

Anforderungen an öffentliche Infrastrukturen durch erneuerbare Energieträger

Energienetze der Zukunft

Dr. Hans Auer

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

Energy Economics Group (EEG)

Technische Universität Wien

Gusshausstrasse 25-29/370-3

A - 1040 Wien

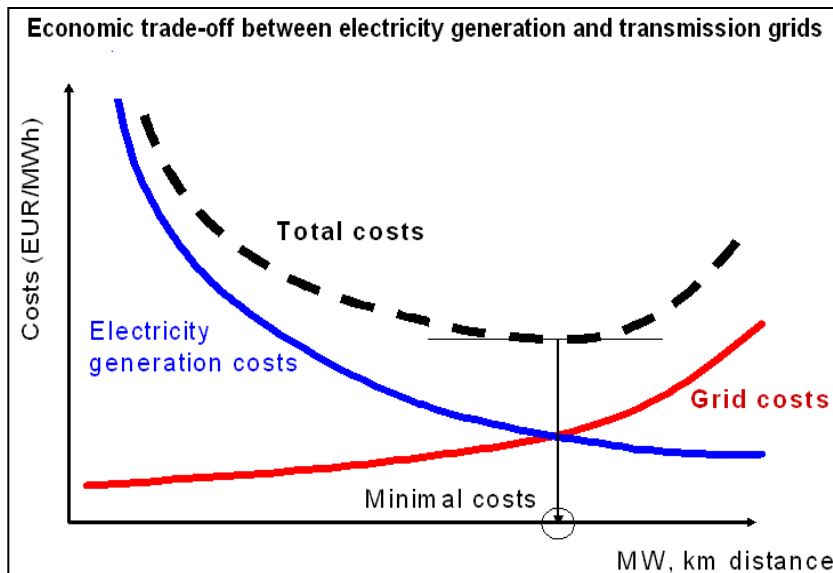
Email: auer@eeg.tuwien.ac.at

Inhalt

- 1. Zukünftige Anforderungen an Übertragungsnetze in Strommärkten**
- 2. Zukünftiger Investitionsbedarf in elektrische Verteilnetze (SmartGrids)**
- 3. Zukünftige „Konkurrenzsituation“ zwischen Strom-, Gas und Wärmenetzen zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen**
- 4. Schlussfolgerungen**

1. Zukünftige Anforderungen an Übertragungsnetze in Strommärkten

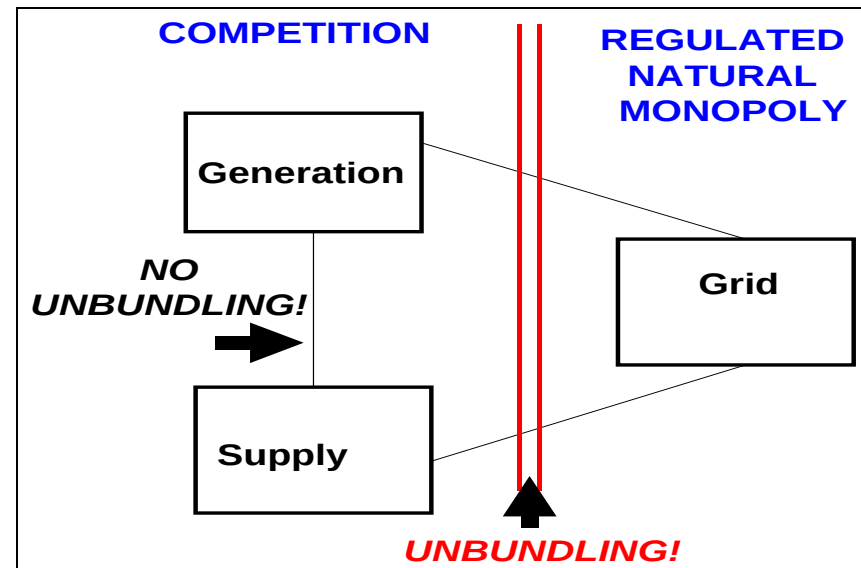
Vergangenheit



Vergangenheit:

- > Skalenerträge bei Erzeugung aus Großkraftwerken (nahe Kohlegruben, Flüssen / Seen (Kühlwasser), Alpen,...)
- > Bau von Übertragungsnetzen: Minimierung der Gesamtkosten

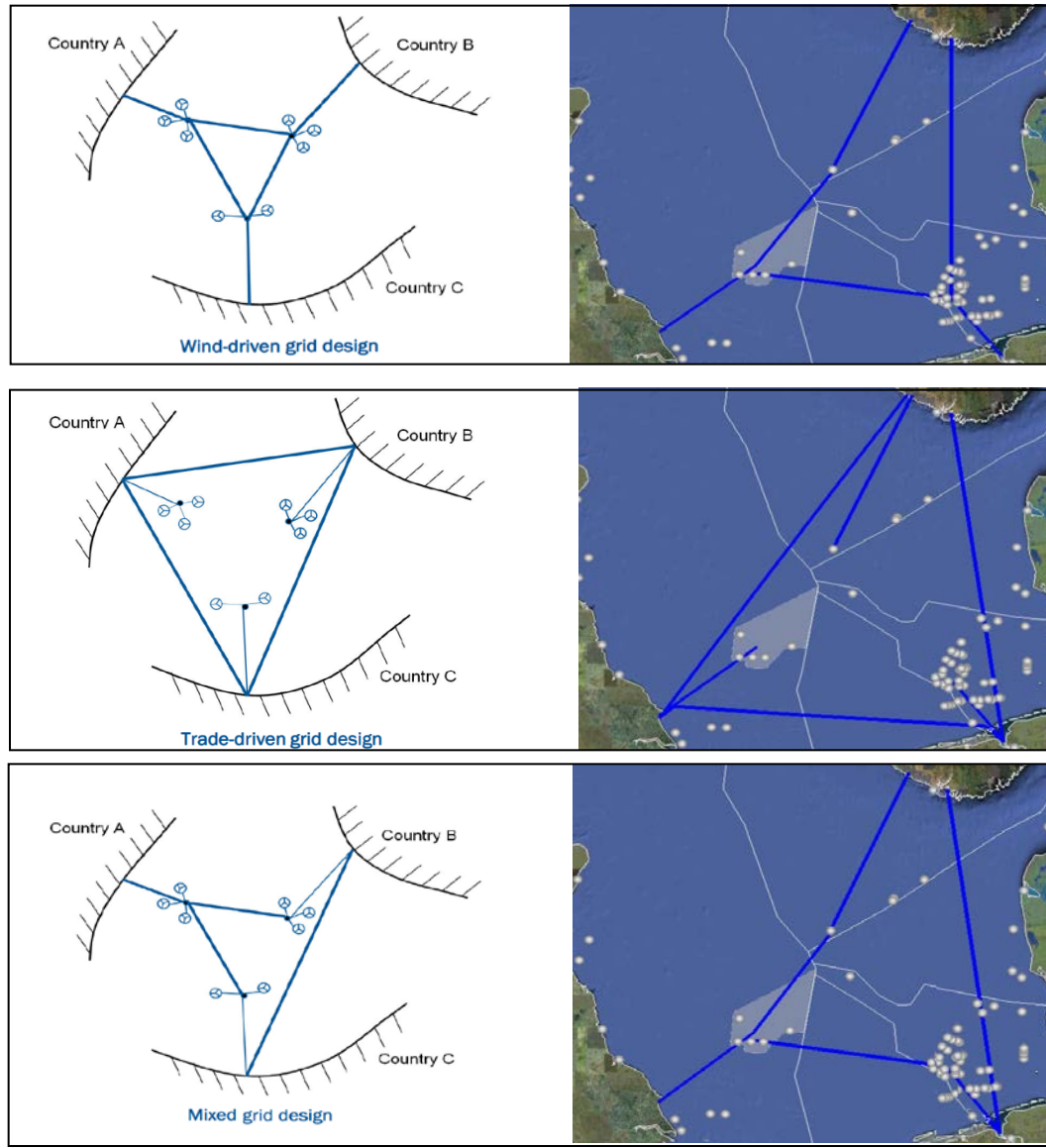
Strommarkt



Liberalisierte Strommärkte:

- > Netz- und Marktintegration Erneuerbarer: Historische Formel gilt auch in Strommärkten
- > „Kopplung“ regionaler Märkte / Strombörsenplätze
- > Zugang zu „Flexibilität“ bei tragem Kraftwerkspark & hohem Windanteil

1.1 Übertragungsnetze: Netz- und Marktintegration Erneuerbarer Energien

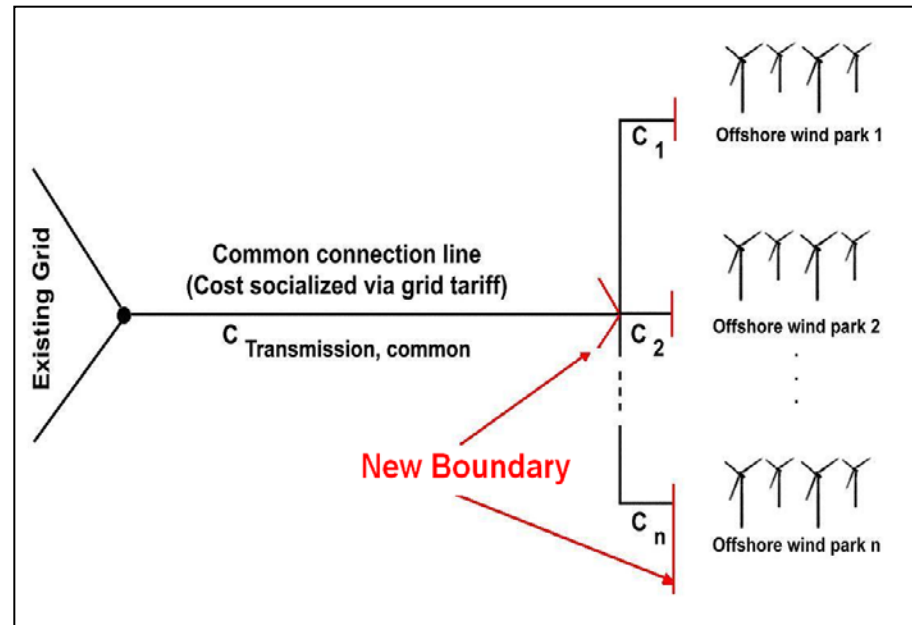
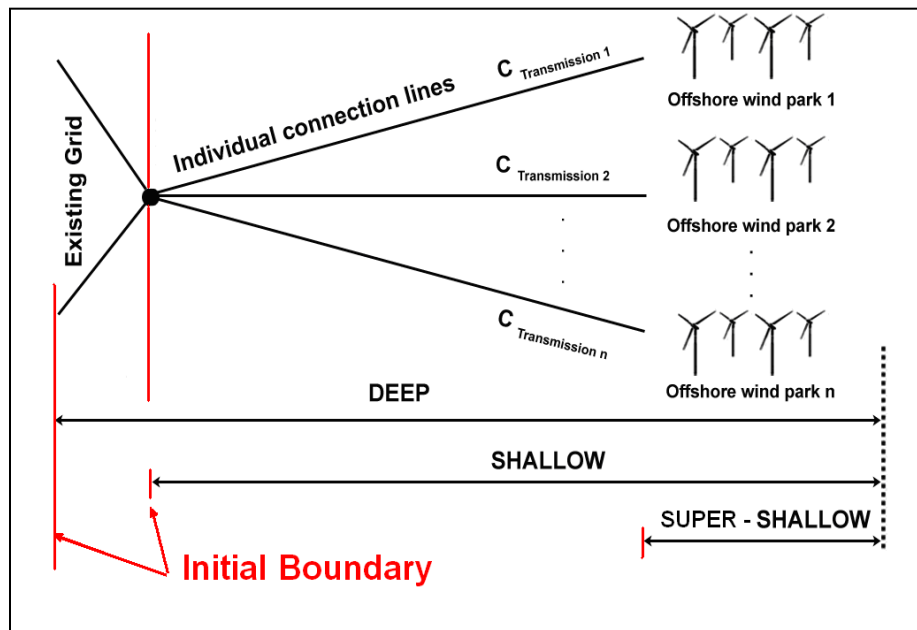


„Schnittstelle“ zwischen Kraftwerk (z.B. Offshore-Wind) und Netz

Beispiel: Subadditivität der Kosten der Offshore-Wind Integration

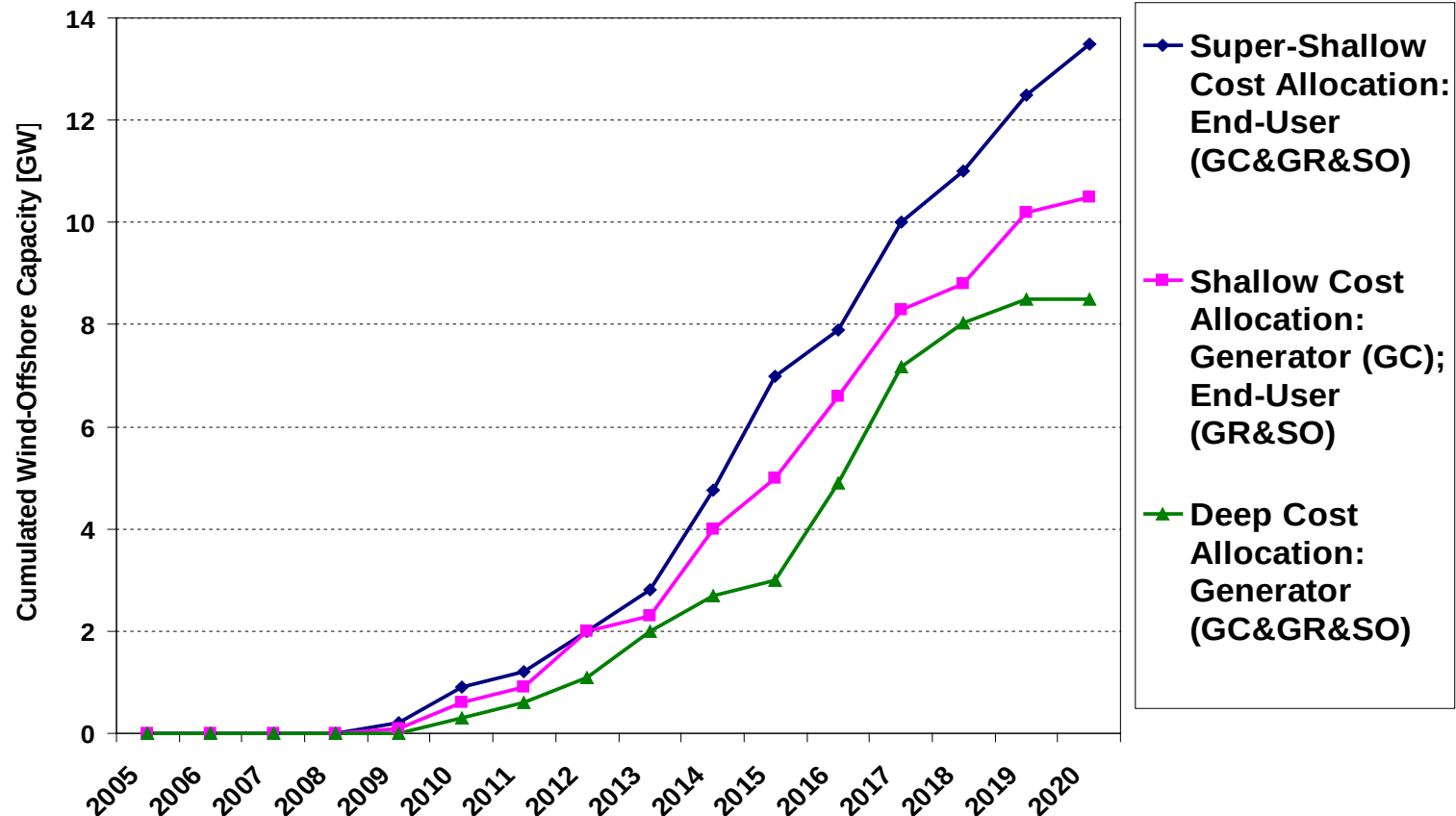
$$\sum_{i=1}^n C_{\text{Transmission},i} > (C_{\text{Transmission},\text{common}} + \sum_{i=1}^n c_i)$$

Economies of Scale: Sinkende Durchschnittskosten der Netzanbindung der Offshore-Wind Erzeugung

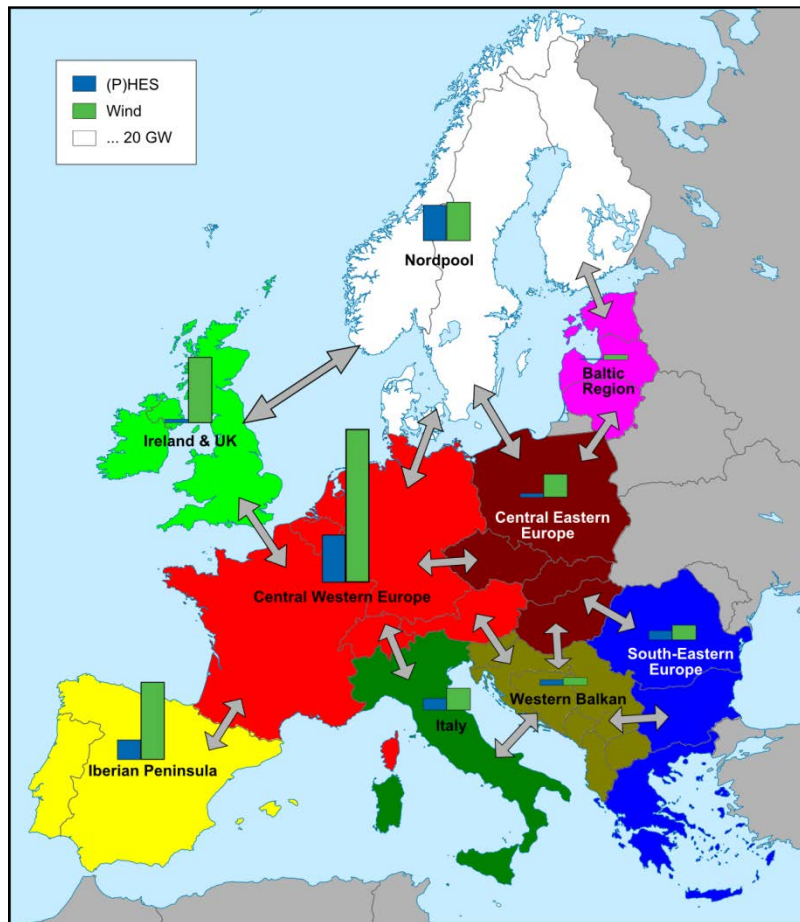


GreenNet-Ergebnis (Deutschland): Kumulierte Wind-Offshore Kapazität in den verschiedenen Kostenallokationsszenarien bis zum Jahr 2020

Germany: Deployment of Cumulated Wind-Offshore Capacity for Different Grid Integration Cost Allocation Scenarios up to Year 2020

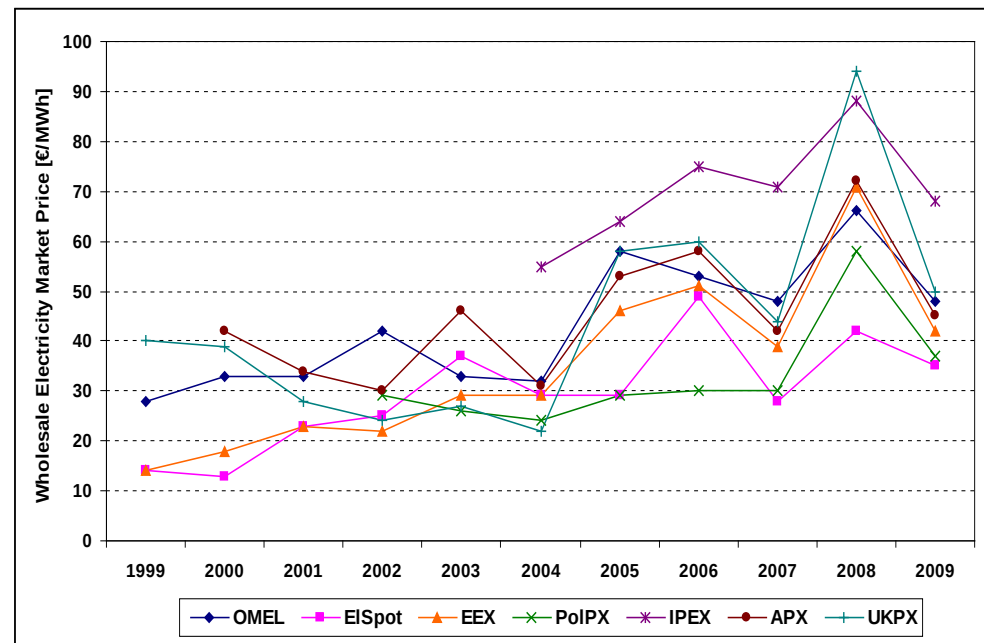


1.2 Übertragungsnetze: „Kopplung“ Regionaler Märkte / Strombörsenplätze

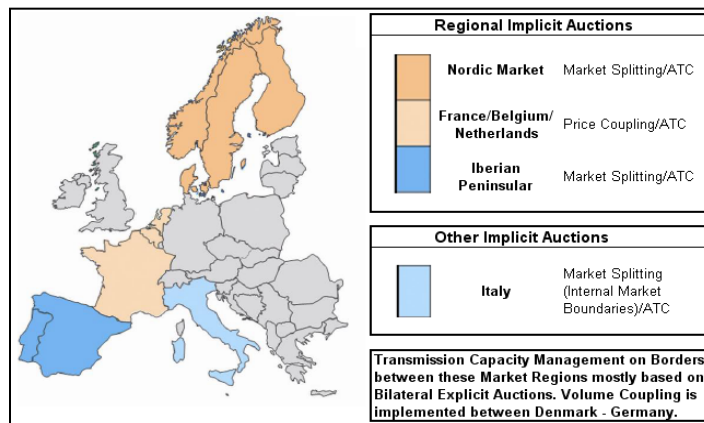
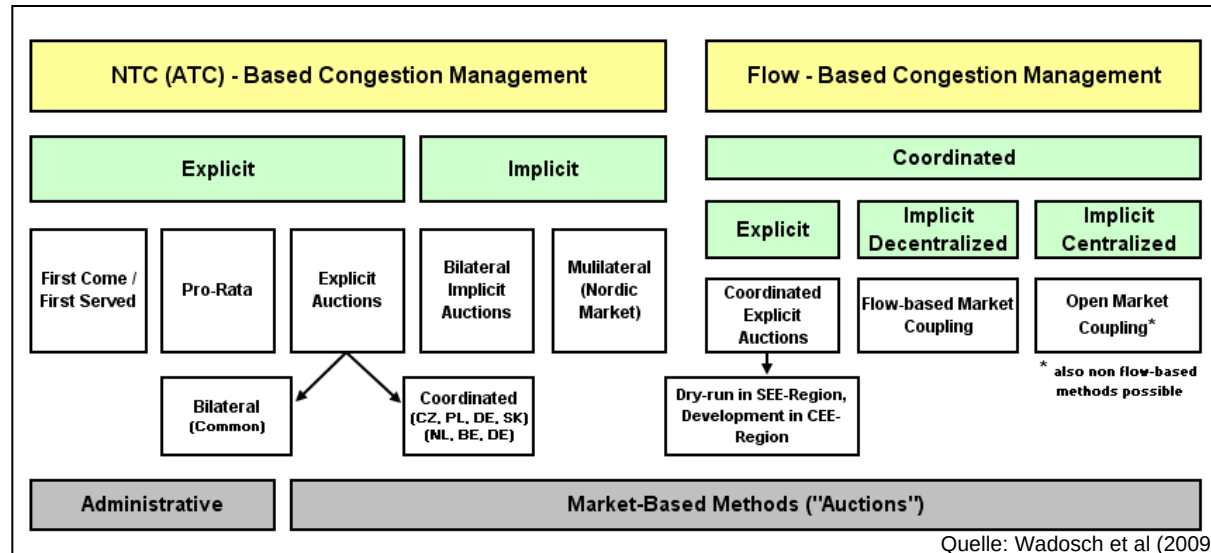


Sources: EURELECTRIC, PLATTS, ENTSO-E System Adequacy Forecasts, WP2- Questionnaires, EEG Database, EC Energy Infrastructure Package

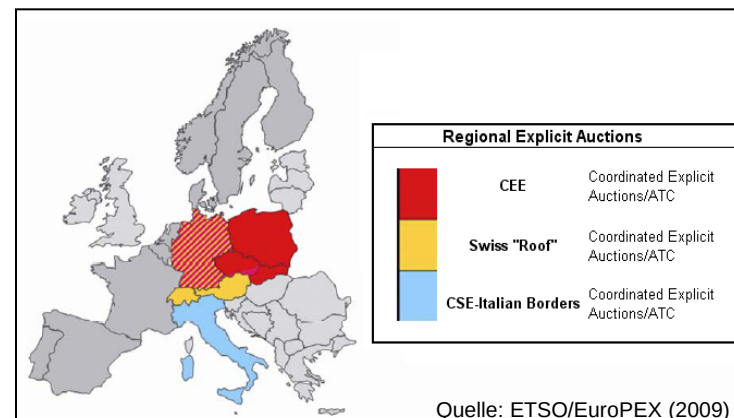
Wholesale electricity market price development in the different European regions from 1999-2009



Engpassmanagement: Auktionierung knapper Übertragungsnetzkapazitäten



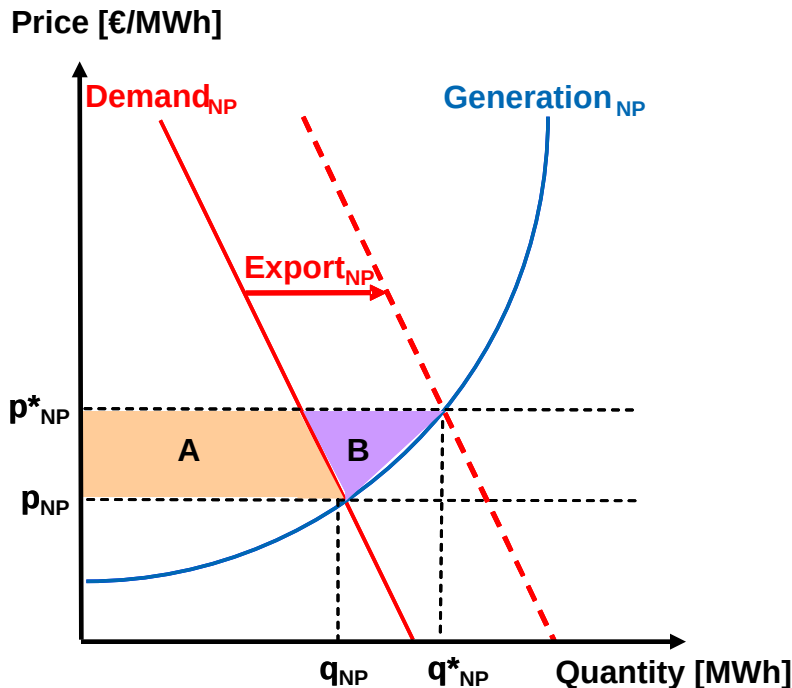
Implizite Regionale Auktionen



Explizite Regionale Auktionen

Ökonomische Grundprinzipien des „Market Couplings“ am Beispiel NordPool & Central Western Europe

Nord Pool

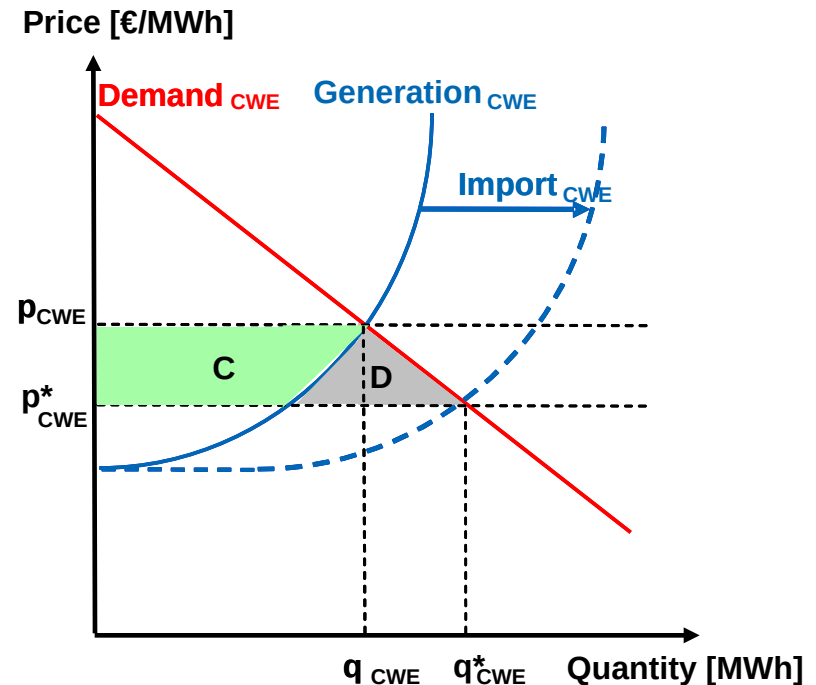


$$\Delta CS_{NP} = -A$$

$$\Delta PS_{NP} = A+B$$

$$\Delta \text{Welfare}_{NP} = B$$

Central Western Europe

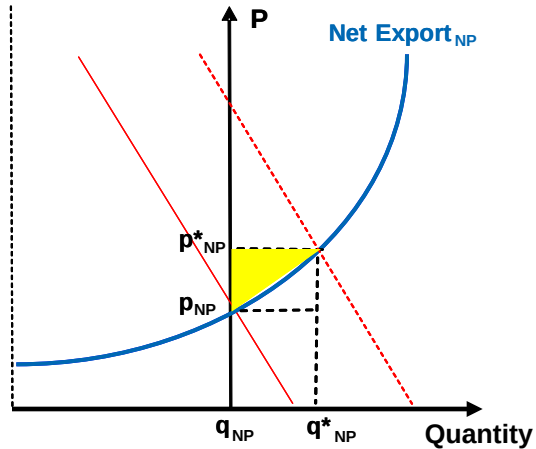


$$\Delta CS_{CWE} = C+D$$

$$\Delta PS_{CWE} = -C$$

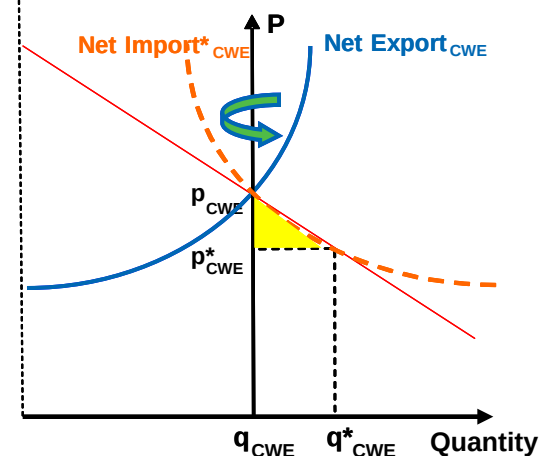
$$\Delta \text{Welfare}_{CWE} = D$$

Nord Pool



Import ← 0 → Export

Central Western Europe



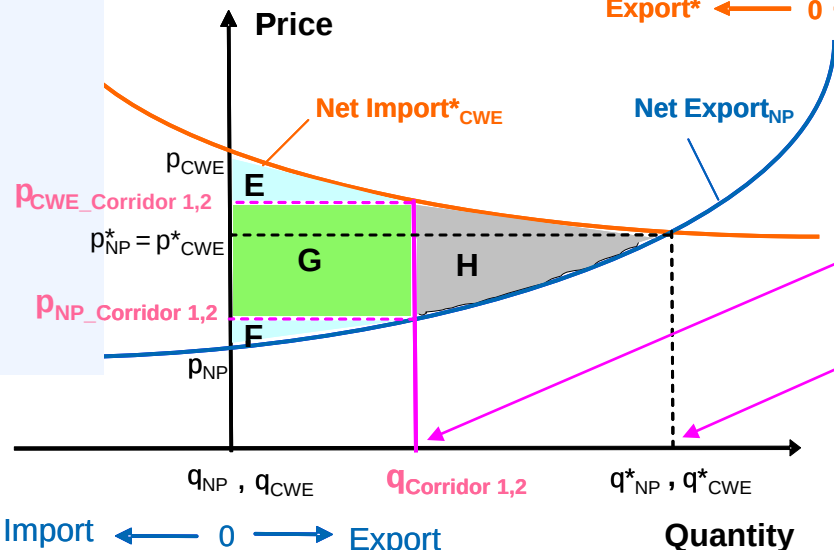
Import ← 0 → Export
Export* ← 0 → Import*

$$\Delta \text{Welfare}_{\text{CWE}} = E$$

$$\Delta \text{Welfare}_{\text{NP}} = F$$

$$\text{Congestion Rent} = G$$

$$\text{Congestion Cost (Welfare Losses)} = H$$

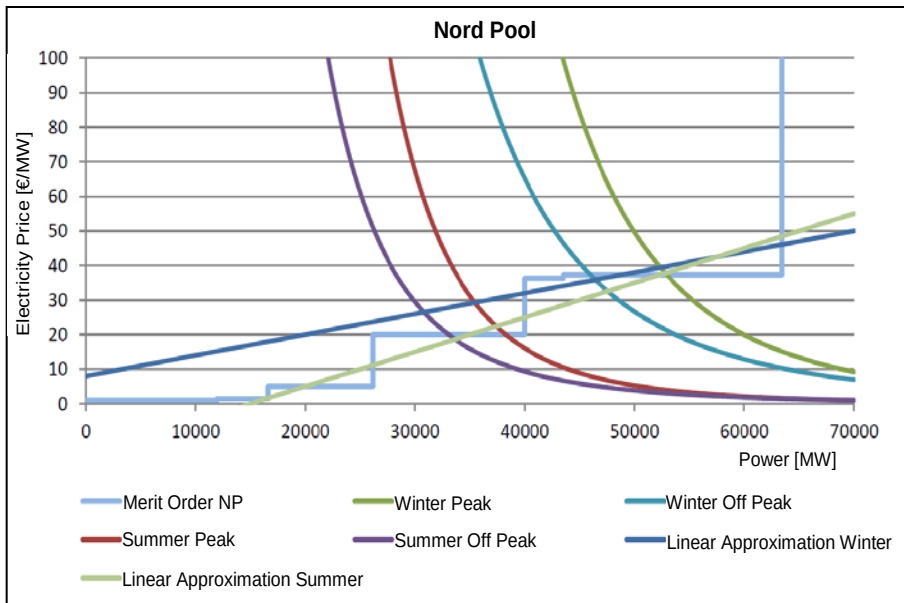


Import ← 0 → Export
Export* ← 0 → Import*

Congestion Rent
Maximizing
Transmission Capacity

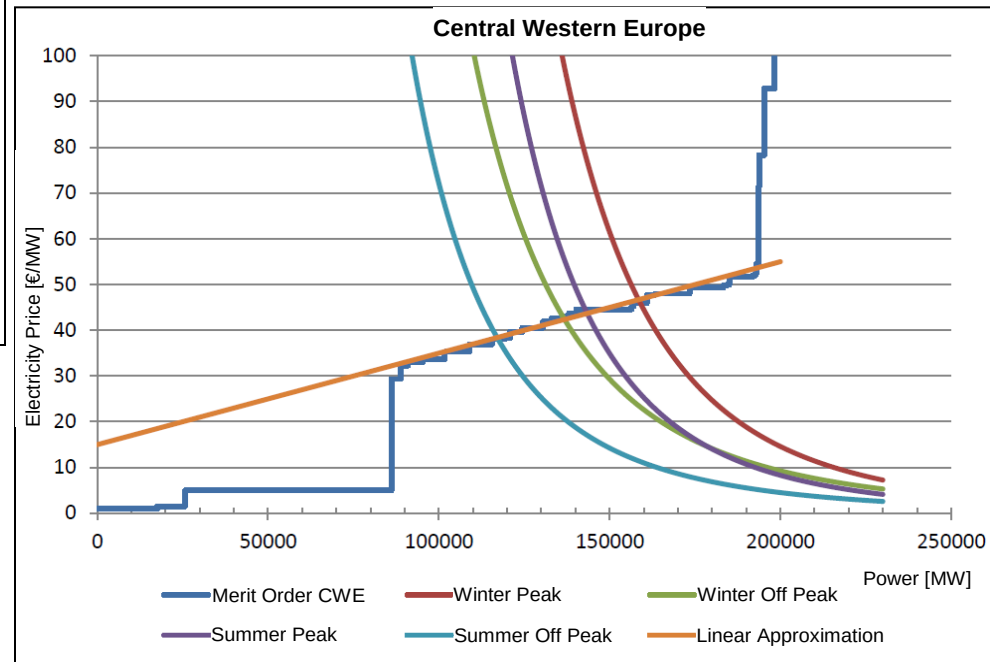
Welfare Maximizing
Transmission Capacity

Empirische Skalierung des „Market Coupling“ Beispiels NordPool & Central Western Europe

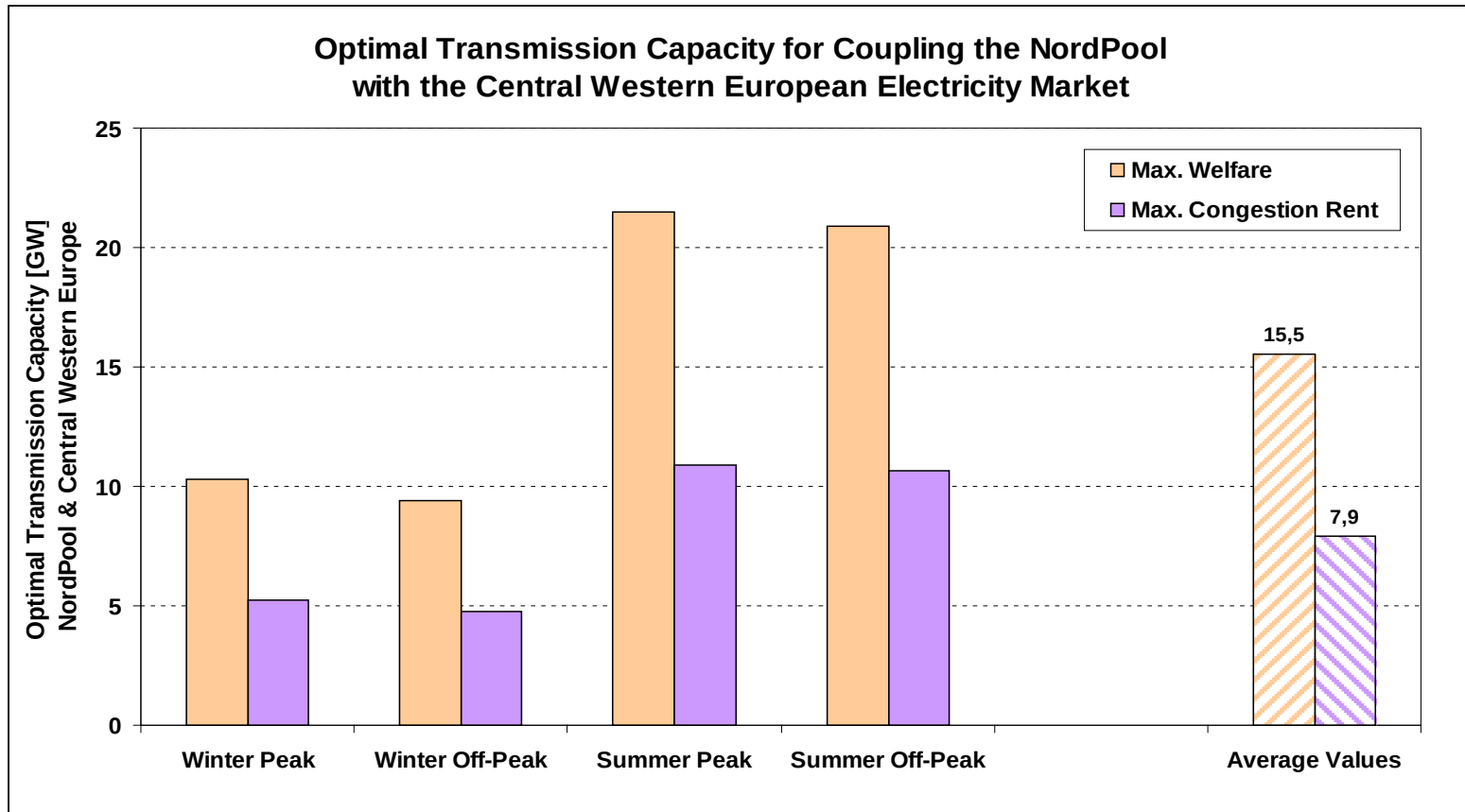


Electricity Generation and Demand
Curves in the NordPool Market
in 2010

Electricity Generation and Demand Curves in the Central Western European Market in 2010



Ergebnisse: Bestimmung der Optimalen Übertragungsnetzkapazität beim „Market Coupling“ von NordPool & Central Western Europe



Relative Changes of Consumer and Producer Surplus for Welfare Maximizing Transmission Capacity

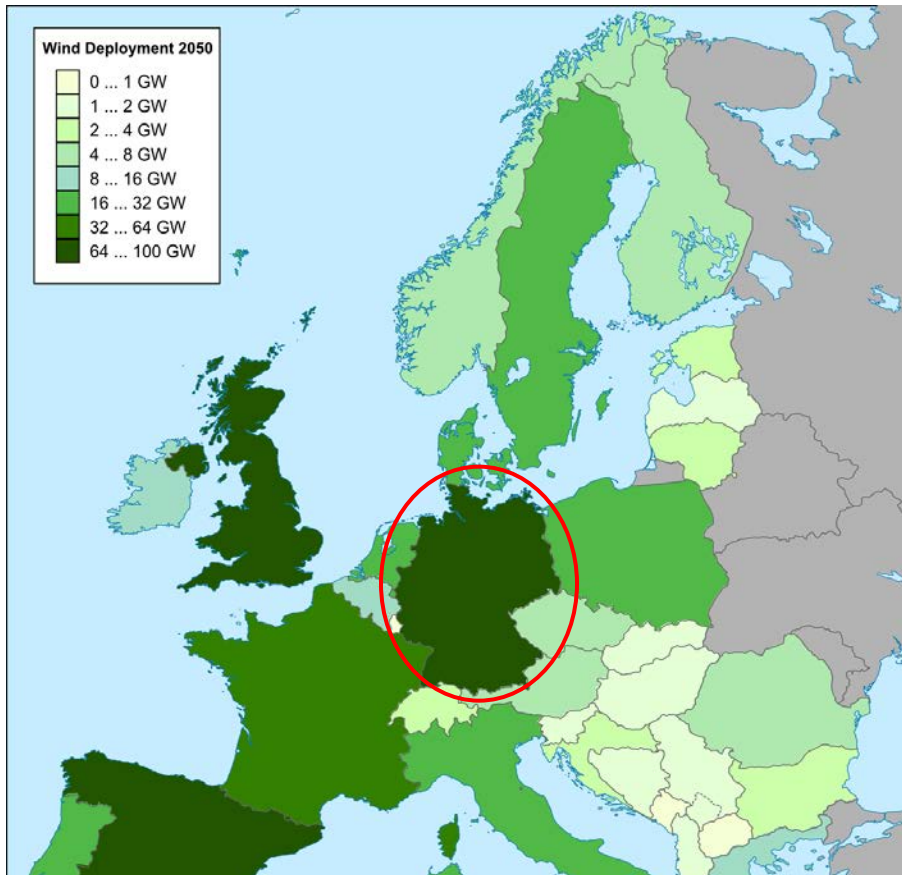
Consumer Surplus: +2% CWE

-4% NordPool

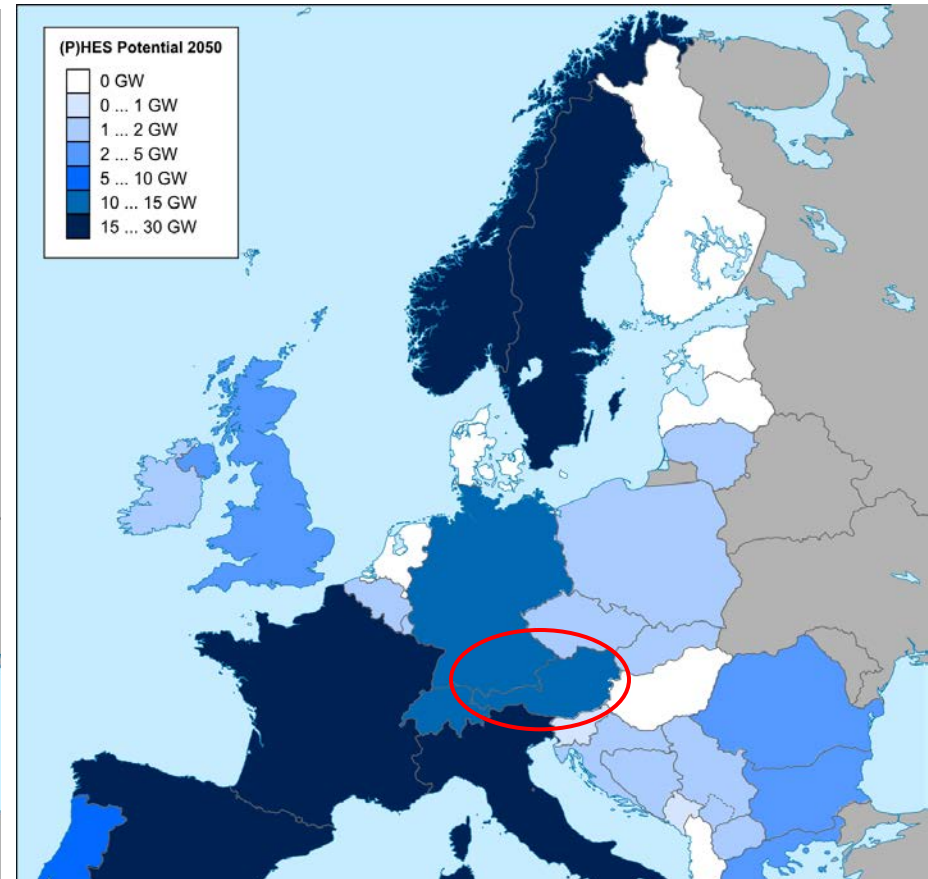
Producer Surplus: -18% CWE

+80% NordPool

1.3 Übertragungsnetze: Zugang zu „Flexibilität“

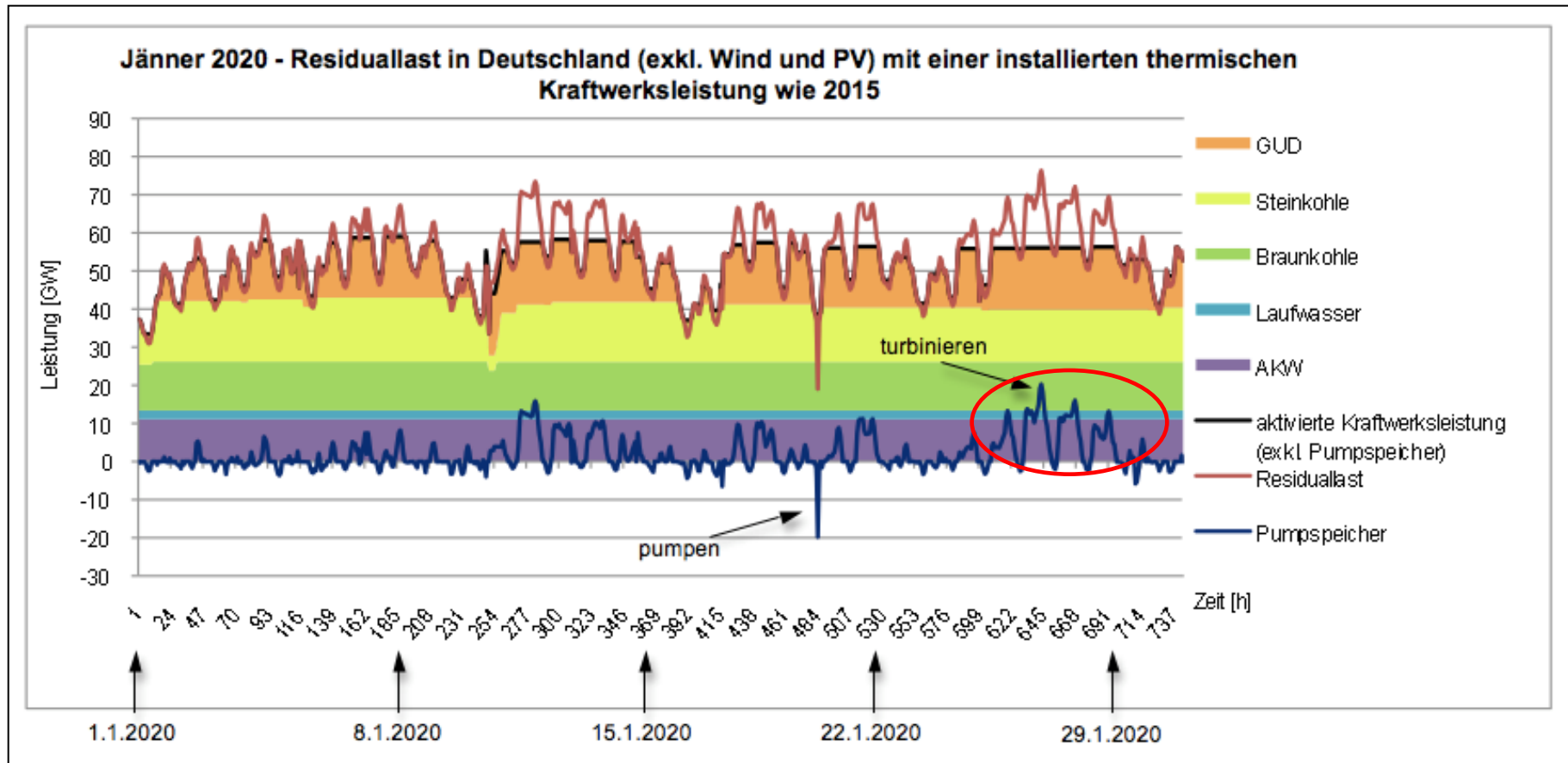


Wind-Potenziale in Europa bis 2050



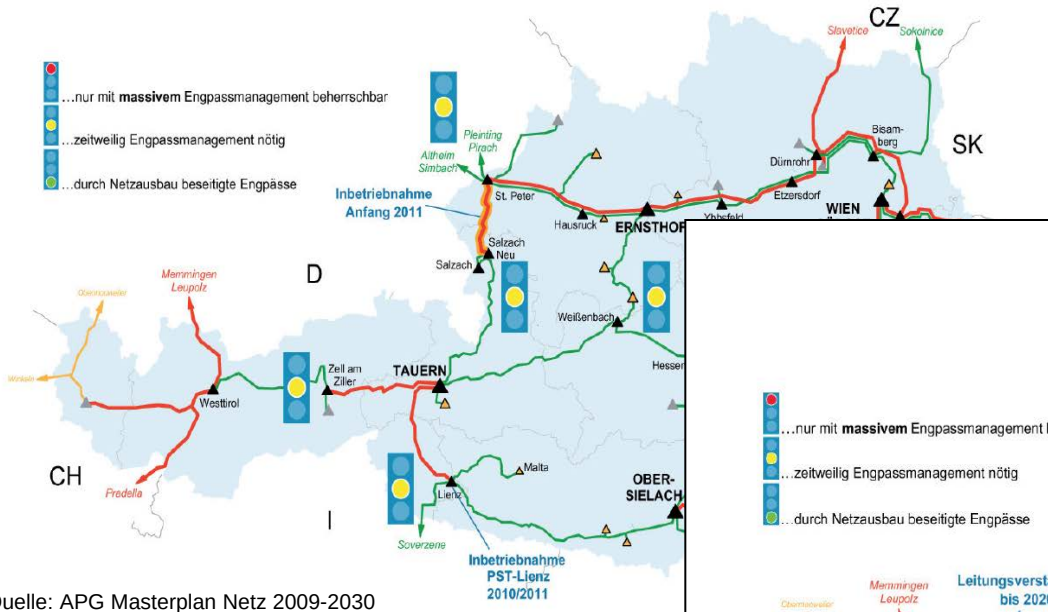
(Pump-)Speicher-Potenziale in Europa bis 2050

Notwendiger Beitrag der eigenen und benachbarten Pumpspeicherkraftwerke zur Deckung der Residuallast in Deutschland (exkl. Wind&PV) im Jahr 2020 (unter der Annahme des vorhandenen Kraftwerksportfolios 2015)



Ausbaupläne des Österreichischen Übertragungsnetzes bis 2020

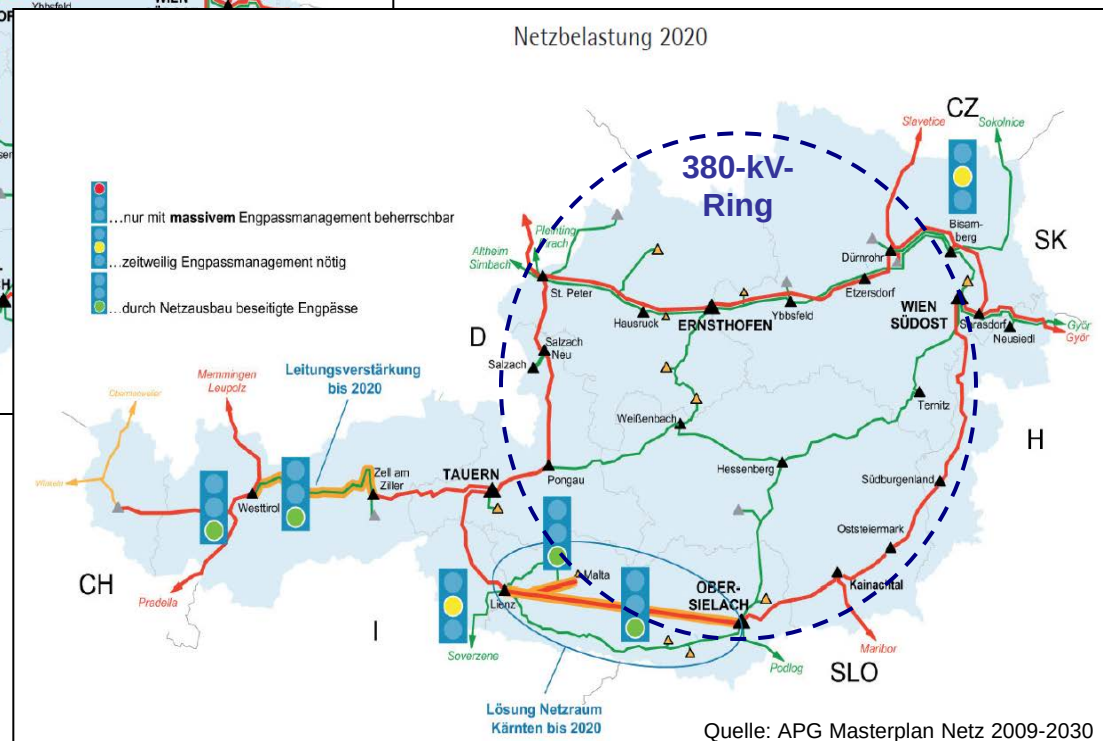
Netzbelastung 2011



Quelle: APG Masterplan Netz 2009-2030

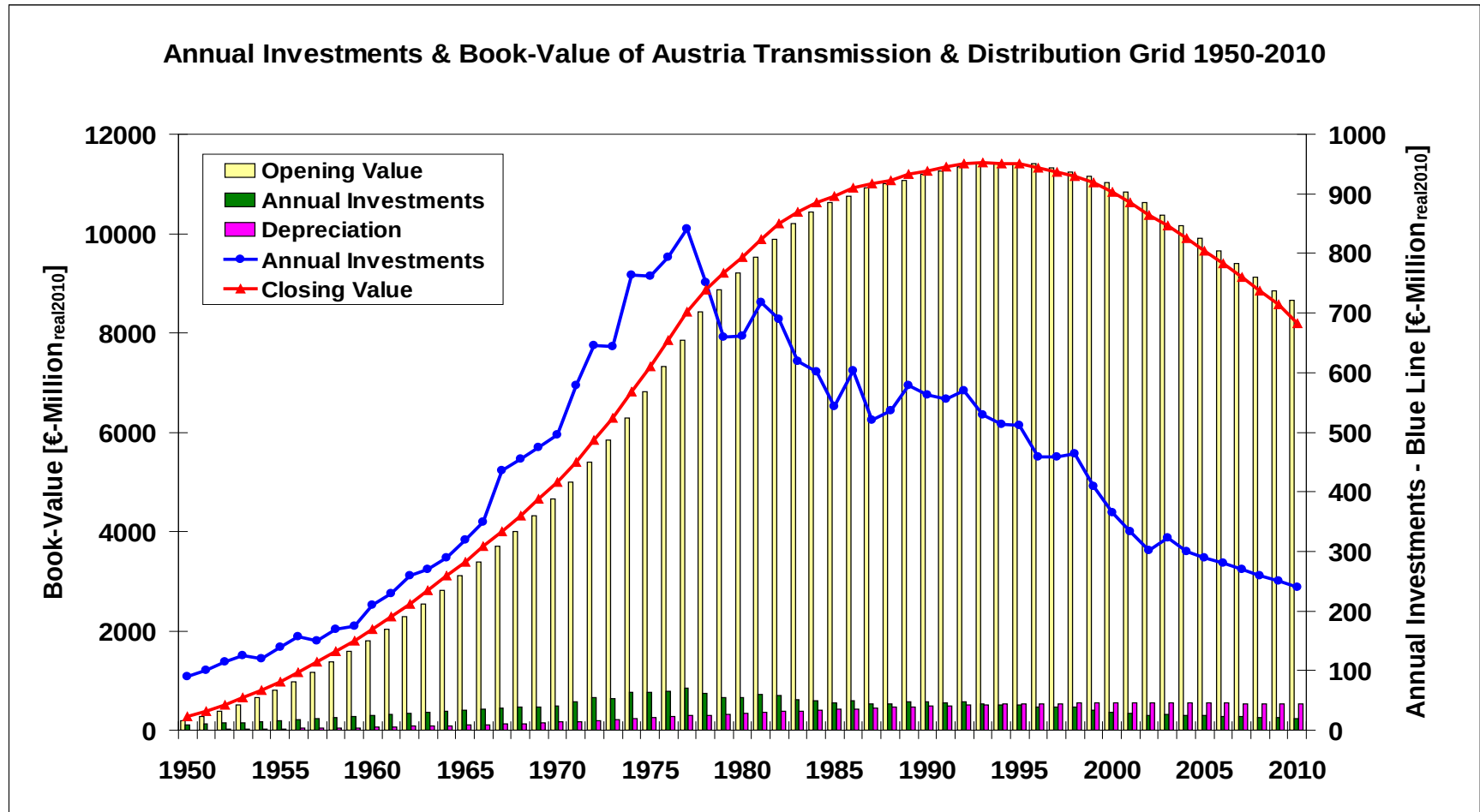
Netzbelastung 2011

Netzbelastung 2020



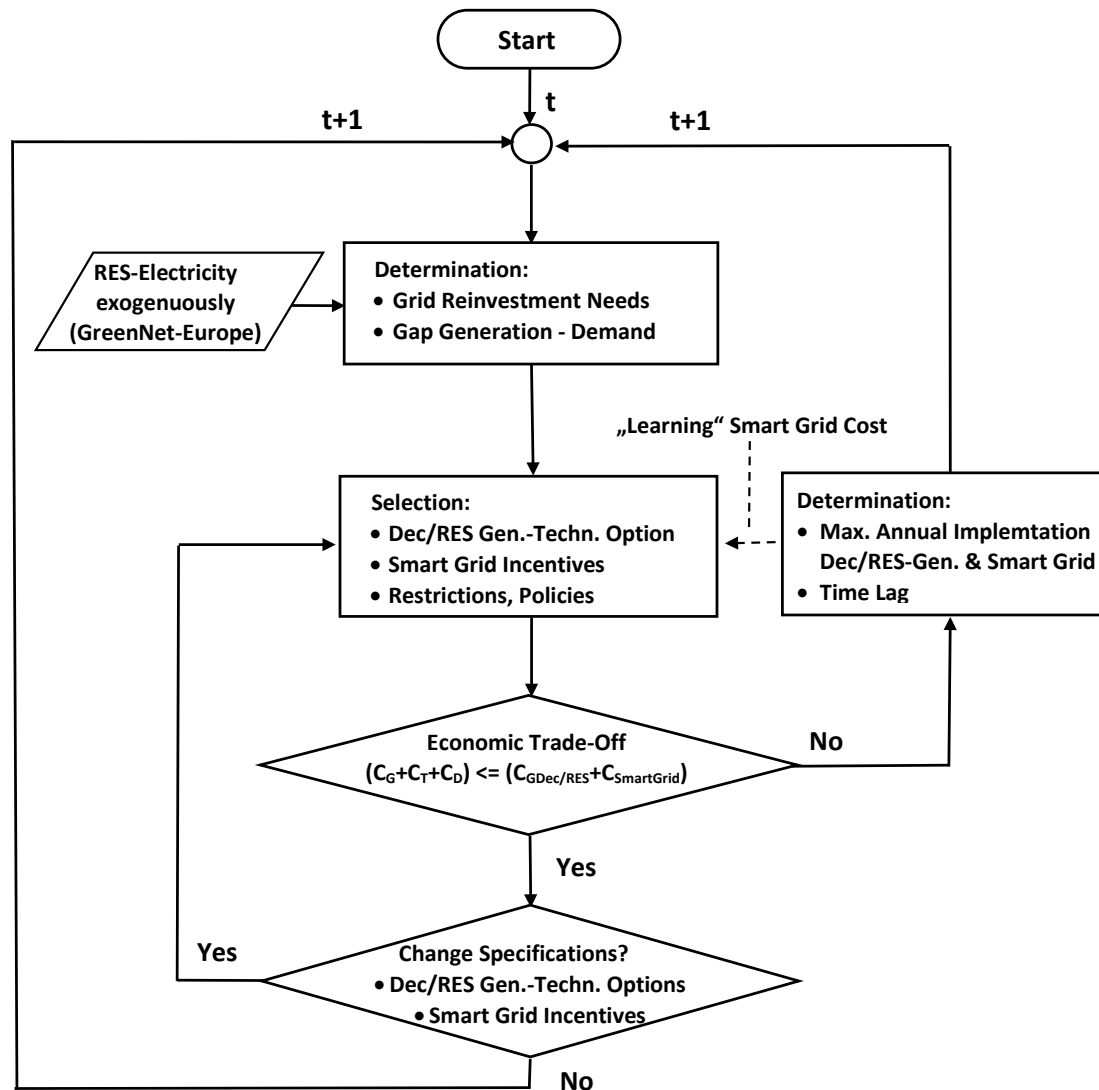
Quelle: APG Masterplan Netz 2009-2030

2. Zukünftiger Investitionsbedarf in elektr. Verteilnetze (SmartGrids)

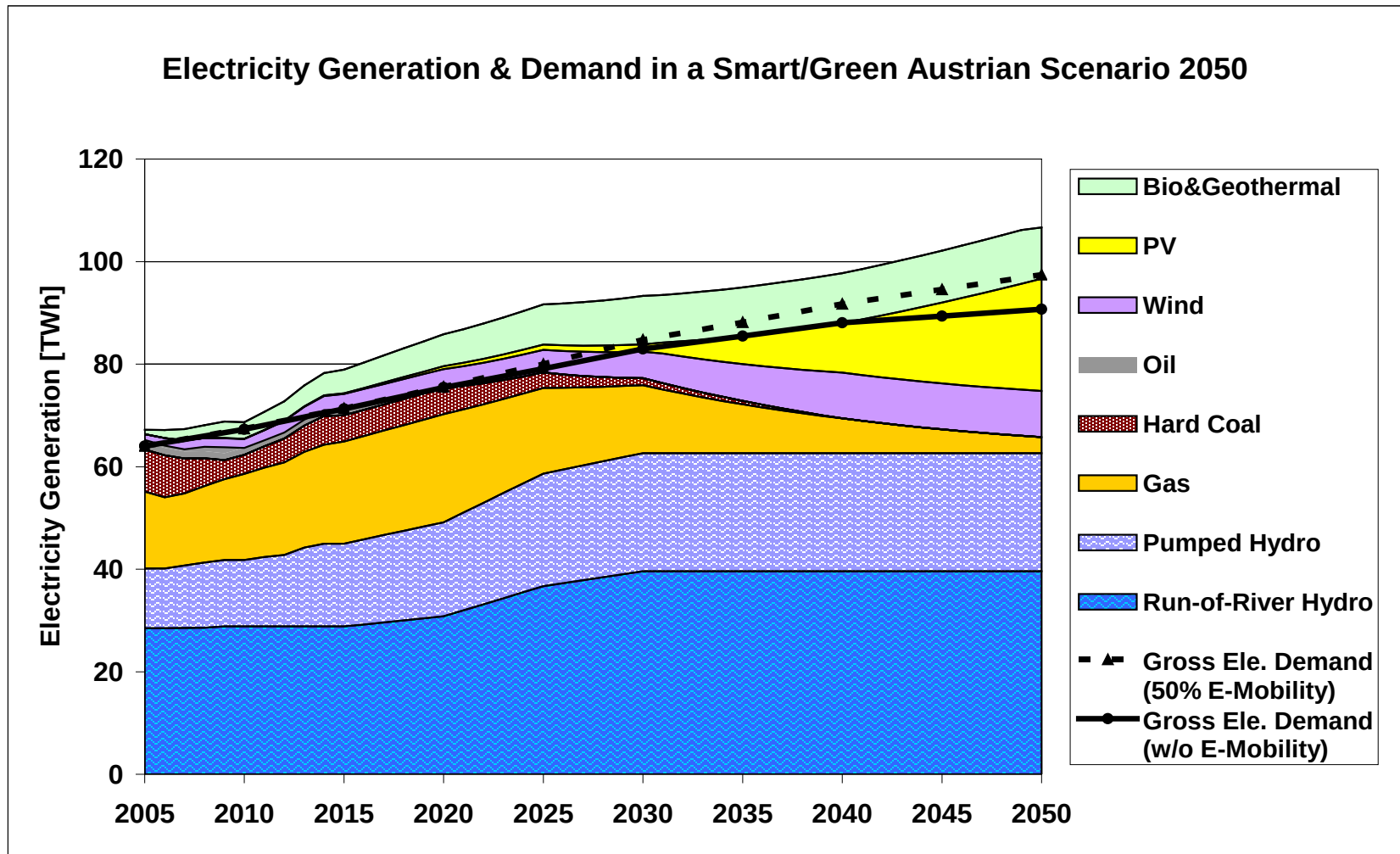


Economic Trade-Off: $(C_{GenCen_i,t} + C_{TGCen_i,t} + C_{DGCen_i,t}) \leq (C_{GenDec/RES_i,j,t} + C_{SmartGrid_i,j,t})$

Modell Implementierung in MATLAB

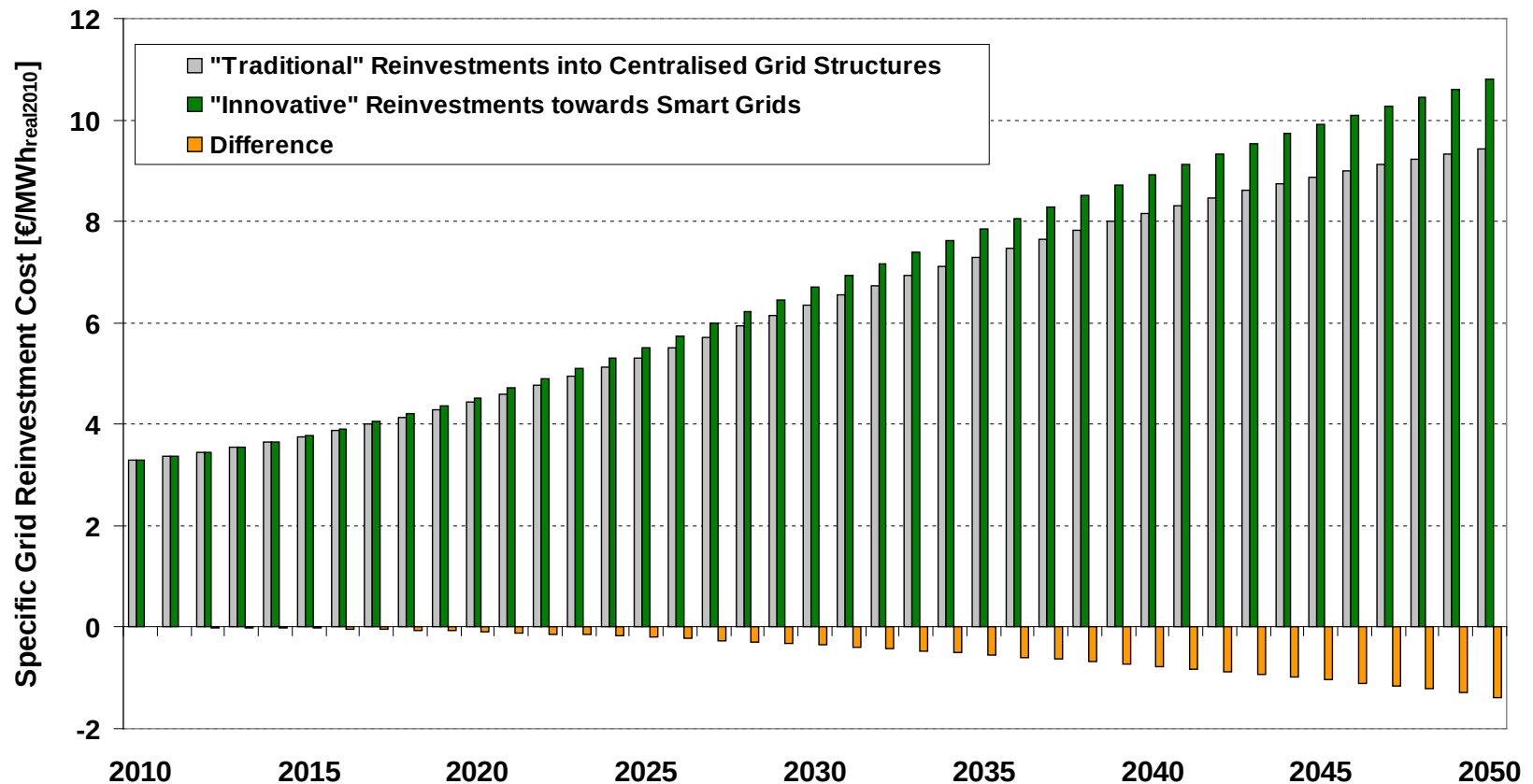


Ergebnisse von Stromerzeugung und -verbrauch des „Grünen“ Österreichischen SmartGrids Szenarios bis 2050

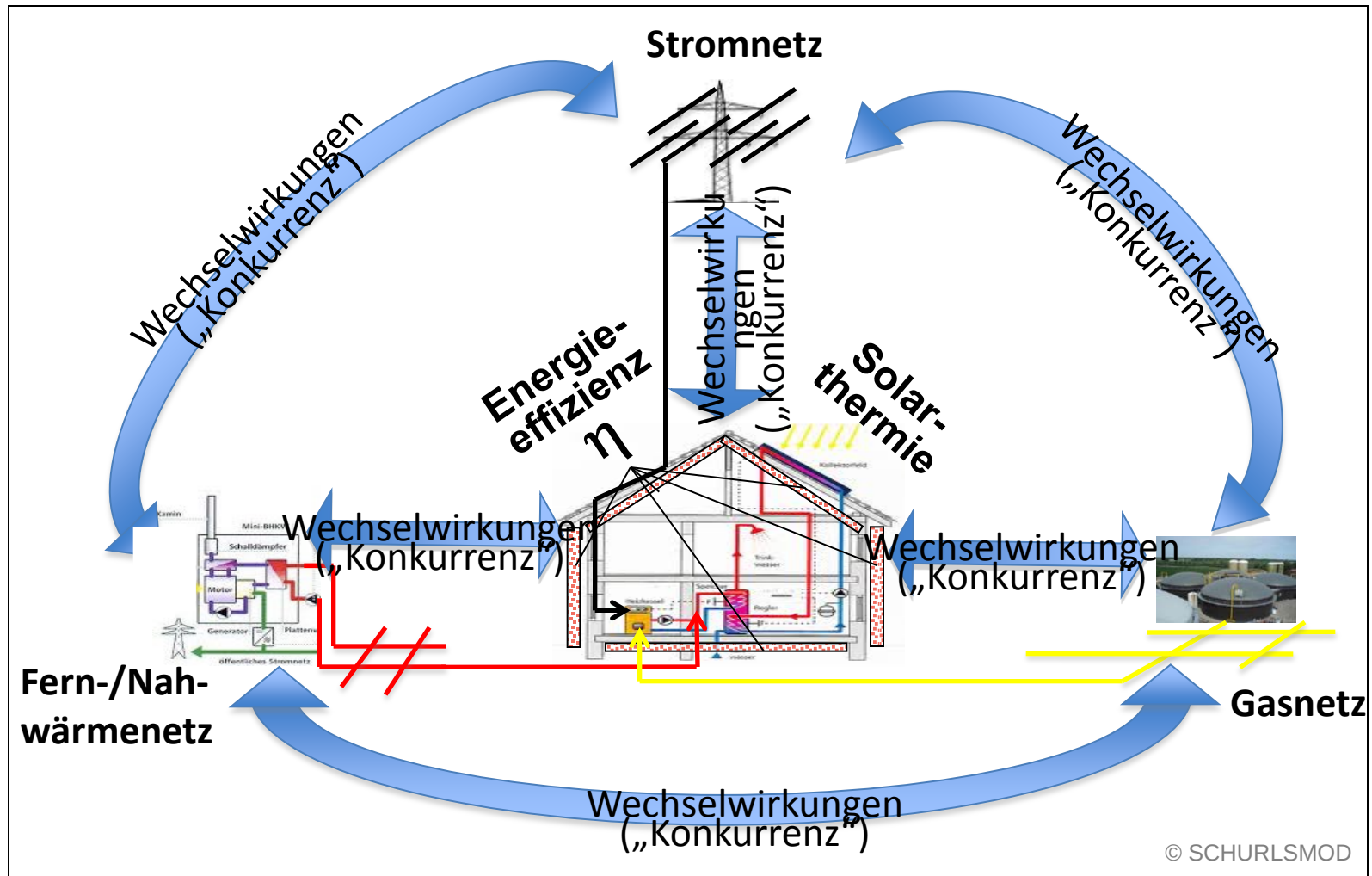


Vergleich der Spezifischen Re-Investitionen in das Österreichische Verteilnetz bis 2050: SmartGrid versus klassische Verteilnetzstruktur

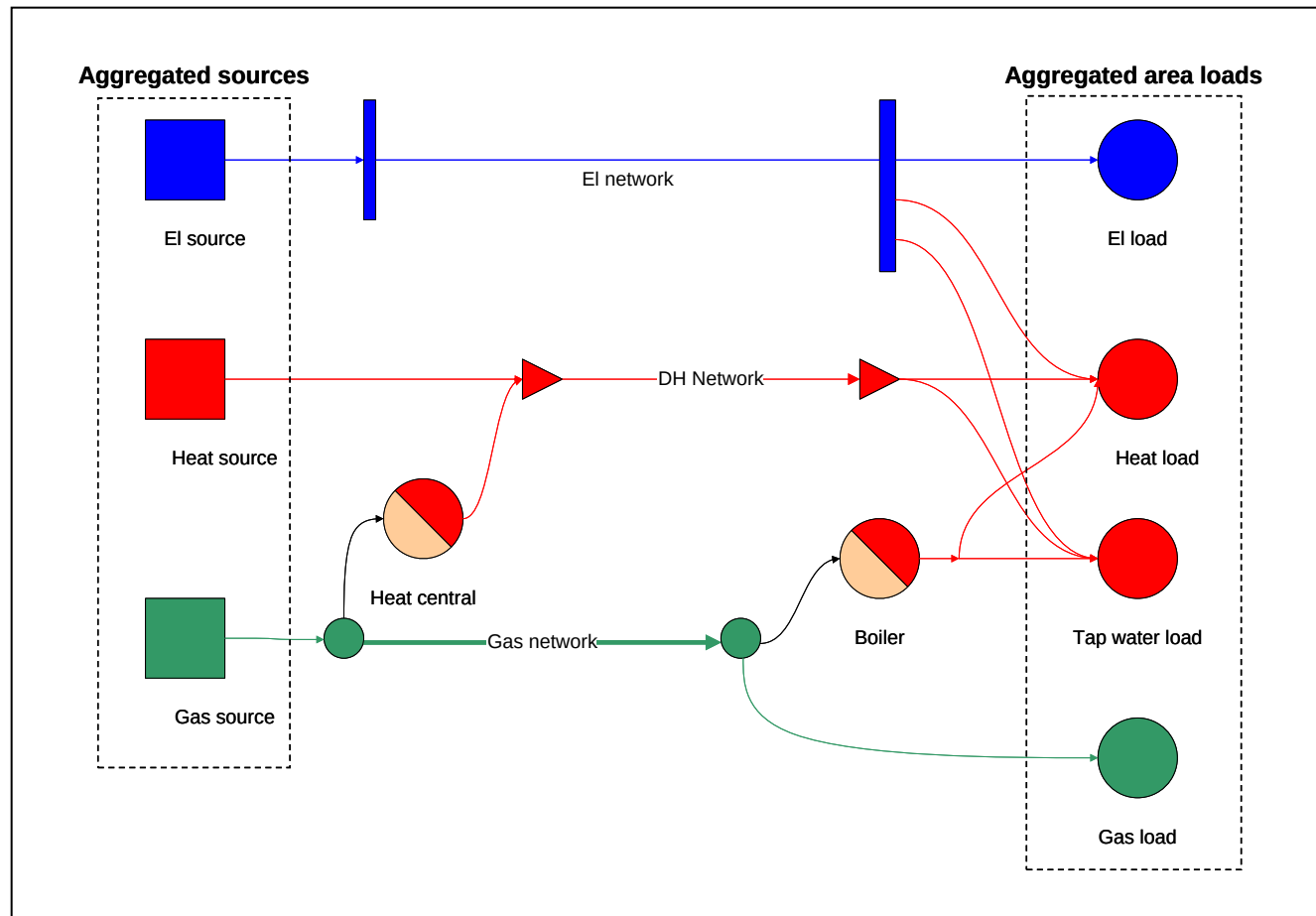
**Comparison of Specific Grid Reinvestment Cost in Austria up to 2050:
Smart Grids (Green Gen.) versus Centralised Grid Structures (BAU Gen.)**



3. Zukünftige „Konkurrenzsituation“ zwischen Strom-, Gas und Wärmenetzen zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen

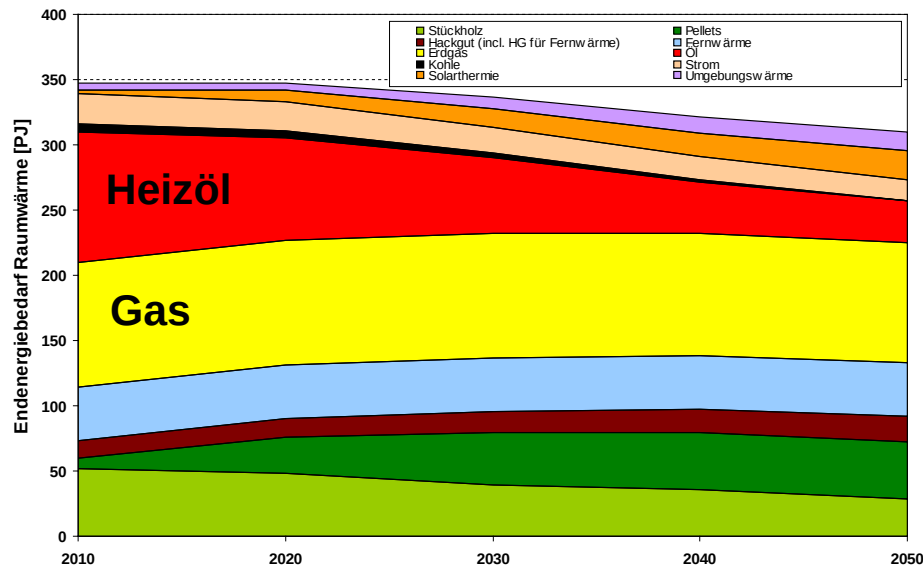


Simulationssoftware „eTransport“: Modellierung der Bereitstellung verschiedener Energiedienstleistungen über verschiedene Verteilnetze und Bezugsquellen



Szenarien des Endenergiebedarfs der Raumwärmebereitstellung im Haushaltssektor in Österreich bis 2050

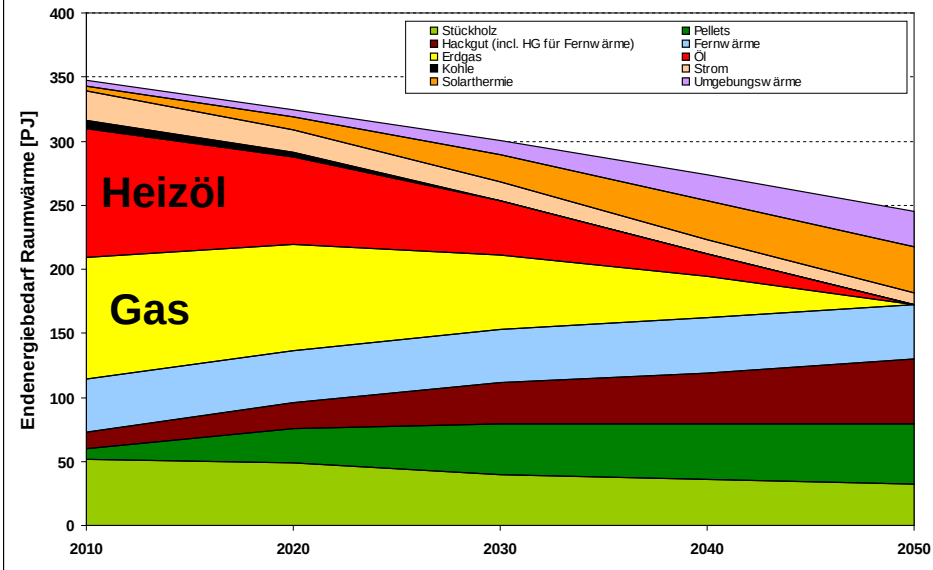
Red-Storyline: Endenergiebedarf Raumwärme Österreich bis 2050



Referenz-Szenario

Nachhaltiges Szenario

Green-Storyline: Endenergiebedarf Raumwärme Österreich bis 2050



Bevorzugte Strategien der Raumwärmebereitstellung im Haushaltssektor in Österreich bis 2050

Preferable Heating Strategies Depending on End-use Efficiency Ambition up to 2050			Expected End-use Efficiency Implementation 2030 - 2050	
			Low	High
Stand Alone	Non grid connected RES-H (e.g. stand alone biomass in less dense & rural areas,Solar thermal collectors)		0	+
Network Infrastructure	Electricity Distribution Grid	Direct electric heating (e.g. Norway)	0	-
		„Innovative“ electric heating (e.g. heat pumps)	-	+
	Heat Distribution Grid	CHP-based RES-H (e.g. Biomass / Biogas in dense areas / municipalities)	+	-
		District heating (e.g. various fuels in dense areas / municipalities)	+	-
	Gas Distribution Grid	RES-G fed into gas distribution grid	+	-
		Natural gas and LNG fed into gas distribution grid	+	-

+...Preferable Strategy

0...Indifferent

-...Non Preferable Strategy

4. Schlussfolgerungen

Übertragungsnetze

- Signifikante Investitionen in Übertragungsnetze (*TEN Priority Axis*) entscheidend für Weiterentwicklung des europäischen Strommarktes, der Versorgungssicherheit und der Netz- bzw. Marktintegration Erneuerbarer Energieträger.
- Wohlfahrtsökonomische Bedeutung und technische Notwendigkeit der Erweiterung der grenzüberschreitenden Übertragungsnetzkapazitäten ist evident.
- Zukünftige Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten (Wind&PV bzw. Thermische) in den Nachbarländern Österreichs hat großen Einfluss auf das österreichische Übertragungsnetz (Änderung des Basislastflusses bzw. Verschärfung der Volatilität der kurzfristigen Import/Export Charakteristik durch massiven Offshore-Wind Ausbau).

Verteilnetze (SmartGrids)

- Status quo der rein kostensenkungsorientierten (RPI-X) Anreizregulierung verhindert Innovationen (keine SmartGrids Investitionen möglich).
- Problemlösung: Ex-ante, additives, kostenbasiertes Regulierungselement notwendig.

Wärmeverteilnetze

- Wärmelasten nehmen generell durch Energieeffizienzmassnahmen und Solarthermie signifikant ab. Dies führt zu zunehmender Konkurrenz innerhalb der Wärmeverteilnetze.
- Einzelne Wärmeverteilnetze werden obsolet (Gas- versus Fern-/Nahwärmenetz).