

🌐 [www.h2-dvgw.de](http://www.h2-dvgw.de)

# Blauer und türkiser Wasserstoff im Rahmen der Delegierten Verordnung zu kohlenstoffarmen Brennstoffen: Analyse der Methodik und Handlungsempfehlungen

## Kurzfassung

Dr. Christoph Gatzen, Dr. Michaela Unteutsch, Henri Herrmann  
Frontier Economics Ltd., Köln

**Blauer und türkiser Wasserstoff im  
Rahmen der Delegierten Verordnung  
zu kohlenstoffarmen Brennstoffen:  
Analyse der Methodik und Handlungs-  
empfehlungen**

**Kurzfassung**

April 2026

**DVGW-Förderkennzeichen G 202535**

# Kurzfassung

Gemäß der Delegierten Verordnung zur „Festlegung einer Methode zur Bewertung der Einsparungen an Treibhausgasemissionen durch kohlenstoffarme Brennstoffe“<sup>1</sup> gelten Brennstoffe als kohlenstoffarm, sofern sie eine Treibhausgasemissionsminderung (THG-Minderung) von mindestens 70 % gegenüber einem fossilen Vergleichsbrennstoff erzielen. Die Delegierte Verordnung gibt hierfür sowohl eine Berechnungsmethodik als auch Standardwerte für einen Teil der THG-Emissionen vor.

Vor diesem Hintergrund haben wir (Frontier Economics) im Auftrag des DVGW verschiedene Wertschöpfungsketten für blauen<sup>2</sup> und türkisen<sup>3</sup> Wasserstoff dahingehend untersucht,

- 1) ob die Vorgaben zur THG-Minderung heute bereits erfüllt werden können;
- 2) welche Minderungspotenziale in der Zukunft bestehen; und
- 3) inwieweit die vorgegebenen Standardwerte die tatsächlichen Emissionen adäquat abbilden.

Hierbei wurden schwerpunktmäßig folgende Wertschöpfungsketten betrachtet:<sup>4</sup>

- **Import des Erdgases als LNG aus den USA** (Annahme: Förderung und Aufbereitung im Feld East Texas/Haynesville; Verflüssigung in der LNG-Anlage Sabine Pass) – Wasserstoffherstellung (blau/türkis) in Deutschland (Nordseeküste) – Transport des Wasserstoffs zum Endverbraucher (Ruhrgebiet) und Einspeicherung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> in die Nordsee (blauer Wasserstoff) bzw. Nutzung des festen Kohlenstoffs in langlebigen Produkten (türkiser Wasserstoff);
- **Import des Erdgases als LNG aus Katar** (konkret aus dem North Field; Aufbereitung und Verflüssigung in Ras Laffan) – alle weiteren Schritte wie im Fall des Imports aus den USA;
- **Import des Erdgases via Pipeline aus Norwegen** (exemplarisch mit Förderung im Feld Kvitebjørn, Aufbereitung in Kollsnes und Transport über die Europipe-Pipeline nach Deutschland) – alle weiteren Schritte wie im Fall des Imports aus den USA oder Katar.

---

<sup>1</sup> Delegierte Verordnung (EU) 2025/2359 der Kommission vom 8. Juli 2025 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2024/1788, ABl. L vom 21.11.2025. URL: [http://data.europa.eu/eli/reg\\_del/2025/2359/oj](http://data.europa.eu/eli/reg_del/2025/2359/oj)

<sup>2</sup> Wasserstoffherstellung auf Basis von fossilem Erdgas mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung oder -Nutzung

<sup>3</sup> Wasserstoffherstellung auf Basis von fossilem Erdgas mittels Methanpyrolyse und Abspaltung von festem Kohlenstoff, der dauerhaft gebunden oder gespeichert wird

<sup>4</sup> Ergänzend werden die Emissionen in einem Szenario abgeschätzt, in dem blauer oder türkiser Wasserstoff direkt im Erdgasförderungsland produziert, in Form von Ammoniak nach Deutschland importiert, und in Deutschland in Wasserstoff rückumgewandelt wird (siehe Abschnitt 3.5). Da dies aufgrund der damit verbundenen hohen THG-Emissionen aus unserer Sicht keine realistische Option für den Import von blauem und türkischem Wasserstoff ist, wird dieser Fall im Rahmen der Zusammenfassung nicht näher erläutert. Zu beachten ist, dass diese Schlussfolgerung für blauen und türkisen Wasserstoff, nicht aber zwangsläufig für grünen Wasserstoff gilt (vgl. die entsprechenden Ausführungen in Abschnitt 3.5).

## **Regional und zeitlich undifferenzierte Standardwerte führen zu Verzerrungen und mindern Anreize zur Emissionsreduktion**

Die in der Delegierten Verordnung vorgegebene Berechnungsmethodik folgt einem Lebenszyklusansatz. Für blauen und türkisen Wasserstoff sind damit grundsätzlich alle Emissionen entlang der Wertschöpfungskette zu berücksichtigen, insbesondere aus Förderung, Aufbereitung und Transport des Erdgases, aus der Wasserstoffherstellung sowie aus Kohlenstoffabscheidung und -speicherung oder -nutzung. Bei LNG-Routen kommen zusätzlich Emissionen aus Verflüssigung, Verschiffung und Regasifizierung hinzu.

Für einen Teil der Erdgasvorkette, insbesondere für Förderung, Aufbereitung und Pipelinetransport, gibt die Verordnung Standardwerte vor. Die Nutzung von Standardwerten erlaubt es zwar prinzipiell, die Messung der THG-Emissionen praktikabel zu gestalten und den Monitoringaufwand zu verringern. Die Standardwerte in der Verordnung sind derzeit allerdings weder regional noch zeitlich differenziert und müssen, zumindest teilweise, verpflichtend angewendet werden. Dadurch liegen die anzurechnenden Emissionen teils deutlich über den tatsächlichen Emissionen einzelner Lieferketten. Besonders emissionsarme Routen, etwa norwegisches Pipelinegas, können ihre Vorteile regulatorisch nur unzureichend abbilden – bei Nutzung von Standardwerten werden teilweise mehr als fünfmal so hohe Emissionen angerechnet, als tatsächlich anfallen. Gleichzeitig schwächt die Anwendung undifferenzierter Standardwerte die Anreize, Emissionen in den betroffenen Prozessschritten tatsächlich zu senken.<sup>5</sup>

### **Blauer Wasserstoff: Grenzwert kann Stand heute bei Pipeline-Import von norwegischem Gas erfüllt werden; bei LNG-Import aus den USA oder Katar ist dies Stand heute nicht möglich**

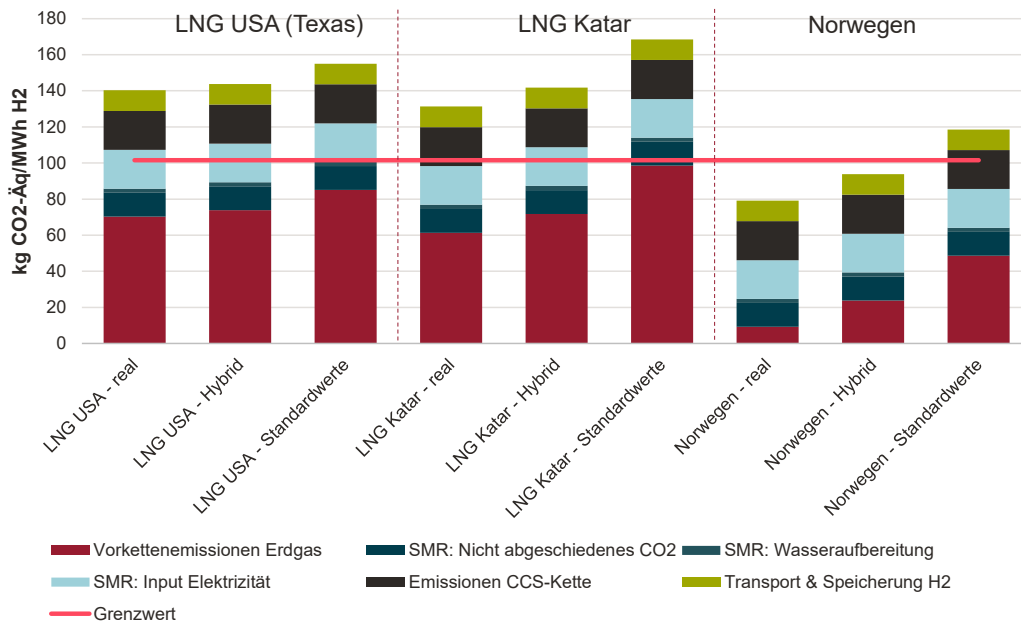
Bei Betrachtung der gesamten Wertschöpfungskette von blauem Wasserstoff (Abbildung 1) zeigt sich ein klares Bild: Bei Nutzung von LNG aus den USA oder Katar wird der Grenzwert unter heutigen Bedingungen in allen betrachteten Fällen überschritten. Haupttreiber sind die hohen Vorkettenemissionen des Erdgases, die bereits für sich genommen nahe an den Grenzwert heranreichen.

Anders stellt sich die Situation bei Pipelinegas aus Norwegen dar. Hier liegen die tatsächlichen Emissionen bereits heute unter dem Grenzwert. Die regulatorische Bewertung fällt jedoch ungünstiger aus, da für Teile der Vorkette verpflichtend Standardwerte anzusetzen sind, die deutlich über den realen Emissionen liegen. Für Methanemissionen dürfen zwar alternativ pfadspezifische Werte verwendet werden, sofern geeignete Daten vorliegen; für die übrigen Emissionen (insbesondere CO<sub>2</sub> und N<sub>2</sub>O) bleiben jedoch die Standardwerte verbindlich. Eine Zielerreichung ist daher nur möglich, wenn solche pfadspezifischen Methanwerte tatsächlich verfügbar sind. Die Standardwertlogik verzerrt damit die Ergebnisse und benachteiligt besonders emissionsarme Routen.

---

<sup>5</sup> Die Einführung regionenspezifischer Standardwerte soll im Review der Delegierten Verordnung im Jahr 2028 überprüft werden.

**Abbildung 1 Gesamtemissionen von blauem Wasserstoff je Pfad und Berechnungsmethode (Jahr 2025/Stand heute)<sup>6</sup>**



Quelle: Frontier Economics. Annahmen: Siehe Anhang A.

Hinweis: SMR = Steam Methane Reformation = Dampfreformierung.

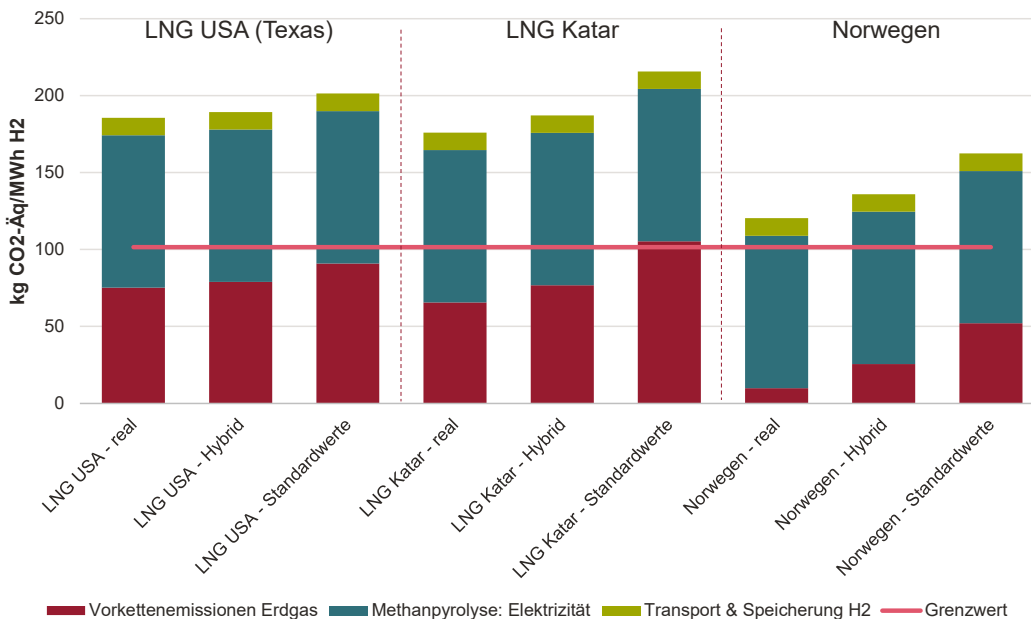
Das hybride Szenario kombiniert einen pfadspezifischen Wert für die Methanintensität mit der verpflichtenden Nutzung von Standardwerten für sonstige Emissionen (CO<sub>2</sub> und N<sub>2</sub>O). Es kann angewendet werden, wenn pfadspezifische Methanwerte gemäß EU-Methanverordnung (EU) 2024/1787 vorliegen. Eine vollständig pfadspezifische Berechnung ist hingegen nicht zulässig; die dargestellten realen Emissionen dienen daher ausschließlich als Vergleich und sind nicht für die Zertifizierung als kohlenstoffarm nutzbar.

### Türkiser Wasserstoff: Grenzwert kann Stand heute bei Bezug von vollständig erneuerbarem Strom bereits erfüllt werden

Die THG-Intensität von türkischem Wasserstoff wird maßgeblich von der Emissionsintensität des eingesetzten Stroms bestimmt. Grund hierfür ist der hohe Strombedarf der Methanpyrolyse. Wird hierfür Netzstrom mit heutiger Emissionsintensität eingesetzt, wird der THG-Grenzwert unabhängig von der gewählten Erdgasroute verfehlt. Wird für die Methanpyrolyse dagegen vollständig erneuerbarer, nach der Delegierter Verordnung als emissionsfrei anerkannter, Strom eingesetzt, kann der Grenzwert bereits heute in vielen Fällen eingehalten werden. Die Erdgasvorkette bleibt auch bei türkischem Wasserstoff relevant, der dominante Hebel liegt jedoch auf der Stromseite.

<sup>6</sup> Die in Abbildung 1 dargestellten Berechnungsergebnisse unterstellen die Nutzung von Netzstrom.

**Abbildung 2 Gesamtemissionen von türkischem Wasserstoff je Pfad und Berechnungsmethode (Jahr 2025/Stand heute)**



Quelle: Frontier Economics. Annahmen: Siehe Anhang A.

Hinweis:

- Das hybride Szenario bezieht sich auf die Nutzung eines pfadspezifischen Werts für die Methanintensität in Kombination mit der verpflichtenden Nutzung des Standardwerts für sonstige Emissionen.
- Die Berechnungen beruhen auf der Annahme, dass der bei der Methanpyrolyse entstehende feste Kohlenstoff gemäß der Verordnung EU (2024/2620) als dauerhaft gebunden zählt und daher als nicht emittiert gilt.
- Für die Methanpyrolyse in Deutschland wird Netzstrom mit der Emissionsintensität aus dem Jahr 2025 verwendet.

## Signifikante Potenziale zur Senkung der THG-Emissionen von blauem und türkischem Wasserstoff

Zur Senkung der THG-Emissionen von blauem und türkischem Wasserstoff bestehen signifikante Potenziale. Der wichtigste kurzfristig verfügbare Hebel ist der Einsatz emissionsarmer Prozesselektrizität in Deutschland, etwa in der Wasserstoffherstellung, der CCS-Kette sowie bei Transport und Zwischenspeicherung. Weitere Hebel sind die Senkung der Methanemissionen in Förderung und Aufbereitung, die Elektrifizierung der LNG-Wertschöpfungskette, insbesondere der Verflüssigung, sowie ein konsequenter Umgang mit CO<sub>2</sub> im Rohgas.

Eine Kombination dieser Maßnahmen kann die THG-Intensität von blauem und türkischem Wasserstoff deutlich senken. Wird in den deutschen Prozessschritten ausschließlich Grünstrom eingesetzt, sinkt bei blauem Wasserstoff die Emissionsintensität spürbar; die norwegische Route liegt dann komfortabel unter dem Grenzwert, und auch bei LNG-Routen wird die Zielerreichung deutlich realistischer. Bei türkischem Wasserstoff sinken die Emissionen in allen betrachteten Pfaden so deutlich, dass der THG-Grenzwert eingehalten werden kann.

Unter ambitionierten, aber grundsätzlich plausiblen Annahmen sinken die Gesamtemissionen von blauem Wasserstoff gegenüber dem heutigen Basisszenario um rund die Hälfte. Bei

türkischem Wasserstoff kann eine Emissionsminderung von über 85 % gegenüber dem fossilen Vergleichswert von 94 g CO<sub>2</sub>-Äq/MJ erreicht werden.

### **Anpassung des regulatorischen Rahmens erforderlich, um den Markthochlauf von blauem und türkischem Wasserstoff zu ermöglichen**

Um den Markthochlauf von blauem und türkischem Wasserstoff zu ermöglichen, sind aus unserer Sicht insbesondere zwei Anpassungen des regulatorischen Rahmens auf EU-Ebene erforderlich: Erstens bleibt der praktische Nutzen einer Zertifizierung als kohlenstoffarmer Brennstoff bislang gering. Im Unterschied zu RFNBOs sind LCF derzeit kaum in Zielsysteme und Quotenvorgaben eingebettet, obwohl für beide dieselbe Kernanforderung an die Treibhausgas-minderung von 70 % gilt. Der unmittelbare Mehrwert einer LCF-Zertifizierung beschränkt sich damit weitgehend auf einzelne Förderkontexte und reicht voraussichtlich nicht aus, um einen belastbaren Nachfrage- und Investitionsimpuls auszulösen. Zweitens bremsen methodische Vorgaben den Markthochlauf, weil sie reale Emissionsunterschiede nur unzureichend abbilden und die Nachweisführung unnötig erschweren. Vor diesem Hintergrund empfehlen wir:

- **Die praktische Relevanz der LCF-Kategorie zu erhöhen**
  - **LCF im Verkehrsbereich als Erfüllungsoption berücksichtigen.** Zertifizierte LCF könnten im Rahmen des von der RED vorgesehenen THG-Reduktionsziels im Verkehrssektor als Erfüllungsoption anerkannt werden, ohne sie regulatorisch als erneuerbare Energie einzuordnen.
  - **Die regulatorische Rolle von LCF im Industriesektor stärken.** In industriebezogenen Zielsystemen sollte zwischen kohlenstoffarmen und konventionell fossilbasierten Wasserstoffpfaden stärker differenziert werden, damit emissionsärmere Optionen auch regulatorisch einen erkennbaren Vorteil erhalten.
  - **Weitere Anwendungsbereiche für LCF prüfen.** Auch außerhalb von Verkehr und Industrie, etwa im Gebäudebereich, sollte geprüft werden, inwieweit zertifizierte LCF als Erfüllungsoption in künftige Dekarbonisierungsanforderungen einbezogen werden können.
- **Die methodischen Vorgaben anzupassen, dass sie praktikabel umsetzbar sind und Emissionsminderungen sachgerecht abbilden:**
  - **Standardwerte konsistent als optionalen Fallback ausgestalten.** Die Verordnung sollte eine vollständig pfadspezifische Bilanzierung entlang der gesamten Prozesskette zulassen; Standardwerte sollten nur ergänzend gelten, regional differenziert sein und regelmäßig aktualisiert werden.
  - **Nachverfolgung der Lieferkette praktikabel gestalten.** Für pfadspezifische Berechnungen braucht es praxistaugliche bilanzielle Lösungen zur Zuordnung von Mengen und Emissionen entlang der Lieferkette, etwa über Herkunftszertifikate oder Trace-and-claim.

- **Verbesserungen im Zeitverlauf berücksichtigen.** Für blauen und türkisen Wasserstoff sind in den kommenden Jahren deutliche Emissionssenkungen zu erwarten. Diese könnten z.B. durch eine der beiden folgenden Möglichkeiten berücksichtigt werden:

**Stufenweise Verschärfung des Grenzwerts:** So könnte zunächst auch eine Minderung von unter 70 % zulässig sein, bevor die Anforderung im Zeitverlauf schrittweise auf über 70 % angehoben wird. Das würde einen schnellen Markthochlauf erleichtern und könnte bei entsprechender Ausgestaltung der Stufen über die Zeit im Durchschnitt gleiche oder sogar geringere Gesamtemissionen bewirken.

**Grenzwert als Laufzeitdurchschnitt:** Alternativ könnte die Zertifizierung (projekt-spezifisch) daran geknüpft werden, dass der statische Grenzwert von minus 70 % im Durchschnitt über die gesamte Projektlaufzeit eingehalten wird. Voraussetzung wären geeignete Instrumente, um die Zielerreichung über die Zeit verbindlich abzusichern.

Um den Markthochlauf nicht weiter zu verzögern, sollten grundlegende Änderungen möglichst noch vor der für 2028 geplanten Überprüfung der Delegierten Verordnung erfolgen.

## Anhang A – Annahmen für die THG-Emissionsschätzungen

Tabelle A.1 Annahmen zu Prozessschritten der Wasserstoffherstellung

Kennzahl	Einheit	Wert	Quelle
<b>Blauer Wasserstoff</b>			
Energiebedarf (elektrisch)	kWh/kg (H <sub>2</sub> )	2,09	[1]
Erdgasbedarf	kg (Erdgas)/kg (H <sub>2</sub> )	4	[1]
Abscheiderate	-	95%	[1]
Emissionsintensität Wasser	kg CO <sub>2</sub> -eq/kg (H <sub>2</sub> O)	0,01	[2]
Wasserbedarf	kg (Wasser)/kg (H <sub>2</sub> )	7,54	[3]
THG-Emissionen CO <sub>2</sub> Downstream	kg CO <sub>2</sub> -eq/kg (H <sub>2</sub> )	0,72	[1]
<b>Türkiser Wasserstoff</b>			
Energiebedarf (elektrisch)	kWh/kg (H <sub>2</sub> )	9,65	[2]
Erdgasbedarf	kg (Erdgas)/kg (H <sub>2</sub> )	4,2	[2]

Quellen:

- [1]: Glockner, F., Heneka, M. und Graf, F. (2026), Kohlenstoffarmer Wasserstoff aus Erdgas: Auswirkung der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 auf die Anrechenbarkeit von blauem und türkischem Wasserstoff als „kohlenstoffarm“, *gwf Gas + Energie*, 01-02/2026, S. 67-81.
- [2]: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: *Roadmap Gas 2050: Deliverable D1.1: „Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H<sub>2</sub>, Bonn, Mai. 2022. Zitiert nach Glockner et al. (2026).*
- [3]: Arrigoni A. et al.: *Environmental life cycle assessment (LCA) comparison of hydrogen delivery options within Europe, European Commission, 2024. Zitiert nach Glockner et al. (2026).*

Tabelle A.2 Annahmen zur Berechnung von Vorkettenemissionen Erdgas

Kennzahl	Einheit	Wert	Quelle
<b>LNG USA (East-Texas/Haynesville)</b>			
Energiebedarf Förderung/Aufbereitung (Erdgas)	MWh/MWh Erdgas	5,31%	[4]
Energiebedarf Förderung/Aufbereitung (elektrisch)	MJ/t	61,6	[5]
Methanleckage Förderung/Aufbereitung	-	0,49%	[6]
Direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen AGR	g CO <sub>2</sub> -Äq/MJ	0,9	[7]
Energiebedarf Pipelinetransport im Inland (Erdgas)	MJ/MJ*km	0,00003	[8]
Distanz Förderort -> LNG-Terminal	km	450	Ann.

Kennzahl	Einheit	Wert	Quelle
Methanleckage Pipelinetransport im Inland	-	0,075%	[9]
Energiebedarf Verflüssigung (Erdgas)	MWh/MWh	7,70%	[10]
Methanleckage Verflüssigung	-	<0,002%	[10]
<b>LNG Katar</b>			
Energiebedarf Förderung/Aufbereitung (Erdgas)	MJ/t	1479,7	[8]
Methanleckage Förderung/Aufbereitung	-	0,06%	[11]
Direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen AGR	g CO <sub>2</sub> -Äq/MJ	1,1	[7]
Energiebedarf Pipelinetransport im Inland (Erdgas)	MJ/MJ*km	0,00003	[8]
Distanz Förderort -> LNG-Terminal	km	80	[8]
Methanleckage Pipelinetransport im Inland	-	0%	[8]
Energiebedarf Verflüssigung (Erdgas)	MJ/t	5220	[8]
Energiebedarf Verflüssigung (elektrisch)	MJ/t	291	[8]
Methanleckage Verflüssigung	-	0,03%	[8]
<b>LNG Schiffstransport &amp; Regasifizierung</b>			
Energiebedarf Erdgas BOG Tanker	MJ/tkm	0,015	[8]
Energiebedarf HFO/VLSFO	MJ/tkm	0,133	[8]
Transportierte Gasmenge je Tanker	MWh	900.000	Ann.
Distanz USA/Katar - Wilhelmshaven	km	8500	Ann.
Energiebedarf Erdgas Regasifizierung	MJ/MJ	0,69%	[5]
Methanleckage Regasifizierung	-	0,05%	[5]
<b>Norwegen (Kvitebjørn) via Europipe</b>			
Energiebedarf Förderung (Erdgas)	MWh/MWh	2,82%	[12]
Methanleckage Förderung	-	0,0093%	[12]
Energiebedarf Aufbereitung (Erdgas)	-	0,058%	[12]
Energiebedarf Aufbereitung (elektrisch)	MWh el/MWh	0,00407	[12]
Methanleckage Aufbereitung	g CH <sub>4</sub> /MWh	1,58	[12]
Erdgas Pipelinetransport bis nach DE insgesamt	g-CO <sub>2</sub> -Äq/MWh	940	[13]

Quellen:

- [4]: EIA (2025), Natural Gas Summary, annual data series "Lease Fuel", "Plant Fuel" und "Dry Production", verfügbar hier. Eigene Berechnung: (Lease Fuel + Plant Fuel) / Dry Production.
- [5]: Ecoinvent 3.9.1, zitiert nach Münter, D. und Liebich, A., "Analyse der Treibhausgasintensitäten von LNG-Importen nach Deutschland: Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz", Berlin, Mai 2023.
- [6]: S&P Global Energy, "All over the map: Basin-level methane metrics reveal uneven US gas performance ahead of EU regulations" (Mucenic, 2025), auf Basis von Platts-Daten zu basin-level upstream methane intensity. Verfügbar [hier](#).
- [7]: IEA (2025), Assessing Emissions from LNG Supply and Abatement Options. Verfügbar [hier](#).

- [8]: Sphera (2021), zitiert nach Münter, D. und Liebich, A., "Analyse der Treibhausgasintensitäten von LNG-Importen nach Deutschland: Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz", Berlin, Mai 2023.
- [9]: Interstate Natural Gas Association of America (INGAA) (2024), INGAA 2024 Climate Report.
- [10]: Mukherjee, M., Littlefield, J., Khutal, H., Kirchner-Ortiz, K.M., Davis, K.G., Jing, L., Ramadan, F., El-Houjeiri, H., Masnadi, M.S. und Brandt, A.R. (2025), "Greenhouse gas emissions from the US liquefied natural gas operations and shipping through process model based life cycle assessment", *Communications Earth & Environment*, 6:16.
- [11]: Chen, Z., Jacob, D. J., Gautam, R., Omara, M., Stavins, R. N., Stowe, R. C., Nesser, H., Sulprizio, M. P., Lorente, A., Varon, D. J., Lu, X., Shen, L., Qu, Z., Pendergrass, D. C. und Hancock, S. (2023), "Satellite quantification of methane emissions and oil-gas methane intensities from individual countries in the Middle East and North Africa: implications for climate action", *Atmospheric Chemistry and Physics*, 23(10), S. 5945-5967.
- [12]: Norwegische Umweltbehörde (Miljødirektoratet), Norske utslipp; eigene Berechnung auf Basis der für die Anlagen Kvitbjørn und Gassco AS Kollsnes prosessanlegg ausgewiesenen Emissionen und Produktionsvolumina.
- [13]: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (2021), Carbon Footprint Natural Gas 1.1 (CFNG1.1), Abschlussbericht. Verfügbar [hier](#).

**Tabelle 3 Annahmen zur Berechnung der Emissionen von Transport und Verteilung des Wasserstoffs**

Kennzahl	Einheit	Wert	Quelle
Distanz zwischen H2-Produktion (Nordseeküste) und Verwendungsort (Ruhrgebiet)	km	350	Ann.
THG pro km Pipelinetransport	g CO <sub>2</sub> -Äq/MWh H <sub>2</sub>	17,9	[14]
Anteil Wasserstoff, der vor Verwendung zwischengespeichert wird	-	20%	Ann.
Energiebedarf (elektrisch) Speicherung gesamt	MWh el/MWh H <sub>2</sub>	0,075	[15]

Quellen:

- [14]: Di Lullo, G., Giwa, T., Okunlola, A., Davis, M., Mehedi, T., Oni, A.O. und Kumar, A. (2022), "Large-scale long-distance land-based hydrogen transportation systems: A comparative techno-economic and greenhouse gas emission assessment", *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(83), S. 35293-35319, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.08.131.
- [15]: Approximiert auf Basis von Khan, M.A., Young, C., MacKinnon, C. und Layzell, D.B. (2021), *The Techno-Economics of Hydrogen Compression*, Transition Accelerator Technical Briefs, Vol. 1, Issue 1, S. 1-36.

**Tabelle A.4 Annahmen zu weiteren Emissionsintensitäten**

Kennzahl	Einheit	Wert	Quelle
Netzstromintensität Texas	g CO <sub>2</sub> -Äq/kWh	363	[16]
Netzstromintensität Norwegen	g CO <sub>2</sub> -Äq/kWh	30	[16]
Netzstromintensität Deutschland	g CO <sub>2</sub> -Äq/kWh	342	[16]
Verbrennungsemissionen Erdgas	g CO <sub>2</sub> -Äq/MWh	201.960	[17]
Verbrennungsemissionen HFO/VLSFO	g CO <sub>2</sub> -Äq/MWh	279.000	[17]
GWP Methan	-	28	[18]
GWP N <sub>2</sub> O	-	265	[18]

Quellen:

- [16]: Electricity Maps ApS, *Yearly electricity data (carbon intensity / electricity mix)*, abgerufen am 16. März 2026, verfügbar [hier](#).
- [17]: IPCC (2006), *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Vol. 2, Ch. 1, Table 1.4.
- [18]: IPCC AR5, Appendix 8.A, Table 8.A.1, 100-year GWP.

**Tabelle A.5 Annahmen zu Charakteristika des Verwendeten Erdgas für Umrechnungszwecke**

<b>Kennzahl</b>	<b>Einheit</b>	<b>Wert</b>	<b>Quelle</b>
LHV Erdgas	kWh/m <sup>3</sup>	8,8	<i>Ann.</i>
Dichte Erdgas	Kg/m <sup>3</sup>	0,805	<i>Ann.</i>
LHV Wasserstoff	MJ/kg	120	<i>Ann.</i>

## **Impressum**

DVGW Deutscher Verein des  
Gas- und Wasserfaches e. V.  
Technisch-wissenschaftlicher Verein  
Josef-Wirmer-Straße 1-3  
53123 Bonn

Tel.: +49 228 9188-5  
Fax: +49 228 9188-990  
E-Mail: [info@dvgw.de](mailto:info@dvgw.de)  
Internet: [www.dvgw.de](http://www.dvgw.de)

Nachdruck und Vervielfältigung nur im  
Originaltext, nicht auszugsweise, gestattet.