

HERAUSFORDERUNGEN DER MODELLIERUNG VON IN- UND DESINVESTITIONSENTSCHEIDUNGEN IM LANGFRISTIGEN STROMMARKTGLEICHGEWICHT

Authors: Sebastian Busch, André Ortner et, Gerhard
Totschnig, Roman Mendelevitch, Lukas Liebmann

Vienna University of Technology | IIASA | DIW Berlin

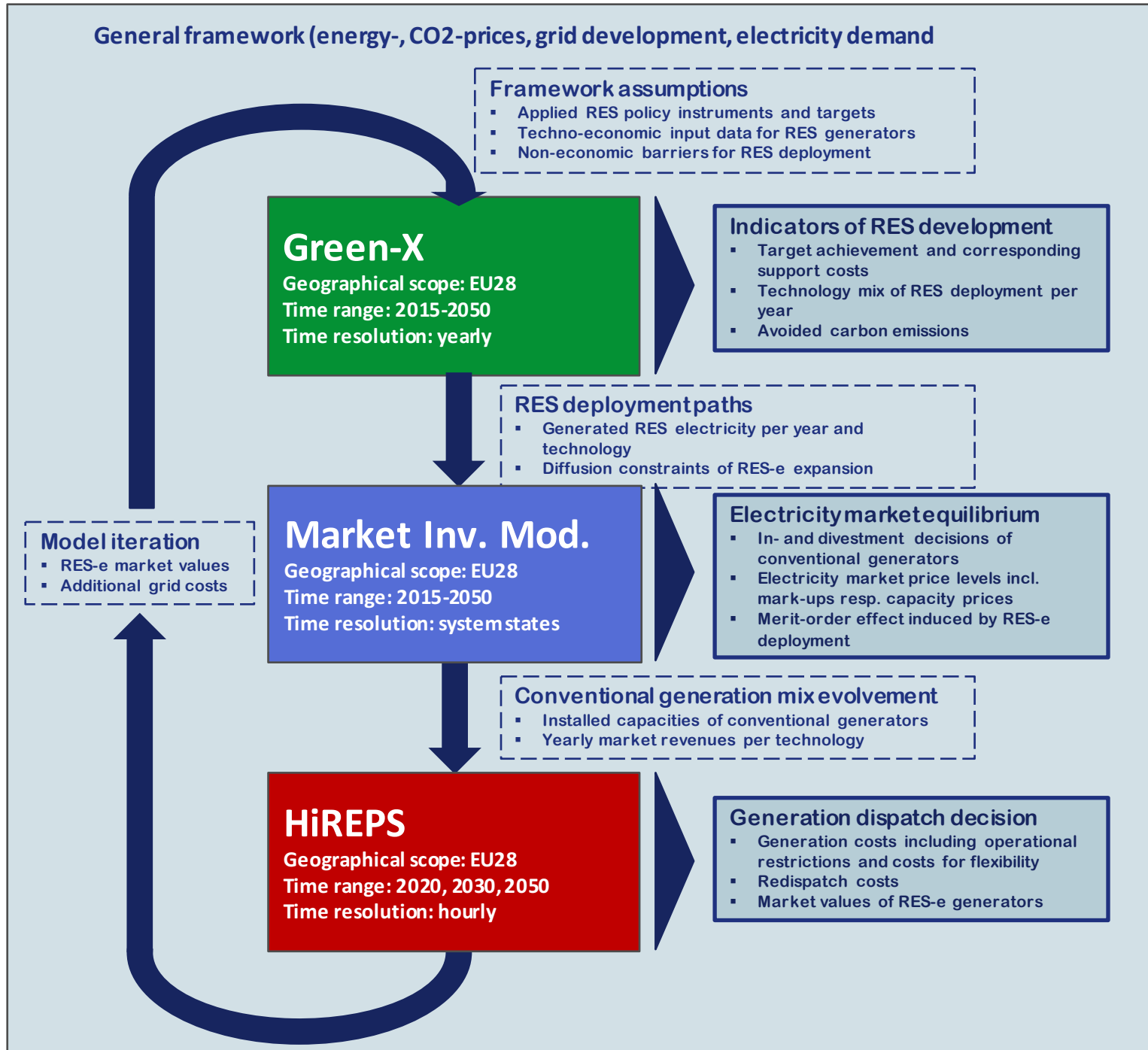
14 Symposium Energieinnovation, TU Graz, 10.02-12.02.2016



Herausforderungen

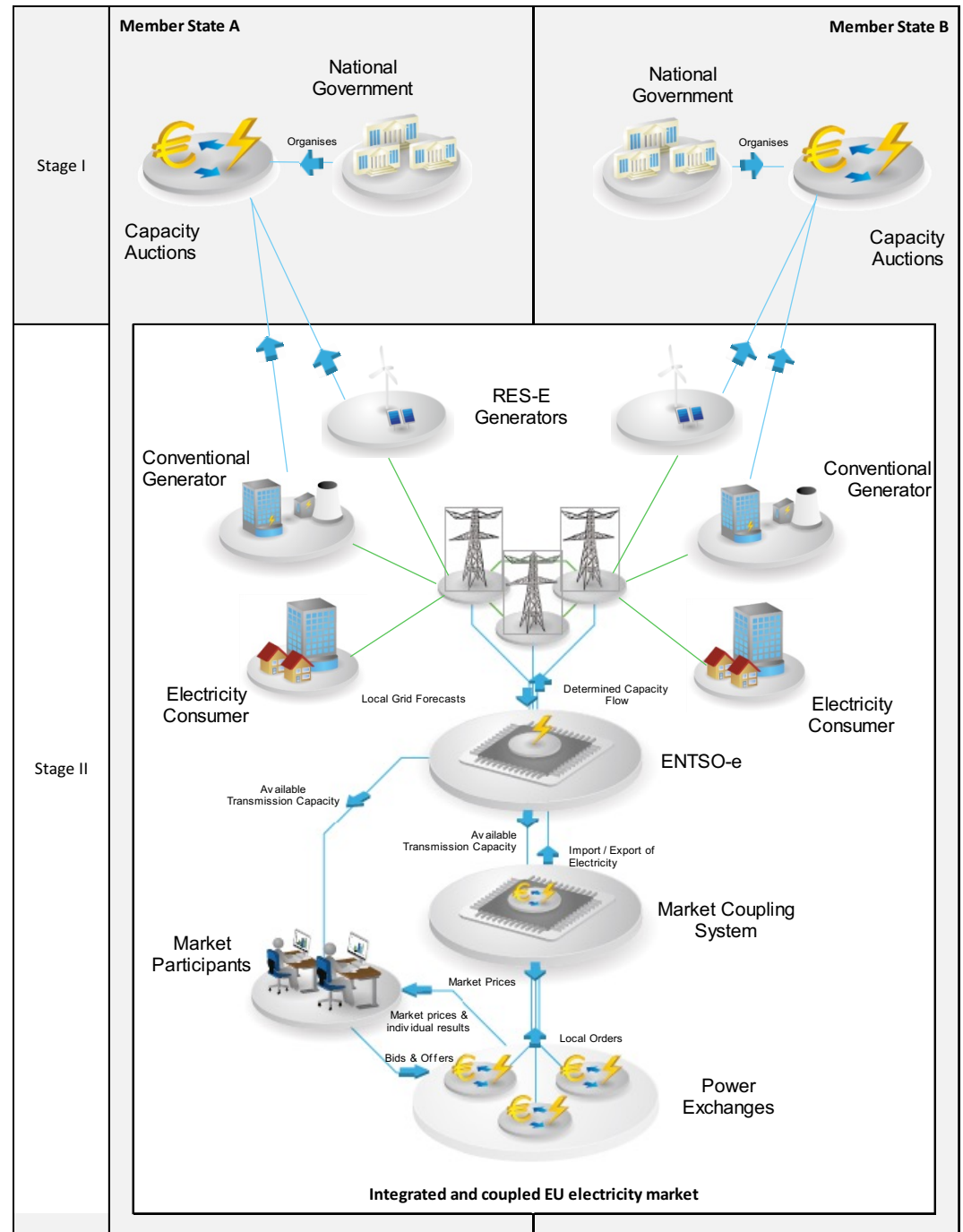
1. Liberalisierung der Stromwirtschaft hat Markt als vorrangiges Koordinationsinstrument etabliert. Entscheidungs- und Investitionskalkül einzelner **Marktakteure** unterscheidet sich von dem eines sozialen Planers, bzw. vertikal integriertem und reguliertem Unternehmen hinsichtlich **Planungshorizont, Zugang zu Informationen, Anreizstruktur oder Risikobewertung.**
2. Der steigende Anteil volatiler Stromerzeugung ändert die Preisstruktur am Strommarkt. Wegen der hohen **intra- und interjährlichen Schwankung** der Erzeugung, werden Investitionsmodelle mit einer hohen zeitlichen Auflösung benötigt, um Marktwerte korrekt ermitteln zu können. Zudem spielt das **Marktdesign** eine entscheidende Rolle, wie sich diese Einflüsse in den Preisen der einzelnen Marktsegmente und damit in den Anreizen von Akteuren niederschlagen.

Motivation / Kontext



		Problem Classes		
		Optimisation Problems		
		Social Planner	Generating capacity investor(s)	
System Boundaries	Single Agent	E.g.: Monopoly: Regulator / Regulated Entity (OPcOP)	Profit Maximization (LP, MILP)	
	Electricity Market	Welfare maximization, Cost minimization (QP, LP, MILP)	MPEC	MCP

➤ Trade-Off zwischen Datengenauigkeit und Abbildung von Anreizstrukturen



Equilibrium Problem

Conventional electricity producer's optimization problem: $\max \Pi$

Renewable electricity producer's optimization problem: $\max \Pi$

ENTSO-e's optimization problem: Decide curtailment

Electricity consumer's optimization problem: $\max CS$

Market coupler's optimization problem: Decide welfare enhancing trade flows

Capacity Auctioneer: Walrasian Auction

First order conditions

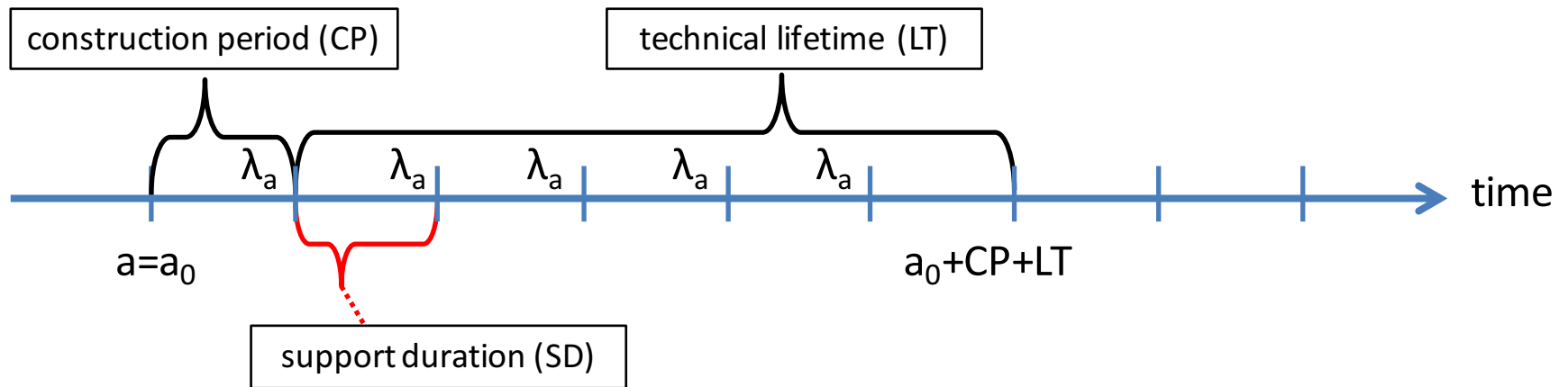
Equilibrium Model

KKT conditions of interrelated optimization problems

Constraints of interrelated optimization problems

Market clearing conditions

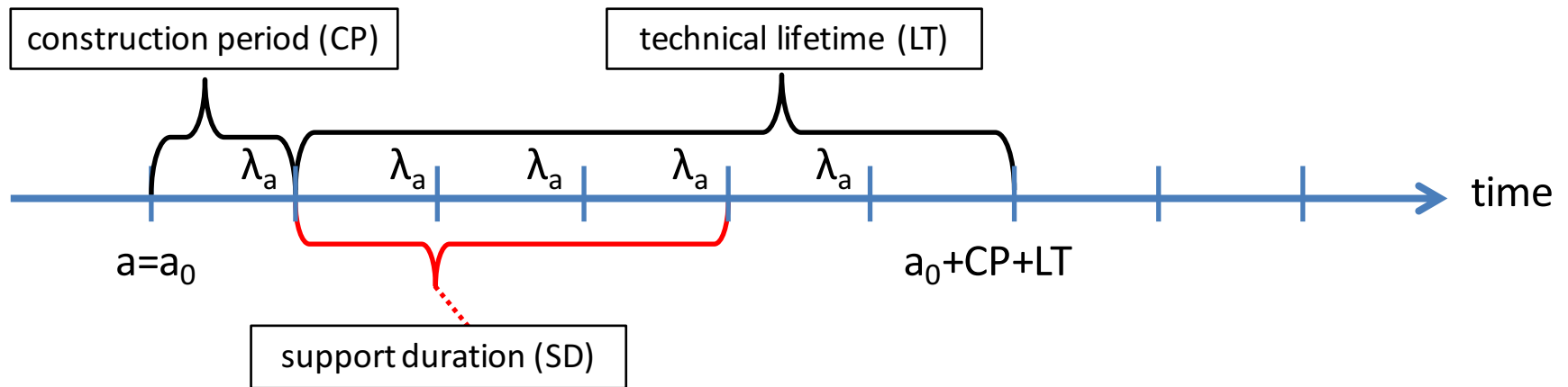
Auctions for conventional and RES-e generating capacities



The Investment decision takes place in period a_0 , resulting capacity can be used from a_0+CP until $a_0+CP+LT$ (active time). The level of auction price depends on the extend to which this capacity contributes to achieving the capacity target. In each period the targets have dual variables (shadow prices λ_a). In each period the price is the sum of shadow prices over the active time $\sum_{a \leq a_0+CP}^{a < a_0+CP+LT} \lambda_a$.

$$\max_{x_{p,n,c,a}^{gen}, x_{n,c,\bar{a}}^{cap_bid}, x_{n,c,\bar{a}}^{cap_inv}} \Pi^C = Df_a \cdot \left[\begin{array}{l} \sum_{p,n,c} Td \cdot (p_{p,n,a}^{ele} - C_{n,c,a}^{gen_var}) \cdot x_{p,n,c,a}^{gen} \\ + \sum_{n,c} x_{n,c,a}^{cap} \cdot p_{n,a}^{cap} \cdot scale + \sum_{a-lt < aa < a} x_{n,c,aa}^{cap_div} \cdot C_{n,c,a}^{cap_fix} \\ - \sum_{n,c} C_{n,c,a}^{cap_fix} \cdot x_{n,c,a}^{cap_ini} - \sum_{a-lt/scale < aa < a} x_{n,c,aa}^{cap_inv} \cdot (C_{n,c,a}^{cap_inv} + C_{n,c,a}^{cap_fix}) \end{array} \right]$$

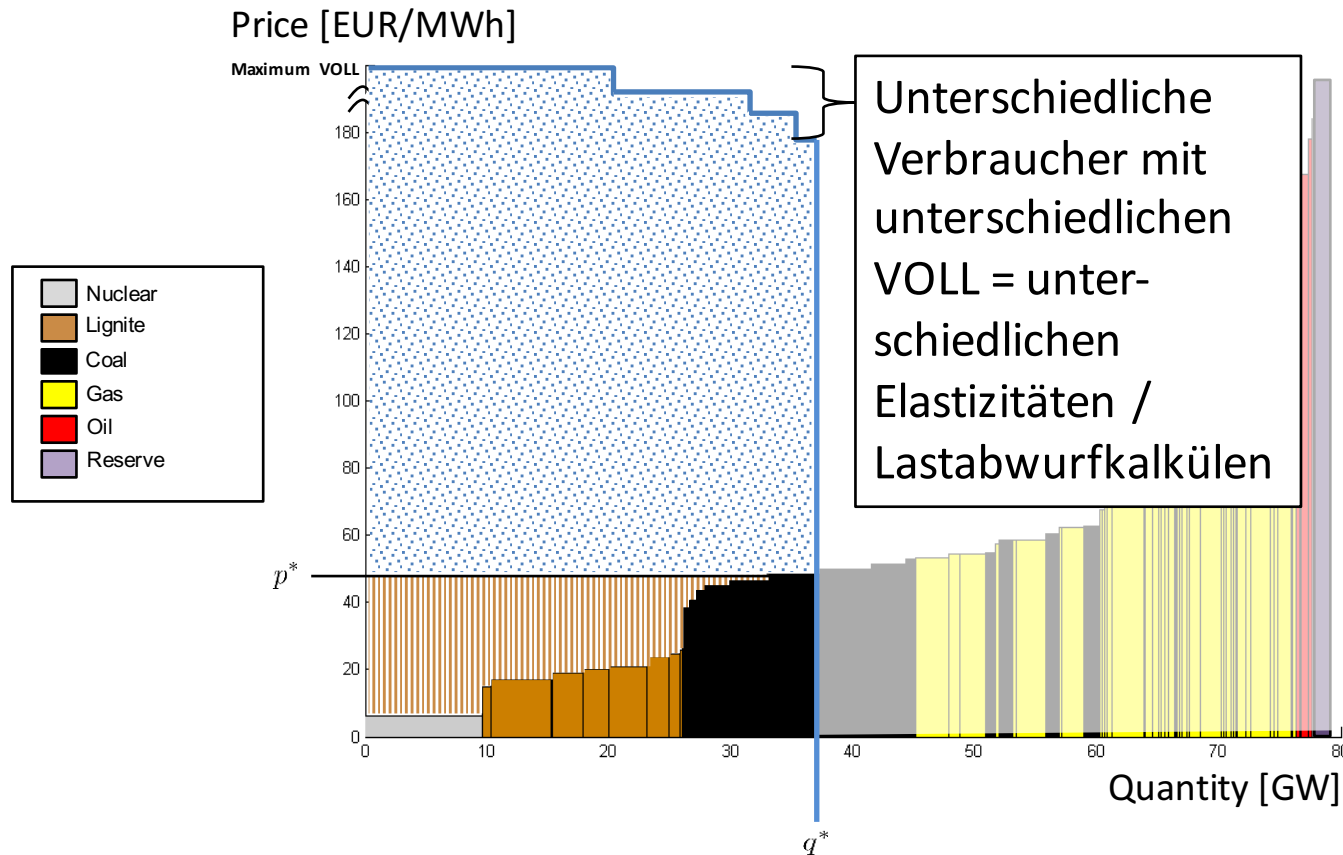
Auctions for conventional and RES-e generating capacities



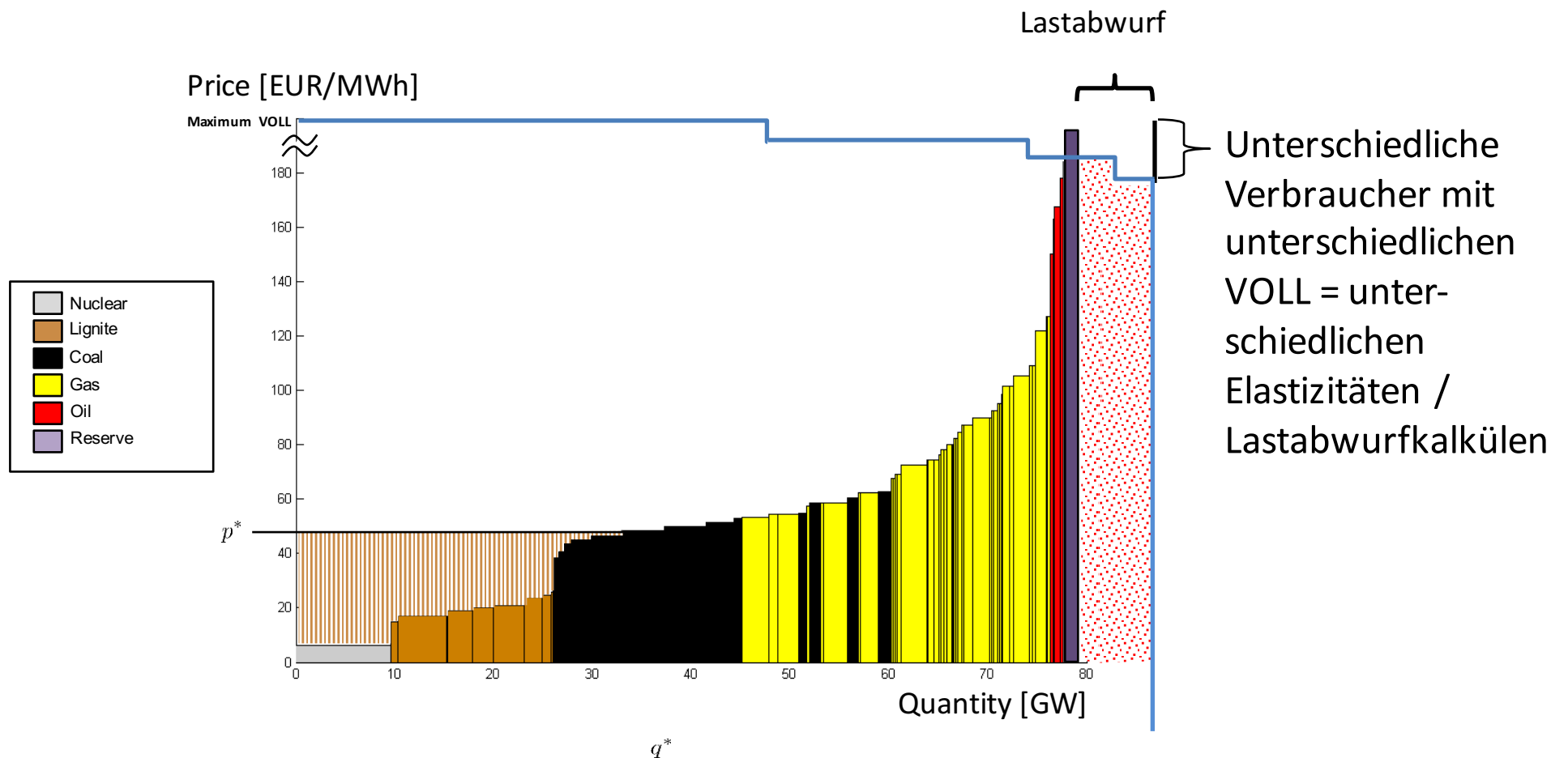
The Investment decision takes place in period a_0 , resulting capacity can be used from a_0+CP until $a_0+CP+LT$ (active time). The level of auction price depends on the extend to which this capacity contributes to achieving the capacity target. In each period the targets have dual variables (shadow prices λ_a). In each period the price is the sum of shadow prices over the active time $\sum_{a \leq a_0+CP}^{a < a_0+P+LT} \lambda_a$.

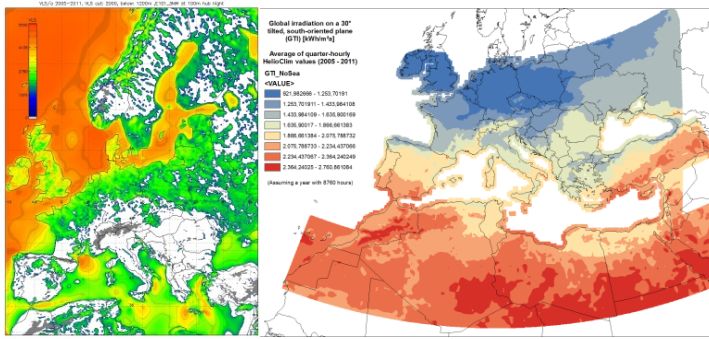
$$\max_{x_{p,n,r,a}^{gen}, x_{n,r,a}^{cap_inv}} \Pi^R = Df_a \cdot \left[\begin{aligned} & \sum_{p,n,r} Td \cdot \left(p_{p,n,a}^{ele} - C_{n,r,a}^{gen_var} \right) \cdot x_{p,n,c,a}^{gen} \\ & + \sum_{a=sd/scale < aa < a} Avail_{p,n,r,a} \cdot inv_{n,r,aa}^R \cdot \left(\sum_{aa < aaa < aa+sd} p_{n,r,aaa}^{cap_prem} \right) \\ & - \sum_{n,c} C_{n,r,a}^{cap_fix} \cdot x_{n,r,a}^{cap_ini} - \sum_{a=lt/scale < aa < a} x_{n,r,aa}^{cap_inv} \cdot \left(C_{n,r,a}^{cap_inv} + C_{n,r,a}^{cap_fix} \right) \end{aligned} \right]$$

$$\max_{d_{d,p,n,a}^{shed}} \Pi^{CS} = \left(\text{Voll}_{ds,n,a} + \frac{1}{2} \cdot \text{Slope} \cdot (d_{p,n,a}^{load} - d_{d,p,n,a}^{shed}) - p_{p,n,a}^{ele} \right) \cdot (d_{p,n,a}^{load} - d_{d,p,n,a}^{shed})$$



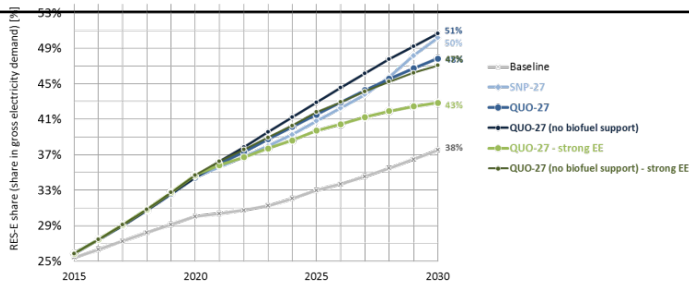
$$\max_{d_{d,p,n,a}^{shed}} \Pi^{CS} = \left(Voll_{ds,n,a} + \frac{1}{2} \cdot Slope \cdot (d_{p,n,a}^{load} - d_{ds,p,n,a}^{shed}) - p_{p,n,a}^{ele} \right) \cdot (d_{p,n,a}^{load} - d_{d,p,n,a}^{shed})$$





Stündliche Profile

- Wasserkraft(linearisiert)
- Sonnenenegeeinstrahlung
- Wind (onshore / offshore)
- Ausgangsdatensatz enthält ~ 50.000 Stunden



Skalierte Profile

- Skalierung auf Kapazitäten und Energiemengen aus Green-X / Primes Szenarien unter Berücksichtigung dynamischer Trends
- Skalierung zu 5 Jahres Intervallen zum Erhalt der intra- und Interjährlichen Schwankungen

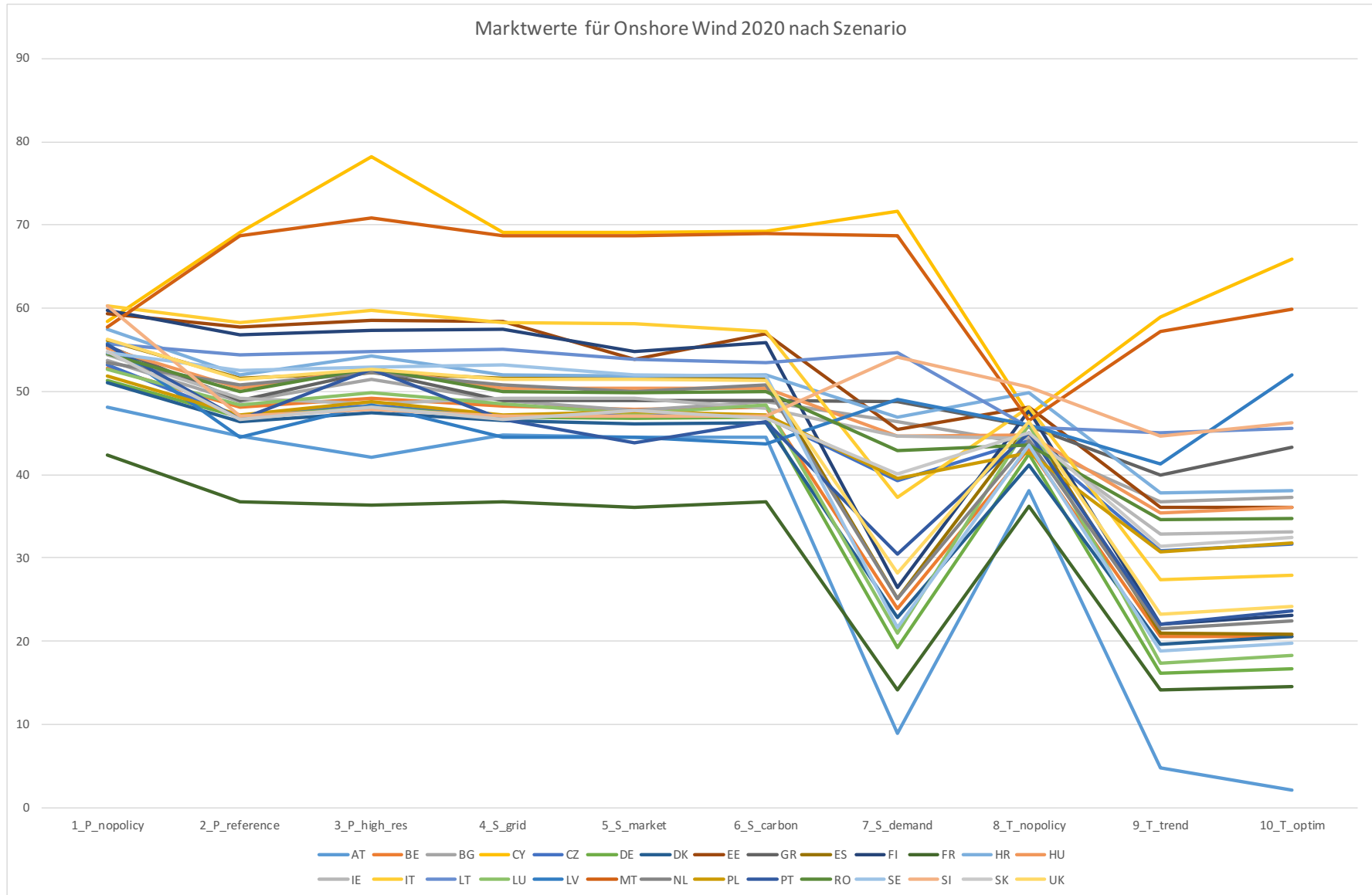
Geclusterte Profile

- Maximale Reduktion der Zeitschritte / Systemzustände unter Beibehaltung der Charakteristika der Residuallast und vorgegebener maximaler Fehlertoleranz
- Erhalt der geografischen Korrelation aber Verlust der zeitlichen Chronologie (Speicher!)
- Reduktion der Zustände je 5 Jahres Zeitperiode auf ~50 (Mittel- und Spitzenlastwerte).
- Zeitliche Gewichtung der Cluster

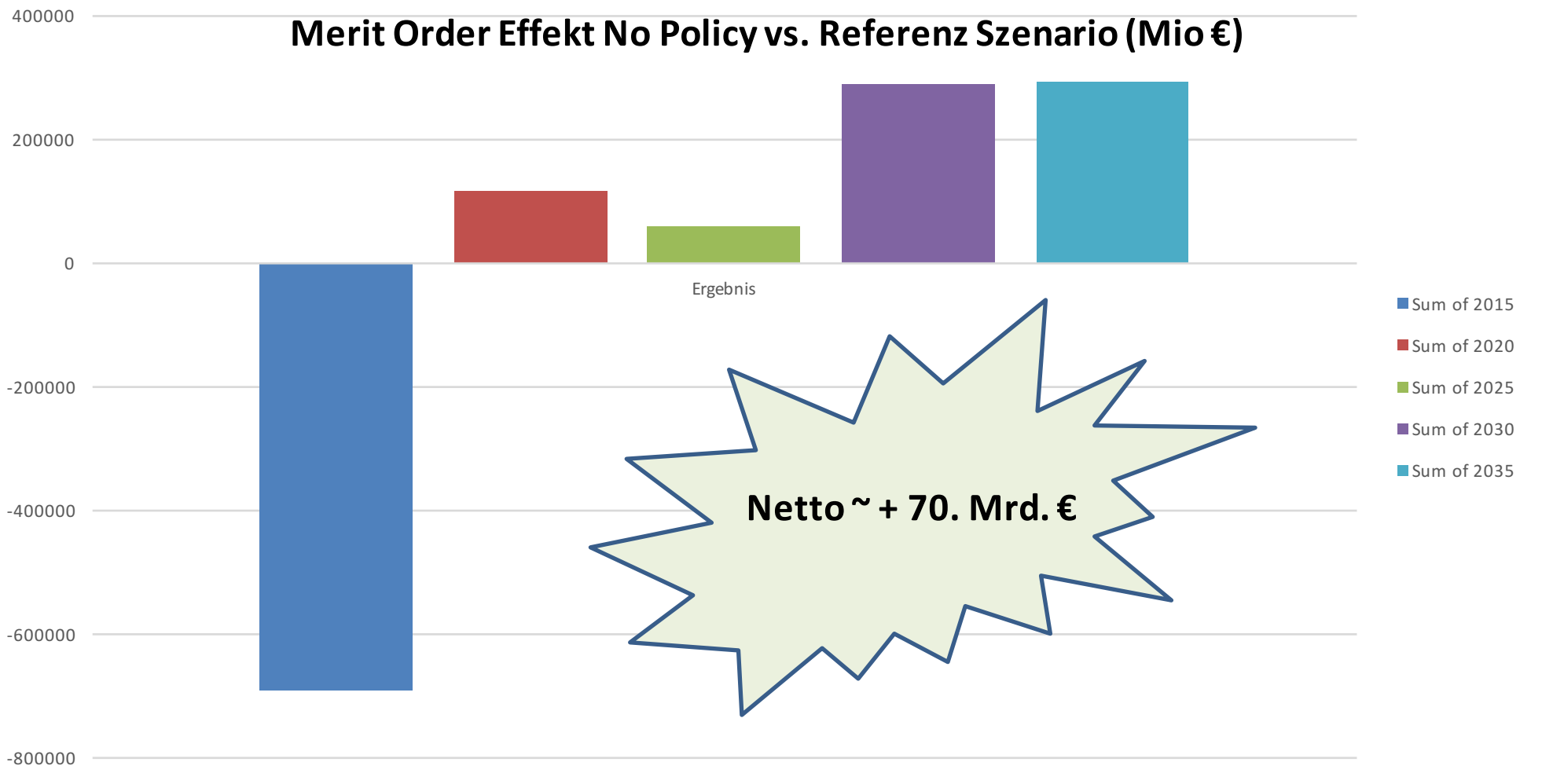
Ausgewählte Ergebnisse

Nr.	Type	Acronym	RES policy			Grid development		Electricity market design		Demand-Side response		Energy efficiency and carbon pricing		Fuel prices	
			LOW	REF	HIGH	REF	DELAY	EOM	CM	REF	HIGH	REF	HIGH	REF	LOW
①	Pathway	P-NoPolicy	●			●		●		●		●		●	
②	Pathway	P-Reference		●		●		●		●		●		●	
③	Pathway	P-High-RES			●	●		●		●			●	●	
④	Sensitivity	S-Grid		●			●	●		●		●		●	
⑤	Sensitivity	S-Market		●		●			●	●		●		●	
⑥	Sensitivity	S-Carbon		●		●		●		●			●	●	
⑦	Sensitivity	S-Demand		●		●		●			●	●		●	
⑧	Trend	T-NoPolicy	●				●		●	●		●			●
⑨	Trend	T-Trend		●			●		●		●		●		●
⑩	Trend	T-Optim			●	●		●			●		●		●

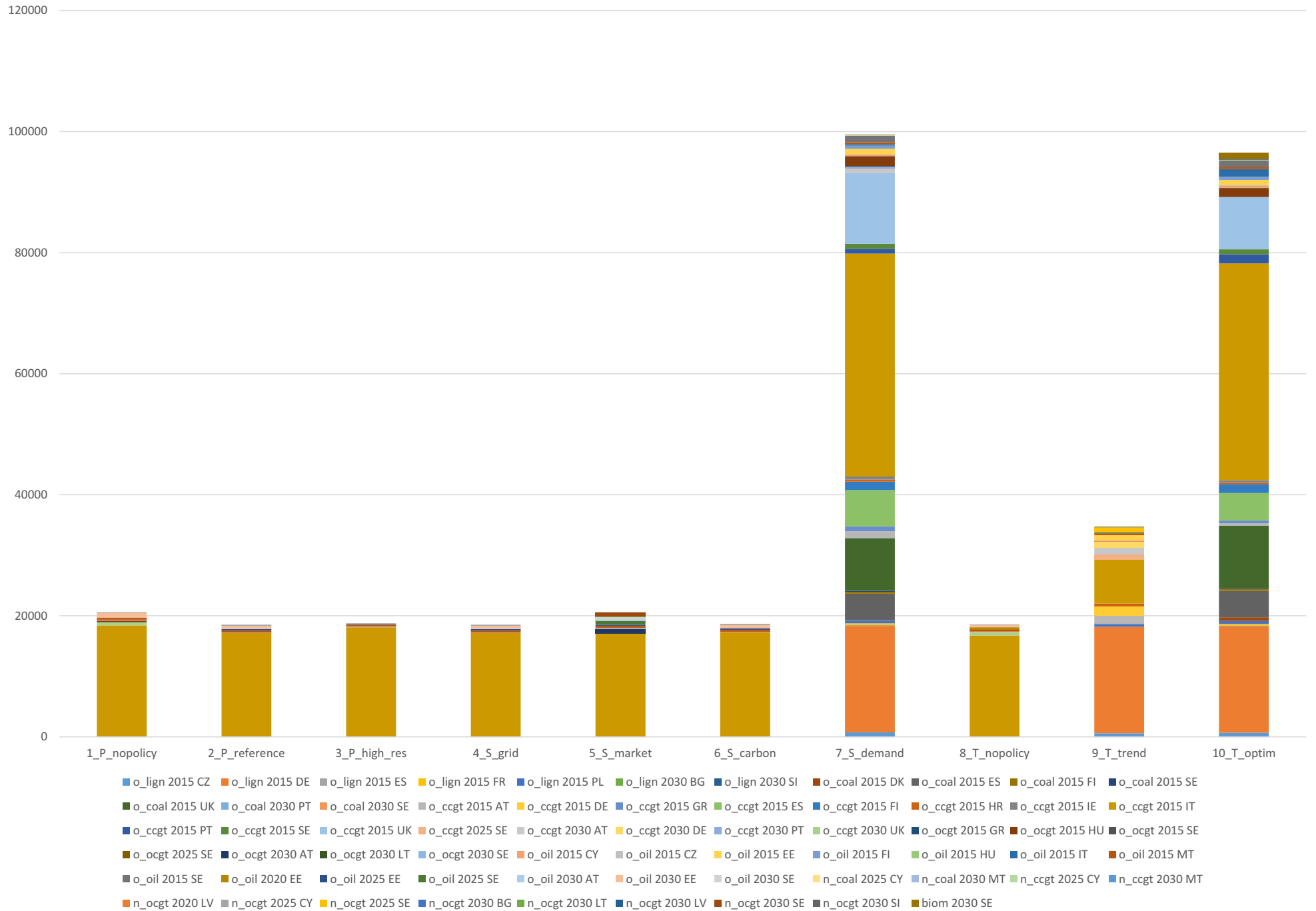
Marktwerte in € / MWh



Merit Order Effekt No Policy vs. Referenz Szenario (Mio €)



Divestments (MW) kumulativ nach Szenario



Schlussfolgerungen

- Unvermeidbarer Trade-Off zwischen Abbildung der Anreizstrukturen und Genauigkeit der Inputdaten.
- Lösungszeit von MCP steigt exponentiell mit Anzahl der Optionen / Variablen
- Clustering kann Abhilfe schaffen; jedoch auch bei Clustering bei Überschreiten von Grenzwert nicht mehr tolerierbarer Genauigkeitsverlust.

VIELEN DANK FÜR IHRE AUFMERKSAMKEIT

busch@eeg.tuwien.ac.at

$$\max_{x_{p,n,a}^{inj}, dcflow_{p,n,nn,a}^{ele}, x_{p,n,a}^{gen_curt}} \Pi^{MC} = Df_a \left[\begin{array}{l} Td \cdot \sum_{p,n} x_{p,n,a}^{inj} \cdot p_{p,n,a}^{ele} \\ + \sum_{p,n,nn} Td \cdot (p_{p,nn,a}^{ele} - p_{p,n,a}^{ele}) \cdot dcflow_{p,n,nn,a}^{ele} \\ + \sum_{p,n} Td \cdot (P_{p,n,a}^{ele_min} - p_{p,n,a}^{ele}) \cdot x_{p,n,a}^{gen_curt} \end{array} \right]$$

$$s.t. \quad 0 \geq dcflow_{p,n,nn,a}^{ele} - Flowlim_{n,nn,a}^{cap} \quad (\lambda Flowlim_{n,nn,a})$$

$$0 = \sum_n (x_{p,n,a}^{inj}) \quad (\lambda p_{p,a}^{ele_sys})$$

$$0 \geq \sum_{gn} PTDF_{l,gn} \cdot (-x_{p,gn,a}^{inj}) - Linelim_{l,a} \quad (\lambda Linelim_{p,l,a}^{pos})$$

$$0 \geq \sum_{gn} PTDF_{l,gn} \cdot x_{p,gn,a}^{inj} - Linelim_{l,a} \quad (\lambda Linelim_{p,l,a}^{neg})$$