

# **H<sub>2</sub>-ready und klimaneutral bis 2045 Kosten und Aufwand für die H<sub>2</sub>-Umrüstung der dt. Gasnetze - Update 2024 -**

Jonas Sperlich, Jens Hüttenrauch  
DBI-Gruppe

Ergebnisfoliensatz, 28. März 2024

# Inhalt

1 Hintergrund & Zielstellung

2 Methodik

3 Szenariorahmen

4 Modell-Input

5 Ergebnisse

6 Fazit

# 1 Hintergrund & Zielstellung



Energie mit Zukunft. Umwelt und Verantwortung.

**DBI**  
Gruppe

# 1 Hintergrund & Zielstellung

## Hintergrund

Deutschland verfügt über eine bestens ausgebauten 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 ( $H_2$ ) zu ertüchtigen.

## Zielstellung

Das Ziel dieser Kurzstudie besteht in der Ermittlung aktualisierter  $H_2$ -Transformationskosten für die deutsche Gasnetzinfrastruktur, aufbauend auf dem DVGW-Projekt „Roadmap Gas 2050“, Transformationspfade (D2.3)<sup>1</sup>. 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.

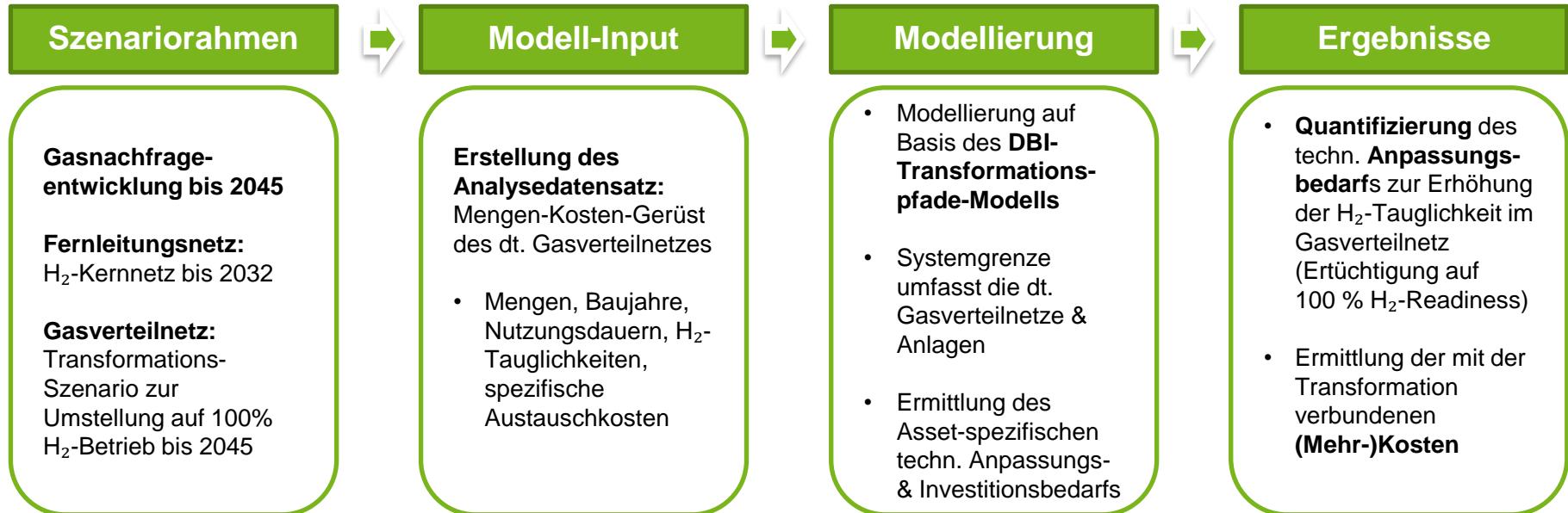
# 2 Methodik



Energie mit Zukunft. Umwelt und Verantwortung.

**DBI**  
Gruppe

## Schematische Darstellung der Methodik zur Berechnung der Transformationskosten



# 3 Szenariorahmen



Energie mit Zukunft. Umwelt und Verantwortung.

**DBI**  
Gruppe

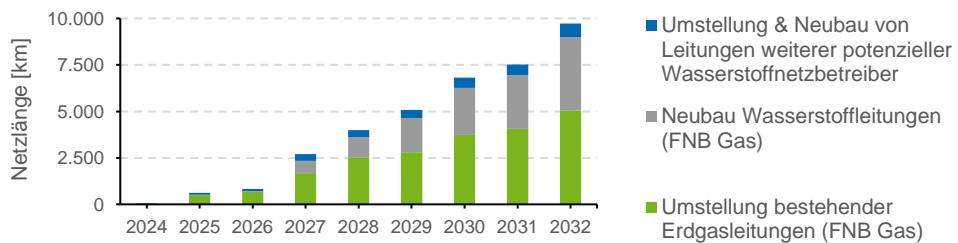
# 3 Szenariorahmen

## Szenario Fernleitungsnetz

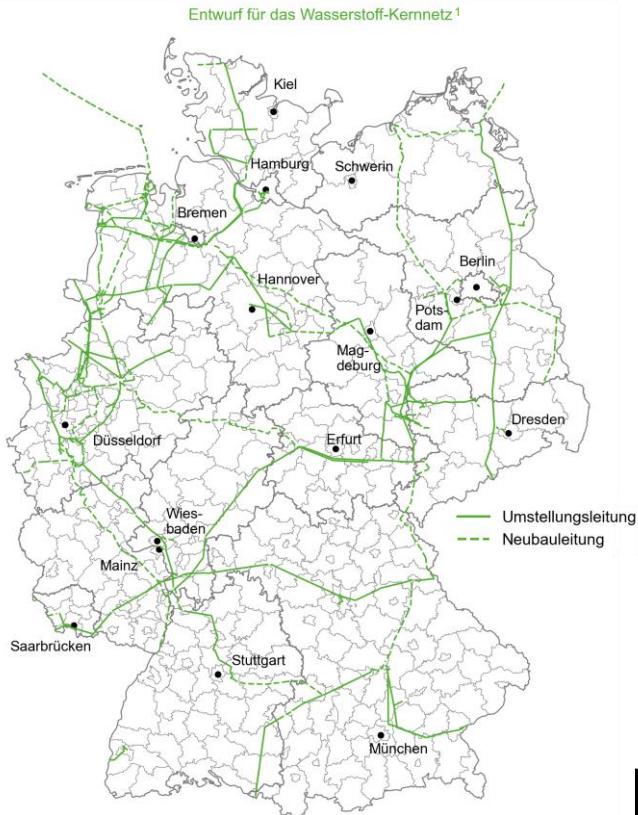
Für das Transformationsszenario des dt. Fernleitungsnetzes werden die aktuellen Planungen zum H<sub>2</sub>-Kernnetz bis zum Zieljahr 2032 basierend auf dem Antragsentwurf der FNBs vom 15.11.2023 abgebildet.

„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.“<sup>1</sup> Zusätzlich fallen noch 2 Mrd. € für erdgasverstärkende Maßnahmen an.<sup>1</sup>

Da die weitere Entwicklung des H<sub>2</sub>-Kernnetzes über 2032 hinaus derzeit nicht absehbar ist, wird das Kernnetz entsprechend der aktuellen Planung auch als H<sub>2</sub>-Fernleitungsnetz für das Jahr 2045 vorausgesetzt.



<sup>1</sup> [FNB Gas H<sub>2</sub>-Kernnetz](#) (Abrufdatum: 26.03.2024)



# 3 Szenariorahmen

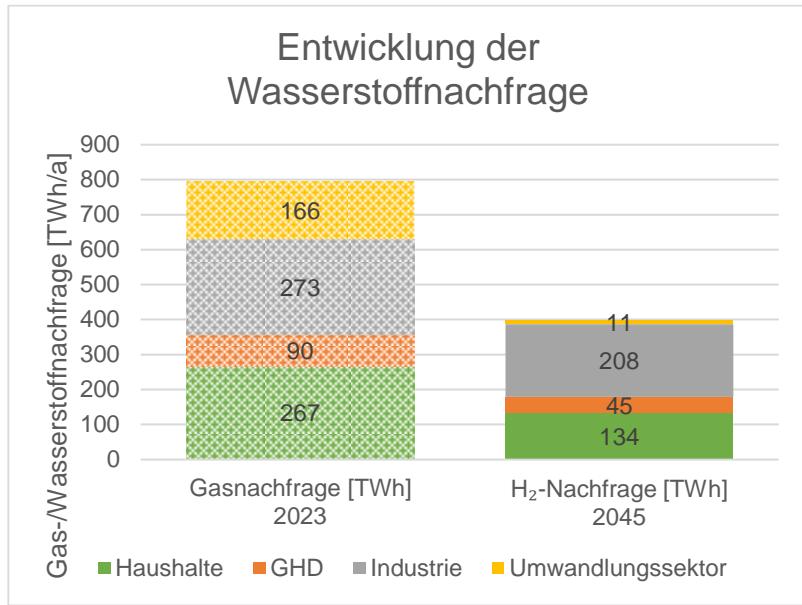
## Szenario Wasserstoffnachfrage

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-H<sub>2</sub><sup>1</sup>)
- Umwandlungssektor: - 93 % auf 11 TWh  
(Entwicklung nach BMWK, LFS T45-H<sub>2</sub><sup>1</sup>)



Eigene Darstellung, nach <sup>1, 2</sup>

<sup>1</sup> BMWK - Langfristszenarien T45-Szenarien (Abrufdatum 06.03.2024) <sup>2</sup> BDEW Daten und Grafiken (Abrufdatum 06.03.2024)

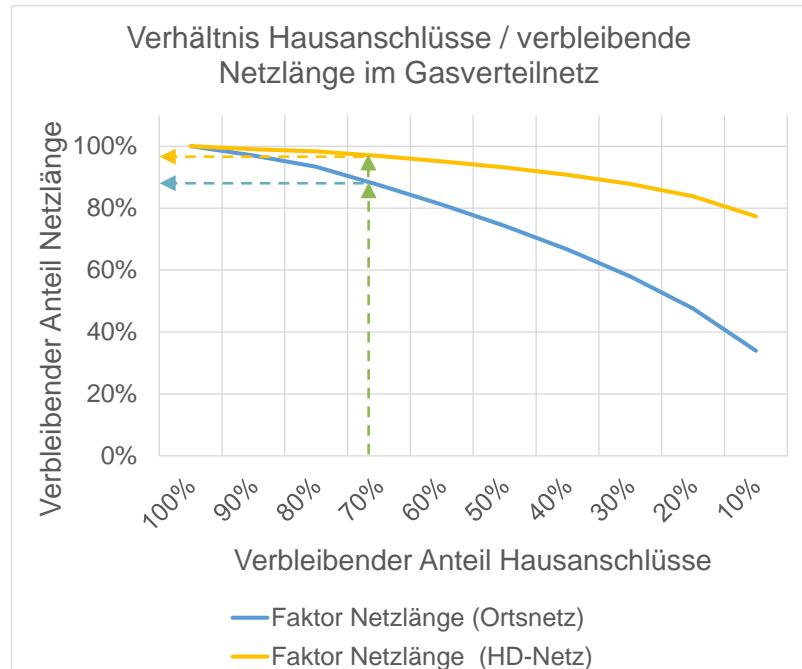
# 3 Szenariorahmen

## 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, das 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 <sup>1</sup>

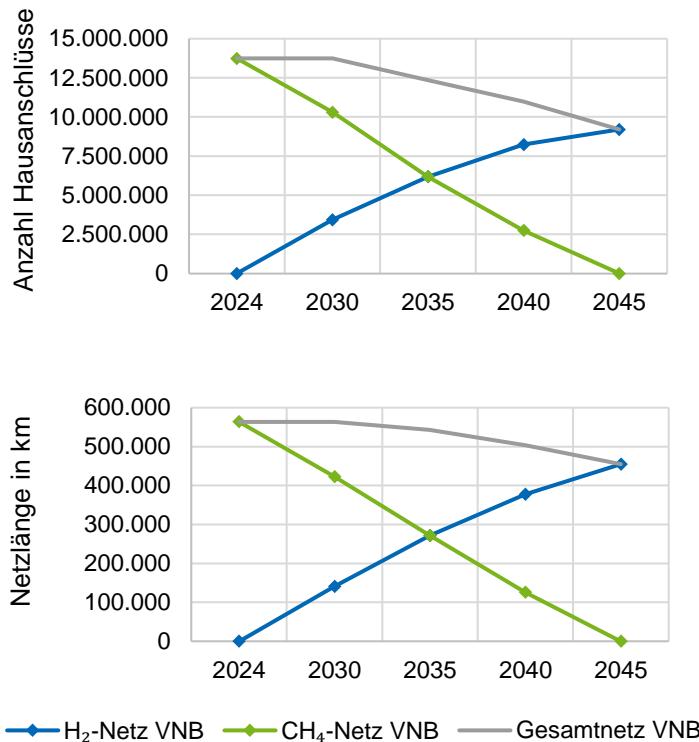
<sup>1</sup> DVGW TransNetz, G 202145, 2023

# 3 Szenariorahmen

## Szenario Gasverteilnetz

Das Transformationsszenario des dt. Gasverteilnetzes bildet eine sukzessive Ertüchtigung für 100% H<sub>2</sub>-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 <sub>2</sub> -Readiness
2024	100% = 563.600 km <sup>1</sup>	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%



<sup>1</sup> DVGW H2vorOrt, GTP-Ergebnisbericht 2023

# 4 Modell-Input



Energie mit Zukunft. Umwelt und Verantwortung.

## 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 H<sub>2</sub>-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

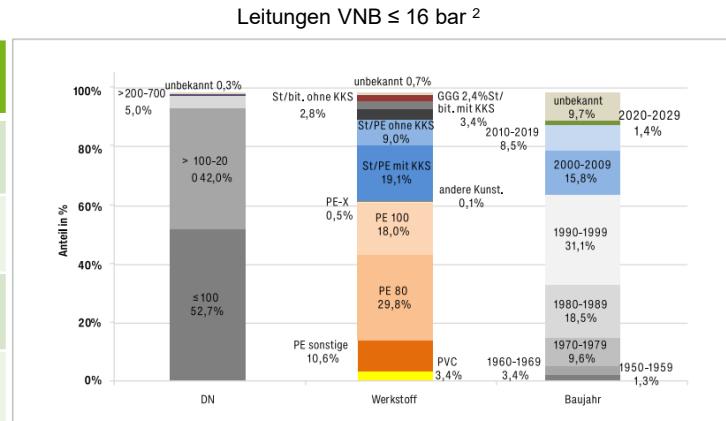
- Techno-ökonomische Parameter**
- Altersstruktur basierend u.a. auf DVGW-GaWaS
  - technische Nutzungsdauern
  - H<sub>2</sub>-Tauglichkeit
  - Asset-spezifische Austauschkosten

# 4 Modell-Input

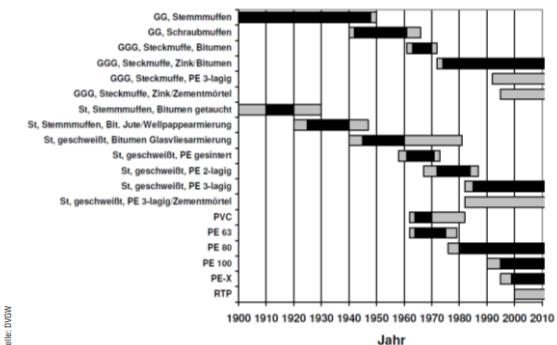
## Rohrleitungen (VNB)

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 2023<sup>1</sup>, der Bestanderfassung Gas aus den Jahren 2011 bis 2022<sup>2</sup> sowie der allgemeinen Verlegezeiträume nach DVGW G 401 (2009) – zurückgezogen bzw. DVGW G 402 (2011)<sup>3</sup>.

VNB	Netzlänge <sup>1</sup>
Netzanschlussleitungen	169.900 km
Netzlänge ≤ 16 bar	371.900 km
Netzlänge > 16 bar	21.800 km
<b>SUMME</b>	<b>563.600 km*</b>



Allgemeine Verlegezeiträume<sup>3</sup>



\*gerundeter Wert, Gesamtnetzlänge im Verteilnetz laut<sup>1</sup> beträgt 562.447 km

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

<sup>3</sup> DVGW G 401 (2009) – zurückgezogen, DVGW G 402 (2011)

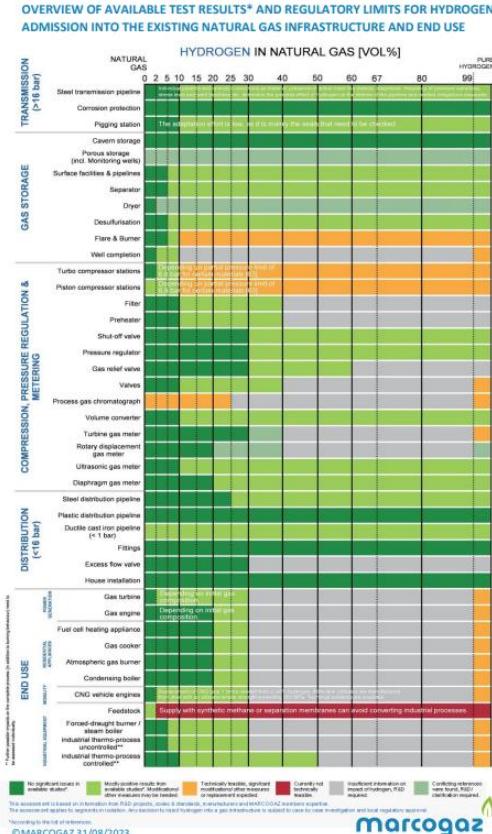
# 4 Modell-Input

## H<sub>2</sub>-Tauglichkeit

Die Bewertung der Wasserstofftauglichkeit der im Mengen-Kosten-Gerüst erfassten Assets der dt. Gasverteilnetzinfrastruktur basiert auf der DVGW-Datenbank verifHy<sup>1</sup> bzw. den DBI-Kompendien Wasserstoff VNB & FNB<sup>2</sup>, der Marcogaz-Infografik 2023<sup>3</sup> sowie dem GTP-Ergebnisbericht 2023<sup>4</sup>.

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



<sup>1</sup> DVGW-Datenbank verifHy<sup>2</sup> DBI-Kompendien Wasserstoff VNB & FNB (2019 bzw. 2021)

<sup>3</sup> Marcogaz (2023) <sup>4</sup> 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 H<sub>2</sub>-Tauglichkeit** wird durch die aktuelle H<sub>2</sub>-Verträglichkeit der einzelnen Assets im Gasnetz sowie durch die Zielwerte zur H<sub>2</sub>-Tauglichkeit entsprechend des Transformationsszenarios bestimmt. Ein außerplanmäßiger Austausch erfolgt dabei immer vor dem Ende der angesetzten technischen Nutzungsdauer.

# 5 Ergebnisse



Energie mit Zukunft. Umwelt und Verantwortung.

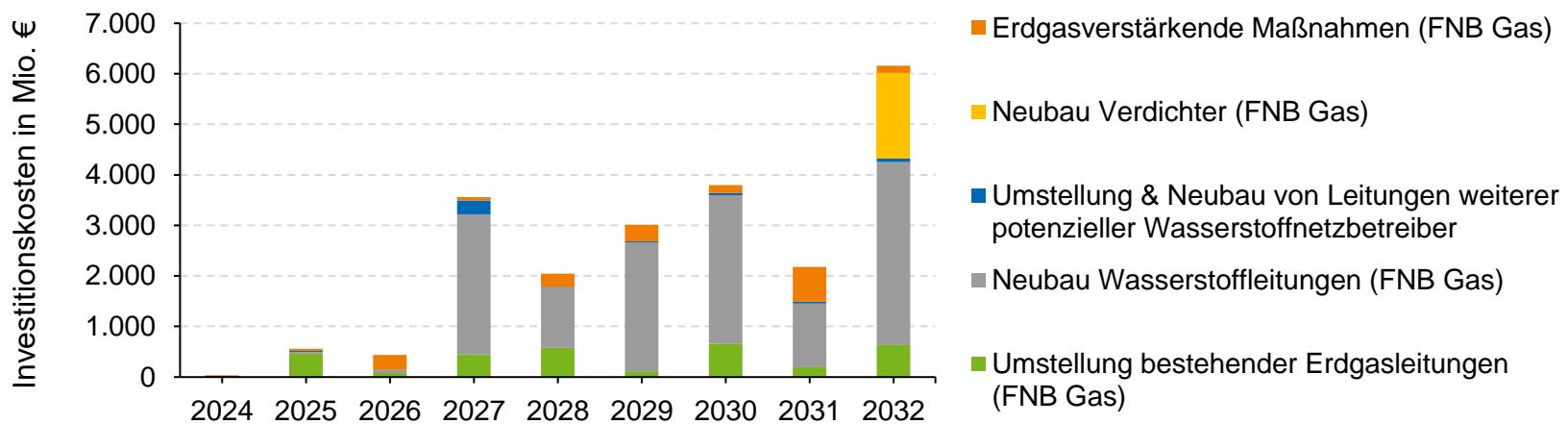
# 5 Ergebnisse

## Fernleitungsnetz

Basierend auf dem Antragsentwurf zum H<sub>2</sub>-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. €**.

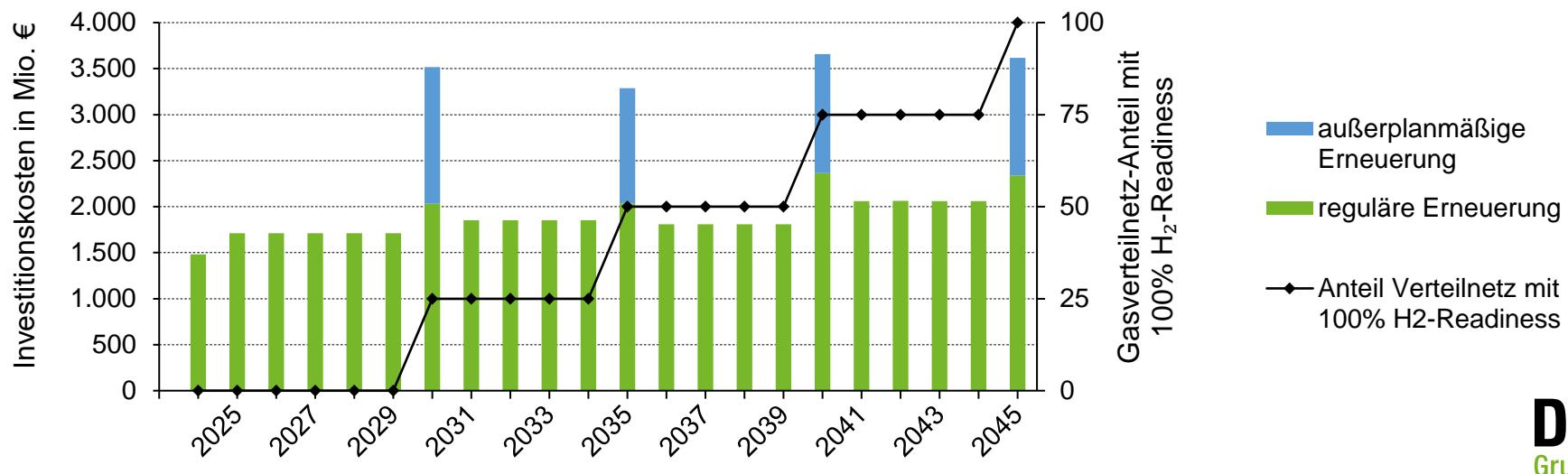


# 5 Ergebnisse

## 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.



# 5 Ergebnisse

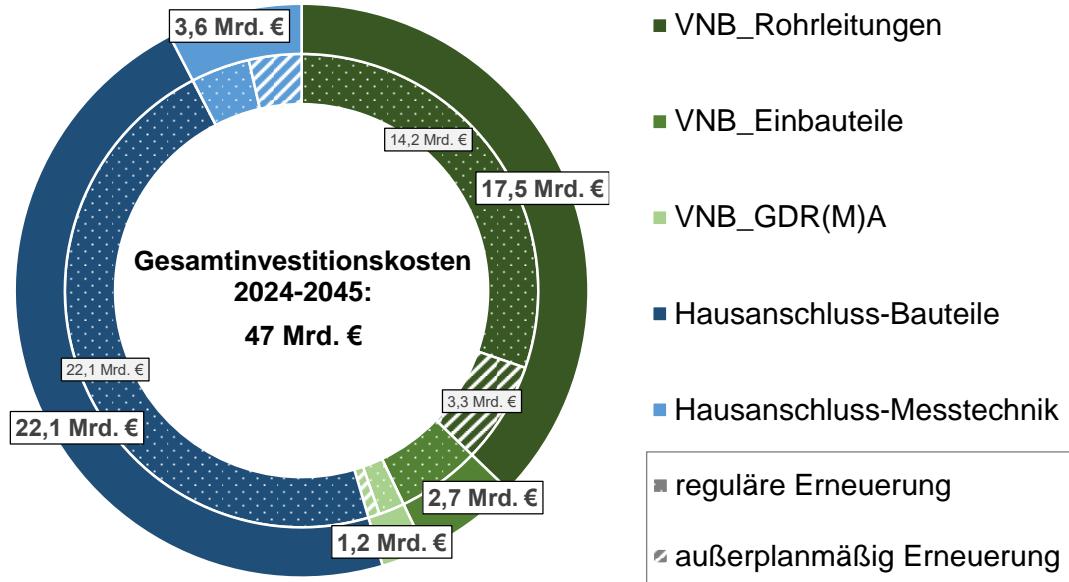
## Gasverteilnetz

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 H<sub>2</sub>-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.

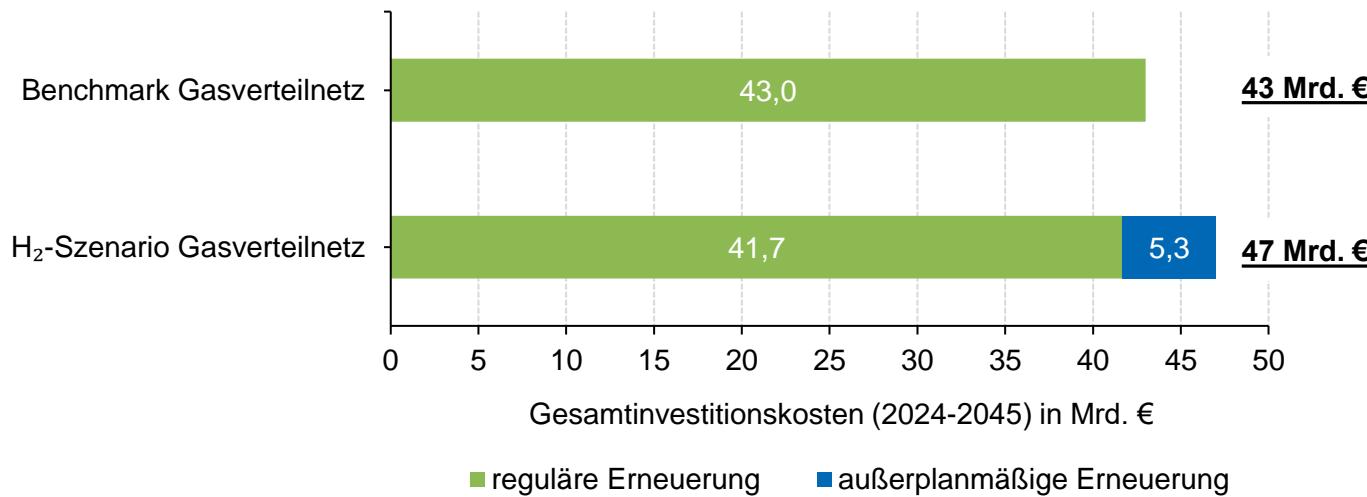
Hervorzuheben ist, dass Teile der nicht für Wasserstoff geeigneten Assets bereits im Rahmen der regulären Erneuerung ersetzt werden.



# 5 Ergebnisse

## 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 **H<sub>2</sub>-Mehrkosten** in Höhe von **4 Mrd. €**.

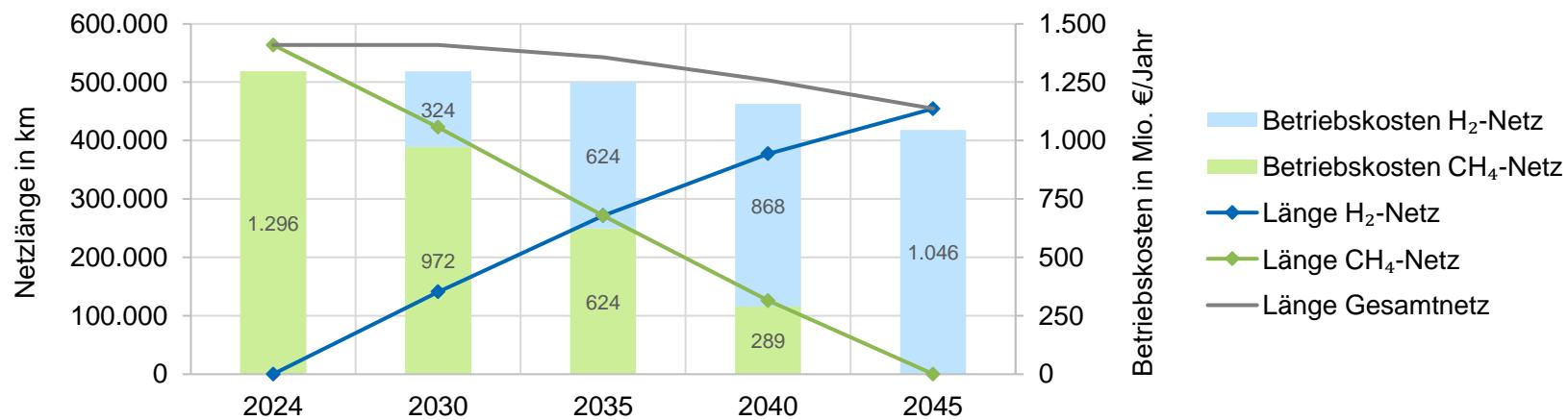


# 5 Ergebnisse

## 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



Energie mit Zukunft. Umwelt und Verantwortung.

**DBI**  
Gruppe

## 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 H<sub>2</sub>-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 H<sub>2</sub>-Kernnetzes inkl. erdgasverstärkender Maßnahmen 22 Mrd. €.

Damit steht eine Infrastruktur zur Verfügung, die über 9 Mio. Haushalte und Gewerbeleuten 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](mailto: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](mailto:jonas.sperlich@dbi-gruppe.de)

✉ [www.dbi-gruppe.de](http://www.dbi-gruppe.de)



Energie mit Zukunft. Umwelt und Verantwortung.

# Anhang



Energie mit Zukunft. Umwelt und Verantwortung.

**DBI**  
Gruppe

# 4 Modell-Input

## Mengen-Alters-Gerüst

### 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<sup>1</sup>
- Hochrechnung der tatsächlichen Anlagenanzahl über die entsprechenden Netzlängen nach GTP-Ergebnisbericht 2023<sup>2</sup>

VNB	Anzahl [-]
GDRA	31.579
GMA	8.012
GDRMA	17.569
<b>SUMME</b>	<b>57.161</b>

VNB	Anzahl [-]	Quelle
Prozessgaschromatographen (PGC)	172	DVGW 2018 <sup>3</sup>

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

# 4 Modell-Input

## Mengen-Alters-Gerüst

### Gastechnische Anlagen

Ableitung der Anzahl der Hauptkomponenten pro Anlage nach DVGW „Roadmap 2050“<sup>1</sup>

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

# 4 Modell-Input

## Mengen-Alters-Gerüst

### Armaturen & Einbauteile VNB:

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

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

# 4 Modell-Input

## Mengen-Alters-Gerüst

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

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

Vorgehensweise:

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

<sup>1</sup> DVGW H2vorOrt, GTP-Ergebnisbericht 2023 <sup>2</sup> BNetzA „Monitoringbericht 2023“

# 4 Modell-Input

## Mengen-Alters-Gerüst

### Komponenten im Hausanschlussbereich VNB

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

\* entspricht Anzahl der Marktlokationen 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<sup>1</sup>
2. Ermittlung der spezifische Zahl = Anzahl HA / 527.400 km
3. **Hochrechnung:** spezifische Zahl x Gesamtnetzlänge VNB (562.447 km<sup>3</sup>) = **erwartete Gesamtanzahl an HA bzw. HEKs**

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

1. Ermittlung der spezifischen Zahlen für GaWaS 2013-2022<sup>2</sup>: 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<sup>3</sup>) = **erwartete Gesamtanzahl an HDR**

# 4 Modell-Input

## Mengen-Alters-Gerüst

### Komponenten im Hausanschlussbereich VNB

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

### Vorgehensweise DBI-Hochrechnung Messtechnik: + ca. 7 %

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

### Technische Nutzungsdauern nach DVGW „Roadmap Gas 2050“<sup>1</sup>

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

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

# 4 Modell-Input

## Mengen-Alters-Gerüst

### Technische Nutzungsdauern nach DVGW „Roadmap Gas 2050“<sup>1</sup>

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
	Mengenumwerter	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

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

# 4 Modell-Input

## Kostendaten

### Rohrleitungen

Leitungsklasse	Spezif. Austauschkosten <sup>1</sup>
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“ <sup>2</sup>

### Nicht-Rohrleitungs-Assets

Bereich	Asset-Gruppe	Spezif. Austauschkosten <sup>1</sup>
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
	Mengenumwerter	5.000 €/Stück

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

### Nicht-Rohrleitungs-Assets

Bereich	Asset-Gruppe	MOP	Spezif. Austauschkosten <sup>1</sup>
GDRA	PGC	-	70.0000 €/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
	Druckregler	≤ 5 bar	1.100 €/Stück
	Druckregler	5 bis ≤ 16 bar	8.000 €/Stück
	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
GMA	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
GDRMA	Ventile	> 16 bar	5.100 €/Stück

<sup>1</sup> DBI-Expertise / Projekterfahrung