



forschen.
vernetzen.
anwenden.

27.11.2019

Integration von Power-to-X in Thermischen Abfallbehandlungsanlagen

M. Vogt, S. Meschede, S. Haep

Associated Institute at the

UNIVERSITÄT
DUISBURG
ESSEN

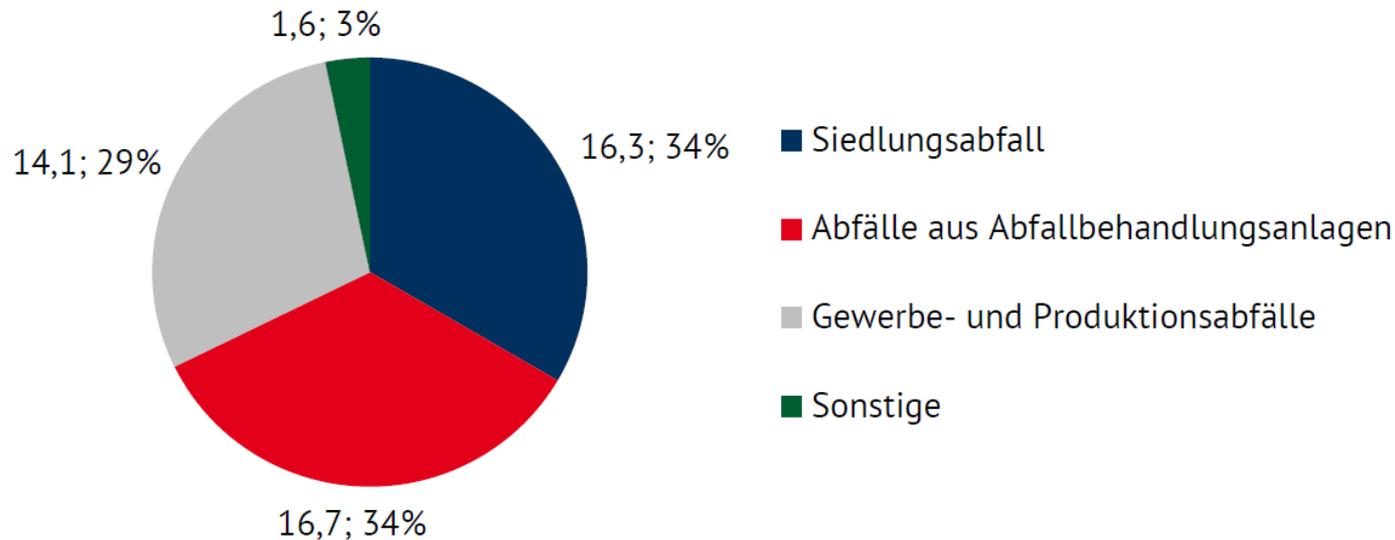


ITAD-Studie*:

- 66 Abfallverbrennungsanlagen
- 33 Ersatzbrennstoffkraftwerke
- 25 Mio. t/a Verbrennungskapazität

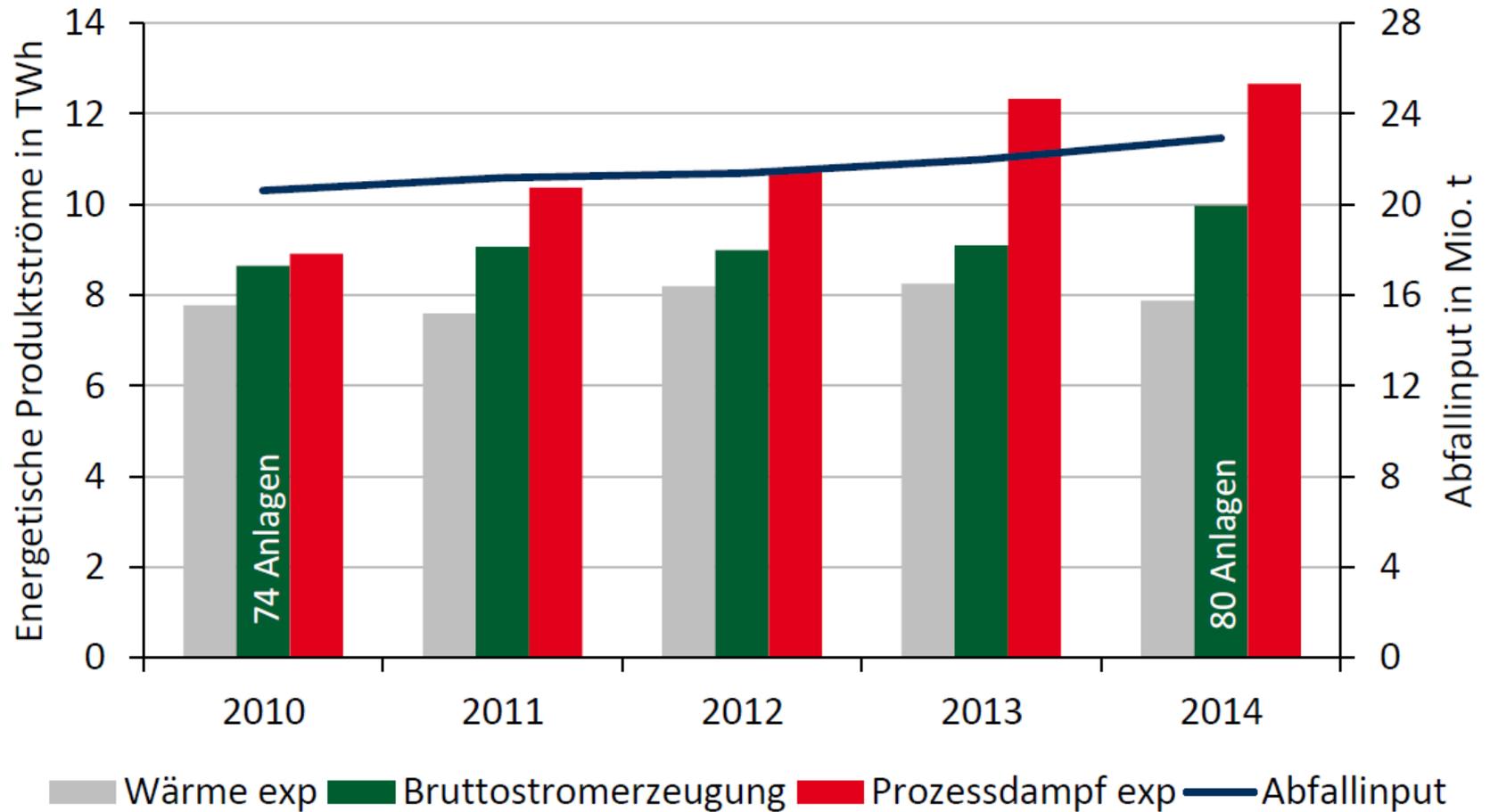
Weitere Kapazitäten in Feuerungsanlagen zur Mitverbrennung von Abfällen

2014: 51,1 Mio. t (81 % energetische Verwertung in TAB)



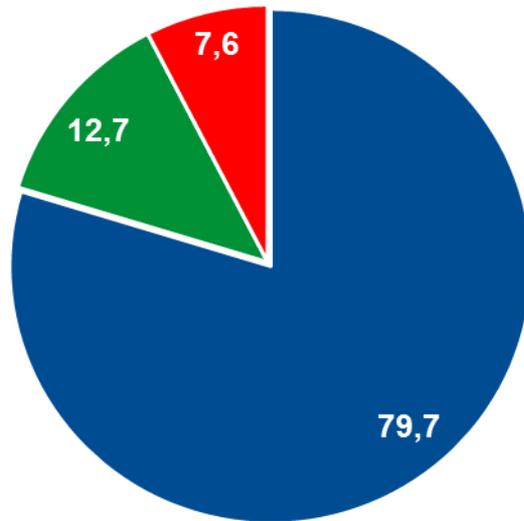
* "Beitrag thermischer Abfallbehandlungsanlagen zur Energiewende"
Studie 2017 Energy Brainpool im Auftrag ITAD e.V.

Energiewirtschaftliche Einordnung TAB



Nicht enthalten: Eigenstromverbrauch ~ 22 %

Energienutzung* / %

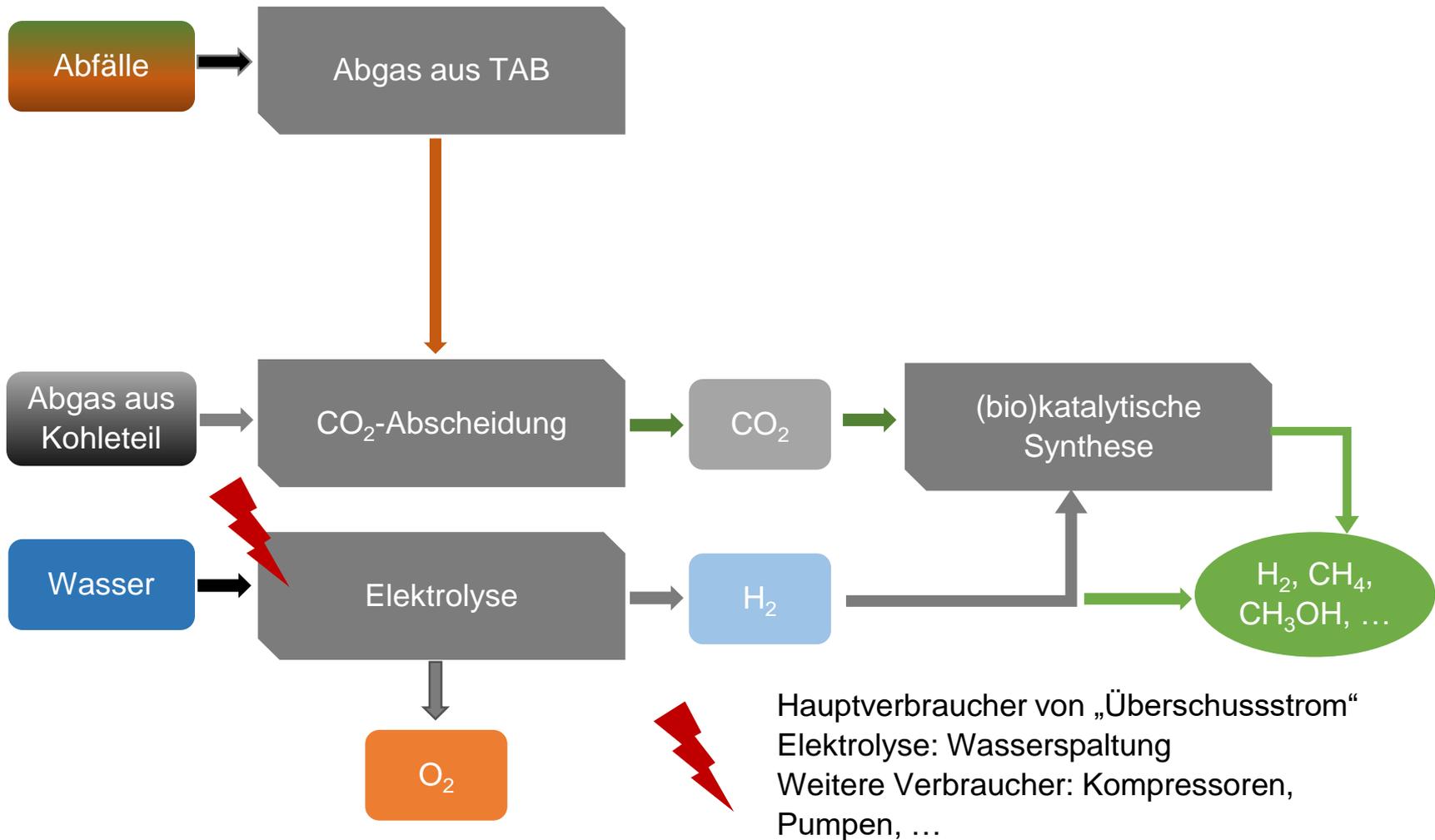


- KWK-Anlage
- Wärme als Prozessdampf/Fernwärme
- Stromerzeugung

PtX:

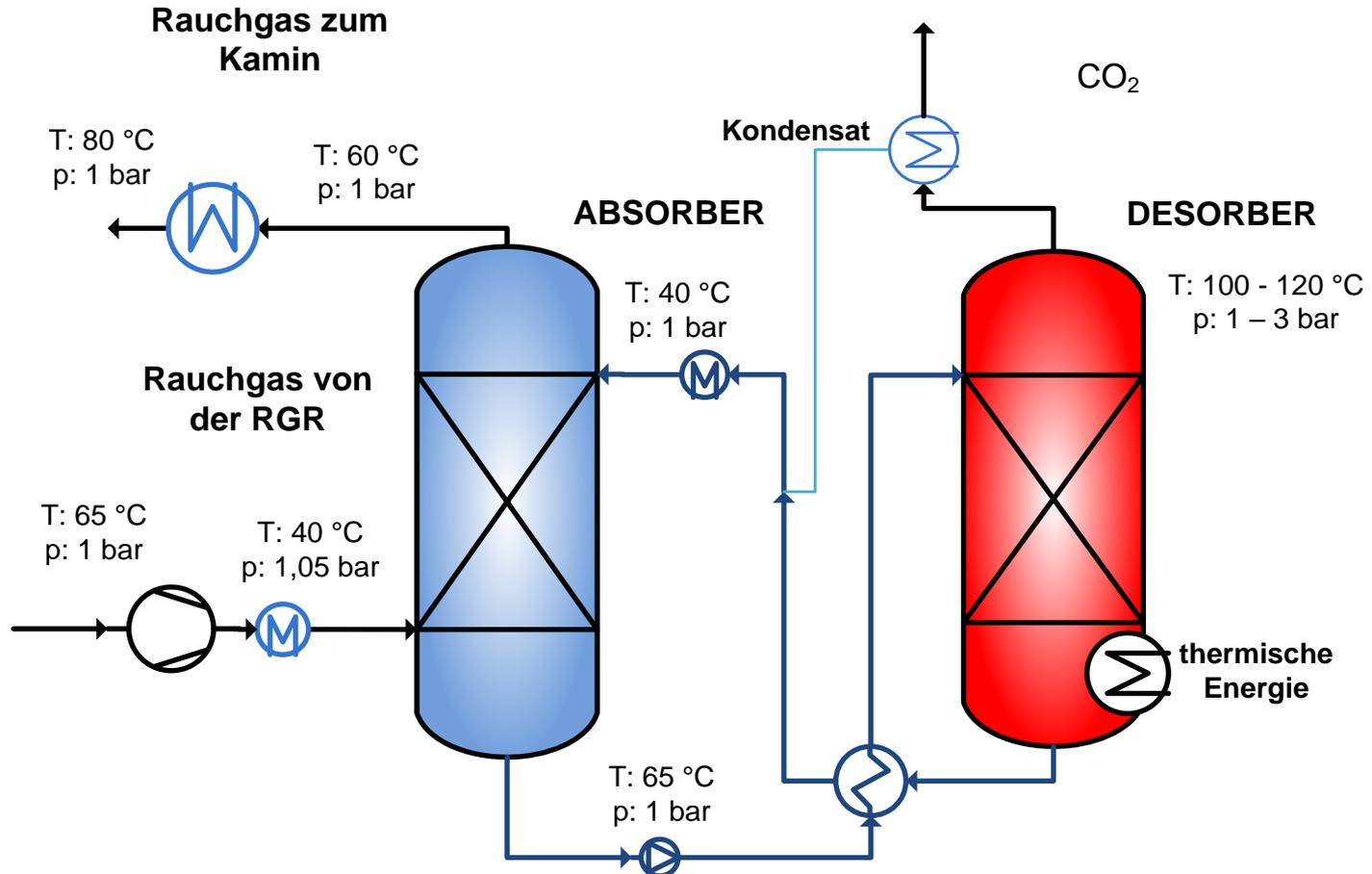
- zusätzliche Flexibilisierung durch alternative Energienutzung in PtX
- Minderung der CO₂-Emissionen aus Rauchgas

- 50 % Abfälle biogen → EEG-Anlage o. Förderung
- Restl. Abfälle fossil, Zuordnung zu Produkten → keine CO₂-Zertifikate für TAB, klimaneutrale Energie
- große EE-Anlagen (1,6 bis 1,9 GW_{el.}), wettbewerbsfähige Fernwärme
- hohe jährliche Betriebszeiten (ca. 8.760 h/a bei mehreren Linien)
- TAB prinzipiell steuerbar (Ausgleich volatiler Stromerzeugung)
- aber: Anforderungen aus hoher Auslastung (Abfallverbrennung) und Wärmemarkt



CO₂-Absorption mit Aminen

Kohlekraftwerk:
Rauchgas mit 14 Vol% CO₂
90 % CO₂-Abscheidung



Kriterien	Druckwasserwäsche	Aminwäsche	Pressure-Swing-Adsorption
typ. Arbeitsdruck [bar _ü]	5 – 10	0 – 3	4 – 8
therm. Energiebedarf	+++	-	+++
elektr. Energiebedarf	-	++	-
Anlagengröße	o	+++	---
CO ₂ -Abscheidung	++	+++	++

+ bis +++

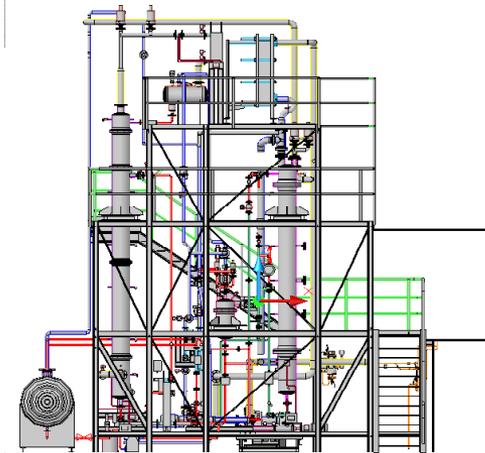
geeignet bis sehr vorteilhaft für TAB

- bis ---

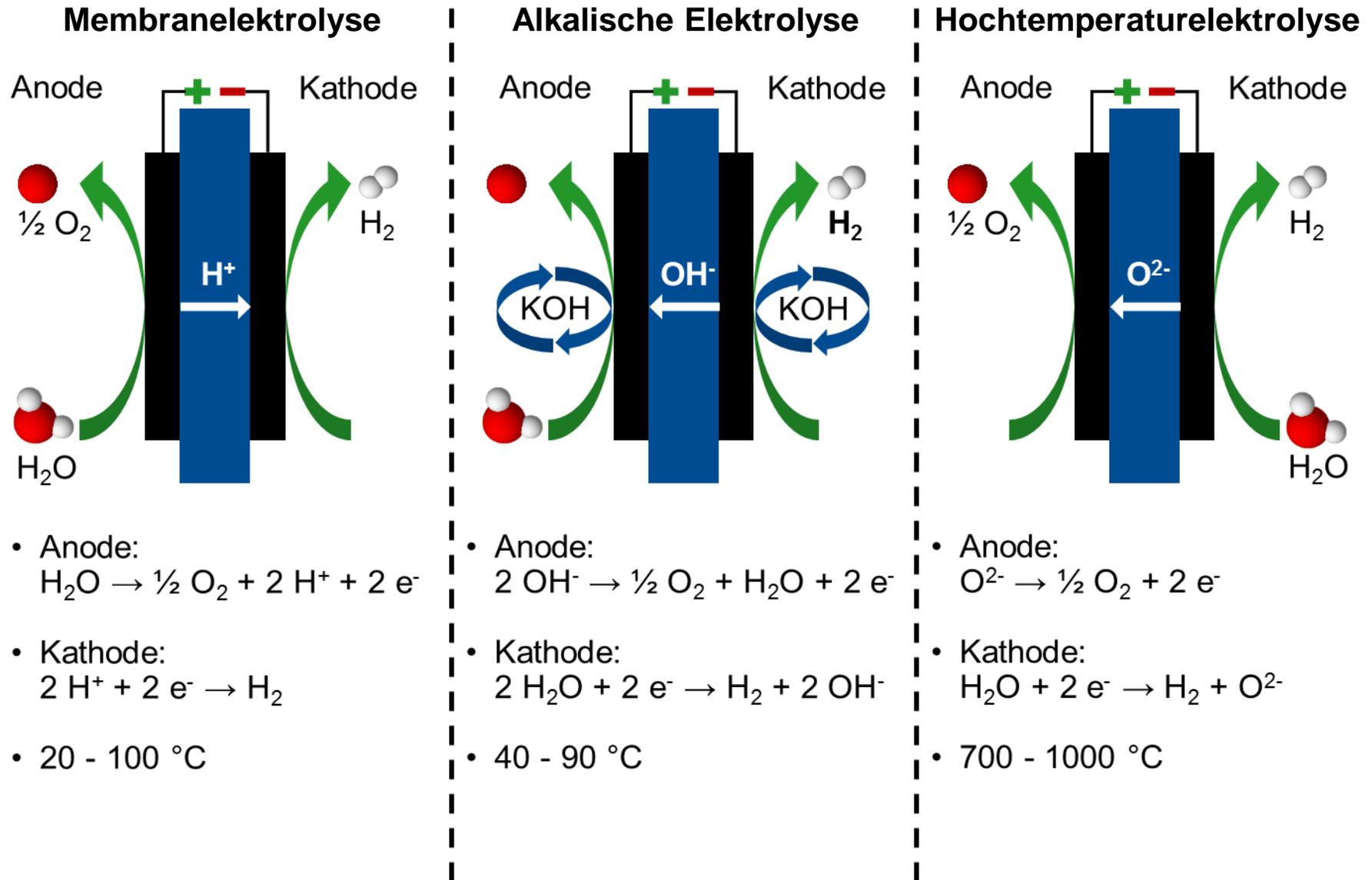
wenig vorteilhaft bis nicht geeignet für TAB

o

Prüfung für TAB notwendig



Absorber	<p>Sulzer MellapakPlus 252.Y 50 m² Austauschfläche 0 bis 25 bar_ü T_{Zulauf} regelbar: 20 bis 70 °C</p>
Gase	<p>CO₂ (Tank) sowie O₂ in N₂, NO_x, ... Druckgasflaschen / Gasmischstation maximal 500 m³_N/h</p>
Waschmittel-Massenstrom	<p>maximal 2.000 kg/h</p>
Desorption	<p>Sulzer MellapakPlus 752.Y 0,1-3 bar_ü Kopftemperatur und Dampfmenge regelbar Wärmezufuhr über Thermoölanlage</p>
Gasanalyse	<p>vor und nach Absorber über Multigasanalytoren</p>
Waschmittel-analytik	<p>Raman-Sonden vor und nach Absorber Probenahme aus Ab- und Desorbersumpf Titration, CO₂-Austreibversuch, ...</p>

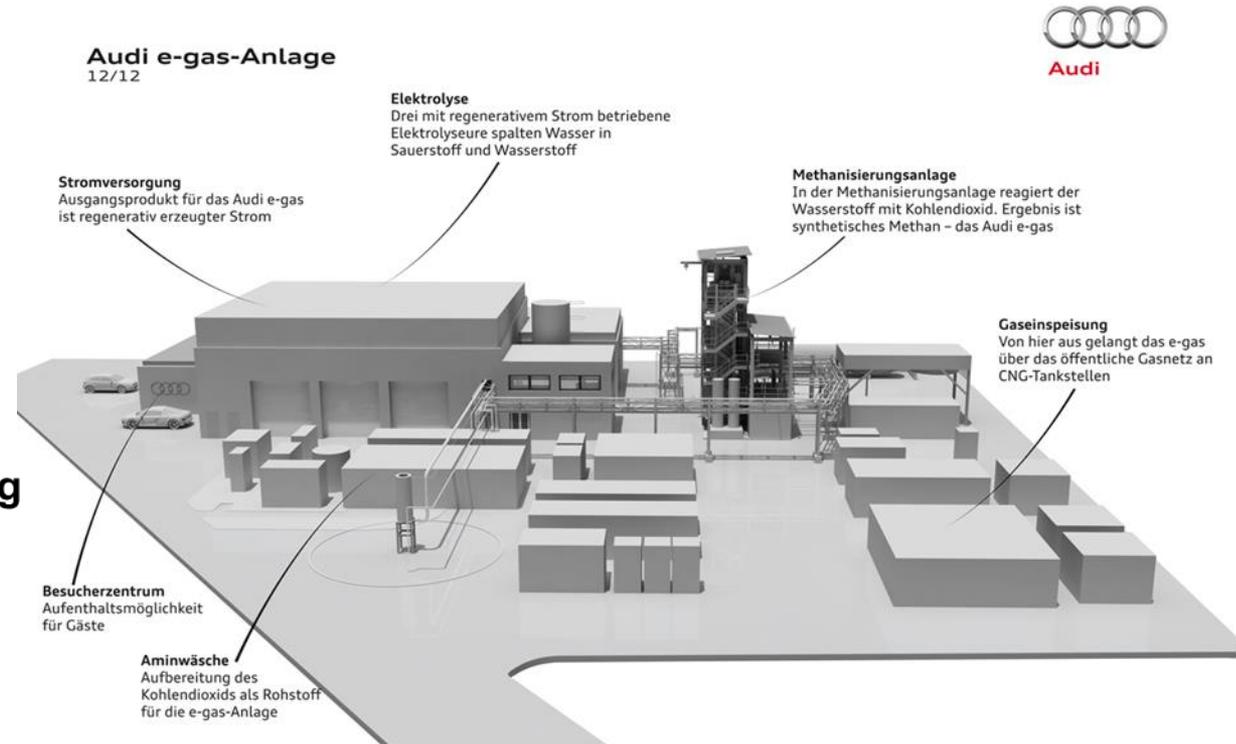


Übersicht Elektrolyse



Eigenschaft	AEL	PEM	SOFC
Druck / bar	1	1	1
Temperatur / °C	60	60	800
Stromdichte / A cm ⁻²	0,37	1,37	0,56
Spannung / V	2	2	1,29
Stromverbrauch / kWh kg _{Produkt} ⁻¹	61,88	59,08	38,03
Wärmebedarf / kWh kg _{Produkt} ⁻¹	1,02	0,25	7,18
Kühlbedarf / kWh kg _{Produkt} ⁻¹	19,14	14,37	1,03
TRL	9	7-8	4-6
Vorteile	Etabliert, Langzeitstabilität	Hohe Stromdichten, hoher Teillastbereich, sehr dynamisch	Hoher Wirkungsgrad
Nachteile	Korrosion, geringe Stromdichten	Korrosion, hohe kosten	Starke Degradation, Labormaßstab

Methanisierung Technologieübersicht



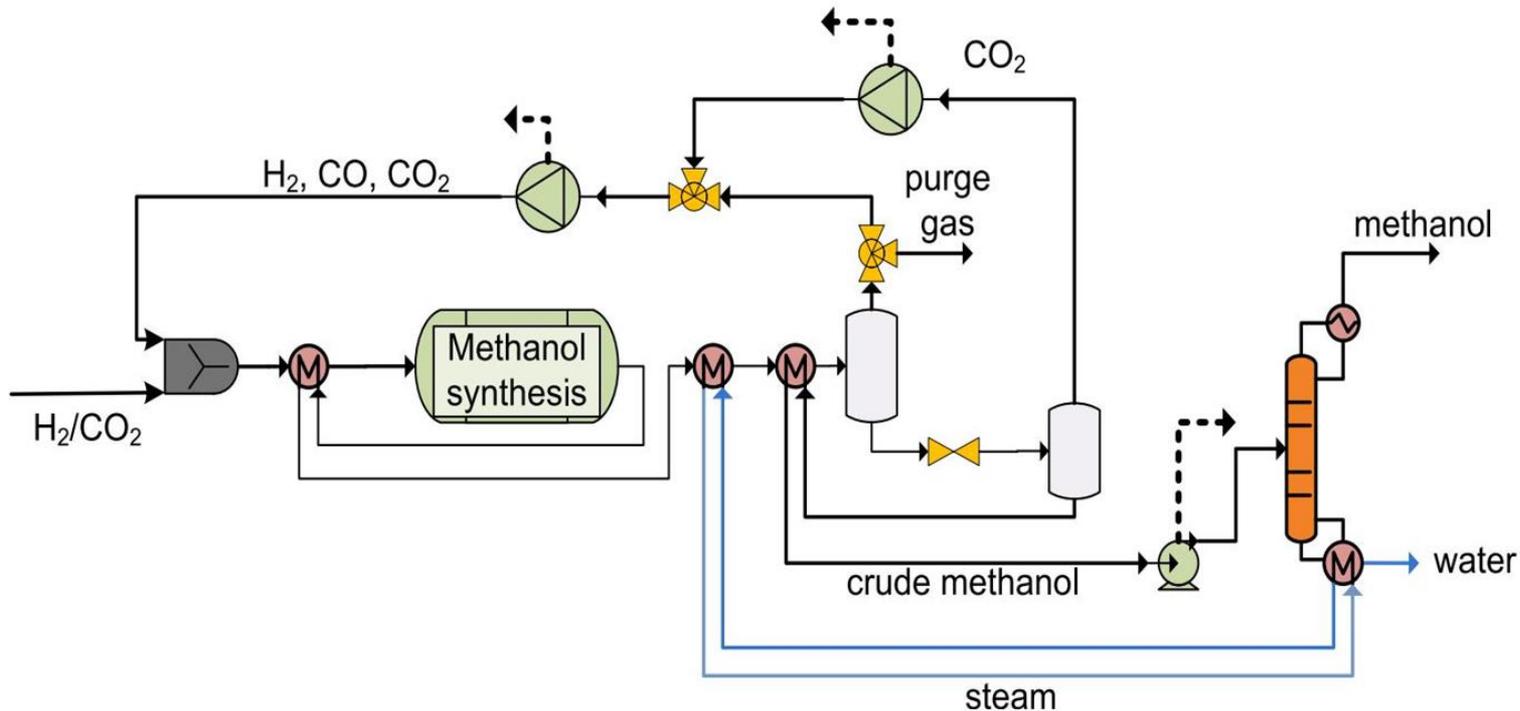
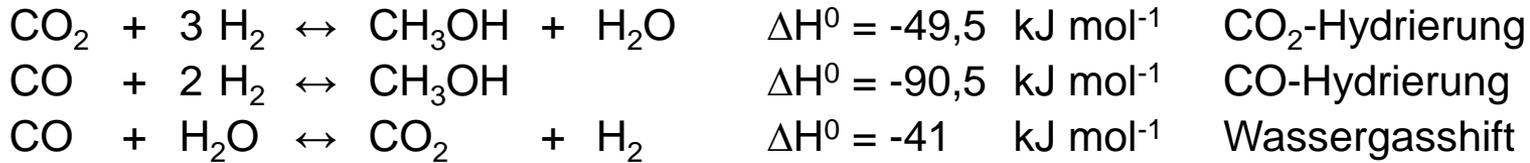
Biologische Methanisierung



Electrochaea GmbH

Biokatalysator, 65 °C, 1 – 10 bar
bis 99 Vol-% CH₄ aus Biogas (63 % CH₄)
1 MWe Pilotanlage seit 2014

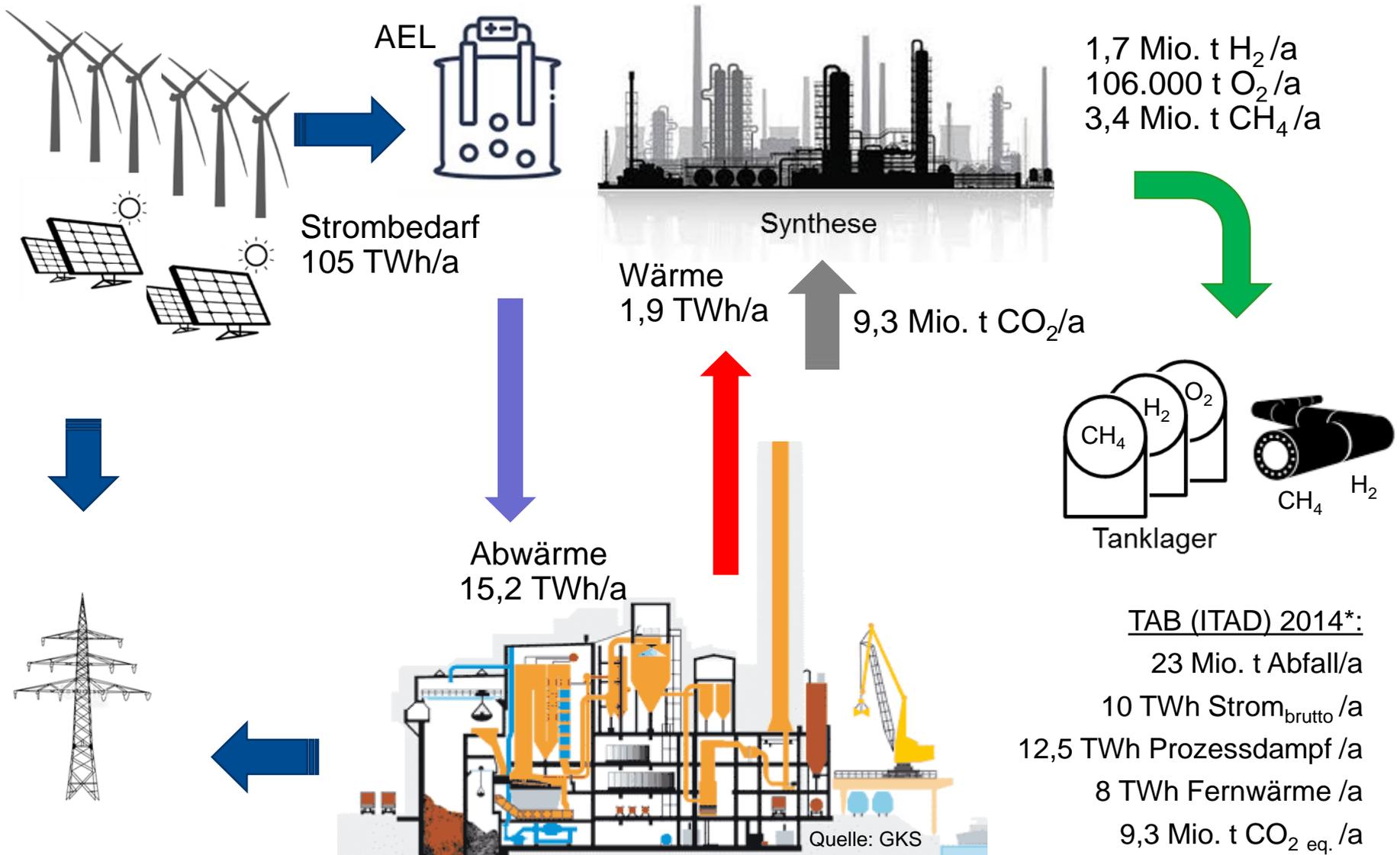
Reaktionsmechanismen



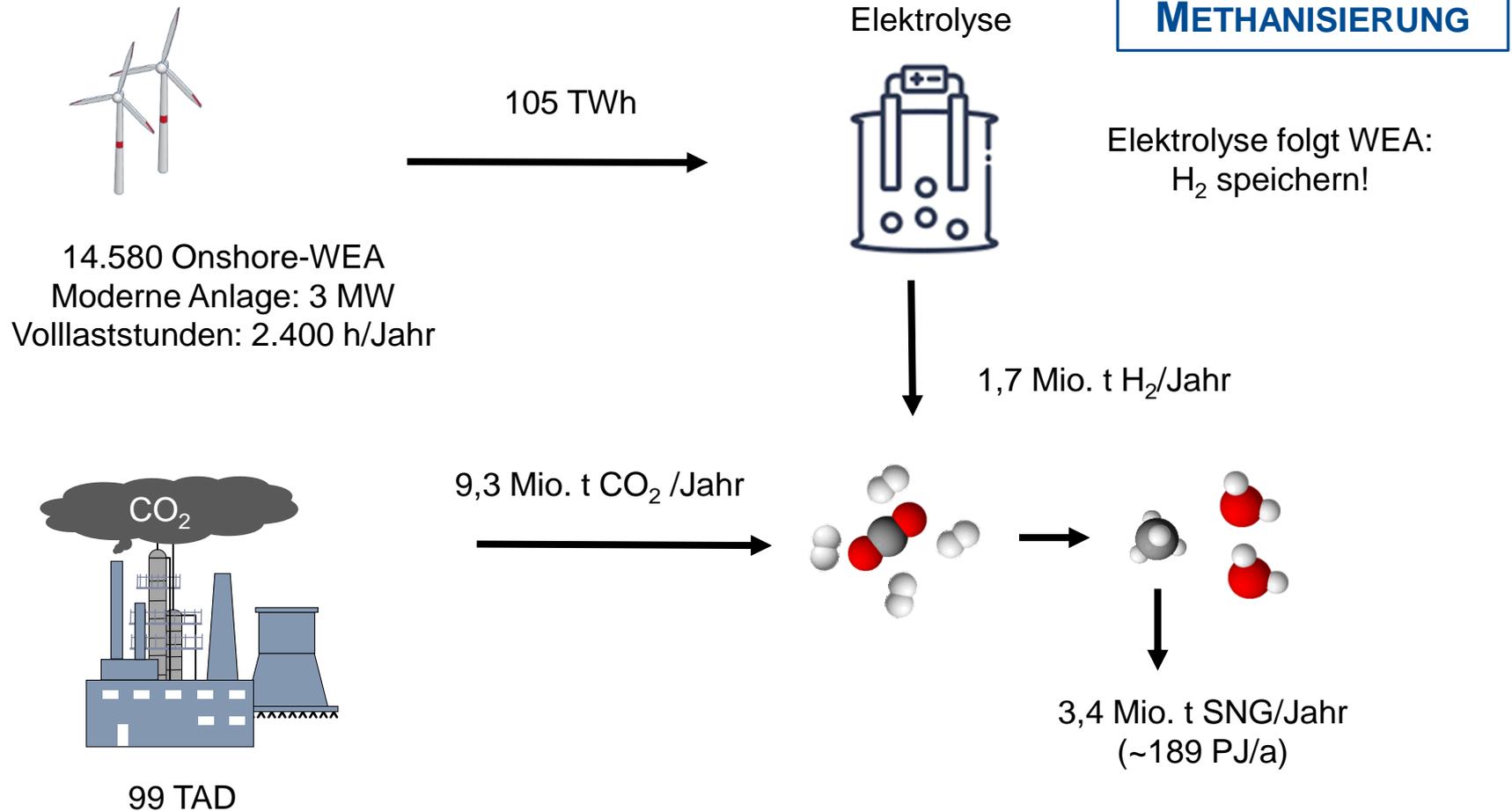
Atsonios, Konstantinos; Panopoulos, Kyriakos D.; Kakaras, Emmanuel (2016): Investigation of technical and economic aspects for methanol production through CO_2 hydrogenation. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 41 (4), S. 2202–2214. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.12.074.

Eigenschaft	Methanisierung	Methanolsynthese	CO ₂ -Absorption
Druck / bar	10	70	1 – 1,8
Temperatur / °C	300 – 725 °C	230 – 270 °C	30 – 120 ° C
Stromverbrauch / kWh kg _{Produkt} ⁻¹	0,13	0,15	0,02
Wärmebedarf / kWh kg _{Produkt} ⁻¹	0,04	0,50	0,0013 (≈ 4,8 MJ/kg)
Kühlmittelbedarf / kWh kg _{Produkt} ⁻¹	4,15	0,94	-
H ₂ -Bedarf / kg kg _{Produkt} ⁻¹	0,47	0,19	-
CO ₂ -Bedarf / kg kg _{Produkt} ⁻¹	2,63	1,46	-
TRL	8-9	6-7	6-8

TAB mit Methanisierung

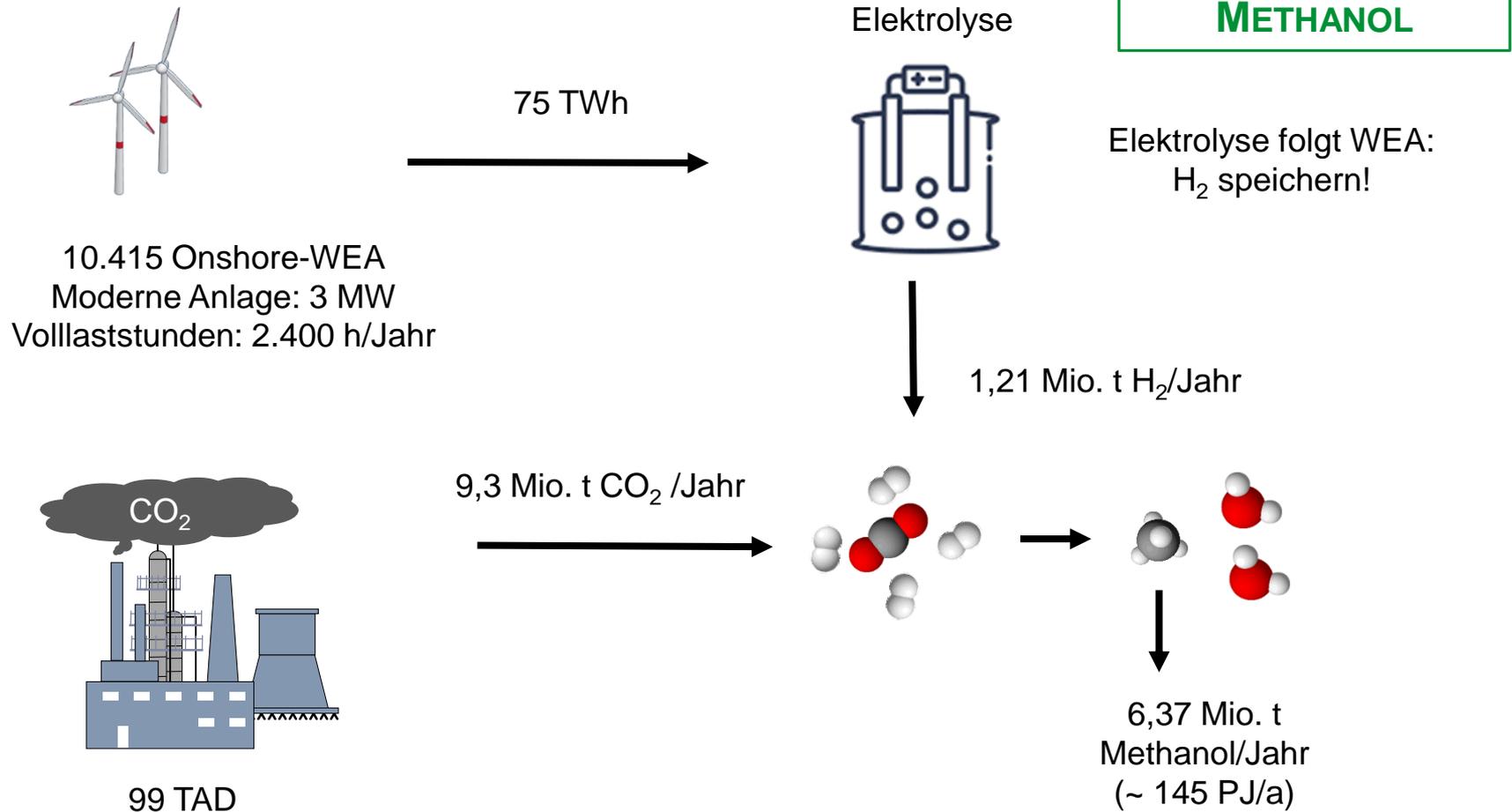


Deckung Strombedarf (statisch)



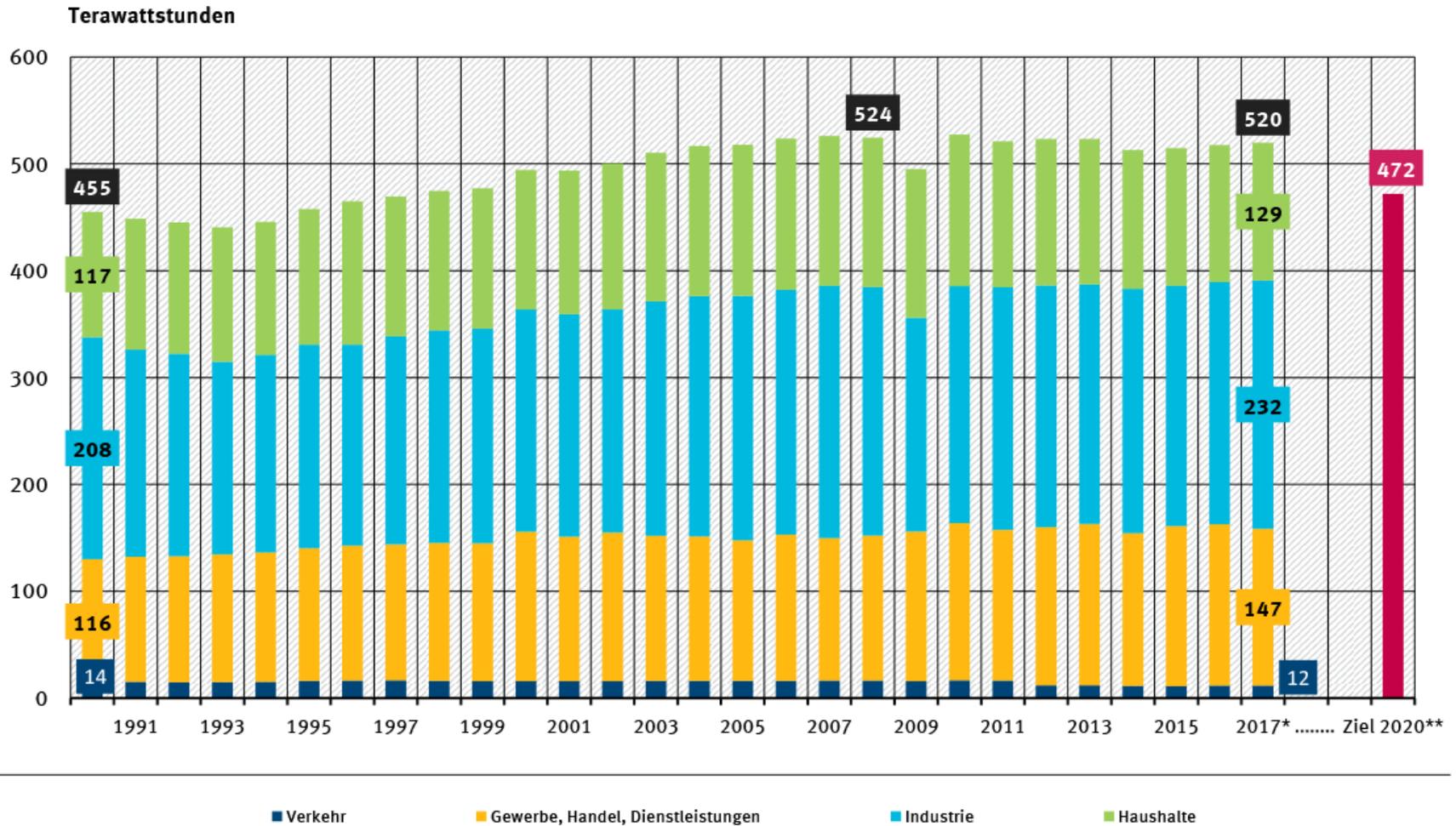
Onshore-Anlagen in Deutschland (2018): ca. 30.000

Deckung Strombedarf (statisch)



Onshore-Anlagen in Deutschland (2018): ca. 30.000

Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren



* vorläufige Angaben; Angaben inklusive Export

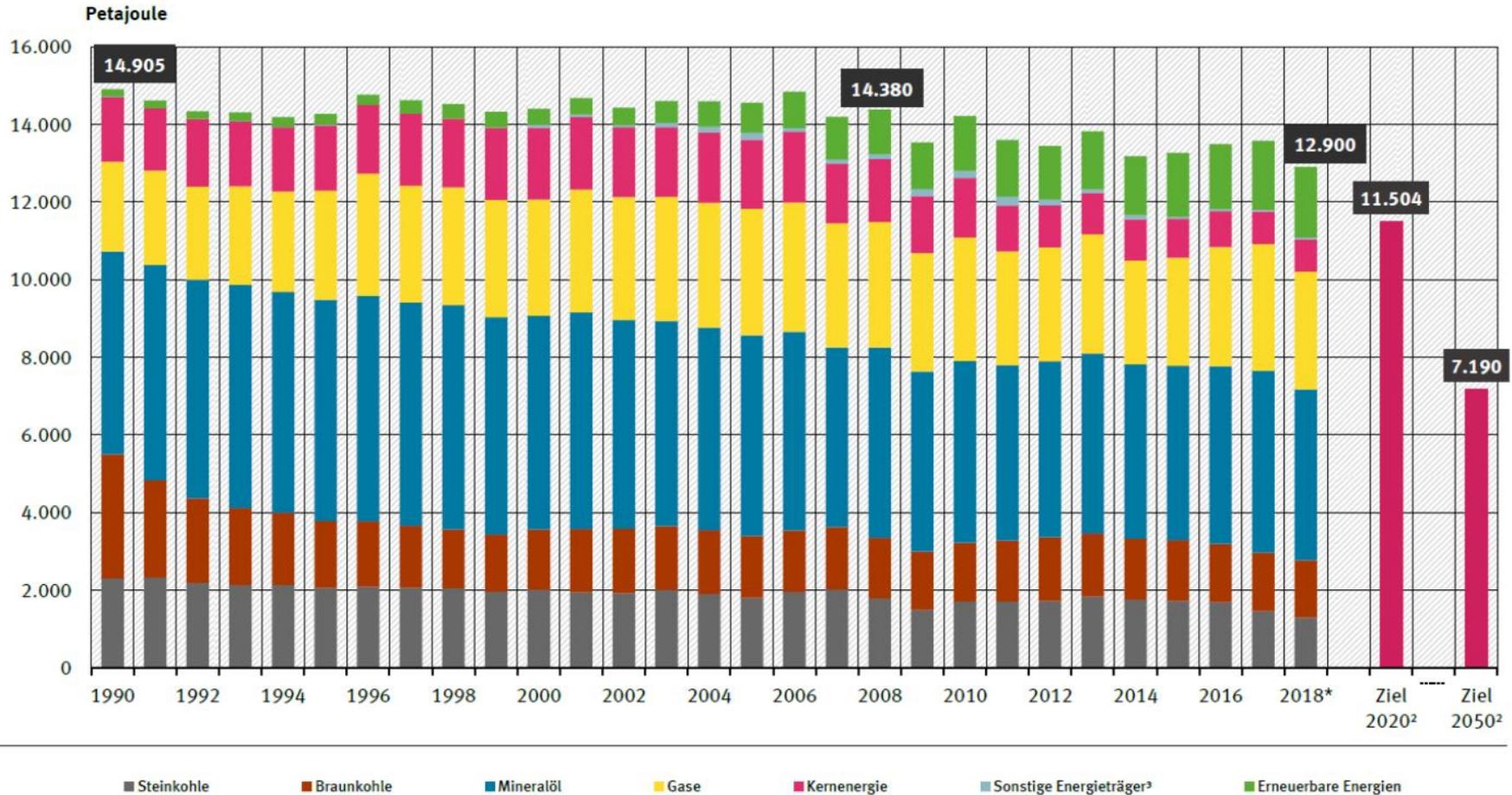
** Energiekonzept der Bundesregierung 2010: Senkung des Stromverbrauchs um 10 % gegenüber 2008

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis AG Energiebilanzen: Auswertungstabellen zur Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2017, Stand 07/2018

Primärenergieverbrauch BRD



Entwicklung des Primärenergieverbrauchs¹ in Deutschland nach Energieträgern mit politischen Zielen



¹ Berechnungen auf der Basis des Wirkungsgradansatzes

² Ziele des Energiekonzeptes der Bundesregierung: Senkung des Primärenergieverbrauchs bis 2020 um 20% und bis 2050 um 50% (Basisjahr 2008)

³ sonstige Energieträger: Grubengas, nicht-erneuerbare Abfälle und Abwärme sowie der Stromaustauschsaldo

* vorläufige Angaben

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis AG Energiebilanzen, Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2017, Stand 07/2018; für 2017/2018-Umweltbundesamt auf Basis AG Energiebilanzen, Primärenergieverbrauch, Stand 12/2018

Primärenergieverbrauch (PEV) BRD



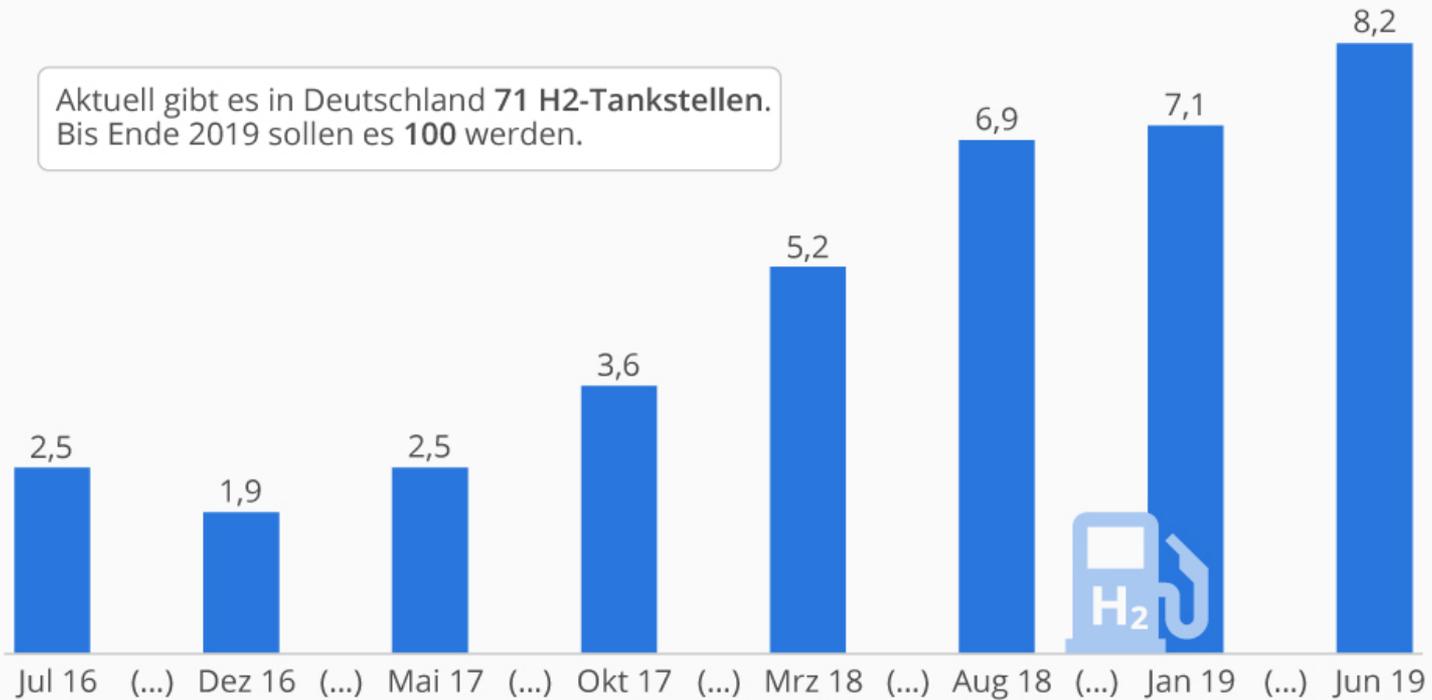
Energieträger	Verbrauch BRD	Erläuterungen
Erdgas	3071 PJ/a (~ 55,2 Mio. t)	AG Energiebilanzen 2018
Benzin	25.768 Mio. Liter/a	Stand 2017 aus BMVI „Verkehr in Zahlen 2018/2019“
Diesel	21.082 Mio. Liter/a	
Kerosin	11.397 Mio. Liter/a	Verbrauch dt. Fluggesellschaften in 2018
Wasserstoff (Tankstelle)	95 t/a (1,07 Mio. Nm ³ /a)	Hochrechnung für 2018 aus Daten H2.live
Handels-Wasserstoff	7 Mio. Nm ³ /d	Stand 2015 aus Studie “Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene“
Nebenprodukt-Wasserstoff	4 Mio. Nm ³ /d	
Industrie-/Chemie- Wasserstoff*	30 Mio. Nm ³ /d	

*Werksinterne Nutzung und Erzeugung

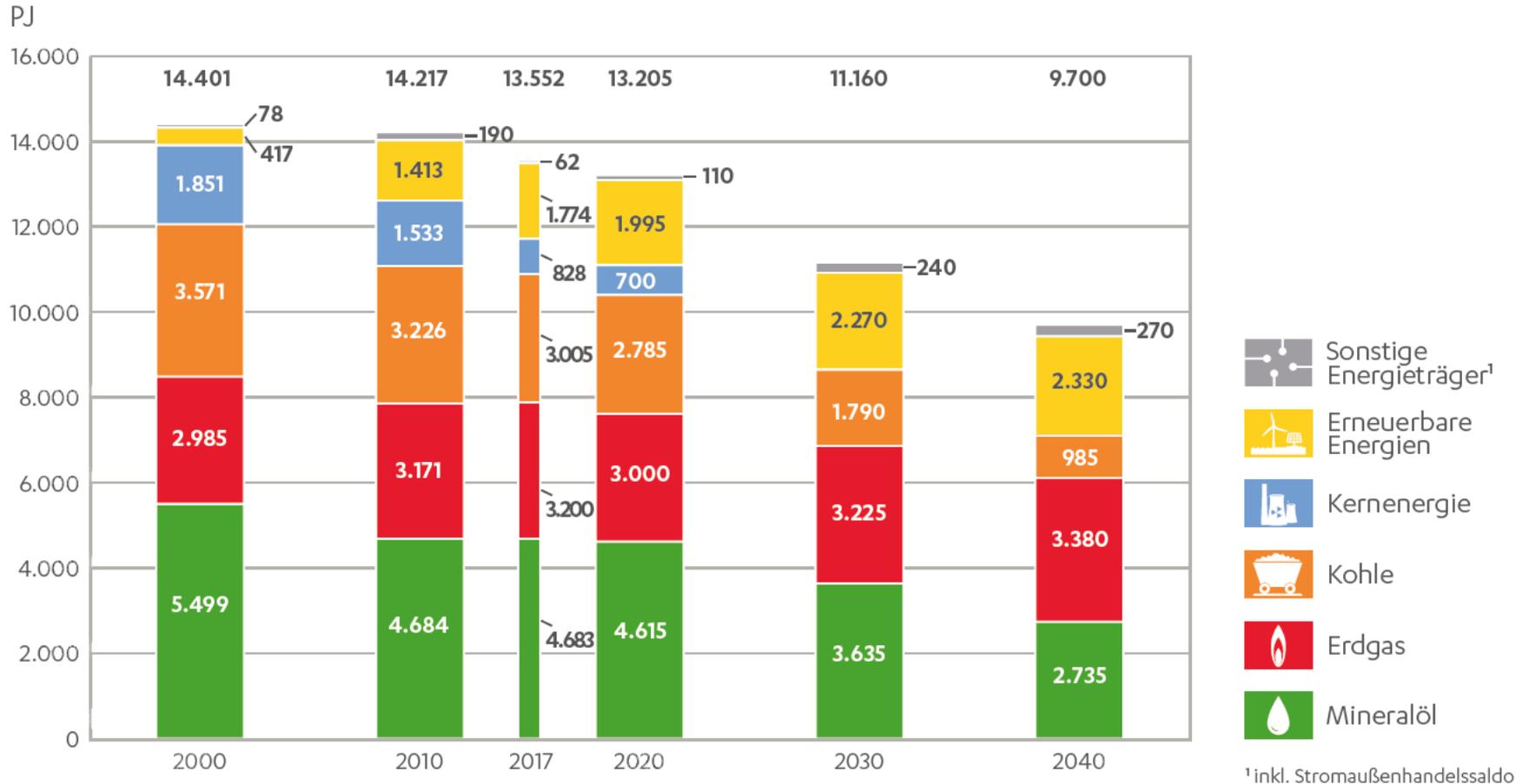
Wasserstoff – Energie der Zukunft?

Absatz von Wasserstoff an Tankstellen in Deutschland (in t)*

Aktuell gibt es in Deutschland 71 H₂-Tankstellen.
Bis Ende 2019 sollen es 100 werden.



Primärenergieverbrauch (PEV) gesamt bis 2040



© ExxonMobil · Energieprognose 2018

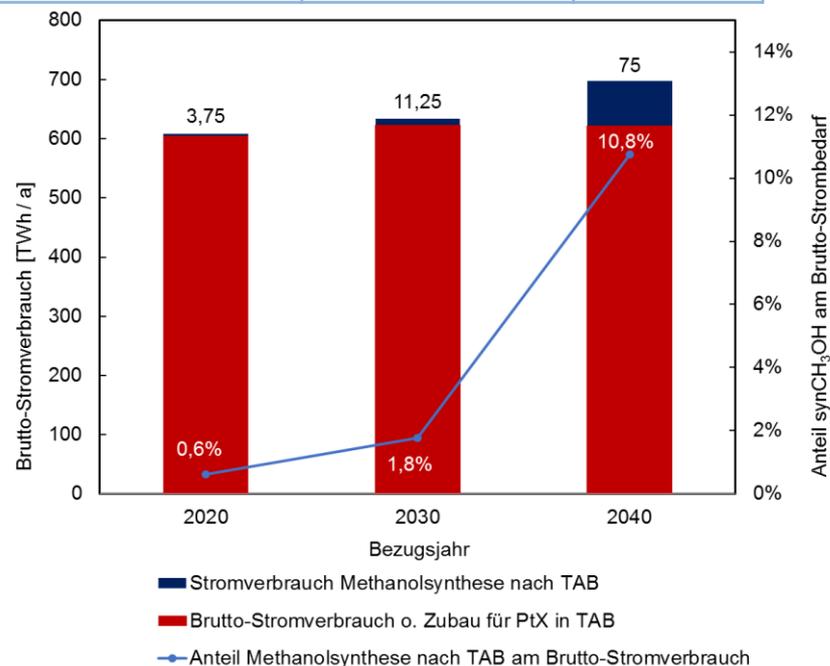
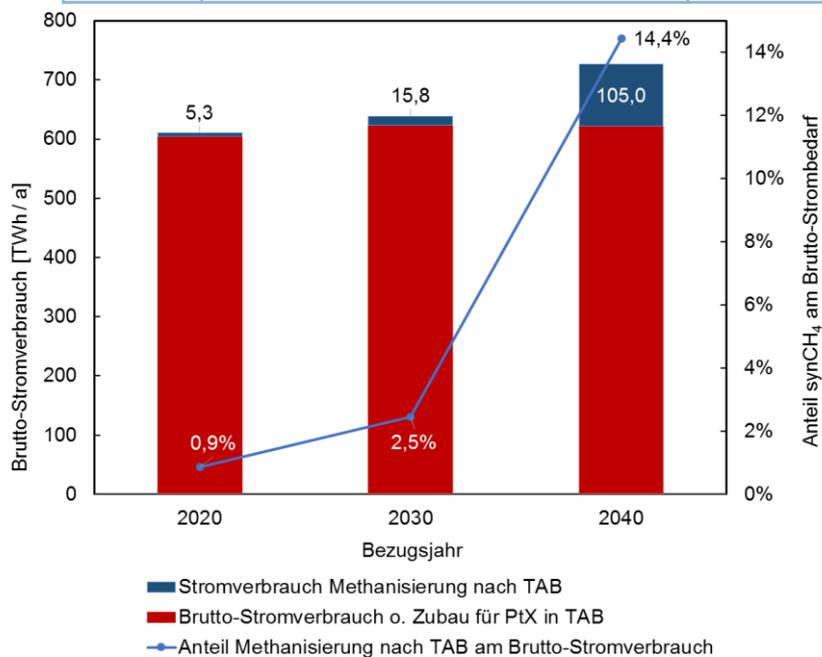
(gerundete Zahlen)

aus: ExxonMobil „Energieprognose Deutschland 2018 – 2040“

Stromverbrauch von PtX aus TAB



Jahr	PtX an TAB (Annahme)	Methanisierung in TAB		Methanol in TAB	
	Anteil PtX an TAB [%]	Strom [TWh/a]	Produkt [PJ/a]	Strom [TWh/a]	Produkt [PJ/a]
2020	5	5,25	9	3,75	7,25
2030	15	15,75	28	11,25	21,75
2040	100	105	189	75	145

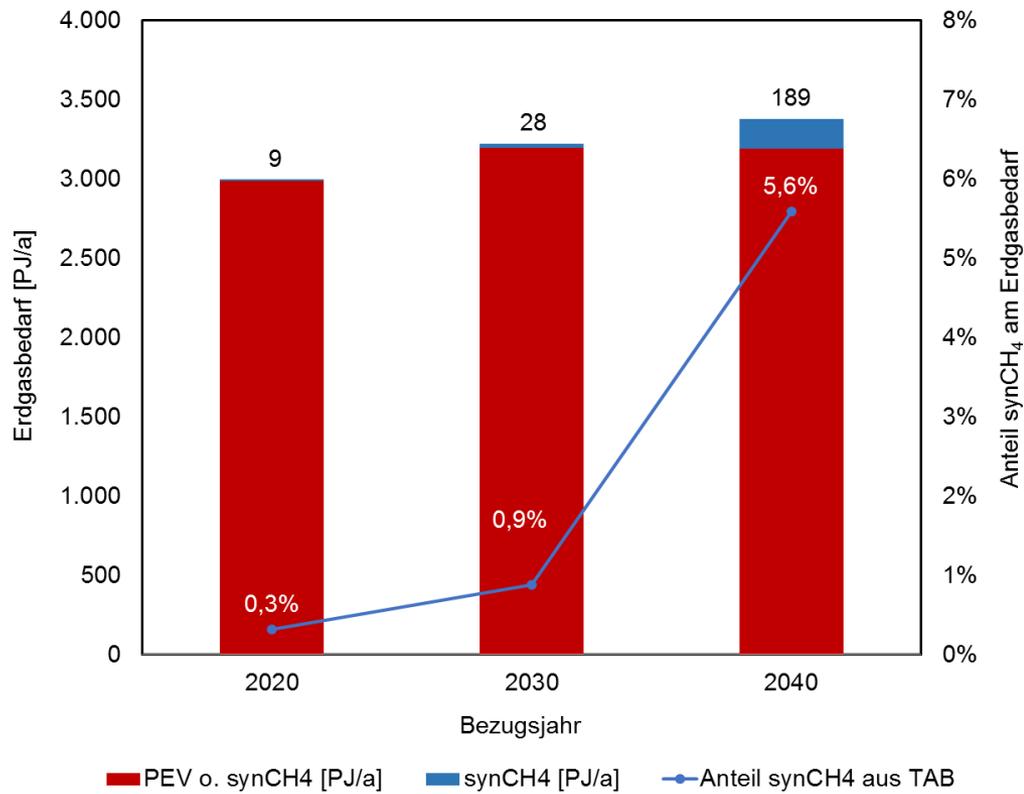


Bruttostromverbrauch aus: ExxonMobil „Energieprognose Deutschland 2018 – 2040“

Marktpotenzial synCH₄ aus TAB in BRD



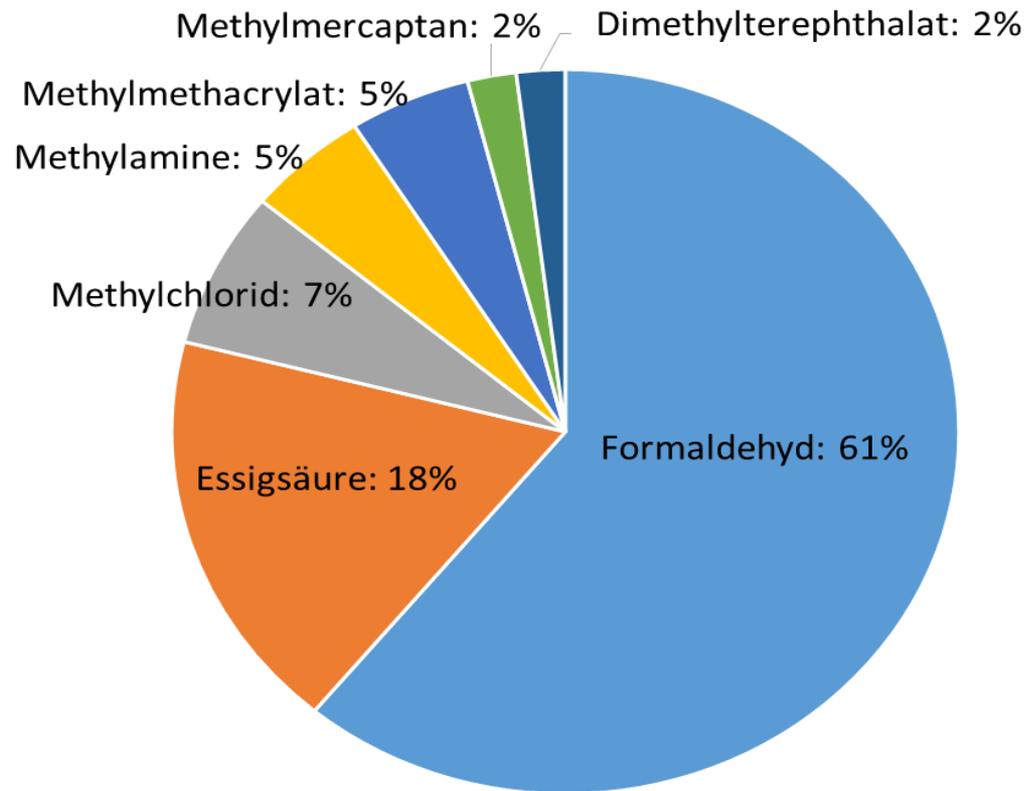
- Synthetisches Methan kann direkt Erdgas substituieren
- Keine Anpassungen der technischen Infrastruktur erforderlich
- Nutzung des vorhandenen Erdgasverteilnetzes



Daten aus: ExxonMobil „Energieprognose Deutschland 2018 – 2040“

- Produktion BRD: 1.130.000 t/a (2018)
- konstante Produktion in Europa, weltweit steigende Nachfrage/ Produktion (50% China)

nach Aufreinigung: Nutzung für Synthesen



derzeit 64 % der weltweiten Produktionsmenge

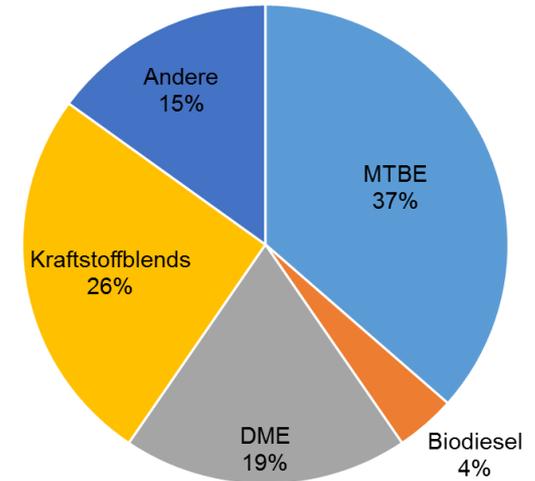
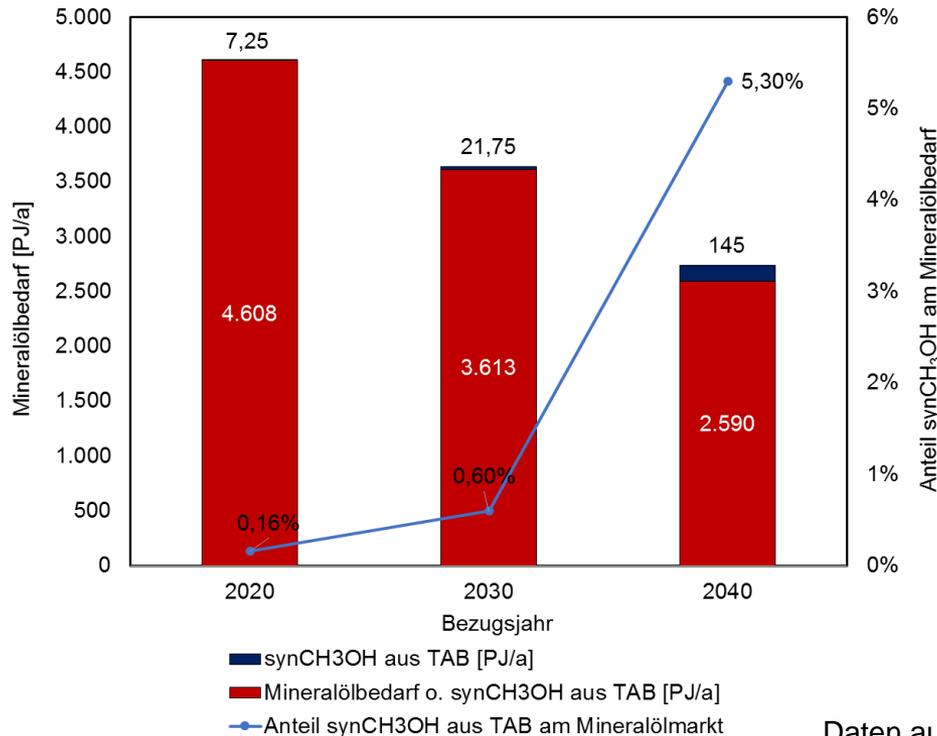
Daten aus: VCI „Chemiewirtschaft in Zahlen 2019“; Wikipedia „Methanol“

Marktpotenzial synCH₃OH aus TAB in BRD



Direkte Nutzung im Energiesektor

- Zusatz zu Otto- und Dieselkraftstoff (3-100 %)
- Methanol-Derivate (MTBE)
- Herstellung von Biodiesel, Dimethylether, ...
- Direktmethanol-Brennstoffzelle



36 % Weltproduktion

Daten aus: VCI „Chemiewirtschaft in Zahlen 2019“; Wikipedia „Methanol“

**Wachstumsmarkt
energetische Nutzung!!**

Daten aus: ExxonMobil „Energieprognose Deutschland 2018 – 2040“

**Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit!**