



Technische Universität Berlin

Institut für Energietechnik



Flexibilität aus Wind- und Photovoltaikanlagen im Regelenergiemarkt 2035

**14. Symposium Energieinnovation
Graz - 11. Februar 2016**

Dipl.-Ing. Sebastian Spieker und Jakob Kopiske, M.Sc.

FG Energietechnik und Umweltschutz

Prof. G. Tsatsaronis • TU Berlin

sebastian.spieker@iet.tu-berlin.de und j.kopiske@iet.tu-berlin.de

<http://www.energietechnik.tu-berlin.de>

Modellüberblick

- ▶ Modellbeschreibung
- ▶ Modellvalidierung: 2014
- ▶ Eingangsdaten

Ergebnisse: Regelleistung durch Wind und PV 2035

- ▶ technologiespez. Regelleistungsvorhaltung
- ▶ Strom- und Regelleistungspreise
- ▶ Erlösmöglichkeiten für Wind+PV

Fazit

MODELLBESCHREIBUNG

EINGANGSDATEN, MODELLIERUNG & VALIDIERUNG

Modellierung

Thermische Kraftwerke



<http://kraftwerke.vattenfall.de>

Allg. technische Kraftwerksparameter

Laständerungsgeschwindigkeit, Teillastverhalten, Mindestlast,...

Anfahrkosten

Brennstoffmehrbedarf (abhängig von der Kraftwerksstillstandszeit),...

KWK

Fernwärmenetze, PQ-Diagramme, P2H,...

Pumpspeicher/ Energiespeicher



<http://kraftwerke.vattenfall.de>

Speicherkapazität

Volumina Oberbecken/Unterbecken, Speicherkaskaden,...

Regelfähigkeit

hydraulischer Kurzschluss,...

Leistung

Verhältnis von Be- zu Entladeleistung

Strommarkt



<https://www.eex.com>

Märkte

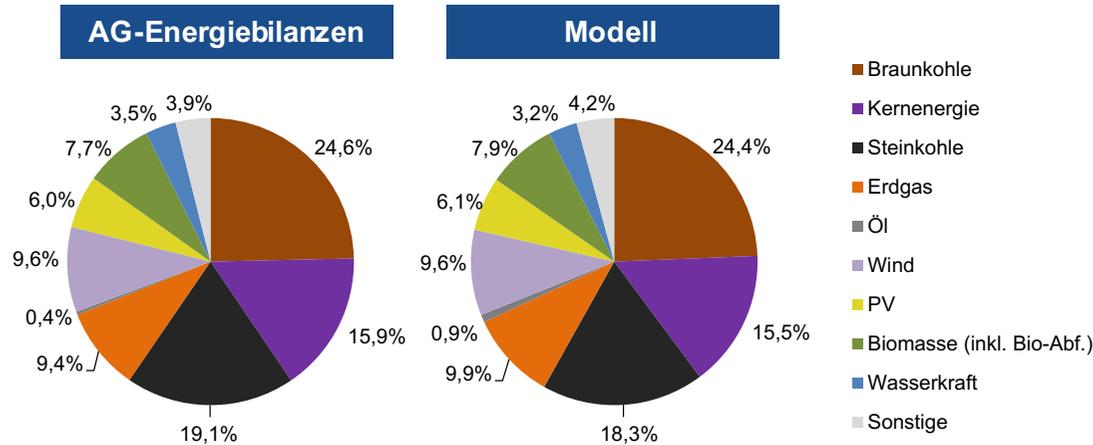
Day-Ahead-Spotmarkt & Regelleistungsmarkt

Preise

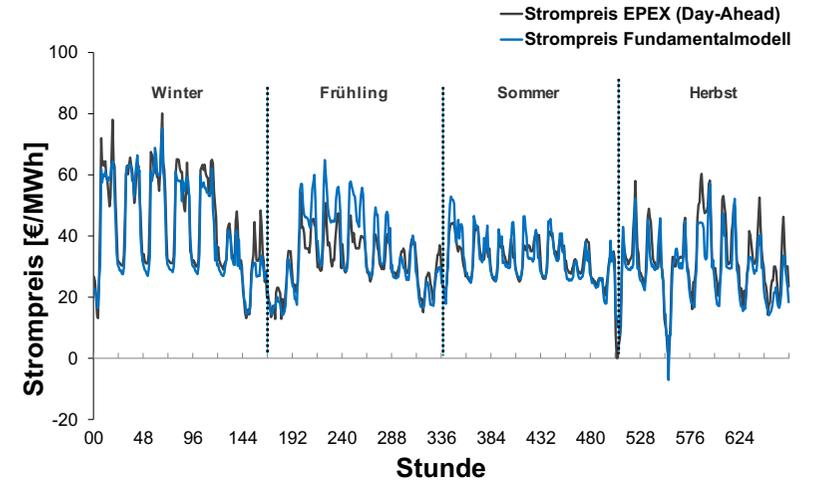
modellendogene Preisbestimmung mit Berücksichtigung von Anfahrkosten bzw. vermiedenen Anfahrkosten, Opportunitätskosten,...

Modellvalidierung für 2014

► Stromerzeugung

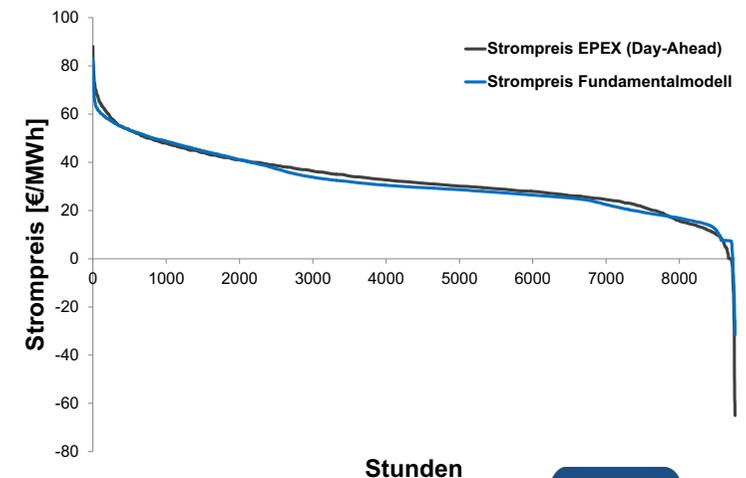


► Day-Ahead-Spotpreise



► RegelleLeistungspreise

		Preise [€/MW h]	
		historisch	Modell
PRL		20,9	17,1
SRL	pos.	7,5	6,8
	neg.	5,0	5,8
MR	pos.	0,5	0,4
	neg.	3,8	2,4



Kraftwerkspark und Brennstoffpreise 2035

Installierte Kraftwerkskapazität [GW]

	2014	2035: NEP 2025
Kernenergie	12,1	-
Braunkohle	20,9	9,1
Steinkohle	25,8	11,0
Gaskraftwerke	23,0	40,7
Ölkraftwerke	2,2	0,4
Pumpspeicher	9,2	14,5
Biomasse	5,5	8,4
Wind Onshore	37,1	88,8
Wind Offshore	1,0	18,5
PV	38,3	59,9

Brennstoffkosten [€/MWh_{HI}]

	2014	2035: NEP 2025
Uran	3,2	-
Braunkohle	2,3	1,5
Steinkohle	9,1	10,4
Erdgas	23,5	33,7
Heizöl (leicht)	63,1	87,4
CO2-Zertifikate [€/t]	6,1	31,0



<http://corporate.vattenfall.de>



George Shuklin
Wikimedia Commons



Amiralis
Wikimedia Commons

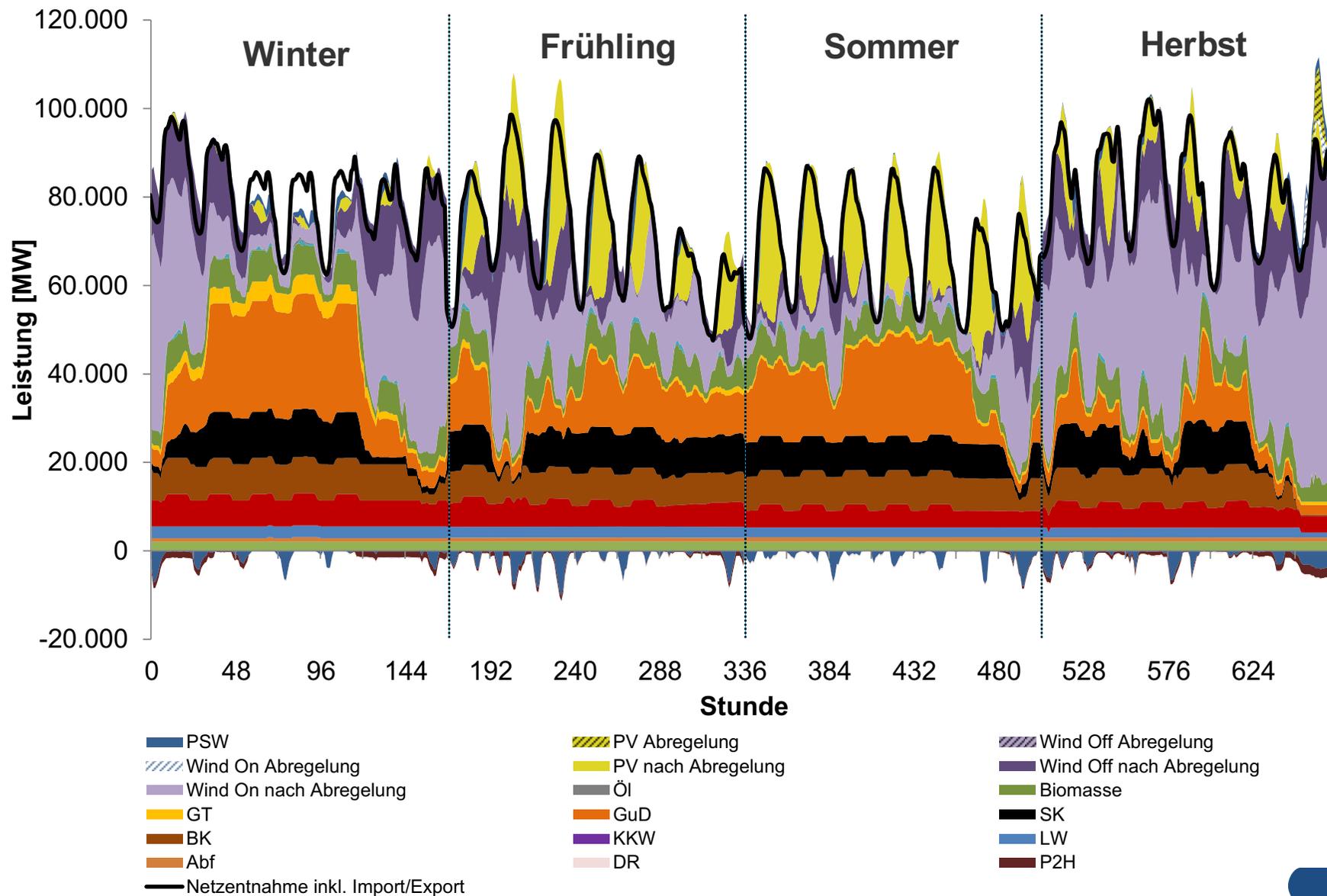


<http://www.flickr.com/photos/19616008@N00> Petteri
Wikimedia Commons

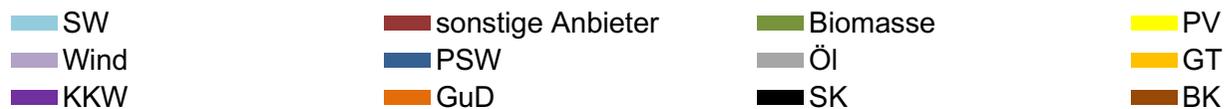
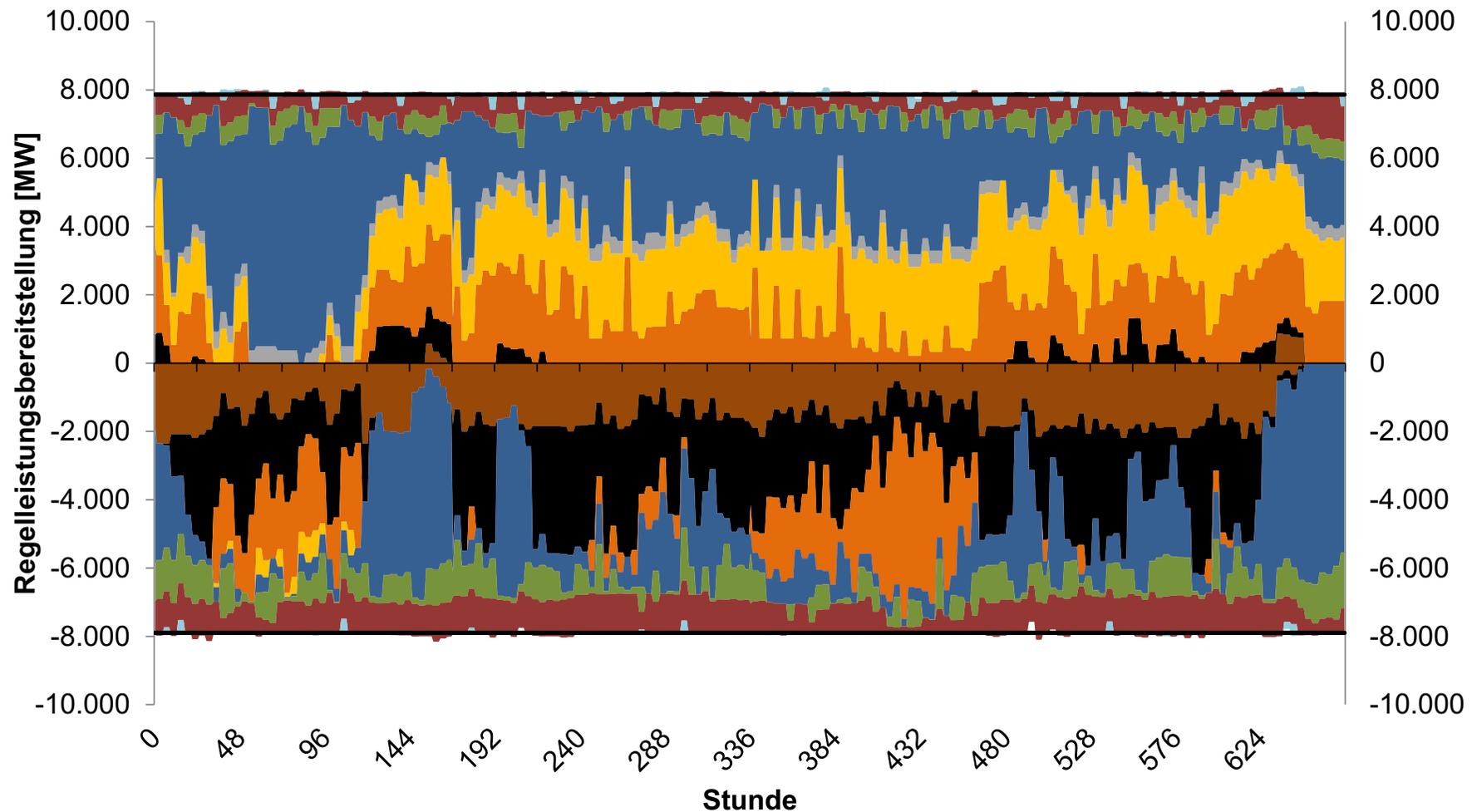
ERGEBNISSE

REGELLEISTUNGSMARKTTTEILNAHME WIND+PV 2035

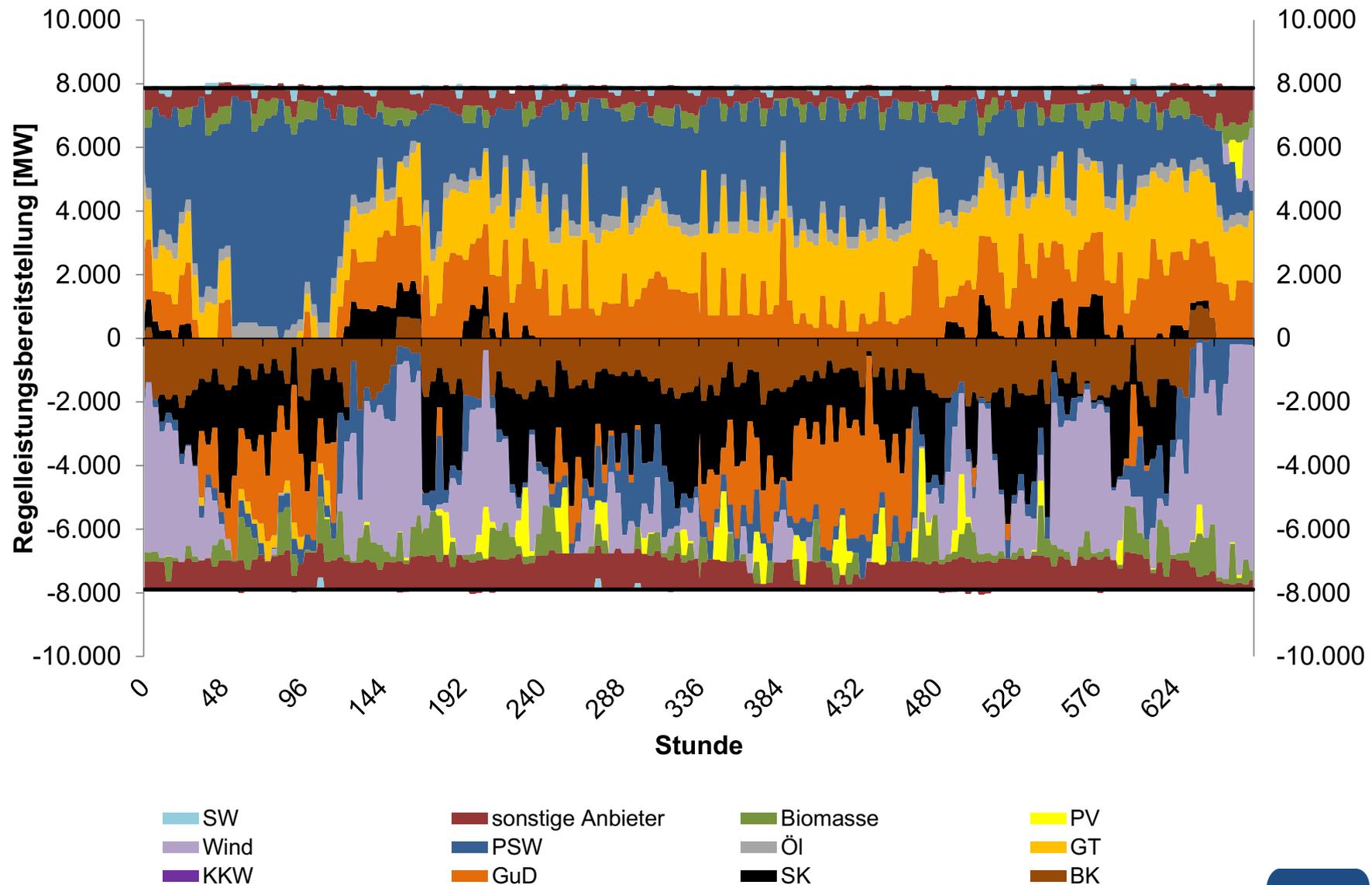
Stromerzeugung 2035



Regelleistungsvorhaltung 2035: ohne Wind+PV

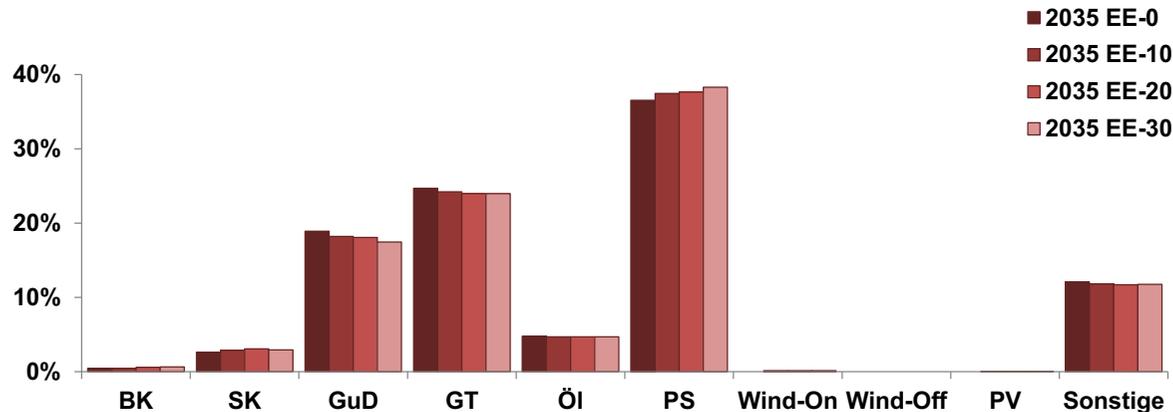


Regelleistungsvorhaltung 2035: mit Wind+PV



Regelleistungsvorhaltung 2035

▶ Vorhaltung: positive Regelleistung



▶ PQ-Anteil 20% (EE20)

Must-Run

11,3 GW → 9,3 GW (-18%)

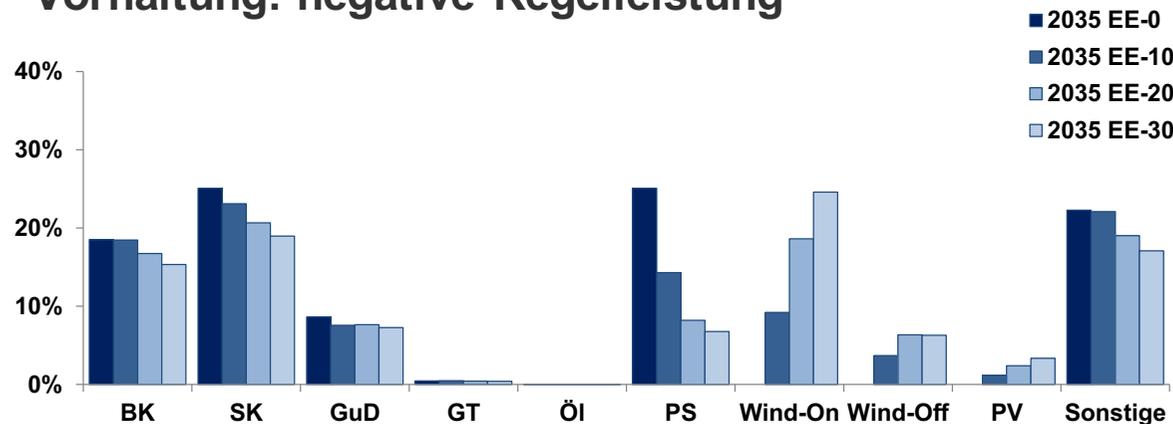
EE-Abregelung (marktgetrieben)

1,4 TWh → 0,7 TWh (-50%)

CO2-Emissionen

170 Mio.t → 169,2 Mio.t (-0,46%)

▶ Vorhaltung: negative Regelleistung



Strompreise 2035

	2014	EE-0	EE-10	EE-20	EE-30
	historisch	Modell			
Base	32,8	68,9	69,1	69,0	69,4
Peak	41,0	87,7	87,4	87,0	87,3
Off-Peak	28,2	58,5	59,0	58,9	59,5
≤ 0	64	284	179	124	111

- ▶ Die Regelleistungsbereitstellung durch Wind und PV hat geringe Auswirkungen auf den Day-Ahead-Spotmarkt.
- ▶ Durch die Reduzierung der Must-run-Leistung kann jedoch die Anzahl der Stunden mit Preisen ≤ 0 €/MWh deutlich reduziert werden.

Strompreise 2035

	2014	EE-0	EE-10	EE-20	EE-30
	historisch	Modell			
Base	32,8	68,9	69,1	69,0	69,4
Peak	41,0	87,7	87,4	87,0	87,3
Off-Peak	28,2	58,5	59,0	58,9	59,5
≤ 0	64	284	179	124	111

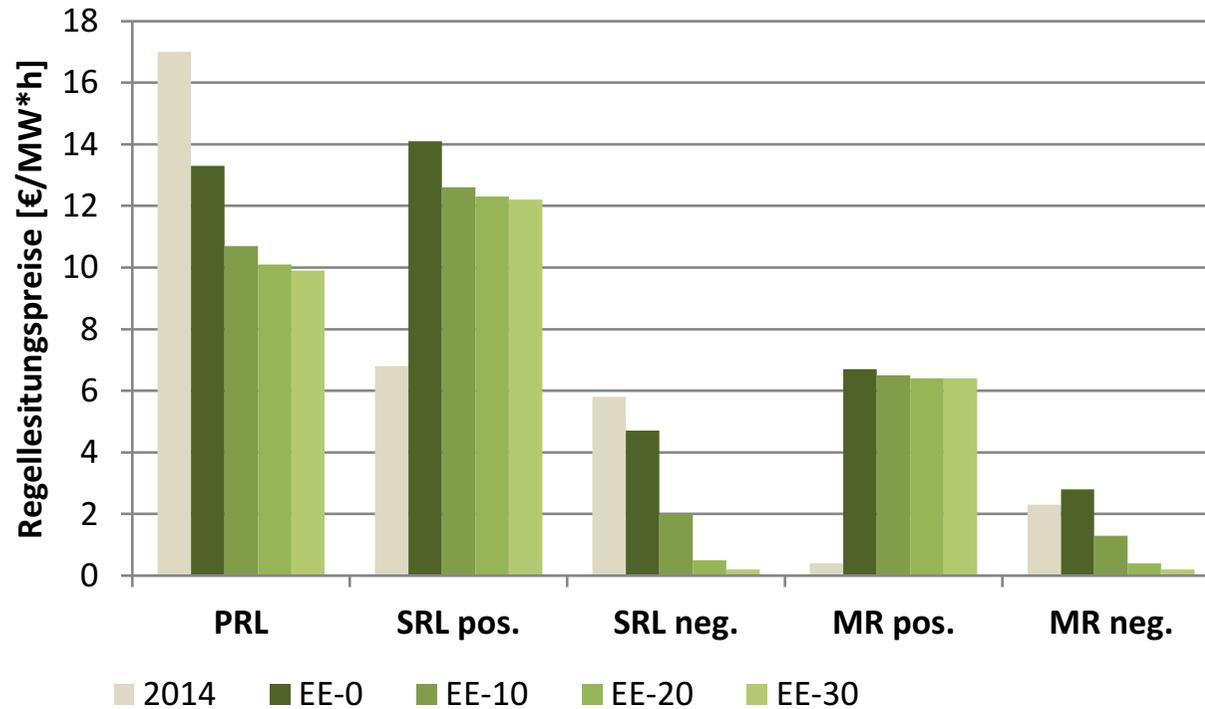
- ▶ Die Regelleistungsbereitstellung durch Wind und PV hat geringe Auswirkungen auf den Day-Ahead-Spotmarkt.
- ▶ Durch die Reduzierung der Must-run-Leistung kann jedoch die Anzahl der Stunden mit Preisen ≤ 0 €/MWh deutlich reduziert werden.

Strompreise 2035

	2014	EE-0	EE-10	EE-20	EE-30
	historisch	Modell			
Base	32,8	68,9	69,1	69,0	69,4
Peak	41,0	87,7	87,4	87,0	87,3
Off-Peak	28,2	58,5	59,0	58,9	59,5
≤ 0	64	284	179	124	111

- ▶ Die Regelleistungsbereitstellung durch Wind und PV hat geringe Auswirkungen auf den Day-Ahead-Spotmarkt.
- ▶ Durch die Reduzierung der Must-run-Leistung kann jedoch die Anzahl der Stunden mit Preisen ≤ 0 €/MWh deutlich reduziert werden.

Regelleistungspreise 2035



Molgreen, Wikimedia Commons

▶ positive Regelleistung 2035

Preisniveau 2035 > Preisniveau 2014

Markteilnahme-EE: geringer Einfluss

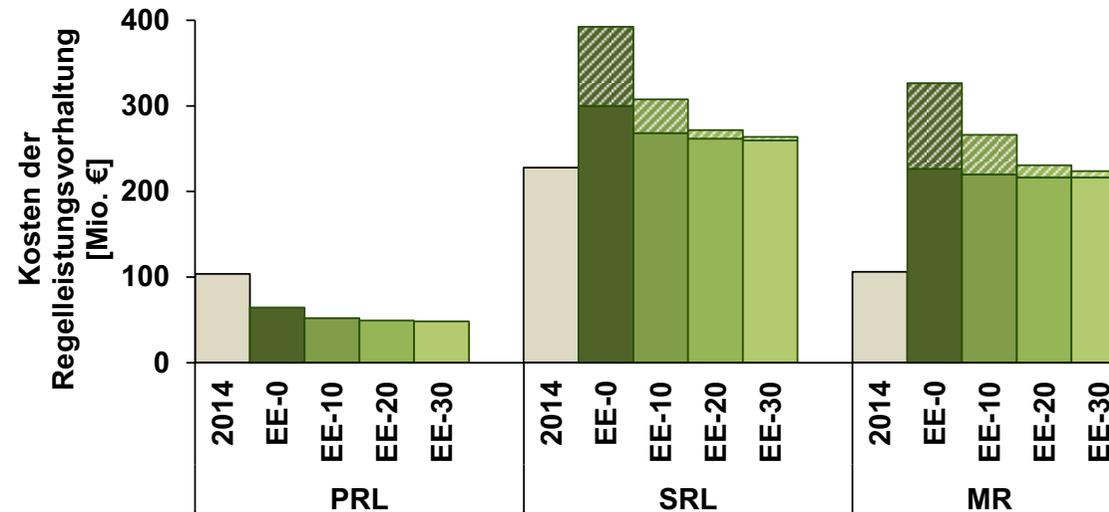
▶ negative Regelleistung 2035

Preisniveau 2035 ≈ Preisniveau 2014

Markteilnahme-EE: Preise ↓

Regelleistung: Kosten & Erlöse 2035

► Beschaffungskosten



Molgreen, Wikimedia Commons

► Erlöse für Wind+PV

	EE-10	EE-20	EE-30
Wind (Onshore) [€/ (MW*a)]	3.522	856	359
Wind (Offshore) [€/ (MW*a)]	6.161	1.507	619
PV [€/ (MW*a)]	476	94	22

Fazit

Regelenergiemarkt 2035

- ▶ positive Regelleistung: Hoher Marktwert, u.a. aufgrund von Knappheitssituationen.
- ▶ negative Regelleistung: In einer Vielzahl von Stunden kostengünstige Bereitstellung durch den sehr flexiblen Kraftwerkspark. Preisspitzen nur bei sehr niedriger Residuallast.

Regelleistungsbereitstellung durch Wind+PV 2035

- ▶ Insbesondere Windkraftanlagen können einen signifikanten Beitrag zur Bereitstellung negativer Regelleistung leisten.
- ▶ Aufgrund hoher Opportunitätskosten wird kaum positive Regelleistung bereitgestellt.
- ▶ Durch die Teilnahme von Windkraft- und Photovoltaikanlagen am Regelleistungsmarkt können die Beschaffungskosten um bis zu 200 Mio. €/a reduziert werden.
- ▶ Die für Windkraftanlagen möglichen Zusatzerlöse können bis zu 6.000 €/(MW*a) betragen.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Institut für Energietechnik

Dipl.-Ing. Sebastian Spieker
spieker@iet.tu-berlin.de

Jakob Kopiske, M.Sc.
j.kopiske@iet.tu-berlin.de

<http://www.energietechnik.tu-berlin.de>

Institut für Energietechnik
Fachgebiet Energietechnik und Umweltschutz
Technische Universität Berlin
Marchstraße 18, 10587 Berlin
Tel.: ++49 (0)30 314-24763
Fax: ++49 (0)30 314-21683