

WÄRMEVERSORGUNGSLÖSUNGEN IM KOSTENVERGLEICH

Anhang zur DVGW-Kurzstudie „Was kostet die Wärme der Zukunft? Ein Kostenvergleich alternativer Wärmeversorgungslösungen“

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (DVGW-EBI) und Frontier Economics

31. MAI 2026

ANHANG - VERZEICHNIS

Anhang A Methodik.....	3
A.1 Einordnung und Hinweise zur Analyse von Beispielgebäuden und der Einzelfallbe- trachtung	3
A.2 Berechnung der Total Cost of Ownership und zugrundeliegende Annahmen	3
Anhang B Detaillierte Ergebnisse der TCO für verschiedene Wärmeversor- gungslösungen.....	8
B.1 TCO im Einfamilienhaus der Effizienzklasse D	8
Abbildung 1 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2026	8
Abbildung 2 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2035	9
B.2 TCO im Einfamilienhaus der Effizienzklasse F.....	10
Abbildung 3 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2026	10
Abbildung 4 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2035	10
B.3 TCO im Mehrfamilienhaus der Effizienzklasse C	11
Abbildung 5 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2026	11
Abbildung 6 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2035	11
B.4 TCO im Mehrfamilienhaus der Effizienzklasse E	12
Abbildung 7 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2026	12
Abbildung 8 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2035	12
Anhang C Entwicklung und Sensitivität der Energieträgerpreise	13
Tabelle 1 Entwicklung und Sensitivität der Erdgaspreise.....	13
Tabelle 2 Entwicklung und Sensitivität der Biomethanpreise	13
Tabelle 3 Entwicklung und Sensitivität der Wasserstoffpreise	14
Tabelle 4 Entwicklung und Sensitivität der Strompreise.....	14
Tabelle 5 Entwicklung und Sensitivität der Fernwärmepreise	15
Anhang D Annahmen.....	16
D.1 Heizungskosten – Entwicklung der Investitions- und Wartungskosten je nach Hei- zungsgröße	16
Tabelle 6 Methan-Brennwertthermen (Erdgas und Biomethan)	16
Tabelle 7 Wasserstoff-Brennwertthermen	16
Tabelle 8 Wärmepumpen	16
Tabelle 9 Fernwärme-Hausstationen	17
D.2 Wirkungsgrade	17
Tabelle 10 Wirkungsgrade der Heizungstypen	17
Anhang E Literaturverzeichnis	19

Anhang A Methodik

A.1 Einordnung und Hinweise zur Analyse von Beispielgebäuden und der Einzelfallbetrachtung

Die Analyse konzentriert sich auf exemplarische Gebäude und erlaubt damit keine Aussagen über weitere gebäude- und ortsspezifische Umstände. Im realen Gebäudebestand beeinflussen weitere Faktoren die optimale Wahl der Wärmeversorgung, zum Beispiel der energetische Sanierungsstand, der individuelle Wärmebedarf und die bestehende und zukünftig lokal verfügbare Infrastruktur.

Viele der zugrundeliegenden Annahmen wie Energieträgerpreise und Netzentgelte sind mit hoher Unsicherheit behaftet. Weitere externe Faktoren, wie zum Beispiel Förderprogramme, haben einen Einfluss auf die Kosten für Gebäudeeigentümer:innen. Förderprogramme senken die privaten Kosten, verändern jedoch nicht die zugrunde liegenden volkswirtschaftlichen Kosten. Zudem sind Umfang, Ausgestaltung und Verfügbarkeit solcher Förderungen, etwa für Wärmepumpen, politisch determiniert und mit erheblicher Unsicherheit behaftet.

Die Analyse betrachtet ausschließlich die Kosten der Wärmeversorgungslösungen. Weitere für die Bewertung der Technologien relevante Aspekte, zum Beispiel politischer oder regulatorischer Art, werden nicht berücksichtigt. Dazu zählen zum Beispiel sozioökonomische Strukturen, unterschiedliche Verteilungswirkungen, Fragen der Akzeptanz und Umsetzbarkeit sowie Emissionsminderungspfade und klimapolitische Zielsetzungen. Die Ergebnisse erlauben daher keine umfassende Gesamtbewertung der Wärmeversorgungslösungen, sondern sind als kostenbezogene Teilbetrachtung zu verstehen.

Die Analyse basiert auf Einzelfallbetrachtungen und stellt daher keine Systembewertung dar. Eine umfassende Systembewertung der Wärmeversorgung erfordert zahlreiche weitere Abwägungen, wie zum Beispiel die Leistungsfähigkeit und Resilienz der jeweiligen Versorgungslösungen bzw. der dafür benötigten Infrastruktur. Die Bewertung der Wärmeversorgungslösung kann aus volkswirtschaftlicher Sicht eine andere sein. Eine solche Betrachtung ist jedoch nicht Bestandteil der Studie.

Wichtiger Hinweis: Die Analyse wurde im Februar 2026, vor Beginn des Krieges im Iran, durchgeführt. Durch die gestiegenen Großhandelspreise für Erdgas in Folge des Krieges im Iran würden sich die Gesamtkosten für Erdgasheizungen für das Stichjahr 2026 um 10 bis 15 Prozent erhöhen (Stand: Ende März 2026).

A.2 Berechnung der Total Cost of Ownership und zugrundeliegende Annahmen

Die Total Cost of Ownership (TCO) sind eine Metrik, mit der die Gesamtkosten von Wärmeversorgungs-lösungen bestimmt werden können. Die TCO beinhalten die Investitions- und Installationskosten der jeweiligen Heizungstypen, die relevanten Wartungskosten und die Kosten für die benötigten Energieträger. Die verwendeten Annahmen sind in Anhang C und Anhang D zu finden.

Grundsätzlich ergeben sich die jährlichen TCO für ein Stichjahr aus der Summe der:

- annuierten Investitions- und Installationskosten,
- der jährlichen Wartungskosten und
- dem Produkt der jährlichen Energieträgernachfrage und dem Energieträgerpreis für das Stichjahr.

Die einzelnen Komponenten werden im Folgenden weiter beleuchtet.

A.2.1 Investitions- und Installationskosten

Die Höhe der Investitionskosten hängt maßgeblich von der Dimensionierung der jeweiligen Heizungsanlage ab. Für die betrachteten Gebäudetypen wird die Anlagengröße auf Basis der erwarteten Spitzenlast bestimmt. Die Spitzenlast wurde anhand des Heizprofils für das Heizjahr 2019 aus dem When2Heat-Datensatz modelliert (Ruhnau & Muessel, 2023).

Für Wärmepumpen wird eine bivalente Auslegung unterstellt. Dabei werden die obersten 5 Prozent der Lastspitzen über einen elektrischen Heizstab gedeckt. Obwohl der Heizstab einen geringeren Wirkungsgrad als die Wärmepumpe aufweist, reduziert diese Annahme die erforderliche Auslegung der Wärmepumpe und damit die Investitionskosten erheblich.

Die aus der jeweiligen Anlagengröße abgeleiteten Investitions- und Installationskosten werden im TCO-Ansatz in Annuitäten über die technische Lebensdauer der Anlagen umgerechnet. Für die Annuitätenrechnung wird ein Zinssatz von 5 % unterstellt. Die Annuitätenrechnung ermöglicht es, die jährlichen TCO zu bestimmen. Für Fernwärmelösungen werden die Netzanschlusskosten den Installationskosten zugerechnet. Für die Annuitätenrechnung wurde folgende Formel verwendet:

$$\text{Annuierte Investitionskosten} = \text{Investitionskosten} * \frac{\text{Zinssatz} * (1 + \text{Zinssatz})^{\text{Lebensdauer}}}{(1 + \text{Zinssatz})^{\text{Lebensdauer}} - 1}$$

A.2.2 Wartungskosten

Die Wartungskosten werden als erwartete jährliche Kosten berücksichtigt und fließen direkt in die jährliche TCO-Berechnung ein. Es wird angenommen, dass sich Wartungskosten mit der Nachfrage nach der Anlage verändern. Sowohl steigende als auch sinkende Nachfrage

können aufgrund veränderter Herstellerkapazitäten und Ersatzteilverfügbarkeit zu Preissenkung/-steigerungen führen.

A.2.3 Energieträgerkosten

Die Energieträgerkosten werden unter Berücksichtigung der aktuellen Studienlage sowie verfügbarer Terminpreise für die Jahre 2035 und 2045 geschätzt. Die genauen Zahlenwerte und Annahmen sind den Tabellen in Anhang C zu entnehmen. Die Beschaffungskosten, Netzentgelte und Vertriebsmargen werden jeweils angepasst. Für die Vertriebsmarge wird angenommen, dass 50 Prozent der im Monitoringbericht gelisteten Marge konstant bleibt. Die verbleibenden 50 Prozent werden als variable Komponente angenommen, die sich in Abhängigkeit zu den Beschaffungskosten errechnen lässt. Das Verhältnis zwischen variabler Kostenkomponente und Beschaffungskosten wird dabei jeweils über gasförmige Energieträger und Strom konstant gehalten. Steuern und Abgaben werden als konstant über die Zeit angenommen: die Energiesteuer als absolut konstant in ct/kWh und Mehrwertsteuer als relativ konstant in %.

Die Entwicklung der Fernwärmekosten für die Jahre 2030 bis 2045 basiert auf den Kostenannahmen der Prognos-Studie (2024). Auf Grundlage dieser Annahmen wurden – ausgehend von den prognostizierten Investitionen in den Ausbau der Energieerzeugungsanlagen, den Netzausbau sowie den Ausgaben für Energieträger – die zusätzlichen Kosten pro Kilowattstunde Fernwärme berechnet. Dabei wurden unterschiedliche Stadttypen berücksichtigt, die in der Prognos-Studie als Kleinstadt (bis 20.000 Einwohner), Mittelstadt (bis 100.000 Einwohner) und Großstadt (über 100.000 Einwohner) definiert werden. Aufgrund der höheren Bebauungsdichte und der größeren Zahl an Verbrauchern pro Anschlussmeter fallen die Kosten des Fernwärmeausbaus in Großstädten niedriger aus als in Kleinstädten. Die resultierende Kostenentwicklung wurde mit den aktuellen Fernwärmepreisen verrechnet und bildet damit die Grundlage für die Fernwärmekostenprognosen für die Jahre 2035 und 2045.

Für das Jahr 2026 werden zuletzt verfügbare Daten des Monitoringberichts der Bundesnetzagentur zugrunde gelegt. Diese wurden auf Konsistenz mit Marktpreisen zum Zeitpunkt der Analysedurchführung (Februar 2026) geprüft. Für das Jahr 2055 werden konstante Energieträgerkosten angenommen, weshalb sich die Betrachtung auch beim Heizungseinbau im Jahr 2035 auf die Stichjahre 2035 und 2045 beschränkt.

Zur Ermittlung der jährlichen Energieträgerkosten werden die jeweiligen Preise mit dem absoluten Wärmebedarf multipliziert, wobei die technologiespezifischen Wirkungsgrade berücksichtigt werden. Für Wärmepumpen werden die stundenscharfen Arbeitszahlen direkt aus dem When2Heat-Datensatz entnommen (Ruhnau & Muessel, 2023).

A.2.4 Sensitivitäten oder Unsicherheiten

Erdgas-Brennwerttherme

Um einen späteren Umstieg auf Wasserstoff zu ermöglichen, nehmen wir im Erdgas-Szenario den Einbau einer H₂-Ready-Brennwerttherme an. Die Gesamtkosten werden wesentlich

durch den Gaspreis bestimmt. Eine zentrale Unsicherheitsquelle ist die Entwicklung der Netzentgelte. Diese hängen unter anderem von der zukünftigen Gasnachfrage ab. Darüber hinaus ergeben sich bereits heute starke regionale Unterschiede in der Netznutzung und den resultierenden Netzentgelten. Im Rahmen der Studie wurde für zukünftige Netzentgelte eine Verdreifachung der aktuellen durchschnittlichen Netzentgelte unterstellt (Agora Energiewende, 2023). Viele Verteilnetzbetreiber sehen jedoch auch langfristig reduzierte Netzkosten durch verkürzte kalkulatorische Nutzungsdauern (im Rahmen der KANU-Regelung 2.0 der Bundesnetzagentur seit 2025) und eine Weiternutzung durch deren Umwidmung auf Wasserstoff. Die aktuellen absoluten regionalen Unterschiede werden gleichbleibend auf die steigenden Netzentgelte verrechnet. Um eine Scheingenauigkeit zu vermeiden, werden die zukünftigen Netzentgelte auf ganze ct/kWh gerundet.

Biomethan-Brennwertthermen

Da Biomethan in konventionellen Brennwertthermen genutzt werden kann, entsprechen die Investitionskosten denen von Erdgasheizungen. Die TCO hängen jedoch stark von den Biomethanpreisen ab. Die Preisunsicherheit ist hier ausgeprägter als bei Erdgas und hängt im Wesentlichen von der eingesetzten Biomassequelle ab. Hinzu kommen Unsicherheiten, die sich aus den zukünftigen variablen Netzentgelten für den Transport über das bestehende Erdgasnetz ergeben. Für Biomethan wird die Nutzung des bestehenden Methannetzes unterstellt und daher dieselben Netzentgelte wie für Erdgas.

Bezüglich der Energieträgerpreise gibt es aktuell keine Studien oder fundierten Annahmen, die beschreiben, wie sich diese entwickeln könnten. Für die Stichjahre 2026, 2035 und 2045 werden deshalb konstante Bandbreiten bei den Beschaffungskosten für Biomethan angenommen. Diese werden im Wesentlichen durch die Gestehungskosten bestimmt, die wiederum von strukturellen Faktoren abhängig sind, darunter die Verfügbarkeit nachhaltiger Substrate, der Sammel- und Logistikkosten, die Anlagengröße und Aufbereitungskosten sowie Netzanbindung und Zertifizierung. Diese Faktoren können sich je nach Standort und Substrat stark unterscheiden, führen aber nicht zwingend zu einem eindeutigen, systematischen Preistrend über die Zeit. Die Bandbreite bildet daher eher die Heterogenität der Produktionskosten ab als eine punktgenaue Jahresprognose. Die hinterlegten Werte sind in Anhang C Tabelle 2 zu finden.

Wasserstoff-Brennwertthermen

Die derzeit erwarteten Investitionskosten für Wasserstoff-Brennwertthermen liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie bei Erdgas-Brennwertthermen. Entsprechend werden die TCO primär durch die zukünftigen Wasserstoffpreise bestimmt, die einer großen Unsicherheit unterliegen. Diese hängen zum Beispiel vom technologischen Fortschritt in der Wasserstoffproduktion sowie von möglichen Importoptionen ab.

Für unsere Schätzung nehmen wir an, dass der bezogene Wasserstoff grüner Wasserstoff ist. Beschaffungskosten für blauen Wasserstoff mittels Erdgasreformierung und mit CO₂-Speicherung werden als Sensitivität berücksichtigt. Die zukünftige Finanzierung von Wasserstoff-

(Verteil-)netzen ist derzeit mit erheblicher Unsicherheit behaftet, insbesondere im Hinblick auf die künftige Höhe der Netzentgelte. Gerade in der Hochlaufphase ist bei zunächst geringer Netzauslastung davon auszugehen, dass die spezifischen Netzentgelte – also die Entgelte je verbrauchter Kilowattstunde Wasserstoff – ohne zusätzliche Maßnahmen sehr hoch ausfallen würden. Dies könnte eine prohibitive Wirkung auf den Wasserstoff-Hochlauf entfalten.

Für die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber besteht mit dem Amortisationskonto bereits ein Konzept zur Zwischenfinanzierung von Mindererlösen in der Hochlaufphase, in der hohen Investitionskosten zunächst nur geringe Einnahmen gegenüberstehen (Bundesministerium der Finanzen, 2025). Dabei wird das Konto durch den Bund über die KfW abgesichert, während eine Rückführung der Kredite durch spätere Netznutzer bis 2055 vorgesehen ist. Im Rahmen der Kurzstudie wird davon ausgegangen, dass auch für Wasserstoff-Verteilnetzentgelte ein Mechanismus zur Dämpfung der anfänglichen Netzentgelthöhe bestehen wird, beispielsweise in Form eines vergleichbaren Amortisationskontos. Da die Höhe dieser gedeckelten Netzentgelte noch ungewiss ist, wird unterstellt, dass die Wasserstoff-Netzentgelte drei bis vier Mal so hoch sind wie die aktuellen durchschnittlichen Methan-Netzentgelte. Die Abschätzung basiert auf dem Hochlaufentgelt für das Wasserstoff-Kernnetz welches mit 25 €/kWh/h/a etwa 3,7-mal so hoch ist wie das aktuelle Entgelt für Erdgas mit 6,7 €/kWh/h/a (Schwarz, 2025). Um eine Scheingenauigkeit zu vermeiden, werden die zukünftigen Netzentgelte auf ganze ct/kWh gerundet (siehe Tabelle 3, Anhang C).

Wärmepumpe

Die Wahl des Stromtarifs und die lokale Netzinfrastruktur haben einen wesentlichen Einfluss auf die TCO einer Wärmepumpe. Spezifische Wärmepumpentarife mit reduzierten Netzentgelten und Abgaben sowie niedrige regionale Netzentgelte reduzieren die TCO und entsprechen in den vorliegenden Berechnungen dem Minimum. Ohne einen solchen Tarif und bei höheren lokalen Netzentgelten ergeben sich höhere Kosten. Für zukünftige Netzentgelte wird eine Verdopplung der aktuellen durchschnittlichen Netzentgelte unterstellt (Consentec & Frontier Economics, 2024). Die aktuellen absoluten Unterschiede zwischen Netzentgelten, die für einen durchschnittlichen Wärmepumpentarif anfallen und den hohen regionalen Netzentgelten, die für Haushaltsstrom anfallen können, werden gleichbleibend auf die steigenden Netzentgelte verrechnet. Um eine Scheingenauigkeit zu vermeiden, werden die zukünftigen Netzentgelte auf ganze ct/kWh gerundet.

Die Investitionskosten von Wärmepumpen liegen derzeit im Durchschnitt deutlich über den Investitionskosten von Brennwertthermen. Die Berechnungen basieren auf Hochtemperatur-Wärmepumpen, die im betrachteten Gebäudetyp einen Betrieb ohne umfangreiche bauliche Anpassungen ermöglichen. Bei Einsatz einer Niedertemperatur-Wärmepumpe wären sowohl die Investitionskosten als auch der Stromverbrauch geringer, jedoch würden zusätzliche Sanierungskosten anfallen, da in den meisten Fällen Fußbodenheizungen oder großflächige Heizkörper vorausgesetzt werden.

Um die Kosten inklusive des aktuell gültige Förderregime für Wärmepumpen abzubilden, wurden diese für den Heizungswechsel im Jahr 2026 bei den TCO berücksichtigt. Hierfür wurde

eine 50-prozentige Förderung für Einfamilienhäuser und eine 35-prozentige Förderung für Mehrfamilienhäuser¹ angenommen.

Aktuell verfügbare Förderprogramme reduzieren die effektiven Kosten für Gebäudeeigentümer:innen, verändern jedoch nicht die zugrunde liegenden volkswirtschaftlichen Kosten und sind mittel- und langfristig nicht verlässlich verfügbar. Weitere Effizienzgewinne wären durch eine getrennte Messung des Heizstroms in Verbindung mit einer smarten Steuerung und einem flexiblen Stromtarif denkbar.

Fernwärme

Größere, überwiegend urbane Netze bieten in der Regel günstigere Tarife als kleinere, ländlich geprägte Netze. Auch Netzanschlusskosten können stark lokal variieren. Zusätzliche Unsicherheiten ergeben sich aus den Kosten des Netzausbaus sowie aus Veränderungen im zugrunde liegenden Energiemix.

¹ Höhere Förderungen greifen nach Ausführungen der KfW nur für selbstnutzende Eigentümer:innen (https://www.kfw.de/Über-die-KfW/Newsroom/Aktuelles/News-Details_807936.html).

Anhang B Detaillierte Ergebnisse der TCO für verschiedene Wärmeversorgungslösungen

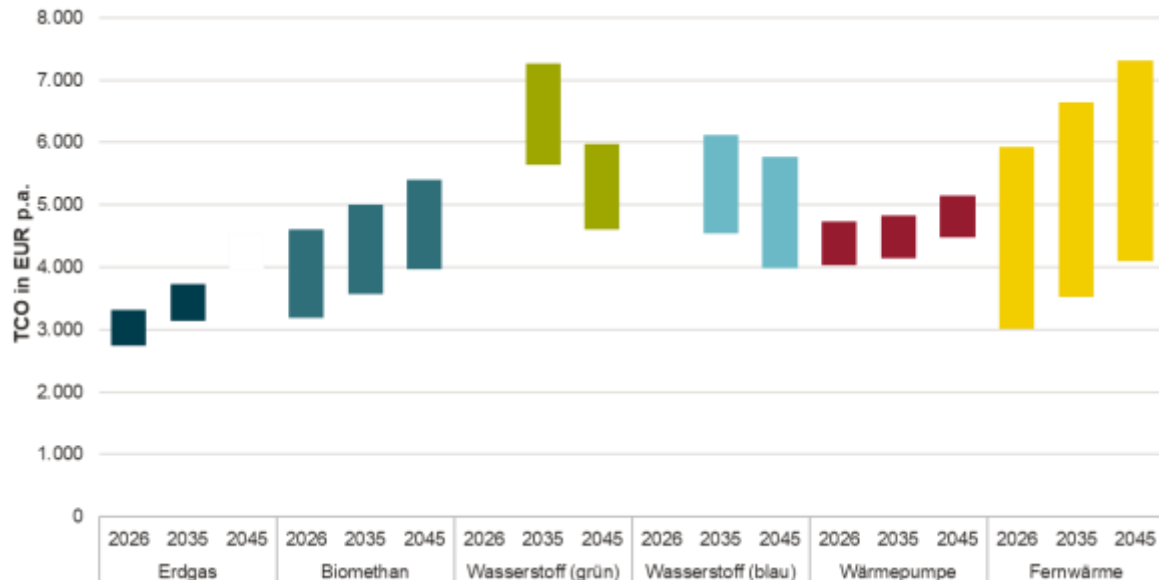
Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Total Cost of Ownership für Wärmeversorgungslösungen in verschiedenen Stichjahren und nehmen dabei an, dass die Heizungsoptionen entweder kurzfristig (2026) oder mittelfristig (2035) eingebaut werden. Die abgebildeten Bandbreiten zeigen die Unsicherheit anhand minimaler und maximaler TCO-Werte an.

Folgende Hinweise sind bei Betrachtung der Abbildungen zu berücksichtigen:

- In den TCO enthalten sind: Investitionskosten für das jeweilige Einbaujahr (annuisiert über eine Lebensdauer der Heizung von 20 Jahren), Wartungskosten für die jeweils verbauten Heizungen und die in den Stichjahren erwarteten Energieträgerkosten (siehe Anhang A.2).
- In den Erdgas- und Wasserstoffszenarien wird der Einbau einer H₂-Ready-Brennwerttherme angenommen. Ab 2045 ist das Heizen mit Erdgas im Rahmen der Klimaneutralität ausgeschlossen und wird nicht abgebildet. Für das Biomethan-Szenario haben wir die Investitionskosten einer konventionellen Brennwerttherme hinterlegt.
- Die dargestellten Kosten basieren stets auf einer förderunabhängigen, realwirtschaftlichen Grundlage und stellen die primäre Vergleichsbasis dar. Staatliche Förderungen von Wärmepumpen, wie sie aktuell möglich sind, können die Kosten dieser Versorgungslösung senken.

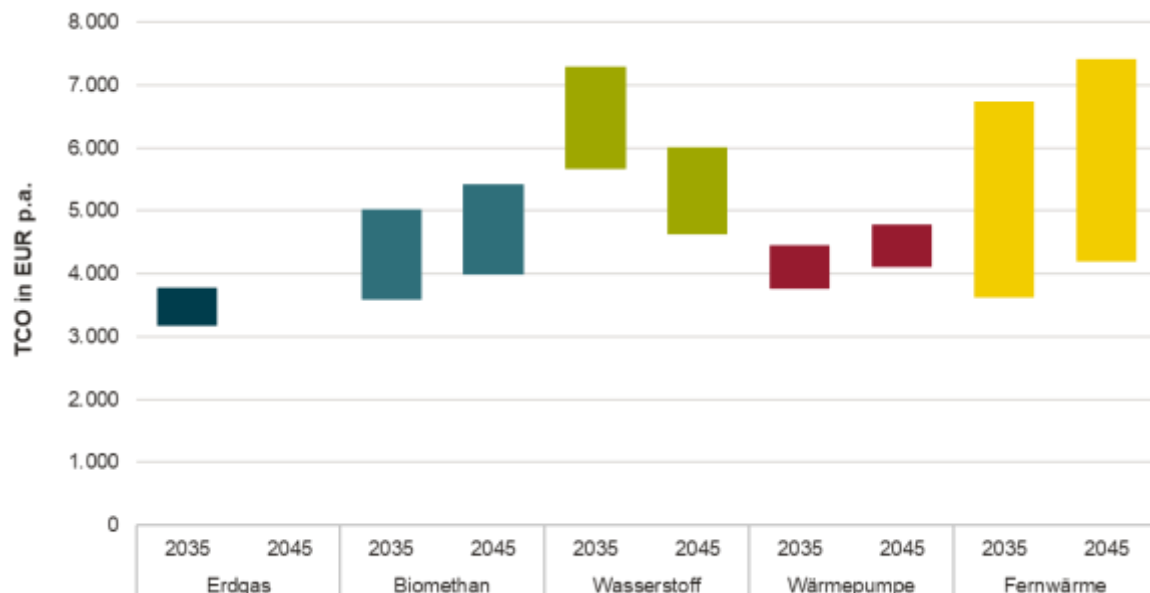
B.1 TCO im Einfamilienhaus der Effizienzklasse D

Abbildung 1 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2026



Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics.

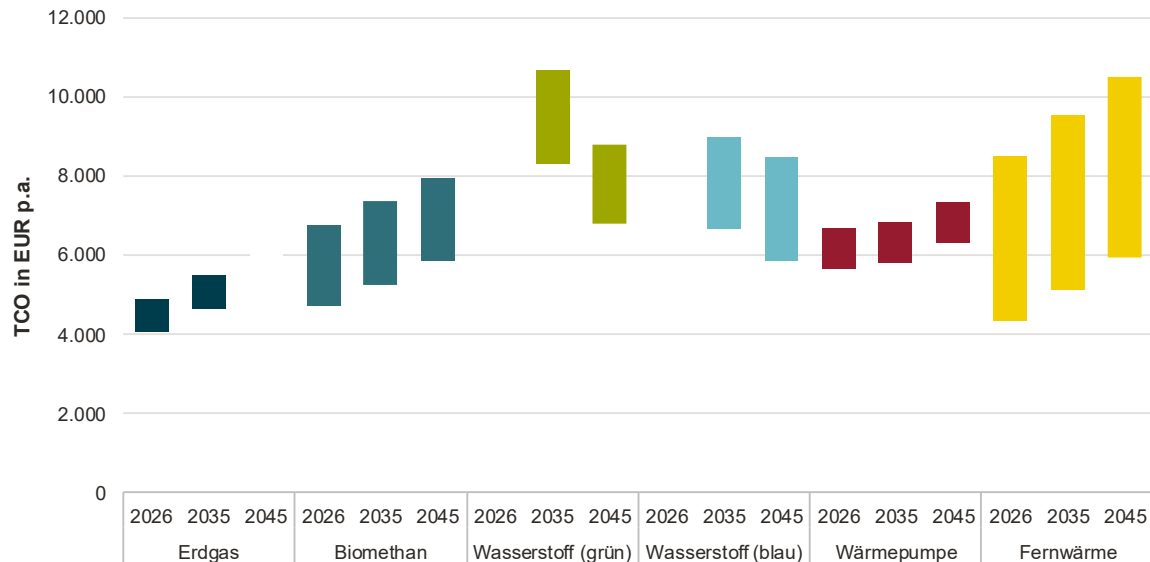
Abbildung 2 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2035



Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics.

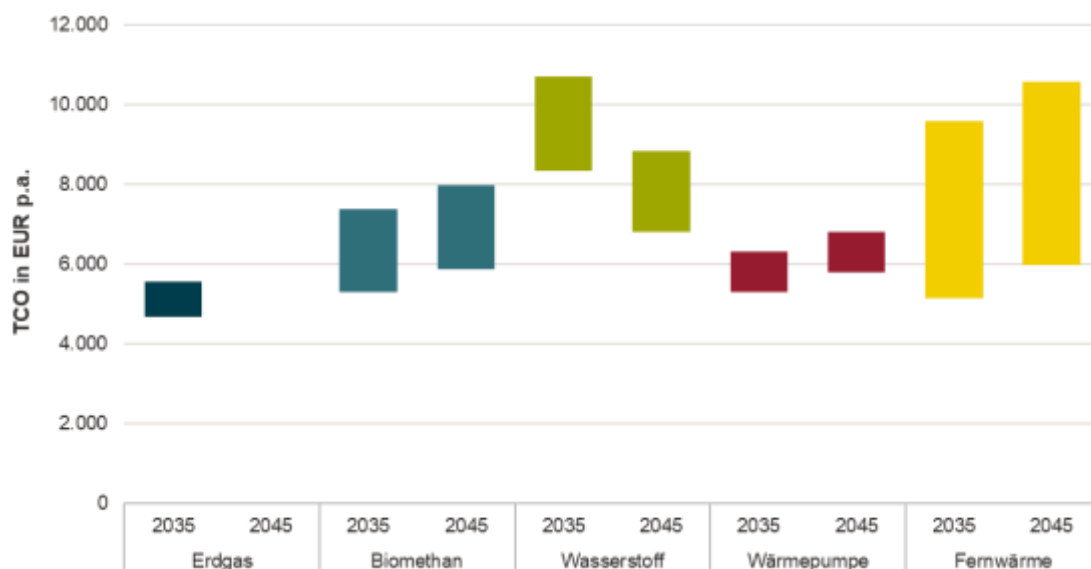
B.2 TCO im Einfamilienhaus der Effizienzklasse F

Abbildung 3 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2026



Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics.

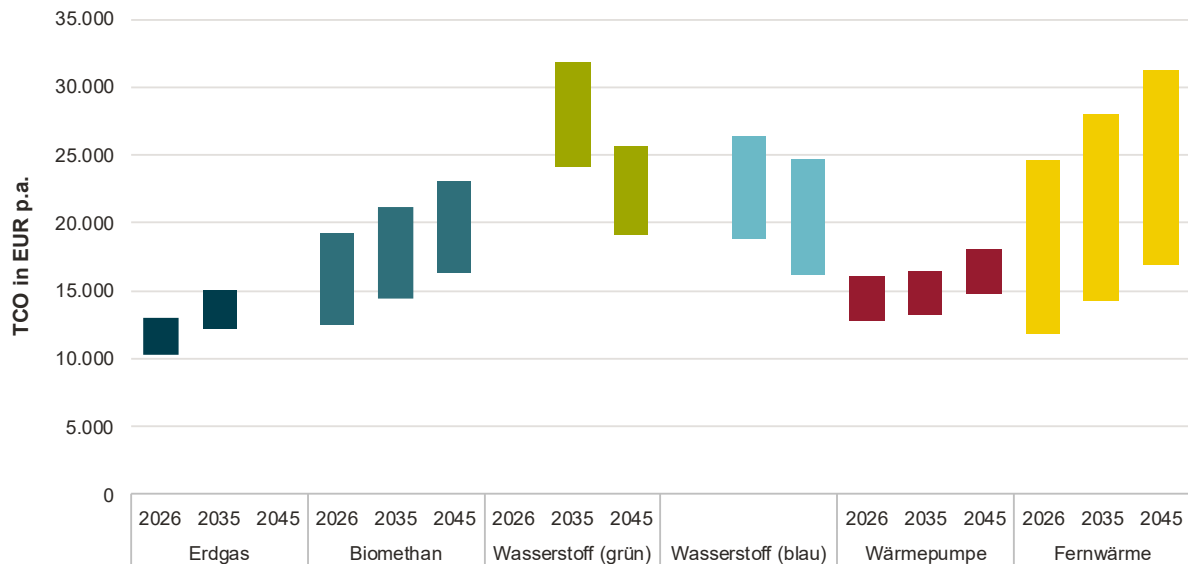
Abbildung 4 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2035



Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics.

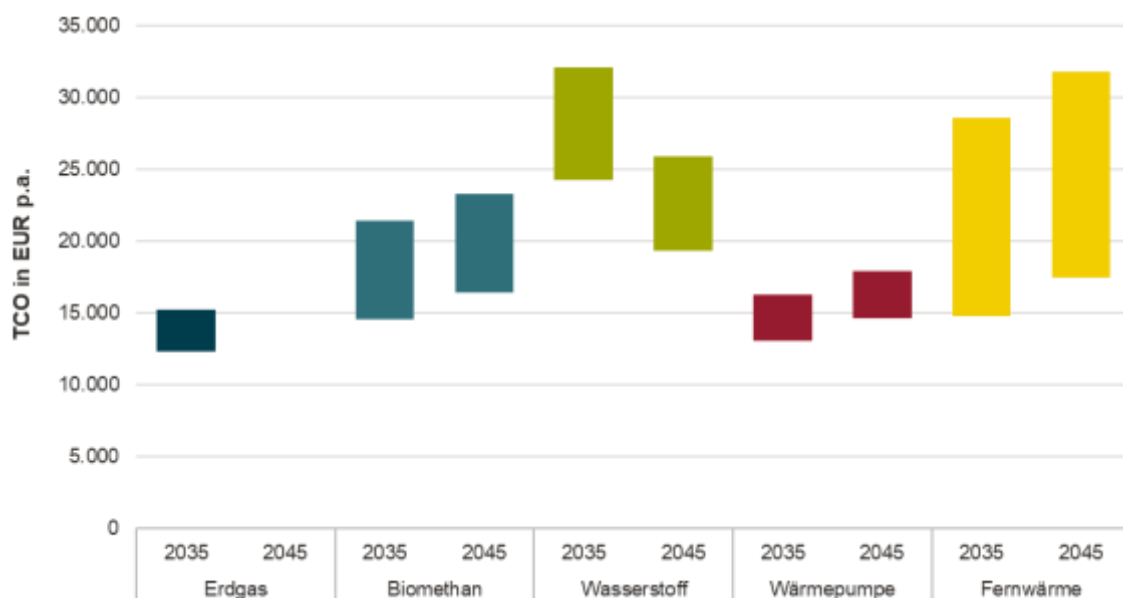
B.3 TCO im Mehrfamilienhaus der Effizienzklasse C

Abbildung 5 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2026



Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics

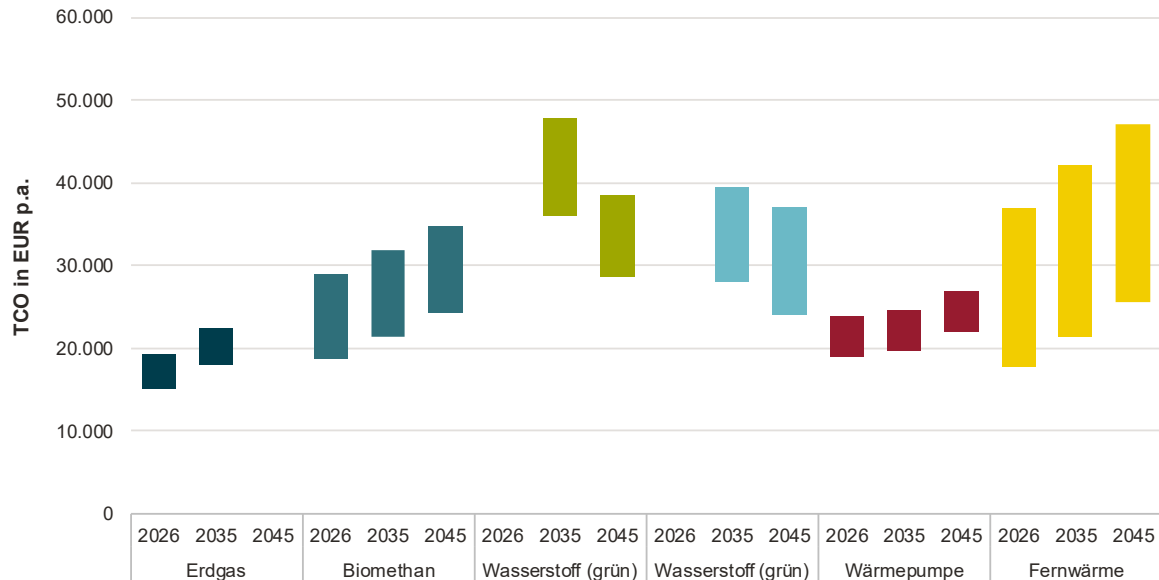
Abbildung 6 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2035



Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics.

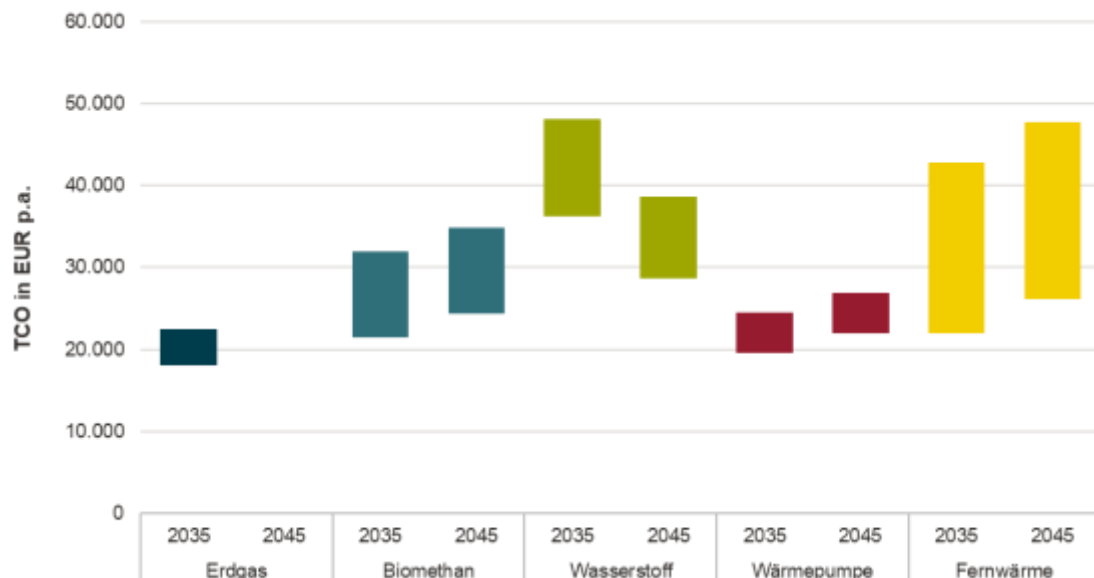
B.4 TCO im Mehrfamilienhaus der Effizienzklasse E

Abbildung 7 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2026



Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics.

Abbildung 8 Entwicklung der TCO bei einem Heizungseinbau im Jahr 2035



Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics.

Anhang C Entwicklung und Sensitivität der Energieträgerpreise

Tabelle 1 Entwicklung und Sensitivität der Erdgaspreise

	2026		2035	
in ct/kWh	Tief	Hoch	Tief	Hoch
Beschaffungskosten	4,75	4,75	2,55	2,55
Netzentgelt	1,12	4,01	3,00	6,00
Energiesteuer	0,55	0,55	0,55	0,55
Abgaben	0,17	0,17	0,17	0,17
CO ₂ -Kosten	0,99	0,99	3,60	3,60
CO ₂ -Preis in €/t	55	55	200	200
Fixe Vertriebskosten	0,74	0,74	0,74	0,74
Variable Vertriebskosten	0,74	0,74	0,39	0,39
Mehrwertsteuer	1,72	2,27	2,09	2,66
	10,77	14,21	13,09	16,66

Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics basierend auf BNetzA (2025), energate (o. D.), Agora Energiewende (2023) EWI (2025) und Ariadne (2024)

Hinweis: Die Netzentgelte sind die betrachtete Sensitivität und unterscheiden sich in den regionalen Ausprägungen der Netzentgelte. Im Stichtag 2026 sind die minimalen Netzentgelte in Niedersachsen und die maximalen Netzentgelte in Sachsen. Die Differenz der Unterschiede wird für die folgenden Jahre entsprechend der Studienlage fortgeschrieben.

Tabelle 2 Entwicklung und Sensitivität der Biomethanpreise

	2026		2035		2045	
in ct/kWh	Tief	Hoch	Tief	Hoch	Tief	Hoch
Beschaffungskosten	7,72	11,33	7,72	11,33	7,72	11,33
Netzentgelt	1,12	4,01	3,00	6,00	5,00	8,00
Energiesteuer	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Abgaben	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Fixe Vertriebskosten	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
Variable Vertriebskosten	1,19	1,75	1,19	1,75	1,19	1,75
Mehrwertsteuer	2,18	3,52	2,54	3,90	2,92	4,28
	13,67	22,07	15,91	24,44	18,29	26,82

Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics basierend auf BNetzA (2025), Agora Energiewende (2023) und energate (o. D.)

Hinweis: Die Beschaffungskosten und Netzentgelte sind die betrachteten Sensitivitäten. Die Beschaffungskosten unterscheiden sich je nach genutzter Biomasse. Für 2026, 2035 und 2045 werden konstante Preisbandbreiten angenommen, weil die Gesteuerungskosten von Biomethan vor allem durch strukturelle Faktoren bestimmt werden. Die Bandbreite bildet daher eher die Heterogenität der Produktionskosten ab als eine punktgenaue Jahresprognose. Aus diesem werden auch nachfolgende Preisbestandteile über die Jahre konstant gehalten. Bezüglich der Netzentgelte werden dieselben Werte wie für Erdgas angenommen, die regional variieren.

Tabelle 3 Entwicklung und Sensitivität der Wasserstoffpreise

	Grüner Wasserstoff				Blauer Wasserstoff			
	2035		2045		2035		2045	
in ct/kWh	Tief	Hoch	Tief	Hoch	Tief	Hoch	Tief	Hoch
Beschaffungskosten	13,50	18,82	9,00	13,22	8,71	13,81	6,31	12,31
in €/kg	4,50	6,27	3,07	4,40	2,90	4,60	2,10	4,10
Netzentgelt	7,00	9,00	7,00	9,00	7,00	9,00	7,00	9,00
Abgaben	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Fixe Vertriebskosten	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
Variable Vertriebskosten	2,09	2,91	1,39	2,05	1,34	2,14	0,98	1,91
Mehrwertsteuer	4,46	6,01	3,48	4,78	3,41	4,91	2,89	4,58
	27,96	37,65	21,77	29,95	21,37	30,77	18,07	28,71

Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics basierend auf BNetzA (2025), BCG & BDI (2025) und Öko-Institut & Deloitte (2025).

Hinweis: Die Beschaffungskosten sind die betrachtete Sensitivität und unterscheiden sich je nach technologischem Fortschritt basierend auf der aktuellen Studienlage.

Für die Wasserstoff-Verteilnetzentgelte wird ein Mechanismus zur Dämpfung der anfänglichen Netzentgelthöhe bestehen wird, beispielsweise in Form eines Amortisationskontos, wie es für das Wasserstoff-Kernnetz entwickelt wurde (siehe Erläuterung in Anhang A.2.4).

Tabelle 4 Entwicklung und Sensitivität der Strompreise

	2026		2035		2045	
in ct/kWh	Tief	Hoch	Tief	Hoch	Tief	Hoch
Beschaffungskosten	11,89	11,39	6,98	6,98	7,30	7,30
Netzentgelte	5,72	15,19	13,00	22,00	18,00	27,00
Energiesteuer	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
Abgaben	3,76	4,74	3,76	4,74	3,76	4,74
Fixe Vertriebskosten	1,62	2,23	1,62	2,23	1,62	2,23
Variable Vertriebskosten	1,62	2,23	0,95	1,36	0,99	1,43
Mehrwertsteuer	5,06	7,19	5,39	7,48	6,41	8,50
	31,72	45,02	33,75	46,84	40,12	53,24

Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics basierend auf Bundesnetzagentur (2025), energate (o. D.), vbw & Prognos (2024), Consentec & Frontier Economics (2024).

Hinweis: Die betrachteten Sensitivitäten sind tariflich. Beim Haushaltsstrom fallen aktuell höhere Netzentgelte und Abgaben an als bei Wärmepumpentarifen. Die durchschnittlichen Beschaffungskosten für Haushaltsstrom sind dabei günstiger als die durchschnittlichen Beschaffungskosten für Heizstrom weshalb die Beschaffungskosten im Hoch-Szenario günstiger sind als im Tief-Szenario. Heizstrom ist dennoch aufgrund der reduzierten Netzentgelte und Abgaben für Endkund:innen günstiger. Die Spannweite der regionalen Unterschiede der betrachteten Netzentgelte ist an die Differenz der minimalen Netzentgelte in Thüringen und der maximalen Netzentgelte im Saarland angelehnt.

Tabelle 5 Entwicklung und Sensitivität der Fernwärmepreise

	2026		2035		2045	
	Tief	Hoch	Tief	Hoch	Tief	Hoch
Fernwärmepreis [ct/kWh]	13,49	29,08	16,52	33,33	19,88	37,33
Netzanschlusskosten [€]	4.728	8.400	4.728	8.400	4.728	8.400

Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics basierend auf waermepreis.info, Prognos (2024) und Langreder et al (2024).

Hinweis: Die betrachtete Sensitivität nimmt unterschiedliche lokale Fernwärmepreise an. Diese unterscheiden sich vor allem je nach Netzdichte und Energiemix. Die exemplarischen Fernwärmetarife sind für Frankfurt a.M. und Süderbrarup.

Anhang D Annahmen

D.1 Heizungskosten – Entwicklung der Investitions- und Wartungskosten je nach Heizungsgröße

Hinweis zu den angegebenen Leistungsbereichen: Im Einfamilienhaus entspricht der untere Leistungsbereich der Effizienzklasse D und der obere Leistungsbereich der Effizienzklasse F. Die angegebenen Leistungsbereiche berücksichtigen zudem, dass bei Wärmepumpen aufgrund der bivalenten Auslegung kleinere Geräte dimensioniert werden. Die daraus resultierende Leistungsdifferenz wird durch einen Heizstab gedeckt.

Tabelle 6 Methan-Brennwertthermen (Erdgas und Biomethan)

			2026	2035
Einfamilienhaus (5 bis 11 kW)	Investitionskosten	€/kW	1.370	1.403
	Wartungskosten	€ p.a.	130	133
Mehrfamilienhaus (C) (18 bis 26 kW)	Investitionskosten	€/kW	700	776
	Wartungskosten	€ p.a.	160	177
Mehrfamilienhaus (E) (30 bis 42 kW)	Investitionskosten	€/kW	510	533
	Wartungskosten	€ p.a.	270	282

Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics basierend auf Langreder et al (2024).

Tabelle 7 Wasserstoff-Brennwertthermen

			2026	2035
Einfamilienhaus (5 bis 11 kW)	Investitionskosten	€/kW	1.440	1.473
	Wartungskosten	€ p.a.	150	153
Mehrfamilienhaus (C) (18 bis 26 kW)	Investitionskosten	€/kW	720	796
	Wartungskosten	€ p.a.	180	199
Mehrfamilienhaus (E) (30 bis 42 kW)	Investitionskosten	€/kW	520	540
	Wartungskosten	€ p.a.	290	301

Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics basierend auf Langreder et al (2024).

Tabelle 8 Wärmepumpen

			2026	2035
Einfamilienhaus (5 bis 11 kW)	Investitionskosten	€/kW	3.960	3.335
	Wartungskosten	€ p.a.	350	295
Mehrfamilienhaus (C) (18 bis 26 kW)	Investitionskosten	€/kW	2.310	2.230
	Wartungskosten	€ p.a.	690	666
Mehrfamilienhaus (E) (30 bis 42 kW)	Investitionskosten	€/kW	2.000	1.983
	Wartungskosten	€ p.a.	900	892
	Heizstab	€/kW	50	50

Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics basierend auf Langreder et al (2024), Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2021) und heizung.de

Hinweis: Annahme, dass Hochtemperatur-Wärmepumpen Investitionskosten aufweisen, die rund 28 % über denen von Niedertemperatur-Wärmepumpen liegen. Wartungskosten sind vor Inflation.

Tabelle 9 Fernwärme-Hausstationen

			2026	2035
Einfamilienhaus (5 bis 11 kW)	Investitionskosten	€/kW	584	730
	Wartungskosten	€ p.a.	50	62
Mehrfamilienhaus (C) (18 bis 26 kW)	Investitionskosten	€/kW	284	508
	Wartungskosten	€ p.a.	50	90
Mehrfamilienhaus (E) (30 bis 42 kW)	Investitionskosten	€/kW	238	390
	Wartungskosten	€ p.a.	100	164

Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics basierend auf Langreder et al (2024).

D.2 Wirkungsgrade

Tabelle 10 Wirkungsgrade der Heizungstypen

		Wirkungsgrad/Arbeitszahl
Methan-Brennwerttherme		Wirkungsgrad: 95 %
Wasserstoff-Brennwerttherme		Wirkungsgrad: 95 %
Wärmepumpe		Arbeitszahl: Stündlich differenziert, aus When2Heat-Datensatz
Heizstab		Wirkungsgrad: 99 %
Fernwärme		Wirkungsgrad: 95 %

Quelle: DVGW EBI / Frontier Economics basierend auf Langreder et al (2024) und Open Power System Data (2023).

Anhang E Literaturverzeichnis

Das Literaturverzeichnis umfasst alle zitierten Quellen der dazugehörigen DVGW-Kurzstudie „Wie viel kostet die Wärme der Zukunft? Ein Kostenvergleich alternativer Wärmeversorgungs-lösungen“ (abrufbar unter <https://www.dvgw.de/leistungen/publikationen/publikationsliste/kurzstudie-kostenvergleich-waermeversorgungsloesungen>) sowie des dazugehörigen Datenanhangs. Die online verfügbaren Dokumente wurden zwischen Februar und April 2026 abgerufen.

Agora Energiewende (2023). *Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze – Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfkompatible Transformation*. Online verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/ein-neuer-ordnungsrahmen-fuer-erdgasverteilnetze>

Ariadne (2024). *Heizkosten und Treibhausgasemissionen in Bestandswohngebäuden: Aktualisierung auf Basis der GEG-Novelle 2024*. Online verfügbar unter: <https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-heizkosten-und-treibhausgasemissionen-in-bestandswohngebäuden/>

ASUE (2025). *Heizungstechnik mit H₂*. Online verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/leistungen/publikationen/publikationsliste/heizungstechnik-mit-wasserstoff>

BCG Boston Consulting Group, BDI Bundesverband der Deutschen Industrie (2025). *Energiewende auf Kurs bringen – Impulse für eine wettbewerbsfähige Energiepolitik*. Online verfügbar unter: <https://energiewende.bcg.com/home/>

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2025a). *Aktualisierte BDEW-Studie „Wie heizt Deutschland 2023?“*. Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/studie-wie-heizt-deutschland/>

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2025b). *Wärmemarkt in Zahlen: Mit welchen Heizungen wird der Wohnungsbestand in Deutschland beheizt?* Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/waerme-waermewende-heizung/heizung-statistik/>

Bundesministerium der Finanzen (2025). *Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes: Die erste Auszahlung an die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber aus dem Amortisationskonto ist erfolgt*. Online verfügbar unter: <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Pressemitteilungen/Finanzpolitik/2025/03/2025-03-25-finanzierung-des-wasserstoff-kernnetzes.html>

BNetzA Bundesnetzagentur (2025). *Monitoringbericht 2025*. Online verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>

Consentec GmbH, Frontier Economics Limited (2024). *Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom*. Studie im Auftrag von BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/bdew-studie-zur-entwicklung-der-stromnetzentgelte/>

co2online (o. D.). *Wohnen und Sanieren: Wohngebäude-Statistiken 2002 bis heute*. co2online gemeinnützige Beratungsgesellschaft mbH. Online verfügbar unter:

<https://www.wohngebaeude.info/daten/#/gebaeude/bundesweit>

Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2021). *Cost-optimal domestic electrification (CODE)*. BEIS Research Paper Number: 2021/051. Online verfügbar unter: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/632038fee90e077dba7762a6/CODE-Final-Report-WHOLE-FINAL-v20.pdf>

Diefenbach, N. (2012). *Application of building typologies for modelling the energy balance of the residential building stock (TABULA)*. Institut Wohnen und Umwelt. Online verfügbar unter: <https://webtool.building-typology.eu/#bm>

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V. & DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut am KIT. *Klimaneutral mit Biomethan -Welche Regionen in Deutschland umsteigen könnten. Eine Kurzstudie*. Online verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/meldien/dvgw/leistungen/publikationen/klimaneutral-biomethan-kurzstudie.pdf>

effizienzhaus-online.de (2026). *Energieeffizienzklasse*. Online verfügbar unter: <https://www.effizienzhaus-online.de/energieeffizienzklasse/>

energate (o. D.). *Marktdaten Strom und Marktdaten Erdgas & Biomethan*. Online verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/market/>

European Commission – Directorate-General Energy (2026). *AccelerateEU – Energy Union - affordable and secure energy through accelerated action*. Online verfügbar unter: https://energy.ec.europa.eu/publications/accelerateeu-energy-union-affordable-and-secure-energy-through-accelerated-action_en

EWI Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2025). *Auswirkungen und Preispfade des EU ETS2*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/auswirkungen-und-preispfade-des-eu-ets2/>

heizung.de (o. D.). *Heizstab: Merkmale und Einsatz in der Heiztechnik*. Online verfügbar unter: <https://www.heizung.de/elektroheizung/wissen/heizstab-merkmale-und-einsatz-in-der-heiztechnik.html>

Langreder, J., et al. (2024). *KWW-Technikkatalog Wärmeplanung*. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) / Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende (KWW). Online verfügbar unter: <https://www.kww-halle.de/service/infothek/detail/kww-technikkatalog-waermeplanung-begleitedokument>

Öko-Institut (2022). *Mindestvorgaben für die Gesamteffizienz von Bestandsgebäuden*. Online verfügbar unter: <https://www.oeko.de/publikation/mindestvorgaben-fuer-die-gesamteffizienz-von-bestandsgebaeuden/>

Öko-Institut, Deloitte Sustainability & Climate GmbH (2025). *Wasserstoff-Erzeugungskosten – Determinanten, Stand und Perspektiven*. Online verfügbar unter: <https://www.oeko.de/publikation/wasserstoff-erzeugungskosten/>

Ruhnau, O. & Muessel, J. (2023). *When2Heat Heating Profiles*. Open Power System Data. Online verfügbar unter: <https://data.open-power-system-data.org/when2heat/2023-07-27>

Prognos AG (2024). *Perspektive der Fernwärme – Aktualisierung des Gutachtens „Perspektive der Fernwärme – Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik“ aus dem Jahr 2020*. Studie im Auftrag von AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. und Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU). Online verfügbar unter: https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Presse/Pressemitteilungen/2024/Perspektive_der_Fernwärme_-_2024.pdf

Schwarz, M. (2025). *Bundesnetzagentur legt Hochlaufentgelt für das Wasserstoff-Kernnetz fest*. H2-News. Online verfügbar unter: <https://h2-news.de/regelwerk/bundesnetzagentur-legt-hochlaufentgelt-fuer-das-wasserstoff-kernnetz-fest>

Statista (2026a). *Energieverbrauch für Wärmezwecke in Deutschland nach Sektoren im Jahr 2024*. Online verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/614202/umfrage/waermeverbrauch-in-deutschland-nach-sektoren/>

Statista (2026b). *Größe der Wohnfläche in Wohngebäuden in Deutschland in den Jahren von 1995 bis 2024*. Online verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/70099/umfrage/wohnflaeche-in-wohngebaeuden-in-deutschland-seit-1994/>

vbw / Prognos (2024). *Strompreisprognose*. Online verfügbar unter [https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2024/Downloads/Strompreisprognose_2024_v4-\(002\).pdf](https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2024/Downloads/Strompreisprognose_2024_v4-(002).pdf)

waermepreise.info (o. D.). *Fernwärmepreise*. Online verfügbar unter: <https://www.waermepreise.info/>

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.