

# MODELLIERUNG DER VORHALTUNG UND DES ABRUFES VON REGELENERGIE MIT DEM EDisON+BALANCING MODELL

Systemdienstleistungen I (Session C3)

Bettina Burgholzer  
burgholzer@eeg.tuwien.ac.at  
Donnerstag, 11.2.2016

- Motivation
- Modell – Methodik
  - Ausgangsmodell EDisOn
  - Erweiterung EDisOn+Balancing
- Analysen – Markt Designs des Projektes Market4RES
- Validierung
- Ausblick

- Erreichung und Umsetzung des europäischen Energiebinnenmarktes (Internal Energy Market - IEM)
- Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)
  - Framework Guidelines on Electricity Balancing (**FG EB**)



- Europäische Verbund der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E)
  - Network Code on Electricity Balancing (**NC EB**)
    - bietet allgemeine Richtlinien, während er viele Fragen offen lässt, z.B.
      - gemeinsam oder separiert organisierte Beschaffung von positiven und negativen Regelleistungs- und Regelenergieprodukten,
      - unterschiedliche Mindestgebotsgrößen (von 1 MW bis 5 MW),
      - die Produktpreisgestaltung (Pay-as-bid vs. marginal),
      - das Preissystem (Dual, Single, kombiniert)
      - und den Abrechnungszeitraum (15 Minuten bis zu einer Stunde)).

- **Regelleistung:** reservierte Kraftwerkskapazität, mit welcher der Übertragungsnetzbetreiber auftretende Ungleichgewichte ausgleichen kann.
  - Leistungspreis: Vergütung der Regelleistung
- **Regelenergie:** die in Echtzeit gelieferte/bezogene Energie, welche das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Nachfrage wiederherstellt.
  - Arbeitspreis: Vergütung der Regelenergie
- **Deltaregelzone:** ist der Überschuss bzw. das Defizit von elektrischer Energie in einer Regelzone.

In Österreich gilt...

- **Primärregelung:** Frequency Containment Reserve - **FCR**,
- **Sekundärregelung:** automatisch aktivierte Frequency Restoration Reserve - **aFRR**,
- **Tertiärregelung:** manuell aktivierte Frequency Restoration Reserve - **mFRR**,
- Kein vergleichbares Produkt in Österreich: Replacement Reserve - **RR**

= **Electricity Dispatch Optimization: Lineares Optimierungs Problem (LOP)**  
 programmiert in MATLAB® (yalmip) und gelöst mit Hilfe Gurobi-Solver!

(basierend auf (Burger et al., 2007), (Shahidehpour et al., 2002))

- deterministisch und geht von einem vollkommenen Wettbewerbsmarkt mit perfekter Voraussicht aus
- Stündliche Auflösung eines ganzen Jahres auf Länderebene für Mitteleuropa
- Energy-only Marktmodell (basierend auf der Annahme, dass dies das zukünftige Marktdesign bleiben wird und mögliche Kapazitätsmechanismen nur punktuellen und zeitlich begrenzten Einfluss haben)

**Zielfunktion:** Minimierung der gesamten Erzeugungskosten

**Nebenbedingungen:**

- Nachfrage=Angebot
- Kapazitäten
- Ramping Limits
- Reservoir Gleichungen
- Abregelung von Erneuerbaren
- DC Lastflüsse & NTCs (mit Hilfe PTDF-Matrix, siehe (Van den Bergh et al., 2014))

$$TotalCosts = \min \sum_{\substack{h \in H_i \\ ca \in CA_i, i \in I_{ca}}} \sum_{th \in TH_i} thP_{h,th} \cdot SRMC_{h,th} + Str_{h,th} \cdot C_{h,th}^{Start} + hyP_{h,i} \cdot C^{Hydro} \\ + (PV_{h,i} - Spill_{h,i}^{PV}) \cdot C^{PV} + (Wind_{h,i} - Spill_{h,i}^{Wind}) \cdot C^{Wind} + NSE_{h,i} \cdot VoLL$$

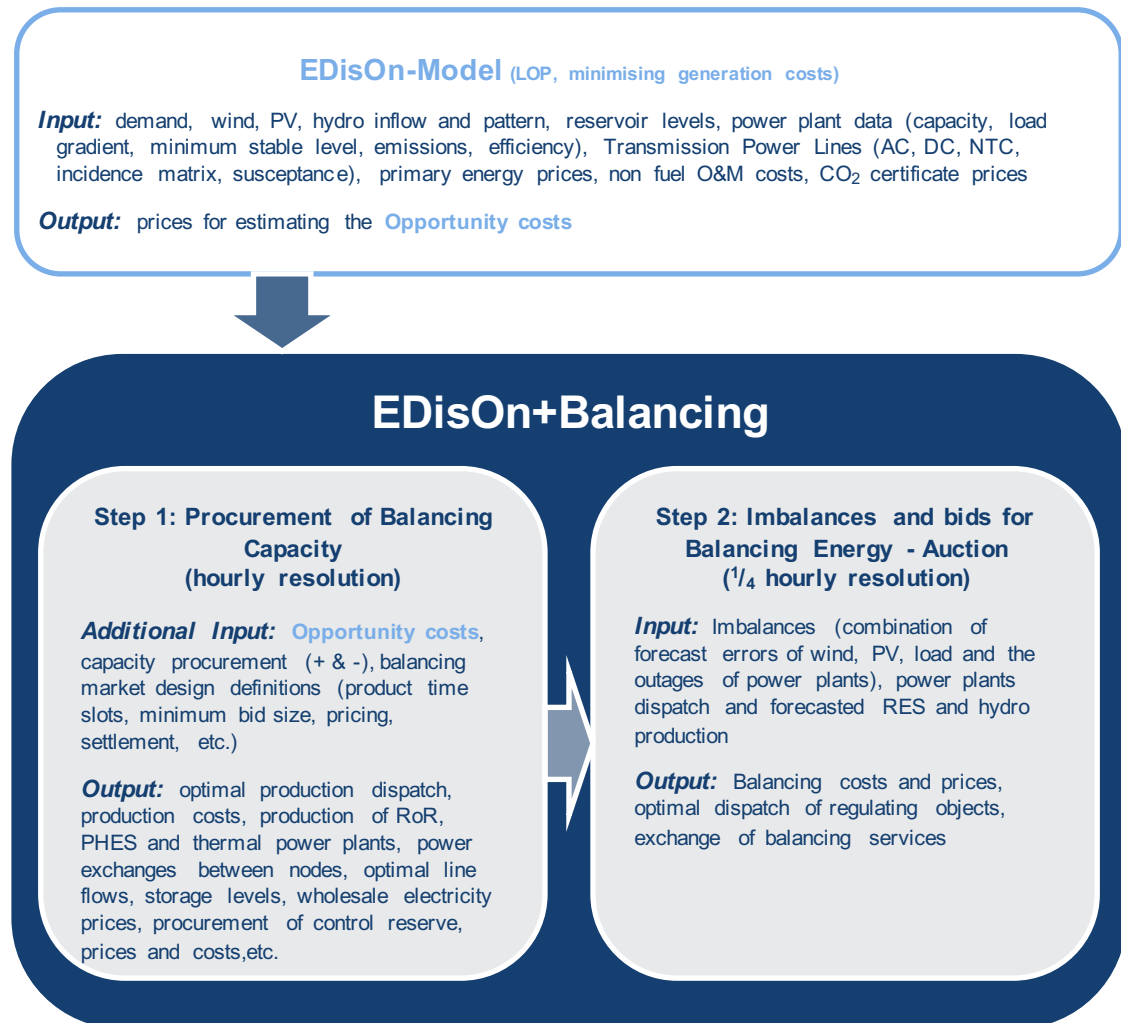
$$SRMC_{h,i,th_i} = C^{O\&M} + C_{th_i}^{fuel} / \eta_{i,th_i}^{Th} + C^{CO_2} \cdot ThEm_{i,th_i} / \eta_{i,th_i}^{Th}$$

# Strommarkt Modell + Regelenergie

## EDisOn+Balancing

Erweiterung des Strommarkt Modells.

Nach der Kraftwerkseinsatz-optimierung wird im **Step 1** die Vorhaltung der Regelenergie simuliert (stündliche Auflösung) und nachfolgend im **Step 2** der Abruf der Regelenergie (1/4 stündliche Auflösung).



- Regelzonen können in Bilanzgruppen geteilt werden
- positive & negative Sekundärregelreserveprodukte (aFRR) werden in Peak, Off-Peak und Weekend beschafft in der Regelzone APG
- HT (Haupttarif Mo-Fr 8:00-20:00) und NT (Nebentarif) für die deutschen Regelzonen
- positive & negative Tertiärregelreserve (mFRR) wird in 4 Stunden Produkte beschafft
- Thermische Kraftwerke können Regelreserve leisten (inkl. ramping NBn)
- Pumpspeicherkraftwerke können Regelreserve leisten (nur aFRR und derzeit nur die vorgehaltene Kapazität)
- Vorhaltung: stündliche Auflösung, Abruf: 15 Minuten
- pay-as-bid (Gesamtkosten: Opportunitätskosten + voraussichtliche Kosten des Abrufs)
- Rollierende Optimierung über beliebigen Zeitraum (täglich oder wöchentlich)

# Step 1: Vorhaltung der Regelleistung

## ■ Zielfunktion und die bedeutendsten Nebenbedingungen

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{\substack{h \in H, \\ ca \in CA, i \in I_{ca}}} \sum_{th \in TH_i} thP_{h,th} \cdot SRMC_{h,th} + Str_{h,th} \cdot C_{h,th}^{Start} + hyP_{h,i} \cdot C^{Hydro} \\ & + (PV_{h,i} - Spill_{h,i}^{PV}) \cdot C^{PV} + (Wind_{h,i} - Spill_{h,i}^{Wind}) \cdot C^{Wind} + NSE_{h,i} \cdot VoLL \\ & + \sum_{j \in a,m} \overline{thFRR}_{h,th}^j \cdot \overline{TC}_{h,th}^j + \underline{thFRR}_{h,th}^j \cdot \underline{TC}_{h,th}^j \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{s.t.} \quad & \sum_{th \in TH_i \wedge i \in I_{ca}} \overline{thFRR}_{h,th}^j + \overline{tuFRR}_{h,i}^j \geq \overline{FRR}_{ca}^j \quad \forall ca \in CA \quad : \lambda_{ca}^{\overline{FRR}^j} \\ & \sum_{th \in TH_i \wedge i \in I_{ca}} \underline{thFRR}_{h,th}^j + \underline{puFRR}_{h,i}^j \geq \underline{FRR}_{ca}^j \quad \forall ca \in CA \quad : \lambda_{ca}^{\underline{FRR}^j} \\ & \overline{thFRR}_{h,th}^j, \underline{thFRR}_{h,th}^j \geq 0, \overline{tuFRR}_{h,i}^j \geq 0, \underline{puFRR}_{h,i}^j \geq 0 \end{aligned}$$

Für  $j = \{a, m\}$  automatisch und manuell aktivierte FRR,  $h \in H = \{1, \dots, 8760\}$  Stunden,  $th \in TH_i = \{gas, coal, lignite, \dots\}$  thermische Einheiten,  $i \in I_{ca} = \{BG_1, \dots, BG_n\}$  Bilanzgruppen der Regelzone  $ca \in CA = \{APG, TenneT, TransnetBW, \dots\}$ .

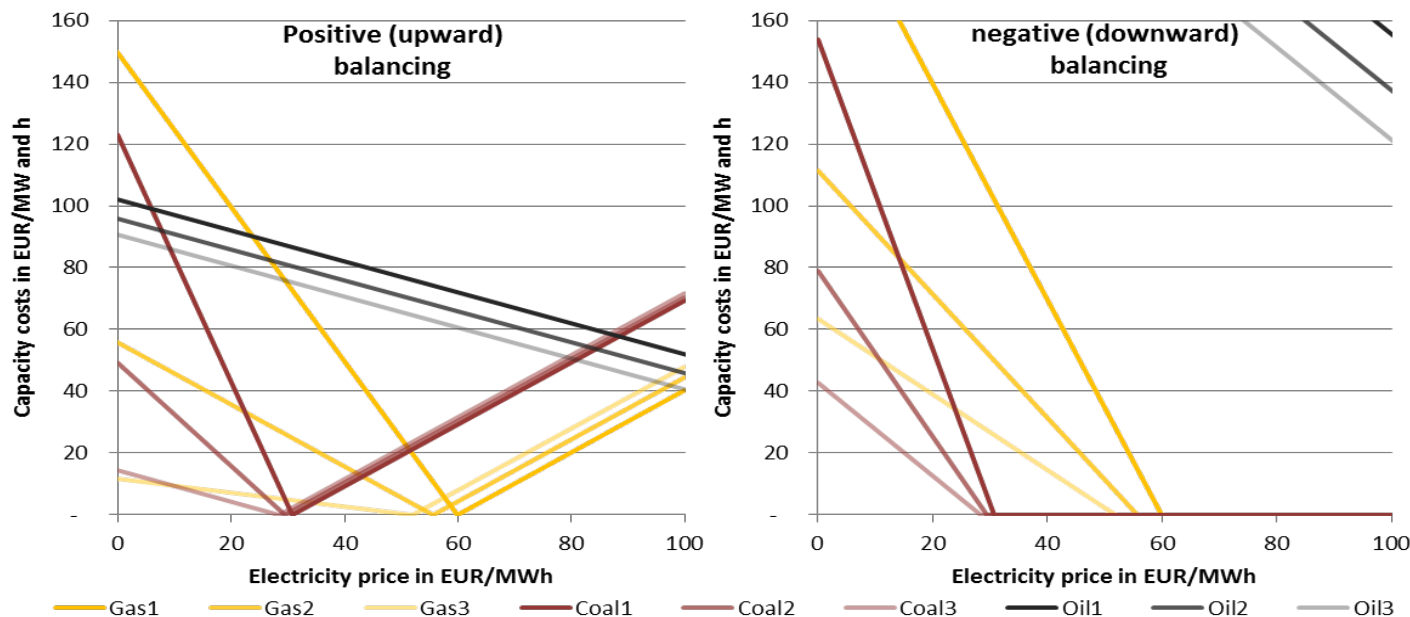


Kosten der **positiven** Regelleistung sind berücksichtigt als die Summe der Kapazitätskosten und der erwarteten Kosten bei Lieferung:  
(Müsgens, Ockenfels und Peek, 2014)

$$\overline{TC}^j = \begin{cases} (SRMC - p^{DA}) \cdot \frac{CAP^{Min}}{CAP^{Reserve}} + h \cdot SRMC & , \text{ if } SRMC > p^{DA} \\ p^{DA} - SRMC + h \cdot SRMC & , \text{ if } SRMC \leq p^{DA} \end{cases}$$

Opportunitätskosten der **negativen** Regelleistung:  
(Hirth und Ziegenhagen, 2015)

$$\underline{TC}^j = \begin{cases} SRMC - p^{DA} \cdot \frac{CAP^{Min} - CAP^{Reserve}}{CAP^{Reserve}} & , \text{ if } SRMC > p^{DA} \\ 0 & , \text{ if } SRMC \leq p^{DA} \end{cases}$$



Mit  $CAP^{Reserve} = \min\{\Delta CAP \cdot t^*; CAP^{Max} - CAP^{Min}\}$ , und  $h \in [0,1]$  der ex-ante Wahrscheinlichkeit, dass die akzeptierte Kapazität abgerufen wird.

Berücksichtigung der **up- und down-ramping Limits** thermischer Kraftwerke:

15 Minuten für manuelle FRR!!

$$\overline{\text{thFRR}}_{h,th}^a \leq X_{h,th}^Z \cdot \min \left\{ \text{ThCap}_{th}^{max}, \frac{\text{rampLimit}_{th}}{60} \cdot 5 \right\}$$

$$\underline{\text{thFRR}}_{h,th}^a \leq X_{h,th}^Y \cdot \min \left\{ \text{ThCap}_{th}^{max} - \text{ThCap}_{th}^{min}, \frac{\text{rampLimit}_{th}}{60} \cdot 5 \right\}$$

Berücksichtigung von **Pumpspeicherkraftwerken**:

$$\text{storLv}_{h,i} = \text{storLv}_{h-1,i} - \text{tuP}_{h,i} / \eta^{tu} + \text{puP}_{h,i} \cdot \eta^{pu} + \text{Inflow}_{h,i}$$

$$\left. \begin{aligned} \text{storLv}_{h,i}^{RV+} &= \text{storLv}_{h-1,i}^{RV+} - \overline{\text{tuFRR}}_{h,i}^a / \eta^{tu} \\ \text{storLv}_{h,i}^{RV-} &= \text{storLv}_{h-1,i}^{RV-} + \underline{\text{puFRR}}_{h,i}^a \cdot \eta^{pu} \\ \text{EnMin}_i &\leq \text{storLv}_{h,i} + \text{storLv}_{h,i}^{RV+} \\ \text{storLv}_{h,i} + \text{storLv}_{h,i}^{RV-} &\leq \text{EnMax}_i \\ \text{tuP}_{h,i} + \overline{\text{tuFRR}}_{h,i}^a &\leq \text{InstCap}_i \\ \text{puP}_{h,i} + \underline{\text{puFRR}}_{h,i}^a &\leq \text{PuCap}_i \\ 0 &\leq \text{tuP}_{h,i}, \quad 0 \leq \text{puP}_{h,i}, \quad 0 \leq \overline{\text{tuFRR}}_{h,i}^a, \quad 0 \leq \underline{\text{puFRR}}_{h,i}^a \end{aligned} \right\} \text{Veränderung des Speicherlevels aufgrund der Kapazitätsvorhaltung}$$

## Step 2: Abruf der Regelenergie

**Zielfunktion:** Minimierung der gesamten Kosten, welche durch den Regelenergieabruf verursacht werden, basierend auf (Morales, 2014).

$$\begin{aligned}
 & \min \left\{ \sum_{\substack{h \in H_i \\ ca \in CA, i \in I_{ca}}} \sum_{th \in TH_i} \sum_j thFRR_{h,th}^{j+} \cdot \overline{TC}_{h,th}^j + thFRR_{h,th}^{j-} \cdot \underline{TC}_{h,th}^j \right\} \\
 s.t. \quad & Imb_{h,ca}^j = \sum_{th \in TH_i \wedge i \in I_{ca}} thFRR_{h,th}^{j+} - thFRR_{h,th}^{j-} \quad \forall ca \quad : \lambda^{Imb} \\
 & 0 \leq thFRR_{h,th}^{a+} \leq ThCap_{th}^{max} - thP_{h,th} \quad \forall h, th \\
 & 0 \leq thFRR_{h,th}^{a-} \leq thP_{h,th} \quad \forall h, th
 \end{aligned}$$

**Regelzonenabweichungen:**

- **Derzeit:** Deltaregelzone-Daten als Zeitreihe je Regelzone
- **Zukünftig:** Zusammensetzung von mehreren stochastischen Prozessen, bestehend aus den Fahrplanabweichungen bzw. Prognosefehlern von PV, Wind und der Last.

## “Post 2020 framework in a liberalised electricity market with large share of Renewable Energy Sources”

- Das Projekt wird von der Europäischen Kommission im Rahmen des Intelligent Energy Europe (IEE) Programmes kofinanziert. Gesamtbudget: 2.4 Mio.€
- Laufzeit:** April 2014 - September 2016

### Qualitative Einschätzungen

Regelenergie Markt Design Analysen			
Procurement of balancing capacity and balancing energy products	Joint		Separated
	Poor		Good
Procurement of upward and downward balancing capacity products	Joint		Separated
	Poor		Good
Minimum bid size	Large (> 5MW)	Medium (1-5MW)	Small (≤1MW)
	Poor	Poor to fair	Good
Pricing of balancing products	Pay-as-bid		Marginal
	Poor to fair		Good
Imbalance pricing system	Dual	Single	Combined
	Poor to fair	Fair to good	Good
Settlement period	Long (1h)	Average (30min)	Short (15min)
	Poor	Fair	Good

Step 2: Energie ≤ Leistungsvorhaltung

$$thFRR_{h,th}^{j+} \leq \overline{thFRR}_{h,th}^j, \quad thFRR_{h,th}^{j-} \leq \underline{thFRR}_{h,th}^j$$

Step 1: positiv = negativ  $\overline{thFRR}_{h,th}^j = \underline{thFRR}_{h,th}^j$

Step 1: Untergrenze für Mengengebote  
→ Achtung: Binärvariablen!!!

Step 1: Bepreisung mit Opportunitätskosten bzw. mit der Dualvariable

Nach Step 2: Berechnung der Einnahmen und Ausgaben je Bilanzgruppenverantwortlichen

COORDINATOR

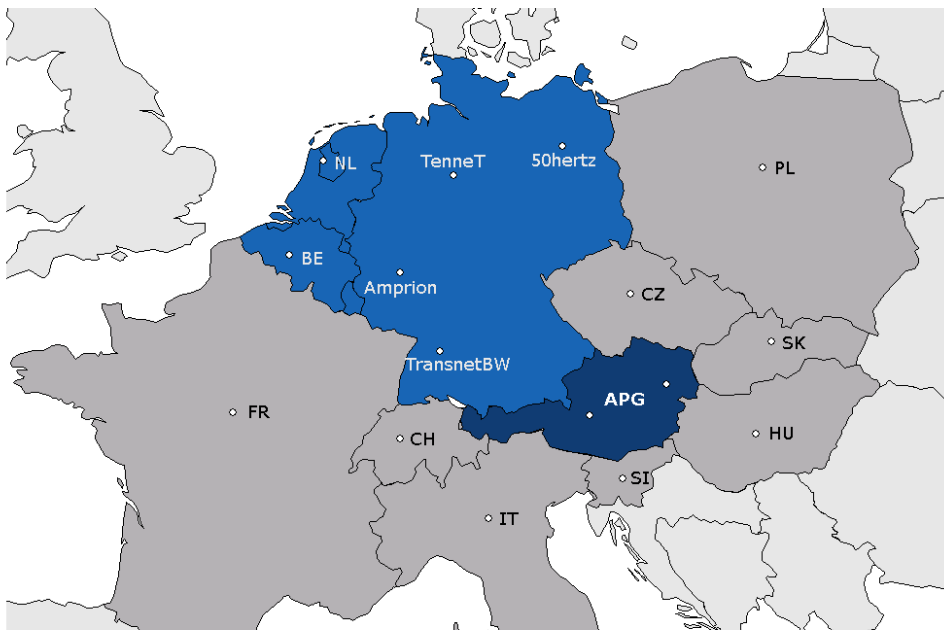


Co-funded by the Intelligent Energy Europe Programme of the European Union

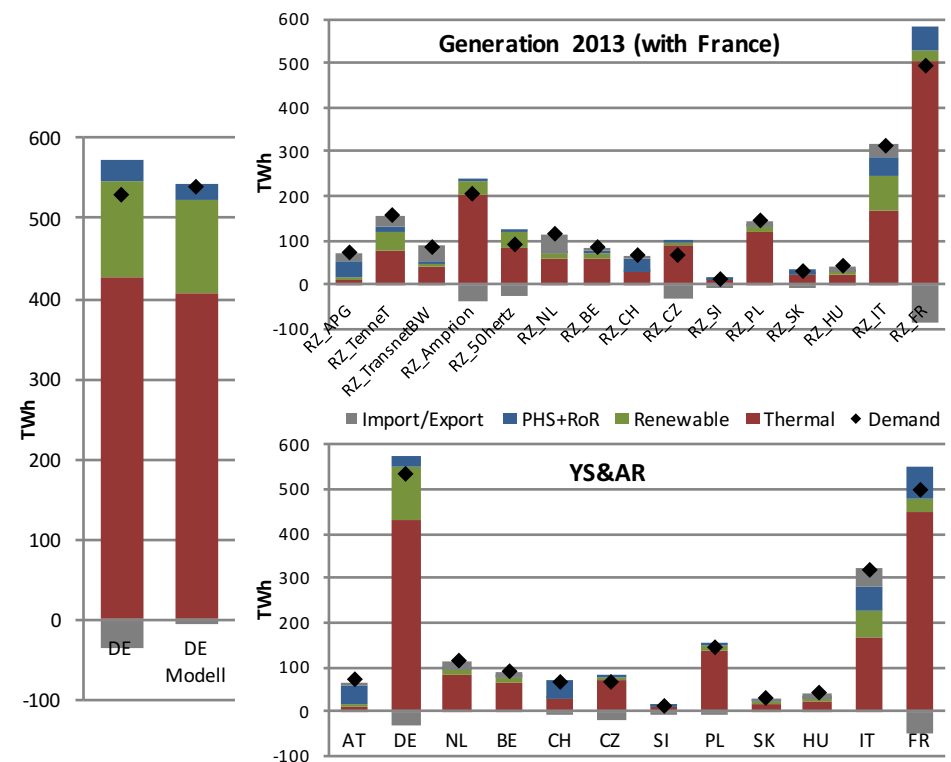
# Validierung des Modells mit der Jahresstatistik 2013 von ENTSO-E - Kraftwerkseinsatz

Räumliche Geltungsbereich:

- **Regelenergiemarkt:** APG, TransnetBW, Amprion, TenneT, 50hertz, NL und BE.
- **Day-ahead Markt:** FR, CH, IT, SI, HU, SK, CZ und PL.



Vergleich der Modellresultate mit der Jahresstatistik 2013 von ENTSO-E  
(Yearly Statistics & Adequacy Retrospect – YS&AR)



- Windparks als Regelennergieanbieter (speziell für mFRR),
- implizite Allokation von Übertragungskapazitäten für die Regelleistung, Common Merit-Order und Imbalance Netting,
- erste Testläufe für 2030 Szenarien,
- Szenarien Analyse bzgl. zukünftiger Markt Designs im Jahr 2030,
- Weiterentwicklung des Step 2 inkl. Implementierung der zusammengesetzten stochastischen Prozesse und
- die Berücksichtigung der Regelenenergiemarktabbildung in weiteren EU-Staaten.



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN  
Vienna University of Technology



Bettina Burgholzer

TU Wien

Energy Economics Group, EEG

Gußhausstraße 25-29 / E370-3

1040 Vienna, Austria

[T] +43 1 58801 370 366

[F] +43 1 58801 370 397

[E] [burgholzer@eeg.tuwien.ac.at](mailto:burgholzer@eeg.tuwien.ac.at)

[W] [www.eeg.tuwien.ac.at](http://www.eeg.tuwien.ac.at)

- Burger, Markus, Bernhard Graeber, and Gero Schindlmayr (2007). *Managing energy risk: An integrated view on power and other energy markets*. Wiley finance series. Chichester et al.: John Wiley & Sons. ISBN: 047072546X.
- Farahmand, H. and G. L. Doorman (2012). “Balancing market integration in the Northern European continent.” In: *Applied Energy* 96, pp. 316–326. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.11.041.
- Hirth, Lion and Inka Ziegenhagen (2015). “Balancing power and variable renewables: Three links.” In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50, pp. 1035–1051. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2015.04.180.
- Morales, Juan M. (2014). *Integrating renewables in electricity markets: Operational problems*. Vol. volume 205. International series in operations research & management science. Springer. ISBN: 978-1-4614-9410-2.
- Müsgens, Felix, Axel Ockenfels, and Markus Peek (2014). “Economics and design of balancing power markets in Germany.” In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 55, pp. 392–401. ISSN: 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.09.020.
- Shahidehpour, M., Hatim Yamin, and Zuyi Li (2002). *Market operations in electric power systems: Forecasting, scheduling, and risk management*. [New York]: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Wiley-Interscience. ISBN: 9780471463948.
- Van den Bergh, K, K. Bruninx, et al. (2013). *A Mixed-Integer Linear Formulation of the Unit Commitment Problem: Working Paper*. url: [www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy%5C\\_environment/Pdf/wpen2013-11.pdf](http://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy%5C_environment/Pdf/wpen2013-11.pdf).
- Van den Bergh, K, E. Delarue, and W. D’Haeseleer (2014). *DC power flow in unit commitment models: TME Working Paper - Energy and Environment*. url: [www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy%5C\\_environment/Pdf/wpen2014-12.pdf](http://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy%5C_environment/Pdf/wpen2014-12.pdf).