



INSTITUT FÜR ENERGIE-  
UND UMWELTFORSCHUNG  
HEIDELBERG

## Heizen mit 65 % erneuerbaren Energien – Begleitende Analysen zur Ausgestaltung der Regelung aus dem Koalitionsvertrag 2021

---

### Teilbericht

<b>im Rahmen</b>	des Projektes „Gebäudeenergiegesetz und EPBD“
<b>Projektleitung</b>	Martin Pehnt (ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg)
<b>Autor*innen</b>	Martin Pehnt, Peter Mellwig, Klaus Lambrecht (ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg) Bernadetta Winiewska, Bert Oschatz, Bettina Mailach (ITG Dresden) Friedhelm Keimeyer, Sibylle Braungardt, Benjamin Köhler (Öko-Institut) Hartmut Kahl (Stiftung Umweltenergierecht)
<b>Datum</b>	03.04.2023

Die Analysen wurden im Zeitraum Februar 2022 bis März 2023 erstellt und spiegeln den Stand zum Erstellungszeitpunkt wider.

# Inhalt

---

<b>Inhalt</b>	<b>2</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>5</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>7</b>
<b>2 Grundsätzliche Ausgestaltung</b>	<b>8</b>
2.1 Ausgangspunkt: Der Kesselbestand	8
2.2 Interpretation der Intention der Regelung	9
2.3 Anforderungen an eine praxisnahe und zielkompatible Ausgestaltung	10
2.3.1 Kriterien der Ausgestaltung	10
2.3.2 Ersatzmaßnahmen sowie Härtefall- und Ausnahmeregelungen	13
2.3.3 Fazit	14
2.4 Gebäude mit besonderen Anlagenkonstellationen	14
2.5 Anschluss an Wärmenetze	15
2.6 Vermeidung von Attentismus und Vorzieheffekten	16
2.7 Übergangsfristen bei Heizungshavarie, geplantem Anschluss an ein Wärmenetz und Umstellung von Etagenheizungen oder Einzelraumfeuerungsanlagen	16
2.8 Resultierender Konzeptvorschlag	17
<b>3 Sonderanalyse: Biomethan</b>	<b>18</b>
3.1 Entwicklung der Energiepreise für Biomethan und Erdgas	18
3.2 Erdgas- und Biomethannutzung in Deutschland	20
3.2.1 Erdgasnutzung – Status quo	20
3.2.2 Biomethannutzung – Status quo	21
3.2.3 Mögliche Entwicklung	23
3.3 Potenziale	24
3.3.1 Ausbaupotenziale in D	24
3.3.2 Internationale Potenziale	26
3.4 Zusammenfassung	27
<b>4 Sonderanalyse: Elektrischer Leistungsbedarf von Wärmepumpen</b>	<b>29</b>
4.1 Einführende Bemerkungen	29
4.2 Effekte des forcierten Zubaus von Wärmepumpen	29
4.2.1 Datenbasis	29
4.2.2 Berechnung der Anschlussleistung	30
4.2.3 Ergebnisse	31

4.3	Anschlussleistung für strombasierte Systeme – Beispielgebäude	33
<b>5</b>	<b>Nachhaltigkeitsanforderungen an Biomasse</b>	<b>36</b>
5.1	Hintergrund	36
5.2	Nachhaltigkeit der Biomasse im GEG (de lege lata)	36
5.2.1	Nutzung von gasförmiger Biomasse (§ 40 GEG)	37
5.2.2	Nutzung von flüssiger Biomasse (§ 39 GEG)	38
5.2.3	Nutzung von fester Biomasse (§ 38 GEG)	39
5.3	Gesetzliche Regelungen zur Nachhaltigkeit von Biomasse	40
5.3.1	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung als Basis für EEG-Vergütungsansprüche	40
5.3.2	Biomassekraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung als Basis für die Biokraftstoffquote	40
5.3.3	Zentrale inhaltliche Anforderungen beider Regelungen	40
5.3.4	Vorläufiges Fazit	41
5.4	Maisdeckel (§ 39i EEG)	42
5.5	Ausblick: RED III-Novelle	43
5.6	Vollzug der Nachhaltigkeitsanforderungen im GEG	43
<b>6</b>	<b>Wirtschaftlichkeit der 65 % EE-Regel</b>	<b>44</b>
6.1	Einführung	44
6.2	Randbedingungen	45
6.2.1	Wohngebäude und Wärmeschutzstandards	45
6.2.2	Nichtwohngebäude: Schule	47
6.2.3	Nichtwohngebäude: Kindergarten	48
6.2.4	Nichtwohngebäude: Verwaltung	49
6.2.5	Förderungen	50
6.2.6	Energiepreise	51
6.3	Ergebnisse Wohngebäude	53
6.3.1	End- und Primärenergiebedarf	53
6.3.2	Jahresgesamtkosten ohne Förderungen	54
6.3.3	Jahresgesamtkosten mit Förderungen	61
6.3.4	Jahresarbeitszahlen einer Luft-Wasser-Wärmepumpe in Abhängigkeit von den Jahresgesamtkosten im Vergleich mit Gas-Brennwert-Kessel bei Nutzung 65 % Biomethan	67
6.4	Ergebnisse Nichtwohngebäude	68
6.4.1	Jahresgesamtkosten: Schule	68
6.4.2	Jahresgesamtkosten: Kindertagesstätte	70
6.4.3	Jahresgesamtkosten: Verwaltungsgebäude	72
6.5	Auswertung	74
6.6	Weitere Aspekte	76
6.7	Sensitivitätsanalyse	77
6.7.1	Allgemeines	77
6.7.2	Schule: Investitionskosten Luft-Wasser-Wärmepumpe	78

6.7.3	Kindertagesstätte: Investitionskosten Luft-Wasser-Wärmepumpe	79
6.7.4	Verwaltung: Investitionskosten Luft-Wasser-Wärmepumpe	80
<b>7</b>	<b>Referenzen</b>	<b>81</b>

# Abkürzungsverzeichnis

---

AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDH	Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V.
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BGBI	Bundesgesetzblatt
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
Biokraft-NachV	Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen
BioSt-NachV	Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biomasse zur Stromerzeugung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft
BMWSB	Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen
Bundes-KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
BWP	Bundesverband Wärmepumpen e.V.
COP	Coefficient of Performance
D	Deutschland
dena	Deutsche Energie-Agentur
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
dLS2	Dena Leitstudie
E-Direktheizung	Elektro-Direktheizung
E-DLE	Elektro-Durchlauferhitzer
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EFH	Einfamilienhaus
EnEV	Energieeinsparverordnung
EP	Europäisches Parlament
ETS	Emission trading system
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EZFH	Ein- und Zweifamilienhaus
FIW	Forschungsinstitut für Wärmeschutz e.V. München
Gas-BW	Gas Brennwert
Gas-NT	Gas-Niedertemperaturkessel
GEG	Gebäudeenergiegesetz

GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GSK	Gebäudestrategie Klimaneutralität
H_T	Spezifischer Transmissionswärmeverlust
HeizU	Heizungsunterstützung
HH	Haushalte
Hi	Heizwert
HJ	Halbjahr
ifeu	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
ITG	Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden
KoaV	Koalitionsvertrag
KOM	Europäische Kommission
LULUCF	Land use, land-use change and forestry
MFH	Mehrfamilienhaus
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NECP	Nationaler Energie- und Klimaplan
NT-Geräte	Niedertemperatur-Geräte
NWG	Nicht-Wohngebäude
Öl-BW	Öl Brennwert
Öl-NT	Öl-Niedertemperaturkessel
PtG	Power to Gas
PtL	Power to Liquid
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive
solare TWE	Trinkwassererwärmung
THG	Treibhausgas
U-Wert	Wärmedurchgangskoeffizient
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
WEG	Wohnungseigentumsgesetz
WN	Wärmenetz
WP	Wärmepumpe
X-FH	X-Familienhaus
ZFH	Zweifamilienhaus

# 1 Einleitung

---

Im Koalitionsvertrag findet sich die Formulierung: „Zum 1. Januar 2025 soll jede neu eingebaute Heizung auf der Basis von 65 Prozent erneuerbarer Energien betrieben werden.“ Dieser Beschluss wurde im Koalitionsausschuss vom 23. März 2022 um ein Jahr vorgezogen. „Wir werden jetzt gesetzlich festschreiben, dass ab dem 1. Januar 2024 möglichst jede neu eingebaute Heizung zu 65 Prozent mit Erneuerbaren Energien betrieben werden soll.“

Das Projektteam hat den Entwicklungsprozess der 65 % EE-Regel begleitet und verschiedene Analysen vorgenommen, von ersten Überlegungen zur Ausgestaltung über verschiedene Vertiefungsanalysen bis hin zu Quantifizierungen, rechtlichen Analysen und konkreten Ausgestaltungsvorschlägen der Regelung.

Dieser Bericht dokumentiert diese Analysen. Weitere Vertiefungen wurden als separate Arbeitspapiere angefertigt.

## 2 Grundsätzliche Ausgestaltung

---

### 2.1 Ausgangspunkt: Der Kesselbestand

Die Datengrundlage für die vorliegende Bestandsanalyse für Gas- und Ölheizkessel bilden die Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für das Jahr 2021, die Zahlenangaben des BDH sowie die Beheizungsstruktur nach Gebäudetyp nach dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“. Abbildung 1 stellt den Gesamtbestand für Gas- und Ölheizkessel zum 31.12.2021 dar. Zusätzlich wird für die vier Kesseltypen der Bestand an Kesseln ausgewiesen, die bis einschließlich 1996 errichtet wurden. Ende 2021 waren rund 4,5 Mio. Kessel in Betrieb, die mindestens 25 Jahre alt waren. In Abbildung 2 wird der Kesselbestand aufgeteilt in

- Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH), die mindestens seit 1. Februar 2002 selbstgenutzt sind;
- sonstige Gebäude darunter u.a. Mehrfamilienhäuser, vermietete EZFH, selbstgenutzte EZFH mit Eigentumsübergang nach dem 1. Februar 2002.

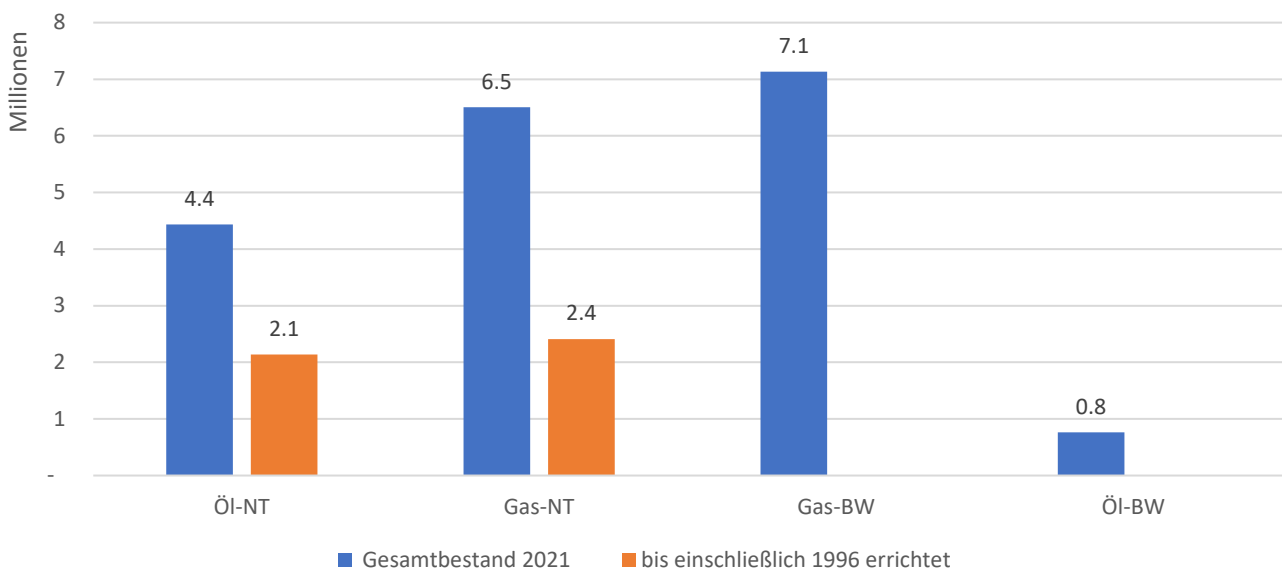


Abbildung 1: Bestand an Öl- und Gaskesseln zum 31.12.2021

---



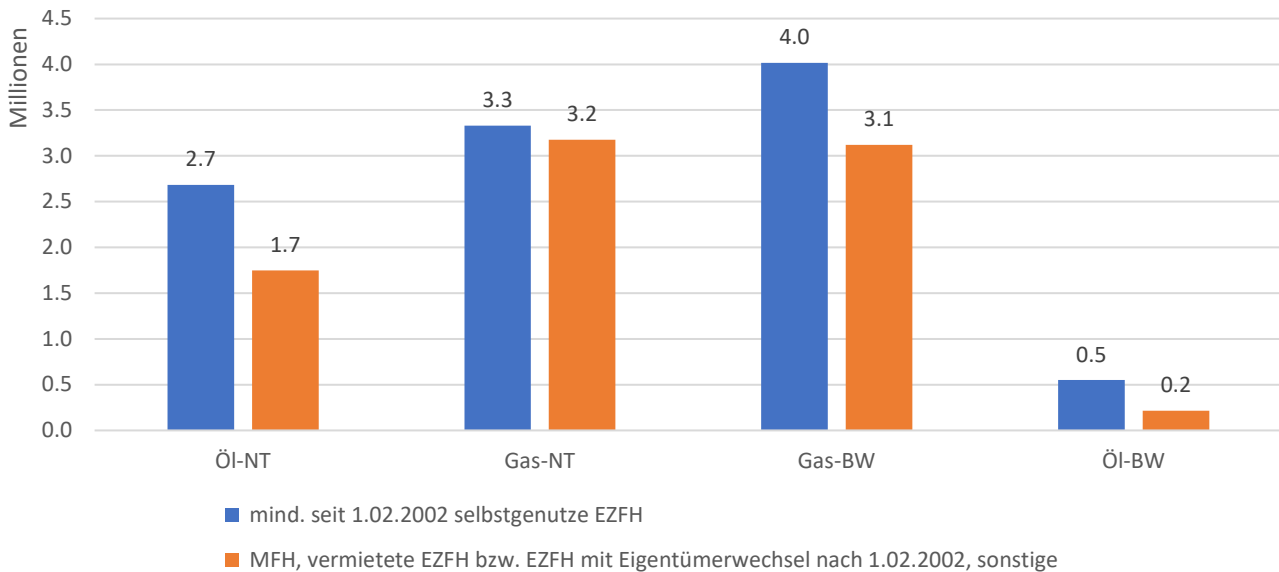


Abbildung 2: Bestand an Öl- und Gaskesseln zum 31.12.2021 – Aufteilung nach mindestens seit dem 1. Februar 2002 selbstgenutzten Ein-/Zweifamilienhäusern und sonstigen Gebäuden

## 2.2 Interpretation der Intention der Regelung

Für die Analyse der Ausgestaltungsoptionen der 65 % EE-Regel gehen wir von folgenden Ausgangshypothesen aus:

- Zielorientierung**  
 Im Koalitionsvertrag ist das Ziel formuliert, bis 2030 50 % des Wärmebedarfs in Deutschland aus erneuerbaren Quellen zu decken. Dies schließt den Prozesswärmebedarf mit ein. Weitere Ziele resultieren aus dem Klimaschutzgesetz (max. 67 Mt THG bis 2030 im Gebäudesektor, THG-Neutralität bis 2045). Diese Ziele erfordern eine schnellstmögliche grundsätzliche Abkehr von fossilen Energieträgern im Gebäudesektor. Da Wärmeerzeuger eine Nutzungsdauer von 20 Jahren und mehr haben, steht jede neu installierte fossil-betriebene Heizung den Zielen entgegen – auch wenn sie nur 35 % Deckungsanteil hat. Unstrittig ist, dass bei der Stromerzeugung eine zügige Verringerung der THG-Emissionen zu erwarten ist. Die kurz- und langfristigen Entwicklungen im Bereich der Wärmenetze und insbesondere im Bereich der gegenwärtig den Wärmemarkt dominierenden gasförmigen Brennstoffe werden hingegen unterschiedlich eingeschätzt.
- Anerkennung von Schwierigkeiten in Bestandsgebäuden**  
 Eine Wärmeversorgung mit 100 % erneuerbaren Energien ist in Bestandsgebäuden gegenwärtig häufig nur mit anlagentechnischem und finanziellem Aufwand realisierbar, wenn man von der Verbrennung biogener Brennstoffe absieht. In Bestandsgebäuden treten zusätzliche Herausforderungen auf, wie beispielsweise hohe Heizkreistemperaturen.
- Technologieoffenheit**  
 Die Technologieoffenheit wird durch die Anforderung von 65 %-EE-Anteil gegenüber dem bisherigen Heizungsmarkt eingeschränkt, was jedoch im Sinne des Klimaschutzes unvermeidlich ist. Zu prüfen sind weitere Einschränkungen, etwa für die

Nutzung biogener Brennstoffe, da nachhaltig verfügbare Biomassepotenziale begrenzt sind (s.u.). Die 65 %-Anforderung kann vergleichsweise einfach durch Wärmepumpen oder (in Abhängigkeit vom Bilanzierungsansatz) auch durch Wärmepumpen-Hybridheizungen erfüllt werden. Wärmenetze weisen gegenwärtig und auch bis 2025 im Regelfall keinen EE-Anteil von 65 % oder mehr auf.

Es wird vermutet, dass folgende Ziele nicht intendiert waren – dafür leitgebend sind auch die Analysen im Hintergrundpapier zur Gebäudestrategie Klimaneutralität (Prognos et al. 2023):

- **Undifferenziertes Anreizen von Biomasse-Heizungen**  
Das nachhaltig zu erschließende Biomassepotenzial sowohl bzgl. fester als auch gasförmiger Biomasse für Wärmezwecke ist begrenzt (Langfristszenarien III, 2021).
- **Prokrastination zu Gunsten noch zu entwickelnder Technologien**  
Es wird unterstellt, dass die Regelung sich auf Technologien bezieht, die 2025 in ausreichender Reife und mit ausreichendem Potenzial im Markt vertreten sind.
- **Verkomplizierung des Ausstiegs aus fossilen Heizungstechnologien**  
Es wird unterstellt, dass das Nachweisverfahren für die Verpflichtung möglichst praktikabel gehalten werden soll, insbesondere, dass nicht eine vollständige Gebäudeberechnung bei jedem Austausch eines Wärmeerzeugers erforderlich ist.
- **Verringerung der Austauschrate bei Bestandswärmeerzeugern**  
Höhere Anforderungen an den Austausch von Wärmeerzeugern werden vor dem Inkrafttreten der Anforderung zu Vorzieheffekten führen, mittelfristig kann jedoch ein verlangsamter Austausch alter Heizungsanlagen auftreten.

## 2.3 Anforderungen an eine praxisnahe und zielkompatible Ausgestaltung

### 2.3.1 Kriterien der Ausgestaltung

Die Ausgestaltung der 65 %-Regel sollte verschiedene Kriterien erfüllen:

- Die 65 %-Anforderung muss einen spürbaren **Beitrag** zur erforderlichen Dekarbonisierung der Wärmeversorgung von Bestandsgebäuden leisten.
- Die Anforderungen müssen **technisch umsetzbar** sein.
- Die aus den Anforderungen resultierenden Belastungen müssen für die Gebäudeeigentümer:innen und -nutzer:innen **finanziell tragbar** sein, ggf. sind entsprechende Förderungen zu implizieren.
- Die Anforderung muss **zielkompatibel** sein, d. h. die durch sie angestoßenen Regelungen sollten so ausgestaltet sein, dass sie nicht in Pfadabhängigkeiten oder technologische Sackgassen führen, die nicht mit dem klimaneutralen Gebäudebereich kompatibel sind.
- Sie sollte **umsetzungs-** (Gebäudeeigentümer:innen) und **vollzugsorientiert** ausgestaltet werden, so dass auch bspw. Heizungsinstallateur:innen, Schornsteinfeger:innen oder Vollzugsbehörden unkompliziert bewerten können, dass die Anforderungen eingehalten werden.

Die Formulierung „auf der Basis von 65 Prozent erneuerbarer Energien“ lässt Spielräume für Interpretationen, da nicht spezifiziert wird, auf welche Größe sich die 65 % beziehen. Im Folgenden untersuchen wir, „65 %“ von was gemeint sein könnte und wie diese Anforderung operationalisierbar sein kann.

Naheliegender und energiepolitisch sinnvoll ist der Bezug der 65 % auf den energetischen Anteil der Heizung. Analog zum alten EEWärmeG bzw. den §§ 34 bis 44 GEG kann darunter der Anteil am „Wärme- und Kälteenergiebedarf des Gebäudes“ verstanden werden, der wiederum im Kontext des GEG interpretiert wird als Anteil an der Erzeugernutzwärmeabgabe. Hier ist allerdings erschwerend, dass die Erzeugernutzwärmeabgabe im Gebäudebestand nicht bekannt ist, da sie das Ergebnis einer Gebäudeberechnung ist, es sei denn es wird ein Energiebedarfsausweis erstellt.

Alternativ könnte man die 65 % auch auf den Endenergiebedarf bzw. -verbrauch gemäß Energieausweis beziehen. Dann müsste man wiederum für Wärmepumpen eine Sonderregelung treffen, da der Endenergieverbrauch gemäß GEG nicht die Umweltwärme enthält. Diese Regelung führt daher zu keinem sinnvollen Ergebnis.

Tabelle 1: Erfüllungsmöglichkeiten für 65 % EE-Wärme: Je nach Heizungstechnologie ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an den Energieträger, um insgesamt auf 65 % Anteil am Wärmebedarf zu kommen

Heizungstechnologie	Anforderung an Energieträger	Anmerkung
Gas-BW	65 % Biomethan oder grünes PtG	Kostensprung durch grünes Gas Vollzugsnachteil durch Nachweis über Betriebsdauer
Gas-BW und solare Trinkwassererwärmung (SOT)	Ca. 55 % Biomethan oder grünes PtG	s.o.
Gas-BW plus solare Trinkwassererwärmung (PV)	Ca. 55 % Biomethan oder grünes PtG	s.o.
Gas-BW und solare Heizungsunterstützung	Ca. 45 bis 50 % Biomethan oder grünes PtG	s.o.
Öl-BW	65 % Bioöl oder grünes PtL	Nachhaltigkeitsanforderungen für Bioöl erforderlich Nutzungskonkurrenz für Verkehrssektor Kostensprung durch grünes Öl Vollzugsnachteil durch Nachweis über Betriebsdauer
Öl-BW und solare Trinkwassererwärmung	Ca. 55 % Bioöl oder grünes PtL	s.o.
Öl-BW und solare Heizungsunterstützung	Ca. 45 bis 50 % Bioöl oder grünes PtL	s.o.
Hybridheizung elektr. WP/Gas-BW	Erfüllt, wenn man Umweltanteil und EE-Anteil im Strom als EE anrechnet	Kostensprung durch steigende Investitions- und Betriebskosten Ggf. müssten Betriebsweisen vorgeschrieben werden, die den Gas-Anteil auf 35 % begrenzen. In MFH müssten ggf. zusätzliche Regelungen getroffen werden, wenn die Heizung durch mehrere Einzelkessel und WP realisiert wird
Hybridheizung elektr. Brauchwasser-WP/Gas-BW	Je nach Anteil rd. 40-55 % Biomethan oder grünes PtG	Kostensprung durch grünes Gas Vollzugsnachteil durch Nachweis über Betriebsdauer
Hybridheizung Gas-BW plus wasserführender Pelletofen		Starker Anreiz für Biomasse-Heizungen, der nicht mit den gängigen Szenarien kompatibel ist
Hybridheizung Öl-BW plus wasserführender Pelletofen		Starker Anreiz für Biomasse-Heizungen, der nicht mit den gängigen Szenarien kompatibel ist
Fester Biomassekessel (Holzhackschnitzel, Pellets, Scheitholz)	Erfüllt	Starker Anreiz für Biomasse-Heizungen, der nicht mit den gängigen Szenarien kompatibel ist
Elektr. Wärmepumpe	Erfüllt	
Wärmenetze	Je nach Energieträger der Wärme	Auch eine Regelung über ein separates Gesetz außerhalb des GEG ist denkbar, so dass Wärmenetze als Pflichterfüllung zugelassen werden

Grundsätzlich wäre die KoAV-Formulierung auch durch eine äquivalente Anforderung an den Leistungsanteil des erneuerbaren Erzeugers umsetzbar. Die Interpretation der 65 % als 65 % Anteil an der Leistung führt allerdings nicht zu sinnvollen Ergebnissen. Bei einer typischen Wärmepumpen-Gas-Brennwert-Hybridheizung liegt der typische Leistungsanteil der Wärmepumpe bei 30 %. Mit diesem Leistungsanteil werden aber typischerweise 50 bis 60 % des Wärmeanteils produziert.

Stattdessen kann man aber eine auf die Leistung bezogene Formulierung der Anforderungen als Hilfsgröße zur Erreichung eines Energieanteils heranziehen, wie aus der BAFA-Förderung bereits bekannt. Zur Erreichung des 65 %igen-EE-Anteils sind je nach Art und Betriebsweise des Wärmeerzeugers deutlich geringere Leistungsanteile erforderlich. Bei typischen Wärmepumpen-Brennwert-Hybridgeräten wäre ein Leistungsanteil von etwa 30 % erforderlich, um einen energetischen Deckungsanteil von 65 % der Wärmepumpe zu erreichen.

Die Ausgestaltung der Anforderung könnte grundsätzlich wie folgt vorgenommen werden:

Ab 2024 neu eingebaute Heizungen müssen auf der Basis von 65 % erneuerbarer Energien betrieben werden. Der Nachweis erfolgt über einen 65 %igen erneuerbaren Anteil am Wärmeenergiebedarf. Der Nachweis kann entfallen, wenn der Leistungsanteil des erneuerbaren Erzeugers einen Mindestbetrag von beispielsweise 30 % der Leistung bei Wärmepumpen-Hybridheizungen beträgt.<sup>1</sup>

Vorteil einer solchen Regelung ist die leichte Umsetzbarkeit und Kontrolle, gebäudespezifische Berechnungen sind nicht erforderlich. Man bezieht sich nur auf die Leistung des Wärmeerzeugers, die jedoch ohnehin immer erforderlich und bekannt ist.

Wesentliche Nachteile sind nicht erkennbar. Die Pauschalanteile decken voraussichtlich einen Großteil der zu erwartenden Fälle ab. Wenn in Einzelfällen andere Lösungen sinnvoll erscheinen als die pauschal vorgegebenen (z.B. Kombinationen mehrerer erneuerbarer Technologien), ist rechnerisch ein geeigneter individueller Nachweis zu erbringen.

---

<sup>1</sup> Beispiel: die thermische Nenn-Leistung der Wärmepumpe muss bei einer Luft-Außentemperatur von 2°C und einer Heizungs-Vorlauftemperatur von 35°C (sog. Prüfpunkt A2/W35) wenigstens 25 % der Nennleistung des Gas- oder Ölkessels erreichen. Damit lässt sich unter normalen Umständen ein Anteil der Wärmepumpe an der gesamten jährlichen Heizarbeit von etwa der Hälfte erreichen: Es wird dabei davon ausgegangen, dass die Wärmepumpe ganz abgeschaltet wird, sobald sie die erforderliche Heizlast nicht mehr alleine decken kann (sog. bivalent-alternativer Betrieb). Bei dieser Betriebsart wird gemäß der DIN V 4701-10, Tab. 5.3-4, die Hälfte des Jahreswärmebedarfs vom Grundlast-Wärmeerzeuger (hier also der Wärmepumpe) dann gedeckt, wenn dieser einen Leistungsanteil von 33 % an der maximalen Heizlast hat. Hier wird dennoch nur ein Anteil von 25 % an der Nennwärmeleistung des Kessels gefordert, da die Gas- oder Ölkessel im Vergleich zur tatsächlichen Heizlast meist überdimensioniert sind. Falls die Wärmepumpe auch bei geringeren Außentemperaturen als 0°C den fossilen Kessel unterstützt (sog. bivalent-paralleler Betrieb), so steigt zwar ihr Anteil an der Deckung des Raumwärmebedarfs, aber dafür verschlechtert sich auch ihre Arbeitszahl.

Pauschal definierte Anlagenkombinationen könnten auf eine **Positivliste** gesetzt werden, die die o.g. Energieanteile sicher einhalten. Diese Positivliste sollte offen ausgestaltet werden und in der Praxis zur Ausstellung und Prüfung der Nachweise handhabbar sein.

Zu diesen zugelassenen Kombinationen sollte einerseits die monoenergetische Beheizung von Gebäuden mit **Wärmepumpen** zählen. Auch die Beheizung mit **fester Biomasse** erfüllt das Kriterium erneuerbarer Energien. Ob eine Einschränkung durch andere Regelungsmechanismen, etwa einen Einbezug von Biomasse in die CO<sub>2</sub>-Besteuerung, für sinnvoll erachtet wird, muss unabhängig im Rahmen der Biomassestrategie diskutiert werden.

Als Nebenanforderung ist ein Mindest-Leistungsanteil der Wärmepumpe erforderlich. Anforderungen an die Betriebsweise sind entbehrlich, da es durch den steigenden CO<sub>2</sub>-Preis ab einem gewissen Gas-Strom-Preisverhältnis einen finanziellen Anreiz gibt, Hybridheizungen mit möglichst geringen Gasanteilen und außerdem netzdienlich zu betreiben. Der Umgang mit Öl-Hybrid-Heizungen ist separat zu diskutieren. Die geforderten EE-Anteile können hier ebenfalls erreicht werden, die Zulässigkeit derartiger Systeme ist jedoch aus klimapolitischer Sicht zu beurteilen. Ggf. könnten höhere EE-Anteile gefordert werden als bei Gas, um die verbleibenden höheren THG-Emissionen auszugleichen.

Darüber hinaus können Zusatzanforderungen an die Transparenz (z. B. Angabe des Wärmepumpen-Anteils auf dem Steuerungsdisplay) oder an eine automatisierte Regelung gestellt werden.

Weitere zugelassene Technologie-Kombinationen könnten in Anlehnung an Tabelle 1 definiert werden.

Vorteil einer solchen Regelung sind die einfache Umsetzbarkeit und Überprüfbarkeit, insbesondere bei Systemen mit nur einem Erzeuger.

Nachteil einer reinen Positivliste ohne Kombination mit einer übergeordneten Regel ist, dass sie statisch ist und einzelne Technologien ggf. nicht erfasst werden bzw. Deckungsanteile nicht individuell optimiert, sondern nur nach den Vorgaben ausgelegt werden.

### 2.3.2 Ersatzmaßnahmen sowie Härtefall- und Ausnahmeregelungen

Die EEWärme-Regelungen im GEG bzw. die entsprechenden Regelungen für Bestandsgebäude in den Landes-Wärmegesetzen lassen vielfach sehr komplexe Regelungen von Ersatzmaßnahmen zu. Diese fügen allerdings der Regelung eine deutliche Komplexität zu.

Entsprechend der Nutzungspflichten in Baden-Württemberg und Hamburg könnten Ersatzmaßnahmen an der Gebäudehülle als Erfüllungsoption zugelassen werden. Diese müssten allerdings mit den weiteren in der GEG-Novellierung formulierten verschärften Anforderungen abgestimmt sein bzw. in ihrem Ambitionsniveau über den gesetzlichen Mindeststandard hinausgehen.

In jedem Fall müssten Härtefallregelungen eingeführt werden, die bei wirtschaftlichen, sozialen oder gebäudebezogenen Härtefällen greifen.

Ausnahmeregelungen von der Nutzungspflicht müssten für folgende Eigentümer:innen vorgesehen werden:

- Einzelfälle, bei denen die Umsetzung technisch oder baulich nachweislich nicht möglich ist

- Gebäude, bei denen öffentlich-rechtliche Vorschriften der Umsetzung entgegenstehen (z.B. bauordnungsrechtliche Vorschriften)
- Einzelfälle, bei denen die Anforderungen wegen besonderer Umstände durch unangemessenen Aufwand oder in sonstiger Weise zu einer unbilligen Härte führen würden.

### 2.3.3 Fazit

Zusammenfassend schlagen wir die Kombination aus einer Anforderung an „65 % Anteil an Wärmeenergiebedarf“ mit einer Positivliste von zugelassenen Standard-Anlagenkombinationen vor.

## 2.4 Gebäude mit besonderen Anlagenkonstellationen

Im Zuge der Ausarbeitungen wurden verschiedene Gebäude-Typen gesammelt und hinsichtlich der Umsetzbarkeit der 65 %-Regel überprüft, die auf Grund technischer, sozio-ökonomischer oder anderer Faktoren der Einsatz erneuerbarer Energien gemäß 65 %-Regel schwieriger zu versorgen sind.

Tabelle 2: Beispiele für Gebäude mit besonderen Anlagenkonstellationen

Sonderkonstellation	Technische Lösung
Reihenhäuser	Grundsätzlich kein techn. Problem; alle Heizungsoptionen grundsätzlich verfügbar; könnte auch über Gebäudenetz versorgt werden
Gasetagenheizungen	Biomethan oder Zentralisierung der Heizung mit WP oder WN-Anschluss (oder notfalls Biomasse) Hier hilfreich: Innovationsprogramm für neue Lösungen, etwa etagenweise Mini-WP-Stationen, kalte Gebäudenahwärme, Verlegung Heizungsverteilung über Fassade usw.
Urbane Gebäude mit WP-Restriktionen (Lärm, Enge, Schall)	Hybrid-Heizung mit kleinem Außengerät, Wärmenetz, Biomasse
Un-/wenig gedämmtes Gebäude mit hohen Vorlauftemperaturen	Hybridheizung
Häuser mit niedrigem Immobilienwert	Muss durch Booster-Förderung abgepuffert werden Aber wie umgehen mit Biomethan?
Gebäude mit dezentraler elektrischer Heizung (insbesondere Nachtspeicherheizungen)	Zentralisierung der Heizung, ggf. wohnungsweise Heizungen
Hallenheizungen	Verschiedene EE-Konzepte verfügbar, u. a. Biomethan, Solar-Luft-Kollektoren, Wärmepumpen-Lösungen. Technische Besonderheiten von Hallenheizungen sollten mit einer separaten Regelung berücksichtigt werden.

In Bestandswohngebäuden sind in der Vergangenheit zum Teil dezentrale (wohnungsweise) Gasheizungen installiert worden. Bei diesen so genannten **Gasetagenheizungen** oder Gasthermen erfolgt die Wärmebereitstellung wohnungsweise. Bei Eigentümergemeinschaften

befinden sich die Wärmeerzeuger im Eigentum des jeweiligen Wohnungseigentümers bzw. der jeweiligen Wohnungseigentümerin.

Die Nutzung der typischen technischen Lösungen zur Erreichung des 65 %igen EE-Anteils erfordert hier zunächst die Installation eines gebäudezentralen Heizungssystems. Aus dem Erfordernis zum Austausch eines einzelnen Wärmeerzeugers würde eine Verpflichtung zum Austausch aller Wärmeerzeuger in dem jeweiligen Gebäude resultieren. Der technische und finanzielle Aufwand ist größer als bei vorhandenen gebäudezentralen Heizungssystemen. Dies wird beispielsweise durch eine entsprechende Ausnahmeregelung in der Ökodesign-Anforderung berücksichtigt. Der sonst vorgeschriebene Einsatz von Brennwerttechnik greift hier nicht, trotz der schlechteren Geräteeffizienz dürfen weiterhin NT-Geräte installiert werden.

Bei der Ausgestaltung der 65 %-EE-Anforderung sind die Besonderheiten von Gebäuden mit Gasetagenheizungen, insbesondere mit Eigentümergemeinschaften nach WEG, zu berücksichtigen. Entsprechende Übergangsfristen sind zu definieren.

**Hallengebäude** im Sinne des GEG sind Nichtwohngebäude (bzw. Gebäudezonen) mit einer Raumhöhe größer 4 m. Diese werden häufig durch dezentrale Heizungen mit Wärme versorgt, dies wird beispielsweise auch in der anlagentechnischen Referenzausführung des GEG so abgebildet.

Dezentrale Hallenheizungen sind Hellstrahler, Dunkelstrahler und direktbefeuerte Warmluft-erzeuger. Diese werden in Deutschland fast ausschließlich mit Erdgas (bzw. bilanziell mit Biomethan) versorgt. Eine Umstellung dezentraler Heizungen auf Wärmepumpen oder Wärmenetze ist daher nur durch eine Zentralisierung der Wärmeversorgung möglich. Auf der anderen Seite zeichnen sich dezentrale Hallenheizungen oft durch eine höhere Effizienz aus, da sie nur die Bereiche erwärmen, die tatsächlich erwärmt werden müssen.

Eine Nutzung von erneuerbaren Energien kann in gewissem Umfang durch installierbare Solar-Luft-Kollektoren oder durch Biomethan erfolgen. Die aus zentralen Heizungssystemen bekannten technischen Optionen zur Erreichung eines EE-Anteils von 65 % wie beispielsweise Wärmepumpen oder Hybridsysteme stehen hier nicht zur Verfügung. Zur Nutzung dieser müssten zunächst zentrale Heizungssysteme installiert werden, was einen ganz erheblichen finanziellen Aufwand zur Folge hat und teilweise technisch kaum umsetzbar ist. Auf der anderen Seite führen dezentrale moderne Hallenheizungen oft zu Energieeinsparungen gegenüber Konzepten, in denen die gesamte Halle beheizt wird.

Die besonderen Schwierigkeiten bei der Nutzung erneuerbarer Energien in Hallengebäuden sind in der Vergangenheit durch entsprechende Befreiungen in der EnEV oder im aktuellen GEG berücksichtigt worden. Um das THG-Neutralitätsziel zu erreichen, ist es allerdings erforderlich, auch Hallenheizungen in die Regelung einzubeziehen. Dabei ist in einer Regelung die Effizienzsteigerung durch dezentrale Hallenheizung abzubilden.

## 2.5 Anschluss an Wärmenetze

Ein Sonderfall der 65 %-Regel tritt ein beim Anschluss von Gebäuden an ein Wärmenetz. Während neue Wärmenetze die 65 %-Regel ebenfalls einhalten sollten, ist bei Anschluss an ein bestehendes Netz zu berücksichtigen, dass diese Netze erst im Lauf eines bestimmten Zeitraums dekarbonisiert werden können. Kunden sollten andererseits nicht davon abgeschreckt werden, sich an diese Netze anzuschließen, sofern sichergestellt ist, dass diese im Lauf der nächsten Jahre dekarbonisiert werden. Durch den Anschluss an ein bestehendes



gewerbliches Wärmenetz sollte daher die Vorgabe unabhängig vom Anteil an erneuerbaren Energien am Erzeugungsmix des Netzes erfüllt werden, wenn sichergestellt ist, dass das Wärmenetz auf der Grundlage anderer Vorgaben und Anreize schrittweise bis 2030 mindestens 50% und bis spätestens 2045 ausschließlich klimaneutrale Wärme liefern wird und über einen Transformationsplan verfügt.

## 2.6 Vermeidung von Attentismus und Vorzieheffekten

Die Ankündigung einer Kesselanforderung führt zu Attentismus und Vorzieheffekten, die man durch eine geeignete Ausgestaltung so weit wie möglich reduzieren sollte. Die Erfahrungen beispielsweise aus der Einführung des EWärmeG in Baden-Württemberg sind:

- Vorzieheffekte: Es kommt zu einem vorgezogenen Austausch bei Gebäudeeigentümer:innen, welche die aus der EE-Pflicht resultierenden zusätzlichen Investitionskosten umgehen wollen. Diese können durch eine Kommunikation des CO<sub>2</sub>-Preispfades reduziert, aber nicht gänzlich vermieden werden. Allerdings sind die insgesamt bis zum Inkrafttreten einer solchen Regelung möglichen Installationen auch durch die verfügbaren Handwerkskapazitäten limitiert. Wenn man von derartig limitierten Handwerkskapazitäten ausgeht, dann ist nach Einführung der EE-Verpflichtung von einem insgesamt deutlich verringerten Austausch alter Heizungen auszugehen, da die Installation von Wärmepumpen und sonstigen Hybridsystemen deutlich arbeitsintensiver ist als die einfache Installation eines Gas-Brennwertkessels.
- Attentismus: Da die Pflicht erst bei Einbau eines neuen Wärmeerzeugers greift, kann es auch zu einem gewissen Attentismus durch Reparatur und Aufschub einer Neuinstallation kommen. Dieser Effekt ist allerdings zeitlich begrenzt, denn ein Austausch kann nicht unbegrenzt verschoben werden; der CO<sub>2</sub>-Preis und die Förderung schaffen zudem einen zusätzlichen Anreiz zum Austausch. Verringert werden könnte Attentismus zudem durch eine entsprechende Austauschpflicht von Kesseln, die ein Mindestalter überschreiten bzw. eine Mindesteffizienz unterschreiten.

## 2.7 Übergangsfristen bei Heizungshavarie, geplantem Anschluss an ein Wärmenetz und Umstellung von Etagenheizungen oder Einzelraumfeuerungsanlagen

In einigen Sonder- und Härtefällen erhalten die verpflichteten Eigentümer mehr Zeit zur Umsetzung der 65 %-Regel. Von besonderer Relevanz sind Heizungshavarien, aber auch der geplante, aber nicht unmittelbar mögliche Anschluss an ein Wärmenetz und der Austausch von Etagenheizungen und Einzelraumfeuerungsanlagen (sog. Einzelöfen), der koordiniert erfolgen muss.

Im ersten Fall sollten die Eigentümer eine Übergangszeit zur Erfüllung bekommen. Es wird einmalig der Einbau z.B. einer (ggf. gebrauchten) fossil betriebenen Heizungsanlage ermöglicht, wenn innerhalb von XX Jahren (z. B. zwei) nach Ausfall der Heizung planmäßig auf eine die 65 %-Regel erfüllende Heizung umgestellt wird.

Für den Fall eines absehbaren Wärmenetzanschlusses (der Netzbetreiber hat beispielsweise angekündigt, dass der Straßenzug in einigen Jahren angeschlossen wird), sollte eine Frist



von einigen Jahren nach Ausfall der Heizungsanlage gewährt werden, wenn der verpflichtete Eigentümer sich verpflichtet, innerhalb von 5 Jahr nach Ausfall der Heizungsanlage an das Wärmenetz anschließen zulassen. Ebenso sollte ein Entscheidungsfrist bei der Umstellung von Etagenheizungen und Einzelraumfeuerungsanlagen (sog. Einzelöfen) erteilt werden.

## 2.8 Resultierender Konzeptvorschlag

Aus den obigen Analysen ergeben sich aus Sicht der Gutachter zwei Regelungsvarianten:

- eine **technologieoffene Variante**, wo die verschiedenen Erfüllungsoptionen ungeachtet nebeneinandergestellt werden, oder
- eine **kaskadische Variante**, in der die technischen Lösungen, die in den Szenariostudien und Energiesystemmodellierungen eine besondere Signifikanz haben, nämlich Wärmepumpen und Wärmenetze, präferiert werden und der ein Sachverständiger das zu versorgende Gebäude hinsichtlich seiner Eignung prüfen und im Fall einer Nichteignung auch ressourcenbegrenzte Lösungsoptionen, beispielsweise Biomethan und synthetische grüne Gase, zum Einsatz kommen können. (Abbildung 3)

Abbildung 3: Kaskadische Umsetzungsvariante der 65 %-Regel

Ziel	50 % EE bis 2030 im Wärmemarkt; THG-neutraler Gebäudebestand 2045							
Instrumente	Kommunale Wärmeplanung	GEG: keine fossile Heizung im Neubau	GEG: 65 % EE (Bestand)	BEG-Reform	BEW und Wärmenetze-G	CO <sub>2</sub> -Preis	...	Notwendige Flankierung
Grundregel	Heizungstechnische Anlagen müssen zu mindestens 65 Prozent der mit der Anlage bereitgestellten Wärme aus erneuerbaren Energien erzeugen.							Gute BEG-Förderung für Heizungstausch und NT Readiness
Umsetzung	Kaskadisches Erfüllungsprinzip							Basisförderung: [XX] % für Heizkessel und Maßnahmen zur Herstellung der NT readiness  Bonusförderung u.a. für Zentralisierung und Problemgebäude
	Stufe 1: Präferierte Optionen							
	1. elektrisch angetriebene Wärmepumpe 2. Hausübergabestation zum Anschluss an ein Wärmenetz (definitorische Abgrenzung von Gebäudenetzen in §3)*							
	Stufe 2: Nachweis mit Checkliste durch Sachkundige, dass präferierte Optionen (Stufe 1) nicht umsetzbar sind 1. WP-Hybridheizung (Leistungsanteil WP > 30 %; Mindestanforderung an Steuerung und Speicher) Bei Kombination mit [PV und] Solarthermie (mind. Standardgröße) niedrigerer Leistungsanteil [z.B. 25 %] erforderlich 2. Renewable Ready-Heizung** 3. Heizung mit Biomasse oder 65 % grüne Gase (Mindestanforderungen an Emissionen und Speicher) 4. Detaillierte Berechnung mit Anteilsformel							
Stufe 3: Härtefall, Nachweis durch Sachkundigen, dass Stufe 1 und Stufe 2 nicht umsetzbar sind								
Technisch unmöglich / besondere Umstände, unzumutbare Belastung								
* Bei Vorliegen eines Dekarbonisierungsplans ** Renewable Ready Heizung: auf eine künftige Einbindung erneuerbarer Energien vorbereitet: hybridfähige Steuerungs- und Regelungstechnik, Konzept, Speicher (Wohngebäude). Nachrüstung innerhalb von zwei Jahren gerechnet ab dem Datum der Inbetriebnahme des Heizkessels auf eine Hybridheizung								

## 3 Sonderanalyse: Biomethan

---

Wenn weiterhin viele Gebäudeeigentümer:innen auf Verbrennungskessel zurückgreifen würden, dürfte sich die Verfügbarkeit von grünen Gasen und Ölen als Flaschenhals (und ggf. Kostenfalle) herausstellen.

*Rechenbeispiel: Würde man für eine einfache Abschätzung davon ausgehen, dass die 620.000 in Deutschland im Jahr 2020 installierten Erdgasheizungen in kleinen Gebäuden mit 20 MWh/a Wärmebedarf eingesetzt werden (teilsaniertes EFH), dann würde dies in einem zusätzlichen Biomethan-Bedarf von 8 TWh/a resultieren. Bereits nach fünf Jahren müsste man dann jedes Jahr 40 TWh für diese Kessel bereitstellen. Zum Vergleich: Der gesamte Biomethanabsatz betrug 2020 erstmals über 10 TWh (dena 2021). Im Wärmemarkt lag der Absatz bei rd. 0,6 TWh.*

Aus Sicht der Gutachter:innen ist eine nachhaltige Bereitstellung derartig großer Biomethanmengen unrealistisch. Biomethan sollte insbesondere in den Bereichen eingesetzt werden, in denen keine wirtschaftlich vertretbaren EE-Alternativen bestehen. Heute werden über 50 % des Biomethans aus dem ökologisch schwierigen Rohstoff Mais produziert, knapp 30 % aus anderen nachwachsenden, flächenintensiven Rohstoffen und nur 17 % aus Gülle und anderen Reststoffen (dena 2021).

Andere grüne Gasalternativen auf Strombasis – H<sub>2</sub> und PtG – dürften erst deutlich nach 2025 zur Verfügung stehen und sind wegen der niedrigen Prozessketteneffizienz (Strom → Brennstoff → Wärme) deutlich teurer als Erdgas, aber in vielen Fällen auch im Vergleich mit Wärmepumpen.

Für den Mengen-Nachweis von grünen Gasen ist nicht nur ein kundenseitiger Vollzug erforderlich – beispielsweise durch Pflicht zum Aufbewahren der Rechnung oder ein Gebäuderegister, sondern auch ein Mengenregister für die angebotsseitige Kontrolle. Hierzu ist beispielsweise das dena-Biogas-Register ein Ausgangspunkt.

Bei Wechsel von Erdgas auf Biomethan entstehen Mehrkosten, die mit ungefähr 4-6 Ct/kWh (bezogen auf H<sub>i</sub>) beziffert werden. Ein Haushalt mit 20.000 kWh Verbrauch hätte bei einem Anteil von 65 % somit Mehrkosten von 650 Euro pro Jahr.

### 3.1 Entwicklung der Energiepreise für Biomethan und Erdgas

Im Zeitraum 2015 bis 2020 lag der durchschnittliche Endkundenpreis für Erdgas zwischen 5 und 5,6 ct/kWh. Im Jahr 2021 ist der Durchschnittswert für den Erdgas-Arbeitspreis auf 6,3 ct/kWh gestiegen. Entsprechend der NECP 21-Prognose wird der Arbeitspreis für Erdgas incl. CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf 10,9 ct/kWh im Jahr 2030 ansteigen. Der gegenwärtig zu verzeichnende dramatische Energiepreisanstieg ist in den Preisszenarien der NECP-Prognose nicht berücksichtigt, so übersteigt der für Januar 2022 berechnete durchschnittliche Erdgas-Endkundenpreis von 11,7 ct/kWh die prognostizierte Entwicklung deutlich.

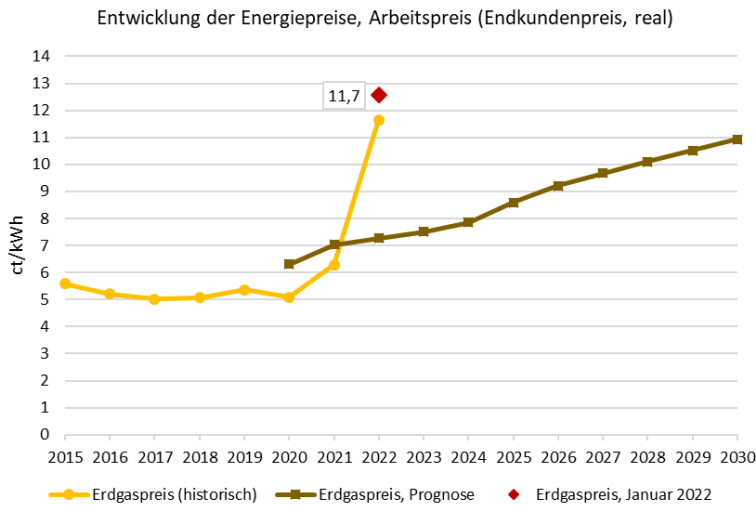


Abbildung 4: Entwicklung der Energiepreise für Erdgas (Datenquelle: Historische Werte für Erdgas basierend auf BDEW-Angaben, Erdgas-Prognose nach Prognos, NECP 21)

Biomethanpreise sind aufgrund der einseitigen Förderung stark unterschiedlicher Nachfrage ausgesetzt, die Preisniveaus variieren deutlich. Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen/Energiepflanzen sah sich lange starker Nachfrage für den Einsatz im EEG-Förderregime gegenüber, bis diese aufgrund schlechterer Bedingungen seit 2014 abnahm und der Handelspreis in diesem Segment absank. Für einige Biomethanerzeugungsanlagen war in diesem Zeitraum der wirtschaftliche Weiterbetrieb nur schwer oder sogar nicht realisierbar.

Seit dem Anziehen des allgemeinen Gaspreisniveaus sowie besseren Perspektiven für Biomethan im EEG, GEG und erhöhter Nachfrage im Kraftstoffsektor sind die Preise bereits wieder deutlich angestiegen. Für Bezugsverträge von Biomethan wird in der Regel eine 20%ige Flexibilität vereinbart, d.h. die vereinbarte Bezugsmenge darf um bis zu 20% über- oder unterschritten werden. Beim aktuellen Preisniveau machen beinahe alle Abnehmer Gebrauch von der Möglichkeit der Bezugsmengenüberschreitung, wie ein Marktteilnehmer berichtet. Dadurch hat sich der Biomethanmarkt im letzten Jahr von einem Angebotsmarkt hin zu einem Nachfragemarkt entwickelt. Dies zeigte sich auch in der Biomethanausschreibung im EEG im letzten Jahr, welche leicht unterzeichnet war. Einer Nachfrage bei den Branchenakteuren zufolge war dieser Umstand vor allem auf fehlende Biomethanvolumen im Markt zurückzuführen.

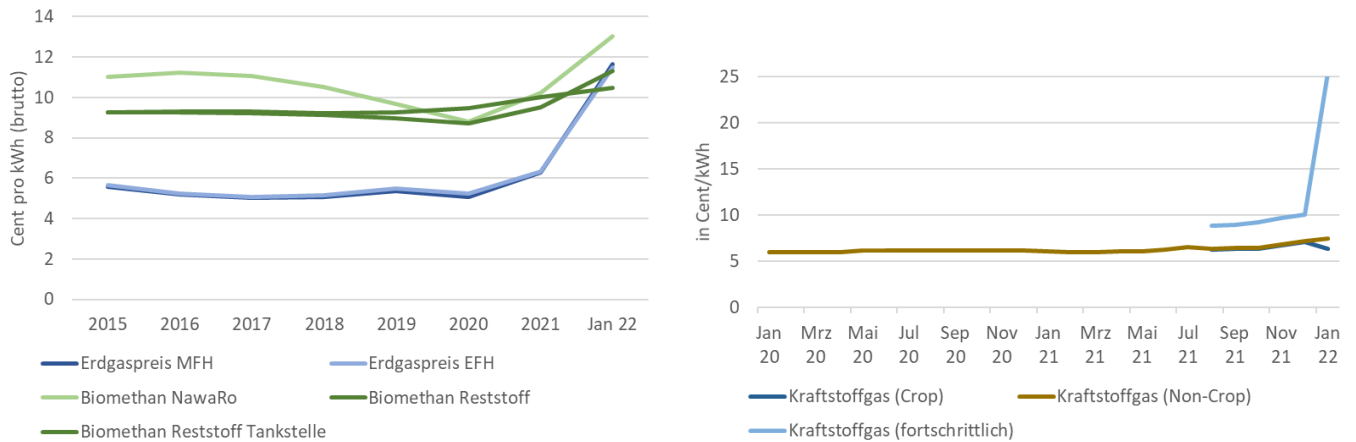


Abbildung 5 Arbeitspreise Gas für Endkunden inkl. Steuer, Netzentgelte und Konzession (links). Entwicklung verschiedener Biomethan-Qualitäten Kraftstoffsektor (rechts).

Kurzfristige signifikante Preissprünge waren vor allem bei Biomethan als fortschrittlicher Kraftstoff zu registrieren. Die hohe Nachfrage und das begrenzte Angebot an den entsprechenden Qualitäten (insbesondere Biomethan aus Gülle) ließen den Preis auf über 25 Cent/kWh ansteigen, was einer Verdreifung des Preisniveaus gegenüber den Vorjahren entspricht. Hier ist die entscheidende Größe allerdings nicht der Energiegehalt des Biomethans, sondern die dem Biomethan zugeordnete THG-Minderung pro kWh.

## 3.2 Erdgas- und Biomethannutzung in Deutschland

### 3.2.1 Erdgasnutzung – Status quo

Der gesamte Erdgasverbrauch in Deutschland lag im Jahr 2020 bei 871 TWh/a (vgl. Abbildung 6). Der Gasverbrauch der Verbrauchssektoren bezifferte sich auf rund 611 TWh/a, davon entfielen 254 TWh/a auf private Haushalte und 98 TWh/a auf GHD. In der Summe betrug der Gasverbrauch im Gebäudesektor 352 TWh/a. Er lag damit weitgehend auf dem Niveau der Verbräuche der letzten 5 Jahre.

Der Gasverbrauch der Wohngebäude wird durch die Verbräuche der Ein- und Zweifamilienhäuser dominiert, er betrug in 2020 ca. 166 TWh/a, was 66% entspricht. Im Bereich der Mehrfamilienhäuser lag der Gasverbrauch im Jahr 2020 bei rund 88 TWh/a.

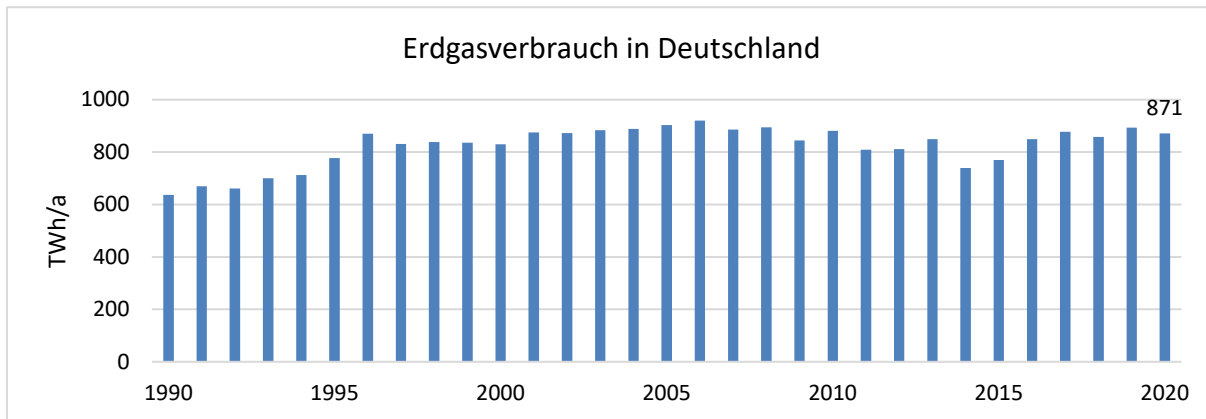


Abbildung 6 Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland, nach BMWi-Energiendaten, Tabelle 4

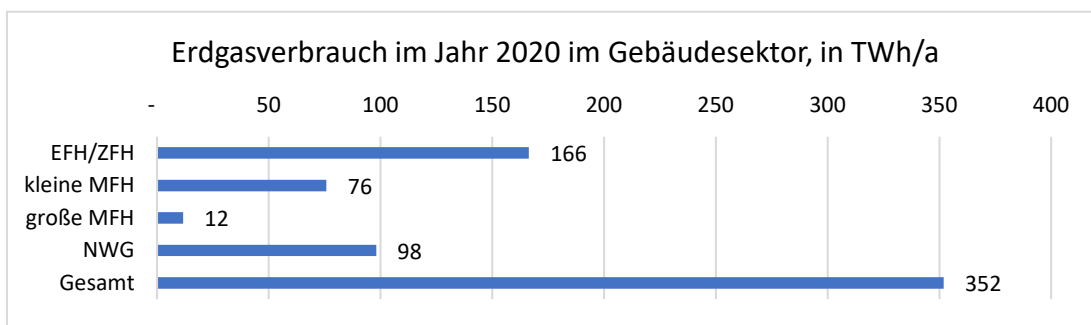


Abbildung 7 Erdgasverbrauch im Jahr 2020 im Gebäudesektor basierend auf dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ und BMWi-Energiendaten

Der Anteil der bewohnten Mietwohnungen lag 2018 im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser bei 16%, im Bereich der Mehrfamilienhäuser lag er bei 78%. Der Anteil der gasbeheizten bewohnten Mietwohnungen wurde 2018 mit 52% angegeben (vgl. Wohnen in Deutschland, Zusatzprogramm des Mikrozensus 2018).

### 3.2.2 Biomethannutzung – Status quo

Die Nachfrage nach Biomethan ist lange Zeit vorrangig durch das EEG getrieben gewesen. Der Wärmebereich verzeichnete in den vergangenen Jahren eine leicht, aber kontinuierlich steigende Nachfrage vor allem als Erfüllungsoption im EEWärmeG/GEG. Eine besondere Nachfragesteigerung erfährt Biomethan derzeit im Kraftstoffsektor, wo es aufgrund neuer Anreize durch die Novellierung des BImSchG sowie hoher THG-Einsparungen durch den Einsatz von Gülle für die Mindestquote für fortschrittliche Kraftstoffe (aus Abfällen und Reststoffen) eine der attraktivsten Optionen darstellt.

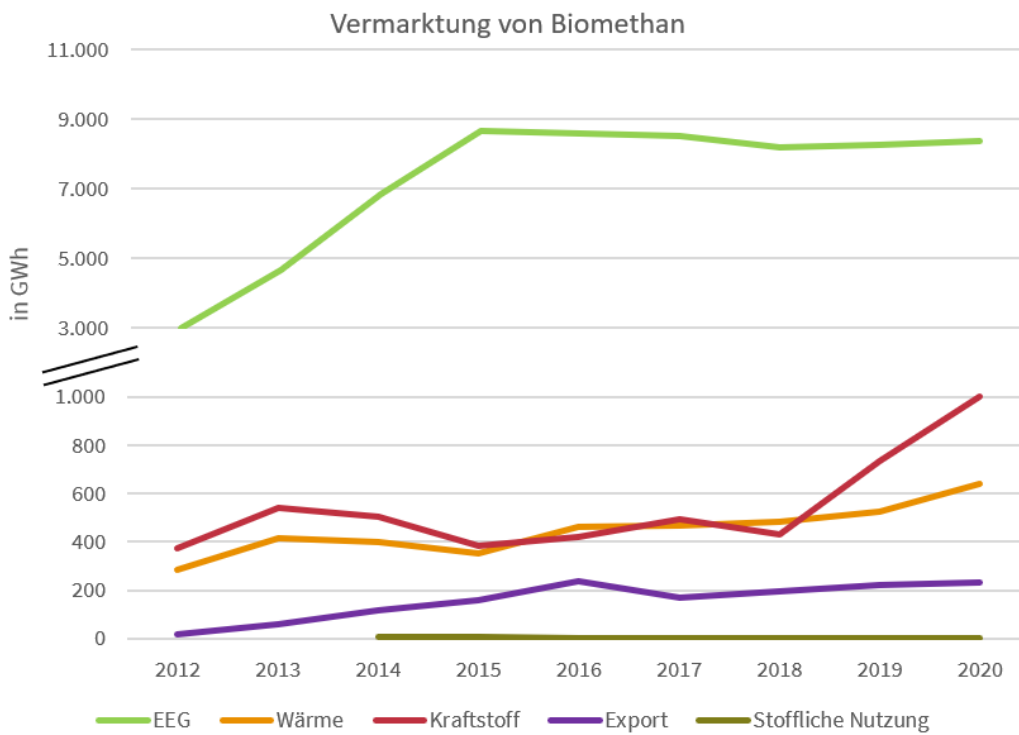


Abbildung 8 Vermarktung von Biomethan 2012 bis 2020 nach Verbrauchssektoren

EEG-Biomethan-BHKW, welche nicht neu unter dem EEG 2021 in Betrieb gegangen sind, müssen gesetzlich die gesamte gekoppelt erzeugte Wärme nutzen und werden überwiegend (zu rund 2/3 der erzeugten Wärmemenge) in GHD und Energieversorgung (Wärmenetze) eingesetzt. Kleinere Anlagenkategorien werden auch zur Versorgung von Wohngebäuden genutzt.

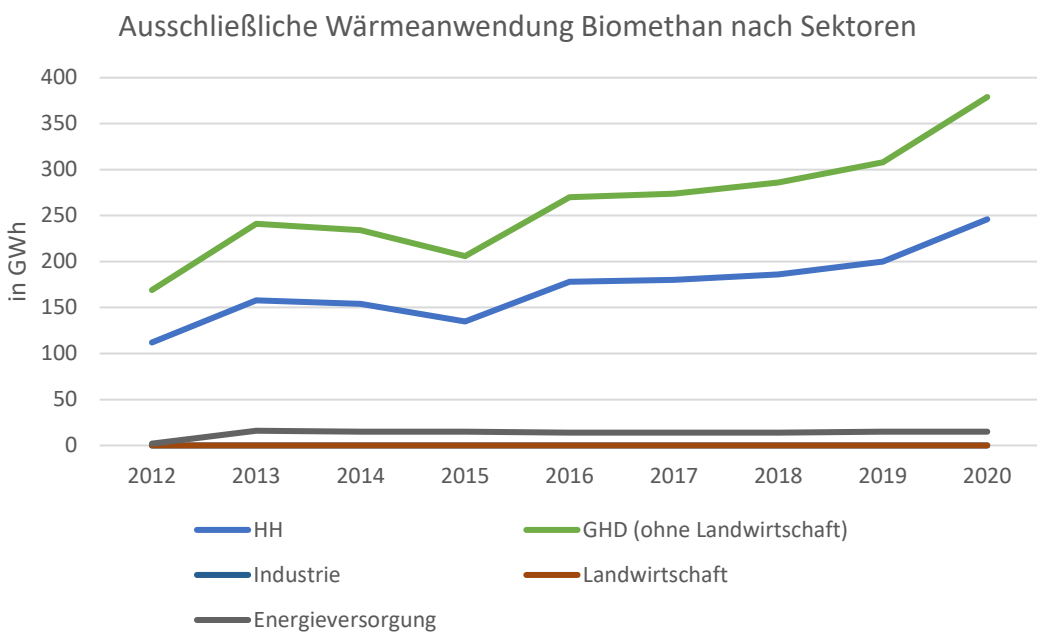


Abbildung 9 Nutzung von Biomethan in vorrangig ungekoppelter Wärmeerzeugung

### 3.2.3 Mögliche Entwicklung

Das Potenzial für Biogas/Biomethan ist begrenzt. In der dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ wird von einem gegenüber dem Status quo leicht steigenden Biogaseinsatz ausgegangen. In allen Verbrauchssektoren steigt der Biogaseinsatz von 82 TWh/a im Jahr 2018 auf 97 TWh/a im Jahr 2030. Für den Gebäudesektor stünden dabei allerdings nur 26 TWh/a im Jahr 2030 zur Verfügung (vgl. Abbildung 10). Das würde einem Anteil von 10,4 % am gesamten Verbrauch von gasförmigen Energieträgern im Jahr 2030 entsprechen. Die für das Jahr 2045 berechnete für den Gebäudesektor zur Verfügung stehende Menge an Biogas/Biomethan würde mit 30 TWh/a einem Anteil von 25 % am gesamten Verbrauch von gasförmigen Energieträgern bedeuten (vgl. Abbildung 11).

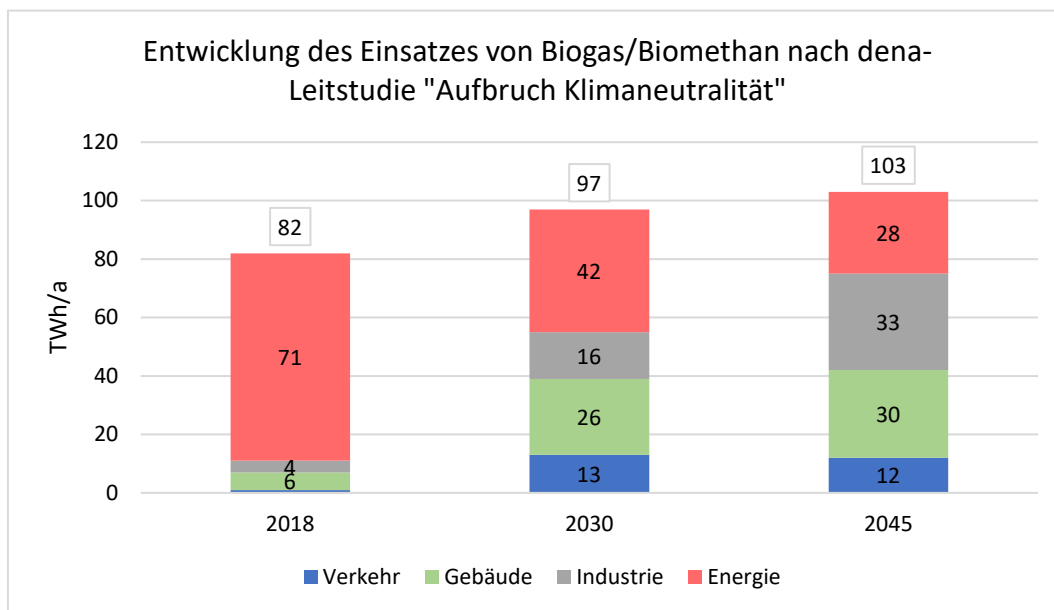


Abbildung 10 Entwicklung des Einsatzes von Biogas/Biomethan nach dena-Leitstudie "Aufbruch Klimaneutralität"- KN100

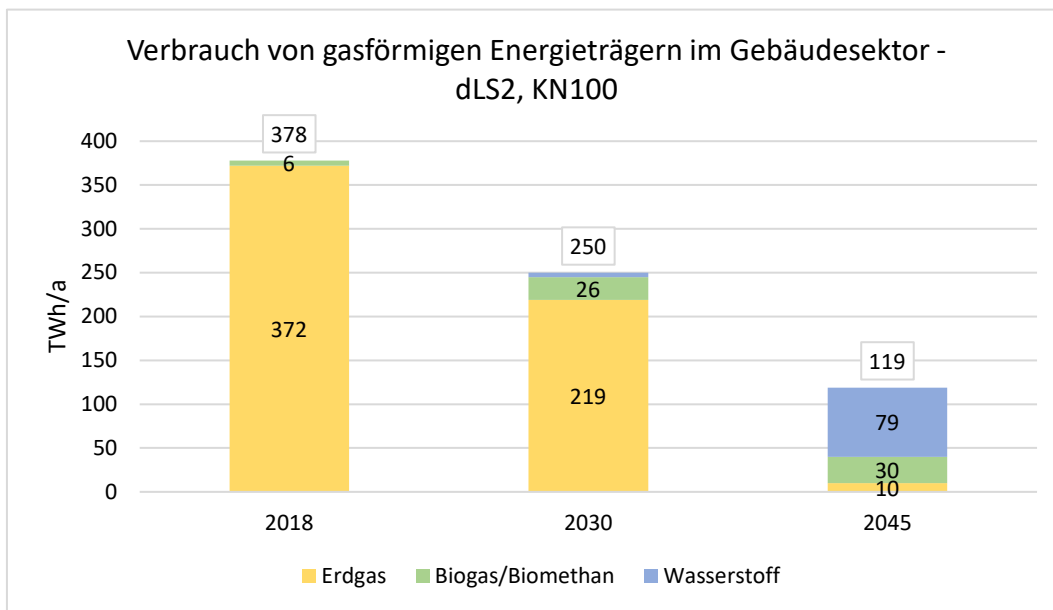


Abbildung 11 Verbrauch von gasförmigen Energieträgern im Gebäudesektor nach dena-Leitstudie "Aufbruch Klimaneutralität" - KN100

## 3.3 Potenziale

### 3.3.1 Ausbaupotenziale in D

Das technisch realisierbare Biomethan-Potenzial in Deutschland beläuft sich maximal auf rund 90 – 118 TWh. Es setzt sich zusammen aus folgenden Teilströmen:

- Rund 10 TWh werden **bereits heute** zur Biomethanherzeugung genutzt.
- Weitere 10 bis 20 TWh aus dem Biogasanlagenbestand mit Direktverstromung eignen sich aufgrund entsprechend vorliegender Kapazitäten für die **Umrüstung** zur Biomethanaufbereitung.
- Das größte unerschlossene mobilisierbare Potenzial von rund 55 TWh ließe sich über die Steigerung der Nutzung von **Abfall-, Reststoffen und tierischen Exkrementen** gewinnen, wobei das Stroh anstelle der Nutzung als Biomethan auch als Feststoff in Heizwerken genutzt werden kann. Andere Studien schätzen unerschlossene mobilisierbare Potenzial aus Abfall- und Reststoffen niedriger ein (ca. 30 TWh) (ifeu et al. 2018)<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-09-24\\_texte\\_115-2019\\_biorest.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-09-24_texte_115-2019_biorest.pdf)



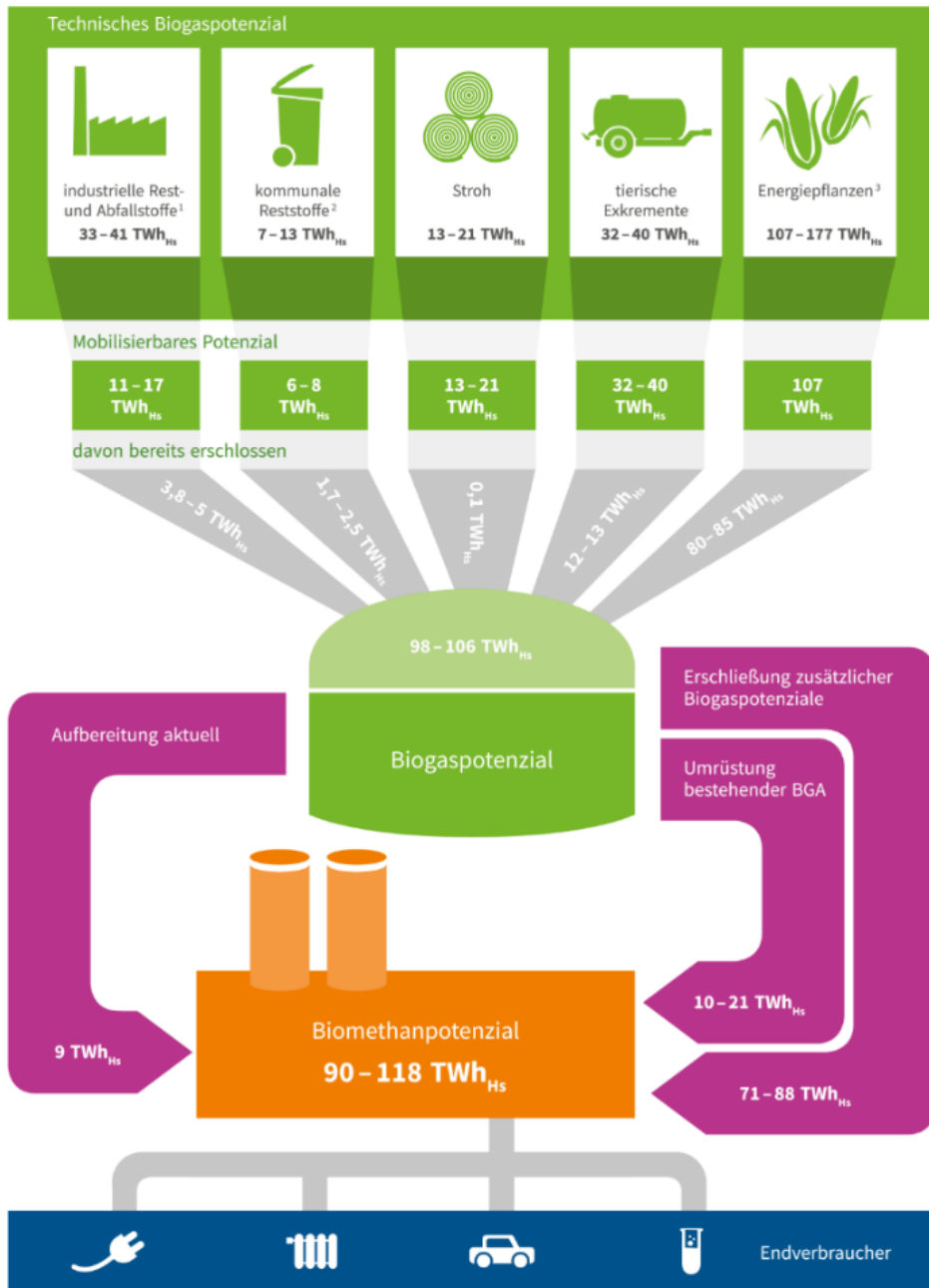


Abbildung 12 Zukünftiges Biomethanpotential. Technische und mobilisierbare Biogaspotenziale (dena 2021). 1) Bandbreite ohne / mit Raps-presskuchen, 2) ohne organischen Anteil im Restmüll

- Weitere 22 – 27 TWh könnten aus **Energiepflanzen** gewonnen werden. Die zusätzlich für Anbaubiomasse zur Verfügung stehende Fläche hängt allerdings von einer Reihe von Faktoren ab, u. a. den Ernährungsgewohnheiten, den Ertragssteigerungen und der Extensivierung der Landwirtschaft usw.

Die zugrundeliegende Untersuchung stammt aus dem Jahr 2017. Je nach wirtschaftlichen Anreizen können die ökonomischen Potenziale niedriger oder auch deutlich höher ausfallen.

Dieses Biomethanpotenzial muss sich auf verschiedene Einsatzbereiche aufteilen und steht nicht allein dem Gebäudebereich zur Verfügung. Die Analysen in der dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ gehen davon aus, dass der Anbau von Energiepflanzen für die Gewinnung von biogenen Kraftstoffen bis 2030 ansteigt, dann aber langfristig zurückgeht, da

auch die Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen im Zuge der Elektrifizierung im Verkehrssektor sinkt. Auch die sonstige Flächennutzung der Landwirtschaft begrenzt die Fläche, die für den Anbau von Energiepflanzen verfügbar ist. Der Flächenbedarf der Landwirtschaft nimmt annahmegemäß leicht ab, da längerfristig Tierbestände reduziert und weniger Futterflächen benötigt werden. So gehen Milchkuh-, Rinder- und Schweinebestände bis zum Jahr 2045 um ca. ein Viertel zurück, Geflügelbestände jedoch nur um 3 %. Im Gegenzug steigt der Verzehr pflanzlicher und synthetischer Ersatzprodukten für Fleisch und Milch deutlich an.

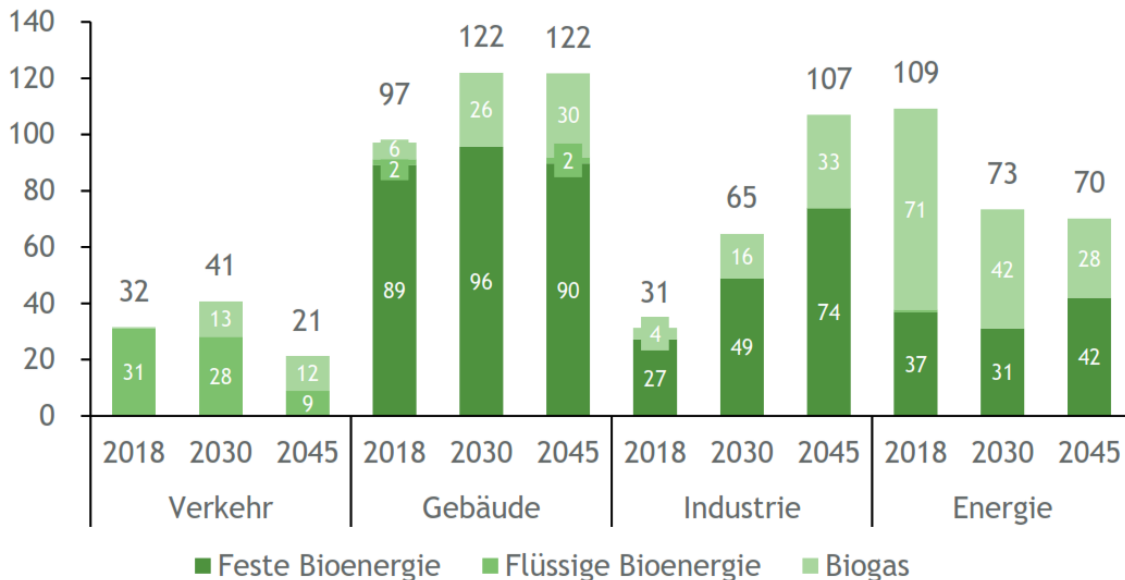


Abbildung 13 Einsatz biogener Energieträger in der dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ in TWh

### 3.3.2 Internationale Potenziale

Biomethanimporte werden insbesondere für den Einsatz im GEG, sowie ETS und BEHG in Deutschland gehandelt. Die größte europäische Nachfrage erzeugt die Schweizer Gaswirtschaft, die mit diesen Mengen ihrer Selbstverpflichtung zum Einsatz erneuerbarer Gase nachkommt. Die bereits in den Herkunftsländern teilweise geförderten Mengen werden für Handelspreise im Bereich von 1 – 2 ct/kWh gehandelt (für die Herkunftsnachweise zzgl. Erdgaspreis und Transport). Frankreich erlaubt derzeit den Handel mit Herkunftsnachweisen im Ausland gegenwärtig nicht, wird dies aber wahrscheinlich noch 2022 zulassen. Mit höherer Zahlungsbereitschaft wird auch in den bisher nicht involvierten östlichen Staaten das Interesse an einem Aufbau von Biomethan Kapazitäten höher. Dort sind auch ohne Förderung die Produktionskosten deutlich geringer.

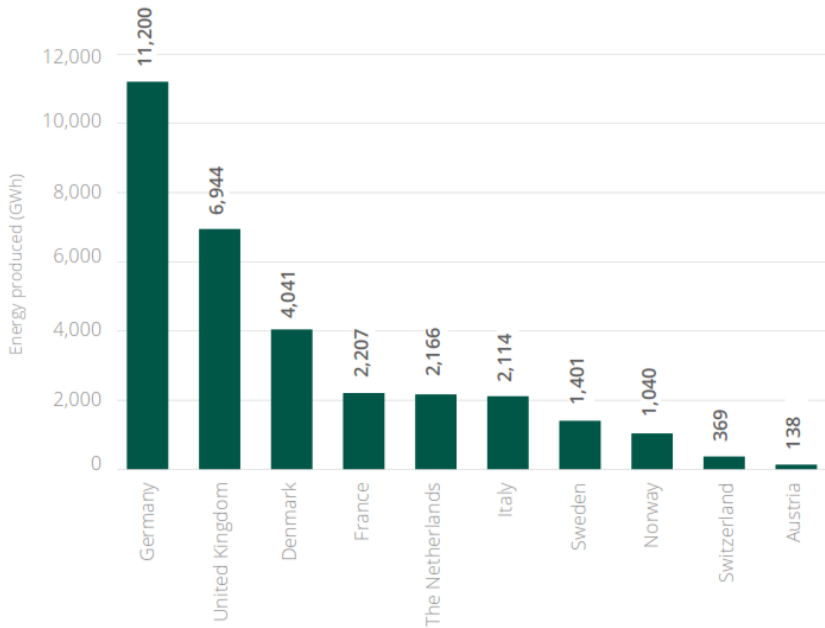


Abbildung 14 Produktionsmengen TOP 10 Produzenten Europa Stand 2021

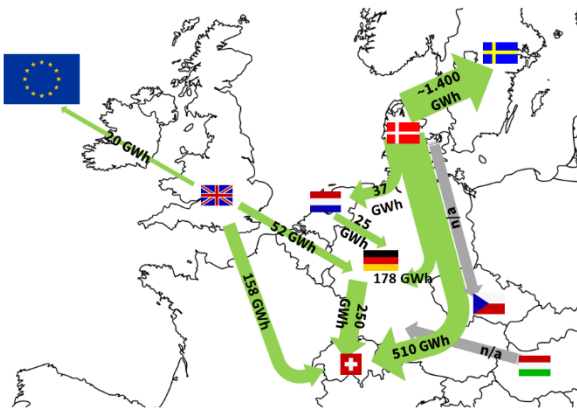


Abbildung 15 Handelsrouten und Volumina von Biomethan-Zertifikaten 2021

### 3.4 Zusammenfassung

Die geplante Aufteilung des im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) festgelegten CO<sub>2</sub>-Preises zwischen Vermietern und Mietern führt für Vermieter zu wirtschaftlichen Anreizen zum Biomethaneinsatz, da sie auf diese Weise eine anteilige Übernahme des CO<sub>2</sub>-Preises vermeiden könnten. Der Einsatz von Biomethan wäre außerdem eine investitionskostenoptimierte Möglichkeit zur Erfüllung der geplanten Pflicht zur Nutzung von 65 % Erneuerbaren Energien beim Einbau einer neuen Heizungsanlage. Vor diesem Hintergrund soll die folgende Ausarbeitung Biomethanpotenziale sowie die Preisentwicklungen von Erdgas und Biomethan darstellen.

Die Ausführungen zeigen, dass eine weitgehende Versorgung der Mehrfamilienhäuser mit Biomethan grundsätzlich theoretisch denkbar wäre. So werden für die Versorgung aller

Mehrfamilienhäuser mit Gasheizungen in 2020 etwa 88 TWh Gas benötigt. Für eine Vollversorgung mit Biomethan müssten zu den bereits verfügbaren Mengen von 10 TWh/a weitere 80 TWh erschlossen werden, was maximal dem gesamten verbleibenden Biomethanpotenzial Deutschlands entspricht. Aus angrenzenden Staaten könnten weitere rund 15 TWh an Biomethan importiert werden<sup>1</sup>.

Biomethan wird jedoch kurz- und mittelfristig auch für die Versorgung anderer Sektoren bzw. Gebäudetypen nachgefragt. Es ist daher extrem unwahrscheinlich, dass die gesamten verfügbaren Biomethanmengen ausschließlich in den Bereich der vermieteten Gebäude mit Gasheizungen gehen werden. Der Biomethaneinsatz wird sich daher auf einen eher geringen Anteil dieser Gebäude beschränken. Wie hoch der Anteil letztendlich sein wird, hängt maßgeblich von der Gestaltung der politischen Rahmenbedingungen in allen Sektoren ab.

Bei aktuell hohen Erdgaspreisen liegen Bezugspreise für Erdgas und Biomethan kurzzeitig bereits gleichauf, die Biomethanpreise zeigen einen ähnlichen Preisverlauf wie die Erdgasbezugspreise. Bei anhaltend wirtschaftlich attraktivem Niveau könnte die Erschließung ungenutzter Biomethanpotenziale angereizt und eine erhöhte internationale Nachfrage generiert werden. Auf kurzfristige Nachfragepeaks kann der Markt allerdings kaum reagieren, da ein Großteil der Mengen bereits vertraglich gebunden ist und der Neubau von Anlagen mehrere Jahre benötigt. Förderregime wie das EEG oder auch die THG-Quote im Verkehrssektor werden zudem in Zukunft aufgrund ihrer attraktiven Anreize mit hoher Wahrscheinlichkeit einen Großteil der aktuell verfügbaren und zukünftig zusätzlichen Biomethanmengen binden.

Bei der Gestaltung der zukünftigen Rahmenbedingungen für die Umlage des CO<sub>2</sub>-Preises sowie bei der Ausgestaltung der 65 %-Regel beim Heizungstausch sind die spezifischen Interessenlagen der einzelnen Marktakteure, insbesondere der Vermieter und der Mieter, zu berücksichtigen. Es sollte vermieden werden, dass durch die Nutzung von Biomethan wirtschaftliche Vorteile allein für den Vermieter entstehen, obwohl die Biomethanpotenziale insgesamt begrenzt sind.

---

<sup>1</sup> Inwiefern darüber hinaus weitere Potenziale insbesondere in östlichen Nachbarländern erschlossen werden könnten, müsste in weiteren Untersuchungen eruiert werden.

# 4 Sonderanalyse: Elektrischer Leistungsbedarf von Wärmepumpen

---

## 4.1 Einführende Bemerkungen

Im Folgenden wird zum einen die Entwicklung der erforderlichen elektrischen Anschlussleistung für die Wärmepumpen und die resultierende elektrische Höchstlast bei einem forcierten Zubau von Wärmepumpen anhand von Modellergebnissen aufgezeigt. Zum anderen wird anhand ausgewählter Beispielgebäude die erforderliche Anschlussleistung für die Luft/Wasser-Wärmepumpe und Sole/Wasser-Wärmepumpe ausgewiesen und der erforderlichen Anschlussleistung beim Einsatz einer Elektrodirektheizung gegenübergestellt.

## 4.2 Effekte des forcierten Zubaus von Wärmepumpen

### 4.2.1 Datenbasis

Basis für die vorliegende Berechnung der elektrischen Anschlussleistung für Wärmepumpen sind die im Rahmen der Gebäudestrategie „Klimaneutralität 2045“ modellierten Szenarien zur Abschätzung der Wirkung des Instrumentenbündels „Rollout Wärmepumpe“. Die Modellierung erfolgt mit dem vom FIW München zusammen mit dem ITG Dresden für die „Gebäudestudie“ im Rahmen der „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“ entwickelten und in den Folgeuntersuchungen weiterentwickelten Gebäude- und Anlagenmodell „Deutschlandmodell“, welches den Gebäudebestand in Deutschland entsprechend seiner Flächen, baulichen Zustände, Energieträger und Anlagentechnik abbildet.

Gemäß der Referenzentwicklung (GSK-Studie) würde die Anzahl der mit Wärmepumpen beheizten Gebäude im Jahr 2045 ca. 6 Mio. betragen. Durch die zusätzliche Wärmepumpen-Offensive, die u.a. auf der 65%-EE-Vorgabe basiert, würde die Anzahl der mit Wärmepumpen beheizten Wohngebäude bis zum Jahr 2045 auf rund 15 Mio. ansteigen und damit dem Zielszenario der GSK-Studie entsprechen (Abbildung 16). Ergänzend dazu wird in Abbildung 17 die modellierte Entwicklung des Wärmepumpenbestandes in Wohngebäuden nach Wärmequelle im Zielszenario abgebildet.

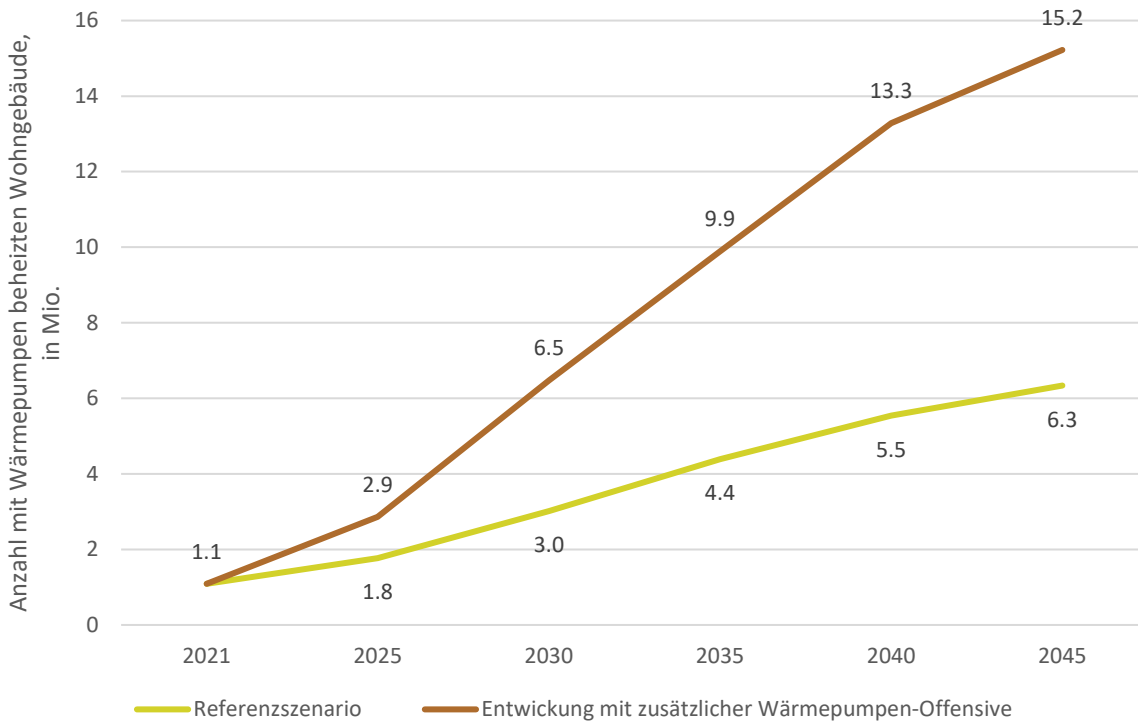


Abbildung 16: Entwicklung der Anzahl der Wärmepumpen in Wohngebäuden – Basis der Quantifizierung

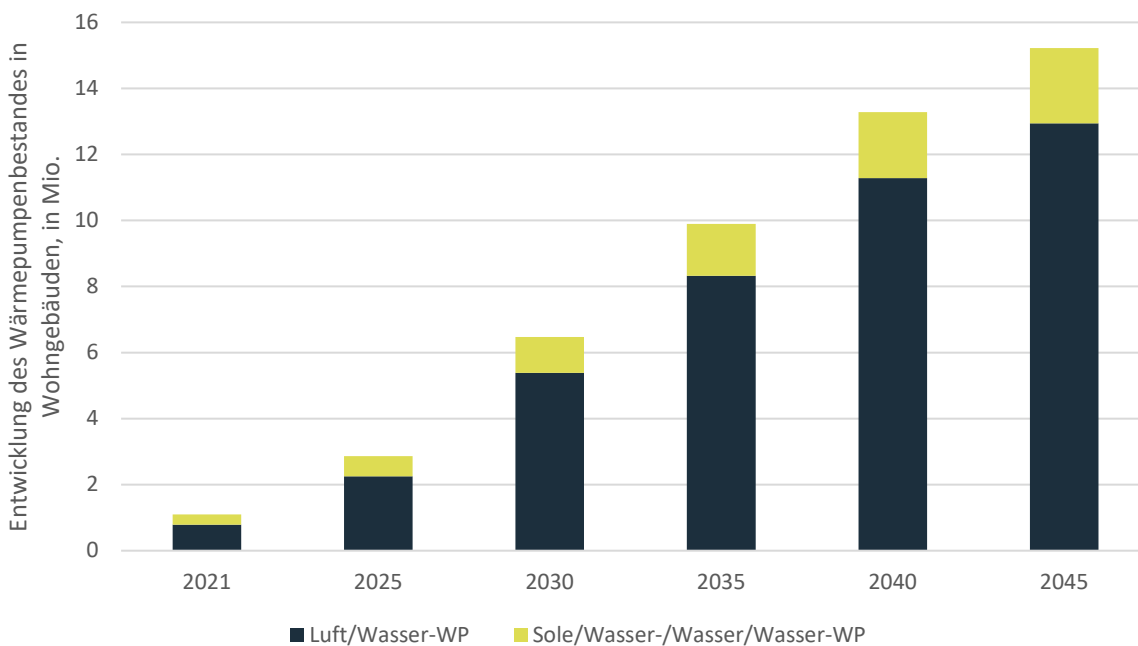


Abbildung 17: Entwicklung des Wärmepumpenbestandes in Wohngebäuden nach Wärmequelle mit zusätzlicher Wärmepumpen-Offensive

#### 4.2.2 Berechnung der Anschlussleistung

Die Basis für die Berechnung der erforderlichen elektrischen Anschlussleistung für Wärmepumpen bildet die Heizlast der Wohngebäude, die mit elektrischen Wärmepumpen (monoenergetisch) beheizt werden.

Wärmepumpen, die Bestandteil von Gas- und Öl-Hybridheizungen sind, werden bei der Berechnung der erforderlichen Anschlussleistung nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass der Brennwertkessel bei niedrigen Außentemperaturen die Wärmebereitstellung vollständig übernimmt bzw. übernehmen kann, wenn keine ausreichende Strombereitstellung durch erneuerbare Quellen im Stromnetz erfolgt.

Die Berechnung der Anschlussleistung erfolgt unter Berücksichtigung eines Zuschlages für die Trinkwassererwärmung und unter Berücksichtigung von Sperrzeiten in Höhe von 2 x 2 Stunden pro Tag. Bei der Berechnung werden die COP in Abhängigkeit von der Wärmequelle (Erdreich, Luft) sowie Senktemperatur berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass die Anlagen netzdienlich betrieben werden.

### 4.2.3 Ergebnisse

Die in Abbildung 18 ausgewiesenen Zahlen entsprechen der gesamten erforderlichen Anschlussleistung der Wärmepumpen im Auslegungsfall, die im monoenergetischen Betrieb (ggf. incl. Heizstab) die Wohngebäude versorgen. Die erforderliche Anschlussleistung im Auslegungsfall würde im Zielszenario (mit verstärkten Wärmepumpen-Offensive) von 4,9 GW im Jahr 2020 auf rund 91 GW im Jahr 2045 ansteigen. Ggü. der für GSK modellierten Referenzentwicklung steigt die elektrische Anschlussleistung durch den noch forcierteren Einbau von Wärmepumpen ab 2025 deutlich an. Die bis 2030 zusätzlich installierten rund 3,5 Mio. Wärmepumpen würden eine zusätzlich erforderliche Anschlussleistung von 20,1 GW bedeuten, was bezogen auf den modellierten Wert im Referenzszenario einer Steigerung von über 100 % entspricht. Die ggü. dem Referenzszenario bis 2045 zusätzlich installierten rund 8,9 Mio. Wärmepumpen würden eine zusätzlich erforderliche Anschlussleistung von 49 GW bedeuten.

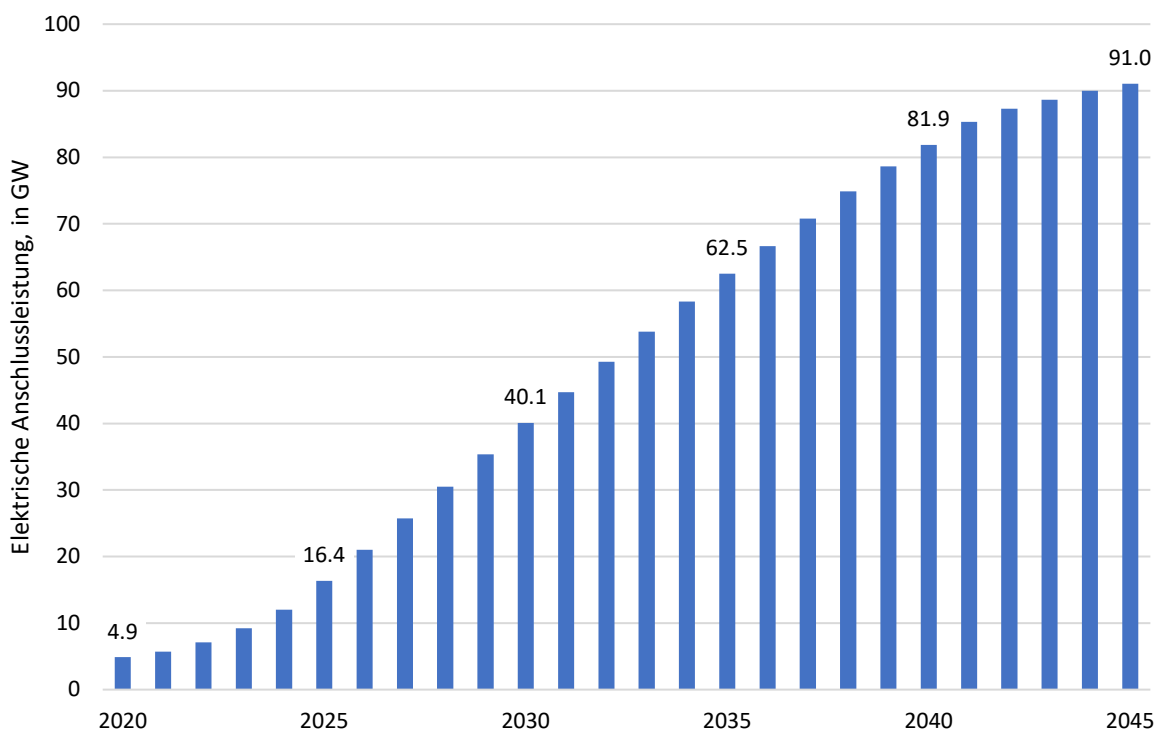


Abbildung 18: Entwicklung der elektrischen Anschlussleistung für Wärmepumpen unter Berücksichtigung einer verstärkten Wärmepumpen-Offensive (u.a. durch 65%-EE-Vorgabe)

Aus der berechneten erforderlichen Anschlussleistung für den Auslegungstag wird die resultierende elektrische Höchstlast aller Wärmepumpen in Wohngebäuden (ggf. incl. Heizstab) in Abhängigkeit der Gleichzeitigkeit und Regelung berechnet. Die mögliche Entwicklung der elektrischen Höchstlast bis 2045 stellt Abbildung 19 dar. Unter Berücksichtigung der Sperrzeiten (2 x 2 h/Tag) und eines Gleichzeitigkeitsfaktors von 100 %<sup>1</sup>, ergibt sich eine Höchstlast von 91 GW im Jahr 2045. Werden allerdings nur 80 % der Wärmeanforderungen gleichzeitig gedeckt, liegt die elektrische Höchstlast bei 72,8 GW. Bei einem durchgehenden Betrieb (Verzicht auf Sperrzeiten) würde die elektrische Höchstlast der mit Wärmepumpen versorgten Wohngebäude bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 80 % etwa 61 GW betragen. Die Differenz zum Referenzszenario der Gebäudestrategie Klimaneutralität 2045 stellt Abbildung 20 dar.

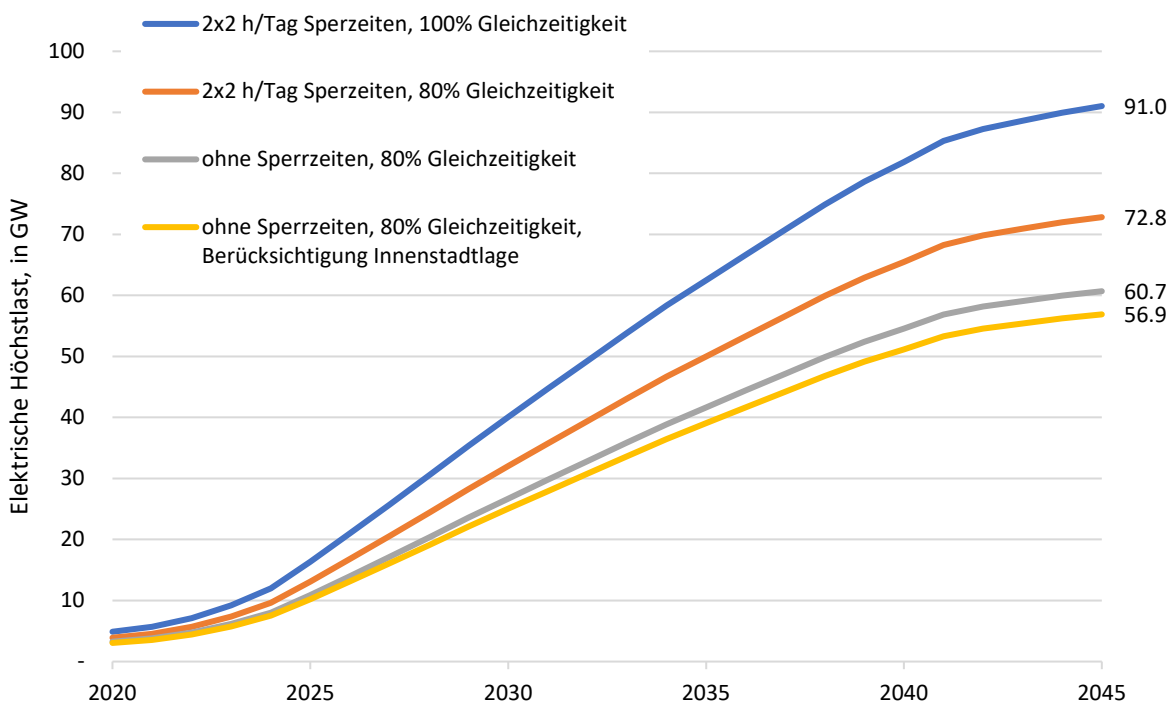


Abbildung 19: Resultierende elektrische Höchstlast in Abhängigkeit von Gleichzeitigkeit, Regelung und Auslegungsaußentemperatur unter Berücksichtigung der verstärkten Wärmepumpen-Offensive

<sup>1</sup> Gleichzeitigkeitsfaktor von 100% bedeutet, dass die gesamte Wärmeanforderung gleichzeitig gedeckt wird.



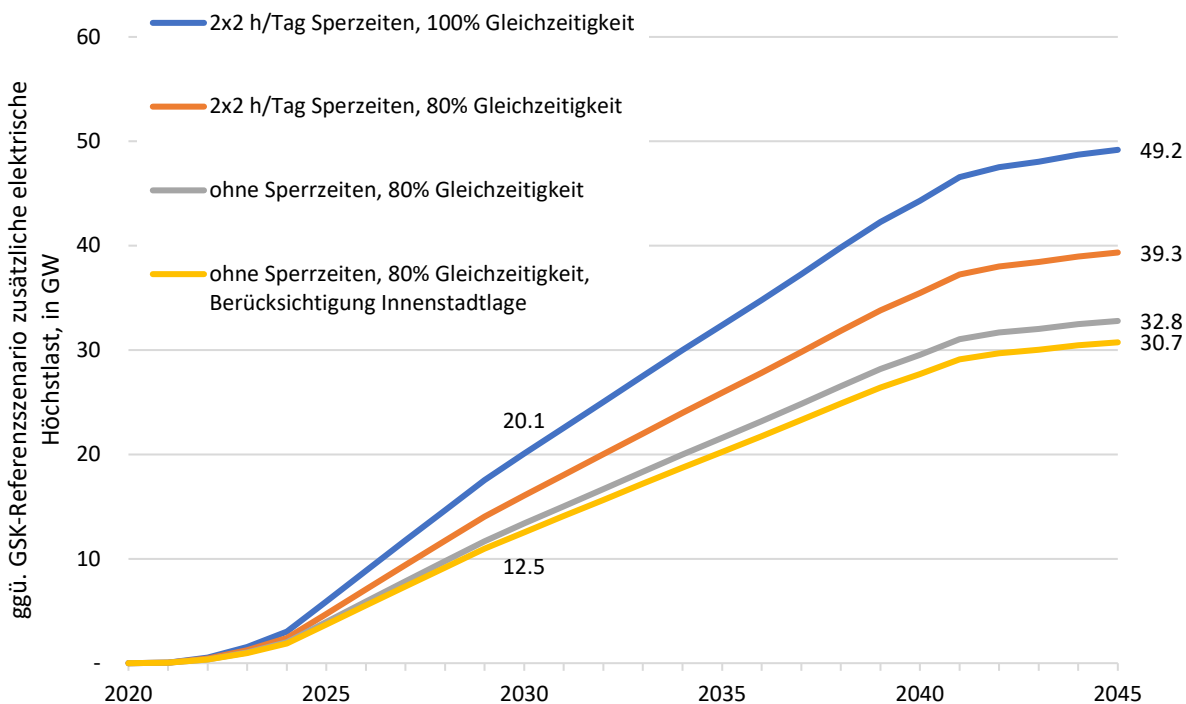


Abbildung 20: Entwicklung der ggü. GSK-Referenzszenario aus der verstärkten Wärmepumpen-Offensive resultierenden zusätzlichen elektrischen Höchstlast in Abhängigkeit von Gleichzeitigkeit, Regelung und Auslegungsaußentemperatur

### 4.3 Anschlussleistung für strombasierte Systeme – Beispielgebäude

Im Folgenden wird ergänzend zu den zuvor beschriebenen Gesamteffekten des forcierten Zubaus von Wärmepumpen auf die resultierende Höchstlast die erforderliche Anschlussleistung je Gebäude in Abhängigkeit des Gebäudetyps (EFH, MFH) und des Zustandes (unsaniert, (teil-)saniert, Neubau) für die Luft/Wasser-Wärmepumpe und Sole/Wasser-Wärmepumpe ausgewiesen und der erforderlichen Anschlussleistung beim Einsatz einer Elektrodirektheizung gegenübergestellt.

Es werden exemplarisch drei Gebäudetypen betrachtet:

- Einfamilienhaus mit ca. 150 m<sup>2</sup> Wohnfläche
- kleines Mehrfamilienhaus mit 6 Wohneinheiten
- großes Mehrfamilienhaus mit 24 Wohneinheiten

Die Berechnung der Anschlussleistung für Wärmepumpen erfolgt unter Berücksichtigung eines Zuschlages für die Trinkwassererwärmung und unter Berücksichtigung von Sperrzeiten in Höhe von 2 x 2 Stunden pro Tag. Bei der Berechnung werden die COP in Abhängigkeit von der Wärmequelle (Erdreich, Luft) sowie Senktemperatur berücksichtigt.

Bei der Stromdirektheizung werden bei der Berechnung der erforderlichen Anschlussleistung am Auslegungstag keine Sperrzeiten berücksichtigt.

Tabelle 3: Erforderliche elektrische Anschlussleistung in Abhängigkeit des Gebäudetyps und des Wärmeerzeugers

Gebäude	Gebäude- heizlast, in kW	Erforderliche elektrische Anschlussleistung am Auslegungstag, in kW		
		Luft/Wasser-Wärme- pumpe	Sole/Wasser-Wärme- pumpe	Stromdirektheizung
EFH unsaniert	14,0	12,3	9,2	14,0
EFH teilsaniert	10,8	9,5	7,1	10,8
EFH Neubau	8,2	4,7	3,1	8,2
6-FH unsaniert	31,6	27,8	20,9	31,6
6-FH teilsaniert	24,3	21,4	16,0	24,3
6-FH Neubau	17,5	10,0	6,6	17,5
24-FH unsaniert	80,4	70,8	53,1	80,4
24-FH teilsaniert	64,2	56,5	42,4	64,2
24-FH Neubau	59,7	34,3	22,5	59,7

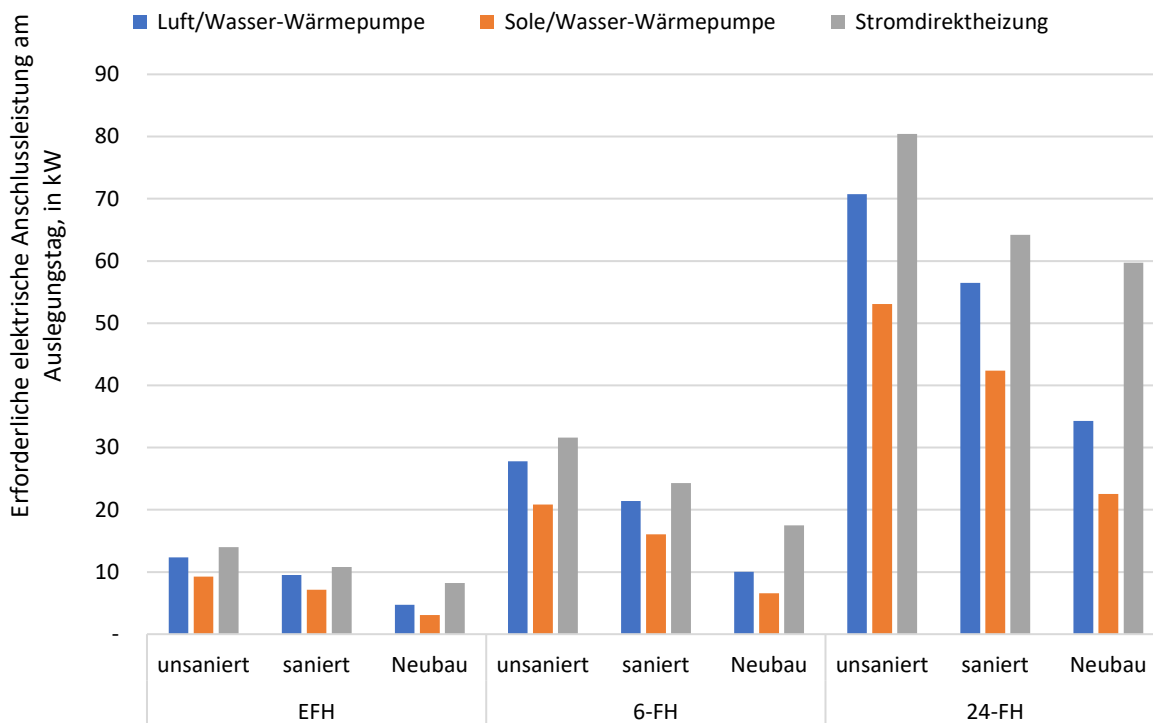


Abbildung 21: Erforderliche elektrische Anschlussleistung in Abhängigkeit des Gebäudetyps und des Wärmeerzeugers

Die angegebenen Leistungen sind als beispielhafte Werte für die betrachteten Gebäude bei normativer Nutzung anzusehen. Dabei zeigt sich, dass insbesondere bei Luft/Wasser-Wärmepumpen die erforderliche elektrische Anschlussleistung nicht so viel geringer ist als bei einer Stromdirektheizung, weil der Anschluss auf die besonderen kalten Tage konfiguriert werden muss, an denen der COP relativ niedrig ist bzw. der elektrische Heizstab die gesamte oder Teile der Wärmebereitstellung übernehmen muss. In der Realität werden sich für jedes Gebäude individuelle Leistungsbedarfe ergeben. Diese hängen von baulichen und anlagentechnischen Randbedingungen sowie von der Nutzung ab. Eine maßgebliche Rolle spielen

- Geräteeigenschaften der Wärmepumpe bei sehr niedrigen Außentemperaturen: z.B. untere Einsatzgrenze, Kältemittel/COP, Art der Wärmequelle
- Auslegung der Wärmepumpe: Bivalenzpunkt, mögliche Überdimensionierung, Systemtemperaturen der Heizungsanlage
- Eventuell vorhandene zusätzliche Wärmeerzeuger: Kaminöfen, elektrische Infrartheizungen, Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung
- Konkrete Gebäudeeigenschaften: baulicher Wärmeschutz, Größe, Fensterflächen
- Nutzerverhalten: Warmwasserbedarf, Raumtemperaturen, Lüftungsverhalten
- Netzdienlichkeit des WP-Betriebes: ggf. Überdimensionierung, Nutzung Speicherkapazitäten in Anlagentechnik oder Gebäude
- Gebäudestandort bzw. das konkrete Wetter.

# 5 Nachhaltigkeitsanforderungen an Biomasse

---

## 5.1 Hintergrund

Im Rahmen der Umsetzung der 65 %-Regel wird auch Biomasse eine Option sein. Dieses Papier widmet sich (allein) den Nachhaltigkeitsanforderungen an die Biomasse.

Hierzu gibt es folgende Aussage in dem zwischen BMWK und BMWSB abgestimmten Konzeptpapier zu fester oder flüssiger Biomasse (Stand 06.10.2022):

*„Neben den Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse aus der BioSt-NachV dürfen bei der Verbrennung von Biomasse die Immissionsgrenzwerte, die für den Innovationsbonus im Rahmen der BEG gelten (u.a. der Wert von 2,5 mg/m<sup>3</sup> Feinstaub) nicht überschritten werden, da ansonsten die Gefahr besteht, dass die EU-Vorgaben für Feinstaub nicht eingehalten werden können.“*

Für „erneuerbare Gase“ ist hinsichtlich der Nachhaltigkeit vorgesehen:

*„Nachhaltiges Biomethan liegt nur vor, wenn auch die Nachhaltigkeitsvorgaben des EEG an die Produktion der Anbaubiomasse für die Herstellung von Biomethan (insb. entsprechende Anwendung des § 39i EEG - Maisdeckel) und die sonstigen bereits bestehenden Nachhaltigkeitsanforderungen im GEG eingehalten worden sind.“*

Zunächst erfolgt eine Darstellung des status quo im GEG (vgl. Kapitel 5.2) dann werden die Nachhaltigkeits-Anforderungen für den Strom- und Verkehrssektor skizziert (Kapitel 5.3). Anschließend wird auf den „Maisdeckel“ eingegangen (Kapitel 5.4), der im Rahmen der 65%-EE-Anforderung auch im GEG Anwendung finden soll. Schließlich erfolgt ein Ausblick auf die RED III (Kapitel 5.5) sowie den Vollzug (Kapitel 5.6).

## 5.2 Nachhaltigkeit der Biomasse im GEG (de lege lata)

Das GEG legaldefiniert Biomasse in § 3 Abs. 2 Nr. 5 als erneuerbare Energie wie folgt: *„die aus fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse erzeugte Wärme; die Abgrenzung erfolgt nach dem Aggregatzustand zum Zeitpunkt des Eintritts der Biomasse in den Wärmeerzeuger“*. Damit wird Strom aus Biomasse ausgeschlossen. Es wird davon ausgegangen, dass diesbezüglich bei Einführung der 65%-EE-Anforderung keine Änderung geplant ist.

Als Biomasse werden in § 3 Abs. 3 GEG zugelassen:

- „1. Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234) in der bis zum 31. Dezember 2011 geltenden Fassung,<sup>1</sup>
2. Altholz der Kategorien A I und A II nach § 2 Nummer 4 Buchstabe a und b der Altholzverordnung vom 15. August 2002 (BGBl. I S. 3302), die zuletzt durch Artikel 120 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist,
3. biologisch abbaubare Anteile von Abfällen aus Haushalten und Industrie,
4. Deponiegas,
5. Klärgas,
6. Klärschlamm im Sinne der Klärschlammverordnung vom 27. September 2017 (BGBl. I S. 3465), die zuletzt durch Artikel 137 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung oder
7. Pflanzenölmethylester.“

Die §§ 34 bis 45 GEG (=Abschnitt 4 des Teil 2) sehen bisher für neu errichtete Gebäude eine Nutzungspflicht für erneuerbare Energien vor. Die Nachhaltigkeitskriterien der Biomasse sind in diesem Rahmen in den Anforderungen in den §§ 38 bis 40 GEG geregelt, differenziert nach dem Aggregatzustand der Biomasse (gasförmig, flüssig, fest). Sie gelten somit insbesondere für die Berechnung der anteiligen Nutzung erneuerbarer Energien am Wärme- und Kälteenergiebedarf bei neu errichteten Gebäuden.

Für die öffentliche Hand gilt eine vergleichbare Nutzungspflicht auch bei „bestehenden Gebäuden“ (§§ 52 bis 56 GEG). Hinsichtlich der Nachhaltigkeitsanforderungen erfolgt insoweit ein Verweis auf die §§ 38 bis 40 GEG.

Bei der Einführung der 65%-EE-Anforderung (für Neubau und Bestand) wären diese spezifischen EE-Nutzungspflichten hinfällig und müssten zumindest weitgehend gestrichen werden. Dies wirft die Frage auf, welche Nachhaltigkeitsanforderungen für die Neuregelung einschlägig sein sollen. Zunächst sollen die bestehenden Anforderungen des GEG dargestellt werden:<sup>2</sup>

### 5.2.1 Nutzung von gasförmiger Biomasse (§ 40 GEG)

Für **Biomethan** gelten im GEG die Nachhaltigkeitsanforderungen des § 40 Abs. 3 GEG.

„(3) Wenn Biomethan genutzt wird, müssen unbeschadet des Absatzes 2 folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

1. bei der Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans müssen die Voraussetzungen nach Anlage 1 Nummer 1 Buchstabe a bis c des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung erfüllt worden sein und

<sup>1</sup> Hinweis: Der Verweis des GEG auf die Biomasseverordnung ist ein statischer Verweis auf die alte Fassung von 2011. Ein aktueller Verweis würde auf die „Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist.“ lauten. Eine Änderungshistorie der Biomasseverordnung kann hier eingesehen werden: <https://www.buzer.de/gesetz/3345/l.htm>.

Um die stoffliche Aufbereitung von **Altholz** zu fördern ist Altholz (mit Ausnahme von Industrierestholz) 2012 aus der Biomasseverordnung gestrichen worden. Im GEG werden sowohl durch den Verweis auf die alte Biomasse-Verordnung 2011 als auch durch den Verweis auf „Altholz der Kategorien A I und A II“ der Altholzverordnung bestimmte Sortimente Altholz wieder zugelassen. Soweit ersichtlich ist damit alles Altholz der Kategorien A I und A II doppelt erfasst: Einmal durch die Inbezugnahme der alten Biomasseverordnung und dann ein 2. Mal durch den Verweis auf die Altholzverordnung.

Kleine Hausheizungen dürfte dieses Thema nicht betreffen, sofern wir von fester Biomasse sprechen. Höchstens über Biogas, sofern thermochemische Holzvergasung doch eines Tages wirtschaftlich würde.

<sup>2</sup> § 22 GEG enthält vergleichbare Nachhaltigkeitsanforderungen zu den §§ 38 bis 40 GEG für die Anwendbarkeit der günstigen Primärenergiefaktoren. Diese sind weitgehend identisch – dort ist aber auch noch ergänzend die „räumliche Nähe“ für flüssige oder gasförmige Biomasse vorhanden.

2. *die Menge des entnommenen Biomethans im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres muss der Menge von Gas aus Biomasse entsprechen, das an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist worden ist, und es müssen Massenbilanzsysteme für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethans von seiner Herstellung über seine Einspeisung in das Erdgasnetz und seinen Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz verwendet worden sein.*<sup>1</sup>

Die drei in Bezug genommenen Nachhaltigkeitsanforderungen des alten EEG 2014 lauten:

*„[...]und vor der Einspeisung in das Erdgasnetz aufbereitet wurde und nachgewiesen wird, dass folgende Voraussetzungen eingehalten wurden:]*

- a) *Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von höchstens 0,2 Prozent,*
- b) *ein Stromverbrauch für die Aufbereitung von höchstens 0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas, sowie*
- c) *Bereitstellung der Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeugung des Deponie-, Klär- oder Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie“*

Sofern an diesen Kriterien weiter festgehalten werden soll, sollte der Verweis auf das alte EEG 2014 aufgehoben werden. Die Anforderungen sollten in diesem Falle direkt ins GEG übernommen werden, denn es ist ungünstig, auf außer Kraft getretene Gesetze zu verweisen.

Für **biogenes Flüssiggas** gilt hingegen § 40 Abs. 4 GEG:

*„(4) Wenn biogenes Flüssiggas genutzt wird, muss die Menge des entnommenen Gases am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Gas aus Biomasse entsprechen, das an anderer Stelle hergestellt worden ist, und müssen Massenbilanzsysteme für den gesamten Transport und Vertrieb des biogenen Flüssiggases von seiner Herstellung über seine Zwischenlagerung und seinen Transport bis zu seiner Einlagerung in den Verbrauchstank verwendet worden sein.“*

Die Nachhaltigkeitsanforderungen für gasförmige Biomasse beziehen sich somit vor allem auf Anforderungen an Methanschleupf, die Energieeffizienz der Aufbereitung und an das Nachweisverfahren. Nicht hingegen an den Anbau und die Herkunft der Biomasse, aus der dann Biogas gewonnen wird.

### 5.2.2 Nutzung von flüssiger Biomasse (§ 39 GEG)

Für flüssige Biomasse wird hinsichtlich der Nachhaltigkeitsanforderungen auf die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) verwiesen:

<sup>1</sup> Redaktionell ist darauf hinzuweisen, dass die inhaltlich identische Regelung der Nummer 2 in § 44b Abs. 4 des EEG 2021 enthalten ist:

*„(4) Aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas ist jeweils als Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomethan oder Speichergas anzusehen,  
1. soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomethan oder Speichergas entspricht, die an anderer Stelle im Bundesgebiet in das Erdgasnetz eingespeist worden ist, und  
2. wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sind.“*

*„Unbeschadet des Absatzes 2 muss die zur Wärmeerzeugung eingesetzte Biomasse den Anforderungen an einen nachhaltigen Anbau und eine nachhaltige Herstellung, die die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174), die zuletzt durch Artikel 262 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung stellt, genügen. § 10 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung ist nicht anzuwenden.“*

Redaktionell ist dabei auf 2 Punkte hinzuweisen:

1. Der Verweis auf die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung verweist noch auf eine alte Fassung. In der Zwischenzeit wurde diese Ende 2021 komplett neu erlassen und zwischenzeitlich geringfügig geändert. Das aktuelle Vollzitat lautet: *„Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2. Dezember 2021 (BGBl. I S. 5126), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 14. Juni 2022 (BGBl. I S. 927) geändert worden ist“*.
2. Bis vor kurzem betraf der in Bezug genommene § 10 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung einen nicht mehr existierenden „Bonus für nachwachsende Rohstoffe“. Durch den Neuerlass der Verordnung wurde auch die Nummerierung geändert, so dass in § 10 nun die „Anerkannten Nachweise“ geregelt sind. Dies könnte in der Öffentlichkeit deshalb fälschlicherweise so verstanden werden, dass diese Nachweise nicht anzuwenden sind. Der Verweis müsste deshalb gestrichen werden.

### 5.2.3 Nutzung von fester Biomasse (§ 38 GEG)

Bisher kennt das GEG für feste Biomasse keine primären Nachhaltigkeitsanforderungen. § 38 Abs. 2 GEG regelt letztlich nur die eingesetzten Brennstoffe durch einen Verweis auf die 1. BImSchV

*„(2) Wenn eine Feuerungsanlage im Sinne der Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen vom 26. Januar 2010 (BGBl. I S. 38), die zuletzt durch Artikel 105 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung betrieben wird, müssen folgende Voraussetzungen erfüllt sein:*

1. *die Biomasse muss genutzt werden in einem*
  - a) *Biomassekessel oder*
  - b) *automatisch beschickten Biomasseofen mit Wasser als Wärmeträger,*
2. *es darf ausschließlich Biomasse nach § 3 Absatz 1 Nummer 4, 5, 5a, 8 oder Nummer 13 der Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen eingesetzt werden.“*

Redaktionell sollte bei einer Neuregelung auch hier das aktuelle Vollzitat der 1. BImSchV in Bezug genommen werden.

## 5.3 Gesetzliche Regelungen zur Nachhaltigkeit von Biomasse

### 5.3.1 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung als Basis für EEG-Vergütungsansprüche

Für das EEG – also den Stromsektor – sind die Nachhaltigkeitsanforderungen in der „Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)“<sup>1</sup> gebündelt. Ermächtigungsgrundlage ist § 90 EEG. Die Anforderungen ergeben sich letztlich aufgrund der Umsetzung der RED II in nationales Recht.

### 5.3.2 Biomassekraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung als Basis für die Biokraftstoffquote

Für den Verkehrssektor – konkret die Erfüllung der Biokraftstoffquote – sind die Nachhaltigkeitsanforderungen in der „Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV)“<sup>2</sup> geregelt. Ermächtigungsgrundlage ist § 37d BImSchG. Die Anforderungen sind auch hier auf die Umsetzung der RED II in nationales Recht zurückzuführen. Deshalb wurden beide Nachhaltigkeitsverordnungen auch durch eine gemeinsame Verordnung verabschiedet, der (Mantel-)„*Verordnung der Bundesregierung zur Neufassung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung und zur Änderung der Besonderen Gebührenverordnung BMEL*“.<sup>3</sup>

### 5.3.3 Zentrale inhaltliche Anforderungen beider Regelungen

Die zentralen Anforderungen der BioSt-NachV und der Biokraft-NachV sind jeweils in Teil 2 Nachhaltigkeitsanforderungen in den §§ 4, 5 und 6 der Verordnungen weitestgehend identisch formuliert und können wie folgt skizziert werden:

§ 3 der Verordnungen regelt, dass der Vergütungsanspruch nur besteht bzw. die Anrechenbarkeit auf die Quote nur gegeben ist, wenn die Anforderungen an einen nachhaltigen Anbau und eine nachhaltige Herstellung für Biomasse aus der Landwirtschaft (§ 4) und aus der Forstwirtschaft (§ 5) erfüllt werden. D.h. die Nachhaltigkeitskriterien werden gesondert für die Herkunft der Biomasse aus Land- und Forstwirtschaft differenziert. Dabei findet keine explizite Trennung nach den Aggregatzuständen statt.<sup>4</sup>

Für die Landwirtschaft schließt § 4 den Anbau auf Flächen mit hoher biologischer Vielfalt aus. Ebenso den auf Flächen mit einem hohen oberirdischen oder unterirdischen Kohlenstoffbestand sowie auf Torfmoorflächen, die erst nach dem Referenzzeitpunkt (01.01.2008) entwässert wurden. Für Abfällen oder Reststoffe werden Bodenkohlenstoffbilanzen gefordert.

Für die Forstwirtschaft regelt § 5, dass Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Holzernte vorliegen müssen (Ernteverfahren, Regeln zur Walderneuerung, Schutz von biologischer

<sup>1</sup> Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2. Dezember 2021 (BGBl. I S. 5126), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 14. Juni 2022 (BGBl. I S. 927) geändert worden ist.

<sup>2</sup> Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2. Dezember 2021 (BGBl. I S. 5126, 5143).

<sup>3</sup> Abrufbar unter: <https://www.bmuv.de/gesetz/verordnung-der-bundesregierung-zur-neufassung-der-biomassestrom-nachhaltigkeitsverordnung-und-der-biokraftstoff-nachhaltigkeitsverordnung-und-zur-aenderung-der-besonderen-gebuehrenverordnung-bmel>.

<sup>4</sup> Feste Biomasse ist im EEG nur zur Zünd- und Stützfeuerungs förderfähig, vgl. § 44c EEG.



Vielfalt, Böden und Kohlenstoff/Torfkörpern) und dass entsprechende Nachweise notwendig sind. Ferner wird vorausgesetzt, dass das Ursprungsland der Biomasse Vertragspartei des Übereinkommens von Paris ist und durch eine nationale THG-Berichterstattung nationalen Zielbeitrag zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen übermittelt und dass dabei eine Treibhausbilanz für den LULUCF Sektor erstellt wird und diese auch in Bezug auf die nationalen Klimaziele zählt.

Darüber hinaus müssen die Vorgaben zur Treibhausgasminderung nach § 6 Abs. 1 bzw. 2 erfüllt werden. Die zulässigen Methoden für den Nachweis dieser THG-Einsparung umfassen Standardwerte ebenso wie individuelle, festgelegte Berechnungsverfahren.

Weiter müssen die Anlagen im Marktstammdatenregister registriert sein.

Die übrigen Teile der Verordnungen regeln die Nachweispflichten für Nachhaltigkeitsanforderungen der §§ 4 bis 6. Diese umfassen insbesondere Inhalt und Form der Nachweise, Zertifizierungsabläufe, Anerkennung und Aufgaben der Zertifizierungsstellen, Register, staatliche Kontrollen, Definition von Ordnungswidrigkeiten.

#### 5.3.4 Vorläufiges Fazit

Vorteile der Kriterien der BioSt-NachV bzw. der Biokraft-NachV gegenüber den Anforderungen des GEG sind:

1. Die beiden Verordnungen entsprechen den Vorgaben der RED II.
2. Die beiden Verordnungen sind verbreiteter und sehen anerkannte Nachweise und einen akzeptierten Vollzug vor.
3. Beide Verordnungen sind weitgehend aufeinander abgestimmt in ihren Anforderungen.
4. Die beiden Verordnungen enthalten beispielsweise auch anbaubezogene Kriterien in § 4.
5. Eine Übernahme dieser Anforderungen für den Gebäudesektor dürfte einfacher sein als einen eigenen Regulierungsrahmen für Nachhaltigkeitsanforderungen im GEG zu schaffen. Es ist für die Akzeptanz und die Durchsetzbarkeit nur begrenzt sinnvoll eigenständige Nachhaltigkeitsanforderungen für den Gebäudesektor zu entwickeln.

Dennoch sind die Nachhaltigkeitsanforderungen der derzeit gültigen RED II lediglich als Minimalanforderungen zu sehen, um das „Schlimmste“ zu verhindern.

- Für die Forstwirtschaft sind die Kriterien so schwach, dass Holz aus dem Wald in Deutschland per se als nachhaltig eingestuft werden kann. Siehe hierzu die Einschätzungen zu Deutschland im REDIIBIO-Report.<sup>1</sup>
- Es ist auch wichtig, dass die Nachhaltigkeitsanforderungen nach RED II zu keiner Mengensteuerung führen.<sup>2</sup>
- Holzentnahme aus dem Wald führt direkt zu einer Abnahme der C-Vorräte auf der Waldfläche.<sup>3</sup> Die unmittelbare Energienutzung verhindert, dass der Kohlenstoff des Holzes im Holzproduktespeicher weiterhin fixiert bleibt.
- Holzreste und -abfälle werden bereits seit Jahren auf vielfältige Weise stofflich und energetisch genutzt. Die verstärkte Nachfrage aus dem Gebäudesektor zur

<sup>1</sup> <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/1fe27161-abbb-11eb-927e-> .

<sup>2</sup> Vgl. Kapitel 5 des Berichts: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc\\_12-2022\\_aktuelle\\_nutzung\\_und\\_foerderung\\_der\\_holzenergie.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_12-2022_aktuelle_nutzung_und_foerderung_der_holzenergie.pdf).

<sup>3</sup> Siehe <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/gcbb.12981>.

Wärmenutzung birgt das Risiko, dass die Nachfrage insgesamt steigt und möglicherweise auch Verschiebungen zur energetischen Nutzung und zu Lasten der stofflichen Nutzung erfolgen. Damit würde zur Deckung der Nachfrage ein vermehrter Holzeinschlag notwendig.

Es wichtig zu sehen, dass eine Zunahme der Holznutzung aus dem Wald den Zielsetzungen im Bundes-KSG für den LULUCF-Sektor entgegensteht. Von daher wäre es sehr wichtig, neben den Nachhaltigkeitsanforderungen auch ein Instrument zur Mengensteuerung ins GEG aufzunehmen, um die Holzpotenziale nicht zu übernutzen, bzw. die Attraktivität von Biomasse-Heizungen über weitere Instrumente (CO<sub>2</sub>-Preis, BEG-Förderung usw.) zu justieren.

Insgesamt dürfte es deshalb zu empfehlen sein, für die Nachhaltigkeitsanforderungen auf die Anforderungen der BioSt-NachV zu verweisen.

## 5.4 Maisdeckel (§ 39i EEG)

Das EEG enthält zudem in § 39i EEG „Besondere Zahlungsbestimmungen für Biomasseanlagen“, dessen Absatz 1 auch Maisdeckel genannt wird. Die Regelung hat folgenden Wortlaut:

*„(1) Ein durch einen Zuschlag erworbener Anspruch nach § 19 Absatz 1 für Strom aus Biogas besteht nur, wenn der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil von Getreidekorn oder Mais in jedem Kalenderjahr insgesamt höchstens 40 Masseprozent beträgt. Als Mais im Sinn von Satz 1 sind Ganzpflanzen, Maiskorn-Spindel-Gemisch, Körnermais und Lieschkolbenschrot anzusehen.*

*[2 bis 5]“*

Der Maisdeckel begrenzt den Massenanteil von Getreidekorn und Mais (Ganzpflanzenmais ebenso wie Körnermais und deren Gemischen für die Erzeugung von Biogas aus der anaeroben Vergärung). Hintergrund dieser Regelung ist zum einen das Bemühen, keine Substrate zu vergären, die für die menschliche Ernährung verwendet werden und zum anderen sollte damit verhindert werden, insbesondere Mais in der Fruchtfolge dominiert und es dadurch zu negativen Auswirkungen kommt, etwa auf die Agrobiodiversität, die Böden und das Landschaftsbild („Vermaisung der Landschaft“).

Der Maisdeckel erfüllt dagegen nicht die Funktion, die Inanspruchnahme von Agrarflächen (bzw. genauer: Ackerland), für die Bioenergie in irgendeiner Weise zu begrenzen. Werden alternative Kulturen zu Mais und Getreide gewählt, sind die Anforderungen erfüllt.

Der Maisdeckel erscheint grundsätzlich auf das GEG übertragbar. Da dieser bisher nur im EEG verankert ist, sollte im GEG eine direkte Übernahme des Wortlauts erfolgen.

Bei der Nutzung von Biogas im Rahmen des GEG ist der häufigste Fall in der Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz zu vermuten und in dessen Entnahme durch eine an das Gasnetz angeschlossene und zulässige Anlage zur Wärmeversorgung. D.h. die entsprechende Nachweisverpflichtung zum Maisdeckel würde das Unternehmen zur Gasaufbereitung treffen und es muss dem Gasnetzbetreiber bzw. dem einkaufenden EVU gegenüber entsprechende Zertifikate vorlegen können. Seitens der Endkunden würde eine Pflicht zum Aufbewahren der Rechnung ausreichen.

## 5.5 Ausblick: RED III-Novelle

Allerdings sind derzeit in einem Vorschlag der EU-Kommission zur Änderung der RED II (= „RED III“)<sup>1</sup> neue Anforderungen an die Nachhaltigkeit von Biomasse in Vorbereitung. Das europäische Gesetzgebungsverfahren ist bereits weit vorangeschritten.

## 5.6 Vollzug der Nachhaltigkeitsanforderungen im GEG

Bisher ist der Vollzug der Nachhaltigkeitsanforderungen im GEG insbesondere in den beiden Absätzen 4 und 5 des § 95 GEG geregelt:

*„(4) Wer Gebäude geschäftsmäßig mit fester, gasförmiger oder flüssiger Biomasse zum Zweck der Erfüllung von Anforderungen nach diesem Gesetz beliefert, muss dem Eigentümer des Gebäudes mit der Abrechnung bestätigen, dass*

- 1. im Falle der Nutzung von Biomethan die Anforderungen nach § 40 Absatz 3 erfüllt sind,*
- 2. im Falle der Nutzung von biogenem Flüssiggas die Anforderungen nach § 40 Absatz 4 erfüllt sind,*
- 3. im Falle der Nutzung von flüssiger Biomasse nach § 39 die Brennstoffe die Anforderungen an einen nachhaltigen Anbau und eine nachhaltige Herstellung nach der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung in der jeweils geltenden Fassung erfüllen oder*
- 4. es sich im Falle der Nutzung von fester Biomasse nach § 38 um Brennstoffe nach § 3 Absatz 1 Nummer 4, 5, 5a oder 8 der Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen handelt.*

*(5) Mit den Bestätigungen nach Absatz 4 wird die Erfüllung der Pflichten aus den Vorschriften nach den §§ 38 bis 40 nachgewiesen. In den Fällen des Absatzes 4 Nummer 1 bis 3 sind die Abrechnungen und Bestätigungen in den ersten 15 Jahren nach Inbetriebnahme der Heizungsanlage von dem Eigentümer jeweils mindestens fünf Jahre nach Lieferung aufzubewahren. Der Eigentümer hat die Abrechnungen und Bestätigungen der nach Landesrecht zuständigen Behörde auf Verlangen vorzulegen.“*

Bisher findet der Vollzug – insbesondere eine Vorlage oder Kontrolle der Abrechnungen – durch die zuständigen Landesbehörden faktisch nicht statt. Vorschläge zur Stärkung des Vollzugs werden separat erörtert. Andererseits konnte auch aufgrund einer stärkeren Verweisung auf die BioSt-NachV der Vollzug gestärkt werden, da dann an die dortigen Instrumente angeknüpft bzw. aufgebaut werden könnte.

---

<sup>1</sup> Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden sowie der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz (COM(2022) 222 final), 2022/0160 (COD).

# 6 Wirtschaftlichkeit der 65 % EE-Regel

---

## 6.1 Einführung

Es wird die Wirtschaftlichkeit von Anlagen für Heizung und Trinkwassererwärmung beim Einsatz von 65 % erneuerbarer Energie untersucht. Grundlage bildet die Energiebedarfsberechnung nach DIN V 18599 für verschiedene (Bestands-)Gebäude mit unterschiedlichen Wärmeschutzniveaus. Für alle untersuchten Anlagenvarianten werden die Jahresgesamtkosten ermittelt, welche sich aus den Kostenbestandteilen nach Tabelle 4 zusammensetzen.

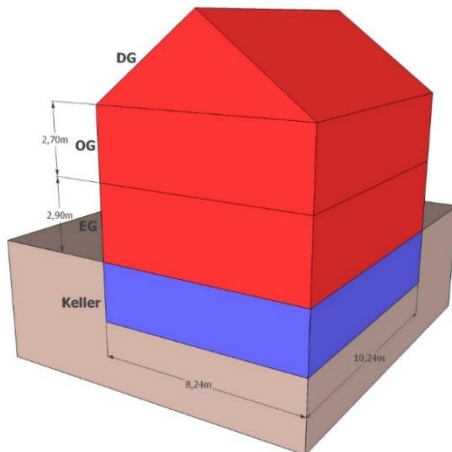
Tabelle 4 Zusammensetzung der Jahresgesamtkosten

Jahresgesamtkosten	verbrauchsgebundene Kosten	Energiekosten incl. Kosten für Hilfsenergie
	Investitionskosten und kapitalgebundene Kosten	Investitionskosten: überschlägige Anpassung auf Preisstand 2022 (Stand 2. HJ 2020 + Aufschlag 20%) Berechnung mit / ohne Berücksichtigung bundesweiter Förderungen (Stand 01.01.2023) kapitalgebundene Kosten mit Annuitätsmethode aus Investitionskosten über die Lebensdauer der Komponenten (Zinssatz 0%)
	betriebsgebundene Kosten	Wartung / Schornsteinfeger Instandhaltungskosten: nach VDI 2067 Teil 1 mit dem Instandhaltungsfaktor in Abhängigkeit von den jeweiligen Investitionen der Anlagenkomponente (vor Abzug von Förderungen)

## 6.2 Randbedingungen

### 6.2.1 Wohngebäude und Wärmeschutzstandards

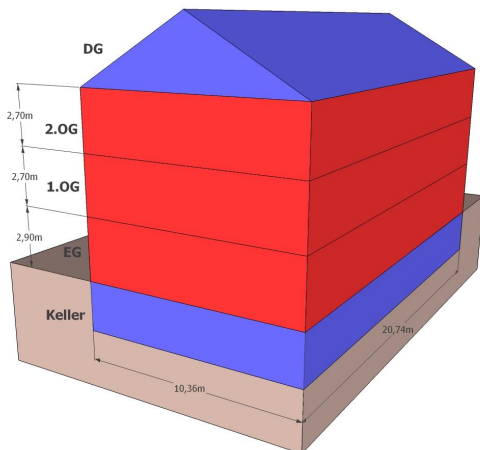
Die Betrachtungen erfolgen am Beispiel eines Einfamilienhauses (Abbildung 22) und eines kleinen Mehrfamilienhauses mit 6 Wohneinheiten (Abbildung 23).



#### Einfamilienhaus

Nutzfläche $A_N$	209 m <sup>2</sup>
Wohnfläche $A_{Wfl.}$	150 m <sup>2</sup>
Keller	unbeheizt

Abbildung 22: Einfamilienhaus (Keller außerhalb der thermischen Hülle)



#### 6-Familienhaus

Nutzfläche $A_N$	605 m <sup>2</sup>
Wohnfläche $A_{Wfl.}$	500 m <sup>2</sup>
Keller	unbeheizt

Abbildung 23: 6-Familienhaus (Keller außerhalb der thermischen Hülle)

Die Berechnungen erfolgen für Gebäude im Bestand mit vier verschiedenen Wärmeschutz-niveaus. Die jeweils angesetzten U-Werte und die technischen Randbedingungen sind in Tabelle 5 angegeben.

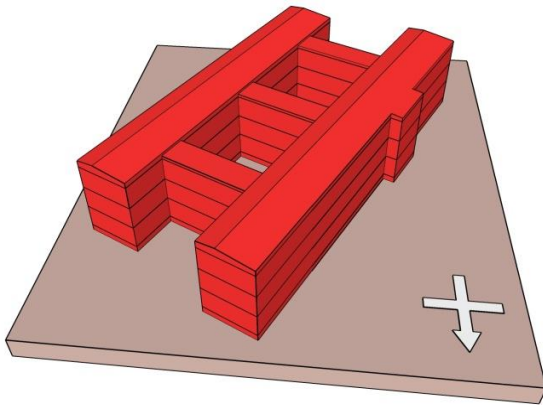
Tabelle 5: Baulicher Wärmeschutz und technische Randbedingungen: Wohngebäude

	Baulicher Wärmeschutz U-Werte [W/m <sup>2</sup> K]			
	Bestand unsaniert baulicher Wärmeschutz etwa 1958 – 1968 <sup>1</sup>	Bestand baulicher Wärmeschutz etwa 20 bis 25 Jahre	Bestand saniert $H_{T'} = 100\% H_{T,Ref'}$	Bestand saniert $H_{T'} = 70\% H_{T,Ref'}$
Außenwand	1,20	0,50	0,28	0,20
Fenster	2,80	1,30	1,30	0,90
Dach	0,80	0,30	0,20	0,13
oberste Geschossdecke	0,80	0,24	0,20	0,13
Kellerdecke	1,60	0,37	0,35	0,25
Wärmebrücken	0,10	0,10	0,05	0,035
Technische Randbedingungen	Heizflächentausch bei Wärmepumpen- varianten (Rohrsys- tem bleibt erhalten)	Heizflächentausch bei Wärmepumpen- varianten (Rohrsys- tem bleibt erhalten)	Heizflächen können verbleiben 55/45° C	Heizflächen können verbleiben 50/40°C

<sup>1</sup> \*INSTITUT WOHNEN UND UMWELT GMBH: Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden

## 6.2.2 Nichtwohngebäude: Schule

Die Betrachtungen für Nichtwohngebäude erfolgen am Beispiel einer Schule im Bestand (Abbildung 24). Die angesetzten U-Werte und technische Randbedingungen sind in Tabelle 6 angegeben. Bei der Schule wird unterstellt, dass die Heizflächen (Röhrenradiatoren) auf Grund hoher Beanspruchung bei allen Anlagenvarianten getauscht werden müssen.



### Nichtwohngebäude: Schule

Netto-Grundfläche $A_{NGF}$	3.600 m <sup>2</sup>
Anzahl Klassenräume	28
Keller	beheizt

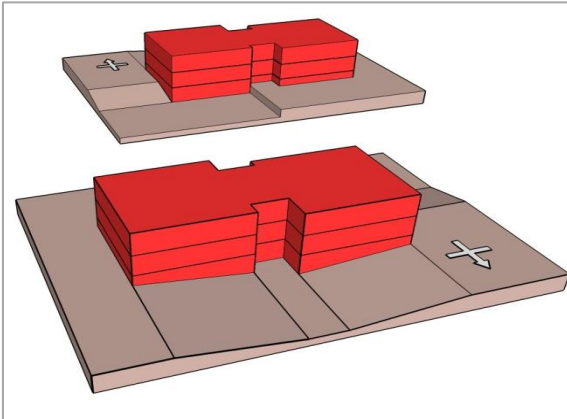
Abbildung 24: Nichtwohngebäude: Schule

Tabelle 6: Baulicher Wärmeschutz und technische Randbedingungen: Schule

Baulicher Wärmeschutz U-Werte [W/m <sup>2</sup> K]	
Außenwand	0,85
Außenwand Keller / Sockel	0,85
Fenster	1,90
Flachdach	0,40
Kellerboden	0,60
Wärmebrücken	0,10
Technische Randbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Heizflächentausch (Röhrenradiatoren) bei allen Varianten (Rohrsystem bleibt erhalten) <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Wärmepumpenvariante 55/45 °C</li> <li>○ alle anderen Varianten 70/55 °C</li> </ul> </li> <li>• Warmwasserbereitung für Küche + dezentrale Elektro-Durchlauferhitzer</li> </ul>

### 6.2.3 Nichtwohngebäude: Kindertagesstätte

Die Betrachtungen für Nichtwohngebäude werden am Beispiel einer Kindertagesstätte im Bestand (Abbildung 25) durchgeführt. Die angesetzten U-Werte und technische Randbedingungen sind in Tabelle 7 angegeben.



#### Nichtwohngebäude: Kindergarten

Netto-Grundfläche	920 m <sup>2</sup>
A <sub>NGF</sub>	
Keller	Bodenplatte

Abbildung 25: Nichtwohngebäude: Kindergarten

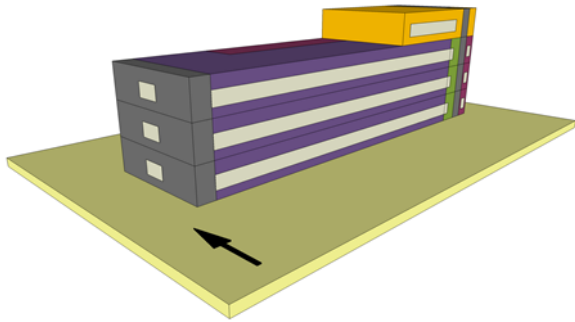
Tabelle 7: Baulicher Wärmeschutz und technische Randbedingungen: Kindergarten

Baulicher Wärmeschutz U-Werte [W/m <sup>2</sup> K]	
Außenwand	0,85
Fenster	1,90
Flachdach	0,40
Bodenplatte	0,60
Wärmebrücken	0,10
Technische Randbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• mit und ohne Heizflächentausch bei Wärmepumpenvariante (Rohrsystem bleibt erhalten) <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Wärmepumpe mit Heizflächentausch 50/40 °C</li> <li>○ Wärmepumpe ohne Heizflächentausch 65/55 °C</li> <li>○ alle anderen Varianten ohne Heizflächentausch 70/55 °C</li> </ul> </li> <li>• zentrale Warmwasserbereitung über Wärmeerzeuger</li> </ul>



### 6.2.4 Nichtwohngebäude: Verwaltung

Die Betrachtungen für Nichtwohngebäude werden am Beispiel eines Verwaltungsgebäudes im Bestand (Abbildung 26) durchgeführt. Die Berechnung erfolgt mit dem vereinfachten Verfahren für Einzoner. Die angesetzten U-Werte und technische Randbedingungen sind in Tabelle 7 angegeben.



Nichtwohngebäude: Verwaltung	
Netto-Grundfläche $A_{NGF}$	1.774 m <sup>2</sup>
Keller	Bodenplatte

Abbildung 26: Nichtwohngebäude: Verwaltung

Tabelle 8: Baulicher Wärmeschutz und technische Randbedingungen: Verwaltung

Baulicher Wärmeschutz U-Werte [W/m <sup>2</sup> K]	
Außenwand	0,85
Fenster	1,90
Flachdach	0,40
Bodenplatte	0,60
Wärmebrücken	0,10
Technische Randbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• mit und ohne Heizflächentausch bei Wärmepumpenvariante (Rohrsystem bleibt erhalten)                             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Wärmepumpe mit Heizflächentausch 50/40 °C</li> <li>○ Wärmepumpe ohne Heizflächentausch 65/55 °C</li> <li>○ alle anderen Varianten ohne Heizflächentausch 70/55 °C</li> </ul> </li> <li>• ohne Trinkwassererwärmung</li> </ul>

### 6.2.5 Förderungen

Mit der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) werden der Einbau von effizienten Wärmeerzeugern und von Anlagen zur Heizungsunterstützung sowie die Errichtung, der Umbau, die Erweiterung eines Gebäudenetzes oder der Anschluss an ein Gebäude- oder an ein Wärmenetz gefördert.

Die Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit erfolgen mit und ohne Ansatz von bundesweiten Förderungen. Es wird das Förderprogramm des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausführung (BAFA): Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM) – Zuschuss: Anlagen zur Wärmeerzeugung (Heizungstechnik), Stand: 01.01.2023 zu Grunde gelegt.

Die angesetzten Fördersätze einschließlich Bonus für den Austausch eines betriebsfähigen Gas- bzw. Ölkessel sind in Tabelle 9 angegeben. Ein ggf. möglicher weiterer Bonus beim Einsatz von natürlichen Kältemitteln bei Luft-Wasser-Wärmepumpen wird nicht berücksichtigt. Biomassekessel erhalten nur eine Förderung wenn sie in Verbindung mit Solarthermie oder Wärmepumpe zur Warmwasserbereitung und/oder Raumheizungsunterstützung betrieben werden. Beim Hybridsystem aus Luft-Wasser-Wärmepumpe und Gas-Brennwertkessel ist nur die Wärmepumpe förderfähig. Kombigeräte bestehend aus Gasbrennwertheizung und Wärmepumpe sind nicht förderfähig.

Tabelle 9: Fördersätze nach BEG (Stand: 01.01.2023)

Anlagen zur Wärmeerzeugung	Fördersatz	Bonus bei Ersatz von Gas-/Öl-Kessel	möglicher weiterer Bonus (nicht berücksichtigt)
Solarthermie	25%	+10%	
Wärmepumpen	25%		+5%
Biomasse	10%		
Anschluss an ein Wärmenetz (Fernwärme)	30%		

### 6.2.6 Energiepreise

Für die Wohngebäude werden die Energiepreise (aufgeteilt in Grund- und Arbeitspreis) nach Tabelle 10 angesetzt. Sie basieren auf den Angaben von Prognos (Stand März 2022) mit folgenden Anpassungen bzw. Festlegungen:

- Ansatz niedriger Preisrückgang nach Hochphase und anschließend jährliche Preis-erhöhung um 0,5 % für Strom und für die anderen Energieträger um 1 %
- Betrachtungszeitraum 20 Jahre: Verwendung der Mittelwerte von 2022 bis 2041, dies entspricht der mittleren Lebensdauer der Wärmeerzeuger
- Alle Preise mit Bezug auf Heizwert
- Incl. CO<sub>2</sub>-Preis bei Erdgas und anteilig bei Erdgas-Biomethan-Gemisch mit den Lang-fristszenarien (Non-ETS) von Fraunhofer ISI
- Grundpreis bei Fernwärme nach AGFW (Preisübersicht Stichtag 01.10.2021)
- Preis für Biomethan orientiert sich am Preis für Erdgas (incl. CO<sub>2</sub>-Preis) und wird für 2020/2021 mit einem Aufschlag von 100% belegt

Die Energiepreisentwicklung der Energieträger über den Betrachtungszeitraum ist in Abbil-dung 27 dargestellt.

Tabelle 10: Energiepreise Wohngebäude, die sich als Mittelwerte aus Abbildung 27 ergeben

Energieträger	Grundpreis in €/a	Arbeitspreis in €/kWh
Erdgas	125	0,14
Biomethan (100%)	125	0,20
Erdgas-Biomethan (65%)	125	0,18
Pellets	-	0,09
Strom WP-Tarif	104	0,28
Strom Haushaltstarif	-	0,36
Fernwärme EFH	600	0,14
Fernwärme MFH	1.110	0,14

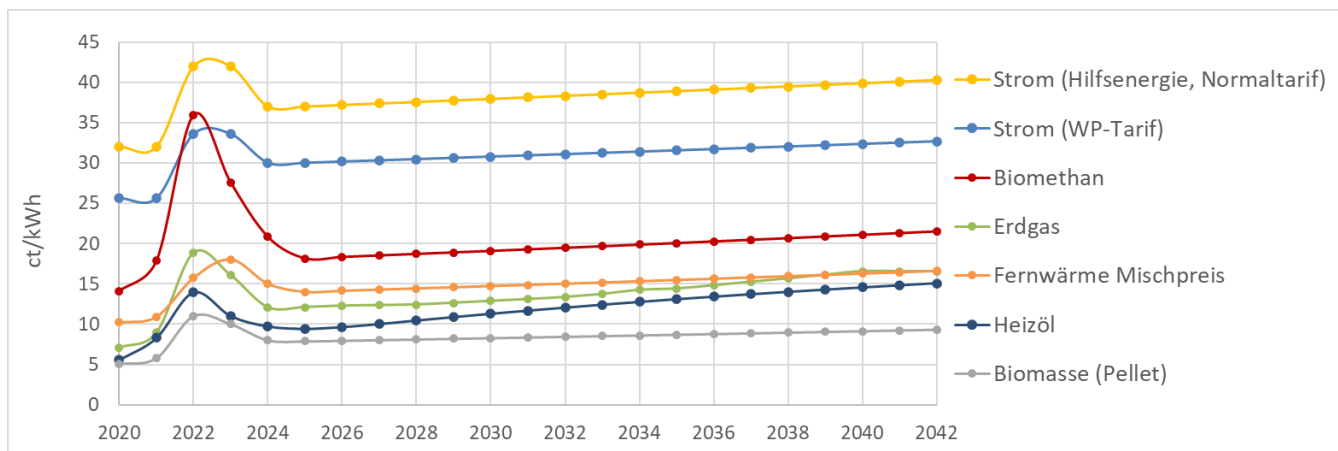


Abbildung 27: Entwicklung der Energiepreise über den Betrachtungszeitraum

Die angesetzten Energiepreise für die Nichtwohngebäude sind in Tabelle 11 angegeben. Es werden die Mischpreise (ohne Aufteilung in Grund- und Arbeitspreis) verwendet. Analog zu Prognos (März 2022) werden die Energiepreise für das Nichtwohngebäude gegenüber den Energiepreisen für die Wohngebäude mit einem Abschlag belegt.

Tabelle 11: Energiepreise Nichtwohngebäude

Energieträger	Mischpreis in €/a	Abschlag gegenüber Energiepreis für Wohngebäude
Erdgas	0,13	7 %
Biomethan (100%)	0,19	7 %
Erdgas-Biomethan (65%)	0,17	7 %
Pellets	0,08	10 %
Strom WP-Tarif	0,27	14 %
Strom Normaltarif	0,32	18 %
Fernwärme	0,14	7 %

## 6.3 Ergebnisse Wohngebäude

### 6.3.1 End- und Primärenergiebedarf

Für die Anlagenvarianten Luft-Wasser-Wärmepumpe und Elektro-Direktheizung werden der Endenergiebedarf Wärme, der Hilfsenergiebedarf und der Primärenergiebedarf für alle Wärmeschutzniveaus ausgewiesen und dem des Referenzgebäudes gegenübergestellt (Tabelle 12 und Tabelle 13).

Tabelle 12: End- und Primärenergiebedarf: Einfamilienhaus

Einfamilienhaus		Referenzgebäude	Bestand unsaniert		Bestand		Bestand saniert			
		H <sub>T</sub> ' Referenz	etwa 1958 – 1968		etwa 20 bis 25 Jahre		H <sub>T</sub> ' 100%		H <sub>T</sub> ' 70%	
		Referenzanlage	Luft-WP + Speicher	E-Direkt + E-DLE	Luft-WP + Speicher	E-Direkt + E-DLE	Luft-WP + Speicher	E-Direkt + E-DLE	Luft-WP + Speicher	E-Direkt + E-DLE
Endenergiebedarf Wärme	kWh/a	16.450	20.869	54.339	10.754	25.957	8.919	19.442	7.041	15.253
Hilfsenergiebedarf	kWh/a	605	352	0	282	0	256	0	237	0
Primärenergiebedarf (PE)	kWh/a	19.184	38.198	97.811	19.866	46.723	16.515	34.995	13.101	27.455
spez. Primärenergiebedarf	kWh/m <sup>2</sup> a	91,7	182,5	467,4	94,9	223,3	78,9	167,2	62,6	131,2
spez. PE 85%*Q <sub>p,Ref</sub>	kWh/m <sup>2</sup> a	77,9								
spez. PE 55%*Q <sub>p,Ref</sub>	kWh/m <sup>2</sup> a	50,4								

Tabelle 13: End- und Primärenergiebedarf: 6-Familienhaus

6-Familienhaus		Referenzgebäude	Bestand unsaniert		Bestand		Bestand saniert			
		H <sub>T</sub> ' Referenz	etwa 1958 – 1968		etwa 20 bis 25 Jahre		H <sub>T</sub> ' 100%		H <sub>T</sub> ' 70%	
		Referenzanlage	Luft-WP + Speicher	E-Direkt + E-DLE	Luft-WP + Speicher	E-Direkt + E-DLE	Luft-WP + Speicher	E-Direkt + E-DLE	Luft-WP + Speicher	E-Direkt + E-DLE
Endenergiebedarf Wärme	kWh/a	38.572	50.584	126.872	23.843	61.320	19.932	47.293	15.946	38.063
Hilfsenergiebedarf	kWh/a	1.224	662	0	448	0	399	0	361	0
Primärenergiebedarf (PE)	kWh/a	44.633	92.242	228.369	43.724	110.376	36.595	85.128	29.353	68.513
spez. Primärenergiebedarf	kWh/m <sup>2</sup> a	73,8	152,5	377,4	72,3	182,4	60,5	140,7	48,5	113,2
spez. PE 85%*Q <sub>p,Ref</sub>	kWh/m <sup>2</sup> a	62,7								
spez. PE 55%*Q <sub>p,Ref</sub>	kWh/m <sup>2</sup> a	40,6								

### **6.3.2 Jahresgesamtkosten ohne Förderungen**

Es werden die einzelnen Kostenbestandteile, die Jahresgesamtkosten und der Kostenindex bezogen auf das Vergleichssystem Gas-Brennwertkessel angegeben.

Tabelle 14: Kosten für Einfamilienhaus Bestand unsaniert, ohne Förderungen

<b>Einfamilienhaus Bestand unsaniert ohne Förderung</b>		Gas-Altkessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel + solare TWE	Gas-BW-Kessel + solare TWE/HeizU	Luft-Wasser-WP	Hybridgerät: Gas-BW + Luft-WP	Pelletkessel	Pelletkessel + solare TWE	Fernwärme	Elektro-Direkt-heizung
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	60%	53%	-	-	-	-	-	-
Investitionen	€	0	11.380	11.380	18.080	23.380	45.920	44.970	33.780	40.080	14.880	8.540
Fördersatz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Förderungen	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	544	544	867	1.132	2.312	2.222	1.948	2.251	594	387
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	10.154	8.458	10.757	10.257	8.950	6.046	6.588	5.943	5.762	9.001	19.562
betriebsgebundene Kosten	€/a	568	500	500	565	615	665	1.000	1.240	1.290	465	70
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>10.723</b>	<b>9.501</b>	<b>11.801</b>	<b>11.688</b>	<b>10.696</b>	<b>9.023</b>	<b>9.810</b>	<b>9.130</b>	<b>9.303</b>	<b>10.060</b>	<b>20.019</b>
Mehr-/Minderkosten	€/a	-	-1.222	1.078	966	-26	-1.700	-913	-1.592	-1.420	-663	9.296
... Gas Altkessel	€/a	-	-1.222	1.078	966	-26	-1.700	-913	-1.592	-1.420	-663	9.296
... Gas-BW-Kessel	€/a	-	-	2.300	2.187	1.195	-478	309	-371	-198	559	10.518
Kostenindex	-	-	100%	124%	123%	113%	95%	103%	96%	98%	106%	211%

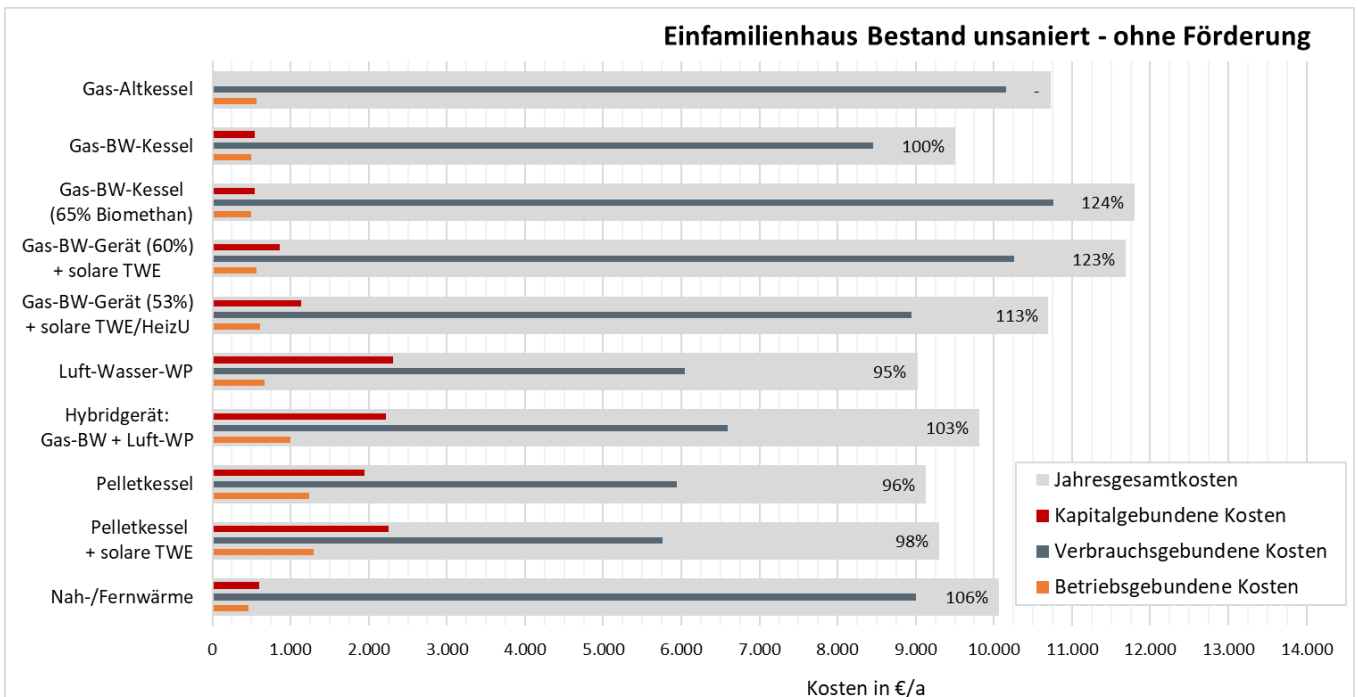


Abbildung 28: Diagramm Kosten für Einfamilienhaus Bestand unsaniert, ohne Förderungen

Tabelle 15: Kosten für Einfamilienhaus Bestand, ohne Förderungen

<b>Einfamilienhaus Bestand ohne Förderung</b>		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel + solare TWE	Gas-BW-Kessel + solare TWE/HeizU	Luft-Wasser-WP	Hybridgerät: Gas-BW + Luft-WP	Pelletkessel	Pelletkessel + solare TWE	Fernwärme	Elektro-Direktheizung
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	55%	48%	-	-	-	-	-	-
Investitionen	€	0	10.980	10.980	17.680	22.980	28.620	31.170	28.480	34.780	14.580	8.540
Fördersatz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Förderungen	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	521	521	844	1.109	1.429	1.533	1.633	1.936	579	387
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	5.301	4.458	5.639	4.868	4.491	3.194	3.597	3.080	2.898	4.980	9.345
betriebsgebundene Kosten	€/a	528	460	460	525	575	495	810	1.120	1.160	425	70
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>5.829</b>	<b>5.439</b>	<b>6.621</b>	<b>6.238</b>	<b>6.175</b>	<b>5.118</b>	<b>5.940</b>	<b>5.833</b>	<b>5.994</b>	<b>5.984</b>	<b>9.801</b>
Mehr-/Minderkosten	€/a	-	-390	791	408	346	-712	110	3	164	155	3.972
... Gas Altessel	€/a	-	-390	791	408	346	-712	110	3	164	155	3.972
... Gas-BW-Kessel	€/a	-	-	1.181	798	736	-322	500	393	554	545	4.362
Kostenindex	-	-	100%	122%	115%	114%	94%	109%	107%	110%	110%	180%

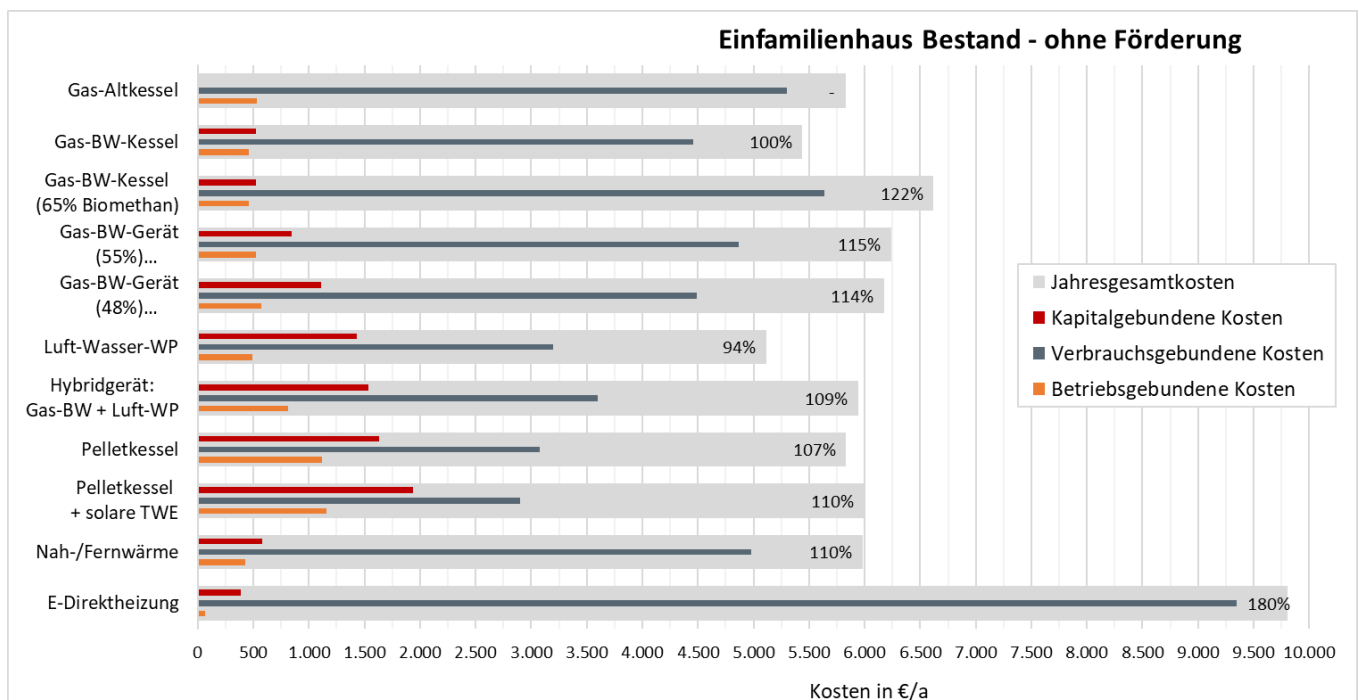


Abbildung 29: Diagramm Kosten für Einfamilienhaus Bestand, ohne Förderungen



Tabelle 16: Kosten für Einfamilienhaus Bestand saniert, ohne Förderungen

Bestand saniert		HT' 100%				HT' 70%			
Einfamilienhaus ohne Förderung		Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP	Elektro-Direktheizung	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP	Elektro-Direktheizung
Anteil Biomethan	-	-	65%	-	-	-	65%	-	-
Investitionen	€	10.980	10.980	23.820	7.340	10.980	10.980	22.420	6.940
Fördersatz	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Förderungen	€	0	0	0	0	0	0	0	0
kapitalgebundene Kosten	€/a	521	521	1.274	332	521	521	1.196	314
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	3.448	4.348	2.673	6.999	2.839	3.571	2.142	5.491
betriebsgebundene Kosten	€/a	410	410	445	60	410	410	435	50
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>4.379</b>	<b>5.279</b>	<b>4.392</b>	<b>7.391</b>	<b>3.771</b>	<b>4.502</b>	<b>3.773</b>	<b>5.855</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas-BW-Kessel	€/a	0	900	13	3.012	0	731	3	2.085
Kostenindex	-	100%	121%	100%	169%	100%	119%	100%	155%

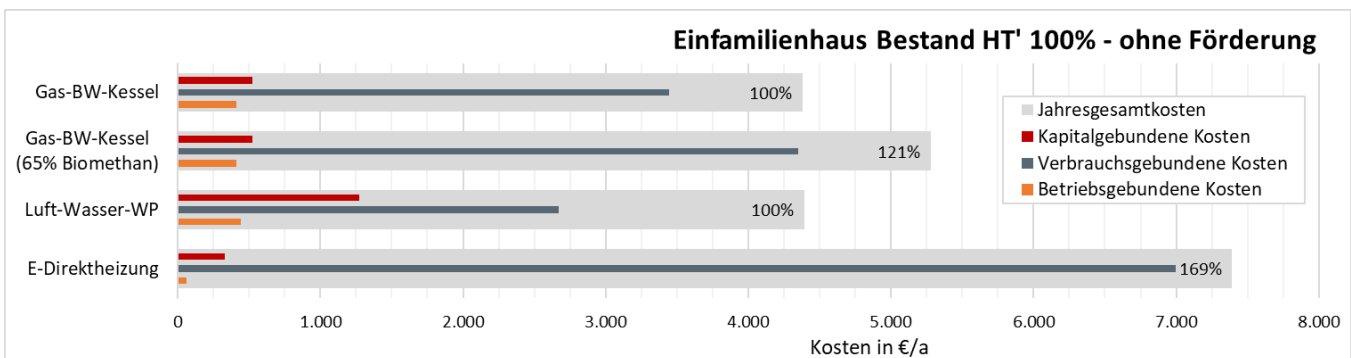


Abbildung 30: Diagramm Kosten für Einfamilienhaus Bestand saniert HT' 100%, ohne Förderungen

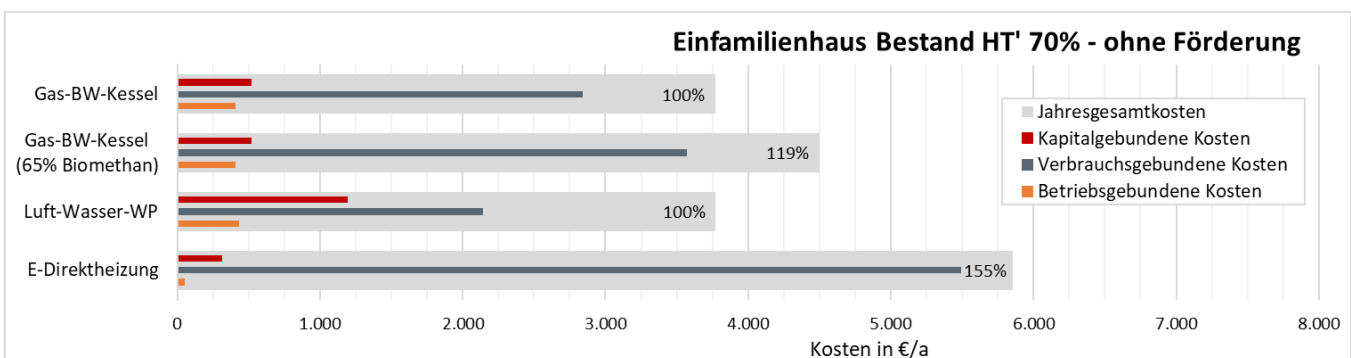


Abbildung 31: Diagramm Kosten für Einfamilienhaus Bestand saniert HT' 70%, ohne Förderungen

Tabelle 17: Kosten für 6-Familienhaus Bestand unsaniert, ohne Förderungen

<b>6-Familienhaus Bestand unsaniert ohne Förderung</b>		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel + solare TWE	Gas-BW-Kessel + solare TWE/HeizU	Luft-Wasser-WP	Hybrid: Luft-WP + Gas-BW	Pelletkessel	Pelletkessel + solare TWE	Fernwärme	Elektro-Direkt-Heizung
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	60%	55%	-	-	-	-	-	-
Investitionen	€	0	19.080	19.080	30.780	40.280	78.080	71.330	47.280	58.780	21.180	24.750
Fördersatz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Förderungen	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	931	931	1.501	1.976	3.795	3.340	2.713	3.273	900	1.180
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	22.067	18.569	23.732	22.530	20.313	14.453	14.522	13.289	12.717	19.928	45.674
betriebsgebundene Kosten	€/a	1.635	1.537	1.537	1.662	1.742	1.795	2.072	2.713	2.828	1.510	180
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>23.702</b>	<b>21.037</b>	<b>26.200</b>	<b>25.694</b>	<b>24.031</b>	<b>20.043</b>	<b>19.934</b>	<b>18.715</b>	<b>18.817</b>	<b>22.338</b>	<b>47.034</b>
Mehr-/Minderkosten	€/a	-	-2.664	2.498	1.992	329	-3.659	-3.768	-4.987	-4.884	-1.364	23.332
... Gas Altessel	€/a	-	-2.664	2.498	1.992	329	-3.659	-3.768	-4.987	-4.884	-1.364	23.332
... Gas-BW-Kessel	€/a	-	0	5.163	4.656	2.994	-994	-1.103	-2.323	-2.220	1.300	25.996
Kostenindex	-	-	100%	125%	122%	114%	95%	95%	89%	89%	106%	224%

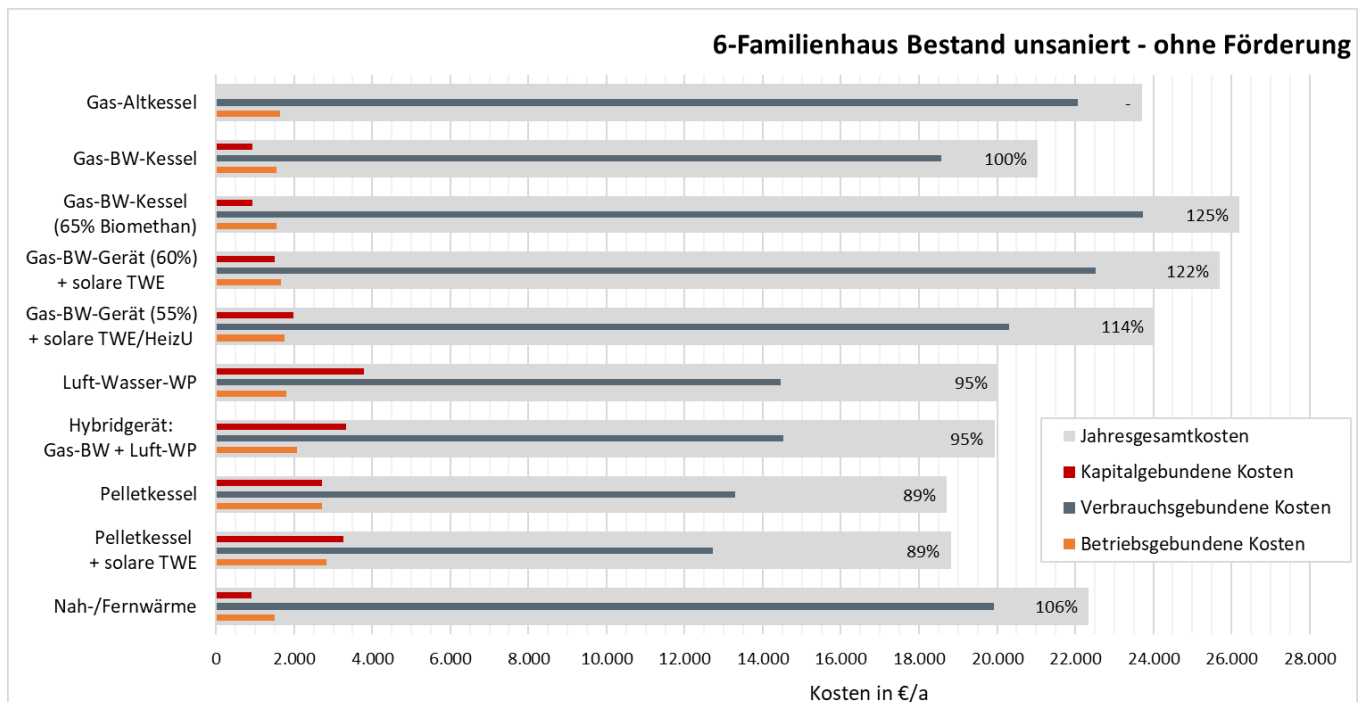


Abbildung 32: Diagramm Kosten für 6-Familienhaus Bestand unsaniert, ohne Förderungen

Tabelle 18: Kosten für 6-Familienhaus Bestand, ohne Förderungen

6-Familienhaus Bestand ohne Förderung		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel + solare TWE	Gas-BW-Kessel + solare TWE/HeizU	Luft-Wasser-WP	Hybrid: Luft-WP + Gas-BW	Pelletkessel	Pelletkessel + solare TWE	Fernwärme	Elektro-Direktheizung
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	55%	48%	-	-	-	-	-	-
Investitionen	€	0	14.380	14.380	26.080	35.580	57.480	57.630	36.080	47.580	17.880	24.750
Fördersatz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Förderungen	€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	695	695	1.265	1.740	2.862	2.790	2.044	2.604	735	1.180
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	11.377	9.561	12.170	10.379	9.590	6.906	7.358	6.813	6.229	10.755	22.075
betriebsgebundene Kosten	€/a	1.455	1.377	1.377	1.492	1.582	1.595	1.902	2.283	2.398	1.350	180
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>12.832</b>	<b>11.633</b>	<b>14.242</b>	<b>13.136</b>	<b>12.913</b>	<b>11.363</b>	<b>12.050</b>	<b>11.140</b>	<b>11.231</b>	<b>12.840</b>	<b>23.435</b>
Mehr-/Minderkosten	€/a	-	-1.200	1.410	304	80	-1.470	-782	-1.692	-1.602	7	10.602
... Gas Altessel	€/a	-	-1.200	1.410	304	80	-1.470	-782	-1.692	-1.602	7	10.602
... Gas-BW-Kessel	€/a	-	-	2.610	1.504	1.280	-270	418	-492	-402	1.207	11.802
Kostenindex	-	-	100%	122%	113%	111%	98%	104%	96%	97%	110%	201%

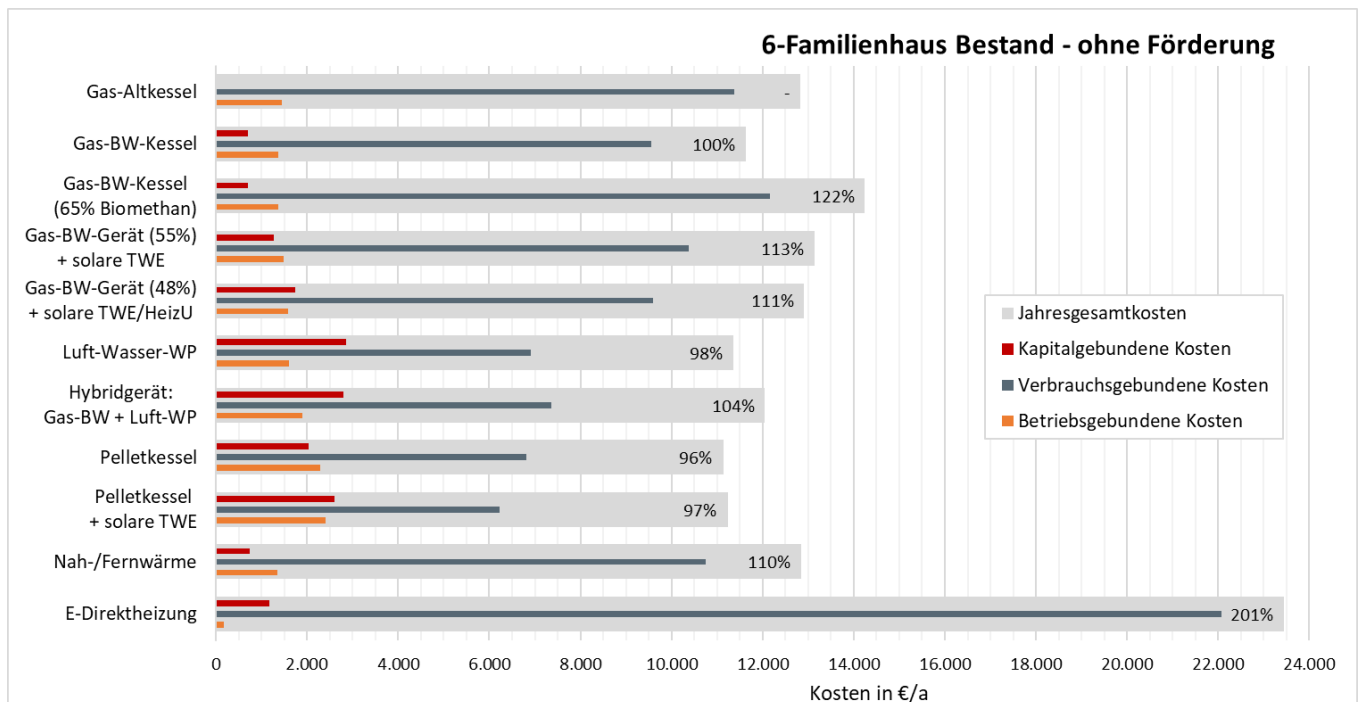


Abbildung 33: Diagramm Kosten für 6-Familienhaus Bestand, ohne Förderungen

Tabelle 19: Kosten für 6-Familienhaus Bestand saniert, ohne Förderungen

Bestand saniert		HT' 100%				HT' 70%			
6-Familienhaus ohne Förderung		Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP	Elektro-Direktheizung	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP	Elektro-Direktheizung
Anteil Biomethan	-	-	65%	-	-	-	65%	-	-
Investitionen	€	14.380	14.380	41.680	23.550	14.380	14.380	38.680	22.750
Fördersatz	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Förderungen	€	-	-	-	-	-	-	-	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	695	695	2.247	1.125	695	695	2.080	1.089
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	7.495	9.520	5.797	17.026	6.197	7.864	4.670	13.703
betriebsgebundene Kosten	€/a	1.277	1.277	1.435	170	1.277	1.277	1.405	160
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>9.466</b>	<b>11.492</b>	<b>9.479</b>	<b>18.321</b>	<b>8.168</b>	<b>9.836</b>	<b>8.155</b>	<b>14.951</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas-BW-Kessel	€/a	0	2.025	12	8.854	0	1.667	-13	6.783
Kostenindex	-	100%	121%	100%	194%	100%	120%	100%	183%

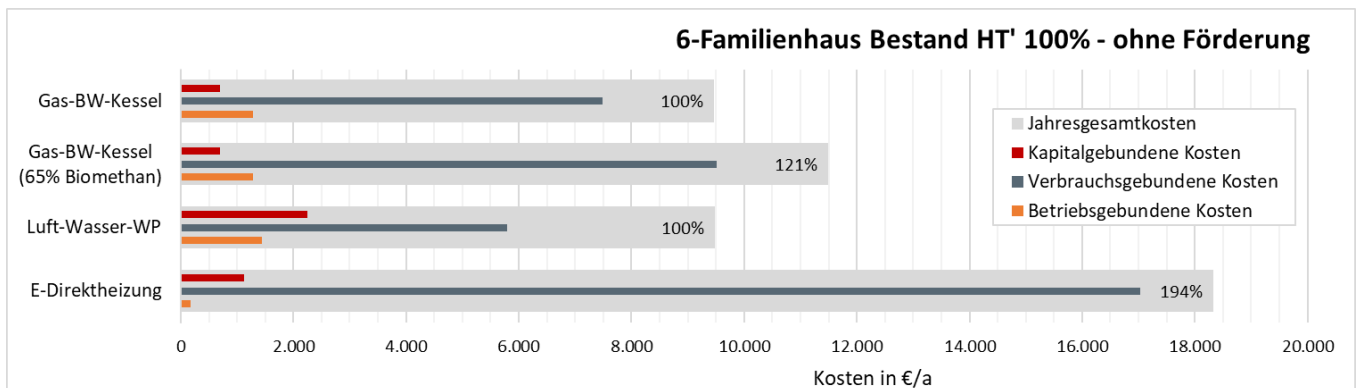


Abbildung 34: Diagramm Kosten für 6-Familienhaus Bestand saniert HT' 100%, ohne Förderungen

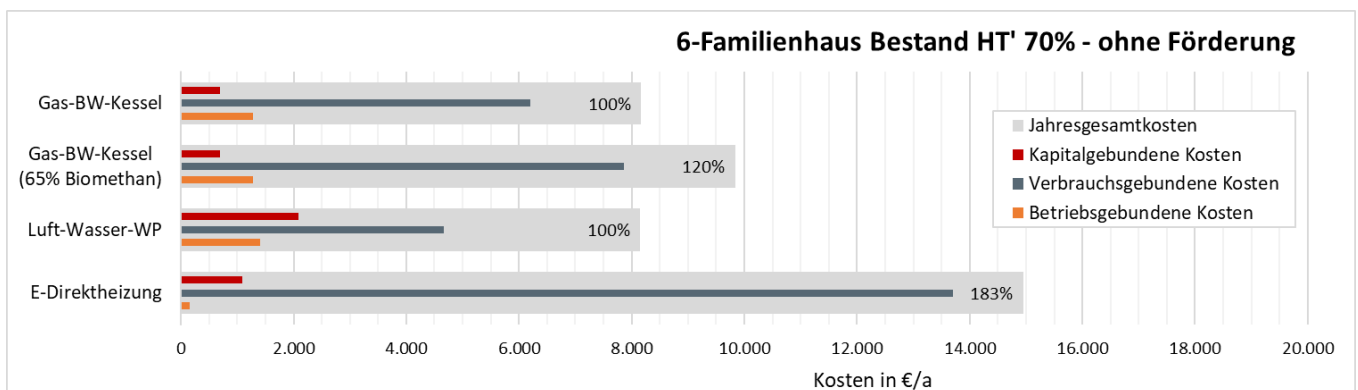


Abbildung 35: Diagramm Kosten für 6-Familienhaus Bestand saniert HT' 70%, ohne Förderungen

### 6.3.3 Jahresgesamtkosten mit Förderungen

Tabelle 20: Kosten für Einfamilienhaus Bestand unsaniert, mit Förderungen

<b>Einfamilienhaus Bestand unsaniert mit Förderung</b>		Gas-Altkessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel + solare TWE	Gas-BW-Kessel + solare TWE/HeizU	Luft-Wasser-WP	Hybridgerät: Gas-BW + Luft-WP	Pelletkessel	Pelletkessel + solare TWE	Fernwärme	Elektro-Direktheizung
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	60%	53%	-	-	-	-	-	-
Investitionen	€	0	11.380	11.380	18.080	23.380	45.920	44.970	33.780	40.080	14.880	8.540
Fördersatz	-	-	-	-	25%	25%	35%	25%	-	20% / 35%	40%	-
Förderungen	€	-	-	-	2.175	3.500	16.072	9.668	-	9.336	5.952	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	544	544	761	960	1.503	1.744	1.948	1.737	356	387
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	10.154	8.458	10.757	10.257	8.950	6.046	6.588	5.943	5.762	9.001	19.562
betriebsgebundene Kosten	€/a	568	500	500	565	615	665	1.000	1.240	1.290	465	70
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>10.723</b>	<b>9.501</b>	<b>11.801</b>	<b>11.583</b>	<b>10.524</b>	<b>8.214</b>	<b>9.332</b>	<b>9.130</b>	<b>8.789</b>	<b>9.822</b>	<b>20.019</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas Altkessel	€/a	-	-1.222	1.078	860	-198	-2.509	-1.390	-1.592	-1.934	-900	9.296
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	-	2.300	2.082	1.023	-1.287	-169	-371	-712	321	10.518
Kostenindex	-	-	100%	124%	122%	111%	86%	98%	96%	93%	103%	211%

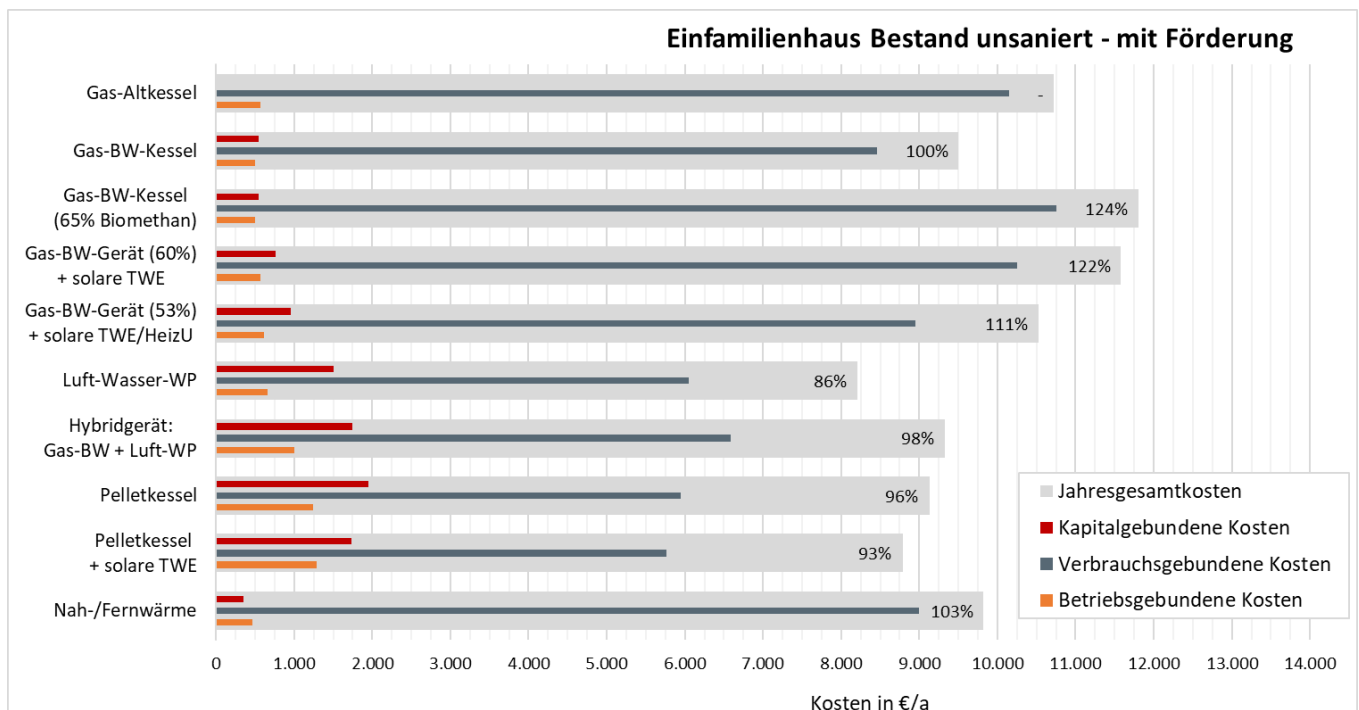


Abbildung 36: Diagramm Kosten für Einfamilienhaus Bestand unsaniert, mit Förderungen

Tabelle 21: Kosten für Einfamilienhaus Bestand, mit Förderungen

Einfamilienhaus Bestand mit Förderung		Gas-Altkessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel + solare TWE	Gas-BW-Kessel + solare TWE/HeizU	Luft-Wasser-WP	Hybridgerät: Gas-BW + Luft-WP	Pelletkessel	Pelletkessel + solare TWE	Fernwärme	Elektro-Direktheizung
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	55%	48%	-	-	-	-	-	-
Investitionen	€	0	10.980	10.980	17.680	22.980	28.620	31.170	28.480	34.780	14.580	8.540
Fördersatz	-	-	-	-	25%	25%	35%	25%	-	20% / 35%	40%	-
Förderungen	€	-	-	-	2.175	3.500	10.017	6.318	-	8.276	5.832	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	521	521	739	937	929	1.222	1.633	1.485	347	387
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	5.301	4.458	5.639	4.868	4.491	3.194	3.597	3.080	2.898	4.980	9.345
betriebsgebundene Kosten	€/a	528	460	460	525	575	495	810	1.120	1.160	425	70
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>5.829</b>	<b>5.439</b>	<b>6.621</b>	<b>6.132</b>	<b>6.003</b>	<b>4.618</b>	<b>5.629</b>	<b>5.833</b>	<b>5.543</b>	<b>5.753</b>	<b>9.801</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas Altkessel	€/a	-	-390	791	302	174	-1.212	-201	3	-287	-77	3.972
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	-	1.181	692	564	-822	189	393	103	313	4.362
Kostenindex	-	-	100%	122%	113%	110%	85%	103%	107%	102%	106%	180%

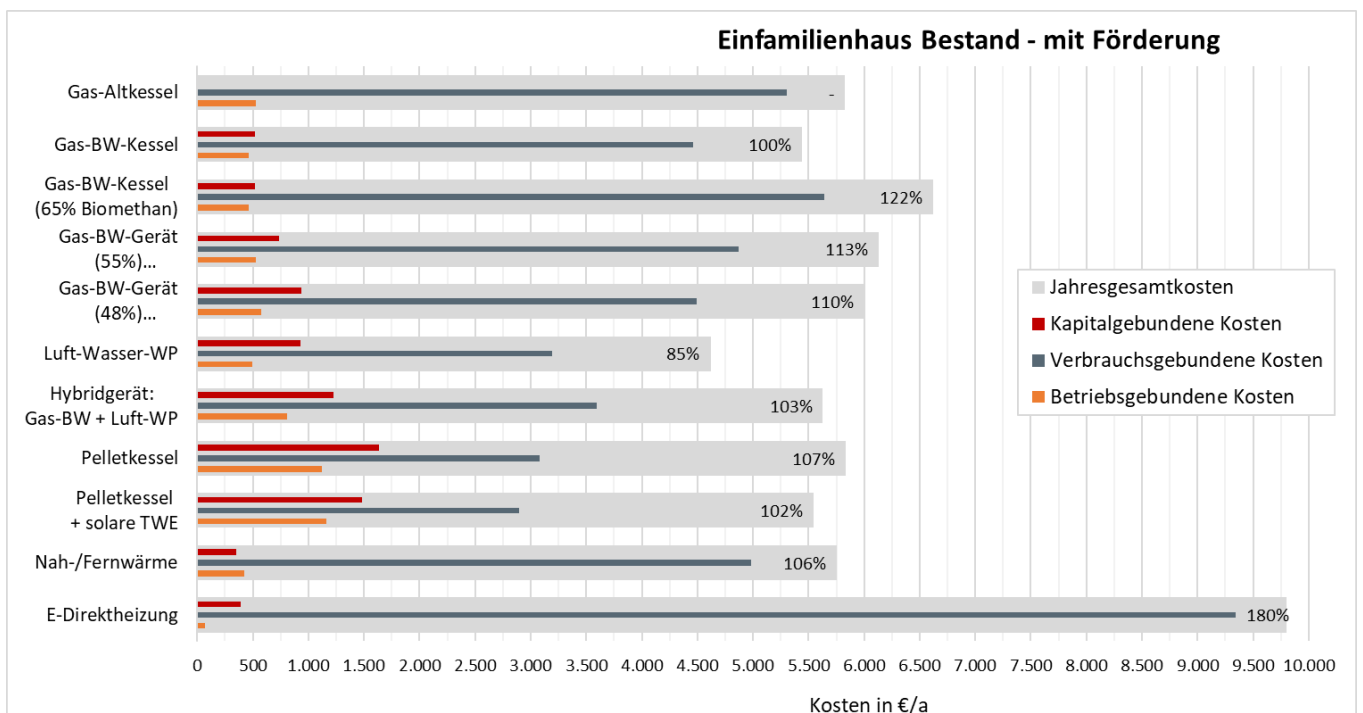


Abbildung 37: Diagramm Kosten für Einfamilienhaus Bestand, mit Förderungen

Tabelle 22: Kosten für Einfamilienhaus Bestand saniert, mit Förderungen

Bestand saniert		HT' 100%				HT' 70%			
Einfamilienhaus mit Förderung		Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP	Elektro-Direktheizung	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP	Elektro-Direktheizung
Anteil Biomethan	-	-	65%	-	-	-	65%	-	-
Investitionen	€	10.980	10.980	23.820	7.340	10.980	10.980	22.420	6.940
Fördersatz	-	-	-	35%	-	-	-	35%	-
Förderungen	€	-	-	8.337	-	-	-	7.847	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	521	521	828	332	521	521	778	314
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	3.448	4.348	2.673	6.999	2.839	3.571	2.142	5.491
betriebsgebundene Kosten	€/a	410	410	445	60	410	410	435	50
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>4.379</b>	<b>5.279</b>	<b>3.946</b>	<b>7.391</b>	<b>3.771</b>	<b>4.502</b>	<b>3.355</b>	<b>5.855</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas-BW-Kessel	€/a	0	900	-433	3.012	0	731	-416	2.085
Kostenindex	-	100%	121%	90%	169%	100%	119%	89%	155%

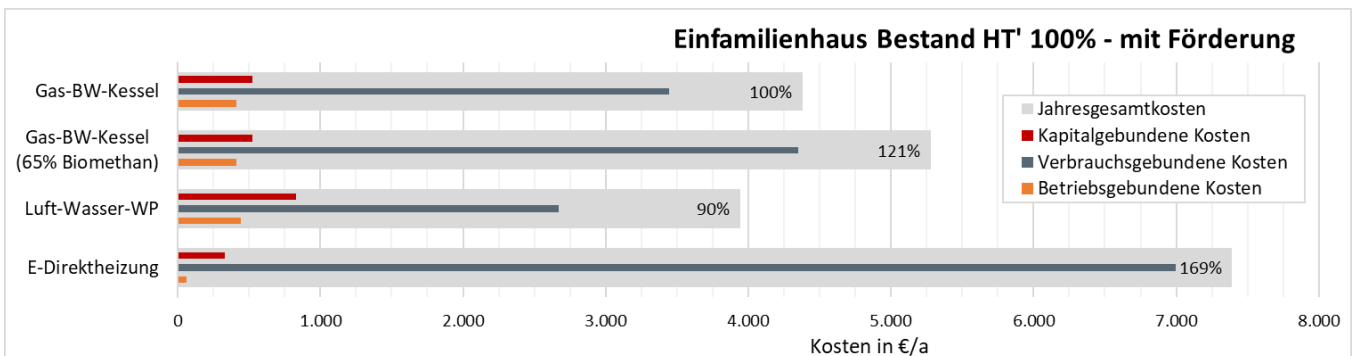


Abbildung 38: Diagramm Kosten für Einfamilienhaus Bestand saniert HT' 100%, mit Förderungen

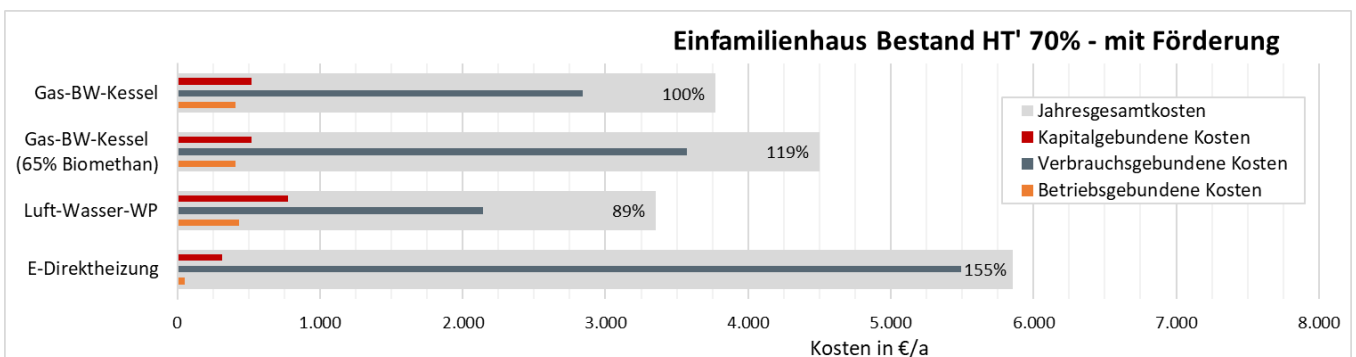


Abbildung 39: Diagramm Kosten für Einfamilienhaus Bestand saniert HT' 70%, mit Förderungen

Tabelle 23: Kosten für 6-Familienhaus Bestand unsaniert, mit Förderungen

6-Familienhaus Bestand unsaniert mit Förderung		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel + solare TWE	Gas-BW-Kessel + solare TWE/HeizU	Luft-Wasser-WP	Hybridgerät: Gas-BW + Luft-WP	Pelletkessel	Pelletkessel + solare TWE	Fernwärme	Elektro-Direkt-Heizung
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	60%	55%	-	-	-	-	-	-
Investitionen	€	0	19.080	19.080	30.780	40.280	78.080	71.330	47.280	58.780	21.180	24.750
Fördersatz	-	-	-	-	25%	25%	35%	25%	-	20% / 35%	40%	-
Förderungen	€	-	-	-	3.600	5.975	27.328	15.008	-	13.946	8.472	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	931	931	1.324	1.681	2.467	2.646	2.713	2.511	540	1.180
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	22.067	18.569	23.732	22.530	20.313	14.453	14.522	13.289	12.717	19.928	45.674
betriebsgebundene Kosten	€/a	1.635	1.537	1.537	1.662	1.742	1.795	2.072	2.713	2.828	1.510	180
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>23.702</b>	<b>21.037</b>	<b>26.200</b>	<b>25.517</b>	<b>23.735</b>	<b>18.715</b>	<b>19.240</b>	<b>18.715</b>	<b>18.056</b>	<b>21.978</b>	<b>47.034</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas Altessel	€/a	-	-2.664	2.498	1.815	34	-4.987	-4.462	-4.987	-5.646	-1.724	23.332
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	0	5.163	4.479	2.698	-2.323	-1.798	-2.323	-2.981	940	25.996
Kostenindex	-	-	100%	125%	121%	113%	89%	91%	89%	86%	104%	224%

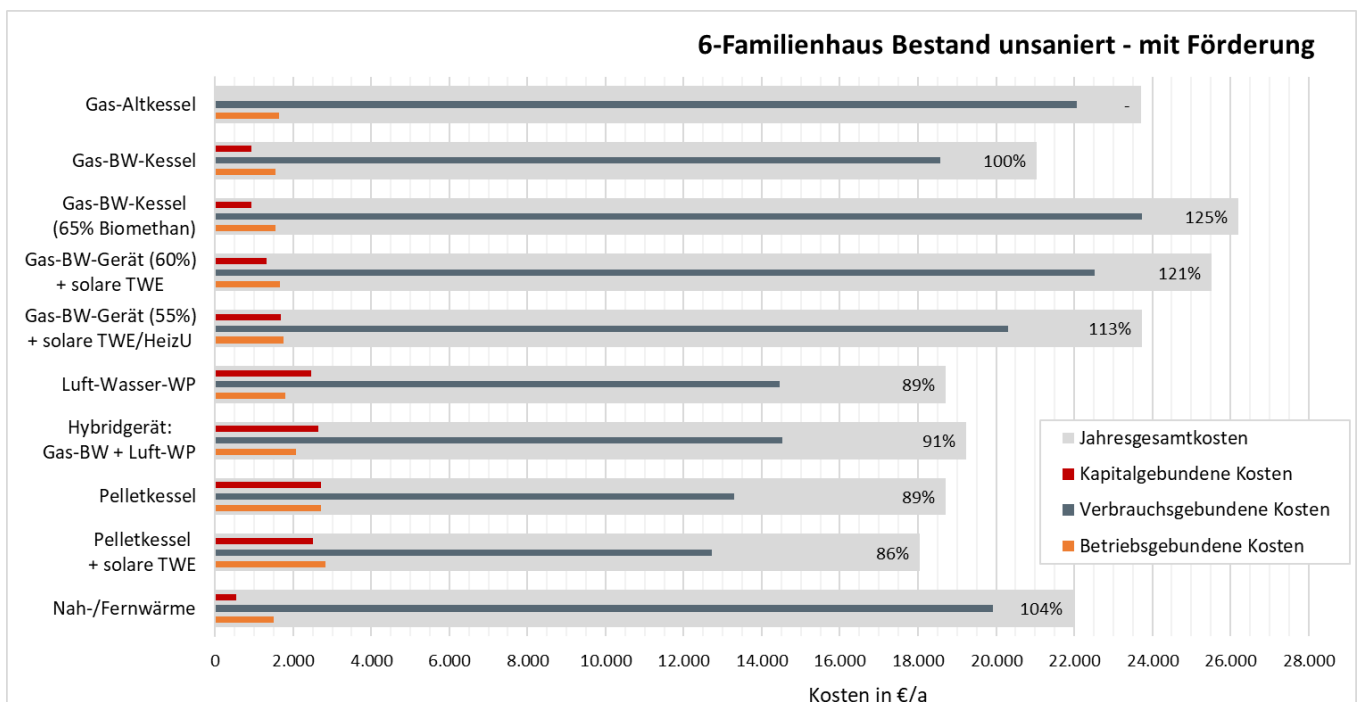


Abbildung 40: Diagramm Kosten für 6-Familienhaus Bestand unsaniert, mit Förderungen



Tabelle 24: Kosten für 6-Familienhaus Bestand, mit Förderungen

6-Familienhaus Bestand mit Förderung		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel + solare TWE	Gas-BW-Kessel + solare TWE/HeizU	Luft-Wasser-WP	Hybridgerät: Gas-BW + Luft-WP	Pelletkessel	Pelletkessel + solare TWE	Fernwärme	Elektro-Direktheizung
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	55%	48%	-	-	-	-	-	-
Investitionen	€	0	14.380	14.380	26.080	35.580	57.480	57.630	36.080	47.580	17.880	24.750
Fördersatz	-	-	-	-	25%	25%	35%	25%	-	20% / 35%	40%	-
Förderungen	€	-	-	-	3.600	5.975	20.118	11.683	-	11.706	7.152	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	695	695	1.088	1.444	1.860	2.227	2.044	1.977	441	1.180
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	11.377	9.561	12.170	10.379	9.590	6.906	7.358	6.813	6.229	10.755	22.075
betriebsgebundene Kosten	€/a	1.455	1.377	1.377	1.492	1.582	1.595	1.902	2.283	2.398	1.350	180
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>12.832</b>	<b>11.633</b>	<b>14.242</b>	<b>12.959</b>	<b>12.617</b>	<b>10.361</b>	<b>11.487</b>	<b>11.140</b>	<b>10.603</b>	<b>12.546</b>	<b>23.435</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas Altessel	€/a	-	-1.200	1.410	127	-216	-2.472	-1.346	-1.692	-2.230	-287	10.602
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	-	2.610	1.327	984	-1.272	-146	-492	-1.030	913	11.802
Kostenindex	-	-	100%	122%	111%	108%	89%	99%	96%	91%	108%	201%

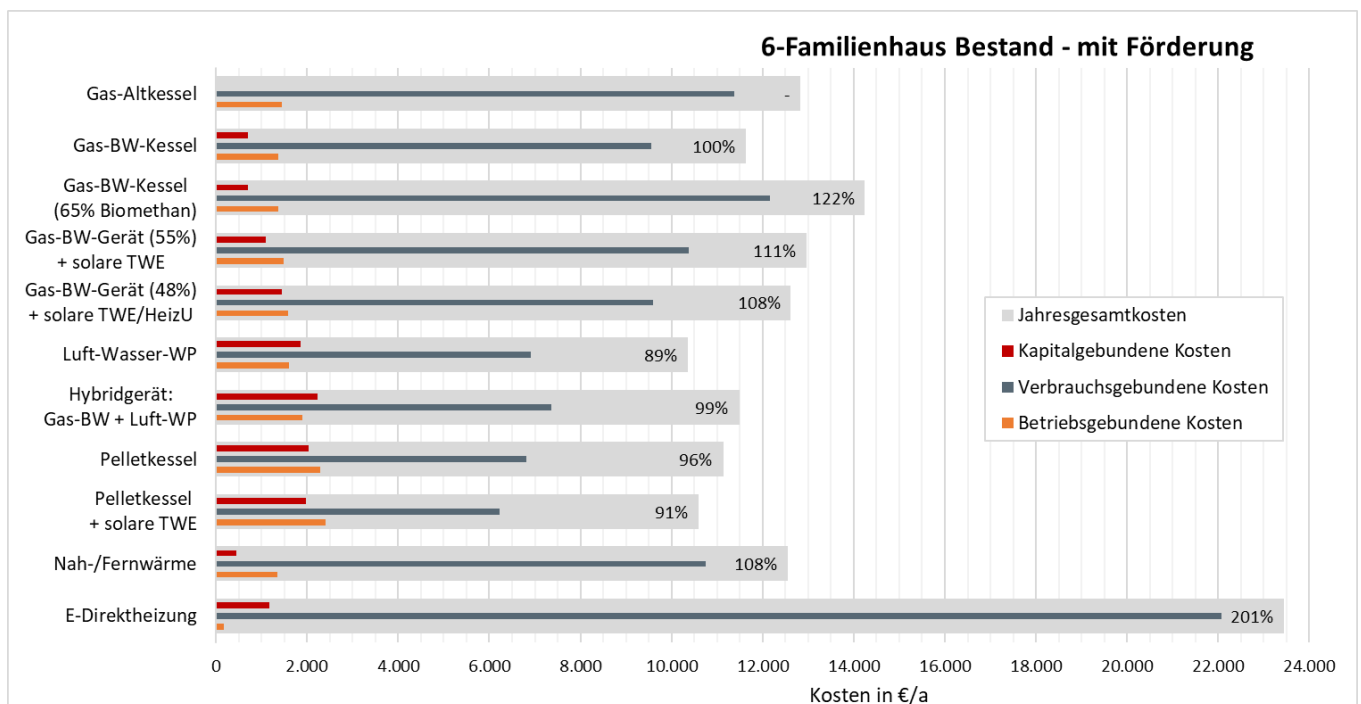


Abbildung 41: Diagramm Kosten für 6-Familienhaus Bestand, mit Förderungen

Tabelle 25: Kosten für 6-Familienhaus Bestand saniert, mit Förderungen

Bestand saniert		HT' 100%				HT' 70%			
6-Familienhaus mit Förderung		Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP	Elektro-Direktheizung	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP	Elektro-Direktheizung
Anteil Biomethan	-	-	65%	-	-	-	65%	-	-
Investitionen	€	14.380	14.380	41.680	23.550	14.380	14.380	38.680	22.750
Fördersatz	-	-	-	35%	-	-	-	35%	-
Förderungen	€	-	-	14.588	-	-	-	13.538	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	695	695	1.461	1.125	695	695	1.352	1.089
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	7.495	9.520	5.797	17.026	6.197	7.864	4.670	13.703
betriebsgebundene Kosten	€/a	1.277	1.277	1.435	170	1.277	1.277	1.405	160
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>9.466</b>	<b>11.492</b>	<b>8.692</b>	<b>18.321</b>	<b>8.168</b>	<b>9.836</b>	<b>7.427</b>	<b>14.951</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas-BW-Kessel	€/a	0	2.025	-774	8.854	0	1.667	-741	6.783
Kostenindex	-	100%	121%	92%	194%	100%	120%	91%	183%

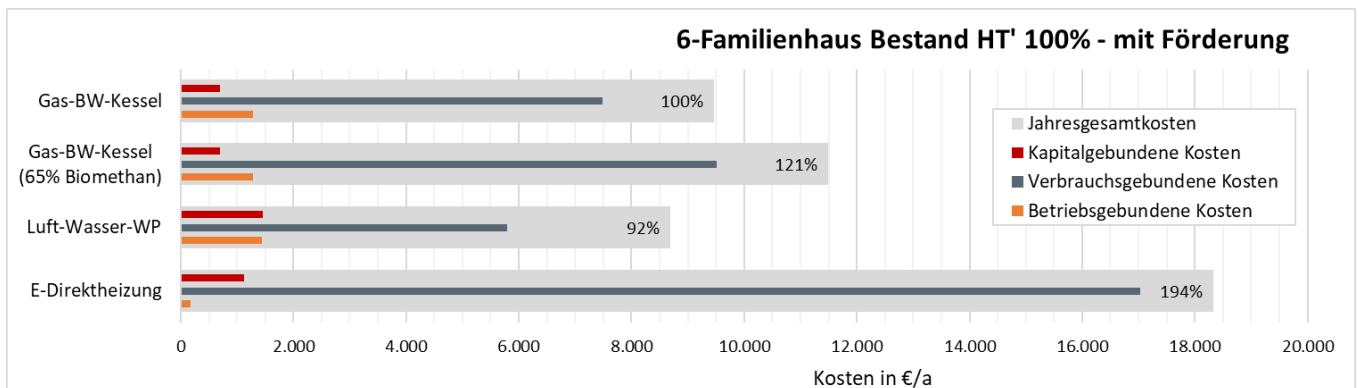


Abbildung 42: Diagramm Kosten für 6-Familienhaus Bestand saniert HT' 100%, mit Förderungen

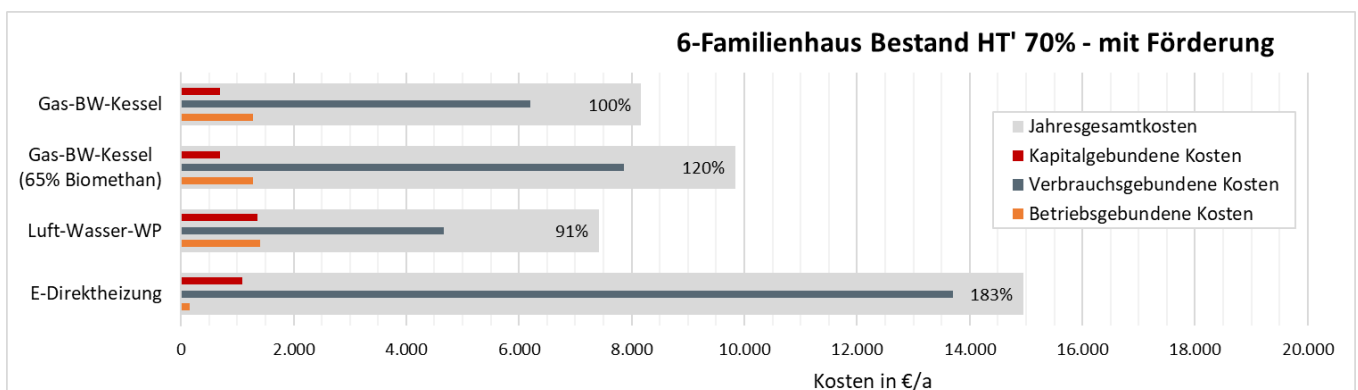


Abbildung 43: Diagramm Kosten für 6-Familienhaus Bestand saniert HT' 70%, mit Förderungen

#### 6.3.4 Jahresarbeitszahlen einer Luft-Wasser-Wärmepumpe in Abhängigkeit von den Jahresgesamtkosten im Vergleich mit Gas-Brennwert-Kessel bei Nutzung 65 % Biomethan

Für die Luft-Wasser-Wärmepumpe werden die minimal möglichen Jahresarbeitszahlen ermittelt, bei denen Kostengleichheit bezüglich der Jahresgesamtkosten mit einem Gas-Brennwert-Kessel beim Betrieb mit 65 % Biomethan erzielt wird (Break-even-Point). Die Bestimmung erfolgt am Beispiel des 6-Familienhauses ohne Berücksichtigung von Förderungen bei verschiedenen baulichen Wärmeschutzniveaus. Die sich ergebenden Jahresarbeitszahlen sind in Tabelle 26 angegeben.

Tabelle 26: Jahresarbeitszahlen der Luft-Wasser-Wärmepumpe im Vergleich der Jahresgesamtkosten mit Gas-Brennwert-Kessel (65 % Biomethananteil)

6-Familienhaus (ohne Förderung)	Jahresarbeitszahl
Bestand unsaniert	1,8
Bestand	1,9
Bestand saniert $H_T'$ 100%	1,95

## 6.4 Ergebnisse Nichtwohngebäude

### 6.4.1 Jahresgesamtkosten: Schule

Es werden die einzelnen Kostenbestandteile, die Jahresgesamtkosten und der Kostenindex bezogen auf das Vergleichssystem Gas-Brennwertkessel angegeben.

Tabelle 27: Kosten für eine Schule im Bestand, ohne Förderungen

Schule Bestand ohne Förderung		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP	Pelletkessel	Fernwärme
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	-	-	-
Investitionen	€	0	318.800	318.800	606.700	402.100	310.100
Fördersatz	-	-	-	-	-	-	-
Förderungen	€	-	-	-	-	-	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	11.879	11.879	25.707	17.495	11.178
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	125.017	111.756	139.094	114.778	82.606	120.320
betriebsgebundene Kosten	€/a	4.930	4.705	4.705	6.225	7.730	4.590
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>129.947</b>	<b>128.340</b>	<b>155.678</b>	<b>146.710</b>	<b>107.832</b>	<b>136.088</b>
Mehr-/Minderkosten	€/a	-	-1.608	25.731	16.763	-22.116	6.141
.... Gas Altkessel	€/a	-	-1.608	25.731	16.763	-22.116	6.141
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	-	27.339	18.370	-20.508	7.749
Kostenindex	-	-	100%	121%	114%	84%	106%

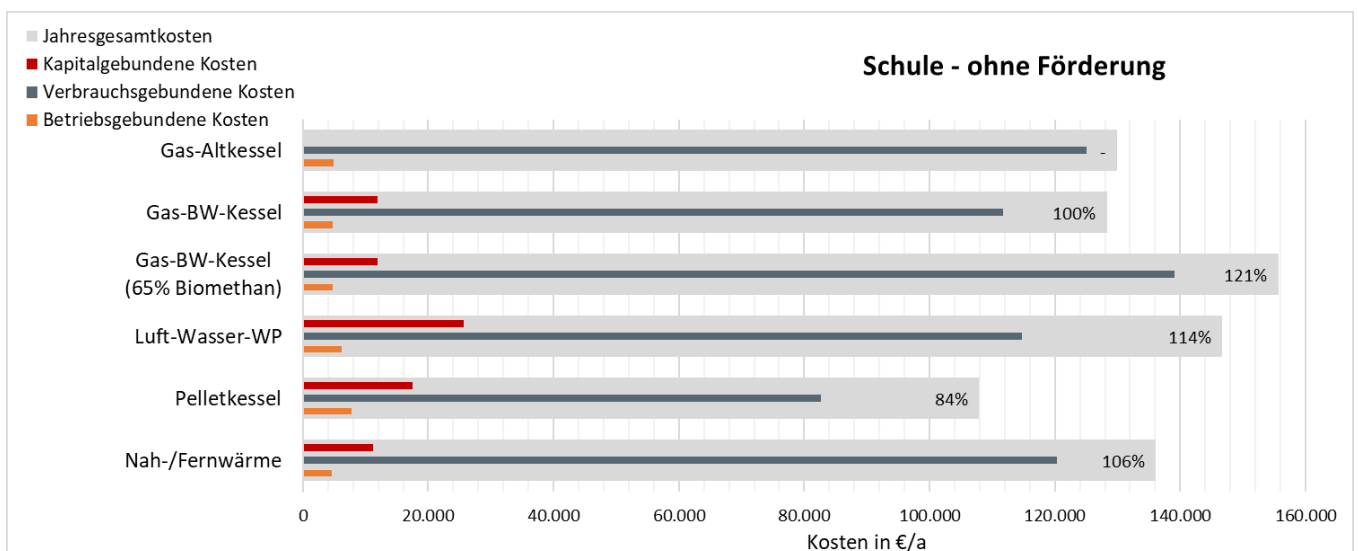


Abbildung 44: Diagramm Kosten für eine Schule im Bestand, ohne Förderungen

Tabelle 28: Kosten für eine Schule im Bestand, mit Förderungen

Schule Bestand mit Förderung		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP	Pelletkessel	Fernwärme
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	-	-	-
Investitionen	€	0	318.800	318.800	606.700	402.100	310.100
Fördersatz	-	-	-	-	35%	-	40%
Förderungen	€	-	-	-	212.345	-	24.520
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	11.879	11.879	16.709	17.495	10.024
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	125.017	111.756	139.094	114.778	82.606	120.320
betriebsgebundene Kosten	€/a	4.930	4.705	4.705	6.225	7.730	4.590
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>129.947</b>	<b>128.340</b>	<b>155.678</b>	<b>137.713</b>	<b>107.832</b>	<b>134.934</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas Altessel	€/a	-	-1.608	25.731	7.765	-22.116	4.987
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	-	27.339	9.373	-20.508	6.595
Kostenindex	-	-	100%	121%	107%	84%	105%

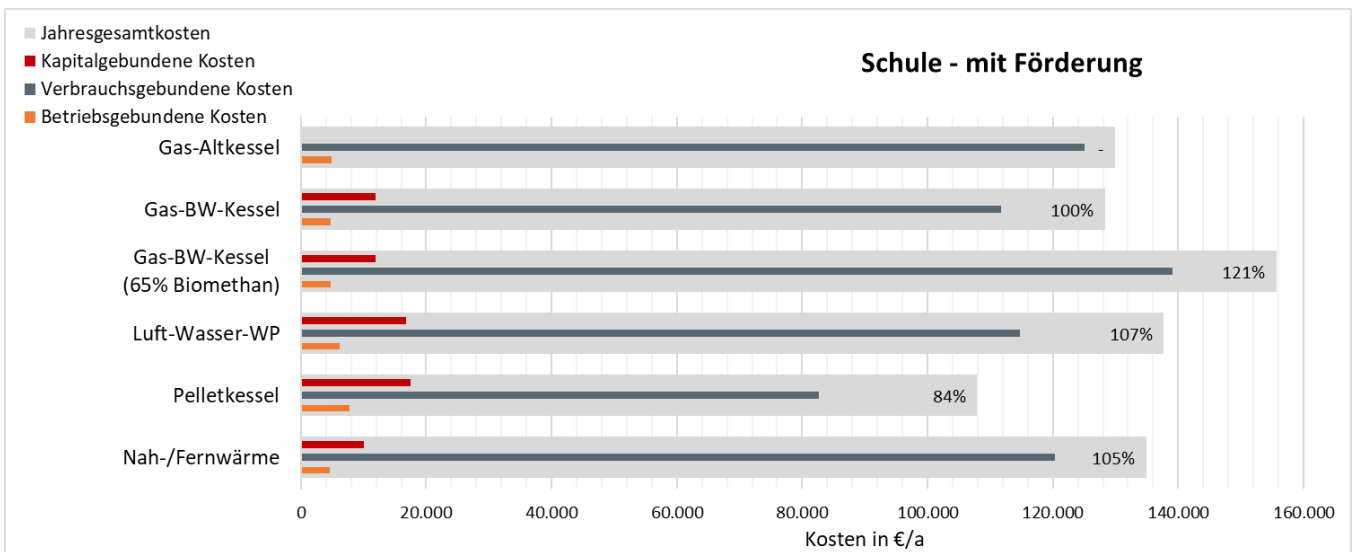


Abbildung 45: Diagramm Kosten für eine Schule im Bestand, mit Förderungen

## 6.4.2 Jahresgesamtkosten: Kindertagesstätte

Es werden die einzelnen Kostenbestandteile, die Jahresgesamtkosten und der Kostenindex bezogen auf das Vergleichssystem Gas-Brennwertkessel angegeben.

Tabelle 29: Kosten für eine Kindertagesstätte im Bestand, ohne Förderungen

Kita Bestand ohne Förderung		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP 50/40 °C	Luft-Wasser-WP 65/55 °C	Pelletkessel + solare TWE	Fernwärme
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	-	-	-	-
Investitionen	€	0	34.000	34.000	125.000	96.200	85.800	36.400
Fördersatz	-	-	-	-	-	-	-	-
Förderungen	€	-	-	-	-	-	-	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	1.727	1.727	6.127	5.227	4.813	1.640
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	16.018	14.175	18.471	11.012	12.756	10.142	15.619
betriebsgebundene Kosten	€/a	1.150	920	920	1.445	1.165	2.500	900
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>17.168</b>	<b>16.822</b>	<b>21.118</b>	<b>18.584</b>	<b>19.148</b>	<b>17.455</b>	<b>18.159</b>
Mehr-/Minderkosten	€/a	-	-347	3.950	1.415	1.980	286	991
.... Gas Altkessel	€/a	-	-	3.950	1.415	1.980	286	991
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	-	4.296	1.762	2.327	633	1.337
Kostenindex	-	-	100%	126%	110%	114%	104%	108%

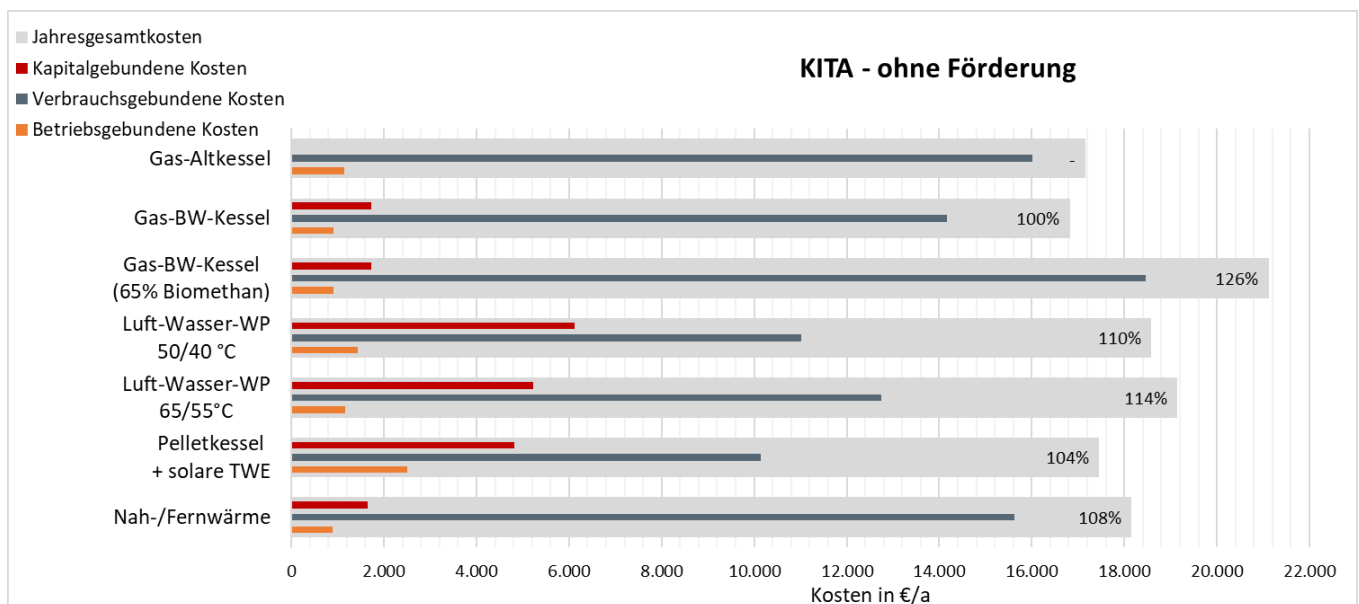


Abbildung 46: Diagramm Kosten für eine Kindertageseinrichtung im Bestand, ohne Förderungen

Tabelle 30: Kosten für eine Kindertagesstätte im Bestand, mit Förderungen

Kita Bestand mit Förderung		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP 50/40 °C	Luft-Wasser-WP 65/55 °C	Pelletkessel + solare TWE	Fernwärme
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	-	-	-	-
Investitionen	€	0	34.000	34.000	125.000	96.200	85.800	36.400
Fördersatz	-	-	-	-	35%	35%	20% / 35%	40%
Förderungen	€	-	-	-	43.750	33.670	19.935	14.560
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	1.727	1.727	3.982	3.398	3.712	984
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	16.018	14.175	18.471	11.012	12.756	10.142	15.619
betriebsgebundene Kosten	€/a	1.150	920	920	1.445	1.165	2.500	900
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>17.168</b>	<b>16.822</b>	<b>21.118</b>	<b>16.439</b>	<b>17.319</b>	<b>16.353</b>	<b>17.503</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas Altessel	€/a	-	-347	3.950	-729	151	-815	335
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	-	4.296	-383	497	-468	681
Kostenindex	-	-	100%	126%	98%	103%	97%	104%

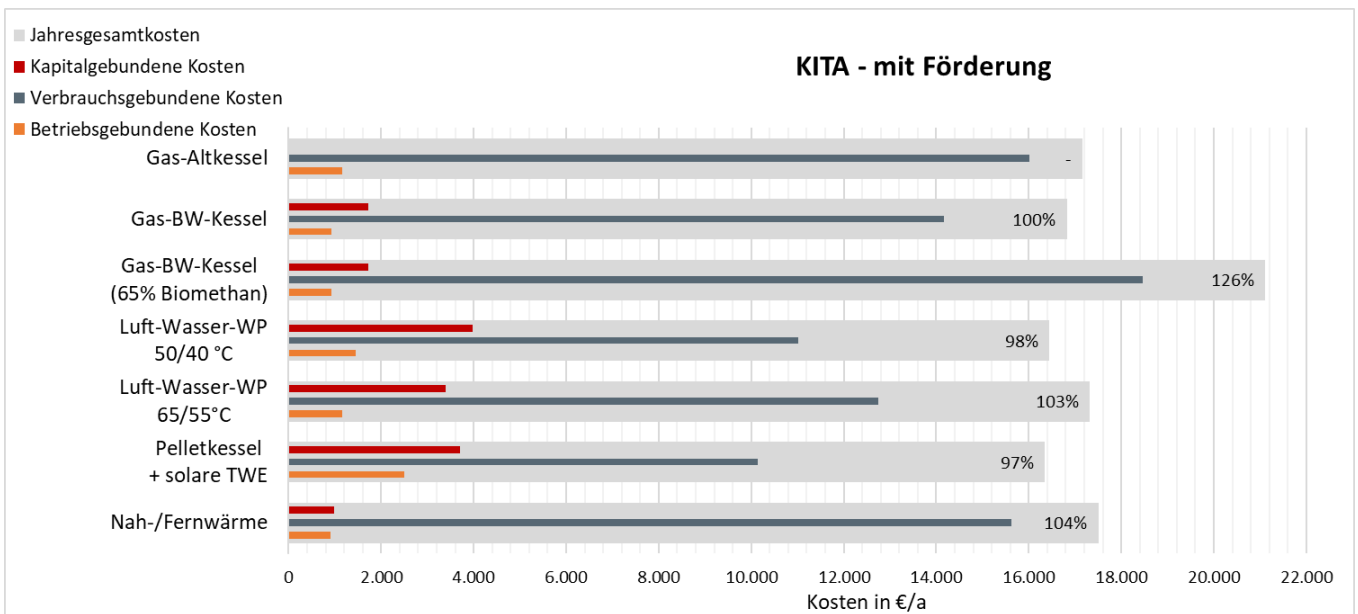


Abbildung 47: Diagramm Kosten für eine Kindertageseinrichtung im Bestand, mit Förderungen

### 6.4.3 Jahresgesamtkosten: Verwaltungsgebäude

Es werden die einzelnen Kostenbestandteile, die Jahresgesamtkosten und der Kostenindex bezogen auf das Vergleichssystem Gas-Brennwertkessel angegeben.

Tabelle 31: Kosten für ein Verwaltungsgebäude im Bestand, ohne Förderungen

Verwaltung Bestand ohne Förderung		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP 50/40 °C	Luft-Wasser-WP 65/55 °C	Pelletkessel	Fernwärme
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	-	-	-	-
Investitionen	€	0	42.900	42.900	171.400	127.700	89.000	44.500
Fördersatz	-	-	-	-	-	-	-	-
Förderungen	€	-	-	-	-	-	-	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	2.202	2.202	8.317	6.959	5.155	2.045
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	28.235	25.057	32.767	19.262	23.110	17.914	27.618
betriebsgebundene Kosten	€/a	1.400	1.160	1.160	1.855	1.435	2.920	1.145
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>29.635</b>	<b>28.418</b>	<b>36.128</b>	<b>29.434</b>	<b>31.503</b>	<b>25.990</b>	<b>30.808</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas Altessel	€/a	-	-1.217	6.493	-200	1.868	-3.645	1.173
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	-	7.710	1.016	3.085	-2.429	2.389
Kostenindex	-	-	100%	127%	104%	111%	91%	108%

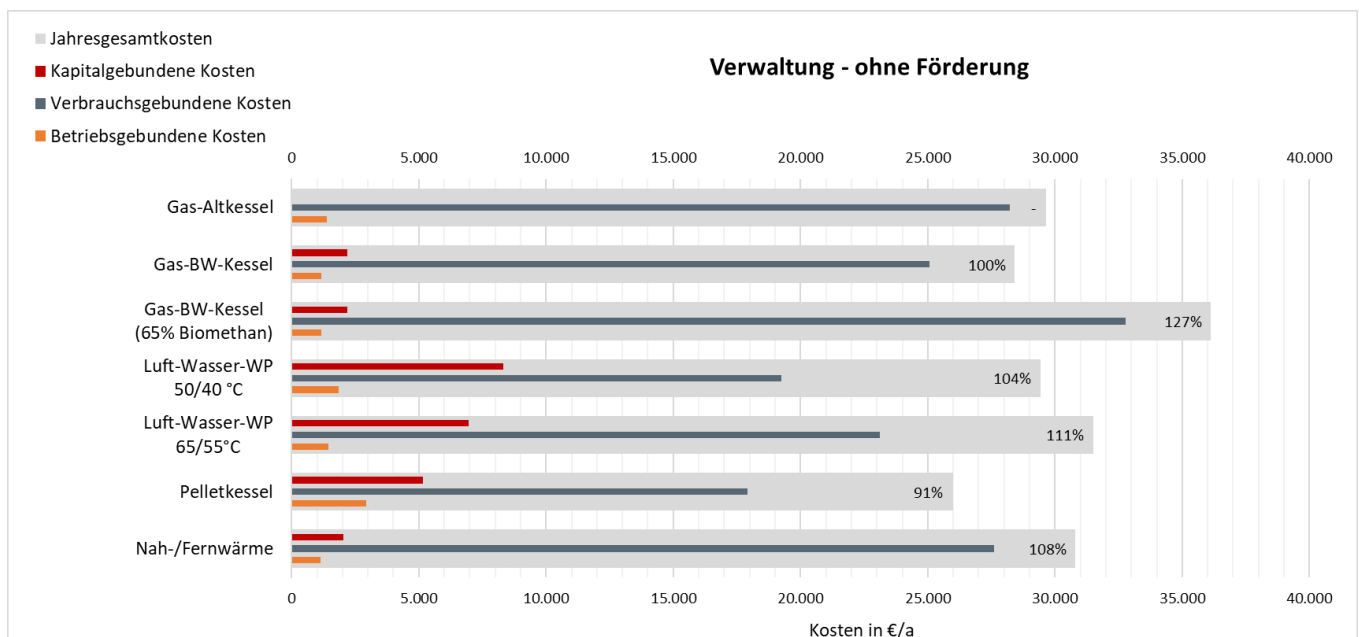


Abbildung 48: Diagramm Kosten für ein Verwaltungsgebäude im Bestand, ohne Förderungen



Tabelle 32: Kosten für ein Verwaltungsgebäude im Bestand, mit Förderungen

Verwaltung Bestand mit Förderung		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP 50/40 °C	Luft-Wasser-WP 65/55 °C	Pelletkessel	Fernwärme
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	-		-	-
Investitionen	€	0	42.900	42.900	171.400	127.700	89.000	44.500
Fördersatz	-	-	-	-	35%	35%	-	40%
Förderungen	€	-	-	-	59.990	44.695	-	17.800
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	2.202	2.202	5.406	4.523	5.155	1.227
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	28.235	25.057	32.767	19.262	23.110	17.914	27.618
betriebsgebundene Kosten	€/a	1.400	1.160	1.160	1.855	1.435	2.920	1.145
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>29.635</b>	<b>28.418</b>	<b>36.128</b>	<b>26.523</b>	<b>29.068</b>	<b>25.990</b>	<b>29.990</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas Altessel	€/a	-	-1.217	6.493	-3.112	-567	-3.645	355
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	-	7.710	-1.895	649	-2.429	1.571
Kostenindex	-	-	100%	127%	93%	102%	91%	106%

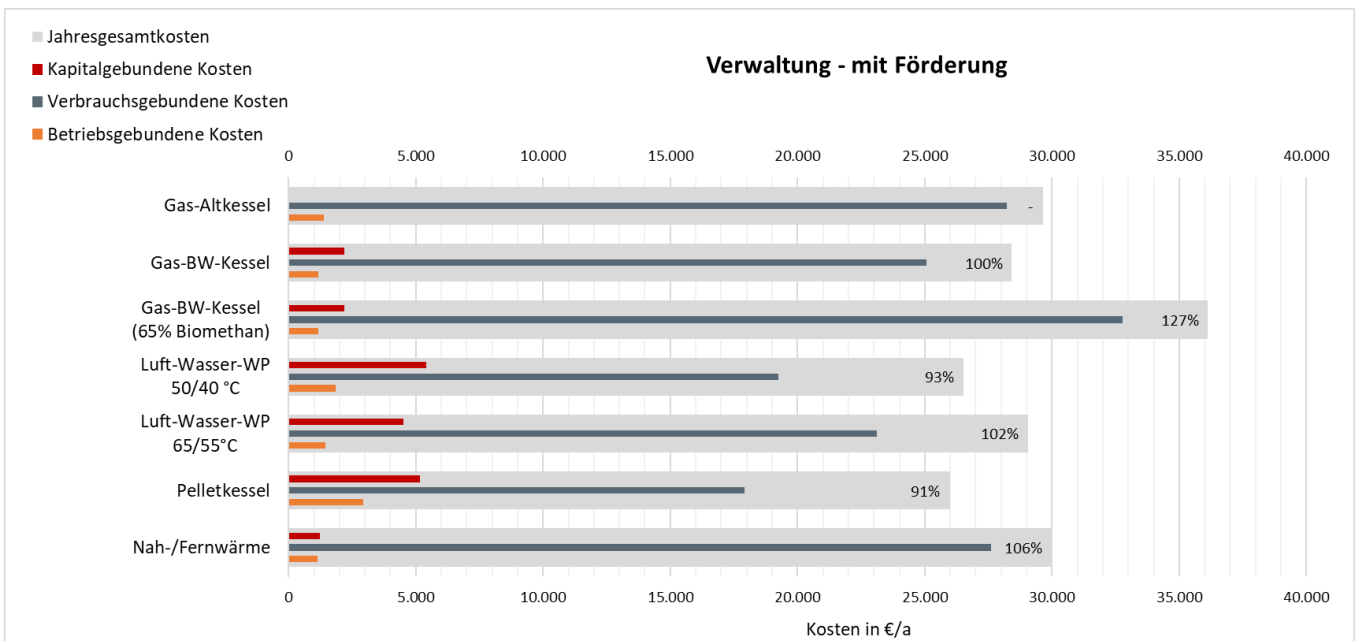


Abbildung 49: Diagramm Kosten für ein Verwaltungsgebäude im Bestand, mit Förderungen

## 6.5 Auswertung

Für ausgewählte Varianten erfolgt in den nachfolgenden Diagrammen eine Auswertung einzelner Ergebnisse.

In Abbildung 50 und Abbildung 51 sind jeweils für das Einfamilienhaus und das 6-Familienhaus im Bestand die notwendigen Gesamtinvestitionen ohne Berücksichtigung und mit Berücksichtigung von Förderungen gegenübergestellt.

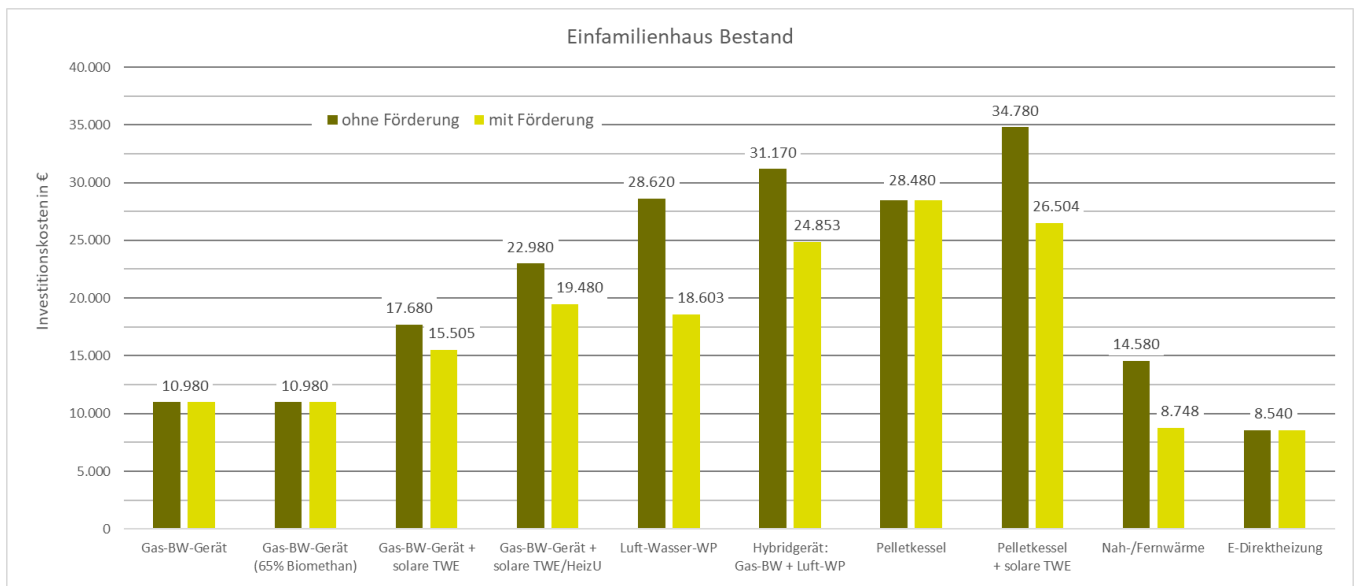


Abbildung 50: Investitionskosten Einfamilienhaus Bestand ohne / mit Förderung

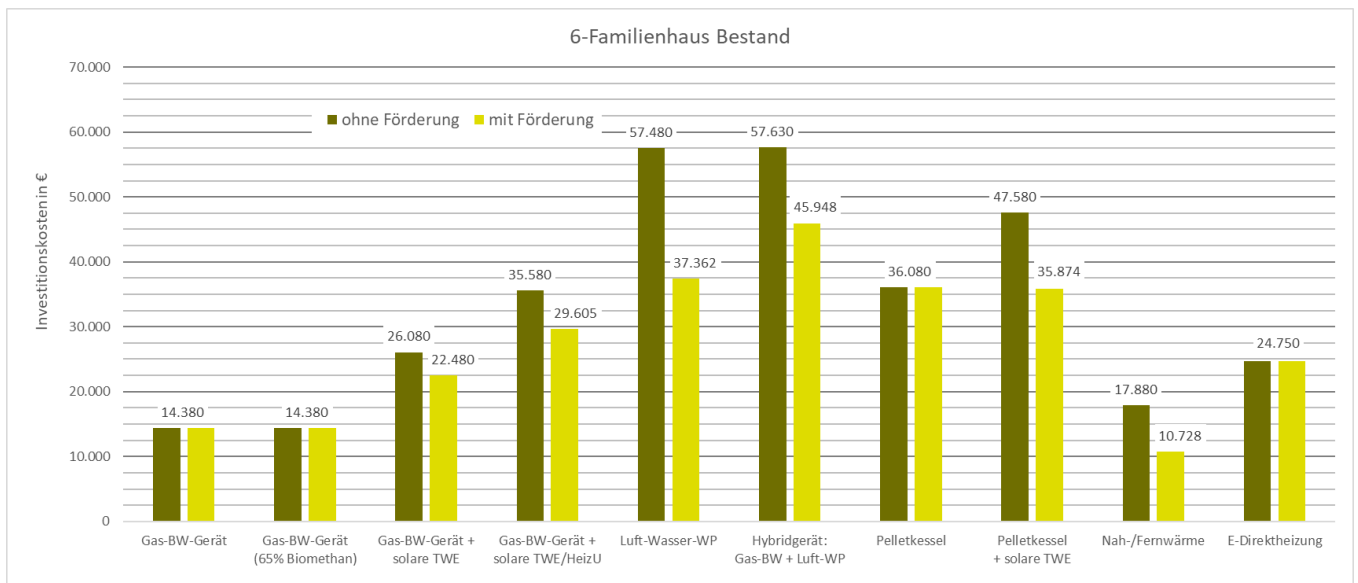


Abbildung 51: Investitionskosten 6-Familienhaus Bestand ohne / mit Förderung

Die Jahresgesamtkosten der Varianten bei allen Wärmeschutzniveaus sind für das Einfamilienhaus mit Förderung in Abbildung 52 dargestellt. Der sich daraus mit Bezug auf die Vergleichsvariante Gas-Brennwert-Gerät ergebende Kostenindex zeigt Abbildung 53.

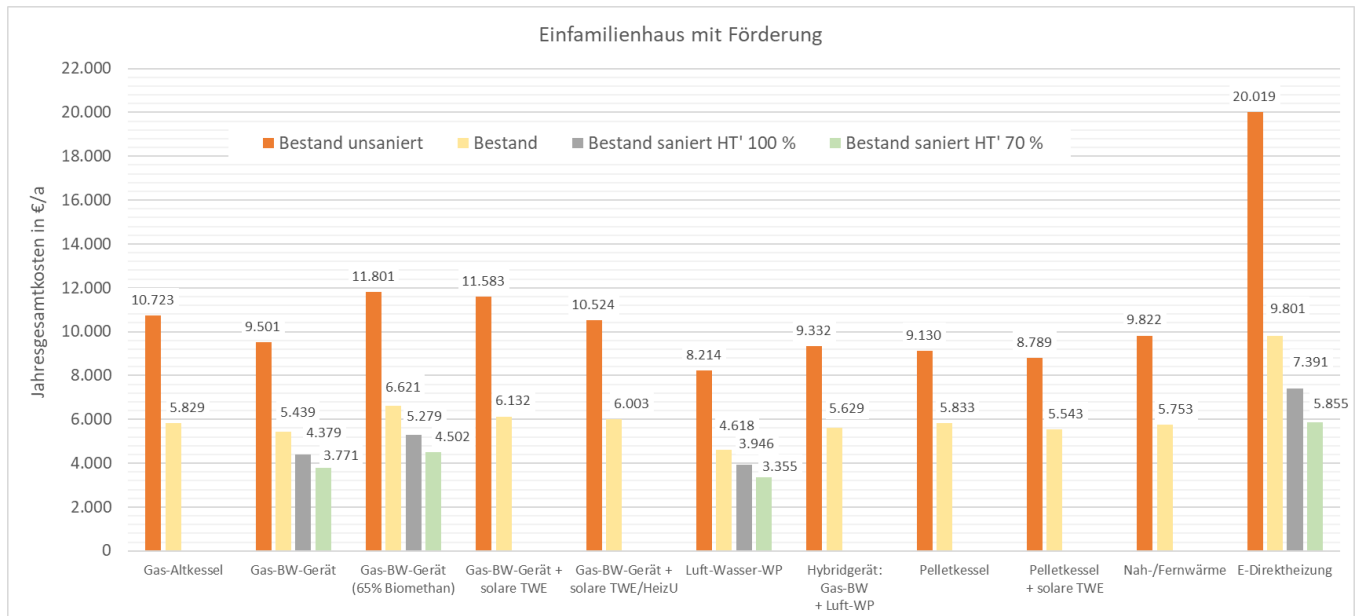


Abbildung 52: Jahresgesamtkosten des Einfamilienhauses aller Wärmeschutzniveaus, mit Förderung

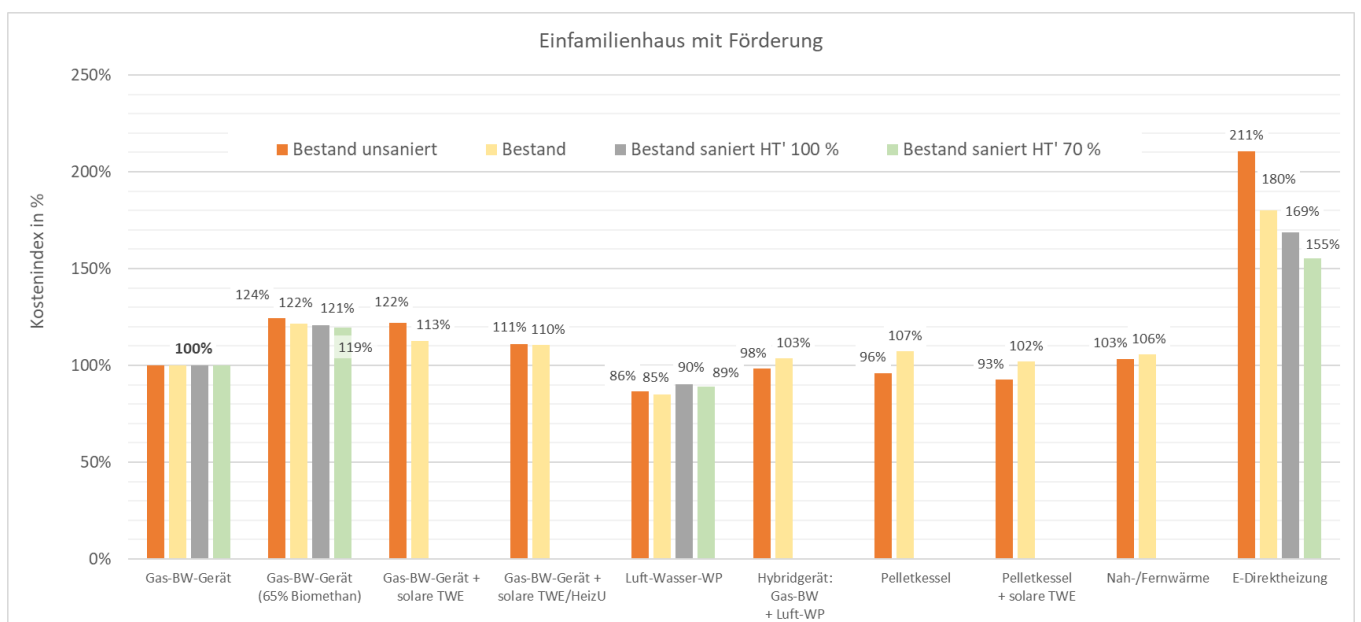


Abbildung 53: Kostenindex des Einfamilienhauses aller Wärmeschutzniveaus, mit Förderung

## 6.6 Weitere Aspekte

Die in den Abschnitten 6.1 bis 6.5 dargestellten Berechnungen beschreiben die Wirtschaftlichkeit eines Austauschs von Wärmeerzeugern unter Berücksichtigung einer mindestens 65%igen Nutzung erneuerbarer Energien. Es wird die betriebswirtschaftliche Sicht von Gebäudeeigentümer\*innen gewählt.

Bei der Gesamtbewertung der Vorgaben zur Nutzung von 65 % erneuerbaren Energien sind weitere Aspekte zur berücksichtigen:

- Bei der Betrachtung zur Wirtschaftlichkeit wird unterstellt, dass die Geräte und Dienstleistungen für den Austauschfall zur Verfügung stehen. Ggf. auftretende Engpässe mit längeren Lieferzeiten oder eine starke Auslastung des Fachhandwerkes sind nicht berücksichtigt.
- Für den Austausch eines Kessels durch eine Anlage mit Wärmepumpe ist ein höherer zeitlicher Aufwand für die Planung der Wärmepumpenanlage, die Bemessung und den Einbau neuer Heizflächen sowie ggf. notwendiger baulicher Maßnahmen an der Gebäudehülle insbesondere bei unsanierten Gebäuden erforderlich. Der höhere Planungsaufwand ist bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit nicht berücksichtigt und besteht auch im Havariefall. Wenn der Heizungstausch im Zusammenhang mit ggf. durchzuführenden (Einzel-)Maßnahmen an der Gebäudehülle vorgenommen wird, dann entstehen dafür weitere Investitionskosten und auch Heizkosteneinsparungen.
- Die Investitionen werden mittels Annuitätsmethode über die Lebensdauer der Komponenten in jährliche Kosten aufgeteilt, die Gesamtinvestitionen müssen jedoch unmittelbar zu Maßnahmenbeginn bzw. Fertigstellung geleistet werden. Dem gegenüber stehen Energiekosteneinsparungen durch eine effizientere Anlage, welche allerdings erst über die Lebensdauer wirksam werden. Insbesondere ist damit zu rechnen, dass durch unterschiedliche Energiepreisteigerungen und ansteigende CO<sub>2</sub>-Bepreisung mögliche Energiekosteneinsparungen am Ende der Lebensdauer am höchsten sind. Am Beginn der Lebensdauer sind geringere Energiekosteneinsparungen bzw. im ungünstigsten Fall sogar Mehrkosten zu erwarten.
- Der Wechsel des Energieträgers, z.B. bei Installation einer Wärmepumpe anstelle eines alten Gaskessels, erfordert den Abschluss eines neuen Energieliefervertrages. Bei einer angespannten Versorgungslage könnten Neuverträge temporär mit deutlich höheren Energiekosten verbunden sein als Altverträge.
- Für die Bereitstellung der Investitionskosten ist oft die Aufnahme eines Kredites erforderlich, was die Zahlungsfähigkeit bzw. Kreditwürdigkeit der Eigentümer:innen voraussetzt. Bei einkommensschwachen oder älteren Personen können damit Schwierigkeiten verbunden sein.
- Die Betrachtungen erfolgen aus betriebswirtschaftlicher Sicht für die Gebäude ohne Trennung der Kosten zwischen Vermieter:innen und Mieter:innen. Ebenso wenig wird eine volkswirtschaftliche Perspektive eingenommen.

## 6.7 Sensitivitätsanalyse

### 6.7.1 Allgemeines

Aufbauend auf den Berechnungen nach Abschnitt 6.4 erfolgt eine Sensitivitätsanalyse zu den Investitionskosten der Luft-Wasser-Wärmepumpe bei Nichtwohngebäuden. Unter Annahme, dass die Investitionen für große Wärmepumpen infolge höherer Stückzahlen zukünftig sinken könnten, werden die Investitionen für die Wärmepumpen selbst incl. Montage um 30 % verringert angesetzt. Alle anderen Kostenbestandteile der Varianten bleiben unverändert.

## 6.7.2 Schule: Investitionskosten Luft-Wasser-Wärmepumpe

Tabelle 33: Sensitivitätsanalyse Investitionen Luft-Wasser-Wärmepumpe: Kosten für eine Schule im Bestand, ohne Förderungen

Schule Bestand ohne Förderung		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP Investition -30%	Pelletkessel	Fernwärme
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	-	-	-
Investitionen	€	0	318.800	318.800	540.800	402.100	310.100
Fördersatz	-	-	-	-	-	-	-
Förderungen	€	-	-	-	-	-	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	11.879	11.879	22.046	17.495	11.178
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	125.017	111.756	139.094	114.778	82.606	120.320
betriebsgebundene Kosten	€/a	4.930	4.705	4.705	5.565	7.730	4.590
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>129.947</b>	<b>128.340</b>	<b>155.678</b>	<b>142.389</b>	<b>107.832</b>	<b>136.088</b>
Mehr-/Minderkosten	€/a	-	-1.608	25.731	12.441	-22.116	6.141
.... Gas Altessel	€/a	-	-1.608	25.731	12.441	-22.116	6.141
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	0	27.339	14.049	-20.508	7.749
Kostenindex	-	-	100%	121%	111%	84%	106%

Tabelle 34: Sensitivitätsanalyse Investitionen Luft-Wasser-Wärmepumpe: Kosten für eine Schule im Bestand, mit Förderungen

Schule Bestand mit Förderung		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP Investition -30%	Pelletkessel	Fernwärme
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	-	-	-
Investitionen	€	0	318.800	318.800	540.800	402.100	310.100
Fördersatz	-	-	-	-	35%	-	40%
Förderungen	€	-	-	-	189.280	-	24.520
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	11.879	11.879	14.330	17.495	10.024
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	125.017	111.756	139.094	114.778	82.606	120.320
betriebsgebundene Kosten	€/a	4.930	4.705	4.705	5.565	7.730	4.590
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>129.947</b>	<b>128.340</b>	<b>155.678</b>	<b>134.673</b>	<b>107.832</b>	<b>134.934</b>
Mehr-/Minderkosten	€/a	-	-1.608	25.731	4.726	-22.116	4.987
.... Gas Altessel	€/a	-	-1.608	25.731	4.726	-22.116	4.987
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	0	27.339	6.333	-20.508	6.595
Kostenindex	-	-	100%	121%	105%	84%	105%

### 6.7.3 Kindertagesstätte: Investitionskosten Luft-Wasser-Wärmepumpe

Tabelle 35: Sensitivitätsanalyse Investitionen Luft-Wasser-Wärmepumpe: Kosten für eine Kita im Bestand, ohne Förderungen

Kita Bestand ohne Förderung		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP -30% 50/40 °C	Luft-Wasser-WP -30% 65/55 °C	Pelletkessel + solare TWE	Fernwärme
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	-	-	-	-
Investitionen	€	0	34.000	34.000	102.800	74.000	85.800	36.400
Fördersatz	-	-	-	-	-	-	-	-
Förderungen	€	-	-	-	-	-	-	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	1.727	1.727	4.893	3.994	4.813	1.640
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	16.018	14.175	18.471	11.012	12.756	10.142	15.619
betriebsgebundene Kosten	€/a	1.150	920	920	1.225	945	2.500	900
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>17.168</b>	<b>16.822</b>	<b>21.118</b>	<b>17.130</b>	<b>17.695</b>	<b>17.455</b>	<b>18.159</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas Altessel	€/a	-	-347	3.950	-38	527	286	991
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	-	4.296	308	873	633	1.337
Kostenindex	-	-	100%	126%	102%	105%	104%	108%

Tabelle 36: Sensitivitätsanalyse Investitionen Luft-Wasser-Wärmepumpe: Kosten für eine Kita im Bestand, mit Förderungen

Kita Bestand mit Förderung		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP -30% 50/40 °C	Luft-Wasser-WP -30% 65/55 °C	Pelletkessel + solare TWE	Fernwärme
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	-	-	-	-
Investitionen	€	0	34.000	34.000	102.800	74.000	85.800	36.400
Fördersatz	-	-	-	-	35%	35%	20% / 35%	40%
Förderungen	€	-	-	-	35.980	25.900	19.935	14.560
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	1.727	1.727	3.181	2.596	3.712	984
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	16.018	14.175	18.471	11.012	12.756	10.142	15.619
betriebsgebundene Kosten	€/a	1.150	920	920	1.225	945	2.500	900
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>17.168</b>	<b>16.822</b>	<b>21.118</b>	<b>15.418</b>	<b>16.297</b>	<b>16.353</b>	<b>17.503</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas Altessel	€/a	-	-347	3.950	-1.751	-871	-815	335
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	-	4.296	-1.404	-525	-468	681
Kostenindex	-	-	100%	126%	92%	97%	97%	104%

### 6.7.4 Verwaltung: Investitionskosten Luft-Wasser-Wärmepumpe

Tabelle 37: Sensitivitätsanalyse Investitionen Luft-Wasser-Wärmepumpe: Kosten für Verwaltungsgebäude im Bestand, ohne Förderungen

Verwaltung Bestand ohne Förderung		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP -30% 50/40 °C	Luft-Wasser-WP -30% 65/55 °C	Pelletkessel	Fernwärme
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	-	-	-	-
Investitionen	€	0	42.900	42.900	140.800	97.100	89.000	44.500
Fördersatz	-	-	-	-	-	-	-	-
Förderungen	€	-	-	-	-	-	-	-
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	2.202	2.202	6.617	5.259	5.155	2.045
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	28.235	25.057	32.767	19.262	23.110	17.914	27.618
betriebsgebundene Kosten	€/a	1.400	1.160	1.160	1.545	1.125	2.920	1.145
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>29.635</b>	<b>28.418</b>	<b>36.128</b>	<b>27.424</b>	<b>29.493</b>	<b>25.990</b>	<b>30.808</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas Altessel	€/a	-	-1.217	6.493	-2.210	-142	-3.645	1.173
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	0	7.710	-994	1.075	-2.429	2.389
Kostenindex	-	-	100%	127%	97%	104%	91%	108%

Tabelle 38: Sensitivitätsanalyse Investitionen Luft-Wasser-Wärmepumpe: Kosten für Verwaltungsgebäude im Bestand, mit Förderungen

Verwaltung Bestand mit Förderung		Gas-Altessel	Gas-BW-Kessel	Gas-BW-Kessel	Luft-Wasser-WP -30% 50/40 °C	Luft-Wasser-WP -30% 65/55 °C	Pelletkessel	Fernwärme
Anteil Biomethan	-	-	-	65%	-	-	-	-
Investitionen	€	0	42.900	42.900	140.800	97.100	89.000	44.500
Fördersatz	-	-	-	-	35%	35%	-	40%
Förderungen	€	-	-	-	49.280	33.985	-	17.800
kapitalgebundene Kosten	€/a	0	2.202	2.202	4.301	3.418	5.155	1.227
verbrauchsgebundene Kosten	€/a	28.235	25.057	32.767	19.262	23.110	17.914	27.618
betriebsgebundene Kosten	€/a	1.400	1.160	1.160	1.545	1.125	2.920	1.145
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>29.635</b>	<b>28.418</b>	<b>36.128</b>	<b>25.108</b>	<b>27.653</b>	<b>25.990</b>	<b>29.990</b>
Mehr-/Minderkosten .... Gas Altessel	€/a	-	-1.217	6.493	-4.527	-1.982	-3.645	355
.... Gas-BW-Kessel	€/a	-	0	7.710	-3.310	-766	-2.429	1.571
Kostenindex	-	-	100%	127%	88%	97%	91%	106%



# 7 Referenzen

---

Dena (2021): Branchenbarometer Biomethan. Download [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE\\_Branchenbarometer\\_Biomethan\\_2021.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2021.pdf)

ifeu et al. (2018): BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe. Endbericht. ifeu, IZES, Öko-Institut. Download [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-09-24\\_texte\\_115-2019\\_bio-rest.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-09-24_texte_115-2019_bio-rest.pdf)

Langfristszenarien III (2021): Langfristszenarien. Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands. Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu.

NECP 21: National Energy and Climate Plan 2021. Download <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html>