



# Kosten- und CO<sub>2</sub>-Effekte von Power-to-Heat im Markt für negative Sekundärregelleistung

13. Symposium Energieinnovation – Graz – 14.02.2014

Diana Böttger, Thomas Bruckner

Professur für Energiemanagement und Nachhaltigkeit  
Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement - IIRM  
Universität Leipzig



# Agenda

---

- **Motivation**
- **Methodik**
- **Modellannahmen**
- **Ergebnisse**
- **Fazit**



# Agenda

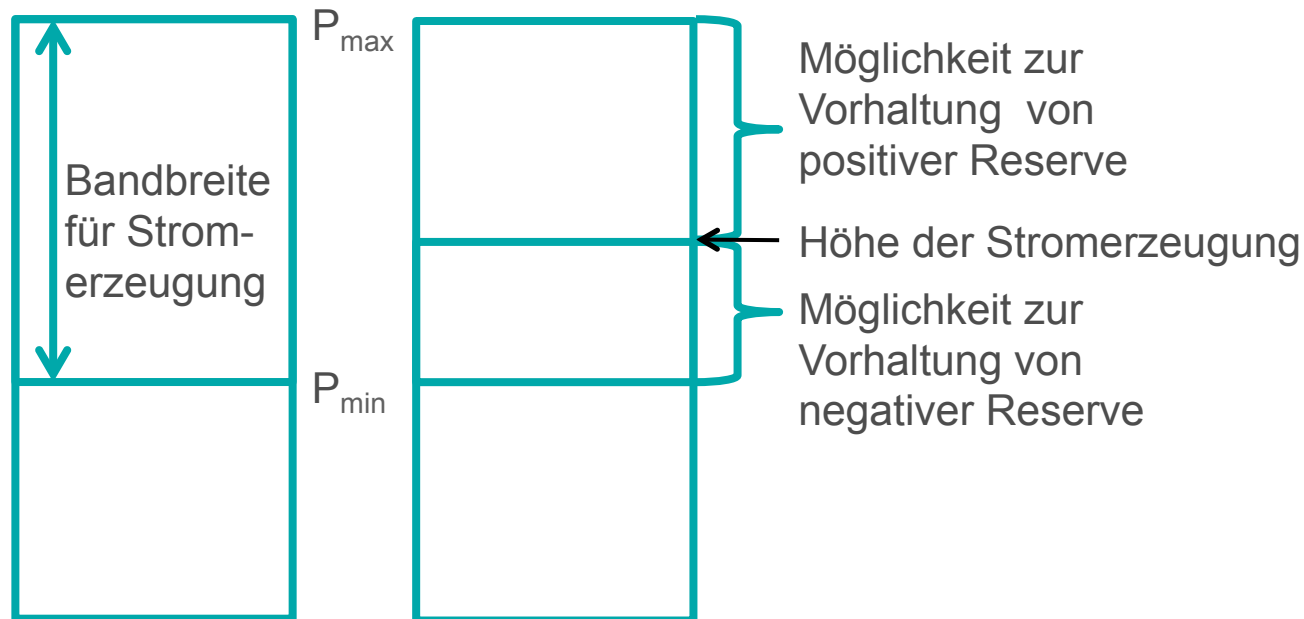
---

- **Motivation**
- Methodik
- Modellannahmen
- Ergebnisse
- Fazit



# Einfluss der Mindestleistung auf Reservevorhaltung

- ▶ Marktdesign für Regelenergiemarkt: 1 Woche Gebotszeitraum für Sekundärregelleistung (SRL)
- ▶ Vorhaltende Kraftwerke müssen auch bei niedriger Stromnachfrage am Netz bleiben
- ▶ Für negative SRL wegen **Mindestlast** hohe Must-Run Stromerzeugung



## Beispiel:

$$P_{max} = 500 \text{ MW}$$

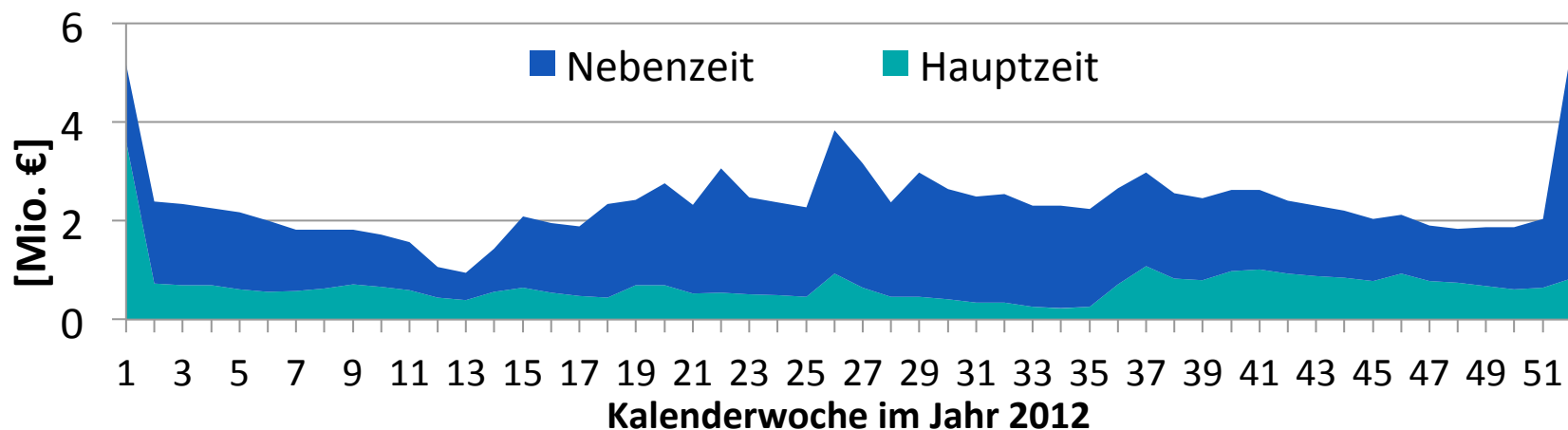
$$P_{min} = 200 \text{ MW}$$

(40 %)

→ Für 50 MW negative Reserve  
200+50 = 250 MW  
als Must-Run am Spotmarkt

# Motivation

- ▶ Einsatz von **Power-to-Heat(P2H)**-Anlagen in Fernwärmenetzen für **negative Sekundärregelleistung (SRL)**
- ▶ Vermeidung der regelenergiebedingten Must-Run Erzeugung von Grundlastkraftwerken (z.B. Braunkohle) insbesondere zur Nebenzeit
- ▶ Ziel: **Quantifizierung** der Effekte auf **CO<sub>2</sub>-Emissionen und Kosten**, wenn Power-to-Heat-Anlagen Regelleistung vorhalten
- ▶ Betrachtung für historisches Jahr **2012** und Modelljahr **2025** (nach Atomausstieg)



# Agenda

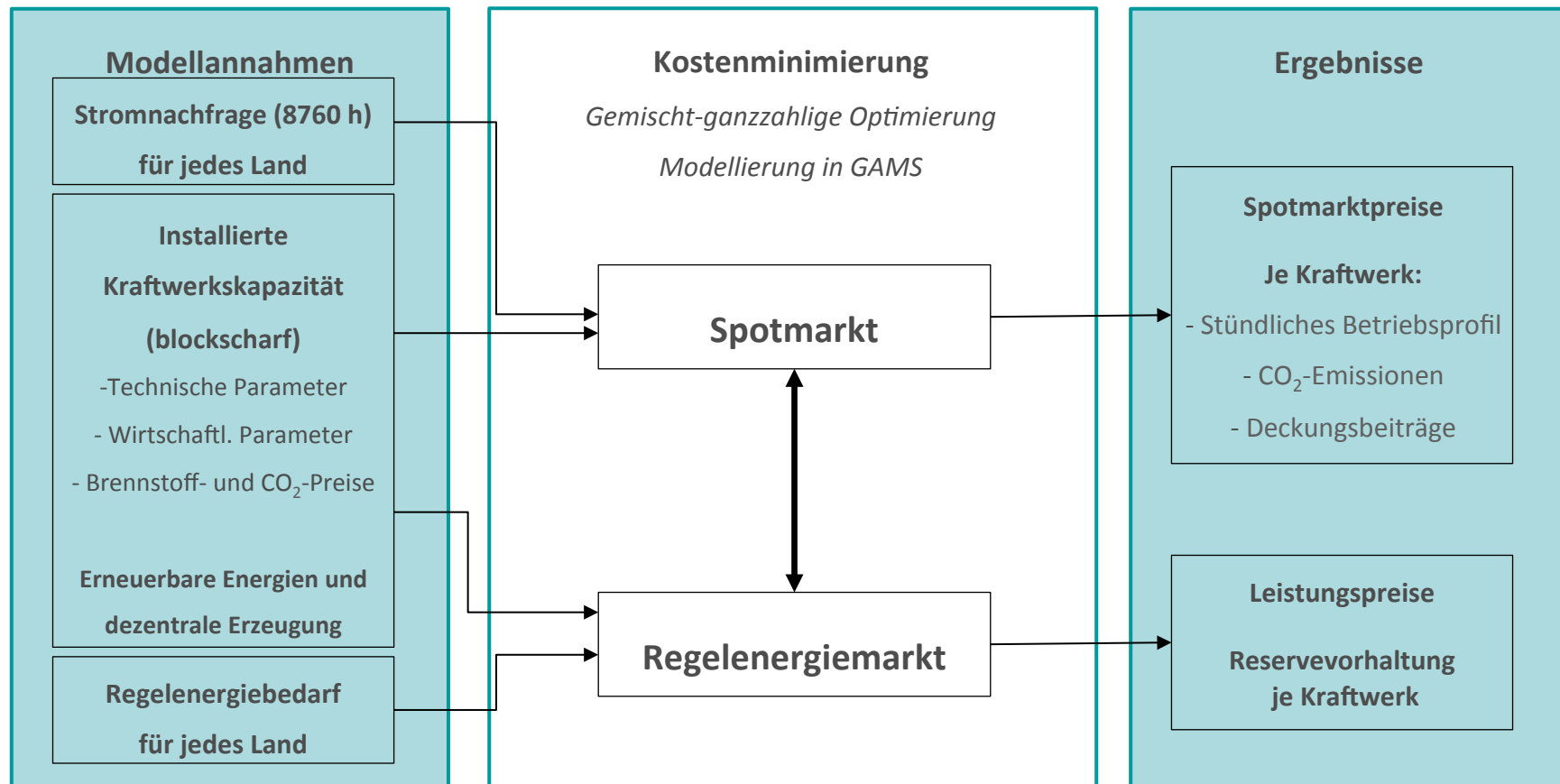
---

- Motivation
- **Methodik**
- Modellannahmen
- Ergebnisse
- Fazit



# Strommarktmodell „MICOES Europe“

- ▶ MICOES = **M**ixed **I**nteger **C**ost **O**ptimization of **E**nergy **S**ystems
- ▶ MICOES **minimiert** deterministisch die **volkswirtschaftlichen Gesamtkosten**



# Agenda

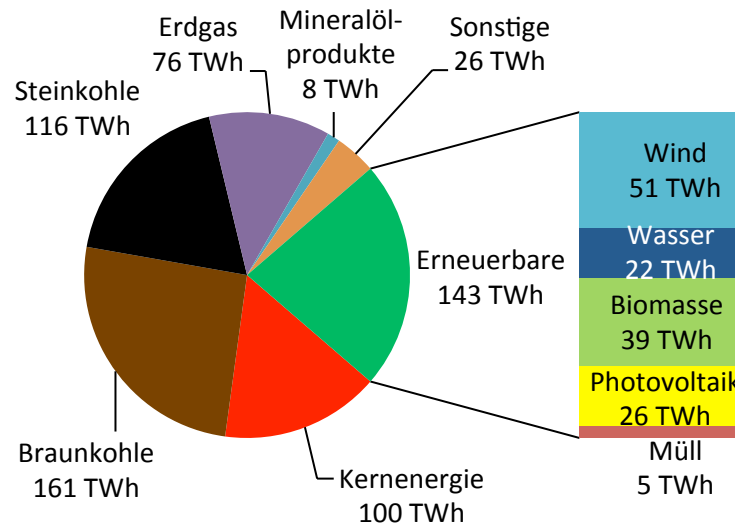
---

- Motivation
- Methodik
- **Modellannahmen**
- Ergebnisse
- Fazit





# Rahmendaten für 2012



- Stromerzeugung: 629 TWh (brutto), 527 TWh (netto)
- Exportüberschuss 23 TWh
- EE-Anteil in Deutschland 23 %
- Regelleistungsvorhaltung durch thermische Kraftwerke und Pumpspeicher sowie P2H-Anlagen betrachtet; keine virtuellen Kraftwerke

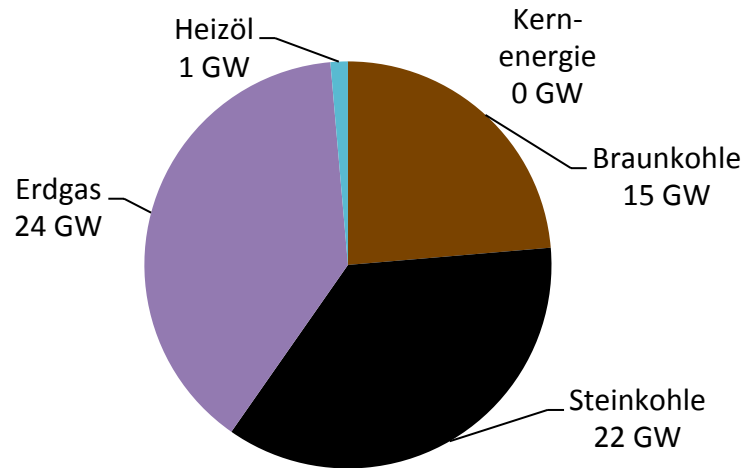
Preise	Einheit	2012
Uran	€/MWh <sub>fuel</sub>	3,60
Braunkohle	€/MWh <sub>fuel</sub>	1,50
Steinkohle	€/MWh <sub>fuel</sub>	11,42
Erdgas	€/MWh <sub>fuel</sub>	29,22
Leichtes Heizöl	€/MWh <sub>fuel</sub>	73,47
Schweres Heizöl	€/MWh <sub>fuel</sub>	49,20
CO <sub>2</sub> -Zertifikate	€/t CO <sub>2</sub>	7,24

Regelleistungsbedarf im Jahresmittel		
[MW]	Positiv	Negativ
Sekundärregel- leistung (je HT/NT)	2.090	2.130
Minutenreserve (in jedem 4h-Block)	1.700	2.300

Quellen: AG Energiebilanzen, BAFA, EEX, regelleistung.net



# Rahmendaten für 2025



- **Nettostromverbrauch 535 TWh**  
(entsprechend Netzentwicklungsplan 2013)
- Kraftwerkspark (konventionell): 62 GW
- Erneuerbare Energien: 288 TWh
- Kuppelstellen zum Ausland: **30 GW**

Preise	Einheit	2025
Uran	€/MWh <sub>fuel</sub>	4,50
Braunkohle	€/MWh <sub>fuel</sub>	1,50
Steinkohle	€/MWh <sub>fuel</sub>	16,50
Erdgas	€/MWh <sub>fuel</sub>	35,62
Leichtes Heizöl	€/MWh <sub>fuel</sub>	67,48
Schweres Heizöl	€/MWh <sub>fuel</sub>	35,99
CO <sub>2</sub> -Zertifikate	€/t CO <sub>2</sub>	29,38

Erneuerbare Energien	[GW]	[TWh]
Wasserkraft	4,8	22,8
Biomasse	9,5	53,5
Geothermie	0,7	4,1
Photovoltaik	62,1	55,7
Wind onshore	41,4	91,2
Wind offshore	16,7	61,1

Quellen: Netzentwicklungsplan 2013, Leitstudie 2011



# Szenarien für Regelenergiemarkt im Jahr 2025

Szenarioannahmen		Gebotsstruktur	
		Blockgebotsstruktur wie in 2012	Flexibilität durch 1-Stunden-Gebote
Bedarf an Regelleistung	Niveau von 2012	Fall 1	Fall 2
	Erhöhter Bedarf durch Zubau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen (+ 1,5 GW für positive, + 1 GW für negative Reserve)	Fall 3	Fall 4



# Agenda

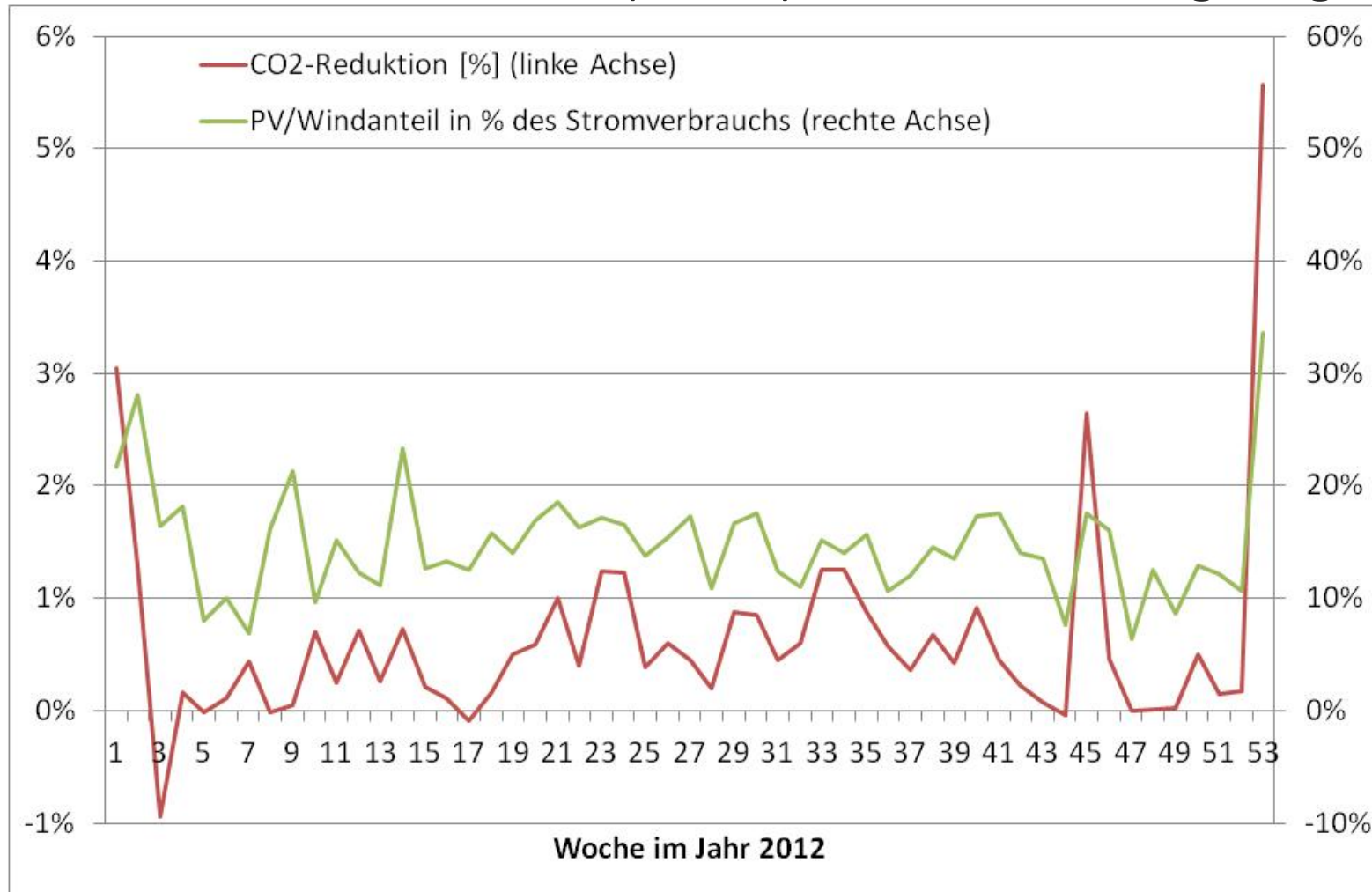
---

- Motivation
- Methodik
- Modellannahmen
- **Ergebnisse**
- Fazit

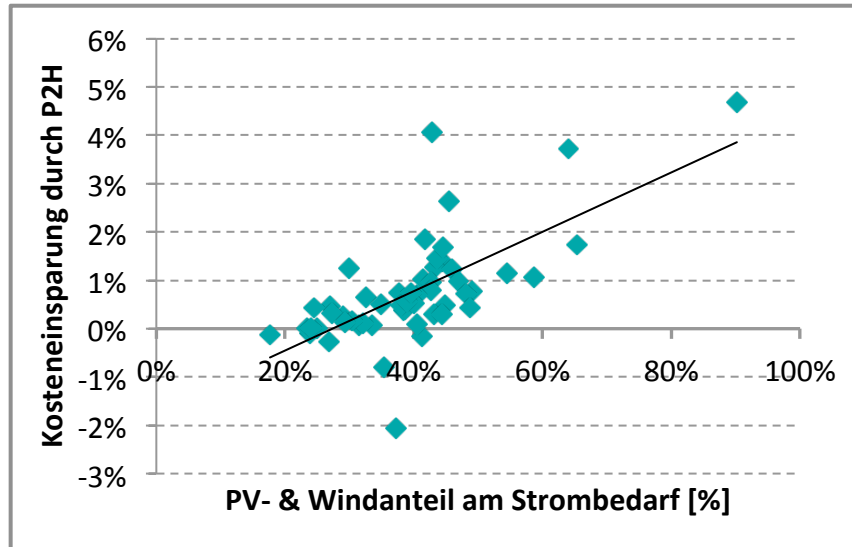


# CO<sub>2</sub>-Reduktion je Woche in 2012

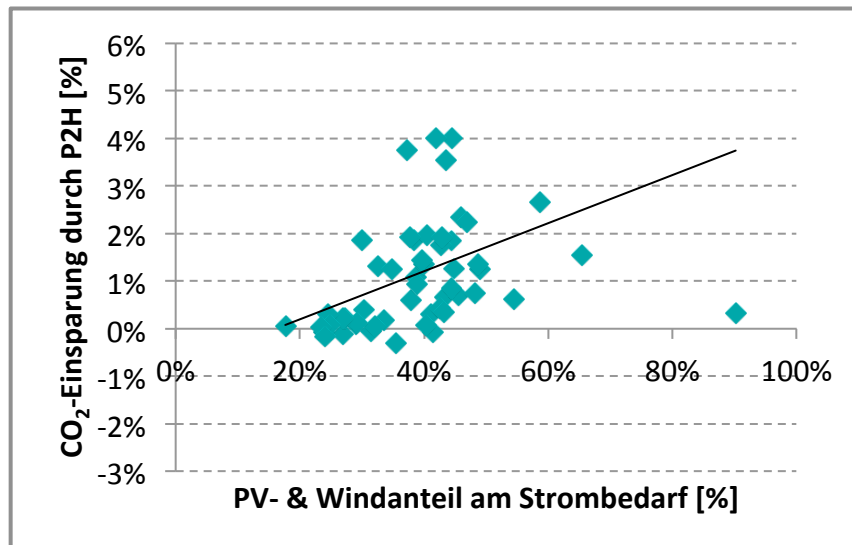
Reduktion um **1,36 Mio. t** (-0,5 %) im Jahr 2012 möglich gewesen



# Einspareffekte in 2025

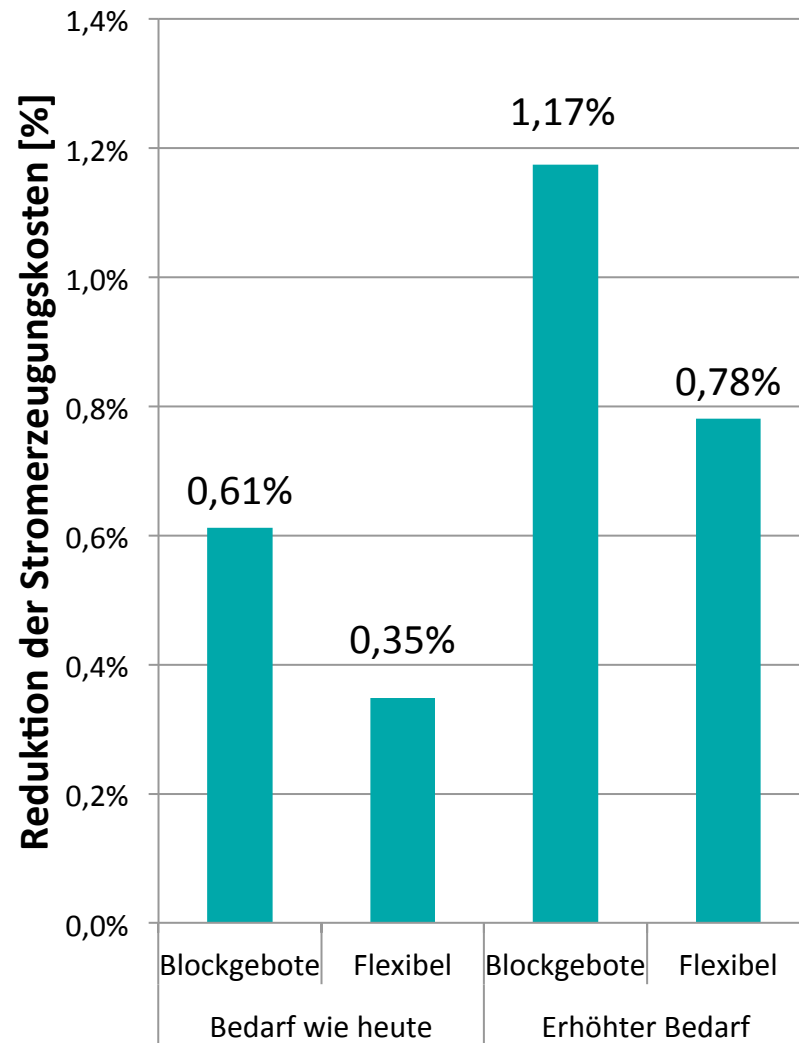


- Kosteneinsparung schwankt meist zwischen 0 und 2 %
- In einigen Woche Ersparnis von sogar 4-5 %
- Deutlicher Trend: um so höher der EE-Anteil ist, desto größere Einsparungen sind durch P2H möglich



- CO<sub>2</sub>-Einsparung ebenfalls um so größer, je höher der EE-Anteil ist
- Schwankungsbreite bei 0-4 %

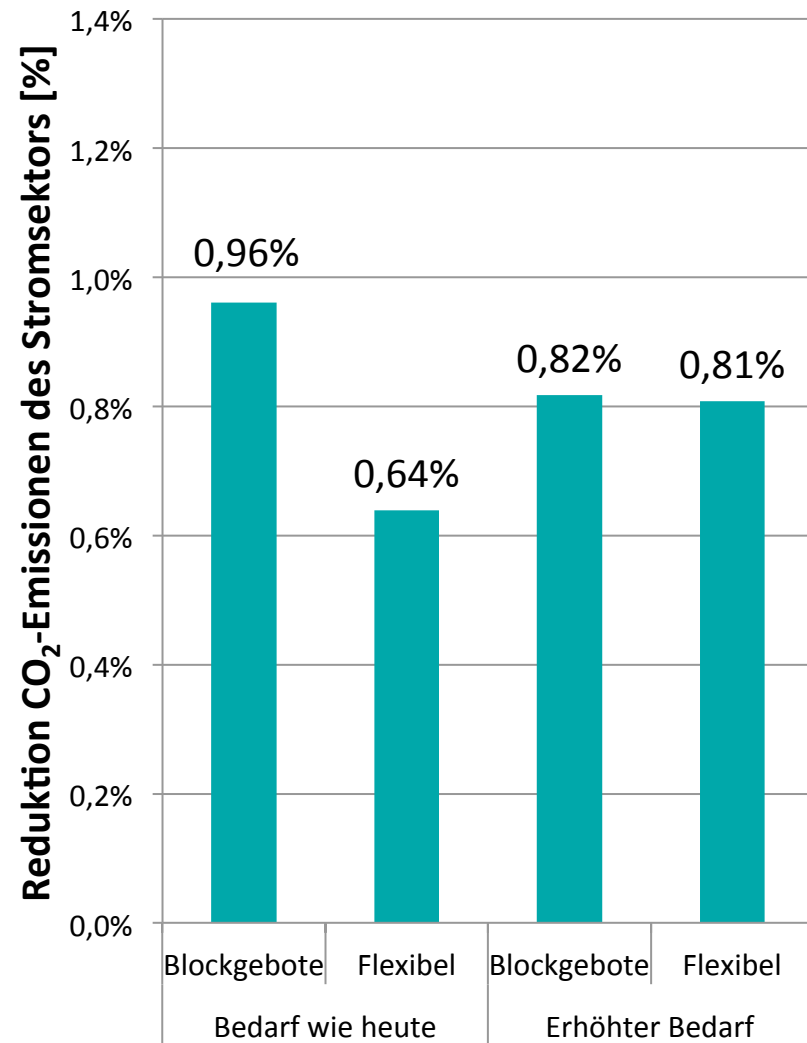
# Kostenreduktion durch P2H in 2025



- ▶ Bei **heutigem RegelleLeistungsbedarf und Blockgeboten** Kostenreduktion um **0,6 %** möglich.
- ▶ Bei **komplettem Verzicht auf Blockgebote** trotzdem noch Kostenreduktion um **0,35 %** möglich.
- ▶ Bei zukünftig zu erwartendem **steigendem RegelleLeistungsbedarf** noch **höhere Kosteneinsparungen** möglich.
- ▶ Bei erhöhtem Bedarf werden (erwartungsgemäß) **teurere Kraftwerke** benötigt.



# Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch P2H in 2025



- ▶ Bei heutigem RegelleLeistungsbedarf und Blockgeboten CO<sub>2</sub>-Reduktion um 0,96 % möglich.
- ▶ Bei kompletten Verzicht auf Blockgebote trotzdem noch CO<sub>2</sub>-Reduktion um 0,64 % möglich.
- ▶ Bei zukünftig zu erwartendem steigendem RegelleLeistungsbedarf ebenfalls CO<sub>2</sub>-Einsparungen möglich.
- ▶ Bei erhöhtem Bedarf werden eher „sauberere“ Kraftwerke zusätzlich benötigt.



# Agenda

---

- Motivation
- Methodik
- Modellannahmen
- Ergebnisse
- **Fazit**



## Fazit für betrachtete Jahre 2012 und 2025

---

- ▶ Im Jahr 2012 hätten Power-to-Heat-Anlagen mit 1.000 MW<sub>el</sub> im Markt für negative Sekundärregelleistung die CO<sub>2</sub>-Emissionen bereits um 1,4 Mio. t reduzieren können.
- ▶ Durch höheren Anteil an erneuerbaren Energien (EE) im Jahr 2025 verstärkt sich positiver Effekt der Power-to-Heat-Anlagen für das Gesamtsystem.
  - Deutlicher Zusammenhang zwischen Anteil fluktuierender EE-Einspeisung und Kosten- sowie CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion.
  - Kostenreduktion zwischen 57 und 195 Mio. € übersteigt Kapitalkosten für Power-to-Heat-Anlagen deutlich.
  - Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen von bis zu 2 Mio. t möglich.



# Kontakt

**Dipl.-Wirtsch.-Math. Diana Böttger**

**Vattenfall Europe Professur für  
Energiemanagement und Nachhaltigkeit**

Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät

Universität Leipzig

Grimmaische Str. 12

D-04109 Leipzig

Tel.: 0341/97 33518

diana.boettger@wifa.uni-leipzig.de

**Prof. Dr. Thomas Bruckner**

**Vattenfall Europe Professur für  
Energiemanagement und Nachhaltigkeit**

Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät

Universität Leipzig

Grimmaische Str. 12

D-04109 Leipzig

Tel.: 0341/97 33517

bruckner@wifa.uni-leipzig.de

www.wifa.uni-leipzig.de/iirm



Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät  
in der Grimmaischen Straße

