

Simulation der Versorgungssicherheit während Extremwetterereignissen mittels eines gekoppelten Markt- und Netzmodells

Rafael Finck¹, Felix Nitsch²

¹ Karlsruher Institut für Technologie,
Hertzstraße 16, 76187 Karlsruhe, +49 721 608 44468, rafael.finck@kit.edu, www.iip.kit.edu

² Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt, Institut für Vernetzte Energiesysteme,
Curiestr. 4, 70563 Stuttgart, +49 711 6862 8865, felix.nitsch@dlr.de, www.dlr.de/ve

Kurzfassung: Durch den steigenden Anteil Erneuerbarer Erzeugungstechnologien im Stromsystem steigt auch dessen Exposition gegenüber extremen Wetterereignissen, die die Versorgungssicherheit gefährden können. In diesem Beitrag wird ein gekoppelter Modellansatz vorgestellt, bestehend aus einem agentenbasierten Marktmodell und einem Stromübertragungsnetzmodell für die Core Kapazitätsberechnungsregion. Basierend für ein Szenario im Jahr 2035 nach dem Ten-Year Network Development Plan 2022 wird der Einfluss einer historischen Schwachwindphase auf die Residuallast modelliert. Durch die stark reduzierte Erneuerbaren Einspeisung, ist ein verstärkter Einsatz von Gaskraftwerken notwendig, der nicht in allen Stunden zur Lastdeckung ausreicht. Netzseitig führt die verringerte Windeinspeisung zu weniger Leitungsenpässen und entsprechend geringerem Umfang an Einspeisemanagement und Re-dispatch.

Keywords: Extremwetter, Versorgungssicherheit, Agentenbasiertes Marktmodell, Flow-based Market Coupling

1 Einleitung

Der vorliegende Beitrag befasst sich mit der Analyse von Auswirkungen von Extremwetterereignissen auf die Versorgungssicherheit der deutschen Stromversorgung unter Berücksichtigung der zunehmenden Bedeutung erneuerbarer Energien (EE) und des grenzüberschreitenden Stromhandels in Europa. Die wachsende Abhängigkeit des Energieversorgungssystems von fluktuierenden EE, wie Wind- und Solarenergie, stellt neue Herausforderungen an die Versorgungssicherheit, insbesondere unter den Bedingungen des Klimawandels und dessen Auswirkungen auf (extreme) Wetterphänomene.

Der entwickelte Ansatz besteht darin, ein agentenbasiertes Strommarktmodell mit einem Modell des europäischen Stromübertragungsnetzes zu koppeln. Dies ermöglicht zwei Vorteile gegenüber vorhandenen Ansätzen in der Literatur. Zum einen können die Stärken der agentenbasierten Simulation inklusive der Abbildung von Gebotsverhalten, etc. genutzt werden, während die Modellkopplung mit dem Netzmodell die Berücksichtigung der lastflussbasierten Marktkopplung (Flow-based Market Coupling, FBMC) ermöglicht. Zudem erlaubt dieser Ansatz eine Analyse der Marktergebnisse unter der Berücksichtigung des Netzbetriebs zur Quantifizierung notwendiger Maßnahmen zum Engpassmanagement.

Die Modellkopplung wird genutzt um eine historische Extremwetterperiode zu analysieren und die Effekte auf die Versorgungssicherheit im Markt und Netz zu analysieren. Dazu wird ein Szenario nach dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022 [1] parametrisiert und Kraftwerkseinsatz, Marktpreise sowie ungedeckt Laststunden betrachtet. Im Übertragungsnetz wird der Einsatz notwendiger Re-dispatch und Curtailment Maßnahmen verglichen. Der Beitrag ist wie folgt aufgebaut. Kapitel 2 ordnet den entwickelten Ansatz in die bestehende Literatur ein, in Kapitel 3 werden die beiden Modelle und der Kopplungsmechanismus beschrieben. Kapitel 4 beschreibt den Untersuchungsrahmen und in Kapitel 5 werden die Ergebnisse dargestellt.

2 Einordnung in die Literatur

Verschiedene Arbeiten beschäftigen sich mit dem Einfluss von Extremwetterereignissen auf das (europäische) Energiesystem. Brás et al. untersuchen den Einfluss von Extremereignissen auf die jährlichen Kapazitätsfaktoren unterschiedlicher Erzeugungstechnologien (Wasserkraftwerke, Solar PV und Windkraftanlagen) und nutzen dazu statistische Datenbanken [2]. Petit et al. analysieren mögliche Reformen für Kapazitätsmärkte um Energiemärkte resilienter gegenüber Extremwetterereignissen zu machen [3]. Van der Most et al. generieren tägliche Erzeugungs- (Wasserkraft, solar PV und Windkraftanlagen) und Lastzeitreihen auf Basis der ERA5 Reanalyse [4] und vergleichen diese mit Daten der ENTSO-E Transparenzplattform. Sie stellen fest, dass u.a. die Modellzeitreihen für PV die Extremereignisse in den ENTSO-E Zeitreihen nicht treffen [5]. Yang et al. nutzen Klimaprognosen um die Einflüsse auf Wärme und Kühlbedarfe in Wohngebäuden zu analysieren [6]. Van der Wiel et al. bestimmen die PV- und Winderzeugung (mit einer stark vereinfachten Modellierung von Windturbinen und Solarparks) sowie die Last (mithilfe eines Regressionsansatzes) aus Klimaensembles und identifizieren Zeiträume unterschiedlicher Dauer mit hoher Residuallast [7]. In einer weiteren Arbeit identifizieren van der Wiel et al. die Wahrscheinlichkeit für solche Extremereignisse in verschiedenen Wetterregimen basierend auf Ensemble-Experimenten aus globalen Klimamodellen [8]. Figueiredo et al. nutzen ein vektorautoregressives Modell um die Preiseffekte von Wetterereignissen in der CWE Region zu analysieren [9]. Keine der genannten Arbeiten analysiert hingegen die Effekte von Extremereignissen in einem Strommarkt- oder Stromnetzmodell in dem neben der wetterabhängigen Erzeugung und temperaturabhängigen Last auch weitere Flexibilitäten eine wichtige Rolle spielen. Das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) [10] der ENTSO-E analysiert die Versorgungssicherheit im zukünftigen europäischen Energiesystem, jedoch werden hier keine expliziten Extremwetterereignisse betrachtet. Stattdessen finden Wettereinflüsse durch die gewichtete Berücksichtigung mehrere Wetterjahre in einem Energiesystemmodell Eingang, in dem die Zubauentscheidung neuer Kraftwerke in Abhängigkeit der (Kosten-) Gewichtung von Stunden ohne Lastdeckung getroffen wird. Der in diesem Beitrag vorgestellte Ansatz geht über die vorgenannten hinaus, indem zum einen die Effekte des Extremwetterereignisses auf das Marktgeschehen in einer agentenbasierten Strommarktsimulation quantifiziert werden und dieses darüber hinaus mit einem Übertragungsnetzmodell gekoppelt wird, welches die Berücksichtigung des FBMC und die Analyse der Effekte der Extremereignisse auf das Engpassmanagement ermöglicht.

3 Methodik

3.1 Das Modell AMIRIS¹

Das agentenbasierte Modell AMIRIS² (Agent-based Market model for the Investigation of Renewable and Integrated energy Systems) ist ein umfassendes offenes Elektrizitätsmarktmodell, das entwickelt wurde, um die komplexen Dynamiken von EE zu simulieren und zu analysieren [12]. AMIRIS basiert auf dem offenen FAME-Framework [13], [14], das flexible Modellparametrisierung und -erweiterung ermöglicht. Durch die Darstellung individueller Agenten mit unterschiedlichen Strategien, Informationen und Verhaltensweisen bietet AMIRIS eine detaillierte Darstellung der Marktteilnehmer, die es ermöglicht, verschiedene Szenarien zu untersuchen und verschiedene politische Interventionen zu bewerten.

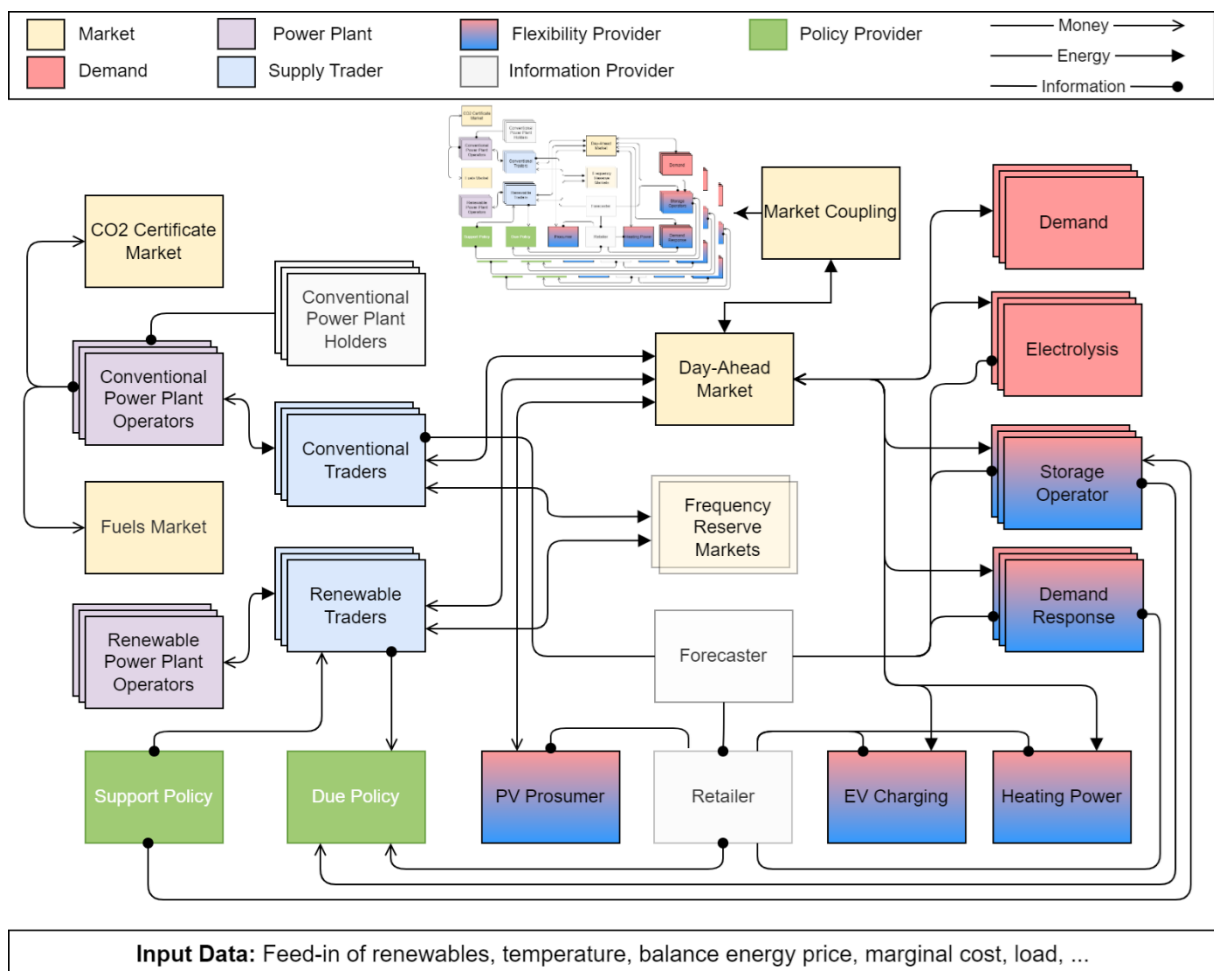


Abbildung 1: Abbildung der endogenen Simulation der Nachbarmärkte in AMIRIS welche durch den Marktkopplungsagent koordiniert wird.

¹ Die Modellbeschreibung von AMIRIS ist so bereits im Endbericht zum Projekt VERMEER erschienen [11].

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

3.1.1 Umsetzung der Marktkopplung in AMIRIS

In AMIRIS wird die Marktkopplung durch eine neue Agentenklasse namens "MarketCoupling" realisiert, siehe Abbildung 1. Die Verwendung der Marktkopplung ist eine optionale Modell-erweiterung und wird durch das Vertragskonzept innerhalb von AMIRIS gesteuert. Märkte, die durch ihren jeweiligen "EnergyExchange"-Agenten repräsentiert werden, können an der Marktkopplung teilnehmen, indem sie einen Kopplungsvertrag mit dem "MarketCoupling"-Agenten eingehen. Märkte, die keinen Kopplungsvertrag haben, sind nicht in den Prozess der Marktkopplung involviert. Gekoppelte Märkte sammeln lokale Nachfrage- und Angebotsgebote sowie die verfügbaren Übertragungskapazitäten zu anderen Märkten über ihren "EnergyExchange"-Agenten. Diese Informationen werden dann an den zentralen "MarketCoupling"-Agenten gesendet. Dieser führt die eigentliche Marktkopplung auf Basis der erhaltenen Kopplungsanfragen durch. Anschließend sendet der "MarketCoupling"-Agent die aktualisierten Nachfrage-, Angebots- und Übertragungsbücher an jeden angeschlossenen lokalen Markt. Die Marktkopplung erfolgt gleichzeitig mit der Marktberäumung, die in AMIRIS derzeit stündlich erfolgt. Eine detaillierte Beschreibung der technischen Marktkopplung ist in Nitsch et al. zu finden [15].

3.2 Das Modell Tango

Das Modell TANGO (Transmission grid operation toolbox) wurde am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) entwickelt und kommt für Analysen des zukünftigen europäischen Stromnetzes und Simulation des Engpassmanagements zum Einsatz. Es baut auf einem detaillierten Netzdatensatz für das Übertragungsnetz auf, dessen Basis die im Rahmen des TYNDP veröffentlichten Netzdaten, sowie statische Netzmodelle der Übertragungsnetzbetreiber, nationale Netzentwicklungspläne, sowie Informationen von Open Street Map und generische Betriebsmittelparameter bilden. Der Netzdatensatz umfasst geografisch die Länder bzw. Gebotszonen der Core Kapazitätsberechnungsregion. Hierfür sind die Leitungen und Sammelschienen der Übertragungsnetzebene 380 kV, 220 kV sowie die Übergabepunkte ins unterlagerte Verteilernetz modelliert, an denen die Verbraucher und Erzeuger angeschlossen sind. Zusätzlich umfasst der Datensatz die Netzanschlüsse der Wind Offshore Parks, sowie die existierenden und geplanten HGÜ Leitungen. Die Netztopologie ist dahingehend vereinfacht, dass pro Umspannwerk jeweils eine Sammelschiene pro Spannungslevel abgebildet ist.

Das Engpassmanagement wird auf der Marktseite durch FBMC simuliert [16]. Basierend auf dem erwarteten Marktergebnis („Base Case“), der aktuellen Netztopologie, sowie der Übertragungskapazität der Leitungen werden zunächst die approximierten Leistungsflüsse im Normalbetrieb sowie für die relevanten (n-1) Fälle mittels (optimaler) Leistungsflussrechnung bestimmt. Basierend auf der Merit-Order des Base Cases werden darüber hinaus die stundenscharfen Generation Shift Keys (GSK) berechnet, die linearisiert die Verteilung einer veränderten Handelsposition der jeweiligen Gebotszone auf die internen Netzknoten abbilden.

Zusätzlich werden auf Basis der linearisierten Netzeigenschaften Sensitivitätsfaktoren berechnet, die die Verteilung der Leistungsflüsse im Netz unter Normalbedingungen (Power Transfer Distribution Factors, PTDF) sowie im (n-1) Fall (Outage Transfer Distribution Factors, OTDF) beschreiben. Aus GSK und PTDF bzw. OTDF können gebotszonale Faktoren berechnet werden, die angeben, wie sich die Handelsflüsse auf die einzelnen Netzelemente

verteilen. Mittels der berechneten Leistungsflüsse im Base Case und der thermischen Leitungskapazitäten kann die für den Handel verfügbare Übertragungsleistung (Remaining Available Margin, RAM) je Netzelement berechnet werden. Dabei finden die regulatorisch festgelegten Mindestübertragungskapazitäten aus dem Clean Energy Package Berücksichtigung, so dass die resultierenden Restriktionen für das Marktmodell dem aktuellen regulatorischen Rahmen entsprechen. Der Datenfluss und die einzelnen Berechnungsmodule des FBMC Moduls sind in Abbildung 2 dargestellt.

Darüber hinaus kann, basierend auf dem Marktergebnis eine Netzbetriebssimulation mittels optimaler Leistungsflussrechnung durchgeführt werden um den Umfang an Einspeisemanagement und Re-dispatchmaßnahmen zu quantifizieren, die für den sicheren Netzbetrieb notwendig sind.

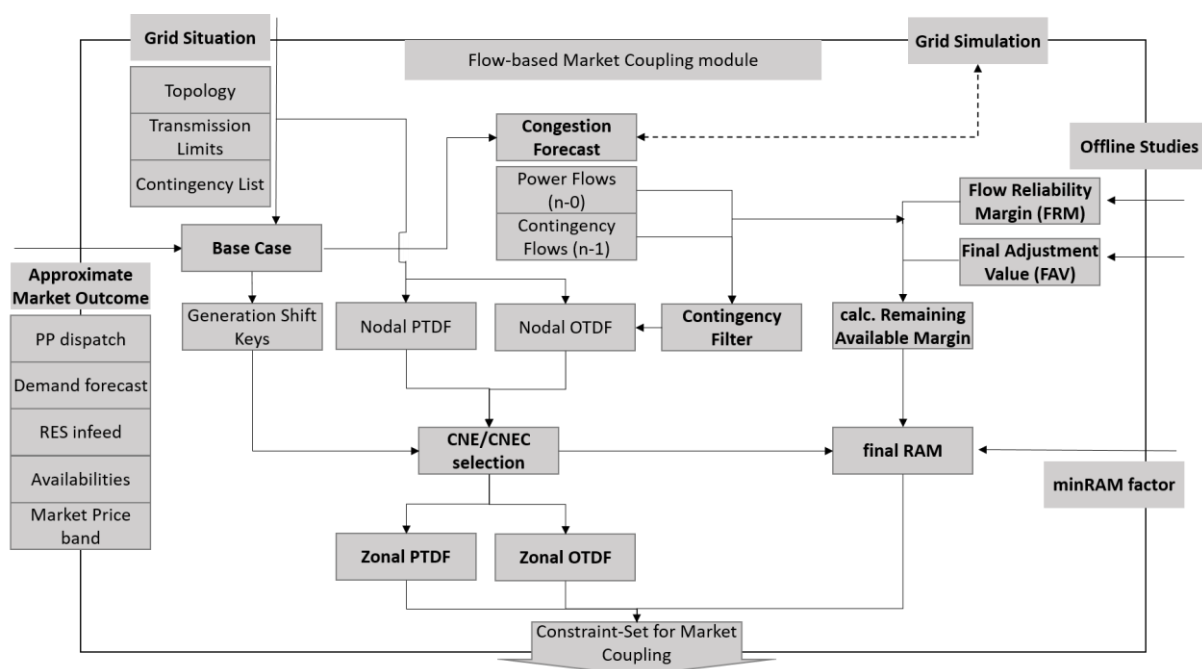


Abbildung 2: Schematische Darstellung des FBMC Moduls in Tango.

3.3 Harmonisierung der Eingangsdaten

Um eine Modellkopplung zwischen AMIRIS und TANGO zu ermöglichen ist eine umfangreiche Harmonisierung der Eingangsdaten notwendig. Dies betrifft insbesondere die Kraftwerksdatenbank und -parameter, da die berechneten Übertragungskapazitäten, basierend auf der FBMC Methodik nur in Kombination mit den verwendeten Kraftwerksdaten valide sind. Neben der Harmonisierung des Kraftwerksparks mit den Parametern wie Nettoleistungen, Wirkungsgraden und Brennstoff- sowie CO₂-Zertifikatspreisen, sind die Einspeisepotentiale der EE und die Nachfragezeitreihen bzw. die Abbildung der Flexibilitätspotentiale beispielsweise von (Pumpwasser-) Speichern von großer Bedeutung. Diese wurden ebenfalls zwischen den Modellen für die Untersuchungen vereinheitlicht. Da die Modelle unterschiedliche geografische Regionen abdecken, wurden zudem die Import- bzw. Exportzeitreihen zu nicht-modellierten Marktzone dem jeweiligen Modell zur Verfügung gestellt, sodass die Energiebilanzen in beiden Modellen ausgeglichen sind.

3.4 Berechnung dynamischer NTCs

Seit Mai 2015 sind Teile der europäischen Day-ahead Strommärkte durch FBMC gekoppelt. Die Modellierung erfordert weitreichende Modellerweiterungen in Bezug auf NTC basierte Marktmodelle sowie umfangreiche Netzdatensätze und knotenscharfe Einspeise- und Nachfragezeitreihen. Des Weiteren führt die Berücksichtigung der FBMC Restriktionen zu höherer Modellkomplexität, was wiederum die Rechenzeit erhöht und ggf. Einfluss auf die Lösbarkeit hat. Der hier vorgestellte Ansatz vereint die Vorzüge einer realitätsnahen Berechnung der Übertragungskapazitäten mit den Möglichkeiten einer agentenbasierten Marktsimulation durch die Kopplung der beiden Modelle AMIRIS und TANGO.

Sei G das Set aus Grenzleitungen zwischen den Gebotszonen i und j , welche der lastflussbasierter Marktkopplung unterliegen. Weiterhin sei Φ das Set aus Zonenpaaren (i, j) für die gilt:

$$\Phi = \{(i, j) \in G \mid \Delta_{p_{ij}} \leq 0\} \quad (1)$$

wobei

$$\Delta_{p_{ij}} = p_i - p_j \quad (2)$$

das Preisdelta zwischen Zone i und Zone j beschreibt. Die Höhe der dynamischen Übertragungskapazitäten f^* ergibt sich dann als Lösung der Minimierung:

$$F(\Delta_{p_{ij}}, G) = \min_f \sum_{(i,j) \in \Phi} \Delta_{p_{ij}} * f_{ij} \quad (3)$$

Abbildung 3 stellt den schematischen Aufbau des Moduls dar.

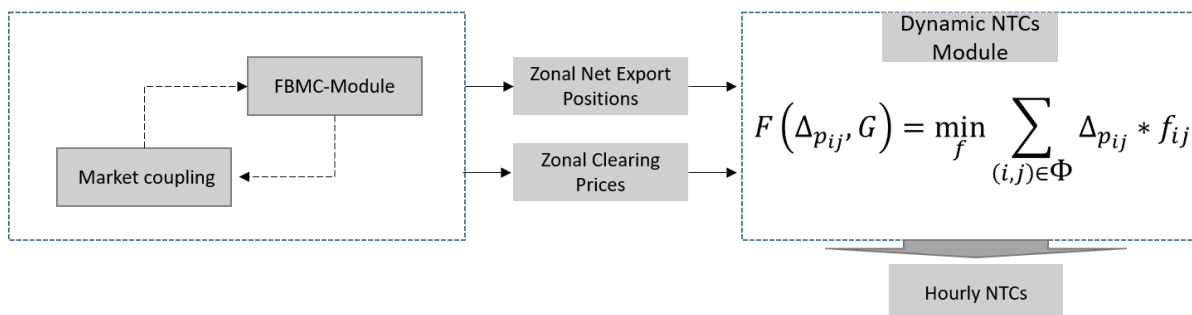


Abbildung 3: : Schematische Darstellung des Berechnungsmoduls für die dynamischen NTCs.

4 Untersuchungsrahmen

Der Szenariorahmen entspricht dem Szenario Distributed Energie aus dem TYNDP 2022 [1]. Die Grundlage der Kraftwerksdatenbank bildet die World Electricity Power Plants Datenbank, die ergänzt wurde um Zu- bzw. Rückbaudaten wie sie im Global Energy Monitor Wiki [17] veröffentlicht sind. Das Szenariojahr ist das Jahr 2035, Brennstoffpreise und Preise für Emissionszertifikate sind dem World Energy Outlook der International Energy Agency [18] entnommen. Preise sind nominal ausgewiesen, die Annahmen zu Inflationsentwicklung und Wechselkursen entstammen dem OECD World Economic Outlook [19] sowie dem World Economic Outlook des Internationalen Währungsfonds [20]. Die Berechnung der Übertragungskapazitäten basierend auf FBMC werden mit dem Tango Modell durchgeführt, welches für die Core Region parametrisiert ist. Die Simulation der Energiespotmärkte erfolgt im

Modell AMIRIS für die Gebotszonen Österreich, Belgien, Schweiz, Tschechien, Dänemark Ost und West, Frankreich, Niederlande, Norwegen 2, Polen, Schweden 4 sowie die Deutsch-Luxemburgische Zone. Die zeitliche Modellauflösung ist stündlich, es wird das Jahr mit 8760 Stunden simuliert. Die identifizierte zweiwöchige Extremwetterperiode (eine Schwachwindphase im Winter 1996/1997) [11], liegt nahe des Jahreswechsels. Um die Integrität der Langzeitspeicher sicherzustellen, erfolgt die Berechnung auf einem synthetischen Jahr welches dem Wetterjahr 2016 entspricht, den Extremwetterzeitraum beinhaltet und im Sommer beginnt und endet. Die Effekte des synthetischen Jahres inklusive Extremwetterperiode werden vergleichend der Rechnung ohne Extremwetter gegenübergestellt. Die Marktpreisobergrenze an den Spotmärkten wird zu 10.000 € angenommen. Abbildung 4 zeigt die Winterzeugung an den Übertragungsknoten im Tango Modell für den Zeitraum des Extremwetters. Die reduzierte Einspeisung ist deutlich zu erkennen.

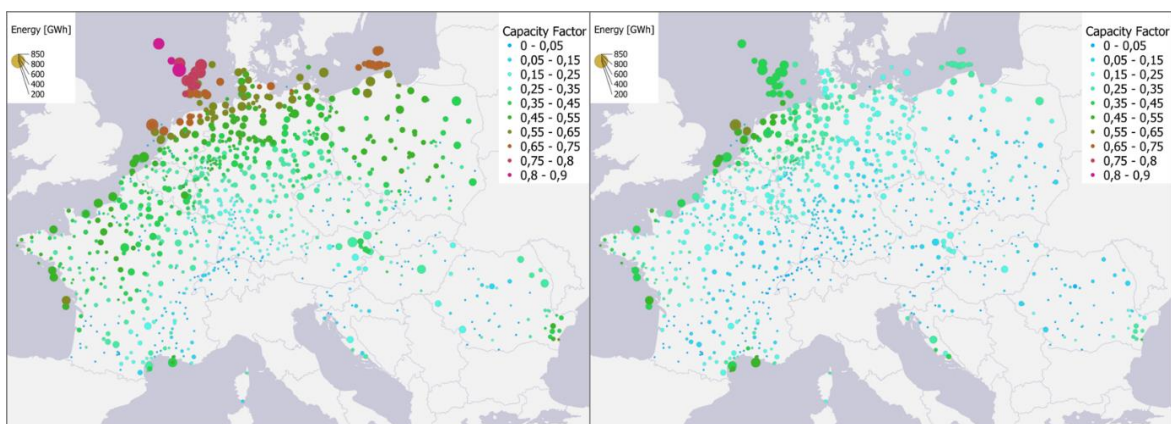


Abbildung 4: Winterzeugung in GWh und durchschnittlicher Kapazitätsfaktor an den Umspannungsknoten des Übertragungsnetzes (Extremwetterereignis rechts).

5 Ergebnisse

Basierend auf den Simulationsrechnungen mit und ohne Berücksichtigung des Extremereignisses sind in Abbildung 5 der unterschiedliche Kraftwerksdispatch aus dem Marktmodell sowie die Last und Residuallast sowie die Marktpreise für die deutsche Gebotszone dargestellt.

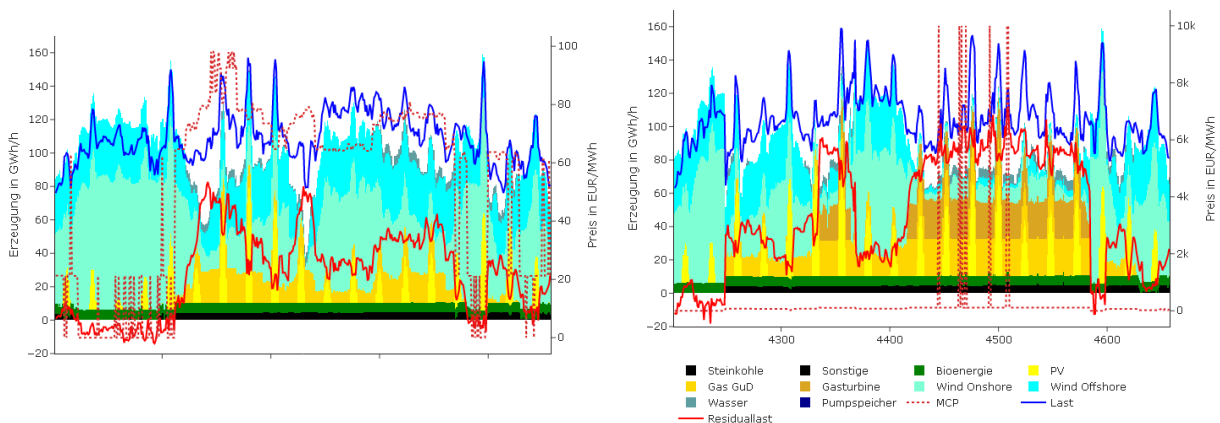


Abbildung 5: Einsatz verschiedener Kraftwerkstechnologien, Nachfrage und Marktpreis in den beiden Vergleichszeiträumen.

Die deutlich verringerte Einspeisung von Energie aus Onshore Windkraftanlagen ist im relevanten Zeitraum (ca. zwischen Stunde 4450 und 4700) klar zu erkennen.

Ebenso ist der daraus resultierende zusätzliche Bedarf an fossiler Leistung, der im Modell durch den Einsatz von Gas-und-Dampfturbinen Kraftwerken sowie offenen Gasturbinen gedeckt wird, sichtbar. Beim Vergleich der Marktpreise muss die unterschiedliche Skala der Achse berücksichtigt werden. Während sich im Basisfall der Preis zwischen nahe 0 €/MWh und ca. 100 €/MWh bewegt, je nach Höhe der Residuallast (im Zusammenspiel mit dem Austausch zu den benachbarten Gebotszonen), sind während des Extremereignisses deutliche Preisspitzen sichtbar. Diese erreichen in einigen Stunden die Marktpreisgrenze, was auf nicht bediente Energienachfrage rückschließen lässt.

Basierend auf dem Marktdispatch der Kraftwerke, zeigt Abbildung 6 die Ergebnisse der Simulation des Engpassmanagements im deutschen Übertragungsnetz. Zu sehen ist ein Rückgang sowohl beim Re-dispatch-Volumen als auch beim Einsatz von Einspeisemanagement (Curtailment). Klar ersichtlich ist, dass es sich bei dem Extremereignis in erster Linie um ein Stress-Szenario für die marktliche Versorgungssicherheit handelt, da ein Erzeugungsdefizit besteht. Im Netz hingegen, in dem nennenswerte Anteile der Überlastungen auf Einspeisung von Windanlagen im Norden beruhen, sorgt die Schwachwindphase für Entlastung und entsprechend reduziertem Einsatz von Re-dispatch und Curtailment.

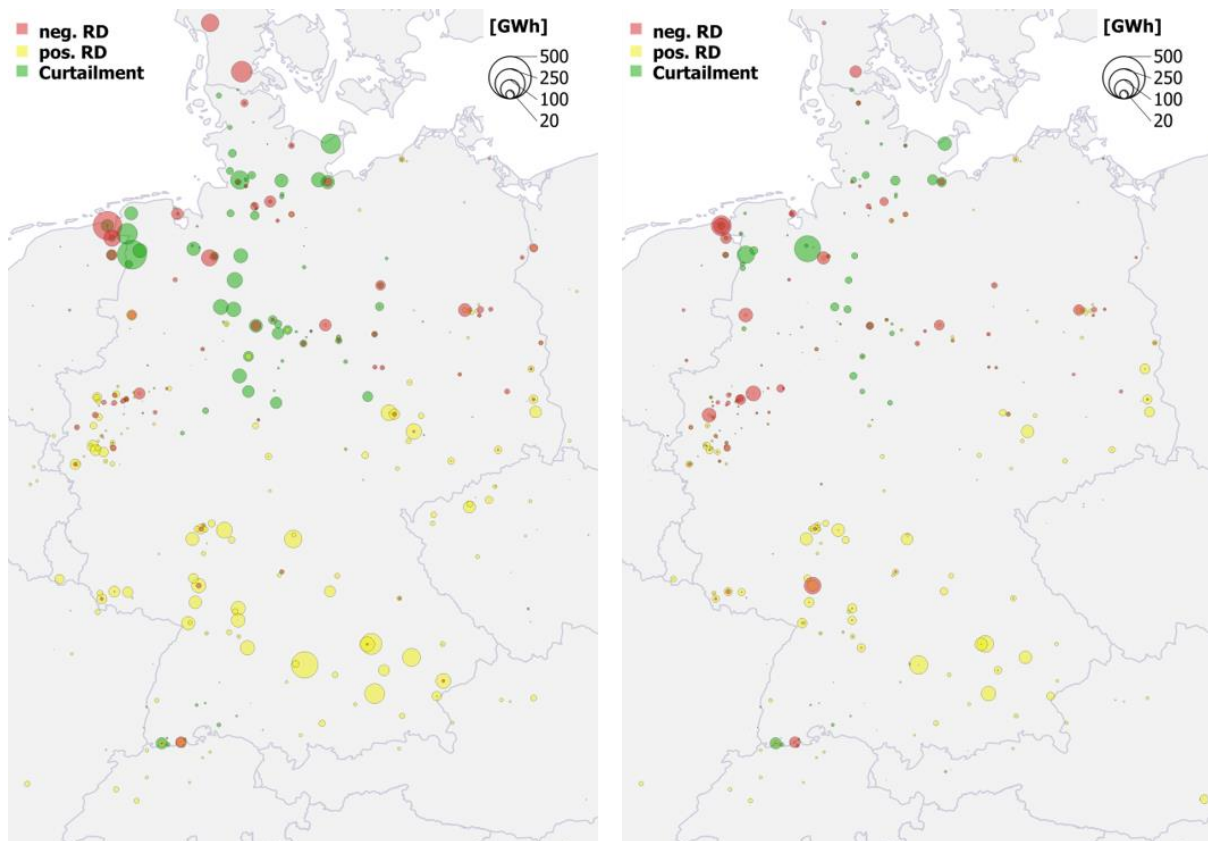


Abbildung 6: Aggregierte Re-dispatch-Maßnahmen im betrachteten Extremzeitraum für das Basiszenario (links) und das Extremwetterzenario (rechts).

6 Diskussion und Ausblick

Der vorgestellte Ansatz beinhaltet die Modellkopplung eines agentenbasierten Strommarktmodells mit einem Netzmodell zur Berücksichtigung des FBMC und zur Analyse des Marktergebnisses im Netz. Die gekoppelten Modelle wurden zur Analyse der Versorgungssicherheit während eines Extremwetterereignisses angewandt. Der Ansatz der „dynamischen NTCs“ konnte erfolgreich getestet werden. Erforderlich dafür ist eine umfangreiche Harmonisierung großer Teile der Modelldaten. Der hierfür aufzubringende Aufwand stellt eine Schwäche des Ansatzes dar, da für jede Anpassung des Szenarios eine erneute Aktualisierung notwendig ist. Abhilfe können entwickelte (teil-)automatisierte Workflows schaffen. Die Analyse zeigt, dass die verringerte Einspeisung aus Windkraft marktseitig zu ungedeckter Last in wenigen Stunden führt, während netzseitig der Einsatz von Engpassmanagement sogar reduziert wird. Zukünftige Arbeiten sollen den Beitrag weiterer Flexibilitäten (Nachfrageflexibilität, erhöhte Austauschkapazitäten, etc.) zur Versorgungssicherheit untersuchen.

Förderung

Die vorgestellten Arbeiten sind Teil des Projektes VERMEER, welches durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gefördert wurde (FKZ: 03EI1010).

Referenzen

- [1] ENTSO-E und ENTSG, „TYNDP 2022 Scenario Report - Version April 2022“, entsoe und entsog, Apr. 2022. Zugegriffen: 26. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://2022.entsoe-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP2022_Joint_Scenario_Full-Report-April-2022.pdf
- [2] T. A. Brás, S. G. Simoes, F. Amorim, und P. Fortes, „How much extreme weather events have affected European power generation in the past three decades?“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 183. 2023. doi: 10.1016/j.rser.2023.113494.
- [3] M. Petitet, B. Ünel, und F. A. Felder, „Making Electricity Capacity Markets Resilient to Extreme Weather Events“, *Economics of Energy and Environmental Policy*, Bd. 12, Nr. 2. S. 49–67, 2023. doi: 10.5547/2160-5890.12.2.mpet.
- [4] H. Hersbach u. a., „ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present“. Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store (CDS), 2023. doi: <https://doi.org/10.24381/cds.adbb2d47>.
- [5] L. van der Most, K. van der Wiel, R. M. J. Benders, P. W. Gerbens-Leenes, P. Kerkmans, und R. Bintanja, „Extreme events in the European renewable power system: Validation of a modeling framework to estimate renewable electricity production and demand from meteorological data“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 170. 2022. doi: 10.1016/j.rser.2022.112987.
- [6] Y. Yang, K. Javanroodi, und V. M. Nik, „Climate change and energy performance of European residential building stocks – A comprehensive impact assessment using climate big data from the coordinated regional climate downscaling experiment“, *Applied Energy*, Bd. 298. 2021. doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117246.
- [7] K. van der Wiel, L. P. Stoop, B. R. H. van Zuijlen, R. Blackport, M. A. van den Broek, und F. M. Selden, „Meteorological conditions leading to extreme low variable renewable energy production and extreme high energy shortfall“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 111. S. 261–275, 2019. doi: 10.1016/j.rser.2019.04.065.

- [8] K. Van Der Wiel *u. a.*, „The influence of weather regimes on European renewable energy production and demand“, *Environmental Research Letters*, Bd. 14, Nr. 9. 2019. doi: 10.1088/1748-9326/ab38d3.
- [9] N. C. Figueiredo, P. P. da Silva, und D. Bunn, „Weather and market specificities in the regional transmission of renewable energy price effects“, *Energy*, Bd. 114. S. 188–200, 2016. doi: 10.1016/j.energy.2016.07.157.
- [10] ENTSO-E, „European Resource Adequacy Assessment. 2023 Edition. Annex 2: Methodology.“, ENTSO-E, 2023. Zugegriffen: 11. Dezember 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/report/ERAA_2023_Annex_2_Methodology.pdf
- [11] F. Nitsch *u. a.*, „Versorgungssicherheit in Deutschland und Mitteleuropa während Extremwetter-Ereignissen (VERMEER) - Der Beitrag des transnationalen Stromhandels bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien“, Juli 2023. Zugegriffen: 3. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://elib.dlr.de/196641/>
- [12] C. Schimeczek *u. a.*, „AMIRIS: Agent-based Market model for the Investigation of Renewable and Integrated energy Systems“, *J. Open Source Softw.*, Bd. 8, Nr. 84, S. 5041, Apr. 2023, doi: 10.21105/joss.05041.
- [13] C. Schimeczek *u. a.*, „FAME-Core: An open Framework for distributed Agent-based Modelling of Energy systems“, *J. Open Source Softw.*, Bd. 8, Nr. 84, S. 5087, Apr. 2023, doi: 10.21105/joss.05087.
- [14] F. Nitsch, C. Schimeczek, U. Frey, und B. Fuchs, „FAME-Io: Configuration tools for complex agent-based simulations“, *J. Open Source Softw.*, Bd. 8, Nr. 84, S. 4958, Apr. 2023, doi: 10.21105/joss.04958.
- [15] F. Nitsch und A. A. El Ghazi, „Energy Systems Analysis Considering Cross-Border Electricity Trading: Coupling Day-Ahead Markets in an Agent-Based Electricity Market Model“, Jan. 2024, doi: 10.5281/ZENODO.10561382.
- [16] R. Finck, „Impact of Flow Based Market Coupling on the European Electricity Markets“, *Sustain. Manag. Forum Nachhalt.*, Bd. 29, Nr. 2, S. 173–186, Jan. 2021, doi: 10.1007/s00550-021-00520-w.
- [17] Global Energy Monitor, „Global Energy Monitor Wiki“. 2023. Zugegriffen: 24. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gem.wiki/Main_Page
- [18] IEA, „World Energy Outlook 2022“, IEA, Paris, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- [19] OECD, „Long-term baseline projections, No. 109 (Edition 2021)“. OECD, 2021. doi: 10.1787/cbdb49e6-en.
- [20] IMF, „World Economic Outlook Database: October 2022 Edition“. 2022. Zugegriffen: 25. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2022/October>