

Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045

Studie

Dr. Christoph Gatzen
Frontier Economics Limited
Maximiliane Reger
Frontier Economics Limited

Herausgeber

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

Technisch-wissenschaftlicher Verein

Josef-Wirmer-Straße 1–3

53123 Bonn

T +49 228 91885

F +49 228 9188990

info@dvgw.de

www.dvgw.de

**Verfügbarkeit und Kostenvergleich von
Wasserstoff – Merit Order für
klimafreundliche Gase in 2030 und
2045
Ein nachhaltiger Wärmesektor – Teil 1**

Studie

Februar 2022

DVGW-Förderkennzeichen G 202116

Zusammenfassung

Hintergrund und Zielsetzung der Kurzstudie

Der deutsche Wärmemarkt spielt aufgrund seiner Größe eine wichtige Rolle auf dem Weg zur Klimaneutralität. Je nach Definition umfasst der Wärmemarkt einen Endenergieverbrauch von rund 700 TWh/a (Wärme- und Kälteanwendungen in Wohngebäuden und Gewerbe) bis hin zu 1.400 TWh/a, wenn Prozesswärmeanwendungen in der Industrie mit zum „Wärmemarkt“ gerechnet werden.

Deutschland hat im Jahr 2020 (u.a. in Folge der Coronapandemie) über alle Sektoren hinweg gerechnet sein CO₂-Vermeidungsziel von minus 40% gegenüber dem Jahr 1990 letztlich noch erreicht¹. Der Gebäudesektor ist jedoch aktuell der einzige Sektor, in dem das angestrebte sektorspezifische Ziel für das Jahr 2020 verfehlt wurde (es wurden 120 Mio. t CO₂ emittiert gegenüber einem Ziel von 118 Mio. t CO₂). Zudem sind die Ambitionen für den Gebäudesektor in den kommenden beiden Jahrzehnten sehr hoch:

in den nächsten 10 Jahren soll in Deutschland so viel CO₂ im Gebäudesektor reduziert werden wie in den letzten 30 Jahren; und

- in ca. 25 Jahren soll Klimaneutralität im Gebäudesektor erreicht werden.

Während es mittlerweile einen recht breiten Konsens bei der Frage der Zielsetzung gibt, der auch Eingang in das Klimaschutzgesetz gefunden hat, herrscht bei der Frage des Weges zur Klimaneutralität im Gebäudesektor Uneinigkeit. Hierbei konkurrieren im Grunde zwei Sichtweisen:

- **ein starker Fokus auf Direktelektrifizierung und Sanierungen, oder**
- **eine ausbalanciertere „gemischte Strategie“ für den Gebäudesektor.**

Ein häufiger Einwand im Hinblick auf eine „gemischte Strategie“, bei der neben der Direktelektrifizierung auch „erneuerbare Gase“ wie etwa Wasserstoff eine Rolle spielen, ist dabei, dass diese nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung stünden. Da der Wärmesektor (anders als beispielsweise die Stahlindustrie) nicht auf den Einsatz der klimafreundlichen Gase angewiesen sei, sollen die knappen klimafreundlichen Gase den Sektoren vorbehalten werden, in denen sein Einsatz alternativlos ist, wie etwa der Industrie.

In unserer Kurzstudie zeigen wir auf, aus welchen Quellen klimafreundliche Gase – insbesondere Biomethan und Wasserstoff - mittel- und langfristig gewonnen werden können und in welchem Umfang sie in bzw. für Deutschland zur Verfügung stehen. Hierbei untersuchen wir drei verschiedene Szenarien, um Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung differenziert abzubilden. Zudem zeigen die Szenarien auf, welche Faktoren die Verfügbarkeit in Zukunft beeinflussen und wie sie das Verhältnis von angebotener zu nachgefragter Menge beeinträchtigen. Hierbei erstellen wir keine eigenen Nachfrageszenarien, sondern greifen hier auf Drittstudien zurück. Auch Randbedingungen wie der notwendige Umbau der Infrastrukturen oder der Endanwendungen innerhalb Deutschlands blenden wir hier zunächst aus – unser Ziel ist es zu eruieren und transparent darzustellen: Welche Mengen der unterschiedlichen klimafreundlichen Gase in bzw. für Deutschland stünden potenziell bei einer ambitionierten und technologieoffenen Politik unter welchen Annahmen zur Verfügung?

¹ Die Emissionen in Deutschland im Jahr 2020 betragen 739 Mio. t CO₂eq und lagen damit 40.8% unter den Emissionen des Jahres 1990.

Zusammenfassung - Erkenntnisse aus unseren Analysen

Unsere Analyse zeigt, dass zukünftig – auch für den Wärmesektor – ausreichend klimafreundliches Gas zur Verfügung stehen kann, wenn die Rahmenbedingungen stimmen. So gibt es eine Vielzahl von potenziellen Quellen, die technisch in naher Zukunft auf große Produktionsmengen ausgerollt werden können. Bei einzelnen Verfahren (etwa blauem oder türkischem Wasserstoff) ist weniger die technische Reife als vielmehr der politische Wille entscheidend für die zukünftige Verfügbarkeit. Durch die Vielfalt möglicher Pfade scheint es aus unserer Sicht aber realistisch, dass in der Zukunft klimafreundliche Gase in ausreichendem Maße verfügbar sein werden. Unsere Analysen lassen dabei den Schluss zu, dass bei adäquaten Rahmenbedingungen das Angebot an Wasserstoff sowohl in der Mittelfrist (bis 2030) als auch in der Langfrist (bis 2045) ausreicht, um die prognostizierte Nachfrage nach Wasserstoff in Deutschland zu decken.

Handlungsempfehlungen für die politische Weichenstellung in den kommenden Jahren

Die Ziele der Wärmewende sind sehr ambitioniert. Wenn wir sie erreichen wollen, sind schnelles Handeln, klare Rahmenbedingungen (u. a. bei Definition und Verwendung von klimafreundlichen Gasen), technologieoffene Ansätze und auch die Akzeptanz von neuen Infrastrukturen (u. a. Windanlagen, Stromnetze) sowie ein Commitment zu existierenden Infrastrukturen (u.a. Gasinfrastruktur) erforderlich. Versteifen wir uns auf ein zu enges Portfolio an Technologieoptionen wird es hingegen schwer, die ambitionierten Ziele zu erreichen. Die notwendigen Schritte umfassen konkret:

- Offenheit und Neutralität gegenüber diversen Quellen von klimafreundlichen Gasen und anderen Energieträgern basierend auf klaren, fairen Grenzwerten für Nachhaltigkeit, d.h. dass neben grünem Wasserstoff grundsätzlich auch blauer und türkiser Wasserstoff eine Option darstellen, wenn sie z. B. bei niedrigen Leckage-Raten diese Grenzwerte erfüllen.
- Akzeptanz, dass Deutschland als dicht besiedeltes Industrieland schon immer ein Energieimportland war und es auch bleiben wird. Die Grundlagen für den internationalen Energiehandel mit grünen Molekülen müssen gelegt werden – sowohl in puncto Infrastruktur als auch mit Blick auf den regulatorischen Rahmen. Die hohen anstehenden Investitionen im In- und Ausland benötigen ein langfristig planbares Marktumfeld.
- Ein technologieoffener Ansatz könnte helfen, die Brennstoffkosten zu senken, z. B. wenn auch blauer Wasserstoff mittelfristig zugelassen würde. Auch Biogas als Brücke kann zusätzliches Angebot an klimafreundlichen Gasen zu Kosten unterhalb des grünen Wasserstoffs bereitstellen. Zudem sollten bei steigenden Heizkosten² soziale Maßnahmen gegen „Energiearmut“ weiterentwickelt werden, die aber den gewollten Anreiz zur CO₂ Vermeidung nicht konterkarieren sollten.
- Klare regulatorische Rahmenbedingungen für klimafreundliche Gase, die einen schnellen Hochlauf ermöglichen und Investitionssicherheit für Investoren schaffen.

² Wir gehen unabhängig von der Technologiewahl von im Durchschnitt steigenden Heizkosten aus - sowohl beim Einsatz von (in der Anschaffung teuren) Wärmepumpen als auch von Grüngasen oder fossilen Gasen (inkl. CO₂ Bepreisung). Heizkosten senkend wären Sanierungen, die aber selbst auch teuer und nicht immer möglich sind.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Vorgehen zur Herleitung der Merit Order für klimafreundliche Gase für Deutschland 2030 und 2045	2
2.1	Szenarioansatz – Herleitung von drei Szenarien für das Angebot an klimafreundlichen Gasen.....	2
2.2	Verfügbarkeit von klimaneutralen Gasen in Deutschland 2030	4
2.2.1	Angebotskurven für klimaneutrale Gase in Deutschland 2030 – Herleitung der Mengen.....	4
2.2.2	Angebotskurven für klimaneutrale Gase in Deutschland 2030 – Herleitung der Kosten	8
2.2.3	Ergebnis – Angebotskurven für klimaneutrale Gase in Deutschland 2030	8
2.3	Verfügbarkeit von klimafreundlichen Gasen in Deutschland 2045.....	11
2.3.1	Angebotskurven für klimafreundliche Gase in Deutschland 2045 – Methodologie	11
2.3.2	Ergebnis – Angebotskurven für klimafreundliche Gase in Deutschland 2045 ...	13
3	Einordnung der Angebots-Szenarien.....	16
4	Vergleich der verfügbaren Mengen von klimaneutralen Gasen mit prognostizierter Nachfrage.....	17
5	Fazit – Zukünftig sind ausreichend klimafreundliche Gase verfügbar, um auch den Wärmemarkt zu bedienen.....	21
5.1	Zusammenfassung - Erkenntnisse aus unseren Analysen	21
5.2	Handlungsempfehlungen für die politische Weichenstellung in den kommenden Jahren.....	21
6	Literaturverzeichnis	23
7	Abbildungsverzeichnis.....	25
Anhang.....		26
	Weitere Modellannahmen für die Herleitung der gasangebotskurven	26

1 Einleitung

Hintergrund und Zielsetzung der Kurzstudie

Der deutsche Wärmemarkt spielt aufgrund seiner Größe eine wichtige Rolle auf dem Weg zur Klimaneutralität. Je nach Definition umfasst der Wärmemarkt einen Endenergieverbrauch von rund 700 TWh/a (Wärme- und Kälteanwendungen in Wohngebäuden und Gewerbe) bis hin zu 1400 TWh/a, wenn Prozesswärmeanwendungen in der Industrie mit zum „Wärmemarkt“ gerechnet werden.

Deutschland hat im Jahr 2020 (u.a. in Folge der Coronapandemie) über alle Sektoren hinweg gerechnet sein CO₂-Vermeidungsziel von minus 40% gegenüber dem Jahr 1990 letztlich noch erreicht³. Der Gebäudesektor ist jedoch aktuell der einzige Sektor, in dem das angestrebte sektorspezifische Ziel für das Jahr 2020 verfehlt wurde (es wurden 120 Mio. t CO₂ emittiert gegenüber einem Ziel von 118 Mio. t CO₂). Zudem sind die Ambitionen für den Gebäudesektor in den kommenden beiden Jahrzehnten sehr hoch:

- in den nächsten 10 Jahren möchten wir so viel CO₂ im Gebäudesektor reduzieren wie in den letzten 30 Jahren; und
- in ca. 25 Jahren möchten wir Klimaneutralität im Gebäudesektor erreichen.
- Während es mittlerweile einen recht breiten Konsens bei der Frage der Zielsetzung gibt, der auch Eingang in das Klimaschutzgesetz gefunden hat, herrscht bei der Frage des Weges zur Klimaneutralität im Gebäudesektor Uneinigkeit. Hierbei konkurrieren im Grunde zwei Sichtweisen:
 - **Starker Fokus auf Direktelektrifizierung und Sanierungen** – Mit Verweis auf die deutlich höhere Energieeffizienz einer Direktelektrifizierungslösung (im Wesentlichen Wärmepumpen) gegenüber anderen Ansätzen über klimafreundliche Gase (z.B. mit Brennwerthermen oder dezentralen KWK-Lösungen) werden rein elektrifizierte Szenarien propagiert. Wasserstoff sei „zu wertvoll“, um im Wärmemarkt verwendet zu werden⁴.
 - **Ausbalanciertere „gemischte Strategie“ Strategie für den Gebäudesektor** – Mit Verweis auf die monetären und praktischen Belastungen des Stromsystems und auf die Heterogenität der zu beheizenden Gebäude wird in anderen Studien/Szenarien auf einen ausgewogeneren Ansatz gesetzt, bei dem klimafreundliche Gase den Ausbau der Wärmepumpen in einem signifikanten Umfang ergänzen. Erweitert werden diese Strategien dann je nach Studie ggf. auch um dezentrale, mit „klimafreundlichem Gas“ betriebene KWK-Anwendungen (teilweise betrieben mit lokalen Wärmenetzen)⁵.

Wir zeigen im Folgenden, dass es entgegen den Ausführungen und Bedenken in einigen Studien, auch in der Mittelfrist ausreichend Zugang zu klimafreundlichen Gasen in Deutschland geben kann, sodass diese auch im Wärmesektor eingesetzt werden können. Hierfür ist es essenziell, frühzeitig die richtigen Rahmenbedingungen zu setzen und sich nicht nur auf grünen Wasserstoff „Made in Germany“ zu fokussieren, sondern Biomethan und andere Wasserstoffarten und vor allem auch Importe mit zu berücksichtigen.

³ Die Emissionen in Deutschland im Jahr 2020 betragen 739 Mio. t CO₂eq und lagen damit 40.8% unter den Emissionen des Jahres 1990.

⁴ Bspw. Ökolinstitut (2021).

⁵ Bspw. E.ON (2021).

2 Vorgehen zur Herleitung der Merit Order für klimafreundliche Gase für Deutschland 2030 und 2045

2.1 Szenarioansatz – Herleitung von drei Szenarien für das Angebot an klimafreundlichen Gasen

Die Höhe des zukünftigen Angebots an klimafreundlichen Gasen für Deutschland ist recht unsicher und ist neben eher „harten Fakten“ zu Technik und Potenzialen auch vom politischen Willen, dem verfügbaren Regelwerk und der monetären Verpflichtung für den Aufbau der Wasserstoff- und Biomethanwirtschaft in Deutschland abhängig. Für unsere Analysen der Angebotskurven nehmen wir (szenarioabhängig) grundsätzlich folgende Quellen für klimafreundliche Gase mit in unsere Angebotskurven auf:

- **Biomethan** – Dies umfasst folgende Biomethanquellen:
 - Einspeisung von aufbereitetem Biogas aus heutigen Biogasverstromungsanlagen in das lokale Gasnetz
 - „SNG Route“ (Vergasung von Holzreststoffen)
 - Zubau von Biogasanlagen
 - Import von Biomethan über Gasnetz⁶
- **Grüner Wasserstoff** – Hergestellt mittels Elektrolyse aus zusätzlichen Anlagen erneuerbarer Energien (Solar, Wind Onshore, Wind Offshore) mit den Auslastungen der jeweiligen Region, und kostenoptimiert mit Blick auf das Kapazitätsverhältnis EE-Anlage und Elektrolyseur, u.a. nach Brändle et al. (2021).
- **Blauer Wasserstoff** – Gewonnen aus fossilem Methan aus Dampfreformierung und Einlagerung des gasförmigen CO₂ in alten Öl- oder Gasfeldern oder Salzkavernen.
- **Türkiser Wasserstoff** – Gewonnen aus fossilem Methan aus industrieller Pyrolyse und Verwendung des festen Kohlenstoffes als „Baumaterial“ (ohne Freisetzung des Kohlenstoffes in der weiteren Verwendung).

Abbildung 1: Quellen für klimafreundliche Gase für die Angebotskurven 2030 und 2045



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Alle Quellen werden jeweils noch unterteilt in einheimische Produktion und Importe

Alle Quellen wurden unterteilt in „einheimische Produktion“ (Erzeugung in Deutschland) und „importierte Mengen“ aus anderen Staaten. Hierbei wurden nur Pipelineimporte angesetzt – ein Import von gasförmigem Wasserstoff per Schiff aus fernen Exportländern wurde nicht berücksichtigt. Als Importländer via Pipeline kommen in unserer Studie annahmegemäß (je nach

⁶ Biomethan ist im Gasnetz physikalisch äquivalent zu fossilem Methan, also konventionellem Erdgas.

Szenario) sämtliche EU-Staaten in Betracht, zuzüglich Norwegen, UK, Schweiz, Ukraine, Belarus und der MENA-Region.

Nicht aufgenommen wurde Wasserstoff, der durch Elektrolyse aus Kernenergiestrom gewonnen wird („pink H₂“). Auch ausgeblendet sind EE-Potenziale für *Floating Offshore* und sich daraus ergebende Potenziale für grünen Wasserstoff.

Nicht berücksichtigt wurden zudem Restriktionen auf der Nachfrageseite, z.B. innerdeutsche Gasfernleitungen oder Gasverteilung (via Pipeline oder Truck) oder erforderliche Umrüstungen bei den Endanwendungen. Fokus der Analyse ist ja die Frage: „*Gäbe es genügend klimafreundliche Gase für Deutschland „frei Grenze“, wenn es eine entsprechende Nachfrage aus verschiedenen Sektoren gäbe?*“ In der Praxis sind natürlich beide Aspekte eng verwoben – ohne sichere Nachfrage gibt es keine Investitionen auf der Wasserstofflieferantenseite – und ohne sicheres Angebot werden auch keine Endanwendungen oder Infrastrukturen umgerüstet. Hier können „sichere“ Absatzmärkte wie der Wärmemarkt (z. B. via Blending bis zu 20 vol %) oder auch Programme wie „H₂ Global“⁷ einen wichtigen Beitrag für den Markthochlauf leisten.

Um diesen Unsicherheiten beim Markthochlauf Rechnung zu tragen, haben wir drei Szenarien für das Angebot hergeleitet und machen alle dahinterliegenden Annahmen in den Szenarien transparent. Die grundsätzliche Idee hinter den jeweiligen Szenarien ist nachfolgend aufgeführt:

- **Pessimistisches Szenario** – Im pessimistischen Szenario gehen wir von eher langsamem technischem Fortschritt und konservativen Rahmenbedingungen aus. Selbst hier ist aber ein schnelles Umsteuern notwendig – kein Beibehalten des Status Quo. Vielmehr sind Anstrengungen und eine schnelle Klärung der (regulatorischen) Rahmenbedingungen erforderlich. Allerdings nehmen wir eine (aus unserer Sicht unnötig) restriktive Definition von nachhaltigem Wasserstoff an und berücksichtigen daher keine Potenziale für blauen Wasserstoff. Außerdem gehen wir in diesem Szenario bis zum Jahr 2030 noch nicht von der Serienreife von türkischem Wasserstoff aus.
- **Base Case Szenario** – Der Base Case stellt ein disruptives Szenario dar – ähnlich wie beim PV Boom in den Jahren 2008-2012 (damals mit Investitionen in PV in Deutschland von bis 8 GW/a⁸) wird global eine neue Technologie hochgefahren. Damals erfolgte der Boom vor allem in China⁹ sowie teilweise in Deutschland – im Falle des Wasserstoffausbaus wird dies auf deutlich mehr Nationen und Unternehmen verteilt. Zudem ist der Ausgangspunkt von einer höheren Technologiereife als seinerzeit PV gekennzeichnet, da EE-Anlagentechnologie, Elektrolyse und SMR Anlagen schon lange existieren. Allerdings werden die spezifischen Elektrolyseurkapazitäten deutlich erhöht (Thyssen Krupp hat z.B. gerade eine 2 GW Anlage bestehend aus 20 MW Modulen an das NEOM Projekt in Saudi-Arabien verkauft¹⁰). Wie aktuell in Deutschland werden die vor einigen Jahren formulierten Wasserstoffstrategien nach oben korrigiert. Es wird weiterhin unterstellt, dass Pipelines umgerüstet werden bzw. wenige weitere Pipelines ergänzt werden. Pro Wasserstoffimportpipeline kann überschläglich mit einer Übertragungsleistung von ca. 13 GW ausgegangen werden – bei 6000 bis 7000 Nutzungsstunden im Jahr entspräche dies einer Importmenge

⁷ <https://www.h2-global.de/> .

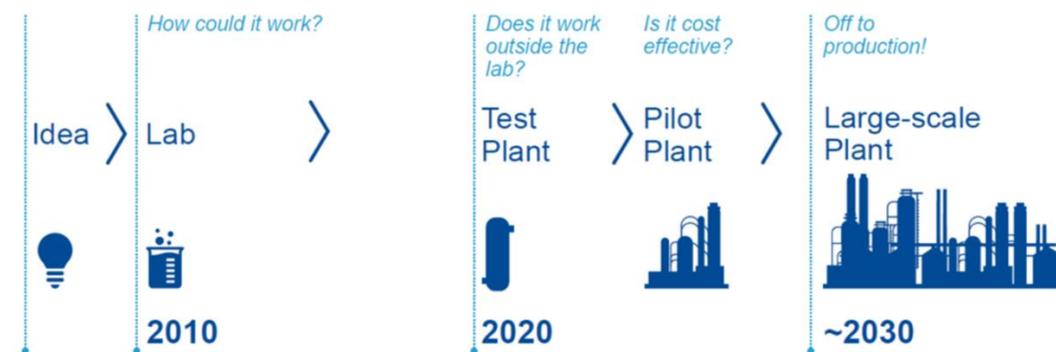
⁸ IEA PVPS (2018).

⁹ China hat die Wasserstofftechnologie gerade als eine wichtige Technologie im neuen (dem 14.) 5-Jahresplan identifiziert und die China Hydrogen Energy Alliance erwartet einen Markt für Wasserstoff in China im Jahr 2050 von .12 Milliarden yuan.. http://www.news.cn/english/2021-12/18/c_1310381046.htm

¹⁰ Energate (2021).

pro Pipeline von rund 80 bis 90 TWh/a¹¹. Es werden moderate Mengen an blauem Wasserstoff unterstellt und die Pyrolysetechnologie für türkisen Wasserstoff ist mit einigen industriellen Anlagen verfügbar. Aktuell schätzt BASF die Technologiereife mit einem Technology Readiness Level von 5 bis 6 ein, geht aber davon aus, dass im Jahr 2030 industrielle Anlagen verfügbar wären.

Abbildung 2: Zeitpfad - Verfügbarkeit der Methanpyrolyse



Quelle: BASF (2021).

- Optimistisches Szenario** – Das optimistische Szenario unterstellt einen noch schnelleren Hochlauf von grünem Wasserstoff und ist insbesondere bei blauem und türkischem Wasserstoff weniger restriktiv. Rein technisch wäre das Potenzial für blauen Wasserstoff in Deutschland enorm, da es sowohl ausreichend Methan als auch Lagerstätten für CO₂ gäbe. Allerdings ist in Deutschland die Einstellung aktuell sowohl gegenüber CCS als auch gegenüber Dampfreformierung aufgrund der verbleibenden Restemissionen¹² noch zurückhaltend. Mit einer „technologieneutralen“ Einstellung wäre der blaue Wasserstoff aus unserer Sicht aber eine mögliche Brücke bis ausreichend grüner, als auch türkiser Wasserstoff zur Verfügung steht.

2.2 Verfügbarkeit von klimaneutralen Gasen in Deutschland 2030

2.2.1 Angebotskurven für klimaneutrale Gase in Deutschland 2030 – Herleitung der Mengen

Abbildung 3,

Abbildung 4 und Abbildung 6 zeigen konkret die Annahmen, die wir für die drei Szenarien und die jeweiligen klimaneutralen Gase „grüner Wasserstoff“, „Biomethan“ sowie „blauer und türkiser Wasserstoff“ für das Jahr 2030 getroffen haben.

- Grüner Wasserstoff** – Bei der Abschätzung des Angebotes an grünem Wasserstoff für Deutschland „frei Grenze“ gilt:

¹¹ Siehe auch Guidehouse (2020a): *“The backbone will consist of 75% retrofitted pipelines, with diameters ranging from 24-48 inch, providing 3-13 GW_{LHV} transport capacity per pipeline”*.

¹² „Blauer Wasserstoff kann mit heutigem Stand der Technik maximal bis zu 70% der THG-Emissionen im Vergleich zur direkten Nutzung von Erdgas reduzieren: dies bedarf niedriger Methan-Leckage-Raten (wie in den Niederlanden oder Norwegen) sowie technischer Anstrengungen“. Ariadne (2021).

- Für die Anteile an der einheimischen Produktion von grünem Wasserstoff orientieren wir uns an der nationalen Wasserstoffstrategie und angekündigten Projekten in Deutschland.
- Das Importpotenzial aus den Nachbarländern schätzen wir ab mit Hilfe von:
 - Annahmen zu Anteilen (%) des langfristigen maximalen technischen EE Potenzials (PV¹³, Wind Onshore and Wind Offshore¹⁴), die bis zum Jahr 2030 erschlossen und für die Wasserstoffproduktion verfügbar sind¹⁵. Das langfristige technische EE-Potenzial beinhaltet schon Abschlüsse aus konkurrierender Flächennutzung und Geländetopologie¹⁶. Bis zum Jahr 2030 liegt der angenommene Anteil im Standardfall bei 3% (d.h. 97% der EE-Landespotenziale werden nicht für Wasserstoff genutzt).¹⁷ Bei einigen Ländern ist davon auszugehen, dass der Markthochlauf schneller voranschreiten wird als in anderen Referenzländern. Für diese Ländern erhöhen wir die prozentuale Ausnutzung der lokalen EE-Potenziale: Dies betrifft Norwegen, in World Energy Council / Frontier Economics (2018) als front-runner im grünen Wasserstoffhochlauf identifiziert, und die Niederlande, die durch zahlreiche lokale GreenH₂-Pilotprojekte, eine ambitionierte Wasserstoffstrategie sowie die Kompensation der Erdgasförderung heraussticht. Hier setzen wir 5% statt 3% Nutzung der lokalen Potenziale für Wasserstoffgestehung in 2030 an.
 - Annahmen, wieviel Prozent (%) der regionalen europäischen Wasserstoffproduktion für Deutschland zur Verfügung stehen („fair share“). Diesen „fair share“ haben wir durch den Vergleich der Energienachfrage Deutschlands mit der gesamteuropäisch oder auch dem GDP Deutschlands mit dem europäischen hergeleitet – er liegt bei etwa bei 15-20%. Wir setzen somit für Nachbarländer einen indikativen Exportanteil von 15% (der dann verfügbaren Wasserstoffmenge eines Landes) für Deutschland an. Für Länder, welche nicht direkte Nachbarstaaten von Deutschland sind, nehmen wir an, dass sie Deutschland zu einem geringeren Anteil beliefern werden. Daher gehen wir von einem geringeren Exportanteil für Deutschland aus, sodass hier 8% der dann verfügbaren, lokalen Produktion nach DE exportiert werden.
 - Einige Regionen mit sehr guter Netzanbindung nach Deutschland erhalten einen Aufschlag bzgl. ihrer Exportmengen nach Deutschland. Auf den jeweiligen Wert des Exportanteils nach DE, anteilig an der H₂-Produktion, werden jeweils 5 Prozentpunkte aufgeschlagen (bspw. für Nachbarländer: 20%=15%+5% der lokalen Produktion als Export nach DE). Dies betrifft die Niederlande, Belgien, Polen, die Ukraine, Russland und Belarus.

¹³ Pietzcker et al. (2014).

¹⁴ Bosch et al. (2017, 2019).

¹⁵ Der Prozentsatz wird auf die EE-Potenziale, nicht auf die Landesfläche bezogen – d.h. sie sind mit der aktuellen „2% der Fläche für Onshore Wind Diskussion“ in Deutschland nicht zu verwechseln.

¹⁶ Die Potenziale berücksichtigen zahlreiche Limitierungen bzgl. Flächennutzung (z.B. urbane, landwirtschaftliche Flächen, Naturschutzgebiete etc. sind exkludiert.) sowie Eignungsabschätzungen der jeweiligen Flächen zum RES-Aufbau, und auch die Exkludierung nicht-lukrativer Flächen. Eine Voraboptimierung findet den optimalen Trade-Off zwischen RES-E Abregelung und höherer jährlicher Elektrolysenutzung.

¹⁷ Teile des EE-Potenzials werden auch in Importländern für die inländische Energieerzeugung benötigt. Diesen Effekt berücksichtigen wir in den folgenden Analysen für die Importmengen und –preise.

Abbildung 3: Annahmen für grünen Wasserstoff 2030

Grüner H2	Pessimistisch	Base case	Optimistisch
Geplante Projekte DE	5 GW Elektrolyse	10 GW Elektrolyse	15 GW Elektrolyse
Nachbarländer	3% RES Potenzial für H2, davon 15% nach DE	3% RES Potenzial für H2, davon 15% nach DE	3% RES Potenzial für H2, davon 15% nach DE
Andere europ. Länder		3% RES Potenzial für H2, davon 8% nach DE	3% RES Potenzial für H2, davon 8% nach DE
MENA			3% RES Potenzial für H2, davon 8% nach DE
Länder mit beschleunigtem Ausbau (Norwegen, Niederlande)	2 Prozentpunkte RES Potenzial mehr für H2	2 Prozentpunkte RES Potenzial mehr für H2	2 Prozentpunkte RES Potenzial mehr für H2
Länder mit Gasnetzvorteil (Belgien, Niederlande, Polen, Belarus, Russland, Ukraine)	5 Prozentpunkte Produktion mehr für DE	5 Prozentpunkte Produktion mehr für DE	5 Prozentpunkte Produktion mehr für DE

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Geplante Projekte im pessimistischen Fall nach Bundesregierung (2020), Base case nach Koalitionsvertrag von SPD, Bündnis 90 / Die Grünen, FDP (2021).

- Biomethan¹⁸** – Bei Biomethan stützen wir uns auf aktuelle Biogasanlagenstatistiken sowie weitere Studien zum Biomethanpotenzial¹⁹. Die SNG Route mit Biomassefeststoffvergasung wird aktuell kaum genutzt, wird aber vom DVGW und anderen Institutionen als vielversprechend eingeschätzt. Biomethanimporte sehen wir eher aus Osteuropa, da Exporte Erzeugungsüberschüsse erfordern, die jeweiligen Staaten selbst aber auch ihr fossiles Methan ersetzen müssen. Zudem muss die erforderliche Infrastruktur (bspw. Pipelines) vorhanden sein. Insbesondere im pessimistischen Szenario wird zusätzlich die Entfernung umrüstungsfähiger Biogasanlagen zum Einspeisepunkt im Gasnetz berücksichtigt.

Abbildung 4: Annahmen für Biomethan 2030

Biomethan	Pessimistisch	Base case	Optimistisch
Umrüstung Biogasanlagen	27 TWh*	63 TWh**	63 TWh**
SNG-Route	22 TWh**	22 TWh**	22 TWh**
Zusätzliche Biogasanlagen		17 TWh***	28 TWh***
Importe			60 TWh****

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Verwendete Quellen für die Biomethan Annahmen in den Szenarien beinhalten * Matschoss et al. (2020), ** DVGW (2021), *** Europäische Kommission, CE Delft (2017), Differenz 2020-2030 DE, im base case zu 60%, **** Überschlag: 17% EU Produktion (DVGW (2021)) + 20% Ukraine + Belarus (Navigant (2019)).

¹⁸ Grundsätzlich besteht auch die Möglichkeit, via Dampfreformierung oder Pyrolyse blauen oder türkisen Wasserstoff aus Biomethan zu gewinnen. Wir betrachten hier nur die unmittelbare Verwendung.

¹⁹ * Matschoss et al. (2020), ** DVGW (2021), *** Europäische Kommission, CE Delft (2017), in 2030 zu 60%, **** Überschlag: 17% EU Produktion + 20% Ukraine + Belarus.

Abbildung 5: Resultierende Energiepotenziale 2030: Potenzielles Angebot grüner Wasserstoff in DE nach Quelle

Grüner H2	Pessimistisch	Base case	Optimistisch
Geplante Projekte DE	12 TWh	25 TWh	35 TWh
Nachbarländer	48 TWh	48 TWh	49 TWh*
Andere europ. Länder	-	98 TWh	100 TWh*
MENA	-	-	302 TWh

* Da im optimistischen Szenario optimistischere Input-Kostenannahmen getroffen werden, verändert sich das optimale Verhältnis von RES zu Elektrolysekapazität. Die gleichbleibende RES-Kapazitätsnutzung führt im Optimum zu einem leicht veränderten H2-Output.

Quelle: Frontier Economics

- **Blauer und türkiser Wasserstoff** – Die Annahmen zum blauen und türkisen Wasserstoff sind nicht durch Flächenpotenziale o.Ä. limitiert, sondern spiegeln im Wesentlichen Annahmen zum „politischen Willen“ und zur Technologiereife der Pyrolyse wider.
 - **Türkiser Wasserstoff** – BASF erwartet bis zum Jahr 2030 die industrielle Reife von Methanpyrolyseanlagen (die Technologie selbst gibt es bereits seit den 1960er Jahren). Zur Einordnung: 20 TWh aus Pyrolyse würde bei einer Anlagengröße von 1000 MW und 5.000 Volllaststunden p.a. vier Großanlagen entsprechen. Aktuelle Pilotanlagen (z. B. VNG et al²⁰) haben einen Output von 5 GWh/a. Bei einer solchen kleinen Anlagengröße bräuchte man 4.000 dieser Pilotanlagen, um 20 TWh/a türkisen Wasserstoff herzustellen.
 - **Blauer Wasserstoff** - Die Dampfreformierung mit CCS wäre technisch schon jetzt möglich. Sowohl CO₂ Lagerstätten als auch Methan sind theoretisch in ausreichendem Maß vorhanden. So schätzt die EU das CO₂ Lagerstättenpotenzial auf ca. 300 Gt CO₂ (davon ca. 50 Gt in Deutschland).²¹ Die Lagerstätten könnten im Grunde erschlossen werden und auch die CCS-Technologie wäre im industriellen Maßstab verfügbar²². Der Erdgasverbrauch in Europa liegt aktuell bei ca. 380 Milliarden Kubikmeter bzw. mehr als 4.400 TWh/a, auch Erdgas ist also verfügbar. Die Air Liquide SMR Anlage in Dornum liefert eine Wasserstoffproduktion von 22.000 t H₂/a, d.h. knapp 700 GWh/a.

Abbildung 6: Annahmen für blauen und türkisen Wasserstoff 2030

Blauer / Türkiser H2	Pessimistisch	Base case	Optimistisch
Produktion + Angebot blauer H2		150 TWh*	200 TWh*
Produktion + Angebot türkiser H2		50 TWh**	100 TWh**

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: *, **, Abschätzung nach Industriegesprächen und Market-Readiness, abhängig von politischem Willen.

²⁰ Wintershall Dea, VNG (2021).

²¹ Siehe IOGP (2019): Global schätzt die EU das Potenzial in geeigneten Standorten auf 10.000 Gt CO₂ Einlagerung. Zum Vergleich: Der aktuelle CO₂-Ausstoß in Europa beträgt ca. 3.6 Gt p.a., d.h. alleine in Deutschland könnte man die vollständigen heutigen CO₂ Emissionen Europas aus ca. 15 Jahren einlagern.

²² Aktuell liegt die global installierte CCS Kapazität bei ca. 150 Mt CO₂/a, vgl. Global CCS Institute (2021).

2.2.2 Angebotskurven für klimaneutrale Gase in Deutschland 2030 – Herleitung der Kosten

Für die Ermittlung der Kostenseite wurden unterschiedliche Studien ausgewertet. Die finalen Annahmen sind in Annex C aufgeführt. Für die Kostengestehung von Wasserstoff berufen wir uns insbesondere auf Brändle et al. (2021). Für Biomethan nutzen wir Informationen aus DVGW (2021), Europäische Kommission, Trinomics (2019) sowie Navigant (2019).

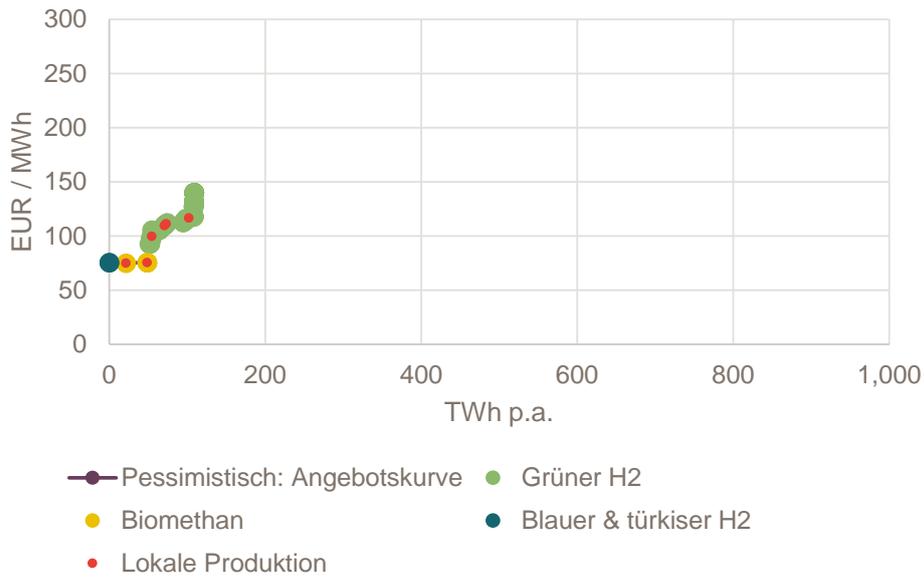
Sowohl im pessimistischen Szenario als auch im Base Case verwenden wir für grünen Wasserstoff als Ausgangspunkt die konservativeren Kostenannahmen von Brändle et al. (2021). Für die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff in unserem optimistischen Szenario nutzen wir die optimistischen Kostenannahmen der gleichen Quelle. Wir verwenden Regionenspezifische EE-Potenziale sowie Kapazitätsfaktoren und länderspezifische EE-Kapitalkosten. Das Verhältnis von EE-Erzeugungskapazität und Elektrolyse wird für jede EE-Quelle, jede Region und jedes Kostenszenario separat optimiert, um möglichst günstige Volllaststunden der Elektrolyse zu erhalten, vgl. Brändle et al. (2021). Die Leistungsziele der inländischen Erzeugung werden dabei proportional den jeweiligen Anteilen der verfügbaren Potenziale den jeweiligen RES-Technologien zugeordnet.

2.2.3 Ergebnis – Angebotskurven für klimaneutrale Gase in Deutschland 2030

In Abbildung 7, Abbildung 8 und Abbildung 9 sind für die drei Szenarien die resultierenden gesamten Angebotskurven für klimaneutrale Gase für Deutschland zusammengetragen. Das jeweilige Angebot aus einheimischer Produktion ist mit einem roten Punkt gekennzeichnet. Ansonsten sind dargestellt

- Grüner Wasserstoff in grün;
- Biomethan in Gelb und
- Blauer/türkiser Wasserstoff in blau.

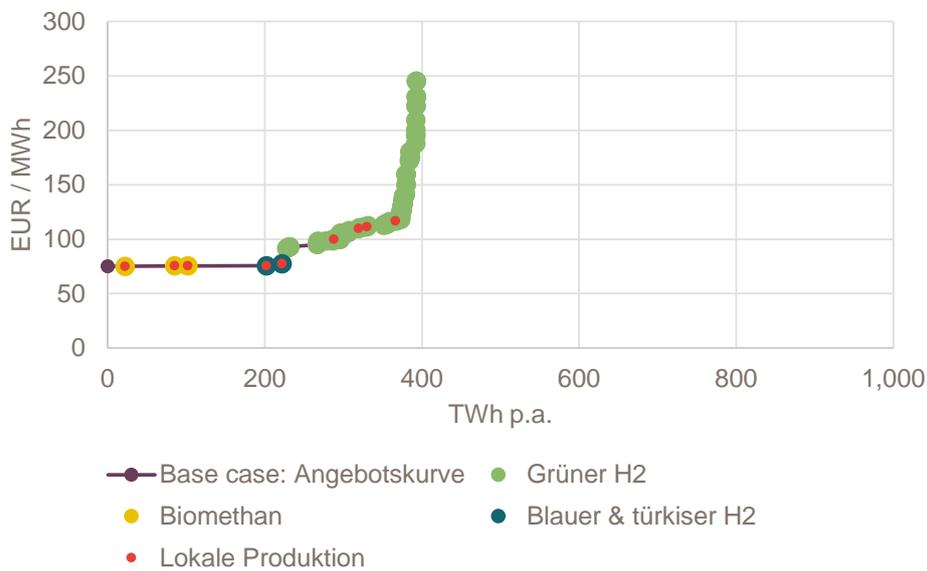
Abbildung 7: Angebotskurve für klimafreundliche Gase für Deutschland 2030 - pessimistisch



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Dargestellt sind geschätzte Angebotskosten in realen Geldeinheiten (2021) exkl. innerdeutsche Netzkosten, Steuern und Abgaben. Diese haben historisch etwa 30 EUR/MWh (51%) des Gaspreises ausgemacht.

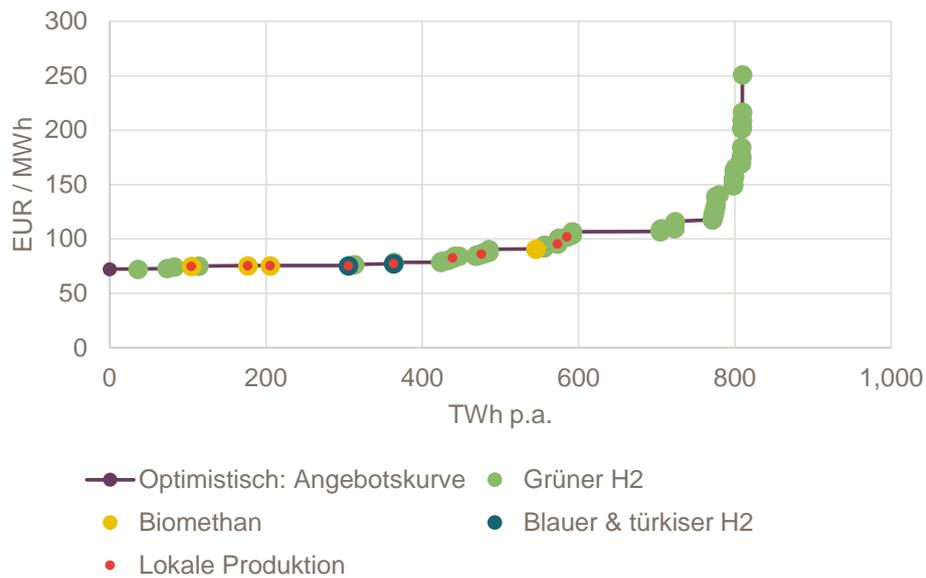
Abbildung 8: Angebotskurve für klimafreundliche Gase für Deutschland 2030 – Base case



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Dargestellt sind geschätzte Angebotskosten in realen Geldeinheiten (2021) exkl. innerdeutsche Netzkosten, Steuern und Abgaben. Diese haben historisch etwa 30 EUR/MWh (51%) des Gaspreises ausgemacht.

Abbildung 9: Angebotskurve für klimafreundliche Gase für Deutschland 2030 - optimistisch



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Dargestellt sind geschätzte Angebotskosten in realen Geldeinheiten (2021) exkl. innerdeutsche Netzkosten, Steuern und Abgaben. Diese haben historisch etwa 30 EUR/MWh (51%) des Gaspreises ausgemacht.

Mit Blick auf die Angebotskurven in den Szenarien 2030 lässt sich festhalten:

- **Pessimistisches Szenario** – Die sehr restriktive Einstellung zu blauem oder türkischem Wasserstoff in Verbindung mit einem eher langsamen Hochfahren von Importen führen im pessimistischen Szenario zu einem Angebot an klimafreundlichen Gasen im Jahr 2030 von rund 110 TWh/a und einem recht schnellen Anstieg der Kosten auf über 12 ct/kWh. Die einheimische Produktion von Grüngasen spielt eine große Rolle. Damit würden klimafreundliche Gase nur knapp 3% des heutigen deutschen Primärenergiebedarfes decken können. Wie zuvor erwähnt, entspräche dies grob der jährlichen Transportleistung einer großen Wasserstoffpipeline (bei 13 GW und 7.000 Vollaststunden). In diesem Szenario werden 12,5 TWh grüner Wasserstoff im Inland produziert, und knapp 48 TWh grüner Wasserstoff importiert.
- **Base Case Szenario** – Im Best Case werden die nationalen Elektrolyseurziele erreicht, es werden blaue Wasserstoffmengen im limitierten Rahmen als Brücke zugelassen und erste Erfolge im Bereich Pyrolyse werden unterstellt. Zusätzlich gibt es internationalen Handel via Pipeline mit den direkten Nachbarstaaten. Insgesamt führt dies zu einem Angebot an klimafreundlichen Gasen im Jahr 2030 von rund 400 TWh/a. Blauer und türkiser Wasserstoff sowie die Erschließung der Biomethanmengen erlauben ein Preisplateau von rund 8 ct/kWh für die ersten 220 TWh/a. Danach muss auf einheimischen grünen Wasserstoff (25 TWh/a) bzw. importierten Wasserstoff (146 TWh) zurückgegriffen werden. Im Jahr 2030 ist dieser noch teurer als die vorgenannten klimafreundlichen Gase. Importierter grüner Wasserstoff und einheimisch produzierter grüner Wasserstoff weisen in der Mittelfrist ähnliche Kosten auf – die Importkosten werden durch verbesserte Auslastung der EE Anlagen an

besseren Standorten ausgeglichen²³. Damit würden klimafreundliche Gase nur knapp 12% des heutigen deutschen Primärenergiebedarfes decken können. Wie erwähnt entsprächen 400 TWh/a grob der Transportleistung vier großer Wasserstoffpipelines (48 Zoll Leitung: bei 13 GW und 7.000 Vollaststunden).

- **Optimistisches Szenario** – Im Base Case werden angepasste nationale Elektrolyseurziele mit 15 GW installierter Elektrolyseurleistung erreicht, es werden blaue Wasserstoffmengen im limitierten Rahmen als Brücke zugelassen und schnelle Fortschritte im Bereich der Pyrolyse werden unterstellt. Es gibt internationalen Handel via Pipeline mit den direkten Nachbarstaaten sowie den MENA Staaten und der Ukraine. Insgesamt führt dies führen zu einem Angebot an klimafreundlichen Gasen im Jahr 2030 von rund 810 TWh/a. Blauer, türkiser Wasserstoff sowie die Erschließung der Biomethanmengen und kostengünstige Importpotenziale von grünem Wasserstoff erlauben ein Plateau von 8 ct/kWh für die ersten 430 TWh/a. Danach muss, wie im Base Case auf einheimischen grünen Wasserstoff (35 TWh/a²⁴) bzw. anderweitig importierten grünen Wasserstoff (insgesamt 450 TWh/a, davon 300 TWh/a aus MENA) zurückgegriffen werden, der im Jahr 2030 trotz verbesserter Lernkurvenannahmen mit rund 10 ct/kWh noch etwas teurer ist als die vorgenannten klimafreundlichen Gase. Damit würden klimafreundliche Gase rund 20% des heutigen deutschen Primärenergiebedarfes decken können. Wie erwähnt entsprächen 810 TWh/a grob der Transportleistung neun großer Wasserstoffpipelines (48 Zoll Leitung: bei 13 GW und 7.000 Vollaststunden).

2.3 Verfügbarkeit von klimafreundlichen Gasen in Deutschland 2045

2.3.1 Angebotskurven für klimafreundliche Gase in Deutschland 2045 - Methodologie

Methodisch gehen wir für die Herleitung der Angebotskurven für das Jahr 2045 in ähnlicher Weise wie im vorherigen Kapitel für das Jahr 2030 dargestellt vor. Abbildung 10, Abbildung 11 und Abbildung 12 fassen die Kernannahmen zusammen.

²³ An sonnen- und/oder windreichen Standorten kann im Vergleich zu Deutschland mit derselben Photovoltaik- bzw. Windkraftanlage eine deutlich größere Menge an erneuerbarem Strom hergestellt werden. Beispielsweise betragen die Vollaststunden einer Photovoltaik-Anlage in Nordafrika bis zu 2.500 h pro Jahr, während in Deutschland im geografischen Mittel 1.060 h und somit deutlich weniger als die Hälfte erreicht werden können.

²⁴ Da im optimistischen Szenario andere Kosten als im pessimistischen / base case Szenario angenommen werden, ändert sich die optimale Ratio Elektrolysekapazität: EE-Erzeugung, und somit die optimalen Vollaststunden der Elektrolyse. Daher ist die Veränderung der Produktion nicht proportional zu den angenommenen Kapazitäten der anderen Szenarien.

Abbildung 10: Annahmen für grünen Wasserstoff für 2045

Grüner H2	Pessimistisch	Base case	Optimistisch
Geplante Projekte DE	25 GW Elektrolyse***	40 GW Elektrolyse***	60 GW Elektrolyse***
Nachbarländer	9% RES-E Potenzial für H2, davon 15% nach DE	9% RES-E Potenzial für H2, davon 15% nach DE	9% RES-E Potenzial für H2, davon 15% nach DE
Andere europ. Länder		9% RES-E Potenzial für H2, davon 10% nach DE	9% RES-E Potenzial für H2, davon 10% nach DE
MENA			9% RES-E Potenzial für H2, davon 10% nach DE
Länder mit beschleunigtem Ausbau (Norwegen, Niederlande)	4 Prozentpunkte RES-E Potenzial mehr für H2	4 Prozentpunkte RES-E Potenzial mehr für H2	4 Prozentpunkte RES-E Potenzial mehr für H2
Länder mit Gasnetzvorteil (Belgien, Niederlande, Polen, Belarus, Russland, Ukraine)	5 Prozentpunkte Produktion mehr für DE	5 Prozentpunkte Produktion mehr für DE	5 Prozentpunkte Produktion mehr für DE

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Geplante Projekte DE nach dena (2021), Agora Energiewende (2021) und Fraunhofer ISE (2020)

Zu beachten ist, dass für den Standardfall selbst langfristig „nur“ ca. 9% des technischen Potenzials für EE zur Herstellung von Wasserstoff in den Nachbarregionen angesetzt werden. Davon werden wiederum ca. 10% bis 15% als mögliche Exportmenge für Deutschland angesetzt (bis zu 20% mit Aufschlag durch Gasnetzvorteil). Weiterhin wird kein Import per Schiff angesetzt, Floating Offshore und „pinker Wasserstoff“ aus Kernenergie spielen weiterhin keine Rolle.

Abbildung 11: Annahmen für Biomethan 2045

Biomethan	Pessimistisch	Base case	Optimistisch
Umrüstung Biogasanlagen	27 TWh*	63 TWh**	63 TWh**
SNG-Route	59 TWh**	59 TWh**	59 TWh**
Zusätzliche Biogasanlagen		32 TWh**	53 TWh**
Importe			120 TWh***

Quelle: Frontier Economics

Auch für den blauen und türkisen Wasserstoff wird ein wachsender Markt unterstellt. Je nach Tempo der Technologiereife hat der türkise Wasserstoff auch das Potenzial, dem blauen Wasserstoff (der Restemissionen aufweist) abzulösen. Die Restemissionen der bis zu 200 TWh/a aus blauem Wasserstoff müssten dann zusätzlich durch Direct Air Capturing oder andere Maßnahmen im Jahr 2045 ausgeglichen werden, um Klimaneutralität zu gewährleisten²⁵.

Abbildung 12: Annahmen für blauen und türkisen Wasserstoff 2045

Blauer / Türkiser H2	Pessimistisch	Base case	Optimistisch
Produktion + Angebot blauer H2		150 TWh*	200 TWh*
Produktion + Angebot türkiser H2		50 TWh**	100 TWh**

Quelle: Frontier Economics

²⁵ Moderne ATR Anlagen ermöglichen eine Capturing Rate von 90% - bei geringem Methanschluß entstehen so 0,09 t CO₂/MWh, für 200 TWh blauen H₂ also etwa 18 Mio t CO₂ pro Jahr. Für Direct Air Capturing Anlagen fallen aktuell Kapitalkosten von etwa 700 EUR/t CO₂ an, perspektivisch können die aber bis 2045 auf unter 200 EUR/t CO₂ sinken.

2.3.2 Ergebnis – Angebotskurven für klimafreundliche Gase in Deutschland 2045

Setzt man die Bausteine zusammen, ergibt sich ein klares Bild: Langfristig wären bei technologieoffener Politik und Öffnung zum internationalen Handel von Energieträgern (wie heute auch) klimafreundliche Gase in ausreichendem Maße vorhanden. Bei Fokussierung auf lokale Produktion von ausschließlich grünem Wasserstoff aus Deutschland und den angrenzenden Nachbarländern reicht es bei weitem nicht für einen signifikanten Beitrag des Wasserstoffs zur Energiewende. Im pessimistischen Falle läge man bei einem Angebot an klimafreundlichen Gasen von ca. 300 TWh/a, davon dann auch langfristig nur ca. 220 TWh aus Wasserstoff. Ein einziges größeres Stahlwerk würde aber schon für die Reduktion des Eisenerzes rund 15 TWh/a an Wasserstoff benötigen; weitere Nachfrager aus den Bereichen Chemie, Verkehr, Strommarkt und Wärmemarkt müssten ebenfalls noch bedient werden. 300 TWh an klimafreundlichem Gas würden dann nur knapp 12 % des Primärenergieverbrauches decken können, selbst wenn man eine Reduktion des Primärenergiebedarfes von heute 3.500 TWh auf 2.500 TWh unterstellen würde (was eine Verringerung des Primärenergiebedarfes von 30% in den kommenden 25 Jahren unterstellen würde).

Abbildung 13: Resultierende Energiepotenziale 2045: Potenzielles Angebot grüner Wasserstoff in DE nach Quelle

Grüner H2	Pessimistisch	Base case	Optimistisch
Geplante Projekte DE	67 TWh	107 TWh	146 TWh
Nachbarländer	154 TWh	154 TWh	159 TWh*
Andere europ. Länder	-	387 TWh	400 TWh*
MENA	-	-	1229 TWh

* Da im optimistischen Szenario optimistischere Input-Kostenannahmen getroffen werden, verändert sich das optimale Verhältnis von RES zu Elektrolysekapazität. Die gleichbleibende RES-Kapazitätsnutzung führt im Optimum zu einem leicht veränderten H₂-Output.

Quelle: Frontier Economics

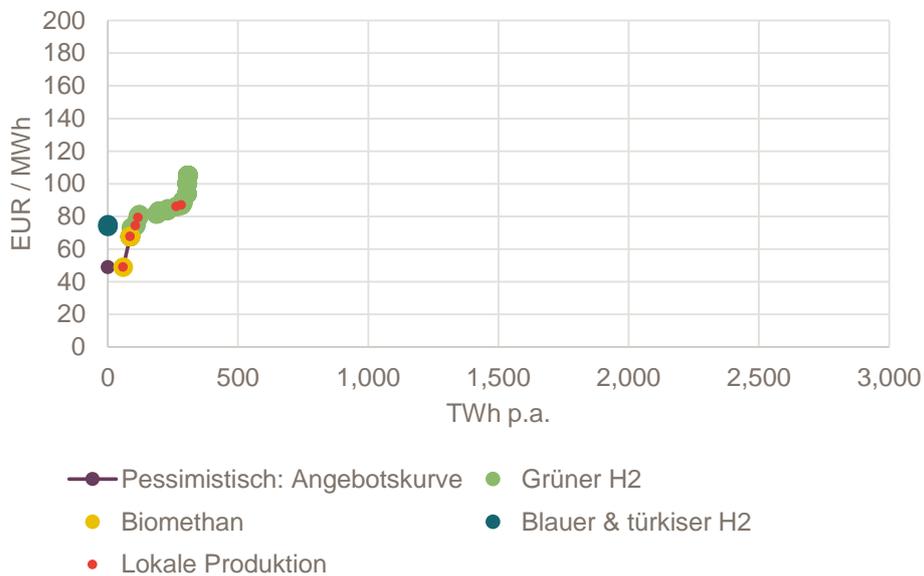
In allen anderen Szenarien wäre somit langfristig ausreichend klimafreundliches Gas verfügbar, wenn es denn gewollt wäre. Im Base Case liegt das Angebot an klimafreundlichen Gasen im Jahr 2045 bei knapp 1.000 TWh (davon knapp 650 TWh grüner Wasserstoff, davon wiederum knapp 100 TWh inländisch produziert). Auch die langfristigen Kosten von ca. 70-80 EUR/MWh sind vielversprechend und lassen zukünftig auf praktikable Endkundenpreise schließen. Zur Einordnung:

- Typische Importpreise für fossiles Methan aus Russland oder Norwegen lagen in der Vergangenheit bei rund 25 bis 30 EUR/MWh.
- Die Endkundenpreise, inkl. Gaseinkauf, Netz und Abgaben lagen in Deutschland im Jahr 2020 bei (je nach Region und Versorger) ca. 60 bis 70 EUR/MWh für deutsche Gashaus-haltskunden inkl. CO₂ Abgabe und MwSt.²⁶.
- In der aktuellen sehr hohen Gaspreissituation im Winter 2021 liegen die physischen Futures für Gas auf Großhandelsebene für das nächste Jahr aktuell bei ca. 80 bis 90

²⁶ BNetzA (2021).

EUR/MWh²⁷. Hinzu käme dann ein CO₂ Aufschlag (aktuell liegen die Preise im EU ETS bei rund 75 EUR/t CO₂²⁸⁾²⁹)

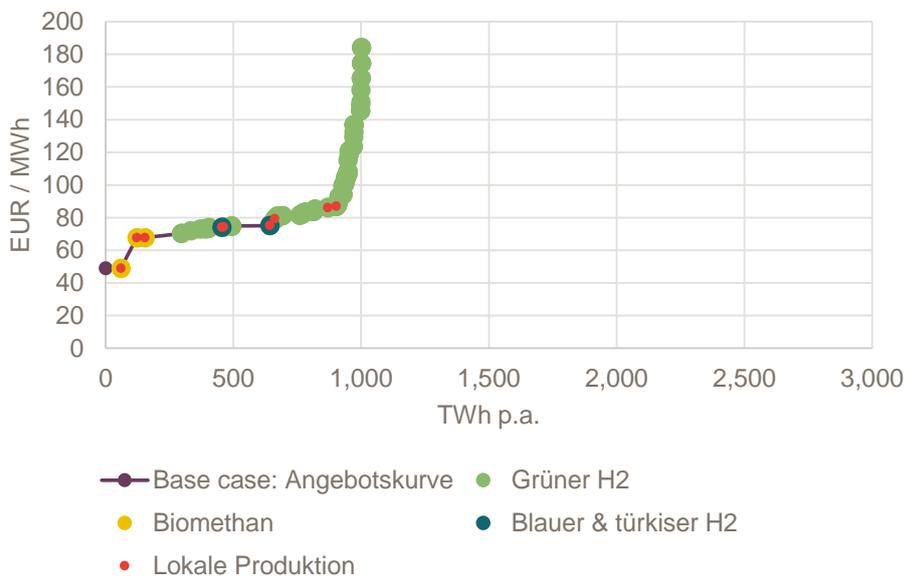
Abbildung 14: Angebotskurve für klimafreundliche Gase für Deutschland 2045 - pessimistisch



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Dargestellt sind geschätzte Angebotskosten in realen Geldeinheiten (2021) exkl. innerdeutsche Netzkosten, Steuern und Abgaben. Diese haben historisch etwa 30 EUR/MWh (51%) des Gaspreises ausgemacht.

Abbildung 15: Angebotskurve für klimafreundliche Gase für Deutschland 2045 – Base Case



Quelle: Frontier Economics

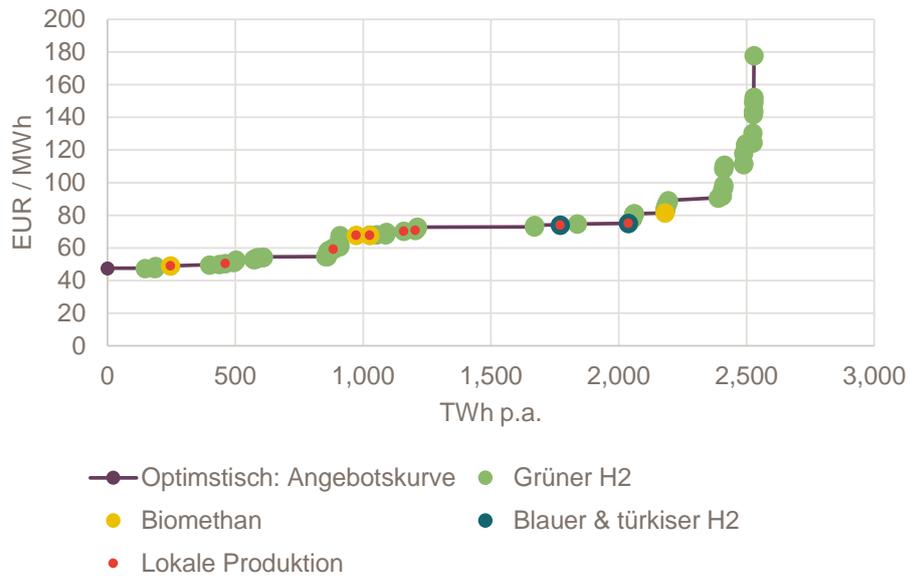
Hinweis: Dargestellt sind geschätzte Angebotskosten in realen Geldeinheiten (2021) exkl. innerdeutsche Netzkosten, Steuern und Abgaben. Diese haben historisch etwa 30 EUR/MWh (51%) des Gaspreises ausgemacht.

²⁷ <https://www.energategate-messenger.de/markt/kohle-und-co2/preise/170712/eu-co2-allowances-2022>

²⁸ <https://www.energategate-messenger.de/markt/gas-oel-und-wasserstoff/preise/215986/eex-the-kalender-2022>

²⁹ Sollten die Großhandelspreise für Gas sich langfristig auf dem aktuellen, hohen Niveau einpendeln, würde das zu einer früheren Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff beitragen.

Abbildung 16: Angebotskurve für klimafreundliche Gase für Deutschland 2045 - optimistisch



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Dargestellt sind geschätzte Angebotskosten in realen Geldeinheiten (2021) exkl. innerdeutsche Netzkosten, Steuern und Abgaben. Diese haben historisch etwa 30 EUR/MWh (51%) des Gaspreises ausgemacht.

3 Einordnung der Angebots-Szenarien

Auf den ersten Blick erscheinen die Mengengerüste insbesondere im optimistischen Szenario im Vergleich zu heutigen Elektrolyseurfertigungskapazitäten³⁰ und den installierten Elektrolyseurleistungen eher hoch. Es gilt aber zu bedenken:

- Die global geplanten Elektrolyseurprojekte bis zum Jahr 2026 addieren sich laut IEA auf ca. 260 GW^{31 32}. Die einzelnen Elektrolyseur-Stacks werden größer, deren Energiedichte nimmt zu und auch die Automatisierung der Produktion schreitet aktuell voran. China ist zudem auch mit dem aktuellen 5-Jahresplan verstärkt in die Wasserstoffwirtschaft eingestiegen (das aktuell größte Einzelprojekt in China im Bau und mit Inbetriebnahme Mitte 2023 beinhaltet eine Elektrolyseurleistung von 260 MW³³). Doch auch in Deutschland haben wir einen disruptiven, schnellen Technologiehochlauf schon erlebt – allein in den drei Jahren 2010 bis 2012 wurden in Deutschland in Summe 22 GW an PV-Leistung installiert (gut 7 GW/a, installierte Gesamtleistung Ende 2012: 34 GW). Im Jahr 2005 betrug die insgesamt in Deutschland installierte PV Leistung rund 2 GW, d.h. innerhalb von 7 Jahren hat sich die PV Leistung in Folge sehr hoher Anreize aus dem damaligen EEG mehr als verfünzfach³⁴.
- Selbst eine Nutzung von 500 TWh/a an klimaneutralen Gasen in Deutschland würde bedeuten, dass ca. 3.000 TWh an Primärenergie aus anderen Quellen stammt. Der aktuelle Primärenergiebedarf in Deutschland beträgt rund 3.500 TWh/a und deckt eine Endenergienachfrage von rund 2.500 TWh/a. Rund 70% der Primärenergie wird heute nach Deutschland importiert³⁵. Selbst wenn wir eine Steigerung der Energieeffizienz unterstellen würden, die die heutigen Primärenergiebedarf innerhalb von 10 Jahren von 3.500 TWh/a um ca. ein Drittel auf 2.500 TWh/a fallen lassen würde, entsprächen 500 TWh immer noch nur 20% des Primärenergiebedarfes – 80% müssten aus anderen Quellen kommen. Zur Einordnung: Der heutige Strommarkt hat ein Volumen von rund 600 TWh, der heutige Gasmarkt ca. 1.000 TWh/a.
- Im Gegensatz zu grünem Strom kann klimaneutrales Gas leicht über weite Distanzen transportiert und zudem gespeichert werden. Während eine Direktelektrifizierungsstrategie sehr stark von einheimischer Grünstromerzeugung (plus Offshore Wind und sehr limitiert von direkten Nachbarn) abhängig ist, können klimaneutrale Gase auch aus Regionen mit einer Entfernung >1.000 km importiert werden).
- Deutschland wird weiterhin, auch mittel- bis langfristig, auf Energieimporte angewiesen sein, um den erwarteten Energiebedarf zu decken. Die Potenziale für den Import von Strom sind dabei begrenzt. Die deutschen Stromimportkapazitäten betragen aktuell ca. 20 bis 25 GW³⁶ – das ist nur ein Bruchteil der bestehenden deutschen Gasimportkapazitäten von ca. 350 GW.³⁷ Zudem kann Deutschland insbesondere in Phasen mit einer saisonal hohen Nachfrage nach Strom, z. B. an einem kalten, dunklen Wintertag, nicht damit rechnen, dass „CO₂-freie“ Stromimporte aus Nachbarländern zuverlässig zur Verfügung stehen.

³¹ Aktuell liegen die Elektrolyseurfertigungskapazitäten bei etwa 10 GW pro Jahr. (Frontier, basierend auf diversen Herstellerangaben).

³² IEA (2021).

³³ <https://www.rechargenews.com/energy-transition/record-breaker-world-s-largest-green-hydrogen-project-with-150mw-electrolyser-brought-on-line-in-china/2-1-1160799>

³⁴ https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bnetza_0713.pdf

³⁵ BMWi (2018).

³⁶ ENTSO-E & ENTSO-G (2018).

³⁷ ENTSO-G Transmission Capacity Map 2019, <https://www.entsog.eu/maps>.

4 Vergleich der verfügbaren Mengen von klimaneutralen Gasen mit prognostizierter Nachfrage

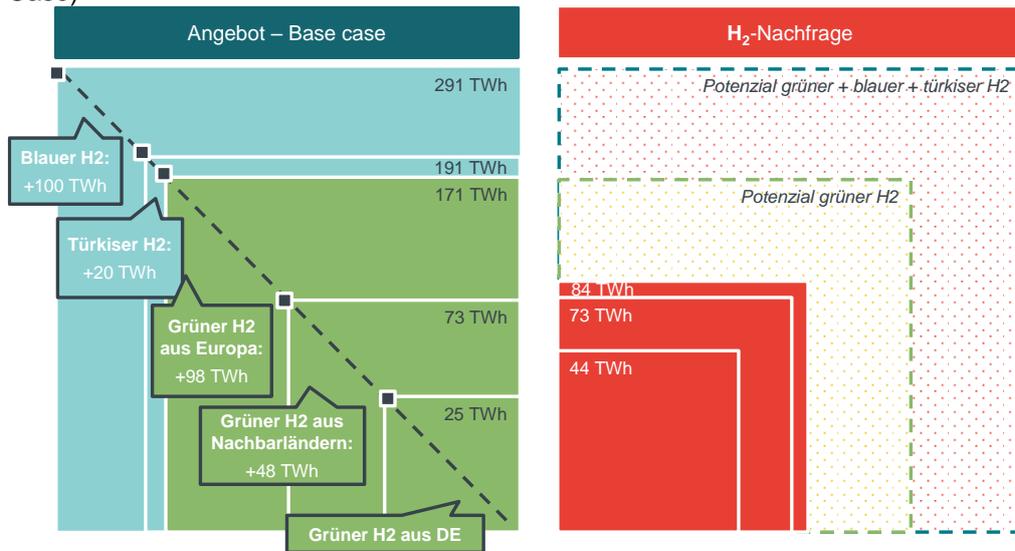
Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass eine Vielzahl von potenziellen Quellen für klimaneutrale Gase zur Verfügung steht und technisch in naher Zukunft auf große Produktionsmengen ausgerollt werden kann. Bei einzelnen Verfahren (etwa blauem oder türkischem Wasserstoff) ist weniger die technische Reife als vielmehr der politische Wille entscheidend für die zukünftige Verfügbarkeit. Durch die Vielfalt möglicher Pfade scheint es aus unserer Sicht aber realistisch, dass in der Zukunft klimaneutrale Gase in ausreichendem Maße verfügbar sein werden. Unsere Analysen lassen dabei den Schluss zu, dass das Angebot an Wasserstoff sowohl in der Mittelfrist (bis 2030) als auch in der Langfrist (bis 2045) ausreicht, um die prognostizierte Nachfrage nach Wasserstoff zu decken.

Insbesondere zeigt der Vergleich des Angebots an Wasserstoff mit der prognostizierten Nachfrage, dass das Angebot auch bei dem Wegfall einzelner Quellen, etwa Importen aus geographisch weiter entfernten Regionen, noch robust genug ist, um die Nachfrage nach Wasserstoff zu decken. Um dies zu visualisieren, stellen wir das angenommene Angebot an Wasserstoff für 2030 sowie 2045 als „Schalenmodell“ dar und vergleichen dies mit verschiedenen Annahmen zur H₂-Nachfrage (siehe Abbildung 17 für eine Darstellung der Mittelfrist sowie Abbildung 19 für die Langfrist).³⁸ Für die Darstellung der Angebots-„Schalen“ haben wir das Wasserstoff-Angebot anhand der Realisierbarkeit der Quellen geordnet, wobei die äußeren „Schalen“ am ehesten wegfallen würden. Parallel dazu sind die Nachfrage-„Schalen“ so angeordnet, dass die innersten „Schalen“ die niedrigsten Prognosewerte darstellen.

Abbildung 17 zeigt dabei deutlich, dass das für 2030 angenommene H₂-Angebot im Base Case deutlich über allen Prognosen für die H₂-Nachfrage der Ariadne Studie liegt. Dies gilt insbesondere sogar, wenn ausschließlich auf grüne H₂-Quellen abgestellt wird.

³⁸ Für die Visualisierung setzen wir den Base Case für das H₂-Angebot aus den vorherigen Analysen an.

Abbildung 17: Vergleich von Angebot und Nachfrage nach Wasserstoff 2030 (Base Case)

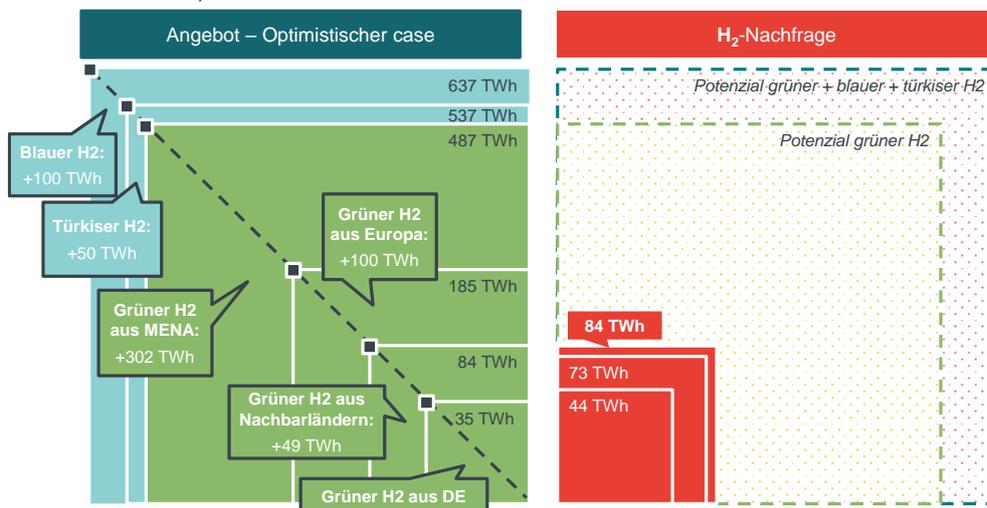


Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Für das Wasserstoff-Angebot setzen wir den Base Case aus den Analysen in Kapitel 2.2 an. Die H₂-Nachfragewerte basieren auf der Analyse aus Ariadne (2021). Dabei bezeichnet das mittlere Szenario den Wert der Ariadne REMod* Mix. Das niedrige und das hohe Szenario gehen aus der Begrenzung der Bandbreite Ariadne REMIND and REMod* hervor. Um die Primärnachfrage nach Wasserstoff herzuleiten, wurde die Differenz aus der Nachfrage nach Wasserstoff und der Nachfrage nach Wasserstoff + E-Fuels mit einem Wirkungsgrad von durchschnittlich 80% rückgerechnet.

Im optimistischen Fall verschieben sich die Verhältnisse noch stärker zu Gunsten des Angebots, wie in Abbildung 18 deutlich wird. Insbesondere da noch einmal etwa 300 TWh grüner Wasserstoff aus der MENA Region zusätzlich verfügbar sind.

Abbildung 18: Vergleich von Angebot und Nachfrage nach Wasserstoff 2030 (Optimistischer Case)

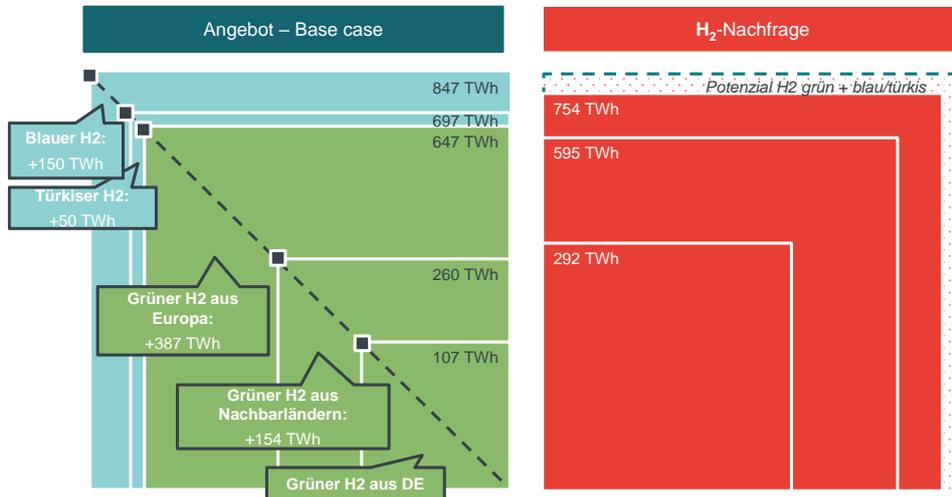


Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Für das Wasserstoff-Angebot setzen wir den Optimistischen Case aus den Analysen in Kapitel 2.2 an. Die H₂-Nachfragewerte basieren auf der Analyse aus Ariadne (2021). Dabei bezeichnet das mittlere Szenario den Wert der Ariadne REMod* Mix. Das niedrige und das hohe Szenario gehen aus der Begrenzung der Bandbreite Ariadne REMIND and REMod* hervor. Um die Primärnachfrage nach Wasserstoff herzuleiten, wurde die Differenz aus der Nachfrage nach Wasserstoff und der Nachfrage nach Wasserstoff + E-Fuels mit einem Wirkungsgrad von durchschnittlich 80% rückgerechnet.

Im Jahr 2045 reicht das angenommene Angebot an grünem H₂ wiederum aus, um die H₂-Nachfrage im konservativen sowie mittleren Szenario zu bedienen (siehe Abbildung 19). Lediglich im maximalen Szenario für die H₂-Nachfrage wäre es nicht möglich, auf sämtliche Quellen für blauen/türkisenen Wasserstoff zu verzichten.

Abbildung 19: Vergleich von Angebot und Nachfrage nach Wasserstoff 2045 (Base Case)

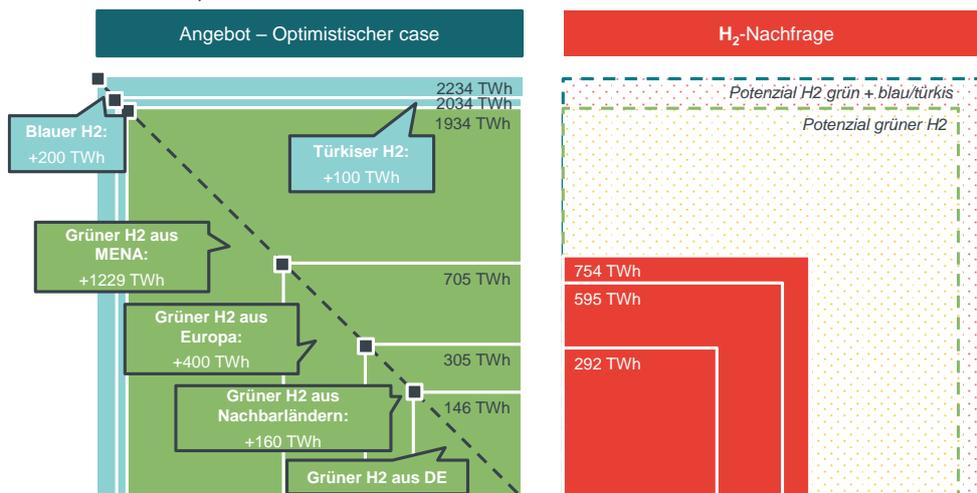


Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Für das Wasserstoff-Angebot setzen wir den Base Case aus den Analysen in Kapitel 2.3 an. Die H₂-Nachfragewerte basieren auf der Analyse aus Ariadne (2021). Dabei bezeichnet das mittlere Szenario den Wert der Ariadne REMod* Mix. Das niedrige und das hohe Szenario gehen aus der Begrenzung der Bandbreite Ariadne REMIND and REMod* hervor. Um die Primärnachfrage nach Wasserstoff herzuleiten, wurde die Differenz aus der Nachfrage nach Wasserstoff und der Nachfrage nach Wasserstoff + E-Fuels mit einem Wirkungsgrad von durchschnittlich 80% rückgerechnet.

Im optimistischen Fall verändert sich auch 2045 das Bild. Durch über 1000 TWh mögliche zusätzliche Produktion aus der MENA Region kann hier auch die maximale Nachfrage ohne Probleme gedeckt werden.

Abbildung 20: Vergleich von Angebot und Nachfrage nach Wasserstoff 2045 (Optimistischer Case)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Für das Wasserstoff-Angebot setzen wir den Optimistischen Case aus den Analysen in Kapitel 2.3 an. Die H₂-Nachfragewerte basieren auf der Analyse aus Ariadne (2021). Dabei bezeichnet das mittlere Szenario den Wert der Ariadne REMod* Mix. Das niedrige und das hohe Szenario gehen aus der Begrenzung der Bandbreite Ariadne REMIND and REMod* hervor. Um die Primärnachfrage nach Wasserstoff herzuleiten, wurde die Differenz aus der Nachfrage nach Wasserstoff und der Nachfrage nach Wasserstoff + E-Fuels mit einem Wirkungsgrad von durchschnittlich 80% rückgerechnet.

Unabhängig davon, wie genau die Energie- und die Wärmewende ausgestaltet werden, werden klimafreundliche Gase benötigt werden – ob als Brennstoff selbst oder als Speichermedium. Aus diesem Grund ist es unerlässlich, die bestehende Gasinfrastruktur zumindest teilweise zu erhalten und auf klimafreundliche Gase umzuwidmen.

Ähnliches gilt für die Endgeräte in Haushalten. Heute schon „Hydrogen Ready“ Geräte (mit nur geringen Zusatzkosten ggü. herkömmlichen Geräten) einzusetzen ist eine „No Regret“ Lösung, um Stranded Investments oder einen mittelfristigen Lock-In Effekt bei Endkunden zu vermeiden.

Für die Produktion und den Import der klimafreundlichen Gase selbst ist es essentiell, zeitnah einen verlässlichen Investitionsrahmen zu schaffen. Hierzu zählt zum einen ein klarer regulatorischer Rahmen, etwa für die regulatorische Behandlung von blauem/türkisem Wasserstoff, die klare Zertifizierung von klimafreundlichen Gasen, die Anrechenbarkeit auf Emissionsziele oder Regularien für den Netzzugang von klimafreundlichen Gasen. Zum anderen muss für Investoren Investitionssicherheit im Hinblick auf Abnahmemengen geschaffen werden, etwa durch die konkrete Ausgestaltung von CCFDs. Gerade im Hinblick auf Absatzmengen kann der Einsatz klimafreundlicher Gase im Wärmesektor zusätzliche Sicherheit bringen.

5 Fazit – Zukünftig sind ausreichend klimafreundliche Gase verfügbar, um auch den Wärmemarkt zu bedienen

5.1 Zusammenfassung – Erkenntnisse aus unseren Analysen

Folgende Erkenntnisse lassen sich aus unseren Analysen gewinnen:

- Der Wärmemarkt in Deutschland ist durch eine hohe Heterogenität des Gebäudebestandes mit unterschiedlichen Sanierungszuständen und durch eine hohe Saisonalität der Nachfrage gekennzeichnet. Derzeit werden rund 75% des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs in Wohngebäuden auf Basis fossiler Energie (Erdgas und Heizöl) bereitgestellt – allein bei den Wohngebäuden entspricht dies heute einem Primärenergiebedarf von knapp 600 TWh. Hinzukommen Wärmenachfragen aus dem Gewerbe, Nicht-Wohngebäuden und der Industrie. Die Dekarbonisierung des Wärmesektors ist dementsprechend eine Mammutaufgabe, die es in einem relativ kurzen Zeitraum zu bewältigen gilt.
- Der ergänzende Einsatz von Heizsystemen basierend auf klimafreundlichen Gasen in signifikantem Umfang ist vorteilhaft, um der Heterogenität des Gebäudebestandes Rechnung zu tragen und auch das Stromsystem nicht zu überlasten³⁹. Unsere Analyse zeigt, dass hierfür zukünftig ausreichend klimaneutrales Gas zur Verfügung stehen kann, wenn die Rahmenbedingungen stimmen. So gibt es eine Vielzahl von potenziellen Quellen, die technisch in naher Zukunft auf große Produktionsmengen ausgerollt werden können. Bei einzelnen Verfahren (etwa blauem oder türkischem Wasserstoff) ist weniger die technische Reife als vielmehr der politische Wille entscheidend für die zukünftige Verfügbarkeit. Durch die Vielfalt möglicher Pfade scheint es aus unserer Sicht aber realistisch, dass in der Zukunft klimafreundliche Gase in ausreichendem Maße verfügbar sein werden. Unsere Analysen lassen dabei den Schluss zu, dass bei adäquaten Rahmenbedingungen das Angebot an Wasserstoff sowohl in der Mittelfrist (bis 2030) als auch in der Langfrist (bis 2045) ausreicht, um die prognostizierte Nachfrage nach Wasserstoff in Deutschland zu decken.

5.2 Handlungsempfehlungen für die politische Weichenstellung in den kommenden Jahren

Zusammenfassend ist festzustellen: Die Ziele der Wärmewende sind sehr ambitioniert. Wenn wir sie erreichen wollen, sind schnelles Handeln, klare Rahmenbedingungen (u. a. bei Definition und Verwendung von klimafreundlichen Gasen) und technologieoffene Ansätze erforderlich. Konkret bedeutet dies aus unserer Sicht:

- Offenheit und Neutralität gegenüber diversen Quellen von klimafreundlichen Gasen und anderen Energieträgern basierend auf klaren, fairen Grenzwerten für Nachhaltigkeit, d.h. dass neben grünem Wasserstoff grundsätzlich auch blauer und türkiser Wasserstoff eine Option darstellen, wenn sie z. B. bei niedrigen Leckage-Raten diese Grenzwerte erfüllen.
- Akzeptanz, dass Deutschland als dicht besiedeltes Industrieland schon immer ein Energieimportland war und es auch bleiben wird. Die Grundlagen für den internationalen Energiehandel mit grünen Molekülen müssen gelegt werden – sowohl in puncto Infrastruktur als auch im regulatorischen Rahmen. Die hohen anstehenden Investitionen im In- und Ausland benötigen ein langfristig planbares Marktumfeld.

³⁹ Siehe hierzu auch Frontier & DVGW (2022).

- Ein technologieoffener Ansatz könnte helfen, die Brennstoffkosten zu senken, z. B. wenn auch blauer Wasserstoff mittelfristig zugelassen würde. Auch Biogas als Brücke kann zusätzliches klimafreundliches Gasangebot zu Kosten unterhalb des grünen Wasserstoffs bereitstellen. Zudem sollten soziale Maßnahmen gegen „Energiearmut“ weiterentwickelt werden, die aber den gewollten Anreiz zur CO₂ Vermeidung nicht konterkarieren sollten.

6 Literaturverzeichnis

- **BMWi (2018)**, Energiedaten und -szenarien: Primärenergieverbrauch in Deutschland 2018, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Energiegewinnung-und-Energieverbrauch/energiedaten-energiegewinnung-verbrauch-03.html> (Stand: 20.12.2021).
- **BNetzA (2021)**, Monitoringbericht 2021, https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?blob=publicationFile&v=2
- **Bosch, J., Staffell, I., & Hawkes, A. D. (2017)**, Temporally-explicit and spatially-resolved global onshore wind energy potentials, Energy, 131, 207-217.
- **Bosch, J., Staffell, I., & Hawkes, A. D. (2019)**, Global levelised cost of electricity from offshore wind, Energy, 189, 116357.
- **Brändle, G., Schönfisch, M., & Schulte, S. (2021)**, Estimating long-term global supply costs for low-carbon hydrogen, Applied Energy, 302, 117481.
- **DNV GL (2019a)**, Energy transition outlook 2019: A global and regional forecast to 2050. Technical report, <https://eto.dnvgl.com/2019>.
- **DNV GL (2019b)**, Hydrogen in the electricity value chain, <https://www.dnvgl.com/publications/hydrogen-in-the-electricity-value-chain-141099>.
- **DVGW (2021)**, Roadmap Gas 2050. Bewertung der für Deutschland relevanten nationalen & internationalen Produktionsströme und Logistikkonzepte für erneuerbare Gase, <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-30112021-eu-potenzial-erneuerbare-gase>.
- **DVGW & Frontier Economics (2022)**, Resiliente Strategien für eine nachhaltige Wärmewende mit klimafreundlichen Gasen.
- **Energate (2021)**, Saudi Arabien: Thyssenkrupp liefert 2.000 MW-Elektrolyseur, <https://www.energate-messenger.de/news/218520/thyssenkrupp-liefert-2.000-mw-elektrolyseur>.
- **E.ON (2021)**, Energiewende im Wärmesektor - Methodik und Ergebnisse, <https://www.eon.com/de/ueber-uns/politischer-dialog/energiewende-mit-gruenem-gas.html>.
- **ENTSO-E & ENTSO-G (2018)**, TYNDP 2018 – Scenario Report, Ten-year network development plan, Main Report, https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf.
- **Europäische Kommission, CE Delft (2017)**, Optimal use of biogas from waste streams. An assessment of the potential of biogas from digestion in the EU beyond 2020, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce_delft_3g84_biogas_beyond_2020_final_report.pdf.
- **Europäische Kommission, Trinomics (2019)**, Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure, <https://www.european-gashub.com/wp-content/uploads/2019/11/Trinomics-biomethane-and-hydrogen-study.pdf>.

- **Guidehouse (2020b)**, European hydrogen backbone. Technical report for Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga; https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone.
- **Global CCS Institute (2021)**, Global Status of CCS 2021 – CCS accelerating to net zero, <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/11/Global-Status-of-CCS-2021-Global-CCS-Institute-1121.pdf>.
- **IEA (2019)**, The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities, Report prepared by the IEA for the G20 in Japan, Juni 2019.
- **IEA (2021)**, Could the green hydrogen boom lead to additional renewable capacity by 2026?, <https://www.iea.org/articles/could-the-green-hydrogen-boom-lead-to-additional-renewable-capacity-by-2026>.
- **IEA PVPS (2018)**, National Survey Report of Photovoltaic Applications in Germany 2017, https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/National_Survey_Report_of_PV_Power_Applications_in_Germany_-_2017.pdf.
- **IOGP (2019)**, The potential for CCS and CCU in Europe – Report to the thirty second meeting of the European gas regulatory forum 5-6 June 2019, https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/iogp_report_ccs_ccu.pdf.
- **Matschoss, P. et al (2020)**, A consolidated potential analysis of bio-methane and e-methane using two different methods for a medium-term renewable gas supply in Germany. Energy, Sustainability and Society 10.1: 1-17.
- **Navigant (2019)**, Gas for Climate - Extended analysis on the optimal role for gas in a net zero emissions energy system, <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Navigant-Gas-for-Climate-The-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system-March-2019.pdf>.
- **NREL (2020)**, Annual technology baseline, <https://atb.nrel.gov/>.
- **Öko-Institut (2021)**, Agenda Wärmewende 2021 - Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität und Agora Energiewende, <https://www.oeko.de/aktuelles/2021/eine-agenda-fuer-die-waermewende>.
- **Parkinson, B. et al (2017)**, Techno-Economic Analysis of Methane Pyrolysis in Molten Metals: Decarbonizing Natural Gas. Chemical Engineering & Technology 40.6: 1022-1030.
- **Pietzcker, R. C., Stetter, D., Manger, S., & Luderer, G. (2014)**, Using the sun to decarbonize the power sector: The economic potential of photovoltaics and concentrating solar power.
- **Timmerberg, S., Kaltschmitt, M., & Finkbeiner, M. (2020)**, Hydrogen and hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas—GHG emissions and costs. Energy Conversion and Management: X, 7, 100043.
- **Wintershall Dea, VNG (2021)**, Press release: Wintershall Dea and VNG jointly invest in hydrogen pilot project, https://vng.de/sites/default/files/2021-08/210818_PI_VNG%20Co-operation%20HiiROC_EN.pdf.

7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Quellen für klimafreundliche Gase für die Angebotskurven 2030 und 2045	2
Abbildung 2: Zeitpfad - Verfügbarkeit der Methanpyrolyse	4
Abbildung 3: Annahmen für grünen Wasserstoff 2030.....	6
Abbildung 4: Annahmen für Biomethan 2030	6
Abbildung 5: Resultierende Energiepotenziale 2030: Potenzielles Angebot grüner Wasserstoff in DE nach Quelle.....	7
Abbildung 6: Annahmen für blauen und türkisen Wasserstoff 2030.....	7
Abbildung 7: Angebotskurve für klimafreundliche Gase für Deutschland 2030 - pessimistisch	9
Abbildung 8: Angebotskurve für klimafreundliche Gase für Deutschland 2030 – Base case..	9
Abbildung 9: Angebotskurve für klimafreundliche Gase für Deutschland 2030 - optimistisch	10
Abbildung 10: Annahmen für grünen Wasserstoff für 2045	12
Abbildung 11: Annahmen für Biomethan 2045	12
Abbildung 12: Annahmen für blauen und türkisen Wasserstoff 2045.....	12
Abbildung 13: Resultierende Energiepotenziale 2045: Potenzielles Angebot grüner Wasserstoff in DE nach Quelle.....	13
Abbildung 14: Angebotskurve für klimafreundliche Gase für Deutschland 2045 - pessimistisch.....	14
Abbildung 15: Angebotskurve für klimafreundliche Gase für Deutschland 2045 – Base Case	14
Abbildung 16: Angebotskurve für klimafreundliche Gase für Deutschland 2045 - optimistisch	15
Abbildung 17: Vergleich von Angebot und Nachfrage nach Wasserstoff 2030 (Base Case) .	18
Abbildung 18: Vergleich von Angebot und Nachfrage nach Wasserstoff 2030 (Optimistischer Case)	18
Abbildung 19: Vergleich von Angebot und Nachfrage nach Wasserstoff 2045 (Base Case) .	19
Abbildung 20: Vergleich von Angebot und Nachfrage nach Wasserstoff 2045 (Optimistischer Case)	19

Anhang

Gewichtete Durchschnitte der Gestehungskosten nach Szenario

Die Durchschnitte der Gestehungskosten werden über die gesamte Angebotsmenge mit ihren jeweiligen Mengen gewichtet. Wenn der Gesamtbezug entlang der Merit Curve also geringer ist, sinkt der Wert, da hochpreisigere Mengen nicht konsumiert werden.

Tabelle 1: Gewichtete Durchschnitte der Gestehungskosten über die gesamte Angebotsmenge

in EUR / MWh		2030			2045		
En.träger	Herkunft	Pessimistisch	Base case	Optimistisch	Pessimistisch	Base case	Optimistisch
Grüner H ₂	DE	111.5	111.5	94.9	84.5	84.5	66.5
Grüner H ₂	Non-DE	110.5	111.7	97.7	83.0	83.3	68.4
Blauer H ₂	DE	N/A	75.6	75.6	N/A	75.1	75.1
Türkiser H ₂	DE	N/A	77.3	77.3	N/A	74.1	74.1
Biomethan	DE	75.3	75.4	75.4	54.9	60.5	61.4
Biomethan	Non-DE	N/A	N/A	90.8	N/A	N/A	81.5

Weitere Modellannahmen für die Herleitung der Gasangebotskurven

Grüner Wasserstoff

Tabelle 2: Erneuerbare Energien

	Szenario	Jahresunabhängig		2030	2045	Quelle		
Kapazitätsfaktor PV	je Region	13-23	%			[3]		
Kapazitätsfaktor Wind Onshore	je Region	21-42	%			[4]		
Kapazitätsfaktor Wind Offshore (Wassertiefe < 25m)	je Region	25-54	%			[5]		
Kapazitätsfaktor Wind Offshore (Wassertiefe > 25m)		28-62	%			[5]		
WACC		8	%			[1]		
Abschreibungsdauer		25	Jahre			[1]		
OPEX		2-2,5	%			[1]		
PV	base, je Region			328-535	EUR/kW	246-401	EUR/kW	[1], [2]
	optimistisch, je Region			272-442	EUR/kW	185-301	EUR/kW	[1], [2]
Wind Onshore	base, je Region			717-1196	EUR/kW	615-1026	EUR/kW	[1], [2]
	optimistisch, je Region			666-1112	EUR/kW	548-915	EUR/kW	[1], [2]
Wind Offshore (Wassertiefe < 25m) ⁴⁰	base, je Region			1605-2122	EUR/kW	1291-1707	EUR/kW	[1], [2]
	optimistisch, je Region			1468-1941	EUR/kW	1118-1479	EUR/kW	[1], [2]
Wind Offshore (Wassertiefe > 25m)	base, je Region			2235-2955	EUR/kW	1798-2378	EUR/kW	[1], [6]
	optimistisch, je Region			2045-2704	EUR/kW	1558-2060	EUR/kW	[1], [6]

⁴⁰ Diese Annahme berücksichtigt bereits implizit die Kosten, welche für die Anbindung der Anlage an die Küste anfallen. Es wird davon ausgegangen, dass die Elektrolyse an der Küste auf dem Festland stattfindet.

Hinweis: [1] Brändle et al. (2021)
[2] DNV GL (2019a)
[3] Pietzcker et al. (2017)
[4] Bosch et al. (2017)
[5] Bosch et al. (2019)
[6] NREL (2020)

Tabelle 3: Elektrolyse

	Kosten-szenario	Jahres-unabhängig	2030	2045	Quelle
WACC		8 %			[1]
Abschreibungsdauer		25 Jahre			[1]
OPEX		2 %			[1]
Wirkungsgrad			68 %	73 %	[7]
Optimierter Kapazitätsfaktor Elektrolyse – Input PV	base		25-76 %	22-73 %	[1]
	optimistisch		21-71 %	21-70 %	[1]
Optimierter Kapazitätsfaktor Elektrolyse – Input Wind Onshore	base		20-76 %	20-74 %	[1]
	optimistisch		20-60 %	19-58 %	[1]
Optimierter Kapazitätsfaktor Elektrolyse – Input Wind Offshore (Wassertiefe < 25m)	base		22-61 %	21-60 %	[1]
	optimistisch		24-73 %	23-73 %	[1]
Optimierter Kapazitätsfaktor Elektrolyse – Input Wind Offshore (Wassertiefe > 25m)	base		20-58 %	20-57 %	[1]
	optimistisch		20-62 %	20-61 %	[1]
CAPEX	base		534 EUR / kW	342 EUR / kW	[7]
	optimistisch		422 EUR / kW	214 EUR / kW	[7]

Hinweis: [1] Brändle et al. (2021)
[7] IEA (2019)

Tabelle 4: Importkosten

	Jahresunabhängig	Quelle
CAPEX neue H ₂ -Pipeline	0,24 EUR/ kg(H ₂) /1000km	[1], [8]
Multiplikator Offshore vs Onshore	1,25	[9]

Hinweis: [1] Brändle et al. (2021)
[8] Guidehouse (2020b)
[9] DNV GL (2019b)

Blauer Wasserstoff

Tabelle 5: Blauer Wasserstoff

	Jahresunabhängig		2030		2045		Quelle
CO ₂ Capturing Rate	90%						[1]
Wirkungsgrad	69%						[7]
WACC	8%						[1]
Abschreibungsdauer	25						[1]
OPEX	3%						[1]
CAPEX			1162	EUR/ kW(H ₂)	1110	EUR/ kW(H ₂)	[7]
CO ₂ Transport- und Speicherkosten	17	EUR/ t(CO ₂)					[1]
Erdgaspreis	3,5	ct/kWh					
CO ₂ Preis	160	EUR/t					

Hinweis: [1] Brändle et al. (2021)
[7] IEA (2019)

Türkiser Wasserstoff

Tabelle 6: Türkiser Wasserstoff

	Jahresunabhängig		2030		2045		Quelle
Wirkungsgrad	52	%					[1], [10], [11]
WACC	8	%					[1]
Abschreibungsdauer	25	Jahre					[1]
OPEX	5	%					[1], [10], [11]
CAPEX			650	EUR/ kW(H ₂)	457	EUR/ kW(H ₂)	[1], [10], [11]
Erdgaspreis	3,5	Ct/kWh					

- Kein Wiederverkaufspreis von festem Kohlenstoff berücksichtigt.

Hinweis: [1] Brändle et al. (2021)
[10] Timmerberg et al. (2020)
[11] Parkinson (2017)

Biomethan

Tabelle 7: Biomethan

	Jahresunspezifisch	2030	2045	Quelle	
Gewichtete Durchschnittskosten (Produktion DE)	76	EUR/MWh	68	EUR/MWh	[12], [13], [14], [15]
Gewichtete Durchschnittskosten (Produktion EU27+UK)	76	EUR/MWh	67	EUR/MWh	[12], [13], [14], [15]
Biogasroute, nach Feedstock	62-88	EUR/MWh	45-85	EUR/MWh	[12], [13], [15]
Holzvergasung	75	EUR/MWh	49	EUR/MWh	[12], [13]
Transportaufschlag für Importe	15	EUR/MWh			

Hinweis: [12] Europäische Kommission, Trinomics (2019)
 [13] Navigant (2019)
 [14] DVGW (2021)
 [15] Europäische Kommission, CE Delft (2017)