

H₂-ready und klimaneutral bis 2045 Kosten und Aufwand für die H₂-Umrüstung der dt. Gasnetze - Update 2024 -

Jonas Sperlich, Jens Hüttenrauch
DBI-Gruppe

Ergebnisfoliensatz, 28. März 2024

1 Hintergrund & Zielstellung

2 Methodik

3 Szenariorahmen

4 Modell-Input

5 Ergebnisse

6 Fazit

1 Hintergrund & Zielstellung

1 Hintergrund & Zielstellung

Hintergrund

Deutschland verfügt über eine bestens ausgebaute Infrastruktur für den Transport und die Verteilung von Gas. Aktuell wird darüber ein Viertel des gesamten nationalen Endenergiebedarfs gedeckt. Bei dieser Größenordnung wird unser Energiesystem weiterhin auf gasförmige Energieträger angewiesen sein – sowohl aus Gründen der Versorgungssicherheit als auch des Klimaschutzes. Damit Deutschland klimaneutral werden und zugleich Industrieland bleiben kann, ist es zwingend erforderlich, die Infrastruktur für die Bereitstellung von Wasserstoff (H₂) zu ertüchtigen.

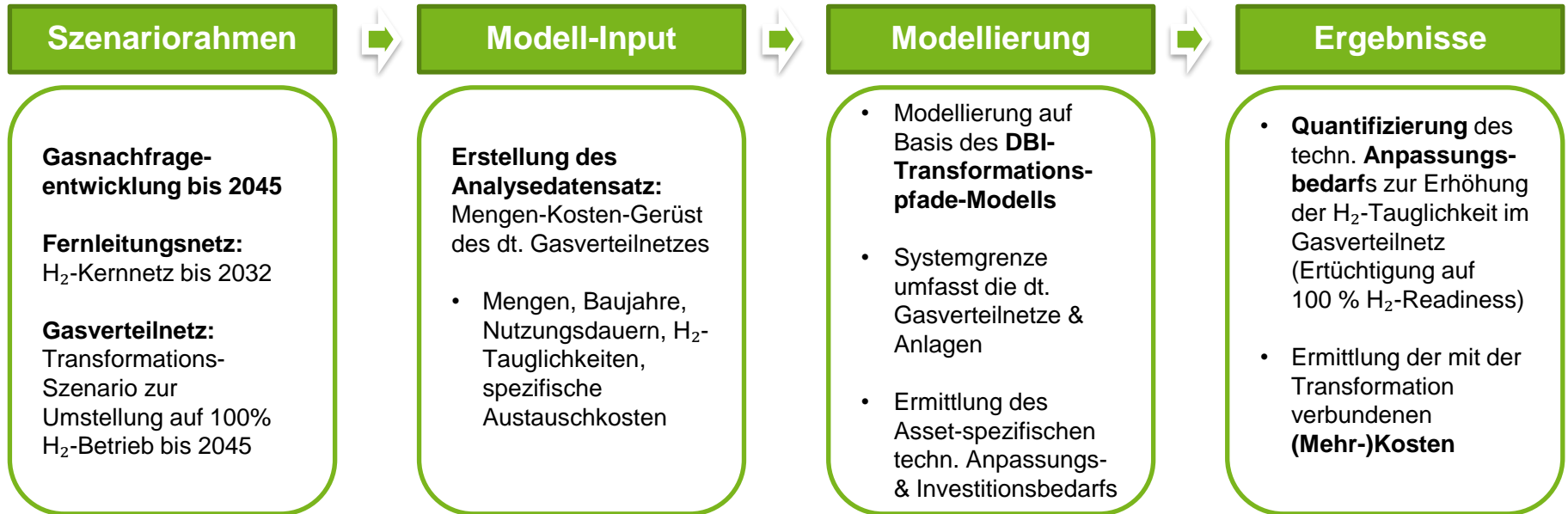
Zielstellung

Das Ziel dieser Kurzstudie besteht in der Ermittlung aktualisierter H₂-Transformationskosten für die deutsche Gasnetzinfrastruktur, aufbauend auf dem DVGW-Projekt „Roadmap Gas 2050“, Transformationspfade (D2.3)¹. Im Rahmen einer technischen und wirtschaftlichen Analyse werden die erforderlichen Anpassungsbedarfe zur Ertüchtigung der Gasinfrastruktur hinsichtlich Wasserstoff sowie die damit verbundenen Kosten bis zum Jahr 2045 ermittelt.

¹ [DVGW „Roadmap Gas 2050“, TP2.2.1 „Transformationspfade“ \(D2.3\), 2022](#)

2 Methodik

Schematische Darstellung der Methodik zur Berechnung der Transformationskosten



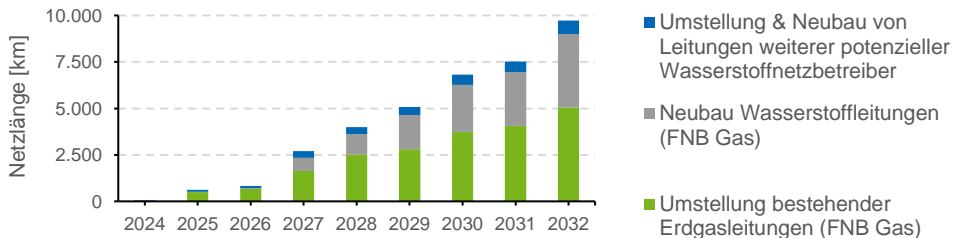
3 Szenariorahmen

Szenario Fernleitungsnetz

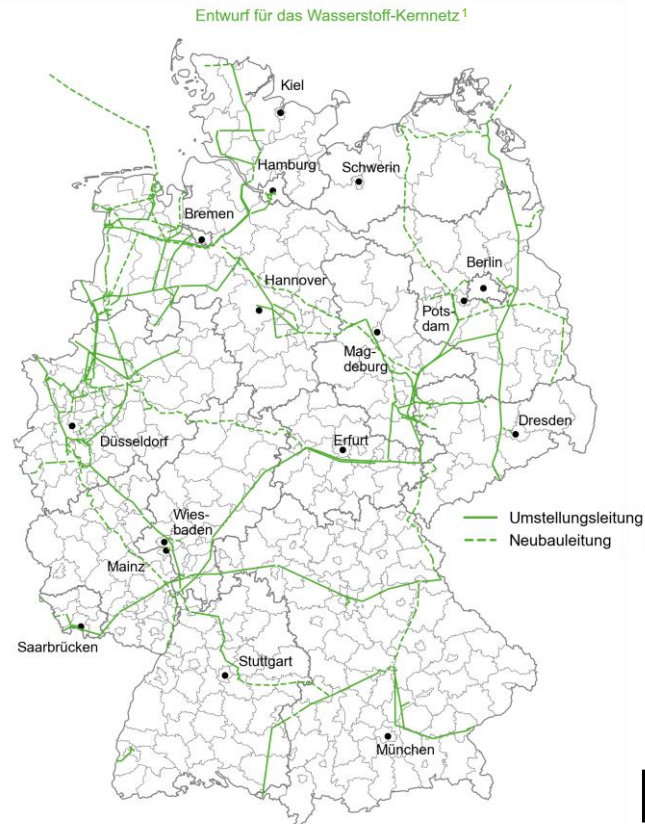
Für das Transformationsszenario des dt. Fernleitungsnetzes werden die aktuellen Planungen zum H₂-Kernnetz bis zum Zieljahr 2032 basierend auf dem Antragsentwurf der FNBs vom 15.11.2023 abgebildet.

„Die Gesamtlänge des optimierten Kernnetzes beträgt rund 9.700 km [...]. Das Kernnetz besteht zum überwiegenden Teil aus umgestellten Erdgasleitungen (ca. 60%). Die Investitionskosten belaufen sich auf 19,8 Mrd. €. Die Einspeise- bzw. Ausspeisekapazitäten betragen rund 100 GW bzw. 87 GW.“¹ Zusätzlich fallen noch 2 Mrd. € für erdgasverstärkende Maßnahmen an.¹

Da die weitere Entwicklung des H₂-Kernnetzes über 2032 hinaus derzeit nicht absehbar ist, wird das Kernnetz entsprechend der aktuellen Planung auch als H₂-Fernleitungsnetz für das Jahr 2045 vorausgesetzt.



¹ FNB Gas H₂-Kernnetz (Abrufdatum: 26.03.2024)



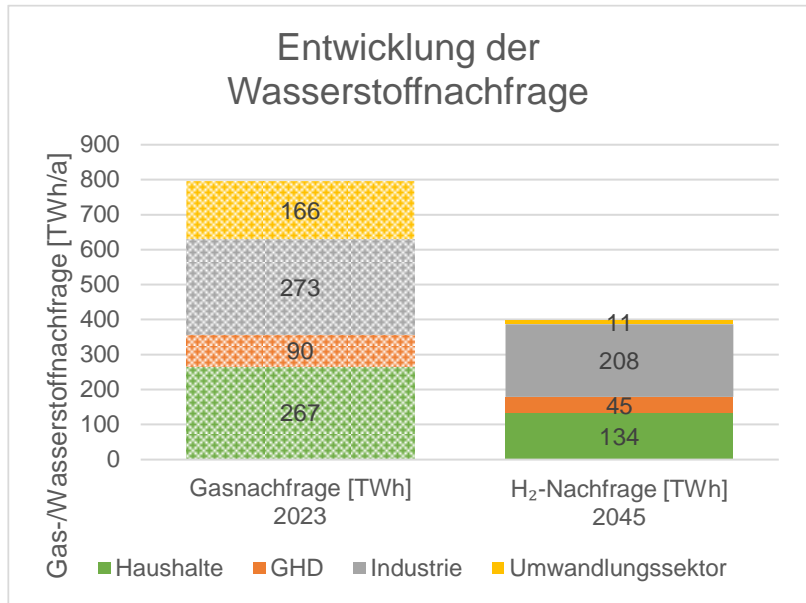
Szenario Wasserstoffnachfrage

Für die Entwicklung der Wasserstoffnachfrage bis 2045 wurde als Randbedingungen definiert:

- Zwei Drittel (9,2 Mio.) der heutigen Hausanschlüsse (13,7 Mio.) für Haushalte und GHD sind auch im Jahr 2045 noch am Netz und werden dann mit Wasserstoff versorgt

Daraus resultiert die folgende Wasserstoffnachfrage (Änderung ggü. Gasnachfrage 2023):

- Haushalte: - 50 % auf 134 TWh (- 1/3 der Hausanschlüsse + Effizienz und Sanierung)
- GHD: - 50 % auf 45 TWh (analog Haushalte)
- Industrie: - 24 % auf 208 TWh (Entwicklung nach BMWK, LFS T45-H₂ ¹)
- Umwandlungssektor: - 93 % auf 11 TWh (Entwicklung nach BMWK, LFS T45-H₂ ¹)



Eigene Darstellung, nach ^{1,2}

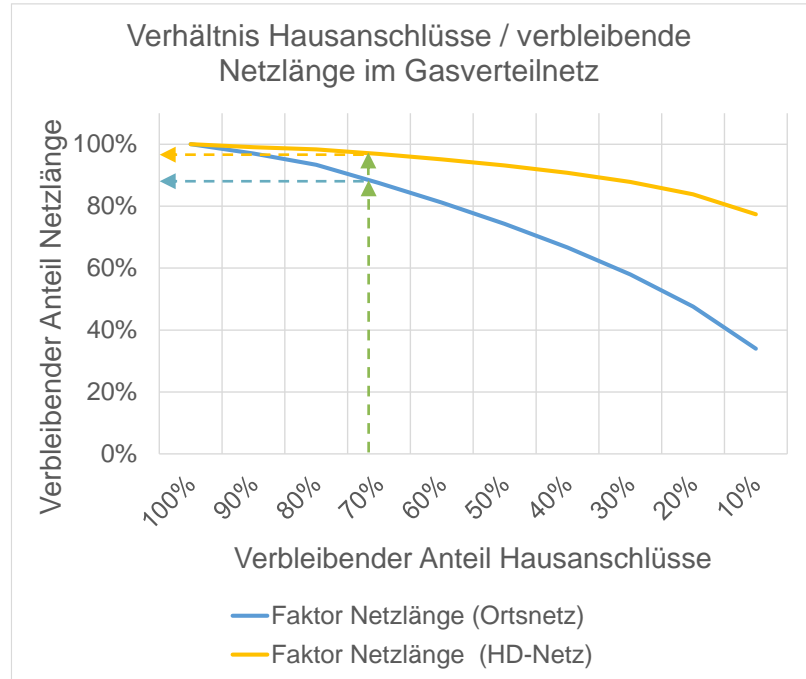
¹ BMWK - Langfristszenarien T45-Szenarien (Abrufdatum 06.03.2024) ² BDEW Daten und Grafiken (Abrufdatum 06.03.2024)

Entwicklung Gasnetzlänge

Es wird ein Wechsel der Konzepte / Technologien zur Wärmebereitstellung erwartet, vor allem im Bereich Haushalte & GHD, durch den Ausbau von Wärmenetzen und die zunehmende Elektrifizierung.

Ein Rückgang der Anzahl der Gaskunden führt dazu, dass Teile der Gasverteilnetze außer Betrieb genommen werden können. Aufgrund der für den Erhalt der Versorgung erforderlichen überlagerten Netzstruktur ist der Zusammenhang zwischen dem Rückgang der Hausanschlüsse und der erforderlichen Netzlänge nicht linear.

Für die im Szenario Wasserstoffnachfrage getroffene Annahme (2/3 der Hausanschlüsse verbleiben bis 2045) bedeutet dies eine Reduzierung der Ortsnetzlänge auf 86 % der heutigen Netzstruktur. Für das vorgelagerte HD-Netz, an dem auch z.B. Industriekunden direkt angeschlossen werden, ergibt sich eine Reduzierung auf 96 %.



Eigene Darstellung, nach ¹

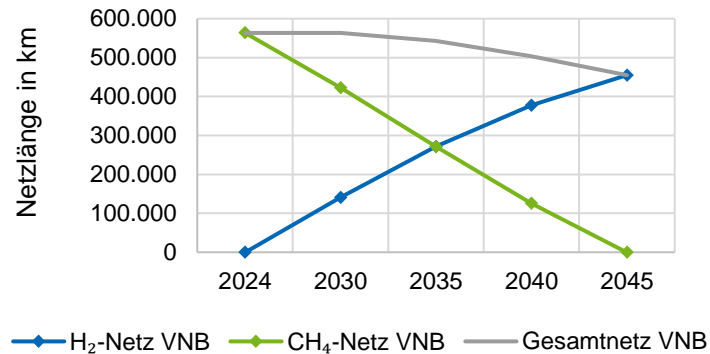
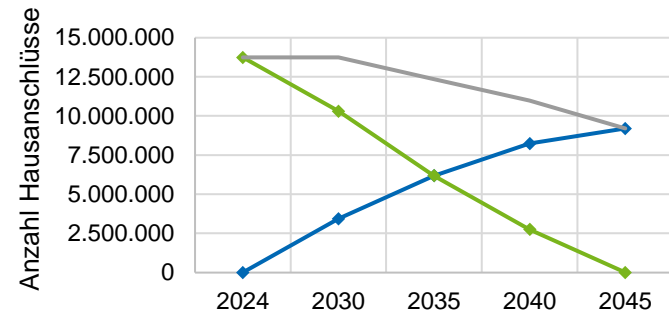
¹ DVGW TransNetz, G 202145, 2023

3 Szenariorahmen

Szenario Gasverteilnetz

Das Transformationsszenario des dt. Gasverteilnetzes bildet eine sukzessive Ertüchtigung für 100% H₂-Readiness bis zum Jahr 2045 unter Berücksichtigung einer bis dahin rückläufigen Netzlängenentwicklung und einem Rückgang der Anzahl an Hausanschlüssen ab.

Jahr	Netzlängenentwicklung im Gasverteilnetz	Entwicklung Anzahl Hausanschlüsse	Anteil Gasverteilnetz mit 100% H ₂ -Readiness
2024	100% = 563.600 km ¹	100% = 13.730.042	0%
2030	100% = 563.600 km	100% = 13.730.042	25%
2035	96% = 542.891 km	90% = 12.357.038	50%
2040	89% = 503.151 km	80% = 10.984.034	75%
2045	81% = 454.595 km	67 % = 9.199.128	100%



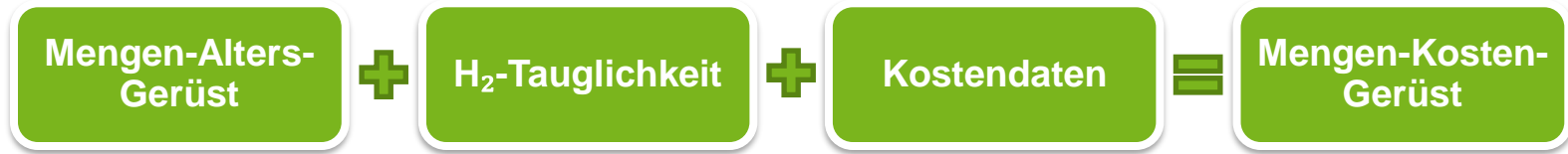
¹ [DVGW H2vorOrt, GTP-Ergebnisbericht 2023](#)

4 Modell-Input



Mengen-Kosten-Gerüst der dt. Gasverteilnetze

Das Mengen-Kosten-Gerüst erfasst den aktuellen Asset-Bestand der dt. Gasverteilnetzinfrastruktur und dient damit als Datengrundlage für die Modellierung. Die Modellierung der Fernleitungsnetze entfällt, da die aktuellen Planungen zum H₂-Kernnetz basierend auf dem Antragsentwurf der FNBs vom 15.11.2023 für diese Kurzstudie herangezogen werden.



- **Relevante Assets der dt. Gasverteilnetze (Netzebene VNB)**
 - Gasverteilnetzleitungen (nach Druckstufe, Material, Baujahr, Nennweite)
 - Gastechnische Anlagen (GDR, GMA, GDRMA) + Hauptkomponenten
 - Armaturen und Einbauteile im Verteilnetz
 - Komponenten des Hausanschlussbereichs

Techno-ökonomische Parameter

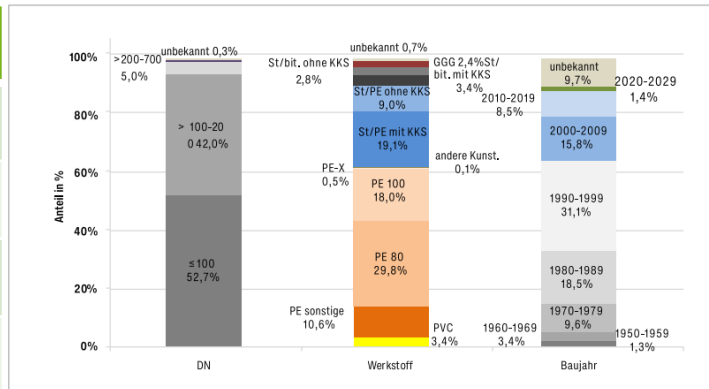
- Altersstruktur basierend u.a. auf DVGW-GaWaS
- technische Nutzungsdauern
- H₂-Tauglichkeit
- Asset-spezifische Austauschkosten

Rohrleitungen (VNB)

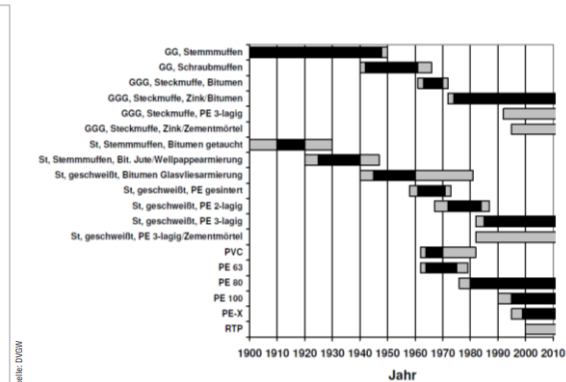
Für die Rohrleitungen der Netzebene VNB erfolgte die Bildung von Leitungsklassen anhand der Nennweite, der Druckstufe, des Materials sowie des Baujahrs bzw. Verlegezeitraumes auf Basis des GTP-Ergebnisberichts 2023¹, der Bestanderfassung Gas aus den Jahren 2011 bis 2022² sowie der allgemeinen Verlegezeiträume nach DVGW G 401 (2009) – zurückgezogen bzw. DVGW G 402 (2011)³.

VNB	Netzlänge ¹
Netzanschlussleitungen	169.900 km
Netzlänge ≤ 16 bar	371.900 km
Netzlänge > 16 bar	21.800 km
SUMME	563.600 km*

Leitungen VNB ≤ 16 bar²



Allgemeine Verlegezeiträume³



*gerundeter Wert, Gesamtnetzlänge im Verteilnetz laut¹ beträgt 562.447 km

¹ DVGW H2vorOrt, GTP-Ergebnisbericht 2023 ² DVGW energie | wasser-praxis, Nr. 1 (2024), „Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas - Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2022“

³ DVGW G 401 (2009) – zurückgezogen, DVGW G 402 (2011)

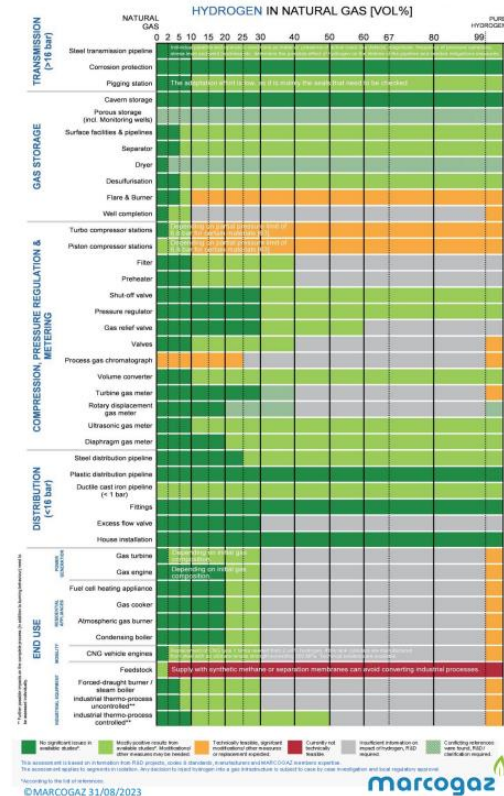
H₂-Tauglichkeit

Die Bewertung der Wasserstofftauglichkeit der im Mengen-Kosten-Gerüst erfassten Assets der dt. Gasverteilnetzinfrastruktur basiert auf der DVGW-Datenbank verifHy¹ bzw. den DBI-Kompendien Wasserstoff VNB & FNB², der Marcogaz-Infografik 2023³ sowie dem GTP-Ergebnisbericht 2023⁴.

Auf dieser Basis wurden folgende Assets der dt. Gasverteilnetzinfrastruktur als nicht für Wasserstoff geeignet eingestuft:

- Rohrleitungen aus Grauguss (GG)
- Messtechnik: Gaszähler, Prozessgaschromatographen
- GDR(M)A-Komponenten: Filter, Vorwärmer, Sicherheitsventile

OVERVIEW OF AVAILABLE TEST RESULTS* AND REGULATORY LIMITS FOR HYDROGEN ADMISSION INTO THE EXISTING NATURAL GAS INFRASTRUCTURE AND END USE



¹ DVGW-Datenbank verifHy² DBI-Kompendien Wasserstoff VNB & FNB (2019 bzw. 2021)

³ Marcogaz (2023) ⁴ DVGW H2vorOrt, GTP-Ergebnisbericht 2023

Modellannahmen für die Berechnung der Transformationskosten

Im Rahmen der Modellierung werden sowohl die reguläre als auch die außerplanmäßige Erneuerung von Assets der bestehenden dt. Gasinfrastruktur betrachtet.

Bei der **regulären Erneuerung** werden Assets planmäßig nach dem Ende ihrer technischen Nutzungsdauer ersetzt (z.B. Turnuswechsel). Das reguläre Erneuerungsjahr errechnet sich dabei vereinfacht aus dem Baujahr und der angesetzten technischen Nutzungsdauer.* Es wird angenommen, dass im Rahmen regulärer Erneuerungsmaßnahmen wasserstofftaugliche Assets eingebaut werden. Dadurch fallen keine zusätzlichen Mehrkosten für die Transformation an.

* Die angesetzten erwarteten technischen Nutzungsdauern können von realen zustandsbezogenen Nutzungsdauern abweichen.

Die **außerplanmäßige Erneuerung zur Erhöhung der H₂-Tauglichkeit** wird durch die aktuelle H₂-Verträglichkeit der einzelnen Assets im Gasnetz sowie durch die Zielwerte zur H₂-Tauglichkeit entsprechend des Transformationsszenarios bestimmt. Ein außerplanmäßiger Austausch erfolgt dabei immer vor dem Ende der angesetzten technischen Nutzungsdauer.

5 Ergebnisse

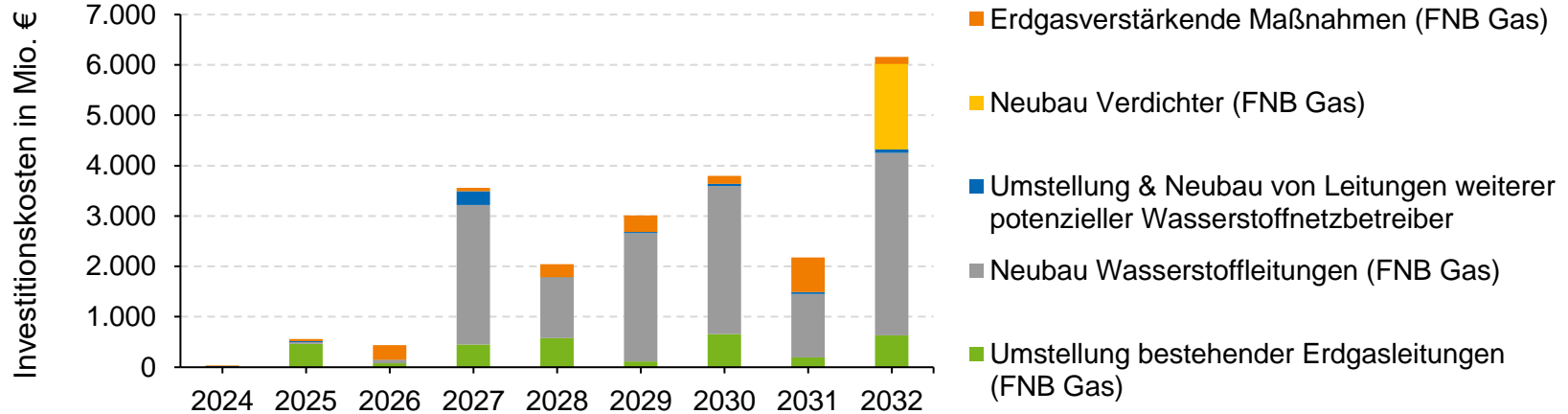


Fernleitungsnetz

Basierend auf dem Antragsentwurf zum H₂-Kernnetz der FNBs vom 15.11.2023 ergeben sich für den Aufbau des Kernnetz bis zum Jahr 2032 **Investitionskosten** in Höhe von **19,8 Mrd. €**. In den Investitionskosten für Umstellungs- und Neubauleitungen sind die Kosten für Nebenanlagen, wie beispielsweise GDRM-Anlagen, bereits enthalten.

Zusätzlich fallen noch **2,0 Mrd. €** für erdgasverstärkende Maßnahmen an.

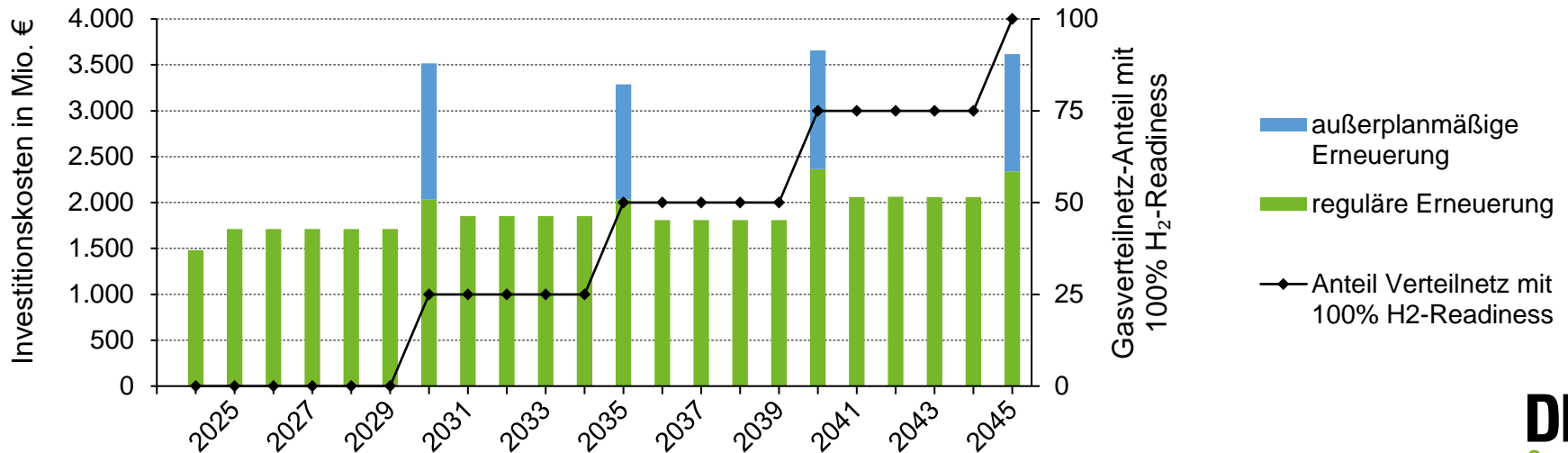
Die **jährlichen Betriebskosten** belaufen sich ab 2032 auf ca. **0,41 Mrd. €**.



Gasverteilnetz

Für die vollständige Ertüchtigung und Umstellung des dt. Gasverteilnetzes, welches auf Basis des abgestimmten Szenarios im Jahr 2045 noch 2/3 der Gasanschlüsse für Haushalte und Gewerbe sowie 81% seiner heutigen Netzlänge aufweist, entfallen **Investitionskosten** in Höhe von insgesamt **47 Mrd. €**.

Die Investitionskosten beinhalten Kosten für die reguläre sowie außerplanmäßige Erneuerung des Verteilnetzes im Zuge der Umstellung auf den Wasserstoffbetrieb im Jahr 2045.



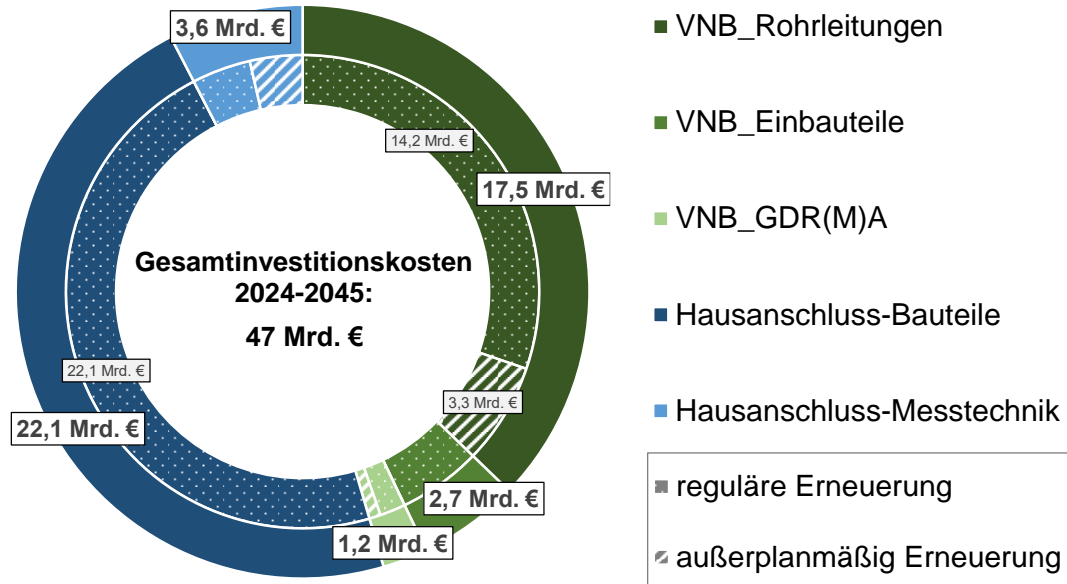
Gasverteilnetz

Die Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten verdeutlicht, dass im Bereich der Rohrleitungen und Hausanschluss-Bauteile die höchsten Kosten im Rahmen der regulären Erneuerung zu erwarten sind.

Die außerplanmäßige Erneuerung zur Erhöhung der H₂-Readiness macht hingegen nur einen geringen Anteil an den Gesamtinvestitionskosten aus (11%). Dies unterstreicht, dass bereits ein Großteil der Assets der dt. Gasinfrastruktur für Wasserstoff geeignet sind.

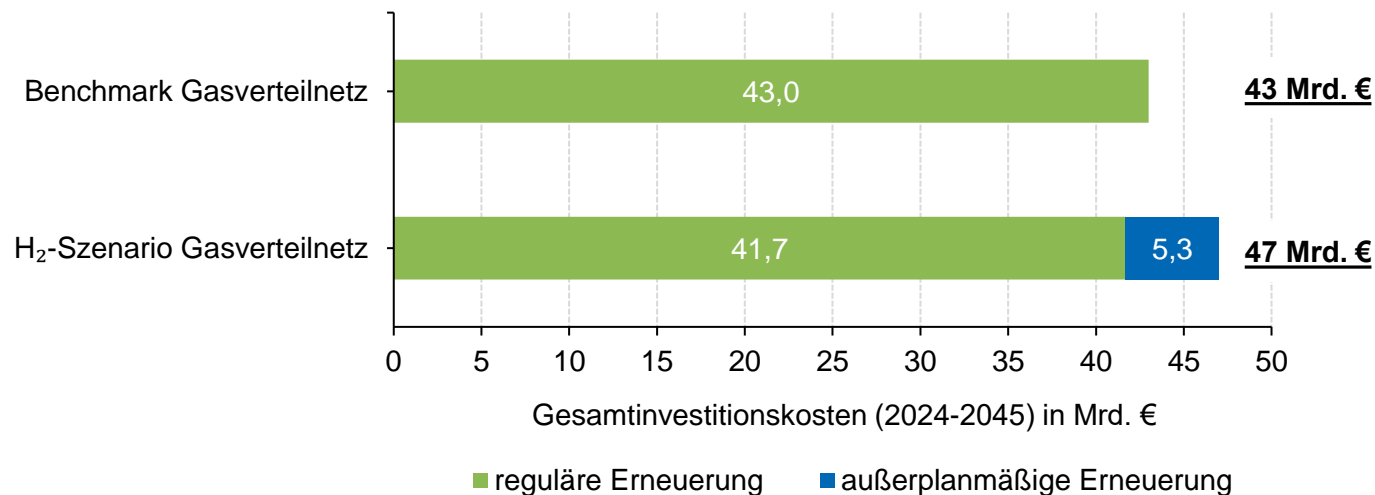
Anpassungsbedarf besteht insbesondere im Bereich der Messtechnik.

Hervorzuheben ist, dass Teile der nicht für Wasserstoff geeigneten Assets bereits im Rahmen der regulären Erneuerung ersetzt werden.



Gasverteilnetz

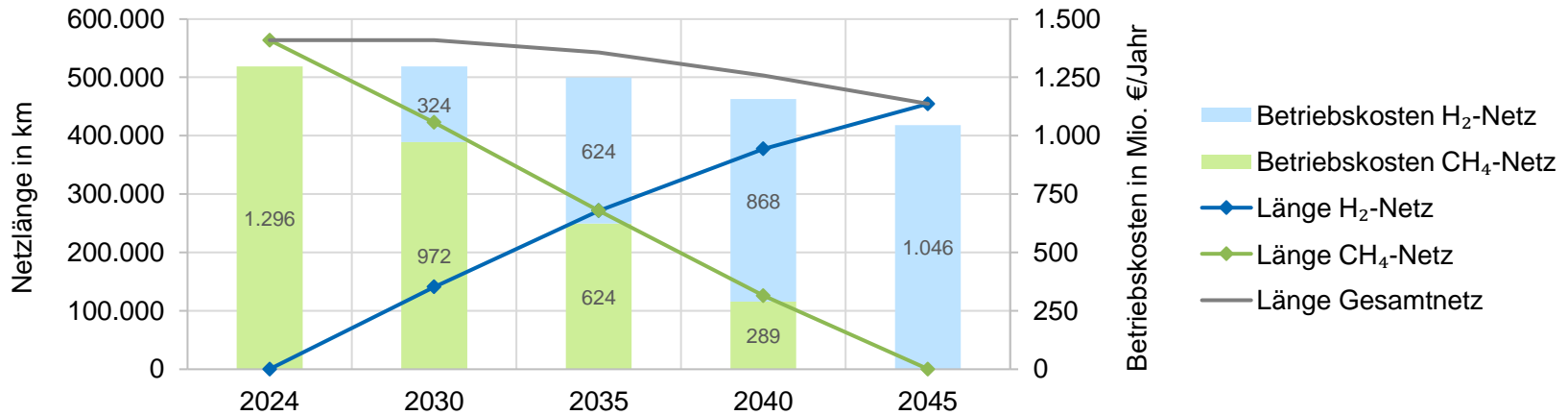
Im Vergleich zur ausschließlich regulären Erneuerung des Gasverteilnetzes (Benchmark) unter Berücksichtigung der bis zum Jahr 2045 rückläufigen Netzlängenentwicklung und einem Rückgang der Anzahl an Hausanschlüssen ergeben sich für die Transformation **H₂-Mehrkosten** in Höhe von **4 Mrd. €**.



Gasverteilnetz - Betriebskosten

Die durchschnittlichen Betriebskosten für das Gasverteilnetz wurden auf Basis der Monitoringberichte der BNetzA aus den Jahren 2019 – 2023 auf 2.300 € pro km Leitungslänge bestimmt. Dafür wurden die in den jeweiligen Jahren angegebenen Gesamtbetriebskosten und Netzlängen herangezogen.

Für das Wasserstoff-Verteilnetz wird die gleiche Größenordnung der Betriebskosten wie im Erdgas-Verteilnetz angenommen. Unter Berücksichtigung der Netzlängenentwicklung entsprechend des Szenarios belaufen sich die jährlichen **Betriebskosten** für das Wasserstoff-Verteilnetz im **Jahr 2045** auf **ca. 1 Mrd. €**.



Fazit

6 Fazit

Im Rahmen dieser Kurzstudie wurde untersucht, welche Kosten für die Transformation der dt. Gasnetzinfrastrukturen bis zum Jahr 2045 anfallen. Dazu wurde ein Szenario zur Entwicklung der Wasserstoffnachfrage definiert und die zur Versorgung erforderliche Verteilnetzlänge ermittelt.

Die Ermittlung der Transformationskosten der dt. Gasnetzinfrastruktur hat ergeben, dass sich die dt. Gasnetze bis zum Jahr 2045 mit überschaubarem Mehraufwand kosteneffizient für Wasserstoff ertüchtigen lassen. Der größte Anpassungsbedarf besteht dabei im Bereich der Messtechnik (Zählerwechsel), der HD-Leitungsumstellung und in der Ertüchtigung von GDRM-Anlagen.

Die Mehrkosten für die H₂-Transformation des Gasverteilnetzes liegen bis zum Jahr 2045 bei 4 Mrd. € und damit 9 % über den Kosten für die ausschließlich reguläre Erneuerung der Verteilnetze (Benchmark). Insgesamt fallen für Erhalt und Transformation der Gasverteilnetze 47 Mrd. € an, für den Aufbau des H₂-Kernnetzes inkl. erdgasverstärkender Maßnahmen 22 Mrd. €.

Damit steht eine Infrastruktur zur Verfügung, die über 9 Mio. Haushalte und Gewerbekunden sowie die Industrie und Gaskraftwerke mit Wasserstoff versorgen kann.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Jens Hüttenrauch

Teamleiter Netzprojekte

+49 (0) 341 2457 128

jens.huettenrauch@dbi-gruppe.de

DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg
Halsbrücker Straße 34 · D-09599 Freiberg



Jonas Sperlich

Projektingenieur Team Netzprojekte

+49 (0) 341 2457 156

jonas.sperlich@dbi-gruppe.de

📍 www.dbi-gruppe.de



Anhang

Gastechnische Anlagen:

DBI-Hochrechnung als Basis für Modellierung :

- Ermittlung des Mittelwerts der spez. Zahlen aus Verhältnis von gemeldeter Anlagenanzahl zu gemeldeter Leitungslänge aus DVGW GaWaS Freigabe 2013 – 2022 ¹
- Hochrechnung der tatsächlichen Anlagenanzahl über die entsprechenden Netzlängen nach GTP-Ergebnisbericht 2023 ²

VNB	Anzahl [-]
GDRA	31.579
GMA	8.012
GDRMA	17.569
SUMME	57.161

VNB	Anzahl [-]	Quelle
Prozessgaschromatographen (PGC)	172	DVGW 2018 ³

- gastechnische Anlagen sind zusätzlich klassifiziert nach Druckbereich: ≤ 5 bar, >5-16 bar, >16 bar

Gastechnische Anlagen

Ableitung der Anzahl der Hauptkomponenten pro Anlage nach DVGW „Roadmap 2050“¹

VNB-GDRA	≤ 5 bar	>5-16 bar	>16 bar
Anzahl Schienen	2	2	4
GDRA: Druckregelgerät	2	2	4
GDRA: Filter	2	2	2
GDRA: Vorwärmer	0	0	2
GDRA: SAV	2	2	10
GDRA: SBV	1	1	2
GDRA: Absperrarmaturen	4	4	12
GDRA: Balgengaszähler	0	0	1

VNB-GMA	≤ 5 bar	>5-16 bar	>16 bar
Anzahl Schienen	2	2	4
GMA: Filter	1	2	2
GMA: GZ	1	1	2
GMA: Mengenumwerter	0	0	1
GMA: Absperrarmaturen	4	7	8

VNB-GDRMA	≤ 5 bar	>5-16 bar	>16 bar
Anzahl Schienen	2	2	4
GDRMA: Druckregelgerät	2	2	4
GDRMA: Filter	2	2	2
GDRMA: Vorwärmer	0	0	2
GDRMA: SAV	2	2	10
GDRMA: SBV	1	1	4
GDRMA: Ventile	7	7	16
GDRMA: GZ	1	1	3
GDRMA: Mengenumwerter	0	0	1

Abschätzung der Komponentenzahlen erfolgte für verschiedene Anlagentypen in Abhängigkeit der Druckstufe auf Basis DBI-Expertise

¹ DVGW „Roadmap Gas 2050“, TP2.2.1 „Transformationspfade“ (D2.3), 2022

Armaturen & Einbauteile VNB:

	Versorgungsleitung	Netzanschlussleitung	SUMME	Quelle
Schieber	397.772	515.451	677.097	GTP 2023 ¹
Kugelhähne	123.332	653.960	477.716	GTP 2023 ¹
Druckanbohrventile	1.010.211	752.081	1.762.292	GTP 2023 ¹
Absperrklappen	2.554	58.605	61.159	GTP 2023 ¹
Kondensatsammler	29.273	1.470	30.743	GTP 2023 ¹
Ausbläser	121.350	6.011	127.361	GTP 2023 ¹
Isoliertrennstücke	54.172	149.774	203.946	GTP 2023 ¹
äußere Strömungswächter	57.881	1.685.041	1.742.922	GTP 2023 ¹
SUMME Einbauteile	1.796.545	3.286.691	5.083.236	

Die Zahlen wurden nur von 177 VNBs für den GTP 2023 gemeldet → d.h. unvollständig, laut BNetzA gibt es 704 VNBs (Stand 2023)

Armaturen & Einbauteile VNB: DBI-Hochrechnung als Basis für Modellierung (+ ca. 85 %)

	Versorgungsleitung	Netzanschlussleitung	SUMME	Quelle
Schieber	734.026	515.451	1.249.477	DBI
Kugelhähne	227.590	653.960	881.550	DBI
Druckanbohrventile	1.864.187	1.387.848	3.252.035	DBI
Absperrklappen	4.713	108.146	112.859	DBI
Kondensatsammler	54.019	2.713	56.731	DBI
Ausbläser	223.932	11.092	235.025	DBI
Isoliertrennstücke	99.966	276.385	376.350	DBI
äußere Strömungswächter	106.810	3.109.480	3.216.290	DBI
SUMME	3.315.243	6.065.075	9.380.318	

Vorgehensweise:

- 177 VNB = 73 % von 241 VNB (Teilnehmer GTP 2023 mit insgesamt ca. 415.000 km Netzlänge) ¹
- DBI-Annahme: 177 VNB besitzen 304.793 km Netzlänge (73 % von 415.000 km)
- Ermittlung der spezifische Zahlen = Anzahl Armaturen bzw. Einbauteile / 304.793 km
- DBI-Hochrechnung:** spezifische Zahlen x Gesamtnetzlänge VNB (562.447 km ¹) = **erwartete Gesamtanzahl**

¹ [DVGW H2vorOrt, GTP-Ergebnisbericht 2023](#) ² [BNetzA, „Monitoringbericht 2023“](#)

Komponenten im Hausanschlussbereich VNB

	Menge (hochgerechnet)	Menge (original)	Quelle
HA bzw. HEKs	13.730.042	12.874.500*	BNetzA 2023 ¹
Hausdruckregler	7.551.287	6.017.420	GaWaS 2013 – 2022 ²

* entspricht Anzahl der Marktllokationen von Haushaltskunden

Vorgehensweise DBI-Hochrechnung HA bzw. HEKs: + ca. 7 %

1. 635 VNB melden 12.874.500 HA und 527.400 km Leitungslänge im Verteilnetz ¹
2. Ermittlung der spezifische Zahl = Anzahl HA / 527.400 km
3. **Hochrechnung:** spezifische Zahl x Gesamtnetzlänge VNB (562.447 km ³) = **erwartete Gesamtanzahl an HA bzw. HEKs**

Vorgehensweise DBI-Hochrechnung Hausdruckregler (HDR): + ca. 25 %

1. Ermittlung der spezifischen Zahlen für GaWaS 2013-2022 ²: gemeldete Anzahl HDR / gemeldete Länge Netzanschlussleitung (NAL)
2. Ermittlung des Durchschnittswertes der spezifischen Zahlen aus GaWaS 2013-2022
3. **Hochrechnung:** Durchschnittswert der spezifischen Zahlen x Gesamtlänge NAL VNB (169.900 km ³) = **erwartete Gesamtanzahl an HDR**

¹ BNetzA „Monitoringbericht 2023“ ² DVGW GaWaS Freigabe 2013 – 2022 ³ DVGW H2vorOrt, GTP-Ergebnisbericht 2023

Komponenten im Hausanschlussbereich VNB

	Menge (hochgerechnet)	Menge (original)	Quelle
Balgengaszähler G1,6 bis G6	13.814.939	12.954.107	BNetzA 2023 ¹
Balgengaszähler G10 bis G25	450.930	422.832	BNetzA 2023 ¹
Balgengaszähler ab G40	50.006	46.890	BNetzA 2023 ¹
Sonstige Haushaltsgaszähler SLP	45.005	42.201	BNetzA 2023 ¹
Gaszähler RLM-Kunden	42.555	39.903	BNetzA 2023 ¹
Mengenumwerter RLM-Kunden	28.567	26.787	BNetzA 2023 ¹

Vorgehensweise DBI-Hochrechnung Messtechnik: + ca. 7 %

1. 635 VNB melden Menge an Gaszählern (GZ) und Mengenumwertern (MU) und 527.400 km Leitungslänge im Verteilnetz ¹
2. Ermittlung der spezifische Zahlen = Anzahl GZ bzw. MU / 527.400 km
3. **Hochrechnung:** spezifische Zahlen x Gesamtnetzlänge VNB (562.447 km ²) = **erwartete Gesamtanzahl an GZ bzw. MU**

¹ BNetzA „Monitoringbericht 2023“ ² DVGW H2vorOrt, GTP-Ergebnisbericht 2023

Technische Nutzungsdauern nach DVGW „Roadmap Gas 2050“¹

Netzebene	Leitungsklasse	Technische Nutzungsdauer
VNB	Verteilnetzleitung Stahl	85 Jahre
	Verteilnetzleitung GG / GGG	85 Jahre
	Verteilnetzleitung PE	70 Jahre
	Verteilnetzleitung PVC	70 Jahre
	Verteilnetzleitung unbekannt	85 Jahre
	HA-Leitungen Stahl / GGG	60 Jahre
	HA-Leitungen PE	60 Jahre
	HA-Leitungen PVC	60 Jahre
HA-Leitungen unbekannt	60 Jahre	

¹ DVGW „Roadmap Gas 2050“, TP2.2.1 „Transformationspfade“ (D2.3), 2022

Technische Nutzungsdauern nach DVGW „Roadmap Gas 2050“¹

Netzebene	Asset-Gruppe	Baujahre	Technische Nutzungsdauer
VNB	Einbauteile (Armaturen, Ventile etc.)	1979-2023	45
	Gasmessanlagen (GMA)	1979-2023	45
	Gasdruckregelanlagen (GDRA)	1979-2023	45
	Gasdruckregel- & Messanlagen (GDRMA)	1979-2023	45
	Filter	1979-2023	45
	Vorwärmer	1979-2023	45
	Druckregler	1979-2023	45
	Absperrarmaturen	1979-2023	45
	Gaszähler (u.a. DKZ, TRZ, USZ)	2000-2023	24
	Balgengaszähler	2000-2023	24
	Mengenurwerter	2014-2023	10
	SAV	1994-2023	30
	SBV	1994-2023	30
	Ventile	1994-2023	30
	PGC	2012-2023	12
	Hausanschlüsse	-	-
	Hauseinführungskombinationen (HEK)	1969-2023	55
	Hausdruckregler	1994-2023	30
	Balgengaszähler (Haus)	2000-2023	24

Ansatz zur Verteilung der Baujahre:

- Gleichmäßige Verteilung der Mengen auf die Jahre des Zeitraums der Nutzungsdauer

¹ DVGW „Roadmap Gas 2050“, TP2.2.1 „Transformationspfade“ (D2.3), 2022

Rohrleitungen

Leitungsklasse	Spezif. Austauschkosten ¹
Verteilnetzleitung Stahl > 16 bar	800 €/m
Verteilnetzleitung Stahl ≤ 16 bar	600 €/m
Verteilnetzleitung PE, PVC	400 €/m
Verteilnetzleitung GG / GGG	400 €/m
Verteilnetzleitung unbekannt	400 €/m

Zusätzliche Umstellkosten für Verteilnetzleitungen > 16 bar:

- 10 % der Investitionskosten für Neubau in Anlehnung an DVGW „Roadmap Gas 2050“ ²

Nicht-Rohrleitungs-Assets

Bereich	Asset-Gruppe	Spezif. Austauschkosten ¹
Einbauteile	Schieber	5.700 €/Stück
	Kugelhahn	5.000 €/Stück
	Ausbläser	450 €/Stück
Hausanschluss	HA-Sanierung	4.500 €/Stück
	Hausdruckregler	190 €/Stück
	Balgengaszähler bis G6	160 €/Stück
	Balgengaszähler G10 bis G25	500 €/Stück
	Balgengaszähler ab G40	3.500 €/Stück
	Gaszähler RLM	3.800 €/Stück
	Mengennumwerter	5.000 €/Stück

¹ DBI-Expertise / Projekterfahrung ² DVGW „Roadmap Gas 2050“, TP2.2.1 „Transformationspfade“ (D2.3), 2022

Nicht-Rohrleitungs-Assets

Bereich	Asset-Gruppe	MOP	Spezif. Austauschkosten ¹	
GDRA	PGC	-	70.000 €/Stück	
	Filter	≤ 5 bar	1.500 €/Stück	
	Filter	5 bis ≤ 16 bar	2.900 €/Stück	
	Filter	> 16 bar	13.000 €/Stück	
	Gaszähler	≤ 5 bar	8.000 €/Stück	
	Gaszähler	5 bis ≤ 16 bar	5.130 €/Stück	
	Gaszähler	> 16 bar	15.000 €/Stück	
	Absperrarmaturen	≤ 5 bar	700 €/Stück	
	Absperrarmaturen	5 bis ≤ 16 bar	700 €/Stück	
	Absperrarmaturen	> 16 bar	5.100 €/Stück	
	GMA	Druckregler	≤ 5 bar	1.100 €/Stück
		Druckregler	5 bis ≤ 16 bar	8.000 €/Stück
GDRMA	Druckregler	> 16 bar	11.000 €/Stück	
	Vorwärmer	> 16 bar	17.000 €/Stück	
	SAV	≤ 5 bar	2.000 €/Stück	
	SAV	5 bis ≤ 16 bar	5.600 €/Stück	
	SAV	> 16 bar	10.000 €/Stück	
	SBV	≤ 5 bar	1.300 €/Stück	
	SBV	5 bis ≤ 16 bar	1.300 €/Stück	
	SBV	> 16 bar	1.300 €/Stück	
	Ventile	≤ 5 bar	700 €/Stück	
	Ventile	5 bis ≤ 16 bar	700 €/Stück	
Ventile	> 16 bar	5.100 €/Stück		

¹ DBI-Expertise / Projekterfahrung