

Ariadne-Analyse

Heizkosten und Treibhausgasemissionen in Bestandswohngebäuden Aktualisierung auf Basis der GEG-Novelle 2024

GEFÖRDERT VOM



Autorinnen und Autoren



» Robert Meyer
Fraunhofer-Institut für Solare
Energiesysteme



» Nicolas Fuchs
Fraunhofer-Institut für Solare
Energiesysteme



» Dr. Jessica Thomsen
Fraunhofer-Institut für Solare
Energiesysteme



» Sebastian Herkel
Fraunhofer-Institut für Solare
Energiesysteme



» Dr. Christoph Kost
Fraunhofer-Institut für Solare
Energiesysteme

Anmerkung: Die ursprüngliche Version des Berichts vom Januar 2024 wurde am 11.04.2024 geändert. Dabei wurde die Förderung für Pelletkessel an den aktuellen Stand angepasst. In der ursprünglichen Fassung wurde von keiner Förderung für diese Technologie ausgegangen. Außerdem wurde der Verlauf des CO₂-Preises in Tabelle 1 und Abbildung 1 an die in Kapitel 3.2 bis 3.4 verwendeten CO₂-Preise angepasst. Ebenso wurden die CO₂-Kosten in den Tabellen im Anhang an diesen Preisverlauf angepasst und es erfolgte eine Berücksichtigung der Lebensdauer der Erdsonden von 50 Jahren statt 20 Jahren beim Sole-Wasser-Wärmepumpen-System.

Dieses Papier zitieren:

Robert Meyer, Nicolas Fuchs, Jessica Thomsen, Sebastian Herkel, Christoph Kost (2024): Heizkosten und Treibhausgasemissionen in Bestandsgebäuden – Aktualisierung auf Basis der GEG-Novelle 2024. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.
<https://doi.org/10.48485/pik.2023.028>

Herausgegeben von

Kopernikus-Projekt Ariadne
Potsdam-Institut für Klimafolgen-
forschung (PIK)
Telegrafenberg A 31
14473 Potsdam

Aktualisierte Fassung: Mai 2024
Erste Fassung: Januar 2024

Kontakt zu den Autorinnen und Autoren:
Robert Meyer, robert.meyer@ise.fraunhofer.de

Die vorliegende Ariadne-Analyse wurde von den oben genannten Autorinnen und Autoren des Ariadne-Konsortiums ausgearbeitet. Die Analyse spiegelt nicht zwangsläufig die Meinung des gesamten Ariadne-Konsortiums oder des Fördermittelgebers wider. Die Inhalte der Ariadne-Publikationen werden im Projekt unabhängig vom Bundesministerium für Bildung und Forschung erstellt.

Inhalt

Kernaussagen.....	1
1. Hintergrund und Ziel der Studie	5
2. Methoden und Annahmen des Heizkostenvergleichs.....	7
2.1 Methodik Heizkostenvergleich	7
2.2 Energieträgerpreise und CO ₂ -Preis	8
2.3 Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger	14
2.4 Investitionskosten.....	18
2.5 Aktuelle Förderbedingungen	19
2.6 Weitere ökonomische Randbedingungen.....	20
3. Kosten und Emissionen von Heiztechniken im Vergleich	21
3.1 Technologische Varianten	21
3.2 Fallbeispiel Einfamilienhaus.....	23
3.3 Fallbeispiel Mehrfamilienhaus	26
3.4 Variation des Effizienzstandards des Gebäudes	27
3.5 Die Rolle des CO ₂ -Preises	31
4. Fazit.....	35
Literaturangaben.....	37
Anhang.....	39

Kernaussagen

Um die Energiewende auch bei der Gebäudewärmeversorgung zu realisieren, sind die nächsten Jahre entscheidend, da bei den technischen Lebenszeiten der verschiedenen Heiztechniken vor dem Jahr 2045 in der Regel nur noch eine Neuinvestition getätigt wird. Die Entscheidung für eine neue Heiztechnik ist durch die verschiedenen Technologieoptionen und zusätzlichen Entscheidungsparameter, beispielsweise die Entwicklung des zukünftigen CO₂-Preises oder sich schnell ändernder CO₂-Äquivalente (CO₂-äq) von Energieträgern komplex.

Diese Studie fokussiert auf Bestandswohngebäude und die Kosten für den Austausch und Ersatz von Heizungssystemen. Im Neubau ist ein wirtschaftlicher Einsatz von Wärmepumpen und Fernwärme in vielen Fällen möglich und bereits gängige Praxis. In den letzten Jahren sind die Kosten für die Installation von Heizungssystemen deutlich gestiegen. Die Kostensteigerung lag über der allgemeinen Inflationsrate. Im Quartal II/22 betrug der Anstieg des Baupreisindex 17,9 % im Vergleich zum Vorjahreszeitraum. Die Preise der wichtigsten Energieträger waren sehr volatil mit einem starken Anstieg im Jahr 2022 und einem starken Rückgang im Laufe des Jahres 2023. Diese Entwicklungen berücksichtigt die vorliegende Analyse.

Das Kopernikus-Projekt Ariadne führt mit dieser Studie einen transparenten Wirtschaftlichkeitsvergleich im Lichte sich verändernder Randbedingungen durch und gibt eine Entscheidungshilfe zur Hand. Dabei muss eine Balance zwischen Realitätsnähe und Verallgemeinerung beziehungsweise Übersichtlichkeit der Ergebnisse gefunden werden. Diese Studie kann daher nicht jeden gebäudespezifischen Einzelfall oder aktuelle konjunkturbedingte Entwicklungen abdecken, sondern soll vielmehr Trends und deren Auswirkungen auf die verschiedenen Technologieoptionen darstellen. Die Daten und Ergebnisse dieser Studie können daher als Grundlage zur Entscheidungsfindung im selbstgenutzten Eigentum dienen oder ein Ausgangspunkt für eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsberechnung von realen technischen Lösungen sein.

Die Kernaussagen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

1. Ziel dieser Studie ist ein transparenter Vergleich der verschiedenen Technologieoptionen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und Klimawirksamkeit über den gesamten Lebenszyklus

- Der vorliegende Vergleich verwendet Angaben für das Jahr 2023 für Investitionen in Heizsysteme in bestehenden Ein- und Mehrfamilienhäusern und bezieht eine potenzielle zukünftige Entwicklung im deutschen Energie- bzw. Wärmesystem in Richtung Klimaneutralität 2045 mit ein.
- Eine fehlende Berücksichtigung von zukünftigen Entwicklungen dieser Entscheidungsparameter beim Vergleich der verschiedenen Heiztechniken kann zu Investitionsentscheidungen führen, die in Zukunft unerwartete Mehrkosten für den Investor oder Nutzer verursachen.

2. Die Berechnungen beruhen auf Annahmen, die mit Unsicherheiten behaftet sind.

- Die Kostenannahmen unterliegen dabei nicht nur der zeitlichen Unsicherheit, sondern können auch regional sehr unterschiedlich sein (bspw. auf Grund des lokalen Angebots an Handwerksbetrieben).
- Es gilt zu beachten, dass die exakte Vorhersage von langfristigen Trends unmöglich ist. Allerdings erlaubt diese Studie eine Analyse der Wirtschaftlichkeit und Klimawirksamkeit auf Basis der angenommenen Werte.

3. Durch eine umfassende Berücksichtigung der Entwicklung der CO₂-Emissionen zeigt sich in Bestandswohngebäuden, dass elektrische Wärmepumpen oder die Nutzung von Fernwärme zu den geringsten Emissionen der betrachteten Heizsysteme führt

- Durch den Umbau der Stromversorgung und den stetigen Ausbau der Erneuerbaren Energien wird die CO₂-Intensität des deutschen Strommix sinken. Daher werden die CO₂-Emissionen aller Heiztechniken, die auf Wärmepumpen basieren, reduziert und langfristig deutlich emissionsärmer als erdgasbasierte Lösungen sein.

- Auch die Reduzierung des Erdgasanteils durch eine anteilige Nutzung von Wasserstoff oder biogenen Anteilen, wie im Gebäude-Energiegesetz (GEG) gefordert, werden die Emissionen über die Lebenszeit der Technologien nicht in einem Maße reduzieren, dass Gase bei der Wärmebereitstellung mit Strom im Hinblick auf die Emissionen konkurrieren können.
- Die CO₂-Intensität netzgebundener Wärmeversorgung kann durch die Nutzung von Abwärme, Geo- und Solarthermie sowie den Einsatz von Großwärmepumpen deutlich gesenkt werden. Bei entsprechender Nutzung dieser Wärmequellen bzw. -erzeuger ist die Fernwärme eine Alternative und wichtiger Baustein bei der Wärmeversorgung von Gebäuden, insbesondere in verdichteten Siedlungsräumen.

4. Der zukünftige CO₂-Preis spielt eine entscheidende Rolle in der ökonomischen Bewertung.

- In Bestandswohngebäuden ist die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Heiztechniken wesentlich vom CO₂-Preis (sowie weiteren Fördermechanismen) abhängig. Auf Basis des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) und des europäischen Emission Trading Systems ETS II ist ab 2027 von einem über die bis 2026 durch Festpreise bzw. einen Preiskorridor des BEHG hinausgehend deutlich steigenden CO₂-Preis auszugehen. Auf Basis der daraus abgeleiteten CO₂-Preisentwicklungen, ist der Einsatz von Wärmepumpen in Einfamilienhäusern ökonomisch sinnvoll.
- In Bestands-Mehrfamilienhäusern sind Wärmepumpen inzwischen ebenfalls die günstigste und CO₂-ärmste Wärmeversorgung neben der Fernwärme.
- In Mehrfamilienhäusern ist der Austausch der Heizsysteme tendenziell komplexer, vor allem bei vorhandener wohnungsweiser Wärmeversorgung. Die zusätzlichen Kosten für die Umstellung des Heizungssystems auf eine zentrale Versorgung können die Skaleneffekte bei den Investitionskosten der Wärmeerzeuger gegenüber Einfamilienhäusern kompensieren.

- Die benötigten Heiztemperaturen sind im un- und teilsanierten Altbau höher und damit die Anforderungen an das Heizungssystem größer. Dies kann zu höheren Verbrauchs- und Investitionskosten führen.

5. Eine elektrifizierte Wärmeversorgung, beispielsweise durch Wärmepumpen, lässt sich durch den Einbau eines Photovoltaiksystems auf dem Dach noch ökologischer und wirtschaftlicher darstellen.

- Durch einen hohen Anteil Eigenstromnutzung in der Wärmeversorgung besteht die Möglichkeit, günstigen und CO₂-freien Strom zu nutzen. Durch die sehr niedrigen Stromgestehungskosten von PV-Anlagen gegenüber dem Strompreis bei Netzbezug erhöht sich hierdurch die Wirtschaftlichkeit in der Jahresbilanz vor allem im Einfamilienhaus, auch wenn der Eigenstromanteil stark saisonal geprägt ist.
- Beim Einsatz von Wärmepumpen und PV ist das Messkonzept zu beachten. Je nachdem, ob eine Kaskadenschaltung, d.h. mehrere Stromzähler, installiert werden oder nicht, kann ein Wärmepumpentarif für die Wärmepumpe genutzt werden oder nur ein „klassischer“ Haushaltsstromtarif. Im Einzelfall sind die Kosten für zusätzliche Zähler und deren Betrieb gegen die Einsparungen durch den Wärmepumpentarif aufzurechnen. In den untersuchten Beispielen sind die Kostendifferenzen minimal.

6. Es wird vorgeschlagen, dass bestehende Berechnungsgrundlagen und Berechnungshilfen für die Emissionsbewertung und Wirtschaftlichkeitsberechnung von Heizungssystemen dahingehend geändert werden, dass mittlere, während der technischen Lebensdauer zu erwartende CO₂-Äquivalente für die unterschiedlichen Energieträger verwendet und erwartbare Kostensteigerungen von Energieträgern (z.B. durch einen CO₂-Preis) berücksichtigt werden.

1. Hintergrund und Ziel der Studie

Die dramatische Entwicklung der Energiepreise im Herbst 2022 infolge der Stopps der Erdgaslieferungen aus Russland und die umfangreiche und kontrovers geführte Diskussion um die Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) haben Fragen zu den Kosten des Heizens in den Fokus einer breiten Öffentlichkeit gerückt. Mit der Verabschiedung der Novelle des GEG wurden zulässige Optionen festgelegt mit dem Ziel, mindestens 65 % der Wärme basierend auf Erneuerbaren Energien bereitzustellen. Diese wurden verknüpft mit Anforderungen an eine kommunale Wärmeplanung. Der Einbau von fossil gefeuerten Kesseln wird für lange Übergangszeiten zugelassen – verbunden mit einer Beratungspflicht, die auf mögliche Kostenrisiken in Folge höherer CO₂-Umlagen hinweist. Begleitet wird die GEG-Novelle mit der Veränderung der Förderung im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) und der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Die Kosten für die Installation von Heizungssystemen sind deutlich gestiegen, die Kostensteigerung lag über der allgemeinen Inflationsrate. Im Quartal II/22 betrug der jährliche Anstieg des Baupreisindex 17,9 % gegenüber dem Vorjahresquartal. Die Preise der wichtigsten Energieträger waren sehr volatil mit einem starken Anstieg im Jahr 2022 und einem starken Rückgang im Laufe des Jahres 2023.

Wenn heute eine Investition (Neukauf, Austausch) in ein Heizsystem stattfindet, wird dieses Heizsystem in den meisten Fällen über Jahrzehnte betrieben. Das bedeutet, dass neben den heute anfallenden Kosten für Kauf und Installation die zukünftigen Betriebskosten einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer getätigten Investition haben. Gleichwohl werden mit jeder Entscheidung längerfristig CO₂-Emissionen durch die Wahl des Heizsystems und dem damit verbundenen Energieträger festgelegt. Die zukünftigen Entwicklungen in Bezug auf Kosten und auch CO₂-Intensität (CO₂-Emissionen des verwendeten Strom-, Gas- und Fernwärmemix) sind mit Unsicherheiten behaftet. Die betroffenen Akteure stehen trotzdem vor der Herausforderung, heute Investitionsentscheidungen hinsichtlich des Kaufs eines Heizsystems zu treffen.

Die vorliegende Studie soll daher Transparenz in die Beurteilung unterschiedlicher Heizsysteme und deren Betrieb hinsichtlich Wirtschaftlichkeit sowie Klimawirksamkeit geben. Hierzu werden die Methode der Berechnung der Heizkosten sowie die getroffenen

Annahmen nachvollziehbar dargestellt. Die entsprechend des GEG zulässigen Heizsysteme werden für unterschiedliche Anwendungsfälle hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und Klimawirksamkeit berechnet und miteinander verglichen. Zusätzlich werden für die einflussreichsten Parameter Sensitivitäten gerechnet. Die Studie fokussiert auf Bestandsgebäude und die Kosten für den Austausch und Ersatz von Heizungssystemen. Im Neubau ist ein wirtschaftlicher Einsatz von Wärmepumpen und Fernwärme fast immer bereits heute gegeben. Gleichzeitig werden im GEG diese Heiztechniken auch priorisiert.

Die Studie richtet sich an eine breite Zielgruppe, wie die interessierte Fachöffentlichkeit, betroffene Akteure und politische Entscheidungsträger und adressiert die folgenden Fragestellungen:

1. Wie stellen sich die Wirtschaftlichkeit und CO₂-Emissionen der Technologieoptionen dar und mit welchen Unsicherheiten sind diese verbunden?
2. Welchen Einfluss haben die Entwicklungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf die Wirtschaftlichkeit und die CO₂-Emissionen unterschiedlicher Wärmeversorgungsoptionen?
3. Welchen Einfluss haben die Entwicklungen der CO₂-Intensitäten des Strom-, Gas- und Fernwärmemix auf die Wirtschaftlichkeit und die CO₂-Emissionen unterschiedlicher Wärmeversorgungsoptionen?
4. Sind klimakompatible Heiztechniken auch ohne Eingriffe in den Markt durch Förderung, steuerliche Anreize oder Preispolitik wirtschaftlich abbildbar?
5. Sind die Ergebnisse für verschieden Gebäudetypen und Effizienzstandards robust?

2. Methoden und Annahmen des Heizkostenvergleichs

2.1 Methodik Heizkostenvergleich

Für diesen Heizkostenvergleich werden die Methodik (Berechnungen zum Energiebedarf auf Basis der DIN V 18599:2018-09) und Zahlenwerte des im April 2021 erschienenen Heizkostenvergleichs „Altbau 2021“ des BDEW herangezogen und erweitert bzw. ersetzt (Mailach & Oschatz, 2021). In einer ersten Version dieser Analyse veröffentlichte das Fraunhofer ISE die Studie „Heizungstechnologien im Gebäude: Ein Beitrag zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit und Klimawirksamkeit“ im Dezember 2021 (Meyer, et al., 2021).¹

Ermittelt werden die Heizkosten für ausgewählte Heizsysteme für ein Einfamilienhaus (EFH) und ein Mehrfamilienhaus mit sechs Parteien (MFH). Zahlen und Annahmen können dem Anhang entnommen werden. Abweichend von der Methodik des BDEW werden aus oben genannten Gründen in diesem Heizkostenvergleich prognostizierte Treibhausgas-(THG)-Emissionen über 20 Jahre auf Basis des Mittelwerts der spezifischen Emissionen der Energieträger aus verschiedenen Energieszenarien mit einbezogen. Darüber hinaus werden CO₂-Preispfade sowie Preispfade für Brennstoffe, Strom und Fernwärme über die nächsten 20 Jahre angenommen. Mithilfe eines preisdynamischen Barwertfaktors, dem ähnliche Annahmen wie im BDEW-Heizkostenvergleich zugrunde gelegt sind (Kalkulationszinssatz: 2 %/a; Preisänderungsfaktor: 2 %/a; Betrachtungszeitraum: 20 Jahre), wird aus den Preispfaden ein äquivalenter, heute anzusetzender Preis abgeleitet.

Zusätzlich zur ökonomischen Bewertung der Heizsysteme erfolgt eine ökologische Betrachtung anhand von THG-Emissionsfaktoren (siehe Kapitel 3.3). Bei der Bewertung erfolgt in Anlehnung an das GEG² nur die Anrechnung des Eigenverbrauchs aus PV-Anlagen für die Wärmeversorgung.

¹ Siehe <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2021/heizkostenvergleich-waermepumpen-in-vielen-faellen-wirtschaftlicher-als-gaskessel.html>

² Abweichend von der GEG-Methodik wurden hier eigene Quoten für den Eigenverbrauch und die Solarerzeugung, wie in Kapitel 3.4 beschrieben, ermittelt und angesetzt.

2.2 Energieträgerpreise und CO₂-Preis

Die Investition in ein Heizsystem ist eine langfristige Entscheidung, die von vielen Parametern beeinflusst wird. Da eine solche Investition in der Regel auf mindestens 20 Jahre ausgelegt ist, ist es wichtig, in einem Heizkostenvergleich auch alle Kosten für Installation, Betrieb und Wartung inklusive aller Kosten für die Energieträger zu berücksichtigen, die im Laufe der gesamten Betriebszeit auftreten. So sind manche Heiztechniken trotz heute noch hoher Investitionskosten über den Lebenszyklus betrachtet kostengünstiger als andere Systeme mit geringen Investitionskosten, da durch höhere Effizienzen oder andere Energieträger und damit verbundene Entwicklungen von Brennstoffkosten insgesamt geringere Kosten im Verbrauch anfallen. Darüber hinaus unterscheiden sich die Technologien in ihren CO₂-Emissionen. Die Nutzung regenerativer Energiequellen verursacht hierbei deutlich geringere CO₂-Emissionen und ist entsprechend weniger klimaschädlich als Technologien, die Erdöl oder Erdgas verbrennen und somit CO₂-Emissionen in die Atmosphäre abgeben. Zusätzlich kann ein Vergleich auch existierende staatliche Förderungen und Abgaben berücksichtigen, die die Wirtschaftlichkeit einer Heizungsart beeinflussen.

Aufgrund von Klimaschutzmaßnahmen und -zielen ist davon auszugehen, dass sich entscheidende Einflussparameter auf die Kosten (wie z.B. CO₂-Preise und damit indirekt die Brennstoffpreise) und Emissionsintensität (z.B. von Strom und Fernwärme) in den nächsten 20 Jahren signifikant verändern werden.

Um also Heizkosten verschiedener Systeme miteinander vergleichen zu können, sollten folgende Punkte bei einer Kostenanalyse von Heizungssystemen mit betrachtet werden.

Umsetzung der CO₂-Preisgestaltung:

Um die CO₂-Emissionen in Richtung Klimaneutralität zu senken, wird in Deutschland das Instrument des CO₂-Preises seit 2021 auch für die Sektoren Gebäude und Verkehr angewendet. Zentrales Instrument zur Umsetzung dieses CO₂-Preises in Deutschland ist das BEHG. Dieses schreibt unter anderem einen klaren Preispfad für den CO₂-Preis bis 2026 vor. Der Preis betrug zunächst 25 €/t CO₂ in 2021 und belief sich 2022 und 2023 auf 30 €/t CO₂. Dieser wird bis 2025 jährlich schrittweise angehoben. Im Jahr 2026 gilt dann ein Preiskorridor von 55 bis 65 €/t CO₂. Ab 2027 bestimmt dann Angebot und Nachfrage

im Emissionshandel den CO₂-Preis, der Preiskorridor ist dann aufgehoben, da dann ein europäischer Emissionshandel für die Sektoren Gebäude und Straßenverkehr (sog. ETS II) startet. Dieses Handelssystem wird mit einem verbindlichen Deckel (engl. „Cap“) ausgestattet, das für das Startjahr 2027 spätestens bis zum 1.1.2025 durch die EU-Kommission bestimmt wird. Grundlage für die Berechnung sind dabei die THG-Minderungsziele der Mitgliedstaaten nach der Lastenteilungsverordnung. In den Folgejahren werden lineare Kürzungen des „Cap“ angesetzt, damit eine kontinuierliche Reduktion der THG-Emissionen in den betroffenen Sektoren erfolgt. Die Verpflichtungen aus der Lastenteilungsverordnung bestehen neben dem ETS II weiterhin. Der CO₂-Preis selber wird im ETS II komplett am Markt gebildet, es erfolgt keine Zuteilung kostenloser Zertifikate mehr. Damit steht dieses System im Kontrast zum BEHG mit seinem klaren Preispfad. Verschiedene Autoren warnen vor diesem Hintergrund vor hohen CO₂-Preissprüngen in 2027 mit dem Start des ETS II für den Fall, dass nicht hinreichend Emissionen bis dahin in den betreffenden Sektoren eingespart werden. Ob das BEHG im ETS II aufgeht oder ob beide Systeme parallel fortbestehen, beispielsweise um sicherzustellen, dass die nationalen Vorgaben aus der Lastenteilungsverordnung eingehalten werden, muss der Gesetzgeber klären. Im Zuge des ETS II ist die Einführung mehrerer Mechanismen bzw. Instrumente geplant, die besonders starke Belastungen durch die CO₂-Preissteigerungen abfedern sollen. Als wichtigstes Instrument ist hier die Einrichtung des Klima-Sozialfonds zu nennen. Weiterhin wird durch den „Upstream“-Ansatz sichergestellt, dass kein zusätzlicher Verwaltungsaufwand für Privatpersonen durch den ETS II entsteht. Dieser Ansatz, der bereits aus dem BEHG bekannt ist, sorgt dafür, dass Emissionszertifikate nicht von den Emittenten (also den privaten Haushalten), sondern von den Inverkehrbringenden (also den Treibstoffhändlern) zu erwerben sind. Eine detailliertere Beschreibung der Ausgestaltung des neuen EU-Emissionshandelssystems für Gebäude und dessen Zusammenspiel mit dem EU-Klima-Sozialfonds findet sich zum Beispiel in Pause et al. (2023) (Pause, Nysten, & Harder, 2023).

Die Entwicklung der Energieträgerpreise inklusive des CO₂-Preises in den nächsten 20 Jahren:

Klar ist, dass der Preisanstieg für CO₂-Emissionen zu einem Preisanstieg aller fossilen Energieträger führen wird. Da die verbrauchsgebundenen Kosten in den meisten Heizsys-

temen einen wichtigen Teil der Gesamtkosten ausmachen, müssen die Energieträgerpreise und der darin enthaltenen CO₂-Preise über die komplette Nutzungsdauer des Heizsystems mit einbezogen werden. Zur Berücksichtigung des Preisanstiegs wird im Kapitel 3.1 bis 3.4 ein Preispfad angenommen, der die aus dem BEHG und dem Entwurf zum Haushaltsfinanzierungsgesetz bekannten nominalen CO₂-Preise mit 40 €/t in 2024, 50 €/t in 2025 und 65 €/t in 2026 annimmt (Krapp, Olk, Kiefer, & Zaremba, 2023).³ Die nominalen Preise werden unter Berücksichtigung der angenommenen Preissteigerung von 2%/a auf äquivalente CO₂-Preise im Jahr 2024 umgerechnet. Danach erfolgt eine lineare Interpolation des CO₂-Preises auf ein Niveau von 250 €/t im Jahr 2040, was einer jährlichen Steigerung von 13 €/t entspricht, und einem anschließenden Anstieg von 10 €/t bis auf 300 €/t in 2045. Als Sensitivität der Preisentwicklung sind ein hohes Niveau von 370 €/t und niedriges Niveau von 175 €/t im Jahr 2045 unterstellt. Zu beachten ist, dass es wie oben angenommen eventuell zu einem Preissprung im Jahr 2027 durch die Umstellung im BEHG und die Einführung des ETS II kommen kann. Dieser Preissprung wird im hohen Preispfad auf Basis interner Ergebnisse aus dem Ariadne-Projekt (Knopf, Pahle, & Walther, 2023) ab 2027 berücksichtigt. Durch die Einführung des Emissionshandels ist davon auszugehen, dass es in Zukunft zu Schwankungen des CO₂-Preises kommen wird. Die hier angenommenen linearen Steigerungen sind somit nur eine Annäherung an den langfristigen Verlauf, der insgesamt mit Unsicherheit behaftet ist.

Preisentwicklung CO ₂		Eigene Entwicklung in Anlehnung an BEHG 2023 & Modell UBA (Non-ETS)		
	Jahr	2024	2030	2040
Preisentwicklung „Standard“	€/t	40	116	300
Preisentwicklung „Sensitivität niedrig“	€/t	40	95	175
Preisentwicklung „Sensitivität hoch“	€/t	40	141	309

Tabelle 1: Preisentwicklung für CO₂ (eigene Annahme in Anlehnung an BEHG 2023 und Entwicklungsprognose UBA (Matthey & Büniger, 2020))

³ Final wurde ein Wert von 45 EUR/t vom Gesetzgeber für 2024 festgesetzt.

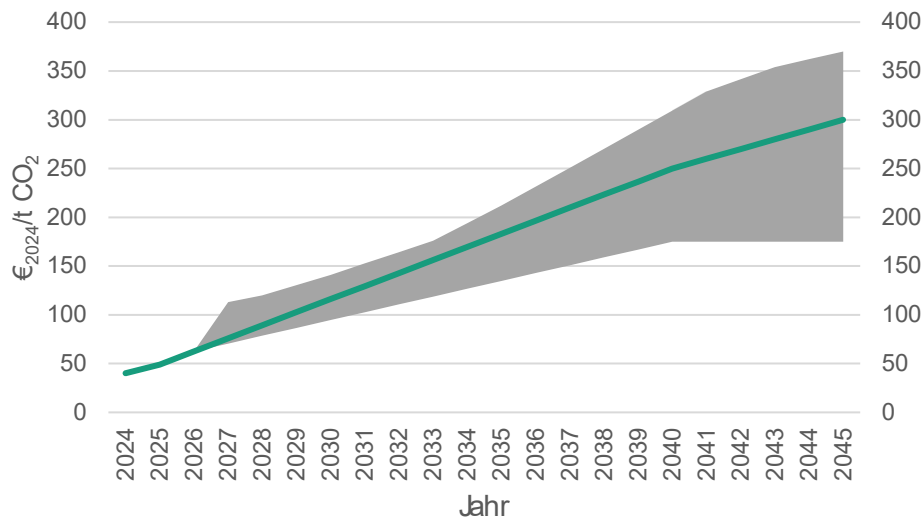


Abbildung 1: Verlauf des unterstellten CO₂-Preises. Quelle: Eigene Darstellung

Für die Entscheidung der Haushalte über einzelne Heiztechniken ist die Entwicklung der Haushaltsendkundenpreise relevant. Diese basieren aber auf einer Prognose der Großhandelspreise. Bis 2045 wird in dieser Prognose für alle Energieträger mit einem leicht fallenden Großhandelspreis gerechnet (Schätzung des Fraunhofer ISE basierend auf einer Literaturstudie von verschiedenen externen Quellen wie IEA, Projektionsbericht, EnergyBrainpool, Angaben von Stadtwerken, und weiteren).

Großhandelspreis		2025	2030	2035	2040	2045	2050
Strompreis	€ct ₂₀₂₄ /kWh	9,1	9,0	8,7	8,2	7,3	7,3
Erdgas	€ct ₂₀₂₄ /kWh	4,1	4,0	4,2	4,4	4,2	4,0
Erdöl	€ct ₂₀₂₄ /kWh	5,3	5,9	5,9	5,6	5,4	5,1
Wasserstoff	€ct ₂₀₂₄ /kWh	n.n.	15,0	12,9	11,1	10,0	9,0

Tabelle 2: Großhandelspreise für wichtige Energieträger (Schätzung des Fraunhofer ISE)

Basierend auf diesem Großhandelspreis wurden Endkundenpreise für verschiedene Energieträger abgeleitet. Das bedeutet also, dass in der vorliegenden Studie alle Preisbe-

standteile des heutigen Energiemarktdesigns und alle Abgaben in den Kosten berücksichtigt wurden. Leistungs- bzw. Grundpreise sind anteilig in den Endkundenpreisen enthalten. Auch eine Fortschreibung in die Zukunft ist hierbei nach heutigem Kenntnisstand berücksichtigt.

Hierbei ist jedoch wichtig, dass insbesondere das Thema Netzausbau und daraus resultierende Netzentgelte in der Prognose berücksichtigt worden sind. Auch andere Abgaben und Steuern sowie Margen für den Vertrieb wurden berücksichtigt. Für das Erdgasnetz wurde langfristig mit steigenden Entgelten gerechnet, da der Absatz als sinkend angesetzt wurde. Die Preise sind ohne CO₂-Preise berechnet, diese kommen zusätzlich auf die Preise für Erdgas, Heizöl und Fernwärme dazu. Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch auf die CO₂-Preiskomponenten Mehrwertsteuer anfällt.

Hier zeigt sich ein leicht rückläufiger Strompreis, ein leicht ansteigender Erdgaspreis und ein ab 2030 von hohem Niveau sinkender Wasserstoffpreis.

Endkundenpreise (Haushalte)	2025	2030	2035	2040	2045
in €ct ₂₀₂₄ /kWh					
Strom	29,9	31,8	30,9	29,7	28,1
Strom-WP	25,7	29,0	29,6	29,7	28,1
Erdgas	10,7	12,3	14,8	17,3	18,9
Heizöl	9,2	12,1	14,4	16,1	17,3
Fernwärme	11,4	13,7	16,7	16,4	14,1
Wasserstoff		25,0	22,0	19,4	17,9
Biogas	11,7	15,0	16,9	18,7	20,6
Mischpreis Erdgas/Biogas	10,7	12,7	15,4	18,1	19,9
Mischpreis Erdgas/H₂	10,7	14,2	17,0	18,6	18,3
Pellets	6,7	8,6	8,8	8,6	9,0

Tabelle 3: Endkundenpreise (Haushalte) für Energieträger* (Schätzung des Fraunhofer ISE)

* inkl. Netzentgelte, Konzession, Stromsteuer und USt.

Der Mischpreis setzt für Biogas bzw. Wasserstoff (H₂) ein Anteil von 15 % in 2029, 30 % in 2035, 60 % in 2040 an der Wärmeerzeugung an.

Bilanzierung von PV-Eigenverbrauch und -einspeisung:

Die hier im Bericht angenommen Eigenverbrauchsquoten für die Technologievariante „WP Luft-Wasser + PV“ (ohne Batterie) sind in der Vorstudie aus dem Jahr 2021 detailliert beschrieben (Meyer, et al., 2021). Für den elektrischen Stromverbrauch für im Einfamilienhaus wird angenommen, dass dieses durchschnittlich von drei Personen bewohnt ist (2500 kWh/Jahr) (Wagener & Weißbach, 2021). Der Stromverbrauch für die Heiztechniken ist aus dem BDEW-Heizkostenvergleich übernommen. Im Fall des Mehrfamilienhauses ist der Strombedarf für die Zirkulationspumpe im Stromverbrauch für die Heizwärme enthalten.

Die installierte Photovoltaikleistung wird ebenfalls aus dem BDEW-Heizkostenvergleich übernommen. Für das Einfamilienhaus sind dies 7,3 kW_p, für das Mehrfamilienhaus 18 kW_p. Die Eigenverbrauchsquote (WP-Anteil) im Einfamilienhaus beträgt 46 %, im Mehrfamilienhaus beträgt sie 36 %. Für Mehrfamilienhäuser wird angenommen, dass Photovoltaikstrom nur als Heiz- und Hilfsstrom, also nicht für den Haushaltsstrom in den Wohnungen, genutzt wird. Der Photovoltaikertrag wurde mit 940 kWh/kW_p ein deutschlandweit durchschnittlicher Wert angenommen, der sich aus den Zahlen der Bruttostromerzeugung und installierten Kapazität gemäß Erneuerbare-Energien-Statistik ergibt (BMWi, 2021).

Direkt verbrauchter PV-Strom ersetzt die Kosten für den Strombezug. Es wird außerdem angenommen, dass bei der Technologieoption „WP Luft-Wasser + PV“ ein Wärmepumpentarif für den netzbezogenen Strom der Wärmepumpe eingesetzt werden kann, d.h. eine Kaskadenschaltung der Stromzähler vorliegt. Die Annahmen für die Höhe des Haushaltsstrompreises und des Wärmepumpentarifs können den Tabellen in Kapitel 3.2 entnommen werden.

Die Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen beträgt für Anlagen bis 10 kW_p 8,2 ct/kWh, für Anlagen über 10 kW_p 7,1 ct/kWh. Da die Strommengen anteilig vergütet werden ergibt sich für eine Anlage mit 18 kW_p Leistung eine Einspeisevergütung von 7,71 ct/kWh. Die Einnahmen aus der Einspeisevergütung werden mit den Strombezugskosten als Gutschrift verrechnet.

Bei der Bilanzierung der THG-Emissionen fallen für eigenen vor Ort verbrauchten PV-Strom keine CO₂-Emissionen an, wie dies auch im GEG beschrieben ist. Eine alternative Betrachtungsoption, bei der darüber hinaus ins Netz eingespeister PV-Strom mit negativen Emissionen angesetzt wird, wird hier aus Gründen der Klarheit nicht dargestellt.

2.3 Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger

Zur Bestimmung der Treibhausgasemissionen wird grundlegend die Formel Aktivitätsrate multipliziert mit dem Emissionsfaktor⁴ verwendet. Hierbei wird jedoch differenziert, welche Emissionen betrachtet werden. Tabelle 4 gibt einen Überblick zu der Nutzung von Treibhausgasfaktoren im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), dem Brennstoffemissions-handelsgesetz (BEHG) sowie dem Gebäudeenergiegesetz (GEG). Innerhalb der Berichterstattung des Klimaschutzgesetzes, die sich an den Prinzipien der nationalen Klimaberichterstattung orientiert (Nationaler Inventarbericht), werden bei der Berichterstattung gemäß Territorial-, Quell-, und Absatzprinzip lediglich die Emissionen betrachtet, die bei der Verbrennung vor Ort entstehen (direkte Emissionen, keine Vorketten). Die Emissionen, die durch die Nutzung von Strom (z.B. in Wärmepumpen) oder Fernwärme (an Fernwärmeanschlüssen) entstehen, werden in der Bilanzierung des KSG dem Energiewirtschaftssektor und nicht dem Gebäudesektor zugerechnet. Die Emissionen biogener Kraftstoffe werden nur nachrichtlich berichtet und dementsprechend in der Bilanz sowie in dem Abgleich der Einhaltung der Sektorenziele nicht mit aufgeführt.

Im Rahmen der Bepreisung von CO₂ gemäß Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) werden Standardemissionsfaktoren zu Grunde gelegt, die in der Emissionsberichterstattungsverordnung (EbEV 2030 sowie EbEV 2022) definiert sind. Der Emissionsfaktor biogener Brennstoffe wird bei Erfüllung der Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß Biomassestrom- oder der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung mit Null angenommen. Selbige Annahme wird für Wasserstoff getroffen. Vorketten werden im Rahmen des BEHG nicht berücksichtigt. Die Emissionen beziehen sich allein auf die CO₂-Emissionen (keine

⁴ Parameter zur Angabe, wieviel Kohlendioxid je Energiemenge eines Brennstoffs bei der vollständigen Umsetzung mit Sauerstoff emittiert werden kann (siehe Nationaler Inventarbericht und den darin enthaltenen Daten für 2018)

CO₂-Äquivalente). Im Gebäudesektor fällt der CO₂-Preis für die Verbrennung fossiler Energieträger an, während die Bepreisung von CO₂ bei der Strombereitstellung dem europäischen Emissionshandelssystem (ETS) unterliegt. In Deutschland werden 76 % der Fernwärme gekoppelt bereitgestellt (Wärme als Beiprodukt der Strombereitstellung) (BDEW, 2023), sodass die entstehenden Emissionen sowohl anteilig dem Strom und der Wärme angerechnet werden. Je nach Methode zur Allokation („Finnische Methode“ mit Gleichverteilung oder oft angewandte „Restwertmethode“, die nach ökonomischen Punkten verteilt wird) werden bei Kopplung der Fernwärme damit unterschiedliche Anteile der Emissionen der Fernwärme zugerechnet und dem Endkunden bepreist. Das CO₂-Kostenaufteilungsgesetz zwingt die Fernwärmebetreiber zum Offenlegen der Methode. Hier wird für die Bestimmung der CO₂-äquivalenten Emissionen der Fernwärme die hohe Kopplung berücksichtigt, indem bei der Festlegung der Energieträgerkosten vereinfachend angenommen wird, dass die Emissionen der Fernwärme vollständig dem Emissionshandel unterliegen und somit keine Kosten durch den CO₂-Preis im Rahmen des BEHG anfallen, da auch große Heizwerke (über 20 MW_{th}) dem ETS unterliegen.

Während für den CO₂-Preisanteil Emissionsfaktoren nach BEHG/KSG verwendet werden, wird für die ausgewiesenen THG-Emissionen in den Ergebnissen die Bilanzierungsmethodik des GEG (d.h. inkl. Vorketten) verwendet.

Im GEG ist geregelt, welche Emissionsfaktoren für die Ausweisung der Treibhausgasemissionen im Gebäudebetrieb angesetzt werden. Im Gegensatz zum KSG und dem BEHG werden hier die Vorketten berücksichtigt, sodass die Emissionsfaktoren über denen des KSG und BEHG liegen. Für den Vergleich der Treibhausgasemissionen zwischen den Technologien wird in dieser Analyse der Ansatz gemäß GEG angewandt, sodass alle Emissionen inklusive Vorketten aufgeführt werden.

In dieser Studie wird der CO₂-Preis nur für Gaskessel direkt angewandt, da der Strom für Wärmepumpen und die Fernwärme dem ETS unterliegen. Hierfür wird der in der EbEV ausgewiesene Faktor von 0,0558 t CO₂/GJ (200,88 g CO₂/kWh) über die Lebensdauer konstant angenommen. Für Technologievariante „Gas Brennwertkessel mit fossiler Gasnutzung bis zum Ende des Produktlebens“ (Gas-BWK fossil) (siehe Kapitel 4.1) wird keine Beimischung von Biogas, synthetischen Energieträgern (Wasserstoff (H₂) oder Methan (CH₄)) in das Erdgasnetz angenommen.

Die im GEG vorgeschriebenen Anteile am Energiegehalt von Biogas bzw. Wasserstoff zur Wärmeerzeugung bei den Technologievarianten (siehe Kapitel 4.1) „Gas Brennwertkessel mit anteiliger Nutzung von Biogas“ (Gas-BWK GEG-Biogas) bzw. „Gas Brennwertkessel mit anteiliger Nutzung von Wasserstoff“ (Gas-BWK GEG-H₂) (jeweils 15 % ab 2029, 30 % ab 2035 und 60 % ab 2040) werden jedoch mit entsprechenden Emissionen dieser Gase berücksichtigt (Biogas: BEHG-relevante CO₂-Emissionen 0 g/kWh, GEG-relevante THG-Emissionen: 140 g CO₂-äq/kWh; Wasserstoff: BEHG-relevante CO₂-Emissionen 0 g/kWh, GEG-relevante THG-Emissionen: 0 g CO₂-äq/kWh).

Für die Betrachtung der GEG-relevanten THG-Emissionen durch Wärmepumpen (Strombezug) wird ein rückläufiger Pfad angenommen und ein Startwert für das Jahr 2020 von 470 g CO₂-äq/kWh inklusive Vorketten aus der Statistik des Umweltbundesamtes⁵ angenommen. Dieser Wert liegt bereits deutlich niedriger als der bisher im GEG verwendete Wert für den durchschnittlichen Strommix von 560 g CO₂-äq/kWh, der auch mit der Novelle des GEG nicht angepasst wurde. Somit kann der GEG-Wert als konservative Annahme interpretiert werden. Für die zukünftige Entwicklung wird das Referenzszenario der Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“ verwendet (Brandes, et al., 2021), in dem angenommen wird, dass bis zum Jahr 2045 Klimaneutralität des Energiesystems (Industrie, Gebäude, Verkehr und Energiewirtschaft) erreicht wird und im Jahr 2030 eine Reduktion der THG-Emissionen um 65 % gegenüber 1990 stattfindet. Im Rahmen der Szenarienrechnungen werden nur die CO₂-Emissionen bestimmt, sodass in einem vereinfachten Ansatz der heutige prozentuale Anteil der Emissionen der Vorketten an den Treibhausgasemissionen auf den zukünftigen Strommix übertragen wird. Der CO₂-Preis des ETS II² für Strom und Fernwärme ist außerdem im Strompreis bzw. Fernwärmepreis sowie deren Prognosen implizit berücksichtigt. Für die Bewertung der CO₂-Emissionen der Kraftwärmekopplung im Strommix und der Fernwärme wird abweichend vom geltenden GEG die Carnot-Methode zur Allokation der CO₂-Emissionen auf die Koppelprodukte Wärme und Strom angewandt, um eine angemessene Verteilung der THG-

⁵ Annahme ist, dass die Werte von 2019 den Werten von 2020 entsprechen. Quelle der Werte 2019: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-7>

Emissionen auf Strom und Wärme zu berücksichtigen in einem zukünftigen Energiesystem mit hohen Anteilen Erneuerbarer Energien. Der entsprechende Emissionsfaktor wird für die Jahre nach 2020 aus den Szenarien abgeleitet.

Grundsätzlich ist dabei zu beachten, dass das Referenzszenario, das hier als Referenz zu Grunde liegt, einen normativen Ansatz verfolgt, in dem die Klimaschutzziele des KSG bis zum Jahr 2045 erreicht werden. Dieser Ansatz grenzt sich deutlich von Trendszenarien ab, wie zum Beispiel dem EU-Klimaschutzszenario (NECP) oder den Politikszenarien, die einen simulativen Ansatz verfolgen und die Wirkung aktueller oder zukünftiger Maßnahmen quantifizieren. An dieser Stelle ist grundsätzlich anzumerken, dass es bisher keine Richtlinie für die Annahme zukünftiger Emissionsfaktoren gibt, derer es jedoch für einen transparenten und fairen Technologievergleich bedarf. Zusammenfassend kann die Annahme der zukünftigen Emissionsfaktoren für den Strommix sowie Nah- und Fernwärme im Vergleich zu Trendszenarien als optimistisch eingestuft werden, jedoch im Sinne der Erfüllung der Klimaschutzziele als im notwendigen Bereich der Zielerfüllung. Das bedeutet, dass die Werte in Tabelle 4 den Jahren 2030 und 2040 auf einer Dekarbonisierung des Strommix (inklusive einer stark reduzierten Kohleverstromung im Jahr 2030) und der Fernwärme (durch Nutzung von Erneuerbaren Energien, Abwärme und Wärmepumpen) basieren.

Energieträger	Einheit	Verursachte Emissionen		
		2024	2030	2040
Erdgas	g_{CO_2}/kWh_{th}	200,88 (H _i); 181,35 (H _s)	200,88 (H _i); 181,35 (H _s)	200,88 (H _i); 181,35 (H _s)
Erdgas (inkl. Vorketten)	$g_{CO_2-äq}/kWh_{th}$	240 (H _i) (GEG)	240 (H _i)	240 (H _i)
Strommix (Klimaneutralität 2045)	$g_{CO_2-äq}/kWh_{el}$	338	141	13
Nah-/ Fernwärme	$g_{CO_2-äq}/kWh_{th}$	169 ⁶	126	47

Tabelle 4: Angenommene Treibhausgasemissionsfaktoren für die Berechnung des CO₂-Preises sowie den verursachten THG-Emissionen

⁶ Entspricht in Anlehnung an Mailach und Oschatz (2021a) dem THG-Emissionswert für Nah-/Fernwärme aus mit Gas bzw. flüssigen Brennstoffen befeuerten KWK, mit einem Deckungsanteil der KWK an der Wärmeerzeugung von mindestens 70 Prozent.

2.4 Investitionskosten

Die Annahmen zu den Investitionskosten beruhen auf dem BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2021 (Mailach & Oschatz, 2021). Um den Preisentwicklungen bis zur Erstellung dieser Studie Rechnung zu tragen, wurden diese Kosten (für alle Technologien einheitlich) mit der Entwicklung des Baupreisindex zwischen Q1/2021 und Q2/2023 für die Instandhaltung von „Heiz- und zentrale Wassererwärmungsanlagen“ multipliziert (Statistisches Bundesamt, 2023). Der Faktor beträgt 1,39. Bei den H2-ready-Varianten des Gaskessels wurden identische Kosten und Effizienzen wie bei den fossilen Gasvarianten des Kessels unterstellt plus einen Aufschlag von 2.500 €₂₀₂₄ für die Umrüstung der Kessel von 20 % vol. H2-readiness auf 100 % vol. H2-readiness. Dies umfasst zum Beispiel die Material- und Lohnkosten für den Tausch des Brennereinsatzes und ggf. notwendige Arbeiten an den Armaturen (inkl. Tausch von Zählern). Um die deutlich längere Lebensdauer von 50 Jahren (gem. VDI 2067) der Erdsonden gegenüber allen anderen Anlagenbestandteilen bei den Investitionskosten der Sole-Wasser-Wärmepumpe zu berücksichtigen, werden für diese spezifische Investitionskosten von 2.241 €/kW_{th}⁷ angenommen.

Im Anhang finden sich die kompletten Annahmen zu den Investitionskosten der Technologien.

Ein Abgleich dieser Kostenannahmen mit Annahmen zum Entwurf des Technikkatalogs Kommunale Wärmeplanung (Stand 23.09.2023⁸), der neben den Kosten des BDEW-Heizkostenvergleichs auch weitere Quellen, z.B. der Danish Energy Agency, der AGFW, der ifeu gGmbH und der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg, berücksichtigt, zeigt eine gute Übereinstimmung der Kosten bei einheitlicher Bezugsgröße (jeweils €_{brutto,2024}) für Gas-Brennwertkessel (Abweichung <10 %), Wärmepumpen (Abweichung <10 %) und Pelletkessel (Abweichung <20 %). Lediglich die Kostenannahmen bei der Fernwärme weichen signifikant (teilweise über 50 %) von denen aus dem Entwurf zum Technikkatalog ab, wobei die hier angenommenen Kosten in allen Fällen über denen des Entwurfs des Technikkatalogs liegen.

⁷ Quelle: Brauer et al. (2022) „Techno-ökonomische und ökologische Analyse von Sanierungspaketen aus Gebäudehülle und LowEx-Systemen“ aktualisiert anhand des Baupreisindex auf Q2/2023.

⁸ Es handelt sich hiermit um den Stand, der zur öffentlichen Konsultation bereitgestellt wurde. Somit sind Änderungen in der finalen Version noch möglich.

2.5 Aktuelle Förderbedingungen

Im Rahmen der Entwicklung der GEG-Novelle 2024 wurde innerhalb der Bundesregierung auch eine Novellierung der Bundesförderung für effiziente Gebäude als Einzelmaßnahme (BEG EM) abgestimmt. Zum Zeitpunkt des Verfassens dieser Studie ist die Novellierung der Bundesförderung jedoch noch nicht rechtsverbindlich umgesetzt. Die nachfolgenden Annahmen bilden die geplanten und bekannten Anpassungen der Bundesförderung zum Zeitpunkt der Verabschiedung des GEG 2024 im Bundestag am 08.09.2023 ab.

Die Pläne sehen drei Förderstufen vor:

- Grundförderung in Höhe von 30 % der Investitionskosten
- Klima-Geschwindigkeitsbonus in Höhe von 20 % für den Austausch einer alten fossilen Heizung bis 2027 (danach jährlich abschmelzende Förderquote in Höhe von drei Prozentpunkten jedes Jahr)
- Einkommensabhängiger Bonus in Höhe von 30 % für einkommensschwache Haushalte mit unter 40.000 € zu versteuerndem Haushaltsjahreseinkommen in selbstgenutzten Eigenheimen

Die Gesamthöhe Förderquote ist auf 70 % gedeckelt (BMWK, BMWStB, 2023). Weiterhin werden maximal 30.000 € Investitionskosten gefördert im Eigenheim. In Mehrfamilienhäusern mit Eigentümergemeinschaften werden für die zweite bis sechste Wohneinheit jeweils maximal 15.000 € gefördert. Im hier untersuchten Mehrfamilienhaus mit sechs Wohneinheiten ist die Förderung folglich bei 105.000 € gedeckelt. Die Förderung gilt für alle nach GEG zulässigen Technologien einheitlich. Lediglich im Fall des Gaskessels werden nur die Kosten für die Umrüstung auf H₂-Nutzung gefördert (energie-fachberater.de, 2023)

In den Berechnungen, die in Kapitel 3 dargestellt sind, wird pauschal eine Förderquote von 50 % mit den genannten maximalen Förderbeträgen angenommen, um den Ersatz einer alten Heizung im Jahr 2024 im Bestand abzubilden. Der einkommensabhängige Bonus wird somit außen vorgelassen, da er nur bestimmten Eigentümerinnen und Eigentümern zusteht.

2.6 Weitere ökonomische Randbedingungen

In der Studie wird für alle Technologien einheitlich mit einem kalkulatorischen Zinssatz und einer durchschnittlichen Preissteigerung von 2 % gerechnet, außer bei den Energieträgerpreisen (siehe Kapitel 3.2). Weiterhin wird von einer einheitlichen Lebensdauer der Technologien von 20 Jahren ausgegangen⁹ und ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gewählt. Dies kann es zu einer leichten Unterschätzung der Annuitäten von Pelletkesseln kommen, für die oftmals nur eine Lebensdauer von 15 Jahren angesetzt wird. Die durchschnittliche Lebensdauer der Hauptwärmeerzeuger bei den anderen Technologievarianten liegt im Bereich von ca. 18 bis 20 Jahren (vgl. VDI 2067), sodass die unterstellte einheitliche Lebensdauer von 20 Jahren zu keiner signifikanten Unter- oder Überschätzung führt. Lediglich für den langfristigen Betrieb von H₂-Kesseln liegen noch keine umfassenden Betriebserfahrungen aus der Praxis vor. Hier wird von ähnlichen Lebensdauern wie bei fossilen Gasbrennwertgeräten ausgegangen.

Zur Abschätzung der Betriebskosten, d.h. den Kosten für Instandsetzung, Wartung und Inspektion, werden die Verhältnisse zwischen den Investitionskosten und Betriebskosten aus dem BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2021 (Mailach & Oschatz, 2021) herangezogen und in identischer Höhe auf die neu berechneten Investitionskosten (siehe Kapitel 3.4) angewendet. Lediglich bei den H₂-ready Varianten wird davon ausgegangen, dass die Umrüstkosten für den Brennertausch nur einmalig anfallen und keine weiteren Auswirkungen auf die Betriebskosten haben, d.h. die Betriebskosten sind genauso hoch wie bei den fossilen Gaskesseln. Die jährlichen Betriebskosten machen zwischen 11 % der Investitionskosten bei Gaskesseln im Mehrfamilienhaus¹⁰ und 1,6 % bei der Luft-Wärmepumpe mit PV-Anlage im Einfamilienhaus aus. Die absolute Höhe der Betriebs- und Investitionskosten ist in Anhang aufgeführt.

⁹ Ausnahme bildet die Lebensdauer der Erdsonden, die mit 50 Jahren gem. VDI 2067 angenommen werden.

¹⁰ Dabei macht die Heizkostenabrechnung bereits ca. 5,5 % der Kosten aus.

3. Kosten und Emissionen von Heiztechniken im Vergleich

3.1 Technologische Varianten

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Heizkostenvergleichs für das Fallbeispiel einer Bestandssanierung dargestellt. Für EFH und MFH wurden die gleichen Heizsysteme betrachtet. Für eine Investition in eine neue Heiztechnik werden folgende acht Systeme mit den aufgeführten Kurzbezeichnungen betrachtet:

- **Gas-BWK fossil:** Gas-Brennwertkessel mit fossiler Gasnutzung bis zum Ende des Produktlebens. Dieses System stellt eine Referenz dar, die jedoch nicht mit dem GEG 2024 konform ist. Der Kesselnutzungsgrad beträgt 102 % bezogen auf den Heizwert bzw. 92 % bezogen auf den Brennwert.
- **Gas-BWK GEG-Biogaz:** Gas-Brennwertkessel mit anteiliger Nutzung von Biogas an der Wärmebereitstellung entsprechend den Vorgaben des GEG 2024 (15 % ab 2029, 30 % ab 2035 und 60 % ab 2040). Der Kesselnutzungsgrad beträgt 102 % bezogen auf den Heizwert bzw. 92 % bezogen auf den Brennwert.
- **Gas-BWK GEG-H2:** Gas-Brennwertkessel mit anteiliger Nutzung von Wasserstoff an der Wärmebereitstellung entsprechend den Vorgaben des GEG 2024 (15 % ab 2029, 30 % ab 2035 und 60 % ab 2040). Der Kesselnutzungsgrad beträgt 102 % bezogen auf den Heizwert bzw. 92 % bezogen auf den Brennwert.
- **Gas-BWK 100 % H2:** Gas-Brennwertkessel mit hundertprozentiger Nutzung von Wasserstoff ab 2030. Der Kesselnutzungsgrad beträgt 102 % bezogen auf den Heizwert bzw. 92 % bezogen auf den Brennwert.
- **WP Luft-Wasser:** Luft-Wasser-Wärmepumpe mit Jahresarbeitszahl 2,8 (ohne Hilfsenergiebedarf z.B. für Umwälzpumpen).
- **WP Luft-Wasser + PV:** Luft-Wasser-Wärmepumpe mit Jahresarbeitszahl 2,8 (ohne Hilfsenergiebedarf z.B. für Umwälzpumpen) mit Photovoltaik-Anlage (ohne Batteriespeicher), die zunächst den Verbrauch der Wärmepumpe und im EFH den Haushaltstrom deckt und überschüssigen Strom einspeist.

- **WP Sole-Wasser:** Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Erdsonden mit Jahresarbeitszahl 3,6 im EFH und 3,8 im MFH (ohne Hilfsenergiebedarf z.B. für Umwälzpumpen).
- **Pelletkessel:** Der Kesselnutzungsgrad beträgt 92 % bezogen auf den Heizwert.
- **Fernwärme:** Anschluss an ein lokales Nah- oder Fernwärmenetz. Der Nutzungsgrad der Übergabestation beträgt 99 %.

Die Effizienzen der Systeme werden aus Gründen der Vergleichbarkeit vom BDEW-Heizkostenvergleich Altbau übernommen (Mailach & Oschatz, 2021). Auswertungen von Feldtests des Fraunhofer ISE zu Wärmepumpen in Bestandseinfamilienhäusern kommen jedoch zu etwas höheren durchschnittlichen Jahresarbeitszahlen (ca. 3,1 bei Luft-Wasser-Wärmepumpen und 3,9 bei Sole-Wasser-Wärmepumpen (Günther, Wapler, Langner, Helmling, & Miara, 2020)). Ältere Feldtest zu Gas-Brennwertkesseln aus dem Jahr 2004 kommen hingegen zu geringeren Ergebnissen für den Jahresnutzungsgrad im Mittel von 86 % bezogen auf den Brennwert als die Annahmen des BDEW (Wolff, Teuber, Budde, & Jagnow, 2004).

Eine Beschreibung der Gebäude findet sich im Anhang und im BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2021 (Mailach & Oschatz, 2021). Die dort angenommenen und hier verwendeten Wohnflächen für quadratmeterbezogene Angaben sind 150 m² für das Einfamilienhaus und 500 m² für das Mehrfamilienhaus. Alle Daten zu den verschiedenen Heizsystemen, deren Energieverbräuchen und Emissionsfaktoren sowie Kosten für Installation und Betrieb finden sich in Kapitel 3 und im Anhang dieser Studie.

Im Folgenden werden die Begriffe „verbrauchsgebundene“ und „bedarfsgebundene“ Kosten synonym verwendet und bezeichnen die Ausgaben für Brennstoff, Strom bzw. Fernwärme. Erlöse aus Einspeisevergütungen und eingesparten Strombezugskosten sind im Fall der PV-Nutzung bereits mit den verbrauchsgebundenen Kosten verrechnet. Betriebsgebundene Kosten fallen für Wartung und Instandhaltung an. Kapitalgebundene Kosten bezeichnen die Ausgaben für die initiale Investition (also Planung, Kauf und Installation) und deren Finanzierung. Unter Gesamtannuität oder auch Jahresgesamtkosten werden die durchschnittlichen jährlichen Ausgaben, zusammengesetzt aus den drei verschiedenen Kostenarten (kapitalgebundene, bedarfsgebundene und betriebsgebundene Kosten) verstanden.

3.2 Fallbeispiel Einfamilienhaus

Die folgenden Abbildungen zeigen jeweils in einer Balkendarstellung die Annuitäten über 20 Jahre für die beschriebenen Heizsysteme pro Quadratmeter Wohnfläche (Skala in €/m²*a auf linker y-Achse). Die Balken setzen sich aus verbrauchs-, kapital- und betriebsgebundene Kosten sowie den Kosten des CO₂-Preises zusammen. Die Förderung ist separat durch eine umrahmte Fläche ausgewiesen und bei den kapitalgebundenen Kosten bereits herausgerechnet. Hierdurch wird deutlich, wie die Förderung die jährliche Annuität senkt. Für jede Heiztechnik sind außerdem mittels roter Punkte die jährlichen THG-Emissionen angegeben. Im Fall der PV-Anlage wird – wie im GEG – nur der Vor-Ort verbrauchte Strom mit 0 g CO₂-äq/kWh bilanziert.

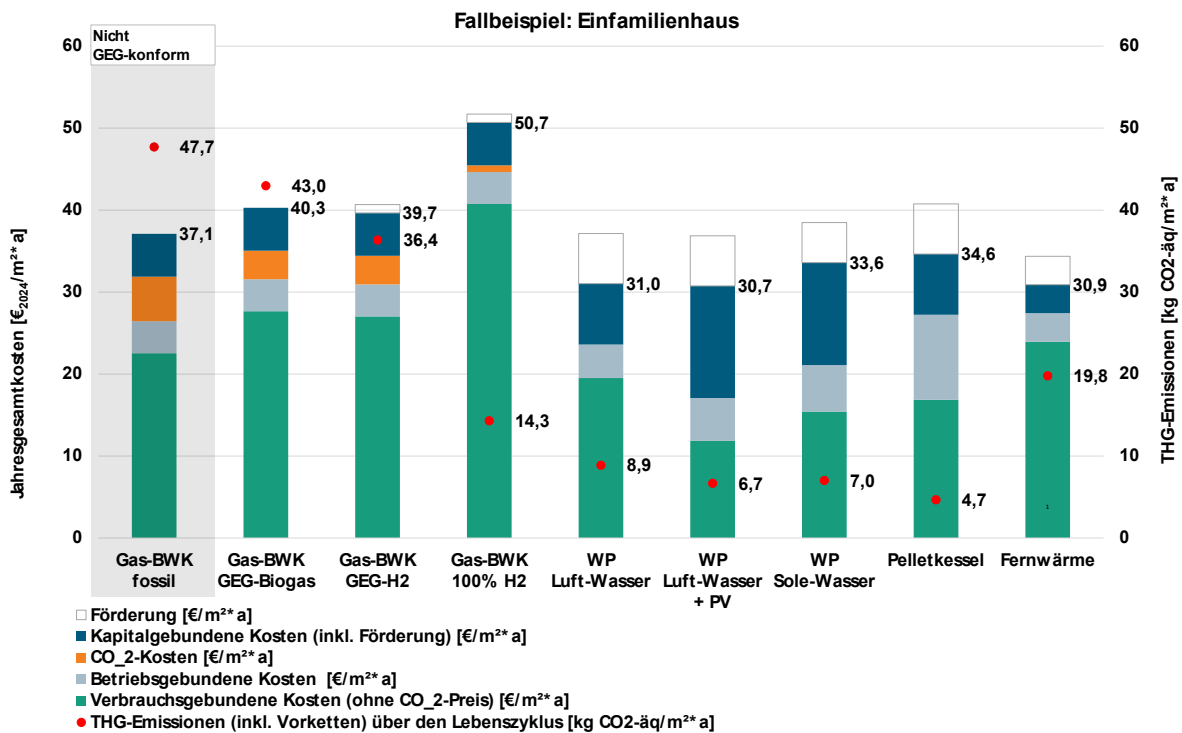


Abbildung 2: Heizkostenvergleich Altbau Einfamilienhaus^{11,12}; Quelle: Eigene Darstellung

¹¹ Gem. § 71k GEG dürfen Heizungsanlagen, die auf 100 % Wasserstoffverbrennung umrüstbar sind und in einem Gebiet liegen, das im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung als Wasserstoffnetzausbaugbiet ausgewiesen wurde und für das bis Mitte 2028 ein verbindlicher Fahrplan zu Netzumstellung vorliegt, bis 2044 mit rein fossilem Erdgas betrieben werden. Unter diesen Voraussetzungen, die i.d.R. jedoch in den kommenden Jahren noch nicht mit absoluter Sicherheit bekannt sind und sich stark lokal unterscheiden, könnte auch die Technikvariante „Gas-BWK-fossil“ mit geringen Investitionszusatzkosten für 100 %-H₂-readiness GEG-konform sein.

¹² Hinweis zu Nah-/Fernwärme: Hier wurden die Annahmen von Mailach und Oschatz (2021a) hinsichtlich der Kosten und hinsichtlich der THG-Emissionen im Startjahr übernommen. Da Nah-/Fernwärme durch deutlich kleinere Netzinfrastrukturen als bei den anderen Technologien stärker lokal geprägt ist, können Emissionswerte und Kosten eine sehr große Bandbreite einnehmen und bei Einsatz entsprechender erneuerbarer Wärmequellen und Abwärme auch deutlich geringere Emissionen als dargestellt bewirken.

In Einfamilienhäusern gibt es erhebliche Unterschiede zwischen den verschiedenen Wärmeerzeugungssystemen:

Die Wärmeerzeugungssysteme mit Gasbrennwertkessel weisen die niedrigsten kapitalgebundenen Kosten mit 5 €/m²*a auf. Sie weisen jedoch die höchsten Verbrauchskosten (insbesondere das 100 % H₂-System) auf und auch die höchsten Gesamtkosten (zwischen 40 und 51 €/m² pro Jahr), wenn die Förderung bei allen Systemen berücksichtigt wird. Lediglich das nicht mit dem GEG 2024 konforme fossile System hat Gesamtkosten, die etwa in der Höhe der Sole-Wasser Wärmepumpe liegen.

Die Gas-Brennwertekesselsysteme haben alle außerdem hohe durchschnittliche THG-Emissionen von über 35 kg CO₂-äq pro m² Wohnfläche über den Lebenszyklus. Lediglich das System mit 100 % Wasserstoffnutzung, was jedoch sehr teuer ist, weist mittlere THG-Emissionen von ca. 14 kg CO₂-äq pro m² Wohnfläche auf. Grund für die hohen Emissionen der Brennwertekesselsysteme mit anteiliger Nutzung von Wasserstoff bzw. Biogas nach GEG sind die geringen geforderten Anteile dieser erneuerbaren Gase in den frühen Betriebsjahren. Erst nach 16 Betriebsjahren steigt die Mindestquote auf einen relativ hohen Anteil von 60 % an der Wärmeerzeugung an. Dabei ist das H₂-System noch etwas vorteilhafter als das Biogassystem, da für den erneuerbaren Wasserstoff mit 0 g CO₂-äq/kWh gerechnet wird (BAFA, 2023) und im Fall des Biogases mit 140 g CO₂-äq/kWh entsprechend Anlage 9 GEG. Im Ergebnis führen die Erfüllungsoptionen mit anteiliger Nutzung von Biogas oder Wasserstoff nach GEG-Vorschrift zu maximalen THG-Einsparungen von 24 % ggü. der rein fossilen Variante.

Die günstigsten Systeme hinsichtlich der Gesamtkosten sind das Luft-WP-System mit und ohne PV und die Fernwärme. Das System mit PV weist zwar deutlich geringere Verbrauchskosten auf, hat jedoch auch deutlich höhere Investitionskosten (Förderkredite der KfW für PV werden nicht berücksichtigt), die sich im Lauf der Zeit nahezu aufheben. Wird der Wärmepumpentarif für den netzbezogenen Strom angenommen, liegen die Jahresgesamtkosten minimal unter denen des reinen Luft-WP-Systems. Wird hingegen ein Haushaltsstromtarif angenommen, liegen sie knapp darüber (bei 32,1 €/m²_{WF} nicht dargestellt in Abbildung 2). Der Pelletkessel hat inkl. Förderung die höchsten Gesamtkosten der Systeme, die nicht von der CO₂-Bepreisung durch BEHG/ETS II betroffen sind. Beim Pelletkessel fallen vor allem die hohen Betriebskosten für Instandsetzung und Wartung

stark ins Gewicht. Die Gesamtkosten der Sole-WP befinden sich zwischen denen von Pelletkessel und einer Luft-Wasser-Wärmepumpe.

Die Emissionen der Wärmepumpenvarianten und des Pelletkessels sind deutlich am geringsten. Die Fernwärme weist höhere Emissionen von ca. 20 kg CO₂-äq pro m² Wohnfläche auf, diese sind jedoch weniger als halb so hoch wie bei den GEG-konformen Gaskesselvarianten. Dies kann jedoch je nach den regionalen Gegebenheiten des vorliegenden Fernwärmenetzes stark variieren.

Die Endenergieeffizienz bezogen auf die Nutzfläche beträgt bei den Gasvarianten etwa 140 kWh/m_{AN}²*a (inklusive Warmwasser) und entspricht damit etwa der Energieeffizienzklasse E. Im Fall des Pelletkessels liegt die Effizienz sogar nur bei 156 kWh/m_{AN}²*a. Bei der Luft-Wasser-Wärmepumpe liegt sie hingegen bei 50 kWh/m_{AN}²*a und im Fall mit PV-Anlage bei 38 kWh/m_{AN}²*a, was fast der Energieeffizienzklasse A entspricht.

3.3 Fallbeispiel Mehrfamilienhaus

Abbildung 3 zeigt die Ergebnisse für den Fall einer Heizungsmodernisierung im Mehrfamilienhaus. Im Fall des Systems mit PV-Anlage im MFH wurde angenommen, dass der Strom vor Ort nur in der Wärmepumpe eingesetzt wird und keine Nutzung in den Wohnungen, z.B. als Mieterstrom erfolgt, sodass die verbleibende Strommenge ins Netz eingespeist wird.

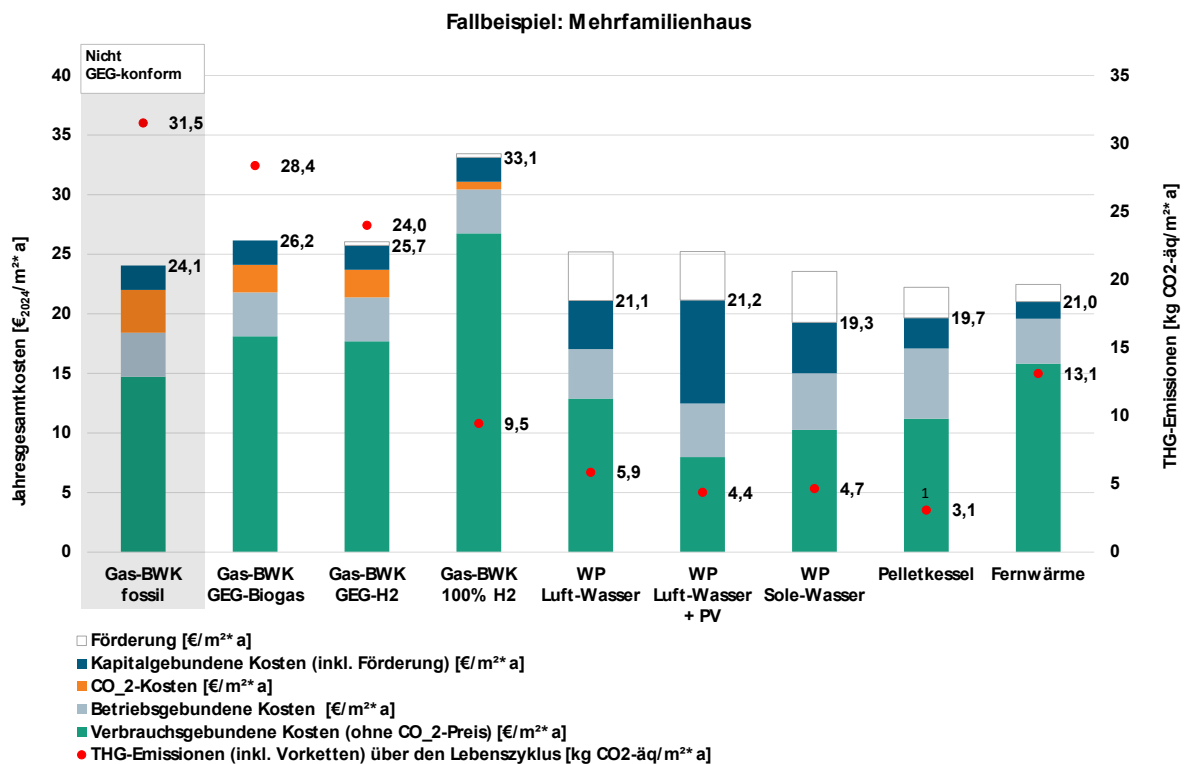


Abbildung 3: Heizkostenvergleich Altbau Mehrfamilienhaus^{13,14} ; Quelle: Eigene Darstellung

Beim Mehrfamilienhaus stellt sich der ökologische Vergleich ähnlich dar, der ökonomische Vergleich führt auch zu ähnlichen, jedoch leicht abweichenden Ergebnissen. Die In-

¹³ Gem. § 71k GEG dürfen Heizungsanlagen, die auf 100 % Wasserstoffverbrennung umrüstbar sind und in einem Gebiet liegen, das im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung als Wasserstoffnetzausbaugbiet ausgewiesen wurde und für das bis Mitte 2028 ein verbindlicher Fahrplan zu Netzumstellung vorliegt, bis 2044 mit rein fossilem Erdgas betrieben werden. Unter diesen Voraussetzungen, die i.d.R. jedoch in den kommenden Jahren noch nicht mit absoluter Sicherheit bekannt sind und sich stark lokal unterscheiden, könnte auch die Technikvariante „Gas-BWK-fossil“ mit geringen Investitionszusatzkosten für 100 %-H2-readiness GEG-konform sein.

¹⁴ Hinweis zu Nah-/Fernwärme: Hier wurden die Annahmen von Mailach und Oschatz (2021a) hinsichtlich der Kosten und hinsichtlich der THG-Emissionen im Startjahr übernommen. Da Nah-/Fernwärme durch deutlich kleinere Netzinfrastrukturen als bei den anderen Technologien stärker lokal geprägt ist, können Emissionswerte und Kosten eine sehr große Bandbreite einnehmen und bei Einsatz entsprechender erneuerbarer Wärmequellen und Abwärme auch deutlich geringere Emissionen als dargestellt bewirken.

vestitionskosten fallen insgesamt weniger ins Gewicht, da diese aufgrund von Skaleneffekten bei den Wärmeerzeugern pro Quadratmeter im Mehrfamilienhaus geringer sind als im Einfamilienhaus. Auch die verbrauchsgebundenen Kosten sind in spezifischen Werten, bezogen auf die Wohnfläche, geringer als beim EFH, was vor allem mit dem besseren Verhältnis von Wohn- zu Außenwandfläche und damit höherer Effizienz und geringeren flächenbezogenen Verbräuchen zu begründen ist. Für eine Investition in ein neues Heizsystem wurden dieselben acht Systeme betrachtet wie beim EFH. Der Pelletkessel ist im Mehrfamilienhaus im Verhältnis zu den Wärmepumpen und zur Fernwärme weniger teuer als im Einfamilienhaus, was vor allem mit den im Verhältnis zum EFH geringeren Anteilen von Investitions- und betriebsgebundenen Kosten zu begründen ist. Auch die Sole-Wasser Wärmepumpe ist im MFH-Fallbeispiel deutlich kostengünstiger als im EFH. Dies liegt vor allem an der deutlich höheren Förderung, da die Deckelung der Förderung (siehe Kapitel 3.5, hier mit 50 % von 105.000 € angenommen) im MFH nicht erreicht wird, während sie im EFH deutlich überschritten wird, sodass die effektive Förderquote im EFH nur bei 28 % statt 50 % liegt.

Der spezifische Endenergiebedarf ist erwartungsgemäß im Mehrfamilienhaus niedriger als im Einfamilienhaus. Bei den gasbetriebenen Systemen liegt er bei $108 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{AN}} \cdot \text{a})$, was der Einordnung in die Energieeffizienzklasse D entspricht. Mit den effizientesten Systemen, der Luft-Wasser Wärmepumpe mit PV-Anlage und der Sole-Wasser Wärmepumpe, wird sogar ein Endenergiebedarf von knapp unter $30 \text{ kWh}/(\text{m}^2_{\text{AN}} \cdot \text{a})$ erreicht, was der Effizienzklasse A+ entspricht.

3.4 Variation des Effizienzstandards des Gebäudes

Nachfolgend wird untersucht, wie sich der oben durchgeführte Vergleich verändert, wenn von deutlich geringeren beziehungsweise höheren Wärmebedarfen als im bisherigen Fallbeispiel ausgegangen wird. Dazu wird in einem ersten Schritt der Wärmebedarf des Ge-

bäudes so variiert, dass alle Effizienzklassen zwischen B und G bei Annahme eines Gasbrennwertkesselsystem abgedeckt werden¹⁵. Im nächsten Schritt erfolgt eine vereinfachte Auslegung des Wärmeerzeugers auf Basis der „Schweizer Formel“. Dabei wird der Gasverbrauch (brennwertbezogen) bei den verschiedenen Effizienzklassen durch eine jährliche Vollaststundenzahl von 2.300 h/a (für Raumwärme und Trinkwarmwasser) dividiert und mit dem Jahresnutzungsgrad, der gemäß BDEW Heizkostenvergleich 2021 beim Gasbrennwertsystem 1,02 (heizwertbezogen) beträgt, multipliziert, um die benötigte thermische Leistung eines neuen Heizsystems abzuschätzen. Die Investitionskosten für das neue Heizsystem werden anschließend über eine Investitionskostenkurve¹⁶ in Abhängigkeit der installierten Leistung bestimmt. Alle weiteren Annahmen u.a. zu Förderbedingungen, Zins-, Inflations- und Energiepreisentwicklungen, werden identisch wie in den bisherigen Kapiteln angenommen. Zur Bestimmung des Stromverbrauchs wird im Fall der Luft-Wärmepumpe der Wärmebedarf aus Schritt eins verwendet und durch eine Jahresarbeitszahl von 2,8 (vgl. BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2021) dividiert. Diese wird zwischen den verschiedenen Effizienzstandards des Gebäudes nicht variiert¹⁷.

¹⁵ Da weitere Annahmen, insbesondere die „Schweizer Formel“, bei sehr geringen und sehr hohen Wärmebedarfen keine Gültigkeit mehr haben, werden die Effizienzklassen A, A+ und H nicht näher betrachtet. Für die Bestimmung der Effizienzklassen wird die Nutzfläche (AN) zugrunde gelegt. Bei den Kosten wird, wie in den übrigen Rechnungen, die Wohnfläche (WF) als Bezugsgröße zugrunde gelegt.

¹⁶ Diese wurden aus Zwischenergebnissen zur Konsultation des Technikatlögs kommunale Wärmeplanung vom Stand September 2023 abgeleitet und an die Kostenniveaus des Heizkostenvergleichs aus Kapitel 4.2 bzw. 4.3 angepasst. Sie lauten für Luft-WP [€/Brutto/kW]: Invest = 4.462€*x-0,12 und für Brennwertkessel [€/Brutto/kW]: Invest = 2.992€*x-0,402

¹⁷ Entscheidenden Einfluss auf die Effizienz der Wärmepumpe hat die Vorlauftemperatur. Diese bestimmt sich nach dem Verhältnis von Heizflächen zur Raumheizlast. Statistisch repräsentative Erhebungen für den Bestand existieren hierzu nicht. Im Errichtungszustand sind die Heizflächen i.d.R. an die Raumheizlast angepasst. Oftmals sind sogar in Altbauten mit großzügig dimensionierten Gußradiatoren geringere Vorlauftemperaturen möglich als in Zwischenbauten der 70er/80er Jahren mit knapp dimensionierten Heizkörpern. Aus diesem Grund wird die Jahresarbeitszahl konstant gehalten und Neubaustandards der Effizienzklassen A und A+, in den sich oftmals Fußbodenheizungen wiederfinden, werden nicht untersucht.

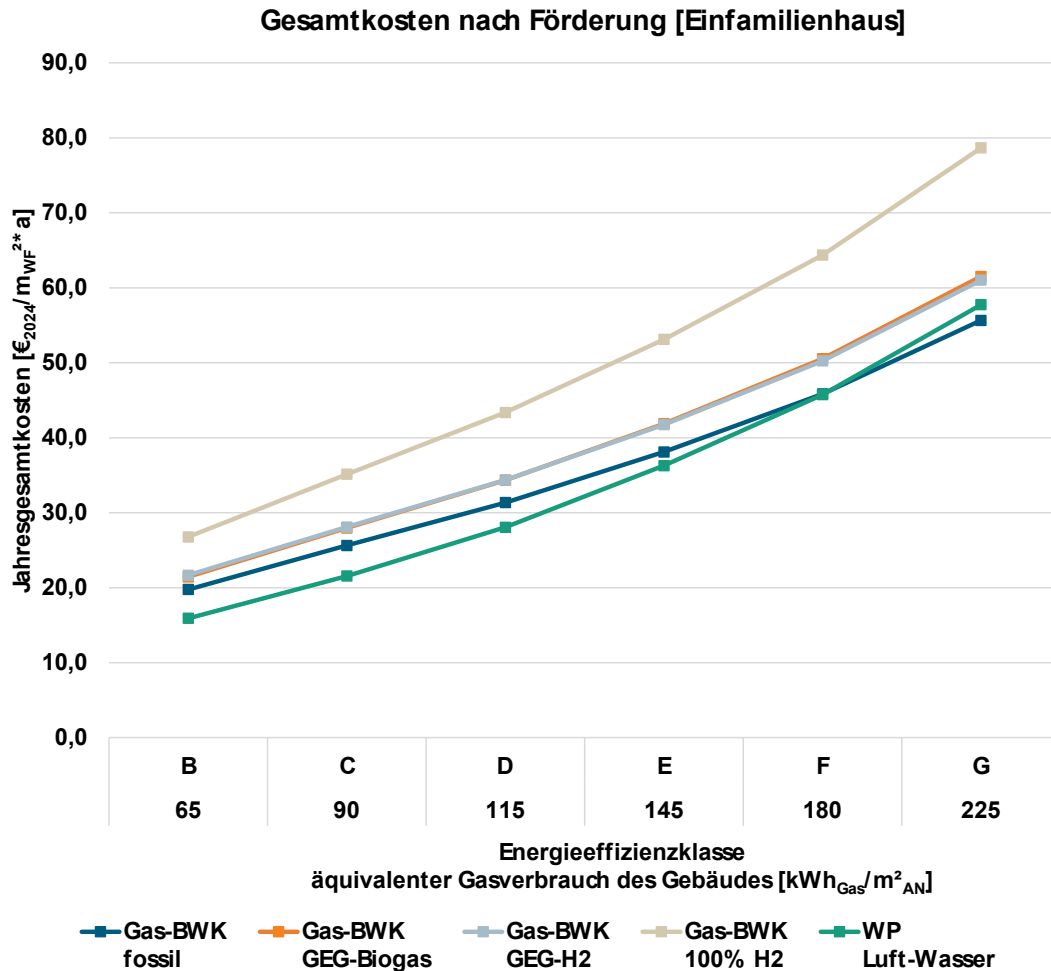


Abbildung 4: Heizkostenvergleich bei Variation des Effizienzstandards im Einfamilienhaus¹⁸; Quelle: Eigene Darstellung

Es zeigt sich, dass bis hin zu Effizienzklasse E die Luft-Wärmepumpe einschließlich der aktuellen Förderung günstiger ist als die Varianten mit Gaskesseln und sogar günstiger als ein dauerhaft fossil betriebener Gaskessel. Erst ab Effizienzklasse F sind die Kosten der beiden Systeme nahezu identisch. Grund für die Annäherung der WP-Kosten an die Gaskesselkosten sind die Investitionskosten, die bei der WP langsamer mit steigender Größe fallen als beim Gaskessel. Hinzu kommt, dass bei der Luft-WP etwa in dem Gebäude der Effizienzklasse D der Förderdeckel unter den getroffenen Annahmen erreicht wird. Durch die Umstellung von Gasbrennwertkessel auf Wärmepumpe würde es nach

¹⁸ Für die Bestimmung der Effizienzklassen wird die Nutzfläche (AN) zugrunde gelegt. Bei den Kosten wird, wie in den übrigen Rechnungen, die Wohnfläche (WF) als Bezugsgröße zugrunde gelegt

dem Umbau des Heizsystems jedoch einen Energiestandard entsprechend Effizienzklasse A erreichen.

Zur Einordnung der Effizienzklassen: Es kann etwa davon ausgegangen werden, dass das in den Grafiken als Effizienzklasse C bezeichnete Gebäude den Mindestanforderungen an eine Sanierung der Außenhülle nach Effizienzhaus 85-Standard¹⁹ und Effizienzklasse B einer Sanierung der Außenhülle nach Effizienzhaus 55-Standard²⁰ entspricht.

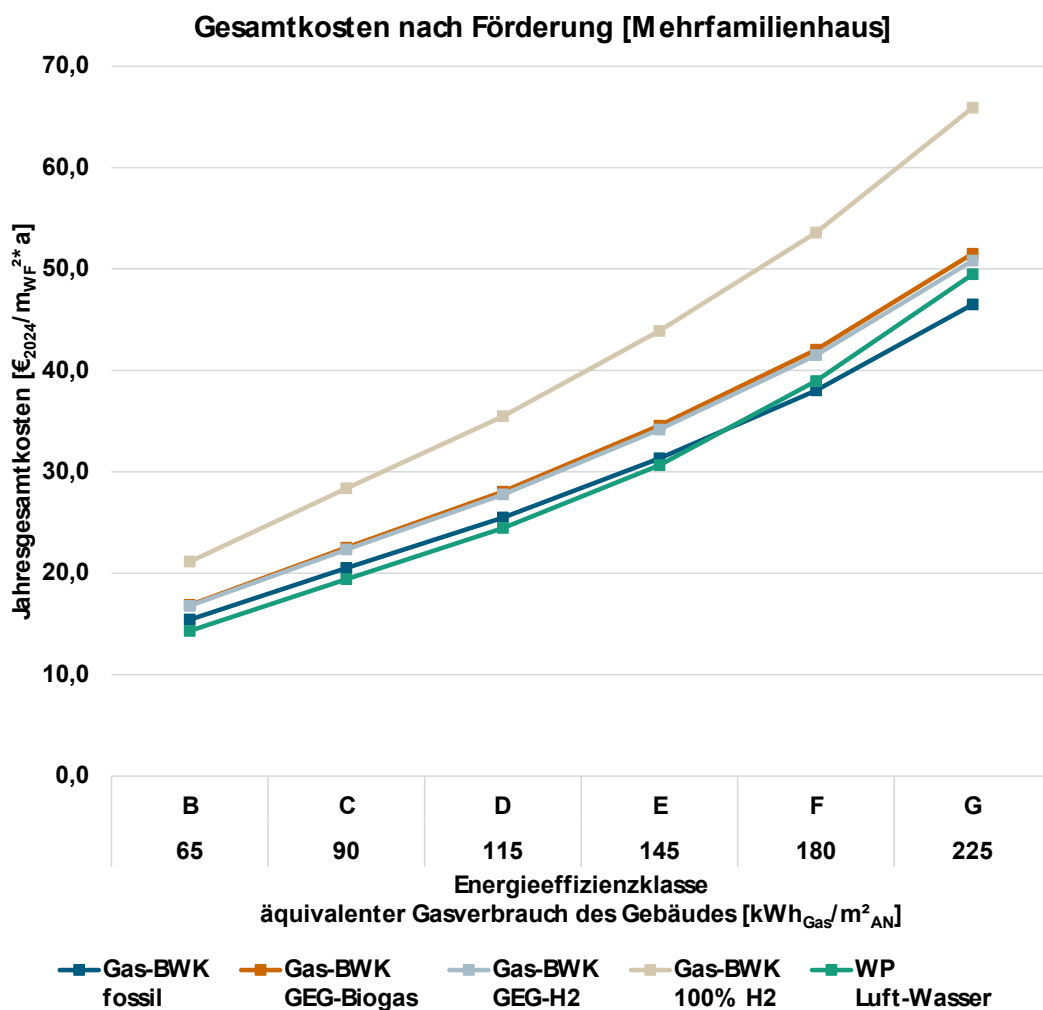


Abbildung 5: Heizkostenvergleich-Variation des Effizienzstandards im Mehrfamilienhaus²¹; Quelle: Eigene Darstellung

¹⁹ Bei EH 85 gilt mindestens $H_{T'} = 100\% \cdot H_{T'}_{\text{Referenzgebäude}}$

²⁰ Bei EH 55 gilt mindestens $H_{T'} = 70\% \cdot H_{T'}_{\text{Referenzgebäude}}$

²¹ Für die Bestimmung der Effizienzklassen wird die Nutzfläche (AN) zugrunde gelegt. Bei den Kosten wird, wie in den übrigen Rechnungen, die Wohnfläche (WF) als Bezugsgröße zugrunde gelegt

Im Mehrfamilienhaus liegen die Jahresgesamtkosten zwischen Luft-Wasserwärmepumpe und Brennwertkessel näher zusammen als beim Einfamilienhaus. Dies ist damit zu begründen, dass die Kostenunterschiede zwischen den Technologien am stärksten durch die Differenz der unterschiedlichen Verbrauchskosten bestimmt sind. Diese sind pro m^2_{AN} jedoch geringer im Mehrfamilienhaus als im Einfamilienhaus und damit auch ihr Einfluss auf die Jahresgesamtkosten. Dies gilt selbst bei einer Variation der Energieeffizienzklasse, da sich diese an der Energiebezugsfläche bemisst, während die Kosten auf die Wohnfläche bezogen werden und das Verhältnis von Wohn- zu Energiebezugsfläche im gewählten Beispiel im Mehrfamilienhaus günstiger (Faktor 1,2) als im Einfamilienhaus (Faktor 1,4) ist.

Grundsätzlich lässt sich ein ähnlicher Verlauf der Kurven wie im Einfamilienhaus beobachten. Wichtigster Unterschied ist, dass sich der Schnittpunkt zwischen der Kurve für fossile Gaskessel und Luft-Wärmepumpe leicht nach links hin zu effizienteren Gebäuden verschiebt (zwischen Effizienzklasse E und F). Dies ist der Fall, obwohl der angenommene Förderdeckel im Mehrfamilienhaus erst bei Effizienzklasse E erreicht wird.

3.5 Die Rolle des CO_2 -Preises

Nachfolgend wird der Kostenvergleich aus den Kapiteln 3.2 und 3.3 nochmals analysiert für ausgewählte Technologien, jedoch jeweils mit dem geringen und höheren CO_2 -Preispfad aus Kapitel 2.2.

Wie in Abbildung 6 dargestellt, ändert auch der angenommene niedrigere Preispfad wenig am Verhältnis der Jahresgesamtkosten der Technologien zueinander. Fernwärme und Luft-Wasser-Wärmepumpe bleiben die kostengünstigsten Technologien im Einfamilienhaus. Das Gasbrennwertsystem mit anteiliger Wasserstoffnutzung weist nun ähnlich hohe Kosten auf wie die Sole-Wasser-Wärmepumpe ohne Förderung. Damit der Gasbrennwertkessel (fossil) und die Luft-Wasser-Wärmepumpe zu ähnlichen Jahresgesamtkosten führen würden, müsste entweder der CO_2 -Preis auf null sinken oder die Förderung nahezu komplett gestrichen werden. Im Mehrfamilienhaus liegen die Kosten der Systeme nun noch näher zusammen. Trotzdem bleiben die Systeme, die nicht unter das BEHG fallen, kostengünstiger.

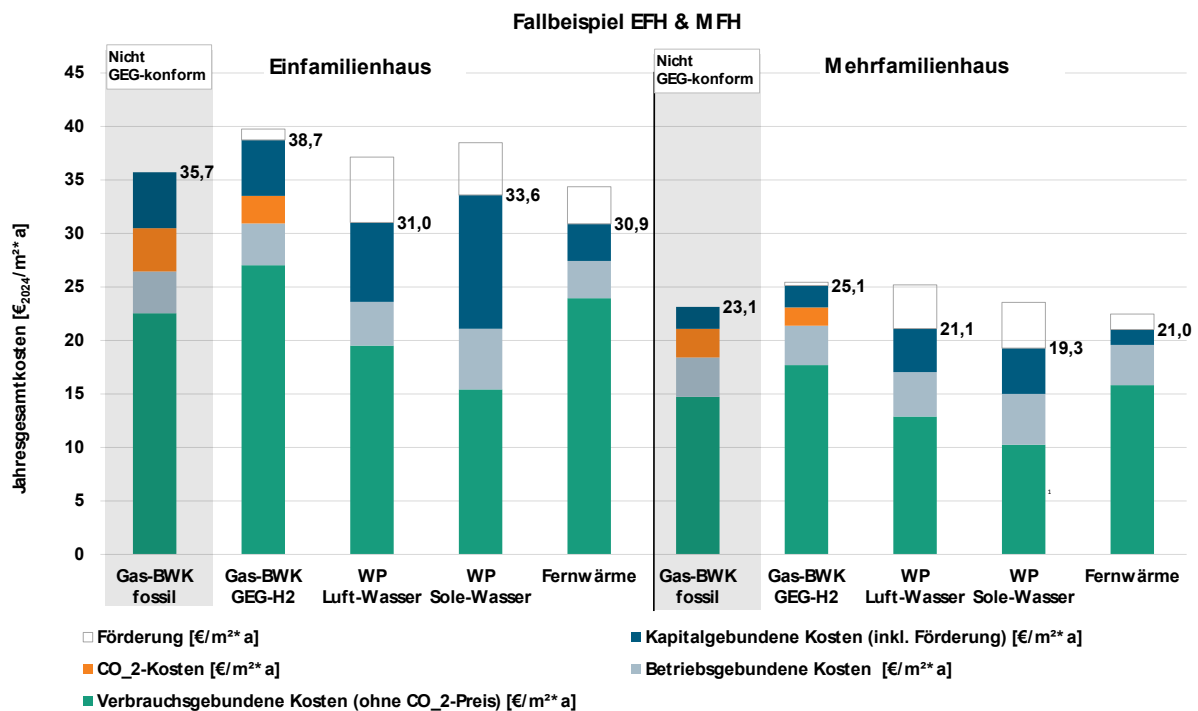


Abbildung 6: Sensitivität Heizkostenvergleich bei niedrigem CO₂-Preisfad²²; Quelle: Eigene Darstellung

Auch beim hohem CO₂-Preisfad in Abbildung 7 ändert sich wenig hinsichtlich der ökonomischen Einordnung der Technologievarianten. Lediglich die Preisdifferenzen zwischen den Gasbrennwertsystemen und den anderen Technologieoptionen steigt weiter.

²² Gem. § 71k GEG dürfen Heizungsanlagen, die auf 100 % Wasserstoffverbrennung umrüstbar sind und in einem Gebiet liegen, das im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung als Wasserstoffnetzausbauggebiet ausgewiesen wurde und für das bis Mitte 2028 ein verbindlicher Fahrplan zu Netzumstellung vorliegt, bis 2044 mit rein fossilem Erdgas betrieben werden. Unter diesen Voraussetzungen, die i.d.R. jedoch in den kommenden Jahren noch nicht mit absoluter Sicherheit bekannt sind und sich stark lokal unterscheiden, könnte auch die Technikvariante „Gas-BWK-fossil“ mit geringen Investitionszusatzkosten für 100 %-H₂-readiness GEG-konform sein.

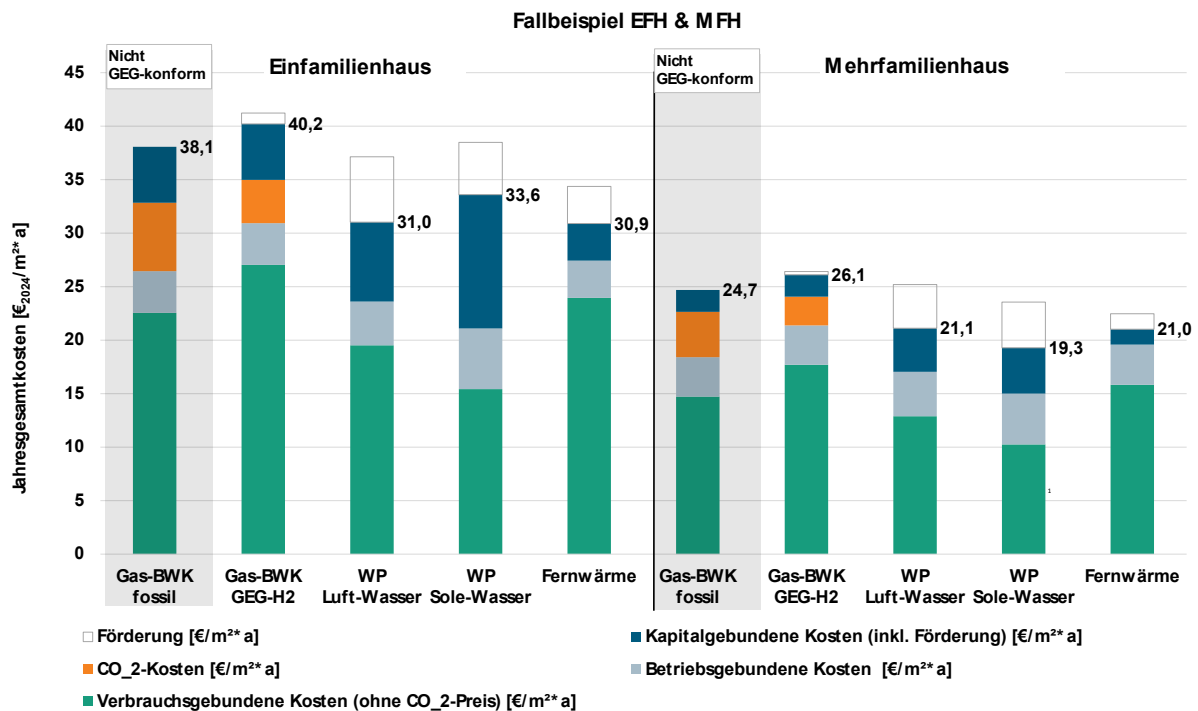


Abbildung 7: Sensitivität Heizkostenvergleich bei hohem CO₂-Preisfad²³; Quelle: Eigene Darstellung

Dies impliziert jedoch nicht, dass in der Praxis ein höherer CO₂-Preisfad keinen Effekt auf die Auswahl der Technologien haben wird, schließlich werden in der hiesigen Betrachtung nur jeweils eine Annahme für Energieträgerpreis- und Investitionskostenentwicklung unterstellt. In der Praxis sind diese jedoch weiter gestreut und mit Unsicherheiten belegt. Der geringe Unterschied zwischen den verschiedenen CO₂-Preisfaden ist vor allem damit zu begründen, dass durch den Barwertfaktor zeitnah anfallende Kosten stärker gewichtet werden als solche in der fernen Zukunft. Folglich ist vor allem entscheidend, dass der CO₂-Preisfad in den nächsten Jahren einen ähnlichen Verlauf aufweist, wie angenommen und die Förderung erhalten bleibt. Dies gilt, bis der Anreiz aus dem dann aktuellen CO₂-Preis hinreichend groß ist, ein klimafreundliches Heizsystem einzubauen, dass auch langfristig kostengünstiger ist.

²³ Gem. § 71k GEG dürfen Heizungsanlagen, die auf 100 % Wasserstoffverbrennung umrüstbar sind und in einem Gebiet liegen, das im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung als Wasserstoffnetzausbaubereich ausgewiesen wurde und für das bis Mitte 2028 ein verbindlicher Fahrplan zu Netzumstellung vorliegt, bis 2044 mit rein fossilem Erdgas betrieben werden. Unter diesen Voraussetzungen, die i.d.R. jedoch in den kommenden Jahren noch nicht mit absoluter Sicherheit bekannt sind und sich stark lokal unterscheiden, könnte auch die Technikvariante „Gas-BWK-fossil“ mit geringen Investitionszusatzkosten für 100 %-H₂-readiness GEG-konform sein.

Auch der unterstellte langfristig konstante interne Zinsfuß von 2 % stellt nur einen gängigen kalkulatorischen Wert aus der Ökonomie bei Abwägung von Investitionsentscheidungen dar. In empirischen Untersuchungen werden jedoch regelmäßig deutlich höhere implizite, d.h. in der Praxis zu beobachtende, Zinsfüße vorgefunden. Dabei werden unter anderem aufgrund von Informationsasymmetrien, individuellen Risikoabwägungen oder Eigenkapitalverfügbarkeiten zeitnahe Kosten- und Ertragsströme noch deutlich stärker gewichtet als dies bereits in den Rechnungen der Fall ist. Wie hoch diese impliziten Zinsfüße liegen, variiert jedoch stark zwischen einzelnen Untersuchungen und hängt auch stark vom untersuchten Anwendungsbereich ab. Deshalb wird hier keine Rechnung mit einem solchen Zinsfuß durchgeführt. In der Tendenz liegen die Unterschiede zwischen kalkulatorischem und implizitem Zinsfuß jedoch bei privaten Investierenden höher als bei institutionellen Investierenden. Vor diesem Hintergrund ist es vor allem im Einfamilienhausbereich wichtig, dass gewollte Preissignale über Förderung, CO₂-Preis oder Energieträgerpreise bei geringem kalkulatorischem Zinsfuß eindeutig sind.

4. Fazit

Die Wahl eines geeigneten Heizungssystems ist von vielen Faktoren abhängig: Nutzung und energetische Qualität des Gebäudes, Dimensionierung des vorhandenen Übergabesystems, verfügbare Energieträger und nicht zuletzt investitions-, wartungs- und verbrauchsbedingte Kosten. Eine wichtige Rolle spielen auch die erfolgte Beratung durch Handwerk oder Energieberater sowie gesetzliche Anforderungen aus dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) und mögliche Förderungen. Heizungen sind langlebige Investitionsgüter, mit ihrer Wahl werden Verbrauchskosten auf einen Zeitraum von in der Regel zwanzig Jahren und mehr festgelegt. Dementsprechend sollten auch die in diesem Zeitraum zu erwartenden Randbedingungen Grundlage einer Investitionsentscheidung sein.

Die vorliegende Studie kommt zu dem Schluss, dass bei Berücksichtigung aktueller Regelungen (hinsichtlich GEG) und zukünftig zu erwartenden Entwicklungen (bei CO₂-Preis und Energieträgerpreisen) die Vollkosten der Wärmeversorgung in kleinen Gebäuden für die verglichenen Systeme mit signifikant niedrigen Treibhausgas-Emissionen, wie Fernwärme, Luft-Wasser und Sole-Wasser-Wärmepumpen, günstiger sind als Systeme mit Gas-Brennwertgeräten. Auch in unsanierten Mehrfamilienhäusern werden durch die aktuelle Förderung niedrigere Kosten für Systeme mit Wärmepumpen erreicht, als durch eine Neuinstallation eines Gaskessels, weil sowohl fossiles Gas, Biogas oder Wasserstoff zu hohen Betriebskosten über den Lebenszyklus führen. Ein Vergleich mit der Vorstudie zeigt, dass sich insbesondere in diesem Einsatzbereich die zu erwartende Rentabilität zwischen Gas-Brennwertgeräten, Wärmepumpen und Fernwärme zu Gunsten von Wärmepumpen und Fernwärme verbessert hat durch die geforderten Beimischquoten für Gasheizungen ab 2029 aus dem GEG, die begleitende Anpassung der Förderung und die voranschreitende Erhöhung des CO₂-Preises. Bei strombasierten Systemen mit Wärmepumpen kann die Wirtschaftlichkeit und die THG-Bilanz durch die zusätzliche Installation einer PV-Anlage zusätzlich verbessert werden.

Die Ergebnisse zeigen auf, dass für eine Ersatzinvestition oder Austausch der Heizsysteme immer von mittleren, während der technischen Lebensdauer zu erwartenden, CO₂-Äquivalenten für die unterschiedlichen Energieträger angenommen werden müssen. Betroffen hiervon wären insbesondere Strom (mit schnell steigenden Anteilen CO₂-armer

Erzeugung) und Fernwärme. Außerdem sollten Pfade für die Entwicklung des CO₂-Preises hinterlegt und bei der Kostenbetrachtung berücksichtigt werden, auch wenn sie ebenso wie die Entwicklung der Investitionskosten und der Energieträgerpreise mit Unsicherheiten behaftet sind.

Weiterhin stellt das Thema Eigenkapitalverfügbarkeit einen wichtigen Aspekt in der Praxis dar, der dazu führt, dass trotz „theoretischer“ ökonomischer Vorteilhaftigkeit über den Lebenszyklus Investitionen in fossile Heiztechnik mit meist geringen Investitionskosten getätigt werden. Ob die aktuelle Förderung dahingehend bereits hinreichende Anreize setzt, wurde hier nicht betrachtet, sollte aber in weiterer Forschung untersucht werden.

Literaturangaben

- Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. (2023). *Ein Konzept für den Übergang vom nationalen zum EU-Emissionshandel*. Berlin.
- BAFA. (01. Mai 2023). *Informationsblatt CO₂-Faktoren*. Von https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_infoblatt_co2_faktoren_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=3 abgerufen
- BDEW. (2023). *Die Energieversorgung 2022 - Jahresbericht*.
- BMWi. (2021). *Zeitreihen zur Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland. unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energie-Statistik*. Von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2022-excel.xlsx?__blob=publicationFile&v=5 abgerufen
- BMWK, BMWStB. (07. Oktober 2023). *Novelle des Gebäudeenergiegesetzes - Einstieg in die Wärmewende*. Von https://www.bmwstb.bund.de/SharedDocs/downloads/Webs/BMWStB/DE/veroeffentlichungen/geg-auf-einen-Blick.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen
- Brandes, J., Haun, M., Wrede, D., Jürgens, P., Kost, C., & Henning, H.-M. (2021). *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Update Klimaneutralität 2045*. Freiburg.
- energie-fachberater.de. (08. September 2023). *Update: Förderung für Heizung und Sanierung ab 2024*. Von <https://www.energie-fachberater.de/news/foerderung-heizung-2024.php> abgerufen
- Günther, D., Wapler, J., Langner, R., Helmling, S., & Miara, M. (2020). *WPsmart im Bestand: Wärmepumpen in Bestandsgebäuden: Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt "WPsmart im Bestand" (Abschlussbericht)*. Freiburg.
- Knopf, B., Pahle, M., & Walther, A. (2023). *Optionen für eine Architektur für den Übergang vom nationalen Brennstoffemissionshandel zum europäischen Emissionshandel ETS 2*. Potsdam.
- Krapp, C., Olk, J., Kiefer, F., & Zaremba, N. (8. September 2023). *Handelsblatt - So viel teurer wird Heizen mit Gas und Öl wird bis 2027*. Von <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/neuer-co2-preis-so-viel-teurer-wird-heizen-mit-gas-und-oel-wird-bis-2027/29321714.html> abgerufen
- Mailach, B., & Oschatz, B. (2021). *BDEW-Heizkostenvergleich*.
- Matthey, A., & Büniger, B. (2020). *Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten - Kostensätze*. Dessau-Roßlau.
- Meyer, R., Senkpiel, C., Heilig, J., Berneiser, J., Fluri, V., & Gorbach, G. (2021). *Heizungstechnologien im Gebäude: Ein Beitrag zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit und Klimawirksamkeit*.
- Möslein, J. (2023). *Die Reform des Europäischen Emissionshandels schreitet voran*. Von <https://www.dihk.de/de/die-reform-des-europaeischen-emissionshandels-schreitet-voran-76142> abgerufen
- Pause, F., Nysten, J. N., & Harder, K. (2023). *Das neue EU-Emissionshandelssystem für Gebäude und Straßenverkehr und die Abfederung von Belastungen durch den EU-Klima-Sozialfonds. Zeitschrift für Europäisches Umwelt- und Planungsrecht (EurUP)*, S. 196 - 207.
- Solarthemen Media GmbH. (26. September 2023). *Stellungnahme der Verbände zur BEG-Förderung: zu niedrig, zu kompliziert*. Von https://www.solarserver.de/2023/09/26/hauptstadtbuero-bioenergie-geg-nicht-nachtraeglich-ueber-das-beg-verschaerfen/?utm_source=infodienst&utm_campaign=infodienst abgerufen
- Statistisches Bundesamt. (2023). *Baupreisindizes: Deutschland, Berichtsmonat im Quartal, Messzahlen mit/ohne Umsatzsteuer, Instandhaltung von Wohngebäuden, Bauarbeiten (Instandhaltung)*.
- Steinbach, J., Deurer, J., Senkpiel, C., Brandes, J., Heilig, J., Berneiser, J., & Kost, C. (2021). *Wege zur Erreichung eines klimaneutralen Gebäudebestandes 2050*. BBSR- Online-Publikation.
- VDI. (2012). *VDI 2067. Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung*.

- Wagener, L., & Weißbach, A. (2021). *Stromverbrauch im Haushalt*. Hg. v. co2online gGmbH,. Von <https://www.co2online.de/energie-sparen/strom-sparen/strom-sparen-stromspartipps/stromverbrauch-im-haushalt/> abgerufen
- Wolff, D., Teuber, P., Budde, J., & Jagnow, K. (2004). *Felduntersuchung: Betriebsverhalten von Heizungsanlagen mit Gas-Brennwertkesseln*. Wolfenbüttel: DBU.

Anhang

Genauere Angaben zu den Gebäuden und Heizsystemen (Wohnfläche, Jahresheizlast, Anlagenkonfiguration, etc.) sowie zur Methodik können dem BDEW-Heizkostenvergleich dem BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2021 entnommen werden. Hier sind die abweichenden Daten zu PV-Einspeisung und TGH-Emissionen aufgelistet, sowie die sich ergebenden Gesamtkosten.

Altbau EFH (Wohnfläche: 150 m ² ; Nutzfläche (A _N): 209,7 m ² , Heizleistung: 10 kW _{th})	Gas- BWK fossil	Gas- BWK GEG- Bio- gas	Gas- BWK GEG- H2	Gas- BWK 100% H2	WP Luft- Was- ser	WP Luft- Was- ser + PV	WP Sole- Was- ser	Pel- let- kes- sel	Fern- wärm e
Jahresendenergiebedarf (auf Hi bezogen) [kWh/m ² AN*a]	141	141	141	141	51	51	39	156	146
Investitionen [€]	12.821	12.821	15.321	15.321	33.196	48.526	53.403	33.168	17.002
Förderung [€]	-	-	2.500	2.500	15.000	15.000	15.000	15.000	8.501
Kapitalgebundene Kosten (nach Förderung) €/a	784	784	784	784	1.113	2.050	1.876	1.111	520
Betriebsgebundene Kosten [€/a]	585	585	585	585	613	785	850	1.554	523
Mit Barwertfaktor "gewichteter" Arbeitspreis 1.WE 2024-2044 [€/kWh]	0,103	0,125	0,122	0,183	0,265	0,265	0,265	0,074	0,115
Mit Barwertfaktor "gewichteter" Arbeitspreis Hilfsenergie 2024-2044 [€/kWh]	0,29	0,29	0,29	0,29	0,27	0,29	0,27	0,29	0,29
Stromvergütung/eingesparte Strombezugskosten [€/a]	0	0	0	0	0	-1.158	0	0	0
Verbrauchsgebundene Kosten (ohne CO ₂ -Preis) [€/a]	3.383	4.149	4.055	6.112	2.928	1.777	2.314	2.531	3.593
Mit Barwertfaktor "gewichteter" CO ₂ -Preis [€/t]	137	116	116	80	0	0	0	0	0
Verbrauchsgebundenen CO ₂ -Kosten [€/a]	814	524	524	122	0	0	0	0	0
Durchschnittliche, BEHG-relevante CO ₂ -Emissionen über den Lebenszyklus [t/a]	5,9	4,5	4,5	1,5	0	0	0	0	0
Durchschnittliche THG-Emissionen (inkl. Vorketten) über den Lebenszyklus [kg CO ₂ -äq/m ² _{WF} *a]	47,7	43,0	36,4	14,3	8,9	6,7	7,0	4,7	19,8

Alle Preise in realen Preisen 2024

Altbau MFH (Wohnfläche: 500 m ² ; Nutzfläche (A _N): 605,1 m ² , Heizleistung: 22 kW _{th})	Gas-BWK fossil	Gas-BWK GEG-Bio-gas	Gas-BWK GEG-H2	Gas-BWK 100% H2	WP Luft-Wasser	WP Luft-Wasser + PV	WP Sole-Wasser	Pellet-kessel	Fernwärm e
Jahresendenergiebedarf (auf Hi bezogen) [kWh/m ² AN*a]	108	108	108	108	39	39	29	120	113
Investitionen [€]	16.723	16.723	19.223	19.223	66.657	104.284	93.554	41.948	23.552
Förderung [€]	-	-	2.500	2.500	33.328	33.328	46.777	20.974	11.776
Kapitalgebundene Kosten (nach Förderung) €/a	1.023	1.023	1.023	1.023	2.038	4.339	2.138	1.283	720
Betriebsgebundene Kosten [€/a]	1.842	1.842	1.842	1.842	2.076	2.248	2.376	2.945	1.881
Mit Barwertfaktor "gewichteter" Arbeitspreis 1.WE 2024-2044 [€/kWh]	0,103	0,125	0,122	0,183	0,265	0,265	0,265	0,074	0,115
Mit Barwertfaktor "gewichteter" Arbeitspreis Hilfsenergie 2024-2044 [€/kWh]	0,29	0,29	0,29	0,29	0,27	0,29	0,27	0,29	0,29
Stromvergütung/eingesparte Strombezugskosten [€/a]	0	0	0	0	0	-2.468	0	0	0
Verbrauchsgebundene Kosten (ohne CO ₂ -Preis) [€/a]	7.362	9.056	8.848	13.376	6.444	3.988	5.129	5.600	7.911
Mit Barwertfaktor "gewichteter" CO ₂ -Preis [€/t]	137	116	116	80	0	0	0	0	0
Verbrauchsgebundenen CO ₂ -Kosten [€/a]	1.799	1.157	1.157	323	0	0	0	0	0
Durchschnittliche, BEHG-relevante CO ₂ -Emissionen über den Lebenszyklus [t/a]	13,1	10,0	10,0	4,1	0	0	0	0	0
Durchschnittliche THG-Emissionen (inkl. Vorketten) über den Lebenszyklus [kg CO ₂ -äq/m ² _{WF} *a]	31,5	28,4	24,0	9,5	5,9	4,4	4,7	3,1	13,1

Alle Preise in realen Preisen 2024

Jahresgesamtkoten bei Variation des Effizienzstandards (vgl. Kapitel 4.4)		Jahresgesamtkosten [€ ₂₀₂₄ /m ² _{WF}]											
äquivalenter Gasverbrauch des Gebäudes [kWhGas/m ² NF]	Effizienzklasse bei Gaskesselsystem	Einfamilienhaus						Mehrfamilienhaus					
		Gas-BWK fossil	Gas-BWK GEG-Biogas	Gas-BWK GEG-H2	Gas-BWK 100% H2	WP Luft-Wasser	Fernwärme	Gas-BWK fossil	Gas-BWK GEG-Biogas	Gas-BWK GEG-H2	Gas-BWK 100% H2	WP Luft-Wasser	Fernwärme
40	A	13,6	14,7	15,0	18,2	10,2	12,9	10,1	11,0	11,0	13,7	9,1	10,4
65	B	19,8	21,4	21,7	26,8	15,9	17,4	15,4	16,9	16,8	21,1	14,3	14,3
90	C	25,6	28,0	28,1	35,1	21,5	21,7	20,5	22,5	22,3	28,4	19,4	18,1
115	D	31,4	34,3	34,4	43,4	28,1	26,0	25,5	28,0	27,8	35,5	24,5	21,9
145	E	38,1	41,9	41,8	53,1	36,3	31,2	31,3	34,6	34,2	43,9	30,7	26,4
180	F	45,8	50,5	50,3	64,4	45,7	37,1	38,0	42,0	41,5	53,6	39,0	31,6
225	G	55,7	61,5	61,0	78,7	57,8	44,7	46,5	51,5	50,8	65,9	49,5	38,2



Der rote Faden durch die Energiewende: Das Kopernikus-Projekt Ariadne führt durch einen gemeinsamen Lernprozess mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, um Optionen zur Gestaltung der Energiewende zu erforschen und politischen Entscheidern wichtiges Orientierungswissen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Deutschland bereitzustellen.

Folgen Sie dem Ariadnefaden:

 @AriadneProjekt

 Kopernikus-Projekt Ariadne

 ariadneprojekt.de

Mehr zu den Kopernikus-Projekten des BMBF auf kopernikus-projekte.de

Wer ist Ariadne? In der griechischen Mythologie gelang Theseus durch den Faden der Ariadne die sichere Navigation durch das Labyrinth des Minotaurus. Dies ist die Leitidee für das Energiewende-Projekt Ariadne im Konsortium von 27 wissenschaftlichen Partnern. Wir sind Ariadne:

adelphi | Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg (BTU) | Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) | Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) | Ecologic Institute | Forschungsinstitut für Nachhaltigkeit – Helmholtz-Zentrum Potsdam (RIFS) | Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems (CINES) | Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg | Hertie School | ifo Institut – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München | Institut der deutschen Wirtschaft Köln | Julius-Maximilian-Universität Würzburg | Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) | Öko-Institut | Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) | RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung | Stiftung Umweltenergierecht | Stiftung Wissenschaft und Politik | Technische Universität Berlin | Technische Universität Darmstadt | Technische Universität München | Universität Duisburg-Essen | Universität Greifswald | Universität Hamburg | Universität Potsdam | Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) | ZEW – Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung