



Fachbereich WD 5

Grüne Gase und Öle
Verfügbarkeit, Bedarf, Preisentwicklung

Grüne Gase und Öle

Verfügbarkeit, Bedarf, Preisentwicklung

Aktenzeichen: WD 5 - 3000 - 078/26
Abschluss der Arbeit: 07.07.2026
Fachbereich: WD 5: Wirtschaft, Energie und Klima

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzuzeigen und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Fragestellung	4
2.	Einleitung	4
3.	Bedarf grüner Gase und Öle (GModG)	4
3.1.	Nutzungskonkurrenzen und Preisdruck	5
3.2.	Kostenentwicklung für Gasheizung mit Grüngas	6
4.	Biomethan	7
4.1.	Infrastruktur zur Herstellung von Biomethan	7
4.2.	Gasnetze zum Biomethantransport	7
4.3.	Bedarfsentwicklung Biomethan	8
4.4.	Verfügbarkeit	9
4.5.	Verwendung nach Sektoren	9
4.6.	Preisentwicklung von Biomethan	9
5.	Synthetisches Methan	11
6.	Wasserstoff	12
6.1.	Offene Punkte	15
6.2.	Produktionskosten	16
6.3.	Weiter Veröffentlichungen zu Wasserstoff	17
6.3.1.	Wuppertal Institut (2023)	17
6.3.2.	Fraunhofer IKTS (2024)	18
6.3.3.	Bundesrechnungshof (2025)	19
6.3.4.	Bundesverband der Wasser- und Energiewirtschaft (BDEW) (2025)	20
6.3.5.	Deloitte/Öko-Institut (2025)	20
6.3.6.	Prognos (2025)	21
6.3.7.	EWI/BET (2025)	22
6.3.8.	Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2025)	24
7.	Wasserstoffderivate	27
7.1.	Produktionskosten	28
7.1.1.	Synthetic Natural Gas (SNG)	28
7.1.2.	Grüner Ammoniak	29
7.1.3.	Grünes Methanol	30
7.2.	Import	30
8.	Bioöl	31
9.	Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste	34

1. Fragestellung

Gegenstand dieser Dokumentation sind die Verfügbarkeit, der Bedarf und die Preisentwicklung von "grünen Gasen" (Biogas; Biomethan; grüner, blauer, orangener und türkiser Wasserstoff; Wasserstoffderivate; synthetisches Methan) und von Bioölen. Grüne Gase und Öle sollen schrittweise fossile Brennstoffe ersetzen.

2. Einleitung

Der Entwurf des Gebäudemodernisierungsgesetzes (GModG-E)¹ sieht ab 2028 eine Grüngasquote (GGQ) für die Inverkehrbringer von fossilen Brennstoffen vor, und ab 2029 sollen stufenweise fossile Brennstoffe in Heizungsanlagen privater Haushalte durch klimafreundliche Brennstoffe ersetzt werden („Bio-Treppe“). Ab dem 01.01.2029 muss der Anteil grüner Gase und Öle bei mindestens 10 Prozent liegen, ab dem 2030 bei 15 Prozent, ab 2035 bei 30 Prozent und ab 2040 bei mindestens 60 Prozent.²

Entscheidend wird sein, ob die benötigten Mengen an Biogas, Biomethan, Bioheizöl, Wasserstoff und Wasserstoffderivaten in Deutschland und im europäischen Umfeld in ausreichender Menge, zu vertretbaren Kosten und ohne Verdrängung anderer Nutzungen verfügbar sein werden.

Bislang ist die Verfügbarkeit grüner Gase und Öle begrenzt, der Bedarf für die Energiewende jedoch groß. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit und der Nutzungskonkurrenzen sind die Preise hoch. Ein Grund dafür sind auch die hohen Herstellungskosten. Einige Studien blicken hinsichtlich der Preisentwicklung jedoch optimistischer in die Zukunft als andere, wobei die Prognosen erheblich variieren.

3. Bedarf grüner Gase und Öle (GModG)

Im Kontext des Gebäudemodernisierungsgesetzes (GModG) analysiert die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) Potenziale für und Bedarfe von grünen Gasen und Ölen im Gebäudebereich.³ Demnach hängt die mögliche Bedarfsentwicklung vom Heizungswechsel und Gebäudesanierungsbedarf ab:

1 Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes, zur Änderung des Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften im Wärmebereich, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2026/20260513-entwurf-eines-gesetzes-zur-aenderung-des-gebaeudeenergiegesetzes.pdf?blob=publicationFile&v=6>.

2 S. 115, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2026/20260513-entwurf-eines-gesetzes-zur-aenderung-des-gebaeudeenergiegesetzes.pdf?blob=publicationFile&v=6>.

3 Deutsche Energie-Agentur GmbH (2026):, Potenziale für und Bedarfe von grünen Gasen und Ölen im Gebäudebereich, Eine Analyse im Kontext des Gebäudemodernisierungsgesetzes, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publicationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebauebereich.pdf.

Heizungswechsel und Gebäudesanierung bestimmen den künftigen Bedarf grüner Gase und grüner Öle

Zur Ermittlung des Bedarfs grüner Gase und Öle in Gebäuden sind mehrere Faktoren entscheidend, u. a. die Sanierungsrate, der Anteil neu installierter Gas- und Ölheizungen, bzw. der gewählte Heizungstyp. Mögliche Entwicklungspfade hat die dena in **drei Szenarien** modelliert.

	Szenario 1 (Extrem)	Szenario 2 (Moderat)	Szenario 3 (Ambitioniert)
Sanierungsrate	Ø der letzten 5 Jahre	1 %	2 %
Anteil neuer Gas- und Ölheizungen in MFH	100 %	65 %	33 %
Anteil neuer Gas- und Ölheizungen in EFH/ZFH	100 %	50 % Gas / 33 % Öl	10 %

Für den **Einsatz von Gas- und Ölheizungen** wird die Wechselwahrscheinlichkeit bei Heizungsaustausch variiert. Grundannahme ist, dass die Heizung im Rahmen einer Sanierung erneuert oder nach einer Betriebszeit von 25 Jahren ausgetauscht wird.

- 100 % bedeutet: Alle vorhandenen Öl- und Gasheizungen werden perspektivisch durch neue Öl- und Gasheizungen ersetzt.
- 10 % bedeutet: 90 % der neu eingebauten Heizungen sind nicht mehr mit Öl oder Gas betrieben.

Für den **Gas- und Heizölbedarf** wird folgendes angenommen:

- Szenario 1 schreibt den Status quo in der Bestandsstruktur zur Entwicklung des Raumwärmebedarfs fort.
- Szenario 2 orientiert sich an der realen Entwicklung im Gebäudesektor in der jüngeren Vergangenheit.
- Szenario 3 sieht eine umfassende energetische Transformation im Gebäudesektor vor.

Abbildung 1: Heizungswechsel und Gebäudesanierung und Bedarf grüner Gase und Öle.⁴

3.1. Nutzungskonkurrenzen und Preisdruck

Die Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (KEAN) führt hinsichtlich der Nutzungskonkurrenzen zwischen den Sektoren aus:

„Die knappe Verfügbarkeit grüner Gase führt zu Nutzungskonkurrenzen: Industrie, Energieerzeugung und Verkehr beanspruchen die gleichen Ressourcen wie der Gebäudesektor. Da sich Biomethan unter anderem wegen begrenzter landwirtschaftlicher Flächen nicht beliebig ausweiten lässt, steigt der Preisdruck. Diese Entwicklung wirkt sich direkt auf private Haushalte aus, denn sie führt zu höheren Heizkosten, wenn Gas als Energieträger bleibt.“⁵

Das White Paper des Wasserstoff-Leitprojekts TransHyDE-Systemanalyse (2024) des damaligen Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF), koordiniert von Fraunhofer IEG und DECHEMA e.V., kommt aufgrund der Nutzungskonkurrenzen mit anderen EU-Staaten zu folgendem Ergebnis:

„Insgesamt haben die Forschenden einen Mindestbedarf von 700 TWh gasförmigen Wasserstoff für Europa und Großbritannien im Jahr 2050 ermittelt. Wasserstoff ist nur dann förder-

4 Deutsche Energie-Agentur GmbH (2026): Potenziale für und Bedarfe von grünen Gasen und Ölen im Gebäudebereich, Eine Analyse im Kontext des Gebäudemodernisierungsgesetzes, S. 25, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publicationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.

5 Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (2026), Biotreppe im Gebäudemodernisierungsgesetz: Warum der Wärmesektor mehr braucht als grüne Gase, <https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/Biotreppe-im-Gebaedemodernisierungsgesetz-Warum-der-Waermesektor-mehr-braucht-als-gruene-Gase-4978>.

lich für die Umsetzung der Energiewende, wenn die zeitliche und räumliche Verfügbarkeit den jeweiligen Bedarfen entspricht. Wasserstoff wird demnach vor allem bei Hochtemperatur- und energieintensiven Prozesswärmeanwendungen benötigt, sowie als Rohstoff in der Industrie und der zentralen Strom- und Fernwärmeerzeugung.“⁶

3.2. Kostenentwicklung für Gasheizung mit Grüngas

Die Kurzstudie zu Auswirkungen der Bio-Treppe in §43 GModG-E auf die **Jahresgesamtkosten bei der Wärmeversorgung** kommt hinsichtlich der möglichen Kostenentwicklung für Heizung und Warmwasser zu folgendem Ergebnis:

- „dass über den Lebenszyklus eine Wärmeversorgung auf Basis von Wärmepumpen oder Fernwärme in der Regel kostengünstiger als eine Gasbrennwertheizung mit Grüngasanteilen gemäß der „Biotreppe“ in §43 GModG-E sein wird;
- dass die Differenzen bei den Heizkosten über eine Laufzeit von 20 Jahren ab 2026 im beispielhaften Einfamilienhaus je nach Technologie bei bis zu 49.000 Euro liegen und damit ein Kostenrisiko darstellen können;
- dass aufgrund der sehr unterschiedlichen lokalen und baulichen Voraussetzungen bei Wärmepumpen und Fernwärme die Kostenspannen für Investitionen und Infrastrukturen groß sind; und
- dass hohe Unsicherheiten insbesondere in Bezug auf die Preisentwicklung grüner Gase für Endverbraucher bestehen.

Diese Effekte kommen umso stärker zum Tragen, je später eine Investition nach dem Jahr 2026 stattfindet. In der Konsequenz erscheint damit eine Beratung von Hauseigentümern vor Investitionen in eine neue Heizanlage weiterhin sinnvoll und notwendig.“⁷

Siehe hierzu auch:

Dena (2026a), Die Rolle der Energiepreise für Investitionsentscheidungen im Gebäudebereich. Eine Analyse im Kontext des Gebäudemodernisierungsgesetzes, <https://www.dena.de/infocenter/analysen-im-kontext-des-gebaudemodernisierungsgesetzes-gmodg/>, dann weiter zur Analyse.

Die Analyse verbindet Preisentwicklung, Investitionsentscheidungen und Heizungswahl.

Auf den Seiten 23 und 24 finden sich die zentralen Erkenntnisse aus der Analyse.

6 Fraunhofer IEG (2024), Welche Infrastruktur benötigt die Wasserstoffwirtschaft bis 2050? <https://www.ieg.fraunhofer.de/de/presse/pressemitteilungen/2024/welche-infrastrukturen-benoetigt-die-wasserstoffwirtschaft-bis-2.html>.

7 Vergleich Wärmeversorgung, Kurzstudie zu Auswirkungen der Bio-Treppe in §43 GModG-E auf die Jahresgesamtkosten, Im Auftrag der MVV Energie AG, 18.06.2026, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/kurzstudie-vergleich-waermeversorgung.html>, dann weiter zum Download, S. 2.

4. Biomethan

4.1. Infrastruktur zur Herstellung von Biomethan

Von den rd. 10.000 Biogasanlagen verfügen 270 über die Technik, Biogas in Biomethan aufzubereiten. Ein Kubikmeter (m³) Biogas hat in Abhängigkeit von den in der Biogasanlage verwendeten Substraten einen Methangehalt von 50 bis 75 %.⁸

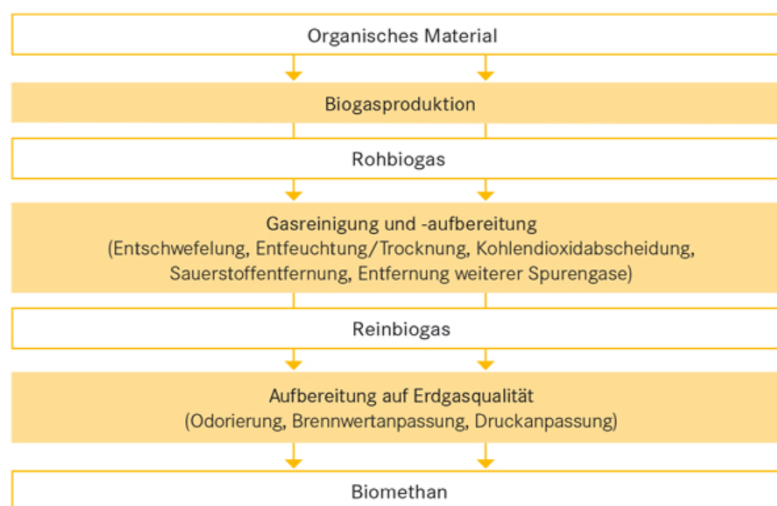


Abbildung 2: FNR.⁹

Biomethan kann problemlos ins Gasnetz eingespeist werden, macht aber einen Netzausbau erforderlich. Nach Angaben des BUND wird das Rohbiogas jedoch „derzeit meist in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt“¹⁰, also im Nahbereich.

4.2. Gasnetze zum Biomethantransport

Die Fernleitungsbetreiber schildern im “Diskussionspapier Biomethan“ aktuelle Herausforderungen:

„Ob langfristig auf Fernleitungsebene ein verbleibendes Erdgasnetz zum Transport von Biomethan und grünem synthetischem Methan aufrechterhalten werden sollte, hängt davon ab, inwiefern sich national entsprechend hohe Transportmengen für den überregionalen Transport von Biomethan zwischen langfristigen Biomethan-Clustern (z.B. Ballungszentren) ergeben oder international innereuropäische Transitaufgaben notwendig sind. Sofern im Rah-

8 Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Basisdaten Bioenergie Deutschland 2026, S. 49, https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2025/Mediathek/Brosch_Basisdaten_Bioenergie_2025_11_web.pdf.

9 FNR, Themenportal Biogas, <https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/biomethan>.

10 BUND (2026), Heizen mit Biomethan. Teuer für Klima, Natur und Verbraucher*innen https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/energiewende/Heizen-Biomethan-BUND.pdf.

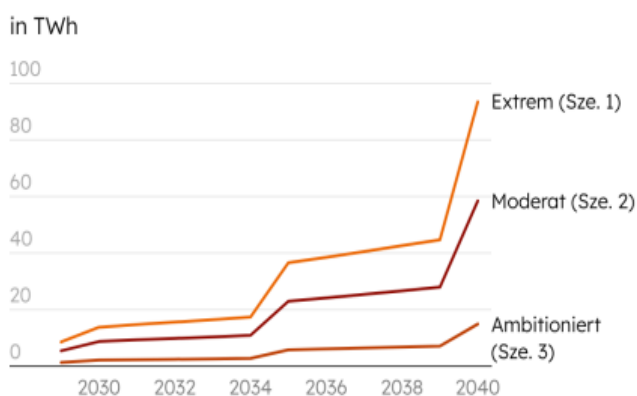
men der kommunalen Wärmeplanung langfristig Biomethanetze der Verteilernetzbetreiber vorgesehen sind, dort aber keine ausreichenden Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen, um saisonale Schwankungen in Produktion und Verbrauch auszugleichen, kann die Aufrechterhaltung überregionaler Netzteile zum Ausgleich mit anderen Regionen oder zur Speicherung in anderen Erdgasspeichern eine sachgerechte Alternative sein. Hierbei ist aber der Aufwand für eine Anpassung der Gasbeschaffenheit, insbesondere Sauerstoffentfernung, zu beachten. Auch zur Steigerung des grenzüberschreitenden Handels von Biomethan in Europa [...] kann die Aufrechterhaltung überregionaler Netzteile sinnvoll sein [...].“¹¹

4.3. Bedarfsentwicklung Biomethan

Unter Bezugnahme auf die drei in der folgenden Abbildung dargestellten Szenarien kommt die dena (2026) zu dem Ergebnis, dass die Biotreppe eine zu hohe Biomethan-Nachfrage erzeugen könnte und stellt die Biomethanbedarfsentwicklung in Wohngebäuden durch die Biotreppe wie folgt dar:

Biotreppe könnte zu hohe Nachfrage erzeugen

Biomethanbedarfsentwicklung in Wohngebäuden durch Biotreppe



- In **Szenario 1** hätte sich der Gasheizungsbestand in 2040 im Vergleich zu heute kaum geändert; die Anlagen müssten aber überwiegend mit 60 % Biomethan betrieben werden. Zur Deckung der potenziellen Nachfrage von rund 100 TWh benötigte es einen massiven Ausbau der Biomethanproduktion. Das überstiege deutlich die inländischen Biomassepotenziale aus Abfall- und Reststoffen und hätte massive Importbedarfe zur Folge.
- **Szenario 2** könnte anhand der Biomassepotenziale bis 2040 weit überwiegend mit Abfall und Reststoffen aus Deutschland gedeckt werden. Darüber hinaus sind auch hier Importe zwingend.
- **Szenario 3** ließe sich ausschließlich über heimische Abfall- und Reststoff-Potenziale abdecken. Das Vorhalten der Infrastruktur für die geringe Gasmenge ginge aber höchstwahrscheinlich mit hohen Netzentgelten einher, was die Belieferung teuer machen dürfte.

Abbildung 3: Biotreppe könnte zu hohe Nachfrage erzeugen.¹²

11 FNB Gas – Diskussionspapier Biomethan, Aktuelle Herausforderungen und Lösungsansätze aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber Berlin, 25.06.2024, https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/06/2024-06-26_FNB-Gas_Diskussionspapier-Biomethan.pdf.

12 S. 26, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.

4.4. Verfügbarkeit

Siehe hierzu die folgende Studie vom French Institute of International Relations (Ifri).

Sie ordnet den Biomethan Sektor im europäischen Wettbewerb um knappe Moleküle ein und ist für Nutzungskonkurrenzen sehr relevant: Cornot-Gandolphe, Sylvie (2026), The European Biomethane Sector at a Critical Juncture: Stronger Policy Alignment Will Matter, https://www.ifri.org/sites/default/files/2026-06/ifri_cornot-gandolphe_european_biomethane_sector_june2026.pdf.

4.5. Verwendung nach Sektoren

In den letzten beiden Jahren ist die Nutzung von Biomethan auch als Kraftstoff deutlich gestiegen – neben der Verwendung in Blockheizkraftwerken (BHKW) für die Wärme- und Stromproduktion:

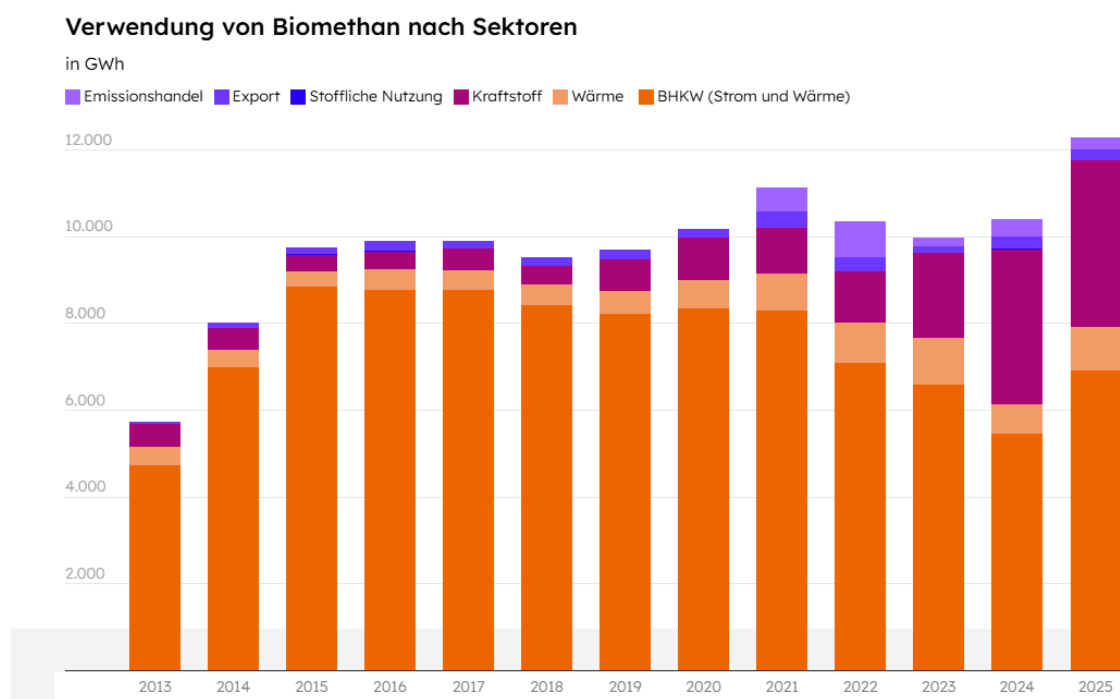


Abbildung 4: Verwendung von Biomethan nach den Sektoren.¹³

4.6. Preisentwicklung von Biomethan

Laut dem Branchenbarometer Biomethan 2025 hat sich der Preis-Spread zwischen Erdgas und Biomethan erneut vergrößert. Zudem sei das in Deutschland produzierte Biomethan teurer als das international gehandelte Biomethan:

¹³ Produktion und Nutzung von Biomethan in Deutschland, 28.10.2025, <https://www.dena.de/infocenter/produktion-und-nutzung-von-biomethan-in-deutschland/>.

„Die Preisentwicklung von Biomethan wird von einer Vielzahl teils schwer vorhersehbarer Faktoren bestimmt. Auf Produktionsseite haben steigende Ausgaben für Betriebsmittel und Dünger in den vergangenen Jahren zu höheren Herstellungskosten geführt. Wesentliche Treiber waren der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine, der die Großhandelspreise für Erdgas stark in die Höhe trieb, sowie die hohe Inflation im Nachgang der Coronapandemie. Während sich die Erdgaspreise inzwischen wieder auf einem normalen Niveau eingependelt haben, verharren die Produktionskosten von Biomethan auf erhöhtem Niveau. Dadurch hat sich der Preis-Spread zwischen Erdgas und Biomethan erneut vergrößert.“¹⁴

„Bei **Handelspreisen von 40 bis 50 €/MWh für international** gehandeltes Biomethan kann in Deutschland produziertes Biomethan mit **80 bis 120 €/MWh** auf diesen Märkten nur selten wettbewerbsfähig angeboten werden.“¹⁵

Die Preisspanne im internationalen Handel hängt mit den Produktionskosten und der Produktionskategorie (NawaRO, nachhaltige oder ungefördernde Abfälle und Reststoffe) zusammen:

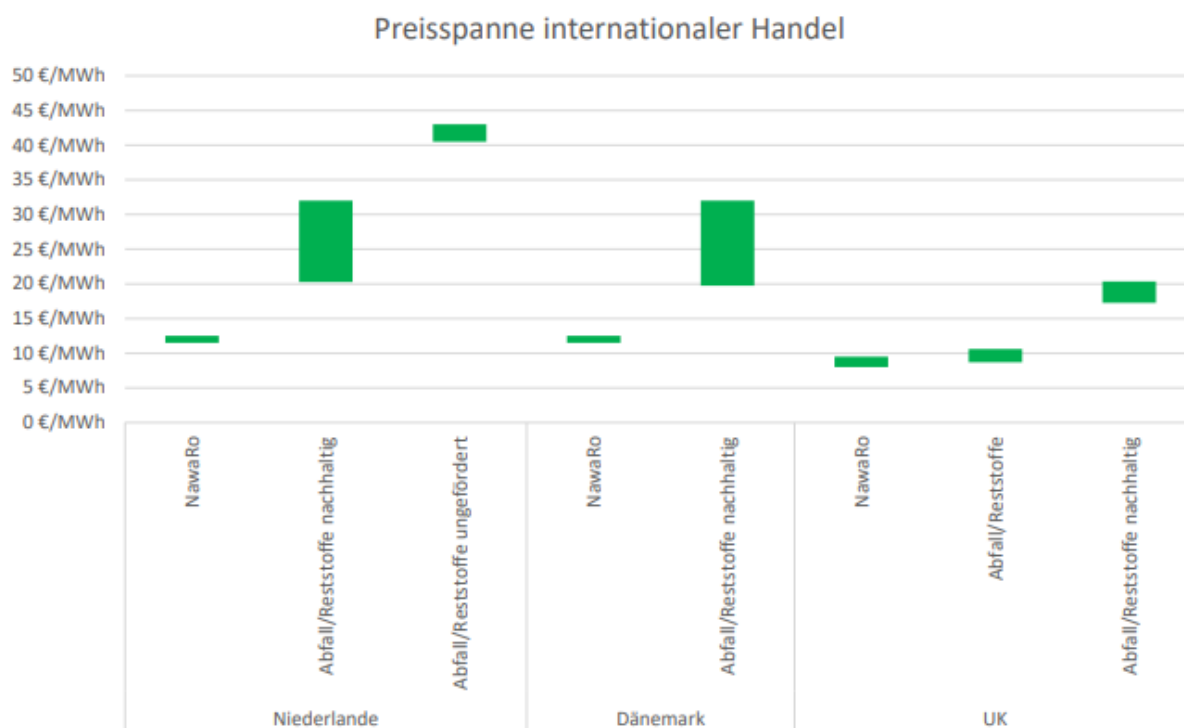


Abbildung 5: Preisniveaus internationaler Handel nach Land und Produktkategorie.¹⁶

14 Branchenbarometer Biomethan 2025, S. 11, <https://www.dena.de/infocenter/branchenbarometer-biomethan-2025/>, dann Download starten.

15 Branchenbarometer Biomethan 2025, S. 13, <https://www.dena.de/infocenter/branchenbarometer-biomethan-2025/>, dann Download starten. Hervorhebung durch Verfasser der Dokumentation.

16 Branchenbarometer Biomethan 2025, S. 12, <https://www.dena.de/infocenter/branchenbarometer-biomethan-2025/>, dann Download starten.

Die folgende Abbildung gibt Auskunft über die durchschnittlichen Einkaufspreise für Biomethan im Jahr 2024 gegliedert nach NawaRo, Gülle sowie Rest- und Abfallstoffen bei kurzfristiger und langfristiger Beschaffung:

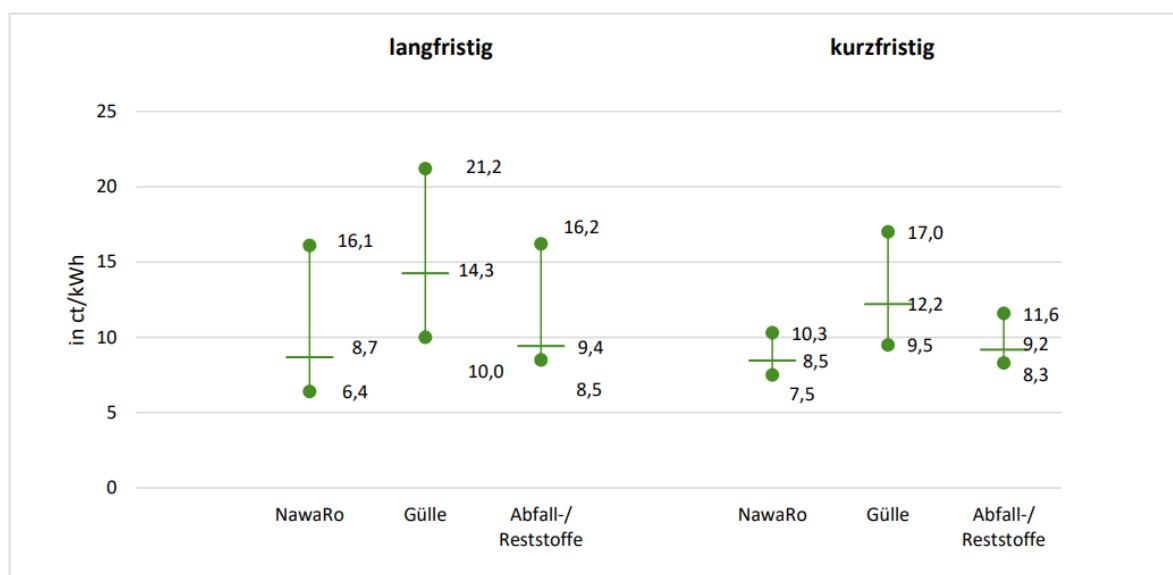


Abbildung 6: Durchschnittliche Einkaufspreise 2024 für Biomethan nach Einsatzstoffen bei kurzfristiger und langfristiger Beschaffung.¹⁷

5. Synthetisches Methan

Der Fachverband Biogas empfiehlt aktuell:

„Neben dem klassischen Biomethan sollte zudem der Hochlauf der Produktion von synthetischem Methan vorangetrieben werden. Dabei kann direkt an der Biomethanaufbereitungsanlage abgetrenntes CO₂ mit Wasserstoff aus der Elektrolyse verbunden werden. Das Potenzial durch Nutzung von grünem CO₂ kann durch die Nutzung von nicht vermeidbarem grauen CO₂ (z. B. aus der Zementproduktion) erweitert werden.“¹⁸

17 Branchenbarometer Biomethan 2025, S. 11, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Branchenbarometer_Biomethan_2025_BF.pdf.

18 Fachverband Biogas /2026), FAQ: „Bio-Treppe“ & „Grüngasquote“, Zur Rolle von Biomethan im geplanten Gebäudemodernisierungsgesetz (GMG), Stand: 04.03.2026, S. 2, https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/application/files/2017/7270/0815/FvB_FAQ_Bio-Treppe_Gruengasquote_4.3.2026.pdf.

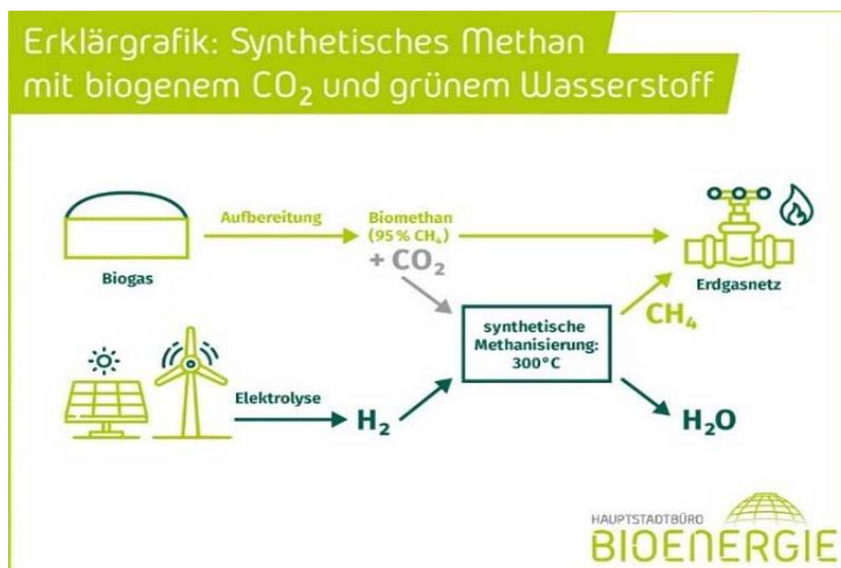


Abbildung 7: Der Weg zum synthetischen Methan aus Biomethan und Elektrolyse.¹⁹

Zur Einordnung von erneuerbarem synthetischem Methan (E-SNG) wird außerdem auf die einschlägige Veröffentlichung des Nationalen Wasserstoffrats hingewiesen.²⁰

6. Wasserstoff

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über Herstellungsverfahren und Emissionswerte der unterschiedlichen Wasserstoffarten:

19 Grafik: Hauptstadtbüro Bioenergie. <https://www.energiezukunft.eu/erneuerbare-energien/bioenergie/ausreichend-biomethan-aus-heimischer-erzeugung>.

20 Nationaler Wasserstoffrat (2025), Einordnung von erneuerbarem synthetischem Methan (E-SNG), https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2025/2025-03-13_NWR-Grundlagen-und-Informationspapier_E-SNG.pdf.

Farbe	Verfahren	CO ₂ -Emissionen
Grüner Wasserstoff	Elektrolyse mit erneuerbarem Strom	≈ 0 (emissionsfrei in der Erzeugung; beim Bau und bei der Herstellung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien entstehen Emissionen)
Grauer Wasserstoff	Dampfreformierung ohne CCS	≈ 10-12 kg CO ₂ pro kg Wasserstoff (meist wird fossiles Erdgas als Energieträger für die Dampfreformierung genutzt)
Brauner Wasserstoff	Kohlekonversion (Braunkohle)	≈ 22-26 kg CO ₂ pro kg Wasserstoff (zwischen 75 % und 95 % dieser Emissionen entstehen direkt bei der Produktion)
Schwarzer Wasserstoff	Kohlekonversion (Steinkohle)	≈ 22-26 kg CO ₂ pro kg Wasserstoff (s. Braunkohle)
Türkiser Wasserstoff	Methanpyrolyse (kein CO ₂ , fester Kohlenstoff)	≈ 0,9 kg CO ₂ pro kg Wasserstoff; wie beim grünen Wasserstoff ist der Einsatz erneuerbarer Energien entscheidend)
Pinker Wasserstoff	Elektrolyse mit Atomstrom	≈ 0 (wie grüner Wasserstoff emissionsfrei bei der Erzeugung, zu berücksichtigen sind vorgelagerte Emissionen im Kernkraftzyklus; in Deutschland aufgrund des Atomausstiegs keine Option)
Blauer Wasserstoff	Dampfreformierung + CCS	Dampfreformierung + CCS ≈ 1,9 kg CO ₂ pro kg Wasserstoff (abhängig von Prozessenergie, CCS-Rate und Methanverlusten)

Abbildung 8: Wasserstofffarben im CO₂-Vergleich.²¹

Orangener Wasserstoff wird „aus Biomasse oder unter Verwendung von Strom aus Anlagen der Abfallwirtschaft erzeugt.“²²

Als **kohlenstoffarme** Wasserstoffe werden blaue, türkise und orange Wasserstoffe bezeichnet, sie gelten als Übergangslösung. Grüner Wasserstoff wird **erneuerbar** erzeugt, hat im Vergleich die beste Klimabilanz²³ und wird deshalb langfristig angestrebt. In einer Pressemitteilung des Jülich Forschungszentrums vom 28.07.2023 heißt es:

21 EnBW (2026), Grün, grau, golden: Warum Wasserstoff verschiedene Farben hat, <https://www.enbw.com/unternehmen/themen/wasserstoff/wasserstoff-farben.html>.

22 GModG-E, S. 13, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Ge-setz/2026/20260513-entwurf-eines-gesetzes-zur-aenderung-des-gebaeudeenergiegesetzes.pdf?__blob=publicationFile&v=6; Nationale Wasserstoffstrategie, <https://www.bundesumweltministerium.de/themen/verkehr/wasserstoff-und-power-to-x/nationale-wasserstoffstrategie>, dann zur Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie.

23 EnBW (2026): Grün, grau, golden: Warum Wasserstoff verschiedene Farben hat, <https://www.enbw.com/unternehmen/themen/wasserstoff/wasserstoff-farben.html>.

„Wir wollen so schnell wie möglich so viel grünen Wasserstoff wie möglich produzieren. Aber gleichzeitig werden mit blauem, türkisem oder orangenem Wasserstoff Transformationspfade geöffnet, die wirtschaftlich sinnvoll sind und die auch Schritte auf dem richtigen Weg einer emissionsfreien Energieversorgung sind. Blauer Wasserstoff wird zwar unter Einsatz von Erdgas hergestellt. Das dabei erzeugte CO₂ wird aber eingesammelt und beispielsweise unter dem Meer in alten Gaslagerstätten gespeichert. Es gelangt also nicht in die Atmosphäre und trägt damit nicht zum Klimawandel bei. Natürlich ist grüner Wasserstoff nachhaltiger, weil er ohne fossile Rohstoffe auskommt. Aber die anderen Wasserstoff-Arten ermöglichen mit vertretbaren Nebenwirkungen den schnelleren Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft, solange es nicht genügend grünen Wasserstoff gibt.“²⁴

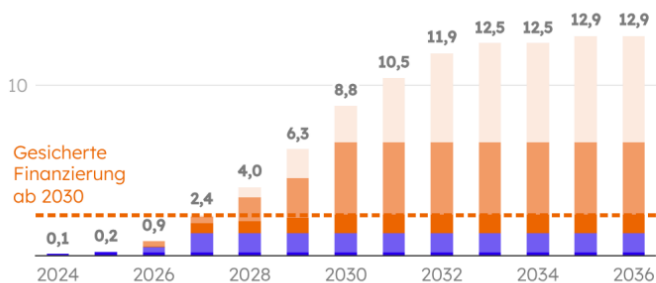
Die grüne Wasserstoffproduktion in Europa hängt laut Fraunhofer IEG (2024) davon ab, „ob die ambitionierten Ziele zum Ausbau von europäischen Wind- und Solaranlagen erreicht“ werden.²⁵

Laut dena (2026) stehen mittelfristig kaum Wasserstoffmengen für die GGQ zur Verfügung, da sie prioritär für die Industrie gebraucht werden:

Kapazität der Elektrolyseprojekte bis 2036

in GW nach **Umsetzungsstand** und **Realisierungswahrscheinlichkeit**

■ in Betrieb ■ im Bau ■ hoch ■ mittel ■ niedrig



Stand: Oktober 2025

- Laut der dena-Projekt Datenbank* sind 185 MW Elektrolysekapazität in Deutschland in Betrieb (Stand Oktober 2025). Weitere 8,6 GW Kapazitäten mit geplanter Inbetriebnahme bis 2030 sind in Bau oder Planung. Nach dena-Einschätzung werden bis 2030 rd. 2,4 bis 6,6 GW Elektrolysekapazität mit hoher bzw. mittlerer Wahrscheinlichkeit realisiert. Abhängig von Auslastungs- und Effizienzgrad ließen sich mit 2,4 GW Elektrolysekapazität jährlich zwischen 5 und 9,2 TWh Wasserstoff produzieren. Bei 6,6 GW Elektrolysekapazität könnten jährlich zwischen 13,7 und 20,8 TWh Wasserstoff zur Verfügung stehen.
- Diese Mengen werden prioritär für die Erfüllung bestehender Quoten und die Dekarbonisierung der Industrie benötigt. Bereits durch die neue RFNBO-Unterquote im Verkehr entsteht ein H₂-Bedarf von rund 8 TWh (2030) bzw. 30 TWh (2040). Hinzu kommen bis zu 15 TWh für drei DRI-Projekte (Direktreduktion von Eisenerz) der Stahlindustrie sowie Bedarfe für Quoten in der Luft- und Schifffahrt (rd. 2 TWh im Jahr 2030). Mittelfristig werden daher kaum Wasserstoffmengen zur Erfüllung der Grüngasquote zur Verfügung stehen.

Abbildung 9: Kapazität der Elektrolyseprojekte bis 2026.²⁶

Für die folgenden drei Industriezweige ist die Wasserstoffnutzung besonders wichtig:

- Mineralölindustrie

24 Pressemitteilung des Jülich Forschungszentrums, Wasserstoff: „Es geht darum, dass wir in Deutschland unsere Technologieführerschaft festigen und weiter ausbauen“, 28.07.2023, <https://www.fz-juelich.de/de/aktuelles/news/pressemitteilungen/2023/interview-mit-peter-wasserscheid>.

25 <https://www.ieg.fraunhofer.de/de/presse/pressemitteilungen/2024/welche-infrastrukturen-benoetigt-die-wasserstoffwirtschaft-bis-2.html>.

26 S. 21, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.

- Chemieindustrie
- Stahlindustrie.²⁷

Auch der Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (KEAN) zufolge liegt

„der Fokus der Wasserstoffwirtschaft [...] bislang klar auf der Industrie und auf energieintensiven Prozessen und nicht auf der dezentralen Wärmeversorgung.

Importe von klimafreundlichem Wasserstoff befinden sich ebenfalls erst im Aufbau, und gesicherte Lieferverträge in nennenswertem Umfang existieren noch nicht. Auch synthetisches Erdgas (SNG), das durch Methanisierung von Wasserstoff mit CO₂ entsteht, ist derzeit technologisch verfügbar, aber wirtschaftlich und mengenmäßig nicht marktrelevant. Entsprechend kann es kurzfristig keine tragende Rolle im Gebäudesektor übernehmen.“²⁸

6.1. Offene Punkte

Laut dena (2026) sind „zentrale Punkte zur Rolle von Wasserstoff in der geplanten Grüngasquote [...] noch offen“ hinsichtlich der Kosten, der Infrastruktur, der EU-Regelungen zu erneuerbarem (RFNBO, Renewable Fuels of Non-Biological Origin) und kohlenstoffarmem Wasserstoff (LCF, Low Carbon Fuel) sowie zur Beimischung ins Gasnetz:

- Der **Einsatz von Wasserstoff** (H₂) und Wasserstoffderivaten im Gebäudesektor ist **deutlich kostspieliger** als der von Biogas. H₂ dürfte also weiterhin eine untergeordnete Rolle spielen. Das könnte sich ändern, falls im Rahmen der Grüngasquote H₂-fördernde Elemente enthalten wären, etwa eine Unterquote oder eine Mehrfachanrechnung.
 - Für den großskaligen Einsatz von Wasserstoff braucht es **infrastrukturelle Voraussetzungen**: die Umstellung von Gas-Verteilnetzen auf H₂ sowie der Neubau von Verteilnetzen. Das erfordert **hohe Investitionen**.
 - Theoretisch ist eine **Beimischung ins Erdgasnetz** bis zu einem **Volumenanteil von rd. 20 %** möglich. Zugleich würde eine 20%ige Beimischung von erneuerbarem H₂ lediglich THG-Einsparungen von rund 5 bis 7 % ermöglichen, da Wasserstoff eine deutlich niedrigere volumetrische Energiedichte als Erdgas hat.
 - Nachhaltigkeitsanforderungen und Zertifizierungsregeln für Wasserstoff sind **auf EU-Ebene geregelt**. Dabei wird zwischen erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff unterschieden. Erneuerbarer Wasserstoff ist ein sogenanntes RFNBO (Renewable Fuel of Non-Biological Origin); kohlenstoffarmer Wasserstoff gilt als LCF (low-carbon fuel). Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe sind eine Unterkategorie der LCF.
- Die Anforderungen an RFNBO sind in der der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (REDII/III) und den Delegierten Verordnungen (EU) 2023/1184 und (EU) 2023/1185 geregelt. Erneuerbarer H₂ muss mit vollständig erneuerbarem Strom erzeugt werden und darf einen THG-Grenzwert von 28,2 gCO₂eq/MJ (rd. 3,34 kgCO₂/kgH₂) nicht überschreiten. Dieser Grenzwert gilt auch für kohlenstoffarmen H₂. Die Vorgaben sind in der Gasmarkttrichtlinie (EU) 2024/1788 und der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 festgehalten.

Abbildung 10: Zentrale Punkte zur Rolle von Wasserstoff in der geplanten Grüngasquote sind noch offen.²⁹

27 Mindestanteile für grünen Wasserstoff in der Industrie: Die Folgen der RED III, <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/mindestanteile-fuer-gruenen-wasserstoff-in-der-industrie-die-folgen-der-red-iii/>.

28 <https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/Biotreppe-im-Gebaedemodernisierungsgesetz-Warum-der-Waermesektor-mehr-braucht-als-gruene-Gase-4978>.

29 S. 20, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.

Aktuell wird bereits ein sehr geringer Anteil Wasserstoff ins Gasnetz eingespeist, eine Beimischung von rd. 20 % ist theoretisch bereits möglich (aber auch bei einer Beimischung von grünem Wasserstoff ohne große THG-Ersparnis)³⁰. Um Wasserstoff (grün, blau, orange oder türkis) im großen Rahmen ins Gasnetz einzuspeisen, muss zunächst eine Wasserstoffinfrastruktur entwickelt werden. In Berlin z. B. ist ein Wasserstoffnetz für Großverbraucher mit einem Leistungsbedarf von über 30 Megawatt bis 2035 vorgesehen.³¹ Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff wird dort von einer flächendeckenden dezentralen Wärmeversorgung von Einzelgebäuden durch Wasserstoff aktuell nicht ausgegangen.³²

6.2. Produktionskosten

Die Deutsche Umwelthilfe (DUH) erläuterte 2024 zu grünem Wasserstoff:

„Grüner Wasserstoff (H₂) ist die erneuerbare Grundlage aller tatsächlich grünen Gase und erfordert vergleichsweise wenige Produktionsstufen. Die elektrochemische Auftrennung von Wassermolekülen in Wasserstoff und Sauerstoff erfordert allerdings große Mengen erneuerbaren Strom und Frischwasser sowie kostspielige und bisher wenig verbreitete großskalige Produktionsanlagen.

Neben dem hohen Ressourcenaufwand für die Herstellung von grünem Wasserstoff stellt besonders der Transport und die Speicherung eine Herausforderung dar. Da Wasserstoff aus sehr kleinen und leichten Molekülen besteht, muss es stets unter hohem Druck gespeichert und transportiert werden. Das wirkt sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit und Energieeffizienz des Imports aus. Allein bei der Verflüssigung von Wasserstoff entstehen Energieverluste von 30 – 36 Prozent. Wegen dieses enormen Energieaufwands sowie fehlender Schiffs- und Verladekapazitäten ist der Transport reinen Wasserstoffs auf dem Seeweg ungeeignet. Der Pipelinetransport ist daher nach aktuellem Stand die einzige realistische Importmöglichkeit.“³³

„Grüner Wasserstoff aus Deutschland ist mit 8 Euro pro Kilo aktuell noch deutlich teurer als fossiler Wasserstoff. Im Ausland kann grüner Wasserstoff günstiger produziert werden, wenn der erneuerbare Strom günstiger bereitgestellt werden kann. Der Transport nach Deutschland verursacht dann jedoch zusätzliche Kosten, wodurch Preise von 5 (Pipeline) bis 6 (Schiff) Euro pro Kilo realisierbar sein könnten.

30 S. 20, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.

31 Berliner Wärmeplan 2026, Auf dem Weg zu einer zukunftsfähigen Wärmeversorgung: Ergebnisse aus dem Prozess der Wärmeplanung, Juni 2026, <https://www.berlin.de/sen/uvk/klimaschutz/waermewende/waermeplan/>, dann Download starten.

32 Berliner Wärmeplan 2026, Auf dem Weg zu einer zukunftsfähigen Wärmeversorgung: Ergebnisse aus dem Prozess der Wärmeplanung, Juni 2026, S. 70.

33 Deutsche Umwelthilfe e. V. (2024), Wie grün sind „grüne“ Gase? 11/2024, S. 3, https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Factsheet_GrueneGase.pdf.

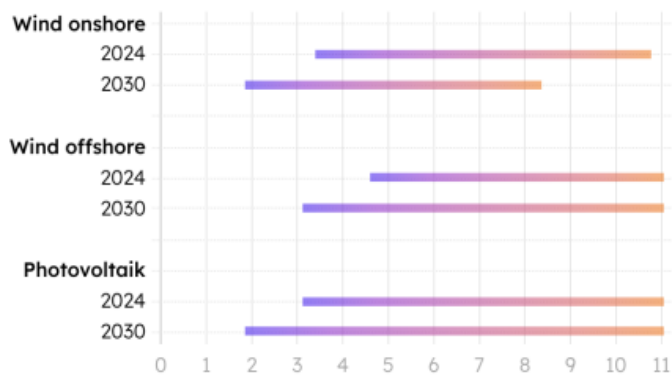
Elektrolyseure sowie erneuerbare Energien sind etablierte Technologien, bei denen es vor allem um den großskalige Ausbau geht (TRL³⁴ 9). Die Herausforderungen liegen jedoch im Bereich der Verschiffung von flüssigem Wasserstoff (TRL 7). Flüssigwasserstofftanker müssen nochmal deutlich höhere Kühlleistungen erbringen als LNG-Tanker (-253°C statt -162°C).³⁵

Zu den Produktionskosten von durch Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff (grünem Wasserstoff) heißt es in der dena-Veröffentlichung (2026):

Es existiert kein liquider H₂-Markt mit transparenten Preisen, und Produktionskosten werden hoch bleiben

H₂-Produktionskosten: 2024 und 2030 im IEA STEPS

in Euro (2024) pro Kilogramm H₂



Quelle: IEA, Weltbank

Investitions- (CAPEX) und Strombezugskosten sind die wichtigsten Kostenelemente der Produktion von erneuerbarem Wasserstoff. Die CAPEX für Elektrolyseprojekte in Europa liegen derzeit bei rd. 2.000€/kW; Elektrolyseure in China liegen deutlich darunter.

- Es existiert derzeit kein liquider H₂-Markt mit transparenten Preisen, stattdessen werden bilaterale Verträge mit nicht öffentlichen Verkaufspreisen ausgehandelt. Laut EEX-HDRIX-Index waren Marktakteure im ersten Quartal 2026 bereit, erneuerbaren Wasserstoff in Deutschland zwischen 8 und 9 €/kg H₂ zu (ver)kaufen. Die Produktionskosten in Deutschland können auch deutlich höher liegen (bis zu 12€/kgH₂). Die Differenz zum durchschnittlichen Großhandelspreis für Erdgas (2025) beträgt zwischen 180 und 300 €/MWh (18-30 ct/kWh).
- Lern- und Skaleneffekte könnten mittel- und langfristig niedrigere CAPEX und damit Preisreduktionen bewirken. Zugleich bleibt der Kostenkorridor breit und Bestandsanlagen profitieren nicht. Das Auslaufen der Strompreiskompensation (2030) und der Befreiung von Stromnetzentgelten (August 2029) sowie das Inkrafttreten strengerer RFNBO-Regeln könnten kostensteigernd wirken.

Abbildung 11: Kein liquider Wasserstoffmarkt mit transparenten Preisen.³⁶

6.3. Weiter Veröffentlichungen zu Wasserstoff

6.3.1. Wuppertal Institut (2023)

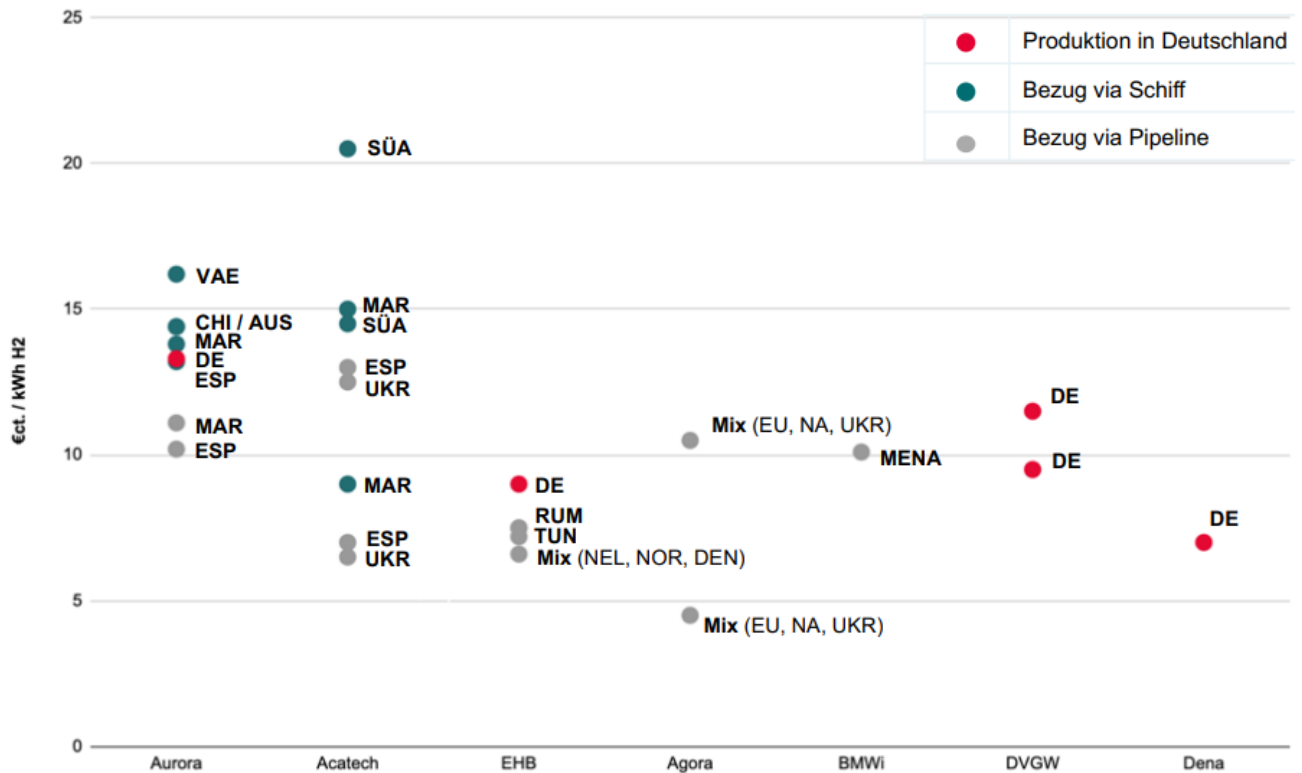
Die folgende Abbildung des Wuppertal Instituts (2023) aus der „Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation“ visualisiert die Wasserstoffbereitstellungskosten für das Jahr 2030 in Abhängigkeit vom importierenden Land und dem Transportmedium (Schiff oder Pipeline). Der Pipelinetransport erweist sich demnach als die kostengünstigste

34 TRL=Technology Readiness Level, technische Reife.

35 S. 3, https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Factsheet_GrueneGase.pdf.

36 S. 23, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.

Alternative. Es werden auch Kostenschätzungen für eine Wasserstoffproduktion in Deutschland (roter Punkt) aufgezeigt:



Legende: VAE = Vereinigte Arabische Emirate, MAR = Marokko, CHI = Chile, AUS = Australien, SÜA = Südafrika, ESP = Spanien, UKR = Ukraine, RUM = Rumänien, TUN = Tunesien, NA = Nordafrika, DE = Deutschland.

Abbildung 12: Wasserstoff-Bereitstellungskosten im Jahr 2030.³⁷

„Perspektivisch gehen die Investitionskosten für Elektrolyseure somit in sämtlichen Szenarien stark zurück, was in deutlich geringeren Produktionskosten für Wasserstoff resultiert – unabhängig vom Anlagenstandort.“³⁸

6.3.2. Fraunhofer IKTS (2024)

Das Fraunhofer IKTS (2024) befasst sich im „Faktencheck: Wasserstoff, Klimaneutraler Wasserstoff auf dem Prüfstand“ mit dessen Verfügbarkeit und Preisen sowie der bevorzugten Nutzung:

37 Wuppertal Institut (2023), Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation, Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V. (LEE NRW), S. 15, https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8344/file/8344_Wasserstoffkosten.pdf.

38 Wuppertal Institut (2023), S. 13, https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8344/file/8344_Wasserstoffkosten.pdf.

„Die weltweite Wasserstoffproduktion betrug 2022 etwa 94 Millionen Tonnen, wovon jedoch nur etwa 0,7 % als ‘grün‘ oder klimaneutral eingestuft werden. Die Internationale Energieagentur (IEA) prognostiziert, dass die weltweite Elektrolysekapazität für grünen Wasserstoff von 1 GW in 2023 auf 850 GW im Jahr 2030 steigen könnte. Dies würde eine erhebliche Skalierung und Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur und erneuerbare Energien erfordern. Für den Markthochlauf spielt der Marktpreis eine entscheidende Rolle. Dieser liegt derzeit deutlich höher als bei konventionellem Wasserstoff.“³⁹

Dort heißt es weiter:

„Während Wasserstoff technisch vielseitig einsetzbar ist, ergibt sich durch Kosten und Verfügbarkeit in den nächsten Jahren eine strategische Priorisierung. Seine Rolle sollte sich primär auf Sektoren konzentrieren, in denen keine direkten Elektrifizierungslösungen existieren – wie die chemische Industrie (stoffliche Nutzung), Stahlproduktion (Temperatur/Erdgassubstitut) und Teile des Schwer-/ und Langstreckentransports (Gewicht von Alternativen z. B. Batteriespeicher). In anderen Bereichen ist die direkte Elektrifizierung oft die wirtschaftlichere und energetisch (Vermeidung von Umwandlungsverlusten) sinnvollere Lösung [...]“⁴⁰

6.3.3. Bundesrechnungshof (2025)

Der Bundesrechnungshof kommt in seiner Analyse der Wasserstoffstrategie des Bundes zu dem Ergebnis, dass das **Angebot** für eine sichere Versorgung mit Wasserstoff **nicht ausreiche**. Weder die inländische Erzeugung noch die vorgesehenen Importe seien bis zum Jahr 2030 realisierbar. Absehbar fehle die erforderliche Nachfrage aus dem Energie- und dem Industriesektor: So fehle mangels klarer Vorgaben für wasserstofffähige Gaskraftwerke ein zentraler Nachfrageimpuls. Geplante Anwendungen in der Industrie entfielen oder verzögerten sich. Zugleich solle trotz absehbar geringer Auslastung bereits im Jahr 2030 zwei Drittel des Wasserstoff-Kernnetzes bereitstehen.⁴¹ Der importierte Wasserstoff sei aufgrund von Prognosen und Preissignalen 2030 im Vergleich zu Erdgas **preislich nicht attraktiv**.⁴²

Der gesamte Sonderbericht des Bundesrechnungshofs findet sich unter dem folgenden Link:

39 Fraunhofer IKTS (2024), Zukunft gestalten Strategien für Infrastruktur und Beschäftigung in der regionalen und industriellen Transformation, Faktencheck: Wasserstoff, Klimaneutraler Wasserstoff auf dem Prüfstand, S. 3, <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/8c21f1d7-0707-4ee8-b02d-664012d0ba4f/content>.

40 Fraunhofer IKTS (2024), Zukunft gestalten Strategien für Infrastruktur und Beschäftigung in der regionalen und industriellen Transformation, Faktencheck: Wasserstoff, Klimaneutraler Wasserstoff auf dem Prüfstand, S. 4, <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/8c21f1d7-0707-4ee8-b02d-664012d0ba4f/content>.

41 Wasserstoffstrategie des Bundes auf dem Prüfstand, https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/2025/wasserstoff/kurzmeldung_wasserstoffstrategie.html.

42 Wasserstoffstrategie des Bundes auf dem Prüfstand, siehe Abbildung „Importierter Wasserstoff ist 2030 preislich nicht attraktiv“, https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/2025/wasserstoff/kurzmeldung_wasserstoffstrategie.html.

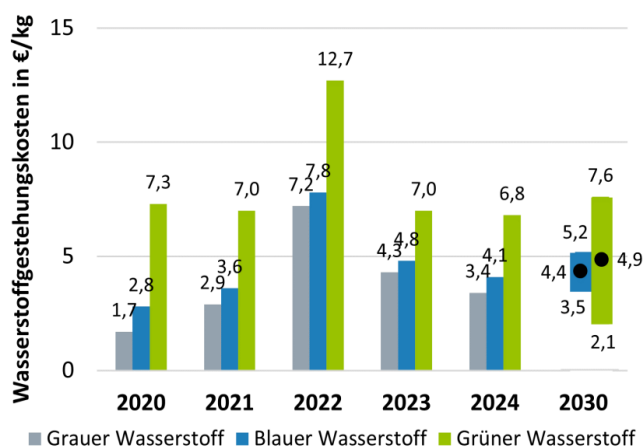
Bericht nach § 99 BHO Umsetzung der Wasserstoffstrategie des Bundes, https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2025/wasserstoffstrategie-volltext.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

6.3.4. Bundesverband der Wasser- und Energiewirtschaft (BDEW) (2025)

Der BDEW visualisiert die Gesteungskosten von grauem, blauem und grünem Wasserstoff von 2020 bis 2030. Eine verlässliche Einschätzung der wirtschaftlichen Perspektive von Wasserstoff sei schwierig. Dies wirke sich negativ auf die Bereitschaft zu Investitionen in die Entwicklung eines Marktes aus:

Klimaneutrale Gase

Indikative Wasserstoffgestehungskosten



Quellen: Werte für 2020–2024: Berechnungen EY; Werte für Prognose 2030: Agora Industry (2024), Frontier Economics (2023)

Key Facts

- Die Produktion von grünem Wasserstoff ist auch im Jahr 2024 mit deutlich höheren Kosten verbunden als die von grauem oder blauem Wasserstoff.
- Die Entwicklung hin zu günstigerem grünem Wasserstoff setzt sich minimal fort, wobei die Kosten im Jahr 2024 bei knapp 6,8 Euro/kg verbleiben.
- Kosten für blauen und grauen Wasserstoff sind im Vergleich zum Zeitraum vor 2022 etwas gestiegen.

Ausblick

- Die große Bandbreite der prognostizierten Kosten für grünen Wasserstoff bis 2030 von aktuellen Studien resultiert unter anderem aus unterschiedlichen Kostenschätzungen für die künftige Stromerzeugung sowie die unsichere Entwicklung der Elektrolyseur-Investitionskosten.
- Dies erschwert eine verlässliche Einschätzung der zukünftigen wirtschaftlichen Perspektiven und wirkt sich somit negativ auf die Investitionsbereitschaft für den Aufbau eines Marktes aus.

Abbildung 13: Wasserstoffgestehungskosten.⁴³

6.3.5. Deloitte/Öko-Institut (2025)

Deloitte und das Öko-Institut befassten sich 2025 mit Wasserstoffherzeugerkosten in Deutschland⁴⁴ und halten mittel- und langfristig insbesondere für erneuerbaren Wasserstoff **erhebliche Kostensenkungen für möglich**:

„Die detaillierte Analyse von Wasserstoffkosten, -preisen und deren Determinanten zeigt, dass Wasserstoff derzeit ein vergleichsweise teurer Energieträger ist. Dies gilt in besonderem

⁴³ BDEW (2025), Klimaneutrale Gase, Indikative Wasserstoffgestehungskosten, https://www.bdew.de/media/documents/Wasserstoffgestehungskosten_online_o_jaehrlich_CI_03062025.pdf.

⁴⁴ Deloitte/ Öko-Institut (2025), Wasserstoff-Erzeugungskosten, Determinanten, Stand und Perspektiven, https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Matthes_Brauer-Wasserstoff-Erzeugungskosten.pdf.

Maße für in Deutschland erzeugten erneuerbaren Wasserstoff (typischerweise mehr als 7,50 €/kg H₂) als auch CO₂-armen sowie im Ausland mit sehr guten Erzeugungsbedingungen für erneuerbaren Strom produzierten erneuerbaren Wasserstoff (typischerweise mehr als 4 €/kg H₂). Bei den derzeitigen Erdgaspreisen wären zur Herstellung der Kostenparität zwischen Wasserstoff und Erdgas CO₂-Preise von mehr als 450 €/t CO₂ (blauer oder im Ausland erzeugter erneuerbarer Wasserstoff) bzw. von mehr als 1.000 €/t CO₂ (inländisch erzeugter erneuerbarer Wasserstoff) notwendig.

Eine Analyse der Determinanten für die Wasserstoffkosten zeigt, dass mittel- und langfristig insbesondere für erneuerbaren Wasserstoff erhebliche Kostensenkungen möglich sind. Dies betrifft einerseits die Einstandskosten für erneuerbaren Strom sowie andererseits die Investitions- und Finanzierungskosten für Elektrolyseanlagen. Für CO₂-armen Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse könnte der Umbau des Stromsystems in Richtung erneuerbarer Energien ein Fenster für die Herstellung zu relativ günstigen Kosten öffnen. Für aus Erdgas und in Kombination mit CCS hergestellten (blauen) Wasserstoff sind die Kostensenkungsoptionen deutlich geringer. Die zukünftigen Kosten für Erdgas sowie den Abtransport und die Speicherung des abgespaltenen CO₂ bleiben erhebliche Unsicherheitsfaktoren (kostenseitig nach unten wie nach oben).

Mittel- bis langfristig wird Wasserstoff seine Rolle im Transformationsprozess zur Klimaneutralität nur dann voll ausfüllen können, wenn Kostenniveaus von 3 €/kg H₂ oder darunter erzielt werden können. Diese Kostensenkungen könnten zu erheblichen Teilen durch politische Flankierungsmaßnahmen vorangetrieben werden.⁴⁵

Siehe auch die Tabellen zu:

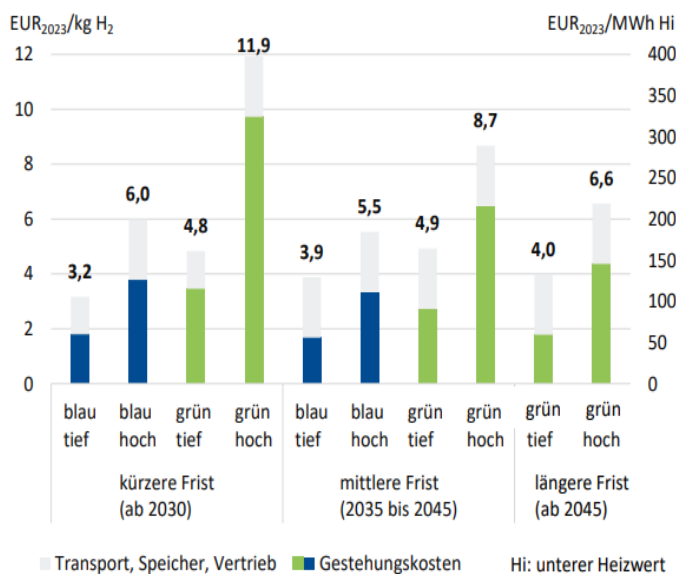
Kosten und deren Einflussgrößen für elektrolytischen Wasserstoff, S. 14,
https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Matthes_Brauer-Wasserstoff-Erzeugungskosten.pdf

Kosten und deren Einflussgrößen für Wasserstoff aus der Dampfreformierung mit CCS, S. 19,
https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Matthes_Brauer-Wasserstoff-Erzeugungskosten.pdf.

6.3.6. Prognos (2025)

Prognos (2025) stellt die Bandbreite zukünftiger Wasserstoffkosten für Industriekunden vor:

45 S. 46, https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Matthes_Brauer-Wasserstoff-Erzeugungskosten.pdf.



- Fossil erzeugter blauer Wasserstoff hat einen strukturellen Kostenvorteil gegenüber grünem Wasserstoff aufgrund niedrigerer Energie- und Anlagenkosten und höheren Vollbenutzungsstunden der Anlagen.
- Bei der Produktion von blauem Wasserstoff entstehen unvermeidbare Restemissionen. Aufgrund der vorgegebenen Klimaziele ist der Einsatz von blauem Wasserstoff nach 2045 daher unwahrscheinlich.
- Grüner Wasserstoff kann eine deutliche Kostendegression erfahren und so gegenüber blauem Wasserstoff an Wettbewerbsfähigkeit gewinnen.
- Wichtige Einflussfaktoren zur Senkung der Herstellungskosten von grünem Wasserstoff sind: niedrige Stromgestehungs- bzw. Strombezugskosten, Kostendegression der Elektrolysetechnologien, möglichst hohe Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse.
- Wichtige Einflussfaktoren für die Herstellungskosten von blauem Wasserstoff sind: Erdgaskosten, ETS-Preise, Abscheideraten von CO₂, CO₂-Speicherung, CO₂-Transport und deren Kosten.
- In- und ausländischer Transport sowie Speicherung sind nicht zu vernachlässigende Kostenfaktoren in der Größenordnung von 1,4 bis 2,2 Euro/kg (42 - 66 Euro/MWh Hi).

Abbildung 14: Wasserstoffbezugskosten der Industrie.⁴⁶

6.3.7. EWI/BET (2025)

Im Monitoringbericht von EWI/BET (2025) zum Start der 21. Legislaturperiode finden sich weitere Informationen zu Wasserstoffkosten und Preisbildung (Kapitel 4.5.4., Seite 126ff):

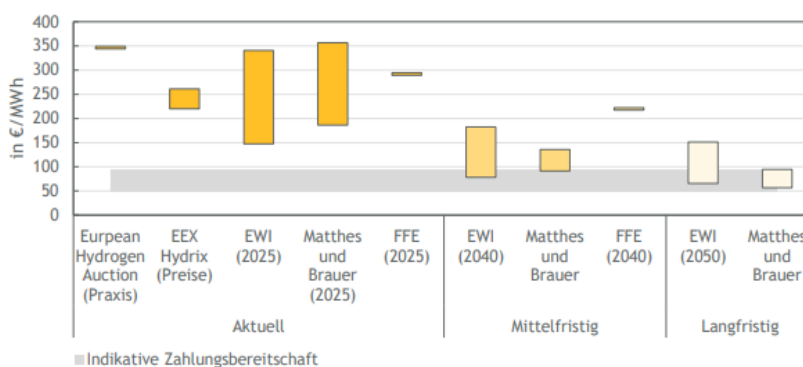


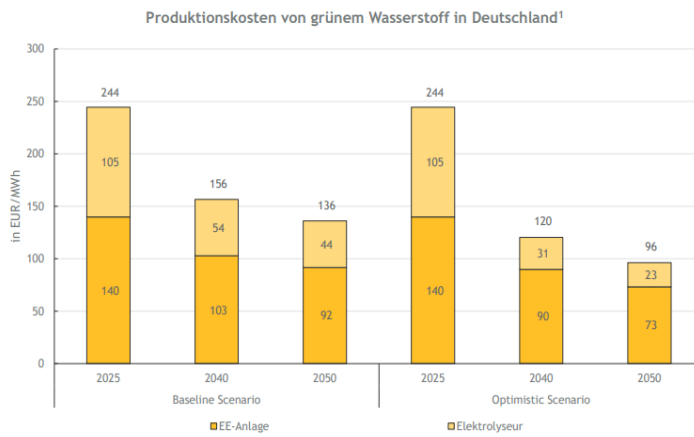
Abbildung 15: Produktionskosten von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland.⁴⁷

46 vbw/Prognos (2025), Wasserstoffkosten für die Industrie 2025, Wasserstoffbezugskosten Industrie, <https://www.prognos.com/sites/default/files/2026-01/Studie-Wasserstoffkosten-f%C3%BCr-die-Industrie-FINAL.pdf>.

47 EWI/BET (2025), Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, 09/2025, S. 127, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energie-wende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Zu den „Globalen Produktions- und Lieferkosten von grünem Wasserstoff“ bezieht die Kurzanalyse mit dem EWI Global PtX Cost Tool v2.1 wie folgt Stellung:

Wasserstoff aus Deutschland kurzfristig teurer als bisher angenommen - bis 2050 könnten ca. 100 EUR/MWh erreicht werden



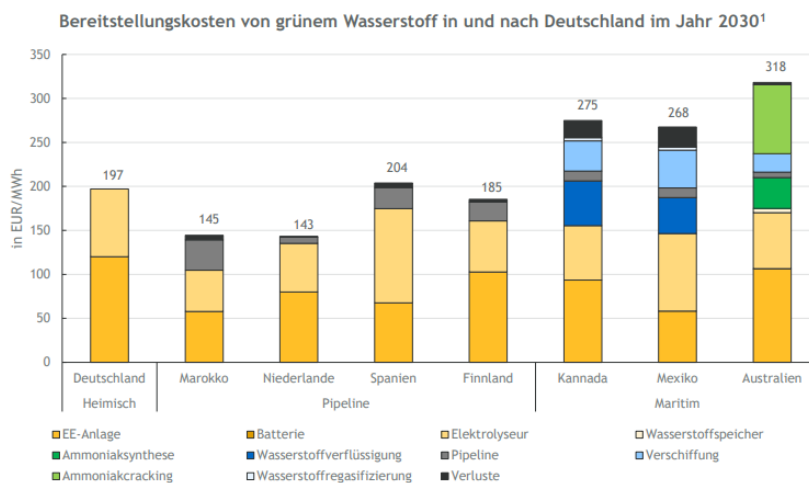
- Die Produktionskosten für grünen Wasserstoff liegen aktuell deutlich höher als in der Vergangenheit angenommen. Das liegt vor allem an hohen Investitionskosten für Elektrolyseure.
- Das zeigt auch das EWI Global PtX Cost Tool V2.1: Mit Elektrolyse-Kosten von ca. 2.400 EUR/kW liegen die Produktionskosten in Deutschland bei 244 EUR/MWh (ca. 8,1 EUR/kg²).
- Bis zum Jahr 2050 könnten die Kosten auf 136 bis 96 EUR/MWh sinken, wenn bei den Investitionskosten von Elektrolyseuren erhebliche Lern- und Skaleneffekte eintreten.

1: EWI (2025): Global PtX Cost Tool V2.1 | Bereitstellung von 100 TWh Wasserstoff im Basisszenario für ein volatiles Lieferprofil | Die Umrechnung in EUR/kg wurde gegenüber der ursprünglichen Version leicht korrigiert | Alle Werte beziehen sich auf den unteren Heizwert

Abbildung 16: Produktionskosten von grünem Wasserstoff in Deutschland.⁴⁸

48 Globale Produktions- und Lieferkosten von grünem Wasserstoff Kurzanalyse mit dem EWI Global PtX Cost Tool v2.1, <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/globale-produktions-und-lieferkosten-von-gruenem-wasserstoff/>, dann weiter zum Download.

Wasserstoffimport: Pipelineimporte könnten günstiger sein als heimische Produktion - Schiffimporte vermutlich teurer



- Die EU plant, bis 2030 10 Mt Wasserstoff zu importieren². Deutschland geht von einem Importanteil von 50-70 % im Jahr 2030 aus³.
- In Deutschland könnten die Produktionskosten im Jahr 2030 bei ~200 EUR/MWh liegen. Länder in Europa und Nordafrika mit Pipeline-Anbindung könnten durch gute EE-Potenziale geringere Kosten als Deutschland erreichen.
- Beim Schiffstransport sorgen die Verluste beim Umwandlungsprozess und Transport für deutlich höhere Kosten, sodass der maritime Import in diesem Szenario deutlich teurer sein könnte als die Produktion in Europa.

1: EWI (2025): Global PtX Cost Tool V2.1 | Bereitstellung von 100 TWh Wasserstoff im Basisszenario für ein volatiles Lieferprofil | Neubau einer 48 Zoll Pipeline | 2: Fit for 55 package | 3: Importstrategie

© EWI 2025

September 2025

Globale Produktions- und Lieferkosten von grünem Wasserstoff

3

Abbildung 17: Bereitstellungskosten von grünem Wasserstoff in und nach Deutschland im Jahr 2030.⁴⁹

6.3.8. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2025)

„Grüner Wasserstoff gilt als eine Schlüsseltechnologie für eine nachhaltige Energiezukunft. Doch die tatsächlichen Kosten seiner Herstellung wurden lange unterschätzt. Dieses Diskussionspapier [“Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht”](#) beleuchtet die verschiedenen Faktoren, die bei einer realistischen Betrachtung mit Annahmen aus der Praxis zu höheren Kosten führen.“⁵⁰

49 Globale Produktions- und Lieferkosten von grünem Wasserstoff Kurzanalyse mit dem EWI Global PtX Cost Tool v2.1, <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/globale-produktions-und-lieferkosten-von-gruenem-wasserstoff/>, dann weiter zum Download, S. 2.

50 FfE (2025), Warum ist Wasserstoff in der Praxis teurer als bisher häufig angenommen? <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/warum-ist-wasserstoff-in-der-praxis-teurer-als-bisher-in-oeffentlichen-berichten-haeufig-angenommen/>.

Gestehungskosten für grünen Wasserstoff deutlich höher als angenommen

Kostenkomponenten im Jahr 2025 in Deutschland

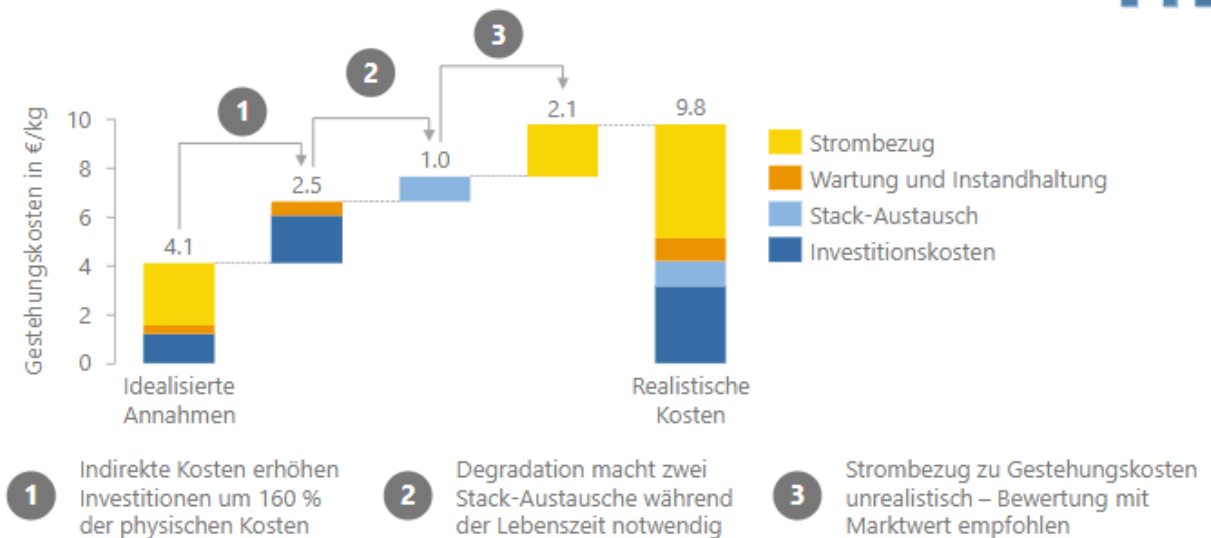


Abbildung 18: Ursachen der deutlichen Steigerung der Gestehungskosten von grünem Wasserstoff im Vergleich zu bisherigen Studien.⁵¹

Dort heißt es weiter:

„Am 30.11.2023 trat die dritte Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive III, RED III) der EU in Kraft. Sie soll über die vorhergehenden Fassungen hinaus den Einsatz von erneuerbaren Energien fördern. Unter anderem setzt sie auch verbindliche Ziele für die Anteile erneuerbarer Quellen in verschiedenen Endenergiesektoren in den kommenden Jahren. Ein derartiges Ziel betrifft die Nutzung von Wasserstoff im Industriesektor: Bis 2030 sollen 42 % des eingesetzten Wasserstoffs in der Industrie erneuerbar sein, bis 2035 sogar 60 %. Aktuell ist weniger als 1 % des weltweit verwendeten Wasserstoffs erneuerbar.“

Wasserstoff wird in vielen Prozessen der Chemie- und Mineralölindustrie stofflich eingesetzt. Die Dekarbonisierung der Stahlindustrie wird zu weiterem stofflichem Verbrauch in der Zukunft führen. Auch der energetische Einsatz von Wasserstoff ist möglich, etwa zur Bereitstellung von Hochtemperaturwärme oder zur Stromproduktion.“⁵²

„Für das Jahr 2030 ermittelt der Studienvergleich des Wuppertal-Instituts einen mittleren Preis von etwa 109 €/MWh (Kostenjahr 2025). Bis zum Jahr 2035 wird ein leichter Kosten-

51 FfE (2025), Warum ist Wasserstoff in der Praxis teurer als bisher häufig angenommen? <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/warum-ist-wasserstoff-in-der-praxis-teurer-als-bisher-in-oeffentlichen-berichten-haeufig-angenommen/>.

52 FfE (2024), Mindestanteile für grünen Wasserstoff in der Industrie: Die Folgen der RED III, <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/mindestanteile-fuer-gruenen-wasserstoff-in-der-industrie-die-folgen-der-red-iii/>.

rückgang auf etwa 89 €/MWh erwartet. Die sich ergebenden Kosten für den notwendigen grünen Wasserstoff betragen damit etwa 2,6 Mrd. € für das Jahr 2030 und 4,9 Mrd. € für das Jahr 2035. Dabei sind die Kosten für den Transport innerhalb Deutschlands sowie für die Umstellung der Prozessrouten in den beiden Industrien noch nicht mit einbezogen.“⁵³

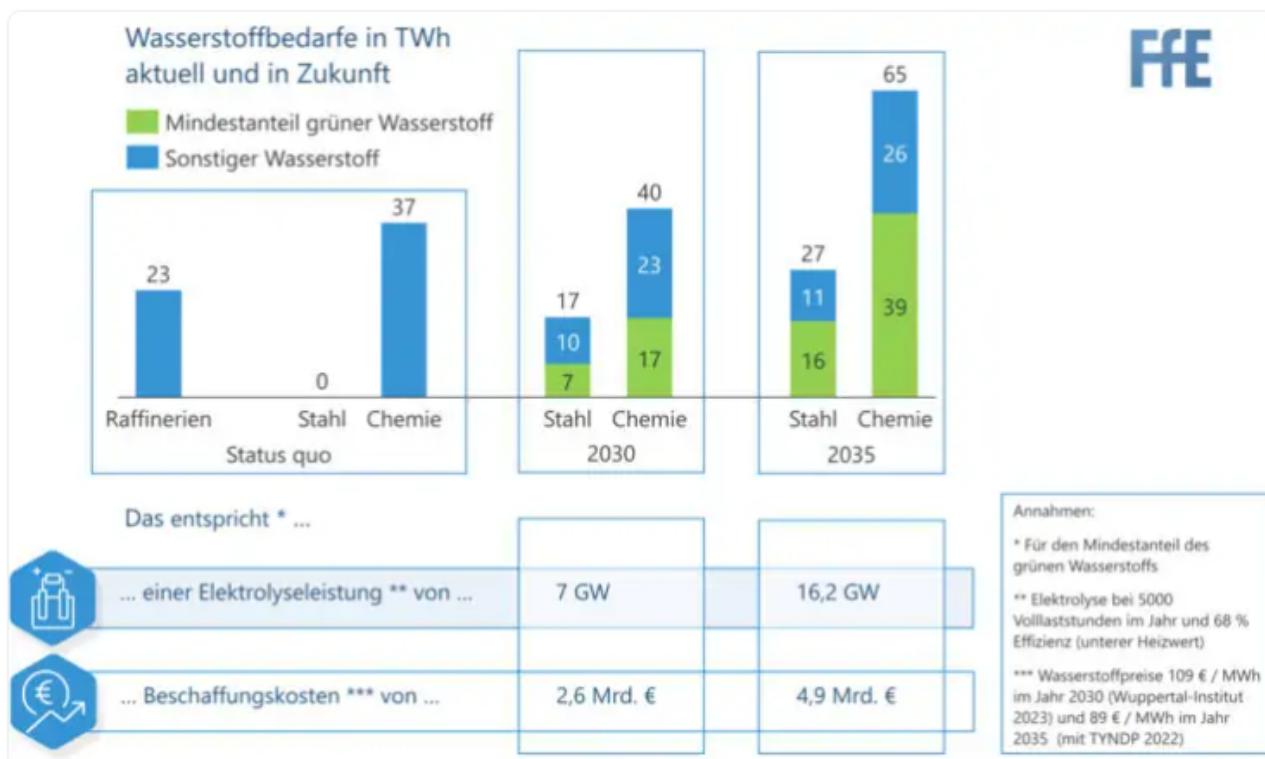


Abbildung 19: Prognostizierte Wasserstoffbedarfe in der Chemie- und Stahlindustrie und damit verbundener Aufwand für die Beschaffung von grünem Wasserstoff.⁵⁴

Siehe auch die folgenden Publikationen:

DVGW (2025), Lokale Versorgung mit Wasserstoff Zum Beitrag von Wasserstoff in einer klimaneutralen Energiezukunft, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/lokale-versorgung-wasserstoff-dvgw-2025.pdf>.

Die Publikation ist relevant für Investitionen in Verteilnetze und lokale Infrastruktur.

53 FfE (2024), Mindestanteile für grünen Wasserstoff in der Industrie: Die Folgen der RED III, <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/mindestanteile-fuer-gruenen-wasserstoff-in-der-industrie-die-folgen-der-red-iii/>.

54 <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/mindestanteile-fuer-gruenen-wasserstoff-in-der-industrie-die-folgen-der-red-iii/>.

BMWK (2025), Weißbuch Wasserstoffspeicher, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch-wasserstoffspeicher-2025.pdf?blob=publicationFile&v=3>.

Das Weißbuch informiert über Speicher- und Systeminfrastruktur und ergänzt die Netzfrage um die Speicherperspektive.

7. Wasserstoffderivate

Im Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode heißt es:

„Neben reinem Wasserstoff können auch Wasserstoffderivate zur Treibhausgasneutralität beitragen, insbesondere im internationalen Schiffs- und Luftverkehr sowie als Substitut oder Zwischenprodukt in der Industrie. Diese Anwendungsfelder weisen derzeit eine hohe Unsicherheit hinsichtlich Nachfrageentwicklung und regulatorischer Einbettung auf.“⁵⁵

Wasserstoffderivate sind beispielsweise synthetisches Ammoniak, Methanol oder Fischer-Tropsch-Brennstoffe wie Benzin und Kerosin. Eine Übersicht über den Bedarf an Wasserstoffderivaten in unterschiedlichen Szenarien (vom Energiesektor bis zum Industriesektor) zeigt die folgende Abbildung. In den dort aufgeführten Studien ist eine besonders hohe **Nachfrage nach Wasserstoffderivaten im Verkehrssektor (blau)** und im **Industriesektor (rot)** zu erkennen:

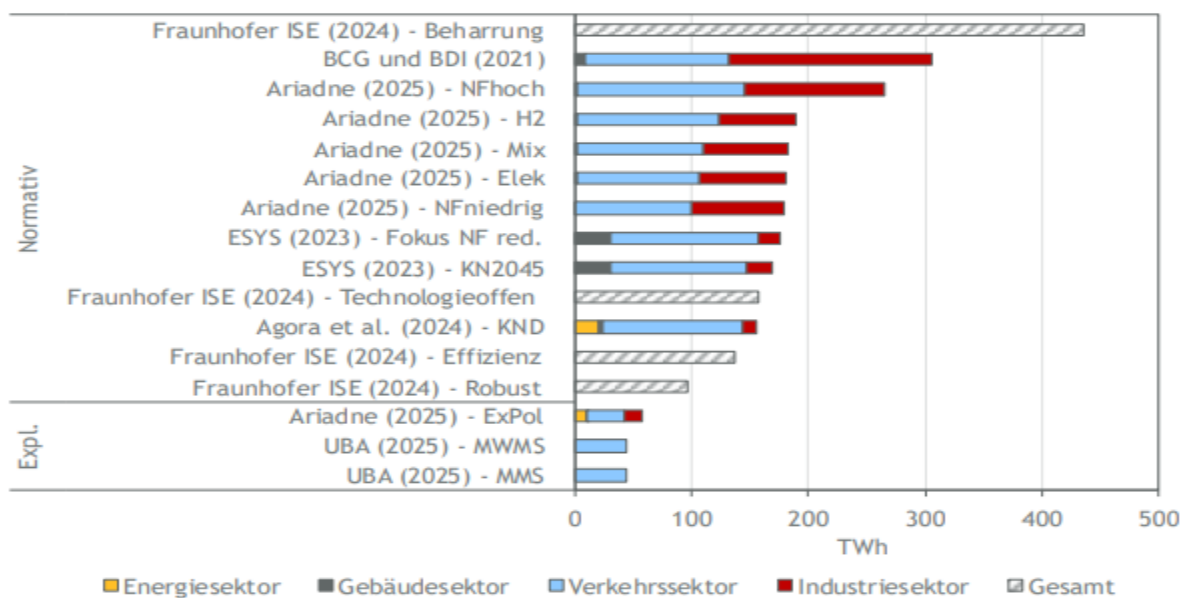


Abbildung 20: Sektorale Nachfrage nach Wasserstoffderivaten im Jahr 2045.⁵⁶

55 EWI/BET (2025), Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, S. 136, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?blob=publicationFile&v=1>.

56 S. 132, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?blob=publicationFile&v=1>.

7.1. Produktionskosten

„Die Nachfrage nach Wasserstoffderivaten hängt – wie bei Wasserstoff – maßgeblich von Produktionskosten und Zahlungsbereitschaft ab. Aufgrund zusätzlicher Umwandlungsschritte liegen die Produktionskosten für erneuerbare Derivate wie Ammoniak, Methanol und Kerosin deutlich über denen von Wasserstoff.“⁵⁷

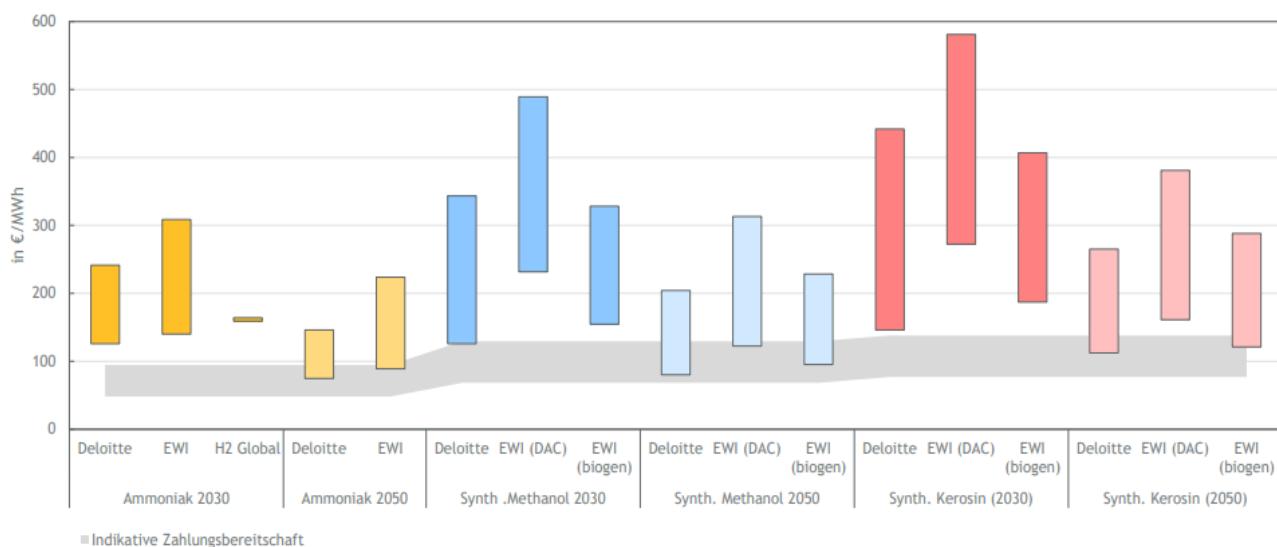


Abbildung 21: Produktionskosten von erneuerbaren Wasserstoffderivaten.⁵⁸

7.1.1. Synthetic Natural Gas (SNG)

Die DUH merkt zu SNG an:

„Synthetic Natural Gas (SNG), ist das künstlich hergestellte Äquivalent zu Erdgas bzw. Methan (CH₄). Es wird auf der Basis von grünem Wasserstoff hergestellt und erfordert darauf aufbauend einen zusätzlichen Produktionsschritt, bei dem Wasserstoff mit CO₂ in Verbindung gebracht wird. Bei diesem Schritt entstehen enorme Energieverluste, sodass die Energieeffizienz von SNG deutlich geringer ausfällt als die von grünem Wasserstoff. Abhängig von der CO₂-Quelle und dem gewählten Transportweg sowie dem Risiko von H₂-, CH₄- und CO₂-Leckagen an vielen Stellen der Lieferkette, ist die Klimabilanz von SNG zudem deutlich schlechter. Dem augenscheinlichen Vorteil von LNG, dass bestehende fossile Infrastrukturen wie LNG-Terminals und Pipelines weiter genutzt werden können, stehen die geringe Effizienz und die Notwendigkeit des Aufbaus einer zusätzlichen, weiträumigen parallelen CO₂-Infrastruktur bis in die Anwendungsgebiete gegenüber. Dies spiegelt sich auch in den hohen

57 S. 133, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

58 S. 134, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Produktionskosten wider, die durch die Komplexität und Energieintensität des Herstellungs- und Transportprozesses verursacht werden.“⁵⁹

„Die Kosten von SNG werden vor allem durch die CO₂-Quellen, die Methanisierung, und die Extraktion des Wasserstoffs bestimmt. Die Transportkosten zwischen dem Erzeugerland und Deutschland spielen hingegen nur eine untergeordnete Rolle. Mit Gesamtkosten von 7-8 Euro liegen die Kosten für SNG tendenziell etwas über den Kosten für grünen Ammoniak (7 Euro).

Obwohl die Methanisierung als Herstellungs-verfahren für SNG bereits seit vielen Jahren von der Industrie angewandt wird und die entsprechende Grundlagenforschung bereits in den 1980er Jahren erfolgt ist, steht eine weitere Optimierung der Technologie noch aus. Dies betrifft insbesondere die direkte CO₂-Methan-isierung und die optionale Anwendung von CCS bei der Rückgewinnung des Wasserstoffs.“⁶⁰

7.1.2. Grüner Ammoniak

Zum grünen Ammoniak erklärt die DUH:

„Grüner Ammoniak (NH₃) kann mit einem etablierten und weitverbreiteten chemischen Herstellungsverfahren auf der Basis von grünem Wasserstoff und Stickstoff aus der Umgebungsluft produziert werden. Der einzige Unterschied zu herkömmlich hergestelltem Ammoniak ist die Quelle des Wasserstoffs. Durch die Nutzung von Stickstoff zur Bindung von Wasserstoff kann gänzlich auf den Einsatz von Kohlenstoffen verzichtet werden. Allerdings wird - wie bei der Herstellung von SNG - ein zusätzlicher Produktionsschritt notwendig, der wiederum Energieverluste und indirekte Emissionen bedeutet. Ammoniak ist besonders geeignet für den Transport auf dem Seeweg, da für die Verflüssigung weniger Energie aufgewendet werden muss als im Fall von Wasserstoff oder SNG. Anders als bei Wasserstoff, gibt es für Ammoniak auch bereits bestehende Infrastrukturen und einsatzfähige Technologien. Soll Ammoniak lediglich als Transportmedium für Wasserstoff genutzt werden, entstehen bei der Rückumwandlung jedoch zusätzliche Energieverluste, die diese Option ökonomisch wenig tragfähig macht.“⁶¹

„Die Herstellung von grünem Ammoniak (7-8 Euro/kg) hat vergleichsweise geringe Kosten. Dies liegt unter anderem daran, dass die Luftzerlegung zur Gewinnung von Stickstoff ein seit Jahrzehnten etabliertes Verfahren ist und daher kostengünstig bereitgestellt werden kann. Allerdings liegen die Kosten auf Grund der notwendigen Umwandlungen immer noch deutlich über denen für grünen Wasserstoff.

59 DUH (2024), S. 4, https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Factsheet_GrueneGase.pdf.

60 S. 4, https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Factsheet_GrueneGase.pdf.

61 S. 5, https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Factsheet_GrueneGase.pdf.

In der Vergangenheit wurde das Verfahren zur Herstellung von grünem Ammoniak mit Hilfe von Wasserkraft bereits in großem Maßstab angewandt. Eine verbleibende Herausforderung besteht darin, das Verfahren mit erneuerbaren Energien durchzuführen, die einen zeitlich schwankenden Output haben (TRL 8). Vollends bewährt sind hingegen Ammoniaktransport-schiffe (TRL 11).⁶²

7.1.3. Grünes Methanol

Die DUH führt zu grünem Methanol Folgendes aus:

„Grünes Methanol (CH₃OH) wird durch die Methanol-Synthese aus grünem Wasserstoff und CO₂ hergestellt. Methanol ist ein häufig genutzter Grundstoff in chemischen Verfahren und wird darüber hinaus auch als Energieträger und Brennstoff eingesetzt. Die Extraktion von Wasserstoff aus Methanol ist hingegen aufwendig und wird daher meist nicht in Betracht ge-zogen.

Vorteilhaft ist, dass Infrastrukturen für den Import von Methanol in Deutschland und Europa vorhanden sind und so unmittelbar genutzt werden können. Darüber hinaus ist die Technolo-gie zur Herstellung von grünem Methanol ausgereift und kann daher mit vergleichsweise ge-ringen Kosten umgesetzt werden. Dies ermöglicht es auch, den Transport von grünem Was-serstoff in Form von grünem Methanol in einem ähnlichen Kostenbereich wie Ammoniak zu halten. Im Vergleich zu Ammoniak hat Methanol den Vorteil, biologisch abbaubar zu sein. Die Verwendung von CO₂ bei der Herstellung birgt jedoch indirekte Klimarisiken.“⁶³

„Grünes Methanol (6-7 Euro/kg) hat die geringsten Kosten aller Wasserstoffderivate. Insbeson-dere durch die Organisation eines CO₂-Kreislaufs und den Verzicht auf Direct Air Capture als CO₂-Quelle, können die Kosten besonders gering gehalten werden.

Die Technologie für die E-Methanol-Synthesestufe ist der Technologie für die Herstellung von Methanol aus Syngas fossilen Ursprungs sehr ähnlich und daher ausgereift (TRL 8-9). Der traditionell verwendete Katalysator muss nur geringfügig modifiziert werden, um der Entste-hung größerer Mengen Wasser bei der Synthese von E-Methanol zu begegnen.“⁶⁴

7.2. Import

Die Bundesregierung geht davon aus, dass ein Großteil des deutschen Wasserstoffbedarfs mittel- und langfristig durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden muss. Zum bestehenden und zu-künftigen Bedarf an Wasserstoffderivaten und zu den wichtigsten Wasserstoffderivaten, die be-reits heute in der Industrie verwendet werden (Ammoniak, Methanol und Naphtha) finden sich

62 S. 5, https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Factsheet_GrueneGase.pdf.

63 S. 7, https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Factsheet_GrueneGase.pdf.

64 S. 7, https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Factsheet_GrueneGase.pdf.

Informationen in der Veröffentlichung „Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate“ (2024)⁶⁵ des damaligen Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Die Bundesregierung geht demnach von einem ansteigenden Bedarf an diversen Wasserstoffderivaten von rund 200 TWh im Jahr 2045 aus.⁶⁶

Die Klimabilanz sowie die Wirtschaftlichkeit und technische Reife einiger grüner Gase finden sich in der folgenden tabellarischen Übersicht der DUH:

	GRÜNER WASSERSTOFF	SYNTHETIC NATURAL GAS	GRÜNER AMMONIAK	GRÜNES LOHC	GRÜNES METHANOL
Klimabilanz (kg CO ₂ -eq/kg) ¹	0,6 kg	4,0 kg	3,3 kg	4,1 kg	3,4 kg
Umweltbilanz (Sehr gut, gut, mittel, schlecht, sehr schlecht) ²	Sehr gut	Mittel	Sehr schlecht	Sehr schlecht	Mittel
Wirtschaftlichkeit (Euro/kg) ¹	5-6 €	7-8 €	7-8 €	7-9 €	6-7 €
Energieeffizienz (Prozent) ²	49-63 %	41 %	49-52 %	44 %	41 %
Technische Reife (1 – 11) ³	7-9	7	8-11	6-7	7
Transport (Verflüssigungstemperatur in Grad Celsius) ^{4,5,6}	- 253°C ⁴	- 162°C ⁴	- 33°C ⁴	390°C ⁵	65°C ⁶

Abbildung 22: Tabellarische Übersicht.⁶⁷

8. Bioöl

„Um die Klimaziele im Wärmebereich erreichen zu können, wird vor allem Heizöl aus Rest- und Abfallstoffen benötigt. Dabei sind insbesondere **Altspeiseöle** und **tierische Fette** zu nennen. Diese

65 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2024), Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile.

66 Ebenda, S. 12 f.

67 Deutsche Umwelthilfe e. V. (2024), Wie grün sind „grüne“ Gase? 11/2024, S. 8, https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Factsheet_GrueneGase.pdf.

sind **global begrenzt vorhanden** und bereits für andere Nutzungen gut erschlossen. Diese Ressourcenknappheit sollte bei höheren Mengenbedarfen die Preise steigen lassen.“⁶⁸

Bioölproduktion und zugehörige Produkte in Deutschland

Bioöl ist chemisch nicht identisch mit herkömmlichem Heizöl und wird meist aus pflanzlichen Fetten wie Altspeisefetten oder Rapsöl gewonnen und beispielsweise als **Biodiesel**, sogenanntes FAME (Fatty Acid Methyl Ester/Fettsäuremethylester), oder Bioöl als pflanzliche Alternative angeboten.

- Wenn der „Bio-Anteil“ zwischen 3 und $\leq 5,9$ % liegt, wird dieses Produkt als „**Heizöl EL A Bio 5**“ bezeichnet.
- Heizöle mit einem FAME-Anteil von max. 10,9 % (**Heizöl EL A Bio 10**) können besondere bauliche Maßnahmen an der Bestands-Ölheizung erforderlich machen. Neuanlagen hingegen können direkt für einen Heizöleinsatz mit höheren Bioanteilen ausgelegt sein.
- Höhere Beimischungen sind eher mit **hydrierten Pflanzenölen** (HVO) denkbar, da diese chemisch fast identisch mit fossilem Heizöl sind. Sie verursachen auch kaum technische Probleme bei Dichtungen oder der Lagerung.
- FAME ist im Vergleich zu HVO günstiger und wird in Deutschland produziert. Deshalb ist zu erwarten, dass zunächst FAME zur Erfüllung der Anforderungen des GModG stärker nachgefragt würde. HVO wären erst mit höheren Beimischungsanteilen und bei technischer Notwendigkeit interessant.

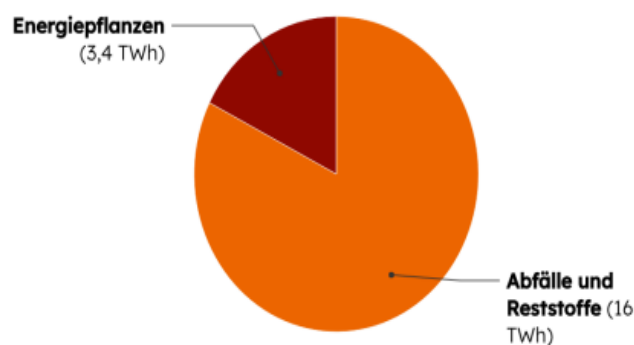
Abbildung 23: Bioölproduktion und zugehörige Produkte in Deutschland.⁶⁹

68 S. 7, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.

69 S. 16, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.

Bestehende Bioraffinerie-Kapazitäten könnten künftig auch den Wärmemarkt versorgen

Ausgangsstoffe zur Herstellung von Biodiesel (FAME) 2024



Quelle: BLE 2025

- Derzeit werden Biodiesel und HVO in Deutschland größtenteils zur Verwendung für den Kraftstoffsektor eingesetzt:
 - 2025: 20,86 TWh Biodiesel
 - 2025: 3,15 TWh HVO
- Für Strom und Wärme wird Pflanzenöl kaum eingesetzt:
 - 2025: Strom max. 0,08 TWh
 - 2025: Wärme max. 2,34 TWh
- Theoretisch könnten bestehende Bioraffinerien direkt für den Heizölmarkt produzieren.
 - Aufgrund der hohen Nachfrage im Verkehrssektor gibt es in Deutschland große Produktionskapazitäten für Biodiesel. Sie belaufen sich auf ca. 4 Mio. Tonnen (über 40 TWh). Sie nutzen nur zum Teil heimische Input-Stoffe (siehe Graphik).
 - In den deutschen Bioraffinerien wird kein HVO hergestellt, sondern nur in wenigen Anlagen in Europa.

Abbildung 24: Bestehende Bioraffinerie-Kapazitäten und Wärmemarkt.⁷⁰

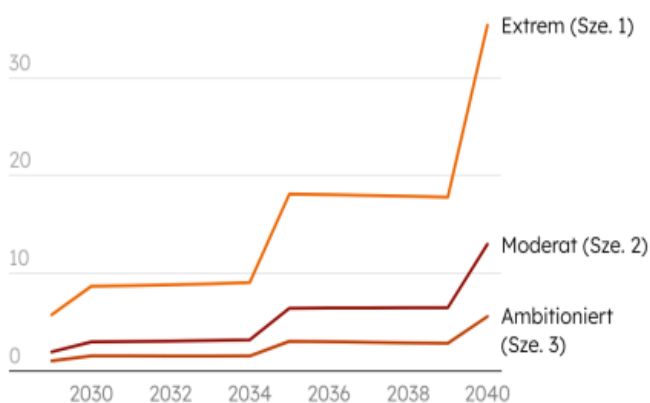
Die folgende Abbildung veranschaulicht die Bedarfsentwicklung anhand der drei dargestellten Ölheizungs-Szenarien. Der Gebäudesektor konkurriert mit dem Verkehrssektor um Biodiesel:

70 S. 17, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.

Ölheizungen konkurrieren um Biodiesel

Bioölbedarfsentwicklung in Wohngebäuden durch Biotreppe

in TWh



- Im **Szenario 1** überstiege die Entwicklung des Heizölbedarfs im Jahre 2040 den heutigen Biodieselbedarf im Verkehrsbereich sowie die bestehenden inländischen Bioraffineriekapazitäten. Zur Bedarfsdeckung wären signifikante Anteile an Heizölbio­masse und Importe notwendig.
- **Szenario 2** entspräche ungefähr der Nachfrage nach Biodiesel im Verkehrsbereich im Jahr 2024. Durch die geringe Anzahl neuer Ölheizungen verbliebe der Bedarf auf einem eher niedrigen Niveau. Dennoch wären aufgrund begrenzter inländischer Kapazitäten große Anteile an Importen von Abfall- und Reststoffen notwendig.
- **Szenario 3** sieht für 2040 nur noch ca. 10 % an Ölheizungen im Vergleich zu heute vor. Dieser Bedarf könnte theoretisch schon heute zum überwiegenden Teil mit inländischen Bioraffineriekapazitäten und Biomasse aus Abfall- und Reststoffe bedient werden. Aber es verbleiben auch hier Restbedarfe, die mit Heizölbio­masse oder Importen gedeckt werden müssten.

Abbildung 25: Ölheizungen konkurrieren um Biodiesel.⁷¹

9. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste

Grenzwerte für Wasserstoff (H₂) in der Erdgasinfrastruktur, <https://www.bundestag.de/resource/blob/646488/a89bbd41acf3b90f8a5fbfbc8616df4/WD-8-066-19-pdf-data.pdf>.

Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff, <https://www.bundestag.de/resource/blob/691748/01a954b2b2d7c70259b19662ae37a575/WD-5-029-20-pdf-data.pdf>.

Internationale Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien zur energetischen Bedarfsdeckung in Deutschland, <https://www.bundestag.de/resource/blob/687986/WD-5-016-20-pdf.pdf>.

Zukünftiger Wasserstoffbedarf in einzelnen Sektoren, <https://www.bundestag.de/resource/blob/940168/7c5b943fdb5e9626ccc444a5bf30ff7b/WD-5-014-23-pdf-data.pdf>.

Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur, Kapitel 2. Grenzen von Wasserstoff in der Erdgasinfrastruktur, <https://www.bundestag.de/resource/blob/915112/d1a66b707de8458aa57fb107f240754d/WD-8-046-22-pdf-data.pdf>.

71 S. 27, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf.

Die Grüngasquote in der wirtschaftspolitischen Diskussion, <https://www.bundestag.de/resource/blob/1137638/WD-5-103-25.pdf>.
