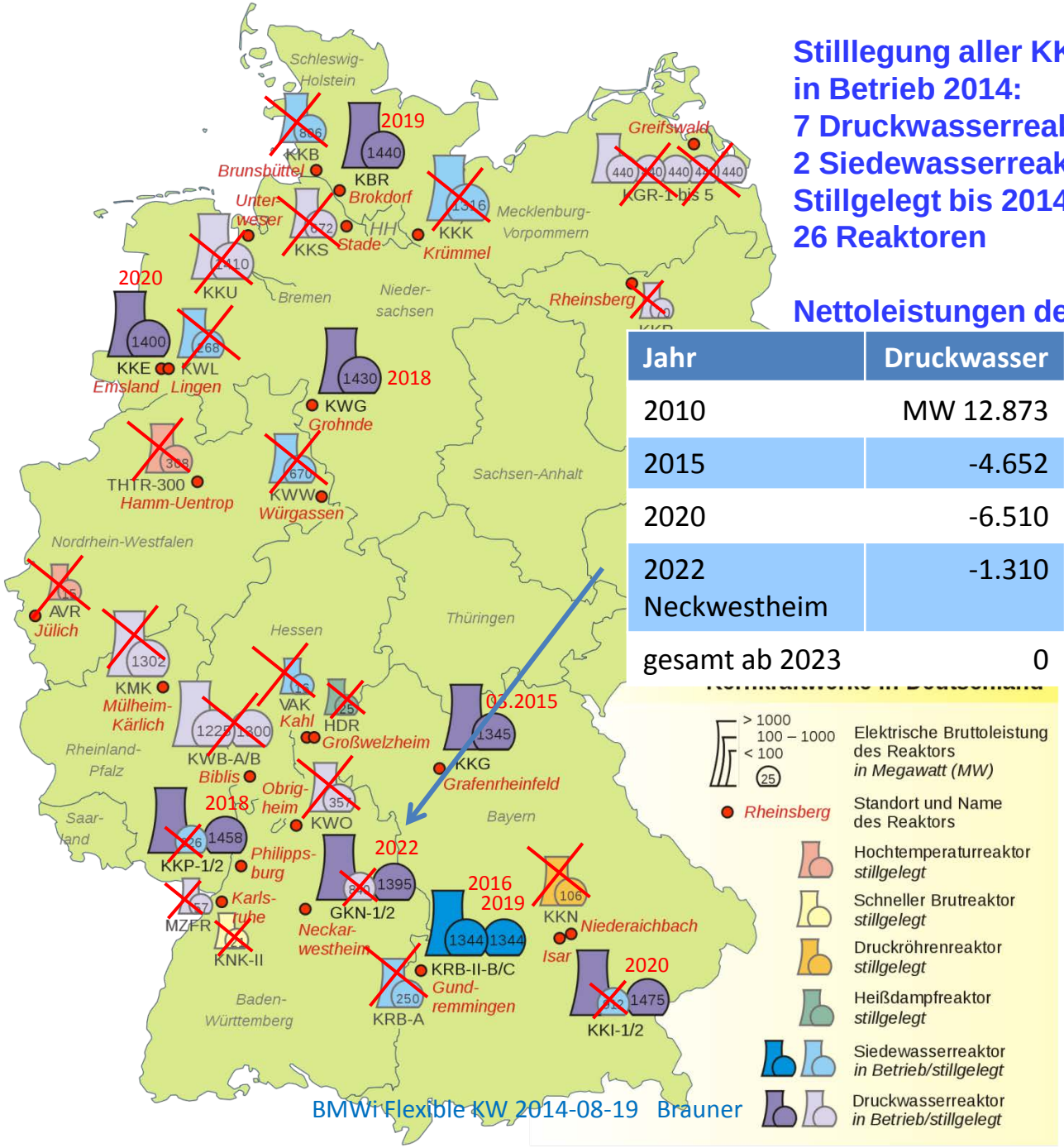
Forschungszentrum
Energie und Umwelt

Bundeministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin
AG Flexibilität der Plattform Strommarkt
19. August 2014

Perspektiven 2020 – künftige Herausforderungen an das Energiesystem

Günther Brauner, TU Wien

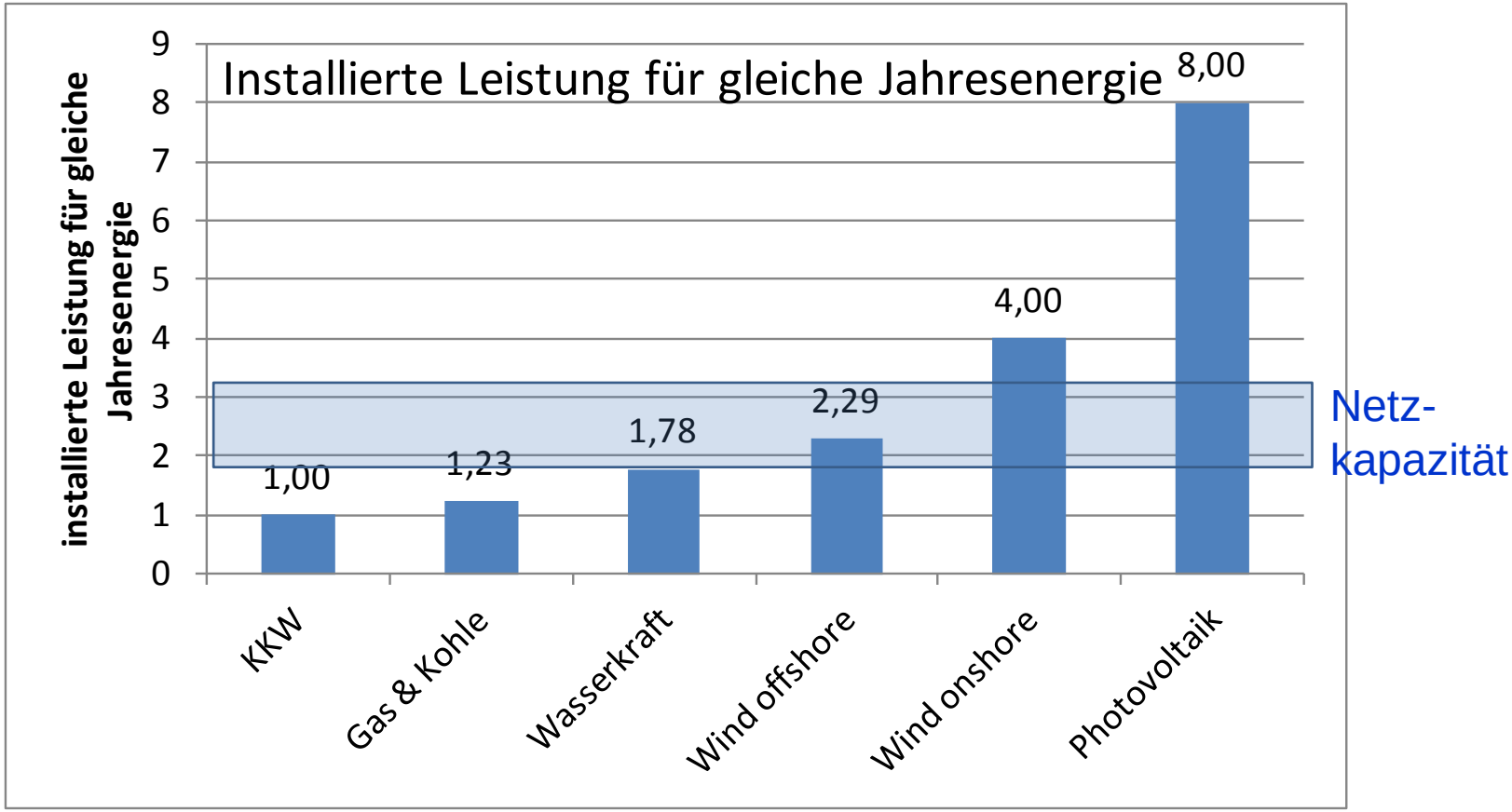


Stilllegung aller KKW bis 2022
in Betrieb 2014:
7 Druckwasserreaktoren
2 Siedewasserreaktoren
Stillgelegt bis 2014:
26 Reaktoren

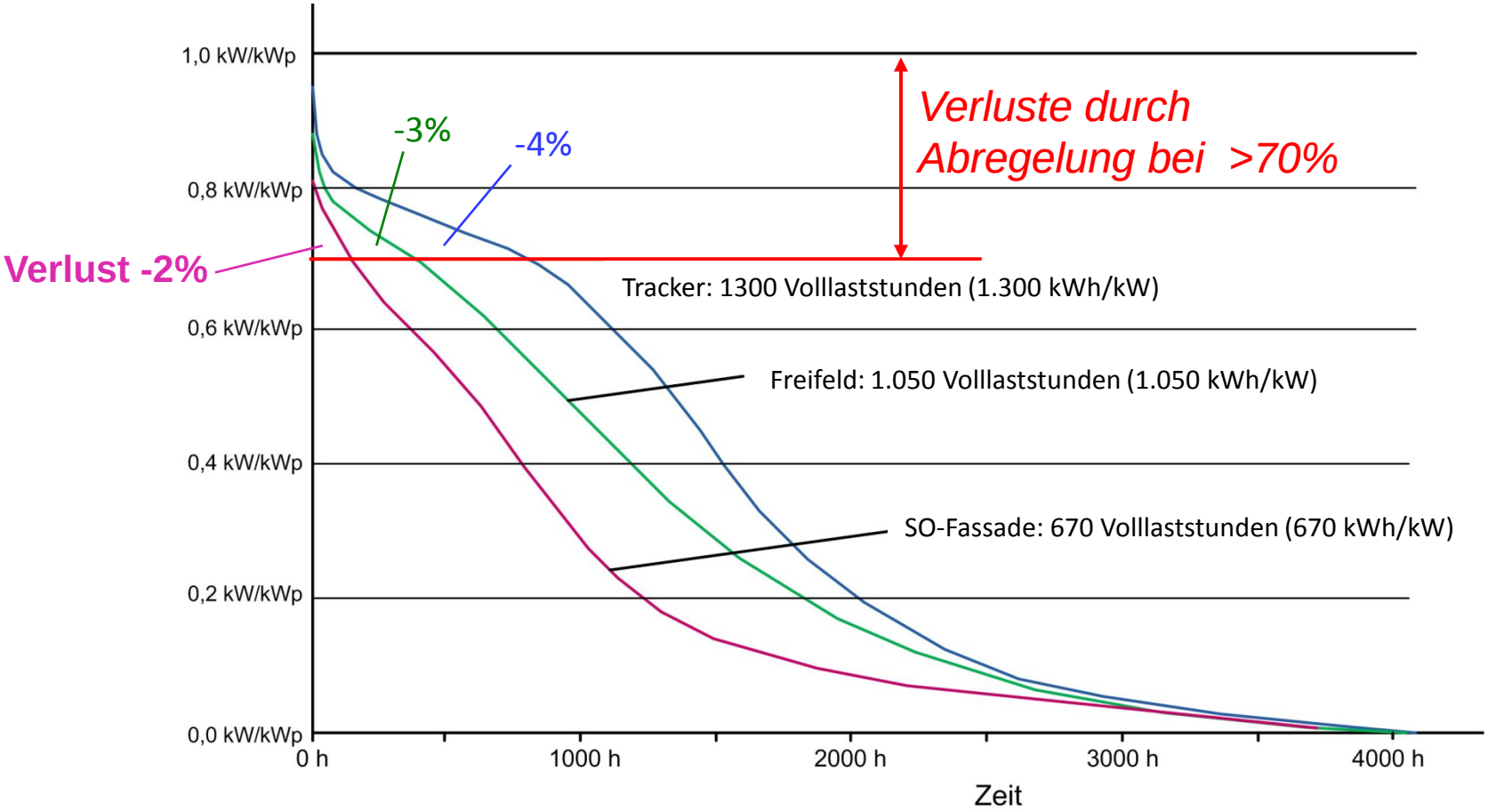
Nettoleistungen der Reaktoren

Jahr	Druckwasser	Siedewasser
2010	MW 12.873	MW 6.457
2015	-4.652	(2011) -3.918
2020	-6.510	-2.572
2022 Neckwestheim	-1.310	-0
gesamt ab 2023	0	0

Installierte Erzeugungsleistung für gleiche Jahresenergie

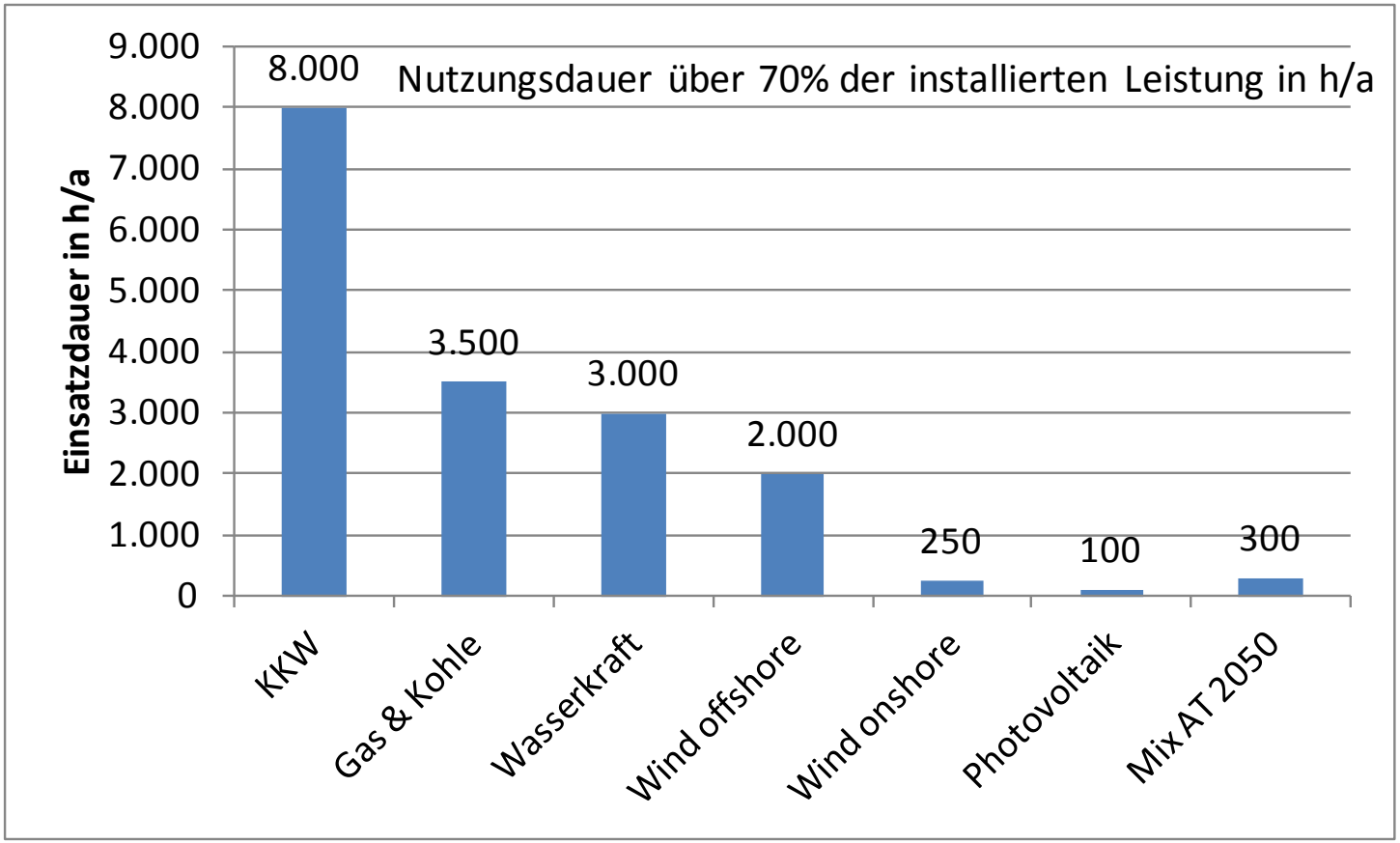


Jahresdauerlinie der Photovoltaik
PV-Forschungszentrum Zwentendorf



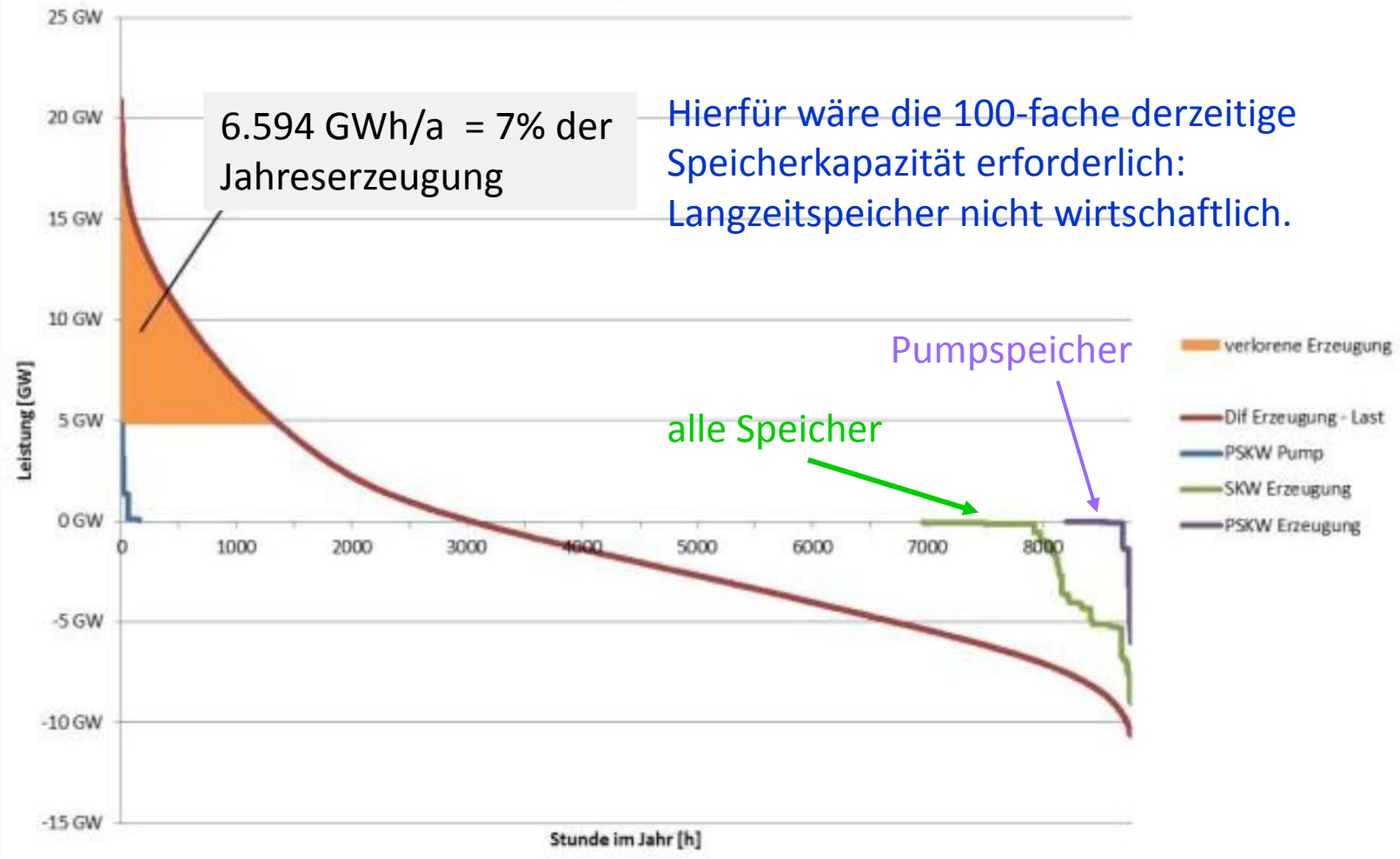
Quelle Jahresdauerlinien: Groiß: PV-Forschungszentrum Zwentendorf. EVN/TU Wien.

Nutzungsdauer des Leistungsbereichs über 70% der installierten Leistung



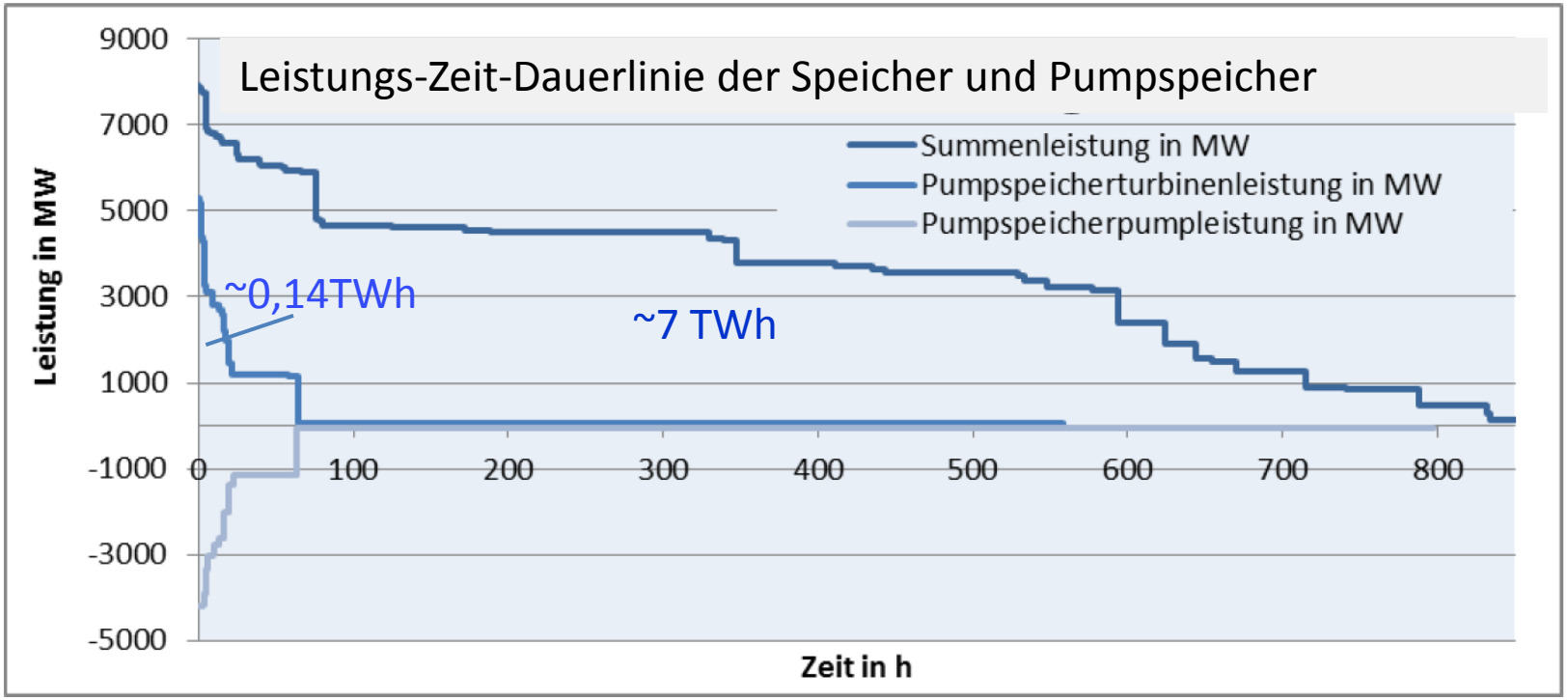
Differenz Erzeugung Last Jahresdauerlinie 2050

S4MG



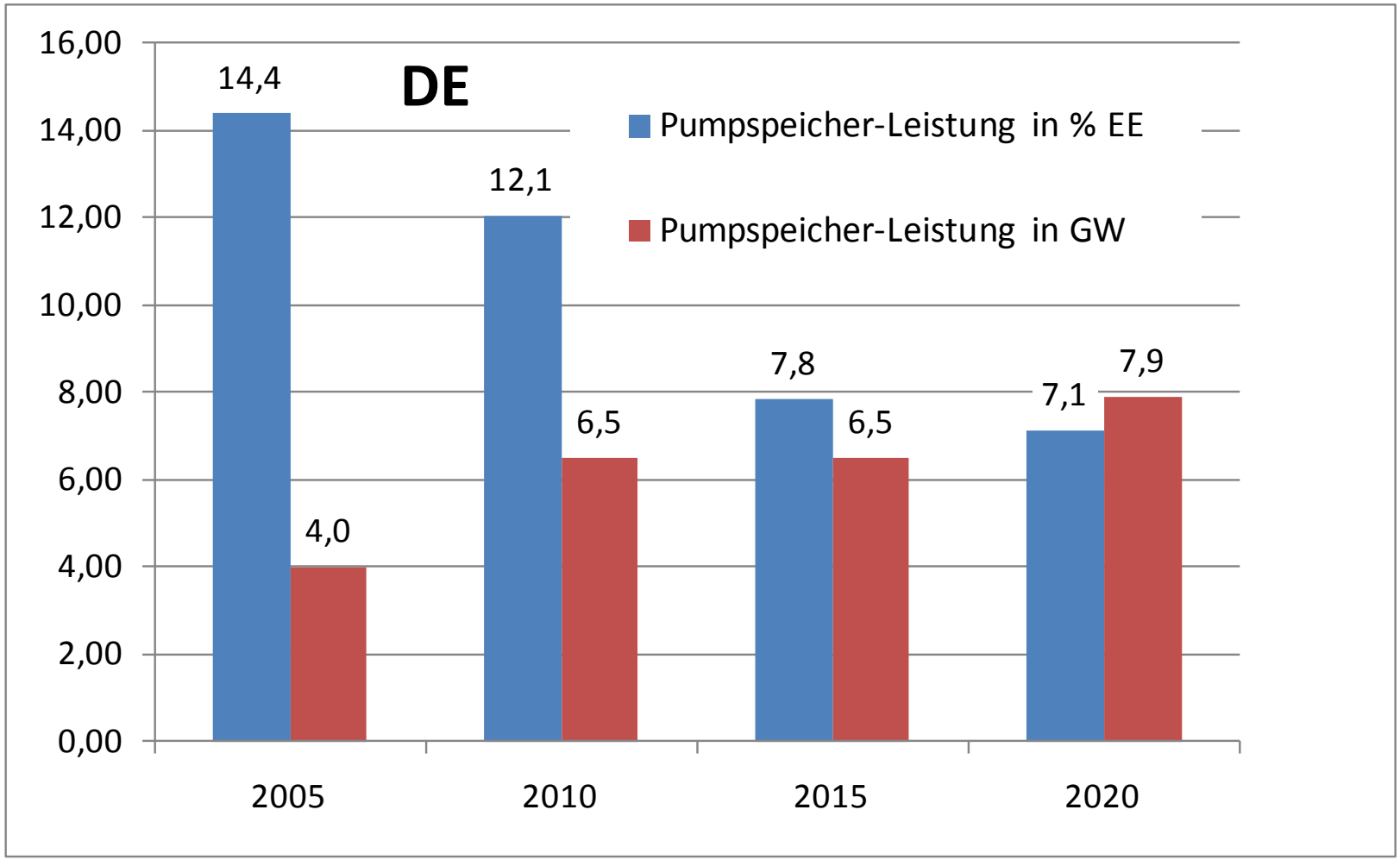
Speicher-Leistungs-Zeit Dauerlinien 2010 in AT

S4MG 2011

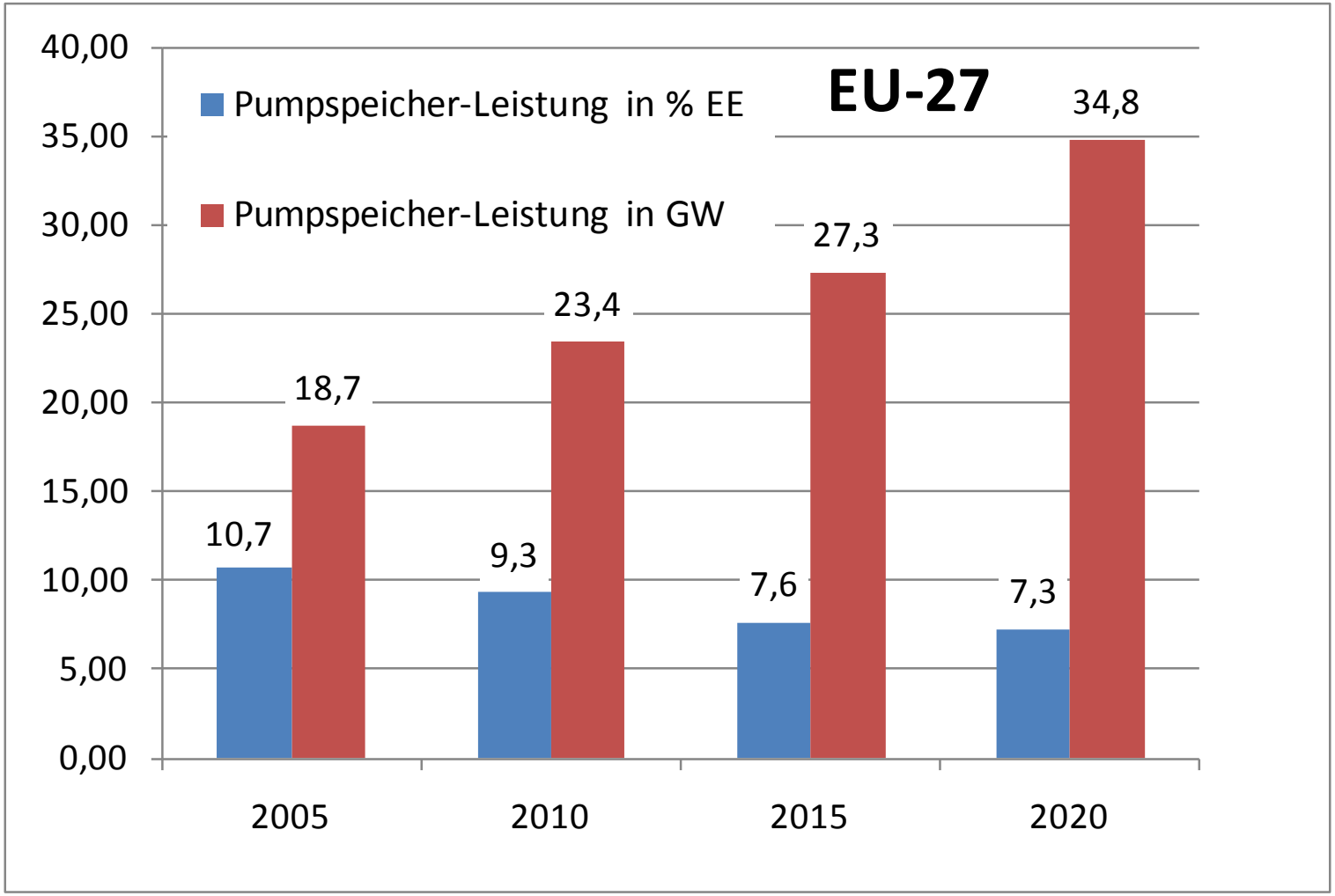


Jahresbeitrag der Speicher: 13 TWh ~ 20% von 65 TWh/a
Möglicher Jahresbeitrag der Pumpspeicher ~ 100 x 0,14 TWh =14 TWh~ 22%
Pumpspeicherbedarf hängt vom Zeitverlauf von Dargebot und Bedarf ab !

Pumpspeicherleistungen in DE bis 2020 (NREAP)



Pumpspeicherleistungen in der EU bis 2020



bezogen auf EE (NREAP)

Vergleich der Pumpspeicher D-A-CH 2010

Land	Pumpleistung	Turbinenleistung	Volumen	Speicherzeit
	MW	MW	GWh	Stunden (V/T)
Deutschland	7.200	8.200	48	5,85 h
Österreich	5.100	4.800	142,5	28,5 h
Schweiz	2.300	1.839	369	200 h

Realität:
Wegen kleiner Unterseen (z.B. 7 h Speicherzeit) und WRRL real nutzbare Speicherzeiten wesentlich kürzer

Nachholbedarf:
Vom Jahresspeicher zum Tages- oder Wochen-Umwälz-Pumpspeicher
Vorteil Umwälzspeicher:
Keine Begrenzungen durch WRRL, kein Wasserverlust (Trockenperioden)

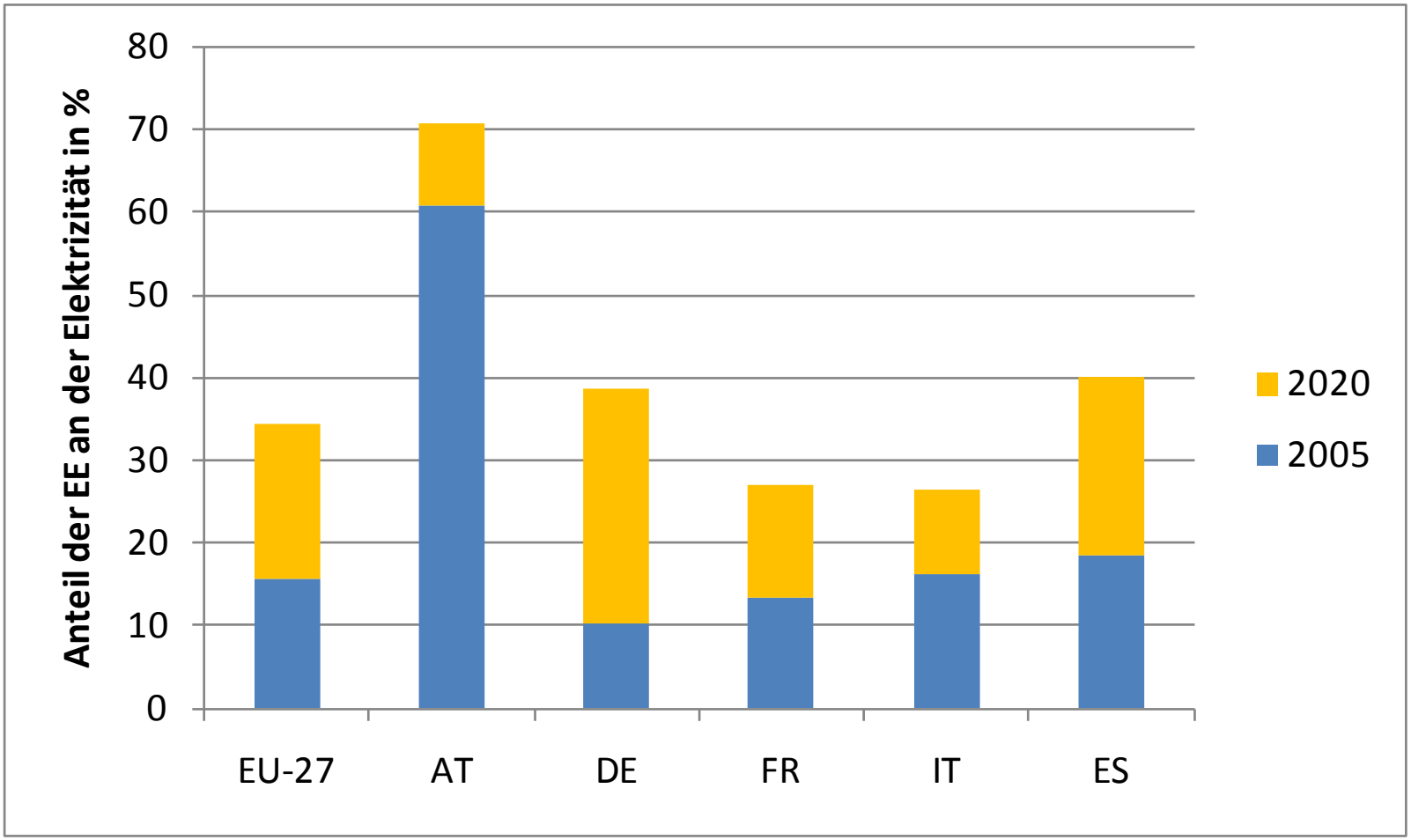
Die Energiewende in Europa

- EU-Direktive: „20-20-20 until 2020“ und National Renewable Energy Action Plan until 2020: NREAP2020.

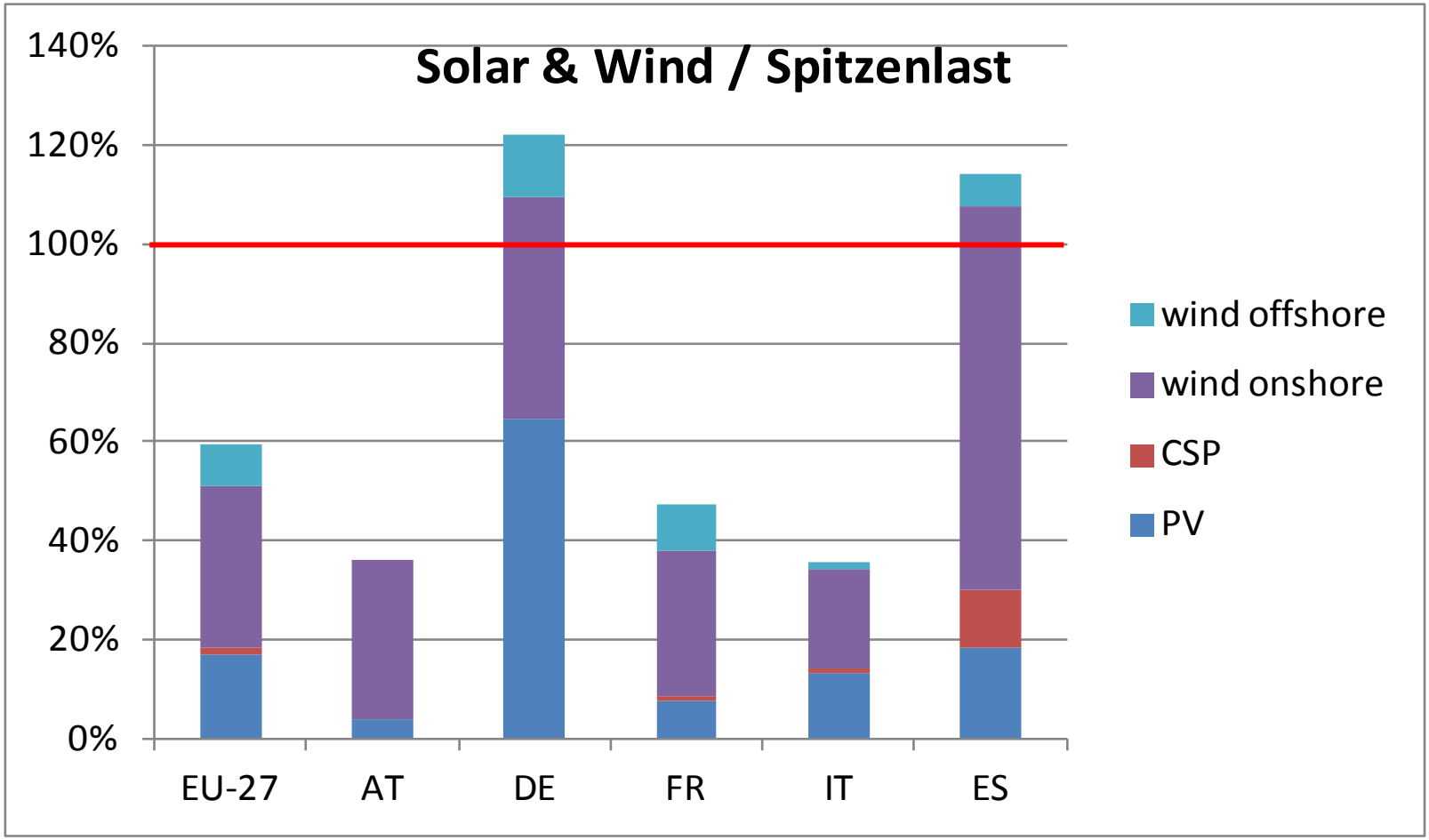
- 2050 noch uneinheitliche Zielvorstellungen, einige Länder wollen vollständig auf fossile und nukleare Ressourcen verzichten.

- **Strategie der Energiewende:**
  Fossile Energie wird durch nachhaltige Elektrizität ersetzt.

National Renewable Energy Action Plan 2020
NREAP EU-27: Anteil EE am Elektrizitätsbedarf



Anteil der fluktuierenden EE in 2020



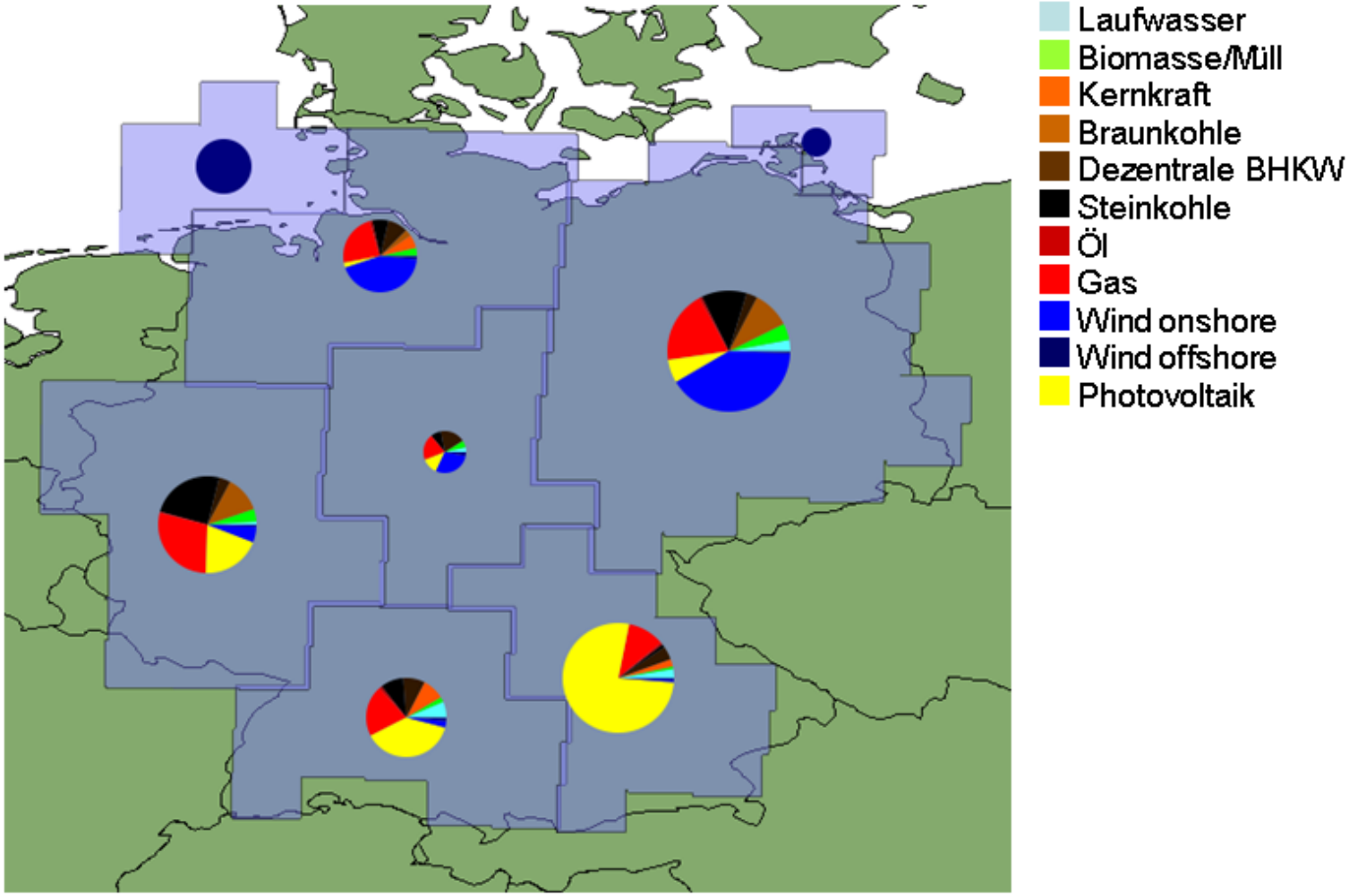
Elektrizität 2020	DENA II 2010	Leitszenario 2009	Leitszenario 2011 (Szen. A)	VDE-Szenario AT40
Bedarfsänderung zu 2010	-0,8 %/a	-1 %/a	-0,9 %/a	0 %/a
EE-Anteil Inland	39%	34,5 %	41,4 %	40,3 %
Bruttobedarf		560 TWh	564 TWh	603 TWh

ohne Pumpspeicher

EE 2020	GW	TWh/a	GW	TWh/a	GW	TWh/a	GW	TWh/a
Wasser	5,1	24,5	5,1	24,5	4,7	22,2	5,0	21
Wind	51,0	140,2	41,9	96,3	49,0	114,8	58	127
onshore	*37,0*	*81,4*	*32,9*	*66,1*	*39,0*	*81,8*	*42*	*73,4*
offshore	*14,0*	*58,8*	*9,0*	*30,2*	*10,0*	*33,0*	*16*	*53,6*
Photovoltaik	17,9	15,5	23,2	20	53,5	45,1	60	48
Biomasse	6,2	40,0	7,85	50,6	8,96	49,6	7	47
EE ges. Inland	**80.6**	**222,0**	**78,9**	**193,3**	**116,8**	**233,5**	**130**	**243**

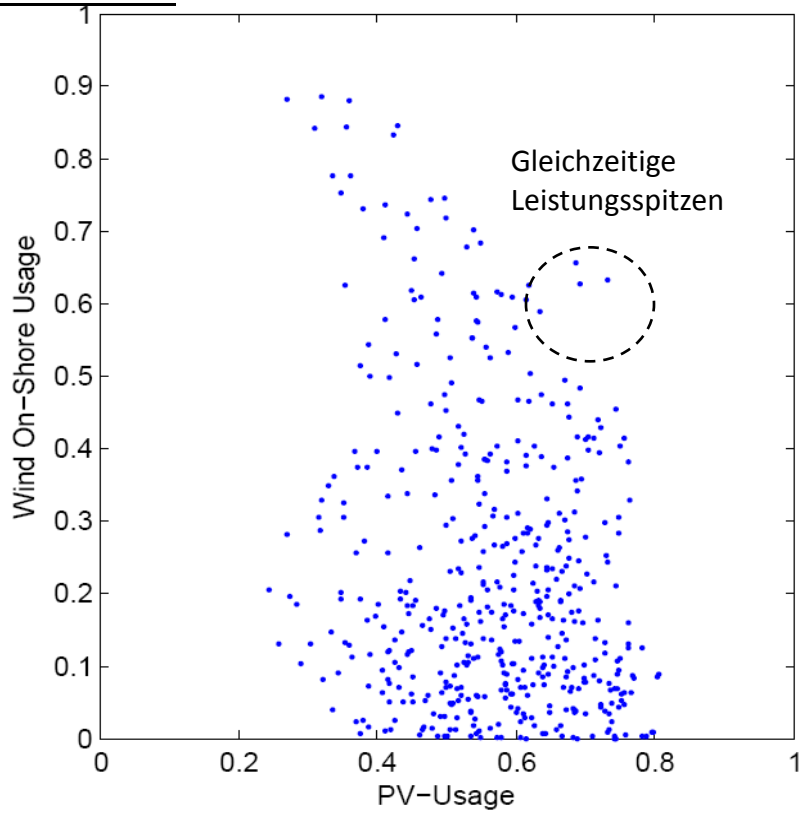
blaue Werte geschätzt

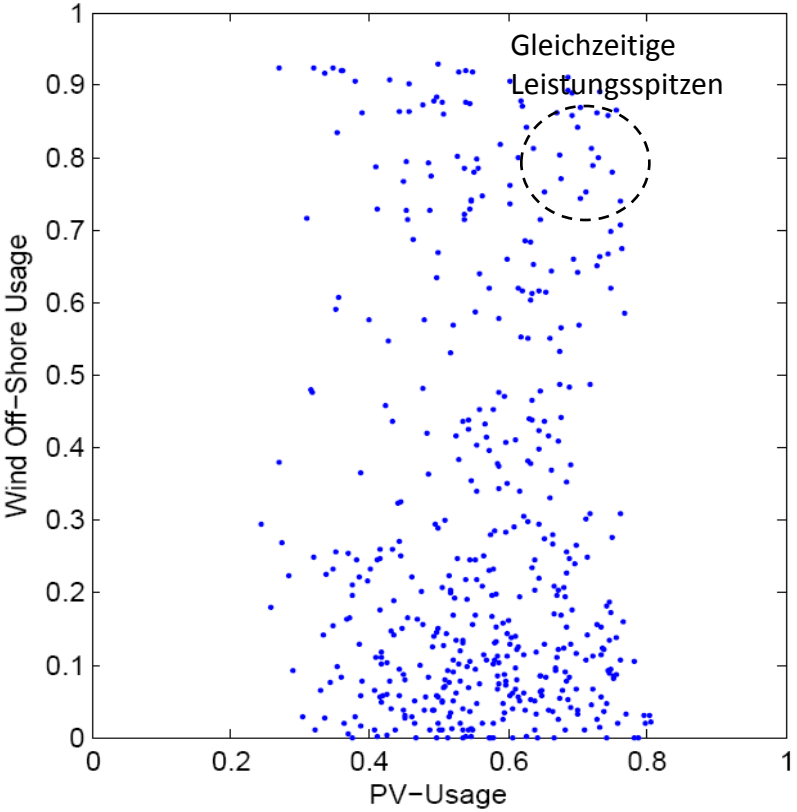
Simulationsmodell Deutschland 2020
(Regionenmodell)



Zeiten mit EE- Überschuss...

Verfügbarkeitsfaktoren der PV - Anlagen gegenüber der Wind onshore-/offshore- Leistung in der Sommerzeit





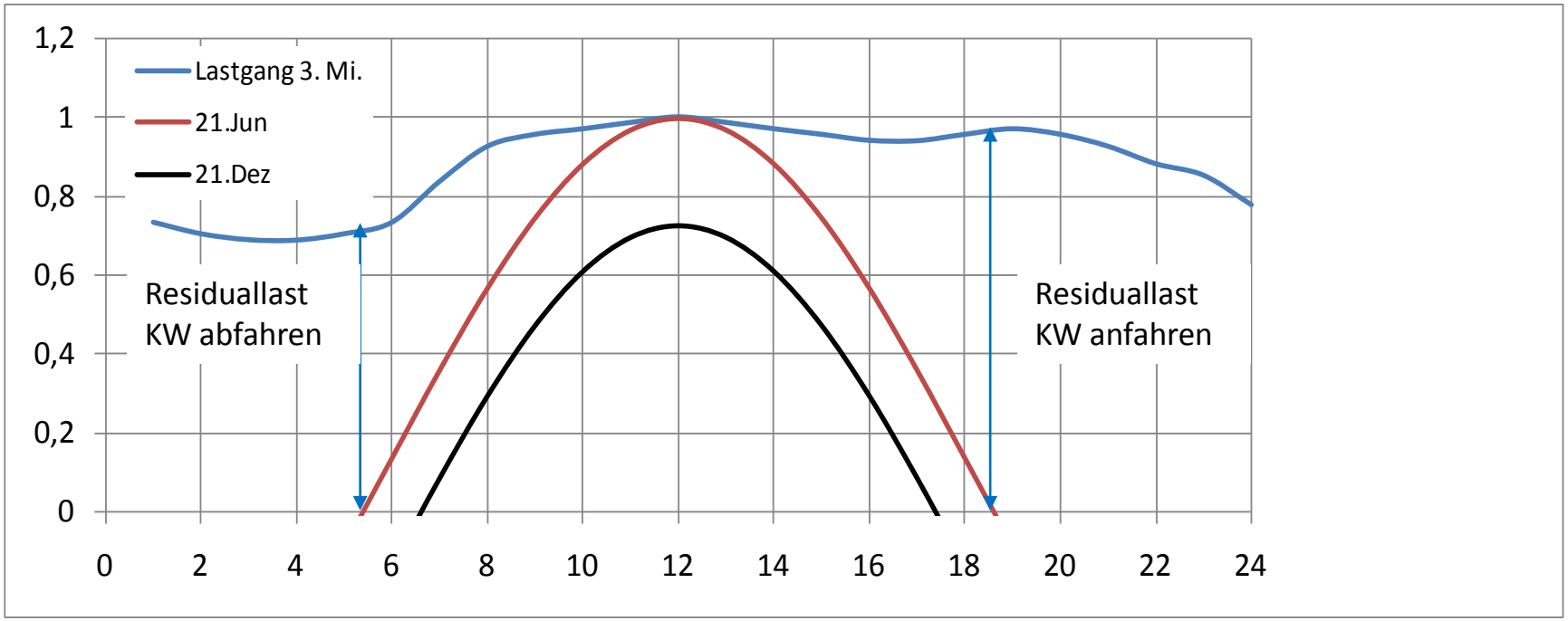
Quelle: Siemens CT T IAT ISC, IWES

Die Daten liegen für alle 50x50km Zellen als stündlich aufgelöste Zeitreihen für 2000-2008 vor. Sie wurden anhand von kommerziellen Wetterdaten und angenommenen PV-/Turbinenkennlinien zusammen mit dem Fraunhofer IWES errechnet.

- Die einzelnen Ortszeitreihen gewichtet und gemittelt. Als Gewichtung wurden die 2020 Ausbauziele der EE der Bundesregierung angenommen.
- Aus den resultierenden einzelnen Zeitreihen für Wind On-/Offshore und PV sind für die Mittagstunden (11-14h) der Monate Mai-August dargestellt.

Erzeugungssituation bis 2020 in DE

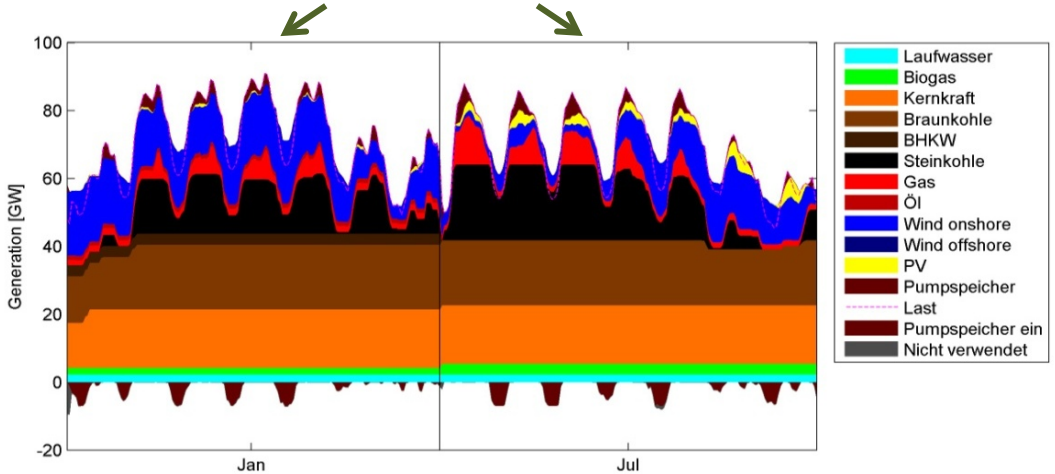
EE-Leistung bis Lastspitze, < 1 % der EE muss abgeregelt werden.
Thermische Kraftwerke können Ausgleichsenergie bereitstellen.
Pumpspeicher zur Optimierung der Gradienten möglich.



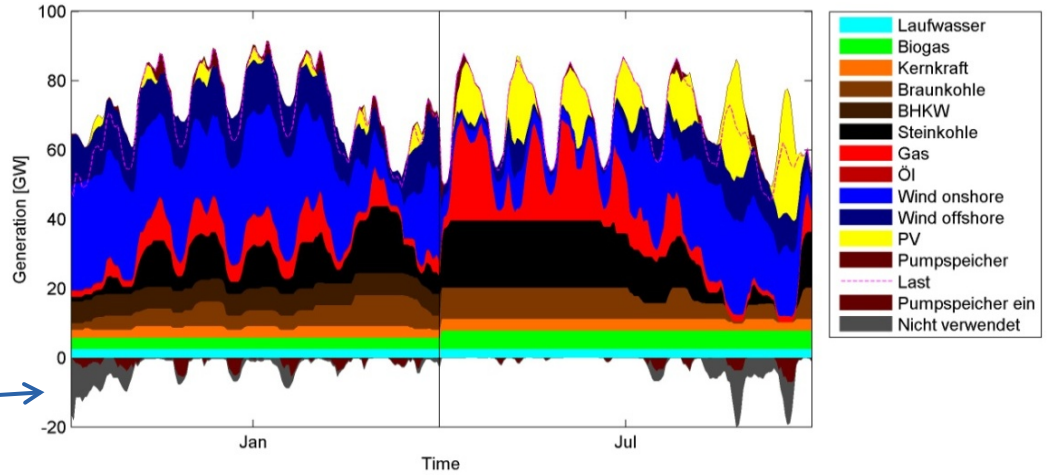
Kraftwerkseinsatz 2009 und 2020 (Simulation)

(Beispielwochen im Januar und Juli für die Jahre 2009 & 2020)

2009
Hoher Anteil an Grundlast



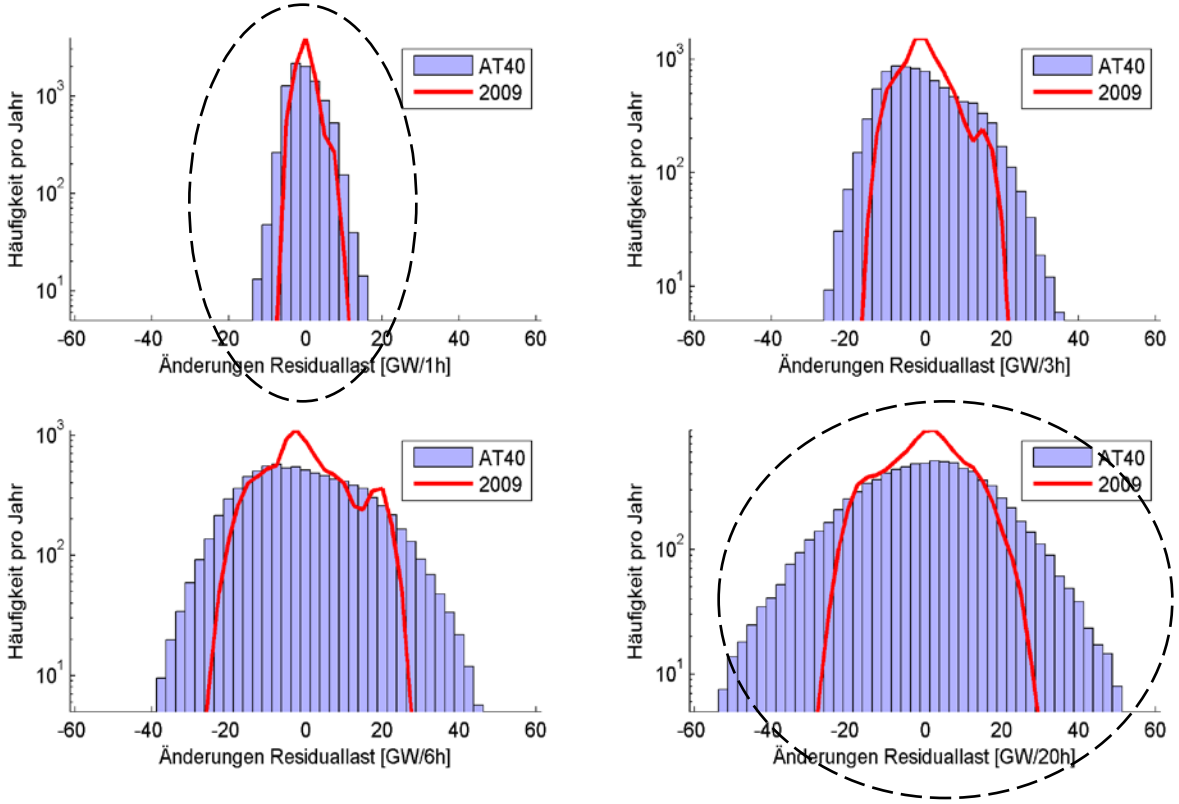
2020
Grundlast wird verdrängt, dafür flexible Kraftwerke



Nicht verwendete Überschussenergie:
zu geringe Speicherkapazitäten im Netz !

Gradienten der Residuallast 2009-2020

- Die stündlichen Gradienten haben heute bekannten Zuschnitt. Maximale 1h Gradienten steigen



Erwartete tägliche Laständerungen erfordern eine disponierbare Kraftwerksleistung von 60 GW.
Dies entspricht 75% aller Kraftwerke!

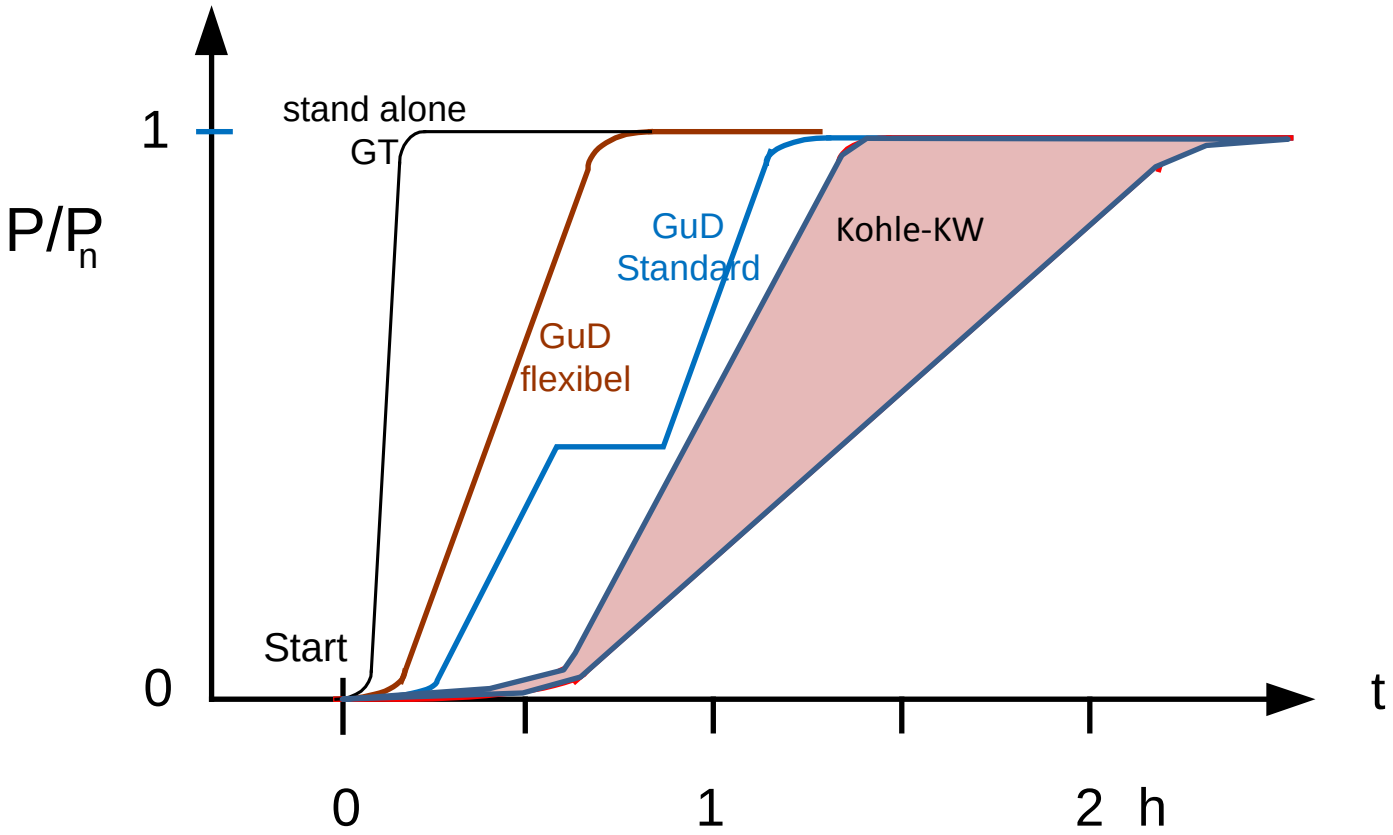
Systemstabilität

- Da langfristige Speicherkapazitäten bis 2020 nicht in ausreichender Kapazität verfügbar sind müssen die thermischen Kraftwerke flexibel eingesetzt werden.
- Grundlastkraftwerke werden durch flexibel einsetzbare ersetzt
- Die Zahl der An- und Abfahrvorgänge wird sich mindestens verdoppeln und bis zu 80% des thermischen Kraftwerksparks kann innerhalb eines Tages an- und abgefahren werden.
- Kraftwerke müssen für niedrige Mindestlast ausgelegt werden.
- Höhere Wirkungsgrade durch höhere Dampfzustände sind nicht mehr aktuell sondern gute Manövierfähigkeit und gute Wirkungsgrade im Teillastbereich sind gefragt.
- Kraftwerke mit kurzen Startzeiten und hohen Leistungsgradienten haben zukünftig bessere Marktchancen.
- Kraftwerke sollte zukünftig weniger für preiswerte Grundlast sondern für flexible Systemdienstleitungen bezahlt werden.

Vergleich von Kraftwerkstechnologien

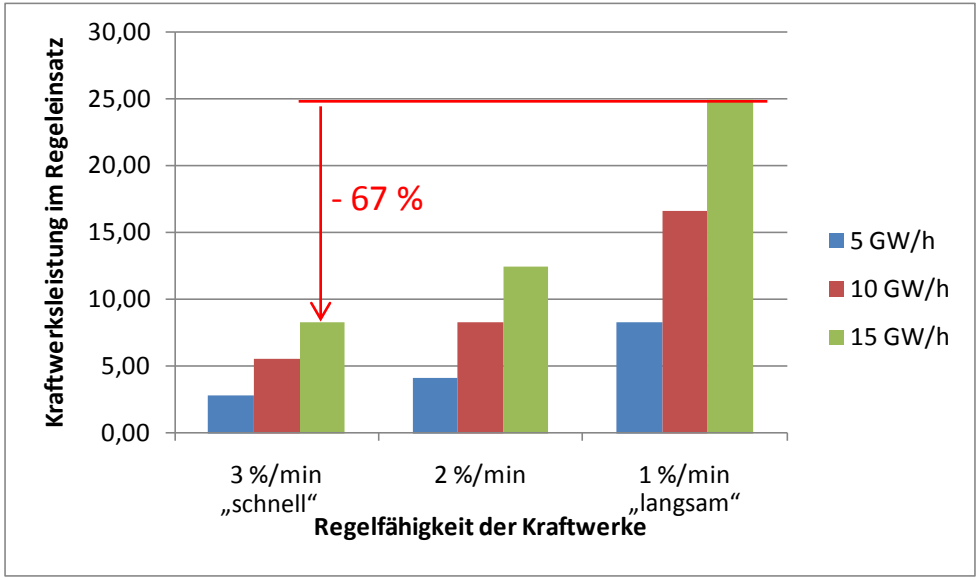
Typ	Anfahrzeit h	Mindestlast %	Wirkungsgrad Nennpunkt P_n	Wirkungsgrad bei 50% P_n
stand alone Gasturbine	< 0,1	20 – 50 %	30 – 35 %	27- 32 %
GuD Standard	0,75-1,0	30 – 50 %	58 – 59 %	54 - 57 %
GuD flexibel	0,5	15 – 25 %	>60 %	52 – 55 %
Steinkohle Standard	2- 3	40	42 – 45 %	40 – 42 %
Steinkohle flexibel	1 - 2	20	45 – 47 %	42 – 44 %

Leistungsgradienten von thermischen Kraftwerken



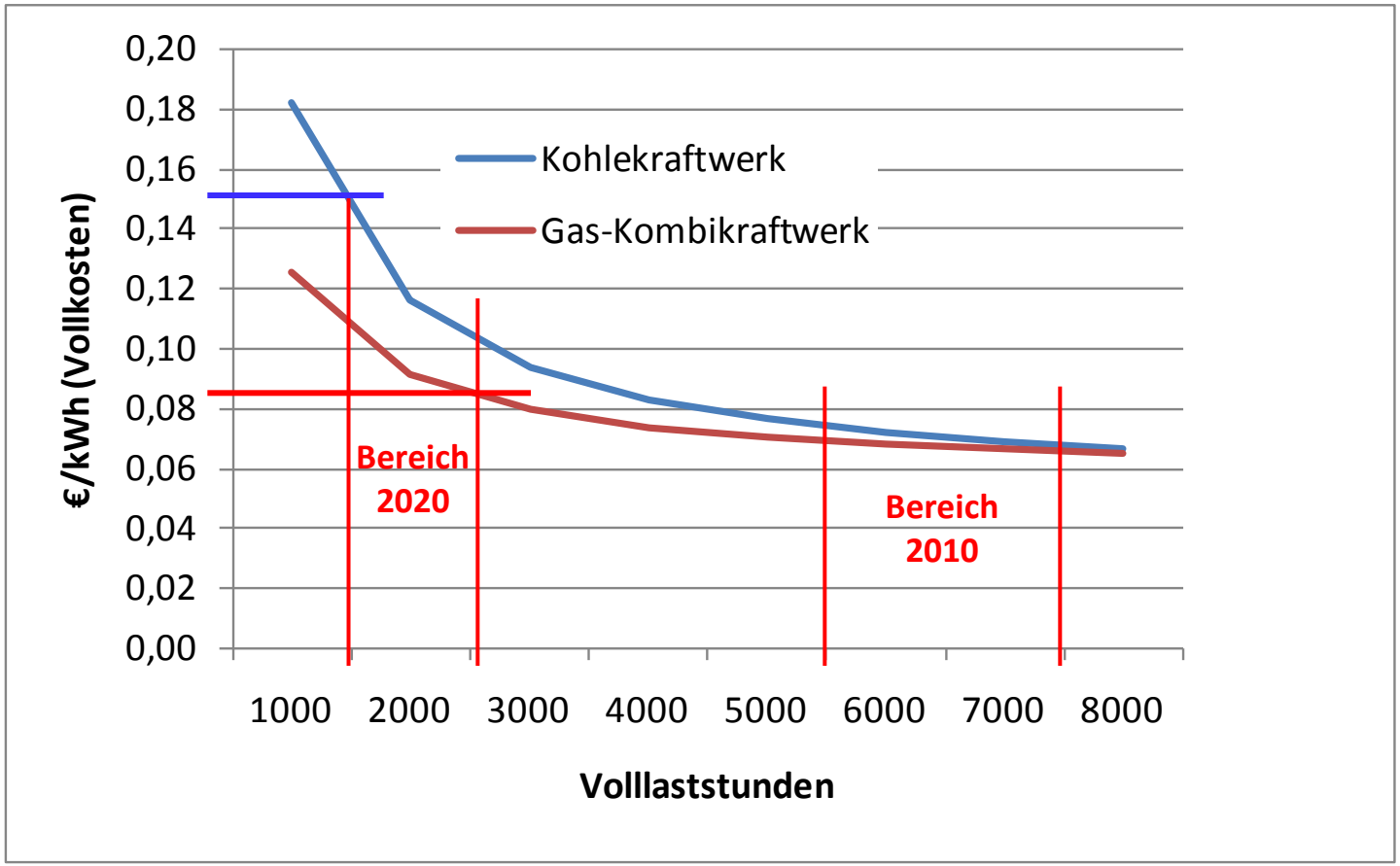
Anforderungen an die Lastwechselfähigkeit 2020

- Alle thermischen Kraftwerke sind grundsätzlich geeignet zur Lösung der zukünftigen Aufgaben beizutragen
- Um gleiche Leistungsgradienten abzufahren, werden wenige schnelle oder viele langsame Kraftwerke benötigt
- Nachteile langsamer Kraftwerke: mehr stand-by-Energie in Bereitschaft
- Lebensdauerverbrauch für Bestands-anlagen wird sich durch Reduktion der Volllaststunden reduzieren (DKW ~200.000 h), aber durch höhere und häufigere Gradienten erhöhen
- Neue Bewertung der Bauteilerschöpfung nötig



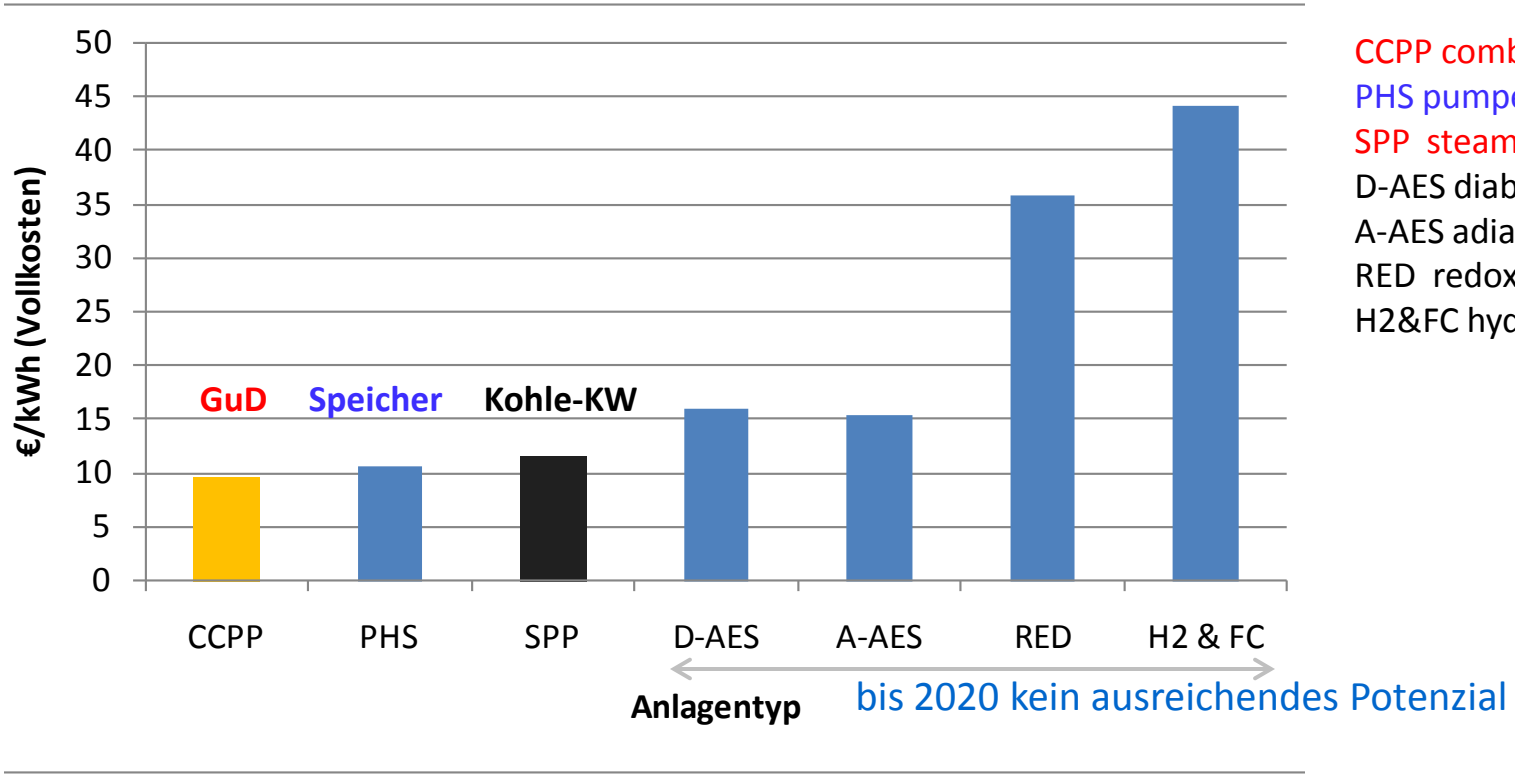
Thermische Erzeugungskosten 2020

mit CO2-Zertifikaten (24 €/t CO2)



Kostenvergleich von Speichertechnologien

bei 2000 Volllaststunden (Pumpspeicher: je 2000 h in Pump- und Turbinenbetrieb)



CCPP combined cycle PP
PHS pumped hydro storage
SPP steam power plant
D-AES diabatic air energy storage
A-AES adiabatic air energy storage
RED redox battery
H2&FC hydrogen & fuel cell

Kooperation mit Nachbarstaaten

- Nachbarländer mit fossiler Tradition: PL, CZ

Ziel:

- Nachbarländer erneuern in Richtung effiziente und flexible Kohlekraftwerke
- bilden Importmarkt für regenerative Überschussenergie aus Deutschland

Ergebnis:

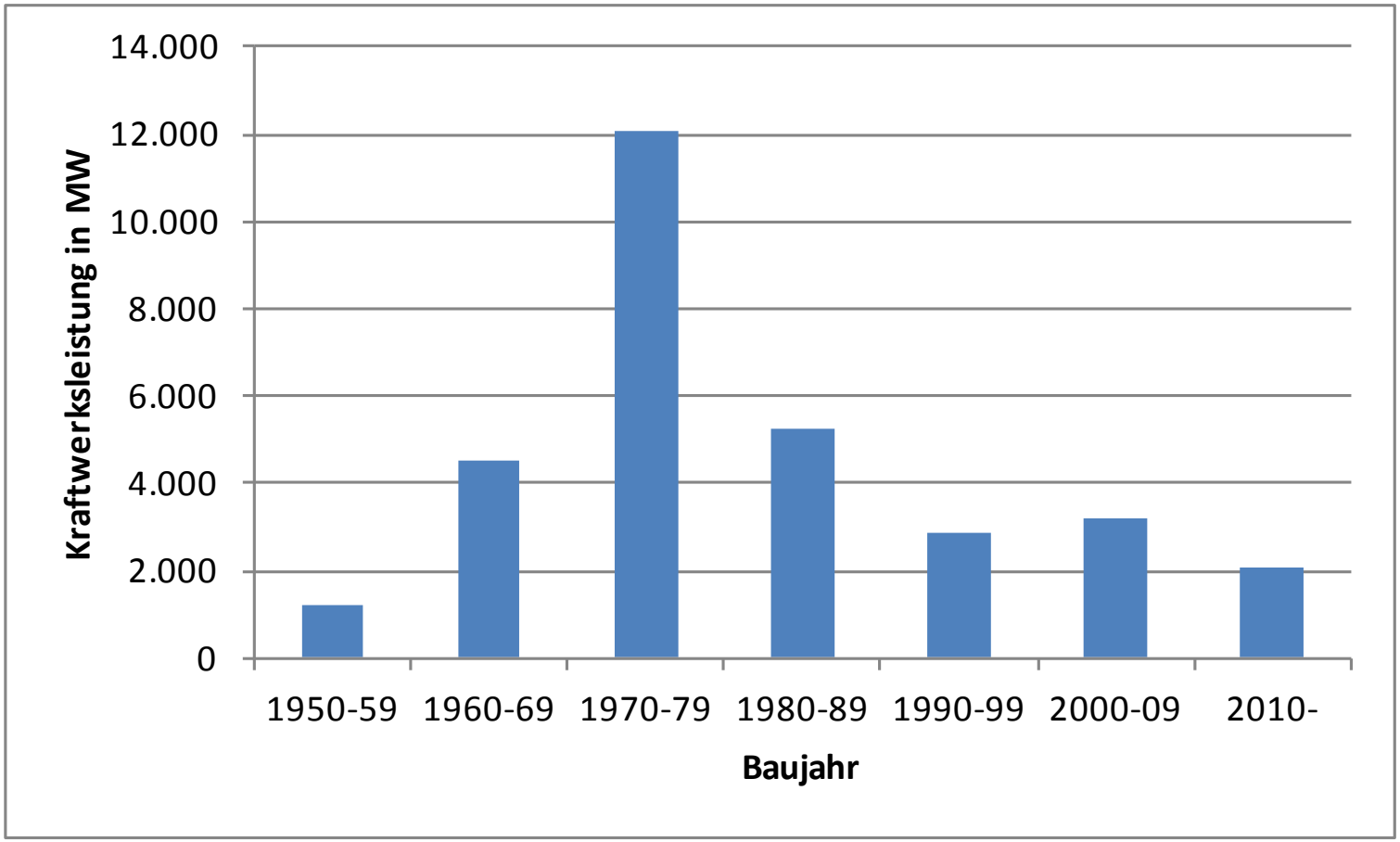
- Preis für regenerative Energie wird stabilisiert
- CO_2–Emissionen der Nachbarländer werden reduziert
- Bedarf an power-to-gas bzw. Pumpspeicherausbau wird reduziert

Nachbarländer 2020 (NREAP)

Land	Einwohner	Elektrizitäts-bedarf	Anteil EE-Elektrizität
	Millionen	TWh/a	2020
Deutschland	**81**	**560**	**38,6 %**
Österreich	8,1	65	70,6 %
Frankreich	66	543	28,5 %
Niederlande	17	110	37,0 %
Polen	38,5	152	19,1 %
Tschechien	10,5	81	13,9 %
Ungarn	10	40	10,9 %
Entso (EU-34)	**525**	**3.400**	**34,5 %**

↑ EU-27

Kraftwerke in Polen nach Baujahr 70% Steinkohle, 30% Braunkohle



Wirkungsgrad und CO_2-Emissionen

Status Kohle-KW In Polen	Volllast-stunden h/a	mittlerer Wirkungsgrad	Relatives CO_2-Potenzial
2014	6.000	38 %	100 %
Umbau auf neue Technologie	6.000	45 %	84%
Flexible KW mit EE-Kooperation DE	3.000	42%	45 %

Zusammenfassung

- Langfristige Speicherkapazitäten und P2G werden bis 2020 nicht in ausreichendem Maß zur Verfügung stehen
- Zur Bilanzierung sind daher flexible Kraftwerke erforderlich, die für ihre Systemdienstleistungen anders finanziert werden müssen.
- Der internationale Strommarkt wird bei abnehmender Förderung der EE zunehmend aktiv werden.
- Exporte von Überschussenergie haben hohe Energieeffizienz und können den Preisverfall vermindern.
- Die Nachbarländer sollten bei der Erneuerung ihrer alten Kraftwerke weniger auf große Einheiten mit hohem Nennwirkungsrad, sondern eher flexible Anlagen anstreben.
- Das derzeitige Europa der national geförderten Energiestrategien wird durch ein Europa der Energieregionen mit freien Energiemärkten abgelöst.

Danke für Ihre Aufmerksamkeit !

Prof. Dr. Günther Brauner
TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Gusshausstrasse 25/370-1, 1040 Wien
Tel.: +43 1 58801 37001, Fax: +43 1 58801 270199
e-mail: guenther.brauner@tuwien.ac.at