

## Zwei Preiszonen für Deutschland

Eine modellbasierte Analyse der langfristigen  
Auswirkungen

Strommarkttreffen „Engpassmanagement und  
Gebotszonen“

Berlin, 09.02.2018

Christoph Fraunholz (KIT), Dirk Hladik (TU Dresden)

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

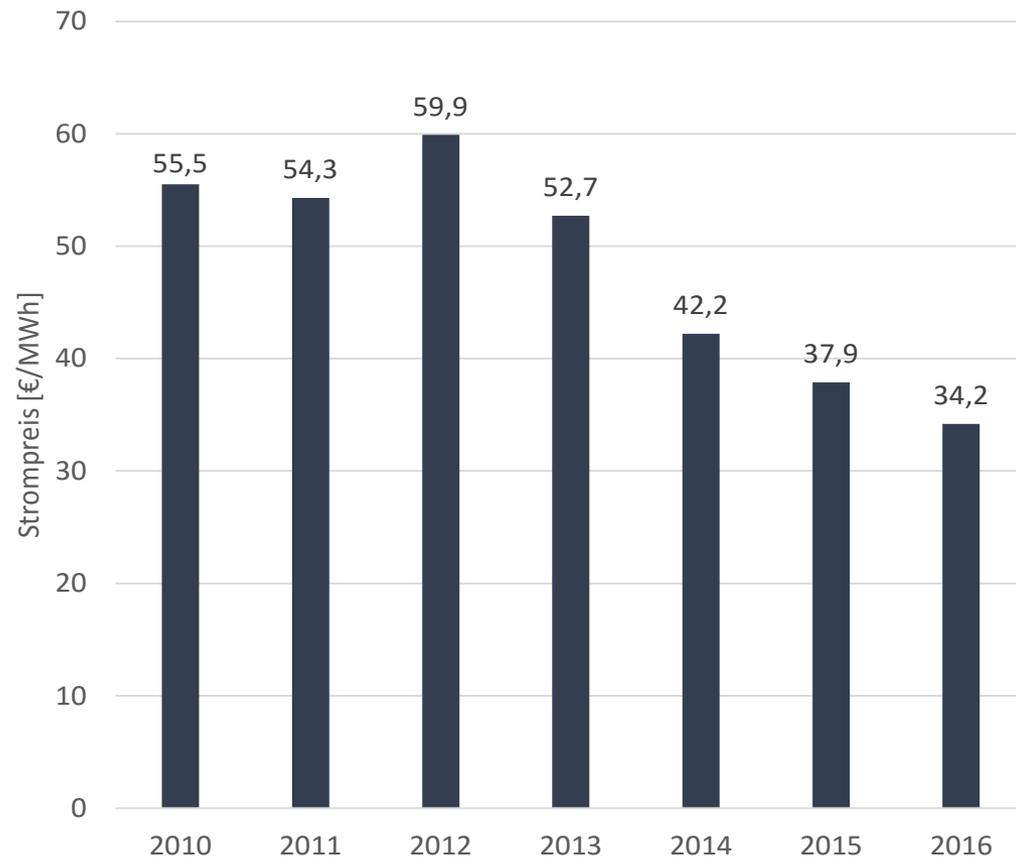


- 1 Engpässe als Investitionssignale sichtbar machen**
- 2 Optimierung trifft Simulation – Modellkopplung und Methoden**
- 3 Erste Ergebnisse**
- 4 Fazit und Ausblick**

# 1. Engpässe als Investitionssignale sichtbar machen

## Wesentliche Treiber

- **Geringe Investitionsanreize durch niedriges Niveau des Börsenstrompreises in Gebotszone DE-AT**

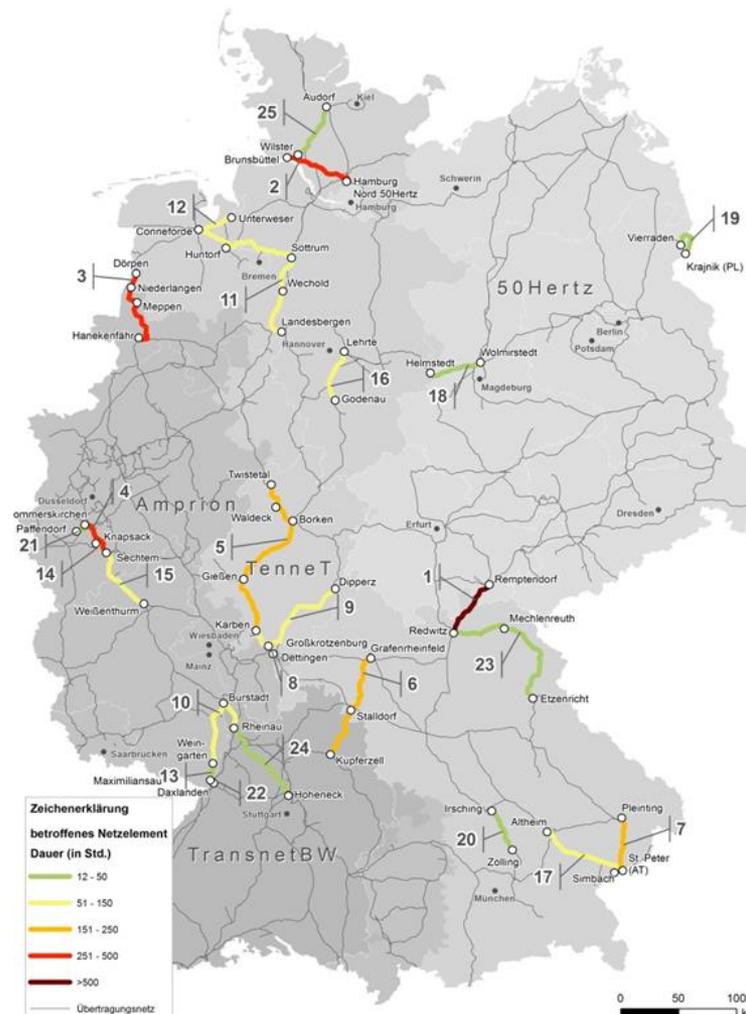


Quelle: eigene Darstellung, BMWi (2015) Vierter Monitoringbericht zur Energiewende

# 1. Engpässe als Investitionssignale sichtbar machen

## Wesentliche Treiber

- Geringe Investitionsanreize durch niedriges Niveau des Börsenstrompreises in Gebotszone DE-AT
- Steigende Redispatch-Volumina durch häufige Netzengpässe auf Nord-Süd-Achse

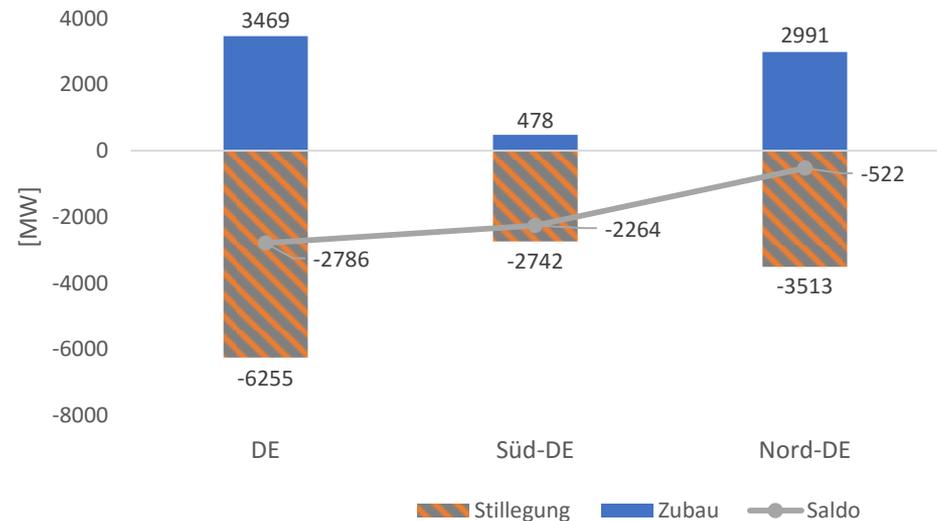


Quelle: BNetzA (2017)

# 1. Engpässe als Investitionssignale sichtbar machen

## Wesentliche Treiber

- Geringe Investitionsanreize durch niedriges Niveau des Börsenstrompreises in Gebotszone DE-AT
- Steigende Redispatch-Volumina durch häufige Netzengpässe auf Nord-Süd-Achse
- **Stilllegungen konventioneller Kraftwerke überwiegend im Süden Deutschlands bis 2019**



Quelle: eigene Darstellung, BNetzA (2016): Monitoringbericht 2016

# 1. Engpässe als Investitionssignale sichtbar machen

## Wesentliche Treiber

- Geringe Investitionsanreize durch niedriges Niveau des Börsenstrompreises in Gebotszone DE-AT
- Steigende Redispatch-Volumina durch häufige Netzengpässe auf Nord-Süd-Achse
- Stilllegungen konventioneller Kraftwerke überwiegend im Süden Deutschlands bis 2019

**Gefährdung der Versorgungssicherheit in Süddeutschland?**

# 1. Engpässe als Investitionssignale sichtbar machen

## Wesentliche Treiber

- Geringe Investitionsanreize durch niedriges Niveau des Börsenstrompreises in Gebotszone DE-AT
- Steigende Redispatch-Volumina durch häufige Netzengpässe auf Nord-Süd-Achse
- Stilllegungen konventioneller Kraftwerke überwiegend im Süden Deutschlands bis 2019

**Gefährdung der Versorgungssicherheit in Süddeutschland?**

## Grundsätzliche Lösung: Netzausbau

- NEP berücksichtigt Nord-Süd-Gefälle
- 8GW HGÜ-Korridore bis 2025
- Haupttreiber ist Windkraft

DE 2025	Wind Onshore	Wind Offshore
Nord	50,1 GW	10,5 GW
Süd	13 GW	0 GW

- **ABER: Netzausbau kann sich verzögern!**

**Ergänzende Lösung mit lokaleren Investitionssignalen nötig?**

Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber, NEP 2030 2. Entwurf

# 1. Engpässe als Investitionssignale sichtbar machen

## Ergänzende Lösung: Preiszonenaufteilung in Deutschland?

Autoren (Jahr)	Rahmen, Jahre	Ausgewählte Aussagen
Burstedde (2012)	Europa, 2015 & 2020	Geringe Auswirkung Systemk.
Breuer, Moser (2014)	Europa, 2016 & 2018	Versorgungssich. gestiegen
Trepper et al. (2015)	Deutschland 2020	Verteilungseffekte Nord/Süd
Egerer et al. (2016)	Deutshl. 2012 & 2015	Geringe Preisunterschiede
Plancke et al. (2016)	Dtl. + Nachbarn 2020	Nachbarländer betroffen
Grimm et al. (2016)	-	Langfristige Analyse notwendig

## Forschungsbeitrag dieser Untersuchung:

**Wie wirkt sich eine Preiszonen-Teilung in Deutschland langfristig auf die Kapazitätsentwicklung und die Versorgungssicherheit aus?**

- 1 Engpässe als Investitionssignale sichtbar machen**
- 2 Optimierung trifft Simulation – Modellkopplung und Methoden**
- 3 Erste Ergebnisse**
- 4 Fazit und Ausblick**

## 2. Optimierung trifft Simulation – Modellkopplung und Methoden

Modell	Agentenbasierte Simulation	Optimierung mit Netz
Stärken	<p data-bbox="262 379 996 472"><b>PowerACE</b></p> <ul data-bbox="262 486 996 901" style="list-style-type: none"> <li>▪ Einpreisung <b>Knappheitssituationen</b></li> <li>▪ <b>Längerer Betrachtungszeitraum</b>, dadurch Abbildung Investitionen</li> <li>▪ <b>Kraftwerksstilllegungen</b> auch auf Grund von Unwirtschaftlichkeit</li> </ul>	<p data-bbox="1033 379 1765 472"><b>ELMOD</b></p> <ul data-bbox="1033 486 1765 901" style="list-style-type: none"> <li>▪ Berücksichtigung <b>Übertragungsnetz</b></li> <li>▪ Berechnung <b>Redispatch und EE-Abregelung</b> (EinsMan)</li> <li>▪ <b>Preiszonenebildung</b> auf Basis von Engpässen, Nodalpreisen etc.</li> </ul>
Schwächen	<ul data-bbox="262 915 996 1179" style="list-style-type: none"> <li>▪ Keine Netzabbildung, kein Engpassmanagement</li> <li>▪ Keine Preiszonenebildung möglich</li> </ul>	<ul data-bbox="1033 915 1765 1179" style="list-style-type: none"> <li>▪ Hoher Rechenaufwand</li> <li>▪ Zentraler Planer, Grenzkosten</li> <li>▪ <i>(Hier):</i> keine Investitionen</li> </ul>

**Stärken beider Modelle durch Kopplung nutzen!**

## 2. Optimierung trifft Simulation – Modellkopplung und Methoden

### Berücksichtigte Länder und methodischer Rahmen

#### Preiszonen und netzseitige Abbildung



Quelle: eigene Darstellung

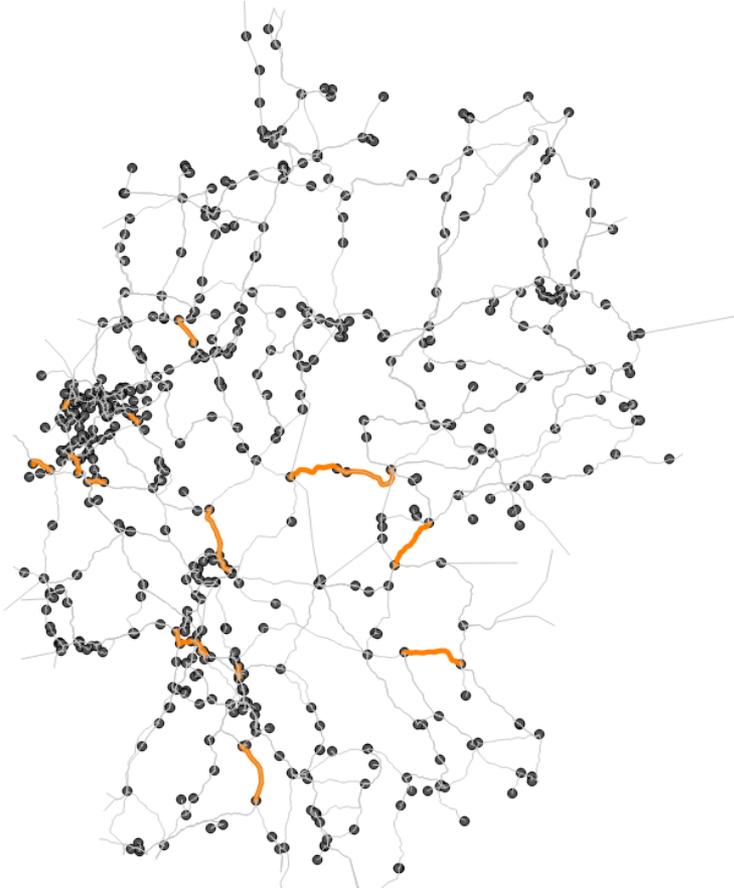
#### Methodischer Rahmen

- Betrachtung von zwei Szenarien:
  - Eine DE-Preiszone: **REF**
  - Preiszonen DEN & DES: **SPLIT**
  
- Zeitliche Auflösung: 8760h/a
- **ELMOD** Stützjahre: 2025 und 2035
- **PowerACE**: 2015 – 2050
- Historische NTC-Werte
- Bestimmung DEN- & DES-Zone auf Basis v. berechneten Engpass-Leitungen 2015
- Versorgungssicherheitsindikator

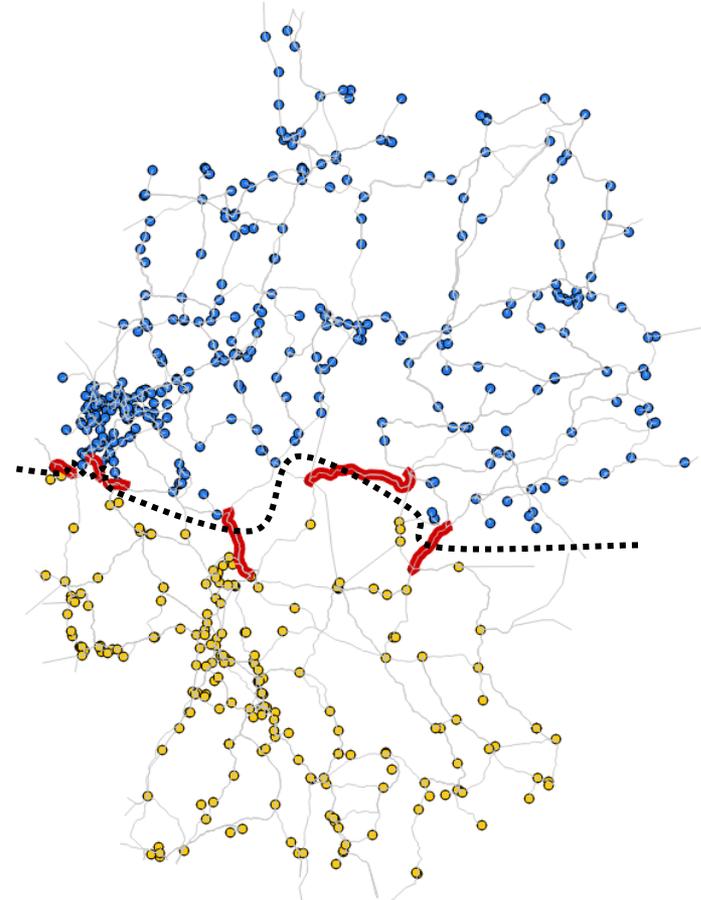
- 1 Engpässe als Investitionssignale sichtbar machen**
- 2 Optimierung trifft Simulation – Modellkopplung und Methoden**
- 3 Erste Ergebnisse**
- 4 Fazit und Ausblick**

# 3. Erste Ergebnisse

## Identifizierung kritischer Netzelemente



## Ergebnis: Zonen-Split

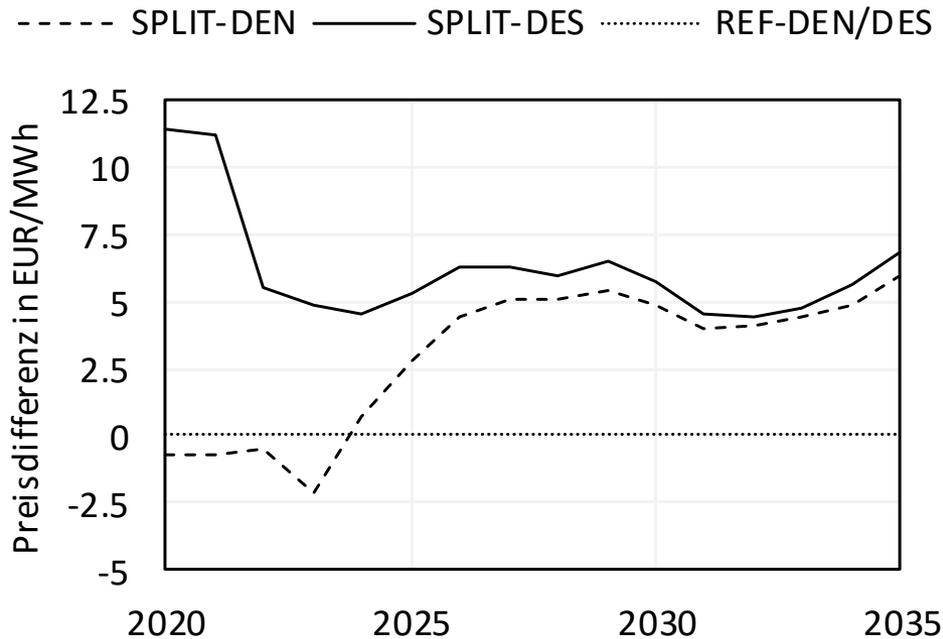


- Intrazonale kritische Netzelemente
- Nicht berücksichtigt: Interkonnektoren und Offshore-Anbindungen

Quelle: Eigene Darstellung

# 3. Erste Ergebnisse

## Entwicklung der durchschnittlichen Preisdifferenz zwischen aufgeteilter Preiszone und Referenzfall



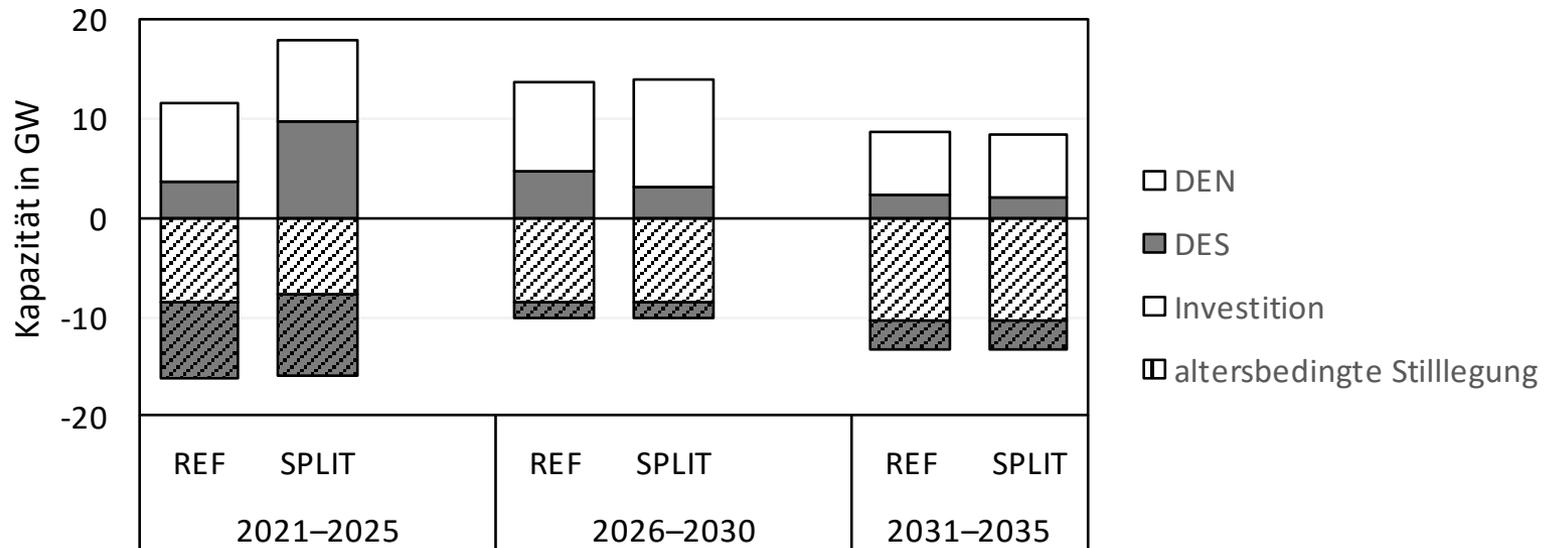
- Hohe anfängliche **Preisdivergenz** → Einpreisung der **Knappheit** in DES und **Überkapazität** in DEN
- Anschließende **Preiskonvergenz** auf höherem Preisniveau im SPLIT- ggü. REF-Szenario zu beobachten

SPLIT-DEN ... Abweichung **Norddeutsche** Preiszone  
SPLIT-DES ... Abweichung **Süddeutsche** Preiszone  
REF-DEN/DES ... Referenzlinie: eine DE-Preiszone

Quelle: Eigene Darstellung

# 3. Erste Ergebnisse

## Zu- und Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten REF- vs. SPLIT-Szenario



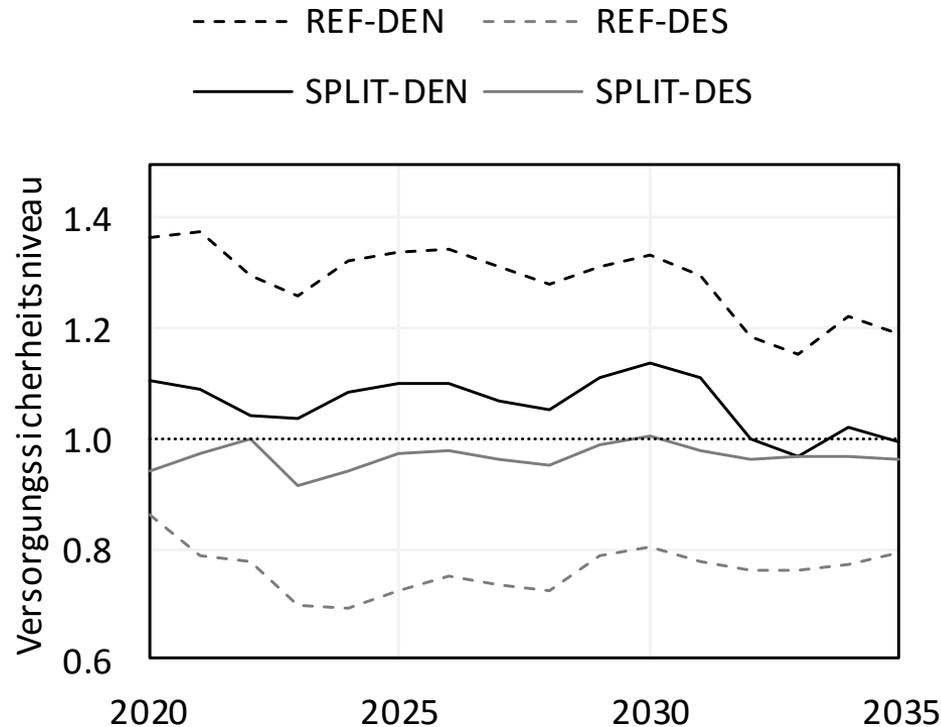
Quelle: eigene Darstellung

Preisentwicklung führt im SPLIT- ggü- REF-Szenario zu:

- Vermeidung von wirtschaftlich bedingten Stilllegungen in DES
- Höheren Neuinvestitionen in DES bis 2025
- Ähnliche Kapazitätsentwicklung in beiden Szenarien ab 2026

# 3. Erste Ergebnisse

## Entwicklung Versorgungssicherheitsniveau (VSN) REF- vs. SPLIT-Szenario



Quelle: eigene Darstellung

- Im **REF-Szenario** bleibt hohe **VSN-Differenz** bestehen und VSN sinkt für DES unter 0,8
- **SPLIT-Szenario** führt zu **Abbau der DEN-Überkapazitäten** und **Angleichung des VSN**

$$VSN = \frac{\text{verfügbare konventionelle Kraftwerkskapazität}}{\text{Jahreshöchstwert Residuallast}}$$

# 3. Erste Ergebnisse

## Systemkosten Indikation REF- vs. SPLIT-Szenario

- **Anstieg bei Erzeugungskosten** im SPLIT- ggü. REF-Szenario:
  - 2025: + 0,8 Mrd. EUR
  - 2035: + 2,9 Mrd. EUR
  
- **Senkung der Redispatchkosten** im SPLIT- ggü. REF-Szenario:
  - 2025 um 39 %
  - 2035 um 58 %
  - Voraussetzung: Netzausbau erfolgt planmäßig (NEP2030)
  
- EinsMan-Maßnahmen / Abregelungskosten bleiben auf gleichem Niveau
  
- Kosten für Netzreserve, Countertrading und Anpassungsmaßnahmen nicht berücksichtigt

- 1 Engpässe als Investitionssignale sichtbar machen**
- 2 Optimierung trifft Simulation – Modellkopplung und Methoden**
- 3 Erste Ergebnisse**
- 4 Fazit und Ausblick**

# 4. Fazit und Ausblick

Eine sinnvolle Preiszonenteilung in Deutschland...

- kann den Marktteilnehmern Engpässe und Knappheitssituationen aufzeigen.
- führt zum Abbau von Überkapazitäten und Zubau “regional” benötigter Kapazitäten.
- kann langfristig positiv auf die Versorgungssicherheit in Süddeutschland wirken.

Geplante Weiterentwicklungen beinhalten...

- die Verbesserung der Preisprognose der Agenten in PowerACE.
- eine umfassendere Abbildung des Engpassmanagements.
- die Integration von DSM und regional aufgelösten Nachfrage-daten.
- die Untersuchung von Kapazitätsmechanismen als alternatives/zusätzliches Instrument.

## Kontaktdaten der Autoren

### Christoph Fraunholz

0721 608-44668  
christoph.fraunholz@kit.edu  
Lehrstuhl für Energiewirtschaft  
Karlsruher Institut für Technologie

### Dirk Hladik

0351 463-39762  
dirk.hladik@tu-dresden.de  
Lehrstuhl für Energiewirtschaft  
TU Dresden

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



**Danke für Ihre Aufmerksamkeit!**

