

Biotreppe, CO₂-Bepreisung und die Zukunft der Heizkosten

Wie sich Wärmekosten, Gasnetze und Investitionsentscheidungen bis 2045 verändern können

Michael Kleen

Energiefachwirt (IHK) | Stand: 02.09.2026

Kernaussage

Die Gastherme kann technisch weiterhin funktionieren. Die wirtschaftliche Frage lautet jedoch: Wie teuer werden fossile CO₂-Kosten und klimafreundliche Brennstoffe über 15 bis 20 Jahre - und welche Einsparpotenziale entstehen auf der Stromseite durch Wärmepumpe, § 14a EnWG, PV und intelligentes Energiemanagement?

Über den Autor



Michael Kleen

Energiefachwirt (IHK)

Michael Kleen – Energiefachwirt (IHK)

Michael Kleen verbindet Energiewirtschaft, Technik und Regulierung mit der praktischen Umsetzung der Energiewende. Seine fachlichen Schwerpunkte liegen in den Bereichen Wärmepumpen, Photovoltaik, Batteriespeicher, Elektromobilität, Energiemanagement und Sektorenkopplung sowie den dazugehörigen gesetzlichen und normativen Rahmenbedingungen.

Als Technischer Leiter bei FEGA & Schmitt im Technikzentrum verbindet Michael Kleen technische Expertise mit praxisorientiertem Wissenstransfer. Als Referent und Lehrbeauftragter vermittelt er sein Fachwissen regelmäßig in Schulungen, Fachvorträgen und Weiterbildungen. Darüber hinaus bringt er seine Erfahrungen aus der Praxis in die Normungsarbeit bei VDI und DKE ein.

Im Mittelpunkt seiner Arbeit steht nicht die einzelne Technologie, sondern das Zusammenspiel des gesamten Energiesystems: Erzeugung, Speicherung, Wärme, Mobilität, Netze und intelligente Steuerung.

Fachliche Schwerpunkte

- Wärmepumpen und effiziente Gebäudetechnik
- Photovoltaik und Energiespeicher
- Elektromobilität und Ladeinfrastruktur
- Energiemanagement und Sektorenkopplung
- Energie- und Netzregulierung
- Energiewirtschaftsrecht
- Schulungen, Fachvorträge und Wissenstransfer

„Komplexe Zusammenhänge der Energiewende verständlich erklären – und aus Technik, Regulierung, Energiewirtschaftsrecht und Wirtschaftlichkeit Lösungen entwickeln, die in der Praxis funktionieren.“

Michael Kleen | Energiefachwirt (IHK) | Stand: 02.09.2026

1. Executive Summary

Mit dem Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) bleibt der Einbau gasförmiger oder flüssiger Brennstoffheizungen grundsätzlich möglich. Für neu eingebaute Anlagen im Bestand gewinnt jedoch die Brennstoffqualität schrittweise an Bedeutung: Die sogenannte Biotreppe erhöht den Mindestanteil klimafreundlicher Brennstoffe über die kommenden Jahre.

Parallel wirkt die CO₂-Bepreisung auf den fossilen Anteil. Damit entstehen bei einer Gasheizung zwei voneinander unterschiedliche Kostenrisiken: Der verbleibende fossile Brennstoff wird durch den CO₂-Preis belastet, während der wachsende klimafreundliche Anteil von der zukünftigen Verfügbarkeit und dem Preis von Biomethan, Wasserstoff oder anderen zulässigen Brennstoffen abhängt.

Die Wärmepumpe verschiebt das Kostenrisiko auf die Stromseite. Gleichzeitig entstehen dort zusätzliche Optimierungsmöglichkeiten: § 14a EnWG, Photovoltaik, Batteriespeicher, Wallbox, Klimaanlage und ein HEMS können Verbrauch, Eigenstromnutzung und Netzentgelte beeinflussen.

Das Whitepaper nutzt deshalb keine vermeintlich exakte Preisprognose bis 2045, sondern Szenarien. Sie sollen zeigen, welche Größen die Wirtschaftlichkeit beeinflussen und warum bei einer Heizungsentscheidung die Gesamtkosten über die Nutzungsdauer betrachtet werden sollten.

2. Die Biotreppe: Was verändert sich?

Für nach dem 29.07.2026 neu eingebaute Öl-/Gasheizungen im Bestand wird in der hier zugrunde gelegten Modellierung folgende Staffel betrachtet:

Zeitpunkt	Mindestanteil klimafreundlicher Brennstoffe
ab 2029	10 %
ab 2030	15 %
ab 2035	30 %
ab 2040	60 %

Für einen Beispielverbrauch von 22.000 kWh pro Jahr bedeutet das rechnerisch: 2.200 kWh klimafreundlicher Brennstoff ab 2029, 3.300 kWh ab 2030, 6.600 kWh ab 2035 und 13.200 kWh ab 2040. Diese Mengenbetrachtung allein sagt noch nichts über den späteren Preis aus - genau darin liegt die zentrale Unsicherheit.

3. CO₂-Bepreisung: zweiter Kostentreiber

Die CO₂-Bepreisung verteuert den fossilen Anteil der Wärmeversorgung. Für 2026 wird in der Modellrechnung ein nationaler Preiskorridor von 55 bis 65 Euro je Tonne CO₂ berücksichtigt. Mit dem Übergang in den europäischen Emissionshandel für Gebäude und Verkehr wird die Preisbildung künftig stärker marktgetrieben.

Für Investitionsentscheidungen ist deshalb nicht sinnvoll, einen einzigen CO₂-Preis für 2035 oder 2040 als sicher anzunehmen. Belastbarer ist eine Sensitivitätsrechnung: Wie verändert sich die Wirtschaftlichkeit, wenn CO₂- und Brennstoffpreise moderat, stärker oder sehr stark steigen?

4. Warum Gas zwei Preisrisiken trägt

Bei einer Gasheizung wird die zukünftige Wirtschaftlichkeit nicht von einem einzigen Preis bestimmt. Der Endpreis setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen, die sich in den kommenden Jahren unterschiedlich entwickeln können. Für eine Investitionsentscheidung über 15 bis 20 Jahre reicht deshalb der Vergleich des heutigen Gaspreises mit dem heutigen Strompreis nicht aus.

Preisrisiko 1: Fossiler Gaspreis und CO₂-Bepreisung

Solange ein Teil des eingesetzten Brennstoffs fossil bleibt, wirken zwei Größen gleichzeitig: der eigentliche Beschaffungspreis für Erdgas und die CO₂-Bepreisung. Der Gasmarkt reagiert auf Beschaffungskosten, Importstrukturen, Speicherstände, geopolitische Entwicklungen und Nachfrage. Zusätzlich verteuert der CO₂-Preis gezielt den fossilen Anteil. Damit kann selbst ein stabiler Rohgaspreis zu steigenden Endkosten führen, wenn die CO₂-Kosten zunehmen.

Für die Modellrechnung bedeutet das: Der CO₂-Preis wird nicht als sicherer Einzelwert bis 2045 verstanden. Er ist eine Sensitivitätsgröße. Je höher der CO₂-Preis ausfällt, desto stärker wird der fossile Anteil belastet. Das Risiko sinkt zwar mit wachsendem klimafreundlichem Brennstoffanteil - gleichzeitig entsteht jedoch das zweite Preisrisiko.

Preisrisiko 2: Die Biotreppe verschiebt das Risiko auf klimafreundliche Brennstoffe

Mit der Biotreppe steigt der vorgeschriebene Mindestanteil klimafreundlicher Brennstoffe. In der hier verwendeten Modellierung sind dies 10 Prozent ab 2029, 15 Prozent ab 2030, 30 Prozent ab 2035 und 60 Prozent ab 2040. Bei 22.000 kWh Jahresverbrauch entsprechen 60 Prozent bereits 13.200 kWh, die nicht mehr durch gewöhnliches fossiles Erdgas abgedeckt werden können.

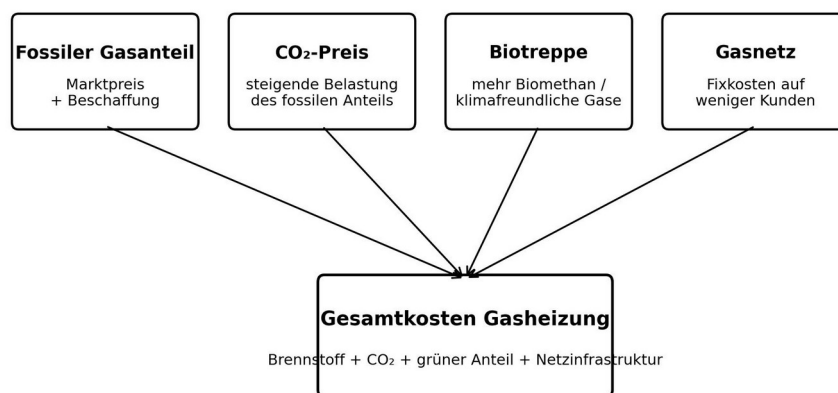
Damit wird die Frage nach Preis und Verfügbarkeit von Biomethan, Wasserstoff und anderen zulässigen Brennstoffen immer wichtiger. Technisch kann eine moderne Gastherme für bestimmte Gasqualitäten geeignet oder umrüstbar sein. Das beantwortet jedoch noch nicht die wirtschaftliche Frage, ob der benötigte klimafreundliche Brennstoff am Standort in ausreichender Menge und zu einem wettbewerbsfähigen Preis verfügbar sein wird.

Ein drittes Risiko entsteht aus dem Gasnetz selbst

Die Wärmewende verändert nicht nur die Brennstoffe, sondern auch die Auslastung der Gasverteilnetze. Wechseln in einem Netzgebiet viele Gebäude auf Wärmepumpen oder Wärmenetze, sinkt die Zahl der Gasanschlüsse. Betrieb, Wartung, Entstörung, Erneuerung und gegebenenfalls späterer Rückbau des Netzes verursachen jedoch weiterhin Kosten. Verteilen sich diese Fixkosten auf weniger Anschlussnehmer, kann der Kostendruck für die verbleibenden Gaskunden steigen.

Genau hier verbindet sich Punkt 4 mit der kommunalen Wärmeplanung: Ein Gasnetz mit belastbarer Transformationsperspektive ist wirtschaftlich anders zu bewerten als ein Netzgebiet, in dem langfristig eine dezentrale Wärmeversorgung oder ein Wärmenetz vorgesehen ist. Deshalb sollte bei einer neuen Gasheizung nicht nur das Gerät betrachtet werden, sondern auch die langfristige Strategie des örtlichen Gasnetzbetreibers.

Warum die Gasheizung mehrere langfristige Preisrisiken trägt



Entscheidend ist nicht nur, ob ein Gasgerät technisch weiter betrieben werden kann, sondern zu welchen Gesamtkosten der Energieträger über 15-20 Jahre verfügbar ist.

Abbildung: Vereinfachte Kostenskizze. Die Gasheizung trägt nicht nur ein Brennstoffpreisrisiko. CO₂-Kosten, die steigenden Anteile klimafreundlicher Gase und die zukünftige Auslastung des Gasnetzes wirken zusätzlich.

Was bedeutet das für den Eigentümer?

- Kurzfristig kann eine Gasheizung bei niedrigen Investitionskosten wirtschaftlich attraktiv erscheinen.
- Mittelfristig steigen mit der Biotreppe die Anforderungen an die Brennstoffqualität.
- Der fossile Restanteil bleibt der CO₂-Bepreisung ausgesetzt.
- Langfristig kommt die Frage hinzu, wie das lokale Gasnetz ausgelastet, transformiert und finanziert wird.
- Die technische H₂- oder Biomethanfähigkeit eines Geräts ist deshalb nicht gleichbedeutend mit langfristiger Kostensicherheit.

Die zentrale Aussage lautet daher: Die Gasheizung kann technisch weiterhin funktionieren, trägt aber mehrere voneinander abhängige Kostenrisiken. Für einen fairen Vergleich mit einer Wärmepumpe müssen diese Risiken über die gesamte Nutzungsdauer berücksichtigt werden - genauso wie auf der Stromseite § 14a EnWG, PV-Eigenverbrauch und intelligentes Energiemanagement berücksichtigt werden sollten.

5. Modellrechnung 2026-2045

Die folgende Grafik fasst die zuvor entwickelte Modellrechnung zusammen. Ausgangspunkt sind 22.000 kWh Gasverbrauch pro Jahr. Für die Wärmepumpe werden aus 90 % Nutzungsgrad der bisherigen Gasheizung rund 19.800 kWh Nutzwärme und bei einer JAZ von 4 grob 4.950 kWh Strombedarf pro Jahr abgeleitet.

Modellrechnung: Heizkostenentwicklung 2026–2045

Vergleich Gasheizung mit gesetzlicher Bio-/Grüngas-Treppe vs. Wärmepumpe mit § 14a EnWG (Modul 1 und Modul 2)

Jährliche Energiekosten in € (inkl. Brennstoff-/Stromkosten, CO₂-Kosten und Netzkosten/Entgelte)

Jahr	Bio-/Grüngas-Anteil	Gasheizung – Brennstoffkosten je Jahr in €			Wärmepumpe mit § 14a EnWG*		
		Gas günstig (optimistisch)	Gas mittel (realistisch)	Gas Risiko (Knappheitsszenario)	Modul 1 (pauschale NE-Reduktion)	Modul 2 (–60 % Arbeitspreis NE)	Modul 2 + 30 % PV (Eigenverbrauch)
2026	0 %	2.684 €	2.684 €	2.684 €	1.432 €	1.221 €	973 €
2027	0 %	2.720 €	2.720 €	2.720 €	1.453 €	1.239 €	986 €
2028	0 %	2.827 €	2.827 €	2.827 €	1.475 €	1.258 €	999 €
2029	10 %	2.982 €	2.992 €	2.992 €	1.497 €	1.276 €	1.012 €
2030	15 %	3.114 €	3.133 €	3.133 €	1.519 €	1.296 €	1.026 €
2031	15 %	3.201 €	3.226 €	3.226 €	1.542 €	1.315 €	1.039 €
2032	15 %	3.290 €	3.320 €	3.320 €	1.565 €	1.335 €	1.053 €
2033	15 %	3.379 €	3.415 €	3.415 €	1.589 €	1.355 €	1.067 €
2034	15 %	3.468 €	3.511 €	3.511 €	1.613 €	1.375 €	1.081 €
2035	30 %	3.548 €	3.644 €	3.644 €	1.637 €	1.396 €	1.096 €
2036	30 %	3.638 €	3.748 €	3.748 €	1.662 €	1.417 €	1.110 €
2037	30 %	3.730 €	3.853 €	3.853 €	1.687 €	1.438 €	1.125 €
2038	30 %	3.822 €	3.959 €	3.959 €	1.712 €	1.459 €	1.140 €
2039	30 %	3.914 €	4.066 €	4.066 €	1.738 €	1.481 €	1.156 €
2040	60 %	3.905 €	4.275 €	6.703 €	1.764 €	1.504 €	1.171 €
2041	60 %	3.975 €	4.417 €	6.993 €	1.790 €	1.526 €	1.187 €
2042	60 %	4.046 €	4.563 €	7.295 €	1.817 €	1.549 €	1.203 €
2043	60 %	4.118 €	4.714 €	7.611 €	1.844 €	1.572 €	1.219 €
2044	60 %	4.191 €	4.869 €	7.941 €	1.872 €	1.596 €	1.236 €
2045*	100 %	4.058 €	5.334 €	10.760 €	1.900 €	1.620 €	1.253 €

Kumulierter Vergleich 2026–2045 (Summe laufende Energiekosten)			
Gesamtkosten über 20 Jahre (2026 bis 2045)	70.600 €	75.300 €	94.400 €

Zentrale Erkenntnisse

- Die Wärmepumpe ist über den gesamten Zeitraum in allen Varianten deutlich günstiger als die Gasheizung.
- Bereits bis 2032 werden gegenüber Gas (optimistisch) mehr als 10.000 € Energiekosten eingespart, bis 2036 mehr als 20.000 €.
- Im Risikoszenario vervielfachen sich die jährlichen Kosten für Gas ab 2040 deutlich. 2045 ist Gas bis zu 6,6-mal teurer als die Wärmepumpe (Modul 2 + PV).

Erläuterung der Szenarien

- Gas günstig: moderate Gas- und Biomethanpreisentwicklung, ausreichendes Angebot.
- Gas mittel: realistische Annahme mit steigenden Energie- und CO₂-Kosten.
- Gas Risiko: knappes Biomethanangebot ab 2040 führt zu deutlicher Verteuerung.
- Wärmepumpe: 4.950 kWh Strombedarf/Jahr (aus 19.800 kWh Wärme bei JAZ 4).
- Modul 1: pauschale Netzentgelt-Reduktion; Modul 2: –60 % Arbeitspreis Netzentgelt (nur noch 40 % des regulären Arbeitspreises).
- Modul 2 + PV: 30 % Eigenverbrauch aus PV reduzieren den Strombezug entsprechend.

Annahmen (vereinfacht): 22.000 kWh Gasverbrauch/Jahr • Nutzungsgrad Gasheizung 90 % • CO₂-Preis Anstieg 65 € (2026) bis 200 € (2045) • Strompreis inklusive Steuern, Abgaben, Umlagen (Ausgang 2026: 32,95 ct/kWh, jährliche Steigerung) • Netzentgelte 2026 auf Basis Bundesdurchschnitt (Modul 2: –60 % Arbeitspreis) • Preisangaben netto inkl. CO₂-Kosten, gerundet *100 % ab 2045 entsprechend Ziel § 42a GMDG; ab 2045 vollständig klimaneutrale Brennstoffe zur Gebäudewärme (Quote noch nicht gesetzlich konkretisiert).

Erstellt von: *Michael Kleen* Stand heute: 02.06.2025

Hinweis: Mit Wallbox, Batteriespeicher und Klimaanlage ist durch intelligente Steuerung und Eigenverbrauch noch mehr drin!

Abbildung 1: Szenariomodell der jährlichen Energiekosten 2026-2045. Die dargestellten Zukunftswerte sind Modellannahmen, keine Preisprognosen.

6. Einordnung der Ergebnisse

Die Grafik zeigt drei Gasszenarien: eine günstige Entwicklung, eine mittlere Entwicklung und ein Risikoszenario mit deutlich steigenden Kosten klimafreundlicher Gase. Die Spreizung wird insbesondere ab 2040 sichtbar, wenn der modellierte Anteil klimafreundlicher Brennstoffe auf 60 % steigt.

Auf der Wärmepumpenseite werden § 14a Modul 1 und Modul 2 getrennt betrachtet. Bei Modul 2 wird nicht der gesamte Strompreis um 60 % reduziert; vielmehr wird der Arbeitspreis des Netzentgelts um 60 % abgesenkt, sodass 40 % dieses Netzentgelt-Arbeitspreises verbleiben. Die tatsächliche Entlastung hängt vom jeweiligen Netzgebiet und Tarif ab.

Die PV-Variante zeigt zusätzlich, wie Eigenverbrauch den Netzbezug reduzieren kann. Sie ist bewusst nur mit 30 % PV-Anteil modelliert. In einem realen Gebäude kann das Ergebnis je nach Dachfläche, Lastprofil, Speicher, Betriebsstrategie und Jahreszeit deutlich abweichen.

7. Mehr Potenzial durch Sektorenkopplung

Die Wärmepumpe sollte nicht isoliert betrachtet werden. In einem intelligent gesteuerten Gebäude können weitere flexible Verbraucher und Speicher zusätzliche wirtschaftliche Potenziale erschließen:

- Wallbox / Elektrofahrzeug: Laden in günstigen Zeitfenstern oder mit PV-Überschuss.

- Batteriespeicher: Verschiebung von PV-Erzeugung in Zeiten mit höherem Eigenverbrauch.
- Klimaanlage: elektrische Kühlung kann in das gleiche Energiemanagement eingebunden werden.
- HEMS: koordiniert Wärmepumpe, PV, Speicher, Wallbox und weitere steuerbare Verbraucher.
- Dynamische Tarife: können zusätzliche Verschiebungsanreize schaffen, wenn die technische und tarifliche Ausgestaltung passt.

8. Rolle der kommunalen Wärmeplanung

Die kommunale Wärmeplanung (KWP) wird zu einem zentralen Bindeglied zwischen kommunaler Infrastruktur, Gebäudeeigentümern und den Investitionsentscheidungen der Energieversorger. Sie beantwortet nicht die Frage, welche Heizung ein einzelner Eigentümer zwingend einbauen muss. Vielmehr soll sie aufzeigen, welche Versorgungsoptionen in einem Quartier langfristig technisch, wirtschaftlich und infrastrukturell plausibel sind.

Stand der Wärmeplanung in Deutschland

Das Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende (KWW) führt mit dem Wärmewendeatlas einen fortlaufend aktualisierten Überblick über den Bearbeitungsstand der KWP. Der aktuelle Datensatz liegt mit Stand August 2026 vor. Allein die Juli-Auswertung 2026 zeigte gegenüber Juni rund 600 weitere Kommunen im Planungsprozess und knapp 100 zusätzliche abgeschlossene Wärmeplanungen. Das verdeutlicht, wie schnell aus dem gesetzlichen Planungsauftrag eine konkrete kommunale Infrastrukturplanung wird. Das KWW weist zugleich darauf hin, dass die Übersicht keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt und einzelne Statusangaben zeitlich überholt sein können.

Eine weitere Auswertung des Projekts KOMpare von Fraunhofer ISE und Öko-Institut betrachtet 377 verfügbare Wärmepläne für insgesamt 938 Kommunen. Die Ergebnisse bestätigen einen wichtigen Trend: Wärmepumpen und Wärmenetze bilden in den ausgewerteten kommunalen Zielbildern die tragenden Säulen der zukünftigen Wärmeversorgung. Für Investoren und Gebäudeeigentümer wird deshalb zunehmend entscheidend, ob das eigene Gebäude künftig in einem Wärmenetzgebiet, einem Prüfgebiet oder in einem Gebiet mit voraussichtlich dezentraler Wärmeversorgung liegt.

Was ein Wärmeplan rechtlich bedeutet

Nach § 18 WPG werden Teilgebiete für die Betrachtungszeitpunkte 2030, 2035 und 2040 anhand von Bestandsanalyse, Potenzialanalyse und Wirtschaftlichkeitsvergleichen eingeordnet. Berücksichtigt werden dabei unter anderem Wärmegestehungskosten, Infrastrukturkosten, Realisierungsrisiken, Versorgungssicherheit und Treibhausgasemissionen. Wichtig ist die Abgrenzung: Der Wärmeplan selbst hat nach § 23 WPG keine rechtliche Außenwirkung und begründet keine einklagbaren Rechte oder Pflichten. Auch eine spätere Gebietsausweisung nach § 26 WPG führt gemäß § 27 WPG nicht automatisch zu einer Pflicht, eine bestimmte Wärmeversorgungsart zu nutzen.

Die KWP ist damit kein Heizungsbefehl, sondern ein Investitionskompass. Für eine Heizung mit 15 bis 20 Jahren Nutzungsdauer ist dieser Kompass jedoch wirtschaftlich hoch relevant: Wer heute investiert, sollte wissen, welche Infrastruktur am Standort in zehn oder fünfzehn Jahren voraussichtlich noch verfügbar und bezahlbar ist.

Die Gasverteilnetze werden zum Schlüsselfaktor

Besonders wichtig ist die KWP für die Zukunft der örtlichen Gasnetze. Gasnetzbetreiber sind nicht nur Datenlieferanten. Für die Wärmeplanung werden unter anderem Lage und Art des Netzes (Methan oder Wasserstoff), Inbetriebnahmejahre, Trassenlängen, Anschlusszahlen, Anschlussleistungen und die Auslastung bei Spitzenlast benötigt. Damit wird sichtbar, welche Rolle ein bestehendes Gasnetz im zukünftigen Wärmesystem überhaupt noch spielen kann.

§ 28 WPG verknüpft die kommunale Wärmeplanung ausdrücklich mit der Transformation der Gasverteilernetze. Für Prüfgebiete mit Gasnetz muss bewertet werden, ob eine Versorgung mit grünem Methan im Zieljahr plausibel ist. Eine positive Bewertung setzt unter anderem voraus, dass die Versorgung mit den vorgelagerten Netzplanungen vereinbar ist oder der Netzbetreiber nachvollziehbar darlegt, wie ausreichend grünes Methan erzeugt und gespeichert werden kann. Beschließt ein Gasverteilnetzbetreiber, Netzteile zu entkoppeln oder Neuanschlüsse beziehungsweise die Gasversorgung einzuschränken oder einzustellen, muss er dies der planungsverantwortlichen Stelle mitteilen.

Daraus entsteht eine neue wirtschaftliche Frage: Was passiert mit den Netzentgelten, wenn immer weniger Gebäude am Gasnetz verbleiben? Die Fixkosten für Betrieb, Wartung, Erneuerung und Rückbau verteilen sich dann auf eine kleinere Zahl von Anschlussnehmern. Das kann den Kostendruck für die verbleibenden Gaskunden zusätzlich erhöhen. Umgekehrt ist eine Weiterführung oder Umstellung eines Netzes auf Wasserstoff oder grünes Methan nur sinnvoll, wenn Brennstoffverfügbarkeit, Nachfrage, vorgelagerte Infrastruktur und Wirtschaftlichkeit zusammenpassen.

Für die Entscheidung im Gebäude bedeutet das:

- Wärmenetzgebiet: Anschlussoption, Preisentwicklung, Anschlusskosten und Dekarbonisierungspfad des Wärmenetzes prüfen.
- Dezentrales Gebiet: Wärmepumpe, PV, Speicher und Energiemanagement gewinnen als langfristig eigenständige Lösung an Bedeutung.
- Prüfgebiet/Gasperspektive: Nicht allein auf die technische H₂- oder Biomethanfähigkeit des Heizgeräts schauen, sondern auf die tatsächliche lokale Netz- und Brennstoffperspektive.
- Gasnetz ohne belastbare Transformationsperspektive: Zusätzlich zum Brennstoff- und CO₂-Preis besteht ein Infrastruktur- und Netzentgeltrisiko.

Die kommunale Wärmeplanung verändert damit die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Heizung grundlegend. Nicht nur Anschaffungspreis und heutiger Energiepreis zählen, sondern auch die Frage, welche Netzinfrastruktur am Standort langfristig getragen, transformiert oder möglicherweise zurückgebaut wird. Genau deshalb sollten Wärmeplan, Gasnetzstrategie, Stromnetzkapazität und die Möglichkeiten zur Sektorenkopplung gemeinsam betrachtet werden.

9. Fazit

Nicht nur den Wärmeerzeuger vergleichen - das Energiesystem rechnen.

Die Anschaffungskosten sind nur der Einstieg. Für eine belastbare Entscheidung gehören Brennstoffkosten, CO₂-Preis, Biotreppe, Strompreis, Netzentgelte, § 14a EnWG, PV, Speicher, Wartung, Gebäudeeigenschaften und die kommunale Wärmeplanung in eine gemeinsame 15- bis 20-Jahres-Betrachtung.

10. Methodik und Hinweise

Die dargestellten Kostenpfade sind Szenariorechnungen. Sie dienen der Sensitivitätsanalyse und ersetzen keine objektspezifische Energieberatung oder Tarifberechnung. Insbesondere zukünftige Preise für Biomethan, Wasserstoff, Erdgas, Strom, CO₂ sowie Netzentgelte sind nicht sicher prognostizierbar.

Die 100-%-Darstellung für 2045 in der Grafik ist als Modellannahme für eine vollständig klimaneutrale Brennstoffversorgung zu verstehen und nicht als heute bereits konkret festgelegte 100-%-Biomethanquote.

11. Quellen und weiterführende Grundlagen

Die folgenden Quellen bilden die fachliche und rechtliche Grundlage der im Whitepaper dargestellten Einordnungen, Modellannahmen und Szenarien.

Rechtlicher Rahmen

Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG)	Regelungen zur Brennstofftreppe und zum zukünftigen Einsatz klimafreundlicher Brennstoffe.
Wärmeplanungsgesetz (WPG)	Kommunale Wärmeplanung, Gebietseinteilung und die Transformation von Wärme- und Gasverteilnetzen, insbesondere §§ 18, 23, 27 und 28 sowie Anlage 2.
Bundesnetzagentur - § 14a EnWG	Regelungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und die Netzentgeltmodule 1 bis 3.
Umweltbundesamt	Nationaler Emissionshandel und CO ₂ -Bepreisung für Gebäude und Verkehr.

Studien und Wirtschaftlichkeit

Fraunhofer ISE	Untersuchungen zu langfristigen Heizkosten, Wärmepumpen, Fernwärme und Gasheizungen.
Ariadne-Projekt	Analysen zu Heizkosten, Technologiepfaden und Treibhausgasemissionen im Gebäudebestand.
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)	Analysen zu Biomethanverfügbarkeit, Brennstoffmärkten und möglichen langfristigen Preisentwicklungen.

Kommunale Wärmeplanung

Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende (KWW)	Status quo der Kommunalen Wärmeplanung und KWW-Wärmewendeatlas; aktueller Datensatz August 2026.
KWW, 07.08.2026	„Die Wärmewende geht voran“ - Auswertung des Bearbeitungsstands der kommunalen Wärmeplanung im Juli 2026.
Fraunhofer ISE / Öko-Institut - Projekt KOMpare	Auswertung von 377 verfügbaren kommunalen Wärmeplänen für insgesamt 938 Kommunen, Stand Juli 2026.

Online-Grundlagen

KWW Status quo der KWP: www.kww-halle.de/hintergrund/waermewende-status-quo

Gesetze des Bundes: www.gesetze-im-internet.de

Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de

Umweltbundesamt: www.umweltbundesamt.de

Hinweis: Die Modellrechnung stellt Szenarien und keine Preisprognose dar. Rechtliche Vorgaben und Marktbedingungen können sich verändern.