

11. Symposium Energieinnovation TU Graz Alte Ziele – Neue Ziele

Fixkostendeckung über den Stromgroßhandelsmarkt und wohlfahrtsökonomisch optimale Preise

Franz Tyma, Wilhelm Süssenbacher, Udo Bachhiesl, Heinz Stigler

- » Darstellung der Ausgangslage
- » Aufbau und Funktionsweise des Simulationsmodells
- » Szenario 1: Forcierter Ausbau von Gas- und Dampfkraftwerken
- » Szenario 2: Auswirkung eines schnellen Kraftwerkszubaues
- » Ansatz der Spitzenlastbepreisung
- » Schlussfolgerungen

- » Vor der Liberalisierung: gesetzlich regulierte Preise
- » Nach der Liberalisierung: freier Wettbewerb im Bereich der Erzeugung, Strombörse stellt den zentralen Großhandelsmarktplatz dar
- » Börsenpreis entspricht den Grenzkosten der teuersten produzierten Einheit
- » Differenz zwischen Börsenpreis und Grenzkosten eines erzeugenden Kraftwerks entspricht dem Deckungsbeitrag (DB) zum Abdecken der Fixkosten (FC)

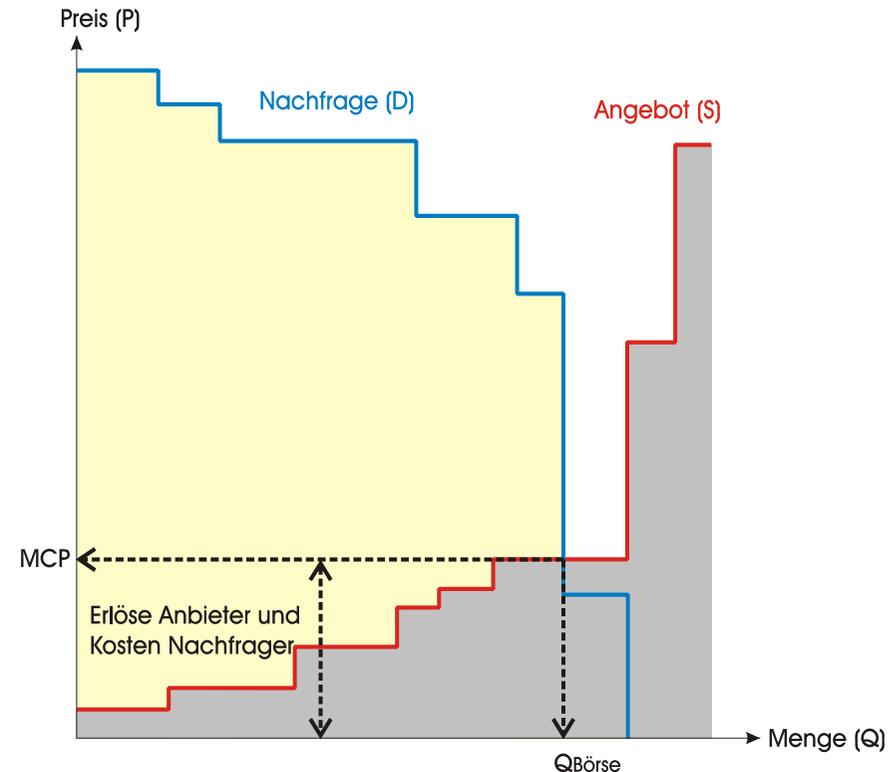
$$DB > FC$$

$$DB = FC$$

$$DB < FC$$

- » Gemeinsame Abbildung von Strombörse und Elektrizitätsunternehmen
- » Gesamter Handel über die Strombörse
- » Ausgehend von einem Wettbewerbsmarkt – Angebote zu Grenzkosten – Merit Order
- » Berücksichtigung der Variation des monatlichen Verbrauchs und Erzeugungsschwankung der dargebotsabhängigen Energieformen

- » Zusammenführung von Angebot und Nachfrage an der Strombörse – Ermittlung des Market Clearing Prices (MCP) und Kraftwerkseinsatzes bzw. Börsenerlöse
- » Aufwendungen der Unternehmen durch Erzeugungsstruktur (Fixkosten) und Kraftwerkseinsatz (variable Kosten) bekannt
- » Erstellen der Gewinn- und Verlustrechnung
→ Veränderung der Bilanzen aufgrund der Betriebsergebnisse



Annahme: Forcierter GuD-Kraftwerksausbau

Basierend auf der realen Situation in Europa

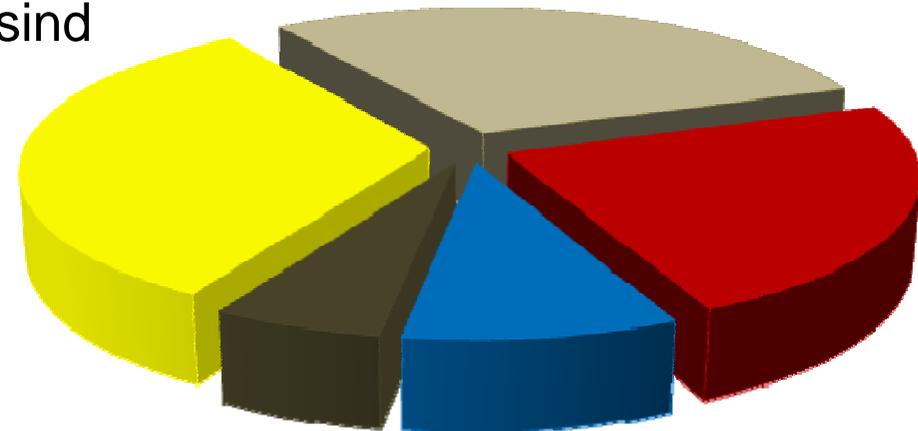
(z.B.: Spanien Marktanteil von GuD in 4 Jahren von 11% auf 24% gestiegen¹)

Ausbau erfolgt so, dass

- außer Betrieb gehende Kraftwerke durch GuD-Kraftwerke ersetzt werden (Ausnahme: Wasserkraftwerke)
- die aufgrund des Verbrauchszuwachses notwendigen Einheiten GuD-Kraftwerke sind

Verbrauchsannahme:

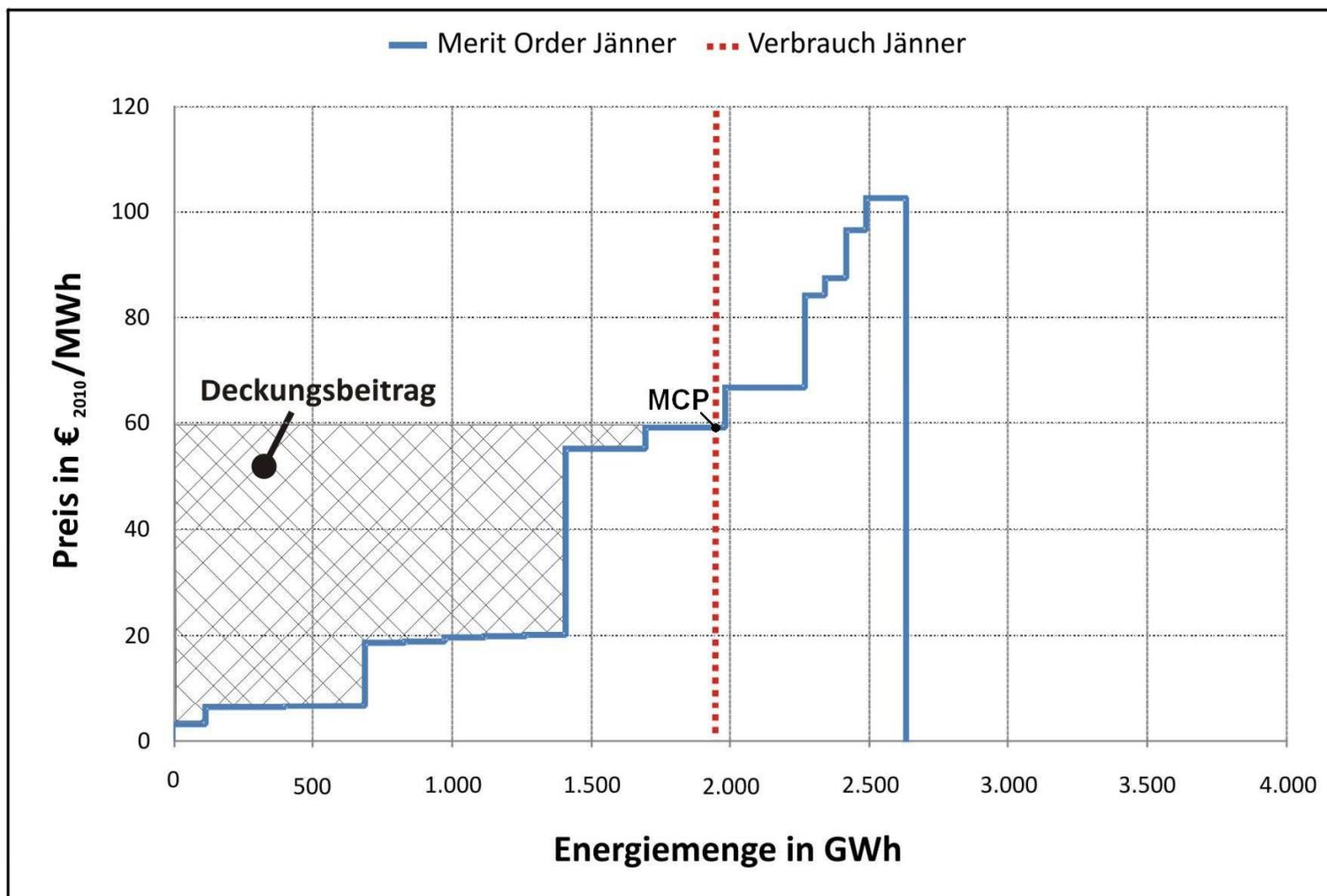
- 21 TWh im Jahr 2010
- 2% p.a. Verbrauchszuwachs



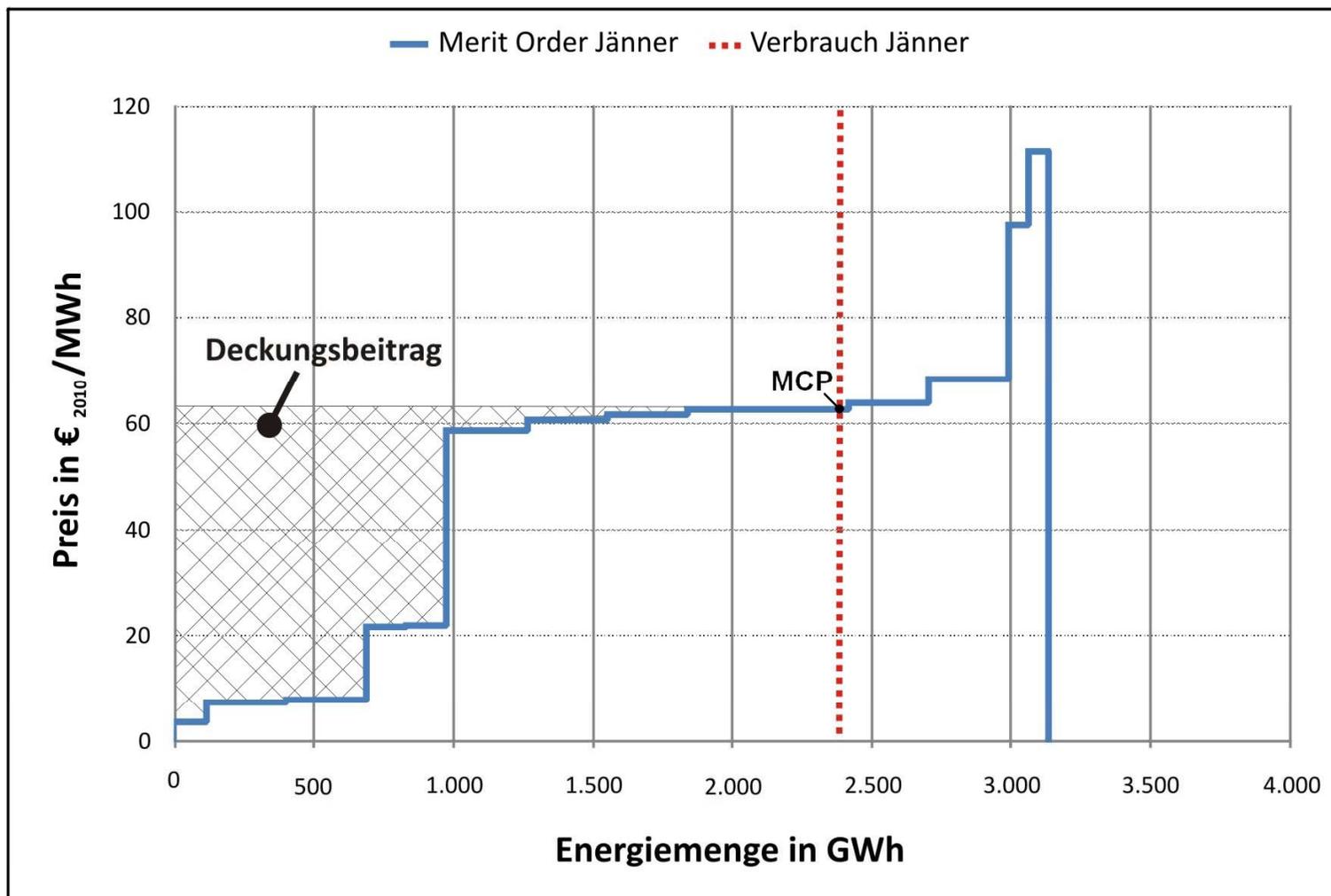
Kraftwerksstruktur des Marktes im Jahr 2010, in % der installierten Leistung im Markt :

■ Gas - 41% ■ Kohle - 28% ■ Kern - 22% ■ Wasser - 9% ■ Öl - 6%

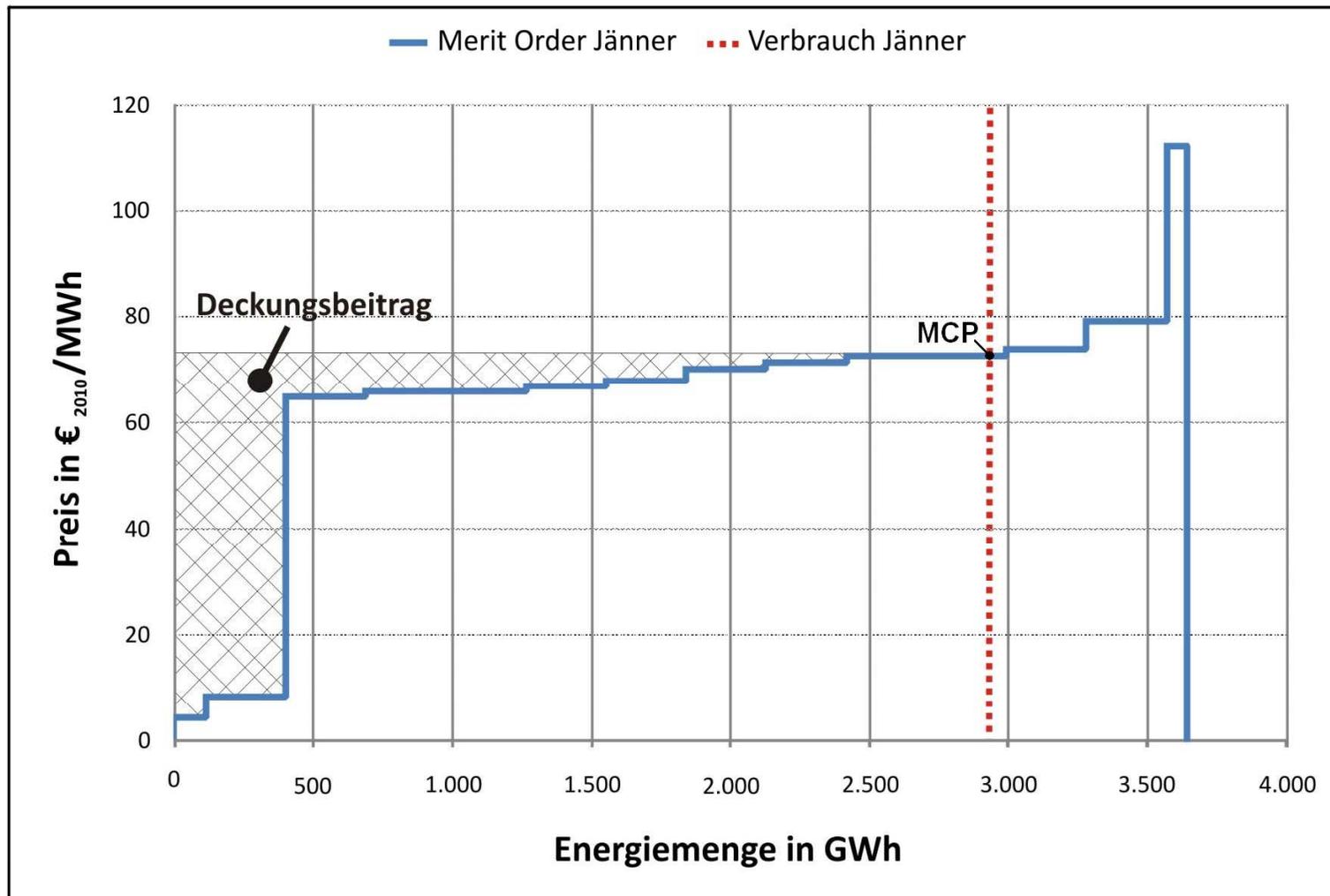
Strombörsenergebnis Jänner 2010



Strombörsenergebnis Jänner 2020 – $\frac{1}{2}$ DB₂₀₁₀



Strombörsenergebnis Jänner 2030 – $\frac{1}{4}$ DB₂₀₁₀



Szenario 1: Forcierter Ausbau von Gas- und Dampfkraftwerken (5)

Betrachtung eines einzelnen GuD-Kraftwerkes:

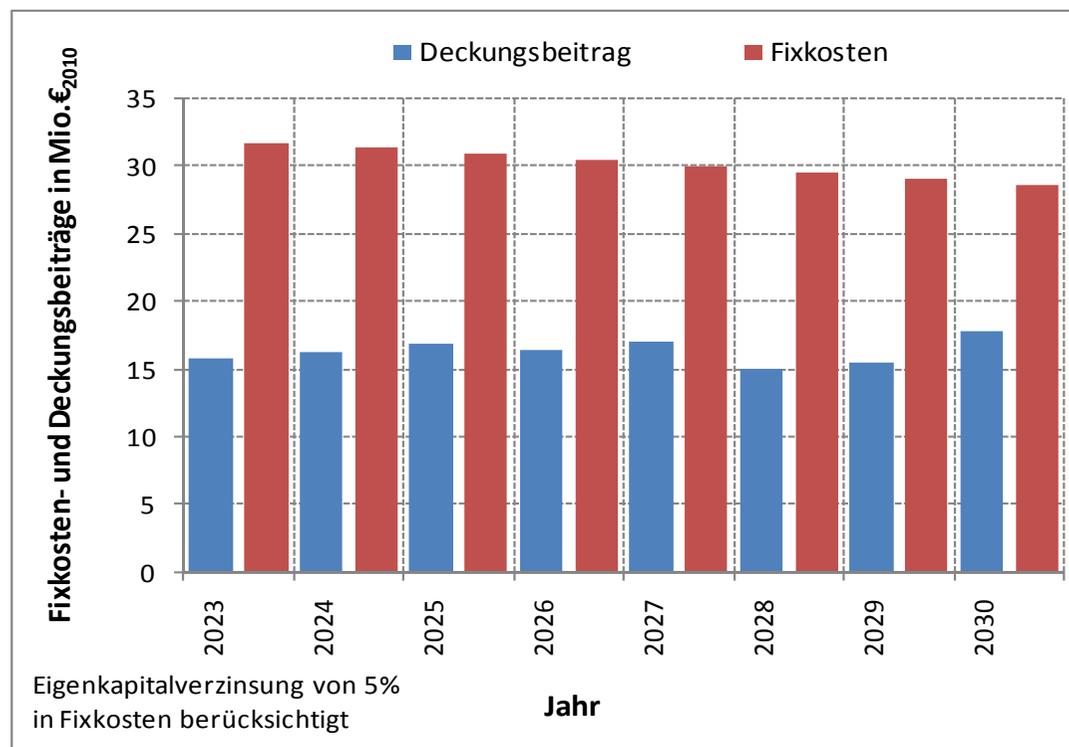
Jahr der Inbetriebnahme: 2023

Leistung: 400 MW

Wirkungsgrad: **62 %** → effizientesten GuD-Kraftwerk

Dennoch:

Fixkosten
>
Deckungsbeitrag



Annahme : Sehr schneller Kraftwerkszubau

Basierend auf der realen Situation in Südosteuropa
(z.B.: Balkanregion bis 2020 Neubau und Revitalisierung von 50% der 2005 installierten Kraftwerkskapazität²)

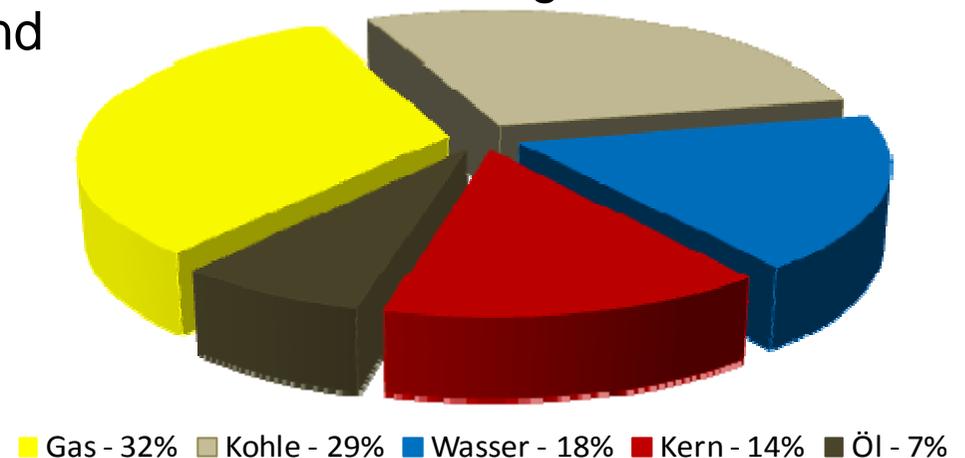
Ausbau erfolgt so, dass

- außer Betrieb gehende Kraftwerke durch die selbe Kraftwerkstechnologie mit höherem Wirkungsgrad ersetzt werden (Ausnahme: Öl-Kraftwerke)
- die aufgrund des Verbrauchszuwachses notwendigen Einheiten GuD-Kraftwerke sind

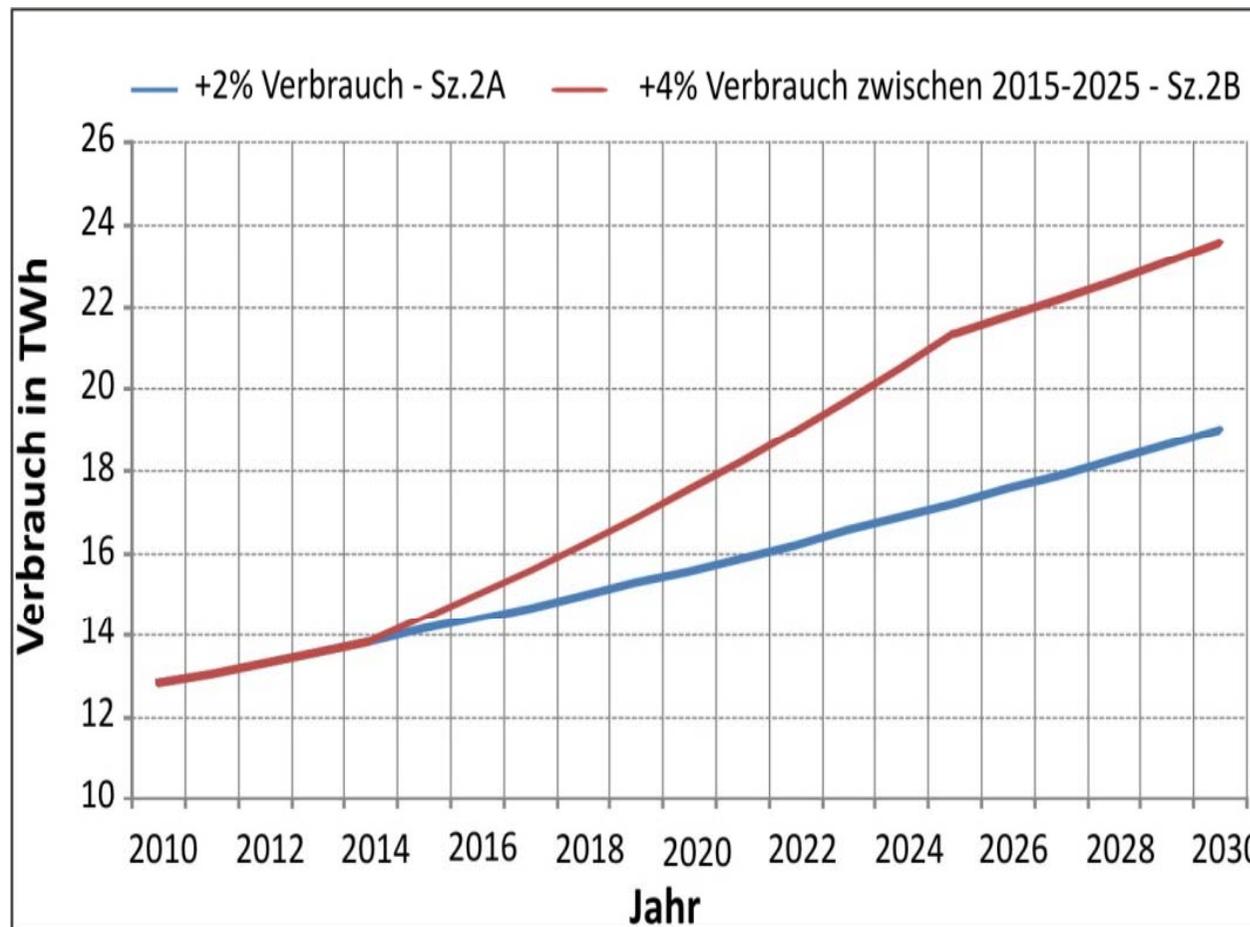
Verbrauchsannahme:

- 13 TWh im Jahr 2010
- Zwei Verbrauchszuwachsszenarien

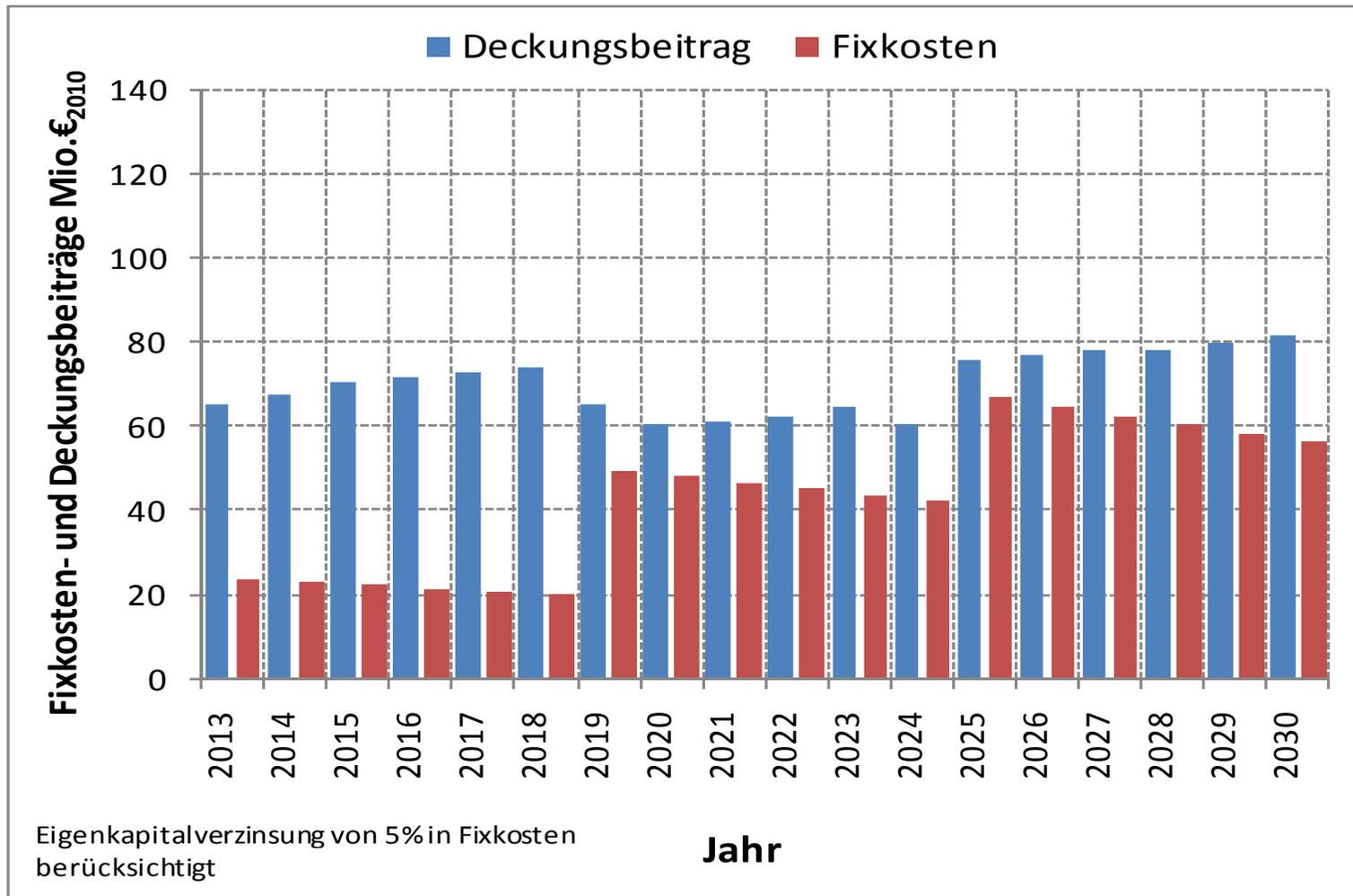
Kraftwerksstruktur des Marktes im Jahr 2010, in % der installierten Leistung im Markt :



- a) Kontinuierlicher Verbrauchszuwachs von 2 % p.a.
- b) Verstärkter Verbrauchszuwachs zwischen 2015 – 2025 von 4 % p.a.

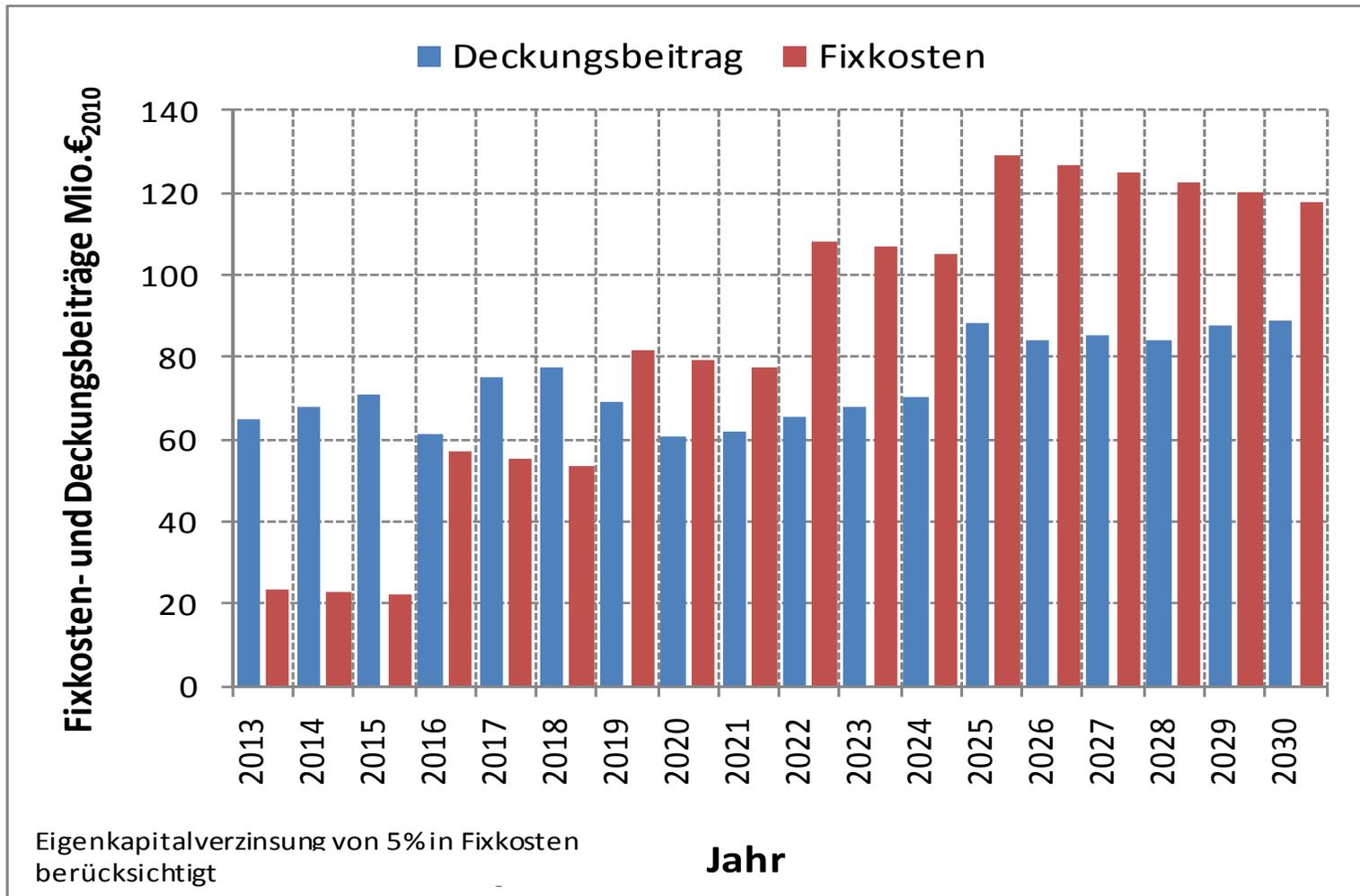


Verbrauchsszenario a) Revitalisierung in den Jahren 2013, 2019 und 2025



Szenario 2: Auswirkung eines schnellen Kraftwerkszubaues (4)

Verbrauchsszenario b) Revitalisierung in den Jahren 2013, 2019, 2025 und zusätzlicher Bau von zwei GuD-Kraftwerken in den Jahren 2016 und 2022



Theoretischer Ansatz:

- sich zeitlich verändernde Nachfrage
- Nichtspeicherbarkeit des Gutes

Ziele von ökonomisch optimalen Preisen:

- Verschieben der Nachfrage von der Spitzenlastzeit in die Niedriglastzeit
- Verursachungsgerechte Kostenaufteilung

Ergebnis im Zwei-Periodenmodell:

- Verbraucher der Niedriglastzeit tragen variable Erzeugungskosten
- Verbraucher der Spitzenlastzeit tragen variable Erzeugungskosten
+ Fixkosten der Kapazität

Ergebnisse des Simulationsmodells zeigen, dass

- ein forcierter Ausbau von GuD-Kraftwerken zu einem Rückgang der Deckungsbeiträge führen kann,
- die Eigenwirtschaftlichkeit von Elektrizitätsunternehmen mit hohem Anteil an GuD-Erzeugungskapazitäten nicht sichergestellt ist und
- ein zu ambitionierter Kraftwerksbau die Fixkosten über die erzielbaren Deckungsbeiträge steigen lassen kann.

Lösungsansatz:

Implementierung einer Kapazitätsbörse, um

- die Fixkostenabdeckung zu gewährleisten.
- für ausreichende Investitionsanreize zu sorgen.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

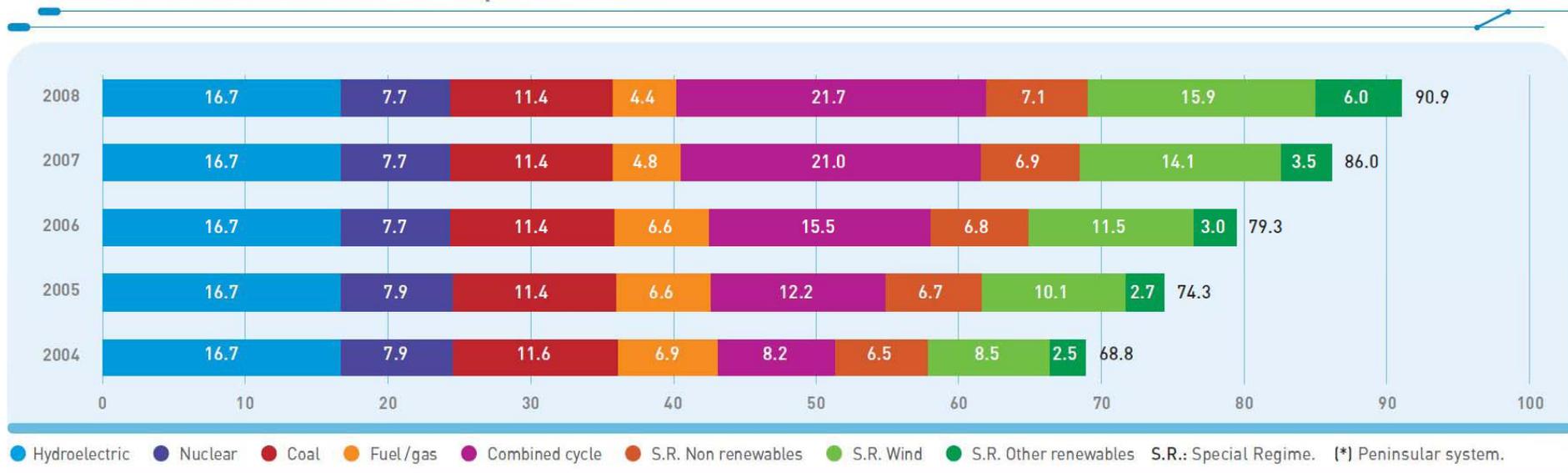


Kraftwerksstruktur von Spanien 2004-2008

Zubau von 13,5 GW

Marktanteil von 11 % auf 24 %

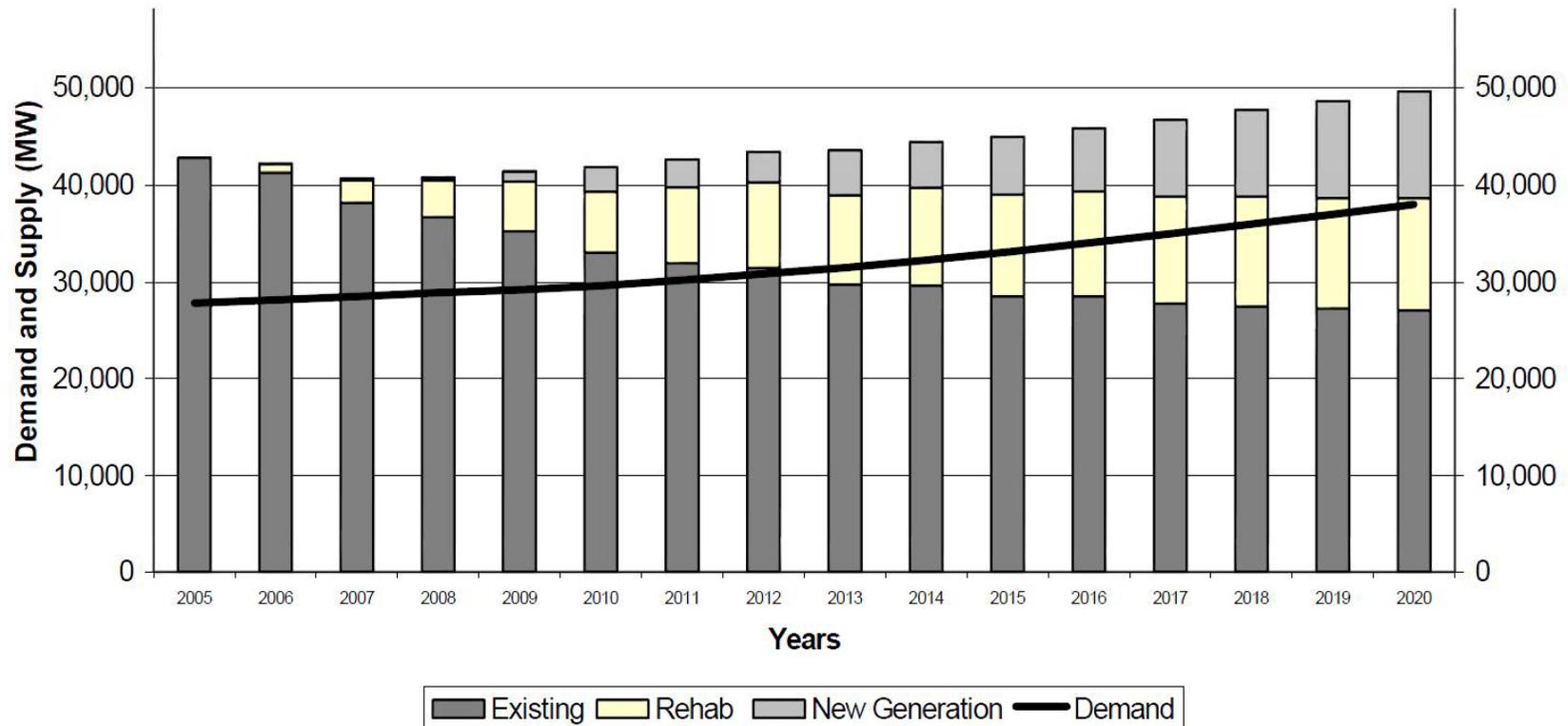
Annual evolution of installed power (*) (GW)



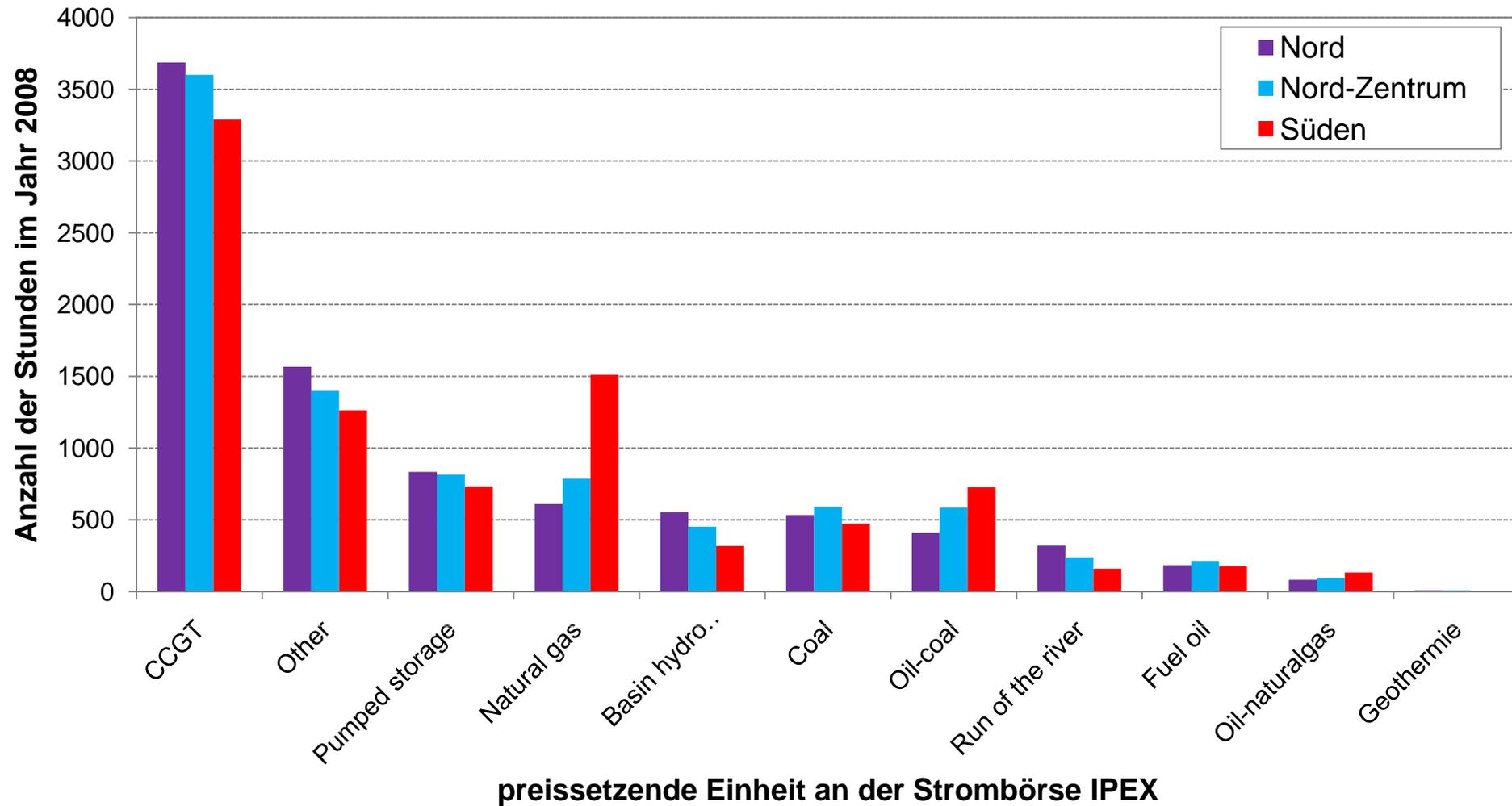
Neubau von ~11 GW

Revitalisierung von ~11,5 GW

→ über 50 % der Kapazität von 2005



Börsenpreissetzende Kraftwerkstechnologie 2008



Verbrauchsszenario b) mit CO₂

