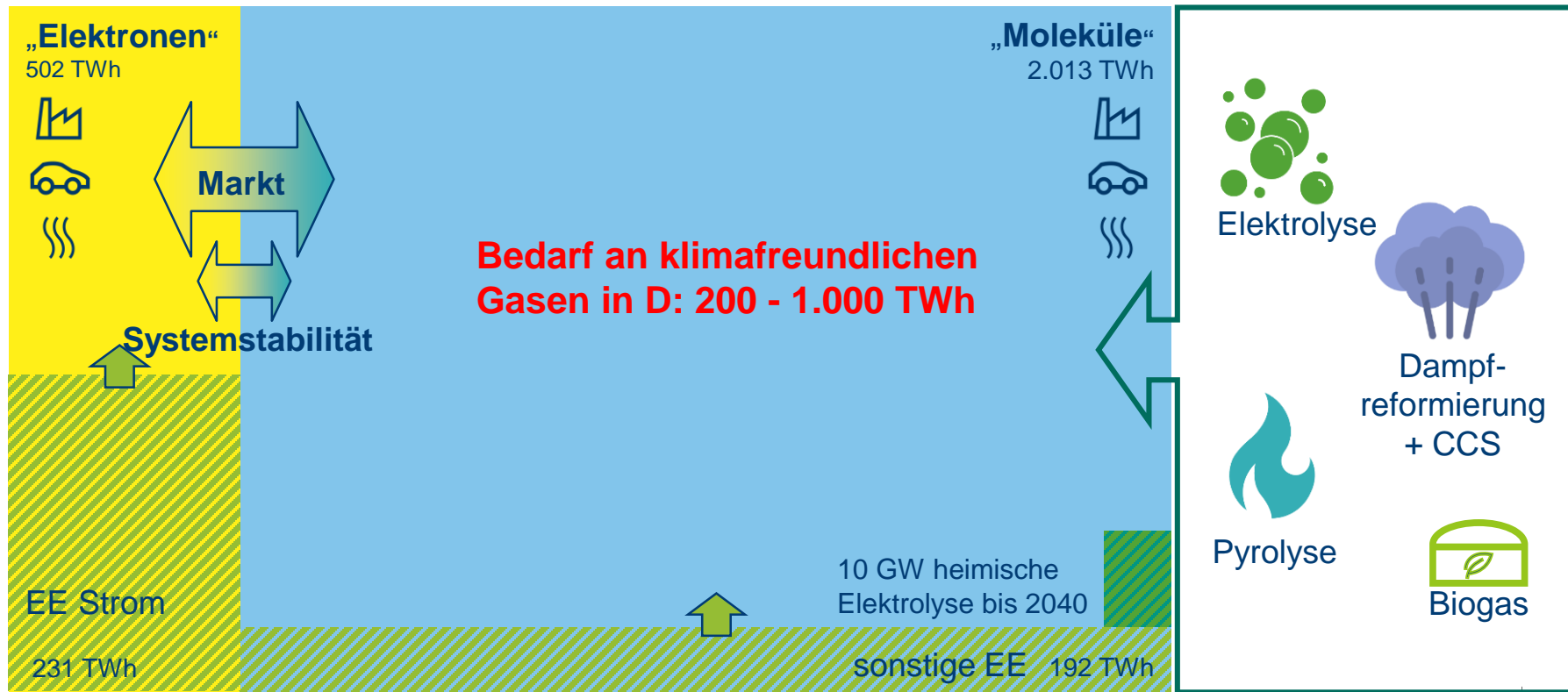


# CO<sub>2</sub>-Footprint von Wasserstoff – von blau über türkis bis grün

Friedemann Mörs, Maximilian Heneka | Lunch&Learn | 03. Mai 2022

# Chemische Energieträger sind und bleiben ein wichtiger Baustein für die Energieversorgung



Bildquelle: Dr. Thomas Hübener, OGE  
Datenquelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen für das Jahr 2019

# Zukünftiger Wasserstoffbedarf in Deutschland

## **Aktueller H<sub>2</sub>-Bedarf: ca. 67 TWh/a (UBA)**

- ☉ 95 % aus fossilen Quellen (Großteil aus Dampfreformierung)
- ☉ 5 % als Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse
- ☉ Nahezu keine Produktion aus erneuerbaren Quellen

## **H<sub>2</sub>-Bedarf 2030: 90 - 110 TWh/a**

- ☉ Schätzungen der Bundesregierung

## **H<sub>2</sub>-Bedarf 2050: 100 - 650 TWh/a (LBST 2019)**

- ☉ Abhängig von der Entwicklung potenzieller Einsatzfelder

→ **Wasserstoffbedarf in Deutschland wird signifikant steigen**

# Woher kommt der klimafreundliche Wasserstoff?

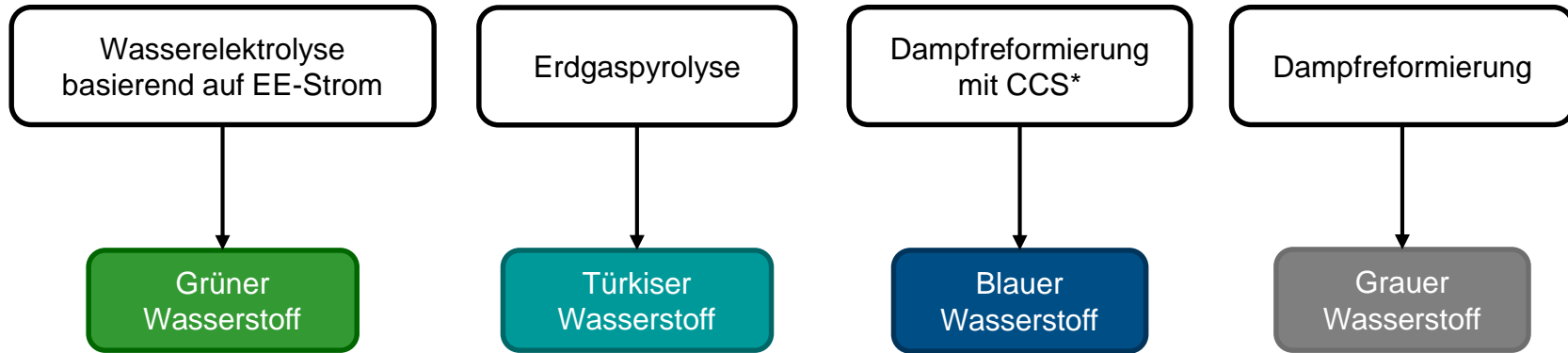
Welche Bereitstellungsverfahren gibt es?

Wie sind die Bereitstellungskosten?

Wie sind die Treibhausgasemissionen?

**ROADMAP  
GAS 2050** ▶

# Es gibt zahlreiche Möglichkeiten für die Wasserstofferzeugung

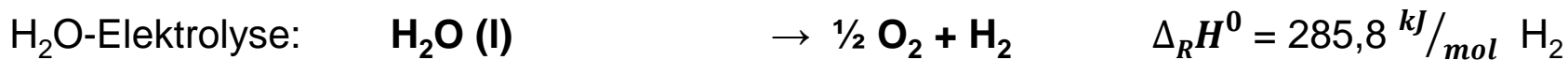
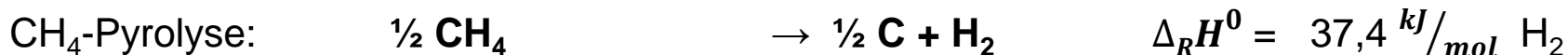
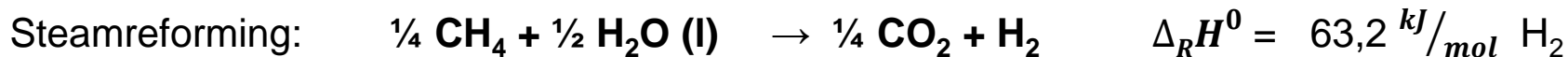


## Detailanalyse der Prozessketten:

- Energiebedarf
- Bereitstellungskosten
- Treibhausgasemissionen

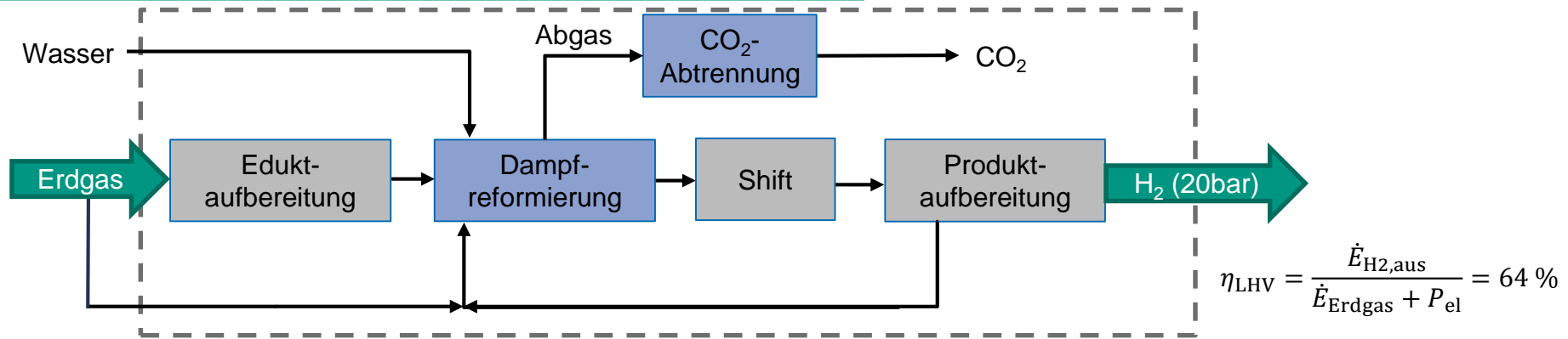
\*Carbon Capture and Storage

# Vergleich H<sub>2</sub>-Erzeugungsverfahren

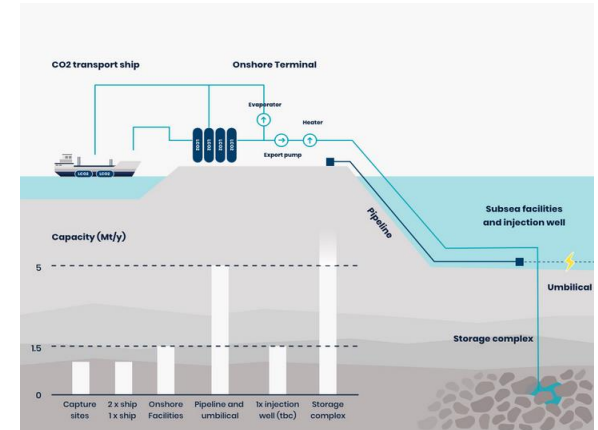


- ⊖ Bei Pyrolyse entsteht sehr viel Kohlenstoff
  - ➔ Nutzung/Lagerung ist ein wichtiges Thema
- ⊖ Pyrolyse benötigt deutlich weniger elektrische Energie als Elektrolyse
- ⊖ Reale Wirkungsgrade müssen beachtet werden

# Fallbeispiel: Blaue H<sub>2</sub>-Erzeugung über Dampfreformierung + CCS in Deutschland

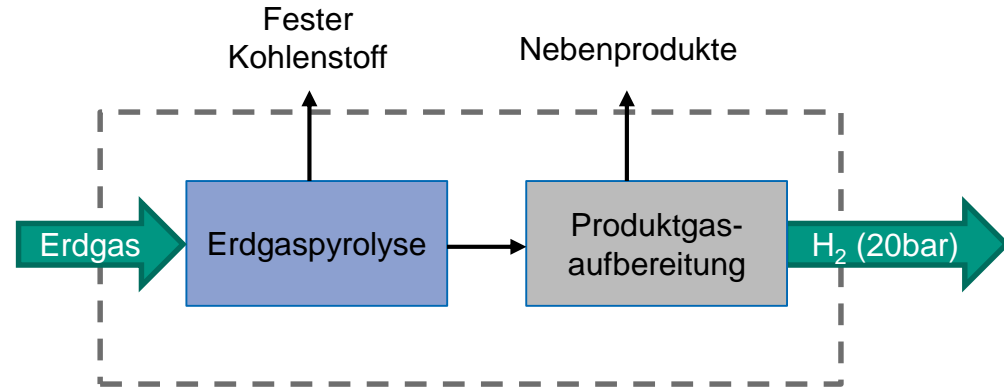


- ➔ Technologiereifegrad TRL 9
- ➔ Dauerhafte Speicherung von CO<sub>2</sub> z. B. in erschöpften Erdgas- und Erdölfeldern
- ➔ Beispiel CCS-Projekte: Northern Lights, H2morrow
- ➔ H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten:
  - ➔ 2,7 €/kg (0,08 €/kWh (LHV)) [1, 2]



# Fallbeispiel Türkiser H<sub>2</sub> über Methanpyrolyse in Deutschland

- Erdgaspyrolyse zur Wasserstoffproduktion ist bisher nicht kommerziell verfügbar (TRL 3 - 8)
- Simulation in CHEMCAD®
  - 100.000 m<sup>3</sup>/h H<sub>2</sub>
  - Erdgaspyrolyse im Wanderbett
  - Kohlenstoffabscheidung
  - H<sub>2</sub>-Aufbereitung mit DWA
- H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten:
  - 2,3 €/kg (0,07 €/kWh (LHV)) [1, 2]



$$\eta_{\text{LHV}} = \frac{\dot{E}_{\text{H}_2, \text{aus}}}{\dot{E}_{\text{Erdgas}} + P_{\text{el}}} = 50 \%$$

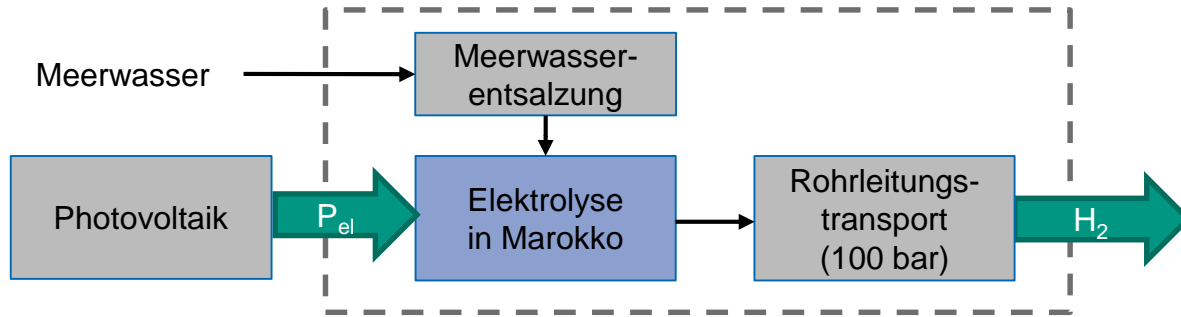
## Weiterführende Literatur

Schneider et al.: „Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgaspyrolyse“, CIT, 2020



# Fallbeispiel: H<sub>2</sub>-Erzeugung über Elektrolyse in MENA-Region

## Gesamte Prozesskette



$$\eta_{LHV} = \frac{\dot{E}_{H_2,aus}}{P_{el}} = 56 \%$$

- H<sub>2</sub>-Erzeugung pro Jahr: 120 TWh
- H<sub>2</sub>-Bereitstellungskosten in D [1, 2] :
  - 2020: 0,15 €/kWh (LHV)
  - 2050: 0,07 €/kWh (LHV)

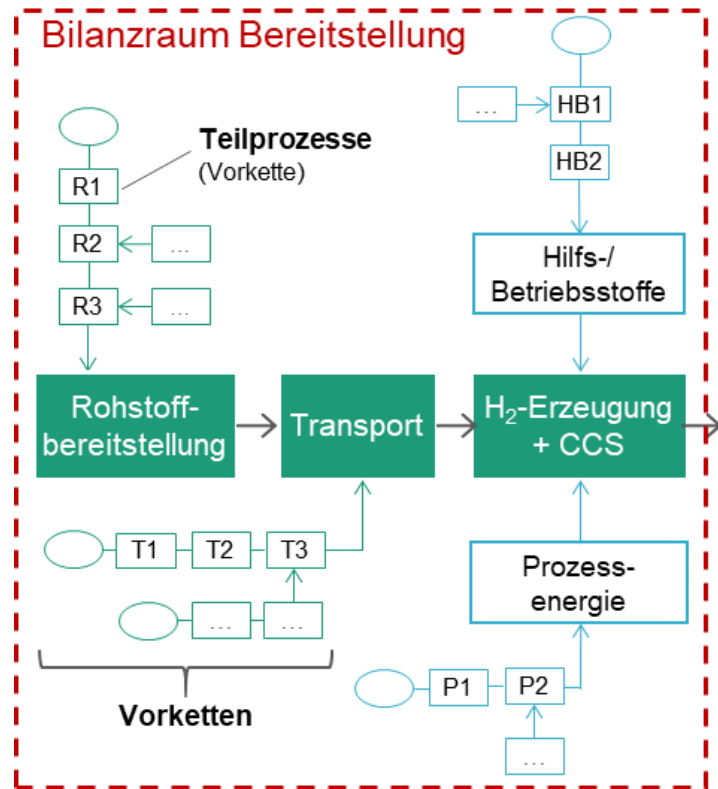
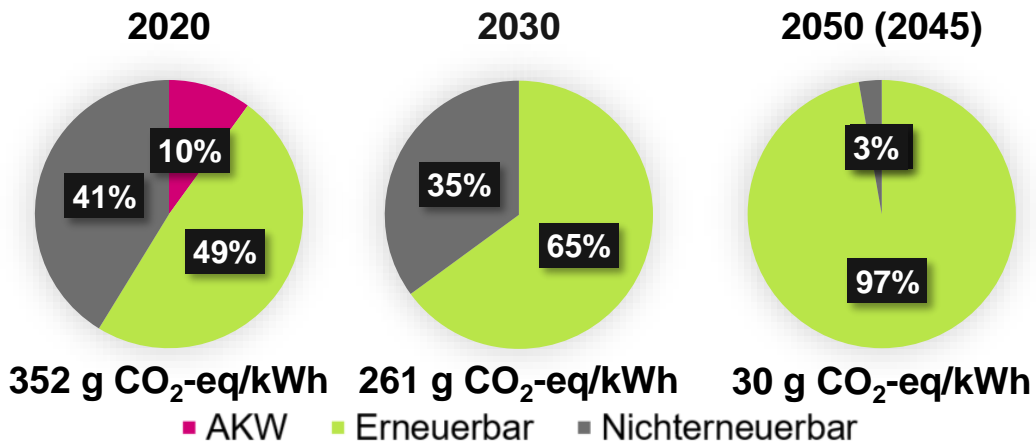


# THG-Emissionen blauer, türkiser und grünem Wasserstoff

# Berechnung der THG-Emissionen für Wasserstoff: Blau, türkis und grün

## Berücksichtigung von:

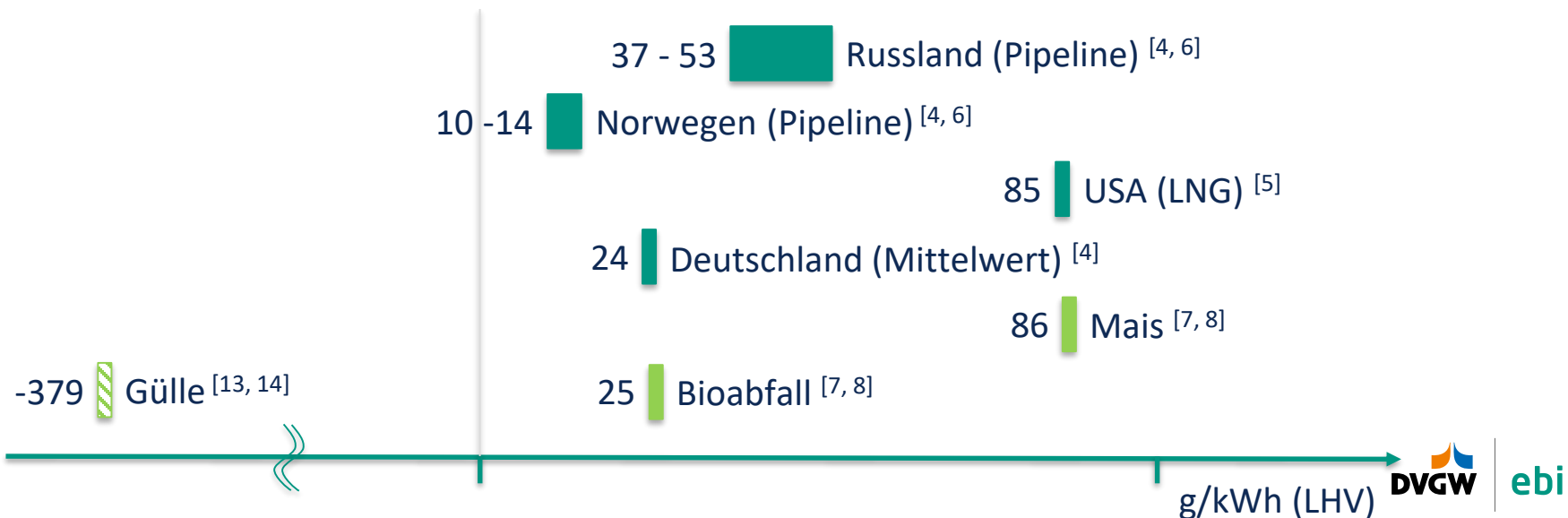
- ⦿ Vorkettenemissionen Erdgas- und Biomethan-Bereitstellung
- ⦿ CCS im Fall von blauem Wasserstoff
- ⦿ Best-Case-Variante
- ⦿ Zeitliche Entwicklung des Emissionsfaktors Strom (D) [3]:



# Literaturübersicht zu den CO<sub>2</sub>-Vorkettenemissionen von Erdgas und heimischen Biogas

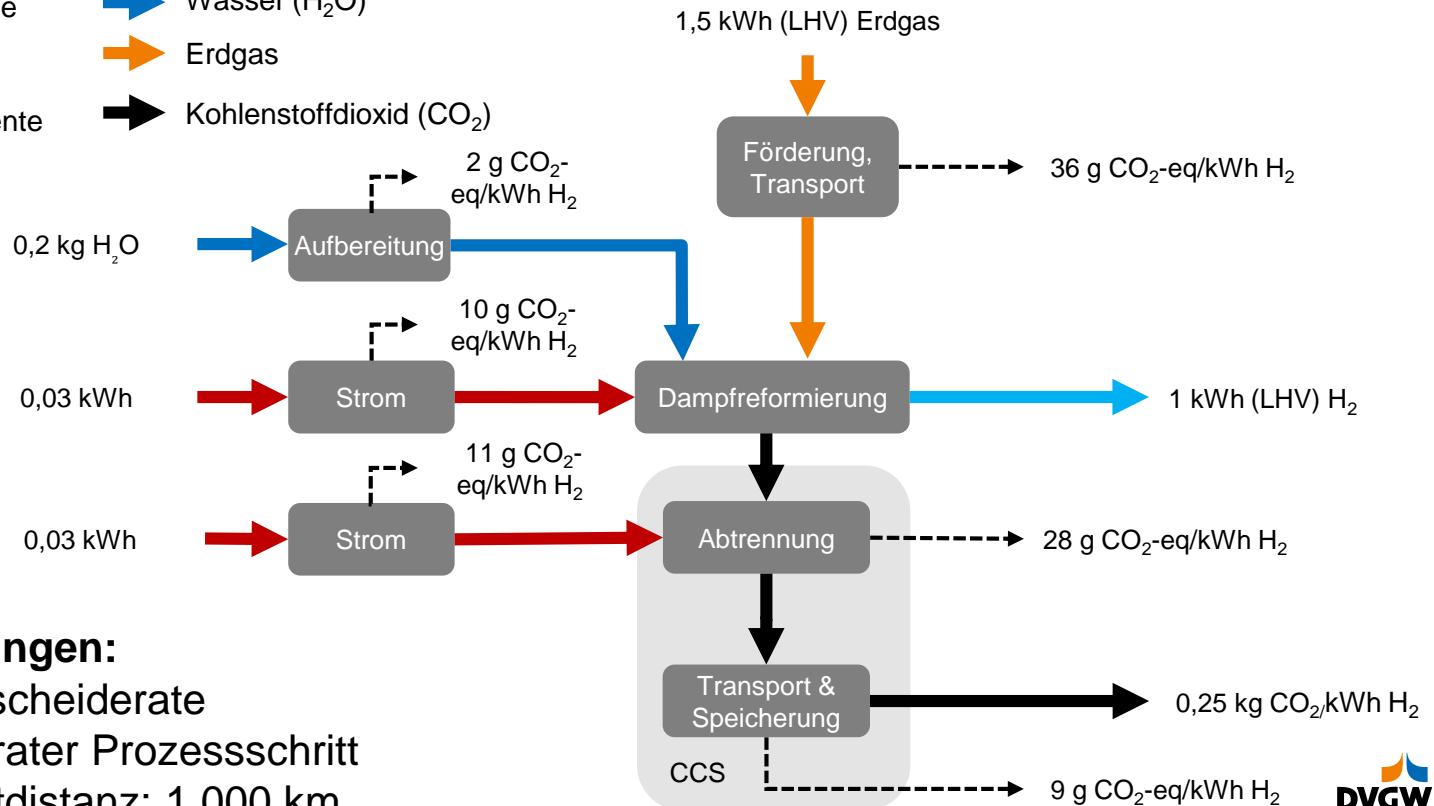
## In Vorkettenemissionen enthalten:

- Förderung, Aufbereitung, Transport, Verteilung in D (CO<sub>2</sub> und Methanemissionen)
- Für LNG zusätzlich: Verflüssigung, LNG-Transport, Regasifizierung
- Biogas: Substratbereitstellung, Anlage, Anlagenbetrieb



# Bilanzraum blauer Wasserstoff - Deutschland Mittelwert 2020

- ➔ Elektr. Energie
- ➔ Wasser (H<sub>2</sub>O)
- ➔ blauer H<sub>2</sub>
- ➔ Erdgas
- ➔ CO<sub>2</sub>-Äquivalente
- ➔ Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>)



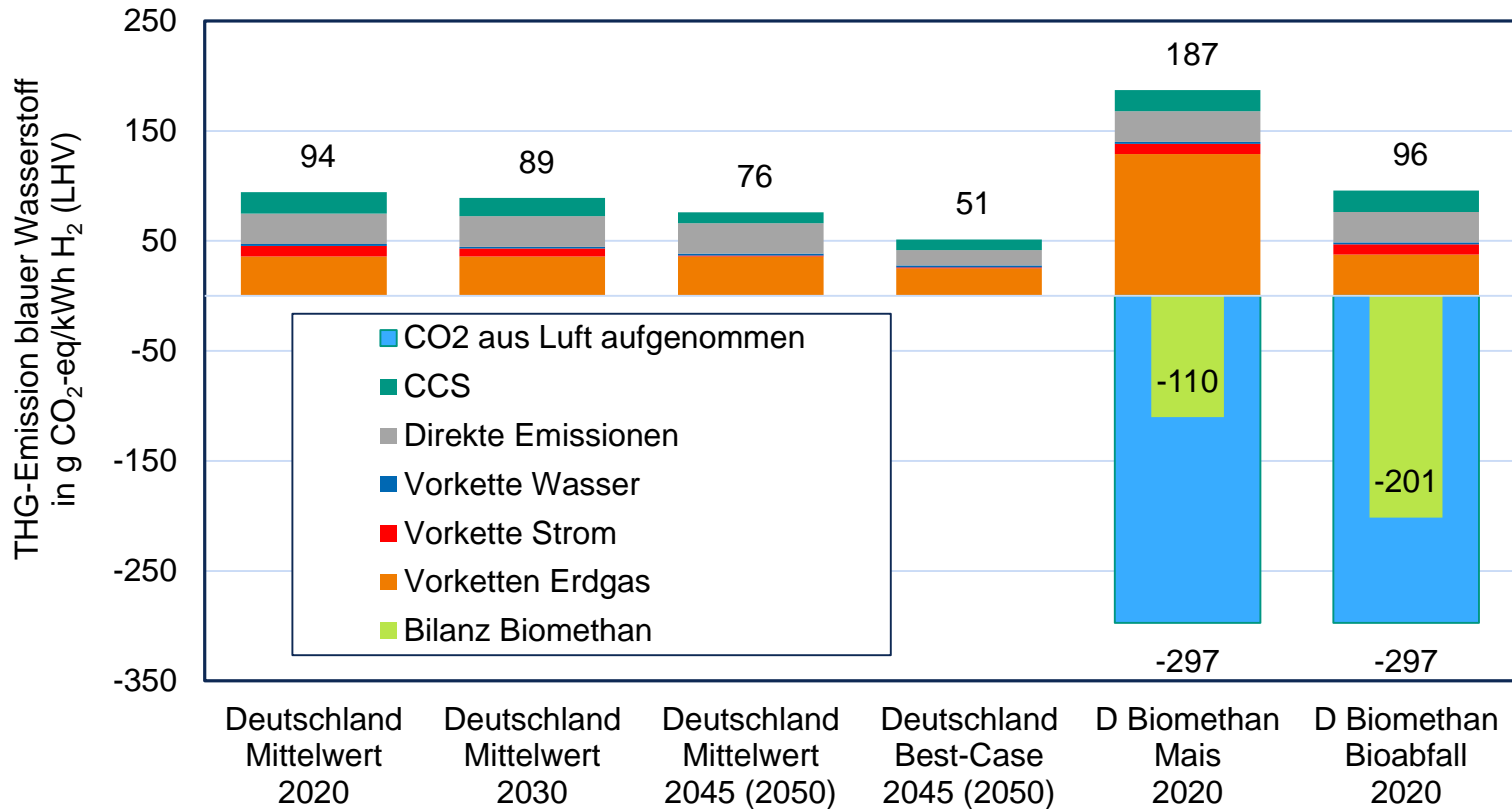
## Randbedingungen:

90 % CO<sub>2</sub>-Abscheiderate

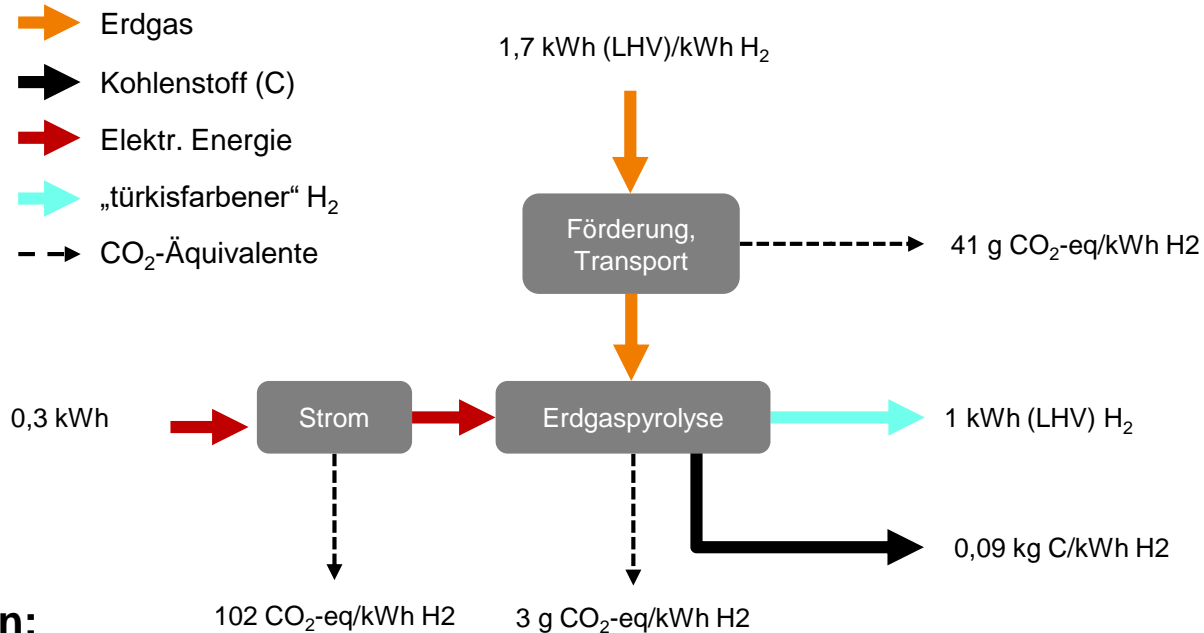
CCS als separater Prozessschritt

CO<sub>2</sub>-Transportdistanz: 1.000 km

# THG-Emissionen blauer Wasserstoff

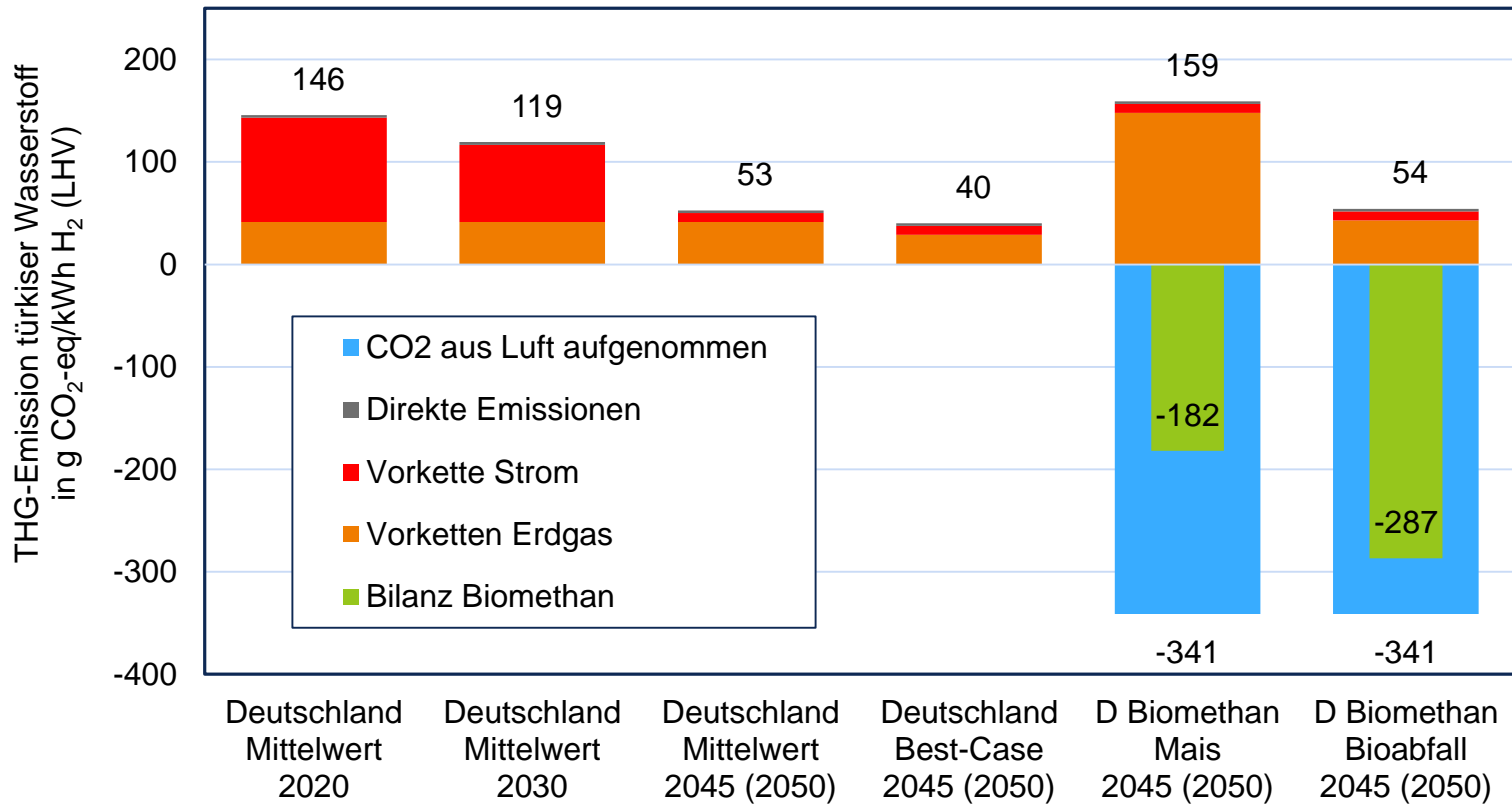


# Bilanzraum türkiser Wasserstoff - Deutschland Mittelwert 2020



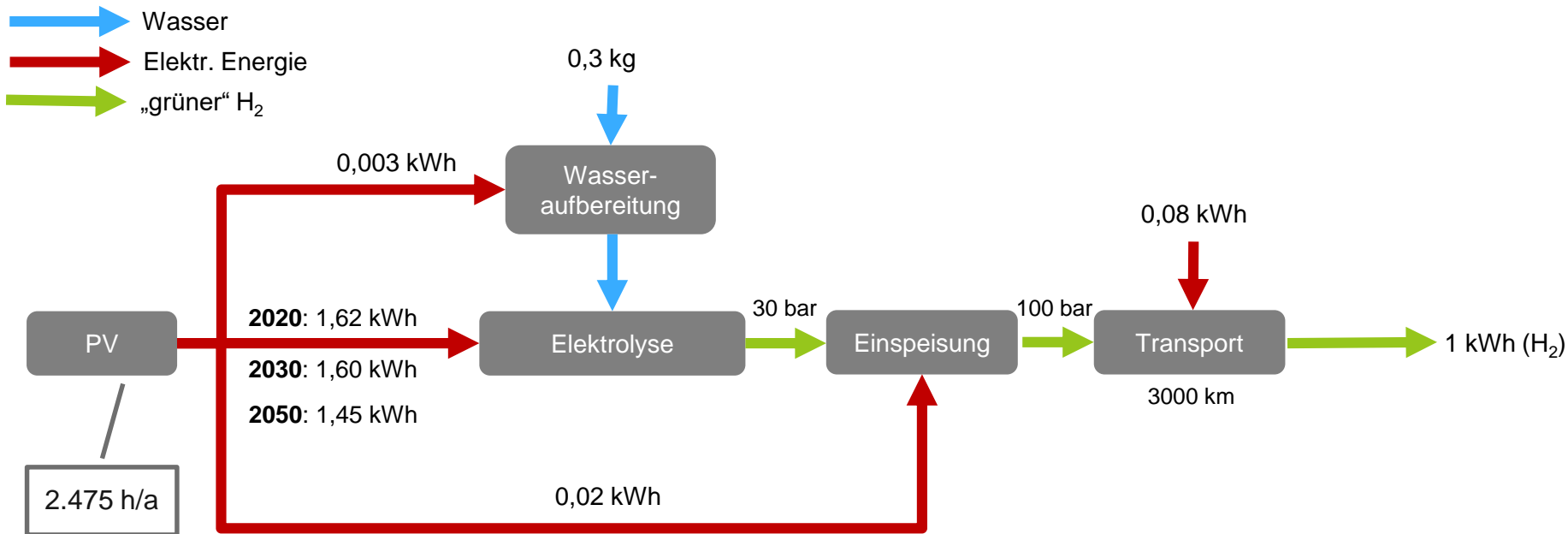
**Randbedingungen:**  
Keine Nachnutzung des Kohlenstoffs betrachtet

# THG-Emissionen türkiser Wasserstoff





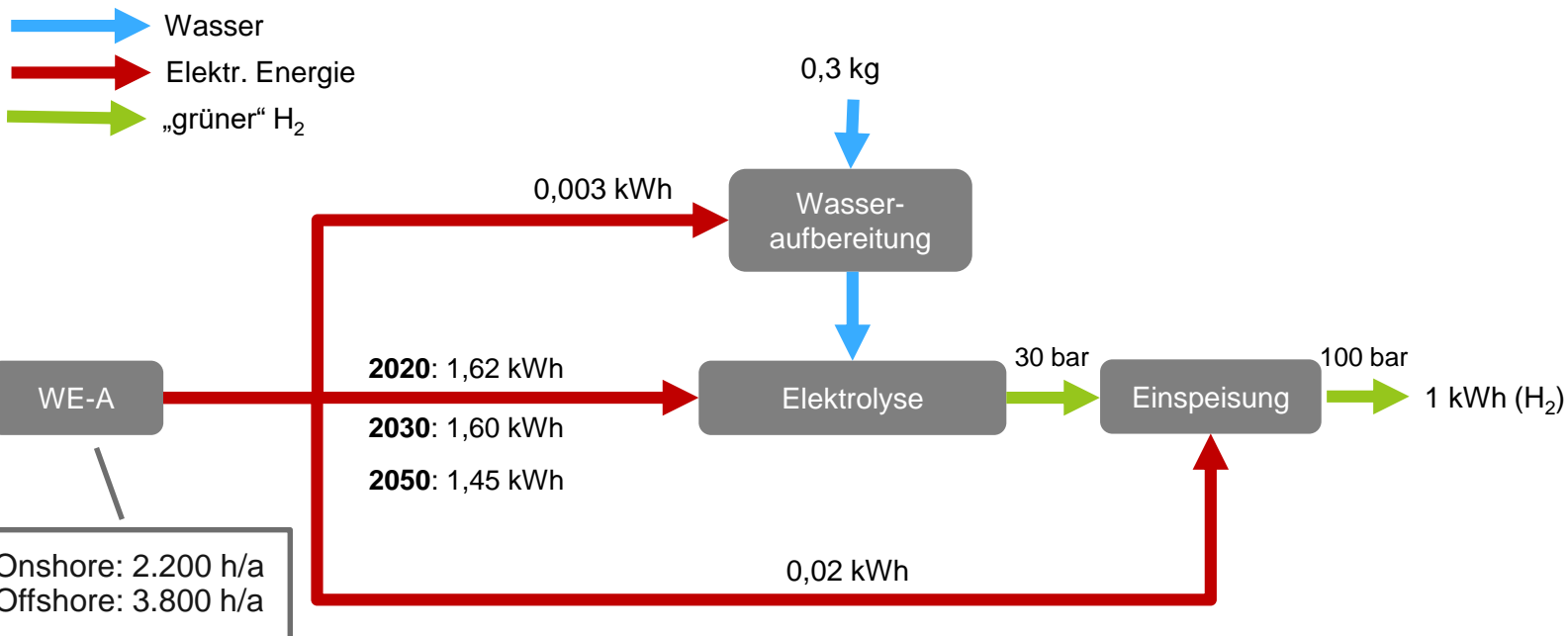
# Bilanzraum – Grüner H<sub>2</sub> aus PV-Strom aus MENA



➡ Betrachtete Stützjahre: 2020, 2030, 2050

Bauvorleistungen der Elektrolyse vernachlässigt [9, 10, 11, 12]

# Bilanzraum – Grüner H<sub>2</sub> aus Windenergie (DE)

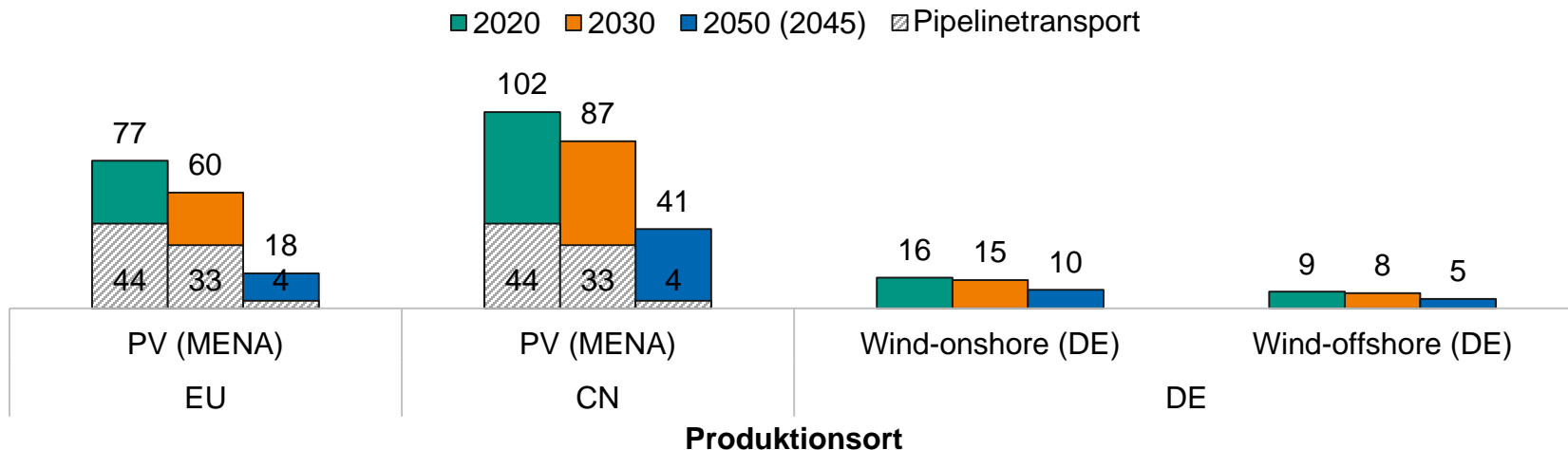


➡ **Betrachtete Stützjahre: 2020, 2030, 2050**

**Bauvorleistungen der Elektrolyse vernachlässigt [9, 10, 11, 12]**

# Ergebnisse – THG-Berechnungen grüner H<sub>2</sub>

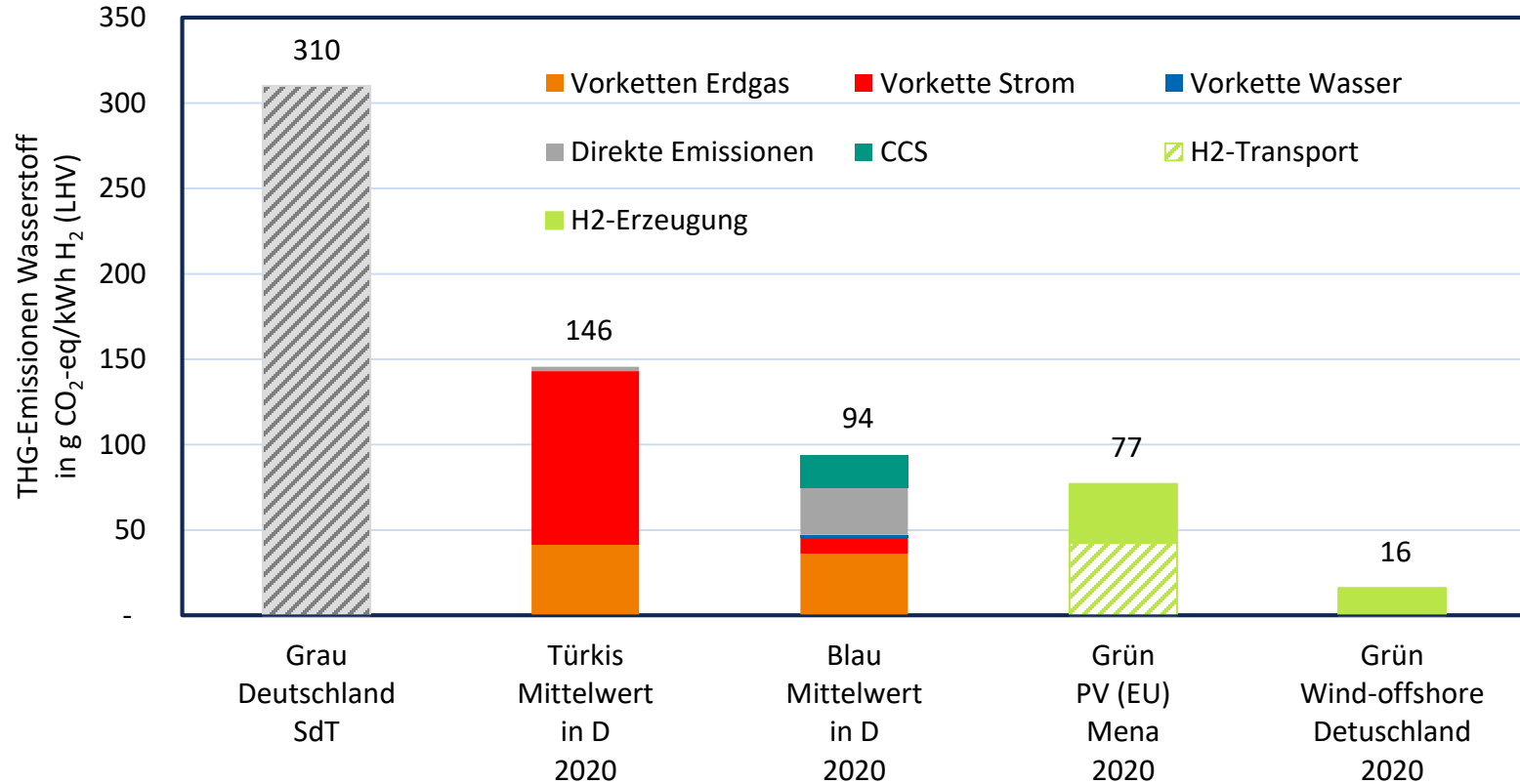
## Carbon Footprint grüner H<sub>2</sub> in g CO<sub>2</sub>-eq/kWh



➡ Bei grünem H<sub>2</sub> aus MENA (PV) wird ein Großteil der Emissionen durch den Pipelinetransport verursacht (Annahme: Verdichter mit Netzstrom betrieben)

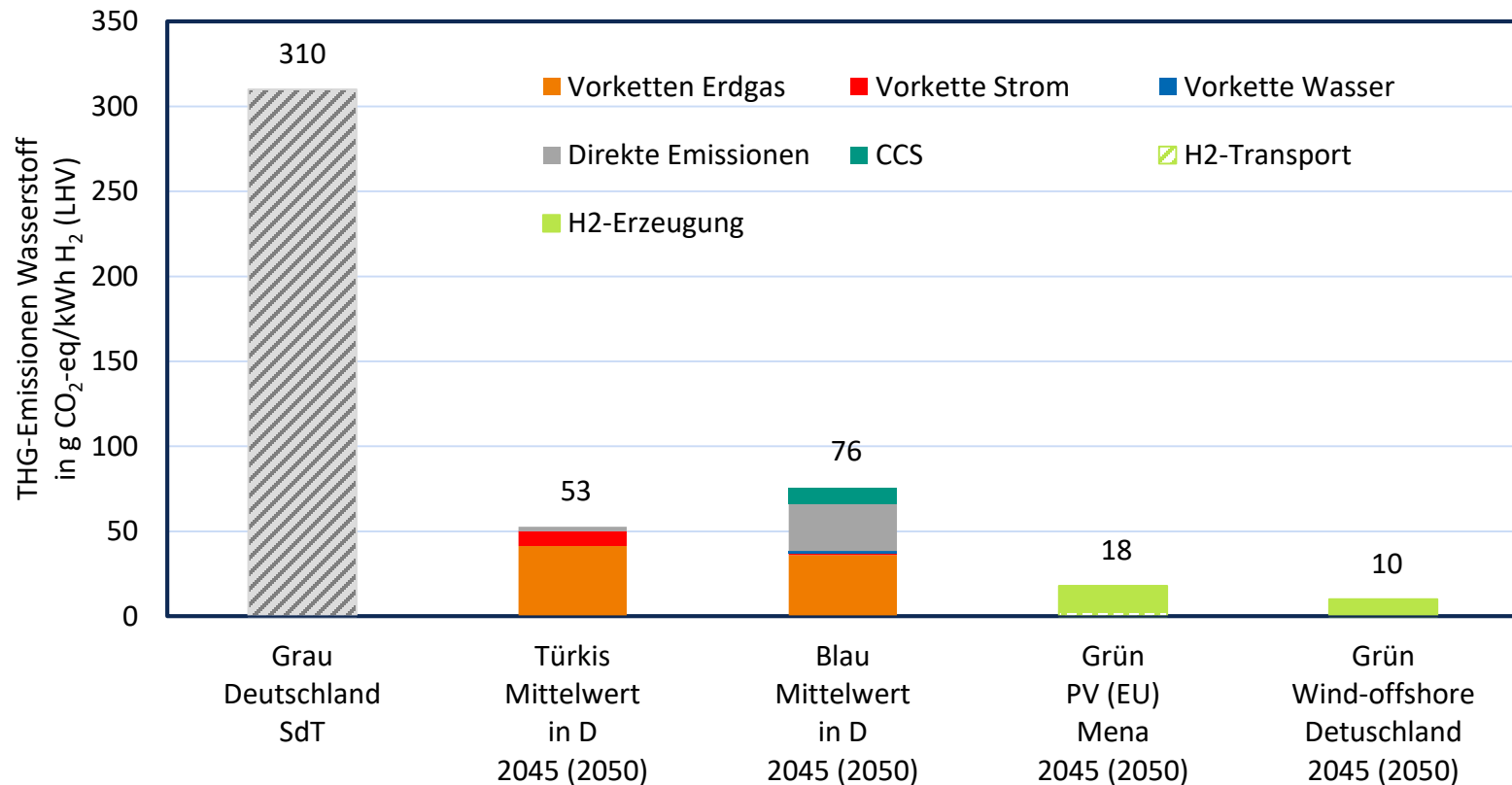
# THG-Minderungspotenzial von blau über türkis bis grün

## Stand heute (2020)



# THG-Minderungspotenzial von blau über türkis bis grün

## Perspektive bis 2045 (2050)



## Es gibt viel zu tun!

- Zum Erreichen der Klimaziele werden klimafreundliche Gase benötigt
- Die standortspezifischen Vorkettenemissionen müssen betrachtet werden
  - Erdgas, Biogas
  - Strombereitstellung
- Blau, türkis und grüner Wasserstoff haben schon heute hohes THG-Minderungspotenzial von 50 – 95 % gegenüber SdT
- Bereitstellung der H<sub>2</sub>-Infrastruktur muss umgehend beginnen
- Politische Rahmenbedingungen müssen jetzt gesetzt werden

# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit



Friedemann Mörs  
Tel.: 0721 6084-1474  
moers@dvgw-ebi.de  
www.dvgw-ebi.de

Nr.	Quelle
[1]	Bär et al., EWP 4/2021
[2]	Deliverable 1.1 des Projekt Roadmap Gas 2050
[3]	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan: gemäß der VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Richtlinie 94/22/EG, der Richtlinie 98/70/EG, der Richtlinie 2009/31/EG, der Verordnung (EG) Nr. 663/2009, der Verordnung (EG) Nr. 715/2009, der Richtlinie 2009/73/EG, der Richtlinie 2009/119/EG des Rates, der Richtlinie 2010/31/EU, der Richtlinie 2012/27/EU, der Richtlinie 2013/30/EU und der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2011“, Jun. 2020. [Online] Verfügbar unter: <a href="https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&amp;v=4">https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&amp;v=4</a> . Zugriff am: 17. Februar 2022.
[4]	Große et al. (2021): Carbon Footprint of Natural Gas 1.1. Abschlussbericht. Hg. v. Zukunft Gas GmbH
[5]	Russ, Manfred (2017): Treibhausgas-Profile für Erdgas-Transporte. Vergleich zusätzlicher Erd-gas-Importe nach Europa durch die Nord Stream 2 Pipeline und LNG-Importalternativen. Abschlussbericht. Hg. v. thinkstep AG
[6]	Wachsmuth et al. (2021): Wie klimafreundlich ist LNG? Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA)
[7]	Prussi et al. (2020): JEC Well-to-Tank report v5. Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context.
[8]	Heneka et al. (2018): Vergleichende Bewertung von PtX-Prozessen zur Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen. Abschlussbericht PtX-Studie
[9]	IFEU, DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt und JOANNEUM RESEARCH, „Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien: Abschlussbericht“, Dessau-Roßlau, Texte 68/2020, Nov. 2019.
[10]	M. Delpierre, J. Quist, J. Mertens, A. Prieur-Vernat und S. Cucurachi, „Assessing the environmental impacts of wind-based hydrogen production in the Netherlands using ex-ante LCA and scenarios analysis“, Journal of Cleaner Production, Jg. 299, S. 126866, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.126866.
[11]	K. Bareiß, C. de La Rua, M. Möckl und T. Hamacher, „Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems“, Applied Energy, Jg. 237, S. 862–872, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.001.
[12]	R. Bhandari, C. A. Trudewind und P. Zapp, „Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – a review“, Journal of Cleaner Production, 2013, doi: 10.1016/j.jclepro.2013.07.048.