



Bremst eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke den Ausbau erneuerbarer Energien?

M. Hundt R. Barth N. Sun S. Wissel A. Voß

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Universität Stuttgart

BDI-Workshop „Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke“

16. Februar 2010 in Berlin



Hintergrund und Fragestellung

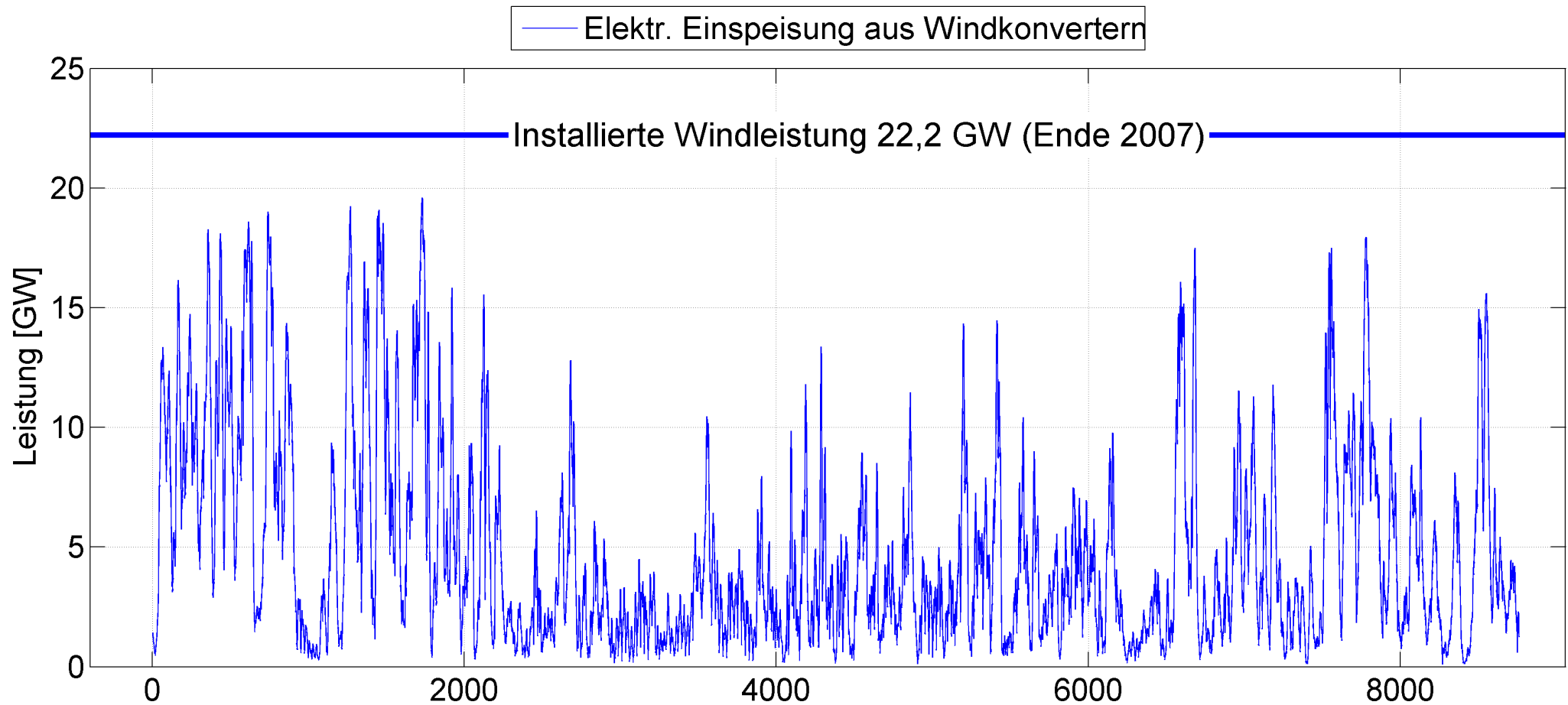
- In den letzten Monaten vor der Bundestagswahl ist intensiver über die weitere Nutzung der Kernenergie in Deutschland und insbesondere eine Aufhebung der Laufzeitverkürzung der Kernkraftwerke diskutiert worden.
- Es wird behauptet, eine Laufzeitverlängerung behindere wegen angeblich inflexibler Kernkraftwerke den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien.

Fragen: *Stehen bei einer Laufzeitverlängerung technische und/oder betriebliche Restriktionen einer Integration der fluktuierenden elektrischen Erzeugung aus erneuerbaren Energien entgegen?*

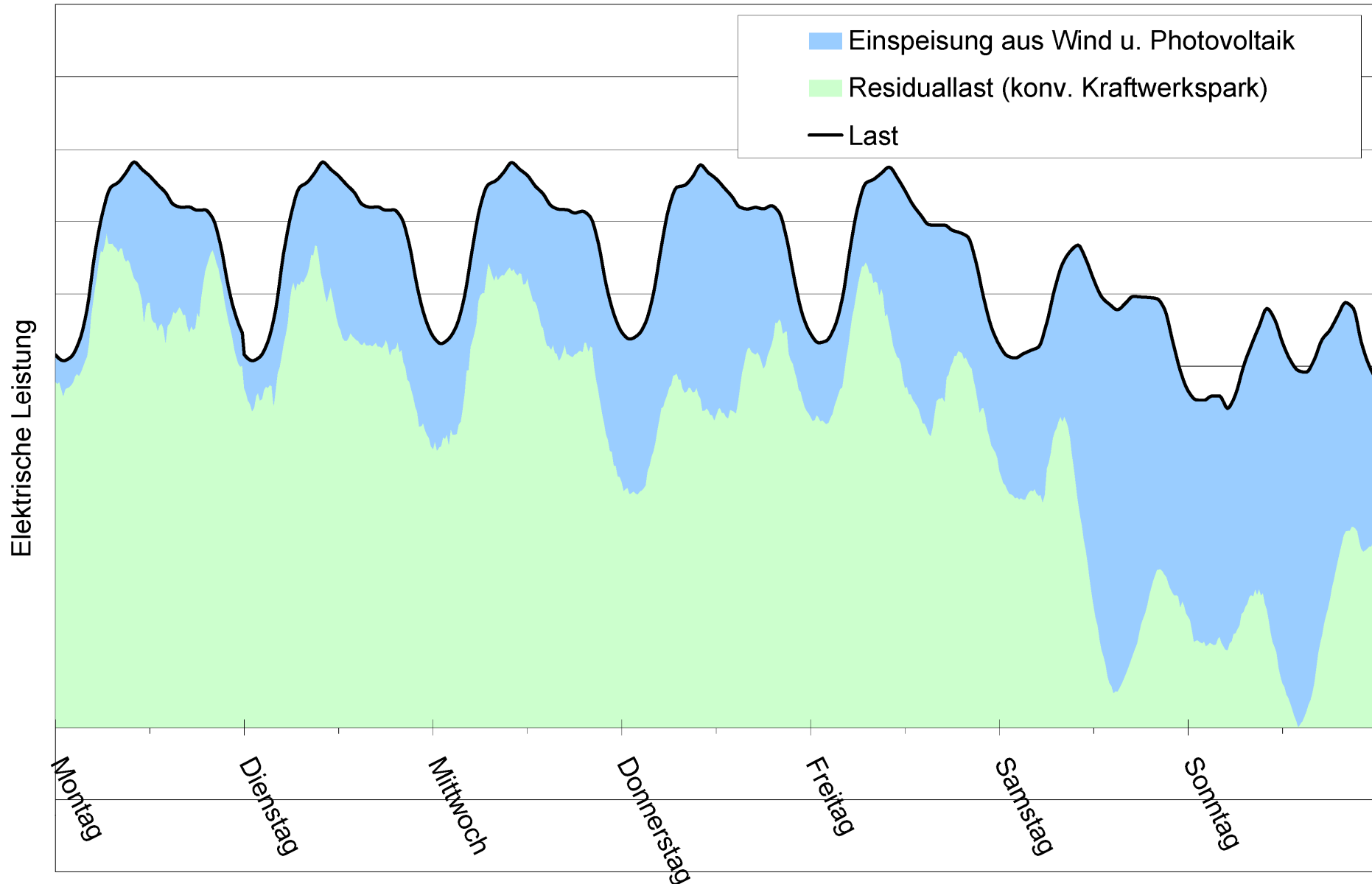
Was sind die ökonomischen und die CO₂-Emissionen betreffenden Effekte einer Laufzeitverlängerung?



Elektrizitätserzeugung aus Wind in 2008



Lastdeckung und fluktuierende Erzeugung



Ergebnisse einer modellgestützten Analyse ...

- ... der Elektrizitätserzeugung in Deutschland für die Jahre 2020 und 2030, bei einem hohen Anteil der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien und einem konventionellen Kraftwerkspark
 - i. ohne Kernkraftwerke („Kernenergieausstieg“)
 - ii. mit Kernkraftwerken („Laufzeitverlängerung“)
- Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß den Zielen der Bundesregierung (Anteil an der Stromerzeugung ca. 30 % in 2020 und ca. 40 % in 2030)
- Datenbasis: skalierte (historische) Ganglinien der Nachfragelast, der Windenergieeinspeisung und des Solarstrahlungsangebotes

Die resultierende Ganglinie der Residuallast ist durch einen Kraftwerkspark zu decken, der sich bei einem „Kernenergieausstieg“ und einer „Laufzeitverlängerung“ ergeben könnte.



Lastfolgefähigkeit von Kernkraftwerken I

- Kernkraftwerke werden aus ökonomischen Gründen bisher zur Grundlastherzeugung eingesetzt.
- Lastfolgefähigkeit war ein konzeptbestimmendes Auslegungskriterium für deutsche Kernkraftwerke.
 - Regelungen Bestandteil der Betriebshandbücher
- Für den Lastfolgebetrieb sind deshalb keine nachträglichen Ertüchtigungen der Anlagen erforderlich.
- Im Vergleich mit den Angaben in den Betriebshandbüchern werden hier konservativere Annahmen getroffen.
- In Summe können die deutschen Kernkraftwerke mit einer Leistung von 9,6 GW zum Lastfolgebetrieb beitragen.

Lastfolgefähigkeit von Kernkraftwerken II

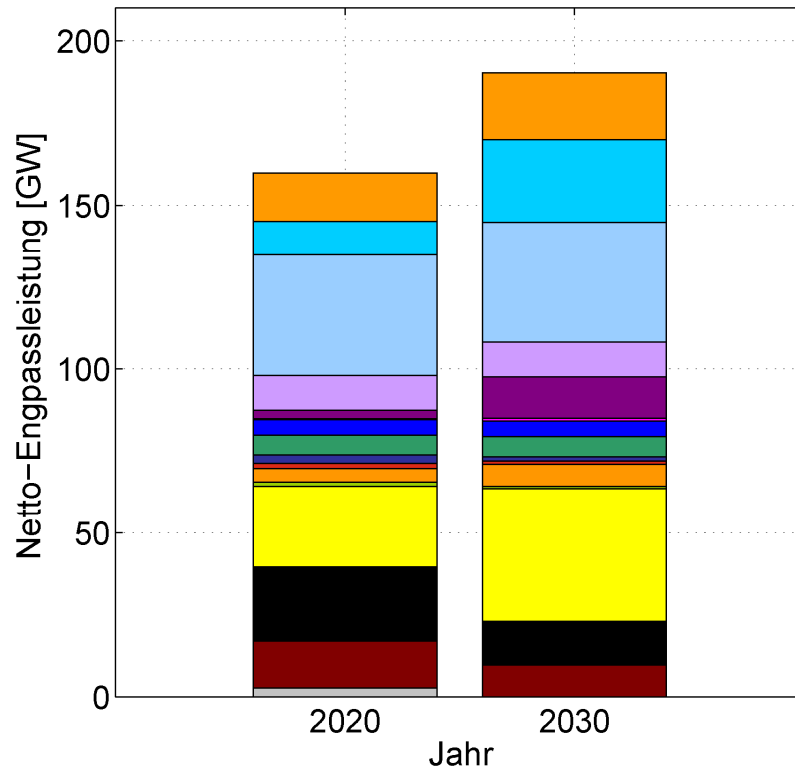
Kraftwerkstypen im Vergleich

Kraftwerkstyp	Leistungsänderungsgeschwindigkeit [Prozent der Nennleistung P_N pro Minute]	Mindestbetriebsleistung [Prozent der Nennleistung P_N]
Erdgas GT	20	20
Erdgas Kombi	6	33
Steinkohlen DT	4	38
Braunkohlen DT	3	40
Kernbrennstoff DT	10 3,8 ... 5,2	80 50 ... 60

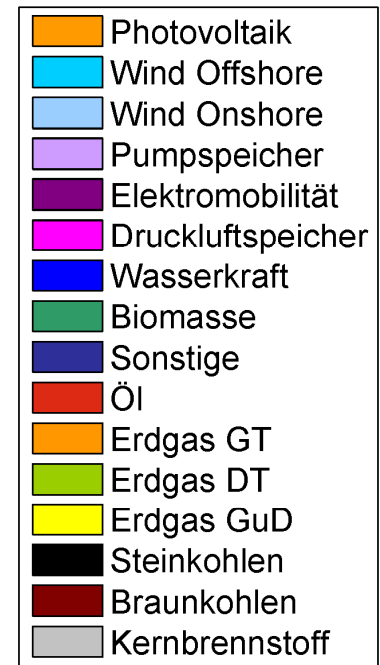
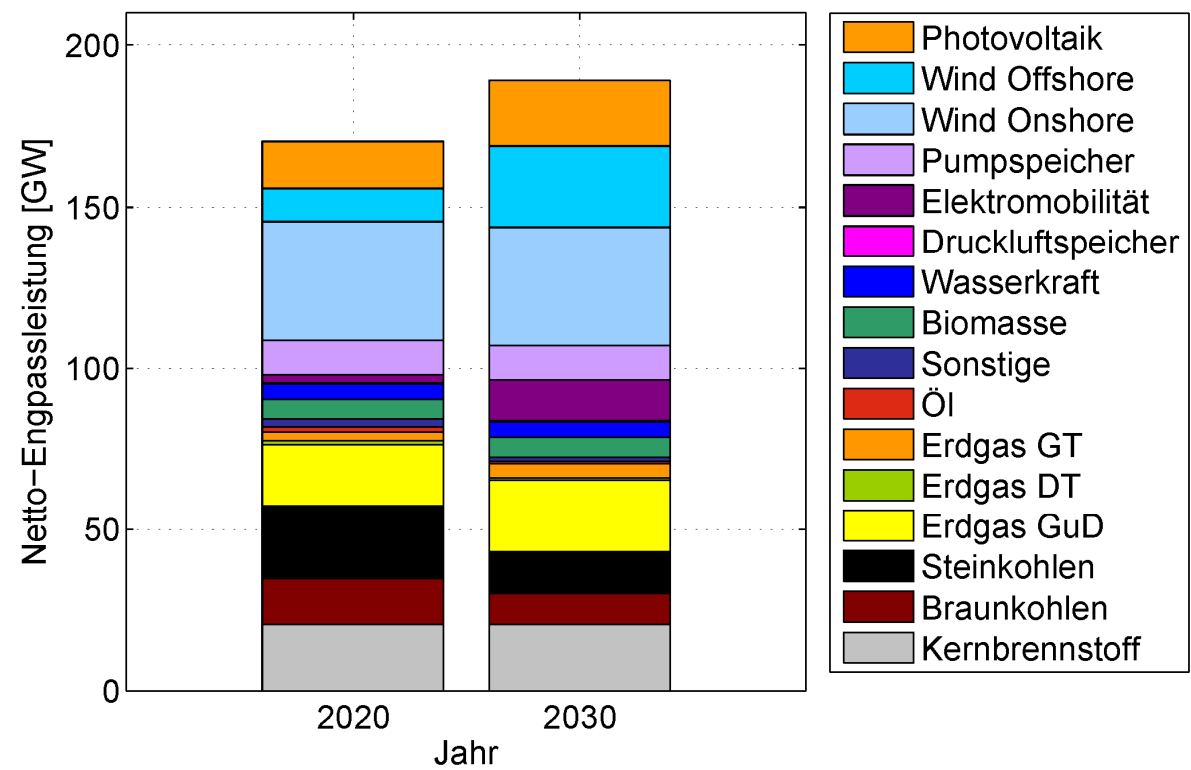
- Die Lastfolgefähigkeit der deutschen Kernkraftwerke ist vergleichbar mit derjenigen kohlenbefeuerteter Anlagen.
- Im oberen Leistungsbereich erlauben Kernkraftwerke sogar höhere Leistungsänderungsgeschwindigkeiten.

Kraftwerkspark in 2020 und 2030

„Kernenergieausstieg“



„Laufzeitverlängerung“

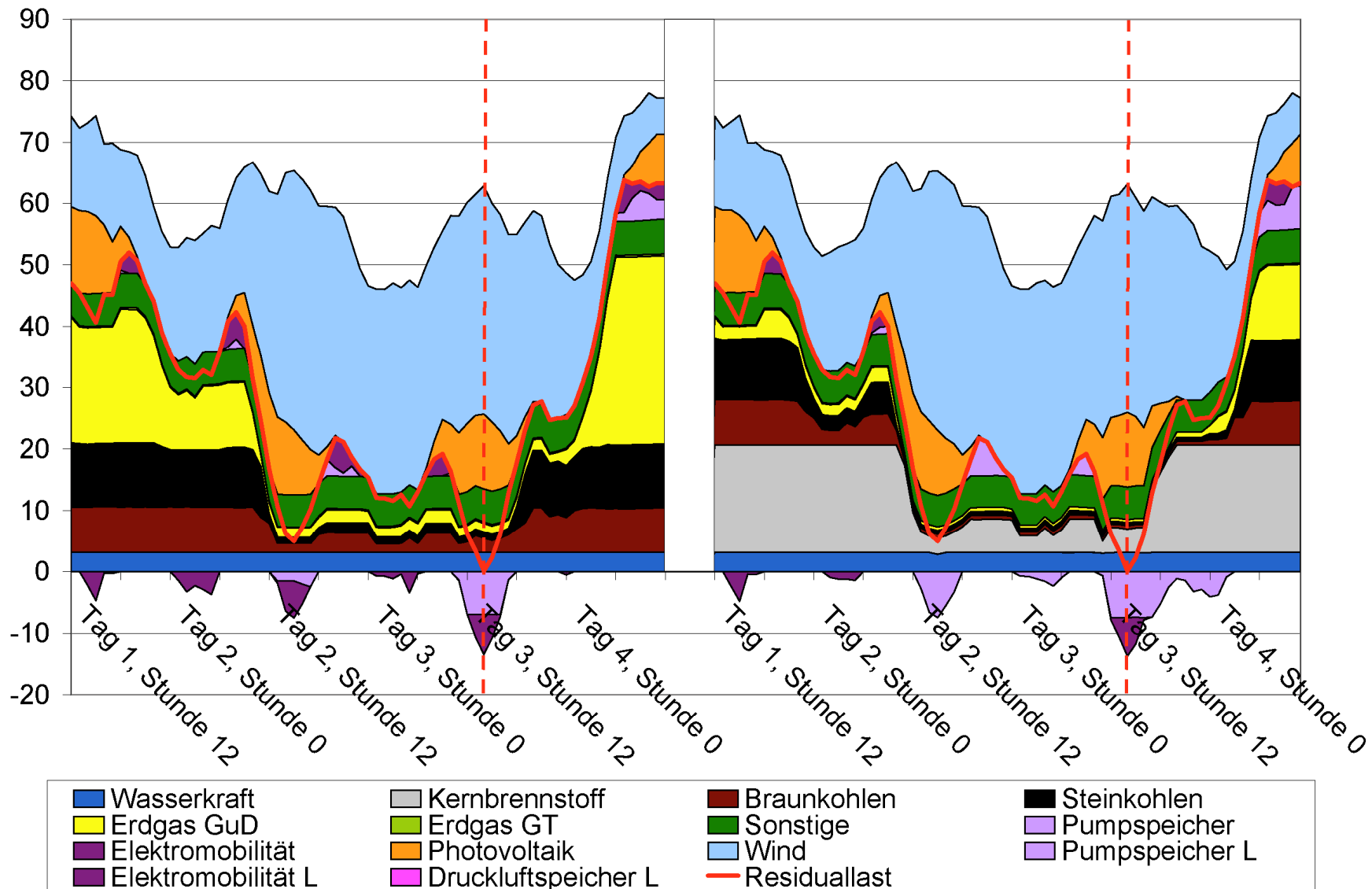


- „Kernenergieausstieg“: Zubau von erdgasbefeuerten Kraftwerken
- Bei „Laufzeitverlängerung“ 22 GW geringerer Zubaubedarf bis 2030

Zeitperiode der geringsten Residuallast in 2030

„Kernenergieausstieg“

„Laufzeitverlängerung“





Ökonomische und emissionsseitige Aspekte

- Systembetriebskosten im Szenario „Laufzeitverlängerung“ deutlich geringer als im Szenario „Kernenergieausstieg“.
- Im Szenario „Laufzeitverlängerung“ können bis zum Jahr 2030 zusätzliche Ausgaben für Investitionen in neue Kraftwerke mit einer Netto-Engpassleistung von etwa 22 GW vermieden werden.
- Großhandelspreise für Elektrizität sinken bei einer Laufzeitverlängerung signifikant im Vergleich zum Szenario „Kernenergieausstieg“.
- Eine Laufzeitverlängerung führt zu geringeren CO₂-Emissionen in Deutschland gegenüber dem Szenario „Kernenergieausstieg“.



Fazit

- Kernkraftwerke können aufgrund ihrer technischen Auslegung für den Lastfolgebetrieb genutzt werden.
- Bei einem zunehmenden Anteil (fluktuierender) erneuerbarer Energien werden sich Kernkraftwerke am Lastfolgebetrieb beteiligen.
- Weder die Variante „Kernenergieausstieg“ noch „Laufzeitverlängerung“ zeigt eine eindeutige Überlegenheit hinsichtlich der Betriebsflexibilität.
- Bei einem noch höheren Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Wind und PV als für 2030 angenommen wird – unabhängig davon, ob Kernkraftwerke zum Erzeugungspark gehören oder nicht – eine Regelung der fluktuierenden Einspeisung oder der Ausbau von Speichern erforderlich sein.
- Die Behauptung, eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke sei ein Hemmschuh für den Ausbau erneuerbarer Energien, ist aus technischer Sicht nicht haltbar.
- Aus ökonomischer und die CO₂-Emissionen betreffender Perspektive wäre ein Kernenergieausstieg sogar kontraproduktiv.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Institut für Energiewirtschaft und
Rationelle Energieanwendung, *IER*

Dipl.-Wirt.-Ing. Matthias Hundt – hundt@ier.uni-stuttgart.de



Veröffentlichungen

- Hundt, M. et al.: Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio : Technische und ökonomische Aspekte. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart, 2009. – Studie im Auftrag der E.ON Energie AG.
http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/onpub_veroeffentlichungen.html
- Hundt, M. et al.: Hemmschuh für den Ausbau Erneuerbarer? Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke. In: *BWK* 61 (2009), Nr. 11, S. 49–53.
- Hundt, M. et al.: Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke – Hemmschuh für den Ausbau erneuerbarer Energien? In: *ATW* 55 (2010), Nr. 2, S. 78–86.



Studien im Kontext dieser Untersuchung I

BMU (2009) Eine mangelnde Flexibilität der Kernkraftwerke bremse den Ausbau erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2009) Grundlastkraftwerke seien aus ökonomischer und technischer Sicht als regelbare Kraftwerke ungeeignet.

Fraunhofer IWES (2009) Eine Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke bedeute „faktisch eine Einschränkung des Vorrangs Erneuerbarer Energien“.

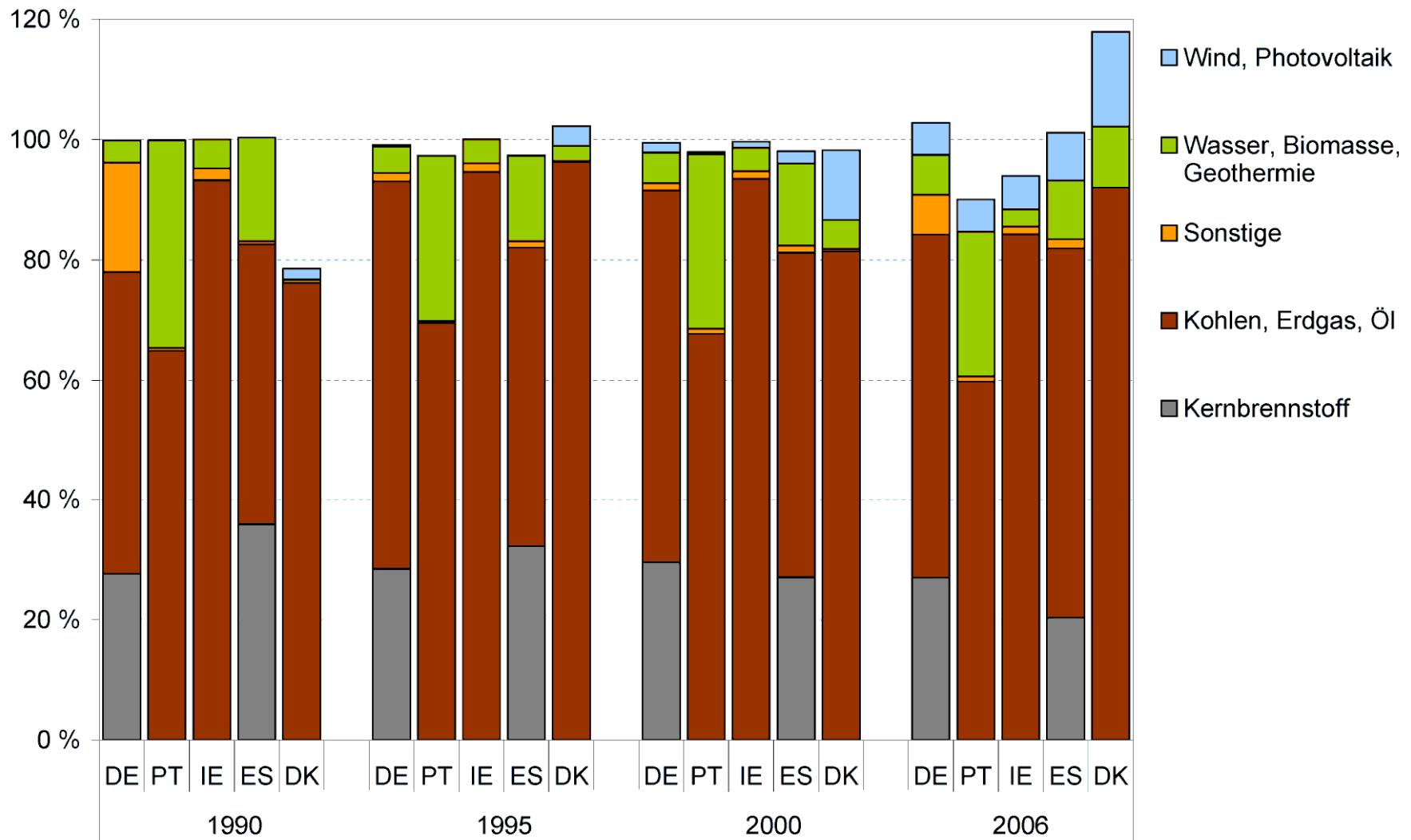
Weber und Ziems (2009) Fossile Kraftwerke seien auch in Zukunft zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich. Zu wenige Großspeicher könnten in Zukunft eine Begrenzung der Windeinspeisung erforderlich machen.



Studien im Kontext dieser Untersuchung II

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Atomkraft – kein Weg für die Zukunft. Berlin, 2009. – Themenpapier
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Weichenstellung für eine nachhaltige Stromversorgung. Berlin, 2009. – Thesenpapier
- Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem BEE-Szenario „Stromversorgung 2020“. Berlin, 2009. – Hintergrundpapier zur Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien e.V.
- Weber, H. ; Ziems, C.: Auswirkungen zunehmender Windenergieeinspeisung auf den Kraftwerksbetrieb in Deutschland. In: *VGB PowerTech* 89 (2009), Nr. 6, S. 35–40.

Elektrizitätserzeugung aus (fluktuierenden) erneuerbaren Energien – Situation in Europa





Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen I

- Inländische Elektrizitätserzeugung
 - i. Netto-Elektrizitätsnachfrage: 542 TWh konst. (2020/30)
 - ii. Ausgeglicherer Austauschsaldo; konstante Netzverluste
 - iii. Netto-Elektrizitätserzeugung (ohne Pumparbeit): 571 TWh konst. (2020/30)
- Moderate Energieträgerpreise frei Kraftwerk [$\text{€}_{2007}/\text{MWh}$]

	2007	2020	2030
Heizöl	55,9	33,8	37,4
Erdgas	26,3	19,3	20,5
Steinkohlen	9,2	7,7	7,9
Braunkohlen	3,8	4,1	4,4
Kernbrennstoff	2,5	2,5	2,5

- Konstante CO₂-Zertifikatepreise [$\text{€}_{2007}/\text{tCO}_2$]

	2007	2020	2030
CO₂-Zertifikatepreis	0,6	30,0	30,0



Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen II

- Erneuerbare Energien: Kapazitäten und Erzeugung

	Netto-Engpassleistung [GW bzw. GW _p]			Netto-Elektrizitätserzeugung [TWh]		
	2007	2020	2030	2007	2020	2030
Wind	22,25	47,11	61,90	40	102	154
... offshore	-	10,28	25,15	-	36	88
... onshore	22,25	36,83	36,75	40	65	65
Photovoltaik	3,81	14,66	20,22	3	13	19
Biomasse	3,14	6,10	6,18	24	37	41
Lauf- und Speicherwasser	4,72	4,42	4,42	21	24	24
Summe	33,92	72,29	92,72	88	176	238
Anteil an der Netto-Elektrizitätserzeugung [%]	-	-	-	15	31	42

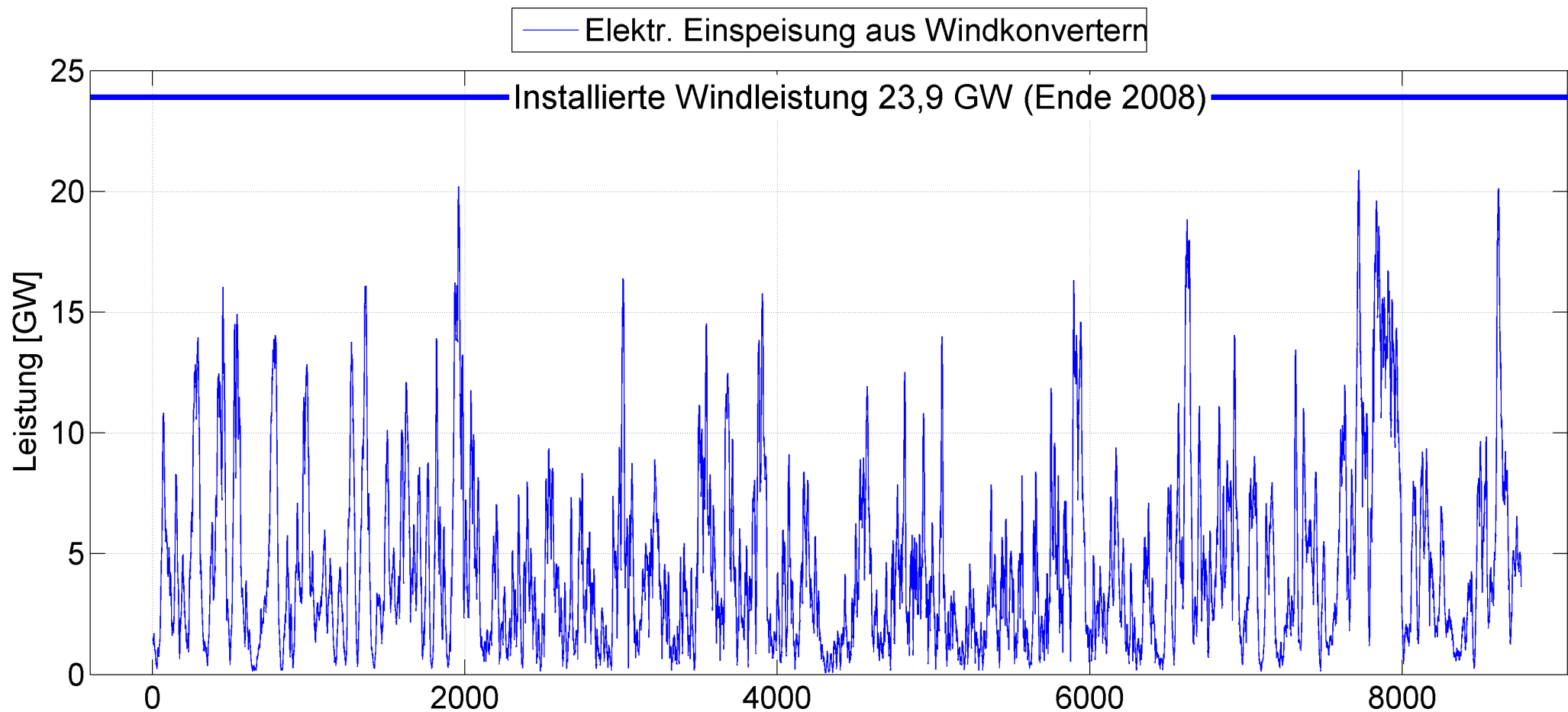
- Speichertechnologien: (i) Pumpspeicherkraftwerke, (ii) Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke und (iii) mobile Batteriespeicher (Elektromobilität)



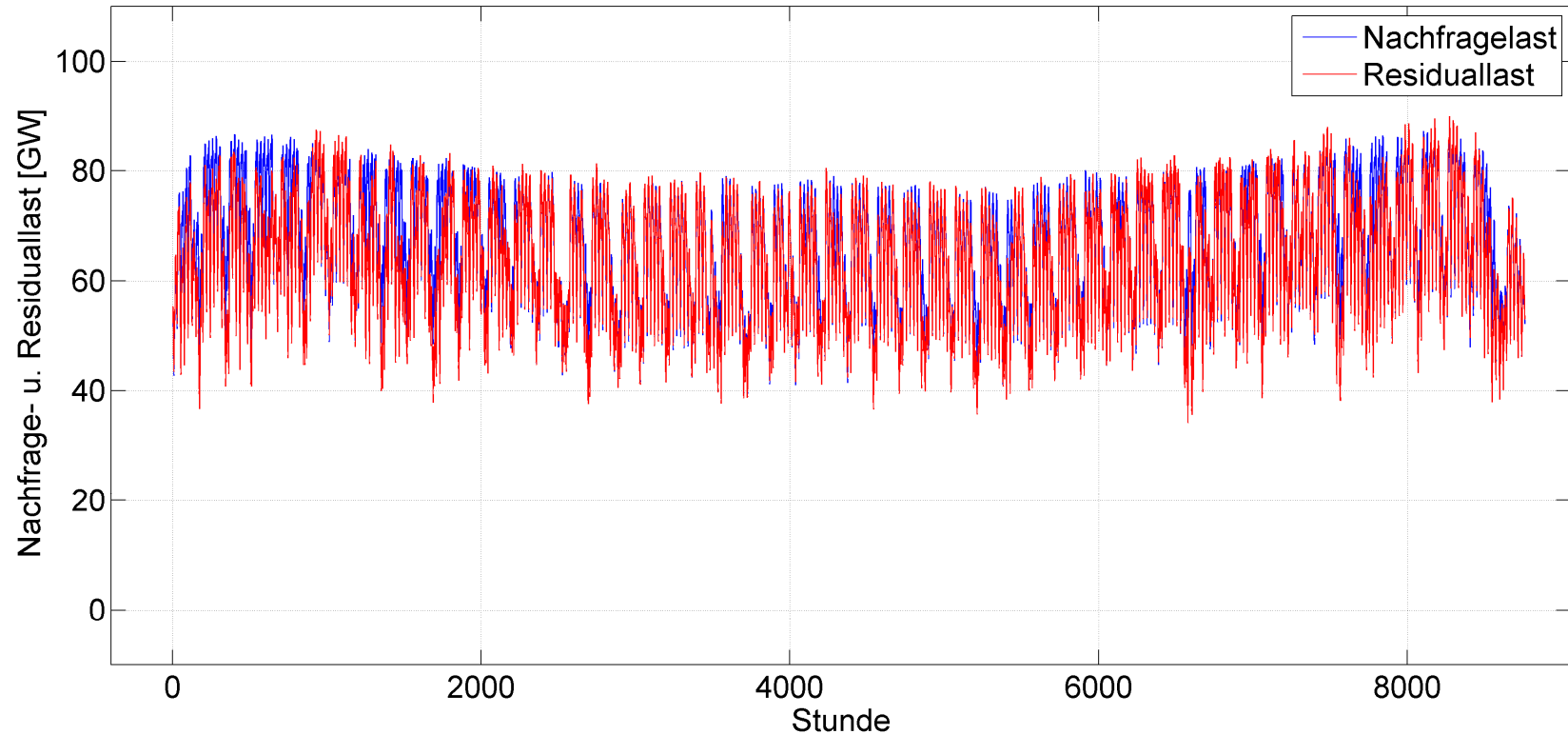
Lastbereiche und Kraftwerkstypen

- Die in der Vergangenheit noch deutlicher voneinander abgrenzbaren Lastbereiche (Grund-, Mittel- u. Spitzenlast) werden aufgrund der vorrangigen elektrischen Einspeisung fluktuierender Energien (Wind, PV) zunehmend ineinander übergehen
- Eine eindeutige Zuordnung der Lastbereiche zu einzelnen Kraftwerkstypen (Grund-, Mittel- u. Spitzenleistungskraftwerke) wird ebenfalls weniger deutlich ausfallen
- Dennoch orientiert sich der Kraftwerkseinsatz weiterhin an der Kostenstruktur des Kraftwerksparks (Einsatzpriorität thermischer Kraftwerke mit besonders niedrigen variablen Erzeugungskosten)
- Inwiefern erlaubt die technische Auslegung traditioneller „Grundleistungskraftwerke“ einen verstärkten Lastfolgebetrieb, ohne dass hierdurch ihre variablen Erzeugungskosten deutlich erhöht werden?

Elektrizitätserzeugung aus Wind in 2009

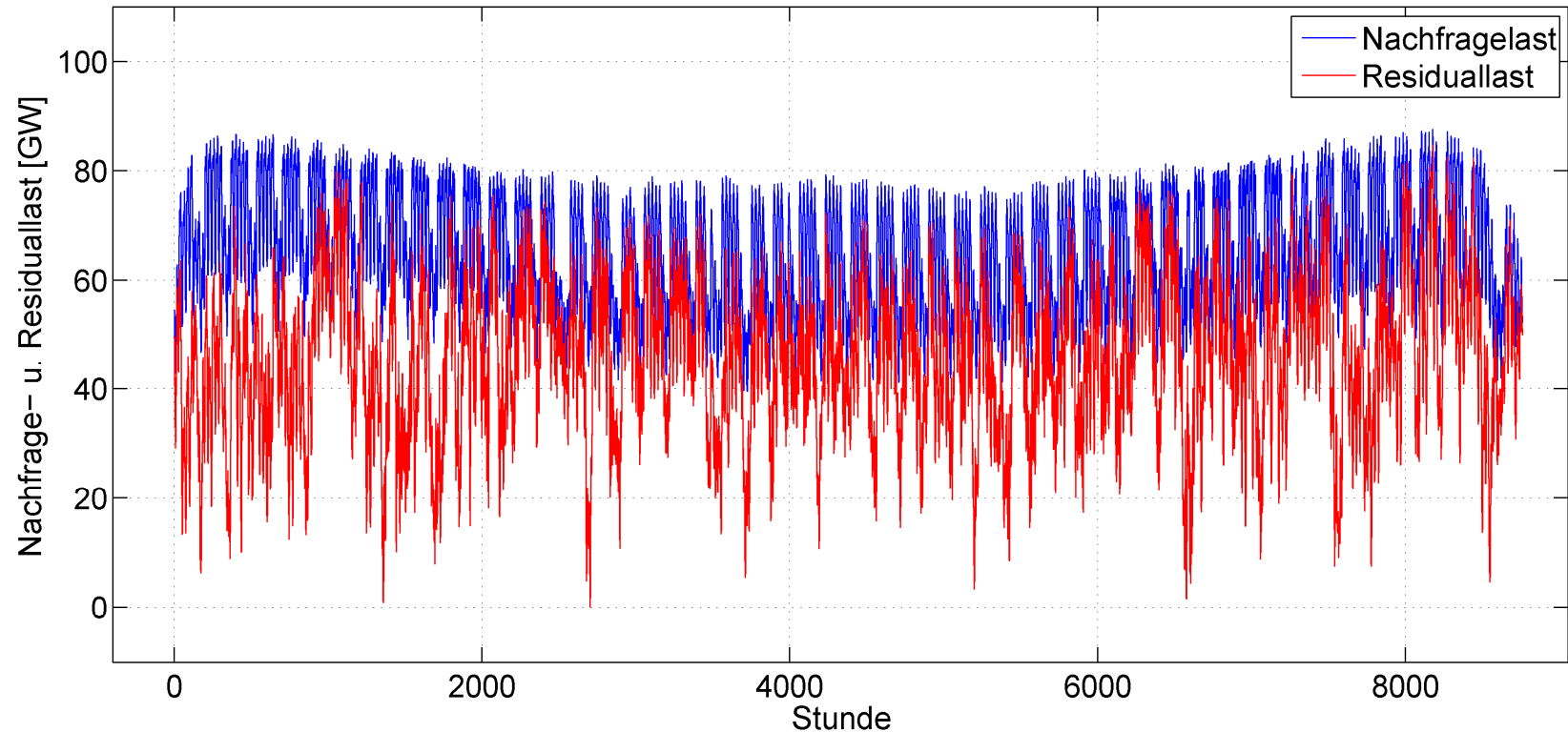


Dynamik der Residuallast heute (2008)



- Bei einer Windeinspeisung von max. etwa 20 GW (in 2008) liegt die heutige Residuallast im Niveau immer noch relativ nahe an der gesamten Nachfragelast

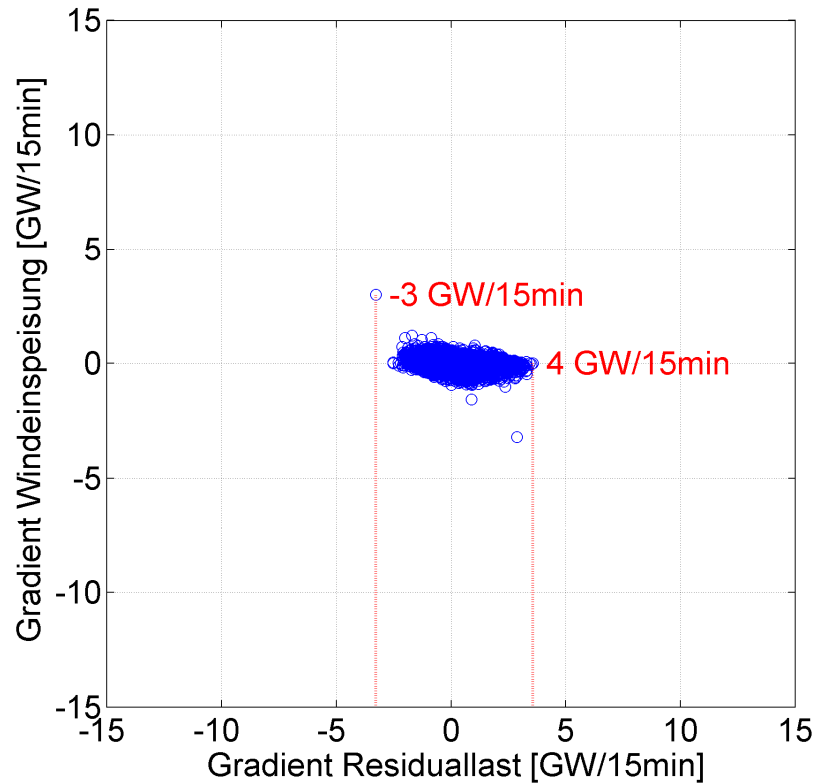
Dynamik der Residuallast in Zukunft (2030)



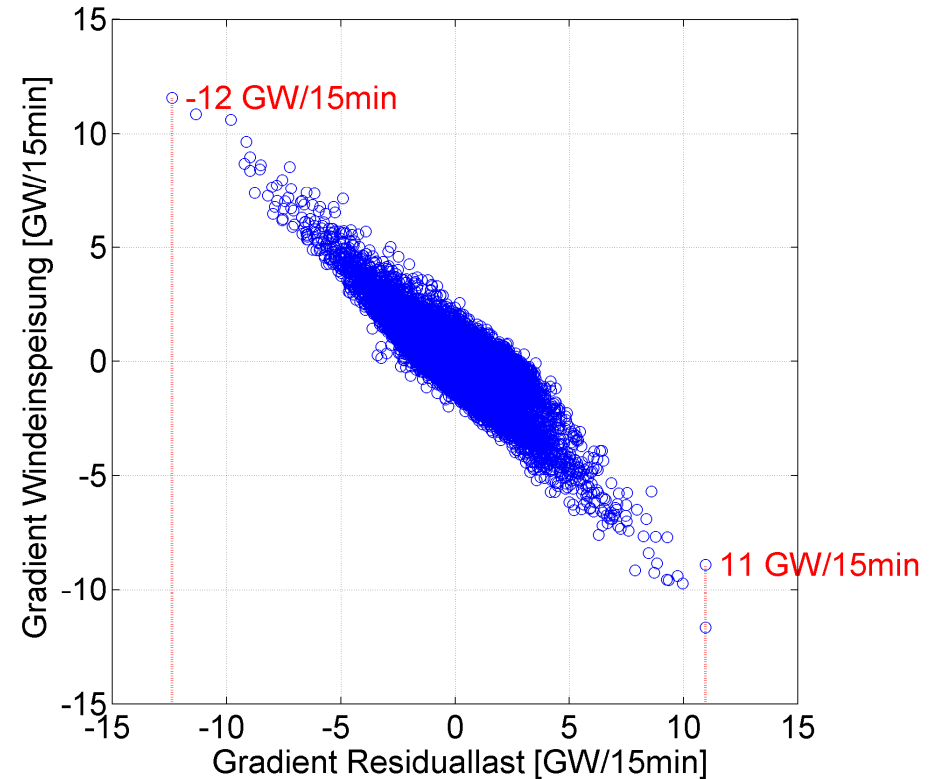
- Residuallast wird aufgrund der zunehmenden Einspeisung (fluktuierender) Erneuerbarer im Niveau sinken und volatiler werden
- Zunehmender Einfluss des Windgradienten auf den Gradienten der Residuallast
- Bis 2030 können sich heutige Gradienten mitunter mehr als verdreifachen

Gradienten der Residuallast in 2008 und 2030 I

2008



2030

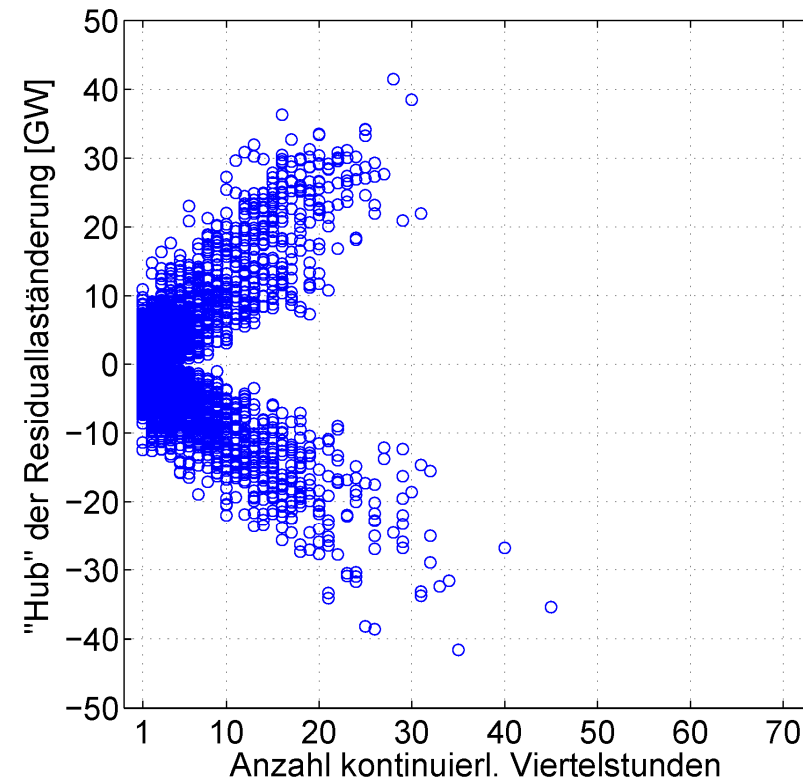
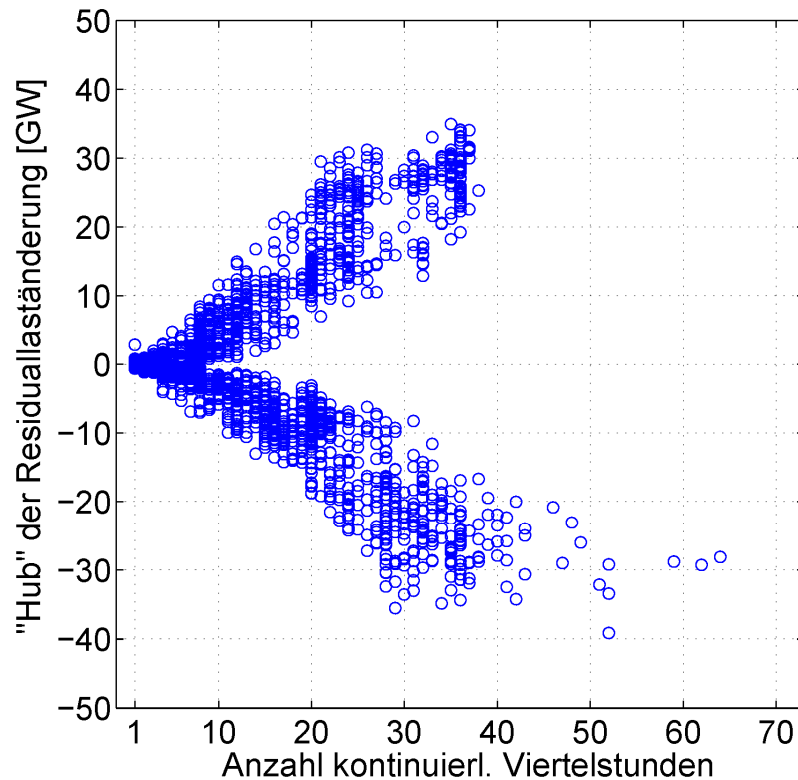


- Zunehmender Einfluss des Windgradienten auf den Gradienten der Residuallast
- Bis 2030 können sich heutige Gradienten mitunter mehr als verdreifachen

Gradienten der Residuallast in 2008 und 2030 II

2008

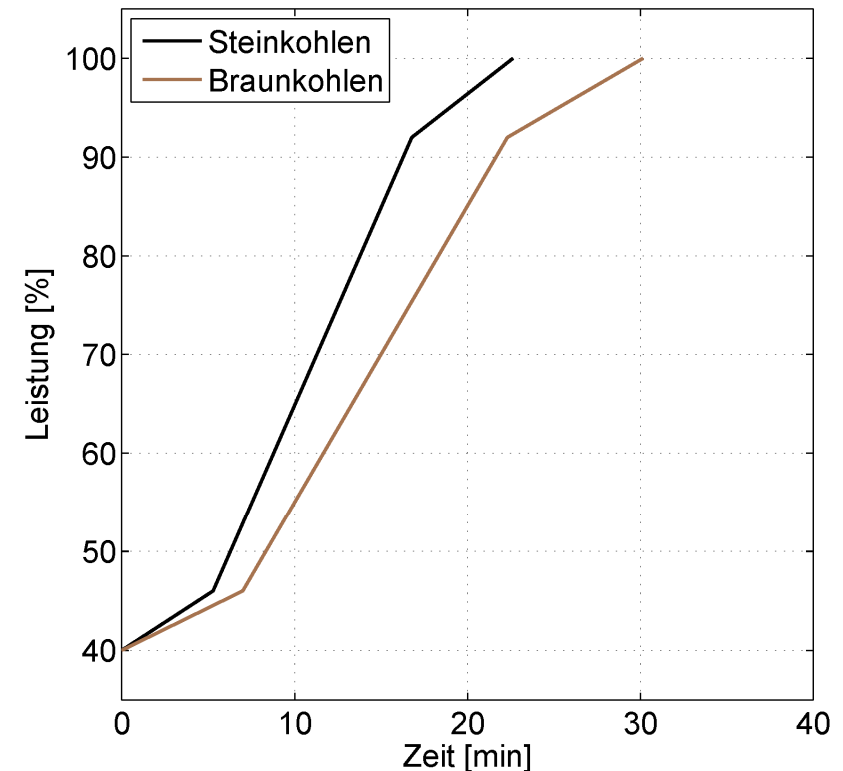
2030



- Kontinuierliche „Rampen“ der Residuallast werden kürzer, jedoch steiler (stärkere „Hübe“).

Lastfolgefähigkeit konv. therm. Kraftwerke I

- Kohlenbefeuerte Dampfturbinenkraftwerke werden über Turbinen- und Heizleistung geregelt (Fest- und Gleitdruckregelung);
etwa 3 bis 4 %/min
- Gasturbinenkraftwerke werden direkt über Luftmassenstrom geregelt;
bis zu 20 %/min
- Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke werden je nach Anlagenausführung geregelt;
etwa 6 %/min

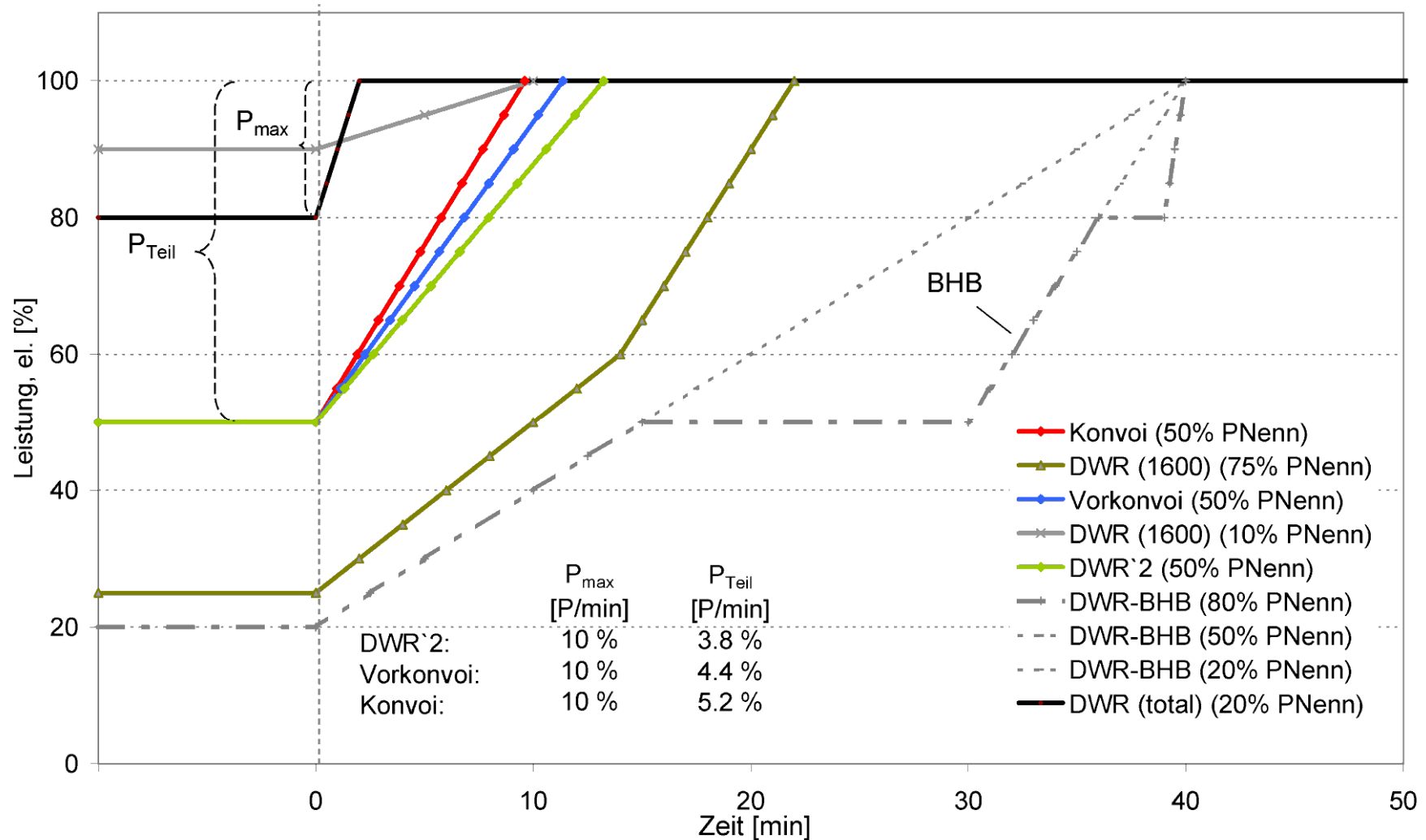




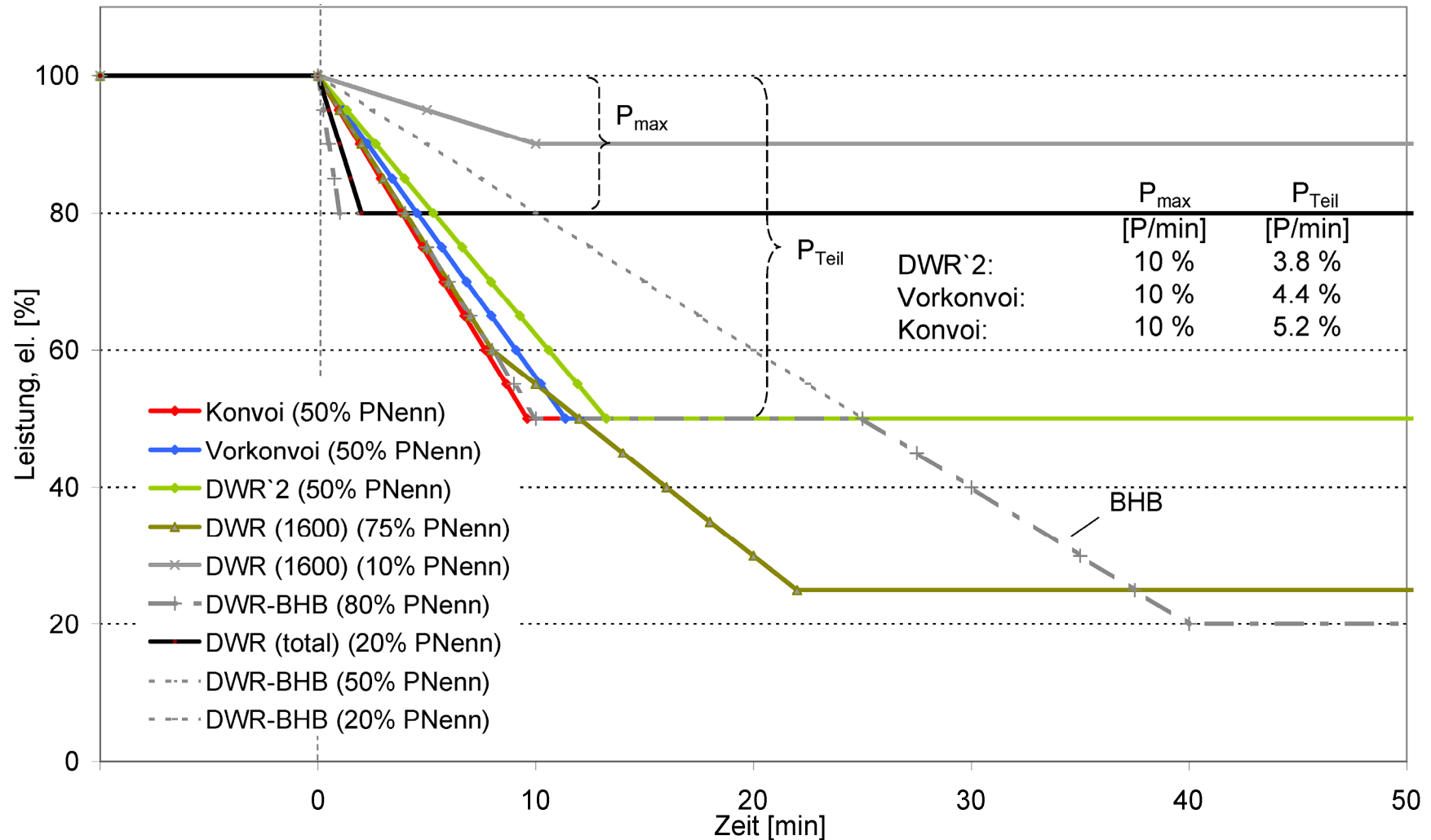
Lastfolgefähigkeit konv. therm. Kraftwerke II

Kraftwerks- typ	An- fahr- zeit	Mindest- leistung	Mindest- still- stands- zeit	Mindest- betriebs- zeit	Wirkungs- gradver- lust bei P_{\min}	Leistungs- änderungs- geschw.
	[h]	[%]	[h]	[h]	[%-Punkte]	[%/min]
Erdgas GT	0	20	0	1	22	20
Erdgas Kombi	1	33	2	4	11	6
Steinkohlen DT	2	38	2	4	6	4
Braunkohlen DT	2	40	6	6	5	3

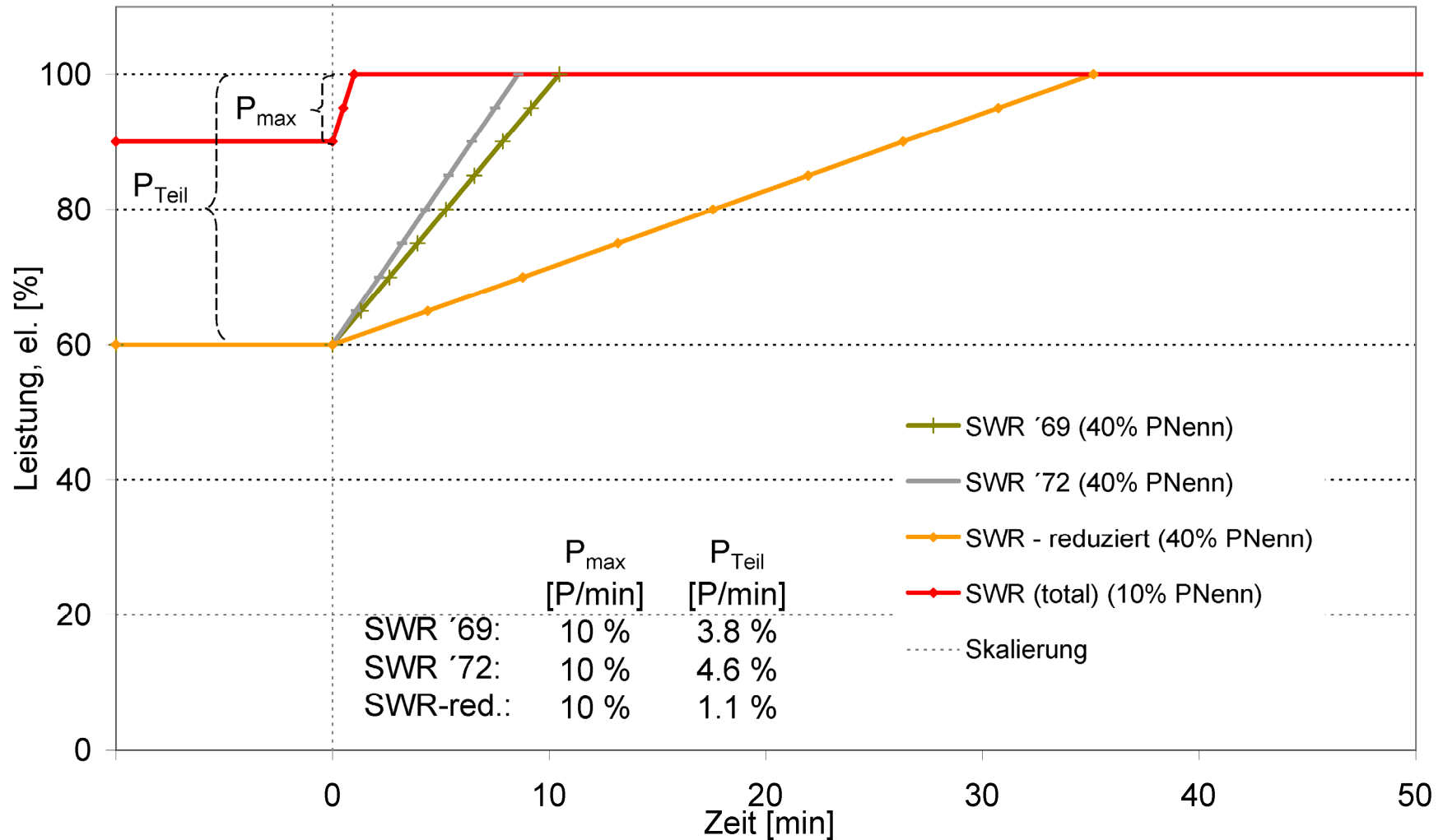
Leistungserhöhung bei Druckwasserreaktoren



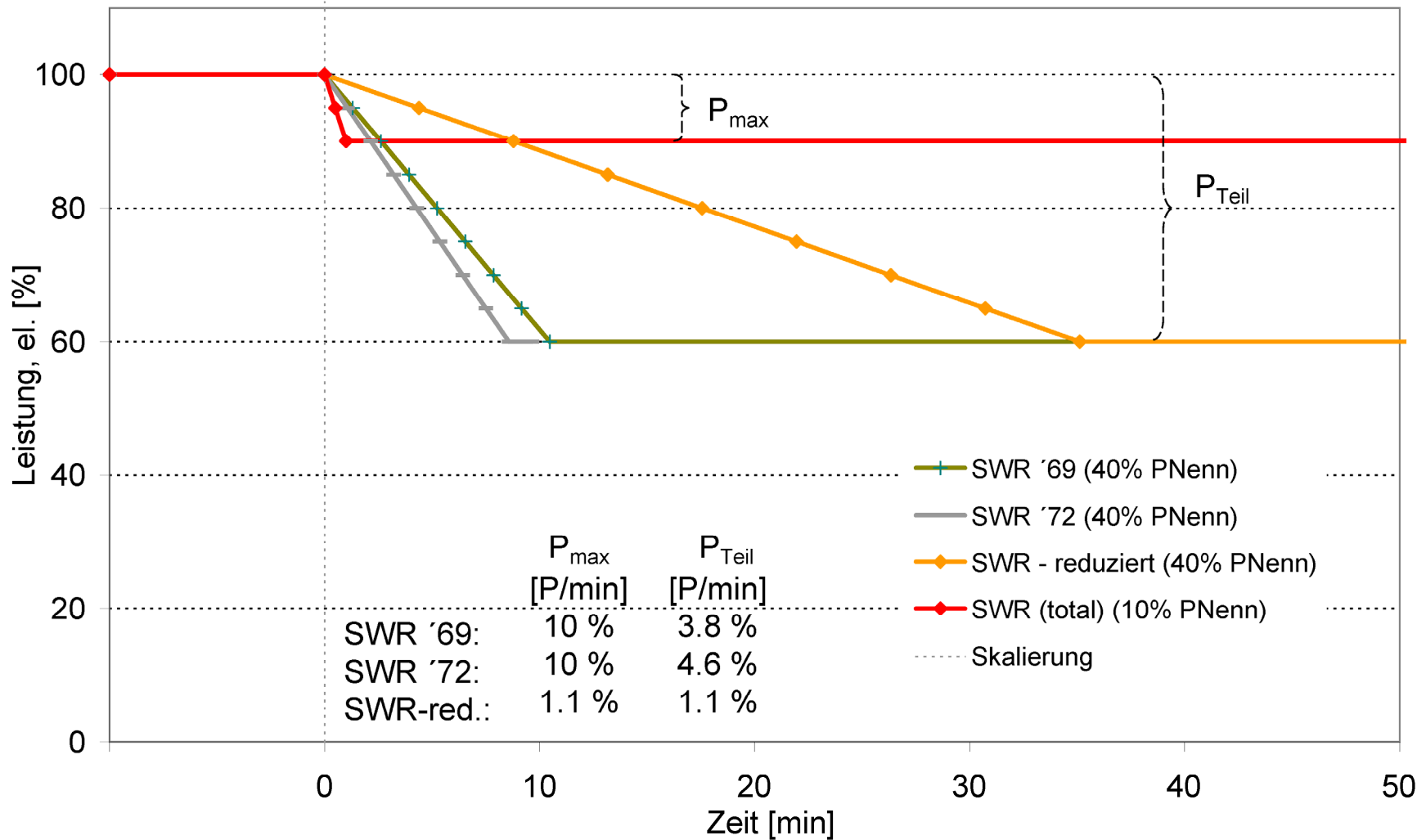
Leistungsminderung bei Druckwasserreaktoren



Leistungserhöhung bei Siedewasserreaktoren



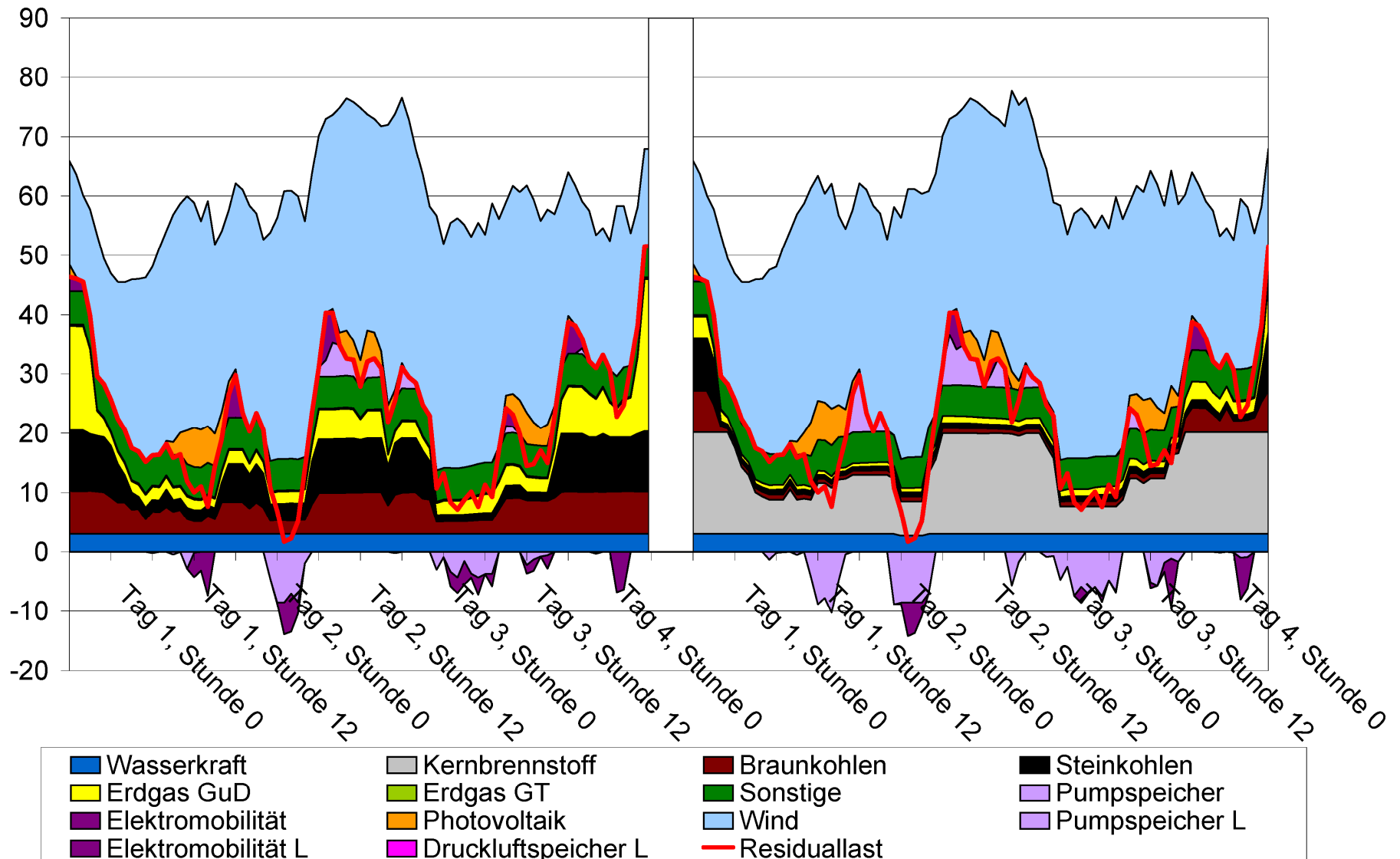
Leistungsminderung bei Siedewasserreaktoren



Zeitperiode schwankender Residuallast in 2030

„Kernenergieausstieg“

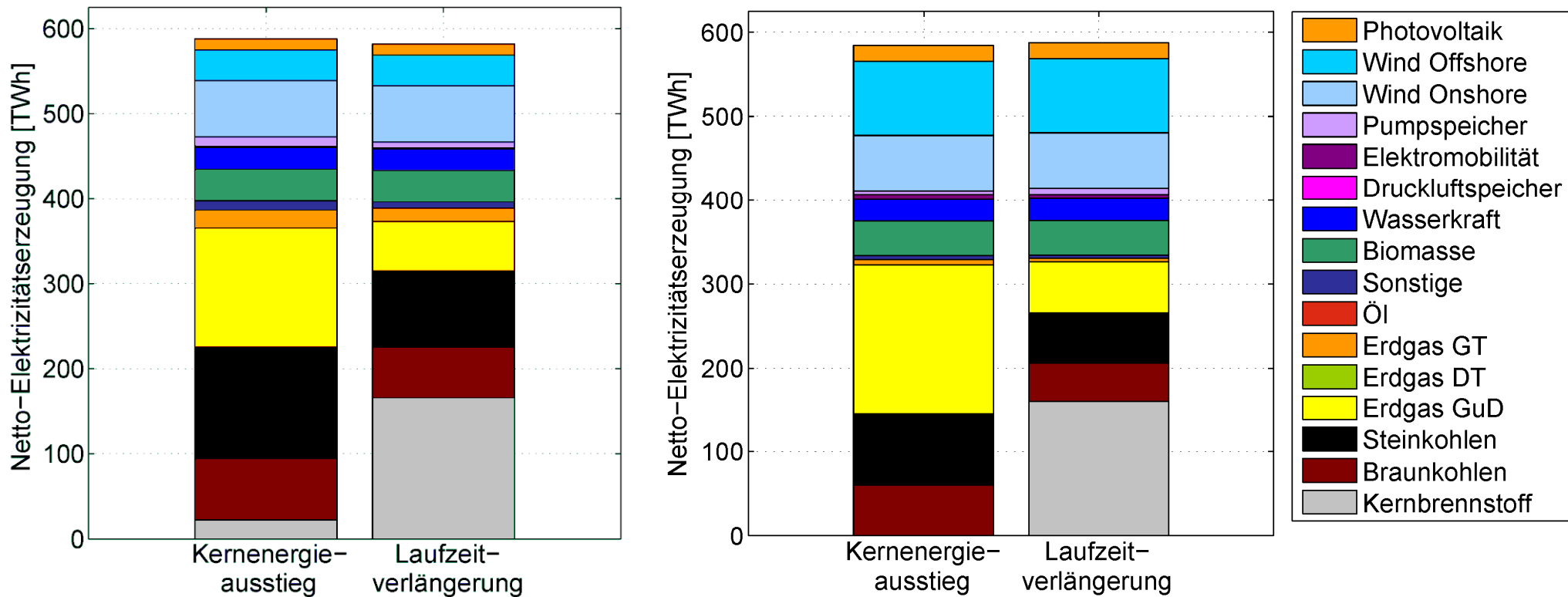
„Laufzeitverlängerung“



Jährliche Elektrizitätserzeugung

2020

2030



- In beiden Fällen ist die betriebliche Flexibilität des nicht-erneuerbaren Kraftwerksparks für eine Integration der erneuerbaren Stromerzeugung ausreichend



Lastfolgefähigkeit des Kraftwerkportfolios I

- Lastfolgebetrieb zum Zeitpunkt des größten negativen Gradienten der Residuallast von $-12,4$ GW/15min im Jahr 2030 (Zahlen in GW/15min)

Kraftwerkstyp	Kernenergieausstieg		Laufzeitverlängerung	
Steinkohlen DT	-5,5	(10,3)*	-5,3	(10)
Erdgas GuD	-31,9	(32,5)	-11,4	(11,5)
Erdgas GT	-0,6	(0,6)	-0,4	(0,4)
Erdgas DT	-0,2	(0,2)	-0,1	(0,1)
Braunkohlen DT	-3,3	(7)	-3,2	(6,9)
Kernbrennstoff DT	-	-	-6,7	(20,5)
Übrige	-5,2	(5,2)	-5,2	(5,2)
Zwischensumme	-46,7	(55,8)	-32,2	(54,4)
Speicher	-22,8 (7,8)		-18,6 (9,2)	
Summe	-69,5		-50,7	

* Werte in Klammern: Erzeugungsleistung der zum Betrachtungszeitpunkt in Betrieb befindlichen Kraftwerke

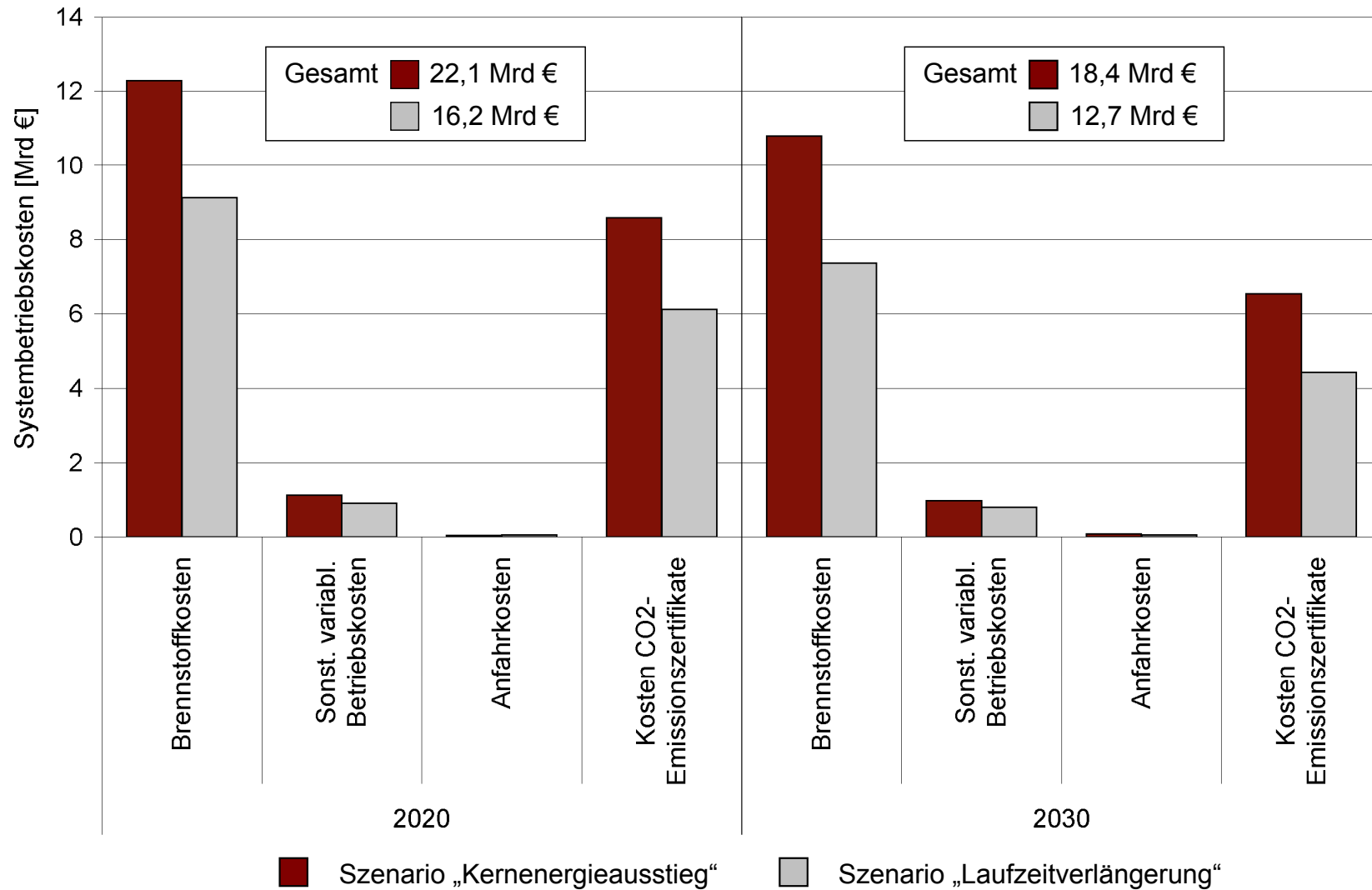
Lastfolgefähigkeit des Kraftwerkportfolios II

- Lastfolgebetrieb zum Zeitpunkt des größten positiven Gradienten der Residuallast von +10,9 GW/15min im Jahr 2030 (Zahlen in GW/15min)

Kraftwerkstyp	Kernenergieausstieg		Laufzeitverlängerung			
	Drehend	Schnell aktivierbar	Drehend	Schnell aktivierbar		
Steinkohlen DT	0,5	(10,4)*	0,0	0,5	(9,9)	0,0
Erdgas GuD	0,9	(32,7)	0,0	1,3	(10,9)	0,0
Erdgas GT	0,1	(0,2)	6,4	0,1	(0,1)	4,2
Erdgas DT	0,0	(0,2)	0,0	0,0	(0,1)	0,0
Braunkohlen DT	0,6	(7,1)	0,0	0,7	(6,9)	0,0
Kernbrennstoff DT	-	-	-	0,0	(20,5)	0,0
Übrige	1,0	(5,2)	0,6	1,0	(5,2)	0,3
Zwischensumme	3,0	(55,8)	7	3,6	(53,6)	4,5
Speicher	22,0 (1,1)		19,6 (3,3)			
Summe	32,0		27,7			

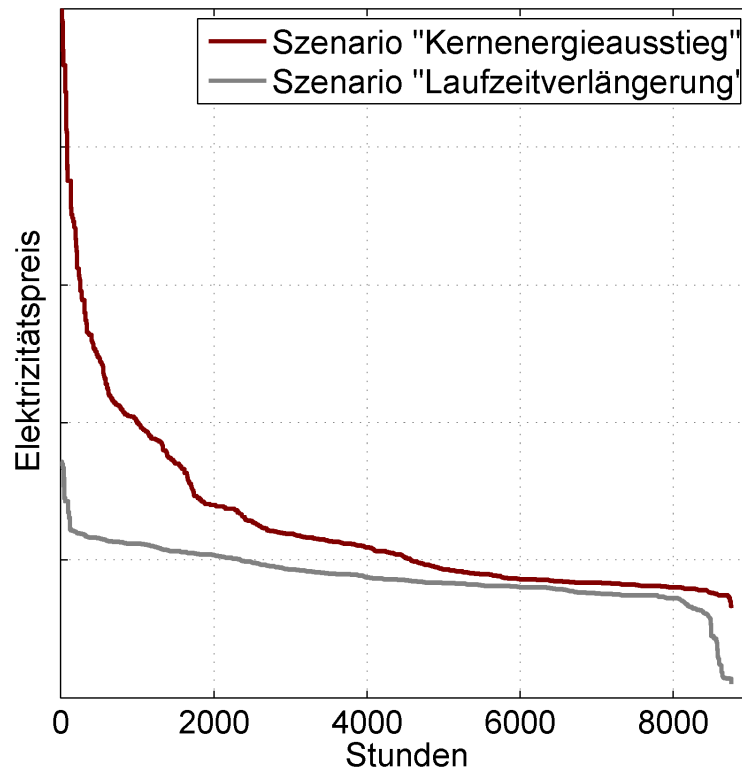
* Werte in Klammern: Erzeugungsleistung der zum Betrachtungszeitpunkt in Betrieb befindlichen Kraftwerke

Systembetriebskosten

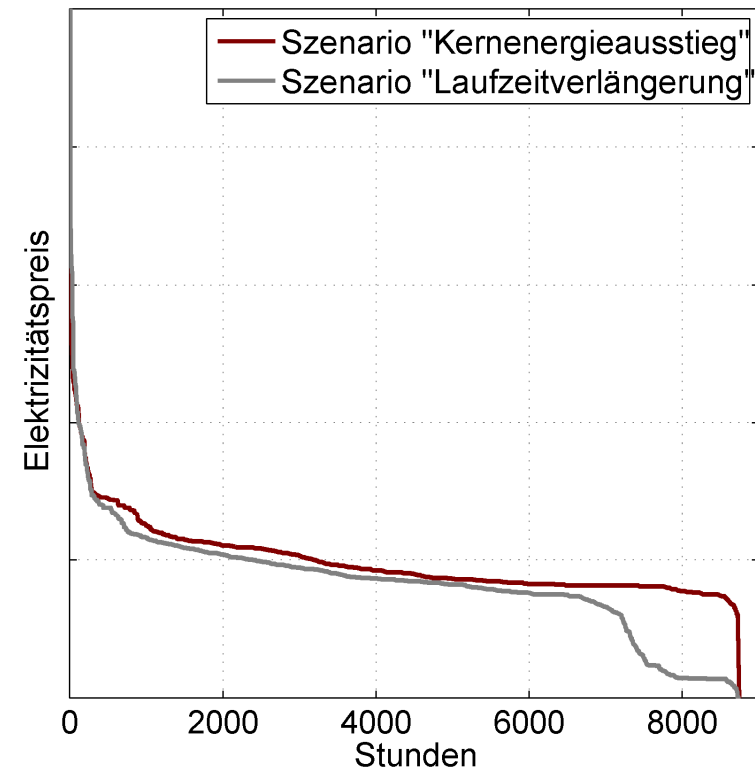


Großhandelspreise für Elektrizität

2020

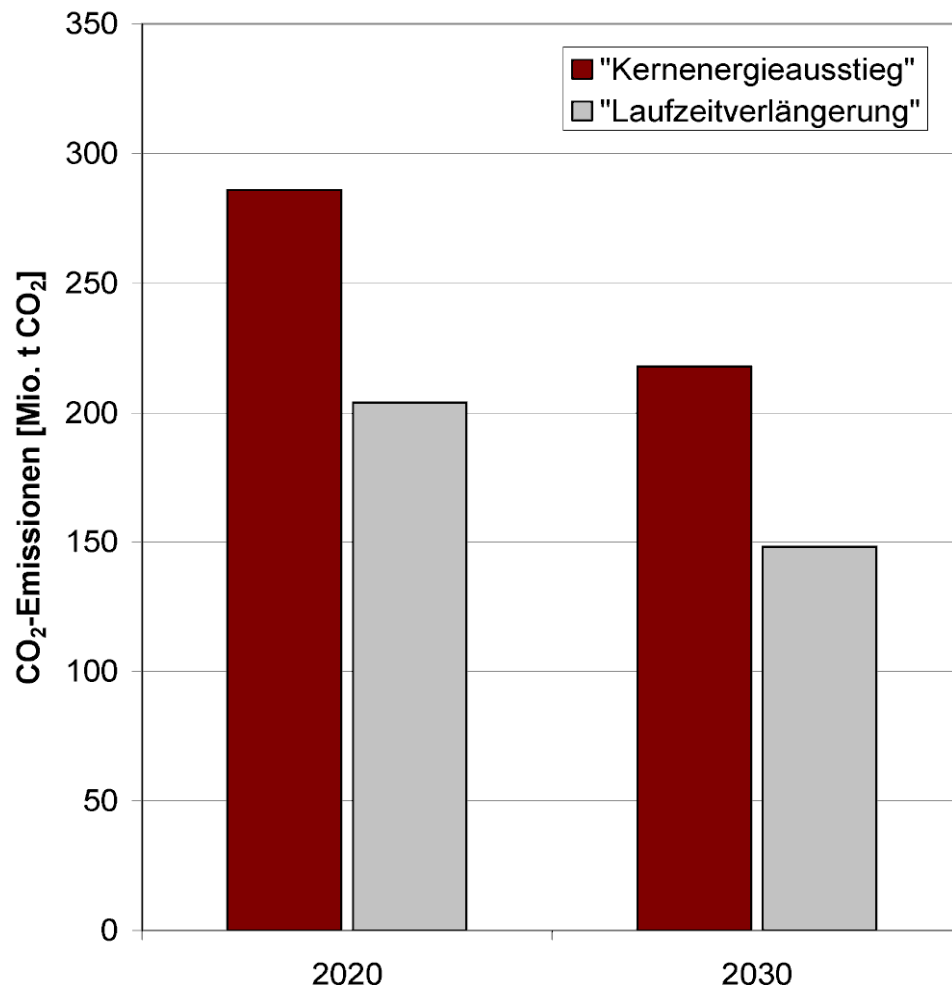


2030



- „Laufzeitverlängerung“: in 2020 um 30 % und in 2030 um 16 % niedrigere Großhandelspreise als bei „Kernenergieausstieg“

CO₂-Emissionen



- Bei einer isolierten Betrachtung des deutschen Elektrizitätsmarktes sind beim „Kernenergieausstieg“ die jährlichen CO₂-Emissionen im Jahr 2030 rund 70 Mio. t CO₂ höher als bei einer „Laufzeitverlängerung“
- Die kumulierten CO₂-Emissionen sind beim „Kernenergieausstieg“ deutlich höher: 1280 Mio. t CO₂ in den Jahren 2010 bis 2030 zusätzlich ggü. einer „Laufzeitverlängerung“

Methodisches Instrumentarium – JMM I

Generelles Modellkonzept

- Stochastisches gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell
- Lineare Relaxation des An-/Aus-Status von Kraftwerken möglich
- Optimale Kraftwerkseinsatzplanung zur Deckung der Elektrizitäts- und Wärmenachfrage in stündlicher Auflösung (8760 Stunden)
- Ziel der Optimierung: Minimierung der Systembetriebskosten unter Berücksichtigung von Kurzfristprognosen der Windenergieeinspeisung
- Rollierende Planung in bis zu 36-Stunden-Abschnitten
- Abbildung folgender Märkte durch Nachfragerestriktionen:
 - i. Spotmarkt: Optimierung unter Berücksichtigung des Erwartungswertes der Kurzfristprognosen
 - ii. Intra-day Markt: Ausgleichung von Prognosefehlern
 - iii. Regelenergiemärkte: Bereitstellung von unterschiedlichen Regelenergiearten
 - iv. Wärme: Abbildung der Wärmeauskopplung von KWK-Anlagen und Heizwerken
 - v. Jeweilige Preise entsprechen Grenzerzeugungskosten



Methodisches Instrumentarium – JMM II

Abbildung des Systembetriebs

- Kraftwerksbetrieb
 - i. Maximale und minimale Leistungskapazitäten
 - ii. Nenn- und Teillastwirkungsgrade
 - iii. Anfahrzeiten, Anfahrkosten
 - iv. Minimale Betriebs- und Stillstandszeiten
 - v. KWK-Anlagen: mögliche Auskopplung von Wärme (Gegendruck- und Entnahmekondensationsanlagen)
 - vi. Mögliche Vorhaltung von verschiedenen Regelenergiearten
 - vii. CO₂-Abscheidungsgrad bei CCS-Technologien
 - viii. Durchschnittliche Arbeitsverfügbarkeit
- Speicher
 - i. Abbildung von Speicherwasserkraftwerken (z. B. Jahresspeicher)
 - ii. Elektrizitätsspeicher (z. B. Pumpspeicherwasserkraftwerke)
 - iii. Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke



Methodisches Instrumentarium – JMM III

Modellergebnisse

- Systembetriebskosten aufgrund von:
 - Brennstoffverbrauch, Kraftwerksanfahrten, Sonstige Betriebs- und Wartungskosten, Nutzung von CO₂-Emissionszertifikaten
- Realisierter Einsatz der individuellen Kraftwerke
- Realisierte Regelleistungsvorhaltung für einzelne Regelenergiearten durch individuelle Kraftwerke
- Speicherbewirtschaftung
- Elektrizitätspreise
- CO₂-Emissionen