

Entwicklung eines Ansatzes für die Einbindung zeitgekoppelter Gebotstypen in eine europäische Strommarktsimulation

Peter Wirtz*, Noah Dresemann, Kevin Pacco, Albert Moser

Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW),
RWTH Aachen, Schinkelstrasse 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80 92474,
p.wirtz@iaew.rwth-aachen.de, <https://www.iaew.rwth-aachen.de>

Kurzfassung: Das Single Day-Ahead Coupling am europäischen Strommarkt wird in der Praxis mit dem sogenannten EUPHEMIA-Algorithmus gelöst. Dieser erlaubt den Marktteilnehmern die Platzierung diverser Gebotstypen (z. B. Blockgebote), welche ein sehr rechenintensives, nicht-konvexes Lösungsmodell für die Marktkopplung erfordern. In diesem Beitrag wird jedoch ein Modellierungsansatz vorgestellt, der bestimmte zeitgekoppelte Gebotstypen in eine europäische Strommarktsimulation einbezieht. Die Gebotstypen werden in ein lineares Optimierungsproblem integriert, welches mit dem konventionellen Simplex-Algorithmus in angemessener Zeit lösbar ist. Zunächst wird eine Methode zur Determinierung der Gebotstyp-Anwendung auf gegebene Gebotszeitreihen thermischer Kraftwerke präsentiert. Anschließend wird die mathematische Formulierung des Optimierungsproblems dargelegt. In diesem Beitrag wird auf diese Weise eine weithin genaue Simulation der Gebotsallokation im EUPHEMIA-Algorithmus bereitgestellt, welche unter vertretbarem Rechenaufwand lösbar ist.

Keywords: Lineare Programmierung, EUPHEMIA-Algorithmus, Marktkopplung, Blockgebote

1 Hintergrund und Motivation

In der Modellierung des europäischen Spotmarktes für Elektrizität haben sich unter anderem kostenminimierende Fahrplanoptimierungen für Stromerzeugungseinheiten (Unit Commitment) etabliert. Die hohe Rechenkomplexität solcher Modelle erfordert eine Problemzerlegung, beispielsweise mit Hilfe der Lagrange-Relaxation, wie gezeigt im „European Lagrangian Relaxation“ (EULR)-Modell [1]. In diesem Modell ist in den iterativen Lagrange-Prozess eine vereinfachte Marktkopplungs-Optimierung nach dem Vorbild des EUPHEMIA-Algorithmus für das europäische Single Day-Ahead Coupling eingebettet. In einer übergeordneten Optimierung gemischt-ganzzahliger Subprobleme werden vorerst die kostenoptimalen Gebotszeitreihen der Stromerzeugungseinheiten unter Berücksichtigung ihrer technischen Restriktionen bestimmt. Die nachgelagerte Marktkopplung determiniert daraufhin die Austauschleistungen zwischen den Marktgebieten und die stündlichen Marktpreise anhand der kostenminimalen Gebotsallokation [2]. Die Marktkopplungs-Optimierung wird in diesem Fall als lineares Programm (LP) modelliert, um die Komplexität des ohnehin rechenintensiven Modells für das Unit Commitment nicht zu vervielfachen.

Eine lineare Modellierung des Strommarktes mit ausschließlich stündlichen Einzelgeboten kann die Erfüllung intertemporaler Restriktionen von Erzeugungsanlagen, wie Leistungsgradienten, Mindestbetriebs- und Mindeststillstandzeiten, in den Fahrplänen definitionsgemäß nicht gewährleisten. Daher erlaubt der EUPHEMIA-Algorithmus weitere Gebotstypen, welche in [3] beschrieben sind. Diese Gebotstypen wirken zeitkoppelnd, indem sie die Einzelgebote von Kraftwerken stundenübergreifend mit entsprechenden Nebenbedingungen verknüpfen. Eine besondere praktische Relevanz nehmen Blockgebote ein, welche den übereinstimmenden Marktabruf aller Einzelgebote einer Einheit über mehrere Stunden bewirken. Insbesondere thermische Kraftwerke nutzen Blockgebote in der Praxis, um die Häufigkeit ihrer An- und Abfahrzyklen zu minimieren [4]. Die Modellierung der Gebotstypen bewirkt jedoch die Nicht-Konvexität des EUPHEMIA-Algorithmus aufgrund der Einführung ganzzahliger Variablen, was die Bestimmung eines Marktgleichgewichtes mit linearen Einheitspreisen aus den Dualvariablen des Problems in der Regel mathematisch nicht lösbar [5] und die praktische Lösungsdauer der Modellierung erheblich erhöht [6].

In diesem Beitrag wird nun ein Ansatz aufgezeigt, der ausgewählte zeitgekoppelte EUPHEMIA-Gebotstypen für thermische Kraftwerke unter Vereinfachungen in ein lineares Optimierungsmodell für die Marktkopplung integriert. Die implementierten Gebotstypen sind:

- Blockgebote
- Verknüpfte Blockgebote
- Komplexe Gebote mit Lastgradientenbedingung (LGC-Gebote)

Mit diesem Ansatz soll eine möglichst genaue Abbildung des EUPHEMIA-Algorithmus gewährleistet werden, indem die relevanten Kraftwerksrestriktionen mithilfe der aufgezeigten zeitgekoppelten Gebotstypen in der Gebotsstruktur berücksichtigt werden. Dennoch garantiert die Beibehaltung einer linearen Modellformulierung die Lösbarkeit des Modells in praktikablen Rechenzeiten mit linearen Lösungsverfahren, wie beispielsweise dem Simplex-Algorithmus, sowie die Existenz dualer Einheitspreise.

Dafür werden in Abschnitt 2.1 zuerst deterministische Regeln für die Ableitung des Gebotstyp-Einsatzes aus stündlichen Gebotszeitreihen thermischer Kraftwerke mit dem Ziel, technisch praktikable Fahrpläne zu generieren, vorgestellt. Anschließend werden in Abschnitt 2.2 zeitgekoppelte Nebenbedingungen formuliert, welche die Gebotstypen mit annehmbarer Genauigkeit in der Optimierung abbilden. Schließlich wird die entwickelte Methodik in Kapitel 3 hinsichtlich ihrer Rechenkomplexität und der Gebotsallokation am Markt untersucht.

2 Modellierung der Marktkopplung mit EUPHEMIA-Gebotstypen

2.1 Determinierung des Gebotstypen-Einsatzes

In der Literatur wird der Einsatz von EUPHEMIA-Gebotstypen im Bieterverhalten von Erzeugungsanlagen am europäischen Strommarkt unterschiedlich umgesetzt. [2] verzichtet zur Vereinfachung beispielsweise vollständig auf die Implementierung zeitgekoppelter Gebotstypen thermischer Kraftwerke in der Marktkopplung. Dagegen setzen andere Beiträge zur Modellierung des EUPHEMIA-Algorithmus Gebotszeitreihen aus realen Auftragsbüchern der Strombörsen als exogene Eingangsparameter voraus [4] und beschränken sich auf die Entwicklung einer mathematischen Formulierung und Lösungsmethode. [7] untersucht

wiederrum die ganzheitliche Determinierung des Bieterverhaltens preisnehmender Kraftwerksbetreiber in einem geschlossenen Optimierungsproblem.

Die Integration von EUPHEMIA-Gebotstypen in ein iteratives Modell für das Unit Commitment, wie beispielsweise das EULR-Modell [1], bedarf hingegen einer Anwendung von Gebotstypen auf bereits gegebene stündliche Gebotszeitreihen einzelner Erzeugungsanlagen. Dafür definieren die folgenden Abschnitte nun deterministische Regeln, anhand derer der Einsatz der Gebotstypen am Day-Ahead-Markt direkt aus präterminierten Gebotszeitreihen thermischer Kraftwerke abgeleitet wird. Das Ziel der Methodik ist die Generierung eines Bieterverhaltens, welches weitestgehend die Erfüllung intertemporaler Anlagen-Restriktionen im Gebotsabruf der Marktkopplung bewirkt. In diesem Zusammenhang wird angenommen, dass eine Verletzung technischer Restriktionen zusätzlich hohe Kosten für die Behebung an den nachgelagerten Kurzfristmärkten (Intraday- und Regelenergiemarkt) auslöst. Außerdem wird die Anwendung der Gebotstypen auf thermische Kraftwerke beschränkt, da ihre Fahrpläne nicht dargebotsabhängig, sondern vor allem marktlich bestimmt sind. Demgegenüber werden für erneuerbare Erzeugungsanlagen und hydraulische Kraftwerke Grenzkosten der Erzeugung und technische Einschränkungen vernachlässigt.

2.1.1 Blockgebote

Im vorgestellten Marktmodell wird die stündliche Vermarktung jedes Kraftwerkes aufgeteilt in je ein Gebot für die Minimal-, oder Must-run-Komponente und ein zusätzliches Gebot für den variablen Teil der Kraftwerksleistung, jeweils mit Gebotsmengen größer gleich Null. Blockgebote werden daher für beide Gebotskomponenten unabhängig voneinander definiert, indem aufeinanderfolgende, stündliche Gebote einer Einheit mit derselben Gebotsmenge und demselben Gebotspreis zu einem Block zusammengefasst werden. Innerhalb eines solchen Blockes werden alle stündlichen Einzelgebote mit der gleichen Annahmquote in der Marktkopplungs-Optimierung aktiviert. Abbildung 1 zeigt die Identifikation der Blockgebote an exemplarischen Fahrplänen von zwei Kraftwerken, für die die Minimal- (oben), bzw. die Must-run-Gebote (unten) in Rot und jeweils die leistungsvariablen Gebote in Blau dargestellt sind.

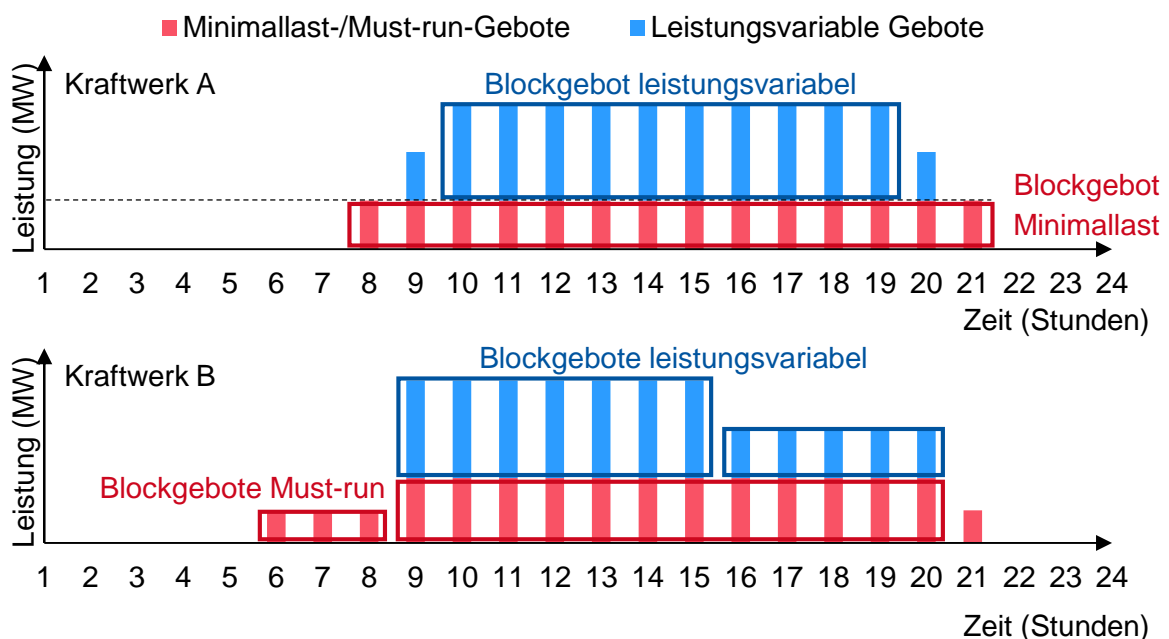


Abbildung 1: Darstellung der Identifikation von Blockgeboten an zwei exemplarischen Kraftwerks-Fahrplänen

Da alle Einzelgebote innerhalb eines definierten Blockgebotes die gleiche Gebotsmenge aufweisen, müssen sie in den Marktergebnissen mit übereinstimmender physikalischer Leistung abgerufen werden. Folgerichtig sind die maximalen Leistungsgradienten des Kraftwerks innerhalb eines Blockgebotes zwingend erfüllt. Lediglich an den zeitlichen Übergängen zwischen Blockgeboten untereinander oder zu stündlichen Einzelgeboten kann es erforderlich sein, zusätzlich LGC-Gebote (siehe Abschnitt 2.1.3) zu formulieren. Des Weiteren werden innerhalb von Blockgeboten stündlich volatile Kraftwerksabrufe verhindert, welche die Mindestbetriebs- oder Mindeststillstandzeit einer Anlage verletzen könnten.

2.1.2 Verknüpfte Blockgebote

Da die (Block-)Gebotsplatzierung für die Must-run-, bzw. Minimal- und den variablen Teil der Kraftwerksleistung separat erfolgt, bietet es sich an, beide mithilfe von verknüpften Blockgeboten aneinander zu koppeln. So zeigt beispielsweise [8] auf, dass die Minimalleistung eines Kraftwerks als sogenannter „parent block“ vermarktet werden kann, dem die variable Leistungsscheibe als „child block“ untergeordnet ist. In diesem Fall können die Anfahrkosten des Kraftwerks in den parent block eingepreist werden. Höhere Kraftwerksleistungen im child block werden in der Marktkopplung daraufhin nur abgerufen, wenn der parent block vollständig angenommen wird und die Anfahrkosten refinanziert sind. Im Rahmen dieses Beitrags werden allerdings ausschließlich die Grenzkosten der Erzeugung in den Gebotspreisen berücksichtigt, welche für die Minimalleistung eines Kraftwerks gleich Null, bzw. für die Must-run-Leistung kleiner Null angenommen werden, um zu garantieren, dass diese Gebote in der Marktkopplung vorrangig behandelt werden. Die vorgeschlagene Aufteilung in ein verknüpftes Blockgebot wird dennoch angestrebt, um die vollständige Erfüllung der physikalischen Mindestleistung in den Marktergebnissen zu erreichen, bevor höhere Kraftwerksleistungen angefahren werden. Demnach wird im vorgestellten Ansatz jedes leistungsvariable Blockgebot gegenüber zeitparallelen Minimal- bzw. Must-run-Leistungsblöcken als child block definiert. Abbildung 1 zeigt an zwei exemplarischen Kraftwerks-Fahrplänen mögliche Konfigurationen der verknüpften Blockgebote. Im oberen Teil herrscht eine 1:1-Beziehung zwischen einem Blockgebot für die Minimalleistung in Rot und einem leistungsvariablen Block in Blau, welche zeitlich kongruieren. Im unteren Teil werden dagegen zwei separate blaue Blockgebote demselben Blockgebot für die Must-run Leistung zugeordnet und müssen dementsprechend beide in den Marktergebnissen eine kleinere oder gleiche Annahmequote aufweisen.

2.1.3 LGC-Gebote

In der Kraftwerksvermarktung am Rand von Blockgeboten oder zwischen stündlichen Einzelgeboten können in den marktlichen Fahrplänen bei entsprechenden Preissignalen unzulässig hohe Lastgradienten auftreten. Um dem entgegenzuwirken, können LGC-Gebote eingesetzt werden, welche eine maximale Leistungsdifferenz in der Gebotsallokation zwischen zwei Stunden definieren. Der Einsatz von LGC-Geboten ist jedoch nur vorgesehen, sofern diese nicht redundant sind, also der Kraftwerksabruf (Minimal- plus leistungsvariables Gebot) in zwei aufeinanderfolgenden Stunden die maximalen Leistungsgradienten der jeweiligen Anlage im ungünstigsten Fall übersteigen könnte. Als ungünstigster Fall wird jeweils die vollständige Gebotsmenge in einer Stunde postuliert, wenn die vorherige, bzw. nachfolgende stündliche Kraftwerksvermarktung gar nicht abgerufen wird. Übersteigt die ermittelte maximale Leistungsdifferenz den definierten An- oder Abfahrgradienten eines Kraftwerks, so ist die

Formulierung eines LGC-Gebotes nicht redundant und somit erforderlich, um einen technisch zulässigen Fahrplan zu gewährleisten.

2.2 Mathematische Formulierung

Die mathematische Formulierung der europäischen Marktkopplung wird in der Literatur eingehend diskutiert. [4] präsentiert beispielsweise Beiträge zur exakten Modellierung des EUPHEMIA-Algorithmus in Form nicht-konvexer (gemischt-ganzzahliger) Probleme, sodass mitunter sehr rechenintensive Lösungsverfahren erforderlich sind. Eine Implementierung der Marktkopplung als LP mit ausschließlich stündlichen Einzelgebotes nach Formeln (1) - (6) wird dagegen im EULR-Modell angewendet [2]. Dieses Modell wird in diesem Abschnitt unter Vereinfachungen um die aufgezeigten EUPHEMIA-Gebotstypen erweitert. Die Beibehaltung einer linearen Formulierung garantiert dabei einen maßgeblichen Vorteil hinsichtlich der Rechenkomplexität gegenüber den detaillierten Modellierungen des EUPHEMIA-Algorithmus in [4], da der Simplex-Algorithmus zur Problemlösung eingesetzt werden kann.

Das zugrundeliegende Modell aus [2] definiert alle Marktgebote einer beliebigen Stunde t im Optimierungsintervall T innerhalb des Marktgebietes $m \in M$ als Menge $O(m, t) \subseteq O(T)$. Jedem Gebot $o \in O(T)$ wird zudem eine Gebotsmenge q_o ($q_o > 0$ für Erzeugung, $q_o < 0$ für Verbrauch) und ein Gebotspreis p_o zugeordnet. Der Gebotspreis einer Erzeugungseinheit wird anhand der Grenzkosten der Produktion sowie regulatorischer Preiskomponenten determiniert. Für alle Verbrauchsgebote werden die Kosten des Lastausfalls angesetzt.

$$\max \sum_{t \in T} \sum_{o \in O(t)} -(q_o \cdot p_o) \cdot A_o \quad (1)$$

$$s. t. \quad \sum_{o \in O(m, t)} q_o \cdot A_o - nex_m(t) = 0 \quad \forall m \in M, t \in T \quad (2)$$

$$nex_m(t) = \sum_{j \in M \setminus m} F_{m, j}(t) - F_{j, m}(t) \quad \forall m \in M, t \in T \quad (3)$$

$$\sum_{m \in M} nex_m(t) = 0 \quad \forall t \in T \quad (4)$$

$$0 \leq A_o \leq 1 \quad \forall o \in O(T) \quad (5)$$

$$0 \leq F_{i, j}(t) \leq F_{i, j}^{max} \quad \forall \{i \in M, j \in M | i \neq j\}, t \in T \quad (6)$$

Die Zielfunktion (1) der Optimierung maximiert die Gesamtwohlfahrt der Markträumung. Dabei wird der Ausgleich der Systembilanz eines jeden Marktgebietes m in jeder Stunde t vorausgesetzt (2). Die Nettoexportmenge $nex_m(t)$ eines Marktgebietes m umfasst die Summe aller interzonalen Leistungsflüsse gegenüber den übrigen Marktgebieten $j \in M \setminus m$ (3). Zuletzt muss auch in der gesamten europäischen Marktkopplung ein mengensaldierter Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch herrschen (4). Jedes Einzelgebot $o \in O(T)$ weist eine zugehörige Optimierungsvariable $A_o \in [0, 1]$ auf (5), welche die Annahmquote der Gebotsmenge q_o in der Markträumung definiert. Eine Annahmquote von 1 entspricht dem vollständigen Abruf des Gebotes. Zudem wird jeder physischen Übertragungskapazität zwischen zwei Marktgebieten m und j in jeder Stunde $t \in T$ eine Optimierungsvariable $F_{m, j}(t)$ zugewiesen, welche den stündlichen Leistungsfluss von m nach j darstellt. Die Leistungsflussvariablen sind jeweils

beschränkt durch die Netto-Übertragungskapazität (NTC) der korrespondierenden Leitungen $F_{m,j}^{max}$ (6). Vereinfachend wird im Rahmen dieses Beitrags nur der NTC-Ansatz für die Determinierung der Austauschleistungen vorgestellt. Eine lastflussbasierte Marktkopplung lässt sich jedoch analog mit angepassten Nebenbedingungen implementieren.

Das vorgestellte LP (1) - (6) ist aus disjunkten stündlichen Teilproblemen mit dem Index t zusammengesetzt, da keine intertemporalen Nebenbedingungen definiert sind. Die EUPHEMIA-Gebotstypen erweitern das Problem dagegen um Nebenbedingungen, welche Variablen stundenübergreifend koppeln. Diese Zeitkopplungen machen eine geschlossene Optimierung über ein Zeitintervall $T = \{t, t + 1, \dots, t + 23\}$ von jeweils 24 Stunden eines Tages notwendig, innerhalb derer die Gebotstypen für thermische Kraftwerke gemäß Abschnitt 2.1 am Day-Ahead-Markt platziert werden. Die folgenden Abschnitte konkretisieren nun die Integration der jeweiligen EUPHEMIA-Gebotstypen in das Optimierungsproblem.

2.2.1 Blockgebote

Die Menge aller Blockgebote innerhalb eines Zeitintervalls T sei definiert als $B(T)$. Jedes Blockgebot $b \in B(T)$ ersetzt dabei die Einzelgebote $o(b) \subseteq O(T)$, welche zu dem entsprechenden Blockgebot zusammengefasst werden. Die Menge aller Einzelgebote in der Marktkopplung wird somit zu $O'(T) = O(T) \setminus \{o(b) | b \in B(T)\}$. Ein Blockgebot b ist jeweils definiert auf der Menge $\tau(b)$ der korrespondierenden Stunden am Day-Ahead-Markt, wobei $\tau(b) = \{t | o \in O(t), \forall o \in O(b)\} \subseteq T$. Die Formeln (1), (2) und (5) aus dem ursprünglichen Marktkopplungs-Optimierungsproblem werden entsprechend umformuliert zu (7) - (9).

$$\max \sum_{t \in T} \sum_{o \in O'(t)} -(q_o \cdot p_o) \cdot A_o + \sum_{b \in B(T)} \sum_{t \in \tau(b)} -(q_b \cdot p_b) \cdot A_b \quad (7)$$

$$s. t. \quad \sum_{o \in O(m,t)} q_o \cdot A_o + \sum_{b \in B(m,t)} q_b \cdot A_b - nex_m(t) = 0 \quad \forall m \in M, t \in T \quad (8)$$

$$0 \leq A_o \leq 1 \quad \forall o \in O'(T) \quad (9)$$

Des Weiteren wird für jedes Blockgebot $b \in B(T)$ eine separate Variable A_b definiert, welche der Annahmequote des Blocks entspricht (10).

$$0 \leq A_b \leq 1 \quad \forall b \in B(T) \quad (10)$$

Blockgebote im realen EUPHEMIA-Algorithmus erfüllen in der Regel die sogenannte „fill-or-kill“-Bedingung. Diese Bedingung bewirkt, dass ein Blockgebot in der Marktkopplung entweder vollständig angenommen oder abgelehnt wird: $A_b \in \{0,1\}$ [3]. Auf die Modellierung dieser Bedingung wird in diesem Ansatz abgesehen, da sie zwingend eine ganzzahlige (binäre) Variable je Blockgebot erfordert [4]. Für gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme existiert im Gegensatz zu linearen Programmen jedoch allgemein keine maximal polynomielle Lösungsmethode [9], was insbesondere für große Probleminstanzen die praktische Lösbarkeit in annehmbarer Rechenzeit verhindern kann.

2.2.2 Verknüpfte Blockgebote

Platziert ein thermisches Kraftwerk ein Blockgebot \tilde{b} in der Vermarktung der Minimal-, oder Must-run-Leistung zeitparallel zu einem Blockgebot b der variablen Leistungsscheibe, wird gemäß Abschnitt 2.1.2 ein verknüpftes Blockgebot $\{b, \tilde{b}\} \in B_{link}(T)$ definiert, wobei gilt, dass

$b, \tilde{b} \in B(T)$. Die Minimal-, bzw. Must-run-Komponente entspricht dem parent block \tilde{b} , der mit einer höheren Annahmehquote erfüllt werden muss als der leistungsvariable child block b . Dieser Zusammenhang wird modelliert mit Hilfe der Nebenbedingung (11).

$$A_b - A_{\tilde{b}} \leq 0 \quad \forall \{b, \tilde{b}\} \in B_{link}(T) \quad (11)$$

Auch für verknüpfte Blockgebote stellt die Vernachlässigung von fill-or-kill-Bedingungen einen Genauigkeitsverlust dar. Physikalisch ist der vollständige Abruf der Mindestleistung eines Kraftwerks $A_{\tilde{b}} = 1$ erforderlich, um höhere Kraftwerksleistungen anzufahren $A_b > 0$. Das ist ohne den Einsatz ganzzahliger Variablen allerdings nicht explizit modellierbar. Dadurch, dass die Gebotspreise der leistungsvariablen Blöcke in der Modellierung bei der Marktkopplung höher angenommen werden als die zeitlich parallelen Mindestleistungs-Blöcke, wird diese Bedingung jedoch implizit erfüllt.

2.2.3 LGC-Gebote

LGC-Gebote werden nach Abschnitt 2.1.3 jeweils auf die gesamte Kraftwerksvermarktung einer thermischen Einheit $u \in U$ im Übergang zwischen zwei aufeinanderfolgenden Stunden $t - 1, t \in T$ angewendet. Die Gebote eines entsprechenden Kraftwerks (Minimal- und leistungsvariables Gebot) in Stunde t werden zusammengefasst zu $O(t, u)$, sowie in der vorherigen Stunde zu $O(t - 1, u)$. Die Differenz in der abgerufenen Gebotsmenge zwischen den beiden Stunden muss daraufhin kleiner gleich einem definierten maximalen Leistungsgradienten g_u^{up} , bzw. g_u^{down} in der An- (12), bzw. Abfahrtrichtung (13) des Kraftwerks sein. Die Menge der Lastgradienten-Nebenbedingungen $LGC^{up} \subseteq U \times T$ und $LGC^{down} \subseteq U \times T$ ist ausschließlich definiert über die Stundenübergänge in T , in denen es theoretisch überhaupt zu einer Verletzung der Leistungsgradienten kommen kann (siehe dazu Abschnitt 2.1.3).

$$\sum_{o \in O(t, u)} A_o \cdot q_o - \sum_{\tilde{o} \in O(t-1, u)} A_{\tilde{o}} \cdot q_{\tilde{o}} \leq g_u^{up} \quad \forall \{u, t\} \in LGC^{up} \quad (12)$$

$$\sum_{\tilde{o} \in O(t-1, u)} A_{\tilde{o}} \cdot q_{\tilde{o}} - \sum_{o \in O(t, u)} A_o \cdot q_o \leq g_u^{down} \quad \forall \{u, t\} \in LGC^{down} \quad (13)$$

3 Untersuchung exemplarischer Modellergebnisse

In diesem Kapitel erfolgt die quantitative Untersuchung der entwickelten Marktkopplungs-Modellierung (Formeln (3), (4), (6), (7) - (13), „LP mit Gebotstypen“) anhand einer Gegenüberstellung von Simulationsergebnissen mit dem gegebenen Optimierungsmodell nach [2] ohne zeitgekoppelte Gebotstypen (Formeln (1) - (6), „LP ohne Gebotstypen“). Auf diese Weise wird evaluiert, inwiefern sich die intertemporale Variablenkopplung durch die EUPHEMIA-Gebotstypen gegenüber der vereinfachten Modellierung mit stündlichen Einzelgeboten auf die Rechenkomplexität (Abschnitt 3.1) und Gebotsallokation der Kraftwerke (Abschnitt 3.2) auswirkt. Es soll insbesondere aufgezeigt werden, inwiefern eine Erhöhung der Lösungsdauer im Simplex-Algorithmus auftritt und ob diese in der praktischen Anwendung durch eine technisch konsistentere Gebotsallokation gerechtfertigt ist.

Für die Simulationsläufe werden die Gebotszeitreihen der Marktteilnehmer mit dem EULR-Modell [1] nach einer adäquaten Anzahl von Lagrange-Iterationen generiert. Die EULR-Simulation erfolgt mit Eingangsdaten aus dem „Distributed Energy“-Szenario für das Zieljahr

2030 im Ten-Year Network Development Plan 2020 („TYNDP 2020“) [10]. Dieses Szenario stellt einen dezentralisierten Ansatz der Energieversorgung in Europa nach, welcher den EU-Klimazielen für 2030 nachkommt. Die Datenbasis umfasst die Energieinfrastruktur von 38 Gebotszonen in 33 europäischen Ländern, deren Austausch durch Nettoübertragungskapazitäten (NTC) begrenzt werden. Es liegen differenzierte Last- und Erzeugungszeitreihen in stündlicher Auflösung für ein Jahr vor. Die Simulation des europäischen Day-Ahead-Marktes wird in den Untersuchungen demnach für 365 Tage eines Jahres durchgeführt.

3.1 Untersuchung der Rechenkomplexität

Für die Lösung der vorliegenden linearen Optimierungsprobleme wird der IBM CPLEX 12.9 Solver in der dualen Simplex-Methode auf einer Maschine mit vier Kernen je 2,1 GHz Taktfrequenz und 4 GB RAM verwendet. Die Rechenkomplexität der gelösten Probleme kann daraufhin sowohl anhand der praktischen Lösungsdauer des Solvers, als auch den erforderlichen Simplex-Iterationen bewertet werden. Hierfür demonstriert Abbildung 2 die Verteilung beider Indikatoren über die je 365 täglichen Day-Ahead-Marktkopplungs-Simulationen mit und ohne EUPHEMIA-Gebotstypen als Whisker-Boxplot. Die Darstellung beinhaltet je eine Box, welche durch die Quartile der Verteilung begrenzt ist und den Median einschließt, sowie Antennen, die bis zur dreifachen mittleren Abweichung vom Median reichen.

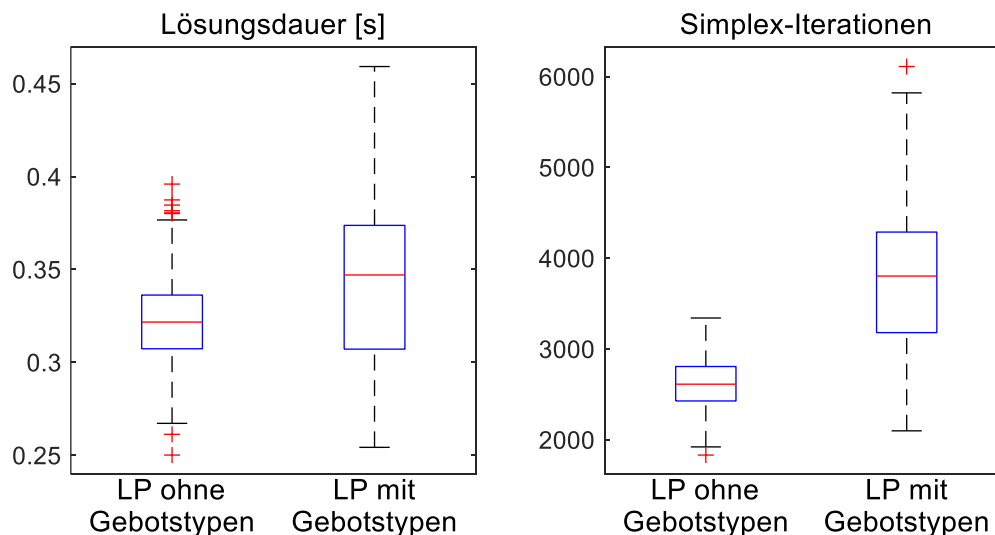


Abbildung 2: Whisker-Boxplot der Verteilung der Lösungsdauer (links) und der Simplex-Iterationen (rechts) über die simulierten Day-Ahead-Marktkopplungs-Probleme ohne, bzw. mit zeitgekoppelten Gebotstypen

Anhand der Abbildung wird deutlich, dass die mittlere benötigte Rechenzeit des Simplex-Algorithmus für die Modellierung mit EUPHEMIA-Gebotstypen nur geringfügig gegenüber der Modellierung ohne Gebotstypen ansteigt. Die Lösungsdauer nimmt im Durchschnitt um 6,7 % zu, wobei die Anzahl der Simplex-Iterationen überproportional um 43,7 % steigt. Für die Maximalwerte ergibt sich derweil allerdings eine Zunahme um 16 % bzw. 82,9 %. Vor allem der Interquartilsabstand des Boxplots, sowie die gesamte Spannweite des Boxplots sind im LP mit Gebotstypen wesentlich größer. Das deutet darauf hin, dass in Abhängigkeit von der Anzahl der eingesetzten zeitgekoppelten Gebotstypen eine größere Streuung der Rechenkomplexität auftritt. Die intertemporale Kopplung von Variablen durch Hinzufügen erschwerender Nebenbedingungen bewirkt hier insgesamt jedoch keine signifikante

Komplexitätserhöhung in der Problemstruktur, sodass die praktische Rechenzeit keinen Engpass darstellt.

In diesem Kontext zeigt Abbildung 3 die Lösungsdauer des Simplex-Algorithmus, bzw. die Anzahl der Simplex-Iterationen in Abhängigkeit von dem Umfang der korrespondierenden linearen Programme. Der Umfang der LPs wird in diesem Fall einerseits über die Anzahl der Optimierungsvariablen, sowie andererseits über die Anzahl der Ungleichungen in den Nebenbedingungen (NB-Ungleichungen) des Optimierungsproblems dargestellt. Die NB-Ungleichungen schließen explizit nicht die Schranken für die Optimierungsvariablen ein, welche ohnehin direkt mit der Anzahl der Variablen korrelieren. Demnach liegen die Ergebnisse der Simulationen im LP ohne Gebotstypen in den Grafiken jeweils vertikal auf einer Achse (rot markiert), da sie eine konstante Anzahl von Nebenbedingungen für den Ausgleich der Systembilanz (Formeln (2) - (4)) aufweisen. Alle weiteren Datenpunkte entsprechen demnach Marktkopplungs-Simulationen mit Gebotstypen, welche die Einführung einer zusätzlichen Nebenbedingung für jedes verknüpfte Block- oder LGC-Gebot erfordern. Die Anzahl der Variablen ist infolge der Zusammenfassung von Blockgeboten gemäß Abschnitt 2.2.1 jedoch wesentlich geringer als in den jeweiligen Problemen ohne Gebotstypen.

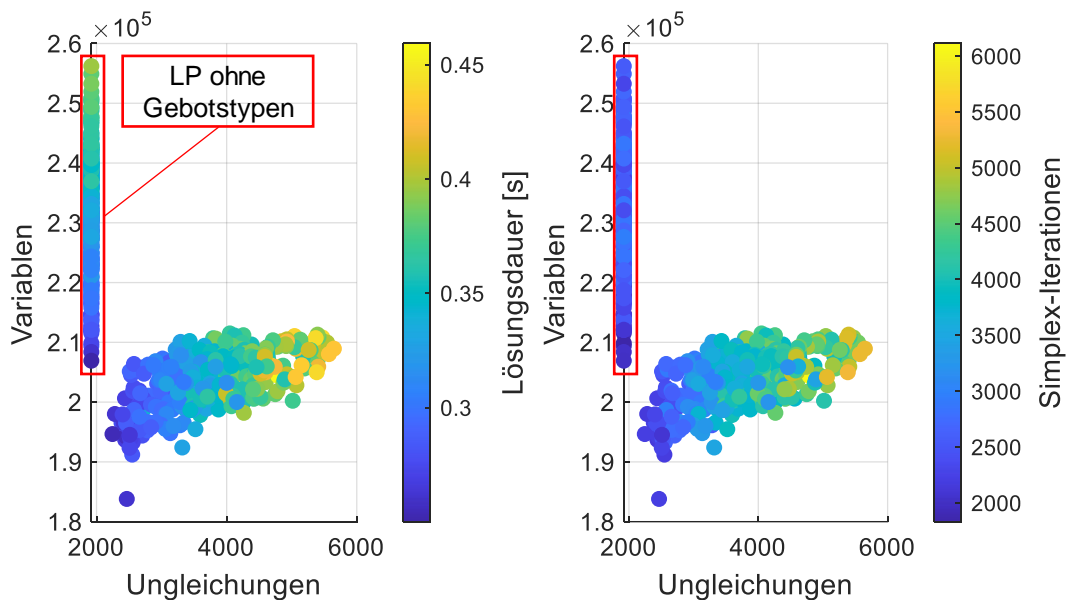


Abbildung 3: Lösungsdauer (links) und Simplex-Iterationen (rechts) der Day-Ahead-Marktkopplungs-Simulationen in Abhängigkeit von der Anzahl an Variablen und Ungleichungen des linearen Programms ohne Berücksichtigung der NB-Ungleichungen der Schranken der Variablen

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass sich die Anzahl der NB-Ungleichungen infolge des Gebotstypen-Einsatzes wesentlich erhöht. Die 2399 thermischen Kraftwerke setzen im Durchschnitt 685,5 verknüpfte Blockgebote und 610,2 LGC-Gebote auf dem Day-Ahead-Markt ein. Blockgebote stellen mit durchschnittlich insgesamt 2137,4 Einsätzen pro Tag jedoch den am häufigsten verwendeten Gebotstyp dar, was sich in einer sichtbaren Abnahme der Anzahl der Optimierungsvariablen verdeutlicht. Allerdings unterliegen insbesondere die erforderlichen Simplex-Iterationen vorwiegend einer positiven Abhängigkeit von der Anzahl der NB-Ungleichungen. Dagegen hat die Anzahl der Variablen keinen erkennbaren Einfluss auf die erforderlichen Simplex-Iterationen. Das lässt sich womöglich mit der spezifischen Problemstruktur erklären, in welcher die zusätzlichen Nebenbedingungen für die Gebotstypen zeitliche Kopplungen in das LP einführen.

3.2 Untersuchung der Gebotsallokation

In diesem Beitrag wird insbesondere zugunsten der Rechenkomplexität eine streng lineare Formulierung der Marktkopplungs-Optimierung verfolgt, weshalb auf eine präzise Modellierung von intertemporalen Kraftwerks-Restriktionen, bzw. EUPHEMIA-Gebotstypen verzichtet wird. Daher unterliegt die Abbildung von Blockgeboten Ungenauigkeiten aufgrund der Vernachlässigung von fill-or-kill-Bedingungen. Dennoch soll die vorgestellte Methodik durch die vereinfachte Integration der Gebotstypen die Ergebnisse der Gebotsallokation am Day-Ahead-Markt möglichst genau abbilden und technisch praktikable Kraftwerks-Fahrpläne generieren. In Tabelle 1 wird diesbezüglich die kumulierte Häufigkeit der Verletzung relevanter Kraftwerks-Restriktionen in den Kraftwerks-Fahrplänen der 2399 betrachteten Kraftwerke am Day-Ahead-Markt für die beiden Modellierungsansätze ohne und mit Gebotstypen dargestellt.

Tabelle 1: Kumulierte Häufigkeit der Verletzung technischer Kraftwerks-Restriktionen im stündlichen Gebotsabruf am Day-Ahead-Markt über ein Simulationsjahr ohne, bzw. mit zeitgekoppelten Gebotstypen

Technische Restriktion	LP ohne Gebotstypen	LP mit Gebotstypen
Must-Run Leistung	0	0
Minimalleistung	702	138
Mindestbetriebszeit	433	0
Mindeststillstandzeit	264	0
Leistungsgradient positiv	10037	86
Leistungsgradient negativ	11905	762

Es zeigt sich, dass die Must-run-, sowie die Minimalleistung thermischer Kraftwerke auch ohne den Einsatz von Gebotstypen gar nicht, bzw. nur vereinzelt unterschritten wird, da sie jeweils als separates Gebot mit niedrigen Grenzkosten kleiner gleich Null in die Modellierung der Marktkopplung eingeht. Ebenso werden Mindestbetriebs- und Mindeststillstandzeiten der Kraftwerke nur in vergleichsweise wenigen Fällen nicht eingehalten. Zwar existieren keine Nebenbedingungen, welche explizit die Erfüllung dieser Restriktionen erzwingen, dennoch führen die implementierten Gebotstypen zu einer signifikanten Verringerung in der Verletzung technischer Minimalleistungen und der ausnahmslosen Erfüllung von Mindestbetriebs- und Mindeststillstandzeiten. Durch den Einsatz von (verknüpften) Blockgeboten wird Verletzungen der erforderlichen Mindestzeiten entgegengewirkt, da diese weniger volatile Kraftwerks-Fahrweisen induzieren. Insbesondere da Blockgebote auch zeitlich konstante Annahmehquoten in der Minimalleistung erzeugen, kommt es seltener zu technisch inkompatiblen Abrufen unterhalb der Minimalleistung. Darüber hinaus verhindern LGC-Gebote per Definition die Verletzung der maximalen Kraftwerksgradienten, was eine signifikante Verringerung um 96,1 % bewirkt. In wenigen Fällen treten Verletzungen noch am Übergang zwischen zwei Tagen auf, da dort keine Nebenbedingungen platziert werden können, was in der Natur der täglichen Day-Ahead-Markträumung begründet ist.

Zur Veranschaulichung der gezeigten Ergebnisse demonstriert Abbildung 4 exemplarisch den Abruf der Marktgebote eines Gas- und Dampfkraftwerkes in Italien für einen Tag am Day-Ahead-Markt. In Rot ist die Minimal-, bzw. Must-run-Gebotszeitreihe dargestellt, während die

leistungsvariablen Marktgebote blau (bzw. blau schraffiert) hinterlegt sind. Der Abruf der Gebote wird durch die nicht-schraffierten Balken der jeweiligen Farbe sowohl für die Modellierung ohne Gebotstypen (oben), als auch mit Gebotstypen (unten) repräsentiert.

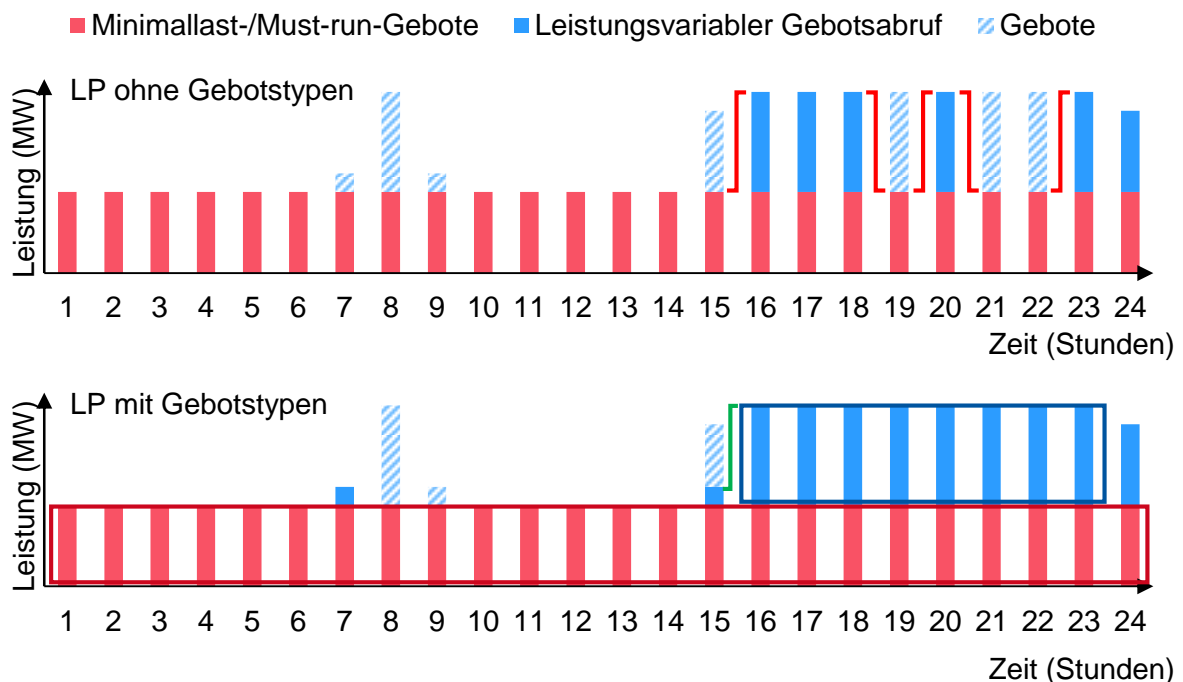


Abbildung 4: Exemplarischer Abruf der Day-Ahead-Marktgebote (schraffiert) eines italienischen Gas- und Dampfkraftwerkes in der Modellierung ohne (oben), bzw. mit (unten) zeitgekoppelten Gebotstypen

Im oberen Teil der Abbildung ist erkennbar, dass volatile Preissignale am Day-Ahead-Markt in den Stunden ab 15 Uhr zu einem un stetigen Abruf der Kraftwerks-Gebote führen, infolgedessen es fünfmal zu einer Verletzung der maximalen Leistungsgradienten in An-, bzw. Abfahrriichtung kommt. Somit ist der Anlagenbetreiber gezwungen, die technisch impraktikable Fahrweise des Kraftwerkes zu angenommen hohen Kosten am Intraday- oder Regelenenergiemarkt auszugleichen. Demgegenüber ist der Kraftwerksabruf im unteren Teil der Abbildung technisch vollständig durchführbar. Die Anwendung eines Blockgebotes zwischen 16 und 23 Uhr, welches mit dem überlagerten Blockgebot in der Minimalleistung verknüpft ist, sichert einen konstanten Kraftwerks-Output. Dazu greift im Übergang zwischen 15 und 16 Uhr eine LGC-Nebenbedingung, sodass der maximale Leistungsgradient der Anlage erfüllt ist.

Das Beispiel verdeutlicht allerdings auch, dass der Einsatz der EUPHEMIA-Gebotstypen eine Gebotsallokation auslöst, welche von der profit-maximierenden Fahrweise hinsichtlich der Marktpreise abweicht. Das hat den Grund, dass der Gleichgewichtspreis einer Stunde Auswirkungen auf die aktivierte Gebotsmenge aller Stunden eines zeitgekoppelten Gebotes hat. Daher können Einzelgebote innerhalb eines zeitgekoppelten Gebotes paradoxerweise eine Annahmequote kleiner 1 aufweisen, obwohl sie „in-the-money“ sind, also einen Gebotspreis kleiner dem Marktpreis haben, und vice versa [11]. Dennoch wird ein konvexes zeitgekoppeltes Gebot immer angenommen, wenn der Gebotspreis kleiner den durchschnittlichen marktlichen Grenzkosten der Erzeugung über alle Stunden ist, sodass es die Gesamtwohlfahrt maximiert. Ein angenommenes Gebot ist also immer in sich geschlossen profitabel (in-the-money) oder zumindest nicht unprofitabel (at-the-money). Somit kommt die Modellierung der Bedingung im EUPHEMIA-Algorithmus nach, wonach Gebote allgemein nicht paradoxerweise angenommen werden dürfen, obwohl sie unprofitabel (out-of-the-

money) sind [3]. Nicht-konvexe Modellierungen der europäischen Marktkopplung (so auch der EUPHEMIA-Algorithmus) müssen diese Bedingung dagegen explizit, z. B. durch das iterative Hinzufügen von Nebenbedingungen (Cutting Planes), sicherstellen [3], [4].

Der Einsatz der EUPHEMIA-Gebotstypen kann ökonomisch mit der Annahme übermäßiger Kosten für den Ausgleich technisch invalider Positionen an den nachgelagerten Kurzfrist-Märkten gerechtfertigt werden. So verringert sich auch gesamtökonomisch die Wohlfahrt in der Marktkopplung, was mathematisch damit begründet ist, dass dem Optimierungsproblem ausschließlich Nebenbedingungen hinzugefügt werden (11) - (13), bzw. Freiheitsgrade durch die Zusammenfassung von Blockgeboten entzogen werden.

4 Fazit

Im Zuge dieses Beitrags wird eine Methodik entwickelt, welche zeitgekoppelte Gebotstypen aus dem EUPHEMIA-Algorithmus in ein lineares Optimierungsmodell für die Marktkopplung in einer europäischen Strommarktsimulation integriert. Der vorgestellte Ansatz umfasst sowohl die Determinierung der Gebotstypen-Anwendung auf prädeternierte Gebotszeitreihen thermischer Kraftwerke als auch die mathematische Formulierung eines LPs.

Die gewählte Implementierung umgeht die Formulierung eines nicht-konvexen Problems, welches nur mit rechenintensiven Algorithmen gelöst werden kann, durch eine vereinfachte Abbildung ausgewählter EUPHEMIA-Gebotstypen mithilfe linearer Nebenbedingungen. Die Untersuchung von Simulationsergebnissen zeigt, dass die Zeitkopplungen der Gebotstypen sich nur geringfügig auf die Lösungsdauer des Marktkopplungs-Problems im Simplex-Algorithmus auswirken. Die hinzugefügten Nebenbedingungen bewirken im Mittel zwar einen wesentlichen Anstieg der erforderlichen Simplex-Iterationen, die Rechenzeit wird davon jedoch nur unterproportional beeinflusst. Obwohl die Abbildung technischer Kraftwerks-Restriktionen in der aufgezeigten linearen Modellierung der Gebotstypen nur bedingt explizit möglich ist, generiert das entwickelte Modell technisch konsistentere Kraftwerksfahrpläne in der Marktkopplung als ein LP ohne Gebotstypen. Die Häufigkeit der Verletzung relevanter technischer Kraftwerks-Restriktionen ist signifikant verringert, oder wird ganz verhindert. Somit sind Korrekturen der Kraftwerkspositionen an den nachgelagerten Kurzfristmärkten weniger häufig notwendig, was eine Verringerung der erzielten Individual- und Gesamtwohlfahrt am Day-Ahead-Markt ökonomisch rechtfertigt. Insgesamt lassen die Ergebnisse darauf schließen, dass die Gebotsallokation des EUPHEMIA-Algorithmus am realen Day-Ahead-Markt mit der aufgezeigten Modellierung in verbesserter Genauigkeit abgebildet wird, ohne dass der Rechenaufwand sich wesentlich erhöht. Außerdem umgeht das Modell die spezifischen Herausforderungen eines nicht-konvexen Optimierungsmodells für die Marktkopplung in Form der vervielfachten Rechenkomplexität, der Nicht-Verfügbarkeit linearer Einheitspreise und der mitunter paradoxen Gebotsannahme. Jedoch sollten bei der Bewertung der Ergebnisse die spezifische Problemstruktur und die getroffenen Annahmen und Vereinfachungen berücksichtigt werden.

Zukünftige Forschung könnte auf Basis dieses Beitrags die lineare Implementierung zeitgekoppelter Gebote ausweiten, da die Ergebnisse vielversprechende Implikationen für die Rechenkomplexität aufzeigen. So kann beispielweise die zeitliche Flexibilität von Verbrauchern oder Speichern in ähnlicher Form in der Marktkopplung untersucht werden, was jedoch womöglich die Einführung neuartiger zeitgekoppelter Gebotstypen voraussetzt.

5 Referenzen

- [1] M. Nobis, L. Wyrwoll, A. Moser, S. Raths, "Impact of market-coupling on electricity price modeling in fundamental unit-commitment approaches", 6th IEEE International Energy Conference (ENERGYCon), IEEE, Gammarth, Tunesien, 2020, pp. 740-743.
- [2] C. Schmitt, L. Wyrwoll, A. Moser, I. Yueksel-Erguen, "Integration of Flexible Distributed Energy Resource Models into a Market Coupling-based Lagrangian Relaxation of the pan-European Electricity Market", ZIB-Report 21-11, Berlin, 2021, https://opus4.kobv.de/opus4-zib/files/8223/ZIB-Report_21-11.pdf (Aufgerufen 07. Juli, 2021).
- [3] NEMO Committee, "EUPHEMIA Public Description – Single Price Coupling Description", 2019, http://www.nemo-committee.eu/assets/files/190410_Euphemia%20Public%20Description%20version%20NEMO%20Committee.pdf (Aufgerufen 21. Juni, 2021).
- [4] F. Tanrisever, M. Shahmanzari, B. Büke, "European Electricity Day-Ahead Markets: A Review of Models and Solution Methods", 2020, https://www.maths.ed.ac.uk/~bbuke/assets/DAM_Optimization_13_Jan_2021.pdf (Aufgerufen 04. Juli, 2021).
- [5] M. Madani, M. Van Vyve, "Computationally efficient MIP formulation and algorithms for European day-ahead electricity market auctions", European Journal of Operational Research, Vol. 242 (2), 2015, pp. 580-593.
- [6] Á. Sleisz, P. Sörös, D. Raisz, „Algorithmic Properties of the All-European Day-Ahead Electricity Market”, 11th International Conference on the European Energy Market (EEM14), IEEE, Krakau, Polen, 2014, pp. 1-6.
- [7] M. Karasavvidis, D. Papadaskalopoulos, G. Strbac, "Optimal Offering of a Power Producer in Electricity Markets with Profile and Linked Block Orders", IEEE Transactions on Power Systems (Early Access), IEEE, 2021.
- [8] Nord Pool, "Block order" [Online], 2021, <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Order-types/Block-bid/> (Aufgerufen 01. September 2021).
- [9] L. A. Wolsey, "Integer Programming", 2. Auflage, Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2020.
- [10] ENTSOG, ENTSO-E, "TYNDP 2020 – Scenario Report", Brüssel, Belgien, 2020, https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf (Aufgerufen 14. Dezember 2021).
- [11] Á. Sleisz, D. Divényi, B. Polgári, P. Sörös, D. Raisz, "Challenges in the Formulation of Complex Orders on European Power Exchanges", 12th International Conference on the European Energy Market (EEM15), IEEE, Lissabon, Portugal, 2015, pp. 1-5.