

14. Symposium Energieinnovation

10 – 12.02.2016, Graz



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

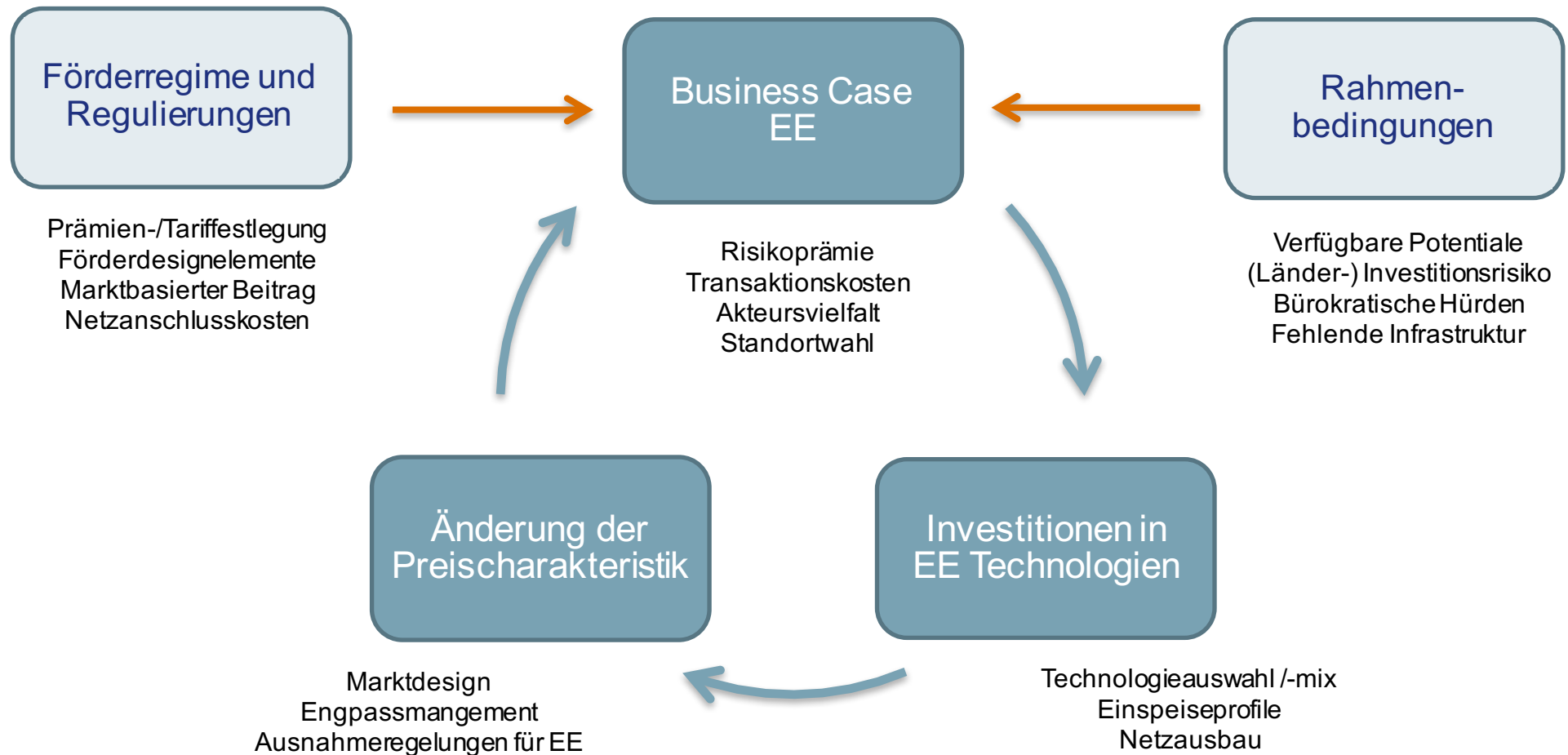


Zubau von Erneuerbaren Energien (EE):

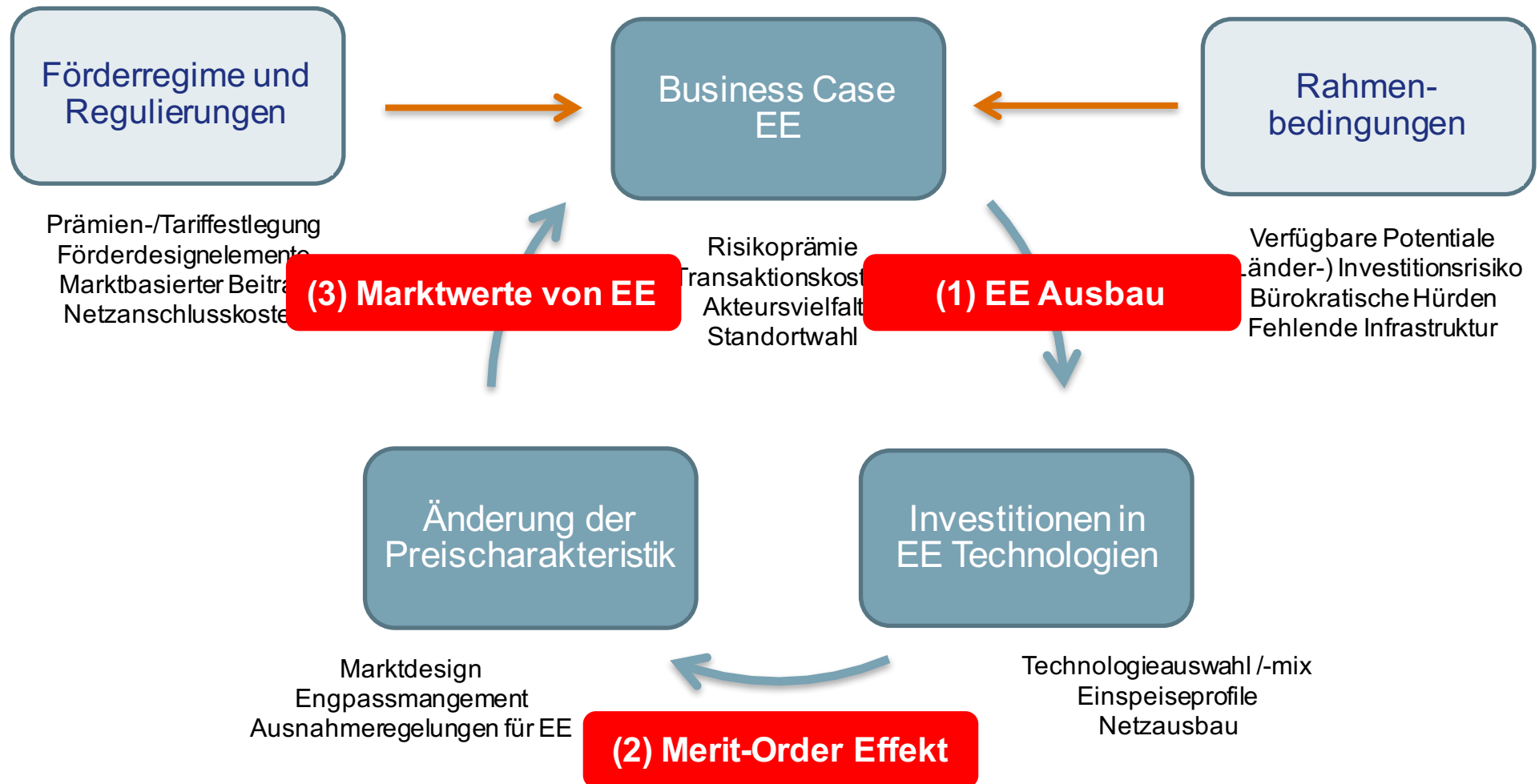
Verursachte (Verteil-) Effekte in Europas Strommärkten

André Ortner, Sebastian Busch, Gerhard Totschnig
Technische Universität Wien, Energy Economics Group (EEG)

Wechselwirkung von EE und Strommärkten

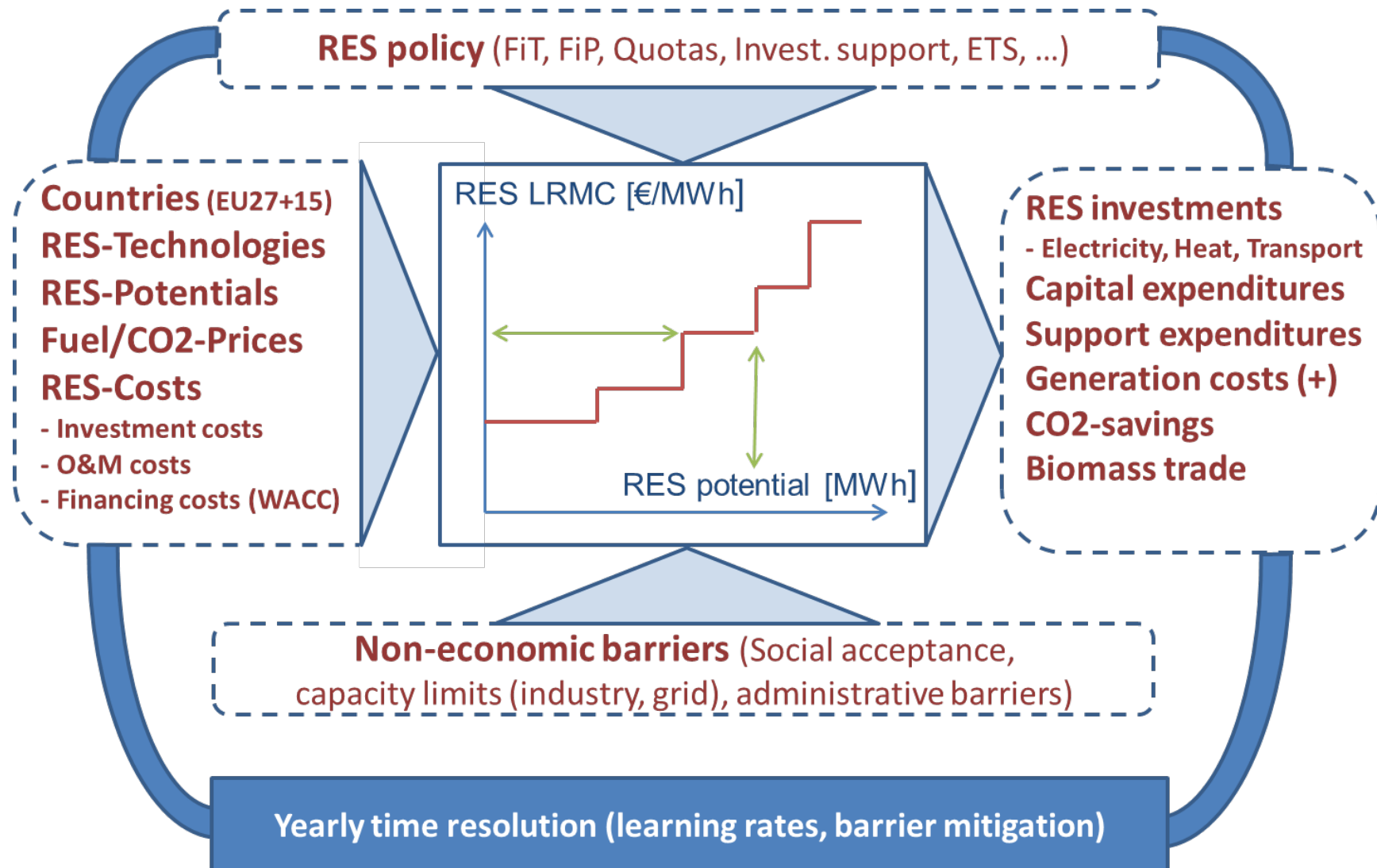


Wechselwirkung von EE und Strommärkten



1. Ausbau von Erneuerbaren Energien

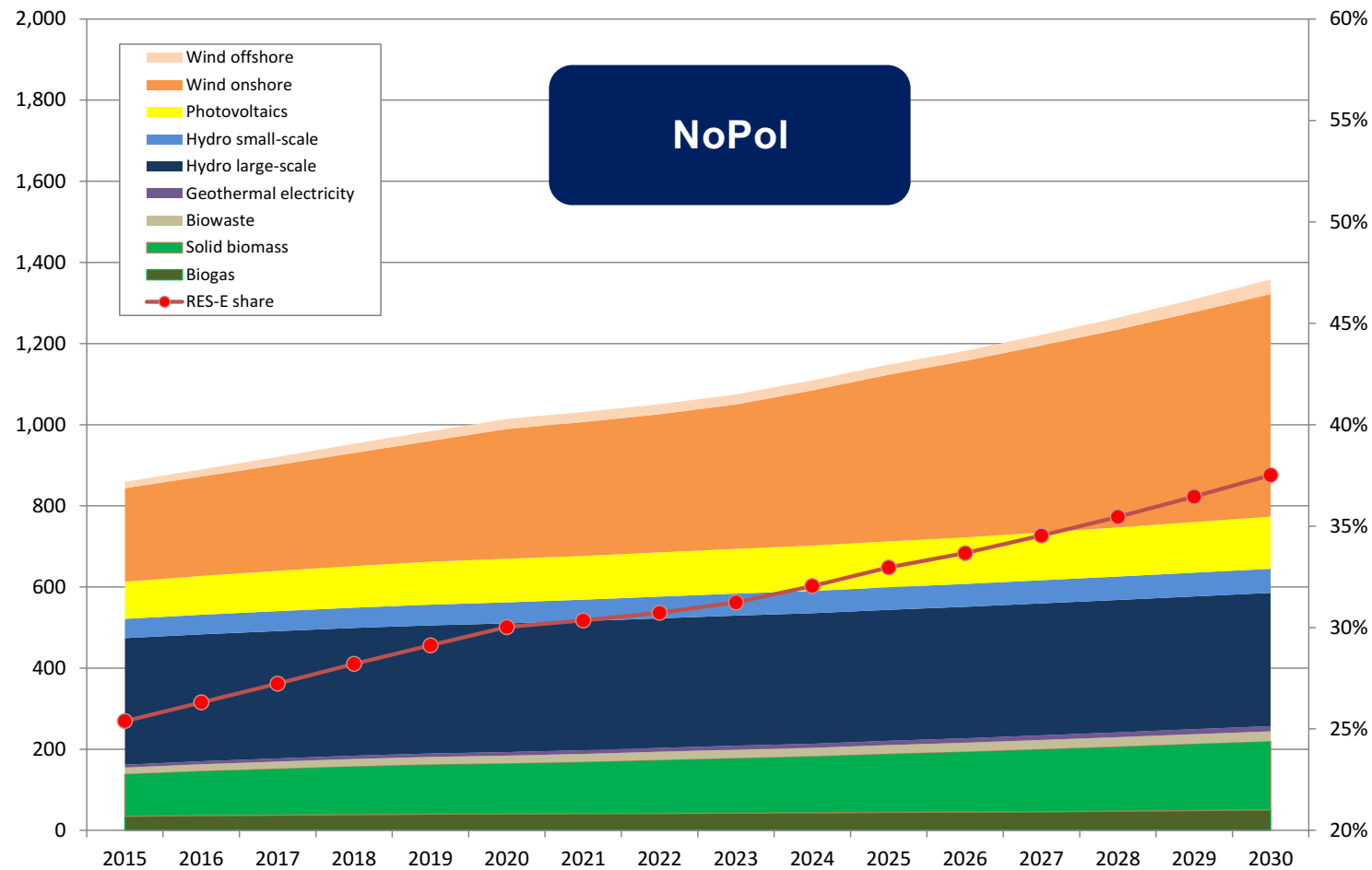
Green-X: EE Investitionsmodell (<http://www.green-x.at>)



Szenarien für den EE Ausbau in der EU28

Entwicklung der Stromerzeugung aus EE
in TWh

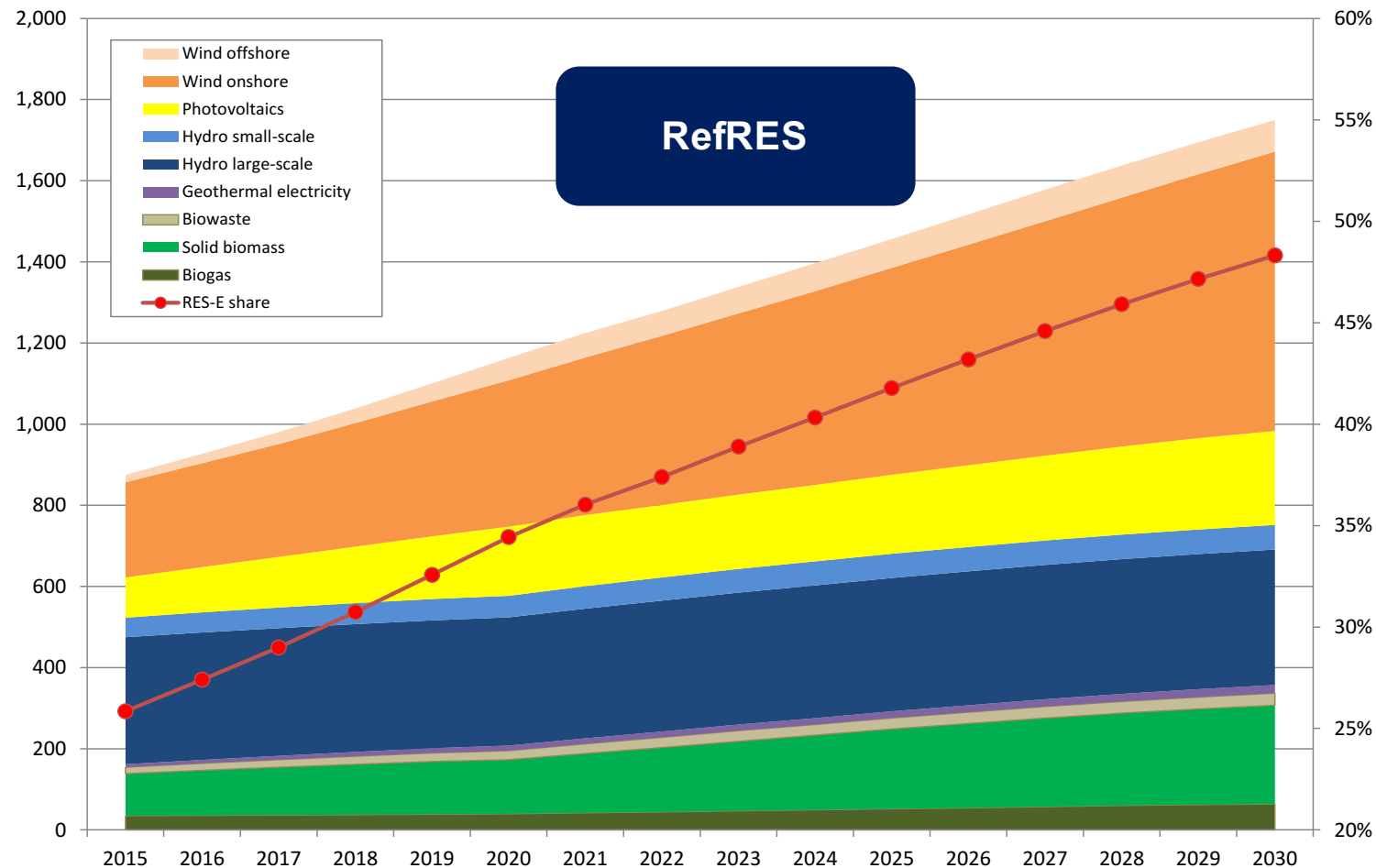
Anteil von EE an der Bruttostromnachfrage
in %



Szenarien für den EE Ausbau in der EU28

Entwicklung der Stromerzeugung aus EE
in TWh

Anteil von EE an der Bruttostromnachfrage
in %

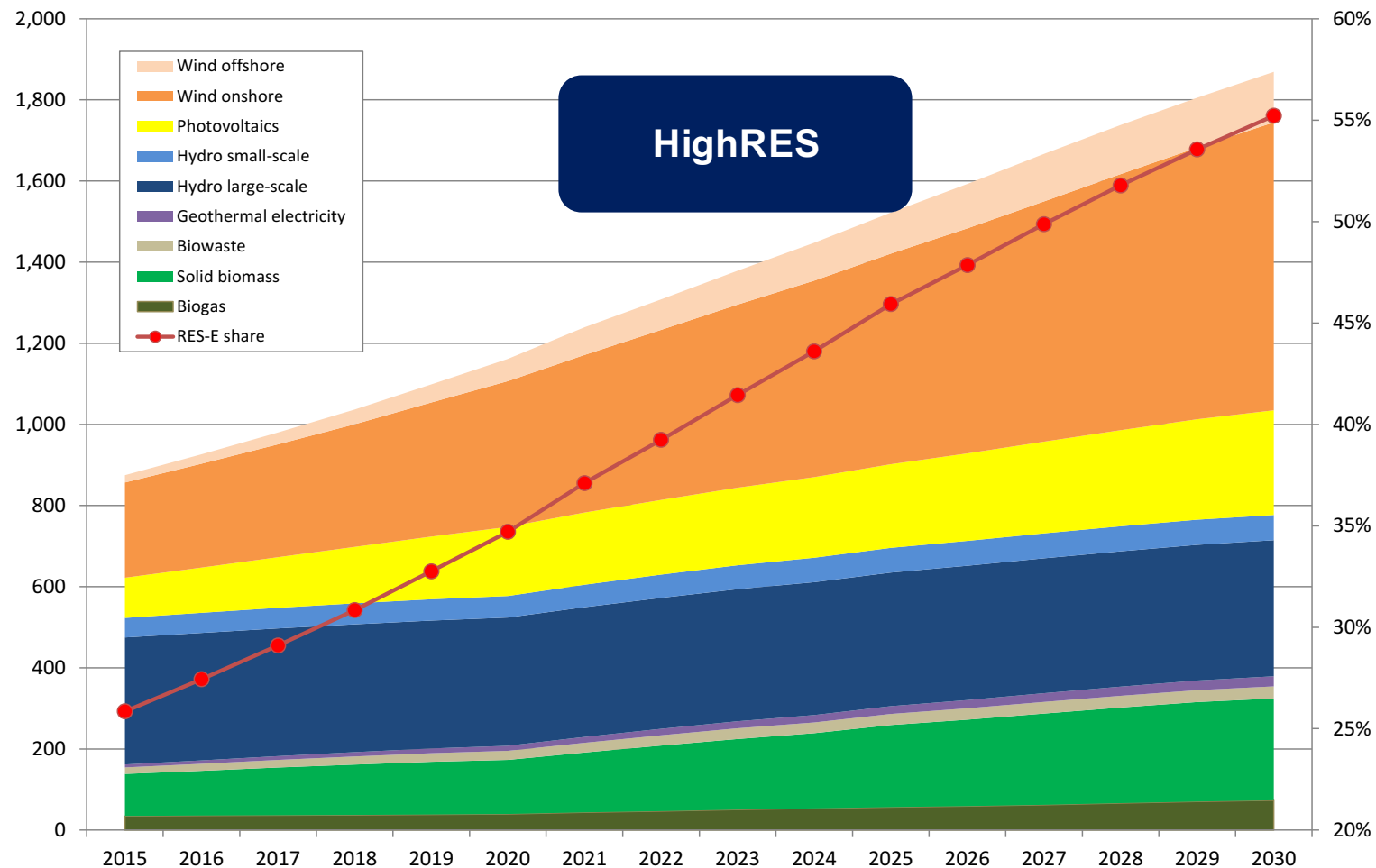


Szenarien für den EE Ausbau in der EU28

Entwicklung der Stromerzeugung aus EE
in TWh

Anteil von EE an der Bruttostromnachfrage

in %

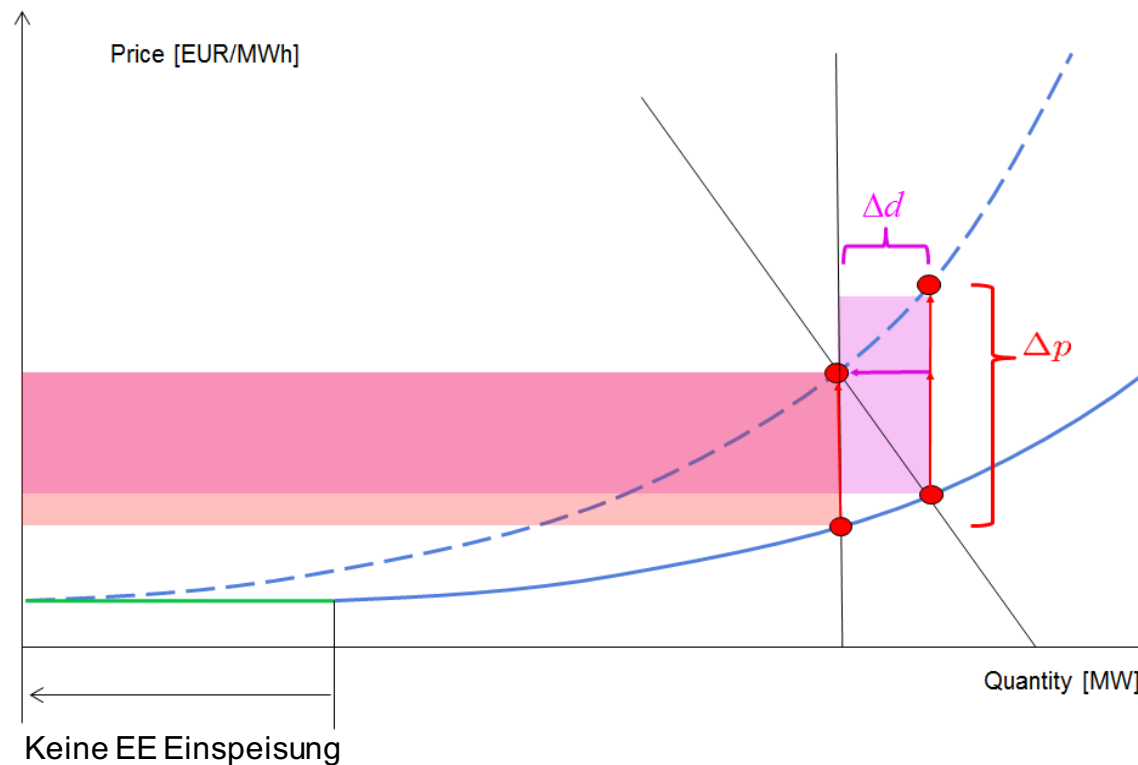


2. Änderung der Preischarakteristik durch Erneuerbare Energien

Der Merit-Order Effekt

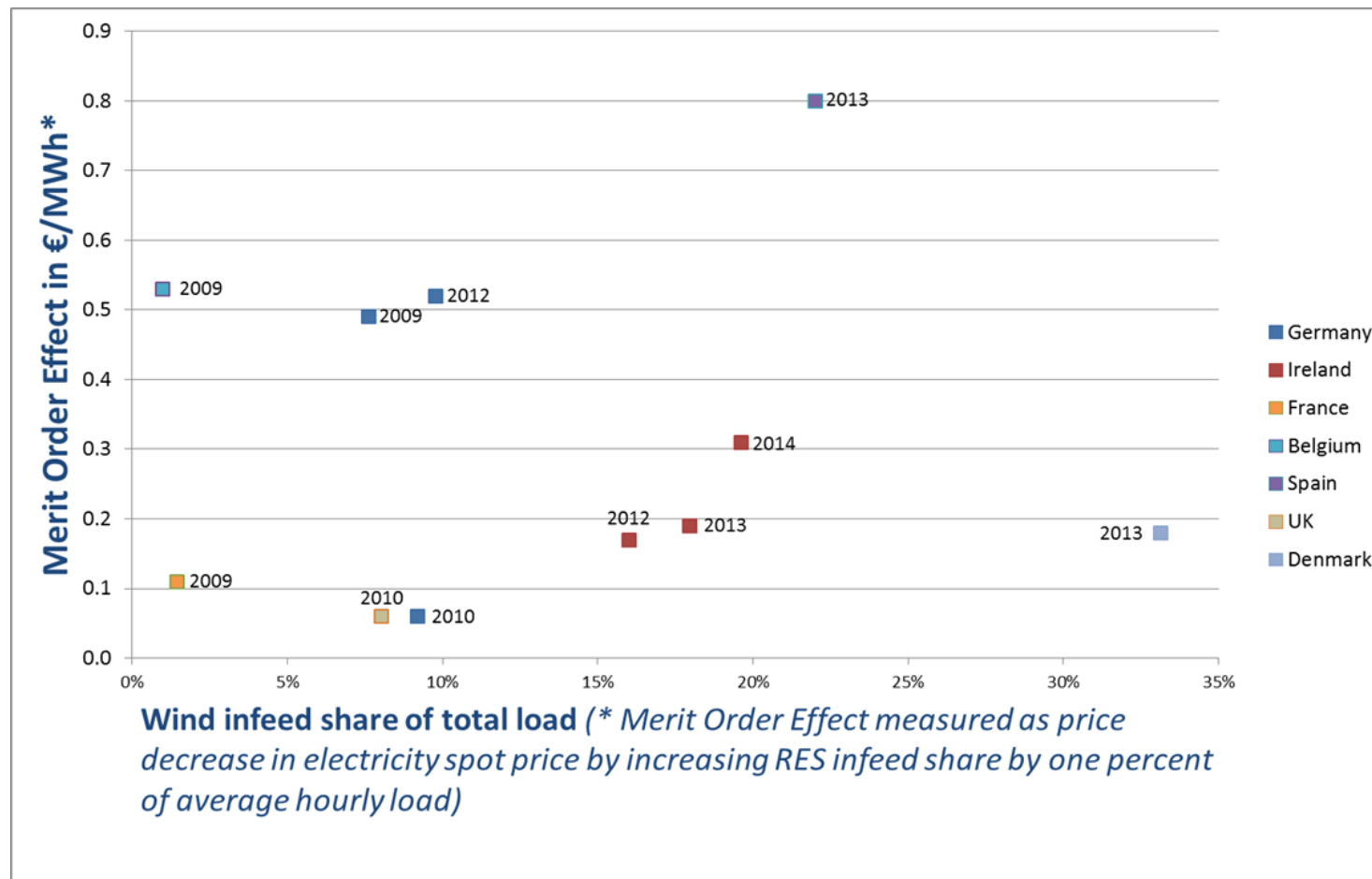
Der MO-Effekt beschreibt ganz allgemein die Beziehung zwischen Strommarktpreisen und den Anteil an Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

$$MOE_{year} = \sum_{t=1}^{t=8760} \left(p_t^{-RES} - p_t^{+RES} \right) \cdot d_t^{-RES} + \left(p_t^{-RES} - p_t^{+RES} \right) \cdot \left(d_t^{+RES} - d_t^{-RES} \right)$$

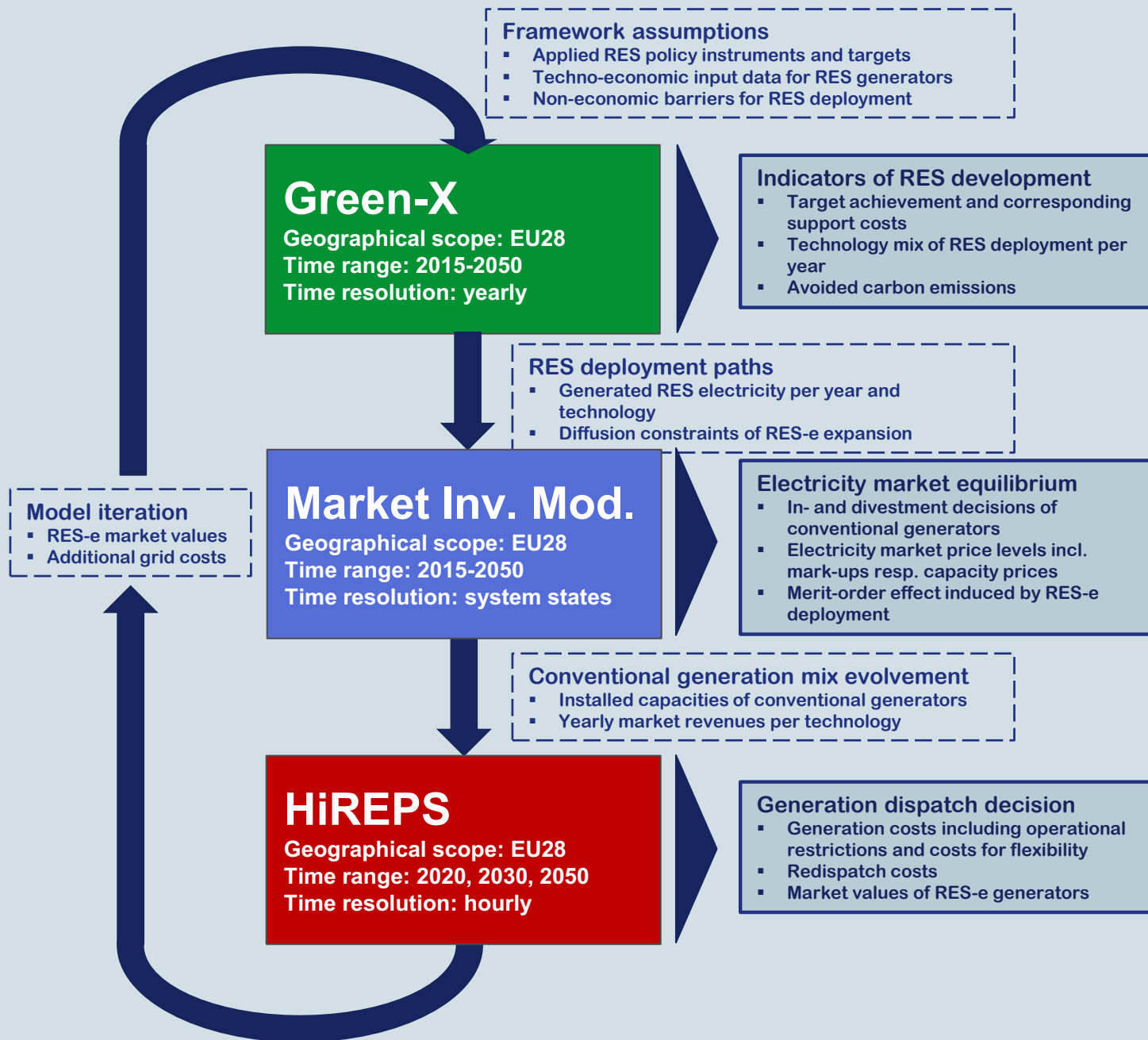


Empirische Analyse

Historische MO-Effekte in Europas Strommärkten
in EUR/MWh pro Prozent Winderzeugung

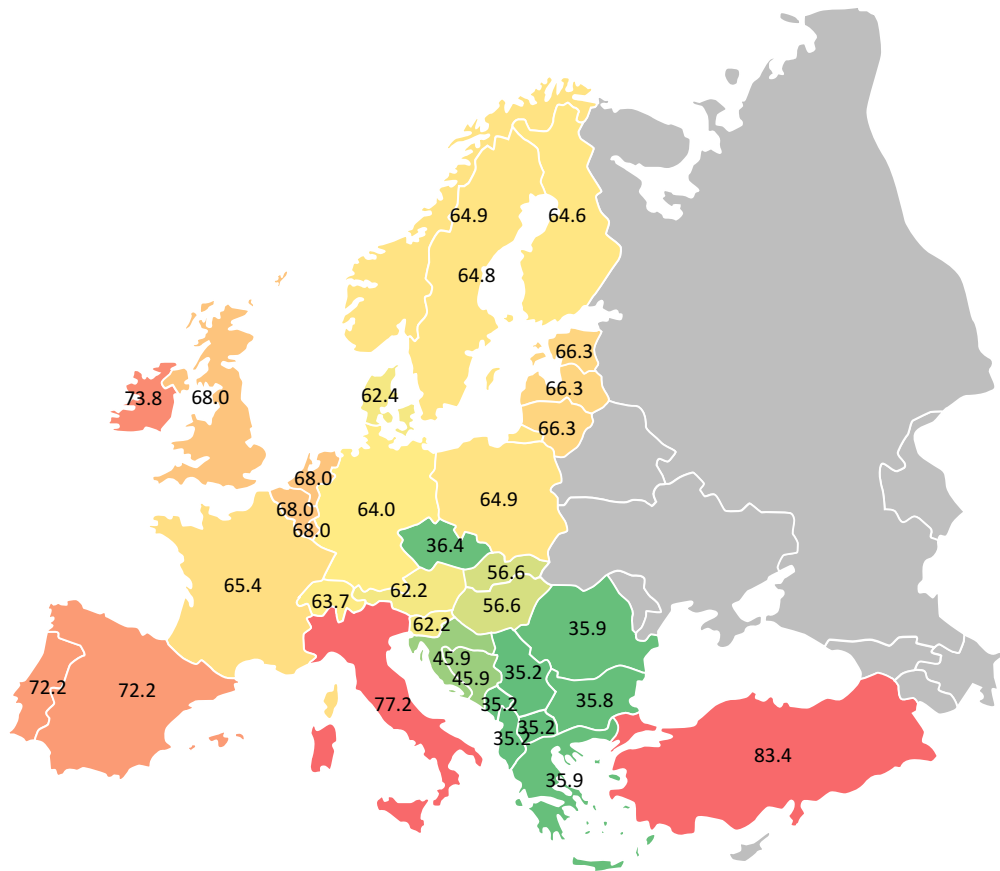


General framework (energy-, CO2-prices, grid development, electricity demand)

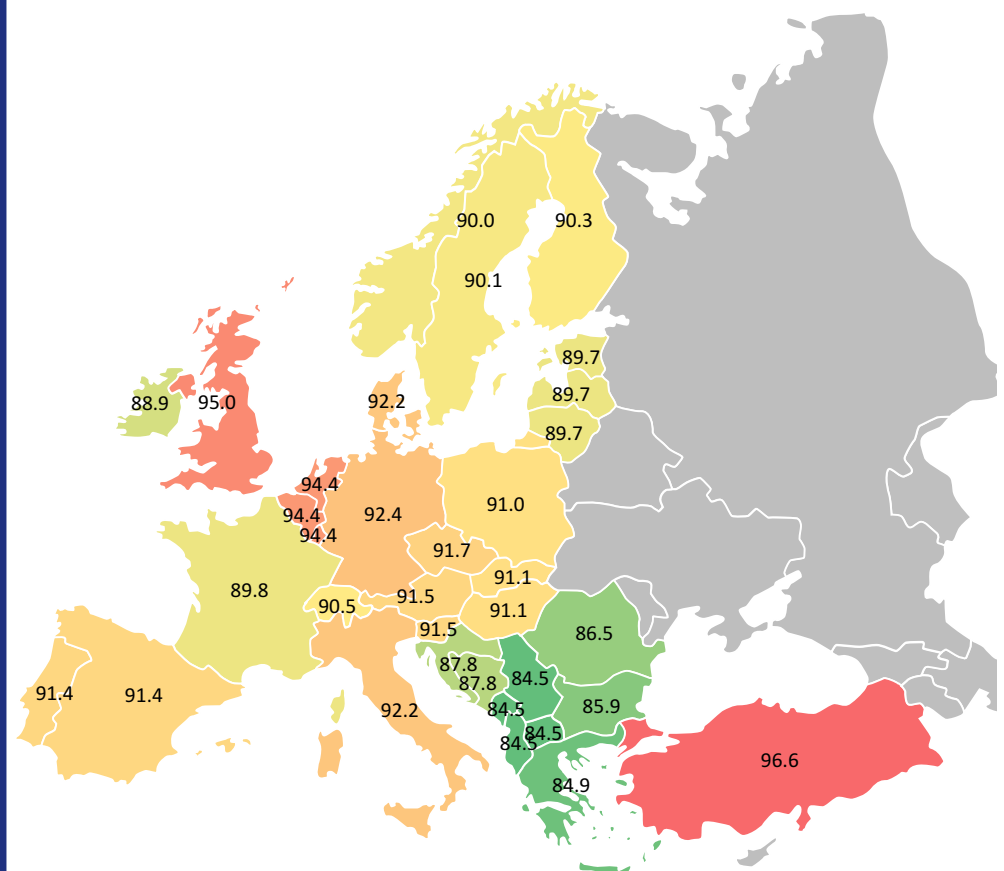


Entwicklung der mittleren Strompreise

NoPOL 2020

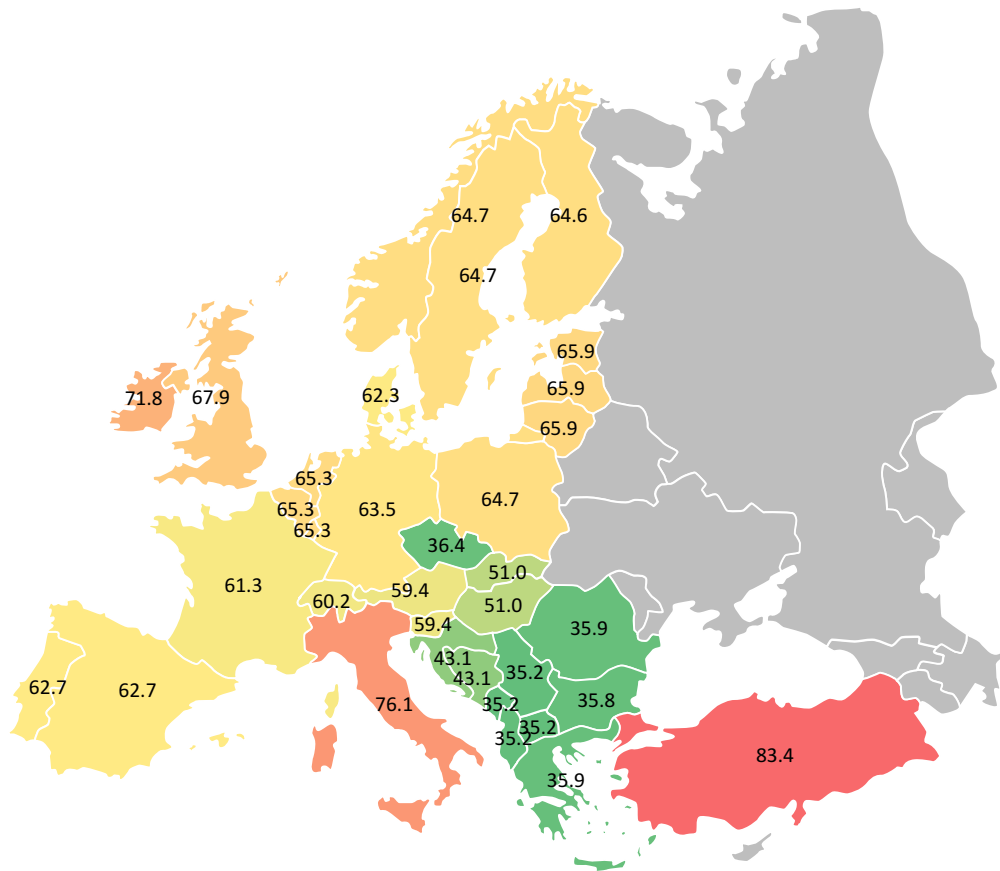


NoPOL 2030

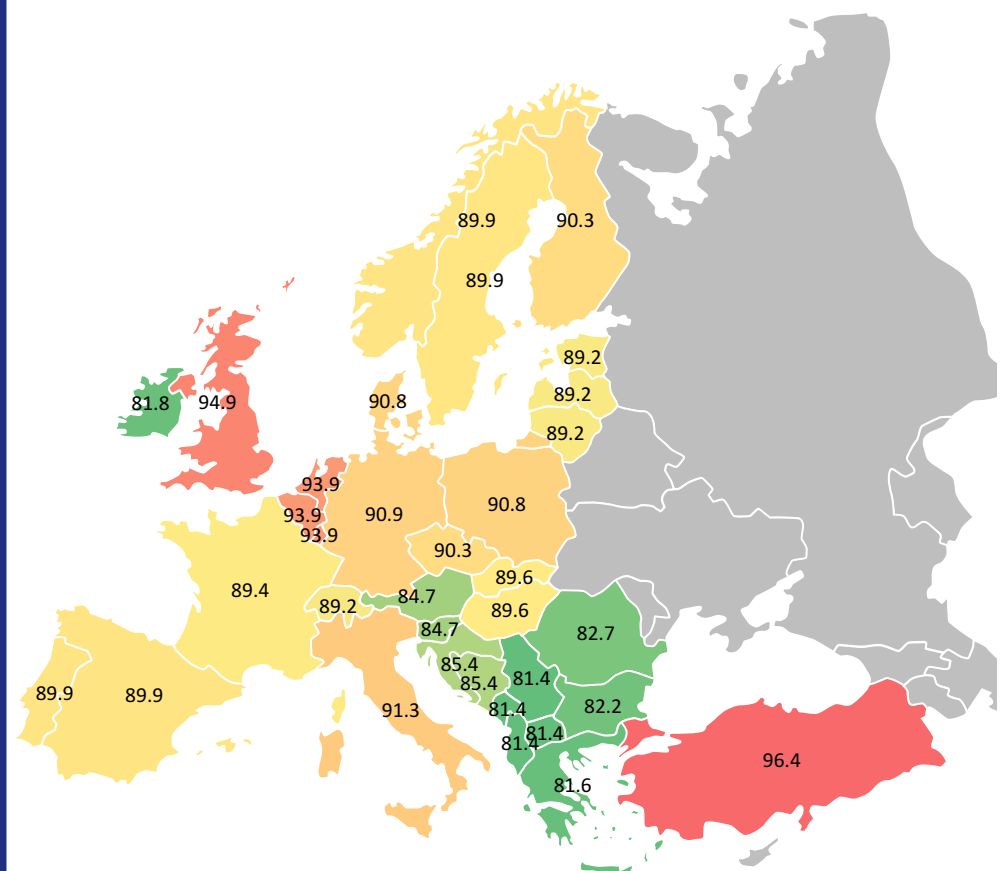


Entwicklung der mittleren Strompreise

RefRES 2020

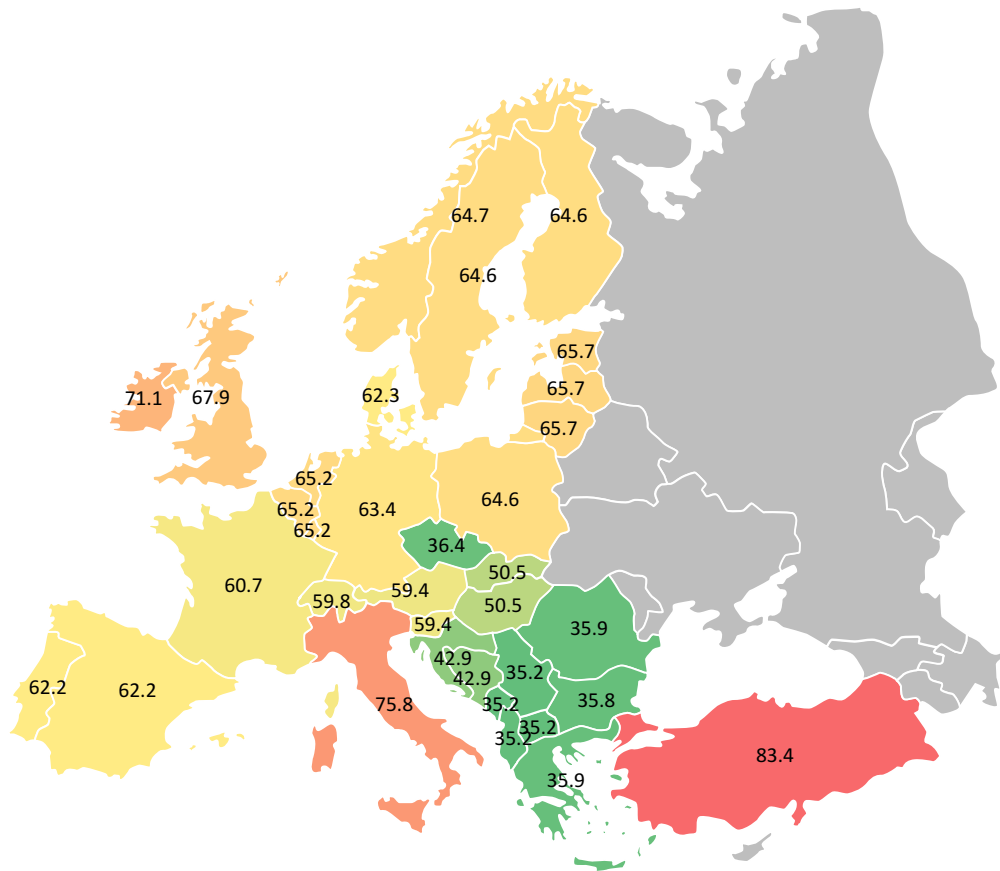


RefRES 2030

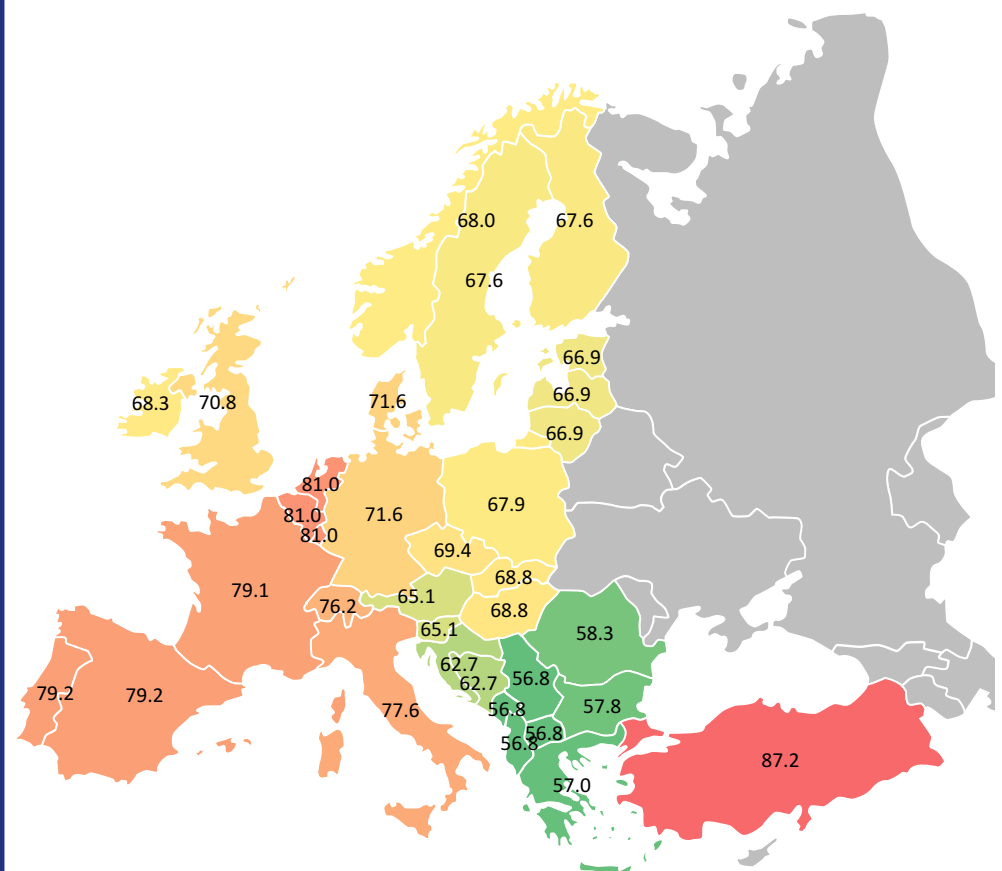


Entwicklung der mittleren Strompreise

HighRES 2020

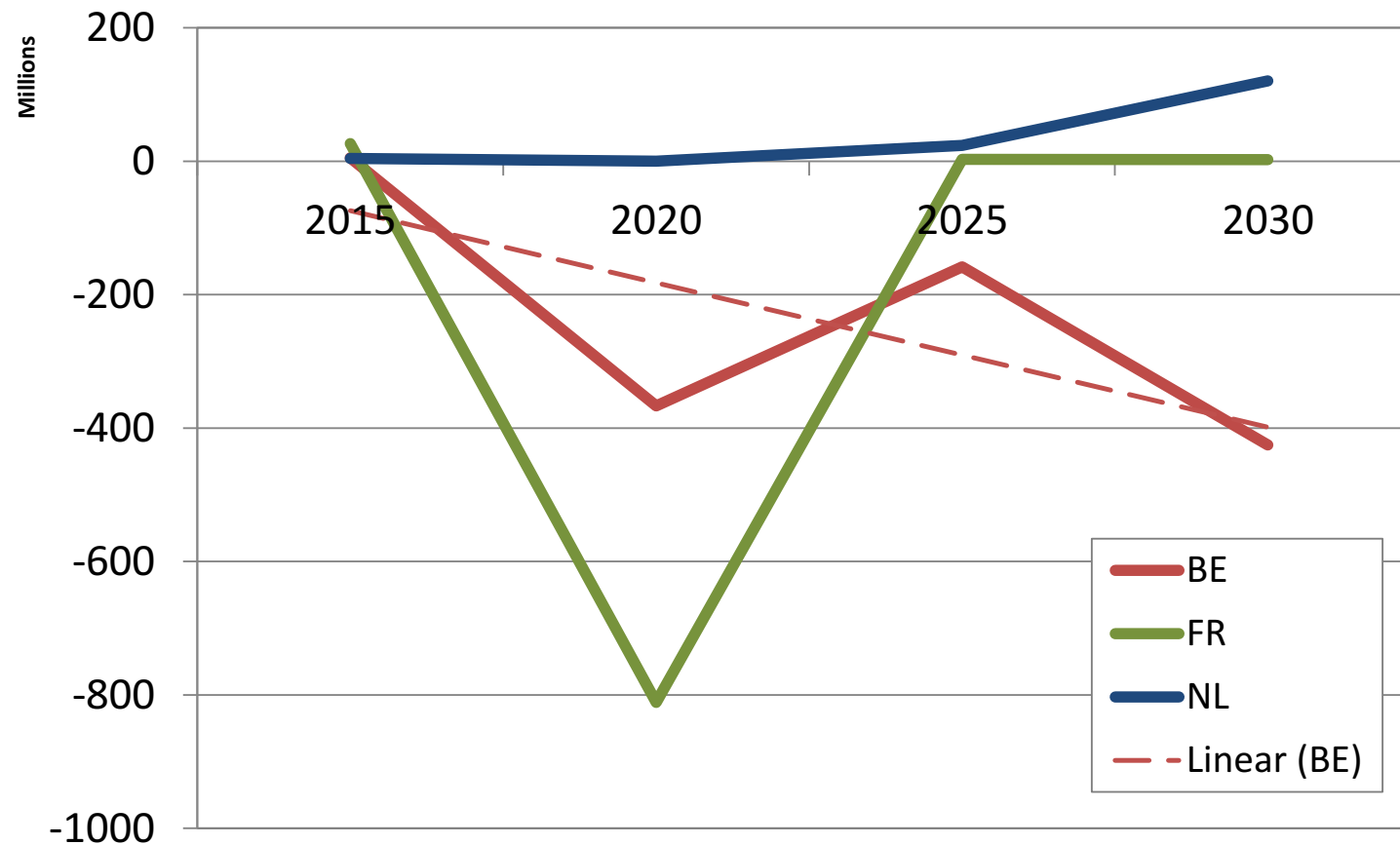


HighRES 2030



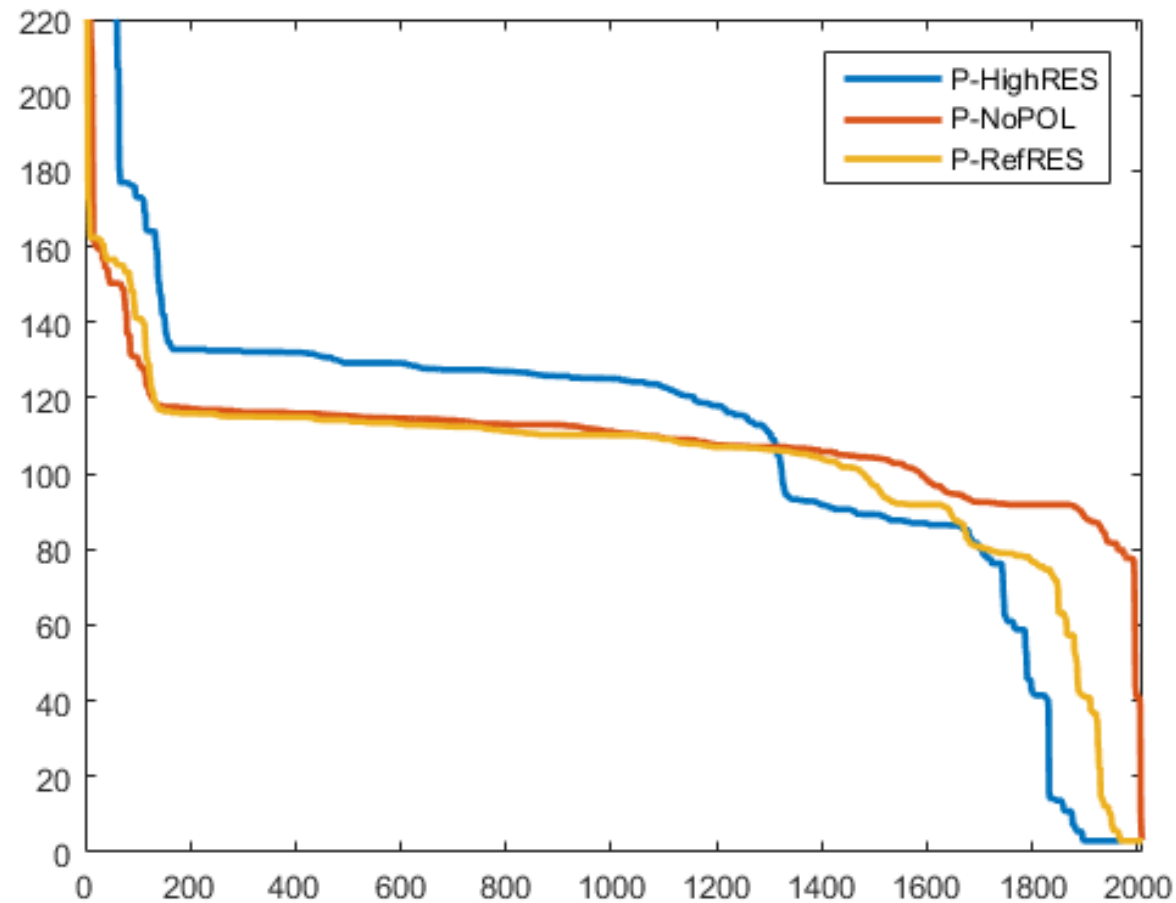
Modellierte MO-Effekte in ausgewählten Ländern

Differenz zwischen Marktvolumen mit und ohne erhöhten EE Anteil
in Mio. EUR



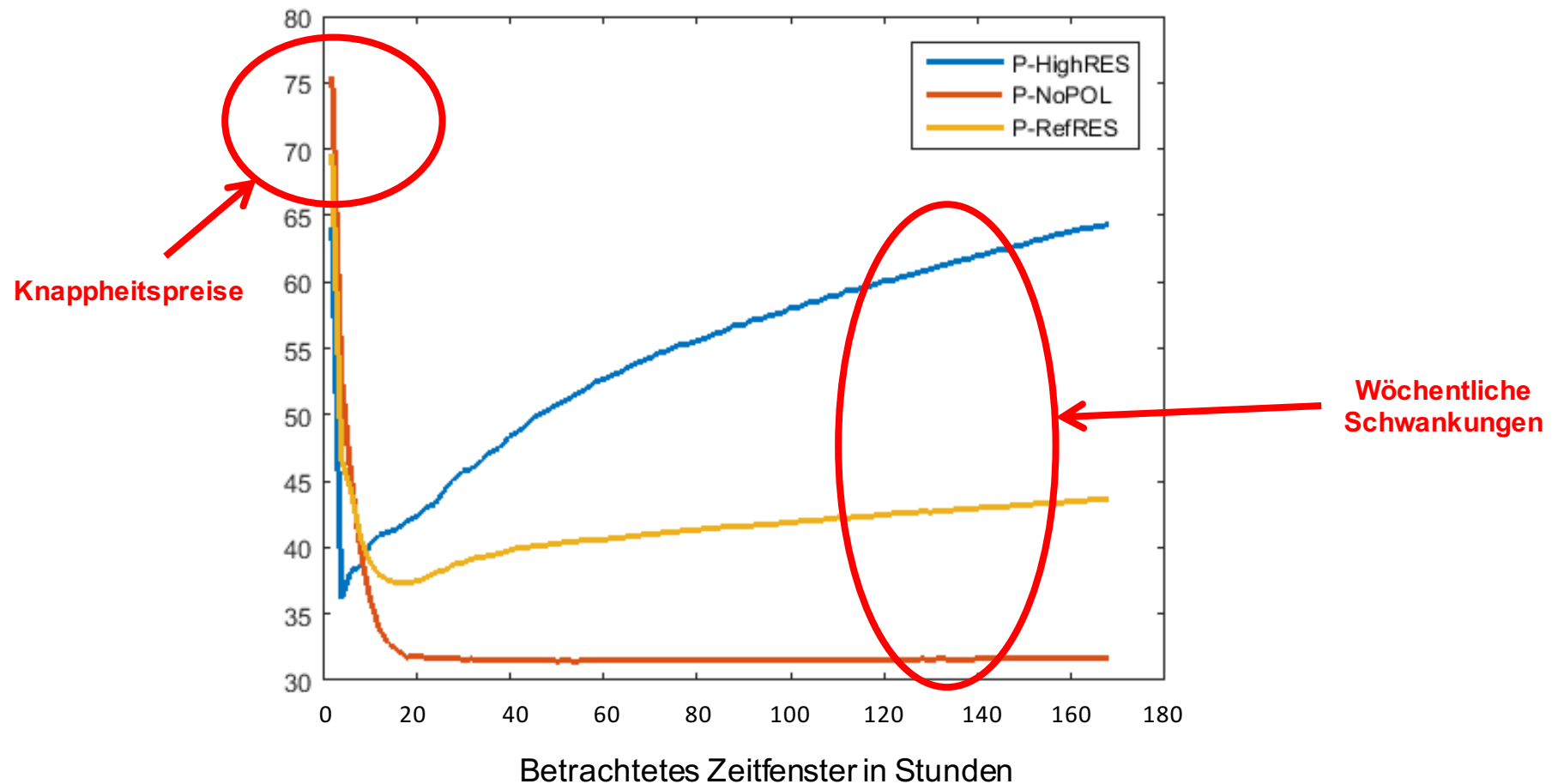
Entwicklung der stündlichen Preislevels

Stündliche Preisdauerlinie für verschiedene EE Szenarien
in EUR/MWh und für 12 x 4 Wochen



Entwicklung der Preisspreads

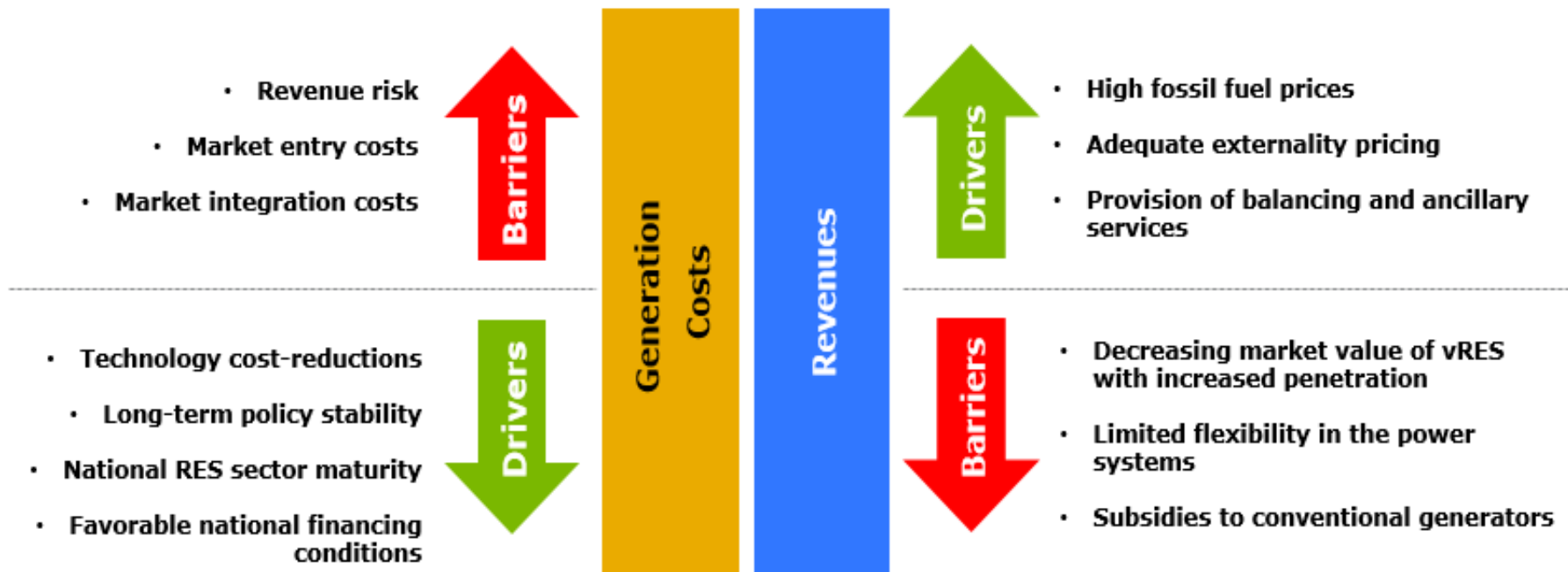
Maximal nutzbare Preisspreads am Beispiel Deutschlands für das Jahr 2030
in EUR/MWh



3. Wettbewerbsfähigkeit von Erneuerbaren Energien

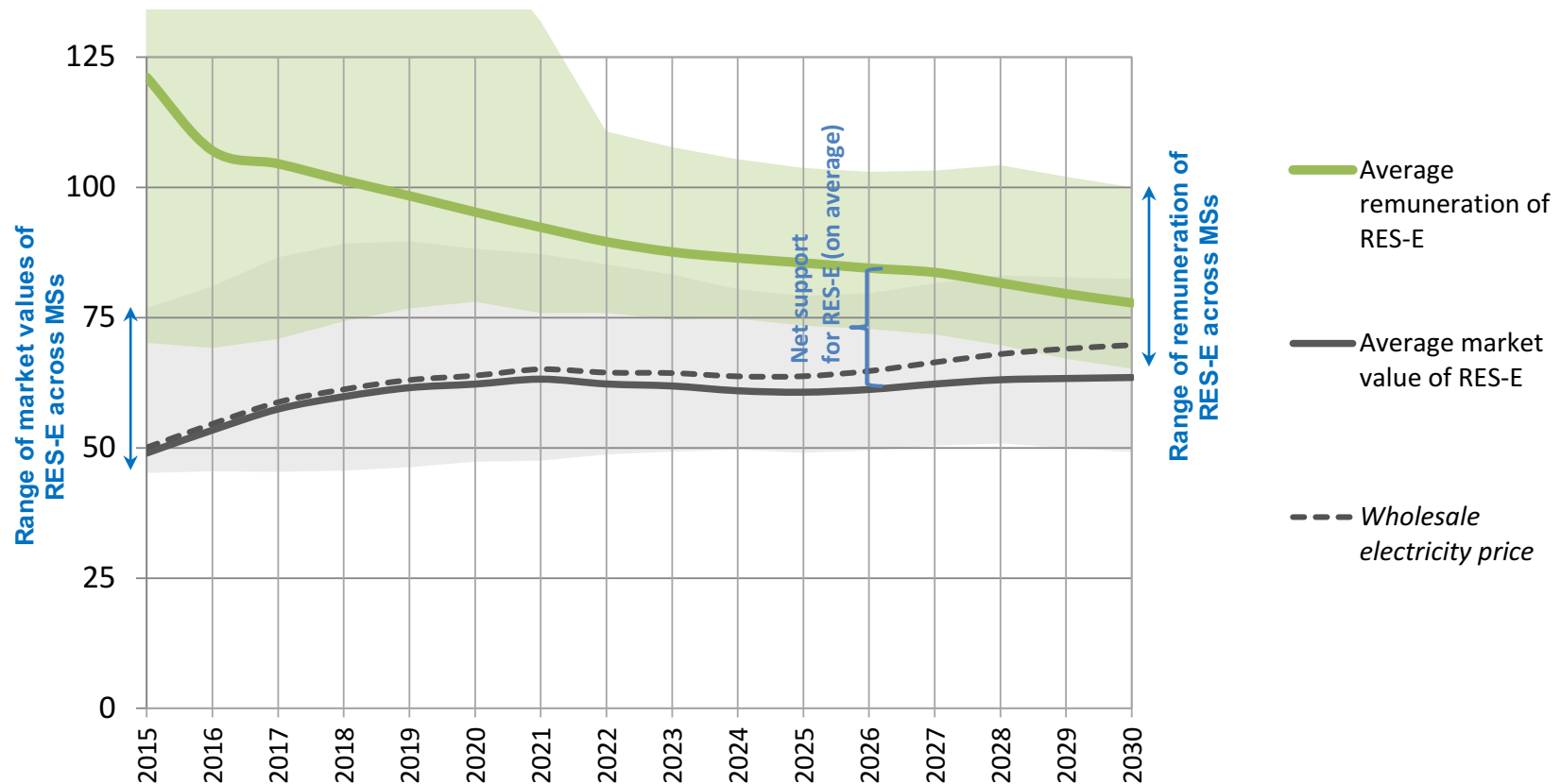
Wettbewerbsfähigkeit von Erneuerbaren Energien

Die Wettbewerbsfähigkeit von EE wird daran gemessen, inwiefern die potentiellen Markterträge fähig sind die langfristigen Grenzkosten abzudecken



Das Rennen zwischen Erzeugungskosten und Marktwert

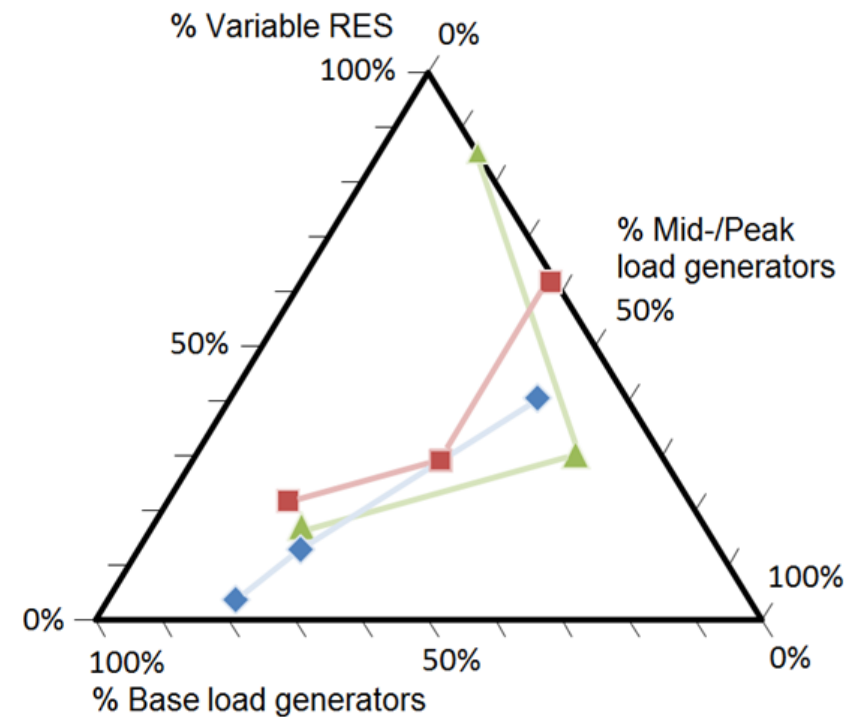
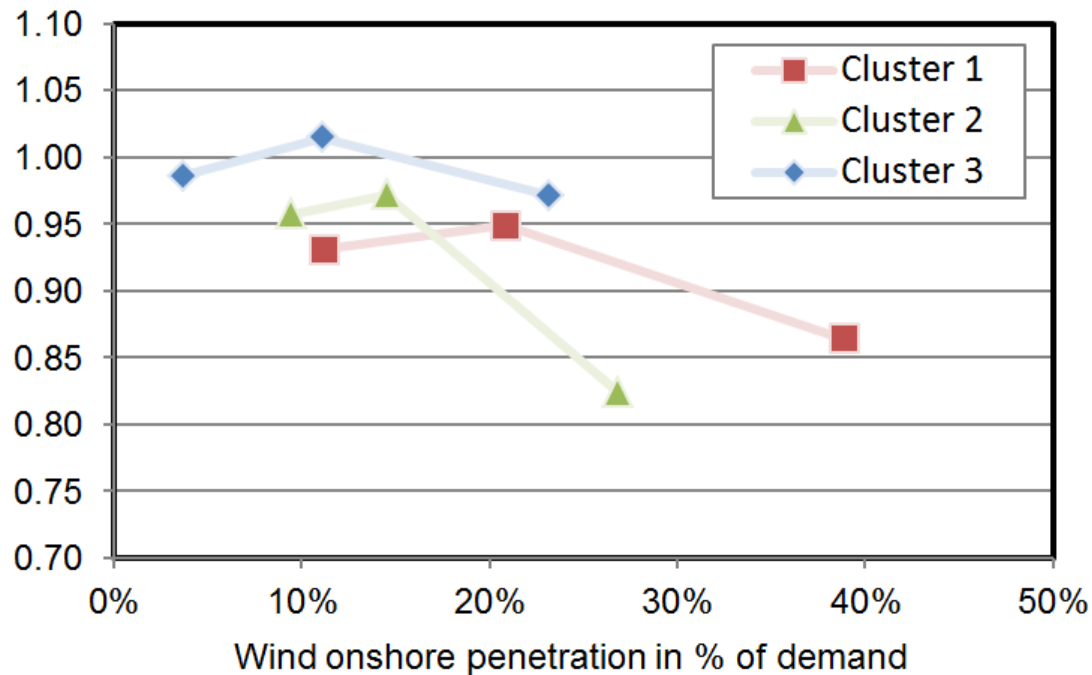
Durchschnittliche Erzeugungskosten (inkl. Aufschläge und Zinsen) von EE
Durchschnittlicher Marktwert von EE
in EUR/MWh



Simulationsergebnisse von relativen Marktwerten

Ein deutlicher Wettbewerbsnachteil von variablen EE ist ihre Tendenz den Strompreis zu drücken in Zeiten in denen sie stark einspeisen. (Kanibalisierungseffekt)

Market revenues compared to base load



Schlussfolgerungen

- ❑ Verschiedene Szenarien zeigen, dass in der EU variable EE den größten Zuwachs bis 2030 erfahren werden
- ❑ In der Vergangenheit haben EE die Strompreise schon merkbar in vielen Ländern (relativ) verringert
- ❑ In Zukunft kann es aufgrund der zeitlichen Verschiebung von Knappheits-Situationen zu längerfristigen Strompreisschwingungen kommen
- ❑ Die Wettbewerbsfähigkeit von EE hängt von der Lücke zwischen Erzeugungskosten und potentiellen Markterträgen ab
- ❑ Entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit (effiziente Integration) von variablen EE ist eine adäquate Anpassung des dahinterliegenden Backup-/Nachfragesystems
- ❑ Bei einem stark ambitionierten zeitlichen Ausbau von variablen EE kommt es zu erhöhten Preisdruck, mehr Preisvolatilität und erhöhten Förderkosten, wenn das dahinterliegende System sich nicht schnell genug anpasst.

Backup

Auswirkungen von EE auf Stromsysteme

❑ Gesamtkosten der Erzeugung des Systems

❑ Märkte

- Preisniveaus
- Preisvolatilität
- Marktmacht
- Regelenergiepreise
- Verteileffekte

❑ Netze

- Versorgungssicherheit (System Adequacy)
- Regelenergienachfrage
- Grenzüberschreitende Lastflüsse
- Netzbetrieb / -stabilität
- Netzausbaunotwendigkeiten / Netzausbaukosten

Auswirkungen von EE auf Stromsysteme

☐ Gesamtkosten der Erzeugung des Systems

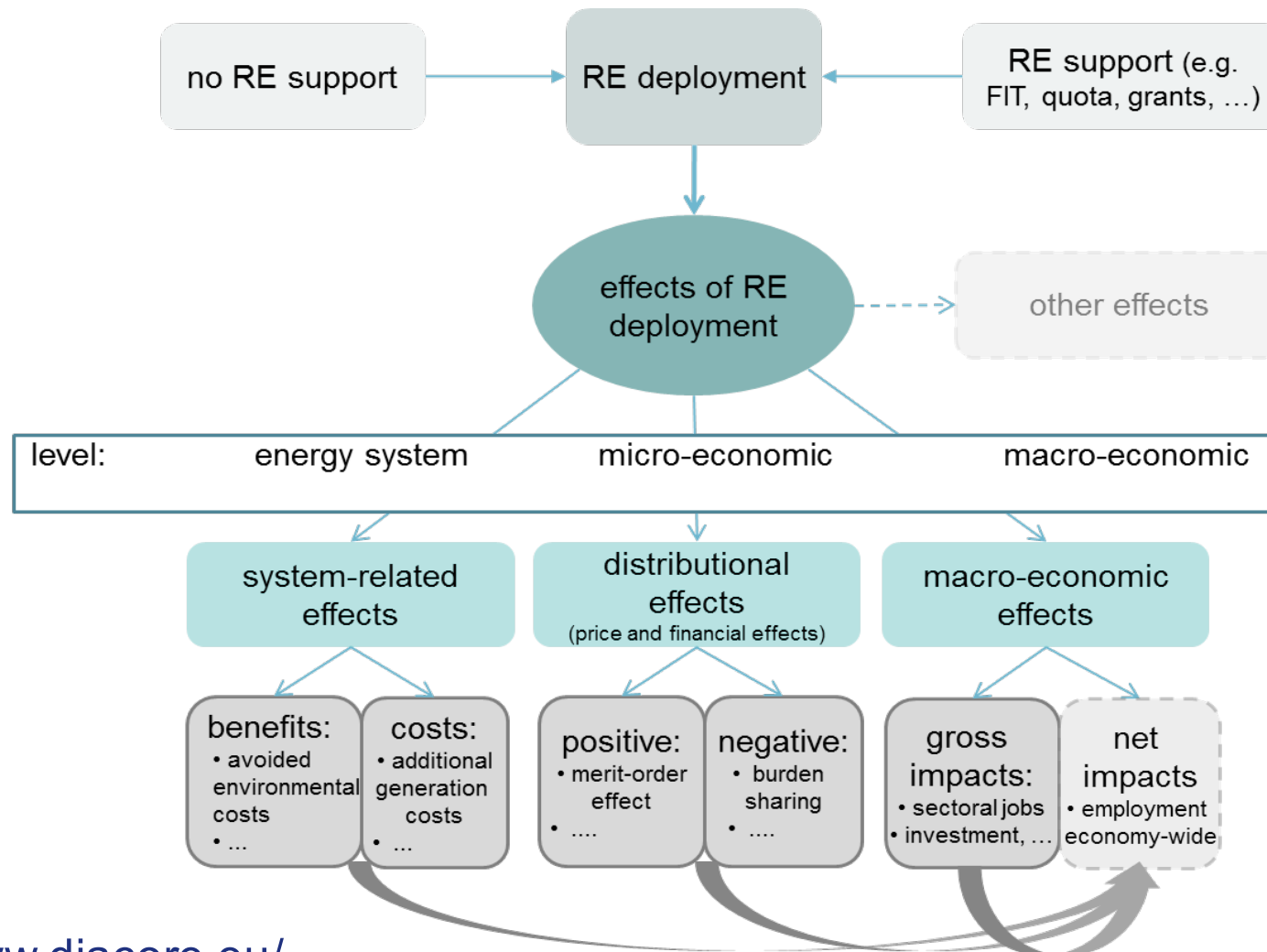
☐ Märkte

- Preisniveaus
- Preisvolatilität
- Marktmacht
- Regelenergiepreise
- Verteileffekte

☐ Netze

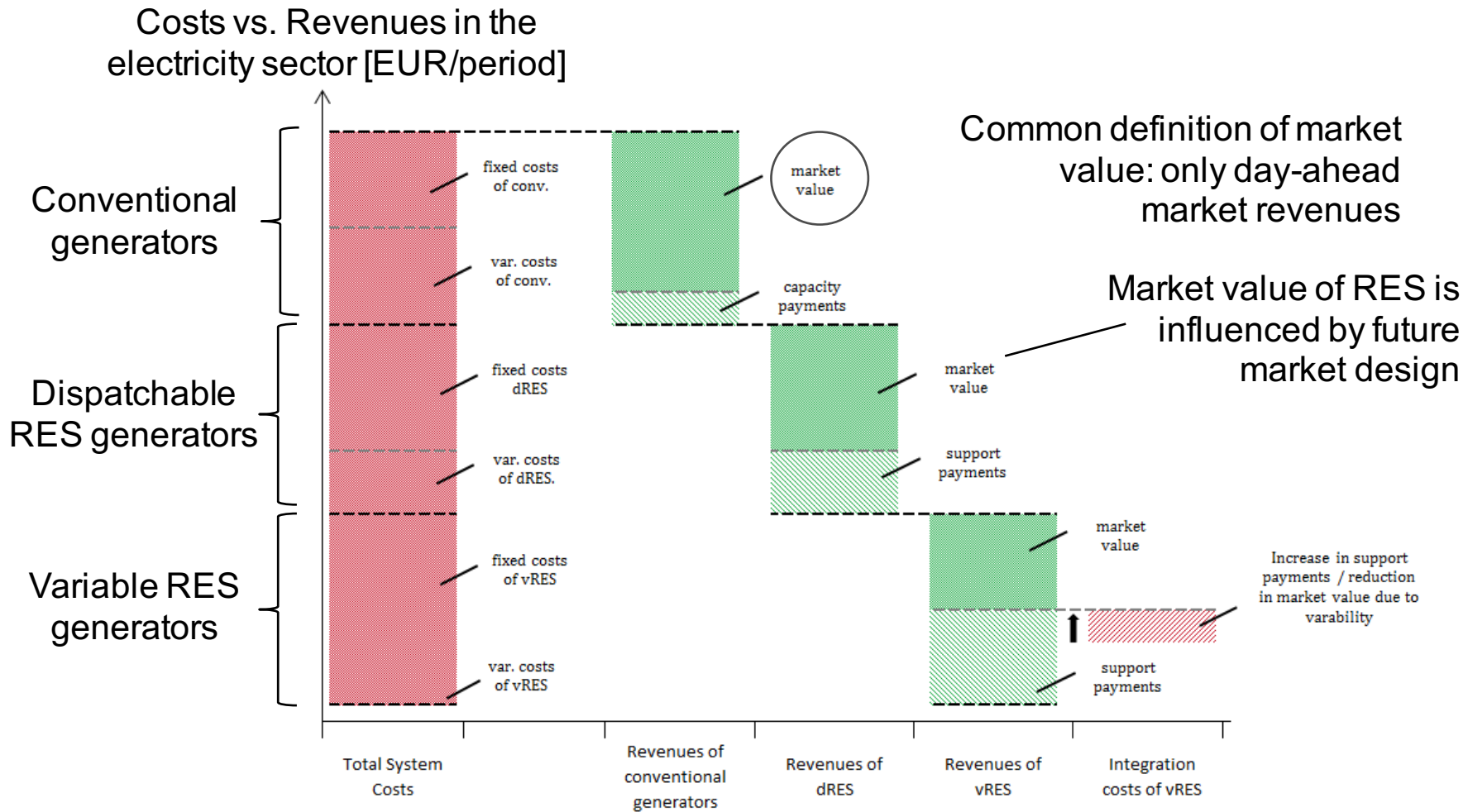
- Versorgungssicherheit (System Adequacy)
- Regelenergienachfrage
- Grenzüberschreitende Lastflüsse
- Netzbetrieb / -stabilität
- Netzausbaunotwendigkeiten / Netzausbaukosten

DIACORE: Kosten-Nutzen-Analyse von EE



<http://www.diacore.eu/>

Marktwert Definition



	Driver of RES- E Competitiveness	Policy levers to act upon the driver	Specific Policy Actions
COSTS	Investment costs	Reducing administrative barriers	<ul style="list-style-type: none"> Stable, transparent and streamlined administrative procedures. Implementation of 'one-stop-shop' permitting approaches.
		Improving grid access	<ul style="list-style-type: none"> Predictable long-term grid development Fair cost-sharing rules for RES-E grid connection
		Increasing (power) market preparedness for RES-E	<ul style="list-style-type: none"> Adoption of simple market rules Intra-day market Fair balancing rules for RES-E
		Ensuring policy and regulatory stability	<ul style="list-style-type: none"> Avoiding sudden policy or regulatory changes, which result in increased development efforts and delays in project completion.
	Cost of capital	Facilitating access to finance	<ul style="list-style-type: none"> Implementation of guaranteed loan schemes
		Limit revenue risk	<ul style="list-style-type: none"> Provide remuneration scheme that limits market price risk and secures revenues (e.g. Contract for Difference, long term PPA, capacity payment?) Power market design that limits balancing risks (see below) Avoiding retroactive and sudden policy changes, resulting in lower revenues than expected. Reliable RES-E targets
	Operating costs	Variable RES-E have almost no operating costs	???
REVENUES	Power market prices and revenues	Adapt wholesale market design to accommodate RES-E and limit merit order effect	<ul style="list-style-type: none"> Increase flexibility of power system (demand response, grid extension, flexible generation sources) Establish liquid intraday markets Late gate closure
		Manage transition phase (phase-out of fossil and phase-in of RES)	<ul style="list-style-type: none"> Emission Performance Standards Capacity payments?
		Ancillary services market design	<ul style="list-style-type: none"> Allow for additional revenues for RES by giving RES access to the ancillary services market
		Internalise (appropriate pricing) of externalities	<ul style="list-style-type: none"> EU ETS reform Carbon taxes Other taxes addressing other externalities e.g. health issues.
		Reduce subsidies to conventional technologies	<ul style="list-style-type: none"> Phase-out of direct and indirect subsidies to other energy sources like coal and nuclear, e.g. xxx

Market values

- The **market value in absolute terms** is defined as the revenue a certain generator earns from marketing its generation in *all* electricity markets in a certain period of time.

$$MV_{it} = \sum_m \sum_{\tau} p_t^m \cdot q_{i\tau}^m \left\{ \begin{array}{l} m \quad \dots \text{Market index (forward, day-ahead, intra-day, balancing)} \\ \tau \quad \dots \text{Market clearing interval } \tau \text{ within year } t \end{array} \right.$$

- The **market value in relative terms** is defined as the (generation-weighted) average price a generator earns for its generation in a certain period of time.

$$mv_{it} = \frac{\sum_m \sum_{\tau} p_t^m \cdot q_{i\tau}^m}{\sum_m \sum_{\tau} q_{i\tau}^m} \left\{ \begin{array}{l} m \quad \dots \text{Market index (forward, day-ahead, intra-day, balancing)} \\ \tau \quad \dots \text{Market clearing interval } \tau \text{ within year } t \end{array} \right.$$

- Within **DiaCore** we will calculate market values that consider only (multi-)annual revenues from the day-ahead market (further referred to as Spot market -> main part of revenues) on a hourly basis.
- The **producer surplus** of a certain generator (RES/CONV defined on technology level) is defined as

$$PS_{it} = MV_{it} - VC_{it} = \sum_{\tau} \left(p_{\tau}^S \cdot q_{i\tau}^S - \int_0^{q_{i\tau}^S} c_i(q) dq \right) \left. \vphantom{\sum_{\tau}} \right\} \begin{array}{l} \text{Including flexibility costs: Ramping, start-up's,} \\ \text{variable O\&M costs, etc..} \end{array}$$

PS_{it} ... Producer Surplus of conventional generator i in year t

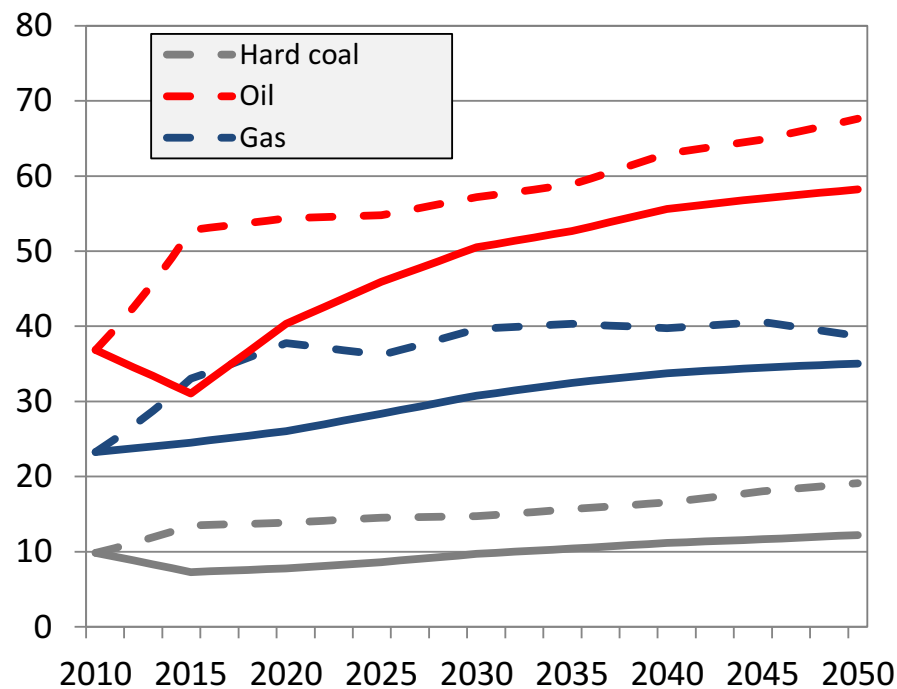
MV_{it} ... Market Value (Revenue) of conventional generator i in year t

VC_{it} ... Variable Cost of conventional generator i in year t

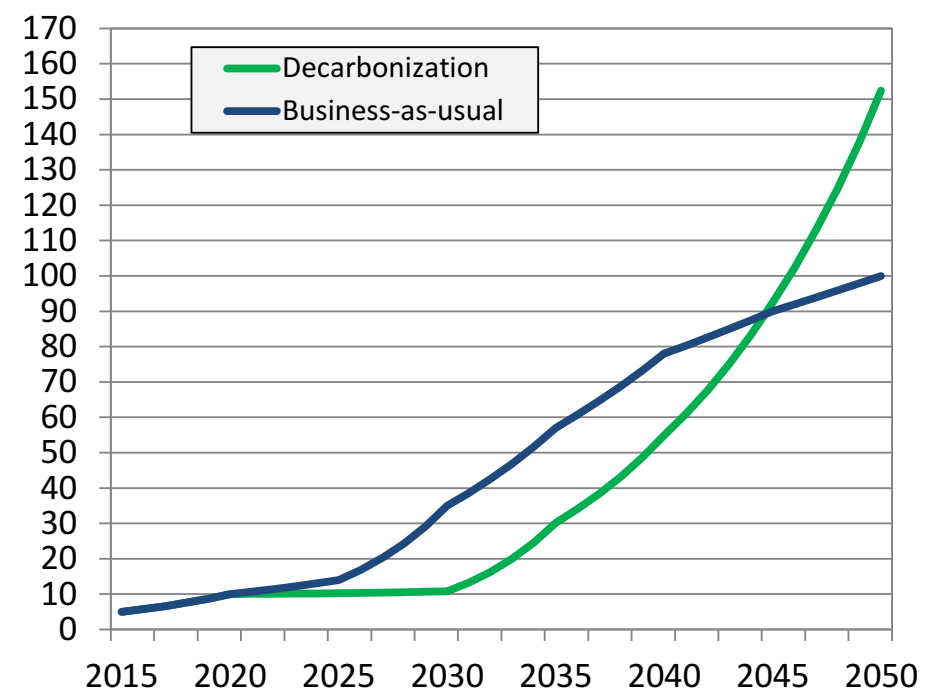
Brennstoff- und CO2-Preise

Preisannahmen für fossile Energieträger und EU-ETS

Brennstoffpreise in € 2010/MWh



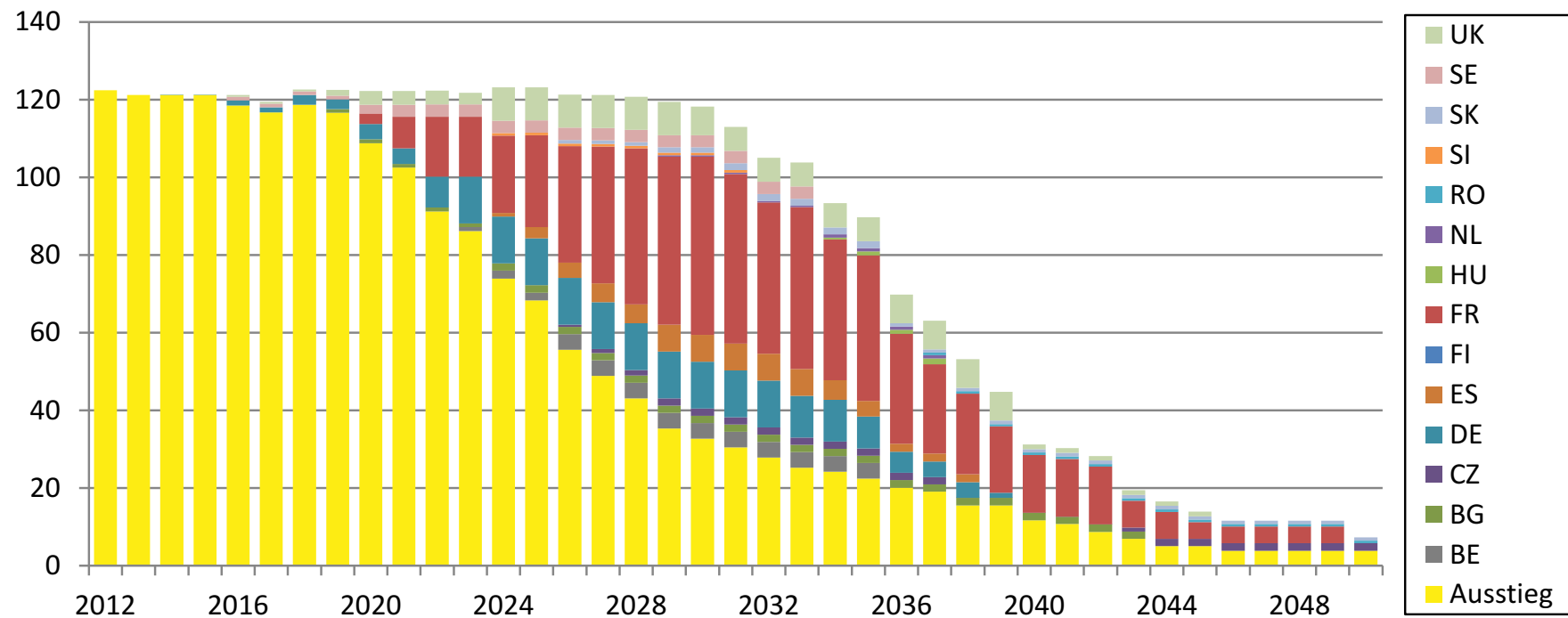
CO2 Preise in € 2010/MWh



Quellen: PRIMES Reference Scenario 2013, National Technical University of Athens.
PRIMES Reference Scenario 2016, National Technical University of Athens.

Entwicklung des Kraftwerksbestands

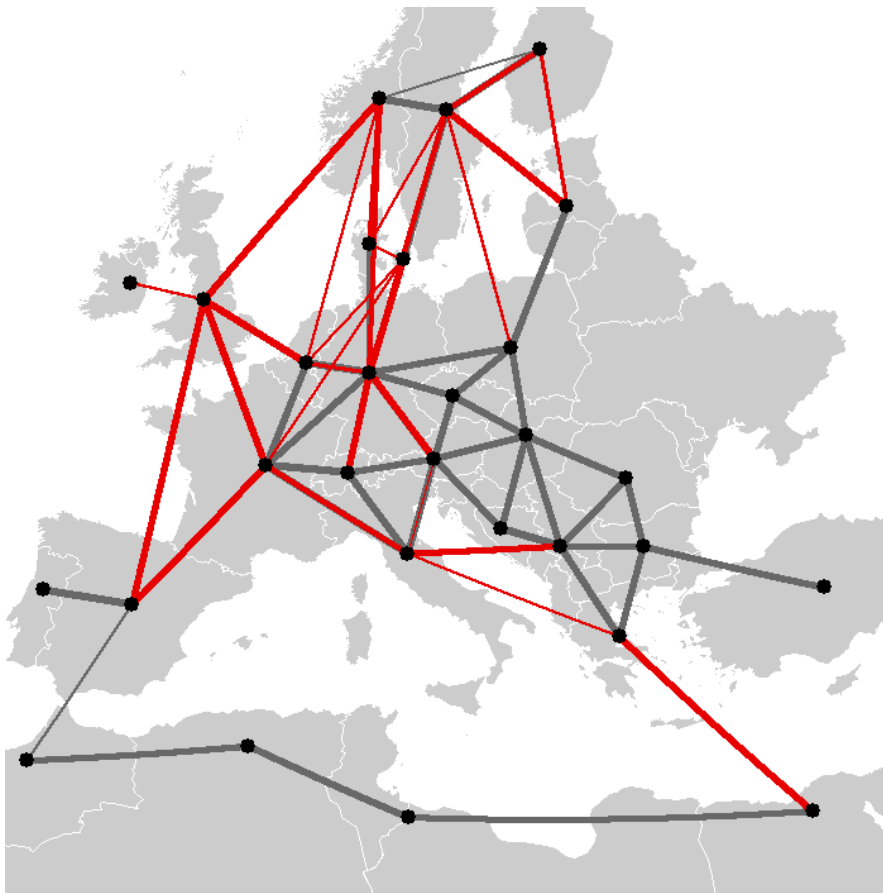
Entwicklung der Nuklearkapazitäten in der EU
in MW



Quellen: PLATTS Kraftwerksdatenbank
Nationale Absichtserklärungen / Beschlüsse

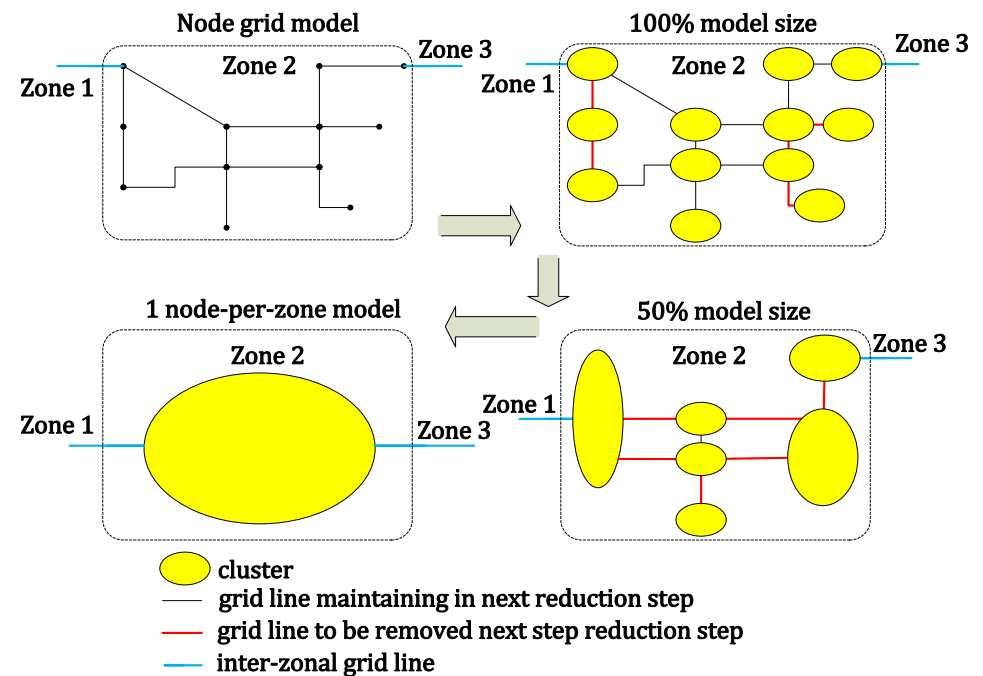
Entwicklung des Netzausbaus

Zusätzlicher Netzausbau in der EU
nach ENTSO-E Netzenwicklungsplan TYNDP 2014



Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf ENTSO-E

Netzclustering – Algorithmus



Ortner A., Kruijer T. 2014: "Simplification algorithms for large-scale power system transmission grids"

Market values as distinct cost-benefit category

Example: Schematic cost-benefit overview for one scenario

