

# VERSORGUNGSSICHERHEIT IN ÖSTERREICH: MARKTMODELLIERUNG UNTER UNSICHERHEITEN

Stefan STRÖMER<sup>1,2</sup>, Milena SIPOVAC<sup>1</sup>

## Motivation

Die zunehmende Komplexität des europäischen Strommarkts verstärkt den Bedarf an methodischen Ansätzen, um grenzüberschreitende Wechselwirkungen sowie den wachsenden Einfluss von prognoseabhängiger erneuerbarer Erzeugung auf Marktergebnisse und die Versorgungssicherheit realitätsnah abbilden zu können [1]. In dieser Arbeit wird ein agentenbasiertes Marktmodell für die CORE-Region vorgestellt, welches auf Basis des Frameworks AMIRIS [2] entwickelt wurde. Ziel des Modells ist, den Einfluss unterschiedlicher Kurzfrist-Prognoseszenarien auf Markt- und Systemergebnisse in Österreich zu untersuchen.

## Herangehensweise

Das Modell bildet die CORE-Marktregion als Netz von Gebotszonen ab. In jeder Gebotszone wird das Marktverhalten der verschiedenen Marktteilnehmer abgebildet, die als rationale Agenten – jeweils auf Basis eines kostenminimierenden bzw. profitmaximierenden Optimierungsmodells – in Kraftwerksbetreiber, Händler, Marketclearing, Prognoseanbieter, Speicherbetreiber, Speicherhändler und Importhändler unterteilt werden (vgl. Abbildung 1). Der Informationsaustausch findet über vordefinierte Vertragsstrukturen statt, die die Struktur der gekoppelten europäischen Märkte einschließlich Prognose- und Marketclearing-Prozess unter Berücksichtigung von Grenzkapazitätsbeschränkungen nachbilden.

In diesem dezentralen Rahmen werden Nachfrage, erneuerbare und konventionelle Erzeugung, sowie resultierende Marktpreise unter Verwendung verschiedener Prognosen berechnet. Diese Vorhersagen erlauben aufgrund ihrer (simulierten) Qualität die Untersuchung des Einflusses der Prognosegüte verschiedener Parameter auf Modellergebnisse. Das System wird somit über einen Bottom-Up Ansatz abgebildet, der Interaktionen zwischen Teilnehmern in einem heterogenen Markt darstellt und es ermöglicht (z. B.) die Auswirkung von Fehlern in der Vorhersage von erneuerbarer Erzeugung mit jenen durch ungenaue Lastprognosen quantitativ zu vergleichen.

## Daten

Die Simulationsdaten basieren auf den im TYNDP 2024 veröffentlichten Zukunftsszenarien. Im gewählten Modelljahr 2030 ergibt dies einen Ausbau von zusätzlichen 4.9 GW installierter Leistung für Wind- bzw. 3.8 GW für PV-Anlagen (im Vergleich zum Jahr 2025), um eine modellierte Steigerung der Stromnachfrage von 41 TWh zu ermöglichen [3,4]. Dieser Anstieg unterstreicht zugleich die steigende Relevanz von Prognoseunsicherheiten bei Wind- und Solarstromerzeugung ebenso wie in der akkuraten Schätzung des erwarteten Lastverlaufs.

## Methode

Ein wesentlicher Beitrag dieser Arbeit liegt im systematischen Vergleich von Prognoseszenarien auf Basis des in AMIRIS implementierten Marktkopplungsmechanismus. Dabei werden mehrere Szenarien umgesetzt und mit einer „perfect foresight“ Baseline – also unter der Annahme einer vollständigen Sicht auf zukünftige Parameterwerte – verglichen, um so mittels variierender Prognosegenauigkeit die Einbeziehung von realistischen Prognosefehlern abzubilden. Diese Prognosen beeinflussen direkt die Einsatzentscheidungen von Kraftwerken bzw. Speichern und somit die daraus resultierenden Gebote der Marktteilnehmer, die wiederum zonale Preise und grenzüberschreitende Energieflüsse bestimmen.

---

<sup>1</sup> AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 4, 1210 Wien, Österreich, [stefan.stroemer@ait.ac.at](mailto:stefan.stroemer@ait.ac.at)

<sup>2</sup> Delft University of Technology, Postbus 5, 2600 AA Delft, The Netherlands

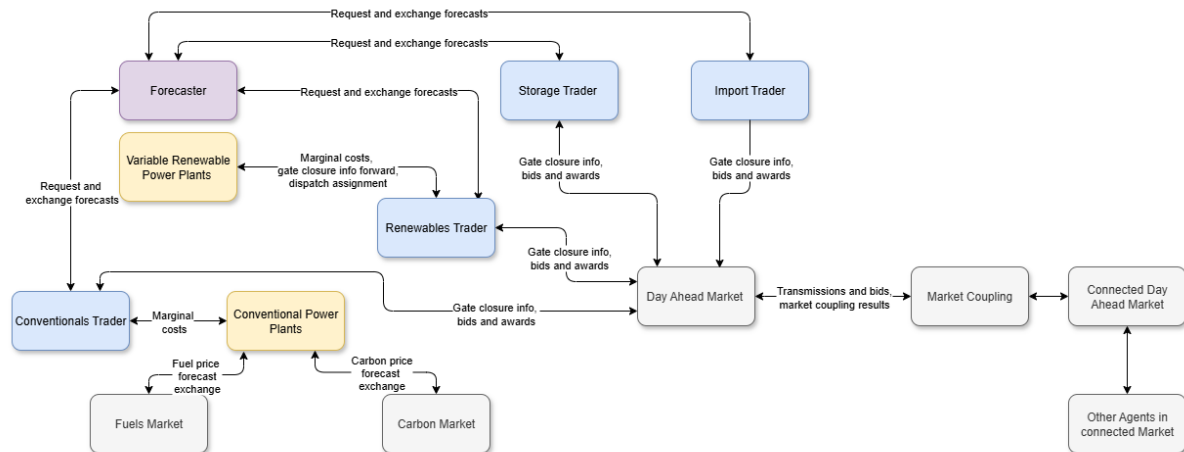


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Marktteilnehmer mit Informationsaustausch.

## Ausblick und Ergebnisse

Aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Erzeugung in der CORE-Region wird die nationale und regionale Versorgungssicherheit zunehmend durch Prognoseunsicherheiten sowie das Eintreten großer Abweichungen zwischen vorhergesagter/vermarkteter und realisierter Erzeugung, bzw. Nachfrage, beeinflusst.

Szenarien mit perfekter Voraussicht erzeugen sehr geordnete Einsatzmuster und unterschätzen häufig Engpässe, Preisvolatilität und Reservebedarf. Bei Einbeziehung realistischer Prognosefehler, insbesondere bei Wind- und Solarenergie, lassen sich Effekte auf Preisdifferenzen und Einsatzentscheidungen beobachten, die in klassischen (Fundamental-) Optimierungsmodellen nicht ersichtlich sind. Durch die Integration mehrerer Prognoseszenarien in einer einheitlichen Umgebung liefert diese Arbeit ein tieferes Verständnis für das zunehmend komplexe europäische Stromsystem unter unvollkommener Information.

## Referenzen

- [1] Billimoria, F., Mancarella, P., & Poudineh, R. (2022). *Market and regulatory frameworks for operational security in decarbonizing electricity systems: from physics to economics*. Oxford Open Energy, 1, oia007.
- [2] Schimeczek, C., Nienhaus, K., Frey, U., Sperber, E., Sarfarazi, S., Nitsch, F., Kochems, J. and El Ghazi, A.A. (2023). *AMIRIS: Agent-based Market model for the Investigation of Renewable and Integrated energy Systems*. Journal of Open Source Software.
- [3] ENTSO-E (2025). *TYNDP 2024 System Needs Study*. Online: [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)
- [4] E-Control (2025). *Tätigkeitsbericht 2025 (Berichtsjahr 2024)*. Online: [www.e-control.at](http://www.e-control.at)