

# **Entwicklung eines agentenbasierten Marktmodells zur Bewertung der Dynamik am deutschen Strommarkt in Zeiten eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien**

Zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Wirtschaftswissenschaften

(Dr. rer. pol.)

von der KIT-Fakultät für Wirtschaftswissenschaften  
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

genehmigte

DISSERTATION

von

Thomas Künzel (M.Sc.)

---

Referent: Prof. Dr. Orestis Terzidis

Korreferentin: Prof. Dr. Anke Weidlich

Tag der mündlichen Prüfung: 13. September 2019



## Vorwort

Die vorliegende Arbeit ist in den Jahren 2015 bis 2019 im Rahmen meiner Tätigkeit am Institut für Energiesystemtechnik (INES) der Hochschule Offenburg bei der Bearbeitung des kooperativen Forschungsprojekts „*ÖkoFlex – Flexibilität als ökonomisches Gut im intelligenten Energiesystem zur effizienten Einbindung erneuerbarer Energien*“, welches vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) im Kontext der Förderlinie *FHprofUnt* gefördert wurde, entstanden. Neben der engen Zusammenarbeit mit der Fichtner GmbH & Co. KG in Stuttgart (Projektpartner) erfolgte auch ein wissenschaftlicher Austausch mit dem Öko-Institut Freiburg. Die Möglichkeit der kollaborativen Promotion wurde durch das Institut für Entrepreneurship, Technologie-Management und Innovation (EnTechnon) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) geschaffen.

Mein Dank gilt daher an erster Stelle dem Institutsleiter Herrn Prof. Dr. Orestis Terzidis (EnTechnon) für die Betreuung meiner Dissertation im Rahmen der kollaborativen Promotion. Des Weiteren gilt mein besonderer Dank Frau Prof. Dr. Anke Weidlich: Als Leiterin der Forschungsgruppe Nachhaltige Energiewirtschaft am INES sowie später als Inhaberin der Professur für Technologien der Energieverteilung am Institut für Nachhaltige Technische Systeme (INATECH) der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg gab Sie stets wertvolle Anregungen und übernahm nicht nur die inhaltliche Betreuung.

Darüber hinaus gilt mein herzlicher Dank all denjenigen, die mich im Laufe meiner Promotion auf unterschiedlichste Weise unterstützt und damit wesentlich zum Entstehen dieser Arbeit beigetragen haben. Hierbei sei vor allem mein langjähriger Arbeitskollege Dr. Florian Klumpp (Fichtner GmbH & Co. KG) erwähnt, der die Arbeit seitens des Unternehmens betreut und nicht selten mit wertvollen und kritischen Diskussionen den nötigen Denkanstoß zur Schärfung dieser Arbeit gegeben hat, sowie mein Abteilungsleiter und Mentor Dr. Achim Stuible (Fichtner GmbH & Co. KG), ohne dessen Vertrauen und Einbindung meiner in immer neue Projekte ich wohl nie einen solch tiefen Einblick in die Energiewirtschaft erhalten hätte.

Ferner danke ich Herrn Dr. Matthias Koch vom Öko-Institut Freiburg sowie seinen Kollegen des Bereichs Energie & Klimaschutz für den wissenschaftlichen Austausch im Rahmen der frühen Modellentwicklung. Mein Dank gilt außerdem Herrn Ramiz Qussous, akademischer Mitarbeiter und Doktorand am INATECH, für die Unterstützung bei

programmiertechnischen Herausforderungen sowie der Durchführung einer Vielzahl an Simulationsläufen.

Zu guter Letzt danke ich meiner Frau Janna, die mich stets in meiner Arbeit bestärkt hat und mir jederzeit zur Seite stand sowie meinen Eltern, die mich gelehrt haben, dass sich harte Arbeit am Ende immer auszahlt.

Seeheim-Jugenheim, im Juli 2019

*Thomas Künzel*

# Inhaltsverzeichnis

<b>Nomenklatur.....</b>	<b>VII</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>8</b>
1.1 Ausgangslage und Problemstellung.....	8
1.2 Zielsetzung und Lösungsweg .....	9
<b>2 Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft.....</b>	<b>13</b>
2.1 Charakteristik der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien .....	13
2.2 Handelsplätze für die Vermarktung von Elektrizität.....	18
<b>3 Charakteristik von Flexibilität.....</b>	<b>23</b>
3.1 Phasen der Flexibilitätsbereitstellung.....	23
3.2 Fossil-thermische Kraftwerke.....	25
3.2.1 Faktoren der Laständerung .....	25
3.2.2 Fernwärmebereitstellung .....	29
3.3 Energiespeicher .....	31
<b>4 Modelle zur Abbildung eines Elektrizitätssystems .....</b>	<b>35</b>
4.1 Modellanforderungen .....	35
4.2 Modellierungsansätze im Energiesektor.....	37
4.2.1 Optimierungsmodelle.....	39
4.2.2 Simulationsmodelle .....	43
4.2.3 Vergleich von Simulations- und Optimierungsmodellen .....	47
4.3 Lücke bisheriger Ansätze bei der Abbildung von Marktdynamik .....	48
4.4 Auswahl eines Modellierungsansatzes .....	49
<b>5 Strommarktmodell flexABLE.....</b>	<b>51</b>
5.1 Übersicht.....	51
5.2 Eingangsdaten.....	55
5.2.1 Energieträger- und CO <sub>2</sub> -Preise .....	55
5.2.2 Elektrizitätserzeugung .....	57
5.2.3 Nachfrage.....	60
5.2.4 Stromaußenhandel .....	61
5.3 Mathematische Beschreibung des Marktmodells .....	61
5.3.1 Zeitliche Auflösung .....	61
5.3.2 Fernwärmemarkt.....	62
5.3.3 Regelleistungsmarkt.....	63

5.3.4	Energy-only-Markt.....	66
5.3.5	Fossil-thermische Kraftwerke .....	69
5.3.6	Elektrische Energiespeicher .....	79
5.4	Optimierung des Kraftwerkportfolios .....	85
5.4.1	Einbettung in die Marktstruktur .....	86
5.4.2	Mathematische Beschreibung des Optimierungsproblems .....	86
5.5	Implementierungsumgebung und Erweiterbarkeit.....	89
5.6	Modellvalidierung .....	90
5.6.1	Validierung der simulierten Strompreise .....	91
5.6.2	Validierung des Energieträgereinsatzes .....	97
5.6.3	Validierung des CO <sub>2</sub> -Ausstoßes.....	100
5.6.4	Gründe für Abweichungen gegenüber der Realität.....	102
<b>6</b>	<b>Anwendung des Modells im Rahmen von drei Alternativszenarien.....</b>	<b>107</b>
6.1	Erläuterung der Alternativszenarien .....	107
6.2	Auswirkungen auf den Strommarkt .....	110
6.2.1	Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit .....	110
6.2.2	Entwicklung der Strommarktpreise.....	111
6.2.3	Änderung des Energieträgereinsatzes .....	114
6.2.4	Auswirkungen auf den CO <sub>2</sub> -Ausstoß .....	115
6.2.5	Einsatz von Speichern .....	116
6.3	Schlussfolgerung aus der Anwendung des Modells .....	117
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung, kritische Würdigung und Ausblick.....</b>	<b>119</b>
7.1	Zusammenfassung.....	119
7.2	Kritische Würdigung des Modells .....	122
7.3	Ausblick .....	124
	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>125</b>
	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>129</b>
	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>131</b>

# Nomenklatur

## Abkürzungen

---

EE	Erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt ( $10^6$ W)
MWh	Megawattstunde ( $10^6$ Wh)
MAE	Mean Absolute Error
OTC	Over the counter (außerbörslicher Handel)
PFC	Price Forward Curve
RMSE	Root Mean Squared Error

## Formeln – Parameter

---

$B$	Gebotspreis ( <u>B</u> id price)
$E$	Energie in MWh
$mc$	Grenzkosten ( <u>m</u> arginal <u>c</u> ost)
$P$	Leistung in MW
$\hat{P}$	Nennleistung in MW
$\check{P}$	Mindestlast in MW

## Formeln – Indizes

---

$cap$	Leistungspreis (capacity price)
$crm$	Regelleistungsmarkt ( <u>c</u> ontrol <u>r</u> eserve <u>m</u> arket)
$el$	Elektrisch
$eom$	Energy-only-Markt
$flex$	Flexibler Teil eines Gebots
$FPP$	Fossil-thermisches Kraftwerk ( <u>f</u> lexible <u>p</u> ower <u>p</u> lant)
$i$	Agent
$mp$	Mindestleistungsanteil eines Gebots ( <u>m</u> inimal <u>p</u> ower)
$neg$	Negativer Leistungsanteil
$pos$	Positiver Leistungsanteil
$rd$	Negative Laständerung/Lastrampe ( <u>r</u> amp <u>d</u> own)
$ru$	Positive Laständerung/Lastrampe ( <u>r</u> amp <u>u</u> p)
$STO$	Energiespeicher ( <u>s</u> torage)
$t$	Zeitpunkt (Viertelstundenintervall)
$\tau$	Zeitpunkt (Vierstundenintervall)
$var$	Variabler Kostenanteil
$work$	Arbeitspreis

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Die Energiewende, als zentraler Begriff des Übergangs von einem fossilen hin zu einem klimafreundlichen, schadstoffarmen und regenerativen Energieversorgungssystem ist eines der zentralen Ziele Deutschland, Europas und der Welt. So ist mit dem Pariser Klimaabkommen im Jahr 2015 erstmals ein völkerrechtlich bindender Vertrag zwischen 196 Staaten zustande gekommen, mit dem der Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur deutlich unter 2 °C über dem vorindustriellen Niveau gehalten und Anstrengungen hinsichtlich einer weitergehenden Begrenzung auf 1,5 °C von allen Vertragsparteien unternommen werden sollen (vgl. United Nations 2015). Hierzu müssen die weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen drastisch reduziert werden (vgl. u.a. Stern 2011). Hauptverursacher schädlicher Klimagase ist dabei die Strom- und Wärmeerzeugung mittels der Verbrennung fossiler Energieträger (vgl. u.a. Davis und Caldeira 2010). Zum Zwecke der Reduktion klimaschädlicher CO<sub>2</sub>-Emissionen und zur Einhaltung der Verpflichtungen aus dem Pariser Klimaabkommen plant die im Jahr 2018 angetretene Große Koalition aus CDU/CSU und SPD daher, den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf 65 % im Jahr 2030 zu steigern (vgl. Bundesregierung 2018, S. 71). Sowohl Windkraftanlagen an Land und auf See als auch Photovoltaikanlagen sollen dabei den wesentlichen Beitrag zur Erreichung dieses Ziels leisten.

Die Energiewirtschaft steht dabei vor der großen Herausforderung, die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien in das Energiesystem zu integrieren. Im Stromnetz müssen sich Angebot und Nachfrage immer im Gleichgewicht befinden. Mit dem steigenden Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen muss jedoch Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit dieser Technologien auf ein zunehmend variables Angebot reagiert werden. Ein Schlüsselbegriff, der in diesem Kontext häufig Verwendung findet, ist Flexibilität. Entsprechend der Definition der Bundesnetzagentur beschreibt Flexibilität die Veränderung der Einspeisung oder Entnahme von Strom in Reaktion auf ein externes Signal, mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen (vgl. Bundesnetzagentur 2017). Im gegenwärtigen Elektrizitätssystem wird diese Flexibilität vor allem von fossilthermischen Kraftwerken bereitgestellt. In Anbetracht fortwährender (klima-) politischer Beschlüsse wie bspw. dem Atomausstieg 2011 oder der gegenwärtigen Diskussion eines Kohleausstiegs sowie der grundsätzlich immer schwieriger werdenden wirtschaftlichen

Situation fossil-thermischer Kraftwerke stellt sich jedoch die Frage, welche Technologien zukünftig diese Flexibilität bereitstellen.

Zwar finden sich in der Literatur eine Vielzahl an Arbeiten zur Definition von Flexibilität und deren methodischer Beschreibung (u.a. Ulbig und Andersson 2015, Crampes und Renault 2018) sowie den technoökonomischen Parametern und Potenzialen zukünftiger Flexibilitätsoptionen (u.a. Krzikalla et al. 2013, Langrock et al. 2015), jedoch stand nach Kenntnisstand des Autors bisher noch in keiner Arbeit die Vermarktung von Flexibilität an den heute bereits vorhandenen Strommärkten im Fokus. So wurde beispielsweise von Koch et al. (2015) untersucht, wie sich der Flexibilitätsbedarf in Deutschland entwickelt und inwieweit Flexibilitätsoptionen einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten können, eine konsequente Berücksichtigung jedweder Flexibilität im Markt als ökonomisches und handelbares Gut bleibt jedoch aus. Schon heute ist die individuelle Flexibilität eines jeden Marktteilnehmers ein wesentlicher Bestandteil der am Markt vorherrschenden Dynamik. Nach Ansicht des Autors wird dieser Dynamik in der bestehenden Literatur im Allgemeinen aber vor allem in der Energiesystemanalyse im Speziellen noch nicht ausreichend Rechnung getragen.

## 1.2 Zielsetzung und Lösungsweg

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit soll ein Modell entwickelt werden, mit dessen Hilfe die Marktdynamik des deutschen Strommarktes realitätsnah abgebildet werden kann, um die technischen und ökonomischen Auswirkungen der dargebotsabhängigen Stromerzeugung sowie den Einsatz verschiedenster Flexibilitätsoptionen im deutschen Elektrizitätssystem quantitativ zu analysieren. Der Fokus liegt dabei auf dem Großhandelsmarkt für Strom, der in hoher zeitlicher Auflösung abgebildet werden soll. Ferner sollen die bereits heute relevanten Akteure dieses Strommarkts differenziert und unter Berücksichtigung ihrer technoökonomischen Charakteristika abgebildet werden, um deren Betriebszustand in jedem Zeitschritt möglichst genau darstellen zu können. Ziel der Arbeit ist es, unter Anwendung des darin entwickelten Modells der Frage nachzugehen, inwieweit sich ein mit dem Ausbau erneuerbarer Energien einhergehender Ausstieg aus der Kohleverstromung auf die Versorgungssicherheit in Deutschland auswirkt. Zudem gilt es zu prüfen, welchen Einfluss ein koinzidenter Ausbau erdgasbefuerter Kraftwerke auf die Entwicklung der Versorgungssicherheit hat.

Zur Erreichung dieser Zielsetzung wird der folgende Lösungsweg eingeschlagen: In Kapitel 2 wird zuerst ein Überblick über die relevanten Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft gegeben. Im Fokus steht dabei neben einer Erläuterung der vorhandenen Handelsplätze für Elektrizität vor allem die Charakteristik der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Im darauffolgenden Kapitel 3 werden die Charakteristika der für diese Arbeit ausgewählten Flexibilitätsoptionen vorgestellt, wobei es sich um fossil-thermische Kraftwerke sowie Energiespeicher handelt. Die beeinflussenden Faktoren ihrer Flexibilitätsbereitstellung, wie bspw. die Laständerungsgeschwindigkeit oder Mindestlasten, stehen dabei im Vordergrund. Die Festlegung dieser Parameter ist von zentraler Bedeutung für die adäquate Abbildung dieser Technologien im Modell.

Nachdem der Rahmen für die Beschreibung des deutschen Strommarkt innerhalb eines Modells geschaffen wurde, beginnt Kapitel 4 mit der Ableitung von Anforderungen an das spätere Modell. Anschließend wird ein Überblick über Modelltypen und bereits eingesetzte Modelle im Elektrizitätssektor gegeben. Diese werden analysiert und miteinander verglichen, wodurch die Forschungslücke noch einmal verdeutlicht und die Entscheidung für ein Modelltyp getroffen wird.

Das im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte Simulationsmodell des deutschen Strommarktes wird in Kapitel 5 näher beleuchtet. Einer Übersicht über die grundlegende Struktur des Marktmodells, dessen Funktionsweise sowie die zugrundeliegenden Eingangsdaten folgt die detaillierte mathematische Beschreibung der Märkte und Akteure. Außerdem wird auf die Spezifika der Kraftwerkportfoliooptimierung eingegangen. Anschließend erfolgt eine Validierung des Modells anhand historischer Zeitreihen. Validiert werden dabei die simulierten Strompreise, der Energieträgereinsatz und der sich daraus ergebende CO<sub>2</sub>-Ausstoß.

In Kapitel 6 kommt es schließlich zur Anwendung des Modells im Rahmen dreier Alternativszenarien, welche sich an der gegenwärtigen Diskussion eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung orientieren. Ausgewählte Modellergebnisse werden dabei dargestellt und diskutiert. Die Darstellungen umfassen neben den Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und Strommarktpreise auch Änderungen im Energieträgereinsatz, die Auswirkungen auf den CO<sub>2</sub>-Ausstoß und den Einsatz von Energiespeichern. Das Kapitel schließt mit einer sich aus der Anwendung des Modells ergebenden Schlussfolgerung.

In Kapitel 7 folgt eine Zusammenfassung der wesentlichen Inhalte dieser Arbeit sowie die kritische Würdigung des entwickelten Modells. Die Arbeit schließt mit einem Ausblick auf mögliche Weiterentwicklungen.

Teilergebnisse der vorliegenden Arbeit wurden in Künzel et al. (2017) und Weidlich et al. (2018) bereits publiziert. Erstere Veröffentlichung behandelt dabei die theoretischen Grundlagen der Flexibilitätsbereitstellung sowie erste Ergebnisse einer wirtschaftlichen Betrachtung verschiedener Flexibilitätsoptionen. Deren Ergebnisse werden in Kapitel 3 dieser Arbeit aufgegriffen und weiter vertieft. Die zweite Veröffentlichung gibt einen ersten Einblick in die Modellentwicklung, beruht dabei aber noch auf einer früheren Modellversion. Die dort geschaffenen Grundlagen werden in Kapitel 5 dieser Arbeit thematisch aufgegriffen und weiter ausgearbeitet.



## 2 Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft

Im Folgenden wird auf die auftretenden Volatilitäten der Stromerzeugung erneuerbarer Energien eingegangen sowie eine Übersicht über die grundlegenden Marktstrukturen in Deutschland gegeben. Dies dient in erster Linie dem besseren Verständnis der Ausgangslage dieser Arbeit. Kapitel 2.1 zeigt hierzu noch einmal die Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland auf, bevor die tatsächliche Stromerzeugung der einzelnen Technologien unter dem Gesichtspunkt auftretender Schwankungen näher beleuchtet wird. In Kapitel 2.2 folgt daraufhin eine Übersicht über die verfügbaren Handelsplätze, wobei auf Regelleistungs- und Spotmärkte noch einmal im speziellen eingegangen wird.

### 2.1 Charakteristik der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Die Stromerzeugung fluktuierender bzw. dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien weist spezifische Charakteristiken auf, welche die Rahmenbedingungen des gegenwärtigen Stromhandels wesentlich beeinflussen und daher im Folgenden kurz erläutert werden. Dabei steht die Erzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen im Fokus.

#### **Steigender Anteil erneuerbarer Energien**

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung in Deutschland steigt seit Inkrafttreten des ersten Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 kontinuierlich (vgl. Abbildung 2-1). So betrug gemäß AGEE-Stat (2018) die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2000 noch 36,2 GWh, was einem Anteil von 6,3 % an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland entspricht. Im Jahr 2017 wurden hingegen 216,3 GWh aus erneuerbaren Energien erzeugt, was einem Anteil von 36 % entspricht. Nach den Plänen der amtierenden Großen Koalition strebt diese für die Zukunft einen Anteil von 65 % erneuerbarer Energien bis 2030 an, um die Klimaschutzziele des Pariser Klimaabkommens zu erreichen.

#### **Stromerzeugung aus Windkraftanlagen**

Abbildung 2-2 zeigt das Einspeiseprofil der Windkraftanlagen an Land in Deutschland im Jahr 2017 entsprechend der von ENTSO-E (2019) veröffentlichten Daten sowie das arithmetische Mittel der Monatswerte (schwarze Linien). Wie zu erkennen ist, weist die Einspeisung eine gewisse Saisonalität hinsichtlich einer verstärkten Einspeisung in den Frühjahr- sowie Herbst-/Winter-Monaten auf, wobei in den Sommermonaten

typischerweise eine geringere Einspeisung verzeichnet werden kann. Diese Saisonalität ist jedoch nur sehr schwach ausgeprägt. Eine wesentlich stärkere Ausprägung ist hingegen in den gleichmäßig über das Jahr auftretenden einzel- oder mehrtägigen Schwankungen (Spitzen) zu erkennen, die auf kurzfristige Wetterphänomene wie beispielsweise Starkwinde zurückzuführen sind.

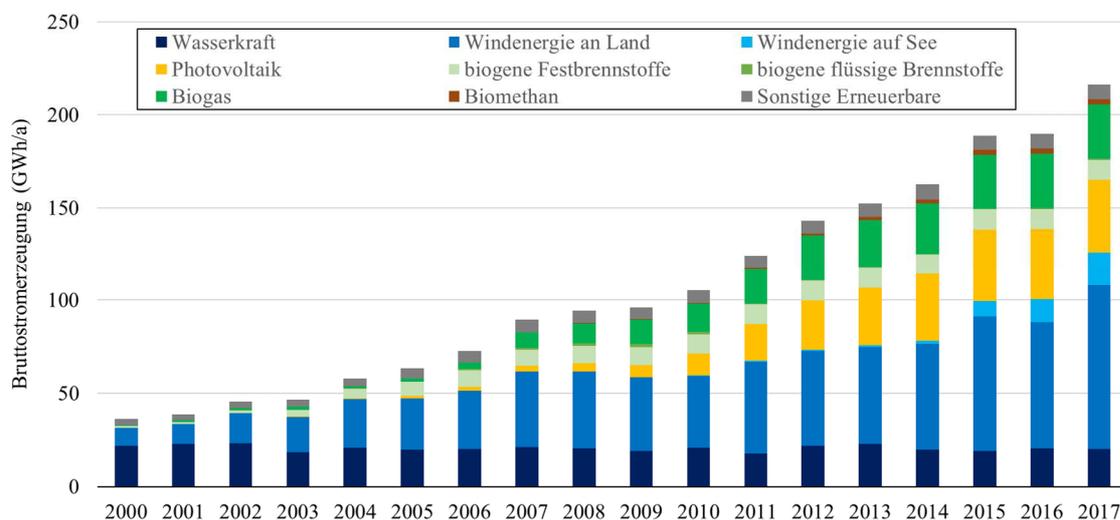


Abbildung 2-1: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Jahren 2000 – 2017 nach Technologien gemäß AGEE-Stat (2018)

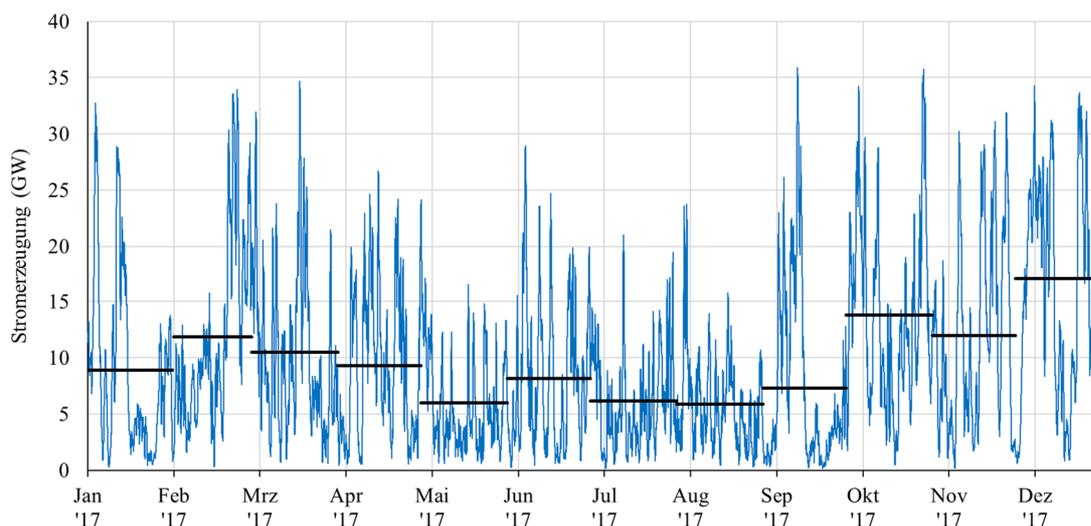


Abbildung 2-2: Stromerzeugungsprofil der Windkraftanlagen an Land in Deutschland im Jahr 2017 nach ENTSO-E (2019) sowie das arithmetische Mittel der Monatswerte (schwarze Linien)

In der Detailbetrachtung eines einzelnen Kalendermonats (exemplarisch: September 2017) in Abbildung 2-3 verstärkt sich das Bild individueller, nicht-saisonalen Erzeugungsspitzen noch einmal. Ein wiederkehrendes Muster kann nicht bestimmt werden. Noch stärkere Schwankungen weisen Windkraftanlagen auf See auf, wobei deren

installierte Leistung zum gegenwärtigen Zeitpunkt wesentlich geringer ausfällt als die von Anlagen an Land (vgl. Abbildung 2-1).

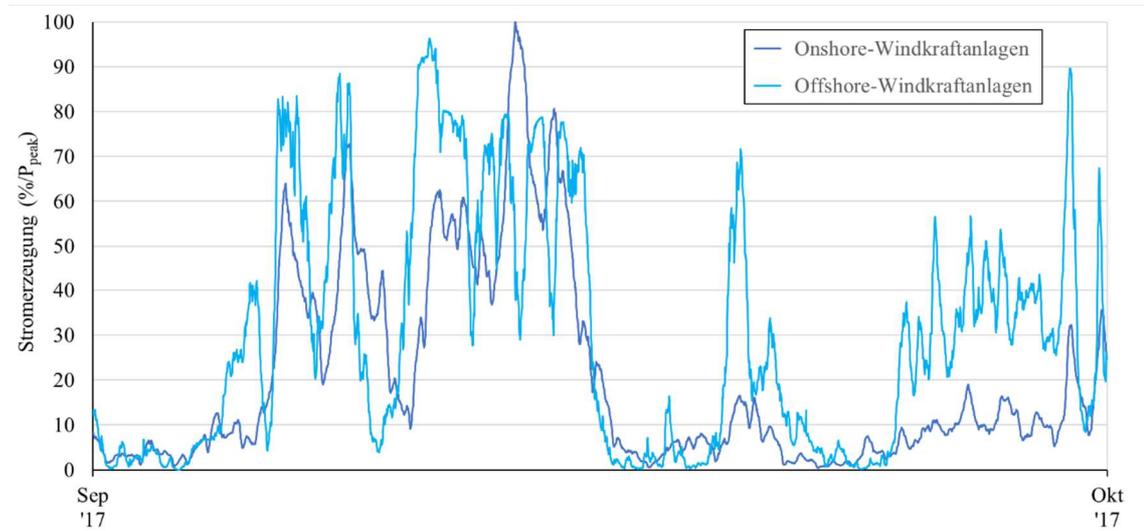


Abbildung 2-3: Prozentuales Stromerzeugungsprofil der Windkraftanlagen an Land und auf See in Deutschland im September 2017 nach ENTSO-E (2019)

### Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen

In Abbildung 2-4 wird die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen im Jahr 2017 entsprechend den von ENTSO-E (2019) veröffentlichten Daten dargestellt. Wie daraus hervorgeht, weist die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen bereits durch den Verlauf der Sonne eine stark ausgeprägte Saisonalität in den Sommermonaten auf.

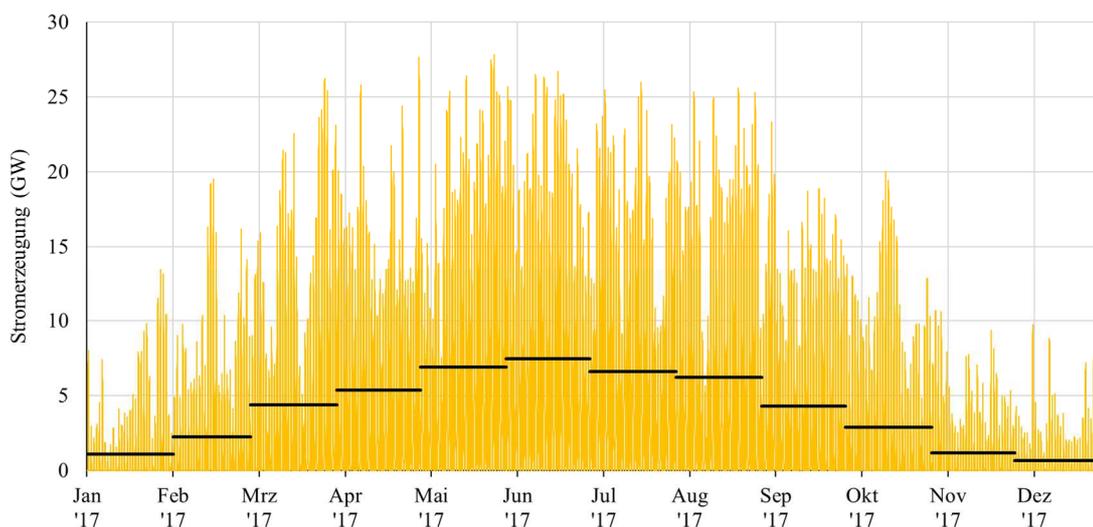


Abbildung 2-4: Stromerzeugungsprofil der Photovoltaikanlagen in Deutschland im Jahr 2017 nach ENTSO-E (2019) sowie das arithmetische Mittel der Monatswerte (schwarze Linien)

Darüber hinaus ist auch der Verlauf der Stromerzeugung innerhalb eines Tages geprägt vom Verlauf der Sonne und den damit einhergehenden Tag- und Nachtstunden: Während es in den Nachtstunden zu keinerlei Einspeisung kommt, ist die Höhe der Einspeisung innerhalb der Tagstunden nicht zuletzt auch stark abhängig von Faktoren wie beispielsweise der Verschattung durch Wolkenbildung, weshalb die Stromerzeugung auch innerhalb eines Tages schwanken kann.

### **Schwankungen der Residuallast**

Als Residuallast wird allgemein die in einem Stromnetz nachgefragte elektrische Leistung nach Abzug der Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien bezeichnet. Deren Fluktuation muss durch flexible Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten ausgeglichen werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Entscheidend ist dabei neben der Höhe der Schwankung vor allem die Frequenz, mit der die Schwankungen auftreten. Eine Verlagerung der Schwankungen hin zu höheren Frequenzen stellt konventionelle Technologien wie bspw. fossil-thermische Kraftwerke hinsichtlich ihrer techno-ökonomischen Betriebsparameter vor zunehmende Herausforderungen. Die Zunahme solch kurzfristiger Frequenzschwankungen in der Residuallast kann mittels einer schnellen Fourier-Transformation untersucht werden (vgl. Brigham 1988). Dabei wird das zugehörige Frequenzspektrum der zeitdiskreten Residuallast berechnet, um die darin vorkommenden Frequenzen sowie deren spektrale Leistungsdichte zu bestimmen. Das Ergebnis der Einzelberechnungen für die Jahre 2015 – 2018 ist in Abbildung 2-5 dargestellt. Tabelle 2-1 gibt zudem Aufschluss über die in den jeweiligen Jahren installierte Leistung erneuerbarer Energien. Abbildung 2-6 stellt die Ergebnisse der Jahre 2015 – 2018 noch einmal zusammenfassend gegenüber.

Aus der Fourier-Transformation geht hervor, dass mit dem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien einerseits in hohen Frequenzen (kurzfristige Perioden) die spektrale Leistungsdichte abnimmt, die Häufigkeit der Residuallastschwankungen also sinkt (vgl. Abbildung 2-6, täglicher Peak; rechts im Bild). Andererseits ist auch eine schwache, aber stetige Verlagerung des generellen Frequenzspektrums hin zu niedrigeren Frequenzen zu beobachten (vgl. Abbildung 2-6, links im Bild), woraus auf zunehmend längerfristige Schwankungen geschlossen wird, die sich zudem mit fortschreitendem Ausbau erneuerbarer Energien (vgl. Tabelle 2-1) zunehmend differenzieren (siehe rote Umrandung). Es wird daher geschlussfolgert, dass die Relevanz der bisher zu beobachtenden, weitestgehend vorhersehbaren Tagesschwankungen der Residuallast mit dem steigenden Ausbau erneuerbarer Energien vorerst sinkt. Dem gegenüber wird die Zahl längerfristiger

Schwankungen steigen, deren Frequenz sich darüber hinaus zunehmend differenziert, weshalb sie schlecht vorhersehbar sind. Mittelfristig müssen die am Markt befindlichen Technologien daher im gleichen Maß zunehmend unvorhergesehen reagieren können, weshalb es einer erhöhten Flexibilität der Marktteilnehmer bedarf.

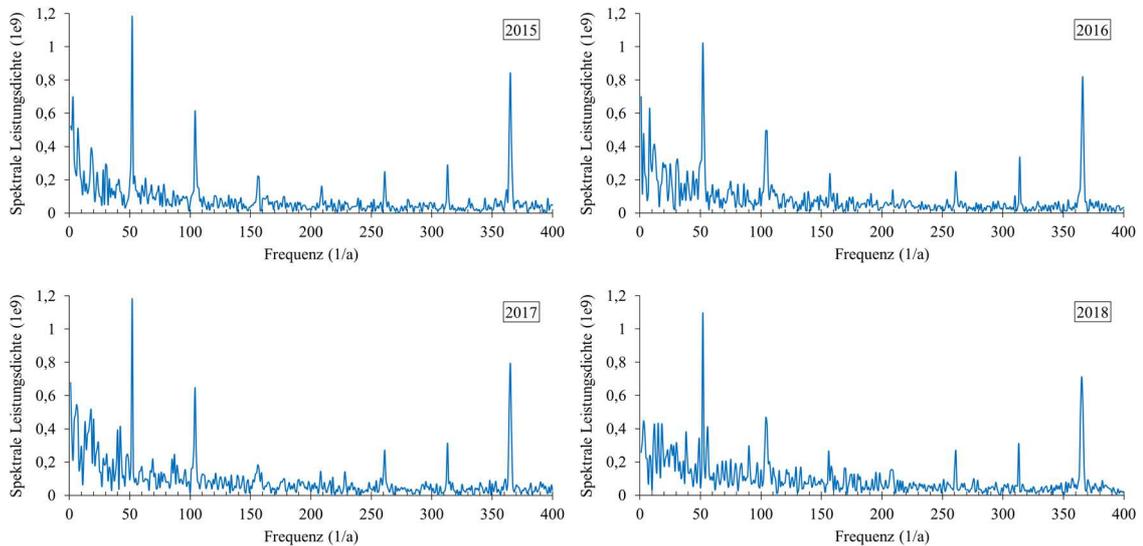


Abbildung 2-5: Fourier-Transformation der Residuallast in den Jahren 2015 – 2018

Tabelle 2-1: Übersicht über die installierte Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland nach Erzeugungsformen (gemäß ENTSO-E (2019))

Erzeugungsform	2015		2016		2017		2018	
Wind	38,8	GW	44,5	GW	51,2	GW	56,7	GW
Photovoltaik	37,4	GW	38,8	GW	40,8	GW	42,8	GW
Biomasse	6,8	GW	6,8	GW	7,0	GW	7,4	GW
Wasserkraft	3,6	GW	3,7	GW	3,7	GW	3,3	GW
Andere Erneuerbare	0,5	GW	0,5	GW	0,5	GW	0,5	GW
	<b>87,1</b>	<b>GW</b>	<b>94,3</b>	<b>GW</b>	<b>103,2</b>	<b>GW</b>	<b>110,6</b>	<b>GW</b>

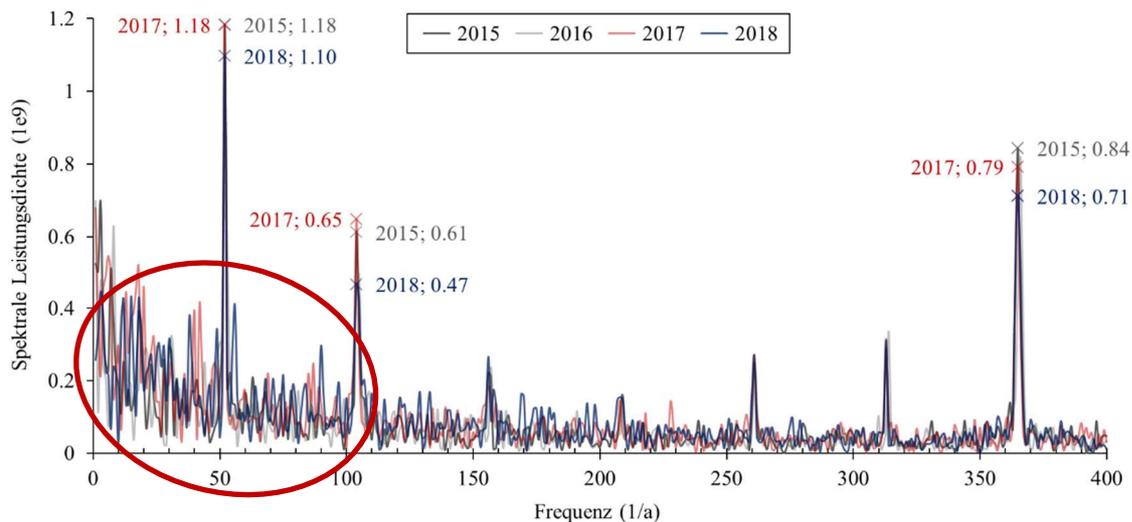


Abbildung 2-6: Gegenüberstellung der Ergebnisse der Fourier-Transformation der Residuallast in den Jahren 2015 – 2018 (rote Umrandung: Beobachtung einer mit den Jahren zunehmenden Häufung differenzierter Schwankungsfrequenzen im Langfristbereich)

## 2.2 Handelsplätze für die Vermarktung von Elektrizität

Der deutsche Strommarkt bietet eine Vielzahl an börslichen und außerbörslichen Handelsplätzen für Elektrizität. Vor allem die Liberalisierung des Stromsektors hat dazu geführt, dass in den vergangenen Jahren immer neue Produkte für den Handel mit Strom entstanden sind. Nicht zuletzt auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wird transparent und marktorientiert zwischen den Übertragungsnetzbetreibern innerhalb eines eigenen Marktes organisiert. In Abbildung 2-7 sind die wichtigsten Marktplätze sowie deren zeitliche Einordnung innerhalb der gesamten Versorgungslandschaft dargestellt, wobei der Fokus entsprechend der Ziele der vorliegenden Arbeit auf börslichen Marktplätzen liegt. Die einzelnen Märkte werden nachfolgend kurz erläutert.

### Terminmärkte

Terminmärkte dienen dem Handel langfristiger Terminkontrakte, die auch als *Futures* bezeichnet werden. Sie finden im Wesentlichen Anwendung bei der langfristigen Absicherung von Preisrisiken. Bei der tatsächlichen physischen Erfüllung spielen sie hingegen eine untergeordnete Rolle, weshalb sie im Rahmen dieser Arbeit auch nicht weiter berücksichtigt werden.

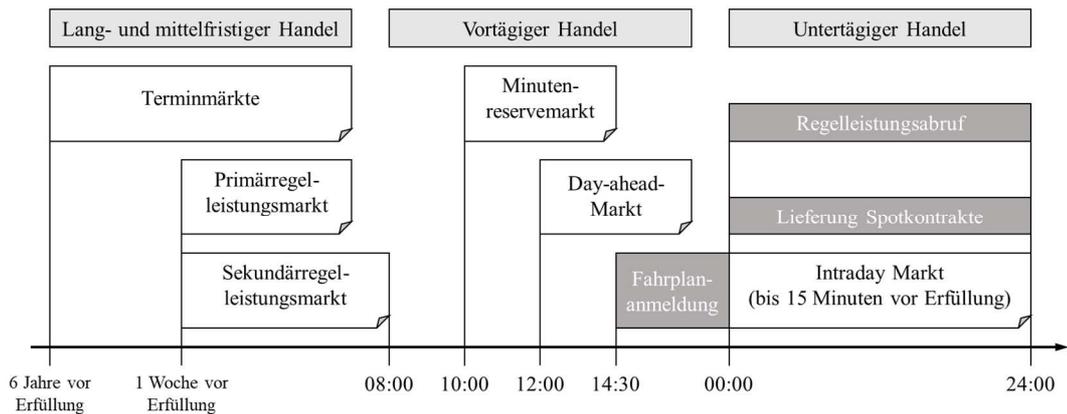


Abbildung 2-7: Übersicht über die verschiedenen Marktplätze für die Vermarktung von Elektrizität in Anlehnung an Genoese (2013)

### Regelleistungsmärkte

Zur Bereitstellung von Regelleistung im Rahmen der Sicherung eines unterbrechungsfreien Systembetriebs unterhalten die Übertragungsnetzbetreiber einen gemeinsamen Regelleistungsmarkt, welcher drei Qualitäten unterscheidet: Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve<sup>1</sup>. Die verschiedenen Qualitäten unterscheiden sich dabei im Ausschreibungsort und -zeitraum, der Aktivierungs-, Verfügungs- und Bereitstellungsdauer sowie der Mindestmenge, die zur Verfügung gestellt werden muss. Tabelle 2-2 gibt daher einen kurzen Überblick über die wesentlichen Präqualifikations- und Ausschreibungsregeln. Daraus geht hervor, dass die Hürde eines Markteintritts für Marktteilnehmer bei der Präqualifikation mit der Qualität sinkt. Während Primärregelleistung vor allem von fossil-thermischen Kraftwerken bspw. mittels des Turbinenreglers erbracht wird und innerhalb weniger Sekunden zur Verfügung stehen muss, ist die Aktivierungsdauer bei der Minutenreserve vergleichsweise lang. Gegenüber der Sekundärreserve ist auch die erforderliche Mindestmenge deutlich geringer. Dieses Gefälle der Präqualifikationsregeln spiegelt sich schließlich auch in der Höhe der für den jeweiligen Markt präqualifizierten Leistung wider (vgl. Abbildung 2-8): Während 2018 für die Erbringung von Primärregelleistung lediglich 6,3 GW präqualifiziert waren, sind es bei der Minutenreserveleistung 40,7 GW (positiv) beziehungsweise 39,6 GW (negativ). Die tatsächlich ausgeschriebene und hiervon abgerufene Regelleistung ist wesentlich geringer, wie Abbildung 2-9 belegt.<sup>2</sup> So kommt es beispielsweise 2017 im Fall der Sekundärregelleistung bei einer präqualifizierten Leistung von rund 23 GW lediglich zu einer mittleren Ausschreibung

<sup>1</sup>Auch Tertiärregelleistung genannt

<sup>2</sup>Der Einsatz von Primärregelleistung erfolgt nicht durch einen Abruf des ÜNB, sondern ist frequenzabhängig und wird daher nicht gemessen

von etwa 2 GW und einem durchschnittlichen Abruf von 137 MW (positiv) beziehungsweise 117 MW (negativ). Aus Abbildung 2-9 geht auch hervor, dass der mittlere Abruf von Regelleistung rückgängig ist.

Tabelle 2-2: Präqualifikations- und Ausschreibungsregeln der unterschiedlichen Qualitäten am Regelleistungsmarkt in Deutschland

	<b>Primärregelleistung</b>	<b>Sekundärregelleistung</b>	<b>Minutenreserveleistung</b>
Ausschreibungsort	EU/ENTSO-E	DE/ÜNB	DE/ÜNB
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	täglich	täglich
Aktivierungsdauer	nach max. 30 sec.	nach max. 5 min.	nach max. 15 min.
Verfügungsdauer	max. 5 min.	max. 1 h	max. 1 h
Bereitstellungsdauer		HT	
		Mo.–Fr. 08:00 – 20:00	
	1 Woche	NT	4 h
		Mo.–So. 20:00 – 08:00	
		Sa.–So. 08:00 – 20:00	
Mindestmenge	-	5 MW	1 MW
Angebotsformat	symmetrisch	positiv/negativ	positiv/negativ

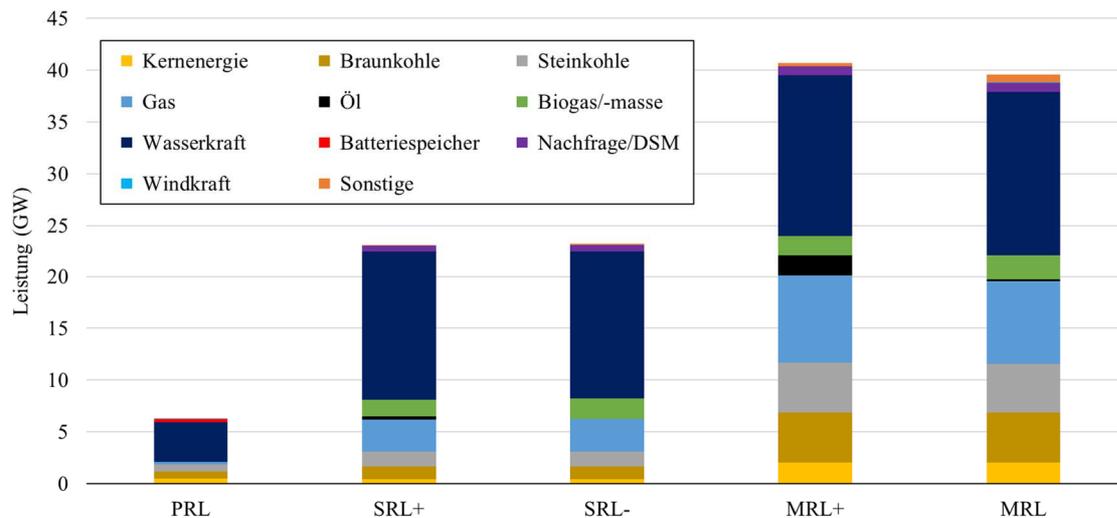


Abbildung 2-8: Präqualifizierte Leistung am deutschen Regelleistungsmarkt nach Qualitäten (in GW) im November 2018 gemäß regelleistung.net (2018)

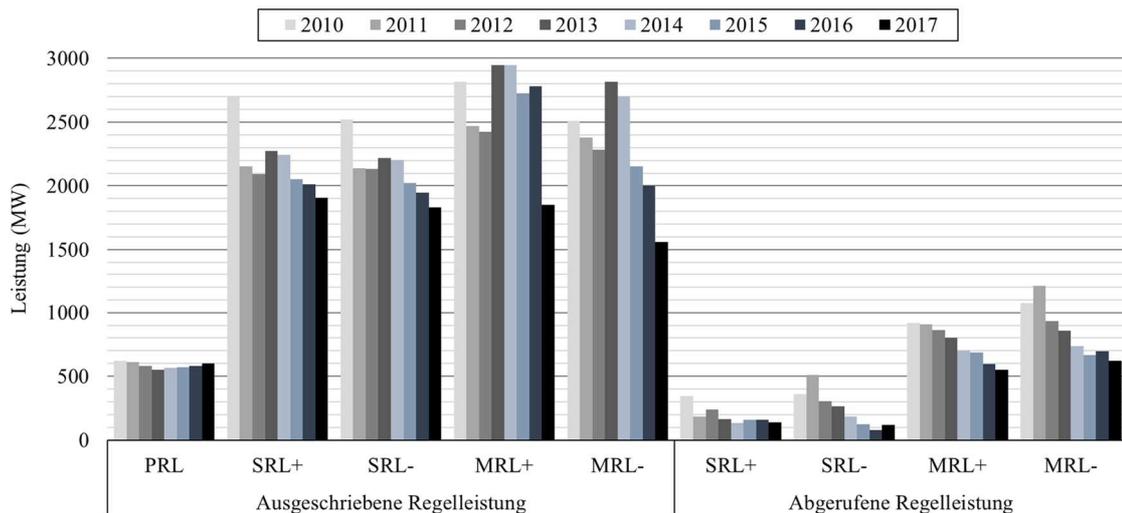


Abbildung 2-9: Mittlere ausgeschriebene (links) und abgerufene (rechts) Regelleistung in Deutschland nach Qualitäten gemäß Bundesnetzagentur (2019)

## Spotmärkte

Zu den börslichen Spotmärkten zählen sowohl der Day-Ahead- als auch der Intraday-Markt. Am Day-Ahead-Markt wird Strom am Vortag der physischen Erfüllung in Stundenkontrakten gehandelt. Der Intraday-Markt hingegen ermöglicht es, Strom am Tag der physischen Erfüllung und nach der Fahrplanmeldung in Viertelstundenkontrakten bis 15 Minuten vor Erfüllung zu handeln. Diese Handlungsoption wird von Marktteilnehmern zu meist zum kurzfristigen Ausgleich von Prognoseungenauigkeiten (bspw. bedingt durch die fluktuierende Erzeugung erneuerbarer Energien) genutzt.

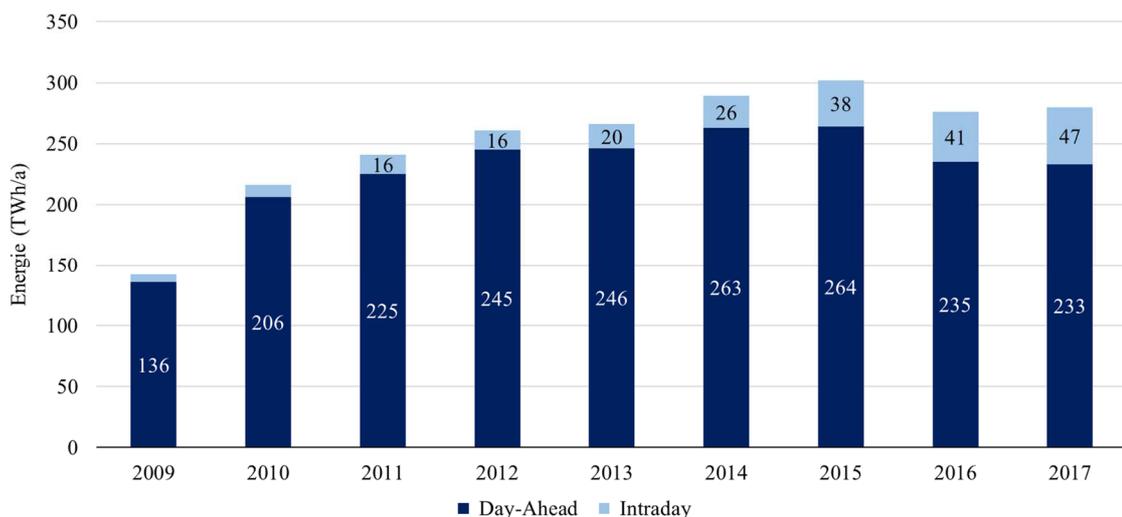


Abbildung 2-10: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX Spot im Zeitraum von 2009 – 2017 in TWh/a nach Bundesnetzagentur (2019)

Bei der Betrachtung der Handelsvolumina am größten europäischen Spotmarkt – der EPEX Spot – wird deutlich, dass der Day-Ahead-Markt der zentrale Handelsplatz für den kurzfristigen Handel mit Strom ist (vgl. Abbildung 2-10). Mit einem Handelsvolumen von 233 TWh Strom im Jahr 2017 deckt dieser rund 47 % der gesamtdeutschen Nachfrage<sup>3</sup>. Es ist jedoch ebenfalls zu beobachten, dass die Handelsvolumina am Day-Ahead-Markt in den vergangenen Jahren rückläufig sind, wohingegen die des Intraday-Markts kontinuierlich steigen. Daraus lässt sich eine Zunahme der Bedeutung kurzfristiger Handelsplätze ableiten, weshalb diese im Rahmen der vorliegenden Arbeit im Vordergrund stehen.

---

<sup>3</sup>Unter Berücksichtigung einer gesamtdeutschen Stromnachfrage von 493 TWh gemäß ENTSO-E (2019)

### 3 Charakteristik von Flexibilität

Eine Vielzahl technischer Anlagen dient bereits heute der Bereitstellung von Flexibilität am deutschen Strommarkt oder wird dies in Zukunft voraussichtlich mit zunehmendem Anteil tun. Dabei zählen neben den fossil-thermischen Kraftwerken sowohl Energiespeichertechnologien als auch sogenannte Sektorenkopplungen (Power-to-X-Technologien) zu den bekanntesten Vertretern der Flexibilitätsbereitstellung. Im gegenwärtigen Energiesystem sind es aber vor allem Erstgenannte, die einen Großteil der Flexibilität bereitstellen. Daneben spielen auch Pumpspeicherkraftwerke bereits seit vielen Jahren eine große Rolle. In den nachfolgenden Abschnitten soll zuerst der grundsätzliche Einsatz von Flexibilität näher spezifiziert werden, bevor anschließend die, im Rahmen der vorliegenden Arbeit zentralen Flexibilitätsoptionen vorgestellt und anhand von technischen Parametern charakterisiert werden.

#### 3.1 Phasen der Flexibilitätsbereitstellung

Bei der Bereitstellung von Flexibilität ist nicht nur die Erhöhung der Netzlast – also die Bereitstellung von Erzeugungsleistung – relevant, sondern auch deren Senkung. So müssen beispielsweise Kraftwerke in Zeiten einer kurzfristig stark steigenden Erzeugung erneuerbarer Energien in der Lage sein, ihre Erzeugung zu drosseln. Zudem hat die Bereitstellung von Flexibilität Auswirkungen auf die vor- und nachgelagerten Handlungen am Markt. Der Einsatz von Flexibilität lässt sich daher in die folgenden drei Hauptphasen unterteilen (vgl. Abbildung 3-1):

- Die *Vorhaltung*, in deren Zeitraum die Leistung für einen etwaigen Abruf verfügbar gehalten wird.
- Den *Abruf*, in dem die Leistung in der angeforderten Höhe und angeforderten Geschwindigkeit geändert wird. Er besteht wiederum aus der Aktivierung (Zeitraum zwischen dem Abrufsignal der Nachfrageseite und dem Einsetzen der Leistung), der Ein- und Auskopplung (Gradient der Laständerung) und der eigentlichen Erbringung der angeforderten Leistungsänderung.
- Die *Einsatzfolgen*, in denen nach einem erfolgten Abruf entweder ein definierter Systemzustand (wieder-) herzustellen ist oder sich Auswirkungen auf das zukünftige Marktverhalten ergeben (bspw. verringerter Speicherinhalt).

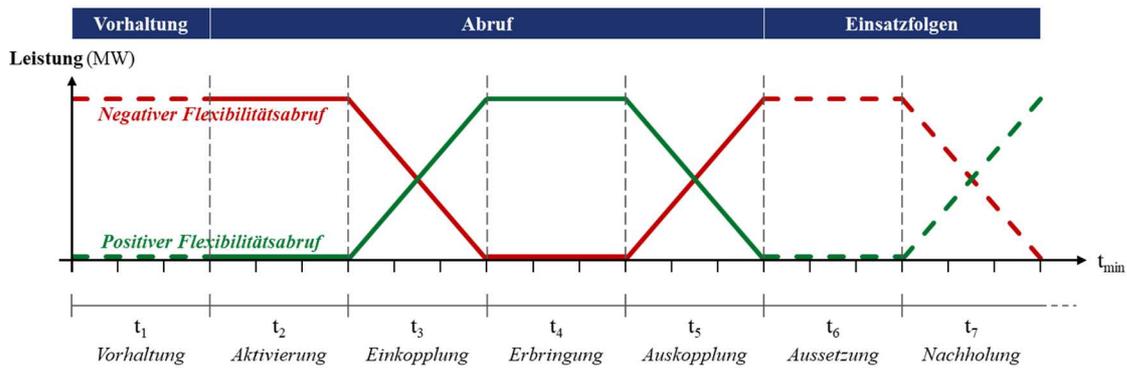


Abbildung 3-1: Schematisches Zeitprotokoll eines positiven (grün) bzw. negativen (rot) Flexibilitätsabrufs gemäß Künzel et al. (2017)

Eine später konsistente Quantifizierung der Kosten von Flexibilität innerhalb des Marktmodells erfordert eine kongruent zu diesen drei Hauptphasen erfolgende Kostenanalyse, weshalb sich aus den oben beschriebenen Hauptphasen die folgenden drei Kostengruppen ableiten lassen:

- *Vorhaltungskosten* fallen dann an, wenn die Möglichkeit eines Abrufs bereits vertraglich zugesichert wird und die damit einhergehende Abrufbereitschaft der Flexibilität Kosten verursacht. Hierzu zählen beispielsweise die Speicherverluste eines geladenen Batteriespeichers, der für einen positiven Flexibilitätsabruf im Regenergiemarkt bereitsteht. Aber auch die (In-) Opportunität eines konkurrierenden Marktes stellt einen wesentlichen Bestandteil der Vorhaltungskosten dar: So entgehen dem Kraftwerksbetreiber bspw. Gewinne, wenn er einen Teil seiner Leistung für einen möglichen Abruf am Regenergiemarkt vorhält und diesen nicht am konkurrierenden Markt (in diesem Fall dem Spotmarkt) vermarkten kann.
- *Abrufkosten* fallen an, wenn die Flexibilität tatsächlich abgerufen wird beziehungsweise es zu einer Aktivierung am Markt kommt. Dabei dürfen jedoch nicht nur die Opportunitätskosten einer entgangenen Wertschöpfung Berücksichtigung finden, sondern vor allem auch variable Kosten, die mit dem eigentlichen Abruf einhergehen. Die Abrufkosten sind dabei nicht an ein Vorzeichen gebunden. Folglich können im Rahmen eines Abrufs auch Kosten eingespart werden (wie beispielweise durch die vermiedene Nutzung von Brennstoffen oder Emissionszertifikaten im Rahmen der negativen Flexibilitätsbereitstellung), wodurch es vor allem im Fall negativer Flexibilität häufig zu negativen Abrufkosten kommt.
- *Einsatzfolgekosten* fallen schließlich an, wenn entweder nach dem erfolgten Abruf ein definierter Systemzustand (wieder-) herzustellen oder zu halten ist oder der Abruf der Flexibilität über die Bereitstellungsdauer hinaus Kosten nach sich zieht. Hierzu

zählen beispielsweise die Kosten einer verminderten Regelbarkeit fossil-thermischer Kraftwerke nach deren Flexibilitätsbereitstellung oder auch die Kosten eines veränderten Verschleißverhaltens aufgrund steigender Betriebsartenwechsel.

## 3.2 Fossil-thermische Kraftwerke

Unter fossil-thermischen Kraftwerken werden vor allem Großkraftwerke ab einer installierten Nennleistung von 50 MW verstanden, in denen fossile Brennstoffe innerhalb eines thermodynamischen Kreisprozesses zu Strom und Wärme umgewandelt werden. Hierzu zählen neben Kohlekraftwerken auch Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) sowie offene Gasturbinen. Diese prägen – neben erneuerbaren Energien – noch immer den deutschen Strommarkt und sind einer der wesentlichen Bereitsteller von Flexibilität. In den folgenden Abschnitten sollen daher sowohl deren Laständerungsfähigkeiten als auch die Möglichkeit der Bereitstellung von Fernwärme näher erläutert werden.

### 3.2.1 Faktoren der Laständerung

Fossil-thermische Kraftwerke sind dazu in der Lage, durch die Regelung von Inputfaktoren (bspw. Brennstoff- und Dampfmassenstrom) ihre an das Stromnetz abzugebende Leistung zu ändern und somit auf Schwankungen in der Residuallast zu reagieren. Bezogen auf das spätere Marktmodell spielen verschiedene Faktoren bei dieser sogenannten Laständerung eine Rolle, welche nachfolgend näher betrachtet werden.

#### **Laständerungsgeschwindigkeit**

Die Laständerungsgeschwindigkeit gibt an, mit welcher Geschwindigkeit die abgegebene Leistung eines Kraftwerks angepasst werden kann. Sie wird angegeben als prozentuale Veränderung der Ausgangsleistung pro Minute gemessen an der Nennleistung der Anlage ( $\%P_{Nenn}/\text{min}$ ) und gilt zumeist sowohl für die positive als auch negative Laständerung. Tabelle 3-1 gibt einen Überblick über die in verschiedenen Publikationen angegebenen Spannen der Laständerungsgeschwindigkeit fossil-thermischer Kraftwerkstechnologien sowie deren Mittelwerte.

Tabelle 3-1: Laständerungsgeschwindigkeit thermischer Kraftwerke in  $\%P_{Nenn}/\text{min}$

Braunkohle			Steinkohle			GuD			Gasturbine			Quelle
min	max	$\emptyset$	min	max	$\emptyset$	min	max	$\emptyset$	min	max	$\emptyset$	
1,0	2,5	1,75	1,5	4,0	2,75	1,0	4,0	2,50	8,0	12,0	10,00	Brauner et al. (2012)
1,0	4,0	2,50	1,5	6,0	3,75	2,0	8,0	5,00	8,0	15,0	11,50	Buttler et al. (2015)
0,5	2,5	1,50	1,5	6,0	3,75	3,0	5,0	4,00			15,00	DENA (2010)
			4,0	12,0	8,00							Dubois (1986)
		5,00			5,00			7,00			15,00	Ehlers (2011)
			4,0	8,0	6,00							Filter (2001)
2,0	3,0	2,50	4,0	8,0	6,00	4,0	10,0	7,00	10,0	25,0	17,50	Grimm (2007)
		3,00			4,00			6,00			20,00	Hundt et al. (2010)
4,0	8,0	6,00	4,0	8,0	6,00	8,0	12,0	10,00	10,0	30,0	20,00	Klobasa et al. (2009)
			1,4	3,0	2,20	2,0	5,0	3,50			10,00	Meibom et al. (2008)
		3,00			4,00			5,00			10,00	Nitsch et al. (2012)
			3,0	6,0	4,50	4,0	9,0	6,50				VDI (2013)
<b>3,20</b>			<b>4,70</b>			<b>5,70</b>			<b>14,30</b>			

### Mindestlast

Fossil-thermische Kraftwerke können ihre Leistung nicht beliebig weit reduzieren. Zum Erhalt des thermodynamischen Kreisprozesses und stabiler Prozesse ist eine sogenannte Mindestlast in jedem Fall zu halten. Mit Unterschreitung dieser Mindestlast würde das Kraftwerk vom Betreiber herabgefahren werden. Angegeben wird die Mindestlast zu meist als prozentualer Wert in Referenz zu der Nennleistung ( $\%P_{Nenn}$ ). Tabelle 3-2 gibt einen Überblick über die in verschiedenen Publikationen angegebenen Spannen der Mindestlast fossil-thermischer Kraftwerkstechnologien sowie deren Mittelwerte.

Tabelle 3-2: Mindestlast thermischer Kraftwerke in  $\%P_{Nenn}$

Braunkohle			Steinkohle			GuD			Gasturbine			Quelle
min	max	$\emptyset$										
		60,0			40,0			50,0			50,0	Brauner et al. (2012)
40,0	60,0	50,0	20,0	40,0	30,0	30,0	50,0	40,0	20,0	50,0	35,0	Buttler et al. (2015)
					35,0			35,0				Grimm (2007)
		40,0			38,0			33,0			20,0	Hundt et al. (2010)
					50,0			50,0			10,0	Meibom et al. (2008)
		50,0			30,0			20,0			20,0	Nitsch et al. (2012)
38,0	40,0	39,0	38,0	40,0	39,0			45,0			20,0	Schill et al. (2016)
			35,0	40,0	37,5	30,0	50,0	40,0				VDI (2013)
<b>47,8</b>			<b>37,4</b>			<b>39,1</b>			<b>25,8</b>			

### Mindeststillstand

Kam es zu einer vollständigen Abfahrt des thermischen Kraftwerks (Senkung der Ausgangsleistung auf null), so ist zur Erreichung stabiler Zustände (bspw. im Kesselspeise-

wasser) und Vermeidung eines überhöhten Anlagenverschleißes aufgrund von thermischen Spannungen eine Mindeststillstandszeit einzuhalten. Tabelle 3-3 gibt einen Überblick über die in verschiedenen Publikationen angegebenen Mindeststillstandszeiten fossil-thermischer Kraftwerkstechnologien sowie deren Mittelwerte.

Tabelle 3-3: Mindeststillstandszeiten thermischer Kraftwerke in Stunden

Braunkohle			Steinkohle			GuD			Gasturbine			Quelle
min	max	Ø	min	max	Ø	min	max	Ø	min	max	Ø	
		8,0			8,0			4,0			0,0	Bagemihl (2003)
					8,0							Dubois (1986)
					5,0			5,0			1,0	Grimm (2007)
		6,0			2,0			2,0			0,0	Hundt et al. (2010)
			5,0	8,0	6,5	1,0	8,0	4,5			1,0	Meibom et al. (2008)
6,0	8,0	7,0	6,0	8,0	7,0			2,0			0,0	Schill et al. (2016)
		<b>7,0</b>			<b>6,1</b>			<b>3,5</b>			<b>0,4</b>	

### Anfahrtskosten

Nach einem Herabfahren des Kraftwerkblocks sowie der entsprechenden Einhaltung der Mindeststillstandszeit kann ein thermisches Kraftwerk – sollte es die Situation am Markt erlauben – den Betrieb wiederaufnehmen und die Ausgangsleistung anheben. Hierbei entstehen jedoch hohe Kosten, welche bei der wirtschaftlichen Bewertung des Kraftwerks berücksichtigt werden müssen. Die Anfahrtskosten können dabei nach Art der Anfahrt in Heiß-, Warm- und Kaltstart unterschieden werden. Es handelt sich hierbei um zu unterscheidende Zeitintervalle, seit denen das Kraftwerk heruntergefahren wurde und die Anlagenkomponenten somit fortschreitend auskühlen konnten. Die vorliegende Arbeit unterscheidet dabei nach den in Tabelle 3-4 dargestellten Zeitintervallen.

Tabelle 3-4: Unterteilung der Anfahrten nach der jeweiligen Stillstandszeit des Kraftwerks

Art der Anfahrt	Stillstandszeit
Heißstart	< 8 Stunden
Warmstart	8 – 48 Stunden
Kaltstart	> 48 Stunden

Nach Kumar et al. (2012) ist je nach Art der Anfahrt mit den in Tabelle 3-5 aufgeführten Anfahrtskosten zu rechnen

Tabelle 3-5: Anfahrtskosten thermischer Kraftwerke bei Heiß-, Warm- und Kaltstart in  $US\$_{2012}/MW_{el}$  bzw.  $€_{2012}/MW_{el}$  nach Kumar et al. (2012)

Technologie		Blockgröße		Anfahrtskosten					
		min	max	Heißstart		Warmstart		Kaltstart	
Steinkohle	Small Sub Critical	35	299 (MW)	58 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	45,1 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )	95 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	73,9 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )	94 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	73,2 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )
	Large Sub Critical	300	900 (MW)	39 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	30,4 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )	61 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	47,5 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )	89 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	69,3 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )
GuD		–	– (MW)	31 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	24,1 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )	44 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	34,2 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )	60 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	46,7 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )
Gasturbine	Large Frame	50	– (MW)	22 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	17,1 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )	28 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	21,8 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )	38 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	29,6 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )
	Aero-Derivate	–	49 (MW)	12 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	9,3 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )	12 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	9,3 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )	12 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	9,3 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )
	Steam	50	700 (MW)	26 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	20,7 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )	46 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	35,8 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )	58 ( $\$_{2012}/MW_{el}$ )	45,1 ( $€_{2012}/MW_{el}$ )

## Teillastwirkungsgrad

Die Angabe des Wirkungsgrades thermischer Kraftwerke erfolgt in der Regel unter Annahme der Nennleistung. Diese wird im Regelbetrieb jedoch nur selten erreicht. Vielmehr werden thermische Kraftwerke aufgrund von Schwankungen in der Residuallast in großen Kraftwerksportfolios eines Betreibers in einem sich stetig ändernden Zustand zwischen Mindestlast und Nennleistung gehalten. Dabei entspricht der tatsächliche Wirkungsgrad (der sogenannte Teillastwirkungsgrad) nicht mehr dem Wirkungsgrad unter Nennleistungsbedingungen. Schröder et al. (2013) haben hierzu aus verschiedenen Veröffentlichungen entsprechende Funktionen für die einschlägigen Technologien abgeleitet, mit deren Hilfe sich der Wirkungsgradverlust durch die eingesenkte Fahrweise des Kraftwerks annähern lässt. Abbildung 3-2 illustriert diesen Wirkungsgradverlust.

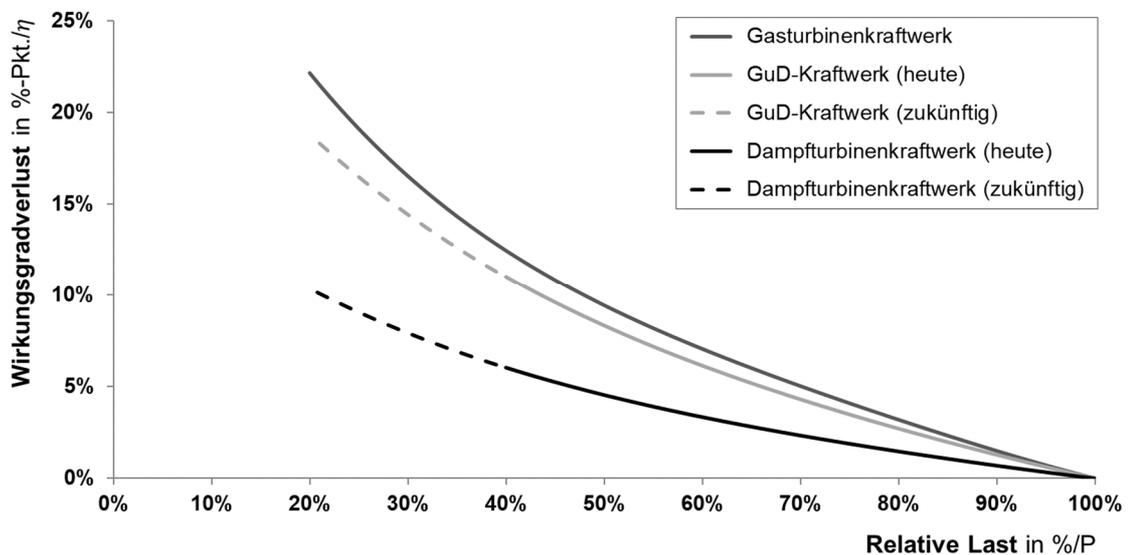


Abbildung 3-2: Wirkungsgradverlust thermischer Kraftwerke bei verringerter Ausgangsleistung (nach Schröder et al. (2013))

### 3.2.2 Fernwärmebereitstellung

Durch die Auskopplung von Dampf aus dem Dampfkraftprozess mittels Entnahmekondensationsturbine, die Nutzung von Abwärme in einem Abhitzeessel (bspw. bei Gasturbinenkraftwerken) oder entsprechende Zusatzfeuerungsanlagen sind thermische Kraftwerke grundsätzlich dazu in der Lage, Wärme für die Fernwärmedistribution bereitzustellen. Bei einer stromgeführten Fahrweise der Erzeugungseinheit folgt die Wärmebereitstellung der Erzeugung elektrischer Energie (ausgenommen etwaige Zusatzfeuerungen) und ist somit durch die damit einhergehenden thermischen Parameter sowie die Mindestlast begrenzt. In Anlehnung an Neuffer et al. (2001) kann von dem in Abbildung 3-3 dargestellten Verhältnis zwischen erzeugter Strom- und auskoppelbarer Wärmemenge

ausgegangen werden. Während Gasturbinen grundsätzlich zu jeder Zeit in der Lage sind über den Abgasmassenstrom der Turbine Heizwärme bereitzustellen, müssen Dampfkraftwerke erst die Kesselmindestlast überschreiten, um Dampf am Turbinengehäuse auszukoppeln. Daher kommt es in Abbildung 3-3 zu dem entsprechend versetzten Beginn der roten Kennlinie.

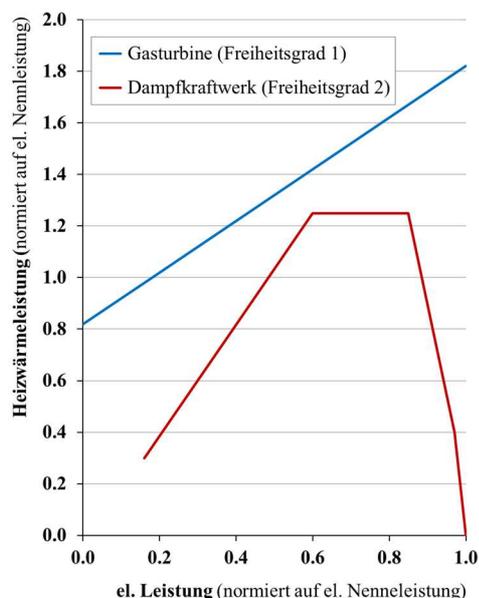


Abbildung 3-3: Kennlinien des Verhältnisses von Strom zu Wärme bei der Kraft-Wärme-Kopplung in Anlehnung an Neuffer et al. (2001)

Grundsätzlich wird bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zwischen unterschiedlichen Freiheitsgraden unterschieden. Der Freiheitsgrad legt dabei fest, ob die Bereitstellung von Strom und Wärme innerhalb des Kraftwerks starr miteinander gekoppelt ist (Freiheitsgrad 1), oder ob die Auskopplung beider im Rahmen des technisch machbaren (siehe Kennlinie) unabhängig voneinander erfolgen und variiert werden kann (Freiheitsgrad 2). So kann eine offene Gasturbine wegen ihrer starren Kopplung die elektrische Leistung nur dann steigern, wenn gleichzeitig mehr Wärme abgenommen wird (vgl. Bohn 1999, S. 72). Tabelle 3-6 gibt einen Überblick über die einzelnen Aggregate und Prozesse des Kraftwerksbaus sowie deren zugehöriger Freiheitsgrad in der Kraft-Wärme-Kopplung. In der Klasse der Dampfturbinen ist mit Ausnahme der Gegendruckturbine ausschließlich vom Freiheitsgrad 2 auszugehen, genauso wie bei Gas- und Dampfkraftwerken. Gegendruckturbinen werden zumeist wärmegeführt betrieben, weshalb ihr Einfluss auf den Energiemarkt gering ist und sie im Folgenden bei der Berücksichtigung von KWK vernachlässigt werden. Gasturbinenkraftwerke hingegen besitzen ausschließlich den Freiheitsgrad 1.

Tabelle 3-6: Übersicht über Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und deren Freiheitsgrad (FG)

Aggregat	Prozess	Technik	FG
Dampfturbine	Dampfkraftprozess	Gegendruck-Turbine	1
		Anzapf-Kondensations-Turbine	2
		Entnahme-Kondensation-Turbine	2
		Entnahme-Gegendruck-Turbine	2
Gasturbine	Gasturbinenprozess		1
Verbrennungsmotor	Diesel/Otto		1
Gas und Dampfturbine (GuD)	Gas- und Dampfkraft		2

Bei Dampfkraftwerken kann die elektrische Nennleistung der Erzeugungseinheit nur dann erbracht werden, wenn keine Wärme entnommen wird und somit der gesamte Dampfmassenstrom alle Turbinenstufen beaufschlagt. Andernfalls ist immer mit einer Einbuße der abgebbaren elektrischen Leistung zu rechnen. Dies spiegelt sich auch in Abbildung 3-3 wider: Nähert sich die abgegebene elektrische Leistung dem Faktor 1,0 (Nennleistung), verringert sich die auskoppelbare Heizwärmeleistung linear, wobei mit Erreichen der Nennleistung die auskoppelbare Heizwärmeleistung null ist. Darüber hinaus ist die maximal auskoppelbare Heizwärmeleistung innerhalb des Dampfkraftprozesses ebenso durch den Kessel nach oben hin begrenzt. In Neuffer et al. (2001) wird vereinfacht davon ausgegangen, dass maximal das 1,25-fache der elektrischen Nennleistung als Wärme ausgekoppelt werden kann. Durch die Nutzung des Abgasstromes der Turbine kann bei Gasturbinenkraftwerken hingegen von einer kontinuierlichen, im linearen Zusammenhang zur elektrischen Leistung stehenden Wärmeabgabe ausgegangen werden (vgl. Abbildung 3-3).

### 3.3 Energiespeicher

Unter einem Energiespeicher wird im energiewirtschaftlichen Sinne eine technische Anlage verstanden, mit deren Hilfe elektrische Energie aufgenommen, gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgeben werden kann, wobei die Speicherung zum Zwecke einer Netzdienstleistung oder aus rein wirtschaftlichen Gründen erfolgt (Arbitrage-Geschäfte). Dabei wird die Energie in der gleichen Form entnommen, in der sie eingespeichert wurde; jedoch wird sie nicht zwingendermaßen auch in dieser Form gespeichert. Gemessen an der Zeit, über die Energie in der Anlage eingespeichert werden kann, werden Energiespeicher in der Regel in Kurzzeitspeicher (bspw. Batteriespeicher, Redox-Flow-Batterien) und Langzeitspeicher (bspw. Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher) unterschieden.

Am deutschen Strommarkt beschränkt sich der Einsatz von Energiespeichern gegenwärtig im Wesentlichen auf Pumpspeicherkraftwerke. Gemessen an der installierten Leistung spielen sie verglichen zu fossil-thermischen Kraftwerken jedoch eine untergeordnete Rolle. Nach Giesecke et al. (2009, S. 693) beträgt die installierte Turbinenleistung der aktiven Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland rund 6,7 GW. In Zukunft ist jedoch aufgrund der geographischen Begrenzung möglicher Standorte sowie einer mangelnden Akzeptanz in der Bevölkerung kein nennenswerter Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten zu erwarten (vgl. Leonhard et al. 2009, S. 22). Tabelle 3-7 gibt einen Überblick über die im Rahmen dieser Arbeit abgebildeten Pumpspeicherkraftwerke und ihre technischen Parameter.

*Tabelle 3-7: Übersicht über die im Modell berücksichtigten Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland mit (MZ) und ohne (OZ) natürlichen Zufluss sowie deren technische Parameter (in Anlehnung an Giesecke et al. (2009, S. 693); inhaltlich überarbeitet und mit Annahmen vervollständigt)*

Name	Typ	Leistung		Wirkungsgrad (%)	Volumen Oberbecken (Mio. m <sup>3</sup> )
		Turbine (MW)	Pumpe (MW)		
Goldisthal	OZ	1.060	1.140	81,0	12,0
Markersbach	OZ	1.050	1.140	74,8	6,5
Wehr	OZ	992	1.000	77,4	4,4
Waldeck II	OZ	440	476	80,0	4,4
Säckingen	MZ	353	301	78,3	2,0
Hohenwarte II	OZ	320	310	69,6	3,3
Erzhausen	OZ	220	230	75,6	1,6
Witznau	MZ	220	128	64,7	1,3
Waldshut	MZ	176	80	67,9	1,4
Langenprozelten	OZ	176	154	76,5	1,6
Happurg	OZ	168	126	73,9	1,8
Koepchenwerk Herdecke II	OZ	160	153	76,5	1,5
Häusern	MZ	153	104	72,2	108,0
Rönkhausen	OZ	144	140	76,5	1,0
Waldeck I	OZ	140	96	80,0	0,7
Geesthacht	OZ	140	96	70,5	1,8
Reisach-Rabenleite	OZ	105	84	76,5	1,5
Glems	OZ	100	68	74,8	0,9
Bleiloch	MZ	90	32	69,6	215,0
Wendefurth	OZ	80	72	72,2	2,0
Hohenwarte I	MZ	63	34	69,6	182,0
Leitzach I	MZ	51	40	77,4	2,1
Leitzach II	MZ	49	38	77,4	2,1
Schwarzenbachwerk	MZ	46	20	59,9	14,3
Tanzmühle-Rabenleite	OZ	35	25	71,3	1,5

Ein Vorteil von Pumpspeicherkraftwerken hinsichtlich der Bereitstellung von Flexibilität ist deren hohe Laständerungsgeschwindigkeit: sie liegt bei 100 (vgl. u.a. Buttler et al. 2015, S. 36) und ermöglicht so ein schnelles Reagieren auf kurzfristige Lastschwankungen. Auch verfügen Pumpspeicherkraftwerke über keinerlei Mindeststillstandszeit, wodurch sie beinahe jederzeit einsatzbereit sind. Es werden dabei Zykluswirkungsgrade von 70 bis 80 % erreicht (vgl. u.a. Leonhard et al. 2009, S. 44 und Giesecke et al. 2009, S. 693).



## 4 Modelle zur Abbildung eines Elektrizitätssystems

Im Grundsatz sind Modelle immer eine zweckorientierte Abbildung des Originals auf ein anderes System (vgl. Fichtner 2005, S. 49). Zweckorientiert bedeutet in diesem Zusammenhang, dass nicht alle Attribute des durch das Modell repräsentierten Originals erfasst werden, sondern nur solche, die im Rahmen der jeweils vorliegenden Forschungsfrage relevant erscheinen.

Dem entsprechend wird in diesem Kapitel darauf eingegangen, welche Attribute des Strommarkts abzubilden sind und welchen Anforderungen ein Modell zur Bewertung von Flexibilität am Strommarkt generell genügen muss. Zudem werden existierende Modellansätze vorgestellt sowie auf deren Defizite im Hinblick auf die Abbildung von Flexibilität untersucht. Zum Ende des Kapitels wird schließlich einer der vorgestellten Modellierungsansätze für das weitere Vorhaben ausgewählt.

### 4.1 Modellanforderungen

#### **Zeitliche Auflösung**

Wie bereits in Kapitel 2.2 aufgezeigt wurde, nehmen das Handelsvolumen und somit auch die Bedeutung kurzfristiger Handelsplätze in den letzten Jahren kontinuierlich zu. Wird unterstellt, dass der Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Stromnetz auch weiterhin steigt, so kann gleichzeitig angenommen werden, dass zukünftig auch der Trend hin zu kurzfristigeren Handelsplätzen für Elektrizität fortgeführt wird. Die zeitliche Auflösung eines Modells, welches das Marktgeschehen auf dem Strommarkt abbildet, sollte daher möglichst hoch sein. In der deutschen Energiewirtschaft gilt die Viertelstunde als kleinste Abrechnungsperiode – diese sollte auch von einem späteren Modell abgebildet werden können.

Gleichzeitig haben die Betrachtungen zur Charakteristik der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Kapitel 2.1 gezeigt, dass insbesondere bei der Windenergie keine charakteristischen Tage definiert werden können, die repräsentativ für eine Vielzahl anderer Tage im Jahr dem Modell zugrunde gelegt werden können. Folglich ist nicht nur eine viertelstündliche Auflösung wichtig, sondern auch die Abbildung eines zusammenhängenden Jahres, das sich aus einzelnen individuellen Viertelstunden zusammensetzt.

## **Räumliche Auflösung**

Der europäische Netzverbund und der damit einhergehende transnationale Im- und Export von Strom stellen ein umfassendes Instrument zur länderübergreifenden Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Steigerung der Flexibilität dar. Zugleich ist dieser jedoch durch das gesetzte Ziel eines vollständig integrierten europäischen Energiebinnenmarktes geprägt von einer hohen Komplexität, die nicht zuletzt durch umfassende individuelle energiepolitische Entscheidungen, Handels- sowie differenzierten Steuer- und Preisstrukturen getragen wird.

Ein Modell des deutschen Strommarkts sollte daher im Idealfall die angrenzenden Länder ebenfalls vollständig abbilden. Vor dem Hintergrund des in der vorliegenden Arbeit gesetzten Fokus auf den innerdeutschen Strom- und Regelleistungsmarkt sollten zumindest aber charakteristische Im- und Exportgebote im kurzfristigen Handel Berücksichtigung finden.

## **Märkte**

Wie aus den Betrachtungen in Kapitel 2.2 folgt, steht im europäischen Energiesystem neben dem außerbörslichen Handel (OTC-Geschäfte) eine Vielzahl börslicher Handelsplätze zur Verfügung, deren differenzierter Preisbildungsmechanismus jedoch komplex ist. Zudem bestehen zwischen den einzelnen Handelsplätzen oftmals vielschichtige Wechselwirkungen. Die quantitative Analyse des zukünftigen Strommarkts erfordert daher den Einsatz eines Strommarktmodells, welches in der Lage ist, sowohl die relevanten Märkte und deren Marktregeln als auch die angesprochenen Wechselwirkungen abzubilden.

## **Technische Rahmenbedingungen**

Die technologische Vielfalt im deutschen Energiesektor ist hoch. So bestehen vor allem bei der Stromerzeugung mittels fossil-thermischer Kraftwerke große Unterschiede in deren Flexibilität und Dynamik. Gleichwohl kann auch bei der Kapazitätsvorhaltung durch Verbrauchseinheiten der Grad der Flexibilität stark variieren. Die grundlegende Fähigkeit der jeweiligen Technologie, auf Änderungen der Residuallast reagieren zu können, wird durch technoökonomische Parameter determiniert. So schränken beispielsweise Laständerungsgeschwindigkeiten oder Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten die Flexibilität konventioneller Anlagen ein (vgl. Kapitel 3.1). Bei Speichertechnologien hingegen limitieren beispielsweise der Ladezustand und die Speicherkapazität den Grad der zur Verfügung stehenden Flexibilität maßgeblich.

Diese Parameter gilt es innerhalb des angestrebten Modells zu berücksichtigen, da andernfalls die Dynamik der, in jedem Zeitschritt zur Verfügung stehenden Kapazitäten falsch eingeschätzt wird.

## 4.2 Modellierungsansätze im Energiesektor

Einhergehend mit der Liberalisierung des europäischen Energiebinnenmarktes eröffnete sich - für Industrie und Forschung gleichermaßen - eine Vielzahl neuer energiewirtschaftlicher Fragestellungen, zu deren Beantwortung wiederholt Energiesystemmodelle zum Einsatz kommen.

Generell lassen sich dabei mehrere Arten von Energiesystemmodellen unterscheiden, die Ventosa et al. (2005) wiederum in die folgenden drei Kategorien unterteilen: Optimierungsmodelle, Gleichgewichtsmodelle und Simulationsmodelle. Dem gegenüber steht die Einteilung von Energiesystemmodellen in sogenannte Bottom-Up- und Top-Down-Modelle, wie sie etwa Sensfuß (2007) vornimmt. Ein Vergleich beider Ansätze (siehe Abbildung 4-1) zeigt, dass die Einteilung nach Sensfuß die Überlegungen von Ventosa et al. beinhaltet und diese darüber hinaus weiter klassifiziert. Im Folgenden wird daher auf dessen Unterteilung weiter eingegangen.

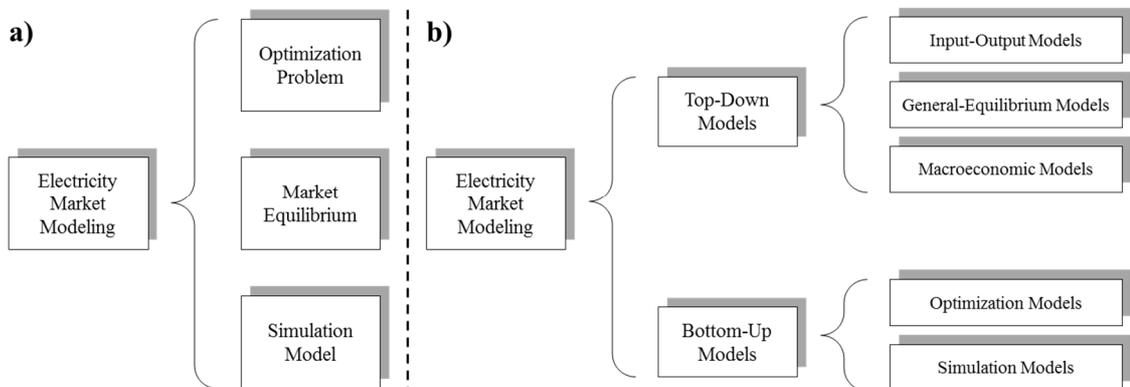


Abbildung 4-1: Klassifizierung von Modellen für die Abbildung eines Elektrizitätssystems in Anlehnung an a) Ventosa et al. (2005) und b) Sensfuß (2007)

### Top-Down-Modelle

Das übergeordnete Ziel von Top-Down-Modellen ist die Analyse makroökonomischer Effekte innerhalb einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive. Dies führt oftmals zu einer Verringerung des Grades technischer Detailierung. Wie Ventosa et al. (2005, S. 904) argumentieren, ist dies jedoch nicht grundsätzlich durch den Modellansatz selbst bedingt. Vielmehr handelt es sich um eine notwendige Vereinfachung, durch die der Rechenaufwand zur Lösung der zugrundeliegenden Differenzialgleichungen in einem vertretbaren

Maße gehalten werden soll. Top-Down-Modelle zeichnen sich daher vor allem dadurch aus, vom Allgemeinen kommend zum Detail zu disaggregieren, wobei der Rechenaufwand den Grad der Disaggregation bestimmt. Eine beispielhafte Fragestellung eines Top-Down-Modells wäre etwa die Frage nach der Höhe der Reduzierung der Nachfrage durch eine gegebene Preissteigerung.

### Bottom-Up-Modelle

Gegenüber Top-Down-Modellen steht bei Bottom-Up-Modellen die detaillierte Abbildung technisch-wirtschaftlicher Charakteristika eines Gesamtsystems im Mittelpunkt. Ausgehend von spezifischen Einzelparametern und Annahmen wird auf eine allgemeinere, ökonomischere Ebene aggregiert. Bottom-Up-Ansätze sind daher besonders dafür geeignet, einzelne Technologien zu bewerten. Eine beispielhafte Fragestellung eines Bottom-Up-Modells wäre etwa die Frage nach der kostenminimalen Deckung einer gegebenen Nachfrage.

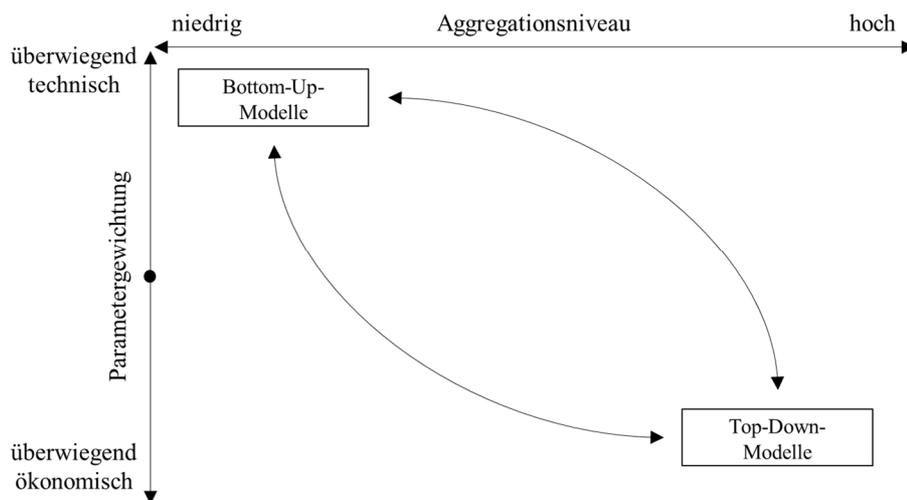


Abbildung 4-2: Einordnung der wesentlichen Unterscheidungsmerkmale von Top-Down- und Bottom-Up-Modellen

Abbildung 4-2 stellt noch einmal die wesentlichen Unterscheidungsmerkmale von Top-Down- und Bottom-Up-Modellen gegenüber. Unter Berücksichtigung der vielfältigen technischen Rahmenbedingungen, die in einem Energiesystemmodell entsprechend der Anforderungen aus Kapitel 4.1 abgebildet werden müssen, kann daher geschlussfolgert werden, dass eine Bottom-Up-Modellierung für die Umsetzung in Betracht zu ziehen ist. Hierzu zählen sowohl Optimierungs- als auch Simulationsmodelle, weshalb im Folgenden auf diese beiden, in der Energiewirtschaft etablierten Modellierungsansätze näher eingegangen werden soll. Hierzu werden ausgewählte Modelle vorgestellt und

detaillierter beleuchtet, wobei die nachfolgende Übersicht in keiner Weise Anspruch auf Vollständigkeit erhebt. Ausgehend vom Kenntnisstand des Autors wurde die Auswahl der vorgestellten Modelle nach den, in Bezug auf das geschilderte Vorhaben sachverwandtesten Forschungs- und Implementierungsansätzen getroffen.

#### 4.2.1 Optimierungsmodelle

Energiewirtschaftliche Optimierungsmodelle dienen der Minimierung beziehungsweise Maximierung einer Zielfunktion. So soll beispielsweise der Erlös einer Unternehmung maximiert oder aber eine vorgegebene Nachfrage nach Strom kostenminimal gedeckt werden. Auch die Minimierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist eine denkbare Zielfunktion. Die Optimierung erfolgt dabei immer aus der Sicht eines zentralen Planers. Dieser besitzt in der Regel sowohl perfekte Kenntnis (engl. *perfect knowledge*) über alle Marktakteure und deren zugrundeliegenden Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten als auch perfekte Voraussicht (engl. *perfect foresight*) über den gesamten Zeithorizont des jeweiligen Optimierungslaufs (ausgenommen hiervon sind beispielsweise stochastische Optimierungsmodelle). Dabei können die Modelle sowohl einen kurzfristigen (typischerweise nicht länger als ein Jahr) als auch langfristigen Zeithorizont (in der Regel mehr als zehn Jahre) einnehmen, wobei eine Aufteilung des Optimierungshorizonts in mehrere aufeinander folgende Zeitintervalle möglich ist (myopische Optimierung).

Aufgrund der zentralistischen Auslegung des Optimierungsproblems mittels einer übergeordneten Zielfunktion ist Modellen dieser Klasse in jedem Fall gemein, dass die individuelle Abbildung unterschiedlicher Marktakteure nicht möglich ist. Deren limitierende Parameter werden lediglich als statische oder intertemporale Nebenbedingungen der zentralen Zielfunktion untergeordnet.

### **E2M2**

Beispiele für Optimierungsmodelle in der Energiewirtschaft gibt es viele. So hat etwa das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart unter anderem<sup>4</sup> das spieltheoretische Optimierungsmodell E2M2 (Abk. für *European Electricity Market Model*) entwickelt. Mittels der Abbildung eines kurzfristigen Zeithorizonts von einem Jahr (Auflösung 8.760 Einzelstunden) wurde es unter anderem zur empirischen Analyse der Preisbildung an Termin- und Spotmärkten eingesetzt (siehe Ellersdorfer et al. 2008, Sun und Ellersdorfer 2009).

---

<sup>4</sup> Ebenfalls von der Universität Stuttgart stammt das mehrperiodische Langfrist-Optimierungsmodell TIMES, auf das hier jedoch nicht näher eingegangen wird.

Der Betrachtungshorizont umfasst dabei das Stromhandelsgebiet Deutschland. Gleichwohl finden interregionale Elektrizitätsmärkte, zu denen physische Transportverbindungen mit dem deutschen Elektrizitätssystem bestehen, im Modell Berücksichtigung: Unter der vereinfachten Annahme eines jeweils vollkommenen Wettbewerbs werden diese als Punktmärkte ohne weitere Regionalisierung der Angebots- und Nachfragebedingungen auf Basis der existierenden grenzüberschreitenden Kuppelleitungskapazitäten miteinander verbunden. Somit können die durch Elektrizitätsimporte maximal zu erwartenden wettbewerbssteigernden Wirkungen in Deutschland gemessen werden.<sup>5</sup>

Die intertemporale Optimierung innerhalb des Modells erfolgt im Rahmen einer zweiwöchig rollierenden Kraftwerkseinsatzplanung, wobei nach jeder zeitintegralen Optimierung der Planungshorizont um eine Woche nach vorne verschoben wird.<sup>6</sup> Der Kraftwerkspark wird dabei blockscharf abgebildet, vorausgesetzt die Erzeugungseinheit besitzt eine Anlagenleistung von mindestens 50 MW. Im zugrundeliegenden Optimierungsproblem wird durch Nebenbedingungen eine Vielzahl technischer Parameter berücksichtigt, welche die Flexibilität der Erzeugungseinheiten einschränkt.

## **REMix**

Das Energiesystemmodell REMix (Abk. für *Renewable Energy Mix*) ist ein am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) entwickeltes, deterministisches Optimierungsmodell und dient in erster Linie der kostenoptimalen Dimensionierung von Stromversorgungssystemen (vgl. Scholz 2012). Es wurde als lineares Optimierungsmodell in der algebraischen Modellierungssprache GAMS entwickelt und diente bereits der Untersuchung einer Vielzahl energiewirtschaftlicher Fragestellungen, beispielsweise hinsichtlich der Systemintegration batterieelektrischer Fahrzeuge zur Optimierung der Netzlast bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien (vgl. Luca de Tena 2014).

Auf Basis der zum Teil zeitlichen und räumlich hochaufgelösten Eingangsdaten aus meteorologischen und georeferenzierten Informationen ermittelt das Modul REMix-EnDat stündlich aufgelöste Last- und Erzeugungsprofile, wodurch diese entgegen häufiger Umsetzungen nicht auf typischen Lastsituationen historischer Datensätze basieren, sondern stattdessen verschiedenste Wetterereignisse einbeziehen. Im Modul REMix-OptiMo werden hieraus für verschiedenste Technologien Zubaupotenziale sowie deren stündlicher Betrieb und die daraus abgeleitete Anlagenauslastung ermittelt. Das Modul REMix-

---

<sup>5</sup> vgl. Ellersdorfer (2009, S. 73–76)

<sup>6</sup> vgl. Ellersdorfer et al. (2008, S. 34)

PlaSMo ermöglicht zudem eine Optimierung des Standorts neuer PV- und Windkraftanlagen vor dem Hintergrund der Kosten-, Leistungsvarianz- und Lastvarianzminimierung (vgl. Stetter 2014). Aus den so generierten Daten lassen sich beispielsweise auch Netzausbauszenarien ableiten.

## **PERSEUS**

Seitens der langfristigen Optimierungsmodelle ist beispielhaft das umfassende Modellpaket PERSEUS (Abk. für *Programme Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply*) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)<sup>7</sup> zu nennen. PERSEUS ist ein technologiebasiertes Energie- und Stoffflussmodell zur integrierten, mehrperiodischen, gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung von Produktions- und Investitionsentscheidungen innerhalb verschiedener Energiesysteme. Das Modellpaket wurde in den vergangenen Jahren für die Beantwortung einer Vielzahl energiewirtschaftlicher Fragestellungen oder Teilaspekte derer eingesetzt und dabei kontinuierlich weiterentwickelt wie auch erweitert (siehe bspw. Fichtner 1999, Enzensberger 2003, Möst 2006; Perlwitz 2007; Rosen 2008, Genoese 2010).

Der zeitliche Optimierungshorizont beträgt bis zu 40 Jahre, wobei einzelne Jahre lediglich saisonal durch typische Werk- und Wochenendtage in einer stündlichen Auflösung repräsentiert werden. Die räumliche Auflösung des Modells schließt in der Regel den gesamten europäischen Netzverbund ein. Thermische Erzeugungseinheiten können in der PERSEUS-Modellfamilie entsprechend dem gewünschten Detaillierungsgrad entweder zu Kraftwerkstypen aggregiert, als eine technische Einheit (kraftwerksscharf) oder aber in ihre einzelnen Komponenten zerlegt modelliert werden. (vgl. Fichtner 1999, S. 62)

## **PowerFlex**

Auch in der Wirtschaft finden Optimierungsmodelle zunehmend ihren Einsatz bei der Beantwortung energiewirtschaftlicher Fragestellungen. So sei an dieser Stelle beispielhaft die Modellkopplung des Strommarktmodells *PowerFlex* (Öko-Institut e.V.) mit dem europäischen Netzmodell der Firma Energynautics genannt (siehe Bauknecht et al. 2014 und Koch et al. 2015). Durch den daraus resultierenden Modellverbund konnten sowohl der europäische Netzverbund als auch die Erzeugungs- und Nachfrageseite abgebildet und so Flexibilitäts- und Speicheroptionen im Rahmen einer Szenarioanalyse für ver-

---

<sup>7</sup>Zum Zeitpunkt der Entwicklung noch Universität Karlsruhe (heute KIT Campus Süd)

schiedene Stützjahre miteinander verglichen werden. Der Fokus des Projekts lag dabei auf dem deutschen Stromhandelsgebiet.

Das europäische Netzmodell der Energynautics GmbH bildet die Höchstspannungsebene in Europa ab, wobei es auf öffentlich erhältlichen Daten der ENTSO-E basiert. Das Modell wurde dahingehend vereinfacht, dass lediglich Deutschland und die mit dem deutschen Elektrizitätssystem direkt physisch verbundenen Nachbarländer detailliert abgebildet wurden. Entferntere Regionen wurden in jeweils einem Knoten zusammengefasst. Das resultierende Ergebnis des Netzmodells sind die Im- und Exportlastflüsse zwischen dem deutschen Stromhandelsgebiet und dessen europäischen Nachbarländern, die im Strommarktmodell mit der Stromnachfrage verrechnet werden.

Das PowerFlex-Strommarktmodell selbst ist als gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsproblem formuliert. Es wurde in GAMS implementiert und nutzt zur Lösung des Optimierungsproblems den cplex-Solver. Die Minimierung der Gesamtkosten stellt die Zielfunktion dar. Investitionsabhängige Kosten werden in der Zielfunktion nicht berücksichtigt. Die zeitliche Auflösung beträgt eine Stunde. Betrachtet wird ein komplettes Kalenderjahr (8.760 Zeitschritte), wobei innerhalb dieses Zeitraums jeweils drei Tage (72 Zeitschritte) sequenziell berechnet werden. Der Planungshorizont rolliert nach Abschluss der zeitintegralen Optimierung mit einer Schrittweite von einem Tag.

Der Regelleistungsbedarf im Elektrizitätssystem wird über eine ganzjährig zu deckende Sockellast berücksichtigt. Aufgrund dieses Vorgehens findet die negative Leistungsvorhaltung keine direkte Berücksichtigung im Modell. Speicher und speicherähnliche Technologien beeinflussen daher lediglich die Nachfrage. Erzeugungseinheiten werden ab einer Leistung größer 100 MW<sub>el</sub> kraftwerksscharf abgebildet. Erzeugungseinheiten mit einer geringeren elektrischen Leistung werden in technologie- und baujahrspezifischen Gruppen zusammengefasst.

## **Übersicht**

In Tabelle 4-1 werden die im Rahmen dieses Kapitels vorgestellten Optimierungsmodelle mit ihren wesentlichen Eigenschaften noch einmal gegenübergestellt.

Tabelle 4-1: Zusammenfassende Übersicht über die präsentierten Optimierungsmodelle

Modell	Angebot	Nachfrage	Netz
E2M2	Fossil-thermische Kraftwerke	Stündliche Deckung der Wärme-, Strom- und Regelleistungslast	nicht berücksichtigt
REMix	technologieoffen	Stündliche Deckung der Wärme- und Stromlast (modellendogene Profile)	berücksichtigt <sup>8</sup>
PERSEUS	technologieoffen	Stündliche Deckung der Wärme- und Stromlast (an Typtage)	berücksichtigt <sup>9</sup>
PowerFlex	technologieoffen	Stündliche Deckung der Wärme- und Stromlast Regelleistung als Sockellast	berücksichtigt

#### 4.2.2 Simulationsmodelle

Entgegen der zuvor betrachteten Optimierungsmodelle berechnen Simulationsmodelle nicht den optimalen Zustand, sondern simulieren auf Basis von Differentialgleichungen (systemdynamische Simulation) beziehungsweise Entscheidungsregeln (agentenbasierte Simulation) die Entwicklung eines Systems über die Zeit. In der Forschung sowie bei der generellen Beantwortung energiewirtschaftlicher Fragestellungen spielen sie bisher gegenüber den häufig vertretenen Optimierungsmodellen eine untergeordnete Rolle. Eine gute Übersicht über bestehende Modelle bieten beispielsweise auch Weidlich und Veit (2008) oder Sensfuß et al. (2014).

#### **PowerACE**

Ein Vertreter der agentenbasierten Simulation ist das Modell PowerACE (Abk. für *agent-based computational economics*), welches an den Universitäten Karlsruhe und Mannheim entwickelt wurde und bis heute am später gegründeten Karlsruher Institut für Technologie (KIT) eingesetzt sowie fortlaufend weiterentwickelt wird. In dessen Verlauf wurde es unter anderem eingesetzt zur Untersuchung der Auswirkungen erneuerbarer Energien auf die deutschen Strommärkte und Marktakteure (vgl. Sensfuß 2007), zur empirischen Analyse der Preisbildung an Termin- und Spotmärkten (vgl. Weidlich 2008), der quantitativen Bewertung des Einflusses von Marktstruktur und Emissionsrechtshandel auf die liberalisierten Elektrizitätsmarkt unter verstärkter Förderung erneuerbarer Energien (vgl.

<sup>8</sup> Europa wird mit mehreren zentralen Knoten abgebildet; eine Berücksichtigung des innerdeutschen Netzes erfolgt nicht

<sup>9</sup> PERSEUS-NET

Genoese 2010) sowie zur Analyse von Bedarf und Wirtschaftlichkeit verschiedener Speichertechnologien (vgl. Genoese 2013).

Die Implementierung des Modells erfolgte in der Programmiersprache Java unter Verwendung des Simulationsframeworks RePast Symphony<sup>10</sup>. Es bildet sowohl den Day-Ahead- und Regelleistungsmarkt als auch den Handel mit Emissionszertifikaten über einen kurzfristigen Zeithorizont von einem Jahr in einer stündlichen Auflösung ab. Durch die Gebotsstrategien der Kraftwerksbetreiber stehen die Märkte in einer Wechselbeziehung zueinander. Die Kraftwerksbetreiber werden dabei als lernende Agenten abgebildet, die ihre gewählte Gebotsstrategie jeweils für den zurückliegenden Handelstag anhand der erzielten Gewinne auswerten und anpassen, wodurch die Handelserlöse jedes einzelnen im Simulationsverlauf maximiert werden. (vgl. Weidlich 2008)

Der Kraftwerkspark wird im Modell blockscharf abgebildet und spiegelt das deutsche Kraftwerkportfolio realistisch wider. Der Wirkungsgrad jeder individuellen Anlage basiert jedoch auf Schätzungen in Abhängigkeit von Inbetriebnahmejahr und Erzeugungstechnologie (vgl. Genoese 2010, S. 135 ff). Außerdem werden etwaige Kraftwerksausfälle nicht durch fortgeschriebene modellendogene Betriebszustände bestimmt, sondern durch die Ziehung einer gleichverteilten Zufallszahl simuliert, wodurch kurzfristige Preisspitzen als Reaktion auf unerwartete Verknappung bzw. Verteuerung des Angebots in PowerACE nicht abgebildet werden können (vgl. Genoese 2013, S. 149). Der Einsatz von Energiespeichern kann sowohl nach statischen Profilen als auch preisgesteuert erfolgen. Bei einem preisgesteuerten Einsatz erfolgt die Platzierung von Lade- bzw. Entladegeboten in den zu erwartenden günstigsten bzw. teuersten Stunden.

## **AMIRIS**

Das agentenbasierte Simulationsmodell AMIRIS (Abk. für *Agentenbasierte Modellierung zur Integration Regenerativer Energien In die Strommärkte*) ist eine Entwicklung des Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) und geht zurück auf ein vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördertes Projekt, dessen Ziel die Beantwortung energiepolitischer Fragestellungen zur Marktintegration erneuerbarer Energien mittels agentenbasierter Simulation war (vgl. Krewitt et al. 2011). Entgegen anderer Modelle stand daher die Abbildung erneuerbarer Energien – im speziellen die Abbildung von Windkraftanlagen – im Vordergrund. Der konventionelle Kraftwerkspark sowie börsliche Strommärkte wurde erst zu einem späteren Zeit-

---

<sup>10</sup>siehe <https://sourceforge.net/projects/repast/>

punkt detaillierter abgebildet (vgl. Reeg et al. 2013). Das Modell dient dabei vor allem zur Analyse von Fördermechanismen, Direktvermarktung, und Investitionsbedingungen im Rahmen einer stetig steigenden Integration erneuerbarer Energien.

Wie auch das Modell PowerACE ist AMIRIS ein in der Programmiersprache Java entwickeltes Modell, das auf dem Java-Simulationsframework RePast Symphony basiert. Es können mehrere Jahre innerhalb eines Simulationslaufes simuliert werden (zumeist 10-15 Jahre), wobei Gebotsermittlung, Handel und Prognosen in einer stündlichen Auflösung dargestellt werden. Der im Modell vereinfacht abgebildete Day-Ahead Spotmarkt dient der Deckung der Residuallast. Die fossil-thermischen Kraftwerke bieten dabei ausschließlich zu ihren Grenzkosten, zu deren Ermittlung technologiespezifische Wirkungsgrade herangezogen werden. Die Markträumung erfolgt mittels des Einheitspreisverfahrens. Auf eine tiefgreifendere Abbildung der Marktdynamik zugunsten der Möglichkeit einer Berücksichtigung negativer Marktpreise wurde aufgrund des identifizierten Aufwands verzichtet. Die Bedeutung negativer Marktpreise wurde jedoch erkannt, weshalb diese stattdessen vereinfacht durch deren Zuordnung zu definierten Residuallastintervallen abgebildet und mittels auf historischen Daten basierender Häufigkeitsverteilung im Modell implementiert werden (vgl. Reeg et al. 2013, S. 59 ff).

## **GAPEX**

Ein weiterer Vertreter der agentenbasierten Simulation ist das Modell GAPEX (Abk. für *Genoa Artificial Power-Exchange*), welches an der Universität von Genua entwickelt wurde. Es handelt sich dabei um ein in MATLAB implementiertes Modell zur detaillierten Abbildung der Markträumungsverfahren der wichtigsten europäischen Strombörsen (IPEX MGP, EPEX Spot, OMIE Day-Ahead) und dient der Untersuchung unterschiedlicher Gebotsstrategien an den genannten Handelsplätzen. Um das Verhalten der individuellen Agenten in den wechselnden Handelsumgebungen richtig abzubilden wurde ein Multi-Agenten-Lernalgorithmus eingesetzt, wodurch komplexe Entscheidungsregeln implementiert werden können. (vgl. Cincotti und Gallo 2013)

In GAPEX finden ausschließlich Day-Ahead-Märkte Berücksichtigung, die in unterschiedlichen Anwendungsfällen getrennt voneinander zum Einsatz kommen. Die Gebote der Angebotsseite konzentrieren sich auf thermische Kraftwerke, wobei lediglich die Grenzkosten der Erzeugung in Betracht gezogen werden. Die Entscheidungsvariable jedes Anbieters umfasst einen Aufschlag (*mark-up*) auf das eigentliche Gebot zum Zwecke

der Gewinnmaximierung, der sich zu Beginn an den Ergebnissen einer Auswertung realer Gebote am Markt orientiert.

## AMES

Das agentenbasierte Simulationsmodell AMES (Abk. für *Agent Modeling of Electricity System*) wird in Sun und Tesfatsion (2007) vorgestellt. Das Modell wurde entwickelt, um detaillierte Zuverlässigkeits- und Effizienztests der Wholesale Power Market Platform (WPMP) – einer von der US Federal Energy Regulatory Commission vorgeschlagenen Marktplattform zur gemeinsamen Nutzung durch alle US-amerikanischen Großhandelsmärkte – zu ermöglichen. Das Modell bildet dabei neben den wesentlichen Aspekten des Marktdesigns der WPMP (bspw. lokal differenzierte Grenzbepreisung mit nodalen Preisen, in Wechselwirkung stehende Märkte) auch das unterliegende Übertragungsnetz mittels einer linearen Lastflussoptimierung ab. Ziel des Modells ist die Untersuchung des komplexen Zusammenspiels struktureller Gegebenheiten, marktwirtschaftlicher Vorgaben und unterschiedlicher Lernverhalten in Bezug auf die mittel- bis langfristige Marktentwicklung.

## Übersicht

In Tabelle 4-2 werden die im Rahmen dieses Kapitels vorgestellten Simulationsmodelle mit ihren wesentlichen Eigenschaften noch einmal gegenübergestellt.

*Tabelle 4-2: Zusammenfassende Übersicht über die präsentierten Simulationsmodelle*

<b>Modell</b>	<b>Angebot</b>	<b>Märkte</b>	<b>Nachfrage</b>	<b>Netz</b>
PowerACE	Fossil-thermische Kraftwerke	Spotmarkt, Forwardmarkt, Regelleistung, CO <sub>2</sub> -Handel	modellexogen, preisunelastisch	nicht berücksichtigt
AMIRIS	Fossil-thermische Kraftwerke	Spotmarkt	modellexogen, preisunelastisch	nicht berücksichtigt
GAPEX	Fossil-thermische Kraftwerke	Spotmarkt	modellexogen, preisunelastisch	nicht berücksichtigt
AMES	Fossil-thermische Kraftwerke	Spotmarkt, Echtzeitmarkt	modellexogen, preisunelastisch	Lineare Lastflussoptimierung

#### 4.2.3 Vergleich von Simulations- und Optimierungsmodellen

Wie eingangs dieses Kapitels bereits dargestellt wurde, handelt es sich sowohl bei Optimierungs- als auch Simulationsmodellen um sogenannte Bottom-up-Modelle, also um Modelle, bei denen die Abbildung individueller Restriktionen innerhalb eines Gesamtsystems im Vordergrund steht. Optimierungsmodelle müssen sich hierfür jedoch nicht selten der Verwendung von Binärvariablen bedienen, wodurch die Rechenzeit stark beeinflusst wird. Vor allem dann, wenn ein Gesamtsystem mit einer Vielzahl Restriktionen möglichst detailliert abgebildet werden soll, müssen in Optimierungsmodellen einzelne technische Restriktionen (in Form von Nebenbedingungen) mittels einer stufenweisen Linearisierung vereinfacht integriert werden, um Nichtlinearitäten innerhalb des Optimierungsproblems zu vermeiden. Ein hoher Detaillierungsgrad ist daher oftmals nicht möglich bzw. wird dieser aufgrund der genannten Beeinträchtigungen meist nicht umgesetzt. Simulationsmodelle bieten hingegen sehr hohe Freiheitsgrade bei der Abbildung solcher Restriktionen. Die Rechenzeit steigt nicht – wie bei den Optimierungsmodellen – exponentiell mit der Anzahl der Variablen, weshalb eine Vielzahl technischer Restriktionen abgebildet werden kann.

Neben den Unterschieden in der Implementierungstiefe ergeben sich auch bei der Ausführung des Modells wesentliche Unterschiede zwischen Optimierungs- und Simulationsmodellen: Die Bestimmung des optimalen Werts der Zielfunktion erfolgt in Optimierungsmodellen aus Sicht eines zentralen Planers, wobei dieser in der Regel das Optimum über den gesamten Betrachtungshorizont hinweg ermittelt (vgl. Kapitel 4.2.1). Der Marktpreis bildet sich daher als Ergebnis der kostenoptimalen Deckung der Stromnachfrage über den gesamten Betrachtungszeitraum. Simulationsmodelle hingegen berücksichtigen die zeitliche Abfolge des Gesamtsystems, indem sie eine sukzessive Entscheidungsabfolge durchlaufen und über den Betrachtungszeitraum wiederholen. Der Marktpreis ist in diesem Fall das Ergebnis einer Auktion im Rahmen des einmaligen Durchlaufens der Entscheidungsabfolge, wobei die einzelnen Marktakteure Gebote an einem unvollkommenen Markt mit unvollständiger Transparenz abgeben. Daraus folgt, dass bei der Betrachtung vollkommener Märkte die Ergebnisse beider Ansätze identisch wären. In der Realität existiert jedoch eine Vielzahl unterschiedlicher Akteure und Interessengruppen, die unterschiedliche Ziele am Markt verfolgen, weshalb es sich beim deutschen Strommarkt ebenfalls um einen unvollkommenen Markt handelt.

### 4.3 Lücke bisheriger Ansätze bei der Abbildung von Marktdynamik

Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland steigt auch zunehmend die Bedeutung der daraus resultierenden Dynamik am Strommarkt. Wie in den vorangegangenen Kapiteln aufgezeigt wurde, nehmen Residuallastschwankungen im deutschen Elektrizitätssystem sowohl in ihrer Höhe als auch in ihrer Frequenz zu (vgl. Kapitel 2.1). In deren Folge stehen vor allem fossil-thermische Kraftwerke zunehmend vor der Herausforderung, flexibel auf diese Schwankungen zu reagieren, um eine wirtschaftlich sinnvolle Einsatzhäufigkeit zu erzielen und teure Stillstandszeiten möglichst zu vermeiden. Zugleich muss am Markt das Gleichgewicht zwischen fluktuierender Erzeugung und Verbrauch gewahrt werden. Zunehmend spielen daher individuelle technische Restriktionen sowie wirtschaftliche Entscheidungskriterien bei der Bildung des Marktpreises eine bedeutende Rolle. Bisherige Modellansätze bilden gerade diese vielschichtigen Faktoren jedoch oftmals nicht, nicht vollständig oder stark vereinfacht ab. Hierbei kommt auch die überwiegende Verwendung von Optimierungsmodellen und die hiermit verbundenen Einschränkungen hinsichtlich der Abbildung dieser Faktoren zum Tragen. In Optimierungsmodellen fehlt zudem aufgrund der zentralen Zielfunktion die Option der Abbildung mehrerer Märkte. Diese Möglichkeit, Strom an zeitlich verlagerten Märkten handeln zu können, führt jedoch unter anderem zu Opportunitätskosten, welche einen entscheidenden Einfluss auf die Preisbildung haben.

Doch auch bei etablierten Simulationsmodellen werden wichtige intertemporale Restriktionen oftmals nicht berücksichtigt. So wird etwa auf die Abbildung von Laständerungsgeschwindigkeiten oder Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten verzichtet, wodurch technische Möglichkeiten überschätzt und daraus resultierende Kosten unterschätzt werden. Außerdem werden bspw. Wirkungsgrade häufig als Mittelwert einer Technologie betrachtet, nicht als individueller Kennwert einer jeden Anlage. Für eine realistische Abschätzung der Marktdynamik sind diese Vereinfachungen in Anbetracht steigender Flexibilitätsanforderungen am Markt kritisch anzusehen. Vor allem für zukünftige Analysen ist eine realistische Abschätzung auftretender Kosten sowie den hiermit in Wechselwirkung zueinander stehenden Betriebszuständen von hoher Priorität, um die Wirtschaftlichkeit bestehender und neu am Markt auftretender Flexibilitätsoptionen bewerten zu können.

Letztlich beschränken sich bisherige Modellansätze, unabhängig davon ob es sich um Optimierungs- oder Simulationsmodelle handelt, zumeist auch auf eine zeitliche Auflö-

sung von einer Stunde. Betrachtet man die Entwicklungen am realen Strommarkt hin zu kurzfristigeren Marktplätzen (vgl. Kapitel 2.2) sowie die Verlagerung des generellen Frequenzspektrums der Residuallast hin zu höheren Frequenzen (vgl. Kapitel 2.1), so scheint die Abbildung kurzfristigerer Zeitintervalle ein logischer Schritt. Eine Erhöhung der zeitlichen Auflösung hin zum viertelstündlichen Handel, wie er auch in der Intraday-Auktion erfolgt, wäre die Konsequenz.

#### 4.4 Auswahl eines Modellierungsansatzes

Basierend auf den vorausgegangenen Abwägungen zu den Vor- und Nachteilen von Optimierungs- und Simulationsmodellen sowie der identifizierten Lücke bisheriger Modellierungsansätze vor allem in Bezug auf die Darstellung von Marktdynamik erscheint ein Simulationsmodell für die Analyse der (intertemporalen) Effekte eines Kohleausstiegs besser geeignet als ein Optimierungsmodell. So kann mithilfe der Simulation durch eine nahezu beliebige Anzahl technischer Restriktionen und wirtschaftlicher Bedingungen ein hoher Grad an Detaillierung erreicht werden, ohne nennenswerte Einbußen bei der Rechenzeit in Kauf nehmen zu müssen. Außerdem steht die zeitliche Abfolge des Marktgeschehens im Vordergrund. Beides führt zu einem realistischeren Bild der Marktdynamik am deutschen Strommarkt.



## 5 Strommarktmodell flexABLE

In den folgenden Abschnitten wird näher auf die Implementierung des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Marktmodells flexABLE (Abk. für *flexibility-oriented Agent-Based Laboratory for Electricity system analysis*) eingegangen. Nach einer grundlegenden Übersicht über den Aufbau und Ablauf des Modells (Kapitel 5.1) und dessen Eingangsdaten (Kapitel 5.2) werden in Kapitel 5.3 und 5.4 die einzelnen Mechanismen und Methoden, die im Rahmen des Modells entwickelt und implementiert wurden, mathematisch beschrieben, wobei sowohl nach Märkten als auch Marktteilnehmern untergliedert wird. Im Anschluss an eine kurze Darstellung der verwendeten Softwareanwendungen (Kapitel 5.5) schließt Kapitel 5.6 mit einer Modellvalidierung anhand historischer Daten ab.

### 5.1 Übersicht

Bei dem im Folgenden entwickelten Marktmodell handelt es sich um eine viertelstündliche Simulation des deutschen Großhandelsmarktes für elektrische Energie. Ein für die Modellzwecke abstrahierter Energy-only-Markt gepaart mit einem vereinfachten Regelleistungsmarkt bilden dessen Grundlage. Es handelt sich dabei um zwei getrennt voneinander agierende, zentrale Elektrizitätsmärkte, an denen eine Vielzahl von Akteuren gleichermaßen sowie zeitlich ineinandergreifend entsprechend individueller Gebotsstrategien handeln kann. Des Weiteren ist auch ein Wärmemarkt implementiert, an dem die Fernwärmebereitstellung nach marktwirtschaftlichen Regeln angeboten und kosteneffizient zugeteilt wird.

Regelleistungs- und Wärmemarkt dienen im Modell in erster Linie der realistischeren Abbildung des Einsatzes fossil-thermischer Kraftwerke am Energy-only-Markt. Durch die Vorhaltung von Leistung am Regelleistungsmarkt bzw. die Verknappung verfügbarer Leistung durch die Auskopplung von Wärme für die Fernwärmebereitstellung sind fossil-thermische Kraftwerke in ihrem Betrieb am Energy-only-Markt eingeschränkt. Es ergeben sich hierdurch zusätzliche Restriktionen, die die Marktpreisbildung wesentlich beeinflussen.

Die gewählte Systemgrenze des Modells ist der deutsche Strommarkt, wobei der transnationale Stromaustausch durch exogene Zeitreihen Berücksichtigung findet. Das zugrundeliegende Stromnetz und dessen Topologie findet hingegen keine Berücksichtigung, sodass von einem zonalen, nicht-leitungsgebundenen Großhandelsmarkt ausgegangen wird,

an dem Energie gehandelt und ohne Einschränkungen transferiert werden kann. Handelnde Agenten sind die bereits in Kapitel 3 vorgestellten Flexibilitätsoptionen, bestehend aus fossil-thermischen Kraftwerken und Energiespeichern. Die dargebotsabhängige Einspeisung aus Laufwasserkraft-, Windkraft- und Photovoltaikanlagen nimmt in der gewählten Methodik nicht aktiv am Handel teil. Vielmehr wird deren Einspeisung durch preisunabhängige Gebote vorrangig im Markt berücksichtigt, was einem bedingungslosen Einspeisevorrang gleichzusetzen ist. Abbildung 5-1 illustriert noch einmal die grundlegende Struktur des Marktmodells.

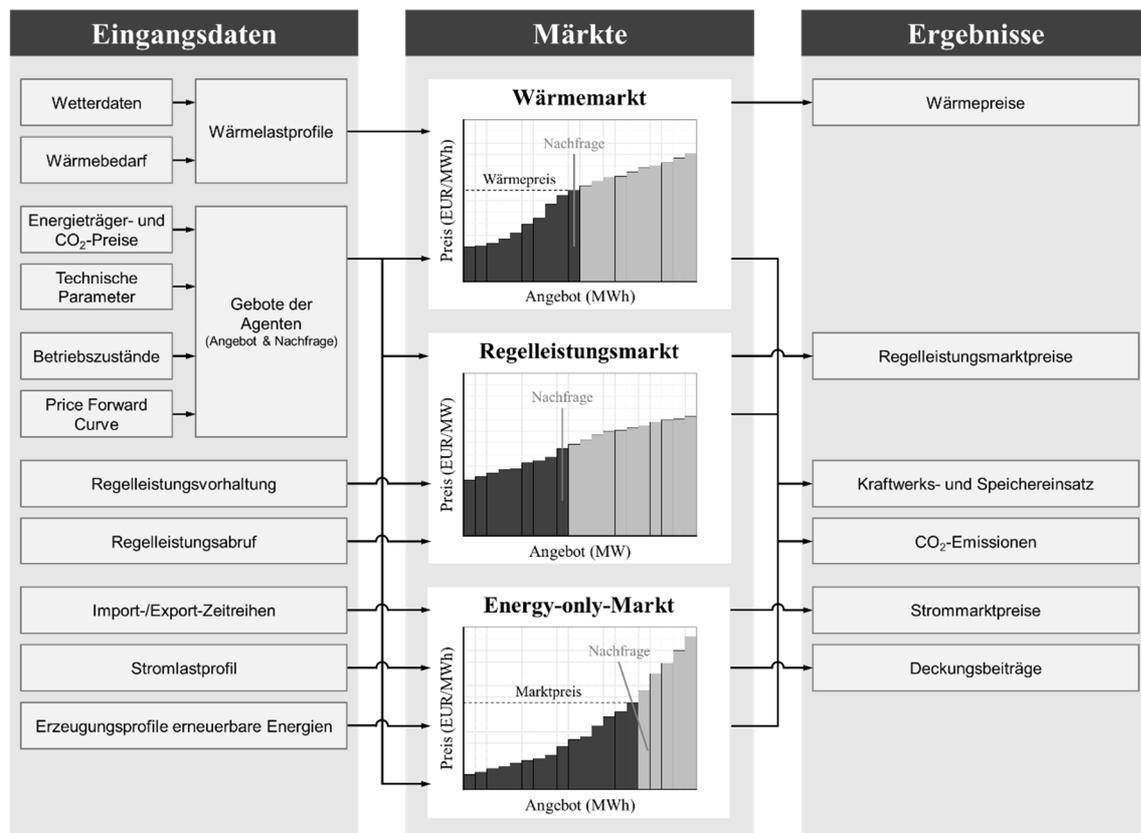


Abbildung 5-1: Übersicht über den Aufbau des Marktmodells

Jedes dem Modell hinterlegte Gebotsverhalten basiert dabei sowohl auf einer Vielzahl technoökonomischer Kennwerte (siehe Kapitel 3) als auch auf modellendogenen Daten des jeweils zurückliegenden Marktergebnisses. Die zur späteren Auswertung und Analyse relevanten Daten werden ohne Prozessunterbrechung fortwährend exportiert.

## **Ablauf der Simulation**

Die vollständige Simulation eines Jahres innerhalb des Marktmodells erfolgt in drei aufeinanderfolgenden Stufen:

- (1) In Stufe 1 wird die viertelstündliche Merit Order aus den Tupeln der Nennleistung und der Grenzkosten der dem Modell hinterlegten fossil-thermischer Kraftwerke gebildet. Grundlage der Grenzkosten bilden die täglichen Energieträgerpreise. Der daraus resultierenden Einsatzreihenfolge wird anschließend die Residuallast gegenübergestellt. Der Schnittpunkt aus Angebot und Nachfrage bildet dabei den Marktpreis der jeweiligen Viertelstunde. Das Ergebnis von Stufe 1 ist somit eine viertelstündlich aufgelöste Price Forward Curve des gesamten Jahres, welche bereits Schwankungen der Energieträgerpreise berücksichtigt. Sie dient dazu in Stufe 2 eine ungefähre Voraussicht über die zu erwartenden Marktpreise zu erhalten.
- (2) In Stufe 2 erfolgt der Handel an Wärmemarkt und Energy-only-Markt. Zur Handelsteilnahme ermitteln ausschließlich fossil-thermische Kraftwerke ihre individuellen Gebote anhand des im Modell verankerten Gebotsverhaltens. Die Nachfrage bildet sich weiterhin durch die viertelstündliche Residuallast. Die technischen Betriebszustände der einzelnen Erzeugungseinheiten werden viertelstündlich erfasst und fortgeschrieben, sodass diese ebenfalls bei der Gebotsabgabe Berücksichtigung finden. Ziel von Stufe 2 ist es, zu Beginn der eigentlichen Marktsimulation in Stufe 3 über die Kenntnis eines realistischen Ausgangszustands zu verfügen. Der Markt und seine teilnehmenden Kraftwerke starten somit nicht aus einer theoretischen Stillstandssituation heraus, wodurch sich in den ersten Viertelstunden des zu simulierenden Jahres abnorme Marktsituationen ergeben würden. Stattdessen können die Betriebszustände aus der letzten Viertelstunde des Marktdurchlaufs aus Stufe 2 in der ersten Viertelstunde von Stufe 3 fortgeführt werden.
- (3) In Stufe 3 nehmen schließlich alle Akteure am Handel teil. Auch der im Modell verankerte Regelleistungsmarkt wird erstmals ausgeschrieben, wodurch entsprechende Leistung kontinuierlich vorzuhalten ist. Bei der Ermittlung der Gebote werden die Price Forward Curve sowie die Betriebszustände aus dem vorangegangenen Durchlauf berücksichtigt. Letztere werden wie zuvor in Stufe 2 kontinuierlich fortgeschrieben, sodass in jeder Viertelstunde der Betriebszustand der vorangegangenen Viertelstunde in die Gebotsermittlung einfließt.

Die Untergliederung des Simulationsablaufes in die zuvor erläuterten Stufen dient dabei sowohl der Schaffung von realistischen Betriebszuständen der fossil-thermischen Kraftwerke zu Beginn der Simulation eines Jahres ( $t - 1$ ) als auch der Schaffung und kontinuierlichen Verbesserung der Preisvoraussicht (Price Forward Curve).

### **Viertelstündliche Sequenz**

Der parallele Handel an Wärme-, Regelleistungs- und Energy-only-Markt erfordert ein Ineinandergreifen der jeweiligen Marktmechanismen in jeder Viertelstunde. Das Sequenzdiagramm in Abbildung 5-2 stellt die implementierte Abfolge der Märkte innerhalb des Modells dar. Nachfolgend wird diese eingehend erläutert.

Nach der individuellen Evaluation der möglichen Marktteilnahme im Allgemeinen sowie der Möglichkeit zur Wärmeauskopplung im Speziellen durch den Agenten wird am Wärmemarkt der kostenoptimale Einsatz der Fernwärmeerzeugung anhand aller eingegangenen Gebote ermittelt und der Agent über das Ergebnis der Allokation in Kenntnis gesetzt. Anschließend ermittelt dieser sein Gebot für den Regelleistungsmarkt, sollte dieser im gegenwärtigen Zeitschritt zur Ausschreibung kommen. Der entsprechende Marktoperator kontrahiert daraufhin die vorzuhaltende Leistung anhand des gebotenen Leistungspreises und meldet das Ergebnis ebenfalls jedem einzelnen Agenten zurück. Im Anschluss evaluieren diese entsprechend der ihnen hinterlegten Gebotslogik und unter Berücksichtigung der Ausschreibungsergebnisse am Wärme- und Regelleistungsmarkt das Gebot für den Energy-only-Markt. Nach entsprechender Übermittlung an den Marktoperator des Energy-only-Markts kommt es auch hier zu einer Markträumung samt Rückmeldung an die Agenten. Nach einer Einsatzoptimierung durch den Kraftwerksportfoliooptimierer sowie der Prüfung bezüglich des Fortbestehens der Regelleistungsbereitstellung kommt es zum Abruf der Regelleistung entsprechend der hinterlegten Zeitreihen, wobei sich die Einsatzreihenfolge nach dem Ergebnis einer Markträumung entsprechend des gebotenen Arbeitspreises richtet. Zuletzt ermittelt jeder Akteur seine endgültige Netto-Fahrplanleistung der nun zurückliegenden Viertelstunde, bevor für die darauffolgende Viertelstunde dieselbe Sequenz durchlaufen wird.

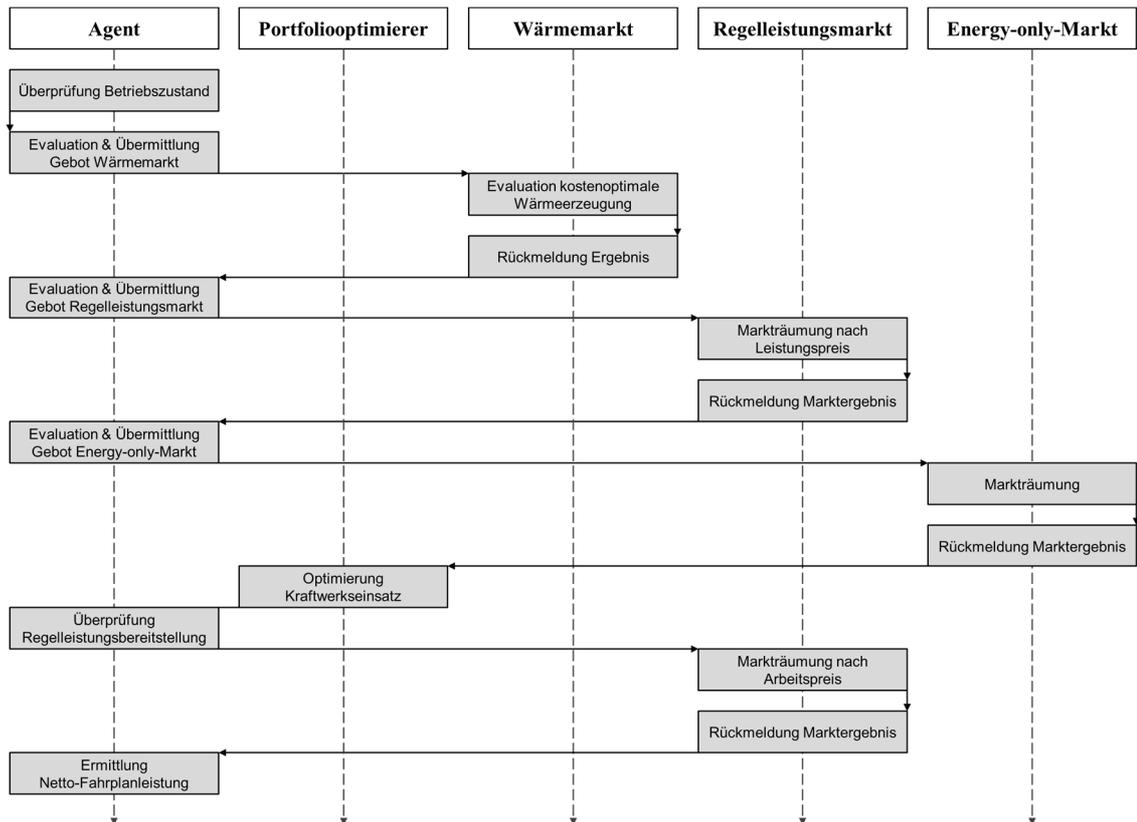


Abbildung 5-2: Sequenzschema der viertelstündlich wiederkehrenden Abfolge innerhalb des Strommarktmodells

## 5.2 Eingangsdaten

Ein wesentlicher Faktor für die Strommarktanalyse ist die Bereitstellung entsprechender Eingangsdaten. Neben den in Kapitel 3 aufgezeigten technoökonomischen Parametern geht eine Vielzahl verschiedener Zeitreihen in das Modell ein. Nachfolgend wird daher ein Überblick über die Eingangsdaten des Marktmodells gegeben.

### 5.2.1 Energieträger- und CO<sub>2</sub>-Preise

Vor allem der Preis des jeweils eingesetzten Energieträgers hat einen entscheidenden Einfluss auf die Grenzkosten und somit auf den Gebotspreis einer jeden Erzeugungseinheit. Dabei handelt es sich bei den meisten Energieträgern (bspw. Steinkohle, Erdgas) um international gehandelte Güter, deren Preis fortwährender Veränderung unterliegt. Zur Verdeutlichung der Schwankungen sei nachfolgend der Börsenpreis für Steinkohle im Jahr 2016 exemplarisch angebracht (vgl. Abbildung 5-3).

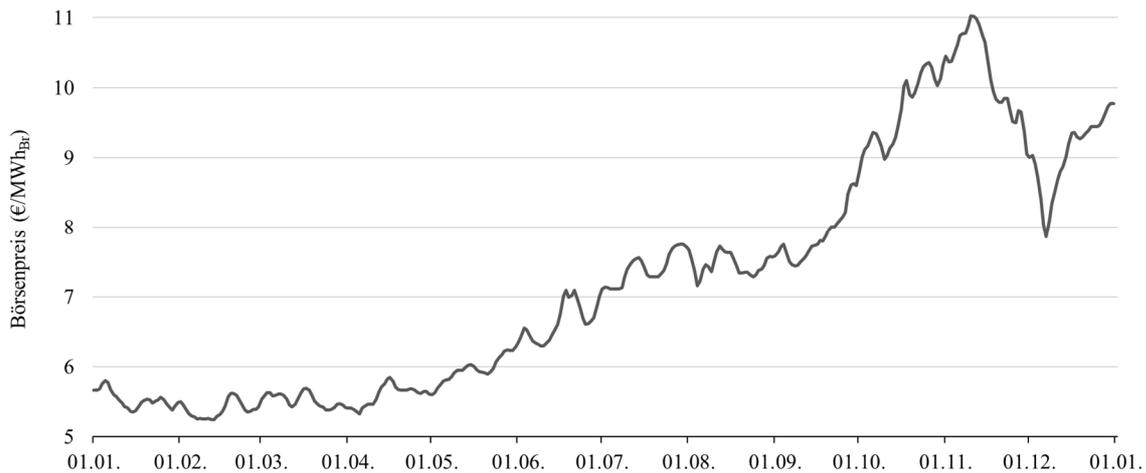


Abbildung 5-3: Börsenpreis für Steinkohle (Drittlandskohle) im Jahr 2016 in €/MWh<sub>Br</sub> (API2 CIF ARA Coal Future) frei Importhafen gemäß EEX (2019)

Es hat sich daher herausgestellt, dass eine möglichst hohe Granularität bei der Berücksichtigung von Energieträgerpreisen wesentlich zu einer Verbesserung der Simulationsergebnisse beiträgt. Die Energieträgerpreise gehen daher als täglich aufgelöste Zeitreihe in das Marktmodell ein, wobei die individuellen Handelsintervalle jedes Energieträgers die tatsächliche Auflösung vorgeben. Tabelle 5-1 gibt Aufschluss über Herkunft und Auflösung der Eingangsdaten.

Tabelle 5-1: Herkunft und Auflösung der in das Marktmodell eingehenden Energieträgerpreise

	<b>Uran</b>	<b>Braunkohle</b>	<b>Steinkohle</b>	<b>Erdgas</b>	<b>Öl</b>
<b>Herkunft</b>	Konstantin (2017)	Schiffer (2019)	Börsenpreis + Transportkosten	Börsenpreis	Börsenpreis
<b>Produkt</b>	–	–	API2 CIF ARA	NCG	Brent
<b>Zeitliche Auflösung</b>	jährlich (0,90 €/MWh <sub>Br</sub> )	jährlich (4,90 €/MWh <sub>Br</sub> )	täglich (Handelstage)	täglich (Handelstage)	täglich (Handelstage)

Wie aus Tabelle 5-1 hervorgeht, handelt es sich bei dem im Modell berücksichtigten Energieträgerpreis für Braunkohle um einen im Jahresverlauf gleichbleibenden Wert. Basis dieser Annahme ist die Tatsache, dass Braunkohle in der Regel kein gehandeltes Gut darstellt, sondern zumeist unweit von ihrem Abbau im Tagebau verfeuert wird. Der angenommene Wert von 4,90 €/MWh bezieht sich daher auf die Angaben von Schiffer (2019), wobei nicht von den (wesentlich geringeren) Grenzkosten des Brennstoffs ausgegangen wird, sondern von den Vollkosten der Gewinnung im Tagebau.

Bei Steinkohle hingegen handelt es sich um ein international gehandeltes Gut, weshalb der tagesgenaue Börsenpreis API2 CIF ARA gemäß EEX (2019) als Grundlage dient. Dabei handelt es sich jedoch lediglich um den Preis frei Importhafen (ARA; Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam), wobei der Aufwand für den Transport bis zum Kraftwerksstandort (auf der Schiene oder per Schiff) bei Steinkohle nicht zu vernachlässigen ist. Die Börsenpreise werden daher mit Transportkosten in Höhe von 10 €/t (1,22 €/MWh) beaufschlagt, orientiert an den Ergebnissen von Frontier Economics und Consentec (2008).

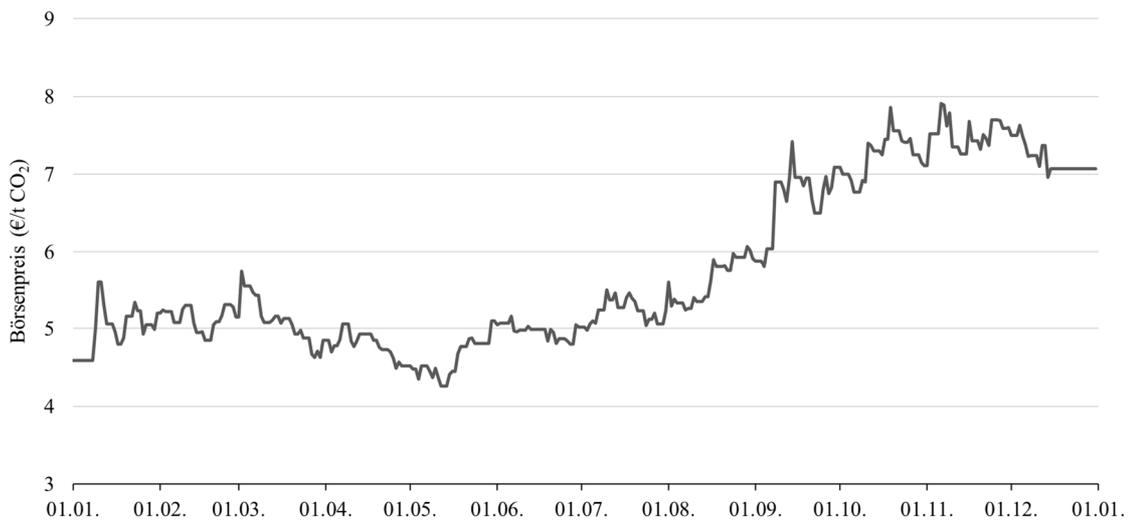


Abbildung 5-4: Börsenpreis der  $CO_2$  European Emission Allowances im Jahr 2017 in €/t  $CO_2$  gemäß EEX (2019)

Auch bei den sogenannten  $CO_2$  European Emission Allowances handelt es sich um ein europaweit gehandeltes Gut, wobei ein solches Zertifikat seinen Käufer zum Ausstoß einer Tonne Kohlenstoffdioxid berechtigt. Der Preis dieser Emissionsberechtigung schwankt ebenfalls in Abhängigkeit der Handelstage beinahe täglich (vgl. Abbildung 5-4), weshalb von relevanten Auswirkungen des Zertifikatspreises auf den Gebotspreis der Kraftwerke auszugehen ist. Der  $CO_2$ -Zertifikatspreis geht daher ebenfalls tagesscharf in das Marktmodell ein.

### 5.2.2 Elektrizitätserzeugung

Im nachfolgenden wird näher auf die Herkunft der Eingangsdaten der im Modell abgebildeten Elektrizitätserzeugung eingegangen. Hierzu zählen neben der dargebotsabhängigen Erzeugung aus Photovoltaik, wind- und Wasserkraft vor allem thermische Kraftwerke, Biogasanlagen und Energiespeicher. Die Form der jeweiligen Abbildung innerhalb des Modells und somit auch der Umfang der benötigten Eingangsdaten unterscheiden sich dabei wesentlich.

## Dargebotsabhängige Erzeugung

Die dargebotsabhängige Erzeugung umfasst neben Laufwasserkraftwerken vor allem Photovoltaik- sowie On- und Offshore-Windkraftanlagen. Im vorliegenden Marktmodell haben diese Technologien einen unbedingten Vorrang gegenüber allen anderen Agenten am Energy-only-Markt, weshalb sie nicht als eigenständige Marktakteure abgebildet sind. Die von ihnen erzeugte Energie geht daher als exogene viertelstündliche Zeitreihe in das Modell ein. Diese basiert auf den veröffentlichten Daten der ENTSO-E (vgl. ENTSO-E 2019), wobei fehlende Datenpunkte durch die Summe der für die jeweilige Viertelstunde veröffentlichten Werte der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber ersetzt wurde.

## Thermische Kraftwerke

Der thermische Kraftwerkspark wird blockscharf aus der World Electric Power Plants Database von S&P Global Platts (vgl. S&P Global Platts 2019) abgeleitet und mit Daten aus weiteren frei zugänglichen Datenbanken, wie etwa der Kraftwerksliste des Umweltbundesamtes (vgl. Umweltbundesamt 2018), erweitert. Des Weiteren gehen auch blockscharfe, reale Nennwirkungsgrade der einzelnen Kraftwerke in die Kraftwerksdatenbank des Marktmodells ein. Diese verfügt in Summe über eine Anlagenkapazität von 85 GW, wobei auch die, nach dem Kernkraftmoratorium verbliebenen Kernkraftwerke darin enthalten sind (entspricht etwa 11,4 GW). Jede Anlage wird dabei einem Hauptanteilseigner zugeordnet.

Zur Ermittlung der individuellen CO<sub>2</sub>-Emissionen und der daraus resultierenden Emissionszertifikatskosten ist es zudem erforderlich, CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für die in thermischen Kraftwerken eingesetzten Energieträger zu benennen. Dabei wird auf die veröffentlichten Werte des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) zurückgegriffen (vgl. BAFA 2019), welche in Tabelle 5-2 wiedergegeben werden.

Tabelle 5-2: Emissionsfaktoren der Energieträger thermischer Kraftwerke gemäß BAFA (2019)

<b>Energieträger</b>	<b>Emissionsfaktor</b>
Uran	0 t <sub>CO2</sub> /MWh <sub>Br</sub>
Braunkohle	0,381 t <sub>CO2</sub> /MWh <sub>Br</sub>
Steinkohle	0,337 t <sub>CO2</sub> /MWh <sub>Br</sub>
Erdgas	0,202 t <sub>CO2</sub> /MWh <sub>Br</sub>
Öl (Heizöl schwer)	0,294 t <sub>CO2</sub> /MWh <sub>Br</sub>

Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen aus Kapitel 3.2.1 gehen die in Tabelle 5-3 zusammengefassten technoökonomischen Parameter in das Marktmodell ein. Mangels

spezifischer Werte werden dabei für Ölkraftwerke aufgrund ihrer ähnlichen technischen Auslegung dieselben Bedingungen wie für Gasturbinen angenommen. Selbes gilt für Kernkraftwerke, die jedoch die Parameter von Steinkohlekraftwerken übernehmen.<sup>11</sup> Zur Ermittlung der Anfahrtskosten werden die Kraftwerke nach Technologie und Erzeugungsleistung untergliedert und mit den von Kumar et al. (2012) genannten spezifischen Preisen belegt (vgl. Tabelle 3-5, Seite 28), weshalb sie an dieser Stelle nicht erneut aufgeführt werden.

Tabelle 5-3: Gewählte Parameter fossil-thermischer Kraftwerke im Marktmodell

Parameter	Braunkohle	Steinkohle (Kernkraft)	GuD	Gasturbine (Öl)	
Laständerungsgeschwindigkeit	3,50	4,50	5,50	14,00	(% <sub>p</sub> /min)
Mindestlast	50,00	40,00	40,00	25,00	(% <sub>p</sub> )
Mindeststillstand	7,00	6,00 (10,00)	3,00	0,00	(h)

### Biogasanlagen

Biogasanlagen spielen im vorliegenden Marktmodell eine eher untergeordnete Rolle, werden der Vollständigkeit halber jedoch mit einer Gesamtanlagenkapazität von etwa 4,4 GW gemäß EEG-Anlagenregister im Marktmodell als Marktteilnehmer berücksichtigt. Wie bereits die dargebotsabhängige Erzeugung durch erneuerbare Energien haben auch Biogasanlagen einen unbedingten Vorrang am Energy-only-Markt. Gegenüber erneuerbaren Energien sind Biogasanlagen im Modell jedoch dazu befähigt, am Regelleistungsmarkt teilzunehmen. Am Wärmemarkt nehmen sie wiederum nicht teil, womit sie sich in ihrem Verhalten klar von fossil-thermischen Kraftwerken unterscheiden. Der Brennstoffpreis wird überschlägig mit 20 €/MWh angenommen.

### Energiespeicher

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt kommen lediglich Pumpspeicherkraftwerke im Marktmodell zum Einsatz. Die techno-ökonomischen Parameter werden aus Kapitel 3.3 übernommen. Als Grundlage für die Anlagendatenbank dient die Auflistung der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland aus Giesecke et al. (2009, S. 693), wobei diese einer Prüfung hinsichtlich des gegenwärtigen Betriebs der Anlagen unterzogen wurden. Abweichungen wurden entsprechend aktualisiert. Darüber hinaus gehen lediglich Anlagen in das Marktmodell ein, deren Turbinenleistung mindestens 4 MW beträgt, da kleinere Anlagen nicht in der Lage wären die geforderte Mindestgebotsgröße von einer Megawattstunde

<sup>11</sup> Ausnahme: Mindeststillstand wird auf zehn Stunden festgelegt (vgl. Schill et al. (2016, S. 8))

innerhalb einer Viertelstunde zu erbringen. Insgesamt umfasst die Anlagendatenbank somit 26 Pumpspeicherkraftwerke mit einer summierten Turbinenleistung von rund 6 GW. Sechs Anlagen verfügen dabei über einen natürlichen Zufluss, welcher ebenfalls Berücksichtigung findet, indem der Speicherfüllstand im Modell viertelstündlich um die zufließende potenzielle Energie erhöht wird.

### 5.2.3 Nachfrage

Auch die Nachfrageseite des Modells bedarf einer Vielzahl an Eingangsdaten. Hierzu zählen neben der Nachfrage nach Strom auch der Bedarf an Regelleistung seitens des Netzbetreibers sowie der Wärmebedarf.

#### **Elektrizitätsnachfrage**

Neben der generellen Möglichkeit des Marktmodells, endogene Gebote von flexiblen Verbrauchern zu berücksichtigen, umfasst die Nachfrageseite zumeist die unelastische bzw. inflexible Elektrizitätsnachfrage. Diese basiert auf einem starren Lastprofil, welches den veröffentlichten Daten der ENTSO-E entspricht (vgl. ENTSO-E 2019) und ebenfalls viertelstündlich in das Marktmodell eingeht. Fehlende Datenpunkte wurden linear interpoliert.

#### **Regelleistungsausschreibung und -abruf**

Sowohl die ausgeschriebenen als auch die abzurufenden Mengen positiver und negativer Regelleistung stellen im Marktmodell exogene Größen dar. Aufgrund der abstrahierten Abbildung des Regelleistungsmarktes innerhalb des Modells werden sie als viertelstündliche Zeitreihe entsprechend der auf der gemeinsamen Internetplattform der Netzbetreiber zur Ausschreibung von Regelleistung<sup>12</sup> veröffentlichten Summe aus Sekundär- und Minutenreserveausschreibung dem Modell übergeben.

#### **Wärmebedarf**

Die Auskopplung von Fernwärme in thermischen Kraftwerken hat Auswirkungen auf die angebotene Leistung und den Gebotspreis dieser Erzeugungseinheiten am Strommarkt. Die Berücksichtigung des Wärmebedarfs in Deutschland stellt daher einen entscheidenden Faktor dar. Die hierfür notwendigen Wärmelastprofile werden gemäß dem in Koch et al. (2017) skizzierten Vorgehen zur Umsetzung der von Hellwig (2003) entwickelten Formel (vgl. Gleichung 5.1) der Abhängigkeit von Wärmeverbrauch und Außentemperatur aus den Temperaturprofilen der Referenzstationen des Deutschen Wetterdienstes<sup>13</sup> als

---

<sup>12</sup>siehe <http://www.regelleistung.net>

<sup>13</sup>siehe <http://www.dwd.de/cdc>

viertelstündlich aufgelöste und nach Bundesländern differenzierte Zeitreihe abgeleitet. Es wird dabei zwischen den Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und privaten Haushalten unterschieden.

$$W(\vartheta_A) = F \cdot \left\{ \frac{A}{1 + \left( \frac{B}{\vartheta_A - \vartheta_{A0}} \right)^C} + D \right\} \quad (5.1)$$

mit

$W(\vartheta_A)$	Wärmebedarf in Abhängigkeit der Außentemperatur $\vartheta_A$
$F$	Wochentagsfaktor (vgl. Hellwig 2003)
$A, B, C, D$	Koeffizienten der Abbildungsfunktion (vgl. Hellwig 2003)
$\vartheta_A$	Außentemperatur gemäß Wetterdaten
$\vartheta_{A0}$	Unstetigkeitsstelle (+ 40 °C)

#### 5.2.4 Stromaußenhandel

Wie bereits in Kapitel 5.1 beschrieben ist die gewählte Systemgrenze des Marktmodells der deutsche Strommarkt<sup>14</sup>, wobei der transnationale Stromaustausch durch exogene Zeitreihen quantitativ Berücksichtigung findet. Die von ENTSO-E (2019) veröffentlichten Daten zum grenzüberschreitenden physikalischen Lastfluss gehen in viertelstündlicher Auflösung in das Modell ein.

### 5.3 Mathematische Beschreibung des Marktmodells

Nachfolgend wird die zeitliche Auflösung des Modells sowie das Verhalten der darin abgebildeten Märkte und Akteure mathematisch beschrieben. Wie bereits erläutert, handelt es sich dabei um den Fernwärmemarkt (Kapitel 5.3.2), den Regelleistungsmarkt mit Regelleistungsausschreibung und –abruf (Kapitel 5.3.3) sowie den Energy-only-Markt (Kapitel 5.3.4). An diesen Märkten bieten neben fossil-thermischen Kraftwerken (Kapitel 5.3.5) auch Energiespeicher (Kapitel 5.3.6), wobei sich das Gebotsverhalten beider Gruppen von Agenten stark unterscheidet.

#### 5.3.1 Zeitliche Auflösung

Grundsätzlich basiert das hier entwickelte Marktmodell auf einer viertelstündlich wiederkehrenden Marktsequenz (vgl. Kapitel 5.1). Die einzelnen Märkte haben jedoch zum Teil

<sup>14</sup>Der Einfluss des Stromaustauschs mit den angrenzenden Ländern ist jedoch nicht zu vernachlässigen und soll in der zukünftigen Weiterentwicklung des Modells abgebildet werden

unterschiedliche zeitliche Auflösungen. Die Basis bildet der viertelstündlich stattfindende Handel am Energy-only-Markt, dessen Zeitintervall als  $\Delta t = 0,25 \text{ h}$  definiert wird. Ebenfalls viertelstündlich wird im abgebildeten Wärmemarkt die Wärmenachfrage der einzelnen Bundesländer gedeckt. Der Regelleistungsmarkt hingegen basiert auf einer vierstündlich wiederkehrenden Ausschreibung, deren Zeitintervall als  $\Delta \tau = 4 \text{ h}$  definiert wird. Der Abruf der kontrahierten Regelleistung erfolgt jedoch ebenfalls viertelstündlich also im Zeitintervall  $\Delta t$ .

### 5.3.2 Fernwärmemarkt

Der im Modell abgebildete Wärmemarkt (engl. district heating market – *dhm*) ist ein abstrahierter Handelsplatz zur kostenoptimalen Erfüllung der Fernwärmeversorgung in jedem Bundesland. Abbildung 5-5 stellt die wesentlichen Ein- und Ausgangsgrößen des Marktes dar.

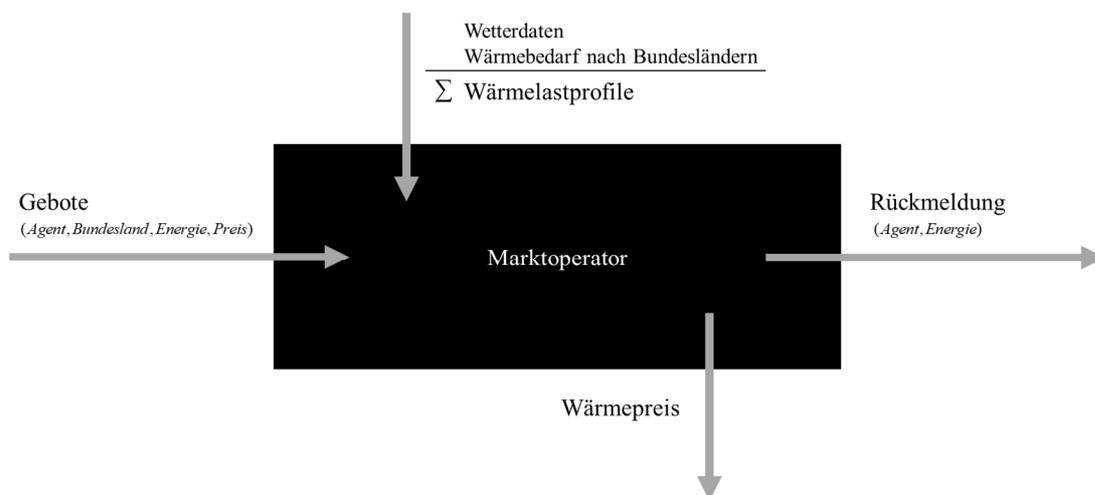


Abbildung 5-5: Betrachtung des Fernwärmemarktes mit seinen Ein- und Ausgängen

Wie in Kapitel 5.2.3 dargestellt, wird die Fernwärmenachfrage mittels modellexogener Zeitreihenprofile nach Bundesländern unterteilt und ist unelastisch. Diese vereinfachte Annahme unterstellt innerhalb jedes Bundeslandes ein zusammenhängendes Wärmenetz, dessen Nachfrage durch einen frei zugänglichen Markt gedeckt wird. Es gilt das Einheitspreisverfahren. Anlagen, die entsprechend ihrer in den Eingangsdaten hinterlegten Spezifikation dazu in der Lage sind Fernwärme auszukoppeln bzw. zu erzeugen, bieten viertelstündlich ihre maximal mögliche Bereitstellungsmenge innerhalb ihres Bundeslandes durch die Übermittlung eines Volumen-Preis-Tupels entsprechend Definition 5.2 am Markt an.

$$bid_{dhm,t,i} = ( prov, E_{dhm,t,i}, B_{dhm,t,i} ) \quad ( 5.2 )$$

mit

- $bid_{dhm,t,i}$  Gebotstripel der Wärmeabgabe des Kraftwerks  $i$  zum Zeitpunkt  $t$
- $prov$  Bundesland, in dem die Wärmeabgabe angeboten wird
- $E_{dhm,t,i}$  Wärmemenge in MWh
- $B_{dhm,t,i}$  Wärmepreis in €/MWh

Die eingegangenen Gebote werden vom Marktoperator nach Bundesländern unterschieden, nach gebotem Wärmepreis aufsteigend sortiert und schließlich entsprechend der jeweiligen Nachfragemenge kontrahiert. Anschließend erhält jeder Marktteilnehmer die Rückmeldung über die tatsächlich kontrahierte Menge seines Gebots.

### 5.3.3 Regelleistungsmarkt

Der implementierte Regelleistungsmarkt wird als vierstündlich wiederkehrende Auktion ausgeführt. Ausschreibung, Gebotsabgabe und die Markträumung nach Leistungspreis erfolgen noch vor dem Handel am Energy-only-Markt (vgl. Abbildung 5-2, S. 55). Entsprechend seiner durch die Kraftwerksdatenbank definierten, individuellen Qualifikation kann jeder Marktteilnehmer, der zur Erbringung von Regelleistung befähigt ist, maximal ein Gebot je Produkt (positiv/negativ) für die jeweils folgenden vier Stunden übermitteln. Die angebotene Leistung muss dabei innerhalb von 5 Minuten ( $\Delta t_{crm}^{req}$ ) vollständig zur Verfügung stehen, mindestens 5 Megawatt umfassen und über den gesamten Zeitraum  $\Delta \tau$  abgerufen werden können. Die Markträumung erfolgt nach dem Gebotspreisverfahren. Abbildung 5-6 stellt die Ein- und Ausgangsgrößen des Marktes dar.

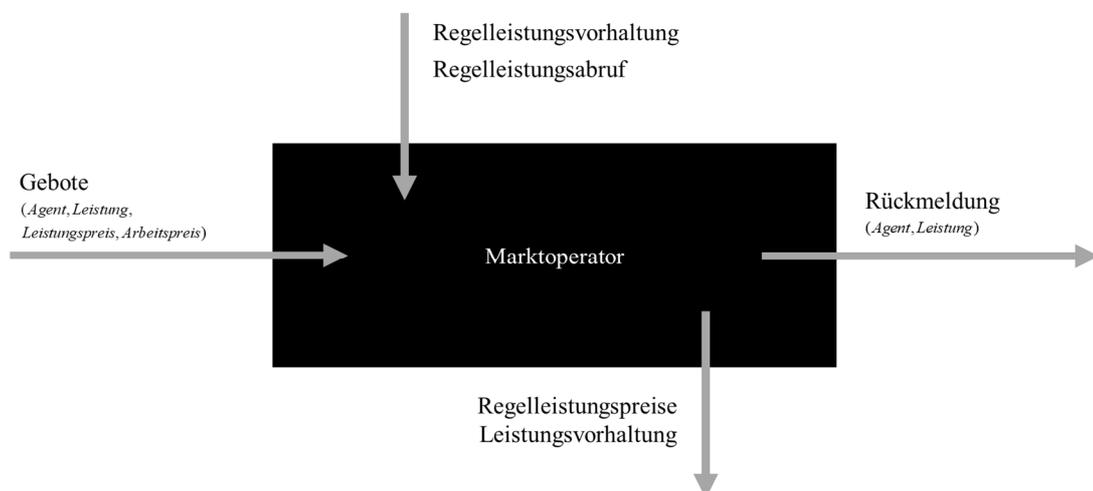


Abbildung 5-6: Betrachtung des Regelleistungsmarktes mit seinen Ein- und Ausgängen

Zu Beginn fordert der Marktoperator eines jeden Ausschreibungszeitraums die Marktteilnehmer auf, Gebote abzugeben. Die eingegangenen Gebote werden anschließend nach Produktart getrennt aggregiert, sortiert sowie der Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve ermittelt. Nach Abschluss der Markträumung werden die Marktteilnehmer über das Ergebnis informiert und erhalten für den aktuellen Ausschreibungszeitraum das tatsächlich gehandelte Volumen ihres Gebots. Nicht gehandelte Volumina können im Anschluss am Energy-only-Markt erneut angeboten und vermarktet werden.

Wie folgt lässt sich das am Regelenergiemarkt (engl. control reserve market – *crm*) abgegebene Gebot eines jeden Marktteilnehmers  $i$  als Volumen-Preis-Tupel zum Zeitpunkt  $\tau$  darstellen, wobei nach Geboten positiver Regelleistung (vgl. Definition 5.3) und negativer Regelleistung (vgl. Definition 5.4) unterschieden werden muss.

$$bid_{crm,\tau,i}^{pos} = \left( \Delta P_{crm,\tau,i}^{pos}, B_{crm,\tau,i}^{pos,cap}, B_{crm,\tau,i}^{pos,work} \right) \quad ( 5.3 )$$

mit

$bid_{crm,\tau,i}^{pos}$	Gebotstripel positiver Regelleistung des Kraftwerks $i$ zum Zeitpunkt $\tau$
$\Delta P_{crm,\tau,i}^{pos}$	Angebotene Leistung in MW
$B_{crm,\tau,i}^{pos,cap}$	Leistungspreis in €/MW
$B_{crm,\tau,i}^{pos,work}$	Arbeitspreis €/MWh

$$bid_{crm,\tau,i}^{neg} = \left( \Delta P_{crm,\tau,i}^{neg}, B_{crm,\tau,i}^{neg,cap}, B_{crm,\tau,i}^{neg,work} \right) \quad ( 5.4 )$$

mit

$bid_{crm,\tau,i}^{neg}$	Gebotstripel negativer Regelleistung
--------------------------	--------------------------------------

Die Volumina beider Regelleistungsgebote sind dabei mit einem positiven Vorzeichen versehen. Der dem Tripel zugehörige Leistungspreis wird in Euro je Megawatt, der Arbeitspreis in Euro je Megawattstunde übermittelt. Beide Preise können sowohl positiv als auch negativ sein.

Zu Beginn einer jeden Zeitspanne  $\Delta\tau$  fordert der Marktoperator zur Gebotsabgabe auf, woraufhin alle Marktteilnehmer ihr Gebote entsprechend der Definitionen 5.3 und 5.4 als Volumen-Preis-Tupel übermitteln. Die Zahl der eingehenden Volumen-Preis-Tupel kann wie folgt als Gesamtzahl  $U$  definiert werden (vgl. Definition 5.5):

$$U := U_{crm,\tau} \in \mathbb{N} \quad ( 5.5 )$$

## Regelleistungsvorhaltung

Alle eingegangenen Gebote der Marktteilnehmer werden anschließend nach Produktart differenziert aggregiert und nach Leistungspreis sortiert<sup>15</sup>. Dem Marktoperator liegen schließlich für den Handel zum Zeitpunkt  $\tau$  zwei geordnete Mengen Volumen-Preis-Tupel vor (vgl. Definitionen 5.6 und 5.7).

$$Bids_{crm,\tau}^{pos} = \left\{ \begin{array}{l} \left( i, \Delta P_{crm,\tau,i}^{pos}, B_{crm,\tau,i}^{pos, cap}, B_{crm,\tau,i}^{pos, work} \right)_1, \dots, \\ \left( i, \Delta P_{crm,\tau,i}^{pos}, B_{crm,\tau,i}^{pos, cap}, B_{crm,\tau,i}^{pos, work} \right)_v, \dots, \left( i, \Delta P_{crm,\tau,i}^{pos}, B_{crm,\tau,i}^{pos, cap}, B_{crm,\tau,i}^{pos, work} \right)_V \end{array} \right\} \quad (5.6)$$

mit

$$\begin{array}{ll} Bids_{crm,\tau}^{pos} & \text{Gesamtheit der positiven Regelleistungsgebote} \\ v \in \{1 \dots V\} & \text{Index aller eingegangenen Regelleistungsgebote} \\ V := V_{crm,\tau}^{pos} & \text{Anzahl aller eingegangenen Regelleistungsgebote} \end{array}$$

$$Bids_{crm,\tau}^{neg} = \left\{ \begin{array}{l} \left( i, \Delta P_{crm,\tau,i}^{neg}, B_{crm,\tau,i}^{neg, cap}, B_{crm,\tau,i}^{neg, work} \right)_1, \dots, \\ \left( i, \Delta P_{crm,\tau,i}^{neg}, B_{crm,\tau,i}^{neg, cap}, B_{crm,\tau,i}^{neg, work} \right)_w, \dots, \left( i, \Delta P_{crm,\tau,i}^{neg}, B_{crm,\tau,i}^{neg, cap}, B_{crm,\tau,i}^{neg, work} \right)_W \end{array} \right\} \quad (5.7)$$

mit

$$\begin{array}{ll} Bids_{crm,\tau}^{neg} & \text{Gesamtheit der negativen Regelleistungsgebote} \\ w \in \{1 \dots W\} & \text{Index aller eingegangenen Regelleistungsgebote} \\ W := W_{crm,\tau}^{neg} & \text{Anzahl aller eingegangenen negativen Gebote} \end{array}$$

Anschließend wird anhand der gebotenen Leistungspreise der Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragekurve ermittelt, um die Regelleistungsvorhaltung über den Zeitraum  $\Delta\tau$  zu kontrahieren. Da sowohl die Nachfrage nach positiver ( $D_{crm}^{pos}$ ) als auch negativer Regelleistung ( $D_{crm}^{neg}$ ) modellexogene und preisunabhängige Größen sind, stellt der Marktoperator hierzu lediglich dem Nachfragegebot solange Volumina der zugehörigen Regelleistungsgebote gegenüber, bis die Bedingung aus Definition 5.8 (im Falle positiver Regelleistung) beziehungsweise Definition 5.9 (negative Regelleistung) erfüllt ist.

$$\sum_{v=1}^{v^*-1} P_{crm,\tau}^{pos} \leq D_{crm,\tau}^{pos} \leq \sum_{v=1}^{v^*} P_{crm,\tau}^{pos} \quad (5.8)$$

mit

$$\begin{array}{ll} v^* := v(P_{crm,\tau}^{pos*}) & \text{Index des marginalen Gebots} \\ P_{crm,\tau}^{pos*} & \text{Leistungsvolumen des marginalen Gebots} \end{array}$$

<sup>15</sup>Bei der Kontrahierung der Regelleistungsvorhaltung ist der Arbeitspreis unbedeutend. Die Ordnungsregel lautet daher:  $(\Delta P, B^{cap}) < (\Delta P', B'^{cap}) \Leftrightarrow B^{cap} < B'^{cap} \vee (B^{cap} = B'^{cap} \wedge \Delta P > \Delta P')$

$$\sum_{w=1}^{w^*-1} P_{crm,\tau}^{neg} \leq D_{crm,\tau}^{neg} \leq \sum_{w=1}^{w^*} P_{crm,\tau}^{neg} \quad ( 5.9 )$$

mit

$$w^* := w \left( P_{crm,\tau}^{neg^*} \right) \quad \text{Index des marginalen Gebots}$$

$$P_{crm,\tau}^{neg^*} \quad \text{Leistungsvolumen des marginalen Gebots}$$

Aufgrund der unelastischen Nachfrage am Regelleistungsmarkt handelt es sich beim marginalen Gebot um das Gebot eines Anbieters, dessen Leistungsvolumen in Teilen oder vollständig kontrahiert wird (vgl. Abbildung 5-7).

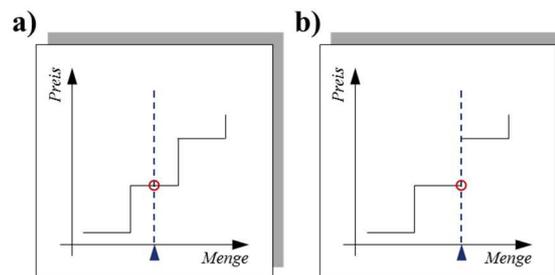


Abbildung 5-7: Schematische Darstellung der unterschiedlichen Möglichkeiten des Schnittpunkts von Angebotskurve und unelastischer Nachfrage im Regelleistungsmarkt – Fall a) Teilerfüllung des Verkaufsgebots; Fall b) Vollständige Erfüllung des Verkaufsgebots

Im Anschluss an die erfolgte Markträumung informiert der Marktoperator die Marktteilnehmer über das Ergebnis sowie das tatsächlich gehandelte Volumen jedes ihrer Gebote.

### Regelleistungsabruf

Der Regelleistungsabruf erfolgt viertelstündlich über den gesamten Zeitraum  $\Delta\tau$  entsprechend dem exogenen Abrufprofil. Die Zuweisung der Erbringung erfolgt durch eine erneute Markträumung nach dem oben beschriebenen Verfahren, wobei jedoch anstelle des Leistungspreises nun der jeweils gebotene Arbeitspreis  $B_{crm,\tau}^{work}$  in der Einsatzreihenfolge berücksichtigt wird. Die Marktteilnehmer werden im Anschluss über den Abruf der Regelleistung informiert.

#### 5.3.4 Energy-only-Markt

Der Energy-only-Markt wird als viertelstündliche Auktion ( $\Delta t = 0,25 \text{ h}$ ) zu jedem Zeitpunkt  $t$  ausgeführt. Sein Marktergebnis ist ein Einheitspreis. Teilnehmer der Auktion können ausschließlich für die aktuelle Viertelstunde Gebote abgeben. Dazu fordert der Marktoperator zu Beginn einer jeden Viertelstunde alle Marktteilnehmer auf, Gebote abzugeben. Die eingegangenen Gebote werden aggregiert, sortiert und anschließend der

Einheitspreis als Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve ermittelt. Nach Abschluss dieses Auktionsverfahrens werden die Marktteilnehmer über das Ergebnis informiert und erhalten für die aktuelle Viertelstunde den resultierenden Marktpreis sowie das tatsächlich gehandelte Volumen jedes ihrer Gebote. Abbildung 5-8 stellt die Ein- und Ausgangsgrößen des Energy-only-Marktes dar.

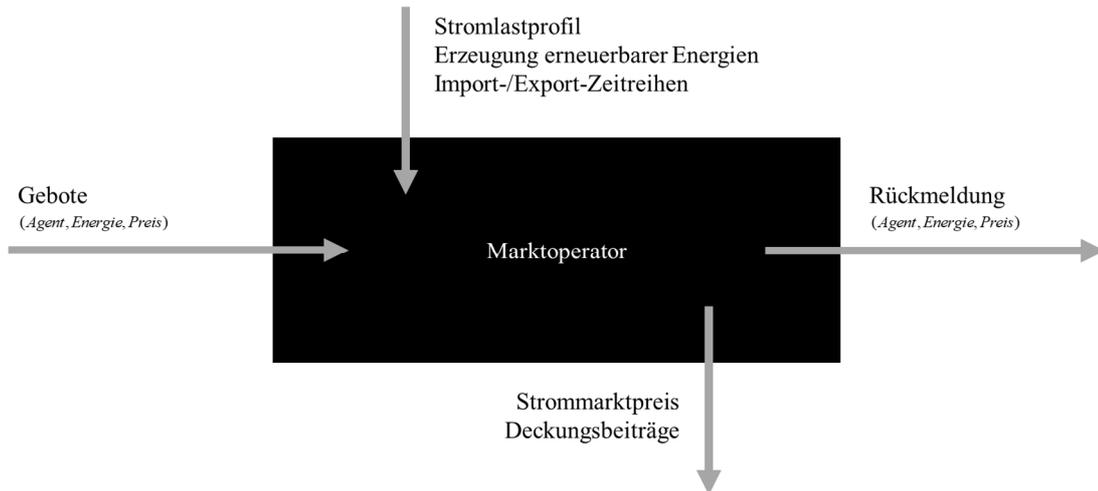


Abbildung 5-8: Betrachtung des Energy-only-Marktes mit seinen Ein- und Ausgängen

Am Energy-only-Markt (*eom*) dürfen Marktteilnehmer mehr als ein Gebot in jeder Viertelstunde abgeben. Wie folgt lassen sich daher die Gebote eines jeden Marktteilnehmers *i* als beliebig viele Volumen-Preis-Tupel zum Zeitpunkt *t* darstellen (vgl. Definition 5.10):

$$bid_{eom,t,i} = \{ (E_{eom,t,i}, B_{eom,t,i})_1, \dots, (E_{eom,t,i}, B_{eom,t,i})_n \} \quad (5.10)$$

mit

$bid_{eom,t,i}$	Gebot eines Marktteilnehmers <i>i</i> zum Zeitpunkt <i>t</i>
$E$	Energie in MWh
$B$	Gebotspreis in €/MWh
$n := n_{eom,t,i} \in \mathbb{N}$	Gesamtzahl der Tupel

Die Volumina der Verkaufsgebote sind negativ, die der Kaufgebote positiv. Der dem Tupel jeweils zugehörige Gebotspreis kann bei Verkaufs- und Kaufgeboten gleichermaßen sowohl positive als auch negative Werte annehmen, darf dabei aber (in Anlehnung an den Marktmechanismus der EEX) einen absoluten Wert von 3.000 nicht überschreiten und wird als energiespezifischer Wert in Euro je Megawattstunde übermittelt.

Zu Beginn einer jeden Zeitspanne  $\Delta t$  fordert der Marktoperator zur Gebotsabgabe auf, woraufhin alle Marktteilnehmer  $i$  die in Definition 5.10 definierten Volumen-Preis-Tupel übermitteln. Die Zahl der eingehenden Volumen-Preis-Tupel kann dabei wie folgt als Gesamtzahl  $X$  definiert werden (vgl. Definition 5.11):

$$X := X_{eom,t} = \sum_{i \in I} n_{eom,t,i} \quad (5.11)$$

mit

$I$  Gesamtzahl aller Marktteilnehmer  $i$  zum Zeitpunkt  $t$

Alle eingegangenen Gebote der Marktteilnehmer werden anschließend aggregiert und aufsteigend (Verkaufsgebote) bzw. absteigend (Kaufgebote) sortiert. Bei gleichem Preis entscheidet die Energiemenge des Gebots (absteigend). Dem Marktoperator liegen im Ergebnis für den Handel zum Zeitpunkt  $t$  zwei geordnete Mengen von Volumen-Preis-Tupel vor (vgl. Definitionen 5.12 und 5.13).

$$Bids_{eom,t}^{sell} = \left\{ \left( E_{eom,t,i}, B_{eom,t,i} \right)_1, \dots, \left( E_{eom,t,i}, B_{eom,t,i} \right)_s, \dots, \left( E_{eom,t,i}, B_{eom,t,i} \right)_S \right\} \quad (5.12)$$

mit

$Bids_{eom,t}^{sell}$  Gesamtheit eingegangener Verkaufsgebote zum Zeitpunkt  $t$

$s \in \{1 \dots S\}$  Index der geordneten Verkaufsgebote

$S := S_{eom,t}$  Anzahl aller eingegangenen Verkaufsgebote

$$Bids_{eom,t}^{buy} = \left\{ \left( E_{eom,t,i}, B_{eom,t,i} \right)_1, \dots, \left( E_{eom,t,i}, B_{eom,t,i} \right)_d, \dots, \left( E_{eom,t,i}, B_{eom,t,i} \right)_D \right\} \quad (5.13)$$

mit

$Bids_{eom,t}^{buy}$  Gesamtheit eingegangener Kaufgebote zum Zeitpunkt  $t$

$d \in \{1 \dots D\}$  Index der geordneten Kaufgebote

$D := D_{eom,t}$  Anzahl aller eingegangenen Kaufgebote

Im Anschluss wird der Einheitspreis für die Zeitspanne  $\Delta t$  ermittelt. Hierzu stellt der Marktoperator den eingegangenen Kaufgeboten so lange Verkaufsgebote gegenüber, bis sich die Preiskurven aus Verkaufs- und Kaufgeboten schneiden. Das letzte erfolgreiche Verkaufsgebot bestimmt den Einheitspreis (*market clearing price*). Es wird auch als marginales Gebot bezeichnet. Angebots- und Nachfragekurve können sich dabei auf verschiedene Art und Weise schneiden (vgl. Abbildung 5-9): In Fall a) kommt es durch die vertikal schneidende Nachfragekurve zu einer Teilerfüllung des marginalen Verkaufsgebots. In Fall b) hingegen schneidet die Nachfragekurve horizontal, wodurch es zu einer

Teilerfüllung des marginalen Kaufgebots kommt. In letzterem Fall bleibt das marginale Verkaufsgebot jedoch unverändert preissetzend.

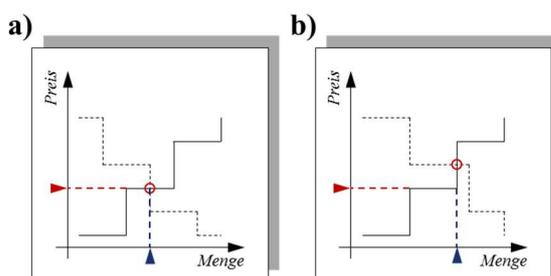


Abbildung 5-9: Schematische Darstellung zum Schnittpunkt von Angebot- und Nachfragekurve im Energy-only-Markt

Nach der erfolgten Markträumung informiert der Markttoperator alle Marktteilnehmer über das Ergebnis und bestätigt (engl. *confirmed* – *conf*) für die aktuelle Viertelstunde das tatsächlich gehandelte Volumen jedes ihrer Einzelgebote sowie den resultierenden Marktpreis  $M_{eom,t}$  (vgl. Definition 5.14).

$$bid_{eom,t,i}^{conf} = ( E_{eom,t,i}^{conf}, M_{eom,t} ) \quad (5.14)$$

mit

$E_{eom,t,i}^{conf}$  Kontrahierte Energie in MWh

### 5.3.5 Fossil-thermische Kraftwerke

Fossil-thermische Kraftwerke nehmen an allen abgebildeten Märkten teil. Ihre Gebote an den verschiedenen Märkten stehen dabei in Wechselwirkung zueinander. Nachfolgend wird daher auf das jeweilige Gebotsverhalten näher eingegangen.

#### Gebote am Fernwärmemarkt

Wie in Kapitel 3.1 beschrieben sind fossil-thermische Kraftwerke grundsätzlich dazu in der Lage, Fernwärme bereitzustellen. Je nach Kraftwerksstandort kann diese sowohl aus dem primären Wärmekraftprozess (engl. *heat-power process* – *hpp*) ausgekoppelt und vermarktet werden ( $E_{dhm,t,i}^{FPP,hpp}$ ), als auch durch eine am Standort befindliche Zusatzfeuerung (engl. *auxiliary firing* – *auxFi*) erzeugt werden ( $E_{dhm,t,i}^{FPP,auxFi}$ ). Zugunsten einer vereinfachten Implementierung innerhalb des Modells wird das in Abschnitt 3.2.2, Abbildung 3-3 (vgl. Seite 30) erläuterte Verhältnis aus Strom und Wärme vereinfacht. Es entstehen die in Abbildung 5-10 gezeigten Kennlinien.

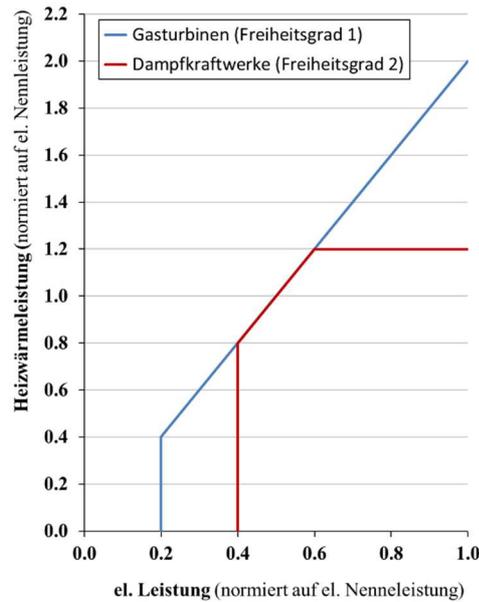


Abbildung 5-10: Vereinfachte Kennlinien des Verhältnisses von Strom zu Wärme bei der Kraft-Wärme-Kopplung in Gasturbinen- und Dampfkraftwerken in Anlehnung an Neuffer et al. (2001)

Daraus lässt sich die im Rahmen des Wärmekraftprozesses rechnerisch auskoppelbare Wärmeleistung wie folgt sowohl für Dampfkraftprozesse (engl. steam-power process – spp; vgl. Gleichung 5.15), als auch offene Gasturbinenkraftwerke (engl. open cycle gas turbine – ocgt; vgl. Gleichung 5.16) ableiten:

$$P_{dhm,t,i}^{FPP,hpp,spp} = \begin{cases} 0 & \text{wenn } 0 \leq P_{el,t-1,i} < \check{P}_{el,i} \\ 2 \cdot P_{el,t-1,i} & \text{wenn } \check{P}_{el,i} \leq P_{el,t-1,i} < 0,6 \cdot \hat{P}_{el,i} \\ 1,2 \cdot P_{el,t-1,i} & \text{sonst} \end{cases} \quad (5.15)$$

mit

- $P_{el,t-1,i}$  Elektrische Netto-Fahrplanleistung zum Zeitpunkt  $t - 1$  in MW
- $\check{P}_{el,i}$  Elektrische Mindestlast der Erzeugungseinheit in MW
- $\hat{P}_{el,i}$  Elektrische Nennleistung der Erzeugungseinheit in MW

$$P_{dhm,t,i}^{FPP,hpp,ocgt} = \begin{cases} 0 & \text{wenn } 0 \leq P_{el,t-1,i} < \check{P}_{el,i} \\ 2 \cdot P_{el,t-1,i} & \text{sonst} \end{cases} \quad (5.16)$$

Für beide Erzeugungstechnologien gilt jedoch, dass lediglich so viel Wärme aus dem Wärmekraftprozess ausgekoppelt werden kann, wie maximal am Standort vorgesehen ist, weshalb sich die im Modell prozesseseitig auskoppelbare Wärmemenge  $E_{dhm,t,i}^{FPP,hpp}$  wie folgt ermittelt (vgl. Gleichung 5.17):

$$E_{dhm,t,i}^{FPP,hpp} = \min(\widehat{P}_{dh,i}; P_{dhm,t,i}^{FPP,hpp}) \cdot \Delta t \quad (5.17)$$

mit

$\widehat{P}_{dh,i}$  Maximale Fernwärmeleistung am Kraftwerksstandort in MW

Die maximal mögliche Wärmeleistung durch Zusatzfeuerung  $E_{dhm,t,i}^{FPP,auxFi}$  richtet sich ebenfalls nach der modellexogen vorgegebenen maximalen Fernwärmeauskopplung  $\widehat{P}_{dh,i}$  am Kraftwerksstandort und berechnet sich gemäß Gleichung 5.18 als Differenz aus maximaler Fernwärmeauskopplung am Standort und bereits prozessseitig ausgekoppelter Wärme.

$$E_{dhm,t,i}^{FPP,auxFi} = (\widehat{P}_{dh,i} \cdot \Delta t) - E_{dhm,t,i}^{FPP,hpp} \quad (5.18)$$

Große Kraftwerke werden zumeist stromgeführt betrieben. Zur Ermittlung des Gebotspreises  $B_{dhm,t,i}^{FPP,hpp}$  werden daher die Kosten des Leistungsverlustes der aus dem Wärmekraftprozess ausgekoppelten Wärme entsprechend des Stromäquivalenzverfahrens (vgl. Konstantin 2017, S. 295 ff.) zugrunde gelegt. Dieses besagt, dass die spezifischen Kosten der Wärmeauskopplung den marginalen Kosten der Stromgestehung entsprechen, multipliziert mit der Stromverlustkennziffer (vgl. Gleichung 5.19).

$$B_{dhm,t,i}^{FPP,hpp} = mc_{t,i} \cdot \beta \quad (5.19)$$

mit

$mc_{t,i}$  Teillastwirkungsgradabhängige Grenzkosten in €/MWh

$\beta$  Stromverlustkennziffer

Die Stromverlustkennziffer ist dabei abhängig sowohl von der jeweiligen Erzeugungstechnologie als auch dem jeweiligen Verhältnis von erzeugtem Strom zu ausgekoppelter Wärme. Abbildung 5-11 zeigt die hierzu angenommenen Kennlinien in Anlehnung an Kail und Haberberger (2001). Die teillastwirkungsgradabhängigen Grenzkosten  $mc_{t,i}$  setzen sich wiederum zusammen aus den Brennstoffkosten, den Kosten der CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen sowie sonstigen variablen Betriebskosten des Kraftwerksbetriebs (vgl. Gleichung 5.20).

$$mc_{t,i} = \frac{P_{fuel,t,i}}{\eta_{i(P_{t-1,i})}} + p_{CO_2} \cdot \frac{EF_{fuel}}{\eta_{i(P_{t-1,i})}} + c_{var,i} \quad (5.20)$$

mit

- $P_{fuel,t,i}$  Brennstoffpreis des Kraftwerks  $i$  zum Zeitpunkt  $t$  in €/MWh
- $\eta_{i(P_{t-1,i})}$  Wirkungsgrad von Kraftwerk  $i$  in Abhängigkeit der el. Leistung in  $t - 1$
- $p_{CO_2}$  Preis der CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen in €/tCO<sub>2</sub>
- $EF_{fuel}$  Brennstoffbezogener Emissionsfaktor
- $c_{var,i}$  Sonstige variable Betriebskosten des Kraftwerks  $i$  in €/MWh

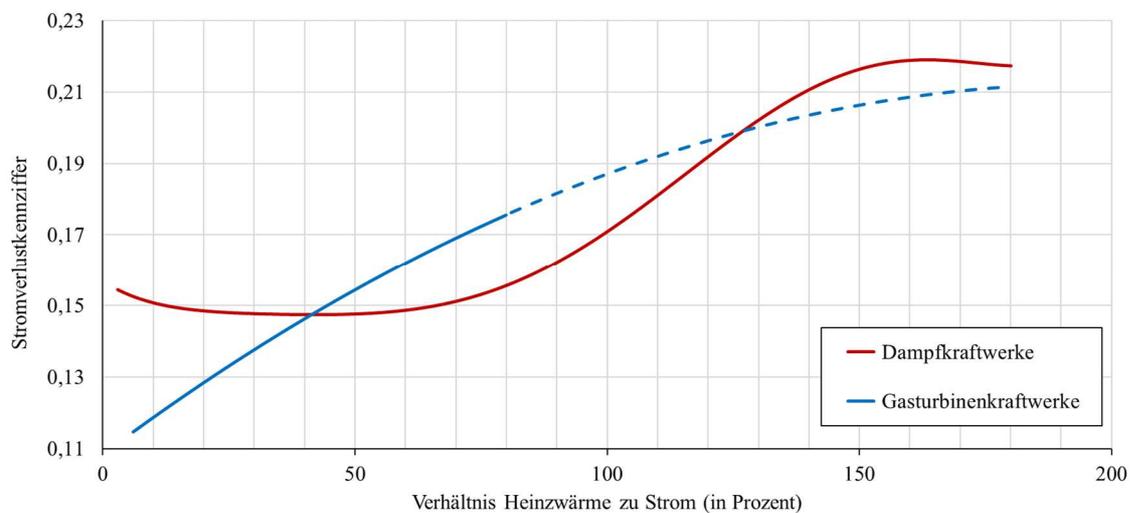


Abbildung 5-11: Kennlinien der Stromverlustkennziffer in Abhängigkeit der jeweiligen Erzeugungstechnologie sowie dem Verhältnis von Strom zu ausgekoppelter Heizwärme (in Anlehnung an Kail und Haberberger 2001)

Für Wärmemengen, die außerhalb des eigentlichen Wärmekraftprozesses am Kraftwerksstandort erzeugt wurden (bspw. durch Zusatzfeuerung), wird angenommen, dass diese größtenteils aus Gaskesselanlagen stammen. Der hierfür anzulegende Wärme- bzw. Gebotspreis  $B_{dhm,t,i}^{FPP,auxFi}$  basiert daher auf dem Gaspreis (vgl. Gleichung 5.21).

$$B_{dhm,t,i}^{FPP,auxFi} = \frac{P_{ng}}{\eta_{boiler}} \quad (5.21)$$

mit

- $P_{ng}$  Brennstoffpreis Erdgas in €/MWh
- $\eta_{boiler}$  Wirkungsgrad des Gaskessels<sup>16</sup>

<sup>16</sup>Annahme: 90 % Wirkungsgrad

## Gebote am Regelleistungsmarkt

Das am Regelleistungsmarkt angebotene Leistungsvolumen beruht immer auf der zurückliegenden Netto-Fahrplanleistung  $P_{el,t-1,i}$ . Ausgehend hiervon kann – soweit verfügbar – entweder die gesamte Laständerung bzw. Lastrampe oder aber die verbleibende Leistung einer Laständerung bis zur Mindest- oder Nennleistung angeboten werden (vgl. Abbildung 5-12). Die zur Verfügung stehende positive sowie negative Regelleistung ermittelt sich daher gemäß den Gleichungen 5.22 und 5.23. Die Indizes  $nu$  und  $rd$  unterscheiden die Rampe der positiven (engl. ramp up) und negativen (engl. ramp down) Laständerung.

$$P_{cm,\tau,i}^{FPP,pos} = \min(\widehat{P}_{el,i} - P_{el,t-1,i}; \Delta P_{cm,i}^{ru}) \quad (5.22)$$

mit

$\Delta P_{cm,i}^{ru}$  Maximale positive Laständerung des Kraftwerks  $i$  innerhalb  $\Delta t_{cm}^{req}$  in MW

$$P_{cm,\tau,i}^{FPP,neg} = \min(P_{el,t-1,i} - \widetilde{P}_{el,i}; \Delta P_{cm,i}^{rd}) \quad (5.23)$$

mit

$\widetilde{P}_{el,i}$  Mindestlast des Kraftwerks  $i$  in MW

$\Delta P_{cm,i}^{rd}$  Maximale negative Laständerung des Kraftwerks  $i$  innerhalb  $\Delta t_{cm}^{req}$  in MW

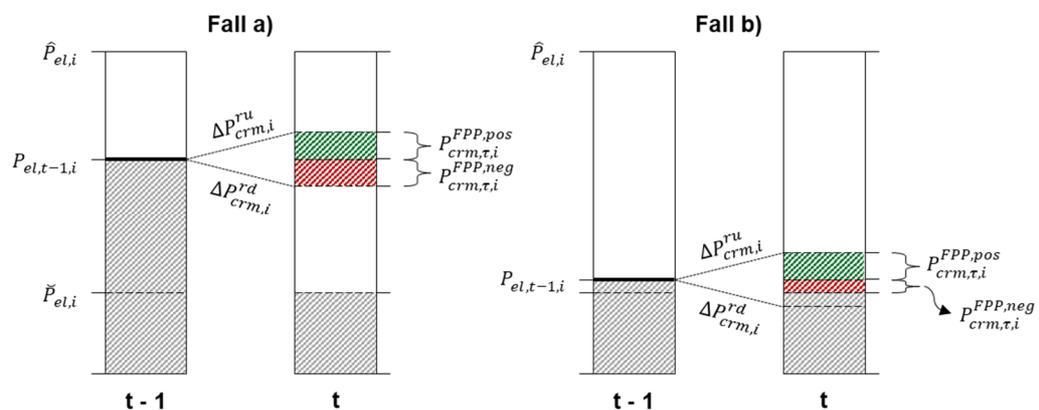


Abbildung 5-12: Schematische Darstellung der Gebotsstruktur flexibler konventioneller Kraftwerke am Regelleistungsmarkt zum Zeitpunkt  $t$  in Abhängigkeit der Leistung zum Zeitpunkt  $t-1$   
Fall a) ohne Einschränkung, Fall b) mit Einschränkung durch Mindestleistung

Abbildung 5-12 verdeutlicht noch einmal die Gleichungen 5.22 und 5.23: In Fall a) kann die maximale Lastrampe (sowohl positiv als auch negativ) voll ausgenutzt werden. In Fall b) hingegen liegt die zurückliegende Netto-Fahrplanleistung so niedrig, dass nicht die gesamte negative Laständerung angeboten werden kann, sondern lediglich die Differenz bis zur Mindestlast.

Zur Abgabe eines Gebots am Regelleistungsmarkt sind zudem sowohl ein Leistungs- als auch ein Arbeitspreis erforderlich. Der Leistungspreis für die positive Regelleistung  $B_{cm,\tau,i}^{FPP,pos,cap}$  basiert dabei auf den entgangenen Erlösen am Energy-only-Markt (Opportunitätskosten), welche auf Basis der im vorangegangenen Simulationsdurchlauf erzeugten Price Forward Curve (PFC) ermittelt werden (vgl. Gleichung 5.24).

$$rev_{eom,\tau,i} = \sum_{k=t}^{t+n} (M_k^{PFC} - mc_{t,i}) \quad (5.24)$$

mit

- $n$  Anzahl der Marktpreise am Energy-only-Markt innerhalb von  $\Delta \tau$
- $k$  Laufvariable
- $M_k^{PFC}$  PFC-Marktpreise am Energy-only-Markt zum Zeitpunkt  $k$  in €/MWh

Basierend auf dem Ergebnis der Erlösrechnung in Gleichung 5.24 können zwei Fälle unterschieden werden:

- (1) Rentable Marktpreise am Energy-only-Markt ( $rev_{eom,\tau,i} > 0$ )

Die zugrundeliegende Annahme ist, dass der Kraftwerksbetreiber bei für ihn rentablen Marktpreisen am Energy-only-Markt seine Bereitschaft zur Vorhaltung einer Leistungsreserve mindestens mit den hierdurch am konkurrierenden Markt entgehenden Erlösen vergütet haben möchte (Opportunität).

- (2) Unrentable Marktpreise am Energy-only-Markt ( $rev_{eom,\tau,i} \leq 0$ )

Sind die voraussichtlichen Marktpreise am Energy-only-Markt hingegen unrentabel für den Kraftwerksbetreiber – verursacht der fortwährende Betrieb der Anlage zur Vorhaltung von Regelleistung also Verluste am Energy-only-Markt – gilt es diese durch entsprechende Einnahmen am Regelleistungsmarkt zu decken. Die zugrundeliegende Annahme ist, dass die Erzeugungseinheit in einer entsprechenden Marktsituation maximal auf Mindestlast gefahren wird, um die Bereitstellung positiver Flexibilität zu gewährleisten.

Dem entsprechend ermittelt sich der Gebotspreis positiver Regelleistung  $B_{cm,\tau,i}^{FPP,pos,cap}$  wie folgt (vgl. Gleichung 5.25):

$$B_{crm,\tau,i}^{FPP,pos,cap} = \begin{cases} rev_{eom,\tau,i} & \text{wenn } rev_{eom,\tau,i} > 0 \\ \left| \frac{rev_{eom,\tau,i} \cdot \tilde{P}_{el,i}}{P_{crm,\tau,i}^{FPP,pos}} \right| & \text{sonst} \end{cases} \quad (5.25)$$

mit

$P_{crm,\tau,i}^{FPP,pos}$  Verfügbare positive Regelleistung in MW

Der Leistungspreis der negativen Regelleistung  $B_{crm,\tau,i}^{FPP,neg,cap}$  ist hingegen nur dann größer null, wenn die voraussichtlichen Marktpreise am Energy-only-Markt im Zeitraum  $\Delta \tau$  für den Kraftwerksbetreiber unrentabel sind; andernfalls ist der Leistungspreis null. Die zugrundeliegende Annahme in diesem Fall ist, dass die Erzeugungseinheit maximal auf der, um die vorzuhaltende negative Regelleistung erhöhte Mindestlast ( $\tilde{P}_{el,i} + P_{crm,\tau,i}^{FPP,neg}$ ) gefahren wird. Hieraus ergibt sich Gleichung 5.26.

$$B_{crm,\tau,i}^{FPP,neg,cap} = \left| \min \left( \frac{rev_{eom,\tau,i} \cdot (\tilde{P}_{el,i} + P_{crm,\tau,i}^{FPP,neg})}{P_{crm,\tau,i}^{FPP,neg}}; 0 \right) \right| \quad (5.26)$$

Kommt es zu einem Abruf der vorgehaltenen Regelleistung, wird der Marktteilnehmer mit dem von ihm gebotenen Arbeitspreis vergütet. Bei der positiven Regelleistung bedeutet ein Abruf, dass das Kraftwerk zusätzliche elektrische Energie erzeugen und in das Stromnetz einspeisen muss. Der Arbeitspreis  $B_{crm,\tau,i}^{FPP,pos,work}$  entspricht daher den Grenzkosten des Kraftwerks. Beim Abruf negativer Regelleistung ist hingegen die an den Generatorklemmen abgehende Ausgangsleistung der Erzeugungseinheit zu senken, wodurch selbige Grenzkosten eingespart werden und der Arbeitspreis  $B_{crm,\tau,i}^{FPP,neg,work}$  somit ein negativ ist (vgl. Gleichung 5.27).

$$B_{crm,\tau,i}^{FPP,pos,work} = mc_{t,i} = -B_{crm,\tau,i}^{FPP,neg,work} \quad (5.27)$$

### Gebote am Energy-only-Markt

Bei der Gebotsabgabe fossil-thermischer Kraftwerke am Energy-only-Markt wird im vorliegenden Marktmodell generell zwischen dem Mindestleistungs- und dem Flexibilitätsgebot unterschieden. Die Mindestleistung entspricht dabei jener Ausgangsleistung, welche mindestens für den fortwährenden Betrieb der Erzeugungseinheit sowie die Einhaltung etwaiger anderweitiger Verpflichtungen (Fernwärmeversorgung, Regelleistung) notwendig ist. Der Begriff der Mindestleistung darf dabei nicht mit der technischen bedingten Mindestlast verwechselt werden, welche ausschließlich jener Leistung entspricht,

die ein Kraftwerk mindestens erreichen muss, um einen stabilen Betrieb der Anlage zu gewährleisten. Leistung, die über die Mindestleistung hinausgehend dem Markt im Rahmen der technischen Möglichkeiten bereitgestellt werden kann, wird als Flexibilität bezeichnet und entsprechend gesondert vermarktet.

### Mindestleistungsgebot

Ausgangslage bei der Ermittlung des Mindestleistungsgebots ist die Netto-Fahrplanleistung zum zurückliegenden Zeitpunkt  $t - 1$ . Abbildung 5-13 zeigt eine schematische Darstellung der Gebotsstruktur. Ausgehend von  $P_{el,t-1,i}$  soll die Mindestleistung  $P_{el,t,i}^{mp}$  (engl. minimal power – *mp*) so gering wie möglich gehalten werden. Es wird daher versucht, die maximale, technisch mögliche Leistungsänderung  $P_{crm,\tau,i}^{FPP,neg,conf}$  des Kraftwerks zu nutzen, um die Ausgangsleistung der Mindestleistung zu senken. Eingeschränkt wird dies durch die Mindestlast sowie etwaige Verpflichtungen am Regelleistungsmarkt. Es gilt somit Gleichung 5.28.

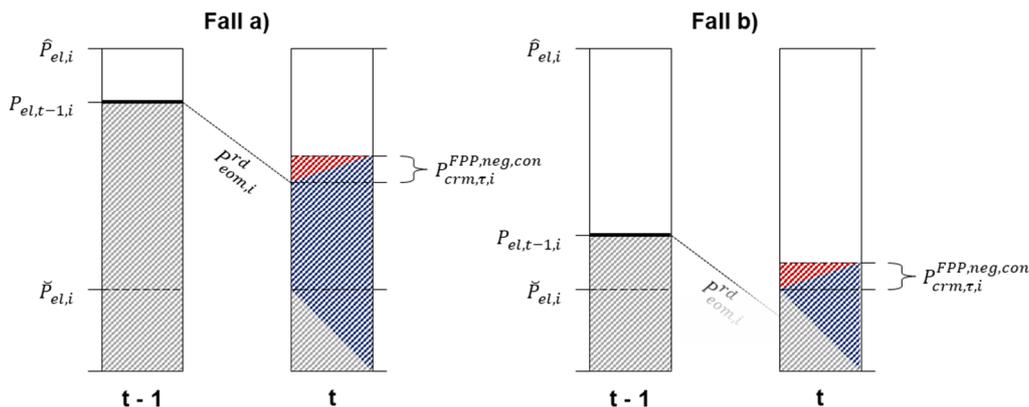


Abbildung 5-13: Schematische Darstellung der Gebotsstruktur des Mindestleistungsgebots flexibler konventioneller Kraftwerke am Energy-only-Markt in Abhängigkeit der Leistung zum Zeitpunkt  $t - 1$   
Fall a) ohne Einschränkung, Fall b) mit Einschränkung durch Mindestlastgrenze

$$P_{el,t,i}^{mp} = \max \left( P_{el,t-1,i} - P_{eom,i}^{rd} + P_{crm,\tau,i}^{FPP,neg,conf}; \check{P}_{el,i} + P_{crm,\tau,i}^{FPP,neg,conf} \right) \quad (5.28)$$

mit

- $P_{eom,i}^{rd}$  Maximale negative Leistungsänderung von  $i$  innerhalb  $\Delta t$  in MW
- $P_{crm,\tau,i}^{FPP,neg,conf}$  Kontrahierte und vorzuhaltende negative Regelleistung in MW

Am Energy-only-Markt wird ausschließlich Energie gehandelt, weshalb die einzuspeisende Energiemenge des Mindestleistungsgebots zu ermitteln ist. Hierzu wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass das Herabfahren der Erzeugungsanlage eine lineare Absenkung der Ausgangsleistung über den Zeitraum  $\Delta t$  darstellt. Somit ist die über den

Zeitraum  $\Delta t$  abgegebene Energie der Mindestleistung um die, in diesem Zeitraum durch die Leistungsänderung weiterhin eingespeiste Energie zu erhöhen (vgl. Gleichung 5.29).

$$E_{eom,t,i}^{FPP,mp} = \left( P_{el,t,i}^{mp} + 0,5 \cdot \left( P_{el,t-1,i} - P_{el,t,i}^{mp} \right) \right) \cdot \Delta t \quad (5.29)$$

Bei dem zugehörigen Gebotspreis ist zu unterscheiden, ob das Kraftwerk bereits im vorausgegangenen Zeitschritt am Netz war (engl. continue –  $B_{eom,t,i}^{FPP,mp,cont}$ ) oder aber beabsichtigt, nach einem Stillstand erstmalig in den Markt einzutreten ( $B_{eom,t,i}^{FPP,mp,start}$ ). War das Kraftwerk bereits zuvor am Netz, so besteht das grundsätzliche Risiko, durch ein Scheitern des Mindestleistungsgebots das Kraftwerk vollständig herunterfahren zu müssen. Das damit einhergehende finanzielle Risiko durch später anfallende Wiederanfahrkosten und die etwaige Fernwärmesubstitution wird entsprechend im Gebotspreis  $B_{eom,t,i}^{FPP,mp,cont}$  mit negativem Vorzeichen berücksichtigt (vgl. Gleichung 5.30), um sicherzustellen, dass der Betrieb auch bei kurzfristig unrentablen Marktpreisen aufrechterhalten wird (vgl. Klumpp 2009, S. 153). Beabsichtigt das Kraftwerk hingegen neu in den Markt einzutreten, so sind neben den teillastwirkungsgradabhängigen Grenzkosten<sup>17</sup> die Anfahrkosten im Gebotspreis  $B_{eom,t,i}^{FPP,mp,start}$  mit einem positiven Vorzeichen zu berücksichtigen (vgl. Gleichung 5.31); die Kosten einer Fernwärmesubstitution entfallen.

$$B_{eom,t,i}^{FPP,mp,cont} = - \left( \frac{c_i^{start} \cdot \hat{P}_{el,i}}{d_{t,i}^{down,avg}} \right) - \frac{\left( E_{dhm,t,i}^{FPP,hpp} + E_{dhm,t,i}^{FPP,auxFi} \right) \cdot \left( \frac{P_{ng}}{\eta_{boiler}} \right)}{E_{eom,t,i}^{FPP,mp}} + mc_{t,i} \quad (5.30)$$

mit

- $c_i^{start}$  Spezifische Anfahrkosten bei Heiß-, Warm- oder Kaltstart in €/MW
- $d_{t,i}^{down,avg}$  Durchschnittliche Betriebsdauer in h
- $mc_{t,i}$  Teillastwirkungsgradabhängige Grenzkosten in €/MWh

$$B_{eom,t,i}^{FPP,mp,start} = \left( \frac{c_i^{start} \cdot \hat{P}_{el,i}}{d_{t,i}^{online,avg}} \right) + mc_{t,i} \quad (5.31)$$

mit

- $d_{t,i}^{online,avg}$  Durchschnittliche Stillstandsdauer in h

<sup>17</sup>vgl. Abschnitt 0, Seite 13 ff.

Die durchschnittlichen Betriebs- und Stillstandsdauern gehen dabei aus den vorangegangenen Simulationsschritten hervor. Jedes fortschreitende, erfolgreiche Handelsintervall eines Kraftwerks wird innerhalb des Modells protokolliert. Scheidet ein Kraftwerk aus dem Markt vorübergehend aus, wird auch die Dauer des Stillstandes bis zum Wiedereintritt in den Markt protokolliert. Aus dem jeweiligen Durchschnitt der protokollierten Intervalle bilden sich die Parameter  $d_{t,i}^{down,avg}$  und  $d_{t,i}^{online,avg}$ .

### Flexibilitätsgebot

Das zweite Gebot fossil-thermischer Kraftwerke am Energy-only-Markt umfasst den flexibel einsetzbaren Teil ihrer Anlagenleistung. Wie schon zuvor beim Mindestleistungsgebot ist der Ausgangspunkt die zurückliegende Netto-Fahrplanleistung  $P_{el,t-1,i}$  (vgl. Abbildung 5-14). Die flexibel vermarktbare Leistung  $P_{el,t,i}^{flex}$  wird dabei durch die Lastrampen  $P_{eom,i}^{rd}$  und  $P_{eom,i}^{ru}$  bestimmt, wobei etwaige Verpflichtungen zur Vorhaltung von Regelleistung berücksichtigt werden müssen (vgl. Gleichung 5.32).

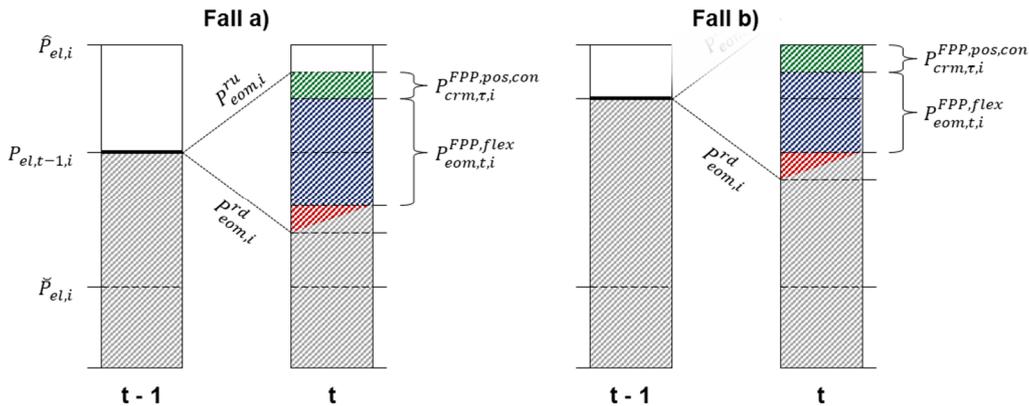


Abbildung 5-14: Schematische Darstellung der Gebotsstruktur des Flexibilitätsgebots flexibler konventioneller Kraftwerke am Energy-only-Markt in Abhängigkeit der Leistung zum Zeitpunkt  $t - 1$   
Fall a) ohne Einschränkung, Fall b) mit Einschränkung durch Nennleistungsgrenze

$$P_{el,t,i}^{flex} = \min \left( \begin{array}{l} P_{el,t-1,i} + P_{eom,i}^{ru} - P_{crm,\tau,i}^{FPP,pos,conf} \\ \hat{P}_{el,i} - P_{dh,t,i}^{loss} - P_{crm,\tau,i}^{FPP,pos,conf} \end{array} \right) - P_{el,t,i}^{mp} \quad (5.32)$$

mit

- $P_{eom,i}^{ru}$  Maximale positive Laständerung von  $i$  innerhalb  $\Delta t$  in MW
- $P_{crm,\tau,i}^{FPP,pos,conf}$  Kontrahierte und vorzuhaltende positive Regelleistung in MW
- $P_{dh,t,i}^{loss}$  Nennleistungsverlust durch Fernwärmeauskopplung in MW

Abbildung 5-14 verdeutlicht noch einmal den Sachverhalt aus Gleichung 5.32: In Fall a) können sowohl die positive als auch negative Lastrampe vollständig ausgenutzt werden,

wobei jedoch die bereits kontrahierte und somit vorzuhaltende Regelleistung die Laständerung einschränkt. In Fall b) hingegen befindet sich das Kraftwerk bereits nahe der Nennleistung, weshalb nicht die volle positive Lastrampe angeboten werden kann. Stattdessen begrenzt die Nennleistung die mögliche Laständerung. Darüber hinaus sind – wie schon in Fall a) – auch etwaige Verpflichtungen aus der positiven Regelleistungsbereitstellung zu berücksichtigen, die die tatsächlich mögliche Laständerung weiter einschränken.

Auch im Fall des Flexibilitätsgebots muss anhand der vermarktbareren Leistung eine Energiemenge  $E_{eom,t,i}^{FPP,flex}$  ermittelt werden, welche am Energy-only-Markt angeboten wird (vgl. Gleichung 5.33). Dabei wird ebenfalls von einer linearen Leistungsänderung über die Zeitspanne  $\Delta t$  ausgegangen.

$$E_{eom,t,i}^{FPP,flex} = 0,5 \cdot P_{el,t,i}^{flex} \cdot \Delta t \quad (5.33)$$

Im Gegensatz zum Mindestleistungsgebot dient die Vermarktung der flexibel einsetzbaren Leistung  $P_{t,i}^{flex}$  nicht der Sicherstellung eines durchgehenden Betriebs. Der Gebotspreis  $B_{eom,t,i}^{FPP,flex}$  entspricht daher den teillastwirkungsgradabhängigen Grenzkosten, wobei diese nach dem Ansatz des Stromäquivalenzverfahrens um den Wert der Wärme einer etwaigen Fernwärmeauskopplung verringert werden (vgl. Gleichung 5.34).

$$B_{eom,t,i}^{FPP,flex} = (1 - \beta_{t,i}) \cdot mc_{t,i} \quad (5.34)$$

### 5.3.6 Elektrische Energiespeicher

Elektrische Energiespeicher können sowohl am Regelleistungs- als auch am Energy-only-Markt teilnehmen. Ihr Gebotsverhalten unterscheidet sich jedoch maßgeblich von dem fossil-thermischer Kraftwerke, was wie folgt zu begründen ist:

- (1) Die Grenzkosten beschränken sich (mit Ausnahme meist sehr geringer variabler Kosten) auf den Marktpreis des Stroms zum Zeitpunkt der Ladung.
- (2) Der wirtschaftliche Erfolg der Unternehmung beruht im Wesentlichen nicht auf Deckungsbeiträgen, sondern der Ausnutzung von Preisdifferenzen im Rahmen der zeitlich versetzten Ladung und Entladung des Speichers (Arbitrage-Geschäfte).
- (3) Elektrische Energiespeicher besitzen in der Regel keine thermisch belasteten, rotierenden Massen, weshalb ein durchgehender Betrieb auch bei negativen Marktpreisen nicht zwingend notwendig ist.

Diese Aspekte werden im Folgenden näher erläutert und das Gebotsverhalten für die einzelnen Märkte erarbeitet.

### Gebote am Regelleistungsmarkt

Die maximal bereitstellbare Regelleistung richtet sich bei Energiespeichern in erster Linie nach dem jeweils zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe verfügbaren Speicherinhalt, wobei etwaige Verluste im Rahmen der Entladung (Entladungswirkungsgrad) berücksichtigt werden müssen. Entsprechend wird die, für die Bereitstellung positiver Regelleistung zur Verfügung stehende Energie  $E_{crm,\tau,i}^{pos}$  definiert als (vgl. Gleichung 5.35):

$$E_{crm,\tau,i}^{pos} = \min\left(\left(E_{el,t-1,i} - \tilde{E}_{el,i}\right) \cdot \eta_i^{out}; \hat{P}_{el,i}^{out} \cdot \Delta\tau\right) \quad (5.35)$$

mit

$E_{el,t-1,i}$	Speicherinhalt zum Zeitpunkt $t - 1$ in MWh
$\tilde{E}_{el,i}$	Minimaler Speicherinhalt in MWh
$\eta_i^{out}$	Entladungswirkungsgrad
$\hat{P}_{el,i}^{out}$	Maximale Entladeleistung MW

Kongruent dazu lässt sich die, für die Bereitstellung negativer Regelleistung zur Verfügung stehende Energie  $E_{crm,\tau,i}^{neg}$  definieren als (vgl. Gleichung 5.36):

$$E_{crm,\tau,i}^{neg} = \min\left(\frac{\hat{E}_{el,i} - E_{el,t-1,i}}{\eta_i^{in}}; \hat{P}_{el,i}^{in} \cdot \Delta\tau\right) \quad (5.36)$$

mit

$\hat{E}_{el,i}$	Maximaler Speicherinhalt in MWh
$\eta_i^{in}$	Ladungswirkungsgrad
$\hat{P}_{el,i}^{in}$	Maximale Ladeleistung in MW

Ein Abruf der kontrahierten Regelleistung muss über den gesamten Zeitraum  $\Delta\tau$  gewährleistet sein, weshalb sowohl für das Gebot positiver als auch negativer Regelleistung Gleichung 5.37 gilt:

$$P_{crm,\tau,i}^{STO} = \frac{E_{crm,\tau,i}}{\Delta\tau} \quad (5.37)$$

Zur Ermittlung der Leistungs- und Arbeitspreise muss die Opportunität einer entgehenden Wertschöpfung am Energy-only-Markt quantifiziert werden. Hierzu werden zuerst für den Zeitraum  $\Delta\tau$  mittels des für den Energy-only-Markt hinterlegten Gebotsverhaltens die theoretischen Gebotsentscheidungen (ohne Vorhaltung positiver bzw. negativer

Regelleistung) jeder Viertelstunde sowie anhand der modellendogenen *Price Forward Curve* die voraussichtlichen Marktpreise dieses Zeitraums ermittelt. Anschließend wird der Speicher entsprechend der zuvor ermittelten Gebotsentscheidungen bewirtschaftet, wobei der sich jeweils einstellende Speicherfüllstand sowie die Ladungs- und Entladungsgrenzen fortlaufend berücksichtigt werden. Mithilfe des hieraus entstehenden theoretischen Einsatzfahrplans wird der ohne Vorhaltung von Regelleistung am Energy-only-Markt voraussichtlich erzielbare Erlös  $rev_{eom,\tau,i}$  als Referenzwert ermittelt.

Das beschriebene Vorgehen wird anschließend wiederholt: einmal unter Vorhaltung der angebotenen positiven Regelleistung ( $P_{cm,\tau,i}^{STO,pos}$ ) und einmal unter Vorhaltung der angebotenen negativen Regelleistung ( $P_{cm,\tau,i}^{STO,neg}$ ). Aus den hieraus resultierenden Einsatzfahrplänen wird schließlich der jeweilige Erlös  $rev_{eom,\tau,i}^{pos}$  (positive Regelleistung) bzw.  $rev_{eom,\tau,i}^{neg}$  (negative Regelleistung) als Differenz zwischen den Ladungs- und Entladungsmarktpreisen der tatsächlich umgesetzten Energie ermittelt. Nicht vollständig umgesetzte Energiemengen (Ladung und Entladung) finden keine Berücksichtigung.

Da sich durch die Vorhaltung von Regelleistung sowohl der Speicherfüllstand zum Ende des Zeitraums  $\Delta \tau$  als auch die daraus hervorgehende Speichernutzung nach der Regelleistungsvorhaltung gegenüber einem ausschließlichen Betrieb am Energy-only-Markt unterscheiden können (was wiederum Auswirkungen auf den Erlös des Energiespeichers haben kann), wird im Anschluss an das oben beschriebene Vorgehen der etwaige Erlösunterschied am Energy-only-Markt durch Füllstandänderung für den Zeitraum  $\Delta \tau + 1$  untersucht. Hierzu zählen einerseits der Erlös  $rev_{eom,\tau+1,i}$ , welcher sich einstellt, wenn im Zeitraum  $\Delta \tau$  keine Regelleistung vorgehalten wurde und andererseits die Erlöse  $rev_{eom,\tau+1,i}^{pos}$  (positive Regelleistung) und  $rev_{eom,\tau+1,i}^{neg}$  (negative Regelleistung), wenn das jeweilige Regelleistungsprodukt vorgehalten wurde. Mittels der so erhobenen Werte wird schließlich der Leistungspreis positiver (vgl. Gleichung 5.38) sowie negativer Regelleistung (vgl. Gleichung 5.39) allgemein definiert als:

$$B_{cm,\tau,i}^{STO,pos,cap} = rev_{eom,\tau,i} - rev_{eom,\tau,i}^{pos} + rev_{eom,\tau+1,i} - rev_{eom,\tau+1,i}^{pos} \quad (5.38)$$

$$B_{cm,\tau,i}^{STO,neg,cap} = rev_{eom,\tau,i} - rev_{eom,\tau,i}^{neg} + rev_{eom,\tau+1,i} - rev_{eom,\tau+1,i}^{neg} \quad (5.39)$$

Kommt es zu einem Abruf der vorgehaltenen positiven Regelleistung, so wird Energie aus dem Speicher in das Stromnetz eingespeist. Der Arbeitspreis  $B_{cm,\tau,i}^{STO,pos,work}$  richtet sich daher nach dem Mittelwert der Marktpreise der voraussichtlichen Entladezeitpunkte am

Energy-only-Markt im Zeitraum  $\Delta \tau$ , welche im Rahmen der Leistungspreisbildung ermittelt wurden. Der Abruf negativer Regelleistung hingegen führt zu einer Entleerung des Speichers, weshalb der Arbeitspreis  $B_{crm,\tau,i}^{STO,neg,work}$  durch den Mittelwert der Marktpreise der voraussichtlichen Ladungszeitpunkte gebildet wird.

### Gebot am Energy-only-Markt

Speicherkapazitäten, die nicht bereits am Regelleistungsmarkt vermarktet wurden, können am Energy-only-Markt angeboten werden. Es besteht dabei sowohl die Möglichkeit, Energie einzukaufen als auch zu verkaufen, wobei jedoch nur eine der beiden Handlungen pro Handelsintervall und Energiespeicher möglich ist. Die zur Verfügung stehende Energiemenge wird nach Gleichung 5.40 (für das Kaufgebot) bzw. Gleichung 5.41 (für das Verkaufsgebot) bestimmt.

$$E_{eom,t,i}^{buy} = \min \left( \frac{\widehat{E}_{el,i} - E_{el,t-1,i} - P_{crm,\tau,i}^{STO,neg,conf} \cdot \Delta \tau}{\eta_i^{in}}; \widehat{P}_{el,i}^{in} \cdot \Delta t \right) \quad (5.40)$$

mit

$P_{crm,\tau,i}^{STO,neg,conf}$  Kontrahierte und vorzuhaltende negative Regelleistung in MW

$$E_{eom,t,i}^{sell} = -\min \left( (E_{el,t-1,i} - \widetilde{E}_{el,i} - P_{crm,\tau,i}^{STO,pos,conf} \cdot \Delta \tau) \cdot \eta_i^{out}; \widehat{P}_{el,i}^{out} \cdot \Delta t \right) \quad (5.41)$$

mit

$P_{crm,\tau,i}^{STO,pos,conf}$  Kontrahierte und vorzuhaltende positive Regelleistung in MW

Auch am Energy-only-Markt muss mithilfe der modellendogenen Price Forward Curve über den Zeitpunkt der Ladung und Entladung entschieden werden. Entgegen dem Vorgehen im Regelleistungsmarkt richtet sich die Zeitspanne der Preisvoraussicht  $\Delta t'_{t,i}$  dabei nach dem individuellen Speicherfüllstand jeder Speichereinheit  $i$ , dessen Handlungsflexibilität sich aus der Summe der Anzahl möglicher Ladungs- ( $in_{t,i}$ ) und Entladungsintervalle ( $out_{t,i}$ ) ergibt (vgl. Gleichung 5.42 – 5.44).

$$\Delta t'_{t,i} = in_{t,i} + out_{t,i} \quad (5.42)$$

$$in_{t,i} = \left\lfloor \frac{\widehat{E}_{el,i} - E_{el,t-1,i} - P_{crm,\tau,i}^{STO,neg,conf} \cdot \Delta \tau}{\frac{\widehat{P}_{el,i}^{in} \cdot \Delta t}{\eta_i^{in}}} \right\rfloor \quad (5.43)$$

$$out_{t,i} = \left[ \frac{E_{el,t-1,i} - \widetilde{E}_{el,i} - P_{cm,\tau,i}^{STO,pos,conf} \cdot \Delta\tau}{\widehat{P}_{el,i}^{out} \cdot \Delta t \cdot \eta_i^{out}} \right] \quad (5.44)$$

Die sich aus der Preisvoraussicht über den Zeitraum  $\Delta t'_{t,i}$  ergebenden Tupel aus Zeitpunkt und Marktpreis werden aufsteigend nach Preis sortiert sowie entsprechend der Intervallanzahl  $in_{t,i}$  und  $out_{t,i}$  in eine Wertmenge niedriger (vgl. Definition 5.45) bzw. hoher Marktpreise (vgl. Definition 5.46) aufgeteilt.

$$prices_{low} = \{ (t, M)_1; \dots; (t, M)_j; \dots; (t, M)_J \} \quad (5.45)$$

mit

$$\begin{aligned} j \in \{1 \dots J\} & \quad \text{Index der geordneten Tupel} \\ J = in_{t,i} & \quad \text{Anzahl der möglichen Ladungsintervalle} \end{aligned}$$

$$prices_{high} = \{ (t, M)_1; \dots; (t, M)_k; \dots; (t, M)_K \} \quad (5.46)$$

mit

$$\begin{aligned} k \in \{1 \dots K\} & \quad \text{Index der geordneten Tupel} \\ K = out_{t,i} & \quad \text{Anzahl der möglichen Entladungsintervalle} \end{aligned}$$

Die Distanz beider disjunkten Wertmengen  $prices_{low}$  und  $prices_{high}$  stellt die maximale Preisdifferenz zwischen Entladung und Ladung dar. Diese Preisdifferenz kann vom Betreiber des Energiespeichers jedoch nicht vollständig als Erlös erwirtschaftet werden, da der Gesamtwirkungsgrad eines Energiespeichers grundsätzlich  $\eta < 1$  ist und somit die aufgenommene immer höher als die abgegebene Energiemenge ist. Hierdurch entstehen Kosten, die den Erlös verringern. Weiterhin führen Ladung und Entladung des Speichers zu variablen Betriebskosten, welche ebenfalls zu berücksichtigen sind.

Die Preise beider Wertmengen werden daher um die jeweiligen Ladungs- bzw. Entladungswirkungsgrade sowie die variablen Kosten *bereinigt* – das bedeutet, dass jeder voraussichtlich erzielbare Preis um jenen Anteil verringert/erhöht wird, der bei der Ladungsänderung verloren geht. Die Kosten der Ladung steigen somit, da die Verluste während der Ladung beim Kauf berücksichtigt werden müssen. Die Erlöse der Entladung hingegen sinken, da Entladungsverluste berücksichtigt werden müssen. Es entstehen die in Definition 5.47 bzw. Definition 5.48 beschriebenen Wertmengen.

$$cost_j = \left\{ \left( t, M \cdot \frac{1}{\eta_i^{in}} + c_{i,var} \right)_j, \quad \forall j = 1 \dots J \right\} \quad (5.47)$$

$$revenue_k = \left\{ \left( t, M \cdot \eta_i^{out} + c_{i,var} \right)_k, \quad \forall k = 1 \dots K \right\} \quad (5.48)$$

Die Wertmenge  $cost_j$  wird anschließend absteigend nach Preis sortiert, sodass der höchste (und somit unrentabelste) Ladungsmarktpreis an erster Stelle steht. In der Wertmenge  $revenue_k$  steht hingegen weiterhin der niedrigste Entladungsmarktpreis an erster Stelle. Abschließend werden die wirkungsgradbereinigten Kosten den wirkungsgradbereinigten Erlösen gegenübergestellt. Nur wenn die Differenz beider  $> 0$  ist, verbleiben die Preise in ihrer jeweiligen Wertmenge (vgl. Definition 5.49 und 5.50).

$$cost_j = \left\{ (t, M_j) : \forall j \quad M_k - M_j > 0 \right\} \quad \text{wobei } M_k \in revenue_k \quad (5.49)$$

$$revenue_k = \left\{ (t, M_k) : \forall k \quad M_k - M_j > 0 \right\} \quad \text{wobei } M_j \in cost_j \quad (5.50)$$

In  $cost_j$  und  $revenue_k$  verbleiben schlussendlich ausschließlich Marktpreise der Price Forward Curve, zu denen ein Kauf bzw. Verkauf wirtschaftlich rentabel wäre. Die Entscheidung über die Abgabe eines Verkauf- oder Kaufgebots wird anhand des Vergleichs dieser Preise mit dem voraussichtlichen Marktpreis der aktuellen Viertelstunde  $M_t^{PFC}$  getroffen (vgl. Definition 5.51). Der Gebotspreis entspricht dem eines preisunabhängigen Gebots.

$$bid_{eom,t,i}^{STO} = \begin{cases} (E_{eom,t,i}^{sell}, \tilde{B}_{eom}) & \text{wenn } M_t^{PFC} \geq M_1(revenue_k) \\ (E_{eom,t,i}^{buy}, \hat{B}_{eom}) & \text{wenn } M_t^{PFC} \leq M_1(cost_j) \\ (0, 0) & \text{sonst} \end{cases} \quad (5.51)$$

mit

$\tilde{B}_{eom}$	Preisuntergrenze Verkaufsgebot
$M_1(revenue_k)$	Marktpreis an erster Stelle der verbleibenden Wertmenge $revenue_k$
$\hat{B}_{eom}$	Preisobergrenze Kaufgebot
$M_1(cost_j)$	Marktpreis an erster Stelle der verbleibenden Wertmenge $cost_j$

## 5.4 Optimierung des Kraftwerkportfolios

Die Granularität des Modells entspricht einer kraftwerks- bzw. blockscharfen Auflösung, wodurch jede einzelne Einheit durch einen individuellen Marktteilnehmer abgebildet wird und an den Märkten Gebote abgibt, die sich am individuellen Ziel des fortwährenden Betriebs der einzelnen Anlage orientieren. Besonders mit dem gesetzten Fokus auf die Flexibilitätsbereitstellung ist dies ein sinnvolles Vorgehen. Gegenüber dem realen Marktgeschehen ergeben sich daraus jedoch bei fossil-thermischen Kraftwerken Abweichungen im Kraftwerkseinsatz. So sind im realen Marktgeschehen vor allem größere Kraftwerkseinheiten häufig Teil eines Portfolios großer Kraftwerkseigner. Diese sind bestrebt, ihr Gesamtportfolio kostenoptimal einzusetzen, um die eigenen Kosten möglichst gering zu halten, weshalb der Erfolg der einzelnen Kraftwerkseinheit nicht in deren primären Fokus steht.

Die Unterschiede zwischen realem Marktgeschehen und der im vorangegangenen Kapitel erläuterten Modellierung werden vor allem in lastschwachen Zeiten deutlich: bei einer individuellen Gebotsabgabe versucht jede Erzeugungseinheit fortwährend am Markt erfolgreich zu bleiben, um eine Kraftwerksabfahrt in jedem Fall zu vermeiden. Dies führt dazu, dass technologieübergreifend zunehmend günstigere Mindestleistungsgebote in den Markt eingehen und kontrahiert werden. Hierdurch werden energieträgerspezifische Charakteristiken der Einsatzreihenfolge, wie sie im realen Marktgeschehen zu beobachten sind, im Modell weniger deutlich abgebildet. Die Folge ist, dass mit steigendem Anteil der Mindestleistungsgebote die Flexibilität kostengünstiger<sup>18</sup> Grundlastkraftwerke durch die Mindestleistung teurer Spitzenlastkraftwerke ersetzt wird. In der realen Marktwirtschaft hingegen würden zuerst bestehende Kapazitäten günstigerer Kraftwerkseinheiten vollständig ausgeschöpft und teure Spitzenlastkraftwerke abgeschaltet werden. Dieses Verhalten hat einerseits Auswirkungen auf den resultierenden Marktpreis, wirkt sich andererseits aber auch auf die Verfügbarkeit von Grundlastkraftwerken in Zeiten hoher Last aus, da Kraftwerkseinheiten eventuell nicht verfügbar sind.

Beide Ansätze, die der individuellen Gebotserstellung als auch des kostenoptimalen Portfolioeinsatzes sollen im vorliegenden Strommarktmodell vereint werden, um die Flexibilität einzelner Anlagen bewerten und zugleich den Marktpreis möglichst realitätsnah simulieren zu können. Erreicht wird diese Verknüpfung durch eine rückwirkende Optimierung der fossil-thermischen Kraftwerksparks. Das individuelle Gebots- und Marktver-

---

<sup>18</sup>Bezogen auf die tatsächlichen Grenzkosten

halten, welches in den vorangegangenen Abschnitten ausführlich beschrieben wurde, bleibt dabei unberührt.

#### 5.4.1 Einbettung in die Marktstruktur

Die Kraftwerksportfoliooptimierung erfolgt direkt im Anschluss an die Markträumung am Energy-only-Markt, wobei zuerst ermittelt wird, welche Wärme- und Strommenge durch jeden einzelnen Portfoliobetreiber (Hauptanteilseigner) zu erbringen ist. Hierzu wird anhand der exogenen Kraftwerksdatenbank jedem Gebot und somit jedem fossilthermischen Kraftwerk ein Portfoliobetreiber zugeordnet. Darüber hinaus lässt sich anhand der Betriebszustände des zurückliegenden Zeitschritts feststellen, ob ein Kraftwerk bereits am Netz war, oder unter Berücksichtigung der entsprechenden Anfahrkosten erst noch hochgefahren werden müsste. Auch technische Restriktionen wie die aktuelle Mindestleistung sowie maximale Lastrampen gehen schließlich in den individuellen Optimierungsprozess des einzelnen Portfolios mit ein, wobei nach der kostenoptimalen Lösung zur Einhaltung der Lieferverpflichtungen aus den Verkaufsgeschäften der unterschiedlichen Märkte gesucht wird.

Das Ergebnis der Optimierung verändert den bereits gesetzten Marktpreis der jeweils aktuellen Viertelstunde am Energy-only-Markt nicht, wodurch gewährleistet ist, dass weiterhin der individuelle Gebotspreis jeder einzelnen Erzeugungseinheit Gewicht hat. Stattdessen ordnet jeder Portfoliobetreiber innerhalb der Grenzen seiner Lieferverpflichtung im Zeitraum  $\Delta t$  die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke in seinem Portfolio entsprechend des Optimierungsergebnisses neu, wodurch sich für ihn gegenüber dem Marktergebnis bestenfalls ein kostengünstigerer Einsatz ergibt. Die Änderungen des Kraftwerkseinsatzes werden in der Fortführung der Betriebszustände sowie in den noch ausstehenden Marktmechanismen (bspw. Regelleistungsabruf) berücksichtigt. Auch geht der jeweilige Betriebszustand in das Gebot der nachfolgenden Viertelstunde ein, weshalb sich durch die Optimierung über einen längeren Zeitraum eine realistischere Gebotsstruktur am Markt einstellt, da – gemessen an den Grenzkosten – kostengünstigere Grundlastkraftwerke besser ausgenutzt werden.

#### 5.4.2 Mathematische Beschreibung des Optimierungsproblems

Bei der eingesetzten Optimierung handelt es sich um ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (*mixed-integer linear programming*, MILP), dessen Ziel es ist, die durch die Lieferverpflichtung vorgegebene Gesamtwärme- und Gesamtstromerzeugungsmenge eines Portfoliobetreibers  $j$  mit einer in seinem Portfolio gegebenen Menge an

Kraftwerken  $i$  und unter Berücksichtigung deren technischer Restriktionen kostenminimal zu erfüllen. Es gilt daher die Zielfunktion aus Gleichung 5.52.

$$c_{j,t} = \sum_{i \in J(j)} ( E_{el,t,i}^{FPP} \cdot c_{el,t,i}^{FPP} + E_{dhm,t,i}^{FPP,hpp} \cdot B_{dhm,t,i}^{FPP,hpp} + E_{dhm,t,i}^{FPP,auxFi} \cdot B_{dhm,t,i}^{FPP,auxFi} ) \rightarrow \text{MIN} \quad (5.52)$$

mit

- $c_{j,t}$  Gesamtkosten des Portfoliobetreibers  $j$  zum Zeitpunkt  $t$
- $J$  Gesamtzahl der Portfoliobetreiber
- $E_{el,t,i}^{FPP}$  Gesamtenergieabgabe des Kraftwerks  $i$  zum Zeitpunkt  $t$
- $c_{el,t,i}^{FPP}$  Gesamtkosten der Energieabgabe durch Kraftwerk  $i$  zum Zeitpunkt  $t$

Die Gesamtkosten der Energieabgabe eines Kraftwerks  $c_{el,t,i}^{FPP}$  setzen sich dabei zusammen aus den Grenzkosten der Anlage sowie etwaig notwendiger Anfahrtkosten, sollte der Betrieb eines sich gegenwärtig nicht am Markt befindlichen Kraftwerks kostengünstiger sein und dieses hochgefahren werden (vgl. Gleichung 5.53). So bietet beispielsweise ein gegenwärtig am Markt befindliches, teures Kraftwerk im Energy-only-Markt aufgrund einer drohenden Abschaltung und den damit verbundenen Wiederanfahrtskosten die Mindestleistung zu einem sehr niedrigen Preis an (vgl. Gleichung 5.30, Seite 77), wohingegen ein gegenwärtig nicht am Markt teilnehmendes, aus Sicht der Grenzkosten jedoch kostengünstigeres Kraftwerk durch die bereits fälligen Wiederanfahrtskosten mit seinem Gebot keinen Erfolg am Energy-only-Markt hat. Je nach Kostenstruktur kann es aus Sicht des Portfoliobetreibers daher wirtschaftlich sinnvoller sein, ein am Markt befindliches Kraftwerk herunterzufahren und ein anderes Kraftwerk aus dem Stillstand anzufahren, etwa wenn die Anfahrtkosten beider identisch, die Grenzkosten aber geringer sind.

$$c_{el,t,i}^{FPP} = mc_{t,i} + c_{t,i}^{start} \quad (5.53)$$

Die Einhaltung der Gesamtwärme- (vgl. Ungleichung 5.54) und Gesamtstromerzeugungsmenge (vgl. Ungleichung 5.55) wird durch Nebenbedingungen erreicht.

$$\sum_i ( E_{dhm,t,i}^{FPP,hpp} + E_{dhm,t,i}^{FPP,auxFi} ) = E_{dhm,t,j} \quad (5.54)$$

mit

- $E_{dhm,t,j}$  Vom Portfoliobetreiber  $j$  zu erbringende Gesamtwärmemenge

$$\sum_i E_{el,t,i}^{FPP} = E_{el,t,j} \quad (5.55)$$

mit

$E_{el,t,j}$  Vom Portfoliobetreiber  $j$  zu erbringende Gesamtstromerzeugungsmenge

Die Einhaltung der Mindestleistung  $P_{eom,t,i}^{FPP,mp}$  (vgl. Ungleichung 5.56) sowie der Nennleistung  $\hat{P}_{el,i}$  (vgl. Ungleichung 5.57) wird durch die binäre Variable  $on_{t,i}^{power}$  erreicht, die nur dann einen Wert  $> 0$  annimmt, wenn das jeweilige Kraftwerk tatsächlich in Betrieb ist.

$$E_{el,t,i} \geq P_{eom,t,i}^{FPP,mp} \cdot \Delta t \cdot on_{t,i}^{power}, \quad \forall i = 1 \dots n \quad (5.56)$$

mit

$n$  Gesamtzahl der Kraftwerke  $i$  im Portfolio des Portfoliobetreibers  $j$

$$E_{el,t,i} \leq \hat{P}_{el,i} \cdot \Delta t \cdot on_{t,i}^{power}, \quad \forall i = 1 \dots n \quad (5.57)$$

Auch bei der Fernwärmebereitstellung sind entsprechende Restriktionen einzuhalten. Wie in Kapitel 3.2.2 aufgezeigt wurde, ist die Auskopplung von Wärme im Rahmen der Kraft-Wärme-Kopplung durch den Wärmekraftprozess des individuellen Kraftwerks bedingt, wobei vereinfacht zwischen Dampfkraftwerken im Allgemeinen und Gasturbinenkraftwerken unterschieden werden kann. Um die Komplexität des Optimierungsproblems und somit auch die Rechenzeit zu verringern, wurden die in Kapitel 3.2.2, Abbildung 3-3 dargestellten Kennlinien der Wärmeauskopplung bereits im Rahmen der vorangegangenen Modellierung der Simulation vereinfacht (vgl. Kapitel 5.3.5, Seite 69, Abbildung 5-10). Daraus werden die folgenden Nebenbedingungen abgeleitet:

Einerseits kann Wärme nur dann aus dem Wärmekraftprozess bereitgestellt werden, wenn das Kraftwerk die Mindestlast überschritten hat. Diese Nebenbedingung wird grundsätzlich bereits durch die Nebenbedingungen in der Stromerzeugung eingehalten, da die minimale Energiebereitstellung aus dem Mindestleistungsgebot niemals die Mindestlast unterschreitet (vgl. Ungleichung 5.56). Andererseits darf in beiden Fällen (Dampfkraftwerk, Gasturbinenkraftwerk) die auszukoppelnde Wärme  $E_{dwm,t,i}^{FPP,hpp}$  die maximal aus dem Wärmekraftprozesses auskoppelbare Wärme nicht überschreiten (vgl. Ungleichung 5.58).  $\hat{P}_{dh,i}^{hpp}$  bildet somit je nach Kraftwerkstyp die obere Grenze der Kennlinie. Eine Auskopplung bzw. Vermarktung von Wärme aus dem Wärmekraftprozess ist jedoch nicht

zwingend notwendig, weshalb die Binärvariable  $on_{t,i}^{heat}$  nur dann einen Wert  $> 0$  annimmt, wenn das Kraftwerk dem Markt Wärme bereitstellen soll.

$$E_{dh,t,i}^{steam} \leq \widehat{P}_{dh,i}^{hpp} \cdot \Delta t \cdot on_{t,i}^{heat}, \quad \forall i = 1 \dots n \quad (5.58)$$

Zugleich ist eine Auskopplung von Wärme nur dann möglich, wenn sich das Kraftwerk in Betrieb befindet; erst dann wird Wärme erzeugt, welche aus dem Wärmekraftprozess ausgekoppelt werden kann. Die Binärvariable  $on_{t,i}^{heat}$  kann daher nur dann einen Wert  $> 0$  annehmen, wenn die Binärvariable  $on_{t,i}^{power} = 1$  ist (vgl. Ungleichung 5.59).

$$on_{t,i}^{heat} \leq on_{t,i}^{power}, \quad \forall i = 1 \dots n \quad (5.59)$$

Schließlich beschreibt Ungleichung 5.60 noch das lineare Verhältnis von Strom zu maximaler Wärmeauskopplung zwischen Mindestlast und maximaler Auskopplung. Dabei entspricht die Wärmemenge, die maximal aus dem Wärmekraftprozess ausgekoppelt werden kann, der doppelten Menge des Stromes, welcher erzeugt wird (vgl. Abbildung 5-10, Seite 70).

$$E_{dh,t,i}^{steam,hpp} \leq 2 \cdot E_{el,t,i}, \quad \forall i = 1 \dots n \quad (5.60)$$

Zusätzliche Wärme kann durch eine Zusatzfeuerung erzeugt werden, soweit diese am Standort verfügbar ist. Die Zusatzfeuerung ist dabei unabhängig vom eigentlichen Wärmekraftprozess, weshalb diese auch Wärme erzeugen kann, wenn das Kraftwerk selbst nicht in Betrieb ist (daher sind weder  $on_{t,i}^{power}$  noch  $on_{t,i}^{heat}$  als Binärvariablen nötig). Einzig darf die Wärmebereitstellung der Zusatzfeuerung nicht die Maximalleistung  $\widehat{P}_{dh,i}^{auxFi}$  übersteigen (vgl. Ungleichung 5.61).

$$E_{dh,t,i}^{auxFi} \leq \widehat{P}_{dh,t,i}^{auxFi} \cdot \Delta t, \quad \forall i = 1 \dots n \quad (5.61)$$

## 5.5 Implementierungsumgebung und Erweiterbarkeit

Die Implementierung des Simulationsmodells erfolgt mittels der Programmiersprache Python<sup>19</sup> in der Version 3.6.4 und umfasst etwa 2.500 Zeilen Programmcode. Aufgrund ihrer umfangreichen Bibliothek hinsichtlich der wissenschaftlichen Analyse von Daten wird die Python-Distribution Anaconda<sup>20</sup> in der Version 5.1.0 als Standardbibliothek

<sup>19</sup>siehe <http://www.python.org/>

<sup>20</sup>siehe <http://www.anaconda.com>

verwendet. Für die Kraftwerksportfoliooptimierung kommt außerdem das Pyomo-Toolkit<sup>21</sup> zum Einsatz, welches nicht in Anaconda enthalten ist. Pyomo greift zur Lösung des ihm übergebenen linearen Optimierungsproblems wiederum auf den kommerziellen Solver Gurobi<sup>22</sup> in der Version 8.1.0 zu. Alle Eingangsdaten werden zu Beginn aus hinterlegten CSV-Dateien eingelesen und innerhalb des Modells verwaltet. Ausgangsdaten werden ohne Prozessunterbrechung fortwährend mit dem in Python enthaltenen CSV-Writer exportiert. Die durchschnittliche Rechenzeit des Modells beträgt bei einem 3,4 GHz-Mehrkernprozessor mit 32 GB Arbeitsspeicher etwa 7 Stunden, wobei dreiviertel der Rechenzeit auf die Optimierung entfallen.

Das Modell ist uneingeschränkt erweiterbar. Es können jederzeit neue Marktteilnehmer hinzugefügt werden, indem sie als in sich geschlossene Module dem Programmcode beigefügt werden. Einzige Voraussetzung für die Verknüpfung mit den einzelnen Marktmechanismen ist die Einhaltung der standardisierten Form der Gebotsübermittlung, welche die Schnittstelle zwischen Marktteilnehmer und Marktoperator darstellt. So wurde etwa mit der Implementierung verschiedener zukünftiger Flexibilitätsoptionen (bspw. Demand Response, Power-to-X-Technologien) begonnen.

## 5.6 Modellvalidierung

Die zentralen Ergebnisse des vorliegenden Marktmodells sind viertelstündliche Strompreiszeitreihen des Energy-only-Marktes sowie der Einsatzfahrplan der Erzeugungseinheiten. Diese Ergebnisse lassen sich für die Jahre 2016 und 2017 validieren, indem sie mit realen Marktergebnissen verglichen und etwaige Abweichungen quantifiziert werden.

Grundlage für die Validierung der viertelstündlichen Strompreiszeitreihen bilden die, durch die European Energy Exchange (EEX)<sup>23</sup> kommerziell veröffentlichten Marktpreise der EPEX SPOT SE<sup>24</sup> sowohl für den Day-Ahead- als auch den Intraday-Markt. Die Day-Ahead-Marktpreise dienen dabei vor allem dem Vergleich der Validierungsergebnisse mit anderen Fundamentalmodellen, da diese in der Regel stündliche Marktintervalle abbilden und ihre Ergebnisse anhand der Day-Ahead-Preiszeitreihe validieren. Problematisch ist dies insoweit, als dass die viertelstündliche Preiszeitreihe des Marktmodells somit mit stündlichen Marktpreisen verglichen werden muss. Daher dient der Intraday-Markt ebenfalls als Validierungsgrundlage, um die Modellergebnisse mit intervall-

---

<sup>21</sup>siehe <http://www.pyomo.org/>

<sup>22</sup>siehe <http://www.gurobi.com>

<sup>23</sup>siehe <http://www.eex.com/de/>

<sup>24</sup>siehe <http://www.epexspot.com/de/>

gleichen Marktergebnissen zu vergleichen. Problematisch ist dies wiederum, da am Intraday-Markt zwar ebenfalls kurzfristig in Viertelstundenintervallen gehandelt wird, die Volumina jedoch weitaus geringer sind als dies im Marktmodell der Fall ist. Ein Vergleich mit beiden Märkten soll daher die Einordnung der im Modell simulierten Strompreise in das gesamtheitliche Börsenergebnis ermöglichen.

Vergleichsbasis für den Einsatzfahrplan der Erzeugungseinheiten bilden die nach Energieträger aufgeschlüsselten Daten zur Bruttostromerzeugung der ENTSO-E (vgl. ENTSO-E 2019). Zudem erfolgt auch eine Validierung des mit dem Energieträgereinsatz verbundenen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes der Kraftwerke. Jahresspezifische Anpassungen wurden zwischen den beiden Simulationsjahren der Validierung lediglich bei den eingehenden Zeitreihen vorgenommen (Energieträgerpreise, Lastprofile, Regelleistungsbedarf), nicht jedoch bei den Marktteilnehmern oder deren Gebotsverhalten.

#### 5.6.1 Validierung der simulierten Strompreise

Die Validierung der simulierten Strompreiszeitreihen erfolgt sowohl graphisch als auch mittels verschiedener Kennzahlen der Statistik. Die graphische Auswertung erfolgt mittels einer ersten Gegenüberstellung der Preiszeitreihen. Als statistische Kennzahlen werden anschließend der Jahresmittelwert (Base, Peak- und Off-Peak-Zeiträume<sup>25</sup>), die Standardabweichung sowie der Minimal- und Maximalwert der resultierten Preise herangezogen. Darüber hinaus wird die Pearson-Korrelation zwischen den historischen und den simulierten Preiszeitreihen berechnet, um den Zusammenhang beider Zeitreihen zu messen. Abschließend werden außerdem der mittlere absolute Fehler (engl.: Mean Absolute Error, Abkürzung: MAE) und die Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers (Mittleres Abweichungsquadrat, engl.: Root-Mean-Squared Error, Abkürzung: RSME) als Maß für die Abweichung zwischen den realen und modellierten Preisen berechnet.

In vereinzelt Viertelstunden kommt es in den simulierten Preiszeitreihen des Marktmodells zu großen Preisspitzen in zumeist positiver Richtung, die in dieser Form nicht in den realen Preiszeitreihen auftreten. Direkte bzw. indirekte Ursache dieser Preisspitzen sind zumeist die Folgen einer sich kurzfristig stark ändernden Residuallast, in Folge derer entweder eine Vielzahl an Grundlastkraftwerken heruntergefahren werden muss oder Spitzlastkraftwerke kurzfristig am Markt benötigt werden. Darüber hinaus ist das Marktmodell auch in der Lage, negative Marktpreise zu simulieren. Aufgrund der hohen Sensitivität der oben beschriebenen Abstandsmaße sowie der Korrelation gegenüber solchen

---

<sup>25</sup>Base: 00:00 – 24:00 Uhr, Peak: 08:00 – 20:00 Uhr, Off-Peak: 20:00 – 08:00 Uhr

Preisspitzen (vor allem negative Preise) werden diese Kennzahlen sowohl für die gesamten als auch gefilterten Preiszeitreihen berechnet. Dabei kommen zwei Filter zum Einsatz: Ein erster Filter filtert alle Marktpreise  $> 150$  €/MWh, ein zweiter alle Marktpreise  $< 0$  und  $> 150$  €/MWh. Alle daraus resultierenden Kennzahlen sind in Tabelle 5-4 für die Validierungsjahre 2016 und 2017 zusammengefasst.

Abbildung 5-15 zeigt exemplarisch die graphische Gegenüberstellung der Strompreiszeitreihen der EPEX Day-Ahead-Auktion und des Marktmodells für das Jahr 2016. Dabei ist auch der gleitende Durchschnitt beider Zeitreihen über 96 Viertelstunden aufgetragen, um sowohl Übereinstimmung als auch Abweichung beider Zeitreihen besser schlussfolgern zu können. Wie der Abbildung zu entnehmen ist, werden Ausschläge sowohl in positiver als auch negativer Richtung oftmals im richtigen Zeitraum nachgebildet, vor allem zu Zeitpunkten sehr hoher Preisspitzen allerdings nicht in der richtigen Höhe. Die Fehlerwerte MAE und RMSE spiegeln diesen Umstand wider. Deren Höhe liegt für das Jahr 2016 in Bezug auf die Dauerlinie der Preiszeitreihe im Vergleich zwischen Day-Ahead-Auktion und Marktmodell bei 11,1 % bzw. 12,9 % des mittleren, gefilterten Preises (Base, [0;150], 103 gefilterte Datenpunkte).

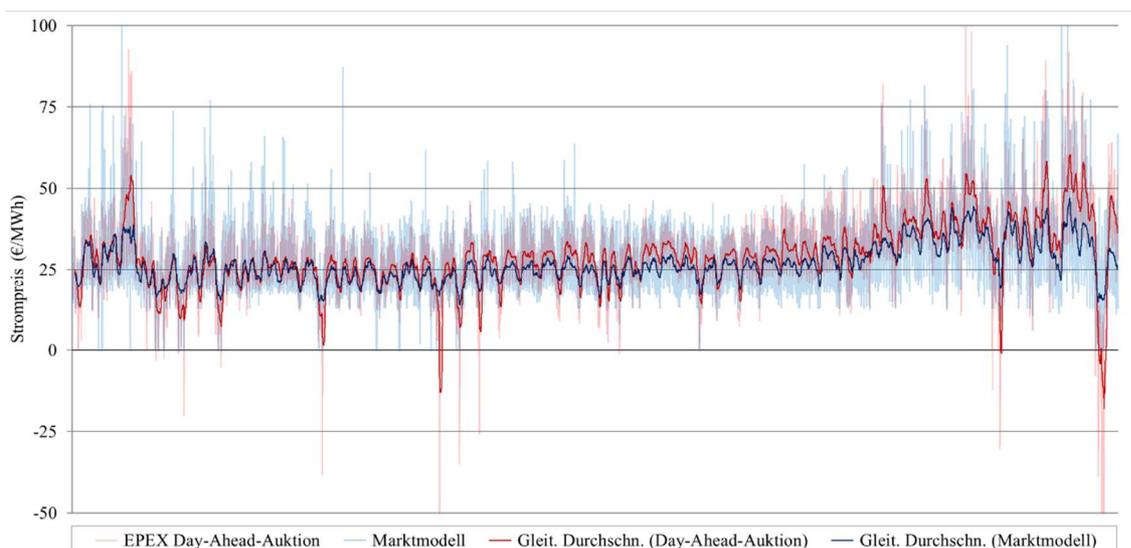


Abbildung 5-15: Gegenüberstellung der Strompreiszeitreihen des Jahres 2016 der EPEX Day-Ahead-Auktion und des Marktmodells sowie deren gleitenden Tagesdurchschnitt (gefiltert [;150])

Table 5-4: Übersicht über die Kennzahlen der Modellvalidierung für die Simulationsjahre 2016 und 2017 für gefilterte und ungefilterte Simulationsergebnisse

Kennzahl			Day-Ahead	Intraday	Modell	Day-Ahead	Intraday	Modell	Day-Ahead	Intraday	Modell
			kein Filter	kein Filter	kein Filter	Filter [;150]	Filter [;150]	Filter [;150]	Filter [0;150]	Filter [0;150]	Filter [0;150]
<i>Simulationsjahr 2016</i>											
Mittlere Preis	Base	(€/MWh)	28,98	29,13	27,27	28,98	29,12	26,68	29,51	29,81	26,94
	Peak	(€/MWh)	32,01	32,04	28,89	32,01	32,04	28,22	32,53	32,73	28,65
	Off-Peak	(€/MWh)	26,96	27,17	25,41	26,96	27,16	25,02	27,38	27,73	25,10
Standardabweichung		(€/MWh)	12,48	13,74	47,06	12,48	13,66	24,59	11,24	12,26	8,96
Minimaler Preis		(€/MWh)	-13,09	-132,72	-3000,00	-130,09	-132,72	-3000,00	0,00	0,00	0,04
Maximaler Preis		(€/MWh)	104,96	277,04	3000,00	104,96	145,29	114,78	104,96	145,29	114,78
Korrelation		(-)	0,19	0,18	-	0,31	0,28	-	0,71	0,65	-
MAE	unsortiert	(€/MWh)	7,32 (25,3%)	8,47 (29,1%)	-	6,74 (23,2%)	7,88 (27,1%)	-	6,20 (21,0%)	7,21 (24,2%)	-
	Dauerlinie	(€/MWh)	4,21 (14,5%)	4,94 (17,0%)	-	3,64 (12,6%)	4,38 (15,1%)	-	3,22 (11,1%)	3,86 (13,3%)	-
RMSE	unsortiert	(€/MWh)	46,43 (160,2%)	46,69 (160,3%)	-	23,98 (82,7%)	24,68 (84,7%)	-	8,27 (28,0%)	9,66 (32,4%)	-
	Dauerlinie	(€/MWh)	44,88 (154,9%)	44,38 (153,1%)	-	22,17 (76,5%)	22,36 (77,2%)	-	3,73 (12,9%)	4,55 (15,7%)	-
<i>Simulationsjahr 2017</i>											
Mittlere Preis	Base	(€/MWh)	34,19	34,06	35,55	34,13	33,94	32,53	35,16	35,69	32,65
	Peak	(€/MWh)	38,06	38,19	37,26	37,89	38,10	34,89	38,96	39,47	35,00
	Off-Peak	(€/MWh)	31,56	31,32	32,78	31,54	31,15	30,02	32,45	32,97	30,14
Standardabweichung		(€/MWh)	17,66	19,89	92,72	17,54	19,48	11,71	15,35	16,68	11,52
Minimaler Preis		(€/MWh)	-83,06	-134,82	-31,22	-83,06	-134,82	-31,22	0,00	0,00	0,00
Maximaler Preis		(€/MWh)	163,52	290,65	3000,00	143,09	150,00	125,68	143,09	150,00	125,68
Korrelation		(-)	0,16	0,15	-	0,63	0,59	-	0,66	0,61	-
MAE	unsortiert	(€/MWh)	12,67 (37,0%)	14,35 (42,1%)	-	9,17 (26,9%)	10,80 (31,8%)	-	8,43 (24,0%)	9,54 (26,7%)	-
	Dauerlinie	(€/MWh)	7,26 (21,2%)	8,27 (24,2%)	-	3,88 (11,4%)	4,94 (14,4%)	-	3,30 (9,6%)	3,99 (11,7%)	-
RMSE	unsortiert	(€/MWh)	99,18 (290,1%)	99,34 (291,7%)	-	13,62 (39,9%)	15,68 (46,2%)	-	11,60 (33,0%)	13,15 (36,9%)	-
	Dauerlinie	(€/MWh)	96,26 (281,6%)	95,44 (279,2%)	-	7,32 (21,4%)	8,72 (25,5%)	-	4,94 (14,5%)	6,03 (17,7%)	-



Werden die Ergebnisse des Simulationsjahres 2016 mit anderen validierten Fundamentalmodellen verglichen, so ist festzustellen, dass sich der Abstand zwischen den Modellergebnissen und den realen Preisen auf einem vergleichbaren Niveau befindet. So erreicht bspw. Genoese (2013) im Vergleich mit den Day-Ahead-Preisen der EEX einen spezifischen MAE von 17,3 % (Dauerlinie, gefiltert [0;150]). Darüber hinaus vergleicht Genoese seine Ergebnisse mit nicht veröffentlichten Ergebnissen der Fundamentalmodelle von Brand et al. (2004) und Möst et al. (2005). Brand et al. erreichen demnach einen spezifischen MAE von 17,7 % wohingegen Möst et al. einen MAE von 13,7 % für das Jahr 2005 erzielen. Die Simulationsergebnisse des Jahres 2016 zeigen somit, dass insgesamt eine hohe Modellgüte erreicht wurde. Die Korrelation zwischen den unsortierten Preiszeitreihen beträgt im gefilterten Fall 71 % (Day-Ahead, [0,150]), wobei der deutlich schlechtere Wert im ungefilterten Fall auf die Sensitivität hinsichtlich der wenigen Preisspitzen<sup>26</sup> (positiv und negativ) der Zeitreihe zurückzuführen ist.

Vergleichbare Schlüsse lassen sich auch für das Simulationsjahr 2017 ziehen (vgl. Tabelle 5-4). Das mittlere Preisniveau aller drei Zeitscheiben (Base, Peak, Off-Peak) noch wird noch einmal besser als im Jahr zuvor getroffen (vgl. Abbildung 5-16). Die Korrelation sinkt jedoch im Vergleich um 5 %-Pkt., was vor allem auf die deutlich gestiegene Anzahl starker Preisspitzen in den Realdaten<sup>27</sup> zurückzuführen ist (vgl. Abbildung 5-17), da diese im Modell nicht in der richtigen Höhe nachgebildet werden. Der MAE sinkt auf 9,6 %, während der RMSE auf 14,5 % ansteigt (Day-Ahead, gefiltert [0;150]). Gemäß Genoese (2013) liegen die Fehlerwerte jedoch weiterhin unterhalb der Werte anderer Fundamentalmodelle.

---

<sup>26</sup>Im Falle des Filters [;150] werden 9 von 35.136 Preisen oberhalb von 150 €/MWh gefiltert

<sup>27</sup>2016 befanden sich 52 von 8.784 Day-Ahead-Marktpreisen außerhalb eines Intervalls von -25 bis 75 €/MWh. Im Jahr 2017 waren es hingegen bereits 267 von 8.760 Marktpreisen.

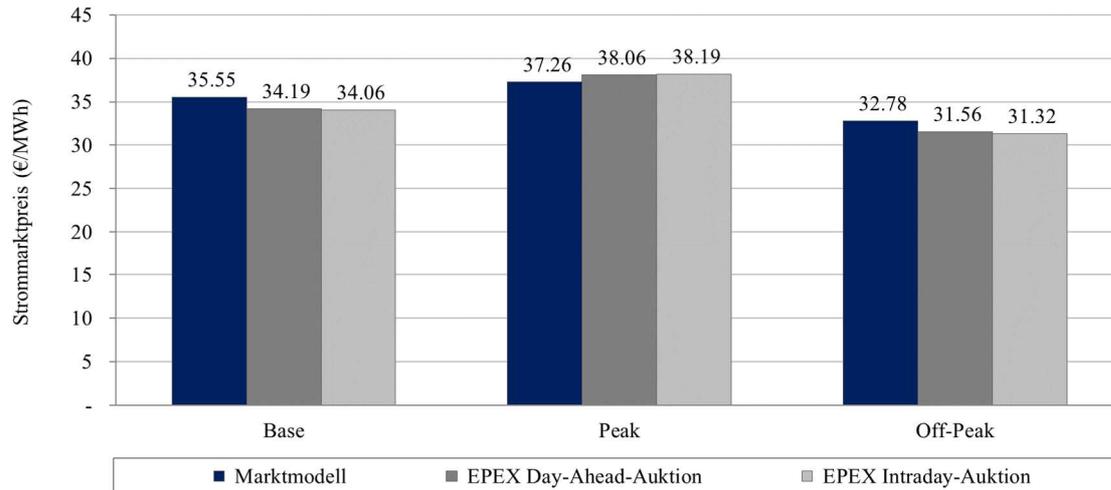


Abbildung 5-16: Gegenüberstellung der mittleren Preise aus EPEX Day-Ahead-, EPEX Intraday-Markt und Marktmodell für das Jahr 2017, aufgeschlüsselt nach den drei Zeitscheiben Base, Peak und Off-Peak (gefiltert, [;150])

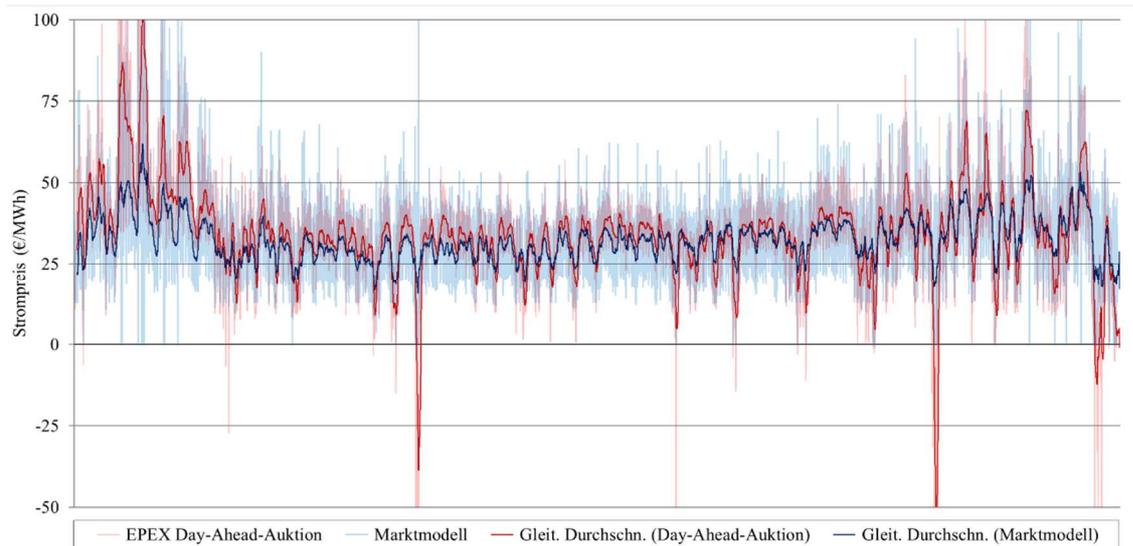


Abbildung 5-17: Gegenüberstellung der Strompreiszeitreihen des Jahres 2017 der EPEX Day-Ahead-Auktion und des Marktmodells sowie deren gleitenden Tagesdurchschnitt (gefiltert [;150])

Im Vergleich zu den anderen genannten Fundamentalmodellen wird die Übereinstimmung zwischen den simulierten Preiszeitreihen des Marktmodells und den realen Strompreisen des börslichen Großhandelsmarktes als gut interpretiert. Dabei ist auch zu erwähnen, dass die referenzierten Ergebnisse der genannten Modelle bereits vor vielen Jahren berechnet wurden, wobei zu diesem Zeitpunkt der Anteil erneuerbarer Energien und somit die Intensität der Residuallastschwankungen noch deutlich geringer waren. Zudem traten damals keine negativen Marktpreise auf und es gab weniger Märkte, an denen

gehandelt werden konnte, weshalb die Abbildung der Marktumgebung in einem Modell einfacher war.

### 5.6.2 Validierung des Energieträgereinsatzes

Neben dem Vergleich der Strompreiszeitreihen besteht eine weitere Möglichkeit zur Bewertung der Güte des Modells darin, die prozentuale Verteilung des Energieträgereinsatzes mit den veröffentlichten Realdaten der ENTSO-E zu vergleichen. Dabei wird neben den klassischen fossilen Energieträgern auch der Energiespeichereinsatz (Turbinen- und Pumpenbetrieb) verglichen. Der Einsatz erneuerbarer Energien sowie anderer Stromerzeugungstechnologien wird in den folgenden Grafiken nicht ausgewiesen, da es sich einerseits um modellexogene Größen handelt oder aber keine detaillierte Modellierung dieser erfolgt (bspw. Biomasse). Insgesamt kann eine gute Übereinstimmung der Werte sowohl für das Jahr 2016 (vgl. Abbildung 5-18) als auch 2017 (vgl. Abbildung 5-19) festgestellt werden.

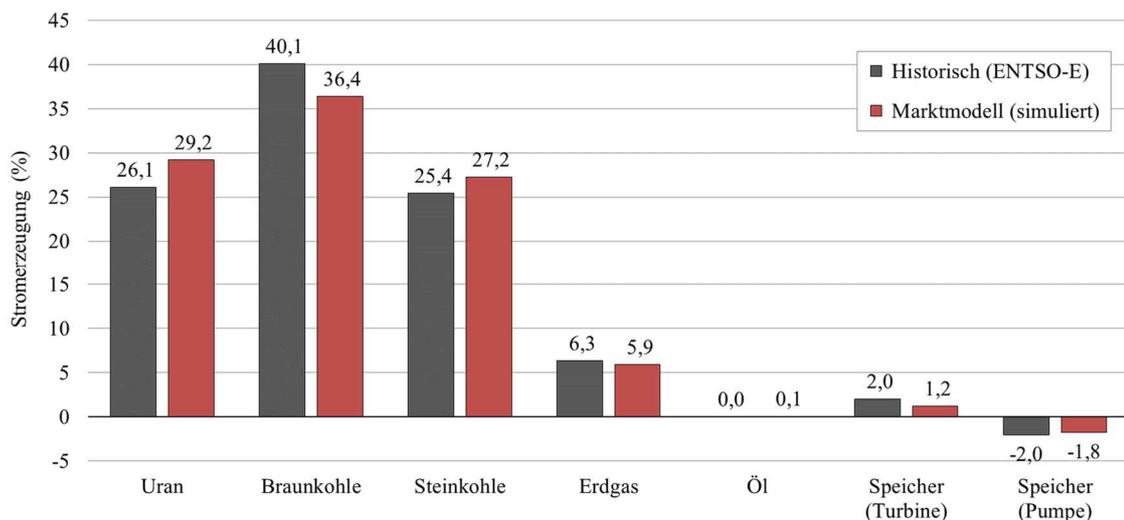


Abbildung 5-18: Gegenüberstellung der historischen und modellierten Stromerzeugung ausgewählter Energieträger für das Jahr 2016

Die signifikantesten Abweichungen in beiden Jahren ergeben sich beim Einsatz von Kernkraftwerken: Die Stromerzeugung wird hier deutlich überschätzt (2016: 3,1 %-Pkt., 2017: 5,9 %-Pkt.). Dies hängt im Wesentlichen mit geplanten Nichtverfügbarkeiten<sup>28</sup> zusammen (wie sie bspw. durch Revisionen hervorgerufen werden), die nicht in das Modell eingehen, was zur Folge hat, dass in der Realität die Leistung einzelner Kraftwerke in definierten Zeitfenstern nur verringert oder überhaupt nicht dem Markt zu Verfügung stand, während im Marktmodell aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten ein Einsatz

<sup>28</sup>Nichtverfügbarkeiten können auf der Transparency Plattform der ENTSO-E eingesehen werden

erfolgte. Es zeigt sich, dass die Einbeziehung der geplanten Nichtverfügbarkeit eine sinnvolle zukünftige Modellerweiterung darstellt. Der Beitrag von Braun- und Steinkohlekraftwerken an der Stromerzeugung wird im Gegensatz dazu leicht unterschätzt, was einerseits eine Folge der oben beschriebenen Überschätzung der Kernkraft ist.

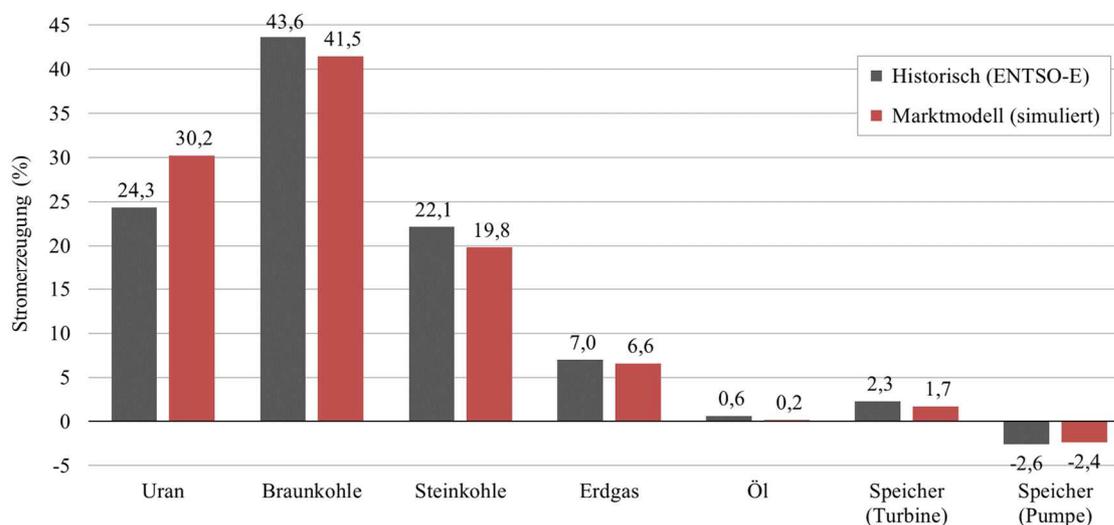


Abbildung 5-19: Gegenüberstellung der historischen und modellierten Stromerzeugung ausgewählter Energieträger für das Jahr 2017

Andererseits wird hier auch ein Einfluss des im Modell abgebildeten Wärmemarkts gesehen: Vor allem gasbefeuerte Kraftwerke, die oftmals neben Strom auch Wärme zur Verfügung stellen (Kraft-Wärme-Kopplung), werden zumeist wärmgeführt betrieben. Zur Einhaltung der Versorgungsverpflichtung am Wärmemarkt wird der Strom daher teilweise unterhalb der Stromgestehungskosten angeboten (vgl. Gleichung 5.30, S. 63). Dieses Verhalten trifft zum Teil auch auf Steinkohlekraftwerke zu, da sie häufig näher an großen Ballungsgebieten liegen als dies bei tagebaunahen Braunkohlekraftwerken der Fall ist. Sie tragen somit ebenfalls mittels Kraft-Wärme-Kopplung zur Fernwärmebereitstellung bei (bspw. Rheinhafen Dampfkraftwerk Karlsruhe Block 8). Dieser Einfluss von Opportunitäten wird im Modell offenbar vor allem im Validierungsjahr 2016 überschätzt. Die grundsätzliche Einbeziehung des Wärmemarktes in das Marktmodell wird jedoch als sinnvoll erachtet, kommt es bei vergleichbaren Fundamentalmodell doch zu einer starken Unterschätzung der Erzeugung aus gasbefeuerten Kraftwerken aufgrund des Fehlens eines solchen (vgl. Genoese 2013, S. 153). Auch Koch et al. (2017) haben diese zunehmende Bedeutung des Wärmemarktes im Energiesektor identifiziert, weshalb es zu einer entsprechenden Erweiterung des vom Öko-Institut entwickelten PowerFlex-Modells kam.

Der Einsatz von Energiespeichern wird indes im Marktmodell sowohl im Turbinen- als auch im Pumpbetrieb leicht unterschätzt. Dies wird in Zusammenhang gebracht mit der Tatsache, dass das Gebotsverhalten von Energiespeichern auf die Erwirtschaftung von Deckungsbeiträgen ausgelegt ist (Arbitrage-Geschäft), die Energiespeicher jedoch nicht der Optimierung des Einsatzes der Kraftwerke ihres Hauptanteileigners dienen<sup>29</sup>. In der Realität ist dies häufig der Fall, wodurch sich eine höhere Anzahl möglicher Betriebsstunden ergibt. Die zukünftige Einbeziehung der Speicher in die Portfoliooptimierung erscheint daher eine sinnvolle Modellerweiterung zu sein. Darüber hinaus ist auffallend, dass die Unterschätzung des Energiespeichereinsatzes im Jahr 2017 deutlich abnimmt. Dies wird auf die im Jahr 2017 gestiegene Erzeugung und Fluktuation der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien zurückgeführt.

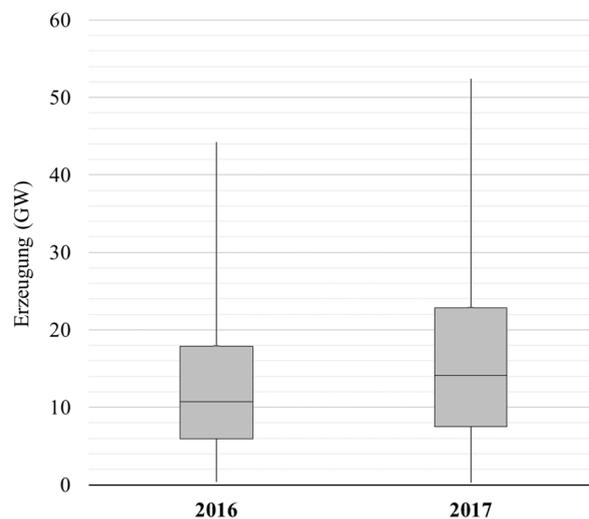


Abbildung 5-20: Box-Whisker-Plot der Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen in Deutschland in den Jahren 2016 und 2017

So verdeutlicht der Box-Whisker-Plot in Abbildung 5-20, dass 2017 nicht nur die generelle Erzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen gegenüber 2016 gestiegen ist, sondern auch die Streuung der Erzeugungsspitzen zugenommen hat. Diese führen im Modell zu stärkeren Preisspitzen aufgrund der ebenso stärker schwankenden Residuallast, wodurch entsprechend des implementierten Gebotsverhaltens deutlichere Preissignale für den Einsatz von Energiespeichern entstehen. Auch in der Realität steigt durch stärker ausgeprägte Preisspitzen der Anreiz für Energiespeicher, Arbitrage-Geschäfte am Spotmarkt zu tätigen, statt lediglich der Optimierung der Netzlast zu dienen. Basierend auf

<sup>29</sup>Energiespeicher werden in der Kraftwerksporfoliooptimierung nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 5.4)

den vorangegangenen Auswertungen wird daher zusammenfassend auch im Fall des Energieträgereinsatzes die Modellgüte als gut interpretiert.

### 5.6.3 Validierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes

Mit der Validierung des Energieträgereinsatzes geht auch die Validierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes einher. Im vorangegangenen Abschnitt wurde bereits aufgezeigt, dass der Energieträgereinsatz der Kraftwerke innerhalb des Modells mit den Realdaten in einem hohen Maße übereinstimmt. Eine Validierung der von den Kraftwerken ausgestoßenen CO<sub>2</sub>-Emissionen zielt daher im Wesentlichen auf eine Überprüfung der eingesetzten Emissionsfaktoren ab (vgl. Tabelle 5-2, Seite 58).

Zur Validierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aller Kraftwerke im Modell stehen grundsätzlich verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. So sind etwa Industriebetriebe (zu denen in diesem Kontext auch Kraftwerke gezählt werden) in Deutschland im Rahmen des von 36 Nationen unterzeichneten PRTR-Protokoll der Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen (*Pollutant Release and Transfer Registers*, vgl. United Nations 2003) sowie der daraus hervorgehenden Europäischen Verordnung 166/2006/EG (Europäische Union 2006) nebst deutschem PRTR-Gesetz (Deutscher Bundestag 2007) dazu verpflichtet, über die von ihnen freigesetzten Schadstoffe jährlich zu berichten. Jedoch lässt das deutsche PRTR-Register des Umweltbundesamtes keine Rückschlüsse auf die eingesetzten Energieträger zu, da lediglich die Emissionen der Gesamtheit aller Anlagen innerhalb einer Betriebseinrichtung (Kraftwerksstandort) veröffentlicht werden. So kann der Ausstoß von Kohlenstoffdioxid an einem Kraftwerksstandort, an dem sowohl Kohle als auch Erdgas eingesetzt wird (bspw. Rheinhafen-Dampfkraftwerk Karlsruhe), nicht nach Energieträgern differenziert werden.

Als Referenzwerte für die Validierung der Modellergebnisse dienen daher die veröffentlichten CO<sub>2</sub>-Emissionen des *National Inventory Reports* (vgl. Umweltbundesamt 2019). Dieser wird jährlich vom Umweltbundesamt (UBA) zur Wahrung der Berichtserstattungspflichten aus Artikel 3 des Kyoto-Protokolls (United Nations 1997) erstellt und an die United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)<sup>30</sup> übermittelt. Abbildung 5-21 zeigt eine Gegenüberstellung der gemeldeten Realdaten aus dem Jahr 2016 sowie der Modellergebnisse desselben Jahres, aufgeteilt nach Energieträgern in prozentualem Verhältnis zur Gesamtmenge des emittierten Kohlenstoffdioxids.

---

<sup>30</sup><https://www.unfccc.int/>

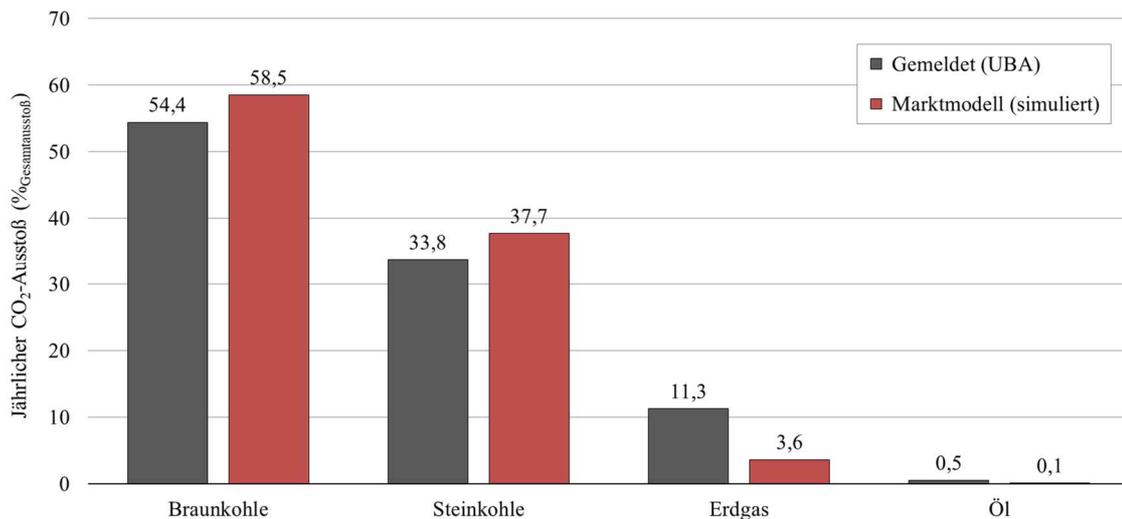


Abbildung 5-21: Gegenüberstellung des gemeldeten und des modellierten CO<sub>2</sub>-Ausstoßes ausgewählter Energieträger für das Jahr 2016

Wie aus Abbildung 5-21 hervorgeht, werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen sowohl von Braun- als auch Steinkohle für das Jahr 2016 im Modell überschätzt. Während sich dieser Effekt bei der Steinkohle mit dem leicht überschätzten Energieträgereinsatz deckt (vgl. Abbildung 5-18), erscheint der CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Braunkohle hinsichtlich der Unterschätzung dessen Energieträgereinsatzes unverhältnismäßig. Dies kann auf abweichende Wirkungsgrade oder Emissionsfaktoren hindeuten. Dem gegenüber werden die Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas im Modell deutlich unterschätzt. Auch hier lässt sich dieser Effekt in Teilen mit dem gleichermaßen unterschätzten Energieträgereinsatz erklären, nicht jedoch in diesem Umfang. Abweichungen gegenüber der Realität hinsichtlich der vorherrschenden Wirkungsgrade oder den verwendeten Emissionsfaktoren scheinen auch hier die naheliegendste Erklärung.

Ein vergleichbares Bild zeichnet sich auch bei der Betrachtung der Ergebnisse aus dem Jahr 2017 ab (vgl. Abbildung 5-22). Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch Braunkohle wird deutlich überschätzt, während der Ausstoß durch die Verbrennung von Erdgas deutlich unterschätzt wird. Auch bei der Betrachtung der real gemeldeten CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen gegenüber der im Modell aufgetretenen Mengen zeichnet sich eine deutliche Diskrepanz ab: Während der National Inventory Report für das Jahr 2016 282 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> für die ausgewählten Energieträger vermeldet, liegt der Ausstoß im Modell lediglich bei 199 Mio. Tonnen (-29 %). Für das Jahr 2017 meldet das Umweltbundesamt hingegen 261 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>, während der CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Modell lediglich 190 Mio. Tonnen beträgt (-27 %).

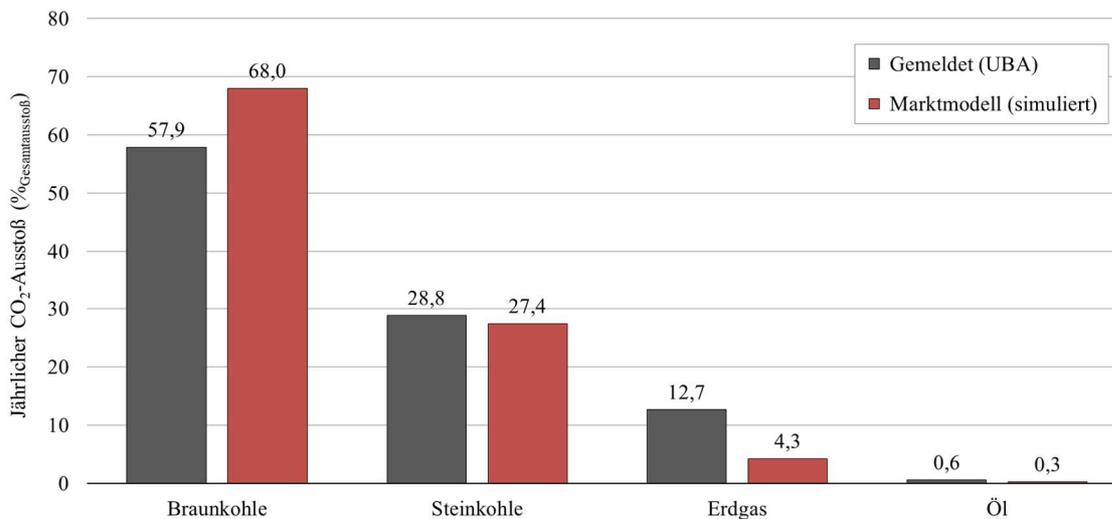


Abbildung 5-22: Gegenüberstellung des gemeldeten und des modellierten CO<sub>2</sub>-Ausstoßes ausgewählter Energieträger für das Jahr 2017

#### 5.6.4 Gründe für Abweichungen gegenüber der Realität

In den vorangegangenen Abschnitten 5.6.1 – 5.6.3 wurde das Modell mit Hilfe historischer Realdaten hinreichend validiert, wobei eine sehr hohe Modellgüte festgestellt wurde. Nichtsdestotrotz ergaben sich auch Abweichungen gegenüber der Realität. Nachfolgend soll auf verschiedene Faktoren eingegangen werden, die zu diesen Abweichungen geführt haben können. Es handelt sich dabei um eine nicht erschöpfende, nicht wertende Auflistung.

#### **Kraftwerksverfügbarkeit**

Das vorliegende Marktmodell geht von einer technisch uneingeschränkten Kraftwerksverfügbarkeit aus. Das bedeutet, dass jedes Kraftwerk dazu in der Lage ist, außerhalb seiner durch ein Herunterfahren des Kraftwerksblocks bedingten Mindeststillstandzeit, jederzeit am Markt zu agieren. In der Realität treten jedoch im Jahresverlauf zusätzliche Stillstandszeiten auf, beispielsweise durch notwendige Reparaturen, Revisionen oder unvorhergesehene technische Defekte. Diese geplanten sowie ungeplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten finden im Modell keine Berücksichtigung, da sie – mit Blick auf die Simulation von in der Zukunft liegenden Zeiträumen – in ihrem Auftreten und ihrer Dauer nicht vorhersehbar sind. Andere Modelle nutzen hierzu faktorisierte Nichtverfügbarkeiten, auf die an dieser Stelle aber ebenfalls verzichtet wird.

#### **Redispatch**

Sollte sich nach der Übermittlung der Fahrpläne herausstellen, dass an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass droht, so werden Kraftwerke diesseits des Engpasses vom

Übertragungsnetzbetreiber dazu angewiesen, ihr Einspeisung zu drosseln, während verfügbare Kraftwerkskapazitäten jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen. Dieser Vorgang wird Redispatch genannt. Die Änderung der Einsatzreihenfolge im Rahmen der Redispatch-Maßnahme wirkt sich dabei auf den Kraftwerkseinsatz aus. Im vorliegenden Modell findet Redispatch keine Anwendung, da dies die Betrachtung des Netzflusses und somit die Abbildung des Stromnetzes innerhalb des Modells erfordern würde. Somit kommt es zu Abweichungen in den Volllaststunden und der Kraftwerksverfügbarkeit. Auch der Energieträgereinsatz kann hiervon betroffen sein, etwa durch die Verringerung der Einspeiseleistung aus Kohlekraftwerken bei gleichzeitiger Erhöhung der Leistung aus verfügbaren Gaskraftwerken.

### **Energieträgerpreise**

Der Preis des jeweils zum Einsatz kommenden Energieträgers hat einen entscheidenden Einfluss auf den Gebotspreis des Kraftwerks und somit auch auf den daraus resultierenden Strommarktpreis. Im vorliegenden Modell werden die Energieträgerpreise als tagescharfe Börsenpreise berücksichtigt. Dabei handelt es sich um die Preise, die sich aus dem kurzfristigen Handel mit dem jeweiligen Gut ergeben. In der Realität werden vor allem Steinkohle und Erdgas von den Kraftwerksbetreibern jedoch typischerweise nicht tagesaktuell eingekauft. Vielmehr wird die Versorgung über Termingeschäfte und langfristige Lieferverträge über einen großen Zeitraum im Voraus sichergestellt. Dabei handelt es sich jedoch nicht selten um OTC-Geschäfte, also einen Handel außerhalb öffentlicher Börsenplätze, weshalb hierzu einerseits nur unzureichend gesicherte Informationen vorliegen und andererseits nicht die vorgesehene zeitliche Auflösung der Daten erreicht werden kann. Eine Abbildung dieser langfristigen Handelsgeschäfte und den daraus resultierenden Marktpreisen ist daher nicht möglich.

### **Energieträgereinsatz und CO<sub>2</sub>-Ausstoß**

Sowohl beim Energieträgereinsatz als auch dem daraus resultierenden Ausstoß von CO<sub>2</sub> kann es durch exogene Faktoren zu Abweichungen gegenüber der Realität kommen. So zeigen die Validierungsergebnisse beispielsweise einen gegenüber der Realität erhöhten Gaseinsatz bei gleichzeitig niedrigerem Öleinsatz im Modell. In Teilen lässt sich dies zurückführen auf die Tatsache, dass in der Realität oftmals Öl im Anfahrprozess fossilthermischer Kraftwerke zum Einsatz kommt, um beispielsweise den Kessel auf Temperatur zu bekommen. Dieser Einsatz von Öl außerhalb der regulären Stromerzeugung mit dem Primärbrennstoff wird im Modell nicht abgebildet.

Beim resultierenden CO<sub>2</sub>-Ausstoß können neben dem abweichenden Energieträgereinsatz (der den Ausstoß von Kohlenstoffdioxid bedingt) zusätzlich Abweichungen gegenüber der Realität entstehen, da dieser im Modell mittels exogener und technologieübergreifender Emissionsfaktoren berechnet wird. Diese beschreiben jedoch den durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei der Erzeugung einer Megawattstunde Strom aus dem jeweiligen Energieträger. In der Realität kann es jedoch zu individuellen Abweichungen innerhalb der einzelnen Kraftwerksstandorte kommen, etwa durch schwankende Qualitäten der bezogenen Energieträger.

### **Kraftwerkspark**

Der im Modell abgebildete Kraftwerkspark basiert auf verschiedenen Kraftwerksdatenbanken (vgl. Kapitel 5.2.2), wobei vor allem kleinere Anlagen zumeist nicht vollständig abgebildet werden. So berücksichtigt beispielsweise die Kraftwerkliste des Umweltbundesamtes lediglich Anlagen mit einer Leistung größer 50 MW. Vor allem kleinere Gasturbinenkraftwerken fallen daher aus der Betrachtung, wobei deren Einsatz etwa in Heizkraftwerken nicht untypisch ist. Abweichungen des Modells gegenüber der Realität ergeben sich so zum Beispiel beim CO<sub>2</sub>-Ausstoß, da diese Kraftwerke zur öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung zählen, die von ihnen ausgehenden Emissionen also registriert und somit in der vorliegenden Arbeit zur Validierung herangezogen werden, ihre Erzeugung jedoch nicht im Modell abgebildet ist (vgl. auch Kapitel 5.6.3).

Darüber hinaus können sich auch Abweichungen durch die im Modell verwendeten Wirkungsgrade der fossil-thermischen Kraftwerke ergeben. Diese stammen aus Sammlungen der Fichtner GmbH & Co. KG der von den Betreibern angegebenen Wirkungsgrade unter Idealbedingungen. Hierbei handelt es sich jedoch um Werte, die in der Realität nur selten erzielbar sind. Nicht zuletzt stellt auch die verwendete Methodik zur Berücksichtigung von Teillastwirkungsgraden lediglich eine vereinfachte Vorgehensweise dar, wodurch Abweichungen gegenüber dem realen Teillastverhalten individueller Kraftwerkseinheiten nicht auszuschließen sind.

### **Wärmemarkt**

Im vorliegenden Modell findet der Wärmebedarf in Deutschland durch bundeslandspezifische Wärmelastprofile Berücksichtigung. Diese basieren auf Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD 2019) sowie den aus Hellwig (2003) abgeleiteten empirischen Stundenkorrekturfaktoren (vgl. Kapitel 5.2.3). Der daraus resultierende Bedarf innerhalb eines Bundeslandes wird im Modell über einen für alle Kraftwerke desselben

Bundeslandes frei zugänglichen Markt gedeckt. Die Abbildung eines solchen Wärmemarktes dient dabei vor allem einem realitätsnäheren Einsatzverhalten gasbefeuertter Kraftwerke (vgl. Kapitel 5.6.2). Dieses Vorgehen birgt jedoch auch ein Risiko für Abweichungen: In der Realität erfolgt die Deckung des Wärmebedarf typischerweise innerhalb der Grenzen abgeschlossener Wärmenetze eines Standortes oder einer Stadt, nicht jedoch einer Region oder eines Bundeslandes. Die Einspeisung erfolgt dabei ausschließlich durch die im jeweiligen Wärmenetz angeschlossenen Kraftwerke, wobei die Distribution von Wärme in ein anderes Wärmenetz nicht möglich ist. Daher entsteht auch kein wettbewerblicher Handel von Wärme.

### **Primärregelleistung**

Neben der im vorliegenden Modell berücksichtigten Sekundär- und Tertiärregelleistung ist in der Realität auch die Bereitstellung von Primärregelleistung innerhalb des europäischen Netzverbundes ein entscheidendes Instrument der Versorgungssicherheit. Die Primärregelleistung wird dabei gegenwärtig vor allem von fossil-thermischen Kraftwerken mittels kurzfristiger Veränderung der Ausgangsleistung über den Turbinenregler erbracht (vgl. Kapitel 2.2). Die Vorhaltung einer Leistungsreserve zur Erbringung von Primärregelleistung im Rahmen vergleichsweise langer Ausschreibungszeiträume (wöchentlich) führt zu einem Einfluss auf das Einsatzverhalten der betreffenden Kraftwerke, welcher im Modell nicht abgebildet wird, weshalb es zu Abweichungen gegenüber der Realität kommen kann.

### **Unsicherheit dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien**

Die Erzeugung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien wird im Modell mittels exogener Einspeisezeitreihen abgebildet (vgl. Kapitel 5.2.2). Dabei handelt es sich um historische Zeitreihen der tatsächlich gemessenen Einspeisung. In der Realität hingegen liegen zum Zeitpunkt der Fahrplanübermittlung (am Vortag der physischen Erfüllung) lediglich Prognosen der zu erwartenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien vor. Trotz erneuter Kurzfristprognosen am Tag der Erfüllung und der damit einhergehenden Möglichkeit, resultierende Abweichungen noch am viertelstündlichen Intraday-Markt auszugleichen, weicht die tatsächliche Einspeisung oftmals ab. Diese Abweichungen spiegeln sich auch im Einsatz der Kraftwerke wider bzw. kann es in deren Folge zu Abweichungen gegenüber den gemeldeten Fahrplänen kommen. Aufgrund des direkten Handels zum Zeitpunkt der Erfüllung sowie einer, bedingt durch die exogenen Zeitreihen quasi perfekten Voraussicht der Einspeisung erneuerbarer Energien im vorliegenden Marktmodell findet

keine Berücksichtigung dieser Unsicherheiten statt. Hieraus können sich ebenfalls Abweichungen gegenüber der Realität ergeben.

## 6 Anwendung des Modells im Rahmen von drei Alternativszenarien

Im vorangegangenen Kapitel wurde ein Fundamentalmodell des deutschen Strommarktes entwickelt und im Rahmen der Validierung die daraus hervorgegangenen Simulationsergebnisse den realen Marktergebnissen gegenübergestellt, wodurch eine hohe Modellgüte bestätigt wurde. Nachfolgend werden nun anhand von drei Szenarien die Möglichkeiten des Modells hinsichtlich der aus den Marktergebnissen ableitbaren Schlussfolgerungen exemplarisch herausgestellt.

### 6.1 Erläuterung der Alternativszenarien

Ausgangslage sind die validierten Marktergebnisse aus dem Jahr 2017 (Referenz) aus Kapitel 5.6. Die hierauf aufbauenden Szenarien orientieren sich am jüngst veröffentlichten Abschlussbericht<sup>31</sup>, der durch die Bundesregierung einberufene Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, welche häufig auch als *Kohlekommission* bezeichnet wird. Diese schlägt einen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2038 vor, wobei für den Zeitraum bis Ende 2030 die in Tabelle 6-1 dargestellten Maßnahmen umzusetzen seien. Basierend auf diesen Maßnahmen werden drei fiktive Alternativszenarien für den Strommarkt im Jahr 2017 entwickelt, mit deren Hilfe die Auswirkungen möglicher fiktiver Verläufe eines Kohleausstiegs exemplarisch unter den zuvor validierten Bedingungen untersucht werden. Tabelle 6-2 gibt einen ersten Überblick über die zu untersuchenden Alternativszenarien.

*Tabelle 6-1: Übersicht über die Maßnahmen zum Kohleausstieg bis zum Jahr 2030 nach Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" (2019, S. 62 ff.)*

#### **Maßnahmen bis Ende 2022**

---

Schrittweise Stilllegung bis zu einer verbleibenden installierten Leistung von

15	GW	Braunkohle	≅	5,0	GW Rückbau (Basis: Ende 2017)
15	GW	Steinkohle	≅	7,7	GW Rückbau (Basis: Ende 2017)

#### **Maßnahmen bis Ende 2030**

---

Schrittweise Stilllegung bis zu einer verbleibenden installierten Leistung von

9	GW	Braunkohle	≅	10,9	GW Rückbau (Basis: Ende 2017)
8	GW	Steinkohle	≅	14,7	GW Rückbau (Basis: Ende 2017)

---

<sup>31</sup>vgl. Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" (2019)

Tabelle 6-2: Übersicht über die im Rahmen der Arbeit entwickelten Alternativszenarien

	Szenario S1	Szenario S2	Szenario S3
Fossil-thermischer Kraftwerkspark (Basis 2017)	-4,8 GW Braunkohle -7,6 GW Steinkohle	-10,9 GW Braunkohle -14,9 GW Steinkohle -11,4 GW Kernkraft	-10,9 GW Braunkohle -14,9 GW Steinkohle -11,4 GW Kernkraft +21,6 GW Erdgas
Dargebotsabhängige Erzeugung (EE)	Basis 2017 (91,9 GW <sup>1</sup> )	Ausbauszenario 2030 (187,5 GW <sup>2</sup> )	Ausbauszenario 2030 (187,5 GW <sup>2</sup> )
Stromnachfrage	Basis 2017 (493,3 TWh/a <sup>1</sup> )	Basis 2017 (493,3 TWh/a <sup>1</sup> )	Basis 2017 (493,3 TWh/a <sup>1</sup> )
Energieträgerpreise	Basis 2017	Basis 2017	Basis 2017

<sup>1</sup>gemäß ENTSO-E (2019)

<sup>2</sup>gemäß des prozentualen Zubaus nach Graichen et al. (2018), angewendet auf das Referenzjahr 2017

Alle drei Alternativszenarien beinhalten eine Reduktion der installierten Leistung aus Kohlekraftwerken. Da der Ausstieg aus der Kohleverstromung vor allem auf klimapolitischen Zielen fußt, erfolgt die Stilllegung der Kohlekraftwerke in der vorliegenden Arbeit unter der vereinfachenden Annahme, dass ältere, vergleichsweise ineffiziente und somit auch klimaschädlichere Kraftwerke zuerst abgeschaltet werden. Hierzu werden die dem Modell in der Kraftwerksdatenbank hinterlegten Braun- und Steinkohlekraftwerke nach Energieträgern getrennt entsprechend ihres spezifischen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes<sup>32</sup> absteigend sortiert. Die Zahl der stillzulegenden Kraftwerke ermittelt sich anhand der in Tabelle 6-1 genannten Kapazitäten, wobei jedoch lediglich ganze Kraftwerksblöcke stillgelegt werden, weshalb die tatsächliche stillgelegte Leistung im Modell von den Vorgaben der Kohlekommission teilweise leicht abweicht (vgl. Tabelle 6-2). Szenario S1 berücksichtigt eine Stilllegung gemäß den von der Kohlekommission bis Ende 2022 vorgeschlagenen Maßnahmen, wodurch im Modell 4,8 GW Braun- und 7,6 GW Steinkohle stillgelegt werden. Szenario S2 und S3 berücksichtigen gleichermaßen die von der Kommission vorgeschlagenen Maßnahmen bis Ende 2030, wodurch im Modell insgesamt 10,9 GW Braun- und 14,9 GW Steinkohle zur Stilllegung kommen. Zudem wird in den beiden Szenarien S2 und S3 auch die Umsetzung des im Jahr 2011 beschlossenen Atomausstiegs<sup>33</sup> berücksichtigt, wodurch die gegenwärtig verbleibende Kernkraftwerksleistung von etwa 11,4 GW ebenfalls stillgelegt wird.

<sup>32</sup>Basierend auf dem jeweiligen, dem Modell hinterlegten individuellen Wirkungsgrad sowie dem jeweiligen Emissionsfaktor des zugehörigen Energieträgers

<sup>33</sup>gemäß Deutscher Bundestag (2011)

Abweichend von Szenario S2 wird in Szenario S3 von einem fiktiven Zubau von Erdgaskraftwerken ausgegangen, um die Kapazitätsengpässe in Szenario S2 auszugleichen und somit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Höhe des Zubaus orientiert sich dabei an der maximalen Unterdeckung des Energy-only-Marktes im Szenario S2. Diese Annahme folgt zudem der Forderung der Kohlekommission in ihrem Abschlussbericht, wonach rechtzeitig Investitionsanreize zu setzen sind, damit keine zeitliche Divergenz zwischen dem Bedarf an gesicherter Leistung und der Fertigstellung entsprechender Kapazitäten entsteht (vgl. Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" 2019, S. 67). Es ist daher mit Neubauten zu rechnen, wobei in der Umsetzung die wahrscheinlichste Erzeugungstechnologie Erdgaskraftwerke sein werden, da diese einen hohen Wirkungsgrad bei gleichzeitig niedrigen spezifischen Emissionen bieten.

Die dargebotsabhängige Erzeugung aus Wind und Photovoltaik bleibt in Szenario S1 unverändert, wohingegen in den Szenarien S2 und S3 von einem Ausbau der erneuerbaren Energien ausgegangen wird. Hierzu wird vereinfacht von einem Ausbau entsprechend des in Graichen et al. (2018, S. 16) vorgeschlagenen Ausbaupfades zur Einhaltung des klimapolitischen 65-Prozent-Ziels<sup>34</sup> bis 2030 ausgegangen. Die aus diesem Ausbaupfad resultierende prozentuale Entwicklung der im Referenzjahr 2017 installierten Leistung ist in Abbildung 6-1 dargestellt. Basierend auf dem spezifischen Zubaufaktor wird das Erzeugungsprofil der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien für das Zieljahr 2030 hochskaliert.

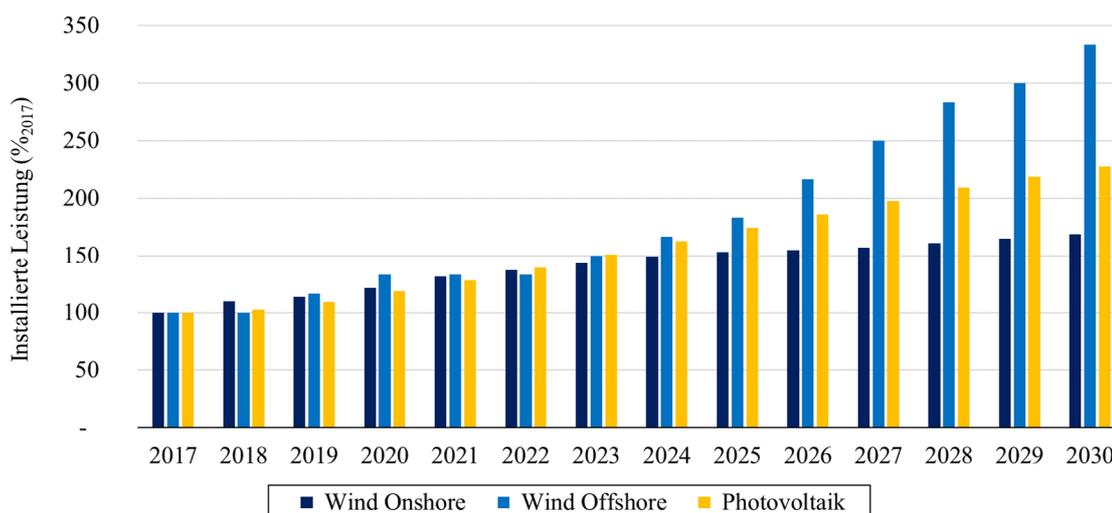


Abbildung 6-1: Prozentuale Entwicklung der installierten Leistung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien (Wind, PV) basierend auf dem Jahr 2017 nach Graichen et al. (2018, S. 16)

<sup>34</sup>65 % erneuerbare Energien bis 2030 gemäß Bundesregierung (2018, S. 71)

Alle weiteren Eingangsdaten des validierten Referenzjahres 2017 werden bewusst unverändert übernommen. Dieses Vorgehen unterstellt somit neben stabilen Energieträgerpreisen (Basis 2017) auch eine stabile Stromnachfrage sowie eine gleichbleibende Leistung und Kapazität von Energiespeichern. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Analyse der Auswirkungen auf die Marktdynamik möglichst vergleichbar gehalten wird und nicht durch weitere, von Unsicherheit behaftete Annahmen (bspw. die zukünftige Entwicklung der Energieträgerpreise) beeinträchtigt wird. Außerdem reduziert sich dadurch die Zahl veränderter Parameter, wodurch Effekte besser zugeordnet werden können.

## 6.2 Auswirkungen auf den Strommarkt

### 6.2.1 Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit

Das zentrale Ziel des Stromhandels ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, also dem Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch. Vor allem Unterdeckungen des Marktes, also eine Nichterfüllung der starren Nachfrage, sind daher zu vermeiden. Durch die Verringerung der installierten Leistung sowie den Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien kann es zu Situationen kommen, in denen dieses Gleichgewicht nicht mehr gewährleistet werden kann. Um die Veränderung der Versorgungssicherheit im Rahmen der drei Alternativszenarien sichtbar zu machen, wird mithilfe des entwickelten Marktmodells quantifiziert, in wie vielen Stunden es zu einer Unterdeckung des Marktes oder aber einer negativen Residuallast – also der überschüssigen Einspeisung ausschließlich erneuerbarer Energien – kommt. Tabelle 6-3 fasst die Ergebnisse dieser Evaluation zusammen.

*Tabelle 6-3: Kennzahlen der auftretenden Unterdeckungen bzw. negativen Residuallasten am Energy-only-Markt in den Szenarien S1 –S3*

	<b>Szenario S1</b>	<b>Szenario S2</b>	<b>Szenario S3</b>
<b>Unterdeckung</b>			
Stunden	8 h	627 h	80 h
Max. Leistung	2,6 GW	21,6 GW	22,6 GW
Summe	6,8 GWh/a	4.016,3 GWh/a	562,1 GWh/a
<b>Negative Residuallast</b>			
Stunden	0 h	845 h	848 h
Max. Leistung	0 GW	42,9 GW	42,9 GW
Summe	0 GWh/a	7.539,5 GWh/a	7.564,2 GWh/a

Während es in Szenario S1 lediglich in 8 Stunden des Jahres zu einer Unterdeckung des Marktes mit einem Gesamtvolumen von etwa 6,8 GWh kommt, hat die starke Verringerung der Kohleleistung zusammen mit dem parallel hierzu erfolgten Atomausstieg in

Szenario S2 hohe Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. In rund 600 Stunden des Jahres kann die Nachfrage am Markt nicht mehr gedeckt werden, wodurch ein Defizit von etwa 4,0 TWh/a entsteht (entspricht 0,8 % der jährlichen Nachfrage). Dieses Defizit müsste durch Importe ausgeglichen werden. Das maximale Leistungsdefizit liegt bei 21,6 GW. Ein demensprechender Zubau von 21,6 GW installierter Leistung aus Erdgaskraftwerken (800 MW Blöcke, 60 % Wirkungsgrad, keine Wärmeauskopplung) führt daraufhin in Szenario S3 zu einer Verringerung dieses Defizits um 86 % (0,56 TWh/a verbleibend), wobei der Markt weiterhin in 80 Stunden unterdeckt bleibt. Viel auffälliger ist jedoch, dass in der Spitze – noch einmal gestiegen – 22,6 GW installierter Leistung fehlen, was noch einmal die hohe Bedeutung der Berücksichtigung aller Betriebszustände sowie die kraftwerksscharfe Abbildung innerhalb des Modells herausstellt: Während ein lineares Optimierungsmodell die ihm hinterlegten Kraftwerkskapazitäten optimal einsetzt, kommt es im hier entwickelten Simulationsmodell aufgrund der Berücksichtigung einer Vielzahl technischer Restriktionen und Betriebszustände zu Marktsituationen, in denen trotz ausreichender Kraftwerkskapazität (installierte Leistung) das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage nicht gewahrt werden kann, da Erzeugungseinheiten aufgrund technoökonomischer Restriktionen nicht verfügbar sind.

#### 6.2.2 Entwicklung der Strommarktpreise

Eine Gegenüberstellung der resultierenden Strommarktpreiszeitreihen mit der Referenzzeitreihe zeigt, dass durch die Verringerung der Kohlekraftwerksleistung die Strommarktpreise in allen drei Alternativszenarien steigen (vgl. Tabelle 6-4). Im Jahresmittelwert (Base) steigen die Preise um rund 16,6 % (S1), 35,8 % (S2) bzw. 10,8% (S3). Der sehr deutliche Anstieg der Preise in Szenario S2 ist darauf zurückzuführen, dass in diesem Szenario einem starken Rückgang fossil-thermischer Kraftwerksleistung (insgesamt 37,2 GW installierte Leistung) ausschließlich Leistung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien entgegengesetzt wird (Zubau 95,6 GW), wodurch es vermehrt zu Situationen am Markt kommt, in denen teure Spitzenlastkraftwerke den Ausgleich der Residuallast übernehmen müssen, da sich günstigere Großkraftwerkstechnologien nicht mehr am Markt befinden oder zeitweilig heruntergefahren wurden. Es handelt sich dabei zweifelsohne um ein Extremszenario, verdeutlicht aber die Notwendigkeit kurzfristig regelnder Flexibilitätsoptionen.

Tabelle 6-4: Entwicklung der mittleren Strommarktpreise für die Zeitscheiben Base, Peak und Off-Peak in den Szenarien S1 – S3 gegenüber der Referenzzeitreihe

		Referenz	Szenario S1	Szenario S2	Szenario S3
Mittl. Marktpreis (€/MWh)	Base	35,55	41,46	48,27	39,38
	Peak	37,26	48,71	47,35	40,09
	Off-Peak	32,78	34,03	48,77	39,10

Bei der Ermittlung der mittleren Strommarktpreise aus Tabelle 6-4 wurden jene Viertelstunden, in denen dargebotsabhängige erneuerbare Energien preissetzend waren, nachträglich mit einem Preis von 0,00 €/MWh berücksichtigt. Innerhalb des vorliegenden Marktmodells bieten erneuerbare Energien preisunabhängig, wodurch aus methodischen Gründen ein marginales Gebot dieser Marktteilnehmer einen Wert von -3.000 €/MWh annimmt. Gleiches gilt für Pumpspeicherkraftwerke, deren Einsatz preisunabhängig angeboten wird, weshalb ihr Gebot methodisch einem Wert von +3.000 €/MWh für die Nachfrage und -3.000 €/MWh für das Angebot entspricht. Eine Verwendung dieser Preise im Rahmen der Auswertung würde jedoch zu einer Verzerrung führen.

Wie bereits aus Tabelle 6-3 hervorgeht, kommt es erstmals in Szenario S2 zu einer negativen Residuallast durch das hohe Angebot dargebotsabhängiger erneuerbare Energien, wobei in 845 Stunden des Jahres die Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen den gesamten Strombedarf deckt. Durch einen veränderten Speichereinsatz steigt dieser Wert in Szenario S3 auf 848 Stunden an (entspricht etwa 10 % des Jahres).

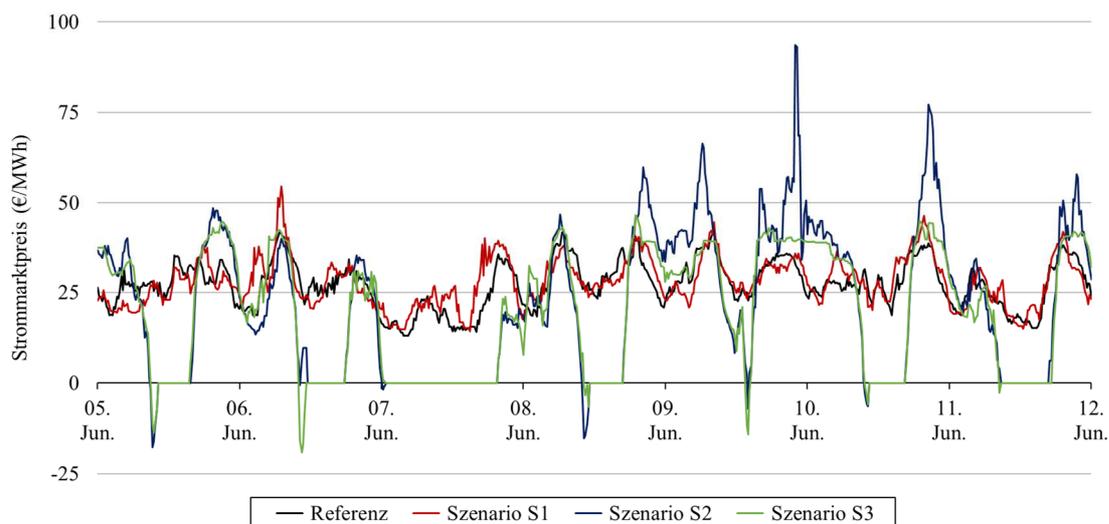


Abbildung 6-2: Detailansicht der Preiszeitreihen der Szenarien S1 – S3 sowie der Referenzdaten in einer Juni-Woche mit sehr hoher Einspeisung erneuerbarer Energien

Durch die erhöhte Einspeisung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien steigt auch die Volatilität der Strommarktpreise (vgl. Abbildung 6-2). Der graphische Vergleich der Preiszeitreihen anhand einer Beispielwoche (Juni) zeigt, dass mit der Erhöhung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ab Szenario S2 die Preisspitzen stark zunehmen. Deutlich sind auch jene Zeiträume zu erkennen, in denen aufgrund einer negativen Residuallast kein Marktpreis zustande kommt: Die Einspeisung erneuerbarer Energien in Szenario S2 und S3 reicht vor allem in vielen Mittagsstunden (Zeiten hoher PV-Einspeisung) aus, um die Gesamtnachfrage nach Strom zu decken. Wie bereits zuvor beschrieben berücksichtigt das Marktmodell deren Gebot mit  $-3.000 \text{ €/MWh}$ , der Marktpreis wird in diesen Stunden aber mit  $0,00 \text{ €/MWh}$  festgeschrieben.

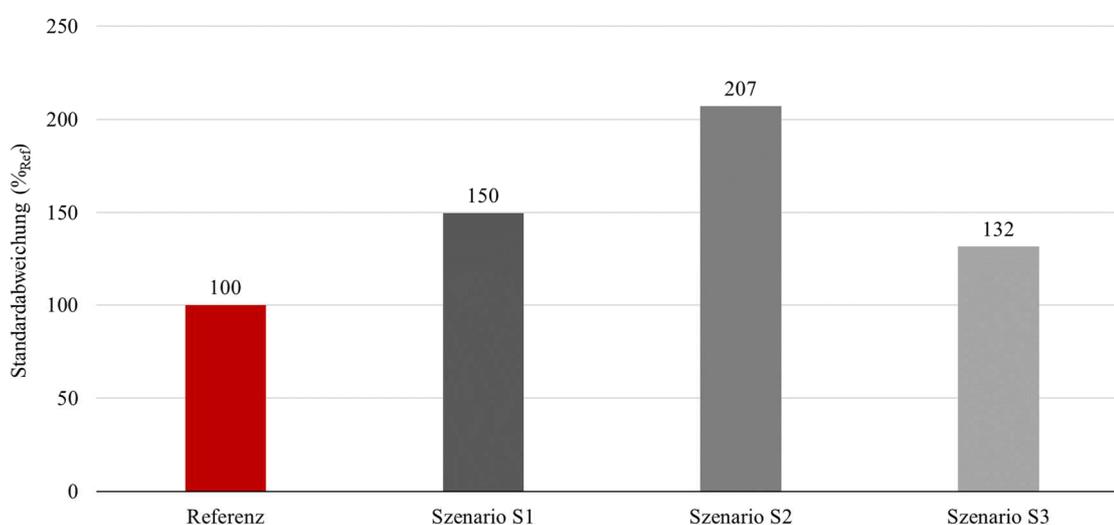


Abbildung 6-3: Standardabweichung der Strommarktpreise (Filter  $[0;150]$ ), gemessen an der Referenzzeitreihe in Prozent

Die steigende Volatilität spiegelt sich auch in der Änderung der Standardabweichung wider. Wird die Preiszeitreihe auf eine Spanne von  $0 - 150 \text{ €/MWh}$  beschränkt<sup>35</sup>, liegt die Standardabweichung in der Referenzzeitreihe bei  $11,52 \text{ €/MWh}$ . Im Szenario S1 sind es bereits  $17,40 \text{ €/MWh}$ ; im Szenario S2 steigt der Wert sogar auf  $24,07 \text{ €/MWh}$ . Wie auch Abbildung 6-2 exemplarisch zeigt, sinkt die Volatilität der Strompreise erst mit dem Zubau zusätzlicher Erzeugungskapazität in Szenario S3: vor allem in Zeiten einer geringen Erzeugung erneuerbarer Energien senkt die zusätzliche Erzeugungskapazität die in Szenario S2 aufgetretenen Preisspitzen. Grund hierfür ist die steigende Verfügbarkeit moderner Erzeugungseinheiten, wodurch ältere, weitaus teurere Spitzenlastkraftwerke gegenüber Szenario S2 deutlich seltener zum Einsatz kommen. Die Standardabweichung sinkt

<sup>35</sup>Das statistische Maß der Standardabweichung reagiert sensitiv gegenüber Preisspitzen

dem entsprechend auf einen Wert von 15,31 €/MWh. Die Steigerung der Volatilität wird auch noch einmal durch Abbildung 6-3 verdeutlicht. Sie zeigt die prozentuale Änderung der Standardabweichung bezogen auf die Referenzzeitreihe. Im Extremszenario S2 ist die Standardabweichung gegenüber den Referenzfall doppelt so groß.

### 6.2.3 Änderung des Energieträgereinsatzes

Der in den Anwendungsszenarien abgebildete Ausstieg aus der Kohleverstromung führt erwartungsgemäß zu einer Änderung des fossilen Energieträgereinsatzes. Nachfolgend wird diese Veränderung näher betrachtet. Wie aus Abbildung 6-4 hervorgeht, sinkt der Einsatz von Braunkohle entsprechend der gewählten Annahmen in den Szenarien S1 und S2 weitestgehend kontinuierlich. Dem gegenüber steht die Erhöhung der Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken in Szenario S1: Trotz einer Verringerung der installierten Leistung um 7,6 GW steigt die Stromerzeugung an. Dieser zunächst widersprüchlich erscheinende Umstand ist einerseits auf die gleichzeitig erfolgende Verringerung der installierten Braunkohleleistung um 4,8 GW zurückzuführen, wodurch die im Vergleich teureren Steinkohlekraftwerke in der Merit Order nach links rücken und sich ihre Einsatzhäufigkeit erhöht. Darüber hinaus ist es aber auch ein Indiz für eine Überkapazität fossilthermischer Kraftwerke im gegenwärtigen Markt. Bestehende Kraftwerkskapazitäten kommen derzeit offenbar nicht bzw. nur eingeschränkt zum Einsatz und können ihre Marktpräsenz erst durch das Ausscheiden anderer Kapazitäten steigern.

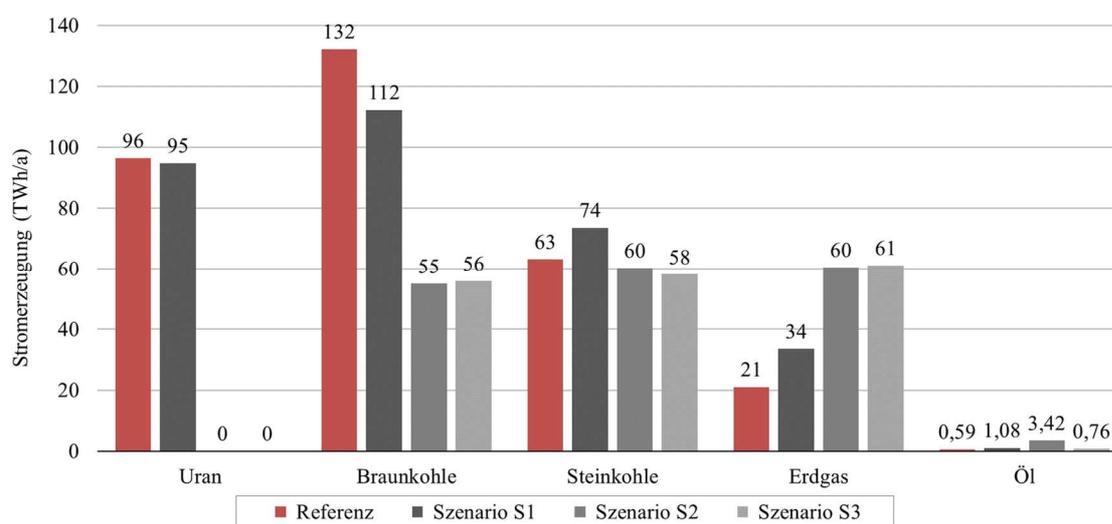


Abbildung 6-4: Energieträgereinsatz der fossil-thermischen Kraftwerke in den Szenarien S1 – S3 gegenüber den Referenzdaten in TWh/a

Der Zubau neuer Erzeugungseinheiten in Szenario S3 führt indes nicht dazu, dass sich die Stromerzeugung der verbleibenden Kohlekraftwerke nennenswert verringert. Die

Erzeugung aus Braun- und Steinkohle stagniert. Zudem ist zu erkennen, dass der Zubau von 21,6 GW installierter Leistung aus Erdgaskraftwerken in Szenario S3 nicht zu der erwarteten Erhöhung der Stromerzeugung aus diesem Energieträger führt. Daraus kann auf eine generell niedrige Einsatzhäufigkeit geschlossen werden. Die Volllaststunden des gesamten gasbefeuerten Portfolios halbieren sich von 2.800 h/a auf 1.400 h/a bei einer gleichzeitigen Verdopplung der installierten Leistung von 22 GW (S2) auf 43,5 GW (S3).

#### 6.2.4 Auswirkungen auf den CO<sub>2</sub>-Ausstoß

Primäres Ziel des Kohleausstiegs ist die Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes, um die ambitionierten Ziele des Pariser Klimaabkommens einhalten zu können. Im Folgenden soll daher der CO<sub>2</sub>-Ausstoß innerhalb der Szenarien S1 – S3 näher untersucht werden. Hierzu wird der nach Energieträgern unterteilte CO<sub>2</sub>-Ausstoß eines jeden Szenarios mit dem Referenzjahr verglichen. Abbildung 6-5 gibt hierzu einen ersten Überblick über die daraus abgeleitete prozentuale Veränderung.

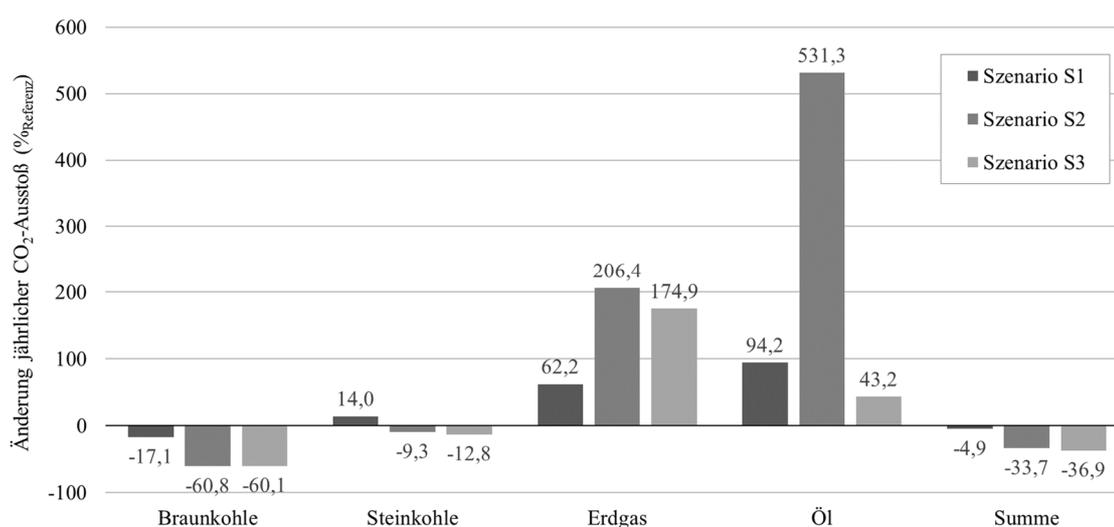


Abbildung 6-5: Prozentual Änderung des jährlichen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes innerhalb der Szenarien S1 – S2 gegenüber dem Referenzjahr 2017

Dabei fällt vor allem der besonders hoch ausfallende Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Ölkraftwerken in Szenario S2 auf: durch den hohen Bedarf an Spitzenlastkraftwerken wird der aus der Verbrennung von Öl hervorgehende CO<sub>2</sub>-Ausstoß mehr als verfünffacht. Betrachtet man jedoch demgegenüber die absoluten Mengen (vgl. Abbildung 6-6) wird deutlich, dass die hieraus entstehenden Emissionen einen Bruchteil der Gesamtmenge ausmachen.

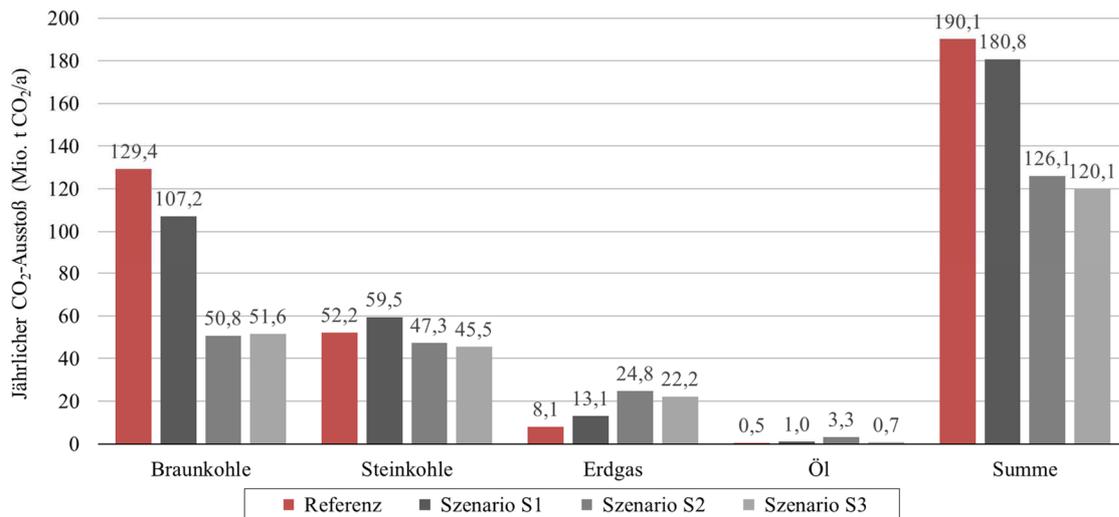


Abbildung 6-6: Jährlicher CO<sub>2</sub>-Ausstoß innerhalb der Szenarien S1 – S3 gegenüber dem Referenzjahr 2017 in Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>

Deutlicher ins Gewicht fällt die Reduktion der Emissionen aus Braunkohle, welche sich sowohl in Szenario S2 als auch S3 um etwa 60 % gegenüber dem Referenzjahr verringern, was einer Vermeidung von gut 77 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> entspricht. Auch die Betrachtung der Gesamtemissionsmenge verdeutlicht noch einmal die Bedeutung eines Ausstiegs aus der (Braun-)Kohleverstromung. Trotz des Zubaus von 21,6 GW installierter Leistung aus Erdgaskraftwerken in Szenario S3 und den damit steigenden CO<sub>2</sub>-Emissionen dieses Energieträgers (+ 14,1 Mio. Tonnen gegenüber Referenz) wird der gesamte CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Szenario S3 gegenüber dem Referenzjahr um 70 Mio. Tonnen gesenkt. Hierbei spielt selbstverständlich auch der Ausbau erneuerbarer Energien eine entscheidende Rolle. In Verbindung mit den vorangegangenen Ergebnissen kann daraus geschlossen werden, dass der Zubau von Gaskraftwerken eine bessere Integration erneuerbarer Energien ermöglicht, ohne dabei die allgemeine CO<sub>2</sub>-Reduktion im Energiesektor zu verhindern, jedoch (hinsichtlich der sinkenden Vollaststunden dieser Kraftwerke) unter dem Einwand, dass sich deren Einsatz wirtschaftlich nicht rentiert.

### 6.2.5 Einsatz von Speichern

Bei der Betrachtung des Speichereinsatzes innerhalb der Anwendungsszenarien wird deutlich, dass diese sowohl von einer Verringerung der fossil-thermischen Erzeugungslleistung als auch dem Ausbau erneuerbarer Energien profitieren. Die ausgespeicherte Energie steigt von 5,5 TWh/a (Referenz) auf 6,5 TWh/a (Szenario S2) an, was einem Anteil von 3,3 % bei der Deckung der Residuallast entspricht (vgl. Abbildung 6-7). Zu erkennen ist außerdem, dass die Einspeisung erneuerbarer Energien in Szenario S2 zu einer wesentlich ausgeprägteren Ladung der Speicher führt. Der Zubau neuer

Erzeugungseinheiten in Szenario S3 führt hingegen zu einer Verringerung dieses Effekts, nichtsdestotrotz liegt der Wert weiterhin deutlich über den Referenzwerten und ebenfalls deutlich über dem Speichereinsatz in Szenario S1. Dieser Sachverhalt deutet darauf hin, dass die Speicher durch die steigende Erzeugung erneuerbarer Energien und die damit höher ausgeprägten Residuallastschwankungen häufiger einen hohen Speicherfüllstand annehmen. In der Auswertung der Betriebszustände spiegelt sich dies wider: In Szenario S2 liegt die durchschnittliche Zahl der Stunden, in denen die vorhandenen Energiespeicher einen Füllstand zwischen 80 und 100 % ihres Speichervolumens besitzen, doppelt so hoch wie im Referenzfall. Zusammenfassend kann daher aus den Ergebnissen geschlossen werden, dass Energiespeicher bei steigendem Ausbau der erneuerbaren Energien in Zukunft verstärkt im Einsatz sein werden, da die Schwankungen der Residuallast und somit auch Preisspitzen zunehmen werden, wodurch nicht zuletzt auch Arbitrage-Geschäfte lukrativer werden.

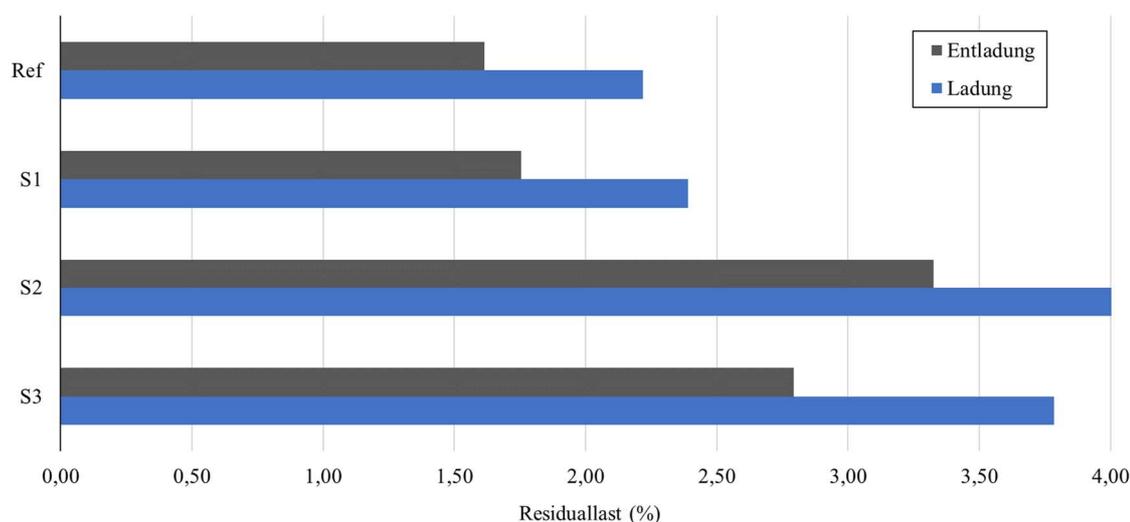


Abbildung 6-7: Energiespeichereinsatz in den Szenarien S1 – S3 gegenüber den Referenzdaten, dargestellt als prozentuales Verhältnis der kumulierten Gesamtladungs- und -entladungsarbeit an der Residuallast

### 6.3 Schlussfolgerung aus der Anwendung des Modells

Die Betrachtungen in den vorangegangenen Abschnitten haben gezeigt, dass der gegenwärtig diskutierte Ausstieg aus der Kohleverstromung in Verbindung mit einem Ausbau der erneuerbaren Energien den Strommarkt künftig vor eine Herausforderung stellen wird. Auf Basis der getroffenen Annahmen und den daraus abgeleiteten Szenarien konnte aufgezeigt werden, dass es aufgrund der zunehmenden Volatilität des Marktes künftig vermehrt zu Unterdeckungen der Nachfrage kommt. Dem gegenüber trat durch den

starken Ausbau der dargebotsabhängigen und fluktuierenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien in einer zunehmenden Zahl von Viertelstunden auch eine negative Residuallast auf. Trotz vermehrter Speicherung dieser Energie in den vorhandenen Energiespeichern konnte die Unterdeckung des Marktes durch deren spätere Entladung jedoch nicht vollends vermieden werden. Auch ein Zubau von Erdgaskraftwerken in Höhe von 21,6 GW (maximal auftretendes viertelstündliches Leistungsdefizit) führte im betrachteten Folgeszenario zwar zu einer Senkung der Unterdeckungen am Markt, konnte diese aber vor allem zu Zeiten besonders stark schwankender Einspeisungen aus Wind und PV nicht vollends verhindern.

In den betrachteten Anwendungsszenarien wurde zwar ein Ausbau erneuerbarer Energien angenommen, dieser basierte jedoch fortwährend auf einem hochskalierten Erzeugungsprofil aus dem Jahr 2017. In Anbetracht der Erkenntnisse aus Kapitel 2.1 muss daher davon ausgegangen werden, dass sich die Struktur der Residuallast signifikant verändert und deren Schwankungen hin zu höheren Frequenzen verlagert. Dieser Veränderung beeinflusst seitens des Stromangebots die steuerbaren Erzeugungseinheiten zudem stark. Aus dem geschilderten Sachverhalt wird daher zusammenfassend geschlossen, dass zukünftig nicht allein die Investition in neue (fossil-thermische) Erzeugungseinheiten die Versorgungssicherheit gewährleistet, zumal dies unter dem Gesichtspunkt des fortschreitenden Klimawandels ein fragwürdiges Vorgehen darstellen würde. Viel eher gilt es den wechselwirkenden Einsatz einer Vielzahl neuer Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten am Markt zu untersuchen, nicht zuletzt auch um einen hohen Anteil des zukünftig in Deutschland erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien nutzen zu können, statt diesen abregeln zu müssen.

## 7 Zusammenfassung, kritische Würdigung und Ausblick

### 7.1 Zusammenfassung

Der fortschreitende Ausbau erneuerbarer Energien sowie die Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes sind nicht nur auf europäischer Ebene zentrale Ziele der Klima- und Energiepolitik. Nach den Plänen der amtierenden Bundesregierung soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2030 auf 65 % steigen. Dieses Ziel soll vor allem durch Windkraftanlagen an Land und auf See sowie Photovoltaikanlagen erreicht werden. Die Stromerzeugung mittels dieser Technologien ist jedoch dargebotsabhängig, also abhängig von der zur Verfügung stehenden solaren Einstrahlung, Windstärke oder Wassermenge. Die Systemintegration großer Mengen solch fluktuierender Erzeugung stellt eine große Herausforderung für das zukünftige Energiesystem dar. Es bedarf hierzu einer zunehmenden Flexibilität der heute bereits am Markt agierenden Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten sowie der Integration neuer Flexibilitätsoptionen.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist daher die Entwicklung eines Modells zur realitätsnahen Abbildung der Dynamik am deutschen Strommarkt, um zukünftig die Auswirkungen einer zunehmend dargebotsabhängigen Stromerzeugung sowie den Einsatz verschiedenster Flexibilitätsoptionen unter diesen Rahmenbedingungen quantitativ zu analysieren. Dies erfordert neben der differenzierten Abbildung aller Marktakteure auch die detaillierte Berücksichtigung aller technischen und ökonomischen Parameter. Auch die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Märkten ist dabei in die Betrachtung einzubeziehen.

Den Mittelpunkt der vorliegenden Arbeit bildet daher die Beschreibung des entwickelten Strommarktmodells flexABLE, welches eine umfassende Berücksichtigung der vorherrschenden Marktdynamik gewährleistet. Es handelt sich dabei um eine viertelstündlich aufgelöstes Simulationsmodell, welches in Python programmiert wurde. Die Akteure des deutschen Strommarktes werden mit ihren individuellen technoökonomischen Parametern blockscharf modelliert und können sowohl am Spot- als auch am Regelleistungsmarkt handeln. Zudem wird auch der Wärmesektor in die Betrachtung einbezogen. Portfolioeffekte des realen Marktes, welche durch den Betrieb mehrerer Kraftwerke unter dem Regime desselben Hauptanteilseigners hervorgerufen werden, werden durch eine eigens modellierte Kraftwerksporfoliooptimierung berücksichtigt. Die Basis der wirtschaftlichen Berechnungen im Modell bilden in täglicher Auflösung hinterlegte

Energieträgerpreise und CO<sub>2</sub>-Preise sowie brennstoffabhängige Anfahrkosten. Aber auch die modellendogenen Opportunitätskosten zwischen den Märkten spielen eine wesentliche Rolle. Die gewählte Systemgrenze des Modells ist Deutschlands, wobei der transnationale Stromaustausch durch exogene Zeitreihen berücksichtigt wird. Auch die Stromnachfrage und die Einspeisung erneuerbarer Energien werden exogen vorgegeben. Der Betrachtungshorizont des Modells liegt in der Regel bei einem Jahr, wobei in fortlaufenden Viertelstundenschritten simuliert wird.

Die Modellgüte wird im Rahmen einer Validierung durch die Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse mit historischen Zeitreihen ermittelt. Im Jahr 2016 lag der mittlere Strompreis im Day-Ahead-Markt der EEX bei 28,98 €/MWh, im darauffolgenden Jahr bei 34,19 €/MWh. Das Modell ermittelt im betreffenden Zeitraum einen mittleren Strompreis von 27,27 €/MWh bzw. 35,55 €/MWh und weicht somit im Mittel um 6,0 % bzw. 4,0 % ab. Der mittlere absolute Fehler liegt bei 11,1 % (2016) bzw. 9,6 % (2017), die Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers hingegen bei 12,9 % (2016) bzw. 14,5 % (2017). Im Vergleich mit anderen validierten Fundamentalmodellen zeigen die Fehlerwerte, dass trotz eines mittlerweile komplexeren Marktumfeldes, negativer Marktpreise und einem starken Anstieg erneuerbarer Energien eine höhere Modellgüte erreicht wird. Auch beim Energieträgereinsatz wird eine hohe Übereinstimmung mit der historischen Zeitreihe erzielt.

Schließlich kommt es zu einer Anwendung des Modells im Rahmen von Alternativszenarien zum Kohleausstieg. Aus dem Abschlussbericht, der durch die Bundesregierung einberufenen Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (kurz Kohlekommission) sowie einer Studie zum möglichen Ausbaupfad der erneuerbaren Energien zur Erreichung des 65-Prozent-Ziels werden drei Szenarien abgeleitet. In deren Ergebnis zeigt sich, dass die Verringerung der Kohleleistung vor allem im ambitionierten Szenario S2 hohe Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit hat. Während es in Szenario S1 (moderate Verringerung der Kohleleistung) lediglich in 8 Stunden zu einer Unterdeckung des Marktes kommt, kann in Szenario S2 bereits in 627 Stunden des Jahres die Nachfrage am Markt nicht mehr gedeckt werden, wodurch ein Gesamtdefizit von rund 4,0 TWh/a entsteht. Dieses Defizit (21,6 GW in der Spitze) müsste anhand von Importen oder zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten ausgeglichen werden. Ein gleichgewichteter Zubau von Erdgaskraftwerken in Szenario S3 führt entsprechend zu einer weitestgehenden Vermeidung dieses Defizits (0,56 TWh/a verbleibend), das maximale Leistungsdefizit steigt jedoch sogar leicht an (22,6 GW). Zugleich haben alle drei Szenarien einen Anstieg der

Strommarktpreise zur Folge: Während der Jahresmittelwert in Szenario S1 bereits um 16,6 % steigt, sind es in Szenario S2 35,8 %, wobei es sich dabei zweifelsohne um ein Extremszenario handelt. Im gemäßigeren Szenario S3 kommt es aufgrund des Kraftwerkszubaues lediglich zu einer Preissteigerung von 10,8 %. Der in Szenario S2 und S3 betrachtete Ausbau der erneuerbaren Energien führt dazu, dass diese zunehmend die gesamte Stromnachfrage decken. Der Ausbau erneuerbarer Energien führt darüber hinaus aber auch zu einer steigenden Volatilität der Strommarktpreise.

Auch eine Änderung des Energieträgereinsatzes ist zu beobachten. Die moderate Verringerung der Kohleleistung in Szenario S1 führt zunächst dazu, dass trotz des Rückgangs der installierten Leistung der Einsatz von Steinkohlekraftwerken steigt. Dies wird auf die gleichzeitige Verringerung der Braunkohleleistung zurückgeführt, wodurch gegenwärtig unrentable Steinkohlekraftwerke in der Merit Order nach links rücken. Es deutet aber auch auf Überkapazitäten im Markt hin. Der Zubau von Erdgaskraftwerken in Szenario S3 führt indes weder zu einer deutlichen Verringerung der Stromerzeugung aus Kohle noch zu einer wesentlichen Erhöhung der Stromerzeugung aus Erdgas. Dieser Sachverhalt verdeutlicht, dass die zusätzliche Kapazität im Wesentlichen der Reaktion auf eine steigende Anzahl an Preisspitzen und somit dem Ausgleich steigender Residuallastschwankungen dient, nicht jedoch zu einer nennenswerten Einsatzhäufigkeit führt.

Wesentliche Profiteure der steigenden Residuallastschwankung sind hingegen vor allem Energiespeicher. Gemessen an der Residuallast steigt ihr Einsatz deutlich. So steigt etwa in Szenario S2 die ausgespeicherte Energie gegenüber dem Referenzfall von 5,5 TWh/a auf 6,5 TWh/a an, was einer Steigerung von rund 18 % entspricht. Auch der Zubau von Erdgaskraftwerken in Szenario S3 senkt diese Einsatzhäufigkeit nur geringfügig. Es ist zu erkennen, dass die Energiespeicher zunehmend hohe Füllstände annehmen, woraus auf eine hohe Bedeutung in Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energien bei gleichzeitig niedriger Netzlast geschlossen werden kann.

Mithilfe des Modells wurde aufgezeigt, dass es durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung sowie den fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien zu einer zunehmenden Volatilität sowie der Unterdeckung des Marktes kommen kann. Zugleich wird auch die negative Residuallast zunehmen, deren Energie jedoch nicht vollständig durch die am Markt bestehenden Energiespeicher aufgenommen werden kann. Auch ein Zubau neuer (fossil-thermischer) Erzeugungskapazitäten kann den Versorgungsengpass nicht vollends verhindern. Es ist daher davon auszugehen, dass zukünftig nicht allein die Investition in

neue Erzeugungseinheiten die Versorgungssicherheit gewährleistet, sondern vielmehr der wechselwirkende Einsatz einer Vielzahl neuer Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten untersucht werden muss.

## 7.2 Kritische Würdigung des Modells

Bei dem in der vorliegenden Arbeit entwickelten Fundamentalmodell handelt es sich grundsätzlich um ein Simulationsmodell, wobei innerhalb eines jeden Zeitschritts ein Teil des Modells mit Hilfe der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung gelöst wird. Dieser Ansatz ermöglicht eine sehr detaillierte Abbildung des deutschen Marktumfelds sowie der technischen und ökonomischen Restriktionen des Kraftwerks- und Speichereinsatzes. Im Ergebnis kann so eine Vielzahl an Betriebszuständen erfasst und fortwährend für den gesamten Simulationszeitraum nachverfolgt und berücksichtigt werden. Hierdurch kann der Einsatz jeglicher Akteure am Markt in einem hohen Maß der Übereinstimmung mit der Realität dargestellt werden, wodurch sich nicht zuletzt auch die Marktdynamik realistischer abschätzen lässt.

Optimierungsmodelle können zwar ebenfalls die wichtigsten technischen und ökonomischen Nebenbedingungen hinreichend genau abbilden, müssen sich dafür jedoch oftmals der Verwendung von Binärvariablen bedienen, wodurch die Rechenzeit aufgrund der zunehmenden Komplexität steigt. Einzelne technische Restriktionen werden daher nicht selten stark vereinfacht integriert, um Nichtlinearitäten innerhalb des Optimierungsproblems zu vermeiden. Ein hoher Detaillierungsgrad in der Abbildung der Betriebszustände ist daher oftmals nicht möglich bzw. wird dieser nicht umgesetzt. Für die Bewertung der zukünftigen Marktdynamik und neuer Flexibilitätsoptionen sind diese jedoch von entscheidender Bedeutung.

Mit dem vorliegenden Modell sollte bereits im gegenwärtigen Entwicklungsstand die Flexibilitätsbereitstellung am deutschen Strommarkt näher untersucht werden. Hierzu wurde von Beginn an eine Unterteilung der Gebote eines jeden Marktteilnehmers in einen Mindestlastanteil sowie den flexiblen Anteil der zur Verfügung stehenden Energie vorgesehen. Die Implementierung dieser Methodik wurde in Kapitel 5.3 detailliert dargestellt. Wie sich jedoch unter Anwendung der in Kapitel 3.1 definierten Parameter herausstellte, verfügen fossil-thermische Kraftwerke über ein hohes Maß an Flexibilität, weshalb auch das Flexibilitätsniveau im heutigen Strommarkt sehr hoch ist. Eine Vielzahl der Erzeugungseinheiten im gegenwärtigen Kraftwerkspark ist daher in der Lage, innerhalb einer Viertelstunde die Ausgangsleistung in einem großen Umfang variabel anzupassen. Die

detaillierte Untersuchung der Flexibilitätsbereitstellung spielt daher vornehmlich in zukünftigen Anwendungen des Modells eine Rolle, in denen der Einsatz neuer Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten am Markt analysiert wird. Das Modell bietet hierzu schon jetzt die nötigen Methoden und Analysemöglichkeiten. Nichtsdestotrotz brachte die Abbildung und konsequente Trennung von Mindestlast- und Flexibilitätsgeboten bereits in der aktuellen Ausprägung des Modells entscheidende Vorteile, da diese zu wirtschaftlichen Entscheidungen seitens der Agenten sowie realistischen Betriebszuständen seitens des Modells führten. Hierdurch lässt sich nicht zuletzt auch die Marktdynamik realistischer abschätzen.

In seiner räumlichen Ausdehnung ist das Modell gegenwärtig auf den deutschen Strommarkt beschränkt. Für den Austausch mit angrenzenden Ländern sind dem Modell stündlich aufgelöste, historische Zeitreihen des Im- und Exportsaldos hinterlegt. Da diese keine modellendogene Veränderung des Stromaustauschs zulassen, kann über deren Veränderung bspw. im Zuge des Netzausbaus keine Aussage getroffen werden. Es kann jedoch erwartet werden, dass sich zukünftig steigende Schwankungen der dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen über eine größere räumliche Ausdehnung ausgleichen lassen. Die Erweiterung des Modells um einen europäischen Stromhandel wäre daher wünschenswert.

Neben der aktuellen klimapolitischen Diskussion über einen Ausstieg aus der Kohleverstromung steht vor allem die Systemintegration eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien immer wieder im Fokus. Dabei werden häufig deren begrenzte Prognosegenauigkeit sowie das Problem des Transports von den Erzeugungs- hin zu den Verbrauchszentren thematisiert. Eine uneingeschränkte Versorgungssicherheit erfordert dabei nicht nur ein zeitliches, sondern auch ein räumliches Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage. Bei der Gewährleistung des räumlichen Gleichgewichts spielen vor allem die Stromnetze eine tragende Rolle. Das vorliegende Modell geht jedoch vereinfacht davon aus, dass das Netz für jegliche Stromeinspeisung und -entnahme ausreichend ausgebaut ist und keine Netzengpässe vorliegen. Dieser vereinfachende Ansatz entspricht jedoch nicht der Realität. Eine Verknüpfung des hier abgebildeten Strommarktmodells mit einem Netzmodell würde daher erhebliche Vorteile in der Bewertung zukünftiger regionaler Flexibilitätsengpässe bieten.

### 7.3 Ausblick

Basierend auf den im vorangegangenen Abschnitt diskutierten Punkten ergeben sich unterschiedliche methodische Weiterentwicklungen des Modells. In Anbetracht des zukünftig notwendigen Ausbaus der erneuerbaren Energien zur Erreichung des 65-Prozent-Ziels<sup>36</sup> erscheint die Erweiterung des hier entwickelten Modells um ein Netzmodell von zentraler Bedeutung. Mit Hilfe dieser Erweiterung wäre das Modell in der Lage, detaillierte Aussagen zum zukünftigen Flexibilitätsbedarf sowie dessen räumlicher Verteilung zu treffen. Die methodische Herausforderung liegt dabei in der Festlegung der Detaillierungstiefe des hinterlegten Stromnetzes, ohne dabei nennenswerte Verluste in der nötigen räumlichen Differenzierung (Granularität der Topologie) einzugehen und gleichzeitig die Rechenzeit in einem vertretbaren Rahmen zu halten.

Basierend auf dem jeweiligen regionalen Flexibilitätsbedarf, der aus der oben besprochenen Netzmodellerweiterung hervorgeht, können dem Modell dann verschiedene Flexibilitätsoptionen als Marktakteure hinzugefügt werden. So sind dem Modell bspw. bereits methodische Ansätze zur Abbildung von Power-to-X-Technologien oder Demand Response hinterlegt. Aus deren Einsatz lassen sich dann Wirtschaftlichkeit und Potenzial solcher Technologien ableiten.

---

<sup>36</sup>65 % erneuerbare Energien bis 2030 gemäß Bundesregierung (2018, S. 71)

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Jahren 2000 – 2017 nach Technologien gemäß AGEE-Stat (2018).....	14
Abbildung 2-2:	Stromerzeugungsprofil der Windkraftanlagen an Land in Deutschland im Jahr 2017 nach ENTSO-E (2019) sowie das arithmetische Mittel der Monatswerte (schwarze Linien).....	14
Abbildung 2-3:	Prozentuales Stromerzeugungsprofil der Windkraftanlagen an Land und auf See in Deutschland im September 2017 nach ENTSO-E (2019).....	15
Abbildung 2-4:	Stromerzeugungsprofil der Photovoltaikanlagen in Deutschland im Jahr 2017 nach ENTSO-E (2019) sowie das arithmetische Mittel der Monatswerte (schwarze Linien) .....	15
Abbildung 2-5:	Fourier-Transformation der Residuallast in den Jahren 2015 – 2018 .....	17
Abbildung 2-6:	Gegenüberstellung der Ergebnisse der Fourier-Transformation der Residuallast in den Jahren 2015 – 2018 (rote Umrandung: Beobachtung einer mit den Jahren zunehmenden Häufung differenzierter Schwankungsfrequenzen im Langfristbereich) .....	18
Abbildung 2-7:	Übersicht über die verschiedenen Marktplätze für die Vermarktung von Elektrizität in Anlehnung an Genoese (2013).....	19
Abbildung 2-8:	Präqualifizierte Leistung am deutschen Regelleistungsmarkt nach Qualitäten (in GW) im November 2018 gemäß regelleistung.net (2018) .....	20
Abbildung 2-9:	Mittlere ausgeschriebene (links) und abgerufene (rechts) Regelleistung in Deutschland nach Qualitäten gemäß Bundesnetzagentur (2019).....	21
Abbildung 2-10:	Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX Spot im Zeitraum von 2009 – 2017 in TWh/a nach Bundesnetzagentur (2019) .....	21
Abbildung 3-1:	Schematisches Zeitprotokoll eines positiven (grün) bzw. negativen (rot) Flexibilitätsabrufs gemäß Künzel et al. (2017).....	24
Abbildung 3-2:	Wirkungsgradverlust thermischer Kraftwerke bei verringerter Ausgangsleistung (nach Schröder et al. (2013)).....	29
Abbildung 3-3:	Kennlinien des Verhältnisses von Strom zu Wärme bei der Kraft-Wärme-Kopplung in Anlehnung an Neuffer et al. (2001) .....	30
Abbildung 4-1:	Klassifizierung von Modellen für die Abbildung eines Elektrizitätssystems in Anlehnung an a) Ventosa et al. (2005) und b) Sensfuß (2007) .....	37

Abbildung 4-2: Einordnung der wesentlichen Unterscheidungsmerkmale von Top-Down- und Bottom-Up-Modellen.....	38
Abbildung 5-1: Übersicht über den Aufbau des Marktmodells .....	52
Abbildung 5-2: Sequenzschema der viertelstündlich wiederkehrenden Abfolge innerhalb des Strommarktmodells .....	55
Abbildung 5-3: Börsenpreis für Steinkohle (Drittlandskohle) im Jahr 2016 in €/MWh <sub>Br</sub> (API2 CIF ARA Coal Future) frei Importhafen gemäß EEX (2019) .....	56
Abbildung 5-4: Börsenpreis der CO <sub>2</sub> European Emission Allowances im Jahr 2017 in €/t CO <sub>2</sub> gemäß EEX (2019) .....	57
Abbildung 5-5: Betrachtung des Fernwärmemarktes mit seinen Ein- und Ausgängen.....	62
Abbildung 5-6: Betrachtung des Regelleistungsmarktes mit seinen Ein- und Ausgängen.....	63
Abbildung 5-7: Schematische Darstellung der unterschiedlichen Möglichkeiten des Schnittpunkts von Angebotskurve und unelastischer Nachfrage im Regelleistungsmarkt – Fall a) Teilerfüllung des Verkaufsgebots; Fall b) Vollständige Erfüllung des Verkaufsgebots .....	66
Abbildung 5-8: Betrachtung des Energy-only-Marktes mit seinen Ein- und Ausgängen.....	67
Abbildung 5-9: Schematische Darstellung zum Schnittpunkt von Angebot- und Nachfragekurve im Energy-only-Markt .....	69
Abbildung 5-10: Vereinfachte Kennlinien des Verhältnisses von Strom zu Wärme bei der Kraft-Wärme-Kopplung in Gasturbinen- und Dampfkraftwerken in Anlehnung an Neuffer et al. (2001).....	70
Abbildung 5-11: Kennlinien der Stromverlustkennziffer in Abhängigkeit der jeweiligen Erzeugungstechnologie sowie dem Verhältnis von Strom zu ausgekoppelter Heizwärme (in Anlehnung an Kail und Haberberger 2001) .....	72
Abbildung 5-12: Schematische Darstellung der Gebotsstruktur flexibler konventioneller Kraftwerke am Regelleistungsmarkt zum Zeitpunkt $t$ in Abhängigkeit der Leistung zum Zeitpunkt $t - 1$ Fall a) ohne Einschränkung, Fall b) mit Einschränkung durch Mindestleistung.....	73
Abbildung 5-13: Schematische Darstellung der Gebotsstruktur des Mindestleistungsgebots flexibler konventioneller Kraftwerke am Energy-only-Markt in Abhängigkeit der Leistung zum Zeitpunkt $t - 1$ Fall a) ohne Einschränkung, Fall b) mit Einschränkung durch Mindestlastgrenze .....	76
Abbildung 5-14: Schematische Darstellung der Gebotsstruktur des Flexibilitätsgebots flexibler konventioneller Kraftwerke am	

Energy-only-Markt in Abhängigkeit der Leistung zum Zeitpunkt $t - 1$ Fall a) ohne Einschränkung, Fall b) mit Einschränkung durch Nennleistungsgrenze .....	78
Abbildung 5-15: Gegenüberstellung der Strompreiszeitreihen des Jahres 2016 der EPEX Day-Ahead-Auktion und des Marktmodells sowie deren gleitenden Tagesdurchschnitt (gefiltert [;150]) .....	92
Abbildung 5-16: Gegenüberstellung der mittleren Preise aus EPEX Day-Ahead-, EPEX Intraday-Markt und Marktmodell für das Jahr 2017, aufgeschlüsselt nach den drei Zeitscheiben Base, Peak und Off-Peak (gefiltert, [;150]) .....	96
Abbildung 5-17: Gegenüberstellung der Strompreiszeitreihen des Jahres 2017 der EPEX Day-Ahead-Auktion und des Marktmodells sowie deren gleitenden Tagesdurchschnitt (gefiltert [;150]) .....	96
Abbildung 5-18: Gegenüberstellung der historischen und modellierten Stromerzeugung ausgewählter Energieträger für das Jahr 2016 .....	97
Abbildung 5-19: Gegenüberstellung der historischen und modellierten Stromerzeugung ausgewählter Energieträger für das Jahr 2017 .....	98
Abbildung 5-20: Box-Whisker-Plot der Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen in Deutschland in den Jahren 2016 und 2017... ..	99
Abbildung 5-21: Gegenüberstellung des gemeldeten und des modellierten CO <sub>2</sub> -Ausstoßes ausgewählter Energieträger für das Jahr 2016 .....	101
Abbildung 5-22: Gegenüberstellung des gemeldeten und des modellierten CO <sub>2</sub> -Ausstoßes ausgewählter Energieträger für das Jahr 2017 .....	102
Abbildung 6-1: Prozentuale Entwicklung der installierten Leistung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien (Wind, PV) basierend auf dem Jahr 2017 nach Graichen et al. (2018, S. 16) .....	109
Abbildung 6-2: Detailansicht der Preiszeitreihen der Szenarien S1 – S3 sowie der Referenzdaten in einer Juni-Woche mit sehr hoher Einspeisung erneuerbarer Energien .....	112
Abbildung 6-3: Standardabweichung der Strommarktpreise (Filter [0;150]), gemessen an der Referenzzeitreihe in Prozent .....	113
Abbildung 6-4: Energieträgereinsatz der fossil-thermischen Kraftwerke in den Szenarien S1 – S3 gegenüber den Referenzdaten in TWh/a .....	114
Abbildung 6-5: Prozentual Änderung des jährlichen CO <sub>2</sub> -Ausstoßes innerhalb der Szenarien S1 – S2 gegenüber dem Referenzjahr 2017.....	115
Abbildung 6-6: Jährlicher CO <sub>2</sub> -Ausstoß innerhalb der Szenarien S1 – S3 gegenüber dem Referenzjahr 2017 in Mio. Tonnen CO <sub>2</sub> .....	116
Abbildung 6-7: Energiespeichereinsatz in den Szenarien S1 – S3 gegenüber den Referenzdaten, dargestellt als prozentuales Verhältnis der kumulierten Gesamtladungs- und -entladungsarbeit an der Residuallast.....	117



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Übersicht über die installierte Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland nach Erzeugungsformen (gemäß ENTSO-E (2019)) ....	17
Tabelle 2-2:	Präqualifikations- und Ausschreibungsregeln der unterschiedlichen Qualitäten am Regelleistungsmarkt in Deutschland .....	20
Tabelle 3-1:	Laständerungsgeschwindigkeit thermischer Kraftwerke in $\%P_{Nem}/\min$ .....	26
Tabelle 3-2:	Mindestlast thermischer Kraftwerke in $\%P_{Nem}$ .....	26
Tabelle 3-3:	Mindeststillstandszeiten thermischer Kraftwerke in Stunden .....	27
Tabelle 3-4:	Unterteilung der Anfahrten nach der jeweiligen Stillstandszeit des Kraftwerks .....	27
Tabelle 3-5:	Anfahrtskosten thermischer Kraftwerke bei Heiß-, Warm- und Kaltstart in $US\$_{2012}/MW_d$ bzw. $€_{2012}/MW_d$ nach Kumar et al. (2012) .....	28
Tabelle 3-6:	Übersicht über Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und deren Freiheitsgrad (FG) .....	31
Tabelle 3-7:	Übersicht über die im Modell berücksichtigten Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland mit (MZ) und ohne (OZ) natürlichen Zufluss sowie deren technische Parameter (in Anlehnung an Giesecke et al. (2009, S. 693); inhaltlich überarbeitet und mit Annahmen vervollständigt).....	32
Tabelle 4-1:	Zusammenfassende Übersicht über die präsentierten Optimierungsmodelle .....	43
Tabelle 4-2:	Zusammenfassende Übersicht über die präsentierten Simulationsmodelle .....	46
Tabelle 5-1:	Herkunft und Auflösung der in das Marktmodell eingehenden Energieträgerpreise .....	56
Tabelle 5-2:	Emissionsfaktoren der Energieträger thermischer Kraftwerke gemäß BAFA (2019) .....	58
Tabelle 5-3:	Gewählte Parameter fossil-thermischer Kraftwerke im Marktmodell .....	59
Tabelle 5-4:	Übersicht über die Kennzahlen der Modellvalidierung für die Simulationsjahre 2016 und 2017 für gefilterte und ungefilterte Simulationsergebnisse .....	93

Tabelle 6-1:	Übersicht über die Maßnahmen zum Kohleausstieg bis zum Jahr 2030 nach Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" (2019, S. 62 ff.) .....	107
Tabelle 6-2:	Übersicht über die im Rahmen der Arbeit entwickelten Alternativszenarien .....	108
Tabelle 6-3:	Kennzahlen der auftretenden Unterdeckungen bzw. negativen Residuallasten am Energy-only-Markt in den Szenarien S1 –S3 .....	110
Tabelle 6-4:	Entwicklung der mittleren Strommarktpreise für die Zeitscheiben Base, Peak und Off-Peak in den Szenarien S1 – S3 gegenüber der Referenzzeitreihe .....	112

## Literaturverzeichnis

- AGEE-Stat (2018): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html), zuletzt geprüft am 30.01.2019.
- BAFA (2019): Merkblatt zu den CO<sub>2</sub>-Faktoren. Online verfügbar unter [https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew\\_merkblatt\\_co2.pdf](https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_merkblatt_co2.pdf), zuletzt geprüft am 03.06.2019.
- Bagemihl, J. (2003): Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt. Unter Mitarbeit von Universität Stuttgart.
- Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Koch, M.; Ritter, D.; Harthan, R. et al. (2014): Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem und der Beitrag verschiedener Flexibilitätsoptionen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64 (11), S. 52–55.
- Bohn, Dieter (1999): Turbo-KWK '99 - Kraft-Wärme-Kopplung mit Gasturbinen. Internationale ASUE-Fachtagung, 24. und 25. März 1999, Köln. Essen: Vulkan-Verl. (ASUE-Schriftenreihe, 19).
- Brand, H.; Weber, C.; Meibom, P.; Barth, R.; Swider, D. J. (2004): A Stochastic Energy Market Model for Evaluating the Integration of Wind Energy.
- Brauner, G.; Glaunsinger, W.; John, M.; Schwing, U.; Magin, W. et al. (2012): Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020. Hg. v. VDE. Frankfurt am Main.
- Brigham, Elbert Oran (1988): The fast Fourier transform and its applications. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall (Prentice Hall signal processing series).
- Bundesnetzagentur (2017): Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn. Bonn. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA\\_Flexibilitaetspapier.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf), zuletzt geprüft am 21.03.2019.
- Bundesnetzagentur (2019): Monitoringberichte. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring\\_Berichte\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte_node.html), zuletzt geprüft am 01.02.2019.
- Bundesregierung (2018): Ein neuer Aufbruch für Europa - Eine neue Dynamik für Deutschland - Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD - 19. Legislaturperiode, 04.03.2018. Online verfügbar unter

- [https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/koalitionsvertrag\\_2018.pdf](https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/koalitionsvertrag_2018.pdf), zuletzt geprüft am 16.01.2019.
- Buttler, A.; Hentschel, J.; Kahlert, S.; Angerer, M. (2015): Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor. Eine Analyse der aktuellen marktwirtschaftlichen und technischen Herausforderungen an Speicher und Kraftwerke im Zuge der Energiewende. Hg. v. Lehrstuhl für Energiesysteme. Technische Universität München. München (Schriftenreihe Energiesysteme im Wandel, I). Online verfügbar unter [https://www.es.mw.tum.de/fileadmin/w00bhq/www/pdf/Statusbericht\\_Flexibilitaetsbedarf\\_2014\\_Final.pdf](https://www.es.mw.tum.de/fileadmin/w00bhq/www/pdf/Statusbericht_Flexibilitaetsbedarf_2014_Final.pdf), zuletzt geprüft am 08.01.2019.
- Cincotti, S.; Gallo, G. (2013): The Genoa Artificial Power-Exchange. In: Joaquim Filipe und Ana Fred (Hg.): Agents and Artificial Intelligence. 4th International Conference, ICAART 2012, Vilamoura, Portugal, February 6-8, 2012. Revised Selected Papers, Bd. 358. Berlin/Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg (Communications in Computer and Information Science, v.358), S. 348–363.
- Crampes, C.; Renault, J. (2018): Supply flexibility in electricity markets. Paper. University of Toulouse Capitole, Toulouse. Toulouse School of Economics. Online verfügbar unter [https://www.tse-fr.eu/sites/default/files/TSE/documents/doc/wp/2018/wp\\_tse\\_964.pdf](https://www.tse-fr.eu/sites/default/files/TSE/documents/doc/wp/2018/wp_tse_964.pdf), zuletzt geprüft am 25.12.2018.
- Davis, S. J.; Caldeira, K. (2010): Consumption-based accounting of CO2 emissions. In: *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 107 (12), S. 5687–5692. DOI: 10.1073/pnas.0906974107.
- DENA (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin. Online verfügbar unter [https://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Studien\\_\\_\\_Umfragen/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.PDF](https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF), zuletzt geprüft am 09.01.2019.
- Deutscher Bundestag (13.06.2007): Gesetz zur Ausführung des Protokolls über Schadstofffreisetzung und -verbringungsregister vom 21. Mai 2003 sowie zur Durchführung der Verordnung (EG) Nr. 166/2006. SchadRegProtAG. Online verfügbar unter <http://www.gesetze-im-internet.de/schadregprotag/SchadRegProtAG.pdf>, zuletzt geprüft am 14.05.2019.
- Deutscher Bundestag (31.07.2011): Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes. 13. AtGÄndG, vom 15.07.1985. Fundstelle: Bundesanzeiger.
- Dubois, Roland (1986): Optimale Tageseinsatzplanung von Kraft-Wärme-Kopplungssystemen unter Berücksichtigung von Kurzzeitwärmespeichern. Düsseldorf: VDI-Verlag (Fortschritt-Berichte / VDI Reihe 6, Energieerzeugung, 194).
- DWD (2019): CDC - Climate Data Center. Online verfügbar unter <https://cdc.dwd.de/portal/>, zuletzt geprüft am 22.06.2019.
- EEX (2019): Marktdaten. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/de/marktdaten#/marktdaten>, zuletzt geprüft am 18.02.2019.

- Ehlers, N. (2011): Strommarktdesign angesichts des ausbaus fluktuierender Stromerzeugung. Technische Universität Berlin, Berlin. Online verfügbar unter [https://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/Downloads/Publications/Dissertation\\_Ehlers\\_2011.pdf](https://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/Downloads/Publications/Dissertation_Ehlers_2011.pdf), zuletzt geprüft am 09.01.2019.
- Ellersdorfer, I.; Hundt, M.; Sun, N.; Voß, A. (2008): Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes. Hg. v. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Universität Stuttgart. Stuttgart. Online verfügbar unter [http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb\\_pdf/Ellersdorfer\\_Preisbildungsanalyse.pdf](http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Ellersdorfer_Preisbildungsanalyse.pdf), zuletzt geprüft am 02.02.2016.
- Ellersdorfer, Ingo (2009): Marktmachtpotenziale im deutschen Elektrizitätssektor. Analysen für den Großhandelsmarkt mit einem spieltheoretischen Modell. Zugl.: Oldenburg, Univ., Diss, 2009. 1. Aufl. Wiesbaden: Gabler (Gabler Research). Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8349-8463-0>.
- ENTSO-E (2019): Transparency Platform. Online verfügbar unter <https://transparency.entsoe.eu/>, zuletzt geprüft am 02.01.2019.
- Enzensberger, Norbert (2003): Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmarktmodells für den europäischen Energiesektor. Düsseldorf: VDI-Verlag (Fortschritt-Berichte VDI Reihe 16, Technik und Wirtschaft, 159).
- Europäische Union (18.01.2006): VERORDNUNG (EG) Nr. 166/2006 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 18. Januar 2006 über die Schaffung eines Europäischen Schadstofffreisetzung- und -verbringungsregisters und zur Änderung der Richtlinien 91/689/EWG und 96/61/EG des Rates. 166/2006/EG. In: *ABl. (Amtsblatt der Europäischen Union)* (L 33), S. 1–17. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2006:033:0001:0017:DE:PDF>, zuletzt geprüft am 14.05.2019.
- Fichtner, Wolf (1999): Strategische Optionen der Energieversorger zur CO<sub>2</sub>-Minderung. Ein Energie- und Stoffflußmodell zur Entscheidungsunterstützung. Berlin: Erich Schmidt Verlag (Luftreinhaltung in Forschung und Praxis, Bd. 8).
- Fichtner, Wolf (2005): Emissionsrechte, Energie und Produktion. Verknappung der Umweltnutzung und produktionswirtschaftliche Planung. Berlin: Schmidt (Technological economics, 61).
- Filter, Sven (2001): Zur Modellgenauigkeit der mittelfristigen Einsatzoptimierung von Querverbundunternehmen. Aachen: Klinkenberg-Verlag (Aachener Beiträge zur Energieversorgung, 75).
- Frontier Economics; Consentec (2008): Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke. Ein Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. London. Online verfügbar unter <https://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/anreize-errichtung-neuer-kraftwerke-abschlussbericht.pdf>, zuletzt geprüft am 17.06.2019.

- Genoese, Fabio (2013): Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Karlsruhe: KIT Scientific Publ.
- Genoese, Massimo (2010): Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation. Baden-Baden: Nomos-Verlags-Gesellschaft.
- Giesecke, Jürgen; Mosonyi, Emil; Heimerl, Stephan (2009): Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb. 5., aktualisierte und erw. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg. Online verfügbar unter <http://site.ebrary.com/lib/alltitles/docDetail.action?docID=10328719>.
- Graichen, P.; Ropenus, S.; Rosenkranz, G. (2018): Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien. Hg. v. Agora Energiewende. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Stromnetze\\_fuer\\_Erneuerbare\\_Energien/Agora-Energiewende\\_Synchronisierung\\_Netze\\_EE\\_Netzausbau\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Stromnetze_fuer_Erneuerbare_Energien/Agora-Energiewende_Synchronisierung_Netze_EE_Netzausbau_WEB.pdf), zuletzt geprüft am 15.01.2019.
- Grimm, Vanessa (2007): Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung. Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast. Zugl.: Bochum, Univ., Diss., 2007. Bochum: LEE (Schriftenreihe des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft, 16).
- Hellwig, M. (2003): Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Dissertation. Technische Universität München, München.
- Hundt, M.; Barth, R.; Sun, N.; Brand, H.; Voß, A. (2010): Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Hg. v. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Universität Stuttgart. Stuttgart. Online verfügbar unter [https://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb\\_pdf/Hundt\\_HELIANE\\_Langfassung.pdf](https://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_HELIANE_Langfassung.pdf), zuletzt geprüft am 09.01.2019.
- Kail, C.; Haberberger, G. (2001): Kenngrößen zur optimalen Auslegung großer KWK-Anlagen. In: Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (Hg.): Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung. Schwerpunkt: Dezentrale Energiesysteme ; Tagung Bochum, 13. und 14. März 2001. Düsseldorf: VDI-Verl. (VDI-Berichte, 1594), S. 99–112. Online verfügbar unter [https://www4.fh-swf.de/media/downloads/fbma/download\\_7/professorinnen/kail\\_1/veroeffentlichungen/vdi-1594.pdf](https://www4.fh-swf.de/media/downloads/fbma/download_7/professorinnen/kail_1/veroeffentlichungen/vdi-1594.pdf), zuletzt geprüft am 06.07.2019.
- Klobasa, M.; Erge, T.; Wille-Haussmann, B. (2009): Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement. Endbericht. Hg. v. Fraunhofer ISI und Fraunhofer ISE. Karlsruhe. Online verfügbar unter [http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn\\_nbn\\_de\\_0011-n-1180722.pdf](http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-1180722.pdf), zuletzt geprüft am 09.01.2019.
- Klumpp, Florian (2009): Energiewirtschaftliche Bewertung anfahrbedingt verursachter Instandhaltungskosten von Steinkohlekraftwerken. 1. Aufl. Göttingen: Cuvillier.

- Koch, M.; Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Ritter, D.; Vogel, M.; Tröster, E. (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.
- Koch, M.; Hesse, T.; Kenkmann, T.; Bürger, V.; Haller, M. et al. (2017): Einbindung des Wärme- und Kältesektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutzziele und EE-Integration. Wissenschaftlicher Endbericht - aktualisierte Fassung. Öko-Institut e.V. Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Einbindung-Waerme-Kaeltesektor-Powerflex.pdf>, zuletzt geprüft am 02.01.2019.
- Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" (Hg.) (2019): Abschlussbericht. Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung". Online verfügbar unter <https://www.kommission-wsb.de/WSB/Redaktion/DE/Downloads/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaef-tigung.pdf>, zuletzt geprüft am 28.01.2019.
- Konstantin, Panos (2017): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt: Vieweg + Teubner Verlag.
- Krewitt, W.; Nienhaus, K.; Roloff, N.; Weeber, R.; Reeg, M. et al. (2011): Analyse von Rahmenbedingungen für die Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte auf der Basis agentenbasierter Simulation. Abschlussbericht. Hg. v. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR). Stuttgart. Online verfügbar unter <https://elib.dlr.de/69342/1/AMIRIS-Pilotvorhaben.pdf>, zuletzt geprüft am 13.03.2019.
- Krzikalla, Norbert; Achner, Siggi; Brühl, Stefan (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie.
- Kumar, N.; Besuner, P.; Lefton, S.; Agan, D.; Hilleman, D. (2012): Power Plant Cycling Costs. Hg. v. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Sunnyvale, California. Online verfügbar unter <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/55433.pdf>, zuletzt geprüft am 27.12.2018.
- Künzel, T.; Klumpp, F.; Weidlich, A. (2017): Modellgestützte Analyse der Bereitstellung von Flexibilität auf dem Strom- und Regelleistungsmarkt in Deutschland. In: VDI Wissensforum GmbH (Hg.): 12. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. 12. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. Würzburg, 8./9. November 2017. Düsseldorf: VDI Verlag GmbH (VDI-Berichte, 2303), S. 31–46.
- Langrock, T.; Achner, S.; Jungbluth, C.; Marambio, C.; Michels, A. et al. (2015): Potenziale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Hg. v. Umweltbundesamt (Climate Change, 19/2015). Online verfügbar unter [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate\\_change\\_19\\_2015\\_potentiale\\_regelbarer\\_lasten.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_19_2015_potentiale_regelbarer_lasten.pdf), zuletzt geprüft am 20.12.2018.

- Leonhard, W.; Crotogino, F.; Gatzert, C.; Glaunsinger, W.; Donadei, S.; Kleimaier, M. et al. (2009): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger (Langfassung). Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Frankfurt: VDE.
- Luca de Tena, D. (2014): Large scale renewable power integration with electric vehicles : long term analysis for Germany with a renewable based power supply. Dissertation.
- Meibom, Peter; Barth, Rüdiger; Brand, Heike; Hasche, B.; Swider, D.; Ravn, H.; Weber, Christoph (2008): All Island Grid Study. Wind Variability Management Studies. Dublin: Department of Enterprise, Trade and Investment (Workstream 2b).
- Möst, D.; Fichtner, W.; Rentz, O. (2005): Analysis of alpine hydropower with an optimising energy system model. In: Proceedings of ECOS 2005 - The 18th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation, and Environmental Impact of Energy Systems. 18th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation, and Environmental Impact of Energy Systems (ECOS). Trondheim, 20.-22.06.2005. Trondheim: Tapir Academic Press, S. 561–568.
- Möst, Dominik (2006): Zur Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Elektrizitätsmärkten. Eine modellgestützte Analyse dargestellt am Beispiel des schweizerischen Energieversorgungssystems. 1. Aufl. Frankfurt am Main, Berlin, Bern: Peter Lang Verlag (Europäische Hochschulschriften Reihe 5, Volks- und Betriebswirtschaft, 3220).
- Neuffer, H.; Witterhold, F.-G.; Pfaffenberger, W. (2001): Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativen Energien. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW). Frankfurt am Main.
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Tena, D. Luca de et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht BMU - FKZ 03MAP146. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU). Online verfügbar unter [https://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal\\_2012\\_1/leitstudie2011\\_bf.pdf](https://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf), zuletzt geprüft am 09.01.2019.
- Perlwitz, H. (2007): Der Erdgasmarkt für den Kraftwerkssektor unter CO<sub>2</sub>-Minderungsverpflichtungen. Eine modellgestützte Analyse des europäischen Energiemarktes. Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe. Online verfügbar unter <http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/documents/2781>, zuletzt geprüft am 02.02.2016.
- Reeg, M.; Nienhaus, K.; Roloff, N.; Pfenning, U.; Deissenroth, M. et al. (2013): Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen. Abschlussbericht. Hg. v. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR). Stuttgart. Online verfügbar unter

- [https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/AMIRIS\\_Weiterentwicklung\\_Abschlussbericht.pdf](https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/AMIRIS_Weiterentwicklung_Abschlussbericht.pdf), zuletzt geprüft am 13.03.2019.
- regelleistung.net (2018): Präqualifizierte Leistung in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/>, zuletzt geprüft am 01.02.2019.
- Rosen, Johannes (2008): The future role of renewable energy sources in European electricity supply. A model-based analysis for the EU-15. Zugl.: Karlsruhe, Univ., Diss., 2008. Karlsruhe: Universitäts-Verlag Karlsruhe. Online verfügbar unter <http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/documents/347096>.
- S&P Global Platts (2019): World Electric Power Plants Database. Online verfügbar unter <https://www.spglobal.com/platts/en/products-services/electric-power/world-electric-power-plants-database>, zuletzt geprüft am 02.01.2019.
- Schiffer, Hans-Wilhelm (2019): Energiemarkt Deutschland. Daten und Fakten zu konventionellen und erneuerbaren Energien. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.1007/978-3-658-23024-1>.
- Schill, W.-P.; Pahle, M.; Gambardella, C. (2016): On Start-up Costs of Thermal Power Plants in Markets with Increasing Shares of Fluctuating Renewables. Hg. v. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) (Discussion Papers, 1540). Online verfügbar unter [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.524200.de/dp1540.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.524200.de/dp1540.pdf), zuletzt geprüft am 08.01.2019.
- Scholz, Y. (2012): Renewable energy based electricity supply at low costs. Development of the REMix model and application for Europe. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik. Online verfügbar unter [https://elib.dlr.de/77976/1/REMix\\_Thesis\\_YS.pdf](https://elib.dlr.de/77976/1/REMix_Thesis_YS.pdf), zuletzt geprüft am 04.02.2019.
- Schröder; Andreas; Kunz, F.; Meiss, J.; Mendelewitsch, R.; Hirschhausen, C. von (2013): Current and Prospective costs of Electricity Generation until 2050. Hg. v. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) (Data Documentation, 68). Online verfügbar unter [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.424566.de/diw\\_datadoc\\_2013-068.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf), zuletzt geprüft am 02.01.2019.
- Sensfuß, F. (2007): Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector. An agent-based simulation approach. Dissertation. Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe. Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP).
- Sensfuß, F.; Genoese, M.; Ragwitz, M.; Möst, D. (2014): Agent-based Simulation of Electricity Markets -A Literature Review-. In: *Energy Studies Review* 15 (2). DOI: 10.15173/esr.v15i2.507.
- Stern, Nicholas H. (2011): The economics of climate change. The Stern review. 1. ed., 7. print. Cambridge: Cambridge Univ. Press.

- Stetter, D. (2014): Enhancement of the REMix energy system model: global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart.
- Sun, J.; Tesfatsion, L. (2007): Dynamic Testing of Wholesale Power Market Designs: An Open-Source Agent-Based Framework. In: *Comput Econ* 30 (3), S. 291–327. DOI: 10.1007/s10614-007-9095-1.
- Sun, N.; Ellersdorfer, I. (2009): Typical hour based modeling of the power generation system. In: 2009 6th International Conference on the European Energy Market. 2009 6th International Conference on the European Energy Market (EEM 2009). Leuven, 27.-29.05.2009: IEEE, S. 1–6.
- Ulbig, A.; Andersson, G. (2015): Analyzing operational flexibility of electric power systems. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 72, S. 155–164. DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.02.028.
- Umweltbundesamt (2018): Datenbank "Kraftwerke in Deutschland". Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland>, zuletzt geprüft am 02.01.2019.
- Umweltbundesamt (2019): National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory. 1990 - 2017, 15.04.2019. Online verfügbar unter <https://unfccc.int/documents/194930>, zuletzt geprüft am 04.06.2019.
- United Nations (1997): Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 11.12.1997. Online verfügbar unter [https://treaties.un.org/doc/Treaties/1998/09/19980921\\_04-41\\_PM/Ch\\_XXVII\\_07\\_ap.pdf](https://treaties.un.org/doc/Treaties/1998/09/19980921_04-41_PM/Ch_XXVII_07_ap.pdf), zuletzt geprüft am 05.06.2019.
- United Nations (2003): PROTOCOL ON POLLUTANT RELEASE AND TRANSFER REGISTERS, vom 08.10.2009. In: United Nations Treaty Series. Online verfügbar unter [https://treaties.un.org/doc/Treaties/2003/05/20030521\\_08-36\\_AM/Ch\\_XXVII\\_13\\_ap.pdf](https://treaties.un.org/doc/Treaties/2003/05/20030521_08-36_AM/Ch_XXVII_13_ap.pdf), zuletzt geprüft am 14.05.2019.
- United Nations (2015): PARIS AGREEMENT. Online verfügbar unter [https://unfccc.int/sites/default/files/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf), zuletzt geprüft am 21.03.2019.
- VDI (2013): Statusreport 2013 - Fossil befeuerte Großkraftwerke in Deutschland. Stand, Tendenzen, Schlussfolgerungen. Hg. v. Verein Deutscher Ingenieure (VDI). Online verfügbar unter [https://www.vdi.de/fileadmin/vdi\\_de/news\\_bilder/News\\_Energiewandlung\\_und\\_-anwendung/3544\\_BRO\\_TW\\_GEU\\_Statusreport\\_Fossil\\_befeuerte\\_Grosskraftwerke.pdf](https://www.vdi.de/fileadmin/vdi_de/news_bilder/News_Energiewandlung_und_-anwendung/3544_BRO_TW_GEU_Statusreport_Fossil_befeuerte_Grosskraftwerke.pdf), zuletzt geprüft am 09.01.2019.
- Ventosa, M.; Baíllo, Á.; Ramos, A.; Rivier, M. (2005): Electricity market modeling trends. In: *Energy Policy* 33 (7), S. 897–913.
- Weidlich, A.; Künzel, T.; Klumpp, F. (2018): Bidding Strategies for Flexible and Inflexible Generation in a Power Market Simulation Model. Model Description and Findings. In: Proceedings of the Ninth International Conference on Future Energy

Systems - e-Energy '18. Ninth International Conference on Future Energy Systems. Karlsruhe, Germany, 12.-15.06.2018. New York, New York, USA: ACM Press, S. 532–537.

Weidlich, A.; Veit, D. (2008): A critical survey of agent-based wholesale electricity market models. In: *Energy Economics* 30 (4), S. 1728–1759. DOI: 10.1016/j.eneco.2008.01.003.

Weidlich, Anke (2008): Engineering Interrelated Electricity Markets. An Agent-Based Computational Approach. Heidelberg: Physica-Verlag (Contributions to Management Science).