

Backtesting des Open Source Strommarktmodells AMIRIS für den österreichischen Day-Ahead Markt

Felix NITSCH¹(*), Christoph SCHIMECZEK¹

¹German Aerospace Center (DLR), Institute of Networked Energy System, Curierstr. 4, 70563 Stuttgart, Germany, +49 711 6862-8865, Felix.Nitsch@dlr.de, <http://www.dlr.de/ve>

Kurzfassung:

Die Energiewende erfordert erhebliche Veränderungen des derzeitigen Energiesystems. Insbesondere die Strommärkte stehen im Blickpunkt von Politik, Wirtschaft und Forschung. Gründe hierfür sind das Auftreten neuer Marktteilnehmer sowie der stetig steigende Anteil erneuerbarer Energien. Mit dem open source Strommarktmodell AMIRIS können aktuelle und zukünftige Strommärkte in einem agentenbasierten Ansatz untersucht werden. In dieser Arbeit parametrisieren wir AMIRIS, sodass österreichische Day-Ahead-Strommarktpreise für das Jahr 2019 simuliert werden. Wir nutzen ausschließlich offene Daten in stündlicher Auflösung und stellen diese in aufbereiteter Form zur Verfügung. Der Vergleich der Ergebnisse mit historischen Strompreisen, ermöglicht zudem ein Backtesting der Simulation. Die simulierten Ergebnisse weisen im Vergleich mit historischen Preisen eine hohe Übereinstimmung in Bezug auf statistische Eigenschaften (z. B. Durchschnittspreis und Preisdauerlinie) auf. Die Simulation neigt jedoch dazu, niedrigere Preise zu überschätzen und höhere Preise zu unterschätzen. Als Ursache für solche Abweichungen vermuten wir die unvollständige Abbildung strategischer Gebote in AMIRIS. Dennoch ist AMIRIS ein leistungsfähiges und flexibles Werkzeug, um heutige und zukünftige Forschungsfragen im Bereich der Energiewirtschaft zu adressieren. Es sind weitere Forschungen und Entwicklungen erforderlich, um z. B. die Gebotsstrategien von Energiespeicherbetreibern zu verbessern.

Keywords: Energiesystemmodellierung, Agenten-basierte Modellierung, AMIRIS, Backtesting, Day-Ahead Markt

1 Motivation

Elektrizitätsmärkte sind ein wesentlicher Bereich unseres Energiesystems. Sie spielen eine entscheidende Rolle bei der Zuweisung von Ressourcen und bei der Finanzierung der Akteure des Energiesystems. Für Modellierende ist es von großem Interesse, die wachsende Komplexität der Märkte während der letzten Jahrzehnte zu verstehen [1]. Erneuerbare Energietechnologien nehmen immer größere Marktanteile ein. Die Marktpreisdynamik hat sich aufgrund hoher Fixkosten, jedoch niedrigen variablen Kosten und einer fluktuierenden Stromerzeugung aus variablen erneuerbaren Kraftwerken verändert. Der steigende Anteil dieser Technologien führt zu weiteren Veränderungen wie etwa dem Bedarf das variable Stromerzeugungspotenzial auszugleichen. Flexibilitätsoptionen wie Energiespeichersysteme oder Netzausbau gewinnen folglich zunehmend an Bedeutung. Daher sind leistungsfähige Methoden erforderlich, um die derzeitigen und künftigen Wechselwirkungen der Energieakteure auf den Strommärkten zu verstehen. Dieses Verständnis ist eine wesentliche Voraussetzung für die Gestaltung wirksamer und effizienter politischer Instrumente und rentabler Investitionsentscheidungen.

Die Methode der agentenbasierten Modellierung (ABM) verspricht, diesen Herausforderungen Rechnung zu tragen, indem sie das Verhalten der Akteure und ihre Interaktionen mit der Umwelt in den Mittelpunkt stellt [2]. Eine umfassende Kalibrierung und empirische Validierung des verwendeten Modells ist jedoch unerlässlich, um robuste Simulationen zu ermöglichen [3]. Ein detailliertes Backtesting von Modellen für den deutschen Day-Ahead-Strommarkt wird in [4], [5] durchgeführt. Der österreichische Strommarkt unterscheidet sich jedoch aufgrund seines bereits hohen Anteils an erneuerbaren Energien im Energiemix und seiner großen Kapazitäten an Wasserkraftwerken wesentlich vom deutschen Markt [6]. Dies macht den österreichischen Strommarkt zu einer interessanten und anspruchsvollen Fallstudie, um Preise und Markteffekte zu simulieren. Daher setzen wir das ABM AMIRIS ein, um die Day-Ahead-Strompreise für den österreichischen Markt im Jahr 2019 zu simulieren. In Abschnitt 2 erläutern wir die wichtigsten Merkmale und Anwendungsfälle von AMIRIS. Anschließend beschreiben wir in Abschnitt 3 die für unsere Berechnungen verwendeten Daten. In Abschnitt 4 werden die Ergebnisse der Simulation vorgestellt und diskutiert, während Abschnitt 5 mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick abschließt.

2 Das Strommarktmodell AMIRIS

Zur Simulation von Strommärkten setzen wir das agentenbasierte Strommarktmodell AMIRIS ein. Das Modell, welches seit mehr als einem Jahrzehnt am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt in Stuttgart umfassend und kontinuierlich weiterentwickelt wird, basiert auf dem offenen Framework FAME¹ und ist unter einer Open-Source-Lizenz veröffentlicht². FAME bietet eine umfassende Flexibilität bei der Gestaltung von Modellen und reduziert den Overhead für deren Entwicklung (z. B. bezüglich Verwaltung von Ein- und Ausgangsdaten oder Parallelisierung). In AMIRIS repräsentieren unterschiedliche Agententypen die verschiedenen Akteure des Elektrizitätssystems. Abbildung 1 gibt einen schematischen Überblick über die aktuellen Agententypen und ihre möglichen Interaktionen, d. h. Energie-, Geld- und Informationsflüsse.

Den Kern des Modells bildet eine Darstellung des Day-Ahead-Strommarktes, auf dem eine stündliche Markträumung zur Bildung eines Einheitspreises durchgeführt wird [7]. Händler senden ihre Gebote an den Markt, nachdem sie relevante Informationen wie Brennstoffpreise, CO₂-Preise und Grenzkosten von Kraftwerken eingeholt haben. Auf- und Abschläge können von den Händlern hinzugefügt werden, um nicht-konvexe Kosten zu berücksichtigen [8], [9]. Benachbarte Märkte werden aktuell durch exogene Zeitreihen von Importen und Exporten implementiert, ein spezieller Agent zur Kopplung von Märkten ist in Entwicklung [10].

Zu den Eingangsdaten in AMIRIS gehören u. a. Kraftwerkskapazitäten, die Erzeugung erneuerbarer Energien, Lastzeitreihen, Brennstoffpreise, CO₂-Preise, die Ausgestaltung politischer Instrumente und Vergütungssysteme. Eine detaillierte Beschreibung der verwendeten Daten findet sich in Abschnitt 3. Die Ausführung von AMIRIS auf einem herkömmlichen Laptop dauert weniger als eine Minute und liefert Day-Ahead-Preise, Kraftwerkseinsatz, Marktwerte, Emissionen und Systemkosten für ein ganzes Jahr in stündlicher Auflösung.

¹ <https://gitlab.com/fame-framework>

² <https://dlr-ve.gitlab.io/esy/amiris/home>

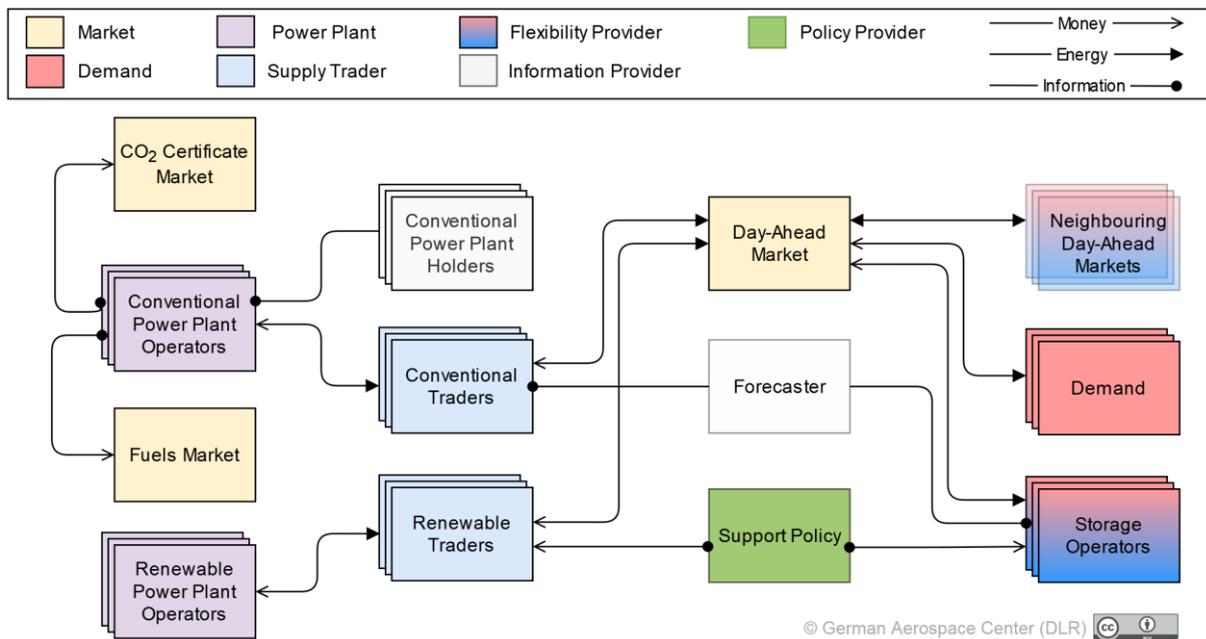


Abbildung 1: Schematischer Aufbau des Strommarktmodells AMIRIS

Die Vielseitigkeit des Modells und seine kurze Laufzeit ermöglichen verschiedene Analysen beispielsweise zu Refinanzierungspotenzialen von Erneuerbare-Energien-Anlagen [11], Markteffekten durch unterschiedliche Vergütungssysteme [12], ökonomischen Bewertungen einzelner Akteurstypen wie Batteriespeicherbetreiber [5], Auswirkungen des grenzüberschreitenden Stromhandels bei extremen Wetterereignissen [13] und ökonomischen Potenzialen von Demand Response [14].

3 Daten

Um die Reproduzierbarkeit und Transparenz unserer Modellergebnisse zu gewährleisten, verwenden wir die in

Tabelle 1 aufgelisteten, frei verfügbaren Daten. Eine vollständige AMIRIS Parametrisierung für das präsentierte Szenario steht frei zugänglich zur Nutzung bereit³. Die Informationen zu den Kraftwerkskapazitäten in Österreich für 2019 stammen aus [6]. Verschiedene Zeitreihen, wie z. B. die Erzeugung erneuerbarer Energie, die Nachfrage, Importe und Exporte wurden aus dieser Quelle abgeleitet. Die Preise und Mengen der Emissionszertifikate wurden aus [15] entnommen. Die Gaspreise stammen aus [16], während alle anderen Brennstoffpreise als konstant angenommen werden und aus [17] stammen.

³ <https://gitlab.com/dlr-ve/esy/amiris/examples>

Tabelle 1: Modelleingangsdaten, *ES = „Eigene Schätzung“

	Parameter	Wert	Einheit	Quelle
Nachfrage	Elektrische Last	Zeitreihe	MWh/h	[6]
Importe/Exporte	Elektrische Last	Zeitreihe	MWh/h	[6]
Emissionspreise	CO ₂	Zeitreihe	EUR/t	[15]
Kraftstoffpreise	Gas	Zeitreihe	EUR/MWh _{th}	[16]
	Kohle	5	EUR/MWh _{th}	[17]
	Öl	40	EUR/MWh _{th}	[17], *ES
Installierte	Kohle	264	MW	[6]
Kapazitäten	Gasturbine	1.208	MW	[6]
	Gas CC	3.260	MW	[6]
	Biomasse	500	MW	[6]
	Öl	178	MW	[6]
	Pumpspeicherkraftwerk	3.400	MW	[6]
Einspeisung	Speicherkraftwerk	Zeitreihe	MWh/h	[6], *ES
	Laufwasserkraftwerk	Zeitreihe	MWh/h	[6]
	Abfall	Zeitreihe	MWh/h	[6]
	Photovoltaik	Zeitreihe	MWh/h	[6]
	Wind	Zeitreihe	MWh/h	[6]
Spezifische Emissionen	Gas	0,201	tCO ₂ /MWh _{th}	[18]
Emissionen	Kohle	0,354	tCO ₂ /MWh _{th}	[18]
	Öl	0,264	tCO ₂ /MWh _{th}	[18]
Verfügbarkeiten	Gas	97	%	[19]
	Kohle	98	%	[19]
	Öl	93	%	[19]
Kraftwerkseffizienzen	Gas	30 – 60	%	*ES
	Kohle	40	%	[20]
	Öl	35	%	*ES

Die Förderinstrumente für erneuerbare Energien werden durch Anwendung vereinfachter Einspeisetarife aus [21] parametrisiert. Kraftwerksverfügbarkeiten und deren Wirkungsgrade stammen aus [19] bzw. [20]. Die simulierten Preise werden mit historischen Day-Ahead-Preisen der österreichischen Marktzone aus [20] verglichen.

4 Ergebnisse & Diskussion

Wir vergleichen die simulierten Day-Ahead-Strompreise von AMIRIS mit den historischen Preisen des österreichischen Strommarktes im Jahr 2019. Abbildung 2 zeigt Preisdauerlinien, die ein guter Indikator für das allgemeine Preisniveau sind. Bei der Betrachtung von niedrigeren Preisen gibt AMIRIS die Daten nicht exakt wieder. Insbesondere werden keine negativen Preise modelliert. Dies ist ein häufiges Problem in Energiesystemmodellen, da

negative Preise nicht auf negative Grenzkosten zurückzuführen sind, sondern durch strategische Gebote und Must-Run-Bedingungen entstehen [22], [23].

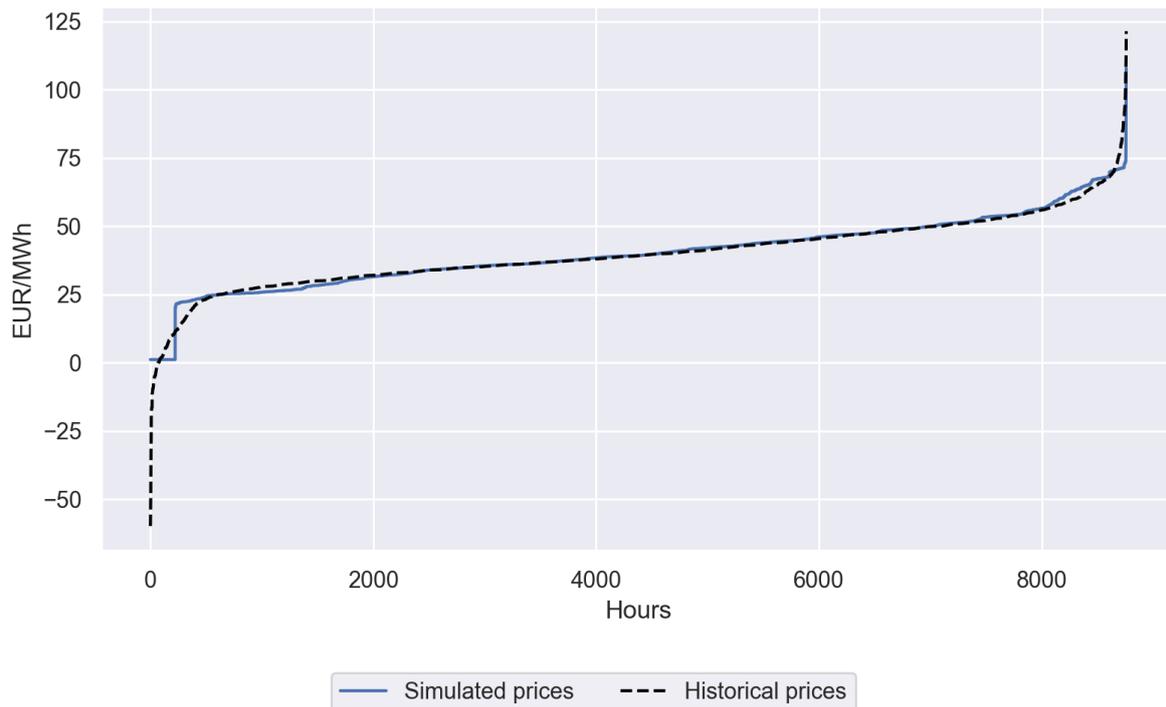


Abbildung 2: Vergleich historischer und simulierter Preisdauerlinien

Eine statistische Zusammenfassung der simulierten und historischen Preise findet sich in Tabelle 2. Die Stichprobenmittelwerte sind mit 40,20 EUR/MWh in der Simulation und 40,06 EUR/MWh in der historischen Zeitreihe vergleichbar. Auch die Standardabweichungen sind für beide Zeitreihen ähnlich. Trotz der guten Übereinstimmung der historischen und simulierten Preisdauerkurven beträgt der mittlere absolute Fehler der simulierten Preise 8,06 EUR/MWh und der mittlere quadratische Fehler 12,06 EUR/MWh. Die Pearson-Korrelation der beiden Zeitreihen beträgt 0,64, was darauf hindeutet, dass AMIRIS die Preisfunktion im Zeitverlauf gut wiedergibt. Alle drei Maße weisen jedoch auf nicht vernachlässigbare Abweichungen zwischen den beiden Zeitreihen hin, die in der Preisdauerlinie nicht sichtbar werden.

Tabelle 2: Statistische Kennwerte der simulierten und historischen Börsenpreise in EUR/MWh

	Simuliert	Historisch
Mittelwert	40.20	40.06
Standardabweichung	12.88	13.09
Minimum	1.20	-59.78
25%	32.21	32.92
50%	39.34	39.21
75%	48.51	47.98
Maximum	107.89	121.46

Abbildung 3 vergleicht simulierte und historische Preise im Verlauf einer Woche im November 2019. Die simulierten Preise folgen größtenteils dem typischen Tagesmuster der historischen Preise mit höheren Preisen in den Morgen- und Abendstunden sowie niedrigeren Preisen in den Nachtstunden. Abweichungen treten in Form von zeitlich verzögerten oder verfrühten Preisanstiegen oder -abfällen (13. November), verpassten Preisspitzen (16. November) oder verpassten Preistälern (18. November) auf.

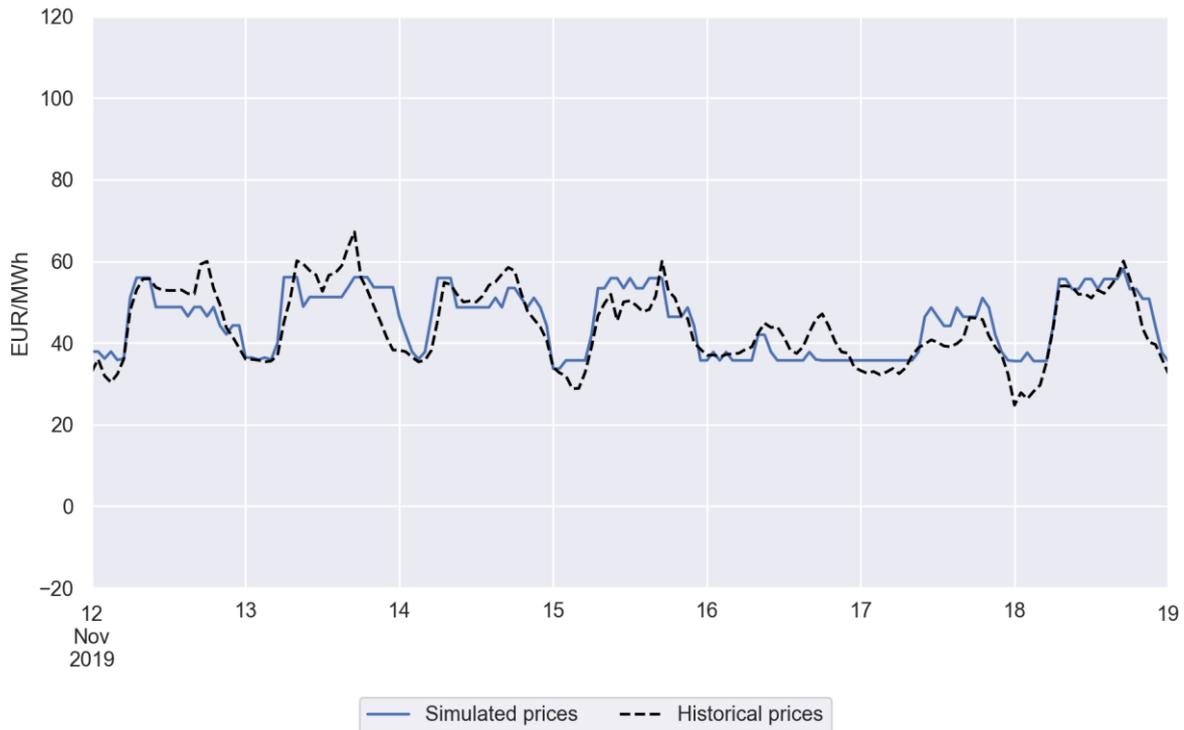


Abbildung 3: Detaillierte Wochenansicht der historischen und simulierten Börsenpreise für November 2019

Abbildung 4 zeigt eine Woche im Januar 2019, die ein insgesamt höheres Preisniveau aufweist. Die hohen Ausschläge der historischen Preise vom 23. bis 25. Januar 2019 werden von AMIRIS nicht genau wiedergegeben. Zwei Modellierungsaspekte von AMIRIS können diesen Unterschied erklären. Erstens modelliert AMIRIS noch keine situationsabhängige Preisbildung für konventionelle Kraftwerke. Daher spiegeln sich Anfahrtskosten und andere strategische Überlegungen derzeit nicht in den Geboten von Händlern wider. In der realen Welt sind diese jedoch Teil strategischer Gebote. Zweitens verwendet AMIRIS eine Stromspeicherbetriebsstrategie, welche die Systemkosten innerhalb eines einwöchigen Zeithorizonts minimiert. In Abbildung 4 wird dies dadurch deutlich, dass höhere Preise am 23. und 25. Januar vermieden werden, während das Preisniveau an den folgenden Tagen leicht erhöht wird.

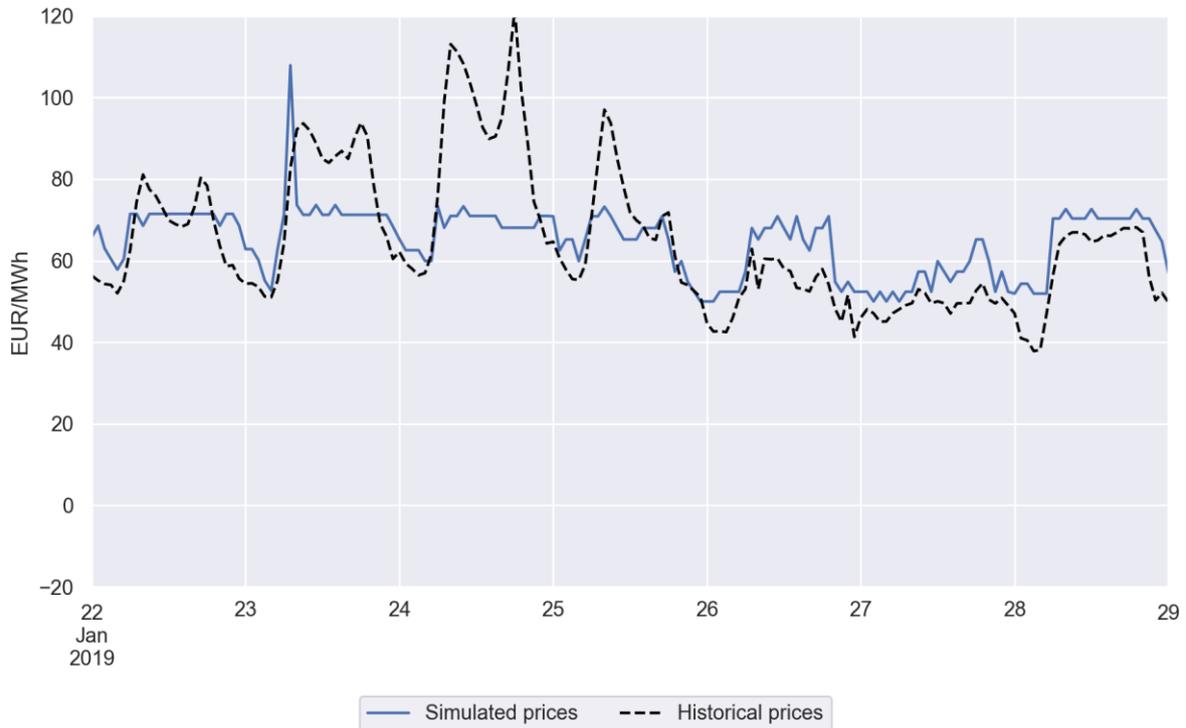


Abbildung 4: Detaillierte Wochenansicht der historischen und simulierten Börsenpreise für Januar 2019

Diese Speicherstrategie wird besonders in Abbildung 5 deutlich, die eine Woche im April 2019 zeigt. Die simulierten Preise bleiben relativ konstant (26. & 28./29. April), während die historischen Preise stärkere Schwankungen aufweisen. Dies ist bedingt durch die in AMIRIS eingesetzte perfekte Vorhersage der Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Systemkosten. Dieser Effekt wird verstärkt durch die Marktmacht eines einzigen Flexibilitätsagenten, der die volle Kontrolle über den Betrieb der Stromspeicher hat. Im Vergleich zu den historischen Preisen erzielt der AMIRIS-Speicherbetreiber einen geringeren Gewinn, reduziert aber die Preisschwankungen durch seinen Einsatz erheblich.

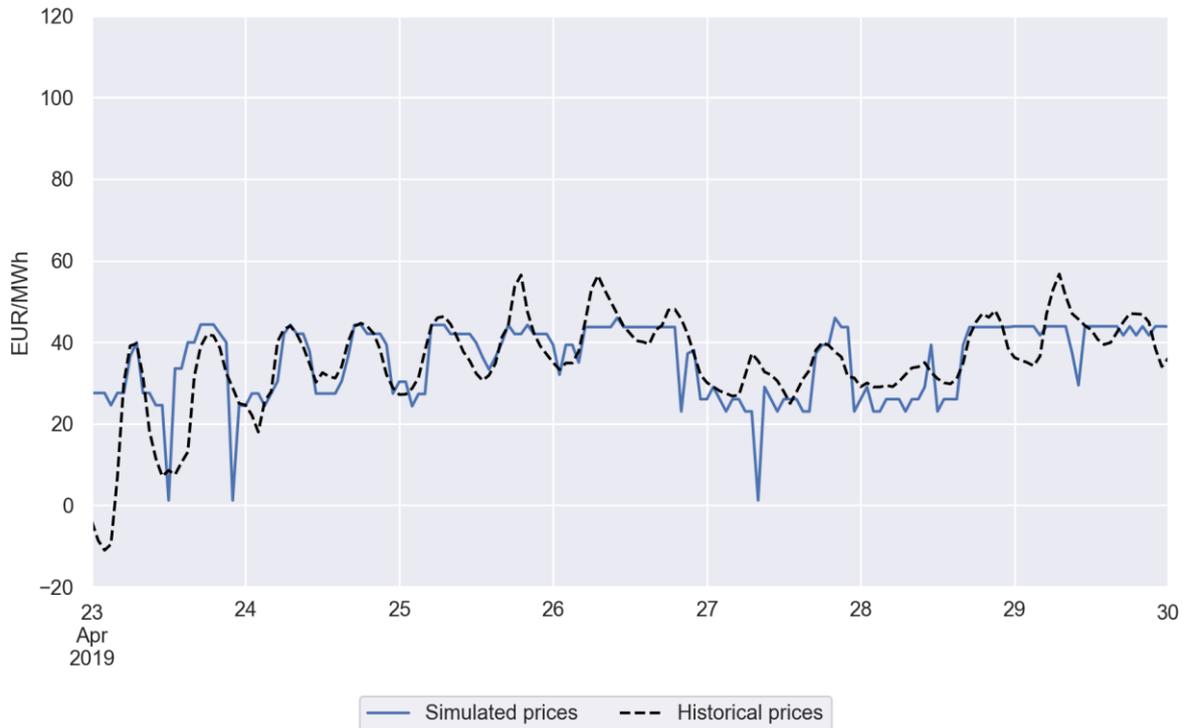


Abbildung 5: Detaillierte Wochenansicht der historischen und simulierten Börsenpreise für April 2019

Mit einer alternativ simulierten Strategie zur Gewinnmaximierung⁴ [24] lässt der Speicherbetreiber größere Streuungen des Strompreises zu. Dieser Effekt ist in Abbildung 6 zu sehen, die den gleichen Zeitraum wie Abbildung 5 zeigt, jedoch unter der Berücksichtigung der angesprochenen gewinnmaximierenden Speicherstrategie. Infolgedessen hat der Speicherbetreiber bessere Arbitragemöglichkeiten, erzielt höhere Gewinne. Zudem stimmen die simulierten Preise am 26. April besser mit den historischen Preisen überein. In diesem alternativen Simulationslauf nutzt der Speicherbetreiber seine Marktmacht, um eine größere Preisspanne aufrecht zu erhalten. Die Gewinnmaximierungsstrategie führt jedoch über den gesamten Simulationszeitraum hinweg zu einer deutlich geringeren Korrelation mit dem historischen Preis als die Systemkostenminimierungsstrategie.

⁴ Funktion wird demnächst in einem Feature-Update zur Verfügung gestellt.

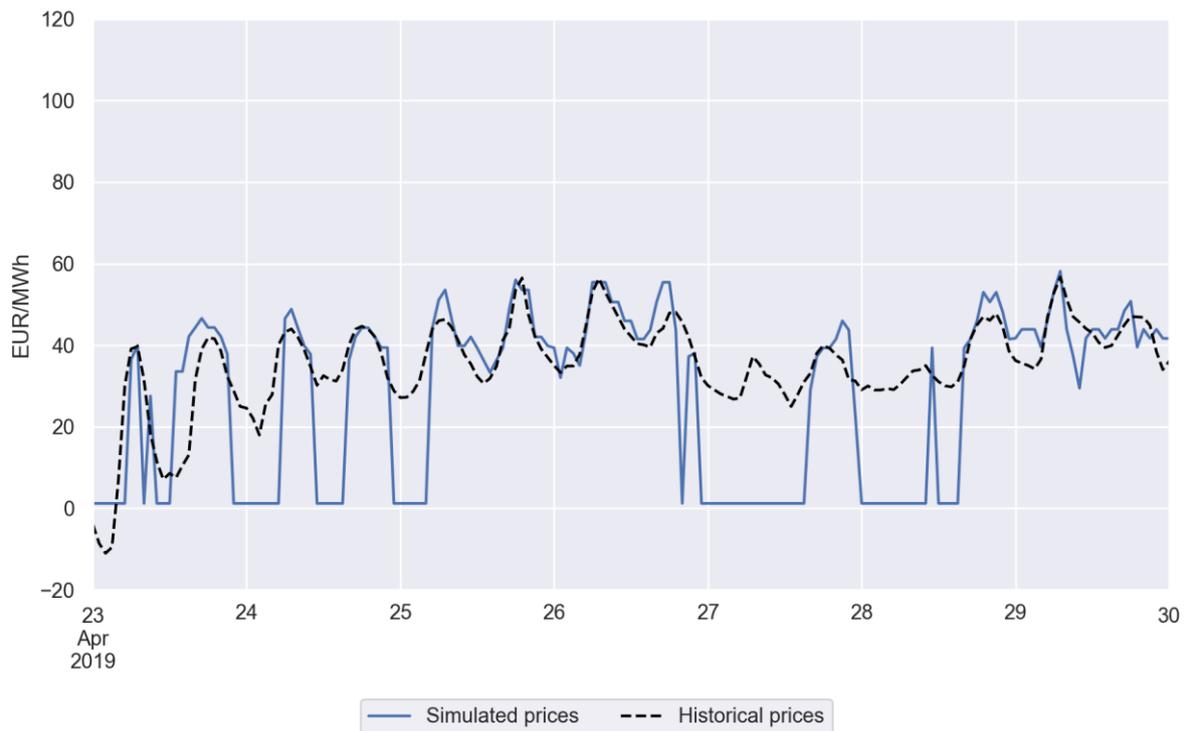


Abbildung 6: Detaillierte Wochenansicht der historischen und simulierten Börsenpreise für April 2019 mit angepasster Speicherstrategie, welche Profitmaximierung anstrebt

Eine gleichzeitige Modellierung mehrerer Flexibilitätsoptionen unter Berücksichtigung ihres Wettbewerbs ist derzeit in AMIRIS nicht möglich. Dies erfordert Verbesserungen bei den Preisprognosemechanismen und die Umsetzung umfassenderer Strategien, die die Maßnahmen anderer Flexibilitätsoptionen berücksichtigen. Methoden des maschinellen Lernens erweisen sich als ein vielversprechender Ansatz, um dieses Problem zu adressieren [25], [26].

Bei einer noch detaillierteren Parametrisierung (z. B. endogene Modellierung von Nachbarländern, umfassendere Darstellung des Wettbewerbs, detailliertere Vergütung von erneuerbaren Energien) erwarten wir zudem weitere Verbesserung der Ergebnisse. In [4] wird gezeigt, dass ABM eine leistungsfähige Methode ist, um die Integration von erneuerbaren Energien im deutschen Strommarkt zu simulieren. AMIRIS wurde in [5] für den deutschen Markt parametrisiert. Dies ergab eine hohe Übereinstimmung zwischen simulierten und historischen Preisen mit einem Korrelationskoeffizienten von 0,81. Die Untersuchungen in der vorliegenden Arbeit zeigen, dass AMIRIS auch in der Lage ist, den österreichischen Strommarkt zu simulieren, wenn auch mit einer etwas geringeren Anpassungsgüte.

5 Schlussfolgerungen

Wir haben das offene agentenbasierte Strommarktmodell AMIRIS parametrisiert und seine Eignung zur Modellierung des österreichischen Strommarktes demonstriert. Zu diesem Zweck haben wir die Modellarchitektur und die verschiedenen Agententypen beschrieben. Die Parametrisierung erfolgt ausschließlich mit offenen Daten, welche gemeinsam mit dieser Arbeit veröffentlicht werden. In unserer Analyse simulierten wir die Preise des österreichischen Day-Ahead-Strommarktes und verglichen sie mit den historischen Preiszeitreihen. Die

resultierenden Preise haben eine angemessene Qualität hinsichtlich der statistischen Auswertung von Mittelwert, Median und Quartilen. Die Preisdauerlinien stimmen gut überein. Wie viele Strommarktmodelle hat auch AMIRIS Schwierigkeiten, negative Preise zu simulieren. Dies betrifft jedoch nur einen kleinen Teil der Gesamtstunden im Simulationslauf. Wir kommen daher zu dem Schluss, dass AMIRIS ein flexibles und leistungsfähiges Instrument zur Modellierung der aktuellen Strommärkte ist. Wie beschrieben, kann es für eine Vielzahl von Projekten und Szenarien eingesetzt werden. Um die Güte der Modellanpassung für den österreichischen Strommarkt weiter zu verbessern, schlagen wir vor, AMIRIS um strategische Gebote für Flexibilitätsoptionen (z. B. Stromspeicher) und für Vermarkter erneuerbarer Kraftwerke zu erweitern. Für interessierte NutzerInnen kann AMIRIS in Kombination mit den präsentierten Daten einen vielversprechenden Startpunkt für Analysen des österreichischen Strommarktes bieten.

6 Danksagung

Die Autoren bedanken sich für die Unterstützung durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Förderkennzeichen: 03E11010A). Besonderer Dank gilt auch Sebastian Wehrle, der die Autoren bei der Parametrisierung des AMIRIS Modells für Österreich unterstützt hat.

7 Referenzen

- [1] S. Pfenninger, A. Hawkes, and J. Keirstead, "Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 33, pp. 74–86, 2014.
- [2] S. Pye, O. Broad, C. Bataille, P. Brockway, H. Daly, R. Freeman, A. Gambhir, O. Geden, F. Rogan, S. Sanghvi, and others, "Modelling net-zero emissions energy systems requires a change in approach," *Climate Policy*, vol. 21, no. 2, pp. 222–231, 2021.
- [3] P. Windrum, G. Fagiolo, and A. Moneta., "Empirical Validation of Agent-Based Models: Alternatives and Prospects," *Journal of Artificial Societies and Social Simulation*, vol. 10(2), no. 2, p. 8, 2007.
- [4] F. Sensfuß, "Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector - An agent-based simulation approach.," Dissertation - Karlsruhe Institute of Technology (KIT) - Faculty of Economics, 2008.
- [5] F. Nitsch, M. Deissenroth-Uhrig, C. Schimeczek, and V. Bertsch, "Economic evaluation of battery storage systems bidding on day-ahead and automatic frequency restoration reserves markets," *Applied Energy*, vol. 298, p. 117267, 2021.
- [6] ENTSO-E Transparency Platform, "Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for the pan-European market.," <https://transparency.entsoe.eu/>, 2021.
- [7] M. Deissenroth, M. Klein, K. Nienhaus, and M. Reeg, "Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions: Agent-Based Modelling of Renewable Energy Market Integration," *Complexity*, vol. 2017, 2017.
- [8] G. Liberopoulos and P. Andrianesis, "Critical review of pricing schemes in markets with non-convex costs," *Operations Research*, vol. 64, no. 1, pp. 17–31, 2016.
- [9] C. Pape, S. Hagemann, and C. Weber, "Are fundamentals enough? Explaining price variations in the German day-ahead and intraday power market," *Energy Economics*, vol. 54, pp. 376–387, 2016.
- [10] F. Nitsch and A. A. El Ghazi, "Day-ahead market coupling in an agent-based electricity market model," <https://elib.dlr.de/144498>, 2021.

- [11] M. Reeg, "AMIRIS-ein agentenbasiertes Simulationsmodell zur aktionsspezifischen Analyse techno-ökonomischer und soziotechnischer Effekte bei der Strommarktintegration und Refinanzierung erneuerbarer Energien," Deutsches Zentrum für Luft-und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, 2019.
- [12] U. J. Frey, M. Klein, K. Nienhaus, and C. Schimeczek, "Self-Reinforcing Electricity Price Dynamics under the Variable Market Premium Scheme," *Energies*, vol. 13, no. 20, 2020.
- [13] F. Nitsch, A. Ardone, R. Finck, U. Frey, W. Hu, K. von Krbek, K. Nienhaus, Y. Scholz, V. Slednev, R. Stegen, and others, "Projektvorstellung: VERMEER-Versorgungssicherheit in Deutschland und Mitteleuropa während Extremwetter-Ereignissen," <https://elib.dlr.de/142348>, 2021.
- [14] J. Kochems and C. Schimeczek, "Agent-based modeling of demand response for the German electricity sector," https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/abstract/199/199_abstract_20210619_121541.pdf, 2021.
- [15] European Energy Exchange, "Emission Spot Primary Market Auction Report 2021," <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/eex-eua-primary-auction-spot-download>, 2021.
- [16] E-Control, "Erdgasstatistik - Historische Preisentwicklung," <https://www.e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/marktstatistik/preisentwicklungen>, 2021.
- [17] S. Bundesamt, "Data on energy price trends - Long-time series from January 2005 to June 2021," <https://www.destatis.de/EN/Themes/Economy/Prices/Publications>, 2021.
- [18] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme: Technologie-Berechnung-Klimaschutz*. Carl Hanser Verlag GmbH Co KG, 2021.
- [19] Bundesnetzagentur, "SMARD - German electricity market data platform," <https://www.smard.de>, 2020.
- [20] Open Power System Data, "Data Package Time series. Version 2020-10-06," https://doi.org/10.25832/time_series/2020-10-06, 2020.
- [21] Renewable energy policy database and support, "Legal sources on renewable energy," <http://www.res-legal.eu>, 2021.
- [22] J. Winkler, A. Gaio, B. Pfluger, and M. Ragwitz, "Impact of renewables on electricity markets - Do support schemes matter?," *Energy Policy*, vol. 93, p. 157-167, 2016.
- [23] P. Götz, J. Henkel, T. Lenck, and K. Lenz, "Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz," *Energy Brainpool, Agora Energiewende, Berlin*, 2014.
- [24] L. Torralba-Diaz, C. Schimeczek, M. Reeg, G. Savvidis, M. Deissenroth-Uhrig, F. Guthoff, B. Fleischer, and K. Hufendiek, "Identification of the Efficiency Gap by Coupling a Fundamental Electricity Market Model and an Agent-Based Simulation Model," *Energies*, vol. 13, no. 15, p. 3920, 2020.
- [25] F. Nitsch and C. Schimeczek, "Model in model: Electricity price forecasts in agent-based energy system simulations," in *9th INREC 2020 - Uncertainties in Energy Markets Conference*, 2020.
- [26] F. Nitsch, C. Schimeczek, and V. Bertsch, "Agent-based modelling of market competition among flexibility options using machine-learning techniques," in *27th International Computing in Economics and Finance Conference*, 2021.