

H₂-Erzeugungsverfahren im Vergleich

Wasserstoff-Wochen des DVGW 07.06.2021

Katharina Bär, Janina Leiblein, Michael Kühn

Der Wasserstoffbedarf wird signifikant steigen

Aktuelle Situation und Zukunftsperspektiven

- Aktueller H₂-Bedarf in Deutschland: ca. 67 TWh/a (UBA)
 - davon 95 % aus fossilen Quellen (Großteil aus Dampfreformierung)
 - 5 % als Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse
 - nahezu keine Produktion aus erneuerbaren Quellen
- H₂-Bedarf 2030: 90 - 110 TWh (Schätzungen der Bundesregierung)
- H₂-Bedarf 2050: 100 - 650 TWh (LBST 2019)
 - abhängig von der Entwicklung potenzieller Einsatzfelder

Ziele Roadmap Gas TP 1



EE-Gase in
Roadmap 2050:

- SNG
- Biogas
- H₂

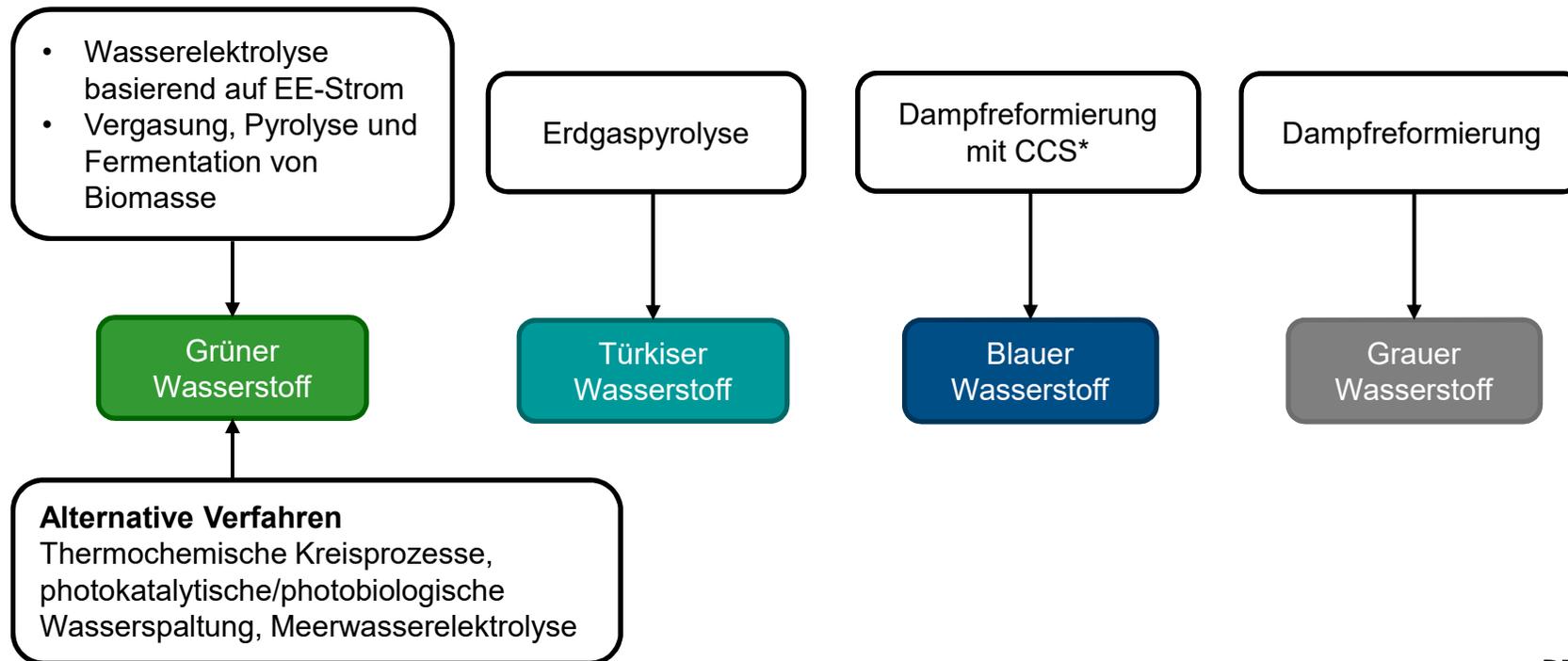
H₂-Erzeugungsverfahren

- Welche Verfahren nach dem Stand der Technik sowie alternative Verfahren gibt es?
- Welchen Technologiereifegrad besitzen diese?
- Techno-ökonomische und ökologische Bewertung

→ **Del. 1.1 ab sofort auf der Homepage zu finden**

Es gibt zahlreiche Möglichkeiten für die Wasserstofferzeugung

Technologieübersicht: Herstellungsverfahren von H₂



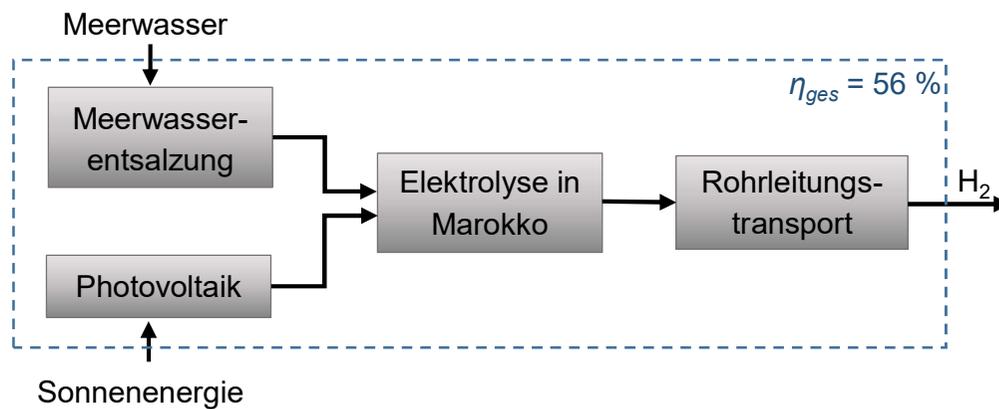
*Carbon Capture and Storage

Agenda

Techno-ökonomische und ökologische Bewertung folgender Prozessketten zur H₂-Herstellung

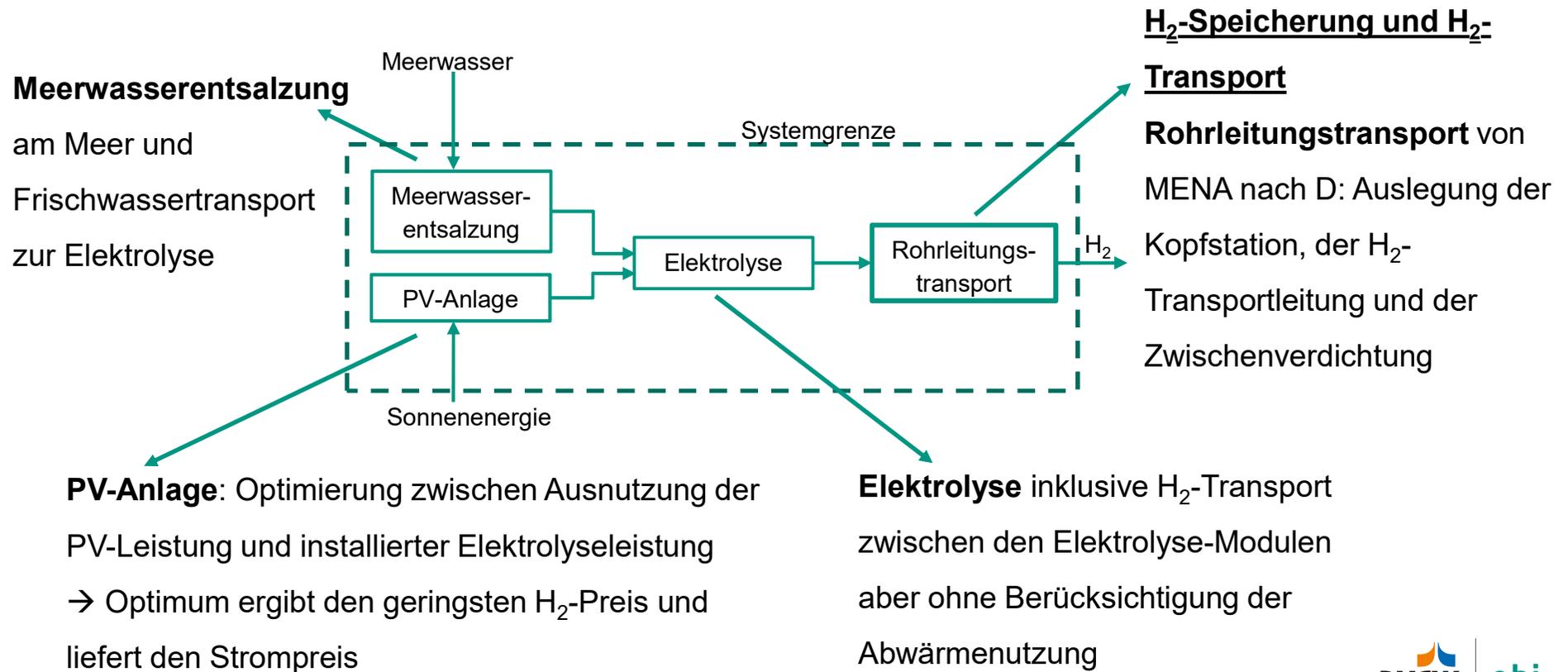
- ➔ Grüner H₂: Elektrolyse in MENA + H₂-Rohrleitung (100 Vol.-% H₂)
 - ➔ Blauer H₂: Dampfreformierung + CCS in D + H₂-Direktnutzung (chem. Industrie) + CO₂-Transport + CO₂-Speicherung
 - ➔ Türkisfarbener H₂: Methanpyrolyse in D + H₂-Direktnutzung (chem. Industrie) + C-Speicherung
- ➔ **Detailanalyse der Prozessketten hinsichtlich Energiebedarf, Bereitstellungskosten und spezifischen CO₂-Emissionen**

Grüne H₂-Erzeugung über Elektrolyse in MENA Gesamte Prozesskette



- Ort der Erzeugung: Marokko (hohe Sonneneinstrahlung: 2000 kWh/(m²a))
- Annahme H₂-Erzeugung pro Jahr: 120 TWh bzw. 3 Mio. t
- EE-Strom aus PV
- H₂-Rohrleitungstransport bei 100 bar: Marokko – Spanien – Frankreich - Deutschland

Grüne H₂-Erzeugung über Elektrolyse in MENA Gesamte Prozesskette



Grüne H₂-Erzeugung per Elektrolyse in MENA

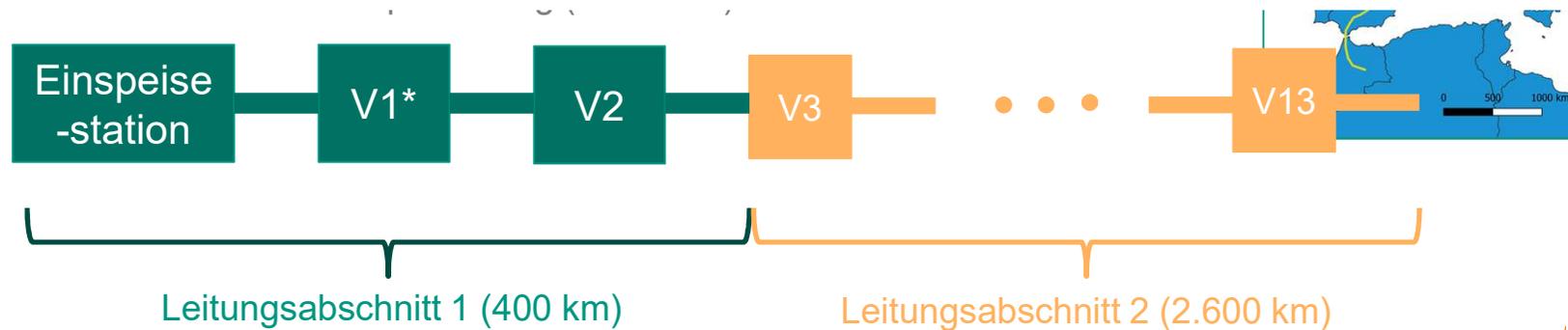
Transport: Neubau Rohrleitung

Herausforderung: Hohe Schwankungen im Gasfluss durch volatile H₂-Produktion

→ Speichervolumen von 52 Mio. m³ (NTP) wird benötigt

→ Speicherfunktion Leitungsabschnitt 1:

- Technische Auslegung der Verdichter auf Gasfluss bei maximaler Elektrolyseleistung
- Technische Auslegung der Rohrleitung unter Berücksichtigung maximaler Gasgeschwindigkeit → Erhöhung des Nenndurchmessers



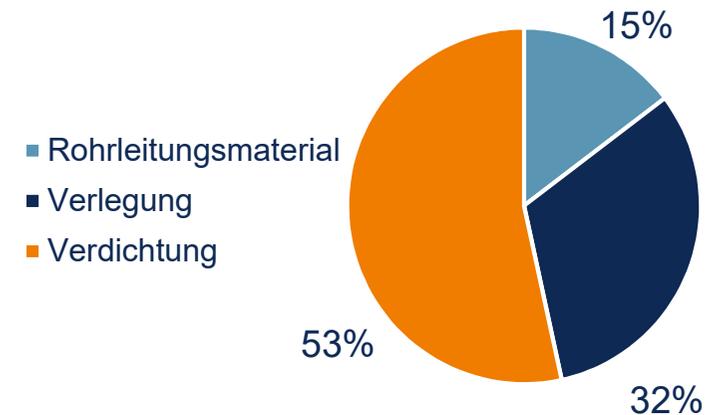
*V1 = 1. Verdichterstation

Grüne H₂-Erzeugung per Elektrolyse in MENA

Zusammenfassung Transportkosten

Neubau einer H₂-Rohrleitung

Rohrleitungsmaterial	Mrd. €	3,14	} entspricht 3.300 €/m
Verlegung	Mrd. €	6,83	
Verdichtung	Mrd. €	11,45	
Summe Investitionskosten	Mrd. €	21,42	
OPEX (O&M, Strom)	Mio. €/a	222,29	



Gestehungskosten^[1]: 0,67 €/kg bzw. 1,72 Cent/kWh

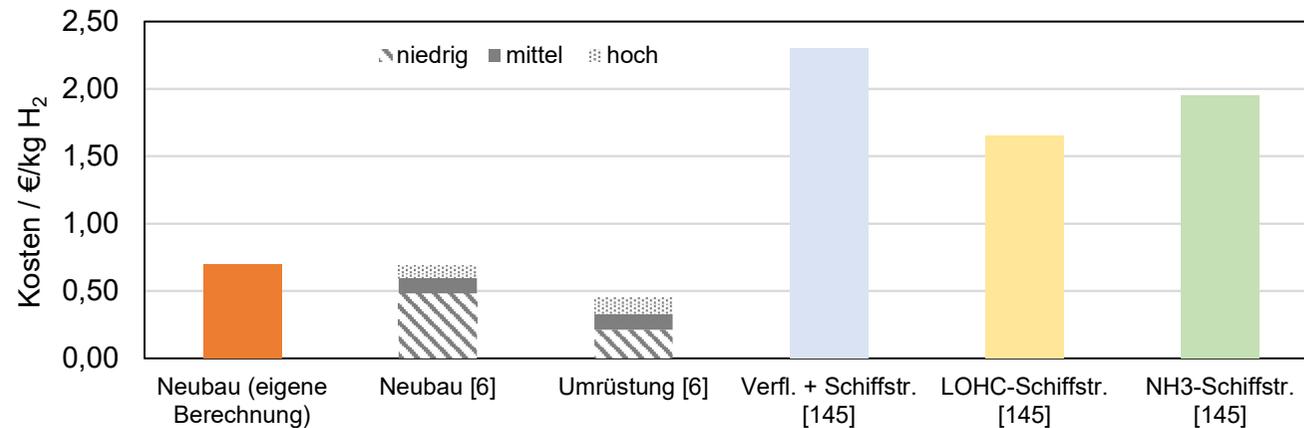
[1] Abschreibungszeitraum Rohrleitung 50 a, kalk. Zins 0,0691; Abschreibungszeitraum Verdichter: 25 a, kalk. Zins: 0,0691, Auslastung: 4500 h/a

[2] Vgl. Literatur: IEA (2017): 2 €/kg (bei 2500 km; Transport + Speicherung); prognos (2020): 0,18 €/kg (3.000 km)

Grüne H₂-Erzeugung per Elektrolyse in MENA

Zusammenfassung H₂-Transportkosten

Vergleich der eigenen Berechnungen mit anderen Transportmöglichkeiten



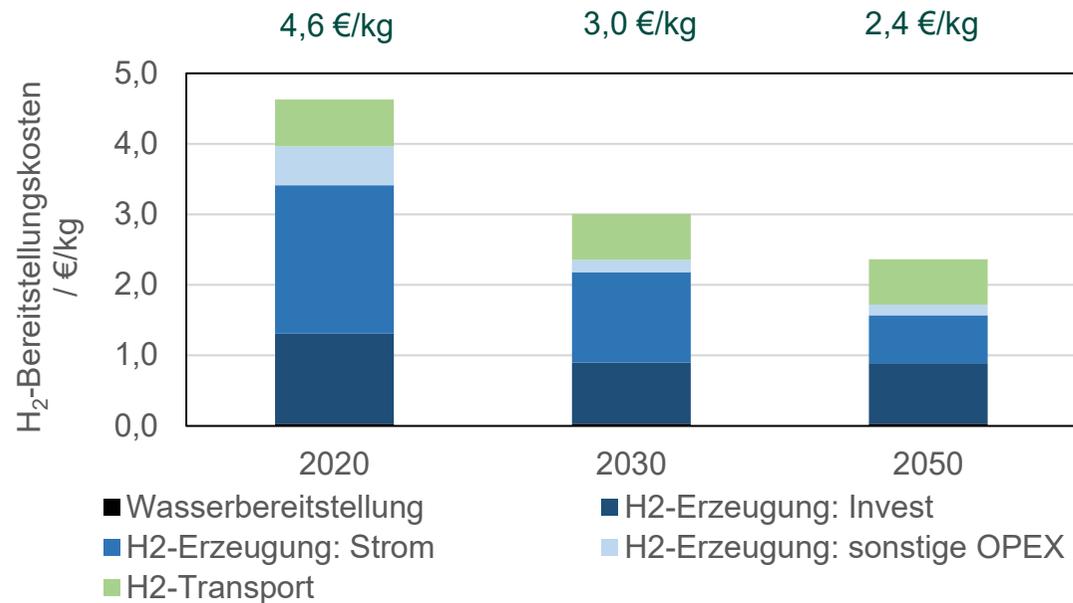
→ Umrüstung bestehender Erdgastransportleitungen ist die günstigste Möglichkeit (Distanz: 3000 km)

→ Kosten für LOHC beinhalten keinen Rücktransport der entladenen Flüssigkeit

[6] FNB: „European Hydrogen Backbone“ (2020), $L_{\text{Rohrleitung}} = 3.000 \text{ km}$,

[145] IEA: „The Future of Hydrogen“ (2017), $L_{\text{Schiffstransport}} = 3.000 \text{ km}$. Verflüssigung (1 €/kg H₂), Hydrierung (= Aufnahme H₂ in LOHC; 0,4 €/kg H₂) und Ammoniaksynthese (1 €/kg H₂) enthalten

Grüne H₂-Erzeugung per Elektrolyse in MENA H₂-Bereitstellungskosten: 2020/2030/2050



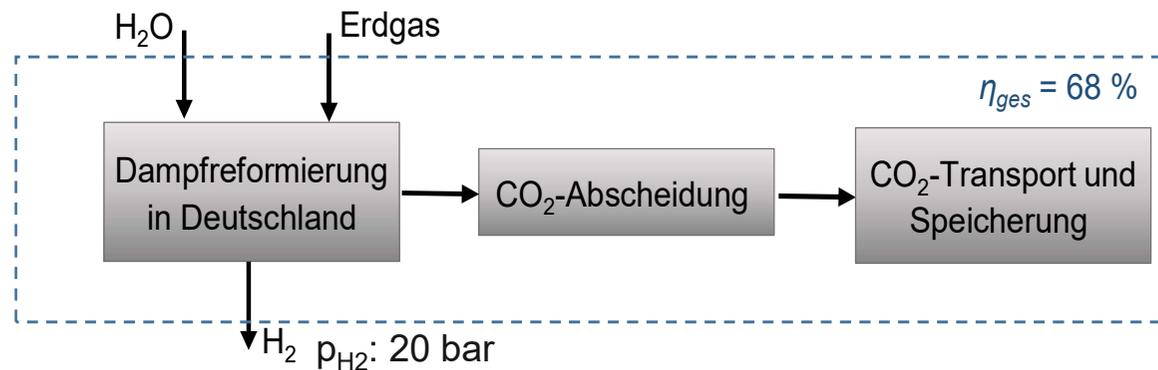
- Kosten für Wasserbereitstellung vernachlässigbar
- CAPEX der Elektrolyse sinkt von 619 €/kW (2020) auf 414 €/kW (2050)
- H₂-Bereitstellungskosten werden bis 2050 um ca. 50% sinken

Agenda

Techno-ökonomische und ökologische Bewertung folgender Prozessketten zur H₂-Herstellung

- ➔ Grüner H₂: Elektrolyse in MENA + H₂-Rohrleitung (100 Vol.-% H₂)
 - ➔ Blauer H₂: Dampfreformierung + CCS in D + H₂-Direktnutzung (chem. Industrie) + CO₂-Transport + CO₂-Speicherung
 - ➔ Türkisfarbener H₂: Methanpyrolyse in D + H₂-Direktnutzung (chem. Industrie) + C-Speicherung
- ➔ **Detailanalyse der Prozessketten hinsichtlich Energiebedarf, Bereitstellungskosten und spezifischen CO₂-Emissionen**

Blaue H₂-Erzeugung über Dampfreformierung + CCS in Deutschland Gesamte Prozesskette



- Ort der Erzeugung: Deutschland direkt am Standort der H₂-Nutzung (z.B. chem. Industrie)
- Annahme H₂-Erzeugung pro Jahr: 100.000 m³/h
→ Größe orientiert sich an Kapazität einer großtechnischen Anlage der chemischen Industrie
- CO₂-Abscheidung im Abgas der Reformierheizung
- CO₂-Transport per Schiff und –Speicherung: Erdgasfeld in der Nordsee (z.B. Sleipner)

Türkise H₂-Erzeugung über Methanpyrolyse in Deutschland

Methanpyrolyse

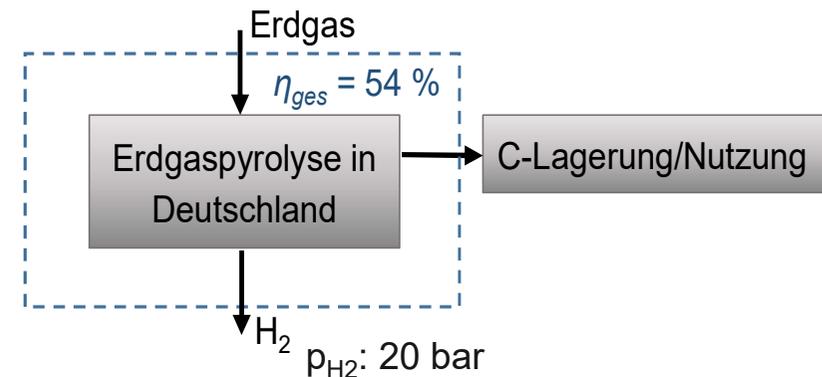


- Gasförmige Edukte, festes und gasförmiges Produkt
- Großtechnisch umgesetzt für Ruß-Produktion [1]
- Großtechnisch nicht umgesetzt für H₂-Produktion → Ziel 2030 [2]

Herausforderungen in der Praxis:

- Katalytisch: Feststoffablagerungen im Reaktor und am Katalysator
- Ohne Katalyse: Wärmebereitstellung von Temperaturen > 1000 °C

[1]: Muradov: Low to near-zero CO₂ production of hydrogen from fossil fuels. USA 2017.
[2]: BASF



Ziel: 100.000 m³/h Wasserstoff

Abbildung der Prozesskette in CHEMCAD® bestehend aus:

- Erdgaspyrolyse im Wanderbett
- Kohlenstoffabscheidung
- H₂-Aufbereitung mit DWA

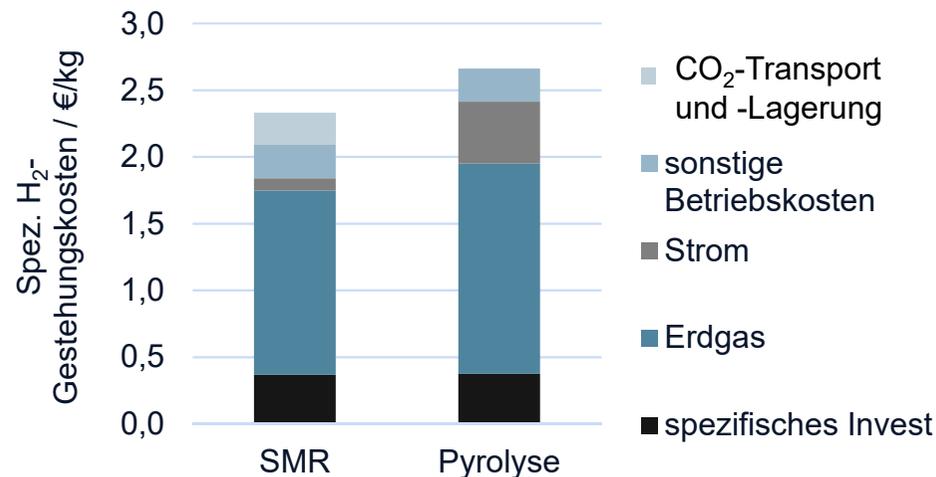
Vergleich der türkisen und blaue H₂-Erzeugung in Deutschland

Höhere Gesamtkosten bei Pyrolyse im Vergleich zu Erdgasreformierung (SMR),

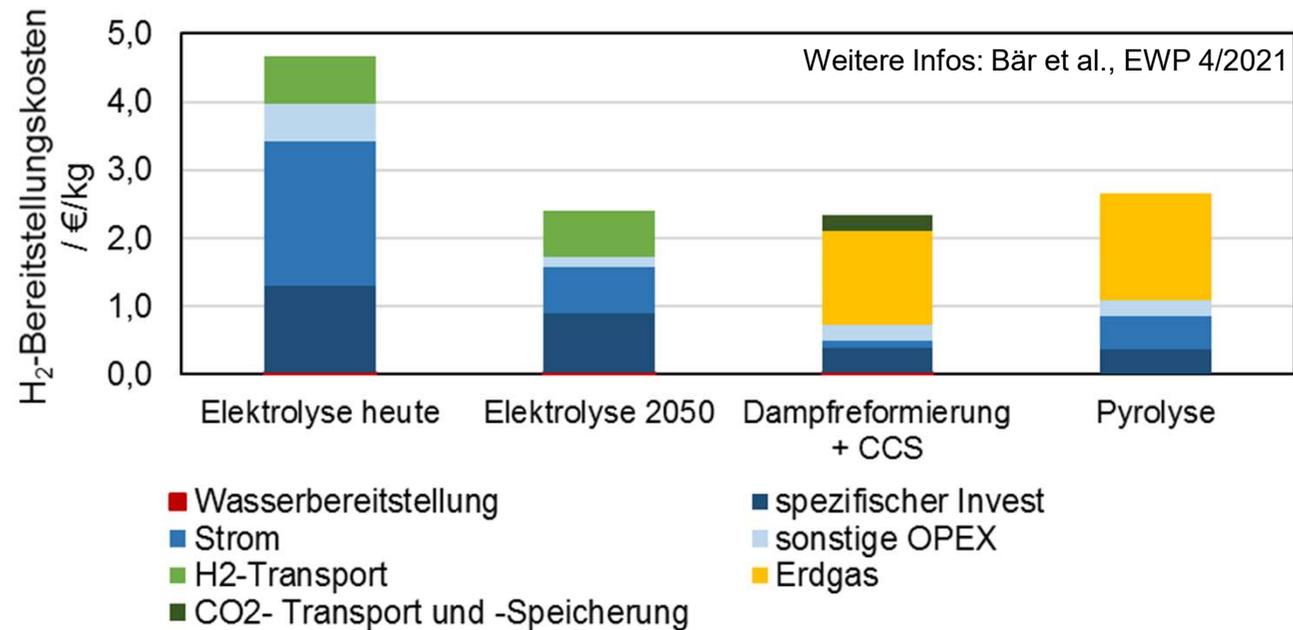
- höhere Stromkosten durch hohen Bedarf
- Erhöhte Erdgaskosten durch geringere H₂-Ausbeute

Außerdem:

- CCS erhöht H₂-Gestehungskosten um 60%
- Kosten für Kohlenstofflagerung schlecht abschätzbar und hier nicht enthalten
- mögliche Erlöse für C sind nicht enthalten, positiver Einfluss auf H₂-Kosten in Einzelfällen möglich



Vergleich H₂-Bereitstellungskosten



- Bei Elektrolyse besteht noch großes Kostensenkungspotenzial
- Dampfreformierung ist ausgereifte Technologie
- Erdgaspyrolyse wurde bisher nicht großtechnisch umgesetzt

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit



Katharina Bär

baer@dvgw-ebi.de

Weitere Infos: Bär et al., EWP 4/2021