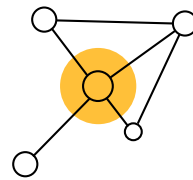
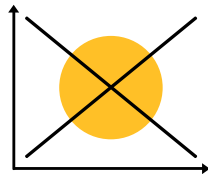
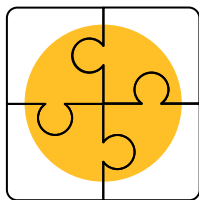
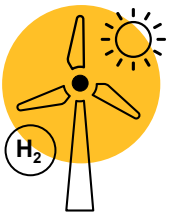


Abschätzung zukünftiger Wasserstoffnetznutzungsentgelte

Analyse basierend auf einem Wasserstoffszenario des DVGW

Im Auftrag von: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)



Energiewirtschaftliches Institut an der
Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

 +49 (0)221 650 853-60

 <https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von:

Dr. Fabian Arnold (Projektleitung)

Amir Ashour Novirdoust

Nicole Niesler

Merit Dressler

Antonie Reinecke

Philipp Artur Kienscherf

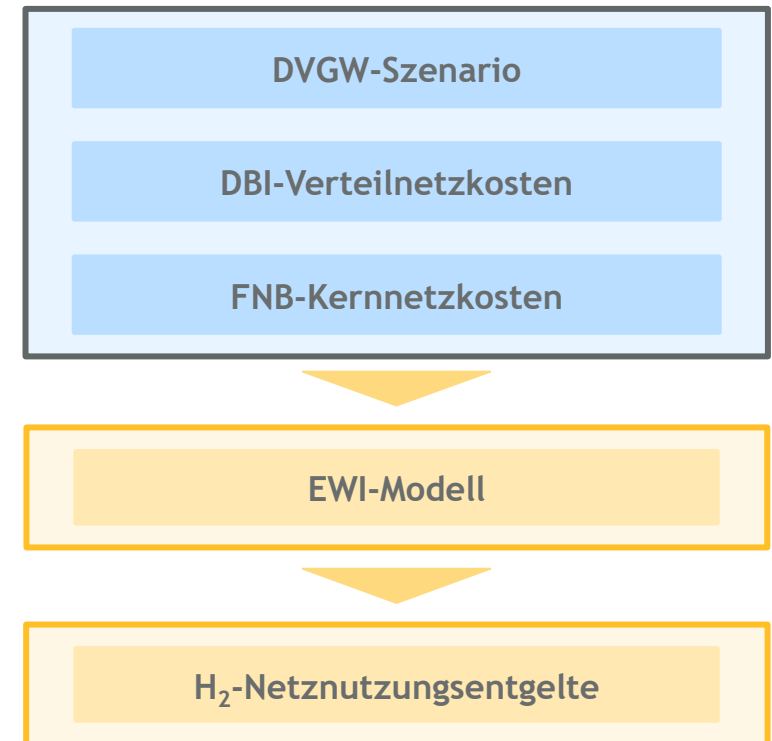
Bitte zitieren als:

EWI (2024). Abschätzung zukünftiger Wasserstoffnetznutzungsentgelte - Analyse basierend auf einem Wasserstoffszenario des DVGW.

Das EWI wurde beauftragt, die Wasserstoffnetznutzungsentgelte 2045 in einem vom DVGW entworfenen Szenario abzuschätzen.

- Der **Deutsche Verein des Gas- und Wasserfachs (DVGW)** hat ein Szenario für den zukünftigen Einsatz von Wasserstoff in Deutschland entwickelt. In diesem Szenario würde sowohl in der **Industrie** als auch in der **Gebäudewärme bis 2045 relativ viel klimaneutraler Wasserstoff eingesetzt**. Die Wasserstoffnachfrage im DVGW-Szenario im Jahr 2045 läge bei 398 TWh.
- Der DVGW hat das EWI beauftragt, die **Höhe von Wasserstoffnetznutzungsentgelten**, die sich in diesem DVGW-Szenario im Jahr 2045 ergeben würden, **abzuschätzen**.
- Die Analyse basiert dabei insbesondere auf folgenden Eingangsdaten, die **dem EWI vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt** wurden:
 - Wasserstoffnachfrage 2045.** Die Nachfrage in Industrie und Umwandlungssektor wurde übernommen aus dem Szenario T45-H₂ der Langfristszenarien (2022). Die Nachfrage in den Sektoren Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) entstammen eigenen Annahmen des DVGW.
 - Kosten des Wasserstofffernleitungsnetzes bis 2045.** Die Kostenannahmen entstammen dem Antragsentwurf der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) für das H₂-Kernnetz.
 - Kosten des Wasserstoffverteilsnetzes bis 2045.** Die Kosten wurden vom DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH (DBI) im Auftrag des DVGW berechnet.
- In der Analyse werden die Wasserstoffnetznutzungsentgelte für ein spezifisches Szenario untersucht. Die unterstellten Entwicklungen werden vor dem Hintergrund aktueller Studien eingeordnet und der Einfluss der Annahmen auf die Entwicklung der Netznutzungsentgelte diskutiert.

Vereinfachtes Schaubild des Vorgehens



Inhaltsverzeichnis

1. Methodik: Abschätzung von Wasserstoffnetznutzungsentgelten
2. Eingangsdaten, Annahmen und Einordnung
3. Ergebnisse: Wasserstoffnetzentgelte im DVGW-Szenario 2045
4. Einordnung der Ergebnisse

1. Methodik: Abschätzung von Wasserstoffnetznutzungsentgelten

- Schematische Darstellung der Methodik zur Abschätzung der Wasserstoffnetznutzungsentgelte im Jahr 2045.
- Abschätzung der Netznutzungsentgelte für das Wasserstoffnetz - Detaillierte Methodik
- Bestimmung der Kapitalkosten im Wasserstoffnetz unter Berücksichtigung des Restwerts umgewidmeter Assets.

Schematische Darstellung der Methodik zur Abschätzung der Wasserstoffnetznutzungsentgelte im Jahr 2045.

DVGW DVGW-Szenario:

- Anzahl Gasanschlüsse in Haushalten und Gewerbe
- Sanierung/Effizienzgewinne in der Gebäudewärme
- Wasserstoffnachfrage nach Sektoren

DBI DBI-Verteilnetzkosten:

- Investitionen in Gasverteilnetze zur Umstellung auf 100% Wasserstoffbetrieb bis 2045
- Betriebskosten im Verteilnetz 2045

FNB-Kernnetzkosten

- Investitionen im Zuge des Aufbaus des Wasserstoffkernnetzes bis 2032
- Betriebskosten des Wasserstoffkernnetzes 2032

ewi EWI-Annahmen

- Mittlere Abschreibungsdauern
- Fremd- und Eigenkapitalverzinsung
- Restwerte historischer Investitionen

ewi EWI-Modell

Indikative Abschätzung der Wasserstoffnetznutzungsentgelte 2045, basierend auf der Verrechnung der Investitionsbedarfe und Restwerte des umgewidmeten Methanetzes zu jährlichen Kapitalkosten.

Ergebnisse

- Wasserstoffnetznutzungsentgelte im Jahr 2045 im DVGW-Szenario
- Für 2 Zinssensitivitäten
- Qualitative Diskussion und Einordnung der Ergebnisse

Abschätzung der Netznutzungsentgelte für das Wasserstoffnetz - Detaillierte Methodik

<p>Arbeitsschritt 1 Bestimmung der Vollkosten</p>	<p>AS 1.1 Berechnung jährlicher Kapitalkosten</p>	<p>AS 1.2 Aufschlag Betriebskosten</p>
<p>Arbeitsschritt 2 Wälzung der gesamten Netzkosten</p>	<p>In der Analyse werden zunächst die gesamten Kosten der Netzbewirtschaftung gleichmäßig auf die gesamte Wasserstoffnachfrage gewälzt. An späterer Stelle werden Annahmen hinsichtlich der Verteilung der Netzkosten nach Verbrauchsgruppen getroffen. Um die Netznutzungsentgelte in Cent/kWh zu berechnen, werden daher die jährlichen Vollkosten, bestehend aus annualisierten Kapitalkosten und jährlichen Betriebskosten, durch den gesamten Verbrauch geteilt. Alle Kosten und Netznutzungsentgelte werden in Euro (2024) ausgewiesen.</p>	

¹FNB Gas (2022).

Bestimmung möglicher Kapitalkosten im Wasserstoffnetz unter Berücksichtigung des Restwerts umgewidmeter Assets.

Abschätzung der Kapitalkosten umgewidmeter Assets

Bei der Umwidmung von Infrastrukturassets muss die Finanzierung des Restwertes nicht abgeschriebener Assets geklärt werden.

Laut §8 WasserstoffNEV wird der Restwert umgewidmeter Assets des Methannetzes den Kosten des H₂-Netzes zugerechnet. Somit erhöhen sich die Kapitalkosten des H₂-Netzes im Jahr 2045 um die Kapitalkosten des Restwertes der umgewidmeten Assets des Methannetzes.

Die Kapitalkosten der umgewidmeten Assets werden angenähert:

1. Ermittlung der historisch im Methannetz getätigten Investitionen entsprechend Monitoringberichten.¹
2. Laut DBI-Berechnungen würden im DVGW-Szenario 81 % des **Methanverteilnetzes** zum H₂-Verteilnetz umgewidmet. Entsprechend werden 81% des Restwertes der nicht abgeschriebenen Methanverteilnetze zu den Kosten des H₂-Netzes hinzugerechnet.
3. Die Länge des **Methantransportnetzes** beträgt rund 40.000 Km, der Anteil, der für das Wasserstoffkernnetz umgewidmet werden soll beträgt rund 5.600 Km.² Entsprechend wird rund 14 % des Restwertes des Methantransportnetzes den Kosten des H₂-Netzes hinzugerechnet.

Aktuelle regulatorische Diskussionen werden nicht berücksichtigt

Das Vorgehen **abstrahiert von aktuell diskutierten regulatorischen Eingriffen**, die das Ziel haben, die Refinanzierung von Netzkosten zeitlich zu verschieben. Die Höhe der tatsächlich anfallenden Netzkosten bleibt von diesen Eingriffen unberührt, weswegen **diese Mechanismen in der vorliegenden Analyse keine nähere Betrachtung finden:**

1. In dem Festlegungsverfahren zur Anpassung der kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen (sog. „KANU 2.0“) wird die Abschreibungsdauer von Assets der Gasnetzinfrasturktur behandelt.³ In der Diskussion ist, diese zu verkürzen, um Unsicherheiten bei der Finanzierung von Investitionen in die Methaninfrastruktur aufgrund unsicherer Nutzungsdauern zu klären.
2. Gleichzeitig wird ein Amortisationskonto für die Wasserstoffinfrastruktur diskutiert.⁴ Dieses zielt darauf ab, die Höhe der Wasserstoffnetzentgelte in der Phase des Hochlaufs zu reduzieren. Die hierbei entstehenden Kosten sollen dann zu einem späteren Zeitpunkt refinanziert werden.

¹ Bundesnetzagentur (2023). ² FNB Gas (2023). ³ Bundesnetzagentur (2024). ⁴ § 28r Gesetzesentwurf 3. Gesetz zur Änderung des EnWG.

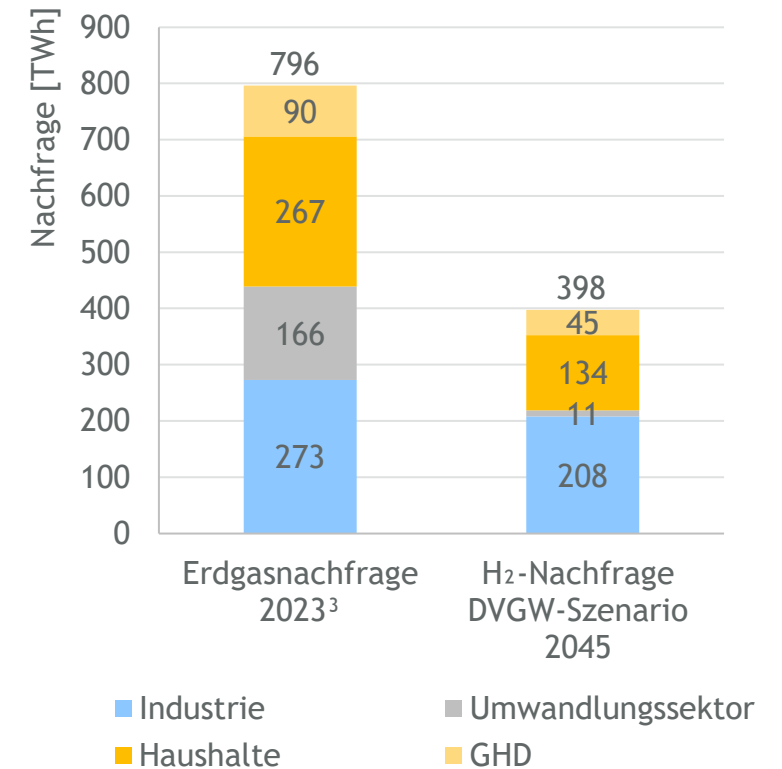
2. Eingangsdaten, Annahmen und Einordnung

- Im DVGW-Szenario läge die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 bei 398 TWh, davon 179 TWh in Haushalten und GHD.
- Die Wasserstoffnachfrage im DVGW-Szenario würde sich am oberen Ende der Klimaneutralitätsszenarien einordnen.
- Auf Basis des DVGW-Szenarios trifft das DBI Annahmen über die Investitionen und Betriebskosten des Wasserstoffnetzes.
- Die vom DBI ausgewiesenen Investitionen in das H₂-Verteilnetz wären höher als die angenommenen Investitionen im Kernnetz.
- Die Kosten für das H₂-Kernnetz wurden aus dem Antragsentwurf für das H₂-Kernnetz der Fernleitungsnetzbetreiber übernommen.
- Gemäß den DBI-Berechnungen könnten die mittleren jährlichen Investitionen in das H₂-Verteilnetz rund 2,1 Mrd. Euro betragen.
- Im Szenario „Referenzzins“ ergeben sich WACC von 5,39 % und 6,32 %. Die Werte werden in den Zinsszenarien variiert.

Im DVGW-Szenario läge die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 bei 398 TWh, davon 179 TWh in Haushalten und GHD.

- Die Wasserstoffnachfrage in den Sektoren Haushalte und GHD im DVGW-Szenario basiert auf der Annahme, dass bis zum Jahr 2045 laut DVGW 2/3 der Gasanschlüsse in Haushalten und Gewerbe auf Wasserstoff umgestellt werden würden. Der DVGW schätzt die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 unter dieser Annahme auf die Hälfte der Erdgasnachfrage des Jahres 2023. Dies basiert auf der Annahme, dass der Wasserstoffverbrauch in diesen Gebäuden, aufgrund von Effizienzgewinnen und Sanierungseffekten, im Vergleich zum heutigen Erdgasverbrauch bis 2045 um 17 %-Punkte zurückginge. Dies entspräche einem jährlichen Rückgang des Endenergieverbrauchs in Gebäuden mit Gas bzw. Wasserstoffheizung um 1,25 %.
- Die Wasserstoffnachfrage im Umwandlungssektor und der Industrie übernimmt der DVGW aus dem Szenario T45-H₂ der Langfristszenarien (2022).¹ In den aktuellen Langfristszenarien (2024)² existiert kein entsprechendes Wasserstoffszenario mehr.
- Eine mögliche zukünftige Wasserstoffnachfrage aus dem Verkehrssektor wird im DVGW-Szenario nicht berücksichtigt. Aktuelle Marktentwicklungen deuten auf eine verstärkte Elektrifizierung des Verkehrssektors hin. Die Auswirkung zusätzlicher Nachfrage aus dem Verkehrssektor auf die Netzentgelte ist ambivalent: Zwar könnten die Netzkosten auf mehr Nachfrage umgelegt werden, es könnten aber auch zusätzliche Netzkosten auftreten.
- Die Wasserstoffnachfrage im DVGW-Szenario wird auf Seite 11 in Vergleich zu Klimaneutralitätsstudien bis 2045 aus den vergangenen Jahren gesetzt.

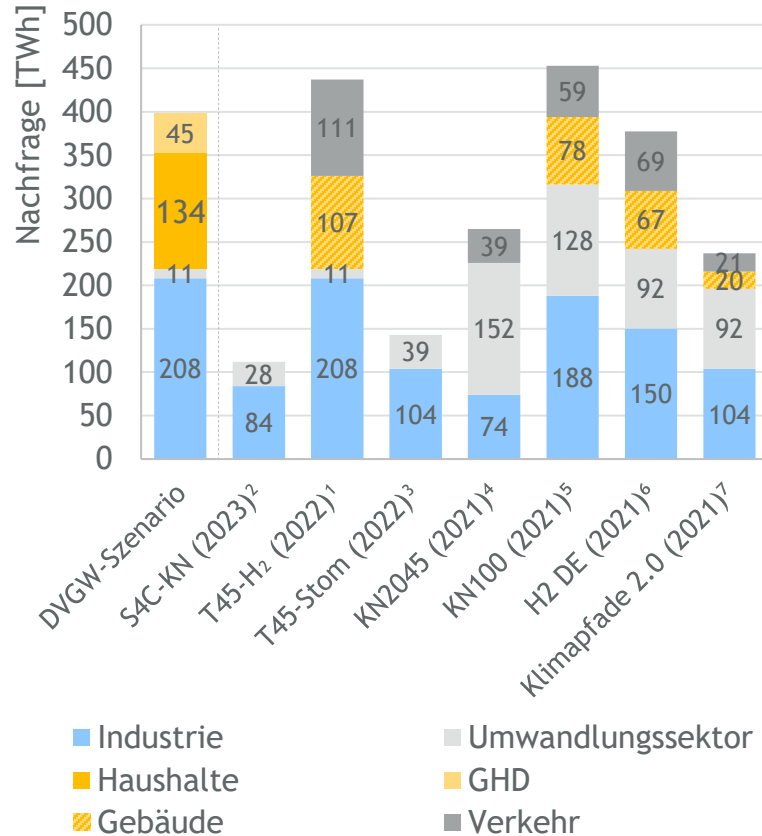
Vergleich der Wasserstoffnachfrage im vorliegenden Szenario mit der Erdgasnachfrage 2023



¹Fraunhofer-ISI (2022). ²Fraunhofer-ISI (2024). ³BDEW (2023).

Die Wasserstoffnachfrage im DVGW-Szenario würde sich am oberen Ende der Klimaneutralitätsszenarien einordnen.

Vergleich des DVGW-Szenarios mit Szenarien für die deutsche Wasserstoffnachfrage 2045



- Die betrachteten Klimaneutralitätsszenarien weisen aufgrund hoher Unsicherheiten eine **große Bandbreite** sowohl bei der gesamten Wasserstoffnachfrage als auch bei den sektoralen Wasserstoffbedarfen auf.
- Der Wasserstoffbedarf im Umwandlungssektor und der Industrie entspricht im DVGW-Szenario dem Langfristszenario T45-H₂ (2022).¹ In diesem Szenario wird von einer **verstärkten Nutzung von Wasserstoff für die Dekarbonisierung des Energiesystems** ausgegangen. Die Wasserstoffnachfrage der Industrie ist die höchste der dargestellten Klimaneutralitätsstudien.
- Auf den Umwandlungssektor entfallen im DVGW-Szenario 11 TWh Wasserstoffnachfrage. Der im Szenarienvergleich niedrige Wert ergibt sich durch die Annahme des T45-H₂ Szenarios, das eine **geringe Elektrifizierung und eine entsprechend geringe Wasserstoffverstromung** projiziert.
- Im DVGW-Szenario läge der zukünftige Wasserstoffbedarf von Haushalten und GHD über den Bedarfen der verglichenen Klimaneutralitätsszenarien. In Szenarien mit einem starken Fokus auf die Elektrifizierung des Energiesystems (S4CKN² und LFS T45-Strom³) ergibt sich kein Wasserstoffbedarf im Gebäudesektor. Auch das BMWK geht von niedrigeren Wasserstoffbedarfen von Haushalten und GHD aus.⁸
- Im Bereich der Wärmeerzeugung hängt die zukünftige Wasserstoffnachfrage in hohem Maße von den Wärmeplanungen der Kommunen ab. Auf Seite 22 wird der **Einfluss der angenommenen Nachfrageentwicklung auf die Höhe der Netznutzungsentgelte** qualitativ diskutiert.

^{1,3} Fraunhofer-ISI (2022). ² Wuppertal-Institut (2023). ⁴ Agora Energiewende (2021). ⁵ dena (2021). ⁶ Ariadne (2021). ⁷ BCG (2021). ⁸ BMWK (2024).

Auf Basis des DVGW-Szenarios trifft das DBI Annahmen über die Investitionen und Betriebskosten des Wasserstoffnetzes.

Kostenannahmen Wasserstoff-Fernleitungsnetz (Kernnetz)

- Die Investitionen in das Fernleitungsnetz bis 2045 und die jährlichen Betriebskosten werden aus dem **Entwurf des Wasserstoff-Kernnetzes** der Fernleitungsnetzbetreiber übernommen.¹
- Bestandteil des Entwurfes ist der sukzessive Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes. **Bis zum Zieljahr 2032** soll die Gesamtlänge des Kernnetzes **9.721 km** betragen. Die erste Leitungsumstellung soll im Jahr 2025 stattfinden.
- Zur Berechnung möglicher Wasserstoffnetznutzungsentgelte im Jahr 2045 wird angenommen, dass **nach 2032 keine weiteren Investitionen** in das Wasserstoff-Fernleitungsnetz unternommen werden und auch die realen Betriebskosten auf dem Niveau des Jahres 2032 stagnieren.



Einordnung der Kostenannahmen H₂-Kernnetz (siehe Seite 14)

Kostenannahmen Wasserstoff-Verteilnetz (DBI)

- Die Kostenschätzungen des DBI für das Wasserstoff-Verteilnetz basieren auf der Annahme des DVGW-Szenarios, dass bis 2045 **2/3 der Gasanschlüsse in Haushalten und Gewerbe auf Wasserstoff umgestellt** werden würden.
- Die projizierten Investitionen gemäß DBI beinhalten Kosten für die reguläre sowie außerplanmäßige Erneuerung des Verteilnetzes im Zuge der Umstellung auf den Wasserstoffbetrieb im Jahr 2045.
- Die Investitionen bis 2045 gehen **vollständig** in die **Kapitalkosten des Wasserstoffnetzes ein**, welche zur Berechnung der Wasserstoffnetzentgelte im Jahr 2045 zugrunde gelegt werden. Dieses Vorgehen entspricht § 8 WasserstoffNEV, da die Netzkosten spätestens 2045 von den Wasserstoffverbrauchern getragen werden müssen.



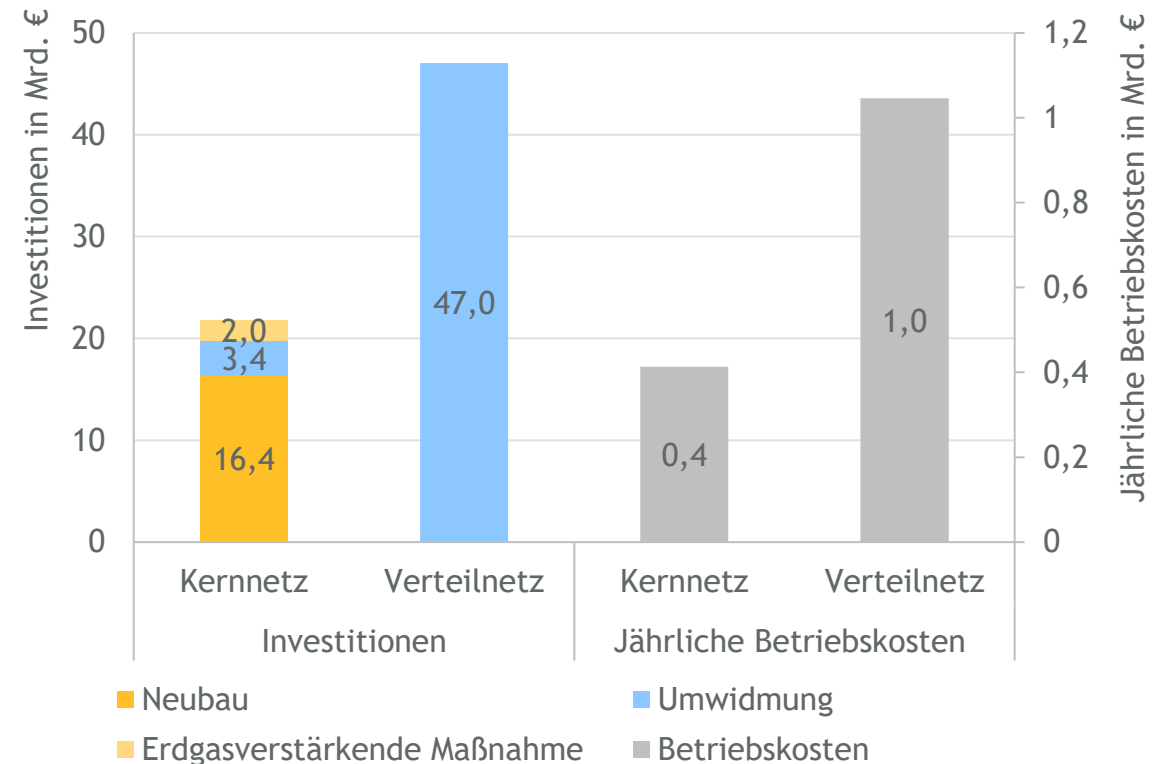
Einordnung der Kostenannahmen H₂-Verteilnetz (siehe Seite 15)

¹[FNB Gas \(2023\)](#).

Die vom DBI ausgewiesenen Investitionen in das H₂-Verteilnetz wären höher als die angenommenen Investitionen im Kernnetz.

- Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen für das Wasserstoff-Kernnetz bis 2032 Investitionen in Höhe von 21,8 Milliarden Euro und jährliche Betriebskosten in Höhe von 0,4 Milliarden Euro aus.
- 3/4 der Investitionen für das Wasserstoff-Kernnetz entfallen dabei auf den Neubau von Wasserstoffleitungen und 1/4 auf die Umwidmung und auf erdgasverstärkende Maßnahmen.¹
- Für das Wasserstoff-Verteilnetz ergäben sich nach den Berechnungen des DBI Investitionen von 47 Milliarden Euro und jährliche Betriebskosten von 1 Milliarde Euro.
- Im DVGW-Szenario sind die projizierten Investitionen bis 2045 in das Wasserstoff-Verteilnetz wesentlich höher als die im Wasserstoff-Kernnetz. Dies resultiert unter anderem aus der DBI-Abschätzung, dass in diesem Szenario bis 2045 etwa 80 % der aktuellen Verteilnetzlänge bestehen bliebe (2045: 454.595 km).

Ausgewiesene Kosten für das Wasserstoff-Kernnetz und Verteilnetz



¹Erdgasverstärkende Maßnahmen zielen darauf ab, die Erdgasleitungen zu verstärken, um den spezifischen Anforderungen von Wasserstoff gerecht zu werden.

Quelle: Berechnung der DBI Gas und Umwelttechnik GmbH (2024) basierend auf dem DVGW- Szenariorahmen.

Die Kosten für das H₂-Kernnetz wurden aus dem Antragsentwurf für das H₂-Kernnetz der Fernleitungsnetzbetreiber übernommen.

Gesamte Investitionen im H₂-Kernnetz bis 2032

- Die Investitionen wurden aus dem Antragsentwurf für das H₂-Kernnetz der Fernleitungsnetzbetreiber übernommen.
- Diese greifen in ihrer Kostenabschätzung auf die im NEP Gas 2022-2032 unterstellten **Orientierungskostensätze der Transportinfrastruktur** zurück, erweitert um die Berücksichtigung der Mehr- oder Minderkosten für wasserstofftaugliche Bauteile.

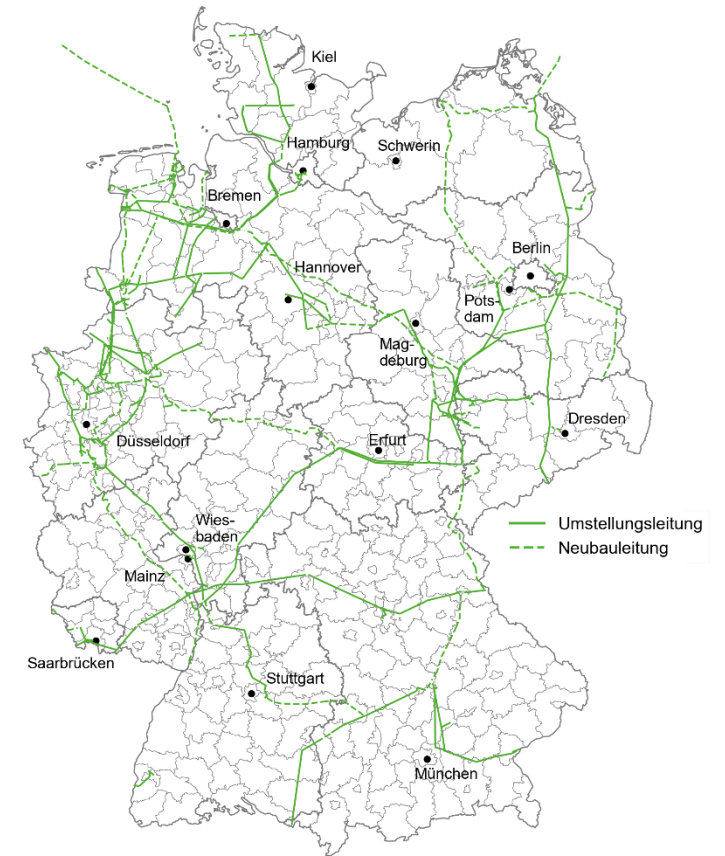
Jährliche Betriebskosten im H₂-Kernnetz 2045

- Die angenommenen Betriebskosten entsprechen den **Angaben in der Maßnahmenliste der FNB für Neubau und Umwidmung im H₂-Kernnetz**.
- Ob diese Maßnahmenspezifischen Betriebskosten alle Kosten des Netzbetriebs vollständig beinhalten, konnte im Zuge dieser Analyse nicht überprüft werden. Mögliche weitere, hier nicht berücksichtigte Betriebskosten würden die H₂-Netznutzungsentgelte 2045 erhöhen.

Restwert im H₂-Kernnetz

- Es wird angenommen, dass ein **Großteil des Fernleitungsnetzes Gas (86%) abgeschrieben werden muss** und nicht auf Wasserstoff umgewidmet wird. Wie diese Kosten allokiert werden, wird hier nicht näher untersucht. Grundsätzlich ist eine Refinanzierung aus Erdgasnetzentgelten oder dem Bundeshaushalt denkbar. Auch die Umlegung eines Teils der Kosten auf Wasserstoffkunden ist denkbar. Entsprechend würden die Netzentgelte steigen.

Zielbild des H₂-Kernnetz für 2032 laut dem Antragsentwurf für das H₂-Kernnetz¹



¹ [FNB Gas \(2023\)](#).

Gemäß den DBI-Berechnungen könnten die mittleren jährlichen Investitionen in das H₂-Verteilnetz rund 2,1 Mrd. Euro betragen.

Gesamte Investitionen im H₂-Verteilnetz bis 2045

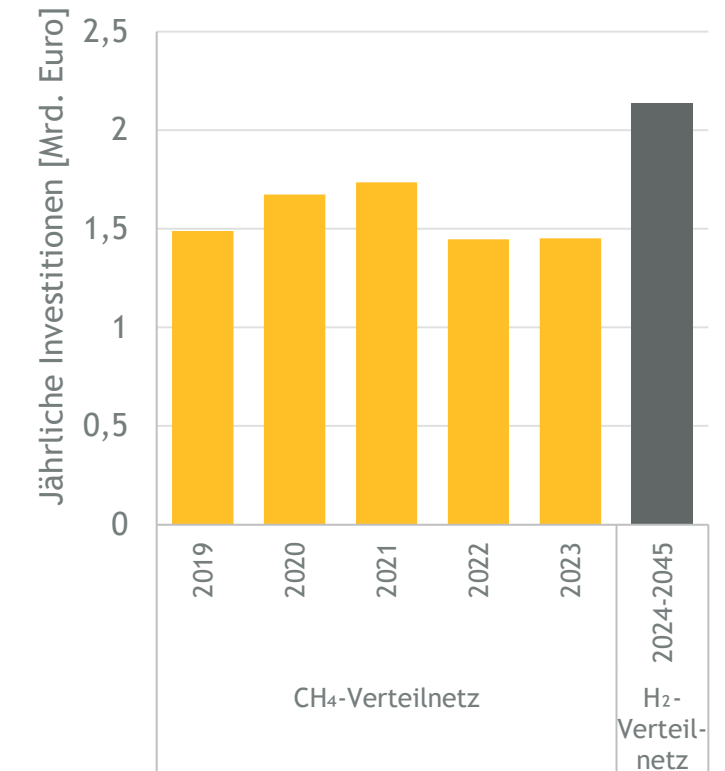
- Die Abschätzungen des DBI für Investitionen basieren darauf, dass etwa 2/3 der Anschlüsse für Haushalte und GHD bis 2045 im Verteilnetz bestehen bleiben würden. Demnach würden in diesem Szenario **etwa 80 % der aktuellen Verteilnetzlänge auf H₂-Betrieb umgewidmet**.
- Die Investitionen setzen sich in etwa zu 90 % aus Kosten regulärer Erneuerung und zu 10 % aus Kosten außerplanmäßiger Erneuerung des Netzes zusammen. Das DBI nimmt an, dass **reguläre Erneuerungen dazu genutzt werden, H₂-fähige Assets einzubauen**.
- Die mittleren jährlichen Investitionen im Zeitraum 2024-2045 für das Verteilnetz projiziert der DBI auf rund 2,1 Mrd. Euro. Im Vergleich zu den mittleren Investitionen in das Gasverteilnetz der letzten 5 Jahre **entspreche das einem Anstieg um 37 %**. Würden die H₂-fähigen Assets nicht im Zuge regulärer Erneuerungen sondern in Form zusätzlicher Investitionen in das Verteilnetz integriert werden, ergäben sich im Jahr 2045 entsprechend höhere H₂-Netznutzungsentgelte.

Jährliche Betriebskosten im H₂-Verteilnetz 2045

- Die Berechnung des DBI für Betriebskosten basiert auf der Annahme von **2.300 € Betriebskosten pro km Leitungslänge 2045**. Dieser Wert basiert auf dem Mittelwert der Aufwendungen der Gasverteilnetzbetreiber von 2019-2022. Die Aufwendungen umfassen technische und administrative Maßnahmen und Maßnahmen des Managements, die während des Lebenszyklus eines Assets ergriffen werden. Mögliche darüber hinaus gehende Betriebskosten werden nicht berücksichtigt.
- Eine Annahme höherer Betriebskosten pro km Leitungslänge im H₂-Netz im Jahr 2045, bspw. aufgrund der insgesamt kürzeren Netzlänge, einer vom Erdgasnetz abweichenden Kostenstruktur oder anderer hier nicht berücksichtigter Kosten könnte die Netzentgelte entsprechend erhöhen.

¹ [Bundesnetzagentur \(2023\)](#).

Jährliche, historische Investitionen in das Gasverteilnetz 2019-2023 und Mittelwert der jährlichen Investitionen in das H₂-Verteilnetz 2024-2045



Quelle: [Bundesnetzagentur \(2023\)](#) und Berechnung der DBI Gas und Umweltechnik GmbH (2024) basierend auf dem DVGW-Szenariorahmen.

Im Szenario „Referenzzins“ ergeben sich WACC von 5,39 % und 6,32 %. Die Werte werden in den Zinsszenarien variiert.

Berechnung der jährlichen Kapitalkosten

- Die Berechnung der Kapitalkosten basiert auf einer vereinfachten Annualisierungsmethode, die von den jährlichen Entwicklungen des Kapitalstocks abstrahiert.
- Im Szenario „Referenzzins“ werden die Eigenkapitalzinssätze, die bis 2027 regulatorisch festgelegt worden sind,^{1,2} bis zum Jahr 2045 fortgeschrieben.
- Angelehnt an § 7 WasserstoffNEV wird für beide Netze ein Fremdkapitalzinssatz von 4,53 % unterstellt, der sich am durchschnittlichen Zinssatz für nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften im Jahr 2023 orientiert.³
- Investitionen in das H₂-Netz sind mit Risiken behaftet, die in der Höhe der Zinsen abgebildet werden müssten, um Investitionen effektiv anzureizen. Ob die Höhe der Zinsen in „Referenzzins“ dazu ausreicht, ist fraglich.⁴
- Für Eigen- und Fremdkapital wird ein Verhältnis von 40 zu 60 angenommen.⁵
- Die in dieser Analyse unterstellte Abschreibungsdauer für Investitionsgüter beträgt 40 Jahre und orientiert sich am Durchschnitt der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern von Anlagegütern in der Gasversorgung.⁶
- Somit ergeben sich im Szenario „Referenzzins“ Weighted Average Cost of Capital (WACC) von 5,39 % im Kernnetz und 6,32 % im Verteilnetz.
- Aufbauend auf dem Szenario „Referenzzins“ werden ein Hoch- und ein Niedrigzins-szenario untersucht. Grund dafür sind Unsicherheiten über die Entwicklung der Kapitalmärkte, des Arbeitsmarktes, der Konjunktur und der erwarteten Inflation.

Zinsannahmen im Szenario „Referenzzins“

Kernnetz	EK I Neu- & Altanlagen ¹	6,69 %
Verteilnetz	EK I Neuanlagen ²	9,00 %
Kern- und Verteilnetz	Fremdkapital ³	4,53 %

Zinssensitivitäten

- Szenario „Hochzins“: Anstieg der EK I- und FK-Zinsen um 2,5%-Punkte
 - WACC-Kernnetz 7,89 %
 - WACC-Verteilnetz 8,82 %
- Szenario „Niedrigzins“: Rückgang der EK I- und FK-Zinsen um 2,5%-Punkte
 - WACC-Kernnetz 2,89 %
 - WACC-Verteilnetz 3,82 %

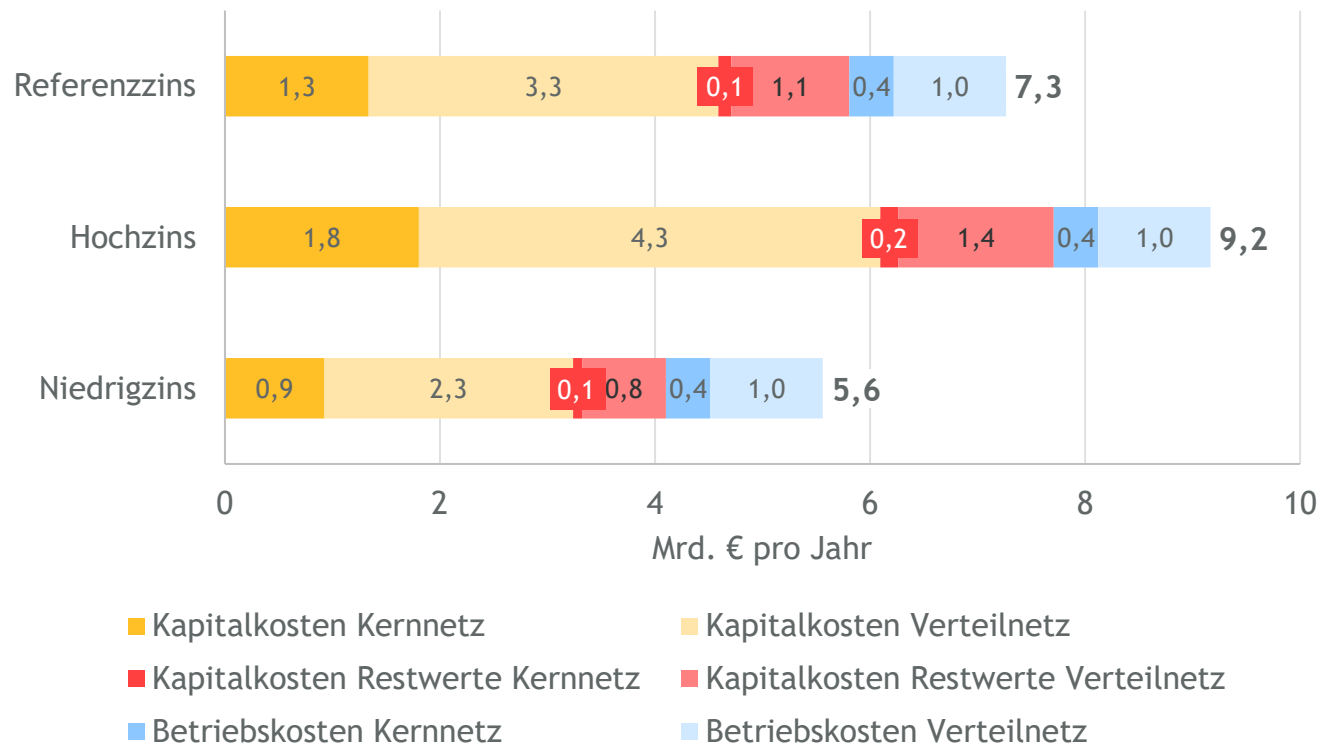
¹§ 28r Gesetzesentwurf 3.Gesetz zur Änderung des EnWG. ²§ 10 WasserstoffNEV. ³Bundesbank - SUD 128 (2024). ⁴EWI (2024). ⁵§ 8 WasserstoffNEV. ⁶Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 Satz 1 GasNEV.

3. Ergebnisse: Wasserstoffnetzentgelte im DVGW-Szenario 2045

- Der Großteil der Vollkosten des H₂-Netzes entfiel im DVGW-Szenario auf die Kapital- und Betriebskosten des Verteilnetzes.
- Abstrahiert von den Kundengruppen ergäben sich im DVGW-Szenario mit Referenzzins Wasserstoffnetznutzungsentgelte von 1,8 Cent/kWh.
- Im DVGW-Szenario mit Referenzzins sind die Wasserstoffnetznutzungsentgelte 2045 im Mittel 87% höher als die heutigen Erdgasnetznutzungsentgelte.

Der Großteil der Vollkosten des H₂-Netzes entfiel im DVGW-Szenario auf die Kapital- und Betriebskosten des Verteilnetzes.

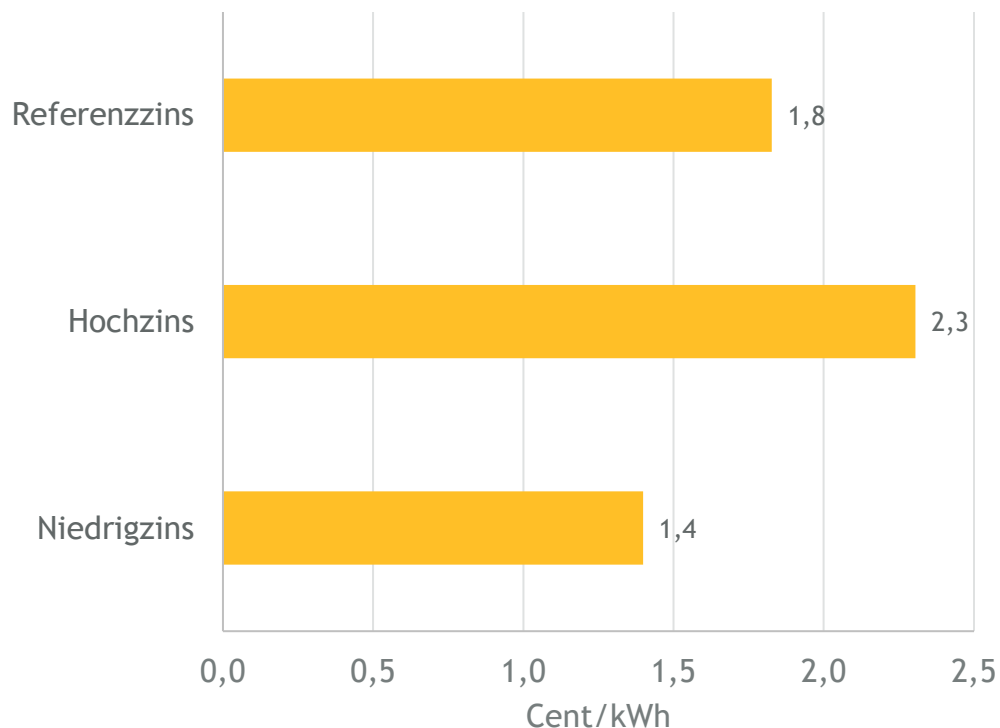
Dekomposition der Vollkosten des Wasserstoffnetzes im DVGW-Szenario



- Eine Abschätzung der Vollkosten des Wasserstoffnetzes würde im DVGW-Szenario mit Referenzzins 7,3 Mrd. € jährlich ergeben (Hochzins 9,2 Mrd. € jährlich, Niedrigzins 5,6 Mrd. € jährlich).
- Die Kosten bestehen aus Kapitalkosten für das Kern- und Verteilnetz, Betriebskosten für das Kern- und Verteilnetz sowie Kapitalkosten für die Restwerte umgewidmeter Assets im Kern- und Verteilnetz.
- Die Kapitalkosten beinhalten Abschreibungen und Zinskosten, wobei Zinskosten entsprechend der Zinsszenarien variieren. Die Betriebskosten variieren in den betrachteten Szenarien nicht.
- In allen Kostenbereichen entfiel ein größerer Teil der Kosten auf die Verteilnetze.
- Entsprechend der Ausführungen auf Seite 8 werden Zusatzkosten aus der Verzinsung der Mindererlöse im Amortisationskonto nicht berücksichtigt.

Abstrahiert von den Kundengruppen ergäben sich im DVGW-Szenario mit Referenzzins Wasserstoffnetznutzungsentgelte von 1,8 Cent/kWh.

Wasserstoffnetznutzungsentgelte im DVGW-Szenario 2045, ohne Berücksichtigung verschiedener Kundengruppen

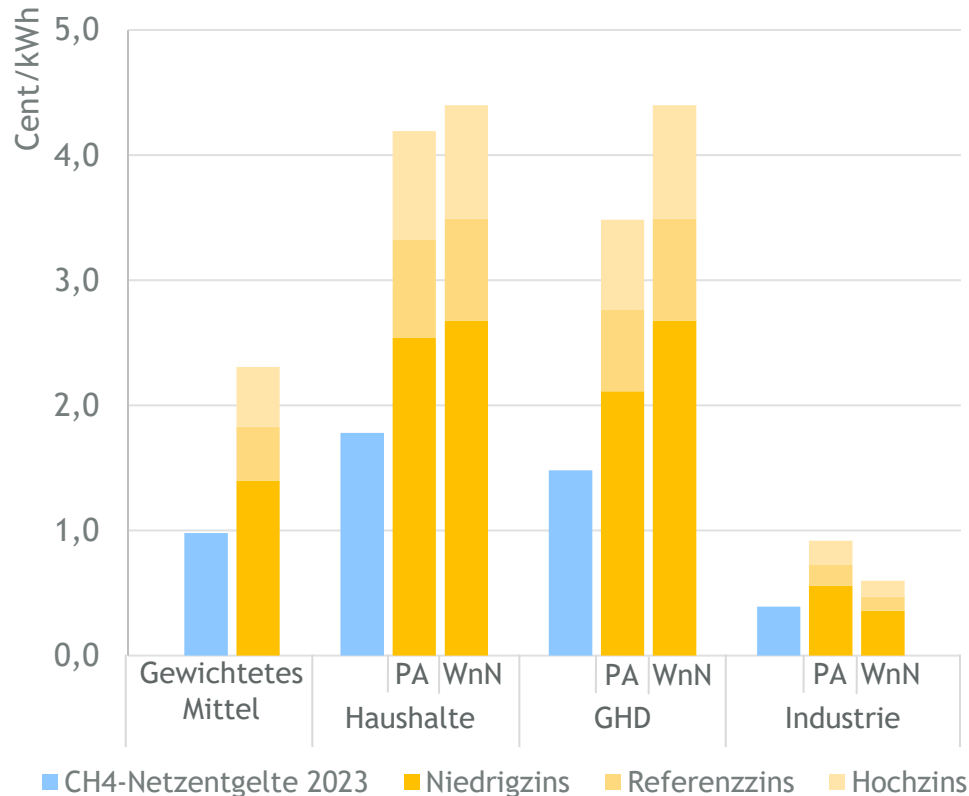


- Die Abschätzung der Wasserstoffnetznutzungsentgelte (H_2 -NNE) ergäbe für das DVGW-Szenario mit Referenzzins 1,8 Cent/kWh (Hochzins 2,3 Cent/kWh, Niedrigzins 1,4 Cent/kWh).
- Zur Berechnung der H_2 -NNE wurden die jährlichen Vollkosten des H_2 -Netzes auf den gesamten jährlichen H_2 -Verbrauch in allen Sektoren verteilt.
- Somit sind die H_2 -NNE als Mittel für alle Verbrauchsgruppen ausgewiesen, ohne explizite Annahmen bezüglich einer differenzierten Verteilung der Kosten zu treffen. Entsprechende Abschätzungen werden auf Seite 20 vorgenommen.
- Als Vergleichswert lässt sich der mit der Nachfrage gewichtete Mittelwert der heutigen Erdgasnetznutzungsentgelte (CH_4 -NNE) heranziehen. Dieser belief sich zum 1. April 2023 auf rund 1 Cent/kWh.¹
- Im DVGW-Szenario mit Referenzzins wären die H_2 -NNE 2045 ca. 87 % (0,8 Cent/kWh) höher als die CH_4 -NNE 2023. Der Anstieg der NNE ist zum einen auf die notwendigen Investitionen, insbesondere im Zuge der Umwidmung des Verteilnetzes, zurückzuführen. Zum anderen würden die Netzkosten im Jahr 2045 auf eine im Vergleich zu heute deutlich reduzierte Nachfrage gewälzt.

¹Eigene Berechnung auf Basis von [Bundesnetzagentur \(2023\)](#) und [BDEW \(2023\)](#).

Im DVGW-Szenario mit Referenzzins sind die H₂-Netznutzungsentgelte 2045 im Mittel 87% höher als die heutigen CH₄-Netznutzungsentgelte. ewi

Netznutzungsentgelte CH₄-Netz zum 1. April 2023 und Abschätzungen der H₂-NNE 2045 im DVGW-Szenario



Im aktuellen regulatorischen Rahmen unterscheiden sich die Methannutzungsentgelte (CH₄-NNE) für verschiedene Verbrauchsgruppen. Im gewichteten Mittel belaufen sich die CH₄-NNE auf ca. 1 Cent/kWh (Haushalte 1,8; Gewerbe 1,5; Industrie 0,4).¹

Zur Abschätzung der Aufteilung der Wasserstoffnetzkosten auf Kundengruppen im Jahr 2045 werden zwei alternative Ansätze betrachtet:

1. Bei der Aufteilung „Proportionale Anteile 2023“ (PA) wird im Jahr 2045 von gleichen Netzkostenanteilen der Verbrauchsgruppen wie im Bereich des heutigen Methannetzes ausgegangen. Im DVGW-Szenario mit Referenzzins würden die NNE für alle Kundengruppen im Vergleich zu den heutigen CH₄-NNE um 87 % steigen. Für Haushalte würde das einen Anstieg von derzeit 1,8 Cent/kWh für das CH₄-Netz auf 3,3 Cent/kWh für das H₂-Netz 2045 bedeuten (+1,5 Cent/kWh)². Die NNE der Industrie würden von 0,4 Cent/kWh für das CH₄-Netz auf 0,7 Cent/kWh für das H₂-Netz 2045 steigen (+0,3 Cent/kWh)².
2. Bei der Aufteilung „Wälzung nach Netzebenen“ (WnN) werden die Kosten des H₂-Verteilnetzes auf die Haushalte und das Gewerbe und die Kosten des H₂-Kernnetzes auf die gesamte Nachfrage inkl. der Industrie verteilt. Im DVGW-Szenario mit Referenzzins würden die NNE der Haushalte für das H₂-Netz 2045 3,5 Cent/kWh betragen (+96 %, +1,7 Cent/kWh)². Die NNE der Industrie für das H₂-Netz 2045 würden 0,5 Cent/kWh betragen (+21 %; +0,1 Cent/kWh)².

¹Stand 1. April 2023: [Bundesnetzagentur \(2023\)](#).

²Jeweils im Vergleich zu den CH₄-NNE Stand 1. April 2023.

4. Einordnung der Ergebnisse

- Eine veränderte Wasserstoffnachfrage würde sich auf die Höhe der Wasserstoffnetznutzungsentgelte 2045 auswirken.
- Die Netznutzungsentgelte stellen derzeit nur einen verhältnismäßig kleinen Teil des Endkundenpreises für Erdgas dar.
- Der Wasserstoffendkundenpreis wird voraussichtlich maßgeblich durch die Entwicklung der Beschaffungskosten bestimmt.

Eine veränderte Wasserstoffnachfrage würde sich auf die Höhe der Wasserstoffnetznutzungsentgelte 2045 auswirken.

Eine zentrale Annahme bei der Abschätzung der H₂-NNE ist die Höhe der Nachfrage, auf die die Kosten der Netzbewirtschaftung umgelegt werden.

Die Wasserstoffnachfrage im DVGW-Szenario ist, im Vergleich zu Klimaneutralitätsszenarien für das Jahr 2045, verhältnismäßig hoch (siehe Seite 11). Es stellt sich die Frage, was es für die Wasserstoffnetznutzungsentgelte und die hypothetische Verteilung der Netznutzungsentgelte auf Kundengruppen im Jahr 2045 bedeuten würde, **wenn sich die Nachfrage nicht in diesem Umfang realisieren würde.**

- 1. Geringere Gesamtnachfrage.** Unter der Annahme, dass das Netz in gleichem Maße ausgebaut werden würde wie im DVGW-Szenario unterstellt, würde unter sonst gleichen Bedingungen eine **geringere Nachfrage die Wasserstoffnetznutzungsentgelte für alle Kundengruppen erhöhen bzw. eine höhere Nachfrage die Wasserstoffnetznutzungsentgelte senken.**
- 2. Geringere Industrienachfrage.** Fiele die Nachfrage in der Industrie geringer aus als im DVGW-Szenario, müssten die anderen Kundengruppen einen größeren Anteil an den Kosten des H₂-Kernnetzes tragen. Aufgrund der langen Vorlaufzeit und der zentralen Planung im H₂-Kernnetz, ist davon auszugehen, dass Neubau und Umwidmungen in weiten Teilen unabhängig von der sich realisierenden Nachfrage durchgeführt werden. Eine geringe Auslastung des H₂-Kernnetzes **bedeutet bei gleichen Gesamtkosten höhere Kosten pro kWh für die verbleibenden Kunden.**
- 3. Geringere Gebäudenachfrage.** Fiele die Nachfrage im Gebäudesektor geringer aus als im DVGW-Szenario, würden neben den Kosten des H₂-Kernnetzes auch die Kosten des H₂-Verteilnetzes auf weniger Nachfrage umgelegt. Bei gleichbleibendem Umfang der Umwidmungen wie im DVGW-Szenario **stiegen dadurch die Netzentgelte der verbleibenden im Verteilnetz angeschlossenen Kunden besonders stark.** Nähme man an, es gäbe keine H₂-Nachfrage der Haushalte, würden die Verteilnetzkosten vollständig auf die dort angeschlossenen Gewerbekunden gewälzt. Die Netzentgelte der Industrie würden ebenfalls steigen, da sie einen größeren Anteil der Kosten des H₂-Kernnetzes tragen müssten. Anders als im H₂-Kernnetz ist es **im Verteilnetz denkbar, dass dieses in geringerem Maße umgewidmet würde, wenn sich eine niedrigere Nachfrage als im DVGW-Szenario abzeichnen würde.** Dies könnte den Anstieg der Netzentgelte für die verbleibenden Kunden begrenzen.

Die Netznutzungsentgelte stellen derzeit nur einen verhältnismäßig kleinen Teil des Endkundenpreises für Erdgas dar.

- In der vorliegenden Analyse werden H₂-NNE in einem vom DVGW definierten Szenario für 2045 abgeschätzt. Mit Blick auf das bestehende Erdgasnetz lässt sich feststellen, dass Netzentgelte nur einen relativ kleinen Teil des Endkundenpreises für Erdgas darstellen. Im Januar 2024 lag der Anteil der Netzentgelte am Erdgasendkundenpreis für Haushalte (EFH) bei etwa 18 %.¹ **Weitere Elemente des Erdgasendkundenpreises sind:**
- **Beschaffung und Vertrieb.** Die Kosten für Beschaffung und Vertrieb umfassen die Kosten für die Förderung und den Transport von Erdgas nach Deutschland. Ebenfalls enthalten sind Kosten für die Strukturierung des Erdgasbezugs mittels Speicher, die Kosten für den Vertrieb, und die Margen der Versorgungsunternehmen.
- **Konzessionsabgabe.** Die Konzessionsabgabe ist eine Abgabe, die von Energieversorgungsunternehmen an Kommunen gezahlt wird, um das Recht zu erhalten, auf ihrem Gebiet Gasleitungen zu verlegen und zu betreiben. Diese Abgabe wird auf den Endverbrauch umgewälzt und geht somit in den Endkundenpreis ein.
- **Erdgas- und Mehrwertsteuer.** Die Erdgassteuer ist eine Verbrauchssteuer, die auf den Verkauf und die Nutzung von Erdgas erhoben wird. Die Mehrwertsteuer wurde zum Oktober 2022 aufgrund der Energiekrise auf 7 % abgesenkt. Ab April 2024 wurde wieder der reguläre Satz in Höhe von 19 % erhoben.
- **CO₂-Preis.** Im Rahmen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes wird seit Januar 2024 ein CO₂-Preis in Höhe von 45€ pro Tonne CO₂ erhoben.
- **Gasspeicherumlage.** Die Gasspeicherumlage wurde im Oktober 2022 eingeführt, um die Kosten zu decken, die den Gasspeicherbetreibern entstehen, um die gesetzlichen Füllstandsvorgaben der Speicher zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Deutschland zu erfüllen.

Um die abgeschätzte Entwicklung der Wasserstoffnetznutzungsentgelte einzuordnen, wird auf Seite 24 die mögliche Entwicklung der Kosten für Beschaffung und Vertrieb von Wasserstoff im Jahr 2045 diskutiert.

¹BDEW (2024).

Der Wasserstoffendkundenpreis wird voraussichtlich maßgeblich durch die Entwicklung der Beschaffungskosten bestimmt.

Mit Blick auf das Jahr 2045 besteht eine **große Unsicherheit über die zukünftigen Kosten und Möglichkeiten der Beschaffung von klimaneutralem Wasserstoff**. Es ist unklar, welche Mengen inländisch zu welchen Preisen erzeugt und welche Mengen zu welchen Preisen importiert werden könnten.

Der Anteil von H₂-NNE an den Endkundenpreisen für Wasserstoff im Jahr 2045 hängt entsprechend insbesondere davon ab, wie hoch die Kosten für Beschaffung und Vertrieb ausfallen würden.

- Heutige Abschätzungen für die Kosten der Wasserstoffbeschaffung im Jahr 2045 weisen aufgrund **hoher Unsicherheiten eine große Bandbreite auf**.¹ Unterschieden wird dabei zwischen Abschätzungen von Kosten inländischer Produktion und denen ausländischer Produktion zzgl. Transport bis nach Deutschland. Zusätzlich zu den reinen Herstellungs- und Transportkosten würden auch für Wasserstoff **Speicherkosten zur Strukturierung des H₂-Angebots anfallen**. Kostenabschätzungen variieren unter anderem je nach Anzahl der Lade- und Entladezyklen des H₂-Speichers.²
- Die meisten Studien weisen nur projizierte Wasserstofferzeugungskosten auf, nicht aber Preise auf den antizipierten H₂-Märkten. Auf diesen ist zu erwarten, dass bei einer grenzkostenbasierten Preisbildung nicht die günstigsten Erzeugungsmöglichkeiten preissetzend sind, sondern die teuersten zur Deckung der Nachfrage notwendigen. **Der Wasserstoffpreis hinge dann auch entscheidend von der Nachfragefunktion ab**.
- Über den Großhandelspreis hinaus fallen **Kosten für den Vertrieb und die Margen der Versorgungsunternehmen** an, die insbesondere bei Haushaltsendkunden einen signifikanten Teil des Endkundenpreises ausmachen könnten.³

Basierend auf aktuellen Abschätzungen der Kosten für Beschaffung und Vertrieb im Jahr 2045, könnten die **H₂-NNE möglicherweise nur einen geringen Anteil an den Wasserstoffbezugskosten** haben, ähnlich wie es heute für Erdgasbezugskosten der Fall ist. Der Wasserstoffendkundenpreis wird voraussichtlich maßgeblich durch die Entwicklung der Beschaffungskosten bestimmt.

¹[Wuppertal-Institut \(2023\)](#). ²[EWI \(2024\)](#). ³[Bundesnetzagentur \(2023\)](#).

**Energiewirtschaftliches Institut an der
Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

 +49 (0)221 650 853-60

 <https://www.ewi.uni-koeln.de>

 @ewi_koeln

 **EWI - Energiewirtschaftliches
Institut an der Universität zu Köln**

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE).

- Agora Energiewende (2022) Agora Energiewende (2022). Klimaneutrales Deutschland 2045. URL: https://static.agoraenergiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024
- Ariadne (2021) Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität. URL: <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitat-2045-szenarienreport/>, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024
- BCG (2021) Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. URL: <https://web-assets.bcg.com/58/57/2042392542079ff8c9ee2cb74278/klimapfade-study-german.pdf>, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024
- BDEW (2024) BDEW (2024). Entwicklung des Erdgasabsatzes in Deutschland. URL: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-des-erdgasabsatzes-deutschland>, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024
- BMWK (2024) Green Paper. Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/G/green-paper-transformation-gas-wasserstoff-verteilernetze.pdf?__blob=publicationFile&v=4, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024
- Bundesbank (2024) Bundesbank (2024). Effektivzinssätze Banken DE / Neugeschäft / Kredite an nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften über 1 Mio EUR, anfängliche Zinsbindung über 1 bis 5 Jahre / SUD128. URL: <https://api.statistiken.bundesbank.de/rest/download/BBIM1/M.DE.B.A2A.I.R.1.2240.EUR.N?format=csv&lang=de>, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024
- Bundesnetzagentur (2023). Bundesnetzagentur (2023). Monitoringbericht 2023. URL: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024
- Bundesnetzagentur (2024) Bundesnetzagentur (2024). Eckpunktepapier. Eckpunkte zu den Abschreibungsmodalitäten für die Gasnetztransformation. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Methoden_Ebene2/Eckpunkte_AbschreibungGas.pdf?__blob=publicationFile&v=2, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024

- Dena (2021) dena (2021). Dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024
- Deutscher Bundestag (2024) Deutscher Bundestag (2024). Gesetzesentwurf der Bundesregierung - Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes. URL: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/100/2010014.pdf>, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024
- EWI (2024) EWI (2024). Grüne Transformation braucht Investitionen. URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/240306_EWI-Impulspapier_Gruene_Transformation_braucht_Investitionen.pdf, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024
- FNB Gas (2022) FNB Gas (2022). NEP-Gas-datenbank. URL: <https://www.nep-gas-datenbank.de/app/#!/ausbaumassnahmen>, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024
- FNB Gas (2023) FNB Gas (2023). Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz. URL: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/11/2023_11_15_Entwurf_Antrag_Wasserstoff-Kernnetz_final.pdf, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024
- Fraunhofer-ISI (2022) Fraunhofer-ISI (2022). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. T45 Hauptszenarien. URL: https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Szenarien_15_11_2022_final.pdf, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024
- Fraunhofer-ISI (2024) Fraunhofer-ISI (2024). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Entwicklung der Gasnetzinfrastruktur in treibhausgasneutralen T4-Szenarien. Energieangebot. URL: https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Webinar_Feb_2024_Dezentral_final_presented.pdf, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024
- GasNEV GasNEV. Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen - Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 Satz 1 GasNEV. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/gasnev/anlage_1.html, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024

Wuppertal-Institut (2023)

Wuppertal-Institut (2023). Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO2-neutrale Transformation. URL: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8344/file/8344_Wasserstoffkosten.pdf, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024

WasserstoffNEV

WasserstoffNEV. Verordnung über die Kosten und Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen (Wasserstoffnetzentgeltverordnung - WasserstoffNEV). URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/wasserstoffnev/WasserstoffNEV.pdf>, letztes Aufrufdatum: 28.03.2024