

Dimitrios Glynos

Fakultät Wirtschaftswissenschaft
Lehrstuhl für Energiewirtschaft

Optimierungspotenziale im FBMC: Theoretische Modellierung versus Status Quo

IEWT2025 // 26.02.2025

Vollständige Integration nationaler Strommärkte als Eckpfeiler der Dekarbonisierungsstrategie in der EU

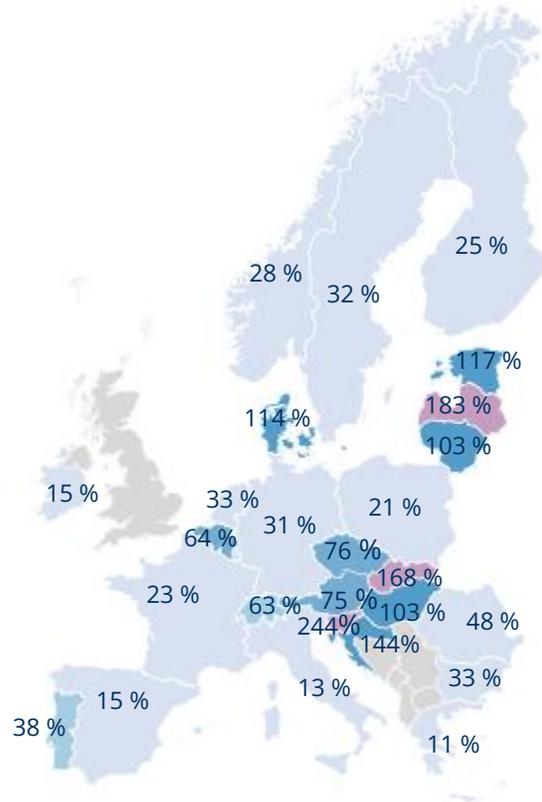


Abb.1: Grad der Interkonnektivität auf dem DA-Market

Voraussetzung:

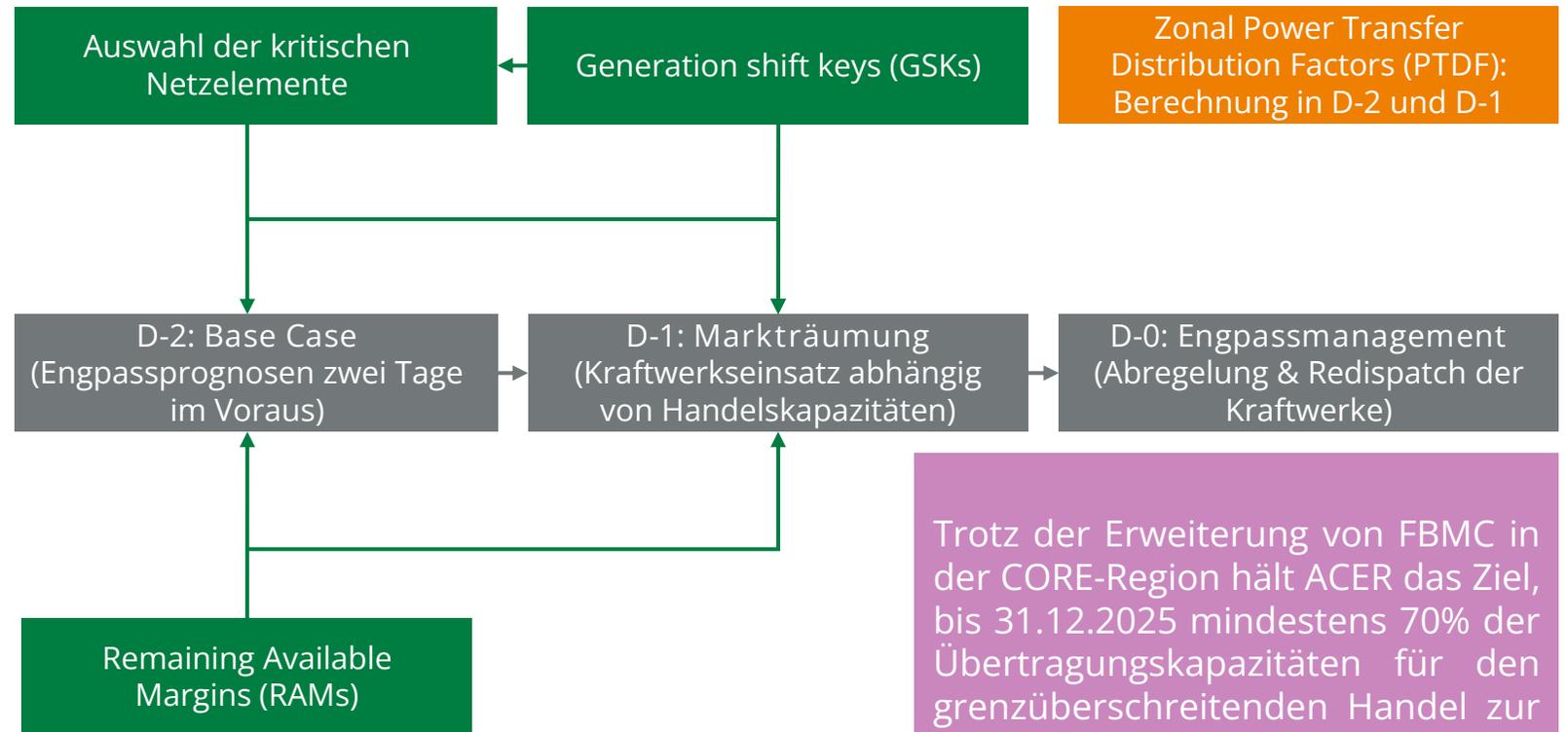
Optimale Nutzung der Cross-Border Kapazitäten

Steigerung der Gesamtwohlfahrt, Robustheit des Stromsystems und Versorgungssicherheit

- Ökonomische Relevanz:
 - wettbewerbsfähige Märkte
 - Preiskonvergenz & Senkung der Preisvolatilität
- Kosten- und Effizienzvorteile:
 - Ausgleich der volatilen Stromerzeugung und Ausschöpfung der grenzüberschreitenden Flexibilitäten
 - Integration der EE

[1] ACER, "Progress of EU electricity wholesale market integration: 2024 market monitoring report," 11 2024. Verfügbar unter: www.acer.europa.eu

Flow-Based Market Coupling vereint die physischen Eigenschaften der Übertragungsnetze mit den ökonomischen Interessen des Strommarkts



Trotz der Erweiterung von FBMC in der CORE-Region hält ACER das Ziel, bis 31.12.2025 mindestens 70% der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung zu stellen, für ungewiss

Abb. 2: FBMC in der Core Region

[1] D. Schönheit, M. Kenis, L. Lorenz, D. Möst, E. Delarue, and K. Bruninx, "Toward a fundamental understanding of flow-based market coupling for cross-border electricity trading," *Advances in Applied Energy*, vol. 2, 2021
 [2] K. V. den Bergh, J. Boury, and E. Delarue, "The flow-based market coupling in central western Europe: Concepts and definitions," *Electricity Journal*, vol. 29, pp. 24–29, 1 2016.

Der Base Case und die Handelsdomänen im FBMC werden mit dem nodalen Strommarkt- und Stromflussmodell ELMOD bestimmt

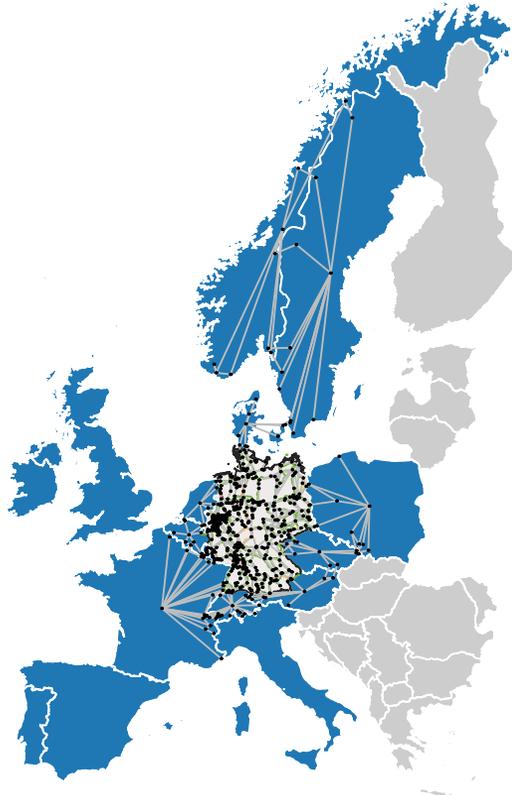


Abb. 3: Räumliche Auflösung des Übertragungsnetzes in ELMOD

Zielfunktion

$$\min TC = \sum_{(t,n)} (CG_{(t,n)} + CC_{(t,n)} + CI_{(t,n)})$$

s.t.

Nodale Energiebilanz [1]

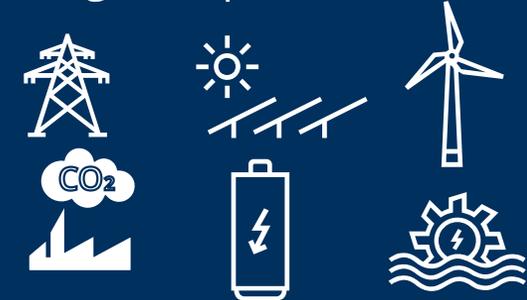
$$G_{P(t,n)} - NOD_{INJ(t,n)} - CURT_{(t,n)} = dem_{(t,n)} + STORAGE_{(t,n)} - DUMP_{(t,n)}$$

DC-Approximation [2]

$$LINE_{F(t,l)} = \sum_n NOD_{INJ(t,n)} \cdot PTDF_{N(l,n)}$$

$$\sum_n NOD_{INJ(t,n)} = 0$$

Technische Restriktionen von:
Erzeugern, Speichern und Netz



- Lineare Approximation
- Hochaufgelöste Darstellung der Netzinfrastruktur in DE und der Interkonnektoren
- Rollierender Horizont
- Perfekte Voraussicht

[1] D. Schönheit, D. Hladik, H. Hobbie, and D. Möst, "Elmod documentation: Modeling of flow-based market coupling and congestion management," 2020

[2] D. Glynos and H. Scharf, "Postponing Germany's nuclear phase-out: A smart move in the European energy crisis?" Energy Policy, vol. 192, p. 114208, 9 2024

Der Base Case und die Handelsdomänen definieren den Lösungsraum in ELTRAMOD für die Optimierung des Kraftwerkeinsatzes



Abb. 4: FBMC - und NTC-Länder in der Marktmodellierung mit ELTRAMOD

Zielfunktion

$$\min TC = \sum_{(t,z)} (CG_{(t,z)} + CC_{(t,z)} + CI_{(t,z)})$$

s.t.

Zonale Energiebilanz [3]

$$G_{P(t,z)} - \Delta NP_{(t,z)} - NTC_{(t,z)} - CURT_{(t,z)} = dem_{(t,z)} + STORAGE_{(t,z)} - DUMP_{(t,z)}$$

Auswirkung von Änderungen der Handelsbilanzen auf die kritischen Netzelemente [4]

$$RAM(cne) \geq \sum_z PTDF_{(t,cne,z)} \cdot \Delta NP_{(t,z)}$$

$$PTDF_{(t,cne,z)} = \sum_{n \in N_z} PTDF_{N(cne,n)} \cdot GSK_{(t,n,z)}$$

Technische Restriktionen von:
Erzeugern, Speichern und Netz



- FBMC-Domäne durch kritische Netzelemente restringiert
- Optimierung des Kraftwerkeinsatzes und der Flexibilitäten durch Änderung der zonalen Nettopositionen (d.h. Handelsvolumina) innerhalb der FBMC - Domäne

[1] D. Schönheit, K. Bruninx, M. Kenis, and D. Möst, "Improved selection of critical network elements for flow-based market coupling based on congestion patterns," Applied Energy, vol. 306, p. 118028, 1 2022

[2] B. Riskutia, "Modelling flow-based market coupling in the core region a data-driven and interpretable approach," 2023

Im theoretischen FBMC-Modell werden keine vordefinierten Handelsdomänen verwendet

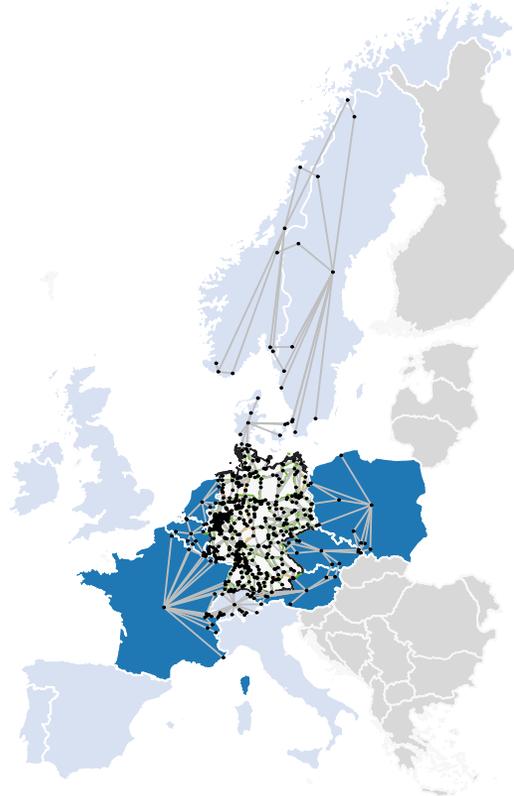


Abb. 5: Berücksichtigung der Netzrestriktionen bei der Marktträumung

Zielfunktion

$$\min TC = \sum_{(t,z)} (CG_{(t,z)} + CC_{(t,z)} + CI_{(t,z)})$$

s.t.

Neue Zonale Energiebilanz [5]

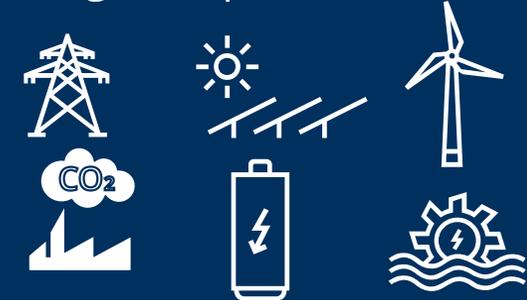
$$G_{P(t,z)} - NP_{(t,z)} - NTC_{(t,z)} - CURT_{(t,z)} = dem_{(t,z)} + STORAGE_{(t,z)} - DUMP_{(t,z)}$$

DC-Approximation für alle Leitungen in der FBMC Region ohne GSK und zonale PTDF

$$NP_{(t,z)} = \sum_{n \in N(z)} NOD_{INJ(t,n)}$$

$$LINE_{F(t,l_{fbmc})} = \sum_{n \in N_{fbmc}} NOD_{INJ(t,n)} \cdot PTDF_{N(l,n)}$$

Technische Restriktionen von:
Erzeugern, Speichern und Netz

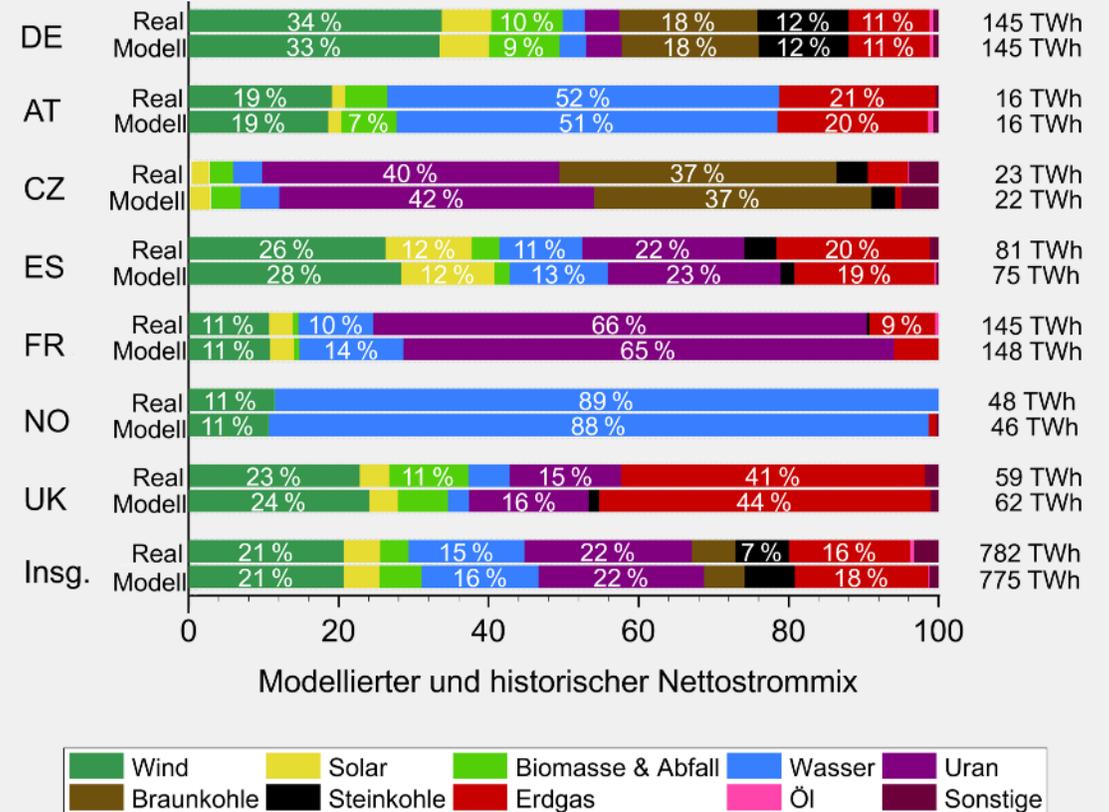
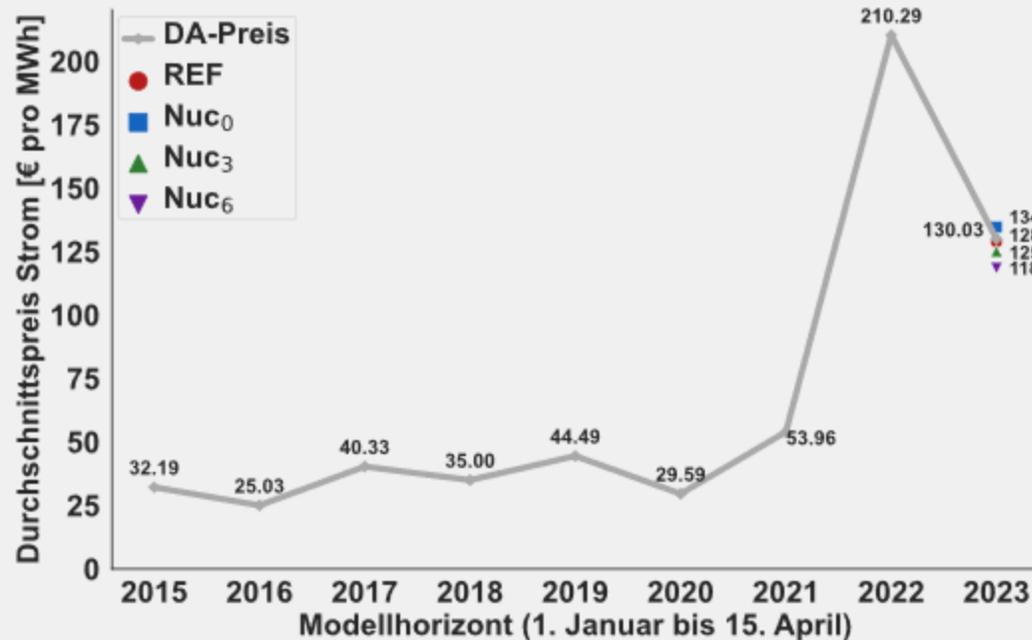


- Perfekte Marktkopplung führt zu hoher Preiskonvergenz
- Aufgrund der Annahmen zu den NTC-Ländern und der vereinfachten Darstellung der Netztopologie können unrealistische Einspeiseszenarien nicht ausgeschlossen werden

[1] D. Schönheit, D. Hladik, H. Hobbie, and D. Möst, "Elmod documentation: Modeling of flow-based market coupling and congestion management," 2020

[2] I. Aravena, Q. Lete, A. Papavasiliou, and Y. Smeers, "Transmission capacity allocation in zonal electricity markets," *Operations Research*, vol. 69, pp. 1240-1255, 7 2021

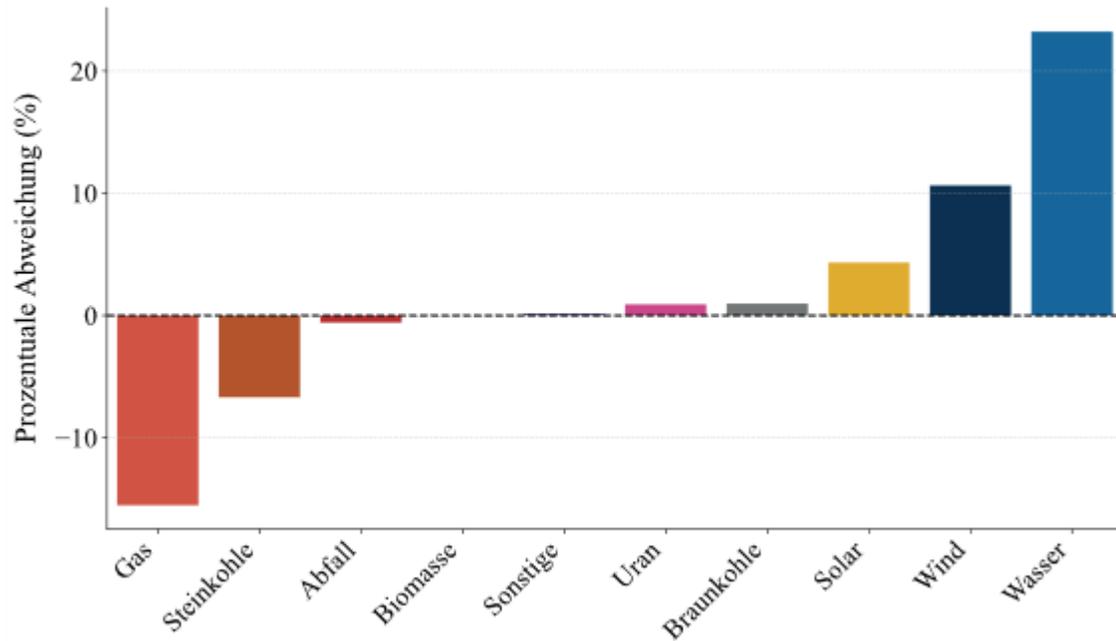
Die Laufzeitverlängerung der letzten Kernkraftwerke in Deutschland während der Energiekrise 2023 dient als Fallstudie zur Analyse einer höheren Marktintegration



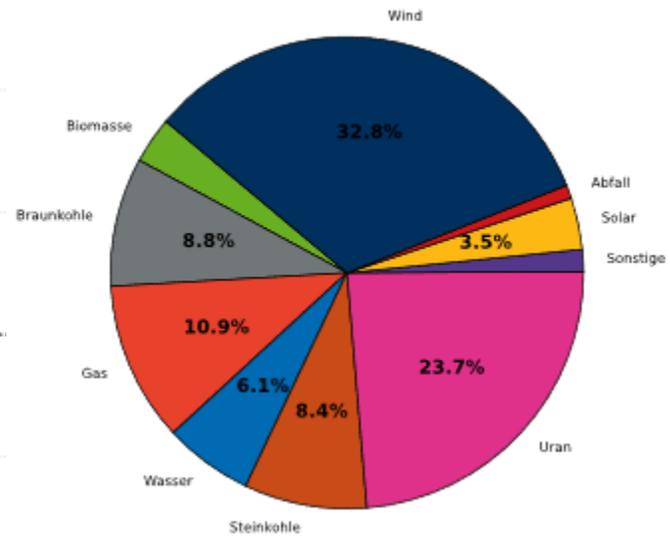
[1] D. Glynos and H. Scharf, "Postponing Germany's nuclear phase-out: A smart move in the European energy crisis?" Energy Policy, vol. 192, p. 114208, 2024

Höhere Integration der Strommärkte in der ausgewählten FBMC-Region erhöht die Nutzung von EE und Flexibilitäten

Abweichung der Gesamterzeugung pro Brennstoff
(FBMC Status quo vs. FBMC theoretisch)

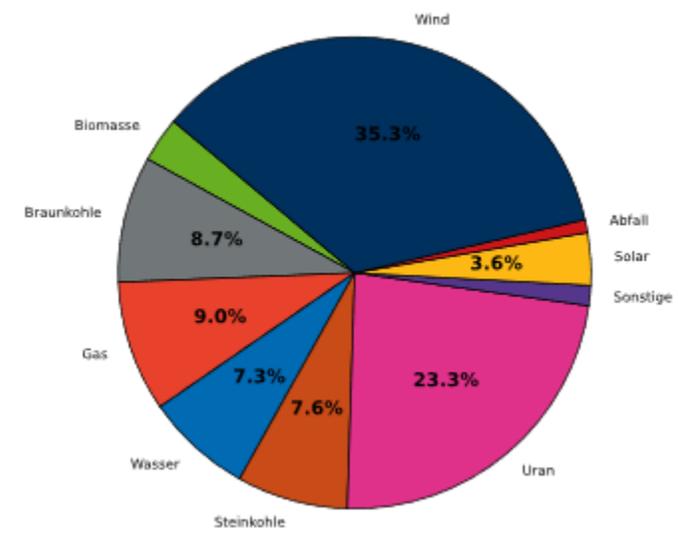


FBMC Status quo



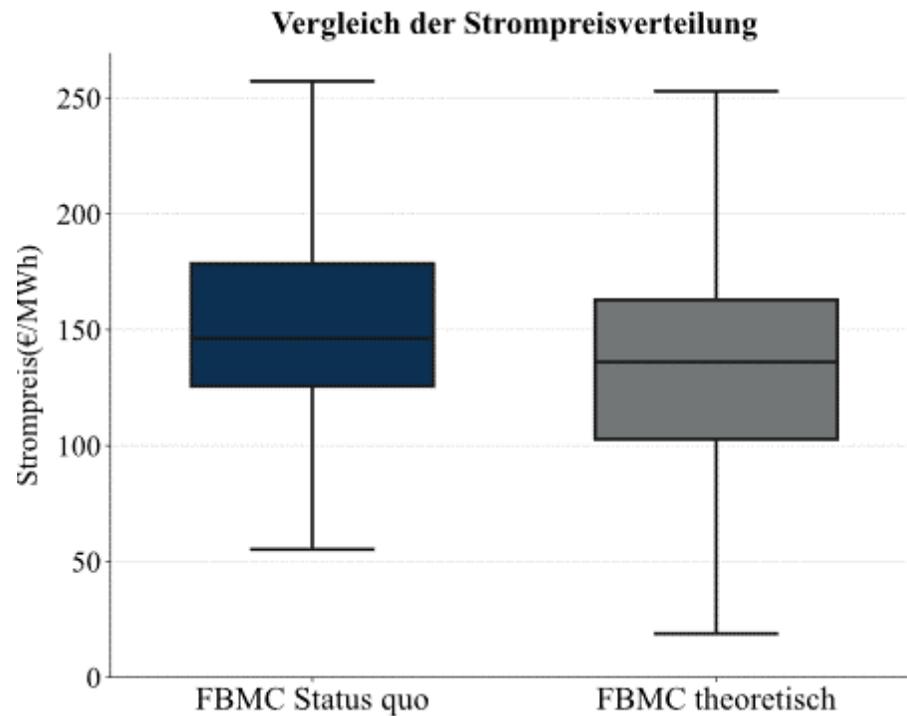
Stromerzeugung: 521.4 TWh

FBMC theoretisch

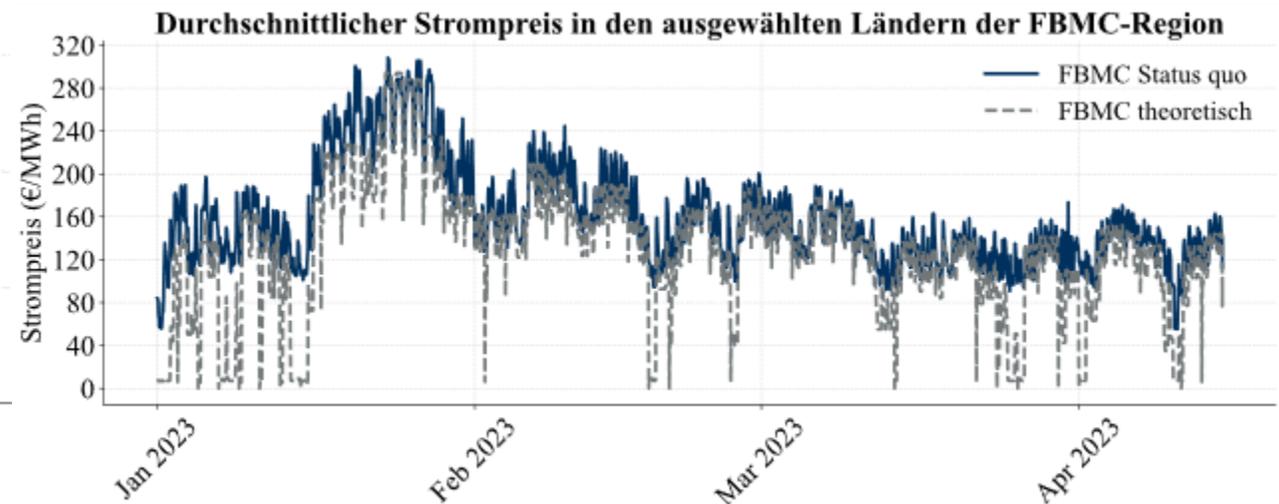


Stromerzeugung: 528.5 TWh

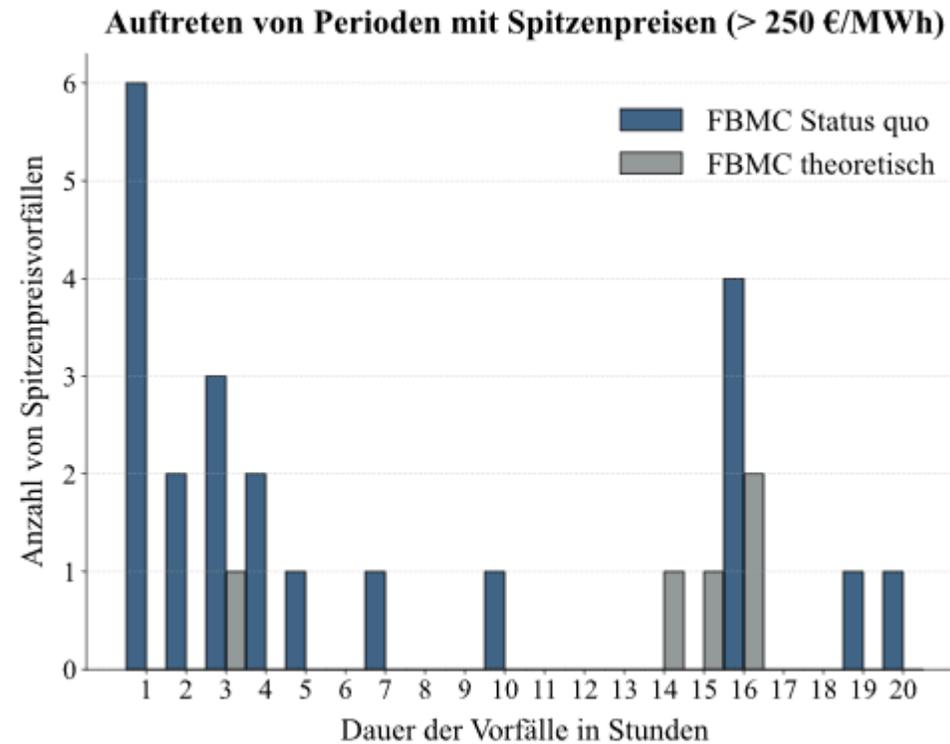
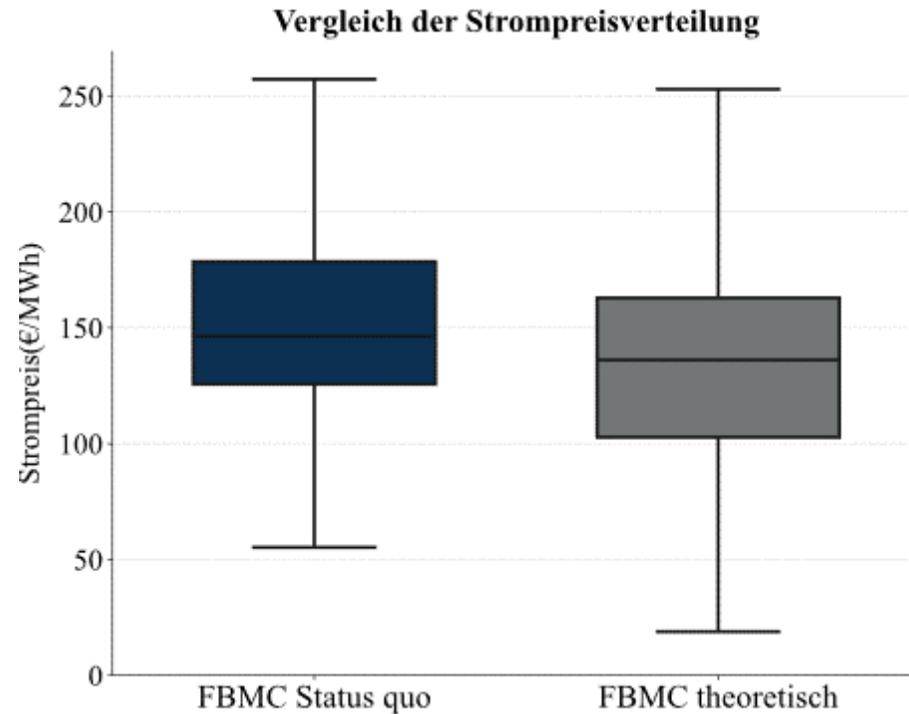
Höhere Integration der Strommärkte in der ausgewählten FBMC-Region führt zu niedrigeren Strompreisen



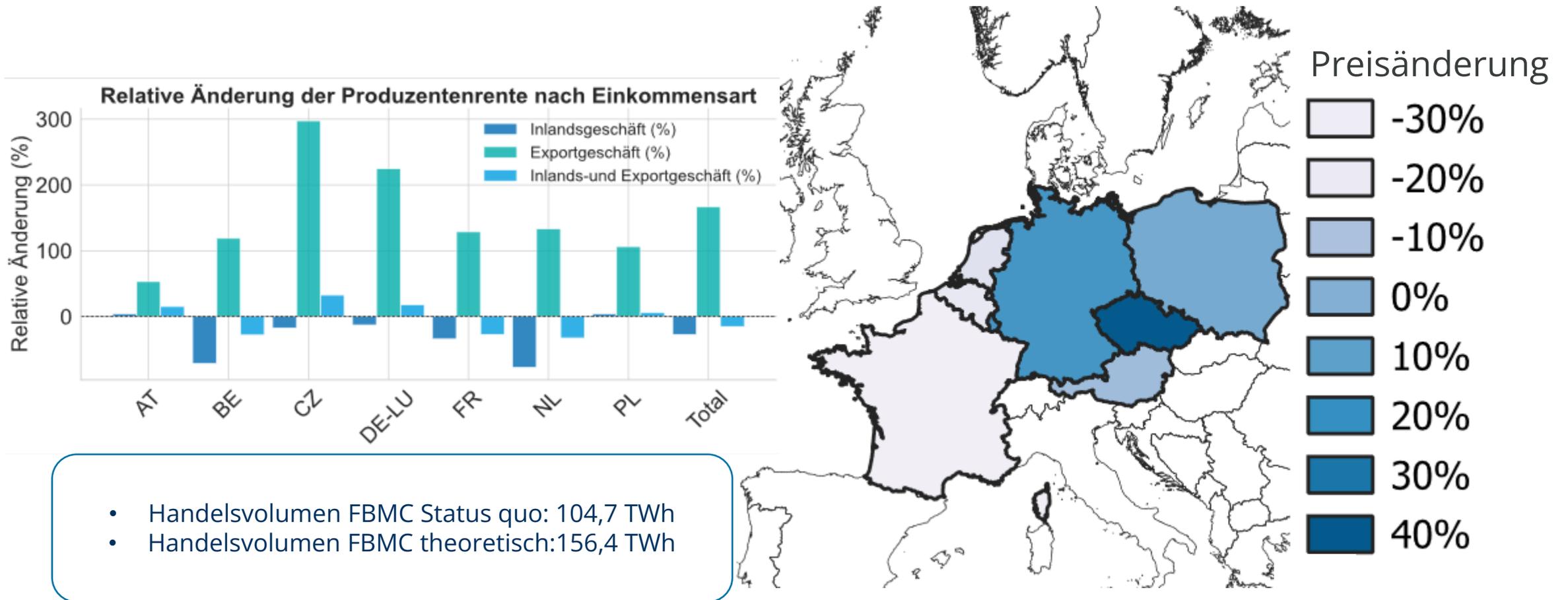
- Durchschnittspreis FBMC Status quo: $157,61 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
- Durchschnittspreis FBMC theoretisch: $129,29 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$



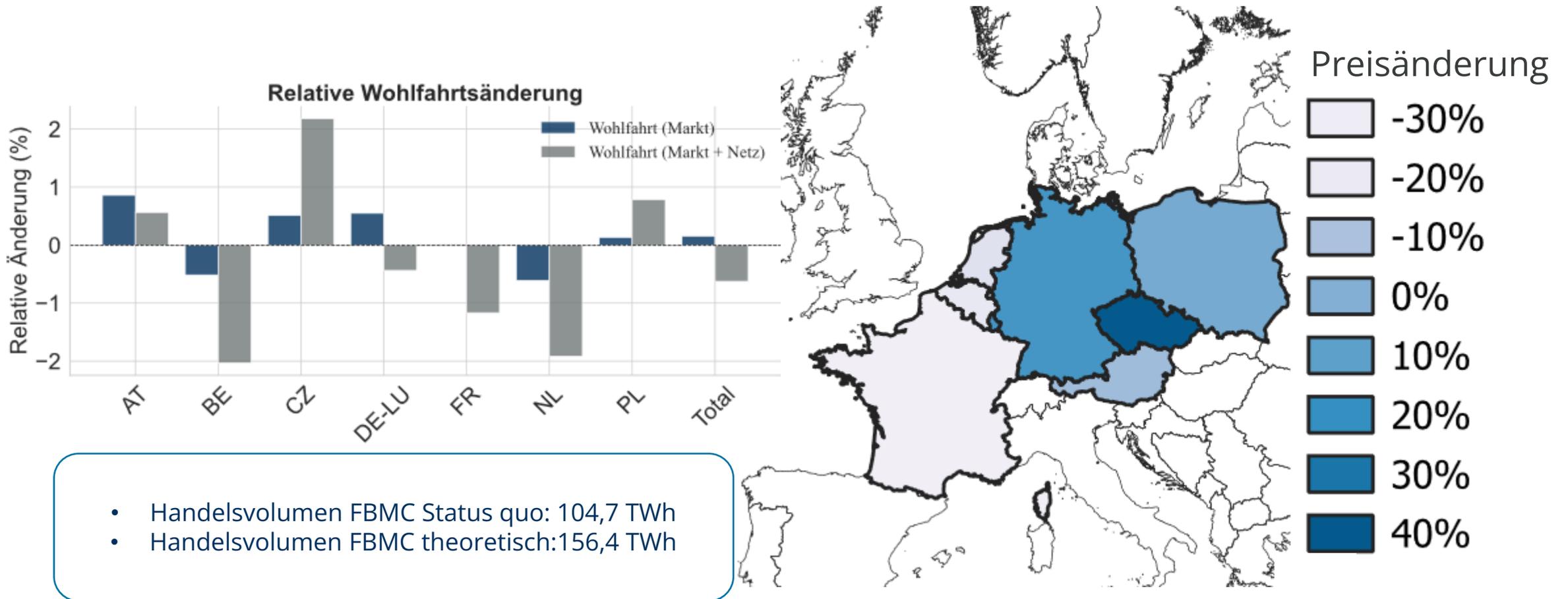
Höhere Integration der Strommärkte in der ausgewählten FBMC-Region reduziert die Preisvolatilität und die Preisspitzen



Höhere Integration der Strommärkte in der Fallstudie senkt die Preise in Westeuropa und Österreich



Höhere Integration der Strommärkte in der ausgewählten FBMC-Region erhöht die Marktwohlfahrt - jedoch sind die Netzeffekte im aktuellen Setting negativ



- Handelsvolumen FBMC Status quo: 104,7 TWh
- Handelsvolumen FBMC theoretisch: 156,4 TWh

Fazit und Ausblick

- Eine höhere Marktintegration führt zu niedrigeren Strompreisen, einer effizienteren Nutzung erneuerbarer Energien und einer insgesamt gesteigerten Wohlfahrt.
- Die Berücksichtigung von Netzrestriktionen stellt eine zentrale Herausforderung dar:
 - Zu konservative/restriktive Domänen begrenzen den grenzüberschreitenden Handel unnötig.
 - Ein zu komplexes Optimierungsproblem führt zu hohen Rechenanforderungen und erschwert die praktische Umsetzung

- Weiterentwicklung eines Cutting-Plane-Algorithmus, um das Optimierungsproblem mit einer höheren Auflösung der Netztopologie effizienter zu lösen
- Erprobung weiterer Dekompositionsverfahren, um die Rechenkomplexität zu verringern und die Skalierbarkeit der Modelle zu verbessern
- Komplexitätsreduktion mithilfe von Regressionsanalysen, um fundamentale Zusammenhänge und Auswirkungen auf Netzbelastung besser zu beleuchten

Backup

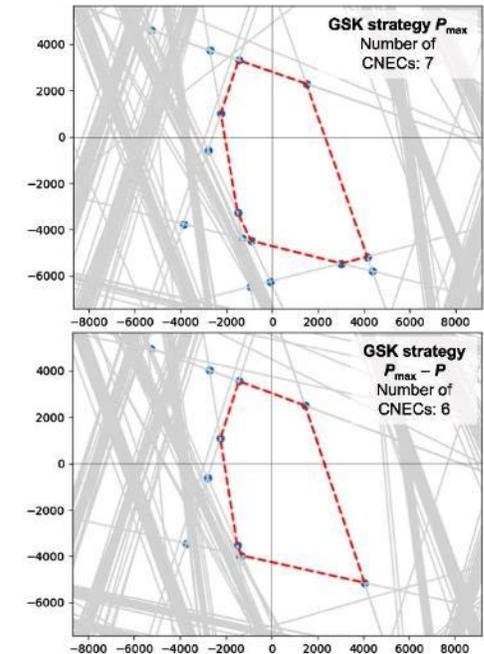
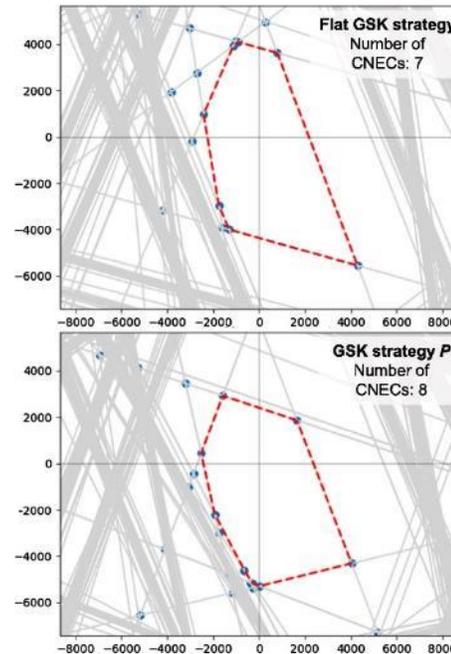
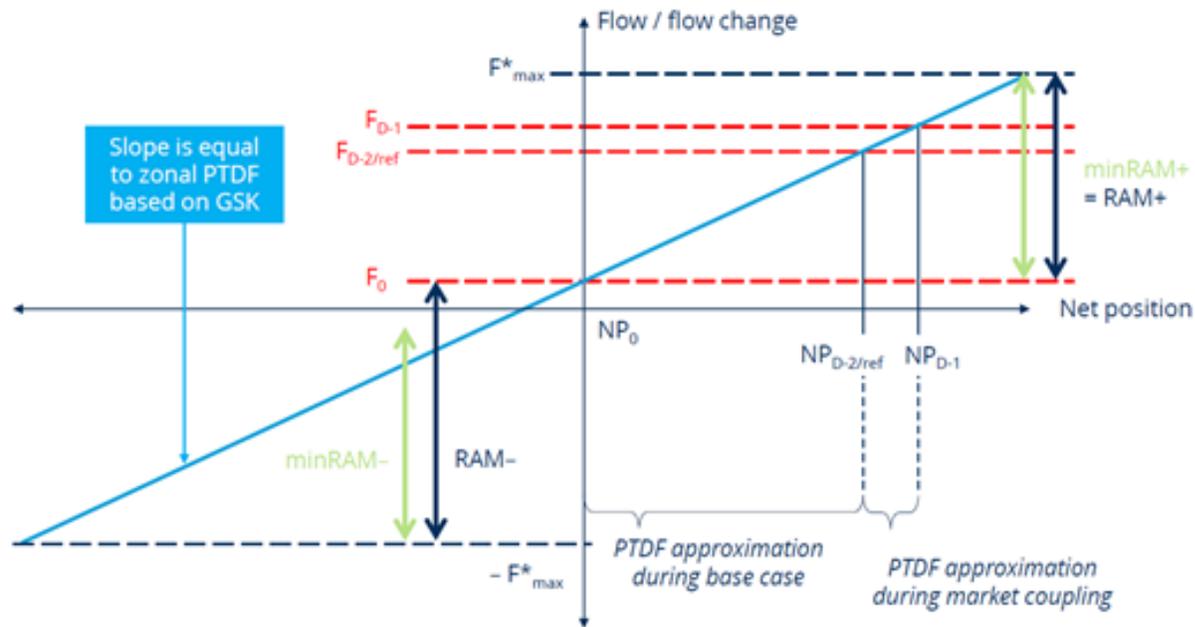
Literaturverzeichnis

1. ACER, "Progress of EU electricity wholesale market integration: 2024 market monitoring report," 11 2024. Verfügbar unter: www.acer.europa.eu
2. D. Schönheit, M. Kenis, L. Lorenz, D. Möst, E. Delarue, and K. Bruninx, "Toward a fundamental understanding of flow-based market coupling for cross-border electricity trading," *Advances in Applied Energy*, vol. 2, 2021
3. K. V. den Bergh, J. Boury, and E. Delarue, "The flow-based market coupling in central western Europe: Concepts and definitions," *Electricity Journal*, vol. 29, pp. 24–29, 1 2016
4. D. Schönheit, D. Hladik, H. Hobbie, and D. Möst, "Elmod documentation: Modeling of flow-based market coupling and congestion management," 2020
5. D. Glynos and H. Scharf, "Postponing Germany's nuclear phase-out: A smart move in the European energy crisis?" *Energy Policy*, vol. 192, p. 114208, 2024

Literaturverzeichnis

6. D. Schönheit, K. Bruninx, M. Kenis, and D. Möst, "Improved selection of critical network elements for flow-based market coupling based on congestion patterns," *Applied Energy*, vol. 306, p. 118028, 1 2022
7. B. Riskutia, "Modelling flow-based market coupling in the core region a data-driven and interpretable approach," 2023
8. I. Aravena, Q. Lete, A. Papavasiliou, and Y. Smeers, "Transmission capacity allocation in zonal electricity markets," *Operations Research*, vol. 69, pp. 1240–1255, 7 2021

Die PTDF sorgt unter Berücksichtigung der GSKs und der RAM dafür, dass die resultierenden Handelsströme das Netz optimal auslasten



Generation Shift Keys versuchen, den Einfluss von Erzeugungseinheiten bei einer Einspeisungsveränderung in einer bestimmten Zone vorherzusagen.

[1] D. Schönheit, K. Bruninx, M. Kenis, and D. Möst, "Improved selection of critical network elements for flow-based market coupling based on congestion patterns," Applied Energy, vol. 306, p. 118028, 1 2022