPC somit ideal für den Einsatz in einem prädiktiven Gebäudeenergiemanagement. Neben der Festlegung von geeigneten Einstellparametern für die numerische Lösung der Optimalsteuerungsprobleme umfasst der Entwurf einer NMPC im Wesentlichen die Erstellung der zu Grunde gelegten nichtlinearen Modelle der Regelstrecke, die Formulierung geeigneter Zielkriterien und Ableitung entsprechender Gütfunktionale. Für die Optimierung innerhalb einer NMPC sollte ein stetig differenzierbares Modell der Regelstrecke vorliegen. Aufgrund der hohen Modellierungstiefe wird dieses Kriterium von dem beschriebenen Simulationsmodell nicht erfüllt, weshalb für die in dieser Arbeit entworfene NMPC ein auf 22 Differentialgleichungen reduziertes stetig differenzierbares Ersatzmodell entwickelt wird. Zielgröße der Optimierung sind die Gesamtenergiekosten, die sich aus den Strom- und Gaskosten sowie der Einspeisevergütung für überschüssigen und den KWK-Zuschlag für selbst erzeugten Strom ergeben. Diese Kosten werden in ein quadratisches Gütfunktional übertragen und mit Hilfe des ACADO Toolkit für MATLAB® [5] in eine NMPC überführt. Um alle im Ersatzmodell auftretenden thermischen Zeitkonstanten zu berücksichtigen wird für die Schrittweite der Regelung ein Wert von $T_S = 30$ s definiert. Die Optimierung erfolgt über einen Prädiktionshorizont von $T_P = 2$ Std bei exakter Kenntnis des vorausliegenden Energiebedarfs. Mit diesen Einstellungen kann die Lösung der unterlagerten Optimierungsprobleme innerhalb der Abtastzeit erfolgen, sodass die Echtzeitfähigkeit des aufgebauten Reglers sichergestellt ist.

4. Simulationsergebnisse

Bild 2 stellt für das betrachtete Energieversorgungssystem exemplarisch die unterschiedlichen Verläufe der Energieerzeugung mit der entwickelten NMPC denen einer klassischen wärmegeführten Steuerung gegenüber. Bei beiden Steuerungen war ein Zurückgreifen auf das Spitzenlastgerät an dem betrachteten Tag nicht erforderlich, weshalb auf die Darstellung der entsprechenden Energieverläufe verzichtet wurde. Mit der NMPC wird insgesamt ein geringeres Energieniveau bei der Erzeugung erzielt. Sie versucht die Zeiten hoher Erzeugung in Tageszeiten mit hohem Strombedarf (Bild 2 unten) zu verschieben, um auf diese Weise einerseits die Eigenstromnutzung zu maximieren, gleichzeitig aber auch die Bereiche mit hohem thermischen Wirkungsgrad (Bild 2 oben), der mit zunehmender Leistung abnimmt, auszunutzen.

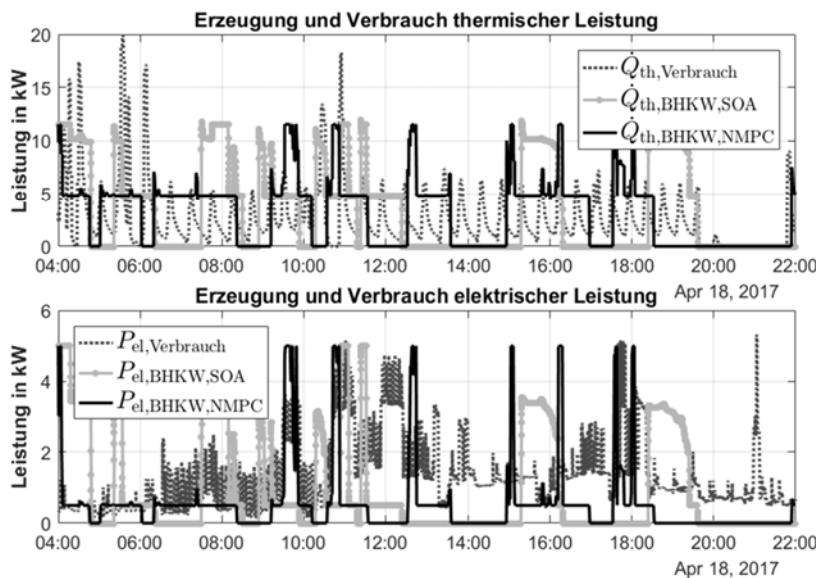


Bild 2: Vergleich der Signalverläufe im Energieversorgungssystem bei dem Einsatz einer NMPC mit einer wärmegeführten Steuerung (SOA)

Bei der wärmegeführten Steuerung wird die Energieerzeugung anhand der Speichertemperaturen sowie dem aktuell vorliegenden thermischen Energiebedarf gesteuert. Das führt dazu, dass im Vergleich zur NMPC ein höheres Energieniveau entsteht. Die Erzeugung erfolgt häufig außerhalb der elektrischen Spitzenlastzeiten (Bild 2 unten) sowie bei vergleichsweise hohem elektrischen und niedrigem thermischen Wirkungsgrad (Bild 2 oben). Auf diese Weise wird ein

hoher Anteil an Strom erzeugt, der nicht im Gebäude verbraucht werden kann und folglich ins Versorgungsnetz eingespeist wird. Da die Vergütung für selbstgenerierten KWK-Strom jedoch deutlich geringer ist, als die Bezugskosten für fremderzeugten Strom, ist diese Betriebsweise nicht rentabel. Mit der NMPC werden so im Vergleich zur wärmegeführten Steuerung Kosten-einsparungen von insg. ca. 16 % bei einem um ca. 19 % geringeren Energieeinsatz erreicht. Die Solltemperaturen für Heiz- und Trinkwasser werden dabei zu jedem Zeitpunkt eingehalten.

5. Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wird ein neuer Ansatz für die optimierte Echtzeitbetriebsführung des Energiemanagements von Gebäuden vorgestellt und durch die Simulation eines Energieversorgungssystems mit mikro-BHKW erprobt. Hierzu wird anhand von realen Energieverbrauchsdaten eines Einfamilienhauses ein Vergleich der präsentierten Lösung mit einer klassischen wärmegeführten Steuerung hinsichtlich Kosten und Energieeinsatz durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen ein Einsparpotential von ca. 16 % für die Energiekosten sowie ca. 19 % für den benötigten Brennstoff an einem Übergangstag zwischen kalter und warmer Jahreszeit bei exakter Kenntnis des vorausliegenden Energiebedarfs. In zukünftigen Arbeiten soll das vorgestellte Verfahren um eine Lastprognose erweitert werden, in der relevante den Energieverbrauch beeinflussende Informationen wie Wetterdaten, vergangene Verbrauchsdaten sowie das Nutzerverhalten mit einem physikalischen Gebäudemodell kombiniert werden. In einem nächsten Schritt wird der Einfluss der Prognosegenauigkeit auf die erzielbaren Einsparungen unter Berücksichtigung von Verbrauchsdaten aus unterschiedlichen Einfamilienhaushalten sowie variierenden Jahreszeiten untersucht. Darauf aufsetzend ist die praktische Erprobung der entwickelten Gesamtlösung in einem realen Gebäude geplant.

- [1] Installations- und Wartungsanleitung. mikro-BHKW ecoPOWER 1.0. Vaillant, 2014.
- [2] Wemhöner, C.; Hafner, B.; Schwarzer, K.: Simulation of solar thermal systems with CARNOT blockset in the environment Matlab® Simulink®. Proc Eurosun 2000, 2000.
- [3] Kelly, N.; Beausoleil-Morrison, I.: Specifications for modelling fuel cell and combustion-based residential cogeneration devices within whole-building simulation programs. Ottawa: Natural Resources Canada, 2007.
- [4] Völz, A.: Modellprädiktive Regelung nichtlinearer Systeme mit Unsicherheiten. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016 - ISBN 978-3-658-16279-5.
- [5] Houska, B.; Ferreau, H. J.; Diehl, M.: ACADO Toolkit – An Open Source Framework for Automatic Control and Dynamic Optimization. Optimal Control Applications and Methods, Bd. 32 (2011) Nr. 3, S. 298–312.

Datentransparenz in der Energiesystemoptimierung

Beispiel Bayern

M. Dorfner, Dr.-Ing. P. Kuhn, Lehrstuhl Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme, Technische Universität München

Kurzfassung

Transparenz spielt in der Wissenschaft schon immer eine bedeutende Rolle. Für eine vollständige Reproduzierbarkeit von Ergebnissen sind jedoch nicht nur Methoden, sondern auch die Eingangsdaten von Bedeutung. Diese werden allerdings – selbst in wissenschaftlichen Publikation – meist nicht hinreichend abgebildet.

In diesem Beitrag wird eine Veröffentlichung der Eingangsdaten motiviert. Anhand eines öffentlich verfügbaren Modells für Bayern wird die Brisanz des Themas für den politischen Diskurs beispielhaft verdeutlicht.

Einleitung

Die Energiewende ist für Deutschland sowohl Chance als auch Herausforderung. Sie bietet die Chance als Vorreiter technische Neuerungen zu entwickeln und als Vorbild für andere Nationen zu dienen. Die Herausforderungen bestehen aus den unbekannten Problemen, die sich sowohl im technischen, im wirtschaftlichen als auch sozialen Sektor ergeben.

In diesem Beitrag wird insofern auf den letzten Punkt eingegangen, da die Umsetzung von Änderungen im System die Zustimmung einer breiten Mehrheit benötigt. Ein bekanntes Beispiel dafür ist die Diskussion um den Ausbau von Stromleitungen für die Energiewende.

Viele Studien beschäftigen sich mit dem Thema, angefangen bei den Netzentwicklungsplänen der Bundesnetzagentur [1], bis zu den beiden dena Netzstudien [2], [3]. Ebenso haben sich viele Forscher mit der Frage nach der Notwendigkeit von Leitungen befasst [4].

So zahlreich die Publikationen zu dem Thema auch sind, der fachlichen Diskussion fehlen häufig die Transparenz für nachvollziehbare Grundüberlegungen. Die Studien werden dadurch angreifbar und können von Interessengruppen entsprechend instrumentalisiert werden.

Offene Modelle und Datensätze sind eine Möglichkeit dieser Kritik zu begegnen. Diese Möglichkeit wurde auch schon von einigen Instituten und Institutionen aufgegriffen: Am Imperial College wurde z.B. das Modell Calliope entwickelt und auf das Stromsystems Großbritanniens angewendet [5]. In ähnlicher Weise gibt es bereits Fallstudien zur Integration erneuerbarer

Energieträgern in der EU [6], Strommarktanalysen [7] oder auch Stromnetzplanung [8]. Bei all diesen Modellen ist der Quellcode der Modelle frei verfügbar und damit nachprüfbar.

Pfenninger et al. beschäftigen sich in ihrer Publikation [9] mit der Signifikanz von veröffentlichten Modellen und Datensätzen und analysieren den aktuellen Stand des Forschungsbereichs Energiesysteme hinsichtlich dieser Fragestellung. Ihrer Argumentation nach ist es für die Qualitätssicherung und Produktivität der Forschung von Vorteil, durch offene Modelle zu kooperieren. Ebenso fassen sie die aktuellen Hindernisse zusammen, wie wirtschaftliche Interessen und zeitintensive Dokumentation.

Mit diesem Beitrag soll ein offener Datensatz für Bayern vorgestellt werden, der soweit möglich aus frei verfügbaren Daten basiert. Die Fallstudie ist dabei mit dem öffentlichen Modell urbs [10], [11] erstellt.

Methoden und Tools

urbs [10] ist ein lineares Optimierungsmodell zur kostenoptimalen Ausbau- und Einsatzplanung, insbesondere mit Abbildung von Multiple-Input Multiple-Output (MIMO) Prozessen. Die Struktur erlaubt die Definition beliebiger solcher Prozesse, was die Sektorenkopplung ermöglicht. Ein Beispielprozess dabei wäre die KWK-Anlage (Strom- und Wärmesektor).

Für die folgende Fallstudie wird nur das Stromnetz betrachtet. Bayern wird hier als Sieben-Knoten-Modell dargestellt, wobei ein Knoten einen Regierungsbezirk Bayerns repräsentiert.

In urbs werden für die erneuerbaren Energien *Wasserkraft*, *Solar* und *Wind* jeweils Zeitreihen für die prozentuale verfügbare Kapazität des jeweiligen Prozesses in jedem Zeitschritt angeben. Da für die Wasserkraftwerke keine geeignete Zeitreihe vorhanden ist, wird das saisonale Verhalten des Erzeugungsprofil aus den Flusspegeln angenähert und mittels der Volllaststundenanzahl entsprechend skaliert.

Der Verbrauch in urbs wird in jedem betrachteten Knoten in der entsprechenden zeitlichen Auflösung angegeben. Als Basisverlauf dient eine Zeitreihe für Deutschland, welche mit der Summe des jährlichen Verbrauchs der Regierungsbezirke gewichtet werden.

Die sieben Regierungsbezirke sind über Leitungen verbunden. Zur Berechnung des Leitungsnetzes werden aus OpenStreetMap-Daten für Bayern relevante Leitungen extrahiert und aggregiert. Somit sind Leitungen innerhalb eines Regierungsbezirks nicht relevant und mehrere Leitungen, die zwei Regierungsbezirke verbinden, zu einer Leitung zusammengefasst.

Ähnlich werden Kraftwerkskapazitäten in den Regierungsbezirken aggregiert, indem Kraftwerke gleichen Typs innerhalb eines Regierungsbezirks zusammengefasst werden.

Das genaue Vorgehen bei Verbrauchs- und Erzeugungszeitreihen, als auch bei der Leitungs- und Kraftwerksaggregation wird in jeweils einem Jupyter Notebook festgehalten [12].

Datenmodell

Die Daten für das Bayernmodell werden aus verschiedenen Quellen zusammengetragen. Die Kraftwerkskapazitäten sind sowohl aus dem Energieatlas Bayern [13], als auch aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [14]. Die Investitionskosten, Betriebskosten und Effizienzen werden den Annahmen der World Energy Outlook (WEO) Studie von 2016 [15] entnommen. Die Daten für das Leitungsnetz stammen ursprünglich von OpenStreetMap, sind allerdings durch SciGRID [16] weiterverarbeitet und aufbereitet worden, bevor sie mit oben beschriebenem Vorgehen extrahiert und aggregiert werden. Der Verbrauch in jedem Regierungsbezirk ist auf Basis der ENTSO-E Zeitreihe für den stündlichen Verbrauch in Deutschland erstellt worden. Die Zeitreihen für den Kapazitätsfaktors der Wasserkraftwerke wird auf Basis der Zeitreihen vom Gewässerkundlichen Dienst Bayern des Bayerischen Landesamt für Umwelt [17] errechnet. Für Photovoltaik werden Zeitreihen für jeden Regierungsbezirk auf Basis der MERRA-2 Daten verwendet, berechnet durch Pfenninger und Staffel [18], die Zeitreihen für den Windkapazitätsfaktor sind ebenfalls mit den MERRA-2 Daten simuliert worden [19].

Fallstudie Bayern

Zur Validierung des Modells [20] wird das Jahr 2015 mit Hilfe der beschriebenen Daten berechnet und mit den Werten des Bayerischen Landesamts für Statistik [21] verglichen. Im Szenario *Basis* werden die Daten unverändert, also ohne Ausbauoption, verwendet. Der Vergleich der Stromerzeugung für das Jahr 2015 ist in Abbildung 1 dargestellt.

Die Szenarien *PV*, *Wind* und *Biomasse* sind Zukunftsszenarien nach Atomausstieg bei gleichbleibender Last. Im Szenario *PV* ist sowohl der Ausbau von Photovoltaik als auch von Batteriespeichern und Leitungen erlaubt. Im Szenario *Wind* ist zusätzlich der Windausbau erlaubt. Das Szenario *Biomasse*, ermöglicht neben den bereits genannten Ausbaupfaden noch einen Ausbau der Biomassekapazitäten um 50%.

Im Szenario *PV* werden ein hohe Zahl an PV Anlagen gebaut, um den Verbrauch zu decken. Zusätzlich ist ein Leitungsausbau und Speicherausbau erlaubt. Der Speicherbedarf im *PV* Szenario ist im Vergleich zum Szenario *Wind* um das Fünffache (56 GWh zu 11,2 GWh) höher. Im Szenario *Biomasse* sinkt dieser Bedarf noch um 3 GWh, da Biomassekraftwerke regelbar sind. Nur in den Szenarien *Biomasse* und *Wind* werden neue Leitungen gebaut, im Umfang von ca. 120 MW und 850 MW.

Je nach wirtschaftlichem oder politischem Interesse können diese Szenarien also unterschiedliche Thesen stützen. Ohne die zahlreichen Eingangsdaten ist es schwer zu sagen, ob die so berechneten Szenarien konsistent und nachvollziehbar sind. Zusätzlich fehlt in diesem Ansatz beispielsweise der Austausch mit den Nachbarländern, was insbesondere bei steigender Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien die Ergebnisse beeinflusst.

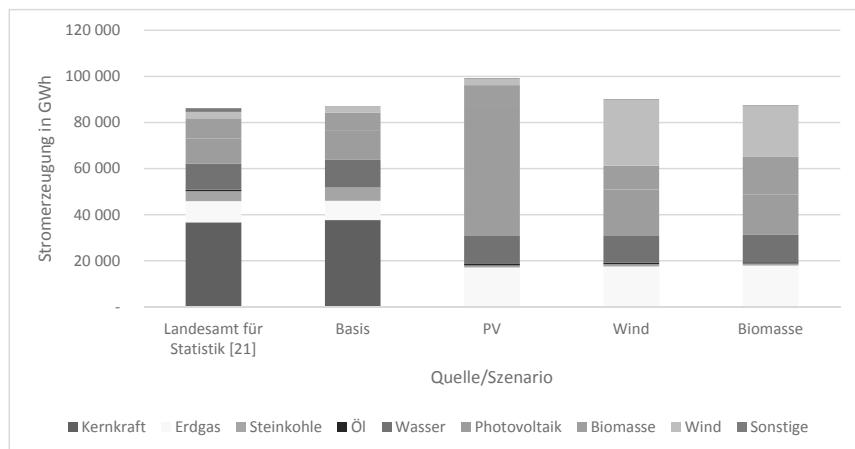


Bild 1: Szenarienvergleich

Zusammenfassung

In wissenschaftlichen Veröffentlichungen reicht meist die Beschreibung des Vorgehens nicht aus, um sowohl das Modell als auch die Eingangsdaten zu reproduzieren. Selbst in Studien ist die Modellbeschreibung meist nicht deutlich genug, um die gleichen Ergebnisse zu erhalten. Für die Nachvollziehbarkeit und Transparenz in der Forschung ist die Reproduzierbarkeit allerdings unverzichtbar.

Dieser Beitrag verdeutlicht den Bedarf an Transparenz der Eingangsdaten für die Energiesystemmodellierung am Beispiel Bayerns. Die unterschiedlichen Szenarien wurden zwar beschrieben, sind jedoch aufgrund der Modellkomplexität nicht vollständig nachzuvollziehen, ohne die Eingangsdaten zu betrachten. Die Güte der Ergebnisse lässt sich daher schwer ohne die zusätzlich bereitgestellten Eingangsdaten abschätzen.

Für die Zukunft sollten daher Maßnahmen getroffen werden, die sowohl den politischen Diskurs durch offene, reproduzierbare Ergebnisse fördern, zugleich aber wirtschaftliche Interessen und Persönlichkeitsrechte schützen. Speziell in wissenschaftlichen Veröffentlichungen sollte bereits heute der Fokus nicht ausschließlich auf die Beschreibung von Methoden, sondern stärker auf die einfache Reproduzierbarkeit der zentralen Ergebnisse gelegt werden.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Literatur

- [1] Bundesnetzagentur, "Netzentwicklungsplan Strom 2022," Bundesnetzagentur, 2012.
- [2] DWI, E. O. Netz, EWI, R. T. Strom, and V. Transmission, "Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 – dena Netzstudie I," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2005.
- [3] EWI, A. GmbH, D. GmbH, E. T. AG, IWES, T. T. GmbH, and 50Hertz Transmission, "Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025 – dena Netzstudie II," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010.
- [4] M. Hotz, I. Boiarchuk, D. Hewes, R. Witzmann, and W. Utschick, "Reducing the Need for New Lines in Germany's Energy Transition: The Hybrid Transmission Grid Architecture," *Preprint*, 2017.
- [5] S. Pfenninger and J. Keirstead, "Renewables, nuclear, or fossil fuels? Scenarios for Great Britain's power system considering costs, emissions and energy security," *Applied Energy*, vol. 152, pp. 83–93, 2015, DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.04.102.
- [6] S. Quoilin, I. H. Gonzalez, and A. Zucker, "Modelling Future EU Power Systems Under High Shares of Renewables: The Dispa-SET 2.1 open-source model," *EUR - Scientific and Technical Research Reports*, 2017, DOI: 10.2760/914770 (print) 10.2760/25400 (online).
- [7] J. Abrell and F. Kunz, "Integrating Intermittent Renewable Wind Generation - A Stochastic Multi-Market Electricity Model for the European Electricity Market," *Networks and Spatial Economics*, vol. 15, pp. 117–147, 2014, DOI: 10.2139/ssrn.2269025.
- [8] D. Mentis, M. Welsch, F. F. Nerini, O. Broad, M. Howells, M. Bazilian, and H. Rogner, "A GIS-based approach for electrification planning—A case study on Nigeria," *Energy of Sustainable Development*, vol. 29, pp. 142–150, 2015, DOI: 10.1016/j.esd.2015.09.007.
- [9] S. Pfenninger, J. DeCarolis, L. Hirth, S. Quoilin, and I. Staffell, "The importance of open data and software: Is energy research lagging behind?," *Energy Policy*, vol. 101, pp. 211–215, 2017, DOI: 10.1016/j.eneco.2013.07.014.
- [10] J. Dorfner, "Open Source Modelling and Optimisation of Energy Infrastructure at Urban Scale," Technische Universität München, 2016.
- [11] J. Dorfner, K. Schönleber, M. Dorfner, and S. Herzog, "tum-ens/urbs: v0.7." Jan-2017, DOI: 10.5281/zenodo.242029.
- [12] M. Dorfner, "Input data for Bavarian model." Sep-2017, DOI: 10.5281/zenodo.881481.
- [13] Bayerisches Landesamt für Umwelt, "Datenquelle: Energieatlas Bayern." Jan-2015.
- [14] Bundesnetzagentur, "Kraftwerksliste." Nov-2016.

- [15] International Energy Agency, "World Energy Outlook Power Generation Assumptions." 2016.
- [16] C. Matke, W. Medjroubi, and D. Kleinhans, "SciGRID - An Open Source Reference Model for the European Transmission Network (v0.2)." 2015.
- [17] Bayerisches Landesamt für Umwelt, Gewässerkundlicher Dienst Bayern, 2015.
- [18] S. Pfenninger and I. Staffell, "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data," *Energy*, vol. 114, pp. 1251–1265, 2016, DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.060.
- [19] I. Staffell and S. Pfenninger, "Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output," *Energy*, vol. 114, pp. 1224–1239, 2016, DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.068.
- [20] M. Dorfner, J. Dorfner, K. Schönleber, T. Zipperle, and S. Herzog, "Bavarian urbs model." Sep-2017, DOI: 10.5281/zenodo.883032.
- [21] © Bayerisches Landesamt für Statistik, München, "Bruttostromerzeugung 2015." Nov-2016. Für nichtgewerbliche Zwecke sind Vervielfältigung und unentgeltliche Verbreitung, auch auszugsweise, mit Quellenangabe gestattet. Die Verbreitung, auch auszugsweise, über elektronische Systeme/Datenträger bedarf der vorherigen Zustimmung. Alle übrigen Rechte bleiben vorbehalten.

Multifunktionale Modelle zur Optimierung von industriellen Energiesystemen – Dispatching, Backtesting und Design

Dr.-Ing. **S. Kirschbaum**, GFal e.V., Berlin;
M.Sc. **B. Bahl**, Prof. Dr.-Ing. **A. Bardow**, LTT, RWTH Aachen

Kurzfassung

Modelle zur Optimierung von Energiesystemen sind zumeist sehr genau auf den jeweiligen Anwendungsfall zugeschnitten. Das führt dazu, dass diese Modelle nur mit großem zusätzlichen Aufwand für andere Anwendungen verwendet werden können. Die Verwendung von Modellen, die von vornherein auf verschiedene Anwendungen ausgelegt sind, bietet Vorteile bei der Transformation auf andere Anwendungsfälle und bei der Evaluierung der Modelle. In diesem Text wird ein Framework zur Modellierung und Optimierung multifunktionaler Modelle vorgestellt. Mit Hilfe des Frameworks ist es möglich, ein Modell für verschiedene Anwendungsfälle (u.a. Dispatching, Backtesting und Design) mit unterschiedlichen mathematischen Methoden auszuwerten.

1. Einleitung

Die Energiesystemoptimierung leistet einen wichtigen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz in der Industrie und bei Gebäuden. Es gibt eine große Vielzahl von Anwendungsfällen für die Optimierung: Neben offensichtlichen Anwendungsfällen wie der Einsatzplanung von Betriebsmitteln in einem Energiesystem (Dispatching) und der Ermittlung einer optimalen Konfiguration eines Energiesystems (Design), treten in verschiedenen Kontexten weitere Anwendungsfälle auf (siehe Bild 1). So erfordert zum Beispiel der Vergleich zwischen der historischen Fahrweise eines Energiesystems und einer optimalen Betriebsstrategie (Backtesting) ein Optimierungsmodell. Des Weiteren gliedern sich die Betriebsoptimierungsaufgaben und das Energiesystemdesign in verschiedene Untergruppen mit verschiedenen Schwerpunkten. Beim Energiesystemdesign kann zum Beispiel die Anlagenkonfiguration im Mittelpunkt stehen. Häufig geht es aber auch um Fragen dezentraler Energieerzeugung oder Netzplanung. Beim Dispatching können neben dem optimalen Einsatz der Betriebsmittel auch die Ausfallsicherheit oder CO₂-Emissionengrenzen relevant sein.

Zur Optimierung von Energiesystemen ist die gemischt-ganzzahlig lineare Optimierung (MILP) ein sehr gängiges mathematisches Verfahren, das viele verschiedene Anwendungsfälle abdecken kann ([1], [2], [3], [4]). Durch die Verwendung vorgefertigter, wiederverwendbarer, elementarer Komponentenmodelle (Motor, Generator, Brenner, Tarif, etc.) mit vormo-

dellierten Gleichungssystemen, ist das Erstellen von Energiesystemmodellen für einen bestimmten Anwendungsfall sehr effizient möglich. Der Aufbau solcher Modelle, unter dem Aspekt, dass sie für unterschiedliche Anwendungsfälle anwendbar sein sollen, ist aufwendiger. Auf der anderen Seite bieten derartige Modelle den enormen Vorteil, konsistent und aufgrund der häufigen Verwendung besser validiert zu sein.

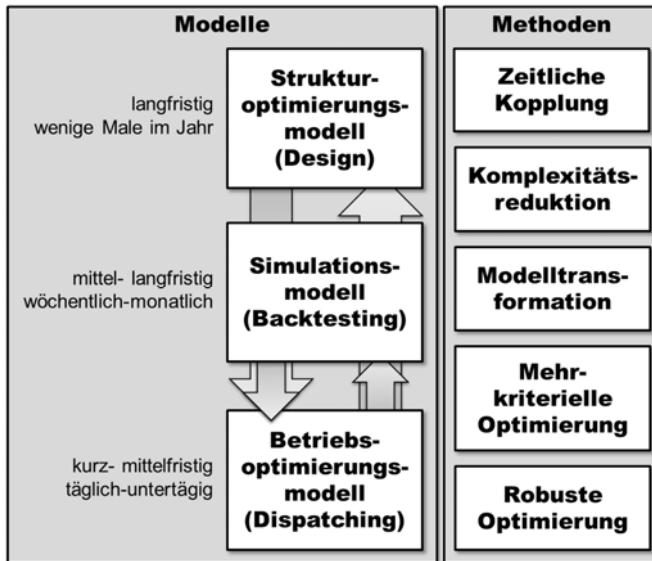


Bild 1: Anwendungsfälle und Methoden für multifunktionale Modelle die mit dem Optimierungsframework bereitgestellt werden

Im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte wurden vom Lehrstuhl für Technische Thermodynamik in Aachen und der Gesellschaft zur Förderung angewandter Informatik e.V. in Berlin Algorithmen und ein dazu gehöriges Optimierungsframework entwickelt, die es erlauben, mit einem multifunktionalen MILP-Modell viele Anwendungsfälle abzudecken. Als Optimierungsframework wird im hier beschriebenen Kontext TOP-Energy [5] bzw. GAMS eingesetzt. GAMS wird im Wesentlichen zum methodischen Prototyping und TOP-Energy für die finale Umsetzung der entwickelten Methoden in Endanwenderapplikationen verwendet.

In Bild 1 ist ein Überblick über die verschiedenen Arten von Modellen und die darauf anwendbaren Methoden dargestellt. Obwohl sich die mathematischen Modelle für Dispatching, Backtesting und Designoptimierung unterscheiden, liegt allen Modellen das gleiche Meta-Modell zugrunde, das von dem TOP-Energy Framework in verschiedene mathematische

Gleichungssysteme transformiert werden kann. Auf die einzelnen Modelle lassen sich dann verschiedene mathematische Methoden anwenden.

2. Modelle

In den meisten Anwendungsfällen der Energiesystemoptimierung wird ein gemisch-ganzzahliges lineares Gleichungssystem aufgestellt, das nach einer bestimmten Zielfunktion optimiert wird. Daher beschränkt sich die Umsetzung im Framework derzeit auch auf lineare oder linearisierbare Modelle. Als Zielfunktion werden bei den Modellen meistens entweder Kosten (Betriebskosten, Investkosten oder eine Aggregation aus beiden) oder eine ökologische Zielfunktion wie CO₂-Emissionen oder Primärenergieeinsatz eingesetzt. Zusätzlich gibt es häufig andere Ziele, die sich in Form von Kosten ausdrücken lassen, wie die Senkung der Stromlastspitze oder ähnliches. Um eine möglichst vielfältige Anwendbarkeit der Modelle zu gewährleisten, sollten gleich mehrere Zielfunktionen modelliert werden. Dies ermöglicht später eine mehrkriterielle Optimierung nach verschiedenen Zielfunktionen. Die Modelle beinhalten die Zielfunktionen CO₂-Emissionen, Primärenergieeinsatz, Betriebskosten (OPEX), Investkosten (CAPEX) sowie annualisierte Gesamtkosten und Kapitalwert, die eine Mischung aus Betriebs- und Investkosten darstellen.

Als Nebenbedingungen treten je nach Anwendungsfall sehr unterschiedliche (Un-) Gleichungen auf. Im Allgemeinen werden aber Energiebilanzen und Massenbilanzen als Nebenbedingungen formuliert. Des Weiteren sind Umwandlungswirkungsgrade bzw. Teillastverhalten und Betriebsnebenbedingungen wie Startkosten, Mindestlaufzeiten oder Anfahrrampen typische Nebenbedingungen. Bei der Strukturoptimierung kommen zu den Nebenbedingungen noch die Kostenfunktionen für die neu anzuschaffenden Anlagen hinzu.

Also Optimierungsvariablen treten in den Modellen lineare oder ganzzahlige Größen auf. Das sind in der Betriebsoptimierung insbesondere die erzeugten Leistungen der jeweiligen Anlagen sowie an/aus-Variablen oder Starts. Im Falle der Strukturoptimierung kommt die Information ob eine Anlage gekauft werden soll oder nicht und die entsprechenden Nennleistungen dazu. In den Anwendungsszenarien wechselt die Rolle von Optimierungsvariablen und Koeffizienten. Zum Beispiel ist beim Dispatching die Fahrweise der einzelnen Anlagen ein Optimierungsergebnis beim Backtesting aber ein Vorgabewert. Im Falle des Backtestings arbeitet das Modell daher nicht mehr als Optimierungs-, sondern nur noch als Simulationsmodell. Bei der Modellierung im TOP-Energy Framework werden Variablen, die Optimierungsergebnis oder Koeffizient sein können, gesondert gekennzeichnet.

3. Methoden

Die unterschiedlichen Anwendungsfälle erforderten die Entwicklung verschiedener Optimierungsmethoden. Die Vorgehensweise bei der Entwicklung der Methoden bestand darin, diese zuerst im GAMS umzusetzen und zu testen und die erfolgversprechenden Methoden dann in TOP-Energy umzusetzen.

Für die Betriebsoptimierung zeitlich gekoppelter Energiesysteme wurden zum Beispiel Rolling-Horizon-Verfahren [6] mit variablen Horizontlängen implementiert. Das ermöglicht die Berücksichtigung von Speichern und das Anfahrverhalten von Anlagen.

Neben den Betriebsoptimierungsmodellen und Algorithmen wurden Methoden zur Ermittlung optimale Anlagengrößen bzw. Anlagenkonfigurationen entwickelt (Design). Damit ist es möglich, einem bestehenden Betriebsoptimierungsmodell, das zum Beispiel im Dispatching täglich eingesetzt wird, optionale Modellkomponenten hinzuzufügen. Für die Strukturoptimierungskomponenten werden dann die Nennleistungen nicht vorgegeben, sondern berechnet [7]. Auf diese Weise lassen sich strategische Investitionsentscheidungen unterstützen. Um die Investitionskosten für optionale Anlagen zu berücksichtigen wird in diesem Fall dann nicht die Zielfunktion „Betriebskosten“, sondern die Zielfunktionen „annualisierte Gesamtkosten“ oder „Kapitalwert“ optimiert. Um eine solche Strukturoptimierung durchzuführen müssen allerdings nicht nur der Rolling Horizon, sondern alle Zeitschritte des Betrachtungszeitraums gekoppelt betrachtet werden. Das führt im Vergleich zur Betriebsoptimierung zu deutlich komplexeren Optimierungsproblemen die im Allgemeinen nicht in vertretbaren Rechenzeiten gelöst werden können. Um trotzdem derartige Optimierungsaufgaben lösen zu können sind Zeitreihenaggregationsmethoden entwickelt worden, die algorithmisch typische Zeitpunkte [8] oder Typtage [9] aus den Originalzeitreihen ermitteln, um dann die Strukturoptimierung auf dieser repräsentativen Menge von Zeitschritten auszuführen.

Neben der Optimierung der Nennleistungen optionaler Anlagen wurden auch Methoden zur Optimierung von Netzen entwickelt [10]. Diese sind in der Lage, Übertragungskapazitäten für Energieübertragungsnetze und Standorte neuer Anlagen zu berechnen.

Darüber hinaus ist aufgrund der durchgängigen Berücksichtigung mehrerer Zielfunktionen in allen Modellen eine mehrkriterielle Optimierung möglich. Auch dazu wurden verschiedene Verfahren entwickelt, mit deren Hilfe sich die resultierende Paretofront in einem für den Anwender relevanten Bereich möglichst gut abtasten lässt [11].

Zur Berücksichtigung von Unsicherheiten in den Eingangsdaten wurden Verfahren der robusten Optimierung umgesetzt. Diese sind in der Lage ein Optimum zu finden, das unter der schlechtesten Konstellation der unsicheren Nebenbedingungen immer noch gut ist [12]. Die

Kopplung der robusten Optimierung mit der mehrkriteriellen Optimierung erlaubt die Auswertung des Trade-Offs zwischen Risikoaversion und Gewinnmaximierung [13].

4. Praxiserfahrung

In der Praxis hat die multifunktionale Modellierung von Energiesystemen Vor- und Nachteile. Auf der einen Seite sind die Modelle durch die flexible Modellierung für verschiedene Anwendungsfälle komplex. Modelle, die ganz genau auf einen bestimmten Anwendungsfall zugeschnitten sind, enthalten dagegen weniger Gleichungen und Variablen. Die Auswertung der Modelle für lange zeitliche Horizonte kann daher länger dauern als bei stark rechenzeit-optimierten Modellen.

Auf der anderen Seite hat insbesondere die Verwendung des gleichen Modells im Dispatching und in der strategischen Entscheidungsfindung jedoch den Vorteil, dass durch den Einsatz der Modelle im Dispatching und dem Backtesting hoch valide Modelle für strategische Entscheidungen zur Verfügung stehen.

Publiziert sind einige Praxiserfahrungen dieser Modelle und Methoden: Eine Kombination aus Betrieboptimierung und Backtesting wurde für ein Kälteversorgungssystem der Firma Bosch in Reutlingen eingesetzt [14]. Modelltransformationen zwischen Simulations- und Optimierungsmodellen wurden für die St. Franziskus Grundschule in Halle verwendet [15]. Eine Kombination aus Betriebs- und Strukturoptimierung wird von der Currenta an verschiedenen Standorten eingesetzt [16].

5. Fazit

Multifunktionale Modelle ermöglichen die praxistaugliche Verwendung für verschiedene Anwendungsfälle. Die Erfahrungen aus den Anwendungsbeispielen zeigen, dass die höhere Modellkomplexität der multifunktionalen Modelle durch den Vorteil der leichteren Transformierbarkeit aufgewogen wird. Die Verwendung eines einheitlichen Optimierungsframeworks für die methodische Umsetzung und für die Transformation der Modelle hat sich als sehr sinnvoll erwiesen. Durch die Überführung der im akademischen Umfeld entstandenen Modelle und Methoden basierend auf GAMS in anwenderfreundliche Modelle und Verfahren in TOP-Energy ermöglicht den breiten praktischen, ingenieurspezifischen Einsatz.

In zukünftigen Projekten sollen die verfügbaren Methoden erweitert und verallgemeinert werden. Dabei werden insbesondere die Ausfallsicherheit [16] bei der Strukturoptimierung und die Optimierung mit verschiedenen Akteuren [17] im Mittelpunkt stehen. Außerdem wird in Zukunft ein Schwerpunkt auf die effiziente Generierung der Modelle gelegt, um auch hier den Aufwand zu verringern.

6. Literatur

- [1] Biegler, Lorenz T., and Ignacio E. Grossmann. 2004. 'Retrospective on Optimization'. *Computers & Chemical Engineering* 28 (8): 1169–92.
- [2] Ren, Hongbo, and Weijun Gao. 2010. 'A MILP Model for Integrated Plan and Evaluation of Distributed Energy Systems'. *Applied Energy* 87 (3): 1001–14.
- [3] Lozano M.A., Ramos J.C., and Serra L.M. 2010. 'Cost Optimization of the Design of CHCP (Combined Heat, Cooling and Power) Systems under Legal Constraints'. *Energy* 35 (2): 794–805.
- [4] Wang, Haichao, Elnaz Abdollahi, Risto Lahdelma, Wenling Jiao, and Zhigang Zhou. 2015. 'Modelling and Optimization of the Smart Hybrid Renewable Energy for Communities (SHREC)'. *Renewable Energy* 84: 114–23.
- [5] Internet <http://www.top-energy.de> (Abruf 31.8.2017)
- [6] Silvente, J., Kopanos, G.M., Pistikopoulos, E.N., Espuna, A. 2015. 'A rolling horizon optimization framework for the simultaneous energy supply and demand planning in microgrids'. *Applied Energy*, S. 485-501.
- [7] Voll, P., Klaffke, C., Hennen, M., Bardow, A. 2013. 'Automated superstructure-based synthesis and optimization of distributed energy supply systems'. *Energy* 50: 374-388.
- [8] Bahl, B., Kämpel, A., Seele, H., Lampe, M., Bardow, A. 2017. 'Time-series aggregation for synthesis problems by bounding error in the objective function'. *Energy* 135: 900-912.
- [9] Bahl, B., Söhler, T., Hennen, M., Bardow, A. 2017. 'Time-series aggregation to typical periods with bounded error in objective function for energy systems synthesis'. ECOS 2017, San Diego, USA.
- [10] Kirschbaum, S., Voll, P., Scheffler, R., Pleßow, M., Bardow, A. 2013. 'Simultaneous optimisation of structure and infrastructure for distributed energy supply systems'. 26th ECOS 2013, Guiling, China.
- [11] Hennen, M., Postels, S., Voll, P., Lampe, M., Bardow, A. 2017. 'Multi-objective synthesis of energy systems: Efficient identification of design trade-offs'. *Computers & Chemical Engineering* 97 (2): 283–293.
- [12] Majewski, D., Wirtz, M., Lampe, M., Bardow, A. 2017. 'Robust multi-objective optimization for sustainable design of distributed energy supply systems'. *Computers & Chemical Engineering* 102: 26-39.
- [13] Majewski, D., Lampe, M., Voll, P., Bardow, A. 2017. 'TRusT: A Two-stage Robustness Trade-off approach for the design of decentralized energy supply systems'. *Energy* 118: 590-599.

- [14] Brenner, A., Kausch, C., Kirschbaum, S., Lepple, H., Zens, M. 2014. 'Effizienzsteigerung in einem komplexen Kühlwassersystem – Einsatz von Simulationswerkzeugen'. KKA Kälte Klima Aktuell, Sonderausgabe Großkältetechnik, 2014.
- [15] Schlussbericht IGF-Projekt Modellbasiertes Energiecontrolling (ModEnCo). Projekt-nummer BG 18280. Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen. (In Bearbeitung)
- [16] Internet: <https://www.currenta.de/kunden-magazin/quartal-iii-2015/lizenz-zur-optimierung.html> (Abruf 31.8.2017)
- [17] Majewski, D., Jensen, M., Hennen, M., Bardow, A. 2017. Reliable optimal operation of distributed energy supply systems. COST TD Conference, Modena, Italien.
- [18] Kirschbaum, S., Bauer, D., Powilleit, M., Reimer, A.. 2017. Structural and Operational Optimization to Design Contracts in Energy Investment Projects with Multiple Stakeholders. ECOS 2017, San Diego, USA.

Auswirkungen des Wetterjahres in kostenoptimalen Klimaschutzszenarien

Impact of the weather year in cost-optimized climate protection scenarios

Dipl.-Wirtsch.-Math. **Diana Böttger**, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel;
M.Sc. **Norman Gerhardt**, M.Sc. **Irina Ganal**,
Fraunhofer IWES, Kassel

Kurzfassung

Um langfristig eine Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems zu erreichen, werden hohe installierte Leistungen von Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen notwendig. Da die Stromerzeugung dieser Anlagen im Wesentlichen von den Wetterbedingungen abhängt, spielt bei der Analyse solcher Szenarien die Wahl des Wetterjahres in der Modellierung eine nicht unerhebliche Rolle. Das Energiesystemmodell SCOPE des Fraunhofer IWES bildet die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr für Europa detailliert ab und berechnet kostenoptimale Investitions- und Betriebsentscheidungen für verschiedene Technologien unter Einhaltung von Emissionszielen. In einer Analyse für ein Klimaschutzzielsszenario mit einer Emissionsreduktion um 95 % für das Jahr 2050 wurden sieben verschiedene historische Wetterjahre verglichen. Bei der Betriebsentscheidung zeigt sich, dass im Hinblick auf die Versorgungssicherheit nur vergleichsweise geringe Back-up Kraftwerkskapazitäten notwendig sind, sofern man von einer hohen Flexibilisierung von hybriden Wärmeversorgungssystemen und gesteuertem Laden von Elektrofahrzeugen ausgeht. Dennoch gibt es bezogen auf Extremsituationen größere Unterschiede zwischen den Wetterjahren. Gleichzeitig bekommt der überregionale Stromhandel in Europa eine immer größere Bedeutung gerade auch zum Ausgleich von Wettereffekten. Mithilfe von Power-to-Gas kann eine CO₂-freie Versorgung von Back-up-Kraftwerken sowie von Industrieprozessen gewährleistet werden. Es zeigte sich weiterhin, dass bei der Investitionsentscheidung die Wahl des Wetterjahres einen hohen Einfluss auf die Ergebnisse hat. Das Wetterjahr 2011 ist dabei unter den untersuchten Wetterjahren (2006 bis 2012) am besten geeignet, um auch Effekte des Klimawandels abzubilden. Für

Bewertung von Versorgungssicherheit in der Betriebsentscheidung oder ggf. auch für Investitionen erscheinen dagegen Ausschnitte des Wetterjahres 2010 besser geeignet.

Abstract

In order to achieve decarbonisation of the energy supply system in the long term, high installed power of wind power plants and photovoltaic plants is necessary. Since the generation of electricity from these plants is essentially dependent on the weather conditions, the choice of the weather year in the modeling plays a not insignificant role in the analysis of such scenarios. The Fraunhofer IWES energy system model SCOPE models the sectors of electricity, heat and transportation for Europe in detail and calculates cost-optimal investment and operating decisions for a wide range of technologies while respecting emission targets. In an analysis for a climate protection target scenario with a reduction in emissions of 95 % for the year 2050 seven different historical weather conditions were compared. The operating decision shows that comparatively low back-up power capacities are necessary with regard to security of supply, provided that a high degree of flexibility of hybrid heat supply systems and controlled charging of electric vehicles is present. At the same time, supraregional electricity trading in Europe is gaining in importance, especially to compensate for weather effects. With the help of power-to-gas, a CO₂-free supply of back-up power plants as well as of industrial processes can be ensured. It was also shown that the choice of the weather year has a high influence on the investment decision results. Among 2006 to 2012 the weather year 2011 is best suited to model the effects of future climate change. For assessing security of supply for operating or also for investment decisions, sections of the weather year 2010 appear more suitable.

1. Motivation

Mit der Klimakonferenz von Paris (COP21) hat sich die Weltgemeinschaft zu einer Begrenzung der Klimaerwärmung auf deutlich unter 2 °C verpflichtet. Dabei ist es wissenschaftlicher Konsens, dass die Konsequenzen für Deutschland mindestens eine Vollversorgung des Energieversorgungssystems mit Erneuerbaren Energien (EE) bis 2050 bedeuten. Konsens ist hierbei auch, dass dabei die Energieversorgung maßgeblich auf den fluktuierenden Energiequellen Windkraft und Photovoltaik (PV) basieren muss und dass diese auch zu hohen Anteilen den Stromverbrauch für zusätzliche Anwendungen im Verkehrs-, Gebäudewärme- und Industriebereich über die Sektorenkopplung decken müssen [1].

Hierbei wird aber in der energiepolitischen Diskussion oft bezweifelt, dass die Versorgungssicherheit für ein derart stark vom Wetter abhängiges Energieversorgungssystem gegeben ist. Zum einen stellt sich die Frage, wie die Versorgungssicherheit im Fall einer so genannten Dunkelflauge (also wenn im Winter über längere Zeit keine Energie aus Sonne und Wind zur Verfügung steht) gewährleistet werden kann. Hierfür könnten erhebliche Speicher- oder Kraftwerksleistungen notwendig werden. Zum anderen ist zu bedenken, dass das Wetter von Jahr zu Jahr unterschiedlich ist und auch extreme Wetterjahre auftreten können. Im Hinblick auf die Energieversorgung wäre das insbesondere kritisch, wenn es sich um ein sowohl kaltes als auch relativ windschwaches Jahr handeln würde. Hier stellt sich die Frage, ob ein regeneratives Energieversorgungssystem eine Versorgung unter solchen Extremen überhaupt leisten oder ausgleichen kann.

Klar ist aber auch, dass man so eine Frage nicht für Deutschland isoliert betrachten kann. Deutschland ist bereits heute in einen europäischen Binnenmarkt für Strom mit einem vermaschten Stromnetz und einem gemeinsamen Emissionshandel eingebunden. Versorgungssicherheit und die Erreichbarkeit von Klimazielen muss deshalb auch europäisch bewertet werden.

Im Folgenden wird der Einfluss der Wahl eines historischen Wetterjahres als Grundlage für die Simulation eines langfristigen Szenarios einer regenerativen Vollversorgung aller Energiesektoren Deutschlands und Europas im Jahr 2050 untersucht. Hierbei wird sowohl ein mittleres Wetterjahr als auch die Bandbreite von sieben Wetterjahren, welche auch Extremwetterjahre beinhalten, untersucht. Eine Vollversorgung wird dabei als eine Reduktion der Emissionen um 95 % gegenüber 1990 interpretiert (als oberes Ziel des Energiekonzeptes der Bundesregierung). Vollversorgung bedeutet aber in diesem Fall nicht, dass Europa energieautark ist, sondern dass auch ein noch verbleibender Restbedarf an regenerativen Kraftstoffen (PtL – Power-to-Liquid) außerhalb Europas an Standorten mit geringeren Stromgestehungskosten erzeugt werden kann. Die restlichen Emissionen (5 %) fallen dabei außerhalb der Energieversorgung an. Gemäß dem BMWi Grünbuch Energieeffizienz [2] wird hierbei eine hohe Effizienz in allen Sektoren und ein mögliches und effizientes Verkehrsszenario mit einem grundsätzlich hohen Anteil an Elektromobilität unterstellt.

Im zweiten Abschnitt wird die Methodik der Untersuchung erläutert sowie anschließend das für die Analyse verwendete Modell beschrieben. In Abschnitt 3 werden die Annahmen für das Klimazielszenario zusammengefasst bevor in Abschnitt 4 die Ergebnisse erläutert werden. Es folgt eine kritische Würdigung der Ergebnisse sowie eine Zusammenfassung.

2. Methodik der Untersuchung

Die Analyse ist so aufgebaut, dass in einem ersten Schritt ein kostenminimales europäisches Energieversorgungssystem auf Grundlage von jeweils einem von sieben unterschiedlichen Wetterjahren (2006-2012) für ein Zielszenario für 2050 ermittelt wird. Dabei muss jedes Jahr dem COP21-Mindestziel einer EE-Vollversorgung gerecht werden. Dabei soll verglichen werden, welchen Einfluss das konkret gewählte Wetterjahr auf die kostenoptimale Investitionsentscheidung hat.

Aus den sieben Wetterjahren wird auf dieser Grundlage ein mittleres Wetterjahres gewählt, wobei auch das Kriterium eine Rolle spielt, dass dieses Wetterjahr schon Effekte des Klimawandels berücksichtigt. In einem zweiten Schritt wird das kostenoptimale Energieversorgungssystem für das ermittelte mittlere Wetterjahr bei festgelegten installierten Erzeugungs- und Verbrauchsleistungen (mit Ausnahme des Zubaus von Gasturbinen) für eine reine Betriebsoptimierung aller anderen sechs Wetterjahre herangezogen. Auf diese Weise soll geprüft werden, ob ein solches System für jedes der unterschiedlichen Wetterjahre die Versorgungssicherheit gewährleisten kann.

Die Untersuchung erfolgt mittels der Sektor übergreifenden Ausbau- und Einsatzoptimierung SCOPE [3], die ein kostenminimales Gesamtenergieversorgungssystem (Strom, Gebäudewärme, Industrieprozesswärme, Verkehr) bestimmt. Im Modell lässt sich das einzuhaltende Klimaziel vorgeben. Die Versorgungssicherheit bzw. permanente Deckung der Nachfrage in allen Anwendungen und Sektoren in stündlicher Auflösung wird gewährleistet. Es handelt sich dabei um ein lineares, deterministisches und kontinuierliches Modell, welches auf den Arbeiten im Rahmen des Projektes „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ [4] aufbaut und weiterentwickelt wurde. Die volkswirtschaftliche Optimierung kann damit den grenzkostenbasierten Kraftwerkseinsatz und rationale Investitionsentscheidungen auf Basis perfekter Voraussicht nachbilden. Dabei wird vom heutigen regulatorischen Rahmen abstrahiert. Der geografische Betrachtungsraum des Strommarktes und Energiesystems ist Europa abzgl. Balkan und Baltikum.

Im Bild 1 ist das Modell schematisch dargestellt. Neben dem Strommarkt werden der Gasmarkt und ein übergreifender Markt für Emissionsberechtigungen abgebildet. Darüber hinaus werden die Sektoren Wärme und Verkehr differenziert abgebildet. Die einzelnen dargestellten Technologien interagieren somit jeweils mit unterschiedlichen Märkten.

Für das Modell sind wesentliche Inputdaten die Potentiale für Windenergie und PV, die sich aus Flächenrestriktionen und Abstandsregelungen ergeben. Weiterhin gehen zeitlich und

räumlich hochauflöste Zeitreihen für die Einspeisung von Windenergie bzw. PV-Strom ins Modell ein. Der europäische hydrologische Kraftwerkspark wird mit historischen Zuflussdaten für Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeicherwerk abgebildet.

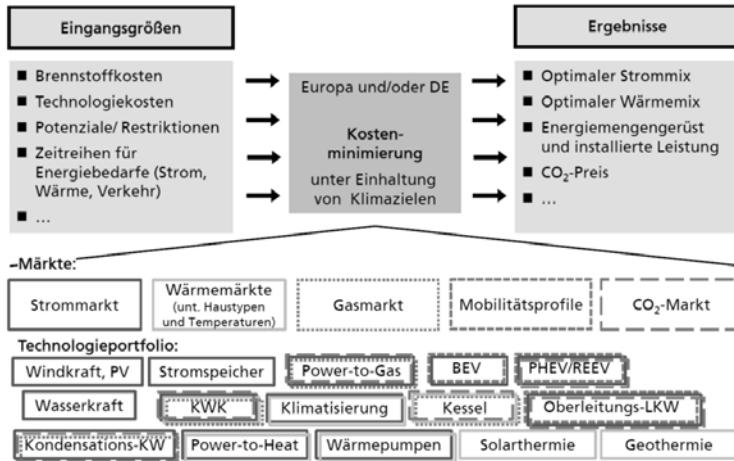


Bild 1: Schematische Darstellung der Sektor übergreifenden Ausbauplanung SCOPE [5]

3. Modellannahmen

Es wird das europäische Ziel einer Reduktion der Treibhausgasemissionen (CO_{2eq}) um 95 % in Bezug auf 1990 betrachtet. Aufgrund von unvermeidlichen Emissionen im Bereich der Landwirtschaft und aus Industrieprozessen im nichtenergetischen Bereich bedeutet dies für den Energiebereich eine Klimaneutralität und damit eine erneuerbare Vollversorgung.

Die Kosten für fossile Energieträger basieren auf dem New Policies Scenario des World Energy Outlook 2016 [6] und werden aus 2035 für 2050 konstant gehalten.

Für den herkömmlichen Stromverbrauch wird eine hohe Effizienzsentwicklung gemäß dem BMUB-Klimaschutzszenario 95 in 2050 [7] unterstellt und das historische (um Nachtspeicherheizungen bereinigte, vgl. [8]) Stromverbrauchsprofil der Jahre 2006-2012 verwendet.

Für Europa wird eine vergleichbare Entwicklung unterstellt. Neue Stromverbraucher im Verkehrs- und Wärmesektor werden durch das Modell zusätzlich generiert und mit ihrem individuellen Stromverbrauchsprofil und ihrer Flexibilität abgebildet.

Für Kernkraftwerke wird eine Lebensdauer von 50 Jahren unterstellt, so dass die ab 2000 in Betrieb gegangenen Anlagen noch berücksichtigt werden. Weitere Bestandsanlagen (Kraftwerke, Heizungstechnologien) werden nicht berücksichtigt.

Für den europäischen Netzausbau wurde für Deutschlands Grenzen das Szenario des Netzentwicklungsplanes für 2035 übernommen [9]. Für den Rest Europas wurde auf das Projekt E-Highway 2050 zurückgegriffen [10].

Sowohl im Gebäudebereich als auch für die Industrieprozesswärme wird ein hohes Effizienzniveau unterstellt (Effizienzszenario der BMWi-Energieeffizienzstrategie Gebäude [11] bzw. BMUB-Klimaschutzszenario 95 [7]). Für den Gebäudebereich wird ein Fernwärmepotential von 25 % der Endenergie unterstellt. Für die Prozesswärme bis 500 °C wird ein Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Potential von 66 % angenommen [12]. Dabei werden KWK-Anlagen jeweils mit Wärmespeicher, Gaskessel sowie entweder Großwärmepumpe oder Elektrokessel und ggf. Solarthermie kombiniert. Im Gebäudesektor können Erd- oder Luftwärmepumpen (mit Wärmespeicher) oder Gaskessel (ggf. als Hybridsystem in Kombination mit Luftwärmepumpen) eingesetzt werden. Für Europa wird eine vergleichbare Entwicklung unterstellt.

Die Verkehrsleistungen in 2050 wurden aus der Studie „Energieszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung“ [13] zugrunde gelegt. Für die Abbildung der Elektromobilität in Europa kann auf das Referenzszenario der EU-Kommission zur Entwicklung der Verkehrsleistung zurückgegriffen werden [14]. Es wird angenommen, dass vollelektrischen Fahrzeuge (BEV) dominierend sind, aber auch hybride Fahrzeuge (PHEV und REEV) eine wichtige Rolle spielen, während nur noch wenige gas- und benzinbetriebene Fahrzeuge eingesetzt werden. Es wird angenommen, dass 80 % der reinen Elektrofahrzeuge sowie 60 % der Hybridfahrzeuge gesteuert laden.

Zudem wird unterstellt, dass flüssige regenerative Kraftstoffe (PtL) im außereuropäischen Ausland erzeugt werden können und gasförmige Kraftstoffe (Power-to-Gas, PtG) innerhalb Europas erzeugt werden. In Kombination mit einer Fokussierung des Biomasseeinsatzes als Ersatz für Erdgas (direkt bei Biomethan und indirekt bei dezentraler Holzverbrennung) führt diese vereinfachte Annahme zu einem relativ geringen PtG-Bedarf im Vergleich zu anderen EE-Vollversorgungsszenarien.

Für genauere Ausführungen sei an dieser Stelle auf [5] verweisen.

4. Ergebnisse

4.1 Unterschiede zwischen den Wetterjahren

Als erstes sollen die Unterschiede in den Erträgen der wetterabhängigen EE zwischen den Wetterjahren 2006 bis 2012 analysiert werden. Im Bild 2 werden die relativen Energieerträge

für Windkraft und PV in Bezug auf die mittleren Erträge der Wetterjahre von 2006 bis 2012 dargestellt. Es zeigen sich vor allem bei der Windenergie deutliche Unterschiede, wo die Erträge insbesondere von Starkwindanlagen zwischen 89 % (2010) und 114 % (2007) variieren. Bei Schwachwindanlagen ist die Variabilität der Erträge etwas geringer als bei Starkwindanlagen und bei Offshoreanlagen nochmals etwas geringer. Die Erträge der PV variieren wetterjahrabhängig zwischen 94 % und 107 %, jedoch ist die Streuung um den Mittelwert geringer als bei der Windkraft. Es fällt auf, dass das Jahr 2010 unter den untersuchten Jahren bei allen Technologien die geringsten Erträge erreicht. Gleichzeitig handelt es sich beim Jahr 2010 um ein vergleichsweise kaltes Jahr. Im Sinne der obigen Erläuterung würde dieses Jahr somit für ein von fluktuierenden Stromerzeugern und elektrischen Verbrauchern dominiertes Energieversorgungssystem ein Extremjahr darstellen.

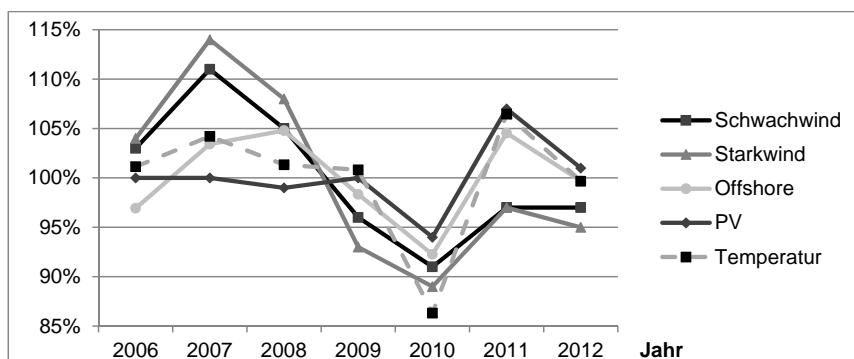


Bild 2: Relative Energieerträge für Windkraft und PV sowie bevölkerungsgewichtete mittlere Temperatur nach Wetterjahren in Deutschland (100 % entspricht jeweils dem Mittelwert aus den sieben Jahren von 2006 bis 2012)

4.2 Einfluss des Wetterjahres auf die Kapazitäten eines Energiesystems mit EE-Vollversorgung

Im Bild 3 sind die optimalen installierten Leistungen an Windenergie und PV-Anlagen sowie an Gasturbinen, KWK-Anlagen, Batterien und Power-to-Gas-Anlagen für 2050 in Deutschland in Abhängigkeit des zugrunde gelegten Wetterjahres dargestellt. Mit jedem Kraftwerkspark kann das vorgegebene Klimaziel erreicht werden, jedoch ist in den schlechteren Wetterjahren eine deutliche Überbauung der EE notwendig, um geringere Vollaststunden auszugleichen. So schwanken die zugebauten Leistungen an Windenergieanlagen zwischen 151

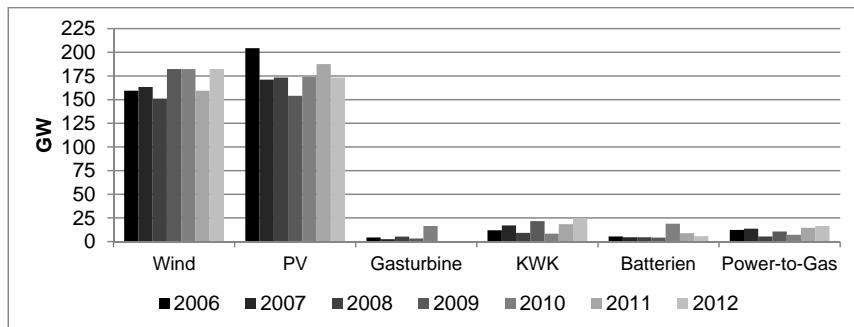


Bild 3: Vergleich der optimalen installierten Leistung wesentlicher Technologien im Szenario für 2050 in Abhängigkeit des zugrunde liegenden Wetterjahres

und 182 GW und der PV zwischen 154 und 204 GW. Der optimale Mix ist dabei auch stark vom Wetterjahr abhängig. Im Bereich der thermischen Kraftwerke sind insbesondere im Jahr 2010 die höchsten Backup-Kapazitäten notwendig, da hier die ausgeprägteste Dunkelflaute auftritt. Hier ist auch die höchste Leistung an Batterien mit 19 GW berechnet worden. Die Unterschiede beim Nettoimport sind dagegen relativ gering. Dieser liegt für alle Wetterjahre zwischen 70 und 76 TWh.

4.3 Einfluss des Wetterjahres auf den Betrieb eines Energiesystems mit EE-Vollversorgung

Als ein mittleres Wetterjahr, welches aber Einflüsse des Klimawandels berücksichtigt, wurde im Folgenden 2011 ausgewählt. Im Bild 4 ist die installierte Leistung der einzelnen Technologien in Deutschland dargestellt, wie sie sich aus einer Optimierung auf der Grundlage dieses Wetterjahres ergeben. Während die Leistung von Wind und PV (159 GW bzw. 173 GW) sehr hoch sind, ist die Leistung steuerbarer Erzeuger (Gasturbinen 3,8 GW, KWK 22,1 GW, Batterien 9,7 GW) vergleichsweise gering.

Für die Einsatzoptimierung dieses für das Wetterjahr 2011 ermittelten Energieversorgungssystems auf Grundlage der Wetterjahre 2006 bis 2012 wurde zugelassen, dass weitere Gasturbinen installiert werden können, sofern dies kostenoptimal ist. Während in den Wetterjahren 2006, 2008 und 2011 die Gasturbinenleistung von 3,8 GW ausreichte, um in jeder Stunde des Jahres die Versorgungssicherheit sicherzustellen, sind in den anderen Wetterjahren höhere Gasturbinenleistungen notwendig. Während für das Jahr 2007 nur geringfügig mehr Gasturbinen notwendig sind (4,3 GW), werden im Jahr 2012 6,4 GW, 2009 7,8 GW und ins-

besondere 2010 fast 8,2 GW an Gasturbinen benötigt, um auch in Zeiten einer Dunkelflaute neben den KWK-Anlagen als Back-up-Kraftwerke den Strombedarf decken zu können.

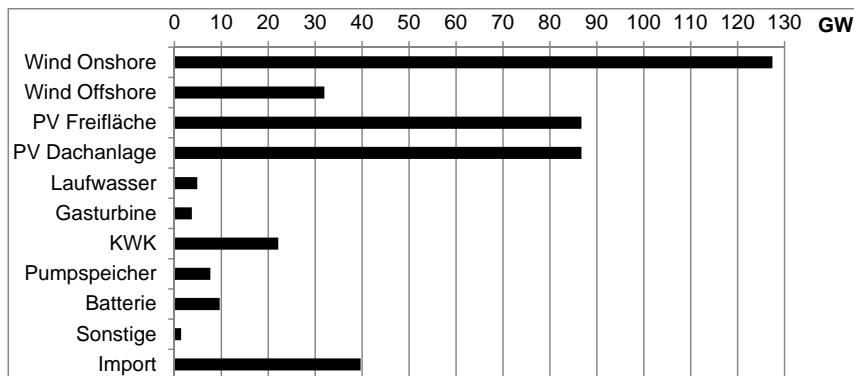


Bild 4: Installierte Leistung im Zielszenario 2050 (auf Grundlage des Wetterjahres 2011)

In Bild 5 zeigt sich, wie stark sich der Strombezug der neuen Stromverbraucher aus dem Wärme- und Verkehrssektor in Abhängigkeit der jährlichen Erträge aus Windenergie und PV unterscheiden. Während der Stromverbrauch für den Verkehrssektor nur geringfügig um 166 TWh schwankt, unterscheiden sich die Verbräuche für den Wärmesektor deutlicher und

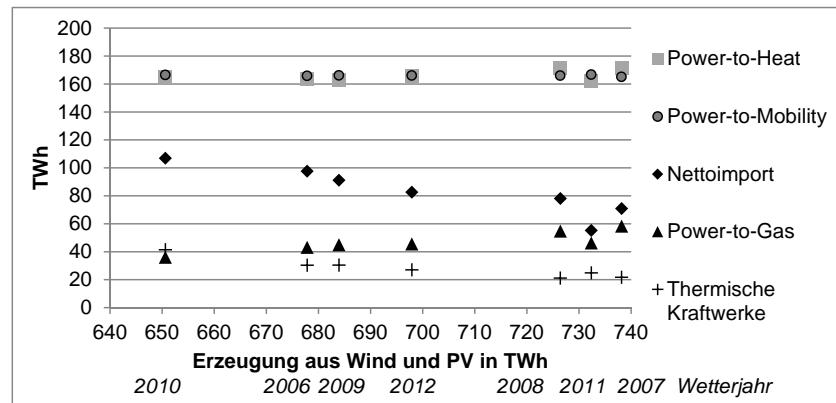


Bild 5: Erzeugung aus thermischen Kraftwerken, Strombedarf für neue Verbraucher sowie Nettoimportbedarf in Abhängigkeit der jährlichen Erträge aus Windenergie und PV (jeder Punkt steht für ein Wetterjahr aus 2006-2012)

liegen für das Wetterjahr 2009 bei 163 TWh und im Wetterjahr 2007 bei 172 TWh. Noch deutlicher sind die Unterschiede für die Power-to-Gas-Technologie. Im Fall der geringsten Wind- und PV-Erträge (Wetterjahr 2010) beträgt der Stromverbrauch 36 TWh. Bei den höchsten Erträgen im Wetterjahr 2007 sind es 58 TWh. Gasbedarfe, die nicht über die nationale PtG-Produktion abgedeckt werden können, können auch aus anderen europäischen Ländern importiert werden, wenn die Herstellungskosten dort geringer sind. Weiterhin ist der steigende Nettostromimportbedarf aus dem Ausland in Abhängigkeit der deutschen EE-Erträge erkennbar. Während beim Wetterjahr 2011 nur 55 TWh an Nettostromimporten benötigt bzw. möglich werden, sind es beim Wetterjahr 2010 mit 107 TWh fast doppelt so hohe Nettoimporte.

5. Kritische Würdigung der Ergebnisse

Bei den oben dargestellten Ergebnissen handelt es sich um Ergebnisse eines Modells, dass ein ganzes Jahr am Stück bei perfekter Voraussicht analysiert. In der Realität kann eine Wetterprognose nicht annähernd so weit in die Zukunft verlässliche Voraussagen machen, wodurch sich in der Realität ein weniger optimaler Einsatz von Speichertechnologien (Speicherwasser, Batterien, Wärmespeicher) ergeben dürfte.

Im Modell wurde angenommen, dass innerhalb der einzelnen Länder keine Netzengpässe vorliegen. Da es unwirtschaftlich ist, Stromnetze noch für die letzte kWh aus EE auszubauen, ist ein dezentraler Einsatz von Flexibilität notwendig und eine netzbedingte Abregelung auch in Zukunft wahrscheinlich, selbst wenn Speichertechnologien schon an Standorten nahe der Erzeugung platziert werden können und somit netzentlastend wirken würden.

Bei der Analyse wurden Systemdienstleistungen wie Regelleistung nur vereinfacht durch Leistungsabschläge auf bestehende Speicher abgebildet. Hier ist zu erwarten, dass sich der Anlagenbetrieb noch mal unterscheidet, wenn Leistungsreserven vorzuhalten sind.

Andererseits sind auch die alternativen Maßnahmen zu Kraftwerksleistungen wie die Potenziale von Notstromaggregaten, der Lastabwurf von industriellen Verbrauchern oder eine Rückspeisung aus Elektrofahrzeugen (Vehicle-to-Grid) nicht berücksichtigt worden.

In Anbetracht dieser Modelleinschränkungen ist davon auszugehen, dass in der Realität ggf. noch höhere installierte Leistungen von Back-up-Kraftwerken notwendig sein können.

6. Zusammenfassung und Fazit

Dieser Beitrag beschäftigt sich mit dem Einfluss von unterschiedlichen Wetterjahren in langfristigen Klimazielszenarien in denen die europäische Energieversorgung überwiegend auf wetterabhängigen Energieträgern basiert.

Es zeigte sich, dass die Ergebnisse sensitiv auf die unterschiedlichen Wetterjahre reagieren. Somit spielt die Auswahl des Wetterjahres für die Optimierung eine wichtige Rolle. Für Analysen, die Effekte des Klimawandels (höhere Temperaturen, mehr PV, mehr Klimatisierung) berücksichtigen sollen, erscheint das Jahr 2011 unter den betrachteten Jahren am geeignetsten. Gleichzeitig repräsentiert das Jahr 2011 auch ein mittleres Wetterjahr, was für Fragen der Energiebilanz passend wäre. Allerdings ist für Fragen der Versorgungssicherheit mit kalten Phasen und wenig Wind dieses Wetterjahr weniger gut geeignet. Für eine robustere Modellierung sollte ein Zeitraum mit einer ausgeprägteren Dunkelflaute wie im Januar 2010 zusätzlich berücksichtigt werden.

Durch die Untersuchung wurde gezeigt, dass ein System, welches fast ausschließlich auf wetterabhängigen EE basiert, die Versorgungssicherheit garantieren kann, wenn sie optimal eingesetzt werden. Fehlende Erzeugung aus Windenergie und PV kann sowohl durch KWK-Anlagen, Gasturbinen, Pumpspeicher, Batteriespeicher als auch den europäischen Stromimport kompensiert werden. Der Einfluss des EE-Ertrags bei Jahren mit hoher oder geringer EE-Erzeugung oder des höheren Stromverbrauchs in kalten Jahren durch Strom-Wärme-Anwendungen wird insbesondere durch den internationalen Stromhandel ausgeglichen.

7. Danksagung

Für die finanzielle Förderung danken die Autoren dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit im Rahmen des Förderprogramms „Erneuerbar Mobil“ (FKZ: 16EM3007) sowie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des Energieforschungsprogramms mit Schwerpunkt „Systemanalyse“ (FKZ: 0325879A).

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Impulspapier Strom 2030. Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre 2016.
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Grünbuch Energieeffizienz. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie 2016.
- [3] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): SCOPE. Sektorübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems. Kassel 2016.
- [4] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Fraunhofer-Institut für Bauphysik (IBP); Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu); Stiftung Umweltenergierecht: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland im Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung, Ableitung von optimalen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor. Kassel, Heidelberg, Würzburg 2015.
- [5] Gerhardt, N.; Böttger, D.; Trost, T.; Scholz, A.; Pape, C.; Gerlach, A.-K.; Härtel, P.; Ganal, I.: Analyse eines europäischen -95% Klimazielszenarios über mehrere Wetterjahre. Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMA WIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Kassel 2017.
- [6] International Energy Agency: World Energy Outlook 2015.
- [7] Öko-Institut; Fraunhofer ISI: Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe 2015.
- [8] Eckstein, S.; Buddeke, M.; Merten, F.: Europäischer Lastgang 2050. Europäischer Lastgang 2050 PROJEKTBERICHT zum Arbeitspaket 4 Regenerative Stromversorgung und Speicherbedarf in 2050 – RESTORE 2050. Wupperthal 2015.
- [9] Bundesnetzagentur (BNetzA): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030 2016.
- [10] Anderski, T.; Surmann, Y.; Stemmer, S.; Grisey, N.; Momot, E.; Leger, A.-C.; Betraoui, B.; van Roy, P.: e-HIGHWAY 2050. Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050 2015.

- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Energieeffizienzstrategie Gebäude. Wege zu einem klimaneutralen Gebäudebestand 2015.
- [12] Prognos AG; Fraunhofer IFAM; IREES; BHKW-Consult: Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. Berlin 2014.
- [13] Prognos AG; EWI; GWS: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10. Basel, Köln, Osnabrück 2010.
- [14] EU: EU Energy, Transport and GHG emissions - Trends to 2050. Reference Scenario 2013 2013.

Minimale Zulässige Modellbeschreibung für eine optimale Kapazitätsplanung

Minimal Feasible Model Representation for Optimal Capacity Expansion Decisions

Dr. C. Thurner, Prof. A. Martin,

FAU Erlangen-Nürnberg, Lehrstuhl für Wirtschaftsmathematik

Kurzfassung

Wir beschreiben ein Verfahren zur kostenoptimalen/wohlfahrtsmaximalen Kapazitätsplanung von elektrischen Energiesystemen mit Hilfe von Dekompositions- und adaptiven Verfeinerungsmethoden. Dazu formulieren wir zunächst ein nichtlineares mathematisches Modell für die optimale Planung und Steuerung eines el. Energiesystems und präsentieren anschließend ein Verfahren zur adaptiven Herleitung und Lösung einer MIP-Relaxierung dieses Problems sowie Rechenergebnisse für reale Probleminstanzen.

Abstract

We present an approach for cost minimal/welfare maximal capacity expansion planning decisions of electric energy systems using decomposition and adaptive refinement methods. To this end we first formulate a nonlinear mathematical model for the optimal planning and control of a electrical energy system. Afterwards we describe a method to iteratively derive and solve minimal feasible MIP-relaxations of this problem and present numerical results for real-life instances.

1. Einleitung

Im Rahmen der Energiewende sind Fragestellungen bzgl. der Abschaltung sicherer Erzeugungsleistungen und der Integration von EE und Speichern in das System immer noch nicht endgültig geklärt. Ziel des entwickelten Optimierungsmodells im Rahmen des vom BMWi geförderte Forschungsprojekt KOSiNeK ist die Betrachtung des sich ergebenden Kapazitätsplanungsproblems über einen Zeitraum von mehreren Jahren. Dabei wird der Planungszeitraum in eine stündliche Auflösung diskretisiert, so dass die notwendigen, steuerungsspezifischen Anforderungen, wie z.B. Laufzeit oder Startrestriktionen, hinsichtlich der Flexibilität des Systems mitberücksichtigt werden können.

Basierend auf dem operativen Einsatz des Kraftwerksparks können sowohl kostenminimale als auch wohlfahrtsmaximale Investitionsentscheidungen getroffen und bewertet werden.

In bisherigen Ansätzen werden für die strategische Planung Investitionen basierend auf linear relaxierten Modellen und Typtagen bewertet. Hinsichtlich der steigenden Relevanz von Flexibilitätsanforderungen sind zum Einen jedoch kombinatorische Nebenbedingungen künftig unabdingbar als auch die Auswahl an Typtagen aufgrund der hohen EE-Einspeisung nahezu unmöglich.

Durch die Kombination von Dekompositions- und adaptiven Verfeinerungsmethoden haben wir einen dynamischen Algorithmus entwickelt, welcher basierend auf den Eingabedaten die minimal notwendige Modellbeschreibung lernt. Ziel dieser Methode ist es, die Anzahl der ganzzahligen Variablen zu reduzieren und die Struktur der Nebenbedingungsmatrix für den Lösungsprozess zu nutzen.

Nach einer Vorstellung eines nichtlinearen Modells in Abschnitt 2 gehen wir in Abschnitt 3 auf die angewendeten Dekompositionsansätze ein bevor wir in Abschnitt 4 den adaptiven Modellgenerierungsalgorithmus beschreiben und anschließend in Abschnitt 5 die Kombination beider Lösungsverfahren vorstellen. Abschnitt 6 dient als Präsentation numerischer Ergebnisse.

2. Ein MINLP Modell

Um ein mathematisches Modell für das Steuerungsproblem formulieren zu können, betrachten wir einen zeitexpandierten Graphen $G=(V,A)$ mit Knotenmenge V und Kantenmenge A . Die Menge V besteht aus dem an den jeweiligen Netzknoten angebundenen Teilsystem. Die Menge A enthält die Leitungen des betrachteten Netzes. Für jeden Zeitschritt des Planungszeitraum $t \in \mathcal{T} = \{1, \dots, T\}$ ergibt sich ein Teilgraph G_t mit entsprechenden Knoten V_t und Kantenmengen A_t , welche den aktuellen Zustand des Energiesystems zum Zeitpunkt $t \in \mathcal{T}$ abbildet. \mathcal{T} repräsentiert dabei den Planungszeitraum.

Für jeden Knoten $v_t \in V_t$ ergibt sich eine Residuallast $d_{v,t} \in \mathbb{R}$ welche sich aus der Differenz der prognostizierten Last und Einspeisung der erneuerbaren Energieträger ergibt. Weiterhin ist an jedem Knoten $v_t \in V_t$ eine gewisse Reserve $r_{v,t} \in \mathbb{R}$ vorzuhalten um Blackouts zu vermeiden.

Um konventionelle Kraftwerke $i \in \mathcal{I}$ abbilden zu können führen wir für jeden Zeitschritt $t \in \mathcal{T}$ Variablen $(x_{i,t}, x_{i,t}^{\text{add}}, x_{i,t}^{\text{sub}}) \in \mathbb{N}^3$ ein, welche die aktuell installiert Leistung sowie Zu- und Rückbauten repräsentieren. Für die zeitdiskrete Steuerung führen wir weiterhin die Variablen $p_{i,t} \in \mathbb{R}$ und $(u_{i,t}, z_{i,t}^{\text{up}}, z_{i,t}^{\text{down}}) \in \{0,1\}^3$ ein, welche die aktuelle Produktionsmenge bzw. respektiv den Zustand des Kraftwerks zu jedem Zeitpunkt abbilden.

Für jedes Kraftwerk ergeben sich basierend auf der installierten Leistung zum Zeitpunkt

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + x_{i,t}^{\text{add}} - x_{i,t}^{\text{sub}} \quad \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T},$$

obere bzw. untere Schranken an die möglichen Produktionsmengen

$$u_{i,t} \underline{p}_i \leq p_{i,t} \leq u_{i,t} \bar{p}_i \quad \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T},$$

die vom aktuellen Status des Kraftwerks abhängen.

Um extreme Belastungen physikalischer Komponenten zu vermeiden sind zum einen zusätzliche Leistungs-Gradienten notwendig welche die Leistungsänderung von einem Zeitschritt zum nächsten limitieren

$$p_{i,t} - p_{i,t-1} \leq \Delta^{\max} u_{i,t-1} + \underline{p}_I (1 - u_{i,t-1}),$$

als auch minimale Stillstands- und Laufzeiten zu berücksichtigen

$$\begin{aligned} \sum_{t'=t-\Theta_I^{\text{up}}+1}^t y_{i,t'}^{\text{up}} &\leq u_{i,t} \quad \forall i \in \mathcal{I}, t \in \{\Theta_I^{\text{up}}, \dots, T\}, \\ \sum_{t'=t-\Theta_I^{\text{down}}+1}^t y_{i,t'}^{\text{down}} &\leq 1 - u_{i,t} \quad \forall i \in \mathcal{I}, t \in \{\Theta_I^{\text{down}}, \dots, T\}. \end{aligned}$$

Die vorherige Formulierung ist valide, wenn Startrestriktionen wie folgt

$$\begin{aligned} u_{i,t} - u_{i,t-1} &\leq y_{i,t}^{\text{up}}, \\ z_{i,t}^{\text{up}} &> 0. \end{aligned}$$

mit berücksichtigt werden.

Bei Speichern muss zwischen installierter Leistung zum Zeitpunkt $t \in \mathcal{T}$

$$x_{j,t} = x_{j,t-1} + x_{j,t}^{\text{add}} - x_{j,t}^{\text{sub}} \quad \forall j \in \mathcal{J}, t \in \mathcal{T}$$

und verfügbarer Kapazität unterschieden werden. Die Leistung hängt allerdings direkt mit der entsprechenden Kapazität zusammen. Dieser Zusammenhang wir in unserem Modell über einen linearen Faktor abgebildet.

Gegeben einer Speicherkapazität, können nun Variablen $(l_{j,t}, s_{j,t}, w_{j,t}) \in \mathbb{R}^3$ eingeführt werden, welche den aktuellen Speicherfüllstand sowie die Ein- bzw. Ausspeichermenge zum Zeitpunkt abbilden sodass die zur Verfügung stehende Energie und damit mögliche Spei-

cher- bzw. Entlademengen limitiert sind. Mit der folgenden Gleichung kann der Speicherfüllstand zu jedem Zeitpunkt festgestellt werden,

$$l_{j,t} = l_{j,t-1} + s_{j,t} \eta_j^{\text{in}} - w_{j,t} \frac{1}{\eta_j^{\text{out}}} \quad \forall j \in \mathcal{J}, t \in \mathcal{T} \setminus \{1\}$$

wobei $\eta_j^{\text{in}}, \eta_j^{\text{out}} \in \mathbb{R}$ die Ein- bzw. Ausspeicherverluste des jeweiligen Speichers darstellen.

Der Netzwerkfluss wird in unserem Modell über eine lineare DC-Lastflussapproximation abgebildet.

Ziel des Investitionsplanungsproblems ist nun unter kostenminimalen Gesichtspunkten die Nachfrage $d_{v,t}$

$$\sum_{I \in \mathcal{I}^v} p_{i,t} + \sum_{v \in V} \left(\sum_{v' \in V} (p_{v',v,t} - p_{v,v',t}) \right) + \sum_{j \in \mathcal{J}^v} (w_{j,t} - s_{j,t}) = \bar{d}_{v,t} \quad \forall t \in \mathcal{T}, v \in V.$$

sowie die Reserve

$$\sum_{i \in \mathcal{I}^v} (u_{i,t} x_{i,t} - p_{i,t}) \geq r_{v,t} \quad \forall v \in V, t \in \mathcal{T}.$$

in jedem Knoten $v \in V$ zu jederzeit $t \in \mathcal{T}$ bedienen zu können.

Die Zielfunktion

$$\min \sum_{i \in \mathcal{I}} \sum_{t \in \mathcal{T}} F_{i,t}(x_{i,t}) + (C_{i,t}(p_{i,t}, u_{i,t}) + S_{i,t}(z_{i,t})),$$

setzt sich dabei aus drei Bestandteilen zusammen.

Zum einen aus einem Fixkosten Anteil, welcher Annuitäten der Investitionskosten, sowie fixe Operation & Maintenance Kosten beinhaltet. Diese Kosten sind nur von der installierten Leistung abhängig.

Die variablen Kosten $C_{i,t}(p_{i,t}, u_{i,t}) + S_{i,t}(z_{i,t}^{\text{up}})$ lassen sich noch einmal in Produktions- und Startkosten unterteilen.

Der Produktionskostenanteil $C_{i,t}(p_{i,t}, u_{i,t})$ der Kraftwerke wird dabei über eine quadratische Kostenfunktion abgebildet

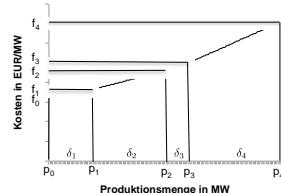
$$C_{i,t}(p_{i,t}, u_{i,t}) = a * u_{i,t} + b * p_{i,t} + c * p_{i,t}^2$$

um Teillastwirkungsgrade mit berücksichtigen zu können.

Um die Komplexität des Problems zu reduzieren, haben wir den nichtlinearen Anteil der Zielfunktion mittels einer stückweise linearen Funktion approximiert.

In vorherigen Untersuchungen (siehe Zelmer [11]) hat sich gezeigt, dass die δ -Methode für die gerade beschriebene Modellklasse gut anbietet.

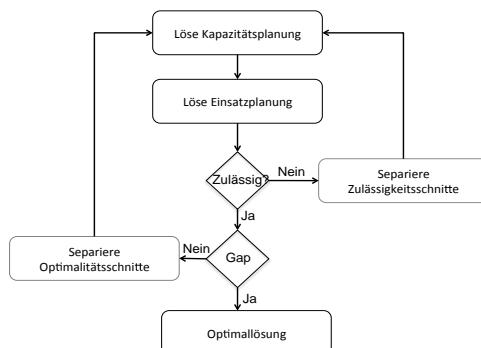
$$\begin{aligned}
 p_{i,t} &= (\bar{p}_{i,t})_0 + \sum_{j=1}^n ((\bar{p}_{i,t})_j - (\bar{p}_{i,t})_{j-1}) \delta_j, \\
 f_{i,t} &= (\bar{f}_{i,t})_0 + \sum_{j=1}^n ((\bar{f}_{i,t})_j - (\bar{f}_{i,t})_{j-1}) \delta_j, \\
 z_j &\leq \delta_j, \\
 \delta_{j+1} &\leq z_j, \\
 z_j &\in \{0, 1\}, \\
 \delta_1 &\leq 1 \quad \delta_n \geq 0.
 \end{aligned}$$



In der bisherigen Modellentwicklung haben wir für jedes Kraftwerk die gleiche fixe Anzahl von Stützstellen angenommen. In aktuellen Entwicklungen jedoch wird ein adaptiver Ansatz verfolgt, sodass mit einer linearen Approximation begonnen wird und die Genauigkeit der Approximation für jedes Kraftwerk individuell iterativ angepasst wird bis eine a-priori festgelegte Fehlerschranke erreicht ist.

3. Dekomposition des Modells

Um den Lösungsprozess etwas zu beschleunigen haben wir untersucht inwiefern die Struktur des Problems ausgenutzt werden kann. In einem ersten Schritt haben wir, wie in Nicolosi [7], die Kapazitätsvariablen als Variablen identifiziert, welche das Problem schwer machen. Daher haben wir einen Benders' [2] Ansatz gewählt anhand dem wir Investitionsentscheidungen (Masterproblem) und Steuerungsentscheidungen (Subproblem) getrennt voneinander betrachten können.



Aufgrund der Nichtkonvexität des Subproblems können wir jedoch keine standard Benders' Schnitte verwendet werden. Alternative Ansätze dazu findet man z.B. in Sherali et al. [8], die einen Reformulation Linearization Technique Ansatz verfolgen, oder in Cerisola et al. [3], die einen Nested Lagrange Relaxation Verfahren anwenden, wobei die Lagrange Multiplikatoren approximativ die relevanten dualen Variablen des Subproblems abbilden.

Wir wählen hier einen ähnlichen Ansatz, nutzen jedoch die Problemstruktur noch etwas spezifischer aus.

Zuerst betrachten wir die Zulässigkeit des Subproblems. Anstelle, im Fall eines unzulässigen Subproblems Schnitte basierend auf Extremalstrahlen des dualen Subproblems zu generieren, separieren wir primale Zulässigkeitsschnitte. D.h. wir separieren originale Ungleichungen aus dem Subproblem, die eine Masterlösung produzieren welche die Zulässigkeit des Subproblems garantieren. Dafür wird folgendes Netzwerkflussproblem gelöst.

$$\begin{array}{llll} \max & \sum_{t \in \mathcal{T}} \delta_{v_t, q} & & \\ \text{s.t.} & \delta_{s, v_t} - \delta_{v_t, q} + w_t - s_t & = 0 & \forall t \in \mathcal{T}, \\ & l_t - l_{t-1} - s_t + w_t & = 0 & \forall t \in \mathcal{T}, \\ & \delta_{s, v_t} & \leq \max\{\Delta_{v_t}, 0\} & \forall t \in \mathcal{T}, \\ & \delta_{v_t, q} & \leq \max\{-\Delta_{v_t}, 0\} & \forall t \in \mathcal{T}, \\ & s_t & \leq s^{\max} & \forall t \in \mathcal{T}, \\ & w_t & \leq w^{\max} & \forall t \in \mathcal{T}. \end{array}$$

Δ_{v_t} ist dabei die maximal zur Verfügung stehende Leistung an Knoten $v_t \in V_t$ zum Zeitpunkt $t \in \mathcal{T}$. Kanten (v_t, q) , welche nicht im minimalen Schnitt enthalten sind, stellen dabei Zeitpunkte dar, in denen die Nachfrage nicht gedeckt werden kann. Somit separieren wir nun die Ungleichungen aus dem Steuerungsproblem für die jeweiligen Zeitpunkte.

Um Optimalitätsschnitte separieren zu können lösen wir das Subproblem (Unit Commitment (UC)) mittels eines Lagrange basierten Verfahrens, sodass wir hieraus die optimalen Werte für die Status Variablen erhalten. Für eine Übersicht zu Lagrange-basierten Verfahren verweisen wir den Leser an z.B. Tahanan [9]. Durch das fixieren der Statusvariablen auf die optimalen Werte sowie die Fixierung der Kapazitätsvariablen, erhält man aus dem dualen Problem den folgenden Schnitt

$$\alpha \geq z^{\text{sub}} + \pi(x - \bar{x}) + \sigma(u - \bar{u}).$$

Durch die kompakte Formulierung des Subproblems sowie aufgrund der Konvergenz des Lagrange-basierten Verfahrens kann sichergestellt werden, dass $\sigma(u - \bar{u}) \geq 0$ und somit

$$\alpha \geq z^{\text{sub}} + \pi(x - \bar{x}) + \sigma(u - \bar{u}) \geq z^{\text{sub}} + \pi(x - \bar{x}),$$

eine zulässige Relaxierung ist.

Das Verfahren konvergiert gegen die Optimallösung, da erstens durch die primalen Zulässigkeitsschnitte unzulässige Zeitpunkte exakt abgebildet werden und zum anderen durch das Lagrange basierte Verfahren zum Lösen des Subproblems sichergestellt wird, dass $\sigma(u - \bar{u})$ sehr klein wird und somit der separierte Schnitt ein sehr guter Unterschätzer der Kosten des Subproblems darstellt.

4. Adaptive Modellgenerierung

Bisher wurde die Struktur des Problems dahingehend ausgenutzt, dass Variablen welche das Problem schwierig machen dekomponiert wurden, bzw. durch einen Lagrange basierten Ansatz das UC Subproblem in $|\mathcal{I}|$ unabhängige Probleme zerlegt werden konnte. Es ist allerdings bekannt, dass für lange Planungszeiträume auch Lagrange-Verfahren aufgrund der Komplexität der einzelnen Kraftwerke an ihre Grenzen stoßen.

Betrachtet man nun die Lösungen vieler UC Subprobleme, so erkennt man das nur ein Bruchteil der zeitkoppelnden kombinatorischen Restriktionen, wie z.B. Laufzeitrestriktionen, in der Lösung tatsächlich aktiv sind.

Motiviert durch diese Beobachtung haben wir nun einen adaptiven Algorithmus basierend auf der Idee in Bärmann et al. [1] entwickelt, welcher die fast Blockdiagonalstruktur der UC Nebenbedingungsmatrix ausnutzt. Ceselli et al. [4] verfolgen eine ähnliche Strategie indem sie mit einem Dantzig-Wolfe Ansatz zeitkoppelnde Restriktionen relaxieren und mittels Column Generation iterativ wieder in das Modell mit aufnehmen.

Das Verfahren startet mit einer initialen Aggregation von Zeitpunkten zu Zeitphasen. D.h. innerhalb dieser Zeitphasen werden jegliche kombinatorischen steuerungsspezifischen Restriktionen relaxiert und nur untere bzw. obere Schranken an die Produktionsmenge, zur linearen Approximation der Kosten im Modell behalten.

Nun wird in jeder Iteration für jede Zeitphase die Zulässigkeit der relaxierten Lösung bzgl. der Steuerungsrestriktionen überprüft. Ist eine Zeitphase unzulässig, so werden die verletzten Restriktionen in das Modell aufgenommen.

Der Algorithmus terminiert und liefert die Optimallösung, wenn die Lösung der Relaxierung für alle Zeitphasen zulässig ist.

Der Vorteil des Verfahrens besteht zum einen in der Tatsache die Modellgröße durch das Weglassen von Nebenbedingungen enorm reduziert werden kann und zum anderen durch

die Relaxierung der zeitübergreifenden Restriktionen das Problem für den Lösungsprozess in mehrere Teilprobleme zerfällt, welche unabhängig voneinander gelöst werden können.

5. Adaptiver Dekomposition

Um nun die Struktur des Problems maximal auszunutzen, kombinieren wir die in den beiden vorherigen Abschnitten 3 und 4 beschriebenen Verfahren, indem wir den adaptiven Algorithmus in das Lagrange-Verfahren integrieren (siehe Thurner [10]).

Im ersten Iterationsschritt zerfällt das Problem nun maximal sodass jedes Kraftwerk und jeder Zeitschritt separat gelöst werden kann. Durch das iterative lokale Verfeinern des Modells werden wieder einzelnen Abhängigkeiten eingefügt, welche für die Optimallösung notwendig sind.

Die Konvergenz des Verfahrens lässt sich aus den einzelnen Verfahren übertragen.

6. Resultate

In diesem Abschnitt stellen wir Lösungen für das Kapazitätsplanungsproblem auf realen Instanzen vor. Wir betrachten dabei kleine Energiesysteme mit nur einem Knoten über mit bis zu 96 Tagen in stündlicher Auflösung und große Energiesysteme mit Netzrestriktionen bis hin zu einem Betrachtungszeitraum von einem Jahr in stündlicher Auflösung.

Um realistische Instanzen zu bekommen habe wir für die kleinen Instanzen die Energiesysteme der einzelner Bundesländer über einen Planungszeitraum von $T = \{12, 24, 48, 96\}$ Tagen mit einer innertäglichen Diskretisierung von 24 Stunden betrachtet. Da die Performanz des Algorithmus stark von der zu deckenden Last abhängt, haben wir die originale Residuallast skaliert so dass ein gewisser Prozentsatz der Maximallast von dem bestehenden System gedeckt werden kann. Die Skalierungsfaktoren umfassen $l = \{-1, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, 1\}$ Prozent, wobei -1 die originale Residuallast darstellt.

Für die großen Instanzen haben wir verschiedene Gruppen zusammenhängender Bundesländer gewählt und entsprechende Übertragungskapazitäten zwischen den Knoten angenommen. Bzgl. dem Planungszeitraum betrachten wir hier bis zu 365 Tage wieder mit einer innertäglichen Diskretisierung von 24 Stunden. Auch für die großen Instanzen haben wir die Residuallast gemäß dem Skalierungsverfahren modifiziert und anschließend alle Instanzen gelöst.

Die Rechnungen wurden auf einem Cluster mit Intel Xeon E5410 2.33GHz Rechnern mit 12MB Cache und 32GB RAM und einem 64Bit Linux Betriebssystem durchgeführt.

Jeder Job wurde auf 4 Kernen mit einem Zeitlimit von 6 Stunden gerechnet.

Für die Implementierung haben wir die Python-API von Gurobi-6.5 [6] verwendet.

Weiterhin haben wir unser Verfahren in zwei verschiedenen Varianten implementiert. Zum einen als sequentiellen Algorithmus (Sequential Timephase AGGregation (STAGG)), welcher wie oben beschrieben alle Schritte nacheinander ausführt und einen hybriden Algorithmus (Hybrid Timephase AGGregation (HTAGG)), bei dem wir den adaptiven Teil in ein branch-and-cut Framework integriert haben.

Die Lösungszeiten wurden dann mit den Werten des Standardlösers, im folgenden mit MIP bezeichnet, verglichen.

In Bild 1 sieht man ein Performanz Profil für die kleinen Instanzen, welches die beiden von uns implementierten Verfahren gegen den Standardlöser zeigt. Auf der y-Achse der Abbildung kann man ablesen welches Verfahren, wie viele Instanzen (in %) am schnellsten gelöst hat. Das HTAGG Verfahren hat beispielsweise knapp 70% der kleinen Instanzen am schnellsten gelöst. Weiterhin kann man sehen, dass unsere beiden Verfahren alle Instanzen innerhalb des Zeitlimits optimal gelöst haben, während das MIP nur gut 90% der Instanzen in der Zeit optimal gelöst hat. Für eine genauere Beschreibung und Interpretation von Performanz Plots verweisen wir auf Dolan und More [5].

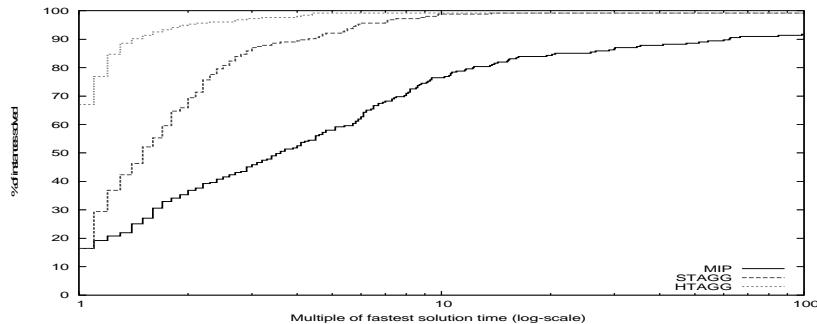


Bild 1: Performanz Profil für kleine Instanzen, vergleichend den Standardlöser (MIP) mit Verfahren STAGG und HTAGG.

Bild 2 zeigt den entsprechenden Performanz Plot für die großen Netzwerk Instanzen. Auch hier kann man gut sehen, dass unsere Verfahren dem MIP deutlich überlegen sind. Auch ist zu sehen, dass das HTAGG Verfahren für die Netzwerkinstanzen nicht so gut funktioniert.

Das hat hauptsächlich implementierungstechnische Gründe, da für die integrierte Verfeinerung alle originalen binären Variablen in das System integriert werden müssen, sodass ein wesentlicher Vorteil des Verfahrens somit wieder aufgehoben wird.

Wie in Bild 1 ist der Anteil der optimal gelösten Instanzen bei unseren Verfahren deutlich höher, verglichen mit dem Standardlöser.

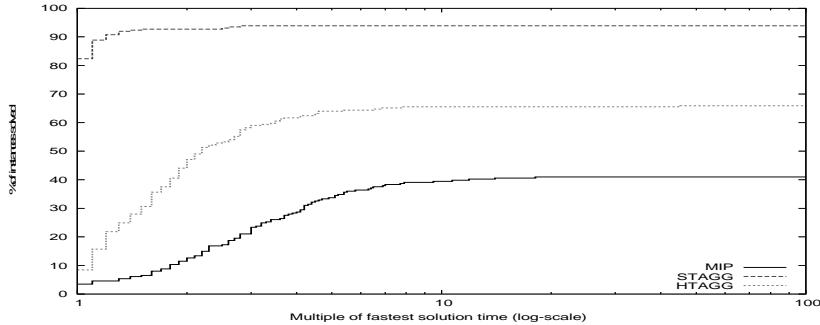


Bild 2: Performanz Profil für große Netzwerkinstanzen, vergleichend den Standardlöser (MIP) mit den Verfahren STAGG und HTAGG.

Im Weiteren wollen wir anhand gewisser Modellstatistiken zeigen, dass durch unser Verfahren sowohl die Modellgröße, als auch die Modellkomplexität deutlich reduziert werden konnte. Dazu haben wir vergleichend mit dem Originalmodell und unserer finalen Relaxierung Wachstumsfaktoren für die Anzahl der ganzzahligen Variablen und Anzahl an Nebenbedingungen berechnet und Durchschnittswerte über alle skalierten Unterinstanzen gebildet.

Tabelle 1 und **Tabelle 2** zeigen jeweils für kleine und große Netzwerkinstanzen, den Vorteil des oben beschriebenen Verfahrens der adaptiven Anpassung des Modells an die exogen vorgegebenen Daten. In **Tabelle 1** sieht man sehr schön, dass der Anteil der Variablen, die tatsächlich als binäre Variablen im Modell deklariert werden müssen um die Optimallösung zu erhalten im Durchschnitt deutlich unter 10% der Anzahl der ganzzahligen Variablen aus dem Originalmodell liegt. Weiterhin wird deutlich, dass nur etwa 60% der originalen Nebenbedingungen notwendig sind um die Optimallösung zu beschreiben. Ein weiterer entscheidender Vorteil dabei ist, dass die Einsparungen der Nebenbedingungen nur aus kombinatorischen Nebenbedingungen besteht, welche das Problem schwer machen

Tabelle 1: Durchschnittlicher Wachstumsfaktor für die Anzahl der ganzzahligen Variablen und Anzahl an Nebenbedingungen (NB) für kleine Instanzen.

Instanzname Wachstums- faktor	Inst- BY-BW-RP	Inst-BY-HE- NI-SH-HB- HH	Inst-Ger	Inst-NW- HE-RP-SL	Inst-NW- HE-TH-SN	Inst-SH- MV-NI-ST- BB-BE	Inst-SN-ST- TH-BB-BE- MV
Int. Variablen	0,04	0,04	0,04	0,02	0,02	0,08	0,03
NB	0,59	0,57	0,57	0,54	0,49	0,61	0,58

Gleiche Resultate zeigt **Tabelle 2** für Netzwerkinstanzen. Auch hier liegt der Anteil der als ganzzahlig deklarierten ganzzahligen Variablen bei deutlich unter 10% sowie der Anteil der Nebenbedingungen durchschnittlich deutlich unter 60% der Anzahl der Originalungleichungen.

Tabelle 2: Durchschnittlicher Wachstumsfaktor für die Anzahl der ganzzahligen Variablen und Anzahl an Nebenbedingungen (NB) für große Netzwerkinstanzen

Instanzname Wachstums- Faktor	Inst-BY- BW-RP	Inst-BY-HE- NI-SH-HB- HH	Inst-Ger	Inst-NW- HE-RP-SL	Inst-NW- HE-TH-SN	Inst-SH-MV- NI-ST-BB- BE	Inst-SN-ST- TH-BB-BE- MV
Int. Variablen	0,04	0,04	0,04	0,02	0,02	0,08	0,03
NB	0,59	0,57	0,57	0,54	0,49	0,61	0,58

Mit der hier beschriebenen Methode haben wir ein Verfahren präsentiert, welches basierend auf exogen vorgegebenen Daten das Modell adaptiv generiert und somit eine Festlegung auf Typtage unnötig macht. Weiterhin können lange Planungszeiträume betrachtet werden, ohne die Modellgenauigkeit zu vernachlässigen.

7. Danksagung

Die Autoren bedanken sich für die finanzielle Unterstützung beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms (Förderkennzeichen: 03ET4035)

8. Literatur

- [1] Bärmann, A., Liers, F., Martin, A., Merkert, M., Thurner, C.: Solving Network Design Problems via Iterative Aggregation, *Mathematical Programming Computation* 7(2):189-217 (2015).
- [2] Benders, J., F.: Partitioning Procedures for Solving Mixed-Variables Programming Problems, *Numerische Mathematik*, 4(1):238-252 (1962)
- [3] Cerisola, S., Ramos, A.: Benders' Decomposition for Mixed Integer Hydrothermal Problems by Lagrangean Relaxation. Universidad Pontificia Comillas. Instituto de Investigacion Technologica, Madrid, Espana (2002)
- [4] Ceselli, A., Gelmini, A., Righini, G., Taverna, A.: Mathematical Programming Bounds for Large Scale Unit Commitment Problems in Medium-Term Energy System Simulation. In *OASIcs-OpenAccess Series in Informatics*, Volume 37. Schloss Dagstuhl-Leibnitz-Zentrum für Informatik (2014)
- [5] Dolan, E., More, J.: Benchmarking Optimization Software with Performance Profiles. *Mathematical Programming A*, 91(2):201-213 (2002)
- [6] Gurobi Optimization, Inc.: Gurobi Optimization Reference Manual, Version 6.5, 2016
- [7] Nicolosi, M.: The Economics of Renewable Electricity Market Integration – An Empirical and Model-Based Analysis of Regulatory Frameworks and their Impacts on the Power Market. PhD Thesis, University of Colone (2011)
- [8] Sherali, H. D., Fraticelli, B. M.: A Modification of Benders' Decomposition Algorithm for Discrete Subproblems: An Approach for Stochastic Programs with Integer Recourse. *Journal of Global Optimization*, 22:319-342 (2002)
- [9] Tahana, M., Ackooij, W., Frangioni, A., Lacalandra, F.: Large-Scale Unit Commitment under Uncertainty. *4OR*, 13(2):115-171 (2015)
- [10] Thurner, C.: Optimal Capacity Planning for the Transition of Energy Systems: Mathematical Models, Methods and Solutions. PhD Thesis, FAU Erlangen-Nürnberg (OPAC) (2016)
- [11] Zelmer, A.: Designing Coupled Energy Carrier Networks by Mixed Integer Programming Methods. Verlag Dr. Hut (2010)

Novellierung der Anreizregulierung

Auswirkung auf die Investitionsstrategie von Verteilernetzbetreibern

M.Sc. Marius Sieberichs, M.Sc. Lukas Löhr,
Univ.-Prof. Dr.-Ing. **Albert Moser**, Institut für Elektrische Anlagen und
Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Aachen,
Enera aus BMWi-Förderprogramm SINTEG

Kurzfassung

Die Veränderung der Versorgungsaufgabe insbesondere durch den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen führt zu erhöhtem Netzausbaubedarf innerhalb der Verteilernetzebene. Zur Reduktion des Netzausbaus stehen dem Verteilernetzbetreiber neben konventionellen Verstärkungsmaßnahmen auch netzbetriebliche Maßnahmen zur Verfügung. Die betriebswirtschaftlich bevorzugte Wahl von Maßnahmen ist abhängig von der Anreizregulierung, die im Jahr 2016 novelliert wurde, um zielgerichtete Investitionsanreize zu schaffen. Die Analyse der Auswirkung von unterschiedlichen Investitionsstrategien hinsichtlich der betriebswirtschaftlich bevorzugten Maßnahmenwahl und des Realisierungszeitpunktes ist Gegenstand dieser Veröffentlichung.

1 Hintergrund und Motivation

a. Veränderung Versorgungsaufgabe und netzbetrieblicher Maßnahmen

Bereits heute sind Verteilernetzbetreiber maßgeblich an der NetzinTEGRATION von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) beteiligt. Innerhalb der letzten Dekade konnte somit der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung von 5 % auf über 30 % gesteigert werden [1]. Nach den Zielen der deutschen Bundesregierung, die einen Anteil der Einspeisung aus EE-Anlagen am Stromverbrauch von bis zu 80 % im Jahr 2050 vorsehen [2], wird der Ausbau von EE-Anlagen voraussichtlich auch in Zukunft weiter voranschreiten. Dieser Transformationsprozess der Versorgungsaufgabe führt zu erhöhtem Netzausbaubedarf innerhalb der Verteilernetzebene.

Neben der konventionellen Verstärkung des Netzes mit zusätzlichen Leitungen und Transformatoren (konventioneller Netzausbau) stellen netzbetriebliche Maßnahmen wie der netzdienliche Einsatz von Spannungslängsreglern und regelbaren Ortsnetztransformatoren als auch

das Wirk- und Blindleistungsmanagement von EE-Anlagen neue Flexibilität zur Reduktion des Netzausbaubedarfs bereit. Üblicherweise resultieren aus dem Einsatz von netzbetrieblichen Maßnahmen im Gegensatz zu konventionellen Maßnahmen höhere Betriebskosten bei vergleichbar geringeren Gesamtkosten.

b. Novellierung des Regulierungsrahmens

Da Netzbetreiber durch die Liberalisierung zu wirtschaftlich und vollumfänglich ergebnisverantwortlichen Unternehmenseinheiten wurden, ist die Wahl der Planungs- und Betriebsgrundsätze abhängig von deren betriebswirtschaftlichen Nutzen. Aufgrund der natürlichen Monopolstellung des Netzbereiches, werden die zur Kostendeckung von Netzinvestitionen notwendigen Erlöse durch die seit dem Jahr 2009 geltende Anreizregulierungsverordnung (ARegV) [3] reguliert. Dazu wird das Ausgangsniveau der Erlösobergrenze in einem fünfjährigen Zyklus kostenbasiert ermittelt. Über einen Effizienzvergleich werden ineffiziente Kostenbestandteile bestimmt und über die Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut, um einen Anreiz für den Abbau dieser ineffizienten Kosten zu setzen. Um für den erheblichen Netzausbaubedarf und die neuen planerischen Freiheitsgrade geeignete Investitionsbedingungen für Netzbetreiber zu schaffen, wurde die ARegV im gesetzlich vorgesehenen Turnus novelliert.

Vor der Novellierung der ARegV wurden durch eine zyklische Kostenprüfung die Erlöse von den tatsächlichen Kosten temporär fast vollständig entkoppelt, um weiter für die Nutzung von Kostensenkungspotentialen zu motivieren. Durch den Zeitverzug zwischen Kosten- und Erlös-wirkung von drei Jahren (im Basisjahr) bis zu sieben Jahren (im Nachbasisjahr), resultieren die drei in Bild 1 (links) dargestellten Sockeleffekte, die insgesamt als investitionshemmend gelten [4]. Allerdings wird bei erheblichen Kostenanstiegen aufgrund einer veränderten Versorgungsaufgabe ein Erweiterungsfaktor für die Erlösobergrenze gewährt.

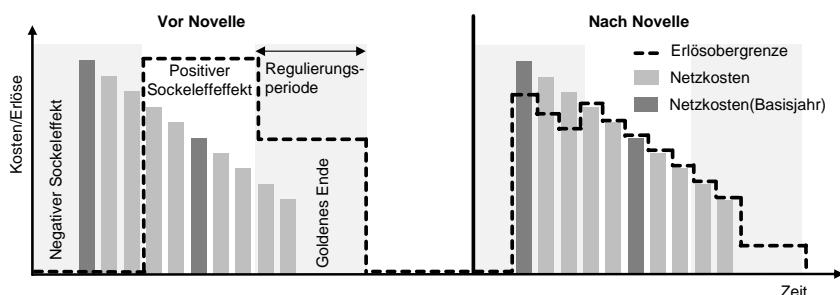


Bild 1: Netzkosten- & Erlösobergrenzenänderung einer Investition vor/nach Novelle

Mit der Novellierung wird ein Kapitalkostenabgleich ab der nächsten Regulierungsperiode eingeführt, der durch Kapitalkostenaufschlag und -abzug die drei Sockeleffekte für Kapitalkosten aufhebt und den Erweiterungsfaktor so substituiert, während Betriebskosten weiter entkoppelt berücksichtigt werden (Bild 1 rechts). Zudem wird ein Effizienzbonus eingeführt, der kosteneffiziente Netzbetreiber zu weiteren Effizienzmaßnahmen anreizen soll.

c. Fragestellungen für Netzbetreiber

Basierend auf den Herausforderungen der Versorgungsaufgabe, den technischen Potentialen von netzbetrieblichen Maßnahmen und veränderten regulatorischen Rahmenbedingungen sind nachstehende Fragen aus der Perspektive der Verteilernetzbetreiber zu stellen:

1. *Wie wirkt sich die Novellierung der ARegV auf die erzielbaren unternehmerischen Eigenkapitalrenditen von Netzinvestitionen aus?*
2. *Verändert sich die Rendite in Abhängigkeit vom Realisierungszeitpunkt?*
3. *Setzt der neue Regulierungsrahmen Anreize für betriebliche Maßnahmen?*

2. Methodik

a. Überblick

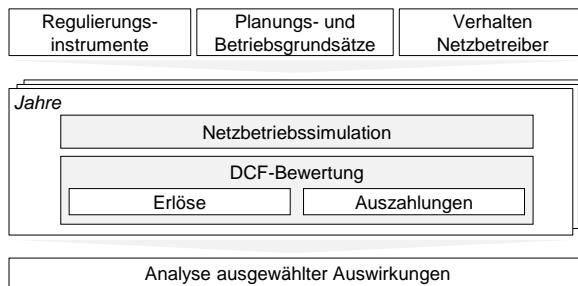


Bild 2: Methodischer Ansatz

Um diese Fragestellungen zu untersuchen, wurde eine Methodik entwickelt, welche die Auswirkungen der Netzplanung auf den betriebswirtschaftlichen Nutzen des Netzbetreibers für unterschiedliche Ausgestaltungen des Regulierungsrahmens quantifiziert (siehe Bild 2). Basierend auf den jeweils zu betrachteten Regulierungsinstrumenten, den unterschiedlichen Planungs- und Betriebskonzepten und den Annahmen über das Verhalten anderer Netzbetreiber im Wettbewerb wird bei erfolgreicher technischer Prüfung in einer Netzbetriebssimulation der

an die Eigenkapitalgeber fließende jährliche Cashflow berechnet und betriebswirtschaftlich bewertet. Eine Variation der Eingangsgrößen ermöglicht schließlich die Analyse ausgewählter Auswirkungen. Im Folgenden werden dezidierte Verfahrensbausteine beschrieben.

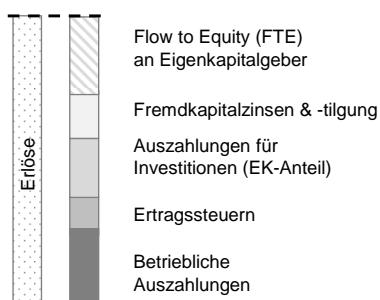
b. Betriebswirtschaftliche Bewertung

Die betriebswirtschaftliche Bewertung erfolgt nach den in der Praxis verbreiteten Discounted-Cashflow-Verfahren (DCF). Zur Ableitung von Investitionsentscheidungen werden üblicherweise unternehmensinterne Eigenkapitalrenditen verwendet, die von der vorgesehenen regulatorischen Eigenkapitalverzinsung abweichen. Dieser Zinssatz wird im Folgenden als unternehmerischer Eigenkapitalzinssatz bezeichnet und ist von dem regulatorischen Eigenkapitalzinssatz (EK-Zins), der durch die Bundesnetzagentur vorgegeben wird, zu unterscheiden. Aus diesem Grund ist ebenfalls zwischen regulatorischem und unternehmerischem Fremdkapitalzinssatz (FK-Zins) zu differenzieren.

Die unternehmerische Eigenkapitalrendite wird iterativ über die Bestimmung der unternehmerischen Eigenkapitalverzinsung r^{EK} als interner Zinsfuß durch das zu null setzen des Kapitalwertes V^{EK} mittels binärer Suche bestimmt (siehe Formel (1)).

$$V^{EK} = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t^{FTE}}{(1 + r^{EK})^t} \stackrel{!}{=} 0 \quad (1)$$

Diese ist nicht als eine Vermögensmehrung, sondern als unternehmerische Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Kapitals zu verstehen. Die Erwartungen des Entscheiders werden übertroffen, wenn der interne Zinsfuß größer ist als die sich mindestens aus der opportunistischen Verwendungsmöglichkeit ergebene unternehmerische Verzinsung. Allerdings stellt diese Methode bei Auswahlentscheidungen zwischen mehreren Alternativen einen unzulässigen mittelbaren Parametervergleich dar, bei dem gerade bei unterschiedlichen Investitionsvolumina ein höherer interner Zinsfuß einem geringeren Kapitalwert gegenüberstehen kann. Zudem können bei mehreren Vorzeichenwechseln im Kapitalfluss mehrere interne Zinsfüße resultieren, sodass die Eindeutigkeit der Lösung gefährdet ist. Aufgrund der Einschränkungen in der Anwendbarkeit bietet sich diese Methode insbesondere bei Bewertung von Einzelinvestitionen sowie Sensitivitätsanalysen zur Wirkung einzelner Erlösmechanismen an. Um den Restriktions- und Erfolgsverbund, der sich bei der Bewertung des Netzausbau im Regulierungsrahmens durch die Auswahl der Maßnahmen und den Effizienzvergleich ergibt, adäquat abzubilden, wird für den Vergleich unterschiedlicher Planungs- und Betriebsgrundsätze der Kapitalwert als Shareholder-Value Änderung der Ausbauplanung herangezogen.



Zur Anwendung der Discounted-Cashflow-Verfahren werden die Cashflows an die Eigenkapitalgeber ermittelt. Dazu werden die aus den Planungs- und Betriebsgrundsätzen resultierenden Zahlungskonsequenzen den sich aus dem Regulierungsrahmen ergebenen Erlösen gegenübergestellt (siehe Bild 3). Zusätzlich werden Ertragssteuern und die aus der Finanzierung abgeleiteten Zahlungsströme berücksichtigt.

Bild 3: DCF-Verfahren

Während die Auszahlungskonsequenzen basierend auf fundamentalen Annahmen zur Investition abgeleitet werden können, ist die Bestimmung der Erlöse geprägt von den Wirkungsmechanismen des Regulierungsrahmens. Die notwendigen Modelle, um diese Wirkungsmechanismen abzubilden, werden im nachfolgenden Abschnitt beschrieben.

c. Modellierung des regulatorischen Rahmens

Zur Ermittlung der aus der Erlösobergrenze resultierenden jährlichen Erlöse muss der regulatorische Mechanismus modelliert werden. Dabei werden alle innerhalb der ARegV vorkommenden und deterministisch bestimmmbaren Größen exakt berechnet. Dazu zählen beispielsweise die Kostenprüfung nach der Stromnetzentgeltverordnung oder der Kapitalkostenabgleich. Eine besondere Herausforderung innerhalb der Modellierung der Erlösobergrenze ergibt sich aus den Regulierungsinstrumenten Effizienzvergleich (inklusive Effizienzbonus) und Qualitätselement, da dessen Wirkung im besonderen Maße von der vorliegenden Wettbewerbssituation geprägt ist.

Um den in der Praxis durch den Effizienz- und Qualitätsvergleich vorliegenden Wettbewerbsdruck geeignet abzubilden, ist ein Benchmark zwischen Netzbetreibern erforderlich. Im Idealfall, das heißt abstrahiert von netzbetreiberspezifischem Anlagenbestand und der individuellen Versorgungsaufgabenentwicklung, resultiert die Effizienzveränderung lediglich aus der Kostendifferenz der angewandten Planungs- und Betriebsgrundsätze. Analoge Ausführungen gelten für die Veränderung des Qualitätselements.

Um den Einfluss eines derart idealisierten Vergleiches abzubilden, werden je nach Planungs- und Betriebskonzept **Benchmark-Netzbetreiber** modelliert, die **identische Ist-Netze** bewirtschaften **und** sich der gleichen **Versorgungsaufgabenentwicklung** gegenübersehen.

Je nach Annahme können die Netzbetreiber unterschiedliche Planungs- und Betriebsgrundsätze verfolgen, sodass ein Pool aus Netzbetreibern mit größtenteils identischen Struktur- und Vergleichsparametern entsteht, allerdings mit unterschiedlichen Netzkosten und Kenngrößen der Versorgungsqualität. Im Rahmen dieser Veröffentlichung steht insbesondere der Wettbewerbsdruck im Rahmen des Effizienzvergleiches im Fokus. Die daraus resultierenden Modelle werden im Folgenden vorgestellt.

i. Effizienzwert und -bonus

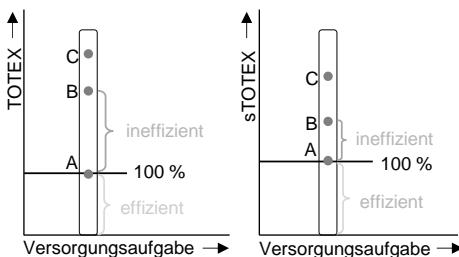


Bild 4: Modellierung Effizienzvergleich

Durch die Modellierung der Benchmark-Netzbetreiber wird der in der Praxis vorliegende mehrdimensionale Effizienz-vergleich auf einen eindimensionalen Vergleich der Aufwandsparameter reduziert. Der Effizienzvergleich ergibt sich folglich aus einem deterministischen Vergleich der TOTEX und sTOTEX nach einem Best-of-two-Prinzip

(siehe Bild 4). Der Netzbetreiber mit dem geringsten Aufwandsparameter erhält einen Effizienzwert von 100 % und setzt die Effizienzgrenze, alle anderen Netzbetreiber erhalten einen zur Effizienzgrenze relativen Wert.

Zur Berechnung des Effizienzbonus wird eine Supereffizienzanalyse durchgeführt. Dazu werden Best-Practice-Netzbetreiber – in diesem Modell allein der Netzbetreiber mit den geringsten Aufwandsparametern je Versorgungsaufgabe – aus dem Datensatz zur Durchführung des Effizienzvergleichs entfernt. Dadurch setzt der zweitbeste Netzbetreiber die neue Effizienzgrenze. Der Supereffizienzwert des Best-Practice-Netzbetreibers ergibt sich jeweils aus der relativen Position der TOTEX und sTOTEX zur neuen Effizienzgrenze abzüglich seines Effizienzwertes aus dem regulären Effizienzvergleich von 100 %. Das arithmetische Mittel der sich ergebenen Supereffizienzwerte ergibt den resultierenden Supereffizienzwert.

ii. Modellierung von Wettbewerbsdruck

Durch die Modellierung des Effizienzvergleiches wird es möglich, unterschiedliche Formen des Wettbewerbsdrucks zu analysieren.

Sofern Netzbetreiber sich im vereinfachten Verfahren befinden, keinen Konkurrenten im künstlichen Wettbewerb haben oder alle Netzbetreiber bei gleicher Versorgungsaufgabe die gleichen Planungs- und Betriebsgrundsätze mit gleichen Investitionszeitpunkten verfolgen, besteht für den Netzbetreiber kein Wettbewerbsdruck. Der Effizienzwert des Netzbetreibers ist dann konstant und unabhängig von der Effizienz der Maßnahmen. Er muss daher exogen vorgegeben werden oder beträgt - wie in den folgenden Ausführungen - stets 100 % mit einem Supereffizienzwert von 0 %.

Wenn Netzbetreiber im Wettbewerb unterschiedliche Planungs- und Betriebsgrundsätze bei der gleichen Versorgungsaufgabe fokussieren, entsteht durch den Effizienzvergleich ein Wettbewerbsdruck. In diesem Fall führt ein Netzbetreiber seine Planung ohne Kenntnis der Auswirkungen seiner Planungsentscheidungen auf den Effizienzwert unter Rückgriff auf statische Annahmen zur Wirkung auf den Effizienzwert und ohne Kenntnis des Verhaltens seiner Konkurrenten durch. In der betriebswirtschaftlichen Bewertung wird so im idealen Effizienzvergleich die tatsächliche Kosteneffizienz verschiedener Maßnahmen berücksichtigt.

3. Exemplarische Untersuchungen

Zur Beantwortung der Fragestellungen der Verteilernetzbetreiber wurde die in Abschnitt 2 vorgestellte Methodik zunächst für Sensitivitätsanalysen auf einzelne Standardinvestitionsprojekte und anschließend auf einen realen Mittel- und Niederspannungsnetzabschnitt für unterschiedliche Planungs- und Betriebsgrundsätze angewandt. Die jeweiligen Prämissen und die daraus resultierenden Ergebnisse werden im Folgenden beschrieben.

a. Einfluss des Kostenabgleiches und der Betriebskosten

Betrachtet wird die folgende Untersuchungsprämissen:

- Einzelinvestition mit Betriebskostenanteil [0 %, 5 %], Laufzeit 40 a
- Finanzierung: 40 % Eigenkapital/ 60 % Fremdkapital, EK-Zins 6,91 %, FK-Zins 2,5 %
- Effizienzwert: 100 %, kein Erweiterungsfaktor

Eine Variation der Investitionszeitpunkte führt zu den in der Bild 5 dargestellten unternehmerischen Eigenkapitalrenditen vor und nach der Novellierung der ARegV. Es ist zu erkennen,

dass sich durch die Einführung des Kapitalkostenabgleiches die durchschnittliche unternehmerische Eigenkapitalrendite bei einer Variation der Investitionszeitpunkte angleicht. Zusätzlich ist, abstrahiert von der Wirkung des Erweiterungsfaktors, durch die Novellierung eine Steigerung der durchschnittlichen unternehmerischen Eigenkapitalrendite zu verzeichnen. Dies ist auf den Wegfall des Zeitverzuges zwischen der Investitionsauszahlung und dessen Anrechnung als Kapitalkosten innerhalb der Erlösobergrenze zurückzuführen. Da der Kapitalkostenabgleich erst ab der nächsten Regulierungsperiode wirkt (Jahr 2019), ist nach der Novellierung der ARegV in den letzten Jahren der aktuellen Regulierungsperiode (2017-2018) eine geringere unternehmerische Eigenkapitalrendite zu verzeichnen.

Auch nach der Novellierung der ARegV werden die Betriebskosten zeitverzögert in die Erlösobergrenze überführt. Daher senkt ein Betriebskostenanteil sowohl vor als auch nach der Novellierung der ARegV das Niveau der realisierbaren unternehmerischen Eigenkapitalrendite. Da bei einer Investition innerhalb des Basisjahres der geringste Zeitverzug zwischen den Betriebsauszahlungen und der Anerkennung innerhalb der Erlösobergrenze resultiert, ist sowohl vor als auch nach der Novellierung der ARegV eine Investition im Basisjahr betriebswirtschaftlich zu bevorzugen (siehe **Bild 5**).

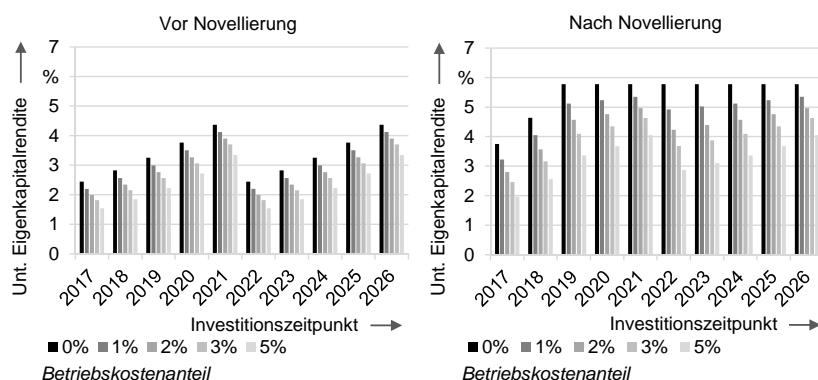


Bild 5: Einfluss der Betriebskosten vor und nach der Novellierung der ARegV

Da Betriebskosten auch nach der Novellierung unverändert die unternehmerische Eigenkapitalrendite mindern, stellt sich insbesondere die Frage, inwiefern netzbetriebliche Maßnahmen mit verhältnismäßig hohem Anteil an Betriebskosten aber geringen Gesamtkosten betriebswirtschaftlich zu bevorzugen sind. Dazu wird nachfolgend der Einfluss des Effizienzvergleiches auf die unternehmerische Eigenkapitalrendite untersucht.

b. Einfluss des Effizienzwertes

In einem nächsten Schritt wurde die unternehmerische Eigenkapitalrendite bei variierendem Effizienzwert/Effizienzbonus vor und nach der Novellierung der ARegV unter folgenden Prämissen bestimmt:

- Einzelinvestition mit Betriebskostenanteil 0 %, Laufzeit 40 a
- Finanzierung: 40 % Eigenkapital/ 60 % Fremdkapital, EK-Zins 6,91 %, FK-Zins 2,5 %
- Effizienzwert: [70 %, 105 %], kein Erweiterungsfaktor

Die Sensitivitätsuntersuchungen zum Effizienzwert bei unterschiedlichen Investitionszeitpunkten zeigen zum einen die triviale Erkenntnis, dass niedrigere Effizienzwerte die erzielbaren Eigenkapitalrenditen für alle Zeitpunkte senken, da es zu höheren Abzügen von der Erlösobergrenze durch beeinflussbare Kosten kommt. Der Effizienzbonus dagegen erhöht nach der Novellierung die unternehmerischen Eigenkapitalrenditen, aber durch seine Erlöswirkung in einem geringeren Maße (siehe Bild 6).

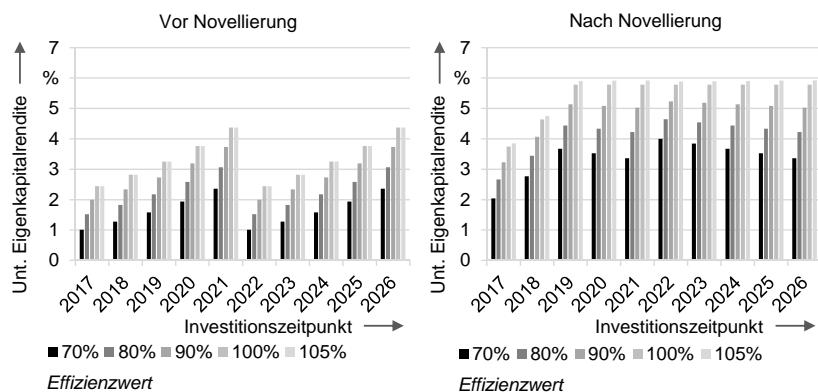


Bild 6: Einfluss des Effizienzwertes vor und nach der Novellierung der ARegV

Zum anderen lassen sich Rückschlüsse über den Einfluss der Investitionszeitpunkte ziehen. Vor der Novellierung beeinflusst der Investitionszeitpunkt sowohl den Zeitverzug in der Berücksichtigung der Kosten im Ausgangsniveau der Erlösobergrenze als auch in der Berücksichtigung im Effizienzvergleich. Wie die vorangegangenen Ergebnisse zeigen, ist der erstgenannte Zeitverzug zu minimieren, während eine frühe Berücksichtigung zusätzlicher Kosten im Effizienzvergleich sich negativ auf den Effizienzwert und damit auf die unternehmerische

Eigenkapitalrendite auswirkt. Insgesamt ist vor der Novellierung zu erkennen, dass die Minimierung des Zeitverzugs im Ausgangsniveau der Erlösobergrenze zu den höchsten Eigenkapitalrenditen führt. Nach der Novellierung dagegen nimmt durch den Kapitalkostenaufschlag die Bedeutung des Zeitverzugs im Ausgangsniveau der Erlösobergrenze ab. Daher sind nach der Novellierung besonders für ineffiziente Investitionen Investitionszeitpunkte im Nachbasisjahr vorzuziehen.

Um die Wirkung des Effizienzvergleichs für konventionelle und netzbetriebliche Maßnahmen zu quantifizieren, wird der Netzausbau an einem exemplarischen Netzausschnitt simuliert.

c. Vergleich von Planungs- und Betriebsgrundsätzen

In diesen Untersuchungen wird für einen realen Mittel- und Niederspannungsnetzausschnitt für vier Planungs- und Betriebsgrundsätze die Netzplanung im Regulierungsrahmen vor und nach der Novellierung sowie mit und ohne Wettbewerbsdruck durchgeführt. Im Grundsatz **Konventionell** werden ausschließlich Verstärkungsmaßnahmen von Leitungen und Transformatoren angewendet, was insgesamt zu den höchsten Investitions-, aber niedrigsten Betriebskosten führt. Zusätzlich zum konventionellen Netzausbau nutzt der Grundsatz **rONT** regelbare Ortsnetztransformatoren und Spannungslängsregler, wodurch der konventionelle Netzausbau verringert werden kann. Auch der Grundsatz **SpiKa** kann diesen über den Einsatz von Spitzenkappung reduzieren und führt so zu den geringsten annuitätschen Kosten. Der Grundsatz **Alle** Maßnahmen kann zwar den konventionellen Netzausbau weiter reduzieren, führt jedoch zu hohen Betriebskosten.

Die Ergebnisse in Bild 7 zeigen, dass ohne Wettbewerbsdruck vor und nach der Novellierung stets der konventionelle Netzausbau betriebswirtschaftlich zu bevorzugen ist, da die hohen Kapitalkosten ohne Einfluss auf den Effizienzwert in die Erlösobergrenze eingehen können. Auch die niedrigen Betriebskosten, die vor und nach Novellierung stets zu Verringerungen der unternehmerischen Eigenkapitalrendite führen, begünstigen den konventionellen Netzausbau. Besteht dagegen Wettbewerbsdruck, führt die kosteneffiziente Strategie SpiKa zu den höchsten Kapitalwerten. Ein idealer Effizienzvergleich setzt damit Anreize für eine kosteneffiziente Netzbewirtschaftung.

Die Untersuchungen zeigen übereinstimmend mit den vorangegangenen Rechnungen, dass der betriebswirtschaftliche Nutzen aller Konzepte durch die Novellierung erhöht wird, solange der Erweiterungsfaktor unberücksichtigt bleibt. Der Kapitalkostenabgleich verbessert bei pra-

xisüblichen Eigenkapitalzinssätzen die Investitionsbedingungen für Investitionen, die unternehmerische Eigenkapitalrendite aus Bestandsanlagen nimmt jedoch ab. Da der Erweiterungsfaktor nicht kostenbasiert bestimmt wird, kann dieser abhängig von der Versorgungsaufgabe den tatsächlichen Kostenanstieg entweder unter- oder überschätzen. Allgemeingültige Aussagen zur Veränderung der Investitionsbedingungen durch die Novellierung sind damit nicht möglich.

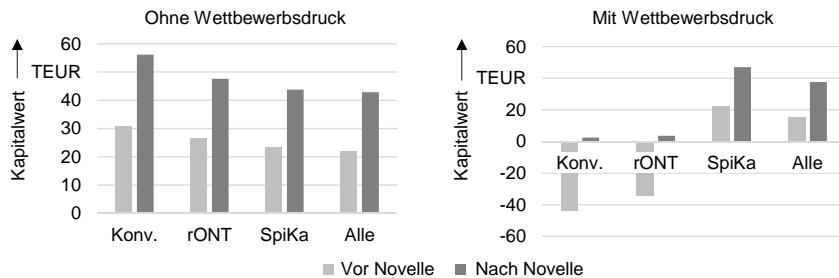


Bild 7: Kapitalwerte Planungs- und Betriebsgrundsätze ohne/mit Wettbewerbsdruck

Als Realisierungszeitpunkt der Investition vor der ARegV-Novellierung oder bei fehlendem Wettbewerbsdruck wird kongruent zu den Untersuchungen in den Abschnitten a und b das Basisjahr gewählt. Nach der Novellierung der ARegV zeigt sich unter Wettbewerbsdruck, dass besonders das Nachbasisjahr zu hohen Kapitalwerten führt, da so die Berücksichtigung der Kosten im Effizienzvergleich maximal verzögert und betragsmäßig verringert wird, während Kapitalkosten durch den Kapitalkostenaufschlag unverzögert und zunächst vollständig erlöswirksam werden. Dieser Effekt kann durch den Effizienzbonus auch von Best-Practice Netzbetreibern genutzt werden.

4. Zusammenfassung

Wie wirkt sich die Novellierung der ARegV auf die erzielbare unternehmerische Eigenkapitalrendite von Netzinvestitionen aus?

Die Novellierung der ARegV steigert durch den Kapitalkostenabgleich die durchschnittliche unternehmerische Eigenkapitalrendite, unter Vernachlässigung des Erweiterungsfaktors, vor allem von Investitionen mit einem hohen Kapitalkostenanteil. Dabei ist jedoch zusätzlich zu berücksichtigen, dass durch die Einführung des Kapitalkostenabgleiches die unternehmerische Eigenkapitalrendite von Investitionen, die bereits in der Vergangenheit getätigten wurden, gemindert wird (Wegfall des positiven Sockelleffektes).

Verändert sich die Rendite in Abhängigkeit vom Realisierungszeitpunkt?

Vor der Novellierung der ARegV führt der Zeitverzug zwischen Erlösobergrenzenanpassung und Investitionsauszahlung zu einer zyklischen Verteilung von betriebswirtschaftlich bevorzugten Investitionszeitpunkten. Durch den Kapitalkostenabgleich wird der Zeitverzug in der Refinanzierung von Kapitalkosten vermieden, sodass der Investitionszeitpunkt nach der Novellierung insbesondere für kapitalkostenintensive Investitionen an Bedeutung verliert. Betriebskosten werden dahingehend weiterhin über die zyklische Kostenprüfung refinanziert, sodass Maßnahmen mit einem hohen Betriebskostenanteil weiterhin bevorzugt innerhalb des Basisjahres zu realisieren sind. Die dynamische Berücksichtigung des Effizienzwertes bei Wettbewerb zeigt, dass sowohl für effiziente als auch ineffiziente Maßnahmen das Nachbasisjahr optimal sein kann.

Setzt der neue Regulierungsrahmen Anreize für betriebliche Maßnahmen?

Die Anreize für den Einsatz von netzbetrieblichen Maßnahmen sind durch die Novellierung weitestgehend unverändert. Bei einem idealen Effizienzvergleich können die kosteneffizienten Maßnahmen tatsächlich zu den höchsten Kapitalrückflüssen führen. Der durch die Novellierung eingeführte Effizienzbonus stärkt diese Position. Jedoch ist zu berücksichtigen, dass der reale Effizienzvergleich aufgrund der Heterogenität der Netzbetreiber nicht ideal ist. Zudem ist der Effizienzbonus nicht für alle Verteilernetzbetreiber realisierbar, da lediglich Verteilernetzbetreiber, die innerhalb der Data Envelopment Analysis als besonders Effizienz eingestuft werden, einen Bonus erhalten können.

- [1] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (2017): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland <https://www.bioenergie.de/application/files/6414/9129/3615/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland.pdf> (Abgerufen: 03.08.2017), Berlin, 2017.
- [2] CDU (2013): Deutschlands Zukunft gestalten - Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf?__blob=publicationFile (Abgerufen: 25.04.2017), Berlin, 2013.
- [3] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ (2007): Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV) <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/> (Abgerufen: 03.08.2017), 2007.
- [4] BUNDESVERBAND FÜR ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (2014): Evaluierung Anreizregulierung [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140728-o-stellungnahme-evaluierung-anreizregulierungde/\\$file/BDEW_Stellungnahme_Evaluierung_ARegV_WS3_28072014_web.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140728-o-stellungnahme-evaluierung-anreizregulierungde/$file/BDEW_Stellungnahme_Evaluierung_ARegV_WS3_28072014_web.pdf) (Abgerufen: 25.04.2017), Berlin, 2014.

Zwei Preiszonen für Deutschland

Eine modellbasierte Analyse der langfristigen Auswirkungen

Dirk Hladik, M.Sc.,

Lehrstuhl für Energiewirtschaft, TU Dresden, Dresden;

Christoph Fraunholz, M.Sc., Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe;

Dr. Robert Kunze, ESA² GmbH, Karlsruhe

Kurzfassung

In diesem Beitrag werden die Effekte einer Teilung des bislang einheitlichen deutschen Strommarktes in eine nördliche und eine südliche Preiszone untersucht. Im Fokus stehen die Auswirkungen auf die langfristige Entwicklung der Strompreise und der Versorgungssicherheit. Die Analyse stützt sich auf den kombinierten Einsatz eines agentenbasierten Marktsimulationsmodells und eines optimierenden Lastflussmodells. Als Folge der Marktteilung ergeben sich zunächst signifikant höhere Spotmarktpreise in der süddeutschen Zone. Dies führt zur Vermeidung von ökonomischen Stilllegungen und mehr Kraftwerksneubauten im Süden. Ab 2025 konvergieren die Preise in beiden Zonen im Vergleich zum Ein-Zonen-Fall auf einem leicht höheren Niveau. Dennoch fallen die Systemkosten im Jahr 2025 aufgrund niedrigerer Redispatchkosten insgesamt geringer aus, steigen jedoch 2035 leicht an. Der verwendete Indikator für die Versorgungssicherheit erhöht sich für die süddeutsche Zone deutlich, während in der norddeutschen Preiszone Überkapazitäten abgebaut werden.

Abstract

In this paper the effects of a split of the German electricity market area into a northern and southern price zone. The focus is on the long-term development of electricity prices and generation adequacy. The analysis is based on the combined use of an agent-based market simulation model and an optimizing load flow model. As a result of the market splitting, the spot market prices in the southern German zone are initially significantly higher. This avoids economic decommissioning and incentivizes investments in new power plants in the south. Around 2025, the prices in the two German zones start to converge at a slightly higher level than in the single price zone. Nevertheless, system costs in 2025 are lower due to lower costs for redispatching, but rise slightly in 2035. The indicator used to analyze generation adequacy increases significantly for the southern German zone, while overcapacity is being reduced in the northern German zone.

1. Einleitung

Gegenwärtig erfolgt die Ermittlung des Day-Ahead-Marktergebnisses innerhalb einer Strompreiszone unter Vernachlässigung von Netzrestriktionen. Erst nachgelagert werden mögliche Netzentgässen bewirtschaftet. Mit Blick auf Deutschland ist dies zunehmend kritisch zu sehen: Während die industriellen Lastzentren vor allem in Süddeutschland liegen, ist zukünftig im Zuge des Kernkraftausstiegs und des verstärkten Ausbaus von Windkraft im Norden eine Verschiebung der Erzeugungsschwerpunkte zu erwarten. Dies führte bereits in den letzten Jahren vermehrt zu Situationen, in denen das Marktergebnis durch Redispatch und Abregelung erneuerbarer Energien korrigiert werden musste [1]. Neben den inzwischen erheblichen Engpasskosten könnte die Versorgungssicherheit im Süden aufgrund unzureichender Erzeugungskapazitäten vor Ort und des verzögerten Ausbaus der Übertragungskapazitäten von Norddeutschland zukünftig gefährdet sein.

Regionale Preissignale könnten dazu beitragen, diesen Risiken entgegenzuwirken, indem durch regionale Knappheitspreise Investitionen in Erzeugungskapazität angereizt bzw. Kraftwerksstilllegungen vermieden werden. Daher kommt grundsätzlich eine Aufteilung von großen Länderpreiszonen mit intrazonalen Enggässen in mehrere Zonen in Frage, wie sie beispielsweise im nordischen Strommarkt (Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark) umgesetzt ist [2]. Die prinzipielle Funktionsweise und kurzfristigen Auswirkungen einer Neubildung der europäischen Preiszonen, bzw. einer Aufteilung der deutschen Preiszone in eine Nord- und eine Südzone im Speziellen, wurden bereits in verschiedenen Studien analysiert, die im Folgenden kurz zusammengefasst sind.

Burstedde [3] vergleicht auf europäischer Ebene für die Jahre 2015 und 2020 einen Knotenpreisansatz mit einer zonalen Konfiguration basierend auf dem Clustern von Knotenpreisen. Beide Varianten werden hinsichtlich Erzeugungs- und Redispatchkosten der gegenwärtigen Länderzonenkonfiguration gegenübergestellt. Während die Redispatchkosten bei einer Neukonfiguration der aktuellen Zonen und nochmals beim Knotenpreisansatz signifikant sinken, steigen die Erzeugungskosten jeweils in nahezu gleichem Maße an.

Breuer et al. [4, 5] wenden für die Szenarienjahre 2016 und 2018 genetische Algorithmen an, um aus Knotenpreisen auf eine optimale Zonenkonfiguration auf europäischer Ebene zu schließen. Dabei untersuchen sie verschiedene Anzahlen an Zonen und kommen zu dem Ergebnis, dass bei einer Neuaufteilung Europas in 10 bis 15 Preiszonen gegenüber dem Referenzfall die Redispatchkosten jeweils stärker sinken als die Erzeugungskosten steigen. Die Einsparungen gegenüber dem Referenzfall erweisen sich jedoch bezogen auf das gesamte gehandelte Stromvolumen auch in dieser Studie als sehr gering.

Bucksteeg et al. [6] ermitteln anhand einer deutschen Fallstudie einen großen Einfluss der Struktur von Nachfrage und Einspeisung erneuerbarer Energien auf die Bestimmung von Handelskapazitäten. Aufgrund dieser Erkenntnisse empfehlen die Autoren, bei Analysen zur Thematik der Neubildung von Preiszonen variable Handelskapazitäten zu verwenden.

Trepper et al. [7] untersuchen eine Aufteilung der deutschen Preiszone anhand der höchstbelasteten Trassen im Jahr 2020. Während die Redispatchmaßnahmen zwischen den beiden neuen Zonen bei einer über das Jahr konstanten Handelskapazität von 12,8 GW signifikant sinken, ergeben sich mit Blick auf die Systemkosten in Europa nur marginale Einsparungen. Deutlich werden jedoch Umverteilungen der Renten in den beiden Zonen: Während die Produzentenrenten im Norden Deutschlands sinken und die Konsumentenrenten steigen, tritt in der süddeutschen Zone der umgekehrte Fall ein.

Egerer et al. [8] analysieren eine Aufteilung der deutschen Preiszone für die Jahre 2012 und 2015 ohne Berücksichtigung der deutschen Nachbarländer. Bei einer über das Jahr fixen Handelskapazität von 8 GW ergeben sich im Mittel nur geringfügige Preisunterschiede zwischen den beiden deutschen Zonen. Die Redispatchvolumina sinken durch die Zonenaufteilung im Jahr 2012 nur wenig, im Jahr 2015 dagegen deutlicher.

Plancke et al. [9] wenden ein europäisches Spotmarktmodell auf ein Szenario für das Jahr 2020 an und untersuchen die europäischen Auswirkungen einer Aufteilung der deutschen Preiszone. Es zeigt sich, dass die Konsumenten- und Produzentenrente in Deutschland die größten Veränderungen aufweisen, jedoch auch zahlreiche Nachbarländer betroffen sind. Da kein Netzmodell zum Einsatz kommt, können die Autoren jedoch keine Analysen zu den Veränderungen der Redispatchvolumina und -kosten durchführen.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die bisherigen Veröffentlichungen zur Thematik der Aufteilung der deutschen Preiszone lediglich kurzfristige Auswirkungen umfassen, ohne Einflüsse auf Investitionen in konventionelle Kraftwerke zu berücksichtigen [3 bis 5, 7 bis 9]. Die Marktzonengrenzen erfolgen dabei meist durch heuristische Ansätze und es werden konstante Handelskapazitäten zwischen den beiden deutschen Zonen über das gesamte Jahr angenommen.

Grimm et al. [10] zeigen in ihrer theoretischen Analyse die möglichen langfristigen Wohlfahrtseffekte der Aufteilung von Preiszonen unter Einbeziehung von Investitionsverhalten. Dabei weisen sie explizit darauf hin, dass bei der politischen Diskussion hinsichtlich konkreter Zonenaufteilungen die Berücksichtigung langfristiger Effekte essentiell für die Entscheidungsfindung ist.

Durch die Kopplung eines agentenbasierten Strommarktsimulationsmodells und eines optimierenden Lastflussmodells können in diesem Beitrag erstmals ebendiese langfristigen

Auswirkungen einer methodenbasierten Aufteilung der deutschen Preiszone auf den Spotmarkt, die Systemkosten und die Versorgungssicherheit analysiert werden.

Für die im Folgenden beschriebene Untersuchung werden Deutschland, dessen Anrainerstaaten (außer Luxemburg) und Italien betrachtet. Durch die Wahl dieses geografischen Rahmens können auch Veränderungen der grenzüberschreitenden Stromflüsse berücksichtigt werden, die sich möglicherweise durch die Zweiteilung der deutschen Preiszone ergeben. In Kapitel 2 werden zunächst die Grundlagen und die Kopplung der beiden verwendeten Modelle ELMOD und PowerACE erläutert. Die wichtigsten Eingangsdaten und Annahmen sind in Kapitel 3 zusammengestellt. Die möglichen langfristigen Auswirkungen einer Aufteilung der deutschen Preiszone werden in Kapitel 4 beschrieben. In Kapitel 5 folgt eine Zusammenfassung und ein Ausblick.

2. Methodik

2.1 Überblick der Modellkopplung

Zur Analyse der langfristigen Auswirkungen einer Zweiteilung der deutschen Preiszone werden das optimierende Lastflussmodell ELMOD und das agentenbasierte Spotmarktmodell PowerACE wie in Bild 1 dargestellt miteinander gekoppelt. In beiden Modellen werden gleichermaßen der Kraftwerkspark im Basisjahr sowie stündliche Profile für Nachfrage und Einspeisung erneuerbarer Energien (RES) verwendet. ELMOD berücksichtigt darüber hinaus die Netztopologie im Basisjahr sowie den geplanten Netzausbau, während PowerACE zusätzlich auf eine Liste von Investitionsoptionen mit zugehörigen technisch-ökonomischen Kraftwerksparametern zurückgreift.

Im ersten Schritt wird mit ELMOD eine optimale Zweiteilung der deutschen Preiszone ermittelt. Diese wird inklusive der stündlichen maximalen Handelskapazitäten zwischen den beiden Zonen an PowerACE übergeben. Für den Referenzfall (einheitliche deutsche Preiszone) entfällt dieser Schritt. PowerACE simuliert daraufhin den stündlichen Kraftwerkseinsatz sowie die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks und übergibt diese zurück an ELMOD. Basierend auf diesen Daten kann mit ELMOD die erforderliche Abregelung erneuerbarer Energien sowie der notwendige Redispatch ermittelt werden. Wichtige Ausgabegrößen von PowerACE sind die Entwicklung der Strompreise und der Kraftwerkskapazitäten. Durch den kombinierten Einsatz der Modelle lassen sich zudem die Versorgungssicherheit und die Entwicklung der Systemkosten bestimmen. Die Funktionsweise und das Zusammenspiel der beiden Modelle wird im Folgenden näher beschrieben.

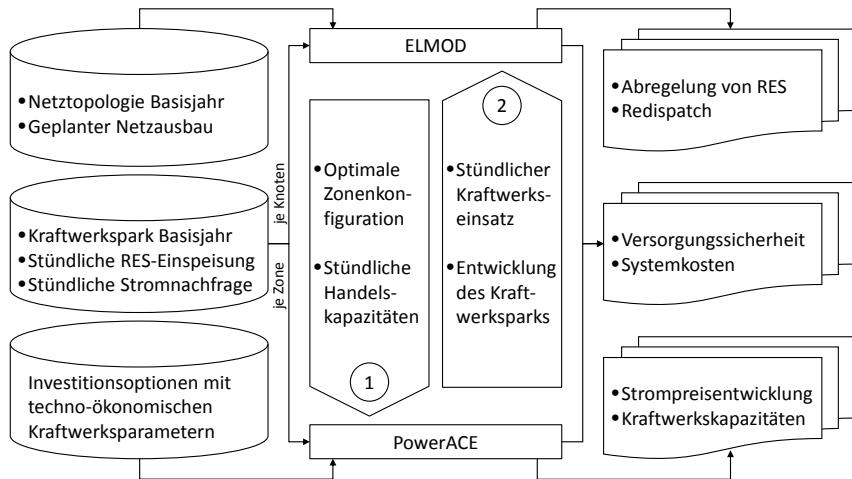


Bild 1: Eingangsdaten, Kopplung und Ergebnisse der Modelle ELMOD und PowerACE

2.2 Lastflussmodell ELMOD und Zonenkonfiguration

Das Lastflussmodell ELMOD ist ein Optimierungsmodell zur Analyse der Wechselwirkungen zwischen Erzeugerseite und Übertragungsnetz bei Investitionen und Betrieb. Es wurde am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden entwickelt [11] und bereits für zahlreiche Systemanalysen eingesetzt (z.B. [12, 13]). In ELMOD sind das europäische Übertragungsnetz sowie Kraftwerke und Nachfrage regional mit Netzknoten detailliert abgebildet. Für den hier beschriebenen Anwendungsfall wird jedoch nur das deutsche Netz knotenscharf betrachtet. Für die Nachbarländer werden dagegen hoch aggregierte Netzknoten definiert. Der Lastfluss wird durch einen Gleichstromansatz modelliert. Als Zielfunktion ist die Minimierung der Redispatch- und Abregelungskosten definiert. Diese erfolgt unter Berücksichtigung einer ausgeglichenen Energiebilanz für jeden Zeitpunkt und Netzknoten sowie weiterer Restriktionen für den Lastfluss und den Einsatz von Erzeugungseinheiten inklusive Pumpspeicher-Kraftwerken. Als Ausgangspunkt dient der Marktdispatch von Erzeugungseinheiten, welcher durch PowerACE ermittelt und an ELMOD übergeben wird. Dieser ist in ELMOD für Deutschland kraftwerksscharf und für alle weiteren berücksichtigten Länder auf Technologieebene aggregiert abgebildet. Der anschließende kostenminimierende Redispatch berücksichtigt die unter technisch-ökonomischen Gesichtspunkten dafür zur Verfügung stehenden Kraftwerke. Die ebenfalls kostenminimierende Abregelung von erneuerbaren Energien basiert auf exogen vorgegebenen Einspeiseprofilen (siehe Kapitel 3).

Bevor die Ermittlung des Marktergebnisses mit PowerACE erfolgt, wird ELMOD zur Bestimmung einer Aufteilung von Deutschland in zwei Marktzenzen genutzt. Hierzu wird in ELMOD zunächst ein optimaler stündlicher Dispatch für das Basisjahr 2015 ermittelt, durch welchen die Leistungsauslastungen bestimmt werden. Als Grenzleitungen werden innerdeutsche Leitungen selektiert, deren verfügbare Kapazität mindestens einmal im berechneten Jahresverlauf vollständig ausgelastet war. Von den identifizierten kritischen Leitungen werden zudem die Häufigkeit der maximalen Auslastungszeiten und deren Übertragungskapazität genutzt, um eine Priorisierung von alternativen Grenzleistungen vorzunehmen. Bei der Zonenkonfiguration wird von einer separaten Preiszone für Österreich ausgegangen. Für die Bestimmung der stündlichen maximalen Handelskapazitäten zwischen den zwei deutschen Marktzenzen werden im Anschluss die maximalen absoluten Übertragungswerte pro Stunde auf den Grenzleitungen der Zonen für 2015 kumuliert und für die Jahre 2025 und 2035 zusätzliche Kapazitäten auf Basis der Netzentwicklungspläne berücksichtigt.

2.3 Spotmarktmmodell PowerACE

Im agentenbasierten Simulationsmodell PowerACE, das am Karlsruher Institut für Technologie entwickelt und bereits für verschiedene energiewirtschaftliche Analysen verwendet wurde (z.B. [14 bis 16]), sind wesentliche Großhandelsmärkte für Elektrizität und die zugehörigen Marktteilnehmer wie Energieversorgungsunternehmen, Regulierer und Nachfrager abgebildet. Die Energieversorger können sowohl über den täglichen Einsatz ihrer Kraftwerke als auch den Neu- und Rückbau von Kraftwerken entscheiden. Somit werden die kurz- und langfristigen Entscheidungsaspekte kombiniert betrachtet und deren Wechselwirkungen können untersucht werden. Die Entwicklung der Märkte ergibt sich schließlich aus dem simulierten Zusammenspiel des Verhaltens aller Agenten. Details zu den grundlegenden Prinzipien des Modells können [14] entnommen werden.

Die tägliche Simulation des Spotmarktes erfolgt in zwei Schritten. Zunächst geben die Versorgungsunternehmen sowie die Stromnachfrager Gebote für jede Stunde des Folgetages am lokalen Spotmarkt des jeweiligen Marktgebietes (z.B. Deutschland oder Frankreich) ab. Ein Gebot besteht dabei jeweils aus Menge, Preis und Art (Angebot oder Nachfrage). Für die hier beschriebene Analyse wird die Nachfrage als vollkommen preisunelastisch angenommen. Die Angebotspreise der verschiedenen Kraftwerke basieren auf den kraftwerksspezifischen variablen Kosten zuzüglich eines Aufschlags in Knappheitssituationen. Im nächsten Schritt wird anhand der Gebote aus allen simulierten Marktgebieten eine Markträumung durchgeführt, um Strompreise für alle Marktgebiete sowie kommerzielle Stromflüsse zwischen den Marktgebieten zu ermitteln. Die Marktkopplung erfolgt dabei mit dem Ziel der

Wohlfahrtsmaximierung im gesamten gekoppelten System unter Berücksichtigung der jeweils zwischen zwei Marktgebieten verfügbaren Interkonnektorkapazität (für eine formale Beschreibung und Details siehe [16]).

Zusätzlich zur Simulation der Spotmärkte entscheiden die Energieversorger am Ende jedes Simulationsjahres anhand von Erwartungen zur zukünftigen nationalen Stromnachfrage sowie zur Entwicklung des Kraftwerksparks mithilfe der Kapitalwertmethode über Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke (für Details siehe [15]). Weiterhin sind im Modell auch vorzeitige ökonomische Stilllegungen möglich, wenn ein Kraftwerk über mehrere Jahre keinen Profit erwirtschaftet und dies auch für die Folgejahre erwartet wird.

Um eine Aufteilung der deutschen Preiszone zu implementieren, werden alle Eingangsdaten des Modells wie Kraftwerkspark, Nachfrage und Einspeisung erneuerbarer Energien auf die nord- und süddeutsche Zone aufgeteilt und die beiden Zonen schließlich per Marktkopplung mit begrenzter Interkonnektorenkapazität verbunden. Dies erfolgt analog zur Kopplung Deutschlands mit den Marktgebieten der Nachbarländer.

3. Datenbasis und Szenarien

In PowerACE ist der Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern durch jährlich fixe maximale Handelskapazitäten begrenzt [17]. Zwischen den zwei deutschen Zonen werden die mit ELMOD ermittelten stündlichen Maximalkapazitäten angesetzt.

In beiden Modellen kommen harmonisierte Daten zum Kraftwerkspark im Basisjahr 2015 [18], zur jährlichen Einspeisung erneuerbarer Energien [19], zur jährlichen Stromnachfrage [19] sowie zum Netzausbau [17] zum Einsatz. Für die Ermittlung des stündlichen Kraftwerkseinsatzes und des Neu- bzw. Rückbaus von Kraftwerken in PowerACE werden die jeweils aktuellen Marktdesigns in allen betrachteten Ländern modelliert, z.B. eine strategische Reserve in Belgien oder ein Kapazitätsmarkt in Frankreich (für Details siehe [15]). In Deutschland wird dagegen keine strategische Reserve berücksichtigt, um eine Vermischung der Effekte von Reserve und Aufteilung der Preiszone zu vermeiden.

Die Allokation der in PowerACE ermittelten neuen Erzeugungskapazitäten erfolgt zu den Netzknoten in ELMOD, an welchen zuvor Kraftwerksstilllegungen vorgenommen wurden. Dabei werden die Knoten in absteigender Reihenfolge anhand der stillgelegten Kapazität sortiert und anschließend mit den neuen Kapazitäten wieder aufgefüllt. Nicht betrachtet werden eine zukünftige Veränderung der stündlichen Profile für Nachfrage und Einspeisung erneuerbarer Energien, die auf Basis der realen Werte von 2015 erstellt sind [20]. Weiterhin wird auch der Einsatz von Demand-Side-Management nicht berücksichtigt.

Tabelle 1: Beschreibung der Szenarien

Szenario	Deutsches Marktgebiet	Ermittlung des Marktergebnisses
REF	Eine Länderzone	Keine Betrachtung intrazonaler Netzengpässe
SPLIT	Zwei Zonen (Nord/Süd)	Handel zwischen deutschen Zonen begrenzt

Zur vergleichenden Gegenüberstellung wird neben dem Szenario „SPLIT“ (Zweiteilung der deutschen Preiszone) das Szenario „REF“ (gegenwärtige Situation mit einheitlicher deutscher Preiszone) als Referenz berechnet (siehe Tabelle 1).

4. Ergebnisse

4.1 Zonenkonfiguration und zugehörige Handelskapazitäten

Die in Kapitel 2.2 beschriebene Zweiteilung Deutschlands in eine norddeutsche (DEN) und eine süddeutsche Marktzone (DES) ergibt die in Tabelle 2 dargestellte Aufteilung der Erzeugungskapazitäten und Nachfrage im Jahr 2015. Tabelle 3 fasst die minimalen, durchschnittlichen und maximalen Handelskapazitäten zwischen den beiden Zonen zusammen. Mit Bild 2 wird anhand des Übertragungsnetzes die Zonenzuordnung der Knoten visualisiert.

Tabelle 2: Aufteilung der Erzeugungskapazitäten und Nachfrage 2015 auf die Zonen

Technologie	DEN	DES
Kraftwerke und Pumpspeicher	65%	35%
Biomasse	62%	38%
Photovoltaik	46%	54%
Wasserkraft	5%	95%
Wind Offshore	100%	0%
Wind Onshore	85%	15%
Nachfrage	56%	44%

Tabelle 3: Handelskapazitäten zwischen der Nord- und Südzone in GW

Jahr	Min	Mittel	Max
2015	1.8	6.4	10.3
2025	12.3	17.0	20.9
2035	14.3	19.0	22.9



Bild 2: Zonenzuordnung der Netznoten

4.2 Auswirkungen am deutschen Spotmarkt

Eine Zweiteilung der deutschen Preiszone hätte insbesondere in den ersten Jahren deutliche Auswirkungen auf den deutschen Spotmarkt. In Bild 3 ist die Entwicklung der Börsenstrompreise in den beiden Zonen Nord und Süd bezogen auf den Preis der einzelnen deutschen Zone dargestellt.

Anfangs treten durch die Aufteilung vermehrt Knappheitssituationen auf, in denen die süddeutschen Kraftwerke nicht in der Lage sind, die regionale Nachfrage ohne Importe zu decken. Durch die Einpreisung dieser Knappheit steigen die Durchschnittspreise im Süden deutlich an. Im Norden ergibt sich aufgrund von regionalen Überkapazitäten dagegen ein niedrigerer Preis als für eine einheitliche deutsche Zone.

Diese Preisunterschiede führen auch zu Veränderungen hinsichtlich Zu- und Rückbau konventioneller Kraftwerke (siehe Bild 4). Durch die Zonenaufteilung treten im Gegensatz zum Referenzfall keine ökonomischen Stilllegungen im Süden mehr auf. Weiterhin finden in den Jahren 2015 bis 2020 mehr Neubauten im Süden statt, während im Norden keine Kraftwerke zugebaut werden. Ein ähnliches Bild zeigt sich in den Jahren 2021 bis 2025. Anschließend ist die Struktur aus Zu- und Rückbauten in beiden Szenarien ähnlich.

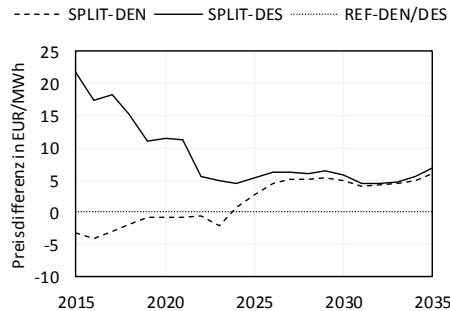


Bild 3: Entwicklung der Preisdifferenz in den aufgeteilten Zonen zur Referenz

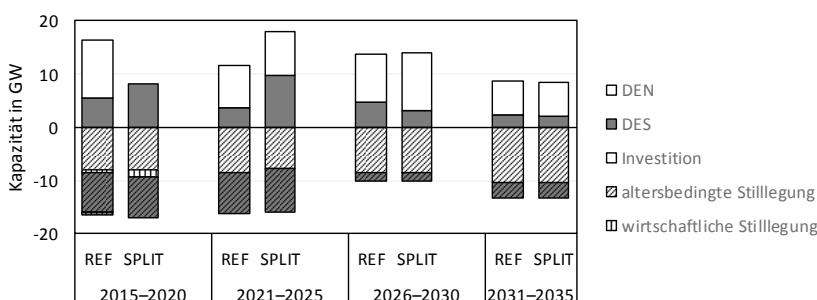


Bild 4: Zu- und Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten

Die Anpassungsvorgänge der konventionellen Kraftwerkskapazitäten führen zu einem Rückgang der Preisdifferenzen in beiden Zonen, bis sich die Durchschnittspreise beider Zonen leicht oberhalb des Preisniveaus im Fall einer einheitlichen deutschen Zone einpendeln.

4.3 Veränderung der Systemkosten

Tabelle 4: Veränderung der Systemkosten durch die Zonenaufteilung in Mrd. Euro

Kostenart	2025	2035
Erzeugung	+0.8	+2.9
Redispatch	-3.6	-1.4
Abregelung	+0.4	-0.9
System	-2.4	+0.6

Die Abregelungskosten, welche insbesondere in der norddeutschen Zone anfallen, steigen 2025 im SPLIT-Szenario an, sind jedoch 2035 niedriger. Während die Mehrkosten im SPLIT-Szenario 2025 durch die geringeren Redispatchkosten überkompensiert werden können, fallen 2035 etwas höhere Systemkosten als im Referenzfall an.

4.4 Entwicklung der Versorgungssicherheit

Als Indikator für die Messung der Versorgungssicherheit ist in Bild 5 das Verhältnis aus der verfügbaren konventionellen Kraftwerkskapazität und dem Jahreshöchstwert der Residuallast aufgetragen. Werte deutlich oberhalb von 1.0 deuten bei diesem Indikator auf Überkapazitäten hin, während Werte unterhalb von 1.0 bedeuten, dass die regionale Nachfrage in mindestens einer Stunde des Jahres nicht durch die regionalen Kraftwerkskapazitäten gedeckt werden konnte.

In Tabelle 4 sind die Änderungen der drei berücksichtigten Systemkostenkomponenten (Erzeugung, Redispatch, Abregelung) für ganz Deutschland für das SPLIT-Szenario gegenüber dem REF-Szenario für die Jahre 2025 und 2035 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Erzeugungskosten im SPLIT-Szenario gegenüber dem REF-Szenario für 2025 und noch deutlicher für 2035 ansteigen, was in den höheren Spotmarktpreisen begründet liegt.

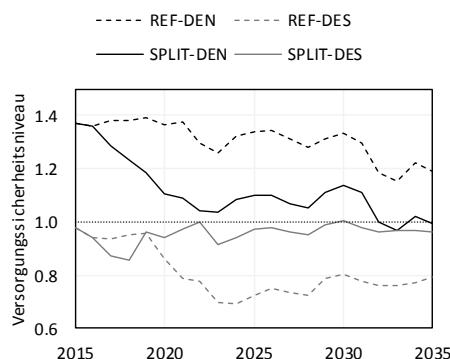


Bild 5: Entwicklung des Versorgungssicherheitsniveaus

Durch die Aufteilung der deutschen Preiszone werden Überkapazitäten in der norddeutschen Zone sukzessive abgebaut, was mit sinkendem Versorgungssicherheitsniveau gegenüber der Referenz einhergeht. In der süddeutschen Zone steigt dagegen durch zusätzliche Investitionen auch das Niveau der Versorgungssicherheit deutlich.

5. Fazit und Ausblick

In diesem Beitrag werden die langfristigen Auswirkungen von zwei Strompreiszonen im Vergleich zu einer einheitlichen Preiszone auf die Strompreisentwicklung und die Versorgungssicherheit in Deutschland untersucht. Die Analyse basiert auf dem kombinierten Einsatz des agentenbasierten Marktsimulationsmodells PowerACE und des optimierenden Lastflussmodells ELMOD. Ausgangspunkt ist die Aufteilung des bestehenden deutschen Markgebietes in eine nord- und eine süddeutsche Zone, welche auf Grundlage bestehender Engpässe im Übertragungsnetz vorgenommen wird. Die Modellergebnisse zeigen, dass eine Zweiteilung des deutschen Strommarktes zu deutlich höheren Spotmarktpreisen in der süddeutschen Zone führt. Dies führt zur Vermeidung von ökonomischen Stilllegungen und mehr Kraftwerksneubauten im Süden. Ab etwa 2025 konvergieren die Preise der beiden deutschen Zonen auf einem leicht höheren Niveau als im Ein-Zonen-Fall. Die Systemkosten bei der Preiszonen fallen aufgrund niedrigerer Kosten für Redispatch 2025 dennoch geringer als bei einer Zone aus, liegen 2035 dagegen etwas höher. Als Konsequenz der Kapazitätsentwicklung erhöht sich der betrachtete Versorgungssicherheitsindikator für die süddeutsche Zone im Vergleich zum Ein-Zonen-Fall deutlich, während in der norddeutschen Preiszone Überkapazitäten abgebaut werden. Insgesamt ergibt sich demnach bei der vorliegenden Untersuchung eine Vorteilhaftigkeit einer zweigeteilten deutschen Strompreiszone.

Kritisch anzumerken bleibt jedoch, dass im Zwei-Zonen-Fall die anfangs vorherrschenden Knappheitssituationen im Süden durch die in PowerACE abgebildeten Agenten unter Umständen überschätzt werden, was sich in zu hohen Preisgeboten widerspiegeln würde. Zudem wurde die Nachfrage als unelastisch angenommen, wobei langfristig eine zunehmende Flexibilisierung der Nachfrage zu erwarten ist. Die Preiszonenbildung kann durch alternative Bildungsvarianten und Kriterien noch weiter verbessert werden. Diese offenen Punkte werden Gegenstand unserer nächsten Forschungsarbeiten sein.

Literaturangaben

- [1] Bundesnetzagentur u. Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2016. Bonn 2016
- [2] THEMA Consulting Group: Nordic bidding zones. Oslo 2013
- [3] Burstedde, B.: From Nodal to Zonal Pricing – A Bottom-Up Approach to the Second-Best. EWI Working Paper, 12/09. Köln 2012
- [4] Breuer, C., Seeger, N. u. Moser, A.: Determination of alternative bidding areas based on a full nodal pricing approach. IEEE Power and Energy Society general meeting (PES), 2013. 21 - 25 July 2013, Vancouver, BC, Canada. Piscataway, NJ: IEEE 2013
- [5] Breuer, C. u. Moser, A.: Optimized bidding area delimitations and their impact on electricity markets and congestion management. 2014 11th International Conference on the European Energy Market (EEM). 28 - 30 May 2014, Kraków, Poland. Piscataway, NJ: IEEE 2014
- [6] Bucksteeg, M., Trepper, K. u. Weber, C.: Impacts of renewables generation and demand patterns on net transfer capacity. Implications for effectiveness of market splitting in Germany. IET Generation, Transmission & Distribution 9 (2015) 12, S. 1510–1518
- [7] Trepper, K., Bucksteeg, M. u. Weber, C.: Market splitting in Germany – New evidence from a three-stage numerical model of Europe. Energy Policy 87 (2015), S. 199–215
- [8] Egerer, J., Weibezahn, J. u. Hermann, H.: Two price zones for the German electricity market – Market implications and distributional effects. Energy Economics 59 (2016), S. 365–381
- [9] Plancke, G., Jonghe, C. de u. Belmans, R.: The implications of two German price zones in a european-wide context. 2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM). 6-9 June 2016, Porto, Portugal. Piscataway, NJ: IEEE 2016
- [10] Grimm, V., Martin, A., Weibelzahl, M. u. Zöttl, G.: On the long run effects of market splitting. Why more price zones might decrease welfare. Energy Policy 94 (2016), S. 453–467
- [11] Leuthold, F. U., Weigt, H. u. Hirschhausen, C. von: A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market. Networks and Spatial Economics 12 (2012) 1, S. 75–107
- [12] Kunz, F.: Improving Congestion Management. How to Facilitate the Integration of Renewable Generation in Germany. The Energy Journal 34 (2013) 4, S. 55–78
- [13] Kunz, F., Hirschhausen, C. von, Möst, D. u. Weigt, H.: Security of Supply and Electricity Network Flows after a Phase-Out of Germany's Nuclear Plants. Any Trouble Ahead? SSRN Electronic Journal (2011)

- [14] Genoese, M.: Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation. Baden-Baden: Nomos-Verl.-Ges 2010
- [15] Keles, D., Bublitz, A., Zimmermann, F., Genoese, M. u. Fichtner, W.: Analysis of design options for the electricity market. The German case. *Applied Energy* 183 (2016), S. 884–901
- [16] Ringler, P., Keles, D. u. Fichtner, W.: How to benefit from a common European electricity market design. *Energy Policy* 101 (2017), S. 629–643
- [17] ENTSO-E: Ten Year Network Development Plan 2016. Market Modeling Data, 2016. <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/rgips/TYNDP2016%20market%20modelling%20data.xlsx>, abgerufen am: 22.08.2017
- [18] Bundesnetzagentur: Kraftwerksliste, 2017. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, abgerufen am: 07.08.2017
- [19] Vita, A. de, Tasiros, N., Evangelopoulou, S., Forsell, N., Fragiadakis, K., Fragkos, P., Frank, S., Gomez-Sanabria, A., Gusti, M., Capros, P., Havlík, P., Höglund-Isaksson, L., Kannavou, M., Karkatsoulis, P., Kesting, M., Kouvaritakis, N., Nakos, C., Obersteiner, M., Papadopoulos, D., Paroussos, L., Petropoulos, A., Purohit, P., Siskos, P., Tsani, S., Winiwarter, W., Witzke, H. P. u. Zampara, M.: EU reference scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions: trends to 2050. Luxembourg: Publications Office 2016
- [20] ENTSO-E: Transparency Platform, 2017. <https://transparency.entsoe.eu/>, abgerufen am: 07.08.2017

Nationaler und internationaler Redispatch – Optimierung für die Systemsicherheit der Zukunft

Status und Ausblick aus Sicht der TransnetBW GmbH

Dr. rer. nat. **Jochen Bammert**, TransnetBW GmbH, Stuttgart

Kurzfassung

Redispatch wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zur Heilung von temporären Engpässen im Übertragungsnetz eingesetzt. Da einerseits der Einsatz von Redispatch eine möglichst hohe Wirkung auf den Engpass bei möglichst geringen Kosten haben soll und andererseits technische Restriktionen und Verfügbarkeiten von Kraftwerken berücksichtigt werden müssen, stehen die ÜNB in der Praxis vor einem umfangreichen Optimierungsproblem. Anzahl und Komplexität von Redispatchmaßnahmen haben in den vergangenen sechs Jahren stark zugenommen. Beinahe täglich wird Redispatch durchgeführt und die jährlichen Kosten liegen in Deutschland im dreistelligen Millionenbereich. Auf nationaler Ebene befassen sich die ÜNB unter anderem mit der Sicherstellung von ausreichend Redispatchpotential, da immer weniger konventionelle Kraftwerke am Netz sind. International machen Richtlinien wie die Verordnung EU 2015/1222 Vorgaben für eine enge grenzüberschreitende Kooperation der ÜNB.

TransnetBW berichtet an dieser Stelle über die komplexe Sachlage beim Thema Redispatch aus Sicht eines ÜNB und gibt einen Ausblick auf Weiterentwicklungen.

Abstract

Transmission System Operators (TSO) use Redispatch in order to relieve congestions in their grid. Since on the one hand redispatch should be highly efficient and low priced, and on the other hand technical restrictions and availability of generators have to be considered, TSO are facing in practice a complex optimization problem. The amount and the complexity of redispatch measures has significantly increased in the last six years. Redispatch is activated nearly every day and causes costs of several hundred million Euros per year. On the national level, the focus is currently on safeguarding sufficient redispatch potential due to the decreasing number of conventional power plants. On the international level European guidelines (e.g. EU 2015/1222) set standards for cross-border TSO cooperation.

TransnetBW reports on the complex circumstances of redispatch and provides an outlook on upcoming developments.

1. Grundlagen

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben die Aufgabe, die Infrastruktur der überregionalen Stromnetze (in der Regel auf der Spannungsebene 220kV und 380kV) zur elektrischen Energieübertragung zu dimensionieren, zu errichten, zu betreiben und instand zu halten. Außerdem müssen die ÜNB allen Marktteilnehmern wie Stromhändlern und -lieferanten diskriminierungsfreien Zugang zu diesen Netzen gewähren. In Deutschland gibt es neben der TransnetBW noch die ÜNB Amprion, TenneT und 50Hertz.

Gemäß §13 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) haben die ÜNB die Verantwortung für die Systemsicherheit. Ist diese gefährdet, sind sie zum Handeln verpflichtet [1]. Eine der Maßnahmen, auf die ÜNB in solchen Fällen zurückgreifen können, ist Redispatch.

Unter Redispatch versteht man eine Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken und Speichern durch den ÜNB. Ziel ist, Lastflüsse im Netz durch eine Verlagerung der Erzeugung näher zur Last zu reduzieren, und dadurch Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen. Diese Maßnahme kann regelzonintern und -übergreifend angewendet werden. Durch die Absenkung der Wirkleistungseinspeisung eines oder mehrerer Kraftwerke bei gleichzeitiger Steigerung der Wirkleistungseinspeisung eines oder mehrerer anderer Kraftwerke bleibt in Summe die gesamte Wirkleistungseinspeisung nahezu unverändert bei gleichzeitiger Entlastung eines Engpasses [2]. Die ÜNB unterscheiden zwischen strombedingtem Redispatch, der eingesetzt wird, um eine Überschreitung von maximal zulässigen Stromgrenzwerten von Betriebsmitteln zu vermeiden und spannungsbedingtem Redispatch für den Fall, dass vordefinierte Spannungsbänder möglicherweise nicht eingehalten werden können. Darüber hinaus wird nach präventivem, also frühzeitig geplantem und angeforderten sowie kurativem, also kurzfristig abgerufenen Redispatch unterschieden. Der Fokus dieser Abhandlung liegt auf strombedingten, präventiven Maßnahmen, da diese aktuell den Großteil des Gesamtvolumens ausmachen.

2. Bedeutung von Redispatch

Die Anzahl der Redispatchmaßnahmen hat in Deutschland in den vergangenen Jahren stark zugenommen (siehe Bild 1 und [3]).

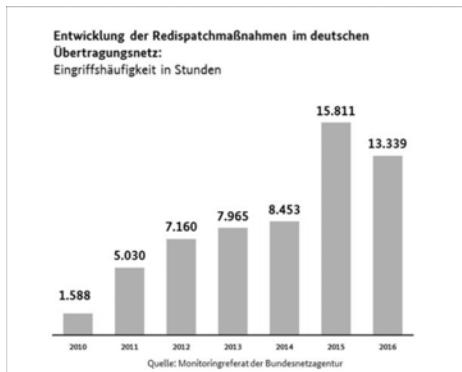


Bild 1: Entwicklung der Redispatchmaßnahmen (Quelle: www.bundesnetzagentur.de).

Können auftretende Engpässe nicht beseitigt werden, droht der Ausfall von einzelnen Betriebsmitteln bis hin zu einem großflächigen Black-out, was aufgrund der schwerwiegenden Folgen unter allen Umständen zu verhindern ist. Da derzeit beinahe täglich Redispatchmaßnahmen in Deutschland durchgeführt werden müssen und die Systemsicherheit ohne diese Eingriffe aktuell nicht mehr gegeben wäre, kommt Redispatch eine sehr hohe und weiter steigende Bedeutung zu.

Wie bedrohlich und komplex die Lage werden kann, lässt sich anhand der sogenannten „Kältewelle“ Anfang des Jahres verdeutlichen. Zu der damals angespannten Situation im deutschen Netz mit hohen Nord-Süd Lastflüssen kam ein Leistungsmangel in mehreren umliegenden europäischen Ländern hinzu. Insbesondere Frankreich hatte einen hohen Importbedarf aufgrund der Abschaltung einiger Kernkraftwerke. Niedrige Speicherstände und lawinenbedingte Leitungsausfälle in Italien verschärften die Lage noch weiter. Gleichzeitig war das Redispatchpotential besonders im Süden Deutschlands stark eingeschränkt. Einige Kraftwerke waren defekt oder in Revision, und bei manchen Kohlekraftwerken wurde der Brennstoff knapp, weil geringe Pegelstände und zugefrorene Flüsse die Kohleanlieferung per Schiff zum Erliegen brachte. Bild 2 verdeutlicht die Situation anhand einer Prognose von Engpässen und anhand des Redispatchabrufs im Januar.

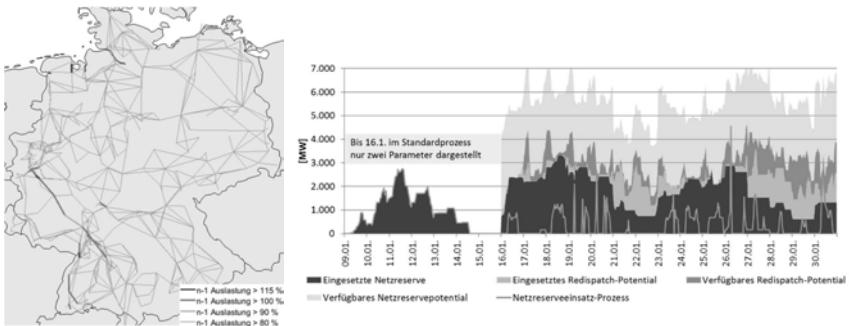


Bild 2: Prognostizierte Engpässe für einen Tag im Januar 2017 (links) und Einsatz von Redispatch und Netzreserve während der „Kältewelle“ (rechts).

In diesem Zeitraum waren umfangreiche Abstimmungen zwischen den ÜNB und komplexe Redispatchmaßnahmen notwendig, um den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Der Normalbetrieb wurde erst Mitte Februar wieder erreicht.

Ein weiteres Beispiel ist die dauerhafte Auftrennung einer deutsch-polnischen Kuppelleitung im Jahr 2016, die unter anderem ebenfalls aufgrund mangelndem Redispatchpotentials durchgeführt werden musste, um Engpässe zu vermeiden.

Da Engpässe im deutschen Übertragungsnetz häufig durch zu hohe Nord-Süd Lastflüsse verursacht werden, kommt TransnetBW eine strategische Bedeutung als „Redispatchquelle“ zu. Kraftwerke in der Regelzone der TransnetBW werden häufig bei Redispatch hochgefahren. Dabei reicht das durch Marktkraftwerke zur Verfügung gestellte Hochfahrrpotential in kritischen Situationen nicht immer aus, so dass TransnetBW Netzreserve im In- und Ausland unter Vertrag genommen hat.

3. Vertragliche und rechtliche Grundlagen für Redispatch

Der gesetzliche Rahmen für Redispatch in Deutschland ist maßgeblich durch das EnWG [1] vorgegeben, das Vorgaben zu den Eingriffsmöglichkeiten der ÜNB und zur Vergütung macht. Der § 13 Absatz 1 ist die Basis für reguläre Redispatchmaßnahmen. Sind Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 unzureichend, kann der ÜNB gemäß § 13 Absatz 2 direkt in die Erzeugung und Last eingreifen. Darüber hinaus sind die EU-Verordnungen 714/2009 [4], CACM [5], FCA [6] und GL SO [7] relevant, die auf die internationale Zusammenarbeit eingehen und operative

Richtlinien setzen. Weitere europäische Vorgaben sind durch das sogenannte Clean Energy Package [8] zu erwarten.

Um die Vorgaben des EnWG zu ergänzen und zu konkretisieren hat TransnetBW mit den in ihrer Regelzone befindenden Kraftwerksbetreibern Verträge oder Richtlinien vereinbart, die u.a. Details des Abrufprozesses und der Abrechnung regeln. Neben diesen sogenannten Marktkraftwerken kann TransnetBW auch auf weitere Quellen und Partner für Redispatch zurückgreifen. Dazu gehören neben den anderen deutschen ÜNB auch ausländische ÜNB (aus Frankreich, Schweiz und Italien), mit denen bilaterale Redispatchvereinbarungen getroffen wurden. Ergänzend wurde innerhalb der TSC Kooperation [9] erstmals ein multilateraler Redispatchvertrag geschlossen, der Maßnahmen über mehrere Länder hinweg erlaubt. Außerdem hat TransnetBW inländische und ausländische Netzreserven gemäß den Bedarfseinstellungen [10] unter Vertrag genommen. Börsengeschäfte werden nur bei spannungsbedingtem Redispatch und bei Countertrading Maßnahmen angewendet. In der Praxis sind die Verwendung von abschaltbaren Lasten [11] für Redispatch und die Anordnung von Einspeisemanagementmaßnahmen [12] in der Regelzone der TransnetBW aktuell nicht von Bedeutung, kommt aber in anderen Regelzonen vor.

4. Herausforderungen

Im Rahmen der Betriebsplanung bei TransnetBW, die zu den Aufgaben der Systemführung gehört, werden Redispatchbedarfe ermittelt und Maßnahmen konkret geplant. Um sicherzustellen, dass stets ausreichend Redispatchpotential vorhanden ist, beginnt die Betriebsplanung bei TransnetBW bereits sieben Tage im Voraus, d.h. D-7 für den Ausführungstag D. Dies ist notwendig, da manche Kraftwerke, insbesondere die Netzreserven und günstige Kohlekraftwerke, lange technische Vorlaufzeiten haben und somit nicht auf kurzfristige Anweisungen reagieren können. Reaktionsschnelle Erzeugungsanlagen, z.B. Gaskraftwerke, sind oft sehr teuer und nicht in ausreichendem Maße vorhanden, um den gesamten Bedarf abzudecken. Die Betriebsplanung besteht aus mehreren miteinander verknüpften Prozessschritten. Grundsätzlich gilt: Je näher man dem Ausführungstag D kommt, desto besser sind die zur Verfügung stehenden Informationen (z.B. Lastprognosen, Kraftwerkeinsatzprognosen und Prognosen für die Einspeisung von EEG Anlagen) und desto präziser ist folglich die Redispatchbedarfsermittlung. Dabei hat jeder Prozessschritt seine Besonderheiten. Im Week Ahead Planning Process (WAPP) wird beispielsweise der Einsatz von Netzreserve entschieden, während im Day-ahead congestion forecast Prozess (DACP) eine internationale Koordination von Maßnahmen

mit den benachbarten ÜNB stattfindet. Die Betriebsplanung ist zudem an Marktprozesse gekoppelt und geht nach Abschluss des Intraday-Handels in die operative Systemführung (Echtzeit) über. Sehr kurzfristig auftretende Engpässe werden in Echtzeit durch Redispach mit schnell reagierenden Erzeugungsanlagen geheilt.

Zwischen der Feststellung von Redispachbedarf und dessen Anforderung steht die Bestimmung der am besten geeigneten Maßnahme. Der ÜNB muss entscheiden: Welche Erzeugungsanlagen sollen wie angepasst werden, um möglichst geringe Gesamtkosten zu verursachen und eine hohe Wirksamkeit auf den Engpass zu erreichen? Zwischen Wirkung und Kosten besteht grundsätzlich ein Spannungsfeld. Die Bundesnetzagentur hatte daher eine Richtlinie erlassen die besagt, dass anhand der kraftwerkspezifischen Quotienten aus Wirksamkeit und Kosten eine Abrufrangliste für Kraftwerke zu erstellen ist. In der Praxis reicht diese Richtlinie für eine Entscheidung jedoch nicht aus. Folgende Aspekte sind zusätzlich zu beachten: Die Wirkung eines Kraftwerks auf einen Engpass hängt von der Wahl des Gegenparts ab und verändert sich zudem noch ständig. Es müssen also zumindest Kraftwerkspaare über einen längeren Zeitraum betrachtet werden. Hinzu kommen für jedes Kraftwerk spezifische Faktoren wie Anfahrtskosten, Anfahrtszeiten, Mindestbetriebszeit, Mindesterzeugung und Mindeststillstandzeit. Somit entsteht für die ÜNB ein umfangreiches Optimierungsproblem, zumal oft mehrere Engpässe gleichzeitig auftreten (siehe Bild 3) und der falsche Einsatz von Redispach neue Engpässe verursachen könnte.

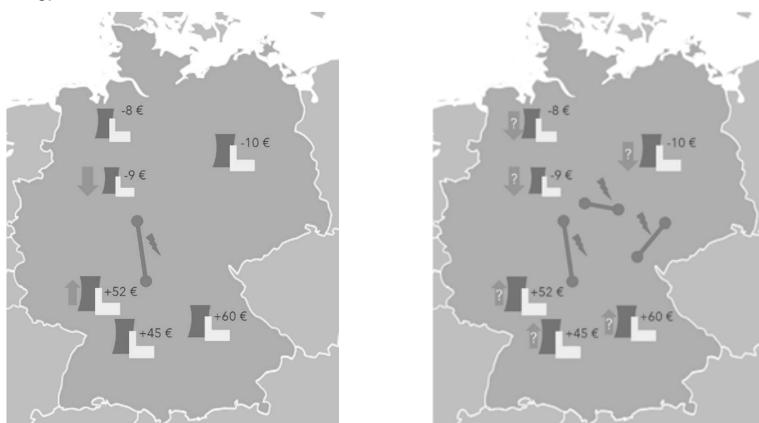


Bild 3: Optimierungsproblem bei Redispatch. Links: übersichtliche Situation, in der die Optimierung leichtfällt. Rechts: komplexe, realitätsnahe Situation.

Unter Berücksichtigung dieser Rahmenbedingungen sind häufig mehrere Iterationen von Simulationen der Wirkung von vorgeschlagenen Redispatchmaßnahmen notwendig, um eine effiziente Lösung zu finden.

Der gesamte Betriebsplanungsprozess ist somit sehr komplex. Er erfordert dedizierte IT-Systeme für Datenaustausch, Lastflussrechnungen, Netzmodellerstellung, Dokumentation und Fahrplanmanagement. Das Personal muss hervorragend ausgebildet, erfahren und stressresistent sein und in 24/7 Schichten arbeiten. Die Prozesse werden ständig überwacht, angepasst und verbessert.

Die Herausforderungen für die Betriebsplanung bei TransnetBW nehmen durch das abnehmende Redispatchpotential besonders im Süden Deutschlands zu. Zum Kernenergieausstieg sowie dem Abschalten von unwirtschaftlichen, konventionellen Kraftwerken kommen der Zubaub von volatilen erneuerbaren Energien und Verzögerungen beim Netzausbau hinzu (siehe Bild 4). Dadurch werden kritische Situationen wie die in Kapitel 2 beschriebene wahrscheinlicher.

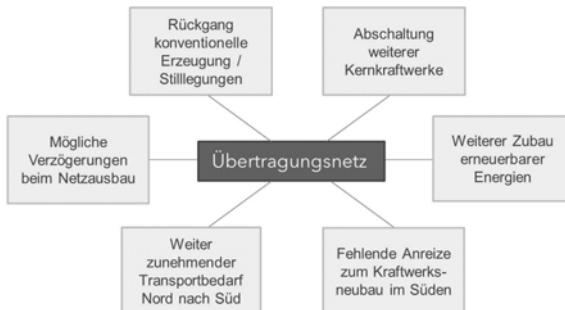


Bild 4: Darstellung der Herausforderungen aus Sicht der TransnetBW.

5. Ausblick

Wie im vorherigen Kapitel beschrieben steht TransnetBW nicht nur vor der Herausforderung, ausreichend Redispatchpotential zu sichern; sie muss auch die durch die Energiewende initiierte Veränderungen in der deutschen und europäischen Erzeugungs- und Laststruktur zu begleiten. Erzeugungsanlagen werden bald hauptsächlich dezentral in den unterlagerten Netzen angeschlossen sein, was eine engere Verknüpfung der Systemführung der ÜNB mit den Verteilnetzbetreibern (VNB) erfordert. Diese Dezentralisierung und die Flexibilisierung der Last verändert die Lastflüsse im Netz. Dadurch sind zukünftig die bestehenden Konzepte und Prozesse der Systemführung (Redispatch) teilweise nicht mehr anwendbar, bzw. komplexer in

der Anwendung. Sie müssen angepasst und erneuert werden. TransnetBW begleitet und gestaltet diese Entwicklung an vielen Stellen, wie zum Beispiel durch die Beteiligung am Forschungsprojekt C/SELLS [13] und durch Vorschläge für gesetzliche oder regulatorische Änderungen wie beispielsweise Redispatch mit EEG-Anlagen.

Ganz konkret arbeiten die ÜNB auf nationaler Ebene an der Implementierung eines Redispatch-Ermittlungsservers (RES) und eines Redispatch-Abwicklungsservers (RAS). Zusammen bilden RES und RAS ein Planungswerkzeug, das die Betriebsplanungsprozesse und die Entscheidungsfindung der Systemführung im Echtzeit- und Naheechtzeitbetrieb unterstützen soll. Hierzu wird der RES ein Optimierungsmodul erhalten, dessen Eingangsdaten automatisiert bereitgestellt werden können, um die zunehmend komplexer werdenden Engpasssituationen schnell und optimal lösen zu können. Das Ergebnis wird an den RAS übergeben, der den Abruf der ermittelten Gegenmaßnahmen durchführt und zentral dokumentiert. Die beiden IT Systeme sollen 2020 in Betrieb gehen.

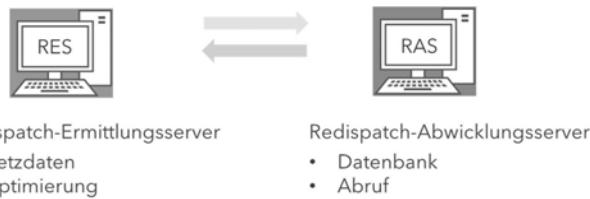


Bild 5: Überblick RES und RAS

Auch international wird die Zusammenarbeit mit den benachbarten ÜNB intensiviert. Durch die Umsetzung der EU Richtlinien [5] und [7] werden alle ÜNB der sogenannten CORE Region (siehe Bild 6) Redispatchmaßnahmen mit grenzüberschreitender Relevanz eng abstimmen, optimieren und die entstehenden Kosten mittels komplexer Kostenschlüssel teilen.

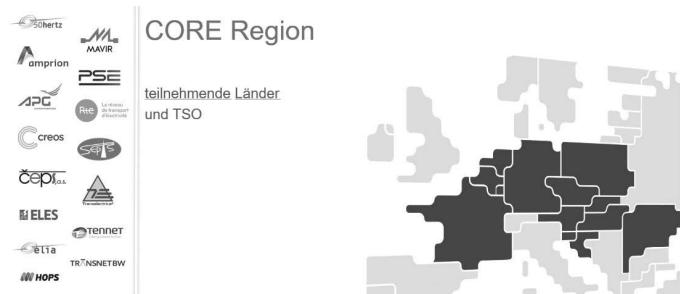


Bild 6: Überblick CORE Region

Der bestehende TSC MRA Vertrag ist hierfür richtungsweisend. Dieser erlaubt bereits heute multilaterale Redispatchmaßnahmen, z.B. einen Redispatch zwischen Deutschland und Ungarn um einen Engpass in Tschechien zu beheben. Außerdem ist der Übergang vom Anfordererprinzip, bei dem derjenige die Kosten trägt, der eine Maßnahme anfordert, hin zum Verursacherprinzip hervorzuheben. Die Anwendung des Verursacherprinzips setzt eine mathematische Methode voraus, die die Verursacher von Überlastungen, z.B. die Quellen und Senken von Transitflüssen, bestimmt (siehe z.B. [19]). Die ÜNB der CORE Region arbeiten derzeit intensiv an der Festlegung einer solchen Methode.

Die Verbindung der beiden hier beschriebenen Projekte - Optimierung durch RES/RAS und Zusammenarbeit in CORE - ist eine der spannendsten Aufgaben, denen sich TransnetBW derzeit stellt.

Neben den in diesem Kapitel vorgestellten konkreten Projekten und Änderungen des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens gibt es noch weitere Entwicklungen beim Thema Redispatch, die hier aus Platzgründen nicht erwähnt wurden.

6. Fazit

Die Bedeutung von Redispatch hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Dieses Werkzeug der Systemführung ist aktuell unersetzlich, um die Systemsicherheit zu wahren. Die Sicherstellung von ausreichend Redispatchpotential ist derzeit eine besondere Herausforderung für TransnetBW. Außerdem ist Redispatch mittlerweile sehr komplex geworden. Dies umfasst unter anderem den rechtlichen und regulatorischen Rahmen, die Bedarfsermittlung, die Koordination mit den Partnern und die Kostenteilung. Auf all diesen Ebenen stehen in den nächsten Jahren konkrete Neu- und Weiterentwicklungen an. Darüber hinaus machen EU Verordnungen Redispatch internationaler, und zusätzlich verknüpfen Dezentralisierung und Flexibilisierung die ÜNB stärker mit den unterlagerten Netzen. Die weitere Entwicklung und Optimierung von Redispatch ist für TransnetBW darum ein wichtiger Baustein für die Systemsicherheit der Zukunft.

7. Literaturangaben

[1] §13 Energiewirtschaftsgesetz; siehe https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_13.html

- [2] weitere Erläuterungen auf der Homepage von TransnetBW <https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/systemdienstleistungen/redispatch>
- [3] Bundesnetzagentur, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016
- [4] Amtsblatt der Europäischen Union, Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr 1228/2003
- [5] Amtsblatt der Europäischen Union, Verordnung (EU) Nr. 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement
- [6] Amtsblatt der Europäischen Union, Verordnung (EU) Nr. 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazitäten
- [7] European Commission, Commission Regulation establishing a guideline on electricity transmission operation (Entwurf, tritt am 14.09.2017 in Kraft)
- [8] für mehr Informationen siehe <http://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposals-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>
- [9] TSO Security Cooperation, siehe <http://www.tscnet.eu/about-us/>
- [10] Bundesnetzagentur, Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen
- [11] Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten, siehe https://www.gesetze-im-internet.de/ablav_2016/BJNR198400016.html
- [12] Bundesnetzagentur, Leitfaden Einspeisemanagement, siehe https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html
- [13] C/SELLS: das Schaufenster für intelligente Energieversorgung, siehe <http://www.csells.net/>
- [14] The simple tie-line decomposition method – a new approach for a causation based cost-sharing key; Cigre Science & Engineering No. 5, June 2016
- [15] CORESO, siehe <https://www.coreso.eu/>

Preisgleichgewichte zwischen Regelleistungs- und Spotmärkten und der Einfluss neuer Regelleistungsmarktteilnehmer

Eine opportunitätskostenbasierte Analyse

Christian Furtwängler, Christoph Weber,
House of Energy Markets and Finance, Essen

Kurzfassung

Es herrscht ein breiter Konsens in der energiewirtschaftlichen Forschung, dass die eingeleitete Energiewende mit höheren Ansprüchen an das Energiesystem bezüglich Flexibilitätsbereitstellung einhergeht. Die implementierten Marktmechanismen zur Beschaffung dieser Flexibilität, d.h. insbesondere die Regelleistungsmärkte, sollten die Kosten der Flexibilität widerspiegeln und besonders flexiblen Anlagen eine zweite Einnahmequelle neben den Energiemärkten erschließen. Durch einen steigenden Bedarf an Flexibilität – aufgrund von höheren Erzeugungsanteilen aus erneuerbaren Energien und wachsender Prognoseunsicherheit der Residuallast – wird mit steigenden Regelleistungspreisen gerechnet.

Die jüngere Regelleistungspreisentwicklung scheint allerdings dieser Erwartung nicht zu entsprechen. Während der letzten drei Jahre sind sowohl die Regelleistungs- als auch die Regelarbeitspreise eher gesunken. Sowohl für negative Sekundärregelleistung als auch für positive und negative Tertiärregelleistung konnte mehrfach ein Grenzleistungspreis von null beobachtet werden.

In diesem Beitrag soll zunächst in einem stilisierten Modell das Preisgleichgewicht von Regelleistungs- und Spot(energie)preisen hergeleitet werden und dann die Auswirkung verschiedener Marktausgestaltungen auf die Höhe des Regelleistungspreises und die Marktteilnahme verschiedener Technologien untersucht werden. Es werden insbesondere neue Auktionsteilnehmer wie KWK-Pools bezüglich ihrer Opportunitätskosten der Regelleistungsvermarktung und korrespondierenden Regelleistungsgeboten betrachtet.

1. Flexibilitätsbereitstellung aus neuen Technologien

Die Reform des zentraleuropäischen Elektrizitätssystems hin zu einer emissionsärmeren Erzeugung stellt das System vor neue Herausforderungen. Als eine langfristig signifikante Herausforderung wird vor allem die steigende Unsicherheit auf der Erzeugungsseite durch einen höheren Erzeugungsanteil intermittierender erneuerbare Energieträger betrachtet, die den Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage von Elektrizität zunehmend erschwert. Neben einem höheren erwarteten Bedarf an langfristigen Energiespeichern wird daher vor allem der Bedarf an flexibel anpassbarer (konventioneller) Erzeugung mittel- bis langfristig als steigend angenommen [1].

Im aktuell implementierten System existiert ein expliziter Marktmechanismus zur Sicherung des physischen Ausgleichs zwischen Erzeugung und Nachfrage – der Regelleistungsmarkt. Hierbei bieten in Deutschland sowohl Elektrizitätserzeuger als auch -nachfrager positive und negative Leistungsbänder in drei Auktionen mit unterschiedlichen Charakteristika der gebotenen Systemdienstleistungen im Hinblick auf Ausschreibungszeitraum, Aktivierungszeit und Regelrichtung an. Eine Kurzbeschreibung des Auktionsdesigns findet sich in Tabelle 1. Für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist ein Nachweis der technischen Fähigkeit zur Erbringung der Systemdienstleistung erforderlich, das sogenannte Präqualifikationsverfahren [2].

Tabelle 1: Regelleistungsprodukte im deutschen Markt, Stand 2017

	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserveleistung
Maximale Aktivierungszeit	30 s	5 min	15 min
Häufigkeit	Wöchentlich		werktaglich
Auktionszeitpunkt	Dienstags, 15:00	Mittwochs, 15:00	Werktaglich, 10:00
Ausschreibungszeitraum	Folgewoche Montag-Sonntag	Folgewoche Montag-Sonntag	Folgetage einschl. nächster Werktag
Zeitscheibenlänge	168 h	60 h HT, 108 h NT	4 h
# Produkte Woche (posneg/ pos/ neg)	1 (1/0/0)	4 (0/2/2)	84 (0/42/42)
Gebotsdimension	2 (Leistung, Leistungspreis)	3 (Leistung, Leistungspreis, Arbeitspreis)	
Zuschlagsregel	Merit-Order der Leistungspreise		
Aktivierungsregel	Nicht-selektiv	Merit-Order der Arbeitspreise	
Kompensation	Gebotspreisverfahren		

Während ursprünglich vornehmlich große, konventionelle Erzeugungseinheiten und Pumpspeicher am Regelleistungsmarkt teilnahmen, hat sich mit der Zulassung von Poolmodellen zur gemeinschaftlichen Erbringung von Regelleistung aus mehreren Anlagen seit 2007 (MRL) [3] bzw. 2009 (SRL) [4] eine Öffnung der Regelleistungsmärkte für kleine Kraftwerkstypen ergeben. Auch für PRL wurde diese Möglichkeit 2011 durch die BNetza für die Anbieter von Regelleistung noch einmal bekräftigt, insofern die gepoolten Anlagen alle der gleichen Regelzone angehören [5]. Dies hat insbesondere für kleinere Stromerzeuger, wie beispielsweise BHKW und andere KWK-Anlagen einen neuen Marktzugang ermöglicht. Zuvor hatten die implementierten Mindestgebote (5 MW für SRL und MRL, 1 MW für PRL) eine unüberwindbare Markteintrittsbarriere für diese Kleinanlagen dargestellt. Auch der Einsatz von Batteriespeichern zur Erbringung von PRL ist heute möglich [6].

Des Weiteren werden in zunehmendem Maße die technischen Restriktionen nicht-fossiler Erzeugungseinheiten zur Erbringung von Regelleistung überwunden, wie beispielsweise die probeweise Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung aus dem Jahr 2016 zeigt [7]. Alleine in der Regelzone von 50 Hertz waren 2016 schon mehr als 1.000 EEG-Anlagen zur Sekundär- und Minutenreserveerbringung präqualifiziert [8], wobei jedoch bislang nur Biomasse- und Biogasanlagen, sowie Laufwasserkraftwerke die zur Regelleistung geforderte Verfügbarkeit von annähernd 100% im Ausschreibungszeitraum ohne Be- sicherung durch andere Kraftwerke leisten können. Auch abschaltbare Lasten können am Regelleistungsmarkt teilnehmen [9].

Als Resultat all dieser Entwicklungen ist die Anzahl präqualifizierter Marktteilnehmer in den letzten Jahren für alle Regelleistungsarten deutlich gestiegen. Waren 2012 noch 32 Energieunternehmen zur Erbringung mindestens einer der Regelleistungsarten präqualifiziert, waren es im Mai 2017 bereits 63 Unternehmen [8]. Welche Auswirkungen diese Entwicklungen auf das Regelleistungspreisniveau haben, wird im folgenden Abschnitt untersucht.

2. Entwicklung der historischen Regelleistungspreise

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, welche ihre Regelleistungsausschreibungen gemeinsam über die Plattform regelleistung.net durchführen, veröffentlichen Daten zu Regelleistungspreisen seit dem 01.12.2006 (MRL) bzw. 01.12.2007 (PRL und SRL) [10]. Im Fokus der folgenden Betrachtung sollen jedoch nur die jüngere Entwicklung der Jahre 2013-2016 stehen. Ferner werden Regelleistungsabrufe und die jeweiligen zugeschlagenen Gebote pro Ausschreibungszeitraum für SRL und MRL veröffentlicht. Im Folgenden liegt der Fokus auf der

genauerer Auswertung der Situation der SRL, wobei jedoch auch bei PRL und MRL grundlegend ähnliche Trends in den letzten Jahren beobachtet werden konnten.

Im Falle der SRL erfolgt seit 2016 eine gemeinsame Ausschreibung der deutschen und österreichischen Regelleistung, insofern eine ausreichende grenzüberschreitende Leistungskapazität zur Verfügung steht. Die nachgefragten Auktionsmengen für SRL im Untersuchungszeitraum sind Bild 1 zu entnehmen, ebenso die Mengen für PRL. Auf die Darstellung der MRL-Gebotsmengen wird aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet. Abgesehen von der Vergrößerung der PRL-Auktion durch die Teilnahme weiterer Kooperationspartner im Zuge einer zunehmend gemeinschaftlichen Ausschreibung der im zentraleuropäischen Raum vorgehaltenen Primärregelleistung ist keine größeren Veränderungen der Auktionsmengen im Zeitverlauf erkennbar, abgesehen von saisonalen Spitzen am Jahresende. Im Folgenden liegt der Fokus auf der genaueren Auswertung der Situation der SRL.

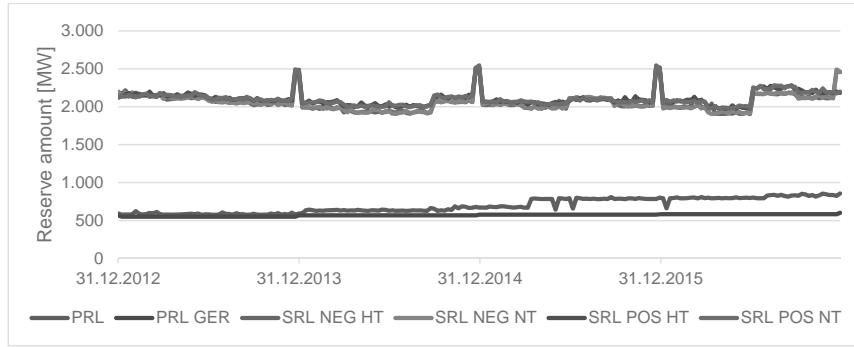


Bild 1: Auktionsmengen für Primär- und Sekundärregelleistung im Zeitraum 2013-2016 ([10], eigene Darstellung)

Die Entwicklung der Sekundärregelleistungspreise (Median zugeschlagener Preise, HT=Haupttarif, NT=Nebentarif) im Zeitraum 2013-2016 ist in Bild 2 abgebildet¹. In grau ist die

¹ Allgemein ist zu beachten, dass es sich bei SRL-Geboten um dreidimensionale Gebote handelt, wobei nicht nur für vorgehaltene Leistung, sondern auch tatsächlich erbrachte Energie ein Preis geboten wird. Dabei ist jedoch nur der gebotene Leistungspreis für den Zuschlag relevant, der Arbeitspreis entscheidet über die Aktivierungsreihenfolge. Folglich besteht eine strategische Interaktion zwischen diesen Ge-

gleichzeitige Entwicklung der Anzahl zugeschlagener Gebote abgetragen. Hier ist ein klarer, annähernd linearer Anstieg im Zeitverlauf zu verzeichnen, von ca. 50 zugeschlagenen Geboten Anfang 2013 zu über 150 zugeschlagenen Geboten in den letzten Wochen im Jahr 2016. Seit dem Jahr 2015 hat sich dazu ein niedrigeres Preisniveau eingestellt. Auch die Höhe der extremen Preisspitzen zu Jahresende hat sich 2015 und 2016 im Vergleich zu 2013 und 2014 deutlich reduziert. Es besteht ein Unterschied im Verhalten von positiven und negativen Regelleistungspreisen – letztere weisen ein geringeres durchschnittliches Preisniveau, jedoch höhere Preisspitzen in einzelnen Wochen zum Jahresende auf.

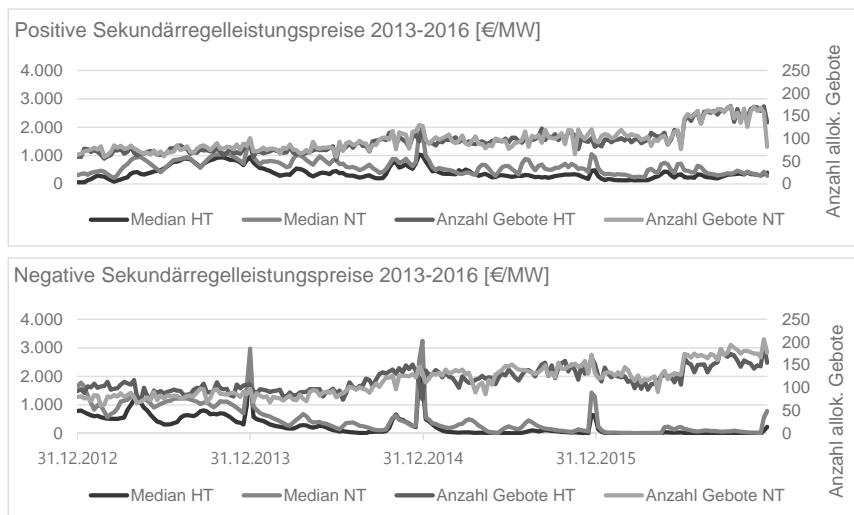


Bild 2: Vergleich positiver und negativer Sekundärregelleistungspreise 2013-2016. (Daten von [10], eigene Berechnungen und Darstellung)

Im Untersuchungszeitraum war folglich ein sinkendes Regelleistungspreisniveau bei gleichzeitig sinkender Durchschnittsgebotsgröße zu beobachten. Für negative Sekundärregelleistung war in mehreren Wochen bereits ein höchstes allokiertes Gebot von 0 €/MW zu beobach-

botsdimensionen. Im Gegensatz zu PRL und MRL ist bei SRL durch die Gliederung in Haupt- und Nebentarifprodukte der Lieferzeitraum nicht zusammenhängend, sondern besteht aus fünf (HT) bzw. sechs (NT) Zeitsegmenten.

ten. Gleichzeitig zeigen auch die tatsächlich aktivierten positiven Regelerbeitsgebote im Zeitverlauf eine tendenziell fallende Tendenz, negative Regelerarbeit wird im Zeitraum von 2013-2016 im Schnitt mit Preisen leicht kleiner 0 €/MWh vergütet. Die durchschnittliche Größe allokiertes Gebotes aller SRL-Produkte fällt teilweise um mehr als 10 MW ab und liegt für alle Produkte im Dezember 2016 bei ca. 15 MW/Gebot, wie Bild 3 zu entnehmen ist.

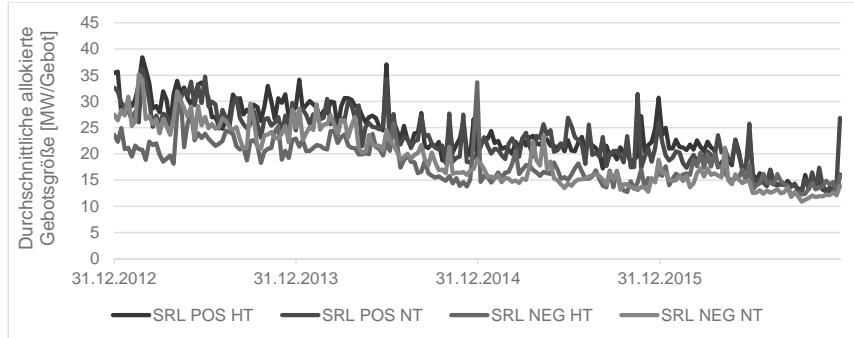


Bild 3: Durchschnittliche Gebotsgröße allokiert SRL-Gebote 2013-2016 (Daten von [10], eigene Berechnungen und Darstellung)

Die gezeigten Entwicklungen legen nahe, dass sich der Wettbewerb am Regelleistungsmarkt verstärkt hat und sich neue Anbieter mit kleineren Anlagen und ggf. auch bislang nicht vertretenen Technologien verstärkt am Regelleistungsmarkt beteiligen. Die Interaktion der Marktpreise für Energie und Regelleistung soll im folgenden Abschnitt qualitativ nachvollzogen werden.

3. Gleichgewichtspreise zwischen Spot- und Regelleistungsmärkten

Das Marktgleichgewicht zwischen den Vermarktungsmöglichkeiten Spotenergie und Regelleistung ist in der Literatur für konventionelle Kraftwerke bereits anhand diverser Modellsätze diskutiert worden. Im Folgenden wird der Ansatz von Just (2011) [11], bzw. Just und Weber (2008) [12], zur Abbildung der Interaktion zwischen Regelleistungs- und Spotpreisgebieten regelleistungserbringender Anlagen vorgestellt und im Hinblick auf neue, Regelleistung erbringende Technologien und eine realitätsnähere Anwendung anhand eines dem deutschen Kraftwerksparks nachempfundenen Erzeugungsportfolios erweitert.

Nach Just ergeben sich durch Regelleistungsvermarktung nicht-realisierte Gewinne (bei positiver Regelleistung und hinreichend hohen Spotpreisen) bzw. Verluste durch unprofitable Leistungsvorhaltung (Must-Run, bei beiden Regelleistungsqualitäten und niedrigen Spotpreisen). Diese Opportunitätskosten beeinflussen die Höhe des mindestens gebotenen Preises für die Kraftwerke im Regelleistungsmarkt und damit das Marktgegebnis. Im Marktgleichgewicht gibt es aber auch Rückwirkungen des Regelleistungsmarkts auf den Spotmarkt. Insbesondere werden Kraftwerke mit vermarkteter Regelleistung ihre daraus resultierende Must-Run-Leistung zu niedrigen Preisen in die Merit-Order einbringen – Just nimmt in seinem auf konventionelle Kraftwerke fokussierenden Ansatz einen gebotenen Preis von 0 an². Damit wird sichergestellt, dass diese Kraftwerke ihre durch Must-run-Bedingungen einzuspeisende Energie unabhängig vom tatsächlich eintretenden Spotpreis vermarkten.

Bezeichne p_{Spot} den (stündlichen oder viertelstündlichen) Spotpreis für elektrische Energie, P_{max} die maximale Kapazität, c_{kw} die Grenzkosten, r_{min} die prozentuale Mindesterzeugung und $r_{reserve}$ den prozentual regelleistungserbringungsfähigen Teil eines regelleistungserbringenden Kraftwerks. T bezeichne die Menge aller Stunden t innerhalb einer Regelleistungszeitscheibe. Die Opportunitätskosten der positiven Regelleistungserbringung eines Kraftwerks ohne bereits vorhandene Must-run-Bedingung ergeben sich in diesem Fall zu

$$c_{opp,kw, pos} = \sum_{t \in T} \max(p_{Spot} - c_{kw}, 0) + \sum_{t \in T} \max \left((c_{kw} - p_{Spot}) \cdot \frac{r_{min}}{r_{reserve}}; 0 \right) \quad (1)$$

wobei der erste Summand die verlorenen Opportunitätsgewinne bei Spotpreisen oberhalb der Grenzkosten c_{kw} des Kraftwerks beschreibt. Der zweite Summand entspricht hingegen den Verlusten durch einen induzierten Must-run bei grenzkostenunterschreitenden Spotpreisen. Für negative Regelleistung entfällt erster Summand, da negative Regelleistungsvorhaltung keine entgangenen Gewinne bei hohen Spotpreisen impliziert. Der zweite Summand erhöht sich, da sich die minimal zu produzierende Elektrizitätsmenge um die vorzuhaltende negative Regelleistungsmenge erhöht:

² Dieser vereinfachte Ansatz vernachlässigt Akteure mit negativen Spotpreisgeboten und damit auch negative Preisbildung. Mindeststillstandszeiten oder Mindestbetriebszeiten werden ebenfalls nicht berücksichtigt. Ferner wird damit implizit von einem (zur Erfüllung von Mindesterzeugung ausreichend) positiven Residuallastniveau nach Einspeisung von Wind und PV-Erzeugung ausgegangen. Diese Annahmen sind stark vereinfachend und vor allem zukünftig nicht wirklich realistisch.

$$c_{opp,kw,neg} = \sum_{t \in T} \max \left((c_{kw} - p_{Spot}) \cdot \frac{r_{min} + r_{reserve}}{r_{reserve}}; 0 \right) \quad (2)$$

Für positive und negative Regelleistungsvorhaltung in einem einzelnen Zeitschritt kann daher unter der Voraussetzung weiterer verfügbarer Leistungsscheiben des preissetzenden Kraftwerks durch die Erfüllung der Bedingung $c_{kw} = p_{Spot}$ von Opportunitätskosten der Regelleistungsvorhaltung von 0 ausgegangen werden. Da ferner alle Kraftwerke mit Grenzkosten unterhalb des realisierten Spotpreises Opportunitätskosten von 0 zur Erbringung von negativer Sekundärregelleistung aufweisen, ist hier häufig mit einem Grenzpreis von 0 zu rechnen, insofern genug inframarginal Kraftwerke zur Regelleistungsbereitstellung zur Verfügung stehen.

Die Länge von Regelleistungszeitscheiben beeinflusst diese Opportunitätskosten aus mehreren Gründen. Wird für einen längeren Zeitraum Regelleistung vorgehalten, sind allein durch die höhere Anzahl an Summanden höhere Opportunitätskosten zu erwarten. Darüber hinaus ist aber in einem Zeitraum von beispielsweise 60 Stunden (SRL HT) eine größere Bandbreite von Preisrealisierungen zu erwarten als in einem Zeitraum von 1 oder 4 Stunden (Spot bzw. MRL). Dementsprechend weisen auch die Kraftwerke mit Grenzkosten nahe des durchschnittlichen Spotpreises in diesen Zeiträumen erhebliche Opportunitätskosten auf, so dass längere Vorhaltezeiträume zu höheren durchschnittlichen Vorhaltekosten pro Stunde führen.

Die entstehenden Opportunitätskosten können prinzipiell als Mindestgebot der Regelleistungsvorhaltung interpretiert werden. Jedoch sind auch niedrigere Gebote möglich, wenn der parallel verlangte Arbeitspreis die Grenzkosten übersteigt und ein positiver Erwartungswert eines Abrufs besteht. Aus Gründen der Vereinfachung wird in der Folge die Annahme getroffen, dass der Arbeitspreis für positive Regelleistung genau dem Grenzpreis des entsprechenden Kraftwerks entspricht, für negative Regelleistung dem negativen Grenzpreis³ und somit diese Kosten zumindest für das letzte zugeschlagene Regelleistungskraftwerk als Mindestgebot interpretiert werden können.

Im Resultat ändert sich bei erfolgter Regelleistungsvermarktung die Position der entsprechenden Leistungsscheiben in der Merit-Order, die Form der Merit-Order insgesamt und damit auch potenziell das preissetzende Kraftwerk und der resultierende Spotpreis durch die Regelleistungsvermarktung. Der entsprechende Effekt wird für eine streng monoton steigende Merit-

³ Da aus einer Aktivierung negativer Regelleistung eine Einsparung von variablen Kosten entsteht, sind negative Arbeitspreise für konventionelle Kraftwerke naheliegend und werden auch häufig beobachtet.

Order in Bild 4 verdeutlicht. Die x-Achse entspricht dabei der ursprünglichen Position der Leistungsscheiben einer Merit-Order nur im Grenzpreis verschiedener, ansonsten uniformer Kraftwerke vor RL-Vermarktung, die graue Kurve der resultierenden Merit-Order-Position bei erfolgter RL-Vermarktung. In schwarz ist außerdem der Anteil der vermarktenen Leistungsscheiben pro Kraftwerk an der gegebenen Merit-Order-Position gegeben.

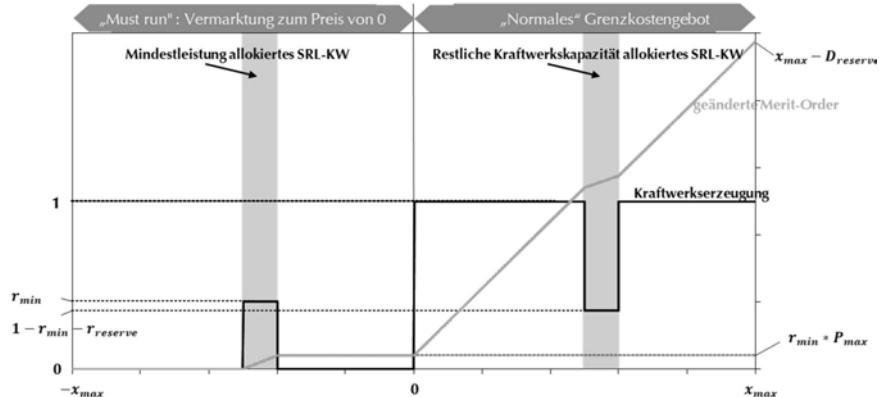


Bild 4: Auswirkung von positiver Regelleistungsvermarktung auf Spotgebote der Merit-Order (verändert nach [11], eigene Darstellung)

4. Einfluss neuer RL-Marktteilnehmer auf RL-Preise

Die Identifikation der Spot- und Regelleistungspreise erfolgt im folgenden Ansatz durch die fundamentale Modellierung eines dem deutschen Kraftwerkspark 2016 in Erzeugungs- und Kostenstruktur, des SRL-Auktionsvolumens sowie dem Residuallastniveau nachempfundenen Marktes, wobei Elektrizität in stündlicher Auflösung mit Vorhaltung je eines positiven und negativen Regelleistungsproduktes produziert wird. Die Modellierung erfolgt auf Basis der Modellierungsplattform GAMS, die Aufbereitung der Inputdaten in Microsoft Excel. Es werden Resultate für die 52 Kalenderwochen des Jahres 2016⁴ berechnet. Zur Bestimmung der Brennstoffkosten der einzelnen Kraftwerksklassen werden reale Brennstoff- und CO₂-Preise zugrunde gelegt. Die resultierende Erzeugungs-Merit-Order (ohne Kleinanlagen < 1 MW) am Beispiel der ersten Kalenderwoche 2016 ist in Bild 5 dargestellt.

⁴ Betrachteter Zeitraum: 04.01.2016 (Montag) bis einschließlich 01.01.2017 (Sonntag)

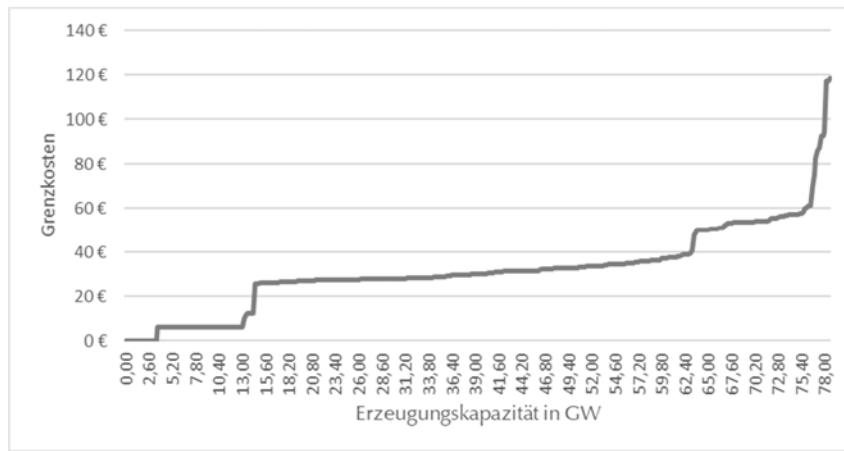


Bild 5: Modellierte Merit-Order (nur Anlagen >1 MW) für Beispielkalenderwoche
(eigene Darstellung)

Die Länge und zeitliche Lage der Vorhaltungsscheiben entspricht der aktuellen Ausgestaltung der SRL. Hierbei wird die Annahme getroffen, dass nur ein Teil der Kraftwerke des Marktes Regelleistung erbringen kann. Außerdem wird die vereinfachte Annahme getroffen, dass einzig die in der Liste präqualifizierter Anbieter genannten Unternehmen SRL erbringen. Die Zuordnung von Kraftwerken und Unternehmen erfolgt mithilfe der Daten bezüglich Kraftwerksverfügbarkeiten der EEX Transparency Platform [13]. In Ermangelung von Informationen über die genaue Regelleistungspotfoliostruktur einzelner Teilnehmer wird jedoch vereinfachend eine individuelle Kraftwerksvermarktung unterstellt. Es werden die kostenminimale Reservevorhaltung des Systems, sowie die minimalen Regelleistungsvorhaltungskosten jedes Kraftwerks bei der resultierenden Reservevorhaltung bestimmt. Damit wird implizit von einem perfekten Wettbewerb und Marktdesign ausgegangen, sodass die Marktteilnehmer (insbesondere Regelleistungs-)Preise nicht per kollusivem Verhalten erhöhen können. Für präqualifizierbare erneuerbare Energien (v.a. Biomasse, Laufwasserkraftwerke) werden Grenzkosten von 0 unterstellt. Dies hat zur Folge, dass in den meisten Stunden des Jahres hohe Opportunitätskosten der Regelleistungsvorhaltung vorherrschen und diese Kraftwerke selten bis nie Regelleistung erbringen – insofern Sie nicht kostenlose Flexibilität aus KWK bereitstellen (siehe unten).

Auf die explizite Modellierung von Pumpspeicherkraftwerken wird in diesem Ansatz verzichtet, da deren Möglichkeiten zur Regelleistungsbereitstellung sowohl von technischen als auch

marktlichen Gegebenheiten abhängig sind, die nicht ohne weiteres beobachtbar sind. Zwar können Pumpspeicherkraftwerke in der Regel so schnell angefahren werden, dass sie auch aus dem Stillstand Sekundärregelleistung erbringen könnten. Die Leistungserbringung ist aber insbesondere im Pumpbetrieb nicht gut regelbar. Nur bei manchen Baukonzepten (sogenannter Ternäer Satz) ist durch Einbau eines sogenannten hydraulischen Kurzschlusses eine Regelleistungserbringung im Stillstand möglich. Bei anderen Anlagen ist die Regelleistungserbringung allenfalls in begrenztem Umfang möglich, wenn die Pumpspeicher aufgrund von Arbitrage zwischen Niedrig- und Hochpreiszeiten gerade in Betrieb sind. Eine entsprechende intertemporal optimierende Betrachtung ist aber nicht Gegenstand der vorliegenden Analysen. Außerdem führt der Abruf von Regelleistung bei Pumpspeicherkraftwerken zu Veränderungen der Füllstände, die zusätzliche Opportunitätskosten induzieren, die nicht ohne weiteres quantifizierbar sind.

KWK-Anlagen im System werden in diesem Modell mithilfe einer stilisierten Wärmenachfrage modelliert. Sie werden in einigen Stunden des Jahres zur Wärmeproduktion benötigt, in anderen Stunden des Jahres, insbesondere in den Sommermonaten können aufgrund niedrigerer Wärmenachfrage auch zusätzliche Heizkessel die benötigte Wärme erzeugen, sodass der Einsatz der KWK-Anlagen nicht wärmebedingt erfolgen muss. Auf die Modellierung von Wärmespeichern wird zur Verringerung der Modellkomplexität verzichtet. Eine wärmeinduzierte Must-run-Bedingung hat dabei direkten Einfluss auf die Opportunitätskosten der Regelleistungsbereitstellung aus diesen Kraftwerken, da keine zusätzlichen Must-run-Kosten durch die Regelleistungsvorhaltung anfallen.

Eine weitere relevante Opportunitätskostenreduktion ergibt sich für die KWK-Anlagen mit Extraktionskondensationsturbinen. Bei diesen kann der optimale Arbeitspunkt bei gegebenen Stromspotpreisen trotz Regelleistungsvorhaltung in manchen Stunden erreicht werden kann. Grund hierfür ist, dass zwei Freiheitsgrade (Anpassung der Elektrizität- und Wärmeproduktion) der Produktion bestehen. Eine graphische Darstellung dieses Effektes findet sich in Bild 5.

Hierbei ist die Wärmeproduktion Q der KWK-Anlage auf der x-Achse, die elektrische Produktion P auf der y-Achse abgebildet. In diesem Beispiel ist positive Regelleistung, symbolisiert durch den nach unten gerichteten Pfeil, vermarktet worden, wodurch die Fläche zulässiger Betriebspunkte der KWK-Anlage restriktiert wird. Da jedoch ohnehin durch technische Restriktionen eine negative Abhängigkeit zwischen maximalem elektrischem Output und Wärmeoutput besteht, kann z.B. in den möglichen optimalen Arbeitspunkten $WP_{opt,1}$ und $WP_{opt,2}$ ohne Opportunitätskosten Regelleistung vorgehalten werden, dasselbe gilt bei spiegelbildlicher Vermarktung auch für negative Regelleistung. Es ist jedoch zu beachten, dass in $WP_{opt,1}$

eine Aktivierung der positiven Regelleistung auch mit einer Wärmeproduktionsdrosselung einhergehen muss und somit weitere Wärmebereitstellungsmöglichkeiten im Wärmenetz zur Verfügung stehen müssen, um die Wärmenachfrage zu befriedigen.

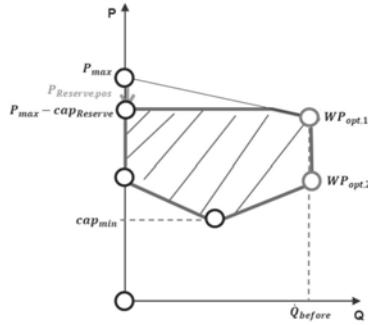


Bild 6: Erreichung von optimalen Arbeitspunkten von KWK-Anlagen mit zwei Freiheitsgraden trotz Regelleistungsvorhaltung (eigene Darstellung)

Neben einem Referenzszenario ohne Regelleistung aus KWK wird nachfolgend ein Basisszenario mit Regelleistung aus großen KWK-Anlagen betrachtet. Außerdem wird nachfolgend auch ein Fall untersucht, in dem zusätzlich zu den im Referenzfall berücksichtigten großen KWK-Anlagen noch 100 kleine KWK-Pools mit einer Maximalleistung von je 15 MW berücksichtigt werden, die ebenfalls die Mindestgebotsmenge von 5 MW für beide Regelrichtungen erbringen können. Hiermit soll der Einfluss dieser Kapazitäten auf das optimale Gesamtergebnis getestet werden. Die Modellergebnisse, verglichen mit den im Vergleichszeitraum tatsächlich eingetretenen Preisen, sind in Tabelle 2 dargestellt. Die Spot- und positiven Grenzregelleistungspreise werden hierbei jeweils als Schattenpreise der letzten bereitgestellten MW Wirkleistung bzw. Leistungsvorhaltung aus den entsprechenden Nachfragebedingungen des Modells abgeleitet⁵.

In Summe zeigt sich, dass die gewählte Form der fundamentalen Modellierung zwar zu realistischen Größenordnungen der Spot- und Regelleistungspreise führt, jedoch insbesondere Regelleistungspreise HT tendenziell überschätzt werden.

⁵ Eine ähnliche Vorgehensweise für negative Regelleistung ist nicht zielführend, da in allen betrachteten Zeitperioden genug (infra-)marginale flexible Kraftwerksleistung zur Erbringung von Regelleistung zur Verfügung steht, und sich daher durchgängig ein Grenzregelleistungspreis von 0 ergibt.

Die Einbeziehung neuer Regelleistungsangebote aus KWK führt in der fundamentalen Modellierung eindeutig zu einer Reduktion der Regelleistungspreise, ebenso zu einer Reduktion der durchschnittlich zugeschlagenen Regelleistungsangebotsgrößen. Die Differenz zwischen realen Beobachtungen und Modellergebnissen lässt sich durch verschiedene Faktoren erklären: Zum einen werden Gebote durch Pumpspeicher nicht explizit berücksichtigt, außerdem können strategische Erwägungen ebenso wie die hier vernachlässigten Regelarbeitsangebote bei der Regelleistungsangebotsberechnung eine wichtige Rolle spielen.

Tabelle 2: Modellergebnisse (eigene Darstellung)

	Historisch (2016)	Fall 1: keine RL aus KWK	Fall 2: RL aus KWK >1MW	Fall 3: wie 2 + 100 RL-Pools
Durchschnittspreise Spot [€/MWh]	29,06	35,58	32,90	29,38
Korrelation (Modell/Hist.) [-]	-	0,78	0,81	0,64
Mittl. Fehler (Modell- Hist.) [€/MWh]	-	6,51	3,84	0,31
Mittl. Abs. Fehler (Modell-Hist.) [€/MWh]	-	7,52	6,10	7,98
Durchschnittsgrenzpreis positive SRL HT [€/MW]	392,16	640,84	621,22	534,94
Durchschnittsgrenzpreis positive SRL NT [€/MW]	657,04	742,91	549,30	535,95

5. Fazit

Als Ergebnis der Untersuchungen lässt sich festhalten, dass durch neue Regelleistungstechnologien eine kostengünstigere Bereitstellung von Flexibilität schon heute möglich ist. Dieser Effekt wird durch eine steigende Zahl flexibler Technologien, weiteren technologischen Fortschritt insbesondere bei Speichertechnologien und kürzere Regelleistungszeitscheiben voraussichtlich weiter verstärkt. Daher sind niedrige Preisniveaus und Vergütungen für Flexibilität auch mittelfristig weiter zu erwarten. Dementsprechend ist nur nach einer Marktbereinigung bei konventionellen Kraftwerken und einem weiteren Fortschreiten der Energiewende mit höheren Preisen für Regelleistung zu rechnen.

Referenzen

- [1] Agricola, A., Seidl, H. und Heuke, R., Regelleistungserbringung aus dezentralen Energieanlagen. Analyse des weiteren Handlungsbedarfs der dena-Plattform Systemdienstleistungen, Berlin 2015.
- [2] Consentec, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, Aachen 2014.
- [3] Forum Netztechnik/Netzberieb im VDE, Transmission Code 2007, Anhang D2, Teil 1: Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB, 2009.
- [4] Verband der Netzbetreiber (VDN), TransmissionCode Anhang D 3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung, 2007.
- [5] Bundesnetzagentur Beschlusskammer 6, Beschluss BK6-10-097, 2011.
- [6] Deutsche ÜNB, Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung, 2015.
- [7] Deutsche ÜNB, Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase, 2016.
- [8] 50 Hertz, Almanach 2016: Eine erfolgreiche Energiewende – für eine nachhaltige Welt, 2017.
- [9] Deutsche ÜNB, Abschaltbare Lasten, Präqualifikations-Anforderungen, 2017.
- [10] regelleistung.net, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, zuletzt aufgerufen am 30.08.2017, 16:00 Uhr: <https://www.regelleistung.net/ext/tender/>.
- [11] Just, S.: Appropriate contract durations in the German markets for on-line reserve capacity. Journal of Regulatory Economics (Springer), 39, 2011, 194-220
- [12] Just, S., Weber, C.: Pricing of reserves: Valuing system reserve capacity against spot prices in electricity markets. Energy Economics (Elsevier), 30, 2008, 3198-3221
- [13] EEX Transparency, zuletzt aufgerufen am 31.08.2017, 18:00 Uhr: <https://www.eex-transparency.com/>

Merit-Order der Kraftwerke an den Regelleistungsmärkten

Fundamentale Modellierung der Leistungspreise

M.Sc. **Lisa Obrecht**, Stadtwerke München,
Dr. **Katrin Schaber**, Coulomb GmbH München;
Dr. **Philipp Kuhn**, Lehrstuhl für erneuerbare und
nachhaltige Energiesysteme TU München

Regelleistungsmärkte dienen der Netzstabilität und sind wichtige zusätzliche Erlösquellen für konventionelle Erzeuger. Vermehrt sind sie aber auch Zielmarkt für neue Geschäftsmodelle (virtuelles Kraftwerk, Batteriespeicher, etc.). Gleichzeitig handelt es sich um einen vergleichsweise kleinen und intransparenten Markt, der trotz des Zuwachses erneuerbarer Energien in den vergangenen Jahren einen Preisrückgang – also Wertverlust von Flexibilität – gezeigt hat. Daher stellt sich die Frage, wie sich die Preise auf den Regelleistungsmärkten in Zukunft entwickeln werden und ob sie fundamental erklärbar sind.

Um diese Fragen zu beantworten, wird eine Merit-Order für die drei deutschen Regelleistungsmärkte modelliert. Ausgehend von einem Europäischen Strommarktmodell, das auf linearer Optimierung basiert, werden die teilnehmenden Technologien identifiziert und deren fundamentalen Opportunitätskosten gegenüber dem Spotmarkt berechnet. So kann eine kostenbasierte Angebotskurve für die Leistungsvorhaltung erstellt und mit vergangenen Preisentwicklungen verglichen werden. Die Untersuchung zeigt in den letzten Jahren eine Annäherung zwischen historischen und fundamentalen Preisen.

Unsere Analyse zeigt, dass der fundamentale Leistungspreis für alle negativen Regelleistungsarten und die positive Minutenreserve bei Null Euro/MW liegt und auch in den nächsten 10-15 Jahren bleiben wird. In der positiven Primär- und Sekundärregeleistung behält die Leistungsvorhaltung einen Wert.

1. Einleitung

Betrachtet man die historischen Leistungspreise für die Regelleistungsvorhaltung ist vor allem für die negative Sekundärregelleistung (SRL) und die negative Minutenreserve (MRL) ein starker Preisrückgang zu sehen. Dieser ist im Jahr 2016 nahe Null-Euro. Die Preise der positiven Leistungsvorhaltung haben sich in beiden Arten auf einem stabilen Niveau eingependelt. Auch die Preise der Primärregelleistung (PRL) sind seit dem Jahr 2014 rückläufig. Ziel der Analyse

ist es, die Regelleistungsmärkte hinsichtlich ihrer teilnehmenden Technologien und deren Kostenstruktur besser zu verstehen.

Für die Beantwortung dieser Frage wird eine Merit-Order für die Regelleistungsmärkte modelliert. Hierfür muss ermittelt werden, welche Technologien aufgrund ihrer technischen Gegebenheiten zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt grundsätzlich und zu welchen Kosten in der Lage sind. Zur Validierung werden ermittelte Angebotskurven mit vergangenen Preisentwicklungen verglichen. Erst wenn dies erfolgreich nachgewiesen werden kann, ist eine Einschätzung für eine zukünftige Marktentwicklung und deren Einflussfaktoren möglich. So erfolgt abschließend eine qualitative Analyse der Merit-Order und der Leistungspreise zum jetzigen Zeitpunkt als auch ein Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen.

2. Opportunitätskostenansatz

Die Merit-Order der teilnehmenden Kraftwerke wird in dieser Untersuchung mittels Opportunitätskostenansatz erstellt. Sobald Kraftwerke aktiv am Regelleistungsmarkt teilnehmen und Leistung für ein Regelleistungsprodukt vorhalten, kann diese nicht mehr an anderen Märkten veräußert werden. Diese Opportunität wird sowohl in die Vorhaltung, als auch in den Abruf eingepreist.

Die bedeutendste Opportunität im Bereich Leistungsvorhaltung stellt hierbei die Veräußerung der Strommenge an der Strombörse beispielsweise an der European Energy Exchange (EEX), dar. Aufgrund der Produktzeitscheiben der RL-Märkte sind vor allem der Day-Ahead- und der Intraday-Markt relevant. Da Letzterer jedoch erst in den vergangenen Jahren an Liquidität und Bedeutung gewonnen hat, ist er oftmals noch nicht Teil der Gesamtoptimierung. Die Kraftwerkseinsatzoptimierung findet nach wie vor auf Basis des Spotpreises am Day-Ahead Markt statt und bildet die zentrale Grundlage für die Berechnung der Regelleistungspreise dieser Arbeit.

Eine weitere Opportunität besteht zwischen den einzelnen Regelleistungsmärkten, da vorgehaltene Leistung nicht an mehreren RL-Märkten gleichzeitig angeboten werden kann. Aufgrund geringer Marktgrößen und der schnellen Aktivierungszeiten ist dieser Einfluss gering und wird vernachlässigt [1].

Für ein vollständiges Bild müsste auch die Rückwirkung der Leistungsvorhaltung auf den Spotmarkt berücksichtigt werden. Auch hier ist aufgrund der deutlichen Unterschiede im Volumen der Märkte ein geringer Effekt zu erwarten, weshalb dies im Rahmen der Untersuchung vernachlässigt wird.

Für unsere Analyse haben wir ein Modell entwickelt, welches anhand der stündlichen Verfügbarkeit der Kraftwerke und dem Spotmarktpreis die Opportunitätskosten jedes Kraftwerks in

Deutschland für die Teilnahme an den drei Regelleistungsmärkten berechnet. Dabei wird an zwei bereits bestehende Modelle der Stadtwerke München (SWM) angeknüpft, die im Folgenden kurz beschrieben werden.

Modellbeschreibung

Das Fundamentalmodell ist ein auf linearer Optimierung basierendes Investitionsmodell, welches mit Hilfe von gegebenen Brennstoffpreisprognosen (hier IEA [11]), dem aktuellen Kraftwerksbestand und den politischen Randbedingungen den kostenoptimalen Kraftwerkszubau, einen vereinfachten Strompreis sowie die Entwicklung des CO_2 Preises in fünf Jahresschritten bis 2050 errechnet [2]. Darauf aufbauend arbeitet das Spotpreismodell, eine Kraftwerkseinsatzoptimierung, die zusätzlich Teillastwirkungsgrade und Anfahrtskosten berücksichtigt. Für jede Stunde wird der kostenoptimale Kraftwerkseinsatz berechnet und aus der dualen Lösung des linearen Optimierungsproblems der nun genauere stündliche Strompreis abgeleitet. Beide Modelle bilden den europäischen Strommarkt ab [2]. Durch die Variation von Brennstoffpreisprognosen, Kraftwerkszubau etc. lassen sich Szenarien berechnen, welche als variable Input Parameter für das Modul Regelleistung (RL) verwendet werden. Dieses berechnet anhand zusätzlich getroffener Annahmen, die im Folgenden erläutert werden, die Regelleistungs-Angebotskurve und den Regelleistungspreis.

Die Betrachtung der RL-Märkte beschränkt sich auf den deutschen Regelleistungsmarkt. Ziel ist es, mit diesem RL-Modell eine Preisuntergrenze festzulegen, weshalb eine gesamtdeutsche Pooloptimierung durchgeführt wird. In der Realität sind es derzeit 64 präqualifizierte Poolbetreiber [10]. Um eine Merit-Order abilden zu können, ist neben den Opportunitätskosten ebenso die verfügbare Leistungsmenge relevant. Um diese Menge zu bestimmen, muss zunächst die aktivierbare Leistung des jeweiligen Kraftwerks bestimmt werden. Hier handelt es sich um einen symmetrischen Faktor, den sogenannten Rampenfaktor. Die Festlegung der Rampenfaktoren ist eine Mischkalkulation aus PQ-Daten des SWM Kraftwerksparks und Minutenwerten aus der Literatur [3] [4] und der notwendigen Bedingung in der Primärregelleistung, dass die teilnehmenden Kraftwerke im Minimum mit zwei Prozent ihrer Nennleistung präqualifiziert sein müssen [5]. Diese sind in Prozent der Nennleistung in Tabelle 1 abgebildet.

Für den Modellansatz müssen außerdem die potentiellen Marktteilnehmer ermittelt werden. Anders als am Spotmarkt ist die Teilnahme nur für bereits präqualifizierte technische Einheiten möglich. Da keine Information über die präqualifizierten Einheiten vorliegt, wird eine Abschätzung vorgenommen. Diese erfolgt auf Basis geführter Telefoninterviews mit Ansprechpartnern der Übertragungsnetzbetreiber und technischer Ausschlusskriterien laut Präqualifikationsunterlagen [1].

Die Technologieauswahl wird nicht eingeschränkt, da laut Auskunft der ÜNB alle technisch geeigneten am RL-Markt teilnehmen und dies für die Ermittlung einer Preisuntergrenze ausreicht. Hier von ausgeschlossen sind Photovoltaik- und Windkraftanlagen, sowie Heizöl-Kraftwerke in der PRL. Im Bereich der positiven MRL sind die Technologien 1,2,12,13 und 14 in der Lage, diese auch aus dem Stand zu erbringen. Für die positive SRL wird angenommen, dass nur kleine Gasturbinen (<50MW) und die Technologien 12,13 und 14 in der Lage sind aus dem Stand vorzuhalten.

Tabelle 1: Rampenfaktoren je Technologie und RL-Art

Rampenfaktoren	Technologie	PRL (30 Sek.)	SRL (5 Min.)	MRL (15 Min.)
Gasturbine	1	10,18%	39,88%	56,56%
GuD	2	7,30%	52,22%	82,07%
Steinkohle-KW	3	2,70%	11,56%	22,04%
Braunkohle-KW	4	2,00%	10,01%	21,01%
Kernkraftwerk	7	4,48%	10,10%	30,30%
Heizöl-KW	8	(2,00%)	10,00%	22,00%
Wind-Onshore	9	0,00%	0,00%	0,00%
Wind-Offshore	10	0,00%	0,00%	0,00%
Photovoltaik	11	0,00%	0,00%	0,00%
Biomasse	12	30,00%	57,18%	72,02%
Wasserkraft	13	10,00%	34,88%	11,63%
Speicherkraftwerk inkl. PSP	14	50,00%	93,00%	98,67%

Abbildung Leistungsvorhaltekosten

Die Kosten der Leistungsvorhaltung (LV) werden kraftwerksscharf berechnet. Für die Kosten der Leistungsvorhaltung relevant sind der Spotpreis (SP) und die Betriebskosten (BK). Die Berechnungen für zukünftige Jahre werden im Folgenden immer mit nominalen Werten durchgeführt. Hierbei wird eine Inflationsrate von 1 % zu Grunde gelegt. Der Spotpreis liegt als Ergebnis des Spotpreismodells vor. Die Betriebskosten lassen sich wie folgt berechnen:

Formel 1: Betriebskostenberechnung

$$BK = \frac{Brennstoffkosten + Transportkosten + (CO_2\text{Emissionen} * CO_2\text{Zertifikatspreis})}{\eta} + \text{variable Betriebskosten}$$

Die Kosten für Transport und CO_2 Zertifikate, sowie die variablen (sonstigen) Betriebskosten liegen technologiescharf vor. Der Wirkungsgrad η bezieht sich je Kraftwerk auf den aktuellen Betriebspunkt.

Für die thermischen Kraftwerke hängen die Opportunitätskosten für die Regelleistung vom Betriebspunkt der Anlage ab. Grundsätzlich werden die drei Betriebspunkte Vollast ($P_{1st} = P_{max}$), Teillast ($P_{max} > P_{1st} > P_{Min}$) und die Anlage befindet sich nicht am Netz ($P_{1st} < P_{Min}$), unterschieden. Im Folgenden wird die Berechnungsgrundlage für positive Leistungsvorhaltung geschildert. Spiegelt man diesen Ansatz, ergibt sich die Berechnungsgrundlage für negative Leistungsvorhaltung.

Um positive RL vorhalten zu können, müsste ein Kraftwerk in Vollast in einen entsprechend gedrosselten Arbeitspunkt fahren. Somit verzichtet der Anlagenbetreiber auf Erlöse am Spotmarkt, hat aber gleichzeitig auch entsprechend geringere Betriebskosten. Die spezifischen Kosten der Leistungsvorhaltung bestimmen sich folglich aus der Differenz zwischen Spotpreis und Betriebskosten.

Die maximal vermarktbare RL-Menge (P_{RL}) ist in diesem Fall durch den Rampenfaktor (RF) bestimmt, d.h. je nach RL-Art wird der entsprechende RF mit der Nennleistung multipliziert. Befindet sich ein Kraftwerk in Teillast, hat es für das zur Verfügung stehende Leistungsbereich $P_{max} - P_{1st}$ keine Opportunitätskosten. Diese Mengendifferenz kann, unter Berücksichtigung des Rampenfaktors als Obergrenze, vermarktet werden. Im dritten möglichen Betriebspunkt $P_{1st} < P_{Min}$ ist die Frage, ob ein Kraftwerk aus dem Stand Regelenergie erbringen kann. Ist dies der Fall, ist auch hier eine Vorhaltung mit null Kosten verbunden. Ist dies nicht möglich, muss für die Vorhaltung in den Punkt P_{Min} gefahren werden. Somit fallen Anfahrtskosten (AK) und Betriebskosten für den Bereich bis P_{Min} an. Dem entgegen steht der Spotpreis. In beiden Fällen, ist die maximale Regelleistungsmenge das Produkt aus RF und Nennleistung.

Handelt es sich bei den thermischen Kraftwerken um Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wird zusätzlich die Opportunität der Wärmegutschrift mit eingepreist.

Die gesamte Methodik des Opportunitätskostenansatzes ist in der folgenden Abbildung zusammengefasst.

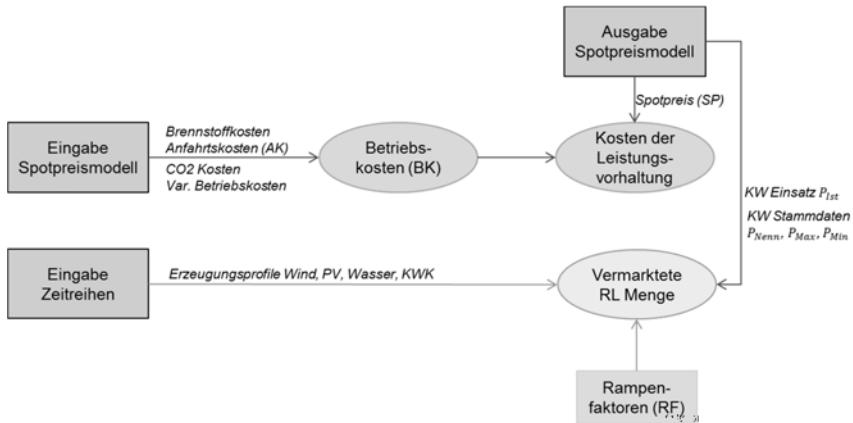


Bild 1: Opportunitätskostenansatz Leistungsvorhaltung

Pumpspeicher

Die Pumpspeicher (PSP) stellen nach wie vor, vor allem in der Primär- und Sekundärreserve, einen großen Anteil der präqualifizierten Leistung [6]. Am Spotmarkt haben Pumpspeicher vor allem eine preislättende Funktion. Bisher sind sie jedoch in den Fundamental- und Spotpreismodellen der SWM nicht modelliert, weshalb eine separate Abbildungsmethode für das Regelleistungsmodul eingeführt wurde.

Um den Einsatz eines Pumpspeicherwerk abzubilden, wird eine strompreisorientierte Fahrweise mit dem Tagesmittelwert des Spotpreises als Referenzwert unterstellt. In den Stunden mit Preisen unter dem Mittelwert speichert das PSP-KW ein, überhalb turbiniert es. In den Stunden mit Strompreisen gleich dem Tagesmittelwert sind die Pumpspeicher nicht am Netz. Da in der Realität neben den Strombezugskosten ebenso Netznutzungsentgelte [7] und Anfahrtskosten anfallen, wird ein zusätzliches Totband von 10% eingeführt. Eine weitere Restriktion in der Betriebsweise stellt der Energieerhaltungssatz dar, wonach die maximal eingespeicherte Strommenge höchstens so groß sein kann, wie die maximal mögliche ausgespeicherte Strommenge.

Abhängig vom Betriebszustand kann nun eine Leistungsvorhaltung zu Nullkosten, oder in Form eines entgangenen spezifischen Gewinns möglich sein. Für die Berechnung des spezifischen Gewinns wird ein Tagesdurchschnittswert pro MW und Stunde errechnet.

Die installierte Pumpleistung der PSP in Deutschland wird im Modell auf 5997 MW und die installierte Turbinenleistung auf 6299 MW festgelegt. Es wird ein Wirkungsgrad von 74% angenommen [7].

Für die Kosten der positiven Leistungsvorhaltung bedeutet dies im Falle des Einspeicherns, dass jederzeit positiv erbracht werden kann, indem auf das Einspeichern im Abruffall verzichtet wird. Somit fallen keine Vorhaltekosten an. Voraussetzung hierfür ist, dass sich Pumpen stufenlos regeln lassen. Im sogenannten neutralen Fall sind die PSP nicht am Netz. Eine Vorhaltung ist in diesem Fall nur in der MRL möglich. In der PRL und SRL wäre dies nur mit einem hydraulischen Kurzschluss möglich, welcher die neutrale Strompreiszeit mit geringen Betriebskosten überbrückt. Im dritten Fall, Ausspeichern bei hohen Preisen, bedeutet eine positive Leistungsvorhaltung den Verzicht auf das Turbinieren. Somit entgeht dem PSP der entsprechende Erlös am Spotmarkt, was in die Kosten der Leistungsvorhaltung eingepreist wird. Die negative Leistungsvorhaltung lässt sich spiegelverkehrt darstellen.

Neben der Leistungsvorhaltung wird in den Produkten SRL und MRL auch die tatsächlich erbrachte Regelarbeit vergütet. Diese wird nach der Arbeitspreis-Merit-Order abgerufen. Für eine Gesamterlösbetrachtung müssen die Arbeitserlöse mitberücksichtigt werden, was eine Abschätzung der Abrufwahrscheinlichkeit erfordert. Diese hängt nicht nur von der Variation des RL-Bedarfs ab, sondern ebenso von den Arbeitspreisen der anderen bezuschlagten Teilnehmer. Die Arbeitserlöse sind für die Preisuntergrenze von geringer Bedeutung und werden im Rahmen der Untersuchung vernachlässigt.

3. Rahmenbedingungen der Szenarien / Annahmen

Die noch offenen Annahmen werden im Folgenden festgelegt, um die Ergebnisse anschließend in unterschiedliche Szenarien zu gruppieren. Im Modell wird der RL-Bedarf für die SRL und MRL anhand der Bedarfsmittelwerte der Jahre 2015 und 2016 bestimmt. Der MRL-Bedarf wird je Quartal dimensioniert. Im Modell wird dafür ein saisonaler Faktor hinterlegt. Der festgelegte Primärregelleistungsbedarf orientiert sich mit ca. 650 Megawatt (MW) am Jahresdurchschnitt von 2013, da anschließend mit anderen Ländern gemeinsam PRL ausgeschrieben und beschafft wurde [8]. Die festgelegten Werte können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 2: Festgelegter RL-Bedarf im Modell

Bedarf Durchschnitt	PRL_POS & PRL_NEG	SRL_POS	SRL_NEG	MRL_POS	MRL_NEG
[MW]	652	2043	1994	2054	2040

Variable Annahmen je Szenario sind zum einen die Variation der Marktteilnehmer am Spotmarkt und zum anderen unterschiedliche Marktdesigns, also Produktzeitscheiben der RL-Arten.

Die Entscheidung über die Marktteilnehmer stammt bereits aus unterschiedlichen Szenarien im Fundamentalmodell. Aktuelle Marktteilnehmer sind an die derzeitige Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur angelehnt. Die Kernenergie scheidet bis 2022 komplett aus dem Strommarkt aus. Ebenso gehen ältere, thermische Kraftwerke mit meist schlechten Wirkungsgraden im Laufe der nächsten Jahre vom Netz.

Für das Szenario eines Kohleausstiegs ist festgelegt, dass die Kohlekraftwerke blockweise vom Netz gehen. Das letzte betroffene Kraftwerk soll im Jahr 2040 außer Betrieb gehen.

Die Wahl des Marktdesigns stellt ebenso eine variable Annahme dar. Zu Backtesting-Zwecken werden Berechnungen für die PRL durchgeführt, in denen nur das RL-Minimum über eine gesamte Woche vermarktet werden kann. Das gleiche findet für die SRL in HT- und NT-Blöcken statt.

Die häufigste Wahl des Marktdesigns fällt im RL-Modul auf die stündliche Auflösung. Zum einen soll so bei stündlich kostenoptimalem Einsatz eine Preisuntergrenze bestimmt werden, zum anderen gehen auch die Überlegungen der ÜNB in Richtung Verkürzung der Produktzeitscheiben. So ist für die MRL beispielsweise eine kalendertägliche Ausschreibung, sowie die Einführung eines zusätzlichen Marktes für die reine Minutenreservearbeit geplant. Bei der SRL besteht ebenso die Überlegung die Produktzeitscheiben auf vier Stunden zu verkürzen und eine kalendertägliche Ausschreibung einzuführen [9]

4. Szenarioergebnisse

Der Berechnungsansatz hat zur Folge, dass die Preise der negativen Leistungsvorhaltung für alle RL-Arten bei null Euro/MW und Stunde liegt, da in jeder Stunde genügend Kraftwerke am Netz sind, um ein Vielfaches des negativen RL-Bedarf vorzuhalten. Die Kosten für einen tatsächlichen Abruf werden dann in den Arbeitspreis umgelegt, weshalb keine weitere Auswertung der negativen Leistungspreise erfolgt.

Backtesting

Ein zentraler Bestandteil dieser Untersuchung stellt der Vergleich der errechneten Preise mit den tatsächlichen Marktpreisen dar, das sogenannte Backtesting. Der Zeitraum wird auf die Jahre 2013 bis 2016 festgelegt. Die Wahrscheinlichkeit einer Abweichung ist sehr hoch, da die Leistungspreise mit Kraftwerkseinsatz und Strompreis aus dem Spotpreismodell berechnet

sind und nicht auf historischen Daten basieren. Ein weiterer Grund für eine mögliche Abweichung ist die Intransparenz bzgl. der vermarkteten Teilnehmer am RL-Markt. Für das Backtesting werden zwei unterschiedliche Marktdesign-Ansätze verwendet. Das erste Modellergebnis ist das Leistungsangebot bei stündlicher Vorhaltung und bestimmt die Preisuntergrenze. Die zweite Berechnung bezieht sich auf die minimale RL-Menge, eines Kraftwerks, über den gesamten Angebotszeitraum der RL-Art. Eine Veränderung ist lediglich bei Kraftwerken zu beobachten, die sich im Laufe des Angebotszeitraums mindestens in einer Stunde im Teillastbetrieb befinden und somit unter Umständen nicht die gesamte Rampe über den kompletten Zeitraum vorhalten können. Einen großen Unterschied macht dieser Berechnungsansatz jedoch für die Pumpspeicher. Diese können in der PRL und SRL nicht aus dem Stand vorhalten. Sie können demzufolge nur in Zeiträumen vorhalten, in welchen Sie sich auch am Netz befinden.

In Bild 2 ist das Ergebnis für die Primärregelleistung zu sehen. Die Besonderheit hier ist die gemeinsame Vergütung für positiv und negativ. Die negativen Modellleistungspreise liegen konstant bei null, weshalb der tatsächliche Preis rein durch die positive LV im Modell „erwirtschaftet“ werden muss. Zu sehen ist, dass die Preise bei stündlicher Vorhaltung mit ca. 2000€/MW und Woche deutlich unterhalb der tatsächlich realisierten Preise liegen. Der momentane Vermarktungszeitraum in der PRL beträgt derzeit eine Woche, weshalb die zweite Berechnung eine wöchentliche Vorhaltung enthält. Im Falle einer wöchentlichen Vorhaltung, also ohne PSP Teilnahme, liegen die Preise deutlich darüber. Somit liegen die tatsächlichen Preise in der Mitte. Dies spricht in Realität für eine Teilnahme von PSP in der PRL. Bis 2015 sinken die Kosten der wöchentlichen Leistungsvorhaltung und im Jahr 2016 liegen sie unterhalb des tatsächlichen Preisniveaus. Die Opportunitätskosten der thermischen Kraftwerke sind folglich im Zeitraum 2013 bis 2016 stark zurückgegangen und haben sich dem tatsächlichen PRL Preis angenähert.

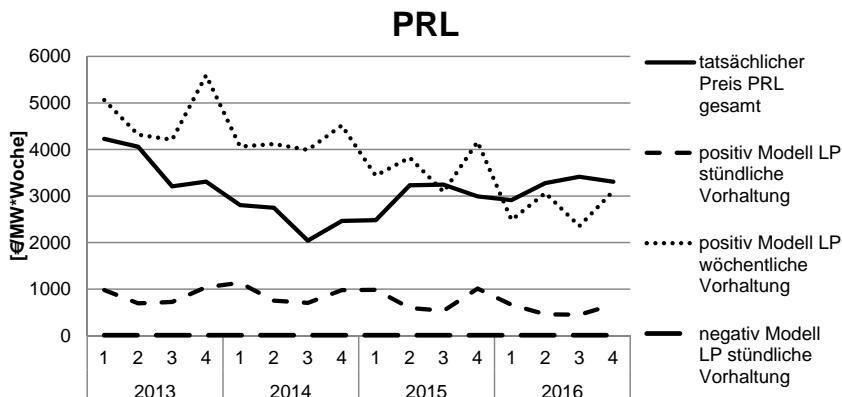


Bild 2: Backtesting PRL

Für die positive SRL sind die Modellpreise größer null, weshalb im Backtesting beide Produktzeitscheiben, Haupttarif (HT) und Nebentarif (NT), getrennt ausgewertet werden. Die HT Zeit umfasst die Stunden von Mo bis Fr in der Zeit von 08:00 bis 20:00 Uhr, die NT Zeit die übrigen Stunden.

Für die HT Stunden liegt der Modellpreis bei stündlicher Vorhaltung, ebenso wie in der PRL, unter dem tatsächlich realisierten Preis. Jedoch ist die Differenz ab 2015 im Bereich von <100 € / (MW und HT Stunden pro Woche) deutlich geringer als in der PRL. Vergleicht man den Jahresverlauf der stündlichen Modellpreise mit den tatsächlichen Preisen, lassen sich kaum Gemeinsamkeiten feststellen. Anders sieht es bei der Vorhaltung über den gesamten HT Zeitraum pro Woche aus, also wieder der Fall ohne Pumpspeicher. Hier ähnelt der Verlauf der Modellpreise stark dem Verlauf der tatsächlichen Preise, was darauf schließen lässt, dass gerade in der HT Zeit nur wenige PSP aktiv am Sekundärregelleistungsmarkt teilnehmen oder nicht zu Ihren tatsächlichen Opportunitätskosten anbieten. Dies kann in der Realität tatsächlich der Fall sein. Bisher waren die HT-Stunden oftmals die Stunden mit den höchsten Strompreisen, womit eine positive Leistungsvorhaltung mit hohen Opportunitätskosten verbunden ist.

Zu einem ähnlichen Ergebnis, kommt das Backtesting für die NT Zeit (vgl. Bild 3). Auch hier deckt sich der Verlauf ohne PSP mit dem der tatsächlichen Preise, was für eine geringe Teilnahme der PSP in der positiven SRL spricht. Die Preisspitzen im 4. Quartal sind bei allen Kurven beobachtbar, was eine „echte“ Opportunität hinter der Preisspitze vermuten lässt.

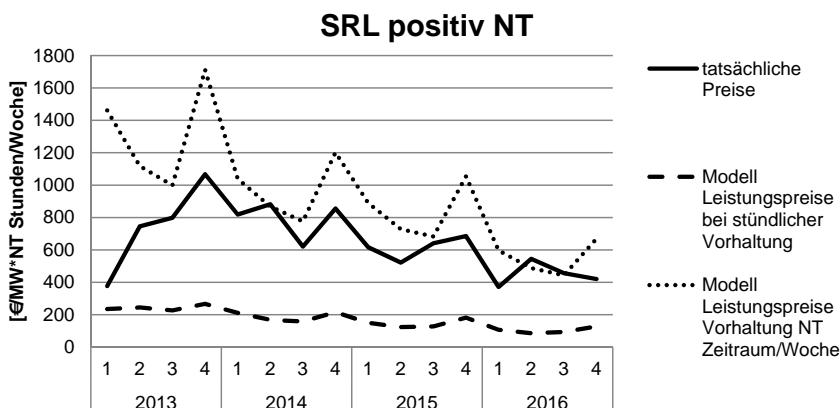


Bild 3: Backtesting-Ergebnis SRL POS NT

Im Bereich der Minutenreserve sind die Modellleistungspreise sowohl für die positive als auch die negative Vorhaltung auf Null-Niveau. Wie zu Beginn verdeutlicht, bewegen sich die realen MRL Preise sowohl positiv als auch negativ immer weiter gegen null. Dies entspricht der fundamentalen Erwartung, da eine negative Vorhaltung, wie bei den anderen RL-Arten auch, zu Nullkosten möglich ist. Im Bereich der positiven Minutenreserve sind die Preise ebenso bei null. In der folgenden Ergebnisinterpretation muss der erhebliche Einfluss der Pumpspeicher im Modell beachtet werden. Das Backtesting in der SRL POS lässt jedoch auf geringe Teilnahme an PSP in der Realität schließen.

Das Ergebnis des Backtestings legt fundamentale Gründe für den tatsächlichen Preisverlauf nahe. Um an Stelle einer Preisuntergrenze die exakte Höhe der Leistungspreise festzulegen, wäre eine genaue Kenntnis der vermarktetem Teilnehmer notwendig. Da dies zum momentanen Zeitpunkt jedoch nicht möglich ist, werden die folgenden Szenarien mit einer stündlichen Vorhaltung und somit einer Preisuntergrenze berechnet.

Merit-Order

Die folgenden Merit-Order Darstellungen sind Modellergebnisse für das Jahr 2015 und werden am Beispiel der positiven SRL ausgewertet. Jede Kurve stellt dabei eine Stunde eines exemplarischen Tages dar. Die Kraftwerke werden nach Technologien zusammengefasst. Liegt die Merit-Order auf der X-Achse, können besagte Technologien zu Nullkosten anbieten. Kraftwerke am rechten, oberen Ende der Merit-Order sind jene in Volllast, die für die Bereitstellung

in einen gedrosselten Arbeitspunkt fahren müssen. Kraftwerke, die nicht am Netz sind, befinden sich noch weiter rechts auf der vertikalen Achse. Sie sind in der folgenden Abbildung jedoch aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht mehr mit abgebildet.

Die Anbieterstruktur ist in der Merit-Order in Bild 4 exemplarisch für einen Sommer-Sonntag dargestellt. Die Summe der zur Verfügung stehenden Leistung in der positiven SRL entspricht, einem Vielfachen des Bedarfes von rund 2000 MW. Neben den PSP und Laufwasser-KW können kleine Gasturbinen und Biomasse-Anlagen SRL POS aus dem Stand erbringen. Da die Biomasse- und Laufwasseranlagen im Modell jedoch keine Betriebskosten besitzen (um die Förderung abzubilden), gibt es keinen Zeitpunkt zu dem sie nicht am Netz sind. Anders bei den kleinen Gasturbinen, die am exemplarischen Sommertag nicht am Netz sind. Somit sind sie ganz vorne in der Merit-Order wiederzufinden und können aufgrund der schnellen Aktivierungsmöglichkeit mit einem Rampenfaktor von knapp 40% ca. 950 MW SRL positiv zu Nullkosten bereitstellen. Hinter den kleinen Gasturbinen sind die Stein- und Braunkohlekraftwerke und die PSP zu finden. Nach den Kohlekraftwerken folgen die Kernenergie und Biomasse-Anlagen in der Merit-Order.

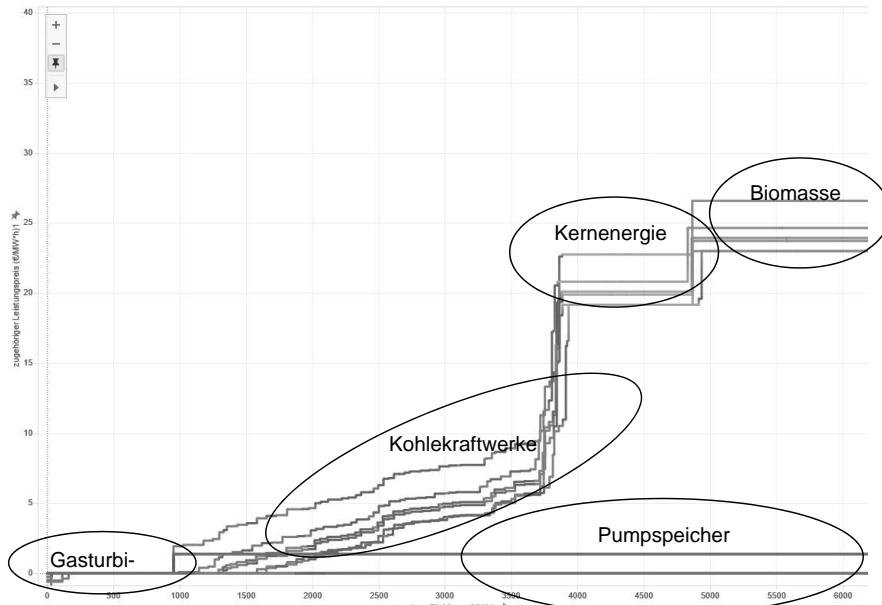


Bild 4: Merit-Order SRL positiv Sommer Sonntag 2015

Leistungspreisentwicklung

Die Entwicklung der Leistungspreise ist in Bild 5 exemplarisch für die positive SRL in der NT-Zeit zu sehen. Es ist ein deutlicher Unterschied zwischen dem Szenario mit konstanten Brennstoffpreisen und den anderen drei Szenarien zu sehen. Das Szenario mit einem Kohleausstiegsplan liegt preislich am höchsten, da die Kohle-KWs aus der Merit-Order fallen und KWs mit höheren Opportunitätskosten bezuschlagt werden. Bis zum Jahr 2035 nähern sich die Preise jedoch dem Basis Szenario an, da auch hier eine Reduzierung der Kohleverstromung stattfindet. Im Szenario mit konstanten Brennstoffpreisen und einem steigenden Gaspreis sinken die Opportunitätskosten in der NT-Zeit, da hier die Gaskraftwerke oft nicht preissetzend am Spotmarkt sind. Betrachtet man das gleiche Szenario für die HT-Zeit, liegen die Leistungspreise über dem Basisszenario. Im vierten Fall mit konstanten Brennstoffpreisen ist zu erkennen, dass auch die Leistungspreise nahezu konstant bleiben. Hierbei ist zu beachten, dass es sich um real konstante Brennstoffpreise handelt und keine Inflation berücksichtigt ist.

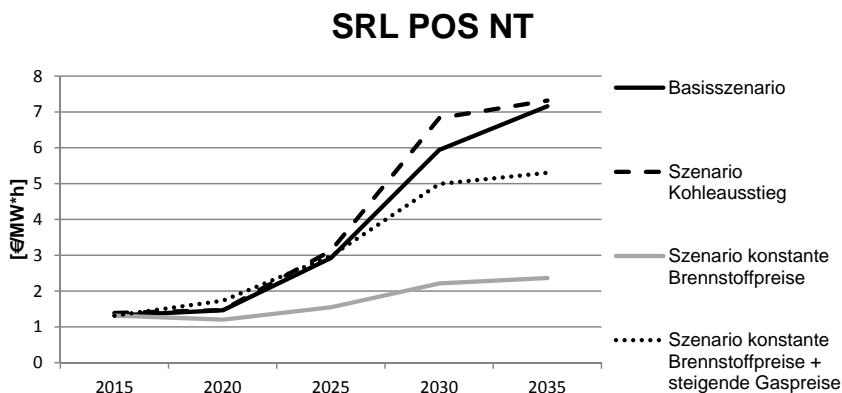


Bild 5: Entwicklung der Leistungspreise SRL POS NT

5. Fazit

In allen RL-Arten ist ein Vielfaches der tatsächlich benötigten RL-Menge präqualifiziert. Aufgrund dessen gibt es in der negativen RL-Vorhaltung ausreichend Teilnehmer, die keine Opportunitätskosten haben, da sie im Vollastbetrieb laufen. Somit sind die fundamentalen RL-Preise für die negative Vorhaltung bei null. Das gleiche Ergebnis zeigt sich für die positive MRL, da hier sehr viele Gasturbinen und GuD-Anlagen nicht am Netz sind und aus dem Stand MRL erbringen können. Somit sind die Opportunitätskosten gegenüber dem Spotmarkt null. In der positiven Leistungsvorhaltung behalten die PRL und SRL einen Wert, aber das Eintreten

neuer Technologien mit geringen Opportunitätskosten, wie z.B. Batteriespeichern, kann die Merit-Order entsprechend nach rechts verschieben und die fundamentalen Leistungspreise senken. Stagnieren bzw. sinken die Betriebskosten der preissetzenden Kraftwerke am Spotmarkt, bedeutet dies ebenso eine geringere Opportunität und somit stagnierende bzw. sinkende Leistungspreise. Gezeigt wurde dies anhand des Szenarios mit konstanten Brennstoffpreisen.

Im Basisszenario steigen die fundamentalen Leistungspreise, da die RL-Marktteilnehmer höhere Deckungsbeiträge am Spotmarkt erwirtschaften. Dies geschieht bspw. wenn die Betriebskosten der preissetzenden Kraftwerke am Spotmarkt steigen, während die der anderen Kraftwerke konstant bleiben – die Merit-Order am Spotmarkt also steiler wird. Ein weiterer Grund für steigende Leistungspreise ist das Ausscheiden von Teilnehmern, die aus dem Stand RL vermarkten können und somit keine Vorhaltekosten aufweisen.

Das Backtesting hat einen ähnlichen Verlauf von tatsächlichen Preisen in der positiven PRL und SRL und fundamentalen Leistungspreisen gezeigt. Aufgrund des kleinen Marktvolumens ist der RL-Markt sehr sensibel auf Annahmen. Um die Höhe der Leistungspreise verlässlich zu bestimmen, ist eine genauere Kenntnis der tatsächlichen Marktteilnehmer notwendig. Solange dies nicht der Fall ist, kann fundamental nur eine Preisuntergrenze bestimmt werden. Die negativen LP und die der positiven MRL sind fundamental bei null. Auch in der Realität haben sich diese Preise in den letzten Jahren immer mehr der null angenähert. Dies spricht für einen fundamentalen Preisverlauf und bestätigt die Opportunitätskostenmethodik.

- [1] Obrecht, L.: Merit-Order der Kraftwerke an den Regelleistungsmärkten. Externe Masterarbeit bei den Stadtwerken München GmbH, Technische Universität München Masterarbeit. München 2017
- [2] Hausl, S.: Entwicklung eines Optimierungsmodells der Stromversorgung Deutschlands, Technische Universität München Diplomarbeit. München 2010
- [3] Kohler, S., Agricola, A.-C. u. Seidl, H.: dena Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025., 2010
- [4] Steck, M. u. Mauch, Wolfgang, Prof.: Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung. 10. Symposium Energieinnovation (2008)
- [5] Verband der Netzbetreiber VDN e.V.: TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Stand August 2007
- [6] Bauer, H.: Präqualifikation von Flexibilitäten. Erfahrungen in der 50Hertz-Regelzone. Berlin 2016
- [7] DENA: Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Abschlussbericht (2008)
- [8] 50 Hertz, Amprion, TenneT u. Transnet BW: Gemeinsame Ausschreibung Primärregelleistung. <https://www.regelleistung.net/ext/static/prl>, abgerufen am: 25.02.2017
- [9] Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6: Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve. 2015
- [10] Anbieterliste Stand 14.07.2017, www.regelleistung.net, abgerufen am: 25.08.2017
- [11] World Energy Outlook 2016, New Policies Scenario, 2016

Strategische Optimierung und Vermarktung von KWK-Portfolios am Day-Ahead- und Intraday-Markt durch Auto-Trading

Schaffung von Handelsstrategie-spezifischer Flexibilität sowie operative Portfoliooptimierung zur Ausübung dieser Handelsstrategien an Power Spot Märkten

Dipl.-Ing. Richard Plum, ProCom GmbH, Aachen

Kurzfassung

Die kombinierte Vermarktung von Kraft-Wärme-Kopplung-Portfolios (KWK-Portfolios) am Day-Ahead- und Intraday-Markt für Strom erzielt Mehrerlöse gegenüber der einfachen Day-Ahead-Vermarktung. Die in dieser Arbeit beschriebene Methodik ermöglicht die Schaffung von am Intraday-Markt verfügbarer Zusatzflexibilität mit Hilfe der Wärmespeicher von KWK-Portfolios. Die Analyse zeigt, dass dadurch trotz der Vorhaltungskosten dieser Flexibilität ein finanzieller Vorteil entsteht.

1. Hintergrund und Ziel der Studie

Der klassischen Vermarktung von KWK-Portfolios an Power Spot Märkten liegt die zu erfüllende Wärmelastdeckung der Portfolios zu Grunde. Die Fahrpläne der einzelnen Anlagen ergeben sich aus der geschlossenen Day-Ahead-Optimierung des Gesamt-Portfolios zur Deckung des Wärmelastgangs. Der analog zur Wärme produzierte Strom steht der Vermarktung am Day-Ahead- und kontinuierlichen Intraday-Markt zur Verfügung. Mögliche Flexibilitäts-Optionen in der untertägigen (intraday) Stromerzeugung, sei es wegen Änderungen der Wärmelast oder im Rahmen von Anlagenfahrweisen, ermöglichen Zusatzerlöse am Intraday-Markt. Verfügt ein KWK-Portfolio darüber hinaus über einen Wärmespeicher, so schafft die Wärmespeicherung eine weitere Flexibilitäts-Option für den Stromhandel am Intraday-Markt. Die Entscheidung, bei hohen Intraday-Preisen mehr Strom zu produzieren respektive gewinnbringend zu verkaufen, füllt den Wärmespeicher schneller und abweichend von der Day-Ahead-Planung. Ein Drosseln der Stromproduktion, bedingt durch niedrige oder negative Intraday-Preise (Make-Or-Buy-Entscheidung), leert den Wärmespeicher schneller als day-ahead geplant. Sinnvoll wäre es deshalb, bereits im Day-Ahead-Planungsprozess des Port-

folios die Füllstandsrestriktionen des Wärmespeichers und die damit einhergehende Flexibilität (positiv oder negativ) gewinnbringend für einzelne Handelsabschnitte im Intraday-Markt auszulegen. Ziel dieser Arbeit ist darum die Entwicklung und Analyse einer Methodik zur Schaffung zusätzlicher Flexibilität zur Vermarktung am Intraday-Markt durch strategische Vorhaltung dieser Flexibilität in Wärmespeichern im Rahmen der Day-Ahead-Vermarktung von KWK-Portfolios. Die aktuelle Entwicklung des Intraday-Handels in Richtung Auto-Trading findet dabei insofern Berücksichtigung, dass die Methoden und zugehörigen Prozesse automatisierbar und in bestehende Softwarelösungen integrierbar sind. Das entwickelte Verfahren wird anschließend mittels historischer Marktdaten einem Backtesting unterzogen.

2. Methodisches Vorgehen

Diese Arbeit bezieht sich auf den Spotmarkt der EPEX SPOT [1] für Deutschland, Marktgebiet DE/AT, und betrachtet die Stundenprodukte. Zur Bewertung der Day-Ahead-Auktion werden die erzielten Auktionspreise und zur Bewertung des kontinuierlichen Intraday-Handels der volume-weighted average price (mengengewichteter Durchschnittspreis, VWAP), herangezogen. Diese Vorgehensweise garantiert, dass ausreichend Produkt-Liquidität bezogen auf den Preis zur Verfügung steht. Realistisches Ziel eines Intraday-Auto-Trading-Systems, wie auch eines Intraday-Händlers, ist es zudem, den VWAP zu schlagen. Dementsprechend dient der VWAP als Basis einer konservativen Abschätzung.

2.1 Analyse des Spotmarktes der EPEX SPOT

Die Untersuchung betrachtet den Zeitraum vom 01.01.2016 bis zum 31.08.2017. Relevant für die kombinierte Vermarktung von KWK-Portfolios am Day-Ahead- und Intraday-Markt ist die Ausprägung der Differenz zwischen dem Day-Ahead- und dem zugehörigen Intraday-Preis (VWAP) eines Stundenproduktes. Je größer diese Differenz ist, desto profitabler ist die Intraday-Vermarktung von Flexibilitäts-Optionen, die sich entsprechend ihrer Grenzkosten untertägig ergeben. Schafft man zusätzliche untertägige Flexibilität durch Vorhaltung in Wärmespeichern im Rahmen ihrer Day-Ahead-Vermarktung, so müssen dadurch entstehende etwaige Verluste durch den Mehrgewinn am Intraday-Markt mindestens kompensiert werden. Dementsprechend bedarf es bei der Vorhaltung von Flexibilität aus Wärmespeichern einer ungleich größeren Differenz zwischen Day-Ahead- und Intraday-Marktpreisen.

Zieht man für jedes Stundenprodukt eines Tages den Day-Ahead- vom Intraday-Marktpreis (VWAP) ab und summiert diese Deltas über einen Tag auf, nachfolgend als „Tagesdelta ID vs. DA“ bezeichnet, ergibt sich folgende Statistik [Tabelle 1].

Tabelle 1: Analyse des Spotmarktes der EPEX SPOT [1]

Betrachtungszeitraum	01.01.2016 bis 31.08.2017
Anzahl Tage im Betrachtungszeitraum	609
Anzahl Tage mit vollständigen Datensätzen	538
Anzahl Tage mit einem „Tagesdelta ID vs. DA“ > 100 €/MWh	69
Anzahl Tage mit einem „Tagesdelta ID vs. DA“ < -100 €/MWh	41

Die Auswertung zeigt, dass bei 110 von 538 Tagen, also in über 20 Prozent der Handelstage, eine stark ausgeprägte Differenz zwischen den Preisen des Day-Ahead- und denen des Intraday-Marktes vorherrscht. Dass untertägige Flexibilitäts-Optionen in Abhängigkeit ihrer Grenzkosten wie auch von Make-Or-Buy-Entscheidungen in Bezug auf den Day-Ahead-Markt wirtschaftlich einzusetzen sind, ist naheliegend und Marktstandard. Die Frage ist, ob darüber hinaus und zu welchem „Tagesdelta ID vs. DA“ die Day-Ahead-Vorhaltung von Flexibilität in Wärmespeichern rentabel ist.

2.2 Methoden zur Vermarktung von KWK-Portfolios

Die nachfolgend vorgestellten Verfahren und Prozesse werden in Kombination mit dem Modell eines typischen KWK-Portfolios mit Wärmespeicher mittels der Portfolioeinsatz-optimierungs- und Handelsplanungssoftware „BoFiT Optimierung“ [2] umgesetzt. Einerseits zur Evaluierung der Integrationsfähigkeit in den automatisierten Intraday-Handel, die über diese Software gegeben ist. Andererseits zur Durchführung der Ex-post-Analyse durch das Backtesting der Verfahren.

2.2.1 Kombinierte Optimierung und Vermarktung an Day-Ahead- und Intraday-Markt

Die ideale Vermarktung von KWK-Portfolios basiert auf einer täglichen geschlossenen Day-Ahead-Einsatzoptimierung des Gesamt-Portfolios zur Deckung der verschiedenen Lasten, insbesondere der Wärmelast.

Input und Randbedingungen der Day-Ahead-Optimierung:

Im Rahmen der Einsatzoptimierung wird unter Berücksichtigung der Brennstoffpreise sowie aktuellsten Last- und Spotpreis-Prognosen der ideale Fahrplan aller Assets inklusive des

Wärmespeichers für den Folgetag rechtzeitig vor Abgabefrist der Gebote für die Day-Ahead-Auktion berechnet, damit die offenen Strompositionen kostenoptimal an der Day-Ahead-Auktion um 12:00 Uhr des laufenden Tages geschlossen werden können [1]. Bedingt durch den Einsatz des Wärmespeichers wird die tägliche Day-Ahead-Optimierung geschlossen über die nächsten vier Tage berechnet, obwohl nur der Folgetag vermarktet wird, damit dem Wärmespeicher eine ideale Fahrweise ermöglicht wird. Randbedingung ist, dass der Wert des Speicherfüllstands zum Ende des viertägigen Optimierungszeitraums dem Startwert des Speicherfüllstands des Optimierungszeitraums zu entsprechen hat. Der Startwert des Speicherfüllstands des Optimierungszeitraums entspricht dem Endwert des Speicherfüllstands des laufenden Tages. Damit wird neben der Realisierbarkeit des Wärmespeicherfahrplans garantiert, dass der Netto-Energieaustausch über den Optimierungszeitraum Null beträgt.

Input und Randbedingungen der Intraday-Optimierung:

Sobald ab 15:00 Uhr des laufenden Tages die Stundenprodukte des nächsten Tages (Folgetag) am kontinuierlichen Intraday-Markt handelbar sind [1], setzt die rollierende Intraday-Optimierung für den bereits am Day-Ahead-Markt bewirtschafteten Tag ein. Der Optimierungszeitraum der Intraday-Optimierung umfasst also die Zeitspanne der handelbaren Produkte des Intraday-Marktes, die sich auf den bereits day-ahead gehandelten Zeitraum beziehen. Der VWAP dient dabei als Referenzpreis der Intraday-Stundenprodukte (vgl. Kapitel 2). Weitere Eingangsgrößen sind aktualisierte Brennstoffpreise, die tatsächlichen Lastgänge und die Strompositionen aus der Day-Ahead-Optimierung. Die Randbedingungen für den Wärmespeicher ergeben sich aus Tagesstart- und Tagesendwert des Füllstands aus der Day-Ahead-Optimierung, damit ein Übergang zwischen Day-Ahead- und Intraday-Optimierung ohne Sprünge in den Anschlusswerten möglich ist.

Charakteristika der Intraday-Optimierung in Bezug auf den untertägigen Handel:

Die untertägigen Einsatzoptimierungsrechnungen passen die day-ahead bestimmten Fahrpläne der Assets kostenoptimal an die tatsächliche Last sowie andere exogene Faktoren (Anlagenfahrweisen, -ausfälle, etc.) an und die Berücksichtigung der Intraday-Preise (VWAP) ermöglicht die Identifizierung weiterer Flexibilität, die am Intraday-Markt gewinnbringend vermarktet werden kann.

Das Verhältnis der aktuellen Grenzkosten der Assets zu den aktuellen Intraday-Preisen bestimmt dabei, ob mehr Strom als day-ahead geplant produziert und verkauft wird oder day-ahead verkaufter Strom am Intraday-Markt zurückgekauft wird. Limitierend, zumindest für die KWK-Anlagen, wirkt die Restriktion, dass zu jedem Zeitpunkt nicht mehr Strom respektive

Wärme produziert werden darf, als Wärmelast und Wärmespeicher aufnehmen. Andererseits muss jeder Zeit mindestens so viel Strom bzw. Wärme produziert werden, dass unter Zuhilfenahme des Wärmespeichers die Wärmelast gedeckt werden kann. Jede Fahrplanänderung respektive die Vermarktung von Flexibilität und damit einhergehend ausgeführte Intraday-Deals erfordern eine neue Intraday-Optimierung des Portfolios, weil diese Auswirkungen auf die spätere Fahrweise der Assets, die Strompositionen sowie die Wärmeversorgung haben. Darum und auf Grund der sich kontinuierlich ändernden Produkt-Preise am Intraday-Markt bedarf es einer rollierenden Intraday-Optimierung, die entsprechend ihrer Rechenzeit mehrmals in einer Stunde durchgeführt wird.

2.2.2 Kombinierte Optimierung und Vermarktung an Day-Ahead- und Intraday-Markt mit Schaffung zusätzlicher Flexibilität zur untertägigen Vermarktung

Eine strategische Vorhaltung von Flexibilität in Wärmespeichern im Rahmen der Day-Ahead-Vermarktung von KWK-Portfolios zur Schaffung zusätzlicher Flexibilität zur Vermarktung am Intraday-Markt setzt einerseits voraus, dass mögliche Mehrkosten respektive Verluste am Day-Ahead-Markt durch den Mehrgewinn am Intraday-Markt mindestens kompensiert werden. Die durchgeführte Ex-post-Analyse (vgl. Kapitel 4), zeigt, dass dies mittels der nachfolgend beschriebenen Methodik der Fall ist. Andererseits verlangt die strategische Vorhaltung von Flexibilität das Wissen, wie der Intraday-Markt im Vergleich zum Day-Ahead-Markt in naher Zukunft stehen wird. Verschiedene Lösungen dazu werden im Anschluss in Kapitel 3 erläutert.

Input und Randbedingungen der Day-Ahead-Optimierung:

Die Eingangsgrößen und Prozesse der Day-Ahead-Einsatzoptimierung sind identisch zu denen der in Kapitel 2.2.1. beschriebenen Methode, ebenso Optimierungszeitraum (nächste vier Tage) und die Systematik zur Bestimmung vom Start- wie auch dem Endwert des Speicherfüllstands des Optimierungszeitraums.

Darüber hinaus müssen zur Vorhaltung von Flexibilität im Wärmespeicher die Ober- sowie die Untergrenze des Speicherfüllstands eingeschränkt werden. Soll am Intraday-Markt zusätzliche positive Flexibilität zur Verfügung stehen, also mehr Strom als day-ahead vermarktet produziert und intraday verkauft werden (Fall 1), darf der Wärmespeicher nicht mittels Strompositionen vom Day-Ahead-Markt vollständig gefüllt werden. Soll am Intraday-Markt zusätzliche negative Flexibilität zur Verfügung stehen, also day-ahead vermarkter Strom intraday zurückgekauft werden (Fall 2), muss der Wärmespeicher mittels Strompositionen vom Day-Ahead-Markt zu einem Mindestmaß gefüllt sein. In Fall 1 wird also die Obergrenze

des Speicherfüllstands eingeschränkt und in Fall 2 entsprechend die Untergrenze (siehe Bild 1). Auf Bild 1 bezogen heißt das, dass die Day-Ahead-Optimierung den Speicherfüllstand jeweils auf den grauen Bereich zu limitieren hat.

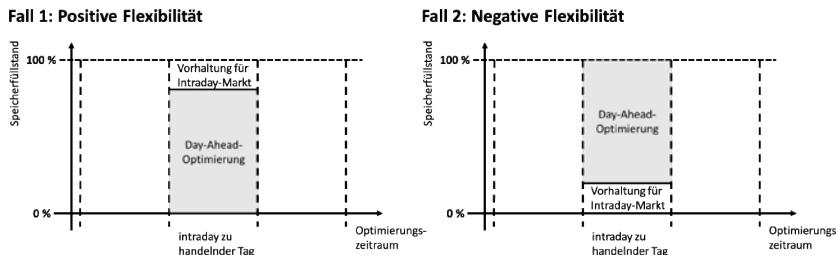


Bild 1: Vorhaltung von Flexibilität im Wärmespeicher

Wie viel Prozent des Speichervolumens für die Intraday-Vermarktung vorzuhalten ist bzw. vorgehalten werden darf, damit sich dadurch ein monetärer Vorteil einstellt und gleichzeitig die Wärmelast zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden kann, hängt von der Konfiguration des KWK-Portfolios ab. Das Backtesting in Kapitel 4 zeigt für das exemplarische KWK-Portfolio, dass eine Vorhaltung von 25 Prozent des Speichervolumens Gewinn bringend ist, aber eine Vorhaltung von 50 Prozent zu erhöhten Kosten führt. Für ein konkretes Portfolio empfiehlt es sich die Dimension des vorzuhaltenden Speichervolumens ebenfalls mittels einer Ex-post-Analyse abzuwägen.

Ob die Day-Ahead-Vorhaltung der Flexibilität rentabel ist, hängt zusätzlich davon ab, wie groß das „Tagesdelta ID vs. DA“ ist. Nur für Tage, an denen der Absolutbetrag des „Tagesdelta ID vs. DA“ einen gewissen Wert übersteigt, bietet die Vorhaltung von Flexibilität gegenüber der normalen Portfolio-Vermarktung nach Kapitel 2.2.1 einen monetären Vorteil. Und nur an solchen Tagen ist die kombinierte Optimierung und Vermarktung an Day-Ahead- und Intraday-Markt um die Methodik der Flexibilitätsvorhaltung zu ergänzen. Tritt dieser Fall ein, benötigt die Day-Ahead-Optimierung die Information, ob das „Tagesdelta ID vs. DA“ positiv oder negativ ist, also positive oder negative Flexibilität vorgehalten werden soll. Damit der Wärmespeicherfahrplan realisierbar ist und keine abrupten Sprünge zwischen dem laufenden Tag und dem Folgetag (day-ahead) durch die Speicherrestriktionen der Vorhaltung auftreten, muss diese Information zwei Tage im Voraus bekannt sein und in der über vier Tage rechnenden Day-Ahead-Optimierung berücksichtigt werden.

Input und Randbedingungen der Intraday-Optimierung:

Die Eingangsgrößen und Prozesse der Intraday-Einsatzoptimierung sind identisch zu denen der in Kapitel 2.2.1. beschriebenen Methodik, ebenso der Optimierungszeitraum und die Systematik zur Wertebestimmung vom Anfangs- und Endwert des Speicherfüllstands des Optimierungszeitraums. Wiederum werden die Strompositionen aus der Day-Ahead-Optimierung respektive -Vermarktung übergeben. Bedingt durch die Flexibilitätsvorhaltung weichen diese in Teilen von den Strompositionen ab, die mittels der Methodik aus Kapitel 2.2.1 übergeben worden wären. Um die gewonnene Flexibilität am Intraday-Markt zu nutzen, sind der Fahrweise des Wärmespeichers bis auf den Anfangs- und Endwert aus der Day-Ahead-Optimierung keine Vorgaben gegeben.

3. Intraday-Preisprognosen

Während die Bestimmung des „Tagesdelta ID vs. DA“ im Rahmen eines Backtestings keine Herausforderung darstellt, gestaltet sich diese Aufgabe im realen Marktgeschehen um ein vielfaches schwieriger. Um die Zeiträume ausgeprägter Differenzen zwischen den Preisen des Day-Ahead- und denen des Intraday-Marktes zu bestimmen, bedarf es verlässlicher Strompreisprognosen für beide Märkte. Strompreisprognosen für den Day-Ahead-Markt sind zum Marktstandard gereift und werden einerseits von verschiedenen kommerziellen Anbietern angeboten. Andererseits verfügen viele Marktteilnehmer über eigene Inhouse-Prognoselösungen. Bei Strompreisprognosen für den Intraday-Markt ist das Feld überschaubarer. Neben den Inhouse-Prognoselösungen der großen Handelsunternehmen und Direktvermarkter werden derzeit insbesondere verschiedene Ansätze im akademischen Umfeld entwickelt. Die Verbreitung und Reife der Intraday-Preisprognosen sind jedoch nicht mit denen der Day-Ahead-Preisprognosen vergleichbar. Der starke Trend zum automatisierten Intraday-Handel mittels Handelsalgorithmen wie auch der Benefit von Intraday-Preisprognosen für den manuellen Handel werden die weitere Entwicklung marktreifer Intraday-Prognoseverfahren unterstützen.

4. Exemplarische Untersuchungen

Zur Verifizierung des entwickelten Verfahrens wird für die in Kapitel 2.2.1 und 2.2.2 vorgestellten Methoden ein Backtesting anhand historischer Marktdaten [1] durchgeführt. Basis dafür bildet das Modell eines typischen KWK-Portfolios mit Wärmespeicher (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2: Exemplarisches KWK-Portfolio

Gesamtwärmeverbrauch [MW _{th}]	630
Anteil KWK [MW _{th}]	210
Elektrische Gesamtleistung [MW _{el}]	215
Anteil KWK [MW _{el}]	205
Kapazität Wärmespeicher [MWh]	1.500

Der Betrachtungszeitraum des Backtestings umfasst die Monate September bis Dezember des Jahres 2016. Es ergibt sich folgende Statistik (Tabelle 3), wenn im Sinne einer konservativen Bewertung der Absolutbetrag des „Tagesdeltas ID vs. DA“ größer als 100 €/MWh sein soll, um Flexibilität im Wärmespeicher vorzuhalten. Dieser konservative Ansatz bildet das Kriterium, nach dem die Day-Ahead-Optimierung entscheidet, ob Flexibilität vorgehalten wird oder nicht.

Tabelle 3: Analyse des Backtesting-Betrachtungszeitraums

Anzahl in Backtesting berücksichtigter Tage	93
Anzahl Tage mit Flexibilitätsvorhaltung	21
Anzahl Tage mit pos. Flexibilitätsvorhaltung	14
Anzahl Tage mit neg. Flexibilitätsvorhaltung	7

Im Sinne einer offensiven Vermarktungsstrategie wird in einer Simulation des Backtestings 50 Prozent des Speichervolumens zur Intraday-Vermarktung vorgehalten. Eine weitere Simulation hält gemäß einer diskreteren Vermarktungsstrategie 25 Prozent des Speichervolumens vor. Zur Bewertung beider Strategien wird eine dritte Simulation gänzlich ohne Flexibilitätsvorhaltung gemäß Kapitel 2.2.1 durchgeführt. Bild 2 stellt die unterschiedlichen Fahrweisen des Wärmespeichers anhand zweier Zeitabschnitte des Betrachtungszeitraums (Fall 1: Vorhaltung positiver Flexibilität und Fall 2: Vorhaltung negativer Flexibilität) gegenüber. Tabelle 4 fasst die Zielfunktionswerte (Kosten minus Erlöse) der einzelnen Simulationen zusammen. Zu berücksichtigen ist dabei, dass die Zielfunktionswerte der Intraday-Vermarktung ebenso die Kosten und Erlöse der jeweils zugehörigen Day-Ahead-Vermarktung umfassen.

Tabelle 4: Gegenüberstellung der Zielfunktionswerte der Ex-post-Simulationen

Ohne Flexibilitätsvorhaltung		Mit Flexibilitätsvorhaltung			
		25 Prozent Speichervolumen	50 Prozent Speichervolumen	Day-Ahead-Markt	Intraday-Markt
Day-Ahead-Markt	Intraday-Markt	Day-Ahead-Markt	Intraday-Markt	Day-Ahead-Markt	Intraday-Markt
5.517.420 €	5.184.894 €	7.225.896 €	5.157.723 €	7.072.737 €	5.208.996 €

Die Gegenüberstellung der Zielfunktionswerte zeigt, dass die zusätzliche Vermarktung des Portfolios am Intraday-Markt im Vergleich zur alleinigen Vermarktung des Portfolios am Day-Ahead-Markt in jedem Fall rentabel ist. Im Vergleich zur Day-Ahead-Vermarktung ohne Flexibilitätsvorhaltung (Mehrerlös Intraday-Markt ohne Flexibilitätsvorhaltung: 332.526 €) sind die Mehrerlöse der Intraday-Vermarktung bei Flexibilitätsvorhaltung am Day-Ahead-Markt weitaus höher (Mehrerlös Intraday-Markt bei 25 Prozent Speichervolumen-Vorhaltung: 2.068.173 €, Mehrerlös Intraday-Markt bei 50 Prozent Speichervolumen-Vorhaltung: 1.863.741 €). Diesen signifikanten Mehrerlösen stehen allerdings auch deutlich erhöhte Kosten, bedingt durch die Vorhaltung, entgegen, wie an den einzelnen Zielfunktionswerten zu erkennen ist. Im Vergleich zur Day-Ahead-Vermarktung ohne Flexibilitätsvorhaltung beträgt der Mehrerlös am Intraday-Markt bei 25 Prozent Flexibilitätsvorhaltung unter Berücksichtigung der Vorhaltungskosten 359.696 € (+8,17 % im Vergleich zum Mehrerlös Intraday-Markt ohne Flexibilitätsvorhaltung). Bei 50 Prozent Flexibilitätsvorhaltung beträgt dieser 308.424 € (-7,25 % im Vergleich zum Mehrerlös Intraday-Markt ohne Flexibilitätsvorhaltung). Es zeigt sich also abschließend, dass eine Flexibilitätsvorhaltung am Day-Ahead-Markt von 25 Prozent des Wärmespeichervolumens einen signifikanten Mehrerlös bedeutet.

5. Fazit und Ausblick

Die Backtesting-Simulationen haben bewiesen, dass eine strategische Vorhaltung von Flexibilität in Wärmespeichern im Rahmen der Day-Ahead-Vermarktung von KWK-Portfolios zur Schaffung zusätzlicher Flexibilität zur Vermarktung am Intraday-Markt bei entsprechender Wahl des vorzuhaltenden Speichervolumens zu deutlichen Mehrerlösen von über acht Prozent gegenüber einer regulären Intraday-Vermarktung ohne vorgehaltene Flexibilität führt. Die dazu angewandten Verfahren und Prozesse ermöglichen die Integration der Methodik in bestehende Auto-Trading-Umgebungen.

Die in Kapitel 2.2 vorgestellten Methoden sollen im Rahmen weiterer Untersuchungen um die robuste Optimierung ergänzt werden. Diese dient dem Abwägen von Prognose-

Unsicherheiten. Die robuste Optimierung erlaubt es, die Speichervorhaltung in naher Zukunft in engen Grenzen zu halten, während in ferner Zukunft mehr Unsicherheit eingeplant und damit mehr Spielraum in der Flexibilitätsvorhaltung ermöglicht wird.

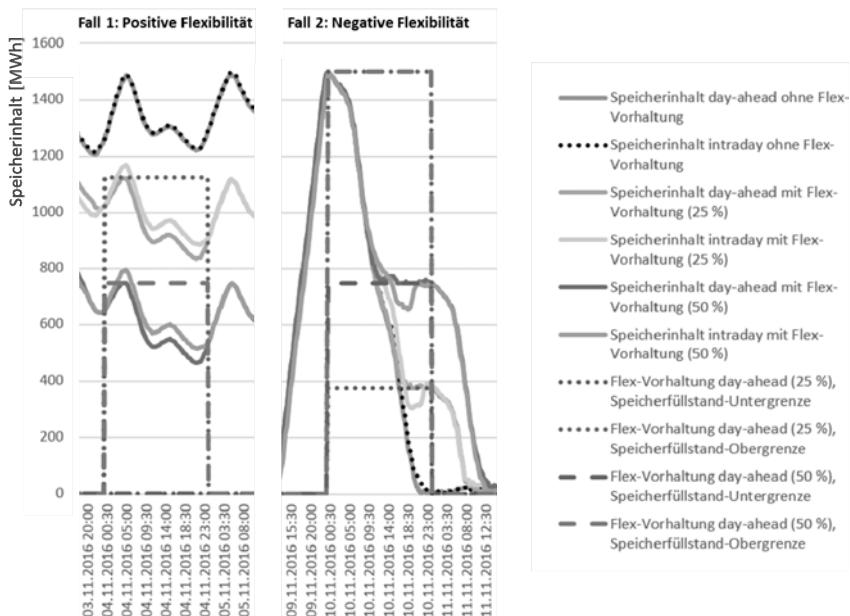


Bild 2: Wärmespeicherfüllstände bei Flexibilitätsvorhaltung

6. Literatur

- [1] Marktdaten EPEX SPOT, European Power Exchange, Paris, August 2017
- [2] ProCom GmbH, Aachen, 2017

Die deterministische Optimierung als elementarer Baustein des Virtuellen Kraftwerks

Dr. Dirk Franken, RheinEnergie Trading GmbH, Köln

Kurzfassung

Aus der Energiewende und der Förderung erneuerbarer Erzeugungsanlagen resultieren für die Energiewirtschaft und die Energieversorger eine Vielzahl von neuen Herausforderungen. Gerade die Dezentralisierung macht es notwendig, eine große Anzahl kleinerer Erzeugungs- aber auch Verbrauchsanlagen zu bündeln, zu steuern und zu optimieren. Diese Aufgabe übernimmt das Virtuelle Kraftwerk.

Ein elementarer Baustein des Virtuellen Kraftwerks ist aus Software-Sicht die deterministische Optimierung, in welchem eine Vielzahl von unterschiedlichen Erzeugungsanlagen und Märkten mit allen vertraglichen und technischen Restriktionen modelliert werden muss. Da der Anlagenpool stetig erweitert wird und die relevanten Märkte noch immer in Bewegung sind, ist eine schnelle und komfortable Konfigurierbarkeit der Modelle von hoher Bedeutung. Aufbauend auf der komplexen Modellierung ist zur kostenoptimalen Anlagensteuerung eine nicht unerhebliche Anzahl von Optimierungsrechnungen notwendig. So muss zum einen die optimale Vermarktung der Anlagen in den unterschiedlichen Regelenergie- und Spotmärkten ermittelt werden. Zum anderen ist nach Erteilung der Auktionszuschläge die optimale Aufteilung der Zuschläge auf die einzelnen Anlagen notwendig. Dies erfordert stabile und effiziente Lösungsalgorithmen in Verbindung mit einem hohen Maß an Prozesssicherheit. Mit der deterministischen Optimierung steht ein Werkzeug zur Verfügung, welches diese Anforderungen erfüllt.

1. Herausforderungen der Energiewende und das Virtuelle Kraftwerk

Herausforderungen der Energiewende

Der fundamentale Umbruch in der Energiewirtschaft aufgrund der Energiewende lässt sich durch drei wesentliche Trends und damit verbundenen Herausforderungen charakterisieren:



Bild 1: Drei wesentliche Trends der Energiewende

Herausforderung witterabhängige Erzeugung

Der von den erneuerbaren Erzeugungsanlagen generierte Strom ist stark fluktuierend, so dass die steuerbaren Anlagen dann produzieren müssen, wenn die Einspeisung von wetter-abhängigem Wind- oder Solarstrom gering ist. Insgesamt führt dies zu einem vermehrten Steuerungsbedarf.

Herausforderung Dezentralisierung

Die Substitution von großen, zentralen Kraftwerken durch eine stetig zunehmende Anzahl von dezentralen Anlagen erfordert skalierbare und leicht konfigurierbare Steuerungs- und Optimierungssysteme.

Herausforderung Digitalisierung

Durch die immer stärker werdende Digitalisierung steigen die Komfortanforderungen der Kunden. Gleichzeitig bietet die Digitalisierung aber auch einen Zugang zu Flexibilitäten bei Kleinverbrauchern und -erzeugern, die über das Virtuelle Kraftwerk vermarktet werden können.

Das Virtuelle Kraftwerk

Von zentraler Bedeutung zur Bewältigung der Vielzahl von Herausforderungen im Rahmen der Energiewende ist, dass mit dem Virtuellen Kraftwerk eine entsprechende IT-Plattform zur Verfügung steht.

Das Virtuelle Kraftwerk bündelt die dezentralen Erzeugungsanlagen und flexiblen Verbraucher von elektrischer Energie in einem System zu einer virtuellen Einheit. Insbesondere optimiert und steuert es den Einsatz des Anlagenpools in den verschiedenen Märkten wie in Bild 2 schematisch dargestellt ist.

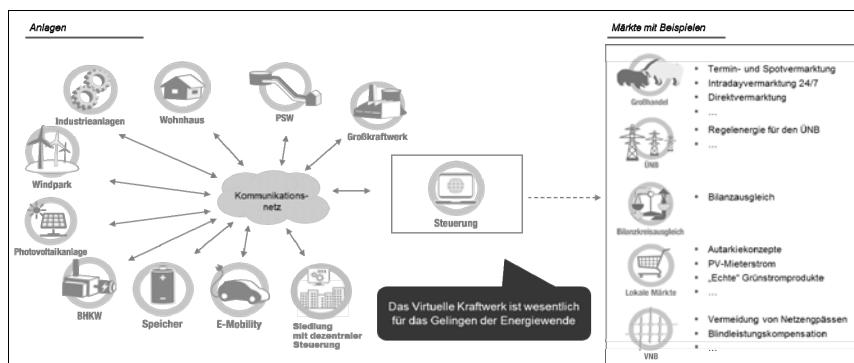


Bild 2: Steuerung von Anlagen und Verknüpfung mit Märkten durch das Virtuelle Kraftwerk

Das Virtuelle Kraftwerk kann prinzipiell in die folgenden Softwaremodule unterteilt werden:

Web-Frontend:

Über das Web-Frontend können die Anlagenbetreiber die Anlagenverfügbarkeit an das Virtuelle Kraftwerk melden und historische aber auch online-Daten abrufen.

Scada-/ Leitsystem:

Über das Leitsystem werden die verschiedenen Anlagen fernwirktechnisch gesteuert und es wird die Verbindung zu den Übertragungsnetzbetreibern hergestellt.

Portfolio- und Zeitreihenmanagementsystem:

Im Portfolio- und Zeitreihenmanagementsystem sind unter anderem alle Stamm- und Bewegungsdaten der Anlagen hinterlegt und es werden alle Aufgaben des Energiedatenmanagements marktkonform abgebildet.

Optimierungsmodul:

Im Optimierungsmodul wird die lang- und kurzfristige Vermarktung der Anlagen in den verschiedenen Märkten und die daraus resultierende Fahrweise optimiert.

Im Weiteren wird der Fokus auf das Optimierungsmodul gelegt und aufgezeigt, welche Anforderungen sich an die Modellierung der Optimierungsaufgaben ergeben.

2. Anforderungen an das Optimierungsmodul

Das Optimierungsmodul des Virtuellen Kraftwerks muss in der Lage sein, alle Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen des Pools sowie alle Märkte mit ihren technischen und vertraglichen Eigenschaften und Restriktionen abzubilden. Da sowohl die Marktgegebenheiten als auch der mögliche Anlagenpool noch immer in Bewegung sind, muss ein solches Optimierungssystem leicht und flexibel konfigurierbar sein. Dies soll im Folgenden an den Modellierungsanforderungen hinsichtlich des Anlagenpools und der Märkte illustriert werden.

Modellierung des Anlagenpools

Bezüglich des Anlagenpools ist es erforderlich, dass die fernwirktechnisch angebundenen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen möglichst exakt modelliert werden, damit einerseits technisch umsetzbare Anlagenfahrweisen abgeleitet werden und andererseits die vorhandenen Flexibilitäten maximal genutzt werden. Der Anlagenpool umfasst dabei Erzeugungsanlagen wie Windkraftanlagen, PV-Anlagen, BHKWs, Biogasanlagen aber auch Großkraftwerke. Zudem darf die Modellierung von Batteriespeichern oder E-Mobility kein Hindernis darstellen. Bei der Bündelung von Kleinanlagen, wie zum Beispiel kleinere oder größere Wohnanlagen, muss individuell entschieden werden, welche Eigenschaften im Bündlersystem und welche

im Virtuellen Kraftwerk modelliert werden. Davon ist insbesondere abhängig, wie die Schnittstelle und die Übergabe von Flexibilität auszustalten ist.

Derzeit lässt sich eine Erweiterung der Anlagenpools um neue und kleinteilige Anlagen verzeichnen. Dies bedeutet für ein Optimierungssystem, dass erstens diese neuen Kleinanlagen modellierbar sein müssen und zweitens die Lösungsalgorithmen und die Datenverarbeitung mit einer immer größeren Datenmenge konfrontiert werden. Gerade im Rahmen der Intraday-Prozesse befindet sich eine stetig steigende Poolgröße im Spannungsfeld zwischen hoher Modellgenauigkeit und kurzen Fristigkeiten beziehungsweise Zeitfenstern für die einzelnen Optimierungsrechnungen.

Verschärft wird dieses Spannungsfeld durch die Tatsache, dass die erzielbaren Erlöse hinsichtlich der Flexibilitätsvermarktung immer kleiner werden. Daher gewinnt eine exakte Modellierung der vorhandenen Flexibilitäten als Grundlage einer maximalen Ausnutzung der Flexibilität zunehmend an Bedeutung. Eine exakte Modellierung steht aber in der Regel im Widerspruch zu einer effizienten und schnellen Lösung des Optimierungsproblems.

Insgesamt kommt somit der Optimierung als performantem Modellierungs- und Berechnungswerkzeug im Rahmen der gesamten Prozesskette eine hohe Bedeutung zu.

Modellierung der Märkte

Insbesondere aufgrund sinkender Regelenergiepreise ist es notwendig, die über das Virtuelle Kraftwerk verbundenen Anlagen an allen relevanten Märkten zu platzieren, um so die Wirtschaftlichkeit des Virtuellen Kraftwerks zu gewährleisten. Folglich müssen diese Märkte auch in einem zugehörigen Optimierungssystem modellierbar sein.

Grundsätzlich kann bei der Betrachtung der Märkte im Rahmen der Optimierung nach zwei Aufgabenstellungen differenziert werden. Einerseits sollen optimale Gebote für Regelenergie und für die Vermarktung in den Strommärkten ermittelt werden (*Planungsrechnungen*). Nach Vorliegen der Auktionsergebnisse beziehungsweise nach Beendigung der Handelsaktivitäten müssen andererseits die Regelenergie- und Stromvermarktung wirtschaftlich optimal auf die Anlagen verteilt werden (*Steuerungsrechnungen*). Der Abruf der Regelenergie selbst ist für das Optimierungsmodell unerheblich, da der Abruf nur die Steuerung einzelner, dafür reservierter Anlagen und den späteren Abrechnungsprozess betrifft.

Regelenergie kann prinzipiell als Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) sowie als Minutenreserve (MRL) vermarktet werden. Die drei Märkte unterscheiden sich im Wesentlichen in Bezug auf die Fristigkeiten hinsichtlich der Abrufe und die Spielregeln der Auktionen. Gerade die unterschiedlichen Spielregeln sind für die Abbildung in einem Optimierungsmodell von zentraler Bedeutung. So erfolgen die PRL- und SRL-Auktionen nur wö-

chentlich, die MRL-Auktion hingegen werktäglich. Während bei der Sekundärregelleistung zwischen HT- und NT-Produkten unterschieden wird, wird die Leistung der Minutenreserve in 4h-Blöcken auktioniert. Vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussionen die Sekundärregelleistung auch in 4h-Blöcken zu auktionieren und sowohl die SRL- als auch die MRL-Auktion im täglichen Rhythmus durchzuführen, ist auf eine flexible Modellierung der Märkte verbunden mit einer schnellen Anpassungsmöglichkeit der Modelle besonders Wert zu legen.

Hinsichtlich der Spotmärkte sind in der DayAhead-Planung sowohl die 1h- als auch die ¼-h-Auktion abzubilden. Das heißt insbesondere, dass ein Optimierungssystem zwei unterschiedliche Zeiträste handhaben muss. Zudem kann das Zeitfenster zwischen der 1h- und der ¼-h-Auktion bei komplexen Berechnungen sehr eng werden.

Überlagert wird die Vermarktung des Virtuellen Kraftwerks in den Regelenergie- und Spotmärkten durch den kontinuierlichen Handel im Intraday-Markt. Dabei sollten viertelstündlich Berechnungen zur wirtschaftlichen Optimierung und zum kurzfristigen Bilanzkreisausgleich auf Basis aktualisierter Anlagenverfügbarkeiten, Einspeise- und Preisprognosen durchgeführt werden.

Im Gegensatz zum DayAhead- und Intraday-Markt ist der Terminmarkt für die Bewirtschaftung des Virtuellen Kraftwerks eher von untergeordneter Bedeutung, da eine langfristige Vermarktung aufgrund der hohen Fluktuation der erneuerbaren Einspeiser wenig sinnvoll ist. Bild 3 gibt einen schematischen Überblick der relevanten Märkte mit ihren Fristigkeiten.

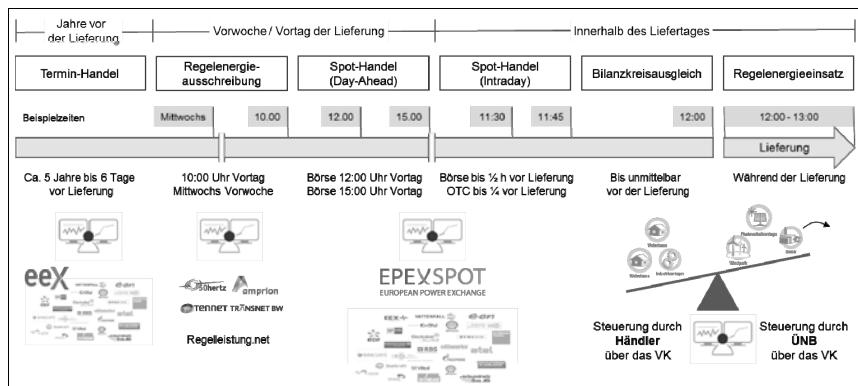


Bild 3: Übersicht der relevanten Märkte und Fristigkeiten

Abschließend sei noch die Vermarktung beispielsweise von Biogas-BHKWs im Rahmen der Flexibilitätsprämie erwähnt. Wie weiter unten aufgeführt, besteht hier aus Sicht eines Modell-

lierers die Herausforderung im Modellhorizont, der von anderen Modellen abweicht. Zur Bestimmung der optimalen Bemessungsleistung muss immer das Restjahr betrachtet werden, wobei die bereits erzeugte Menge je Anlage der wesentliche Eingangsparameter des Optimierungsmodells ist. Anschließend muss die optimierte Bemessungsleistung und der Anlagen Einsatz in geeigneter Weise aufbereitet werden, um als Randbedingung in die DayAhead- und Intraday-Rechnungen einzufließen.

Aus den oben beschriebenen Eigenschaften der verschiedenen Märkte ergeben sich zwei fundamentale Herausforderungen an eine Optimierungssoftware:

Zum einen muss eine Optimierungssoftware mit verschiedenen Zeithorizonten wie Restjahr (Flexibilitätsprämie), wenige Tage (Regelenergie- und DayAhead-Vermarktung) sowie wenige Stunden (Intraday-Vermarktung) umgehen können. Gleichzeitig muss mindestens im Stunden- und Viertelstundenraster gerechnet werden können. Dabei sollen die Zeithorizonte und die Berechnungsgranularität kombinierbar sein.

Zum anderen zeigt die oben aufgeführte Diskussion um eine Anpassung der SRL- und MRL-Auktionen, dass die relevanten Märkte noch in Bewegung sind. Dies bedeutet, dass eine Optimierungssoftware einfach und effizient konfigurierbar sein muss, um schnell auf Änderungen der Marktregeln oder gar auf neue Märkte reagieren zu können. Für eine Optimierungssoftware heißt dies vor allem, dass neue Anforderungen mit den vorhandenen Möglichkeiten selbstständig modellierbar sind, ohne dass externer Programmieraufwand beauftragt werden muss.

3. Übersicht der Optimierungsmodelle und deren zeitliche Abfolge

Im Folgenden wird eine Übersicht von Optimierungsvarianten gegeben, deren Berechnung im Rahmen des Virtuellen Kraftwerks von Relevanz sind. Dabei kann wie bereits angedeutet grundsätzlich zwischen zwei Typen von Optimierungsrechnungen unterschieden werden. Einerseits müssen Optimierungsvarianten zur optimalen Vermarktung der Anlagen in den Regelenergie- und Spotmärkten aufgesetzt werden. Andererseits werden Varianten zur Ermittlung der optimalen Anlagenfahrweise beziehungsweise zur Aufteilung der Auktionszuschläge und der gehandelten Strommengen auf die einzelnen Anlagen benötigt.

Restjahresrechnung

In der Restjahresrechnung wird der optimale Einsatz beziehungsweise die optimale Bemessungsleistung aller Anlagen ermittelt, die Erlöse aus der Flexibilitätsprämie generieren. Die wichtigsten Eingangsparameter der Optimierungsrechnung sind hier die im laufenden Kalenderjahr bereits erzeugten Energiemengen, Prognosen für Regelenergie-preise und eine

Strom-hPFC. Um den täglichen Optimierungsprozess zu entlasten, kann die Restjahresrechnung in den frühen Morgenstunden oder unmittelbar nach Vorliegen der ersten belastbaren hPFC erfolgen. Der Berechnungshorizont umfasst den Folgetag bis zum Jahresende in stündlicher Auflösung. Die geplante Strommenge je Flexibilitätsanlage für die nächsten Tage wird als zentrales Optimierungsergebnis an die nachfolgenden Optimierungsvarianten als Energierestriktion vererbt.

Pre Spot Optimierung

Aufbauend auf der Restjahresrechnung sollte eine erste Optimierungsrechnung zum Anlageneinsatz, zum Beispiel für die nächsten vier Tage, im Stundenraster erfolgen. Zum einen wird so ein erster Überblick über die optimale Vermarktung der Anlagen (Regelenergie vs. Spotmarkt) gewonnen. Zum anderen liegen so im Rahmen der Notfallvorsorge, beispielsweise bei einem Ausfall der Optimierungssoftware oder bei Software-Wartungsfenstern, Notfallfahrpläne zur Anlagensteuerung vor. Konsequenterweise sollten auch alle nachfolgenden Modelle einen Zeithorizont von etwa vier Tagen umfassen, um vor allem über Wochenenden und Feiertage gegen Systemausfälle abgesichert zu sein.

SRL Optimierung

Im Optimierungslauf zur SRL-Vermarktung wird die optimale Gebotsmenge bei vorgegebenen Gebotspreisen für die wöchentliche SRL-Auktion ermittelt. Die Optimierung erfolgt grundsätzlich mittwochs.

Post SRL Optimierung

Nach Erteilung der SRL-Zuschläge erfolgt umgehend ein weiterer Optimierungslauf. In diesem Optimierungslauf wird der Anlageneinsatz auf Basis der erteilten Zuschläge geplant. Daraus ergeben sich Must-run-Bedingungen bei negativer SRL-Vermarktung und „Nicht-Verfügbarkeiten“ der Anlagen für andere Märkte bei positiver SRL-Vermarktung. Diese Randbedingungen werden an alle nachfolgenden Optimierungsrechnungen vererbt.

MRL Optimierung

Im Optimierungslauf zur MRL-Vermarktung wird die optimale Gebotsmenge bei vorgegebenen Gebotspreisen für die MRL-Auktion ermittelt. Die Optimierung muss werktäglich bis 10:00 Uhr abgeschlossen sein.

Post MRL Optimierung

Nach Erteilung der MRL-Zuschläge erfolgt ab 10:30 Uhr ein Optimierungslauf, in dem der Anlageneinsatz auf Basis der erteilten Zuschläge geplant wird. Daraus ergeben sich insbesondere bei negativer Regelleistung Must-run-Bedingungen, die an alle nachfolgenden Optimierungsrechnungen vererbt werden.

Spot Optimierung DayAhead 1h

Für die DayAhead-1h-Auktion wird auf Basis mehrerer Optimierungsläufe eine optimale Gebotsmatrix ermittelt. Dazu können beispielsweise sechs Preisstufen optimiert werden, die sich an den Grenzkosten der verschiedenen Anlagen des Pools orientieren. Dabei stellen sechs Preisstufen einen guten Kompromiss zwischen der Auflösung, also dem Abstand der einzelnen Preisstufen zueinander und dem Rechenaufwand dar. Durch Vererbung aktueller Prognosedaten und weiterer Randbedingungen an Töchtervarianten ist hier eine schnelle und effiziente Berechnung bis zum Auktionsende um 12:00 Uhr sichergestellt.

Post Spot Optimierung DayAhead 1h

Nach Erteilung der Spot-Zuschläge erfolgt ein Optimierungslauf, der sowohl die erteilten Zuschläge als auch aktualisierte Prognosedaten berücksichtigt. Ziel dieser Optimierung ist eine vorläufige Einsatzplanung des Anlagenpools. Zeitgleich werden erste Fahrpläne der getätigten Handelsgeschäfte verschickt.

Spot Optimierung DayAhead 1/4-h

Analog zur 1h-Auktion wird in einem Optimierungsmodell im 1/4-h-Raster eine optimale Gebotsmatrix für die 1/4-h-Auktion ermittelt. Auch hier wird die Methodik der Vererbung eingesetzt. Effizienzgesichtspunkte gewinnen in diesen Optimierungsläufen an Bedeutung, da die Modelle im 1/4-h-Raster aufgesetzt sind und nach wie vor ein Berechnungshorizont von vier Tagen betrachtet werden sollte.

Post Spot Optimierung DayAhead 1/4-h

Nach Erteilung der Spot-Zuschläge erfolgt ein Optimierungslauf, der sowohl die erteilten Zuschläge als auch aktualisierte Prognosedaten im 1/4-h-Raster berücksichtigt.

Intraday Optimierung

Neben den DayAhead-Modellen sind Intraday-Modelle aufzusetzen, um damit möglichst nah an den Zeitpunkt der (fluktuierenden) Einspeisung der erneuerbaren Erzeuger heranzurücken. Durch die zu diesem Zeitpunkt deutlich zuverlässigeren Einspeiseprognosen können

der Bilanzkreisausgleich optimiert und Ausgleichsenergiekosten minimiert werden. Des Weiteren besteht die Chance, zusätzliche Gewinne aus kurzfristigen Preis-schwankungen des Intraday-Markts zu generieren. Die Intraday-Optimierungsmodelle können im ¼-h-Raster für die nächsten 36 Stunden berechnet werden und sollten kontinuierlich jede Viertelstunde wiederholt werden.

In Bild 4 ist die zeitliche Einbettung der einzelnen Optimierungsläufe in einen kontinuierlichen, täglichen Vermarktungs- und Steuerungsprozess des Virtuellen Kraftwerks illustriert.

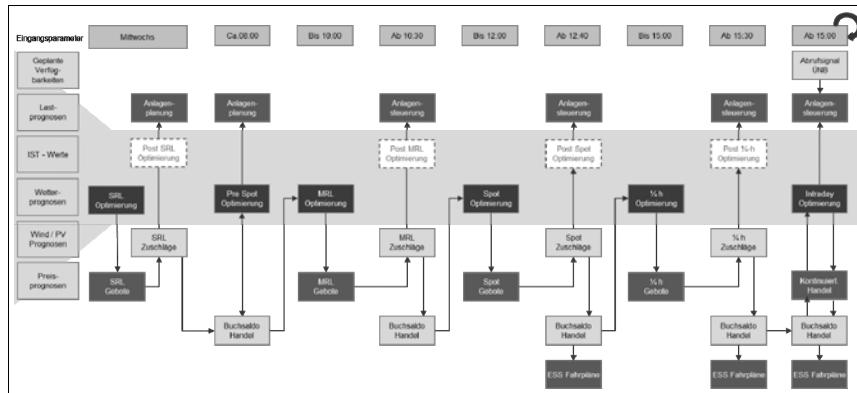


Bild 4: Einbettung der Optimierungsläufe in den täglichen Vermarktungsprozess

Zusätzlich zu den aufgeführten Optimierungsmodellen sollte noch ein „Großmutter“-Modell aufgesetzt werden, in welches morgens die Parameter eingelesen werden, die für alle Modelle identisch sind. Auch für diese Parameter wird konsequent die Vererbungsmethodik an alle nachgelagerten Modelle eingesetzt, um eine hohe Prozesseffizienz zu erzielen.

Somit müssen bei dem hier beschriebenen Vorgehen rund 30 Optimierungsmodelle aufgebaut und in einem kontinuierlichen Prozess performant gesteuert und berechnet werden.

Da alle Optimierungsrechnungen über Vererbung von Ergebnissen vorgelagerter Optimierungsläufe miteinander verzahnt sind, kommt der Stabilität und Zuverlässigkeit des Optimierungsalgorithmus eine zentrale Bedeutung zu. Durchgesetzt hat sich hier die deterministische Optimierung auf Basis kommerzieller Solver, welche die notwendigen Performance-Anforderungen des Virtuellen Kraftwerks sicher erfüllt. In Verbindung mit einem hohen Automatisierungsgrad durch eine übergeordnete Workflow-Steuerung ist die deterministische Optimierung somit aufgrund ihrer performanten und stabilen Lösungsalgorithmen ein elementarer Baustein des Virtuellen Kraftwerks, um die komplexe Prozesskette sicher zu beherrschen.

4. Modellierung des Virtuellen Kraftwerks in einem Optimierungssystem

Die Modellierung des Virtuellen Kraftwerks in einem Optimierungssystem sollte in zwei Schritten erfolgen. Zunächst wird die Modelltopologie aufgesetzt, die die grundsätzlichen, statischen Modelleigenschaften des Virtuellen Kraftwerks beschreibt. Dazu gehören unter anderem die Zuordnung der verschiedenen Anlagen zu den vier Regelzonen, die Abbildung der verschiedenen Märkte für Regelenergie sowie die Modellierung der Spotmärkte.

Anschließend werden der Topologie über Varianten verschiedene Eigenschaften aufgeprägt. Zentrale Parameter der Varianten sind die über den Optimierungshorizont veränderbaren Anlagenverfügbarkeiten, die fluktuierenden Einspeiseprognosen, aber auch die zeitliche Verfügbarkeit der verschiedenen Märkte.

Modelltopologie

Die Modelltopologie, welche im Wesentlichen den Anlagenpool und die betrachteten Märkte beinhaltet, wird in einem einzigen, statischen Modell abgebildet. Die Topologie ist für alle Optimierungsvarianten gleichermaßen gültig. Dies hat den Vorteil, dass beispielsweise Änderungen im Anlagenpool nur einmalig umgesetzt werden müssen und diese dann auf alle Optimierungsvarianten durchgreifen. Somit ist eine schnelle und komfortable Konfigurierbarkeit des Optimierungsmodells gewährleistet.

Die einzelnen Modellbausteine wie Windkraftanlagen, PV-Anlagen oder BHKW selbst sind atomar aufgebaut, das heißt, sie sind aus kleineren Modellementen wie Leitungen, Knoten, Einspeisern, Lastsenken oder Speicherelementen zusammengesetzt. Damit können viele, sich wiederholende Modelleigenschaften vorkonfiguriert und leicht dupliziert werden. Durch den atomaren Aufbau besteht gleichzeitig die Möglichkeit, nahezu beliebig komplexe Anlagen selbstständig zu modellieren, ohne dass bei neuen Anlagentypen externer Programmieraufwand anfallen würde.

Aus mathematischer Sicht bedeutet die Umsetzung der Modelltopologie in einem statischen Modell, dass die Struktur des resultierenden Gleichungssystems nicht dynamisch ist und die Variation, welche aus den einzelnen Optimierungsaufgaben resultiert, nur über die Koeffizienten des Gleichungssystems aufgeprägt wird. Folglich muss das Gleichungssystem auch nur einmalig generiert werden. Die gesamte Dynamik der Modelle befindet sich also in den Koeffizienten der Varianten, welche wiederum über Zeitreihen in einem EDM-System abgelegt sind.

Modellvarianten

Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal der einzelnen Optimierungsvarianten ist die Verfügbarkeit der Märkte. So ist in den Planungsrechnungen abhängig von der Uhrzeit prinzipiell mindestens ein Markt zugänglich. In den Steuerungsrechnungen, bei denen die bezuschlagten Auktionen auf die einzelnen Anlagen verteilt werden, sind die Märkte in der Regel gesperrt. Die Unterscheidung, wann welcher Markt in welchem Modell zugänglich ist, wird vollständig über eine Zeitreihenlogik gesteuert. Damit einher geht die Steuerung der betrachteten Optimierungszeiträume (z.B. Restjahr, 4 Tage, 36 Stunden) und des Zeitrasters (z.B. 1-h-Raster, $\frac{1}{4}$ -h-Raster).

Eine weitere Herausforderung resultiert aus der Tatsache, dass die verschiedenen DayAhead-Berechnungen von den im Viertelstundenrhythmus wiederkehrenden Intraday-Optimierungen überlagert werden. Das heißt, es werden permanent aktualisierte Prognosendaten in verschiedene Modelle für verschiedene Berechnungen aus dem EDM-System abgerufen und in das Optimierungssystem eingelesen. Konsequenterweise werden auch die zugehörigen Optimierungsergebnisse in das EDM-System zurückgespielt. Daher wird die komplexe Zeitreihenlogik durch ein weitestgehend automatisiertes WorkFlow-Management unterstützt. Um die Parallelität der Berechnungen zu gewährleisten, sind zudem mindestens zwei Solver vorzusehen.

Die notwendige Effizienz hinsichtlich des Datentransfers zwischen EDM- und Optimierungssystem wird durch ein umfangreiches Vererbungs- beziehungsweise Mütter-Töchter-Konzept realisiert, das heißt, variable Parameter werden nur einmal von der Mutter aus dem EDM-System ausgelesen und dann an die Optimierungstöchter vererbt.

Die Vererbungslogik beschränkt sich dabei nicht nur auf Eingangsparameter der Optimierungsrechnungen, sondern sollte auch auf Optimierungsergebnisse erweitert werden. So kann bei Variantenrechnungen zur Ermittlung der Gebotsmatrizen der Anlageneinsatz fixiert werden, um Effizienzsteigerungen zu erzielen. Voraussetzung ist, dass die Gebotspreise aufsteigend von Variante zu Variante sortiert sind. Der Hintergrund ist, dass Anlagen, die bei niedrigen Marktpreisen zum Einsatz kommen, zwangsläufig auch bei höheren Preisen eingesetzt werden.

Gerade im zeitkritischen Intraday-Prozess können aufgrund der Vererbung Rechenzeiten erzielt werden, die den Prozess deutlich entspannen. Beispielsweise kann die 6-stufige Gebotsmatrix für die $\frac{1}{4}$ -h-Auktion im Intraday-Prozess bei einem Anlagenpark mit rund 70 Anlagen inklusive Datentransfer in weniger als zwei Minuten berechnet werden.

5. Zusammenfassung und Ausblick

In Hinblick auf das Optimierungsmodul des Virtuellen Kraftwerks gibt es eine Reihe von Anforderungen, die erfüllt sein müssen, damit die Optimierung eine zentrale Rolle einnehmen kann.

Die Forderung nach einer großen Flexibilität kombiniert mit einer komfortablen, einfachen Konfigurierbarkeit der Modelle wird dadurch erreicht, dass nur eine Modelltopologie aufgesetzt wird. Die Variabilität und Dynamik der verschiedenen Modellvarianten wird ausschließlich über Zeitreihen abgebildet.

Durch das Vererbungskonzept von Mutter- auf Töchtervarianten werden gerade im Intraday-Prozess sehr effiziente Rechenzeiten erzielt. Durch die Fixierung von Lösungen kann diese Rechenzeit weiter verkürzt werden.

Um eine saubere Trennung der überlagerten Planungsrechnungen, Steuerungsrechnungen und Intraday-Optimierungen sicher zu stellen und damit eine hohe Prozesssicherheit zu gewährleisten, ist eine automatisierte WorkFlow-Steuerung unerlässlich.

Perspektivisch ist davon auszugehen, dass sich die Marktplatzregeln noch ändern werden. Zudem ist der Trend zur Integration kleinerer und neuartiger Anlagen in das Virtuelle Kraftwerk deutlich erkennbar. Mit der deterministischen Optimierung steht ein performantes Werkzeug zur Verfügung, welches auch in Zukunft geänderte Marktregel abbilden, neue Anlagentypen modellieren und die Optimierungsaufgaben des Virtuellen Kraftwerks zuverlässig lösen kann.

Portfoliooptimierung eines österreichischen Wasserkrafterzeugers

Optimaler Einsatz der Kraftwerksflexibilitäten am Stundenprodukt- und Regelenergiemarkt

Dipl.-Ing. **Christoph Wulz**,
TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, Innsbruck, Österreich

Kurzfassung

Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG mit Firmensitz in Innsbruck betreibt Wasserkraftwerke mit einer Gesamtleistung von über 1.500 MW und einem Regelarbeitsvermögen von ca. 3.000 GWh. Der hohe Anteil an flexibler Erzeugungsleistung wird seit vielen Jahren erfolgreich im europäischen Energiehandel vermarktet und soll künftig auch ausgebaut werden.

Der im Folgenden dargestellte Beitrag soll die Methodik der kurz- und mittelfristigen, deterministisch optimierten Energiedisposition der eigenen Kraftwerksflexibilitäten darstellen, welche nicht nur eine optimale Speicher- bzw. Vertragsbewirtschaftung mit einschließt, sondern in weiterer Folge auch vorgegebene Restriktionen unter Einbeziehung sowohl von Fahrplana- als auch Regelenergieprodukten (Primär-/Sekundär- bzw. Tertiärregelleistung) berücksichtigt. Auf Basis der Optimierungsergebnisse werden laufend Positionsanalysen durchgeführt, welche das Ziel verfolgen, für den Tages- bzw. Wochen- bis hin zum Mehrjahreshorizont optimale Handelsentscheidungen zur Risikosteuerung zu treffen.

Neben der Entlastung bei Routineaufgaben unterstützt die im Unternehmen im Einsatz befindliche Optimierungslösung auch Themenbereiche wie z.B. das Risikomanagement durch Abschätzung des eingegangenen Risikos in Bezug auf Extremsituationen (in denen z.B. geringe Zuflussverhältnisse gleichzeitig auf hohe Verbrauchssituationen und umgekehrt treffen). Die mittels Langfristoptimierung abgeleiteten, je Kraftwerk unterschiedlichen Grenzkosten werden in weiterer Folge in der Kurzfristoptimierung berücksichtigt, aus welcher schließlich die resultierenden, stündlichen Erzeugungsfahrpläne je Maschine bzw. je Kraftwerk über entsprechende Datenschnittstellen zur weiteren Verarbeitung und Disposition direkt an das nachgelagerte Energiedatenmanagementsystem übergeben werden.

Die zyklische Durchführung der Rechnungen unter rollierender Fortschreibung des Planungshorizonts mit einer automatisierten Übernahme der Anfangsbedingungen aus dem Endzustand des entsprechenden vorgelagerten Modells ermöglicht auf diesem Wege eine

Planung vom Ultrakurzfristbereich (Intra-Day Optimierung) bis in den Langfristbereich hin (6 Jahre in die Zukunft). Dem genannten Vorteil der Verkettung von Planungshorizonten kann jener der freien Zeitdiskretisierung hinzugefügt werden, was insbesondere auch in Studienrechnungen mit entsprechend hohem Detaillierungsgrad von Vorteil ist (z.B. in Hinblick auf Berechnungen zur Untersuchung gesetzlicher Vorgaben von bspw. Schwall-/Sunkrestriktionen bei der Rückgabe in den jeweiligen Vorfluter bzw. bei Berechnungen zu Ausbauvorhaben). Zuletzt soll im eingereichten Beitrag auch die systemtechnische Einbettung der Optimierungssoftware in die unternehmensspezifische IT-Landschaft beschrieben werden, welche aufgrund einer effizienten Anbindung an verschiedene IT-Systeme einen sehr hohen Automatisierungsgrad gewährleistet.

Zusammengefasst ergibt sich aus der Anwendung der bei TIWAG im Einsatz befindlichen Kraftwerksoptimierung ein breites Aufgabenspektrum, welches im Rahmen der VDI-Fachtagung „Optimierung in der Energiewirtschaft“ durch einen praxisnahen Beitrag eines österreichischen Wasserkraftunternehmens beleuchtet wird.

Abstract

TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG which is headquartered in Innsbruck/Austria operates hydroelectric power plants with a total power of more than 1.500 MW and a yearly generation output of approximately 3.000 GWh. The high amount of flexible production has been successfully traded in the European energy markets for many years and will be expanded in the future. The following article illustrates the methodology of the short and medium term, deterministically optimized energy disposition of the company-owned power plant flexibilities, which not only includes optimal storage and contract management but also predetermined restrictions involving both schedule and balancing energy (Including primary / secondary and tertiary control). On the basis of the optimization results ongoing position analyzes are carried out which focus on optimum trade decisions for risk control for the day/week to the multi-year horizon. In addition to relieving responsible staff from routine tasks the optimization solution also supports topics such as e.g. risk management by estimating the risk involved in extreme situations (with for instance simultaneously appearing low inflow ratios as well as high consumption situations and vice versa). The marginal costs derived of the medium and long term optimization are different for each power unit and are subsequently accounted for the short-term optimization from which the resulting hourly production schedules are transferred directly to the portfolio management system via appropriate data interfaces for further processing and disposition at different markets. The cyclical execution of the calculation with a rolling update of the planning horizon and an automated take-over of the initial conditions

from the final state of the respective upstream model allows planning from the ultra-short-term range (intra-day optimization) to the long-term range (6 years into the future). In addition to the above-mentioned advantage of connecting planning horizons the possibility of free time discretization can be added which is rather beneficial in study calculations with a high degree of detailing (with regard to calculations for the examination of legal requirements, such as, for instance restrictions in terms of swell/downsurge or for validation of expansion projects). Finally the embedding of the optimization software into the company-specific IT landscape is described which ensures a very high level of automation due to an efficient connection between various IT systems. In summary the power plant optimization tools used by TIWAG covers a broad range of tasks which are described in the article on hand on the VDI conference "Optimierung in der Energiewirtschaft" with practical experience from an Austrian hydroelectric energy company.

1. Einleitung

Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG (TIWAG) mit Firmensitz in Innsbruck betreibt 9 große und 34 kleinere bzw. mittlere Wasserkraftwerke sowie 3 Biomasse-Fernheizkraftwerke. Die gesamte installierte Leistung aller Anlagen liegt in Summe bei mehr als 1.500 MW, die gesamte Erzeugung im Regeljahr bei ca. 3.000 GWh. Die Stromabgabe an Vertriebskunden betrug im Jahr 2016 ca. 4.800 GWh.



Bild 1: Kraftwerksstandorte der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG

TIWAG erbringt Systemdienstleistungen für Austrian Power Grid AG (APG) und den deutschen Netzregelverbund (mit den Anschluss-Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs) TenneT TSO GmbH (TenneT) und Amprion GmbH (Amprion)) (vgl. Bild 2). Die Erbringung von Regelarbeitsleistung erfolgt dabei aus Maschinen, die für die jeweilige Regelenergieart Primärregel-

lung, Sekundärregelung, Minutenreserve/Tertiärregelung (PRL, SRL, MRL/TRL) präqualifiziert wurden. Die Aufteilung des vom jeweiligen ÜNB übermittelten Soll-Regelsignals auf die einzelnen Maschinen erfolgt unter Berücksichtigung von verschiedenen Optimierungskriterien durch TIWAG selbst.

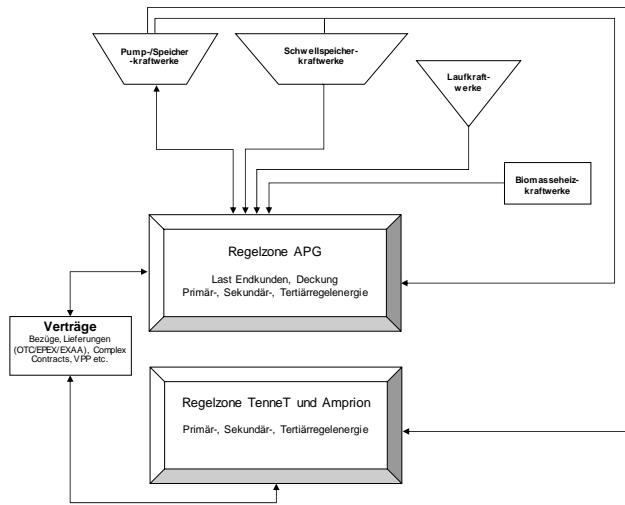


Bild 2: Vereinfachte schematische Darstellung über das TIWAG-Portfolio

Auf Basis der bei TIWAG in Anwendung befindlichen und laufend weiter entwickelten Portfoliooptimierung soll die Erzeugung aus den flexiblen Kraftwerken bestmöglich auf unterschiedlichen Märkten für Stundenprodukte (Spotmarkt) und Regelenergie eingesetzt werden.

Alle Kraftwerke nehmen mit ihrer zur Verfügung stehenden Leistung am Markt für Stundenprodukte (bzw. Viertelstundenprodukte) teil. Die Optimierung hat einerseits die Aufgabe, die Höhe der wirtschaftlich sinnvoll zu vermarktenden Regelreserve zu ermitteln und in weiterer Folge auf die zur Verfügung stehenden und dem jeweiligen Reservetyp (PRL/SRL/MRL) zuordenbaren Maschinen aufzuteilen. Zu beachten ist dabei, dass die Summe der als Stundenprodukt vermarktbaren Leistung und der unterschiedlichen positiven Regelleistungsreserven zu keiner Zeiteinheit den Maximalwert (d.h. die technisch mögliche Leistung nach Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten, Fallhöhenabhängigkeiten, etc.) der Maschinenleistung überschreiten darf. Für die negativen Regelreserven pro Maschine steht maximal die als Stundenprodukt vermarktbare Leistung abzüglich der Mindestleistung zur Verfügung und darf zu keiner Zeiteinheit überschritten werden (vgl. Bild 4 bzw. 5).

2. Beschreibung der im Einsatz befindlichen Optimierung

Die bei TIWAG im Einsatz befindlichen deterministischen Einsatzoptimierungsmodelle verfolgen die Zielsetzung, sowohl in Hinblick auf die Stundenproduktvermarktung als auch die Regelleistungsvorhaltung bzw. -erbringung optimierte Fahrpläne der flexiblen Kraftwerke unter Einbeziehung der Speicherbewirtschaftung sowie unter Einhaltung zahlreicher Restriktionen zu ermitteln.

Der Ablauf der Optimierung wird dabei in 4 Planungsebenen unterteilt:

- Mehrjahresplanung
- Restjahresplanung
- Wocheneinsatzplanung
- Tageseinsatzplanung

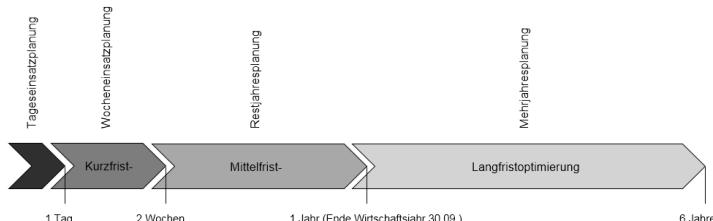


Bild 3: Unterteilung in Planungsebenen

Die Langfristoptimierung (Mehrjahresplanung) dient der Optimierung des TIWAG Portfolios der 6 Energiejahre inklusive dem laufenden Energiejahr (als Energiejahr gilt dabei der Zeitraum vom 1. Okt bis 30. Sept. des Folgejahres). Die Optimierung liefert die Berechnung der optimalen Bedarfsdeckung als Ergebnis für die langfristige Planung. Die Ergebnisse fließen in den laufenden Plan/Ist-Vergleich der einzelnen Energiekategorien sowie in die Ermittlung der offenen Energieposition („Delta Position“) für den Stromhandel bzw. in die Ermittlung von Risikokennzahlen (Schnittstelle zum Risikomanagement) ein und werden für Planungszwecke benötigt.

Der Zeithorizont der Mittelfristoptimierung (Restjahresplanung) reicht von einer Woche bis zu einem Energiejahr. Für das Restjahr (d.h. den verbleibenden Restzeitraum bis zum Ende des Energiejahres) ist die Berechnung der optimalen Bedarfsdeckung unter Berücksichtigung von Revisionszeiten sowie Arbeits- und Leistungsreserven durchzuführen. Ferner sind die Energieangebote (Standard- bzw. Stundenprodukte sowie Regelenergieprodukte) auf Basis von Forward Curve Preisen zu bewerten und in der Optimierung zu berücksichtigen. Die Ergebnisse fließen ebenfalls in die Ermittlung der Delta Position als Information für den

Stromhandel sowie in die Ermittlung von Risikokennzahlen ein und werden zur Optimierung von Revisionszeiten und deren Festlegung benötigt. Zusätzlich werden die Ergebnisse aus der Restjahresrechnung der Kurzfrist-Optimierung als Inputwerte über eine eigens entwickelte Schnittstelle zur Verfügung gestellt.

Der Zeithorizont der Kurzfrist-Optimierung (Woche bzw. Restwoche) reicht von einem Tag bis 14 Tagen. Über eine Schnittstelle können Ergebnisdaten wie Speicherstände bzw. Grenzkosten aus der Mittelfristoptimierung automatisiert direkt in die Kurzfristoptimierung übernommen werden. Die Ergebnisse der Kurzfristoptimierung werden schließlich als Basis für die Tageseinsatzplanung herangezogen und werden daher über die Schnittstelle zum Portfoliomanagement-System der Kurzfristeneinsatzplanung zur Verfügung gestellt. Die Ergebnisse fließen ebenfalls in die Ermittlung der Delta Position als Information für den Stromhandel sowie in die Ermittlung von Risikokennzahlen ein, werden direkt ins Portfoliomanagementsystem zur Weiterverarbeitung durch den Tageseinsatzplaner exportiert und bilden dort die Ausgangsbasis zur weiteren Verwendung auf den verschiedenen Märkten (Regelenergieprodukte, OTC- bzw. Börsenhandel).

Abbildung der Reservevorhaltung in den Modellen:

Der als negative Regelleistung (PRL/SRL/MRL) vermarktete Leistungsanteil kann als Stundenprodukt vermarktet werden. Negative Abrufmengen (vgl. Bild 4) verbleiben im Speicherraum und können zu einem späteren Zeitpunkt abermals als Stundenprodukt vermarktet werden und wirken sich somit auf die Grenzkosten des abgerufenen Kraftwerks senkend aus.

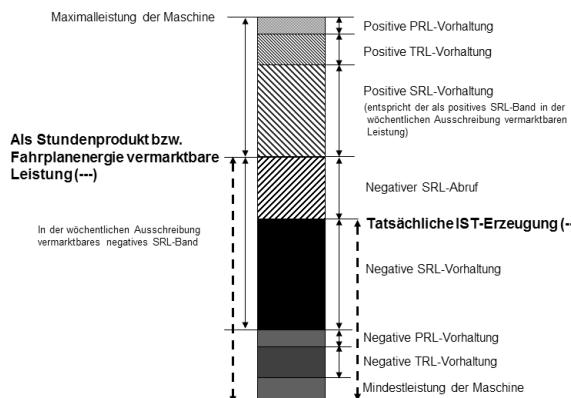


Bild 4: Prinzipdarstellung der Regelenergieabbildung im Einsatzoptimierungsmodell am

Beispiel eines negativen SRL-Abrufs

Der Anteil der als positive Regelleistung vermarkteteten Leistung muss entsprechend vorgehalten werden und kann nicht zeitgleich als Stundenprodukt vermarktet werden. Positive Abrufmengen (vgl. Bild 5) reduzieren die im Speicherraum verbleibende Energiemenge und wirken sich somit in Bezug auf die Grenzkosten des abgerufenen Kraftwerks erhöhend aus. Die Mindestleistung des Kraftwerks kann in keinem Fall für die Bereitstellung von Regelenergie genutzt werden.

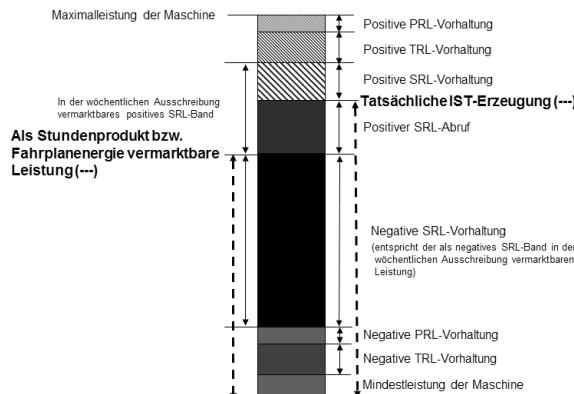


Bild 5: Prinzipdarstellung der Regelenergieabbildung im Einsatzoptimierungsmodell am Beispiel eines positiven SRL-Abrufs

Die Modellierung wurde auf maschinengenauer Ebene durchgeführt, um einerseits eine möglichst detaillierte Abbildung der Assets zu ermöglichen und andererseits die exakte Zuordnung der einzelnen, für Regelenergie präqualifizierten Maschinen zu den verschiedenen Regelzonen in Bezug auf die Regelleistungsvorhaltung zu gewährleisten.

In Hinblick auf die Vorhaltung bzw. den Abruf von Regelenergie wurde im Einsatzoptimierungsmodell der TIWAG-Regelenergiepool mit den für die jeweiligen Regelzonen präqualifizierten Maschinen hinterlegt.

Die Modellierung von positiver sowie negativer Regelleistung erfolgt aufgrund der unterschiedlichen Zuordnung von Kraftwerken getrennt voneinander und variiert im Jahresverlauf bedingt durch die sich unterjährig ändernden Rahmenbedingungen wie z.B. das Wasserdarlehen, Verfügbarkeiten, etc. Der tatsächliche Abruf von SRL und die/der damit verbundene Lieferung/Bezug von Regelenergie erfolgt stochastisch. In den Modellen wird der Regelenergieabruft deterministisch als Zeitreihe vorgegeben und wird im Rahmen der Optimierung bestmöglich auf die definierten Kraftwerke aufgeteilt. Der Regelenergieabruft kann dabei maximal im Ausmaß der vermarkten Sekundärregelreserve erfolgen.

Die Modellierung von positiver und negativer MRL bzw. PRL erfolgt wiederum aufgrund der unterschiedlichen Zuordnung von Kraftwerken getrennt voneinander.

Die MRL bzw. PRL ist in den Modellen als reine Leistungsfreihaltung abgebildet – die Abrufmengen daraus erscheinen aus aktueller Sicht tendenziell als vernachlässigbar.

Die Vorhaltung bzw. Erbringung von Regelenergie aus dem jeweiligen Regelenergiepool erfolgt dabei unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Parametern, wie der Zuflüsse, der aktuellen Speicherfüllungsgrade bzw. der Stundenproduktpreise sowie auf Basis der sich je Kraftwerk ergebenden Grenzkosten. Ein im Regelenergiepool befindliches Kraftwerk mit vergleichsweise hohen Grenzkosten (i.e. saisonales Speicherkraftwerk mit geringer jährlicher Benutzungsdauer) und negativ vorzuhaltender Reserve wird bei stündlichen Spotpreisen, welche jeweils unter den kraftwerksspezifischen Grenzkosten liegen, einen Erlösnachteil gegenüber Stundenprodukten erwirtschaften, welcher mindestens durch einen für die negative Leistungsvorhaltung vergüteten Leistungspreis kompensiert werden muss, damit sich bei Vernachlässigung der Abrufe aus der Regelenergievermarktung ein positiver Gesamtdeckungsbeitrag erzielen lässt.

Wird mit demselben Kraftwerk positive Reserve vorgehalten, so wird analog bei stündlichen Spotpreisen, welche jeweils über den Grenzkosten des Kraftwerks liegen, ein Erlösnachteil gegenüber Stundenprodukten erwirtschaftet, welcher wiederum durch einen für die positive Reservevorhaltung vergüteten Leistungspreis kompensiert werden muss, damit sich (wiederum bei Vernachlässigung der Abrufe) aus der Regelenergievermarktung ein positiver Gesamtdeckungsbeitrag erzielen lässt.

Durch die rechnergestützte optimale Aufteilung der positiven sowie negativen Regelenergiprodukte auf die einzelnen Maschinen, welche auf Basis der unterschiedlichen Randbedingungen wie der kraftwerksspezifischen Grenzkosten, der Maschinenmindestleistung, des Wasserdargebots sowie unter Berücksichtigung der prognostizierten Regelenergieabrufe erfolgt, werden die sich aufgrund der Regelenergievorhaltung ergebenden Stundenproduktverluste minimiert und die aus der kombinierten Stundenprodukt- sowie Regelenergievermarktung erzielbaren Gesamterlöse maximiert. Das ist u.a. eine der zentralen Aufgaben der bei TIWAG in Anwendung und Weiterentwicklung befindlichen Einsatzoptimierungsmodelle.

Beispiel: Einsatzoptimierung der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz:

Die Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz besteht aus der Oberstufe Kraftwerk (KW) Kühtai sowie aus der Unterstufe KW Silz. Bei der Oberstufe KW Kühtai handelt es sich um ein Pumpspei-

cherkraftwerk, welches sich topologisch zwischen dem Jahresspeicher Finstertal und dem Speicher Längental befindet. KW Silz turbiniert Wasser aus dem Speicher Längental unter Nutzung einer Fallhöhe von über 1200 m in den Vorfluter Inn.

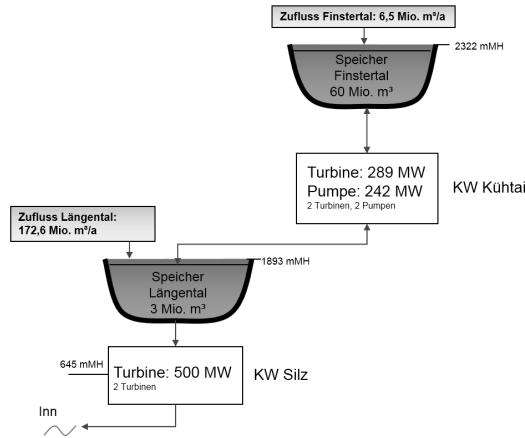


Bild 6: Topologie der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz

Tabelle 1 zeigt vereinfachend für einen fiktiven Tag und für jeweils eine Maschine anhand des präqualifizierten TIWAG-Regelenergiepools (bestehend aus KW Silz und KW Kühtai), wie die Einsatzoptimierung prinzipiell unter Berücksichtigung von positiver und negativer SRL-Vorhaltung sowie SRL-Abrufen erfolgt.

Tabelle 1: Beispiel für die Vorhaltung bzw. Erbringung von Sekundärregelleistung in der der Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz (KW Silz und KW Kühtai) für einen fiktiven Tag (in MWh)

	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00		
Preis in €/MWh	27,0	23,4	24,4	23,6	22,9	28,1	33,5	38,3	37,3	34,9	34,7	33,2	30,1	29,5	28,3	29,7	31,2	35,1	40,1	41,3	39,0	36,3	33,6	29,3		
KW_SILZ_IST-Erzeugung	16	16	76	46	16	16	16			76	76	76	76	76	76	76	76	76	240	240	16	16	16	16		
KW_SILZ_Stundenprodukt	16	16	16	16	16	16	16	16	16		76	76	76	76	76	76	76	76	76	240	240	16	16	16	16	
KW_SILZ_SRL_Abruf_pos			60	30																						
KW_SILZ_SRL_Abruf_neg																										
KW_SILZ_SRL_Vorhaltung_pos	60	60	0	30	60	60	60	60															60	60	60	
KW_SILZ_SRL_Vorhaltung_neg										60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60		
KW_Kuehtai_Turbine_IST-Erzeugung										95	65									95	95					
KW_Kuehtai_Turbine_Stundenprodukt											125	125									125	125				
KW_Kuehtai_Turbine_SRL_Abruf_pos																										
KW_Kuehtai_Turbine_SRL_Abruf_neg											30	60								30	30					
KW_Kuehtai_SRL_Vorhaltung_pos											30	0								30	30					
KW_Kuehtai_SRL_Vorhaltung_neg																										
KW_Kuehtai_Pumpe	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118	-118		

Für die Vorhaltung von positiver sowie negativer SRL kann die Mindestleistung bei KW Silz im Ausmaß von 16 MW je Maschine bzw. im Ausmaß von 65 MW bei KW Kühtai nicht genutzt werden. Die IST-Erzeugung ergibt sich aus der als Stundenprodukt vermarktbaren Leistung ergänzt um positive bzw. vermindert um negative SRL-Abrufe.

Die aus der übergeordneten Jahresoptimierung abgeleiteten und im fiktiven Beispiel der Tagesoptimierung als weiche Schranken für das KW Silz vorgegebenen Grenzkosten von z.B. 40 €/MWh werden preislich in den Stunden 19 bzw. 20 überschritten, was zu einem Vollein-satz (im Ausmaß von 240 MW) führt. Gleichzeitig und unter Berücksichtigung eines optimalen Wälzeinsatzes übernimmt KW Kühtai für diese Zeiteinheit die negative SRL-Vorhaltung bzw. den negativen SRL-Abruf im Ausmaß von 30 MW. Aufgrund der im Vergleich zu KW Silz höheren Grenzkosten von KW Kühtai kann der negative SRL-Abruf in den Stunden 19 bzw. 20 von KW Kühtai aufgrund einer Wasseraufsparung im Speicher Finstertal optimal genutzt werden.

Die aus der Einsatzoptimierung abgeleiteten Ergebnisse sind:

- Erzeugungsfahrpläne je Maschine, die als Zeitreihen automatisiert über entsprechende Schnittstellen an das Portfoliomagementsystem übergeben werden;
- Offene Position („Delta Position“), die sich aus der Erzeugung, den fixierten Verträgen, der zu deckenden Last, etc.) ergibt und u.a. die Grundlage für Handelsentschei-dungen darstellt;
- Speicherganglinien zur Prognose des Pegelverlaufs;
- Grenzkosten für den Kraftwerkseinsatz: Diese werden aus der Mittel- bzw. Langfris-toptimierung abgeleitet und der nachgelagerten Wochen- bzw. Tagesoptimierungs-rechnung vorgegeben und entsprechend an die Day-Ahead bzw. Intra-Day-Einsatzplanung kommuniziert;
- Unterstützung bei der Regelenergieangebotslegung: Basierend auf der stündlichen Preisprognose für den Spotmarkt und den Leistungs- und Arbeitspreisen sowie den Abrufwahrscheinlichkeiten für Regelenergie kann eine Angebotslegung für Re-gelenergie auf Basis von Szenarienrechnungen (mit bspw. einer variablen Positionie-rung in der Abruf-Merit-Order) evaluiert werden;
- Monetäre Auswirkungen bei Berücksichtigung zusätzlicher Restriktionen (z.B. außer-planmäßiges Speicherabsenktziel, Nichtverfügbarkeiten, etc.);
- Monetärer Deckungsbeitrag bei Bewertung eines Kraftwerksausbauvorhabens bzw. komplexer Verträge;

- Energiewirtschaftliche Auswirkungen von wasserwirtschaftlichen Restriktionen (z.B. hydraulische Abflüsse, welche in Hinblick auf gesetzliche Vorgaben wie der EU-Wasserrahmenrichtlinie (bspw. in Bezug auf Schwall-/Sunkerscheinungen) weiterführenden Untersuchungen unterzogen werden);

3. Lösungsalgorithmen und systemtechnische Einbettung in die IT-Landschaft

Bei der von TIWAG eingesetzten Optimierungslösung handelt es sich um ein Softwarepaket, welches durch einen Anbieter (Siemens) bereitgestellt wird und aus folgenden 3 Komponenten besteht:

- GAMS: Zur Abbildung des mathematischen Modells und Matrixgenerierung;
- CPLEX: Optimierungssolver;
- MS-EXCEL (VBA): Als Oberfläche zur Eingabesteuierung, flexiblen Ergebnisdarstellung und Schnittstellenprogrammierung;

Lösungsverfahren:

Zusätzlich zu den klassischen Lösungsverfahren der linearen (LP) und gemischt ganzzahligen (MIP) Optimierung werden bei TIWAG noch folgende Verfahren verwendet:

MIP Schaltpunktłösung (SLP):

Die entsprechenden Schaltpunkte werden iterativ fixiert und auf diesem Weg die Anzahl der freien Schaltpunkte reduziert, um so eine leichtere Lösung des Optimierungsproblems zu ermöglichen. Zusätzlich wird auf Basis der ersten Iteration eine MIP-Lösung als Startlösung für die folgenden SLP-Iterationen in einem größeren Zeitraster (2 h) verwendet, sodass wiederum ein Modell mit geringerer Komplexität entsteht, das leichter gelöst werden kann.

Sukzessive Schaltzustandsfixierung:

Hier handelt es sich ebenso um SLP-Iterationen. Die Lösung der Schaltpunkte erfolgt jedoch in der Art und Weise, dass einzelne Teilzeitbereiche (z.B. Tage) betrachtet werden, in einer Iterationsschleife über diese Zeitbereiche die Schaltpunkte jeweils für einen Zeitbereich freigelassen werden und gleichzeitig die Schaltpunkte aller anderen Zeitbereiche gemäß der Ausgangslösung fixiert werden. Aufgrund der Fixierung entstehen deutlich kleinere Modelle, deren Lösungsgenauigkeit grundsätzlich deutlich höher liegt, wodurch am Ende eine Glättung der Erzeugungsfahrpläne erreicht wird.

Einbettung in die IT-Landschaft:

Aufgrund der in Bild 7 dargestellten, effizienten Anbindung einer Reihe von IT-Systemen an die Einsatzoptimierung, wird ein hoher Automatisierungsgrad in der Anwendung der Optimie-

nung erreicht. Aus dem firmeninternen „Prozessdatenarchiv“ auf Basis einer mächtigen ORACLE-Datenbank können zügig Zeitreihen sowie Einzelwerte wie Anfangspegelstände der hydraulischen Speicher (Pegelstände), stündliche Preisprognosen, Zuflüsse, Lastprognosen, zugeschlagene Regelenergiebänder bzw. in die Einsatzoptimierung geladen werden.

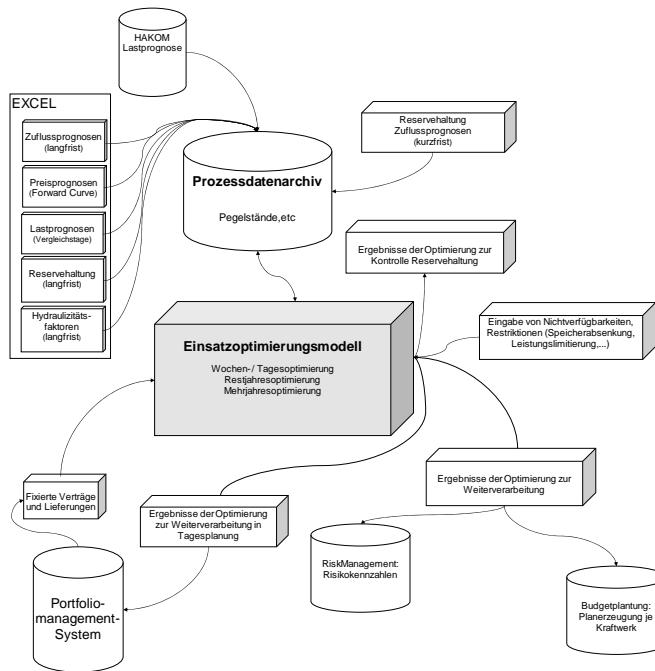


Bild 7: Übersicht über die Einbettung der Einsatzoptimierung inkl. System-Schnittstellen

Nach der Optimierungsrechnung können die ermittelten Ergebnisse wie etwa die stündlichen Erzeugungsfahrpläne der Kraftwerke automatisiert in Richtung Portfoliomanagementsystem übertragen werden. Der stündliche Einsatz der Kraftwerke wird in Verbindung mit der Lastprognose sowie weiteren deckungsrelevanten Zeitreihen zur Bestimmung der Delta Position an das Risikomanagement übergeben. Über ein entsprechendes Risikomonitoring wird die Einhaltung von Limitvorgaben überwacht und ggf. Verletzungen mitprotokolliert und kommuniziert. Die Ergebnisse in Bezug auf die für die jeweils nächsten 6 Jahre ermittelte Planerzeugung je Kraftwerk fließen in die jährliche Budgetplanung des Unternehmens ein.

Kurz- und mittelfristige Preisprognosen: Auswahl optimaler Modellierungsansätze unter Berücksichtigung des Prognosehorizonts

M.Sc. **P. Beran**, M.Sc. **A. Vogler**, Prof. Dr. **C. Weber**,
House of Energy Markets and Finance, Essen

1 Kurzfassung

Die Prognosegüte diverser Modellierungsansätze wird durch den jeweiligen Prognosehorizont und die damit verbundene Verfügbarkeit von Informationen entscheidend beeinflusst. Um die unterschiedlichen Punktprognosemethoden optimal einzusetzen, werden im vorliegenden Beitrag verschiedene Modellklassen (Fundamental-, Zeitreihen- und Regressionsmodelle) zu einem Gesamtmodell kombiniert. Dieses wird sodann mit den reduzierten Modellen, die aus Parameterrestriktionen auf das Grundmodell resultieren, verglichen. Der Vergleich erfolgt über die Güte der Prognosen im Rahmen einer Out-of-sample-Untersuchung. Es zeigt sich, dass die höchste Prognosegüte mit keiner der betrachteten Modellklassen allein erreicht wird, sondern vielmehr kombinierte Modellierungsansätze über alle Vorhersagehorizonte bessere Prognosen liefern. Insbesondere eine Kombination aller Modellansätze erzielt über alle Prognosehorizonte mit die besten Ergebnisse. Des Weiteren bestätigt der vorliegende Artikel in einem statistisch formellen Rahmen die Einschätzung, dass Fundamentalmodelle über mittelfristige Prognosehorizonte gegenüber rein zeitreihenbasierten Modellen zu bevorzugen sind.

2 Einleitung

Der Umbau des Energiesystems führt dazu, dass der Großhandel für Strom und die entsprechenden Preise zunehmend von der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien getrieben werden. Dies stellt Betreiber konventioneller und regenerativer Erzeugungsportfolien vor enorme technische und wirtschaftliche Herausforderungen und erfordert Methoden, die die hieraus entstehenden Risiken adäquat abbilden. Für die Bewertung dieser Risiken ist die Prognose zukünftiger Spotpreise von entscheidender Bedeutung. Bei der Charakterisierung zukünftiger Spotpreise muss dabei zwischen Punktprognosen und probabilistischen Prognosen unterschieden werden, wobei innerhalb der jeweiligen Prognosearten noch einmal methodische Klassen unterschieden werden können. Diese spielen ihre Stärken in unterschiedlichen Anwendungen aus. So können bezüglich der Punktprognose rein finanzmathematische Modelle nicht ohne Weiteres die Nichtspeicherbarkeit von Strom abbilden. Reine

Fundamentalmodelle können hingegen nur eingeschränkt die Preisschwankungen und Unsicherheiten berücksichtigen. Geeigneter erscheinen daher hybride Ansätze, die fundamentale Einflussfaktoren wie Windeinspeisung und Kraftwerkscharakteristika berücksichtigen sowie darüber hinaus die Preisschwankungen und Unsicherheiten der Strommärkte über stochastische Prozesse abbilden. Entscheidend ist jedoch auch, dass der jeweilige Prognosehorizont und die damit verbundene Verfügbarkeit von Informationen Einfluss auf die Ergebnisqualität der verschiedenen Ansätze hat. Um die Vorteilhaftigkeit unterschiedlicher Methoden zu beurteilen, werden im vorliegenden Beitrag ein vereinfachter fundamentaler Modellierungsansatz sowie einfache ökonometrische Ansätze unter Berücksichtigung des Prognosehorizonts miteinander kombiniert und verglichen. Es sind hierbei Prognosen für den kurz- bis mittelfristigen Bereich (ein bis zehn Tage) Gegenstand der Untersuchung. Im Weiteren wird die Modellgüte (gemessen an Out-of-sample Fehlermaßen) für die betrachteten Ansätze über unterschiedliche Prognosehorizonte ermittelt und daraus Empfehlungen für optimale Modellspezifikationen abgeleitet.

3 Ansätze der Preismodellierung und Prognose

3.1 Modell

Eine Differenzierung von Modellierungsansätzen für Strompreise kann im Wesentlichen anhand der verwendeten Methodik und des Prognosehorizontes erfolgen. Es lassen sich fünf grundsätzliche Modellklassen unterscheiden: (1) Spieltheoretische Modelle, (2) Fundamentalmodelle, (3) Finanzmathematische-ökonometrische Modelle, (4) Modelle der Computational Intelligence sowie (5) Hybride Modellierungsansätze [1]. Eine detaillierte Klassifizierung mit einem Überblick über wichtige wissenschaftliche Beiträge zu den verschiedenen Ansätzen findet sich in Weron (2014) [1]. Nachfolgend werden ein Fundamentalmodell sowie verschiedene ökonometrische Ansätze betrachtet, sodass sich in Kombination grundsätzlich ein Hybridmodell ergibt. Das Fundamentalmodell bildet anhand der beobachtbaren physischen Gegebenheiten und Systemabhängigkeiten die Angebotsseite ab, was in Verbindung mit einer vorgegebenen (prognostizierten) Nachfrage die Bestimmung eines fundamentalbasierten Strompreises ($\hat{p}_{t,h}^{1,Fu}$) ermöglicht. In Modell 1 wird dieser, neben Dummy-Variablen, als einzige erklärende Größe verwendet. Eine solche Spezifikation ermöglicht die Bereinigung des Fundamentalpreises um systematische Prognosefehler, sodass Modell 1 im Folgenden als Fundamentalmodell verstanden wird. In der ökonometrischen Klasse stellt ein reines Zeitreihenmodell einen möglichen Ansatz dar. Der Strompreis wird entsprechend in Modell 2 aufbauend auf autoregressiven Elementen, also seiner eigenen Historie ($p_{t-1,h}, p_{t-2,h}, p_{t-7,h}$), dynamisch mo-

delliert. Hier wird der Preis jeder Tagesstunde wie in den meisten ähnlichen Modellen als separater stochastischer Prozess verstanden. Auf die Erweiterung des Modells um autoregressive Elemente anderer Stunden zur Abbildung der untertägigen Korrelationsstruktur wird hier verzichtet. Vor diesem Hintergrund stellt Modell 2 ein relativ einfaches Zeitreihenmodell dar. Die klassische multiple Regression fällt ebenfalls in den Bereich der ökonometrischen Ansätze. Eine Modellierung des Strompreises erfolgt hier als Spezifikation einer linearen Funktion exogener Variablen, die zumeist die zugrundliegende physische Marktsituation beschreiben. Die Parameter der Funktion werden dann durch ein geeignetes Schätzverfahren bestimmt. Modell 3 entspricht einem solchen klassischen Regressionsmodell, in dem die Residuallast ($L_{t,h}$) neben Dummy-Variablen als Regressor verwendet wird. Die Modelle 4 bis 7 stellen verschiedene Kombinationen der beschriebenen Basismodelle dar, wobei Modell 7 das umfassendste Modell mit der Kombination aller Ansätze und damit aus ökonometrischer Sicht das Grundmodell für statistische Tests ist. Sämtliche anderen Modelle sind in diesem Grundmodell eingebettet („verschachtelt“) und ergeben sich durch Restriktionen des Parameterraums des Grundmodells. Sie werden in ihrer Prognosegüte mit diesem verglichen, um für verschiedene Prognosehorizonte jeweils den optimalen Modellierungsansatz zu ermitteln. Allen betrachteten Modellen ist gemein, dass sie Dummy-Variablen enthalten. Es werden drei Dummy-Variablen für Samstag, Sonntag und Montag verwendet ($D_t^{Sa}, D_t^{So}, D_t^{Mo}$), die das besondere Verhalten des Strompreises am Wochenende und zu Wochenbeginn abbilden sollen. Zusätzlich wird eine Dummy-Variable für die Zeit vom 23. Dezember bis 06. Januar definiert (D_t^{Xmas}), da der Zeitraum um die Weihnachtsfeiertage und den Jahresbeginn durch außergewöhnlich geringe Last und hohe Preisunsicherheit charakterisiert ist. Tabelle 1 fasst die betrachteten Spezifikationen zusammen.

Tabelle 1: Das Grundmodell (M7) und die verschachtelten Modelle (M1-M6)

M1	Fundamentalmodell	$p_{t,h} = \beta_0 + \beta_4 \hat{p}_{t,h}^{1,Fu} + \sum_{w \in W} \beta_w D_t^w + \varepsilon_{t,h}$
M2	Autoregressives (AR) Modell	$p_{t,h} = \beta_0 + \beta_1 p_{t-1,h} + \beta_2 p_{t-2,h} + \beta_3 p_{t-7,h} + \sum_{w \in W} \beta_w D_t^w + \varepsilon_{t,h}$
M3	Regressionsmodell	$p_{t,h} = \beta_0 + \beta_5 L_{t,h} + \sum_{w \in W} \beta_w D_t^w + \varepsilon_{t,h}$
M4	Fundamental- & AR-Modell	$p_{t,h} = \beta_0 + \beta_1 p_{t-1,h} + \beta_2 p_{t-2,h} + \beta_3 p_{t-7,h} + \beta_4 \hat{p}_{t,h}^{1,Fu} + \sum_{w \in W} \beta_w D_t^w + \varepsilon_{t,h}$ (1)
M5	Regressions- & AR-Modell	$p_{t,h} = \beta_0 + \beta_1 p_{t-1,h} + \beta_2 p_{t-2,h} + \beta_3 p_{t-7,h} + \beta_5 L_{t,h} + \sum_{w \in W} \beta_w D_t^w + \varepsilon_{t,h}$
M6	Fundamental- & Regressionsmodell	$p_{t,h} = \beta_0 + \beta_4 \hat{p}_{t,h}^{1,Fu} + \beta_5 L_{t,h} + \sum_{w \in W} \beta_w D_t^w + \varepsilon_{t,h}$
M7	Grundmodell (Gesamtmodell)	$p_{t,h} = \beta_0 + \beta_1 p_{t-1,h} + \beta_2 p_{t-2,h} + \beta_3 p_{t-7,h} + \beta_4 \hat{p}_{t,h}^{1,Fu} + \beta_5 L_{t,h} + \sum_{w \in W} \beta_w D_t^w + \varepsilon_{t,h}$

mit $W = (Sa, So, Mo, Xmas)$

3.2 Prognoseerstellung

Die Berechnung der Prognosen über die verschiedenen Horizonte erfolgt für alle Modelle gleichermaßen als rekursive Berechnung. Es wird dabei kein separates Modell für den jeweiligen Prognosehorizont geschätzt, sondern die Parameter des Modells werden in der Eintagesprognose geschätzt und anschließend zur Berechnung der Prognosen über längere Horizonte herangezogen. Die Eingangsgrößen des Modells werden hierfür mit einer Prognose für den jeweiligen Horizont ersetzt, sodass die Preisprognose auf Prognosen der Eingangsgrößen beruht. Der betrachtete Ansatz ist rekursiv, da die autoregressiven Komponenten des Modells über den Eintageshorizont hinaus mit Preisprognosen befüllt werden und diese für sämtliche Zeitschritte zwischen Ein- und Zehntagesprognosehorizont berechnet werden müssen. Im vorliegenden Artikel werden im Speziellen Prognosehorizonte der Länge eins, drei und zehn betrachtet. Eine Eintagesprognose ist in einem Energiemarkt mit Day-Ahead-Auktion ein unersetzliches Instrument, während die mittelfristigen Prognosehorizonte einerseits die Prognosesituation über ein Wochenende als auch die Prognosesituation im Kontext von Regelleistungsangeboten und zum optimalen Betrieb physischer Anlagen abbilden sollen.

4 Validierung und Bewertung

Die Auswahl des präferierten Modells je Prognosehorizont $k \in K$ erfolgt durch einen Vergleich der Güte der Prognosen im Rahmen einer Out-of-sample-Untersuchung. Zunächst wird die beobachtete Stichprobe der Länge T in zwei separate Stichproben der Längen $(T - \tau)$ und τ partitioniert. Auf Basis der ersten $(T - \tau)$ Beobachtungen wird ein erstes Prognosetupel bestimmt, bevor die Teilstichprobe rollierend um jeweils einen Zeitschritt verschoben wird und die entsprechenden Prognosen berechnet werden. Es ergeben sich folglich $(\tau - k + 1)$ Realisationsprognosepaare für die Validierung der Güte einer Prognose über Horizont $k \in K = (1, 3, 10)$. Der Pfad der Preisprognose für Stunde h des Tages t über Horizont k aus Modell i sei beschrieben durch $\{\hat{p}_{t,h}^{k,i}\}_{t=T-\tau+k}^T$. Es seien der assoziierte Preis- und Prognosefehlerpfad jeweils gegeben durch $\{p_{t,h}\}_{t=T-\tau+k}^T$ und $\{\varepsilon_{t,h}^{k,i}\}_{t=T-\tau+k}^T$. Die Prognosegüte wird anhand des mittleren absoluten Fehlers (MAE) und der Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme (RMSE) bewertet.

$$MAE_h^{k,i} = \frac{1}{\tau - k + 1} \sum_{t=T-\tau+k}^T |p_{t,h} - \hat{p}_{t,h}^{k,i}|$$

$$RMSE_h^{k,i} = \sqrt{\frac{1}{\tau - k + 1} \sum_{t=T-\tau+k}^T (p_{t,h} - \hat{p}_{t,h}^{k,i})^2} \quad (2)$$

Ein Vergleich der beschriebenen Fehlermaße ermöglicht eine indikative Aussage über die relative Prognosegüte der betrachteten Modelle. Er ermöglicht jedoch keinen Rückschluss, inwiefern die beobachtete Differenz der Fehlermaße statistisch signifikant von null abweicht, weshalb der Diebold-Mariano-Test zur Anwendung kommt. Es sei $l(p_{t,h}, \hat{p}_{t,h}^{k,i})$ der Verlust eines allgemeinen Prognosenutzers assoziiert mit einer Prognose. Dieser Verlust stellt somit eine Funktion der Realisation und der Prognose dar. Diese Formulierung inkludiert den Fall, in dem der Verlust eine reine Funktion des Prognosefehlers darstellt ($l(\varepsilon_{t,h}^{k,i})$), welcher im Folgenden betrachtet wird. Der Diebold-Mariano-Test ermöglicht die Untersuchung der Nullhypothese, dass die betrachteten Prognosen einen äquivalenten Gütegrad aufweisen und der Erwartungswert der Verlustdifferenz $d_{t,h}^k$ folglich null beträgt.

$$H_0: E[l(\varepsilon_{t,h}^{k,i})] = E[l(\varepsilon_{t,h}^{k,j})] \leftrightarrow E[d_{t,h}^k] = 0 \quad (3)$$

$$H_1: E[l(\varepsilon_{t,h}^{k,i})] \neq E[l(\varepsilon_{t,h}^{k,j})] \leftrightarrow E[d_{t,h}^k] \neq 0$$

Im vorliegenden Anwendungsfall wird also ein zweiseitiger Diebold-Mariano-Test betrachtet. In diesem Fall ermöglicht das Vorzeichen einer Teststatistik, die statistisch signifikant von null

abweicht, Rückschluss auf die Prognose mit höherem Gütegrad. Es sei $\{d_{t,h}^k\}_{t=T-\tau+k}^T$ der beobachtete Pfad der Verlustdifferenzen. Diebold und Mariano [2] formulieren darauf basierend die Teststatistik DM_h^k , die asymptotisch gegen eine Standardnormalverteilung konvergiert.

$$\begin{aligned} \{d_{t,h}^k\}_{t=T-\tau+k}^T &= \{l(\varepsilon_{t,h}^{k,i}) - l(\varepsilon_{t,h}^{k,j})\}_{t=T-\tau+k}^T \\ DM_h^k &= \frac{\bar{d}_h^k}{\sqrt{\hat{V}(\bar{d}_h^k)}} \sim N(0,1) \\ \bar{d}_h^k &= \frac{1}{\tau - k + 1} \sum_{t=T-\tau+k}^T d_{t,h}^k \end{aligned} \quad (4)$$

Die mittels Erwartungswert formulierte Nullhypothese wird folglich anhand des standardisierten Mittelwerts der beobachteten Verlustdifferenzen getestet, wobei \hat{V} den Standardfehler des Mittelwerts beschreibt. Ein Diebold-Mariano-Test ist auf eine Vielzahl von Verlustfunktionen anwendbar und robust gegenüber Autokorrelation. Diese Robustheit ist insofern wichtig, als selbst die Prognosefehler optimaler Punktprognosen über Horizont k einem MA-Prozess bis $(k-1)$ -ter Ordnung folgen können und sich diese intertemporale Abhängigkeitsstruktur gegebenenfalls in der Verlustreihe widerspiegelt. Gemäß Diebold [3] ist die Anwendung des Diebold-Mariano-Tests nur valide, wenn die Verlustdifferenzreihe einem kovarianzstationären Prozess folgt. Die Validität dieser Annahme gilt es in empirischen Anwendungsfällen sicherzustellen. Folglich werden die betrachteten Verlustdifferenzreihen mittels Dickey-Fuller-Test auf Kovarianzstationarität überprüft. Diebold und Mariano [2] zeigen, dass die empirische Irrtumswahrscheinlichkeit des Tests bei Anwendung auf kleine Stichproben stark von der nominellen Irrtumswahrscheinlichkeit abweicht. Harvey, Leybourne und Newbold [4] betrachten eine Adjustierung der Diebold-Mariano-Teststatistik und finden, dass diese zu besseren empirischen Irrtumswahrscheinlichkeiten führt. Die Teststatistik HLN_h^k entspricht einer Skalierung der originalen Teststatistik und folgt einer t-Verteilung mit $(\tau - k)$ Freiheitsgraden.

$$HLN_h^k = \sqrt{\frac{(\tau - k + 1) + 1 - 2k + (\tau - k + 1)^{-1}k(k - 1)}{(\tau - k + 1)}} DM_h^k \sim t(\tau - k) \quad (5)$$

Die vorangestellte allgemeine Formulierung des Tests inkludiert die Verwendung des absoluten sowie des quadrierten Prognosefehlers als Verlustfunktion. Im Folgenden wird somit der Diebold-Mariano-Test nach Harvey, Leybourne und Newbold [4] verwendet, um zu vergleichen, inwieweit die Verlustdifferenzen statistisch signifikant von null abweichen.

5 Anwendung und Ergebnisse

5.1 Anwendung und Daten

Wie in Abbildung 1 dargestellt, werden die in Abschnitt 3.1 definierten Modelle im Folgenden auf Basis der historischen Daten der Jahre 2014 bis 2015 geschätzt und anschließend für die Prognose des Jahres 2016 angewendet. Dabei werden die in Abschnitt 3.2 erläuterten Prognosehorizonte $k = 1$, $k = 3$ und $k = 10$ mithilfe einer rollierenden Schätzhistorie ermittelt.

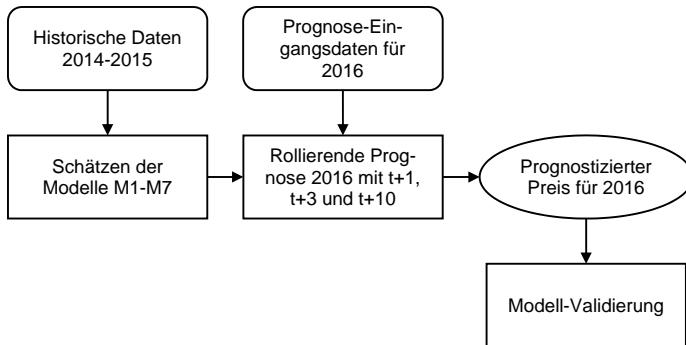


Bild 1: Modellanwendung

Die hierfür benötigte Datenbasis besteht aus den beschriebenen Regressoren der einzelnen Modelle. Für die Modellschätzung werden historische Daten verwendet, während für die Prognoseanwendung entsprechende Datenreihen mit einem Informationsstand gemäß des betrachteten Prognosehorizontes k benötigt werden. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die verwendeten Daten und ihre Quellen. Neben den datenseitig unproblematischen Dummy-Variablen und autokorrelierten Termen werden in den Modellen 1 bis 7 die Regressoren Fundamentalspreis und Residuallast verwendet. Der Fundamentalspreis wird ex-ante mithilfe eines vereinfachten Fundamentalmodells ermittelt. Der Modellierungsansatz ist eine erweiterte Version des bei Kallabis, Pape, Weber (2016) beschriebenen Ansatzes [5]. Die in Tabelle 2 genannten Daten sind Eingangsdaten für das Fundamentalmodell und dienen außerdem der Bestimmung der Residuallast in den Modellen 3, 5, 6 und 7. Die Daten der Modellschätzung bestehen aus historischen Datenreihen für den jeweiligen Modellierungszeitpunkt ([6], [7], [8], [9], [11]). Die Prognosedaten hingegen beziehen sich auf den Informationsstand des Vorhersagehorizontes k . Aus diesem Grund werden für die Brennstoffpreise in den Prognoserechnungen die jeweils letztbekannten Handelswerte verwendet. Wind- und PV-Prognosen stammen von dem Wet-

terdaten-Dienstleister ConWX [10]. Da nur Vorhersagedaten bis zu einem Zeitraum von maximal sechs Tagen vorliegen, werden diese Sechs-Tages-Vorhersagen für den Horizont $k = 10$ verwendet. Die Prognosen für die Verfügbarkeiten werden aus den zum Prognosezeitpunkt gemeldeten und somit bekannten Nicht-Verfügbarkeiten berechnet.

Tabelle 2: Übersicht der verwendeten Daten

	<i>Historie 2014-2015</i>		<i>Prognose 2016</i>		
	<i>Datensatz</i>	<i>Quelle</i>	<i>k=1</i>	<i>k=3</i>	<i>k=10</i>
Kohlepreis	API#2 Front-Monat				
Gaspreis	OTC TTF Day-Ahead				
Ölpreis	Brent ICE Index	Energate	<i>Historische Preise mit Informationsstand d</i>		
CO2-Preis	EU ETC Front-Jahr				
Wind & PV	Day-Ahead Prognose	ÜNBs	<i>ConWX Prognose für t+1</i>	<i>ConWX Prognose für t+3</i>	<i>ConWX Prognose für t+6</i>
Last		<i>Hourly load values ENTSO-E Transparenz Plattform</i>			
Auslandsaus.	Hourly Commercial Schedule	ENTSO-E	<i>Regressionsmodell mit Informationsstand d</i>		
Kapazität		<i>Historische Daten aus: Masterdata Power + Kraftwerksliste Quellen: EEX Transparenz-Daten + BNetza</i>			
Verfügbar.	Planned & Unplanned Non-Usability	EEX Transparenz-Daten	<i>Geplante Nichtverfügbarkeiten mit Informationsstand d</i>		

Für die Last, die installierte Leistung und die Auslandsaustauschmengen liegen keine Vorhersagen vor. Aus diesem Grund wird in allen Prognosen die tatsächliche Last verwendet. Da sich die installierte Leistung in dem maximal betrachteten $k = 10$ Horizont nur unwesentlich verändert, werden für die Prognosen ebenfalls tatsächliche Daten verwendet. Um eine Vorhersage des deutschen Auslandsaustauschsaldos zu approximieren, wird ein einfaches lineares Regressionsmodell aufgestellt.

5.2 Ergebnisse

Tabelle 3 enthält einen Überblick über die MAEs und RMSEs für die verschiedenen Modelle. Je Prognosehorizont und Modell wurden die Differenzen der Preisrealisation und Preisprognose nach entsprechender Transformation über alle Stunden und Tage der Evaluierungsstichprobe gemittelt. Modell 7 weist für den Eintagesprognosehorizont sowohl den kleinsten MAE als auch den kleinsten RMSE auf, sodass es, über alle Stunden und Tage betrachtet, das bevorzugte Modell darstellt. Modell 6 liefert gemäß Tabelle 3 die zweitbesten Prognosen für den Eintageshorizont. Es ist auffällig, dass die Modelle 1 bis 3, also die Modelle in denen jeweils nur ein spezifischer Modellierungsansatz implementiert wird, über diesen Horizont die größten Fehlermaße produzieren. Eine Erweiterung der Informationsmenge beziehungsweise

eine Kombination verschiedener Modellierungsansätze führt somit zu einer Verbesserung der Prognosen.

Tabelle 3: Stundenübergreifende MAEs und RMSEs je Modell und Prognosehorizont

Modell		M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7
<i>Modelltyp</i>		<i>Fund.</i>	<i>AR</i>	<i>Reg.</i>	<i>Fund & AR</i>	<i>AR & Reg.</i>	<i>Fund & Reg.</i>	<i>Gesamt</i>
<i>k=1</i>	<i>MAE</i>	4,79	5,06	5,62	4,38	4,56	4,14	3,89
	<i>RMSE</i>	7,54	7,97	7,93	6,94	6,89	6,45	6,18
<i>k=3</i>	<i>MAE</i>	5,76	6,27	6,54	5,81	6,18	5,21	5,23
	<i>RMSE</i>	8,60	9,52	8,93	8,54	8,66	7,55	7,57
<i>k=10</i>	<i>MAE</i>	6,26	7,16	6,96	6,40	6,96	5,77	5,80
	<i>RMSE</i>	9,18	10,34	9,40	9,25	9,43	8,21	8,23

Abbildung 2 zeigt die Tagesverläufe der MAEs und RMSEs der Eintagesprognosen. Es zeigt sich, dass die getroffenen Aussagen auch auf die Einzelstunden zutreffen. Ein kombinierter Modellierungsansatz verbessert die Prognoseergebnisse erheblich, wobei dieser positive Effekt der Erweiterung der Informationsmenge für Peak-Stunden ausgeprägter ist. Die Verläufe der Fehlermaße zeigen, dass das Niveau der Fehlermaße im Tagesverlauf steigt und wieder absinkt. Der Niveaueffekt zeigt sich besonders in den Verläufen des RMSEs. Da dieser Ausreißer höher gewichtet, liegt die Schlussfolgerung nahe, dass alle Modelle größere Prognosefehler in den Peak-Stunden produzieren.

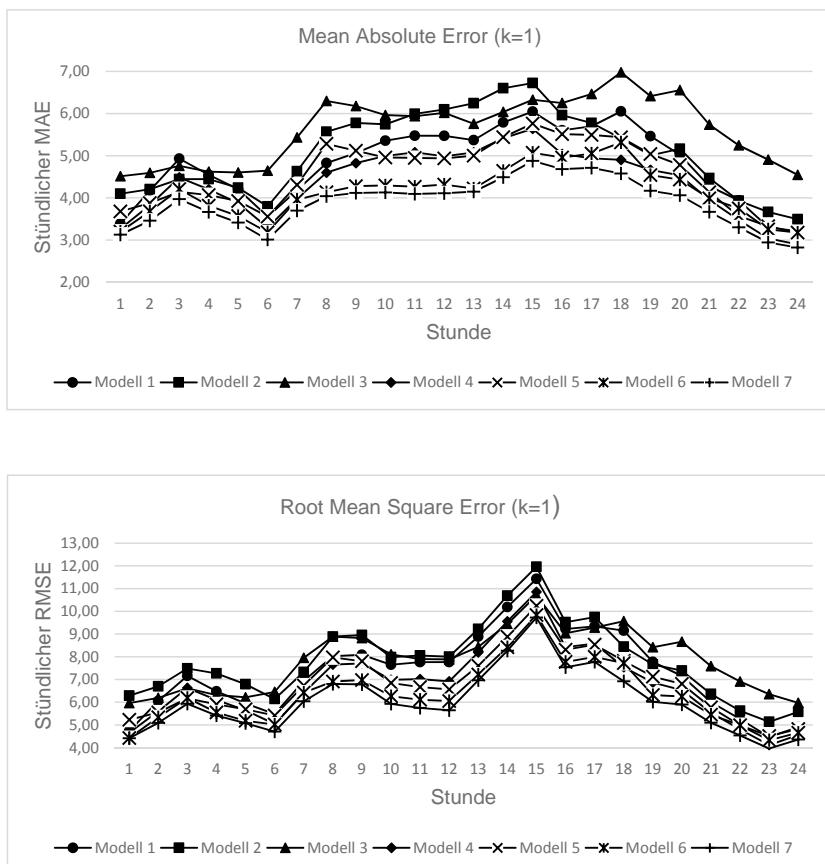


Bild 2: Stündliche MAEs und RMSEs für k=1

Der Diebold-Mariano-Test ermöglicht einen formellen Vergleich des Gütegrades zweier Prognosen. Er ermöglicht im Speziellen eine Überprüfung, inwieweit die Verlustdifferenzen zweier Prognosen statistisch signifikant von null abweichen. Aufgrund der kleinsten stundenübergreifenden MAEs für den Eintageshorizont werden die Prognosen aus Modell 6 und Modell 7 miteinander verglichen. Die Ergebnisse der MAE-basierten Diebold-Mariano-Tests der Einzelstunden sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: MAE-basierter Diebold-Mariano-Test für Model 6 und Model 7

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
<i>k=1</i>	Stunde	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
	HLN	1,27	3,10	2,89	2,11	2,23	2,15	3,18	1,23	1,81	1,86	2,03	2,45	
<i>k=3</i>	Stunde	<i>p</i>	0,20	0,00	0,00	0,04	0,03	0,03	0,00	0,22	0,07	0,06	0,04	0,01
	HLN	0,90	2,14	2,65	3,31	3,45	5,95	4,78	3,79	3,90	5,19	3,90	3,65	
<i>k=10</i>	Stunde	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
	HLN	-4,67	-4,82	-5,31	-4,95	-5,23	-2,28	-0,41	-1,79	0,30	-0,22	0,12	-0,23	
<i>k=10</i>	Stunde	<i>p</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,68	0,07	0,77	0,83	0,90	0,82
	HLN	-0,06	-0,02	0,65	1,11	0,86	4,27	3,74	1,49	0,27	1,60	-0,21	-0,36	
<i>k=10</i>	Stunde	<i>p</i>	0,96	0,99	0,52	0,27	0,39	0,00	0,00	0,14	0,78	0,11	0,83	0,72
	HLN	1,90	2,25	1,98	2,67	1,88	2,68	1,65	-0,16	-1,68	-1,54	-2,73	-3,23	
	Stunde	<i>P</i>	0,06	0,03	0,05	0,01	0,06	0,01	0,10	0,87	0,09	0,13	0,01	0,00

Die p-Werte zeigen, dass die Prognosen in 19 Stunden statistisch signifikante Güteunterschiede bei einer fünfprozentigen Irrtumswahrscheinlichkeit aufweisen. Die errechnete Teststatistik ist in allen Fällen positiv und somit sind die absoluten Prognosefehler des Modells 6 im Mittel größer als die des Modells 7, weshalb das Modell 7 das bevorzugte Modell für den Eintagesprognosehorizont darstellt.

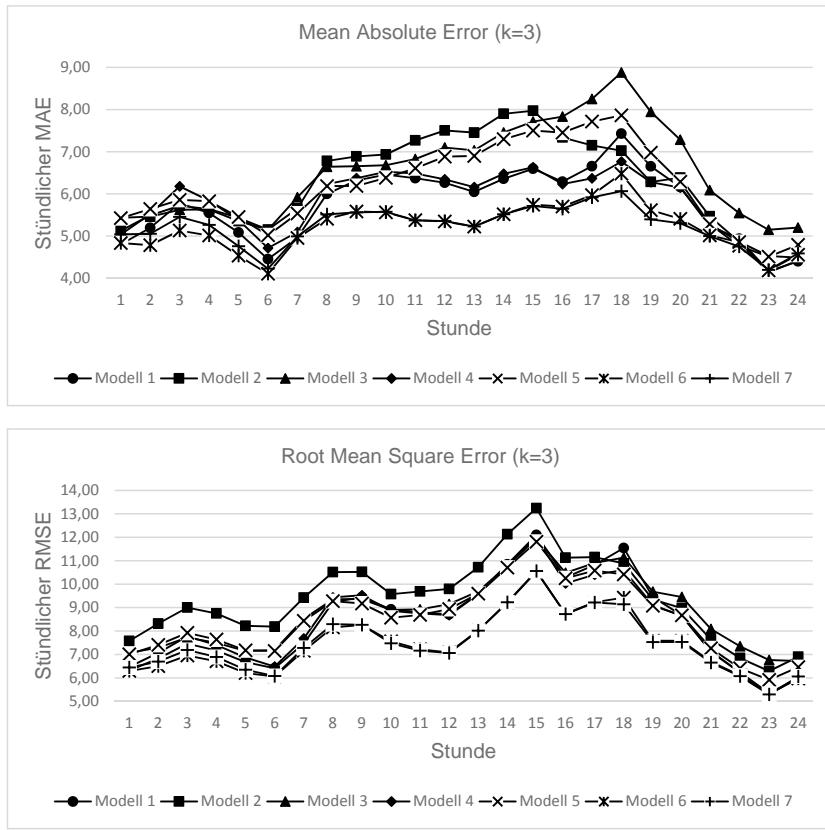
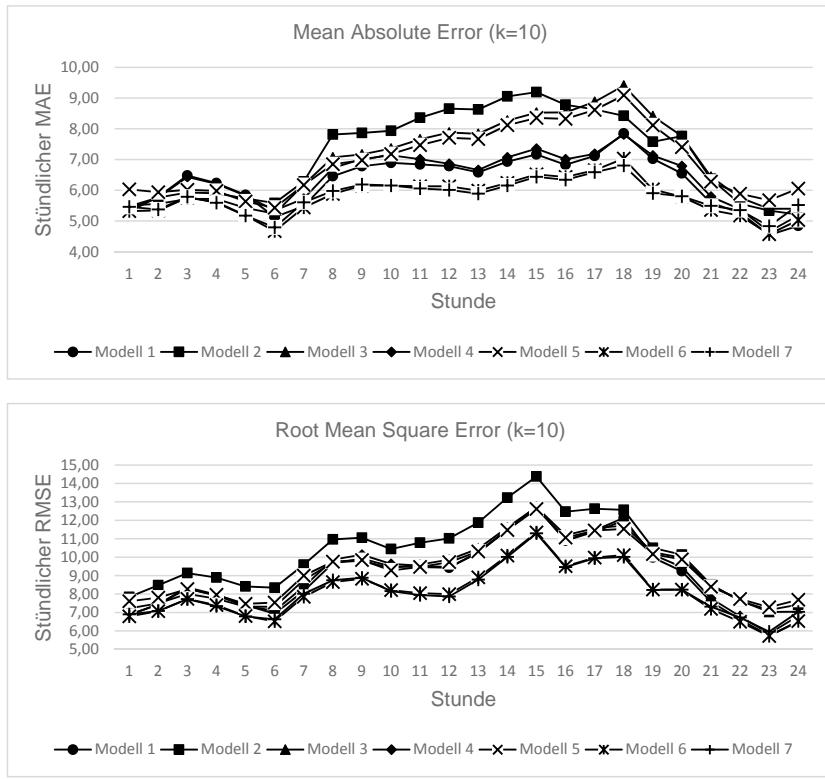


Bild 3: Stündliche MAEs und RMSEs für $k=3$:

Tabelle 4 verdeutlicht, dass sich das Niveau der MAEs und RMSEs über den Dreitagesprognosehorizont für sämtliche Modelle erhöht. Die Berechnung der Preisprognosen erfolgt anhand prognostizierter Eingangsgrößen, sodass sich deren erhöhte Unschärfe direkt in den Fehlermaßen der Preisprognosen niederschlägt. Modell 6 produziert einen marginal geringeren MAE und RMSE als Modell 7. Grundsätzlich führt eine Erweiterung der Informationsmenge erneut zu einer Verbesserung der Prognosegüte, was aus Abbildung 2 ersichtlich ist. Es ist jedoch auffällig, dass Modell 1 über den Dreitageshorizont eine deutlich verbesserte Prognosegüte aufweist, während diese für Modell 5 erheblich sinkt. Der Diebold-Mariano-Test mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von fünf Prozent wird erneut für einen Vergleich der Prognosen

aus Modell 6 und Modell 7 herangezogen. Ein statistisch signifikanter Unterschied der Prognosegüte kann nur in 8 Stunden nachgewiesen werden, wobei Modell 6 in sechs und Modell 7 in zwei Stunden Prognosen höheren Gütegrades produziert. Es kann somit keine klare Präferenz für ein Modell etabliert werden. Jedoch ist festzustellen, dass Modell 6 in sechs zusammenhängenden Nachstunden eine höhere Prognosegüte aufweist. Eine Erweiterung des Modells 6 um autoregressive Elemente ist für diese Stunden somit nicht sinnvoll. Das deckt sich mit anderen Ergebnissen der Literatur, die etabliert, dass die Nachstunden deutlich stärker von der letzten Stunde als von den gleichen Stunden des Vortages abhängen. Der ohnehin schon schwache Effekt kann über den Dreitageshorizont ebenfalls nur über Preisprognosen abgebildet werden, was zu verschlechterten Prognoseergebnissen führt.

Bild 4: Stündliche MAEs und RMSEs für $k=10$

Für Prognosen über einen Zehntageshorizont ist ein erneuter Anstieg des Niveaus der Fehlermaße zu konstatieren. Modell 6 produziert einen marginal geringeren MAE sowie RMSE als Modell 7. Die p-Werte in Tabelle 4 zeigen, dass die Prognosen in 7 Stunden des Tages signifikante Güteunterschiede bei einer fünfprozentigen Irrtumswahrscheinlichkeit aufweisen, wobei Modell 6 in drei und Modell 7 in vier Stunden Prognosen höheren Gütegrades produziert. Das Fundamentalmodell (Modell 1) liefert im Tagesverlauf erneut die drittbesten Prognosen (vgl. Abbildung 3) aller betrachteten Modelle. Das legt die Schlussfolgerung nahe, dass eine Erweiterung des Fundamentalmodells um autoregressive Elemente und die Residuallast über den Drei- und Zehntageshorizont zu einer Verbesserung der Prognosegüte führt, aber ein reiner Fundamentalansatz über längere Prognosehorizonte ebenfalls qualitativ hochwertige Prognosen liefert. Zusammenfassend bleibt zu konstatieren, dass das Gesamtmodell (Modell

7) das bevorzugte Modell für den Eintageshorizont darstellt, da es hier fast durchweg Prognosen von statistisch signifikant höherer Güte liefert. Für den Drei- und Zehntageshorizont ist das Ergebnis nicht eindeutig. Modell 6 (Kombination aus Fundamental- und Regressionsmodell) erweist sich als ebenbürtig zu Modell 7 und ist in der Dreitagesprognose sogar in einigen Stunden überlegen. Eine Kombination verschiedener Modellierungsansätze bzw. eine Erweiterung der Informationsmenge führt aber zu einer Verbesserung der Prognosegüte gegenüber den Basismodellen bei allen betrachteten Prognosehorizonten.

6 Schlussbetrachtung

Der vorliegende Artikel untersucht, inwiefern sich optimale Modellierungsansätze stündlicher Strompreise mit zunehmenden Prognosehorizont verändern. Es werden verschiedene Modellklassen (Fundamental-, Zeitreihen- und Regressionsmodelle) zu einem Grundmodell kombiniert und mit den eingebetteten Modellen, die mit Hilfe von Parameterrestriktionen auf das Grundmodell spezifiziert werden, verglichen. Die Modelle werden hinsichtlich der Güte der Prognosen im Rahmen einer Out-of-sample-Untersuchung verglichen. Es zeigt sich, dass keine der betrachteten Modellklassen alleinstehend die Prognose der höchsten Güte liefert, sondern über alle Vorhersagehorizonte vielmehr eine Kombination der Modellierungsansätze am besten prognostiziert. Insbesondere das aus Fundamental-, Regressions- und Zeitreihenmodell kombinierte Modell weist über alle Prognosehorizonte hinweg mit die besten Ergebnisse auf. Sowohl für Prognosen über drei als auch über zehn Tage scheint dieses Resultat erheblich durch die Inkludierung einer Fundamentalpreisprognose getrieben, da diese alleinstehend ebenfalls eine hohe Prognosegüte erreicht. Insofern bekräftigt die vorliegende Arbeit in einem statistisch formellen Rahmen die Einschätzung, dass Fundamentalmodelle über mittelfristige Prognosehorizonte gegenüber reinen zeitreihenbasierten Modellen zu bevorzugen sind. Es ist jedoch zu beachten, dass die vorgestellten Ergebnisse durch die zugrundeliegenden Daten nicht unerheblich beeinflusst sind. Aufgrund nichtvorhandener Lastprognosen über die betrachteten Prognosehorizonte werden die Preisprognosen mit der realisierten Last errechnet. Modelle, in die die Residuallast als erklärende Größe einfließt, werden daher tendenziell kleinere Prognosefehler als andere Modelle aufweisen. Die Erweiterung des vorgestellten Modellierungsansatzes um eine Lastprognose und die damit verbundene Robustifizierung der Ergebnisse ist Gegenstand weiterführender Forschung.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Weron, R. (2014): Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future, In: International Journal of Forecasting 30(4), S. 1030–1081.
- [2] Diebold, F. X. und Mariano, R. S. (2002): Comparing Predictive Accuracy, In: Journal of Business & Economic Statistics 20(1), S. 134–144.
- [3] Diebold, F. X. (2015): Comparing Predictive Accuracy, Twenty Years Later. A Personal Perspective on the Use and Abuse of Diebold–Mariano Tests, In: Journal of Business & Economic Statistics 33(1), S. 1.
- [4] Harvey, D; Leybourne, S; Newbold, P. (1997): Testing the equality of prediction mean squared errors, In: International Journal of Forecasting 13(2), S. 281–291.
- [5] Kallabis, T; Pape, C; Weber, C. (2016): The plunge in German electricity futures prices – Analysis using a parsimonious fundamental model, In: Energy Policy 95, S. 280–290.
- [6] European Energy Exchange. 2017. *Transparency Data*. <https://www.eex-transparency.com/>. Accessed 31 August 2017.
- [7] Energate. 2017. *Marktdaten*. <http://www.energate-messenger.de/marke/>. Accessed 31 August 2017.
- [8] ENTSO-E. 2017. *Transparency Platform*. <https://transparency.entsoe.eu/>. Accessed 31 August 2017.
- [9] Bundesnetzagentur. 2017. *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur*. <https://www.bundesnetzagentur.de/>.
- [10] ConWX. 2017. *Wind and Solar Power Forecasts*. www.conwx.com. Accessed 31 August 2017.
- [11] International Energy Agency. 2017. *Monthly electricity statistics*. <http://www.iea.org/>. Accessed 31 August 2017.