

Die zukünftigen Kosten strombasierter Brennstoffe:

Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende

Urs Maier, Agora Verkehrswende
Matthias Deutsch, Agora Energiewende

Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe



Auftraggeber: Agora Verkehrswende und Agora Energiewende

Auftragnehmer: Frontier Economics

Übergeordnete Fragen:

- Wie könnten sich die Kosten des Imports synthetischer Brennstoffen (Methan und Flüssigkraftstoffe) bis 2050 entwickeln?
- Was wären die Kosten einer Erzeugung dieser Brennstoffe mit Offshore-Windkraftanlagen in der Nord- und Ostsee?

Methodischer Ansatz:

- Kostenabschätzung entlang der Wertschöpfungskette: Stromerzeugung, Umwandlung, Transport, Beimischung/Verteilung
- Kostenbandbreiten aus der Literatur, Expertenworkshop



Download:
Studie
PtG/PtL-Excel-Tool

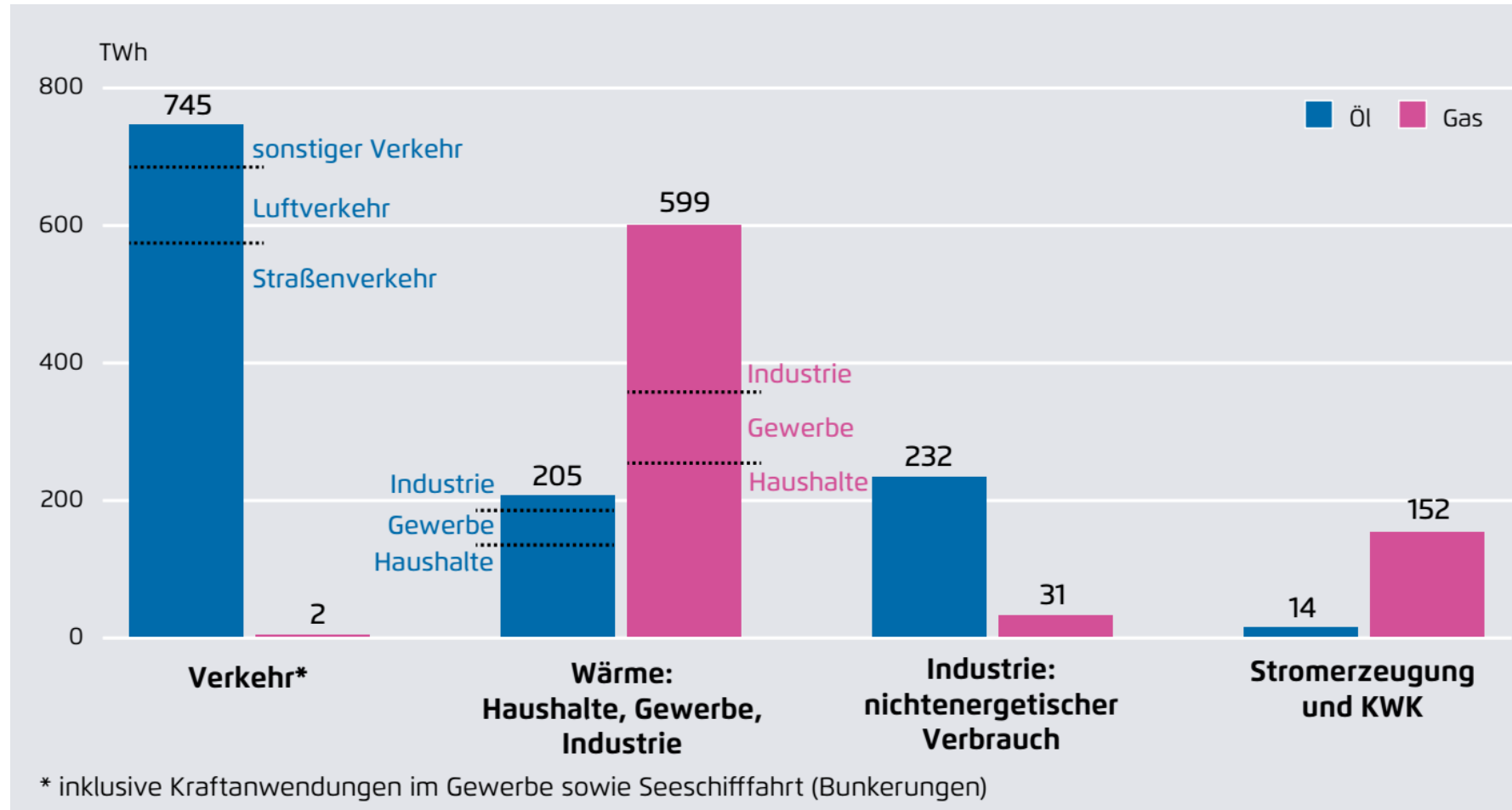


1

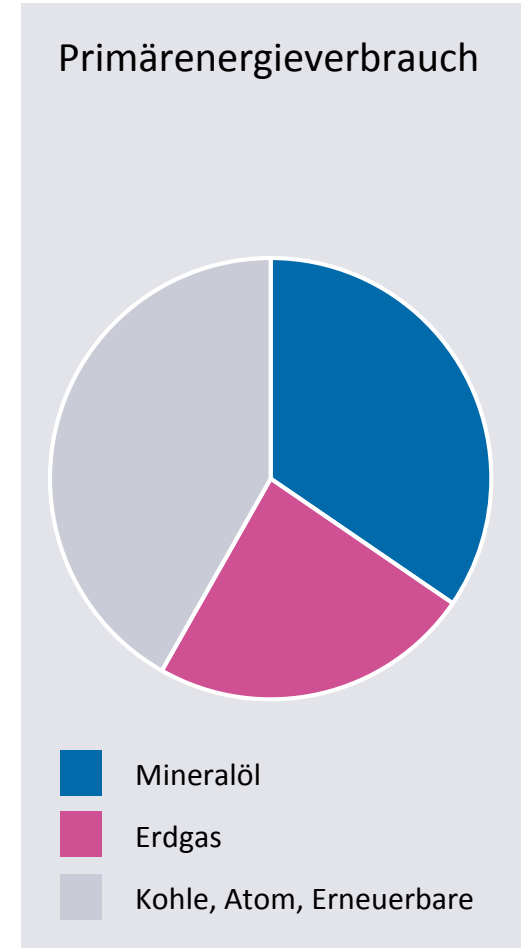
Synthetische Brennstoffe werden eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung von Chemie, Industrie und Teilen des Verkehrs spielen.

Fossiles Öl und Gas sind heute von zentraler Bedeutung für Deutschland.

Verwendung 2015 in TWh

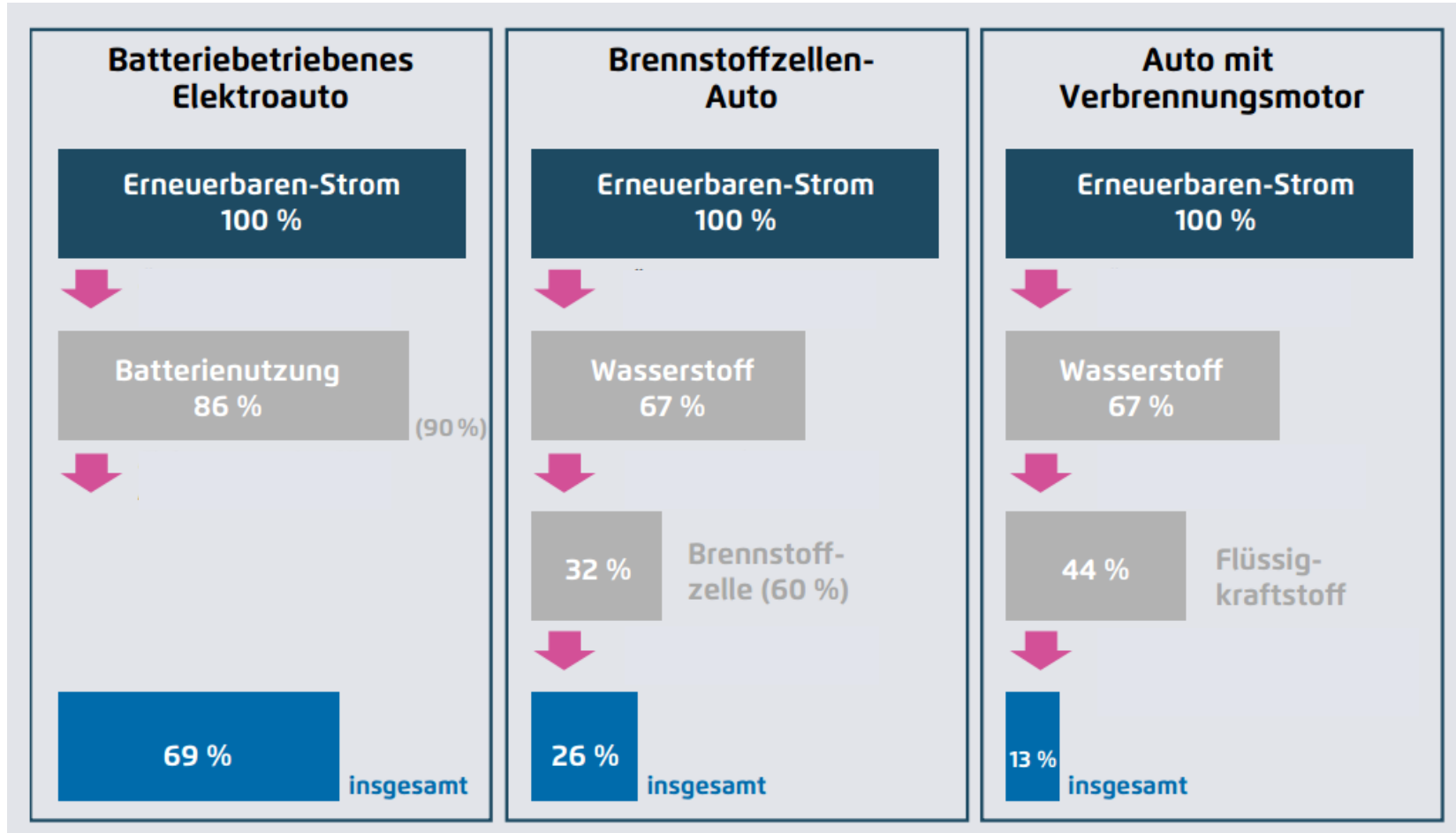


Energiemix 2017



Bei Pkw ist Elektromobilität der Maßstab hinsichtlich einer effizienten Energienutzung.

Einzel- und Gesamtwirkungsgrade von Pkw mit unterschiedlichen Antrieben

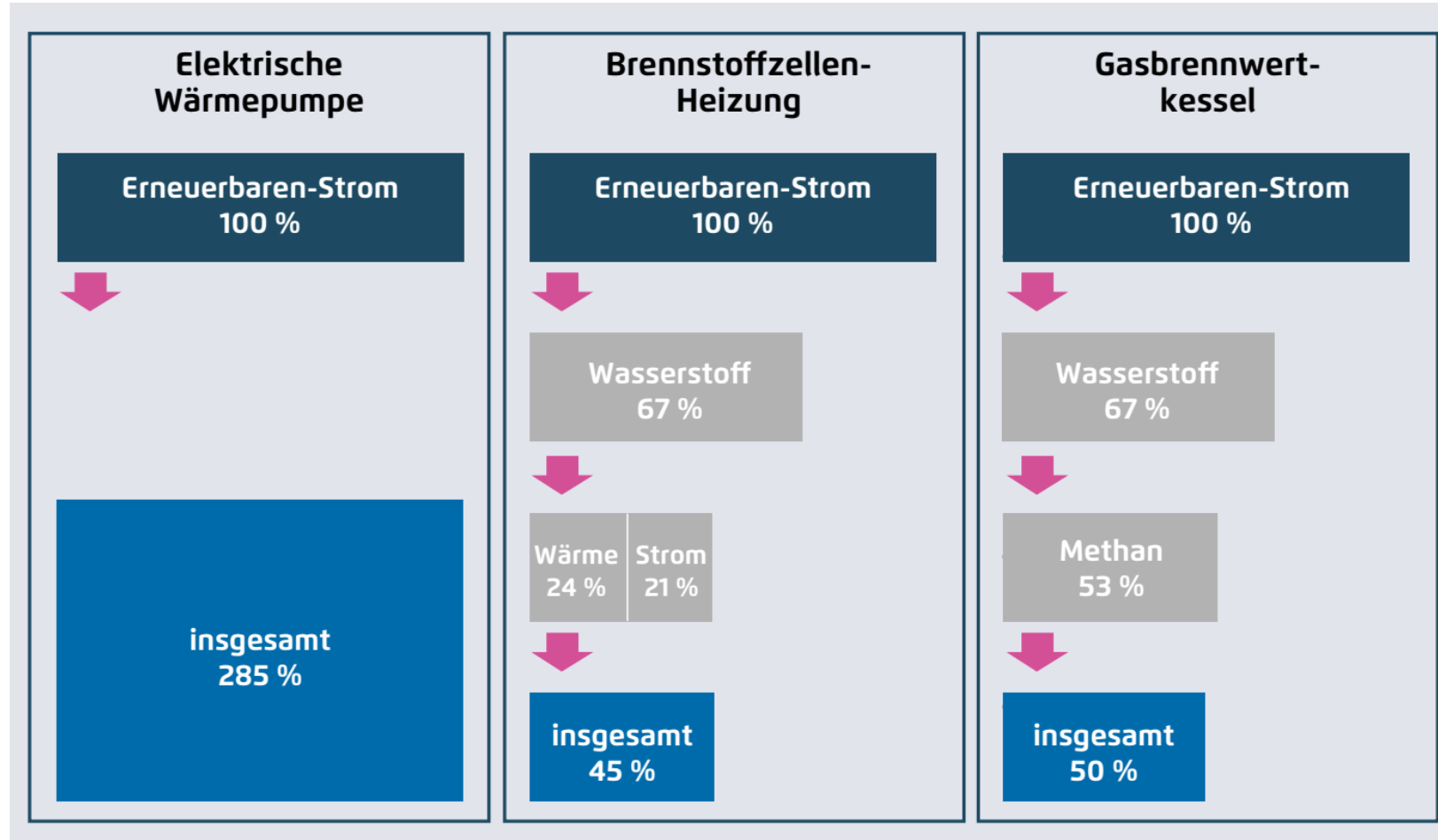


→ Für die gleiche Fahrstrecke benötigt das Auto mit **Verbrennungsmotor** und PtL also etwa **fünfmal** so viel erneuerbaren Strom wie das batteriebetriebene Elektroauto.

→ Ein **Brennstoffzellen-Pkw** benötigt etwa **zweieinhalb-mal** so viel Strom.

Wärmepumpen haben eine Hebelwirkung und nutzen den Erneuerbare-Energien-Strom besonders effizient.

Einzel- und Gesamtwirkungsgrade unterschiedlicher Heizungssysteme



- **Wärmepumpe** bindet Umweltwärme aus Luft, Boden, Wasser ein und kann damit Werte von über 100% erreichen.
- **Offene Frage:** Können die unstrittigen Nachteile der synthetischen Brennstoffe durch Einsparungen bei Infrastrukturkosten überkompensiert werden?

PtG/PtL sollten vorrangig dort zum Einsatz kommen, wo Strom nicht direkt genutzt werden kann.



Dekarbonisierungsoptionen	Prioritär direkte Stromnutzung*	Ergänzend synthetische Brennstoffe**	
		Wasserstoff***	CO ₂ -basiertes PtG und PtL
Verkehr	Züge und Bahnen, Busse und Lkw auf kürzeren Strecken, Oberleitungs-Lkw und -Reisebusse auf längeren Strecken, Pkw, Zweiräder, Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck)	Fernverkehrs-Lkw und -Busse abseits von Oberleitungen, Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck)	Luft- und Seeschiffsverkehr, Fernverkehrs-Lkw und Busse abseits von Oberleitungen, Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck)
Wärme	Niedertemperaturwärme mit Wärmepumpen in hinreichend gedämmten Gebäuden und in der Industrie	Brennstoffzellen-KWK in Bestandsgebäuden mit erheblichen Dämmrestriktionen	Bestandsgebäude mit erheblichen Dämmrestriktionen und Hybridheizungen mit unterstützendem Kessel
	Hochtemperaturprozesswärme mit direkt-elektrischen Verfahren (Widerstandsheizung, Plasma etc.)	Hochtemperaturprozesswärme für schwer elektrifizierbare Anwendungen	Hochtemperaturprozesswärme für schwer elektrifizierbare Anwendungen

- Der **Straßenverkehr** ist prioritär direktelektrisch zu betreiben.
- **Fernverkehrs-Lkw und -Busse** werden möglicherweise PtG/PtL nutzen.
- **Wasserstoff** ist effizienter als CO₂-basiertes PtG/PtL und deshalb zu priorisieren.
- PtG/PtL werden unbestritten im **Luft- und Seeverkehr** zum Einsatz kommen.

PtG/PtL sollten vorrangig dort zum Einsatz kommen, wo Strom nicht direkt genutzt werden kann.



Dekarbonisierungsoptionen	Prioritär direkte Stromnutzung*	Ergänzend synthetische Brennstoffe**	
		Wasserstoff***	CO ₂ -basiertes PtG und PtL
Verkehr	Züge und Bahnen, Busse und Lkw auf kürzeren Strecken, Oberleitungs-Lkw und -Reisebusse auf längeren Strecken, Pkw, Zweiräder, Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck)	Fernverkehrs-Lkw und -Busse abseits von Oberleitungen, Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck)	Luft- und Seeschiffsverkehr, Fernverkehrs-Lkw und Busse abseits von Oberleitungen, Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck)
Wärme	Niedertemperaturwärme mit Wärmepumpen in hinreichend gedämmten Gebäuden und in der Industrie	Brennstoffzellen-KWK in Bestandsgebäuden mit erheblichen Dämmrestriktionen	Bestandsgebäude mit erheblichen Dämmrestriktionen und Hybridheizungen mit unterstützendem Kessel
	Hochtemperaturprozesswärme mit direkt-elektrischen Verfahren (Widerstandsheizung, Plasma etc.)	Hochtemperaturprozesswärme für schwer elektrifizierbare Anwendungen	Hochtemperaturprozesswärme für schwer elektrifizierbare Anwendungen

- **Gebäudewärme** sollte prioritär direkt mit Erneuerbaren erzeugt werden (v.a. Tiefengeothermie, Solarthermie) sowie mit Wärmepumpen in hinreichend gedämmten Gebäuden
- **Ergänzend bei Dämmrestriktionen:** Brennstoffzellen-KWK mit Wasserstoff und CO₂-basiertes PtG/PtL
- **Hochtemperatur-Prozesswärme** auch prioritär direkt elektrisch, ergänzend mit PtG/PtL

PtG/PtL sollten vorrangig dort zum Einsatz kommen, wo Strom nicht direkt genutzt werden kann.



Dekarbonisierungsoptionen	Prioritär direkte Stromnutzung*	Ergänzend synthetische Brennstoffe**	
		Wasserstoff***	CO ₂ -basiertes PtG und PtL
Industrie		Ammoniakherstellung; Direktreduktion von Eisenerz in der Stahlherstellung	Kohlenstoffquelle für organische chemische Grundstoffe
Strom	Kurzzeitspeicherung	Langzeitspeicherung und Rückverstromung in Gasturbinen und Wasserstoffverbrennungsmotoren	Langzeitspeicherung und Rückverstromung in Gasturbinen
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	stationäre und zum Teil mobile Kraftanwendungen in Bau, Landwirtschaft, Logistik	mobile Kraftanwendungen in Bau, Landwirtschaft, Logistik, Militär	mobile Kraftanwendungen in Bau, Landwirtschaft, Logistik, Militär

- **Industrie:**
PtG/PtL als Kohlenstoffquelle für organische Grundstoffe
- **Strom:**
CO₂-basiertes PtG zur Langzeitspeicherung und Rückverstromung in Gasturbinen für Zeiten geringer Stromerzeugung aus Wind und Sonne („Dunkelflauten“)



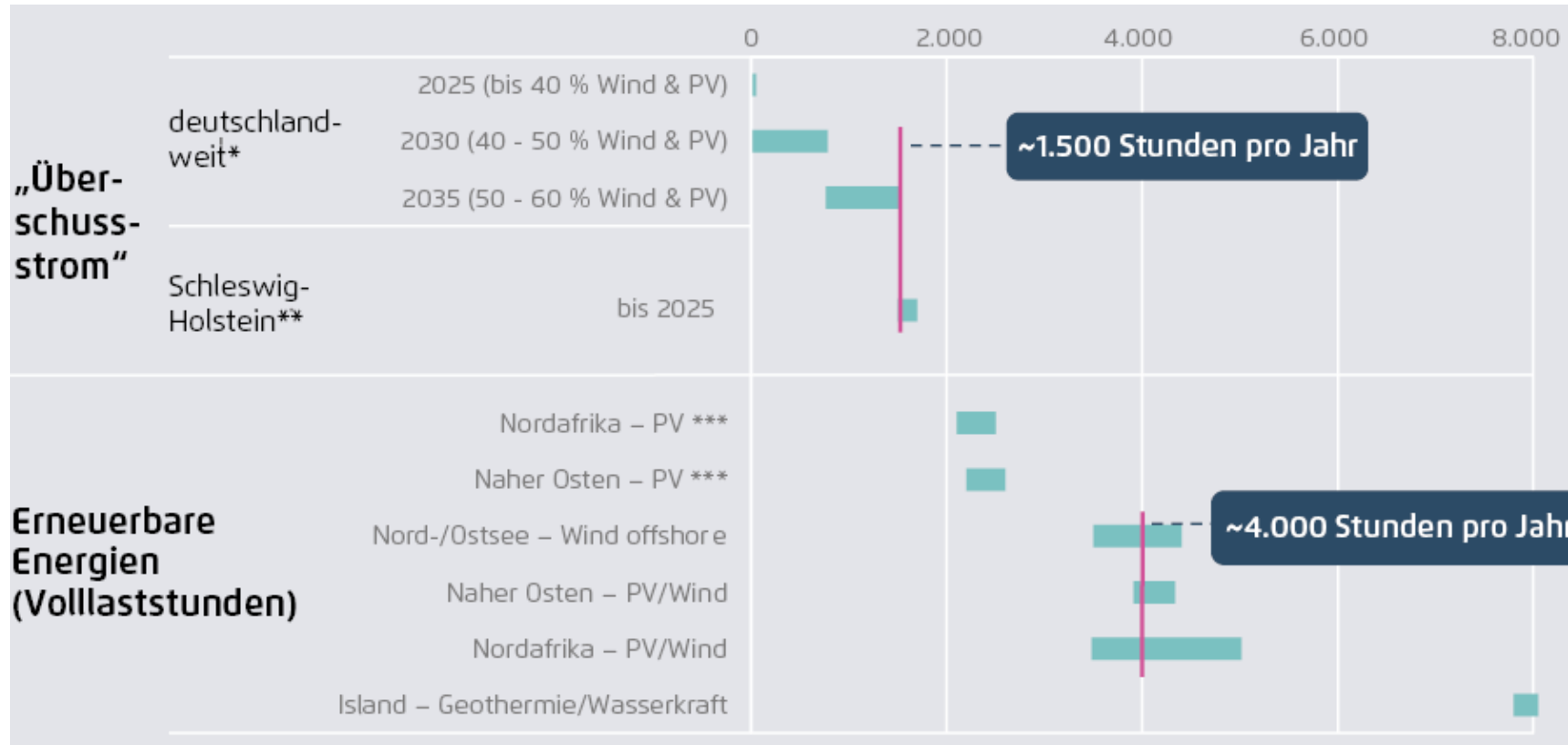
2

Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Anlagen brauchen für einen wirtschaftlichen Betrieb günstigen Erneuerbaren-Strom und hohe Volllaststunden. Sie können daher nicht mit Überschussstrom betrieben werden.

Power-to-Gas/Liquid-Anlagen brauchen hohe Volllaststunden und günstigen Erneuerbaren-Strom.



Anzahl der Stunden pro Jahr



- **Anlagen-Auslastung** von mind. 3.000-4.000 Std./Jahr nötig wegen hoher Invest.-Kosten
- **„Überschussstrom“** mit < 2.000 Std./Jahr zu günstigen Preisen reicht nicht aus
- **Zusätzliche Erneuerbaren-Anlagen** nötig für PtG-/PtL-Betrieb: Offshore, PV & Onshore ~ 4.000 Std./Jahr
- **Vollkosten** der Erneuerbaren-Anlagen relevant



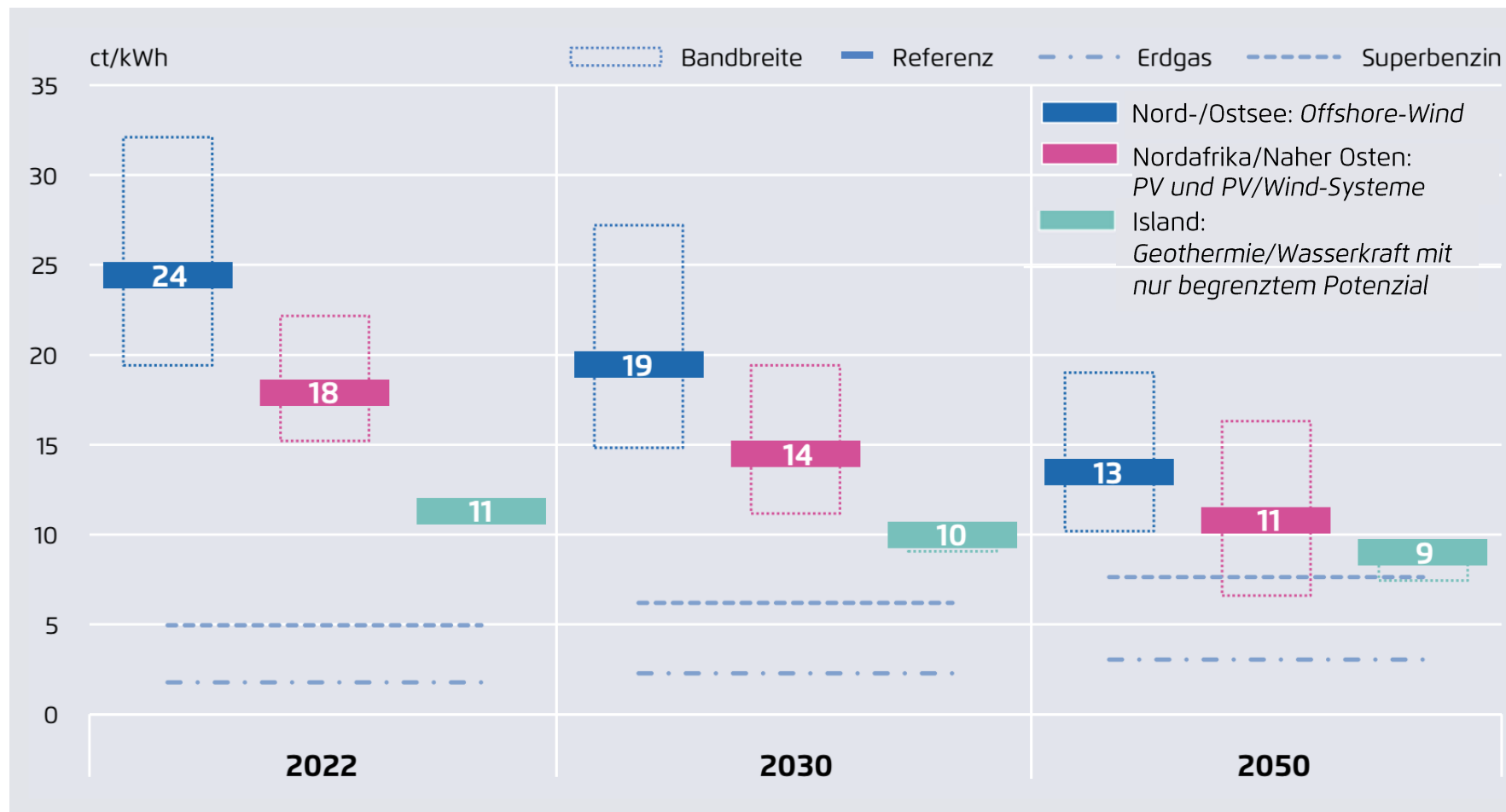
3

Synthetisches Methan und Öl kosten anfänglich in Europa etwa 20 bis 30 Cent pro Kilowattstunde. Die Kosten können bis 2050 auf etwa 10 Cent je Kilowattstunde sinken, wenn die global installierte *Power-to-Gas-/Power-to-Liquid*-Kapazität auf etwa 100 Gigawatt steigt.

Synthetisches Methan und Öl können von anfänglich 20-30 ct/kWh auf etwa 10 ct/kWh in 2050 fallen.



Kosten von PtG-Methan und Flüssigkraftstoffen in ct₂₀₁₇/kWh *



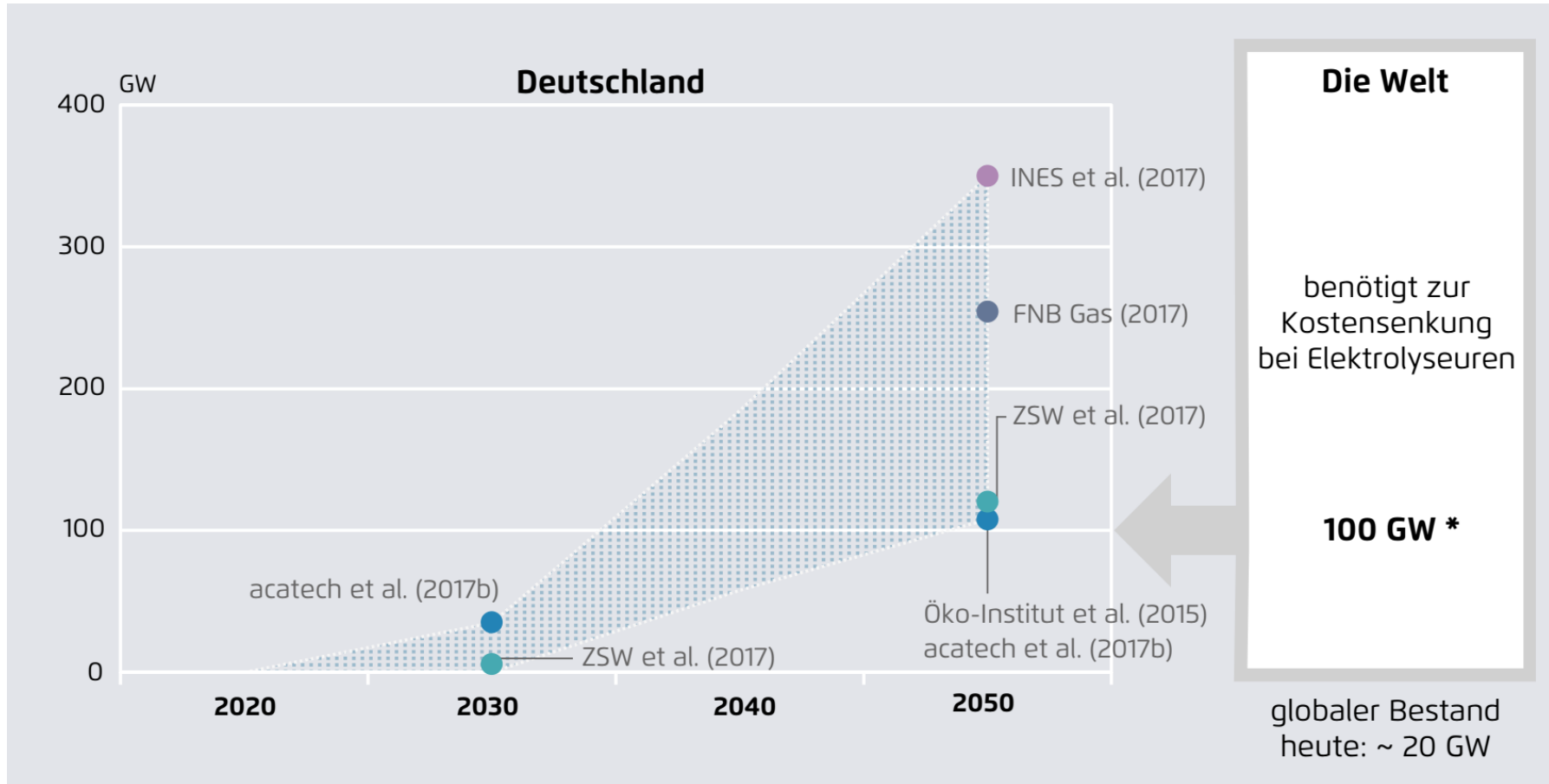
- **Voraussetzung:** Zubau an Elektrolyseuren auf 100 GW weltweit.
- **Importe günstiger**
- **Weitere Kostensenkungen** durch PV, Batterien, sehr große Anlagen
- **Kostenerhöhung** durch Kapitalkosten bei höheren Länder-risiken könnte langfristig das Verhältnis von Nord-/ Ostsee zu Importen umdrehen

* ohne Netzentgelte und Vertriebskosten; eigene Berechnungen auf Basis von Frontier Economics (2018) mit Kapitalkosten von 6 % und CO₂ aus *Direct Air Capture*

Die avisierten Kostensenkungen erfordern erhebliche und kontinuierliche Investitionen in Elektrolyseure.



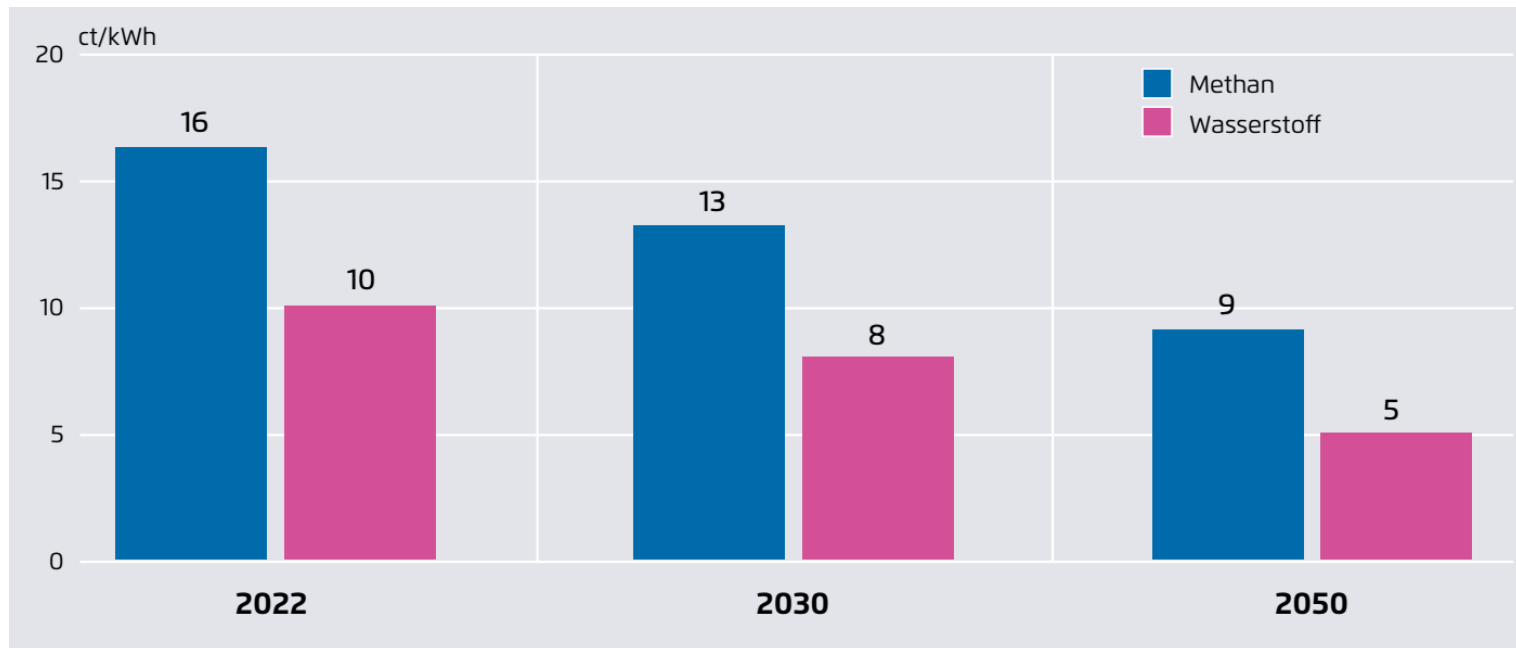
Installierte Leistung an PtG-/PtL-Elektrolyseuren in GW



- **Skalen- und Lern-effekte** sind zentral für Kostensenkung, aber unsicher (Bsp. CO₂ aus der Luft)
- Internationale **100-Gigawatt-Herausforderung**
- Die Investitionen sind ohne **politische Intervention** oder hohe CO₂-Bepreisung nicht zu erwarten aufgrund der hohen PtG/PtL-Kosten

Die Wasserstoffproduktion ist günstiger, erfordert aber eine Anpassung von Infrastruktur und Geräten.

Kosten der Methan- und Wasserstoffherstellung in ct/kWh

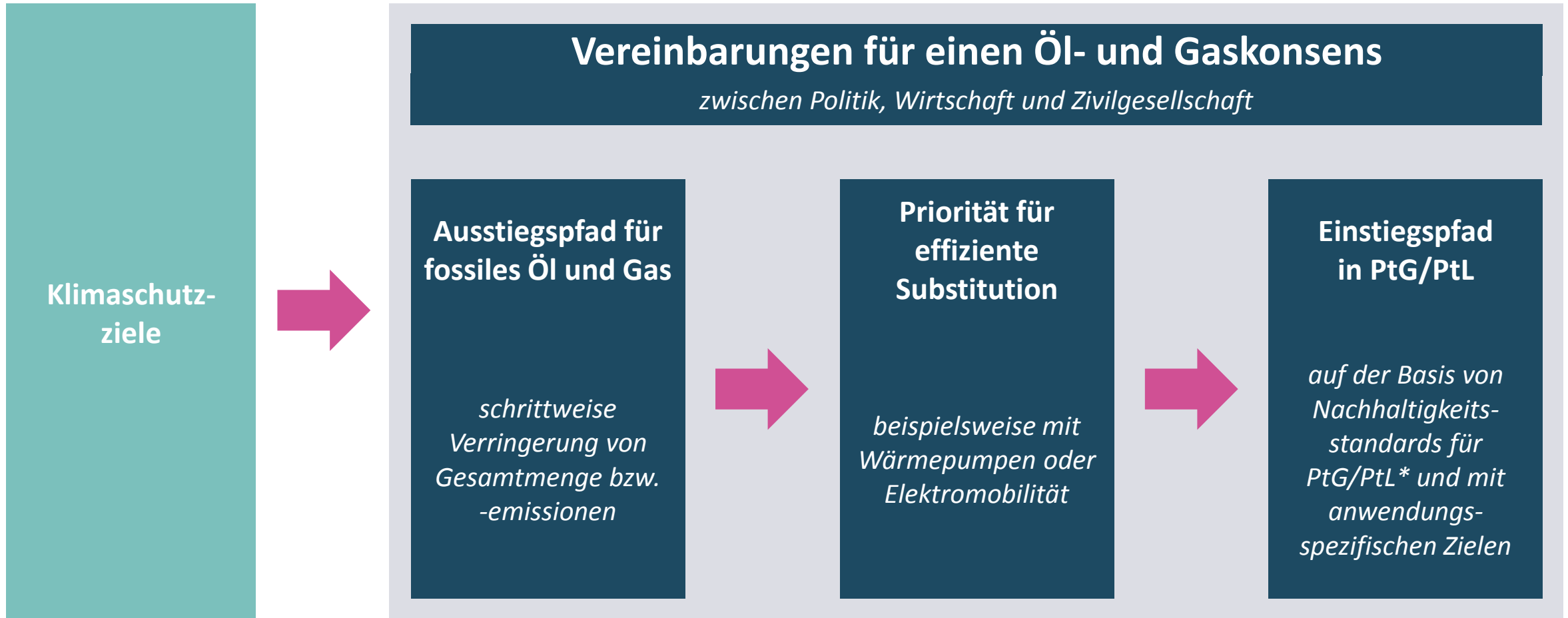


- Eine **Wasserstoff-Beimischung** zu Erdgas ist in heute in geringem Maße möglich.
- **Kostenintensive Umrüstungen** sind erwartbar bei mehr als 15% Wasserstoff-Anteil am Erdgas
- **Lokale Infrastrukturen** nur für Wasserstoff wären denkbar
- **Wasserstoff-Vorteil:** keine Unsicherheiten mit CO₂-Abscheidung aus der Luft
- **Wasserstoff-Nachteil:** keine einfache Weiternutzung der existierenden Infrastruktur



4

Wir brauchen einen Öl- und Gaskonsens, der den Ausstieg aus den Fossilen festlegt, effiziente Substitution priorisiert und über verpflichtende Nachhaltigkeitsregeln sowie Anreizinstrumente den Einstieg in synthetische Brennstoffe ermöglicht.



Für die Produktion von strombasierten Brennstoffen müssen Nachhaltigkeitsstandards entwickelt werden.



Übersicht relevanter Nachhaltigkeitsaspekte

Mindest-Treibhausgasreduktion	Synthetische Brennstoffe müssen unter Berücksichtigung der gesamten Vor-kette mindestens 70 Prozent Treibhausgaseinsparung gegenüber fossilen Re-ferenzkraftstoffen erzielen.
Zusätzlichkeit der EE-Stromerzeugung	Der Strom für den gesamten Produktionsprozess (inklusive Wasseraufberei-tung etc.) muss aus zusätzlichen Erneuerbare-Energien-Anlagen stammen. Ist dies nicht gewährleistet, müssen die Emissionen des jeweiligen Strommixes bilanziert werden.
CO₂ aus nachhaltigen atmosphärischen Quellen	Nur CO ₂ -Gewinnung aus der Luft oder nachhaltigen biogenen Quellen schafft Klimaneutralität im Sinne eines geschlossenen CO ₂ -Kreislaufes. Ist dies nicht gewährleistet, sind die vollen CO ₂ -Emissionen anzurechnen.
Nachhaltige Nutzung von Wasser und Landflächen	Die Bereitstellung von Wasser für die Elektrolyse darf keine negativen Auswir-kungen auf die bestehende Wasserversorgung haben. Naturschutzflächen oder andere schützenswerte Flächen (beispielsweise mit einer hohen Biodiversität) dürfen nicht als Produktionsstandorte verwendet werden.
Sozialverträglichkeit der Brennstoffproduktion	Die Brennstoffherstellung darf sich nicht negativ auf die Bevölkerung auswir-ken. Bei der Produktion in Entwicklungsländern muss ein Teil der Gewinne in eine nachhaltige Entwicklung vor Ort fließen.

Mindest-Treibhausgasreduktion: Der Emissionsfaktor der Stromerzeugung ist entscheidend.



Mindest-Treibhausgasreduktion

Synthetische Brennstoffe müssen unter Berücksichtigung der gesamten Vorkette mindestens 70 Prozent Treibhausgaseinsparung gegenüber fossilen Referenzkraftstoffen erzielen.

Durch Umwandlungsverluste erhöhen sich die Treibhausgasemissionen der Vorkette:

Angaben in gCO ₂ Äq/kWh	Strom	H ₂ (ca. x 1,5)	PtG-CH ₄ /PtL (ca. x 1,9)	PtL vs. Diesel (317 gCO ₂ Äq)
Stromerzeugung inkl. Vorkette				
Solar	34	51	63	-80%
Wind	12	18	22	-93%
Mix Deutschland ohne Vorkette	530	791	981	305%

Anhaltspunkt für Mindest-THG-Reduktion:

Vorschlag der EU-Kommission zur Revision der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)

Ist die Zusätzlichkeit der EE-Stromerzeugung nicht gegeben, sind Strommix-Emissionen zu berechnen.



Zusätzlichkeit der EE-Stromerzeugung

Der Strom für den gesamten Produktionsprozess (inklusive Wasseraufbereitung etc.) muss aus zusätzlichen Erneuerbare-Energien-Anlagen stammen. Ist dies nicht gewährleistet, müssen die Emissionen des jeweiligen Strommixes bilanziert werden.

Eine sinnvolle Definition:

Die Zusätzlichkeit ist gegeben, wenn es weder eine Kopplung mit dem Stromnetz gibt noch eine Anrechnung des EE-Stroms auf Zielvorgaben bezüglich des Anteils von EE-Strom im jeweiligen Strommix.

Risiko mit Blick auf Entwicklungsländer:

Wie lässt sich verhindern, dass die Dekarbonisierung eines Exportlands verlangsamt wird?

Chance mit Blick auf Erdöl und Erdgas exportierende Länder:

PtG-/PtL-Export kann Möglichkeit für ein postfossiles Geschäftsmodell sein.

Nur CO₂ aus der Luft oder nachhaltigen biogenen Quellen schafft Klimaneutralität.



CO₂ aus nachhaltigen atmosphärischen Quellen

Nur CO₂-Gewinnung aus der Luft oder nachhaltigen biogenen Quellen schafft Klimaneutralität im Sinne eines geschlossenen CO₂-Kreislaufes. Ist dies nicht gewährleistet, sind die vollen CO₂-Emissionen anzurechnen.

Drei Argumente gegen die (vorübergehende) Verwendung fossilen Kohlendioxids:

1. Die Limitierung der Nutzung fossilen Kohlendioxids durch deutsche Klimaziele.
2. Die verminderte physische Verfügbarkeit abgeschiedenen Kohlendioxids.
3. Die notwendigen Investitionen in die Schlüsseltechnologie *Direct Air Capture*.

Drei Risiken für Pfadabhängigkeiten bezüglich *Direct Air Capture*:

1. Notwendige Investitionen in DAC bleiben aus, so lange günstiges fossiles CO₂ verfügbar ist.
2. Dekarbonisierungsdruck beispielsweise in der Baustoffindustrie ist gering und Innovationsanreize bleiben aus.
3. Flächenbedarf für DAC-Anlagen wird nicht eingeplant.

Die Schlussfolgerungen im Überblick.



1

Synthetische Brennstoffe werden eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung von Chemie, Industrie und Teilen des Verkehrs spielen.

2

Power-to-Gas- und *Power-to-Liquid-*Anlagen brauchen für einen wirtschaftlichen Betrieb günstigen Erneuerbaren-Strom und hohe Volllaststunden. Sie können daher nicht mit Überschussstrom betrieben werden.

3

Synthetisches Methan und Öl kosten anfänglich in Europa etwa 20 bis 30 Cent pro Kilowattstunde. Die Kosten können bis 2050 auf etwa 10 Cent je Kilowattstunde sinken, wenn die global installierte *Power-to-Gas-/Power-to-Liquid-*Kapazität auf etwa 100 Gigawatt steigt.

4

Wir brauchen einen Öl- und Gaskonsens, der den Ausstieg aus den Fossilen festlegt, effiziente Substitution priorisiert und über verpflichtende Nachhaltigkeitsregeln sowie Anreizinstrumente den Einstieg in synthetische Brennstoffe ermöglicht.



Kontakt

Urs Maier

urs.maier@agora-verkehrswende.de  UrsMaier

Matthias Deutsch

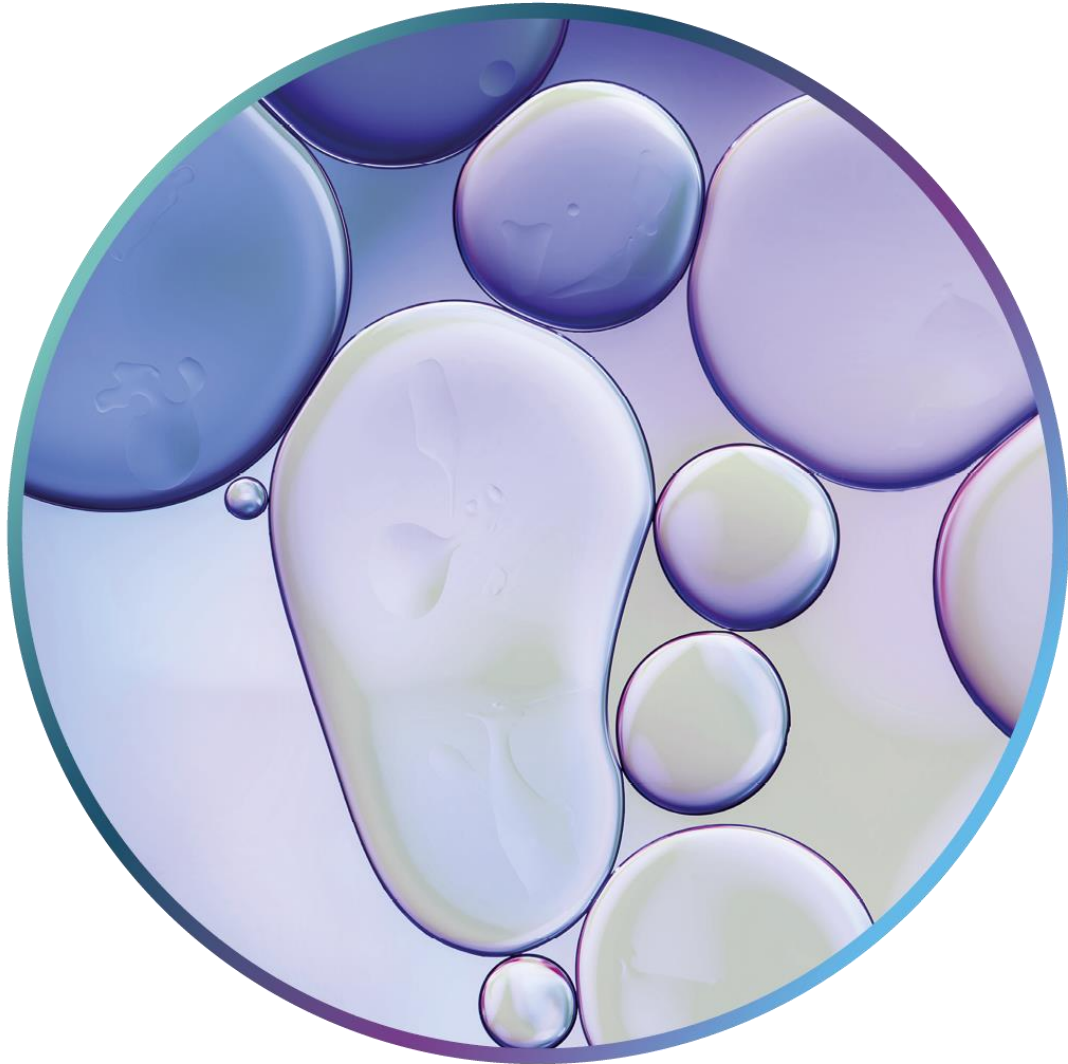
matthias.deutsch@agora-energiewende.de  Ma_Deutsch

Anna-Louisa-Karsch Str. 2 | D-10178 Berlin

T +49 30 700 1435-000 | **F** +49 30 700 1435-129

M info@agora-verkehrswende.de | info@agora-energiewende.de

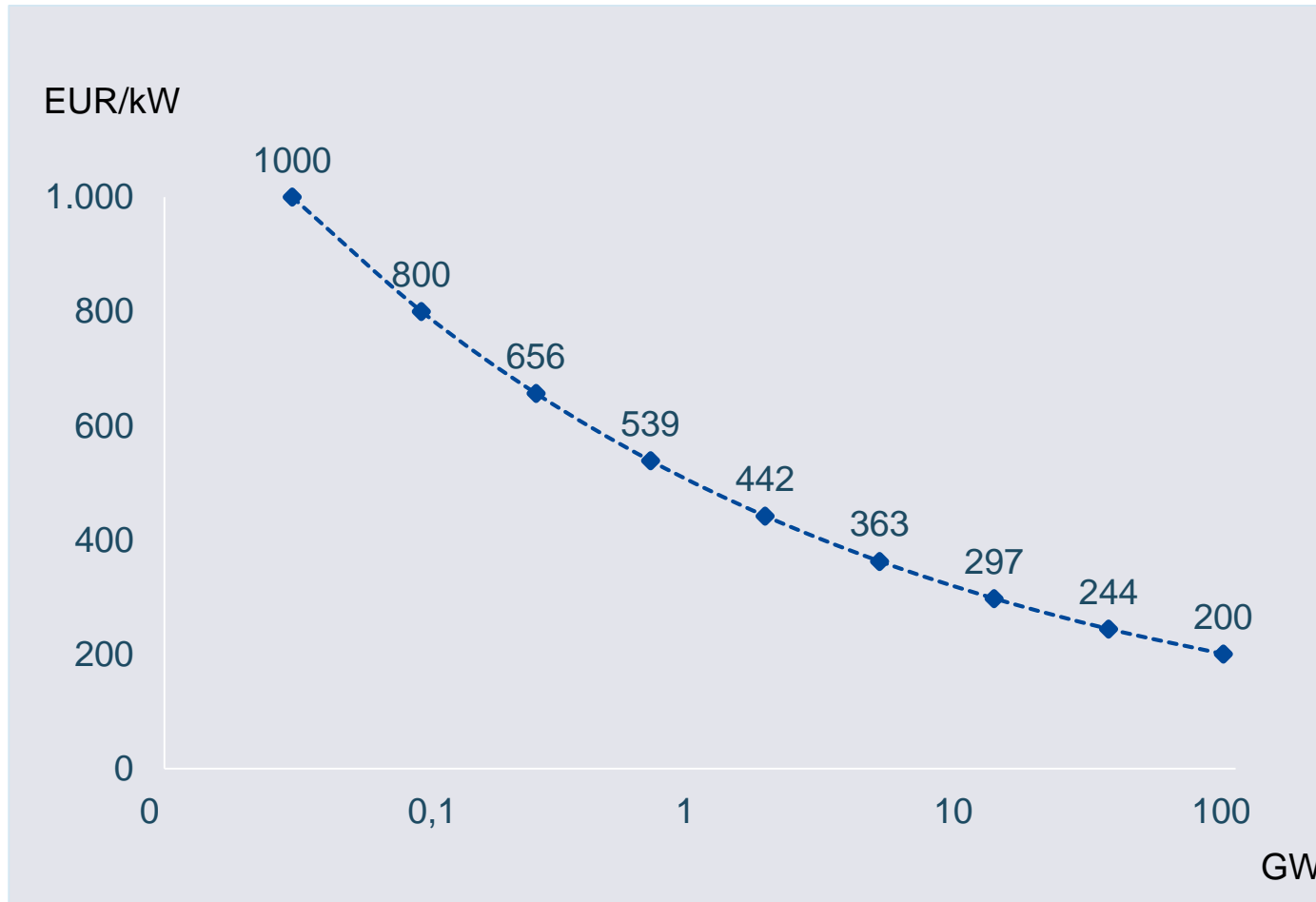
Agora Verkehrswende und Agora Energiewende sind gemeinsame Initiativen der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation.



Backup

Die avisierten Kostensenkungen erfordern einen Zubau an Elektrolyseuren auf 100 GW weltweit.

Investitionskosten für Elektrolyseure in EUR₂₀₁₇/kW



- **x-Achse:** logarithmische Darstellung
- **Ausgangswert 2014:** 0,03 GW PtG-Anlagen in Deutschland
- **Lernrate:** 13 Prozent (FENES et al. 2014)
- **Unsicherheit beim Ausgangswert:** Deutschland (0,03 GW) oder global (~20 GW)
- **Unsicherheit bei der Technologie:** Alkalische oder auch andere Elektrolyseure

Kosten für Kohlendioxid aus unterschiedlichen Quellen sowie Flächenbedarf von *Direct Air Capture*



Kostenannahmen zur CO₂-Gewinnung in Euro₂₀₁₇ pro Tonne CO₂

	heute	2030	2050
Direct Air Capture für PtG*	145	102	100
Zementindustrie Deutschland	33		
Zementindustrie Island	17		

Flächenbedarf für CO₂-Gewinnung aus der Luft für die PtG- oder PtL-Produktion im Zusammenhang mit einem Offshore-Windpark (ein Gigawatt)

km ²	PtG-Methan	PtL
min*	0,19	0,35
max**	0,70	1,28

* 0,4 km² für 1 Mt CO₂/Jahr; Climeworks (2017)
 ** 1,5 km² für 1 Mt CO₂/Jahr; APS (2011)