



**TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
DRESDEN**

Faculty of Business and Economics, Chair of Energy Economics, Prof. Dr. Möst

# Entwicklungen und Herausforderungen in der Energiewirtschaft

**EE<sup>2</sup>**  
[www.ee2.biz](http://www.ee2.biz)

ENERGY SAXONY SUMMIT 2019

Prof. Dr. Dominik Möst, TU Dresden



- 1 Kurze Einleitung
- 2 Entwicklungen im Stromsystem: Fokus auf Netzausbau
- 3 Abschließende Überlegungen

# 80%-CO<sub>2</sub>-Reduktion bedeuten zwei Tonnen CO<sub>2</sub> je Kopf

EE<sup>2</sup>

## Automobil



Jährlicher CO<sub>2</sub>-Ausstoß eines mittleren PKW<sup>1)</sup>  
→ 2 t CO<sub>2</sub>/a

## Wärme



Beheizung eines EFH mit vier Personen<sup>3)</sup>

→ 2 t CO<sub>2</sub>/a/Person

oder

## Flugreisen



Hin- und Rückflug Frankfurt - Los Angeles<sup>2)</sup>  
→ 2 t CO<sub>2</sub>/Passagier

## Produkte



Herstellung von Gütern im Wert von ca. 4.000 €<sup>4)</sup>

→ 2 t CO<sub>2</sub>

Bei heutiger Energieversorgung:  
Ausschöpfung des „2-Tonnen-Limits“ durch jede einzelne Maßnahme

1) EU-Norm Fahrzeuge ab 2012, 14.000 km/a á 140 g CO<sub>2</sub>/km

2) 9.300 km (einfach), 4 l Kerosin/100 km je Passagier im Jumbo, 18.600 km á 4 l/100 km = 750 l á 2,63 kg CO<sub>2</sub>/l

3) 3.000 l Heizöl/a = 29.782 kWh á 0,27 kg CO<sub>2</sub>/kWh ergeben 8 t CO<sub>2</sub>/a

4) Bei rund ½ Tonne CO<sub>2</sub> je 1.000 € Investition (netto) ergibt sich ein theoretischer Warenkorbwert von 4.000 €; hier z. B. TV, Fahrrad, Sportsausrüstung und Kleidung je 500 €, Lebensmittel 2.000 €

- Wer glaubt an Suffizienz?
- Alles elektrisch vs. auch „grüne“ Gase?
- Welche Energieträger?
- Und bei 95%-CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel?

# Ziele des Energiekonzeptes und deren Bedeutung für die Rolle der Energieträger

Energiekonzept als Grundlage einer sehr einfachen Berechnung:

1. Halbierung des Primärenergieverbrauchs (gegenüber 2008)
2. **Beitrag erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch ca. 60%** (entspricht ca. plus 140% zu heute)
3. Beitrag von Kernenergie und Kohle = 0
4. Vorgabe eines **CO<sub>2</sub>-Limits**: entweder -80% oder -95% gegenüber 1990 (1990: ca. 985 Mio. t CO<sub>2</sub> => knapp 200 Mio. t CO<sub>2</sub> oder 50 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2050)
5. Restwert für **Mineralöl und Gas** unter Berücksichtigung des CO<sub>2</sub>-Ziels

Beitrag	80% Minderung	95% Minderung
Mineralöl	Nahezu 0	Nicht erreichbar unter den Annahmen => <b>Ausweg: Höherer Anteil erneuerbarer Energien</b>
Erdgas	Ähnliches Niveau zu heute	

⇒ EE-Ausbau (bisher) maßgeblich im Stromsektor!

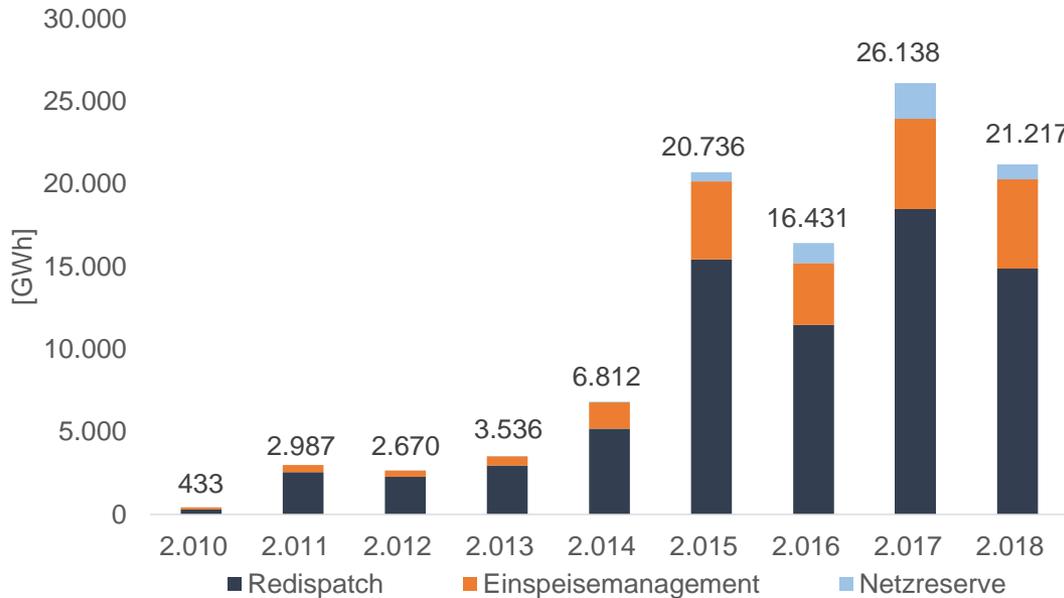
⇒ **Fokus heute: Auswirkungen und Entwicklungen im Stromsystem**

- 1 Kurze Einleitung
- 2 **Entwicklungen im Stromsystem: Fokus auf Netzausbau**
- 3 Abschließende Überlegungen

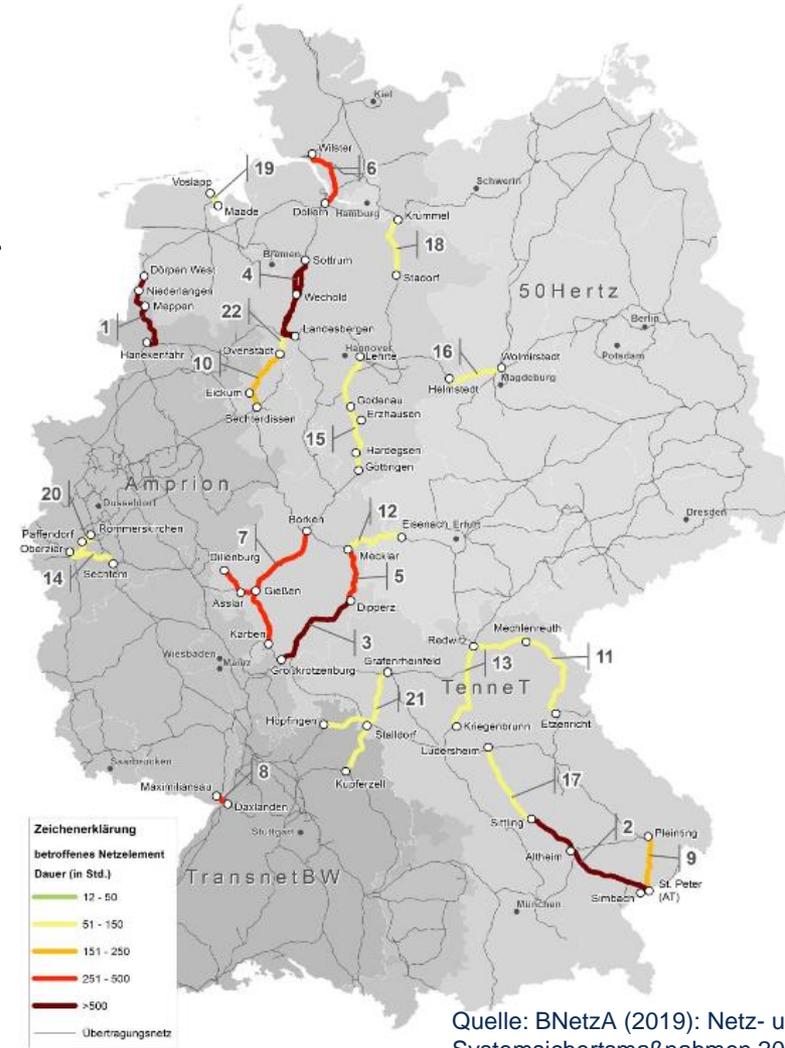
# Entwicklung der Kosten für Engpassmanagement

Windkraft-Zubau in Norddeutschland führt zu:

- Zunehmenden Nord-Süd-Engpässen im Übertragungsnetz
- Steigenden Abregelungs-, Netzreserveeinsatz- und Redispatchvolumina und -kosten



Quelle: Eigene Darstellung nach BNetzA, Monitoringberichte



Quelle: BNetzA (2019): Netz- u. Systemsicherheitsmaßnahmen 2019

# Bedeutung des Netzausbaus für die Energiewende?

NEP berücksichtigt Nord-Süd-Engpässe  
8GW HGÜ-Korridore bis 2025 geplant

**ABER:** Netzausbau kann sich verzögern

Auswirkungen des Netzausbaus auf das Stromsystem?

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

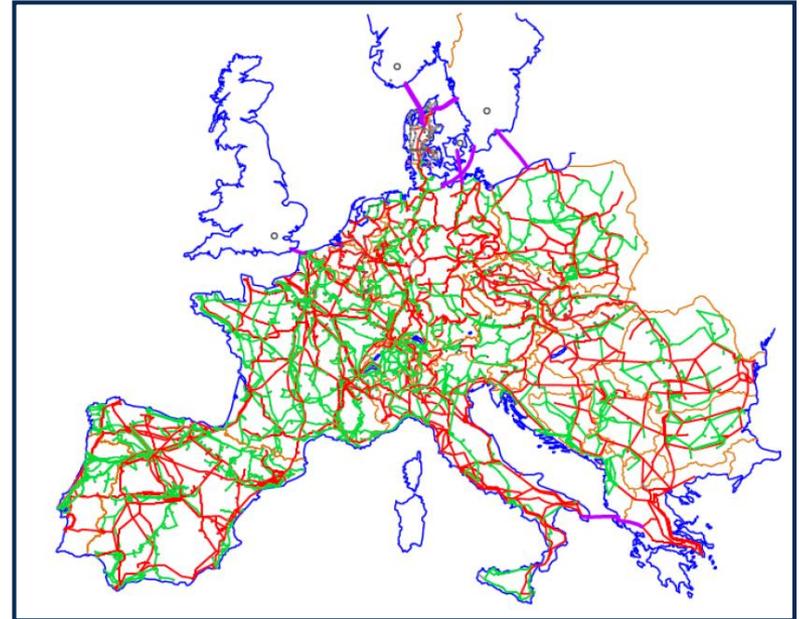


## Modellzweck

- Auswirkungen Erneuerbarer Energien auf das europäische Übertragungssystem
- Analyse unterschiedlicher Marktdesigns
- Engpassmanagement
- Lastflussanalyse

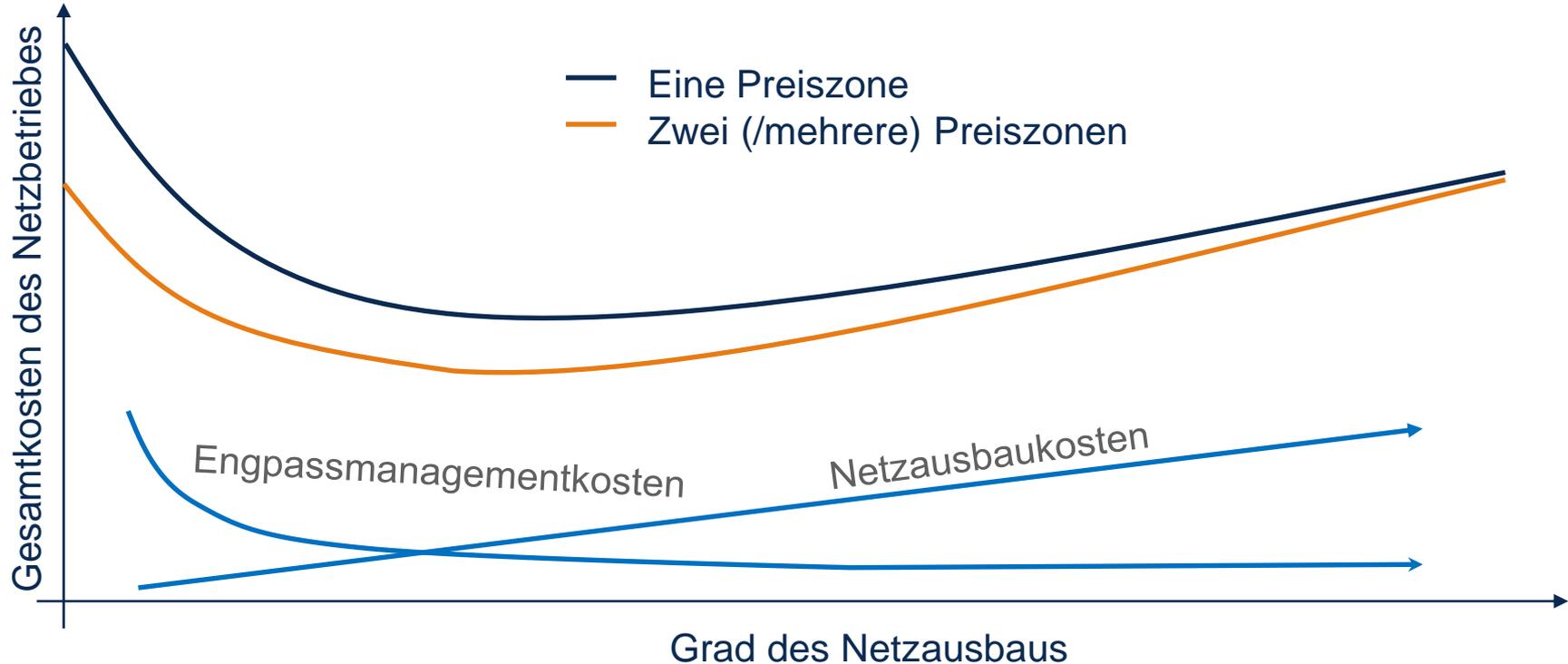
## Hauptcharakteristik

- Bottom-up Stromnetzmodell
- DC Lastflussansatz, basierend auf dem europäischen Übertragungsnetzmodell
- Deutschland Netzknotenscharf abgebildet
- Szenario basierte Wind- und PV- Einspeisezeitreihen für charakteristische Stunden



- 380 kV Spannungsebene
- 220 kV Spannungsebene
- HGÜ-Leitung

# Ausgleich zwischen Netzausbau, Engpassmanagement und Market splitting

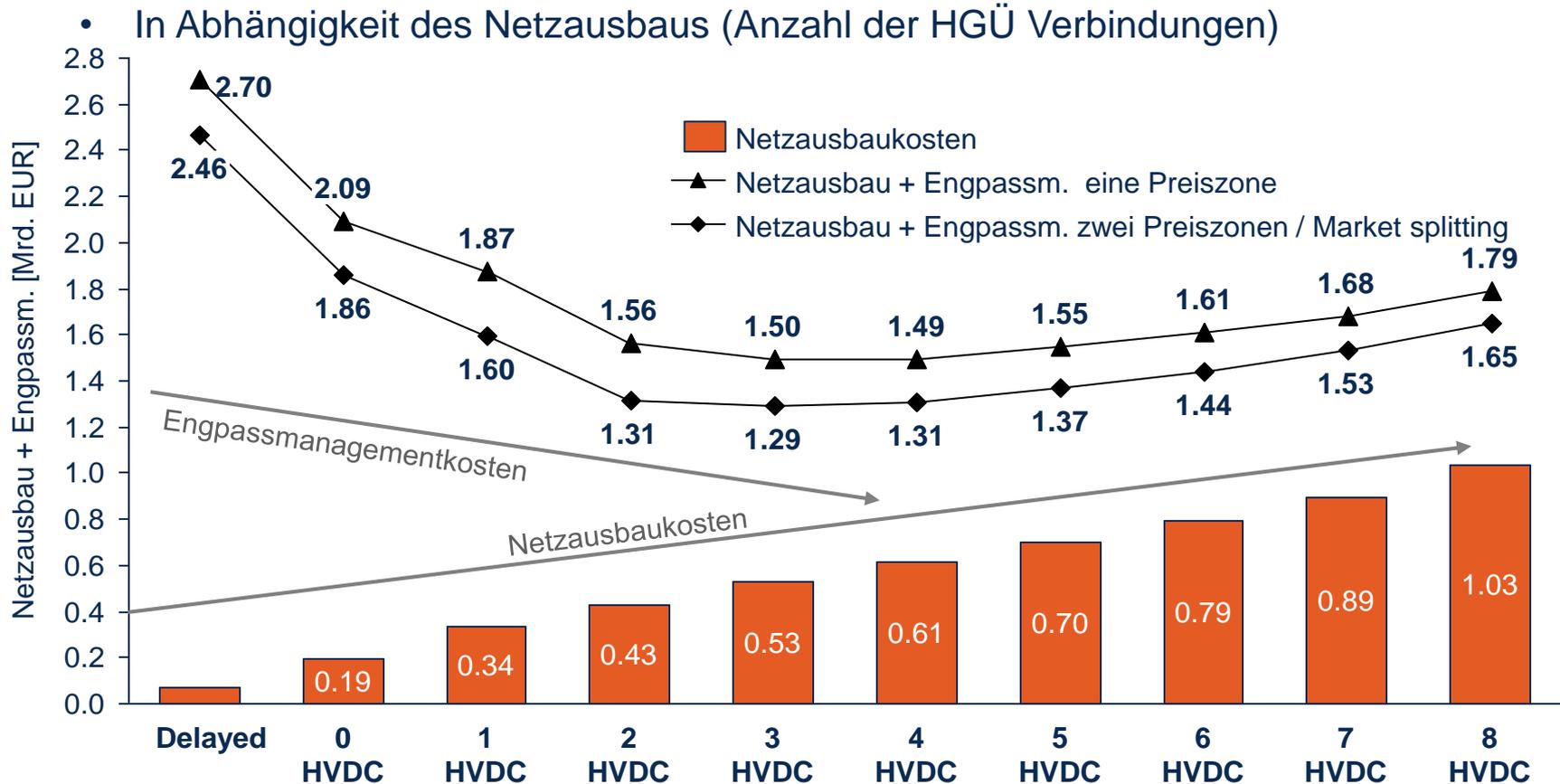


Skizzierte Funktionen hängen von regionaler und zeitlicher Angebots-/Nachfragestruktur ab

=> *Optimum verändert sich daher über die Zeit  
(in Abhängigkeit der Angebots-/Nachfragestruktur)*

# Umsetzung des Netzausbaus (entspr. NEP) ist von höchster Relevanz

Zusammenhang zwischen Netzausbau und Engpassmanagementkosten für 2025



=> Bei Risikoaversion: besser auf der rechten Seite des Optimums

Source: own calculations based on ELMOD grid model

# REF 2035: Nord-Süd Engpässe bestehen weiter, Netzausbau entschärft diese

EE<sup>2</sup>

Der Netzausbau führt zu einer deutlichen Reduktion des EE-Abregelung-Volumen

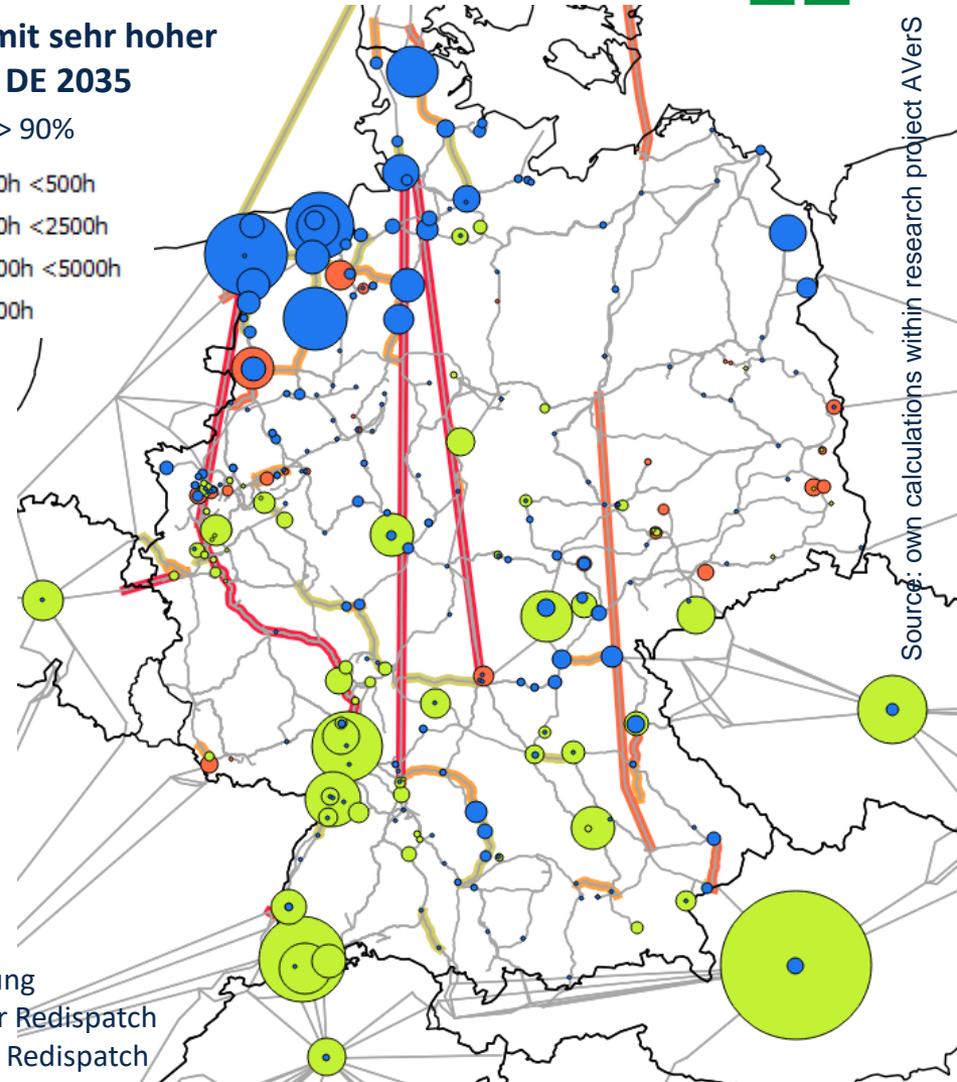
Dennoch sind **Nord-Süd-Engpässe** durch den weiteren Windkraftausbau **weiterhin dominierend**

## Leitungen mit sehr hoher Auslastung DE 2035

Anzahl h mit > 90%

- high ut >100h <500h
- high ut >500h <2500h
- high ut >2500h <5000h
- high ut >5000h

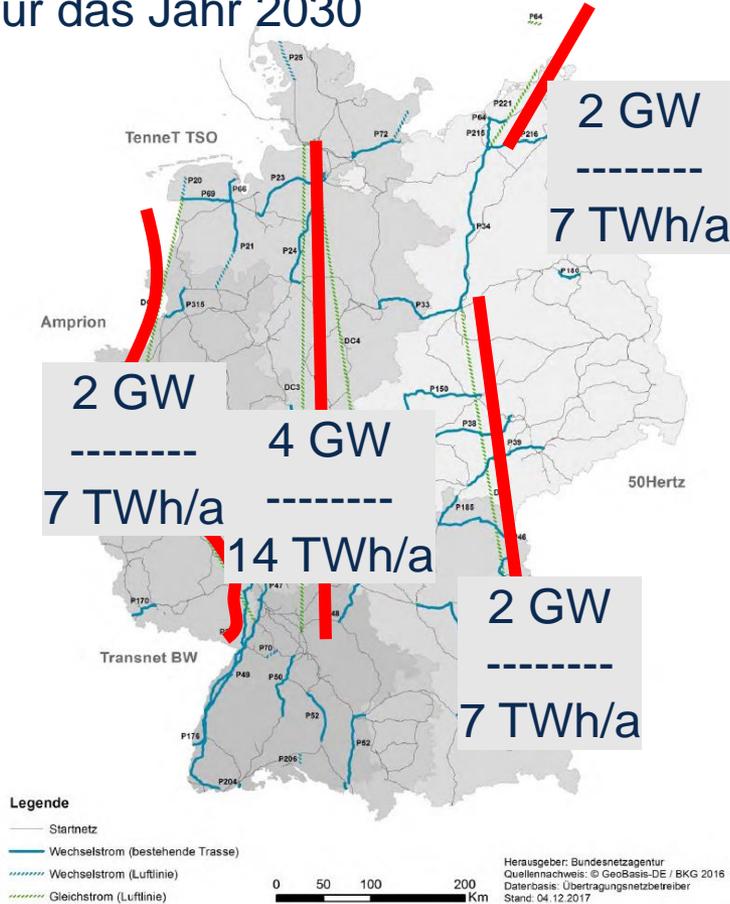
- 300 GWh Abregelung
- 300 GWh negativer Redispatch
- 300 GWh positiver Redispatch



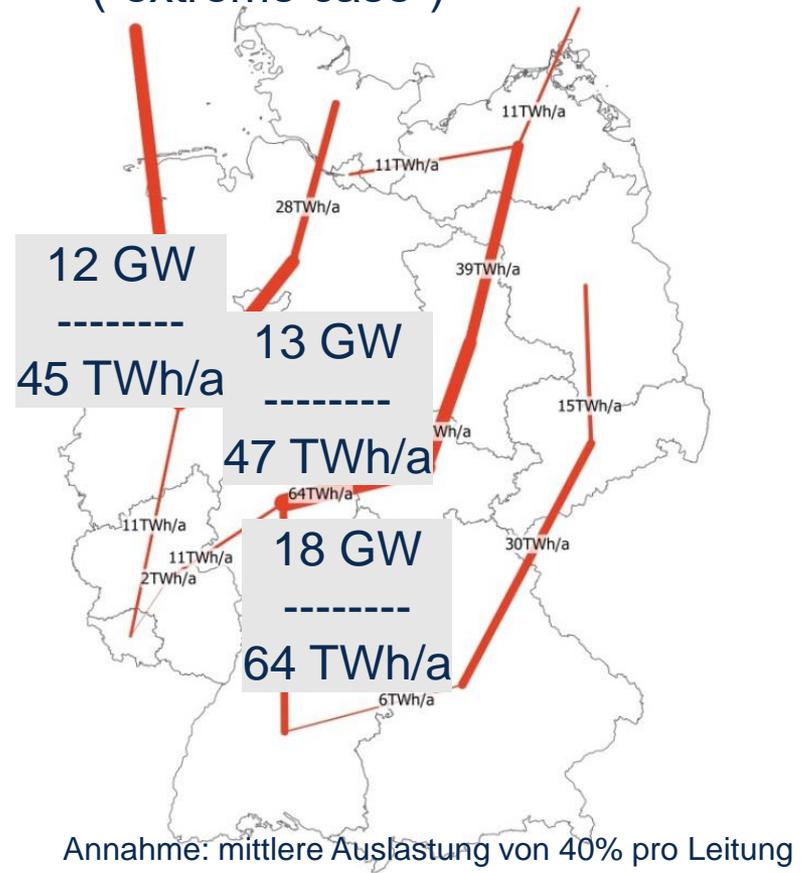
Source: own calculations within research project AVerS

# Weiterer Netzausbau (gemäß NEP) auch nach Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen zu erwarten

Notwendiger Netzausbau laut NEP für das Jahr 2030



Abschätzung Netzausbau 2050 ("extreme case")

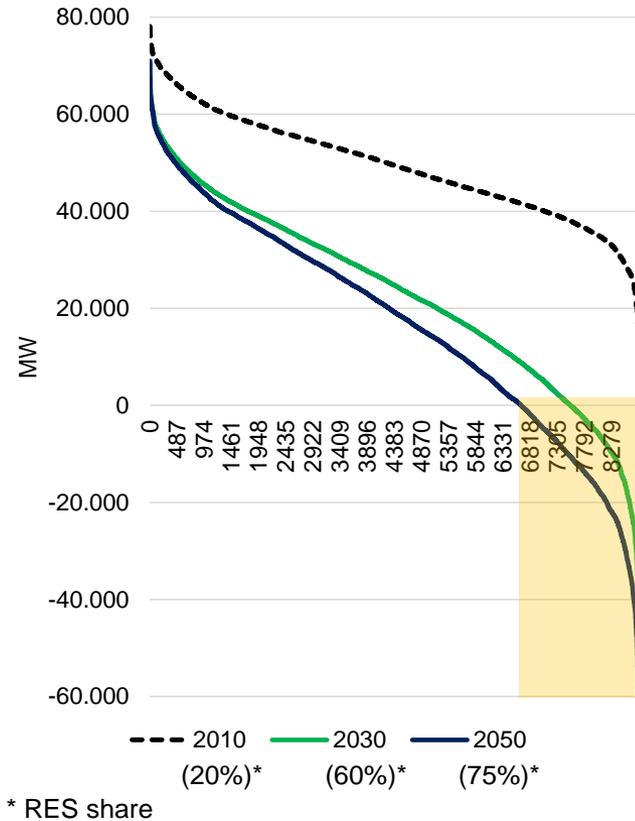


Source: Grid development plan 2030 and own calculation based on simple transfer model, TU Dresden

=> Netzausbaubedarf hängt stark von den Annahmen zum regionalen EE-, Speicher- und Kraftwerks-Ausbau ab

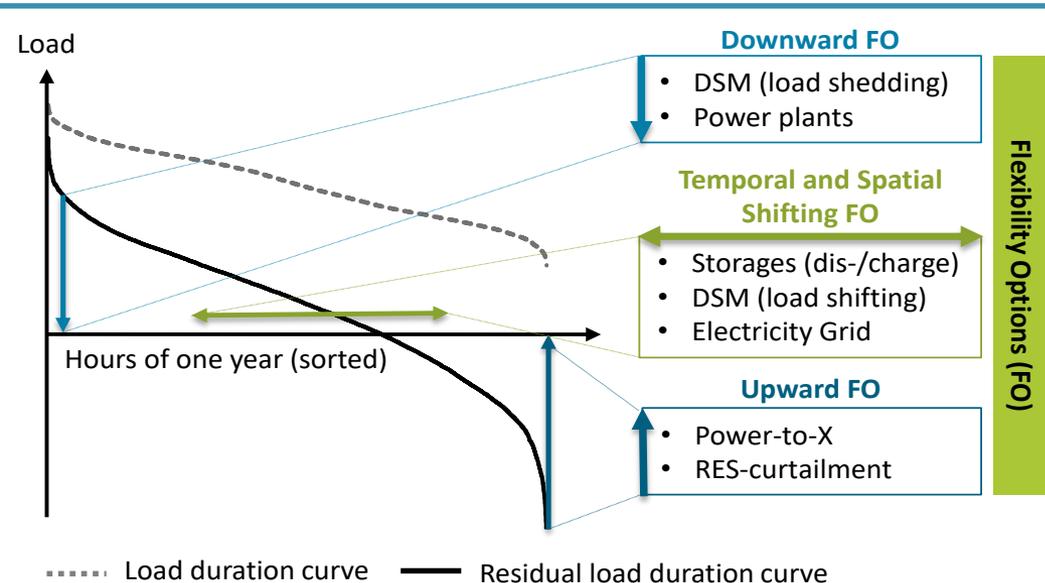
# Weitere Flexibilitätsoptionen zur EE-Integration?

Exemplarische Residuallast für Deutschland



Ausbau erneuerbarer Energien ändert Residuallast signifikant:

- Anzahl der Stunden mit negative Residuallasten steigt stark an
- EE-Überschuss steigt an
- Anstieg absoluter negative Residuallasten



# Zukünftiger Mix an erneuerbaren Energien hat maßgebliche Auswirkungen auf den Bedarf von Flexibilitätsoptionen

Flexibilitäts- optionen	Zweck	Einflussfaktoren	Bedeutung der Flexibilitätsoption
Back-up Kraft- werke	<ul style="list-style-type: none"> <li>Steuerbare Produktion (Back-up)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verfügbarkeit von EE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zunahme mit höherem PV-Anteil</li> </ul>
Netz	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Regionale Ausgleichseffekte</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Gleichzeitigkeit der EE-Einspeisung</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Abnahme mit höherem PV-Anteil</b></li> </ul>
Speicher	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zeitliche Ausgleichseffekte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gleichzeitigkeit der EE Einspeisung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zunahme mit höherem PV-Anteil</li> </ul>
Power- to-x	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lasterhöhung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>EE Einspeisepeaks bzw. Überschüsse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zunahme mit höherem PV-Anteil</li> </ul>

Source: Interdependencies derived from model calculations with ELTRAMOD, research project REFLEX

- 1 Kurze Einleitung
- 2 Entwicklungen im Stromsystem: Fokus auf Netzausbau
- 3 Abschließende Überlegungen

# Gibt es Grundlagen, die (schon lange) klar sind, die wir aber nicht sehen (wollen), weil wir uns an sie gewöhnt haben?



## Komplexität der Förderregime

- Ölflecktheorie: ein Markteingriff zieht nächsten nach sich
- Ziele sind oft konfliktär (u. kleinteilig) und Systemperspektive fehlt

## Strompreise

- Angebot und Nachfrage funktioniert (technisch)
- Veränderungsgeschwindigkeit und Subventions-Erwartung verhindern Marktgleichgewicht

## Markt mit Liberalisierung geschaffen und systematisch ausgehöhlt...

- Wann bauen Netzbetreiber zur Versorgungssicherheit Kraftwerke?
- Kapazitätsmechanismen?

## CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung

- Eine Größenordnung von >>> 200 €/t zur Zielerreichung notwendig!
- Nationale Ziele vs. EU-Zielerreichung?
- Fehlt das Vertrauen in Emissionshandel?
- ....

# Auswahl aktueller Veröffentlichungen

(siehe auch unter [www.ee2.biz](http://www.ee2.biz))



## 2019

- R. Kunze, H. Miehl, C. Anke, C. Dierstein, F. Hinz, T. Ladwig, D. Möst, S. Schreiber, A. Ardone, M. Jakob, U. Reiter: **Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor** - Modellierung der Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Stromsektor und ihrer Auswirkungen auf die Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger, Umweltbundesamt, [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-30\\_climate-change-31-2019\\_methodenpapier\\_seeis.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-30_climate-change-31-2019_methodenpapier_seeis.pdf)
- Kumar, S.; Schönheit, D.; Schmidt, M.; Möst, D.: **Parsing the Effects of Wind and Solar Generation on the German Electricity Trade Surplus**, Energies, 12(18), 3434, 2019, <https://doi.org/10.3390/en12183434>
- Kumar, S.; Hladik, D.; Schönheit, D.; Möst, D.: **Kurzfristige Entwicklung der Versorgungssicherheit im Kontext des Kohleausstiegs**, et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 69. Jg., Heft 7/8, 2019
- Zipf, M.; Kumar, S.; Scharf, H.; Zöphel, C.; Dierstein, C.; Möst, D.: **Multi-Criteria High Voltage Power Line Routing—An Open Source GIS-Based Approach**. ISPRS Int. J. Geo-Inf. 2019, 8, 316. <https://doi.org/10.3390/ijgi8080316>
- Schönheit, D.; Möst, D.: **The Effect of Offshore Wind Capacity Expansion on Uncertainties in Germany's Day-Ahead Wind Energy Forecasts**, Special Issue Economics of Sustainable and Renewable Energy Systems, Journal energies, MDPI, 12(13), 2534, 2019 (open access), <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/13/2534>
- Hauser, P.; Heidari, S.; Weber, C.; Möst, D.: **Does Increasing Natural Gas Demand in the Power Sector Pose a Threat of Congestion to the German Gas Grid? A Model-Coupling Approach**, Journal energies, MDPI (open access), <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/11/2159>
- Jessen-Thiesen, P.; Schönheit, D.; Hladik, D.; Dierstein, C.; Zöphel, C.; Möst, D.: **Dauer und Häufigkeit von Dunkelflauten in Deutschland**, et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Nr. 1/2, 2019

## 2018

- Müller, T.; Möst, D.: **Demand Response Potential: Available when Needed?**, Energy Policy, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.12.025>
- Schubert, D.; Hinz, F.; Dierle, M.; Möst, D.: **Wann kommt die Kostenwende bei der EEG-Umlage?** Eine Analyse der Entwicklung und Einflussparameter bis 2030, in Zeitschrift für Energiewirtschaft 2018, <https://doi.org/10.1007/s12398-017-0218-7>
- Zöphel, C.; Schreiber, S.; Müller, T.; Möst, D.: **Which Flexibility Options Facilitate the Integration of Intermittent Renewable Energy Sources in Electricity Systems?**, in Current Sustainable/Renewable Energy Reports, 2018, <https://rdcu.be/EPke>
- Günther, E., Günther, T. W., Möst, D., Hüske, A.-K.: **Sachsen erfinden! Chancen und Herausforderungen der Nachhaltigkeit für die sächsische Industrie**, Schriften des PRISMA –Zentrum für Nachhaltigkeitsbewertung und –politik, Nr. 001/18, Dresden: TU Dresden, <https://tu-dresden.de/prisma/ressourcen/dateien/SMWA-Strategiepapier.pdf?lang=de>



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
DRESDEN

Faculty of Business and Economics, Chair of Energy Economics, Prof. Dr. Möst

**Thank you!**

**EE<sup>2</sup>**

[www.ee2.biz](http://www.ee2.biz)

