

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

M.Sc. Thomas Künzel

Institut für Energiesystemtechnik (INES), Hochschule Offenburg

Dr.-Ing. Florian Klumpp

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

Prof. Dr. Anke Weidlich

Institut für Nachhaltige Technische Systeme (INATECH), Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

Kurzfassung

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

1 Einleitung

Durch die überwiegende Erschließung von Wind- und Solarenergiepotenzialen in Deutschland ist davon auszugehen, dass die hierdurch verursachten Schwankungen im Stromnetz zunehmen und infolge des Rückgangs fossil-thermischer Erzeugungseinheiten vermehrt durch die Flexibilität anderer Systemkomponenten ausgeglichen werden müssen. Daher wird deren effiziente Bereitstellung im Markt zukünftig eine gesteigerte Rolle spielen. Die Integration sogenannter Flexibilitätsoptionen in den bestehenden Markt stellt aus heutiger Sicht jedoch eine Herausforderung dar: An den Strom- und Regelleistungsmärkten in Deutschland entscheiden sich Einsatz und somit wirtschaftlicher Erfolg lediglich über den Gebotspreis, weshalb jede neue Flexibilitätsoption gleichermaßen mit dem bestehenden, häufig bereits abgeschriebenen und vorwiegend fossil-thermischen Kraftwerkportfolio konkurriert. Unter diesen Bedingungen gilt es, neue Akteure am Markt zu etablieren und Investitionen zu refinanzieren. Es ist daher unerlässlich zu analysieren, unter welchen zukünftigen Marktbedingungen die Integration individueller Flexibilitätsoptionen aus unternehmerischer Sicht erfolgreich ist und ob hinsichtlich der Wahrung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch auch in Zukunft ein hinreichender Anteil an Flexibilität im Strommarkt vorhanden sein wird. Hierzu wird nachfolgend ein Strommarktsimulationsmodell entwickelt, mit dessen Hilfe die Bereitstellung von Flexibilität sowie die Preisentwicklung auf dem Strom- und Regelleistungsmarkt analysiert werden kann.

2 Stand der Forschung

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

3 Methodik

Wie Abbildung 1 darstellt, umfasst das Strommarktsimulationsmodell die getrennte Abbildung des Strom- und Regelleistungsmarktes. Marktteilnehmer haben (gemäß ihrer techno-ökonomischen Charakteristik) die Möglichkeit, an beiden Märkten gleichzeitig durch Gebotsabgabe teilzunehmen. Marktoperatoren beider Märkte sammeln die Gebote, aggregieren diese und melden das Ergebnis der anschließenden Markträumung an alle Marktteilnehmer. Der geographische Rahmen wird auf das Marktgebiet Deutschland gelegt, wodurch das Ausland nur stark eingeschränkt berücksichtigt wird.

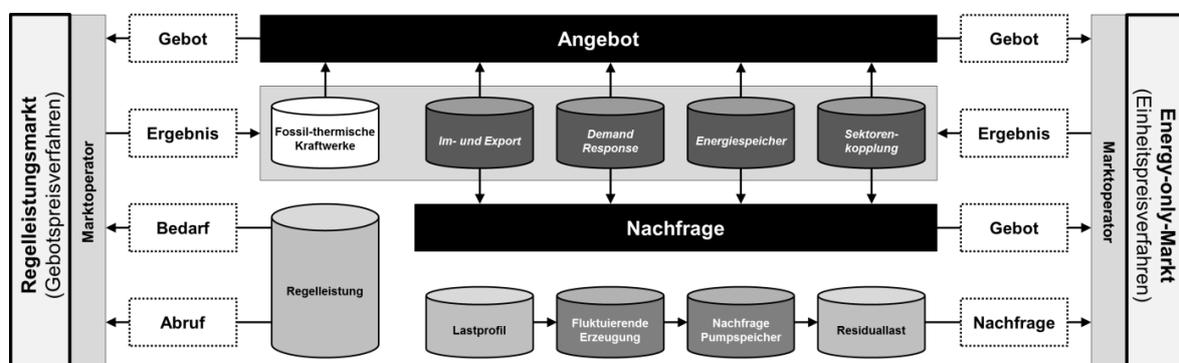


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Strommarktsimulationsmodells

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

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

Die Gebotsabgabe am Regelleistungsmarkt (RLM) findet in einer vierstündlich wiederkehrenden Ausschreibung statt, sodass es in jedem sechzehnten Simulationsschritt des Modells zu einer parallelen Vermarktung kommt, in der beide Märkte zur Gebotsaufgabe aufrufen, wobei der RLM Vorrang hat. Am dargestellten RLM wird Leistung gehandelt, wobei zwischen den beiden Qualitäten ‚positiv‘ und ‚negativ‘ unterschieden wird. Eine Unterteilung in verschiedene Produkte wie die Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung findet nicht statt. Das auktionierte Marktvolumen umfasst die Ausschreibungsmenge der heutigen Sekundär- und Minutenreserve, wohingegen die technische Präqualifikation nach den heutigen Maßstäben der Sekundärreserve erfolgt (bspw. vollständiger Leistungsabruf innerhalb von 5 Minuten). Durch ein Volumen-Preis-Tupel ähnlich dem des EOM (wobei jedoch zwischen Arbeits- und Leistungspreis unterschieden werden muss) können Akteure Teile ihrer Leistung am Markt anbieten. Mit dem Einholen der Gebote geht auch die vierstündlich stattfindende Markträumung nach Leistungspreis (Gebotspreisverfahren) samt entsprechender Rückmeldung an die Akteure einher. Kongruent zum parallel verlaufenden EOM erfolgt die Markträumung nach Arbeitspreis anschließend viertelstündlich entsprechend des modellexogen vorgegebenen Regelleistungsabrufs. Der gesamte Prozess ist noch einmal in Abbildung 2 verdeutlicht.

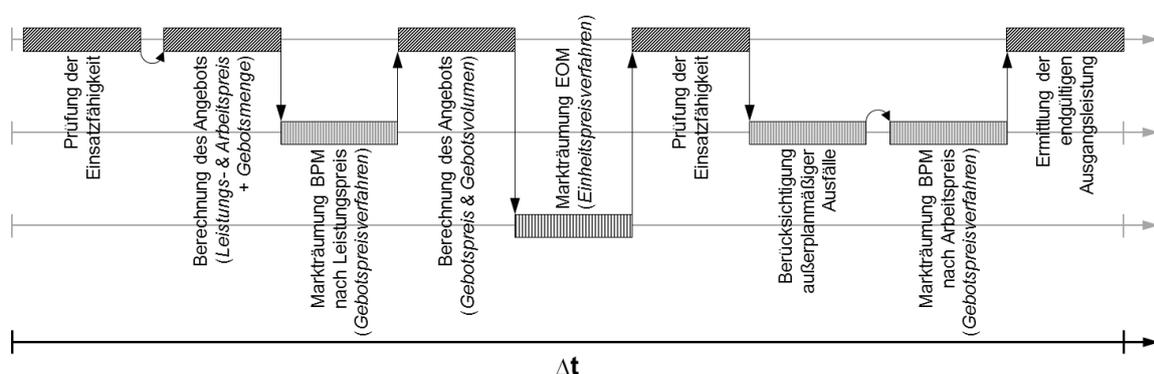


Abbildung 2: Zeitstrahl eines vollumfänglichen Simulationsschrittes Δt

4 Modellierung der Flexibilitätsoptionen am Beispiel fossil-thermischer Kraftwerke

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

Tabelle 1: Nomenklatur des Strommarktmodells

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

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

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

Tabelle 2: Übersicht über alle im Strommarktmodell abgebildeten Flexibilitätsoptionen

Flexibilitätsoption	Grundlage	Gebote am Strom- und Regelleistungsmarkt		
		<i>pos. Regelleistung</i>	<i>neg. Regelleistung</i>	<i>Energy-only-Markt</i>
	<i>(Granularität, Daten,...)</i>			
Fossil-thermische Kraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> - Granularität: kraftwerksscharf - Berücksichtigung von: <ul style="list-style-type: none"> - realen Wirkungsgraden - Minimallast - Teillastwirkungsgrad - technologie-spez. Lastrampen - An- und Abfahrtskosten - Wärmeabsatz (KWK) 	<u>Marktpreis > Grenzkosten:</u> <i>P</i> : Lastrampe (pos., 5 min. gem. PQ) <i>cp</i> : Opportunitätskosten EOM <i>ep</i> : Grenzkosten der Erzeugung <u>Marktpreis < Grenzkosten:</u> <i>P</i> : Lastrampe (pos., 5 min. gem. PQ) <i>cp</i> : Verluste am EOM durch Betrieb <i>ep</i> : Grenzkosten der Erzeugung	<u>Marktpreis > Grenzkosten:</u> <i>P</i> : Lastrampe (neg., 5 min. gem. PQ) <i>cp</i> : 0,00 EUR/MWh <i>ep</i> : Grenzkosten der Erzeugung · (-1) <u>Marktpreis < Grenzkosten:</u> <i>P</i> : Lastrampe (neg., 5 min. gem. PQ) <i>cp</i> : etwaige Verluste am EOM durch Betrieb <i>ep</i> : Grenzkosten der Erzeugung · (-1)	<u>Must-run:</u> <i>E</i> : Must-run-Volumen (siehe Gleichung 9) <i>B</i> : An- und Abfahrtskosten · (-1) + Grenzkosten der Erzeugung <u>Flexibilität:</u> <i>E</i> : flexibles Volumen (siehe Gleichung 12) <i>B</i> : Grenzkosten der Erzeugung
↳ (Biogasanlagen)	<ul style="list-style-type: none"> - >= 400kW_p kraftwerksscharf - < 400 kW_p aggregiert nach PLZ 	s.o.	s.o.	<i>E</i> : vollständige Anlagenleistung · Δ <i>t</i> <i>B</i> : Grenzkosten der Erzeugung
Demand Response	<ul style="list-style-type: none"> - Granularität: anlagenscharf - Unterscheidung zwischen: <ul style="list-style-type: none"> - Teillastfähigen Prozessen - Lastabschaltung/-abwurf 	<u>Teillastabschaltung:</u> <i>P</i> : Lastrampe (pos., 5 min. gem. PQ) <i>cp</i> : etwaige Verluste am EOM durch Betrieb <i>ep</i> : Kosten der Nachholung am EOM <u>Vollständiger Lastabwurf:</u> <i>P</i> : vollständige Anlagenleistung <i>cp</i> : 0,00 EUR/MWh <i>ep</i> : Opportunitätskosten Produktion	<u>Teillastzuschaltung:</u> <i>P</i> : Lastrampe (neg., 5 min. gem. PQ) <i>cp</i> : Opportunitätskosten EOM <i>ep</i> : Kosten des Strombezugs am EOM <u>Lastzuschaltung:</u> keine Nachholung <i>(kontinuierlicher Handel am EOM)</i>	<u>Diskontinuierlicher Verbraucher:</u> <i>E</i> : (Teile der) Anlagenleistung · Δ <i>t</i> <i>B</i> : preisunabhängiges Gebot <i>(Berücksichtigung günstigster Marktpreise)</i> <u>Kontinuierlicher Verbraucher:</u> <i>E</i> : vollständige Anlagenleistung <i>B</i> : preisunabhängiges Gebot
Energiespeicher	<ul style="list-style-type: none"> - Granularität: kraftwerksscharf - Berücksichtigung von: <ul style="list-style-type: none"> - Nennleistung - Speicherkapazität - Ladungs-/Entladungswirkungsgrad - Lade-/Entladerampen 	<i>P</i> : (Teile der) Nennleistung <i>(Berücksichtigung SOC + Dauer Δτ)</i> <i>cp</i> : Opportunitätskosten EOM <i>(Berücksichtigung von Ertragsänderungen in Δτ + 1 durch Bereitstellung)</i> <i>ep</i> : Ø der höchsten Marktpreise in Δ <i>τ</i>	<i>P</i> : (Teile der) Nennleistung <i>(Berücksichtigung SOC + Dauer Δτ)</i> <i>cp</i> : Opportunitätskosten EOM <i>(Berücksichtigung von Ertragsänderungen in Δτ + 1 durch Bereitstellung)</i> <i>ep</i> : Ø der niedrigsten Marktpreise in Δ <i>τ</i>	<u>Angebot/Nachfrage:</u> <i>E</i> : (Teile der) Nennleistung abzgl. Regelleistung · Δ <i>t</i> <i>(Berücksichtigung SOC)</i> <i>B</i> : preisunabhängiges Gebot <i>(zum Zeitpunkt höchster/niedrigster Marktpreise)</i>
Power-to-Heat	<ul style="list-style-type: none"> - HH aggregiert (Wärmepumpe) - IND anlagenscharf - hinterlegte Wärmelastprofile 	<i>P</i> : verschiebbare Erzeugungsleistung <i>cp</i> : etwaige Verluste am EOM durch Betrieb <i>ep</i> : Kosten der Nachholung am EOM	<i>P</i> : ungenutzte Anlagenleistung <i>cp</i> : 0,00 EUR/MWh <i>ep</i> : Kosten des Strombezugs am EOM	<i>E</i> : <i>P</i> · Wärmelastprofil · Δ <i>t</i> <i>B</i> : preisunabhängiges Gebot
Power-to-Mobility	<ul style="list-style-type: none"> - aggregierte Leistung <i>(Fahrzeugbestand + Nutzungsprofil)</i> 	n/a	n/a	<i>E</i> : <i>P</i> · Nutzungsprofil · Δ <i>t</i> <i>B</i> : preisunabhängige Nachfrage
Im- und Export	<ul style="list-style-type: none"> - max. Übertragung gemäß NTC - Total Load gemäß entsoe - starre Merit-Order jedes Landes - viertelstündliche Marktpreisbildung 	n/a	n/a	<u>Import:</u> (aus dem Ausland) → = Angebot <i>E</i> : ungenutzte Leistung (max. NTC) <i>B</i> : Grenzkosten der Erzeugung (Ausland) <u>Export:</u> (ins Ausland) → = Nachfrage <i>E</i> : ungenutzte Leistung/EE-Überschuss (max. NTC) <i>B</i> : preisunabhängiges Gebot

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

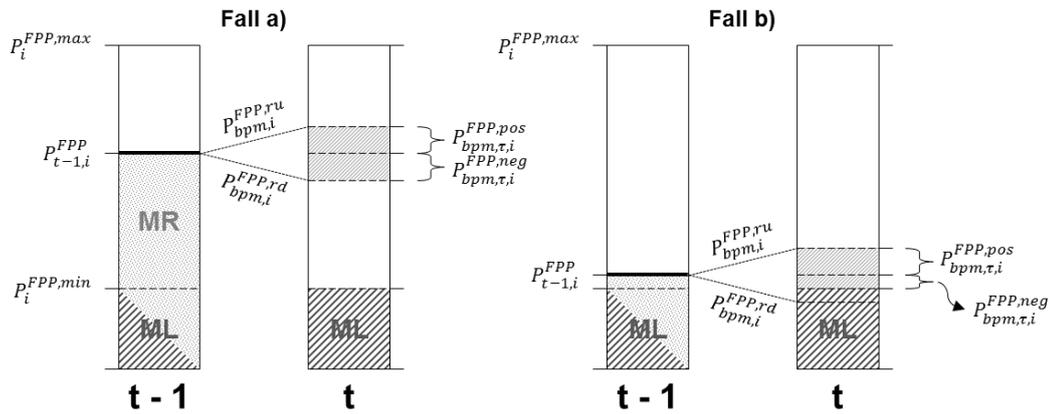


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Gebotsstrategie fossil-thermischer Kraftwerke am Regelleistungsmarkt (mit Illustration von Fall a) vollständig ausgeprägter Lastrampe sowie Fall b) limitierter Lastrampe)

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

$P_{t-1,i}^{FPP}$ ist die zum Ende des Handelsintervalls $t-1$ ermittelte Netto-Fahrplanleistung, $P_i^{FPP,max}$ die Nennleistung sowie $P_i^{FPP,min}$ die Mindestleistung des Kraftwerks i . Die Laständerungsgeschwindigkeit, mit der die Ausgangsleistung des Kraftwerks gemäß der Nachfrage angepasst werden kann, limitiert die Bereitstellung von Leistung auf dem RLM. So beschreiben $P_{bpm,i}^{FPP,ru}$ (Lasterhöhung) und $P_{bpm,i}^{FPP,rd}$ (Lastsenkung) die maximale Leistung, welche entsprechend der präqualifizierenden Grenzen des RLM innerhalb von 5 Minuten bereitgestellt werden kann. Sollte diese Leistung nicht vollständig zur Verfügung stehen (vgl. Abbildung 3, rechter Teil), wird die verbleibende Leistung bis zu den jeweiligen Grenzen $P_i^{FPP,max}$ und $P_i^{FPP,min}$ ermittelt (vgl. Gleichung 1 und Gleichung 2).

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

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

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

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

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

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

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

Bei der Bereitstellung negativer Regelleistung entstehen dem Akteur hingegen lediglich dann Kosten, wenn der voraussichtlich erzielbare Deckungsbeitrag negativ ist. In diesem Fall erfordert die Sicherstellung der Regelleistungsbereitstellung das Verbleiben des Akteurs am EOM mit mindestens seiner Mindestlast, erhöht um die Leistung der angebotenen negativen Regelleistung. Der Leistungspreis wird dann nach dem gleichen Prinzip, wie in Gleichung 4 für den Fall eines negativen Deckungsbeitrages beschrieben, bestimmt.

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

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

die Ausgangsleistung gesenkt, wodurch die Grenzkosten der Erzeugung eingespart werden. Das Vorzeichen des Arbeitspreises kehrt sich daher um.

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

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

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

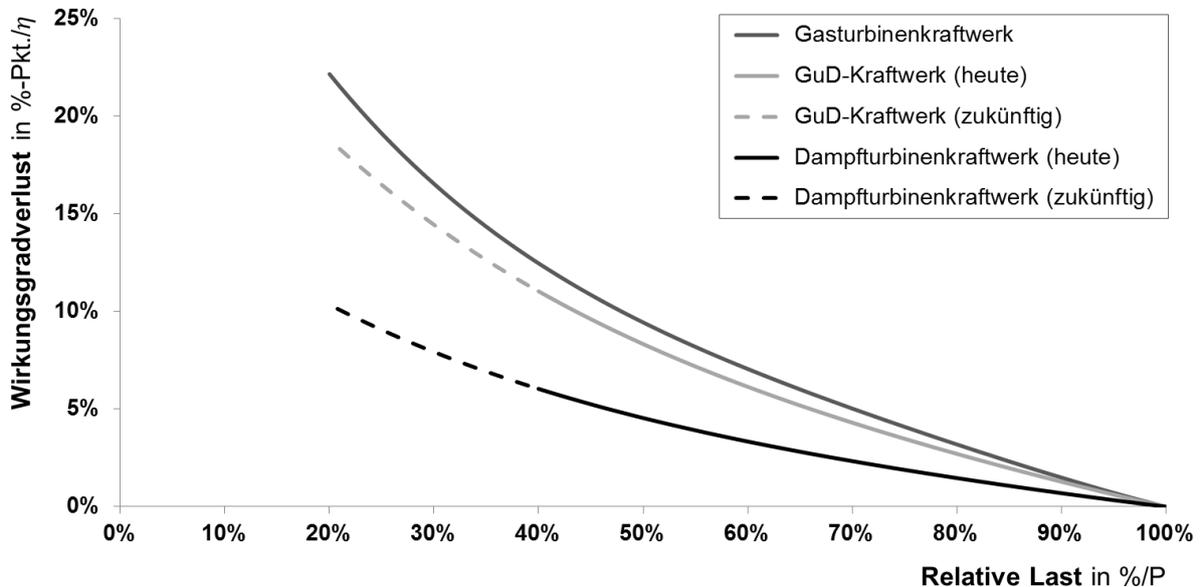


Abbildung 4: Technologiespezifische Wirkungsgradverluste bei Teillast (nach [17])

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

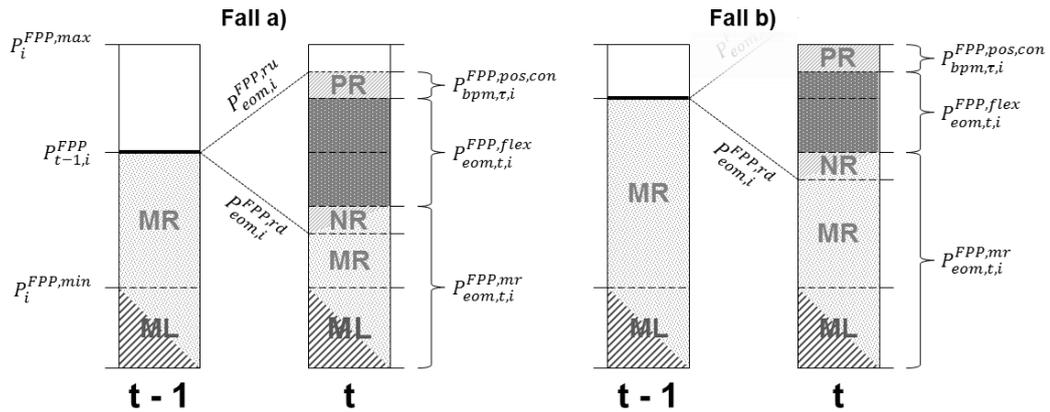


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Gebotsstrategie fossil-thermischer Kraftwerke am E (mit Illustration von Fall a) vollständig ausgeprägter Lastrampe sowie Fall b) limitierter Lastrampe)

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

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

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

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

Da der Akteur möglichst lange am EOM erfolgreich sein möchte, prüft er, inwieweit auch ein negativer Deckungsbeitrag aus wirtschaftlicher Sicht noch günstiger als eine teure und materialschädigende Ab- und Wiederanfahrt ist, die andernfalls eingeleitet werden würde (vgl. [18]). Ist die Fortführung des Betriebs gemäß PFC günstiger, erfolgt die Ermittlung des Gebotspreises $B_{eom,t,i}^{FPP,mr}$ der Must-Run-Leistung (Gleichung 10). Dieser basiert auf den spezifischen Ab- ($c_i^{FPP,sd}$) und Wiederanfahrtskosten ($c_i^{FPP,su}$) des Kraftwerks. Durch Multiplikation mit der Nennleistung $P_i^{FPP,max}$ werden die Gesamtkosten ermittelt, welche durch Division mit der Dauer einer Ab- und Wiederanfahrt $d_{t,i}^{FPP,offl}$ die voraussichtlichen Kosten je Intervall Δt

beschreiben. Zuletzt werden diese durch die Gebotsmenge $E_{eom,t,i}^{FPP,mr}$ geteilt, da der Akteur die Kosten auf jede gebotene Megawattstunde streut. Diese spezifischen Kosten gehen mit einem negativen Vorzeichen in den Gebotspreis ein, da der Akteur dazu bereit wäre, für die abgegebene Energie zu zahlen, wenn er dadurch die höheren Kosten einer Ab- und Wiederanfahrt vermeiden kann. Da jedoch bei einem fortwährenden Betrieb weiterhin die Grenzkosten der Erzeugung $mc(\eta)_{t,i}^{FPP}$ zu tragen sind, schmälern diese die Zahlungsbereitschaft.

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

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

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

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

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

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

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

5 Erste Modellanwendung

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

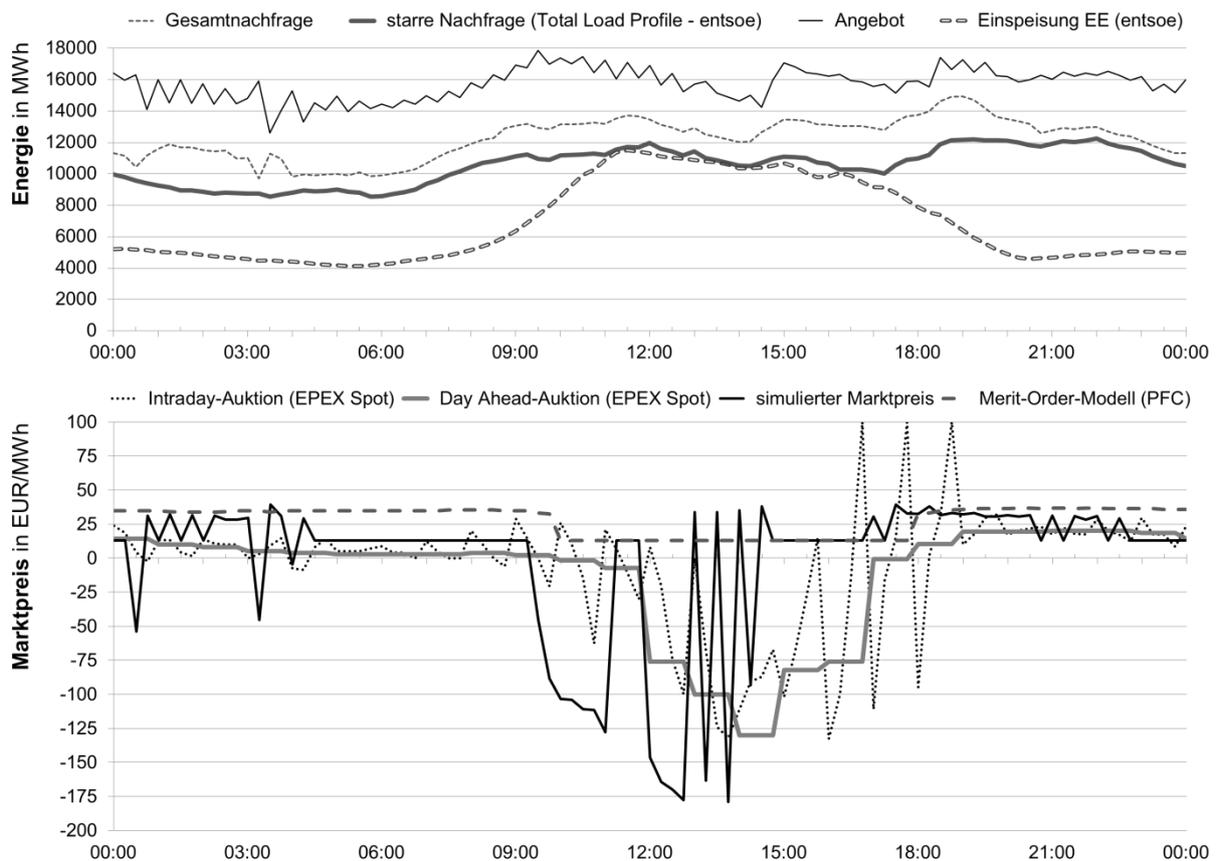


Abbildung 6: Darstellung der Simulationsergebnisse des 8. Mai 2016 mit Gegenüberstellung der Marktergebnisse aus Day Ahead- und Intraday-Auktion der EPEX Spot

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

6 Fazit und Ausblick

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

Bibliographie

- [1] Weber, Klaus; Winkelmann, Bernhard (2013): Anpassung eines Strom-Spotmarktmodells an die zentralwesteuropäische Marktkopplung. In: 10. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. Köln. Düsseldorf: VDI Verlag GmbH (VDI-Berichte, 2157), S. 143–158.
- [2] Leuthold, Florian U.; Weigt, Hannes; Hirschhausen, Christian von (2012): A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market. In: *Netw Spat Econ* 12 (1), S. 75–107. DOI: 10.1007/s11067-010-9148-1.
- [3] Seeger, Nick; Tersteegen, Bernd (2015): Bewertung von Netzausbaumaßnahmen unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen Netz- und Erzeugungsausbau in Europa. In: 11. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. Düsseldorf. Düsseldorf: VDI Verlag GmbH (VDI-Berichte, 2266), S. 191–203.
- [4] Weidlich, Anke (2008): Engineering Interrelated Electricity Markets. An Agent-Based Computational Approach. Heidelberg: Physica-Verlag Heidelberg (Contributions to Management Science).
- [5] Bublitz, Andreas; Ringler, Philipp; Genoese, Massimo et al. (2014): Agent-based Simulation of the German and French Wholesale Electricity Markets. In: Proceedings of the 6th International Conference on Agents and Artificial Intelligence, S. 40–49.
- [6] Ulbig, Andreas; Andersson, Göran (2015): Analyzing operational flexibility of electric power systems. In: *Electrical Power and Energy Systems* 72, S. 155–164.
- [7] Brouwer, Anne Sjoerd; van den Broek, Machteld; Seebregts, Ad et al. (2015): Operational flexibility and economics of power plants in future low-carbon power systems. In: *Applied Energy* 156, S. 107–128. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.06.065.
- [8] Steurer, Martin; Bothor, Sebastian; Hufendiek, Kai (2015): Nutzung von Demand Side Integration zur optimalen Systemintegration erneuerbarer Energien. In: 11. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. Düsseldorf. Düsseldorf: VDI Verlag GmbH (VDI-Berichte, 2266), S. 205–229.
- [9] Fürstenwerth, Daniel; Waldmann, Lars (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Hg. v. Agora Energiewende.
- [10] Brunner, Christoph; Müller, Theresa (2015): Kostenvergleich von unterschiedlichen Optionen zur Flexibilisierung des Energiesystems. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65 (6), S. 55–60.
- [11] Koch, Matthias; Bauknecht, Dierk; Heinemann, Christoph et al. (2015): Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020–2050. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 39 (1), S. 1–17.
- [12] Künzel, Thomas; Klumpp, Florian; Weidlich, Anke (2017): Methodische Quantifizierung der Bereitstellungskosten flexibler Systemkomponenten im deutschen Stromsystem. In: *Z Energiewirtsch* 41 (1), S. 33–55.
- [13] S&P Global Platts (2016): UDI World Electric Power Plant Data Base (WEPP).
- [14] Konstantin, Panos (Hg.) (2017): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 4., aktualisierte Aufl. 2017. Berlin: Springer Berlin; Springer Vieweg (VDI-Buch).
- [15] Kail, Christoph; Haberberger, Georg (2001): Kenngrößen zur optimalen Auslegung großer KWK-Anlagen. In: Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung. Schwerpunkt: Dezentrale Energiesysteme (VDI-Berichte, 1594).
- [16] Hundt, Matthias; Barth, Rüdiger; Sun, Ninghong et al. (2009): Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart.
- [17] Schröder, Andreas; Kunz, Friedrich; Meiss, Jan et al. (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Data Documentation, 68).
- [18] Klumpp, Florian (2009): Energiewirtschaftliche Bewertung anfahrbedingter verursachter Instandhaltungskosten von Steinkohlekraftwerken. 1. Aufl. Göttingen: Cuvillier.