

Einsatz von Reservekapazitäten zur Dämpfung von Preisspitzen im Strommarkt:

Auswirkungen auf nationale und
angrenzende Gebotszonen

**Ulrike Pfefferer, Jonas Egerer, Veronika Grimm, Lukas M. Lang
und Christian Sölch**

Technische Universität Nürnberg

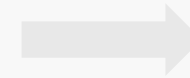
Agenda

- Motivation
- Strommarktmodell
 - Entscheidungsstruktur im Strommarkt
 - Abruf von Reservekapazitäten zu einem vorab definierten Strikepreis
- Fallstudie
 - Szenarien
 - Daten
 - Ergebnisse
- Diskussion und Schlussfolgerung

Motivation: Kapazitätsvorhaltung außerhalb des Marktes

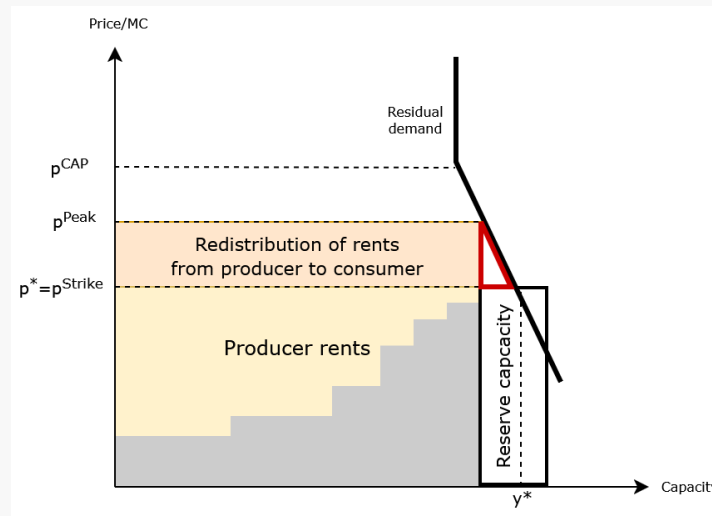
Reservekapazitäten in Deutschland

	Kapazität [GW]	Vorhaltekosten [Mio. EUR]	Abrufmengen [GWh]	Abrufkosten [Mio. EUR]
Kapazitätsreserve	1.4	91	-	-
Netzreserve	8.6	694	1 787	357

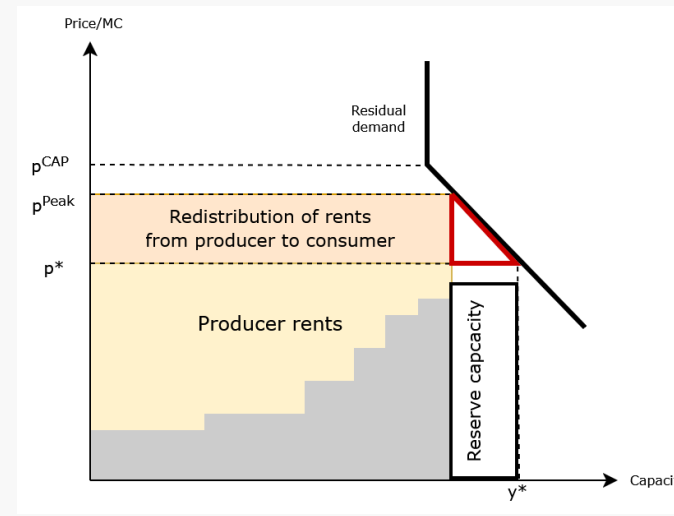


Reservekapazitäten gezielt einsetzen, um **Preise** in Knappheitsstunden **zu senken**

Quellen: Bundesnetzagentur (2025), Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2025), und Smard (2025)

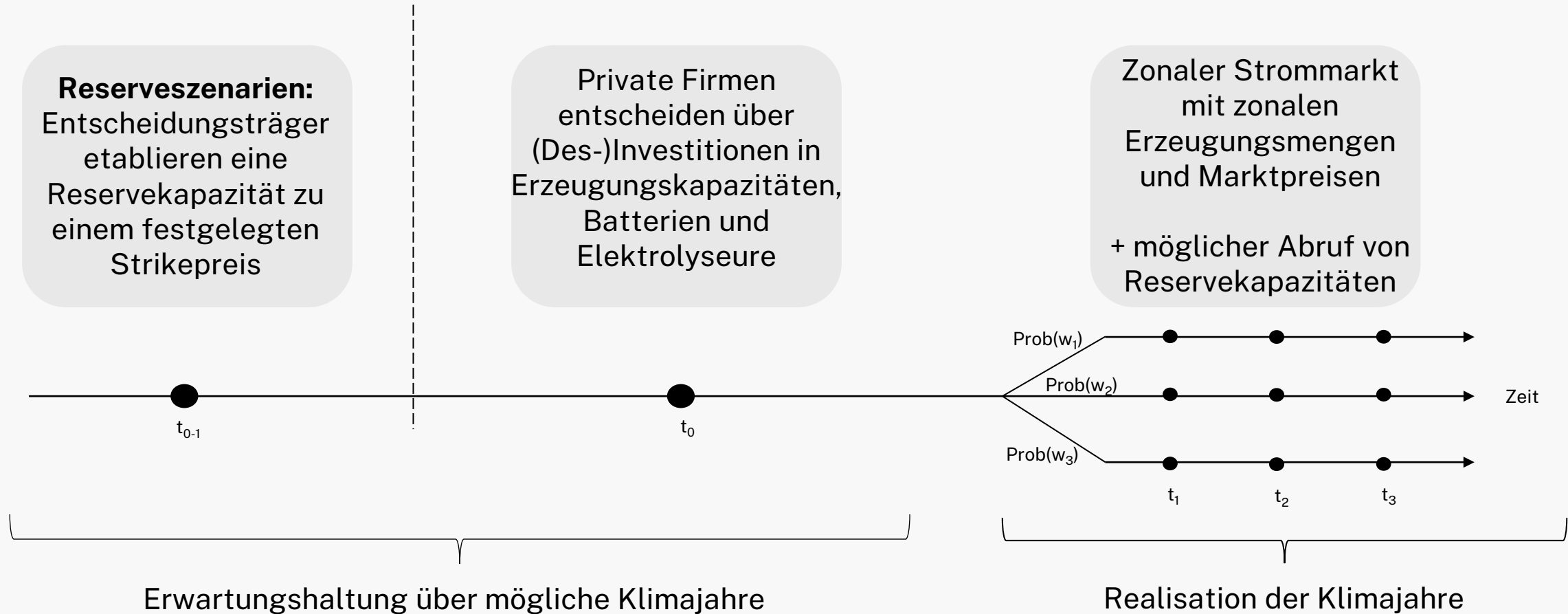


A) Einsatz von Reservekapazitäten senkt Preis auf Strikepreisniveau



B) Einsatz von Reservekapazitäten reduziert Preis ($p^* > p^{Strike}$)

Modellierung: Entscheidungsstruktur im Strommarkt



Modellierung: Strommarktmodell

Max Erwartungswert über System-Wohlfahrt

s. t.

- Zonale Energiebilanz (Kirchhoff's first law)
- Erzeugungsbeschränkungen von bestehenden und neu gebauten Erzeugungsanlagen
- Kapazitätsbeschränkungen (Desinvestitionen und exogene Technologien)
- *Verfügbare Reservekapazitäten zu einem definierten Strikepreis*
- Speicherbetrieb
- Nutzung EE-Strom zur Wasserstoffproduktion (Elektrolyseure)
- Inter-zonale Handelsbeschränkungen (NTC)

Output:

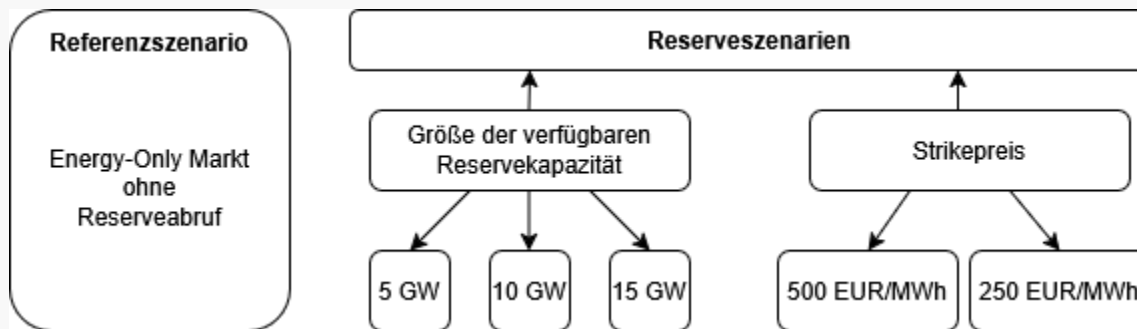
- **Zonale Strompreise**
- Erzeugungsmengen
- **Nutzung von Reservekraftwerken**
- Zonale Stromnachfrage
- **Abbau von fossilen Erzeugungskapazitäten**
- **Investitionen in (fossile) Gaskraftwerke, Batterien und Elektrolyseure**

Fallstudie:

Welche **nationalen** und **internationalen Auswirkungen** hat der **Einsatz von Reservekapazitäten** zu einem **festgelegten Strikepreis** in der **deutschen Gebotszone** auf **Strompreise, (Des-)Investitionsentscheidungen** und **ökonomische Renten?**

Fallstudie: Szenarien und Daten

Szenarien



Aggregierter Europäischer Datensatz

- **Zieljahr 2030**
- Quelle: TYNDP 2024/2022, Status Quo Daten
- Nationale Gebotszonen: DE und Nachbarländer, inkl. GB, UKNI, IE, NO, SE, IT, ES und PT
- Klimajahre (1995, 2008, 2009) mit Eintrittswahrscheinlichkeiten (0.23, 0.37, 0.40)
 - Erzeugung dargebotsabhängiger EE (Solar, Wind)
 - Nachfrageprofile
- Zonale Nachfrage und Erzeugungszeitreihen
- Exogen: Solar, Wind On-/Offshore, Biofuels, Hydro und Nuklear
- Endogene (Des-)Investitionen in fossile Erzeugungskapazitäten, Batterien und Elektrolyseure

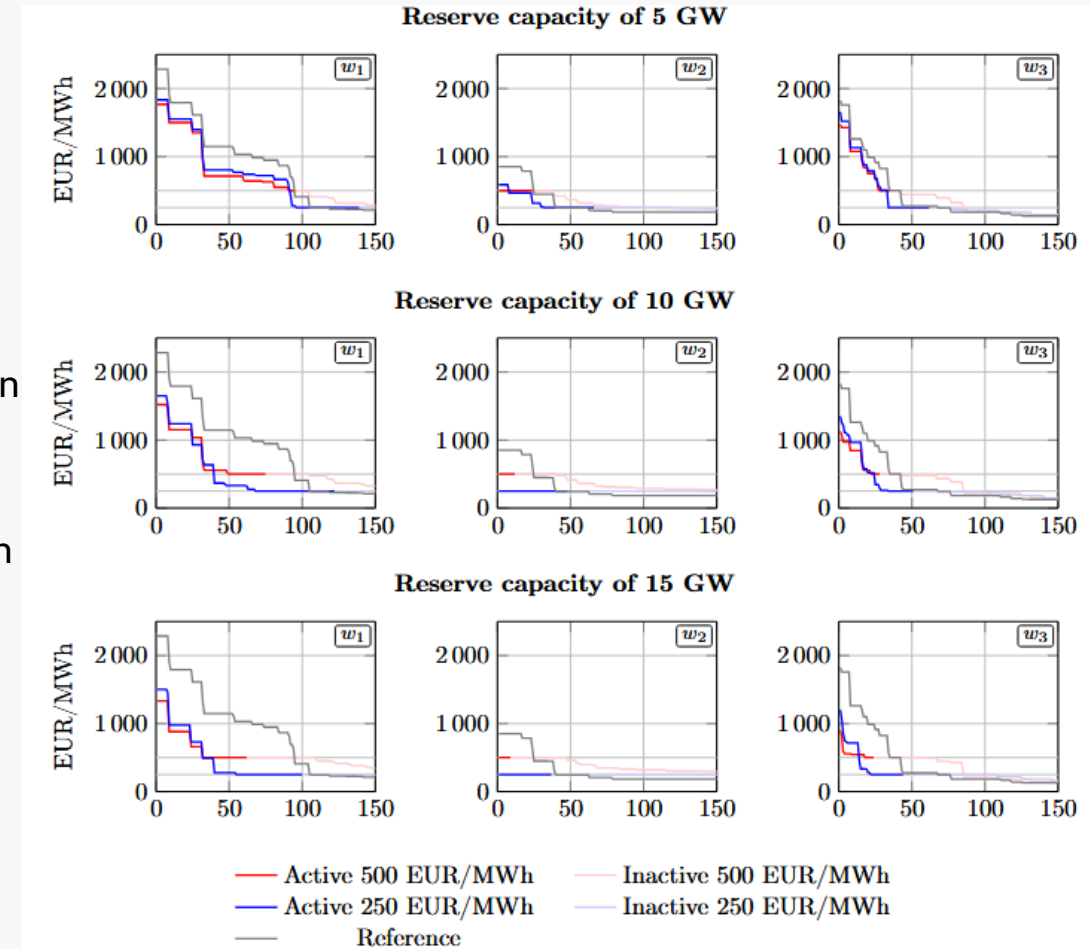
Ergebnis: Preiseffekte

Einsatz von Reservekapazitäten: Marktpreis \geq Strikepreis

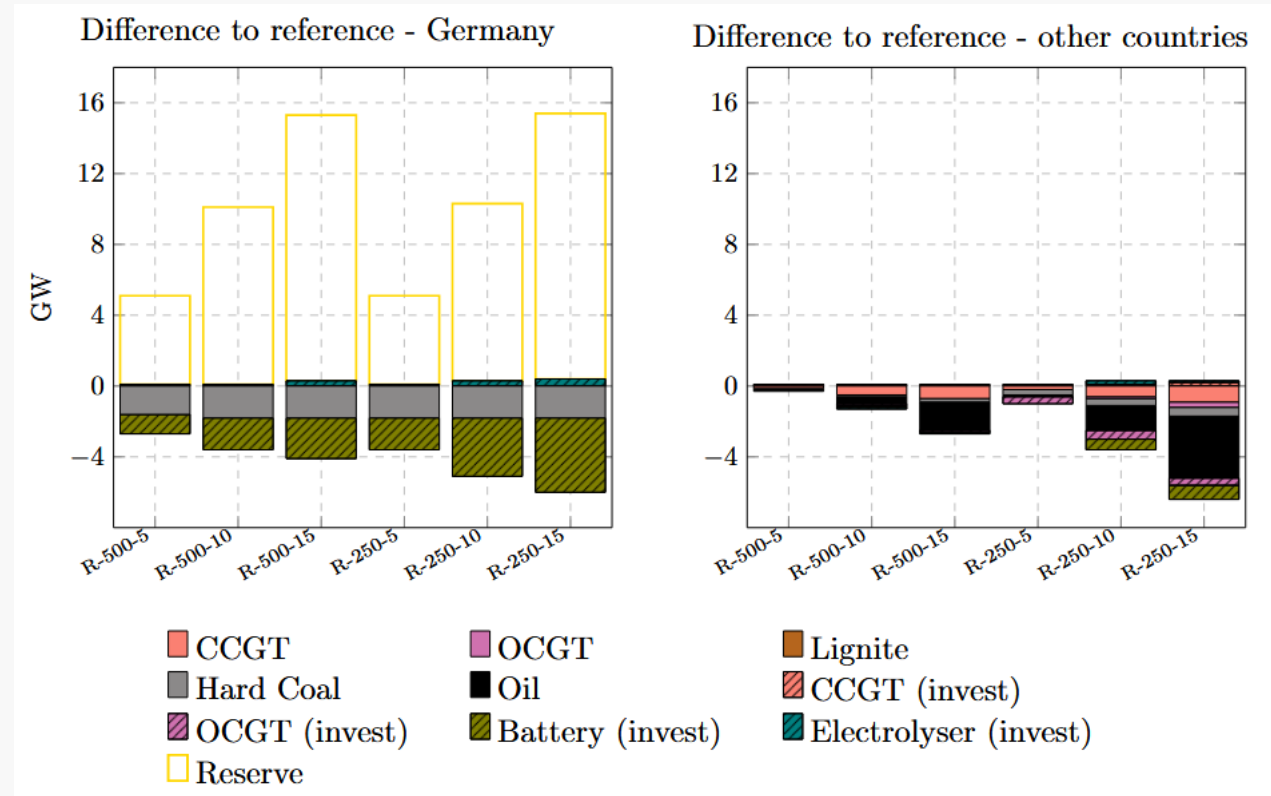
- **Preissenkung** in Stunden mit aktiver Reserveerzeugung
- (Reduzierte) Knappheitspreise in den meisten Reserveszenarien und Klimajahren
- **Schnittpunkt der Preisdauerlinien:** Preisniveau des Referenzszenarios niedriger als Preisniveau der Reserveszenarien
 - **Preisanstieg in anderen Stunden** (ohne Einsatz von Reservekapazitäten)
 - **Dynamische Effekte** auf (Des-)Investitionsentscheidungen in Erzeugungskapazitäten
- Effekte auf **jährlichen** mengen-gewichteten Durchschnittspreis **nicht eindeutig**

Ähnliche Preiseffekte in weiteren Länder

- Stärkere Effekte in Ländern mit i) höherem Preisniveau und ii) direkte Handelsbeziehungen zu Deutschland



Ergebnis: (Des-)Investitionen



Deutschland

- Ausstieg aus Steinkohle (~1.8 GW)
- Verdrängung von Investitionen in Batterien:
Hoher Strikepreis: (~1.1 – 2.3 GW)
Niedriger Strikepreis (~1.8 – 4.2 GW)

Weitere Länder

- 15 GW Reservekapazitäten reizen marktgetriebenen Rückgang von bis zu 5.2 GW an
 - Ölkraftwerke in FR
 - Steinkohle in PL
 - Batterien in NL und AT
 - Gas in DK, CZ, und ES

Ergebnis: Verteilungseffekte (ohne Berücksichtigung möglicher Einnahmen der Reservekraftwerke)

Deutschland

[Mio. EUR]	R-500-5	R-500-10	R-500-15	R-250-5	R-250-10	R-250-15
CS	-60.0	-70.0	-20.0	210.0	1 210.0	1 530.0
CR	12.4	37.0	50.0	-11.3	-101.7	-113.6
PR	74.7	93.7	68.5	-105.6	-727.5	-938.1
Conv	3.8	-3.2	-17.7	-87.5	-388.0	-488.9
RES	102.1	144.9	149.4	42.5	-190.4	-268.1
STO	-31.2	-48.0	-63.2	-60.6	-149.1	-181.1
Total effect	27.1	60.7	87.5	93.1	380.8	478.3

- Positiver Gesamteffekt
- Konsumenten profitieren von einem niedrigen Strikepreis
- EE profitieren von einem hohen Strikepreis
- Konventionelle Erzeugungsanlagen und Speicher verlieren an Renten

Weitere Länder

[Mio. EUR]	R-500-5	R-500-10	R-500-15	R-250-5	R-250-10	R-250-15
CS	99.1	368.1	424.8	181.2	831.8	1031.3
CR	4.2	11.1	23.4	-34.2	-223.7	-243.0
PR	-105.2	-354.6	-410.0	-203.0	-861.8	-1067.0
Conv	-89.5	-257.4	-295.8	-123.4	-518.6	-639.0
RES	25.6	6.6	5.6	-13.6	-139.5	-173.5
STO	-41.3	-103.8	-119.8	-66.0	-203.7	-254.5
Total effect	-1.9	24.6	38.2	-56.0	-253.7	-278.7

- Konsumenten in den anderen Ländern profitieren
- Produzenten verlieren an Renten
- Niedriger Strikepreis: negativer Gesamteffekt

Diskussion: Reserveeinsatz

Einnahmen [Mio. EUR], Erzeugungsmengen [GWh] und Kostenabschätzung [Mio. EUR] der Reservekapazitäten über alle Klimajahre hinweg

	R-500-5	R-500-10	R-500-15	R-250-5	R-250-10	R-250-15
Reserve revenues	186.5	240.7	248.4	240.0	304.0	325.5
Reserve generation	220.5	319.9	384.6	391.4	629.4	742.4
Cost estimation of reserve utilization						
Operating cost	44.1	63.9	76.8	78.2	125.8	148.3
Capacity provision cost	392.5	785.0	1 177.5	392.5	785.0	1 177.5

Kostenabschätzung basierend auf Bundesnetzagentur (2025), Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2025), und Smard (2025)

Trade-off zwischen potenzieller **Senkung der Systemkosten** und **Reduzierung der Versorgungssicherheit**

- **Einnahmen** aus dem **Reserveeinsatz** können **Betriebskosten** und Anteil an **Bereitstellungskosten** decken
 - **Kostensenkungseffekt** bei den Netzkosten
- **Reduzierte Verfügbarkeit** von **Reservekapazitäten** als Backup zur **Gewährleistung der Versorgungssicherheit**
 - Negative Auswirkungen auf Systemkosten (**Kostenanstieg**)

Schlussfolgerung

- I) **Einsatz von Reservekapazitäten** im Strommarkt kann **Preise** in (wenigen) Spitzenpreisstunden **reduzieren**
- II) In **Stunden ohne Spitzenpreise** können **Preise aufgrund dynamischer Effekte** auf das (Des-)Investitionsverhalten von Kraftwerksbetreibern **steigen**
 - Marktgetriebene Reduktion von regelbarer Erzeugungskapazität
 - Reduzierte Investitionsanreize in Speicheroptionen
- III) **Effekte** auch in **anderen Länder beobachtbar**
- IV) **Trade-Off** zwischen potenzieller **Systemkostensenkung** und einem **Verlust an Versorgungssicherheit**
- V) **Einseitige nationale Eingriffe** in den Strommarkt sind **im europäischen Strombinnenmarkt sorgfältig abzuwägen**

Quellen

Motivation:

CDU, CSU, and SPD (2025). Verantwortung für Deutschland: Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 21. Legislaturperiode. url: https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav_2025.pdf.

Czock, B. H., J. Junkermann, and 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).

Peek, M. and J. Grinschgl (2025). Einsatz der Netzreserve zur Strompreisstabilisierung: Auswirkungen auf das Stromversorgungssystem. Kurzstudie. enervis energy advisors GmbH. url: https://enervis.de/wp-content/uploads/2025/07/MCS_Netzreserve_Kurzstudie_final.pdf.

STEAG GmbH (2025). Bezahlbare Energiewende: Wie können Netzreserve-Kraftwerke einen Beitrag zur Dämpfung der Strompreise in Deutschland leisten? White Paper. WhitePaper. Stellungnahme/Gutachten zur Ermöglichung eines wirtschaftlichen Betriebs von Netzreserve-Kraftwerken. Eingereicht am 20.03.2025 an den Deutschen Bundestag (Fraktionen/Gruppen und Mitglieder des Bundestages). Bezug auf §13b EnWG und §13i Abs. 3 Nr. 2 EnWG.

Modellansatz:

Ambrosius, M., J. Egerer, V. Grimm, and 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. doi: 10.1016/j.ejor.2020.01.024.

Egerer, J., V. Grimm, L. M. Lang, and U. Pfeifferer (2025). "The coal phase out in Germany and Central Western Europe under new framework conditions." In: Energy Economics 151, p. 108886. doi: 10.1016/j.eneco.2025.108886.

Grimm, V., A. Martin, M. Schmidt, M. Weibelzahl, and 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 254.2, pp. 493–509. doi: 10.1016/j.ejor.2016.03.044.

Kostenabschätzung auf Seite 10:

Bundesnetzagentur (2025). Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur: Stand 14.05.2025. url: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>.

Bundesnetzagentur and Bundeskartellamt (2025). Monitoringbericht 2025: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. url: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf>.

Smard (2025). Redispatch mit Reservekraftwerken: Mengen und Kosten für Redispatch mit Reservekraftwerken seit Juli 2022. url: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/211816/213360/redispatch-mit-reservekraftwerken>.

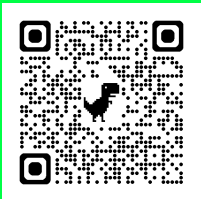


Ulrike Pfefferer, M.Sc.

Energy System and Market Design

Mail: ulrike.pfefferer@utn.de

LinkedIn:



Technische Universität Nürnberg

Dr.-Luise-Herzberg-Straße 4

90461 Nürnberg

www.utn.de