

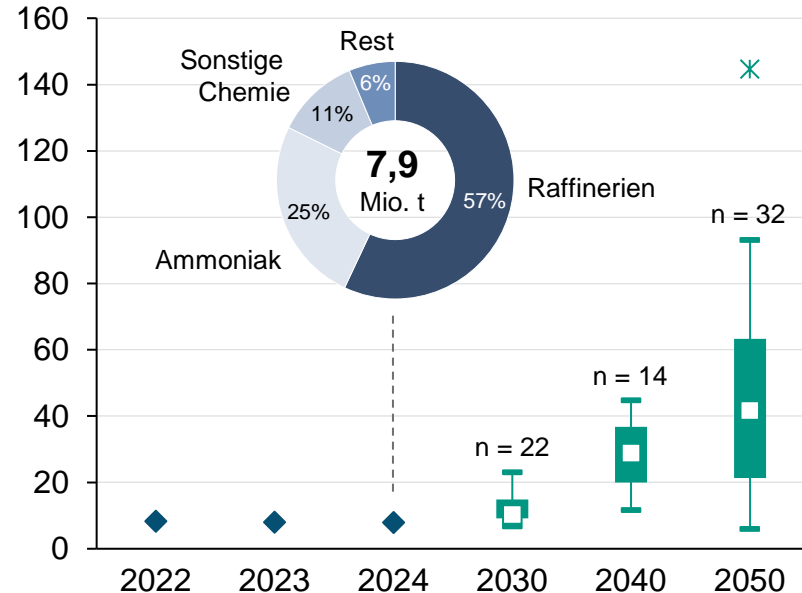
Kohlenstoffarmer Wasserstoff aus Erdgas?

Auswirkung der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359

Maximilian Heneka, Florentin Glockner | H₂ Lunch & Learn, 04.03.2026

Wasserstoffbedarf in Europa*

in Millionen t/a



Wasserstoff soll ein zentraler Systembaustein der europäischen Klimastrategie werden

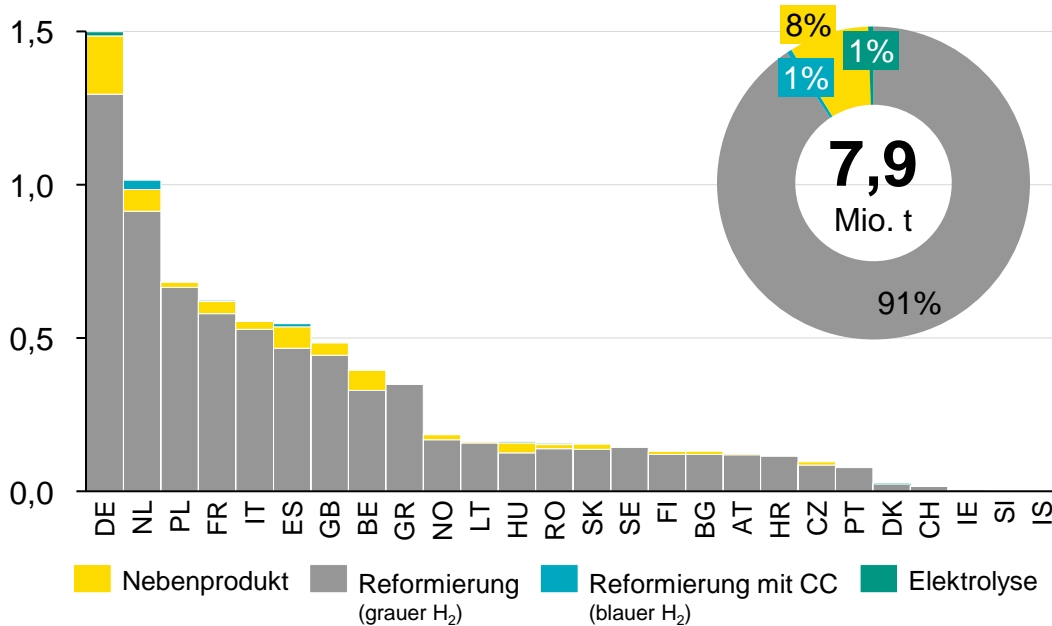
- Dekarbonisierung (Defossilisierung) von „**Hard-to-Abate**“ Sektoren (Industrie, Flugverkehr, Schifffahrt)
- Sektorübergreifende Einbindung von EE-Überschussstrom (**Sektorenkopplung**)
- (**Saisonales**) **Speichermedium** für große erneuerbare Energiemengen (Versorgungssicherheit, Dunkelflaute)

Datenquelle: [European Hydrogen Observatory](#), Stand 09/2025

*Europa = EU+EFTA+UK, EFTA = Europäische Freihandelsassoziation (= Island, Norwegen, Schweiz)

n = Anzahl Szenarien

H₂-Produktion 2024 in EU-27 + EFTA* + UK in Millionen t/a



- Der Wasserstoffbedarf in Europa wird aktuell nahezu ausschließlich durch die **Reformierung von Erdgas** (ohne Carbon Capture) gedeckt
- Pro Jahr werden dadurch 70 bis 100 Mio. t CO₂ freigesetzt¹ (THG-Emissionen Gebäudesektor DE 2024: ca. 100 Mio. t)²

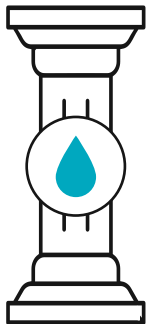
¹: [European Parliament \(2025\)](#). Renewable hydrogen: what are the benefits for the EU?

²: [Umweltbundesamt \(2025\)](#). Treibhausgasemissionsziele Deutschlands

Datenquelle: [European Hydrogen Observatory](#), Stand 09/2025

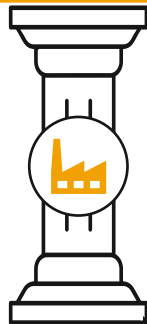
*EFTA = Europäische Freihandelsassoziation (= Island, Norwegen, Schweiz); CC = Carbon Capture

EU-Wasserstoff-Zertifizierung



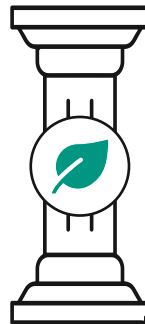
Erneuerbar
strombasiert
„RFNBO“

Del. Verordnungen
(EU) 2023/1184 &
1185



Erneuerbar /
nicht erneuerbar
„Low Carbon“

Richtlinie (EU)
2024/1788 &
Del. Verordnung
(EU) 2025/2359^{NEU}



Erneuerbar
biomassebasiert
„Biogas“

Richtlinie (EU)
2023/2413
(RED III)

Für alle* Wasserstoffklassen gilt eine **Mindest-THG-Einsparung von 70 %** gegenüber einem fossilen Referenzwert (94 g CO₂-eq/MJ) und damit ein THG-Emissionsgrenzwert in Höhe von:

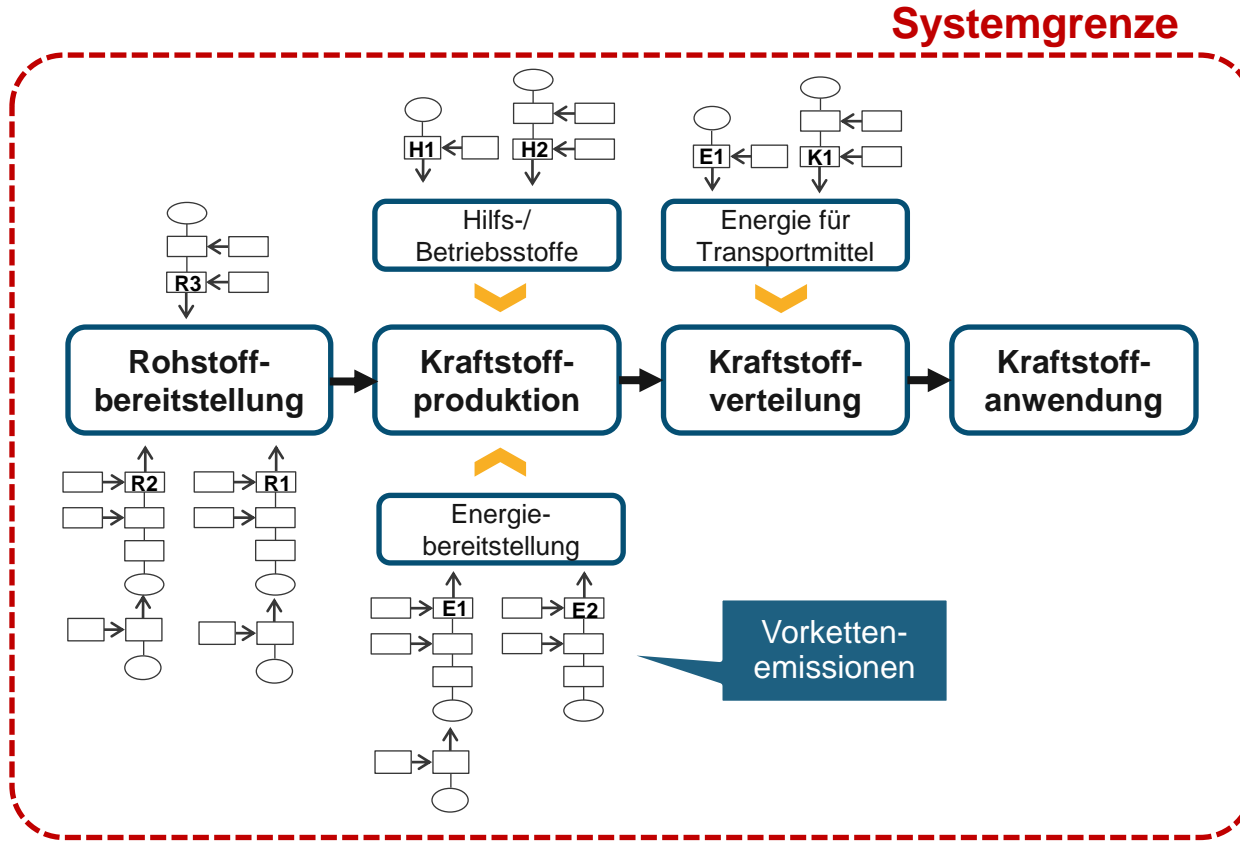
28,2
g CO₂-eq/MJ

*Im Falle von RFNBO und biomassebasiertem H₂ gelten zusätzliche Kriterien!

Die gesamten Treibhausgasemissionen eines kohlenstoffarmen Kraftstoffs werden mit folgender Formel berechnet:

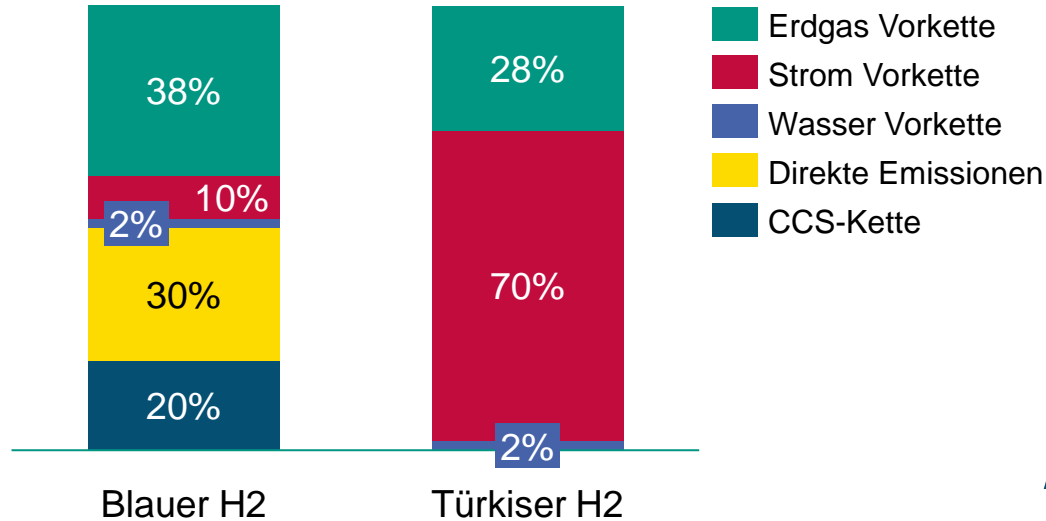
$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs} - e_{ccu}$$

- E :** Gesamtemissionen des Brennstoffs (g CO₂-Äquivalent pro MJ Brennstoff)
- e_i :** Emissionen aus der Bereitstellung der eingesetzten Inputstoffe
- e_p :** Emissionen aus der Verarbeitung
- e_{td} :** Emissionen aus Transport und Verteilung
- e_u :** Emissionen aus der Nutzung
- e_{ccs} :** Gutschrift für abgeschiedenes und dauerhaft gespeichertes CO₂
- e_{ccu} :** Gutschrift für chemisch gebundenes CO₂



- Alle THG-Emissionen (CO_2 , CH_4 , N_2O) werden entlang der gesamten Prozesskette bilanziert (inkl. Vorkettenemissionen)
- Sämtliche Energie- und Stoffströme müssen berücksichtigt werden
- **Die Mindesteinsparung gegenüber dem fossilem Vergleichswert muss beim Endnutzer nachwiesen werden!**

Zusammensetzung des Carbon Footprint von blauem und türkischem H₂



Ausgangssituation: (bisherige Analysen)



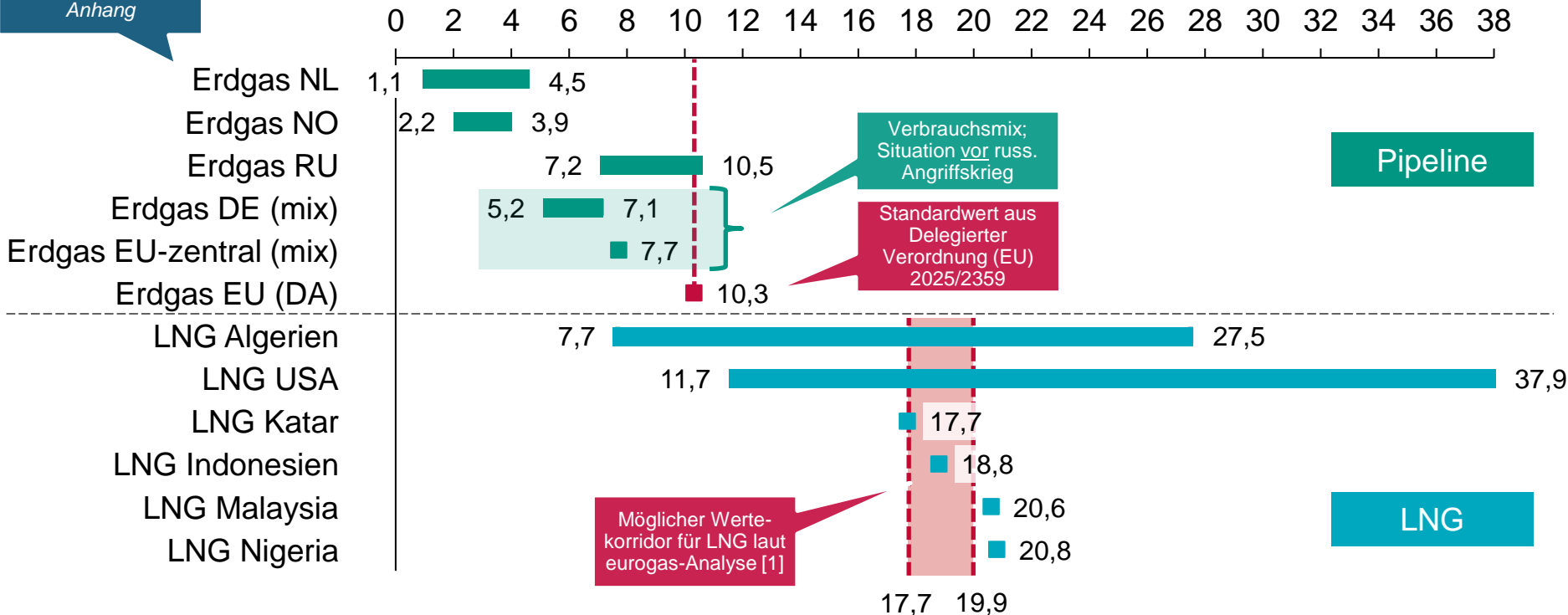
- **Blauer Wasserstoff**
Starker Einfluss der Erdgas-Vorkettenemissionen + Abscheiderate auf Carbon Footprint
- **Türkiser Wasserstoff**
Starker Einfluss der Strom-Vorkettenemissionen auf den Carbon Footprint

Quelle:

F. Mörs und M. Heneka, "CO₂-Footprint von Wasserstoff – von blau über türkis bis grün", 3. Mai 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/events/dvgw-h2-lunch-learn-20220503-erzeugungsverfahren-fmoers.pdf>. Zugriff am: 25. Juni 2023.

Quellen und Datenübersicht s. Anhang

Vorkettenemissionen* Erdgas/LNG in g CO₂-eq/MJ (Heizwert)



*In Vorkettenemissionen enthalten sind: Förderung, Aufbereitung, Transport, inkl. direkte Emissionen (CO₂ und Methanemissionen); Für LNG zusätzlich enthalten: Verflüssigung, LNG-Transport, Regasifizierung;

[1] Eurogas, "Low Carbon Delegated Regulation: Eurogas assessment compared to the May 2025 draft", 8. Juli 2025.

Aggregierter Standardwert für Erdgasvorkettenemissionen

10,3 g CO₂-eq/MJ (LHV)?

Standardwert für CO₂ und N₂O (z. B. Verbrennung)

5,0 g CO₂-eq/MJ (LHV)

CO₂ (4,9 g/MJ) **+** N₂O (0,00037 g/MJ)
×1 (GWP₁₀₀) ×265 (GWP₁₀₀)

Unabhängig von realen Vorkettenemissionen anzuwenden

Datenbasierte Methanintensität verfügbar?

Nein

Standardwert CH₄

5,3 g CO₂-eq/MJ

CH₄ (0,19 g/MJ)

×28 (GWP₁₀₀)

Ja

Verordnung (EU) 2024/1787

Realdaten

für CH₄ Emissionen
verwenden



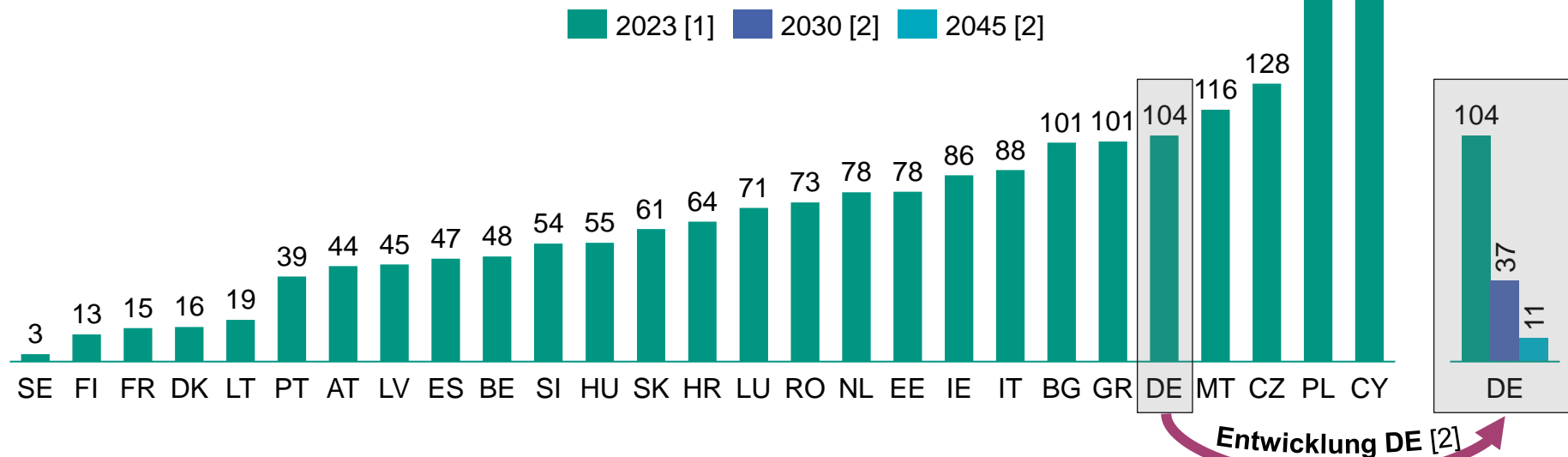
LNG-Sonderregel: Bei verflüssigtem Erdgas (LNG) müssen zusätzliche projektspezifische Werte für die THG-Emissionen aus Verflüssigung, Transport und Regasifizierung berücksichtigt werden.

THG-Emissionen Strommix 2023 in EU-27

nach der Delegierten Verordnung 2025/2359

THG-Emissionen Strommix in EU-27

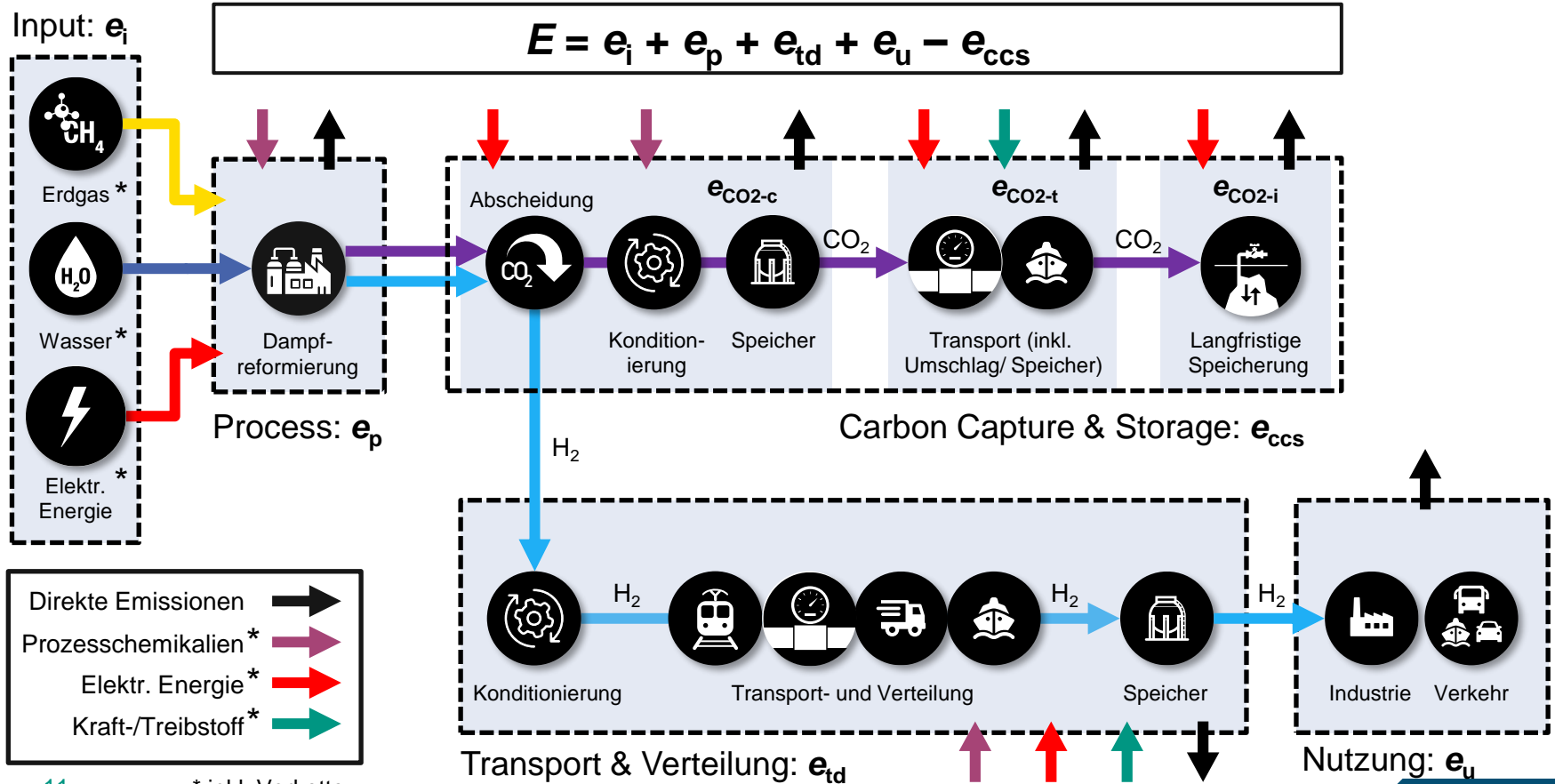
in g CO₂-eq/MJ



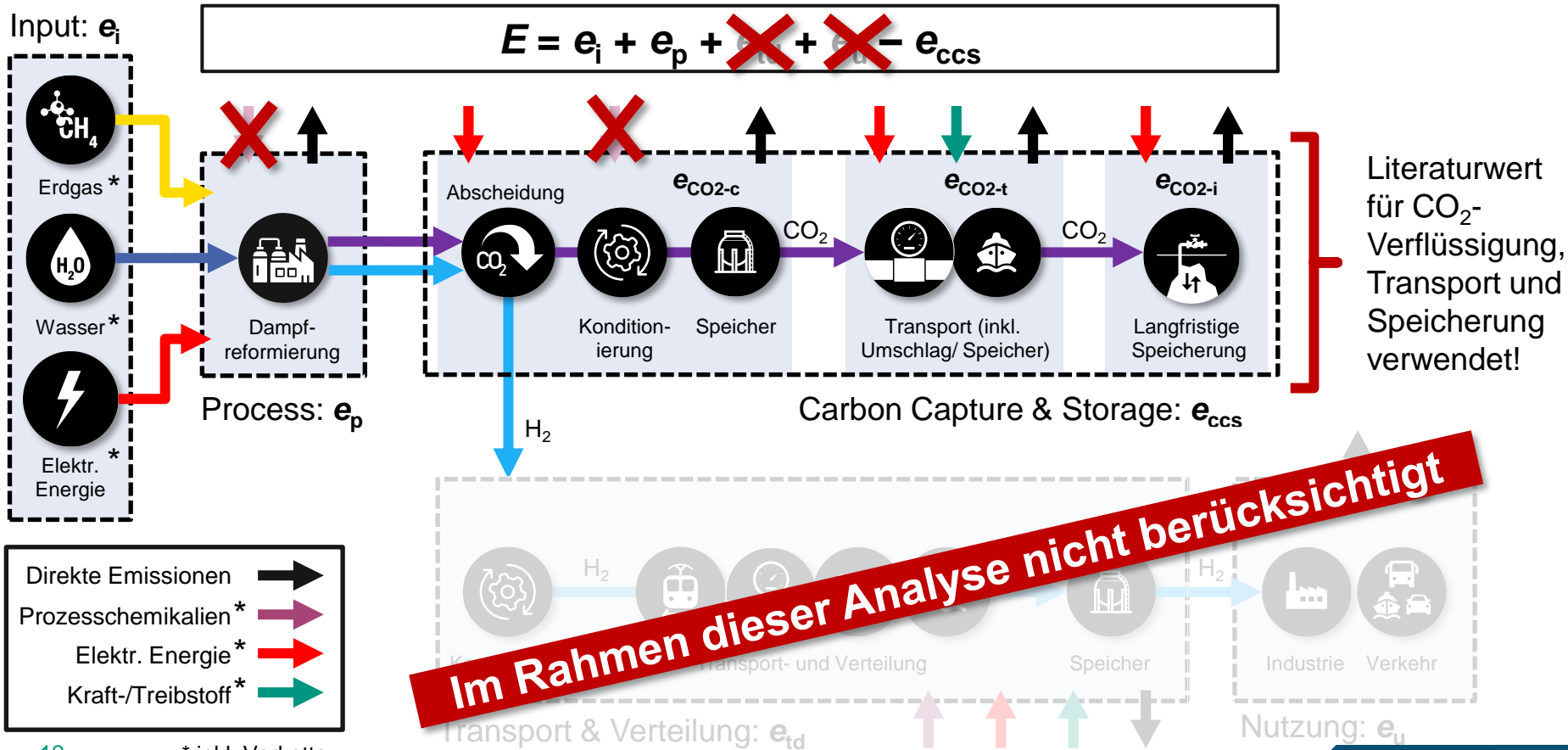
[1] (Draft) ANNEX to the COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) .../... supplementing Directive (EU) 2024/1788 of the European Parliament and of the Council by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from lowcarbon fuels, 2025.

[2] Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI, IREES, Thünen-Institut, "Kernindikatoren des Projektionsberichtes 2024 (Datentabelle)", 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.govdata.de/dl-de/by-2-0>.

Systemgrenze blauer H₂ nach Delegierter Verordnung (EU)



Systemgrenze und Vereinfachungen für die bisher durchgeführte THG-Analyse von blauem H₂

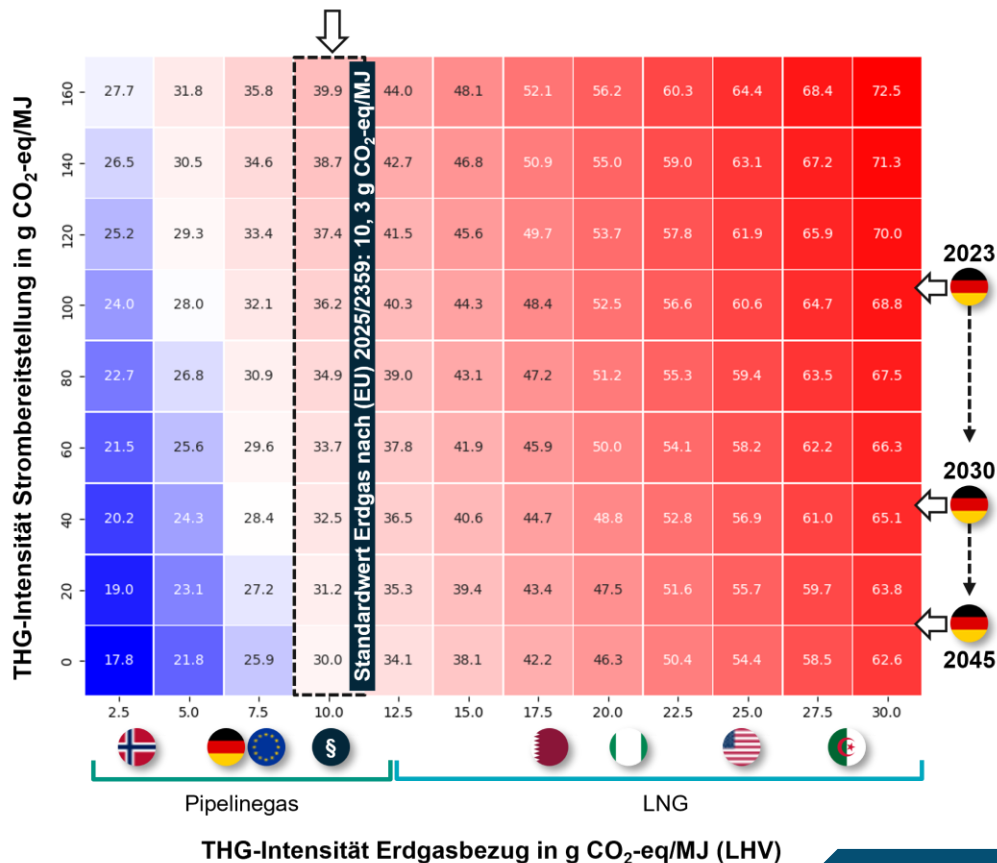


Emissionsintensität von blauem Wasserstoff

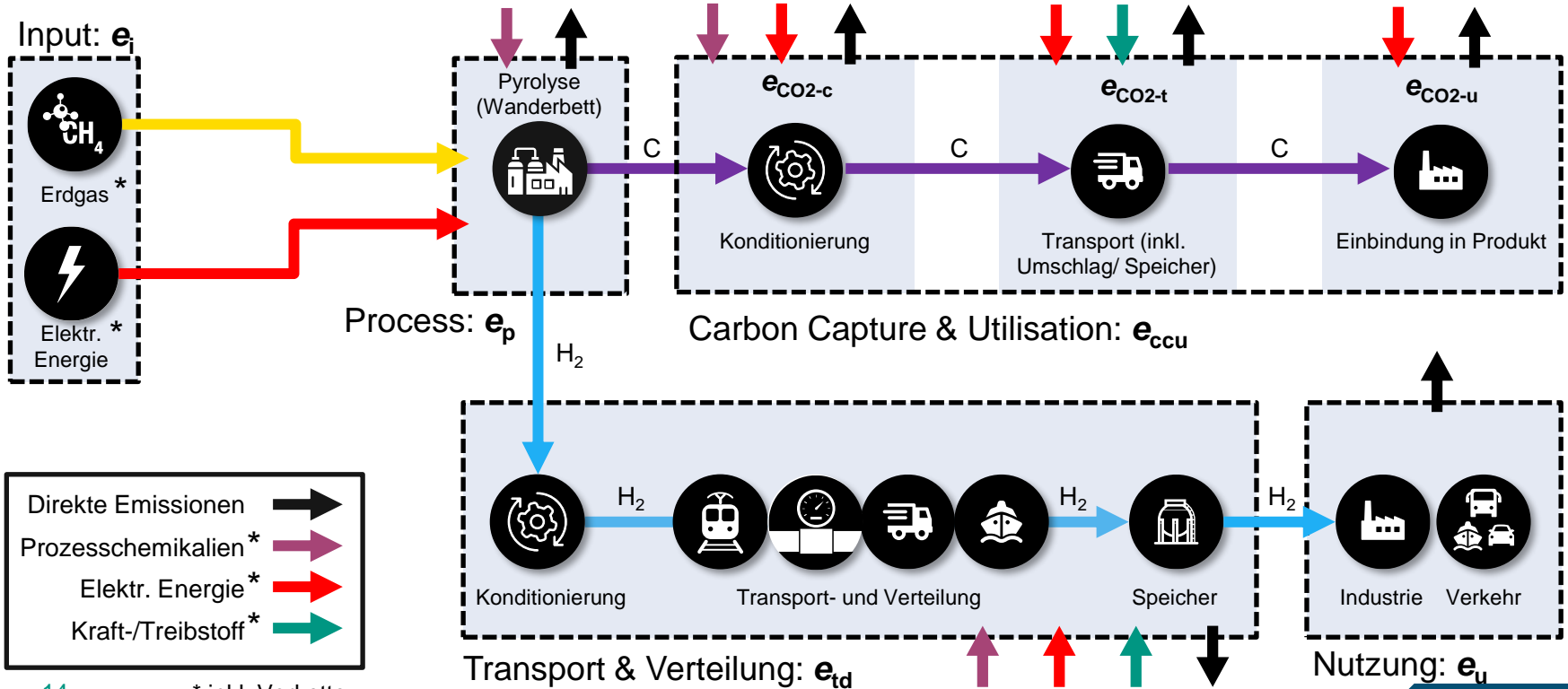
in Abhängigkeit von den Vorkettenemissionen von Erdgas und elektrischer Energie (I)

- **EU-Grenzwert (low carbon H₂):**
28,2 g CO₂-eq / MJ H₂ (LHV)
- **Abscheiderate Carbon Capture**
von **90 %**
- **THG-Emissionen für CO₂-Downstream Kette**
6 g CO₂-eq / MJ H₂ (LHV)
(Eigene Annahme basierend auf Industrie, Literatur)
- **THG-Emissionen für H₂-Downstream Kette** nicht berücksichtigt!

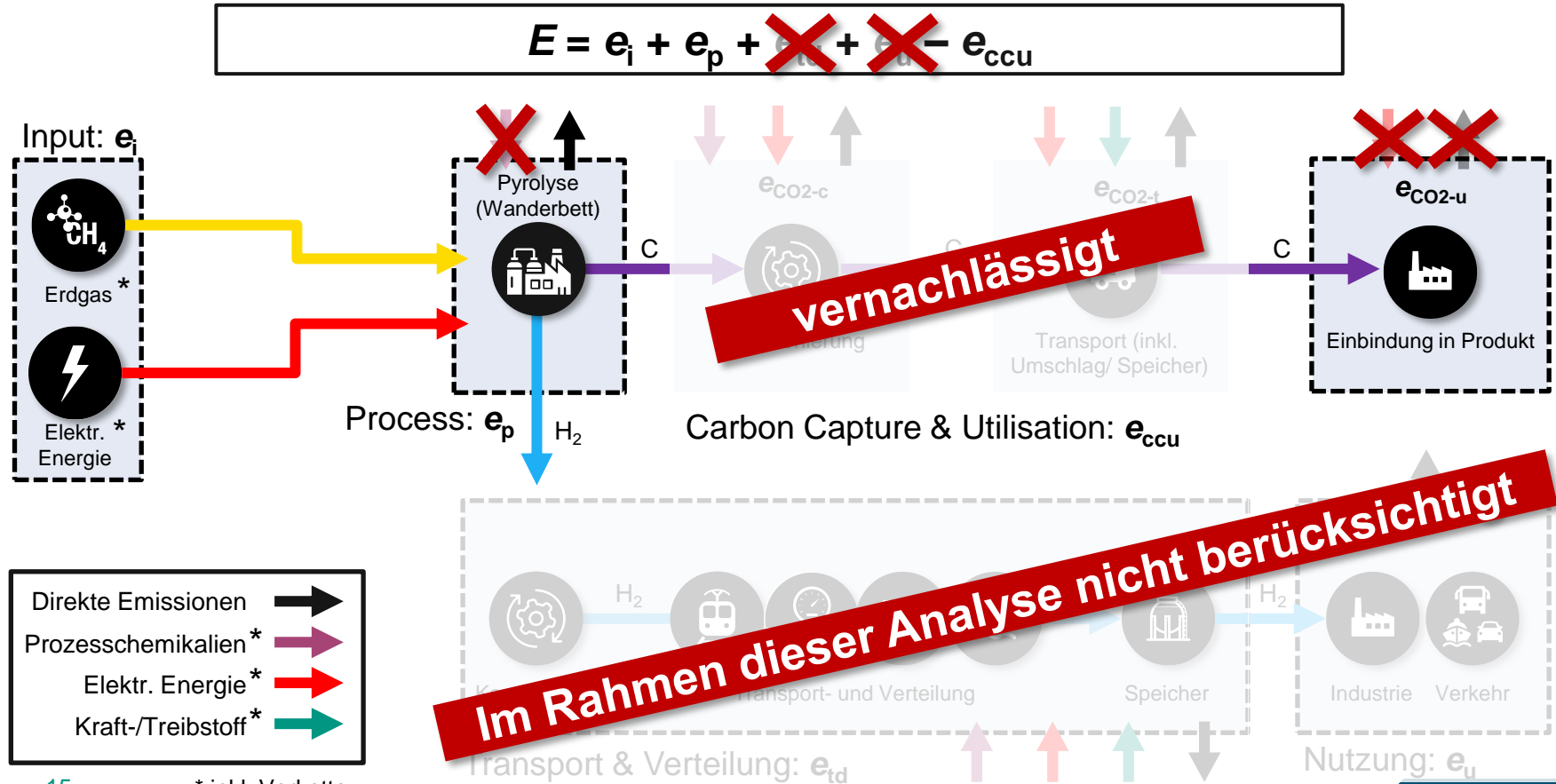
THG-Intensität Wasserstoff in g CO₂-eq/MJ (LHV)



$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccu}$$



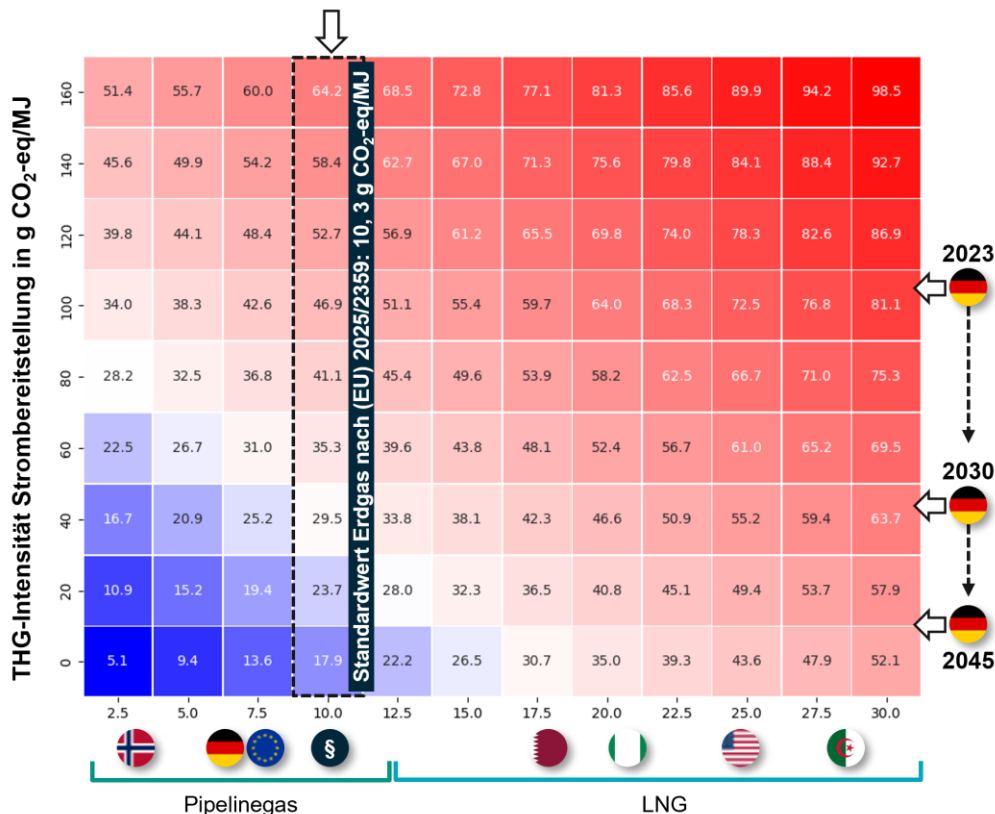
Systemgrenze und Vereinfachungen für die bisher durchgeführte THG-Analyse von türkischem H₂



Emissionsintensität von türkischem Wasserstoff

in Abhängigkeit von den Vorkettenemissionen von Erdgas und elektrischer Energie (I)

THG-Intensität Wasserstoff in g CO₂-eq/MJ (LHV)



- **EU-Grenzwert (low carbon H₂):**
28,2 g CO₂-eq / MJ H₂ (LHV)
- THG-Emissionen für **CO₂-Downstream Kette**
nicht berücksichtigt!
- THG-Emissionen für **H₂-Downstream Kette**
nicht berücksichtigt!

1

H₂-Zertifizierungsrahmen ist vollständig

Planungssicherheit durch harmonisierte Vorgaben

2

Unsicherheit bleibt

Die Verfügbarkeit von datenbasierten Methanintensitäten ist derzeit nicht gegeben

3

Ambitionierter Grenzwert

Erdgasbasierte H₂-Erzeugungsverfahren sind insbesondere bei hohem LNG-Anteil kaum realisierbar

4

Erdgas nicht im Fokus

Der Low-Carbon Delegated Act richtet sich primär an nicht-erdgasbasierte Erzeugungsverfahren



Vielen Dank. Fragen?

Maximilian Heneka
Leiter Fachgebiet Systemanalyse
Arbeitsgruppe Systeme und Netze
T +49 721 608-41225 · heneka@dvgw-ebi.de



Hier geht's zur Veröffentlichung

Hier erfahren Sie
mehr über uns



Anhang

Vorkette	THG-Emissionen in α CO ₂ -eq/MJ (LHV)
Pipeline\Gas-NL-2020 [1]	1,05
Pipeline\Gas-NO-2020 [1]	2,15
Erdgas NO->EU 2020 [2]	2,50
Erdgas aus NO - 2018 [3]	2,60
Erdgas aus NL 2018 [3]	3,00
Erdgas NO->DE 2020 [2]	3,50
Erdgas NO->EU-Zentral 2018 [4]	3,93
Erdgas NL->EU-Zentral 2018 [4]	4,53
Gas-mix-DE-2020 [1]	5,23
Erdgas-Mix DE 2018 [4]	6,59
Erdgasverbrauchsmix DE 2018 [3]	7,10
Pipeline\Gas-RU-2020 [1]	7,22
Umschlag-DZ->DE\LNG-2020 [1]	7,68
Erdgas-Mix EU Zentral 2018 [4]	7,72
Deleg. Ver. (EU) 2025/2359 Low Carbon Fuels [6]	10,32
Erdgas RU->EU-Zentral 2018 [4]	10,39
Erdgas aus RU - 2018 [3]	10,50
Umschlag-US->DE\LNG-2020-frack-med [1]	11,66
LNG Katar [5]	17,70
LNG Indonesien [5]	18,80
LNG Malaysia [5]	20,60
LNG Nigeria [5]	20,80
LNG USA [5]	22,70
LNG Algerien [5]	27,50
Umschlag-US->DE\LNG-2020-frack-high [1]	37,94
LNG EU (mix) [7]	17,9
LNG Global (mix) [7]	17,7

■ Quellen:

- [1] Globales Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS). v 5.1, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://iinas.org/downloads/gemis-downloads/>
- [2] J. Pettersen, "Low carbon hydrogen from Natural Gas", 14. Juni 2022.
- [3] M. Baumann und O. Schuller, "Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle", Dessau-Roßlau, Sep. 2021.
- [4] C. Große, M. Eyßer, S. Lehmann und M. Behnke, "Carbon Footprint Natural Gas 1.1: Abschlussbericht", Leipzig, 15. Jan. 2021.
- [5] D. Münster und A. Liebich, "Analyse der Treibhausgasintensitäten von LNG-Importen nach Deutschland: Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz", Berlin, Mai 2023.
- [6] ANNEX to the COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) 2025/2359 supplementing Directive (EU) 2024/1788 of the European Parliament and of the Council by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from lowcarbon fuels, 2025.
- [7] O. Schuller, S. Kupferschmid, J. Hengstler und S. Whitehouse, "2nd Life Cycle GHG Emission Study on the Use of LNG as Marine Fuel: On behalf of SEA-LNG and SGMF" Final Report, 15. Apr. 2021.

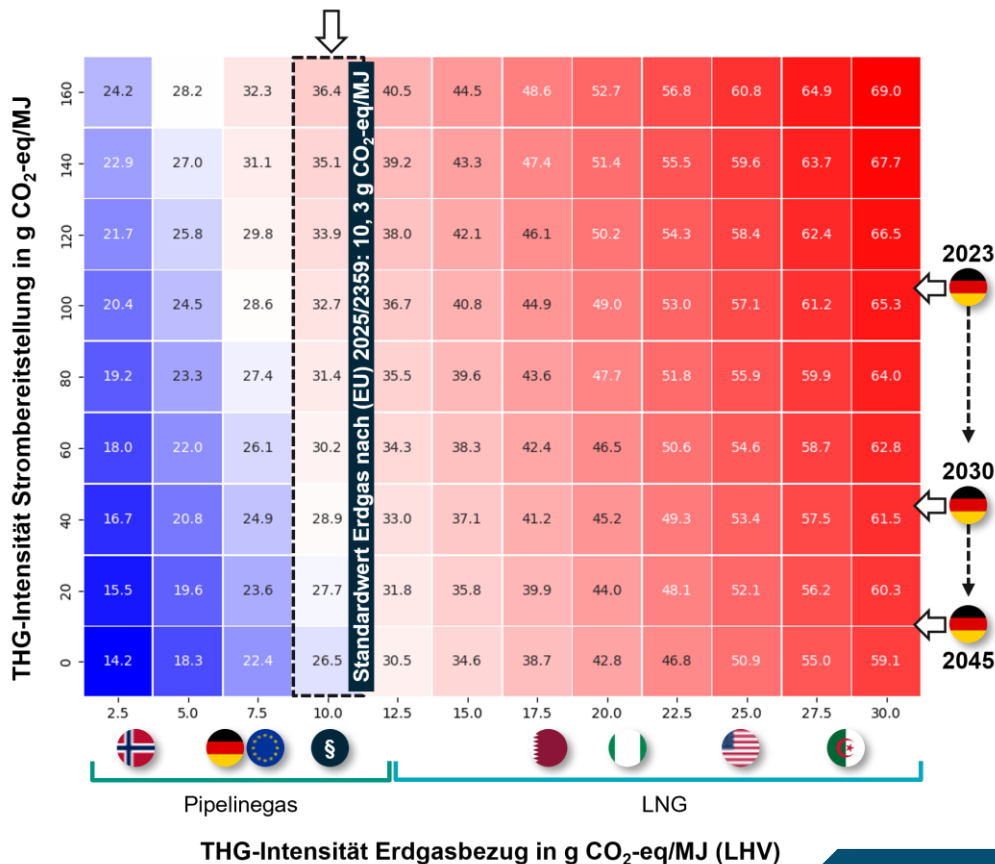
Emissionsintensität von blauem Wasserstoff

in Abhängigkeit von den Emissionen Erdgas und elektrischer Energie (II)

- **EU-Grenzwert (low carbon H₂):**
28,2 g CO₂-eq / MJ H₂ (LHV)
- **Abscheiderate Carbon Capture**
von **95 %***
- THG-Emissionen für **CO₂-Downstream Kette**
6 g CO₂-eq / MJ H₂ (LHV)
(Eigene Annahme basierend auf Industrie, Literatur)
- THG-Emissionen für **H₂-Downstream Kette** nicht berücksichtigt!

*Vereinfachte Annahme: Energiebedarf der CO₂-Abscheidung erhöht sich durch höhere Abscheiderate nicht

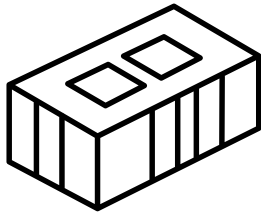
THG-Intensität Wasserstoff in g CO₂-eq/MJ (LHV)



Die Nutzung des festen Kohlenstoffs wirkt sich auf die Berechnung der THG-Emissionen aus

Szenario 1: CCU

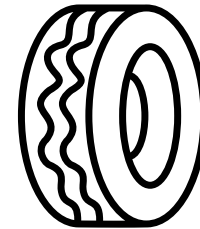
Dauerhaft chemische Bindung in langlebigen Erzeugnissen (> 100 Jahre)



Volle Anrechnung als vermiedene THG-Emissionen (e_{CCU})

Szenario 2: Koppelprodukt

Keine dauerhaft chemische Bindung im Sinne von Del. VO (EU) 2024/2620



Allokation der THG-Emissionen entsprechend Energiegehalt
(55 % auf H_2 , 45 % auf C)

Emissionsintensität von türkischem Wasserstoff

in Abhängigkeit von den Vorkettenemissionen von Erdgas und elektrischer Energie (II)

- EU-Grenzwert (low carbon H₂):

28,2 g CO₂-eq / MJ H₂ (LHV)

- Annahme **Allokationsfaktor***

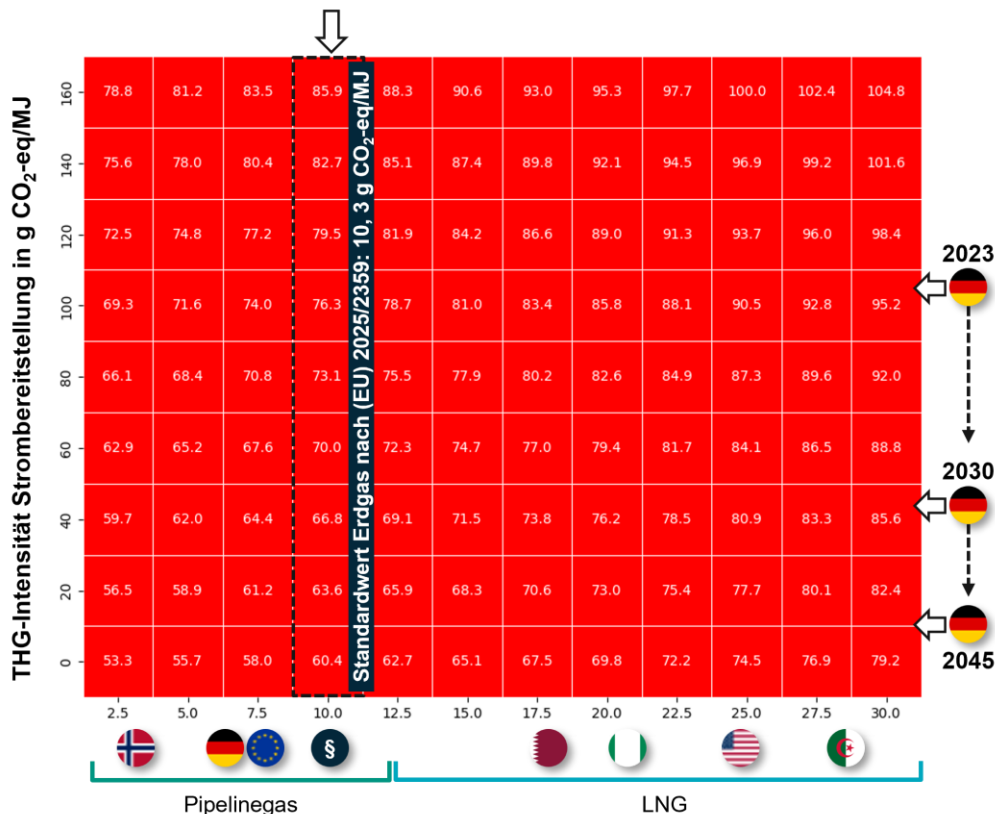
H₂/C = 55 % / 45 %

- THG-Emissionen für **CO₂-Downstream Kette** nicht berücksichtigt!

- THG-Emissionen für **H₂-Downstream Kette** nicht berücksichtigt!

Nicht darstellbar!

THG-Intensität Wasserstoff in g CO₂-eq/MJ (LHV)



*Allokation nach Energiegehalt („C“ ist Koppelprodukt)

THG-Intensität Erdgasbezug in g CO₂-eq/MJ (LHV)