

AUSTRIAN POWER GRID
WE KEEP IT GOING

EUROPÄISCHE NETZWERKCODES – BIDDING ZONE REVIEW

AUSWIRKUNGEN VON ÄNDERUNGEN DER MARKTGEBIETE IN EUROPA AM BEISPIEL ÖSTERREICH-DEUTSCHLAND

Alexander Kaiser

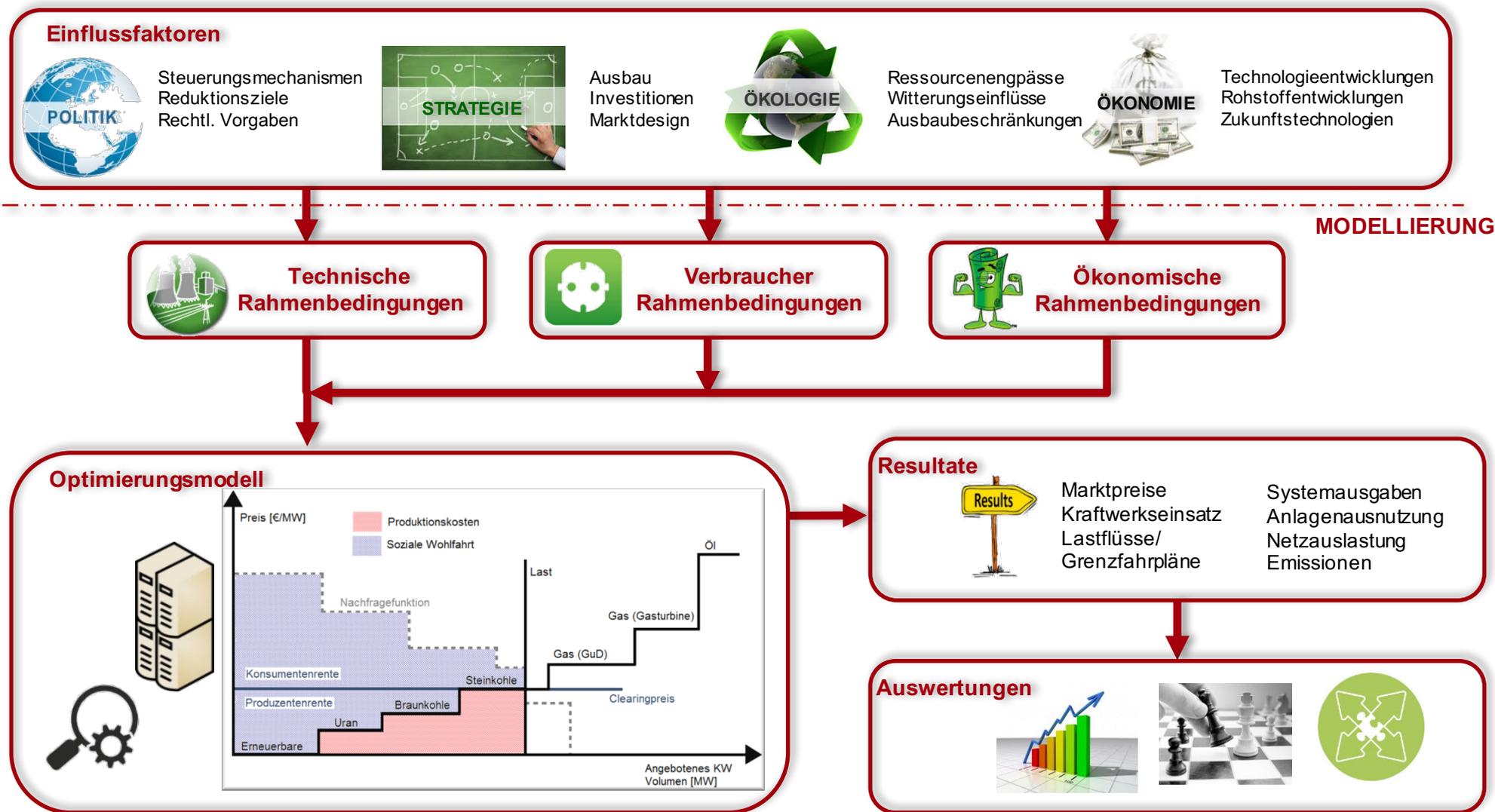


REGULATION ON CAPACITY ALLOCATION AND CONGESTION MANAGEMENT (CACM)

- **Verordnung zur Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement (EC No 2015/1222) seit August 2015 in Kraft**
 - Effizienz der europäischen Marktgebietszone muss alle 3 Jahre evaluiert werden
 - Marktliquidität
 - Versorgungssicherheit
 - Beschränkung von grenzüberschreitendem Handel
 - Markteffizienz
 - erforderliche Remedial-Actions
 - auftretende Engpässe

- **Auswirkungen eines Marktsplits von Österreich und Deutschland soll mit Hilfe des fundamentalen Marktmodells der APG abgeschätzt werden**

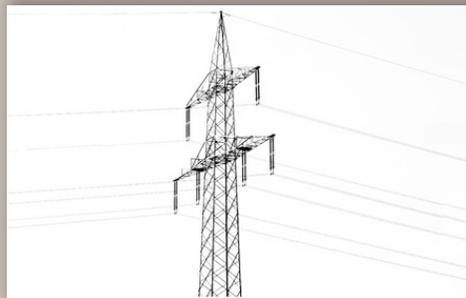
Modellprinzipien



Was sind die Ausprägungen der Angebotsmodellierung?

➤ Kraftwerkspark

- Brennstoffkosten/ CO₂ Kosten
- Wirkungsgrade & Lastgradient
- Kraftwerkstypunterscheidungen
- Revisionsplanung/ Verfügbarkeit
- Maximaler KW - Anfahrtskosten/ Abschaltkosten
- Minimale Betriebszeit/ Minimale Stillstandszeit
- Dargebot erneuerbarer Energiequellen
- Pumpspeicherbewirtschaftung

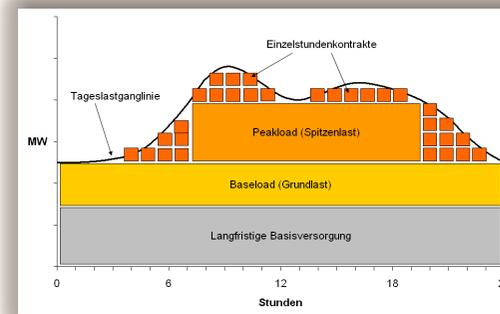


➤ Netzrestriktionen

- Leitungslimits
- Handelsrestriktionen

➤ Last

- Verteilung (räumlich & zeitlich)



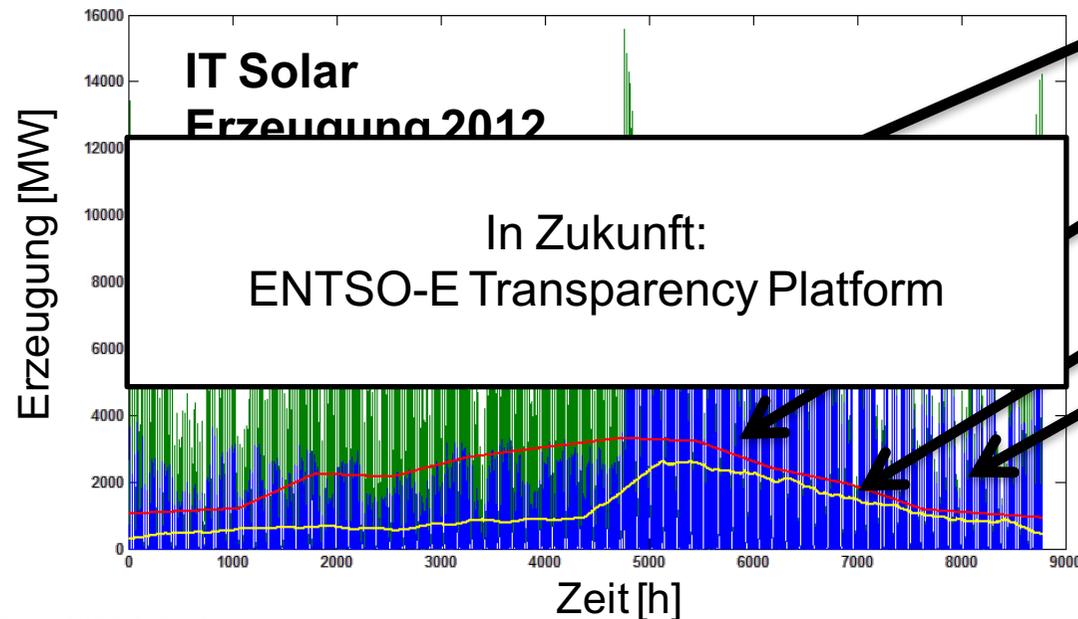
Wie werden die Erneuerbaren modelliert?

➤ Laufwasserkraft, Photovoltaik, Windkraft

- Veröffentlichte, historische Daten werden in stundenscharfe Erzeugungen zerlegt und auf einzelne Kraftwerksstandorte aufgeteilt

➤ Pumpspeicherkraftwerke

- Jahresspeicherlinien werden als Start- und Endwerte der Optimierungsiterationen vorgegeben
- Modellierung von Wochen- und Tagesverlagerungen



stündlich
interpoliert
und skaliert

historisch
monatlich

historisch
stündlich
gemittelt

historisch
stündlich



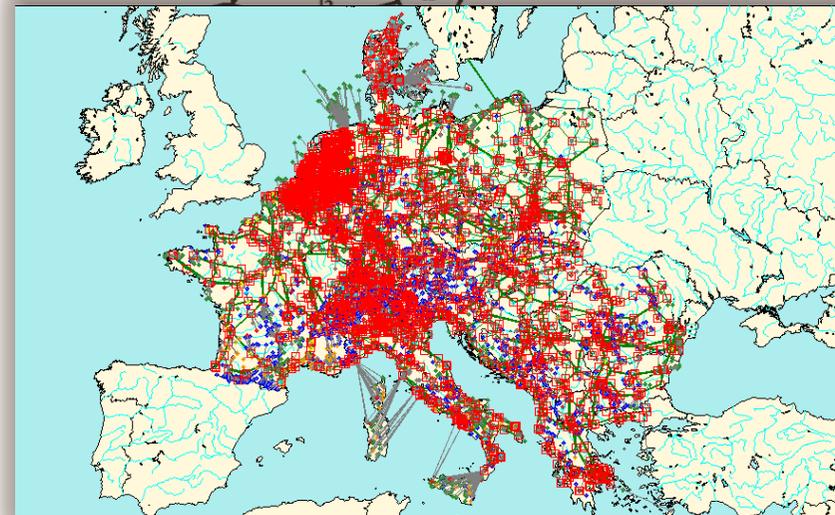
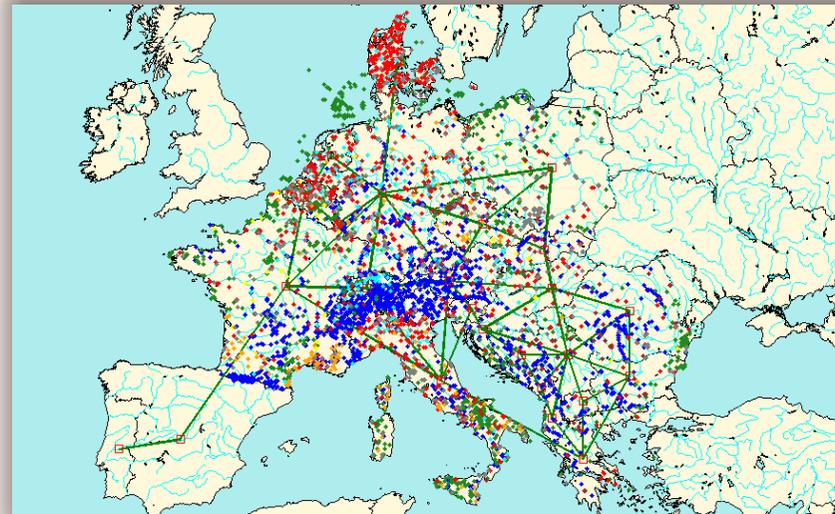
Modellvarianten

➤ Zonen - Modell

- Momentan 26 Zonen mit 46 Handelsverbindungen (Kontinentaleuropa)
- ca. 7300 Kraftwerke
- Marktsimulation mit NTC
 - Network Transfer Capacity
- Marktsimulation mit PTDF
 - Flow Based Rechnungen mit „Power Transfer Distribution Factors“
 - Verschieden Capacity Calculation Ansätze im Test

➤ Knoten - Modell (in Entwicklung)

- Netzsimulation
- DC Lastflussrechnung
- Nodale PTDF
- ~9000 Knoten & ~12000 Leitungen



Was gibt es für Outputs und wie sehen sie aus?



➤ Direkte Optimierungsergebnisse:

- Kraftwerks- und stundenscharfe Erzeugung
- Lastfluss pro Leitung/ Fahrplan pro Handelsverbindung
- Day-Ahead Preis pro Marktgebiet



➤ Aufsetzende Outputs & Analysen:

- Wirtschaftliche Wohlfahrt
- Theoretische Allokationserlöse (Preisspreads)
- Primärenergieverbrauch
- CO₂ Emissionen
- Revisionsplan
- Volllaststundenanzahl
- Aggregationen auf Netzknoten-/ Marktgebiets-/ Landes-/ Kraftwerkstyp – Ebene
- uvm.

➔ GEO GUI
➔ ANALYSE.XLS
➔ OUTPUT.XLS

Wie lange benötigen die Simulationen?



➤ System

- Intel® Xeon® CPU E5-1650v2@3,5GHz ; 128GB RAM
- Matlab 2014b & GAMS-Solver: CPLEX (12.3.); Abbruchschränke: 1%



➤ Rechenzeiten & Lösungsraum

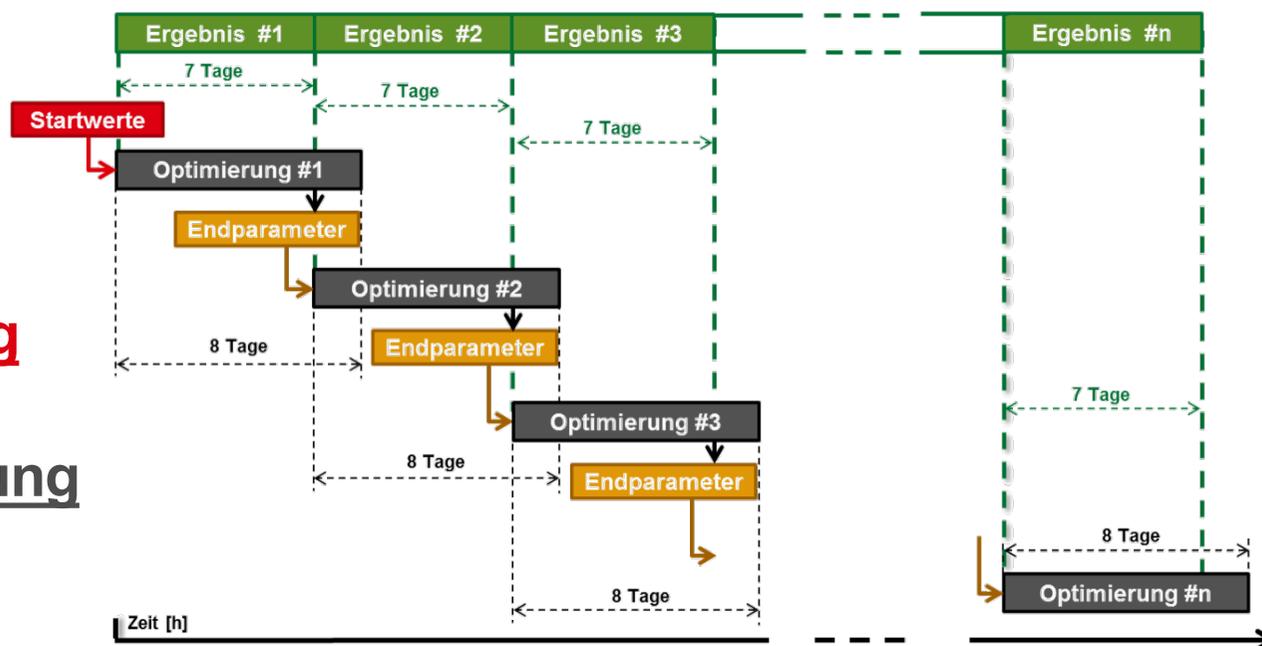
- Stundenscharfe, geschlossene Lösung ohne Anfahrtskosten für **1 Quartal** möglich (Rechenzeit ca. 2,5h)
- Längere Zeiträume?



Rollierende Optimierung

➤ Laufzeiten mit Rollierung

- 8760h (ca. 14h Rechenzeit)



Genauer beleuchtet: Was stecken für Grundannahmen in unserem Modell?

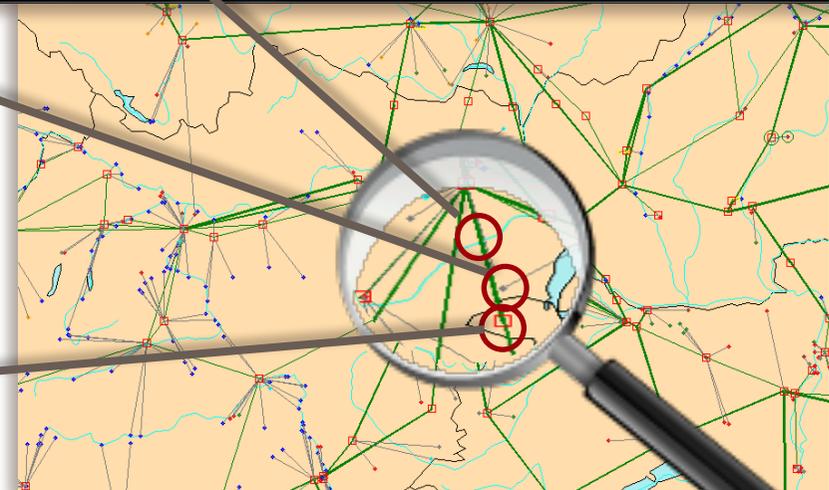
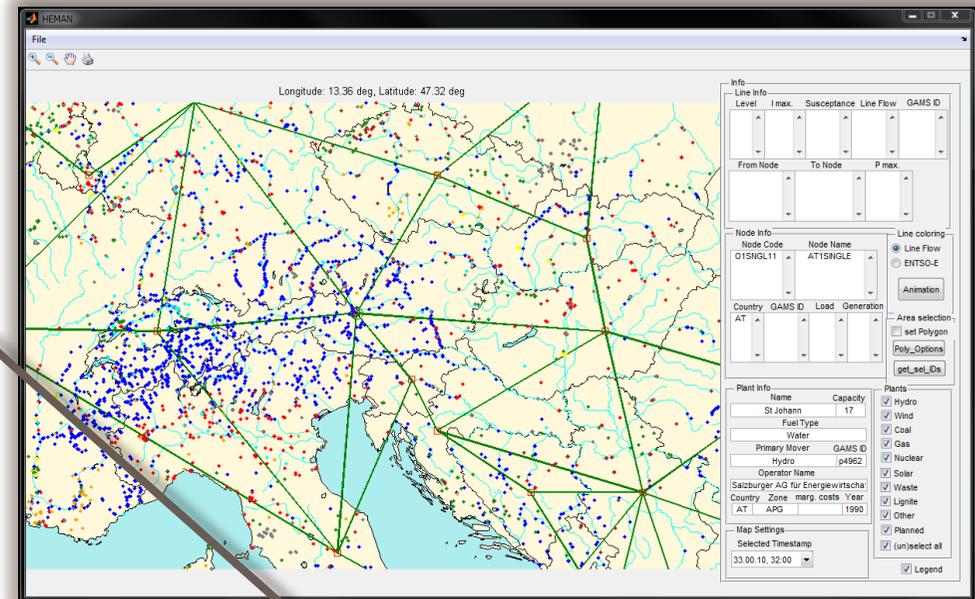
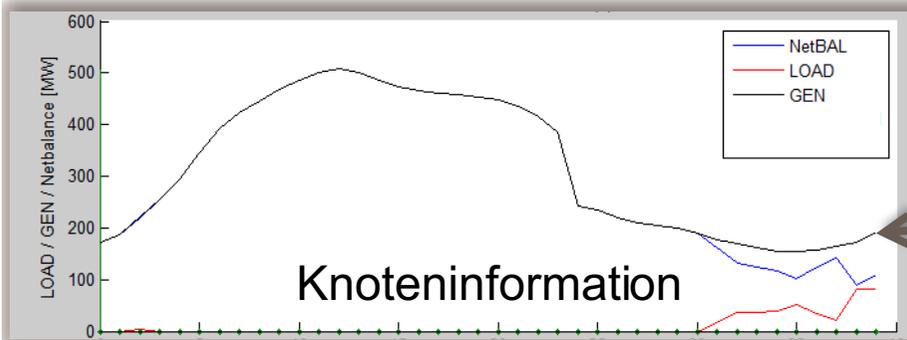
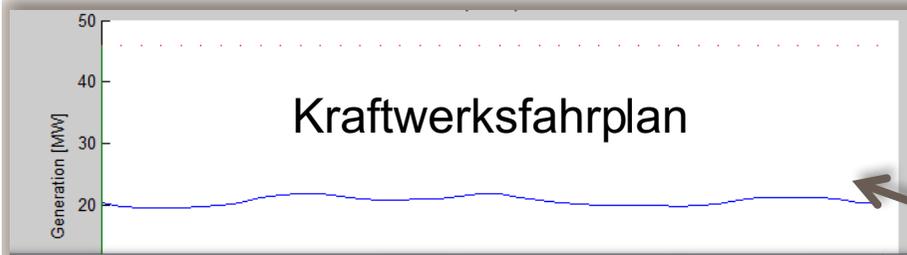
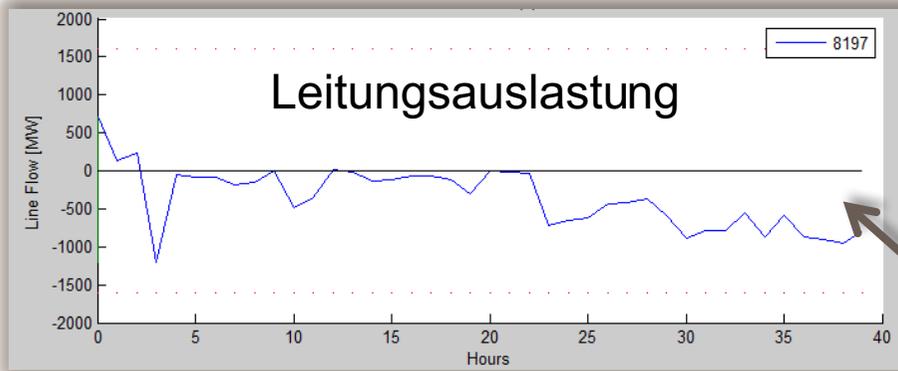


➤ Grundannahmen:

- Perfekter Wettbewerb
(Erzeugung wird zu Grenzkosten angeboten)
- *Gesamtwirtschaftliche Optimierung <> Keine Portfoliooptimierung*
- Keine länderscharfen Rohstoffpreise
(ohne Transportkostenaufschlag)
- Perfekte Vorausschau
(Erneuerbare Erzeugung, Last und Verfügbarkeiten sind der Optimierung für den gesamten Iterationszeitraum im Voraus bekannt)



GEO Referenzierte Interaktive Visualisierung aller Elemente



Definition neuer Markgebiete per Selektionstool



Area selection

- set Polygon
- Poly_Options
- get_sel_IDs

Please select country border for polygon overlaying! (Single selections only)

<input checked="" type="checkbox"/> AT	<input type="checkbox"/> AL	<input type="checkbox"/> BE	<input type="checkbox"/> BG	<input type="checkbox"/> BA	<input type="checkbox"/> CH	<input type="checkbox"/> CZ	<input checked="" type="checkbox"/> DE	<input type="checkbox"/> DK	<input type="checkbox"/> ES
<input type="checkbox"/> FR	<input type="checkbox"/> GR	<input type="checkbox"/> HU	<input type="checkbox"/> HR	<input type="checkbox"/> IT	<input type="checkbox"/> LU	<input type="checkbox"/> ME	<input type="checkbox"/> MK	<input type="checkbox"/> NL	<input type="checkbox"/> PL
<input type="checkbox"/> PT	<input type="checkbox"/> RO	<input type="checkbox"/> RS	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> SK					

Please select polygon overlaying option!

29.02.16 11

Mögliche Einsatzmöglichkeiten



- **Effekte neuer oder geänderter Marktgebiete**
 - Einschätzung Trennung Marktgebiet DE-AT

- **Projects of Common Interest (PCI)**
 - Bewertung Bau grenzüberschreitender Leitungen

- **Verifizierung und Begleitung von laufenden Studien**
 - Begleitung TYNDP 2016 für 2030
 - Begleitung CACM Bidding Zone Study

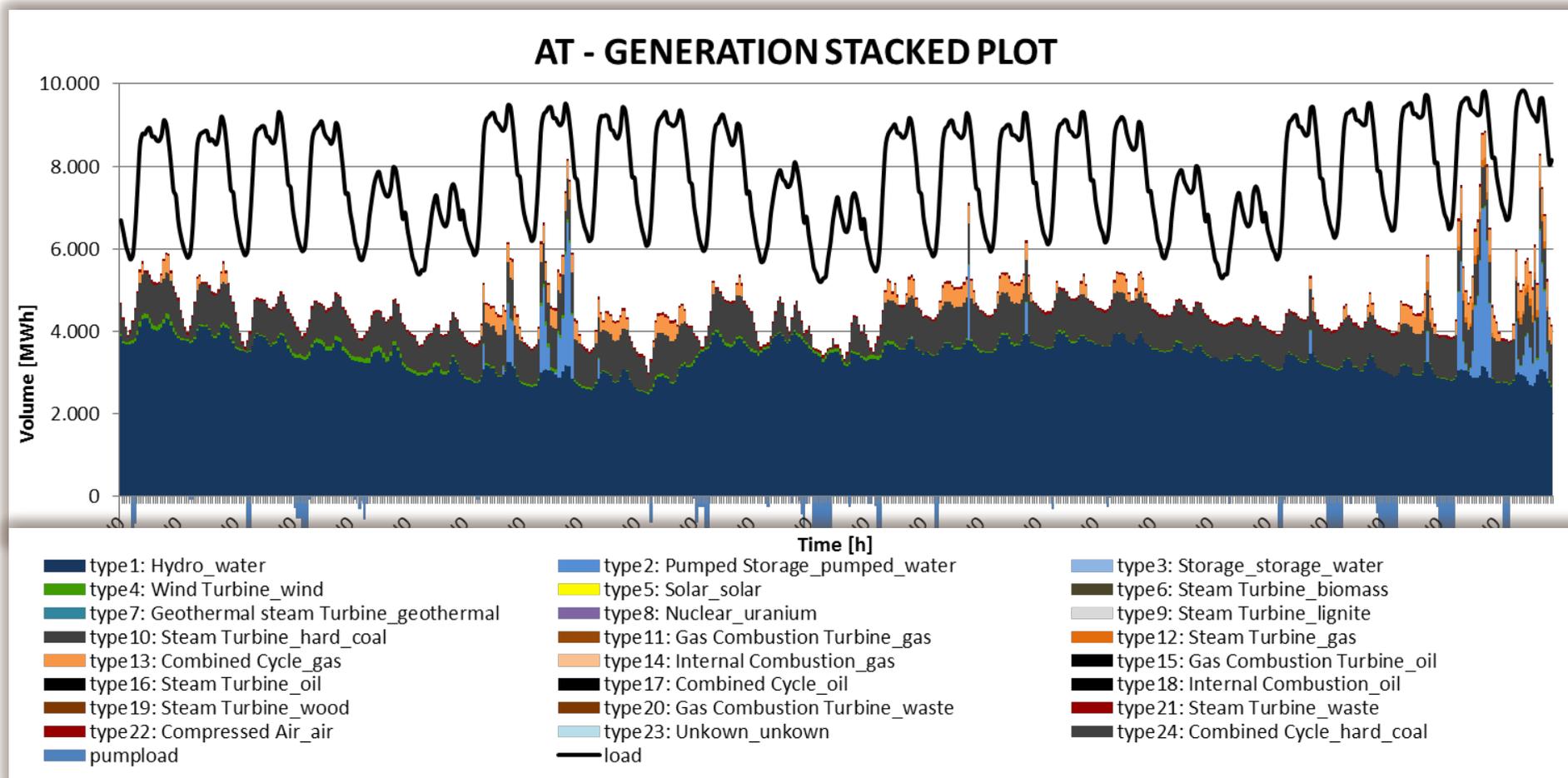
- **Cross-Border-Cost-Allocation (CBCA)**

Modellierungsansatz



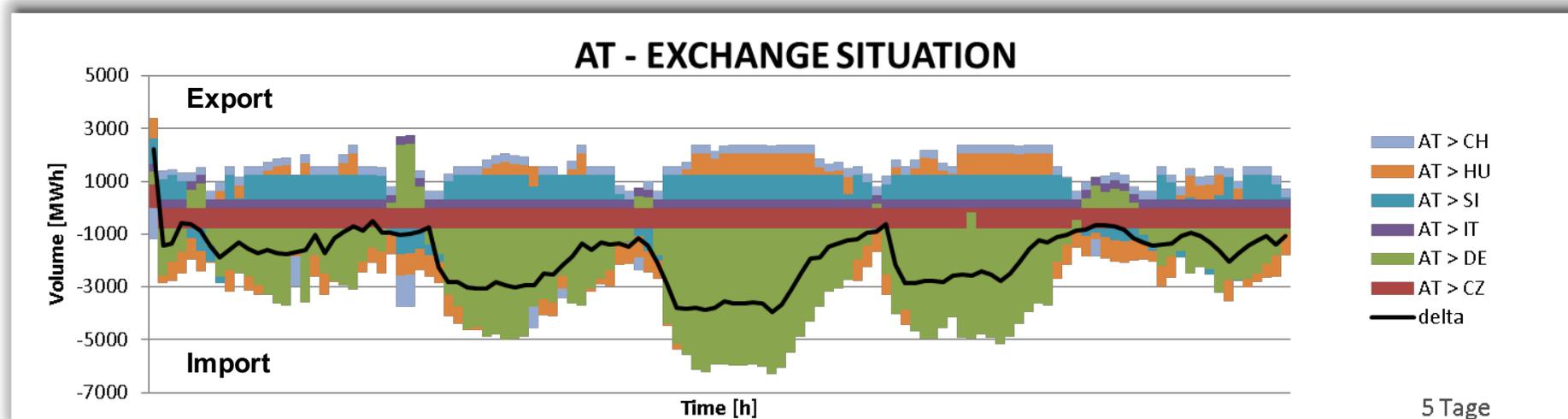
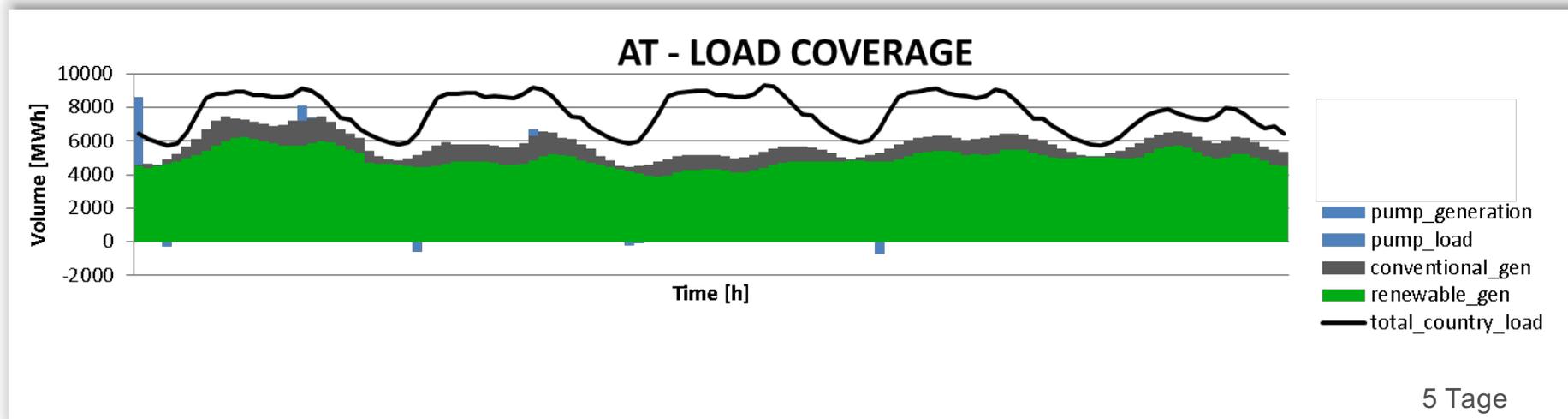
- NTC basiertes Market Coupling
 - Basecase
 - mit den historischen Jahren 2013 und 2014
 - den Annahmen des Ausbau entsprechend dem TYNDP 2016 für das Szenario 2020 Expected Progress
 - Engpass zwischen den Marktgebieten AT und DE
 - Szenarien: 6GW, 5GW, 4GW, 3GW und 2GW
- Analyse der Änderung der Preise und der Sozialen Wohlfahrt in Österreich in den verschiedenen Szenarien im Vergleich zum Basecase

Stundenscharfe Erzeugung

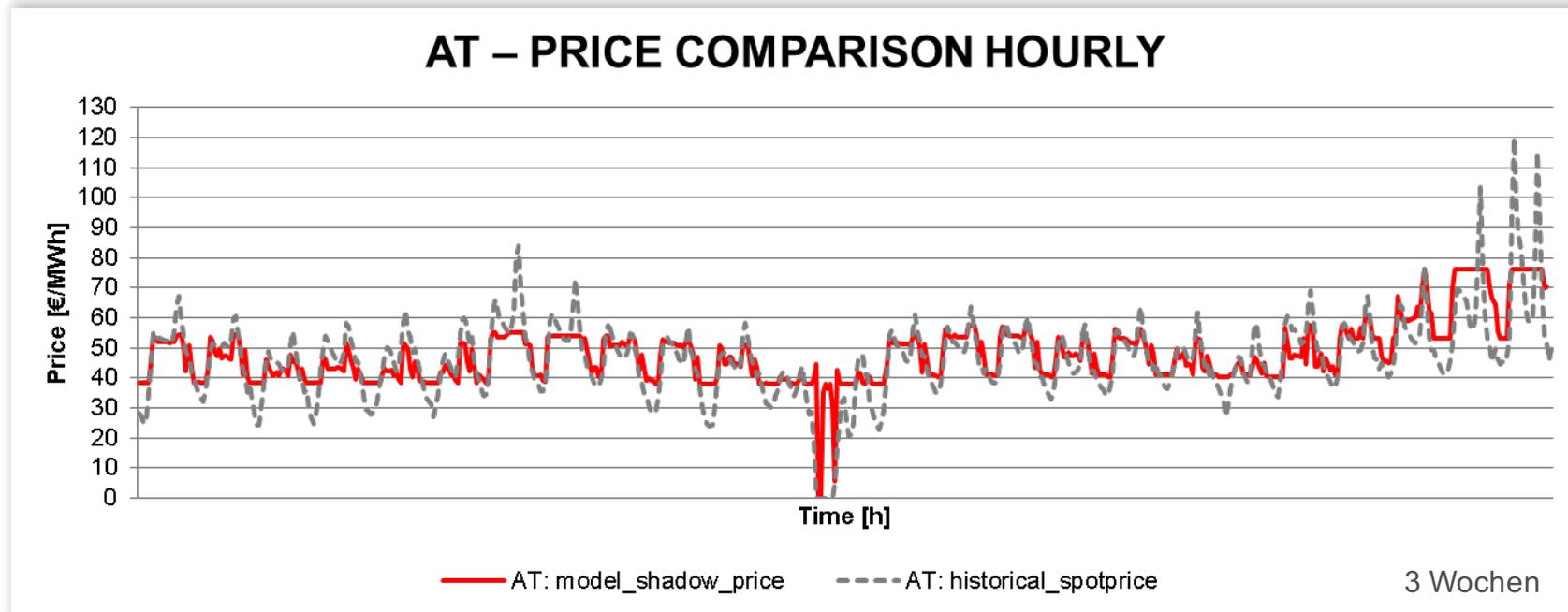


3.5 Wochen

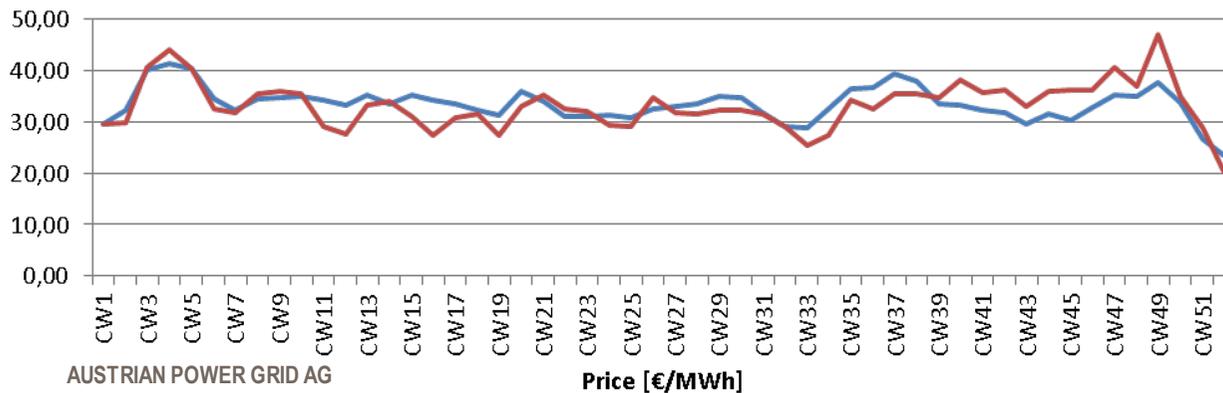
Lastdeckung und Grenzaustausch



Marktpreis (im historischen Vergleich) - Stundenbasis



Weekly price



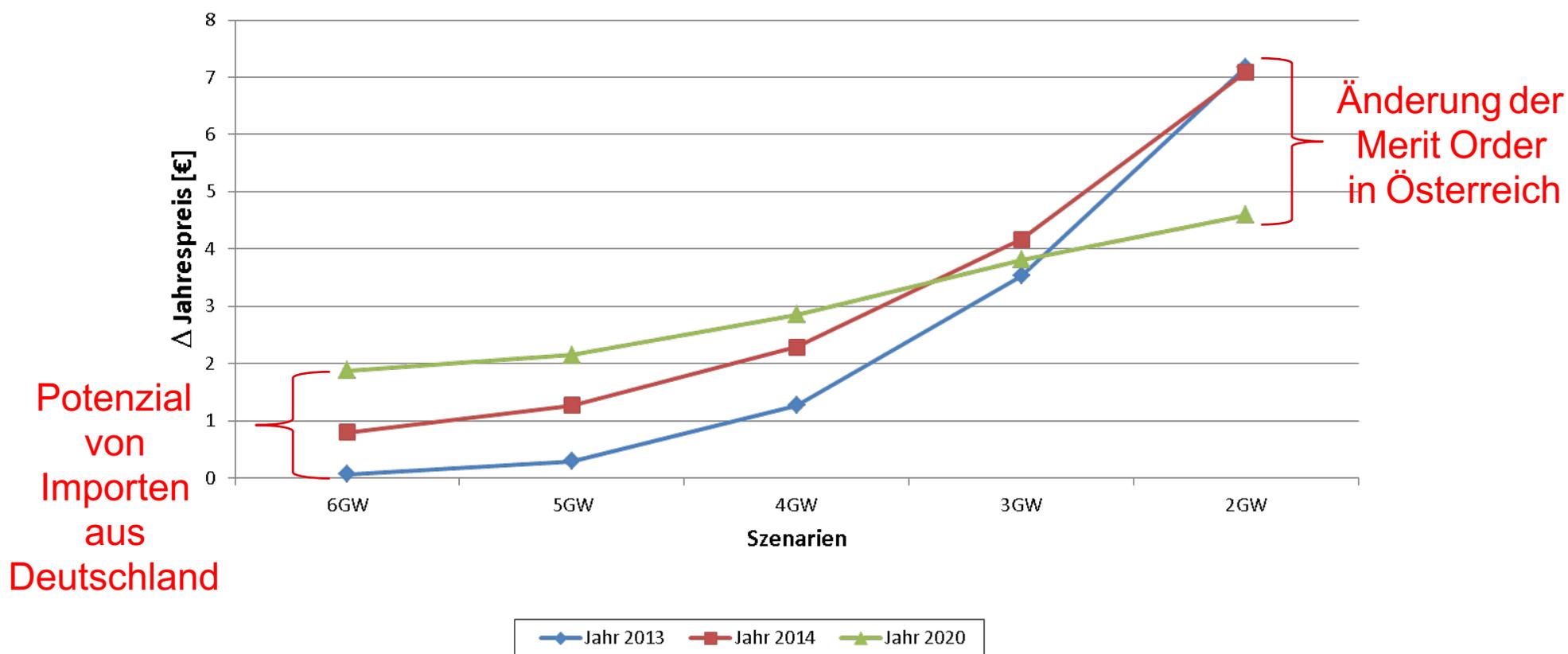
Price Benchmarking 2014

82% convergence
3,2 €/MWh standard deviation

Preisspread



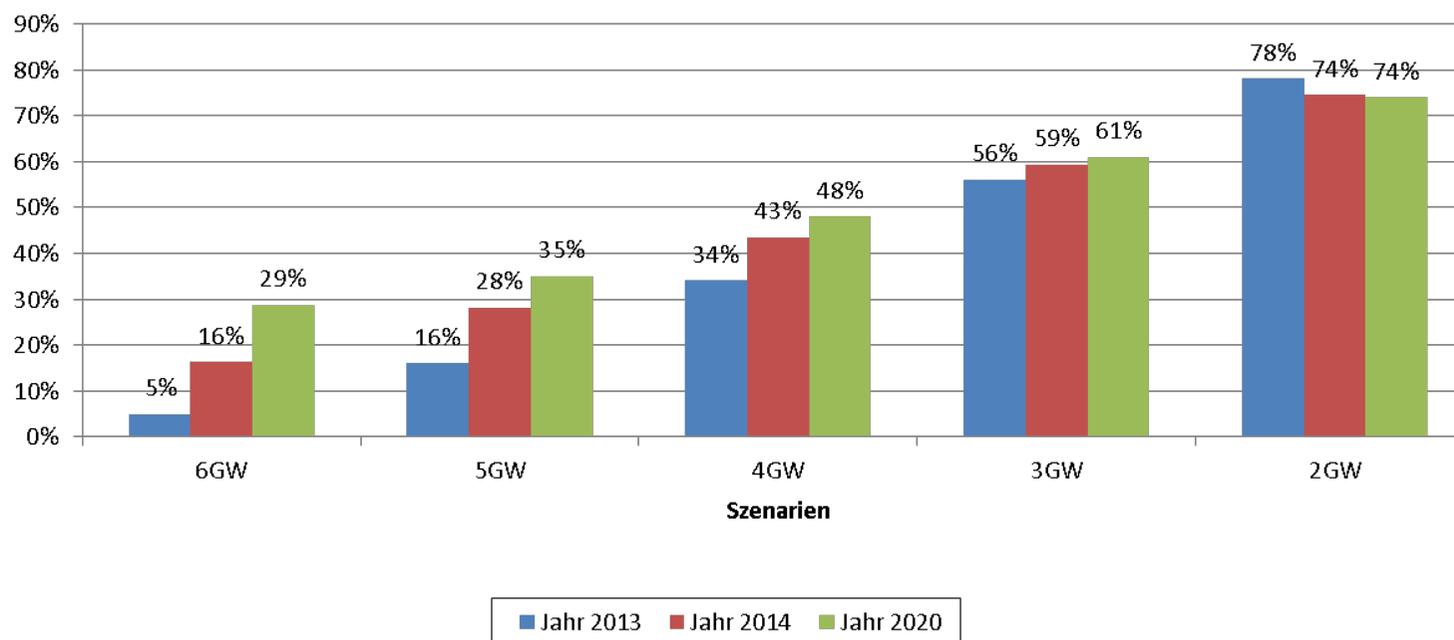
JAHRESVERGLEICH (2013/2014/2020): Δ Jahresmittelpreis AT



Häufigkeit: 100% NTC Auslastung



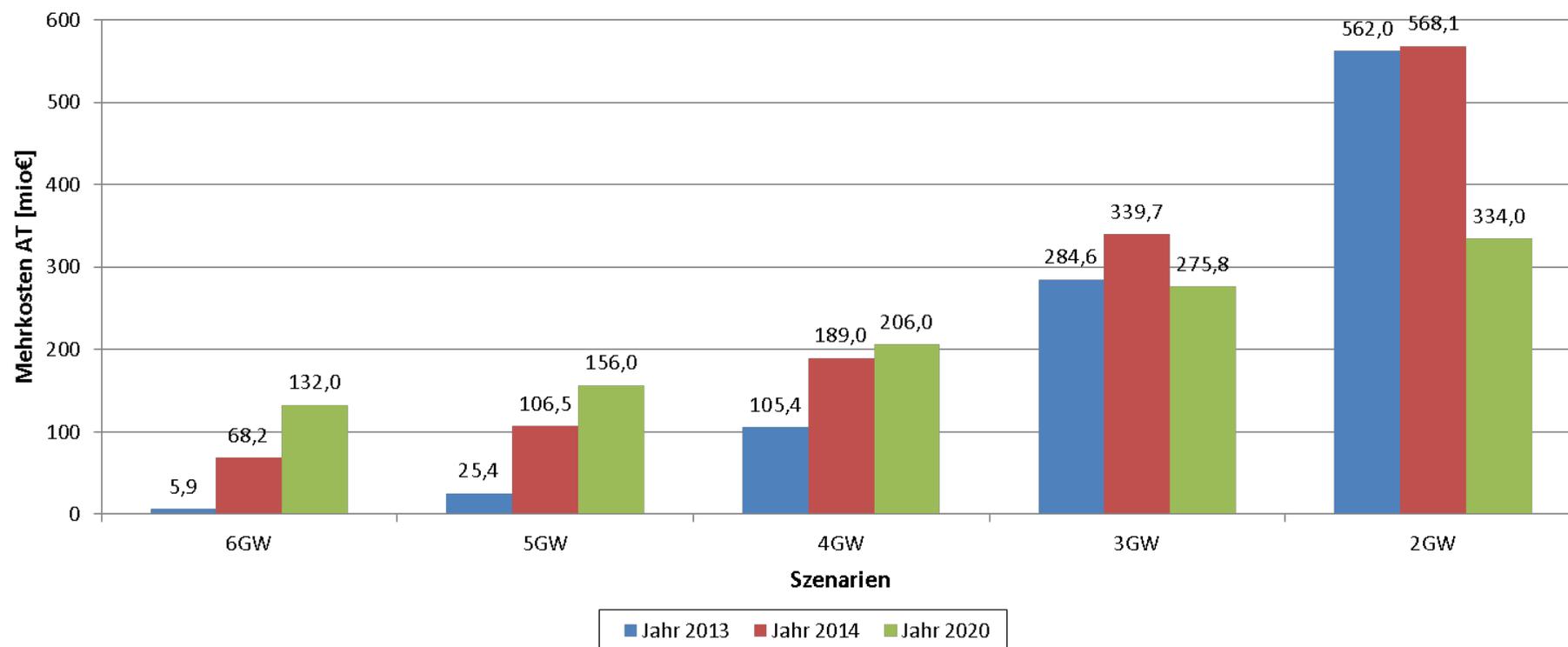
JAHRESVERGLEICH (2013/2014/2020) : Häufigkeit der 100% NTC Auslastung



Mehrkosten für AT



JAHRESVERGLEICH (13/14/20): Mehrkosten AT [mio€]



Schlussfolgerungen



- Massive Einschränkung des freien Handels zwischen Österreich und Deutschland
- Gravierende Mehrkosten von bis zu 570 Millionen Euro in 2014 für die österreichische Wirtschaft für einen eventuellen Engpass
- Situation verbessert sich bis 2020 durch den massiven Ausbau von Erneuerbaren Energien in den TYNDP 2020 Expected Progress Annahmen

