

Die Kosten der NTC-Konzeption für Europa

Gerald Feichtinger, Udo Bachhiesl, Petra Gsodam, Heinz Stigler
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation/TU Graz

11.02.2016

Energie Zentrum Graz

Inhalt

- Motivation
- ATLANTIS
 - Referenzszenario
- Ergebnisse
 - Kosten, Technologiemark, Emissionen, Redispatch



Motivation

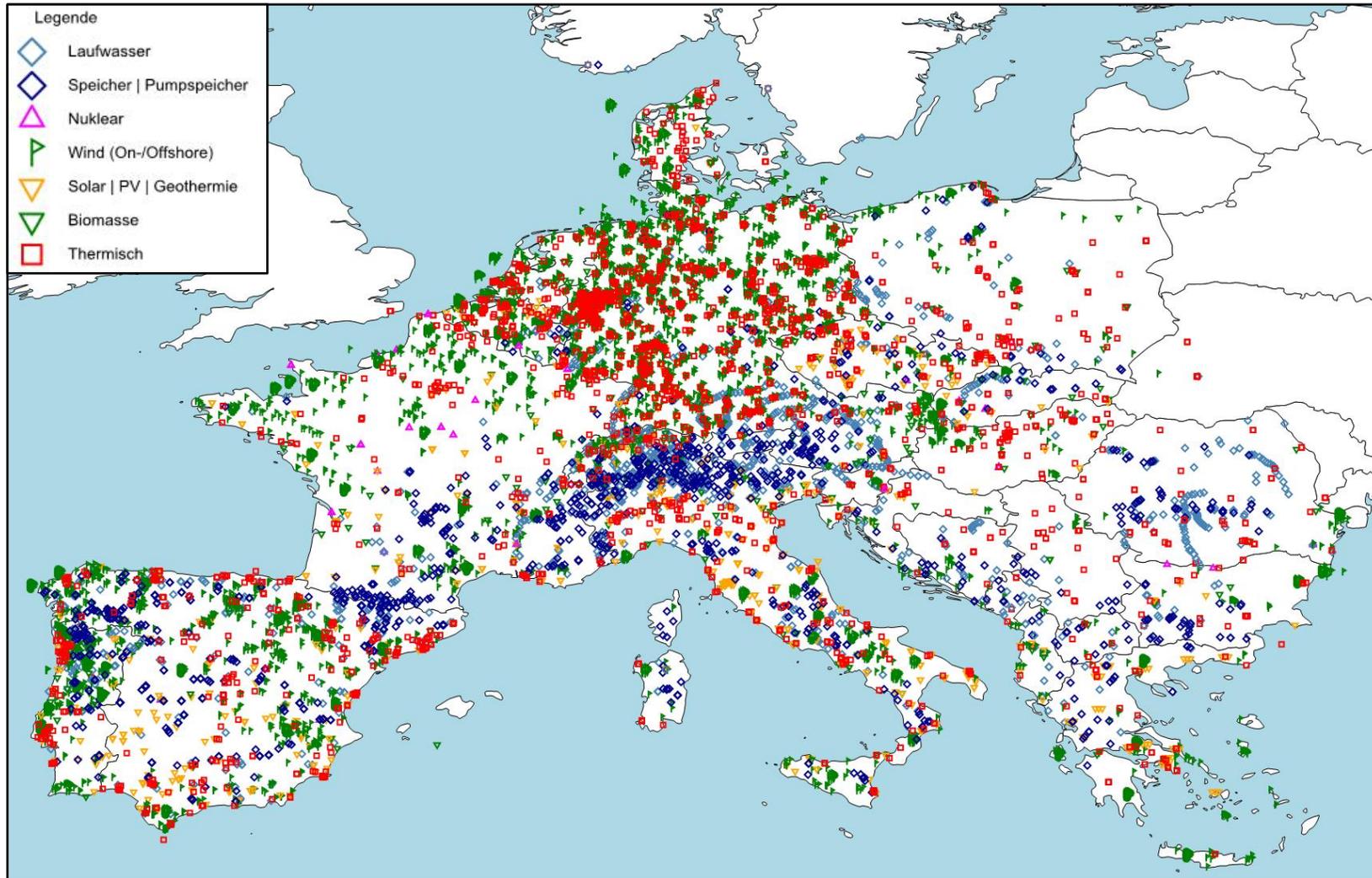
- EU Zielvorgaben
 - Klimaziele 2020, 2030 und Roadmap 2050
 - integrierter europäischer Energiebinnenmarkt
 - Realisierung europaweiter Elektrizitätsbinnenmarkt
 - NTC-Konzept widerspricht eigentlich dieser Zielsetzung
- ➔ Untersuchung einiger Effekte anhand von ATLANTIS



Simulationsmodell ATLANTIS – Eckdaten

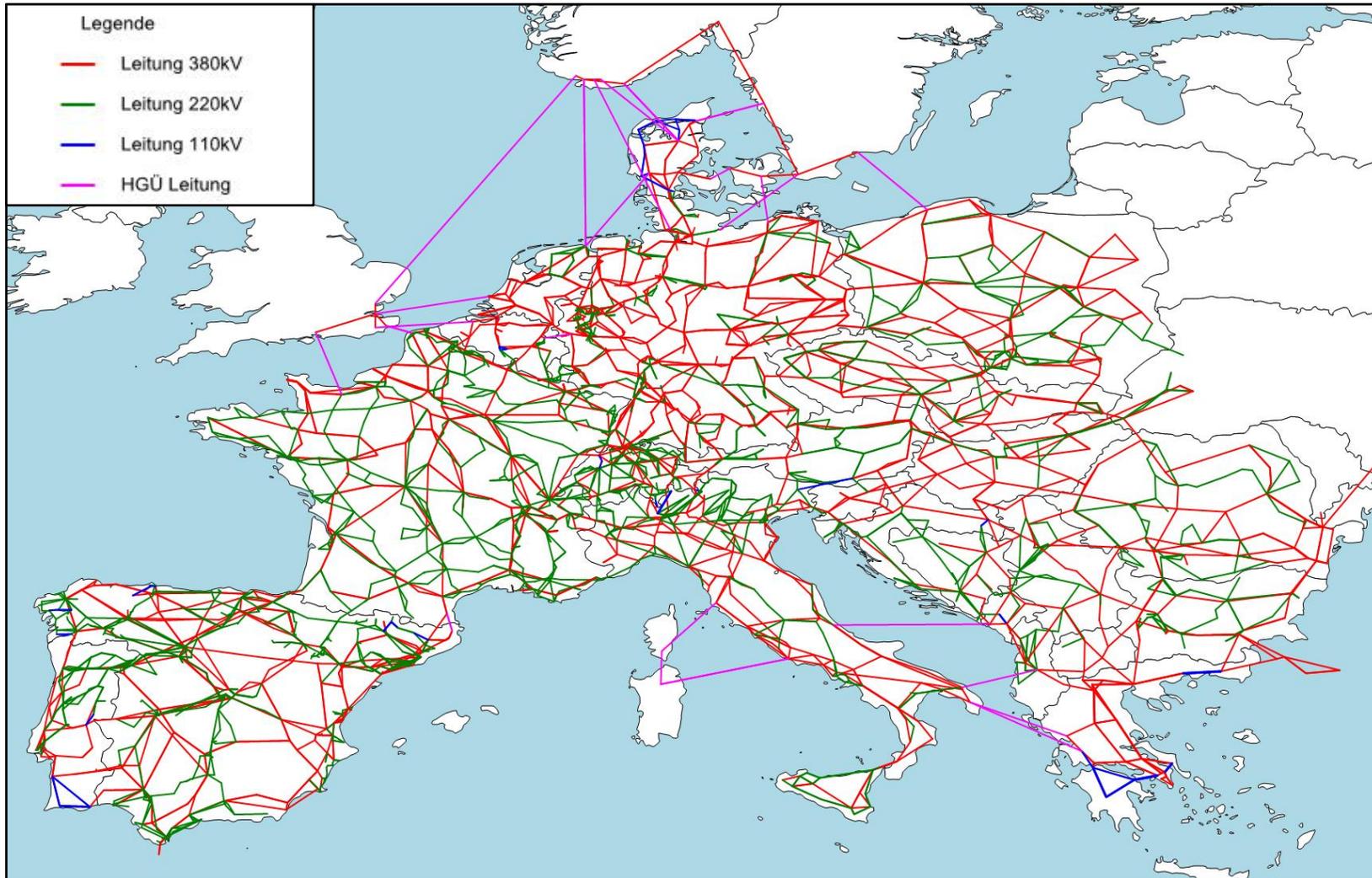
- Untersuchung der **Gesamtsystemzusammenhänge** in der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft
- Modell berücksichtigt **technische** sowie **wirtschaftliche Teilbereiche**: Strombedarf (2800 Knoten), Kraftwerkeinsatz (9600 Kraftwerksblöcke), Ausbauplanung, Börse(n), Lastfluss (6000 Leitungen), Redispatch, ca. 100 Unternehmensbilanzen und Gewinn/Verlustrechnungen
- **Simulationszeitraum** bis 2035 (max. 2050)

Physikalisches Modell – Kraftwerkspark



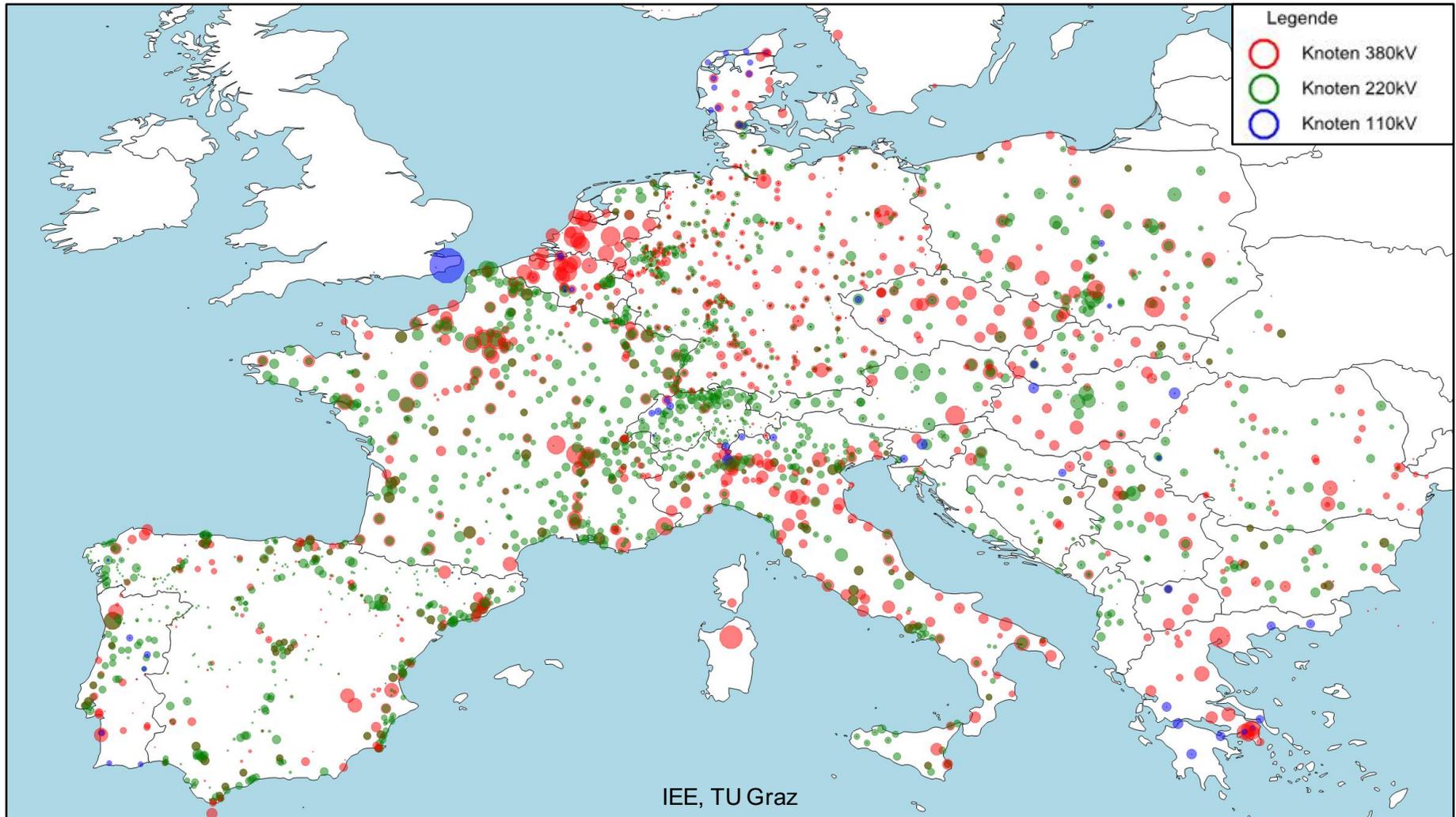
Kraftwerkspark in Abhängigkeit von der spezifischen Engpassleistung

Physikalisches Modell – Übertragungsnetz



Übertragungsnetz in Abhängigkeit der Spannungsebene

Verteilung des Strombedarfs je Knoten

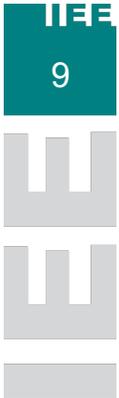


Knotengröße entspricht der jeweiligen Bedarfsgewichtung



Kraftwerkseinsatzmodelle

- kostenminimierende Kraftwerkstauschbörse („*CuPlatte*“)
 - Annahme „Kupferplatte“
- „Binnenmarkt“ („*CuPI+Netz*“)
 - Kostenminimierung unter Berücksichtigung des Übertragungsnetzes
 - Lastfluss basierend auf einem DC-OPF-Ansatz
- Grenzüberschreitender Stromhandel („*CuPI+NTC*“)
 - NTC „beschränktes“ Market-Coupling
- „Redispatch“ („*NTC+Netz*“)
 - Lastfluss unter Berücksichtigung der grenzüberschreitenden Stromhandelsergebnisse



Wirtschaftsparameter

- Grundlage ist der NEP 2012

- Preis-Trajektorien

- fossiler Energieträger
- CO₂

→ Preisentwicklungen so gewählt, dass keine signifikanten Änderungen in der Merit-Order auftreten

- moderater Verbrauchszuwachs

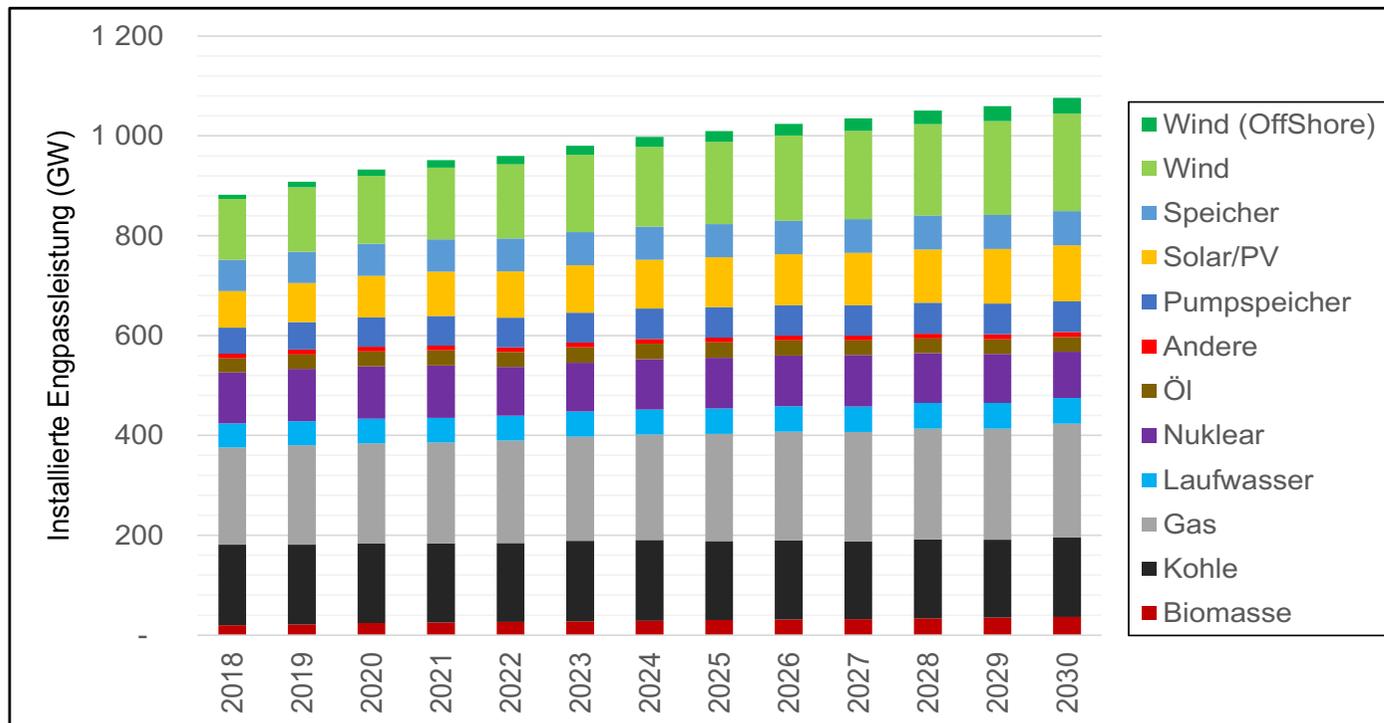


Simulationen | Untersuchungen

- variable Produktionskosten
 - Brennstoff, CO₂, variable Betriebs- und Wartungskosten
- Technologie-Mix
- CO₂-Emissionen
- Redispatch
 - national vs. International

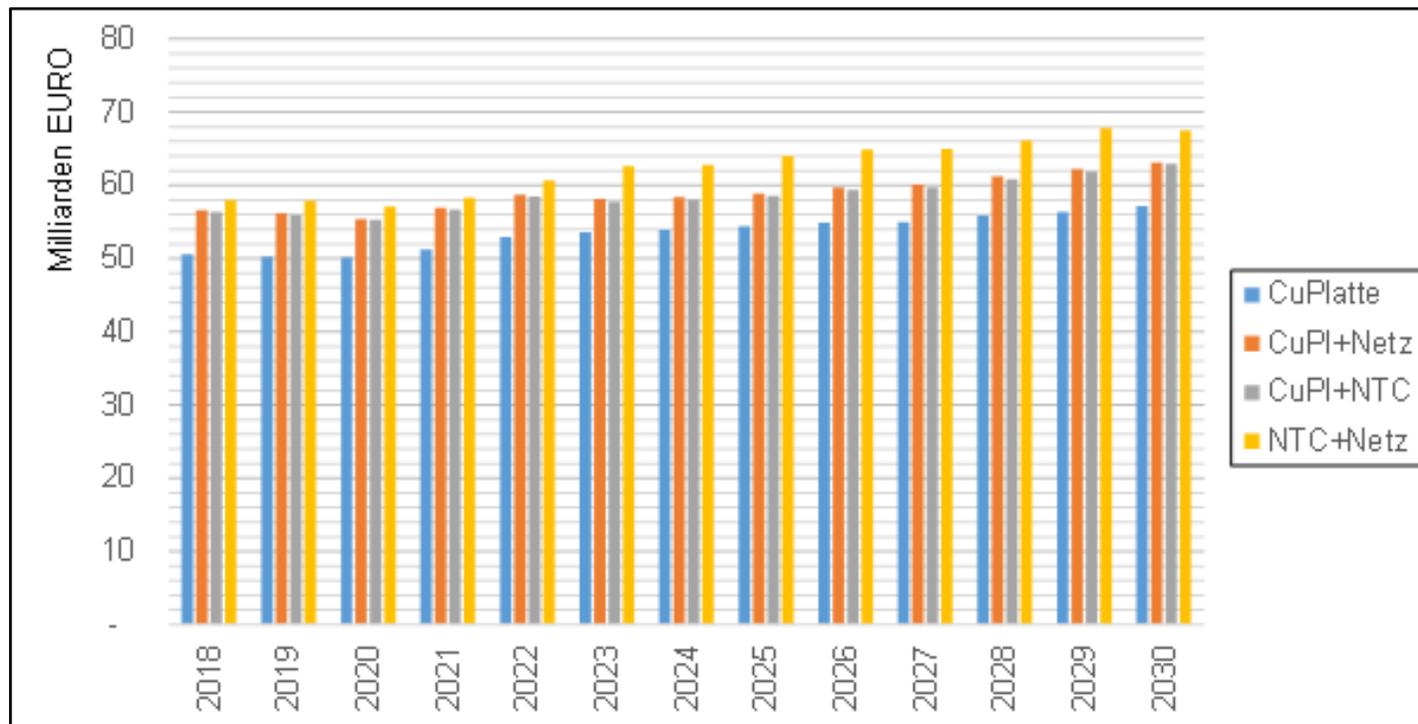
Kraftwerkspark im Referenzszenario

- Installierte Engpassleistung in Kontinentaleuropa



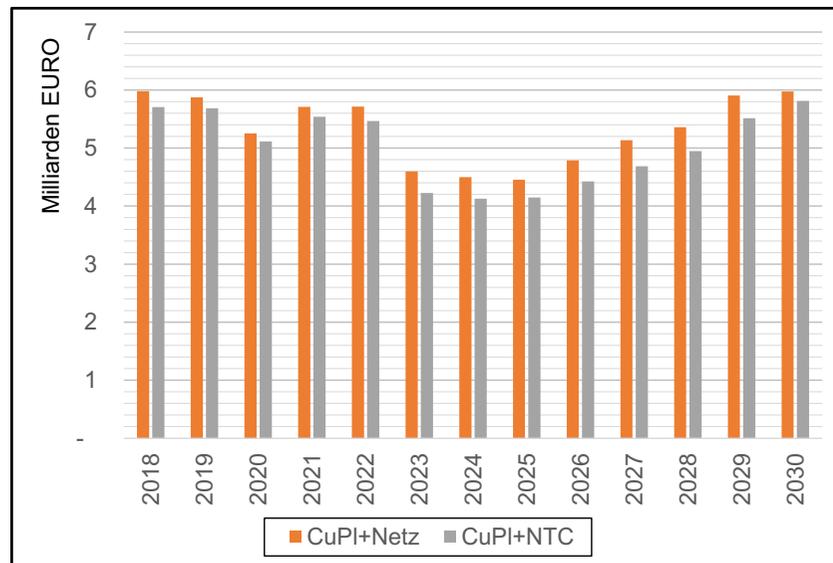
Variable Produktionskosten

- Binnenmarkt und Market-Coupling mit ähnlichen Resultaten
- NTC-Modell mit deutlich höheren Produktionskosten

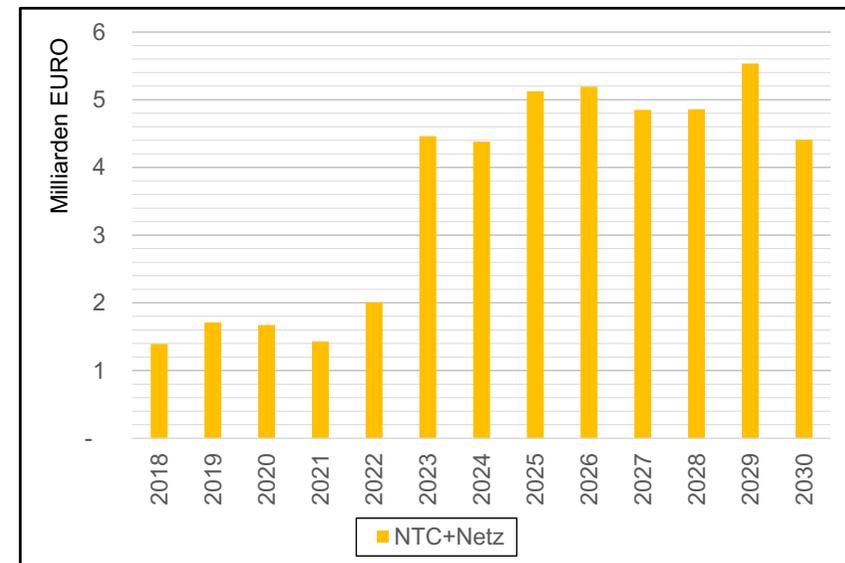


Variable Produktionskostendifferenz

- Mehrkosten (Basis „CuPlatte“) von knapp 70 Mrd. EURO
- Mehrkosten (Basis „CuPI+Netz“) durch NTCs belaufen sich auf knapp 65 Mrd. EURO

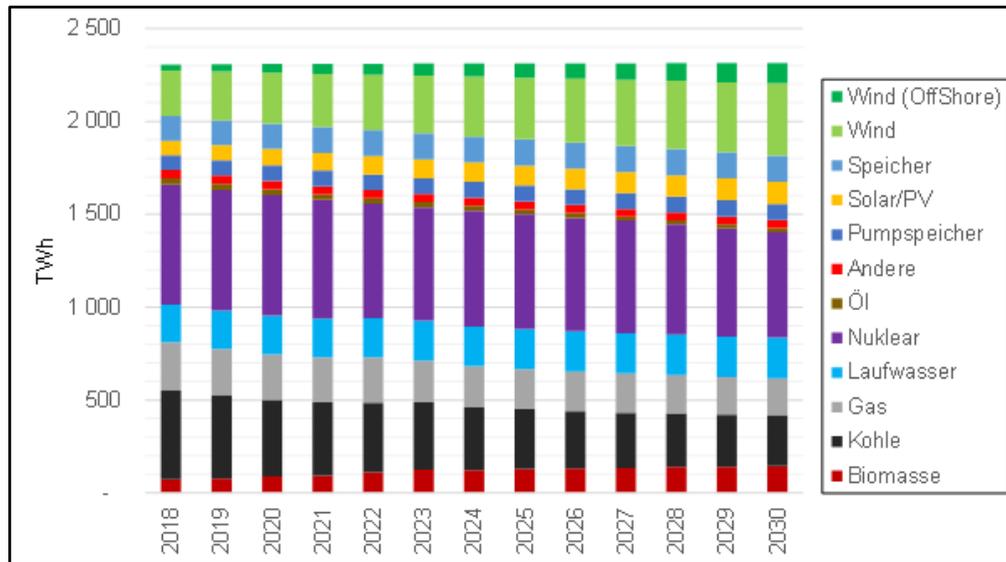


Basis „CuPlatte“

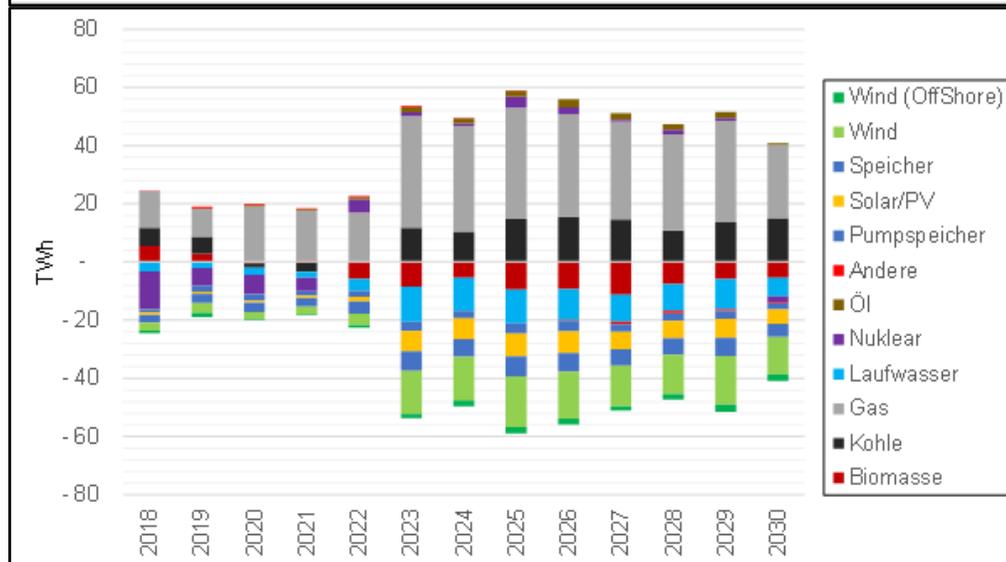


Basis „CuPI+Netz“

Technologie-Mix



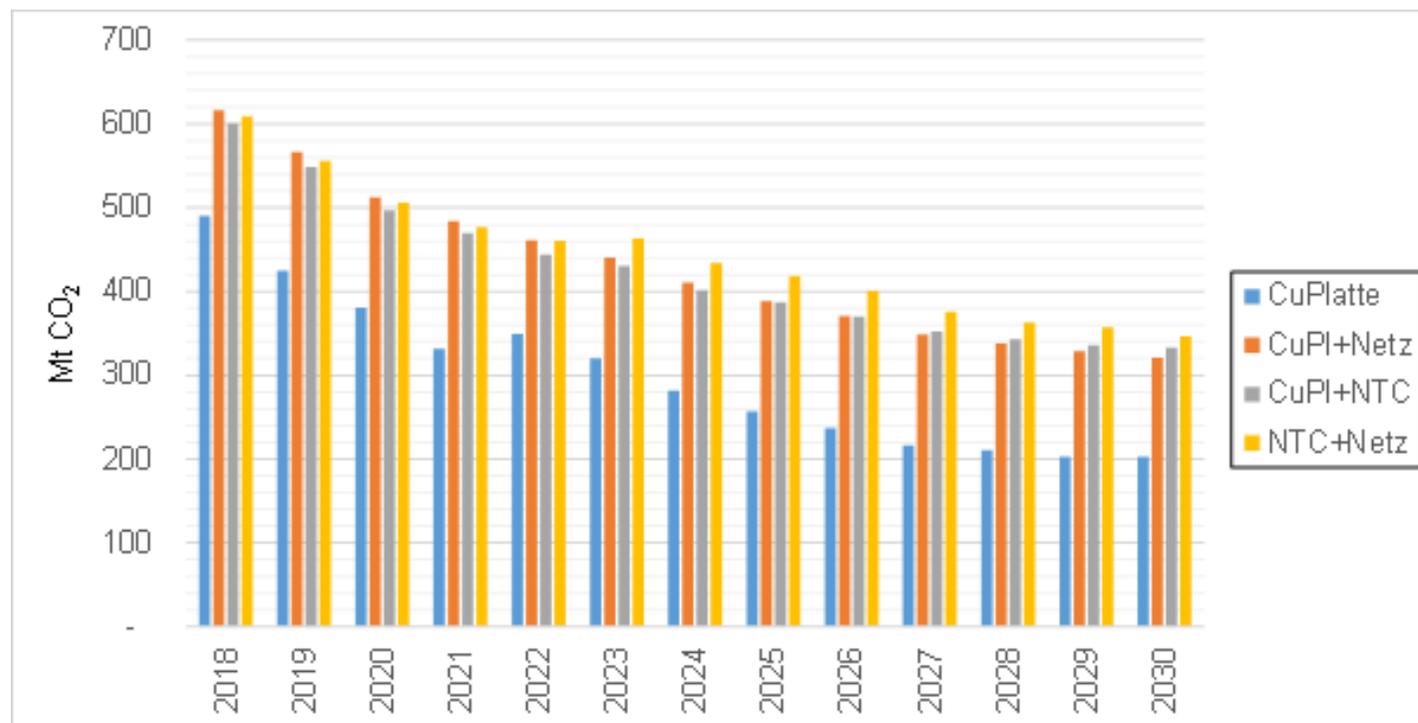
← „CuPI+Netz“



← Veränderung „NTC+Netz“ zu „CuPI+Netz“

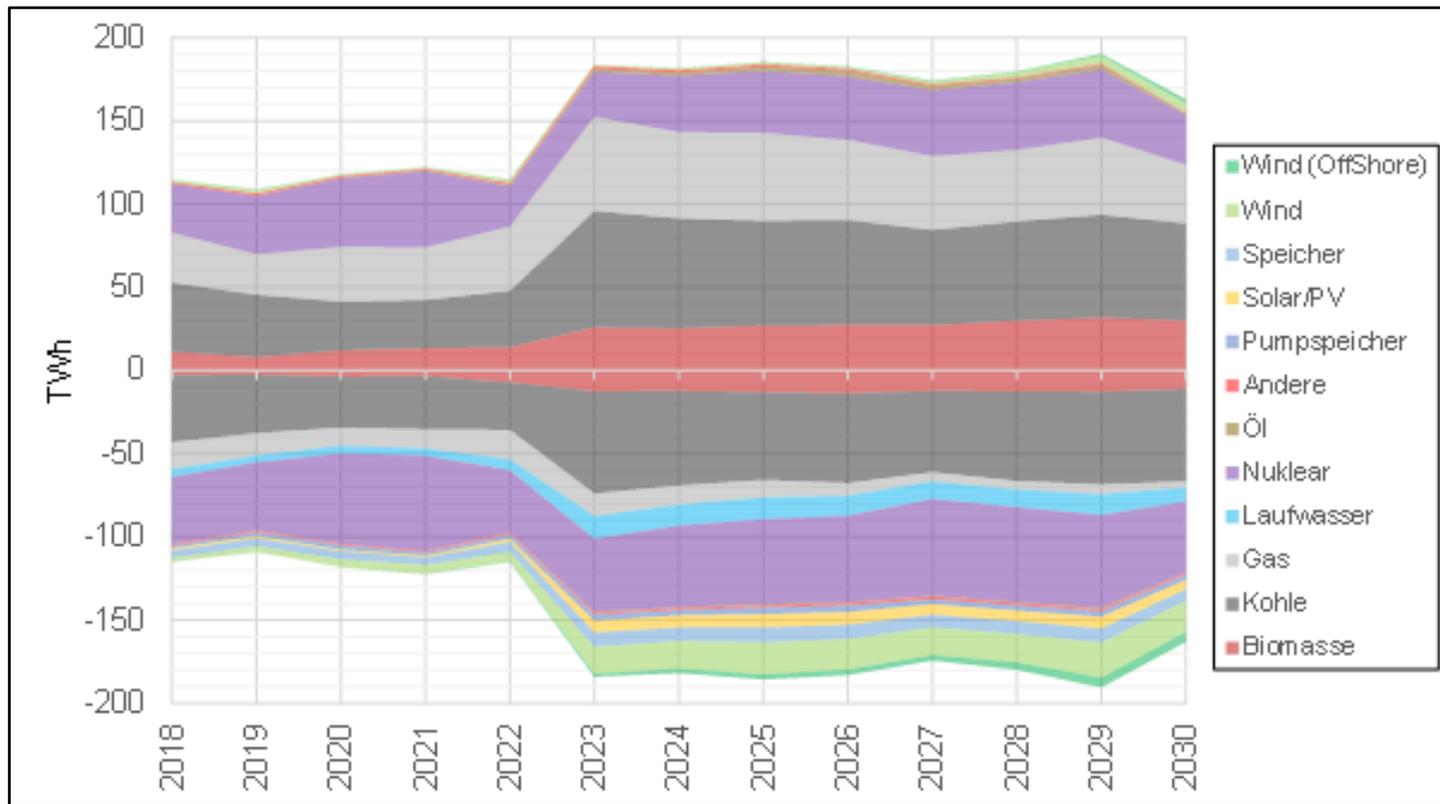
CO₂-Emissionen

- Binnenmarkt und Market-Coupling mit ähnlichen Resultaten
- ab 2023 mit erhöhten Emissionen → Engpässe



Redispatch

- Unterschied „NTC+Netz“ zu „CuPI+NTC“



Zusammenfassung und Ausblick

- „Kraftwerkstauschbörse“ mit optimalen Ergebnissen
 - keine physikalischen Einschränkungen
- „Binnenmarkt“ und „Market-Coupling“ mit ähnlichen Ergebnissen
- „Handelsrestriktion“ durch NTC-basiertes Market-Coupling verursacht
 - deutlich höhere variable Produktionskosten
 - veränderten Stromerzeugungsmix
 - Redispatch-Aufkommen

Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

Mag.
Gerald FEICHTINGER

Technische Universität Graz
Institut für Elektrizitätswirtschaft
und Energieinnovation
Inffeldgasse 18
8010 Graz

Tel.: +43 316 873 7909
Fax: +43 316 873 107909

Email: gerald.feichtinger@TUGraz.at
Web: www.IEE.TUGraz.at



 Technische Universität Graz
Erzherzog-Johann-Universität



Institut für Elektrizitätswirtschaft
und Energieinnovation