



Lastverschiebung in der Industrie – Potenzial und Einfluss auf die Stromerzeugungskosten in Deutschland

Martin Steurer

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart

13. Symposium Energieinnovation der TU Graz

Graz, 14. Februar 2014





Agenda

Motivation und Zielsetzung

Potenzial für Lastverschiebung

Einfluss von Lastverschiebung auf die Stromerzeugungskosten

Zusammenfassung



Motivation und Zielsetzung

- Herausforderung der **sicheren und kosteneffizienten Integration** erneuerbarer Energien (EE) in das Energiesystem
- **Intelligentes Lastmanagement** (Demand Side Integration, DSI) als ein Lösungsansatz
- Unklarheit hinsichtlich der auf Verbraucherseite anfallenden **Kosten** und des konkreten erzeugungsseitigen **Nutzens** von DSI
- Ermittlung eines zeitlich und räumlich aufgelösten technischen **Potenzials** für Lastverschiebung (LV) in der stromintensiven Industrie
- Untersuchung des Einflusses von LV auf die **Stromerzeugungskosten** mit Hilfe eines **fundamentalen Optimierungsmodells**
- Analyse der **Sensitivität** der ermittelten Effekte hinsichtlich des **EE-Anteils** und der **LV-Kosten**

Bestimmung des LV-Potenzials – Methodik

1. Ermittlung der installierten Verbraucherlast je Anwendung

$$P_{\downarrow max} [MW] = P_{\downarrow spez} [W/t] * m_{\downarrow cap} [Mt]$$



Literaturlauswertung, Befragung

2. Durchschnittliche Last

$$P_{\downarrow \emptyset, i} [MW] = P_{\downarrow max} [MW] * m_{\downarrow prod, i} [Mt] / m_{\downarrow cap, i} [Mt]$$

3. Ab- und zuschaltbare Last

$$P_{\downarrow down} = P_{\downarrow \emptyset} - P_{\downarrow min}; P_{\downarrow up} = P_{\downarrow max} - P_{\downarrow \emptyset}$$

mit

$P_{\downarrow max}$: Installierte Leistung der betrachteten Anwendung

$P_{\downarrow spez, i}$: Spezifische installierte Leistung je produzierter Tonne

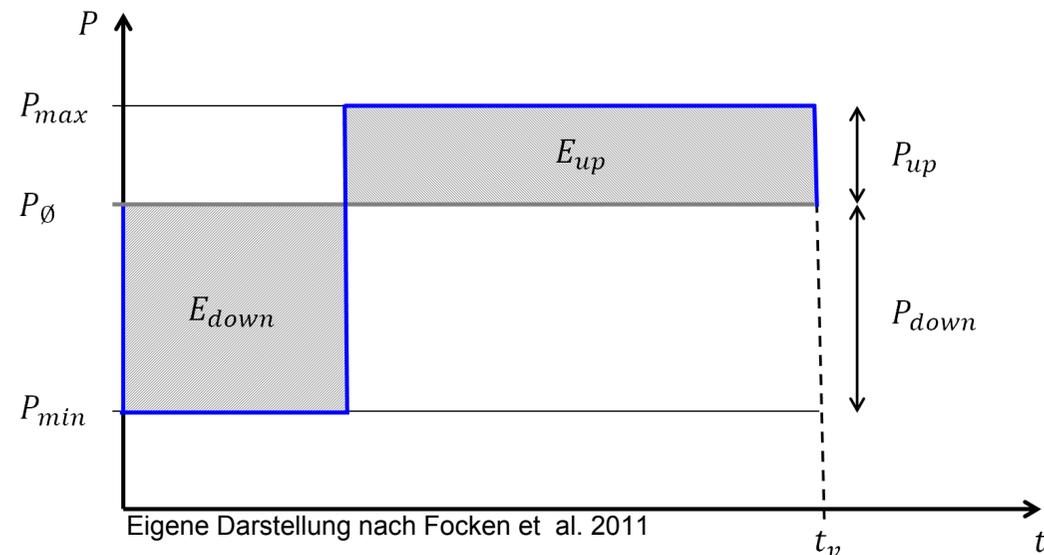
$m_{\downarrow cap, i}$: Produktionskapazität im Jahr i

$m_{\downarrow prod, i}$: Produktion im Jahr i

$P_{\downarrow \emptyset, i}$: Durchschnittlicher Leistungsbedarf der betrachteten Anwendung im Jahr i

$P_{\downarrow down, t}$: Abschaltbare Last zum Zeitpunkt t

$P_{\downarrow up, t}$: Zuschaltbare Last zum Zeitpunkt t



$$E_{\downarrow down, t_{\downarrow v}} = E_{\downarrow up, t_{\downarrow v}}$$

4. Berücksichtigung von Prozesscharakteristika



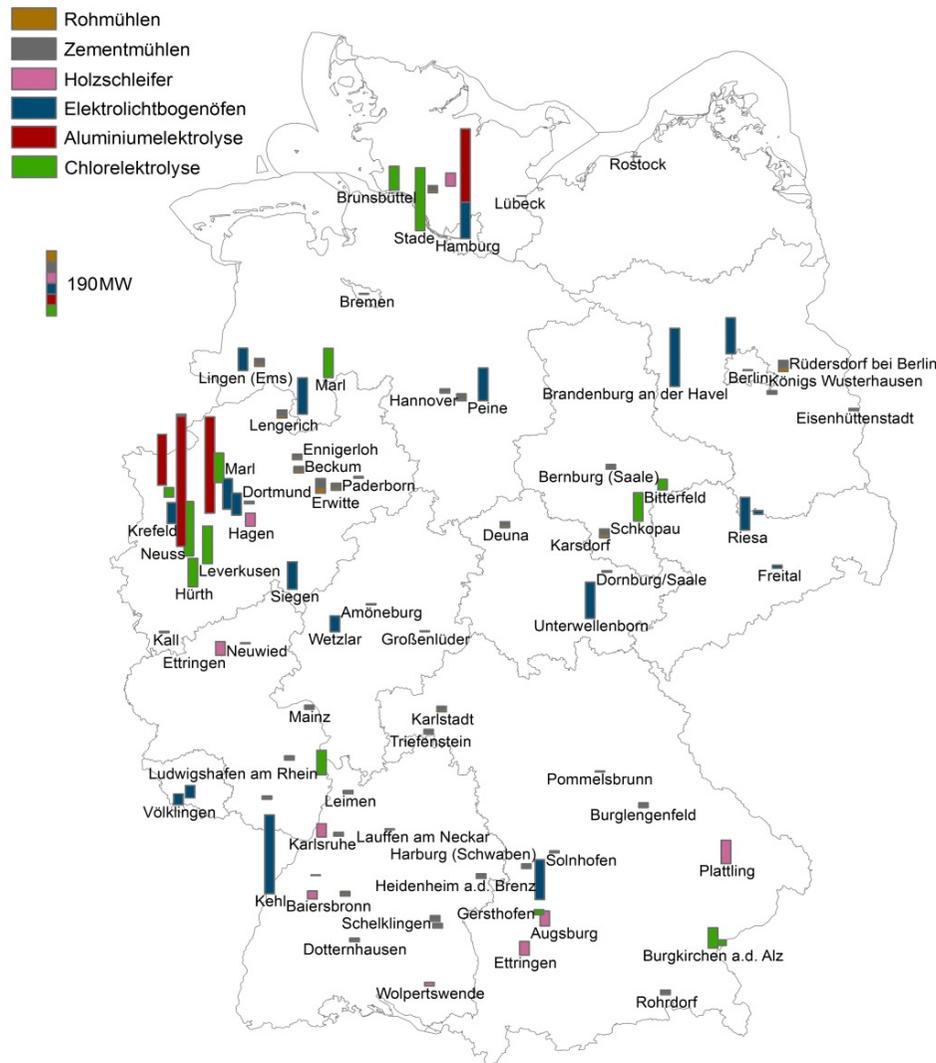
Technisches Potenzial für Lastverschiebung

Anwendung	Zahl der Standorte in D	m↓cap [kt pa]	m↓pro d, 2011 [kt pa]	Auslastung [%]	P↓max [MW]	P↓down,∅, 2011 [MW]	P↓up,∅, 2011 [MW]
Rohmühlen	34	31.000	24.775	80	145	116	29
Zementmühlen	49	50.000	33.540	67	360	241	119
Holzschleifer	8	1.103	860	78	257	200	57
Elektrolichtbogenöfen	20	15.700	14.500	92	1.587	673	56
Aluminiumelektrolyse <small>*nur Membran- und HCl-Verfahren; **Standorte von Rohmühlen decken sich mit Zementmühlen</small>	4	620	433	70	1.000	698	302
Chlorelektrolyse*	15	3.133	2.645	84	1.011	528	158
Gesamt	96**	101.556	76.753	76	4.360	2.456	721

Quellen: VDZ, GDA, WV Stahl, VDP, Euro Chlor, USGS, VDE



Regionale Verteilung des LV-Potenzials



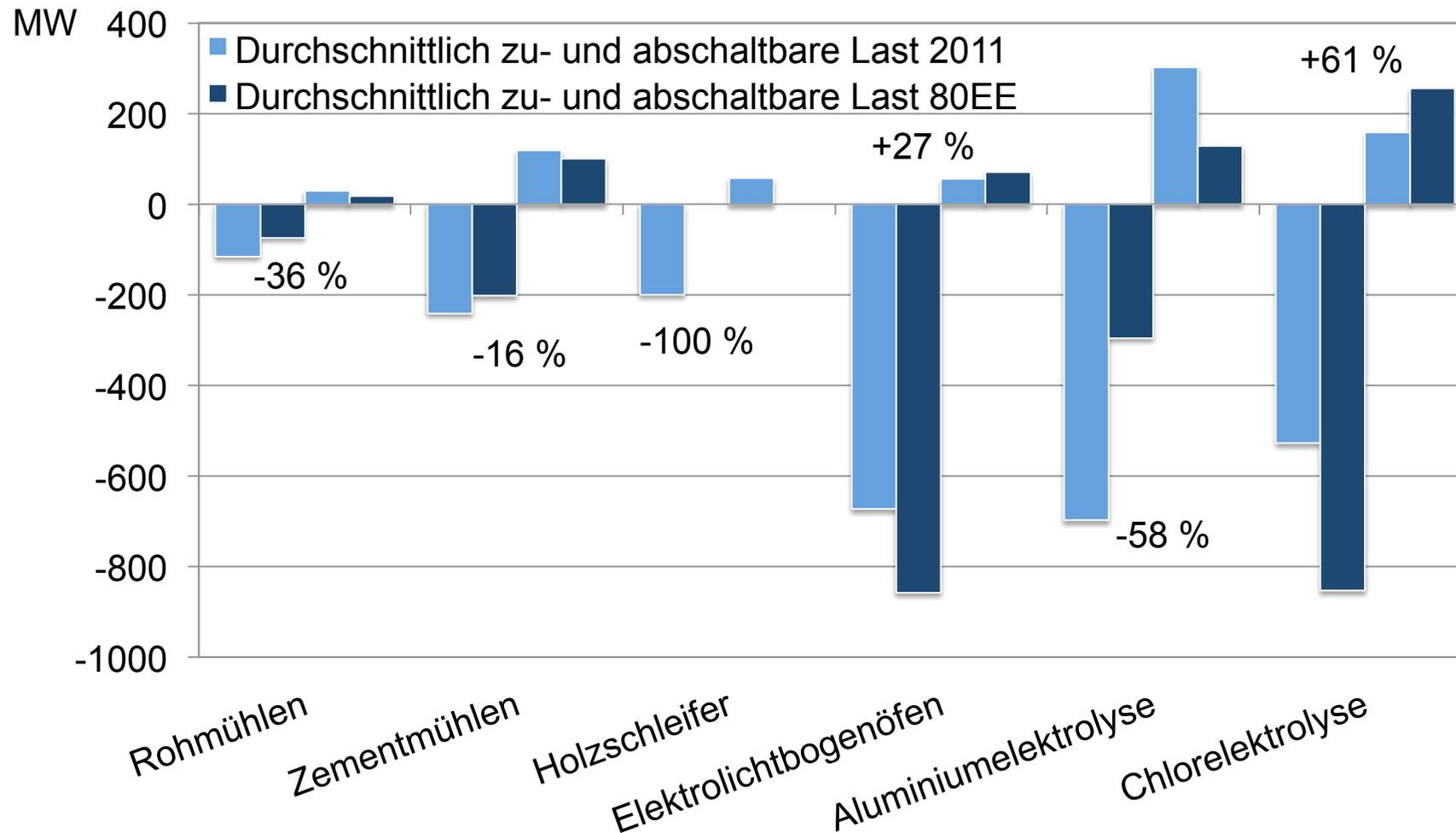
Installierte Leistung an
Standorten der stromintensiven
Industrie in Deutschland



Quelle: Bucksteeg



Mögliche Potenzialentwicklung





Fundamentales Optimierungsmodell E2M2s

- Zielfunktion: Minimierung der Stromerzeugungskosten unter Einhaltung der Nebenbedingungen (Deckung der exogen vorgegebenen Stromnachfrage inklusive Reserve etc.)
- Simultane Optimierung von Kraftwerksinvestitionen und –betrieb
→ Untersuchung der Auswirkungen von LV darauf
- Abbildung von Lastverschiebung als „negativer Speicher“ (Speicherkapazität = LV-Potenzial, Speichervolumen = verschiebbare Energiemenge (über t_v festgelegt), Speicherwirkungsgrad = 1)



Modellinput

Basisszenario		2011	80EE
Bruttostromverbrauch [TWh]		609	609
PV-Einspeisung [TWh]		19 (3 %)	137 (23 %)
Wind-Einspeisung [TWh]		49 (8 %)	283 (47 %)
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch [%]		20	80
Stunden mit negativer Residuallast (mit Shedding)		0	2318 (950)
CO ₂ -Zertifikatspreis [€ ₂₀₁₁ /t CO ₂]		13	80
Brennstoffpreis [€ ₂₀₁₁ /MWh]	Erdgas	24	35
	Steinkohle	13	14
	Braunkohle	4	4
	Uran	4	-
Installierte Kraftwerksleistung [GW _{el}]	Erdgas	23	29
	Biomasse	5	15
	Steinkohle	27	24
	Braunkohle	21	8
	Kernenergie	13	0
	Pumpspeicher	6	12
Grenzkosten für Erdgas-Spitzenlastkraftwerk [€ ₂₀₁₁ /MWh]		70	85
Durchschnittlich abschaltbare Last [GW _{el}]		2,5	2,3
Durchschnittlich zuschaltbare Last [GW _{el}]		0,7	0,6



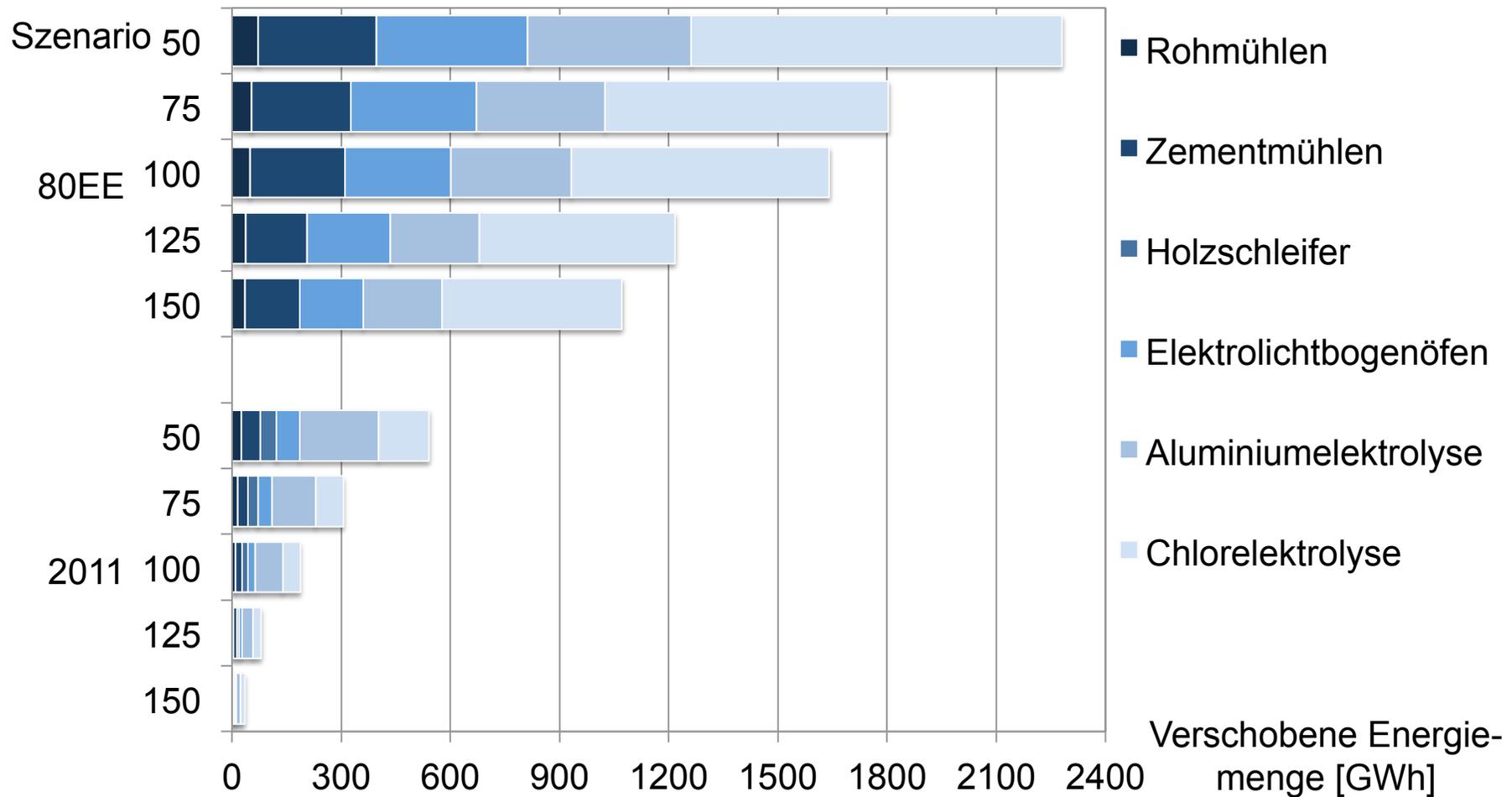
Szenariodefinition

- Basisszenarien 2011 und 80EE ohne Lastverschiebung
- Je 5 Szenariovarianten mit Lastverschiebung → Variation der Kosten
- Annahmen:
 - i. vernachlässigbare Investitions- und Fixkosten
 - ii. variable Kosten in Größenordnung der Grenzkosten für die Stromerzeugung aus einem Erdgas-Spitzenlastkraftwerk
- Variation dieser Grenzkosten um je 25 und 50 % nach oben und unten

Szenario	2011					80EE				
	150	125	100	75	50	150	125	100	75	50
Lastverschiebekosten [€ ₂₀₁₁ /MWh]	105	87,5	70	52,5	35	127,5	106,3	85	63,8	42,5

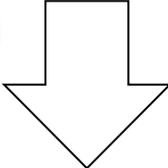


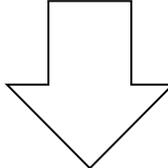
Verschobene Energiemenge

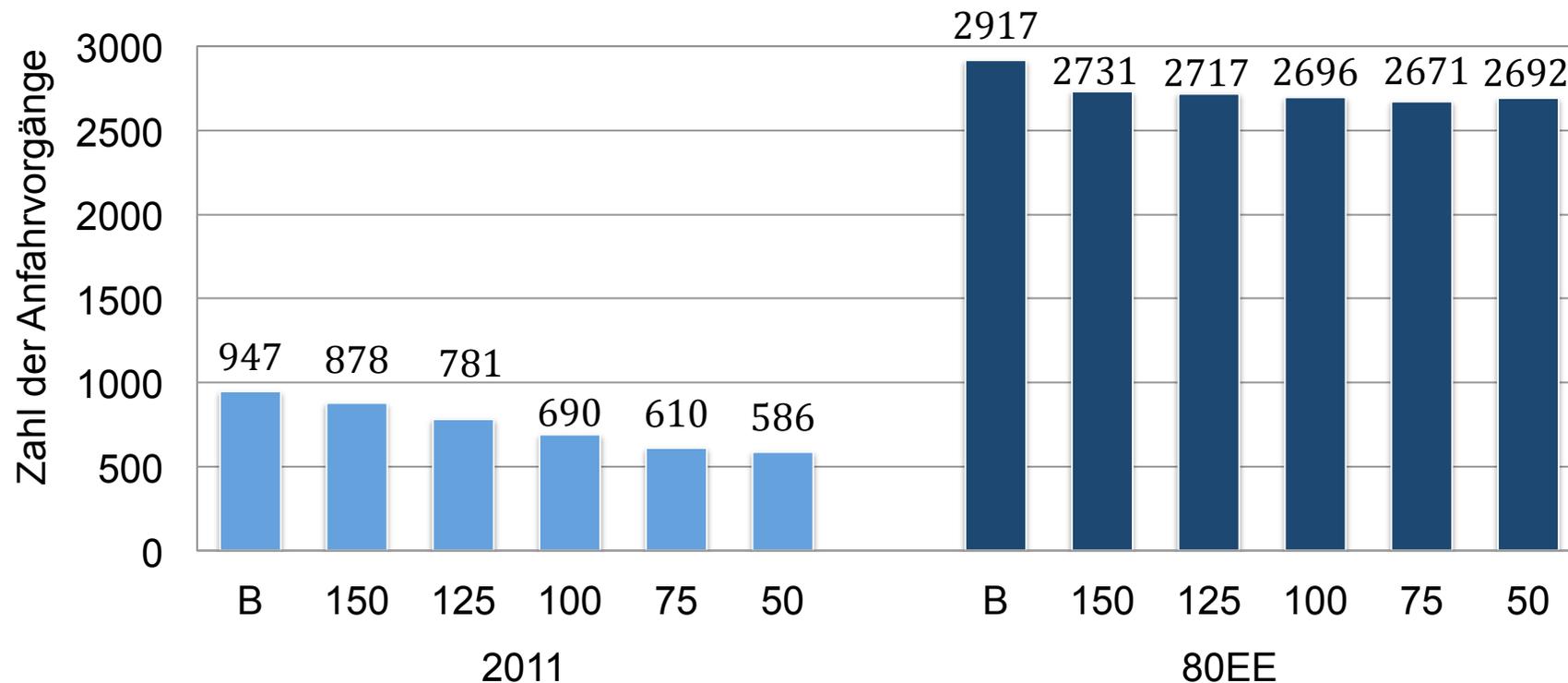




Einfluss von LV auf Anfahrvorgänge

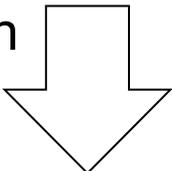
Anfahrkosten  -2 bis 14 Mio. €
(2 bis 16 %)

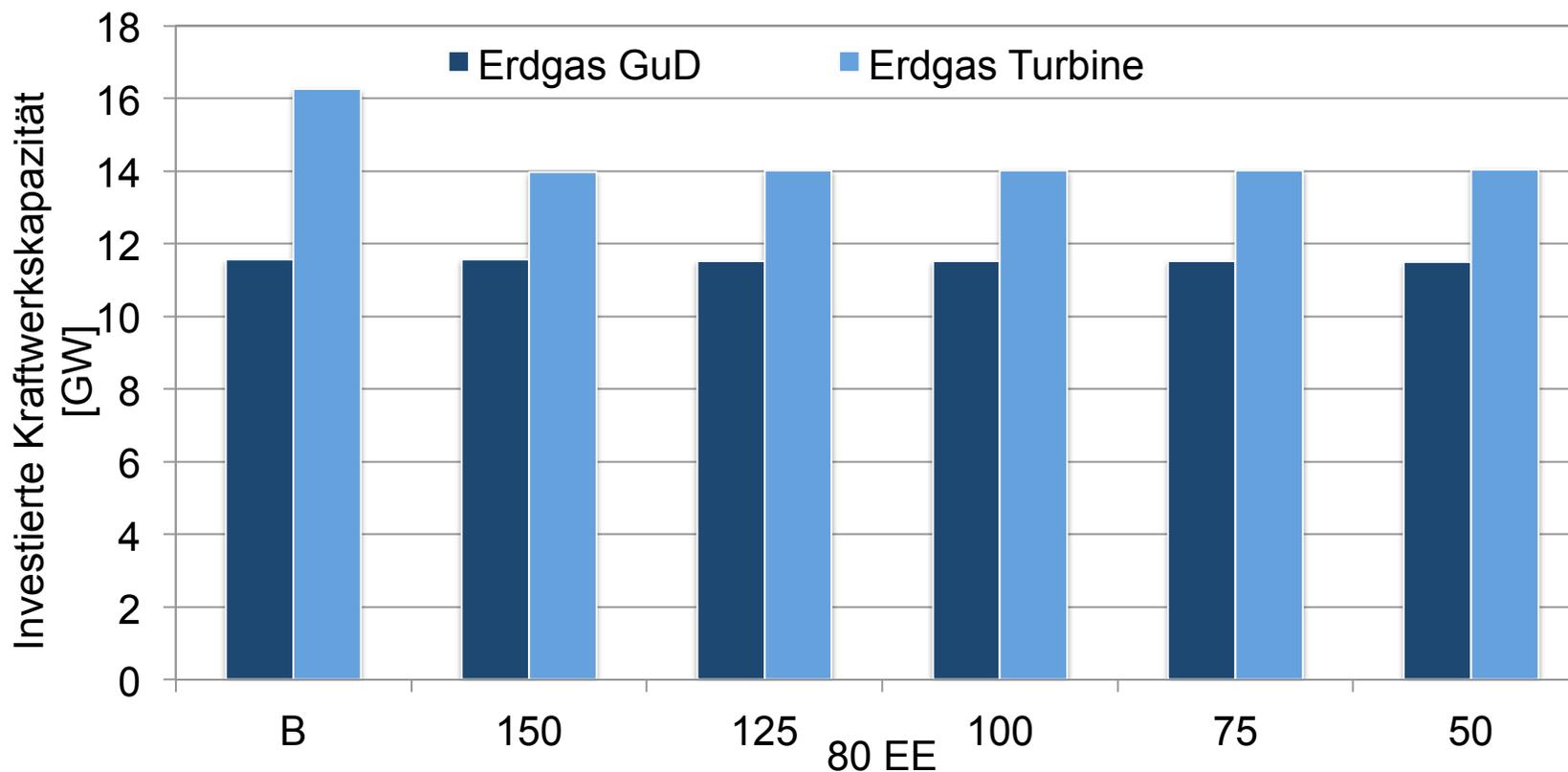
 -59 bis 89 Mio. €
(4 bis 6 %)





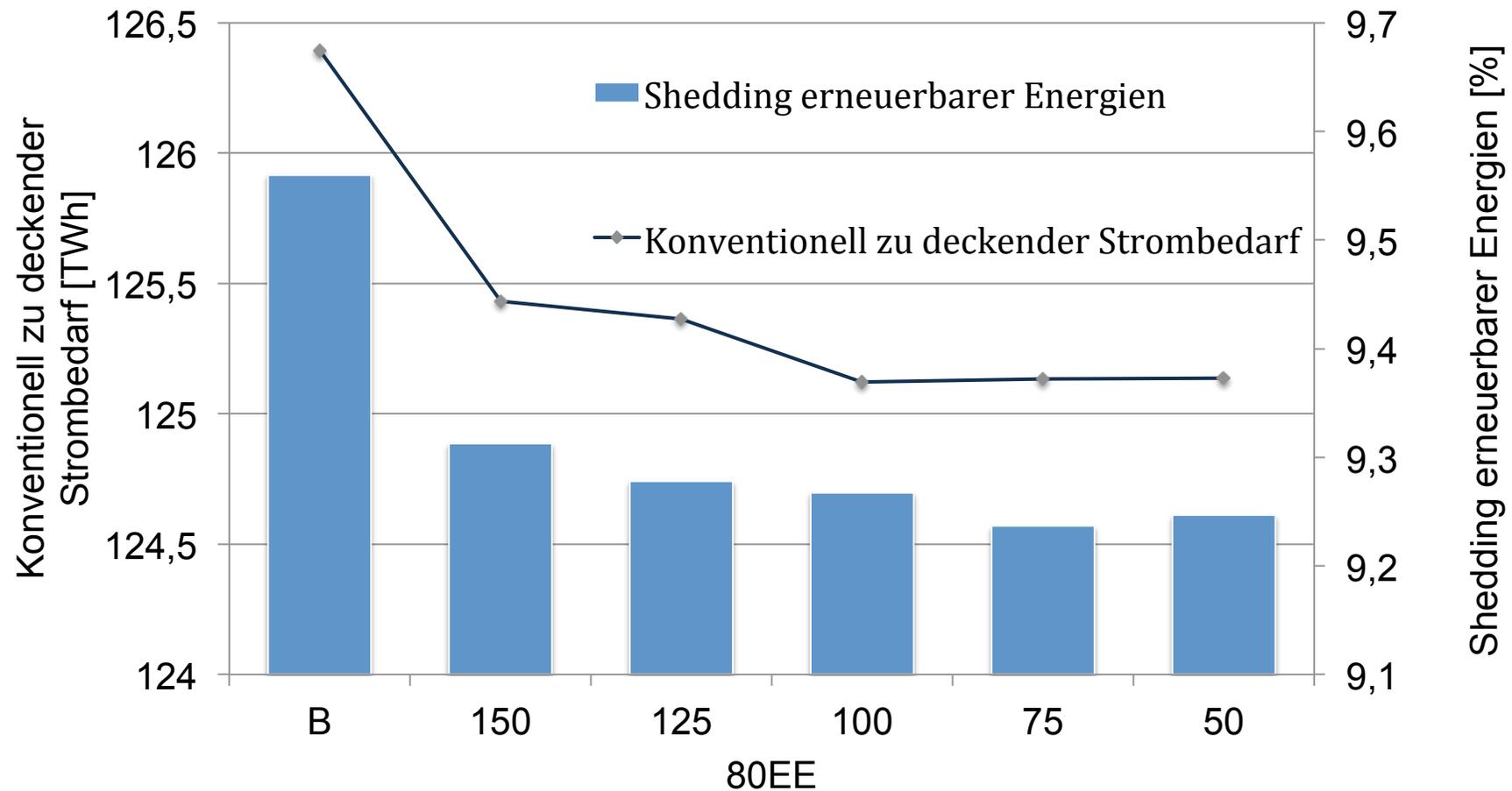
Einfluss von LV auf Kraftwerksinvestitionen

Investitionskosten  -90 bis 94 Mio. €
(6 %)





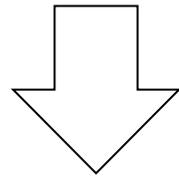
Einfluss von LV auf abgeregelte EE (Shedding)



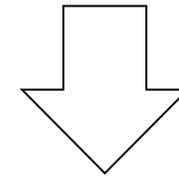


Einfluss von LV auf den KW-Betriebszustand

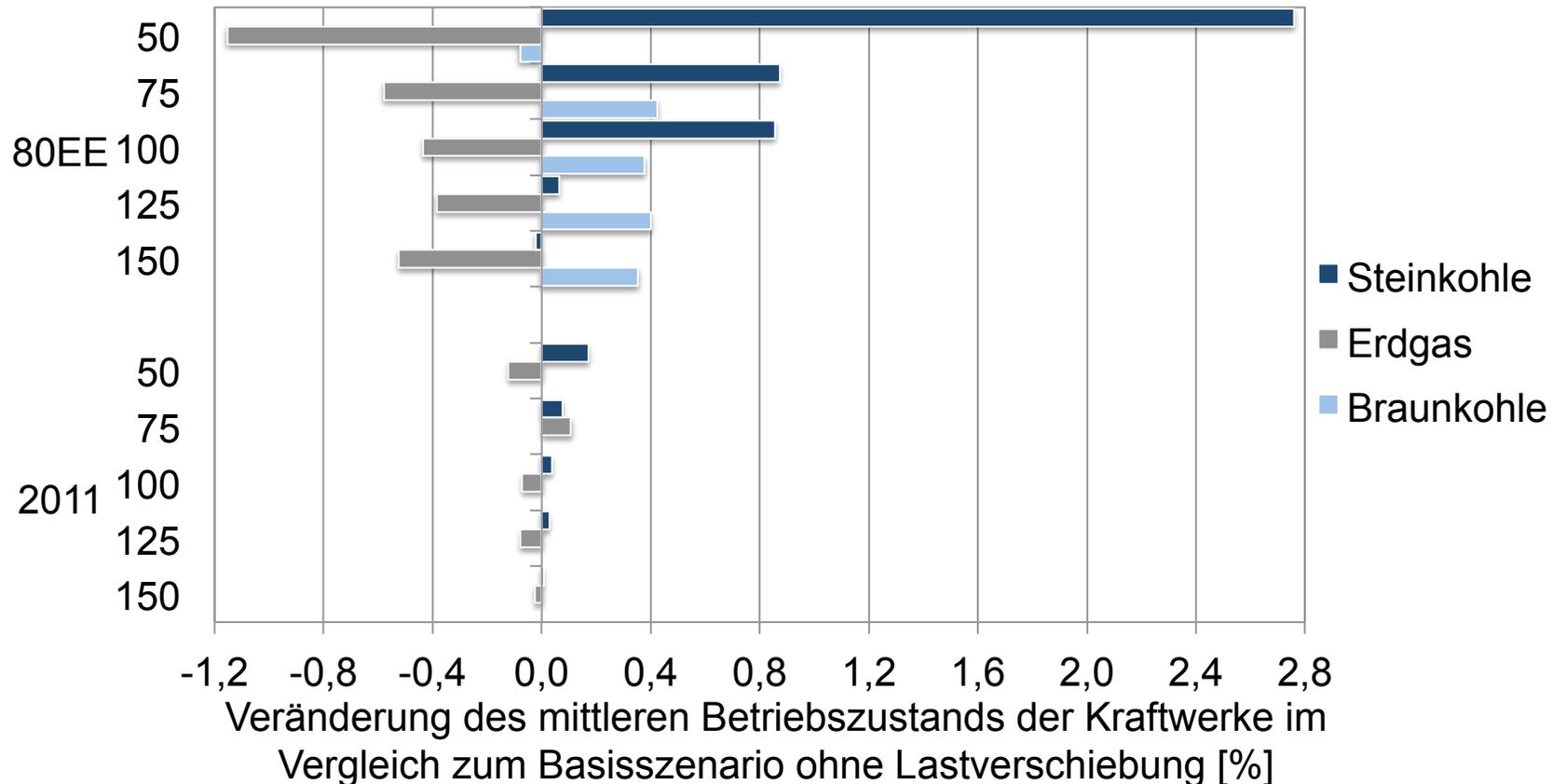
Brennstoff- und
CO₂-Kosten



-2 bis 20 Mio. €
(> 0,1 %)



-131 bis 189 Mio. €
(1 %)





Einfluss von LV auf die Stromerzeugungskosten

Einsparung im Vergleich zum Basisszenario [Mio. €]	Szenario									
	2011					80EE				
	150	125	100	75	50	150	125	100	75	50
Brennstoff- und CO ₂ -Kosten	2,3 (0,01%)	5,1 (0,02%)	10,4 (0,05%)	13,1 (0,06%)	19,6 (0,09%)	130,7 (0,60%)	138,4 (0,64%)	166,9 (0,77%)	172,5 (0,80%)	189,0 (0,87%)
Anfahrkosten	1,5 (1,65%)	3,1 (3,42%)	6,1 (6,79%)	10,7 (11,9%)	14,1 (15,7%)	58,7 (3,72%)	65,5 (4,15%)	75,7 (4,80%)	82,5 (5,23%)	88,7 (5,62%)
Investitionskosten						89,5 (5,62%)	91,8 (5,76%)	92,6 (5,81%)	92,4 (5,80%)	94,0 (5,89%)
Gesamtkosten inkl. Lastverschiebekosten	0,1 (0,00%)	1,1 (0,01%)	3,5 (0,02%)	7,8 (0,04%)	14,8 (0,07%)	143,2 (0,58%)	167,4 (0,67%)	196,7 (0,79%)	233,3 (0,94%)	275,5 (1,11%)
Anteil Lastverschiebekosten	3,7 (0,02%)	7,0 (0,03%)	13,1 (0,06%)	16,1 (0,08%)	18,9 (0,09%)	135,7 (0,55%)	128,4 (0,52%)	138,5 (0,56%)	114,2 (0,46%)	96,2 (0,39%)



Zusammenfassung

- Potenzial für Lastverschiebung in der stromintensiven Industrie in Deutschland: ca. **2,5 GW abschaltbar** und **0,7 GW zuschaltbar**
- Regionale Schwerpunkte NRW, Region Hamburg, Süddeutschland
- Mögliche Entwicklung: LV-Potenzial tendenziell rückläufig, außer bei Elektrostahl und Chlorelektrolyse mit Membranverfahren
- Reduktion der Stromerzeugungskosten durch:
 - i. Reduktion der notwendigen Anfahrvorgänge
 - ii. Verminderung des Investitionsbedarfs in Spitzenlastkraftwerke
 - iii. Bessere Ausnutzung des Dargebots erneuerbarer Energien
 - iv. Effizienteren Betrieb des konventionellen Kraftwerksparks
- Kostensenkungseffekt bei hohen Anteilen EE wesentlich größer
- Sensitivität hinsichtlich der LV-Kosten sinkt mit Anteil EE



Vielen Dank für Ihr Interesse!

Fragen?



Martin Steurer
Wissenschaftlicher Mitarbeiter



Universität Stuttgart



Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy

Heßbrühlstraße 49a
D-70565 Stuttgart

Tel.: +49 711/685-87814

E-Mail: Martin.Steurer@ier.uni-stuttgart.de

