

EINSATZ VON RESERVEKAPAZITÄTEN ZUR DÄMPFUNG VON PREISSPITZEN IM STROMMARKT: AUSWIRKUNGEN AUF NATIONALE UND ANGRENZENDE GEBOTSZONEN

Ulrike PFEFFERER¹, Jonas EGERER, Veronika GRIMM, Lukas M. LANG und Christian SÖLCH

Motivation und zentrale Fragestellung

Im europäischen Strommarkt, der als Energy-Only-Markt (EOM) konzipiert und in Gebotszonen strukturiert ist, sind Preisspitzen in ausreichender Höhe und Häufigkeit ein maßgeblicher Faktor für Investitionsentscheidungen von Akteuren. Ob diese Preisspitzen und die damit erzielten Einnahmen ausreichend für (Re-)Finanzierungen am Strommarkt sind, wird in der Literatur unter dem Begriff „missing money“ infrage gestellt [1], [2]. Die Europäische Union hält grundsätzlich am EOM fest, kann aber unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit („security of supply“) und Angemessenheit der Ressourcen („resource adequacy“) die Implementierung von Kapazitätsmechanismen erlauben. Die präferierte Form eines Kapazitätsmechanismus ist die strategische Reserve, wie sie beispielsweise derzeit in Deutschland implementiert ist. Ein zentraler Gestaltungsgrundsatz jedoch ist, dass die der Reserve zugeordneten Ressourcen nicht über die Teilnahme an Stromgroßhandelsmärkten vergütet werden und diese Kapazitäten somit außerhalb des Marktes vorgehalten werden [3].

Im Zuge der Energiepreiskrise 2022 gab es vor allem in Deutschland eine intensive Debatte über die Limitierung von Strompreisen und die Reduzierung von Stromkosten. Dabei rückte insbesondere die Nutzung von Reservekapazitäten, die außerhalb des Marktes zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bereitstehen, in den Vordergrund. Im Zuge der Koalitionsverhandlungen der aktuellen Bundesregierung wurde im Koalitionsvertrag vereinbart, dass die bereitstehenden Reservekapazitäten nicht nur zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit genutzt werden sollen, sondern auch zur Angebotsausweitung im Strommarkt [4], sobald der Großhandelsstrompreis eine vorab definierte Preisschwelle überschreitet (Strikepreis) [5], [6]. Durch die daraus resultierende Angebotsausweitung an Erzeugungskapazitäten sollen Preisspitzen reduziert und Preise stabilisiert werden. Dieser nationale Alleingang ist nicht nur EU-rechtlich kritisch zu betrachten, sondern bedarf als Markteingriff einer konkreten Analyse der Auswirkungen im In- und Ausland, um potenzielle weitreichende Marktverzerrungen aufzuzeigen.

Dieser Beitrag ergänzt die bestehende Diskussion [6], [7] um eine quantitative Analyse, die die Auswirkungen der Nutzung von Reservekapazitäten ab einem bestimmten Strikepreis im deutschen Strommarkt nicht nur auf Marktergebnisse in der kurzen Frist (Erzeugungsmengen und Strompreise) untersucht, sondern auch langfristige Effekte im Hinblick auf Investitionsentscheidungen in Erzeugungskapazitäten und Speichertechnologien innerhalb der deutschen Gebotszone sowie zonenübergreifend im europäischen Strommarkt identifiziert. Aufgrund bestehender Unsicherheiten bezüglich der Realisierung des Wetterjahres und die damit einhergehenden Unsicherheiten hinsichtlich der Erzeugung dargebotsabhängiger erneuerbaren Energien sowie des Stromnachfrageprofils, werden der Analyse Wahrscheinlichkeiten für die Realisation dreier verschiedener Wetterjahre zugrunde gelegt.

Methodische Vorgangsweise

Das stochastische Strommarktmodell basierend auf [8], [9], [10] ermöglicht die Analyse der Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen sowie auf kurzfristige Marktergebnisse im Strommarkt in Mittel- und Westeuropa unter Unsicherheit. Ergänzt um den Abruf von Reservekapazitäten werden endogene Entscheidungen über Investitionen und Stilllegungen von fossilen Kraftwerken, Elektrolysekapazitäten und Batterien entsprechend den kurzfristigen Marktergebnissen mit Entscheidungen über Erzeugungsmengen, kurz- und langfristigen Speicherbetrieb sowie der

¹ Technische Universität Nürnberg, Dr.-Luise-Herzberg-Str. 4, 90461 Nürnberg, Deutschland, +49 911 92741622, ulrike.pfefferer@utn.de, [Energy Systems and Market Design | UTN](#)

Wasserstoffproduktion abgebildet. Private Firmen entscheiden demnach unter der Annahme des vollkommenen Wettbewerbs hinsichtlich ihrer gewinnmaximierenden Produktionsmengen sowie ihrer langfristigen Investitionsentscheidungen in Erzeugungs-, Elektrolyse- und Batteriespeicherkapazitäten unter Berücksichtigung der Realisationswahrscheinlichkeiten verschiedener Wetterjahre. Der Handel zwischen Gebotszonen wird im Modell durch die Berücksichtigung interzonaler Handelsbeschränkungen optimiert.

Das stochastische Optimierungsproblem mit einer konkav-quadratischen Zielfunktion wird in GAMS implementiert.

Die Datengrundlage bildet eine aggregierte Darstellung des europäischen Strommarktes mittels länderspezifischer Gebotszonen. Zieljahr der Analyse ist 2030 mit einer stündlichen Auflösung der Handelsperioden. Es werden insgesamt sechs verschiedene Reserveszenarien, die sich in der Größe der Reserve (5, 10 und 15 GW) sowie dem Strikepreis (250 vs. 500 EUR/MWh) unterscheiden, im Vergleich zum Referenzszenario (ohne Reserveeinsatz) analysiert.

Vorläufige Ergebnisse

Die vorläufigen Ergebnisse zeigen, dass Preisspitzen in allen Ländern durch den Einsatz von Reservekapazitäten in Deutschland abnehmen. Nichtsdestotrotz treten selbst bei einer Reservegröße von 15 GW weiterhin Stunden mit Preisspitzen auf. Durch den Reserveeinsatz fallen die Preise in Spitzenpreiszeiten zwar deutlich, jedoch werden die durchschnittlichen Preisänderungen teilweise durch angepasste Investitionsentscheidungen ausgeglichen, die die Preise in den restlichen Stunden des Jahres erhöhen. Wechselwirkungen mit Kurzzeitspeichern führen zudem dazu, dass der Strikepreis in weiteren Stunden preissetzend wird. Effekte auf den jährlichen, mengengewichteten Durchschnittspreis sind gering und nur bei einem Strikepreis von 250 EUR/MWh über alle Reserveszenarien hinweg negativ.

Der Einsatz von Reservekraftwerken am Spotmarkt für Strom kann neben möglichen kurzfristigen Preissenkungseffekte auch zu Anpassungen hinsichtlich der langfristigen Investitionsentscheidungen am Strommarkt führen. Der Reserveeinsatz reizt einen marktbasierten Rückbau von Steinkohlekapazitäten sowie einen reduzierten Investitionsanreiz in Batteriespeicher in Deutschland an. Die negativen Auswirkungen auf Investitionen in Batteriespeichern sind bei einem niedrigeren Strikepreis stärker ausgeprägt und nehmen zusätzlich mit der Größe der Reservekapazität zu.

Referenzen

- [1] Cramton P., A. Ockenfels und S. Stoft (2013). "Capacity Market Fundamentals." In: Economics of Energy & Environmental Policy 2.2, pp. 27–46.
- [2] Cramton P. und S. Stoft (2005). "A Capacity Market that Makes Sense." In: The Electricity Journal 18.7, pp. 43–54.
- [3] Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943>. [Letzter Zugriff 29.11.2025].
- [4] CDU, CSU und SPD (2025). Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CSU, CSU und SPD, 21. Legislaturperiode. www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav_2025.pdf. [Letzter Zugriff 29.11.2025].
- [5] STEAG GmbH (2025). Bezahlbare Energiewende: Wie können Netzreserve-Kraftwerke einen Beitrag zur Dämpfung der Strompreise in Deutschland leisten? White Paper. Stellungnahme/Gutachten SG250320039. <https://www.lobbyregister.bundestag.de/inhalte-der-interessenvertretung/stellungnahmegutachtensuche/SG250320039>. [Letzter Zugriff 29.11.2025].
- [6] Peek M. und Grinschgl J. (2025). Einsatz der Netzreserve zur Strompreisstabilisierung: Auswirkungen auf das Stromversorgungssystem. Kurzstudie. enervis energy advisors GmbH. https://enervis.de/wp-content/uploads/2025/07/MCS_Netzreserve_Kurzstudie_final.pdf. [Letzter Abruf 29.11.2025].
- [7] Czock, B. H., J. Junkermann und L. Just (2025). Back(-up) for good? Implikationen einer Rückkehr von Reservekraftwerken an den Strommarkt. EWI Policy Brief. Veröffentlicht durch die Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln e.V. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI).
- [8] Grimm V., A. Martin, M. Schmidt, M. Weibelzahl und G. Zöttl (2016). „Transmission and generation investment in electricity markets: The effects of market splitting and network fee regimes." In: European Journal of Operational Research, Nr. 254, pp. 493 – 509.
- [9] Ambrosius M., J. Egerer, V. Grimm und A. H. van der Weijde (2020). "Uncertain bidding zone configurations: The role of expectations for transmission and generation capacity expansion." In: European Journal of Operational Research 285.1, pp. 343–359.
- [10] Egerer J., M., V. Grimm, L.M. Lang und U. Pfefferer (2025). "The coal phase-out in Germany and Central Western Europe under new framework conditions." In: Energy Economics 151, p. 108886.