

Biologische Methanisierung aus Sicht der Energietechnik

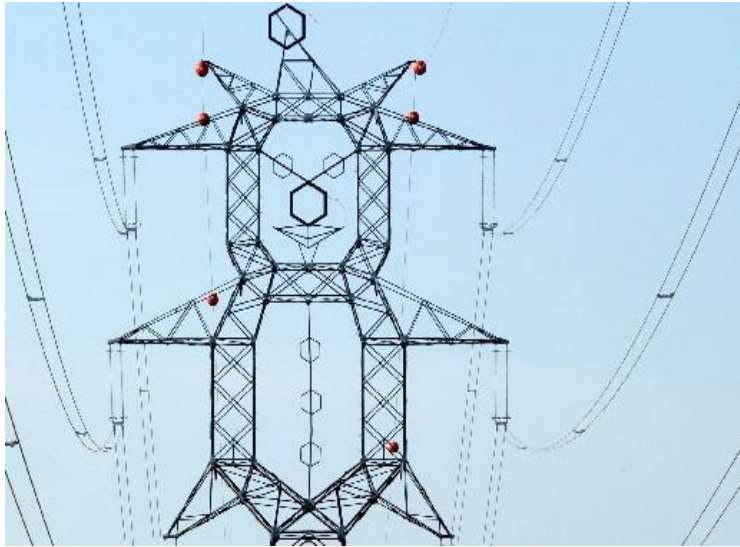
Bedeutung, Wirtschaftlichkeit, Anwendung und Fortschritt der Speichertechnologie Power-to-Gas

2. OTTI-Fachforum Biologische Methanisierung
Regensburg, 25. Oktober 2016

Martin Thema, Michael Sterner
Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES)
Fakultät Elektro- und Informationstechnik
Ostbayerische Technische Hochschule (OTH) Regensburg

Bildquellen: Sterner/Stadler/Springer, Sustainx.com, Wikipedia.org, lwb.ch, Poppware.de, Stadtwerke-herne.de,





Stromspeicherbedarf und Speicheroptionen

Fluktuierendes Dargebot, Netzausbau und Stromüberschüsse

Windgas-Studie 2015: Vorstellung & Ergebnisse

Bedeutung und Notwendigkeit von Power-to-Gas für die Energiewende in Deutschland

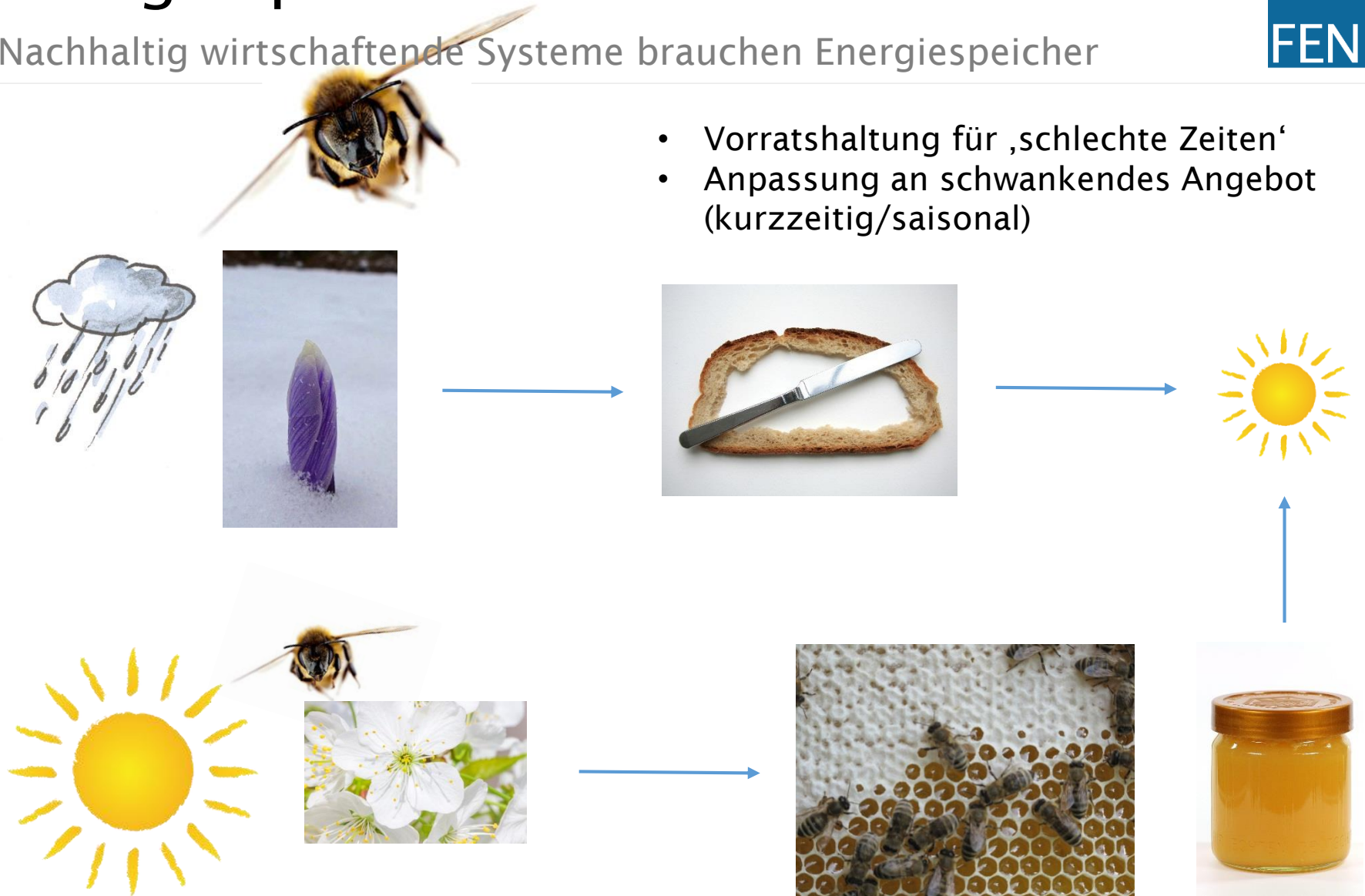
Ausblick

Power-to-Gas Pilotprojekte und Anteil (biologischer) Methanisierung

Energiespeicher

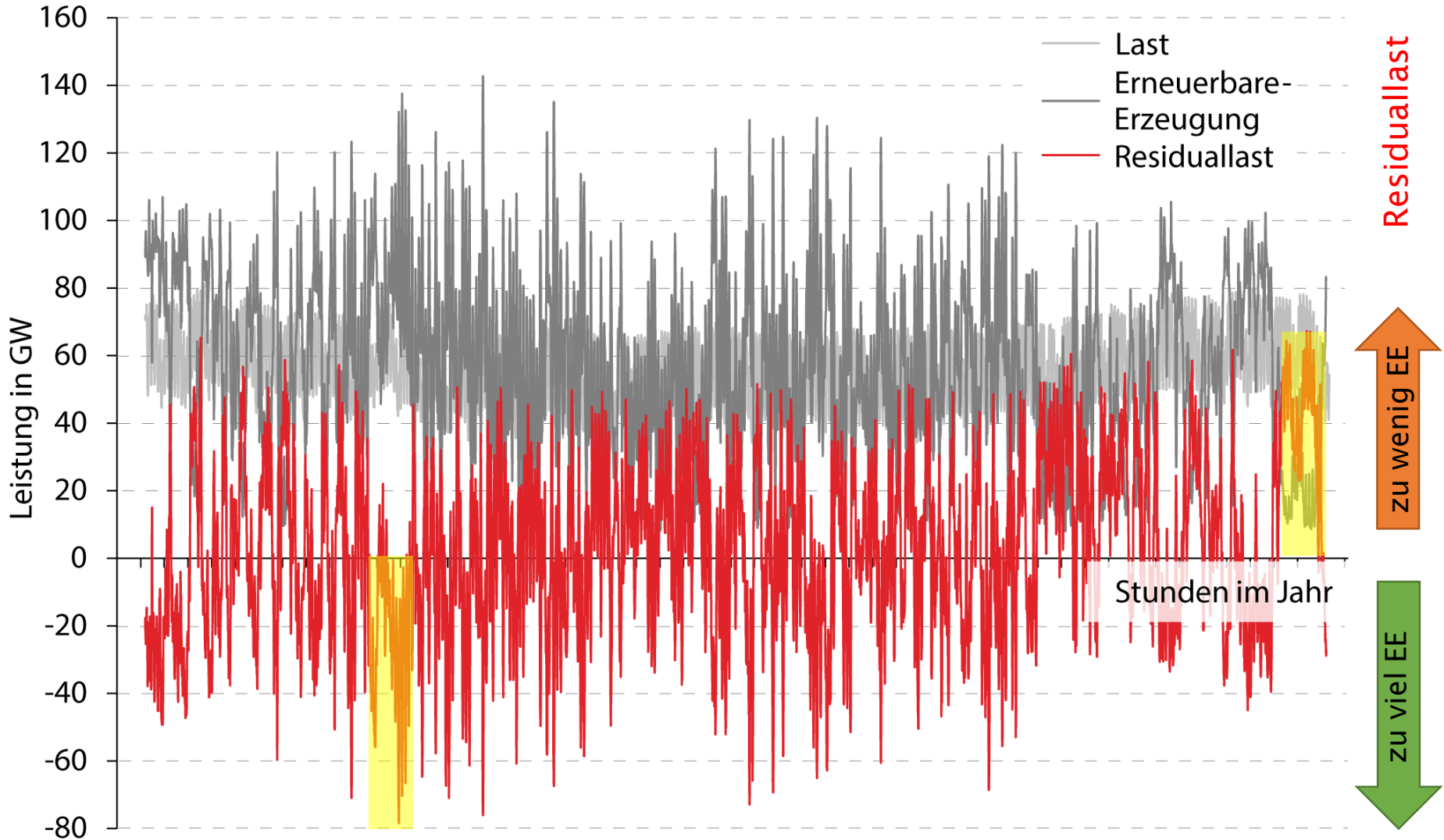
Nachhaltig wirtschaftende Systeme brauchen Energiespeicher

- Vorratshaltung für ‚schlechte Zeiten‘
- Anpassung an schwankendes Angebot (kurzzeitig/saisonal)



EE-Ausbau alleine reicht nicht aus

Szenario: 80 % erneuerbare Energien (EE)



Quelle: VDE ETG (2012) Energiespeicher für die Energiewende; Energietechnische Gesellschaft im VDE. Frankfurt am Main

Ende des Strom-Schlaraffenlandes?

Versorgungssicherheit im sich wandelnden Energieversorgungssystemen

Versorgungssicherheit

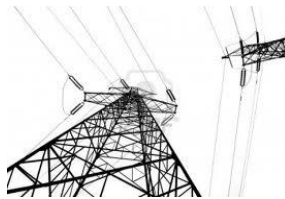
technisch

ökonomisch-strategisch

Versorgungssicherheit auch im 100 % erneuerbaren System weiterhin gegeben

Optionen zur techn. Versorgungssicherheit

Netze
(räumlicher Ausgleich)



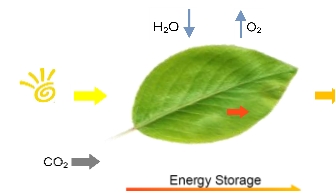
Flexible Erzeugung



Lastmanagement
(flexible Nachfrage)

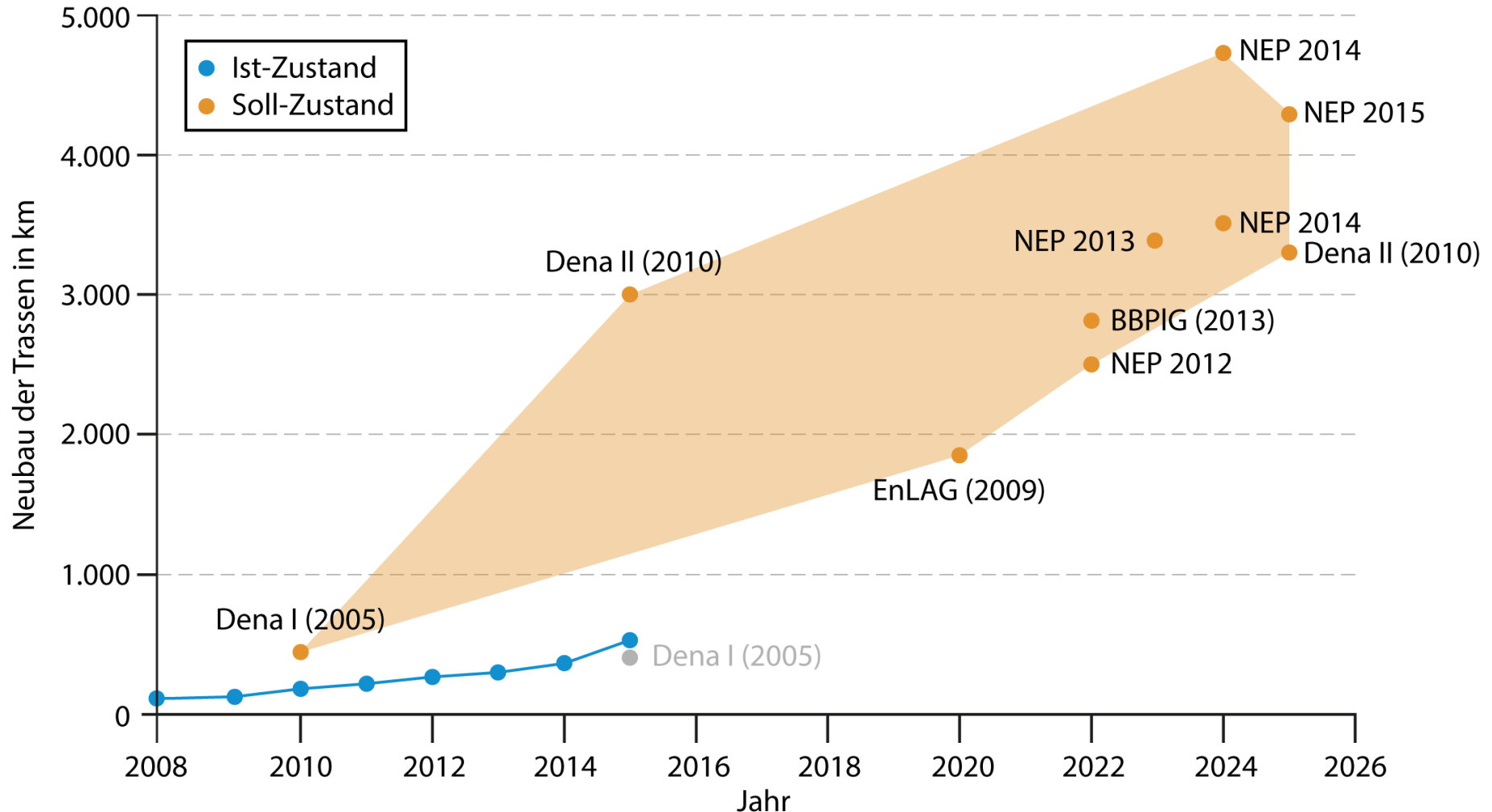


Energiespeicher
(zeitlicher Ausgleich)



Langzeitspeicherbedarf erst in einigen Jahren?

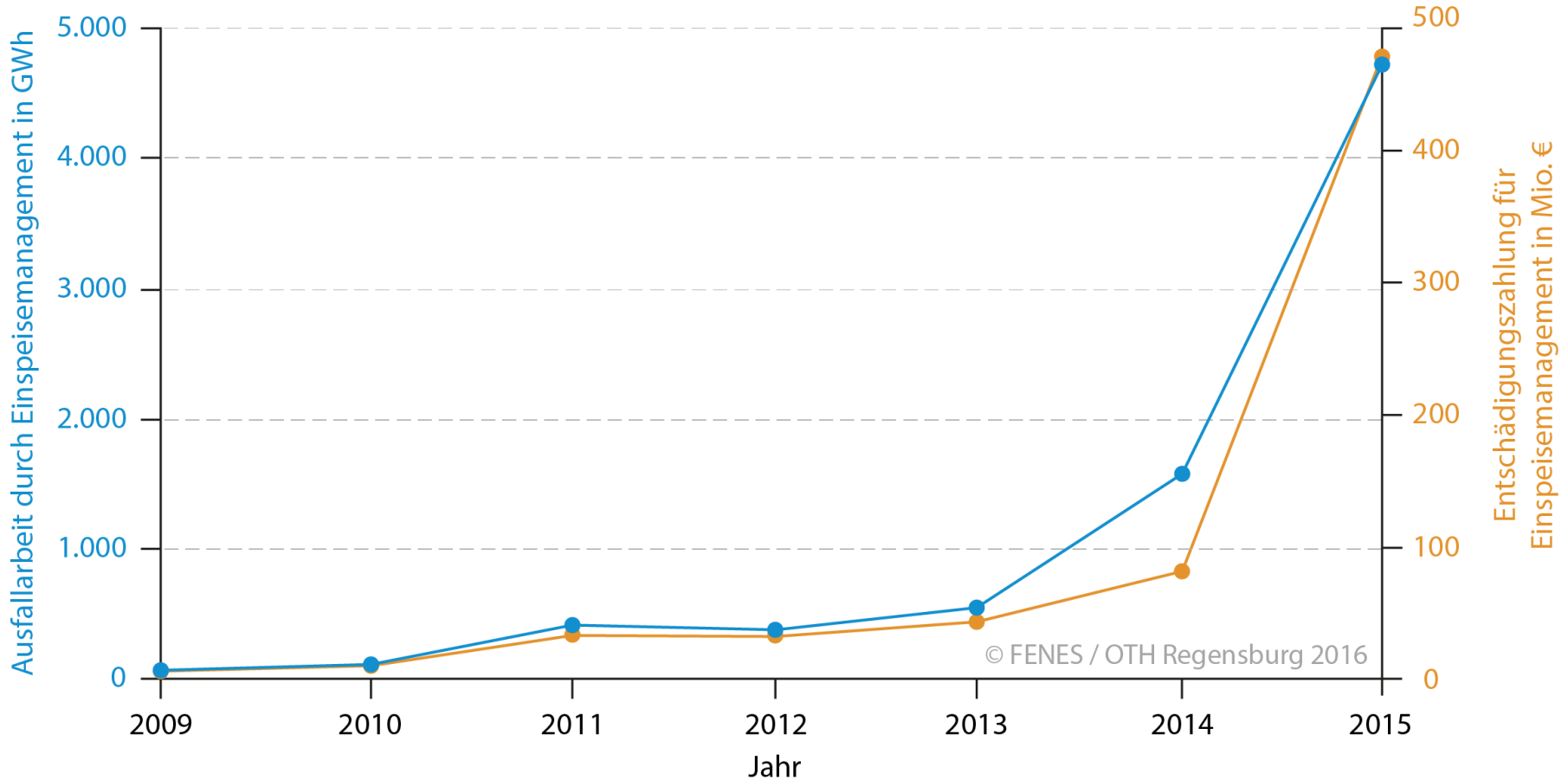
Nur vorausgesetzt Netzausbau und weitere Flexibilitäten kommen wie geplant



Datenbasis: dena-Netzstudie I (2005) und II (2011); Netzentwicklungspläne Strom 2012, 2013, 2014 und 2025 sowie Gesetzestexte: EnLAG (2009), BBPIG (2013)

Zunehmende Abregelung von EE-Erzeugung

aufgrund verzögertem Netzaus-/Umbau und alternativen Flexibilitätsopt.

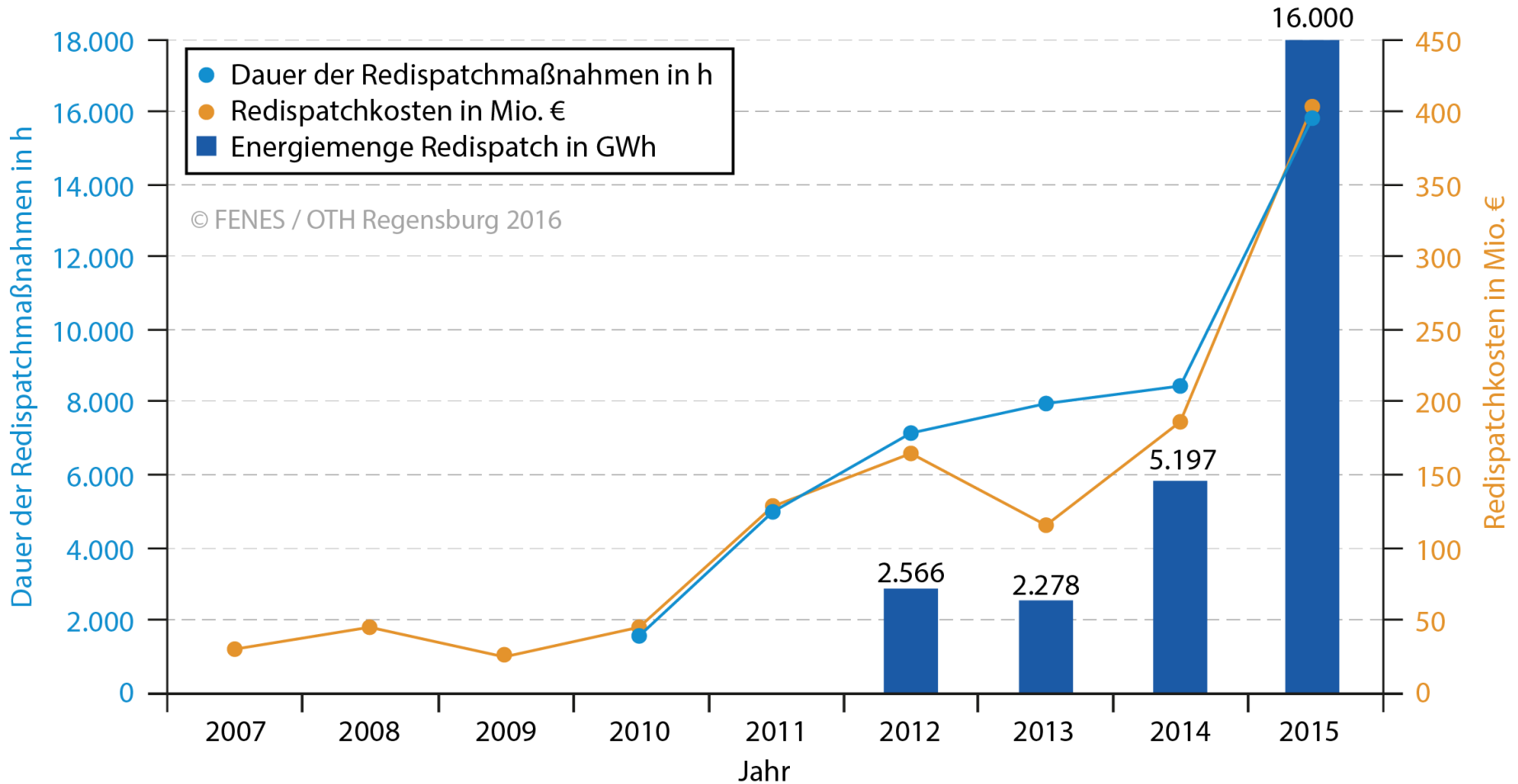


© FENES / OTH Regensburg 2016

Datenbasis: BNetzA Monitoringberichte

Zunehmend Redispatchmaßnahmen

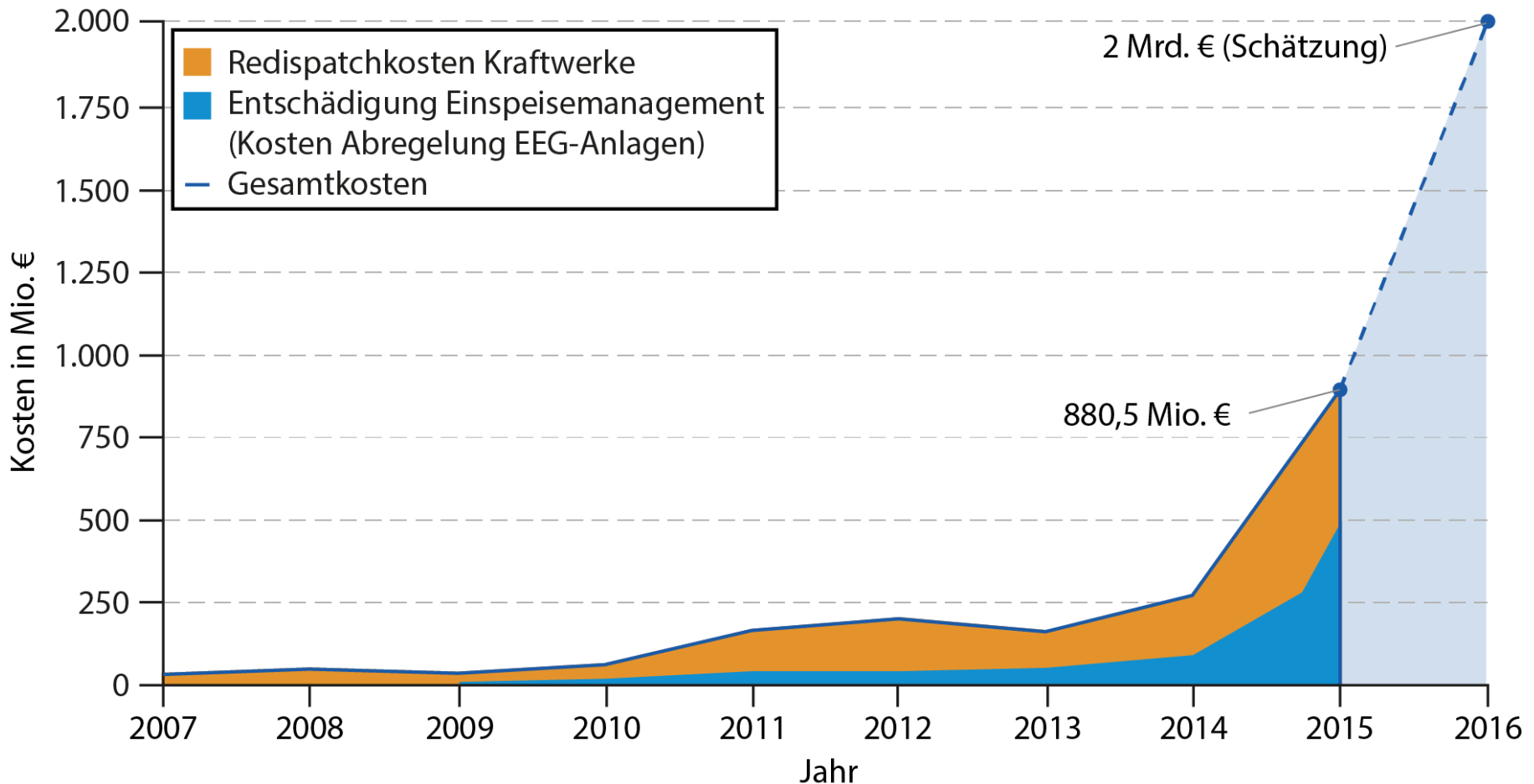
Aufgrund mangelnder Flexibilität und Übertragungskapazität



Datenbasis: BNetzA Monitoringberichte

Steigende Systemkosten

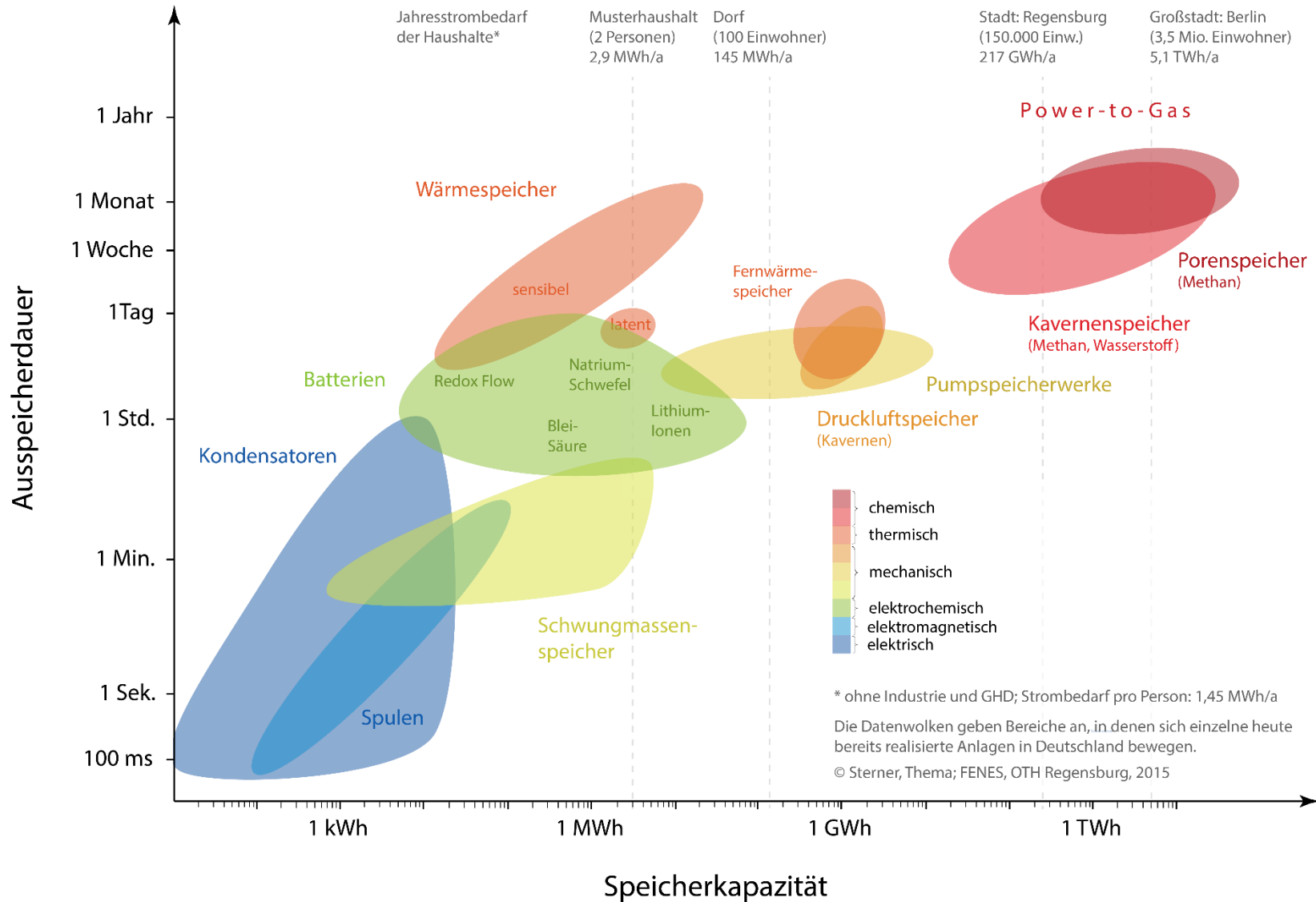
Durch EE-Abregelung und Kraftwerksredispatch



Datenbasis: BNetzA Monitoringberichte

Speicheroptionen im Stromsystem

Power-to-Gas (mit Methanisierung) als einziger Langzeitspeicher



„Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland“ mit Studienerweiterung „Minimaler Bedarf an langfristiger Flexibilität im Stromsystem bis 2050“

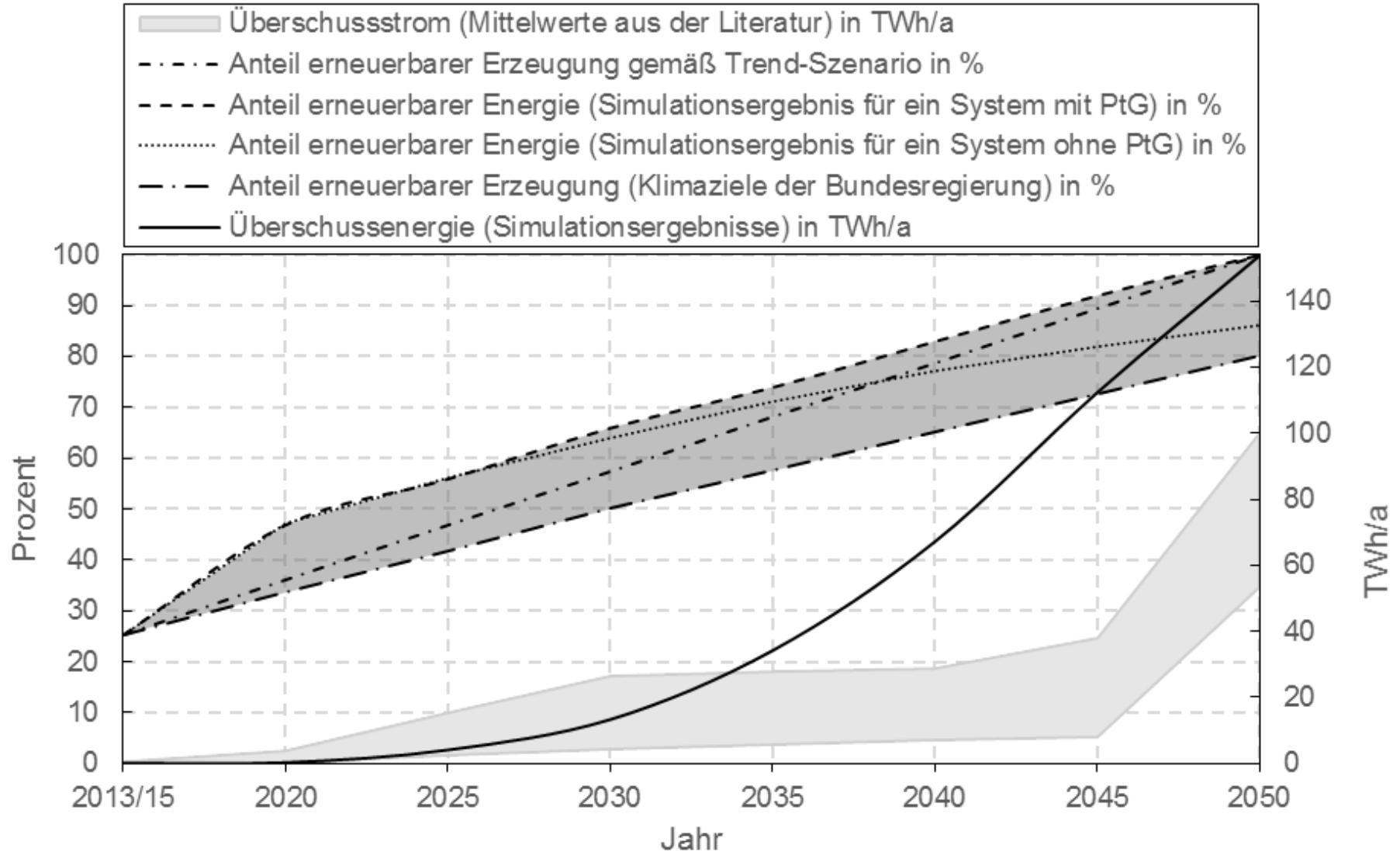


Untersuchung der Kernpunkte

- Systemkosteneffekt des Einsatzes von Power-to-Gas auf das deutsche Stromsystem
- Ausbaupfade für Power-to-Gas bis 100 % erneuerbarer Stromerzeugung

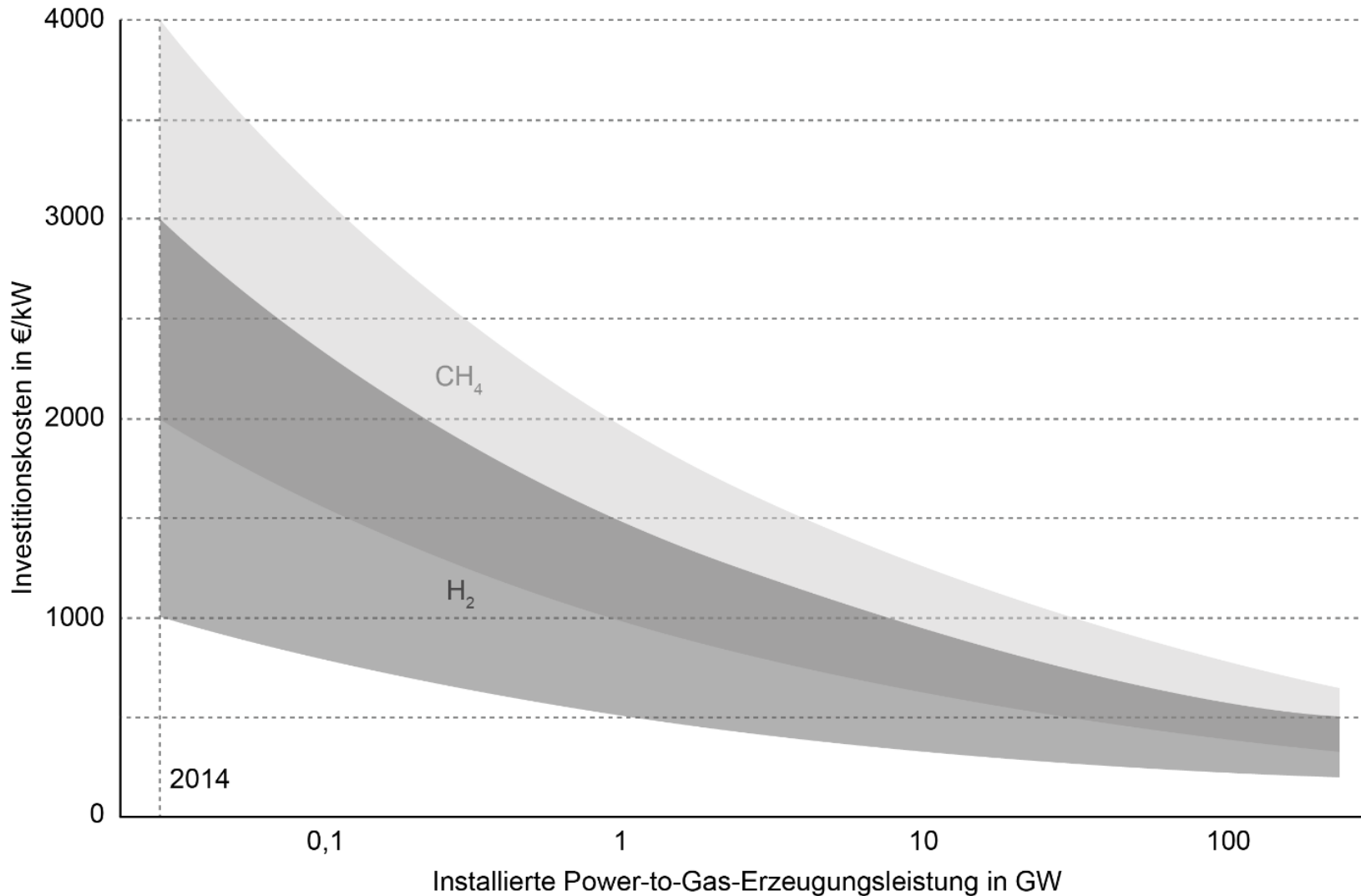
Trend-Szenario: 100 % EE bis 2050

Ehrgeizigere deutsche Klimaziele sind zwingend notwendig



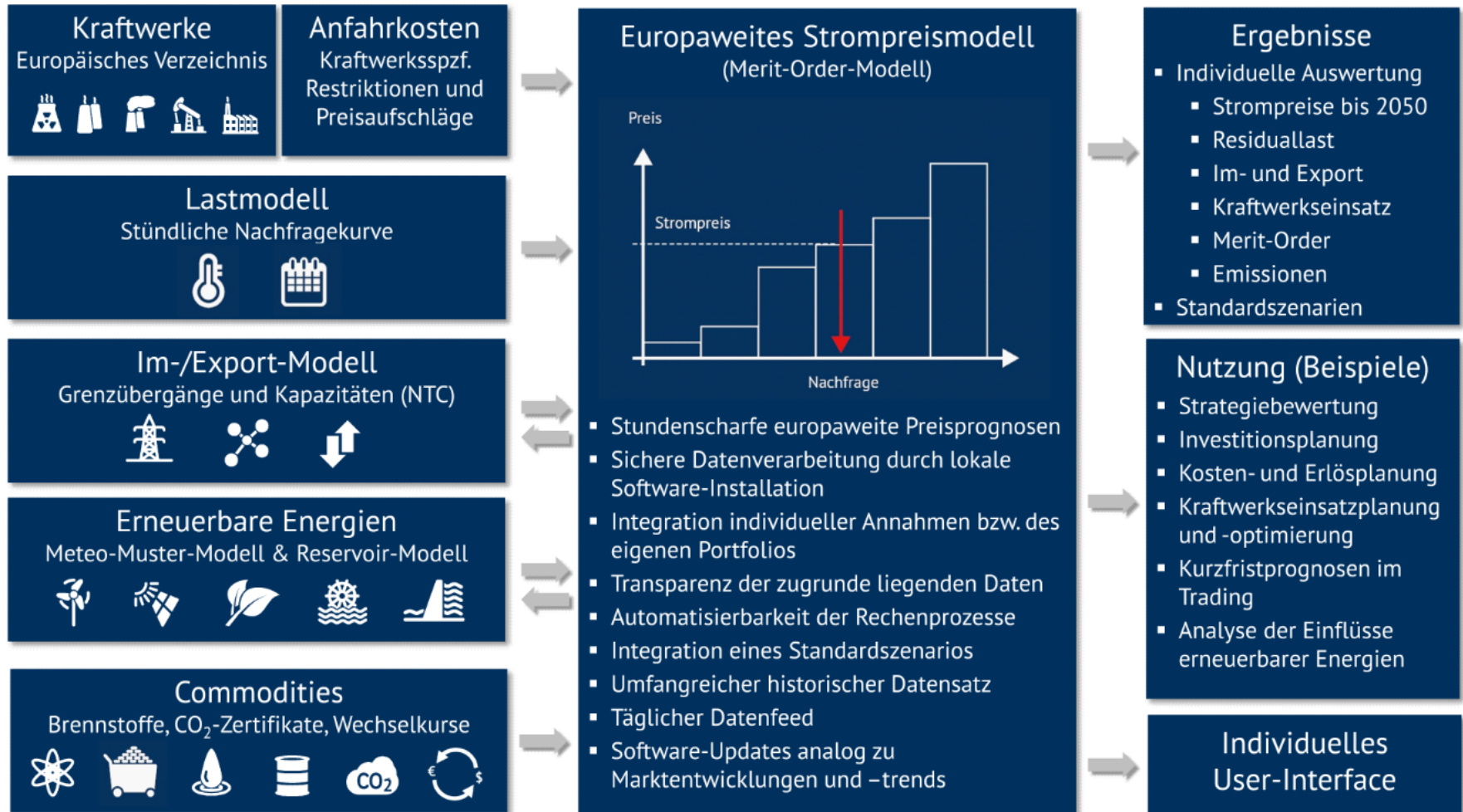
Investitionskosten PtG

Annahme: Erwartung starker Kostendegressionen



Modellierung des Stromsystems

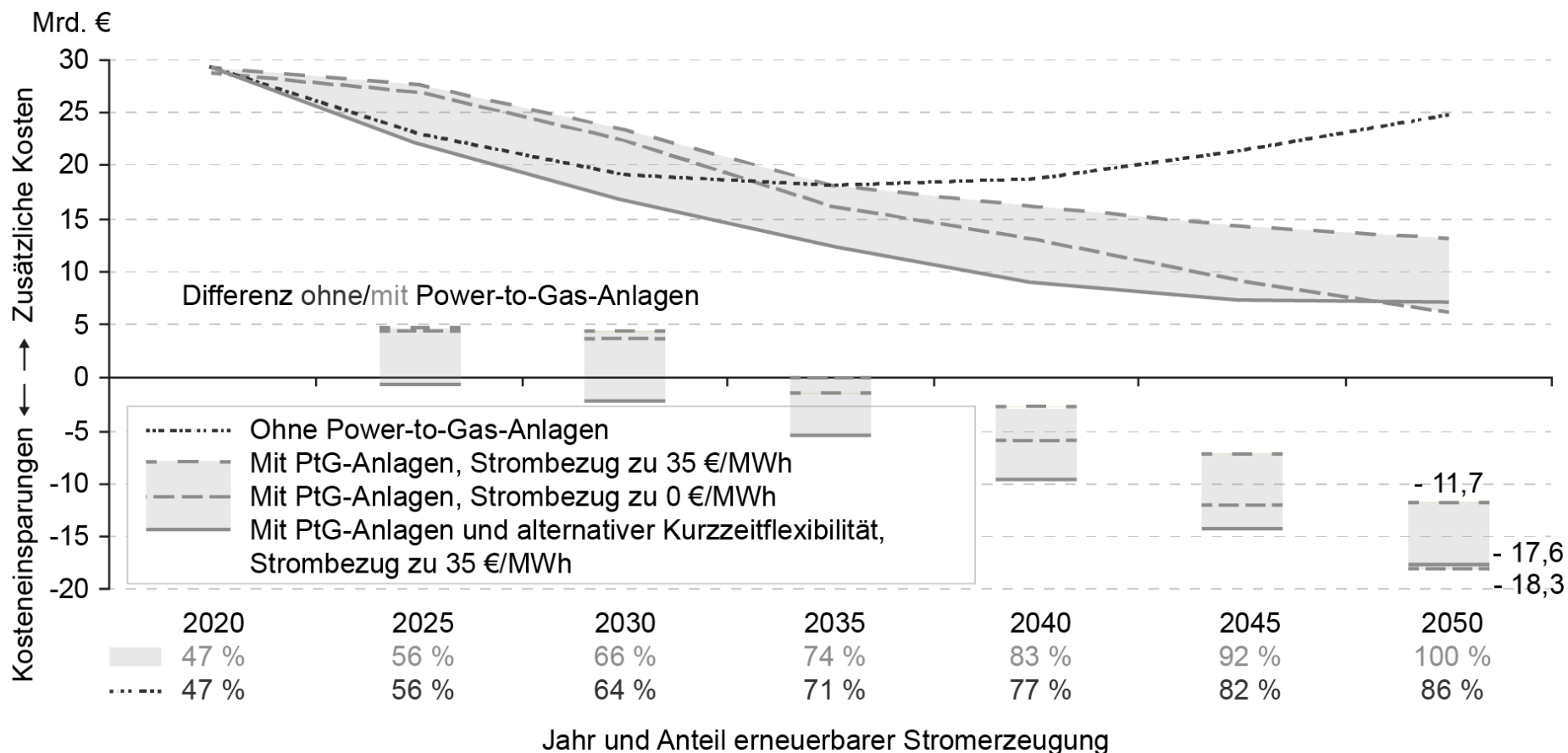
Fundamentalmodell „Power2Sim“ (Energy Brainpool)



Quelle: Energy Brainpool GmbH

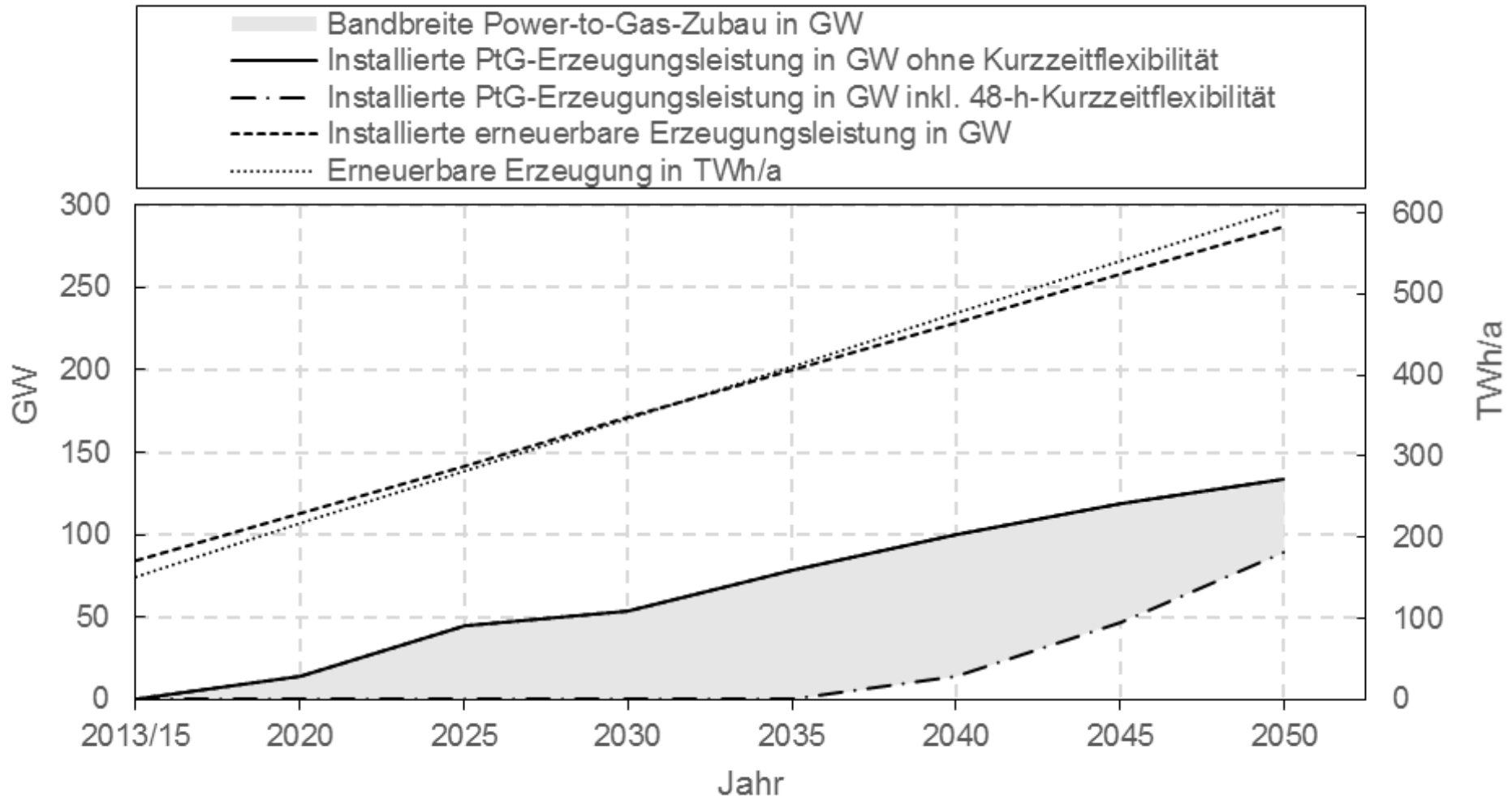
Ergebnisse

PtG wirkt systemkostensenkend in der Energieversorgung



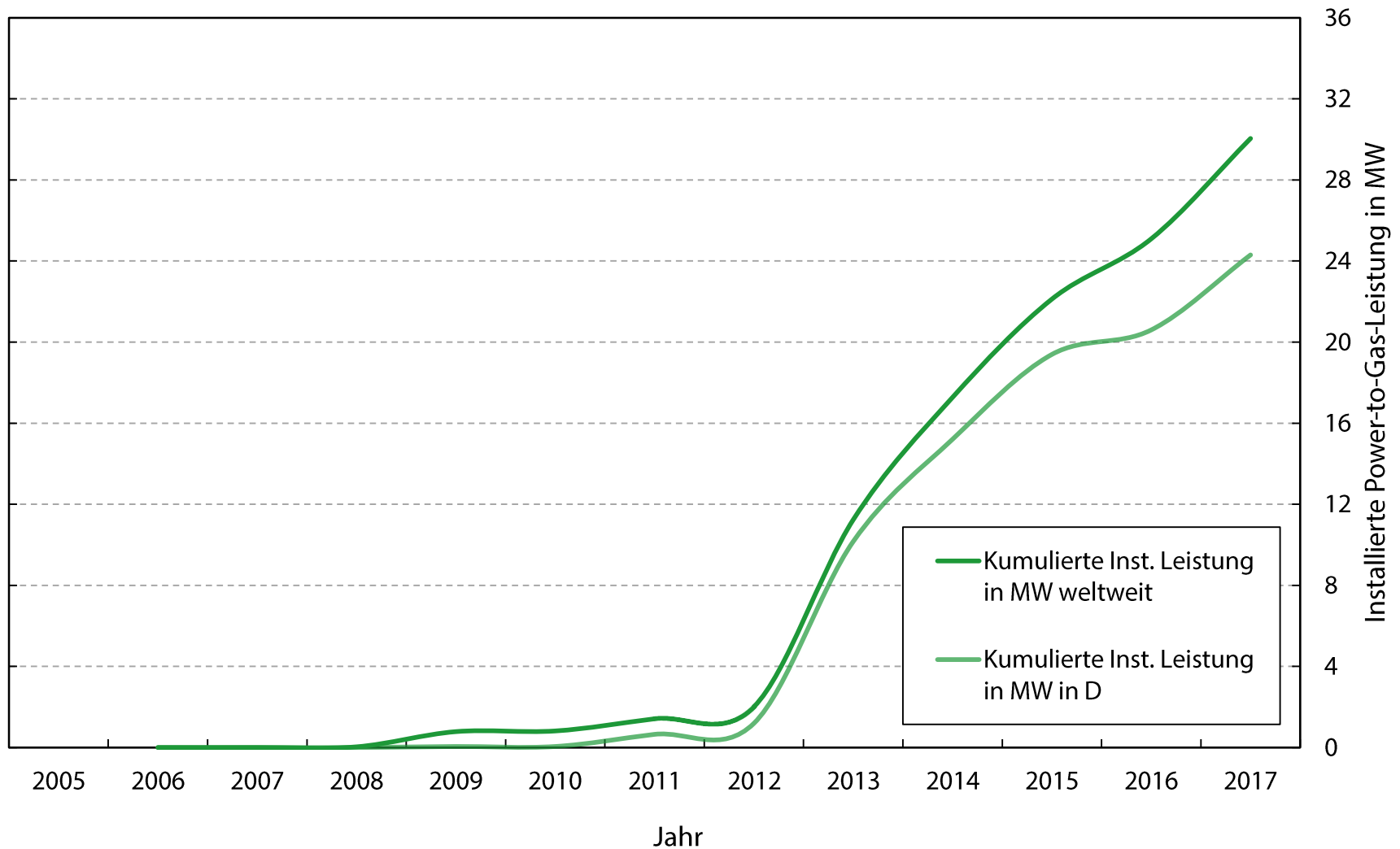
Ergebnisse

Notwendiger Beginn mit PtG-Ausbau spätestens ab 2035



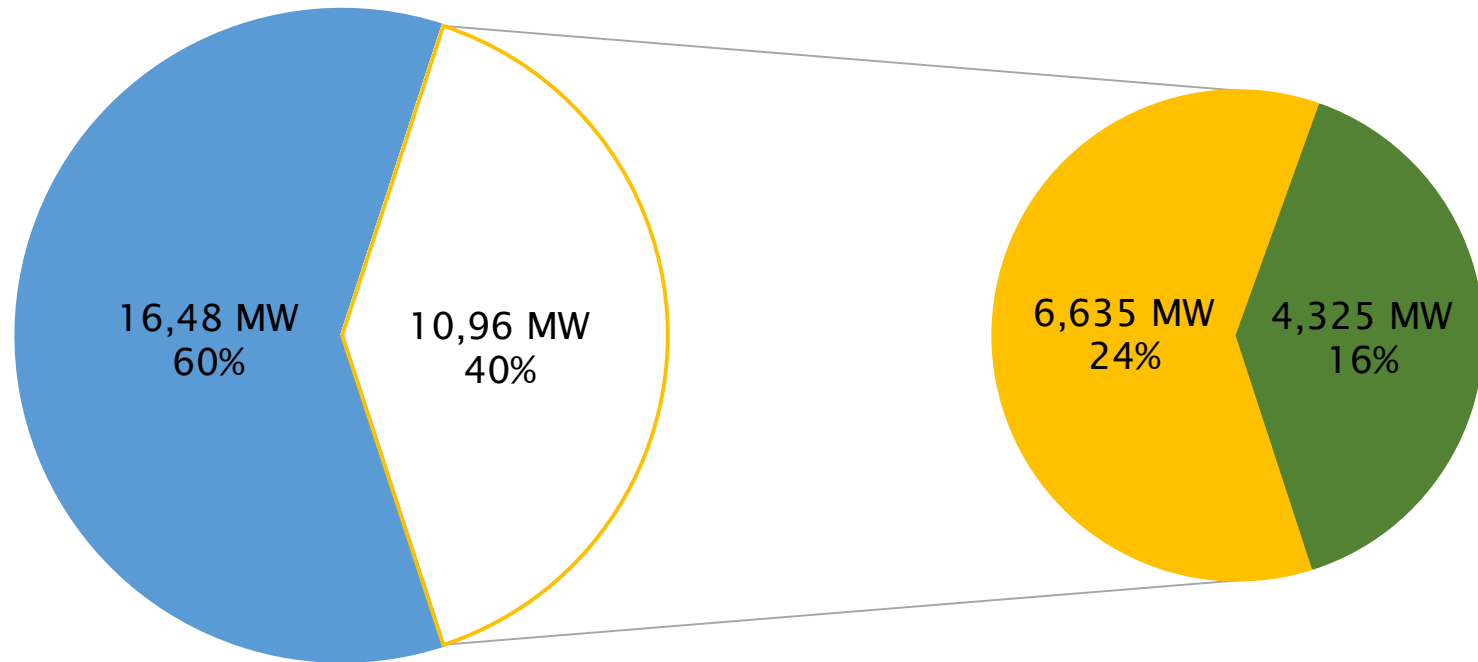
Rück- und Ausblick Power-to-Gas

Ein Impuls aus Deutschland erreicht die Welt



Methanisierung in PtG-Projekten

PtG-Pilotanlagenleistung in Betrieb (deutschlandweit, in MW)



■ Wasserstoff

■ Methanisierung thermokatalytisch

■ Methanisierung biologisch

- Etwa 1/3 der Power-to-Gas Pilotprojekte weltweit methanisieren.
- Biologische Methanisierung findet in etwa 1/3 der methanisierenden Projekte statt

Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Kontakt:

Martin Thema
Wissenschaftlicher Mitarbeiter

Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES)

OTH Regensburg
Fakultät Elektro- und Informationstechnik
Postfach 12 03 27
Raum S-107
93053 Regensburg

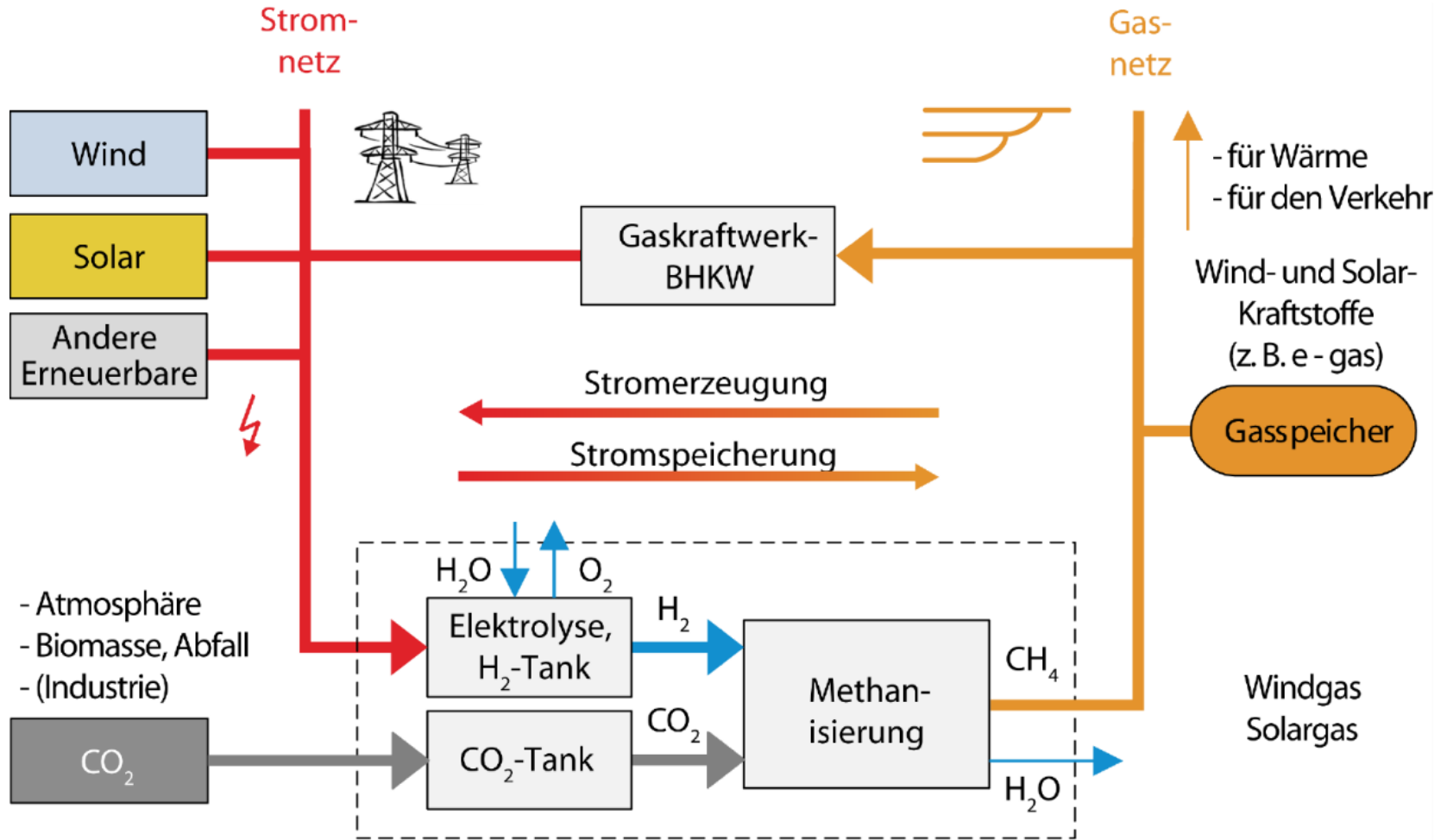
Mobil: +49 (0) 163 73 43 692
Telefon: +49 (0) 941 943-9200
[martin.thema\(at\)oth-regensburg.de](mailto:martin.thema(at)oth-regensburg.de)



750 S., ISBN: 978-3-642-37379-4

Das Power-to-Gas-Konzept

In Analogie zum natürlichen Kohlenstoffkreislauf



Wirkungsgrade	
Wasserstoff-Pfad:	33-84 %
Methan-Pfad:	30-79 %

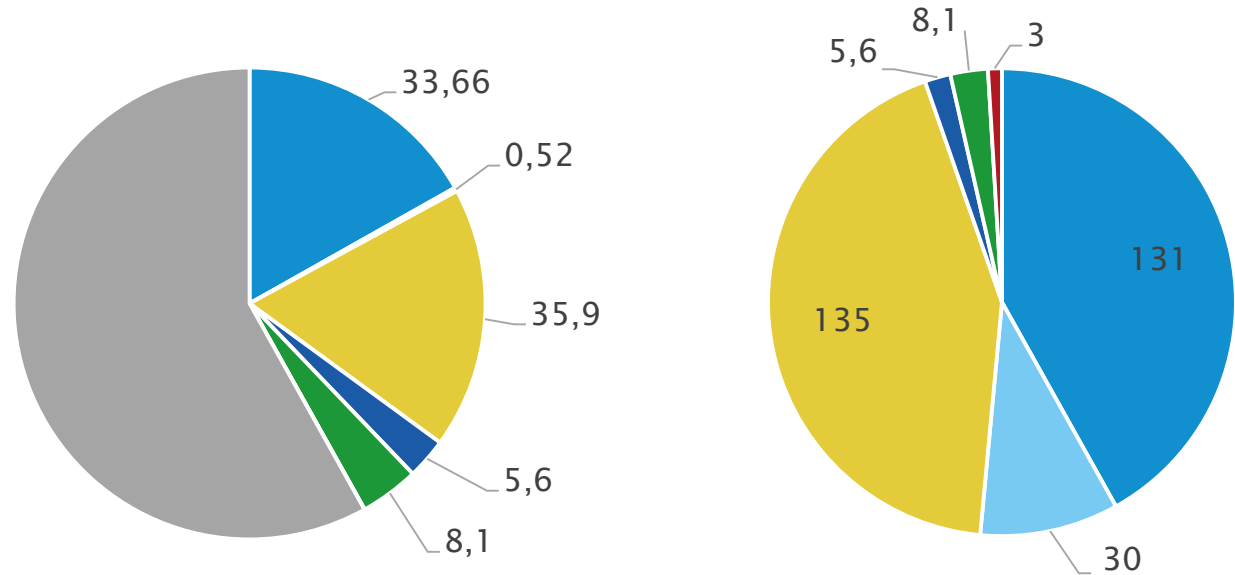
Assumed Trend-scenario:

Installed capacity at 100 % RE – mainly from wind and pv

2013 in GW @ 24 % EE

2050 @ 100 % EE

- Wind Onshore
- Wind Offshore
- Photovoltaic
- Hydro Power
- Biomass
- Geothermal
- Conventional



	Inst. Capacity GW		Gross el. prod. in TWh		VLH
	Trend-Scenario 100 %	(2013)	Trend-Scenario 100 %	(2013)	Trend-Scenario 100 %
Wind Onshore	131	33,66 ²⁾	262	49,8 ¹⁾	2000
Wind Offshore	30	0,52 ²⁾	120		4000
Photovoltaics	135	35,9 ²⁾	135	28,3 ¹⁾	1000
Hydro power	5,6	5,6 ²⁾	22,4	21,2 ¹⁾	4000
Biomass	8,1	8,1 ²⁾	48,5	42,6 ¹⁾	6000
Geothermal	3	0,031 ²⁾	18	0,04 ²⁾	6000

1) AGEE (2014), 2) AGEE-Stat (2014)

Windgas study 2015

Assumptions

	Inst. Capacity GW		Gross el. prod. in TWh		VLH
	Trend-Scenario 100 %	(2013)	Trend-Scenario 100 %	(2013)	Trend-Scenario 100 %
Wind Onshore	131	33,66 ²⁾	262	49,8 ¹⁾	2000
Wind Offshore	30	0,52 ²⁾	120		4000
Photovoltaics	135	35,9 ²⁾	135	28,3 ¹⁾	1000
Hydro power	5,6	5,6 ²⁾	22,4	21,2 ¹⁾	4000
Biomass	8,1	8,1 ²⁾	48,5	42,6 ¹⁾	6000
Geothermal	3	0,031 ²⁾	18	0,04 ²⁾	6000
Sum renewable energy generation			606 TWh	147,1 ¹⁾ *	
Shares of renewable energy on gross electricity consumption in Germany			100 %	23,4 % ¹⁾	
Gross electricity consumption/demand			569 TWh	629 TWh ¹⁾	

Trend-scenario
- a simplified approach

1) AGEE (2014), 2) AGEE-Stat (2014)

Further substantial assumptions

Costs natural gas	30 €/MWh
Costs emission certificates	100 €/tCO ₂
Efficiency gas-fired power plants and their emission factor	60 % 0,2 tCO ₂ /MWh thermal energy
Efficiency power-to-gas [9]	2015: 49-54 % 2020: 58-70 % 2030: 68-75 % 2050: 77-84 %
Costs power-to-gas	2015: 1000-4000 €/kW, 0,1-0,6 €/kWh 2023: 800-1300 €/kW, 0,1-0,5 €/kWh 2033: 400-900 €/kW, 0,05-0,4 €/kWh 2050: 250-700 €/kW, 0,05-0,3 €/kWh
Power purchase for power-to-gas plants	0-35 €/MWh
All surpluses get stored in, only differing costs are considered in the comparison of the two systems with and without power-to-gas (for more information, see Figure 5).	

Windgas study 2015

Assumptions – differing costs



Scenario 1: System without PtG

Power generation costs from natural gas and required emission certificates

Costs for curtailment of wind- and pv-plants at surplus generation

Scenario 2: System with PtG

Surplus-electricity costs for PtG-provision

Costs for remaining electricity capacity from natural gas generation incl.

Emission certificate costs as long as 100 % RE are not reached

Installation and operating costs of Power-to-Gas-plants

Rück- und Ausblick Power-to-Gas

Ein Impuls aus Deutschland erreicht die Welt

