



# Einfluss von Nodal Pricing in Deutschland auf Deckungsbeiträge von Gaskraftwerken und Power-to-Gas

Vortrag im Rahmen des 15. Symposium Energieinnovation 2018

Moritz Nobis

Motivation und Zielsetzung

Grundlagen zum Locational Marginal Pricing

Modellbeschreibung

Exemplarische Ergebnisse

Zusammenfassung und Ausblick

### Motivation und Zielsetzung

Grundlagen zum Locational Marginal Pricing

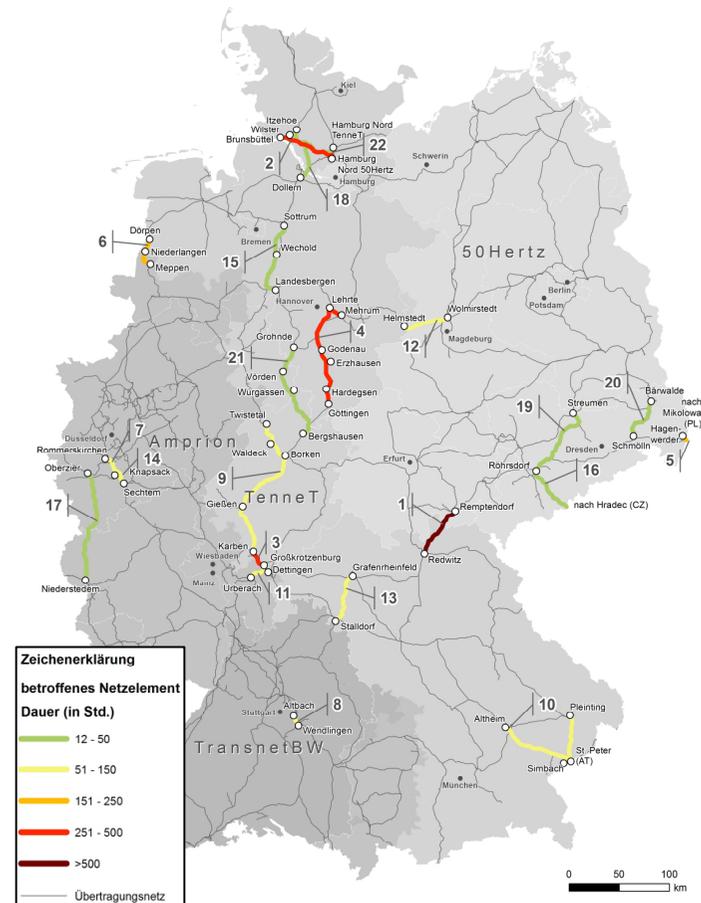
Modellbeschreibung

Exemplarische Ergebnisse

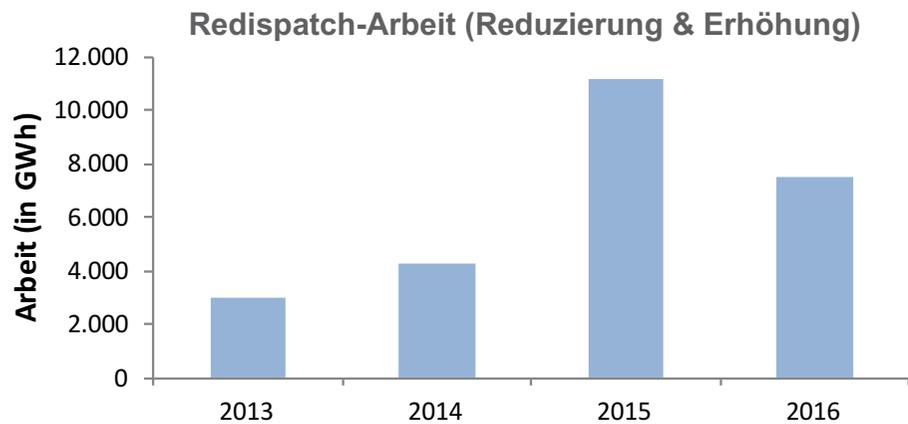
Zusammenfassung und Ausblick

- Wandel der deutschen Kraftwerksparkstruktur
  - Steigender Anteil erneuerbaren Energien
  - Dezentrale Einspeisesituation
- Deutsches Marktgebiet nicht engpassfrei
  - Verzögerter Netzausbau
  - Erheblicher Redispatchbedarf
  - Umlage der Kosten auf Endkunden

### Redispatch 4. Quartal 2016



Quelle: Bundesnetzagentur



- Wandel der deutschen Kraftwerksparkstruktur

- Steigender Anteil erneuerbaren Energien

- D

- Deu

- V

- E

- U

## Redispatch 4. Quartal 2016

### Motivation:

- Zukünftig notwendige Redispatchmengen im aktuellen Marktdesign erfordern die Evaluierung alternativer Marktmechanismen
- Im derzeitigen Marktdesign kanibalisieren sich Erneuerbare, Gaskraftwerke und Speicher

### Zielsetzung:

- Entwicklung eines gesamtkostenminimierenden Kraftwerkseinsatzmodells unter Berücksichtigung von Netznebenbedingungen
- Quantifizierung der Auswirkung einer Systemumstellung für Gaskraftwerke und P2G

Arbeit (in GWh)

12.00  
10.00  
8.00  
6.00  
4.00  
2.00  
0

2013 2014 2015 2016

>500  
Übertragungsnetz

0 50 100 km

Quelle: Bundesnetzagentur

---

Motivation und Zielsetzung

 Grundlagen zum Locational Marginal Pricing

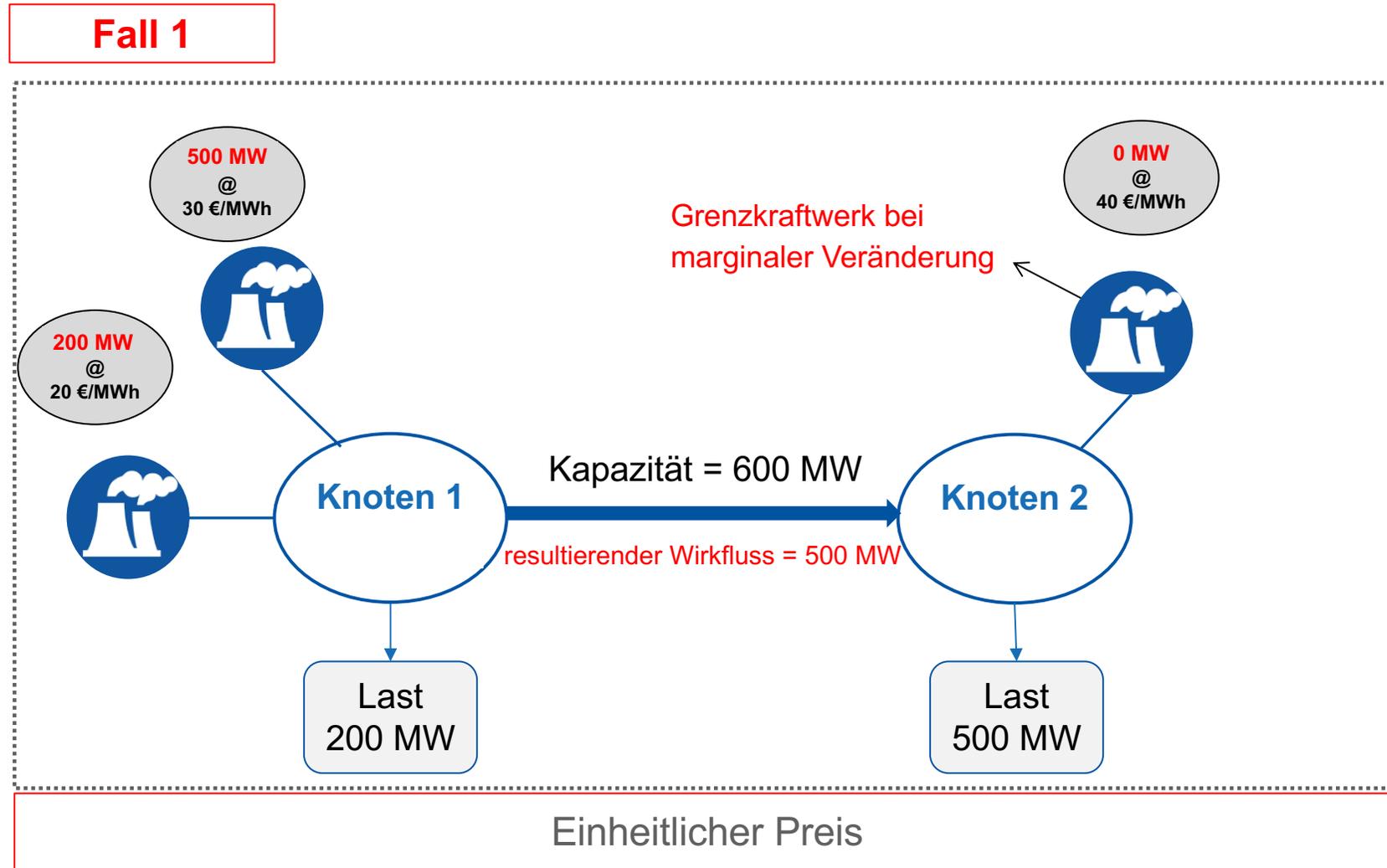
Modellbeschreibung

Exemplarische Ergebnisse

Zusammenfassung und Ausblick

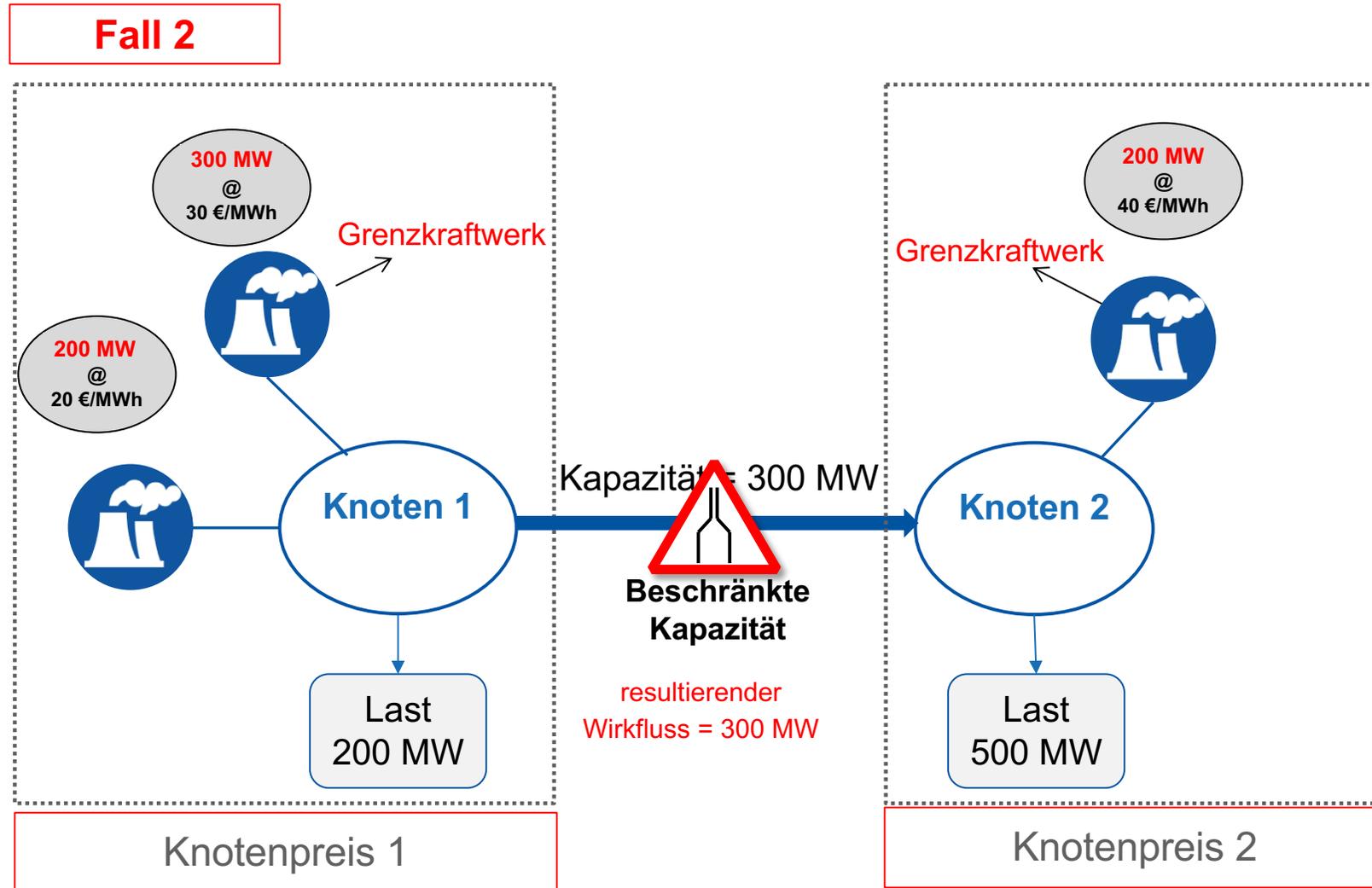
# Locational Marginal Pricing (LMP)

## Grenzfallbetrachtung



# Locational Marginal Pricing (LMP)

## Grenzfallbetrachtung



Motivation und Zielsetzung

Grundlagen zum Locational Marginal Pricing

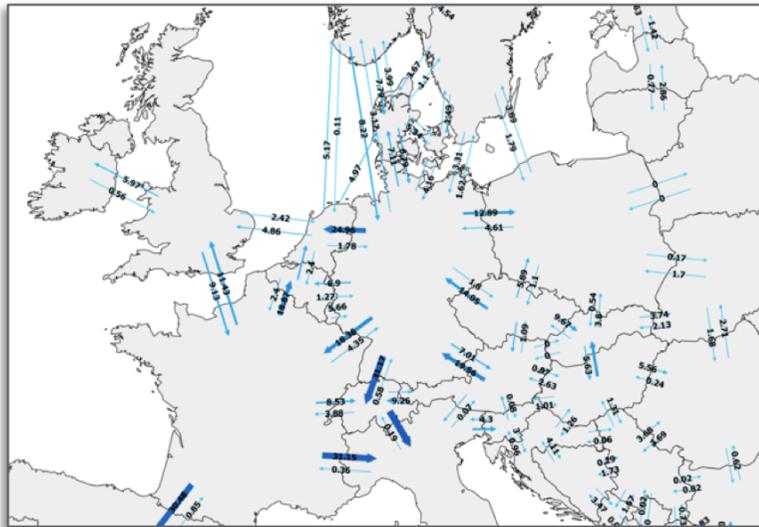
 Modellbeschreibung

Exemplarische Ergebnisse

Zusammenfassung und Ausblick

### Stufe I

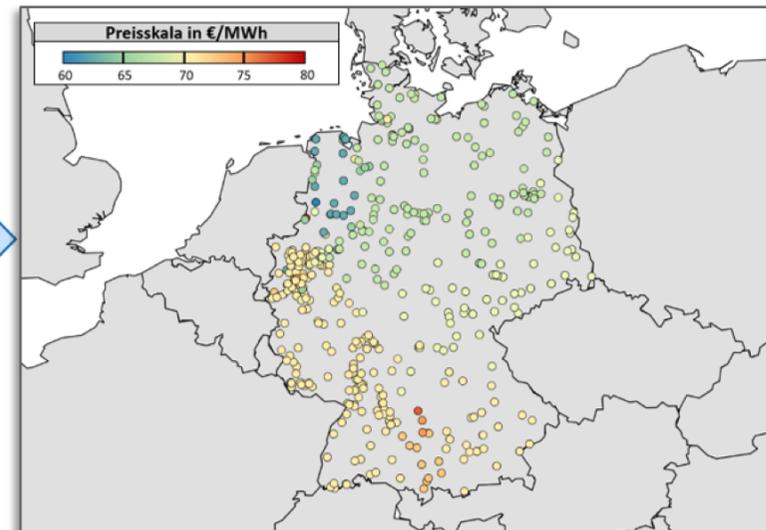
Ermittlung des internationalen Stromhandels  
mit Stromtransportmodell (NTC-Ansatz)



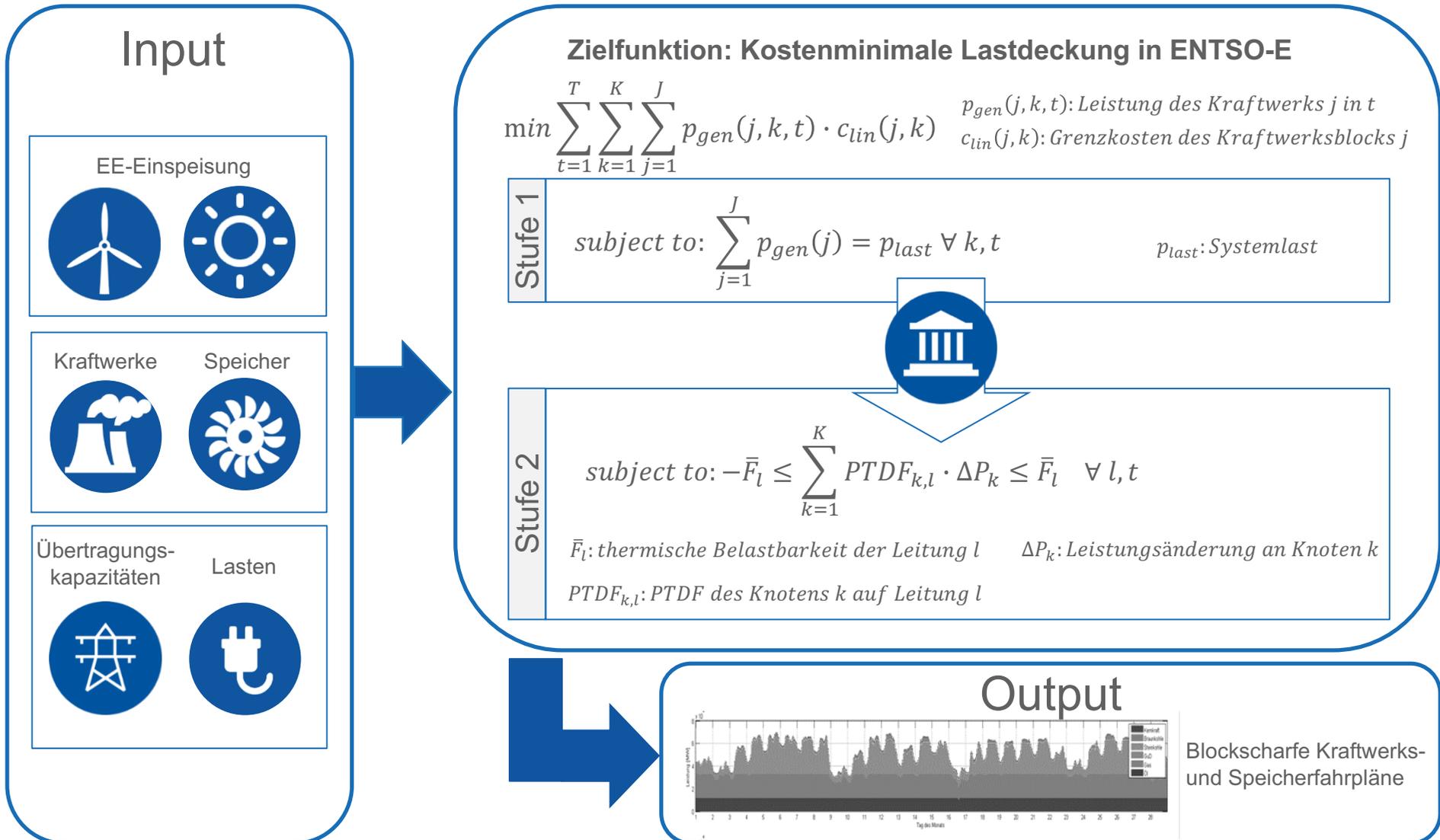
Austauschfahrpläne für Import/Export  
Vereinfachter europäischer Kraftwerkseinsatz

### Stufe II

Nodal Pricing Berechnung für ein  
ausgewähltes Land (Flussbasierter Ansatz)



Knotenpreise (LMPs)  
Kraftwerkseinsatz des entsprechenden Landes



- Leitungsnebenbedingung
  - Flussbasiertes Engpassmanagement
  - Sensitivitäten (PTDFs)
  - N-1 Abschätzung: 70% der Übertragungskapazität

- Engpasskosten

- Umlage auf Knoten mittels PTDF – Matrix
- PTDFs von weit entfernten Leitungen vernachlässigt

$$PTDF(k, l) := \begin{cases} = 0 & |PTDF(k, l)| \leq 0,01 \\ = PTDF(k, l) & |PTDF(k, l)| > 0,01 \end{cases} \quad \forall k, l$$

### Berechnung der Knotenpreise

$$LMP(k, t) = \underbrace{\pi_{Last}(t)}_{\text{Lastdeckungspreis (€/MWh)}} + \underbrace{\sum_{l=1}^L PTDF(k, l) \cdot \pi_{Leitung}(t, l)}_{\text{Engpasskosten (€/MWh)}} \quad \forall k, t$$

$LMP(k, t)$ : Preis des Knotens  $k$  zum Zeitpunkt  $t$

$\pi_{Last}(t)$ : Schattenpreis der Lastdeckung zum Zeitpunkt  $t$

$PTDF(k, t)$ : Power Transfer Distribution Factor des Knotens  $k$  zur Leitung  $l$

$\pi_{Leitung}(t, l)$ : Schattenpreis der Leitung  $l$  zum Zeitpunkt  $t$

Motivation und Zielsetzung

Grundlagen zum Locational Marginal Pricing

Modellbeschreibung

 Exemplarische Ergebnisse

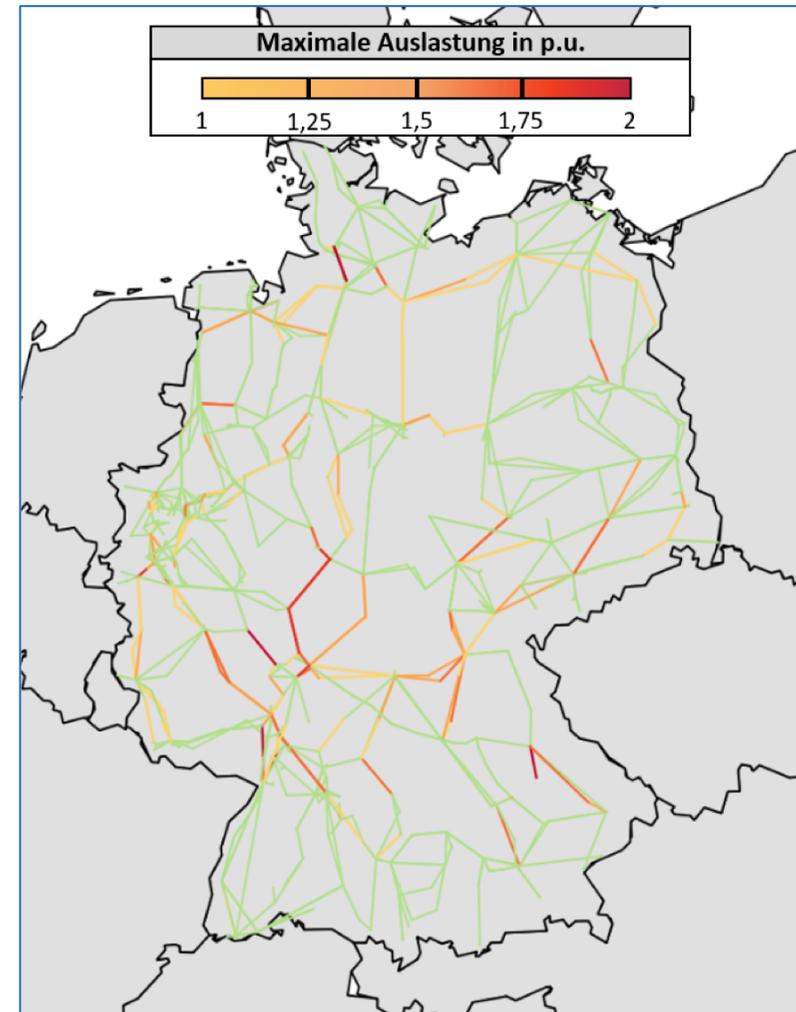
Zusammenfassung und Ausblick



# Exemplarische Ergebnisse

## Kraftwerkseinsatz ohne Netznebenbedingungen (II)

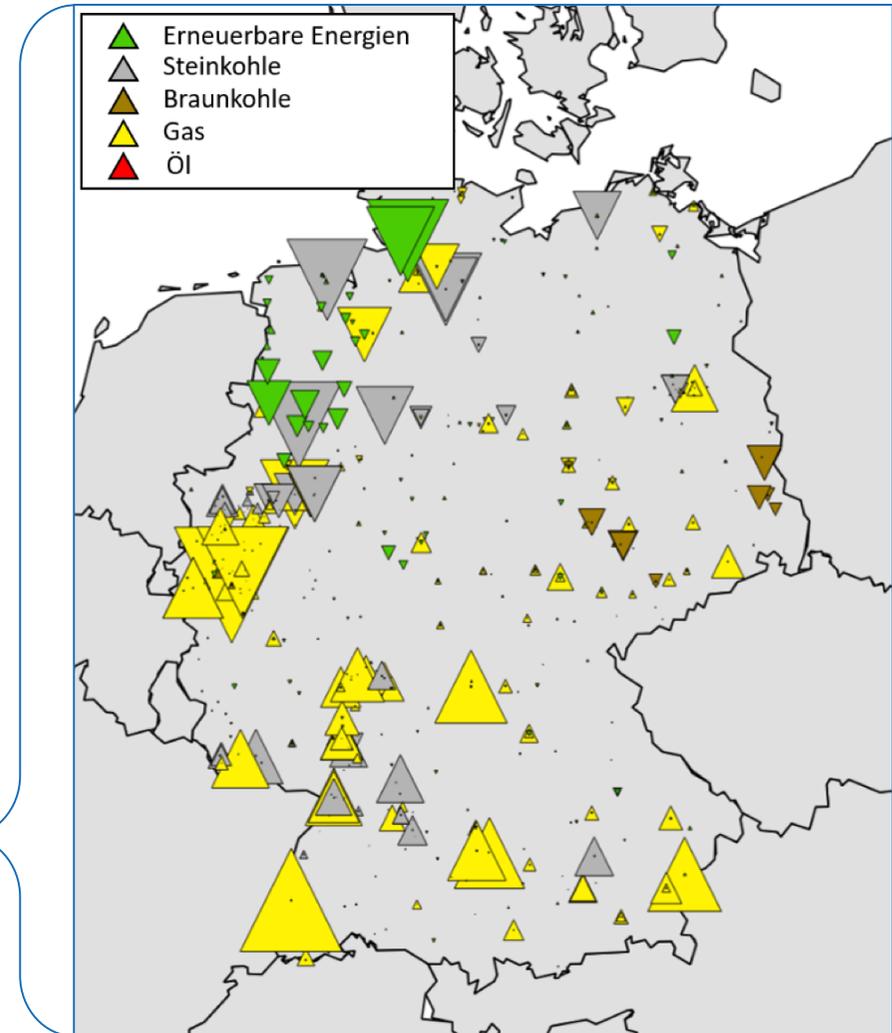
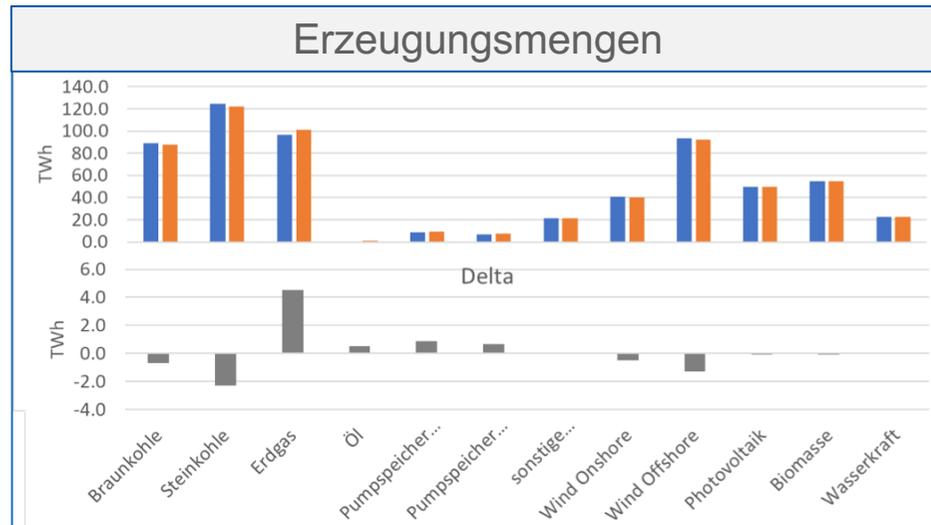
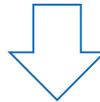
- Marktergebnis
  - Einheitlicher Marktpreis (keine Netznebenbedingungen)
  - Stromhandel
    - Import aus PL und CZ
    - Export: Süden + Westen
  - Strompreise
    - Base: 60 €/MWh
    - Peak: 65 €/MWh
    - Offpeak: 58 €/MWh
    - Min: 0 €/MWh
    - Max: 143 €/MWh
- Annahmen Übertragungsnetz
  - Spannungsebene: 380 kV + 220 kV
  - Projekte: EnLAG, BBP
  - Verzögerung: 2 Jahre



# Exemplarische Ergebnisse

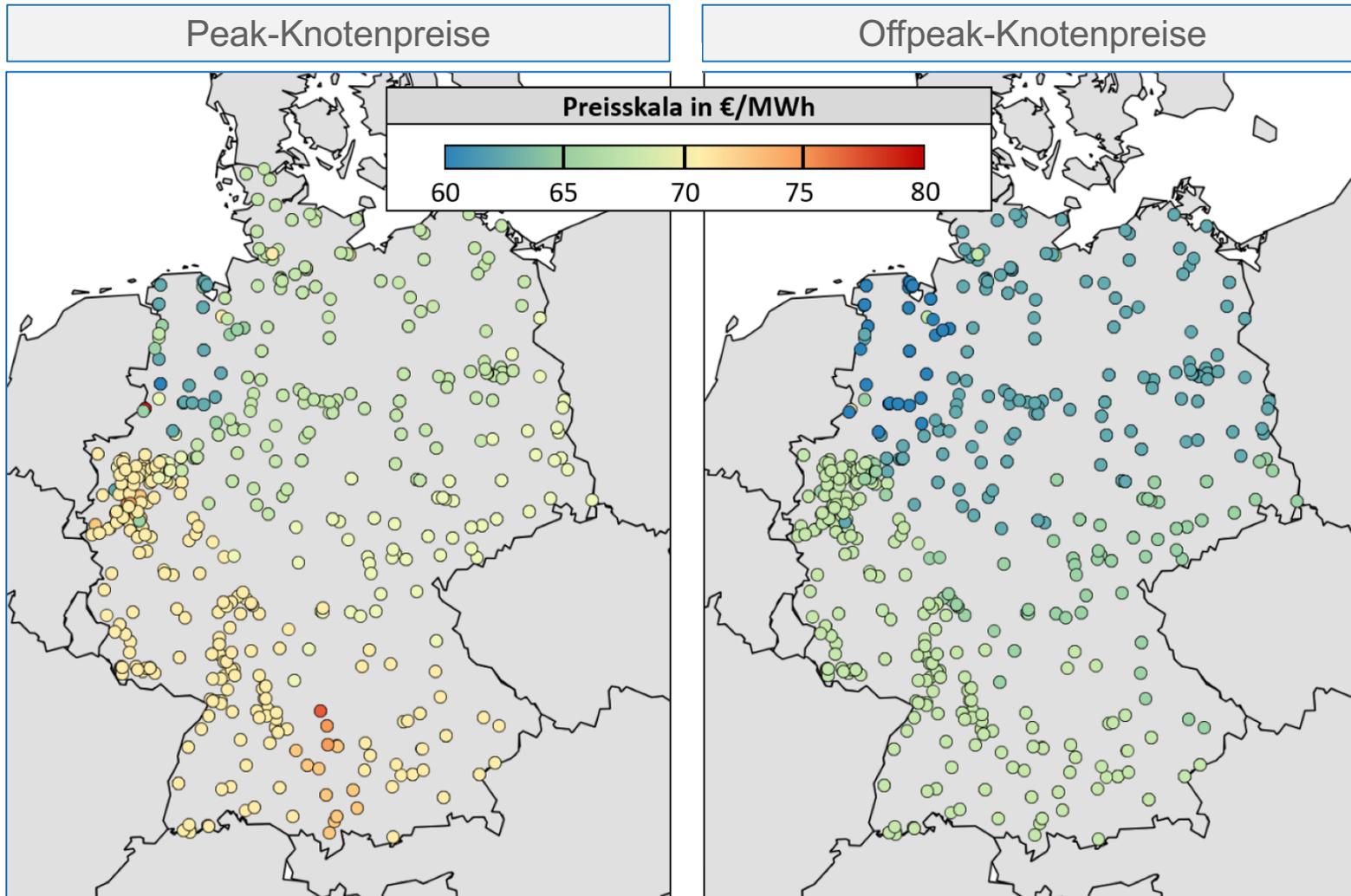
## Kraftwerkseinsatz mit Netznebenbedingungen (I)

- Erhöhter Einsatz flexibler Kraftwerke (Gas & Öl)
- Lastdeckung erfolgt standortnah
- Wesentliche Abregelung
  - Braunkohle in der Lausitz
  - EE und Steinkohle im Norden



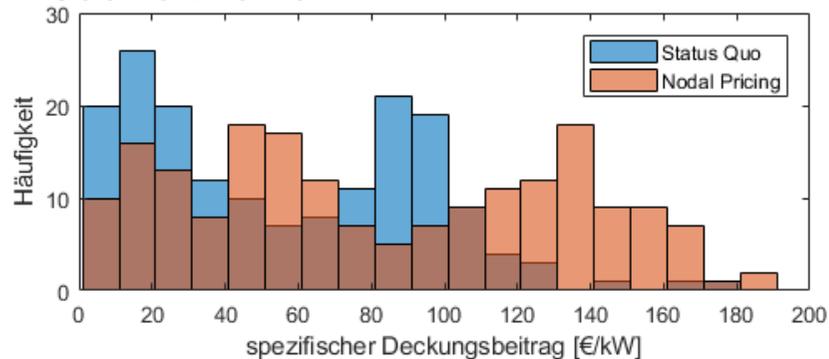
# Exemplarische Ergebnisse

## Kraftwerkseinsatz mit Netznebenbedingungen (II)



### Business Case Gaskraftwerke

- Reduktion an Erzeugungskapazität bis 2025 kompensiert Merit-Order-Effekt teilweise
- Spezifische Deckungsbeiträge von Gaskraftwerken:



- Durchschnittliche spezifische Deckungsbeiträge von Gaskraftwerken:**

- 48 €/kW\*a (Status Quo)
- 81 €/kW\*a (Nodal Pricing)

→ Neubauanreiz gegeben

### Business Case Power-to-Gas

- Geschäftsmodell Speicher (Hydro, P2G,...) im Wesentlichen abhängig von volatilem Strompreis
- Nodal Pricing führt zunächst zu
  - Einer Steigerung der Volatilität (Standardabw.) und
  - Zu Überschussstrom, der „beseitigt“ werden muss  
→ Hypothese: Überschussstrommengen im Norden und fehlende Leitungen könnten zu einem Geschäftsmodell für Speicher führen
- Dennoch keine Investitionssignale in
  - Power-to-H2 + H2-Turbine
  - Power-to-Gas + Verkauf des Gases
- Lediglich der Betrieb solcher Anlagen ist wirtschaftlich



Quelle: pixabay.com

Motivation und Zielsetzung

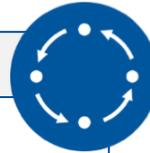
Grundlagen zum Locational Marginal Pricing

Modellbeschreibung

Exemplarische Ergebnisse

 Zusammenfassung und Ausblick

## Zusammenfassung

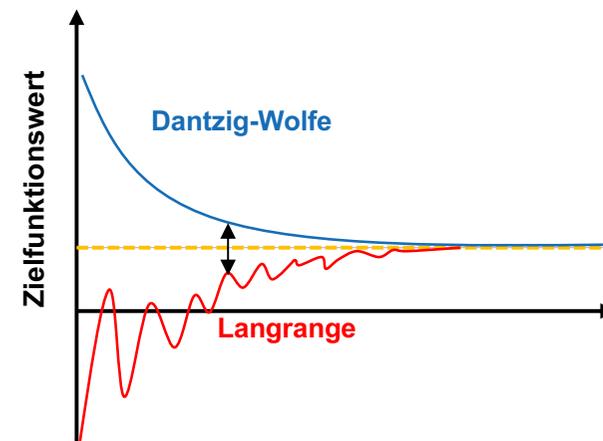


- Aktuelle Rahmenbedingung in DE
  - Steigender Transportbedarf (EE)
  - Verzögerter Netzausbau
  - Ist das aktuelle Marktdesign noch zeitgemäß (ggf. Umstellung auf LMP)
- Ein Nodal Pricing führt tendenziell zu
  - Standortnahe Lastdeckung bedingt durch netzinterne Engpässe
  - Nord-Süd Preisgefälle in Deutschland vor allem während Peak-Zeiten (8h-20h)
  - Gesteigerte Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken im Süden
  - Noch keine Wirtschaftlichkeit von Power2Gas-Anlagen: Hohe Wirkungsgradverluste

## Weiterer Forschungsbedarf



- Implementierung eines gemischt-ganzzahligen Ansatzes
  - Abbildung weiterer wesentlicher technischer Rahmenbedingungen
  - Vermeidung von Startkosten → negative Preise
- Mögliche Verfahren
  - Lagrange
  - Branch and Price



Vielen Dank für Ihre  
Aufmerksamkeit



**Moritz Nobis, M.Sc.**

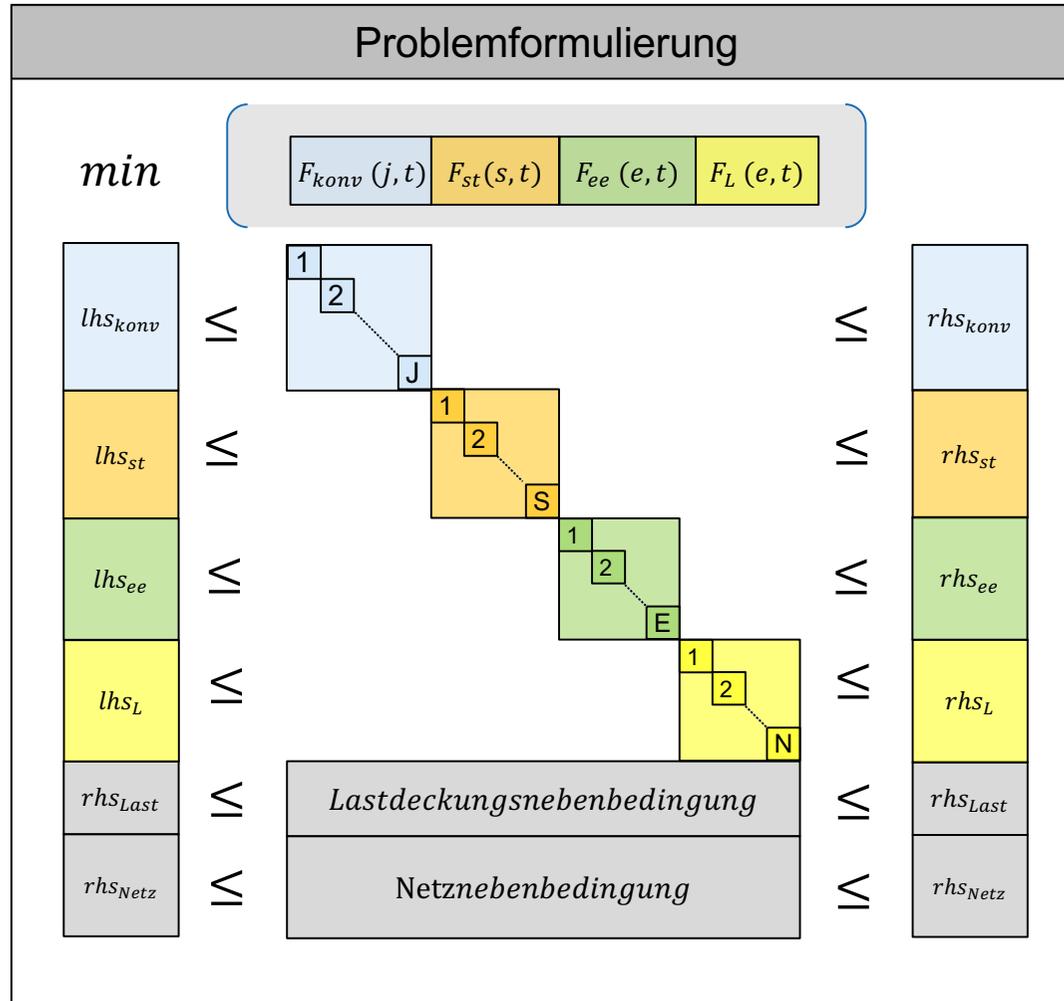
RWTH Aachen University

Institut für Hochspannungstechnik

Abteilung Nachhaltige Übertragungssysteme

Tel. +49 (0) 241 / 80 93040

nobis@ifht.rwth-aachen.de



# Exemplarisches Beispiel

## 3-Knoten-Testnetz

### Fall 1

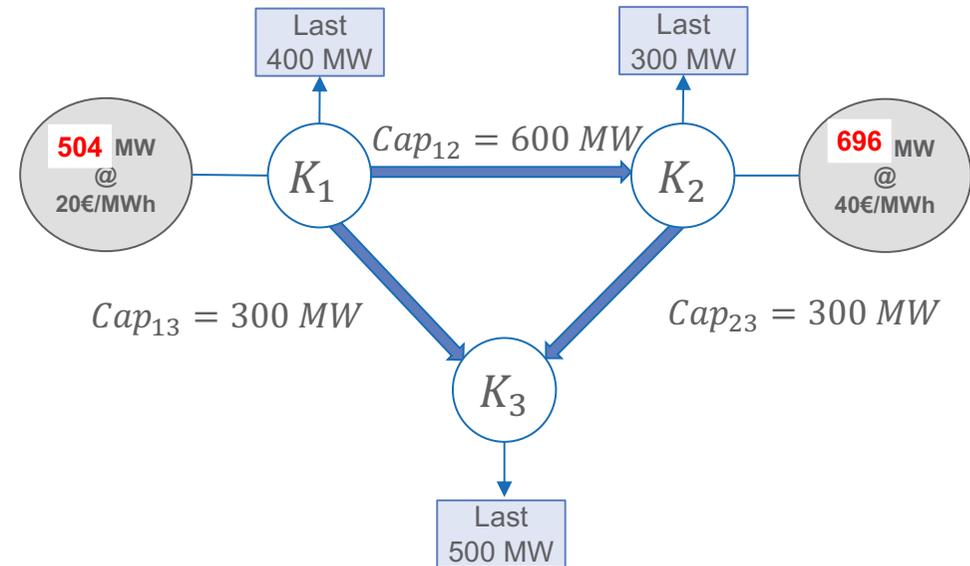
- $$PTDF_{L,K} = \begin{matrix} & K_1 & K_2 & K_3 \\ \begin{bmatrix} 0,3083 & -0,4266 & 0,1183 \\ -0,0251 & 0,2401 & -0,2150 \\ 0,3584 & 0,0932 & -0,4516 \end{bmatrix} & \begin{matrix} L_{12} \\ L_{23} \\ L_{13} \end{matrix} \end{matrix}$$

- $$duals. Lastdeckung = \begin{bmatrix} 47,03 \\ 47,03 \\ 47,03 \end{bmatrix} \begin{matrix} K_1 \\ K_2 \\ K_3 \end{matrix}$$

- $$duals. Leitungen = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -75,42 \end{bmatrix}$$

- $$Knotenpreis = \begin{bmatrix} 47,03 \\ 47,03 \\ 47,03 \end{bmatrix} \cdot \text{€/MWh} + PTDF'_{L,K} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -75,42 \end{bmatrix} \cdot \text{€/MWh} = \begin{bmatrix} 20 \\ 40 \\ 81 \end{bmatrix} \cdot \text{€/MWh}$$

- $$Obj = 37920 \text{ €}$$



# Exemplarisches Beispiel

## 3-Knoten-Testnetz

### Fall 2

- $$PTDF_{L,K} = \begin{matrix} & K_1 & K_2 & K_3 \\ \begin{matrix} L_{12} \\ L_{23} \\ L_{13} \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0,3083 & -0,4266 & 0,1183 \\ -0,0251 & 0,2401 & -0,2150 \\ 0,3584 & 0,0932 & -0,4516 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

- $$duals. Lastdeckung = \begin{bmatrix} 37,68 \\ 37,68 \\ 37,68 \end{bmatrix} \begin{matrix} K_1 \\ K_2 \\ K_3 \end{matrix}$$

- $$duals. Leitungen = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -49,38 \end{bmatrix}$$

- $$Knotenpreis = \begin{bmatrix} 37,68 \\ 37,68 \\ 37,68 \end{bmatrix} \cdot \frac{\text{€}}{MWh} + PTDF'_{L,K} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -49,38 \end{bmatrix} \cdot \frac{\text{€}}{MWh} = \begin{bmatrix} 20 \\ 33 \\ 60 \end{bmatrix} \cdot \frac{\text{€}}{MWh}$$

- $$Obj = 33114 \text{ €}$$

