

TEXTE

48/2024

Endbericht

Wirkmechanismen von Regelungen und Förderinstrumenten des Bundes und der Länder auf den Einsatz fester Biomasse in der Wärmeerzeugung

**AP2: Wirkungsabschätzung aktueller und geänderter
Förderinstrumente auf den Einsatz fester Biomasse zur
Wärmeerzeugung,**

**AP3: Evaluation der untersuchten Mechanismen,
Schlussfolgerungen und Ableiten von
Handlungsempfehlungen**

von:

Susanne Köppen, Helena Stange, Sebastian Blömer, Sara Ortner, Uta Weiß, Mandy Werle,
Yannik Beermann, Martin Pehnt
ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Heidelberg, Berlin

Klaus Hennenberg, Benjamin Köhler, Sibylle Braungardt
Öko-Institut e.V., Freiburg, Berlin, Darmstadt

Herausgeber:
Umweltbundesamt

TEXTE 48/2024

Ressortforschungsplan des Bundesministeriums für
Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3720 43 504 0
FB001228

Endbericht

Wirkmechanismen von Regelungen und Förderinstrumenten des Bundes und der Länder auf den Einsatz fester Biomasse in der Wärmeerzeugung

AP2: Wirkungsabschätzung aktueller und geänderter
Förderinstrumente auf den Einsatz fester Biomasse zur
Wärmeerzeugung,

AP3: Evaluation der untersuchten Mechanismen,
Schlussfolgerungen und Ableiten von
Handlungsempfehlungen

von

Susanne Köppen, Helena Stange, Sebastian Blömer, Sara
Ortner, Uta Weiß, Mandy Werle, Yannik Beermann,
Martin Pehnt

ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
gGmbH, Heidelberg, Berlin

Klaus Hennenberg, Benjamin Köhler, Sibylle Braungardt
Öko-Institut e.V., Freiburg, Berlin, Darmstadt

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:

Ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung gGmbH
Wilckensstraße 3
69120 Heidelberg

Abschlussdatum:

August 2022

Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Stefan Rother

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, März 2024

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren

Kurzbeschreibung: Wirkmechanismen von Regelungen und Förderinstrumenten des Bundes und der Länder auf den Einsatz fester Biomasse in der Wärmeerzeugung

Feste Biomasse stellt heute den größten Anteil an erneuerbarer Wärme und ihre Nutzung wird durch verschiedene Instrumente angereizt. Gleichzeitig sind jedoch die nachhaltig nutzbaren Bioenergiepotenziale in Deutschland begrenzt. Vor diesem Hintergrund ist die zentrale Frage des Projektes BioWISE, wie bestehende Instrumente und Regelungen so angepasst werden können, dass die Nachfrage nach fester Biomasse im Wärmesektor gemindert wird.

Es wurden fünf Instrumente zur Analyse und Anpassung ausgewählt. Die Wirkungsanalyse der angepassten Instrumentenvorschläge zeigt, dass ein restriktiver Instrumentenmix notwendig ist, die angestrebten Obergrenzen für den Einsatz fester Biobrennstoffe für Gebäudewärme zu erreichen. Kommt es aufgrund der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung zu einer deutlich erhöhten Nachfrage von Holzzentralheizungen, ist die Zielgröße nur knapp erreichbar. Diese dürfen nur noch in Gebäuden der beiden niedrigsten Effizienzklassen eingesetzt werden und müssen mit Solarthermieranlagen kombiniert werden. Gleichzeitig muss der Verbrauch fester Biomasse in Einzelraumfeuerungen durch Anpassungen der 1. BImSchV deutlich reduziert werden.

Feste Biomassebrennstoffe zeigen eine hohe Heterogenität in ihren Brennstoffeigenschaften. Es wurde ein methodischer Ansatz entwickelt, wie im Modellverbund bei der Allokation fester Biomassebrennstoffe auf Sektoren die Brennstoffherkunft bzw. die Brennstoffeigenschaft fester Biobrennstoffe berücksichtigt werden kann.

Abstract: Impacts of federal and state regulations and funding instruments on the use of solid biomass in heat generation

Solid biomass accounts for the largest share of renewable heat today and its use is promoted by various policy instruments. At the same time, however, Germany has a limited potential for the sustainable use of bioenergy. Against this background, the BioWISE project investigates ways to adapt existing regulations and instruments to reduce solid biomass demand in the heating sector.

Five instruments were selected for analysis and adaptation. The impact analysis of the adapted instrument proposals shows that a mix of instruments is necessary to achieve the targeted upper limits for the use of solid biofuels for building heat. If the regulation requiring 65 % renewable energy significantly increases demand for wood-fired central heating systems, meeting this target becomes challenging. Such heating systems may now only be used in buildings in the two lowest efficiency classes and must be combined with solar thermal systems. At the same time, the consumption of solid biomass in individual room furnaces must be significantly reduced through adjustments to the 1. BImSchV.

Solid biomass fuels show a high heterogeneity in their fuel properties. A methodological approach was developed to take into account the origin and properties of solid biofuels within the analytical model framework when allocating solid biomass fuels to different sectors.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	9
Tabellenverzeichnis	11
Abkürzungsverzeichnis.....	13
Zusammenfassung.....	16
Summary	29
1 Einleitung.....	41
2 Biomasseangebot und -nachfrage in der Wärmeerzeugung – Erkenntnisse aus aktuellen Szenarien für Deutschland	43
2.1 Szenarien zu Treibhausgasemissionen in Deutschland.....	43
2.2 Biobrennstoffangebot und -nachfrage in unterschiedlichen Szenarien	44
2.3 Fragestellungen dieses Berichts.....	49
3 Analyse von Politikinstrumenten zur Mengensteuerung fester Biomasse in der Wärmeerzeugung.....	50
3.1 Instrument 1: Anpassung der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) für Biomasseheizungen	50
3.1.1 Status quo	50
3.1.1.1 Biomasse in der BEG Effizienzhaus-Förderung (BEG WG und BEG NWG).....	51
3.1.1.2 Biomasse in der BEG Einzelmaßnahmen-Förderung.....	51
3.1.1.3 Entwicklung von Absatzzahlen und Förderfällen für Biomasseheizungen	54
3.1.2 Ausgestaltung und Implementierung der Anpassung der BEG-Förderung für Biomasseheizungen	59
3.1.3 Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizungen mit Förderung nach BEG 2022 und ohne Förderung im Vergleich zu Wärmepumpen	60
3.1.3.1 Vorgehensweise und Annahmen.....	60
3.1.3.2 Wirtschaftlichkeitsvergleich bei Förderrahmenbedingungen der BEG 2022	63
3.1.3.3 Fazit der Wirtschaftlichkeitsvergleiche.....	70
3.2 Instrument 2: Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung	71
3.2.1 Status quo	71
3.2.2 Ausgestaltung und Implementierung einer Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung	72
3.2.2.1 Ableitung von Emissionsfaktoren	73
3.2.2.2 Nachweisführung.....	75
3.2.2.3 Möglichkeiten der Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung.....	76
3.2.2.4 Diskussion	77

3.2.3	Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizungen ohne und mit CO ₂ -Preis	78
3.3	Instrument 3: Biogene Einzelraumfeuerungsanlagen beschränken: Fokus 1. BImSchV	88
3.3.1	Status quo	88
3.3.2	Ausgestaltung und Implementierung einer weiteren Beschränkung von Einzelraumfeuerungsanlagen in der 1. BImSchV	89
3.4	Instrument 4: Nachrangiger Einsatz von Biomasse durch Anpassung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG)	90
3.4.1	Status quo: regulative Rahmenbedingungen auf kommunaler Ebene	90
3.4.1.1	Kommunale Verbrennungsverbote	90
3.4.1.2	Städtebauliche Verträge	91
3.4.1.3	Anschluss- und Benutzungszwänge für Fernwärmeversorgung in der Gemeindeordnung.....	92
3.4.1.4	Einschränkung des energetischen Biomasseeinsatzes in der Gebäudewärme im europäischen Vergleich	93
3.4.1.5	Auswirkungen der kommunalen Instrumente auf den Biomasseeinsatz.....	93
3.4.2	Ausgestaltung und Implementierung einer nachrangigen Nutzung von Biomasse für die Wärmebereitstellung in Gebäuden	93
3.4.2.1	Zielsetzung des Instruments	93
3.4.2.2	Ausgestaltung und Implementierung einer nachrangigen Biomassenutzung durch Anpassung des GEG	94
3.5	Instrument 5: Wirkung der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) auf die Wärmegestellungskosten	99
3.5.1	Status quo	99
3.5.2	Wirkung auf Wärmegestellungskosten	101
3.6	Abschätzung der Auswirkung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung und der vorgeschlagenen Instrumente auf den Verbrauch fester Biomasse.....	105
3.6.1	Einsatz von fester Biomasse in der Zentralheizung	106
3.6.1.1	Entwicklung des Anteils an EE-Hauptwärmeerzeugern beim Heizungstausch und Aufteilung auf Techniken.....	108
3.6.1.2	Jährliche Wärmepumpeninstallationen	110
3.6.1.3	Jährliche Installationen Biomasse-Zentralheizungen	113
3.6.1.4	Entwicklung der Technik-Anteile am jährlichen Heizungstausch im Bestand	116
3.6.1.5	Abschätzung des zukünftigen Biomasseverbrauches.....	117
3.6.2	Einsatz von Biomasse in der Einzelraumheizung	120
3.6.3	Fazit und Interaktion der Instrumente	121
4	Entwicklung der Nutzung fester Biobrennstoffe in der Wärmeerzeugung.....	127

4.1	Veränderung der Sortimente für feste Biobrennstoffe und deren Nutzung in den Sektoren	127
4.2	Herausforderung der Allokation von festen Biobrennstoffen bei Berücksichtigung einzelner Sortimente.....	129
5	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen.....	134
6	Quellenverzeichnis	140
7	Anhang	146
7.1	Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizungen mit Förderung nach BEG 2021 und ohne Förderung.....	146
7.1.1	Vorgehensweise und Annahmen	146
7.1.1.1	Annuitäten für das Typgebäude EFH bei Förderung nach BEG 2021	149
7.1.1.2	Annuitäten für das Typgebäude GMH bei Förderung nach BEG 2021	150
7.1.2	Wirtschaftlichkeitsvergleich ohne Förderung für Biomasseheizungen	152
7.1.2.1	Annuitäten für das Typgebäude EFH bei Grundförderung nach BEG EM 2021 - ohne Biomasseförderung	152
7.1.2.2	Annuitäten für das Typgebäude GMH bei Grundförderung nach BEG EM 2021 - ohne Biomasseförderung	153
7.1.3	Fazit der Wirtschaftlichkeitsvergleiche.....	154
7.2	Annahmen für die Abschätzung der Entwicklung des Biomasseverbrauches	155
7.2.1	Zeitlicher Verlauf der Effizienzklassenverteilung.....	155
7.2.2	Entwicklung der Fernwärmegebiete und Anschlüsse.....	156
7.2.3	Annahmen für die Verbrauchsberechnung	158

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	THG-Emissionen im MMS und KIS-2030.....	44
Abbildung 2:	Inländische Biobrennstoffangebot und -nachfrage im MMS ...	46
Abbildung 3:	Inländische Biobrennstoffangebot und -nachfrage im KIS-2030	46
Abbildung 4:	Inländische Biobrennstoffangebot im MMS und KIS-2030	48
Abbildung 5:	Inländische Biobrennstoffnachfrage im MMS und KIS-2030 ...	48
Abbildung 6:	Verlauf des Absatzes von Wärmeerzeugern in Deutschland (2004-2021) in absoluten Zahlen nach Wärmeerzeuger.....	55
Abbildung 7:	Verlauf des Absatzanteils der verschiedenen Wärmeerzeugertechniken 2004-2021	56
Abbildung 8:	Zahl der durch das Marktanreizprogramm geförderten Biomasseheizungen (2007-2019) sowie der im BEG EM beantragten Förderungen für Biomasseheizungen (2020-2022) in absoluten Zahlen	57
Abbildung 9:	Förderanträge für Biomasseheizungen im MAP (2020) und BEG-Einzelmaßnahmen (2021 und 2022).....	58
Abbildung 10:	Vollkostenvergleich Wärmepumpe vs. Biomasseheizung Typgebäude Einfamilienhaus	64
Abbildung 11:	Vollkostenvergleich Wärmepumpe vs. Biomasseheizung Typgebäude großes Mehrfamilienhaus.....	65
Abbildung 12:	Vollkostenvergleich – Sensitivität Verbrauchskosten Einfamilienhaus Variante 1.....	67
Abbildung 13:	Vollkostenvergleich – Sensitivität Verbrauchskosten großes Mehrfamilienhaus Variante 1.....	68
Abbildung 14:	Vollkostenvergleich – Sensitivität Verbrauchskosten Einfamilienhaus Variante 2.....	69
Abbildung 15:	Vollkostenvergleich – Sensitivität Verbrauchskosten Einfamilienhaus Variante 2.....	70
Abbildung 16:	Angenommene CO ₂ -Preispfade.....	79
Abbildung 17:	Annuisierte Brutto-Vollkosten der Wärmeversorgung Typgebäude 1 EFH (teilsaniert) unter Berücksichtigung eines CO ₂ -Zertifikatspreises von 30 €, 65 €, 200 € und 230 €.....	81
Abbildung 18:	Annuisierte Brutto-Vollkosten der Wärmeversorgung Typgebäude 2 GMH (teilsaniert) unter Berücksichtigung eines CO ₂ -Zertifikatspreises von 30 €, 65 €, 200 € und 230 €.....	82
Abbildung 19:	Annuisierte Brutto-Vollkosten der Wärmeversorgung Typgebäude 1 EFH (teilsaniert) ohne BEG-Förderung für Holzheizungen unter Berücksichtigung eines CO ₂ - Zertifikatspreises von 30 €, 65 €, 200 € und 230 €	83
Abbildung 20:	Annuisierte Brutto-Vollkosten der Wärmeversorgung Typgebäude 2 GMH (teilsaniert) ohne BEG-Förderung für	

	Holzheizungen unter Berücksichtigung eines CO ₂ -Zertifikatspreises von 30 €, 65 €, 200 € und 230 €	84
Abbildung 21:	Annuisierte Brutto-Vollkosten der Wärmeversorgung eines ineffizienten EFH (Variante 2) unter Berücksichtigung eines CO ₂ -Zertifikatspreises von 30 €, 65 €, 200 € und 230 €	86
Abbildung 22:	Annuisierte Brutto-Vollkosten der Wärmeversorgung eines ineffizienten GMH (Variante 2) unter Berücksichtigung eines CO ₂ -Zertifikatspreises von 30 €, 65 €, 200 € und 230 €	87
Abbildung 23:	Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern in Deutschland zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung im Jahr 2020	101
Abbildung 24:	Darstellung der Instrumente und Auswirkungen	106
Abbildung 25:	Abschätzung jährliche Wärmepumpeninstallationen in Neubau und Bestand inklusive Hybrid-Wärmepumpen	111
Abbildung 26:	Abschätzung jährliche Installation von Hybrid-Wärmepumpen	112
Abbildung 27:	Abschätzung insgesamt installierte Wärmepumpen inklusive Hybrid-Wärmepumpen	113
Abbildung 28:	Jährliche Heizungstausche im Bestand abzüglich Zwischenlösungen, Fernwärmeanschlüsse und monoenergetische Wärmepumpen	114
Abbildung 29:	Abschätzung Absatz Biomassezentralheizungen.....	115
Abbildung 30:	Technik-Anteile der jährlich im Bestand neu eingebauten Heizungen (monoenergetische Wärmepumpen bis Klasse E).....	116
Abbildung 31:	Technik-Anteile der jährlich im Bestand neu eingebauten Heizungen (monoenergetische Wärmepumpen bis Klasse F).....	117
Abbildung 32:	Abschätzung des Biomasse-Endenergieverbrauches in Zentralheizungen ohne Solarthermie-Option	118
Abbildung 33:	Abschätzung des Biomasse-Endenergieverbrauches in Zentralheizungen mit Solarthermie-Option	119
Abbildung 34:	Entwicklung der Anzahl von Biomasse-Einzelraumfeuerungen und der von diesen bereitgestellten Endenergie	120
Abbildung 35:	Inländisches Angebot an festen Biobrennstoffen und Importe im MMS und KIS-2030	128
Abbildung 36:	Inländischer Endenergieverbrauch an festen Biobrennstoffen in den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie im MMS und KIS-2030	129
Abbildung 37:	Allokation fester Biomasse im KIS-2030 im Jahr 2040 differenziert nach Sortimenten fester Biomassebrennstoffen	131
Abbildung 38:	Spezifische Annuitäten der Wärmeversorgung Typgebäude 1 EFH (teilsaniert) unter Berücksichtigung der BEG-Grundförderung 2021 (keine Boni)	149

Abbildung 39:	Spezifische Annuitäten der Wärmeversorgung Typgebäude 1 EFH (teilsaniert) unter Berücksichtigung der BEG-Grundförderung, des Öl-Austauschbonus sowie des iSFP-Bonus150
Abbildung 40:	Spezifische Annuitäten der Wärmeversorgung Typgebäude 2 GMH (teilsaniert) unter Berücksichtigung der BEG-Grundförderung 2021 (keine Boni).151
Abbildung 41:	Spezifische Annuitäten der Wärmeversorgung Typgebäude 2 GMH (teilsaniert) unter Berücksichtigung der BEG-Grundförderung 2021, des Öl-Austauschbonus sowie des iSFP-Bonus.152
Abbildung 42:	Spezifische Annuitäten unter Berücksichtigung einer Förderabsenkung für Biomasse auf 0 % Fördersatz, keine Boni (EFH)153
Abbildung 43:	Spezifische Annuitäten unter Berücksichtigung einer Förderabsenkung für Biomasse auf 0 % Fördersatz, keine Boni (GMH)154
Abbildung 44:	Anteil der Gebäude mit einer Effizienzklasse für die im Modell eine Biomasseheizung in Betracht kommt.....156
Abbildung 45:	Angenommene jährliche Fernwärmeanschlüsse157
Abbildung 46:	Entwicklung der Anzahl der Gebäude mit Fernwärmeanschluss158

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Bundesförderungen für Biomasseheizungen seit 201552
Tabelle 2:	Förderung von nach BEG EM 2021 geförderten Heizlösungen 53
Tabelle 3:	Förderung von nach BEG EM 2022 geförderten Heizlösungen 54
Tabelle 4:	Betrachtete Gebäudetypen und Art der Biomasse-Zentralheizung.....61
Tabelle 5:	Zentrale Technik- und Kostenannahmen der untersuchten Hauptwärmeerzeuger für Typgebäude 1 EFH (teilsaniert)62
Tabelle 6:	Zentrale Technik- und Kostenannahmen der untersuchten Hauptwärmeerzeuger für Typgebäude 2 GMH (teilsaniert)63
Tabelle 7:	Zugrunde gelegte CO ₂ -Preise.....78
Tabelle 8:	Emissionsfaktoren feste Biomasse80
Tabelle 9:	Nachrüstpflichten nach dem auf dem Typschild von Einzelraumfeuerungsanlagen angegeben Datum entsprechend der 1. BImSchV89
Tabelle 10:	Rahmendaten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Wärmebereitstellung der Biomasse102
Tabelle 11:	Rahmendaten für die Energiepreisentwicklung für netzgebundene Biomasse-Erzeuger103

Tabelle 12:	Ergebnisse der Levelised Cost of Heat, Systemgrenze Wärmeabgabe in das Wärmenetz.....	105
Tabelle 13:	Überblick über die Abschätzung des Biomasseverbrauchs in Gebäuden im Jahr 2040 im Vergleich zum KIS-Szenario	122
Tabelle 14:	Erwartete Wirkung der Instrumente auf den Einsatz von festen Biobrennstoffen in Holzzentralheizungen und in der Einzelraumfeuerung	126
Tabelle 15:	Einfacher, konzeptioneller Ansatz zur Allokation fester Biobrennstoffe nach Anlagentypen.....	133
Tabelle 16:	Betrachtete Gebäudetypen und Art der Holzzentralheizung.	147
Tabelle 17:	Zentrale Technik- und Kostenannahmen der untersuchten Hauptwärmeerzeuger für Typgebäude 1 EFH (teilsaniert)	148
Tabelle 18:	Zentrale Technik- und Kostenannahmen der untersuchten Hauptwärmeerzeuger für Typgebäude 2 GMH (teilsaniert) ..	148

Abkürzungsverzeichnis

AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
APEE	Anreizprogramm Energieeffizienz
APV	LAGA-Ausschuss für Produktverantwortung; FV
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BauGB	Baugesetzbuch
BDH	Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BioSt-NachV	Biostrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BMA	Biomasseanlagen
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BGBI	Bundesgesetzblatt
CO	Kohlenstoff
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CO₂-Äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
ct	Cent
ebd.	Ebenda
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEW	Energieeffizienz in der Wirtschaft
EFH	Einfamilienhaus
EM	Einzelmaßnahme
ERF	Einzelfeueranlage
EU	Europäische Union
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GG	Grundgesetz
ggf.	gegebenenfalls
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen
GMH	Gemeinschaftshaus
GOSH	Gemeindeordnung Schleswig-Holstein
h	Stunde
ha	Hektar
h/a	Stunden pro Jahr

HKI	Industrieverband Haus-, Heiz- und Küchentechnik e.V.
HZH	Holzzentralheizung
HZO	Programm zur Heizungsoptimierung
i. d. R.	In der Regel
i. H. v.	In Höhe von
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISDE	Investeringssubsidie duurzame energie
iSFP	Individueller Sanierungsfahrplan
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KIS	Klimaschutz-Instrumente-Szenario
km	Kilometer
KUP	Kurzumtriebsplantagen
kW	Kilowatt
kW_{el}	Kilowatt elektrisch
kWh	Kilowattstunde
kWh_{el}	Kilowattstunde elektrisch
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
kW_{th}	Kilowatt thermisch
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
MAP	Marktanreizprogramm
MFH	Mehrfamilienhaus
mg	Milligramm
m³	Kubikmeter
Mio.	Million
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
Mrd.	Milliarden
Mt	Megatonnen
MW	Megawatt
MW_{el}	Megawatt elektrisch
NWG	Nichtwohngebäude
RED II	Renewable Energy Directive II, Erneuerbare Energien Richtlinie II
SER	Sozial-Ökonomische Rat
SIFOP	Simple forest projection tool
SPS	Speichersaldo
t	Tonnen
THG	Treibhausgase
TWh	Terawattstunde

UBA	Umweltbundesamt, Dessau
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
WEHAM	Waldentwicklungs- und Holzaufkommensmodellierung
WG	Wohngebäude
ZIV	Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks – Zentralinnungsverband

Zusammenfassung

Einleitung und Ziel

Wärme macht in Deutschland mehr als die Hälfte des gesamten Endenergieverbrauchs aus, und es entfielen im Jahr 2018 rund 52 % des gesamten Endenergieverbrauchs auf diesen Bereich (ca. 1.186 Mrd. kWh; (BMWi 2020)). Trotz des zunehmenden Einsatzes erneuerbarer Energien für die Wärmeerzeugung dominieren fossile Brennstoffe in Deutschland noch immer. Gleichzeitig hat sich die Bundesregierung für den Wärmebereich ambitionierte Klimaschutzziele gesetzt, die auch den Gebäudebereich erfassen. Durch den großen Beitrag des Wärmesektors zu Treibhausgasemissionen ist die Wärmewende ein zentraler Baustein für den Klimaschutz. Sie basiert zum einen auf Energieeffizienz und zum anderen auf dem Einsatz von erneuerbaren Energien, wobei beide Schwerpunkte unterschiedlich gewichtet werden können. Als erneuerbare Energien spielen Biomasse und erneuerbarer Strom eine wichtige Rolle. Feste Biomasse stellt heute den größten Anteil an erneuerbarer Wärme. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass die nachhaltig nutzbaren Bioenergiepotenziale in Deutschland begrenzt sind. Gleichwohl wird die Nutzung von biogenen Festbrennstoffen aktuell durch verschiedene Instrumente, wie z. B. Ordnungsrecht und Förderprogramme, angereizt. Zu nennen sind hier beispielhaft das Gebäudeenergiegesetz (GEG), das u. a. Mindestanteile für erneuerbare Wärme vorschreibt, die Förderung für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen oder die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). Künftig könnte die Umsetzung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung für neu eingebaute Heizungsanlagen aus dem Koalitionsvertrag der Bundesregierung eine weitere starke Sogwirkung entfalten.

Vor diesem Hintergrund steht im Fokus des Projektes BioWISE die Nutzung fester Biomasse im Gebäudebereich. Dieser nimmt einen bedeutenden Anteil am Wärmesektor ein. **Die zentrale, übergeordnete Frage des Projektes lautet, wie bestehende Instrumente und Regelungen so angepasst werden können, dass die Nachfrage nach fester Biomasse im Wärmesektor gemindert wird.** Dadurch sollen die negativen Umweltauswirkungen gemindert werden, die mit einer zu starken Nutzung fester Biomasse einhergehen. Das Projekt gliedert sich in mehrere Arbeitspakete: In Arbeitspaket 1 erfolgte eine Bestandsaufnahme der Ist-Situation zur Nutzung fester Biomasse in der Wärmeerzeugung. Dazu gehörte die quantitative und qualitative Erfassung aller fester Biomasseströme in der Wärmenutzung, die Betrachtung des bestehenden gesetzlichen Kontexts zur Nutzung und Förderung fester Biomasse zur Wärmeerzeugung in Deutschland, die Beschreibung von entsprechenden relevanten Regelungen und Instrumenten zur Steuerung von fester Biomasse im Ausland sowie die Erfassung der Regelungen über die Nachhaltigkeit sowie Treibhausgasemissionsgrenzen der festen Biomassenutzung. Die Ergebnisse wurden in Hennenberg et al. (2022) veröffentlicht.

Der vorliegende Bericht widmet sich den Arbeitspaketen 2 und 3 des Projekts: der Wirkungsabschätzung aktueller und geänderter Instrumente auf den Einsatz fester Biomasse zur Wärmeerzeugung im Gebäudebereich sowie der Evaluation der untersuchten Mechanismen, Schlussfolgerungen und der Ableitung von Handlungsempfehlungen.

Biomasseangebot und -nachfrage in der Wärmeerzeugung – Erkenntnisse aus aktuellen Szenarien für Deutschland

Den Rahmen für die Analysen bildet der derzeitige Wissensstand bezüglich des künftigen Biomasseangebots. Solche Potenziale werden im Rahmen zahlreicher Studien modelliert. Dabei werden entweder Annahmen zur Fortschreibung heutiger Biomassepotenziale getroffen oder es werden in umfassenderen Studien Biomassepotenziale z. T. Modell-gestützt abgebildet. Die Studien enthalten außerdem Annahmen darüber, in welchem Umfang die Biomasse in den verschiedenen Sektoren wie Gebäude, Industrie, Energie (Strom) oder Verkehr eingesetzt wird.

In den letzten Jahren entwickeln sich die Maßnahmen im Klimaschutz sehr dynamisch, wobei starke Impulse vom Bundes-Klimaschutzgesetz (BMJ 2019) sowie dem Klimaschutzsofortprogramm (BMF 2022) ausgingen. Aufgrund dieser Dynamik lag bei Erstellung dieses Berichts lediglich das Szenario „Klimaschutz Instrumente Szenario 2030“ (KIS-2030) vor, das instrumentenbasiert die Zielerreichung des Bundes-Klimaschutzgesetzes bis zum Jahr 2040 abbildet. Es baut auf dem „Mit-Maßnahmen-Szenario“ (MMS) im Projektionsbericht der Bundesregierung (Repenning et al. 2021) auf. Das MMS berücksichtigt lediglich bestehende politische Maßnahmen, die verlässlich bis zum Jahr 2030 umgesetzt werden. Bis zum Jahr 2040 werden nur wenig ehrgeizige Annahmen getroffen.

Im Vergleich der Szenarien MMS und KIS-2030 ist für feste Biobrennstoffe, die vor allem für die Wärmeerzeugung eine Rolle spielen, die Nachfrage im KIS-2030 deutlich geringer als im MMS. Im MMS besteht keine Obergrenze im Biomasseangebot und eine Biomassenachfrage, die über das inländische Potenzial hinausgeht, wird durch Importe gedeckt. Im KIS-2030 hingegen gibt es eine solche Obergrenze ab den 2030er Jahren. Außerdem unterscheiden sich die beiden Szenarien bezüglich der Veränderung in der Zusammensetzung der Biomassesortimente.

Zwar berücksichtigt das KIS-2030 die genannte Obergrenze für die Biomassenachfrage, es wird allerdings offengelassen, auf welchem Wege dieser Entwicklungspfad erreicht werden kann. Außerdem ist unklar, ob die künftig zur Verfügung stehenden Sortimente fester Biobrennstoffe den Bedarf in den unterschiedlichen Unterbereichen des Wärmesektors (z. B. Haushalte, große Biomasseanlagen) füllen können. Beispielsweise kommt es im KIS-2030 zu einem Wechsel der Biobrennstofftypen mit unterschiedlicher Eignung in verschiedenen Anlagentypen, weg vom Waldenergieholz und hin zu Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen und Paludikulturmateriale.

Vor diesem Hintergrund werden in diesem Bericht zwei Themenkomplexe untersucht:

- Wie wirken bestehende Politikinstrumente auf die Nachfrage nach fester Biomasse, wie können sie angepasst werden, um den Zielpfad im KIS-2030 einzuhalten und in welchem Maße bewirken sie dann eine Reduktion der Nachfrage nach festen Biobrennstoffen?
- Wie verändern sich zwischen dem MMS und KIS-2030 Angebot und Nutzung verschiedener Sortimente der festen Biobrennstoffe und wie kann eine Allokation der festen Biobrennstoffsortimente im Wärmesektor im KIS-2030 aussehen?

Analyse von Politikinstrumenten zur Mengensteuerung fester Biomasse in der Wärmeerzeugung

Die Auswahl der Instrumente basiert auf den Vorarbeiten in AP 1, welches einen Überblick über den Status Quo der Regelung und Förderung fester Biomasse in Deutschland gab (Hennenberg et al. 2022). Es wurden fünf Instrumente zur Analyse und Anpassung ausgewählt. Die Auswahl umfasst sowohl Politikinstrumente mit einem Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der festen Biomasse als auch ordnungsrechtliche Instrumente.

1. Anpassung der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) für Biomasseheizungen

Die im Jahr 2021 gestartete Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) bietet Kredite und Zuschüsse für Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen an Gebäuden sowie für den Einbau effizienter Heizungssysteme. Die BEG bündelt vorherige Förderprogramme, u. a. das für die Förderung von Heizungen relevante Marktanreizprogramm (MAP). Die Förderung von Biomasseheizungen findet insbesondere über die Einzelmaßnahmenförderung statt. Mit dem MAP und seiner Fortführung durch die BEG wurden die Fördersätze für Biomasseheizungen zunächst deutlich erhöht. Mit einem Regelfördersatz für erneuerbare Heizungssysteme in Höhe von 35 % der Investitionskosten konnte für eine Biomasseheizung durch zusätzliche Boni und

bei Ersatz einer Ölheizung zwischenzeitlich eine Förderquote von 55 % erreicht werden, die höchste im Vergleich aller förderfähigen Heizungssysteme. Durch die Anpassung der BEG Fördersätze ab dem 28.7.2022 wurden die möglichen Regelförderquoten für Biomasseheizungen auf 10 % deutlich gesenkt. Durch Boni für den Austausch einer fossilen Heizungsanlage und innovative Technik konnten aber weiterhin 25 % erreicht werden. Hier wird die Entwicklung der Fördersätze bis zu dieser Anpassung (BEG 2022) berücksichtigt. Eine weitere seit dem 1.1.2023 wirksame Anpassung der BEG¹ fiel außerhalb des Bearbeitungszeitraum des vorliegenden Berichtes.

Seit der Einführung des MAP sind die Absatzzahlen und der Marktanteil von Biomasseheizungen deutlich gestiegen – ein ursächlicher Zusammenhang mit den hohen Förderquoten ist anzunehmen. Die BEG-Förderung ist somit bisher ein Politikinstrument, welches den Einsatz von fester Biomasse für die Gebäudewärme erhöht.

Um Anreize für die Nutzung von fester Biomasse zu reduzieren, wird vorgeschlagen die BEG-Förderung für Biomasseheizungen über die bereits erfolgte Reduktion der Fördersätze hinaus anzupassen: eine Förderung für Biomasseheizungen sollte nur noch in Ausnahmefällen gewährt werden, wenn dies die einzige zumutbare nicht-fossile Option ist. Mit der Anpassung der BEG-Fördersätze im August 2022 ist die Förderung für Biomasseheizungen bereits reduziert worden. Der Anteil von Biomasseheizungen kann weiter gesenkt werden, indem der Fördersatz weiter verringert wird. Der Fokus der Anpassung liegt auf einer zielkompatiblen Anreizstruktur, nach der Wärmepumpen und der Anschluss an Nah-/Fernwärmenetze grundsätzlich die günstigsten Lösungen sein sollten.

Die bisherige Förderstruktur (einschließlich BEG 2021) zielte darauf ab, alle erneuerbaren Wärmeerzeuger gegenüber den bisher in den meisten Fällen deutlich günstigeren fossilen Energieträgern zu fördern. Mit der bevorstehenden Einführung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung für neue Heizungen und der bereits heute durch den Angriff Russlands auf die Ukraine unsicheren Gasversorgung gesunkenen Attraktivität von Gasheizungen ist nun die Auswirkung der Förderung auf die Kostenstruktur innerhalb der Gruppe der erneuerbaren Wärmeerzeuger relevanter: Die innerhalb der Biomasseheizungen dominierende Holzpellet-Technik hat sich durch den aktuellen Anstieg der Pelletpreise deutlich verteuert, aber auch die Strompreise sind deutlich gestiegen. Die deutliche Absenkung der Fördersätze für Biomasseheizungen durch die Anpassung der BEG 2022 war bereits ein Schritt in die Richtung, die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen im Vergleich zu Biomasseheizungen zu verbessern: der Höchstfördersatz für Biomasseheizungen liegt damit nun unter dem Höchstfördersatz für Wärmepumpen.

Ausgehend von dem Vorschlag der Reduktion der Biomasseförderung auf Ausnahmefälle wurde untersucht, welchen Effekt diese auf die Wirtschaftlichkeit für Biomasseheizungen im Vergleich zu Wärmepumpen hat. Dafür wurde ein Vollkostenvergleich der jährlichen Wärmegestehungskosten erstellt. Als Beispiele dienten dabei ein teilsaniertes Einfamilienhaus sowie ein teilsaniertes Mehrfamilienhaus. Untersucht wurden Situationen mit Standard- sowie maximaler Förderung inklusive Boni, sowie einer Beendigung der Förderung von Biomasseheizungen.

Das Ergebnis der Kostenvergleiche von Biomasseheizungen mit Wärmepumpen ist von zwei Einflussfaktoren abhängig: erstens von der Entwicklung des Verhältnisses der Kosten für Strom und fester Biomasse. Beides ist derzeit nur schwer abschätzbar und auch von der zukünftigen

¹ Die technischen Mindestanforderungen für die Emissionen von Biomasseheizungen wurden verschärft, sodass nur noch besonders schadstoffarme Anlagen gefördert werden und der bisherige Innovationsbonus hierfür wegfällt (max. Gesamtfördersatz 20 %). Außerdem muss für eine Förderung die Biomasseheizung mit einer Solarthermieanlage kombiniert werden.

Nachfrageentwicklung abhängig. Zweitens hat der energetische Standard des Hauses und die damit erreichbare Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen einen großen Einfluss. Um den Einfluss der Energieeffizienz des Gebäudes zu untersuchen, wurden zwei Sensitivitäten für die verbrauchsgebundenen Kosten in energetisch schlechteren Gebäuden berechnet.

Mit den getroffenen Annahmen ist ein deutlicher Kostenvorteil – selbst ohne BEG-Förderung für Biomasseheizungen – für Scheitholzvergaser und Holzhackschnitzelheizungen gegenüber Wärmepumpen ersichtlich: je nach Sanierungszustand/Energieverbrauch der betrachteten Typgebäude ergibt sich für Scheitholzvergaser in Einfamilienhäusern ein Vorteil von 25 % bis 45 % der Kosten gegenüber einer maximal geförderten Luftwärmepumpe. In Mehrfamilienhäusern ergibt sich ein Kostenvorteil von Holzhackschnitzelheizungen zwischen 2 % und 64 %. Durch die zwar bereits reduzierte, aber noch existierende BEG-Förderung für Biomasseheizungen wird dieser Vorteil verstärkt. Diese Biomassetechniken sind im Vergleich zu Holzpellettheizungen jedoch aufwändiger im Betrieb und stellten im Jahr 2021 nur gut 20 % der verkauften Biomassekessel².

Für den Biomasseverbrauch im Gebäudesektor bisher relevanter sind Pellettheizungen. Ob eine Pellettheizung oder eine Wärmepumpe ökonomisch vorteilhafter sind, ändert sich mit der Energieeffizienzklasse des Gebäudes: je schlechter der energetische Zustand, umso teurer wird eine Wärmepumpe im Vergleich zu einer Pellettheizung. Im Bereich der Gebäudeeffizienzklasse F kippt das Verhältnis zu Gunsten der Pellettheizung. Auch die aktuelle Förderung von Biomasseheizungen nach BEG 2022 kann somit noch dazu beitragen, dass Holzpellettheizungen günstiger als Wärmepumpen sind. Um den Verbrauch von Biomasse für die Raumwärmeerzeugung zu begrenzen, sollte die Biomasseförderung daher wie mit dem Instrument vorgeschlagen auf solche Fälle begrenzt werden, in denen keine erneuerbare Alternative möglich ist.

Für einen klimazielf kompatiblen Umbau des Wärmeerzeugermarktes ist eine bessere Abstimmung der Förderungen aller Wärmeerzeuger sinnvoll sowie die Interaktion mit weiteren politischen Instrumenten. Begleitend zu den Förderungen in der BEG sollten Steuern und Abgaben dahingehend überprüft werden, inwiefern zielkonforme Wärmeerzeuger ökonomisch attraktiver gemacht werden können. Bei Wärmepumpen wird ein hoher Teil der jährlichen Kosten durch die Stromkosten bestimmt. Hier kann eine Entlastung der Stromtarife insgesamt oder spezifisch für Wärmepumpen die Wirtschaftlichkeit deutlich erhöhen. Dies gilt insbesondere in Mehrfamilienhäusern. Der nach wie vor niedrige CO₂-Preis im Rahmen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) führt darüber hinaus dazu, dass die Preise fossiler Energieträger im Vergleich zu den verursachten Klimaschäden weiterhin günstig sind. Würde eine Absenkung der Biomasseförderung mit sinkenden Strompreisen sowie steigenden CO₂-Preisen im BEHG – und deren Ausweitung auf feste Biomasse (s. folgender Abschnitt) – kombiniert werden, kann dies grundsätzlich eine deutliche Verschiebung der Wirtschaftlichkeitsreihenfolge von Wärmeerzeugern hin zu Wärmepumpen erreichen.

2. Bepreisung der Emissionen fester Biobrennstoffe

Im zweiten Instrumentenvorschlag wurde geprüft, wie die CO₂-Emissionen fester Biobrennstoffe im Gebäudesektor bepreist werden können. Derzeit wird bei der Treibhausgasbewertung von Biomasse angenommen, dass deren Verbrennung CO₂-neutral ist. Dem liegt die Annahme geschlossener Kohlenstoffkreisläufe durch ein kontinuierliches Biomassewachstum zugrunde.

² Scheitholz-Heizungen setzen ein manuelles Nachlegen von Brennholz voraus und sind mit Reinigungsaufwand verbunden. Bei Holzhackschnitzelheizungen in Mehrfamilienhäusern besteht ein erhöhter Wartungsaufwand für die Fördertechnik und die Leerung der Asche. Scheitholz- und Hackschnitzelheizungen stellten im Jahr 2021 gut 20 % der verkauften Biomassekessel gegenüber knapp 80 % Pellettheizungen.

Im Ergebnis entstehen im Vergleich zu fossilen Energieträgern erhebliche Treibhausgaseinsparungen. Dies ist die Grundlage für die Förderfähigkeit von Biomasse mit zum Teil beträchtlicher Förderwirksamkeit. Auch in der Revised Renewable Energy Directive (RED II) sowie im europäischen Emissionshandelssystem (ETS) kommt die Nullanrechnung zum Tragen.

Neue Erkenntnisse legen jedoch nahe, dass die Entnahme von Waldholz zu negativen Effekten auf die Senkenleistung des Waldes führen können (vgl. Hennenberg et al. (2022), Fehrenbach et al. (2022)). In Anbetracht der teils erheblichen CO₂-Emissionen, die als direkte und indirekte Folge der Verbrennung fester Biomasse entstehen können, kann ihre Bepreisung in Erwägung gezogen werden. Derzeit unterliegen die für den Gebäudesektor relevanten Biomassesortimente im Rahmen der RED II keiner Beschränkung. Zum einen besteht eine Leistungsgrenze und die Nachhaltigkeitsanforderungen müssen lediglich von Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW erfüllt werden. Auch die erwartete Reduktion der Leistungsgrenze im Zuge der Novelle der Richtlinie wird mit großer Wahrscheinlichkeit nicht auf eine Leistung gehen, die für die Wärmebereitstellung in Gebäuden relevant ist. Im Anhang der RED II sind für viele Bioenergietypen und Biomassesubstrate Standardwerte für die THG-Emissionen aufgeführt. Allerdings werden mit diesen Standardwerten die geforderten Emissionsminderungen ggü. einer fossilen Referenz vor allem bis Ende 2025 von nahezu allen im Gebäudewärmebereich relevanten Holzfraktionen eingehalten (Hennenberg et al. 2022).

Grundsätzlich können die CO₂-Emissionen fester Biobrennstoffe auf mehrere Arten berücksichtigt werden: zum einen über die Bepreisung der Vorkettenemissionen der Biomassebereitstellung, zum anderen durch die Bepreisung der direkten Verbrennungsemissionen, und/ oder über die Bepreisung der Veränderungen des Speichersaldos auf der Waldfläche. Bisher bilden die in Anhang VI der RED II beschriebenen Emissionsfaktoren lediglich die Vorkettenemissionen der eingesetzten festen Biomasse ab. Die direkten Verbrennungsemissionen und Veränderungen des Speichersaldos auf der Waldfläche werden nicht berücksichtigt.

Für die Bepreisung der Verbrennungsemissionen müssen diese zunächst klar definiert werden, z. B. in einer entsprechenden Verordnung. Damit wäre es möglich, auf die in Anhang VI der RED II angegebenen Emissionsfaktoren für verschiedene Biomassen zu verweisen und festzulegen, dass diese bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen entsprechend anzuwenden und auch zu berichten sind. Damit könnten diese auch bei der Ermittlung eines CO₂-Preises herangezogen werden. Bei einem Verweis auf die RED II ist darauf zu achten, dass die dort definierte Leistungsgrenze keine Anwendung findet. Auch das Kriterium einer Mindest-Emissionsminderung gegenüber einer fossilen Referenz ist für die Bepreisung der Verbrennungsemissionen nicht anzuwenden. Darüber hinaus muss gewährleistet werden, dass die in der Richtlinie zur Restrukturierung der Rahmenvorschriften der Union zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischen Strom angedachte Leistungsgrenze von 5 MW keine Anwendung findet.

Soll auch die Emissionswirkung der Veränderungen im Speichersaldo auf der Waldfläche bei der Preisermittlung berücksichtigt werden, muss eine Systematik für die Ermittlung dieser Emissionswirkung definiert werden. In Hennenberg et al. (2022) und Fehrenbach et al. (2022) sind die Veränderungen im Speichersaldo beschrieben. Alternativ zur Bestimmung von Emissionsfaktoren oder zeitlich variabler Speichersalden könnte für Holz, das für die Wärmebereitstellung genutzt wird, auch ein fester Emissionswert festgelegt werden. Dieser könnte sich an dem in Anlage 9 des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) festgelegten Emissionsfaktor

von 20 g CO₂-Äq. / kWh orientieren. Der im GEG festgelegte Wert ist allerdings im Vergleich zu den Emissionsfaktoren, die sich aus Anhang VI der RED II ergeben, sehr niedrig.

Die Brennstoffemissionen großer Anlagen vieler Sektoren sind auf europäischer Ebene seit vielen Jahren vom ETS erfasst und es hat sich über die Jahre ein Markt für Emissionszertifikate entwickelt. In Deutschland erfolgt eine Bepreisung von CO₂-Emissionen in Gebäuden derzeit im Rahmen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG). Hier besteht seit Januar 2021 eine CO₂-Bepreisung im Gebäudesektor für Heizöl und Erdgas. Ab 2023 unterliegen auch Kohle und teilweise Biomasse dem BEHG. Thematisch liegt es daher nahe auch die Bepreisung der Emissionen der Biomasse-, bzw. Holzverbrennung für die Wärmebereitstellung in Gebäuden in das BEHG zu integrieren. Allerdings ist solch eine Integration unter den derzeit gültigen Voraussetzungen nicht ohne Anpassungen der Rechtslage möglich. Das BEHG baut auf der Besteuerung von Energieträgern/-erzeugnissen auf. Holzartige Biomasse unterliegt derzeit nicht dem Energiesteuerrecht, womit in der aktuellen Systematik eine Integration der Bepreisung von Emissionen aus der Holzverbrennung in Gebäuden in das BEHG nicht möglich ist. Eine weitere Befassung im BEHG ist nur dann möglich, wenn feste Biomasse eine Steuerpflicht nach dem Energiesteuerrecht auslöst. Ob und wie dies gesetzlich umgesetzt werden kann, konnte im Projektrahmen nicht geprüft werden. Es wurden lediglich die potenziellen Auswirkungen einer Bepreisung der Treibhausgasemissionen bei der Verbrennung fester Biomasse in Gebäuden betrachtet.

Die Berechnung der quantitativen Auswirkungen baut auf den Berechnungen für das BEG (erstes Instrument) auf. In einem ersten Schritt wurde die Veränderung der Wirtschaftlichkeit von verschiedenen Biomassekesseln (Pelletkessel, Hackschnitzelkessel und Scheitholzvergaser) sowie Luft- und Erdsonden-Wärmepumpen unter Berücksichtigung der nach der Änderung der Förderbedingungen der BEG vom 28.7.2022 (nur Basisförderung, unverändert durch die ab dem 1.1.2023 geltende erneute Anpassung der Fördersätze) für verschiedene Gebäudetypen berechnet. In einem zweiten Schritt wurden die Emissionsfaktoren für verschiedene Biomassesortimente, sowie der CO₂-Preis selbst variiert. Die THG-Emissionsfaktoren basieren auf den im Anhang VI der RED II genannten Emissionsfaktoren für Anbau, Verarbeitung, Transport, Nicht-CO₂-Emissionen. Darüber hinaus werden Emissionsfaktoren für den Speichersaldo (differenziert für Schadholz und Nicht-Schadholz) angenommen (vgl. hierzu (Fehrenbach et al. 2022)). Die Höhe des CO₂-Preises orientiert sich für 2022 und 2026 an den in § 10 BEHG festgelegten Preispfad und wird für 2035 variiert. Alle anderen Parameter bleiben unverändert, um die Überlappung verschiedener Effekte (z. B. Energiepreisentwicklung, Entwicklung Investitionskosten etc.) auszuschließen.

Wird kein CO₂-Preis auf Holz angewandt, sind Scheitholzvergaser die günstigste Heizung in dem teilsanierten EFH. Dies ist auch der Fall, wenn alle mit der Holzverbrennung verbundenen Emissionen berücksichtigt werden (Prozessemissionen und Veränderung des Speichersaldos im Wald bei Verwendung von Nicht-Schadholz) und hohe CO₂-Zertifikatepreise zu entrichten sind: selbst in diesem Fall sind die Brutto-Gesamtkosten einer Scheitholzvergaser-Heizung niedriger als die der beiden Wärmepumpen-Optionen. Pelletheizungen sind auch ohne eine CO₂-Bepreisung auf die Emissionen der Holzverbrennung die teuerste Option. Ihre Wirtschaftlichkeit verschlechtert sich im Vergleich zu den beiden betrachteten Wärmepumpen-Optionen durch hohe CO₂-Zertifikatepreise weiter, insbesondere, wenn alle mit der Holzverbrennung verbundenen Emissionen berücksichtigt werden (Prozessemissionen und Veränderung des Speichersaldos im Wald bei Verwendung von Nicht-Schadholz).

In teilsanierten Mehrfamilienhäusern (GMH) sind Holzhackschnitzelheizungen die günstigste Option, wenn kein CO₂-Preis auf Holz angewandt wird. Pelletheizungen sind auch ohne die Berücksichtigung eines CO₂-Preises auf die Emissionen der Holzverbrennung die teuerste

Option. Wärmepumpen sind im Vergleich zu den Holzhackschnitzelheizungen auch bei hohen Zertifikatspreisen weniger wirtschaftlich, außer es wird neben den Prozessemissionen auch der Speichersaldo berücksichtigt. Muss bei der Nutzung von Holz für alle anfallenden Emissionen (Prozessemissionen und Veränderung des Speichersaldos im Wald) eine CO₂-Abgabe entrichtet werde, sind auch Hackschnitzelheizungen bei einem Zertifikatspreis von ≥ 200 € teurer als die betrachteten Wärmepumpen.

Auch bei der CO₂-Bepreisung wurde betrachtet, welche Auswirkung eine schlechtere energetische Qualität der Gebäude auf die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Heizungsoptionen hat. In einem ineffizienten Gebäude sind Pelletheizungen ohne eine Bepreisung der CO₂-Emissionen günstiger als die betrachteten Wärmepumpen-Optionen. Bei einer möglichst umfassenden Bepreisung der CO₂-Emissionen der Holznutzung und hohen Zertifikatspreisen sind die Wärmepumpen hingegen günstiger als Pelletheizungen. Insbesondere in ineffizienten Gebäuden kann demnach die CO₂-Bepreisung eine lenkende Wirkung entfalten.

3. Beschränkung Holz-Zusatzheizungen durch Anpassungen der 1. BImSchV

Die erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen – 1. BImSchV) definiert Anforderungen an kleine und mittlere Feuerungsanlagen, u. a. an Feuerungsanlagen, in denen Holz verbrannt wird.

Die Emissionsgrenzwerte für den Weiterbetrieb von bestehenden Einzelraumfeuerungsanlagen (Einbau vor dem 22.03.2010) sind in Anlage 4 der 1. BImSchV festgelegt. In Anlage 4 werden zwei Stufen unterschieden: Stufe 1 gilt für neue Anlagen, die nach dem 22.03.2010 eingebaut wurden, Stufe 2 für Anlagen, die nach dem 31.12.2014 eingebaut wurden. Ältere Anlagen müssen mit einer Einrichtung zur Reduzierung der Staubemissionen nach dem Stand der Technik nachgerüstet werden, wenn der Nachweis der Einhaltung der Emissionsgrenzwerte nach § 26 Absatz 1 nicht erfolgt. Festbrennstoffkessel (Kohle, Scheitholz, Pellets, Hackschnitzel) müssen abhängig vom Zeitpunkt der Errichtung die Grenzwerte der Stufe 1 des § 5 Absatz 1 BImSchV einhalten. Eine Verschärfung der Grenzwertanforderungen für bestehende Einzelraumfeuerungsanlagen könnte durch eine Anpassung des § 26, Absatz 1. BImSchV erfolgen.

Wird angestrebt, dass mittelfristig alle Holz-Einzelraumfeuerungsanlagen die Emissionsgrenzwerte der Stufe 2 einhalten, muss als Stichtag für die Nachrüstung bestehender Anlagen der 31.12.2014 festgelegt werden. Damit müssten alle vor dem 31.12.2014 eingebauten Holz-Einzelraumfeuerungsanlagen entsprechend nachgerüstet oder stillgelegt werden. Wie bislang kann die Einhaltung der Grenzwerte zeitlich gestaffelt in Abhängigkeit des Datums auf dem Typschild gefordert werden.

Nach Angaben des Zentralinnungsverbandes des Schornsteinfegerhandwerks sind 4,2 Mio. Einzelraumfeuerstätten von den Übergangsregelungen nach § 26 Absatz 1 ausgenommen, da es sich hierbei um nichtgewerblich genutzte Herde und Backöfen [...], offene Kamine, Grundöfen, historische Öfen oder Öfen in Wohneinheiten, deren Wärmeversorgung ausschließlich über diese Anlagen erfolgt, handelt oder um Anlagen die bereits mit einem Staubabscheider nachgerüstet wurden oder die Grenzwerte nach § 26 Absatz 1 einhalten. 3,5 Mio. Einzelraumfeuerungsanlagen unterliegen der Nachrüstung oder Außerbetriebnahme und müssen bis Ende 2024 nachgerüstet oder stillgelegt werden.

Neben einer Verschärfung der Grenzwerte könnten in der 1. BImSchV auch die zugelassenen Brennstoffe eingeschränkt werden. Derzeitige Schätzungen gehen von einer leichten Abnahme des Bestands an Einzelraumfeuerungsanlagen auf ca. 10 Mio. Einzelraumfeuerungsanlagen bis 2035 aus. Die Schätzungen beziehen sich dabei auf die Annahmen aus dem Projektionsbericht

2021 (Repenning et al. 2021) sowie einer Studie von Agora zum Austausch von Wärmeerzeugern (Prognos et al. 2020).

Unter sehr optimistischen Annahmen³ kann von einem Rückgang des Anlagenbestandes von 11,2 Millionen Holz-Einzelraumfeuerungen auf 6,3 Millionen Anlagen bis 2040 ausgegangen werden. Bei gleichbleibender jährlicher Wärmebereitstellung pro Anlage wird dadurch die im KIS-2030 angegebene Menge fester Biomasse knapp nicht erreicht.

4. Nachrangiger Einsatz von Biomasse durch Anpassung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG)

Als weiteres Politikinstrument wird die Möglichkeit ordnungsrechtlicher Einschränkungen des Einbaus und Betriebs von Biomasseheizungen betrachtet – insbesondere für Zentralheizungen, die nicht von der 1. BImSchV erfasst werden.

Betriebsverbote für Biomasseheizungen werden bisher primär auf kommunaler Ebene ausgesprochen. Dort besteht häufig das Ziel, die Nutzung von Einzelraumöfen („Komfortkamine“) temporär zu beschränken, um Feinstaubbelastungen zu reduzieren. Darüber hinaus können Kommunen durch städtebauliche Verträge einzelne Wärmeerzeugungstechniken ausschließen. In einigen Bundesländern ist dies verbunden mit einem Anschluss- und Benutzungszwang an die Fernwärme. Diese Regelungen gehen dabei aber, da sie weder flächendeckend noch umfassend sind, am Ziel einer strategischen Reduktion und Fokussierung der Nutzung fester Biomasse vorbei. Auch kann der Bund den Kommunen rechtlich die Umsetzung solcher Instrumente nicht vorschreiben. Der Bund müsste daher selbst ordnungsrechtliche Beschränkungen für den Biomasseeinsatz beschließen. Ein solches Instrument wurde auf nationaler Ebene bisher noch nicht genutzt (Hennenberg et al. 2022).

Die Relevanz einer nationalen ordnungsrechtlichen Vorgabe zum nachrangigen Einsatz von Biomasse für die Gebäudewärme muss auch im Kontext der geplanten 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung betrachtet werden. Die naheliegenden Optionen zur Erfüllung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung sind der Umstieg auf Wärmepumpen, Biomasse und Fernwärme, wobei für einen Großteil der Bestandsgebäude die Biomasseheizung die technisch einfachste Lösung sein dürfte. Somit ist anzunehmen, dass die 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung bei neuen Heizkesseln in bestehenden Gebäuden voraussichtlich zu einer stark steigenden Nachfrage nach Biomasseheizungen führt. Die Arbeiten in diesem Bericht beruhen auf einem Konzeptpapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz und des Bundesministeriums für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen in der Diskussion (BMWK 2022a). Darin wurden zwei alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten der Regelung vorgestellt: eine gleichrangige Bewertung aller erneuerbaren Wärmeerzeuger oder eine nachrangige Nutzung von Biomasse nur, wenn andere Lösungen technisch oder rechtlich nicht möglich sind oder zu unverträglich hohen Kosten führen würden. Im zum Redaktionsschluss des Berichtes aktuellen Gesetzentwurf der Bundesregierung (BMWK 2023) ist nun die Option einer gleichrangigen Bewertung der als erneuerbar eingestuften Wärmeerzeuger vorgesehen. Die Veröffentlichung des Gesetzentwurfs fiel jedoch außerhalb des Berichtszeitraums.

Das hier untersuchte Instrument sieht eine Anpassung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) dahingehend vor, dass Biomasse als Energieträger lediglich nachrangig genutzt wird: der Einsatz von Biomasse sollte auf jene Gebäude beschränkt werden, in denen keine klimazielkompatiblen Alternativen (wie Wärmepumpen und Fernwärme) möglich sind. Dies entspricht der im Gesetzentwurf nicht umgesetzten Stufenregelung zur nachrangigen Biomassenutzung aus dem Konzeptpapier. Außerdem wird der Einsatz von Biomasse-

³ Verschärfung der Emissionsgrenzwerte für Bestandsanlagen nach § 26 Absatz 1 und Streichung der Ausnahmen für Bestandsanlagen nach § 26 Absatz 3

Zentralheizungen in neu errichteten Gebäuden ausgeschlossen – dies ist auch im Gesetzentwurf der Bundesregierung vorgesehen.

Die vorgeschlagene nachrangige Nutzung soll den Einsatz von Biomasse in Zentralfeuerungsanlagen reduzieren. Das Instrument ist somit ergänzend zu den Anpassungen der 1. BImSchV zu sehen, in der vorrangig der Biomasseeinsatz in Einzelraumfeuerungsanlagen adressiert wird.

Sollte es für eine ausreichende Reduktion des Einsatzes von Biomasse für die Gebäudewärme erforderlich sein, könnten über das Gebäudeenergiegesetz als zusätzliche Verschärfung auch Betriebsverbote für bestehende Heizungssysteme eingeführt werden: Bestehende Biomasseheizungen könnten, ähnlich der Ölheizkessel, ab einem festzulegenden Alter einem Betriebsverbot unterliegen.

Bezüglich der rechtlichen Umsetzbarkeit der Instrumentenanpassung kommt diese Studie zu dem Schluss, dass keine grundsätzlichen rechtlichen Bedenken auf nationaler und europäischer Ebene bestehen.

5. Wirkung der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) auf Wärmegestehungskosten

Bei der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) handelt es sich um ein Förderprogramm des Bundes mit dem Ziel, die Transformation der Wärme- und Kältenetze für die Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 zu unterstützen. Durch die BEW sollen 4 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr im Jahr 2030 eingespart werden. Die BEW nutzt hierfür drei Elemente:

1. Förderungen von Machbarkeitsstudien und Transformationsplänen für 100 % erneuerbare Energien in 2045.
2. Systemische Förderung von bis zu 40 % der Investitionskosten von Wärmepumpen, Solarthermie, Biomasse und Netzinfrastuktur, dabei Betriebskostenförderung für Wärmepumpen und Solarthermie über 10 Jahre.
3. Förderung von schnell umsetzbaren Einzelmaßnahmen, dabei ebenfalls bis zu 40 % Investitionskostenförderung für Wärmepumpen, Solarthermie und Biomasse, außerdem Betriebskostenförderung über 10 Jahre für Wärmepumpen und Solarthermie.

Die BEW ist im September 2022 in Kraft getreten.

Bei der Gestaltung der Richtlinie wurde die beschränkte Verfügbarkeit von Biomasse bereits in gewissem Umfang berücksichtigt. So werden die Transformationspläne grundsätzlich nur gefördert, wenn Biomasse je nach Netzlänge maximal 15 % – 25 % der Wärmemenge bereitstellt. Zugleich werden Biomasseanlagen für feste Biomasse in Netzen mit über 50 km Länge nur dann gefördert, wenn im Jahr maximal 2.500 Betriebsstunden der entsprechenden Biomasseanlagen erreicht werden. Des Weiteren zeigt eine Abschätzung der Wärmegestehungskosten, dass durch die BEW allein in kleinen Biomassenetzen keine Wettbewerbsfähigkeit für feste Biomasse gegenüber dezentralen Heizsystemen erreicht wird. Insgesamt kann die BEW erreichen, dass die Biomassenutzung beschränkt wird und das Risiko einer Potenzialüberschreitung vermindert wird. Der Einsatz der festen Biomasse als Temperaturbooster bei Großwärmepumpen, als Spitzenlastkessel oder auch als Notoption zur schnellen Betriebssicherung des Wärmenetzes bleibt allerdings möglich.

Abschätzung der Auswirkung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung und der vorgeschlagenen Instrumente auf den Verbrauch fester Biomasse

Aufbauend auf den vorgeschlagenen Instrumentenanpassungen wurde ihre mögliche Wirkung auf die Nutzung fester Biomasse analysiert. Dabei wurde unterschieden zwischen Zentral- und Einzelraumfeuerungen. Bei ersteren wurde die Wirkung der geplanten 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung im Bündel mit den Anpassungen des GEG, der BEG sowie der CO₂-Bepreisung für Biomasse betrachtet. Bei den Einzelraumfeuerungen wurde die Wirkung einer Änderung der 1. BImSchV abgeschätzt. Ziel der Analyse war, zu klären, ob der Verbrauch fester Biomasse von Gebäuden auf die im KIS-2030 dargestellte Nachfrage im Jahr 2040 begrenzt werden kann.

Für die Zentralfeuerungen wird angenommen, dass eine Vorgabe zum nachrangigen Einsatz von Biomasse im GEG und Anpassungen der BEG und der Biomassebepreisung die Biomassenutzung auf Gebäude schlechter Effizienzklasse beschränken bzw. eine Lenkungswirkung für den Einsatz in diesem Segment haben. Der zukünftige Verbrauch von Biomasse in Zentralheizungen wurde anhand der Anzahl der betriebenen Biomassekessel für vier Varianten abgeschätzt: hohe/niedrige Heizungstauschrate und standardmäßiger Einsatz von monoenergetischen Wärmepumpen-Einsatz in energieeffizienteren Gebäuden bis Gebäudeeffizienz Klasse E/F bzw. Biomassenutzung nur in energetisch schlechteren Gebäuden ab Gebäudeeffizienzklasse F/G. Als Variante wurde zusätzlich der Effekt einer Kombination mit Solarthermie für alle ab 2024 eingebauten Biomasseheizungen abgeschätzt.

In allen berechneten Varianten steigt der Verbrauch fester Biomasse für Zentralheizungen in Gebäuden ab 2024 deutlich an. Das Maximum des Verbrauchs wird in den Varianten, bei denen ein Einbau von Wärmepumpen für Gebäude von der Energieeffizienzklasse A bis inklusive zur Effizienzklasse F angenommen wird, früher (2029) erreicht und fällt niedriger aus (Anstieg um ca. 43 % bis 70 % im Vergleich zu 2020 auf zwischen 53 und 63 TWh – je nach Rate und mit/ohne Solarthermie) als bei den Varianten mit einem Einbau von Wärmepumpen in Gebäude von der Effizienzklasse A nur bis inklusive zur Effizienzklasse E: hier wird das Verbrauchsmaximum erst ca. drei Jahre später und bei deutlich höheren Werten erreicht (Anstieg um ca. 89 % bis 149 % im Vergleich zu 2020 auf zwischen 70 und 92 TWh). Bei niedriger Heizungstauschrate fällt der Anstieg jeweils etwas geringer aus als bei höherer Heizungstauschrate. Der langsame Abfall des Verbrauches nach dem Maximum erfährt eine deutliche Beschleunigung ab 2044, da angenommen wird, dass ab dann die ersten ab 2024 eingebauten Biomassekessel wieder ausgebaut werden. In den Varianten mit stärker eingeschränkter Biomassenutzung wird das Ausgangsniveau der Verbräuche von 2020 bereits vor 2040 wieder unterschritten.

Der Zielwert des KIS-Szenarios von 41 TWh Holzverbrauch in Zentralheizungen im Jahr 2040 wird nur von der Variante mit dem geringsten Biomasseverbrauch – niedrige Heizungstauschrate und Einsatz von Biomasse nur in Gebäude mit Effizienzklasse G und schlechter – unter Einbeziehung der verpflichtenden Solarthermie-Kombination mit 39 TWh unterschritten. Die Variante mit dem höchsten Biomasseverbrauch erreicht demgegenüber einen Wert von 89 TWh im Jahr 2040.

Die Abschätzung der Wirkung einer möglichen Verschärfung der 1. BImSchV ergibt eine Reduktion des Verbrauchs fester Biomasse in Einzelraumfeuerungen auf ca. 25 TWh in 2040 und entspricht damit dem im KIS-2030 angegebenen Wert.

Die im KIS-Szenario hinterlegte Biomassepotenzialgrenze von 66 TWh für den Verbrauch fester Biomasse für Gebäudewärme kann somit nur im günstigsten Fall knapp eingehalten werden. Dabei ist eine beachtliche Steigerung der Sanierungsrate in der Abschätzung hinterlegt. Sollte noch weniger Biomasse für Gebäudewärme zur Verfügung stehen oder aber die Anstrengungen

hinsichtlich der Energieeffizienz von Gebäuden hinter den Erwartungen liegen, sind weitere Verschärfungen der Instrumente erforderlich. Dazu gehören beispielsweise eine restriktivere Anwendung der nachrangigen Nutzung oder sogar ein Betriebsverbot von (älteren) Biomasse-Zentralheizungen oder Einzelraumfeuerungen.

Dabei ist allerdings zu beachten, dass die Modellierung einige Unsicherheiten aufweist, wie etwa die Entwicklung des Energieverbrauchs der mit fester Biomasse beheizten Häuser (abhängig von der Sanierungsrate), der Verfügbarkeit der zukünftig verwendeten Heizungstechniken oder der Anteil von Zwischenlösungen aufgrund von Ausnahmetatbeständen nach Einführung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung.

Da die vorgeschlagenen Instrumente teilweise auf die gleichen Einsatzbereiche abzielen, treten Wechselwirkungen auf. Wird die feste Biomasse mit einem Preis für die entstehenden CO₂-Emissionen belegt (beispielsweise im BEHG), führt dies zu einer abnehmenden Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizungen. Bei einer gleichzeitigen Förderung von fester Biomasse treten Ineffizienzen auf, weswegen eine Kombination der Beschränkung der Biomasseförderung im BEG auf Problemgebäude und eine Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung empfohlen wird. Langfristig kann eine steigende CO₂-Bepreisung von fester Biomasse dazu beitragen, dass bei gleicher Steuerungswirkung geringere Fördersätze für andere Techniken auf Basis von erneuerbaren Energien notwendig sind. Eine Kombination von CO₂-Bepreisung unter Berücksichtigung des Speichersaldos und beschränkter Förderung kann dazu führen, dass der Einsatz von fester Biomasse auf technisch sinnvolle Fälle fokussiert wird. Der Einsatz von Wärmepumpen kommt dann in deutlich mehr Gebäuden als sinnvolle und wirtschaftliche Lösung in Betracht, trotz eventueller Notwendigkeit von technischen Maßnahmen.

Der Ansatz, die Nutzung fester Biomasse nur durch Instrumente mit Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizungen einzuschränken, wird durch aktuell schwierig vorhersehbare Preisentwicklungen erschwert. Eine verlässliche Lenkungswirkung würde am ehesten durch die vorgeschlagene Anpassung des GEG zum nachrangigen Einsatz von fester Biomasse erreicht: wird der Einsatz von fester Biomasse durch rechtliche Vorgaben auf „Problemgebäude“ beschränkt, kann auch nur in diesem Fall eine Förderung beantragt werden und zur Vermeidung von Fehlanreizen beigetragen werden. Dadurch ist eine Reduktion der BEG-Förderung zu erwarten, da Teile der bisherigen Förderfälle durch die nachrangige Nutzung entfallen würden. Vorteilhaft ist, dass die BEG-Förderung aber weiterhin bereitsteht für jene Gebäude, in denen keine Alternative zum Einsatz von Biomasse existiert. Es werden dadurch zielgerichtet „Problemgebäude“ mit tendenziell höheren Energie- und Sanierungskosten entlastet, wodurch die BEG-Förderung auch gesamtwirtschaftlich deutlich effizienter wird.

Im Bereich der Einzelraumfeuerungen zeigt die Anpassung der 1. BImSchV nur dann Wechselwirkung mit anderen Instrumenten, wenn diese auf Einzelraumfeuerungsanlagen ausgeweitet werden würden: Ob die Bepreisung der CO₂-Emissionen aus der Biomasseverbrennung Auswirkungen auf Einzelraumfeuerungsanlagen hat, hängt von der Ausgestaltung und den eingesetzten Brennstoffen ab. Wird Scheitholz, das von kleinen Waldbesitzer*innen verkauft und in Verkehr gebracht wird, nicht erfasst, wird dieses Segment nur durch die 1. BImSchV adressiert und eine Verschärfung der Grenzwerte damit unerlässlich, um den Einsatz von Scheitholz zu begrenzen.

Wenn Anpassungen des GEG hinsichtlich des nachrangigen Biomasseeinsatzes auch den Betrieb bestehender Einzelraumfeuerungsanlagen adressieren, würde die Steuerungswirkung im Vergleich zu einer Anhebung der Grenzwerte in der 1. BImSchV erheblich verschärft und es könnte von Anpassungen der 1. BImSchV abgesehen werden. Adressiert die nachrangige

Biomassenutzung allerdings nur Zentralheizungen, wie es der Quantifizierung zu Grunde gelegt wurde, ist die Anpassung der 1. BImSchV ein notwendiges komplementäres Instrument.

Interaktionen der Anpassung der 1. BImSchV mit der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung gibt es nur, wenn die Biomassenutzung in Einzelraumfeuerungsanlagen auf dieses Ziel angerechnet werden kann. Wird die Biomassenutzung angerechnet, kann dies zu einer erhöhten Nachfrage nach Einzelraumfeuerungsanlagen führen und eine Verschärfung der Grenzwerte in der 1. BImSchV ist umso wichtiger, um diesen Nachfrageanstieg zu begrenzen.

Analyse von Szenarien und Allokation der festen Biomasse auf unterschiedliche Sektoren

Das inländische Angebot an festen Biobrennstoffen unterscheidet sich im MMS und KIS-2030 in den Jahren 2025 und 2030 kaum voneinander. In den Jahren 2035 und 2040 steigt aber im KIS-2030 das Angebot an festen Biobrennstoffen aus Agroforst bzw. Kurzumtriebsplantagen deutlich an. Im MMS werden zudem deutliche Mengen an festen Biomasseimporten verwendet. Im KIS-2030 sind Importe bereits in 2025 niedriger als im MMS und gehen bis 2035 bzw. 2040 sehr stark zurück bzw. auf null. Der Rückgang der Nutzung fester Biobrennstoffe wird im KIS-2030 vor allem in Haushalten und in einem kleineren Umfang in der Industrie erreicht.

Im KIS-2030 wurde eine Allokation der Biobrennstoffe auf die Sektoren durchgeführt. Die methodische Herangehensweise der Allokation der festen, flüssigen und gasförmigen Biobrennstoffen erfolgte dabei in einem iterativen, nicht automatisierten Prozess zwischen den Sektormodellen. Die Entscheidung, welchem Sektor welche Mengen an Biobrennstoffen zugewiesen wird, wurde in dem Konsortium zentral im sogenannten Integrationsmodell gesteuert. Berücksichtigt werden dabei vor allem die Obergrenzen der verfügbaren Mengen an festen, flüssigen und gasförmigen Biobrennstoffen, die Nachfrage in den Sektoren, die Möglichkeit in Sektoren auf Alternativen auszuweichen (z. B. Wärmepumpen in Gebäuden anstatt feste Biobrennstoffe), die Verfügbarkeit dieser Alternativen (z. B. erneuerbarer Strom für Wärmepumpen) und die Kostenstrukturen in den Sektoren (z. B. Unterschied von Kosten für Alternativen in den Sektoren). Eine Allokation erfolgte nur auf Ebene der festen, flüssigen und gasförmigen Biobrennstoffe.

Gerade aber bei festen Biobrennstoffen unterscheiden sich die Brennstoffeigenschaften der Sortimente wie Waldholz, Altholz, Landschaftspflegeholz oder feste Abfallstoffe stark voneinander. Die meisten festen Biobrennstoffe können technisch in größeren Biomasseanlagen verwendet werden. Für einen Einsatz in Haushalten in der Einzelraumfeuerung oder in Holzzentralheizungen werden aber höhere Brennstoffqualitäten benötigt.

Es wird ein Ansatz vorgestellt, wie bei der Allokation der festen Biobrennstoffe auf die Sektoren dieses höhere Differenzierungsniveau unter Berücksichtigung der Herkunft der Biomassebrennstoffe bzw. deren Brennstoffqualitäten mit einem vertretbaren Aufwand berücksichtigt werden kann. Dieser Ansatz wird beispielhaft für KIS-2030 anhand der Nachfrage nach festen Biobrennstoffen in Haushalten bzw. Biomasseanlagen und den verfügbaren Biobrennstoffsortimenten getestet. So zeigt sich eine leichte Verschiebung der Sortimente Waldholz, Altholz und Industrierestholz hin zu den Haushalten. In Summe kann im KIS-2030 die Nachfrage nach festen Biobrennstoffen weiterhin durch das Angebot an Biobrennstoffen gedeckt werden, aber mit einem veränderten Nutzungsmuster.

Fazit

Laut dem Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS) des Projektionsberichts 2021 der Bundesregierung werden die deutschen Klimaschutzziele verfehlt (Repenning et al. 2021). Dabei werden deutliche Mengen an fester Biomasse importiert. Das Klimaschutz-Instrumente-Szenario (KIS-2030) zeigt auf, wie die Klimaschutzziele trotz verringerter Importe an fester Biomasse erreicht

werden können. Die nötigen Instrumente für den Einsatz fester Biobrennstoffe fehlen aber im KIS-2030. Im Fokus der Arbeiten im Projekt BioWISE stehen daher (1) Arbeiten zu Politikinstrumenten, die reduzierend auf die Nutzung fester Biobrennstoffe wirken, und (2) Analysen zu Angebot und Nutzung verschiedener Sortimente der festen Biobrennstoffe in den beiden Szenarien.

Die Analyse der angepassten Instrumentenvorschläge hinsichtlich ihrer Wirkung auf die Biomassenutzung zeigt, dass ein restriktiver Instrumentenmix notwendig ist, um die im KIS-2030 hinterlegte Obergrenze für den Einsatz fester Biobrennstoffe für Gebäudewärme zu erreichen. Kommt es aufgrund der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung zu einer deutlich erhöhten Nachfrage nach Holz-Zentralheizungen, ist die Zielgröße nur knapp erreichbar: Holz-Zentralheizungen dürfen nur noch in Gebäuden der beiden niedrigsten Effizienzklassen eingesetzt werden und müssen mit Solarthermieanlagen kombiniert werden. Gleichzeitig muss der Verbrauch fester Biomasse in Einzelraumfeuerungen durch Anpassungen der 1. BImSchV deutlich reduziert werden.

Die Unklarheit über die zukünftige Preisentwicklung von festen Biobrennstoffen und Strom macht eine Zielerreichung rein durch ökonomische Instrumente (Anpassung des BEG und Bepreisung der Verbrennungsemissionen) sehr unsicher. Daher bedarf es zusätzlich eines ordnungsrechtlichen Rahmens zur nachrangigen Nutzung von fester Biomasse für Gebäudewärme, wie der Anpassung des GEG. In diesem Fall sind ein stringenter Vollzug und wenige Ausnahmeregelungen erforderlich.

Feste Biomassebrennstoffe zeigen eine hohe Heterogenität in ihrer Brennstoffeigenschaft. Es wurde ein methodischer Ansatz entwickelt, wie im Modellverbund bei der Allokation fester Biomassebrennstoffe auf Sektoren die Brennstoffherkunft bzw. die Brennstoffeigenschaft fester Biobrennstoffe berücksichtigt werden kann. Dieser Ansatz wurde erfolgreich anhand der Ergebnisse des KIS-2030 getestet.

Summary

Introduction and goals

In 2018, the heat sector accounted for approx. 52 % of total final energy consumption in Germany (approx. 1,186 billion kWh (approx. 1,186 billion kWh; (BMW 2020)). Despite the increasing use of renewable energies to generate heat, fossil fuels still dominate in Germany. At the same time, the German government has set ambitious climate protection goals for the heating sector, thereby also targeting the building sector. Due to the heating sector's extensive contribution to greenhouse gas emissions, the heating transition is a crucial climate protection component. The heating transition requires increased energy efficiency combined with an augmented use of renewable energies, whereby both priorities can be weighted differently. In this context, biomass and energy from renewable sources play a significant role. However, the sustainably usable bioenergy potential in Germany is limited. Nevertheless, the use of biogenic solid fuels is currently encouraged by various instruments, such as regulatory law and funding programs. Examples include the Building Energy Act (GEG), which stipulates minimum proportions for renewable heat, subsidies for combined heat and power plants, and federal subsidies for efficient buildings (BEG). In the future, implementing the 65 % renewable energy regulation for newly installed heating systems from the German government's coalition agreement could have an additional strong pull effect.

Against this background, the BioWISE project focuses on the use of solid biomass in buildings as a significant proportion of the heating sector. **The central, overarching question of the project is how existing instruments and regulations can be adapted to reduce the demand for solid biomass in the heating sector.** Focus on this issue should help reduce the negative environmental impacts associated with the overuse of solid biomass. The project includes several work packages: Work package 1 assessed the current situation regarding solid biomass use in heat generation. This work included the quantitative and qualitative recording of all solid biomass flows in heat provisioning, the consideration of the existing legal context for the use and promotion of solid biomass for heat generation in Germany, the description of relevant regulations and instruments for the control of solid biomass abroad, and the recording of regulations on sustainability and greenhouse gas emission limits for solid biomass use. The results were published in Hennenberg et al. (2022).

This report relates to work packages 2 and 3 of the project: the impact assessment of current and modified instruments on the use of solid biomass for heating in buildings, including an evaluation of the investigated mechanisms, conclusions, and a deduction of policy recommendations.

Biomass supply and demand in heat generation - findings from current scenarios for Germany

The current state of knowledge on future biomass supply provides the framework for the conducted analyses. Numerous studies have modeled future biomass supply potentials by either extrapolating contemporary biomass potentials based on assumptions or using more comprehensive approaches, e.g., by applying models. The studies also make assumptions on the extent of biomass use in various sectors, including buildings, industry, energy (electricity), and transportation.

In recent years, climate protection measures have developed highly dynamically, with a strong impetus derived from the Federal Climate Protection Act (BMJ 2019) and the Climate Protection Emergency Program (BMF 2022). Due to this dynamic development, only the "Climate Protection Instruments Scenario 2030" (KIS-2030) scenario was available upon preparation of this report, which depicts the target achievement of the Federal Climate Protection Act by 2040

based on instruments. It builds on the "Mit-Maßnahmen-Szenario" (MMS) in the Federal Government's projection report (Repenning et al. 2021). The MMS only considers existing policy measures that will be reliably implemented by 2030. Assumptions up to 2040 are less ambitious.

In comparison to the MMS scenario, the KIS-2030 scenario assumes a significantly lower demand for solid biofuels, which are primarily relevant for heat generation. The MMS scenario prescribes no upper limit for biomass supply, implying imports need to cover demand that exceeds domestic potential. Contrastingly, the KIS-2030 scenario adopts an upper limit from the 2030s onwards. The two scenarios also differ regarding composition change of biomass assortments.

Although the KIS-2030 considers an upper limit for biomass demand, it does not specify how to achieve the envisioned development path. It is also unclear whether the assortments of solid biofuels available in the future can meet demand in the various sub-sectors of the heating sector (e.g., households and large biomass plants). For example, the KIS-2030 scenario assumes a change in the types of biofuels with different suitability in different power plant types, away from forest energy wood and towards wood chips from short rotation plantations and paludiculture material.

Against this background, this report examines two sets of issues:

- How do existing policy instruments affect the demand for solid biomass, how can they be adapted to meet the target pathway in the KIS-2030 scenario, and to what extent do they reduce demand for solid biofuels?
- How do the supply and use of different solid biofuel assortments change between the MMS and KIS-2030 scenario, and what can an allocation of solid biofuel assortments in the heating sector look like in KIS-2030?

Analysis of policy instruments to control the volume of solid biomass in heat generation

The selection of instruments builds on the preliminary work in WP 1, which provided an overview on the status quo of the regulation and promotion of solid biomass in Germany (Hennenberg et al. 2022). Five instruments were selected for analysis and adaptation. The selection includes both policy instruments with an influence on the economic viability of solid biomass and regulatory instruments.

1. Adjustment of the federal subsidy for efficient buildings (BEG) for biomass heating systems

The Federal Funding for Efficient Buildings (BEG) launched in 2021 offers loans and grants for renovation, implementation of efficiency measures on buildings, and installation of efficient heating systems. The BEG bundles previous funding programs, including the Market Incentive Program (MAP), which is relevant for promoting heating systems, in particular through the funding of individual measures. The MAP and its continuation by the BEG initially significantly increased the subsidy rates for biomass heating systems. With a standard subsidy rate of 35 % of the investment costs for renewable heating systems, a subsidy rate of 55 % has now been achieved for biomass heating through additional bonuses and when replacing an oil heating system, the highest-ranked of all eligible heating systems. Adjusting the BEG subsidy rates from 28.7.2022 has significantly reduced the possible standard subsidy rates for biomass heating systems to 10 %. However, bonuses for replacing a fossil heating system and implementing innovative technology meant that 25 % could still be achieved. This report considers the

development of the subsidy rates up to this adjustment (BEG 2022). A further adjustment of the BEG⁴ that came into effect on January 1st, 2023, fell outside the period covered by this report.

Since the introduction of the MAP, sales figures and the market share of biomass heating systems have increased significantly, suggesting a causal relationship with the high subsidy rates. The BEG subsidy has thus far been a policy instrument that increases the use of solid biomass for building heat.

To reduce incentives for the use of solid biomass, we propose to adjust the BEG funding for biomass heating systems beyond the reduction in funding rates that has already taken place: funding for biomass heating systems should only be granted in exceptional cases where such systems are the only feasible non-fossil option. Adjusting the BEG subsidy rates in August 2022 has already reduced the subsidy for biomass heating systems. Further cutting of subsidy rates is a means to continue reducing the proportion of biomass heating systems.

The existing subsidy structure (including BEG 2021) aimed to promote all renewable heat producers over those using fossil fuels because, in most cases, using fossils was previously much cheaper. With the imminent introduction of the 65 % renewable energy regulation for new heating systems and the already reduced attractiveness of gas heating systems due to the uncertain gas supply situation resulting from Russia's attack on Ukraine, the impact of the subsidy on the cost structure within the group of renewable heat producers is now more relevant: Wood pellet technology, which dominates biomass heating systems, has become significantly more expensive due to the current rise in pellet prices, but electricity prices have also risen considerably. The significant reduction in the subsidy rates for biomass heating systems through the adjustment of the BEG 2022 was already a step towards improving the economic efficiency of heat pumps compared to biomass heating systems: the maximum subsidy rate for biomass heating systems is now lower than the maximum subsidy rate for heat pumps.

Based on the proposal to restrict biomass subsidy to exceptional cases, we investigated the effect of this measure on the economic efficiency of biomass heating systems compared to heat pumps by conducting a full-cost comparison for the two alternative heat production systems. A partially renovated single-family house and a partially renovated apartment building served as examples. The analysis considered standard and maximum subsidies, including bonuses, and termination of subsidies for biomass heating systems.

The result of the cost comparison of biomass heating systems with heat pumps depends on two influencing factors: firstly, the development of the ratio of the costs for electricity and solid biomass. Both are currently difficult to estimate because they depend on future demand development. Secondly, the energy standard of the building and the achievable annual coefficient of performance of the heat pumps have a significant effect. To investigate the influence of the building's energy efficiency, we calculated two sensitivities for the consumption-related costs in buildings with poorer energy standards.

With the made assumptions, logwood gasifiers and wood chip heating systems have a clear cost advantage over heat pumps, even without BEG funding for biomass heating systems. Depending on the renovation status/energy consumption of the considered building type, in single-family homes logwood gasifiers have an advantage of 25 % to 45 % of the costs compared to an air source heat pump with maximum funding. In multi-family houses, wood chip heating systems have a cost advantage ranging between 2 % and 64 %. This advantage is reinforced by the

⁴ The minimum technical requirements for emissions from biomass heating systems have been tightened so that only particularly low-emission systems are eligible for funding and the previous innovation bonus for this is no longer applicable (max. total funding rate 20 %). In addition, the biomass heating system must be combined with a solar thermal system in order to receive funding.

already reduced but still existing BEG subsidy for biomass heating systems. However, these biomass technologies are more complex to operate than wood pellet heating systems and only account for approx. 20 % of biomass boilers sold in 2021⁵.

So far, pellet heating systems have been more relevant for biomass consumption in the building sector. Whether a pellet heating system or a heat pump is economically more advantageous changes with the energy efficiency class of the building: the worse the energy status, the more expensive a heat pump becomes compared to a pellet heating system. For building efficiency class F and beyond, pellet heating becomes economically favorable. Therefore, the current subsidy for biomass heating systems under BEG 2022 can also contribute to wood pellet heating systems being cheaper than heat pumps. To limit the consumption of biomass for building heating, the biomass subsidy should be limited to cases where no renewable alternative is possible, as proposed by the instrument.

To restructure the heat production market in a way that is compatible with climate targets, the subsidies for all heat producers should be better coordinated and tied in with other political instruments. In addition to the subsidies in the BEG, taxes and levies should be reviewed to determine the extent to which economically attractive, target-compliant heat production can be fostered. Electricity determines a large proportion of the annual costs of heat pumps. A general reduction of electricity tariffs or a specific reduction for heat pumps can significantly increase economic efficiency, particularly for apartment buildings. The still low CO₂ price under the Fuel Emissions Trading Act (BEHG) also implies that the prices of fossil fuels remain low compared to the caused climate damage. A potential combination of reduced biomass subsidies with a lowering of electricity prices and rising CO₂ prices in the BEHG – and their extension to solid biomass (see following section) – could, in principle, achieve a significant shift in the economic efficiency ranking of biomass heat generators towards heat pumps.

2. Pricing of solid biofuel emissions

The second instrument proposal examined pricing possibilities for CO₂ emissions from solid biofuels in the building sector. Currently, the greenhouse gas assessment of biomass insinuates that its combustion is CO₂-neutral due to the assumption of closed carbon cycles through continuous biomass growth. This assessment method results in considerable greenhouse gas savings compared to fossil fuels. It is the basis that makes biomass eligible for subsidies, some of which are considerably effective. The Revised Renewable Energy Directive (RED II) and the European Emissions Trading System (ETS) also apply zero offsetting.

However, new findings suggest that the removal of forest wood can lead to adverse effects on forest carbon sink performance (see Hennenberg et al. (2022), and Fehrenbach et al. (2022)). Given the substantial CO₂ emissions that can arise as a direct and indirect consequence of solid biomass combustion, its pricing must be addressed. Currently, the biomass assortments relevant to the building sector are not subject to any restrictions under RED II. A capacity limit exists, but only plants with a total rated thermal input of more than 20 MW need to fulfill the sustainability requirements. Even the expected reduction of the capacity limit envisioned in the amendment to the directive will most likely not address a capacity that touches the provision of heat in buildings. The Annex to RED II lists default values for GHG emissions for many types of bioenergy and biomass substrates. However, based on these default values, the required emission reductions compared to a fossil reference are met by almost all wood fractions relevant in the building heating sector, especially by the end of 2025 (Hennenberg et al. 2022).

⁵ Log heating systems require manual re-laying of firewood and cleaning efforts. Woodchip heating systems in apartment buildings require maintenance of the conveyor system and emptying of the ash. Log and woodchip heating systems accounted for a good 20 % of biomass boilers sold in 2021, compared to almost 80 % for pellet heating systems.

In principle, the accounting for CO₂ emissions of solid biofuels can happen in several ways: either by pricing the upstream emissions of biomass provision, by pricing the direct combustion emissions, or by pricing the changes in the storage balance on the forest area. Currently, the emission factors described in Annex VI of RED II only reflect the upstream emissions of the used solid biomass. Neither direct combustion emissions nor changes in the storage balance of the forest area are taken into account.

The pricing of combustion emissions first requires a concise definition, e.g., in a corresponding regulation. Such an approach would make it possible to refer to the emission factors for various biomass types specified in Annex VI of the RED II and to stipulate an application and reporting of these factors when determining fuel emissions. It would also allow their use when determining a CO₂ price. When referencing the RED II, it must be ensured that its definition of the performance limit does not apply. The criterion of a minimum emissions reduction compared to a fossil reference is also not to be applied to the pricing of combustion emissions. In addition, it must be assured that the capacity limit of 5 MW envisaged in the Directive on the restructuring of the Union framework for the taxation of energy products and electricity does not apply.

If the emission effect of changes in the storage balance on the forest area is also to be considered in the price determination, a system to establish this emission effect must be defined.

Hennenberg et al. (2022) and Fehrenbach et al. (2022) describe the changes in the storage balance. As an alternative to determining emission factors or temporally variable storage balances, a fixed emission value for energy wood could also be defined. This value could be based on the 20 g CO₂ eq. / kWh emission factor specified in Annex 9 of the Building Energy Act (GEG). However, the value specified in the GEG is very low compared to the emission factors resulting from Annex VI of RED II.

For many years, at the European level, the ETS has covered the fuel emissions of large facilities in many sectors. Concomitantly, a market for emission certificates has developed. In Germany, the pricing of CO₂ emissions in buildings is currently part of the Fuel Emissions Trading Act (BEHG). Since January 2021, CO₂ pricing for heating oil and natural gas has been introduced for the building sector. From 2023, coal and some biomass types will also be subject to the BEHG. Therefore, it makes sense to integrate the pricing of biomass and wood combustion emissions for heat provision in buildings into the BEHG. However, without adjustments to the legal situation such an integration is not possible under current conditions. The BEHG is based on the taxation of energy sources/products. Woody biomass is currently not subject to energy tax law, implying that it is not feasible to integrate the pricing of emissions from wood combustion in buildings into BEHG under the current system. Further inclusion in the BEHG is only possible if solid biomass triggers a tax liability under energy tax law. Whether and how this can be legally implemented could not be examined within the project, which predominantly focused on the potential effects of pricing greenhouse gas emissions from the combustion of solid biomass in buildings.

Determination of the quantitative effects is based on the calculations for the BEG (first instrument). In the first step, we calculated the change in the economic efficiency of various biomass boilers (pellet boilers, wood chip boilers, and logwood gasifiers) as well as air and geothermal heat pumps for various building types, taking into account the change in the BEG funding conditions of 28.7.2022 (only basis funding, unchanged by the new adjustment of the funding rates applicable from 1.1.2023). In the second step, we varied the emission factors for different biomass assortments and the CO₂ price. The GHG emission factors integrate the emission factors for cultivation, processing, transportation, and non-CO₂ emissions listed in Annex VI of RED II. In addition, we assumed emission factors for the storage balance (differentiated for calamity wood and non-calamity wood) (see Fehrenbach et al. (2022)). The

level of the CO₂ price for 2022 and 2026 was based on the price path defined in Section 10 BEHG and was varied for 2035. All other parameters remained unchanged to exclude the overlapping of various effects (e.g., energy price development, development of investment costs, etc.).

If wood is exempt from CO₂ pricing, logwood gasifiers are the cheapest heating option in partially renovated single-family houses. This finding still applies if all emissions associated with wood combustion are accounted for (process emissions and change in the storage balance in the forest when using non-calamity wood), and high CO₂ certificate prices must be paid. Even in this case, the total gross costs of a logwood gasifier heating system are lower than those of the two heat pump options. Even without a CO₂ price on wood burning emissions, pellet heating systems are the most expensive option. With high CO₂ certificate prices, their economic efficiency deteriorates further compared to the two considered heat pump options, especially if all emissions associated with wood combustion are considered (process emissions and change of the forest storage balance when using non-calamity wood).

In partially renovated multi-family houses (GMH), wood chip heating systems are the cheapest option if no CO₂ price is applied to wood. Pellet heating systems are the most expensive option, even if no CO₂ price is administered to wood combustion emissions. Heat pumps are less economical than wood chip heating systems, even with high certificate prices, unless the forest storage balance is considered in addition to the process emissions. If a CO₂ levy must be paid for all wood-related emissions (process emissions and change in the forest storage), wood chip heating systems are also more expensive than the considered heat pumps given a certificate price of $\geq \text{€}200$.

We also considered the effect of buildings with low energy standards on the economic efficiency of the different heating options concerning CO₂ pricing. Without CO₂ emission pricing, pellet heating systems are cheaper in an energy-inefficient building than the considered heat pump options. However, with the most comprehensive possible pricing of CO₂ emissions from wood use and high certificate prices, heat pumps are cheaper than pellet heating systems. Therefore, CO₂ pricing can have a steering effect, particularly in energy-inefficient buildings.

3. Restriction of supplementary wood heating systems through amendments to the 1. BImSchV

The First Ordinance on the Implementation of the Federal Immission Control Act (Ordinance on Small and Medium-Sized Combustion Plants - 1st BImSchV) defines requirements for small and medium-sized combustion systems, including combustion plants that burn wood. The emission threshold values for the continued operation of existing single-room firing systems (installed before 22.03.2010) are fixed in Annex 4 of the 1st BImSchV. Annex 4 distinguishes between two stages: Stage 1 applies to systems installed after 22.03.2010, and stage 2 for new systems installed after 31.12.2014. Older systems must be upgraded with a device to reduce dust emissions to comply with the state of the art if proof of compliance with the emission threshold values following Section 26 (1) is not provided. Solid fuel boilers (coal, logs, pellets, wood chips) must comply with the threshold values of Stage 1 of Section 5 (1) BImSchV, depending on their installation date. The threshold value requirements for existing single-room firing systems could be exacerbated by amending Section 26, Paragraph 1 of the BImSchV.

If all wood-burning single-room firing systems are to comply with the Stage 2 emission threshold values in the medium term, the deadline for the upgrading of existing systems must be set as December 31, 2014. Therefore, all wood-burning single-room firing systems installed before December 31, 2014, accordingly would require upgrading or decommissioning. As before, compliance with the threshold values can be demanded in stages depending on the date on the system's type plate.

According to the Central Guild Association of Chimney Sweeps, 4.2 million single-room fireplaces are exempt from the transitional regulations under Section 26(1), as these are non-commercially used stoves and ovens [...], open fireplaces, masonry stoves, historical stoves or stoves in residential units whose heat is supplied exclusively via these systems, or systems that have already been retrofitted with a dust separator or comply with the threshold values under Section 26(1). 3.5 million single-room furnaces are subject to retrofitting or decommissioning and must be upgraded or decommissioned by the end of 2024.

In addition to exacerbating the threshold values, the 1st BImSchV could also restrict the permitted fuels. Current estimates assume a slight decrease in single-room firing systems to around 10 million single-room firing systems by 2035. These estimates build on the assumptions from the 2021 projection report (Repenning et al. 2021) and a study by Agora on the replacement of heat generators (Prognos et al. 2020).

Very optimistic assumptions estimate that the number of installations will decrease from 11.2 million single-room wood firing systems to 6.3 million by 2040. If the annual heat supply per installation remains constant, this will fall just short of the solid biomass quantity specified in the KIS-2030.

4. Subordinate use of biomass by adapting the Building Energy Act (GEG)

Regulatory restrictions on installation and operation of biomass heating systems are another potential policy instrument, particularly for central heating systems that the 1st BImSchV does not cover.

So far, operating bans for biomass heating systems have primarily been imposed at the municipal level, often aiming to temporarily restrict single-room stove usage ("comfort stoves") to reduce particulate matter pollution. In addition, local authorities can exclude specific heat generation technologies through urban development contracts. In some federal states, this combines with an obligation to connect to and use district heating. However, as these regulations are neither nationwide nor comprehensive, they fail to achieve the goal of strategically focusing on and reducing the use of solid biomass. Nor can the federal government legally prescribe the implementation of such instruments to local authorities. Therefore, the federal government itself would have to decide on regulatory restrictions for the use of biomass. At the national level, such an instrument has not yet been used (Hennenberg et al. 2022).

In the context of the planned 65 % renewable energy regulation, the relevance of a national regulatory requirement for the subordinate use of biomass for heating buildings must be considered. Palpable options for meeting the 65 % renewable energy regulation include switching to heat pumps, biomass, and district heating, with biomass heating likely being the technically simplest solution for most existing buildings. Therefore, the 65 % renewable energy regulation for new boilers in existing buildings will probably lead to a sharp increase in demand for biomass heating. The work in this report builds on a concept paper that the Federal Ministry of Economics and Climate Protection and the Federal Ministry of Housing, Urban Development and Building (BMWK 2022a). This concept paper presents two alternative ways of structuring the regulation: an equal ranking of all renewable heat generators versus a subordinate use of biomass only if other solutions are not technically or legally possible or would lead to unacceptably high costs. The German government's draft bill (BMWK 2023), which was effective at the time of the report's editorial deadline, now advocates for the option of an equal ranking of heat generators classified as renewable. However, the draft bill was published outside of the reporting period.

The instrument examined here advocates for an amendment to the Building Energy Act (GEG) that restricts biomass to a secondary energy source. Biomass use should be limited to buildings without feasible access to climate target-compatible alternatives such as heat pumps and district heating. This suggestion corresponds to the step-by-step regulation on the subordinate use of biomass from the concept paper, which has not been implemented in the draft bill. In addition, the use of biomass central heating systems in newly constructed buildings is excluded – this is also envisioned in the federal government's draft bill.

The proposed subordinate use intends to reduce biomass use in central combustion plants. Therefore, the instrument complements the amendments to the 1st BImSchV, which primarily addresses the use of biomass in single-room combustion plants. Should it be required to achieve a sufficient reduction of biomass use for building heating, the Building Energy Act could also introduce operating bans for existing heating systems as an additional exacerbating measure: Existing biomass heating systems could, similar to oil boilers, be subject to an operating ban based on a specified age.

Concerning the legal feasibility of adapting the instruments, this study concludes that there are no fundamental legal concerns at the national or European level.

5. Effect of federal funding for efficient heating networks (BEW) on heat production costs

The Federal Funding for Efficient Heating Networks (BEW) is a funding program aiming to support the transformation of heating and cooling networks to achieve greenhouse gas neutrality by 2045. The BEW aims to save 4 million tons of CO₂ annually by 2030 using three elements:

1. funding for feasibility studies and transformation plans for 100 % renewable energy in 2045.
2. systemic funding of up to 40 % of the investment costs of heat pumps, solar thermal energy, biomass, and grid infrastructure, with funding for operating costs of heat pumps and solar thermal energy over ten years.
3. funding for individual measures that can be implemented quickly, up to 40 % investment cost funding for heat pumps, solar thermal energy, and biomass, as well as funding for operating costs over ten years for heat pumps and solar thermal energy.

The BEW came into force in September 2022.

Limited biomass availability has already been considered to a certain extent when designing the directive. For example, transformation plans are only funded if biomass provides a maximum of 15 % - 25 % of the heat volume, depending on the length of the grid. At the same time, solid biomass plants in grids longer than 50 km are only subsidized if the corresponding biomass plants achieve a maximum of 2,500 operating hours per year. Furthermore, an estimate of the heat production costs shows that BEW alone will not make solid biomass competitive with decentralized heating systems in small biomass grids. Overall, BEW can limit the use of biomass and reduce the risk of exceeding potential. However, the use of solid biomass as a temperature booster for large heat pumps, as a peak load boiler, or as an emergency option for quickly securing the operation of the heating network remains possible.

Impact assessment of the 65 % renewable energy regulation and the proposed instruments on the consumption of solid biomass

We analyzed the potential impact of the proposed instrument adjustments on the use of solid biomass. A distinction was made between central and single-room furnaces. For the former, we considered the effect of the 65 % renewable energy regulation in combination with the adjustments to the GEG, the BEG, and the CO₂ pricing for biomass. For single-room furnaces, we assessed the effect of an amendment to the 1st BImSchV. The analysis aimed to clarify whether solid biomass consumption in buildings can be limited to the demand that the KIS-2030 delineates for 2040.

For central heating systems, a requirement for the subordinate use of biomass in the GEG and adjustments to the BEG and biomass pricing will likely restrict the use of biomass to buildings in poor efficiency classes or have a steering effect on its use in this segment. The future consumption of biomass in central heating systems was estimated based on the number of biomass boilers in operation for four variants: high/low heating replacement rate and standard use of monoenergetic heat pumps in more energy-efficient buildings up to building efficiency class E/F, or biomass use only in buildings with poorer energy efficiency from building efficiency class F/G onwards. As a variant, we estimated the effect of combining solar thermal energy with all biomass heating systems installed from 2024 onwards.

In all calculated variants, the consumption of solid biomass for central heating in buildings increases significantly from 2024 onward. The maximum consumption is reached earlier (2029) in the variants that assume the installation of heat pumps for buildings from energy efficiency class A up to and including efficiency class F than in the variants with the installation of heat pumps in buildings from efficiency class A only up to and including efficiency class E. Moreover, the maximum consumption quantity is lower in the first variant than in the second variant (an increase of approx. 43 % to 70% compared to 2020 to between 53 TWh and 63 TWh – depending on the rate and with/without solar thermal). In the second variant, the maximum consumption occurs approx. three years later and at significantly higher values (an increase of approx. 89 % to 149 % compared to 2020 to between 70 TWh and 92 TWh). Under a low heating system replacement rate, the increase is somewhat lower than under a higher heating system replacement rate. The slow consumption decline after the maximum is significantly accelerated from 2044 onward due to the assumption that the first biomass boilers installed from 2024 onwards will then be removed again. In the variants with more restricted biomass use, the initial level of consumption in 2020 is already undercut again before 2040.

Only the variant with the lowest biomass consumption – low heating system replacement rate and use of biomass only in buildings with efficiency class G and worse – including a mandatory solar thermal energy combination, falls short of the KIS scenario target value of 41 TWh wood consumption in central heating systems in 2040 with 39 TWh. In contrast, the variant with the highest biomass consumption achieves a value of 89 TWh in 2040.

The estimated effect of a possible exacerbation of the 1st BImSchV results in reduced consumption of solid biomass in single-room furnaces to approx. 25 TWh in 2040. This outcome corresponds to the value stated in the KIS-2030.

Only the best-case scenario meets the biomass potential limit of 66 TWh for the consumption of solid biomass for building heating set out in the KIS scenario. However, this estimate includes a considerable increase in the renovation rate. If even less biomass is available for building heating or efforts to improve building energy efficiency fall short of expectations, further tightening of the instruments will be necessary. These may include a more restrictive application

of secondary use up to a ban on (older) biomass central heating systems or single-room furnaces.

However, it should be noted that the modeling has some uncertainties, such as the development of the energy consumption of houses heated with solid biomass (depending on the renovation rate), the availability of future heating technologies, or the proportion of interim solutions due to exemptions after the introduction of the 65 % renewable energy regulation.

As some of the proposed instruments aim at the same application areas, interactions can occur. If solid biomass is subject to a pricing of the resulting CO₂ emissions (e.g., in the BEHG), the economic efficiency of biomass heating systems declines. Simultaneous promotion of solid biomass leads to inefficiencies. Therefore, we recommend prescribing a restriction of biomass use to "problem buildings" in the BEG and combining this with emission pricing for biomass combustion. Over time, increasing CO₂ pricing of solid biomass can reduce the financial support needed for other renewable energy technologies with a similar impact on controlling emissions. Combining subsidy limitations with CO₂ pricing that considers the forage storage balance can help restrict the use of solid biomass to technically reasonable cases. Consequently, using heat pumps in significantly more buildings will become a viable and economical solution despite the possible need for technical measures.

Currently challenging to predict price developments make it difficult to restrict the use of solid biomass solely through instruments that focus on the economic efficiency of biomass heating systems. The proposed amendment to the GEG on the subordinate use of solid biomass is the most likely means to achieve a reliable steering effect. If legal requirements restrict solid biomass use to "problem buildings", application for funding is only possible in this case, which helps to avoid false incentives. Due to the subordinate use regulation, some previous funding cases would no longer apply, likely resulting in reduced BEG funding. Nevertheless, BEG funding will still be available for buildings without alternative options for biomass use. This approach will provide targeted relief for "problem buildings", which tend to have higher energy and refurbishment costs, making the BEG subsidy much more efficient in macroeconomic terms.

If adjustments to the GEG concerning the subordinate use of biomass also address the operation of existing single-room heating systems, the control effect would be considerably more stringent compared to an increase in the threshold values in the 1st BImSchV, and adjustments to the 1st BImSchV could be dispensed with. However, if the subordinate biomass utilization only addresses central heating systems, as the quantification was based on, the adaptation of the 1st BImSchV is a necessary complementary instrument.

If adjustments to the GEG with regard to subordinate biomass use also address the operation of existing single-room combustion plants, the control effect would be considerably tightened compared to an increase in the limit values in the 1. BImSchV, and adjustments to the 1st BImSchV could be dispensed with. If, however, subordinate biomass use only addresses central heating systems, as was the basis for the quantification, the adaptation of the 1. BImSchV is a necessary complementary instrument.

The adaptation of the 1st BImSchV only interacts with the 65 % renewable energy regulation if the use of biomass in single-room firing systems counts towards this target. Accounting for the use of biomass can lead to an increased demand for single-room combustion furnaces, and a tightening of the threshold values in the 1st BImSchV is all the more important to limit the resulting increase in demand.

Analysis of scenarios and allocation of solid biomass to different sectors

The domestic supply of solid biofuels hardly differs in the MMS and KIS-2030 in 2025 and 2030. In 2035 and 2040, however, the provision of solid biofuels from agroforestry and short-rotation coppice increases significantly in the KIS-2030. The MMS also relies on using significant quantities of imported solid biomass. In the KIS-2030, imports are already lower in 2025 than in the MMS and decrease sharply or reach zero by 2035 or 2040. The declining use of solid biofuels in the KIS-2030 is achieved primarily in households and, to a lesser extent, in industry.

In the KIS-2030, the biofuels were assigned to the sectors. Methodologically, the consortium used an iterative, non-automated process to allocate solid, liquid, and gaseous biofuels between the sector models. The consortium relied on a so-called integration model to centrally control the allocation of biofuel quantities between sectors. The main factors taken into account were the upper limits of the available amounts of solid, liquid, and gaseous biofuels, the demand in the sectors, the possibility of switching to alternatives in sectors (e.g., heat pumps in buildings instead of solid biofuels), the availability of these alternatives (e.g., renewable electricity for heat pumps) and the cost structures in the sectors (e.g., difference in costs for alternatives in the sectors). An allocation was only made at the level of solid, liquid, and gaseous biofuels.

However, especially for solid biofuels, the fuel properties of different assortments, such as forest wood, waste wood, landscaping wood, or solid waste materials, differ greatly. Technically, larger biomass combustion plants can use most solid biofuels. However, individual room heating systems in household or wood-fired central heating require higher fuel qualities.

We propose a method to effectively consider a higher level of differentiation when assigning solid biofuels to various sectors. This approach involves considering the origin or quality of biomass fuels. The approach is exemplified using KIS-2030, focusing on the demand for solid biofuels in households or biomass plants and the available biofuel assortment options. Notably, there is a slight shift in the distribution of forest wood, waste wood, and industrial waste wood towards households. In the context of KIS-2030, the demand for solid biofuels remains met by the available supply, albeit with a modified usage pattern.

Conclusions

According to the “Mit-Maßnahmen-Szenario” (MMS) of the federal government's 2021 projection report, Germany will miss its climate protection goals (Repenning et al. 2021) and will import significant quantities of solid biomass. The climate protection instrument scenario (KIS-2030) shows how to achieve the climate protection goals despite reduced imports of solid biomass. However, the KIS-2030 misses the necessary regulatory instruments for the use of solid biofuel. Therefore, the focus of the work in the BioWISE project was (1) to work on policy instruments that have a reductive effect on the use of solid biofuels, and (2) to analyze the supply and use of different ranges of solid biofuels in the two scenarios. Regarding their effect on biomass use, the analysis of the adapted instrument proposals shows that a restrictive mix of instruments is necessary to achieve the upper limit for solid biofuel use for building heat set out in the KIS-2030. With a significantly increased demand for wood central heating due to the 65 % renewable energy regulation, the target figure is only just achievable. In this case, wood central heating may only be used in buildings of the two lowest efficiency classes and must be combined with solar thermal systems. At the same time, adjustments to the 1st BImSchV must significantly reduce the consumption of solid biomass in individual room furnaces.

Uncertainties about the future price development of solid biofuels and electricity make achieving the target purely through economic instruments (adjustment of the BEG and pricing of combustion emissions) very uncertain. Therefore, there is also a need for a regulatory

framework on the secondary use of solid biomass for building heating, such as the adaptation of the GEG. In this case, strict enforcement and few exceptions are required.

Solid biomass fuels show a high degree of heterogeneity in their fuel properties. A newly developed methodological approach can account for the fuel origin or fuel properties of solid biomass when allocating solid biomass fuels to sectors. This approach was successfully tested using the results of the KIS-2030 scenario.

1 Einleitung

Die Erzeugung von Wärme macht in Deutschland mehr als die Hälfte des gesamten Endenergieverbrauchs aus. Erst mit deutlichem Abstand folgen der Verkehrs- und der Stromsektor. Im Jahr 2018 entfielen rund 52 % des gesamten Endenergieverbrauchs, rund 1.186 Mrd. kWh, auf den Bereich Wärme mit seinen vielfältigen Nutzungen (BMW i 2020): als Raumwärme oder zur Klimatisierung, für Prozesswärme oder zur Kälteerzeugung und für Warmwasser. Trotz des zunehmenden Einsatzes erneuerbarer Energien für die Wärmeerzeugung dominieren dort fossile Brennstoffe noch immer. Innerhalb der erneuerbaren Energieträger spielt im Wärmebereich die feste Biomasse wie Holz die größte Rolle. So wurden laut Lauf et al. (2021) im Jahr 2020 in privaten Haushalten und im Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD)-Sektor 85,4 TWh Holz eingesetzt, in Heiz(kraft)werken der allgemeinen Versorgung jedoch nur 6,3 TWh. Innerhalb der Gebäude wiederum nehmen Einzelraumfeuerungsanlagen den größten Anteil ein (44,3 TWh).

Gleichzeitig hat sich die Bundesregierung ambitionierte Ziele im Klimaschutz gesetzt: Mit der Änderung des Klimaschutzgesetzes verschärfte sie die KlimSchutzvorgaben und verankerte das Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045. Die zulässigen CO₂-Emissionsmengen für die einzelnen Sektoren bis zum Jahr 2030 wurden abgesenkt. So darf der Gebäudebereich im Jahr 2030 nur noch 67 Mio. Tonnen CO₂ emittieren. Für die Jahre danach bis 2040 legt das Klimaschutzgesetz jährliche Gesamtminderungsziele fest, bis 2040 müssen mindestens 88 % weniger Treibhausgasemissionen ausgestoßen werden (BMJ 2019).

Durch den großen Beitrag des Wärmesektors zu den Treibhausgasemissionen ist die Wärmewende ein zentraler Baustein für den Klimaschutz. Sie basiert zum einen auf Energieeffizienz und zum anderen auf den Einsatz von erneuerbaren Energien. Jedoch steht es um die Zielerreichung in der Wärmewende schlecht. Der Energieverbrauch und der Anteil von erneuerbaren Energien in Gebäuden stagnieren beispielsweise seit Jahren. Szenarien, in denen der aktuelle Trend fortgeschrieben wird, prognostizieren massive Zielverfehlungen für 2030 und 2050 (Repenning et al. 2021).

Innerhalb des Handlungsrahmens einer Kombination aus Energieeffizienz und des Einsatzes erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung können Schwerpunkte sehr unterschiedlich gesetzt werden. So kann zum Beispiel feste Biomasse sowohl in Gebäuden als auch in Hochtemperaturprozessen genutzt werden. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die nachhaltig nutzbaren Bioenergiepotenziale in Deutschland begrenzt sind. Viele Energiewendeszenarien zeigen, dass feste Biomasse tendenziell in anderen Sektoren des Energiesystems benötigt wird und bei der Bereitstellung von Gebäudewärme langfristig nur eine untergeordnete Rolle spielen kann (Kroll-Fiedler et al. 2019).

Gleichwohl wird die Nutzung von biogenen Festbrennstoffen bereits heute durch verschiedene Instrumente, wie z. B. Ordnungsrecht und Förderprogramme, angereizt. Zu nennen sind hier beispielhaft das Gebäudeenergiegesetz (GEG), das u. a. Mindestanteile für erneuerbare Wärme vorschreibt, die Förderung für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen oder die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). Auch auf EU-Ebene wird durch Ausbauziele für erneuerbare Energien im Wärmesektor in der Erneuerbaren Energien Richtlinie (Europäische Kommission 2018) diese Entwicklung verstärkt.

Künftig könnte die Umsetzung der von der Bundesregierung geplanten 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung im GEG eine weitere starke Sogwirkung für die Biomasse-Nutzung entfalten:

Die von der Bundesregierung geplante 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung sieht für neu einzubauende Heizungen im Neubau sowie im Bestand einen Anteil von 65 % Erneuerbaren

Energien vor (BMWK (2022a), BMWK (2023)). Vor dem Hintergrund des Ukrainekrieges wurde der Start für den 1. Januar 2024 angekündigt. Die Regelung ist ein wichtiger Schritt zur Reduktion des Verbrauchs fossiler Energieträger im Gebäudebereich und zentraler Bestandteil der Wärmewende.

Die naheliegenden Optionen zur Erfüllung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung sind der Umstieg auf Wärmepumpen, feste Biomasse und Fernwärme. Biomasse ist im Gegensatz zur Fernwärme überall verfügbar und hat gegenüber Wärmepumpen den technischen Vorteil, abgesehen vom Brennstoff-Lagerraum, nur geringe Anforderungen an den Zustand des umzustellenden Gebäudes zu stellen. Dies gilt insbesondere für Gebäude, in denen der effiziente Betrieb einer Wärmepumpe Sanierungsvorleistungen beim Wärmeschutz oder der Wärmeübertragung erfordert. Im zum Redaktionsschluss aktuellen Gesetzentwurf der Bundesregierung (BMWK 2023) ist eine gleichrangige Bewertung der als erneuerbar eingestuften Wärmeerzeuger vorgesehen. Bei Umsetzung der 65 %-Erneuerbare-Energien-Regelung kann somit eine steigende Nutzung fester Biomasse vermutet werden. Vor diesem Hintergrund steht im Fokus des Projektes BioWISE die Nutzung fester Biomasse im Wärmesektor, genauer gesagt im Gebäudebereich. Die zentrale Frage des Projektes lautet, wie bestehende Instrumente und Regelungen so angepasst werden können, dass die Nachfrage nach fester Biomasse im Wärmesektor gemindert wird. Dadurch sollen die negativen Umweltauswirkungen gemindert werden, die mit einer zu starken Nutzung fester Biomasse einhergehen. Eine Rolle hierbei spielt auch die qualitative Steuerung, d. h. die Steuerung der Nutzung einzelner fester Biomassesortimente, die potenziell mit einem besonders hohen Risiko negativer Umweltauswirkungen verbunden sind (bspw. Stammholz).

Das Projekt gliedert sich in mehrere Arbeitspakete: In Arbeitspaket 1 erfolgte eine Bestandsaufnahme der Ist-Situation zur Nutzung fester Biomasse in der Wärmeerzeugung. Dazu gehörte die quantitative und qualitative Erfassung aller fester Biomasseströme in der Wärmenutzung, die Betrachtung des bestehenden gesetzlichen Kontexts zur Nutzung und Förderung fester Biomasse zur Wärmeerzeugung in Deutschland, die Beschreibung von entsprechenden relevanten Regelungen und Instrumenten zur Steuerung von fester Biomasse im Ausland sowie die Erfassung der Regelungen über die Nachhaltigkeit sowie Treibhausgasemissionsgrenzen der festen Biomassenutzung. Die Ergebnisse wurden in Hennenberg et al. (2022) veröffentlicht.

Der vorliegende Bericht widmet sich den Arbeitspaketen 2 und 3: Es wird die Auswirkung aktueller und geänderter Instrumente auf den reduzierten Einsatz fester Biomasse zur Wärmeerzeugung abgeschätzt. Basierend darauf erfolgt die Ableitung von Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen.

Aufbauend auf den Vorarbeiten im Arbeitspaket 1 werden ausgewählte Politikinstrumente detailliert analysiert und Anpassungs- bzw. Weiterentwicklungsvorschläge abgeleitet, welche die Nutzung fester Biomasse im Rahmen von verfügbaren Biomassepotenzialen und nicht darüber hinaus sicherstellen (Kapitel 3). Anschließend erfolgt eine Analyse von Szenarien mit einem Fokus auf der Allokation fester Biomasse zwischen den verschiedenen Sektoren (Kapitel 4). Um zu prüfen, ob die Bedarfe und das Angebot zueinander passen, wird dabei für feste Biobrennstoffe auch die Ebene der unterschiedlichen Sortimente betrachtet. In Kapitel 5 werden schließlich Schlussfolgerungen gezogen und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

2 Biomasseangebot und -nachfrage in der Wärmeerzeugung – Erkenntnisse aus aktuellen Szenarien für Deutschland

2.1 Szenarien zu Treibhausgasemissionen in Deutschland

Die deutschen Treibhausgasemissionen werden in zahlreichen Szenarienstudien modelliert. Analog zu den Anforderungen des Weltklimarates (Intergovernmental Panel on Climate Change; IPCC) an die Klimaberichterstattungen werden in diesen Studien die Sektoren Energie, Industrieprozesse, Gebäude, Landwirtschaft, LULUCF (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft), Abfall und Abwasser sowie Sonstige berücksichtigt. Hinsichtlich der Biomassepotenziale für die energetische Nutzung werden bei der Modellierung entweder Annahmen getroffen oder – je nach Studie – sie werden Modell-gestützt abgebildet. Hinzu kommen Annahmen darüber, in welchem Umfang die Biomasse in den verschiedenen Sektoren eingesetzt wird.

In den letzten Jahren entwickeln sich die Maßnahmen im Klimaschutz sehr dynamisch. Ein starker Impuls stammte vom Urteil des Bundesverfassungsgerichts im April 2021, das deutlich stärkere Klimaschutzanstrengungen forderte (Bundesverfassungsgericht 2021). Zeitnah wurde das Bundes-Klimaschutzgesetz (BMJ 2019) angepasst und ein Klimaschutzsofortprogramm (BMF 2022) auf den Weg gebracht.

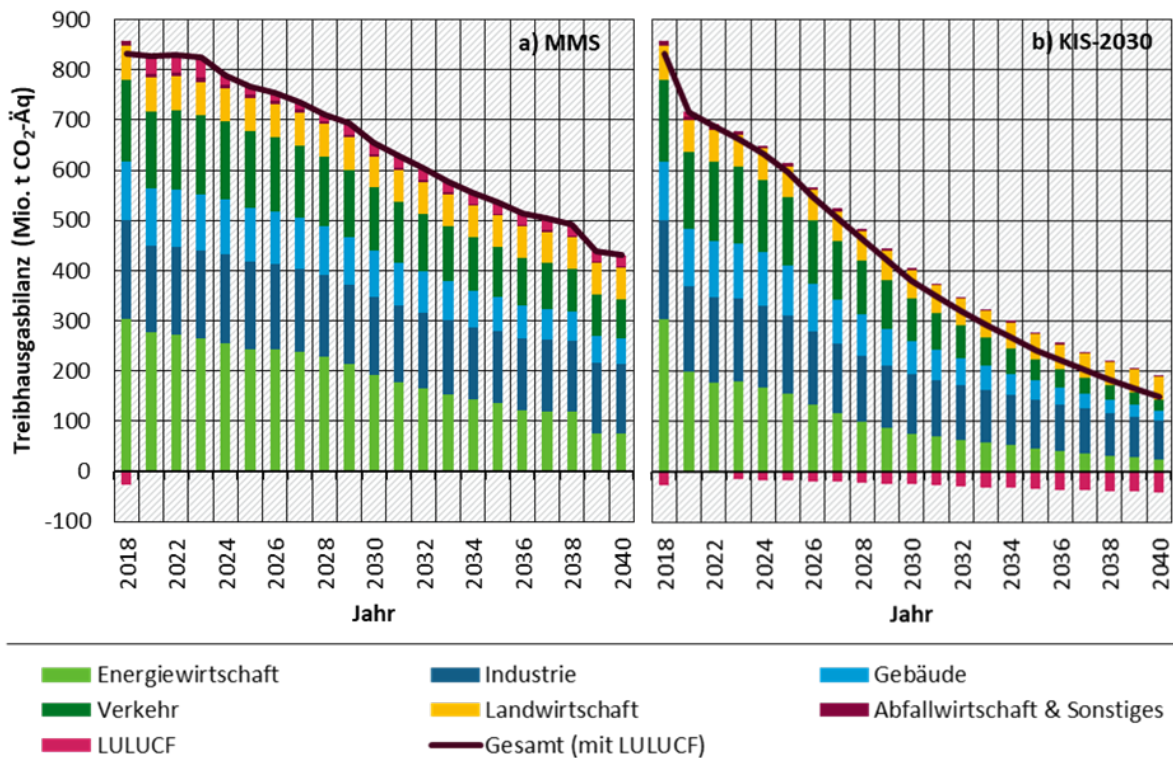
Aus Sicht der bestehenden Klimaschutzszenarien ist festzuhalten, dass sie entweder veraltet sind, da sie auf einer Datenbasis beruhen, die zu lange zurückliegt (z.B. Klimaschutzszenarien 2050 (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015), KSPR 2030 (Harthan et al. 2020), UBA-RESCUE-Studie (Purr et al. 2019), BMWi-Energiewirtschaftliche Projektionen (Kemmler et al. 2020)), oder dass sie hinter den Anforderungen der Klimaschutzgesetze zurückbleiben (z.B. KNDE-2050, Langfristszenarien des BMWK (Fraunhofer ISI et al. 2022)). Selbst Szenariostudien, welche die Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 erreichen (dena-Leitstudie (Albicker et al. 2021), KNDE-2045 (Prognos et al. 2021)), zeigen Schwächen bei der Zielerreichung in den Jahren 2030 und 2040, insbesondere für die Sektoren Landwirtschaft und LULUCF. Diese sind eng mit der Biomasseproduktion und damit der Verfügbarkeit von Bioenergie verbunden.

Unter den beschriebenen Umständen lag bei Erstellung dieses Berichts lediglich das Szenario „Klimaschutz Instrumente Szenario 2030“ (KIS-2030) vor, das instrumentenbasiert die Zielerreichung des Bundes-Klimaschutzgesetzes bis zum Jahr 2040 abbildet und dabei die Sektoren Landwirtschaft und LULUCF ausführlich berücksichtigt.⁶ Zudem baut das KIS-2030 direkt auf der Modellierung im Projektionsbericht der Bundesregierung (Repenning et al. 2021) auf, genauer gesagt auf dem „Mit-Maßnahmen-Szenario“ (MMS). Das MMS berücksichtigt lediglich bestehende Maßnahmen, die verlässlich bis zum Jahr 2030 umgesetzt werden. Bis zum Jahr 2040 werden nur wenig ambitionierte Annahmen getroffen. Dies zeigt sich z. B. in der Summe der THG-Emissionen, die im MMS deutlich höher liegen als im KIS-2030 (s. Abbildung 1). Beispielsweise nehmen im Gebäudesektor die THG-Emissionen von 117 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2018 im MMS bis zum Jahr 2040 auf 50 Mio. t CO₂-Äq, hingegen im KIS-2030 auf 21 Mio. t CO₂-Äq, ab. Im Wärmebereich wird die THG-Minderung im KIS-2030 gegenüber dem MMS vor allem

⁶ Das Projekt „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Langfristszenarien 3) des BMWK (Fraunhofer ISI et al. 2022) war noch nicht abgeschlossen.

durch die Steigerung der Effizienz (z.B. durch verstärkte Wärmedämmung von Gebäudehüllen) und die Reduktion der fossilen Energieträger erreicht.

Abbildung 1: THG-Emissionen im MMS und KIS-2030



Quelle: MMS aus Projectionsbericht der Bundesregierung (Repenning et al. 2021), KIS-2030 aus Repenning et al. (2023) MMS = Mit-Maßnahmen-Szenario; KIS = Klimaschutz-Instrumente-Szenario

Mit dem MMS und KIS-2030 liegt also ein Szenarienpaar vor, das auf der einen Seite einer Entwicklung des *Business as Usual* entspricht und auf der anderen Seite hohe Ambitionen in Anlehnung an das Bundes-Klimaschutzgesetz berücksichtigt.

2.2 Biobrennstoffangebot und -nachfrage in unterschiedlichen Szenarien

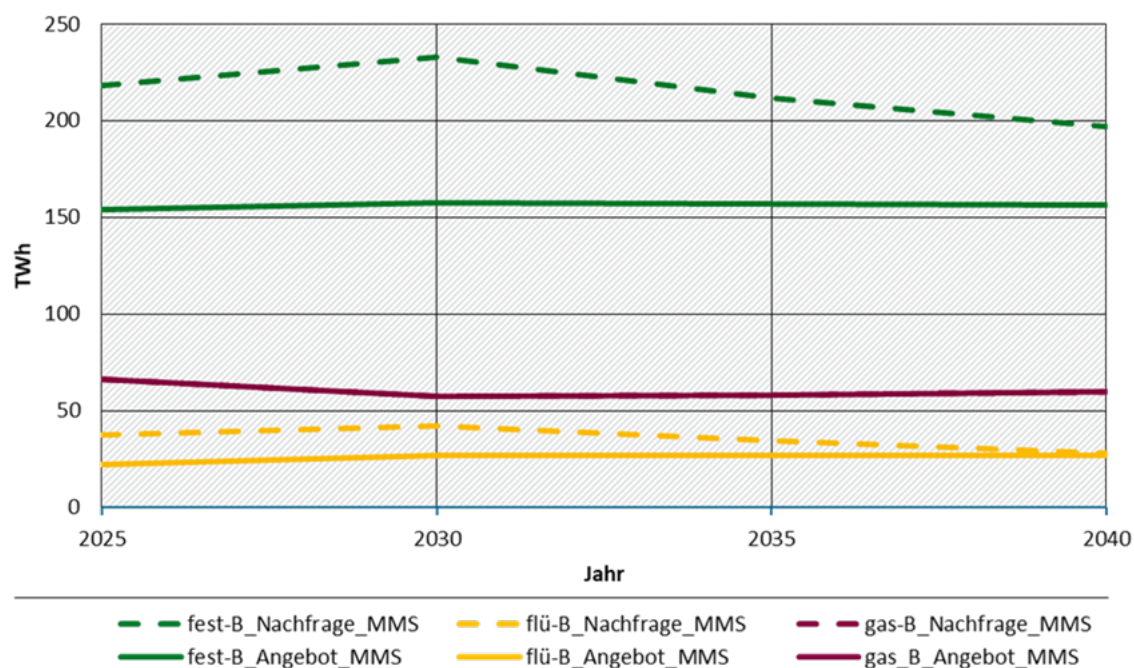
Im Szenario MMS wird die **Biobrennstoffnachfrage** in den einzelnen Sektoren in Deutschland abgebildet. In Abbildung 2 ist die Summe dieser Nachfrage für feste, flüssige und gasförmige Biomasse dargestellt. Das inländische **Biobrennstoffangebot** wird in dem Szenario aber nicht ausgewiesen und eine Rückkopplung zwischen Nachfrage und Angebot wird nicht modelliert. Für die Darstellung des Biobrennstoffangebots wurde in diesem Bericht die Methodik zugrunde gelegt, wie sie auch für KIS-2030 verwendet worden war. Dabei wurde die Nutzung von Rest- und Abfallströmen, die aus der BioRest-Studie (Fehrenbach et al. 2019) stammen, wie in KIS-2030 angenommen. Das energetische Waldholzpotenzial bezieht sich auf das Waldszenario WEHAM-Basisszenario, das im MMS hinterlegt ist. Die Angaben im Landwirtschaftssektor im MMS werden genutzt, um die Menge an Anbaubiomasse für Biogas und flüssige Biobrennstoffe mit der Methode im KIS-2030 herzuleiten. Dabei richtet sich der Anbau von Biogassubstraten nach dem Angebot an Gasen aus Rest- und Abfallstoffen und der verbliebenen Nachfrage nach gasförmigen Biobrennstoffen. Für die Menge an in Deutschland bereitgestellten flüssigen Biobrennstoffen wird die Anbaufläche aus dem Jahr 2018 fortgeschrieben und eine Zunahme der fortschrittlichen Biokraftstoffe, vor allem aus Stroh, angenommen.

Der Vergleich der Biobrennstoffnachfrage und des inländischen Biobrennstoffangebots zeigt (vgl. Abbildung 2):

- ▶ Die Nachfrage an festen Biobrennstoffen ist im MMS deutlich höher als das inländische Angebot. So steigt diese Nachfrage im Jahr 2030 auf gut 230 TWh und sinkt bis 2040 auf knapp 200 TWh, wobei das Angebot an festen Biobrennstoffen unter Werten von 160 TWh bleibt. Die Differenz stellt den Bedarf an Importen von festen Biobrennstoffen dar, die im Jahr 2030 einen hohen Wert von 75 TWh erreichen.
- ▶ Ebenfalls ist für flüssige Biobrennstoffe die Nachfrage deutlich höher als das inländische Angebot. Wiederum kommt es im Jahr 2030 zu einem hohen Wert für die Nachfrage von 42 TWh, die mit 28 TWh an inländischem Angebot und Importen von 14 TWh gedeckt wird. Bis zum Jahr 2040 nähern sich die Nachfrage und das Angebot an und erreichen einen Wert von 28 TWh.
- ▶ Die Nachfrage nach gasförmigen Biobrennstoffen sinkt bis zum Jahr 2030 leicht auf 58 TWh und steigt bis zum Jahr 2040 auf 60 TWh an. Aus methodischen Gründen entspricht das Angebot gasförmiger Biobrennstoffe der Nachfrage (s.o.).

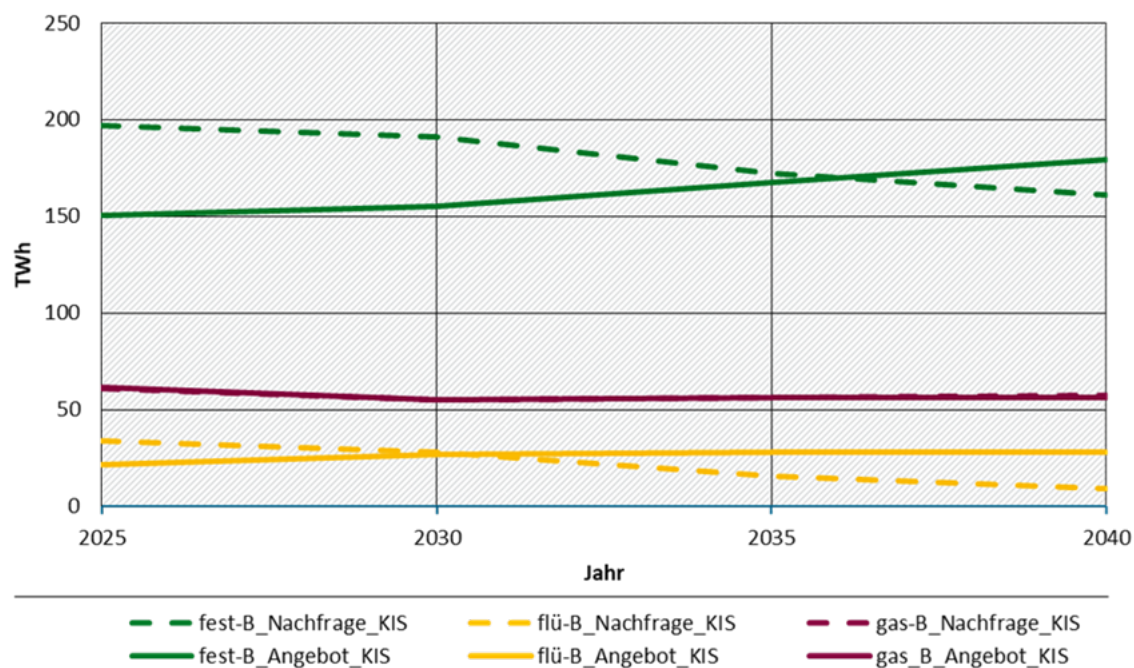
Die deutlichen Importe an Biobrennstoffen im MMS resultieren daraus, dass in dem Szenario keine Biomasseobergrenze hinterlegt wurde, die in Summe über alle Sektoren eingehalten werden musste.

Abbildung 2: Inländische Biobrennstoffangebot und -nachfrage im MMS



Quelle: Nachfrage nach Projektionsbericht (Repenning et al. 2021); Angebot nach eigenen Berechnungen. MMS = Mit-Maßnahmen-Szenario. Fest-B = feste Biomassebrennstoffe, flü-B = flüssige Biomassebrennstoffe, gas-B = gasförmige Biomassebrennstoffe.

Abbildung 3: Inländische Biobrennstoffangebot und -nachfrage im KIS-2030



Quelle: (Repenning et al. 2023) KIS = Klimaschutz-Instrumente-Szenario. Fest-B = feste Biomassebrennstoffe, flü-B = flüssige Biomassebrennstoffe, gas-B = gasförmige Biomassebrennstoffe.

Im KIS-2030-Szenario werden hingegen sowohl die Biobrennstoffnachfrage als auch das inländische Biobrennstoffangebot modelliert (Abbildung 3). Dies führt zu einer Obergrenze für die inländisch bereitstellbaren Biobrennstoffe. Im KIS-2030 werden Biokraftstoffimporte noch bis zum Jahr 2030 erlaubt. Importe an festen Biobrennstoffen sind im Jahr 2030 noch mit gut 35 TWh zugelassen. Eine Abstimmung der Biobrennstoffnachfrage und -nutzung über das Jahr 2030 hinaus erfolgte in dem Szenario jedoch nicht. Die getroffenen Annahmen führen im KIS-2030 zu der folgenden Situation (vgl. Abbildung 3):

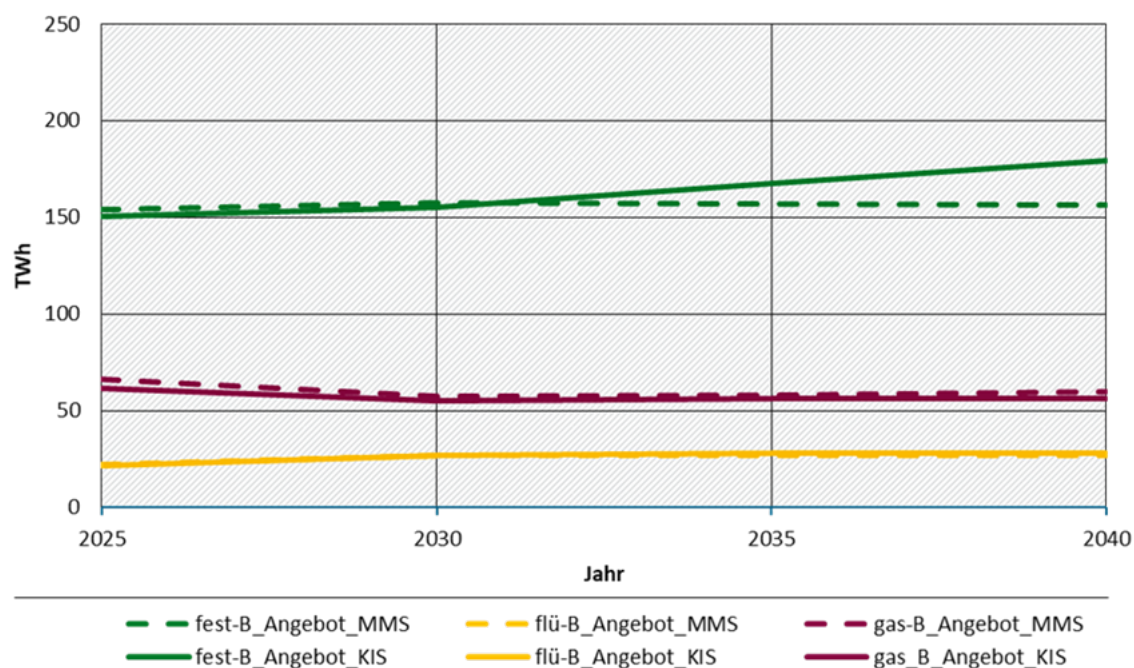
- Die Nachfrage nach festen Biobrennstoffen liegt im Jahr 2025 bei knapp 200 TWh und nimmt anschließend kontinuierlich ab. Das Angebot an festen Biobrennstoffen steigt zuerst leicht und ab dem Jahr 2030 deutlich an, da vermehrt Agroforst und Kurzumtriebsplantagen sowie Paludikulturen auf wiedervernässten Moorstandorten angelegt werden (siehe Details in Kap. 4.1). Im Jahr 2025 werden gut 45 TWh an festen Biobrennstoffen importiert. Bis zum Jahr 2040 wird Deutschland aber zu einem Exporteur fester Biobrennstoffe.
- Die Entwicklung des Angebots an flüssigen Biobrennstoffen entspricht weitestgehend dem Pfad im MMS. Da im KIS-2030 die Nachfrage nach flüssigen Biobrennstoffen im Jahr 2030 dem Angebot entsprechen musste und die nötigen Entwicklungen zu deren Reduzierung sich fortsetzen, wird Deutschland nach dem Jahr 2030 zum Exporteur flüssiger Biobrennstoffe.
- Für gasförmige Biobrennstoffe deckt sich – wie im MMS – das Angebot weitestgehend mit der Nachfrage.

Die Abstimmungen zu Biobrennstoffnachfrage und -angebot, die im KIS-2030-Modellverbund bis zum Jahr 2030 erfolgten, stehen im Einklang mit den zu erreichenden Zielen laut Bundes-Klimaschutzgesetz. Nach 2030 wurde im Modellverbund nicht weiter betrachtet, ob z. B. die Flächen, auf denen flüssige Biobrennstoffe für den Export angebaut werden, besser für andere Aktivitäten (z. B. Aufforstung, Agroforst oder mehr Ökolandbau) genutzt werden sollten.

In Abbildung 4 und Abbildung 5 werden die Daten zur Biobrennstoffnachfrage und zum -angebot für die beiden Szenarien zusammengestellt. Aufgrund der oben beschriebenen Methoden unterscheiden sich die Biobrennstoffangebote im MMS und KIS-2030 für flüssige und gasförmige Biobrennstoffe nur geringfügig voneinander. Für feste Biobrennstoffe tritt im KIS-2030 gegenüber dem MMS nach dem Jahr 2030 ein Anstieg des Angebots auf (Abbildung 3), der – wie oben bereits genannt – aus einer Zunahme an Holz aus Agroforst und Kurzumtriebsplantagen sowie aus Halmgut von Paludikulturflächen resultiert. Parallel nimmt die Menge an Energieholz aus dem Wald ab, die mit dem Fortschreibungstool „simple forest projection tool“ (SIFOP) (Hennenberg et al. 2021) abgebildet wurde.

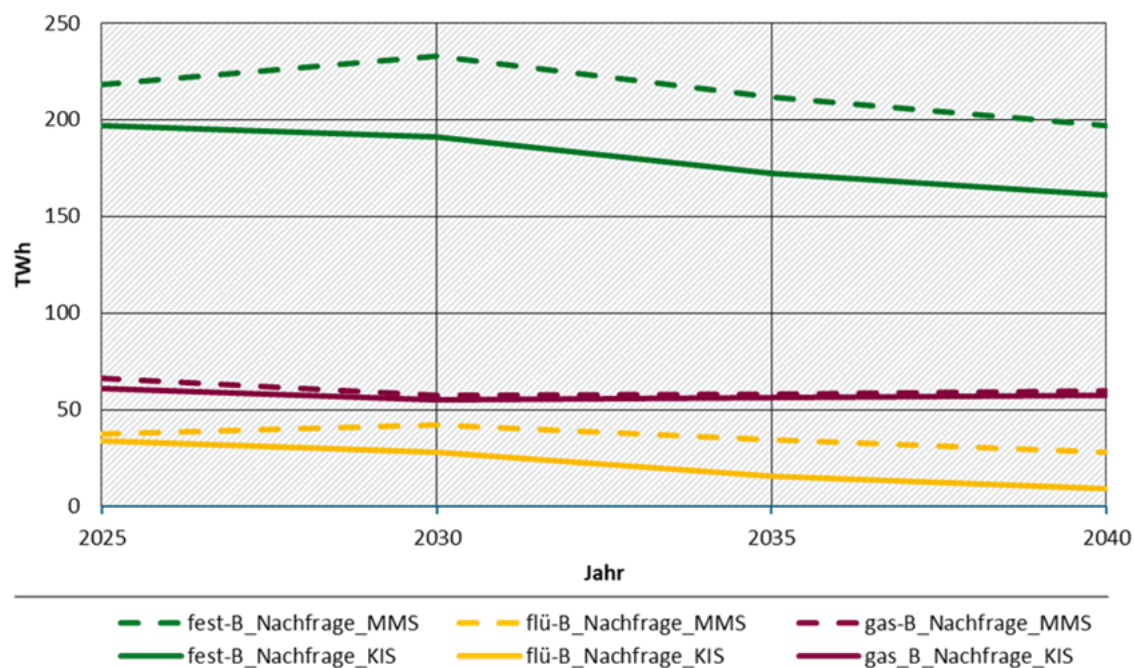
Deutliche Unterschiede zeigen sich hingegen zwischen dem MMS und KIS-2030 bei der Nachfrage nach flüssigen und festen Biobrennstoffen (Abbildung 5). Für feste Biobrennstoffe, die vor allem für die Wärmeerzeugung eine Rolle spielen, ist die Nachfrage im KIS-2030 deutlich geringer als im MMS. Im KIS-2030 nimmt diese Nachfrage bis 2040 deutlich ab. Dies wird durch die Annahmen erreicht, dass die Energieeffizienz im Wärmebereich stärker steigt als im MMS und zudem der Einsatz von festen Biobrennstoffen in Einzelraumfeuerungsanlagen reduziert wird.

Abbildung 4: Inländische Biobrennstoffangebot im MMS und KIS-2030



Quelle: Angebot im MMS nach eigenen Berechnungen; Angebot im KIS-2030 nach Repenning et al. (2023). MMS = Mit-Maßnahmen-Szenario; KIS = Klimaschutz-Instrumente-Szenario; fest-B = feste Biomassebrennstoffe, flü-B = flüssige Biomassebrennstoffe, gas-B = gasförmige Biomassebrennstoffe.

Abbildung 5: Inländische Biobrennstoffnachfrage im MMS und KIS-2030



Quelle: Nachfrage im MMS nach Projektionsbericht (Repenning et al. 2021); Nachfrage im KIS-2030 nach Repenning et al. (2023). MMS = Mit-Maßnahmen-Szenario; KIS = Klimaschutz-Instrumente-Szenario; fest-B = feste Biomassebrennstoffe, flü-B = flüssige Biomassebrennstoffe, gas-B = gasförmige Biomassebrennstoffe.

2.3 Fragestellungen dieses Berichts

Im Vergleich der beiden Szenarien fallen hinsichtlich der Nutzung fester Biomasse im Wärmesektor die folgenden beiden Veränderungen im Zeitverlauf ins Auge: die Veränderung der Sortimentezusammensetzung sowie eine signifikante Verringerung der Nachfrage an festen Biobrennstoffen.

Die Modellierung der Nachfrageseite nach Biobrennstoffen darf im KIS-2030 eine angenommene Obergrenze nicht überschreiten. Dies resultiert in der Notwendigkeit, dass die Nutzung fester Biomasse zum Erreichen der Klimaschutzziele z. B. im Gebäudesektor deutlich reduziert werden muss. Allerdings lässt das KIS-2030 z. T. offen, auf welchem Wege diese Reduktion erreicht werden kann. So wurden die Instrumente im Gebäudesektor nur grob ausformuliert und es wurde nicht explizit aufgeführt, mit welchem Instrument oder Instrumentenverbund eine solche Verringerung der Nachfrage erreicht werden kann.

Selbst wenn das Ziel hinsichtlich einer Höchstmenge an zu nutzender fester Biomasse erreicht werden kann, besteht immer noch die Frage, ob die künftig zur Verfügung stehenden Sortimente fester Biobrennstoffe den Bedarf in den unterschiedlichen Unterbereichen des Wärmesektors füllen können. Auch hier kommt es im KIS-2030 zu Veränderungen bis 2040. Zwar steigt das absolute Angebot an festen Biobrennstoffen, aber gleichzeitig kommt es zu einem Wechsel der Biobrennstofftypen, weg vom Waldenergieholz und hin zu Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagen und Paludikulturmaterial.

Vor diesem Hintergrund werden in den folgenden Kapiteln die folgenden Fragen adressiert und beantwortet:

Kapitel 3: Instrumente zur Mengensteuerung

- ▶ Wie können einzelne Politikinstrumente so angepasst werden, dass sie eine senkende Wirkung auf die Nachfrage nach fester Biomasse im Gebäudebereich haben? Wie stellt sich die Wirkung angesichts der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung dar?
- ▶ Wie stark wirken die Instrumente auf die Mengen an fester Biomasse als Ganzes und auf unterschiedliche Sortimente, bzw. Einsatzbereiche?
- ▶ Reichen die vorgeschlagenen Instrumentenbündel aus, um die im KIS-2030 dargestellte Biomassenachfrage im Jahr 2040 nicht zu überschreiten?
- ▶ Wie wirken die Instrumente zur Reduktion der Nachfrage fester Biobrennstoffe auf die unterschiedlichen Sortimente der festen Biobrennstoffe?

Kapitel 4: Nutzung fester Biomasse in der Wärmeerzeugung

- ▶ Wie verändert sich zwischen dem MMS und KIS-2030 das Angebot an verschiedenen Sortimenten der festen Biobrennstoffe und deren Nutzung in den energieverbrauchenden Sektoren?
- ▶ Wie kann eine Allokation von festen Biobrennstoffen im Wärmesektor im KIS-2030 aussehen, wenn die Entwicklung der unterschiedlichen Sortimente der festen Biobrennstoffe und die Wirkung der in Kapitel 3 hinterlegten Instrumente berücksichtigt werden?

3 Analyse von Politikinstrumenten zur Mengensteuerung fester Biomasse in der Wärmeerzeugung

Im Rahmen vorhergehender Analysen wurden für den Wärmesektor die derzeit geltenden marktwirtschaftlichen und ordnungsrechtlichen Instrumente sowie politische Maßnahmen hinsichtlich ihrer Steuerungseffekte untersucht (siehe Hennenberg et al. (2022)). Ziel war es, für eine tiefergehende Analyse fünf Instrumente auszuwählen und entsprechend einer umwelt- und nachhaltigkeitsoptimierten Mengensteuerung im Rahmen von Biomassepotenzialgrenzen anzupassen. Dabei sollten die Instrumente einen hohen Grad an Umsetzungswahrscheinlichkeit aufweisen.

Auf der Grundlage qualitativer und quantitativer Auswertungen wurden die folgenden Politikinstrumente für eine detailliertere Analyse ausgewählt:

- ▶ die Anpassung der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) für Biomasseheizungen (Instrument 1, siehe Kapitel 3.1)
- ▶ die Berücksichtigung der Emissionen der Biomasseverbrennung durch Bepreisung (Instrument 2, siehe Kapitel 3.2)
- ▶ die Beschränkung biogener Einzelraumfeuerungsanlagen mit Fokus auf die 1. BImSchV (Instrument 3, siehe Kapitel 3.3)
- ▶ die nachrangige Nutzung von Biomasseheizungen durch Anpassung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) (Instrument 4, siehe Kapitel 3.4)
- ▶ die Anpassung der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (Instrument 5, siehe 3.5).

Mit den Instrumenten 1, 2 und 5 wurden Politikinstrumente gewählt, die einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit fester Biomasse haben. Mit Instrument 3 und 4 wurden Politikinstrumente entwickelt, mit denen der regulatorische Rahmen für den nachhaltigen Einsatz von fester Biomasse angepasst werden soll.

Nachfolgend werden die ausgewählten möglichen Politikinstrumente analysiert, konkrete Weiterentwicklungsoptionen und Ausgestaltungsvarianten samt zu berücksichtigender Umstände der Umsetzung aufgezeigt sowie abschließend die Wirkung der Instrumente auf den Einsatz fester Biomasse im Gebäudebestand quantifiziert.

3.1 Instrument 1: Anpassung der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) für Biomasseheizungen

3.1.1 Status quo

Mit der im Jahr 2021 gestarteten Bundesförderung für energieeffiziente Gebäude (BEG) wurde die finanzielle Förderung des Bundes für die energetische Gebäudesanierung neu aufgesetzt. Die BEG ersetzt die Programme zur Förderung von Energieeffizienz und Erneuerbaren Energien im Gebäudebereich – darunter das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm (Programme Energieeffizient Bauen und Sanieren), das Programm zur Heizungsoptimierung (HZO), das Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) und das Marktanreizprogramm zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP). Die BEG Fördersätze für Heizungsanlagen wurden am 28. Juli 2022 angepasst. Hier wird die Entwicklung der Fördersätze bis zu dieser Anpassung (BEG 2022)

berücksichtigt. Eine weitere seit dem 1.1.2023 wirksame Anpassung der BEG fiel außerhalb des Bearbeitungszeitraum des vorliegenden Berichtes.

Die BEG teilt sich in drei Teilprogramme auf:

1. Bundesförderung für energieeffiziente Gebäude – Wohngebäude (BEG WG) (seit Juli 2021 in Kraft)
2. Bundesförderung für energieeffiziente Gebäude – Nichtwohngebäude (BEG NWG) (seit Juli 2021 in Kraft)
3. Bundesförderung für energieeffiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM) (seit Jahresbeginn 2021 in Kraft)

Die ersten beiden Teilprogramme fördern die Sanierung bzw. den Neubau von Gebäuden, die eine Effizienzhaus-Stufe erreichen. Bei allen Teilprogrammen der BEG konnten Förderempfänger*innen bis zur Anpassung am 28.7.2022 wählen, ob sie einen finanziellen Zuschuss erhalten (Abwicklung durch das BAFA) oder einen zinsvergünstigten Kredit bevorzugen (Abwicklung durch die KfW). Seit der Anpassung des BEG ist für die BEG EM nur noch die Zuschussvariante und für die Sanierung zum Effizienzhaus (BEG WG und BEG NWG) nur noch die Kreditvariante möglich.

3.1.1.1 Biomasse in der BEG Effizienzhaus-Förderung (BEG WG und BEG NWG)

In den Teilprogrammen der Bundesförderung zur Sanierung von Gebäuden auf eine Effizienzhaus-Stufe (BEG WG, BEG NWG) wird der Einbau von Biomasseheizungen gefördert, allerdings nicht als Einzelmaßnahme. Es handelt sich um Förderangebote für Gesamtmaßnahmen bei Wohn- und Nichtwohngebäuden. Als Gesamtmaßnahmen sind nach den Förderrichtlinien alle Vorhaben zu verstehen, „die im Ergebnis zu einem energetischen Zustand des Gebäudes auf einer Effizienzhaus-Stufe führen, sei es im Wege einer Sanierung oder als Neubau“ (BMWK 2021a; b). In den geförderten Effizienzhäusern muss der berechnete Wärmebedarf nach den Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) zu mindestens 55 % durch Wärme aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Eine Option ist dabei die Nutzung fester Biomasse. Es ist nicht bekannt, wie hoch die Zahl der durch BEG WG und BEG NWG geförderten Biomasseheizungen ist. Da die Zahl der BEG EM Förderfälle bis 2019 durchschnittlich bei 84 % der installierten Biomasseheizungen lag und die Förderanträge für die BEG EM in 2020 und 2021 die Zahl der installierten Biomasseheizungen deutlich übertraf, wird die BEG EM als wesentlich relevanter für Biomasseheizungen eingestuft.

3.1.1.2 Biomasse in der BEG Einzelmaßnahmen-Förderung

Das Teilprogramm der Bundesförderung für energieeffiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM) fördert Einzelmaßnahmen zur energetischen Sanierung von Wohn- und Nichtwohngebäuden. Gefördert werden u. a. der Einbau von effizienten Wärmeerzeugern und von Anlagen zur Heizungsunterstützung. Gemäß Punkt 5.3 S. 2 der Förderrichtlinie gelten die folgenden Voraussetzungen für die Förderung: Das betreffende Gebäude muss ein Bestandsgebäude sein und es muss mit der Förderung die Energieeffizienz und / oder der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch des Gebäudes erhöht werden. Des Weiteren muss der Einbau mit einer Optimierung des gesamten Heizungsverteilsystems (inklusive Durchführung des hydraulischen Abgleichs) verbunden sein (BMWK 2020).

Gemäß 5.3 der BEG EM-Förderrichtlinie können Biomasseheizungen ab einer Nennwärmeleistung von 5 kW gefördert werden. Sie müssen gewisse technische Mindestanforderungen erfüllen, die in der Anlage zur Richtlinie festgelegt sind.

Gefördert werden laut Anlage der Richtlinie insbesondere:

- ▶ Kessel zur Verbrennung von Biomassepellets und -hackschnitzeln,
- ▶ Pelletöfen mit Wassertasche,
- ▶ Kombinationskessel zur Verbrennung von Biomassepellets bzw. -hackgut und Scheitholz,
- ▶ besonders emissionsarme Scheitholzvergaserkessel.

Nicht gefördert werden:

- ▶ luftgeführte Pelletöfen,
- ▶ handbeschickte Einzelöfen,
- ▶ Anlagen, die überwiegend der Verfeuerung von Abfallstoffen aus der gewerblichen Be- und Verarbeitung von Holz dienen, außer es handelt sich um Altholz der Kategorie A1 (naturbelassenes oder lediglich mechanisch bearbeitetes Altholz),
- ▶ Biomasseanlagen, die unter Naturzugbedingungen arbeiten,
- ▶ Anlagen zum Einsatz von Biomasse, für die die Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen (17. BImSchV) in der jeweils gültigen Fassung zur Anwendung kommt,
- ▶ Anlagen zur Beseitigung bestimmter Abfälle, die einer Behandlung vor einer Ablagerung zugeführt werden.

3.1.1.2.1 Entwicklung der Förderhöhe für Biomasseheizungen

In Tabelle 1 sind die Förderbedingungen des MAP (2015 – 2020) und des BEG (ab 2021) dargestellt, jeweils für den Bereich vor und nach der Umstellung.

Tabelle 1: Bundesförderungen für Biomasseheizungen seit 2015

	MAP 2015-2019		MAP 2020		BEG EM 2021	BEG EM 2022
Programm-teile	BAFA: Anlagen ≤ 100 kW	KfW: Anlagen > 100 kW	BAFA: Anlagen ≤ 100 kW	KfW: Anlagen > 100 kW		
Förderfähige Investitionskosten		100.000 €	WG: 50.000 €/WE NWG: max. 3,5 Mio. € brutto	100.000 €	WG: 60.000 €/WE NWG: 1.000 €/m ² (netto), max. 15 Mio. €	WG: 60.000 €/WE NWG: 1.000 €/m ² (netto), max. 5 Mio. €
Grund-förderung Biomasse	Pauschalbe-träge abhängig von Anlagenart	20 €/kW, max. 50.000 €	35 %	20 €/kW, max. 50.000 €	35 %	10 %
Boni	Kombination sbonus (500 €),	Innovation (20 €/kW), Speicher	Öl-Austausch (10 %P)	Innovation (20 €/kW), Speicher	Öl-Austausch (10 %P),	Fossile-Austausch (10 %P),

	MAP 2015-2019		MAP 2020		BEG EM 2021	BEG EM 2022
	Optimierungsmaßnahme, Innovation	(10 €/kW), KWK (40 €/kW)		(10 €/kW), KWK (40 €/kW)	Innovation (5 %P), iSFP (5 %P)	Innovation (5 %P)

Quelle: Darstellung auf Basis von (BAFA 2020a), (BMWK 2020), (BMWK 2022c)

Die Anpassung des MAP 2020 hat die Förderung für Biomasseheizungen deutlich verbessert und es wurde eine Grundförderung von 35 % der förderfähigen Investitionskosten für Wohngebäude eingeführt. Durch die Bundesförderung für energieeffiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM) ist die Förderung für Biomasseheizungen noch einmal gestiegen: Mit dem Innovations-Bonus und dem iSFP-Bonus kamen zwei zusätzliche kumulative Boni von jeweils 5 % auf die Grundförderung hinzu. Die Erhöhung der förderfähigen Investitionskosten für Wohngebäude von 50.000 € auf 60.000 € pro Wohneinheit mit der BEG EM ist für Biomasseheizungen weniger relevant, da hier die Kosten in der Regel geringer sind. Insbesondere gegenüber den bis 2019 geltenden MAP-Förderbedingungen waren die Förderbedingungen für Biomasseheizungen mit der BEG EM 2021 verbessert worden. Mit der Anpassung vom 28.7.2022 wurde die Förderung der Biomasse durch die Absenkung der Grundförderung auf 10 % und den Wegfall des möglichen iSFP-Bonus deutlich gesenkt.

3.1.1.2.2 BEG EM Biomasseförderung im Vergleich zu anderen Heizungsarten

Im Vergleich zu den weiteren geförderten Heizlösungen (hier ohne Betrachtung von Gebäudenetz- und Wärmenetzanschlüssen) wurden Biomasseheizungen aufgrund des möglichen Innovationsbonus durch die BEG EM 2021 besonders hoch gefördert (siehe Gegenüberstellung in Tabelle 2).

Tabelle 2: Förderung von nach BEG EM 2021 geförderten Heizlösungen

Heizungsanlage	Grundförderung	Öl-Austausch-Bonus	iSFP-Bonus	Innovationsbonus	Gesamtfördersatz max.
Gas-Brennwert „renewable ready“	20 %		5 %P	-	25 %
Gas-Hybridanlagen	30 %	10 %P	5 %P	-	45 %
Solarthermieanlagen	30 %		5 %P	-	35 %
Wärmepumpen	35 %	10 %P	5 %P	-	50 %
Biomasse	35 %	10 %P	5 %P	5 %P	55 %

Quelle: (BMWK 2020)

Der Grundfördersatz von 35 % für Biomasseheizungsanlagen konnte durch verschiedene Bonifördersätze erhöht werden:

- **Innovationsbonus:** Wird mit der Biomasseheizung ein Emissionsgrenzwert für Feinstaub von maximal 2,5 mg/m³ erreicht, wurde ein Bonus von zusätzlich 5 Prozentpunkten gewährt.

- **Öl-Austausch-Bonus:** Wird eine Heizungsanlage, die mit Öl betrieben wird, gegen eine Biomasseheizung ausgetauscht, wird ein Bonus von zusätzlichen 10 Prozentpunkten gewährt.
- **iSFP-Bonus:** Stellt der Einbau der Biomasseheizung eine Umsetzungsmaßnahme im Rahmen des individuellen Sanierungsfahrplans dar, wird ein Bonus von zusätzlich 5 Prozentpunkten gewährt. Im Zuge der weiteren Stufen im Sanierungsfahrplan wird dann die Energieeffizienz des Hauses verbessert und der Biomasseverbrauch des Hauses sinkt.

Da die oben genannten Fördersätze kumuliert werden konnten, war eine Förderung von Biomasseheizungen mit bis zu 55 % möglich. Die Fördersatzhöhe bezieht sich auf die förderfähigen Investitionskosten i. H. v. max. 60.000 € pro Wohneinheit bei Wohngebäuden und 1.000 €/m² Nettogrundfläche bzw. 15 Mio. € bei Nichtwohngebäuden.

Durch die Anpassung der BEG EM Fördersätze vom 28.7.2022 hat sich sowohl die Grundförderung als auch die maximale Förderung von Biomasseheizungen im Vergleich zur Wärmepumpe reduziert (siehe Tabelle 3). Der Öl-Austauschbonus wurde durch einen weitergehenden Bonus für den Austausch von Öl-, Gas-, Kohle- und Nachtspeicherheizungen ersetzt (Fossile-Austausch-Bonus). Der iSFP-Bonus für Heizungssysteme ist weggefallen und ein neuer Bonus für Wärmepumpen bei der Erschließung von Wasser, Abwasser oder Erdreich als Wärmequellen (Erdwärme-Bonus) ist hinzugekommen.

Die seit dem 1.1.2023 geltende Anpassung der BEG hat die maximalen Gesamtfördersätze für die hier betrachteten Heizlösungen erneut geändert: der Fossile-Austausch-Bonus gilt nun auch für Solarthermieranlagen (max. Gesamtfördersatz somit nun 35 %). Für Wärmepumpen kann der zusätzliche Bonus von 5 % nun nicht nur für die Erschließung von Wasser, Abwasser oder Erdreich, sondern auch bei der Nutzung eines natürlichen Kältemittels genutzt werden. Der maximale Gesamtfördersatz für Wärmepumpen ist gleichgeblieben. Die technischen Mindestanforderungen für die Emissionen von Biomasseheizungen wurden verschärft, sodass nur noch besonders schadstoffarme Anlagen gefördert werden und der bisherige Innovationsbonus hierfür wegfällt (max. Gesamtfördersatz 20 %). Außerdem muss für eine Förderung die Biomasseheizung mit einer Solarthermieranlage kombiniert werden.

Tabelle 3: Förderung von nach BEG EM 2022 geförderten Heizlösungen

Heizungsanlage	Grund-förderung	Fossile-Austausch-Bonus	Erdwärme-Bonus	Innovations-bonus	Gesamt-fördersatz max.
Solarthermie-anlagen	25 %			-	25 %
Wärmepumpen	25 %	10 %	5 %	-	40 %
Biomasse	10 %	10 %		5 %	25 %

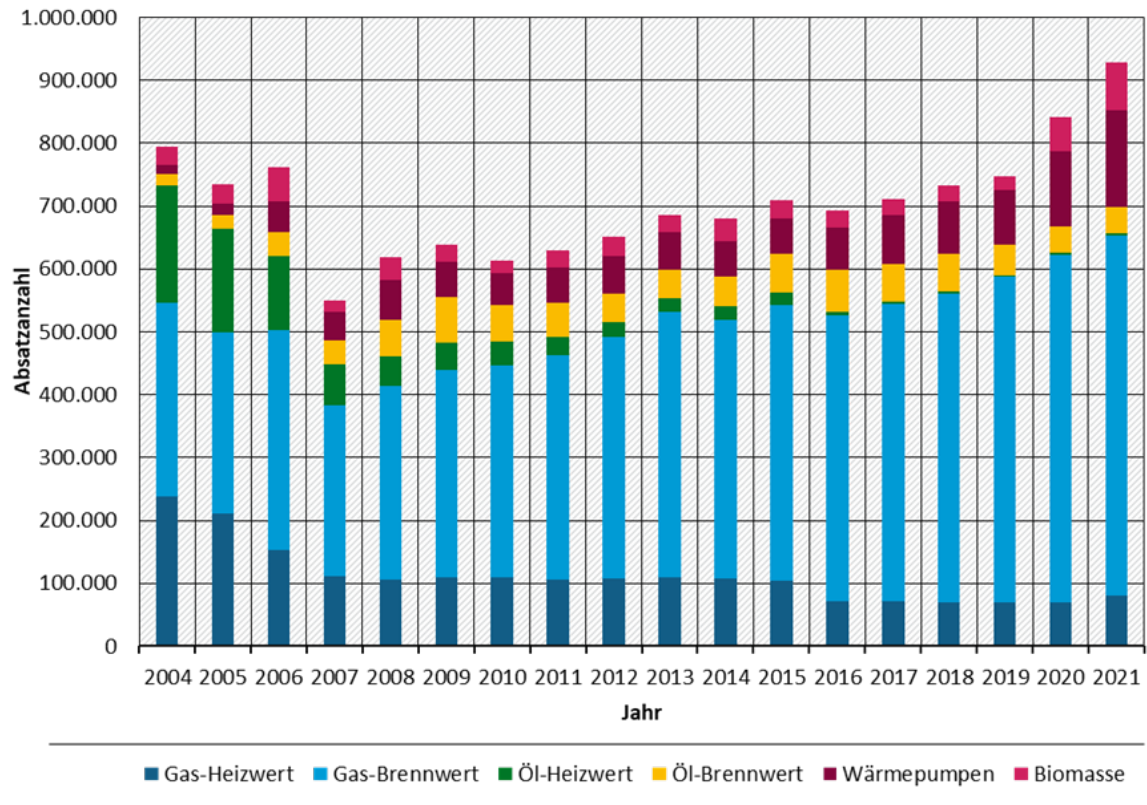
Quelle : (BAFA 2022)

3.1.1.3 Entwicklung von Absatzzahlen und Förderfällen für Biomasseheizungen

Abbildung 6 stellt die Entwicklung der Absatzmenge der verschiedenen Wärmeerzeuger seit 2004 dar. Seit 2007 ist ein steigender Trend beim Absatz von Wärmeerzeugern in Deutschland zu beobachten. Insbesondere in den Jahren 2020 und 2021 ist der Absatz der Wärmeerzeuger um zusätzliche 94.000 bzw. 87.000 Wärmeerzeuger gegenüber dem Vorjahr deutlich angestiegen. Für die Analyse einer möglichen Auswirkung der BEG-Förderung auf den Absatz

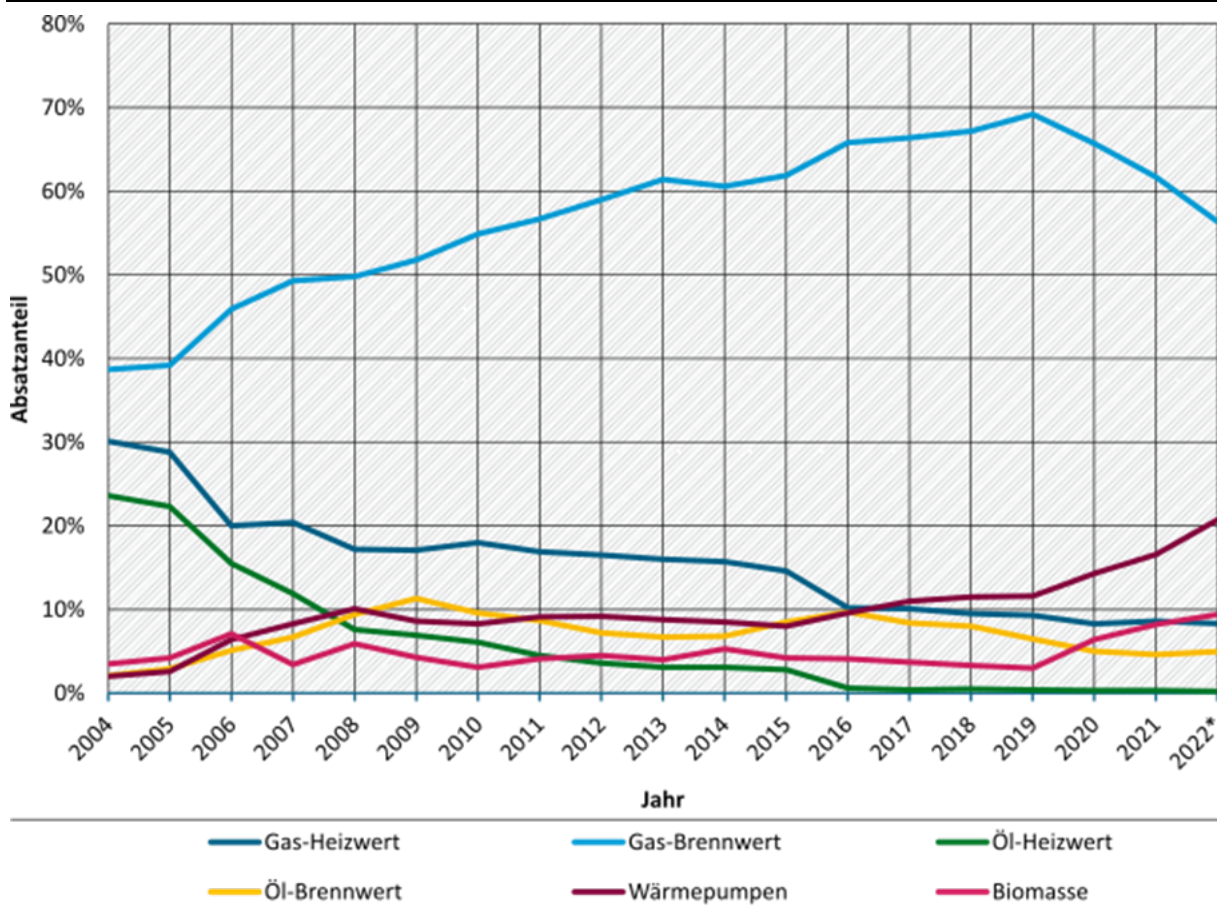
der unterschiedlichen Techniken ist die Entwicklung der relativen Marktanteile interessant (s. Abbildung 7).

Abbildung 6: Verlauf des Absatzes von Wärmeerzeugern in Deutschland (2004-2021) in absoluten Zahlen nach Wärmeerzeuger



Quellen: (BDH 2021); (Destatis 2020)

Abbildung 7: Verlauf des Absatzanteils der verschiedenen Wärmeerzeugertechniken 2004-2021



*Daten für 2022 beziehen sich auf das erste Halbjahr.

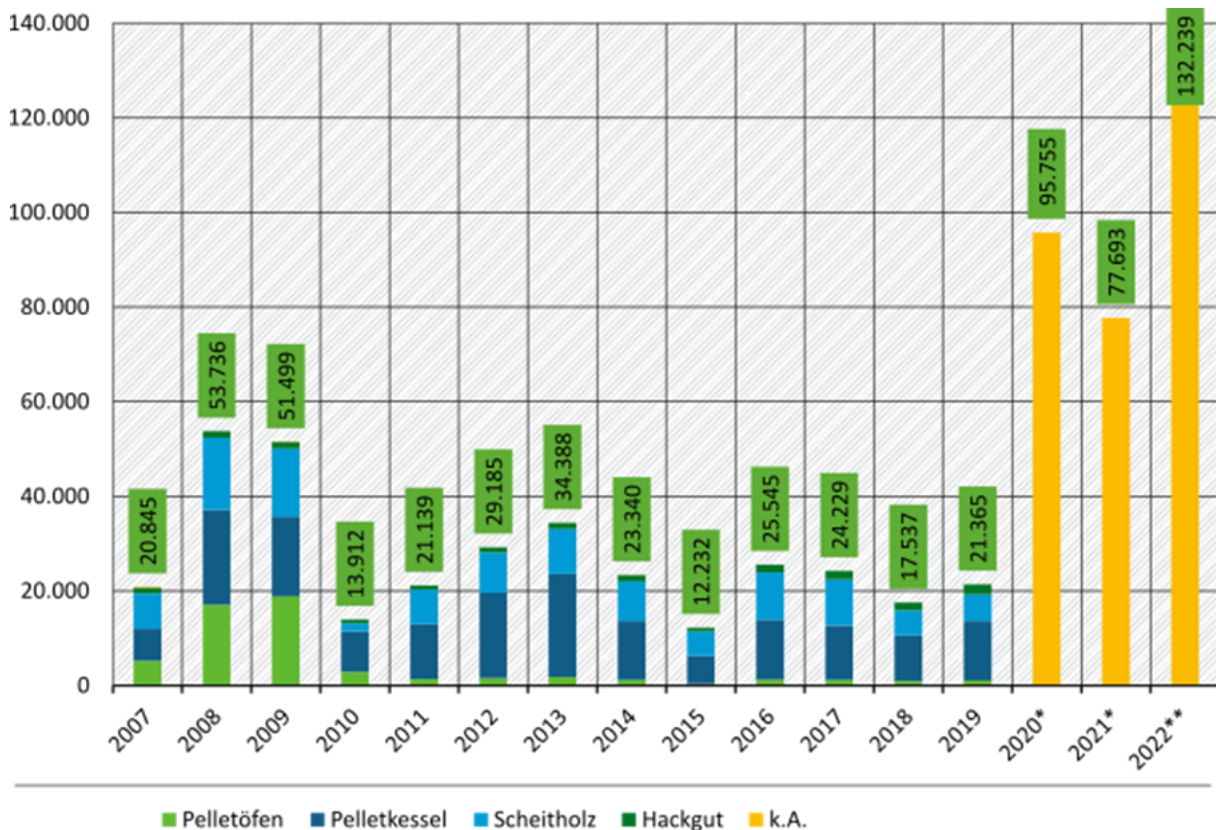
Quelle: eigene Darstellung, ifeu. Basierend auf (BDH 2021), (BDH 2022), (Destatis 2020)

Aus dem Vergleich von Abbildung 6 und Abbildung 7 ist erkennbar, dass trotz der absoluten Zunahme der Anzahl der verkauften Gaskessel in den Jahren 2020 und 2021 der relative Anteil dieser weiterhin marktdominierenden Heiztechnik seit 2020 zurückgeht. Gleichzeitig sind die Anteile von Wärmepumpen und Biomasseheizungen in 2020, 2021 und dem ersten Halbjahr 2022 deutlich gestiegen. Im Fall der Wärmepumpen hat sich damit ein seit 2015 bestehender leicht positiver Trend verstärkt, während sich bei den Biomasseheizungen die leicht negative Entwicklung seit 2014 stark umgekehrt hat. Ein Zusammenhang dieser Trendumkehr mit der verbesserten Förderung von Biomasseheizungen durch das angepasste MAP 2020 und die BEG 2021 liegt nahe.

Auch bei der Anzahl der Förderfälle bzw. der Förderanträge lässt sich ein starker Anstieg erkennen. Abbildung 8 zeigt die bisherigen Förderfälle des MAP und der BEG EM für Biomasseheizungen. Für die Jahre 2020, 2021 und 2022⁷ sind statt der Förderfälle die beantragten Förderungen dargestellt, da die Zahlen zu den umgesetzten Förderungen zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch nicht vorlagen.

⁷ Zahlen bis einschließlich Oktober

Abbildung 8: Zahl der durch das Marktanreizprogramm geförderten Biomasseheizungen (2007-2019) sowie der im BEG EM beantragten Förderungen für Biomasseheizungen (2020-2022) in absoluten Zahlen



* Förderanträge**Förderanträge bis einschließlich Oktober

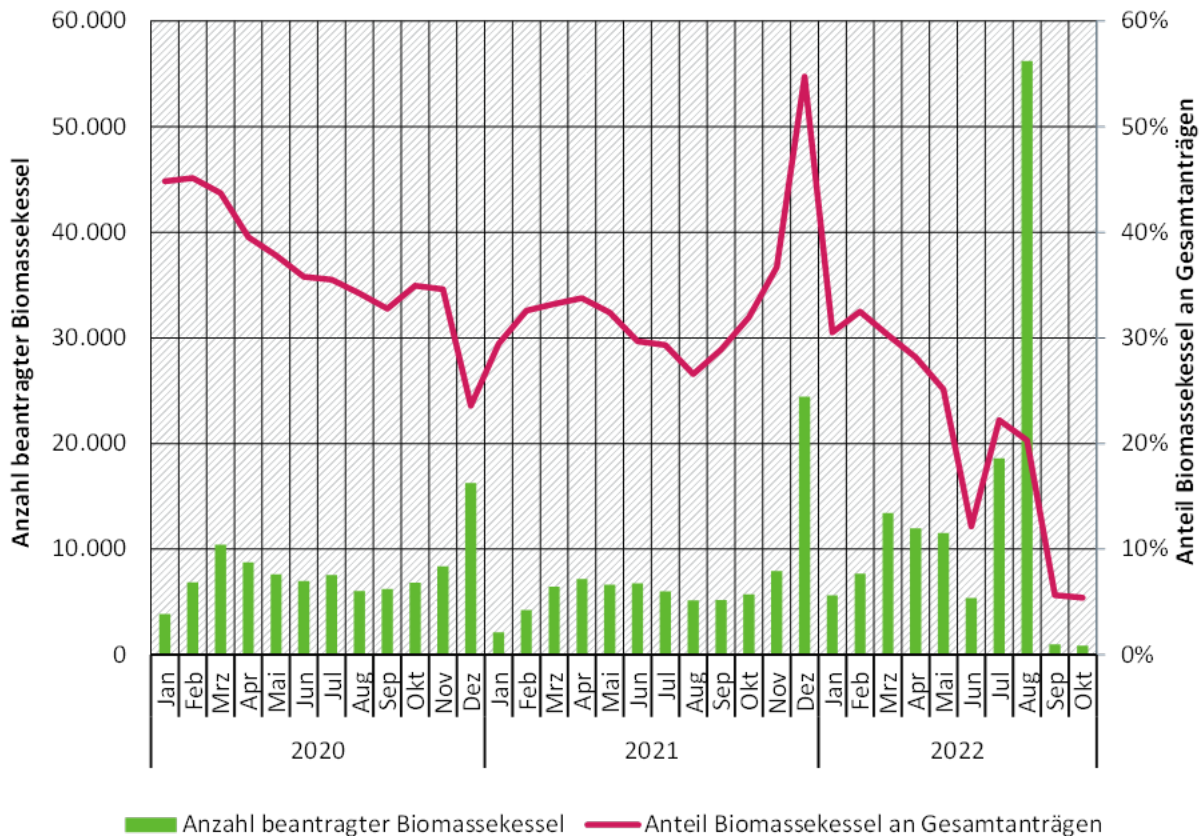
Quelle: eigene Darstellung, ifeu. Basierend auf (Zech et al. 2019), (BAFA 2020b), (BAFA 2021), (Pressestelle des BAFA 2022)

Es wird deutlich, dass die Förderanträge seit der Anpassung des MAP und der Einführung der BEG in 2020 und 2021 das Niveau der in den Jahren zuvor gewährten Förderungen deutlich überschreiten. Nach im Mittel 21.000 geförderten Biomasseheizungen in der ersten Phase des MAP zwischen 2015 und 2019 (Zech et al. 2019) wurden in den Jahren 2020 und 2021 über 95.000 (2020) bzw. über 77.000 (2021) Anträge gestellt. Nach dem leichten Rückgang in 2021 liegt die Anzahl der Förderanträge in der BEG EM zwischen Januar und Oktober 2022 mit 132.000 beantragen Biomasseheizungen bereits stark über dem Vorjahresniveau.

Zwar ist davon auszugehen, dass die Anzahl der Förderanträge über der Anzahl der tatsächlichen Förderfälle liegt, doch auch die tatsächlichen Absatzzahlen von Biomasseheizungen sind in 2020 und 2021 deutlich gestiegen (siehe Abbildung 6). Setzt man die abgesetzten Biomasse-Wärmeerzeuger und die geförderten Anlagen zueinander ins Verhältnis, so ist ersichtlich, dass in den Jahren 2010 bis 2019 durchschnittlich 84 % der abgesetzten Biomasse-Wärmeerzeuger gefördert wurden. Für die Jahre 2020 und 2021 ergibt die Summe der Anzahl der Förderanträge in der BEG EM rund 133 % der installierten Biomasseheizungen – es ist davon auszugehen, dass die Kessel zeitverzögert nach erfolgter Genehmigung des Förderantrages, und damit teilweise erst im Folgejahr, eingebaut werden. Dabei sind Biomasseheizungen, die im Rahmen der Effizienzgebäude beantragt wurden, noch nicht berücksichtigt.

Abbildung 9 stellt die Anzahl der Förderanträge für Biomasseheizungen ab 2020 bis einschließlich Oktober 2022, sowie ihren Anteil an der Gesamtzahl der Förderanträge, dar.

Abbildung 9: Förderanträge für Biomasseheizungen im MAP (2020) und BEG-Einzelmaßnahmen (2021 und 2022)



Quelle: eigene Darstellung, ifeu. Basierend auf (BAFA 2020b), (BAFA 2021), (Pressestelle des BAFA 2022)

Der Anteil der beantragten Biomasseheizungen an den gesamten Förderanträgen hatte in 2020 mit dem MAP 2020 eine leicht abnehmende Tendenz. In 2021 lag die absolute Zahl der Biomasseförderungen in der BEG 2021 etwas geringer, der Anteil der Biomasseförderungen stabilisierte sich jedoch. In 2022 stiegen die Förderanträge bis zur Einführung der geänderten Förderbedingungen im August mit der BEG 2022 deutlich, wobei durch einen noch stärkeren Anstieg der Förderzahlen für andere Wärmeerzeuger⁸ der Anteil der beantragen Biomasseförderungen deutlich sank. In den zwei Monaten nach Einführung der BEG 2022 lag dieser Anteil nur noch bei etwas über 5 %. Inwieweit sich die kürzlich erfolgte Verschlechterung der Förderbedingungen und die sinkende Anzahl der Förderanträge auch auf die Absatzzahlen für Biomasseheizungen auswirkt, ist aufgrund der eingeschränkten Erfahrungswerte noch nicht ersichtlich.

⁸ vor allem Wärmepumpen, siehe (Pressestelle des BAFA 2022)

3.1.2 Ausgestaltung und Implementierung der Anpassung der BEG-Förderung für Biomasseheizungen

Mit Blick auf einen nachhaltigen Einsatz fester Biomasse sollte eine Förderung keine verstärkten Anreize für ihre Nutzung setzen und nur gewährt werden, wenn sie die einzige nicht-fossile Option ist.

Mit der Anpassung der BEG EM Fördersätze ab dem 28.7.2022 wurde die Förderung für Biomasseheizungen reduziert⁹. Zur Begrenzung der Biomassenachfrage wird hier eine darüberhinausgehende Einschränkung der Förderung von Biomasseheizungen auf Ausnahmefälle vorgeschlagen. Diese Maßnahme ist durch eine weitere Änderung der Förderrichtlinien umsetzbar: Unter Wahrung u. a. der Beihilfe- und haushaltsrechtlichen Bestimmungen (Wirtschaftlichkeitsgrundsatz, Subsidiaritätsgrundsatz) hat der*die Gesetzgeber*in hier einen großen Spielraum. Der Fokus der Anpassung der BEG-Förderung liegt auf einer zielkompatiblen Anreizstruktur, nach der Wärmepumpen und der Anschluss an Nah-/Fernwärmenetze grundsätzlich die günstigsten Lösungen sein sollten.

- Empfohlen wird ein nachrangiges Förderverfahren: Biomasseheizungen können genau dann gefördert werden, wenn von einer sachkundigen Person nachgewiesen wird, dass die Optionen Wärmenetzanschluss oder Wärmepumpe nicht realisierbar sind.
- Für alle übrigen Fälle wird die Förderung von Biomasseheizungen abgeschafft.

Senkung der Förderung für Biomasse im Kontext der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung

Die von der Bundesregierung geplante 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung sieht für ab 2024 neu einzubauende Heizungen im Neubau sowie im Bestand einen Anteil von 65 % Erneuerbare Energien vor (BMWK 2022a). Die Regelung ist ein wichtiger Schritt zur Reduktion des Verbrauchs fossiler Energieträger im Gebäudebereich und zentraler Bestandteil der Wärmewende.

Mit der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung entfallen rein fossile Gas- und Ölheizungen als Option beim Heizungstausch. Die Förderung von Biomasseheizungen ist dann nicht mehr vor dem Hintergrund der Kostenabwägung mit diesen Alternativen zu sehen.

Die naheliegenden Optionen zur Erfüllung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung sind der Umstieg auf Wärmepumpen, feste Biomasse und Fernwärme¹⁰. Biomasse ist im Gegensatz zur Fernwärme überall verfügbar und hat gegenüber Wärmepumpen den technischen Vorteil, abgesehen vom Brennstoff-Lagerraum, nur geringe Anforderungen an den Zustand des umzustellenden Gebäudes zu stellen. Dies gilt insbesondere für Gebäude, in denen der effiziente Betrieb einer Wärmepumpe hohe Sanierungsvorleistungen beim Wärmeschutz oder der Wärmeübertragung erfordert. Bei Umsetzung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung kann somit eine steigende Nutzung fester Biomasse angenommen werden.

Eine allgemeine BEG-Förderung für Biomasseheizungen könnte dabei die angenommene gesteigerte Nachfrage nach fester Biomasse aufgrund der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung

⁹ Die ursprüngliche Ausarbeitung zielte bereits auf eine Reduktion der Förderbedingungen ab. Aufgrund der Projektlaufzeit und der Anpassung der BEG EM Förderung am 28.7.2022 wurden die Ausführungen an die ab diesem Datum geltenden Rahmenbedingungen angepasst und geschärft. Die ursprünglichen Analysen hatten teilweise eine Überförderung der Biomasse gezeigt. Die Ergebnisse finden sich im Anhang in Abschnitt 7. Es ist zu beachten, dass für die verbrauchsgebunden Kosten dort keine Projektionen sondern im November 2021 aktuelle Preise verwendet wurden.

¹⁰ Es ist davon auszugehen, dass diese drei Technologien am meisten eingesetzt werden. Im Gesetzentwurf sind als weitere Optionen noch Stromdirektheizungen in besonders effizienten Gebäuden, Solarthermieranlagen und mit grünem oder blauem Wasserstoff betriebene Heizungsanlagen vorgesehen. Solarthermieranlagen werden meist als Ergänzung einer weiteren Heizungsanlage genutzt, und Wasserstoff wird kurzfristig nicht in relevanter Größenordnung für Gebäudeheizungen zur Verfügung stehen.

weiter verstärken. Eine Streichung der Förderung verbessert im Vergleich wiederum die Attraktivität von Wärmepumpen und die für deren Einsatz eventuell nötigen technischen Maßnahmen am Gebäude. Das könnte dazu führen, dass das 65 %-Ziel anteilig stärker durch Wärmepumpen erfüllt wird.

3.1.3 Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizungen mit Förderung nach BEG 2022 und ohne Förderung im Vergleich zu Wärmepumpen

3.1.3.1 Vorgehensweise und Annahmen

Nach Einführung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung wird die Entscheidung von Gebäudeeigentümer*innen zwischen den dann noch zulässigen Heizungstechniken fallen müssen. Da der Anschluss an ein Wärmenetz nicht überall verfügbar ist, ist anzunehmen, dass die Auswahl in den meisten Fällen zwischen einer Wärmepumpe oder einer Biomasseheizung getroffen werden wird. Hier soll die Auswirkung einer Beschränkung der BEG Förderung für Biomasseheizungen auf die ökonomische Abwägung der Gebäudeeigentümer*innen geprüft werden. Dafür werden die Vollkosten der Wärmeversorgung in Anlehnung an VDI 2067 für Wärmepumpen und Biomasseheizungen mit und ohne Förderung berechnet und verglichen. Berücksichtigt wird der Stand der BEG-Förderung vom 28.7.2022 (BEG 2022).

Das Bezugsjahr der Berechnung für die verbrauchsgebunden Kosten ist 2022. Die Vollkosten enthalten:

- ▶ die annuisierten Investitionskosten für Anlagentechnik und Installation (kapitalgebundene Kosten),
- ▶ Für den Einsatz von Wärmepumpen werden zusätzlich annuisierte Kosten für den Austausch/Anpassung von Heizkörpern berücksichtigt,
- ▶ Aufwände für Wartung und Instandhaltung (betriebsgebundene Kosten),
- ▶ Kosten für Energieträger (verbrauchsgebundene Kosten),
- ▶ Erweiternd zur VDI 2067 wird die Mehrwertsteuer berücksichtigt.

Bei der Förderung werden zwei Varianten betrachtet:

- ▶ Grundförderung nach BEG EM 2022 ohne Boni. Nur für Erdwärmepumpen wird zusätzliche der Erdwärmebonus berücksichtigt.
- ▶ Maximale Förderkombination aus Grundförderung, Fossile-Austauschbonus, Erdwärmebonus für Erdwärmepumpen und Innovationsbonus für Biomasseheizungen.

Die Berechnung erfolgt für zwei Typgebäude: es werden mehrheitlich selbstgenutzte Einfamilienhäuser (EFH) sowie große Mehrfamilienhäuser (GMH) betrachtet. Auch die Art der betrachteten Holzzentralheizungen wird variiert, da in den beiden Segmenten unterschiedliche Techniken üblich sind: für das Einfamilienhaus wurden Holzpelletkessel und Scheitholzvergaser betrachtet und für das Mehrfamilienhaus Holzpellet- und Holzhackschnitzelheizungen (Details siehe Tabelle 4). Der Wärmebedarf der Typgebäude entspricht dabei einer Teilsanierung, die einen effizienten Einsatz einer Wärmepumpe ermöglicht. Das Typgebäude Einfamilienhaus befindet sich mit einem Wärmebedarf von 132 kWh/m² im Jahr an der Grenze zwischen Energieeffizienzklasse D und E, das Typgebäude großes Mehrfamilienhaus mit 95 kWh/m² im unteren Bereich der Effizienzklasse C. Beim Einsatz von Wärmepumpen wird zusätzlich von einem Austausch/Anpassung von Heizkörpern ausgegangen, welcher sich in erhöhten

Investitionskosten niederschlägt, um die für einen effizienteren Betrieb wichtigen niedrigeren Systemtemperaturen zu erreichen (Mellwig et al. 2021).

Tabelle 4: Betrachtete Gebäudetypen und Art der Biomasse-Zentralheizung

	Typ 1: Einfamilienhaus, teilsaniert	Typ 2: großes Mehrfamilienhaus, teilsaniert
Nennleistung Wärmerzeuger [kW]	10	160
Jahresbedarf Raumwärme & Warmwasser (Erzeuger-Nutzwärmeabgabe $Q_{out,g}$) [kWh/a]	18.000	288.000
Spezifischer Wärmebedarf [kWh/m²a]	132	95
Art der Biomasse-Zentralheizung	Holzpellets, Scheitholzvergaser	Holzpellets, Holzhackschnitzel

Aufgrund baulicher und Lage-bedingter Restriktionen besteht in der Praxis auf Ebene von Einzelgebäuden oftmals keine freie Auswahl zwischen allen Heizungssystemen (z. B. fehlender Platz für Brennstofflagerung, Erdwärmesonden). Der Vergleich dient damit nur einer Einordnung in die allgemeine Kostenstruktur auf dem Wärmemarkt unter Berücksichtigung der Förderung nach BEG EM 2022.

Die zugrunde gelegten Investitions- und Betriebskosten stammen aus BMVBS (2012) und aus internen Daten des ifeu. Die Investitionskosten großer Biomasseanlagen mit einer Nennleistung von 160 kW wurden noch einmal gesondert mit CARMEN e. V. abgestimmt. Diese weisen in der Praxis in Abhängigkeit der individuellen Gebäude eine sehr hohe Streuung auf.

Für das Holzpelletsystem wird unterstellt, dass die Installation der Heizungstechnik im Gebäude sowie das Pelletlager entweder gebäudeintegriert oder gebäudenah erfolgt. Für das Holzhackschnitzelsystem wird aufgrund der Luft- und Lärmbelästigung und des hohen Platzbedarfs für die Brennstofflagerung und -lieferung eine separate Heizzentrale inkl. Brennstofflager angenommen.

Für die verbrauchsgebundenen Kosten wird angenommen, dass Verbraucher*innen bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verschiedener Heizungsoptionen für die Energieträgerkosten sowohl aktuelle Preise als auch Vermutungen zur künftigen Preisentwicklung berücksichtigen. Daher wird für den Strompreis der anhand einer angenommenen Strompreisentwicklung berechnete Durchschnittspreis der nächsten fünf Jahre von 38,54 ct/kWh (Verbrauch 5.000 kWh bis 14.999 kWh pro Jahr) bzw. 33,39 ct/kWh (Verbrauch ab 15.000 kWh pro Jahr) verwendet. Die angenommene Strompreisentwicklung beruht dabei auf Preisen für Terminkontrakte („Futures“)¹¹. Für die Netzkosten, Steuern und Abgaben wurde angenommen, dass die Werte nach Eurostat¹² für das Jahr 2021, abgesehen vom Wegfall der EEG-Umlage, in Geldwert von 2022 gleichbleiben, d. h. nur mit der Inflation steigen.

Die Preise für feste Biomasse (Pellets, Scheitholz, Hackschnitzel) werden historisch üblicherweise mit Heizölpreisen verglichen, da es sich in Gebieten ohne Gas- oder Wärmenetze um die hauptsächlich konkurrierenden Techniken handelte. Um die Preiserwartung aus Verbraucherperspektive abzuschätzen, wurde der Nettopreis für Pellets (Abnahmemenge 5 t

¹¹ Futurewerte und angenommene Inflationsentwicklung nach Abschätzungen des Öko-Instituts aus dem Projekt „Politikszenerarien XI“ (UBA 2022)

¹² <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/energy/database> (abgerufen Juni 2022)

und 20 t)¹³ und Holzhackschnitzel¹⁴ (Wassergehalt 20 %, Datenstand 3. Quartal 2022) und für Scheitholz¹⁵ (hart, trocken, Datenstand Juli 2022) ins Verhältnis zum durchschnittlichen Rohölpreis in diesem Quartal gesetzt. Unter Annahme eines gleichbleibenden Verhältnisses wurden aus der Entwicklung der Preise für Rohöl-Terminkontrakte Preisprojektionen für die verschiedenen Holz-Energieträger und ein entsprechender Durchschnittspreis für die nächsten fünf Jahre ermittelt.

Schwierigkeit eines Kostenvergleiches für den Anschluss an ein Wärmenetz

Auch wenn die Option eines Anschlusses an ein Wärmenetz meist nicht gegeben ist, wäre ein Vergleich der Kosten für diesen Fall mit den Alternativen Wärmepumpe und Biomasseheizung wünschenswert. Aufgrund der aktuellen Dynamik der Energiepreise ist jedoch eine vergleichbare Kostenprojektion wie hier für feste Biomasse und Strom aus mehreren Gründen nicht möglich: Die Fernwärme-Preise sind üblicherweise über längere Zeiträume stabiler festgelegt als die Gas-Preise – Preisausschläge in einem Jahr lassen sich daher nicht direkt auf die Fernwärme übertragen. Fernwärme wird zudem oft in KWK-Anlagen als „Abwärme“ der Stromerzeugung erzeugt, daher ist die Kopplung der Wärmepreise an den Energieträgerpreis nur indirekt.

Außerdem kann der Fernwärme-Preis die Kosten einer „Referenztechnik“ (bisher meist Gas oder Öl, in Zukunft ggf. Wärmepumpen) nicht dauerhaft deutlich überschreiten, da sonst Kund*innen verloren gehen würden (somit wären die teilweise hohen Preise, die sich aus einer Preisprojektion mit Bindung an Gas-Futures ergeben würden, für die Anbieter*innen nicht umsetzbar)

Es wird eine Kostenstruktur aus Sicht des Endkunden in 2022 bei der Neu-Installation einer Heizungsanlage abgebildet. Nicht abgebildet werden regionale Unterschiede in den Kostenstrukturen. Die zentralen Technik- und Kostenannahmen sind in Tabelle 5 sowie Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 5: Zentrale Technik- und Kostenannahmen der untersuchten Hauptwärmeerzeuger für Typgebäude 1 EFH (teilsaniert)

	Holzpellets	Scheitholzvergaser	Luft-Wärmepumpe	Erdsonden-Wärmepumpe
Jahresnutzungsgrad Hauptwärmeerzeuger (bezogen auf Hi)	83 %	80 %	JAZ 2,8	JAZ 3,5
Arbeitspreis (Mischpreis, ohne CO ₂ -Bepreisung) [Cent/kWh] ¹	8,63	4,28	38,54	38,54
Betriebsgebundene Kosten [€/a]	1.115	720	440	610
Investitionskosten (exkl. BEG-Förderung) [€]	22.900	16.300	24.600 ¹	34.800 ¹

1 Inkl. 5.000 € für Austausch/Anpassung Heizkörper

¹³ Preis nach <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-pellets/>

¹⁴ Preis nach <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-hackschnitzel/>

¹⁵ Preis nach <https://www.tfz.bayern.de/festbrennstoffe/energetischenutzung/035134/index.php>, Heizwert nach <https://www.carmen-ev.de/2020/10/27/so-viel-heizwert-steckt-im-holz/>

Tabelle 6: Zentrale Technik- und Kostenannahmen der untersuchten Hauptwärmeerzeuger für Typgebäude 2 GMH (teilsaniert)

	Holz-Pellets	Holz-hackschnitzel	Luft-Wärme-pumpe	Erdsonden-Wärme-pumpe
Jahresnutzungsgrad Hauptwärmeerzeuger (bezogen auf Hi)	86 %	85 %	JAZ 3,0	JAZ 3,7
Arbeitspreis (Mischpreis, ohne CO ₂ -Bepreisung) [Cent/kWh] ¹	8,34	2,3	33,17	33,17
Betriebsgebundene Kosten [€/a]	7.620	12.380	2.980	6.310
Investitionskosten (exkl. BEG-Förderung) [€]	170.000 ¹	269.000 ²	158.000 ³	290.000 ³

1 Annahme: Integration von Heizungstechnik und Brennstofflager in das Gebäude möglich bzw. Brennstofflager gebäudenah

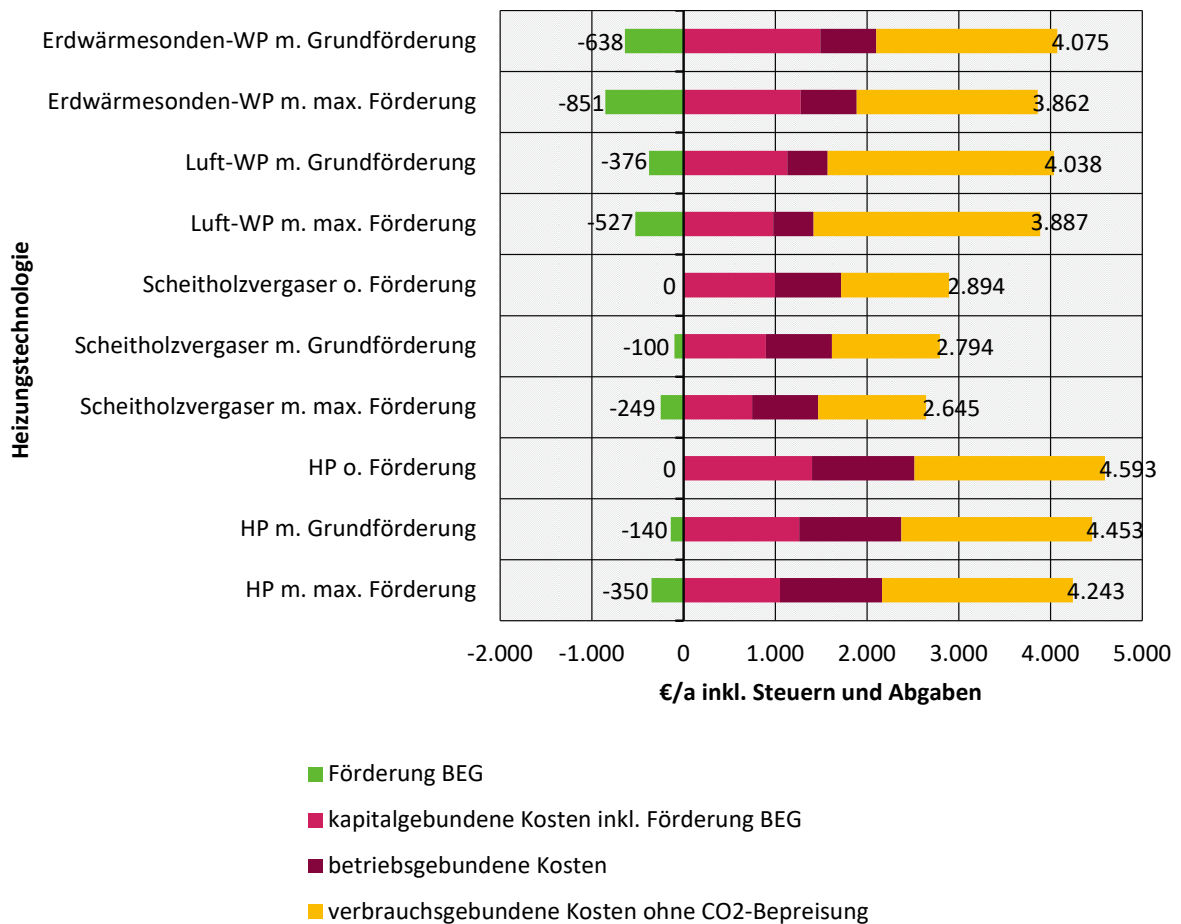
2 Annahme: Neubau einer separaten Heizzentrale für Heizungstechnik und Brennstofflager erforderlich

3 Inkl. 37.000 € für Austausch/Anpassung Heizkörper

3.1.3.2 Wirtschaftlichkeitsvergleich bei Förderrahmenbedingungen der BEG 2022

Die Vollkosten für das betrachtete Typgebäude Einfamilienhaus für die Techniken Erdwärmesonde-Wärmepumpe, Luftwärmepumpe, Scheitholzvergaser und Holzpelletkessel sind in Abbildung 10 dargestellt. Für alle Techniken sind die Kosten jeweils mit der Grundförderung (für Erdwärmesonden inkl. des Erdwärmebonus) und mit der maximalen Förderung dargestellt. Für die Biomasseheizungen ist auch die Kostenvariante ohne Förderung dargestellt, um die Auswirkung eines Wegfalls der Förderung von Biomasseheizungen abzubilden.

Abbildung 10: Vollkostenvergleich Wärmepumpe vs. Biomasseheizung Typgebäude Einfamilienhaus

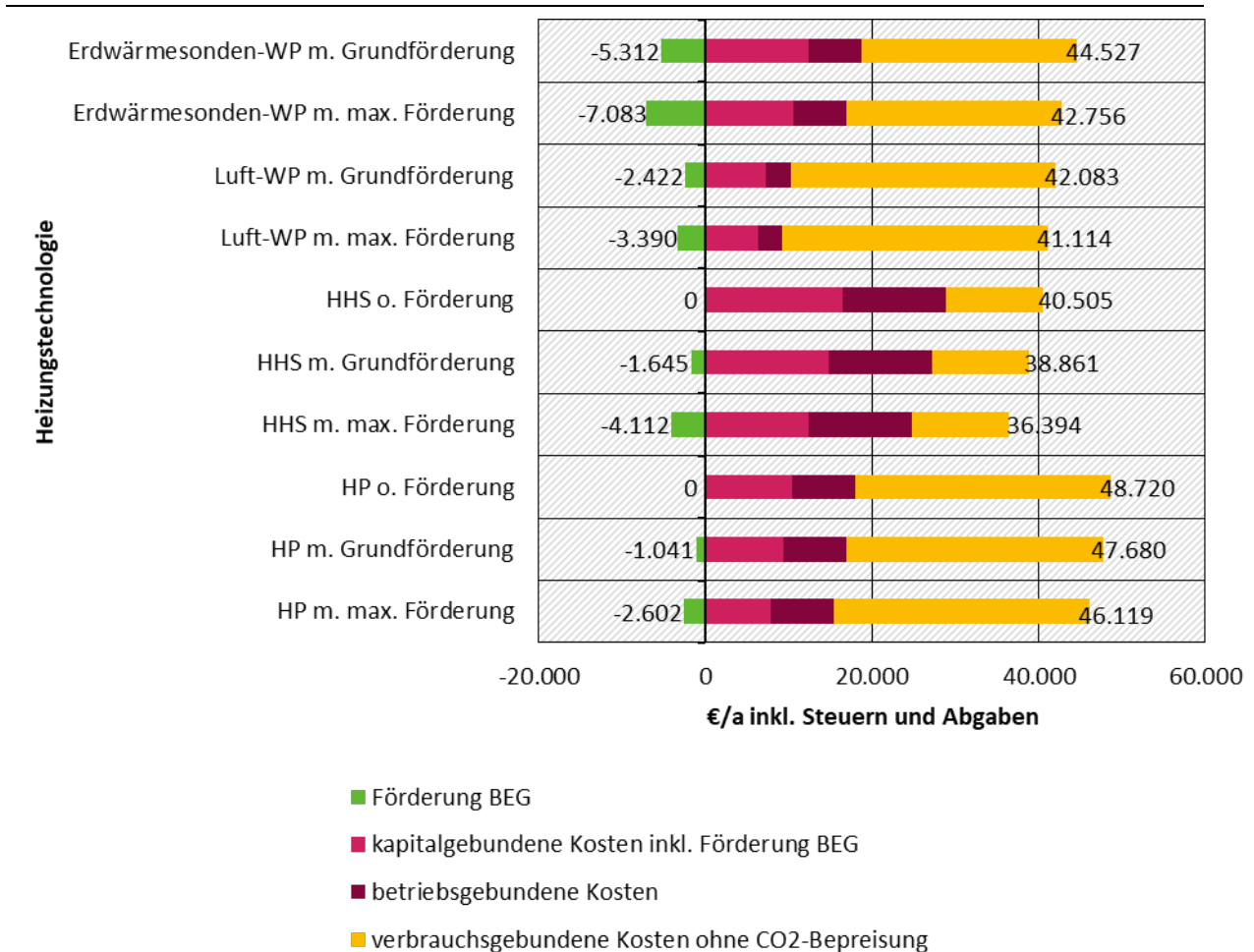


Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Abkürzungen: WP: Wärmepumpe; HP: Holzpellets; HHS: Holzhackschnitzel

Für das Typgebäude großes Mehrfamilienhaus zeigt Abbildung 11 den Vollkostenvergleich – hier ist statt des Scheitholzvergaser eine Hackschnitzelheizung berücksichtigt.

Abbildung 11: Vollkostenvergleich Wärmepumpe vs. Biomasseheizung Typgebäude großes Mehrfamilienhaus



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Abkürzungen: WP: Wärmepumpe; HP: Holzpellets; HHS: Holzhackschnitzel

Es zeigt sich, dass für beide betrachteten Typgebäude eine Holzpellettheizung die teuerste der betrachteten Varianten ist. Wärmepumpen sind im Vergleich zu einer Holzpellettheizung etwas günstiger, aber teurer als ein Scheitholzvergaser im Einfamilienhaus oder eine Holzhackschnitzelanlage im großen Mehrfamilienhaus. Dabei fällt der Kostenabstand zwischen Wärmepumpen und Scheitholzvergaser im Einfamilienhaus deutlicher aus als zwischen Wärmepumpen und Holzhackschnitzelheizungen im Mehrfamilienhaus. Bei letzterer verstärkt die maximal mögliche Förderung den Vorteil der Holzhackschnitzelheizung deutlich: der Kostenabstand zur Luftwärmepumpe verdreifacht sich.

Aus den Daten des BAFA zur Inanspruchnahme der BEG-Förderung geht hervor, dass der Ölkessel-Austauschbonus als Vorgänger des Fossile-Austauschbonus in relevantem Umfang beansprucht wurde: in 2022 wurde er für 38 % der Förderanträge für Wärmeerzeuger mitbeantragt (Pressestelle des BAFA 2022).

Sensitivität des Vollkostenvergleiches bei höheren Verbrauchskosten in energetisch etwas ineffizienteren Gebäuden

Zu beachten ist, dass das Ergebnis des Kostenvergleiches stark von der erreichbaren Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe abhängt, welche von dem energetischen Zustand des Hauses beeinflusst wird. Hat ein Gebäude eine schlechtere Effizienzklasse als die hier betrachteten Typgebäude, ist anzunehmen, dass die erreichbare Jahresarbeitszahl geringer ausfällt. Damit steigen die verbrauchsgebundenen Kosten bei Wärmepumpen für schlechtere Gebäude schneller als bei Biomasseheizungen.

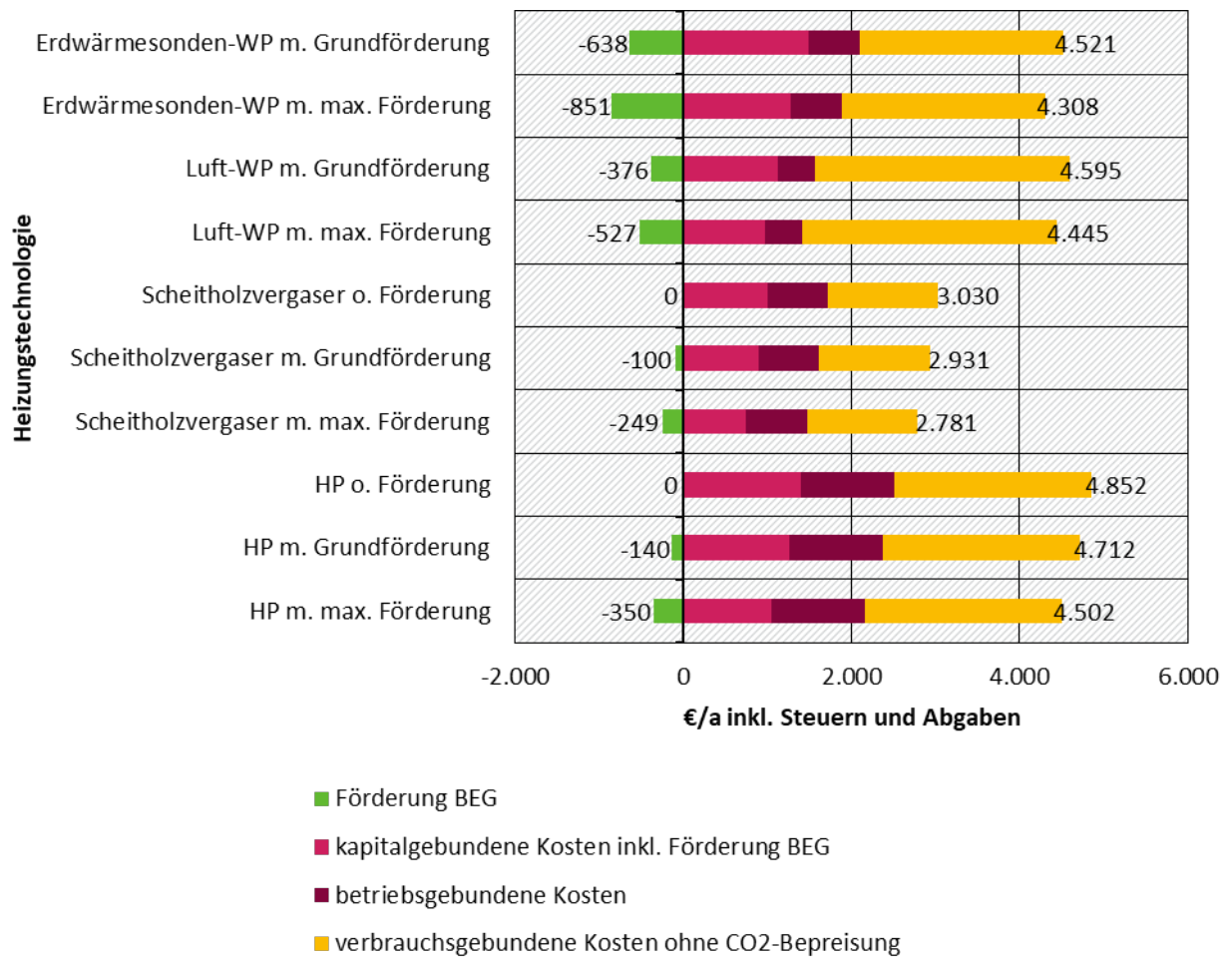
Um die Auswirkung dieses Effekts zu prüfen, wurden die verbrauchsgebundenen Kosten auch für jeweils zwei energetisch etwas schlechtere Varianten der beiden Typgebäude berechnet.

Für das Einfamilienhaus wurde in der Variante 1 statt 132 kWh/m^2 (Grenzbereich Effizienzklasse D und E) ein jährlicher Bedarf von 150 kWh/m^2 (Mitte Effizienzklasse E) angesetzt und die angenommene Jahresarbeitszahl auf 2,6 (Luftwärmepumpe) bzw. 3,25 (Erdwärmepumpe) verringert.

Für das Typgebäude großes Mehrfamilienhaus wurde in der Variante 1 der jährliche Bedarf von 95 kWh/m^2 (unterer Bereich Klasse C) auf 130 kWh/m^2 (Grenze Effizienzklasse D/E) erhöht und die Jahresarbeitszahlen auf 2,8 (Luftwärmepumpe) bzw. 3,5 (Erdwärmepumpe) angepasst.

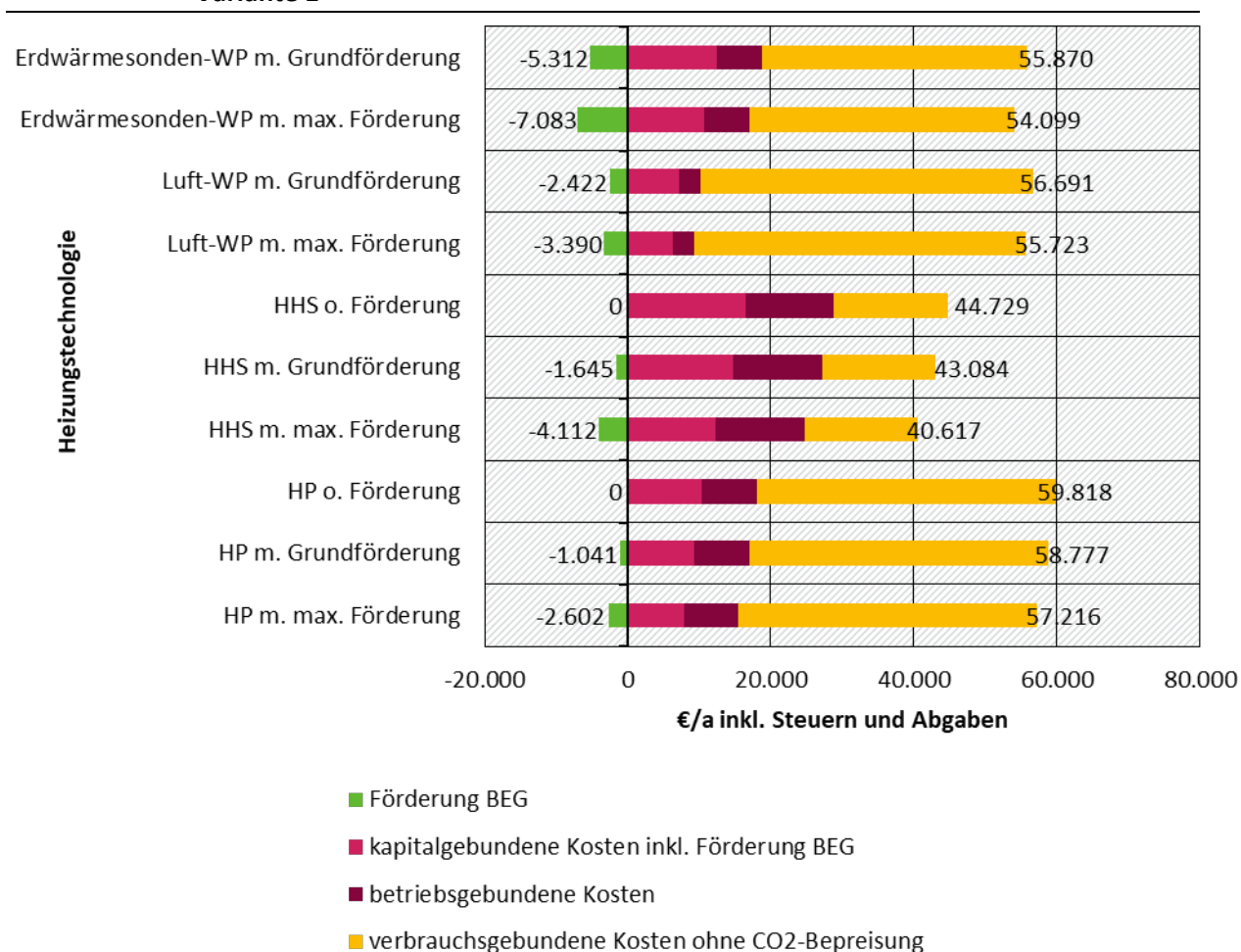
Die sich mit diesen neu berechneten Verbrauchskosten ergebenden Vollkosten sind für das Einfamilienhaus in Abbildung 12 und für das große Mehrfamilienhaus in Abbildung 13 dargestellt. Zu beachten ist dabei, dass die Investitionskosten nicht an die notwendige größere Leistung der Heizungsanlage angepasst wurden, d. h. die realen Vollkosten für Gebäude mit diesen Heizwärmebedarfen höher ausfallen würden. Der Anteil der kapitalgebundenen Kosten sinkt bei Pelletheizungen schneller mit der Leistung als bei Wärmepumpen, würde diese also noch etwas vergünstigen.

Abbildung 12: Vollkostenvergleich – Sensitivität Verbrauchskosten Einfamilienhaus Variante 1



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.
 Abkürzungen: WP: Wärmepumpe; HP: Holzpellets

Abbildung 13: Vollkostenvergleich – Sensitivität Verbrauchskosten großes Mehrfamilienhaus Variante 1



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Abkürzungen: WP: Wärmepumpe; HP: Holzpellets; HHS: Holzhackschnitzel

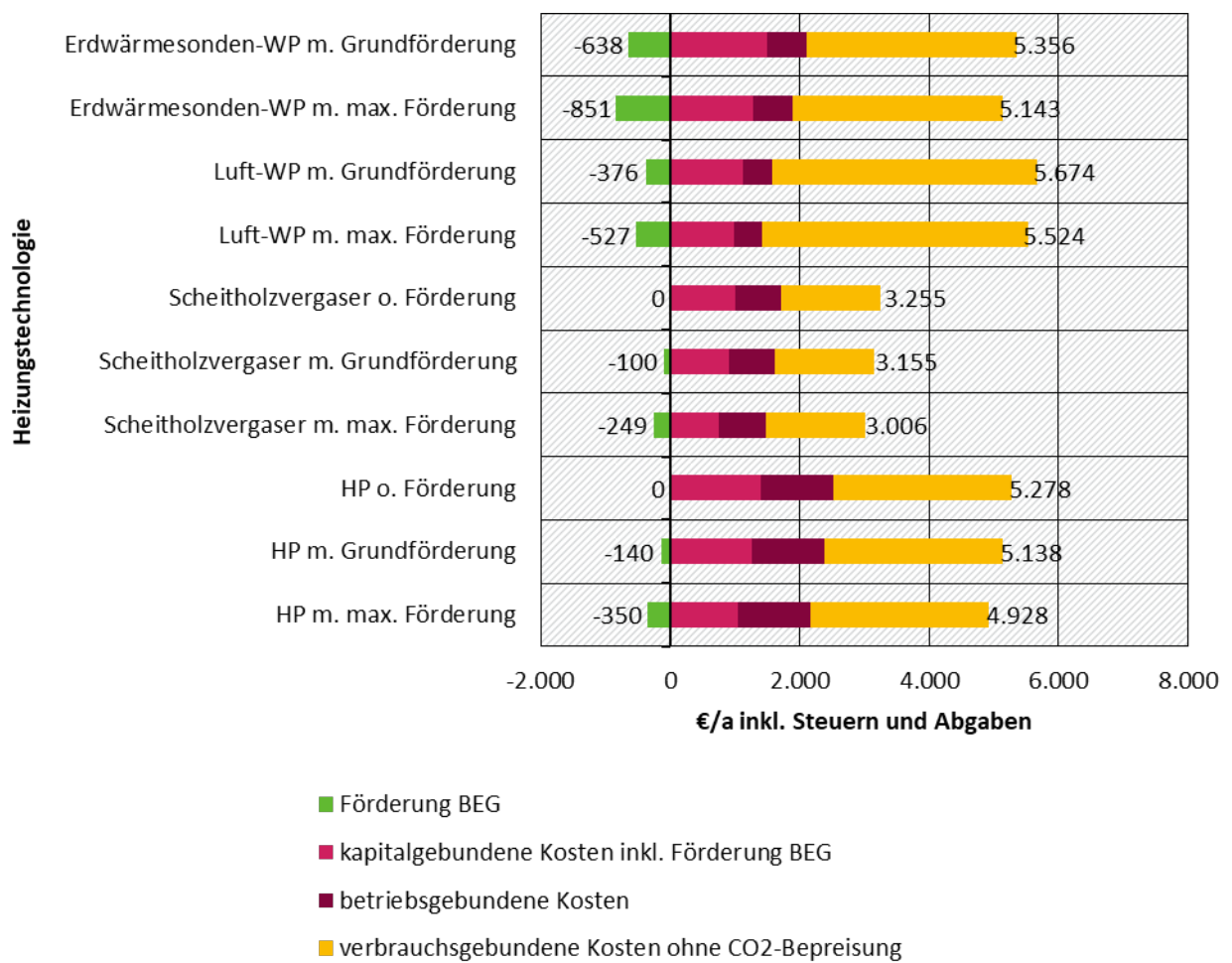
Es zeigt sich, dass der Kostennachteil der Holzpellettheizung gegenüber den beiden Wärmepumpen-Typen für die Gebäude mit etwas schlechterer Energieeffizienz deutlich schrumpft. Dabei ist die Energieeffizienz so gesetzt, dass diese weiter im mittleren Feld einzuordnen ist. Der verbleibende geringe Kostennachteil der Pellettheizungen wird durch die relativ weniger stark steigenden Anschaffungskosten weiter verringert.

Für die zweite Variante der Sensitivität der Verbrauchskosten wurden für das Einfamilienhaus ein jährlicher Bedarf von 180 kWh/m² (Mitte Effizienzklasse F) angesetzt und die angenommene Jahresarbeitszahl auf 2,3 (Luftwärmepumpe) bzw. 2,9 (Erdwärmepumpe) verringert.

In der Variante 2 der Verbrauchskosten sensitivität des großen Mehrfamilienhauses wurde der jährliche Bedarf auf 160 kWh/m² (Grenze Effizienzklasse E/F) erhöht und die Jahresarbeitszahlen auf 2,45 (Luftwärmepumpe) bzw. 3,1 (Erdwärmepumpe) angepasst.

Die Ergebnisse in Abbildung 14 (Einfamilienhaus) und Abbildung 15 (Mehrfamilienhaus) zeigen, dass sich unter diesen Annahmen eine Holzpellettheizung mit Grundförderung günstiger als alle Wärmepumpen-Varianten darstellt. Selbst ohne Förderung wäre die Holzpellettheizung in diesem Fall noch günstiger als eine Luftwärmepumpe oder eine Erdwärmepumpe ohne Fossile-Austausch-Bonus.

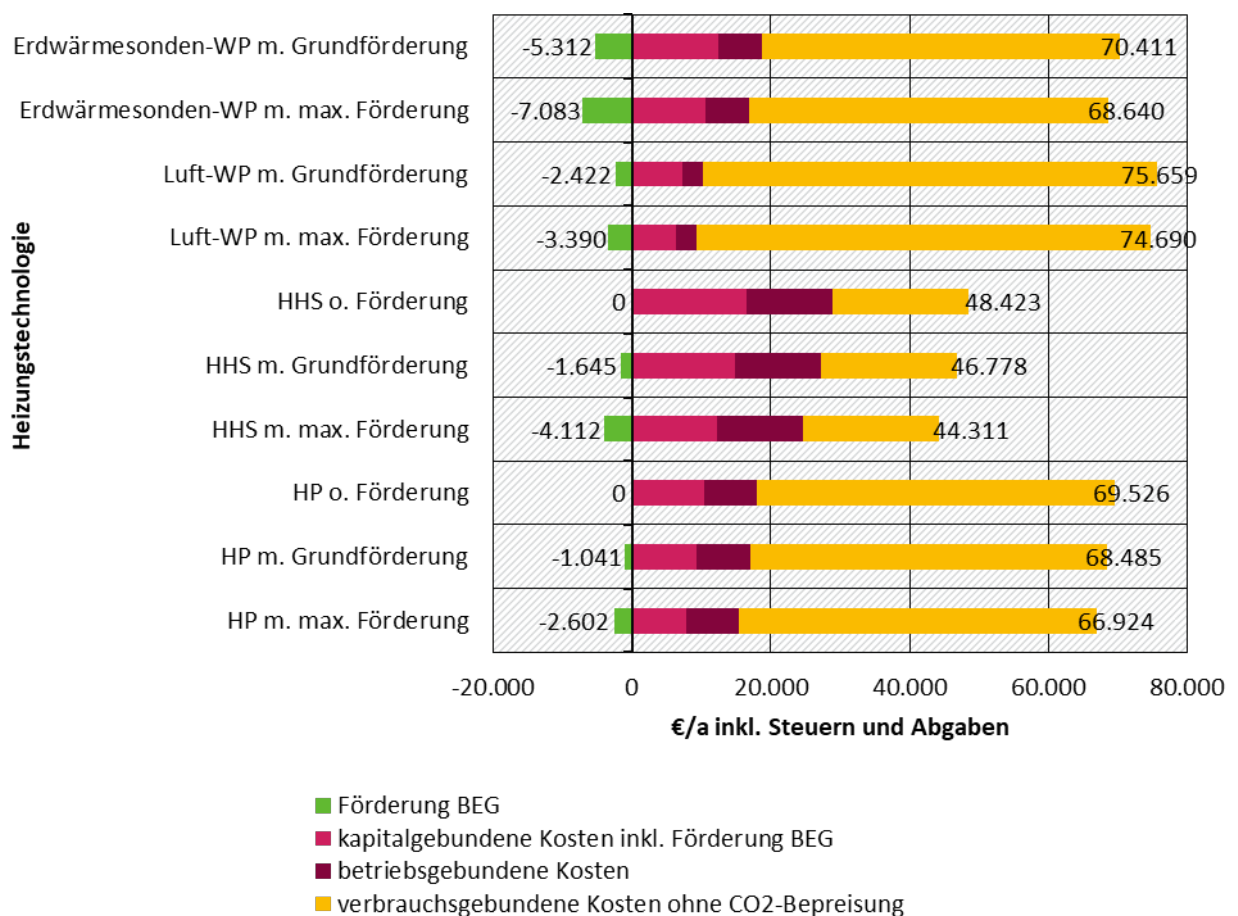
Abbildung 14: Vollkostenvergleich – Sensitivität Verbrauchskosten Einfamilienhaus Variante 2



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Abkürzungen: WP: Wärmepumpe; HP: Holzpellets; HHS: Holzhackschnitzel

Abbildung 15: Vollkostenvergleich – Sensitivität Verbrauchskosten Einfamilienhaus Variante 2



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu

Abkürzungen: WP: Wärmepumpe; HP: Holzpellets; HHS: Holzhackschnitzel

3.1.3.3 Fazit der Wirtschaftlichkeitsvergleiche

Die bisherige Förderstruktur einschließlich BEG 2021 zielte darauf ab, alle erneuerbaren Wärmeerzeuger gegenüber den bisher in den meisten Fällen deutlich günstigeren fossilen Energieträgern zu fördern. Mit der bevorstehenden Einführung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung für neue Heizungen und der bereits heute durch den Angriff Russlands auf die Ukraine unsicheren Gasversorgung gesunkenen Attraktivität von Gasheizungen ist nun die Auswirkung der Förderung auf die Kostenstruktur innerhalb der Gruppe der erneuerbaren Wärmeerzeuger relevanter: Die innerhalb der Biomasseheizungen dominierende Holzpellet-Technik hat sich durch den aktuellen Anstieg der Pelletpreise deutlich verteuert, aber auch die Strompreise sind deutlich gestiegen.

Eine mit den Klimaschutzzielen kompatible Anreizstruktur sollte darauf hinwirken, dass die Nutzung von Wärmepumpen oder der Anschluss an ein Wärmenetz die günstigsten Heizungslösungen sind. Biomasse sollte aufgrund der begrenzten Potenziale nur zum Einsatz kommen, wenn keine Alternative möglich ist.

Die deutliche Absenkung der Fördersätze für Biomasseheizungen durch die Anpassung der BEG 2022 (siehe Abschnitt 3.1.1.2) ist somit ein Schritt in die richtige Richtung, um die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen im Vergleich zu Biomasseheizungen zu verbessern: Der

Höchstfördersatz für Biomasseheizungen liegt nun zumindest unter dem Höchstfördersatz für Wärmepumpen.

Das Ergebnis der Kostenvergleiche von Biomasseheizungstechniken mit Wärmepumpen ist einerseits stark von der Entwicklung des Verhältnisses der Kosten für Strom und feste Biomasse abhängig, was derzeit nur schwierig abschätzbar und auch von der zukünftigen Nachfrageentwicklung abhängig ist. Andererseits hat der energetische Standard des Hauses und die damit erreichbare Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen einen großen Einfluss.

Dennoch ist ein deutlicher Kostenvorteil – selbst ohne angesetzte BEG-Förderung für Biomasseheizungen – für Scheitholzvergaser und Holzhackschnitzelheizungen gegenüber Wärmepumpen ersichtlich. Durch die zwar bereits reduzierte, aber noch existierende BEG-Förderung für Biomasseheizungen wird dieser Vorteil verstärkt. Diese Biomassetechniken sind im Vergleich zu Holzpellettheizungen jedoch relativ aufwändig im Betrieb¹⁶.

Ob eine Pellettheizung oder eine Wärmepumpe ökonomisch vorteilhafter ist, hängt auch von der Energieeffizienzklasse des Gebäudes ab: je schlechter der energetische Zustand, umso teurer wird eine Wärmepumpe im Vergleich zu einer Pellettheizung. Im Bereich der Effizienzklasse F kippt das Verhältnis zu Gunsten der Pellettheizung.

Auch die Förderung von Biomasseheizungen nach BEG 2022 kann somit noch dazu beitragen, dass Holzpellets günstiger als Wärmepumpen sind. Grundsätzlich sollte die Biomasseförderung daher auf solche Fälle begrenzt werden, in denen keine erneuerbare Alternative möglich ist (siehe Abschnitt 3.1.2).

Für einen klimazielf kompatiblen Umbau des Wärmeerzeugermarktes ist eine bessere Abstimmung der Förderungen aller Wärmeerzeuger sowie die Interaktion mit weiteren politischen Instrumenten sinnvoll. Die Abschaffung der Förderung für Gasheizungen mit der BEG 2022 trägt hierzu bei. Begleitend zu den Förderungen in der BEG EM sollten Steuern und Abgaben dahingehend überprüft werden, inwiefern zielkonforme Wärmeerzeuger ökonomisch attraktiver gemacht werden können. Bei Wärmepumpen wird ein hoher Teil der jährlichen Kosten durch die Stromkosten bestimmt, hier kann eine Entlastung der Stromtarife insgesamt oder spezifisch für Wärmepumpen die Wirtschaftlichkeit deutlich erhöhen. Dies gilt insbesondere in Mehrfamilienhäusern. Die nach wie vor niedrige CO₂-Abgabe im Rahmen des BEHG führt darüber hinaus dazu, dass die Preise fossiler Energieträger im Vergleich zu den verursachten Klimaschäden weiterhin günstig sind. Würde eine Absenkung der Biomasseförderung mit sinkenden Strompreisen sowie steigenden CO₂-Preisen im BEHG kombiniert werden, könnte dies grundsätzlich eine deutliche Verschiebung der Wirtschaftlichkeitsreihenfolge von Wärmeerzeugern hin zu Wärmepumpen erreichen.

3.2 Instrument 2: Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung

3.2.1 Status quo

Derzeit wird bei der Treibhausgasbewertung von Biomasse angenommen, dass deren Verbrennung CO₂-neutral ist. Dem liegt die Annahme geschlossener Kohlenstoffkreisläufe durch ein kontinuierliches Biomassewachstum zugrunde. Für feste Biomasse wird also angenommen, dass die aus dem Wald entnommene Menge an Kohlenstoff durch den Zuwachs wieder gespeichert wird. Im Ergebnis entstehen im Vergleich zu fossilen Energieträgern erhebliche

¹⁶ Scheitholz-Heizungen setzen ein manuelles Nachlegen von Brennholz voraus und sind mit Reinigungsaufwand verbunden. Bei Holzhackschnitzelheizungen in Mehrfamilienhäusern besteht ein erhöhter Wartungsaufwand für die Fördertechnik und die Leerung der Asche. Scheitholz- und Hackschnitzelheizungen stellten im Jahr 2021 gut 20 % der verkauften Biomassekessel gegenüber knapp 80 % Pellettheizungen.

Treibhausgas einsparungen. Dies ist die Grundlage für die Förderfähigkeit von Biomasse mit zum Teil beträchtlicher Förderwirksamkeit. Auch in der Revised Renewable Energy Directive (RED II) sowie im europäischen Emissionshandelssystem (ETS) kommt die Nullanrechnung zum Tragen.

In der RED II ist die Nullanrechnung der Biomasse bei der Erstellung von THG-Bilanzen relevant. Neben der THG-Bilanzierung schreibt sie weitere Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse vor. Dabei gelten unterschiedliche Kriterien – je nach Aggregatzustand der Biomasse und Biomassekategorie sowie nach Inbetriebnahmedatum der produzierenden Anlage beziehungsweise Zeitpunkt des erstmaligen Biomasseeinsatzes in der Anlage. Die einzelnen Kriterien sind ausführlich in Hennenberg et al. (2022) beschrieben. Im Rahmen der Nachhaltigkeitsprüfung muss auch eine THG-Bilanzierung erfolgen. Diese muss nachweisen, dass ein Bioenergieträger eine Mindesteinsparung von THG-Emissionen gegenüber dem ersetzten fossilen Referenzbrennstoff erzielt. Können die geforderten Einsparungen durch einen Bioenergieträger nicht eingehalten werden, darf sein Einsatz nicht gefördert oder auf die in der EU festgelegten Klimaziele angerechnet werden. Bei dieser Bilanzierung werden die CO₂-Emissionen, welche aus der Verbrennung der Biomasse entstehen, mit Null bewertet.

Die RED II und ihre Vorgaben in Hinblick auf die Nachhaltigkeitsprüfung ist darüber hinaus ausschlaggebend für die Abgabepflicht von Emissionsberechtigungen innerhalb des ETS: Für Biomasse welche alle Nachhaltigkeitskriterien der RED II erfüllt (und damit als „nachhaltig“ gilt), wird im EU ETS der Emissionsfaktor von Null angesetzt. Dies mindert die Verpflichtung zur Abgabe bzw. zum Kauf von Zertifikaten oder schließt diesen aus. Die tatsächliche Höhe der Emissionen, bzw. Emissionseinsparungen der eingesetzten Biomasse spielt dabei keine Rolle. Wenn hingegen die Nachhaltigkeitskriterien nicht erfüllt werden, beispielsweise durch das Nichterreichen der geforderten Emissionseinsparungen, wird die komplette biogene Kohlenstoffmenge als fossil und berichts- und abgabepflichtig betrachtet. Das bedeutet, dass, im Unterschied zu vielen anderen (Förder-)Instrumenten (EEG, GEG, etc.), die Emissionseinsparungen im ETS in Höhe der gesamten ersetzten Emissionsmenge berücksichtigt werden: fossile Emissionen aus ETS-Anlagen sind kostenpflichtig, weil dafür Emissionsberechtigungen abgegeben werden müssen. Hingegen sind Emissionen aus nachhaltiger Biomasse nicht kostenpflichtig und es müssen keine Berechtigungen abgegeben werden. Es kommt somit zu einer Reduzierung der Abgabepflicht. Damit führt eine pauschale Null-Setzung der Verbrennungsemissionen bei Negierung der Vorkettenemissionen immer zu einem sehr hohen Benefit für die Bioenergienutzenden. Dieser hohe Benefit steigt mit der Höhe des CO₂-Preises linear an.

3.2.2 Ausgestaltung und Implementierung einer Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung

Neue Erkenntnisse legen nahe, dass die Entnahme von Waldholz zu negativen Effekten auf die Senkenleistung des Waldes führen können (vgl. Hennenberg et al. (2022), Fehrenbach et al. (2022)). Somit ist die pauschale Annahme der CO₂-Neutralität der Verbrennung von fester Biomasse nicht länger haltbar und der Effekt sollte bei der THG-Bewertung mitberücksichtigt werden. Im Folgenden wird dargelegt, welche Auswirkungen die Bepreisung von Verbrennungsemissionen der Biomasseverbrennung auf die Nutzung fester Biomasse im Wärmebereich hätte. Es wird zunächst hergeleitet, wie Emissionsfaktoren abgeleitet und in der RED II verankert werden könnten. Im Anschluss wird diskutiert, wo eine Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung rechtlich verankert werden könnte.

3.2.2.1 Ableitung von Emissionsfaktoren

Die für die Ermittlung der in der RED II geforderten Emissionseinsparung anzusetzenden Emissionsfaktoren sind in Anhang VI der RED II zu finden. In Art. 29.10 werden darüber hinaus THG-Minderungsziele für verschiedene Biomassetypen definiert, u. a. für die Verwendung in den Sektoren Strom und Wärme/Kälte. Bei Letzteren sind bei Neuanlagen, die ab dem 01.01.2021 in Betrieb genommen wurden, THG-Minderungen von mindestens 70 % zu erreichen. Dieser Wert steigt für Anlagen, die ab dem 01.01.2026 in Betrieb genommen werden, auf 80 %. Ältere Anlagen müssen keine THG-Minderung nachweisen.

In Anhang VI der RED II sind für viele Bioenergietypen und Biomassesubstrate Standardwerte für die THG-Minderung zusammengestellt. Berücksichtigt sind v.a. Emissionen, die mit der Bereitstellung der Holzbrennstoffe verbunden sind. Mit Veränderungen im Wald verbundene Emissionen sind hingegen nicht berücksichtigt. Für feste Biomassebrennstoffe für Wärme/Kälte und Strom werden die Standardwerte i. d. R. nach Transportentfernung unterschieden. Darüber hinaus wird bei der Herstellung von Holzbriketts oder -pellets zwischen drei Produktionsfällen unterschieden. Diese unterscheiden sich hinsichtlich des Anteiles erneuerbarer Energien am Produktionsprozess. Bei den Standardwerten sind verschiedene Tendenzen erkennbar:

- ▶ Je größer die Transportdistanz, desto geringer die THG-Minderung;
- ▶ Die Nutzung erneuerbarer Energien bei der Pellet-Produktion verbessert sich die THG-Minderung deutlich;
- ▶ Wenn erneuerbare Energien bei der Produktion genutzt werden, liegen alle Standardwerte für Transportdistanzen bis 2.500 km über 80 % THG-Minderung, womit die THG-Minderungskriterien bis 2030 erfüllt sind;
- ▶ Wenn erneuerbare Energien bei der Produktion genutzt werden, liegen alle Standardwerte für Transportdistanzen zwischen 2.500 und 10.000 km über 70 % THG-Minderung, womit die THG-Minderungskriterien bis zum 31.12.2025 erfüllt sind;
- ▶ Holzpellets aus Stamm- und Waldrestholz liegen auch bei Transportdistanzen über 10.000 km über 80 % (Grenzwert ab 1.1.2026), wenn erneuerbare Energie im Prozess für Strom und Wärme eingesetzt wird.

Die Standardwerte der RED II berücksichtigen dabei keine Änderung der Speicherleistung des Waldes. Nach Hennenberg et al. (2022) werden mit diesen Standardwerten die Grenzwerte v. a. bis Ende 2025 von nahezu allen Holzfraktionen, die für die Wärmebereitstellung eingesetzt werden, eingehalten.

Für die Berücksichtigung der Emissionen aus der Verbrennung fester Biomasse müssen diese Emissionen klar definiert werden. Hierbei könnte auf die in Anhang VI der RED II angegebenen Emissionsfaktoren, die auch den in Tabelle 8 angegebenen Emissionsfaktoren zugrunde liegen, für verschiedene Biomassen verwiesen werden. Die damit ermittelten Emissionen könnten herangezogen werden, um den CO₂-Preis zu ermitteln, der beim Einsatz von Holz für die Gebäudeheizung zu entrichten ist. Die in Anhang VI der RED II beschriebenen Emissionsfaktoren bilden die Vorkettenemissionen der eingesetzten festen Biomasse ab, nicht jedoch die Emissionen, die durch die Verbrennung vor Ort verursacht werden. Auch die Emissionswirkung der Veränderung im Speichersaldo auf der Waldfläche werden durch die in der RED II angegebenen Emissionsfaktoren nicht abgebildet.

Soll neben den Emissionsfaktoren der RED II auch die Emissionswirkung der Veränderungen im Speichersaldo auf der Waldfläche berücksichtigt und hierfür ein CO₂-Preis bezahlt werden, muss

eine Systematik für die Ermittlung der entsprechenden Emissionswirkung definiert werden. In Hennenberg et al. (2022) und Fehrenbach et al. (2022) sind die Veränderungen im Speichersaldo beschrieben. Diese sind stark von Schwankungen der Entwicklungen im Wald zwischen einzelnen Jahren abhängig. Insbesondere das Anfallen von Schadholz hat auf die mit der Holzentnahme und -verbrennung für die Wärmeerzeugung verbundenen Emissionen einen großen Einfluss: Je mehr Schadholz in einem Jahr anfällt, desto geringer sind die Emissionen aufgrund der Veränderungen der Speicherleistung auf der Waldfläche, die der energetischen Verwertung zuzurechnen sind. Sollen die Veränderungen im Speichersaldo berücksichtigt werden, gibt es mehrere Optionen:

- ▶ Auf Basis der anfallenden Menge Schadholz und der gesamten Holzentnahme in einem Jahr wird ein mittlerer Emissionsfaktor inklusive Speichersaldo ermittelt, der für das gesamte genutzte Brennholz anzusetzen ist. Der entsprechend anzusetzende Emissionsfaktor würde damit immer die Situation im letzten oder vorletzten Jahr widerspiegeln, nicht aber das aktuelle Jahr.
- ▶ Für das eingesetzte Brennholz werden die mittleren Veränderungen im Speichersaldo, wie sie in Hennenberg et al. (2022) und Fehrenbach et al. (2022) beschrieben sind, angesetzt. Diese spiegeln die Entwicklungen auf der Waldfläche in den letzten Jahren (Jahre mit viel Schadholz, aber auch Jahre mit wenig Schadholz) oder Ergebnisse aus dem Vergleich von Modellierungsstudien (intensive versus extensive Waldbewirtschaftung) wieder, sollten aber in einem zu definierenden Rhythmus angepasst werden (z.B. alle fünf oder zehn Jahre). Die entsprechend anzusetzenden Emissionen sind damit für alle Holzsortimente inklusive Schadholz gleich und gelten für mehrere Jahre, wodurch für die Verbrauchenden Planungssicherheit herrscht und der Aufwand für die Nachweisführung geringgehalten wird.
- ▶ Die Veränderungen des Speichersaldos und der damit verbundenen Emissionen werden den jeweils verwendeten Holzfraktionen zugerechnet und differenziert. Wird Schadholz für die Wärmebereitstellung verwendet, sind die anzurechnenden Emissionen entsprechend niedriger als bei der Verwendung von Waldholz, welches nicht zu Schadholz zählt. Für Nicht-Schadholz könnte ein Speichersaldo aus Jahren mit geringen Schäden herangezogen werden (Update alle 5-10 Jahre); Schadholz wäre hingegen vom Speichersaldo befreit (vgl. Tabelle 8). Hierdurch wäre ein Anreiz geschaffen, möglichst nur Schadholz für die Wärmebereitstellung zu nutzen. Da die Menge an Schadholz stark schwankt, sind die anzusetzenden Emissionsfaktoren nicht vorhersehbar und Verbrauchende haben weniger Planungssicherheit bezüglich der ggf. zu zahlenden CO₂-Preise. Eine Differenzierung zwischen Schadholz und Nicht-Schadholz birgt aber auch das Risiko von Fehlentwicklungen. Ein Anteil des Schadholzes hat durchaus noch eine ausreichende Qualität, um stofflich genutzt zu werden. Mit der Zuweisung eines niedrigeren Emissionsfaktors wird es attraktiver, Schadholz energetisch zu nutzen und die vorteilhafte stoffliche Nutzung unterbleibt. Auch kann es ökologisch sinnvoll sein, einen Teil des Schadholzes auf der Fläche zu belassen, um so z.B. die Verjüngung zu unterstützen.
- ▶ Alternativ zu der Bestimmung von Emissionsfaktoren für bestimmte Bereitstellungsketten der Biomasse und zeitlich variablen Speichersalden im Wald könnte für Holz, das für die Wärmebereitstellung genutzt wird, auch ein fester Emissionswert festgelegt werden. Dieser könnte sich an dem in Anlage 9 des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) festgelegten Emissionsfaktor von 20 g CO₂-Äquivalent pro kWh orientieren. Der im GEG festgelegte Wert ist allerdings im Vergleich zu den Emissionsfaktoren, die sich aus Anhang VI der RED II ergeben, sehr niedrig und bildet die Wirkung auf den Speichersaldo nicht ab (vgl. Tabelle 8).

3.2.2.2 Nachweisführung

Für die Ermittlung der Emissionsfaktoren ist es wichtig die Bereitstellungskette der jeweiligen Biomassebrennstoffe zu kennen. Im Rahmen der RED II wurde für die Nachweisführung der Herkunft und mit der Brennstoffbereitstellung verbundenen Prozesse der Herkunftsnachweis etabliert. Eine Nachweisführung für die Ermittlung der Emissionsfaktoren für die Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung in Gebäuden könnte auf diesem System aufbauen.

Der Herkunftsnachweis bezieht sich auf die genaue Herkunft der Biomasse, die für Bioenergie verwendet wird. Anzugeben sind Aspekte wie das Herkunftsland, die Art und Menge der Biomasse und der Ort der Biomasseproduktion¹⁷. Hinzu kommt ein Nachhaltigkeitszertifikat eines unter der RED II anerkannten Zertifizierungssystems, welches bestätigt, dass die flächenbezogenen Nachhaltigkeitsanforderungen, die für die landwirtschaftliche bzw. forstwirtschaftliche Biomasse gelten, eingehalten werden (siehe Kap. 3.2.1 und Details in Hennenberg et al. (2022)). Die nötigen Daten zum Herkunftsnachweis werden zu Beginn der Prozesskette erfasst und im Massenbilanzsystem entlang der Prozesskette von der Biomasse bis zu den Verbrauchenden weitergereicht. Dabei können z.B. aufgrund von Produktionsverlusten Anpassungen an die Menge der Biomasse erfolgen, es kommen aber keine neuen Informationen zum Herkunftsnachweis hinzu.

Für die Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung in Gebäuden ist es notwendig, dass entsprechende Herkunftsnachweise für alle an Endverbrauchende abgegebene Biomassebrennstoffe vorliegen. Um den Aufwand insbesondere kleinerer forstwirtschaftlicher Betriebe in Grenzen zu halten, könnte – in Anlehnung an die Praxis zu Biokraftstoffen – eine Eigenerklärung des Forstbetriebs ausreichen, dass bestehende Gesetze und Regelungen bei der Waldbewirtschaftung respektiert werden, um den Herkunftsnachweis zu erfüllen. Dies ist entsprechend der RED II möglich, da die Anforderungen an die Waldbewirtschaftung per se als erfüllt gelten können, wenn z. B. in Deutschland oder einem Bundesland die Gesetze sowie Überwachungs- und Durchsetzungssysteme dies sicherstellen.

Befreiung vom Herkunftsnachweis für kleine Betriebe

Die in dieser Studie vorgeschlagene generelle Verpflichtung für alle Inverkehrbringende Herkunftsnachweise zu liefern, würde Inverkehrbringende unabhängig von ihrer Größe adressieren. Dementsprechend auch „kleine“ Waldbesitzende, die Brennholz in geringen Mengen in der näheren Umgebung verkaufen. Vorteil ist, dass damit sichergestellt ist, dass eine entsprechende CO₂-Abgabe auf alles im Wärmebereich eingesetzte Holz entrichtet wird und alle Holz mengen im Wärmebereich erfasst werden. Eine solche Regelung könnte jedoch gerade für kleine Erzeuger*innen mit einem erheblichen Aufwand verbunden sein, der ggf. nicht geleistet werden kann. Es erscheint gerechtfertigt, für z. B. kleine Forstbetriebe bis 50 ha den Herkunftsnachweis auszusetzen oder zu vereinfachen. Für die THG-Bilanzierung hingegen liegen in der RED II bereits Standardwerte für feste Biobrennstoffe vor, die mit sehr geringem Aufwand verwendet werden können. Auch ein Faktor für den Speichersaldo kann als Standardwert einfach ergänzt werden.

Auf Basis der Herkunftsnachweise kann in Verbindung mit Anhang VI der RED II und Standardwerten für den Speichersaldo mit vertretbarem Aufwand für feste Biomasse eine THG-Bilanzierung erfolgen. Die ermittelten Emissionswerte können als Grundlage für die Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung genutzt werden.

¹⁷ Nach der deutschen Umsetzung der RED II in der BioSt-NachV wird eine Genauigkeit „als Polygonzug in geografischen Koordinaten mit einer Genauigkeit von 20 Metern für jeden Einzelpunkteine“ verlangt (https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2021-12/BioSt-NachV_211202.pdf)

Neben der Frage, ob und wie die Veränderung des Speichersaldos auf der Waldfläche bei der Ermittlung anzusetzender Emissionsfaktoren für Holz (eigene THG-Bilanz oder Standardwerte aus RED II, mit oder ohne Speichersaldo) berücksichtigt werden kann, stellt sich die Frage, wer die anzusetzenden Emissionsfaktoren nachweisen und den CO₂-Preis entsprechend kalkulieren muss. Hierfür gibt es mehrere Optionen:

Eine generelle Verpflichtung aller Inverkehrbringenden würde sowohl große Brennstoffhandelsunternehmen als auch „kleine“ Waldbesitzende adressieren. Eine solche Regelung wäre – wie oben beschrieben – für kleine Erzeuger*innen mit einem erheblichen Aufwand verbunden. Um kleine Erzeuger*innen nicht übermäßig zu belasten, ist auch eine Nachweispflicht nur für große Betriebe oder auch bestimmte Brennstoffarten denkbar. Eine Möglichkeit ist, dass ein Nachweis nur für Pellets und Hackschnitzel erfolgen muss und dementsprechend nur für diese eine CO₂-Abgabe zu entrichten ist. Pellets und Hackschnitzel werden i. d. R. in größeren Betrieben erzeugt. Diese müssten dann im Rahmen der Holzbeschaffung auch von Zulieferunternehmen die für die Ermittlung der Emissionsfaktoren notwendigen Informationen erfassen. Ein zentraler Nachteil ist, dass nur ein kleiner Teil des eingesetzten Holzes erfasst wird, da in Deutschland größtenteils Scheitholz eingesetzt wird. Alternativ könnte die Nachweispflicht (Herkunftsnachweis) auf große Betriebe (hier Waldbewirtschafter) beschränkt werden. Kleine Waldbesitzende, die Brennholz im näheren Umfeld verkaufen, wären von der Nachweispflicht ausgenommen. Auch hier wäre allerdings ein Nachteil, dass ein großer Teil des eingesetzten Holzes nicht erfasst würde: insbesondere Scheitholz wird oftmals direkt von kleinen Waldbesitzenden in der näheren Umgebung vermarktet.

Insbesondere die Adressierung von Scheitholz im Rahmen einer Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung stellt eine Herausforderung dar. Neben dem genannten Aspekt, dass in diesem Bereich auch viele kleine Erzeuger*innen aktiv sind, bewirtschaften auch viele Personen kleinere Waldstücke, um dort ihr eigenes Holz für die Wärmebereitstellung zu ernten. Dieses Holz wird nicht vermarktet und wird damit auch von keinem der genannten Ansätze erfasst.

3.2.2.3 Möglichkeiten der Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung

Die Brennstoffemissionen großer Anlagen vieler Sektoren sind auf europäischer Ebene seit vielen Jahren vom ETS erfasst und es hat sich über die Jahre ein Markt für Emissionszertifikate entwickelt. Auf europäischer Ebene ist nun die Einführung eines Emissionshandelssystems für den Gebäude- und Verkehrssektor als Teil des „Fit for 55 Pakets“ ebenfalls in Diskussion. Bislang gibt es für die Emissionen dieser Sektoren auf europäischer Ebene keinen Markt. Allerdings haben einige Mitgliedsstaaten einen CO₂-Preis/ Markt für Sektoren, die nicht vom ETS erfasst sind, etabliert. So auch Deutschland: Eine Bepreisung von CO₂-Emissionen in Gebäuden erfolgt derzeit im Rahmen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG). Hier besteht seit Januar 2021 eine CO₂-Bepreisung im Gebäudesektor für Heizöl und Erdgas. Ab 2023 unterliegen auch Kohle und teilweise Biomasse dem BEHG.

Thematisch liegt es daher nahe auch die Bepreisung der Emissionen der Biomasse-, bzw. Holzverbrennung für die Wärmebereitstellung in Gebäuden in das BEHG zu integrieren. Allerdings ist solch eine Integration unter den derzeit gültigen Voraussetzungen nicht ohne Anpassungen der Rechtslage möglich. Das BEHG baut auf der Besteuerung von Energieträgern/-erzeugnissen auf. Holzartige Biomasse unterliegt derzeit nicht dem Energiesteuerrecht, womit in der aktuellen Systematik eine Integration der Bepreisung von Emissionen aus der Holzverbrennung in Gebäuden in das BEHG nicht möglich ist. Eine weitere Befassung im BEHG

ist nur dann möglich, wenn feste Biomasse eine Steuerpflicht nach dem Energiesteuerrecht auslöst.

Im Rahmen des „Fit for 55-Pakets“ ist auf europäischer Ebene die Anpassung der Rahmenvorschriften der Union zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom in der Diskussion. Aufgrund der physikalischen Ähnlichkeit einiger holzartiger Energieträger mit Kohleerzeugnissen ist die Aufnahme von u.a. Brennholz, Hackschnitzeln, Pellets und Holzkohle in die entsprechende Richtlinie in Diskussion. Dies würde die Grundlage dafür schaffen, dass diese Holzprodukte auch in Deutschland der Energiesteuer unterliegen und zukünftig in das BEHG integriert werden können.

Im Rahmen dieses Projektes ist keine tiefergehende Analyse zum Energiesteuergesetz und der Anpassung relevanter europäischer Richtlinien möglich. Die folgenden Ausführungen sind vielmehr als theoretische Überlegungen, bzw. Denkanstöße zu sehen, auf welcher Basis die tatsächlichen Emissionen der Biomassenutzung ermittelt werden könnten und welche wirtschaftlichen Auswirkungen die Bepreisung dieser Emissionen haben würde. In Kapitel 5 werden die offenen Fragen bezüglich einer Anpassung des Energiesteuergesetzes im Sinne eines weiteren Forschungsbedarfs adressiert.

3.2.2.4 Diskussion

Bei der Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung gibt es diverse Herausforderungen, die in den vorangegangenen Kapiteln thematisiert werden. Die folgenden Aspekte sind dabei besonders relevant:

- ▶ **Energiesteuer:** die in Gebäuden genutzte holzartige Biomasse (v.a. Scheitholz, Pellets und Hackschnitzel) unterliegt derzeit nicht der Energiesteuer. Sollte holzartige Biomasse in Zukunft energiesteuerpflichtig sein, ist zu klären, wer bzw. welche Stoffströme energiesteuerpflichtig sind.
- ▶ **Einführung eines Preises auf Emissionen der Biomasseverbrennung unabhängig von Energiesteuer und BEHG:** Es müsste eine komplette neue Struktur für die Erfassung der Emissionen und Abführung der entsprechenden Abgaben aufgebaut werden.
- ▶ **Nachweisführung:** Für die Ermittlung der Emissionsfaktoren als Grundlage für die Bepreisung der Emissionen sind umfangreiche Nachweisführungen nötig, die von kleinen Betrieben und Privatpersonen nicht leistbar sind. Dies ist sowohl bei einer Integration in das BEHG, als auch bei der Einführung einer neuen Abgabe relevant.
- ▶ **Adressierte:** Insbesondere Scheitholz wird derzeit oft von kleinen forstwirtschaftlichen Betrieben oder auch Privatpersonen lokal vermarktet oder nur für den eigenen Gebrauch aus dem Wald entnommen. Eine Besteuerung, bzw. Bepreisung der Emissionen dieser erscheint mit Blick auf den bürokratischen Aufwand nicht zielführend/ umsetzbar.

Es erscheint daher sinnvoll, über einen Emissionspreis insbesondere größere Inverkehrbringende zu adressieren, also v.a. Unternehmen, die Holzpellets und Hackschnitzel an Endverbraucher liefern. Gegebenenfalls können auch große Einzelhandelsunternehmen, die Brennholz vertreiben. Nachteilig ist bei diesem Ansatz, dass insbesondere die kritisch zu sehende Entnahme von Stammholz aus dem Wald durch einen Emissionspreis nur bedingt erfasst wird.

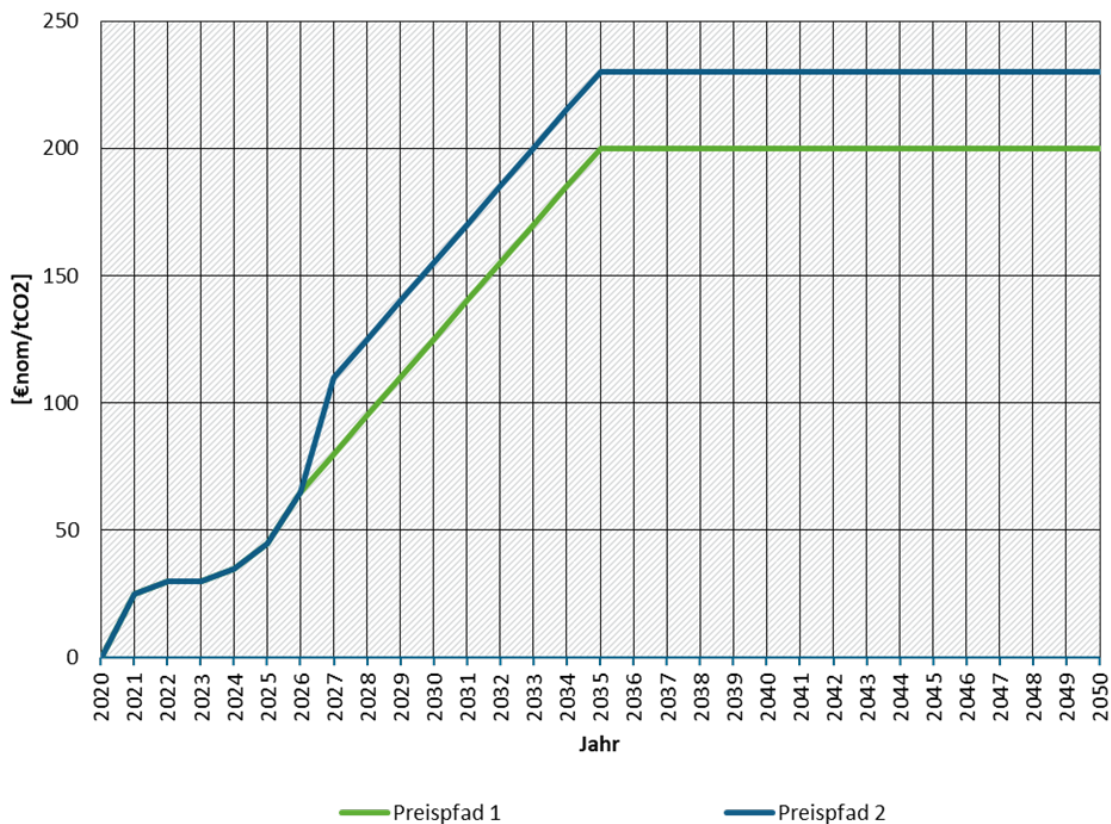
3.2.3 Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizungen ohne und mit CO₂-Preis

Für die Ermittlung der quantitativen Wirkung der Biomassebepreisung wird zunächst die Veränderung der Wirtschaftlichkeit von verschiedenen Biomassekesseln (Pellet-Kessel, Hackschnitzel-Kessel und Scheitholzvergaser) sowie Luft- und Erdsonden-Wärmepumpen unter Berücksichtigung der derzeitigen Förderbedingungen der BEG (nur Basisförderung; s. Kapitel 3.1) für verschiedene Gebäudetypen berechnet. Die Berechnungen erfolgen mit derselben Methodik und für die gleichen Gebäude wie bei der Bewertung der BEG (s. Kapitel 3.1.3). Berechnet wird die Annuität (annuisierte Brutto-Vollkosten). Um den Effekt der oben beschriebenen Anpassungen der CO₂-Bepreisung und der beiden in Abbildung 16 dargestellten CO₂-Preispfade zu berechnen und zu bewerten, werden ausschließlich die Emissionsfaktoren für verschiedene Biomassesortimente, sowie der CO₂-Preis selbst variiert. Um den Einfluss der Höhe des CO₂-Preises zu quantifizieren, wird die Höhe des CO₂-Preises, wie sie für die Jahre 2022, 2026 (in beiden Preispfaden identisch; orientiert am Preispfad, der in § 10 BEHG festgelegt ist), sowie für 2035 (Preispfad 1 und 2) erwartet wird, verwendet (vgl. Tabelle 7). Alle anderen Parameter bleiben unverändert, um die Überlappung verschiedener Effekte (z. B. Energiepreisentwicklung, Entwicklung Investitionskosten etc.) auszuschließen. Die angesetzten Emissionsfaktoren für feste Biomasse (Holz) sind in Tabelle 8 aufgelisteten.

Tabelle 7: Zugrunde gelegte CO₂-Preise

	2022	2026	2035 – Preispfad 1	2035 – Preispfad 2
Preis pro Emissionszertifikat [€]	30	65	200	230

Abbildung 16: Angenommene CO₂-Preispfade



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut. Basierend auf (Matthes et al. 2021) angepasst an Beschluss in Koalitionsvertrag (kein schnellerer Preisanstieg bis 2026) und der beschlossenen Aussetzung der Preiserhöhung 2023

Die in Tabelle 8 genannten THG-Emissionsfaktoren basieren auf den im Anhang VI der RED II genannten Emissionsfaktoren für Anbau, Verarbeitung, Transport, Nicht-CO₂-Emissionen. Darüber hinaus sind Emissionsfaktoren für den Speichersaldo (SPS) angegeben (vgl. hierzu Fehrenbach et al. (2022))¹⁸. In Tabelle 8 ist zudem aufgenommen, wie sich der Emissionsfaktor darstellt, wenn für Schadholz kein Speichersaldo angerechnet wird. Im Rahmen der Quantifizierung der Wirkung beschränken wir uns auf folgende Biomassen, die im Kontext der (Gebäude)Wärmebereitstellung relevant sind:

- Pellets aus Industrie- und Waldrestholz
- Pellets aus Kurzumtriebsplantagen (KUPs) ohne Düngung Case 2a¹⁹
- Hackschnitzel aus Industrie- und Waldrestholz
- Hackschnitzel aus KUPs ohne Düngung Case 2a
- Scheitholz (keine Weiterverarbeitung)

¹⁸ Die in den Berechnungen zu Grunde gelegten Emissionsfaktoren entstammen einem Preprint, die Anfang 2022 nochmals angepasst wurden. Die in den folgenden Berechnungen verwendeten Emissionsfaktoren entsprechen in etwa dem Mittelwert aus niedrigem und mittlerem SPS nach Fehrenbach et al. (2022).

¹⁹ Case 2a bezieht sich auf die in Annex VI der RED II beschriebene Produktionsweise: Prozesswärmebereitstellung in der Produktion aus erneuerbaren Energien vor Ort, Strombezug aus dem Netz

Tabelle 8: Emissionsfaktoren feste Biomasse

	Summe Standardwerte RED II (Anbau, Verarbeitung, Transport, Nicht-CO ₂ -Emissionen) [g CO ₂ -Äqu/kWh]	Emissionsfaktoren Speichersaldo [g CO ₂ -Äqu/kWh] 2023		Summe Speichersaldo und Standardwerte [g CO ₂ -Äqu/kWh]	
		Schadholz	Nicht-Schadholz (mittlerer SPS)	Schadholz	Nicht-Schadholz (mittlerer SPS)
Pellets aus Industrie- und Waldrestholz	53,5	0	189,7	53,5	243,2
Pellets aus KUPs ohne Düngung Case 2a	71,8	0	0	71,8	71,8
Hackschnitzel aus Industrie- und Waldrestholz	23,6	0	189,7	23,6	213,3
Hackschnitzel aus KUPs ohne Düngung Case 2a	29,5	0	0	29,5	29,5
Scheitholz (keine Weiterverarbeitung)	20,3	0	189,7	20,3	210,1

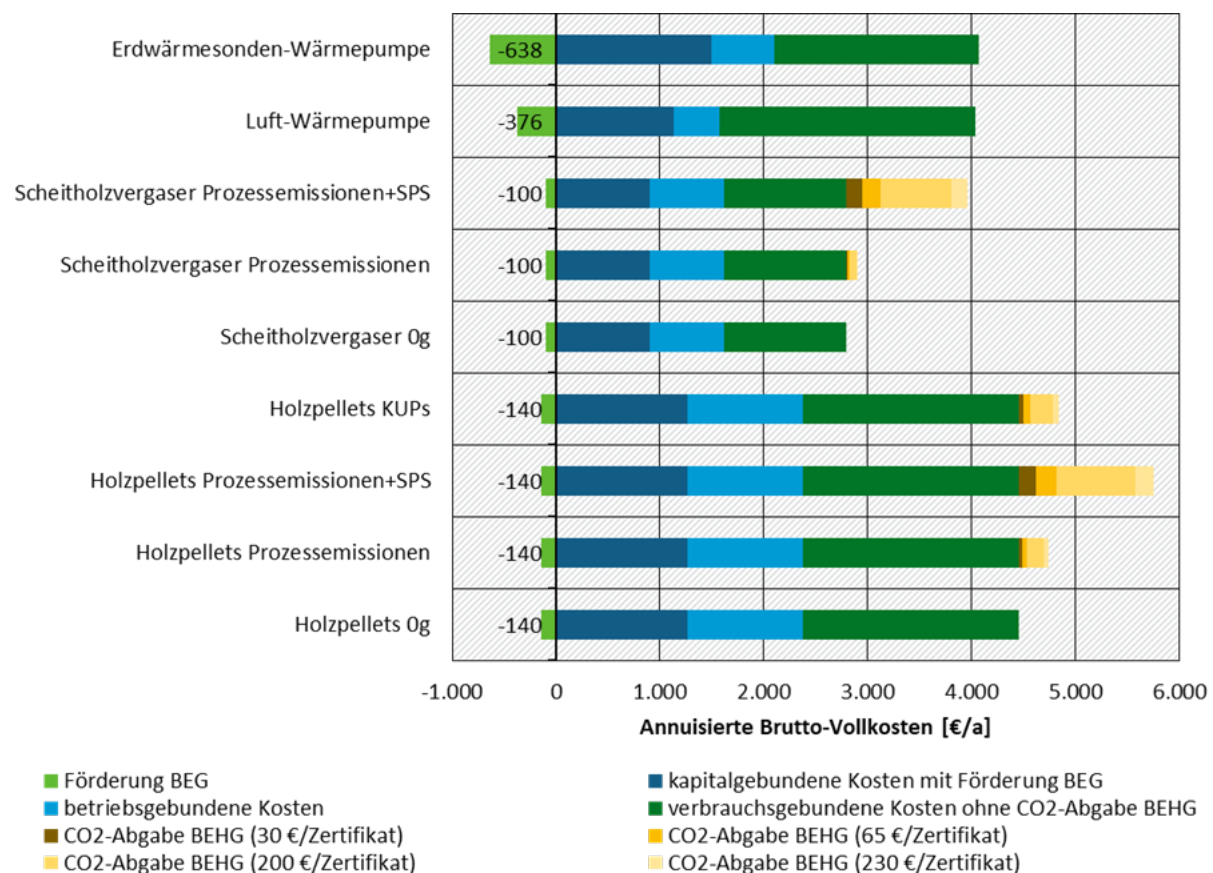
Quelle: eigene Zusammenstellung, ifeu. Nach Annex VI RED II, Fehrenbach et al. (2021)¹⁸

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit werden drei Fälle betrachtet:

- ▶ Die im Wärmebereich in Deutschland genutzte feste Biomasse ist – wie bisher – als nachhaltig eingestuft, womit für sie auch weiterhin ein Emissionsfaktor von 0 g CO₂-Äq/kWh anzusetzen ist;
- ▶ Die Nachhaltigkeitskriterien der RED II sind unabhängig von der thermischen Leistung der Kessel anzuwenden (v. a. Anforderungen an die erzielten Emissionsminderungen gegenüber der fossilen Referenz). Für die eingesetzte feste Biomasse sind die Emissionsfaktoren für Anbau, Verarbeitung, Transport, Nicht-CO₂-Emissionen des Annex VI der RED II anzusetzen (Spalte „Summe Standardwerte RED II“ in Tabelle 8);
- ▶ Die Nachhaltigkeitskriterien der RED II sind unabhängig von der thermischen Leistung der Kessel anzuwenden (v. a. Anforderungen an die erzielten Emissionsminderungen gegenüber der fossilen Referenz). Bei der Bewertung werden neben den Emissionsfaktoren für Anbau, Verarbeitung, Transport und Nicht-CO₂-Emissionen auch die mit der Veränderung des Speichersaldos verbundenen Emissionen berücksichtigt (s. Spalten „Summe Speichersaldo und Standardwerte“ in Tabelle 8). Wird für die Herstellung von Pellets und Hackschnitzeln ausschließlich Schadholz verwendet, entsprechen die anzusetzenden Emissionsfaktoren den Werten der ersten Spalte in Tabelle 8 und es werden nur die Prozessemissionen berücksichtigt.

Bei der im Folgenden dargestellten Bewertung der Wirtschaftlichkeit werden die annuierten Brutto-Vollkosten der betrachteten Heizungstechniken dargestellt.

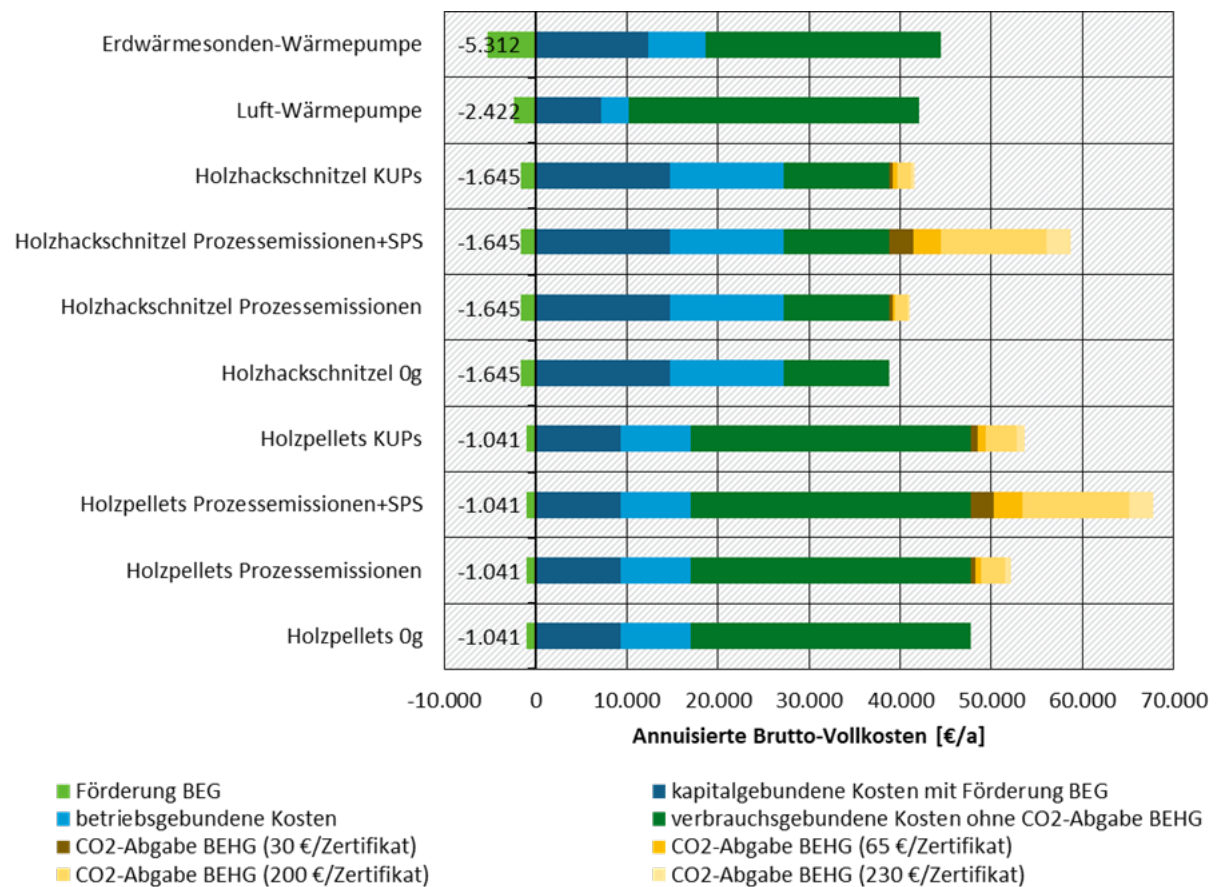
Abbildung 17: Annuierte Brutto-Vollkosten der Wärmeversorgung Typgebäude 1 EFH (teilsaniert) unter Berücksichtigung eines CO₂-Zertifikatspreises von 30 €, 65 €, 200 € und 230 €



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, Öko-Institut.

Abbildung 17 zeigt die annuierten Brutto-Vollkosten der analysierten Heizsysteme in einem teilsanierten EFH (Typgebäude 1). Dargestellt sind die kapitalgebundenen Kosten unter Berücksichtigung der Basis-Förderung der BEG, die Förderung, betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten, sowie die Höhe der CO₂-Abgabe bei den vier betrachteten Zertifikatspreisen. Wird kein CO₂-Preis auf Holz angewandt, sind Scheitholzvergaser die günstigste Heizung in dem teilsanierten EFH. Dies ist auch der Fall, wenn alle mit der Holzverbrennung verbundenen Emissionen berücksichtigt werden (Prozessemissionen und Veränderung des Speichersaldos im Wald (SPS) bei Verwendung von Nicht-Schadholz) und hohe CO₂-Zertifikatspreise zu entrichten sind: selbst in diesem Fall sind die Brutto-Gesamtkosten einer Scheitholzvergaser-Heizung niedriger als die der beiden Wärmepumpen-Optionen. Bei Scheitholzvergaserheizungen besteht allerdings ein großer Raumbedarf für die Brennholzlagerung. Darüber hinaus müssen diese Heizungen manuell beschickt werden. Daher ist trotz der günstigen Kosten keine wesentliche Zunahme des Absatzes, bzw. der Gesamtzahl zu erwarten. Pelletheizungen sind auch ohne eine CO₂-Bepreisung auf die Emissionen der Holzverbrennung die teuerste Option. Ihre Wirtschaftlichkeit verschlechtert sich im Vergleich zu den beiden betrachteten Wärmepumpen-Optionen durch hohe CO₂-Zertifikatspreise weiter, insbesondere, wenn alle mit der Holzverbrennung verbundenen Emissionen berücksichtigt werden (Prozessemissionen und Veränderung des Speichersaldos im Wald (SPS) bei Verwendung von Nicht-Schadholz).

Abbildung 18: Annuierte Brutto-Vollkosten der Wärmeversorgung Typgebäude 2 GMH (teilsaniert) unter Berücksichtigung eines CO₂-Zertifikatspreises von 30 €, 65 €, 200 € und 230 €

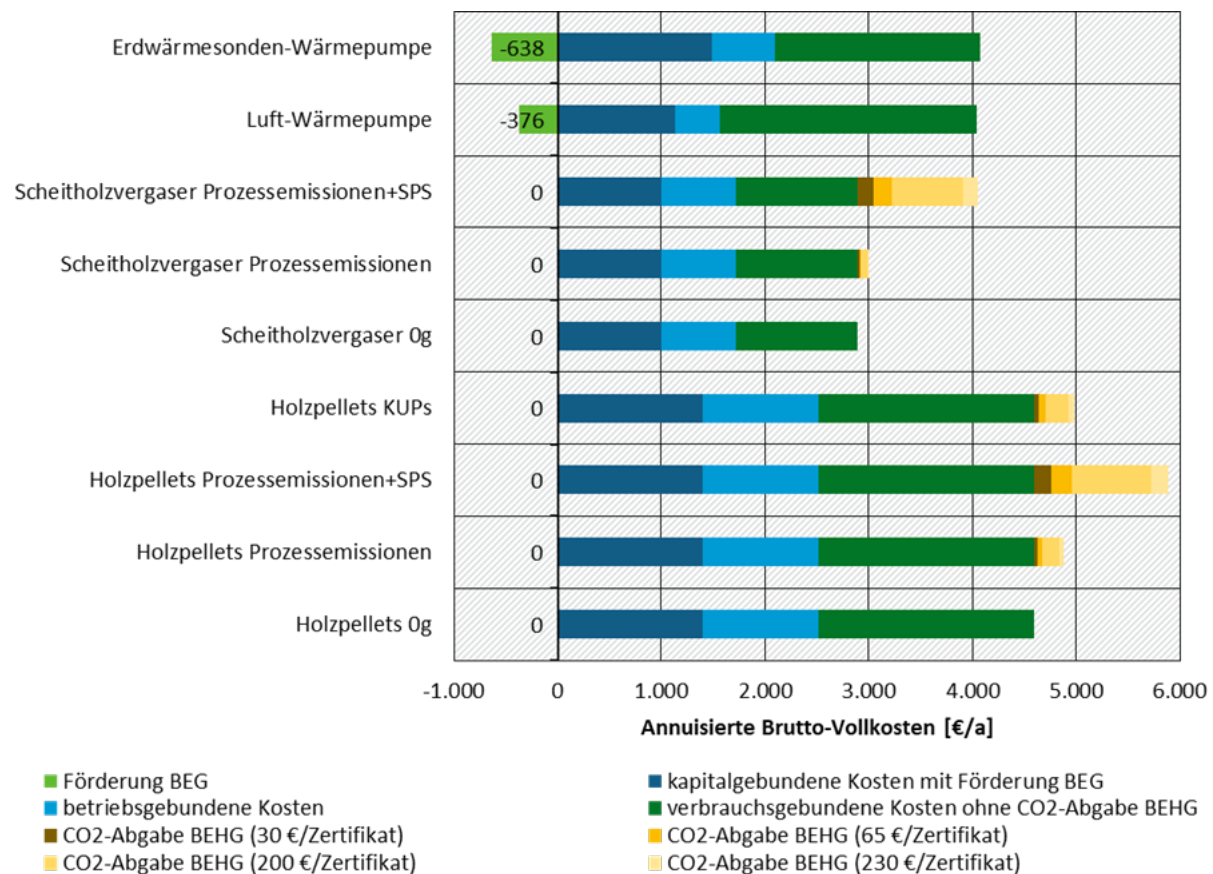


Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, Öko-Institut.

Abbildung 18 zeigt die annuierten Brutto-Vollkosten der analysierten Heizsysteme in einem teilsanierten GMH (Typgebäude 2). Dargestellt sind die kapitalgebundenen Kosten unter Berücksichtigung der Basis-Förderung der BEG, die Förderung, betriebs- und verbrauchsgesbundene Kosten, sowie die Höhe der CO₂-Abgabe bei den vier betrachteten Zertifikatspreisen. Wird kein CO₂-Preis auf Holz angewandt, sind Holzhackschnitzelheizungen die günstigste Option in dem teilsanierten GMH. Allerdings ist der Raumbedarf für die Brennstofflagerung bei Hackschnitzelheizungen größer als bei Pellet-Heizungen, weshalb diese Variante sicher nicht in allen GMH eine Option ist. Pelletheizungen sind auch ohne die Berücksichtigung eines CO₂-Preises auf die Emissionen der Holzverbrennung die teuerste Option. Wärmepumpen sind im Vergleich zu den Holzhackschnitzelheizungen auch bei hohen Zertifikatspreisen weniger wirtschaftlich, außer es wird neben den Prozessemissionen auch der Speichersaldo berücksichtigt. Muss bei der Nutzung von Holz für alle anfallenden Emissionen (Prozessemissionen und Veränderung des Speichersaldos im Wald (SPS)) eine CO₂-Abgabe entrichtet werden, sind auch Hackschnitzelheizungen bei einem Zertifikatspreis von ≥ 200 € teurer als die betrachteten Wärmepumpen.

Zusätzlich zu der Analyse der Effekte auf die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Heizungssysteme durch (i) höhere CO₂-Preise und (ii) die Berücksichtigung von Emissionen bei der Holzverbrennung im Rahmen des BEHG unter den derzeitigen Förderbedingungen wurde analysiert, welchen Effekt die beiden genannten Aspekte haben, wenn es keine Förderung mehr für Holzheizungen gibt.

Abbildung 19: Annuierte Brutto-Vollkosten der Wärmeversorgung Typgebäude 1 EFH (teilsaniert) ohne BEG-Förderung für Holzheizungen unter Berücksichtigung eines CO₂-Zertifikatspreises von 30 €, 65 €, 200 € und 230 €



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, Öko-Institut.

Abbildung 19 zeigt die annuierten Brutto-Vollkosten der Wärmeversorgung in einem teilsanierten EFH ohne BEG-Förderung für Holzheizungen unter Berücksichtigung eines CO₂-Zertifikatspreises von 30 €, 65 €, 200 € und 230 €. Im Vergleich zu den oben gezeigten Ergebnissen steigen die kapitalgebundenen Kosten für Pelletkessel und Scheitholzvergaser. Am Gesamtergebnis ändert sich im Vergleich zu den oben beschriebenen Ergebnissen nichts, wenn kein CO₂-Preis für die Emissionen der Holzverbrennung berücksichtigt wird: Pelletkessel sind die teuerste Variante und Scheitholzvergaser die günstigste. Der Preisabstand zwischen Scheitholzvergaser und Wärmepumpen wird etwas kleiner. Erst bei einem CO₂-Preis von 230 € sind Scheitholzvergaser etwas teurer als Luftwärmepumpen in einem teilsanierten EFH.

Abbildung 20: Annuierte Brutto-Vollkosten der Wärmeversorgung Typgebäude 2 GMH (teilsaniert) ohne BEG-Förderung für Holzheizungen unter Berücksichtigung eines CO₂-Zertifikatspreises von 30 €, 65 €, 200 € und 230 €

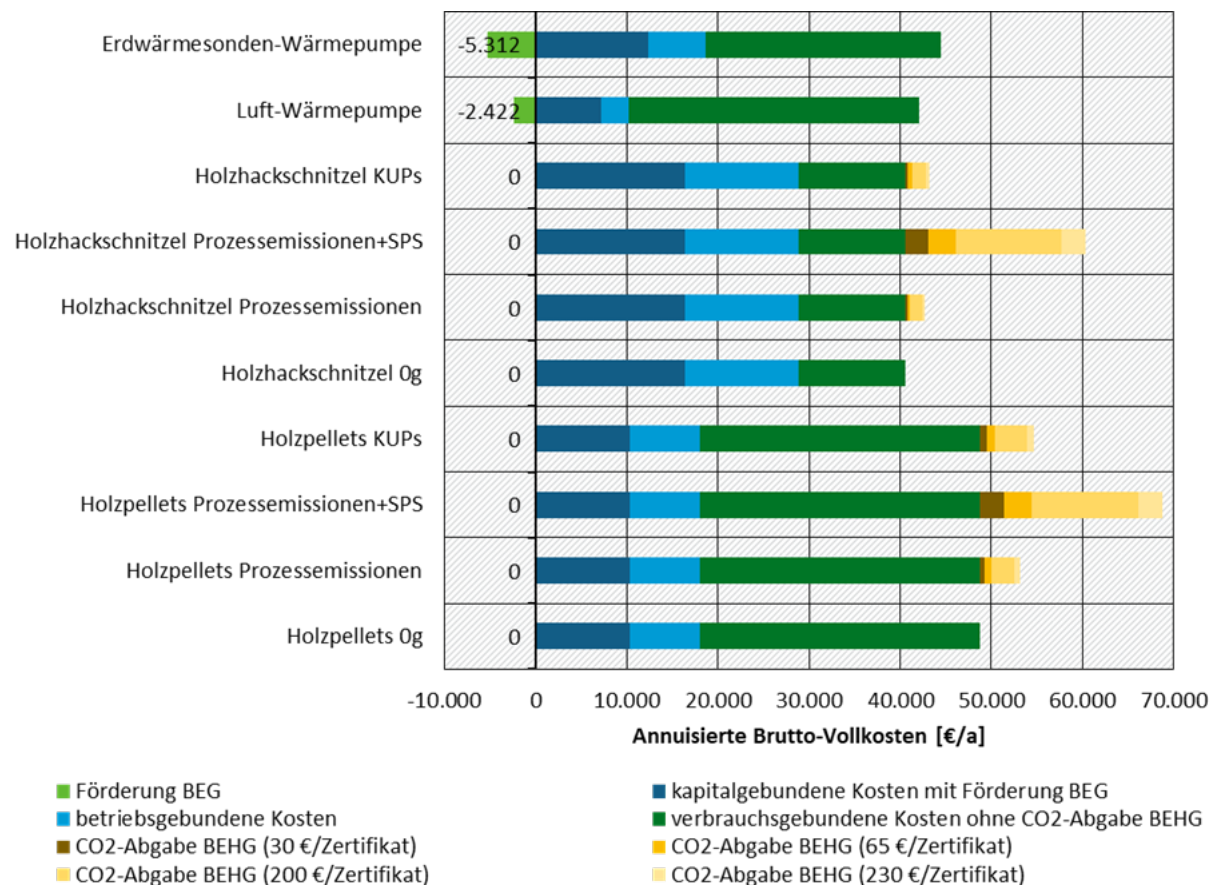


Abbildung 20 zeigt die annuierten Brutto-Vollkosten der Wärmeversorgung in einem teilsanierten GMH ohne BEG-Förderung für Holzheizungen unter Berücksichtigung eines CO₂-Zertifikatspreises von 30 €, 65 €, 200 € und 230 €. Im Vergleich zu den oben gezeigten Ergebnissen steigen die kapitalgebundenen Kosten für Pellet- und Hackschnitzelkessel. Sie werden damit im Vergleich zu den Wärmepumpen weniger wirtschaftlich. Auch bei den GMH ändert sich an der Grundtendenz der Ergebnisse im Vergleich zu den oben gezeigten Berechnungen mit der BEG-Grundförderung für Holzheizungen nur wenig: Pelletheizungen sind die teuerste Option, während Holzhackschnitzelheizungen die günstigste Option sind. Allerdings ist der Kostenabstand zwischen Holzhackschnitzel-Heizung und Luft- bzw. Erdsonden-Wärmepumpe geringer. Dies führt dazu, dass bei einer Bepreisung der Emissionen der Holzverbrennung schon ab einem Zertifikatspreis von 65 €/t (mit Förderung erst ab 200 €/t) Holzhackschnitzelheizungen teurer sind als beide Wärmepumpen-Optionen, wenn alle Emissionen berücksichtigt werden (Prozessemissionen und Veränderung des Speichersaldos im Wald (SPS) bei Verwendung von Nicht-Schadholz).

Bislang waren Pelletheizungen von den verfügbaren Holzheizungen die am meisten eingebauten. Die veränderten Rahmenbedingungen (höhere Investitions- und Betriebskosten, niedrigere Basis-Förderung) haben dazu geführt, dass Pelletheizungen bei beiden betrachteten Typgebäuden die teuerste Option sind. Allerdings sind Scheitholzvergaser in teilsanierten EFH und Holzhackschnitzelheizungen in teilsanierten GMH nach wie vor günstiger als die betrachteten Wärmepumpen-Optionen. Bei Beibehaltung der Förderung von Holzheizungen ist

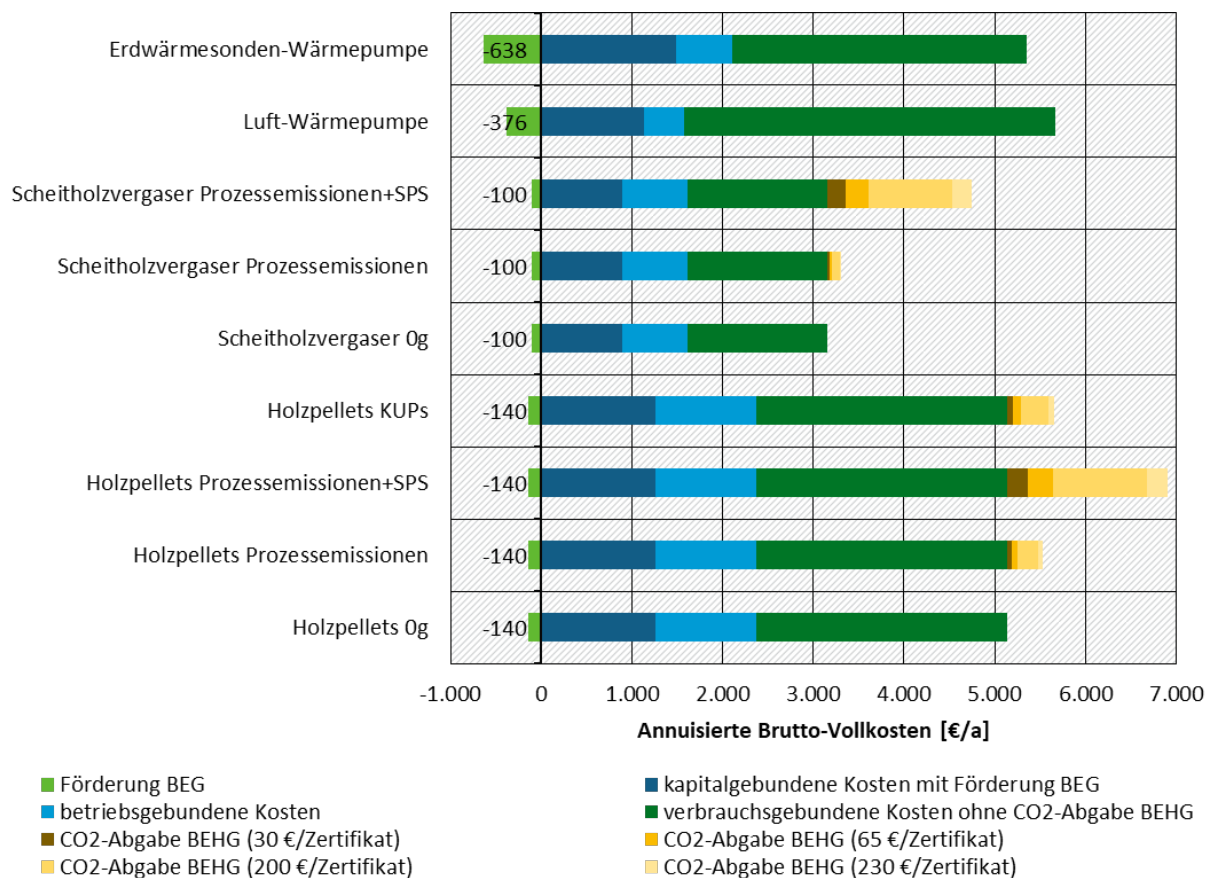
nur bei einer Berücksichtigung der Prozessemissionen und der Veränderung des Speichersaldos bei der Verwendung von Nicht-Schadholz im Rahmen einer CO₂-Bepreisung der Emissionen der Holzverbrennung bei hohen Zertifikatepreisen mit einem Nachfragerückgang nach allen Holzheizungen und damit Holz als Brennstoff für die Wärmebereitstellung zu rechnen. Gibt es hingegen keine Förderung mehr für Holzheizungen und werden gleichzeitig Emissionen der Holzverbrennung (Prozessemissionen und Veränderung des Speichersaldos) mit einer CO₂-Abgabe beaufschlagt, verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit der Holzheizungen gegenüber den Alternativen und es kann schon bei niedrigeren Zertifikatepreisen von einem Nachfragerückgang bei allen Holzheizungen ausgegangen werden²⁰.

Sensitivität des Vollkostenvergleiches bei höheren Verbrauchskosten in energetisch ineffizienteren Gebäuden

Analog zu den Betrachtungen bzgl. BEG in Kapitel 3.1 wird berechnet, welche Wirkung die Bepreisung der CO₂-Emissionen aus der Holzverbrennung in energetisch ineffizienteren Gebäuden auf die Brutto-Vollkosten in den beiden Typgebäuden hat. Basis der Berechnungen sind die in Kapitel 3.1.3.2 dargelegten Annahmen und Ergebnisse. Da die deutlichsten Verschiebungen in der oben beschriebenen Variante 2 auftreten, wird im Folgenden nur diese beschrieben. Die Brutto-Vollkosten für ein ineffizientes EFH (Variante 2) sind in Abbildung 21 dargestellt, die Ergebnisse für das GMH (Variante 2) in Abbildung 22.

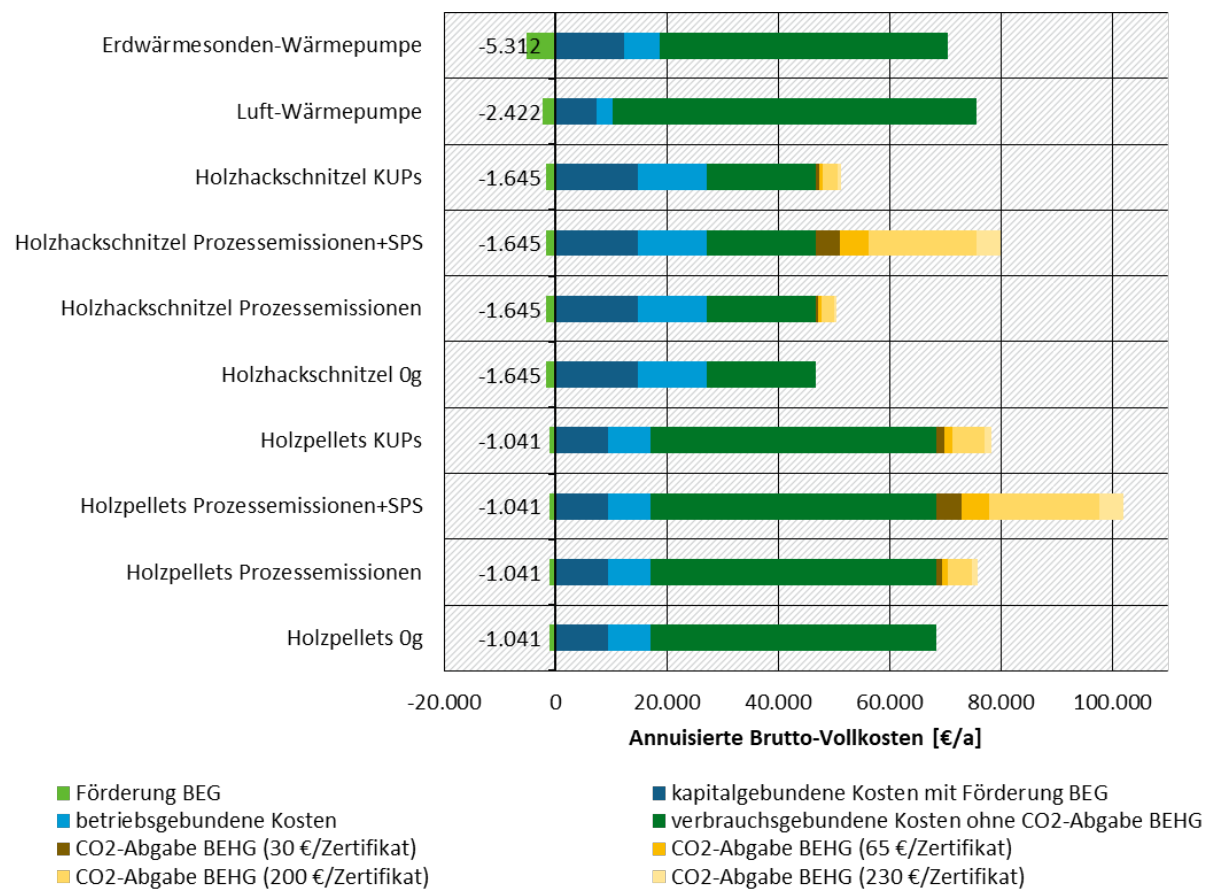
²⁰ Ohne Berücksichtigung des Speichersaldos bleibt die Rangfolge der Heiztechnologien gleich. Pelletkessel sind auch ohne Förderung bei niedrigen CO₂-Preisen immer noch günstiger als Gasbrennwertkessel. Der Effekt der CO₂-Bepreisung ist minimal. Wenn es in diesem Fall einen Nachfragerückgang nach Holzheizungen gibt, dann wäre er in erster Linie auf die fehlende Förderung und die hohen Investitionskosten zurückzuführen.

Abbildung 21: Annuierte Brutto-Vollkosten der Wärmeversorgung eines ineffizienten EFH (Variante 2) unter Berücksichtigung eines CO₂-Zertifikatspreises von 30 €, 65 €, 200 € und 230 €



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, Öko-Institut.

Abbildung 22: Annuierte Brutto-Vollkosten der Wärmeversorgung eines ineffizienten GMH (Variante 2) unter Berücksichtigung eines CO₂-Zertifikatspreises von 30 €, 65 €, 200 € und 230 €



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, Öko-Institut.

Sowohl in dem betrachteten EFH als auch in dem GMH sind in der Variante 2 ohne Berücksichtigung einer CO₂-Bepreisung der Emissionen aus der Holzverbrennung Pelletheizungen günstiger als die beiden betrachteten Wärmepumpen-Optionen. Dies liegt an der niedrigeren Effizienz der Wärmepumpen und den im Vergleich zu den Pellet-Preisen hohen Strompreisen. Im Vergleich zu den Ergebnissen der teilsanierten Gebäude sind in ineffizienten EFH und GMH Erdsonden-Wärmepumpen auch günstiger als Luft-Wärmepumpen, da der Effizienzverlust aufgrund der höheren Quelltemperatur geringer ausfällt. Die Wärmepumpen-Optionen sind sowohl im EFH als auch im GMH nur wirtschaftlicher als die Pelletheizung, wenn die Emissionen der Holzverbrennung mit einem CO₂-Preis beaufschlagt werden. Werden nur die Prozessemissionen berücksichtigt oder die Pellets aus KUPs hergestellt, sind Pelletheizungen sowohl in EFH als auch in GMH allerdings erst ab einem CO₂-Preis von ≥ 200 €/t teurer als die Erdsonden-Wärmepumpe. Im Falle des EFH sind Pelletheizungen auch bei den hohen CO₂-Preisen günstiger als die Luft-Wärmepumpen. Werden alle Emissionen (Prozessemissionen und Veränderungen des Speichersaldos im Wald bei Verwendung von Nicht-Schadholz) mit einem CO₂-Preis beaufschlagt, sind Pelletheizungen in beiden Gebäudetypen schon ab einem CO₂-Preis von 65 €/t teurer als die Erdsonden-Wärmepumpen. Im GMH sind sie bei diesem Preis auch schon teurer als die Luft-Wärmepumpe. Im EFH ist die Luftwärmepumpe erst ab einem CO₂-Preis von ≥ 200 €/t günstiger als die Pelletheizung.

Die Ergebnisse zeigen, dass v.a. in ineffizienteren Gebäuden Pelletheizungen ohne die Bepreisung der CO₂-Emissionen der Holzverbrennung eine wirtschaftliche Option darstellen und

dementsprechend in diesen Gebäuden auch mit der schon abgesenkten Basisförderung eine Zunahme der Holznutzung möglich ist. Um dieser Entwicklung zu begegnen kann die Bepreisung der CO₂-Emissionen – insbesondere, wenn alle Emissionen berücksichtigt werden – ein wichtiger Hebel sein. Dadurch sind die bislang am meisten eingebauten Holzheizungen (Pelletheizungen) auch in ineffizienteren Gebäuden die am wenigsten wirtschaftliche Option der betrachteten Varianten.

3.3 Instrument 3: Biogene Einzelraumfeuerungsanlagen beschränken: Fokus 1. BImSchV

3.3.1 Status quo

Die erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen – 1. BImSchV) definiert Anforderungen an kleine und mittlere Feuerungsanlagen, u. a. an Feuerungsanlagen, in denen Holz verbrannt wird. Die folgende Beschreibung ist Hennenberg et al. (2022) entnommen.

Die Verordnung gilt für die Errichtung, Beschaffenheit und den Betrieb von Feuerungsanlagen, die keine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz benötigen. In den adressierten Feuerungsanlagen mit einer thermischen Leistung unter 30 kW dürfen folgende Brennstoffe genutzt werden (Abschnitt 1 (§ 3)): Grill-Holzkohle und -Holzkohlebriketts, naturbelassenes stückiges Holz einschließlich anhaftender Rinde (Scheitholz, Hackschnitzel), naturbelassenes nicht stückiges Holz (Sägemehl, Späne, Schleifstaub, Rinde), Presslinge aus naturbelassenem Holz (Holzbriketts und -pellets), sowie Stroh und ähnliche pflanzliche Stoffe.

In Abschnitt 2 der Verordnung sind Anforderungen an Feuerungsanlagen für feste Brennstoffe (§ 4), sowie Emissionsgrenzwerte für Staub und Kohlenmonoxid für Anlagen mit einer thermischen Leistung > 4 kW (§ 5) definiert. Einzelraumfeuerungsanlagen für feste Brennstoffe (Ausnahmen: Grundöfen, Kamine), die ab dem 22.03.2010 errichtet wurden und werden, dürfen nur betrieben werden, wenn die Einhaltung von Emissionsgrenzwerten unter Normbedingungen durch eine Typprüfung nachgewiesen und ein Mindestwirkungsgrad eingehalten wird. Offene Kamine dürfen nur gelegentlich betrieben werden und es dürfen nur naturbelassenes Holz bzw. Holzbriketts verbrannt werden. Grundöfen, die nach dem 31.12.2014 errichtet wurden, müssen mit Einrichtungen zur Staubminderung ausgestattet werden.

Einzelraumfeuerungsanlagen, die vor dem 22.03.2010 errichtet wurden, dürfen nur weiterbetrieben werden, wenn folgende Grenzwerte eingehalten werden:

- Staub: maximal 0,15 g/m³
- Kohlenmonoxid: maximal 4 g/m³

Die erste Frist zum Erbringen eines entsprechenden Nachweises endete am 31.12.2013. Danach gilt eine gestaffelte Nachweis- bzw. Nachrüstpflicht in Abhängigkeit des Einbaujahres entsprechend dem Typschild auf den Einzelraumfeuerungsanlagen (s. Tabelle 9). Werden die Anlagen nicht nachgerüstet bzw. kann der Nachweis der Einhaltung der Grenzwerte nicht erbracht werden, dürfen die Anlagen nicht weiter betrieben werden.

Tabelle 9: Nachrüstpflichten nach dem auf dem Typschild von Einzelraumfeuerungsanlagen angegebenen Datum entsprechend der 1. BImSchV

Datum auf dem Typschild	Zeitpunkt der Nachrüstung oder Außerbetriebnahme
bis einschließlich 31.12.1974 oder Datum nicht mehr feststellbar	31.12.2014
01.01.1975 – 31.12.1984	31.12.2017
01.01.1985 – 31.12.1994	31.12.2020
01.01.1995 – 21.03.2010	31.12.2024

Die ersten drei Fristen sind mittlerweile verstrichen und es konnte keine Abnahme der Anzahl von Einzelraumfeuerungsanlagen festgestellt werden, obwohl seitdem rund zwei Millionen Einzelraumfeuerungsanlagen betroffen waren (vgl. (HKI 2019)). D. h. Anlagen, die von der Nachrüstpflicht betroffen waren, wurden entweder nachgerüstet, durch neue Einzelraumfeuerungsanlagen ersetzt oder sind noch vorhanden (betriebsbereit genutzt oder ungenutzt). Von der letzten Frist sind schätzungsweise rund vier Millionen weitere Einzelraumfeuerungsanlagen betroffen (vgl. (HKI 2019)). Unter der Annahme, dass die jährlichen Verkaufszahlen von Einzelraumfeuerungsanlagen nahezu gleichbleiben, ist davon auszugehen, dass die Anzahl der Einzelraumfeuerungsanlagen bis Ende 2024 zurückgeht (vgl. Kapitel 3.6.2)²¹. Eine weitere Verschärfung der Grenzwerte und damit verbundener Nachrüst- oder Austauschpflichten ist mit Kosten verbunden und kann daher perspektivisch dazu beitragen, die Anzahl der Holz-Einzelraumfeuerungen zu reduzieren, da davon auszugehen ist, dass nicht alle von einer Nachrüstpflicht betroffenen Anlagen auch nachgerüstet oder ausgetauscht werden.

Für neue Anlagen, die nach dem 22.03.2010 (Stufe 1 Anlage 4 1. BImSchV), bzw. nach dem 31.12.2014 (Stufe 2 Anlage 4 1. BImSchV) errichtet wurden, gelten strengere Grenzwerte. In der Stufe 1 liegen die Grenzwerte für Staub je nach Feuerstättenart zwischen 0,03 und 0,075 g/m³ und für Kohlenmonoxid zwischen 0,4 und 3,5 g/m³. In Stufe 2 liegen die Werte zwischen 0,02 und 0,04 g/m³ für Staub und 0,25 und 1,50 g/m³ für Kohlenmonoxid.

3.3.2 Ausgestaltung und Implementierung einer weiteren Beschränkung von Einzelraumfeuerungsanlagen in der 1. BImSchV

Die Emissionsgrenzwerte für den Weiterbetrieb von bestehenden Einzelraumfeuerungsanlagen (Einbau vor dem 22.03.2010) sind in § 26 der 1. BImSchV festgelegt. Eine Verschärfung der Grenzwerte für bestehende Anlagen könnte durch eine Anpassung des § 26, Absatz 1. BImSchV erfolgen. Statt der bislang genannten Grenzwerte von 0,15 g/m³ (Staub) bzw. 4 g/m³ (Kohlenmonoxid) kann an dieser Stelle auf die Stufe 2 der Anlage 4 verwiesen werden:

„Einzelraumfeuerungsanlagen für feste Brennstoffe, die vor dem TT.MM.JJJJ errichtet und in Betrieb genommen wurden, dürfen nur weiterbetrieben werden, wenn die Anforderungen an die Emissionsgrenzwerte nach Anlage 4 Nummer 1 Stufe 2 eingehalten werden.“

Wird angestrebt, dass mittelfristig alle Einzelraumfeuerungsanlagen die entsprechenden Emissionsgrenzwerte einhalten, muss als Stichtag der 31.12.2014 festgelegt werden. Wie bislang

²¹ Die Effekte der Energiekrise, die durch den Krieg in der Ukraine Anfang 2022 ausgelöst wurde, sind dabei nicht berücksichtigt. Im Laufe des Jahres 2022 haben viele Haushalte Holz-Einzelraumfeuerungsanlagen eingebaut um unabhängiger von Erdgas zu werden.

kann die Einhaltung der Grenzwerte zeitlich gestaffelt in Abhängigkeit des Datums auf dem Typschild gefordert werden.

Neben einer Verschärfung der Grenzwerte könnten in der 1. BImSchV auch die zugelassenen Brennstoffe eingeschränkt werden. Die zugelassenen Brennstoffe sind in § 3 aufgelistet, wobei diese Liste grundsätzlich für alle Feuerungsanlagen gilt, die unter die 1. BImSchV fallen und nicht nur für Einzelraumfeuerungsanlagen. Einige der Brennstoffe nach § 3 dürfen nur in größeren Anlagen und nicht in Einzelraumfeuerungsanlagen eingesetzt werden. § 4 Absatz 4 enthält Einschränkungen für offene Kamine: in diesen dürfen nur naturbelassenes stückiges Holz nach § 3 Absatz 1 Nummer 4 oder Presslinge in Form von Holzbriketts nach § 3 Absatz 1 Nummer 5a eingesetzt werden. Prinzipiell ist es möglich auch für andere Einzelraumfeuerungsanlagen für feste Brennstoffe die Art des eingesetzten Brennstoffs einzuschränken.

Anforderungen an Festbrennstoff-Einzelraumheizgeräte sind auf Europäischer Ebene in der Verordnung (EU) 2015/1185, geändert durch Verordnung (EU) 2016/2282 der Kommission (Ökodesign) festgelegt. In Anhang II der Verordnung sind neben Mindestanforderungen an die Effizienz auch Maximalwerte für Emissionen festgelegt, u.a. für Staub und Kohlenmonoxid. Die Werte müssen seit dem 01.01.2022 eingehalten werden. Bis zum 01.01.2024 sollen die Anforderungen überprüft und ggf. angepasst werden. Die maximalen Staubemissionen betragen für Festbrennstoff-Einzelraumheizgeräte mit offener Brennkammer $0,05 \text{ g/m}^3$ (bezogen auf 13 % O_2) und mit geschlossener Brennkammer $0,04 \text{ g/m}^3$ (bezogen auf 13 % O_2). Werden die Anlagen mit Pellets betrieben ist der Grenzwert nochmals niedriger: $0,02 \text{ g/m}^3$ bezogen auf 13 % O_2 . Die maximalen Kohlenmonoxid-Emissionen betragen 2 g/m^3 bei offener und $1,5 \text{ g/m}^3$ bei geschlossener Brennkammer, sowie $0,3 \text{ g/m}^3$ bei Pellets in geschlossener Brennkammer (jeweils bezogen auf 13 % O_2). Die Grenzwerte entsprechen ziemlich genau den Grenzwerten der 1. BImSchV, Anlage 4, wobei die Anforderungen der 1. BImSchV teilweise strenger sind als die durch Ökodesign festgelegten Grenzwerte. Mögliche Verschärfung im Rahmen der Ökodesign-Durchführungsverordnung nach 2024 könnten dazu führen, dass die Grenzwerte der 1. BImSchV angepasst werden müssen.

3.4 Instrument 4: Nachrangiger Einsatz von Biomasse durch Anpassung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG)

3.4.1 Status quo: regulative Rahmenbedingungen auf kommunaler Ebene

Die energetische Nutzung fester Biomasse wird in Politik und Öffentlichkeit zunehmend kontrovers diskutiert, jedoch gibt es bisher nur auf kommunaler Ebene regulative Rahmenbedingungen. Die Möglichkeiten zur Einschränkung von fester Biomassenutzung auf kommunaler Ebene sind das kommunale Verbrennungsverbot, städtebauliche Verträge sowie Anschluss- und Benutzungszwänge in Fernwärmegebieten in der Gemeindeverordnung. Diese Regelungsmöglichkeiten werden im Folgenden dargestellt.

3.4.1.1 Kommunale Verbrennungsverbote

Zeitlich befristete kommunale Verbrennungsverbote für Holz-Einzelraumfeuerungsanlagen sind aus Gründen der Luftreinhaltung speziell in Ballungsgebieten seit geraumer Zeit in Kraft (z. B. Mainz, Stuttgart, Mannheim). Hierfür wird mit § 9 Abs. 1 Nr. 23 a des Baugesetzbuchs (BauGB) den Gemeinden eine bundeseinheitliche Rechtsgrundlage zur Verfügung gestellt. Allerdings steht es den Kommunen/Gemeinden frei, den Anwendungsbereich solcher **Verbrennungsverbote** zu definieren (d. h. beispielsweise Ausnahmen zu definieren) und von der Regelung Gebrauch zu machen. Grenzen setzt hier die kommunale Selbstverwaltung, die in

Art. 28 Abs. 2 Grundgesetz (GG) gewährleistet ist, wonach alle Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft im Rahmen der Gesetze in eigener Verantwortung zu regeln sind. Zudem sind die Luftschadstoffkonzentrationen, auf die sich die Regelung des § 9 Abs. 1 Nr. 23 a BauGB stützt, in letzter Zeit vielerorts gesunken. Daher müssen auch die darauf basierenden Verbrennungsverbote geprüft werden.

Festsetzung von Verbrennungsverboten aufgrund luftverunreinigender Stoffe

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 23 a BauGB können aus städtebaulichen Gründen im Bebauungsplan „Gebiete [festgesetzt werden], in denen zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen im Sinne des Bundes-Immissionsschutzgesetzes bestimmte Luft verunreinigende Stoffe nicht oder nur beschränkt verwendet werden dürfen.“

In Umsetzung dieser Rechtsgrundlage hat z. B. Stuttgart mehrere Rechtsakte erlassen, die ein Betriebsverbot von Einzelraumfeuerungsanlagen für feste Brennstoffe (sog. Komfort-Kamine) statuieren. Regelmäßig sind hiervon allerdings zahlreiche Anlagen ausgenommen, z. B gilt das Betriebsverbot aktuell gemäß Nr. 2 (Amt für Umweltschutz 2021) nicht für:

- ▶ Anlagen, die alleinige Wärmequelle für eine Wohneinheit (Wohnungen, Wohngebäude, Wohnraum) sind,
- ▶ Anlagen, mit denen die Nutzungspflicht nach § 4 Abs. 1 des Erneuerbaren Wärmegesetzes erfüllt wird,
- ▶ Herde mit oder ohne indirekt beheizter Backvorrichtung,
- ▶ Anlagen, die automatisch und ausschließlich mit festen Brennstoffen nach § 3 Abs. 1 Nr. 5a der Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen beschickt werden (Pelletfeuerungen) und
- ▶ Einzelraumfeuerungsanlagen für feste Brennstoffe, die nach dem 31. Dezember 2014 errichtet wurden und für die die Grenzwerte der Stufe 2 Anlage 4 Nr. 1 der 1. Bundes-Immissionsschutzverordnung gelten.

3.4.1.2 Städtebauliche Verträge

Gemeinden können ihre Verantwortung für den Klimaschutz mittels städtebaulicher Verträge wahrnehmen. In städtebaulichen Verträgen können die Installation und die Nutzung von Erneuerbare-Energien-Anlagen vereinbart werden – sei es für Einzelgebäude, Gemeinschaftsanlagen oder Wärmenetze. Damit kann ein quasi vertraglicher **Anschluss- und Benutzungszwang** begründet werden. Allerdings werden städtebauliche Verträge in der Regel mit privaten Investor*innen geschlossen, um bestimmte Zielbindungen bei deren Investitionen zu vereinbaren. Typischerweise betreffen sie daher Neubauprojekte oder die Erschließung neuer Quartiere. Eine Verpflichtung Dritter zur Umstellung ihrer Heizung kann mit städtebaulichen Verträgen nicht erwirkt werden.

Festsetzung von bestimmten Wärmeanlagen im städtebaulichen Vertrag

Nach § 11 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 BauGB kann Gegenstand eines städtebaulichen Vertrags insbesondere „entsprechend den mit den städtebaulichen Planungen und Maßnahmen verfolgten Zielen und Zwecken die Errichtung und Nutzung von Anlagen und Einrichtungen zur dezentralen und zentralen Erzeugung, Verteilung, Nutzung oder Speicherung von Strom, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung [sein].“

Die Formulierung von § 11 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 BauGB macht deutlich, dass es sich hierbei nicht um eine abschließende Regelung handelt („insbesondere“). Vielmehr können weitere Vertragsinhalte Gegenstand städtebaulicher Verträge sein. Denkbar sind hier u. a. die Installation und die Nutzung von bestimmten Erneuerbare-Energien-Anlagen, konkret also die Regelung der Art der Heizung (z. B. nur Zulässigkeit von Wärmepumpen). De facto würde dies ein Biomassekessel-Betriebsverbot begründen. Bei einer solchen Regelung wären u. a. die Grenzen aus § 11 BauGB (z. B. Angemessenheit) zu berücksichtigen. Vorliegend ist bekannt, dass auf § 11 Abs. 1 S. 2 Nr. 4 BauGB gestützte Vertragsgestaltungen in der Praxis genutzt werden; nicht bekannt ist indes, ob auf § 11 BauGB gestützte Biomassekessel-Betriebsverbote (in relevantem Umfang) begründet werden.

3.4.1.3 Anschluss- und Benutzungszwänge für Fernwärmeversorgung in der Gemeindeordnung

Einige Gemeindeordnungen sehen die Möglichkeit vor, zur Vermeidung von luftverunreinigenden Stoffen einen grundsätzlichen Anschluss- und Benutzungszwang für die Fernwärmeversorgung einzuführen (z. B. § 17 Abs. 2 Gemeindeordnung für Schleswig-Holstein) (Landesregierung Schleswig-Holstein 2003).²²

Anschluss- und Benutzungszwang in der Gemeindeordnung Schleswig-Holstein (GOSH)

Nach § 17 Abs. 2 GOSH kann die Gemeinde „bei dringendem öffentlichen Bedürfnis durch Satzung für die Grundstücke ihres Gebiets den Anschluss an die Wasserversorgung, die Abwasserbeseitigung, die Abfallentsorgung, die Versorgung mit Fernwärme, die Straßenreinigung und ähnliche der Gesundheit und dem Schutz der natürlichen Grundlagen des Lebens dienende öffentliche Einrichtungen (Anschlusszwang) und die Benutzung dieser Einrichtungen und der Schlachthöfe (Benutzungszwang) vorschreiben.“

In Umsetzung dieser Rechtsgrundlage hat z. B. die Stadt Schleswig einen Anschluss- und Benutzungszwang an das Fernwärmenetz geregelt und im Zuge dessen grundsätzlich die Errichtung und die Benutzung von Heizungsanlagen zum Betrieb mit Biomasse untersagt (Schleswig-Holstein 2009).

Biomasse-Verbrennungsverbot in der Satzung der Stadt Schleswig über die Anschlusspflicht an die Fernwärmeversorgung

Nach § 5 Abs. 4 S. 1 ist „auf den [an das Fernwärmenetz] anschlusspflichtigen Grundstücken (...) grundsätzlich die Errichtung und die Benutzung von Heizungsanlagen zum Betrieb mit (...) Biomasse (...) nicht gestattet.“ Ausgenommen sind nach § 5 Abs. 4 S. 2 „zusätzlich zur Heizung eingerichtete Kaminfeuerstellen in Wohnhäusern, sofern diese nicht zur regelmäßigen Beheizung der Gebäude und/oder Warmwasserbereitung dienen, sondern nur gelegentlich benutzt und mit unbeschichtetem und unbehandeltem Holz befeuert werden.“ Eine Befreiung vom Anschluss- und Benutzungszwang an das Fernwärmenetz und damit vom Biomasse-Verbrennungsverbot ist nach § 6 Abs. 2 im Einzelfall aus Gründen der Zumutbarkeit möglich.

²² Gemeindeordnung für Schleswig-Holstein in der Fassung vom 28. Februar 2003. Abrufbar unter: https://www.gesetze-rechtsprechung.sh.juris.de/jportal/portal/t/nfw/page/bsshoprod.psml/action/portlets.iw.MainAction?p1=t&eventSubmit_doNavigate=searchInSubtreeTOC&showdoccase=1&doc.hl=0&doc.id=jlr-GemOSH2003pP17&doc.part=S&toc.poskey=#focuspoint (25.01.2022).

3.4.1.4 Einschränkung des energetischen Biomasseeinsatzes in der Gebäudewärme im europäischen Vergleich

Biomasse-Verbrennungsverbote – ebenfalls aus Gründen der Luftreinhaltung – sind auch aus anderen Ländern bekannt, so z. B. aus Österreich. Um den Anstieg von Feinstaubbelastungen zu verhindern, galt z. B. in Graz ein Betriebsverbot für Zweitheizungen, für die feste Brennstoffe genutzt werden (Land Steiermark 2011).

Ebenfalls aus Gründen der Luftreinhaltung werden in der Region Brüssel-Hauptstadt seit 2021 keine neuen Heizungsanlagen für Holz oder Holzprodukte neu genehmigt (Brussels Capital Region LTRS 2020).

3.4.1.5 Auswirkungen der kommunalen Instrumente auf den Biomasseeinsatz

Eine systematische Evaluierung von auf kommunaler Ebene verfolgten instrumentellen Ansätzen, insbesondere über bauplanungsrechtliche Festsetzungen und vertragliche Regelungen, ist nicht bekannt. Hinsichtlich des Einsatzes von fester Biomasse ist die quantitative Wirkung für die bestehenden Biomasse-Verbrennungsverbote somit nicht messbar.

Die kommunalen Instrumente erfassen zudem nur Teilsegmente der Biomassenutzung für Raumwärme:

- ▶ Kommunale Verbrennungsverbote zur Luftreinhaltung betreffen Einzelraumfeuerungsanlagen in Gebieten mit hoher Luftschadstoffbelastung
- ▶ Städtebauliche Verträge, die Biomasse-Zentralheizungen ausschließen könnten, betreffen meist Neubaugebiete.
- ▶ Anschluss- und Benutzungszwang für Fernwärme mit Verbot von Biomasse-Zentralheizungen ist nur in Fernwärmegebieten möglich.

Generell ist allerdings anzumerken: Die **Reichweite der bestehenden Biomasse-Verbrennungsverbote bzw. Biomasseheizungs-Betriebsverbote ist insbesondere vor der kommunalen Rechtsetzungshoheit begrenzt**. Ob entsprechende Verbote greifen, steht insofern im Ermessen der Kommune, als dass sie z. B. gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 23 a BauGB entsprechende Gebiete in Form der Satzung ausweisen „kann“. Hintergrund ist die verfassungsrechtlich garantierte kommunale Selbstverwaltung. Die Kommune kann bundesgesetzlich nicht verpflichtet werden, entsprechende Satzungen zu erlassen.

Da der Bund keinen Einfluss auf kommunale Verbrennungsverbote hat, erscheinen Restriktionen auf nationaler Ebene geeigneter um den Einsatz fester Biomasse in der Gebäudewärmeversorgung zu reduzieren.

3.4.2 Ausgestaltung und Implementierung einer nachrangigen Nutzung von Biomasse für die Wärmebereitstellung in Gebäuden

3.4.2.1 Zielsetzung des Instruments

Eine im Gebäudeenergiegesetz (GEG) vorgeschriebene nachrangige Biomassenutzung soll den Einsatz von fester Biomasse in Zentralfeuerungsanlagen reduzieren. Das Instrument ist somit ergänzend zu den Anpassungen der 1. BImSchV (siehe Abschnitt 3.3), in der Vorrangigkeit der Biomasseeinsatz in Einzelraumfeuerungsanlagen adressiert wird, zu sehen.

Der Ansatz der nachrangigen Biomassenutzung besteht darin, den Einsatz von fester Biomasse auf jene Gebäude zu beschränken, in denen keine klimazielfunkompatiblen Alternativen (wie Wärmepumpen und Fernwärme) möglich sind. Sollte sich herausstellen, dass eine nachrangige

Nutzung von Biomasse beim Einbau neuer Heizungen nicht ausreicht, um die Biomassepotenziale einzuhalten, könnte die Beschränkung durch Betriebsverbote auf bestehende Heizungssysteme ausgeweitet werden.

Nachrangiger Einsatz von Biomasse im Kontext der geplanten 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung

Die von der Bundesregierung geplante 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung sieht für ab 2024 neu einzubauende Heizungen im Neubau sowie im Bestand einen Anteil von 65 % Erneuerbaren Energien vor (BMWK (2022a), (2023)). Die Regelung ist ein wichtiger Schritt zur Reduktion des Verbrauchs fossiler Energieträger im Gebäudebereich und zentraler Bestandteil der Wärmewende.

Die naheliegenden Optionen zur Erfüllung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung sind der Umstieg auf Wärmepumpen, feste Biomasse und Fernwärme²³. Biomasse ist im Gegensatz zur Fernwärme überall verfügbar und hat gegenüber Wärmepumpen den technischen Vorteil, abgesehen vom Brennstoff-Lagerraum, nur geringe Anforderungen an den Zustand des umzustellenden Gebäudes zu stellen. Dies gilt insbesondere für Gebäude, in denen der effiziente Betrieb einer Wärmepumpe hohe Sanierungsvorleistungen beim Wärmeschutz oder der Wärmeübertragung erfordert. Bei Umsetzung der 65 %-Erneuerbare-Energien-Regelung kann somit eine steigende Nutzung fester Biomasse vermutet werden. Hier ist also eine Regelung notwendig, welche die Nachfrage an fester Biomasse auf ein vertretbares Maß reduziert.

Die Arbeiten in diesem Bericht beruhen auf einem Konzeptpapier (BMWK 2022a) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz und des Bundesministeriums für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, welches zum Bearbeitungszeitraum in der Diskussion gewesen war. Darin werden zwei alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten der Regelung vorgestellt: Eine gleichrangige Bewertung aller erneuerbaren Wärmeerzeuger oder nur eine nachrangige Nutzung von Biomasse, wenn andere Lösungen technisch oder rechtlich nicht möglich sind oder zu unverträglich hohen Kosten führen würden. Letzteres entspricht dem hier vorgeschlagenen Instrument eines nachrangigen Einsatzes von Biomasse beim Einbau neuer Heizungsanlagen. Im zum Redaktionsschluss aktuellen Gesetzentwurf der Bundesregierung (BMWK 2023) ist nun die Option einer gleichrangigen Bewertung der als erneuerbar eingestuften Wärmeerzeuger vorgesehen. Die Veröffentlichung des Gesetzentwurfes fiel jedoch außerhalb des Bearbeitungszeitraums dieses Berichts.

3.4.2.2 Ausgestaltung und Implementierung einer nachrangigen Biomassenutzung durch Anpassung des GEG

Im Folgenden werden Ausgestaltungsmöglichkeiten eines nachrangigen Einsatzes von Biomasse im GEG aufgezeigt.

3.4.2.2.1 Bedingtes Verbot des Einbaus bzw. der Aufstellung neuer Biomasseheizungen

Verbot des Einbaus bzw. der Aufstellung von Biomasseheizungen im Neubau

Da Neubauten gezielt auf technische Alternativen wie Wärmepumpen ausgelegt werden können, bedeutet ein Verbot hier den geringsten Eingriff. Der Einsatz von fester Biomasse zur Bereitstellung von Raumwärme oder Brauchwarmwasser im Temperaturbereich 30 - 75 °C ist im Neubausektor angesichts potenziell sinnvollerer Anwendungsbereiche (Gebäudebestand,

²³ Es ist davon auszugehen, dass diese drei Technologien am meisten eingesetzt werden. Im Gesetzentwurf sind als weitere Optionen noch Stromdirektheizungen in besonders effizienten Gebäuden, Solarthermieranlagen und mit grünem oder blauem Wasserstoff betriebene Heizungsanlagen vorgesehen. Solarthermieranlagen werden meist als Ergänzung einer weiteren Heizungsanlage genutzt, und Wasserstoff wird kurzfristig nicht in relevanter Größenordnung für Gebäudeheizungen zur Verfügung stehen.

Industrie) zu „schade“, zumal Wärmepumpen als Alternativen zur Biomasseheizung vergleichsweise einfach umzusetzen sind und bereits heute einen Anteil von mehr als 30 % einnehmen (Destatis 2021). Zu beachten ist dabei, dass die Installation von Biomasseheizungen in Neubauten mit rund 5 % der Wohneinheiten nur eine kleine Rolle einnimmt (AGEB 2022). Außerdem machen Neubauten nur einen geringen Teil des Gebäudebestandes aus. Ein Verbot von Biomassekesseln in Neubauten wäre daher ein wichtiger und sinnvoller Schritt, genügt aber nicht für eine umfassende Senkung der Biomassenutzung.

Bedingtes Verbot des Einbaus bzw. der Aufstellung von Biomasseheizungen im Gebäudebestand

Zahlenmäßig relevanter und komplexer ist ein Einbauverbot für Bestandsgebäude. In bestehenden Gebäuden muss die Wärmeversorgung zu den technischen Gegebenheiten des Gebäudes passen. Wärmepumpen sind idealerweise unterhalb von Vorlauftemperaturen von 55 °C zu betreiben, um ihre Effizienz sicherzustellen (neuere Wärmepumpen mit Propan als Kältemittel auch bis 65 °C Vorlauftemperatur), während Biomasseheizungen unproblematisch auch die im Gebäudebestand häufig höheren Vorlauftemperaturen bereitstellen können (Mellwig et al. 2021). In diesen Gebäuden erfordert der Einsatz einer Wärmepumpe damit zusätzliche Maßnahmen, wie eine zusätzliche Wärmedämmung, einen Spitzenlastkessel oder Maßnahmen an der Heizungsperipherie. Biomasseheizungen sind somit für Gebäudebesitzende attraktiv, da sie meist direkt installiert werden können (ebd.), wenn genug Raum für ein Brennstofflager vorhanden ist.

Kommt es wie mit der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung zu verstärkten Anforderungen an Erneuerbare Energien für Bestandsgebäude, ist daher eine Zunahme der Biomassenutzung zu erwarten (siehe Exkurs-Box), vor allem in Gebieten die über keine leitungsgebundene Wärmeversorgung verfügen. Hier besteht somit hoher Handlungsbedarf.

Ein bedingtes Einbauverbot für Biomassekessel in Bestandsgebäude würde Gebäude ausnehmen, bei denen die Biomassenutzung alternativlos ist. Feste Ausschlusskriterien müssten erfüllt sein: So darf keine leitungsgebundene Wärmeversorgung möglich sein, außerdem muss der Einsatz anderer erneuerbarer Wärmeversorger (z. B. Wärmepumpen) technisch und wirtschaftlich unzumutbar sein.

Regelungsvorschlag für die nachrangige Nutzung von Biomasse beim Einbau neuer Heizungen

Im Rahmen einer Novellierung des GEG könnte die nachrangige Nutzung für neue Heizungsanlagen durch zwei Anpassungen geregelt werden:

- Der Einbau neuer Zentralfeuerungsanlagen mit fester Biomasse sollte grundsätzlich nicht mehr zulässig sein. Ein solches Verbot des Einbaus bzw. der Aufstellung neuer Biomassekessel könnten sich am bestehenden Verbot des § 72 Abs. 4 GEG für neue Ölheizungen orientieren.
- Ausnahmen sollten nur nach Prüfung auf Alternativen zulässig sein, d. h. im Wesentlichen, wenn weder eine Wärmepumpe noch der Anschluss an ein Wärmenetz möglich und zumutbar sind.

Nachrangiger Einsatz von Biomasse in Gebäuden beim Einbau neuer Heizungsanlagen

- (1) Ab dem Jahr 20xx dürfen Heizkessel, die mit fester Biomasse betrieben werden, nicht mehr zum Zwecke der Inbetriebnahme in Gebäuden eingebaut werden.
- (2) Absatz 1 ist nicht anzuwenden auf bestehende Gebäude, für die

- ▶ kein Anschluss an ein Fernwärmeverteilungsnetz hergestellt werden kann, weil kein Verteilungsnetz eines Fernwärmeversorgungsunternehmens am Grundstück anliegt und
- ▶ eine anteilige Deckung des Wärme- und Kälteenergiebedarfs durch andere erneuerbare Energien oder Wärmepumpen technisch nicht möglich ist oder zu einer unbilligen Härte führt.

3.4.2.2.2 Schrittweise Betriebsverbote bestehender Biomasseheizungen im Gebäudebestand

Bei einer absehbaren Überschreitung der festen Biomassepotenziale könnte der nachrangige Einsatz von Biomasse durch eine Ausweitung auf bestehende Biomasseheizungen beschleunigt werden. Bestehende Biomasseheizungen versorgen auch Gebäude, die über Fernwärme oder Wärmepumpen versorgt werden könnten, da der Einbau von Biomasseheizungen sich bislang nicht auf technisch sinnvolle Fälle beschränkt hat. Der beschleunigte Austausch dieser Biomasseheizungen erzielt damit voraussichtlich einen Rückgang der Nutzung fester Biomasse. Für die übrigen Gebäude müssten auch hier Ausnahmen gelten, wenn der Wechsel auf andere erneuerbare Heizungsformen unzumutbar ist.

Regelungsvorschlag für die nachrangige Nutzung von Biomasse bei Bestandsheizungen

Zu beachten ist, dass die Regulierung bestehender Biomasseheizungen in der Umsetzung am anspruchsvollsten ist, da hier grundsätzlich Bestandsschutz gilt und ein funktionierender Vollzug der Regelung nötig ist.

In Anlehnung an das Betriebsverbot für Ölheizkessel in §72 Gebäudeenergiegesetz (GEG), könnte für bestehende Biomassekessel in der Zentralfeuerung ein Höchstalter festgelegt werden, ab dem die Betriebserlaubnis erlischt.

Nachrangiger Einsatz von Biomasse bei Bestandsheizungen: schrittweise Betriebsverbote

- (1) Eigentümer*innen von Gebäuden dürfen ihre Heizkessel, die mit fester Biomasse betrieben werden, und die vor dem 01.01.19xx eingebaut oder aufgestellt worden sind, nicht mehr betreiben, es sei denn, dies würde zu einer unbilligen Härte führen.
- (2) Eigentümer*innen von Gebäuden dürfen ihre Heizkessel, die mit fester Biomasse betrieben werden, und ab dem 1. Januar xxxx eingebaut oder aufgestellt worden sind, nach Ablauf von X Jahren nach Einbau oder Aufstellung nicht mehr betreiben, es sei denn, dies würde zu einer unbilligen Härte führen.

3.4.2.2.3 Exkurs: Rechtliche Zulässigkeit eines nationalen Betriebsverbots für Biomasseheizungen

Nachfolgend wird geprüft, inwieweit ein Betriebsverbot von Biomasseheizungen im GEG zulässig wäre. Dabei werden **rechtlich relevante „Leitplanken“** aufgezeigt. Ein abschließendes Rechtsgutachten kann im Rahmen dieses Berichts nicht erstellt werden.

Der Gestaltungspielraum des nationalen Gesetzgebers wird sowohl vom **europäischen Recht** als auch, auf **nationaler Ebene**, durch **die Bestimmungen zur Gesetzgebungskompetenz und die Grundrechte beeinflusst**.

Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV)

Der Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) stellt einen Teil des europarechtlichen Primärrechts dar und bildet die rechtliche Grundlage für die Europäische Union. Zu den primärrechtlichen Regelungen zählen insbesondere die Kompetenzbestimmungen. In ihnen wird geregelt, auf welchen Rechtsgebieten und unter welchen Voraussetzungen die EU sogenanntes Sekundärrecht erlassen darf. Dies sind z. B.

Richtlinien und Verordnungen, durch welche die EU-Mitgliedstaaten in ihren nationalen Regelungen gebunden werden. Im vorliegenden Fall relevant sind u. a.:

► Art. 192 AEUV:

Hiernach hat die EU die Kompetenz, im Bereich der Umweltpolitik tätig zu werden. Gemäß Art. 192 Abs. 2 Buchstabe c) AEUV erlässt der Rat „Maßnahmen, welche die Wahl eines Mitgliedstaats zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung erheblich berühren.“ Diese Kompetenzregelung gilt allerdings nicht abschließend, denn den EU-Mitgliedstaaten verbleibt nach Art. 193 AEUV Gestaltungsspielraum für verstärkte Schutzmaßnahmen. Das bedeutet, dass sie über die Regelungen des Unionsrechts hinausgehen und strengere Maßnahmen erlassen können, die mit dem EU-Primärrecht vereinbar sind. Somit bestehen keine grundsätzlichen rechtlichen Bedenken gegen ein nationales Biomasse-Verbrennungsverbot.

► Art. 194 AEUV

Hiernach hat die EU die Kompetenz, im Bereich der Energiepolitik tätig zu werden. Auch hier verbleibt den EU-Mitgliedstaaten allerdings kompetenzrechtlich ein recht weiter Gestaltungsspielraum. Art. 194 Abs. 2 AEUV stellt klar, dass EU-Rechtsakte auf diesem Gebiet „nicht das Recht eines Mitgliedstaats [berühren], die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen.“. Auch hier bestehen also keine grundsätzlichen rechtlichen Bedenken gegen ein nationales Biomasse-Verbrennungsverbot.

► Art. 114 AEUV

Hiernach hat die EU die Kompetenz zur Angleichung von Rechtsvorschriften im Binnenmarkt. Da von der EU nach diesem Kompetenztitel erlassene Rechtsakte der Rechtsharmonisierung dienen, ist der Gestaltungsspielraum der EU-Mitgliedstaaten eingeschränkt. Abweichungen im nationalen Recht sind jedoch möglich und regeln die Art. 114 Abs. 4 bis 6 AEUV abschließend.

EU-Sekundärrecht

In Bezug auf das EU-Sekundärrecht sind die folgenden Rechtsakte relevant:

► Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG und Verordnung (EU) Nr. 813/2013 für Raumheizanlagen und Kombiheizgeräte

Die Ökodesign-Richtlinie bildet ausweislich ihrer Erwägungsgründe den Gesamtrahmen für die Festlegung gemeinschaftlicher Ökodesign-Anforderungen an energieverbrauchsrelevante Produkte. Das bedeutet, dass sie selbst keine spezifischen Produkthanforderungen enthält, sondern dass sie die Rechtsgrundlage zur Regelung von „Durchführungsmaßnahmen“ bezüglich der Produkthanforderungen darstellt (i. d. R. Durchführungs-Verordnungen, sogenannte Ökodesign-Verordnungen). Für die vorliegende Fragestellung relevant ist z. B. die Verordnung (EU) Nr. 813/2013 für Raumheizanlagen und Kombiheizgeräte. Aus Art. 6 Abs. 1 der Ökodesign-Richtlinie (sogenannte Warenverkehrsklausel) ergibt sich, dass die Befugnis der EU-Mitgliedstaaten zu beschränkenden Regelungen für die von Ökodesign-Verordnungen erfassten Produkte, also z. B. auch Raumheizgeräte, eingeschränkt ist. Die Vorschrift statuiert also eine Sperrwirkung zur Harmonisierung von Rechtsvorschriften im EU-Binnenmarkt. In der Konsequenz dürfen die EU-Mitgliedstaaten keine strengeren Ökodesign-Anforderungen einführen, die sich auf die gleichen Produkte und hierbei auf die gleichen Parameter beziehen, mit denen die jeweilige Durchführungsmaßnahme zur Ökodesign-Richtlinie operiert. Vorliegend

kann festgehalten werden, dass die Verordnung (EU) Nr. 813/2013 für Raumheizanlagen und Kombiheizgeräte keine Sperrwirkung entfaltet: Zum einen sind Heizgeräte für feste Brennstoffe vom Anwendungsbereich der Verordnung ausgenommen (vgl. Art. 1 Abs. 2 Buchstabe b) der Verordnung (EU) Nr. 813/2013 für Raumheizanlagen und Kombiheizgeräte). Zum anderen werden mit der Verordnung keine auf zulässige Brennstoffe bezogenen harmonisierten Ökodesign-Anforderungen festgelegt. Nationale Regelungen, mit denen die in den betreffenden Anlagen zulässigen Brennstoffe bestimmt werden, begegnen daher vor dem dargestellten Hintergrund keinen grundsätzlichen Bedenken.

- Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG und Verordnung (EU) Nr. 2015/1189 für Festbrennstoffkessel

Nach überschlägiger Sichtung kann festgehalten werden, dass die Verordnung (EU) Nr. 2015/1189 für Festbrennstoffkessel keine Sperrwirkung hinsichtlich der zulässigen Brennstoffe entfaltet, da keine auf zulässige Brennstoffe bezogenen harmonisierten Ökodesign-Anforderungen festgelegt wurden (vgl. dazu den Beschluss der EU-Kommission vom 13.05.2020 (Europäische Kommission 2020)²⁴). Nationale Regelungen, mit denen die in den betreffenden Anlagen zulässigen Brennstoffe bestimmt werden, begegnen daher vor dem dargestellten Hintergrund keinen grundsätzlichen Bedenken.

- Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001

Mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie wird das Ziel verfolgt, den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch deutlich zu steigern. Sie verpflichtet die EU-Mitgliedstaaten dazu, geeignete Maßnahmen zur Zielerreichung umzusetzen. Daraus könnte sich eine relevante beschränkende Wirkung für ein Biomasse-Verbrennungsverbot ergeben, die weitergehender Prüfung bedarf. Allerdings zeigt sich im „Fit for 55-Paket“ und den mit dem Paket verbundenen EU-Kommissionsvorschlägen zur Novellierung der Richtlinie eine veränderte Haltung zur Bioenergie: hier wird anerkannt, dass die Nutzung von Biomasse nicht von vornherein nachhaltig ist und eine Verbrennung von Biomasse auch CO₂-Emissionen bewirkt.

- Gebäude-Richtlinie 2010/31/EU

Von Relevanz ist auch die Gebäude-Richtlinie, die u. a. Mindestanforderungen an die Gebäudeeffizienz stellt. Die konkreten ausgestaltenden Maßnahmen hierzu überlässt die Richtlinie jedoch den EU-Mitgliedstaaten, sodass hiervon keine einschränkende Wirkung ausgeht.

Nationales Recht

Im nationalen Recht sind für den vorliegenden Kontext insbesondere die Gesetzgebungskompetenzen nach dem Grundgesetz (GG) relevant, sowie die Grundrechte nach Art. 14, Art. 12 und Art. 3 GG.

Zentrale Norm für die Regelung der Gesetzgebungskompetenz zwischen Bund und Ländern ist Art. 70 Abs. 1 GG. Danach haben die Länder das Recht der Gesetzgebung, soweit das Grundgesetz nicht dem Bund die Gesetzgebungsbefugnisse zuweist. Vorliegend sind von Relevanz insbesondere die Gebiete „Recht der Wirtschaft“, welche auch die Energiewirtschaft einschließt (Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG), und „Luftreinhaltung“ (Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG), die der konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz zugeordnet sind. Hinsichtlich des Kompetenztitels

²⁴ Vgl. dazu den Beschluss der EU-Kommission vom 13.05.2020 (Europäische Kommission 2020)

der Energiewirtschaft hat der Bund das Gesetzgebungsrecht gemäß Art. 72 Abs. 2 GG, „wenn und soweit die Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet oder die Wahrung der Rechts- oder Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse eine bundesgesetzliche Regelung erforderlich macht“. Hinsichtlich des Kompetenztitels der Luftreinhaltung haben die Länder die Gesetzgebungskompetenz nach Art. 72 Abs. 1 GG inne, solange und soweit nicht der Bund von seiner Gesetzgebungszuständigkeit Gebrauch gemacht hat.

Verfassungsrechtlich stellt sich zudem die Frage nach der Verhältnismäßigkeit von Eingriffen in die Eigentumsgarantie nach Art. 14 GG durch ein wie oben skizziertes Betriebsverbot. Diese ist zu bejahen, wenn die belastende Maßnahme einem legitimen Zweck dient, geeignet, erforderlich und angemessen ist. Die Verhältnismäßigkeitsprüfung steht auch im Fokus mit Blick auf die Wirkung eines wie oben dargestellten Verbots auf z. B. Unternehmen, die Anlagen zur Nutzung von biogenen Brennstoffen in Heizanlagen herstellen oder mit solchen handeln; Art. 12 GG ist hier Prüfmaßstab. Schließlich ist auch der allgemeine Gleichbehandlungsgrundsatz nach Art. 3 GG zu beachten.

3.4.2.2.4 Ausweitung der nachrangigen Biomassenutzung im GEG auf Einzelraumfeuerungsanlagen

Einzelraumfeuerungsanlagen werden in dem in diesem Bericht betrachteten Instrumentenbündel durch Beschränkungen in der 1. BImSchV (siehe Abschnitt 3.3) adressiert. Sollte in Zukunft jedoch eine starke Reduktion des Biomasseverbrauchs für Raumwärme notwendig sein, könnte geprüft werden, das hier für Zentralfeuerungsanlagen vorgeschlagene Prinzip der nachrangigen Biomassenutzung mit bedingten Einbauverböten und ggf. Betriebsverböten auch auf Einzelraumfeuerungsanlagen zu erweitern, die bislang nicht vom GEG erfasst werden.

Aufgrund der großen Anlagenzahl von knapp 11 Mio. Zusatzheizungen in Deutschland (ZIV 2019) könnte der Einbezug von Einzelraumfeuerungsanlagen in einen regulativen Rahmen zur nachhaltigen Biomassenutzung helfen, den Biomasseverbrauch schneller zu reduzieren. Zwar stellen diese Zusatzheizungen in Bestandsgebäuden grundsätzlich eine sinnvolle Möglichkeit dar, Lastspitzen von Wärmepumpen auszugleichen und somit deren Einsatz zu vereinfachen. Allerdings führen Zusatzheizungen in der Realität zu einem Gesamtenergiemehrverbrauch in Höhe von bis zu 18 % laut Köhrer et al. (2018) sowie zu Feinstaub und Luftschadstoffen (Dauert 2020)²⁵.

3.5 Instrument 5: Wirkung der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) auf die Wärmegestiegungskosten

3.5.1 Status quo

Feste Biomasse in der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)

Der Status-Quo der Berücksichtigung von fester Biomasse im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) ist in Hennenberg et al. (2022) beschrieben. Im Folgenden werden wesentliche Punkte zusammengefasst und um einige Aspekte ergänzt.

Mit der Förderrichtlinie soll ein Beitrag zur Erreichung der Treibhausgasneutralität von Energie- und Wärmerversorgung bis zum Jahr 2045 geleistet werden. Es sollen Investitionen angereizt werden, mit denen der Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme in Wärme- und

²⁵ Die Luftschadstoffe adressiert die 1BImSchV: Gemäß 1. BImSchV müssen Neuanlagen die Grenzwerte gemäß § 4 Abs. 3 i. V. m. Anlage 4 einhalten; für Altanlagen besteht gemäß § 26 Abs. 1 eine Nachrüst- bzw. Stilllegungspflicht, zu einer weiteren Verschärfung der Regelungen siehe 1. BImSchV (vgl. Kapitel 2.1.2.3)

Kältenetzen gesteigert wird. Die Förderrichtlinie soll dazu dienen, sowohl den Neubau von Wärme- und Kältenetzen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien als auch die Transformation von Bestandswärme- und -Kältenetzen substanziell zu fördern. Ziel ist es, den Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme in Wärme- und Kältenetzen bis zum Jahr 2025 auf 25 % und bis 2030 auf 30 % auszubauen (BMWK 2022b).

Die BEW ist im September 2022 gestartet und besteht aus drei Modulen:

- ▶ Modul 1 – Machbarkeitsstudien und Transformationspläne: Förderfähig sind Machbarkeitsstudien für die Neuerrichtung von Wärmenetzen und Transformationspläne, die dem Zweck dienen, den Umbau bestehender Wärmenetzsysteme hin zu einer vollständigen Versorgung durch erneuerbare Energiequellen bis 2045 darzustellen. Sie werden mit bis zu 50 % der förderfähigen Kosten gefördert, max. jedoch 2.000.000 Euro.
- ▶ Modul 2 – Systemische Förderung (Investitions- und Betriebskostenförderung): Sie setzt auf Modul 1 auf und erfasst alle Maßnahmen von der Installation der Erzeugungsanlagen über die Wärmeverteilung bis zur Wärmeübergabe an die versorgten Gebäude, sofern sie einen Beitrag zur Dekarbonisierung und Effizienzsteigerung des Wärmenetzes leisten. Biomasseanlagen werden unter Einhaltung bestimmter Kriterien grundsätzlich als förderfähige Wärmequellen angesehen. Gefördert werden max. 40 % der Investitionskosten. Für Solarthermieanlagen und Wärmepumpen besteht die Möglichkeit der Inanspruchnahme einer Betriebskostenförderung für die Dauer von 10 Jahren.
- ▶ Modul 3 – Einzelmaßnahmen: Förderfähig sind schnell umsetzbare Maßnahmen in Wärmenetzen, z. B. Solarthermieanlagen, Wärmepumpen, Biomassekessel oder Wärmespeicher. Gefördert werden wie bei Modul 2 max. 40 % der Investitionskosten. Für Solarthermieanlagen und Wärmepumpen besteht die Möglichkeit der Inanspruchnahme einer Betriebskostenförderung für die Dauer von 10 Jahren.

Machbarkeitsstudien und Transformationspläne müssen bestimmte Mindestanforderungen erfüllen, um förderfähig zu sein. Diese umfassen beispielsweise Beschränkungen hinsichtlich der Nutzung von Biomasse:

- ▶ In Netzen von 20 – 50 km Länge ist der maximal zulässige Anteil an Biomasse an der jährlich erzeugten Wärmemenge im Jahr 2045 im Netz auf 25 % begrenzt. Die Betriebsstundendauer ist mit maximal 4.000 h/a begrenzt.
- ▶ In Netzen über 50 km Länge ist der maximal zulässige Anteil an Biomasse an der jährlich erzeugten Wärmemenge im Jahr 2045 im Netz auf 15 % begrenzt. Die Betriebsstundendauer ist mit maximal 2.500 h/a begrenzt.
- ▶ Bei der systemischen Förderung (Modul 2) und der Einzelmaßnahmenförderung (Modul 3) ist zu beachten, dass für die Verfeuerung von fester Biomasse keine Betriebskostenförderung gewährt wird.

Anlagen zur Verfeuerung von fester Biomasse werden hinsichtlich der Investitionskosten gefördert, wenn sie u. a. die folgenden Anforderungen erfüllen:

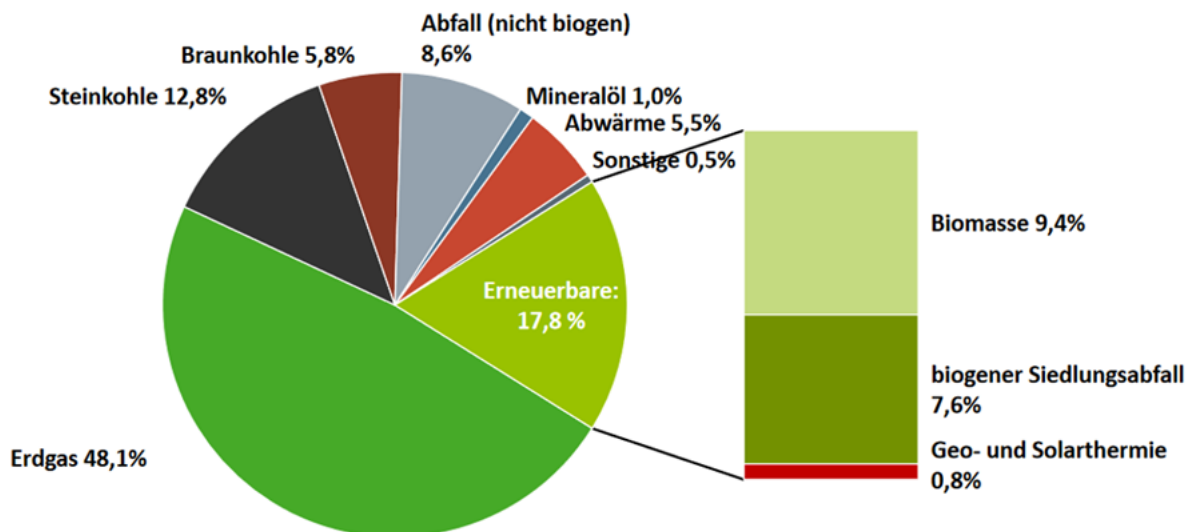
- ▶ Einsatz naturbelassener Biomasse gemäß § 3 Abs. 1 Nr. 4, 5, 5a, 8 oder 13 der 1. BImSchV für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung < 1 MW sowie Brennstoffe der Brennstoffliste gemäß Anhang 1 der Förderrichtlinie für Anlagen ≥ 1 MW Feuerungswärmeleistung
- ▶ für Anlagen unter 1 MW gelten die folgenden Emissionsgrenzwerte: Kohlenmonoxid 200 mg/m³ bei Feuerungswärmeleistung, 250 mg/m³ bei Teillastbetrieb; Staub 15 mg/m³

- für Anlagen ab 1 MW und Anlagen nach der 4. BImSchV gelten die Anforderungen nach der 44. BImSchV, mit der Maßgabe, dass ein Emissionsgrenzwert für Gesamtstaub von 10 mg/m^3 nicht überschritten werden darf und der Wirkungsgrad mindestens 70 % betragen muss
- Die verfeuerte feste Biomasse muss den Nachhaltigkeitskriterien der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung in der jeweils geltenden Fassung entsprechen.

Feste Biomasse wird vergleichsweise restriktiv in der BEW behandelt

Derzeit ist der Biomasseanteil in Deutschland in der leitungsgebundenen Wärmeversorgung gering im Vergleich zu anderen europäischen Ländern (z. B. Schweden, Dänemark, Finnland). Im Jahr 2020 machten erneuerbare Energieträger insgesamt 17,8 % von den erzeugten 126 TWh Fernwärme aus (BDEW 2021a): Auf Biomasse entfielen dabei 9,4 %, auf biogenen Siedlungsabfall 7,6 % und auf Geo- und Solarthermie 0,8 % (vgl. auch Abbildung 23).

Abbildung 23: Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern in Deutschland zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung im Jahr 2020



Quelle: (BDEW 2021a)

Inwieweit die BEW für die Implementierung von neuen Biomasse-Wärmeanlagen genutzt wird, kann erst mit Inkrafttreten der BEW beurteilt werden. Gleichwohl wurden in der BEW nach derzeitigem Stand Vorkehrungen getroffen, die zur Reduktion des Einsatzes von fester Biomasse in Wärmenetzen beitragen sollen, vgl. die vorhergehenden Ausführungen (z. B. durch Nebenanforderungen, keine Betriebsprämie, Definition von maximal zugelassenen Biomasseanteilen an der jährlich erzeugten Wärmemenge im Netz im Endzustand einer Transformation).

3.5.2 Wirkung auf Wärmegestehungskosten

Zum jetzigen Stand ist keine quantitative Wirkungsbetrachtung im Sinne einer Marktanalyse möglich, da die BEW gerade erst in Kraft getreten ist. Der Fokus dieser Betrachtung liegt daher im Folgenden darauf, den Einfluss der BEW auf die Wärmegestehungskosten abzuschätzen.

Dabei wird von den folgenden Rahmendaten (vgl. Tabelle 10) ausgegangen, die aus Preisstatistiken und aktuellen und realisierten Praxisprojekten stammen²⁶.

Tabelle 10: Rahmendaten für die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Wärmebereitstellung der Biomasse

		Holzhackschnitzel	Landschaftsreste
Kesselgröße	MW _{th}	10	10
Investition	€/kWh _{th}	700	700
Betriebsjahre	a	25	25
Betriebskosten, var.	€/MWh _{th}	3	3
Betriebskosten, fix	€/kW	35	30
Wirkungsgrad	Prozent	85	83
Typische VBH	h	3.000	3.000

Die Berechnung erfolgt für eine Nutzungsdauer von 20 Jahren mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 6 %.

Für die Betriebskosten wird in Anlehnung an die 2022 aktualisierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Prognos auf der Basis des Wirtschaftlichkeitsbewertungstools in ifeu (2020) von den in Tabelle 11 aufgelisteten Rahmendaten ausgegangen.

²⁶ Die Analysen wurden im Jahr 2021 durchgeführt, sodass die hohen Energiepreise, die sich u. a. aufgrund des Kriegs in der Ukraine ergeben, nicht abgebildet sind.

Tabelle 11: Rahmendaten für die Energiepreisentwicklung für netzgebundene Biomasse-Erzeuger

		202 2	202 3	202 4	202 5	202 6	202 7	202 8	202 9	203 0	203 1	203 2	203 3	203 4	203 5	203 6	203 7	203 8	203 9	204 0	204 1	204 2
Hackschnitzel																						
Preis frei KW (Hu)	EUR ₂₀₂₀ /M Wh	19	19	19	20	20	21	21	22	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	34	35
Stroh																						
Preis frei KW (Hu)	EUR ₂₀₂₀ /M Wh	20	21	21	21	21	21	22	22	22	22	23	23	23	23	23	24	24	24	24	25	25
Pellets																						
Preis frei KW (Hu)	EUR ₂₀₂₀ /M Wh	40	40	41	42	43	44	45	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	58	59
(Wald)Restholz																						
Preis frei KW (Hu)	EUR ₂₀₂₀ /M Wh	14	15	16	18	18	19	19	19	20	20	21	21	22	22	22	23	23	24	24	25	25
Referenzpreis fossile Fernwärme- erzeugung	EUR₂₀₂₀/M Wh	40	38	39	40	40	40	40	40	41	42	42	43	44	45	46	47	47	48	48	49	49
50 % Erdgaskessel (im ETS)	EUR ₂₀₂₀ /M Wh	51	55	59	62	62	62	63	63	64	65	66	67	69	70	71	72	74	75	77	78	79
50 % Grenzkosten KWK (Stromverlust)	EUR ₂₀₂₀ /M Wh	28	22	20	18	18	18	18	17	18	18	18	18	19	19	21	21	21	20	20	20	19
Referenzpreis fossile Fernwärme- erzeugung kleine Netze	EUR₂₀₂₀/M Wh	62	42	36	34	35	37	39	41	44	45	46	47	48	49	50	51	51	51	51	51	51

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
50 % Grenzkosten Erdgaskessel (BEHG)	EUR ₂₀₂₀ /MWh	97	62	53	50	51	55	60	64	71	72	74	75	77	78	79	80	81	82	83	83	83
50 % Grenzkosten KWK (Stromverlust)	EUR ₂₀₂₀ /MWh	28	22	20	18	18	18	18	17	18	18	18	18	19	19	21	21	21	20	20	20	19
50 % Grenzkosten Erdgaskessel (BEHG hoch)	EUR ₂₀₂₀ /MWh	90	55	44	39	39	39	39	39	38	38	38	38	38	38	39	39	39	39	39	39	39

Für kleinere Netze liegen die Referenzkosten höher, da hier die Erdgas-Beschaffungskosten stärker zu Buche schlagen.

Tabelle 12: Ergebnisse der Levelised Cost of Heat, Systemgrenze Wärmeabgabe in das Wärmenetz

	Wärmegestehungskosten (Euro/MWh)	
	Ohne Förderung	Mit Förderung
Hackschnitzel	59	52
Landschaftsreste	54	46
Fossiler Referenzpreis	42	

Basierend auf der Wirtschaftlichkeitsanalyse ist die Förderquote von 40 % nicht ganz ausreichend, um kleine Biomassenetze (die mit den Wärmegestehungskosten dezentraler Heizungen konkurrieren) kostenseitig konkurrenzfähig zu machen. Da sich die BEW-Förderung für Biomasse nur auf den Investitionsanteil bezieht, ist die Förderung mit 7 - 8 Euro/MWh nicht so groß, dass eine Fehlsteuerung zu befürchten wäre. Durch die sowohl auf Ebene des Transformationsplans als auch bei den betrieblichen Randbedingungen angesetzten Restriktionen werden vielmehr die wichtigen Netzfunktionen der Biomasse in den Vordergrund gestellt. Diese sind beispielsweise:

- ▶ Spitzenkessel mit hohen Leistungs-, aber niedrigen Arbeitsanteilen
- ▶ Temperaturbooster, z. B. von Großwärmepumpenanlagen
- ▶ in kleineren ländlichen Netzen: komplementäre Nutzung von örtlich anfallender Biomasse, oft in Kopplung mit Biogas-Anlagen
- ▶ kurzfristiger Ersatz von fossilen Wärmekapazitäten, da die Geschwindigkeit des Einsatzes/der Vorplanungszeitraum für tiefe Geothermie, Abwärme und Großwärmepumpen oftmals länger ist

Nach Vorliegen erster Machbarkeitsstudien und Transformationspläne sollte im Zuge einer Evaluierung der BEW angedacht werden, die Kriterien der Biomasse erneut zu evaluieren, vor allem hinsichtlich der maximal zulässigen Betriebsstundendauer und des maximal zulässigen Anteils.

3.6 Abschätzung der Auswirkung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung und der vorgeschlagenen Instrumente auf den Verbrauch fester Biomasse

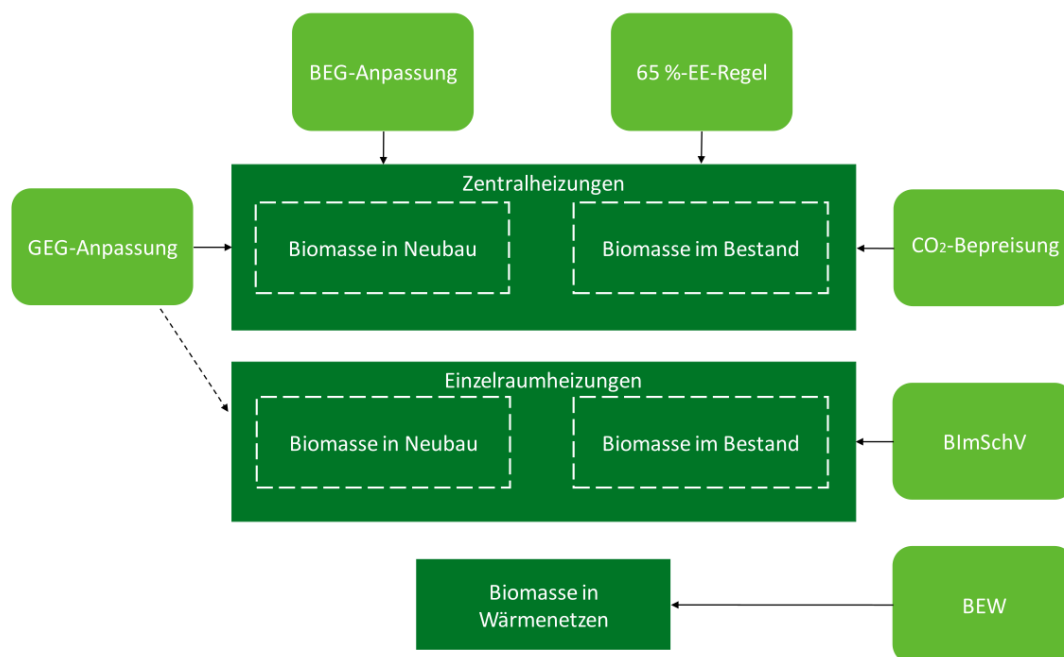
Die in den vorhergehenden Kapiteln beschriebenen Politikinstrumente betreffen teils unterschiedliche, teils aber auch die gleichen Einsatzbereiche (siehe Abbildung 24):

- ▶ Feste Biomasse in zentralen Heizungssystemen: sowohl Anpassungen des BEG und der CO₂-Bepreisung der Biomasseverbrennung, als auch eine Vorschrift zum nachrangigen Einsatz von Biomasse im GEG zielen auf diesen Bereich. Auch die geplante 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung betrifft die Zentralheizungen.

- Feste Biomasse in Einzelraumheizungen: hier setzen Veränderungen der 1. BImSchV, und bei entsprechender Ausgestaltung auch der nachrangige Einsatz von Biomasse im GEG an.
- Die BEW betrifft nur den Einsatz von fester Biomasse in Wärmenetzen.

Im Folgenden wird zum einen die Wirkung der geplanten 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung und der auf die Zentralheizung wirkenden Instrumente als Bündel und zum anderen die Wirkung einer Änderung der 1. BImSchV auf die Einzelraumheizung abgeschätzt. Die Wirkung der BEW auf die Wärmegestehungskosten in Wärmenetzen wurde bereits in Abschnitt 3.5.2 behandelt. Ziel der Analyse ist dabei zu klären, ob der Verbrauch fester Biomasse in Gebäuden auf die im KIS-2030 dargestellte Biomassenachfrage im Jahr 2040 eingegrenzt werden kann (vgl. Kapitel 2).

Abbildung 24: Darstellung der Instrumente und Auswirkungen



Quelle: eigene Darstellung, ifeu.

3.6.1 Einsatz von fester Biomasse in der Zentralfeuerung

Wie in Kapitel 3.1 und 3.4 beschrieben, kann davon ausgegangen werden, dass die geplante 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung starke Auswirkungen auf die Nachfrage nach Biomasseheizungen hat: die naheliegenden Optionen zur Erfüllung sind Wärmepumpen, feste Biomasse und Fernwärme als Hauptwärmeerzeuger. Von diesen Möglichkeiten sind feste Biomasse und Wärmepumpen ortsunabhängig einsetzbar.

Ohne ordnungsrechtliche Einschränkungen wird die Abwägung zwischen den Optionen Wärmepumpe und feste Biomasse hauptsächlich aufgrund von Wirtschaftlichkeitsabschätzungen und technischer Betrachtungen getroffen werden.

Biomasseheizungen haben gegenüber Wärmepumpen den technischen Vorteil, nur geringe Anforderungen an den Zustand des umzustellenden Gebäudes zu stellen. Dies gilt insbesondere für Gebäude, in denen der Einbau einer Wärmepumpe hohe Sanierungsvorleistungen beim

Wärmeschutz oder der Wärmeübertragung erfordert. Gleichzeitig fällt die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Biomasseheizungen für ineffizientere Gebäude günstiger aus (siehe Abschnitt 3.1.3).

Eine Beschränkung der BEG-Förderung oder eine Bepreisung von fester (s. Kapitel 3.1. und Kapitel 3.2), wirkt sich darauf aus, ab welchem Verbrauch die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu Gunsten einer Biomasseheizung ausfällt.

Es ist daher anzunehmen, dass die 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung vor allem in Gebäuden schlechterer Effizienzklasse zu mehr neuen Biomasseheizungen führen wird. Der Einfluss einer Beschränkung der BEG-Förderung oder einer CO₂-Bepreisung auf einen solchen „gestuften Biomasseeinsatz“ ist aufgrund der Kombination von technischen/baulichen und wirtschaftlichen Faktoren bei der Verbraucher*innenentscheidung für eine bestimmte Heizungstechnik nicht sinnvoll einzeln quantifizierbar, insbesondere aufgrund des aktuell volatilen Preisgefüges für Strom und Biomasse. So kann die Abschätzung der Preisentwicklung durch Verbraucher*innen von den in Kapitel 3.1. getroffenen Annahmen abweichen.

Der vorgeschlagene nachrangige Einsatz von Biomasse bei der Ausgestaltung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung im GEG (Kapitel 3.4) entspricht einer ordnungsrechtlich festgelegten „Stufenregelung“. Das Preisgefüge – und damit auch die Ausgestaltung der BEG-Förderung und eine CO₂-Bepreisung – hätte dabei jedoch auch Auswirkungen auf die „Zumutbarkeit“ einer Wärmepumpe.

Hier wird anhand einer gebäudemodellbasierten Bottom-Up-Analyse abgeschätzt, wie sich der Biomasseverbrauch durch die 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung entwickeln könnte. Es wird davon ausgegangen, dass die aufgeführten Instrumente dazu beitragen können, die Nutzung von fester Biomasse in neuen Zentralheizungen und auf Gebäude mit niedrigen Effizienzklassen zu beschränken.

Es werden zwei Varianten für den Grenzwert, bis zu welcher Energieeffizienzklasse ein Einsatz monoenergetischer Wärmepumpen angenommen wird, betrachtet:

- **Wärmepumpen bis Klasse E:** Einbau von monoenergetischen Wärmepumpen in Gebäuden bis inklusive der Bedarfs-Effizienzklasse E
- **Wärmepumpen bis Klasse F:** Einbau von monoenergetischen Wärmepumpen in Gebäuden bis inklusive der Bedarfs-Effizienzklasse F

Ziel der Analyse ist die Darstellung des jährlichen durch feste Biomasse gedeckten Endenergieverbrauches für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor. Das Startjahr der Berechnung ist 2020 und das Endjahr 2045. Die Analyse wird für Wohn- und Nichtwohngebäude getrennt durchgeführt, wobei die Ergebnisse für die Darstellung zusammengerechnet werden. Für die Anzahl der Wohngebäude wird die Angabe des statistischen Bundesamtes für 2020 von rd. 19,2 Mio. verwendet und für die Nichtwohngebäude eine Anzahl von 1,9 Mio. nach IWU (2021).

Vereinfachend wird hier davon ausgegangen, dass die Zahl jährlich neu eingebauter Heizungen, d. h. neue Hauptwärmeerzeuger und neue Fernwärmeanschlüsse, in Bestandsgebäuden im betrachteten Zeitraum grundsätzlich konstant bleibt. Hinzu kommen jedoch die Wärmeerzeuger, die nach dem Einbau einer Zwischenlösung nach wenigen Jahren erneut ausgetauscht werden müssen. Aufgrund der steigenden Anzahl an neuen

Fernwärmeanschlüssen²⁷ nimmt dabei die Zahl der jährlich eingebauten anderen Wärmeerzeuger ab. Es werden zwei Varianten der Heizungstauschrate betrachtet:

- ▶ **Hohe Heizungstauschrate im Bestand von ca. 4,15 %:** Es wird angenommen, dass im Bestand jährlich in etwa so viele Wärmeerzeuger ausgetauscht werden wie 2021. Wenn der zusätzliche Austausch von Zwischenlösungen miteinbezogen wird, steigt die Rate vorübergehend auf bis zu 4,44 % in 2031. Das Jahr 2021 war jedoch ein Rekordjahr für den Absatz von Wärmeerzeugern. Zu einem weiterhin sehr hohen Absatz könnten in den nächsten Jahren aber Austauschverpflichtungen für die im Durchschnitt bereits relativ alten Wärmeerzeuger im Bestand beitragen. Auch eine andauernde Energiekrise kann als Motivation für einen Heizungstausch zu einer hohen Rate beitragen.
- ▶ **Niedrige Heizungstauschrate im Bestand von ca. 3,25 %:** Es wird angenommen, dass im Bestand jährlich in etwa so viele Wärmeerzeuger ausgetauscht werden wie 2019. Wenn der zusätzliche Austausch von Zwischenlösungen miteinbezogen wird, steigt die Rate vorübergehend auf bis zu 3,49 % in 2031. Gründe anzunehmen, dass sich die Heizungstauschrate wieder unter den aktuellen Rekordwerten auf dem etwa im Jahrzehnt vor 2020 beobachteten Niveau einpendelt, könnten zum einen verzögerte Heizungstausche aufgrund der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung, aber auch Fachkräftemangel und Lieferschwierigkeiten sein.

Für beide Heizungstauschraten werden die zwei Grenzwerte, bis zu welcher Energieeffizienzklasse ein Einsatz monoenergetischer Wärmepumpen angenommen wird, betrachtet, sodass insgesamt vier Varianten berechnet werden.

3.6.1.1 Entwicklung des Anteils an EE-Hauptwärmeerzeugern beim Heizungstausch und Aufteilung auf Techniken

Die genaue Ausgestaltung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung für neu eingebaute Heizungen stand zum Zeitpunkt der hier durchgeführten Abschätzung noch nicht fest. Im Konzeptpapier des BMWKs (BMWK 2022a) werden jedoch bereits Techniken genannt, mit denen die Vorgabe erfüllt werden kann – im Folgenden als Erneuerbare-Energien-Wärmeerzeuger (EE-Wärmeerzeuger) im Sinne der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung bezeichnet:

- ▶ Anschluss an ein Wärmenetz
- ▶ Einbau einer Wärmepumpe
- ▶ Einbau einer Biomasseheizung auf Basis von fester oder flüssiger Biomasse
- ▶ Einbau einer Hybrid-Heizung mit mindestens 65%-Wärmeerzeugung durch Biomasse, Wärmepumpe, Solarthermie, grüne Gase oder Heizstab mit lokal erzeugtem PV-Strom
- ▶ Stromdirektheizung in besonders gut gedämmten Gebäuden

Hier gehen wir davon aus, dass hauptsächlich die ersten drei Optionen und Wärmepumpen-Hybrid-Heizungen zur Erfüllung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung zum Einsatz kommen werden. Stromdirekt-Heizungen werden vermutlich vor allem in kleiner Zahl in Neubauten mit sehr geringem Wärmebedarf zum Einsatz kommen und sind daher für den Heizungstausch im Bestand nicht relevant. Solarthermie reicht in Bestandsgebäuden gewöhnlich

²⁷ Es wird davon ausgegangen, dass einmal an die Fernwärme angeschlossene Gebäude in der Fernwärmeversorgung bleiben. Änderungen an existierenden Fernwärmeanschlüssen gehen nicht in die Heizungstauschrate ein.

nicht für eine Abdeckung von 65 % des Raumwärme- und Warmwasserbedarfes und grüne Gase (grüner Wasserstoff, Power-to-Gas) werden kurz- und mittelfristig vermutlich nicht in ausreichender Menge für den Gebäudesektor zur Verfügung stehen, bzw. werden in anderen Sektoren für die Erzeugung höherer Temperaturen benötigt.

Im Konzeptpapier des BMWK (BMWK 2022a) sind auch Vorschläge für Härte- und Sonderfälle dargestellt: Dies betrifft bisher mit Gas-Etagen-Heizungen versorgte Wohngebäude, Heizungshavarien und Gebäude, für die der Anschluss an ein Wärmenetz absehbar, aber noch nicht möglich ist. Der letzte Fall wird hier im Folgenden als Gebäude in Fernwärme-Erwartungsgebieten bezeichnet. „Fernwärme“ wird hier als Überbegriff für jede Art von Wärmenetz verwendet.

Für die Abschätzung des zukünftigen Anteils an EE-Wärmeerzeugern an neuen Hauptwärmeerzeugern – inklusive Wärmenetz-Anschlüsse – wird hier von drei Ausnahmeregelungen mit den folgenden Auswirkungen ausgegangen:

- ▶ Gas-Etagen-Heizungen in Wohngebäuden: In 2024 wird bei 10 %²⁸ der auszutauschenden Wärmeerzeuger in Wohngebäuden aufgrund einer Ausnahmeregelung kein EE-Wärmeerzeuger, sondern eine Zwischenlösung eingebaut, die nach sieben Jahren durch einen EE-Wärmeerzeuger ersetzt wird. Bis 2034 geht dieser Anteil linear auf 0 % zurück.
- ▶ Heizungs-Havarien: Der Anteil von Zwischenlösungen, die aufgrund einer akuten Heizungshavarie zum Einsatz kommen, wird in 2024 auf 5 % geschätzt²⁹ und geht bis 2034 auf 0 % zurück. Die eingesetzten Zwischenlösungen werden nach zwei Jahren durch einen EE-Wärmeerzeuger ersetzt.
- ▶ Fernwärme-Erwartungsgebiete: Der Anteil der Zwischenlösungen, die zum Einsatz kommen, weil das betreffende Gebäude in einem Gebiet liegt, in welchem innerhalb der nächsten fünf Jahre ein Fernwärmeanschluss zur Verfügung steht, wird anhand des angenommenen Fernwärmezubaus (siehe Anhang 7.2.2) berechnet und beträgt über den Betrachtungszeitraum konstant etwa 1,5 %.

Damit ergibt sich beim Inkrafttreten der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung im Jahr 2024 für Wohn- und Nichtwohngebäude zusammen ein Anteil von 85 % eingebauter EE-Wärmeerzeuger im Sinne der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung beim Heizungstausch im Bestand. Dieser Anteil steigt dann bis 2034 linear auf über 98 %.

Die nachrangige Nutzung von Biomasse-Zentralheizungen in Bestandsgebäuden, wie in Abschnitt 3.4.2 beschrieben, bedeutet, dass bei einem Heizungstausch der Einbau einer Biomasse-Zentralheizung nur noch in Gebäuden zulässig ist, in denen weder ein Fernwärmeanschluss vorhanden ist, noch der Einsatz einer Wärmepumpe als zumutbar angesehen wird.

Zur Abschätzung der ab 2024 in Folge der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung potenziell jährlich eingebauten Biomasse-Zentralheizungen bei nachrangiger Biomassenutzung wird hier von folgenden Annahmen ausgegangen:

- ▶ Fernwärme: In allen Gebäuden, die in einem Fernwärmegebiet liegen, wird bei einem Heizungstausch diese Option genutzt. Siehe Anhang 7.2.2 für die angenommene Entwicklung der Fernwärmeanschlüsse.

²⁸ Abschätzung anhand des Anteils der über Gas-Etagenheizungen versorgten Wohnungen nach (BDEW 2022).

²⁹ Eigene Abschätzung zum Anteil der nicht mehr reparierbaren Fälle.

- ▶ Wärmepumpen: Von den restlichen Gebäuden, in denen in einem bestimmten Jahr ein Heizungstausch ansteht, wird in den energetisch besseren Gebäuden eine monoenergetische Wärmepumpe eingebaut. Der Anteil bestimmt sich anhand der für dieses Jahr bestimmten Verteilung der Effizienzklassen, der sich durch Sanierungen verändert (siehe Anhang 7.2.1). Es werden zwei Varianten betrachtet: ein Einbau von monoenergetischen Wärmepumpen in Gebäuden bis inklusive der Effizienzkategorie E und bis inklusive der Effizienzkategorie F (siehe oben).
- ▶ Potenzielle Biomasseheizungen: In den verbleibenden Fällen wird eine Biomasseheizung – mit flüssigem oder festem Brennstoff – als zulässig angesehen. Es wird jedoch angenommen, dass in einem Teil dieser Fälle eine Hybrid-Wärmepumpe eingebaut wird, die ebenfalls für ineffiziente Gebäude geeignet sind.
- ▶ Hybrid-Wärmepumpen werden in Gebäuden eingesetzt, in denen nach der Effizienzklassen-Aufteilung auch Biomasseheizungen zulässig wären. Gründe für den Einsatz könnten z. B. mangelnder Platz für die Lagerung von Biomassebrennstoffen oder ökonomische Vorteile bei steigenden Biomasse-Preisen sein. Es wird angenommen, dass die Spitzenlastkessel der eingesetzten Hybrid-Lösungen keine Biomassekessel sind.

3.6.1.2 Jährliche Wärmepumpeninstallationen

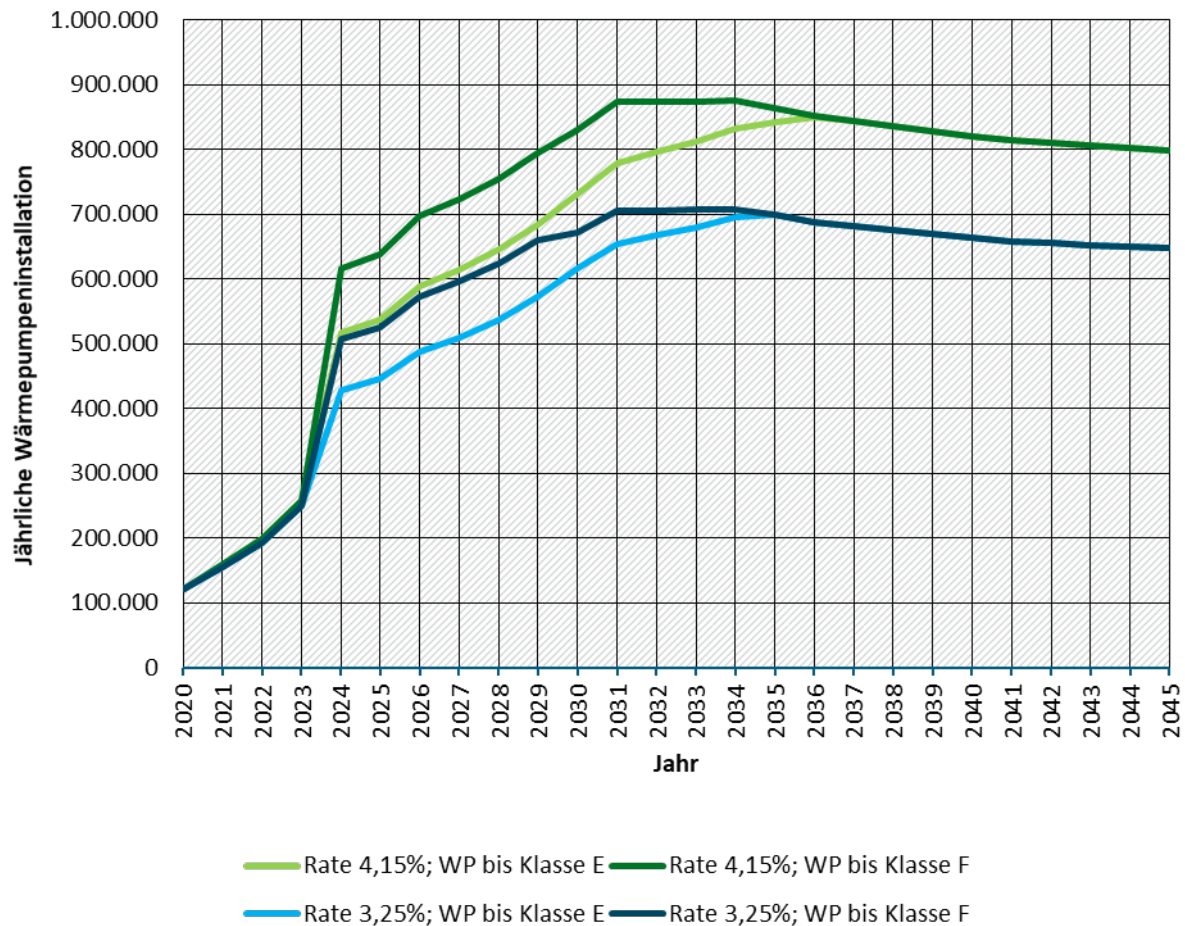
Die Anzahl der jährlich im Bestand neu installierten monoenergetischen Wärmepumpen ergibt sich aus der Zahl der Heizungstausche im Bestand nach Abzug der Fernwärmeanschlüsse und Berücksichtigung der Zwischenlösung und dem Anteil der Gebäude mit ausreichender Effizienzkategorie. Hinzu kommen die im Neubau eingesetzten monoenergetischen Wärmepumpen, die ab 2024 mit ca. 90.000 pro Jahr abgeschätzt werden.

Zusätzlich wird von steigenden Installationszahlen von Hybrid-Wärmepumpen in Gebäuden, deren Effizienzkategorie im Modell auch Biomasse zuließe, ausgegangen. Um die Verfügbarkeit von Hybrid-Wärmepumpen abzuschätzen, wird ab dem Jahr 2023 ein jährliches Wachstum von 43 % bei den jährlichen Installationen angesetzt, bis zu einem Maximum von etwa 105.000 ab dem Jahr 2030³⁰. Es wird angenommen, dass alle nach diesem Pfad verfügbaren Hybrid-Wärmepumpen installiert werden, bis maximal zur Anzahl der in dem Jahr aufgrund der Effizienzkategorienverteilung für Biomasseheizungen bzw. Hybrid-Wärmepumpen in Frage kommenden Heizungstausche.

Die sich insgesamt ergebenden jährlichen Installationszahlen für monoenergetische und Hybrid-Wärmepumpen sind für die Variantenrechnungen – hohe und niedrige Heizungstauschrate und Installation von monoenergetischen Wärmepumpen in Gebäuden bis inklusive der Effizienzkategorie E bzw. F – in Abbildung 25 dargestellt.

³⁰ Basis dieser Abschätzung ist der Vergleich mit der Anzahl der in den Langfristszenarien 3 angenommenen Zahl von 340.000 bis zum Jahr 2030 insgesamt installierten Hybrid-Wärmepumpen (Fraunhofer ISI et al. 2022)

Abbildung 25: Abschätzung jährliche Wärmepumpeninstallationen in Neubau und Bestand inklusive Hybrid-Wärmepumpen

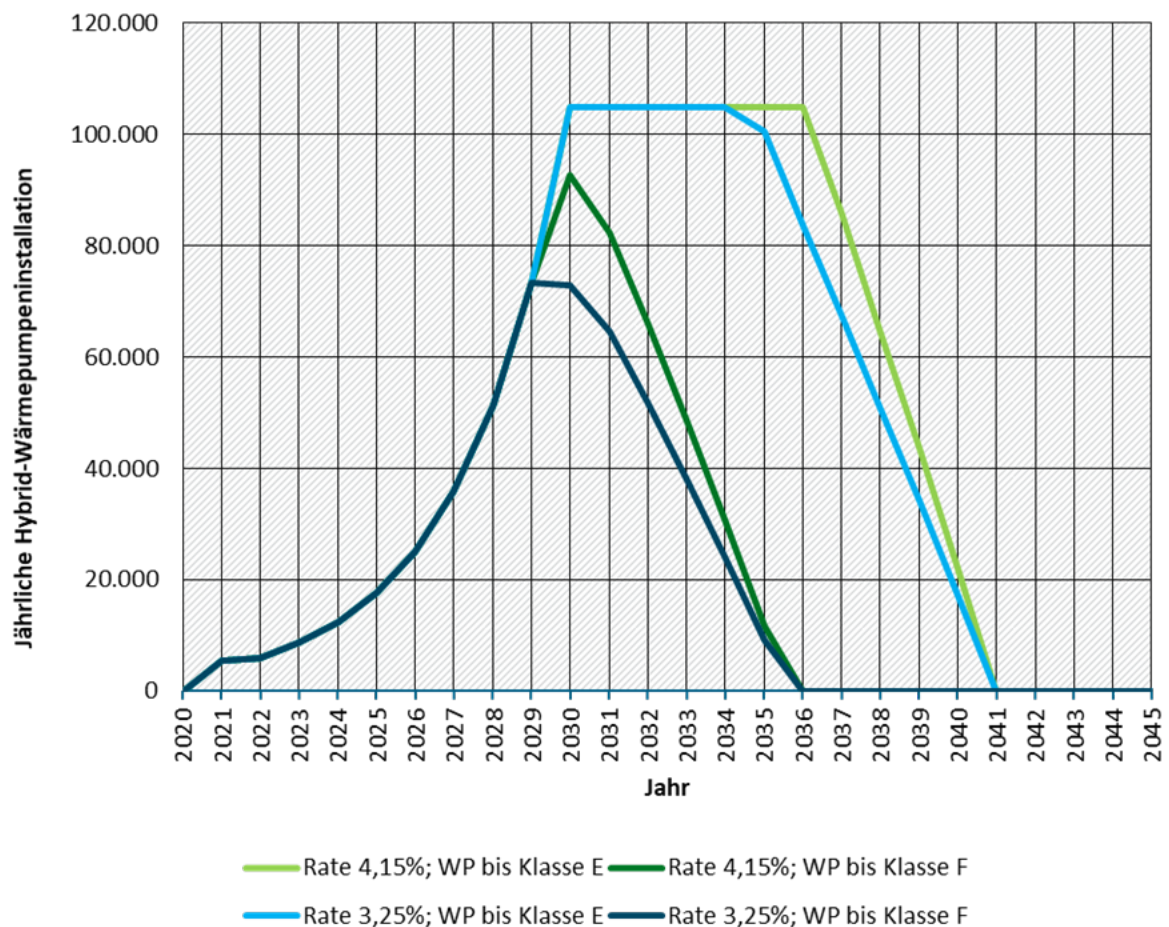


Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Es zeigt sich, dass die Zielvorgabe von 500.000 jährlich installierten Wärmepumpen im Jahr 2024 bei der höheren Heizungstauschrate bereits bei einem angenommenen Einbau in die Gebäude mit Effizienzklasse E und besser erreicht wird (hellgrüne Kurve). Bei einer niedrigeren Heizungstauschrate muss dafür ein Einbau in Gebäuden mit Effizienzklasse F und besser erfolgen (dunkelblaue Kurve).

Abbildung 26 zeigt die Anzahl der jährlich installierten Hybrid-Wärmepumpen für die vier Varianten.

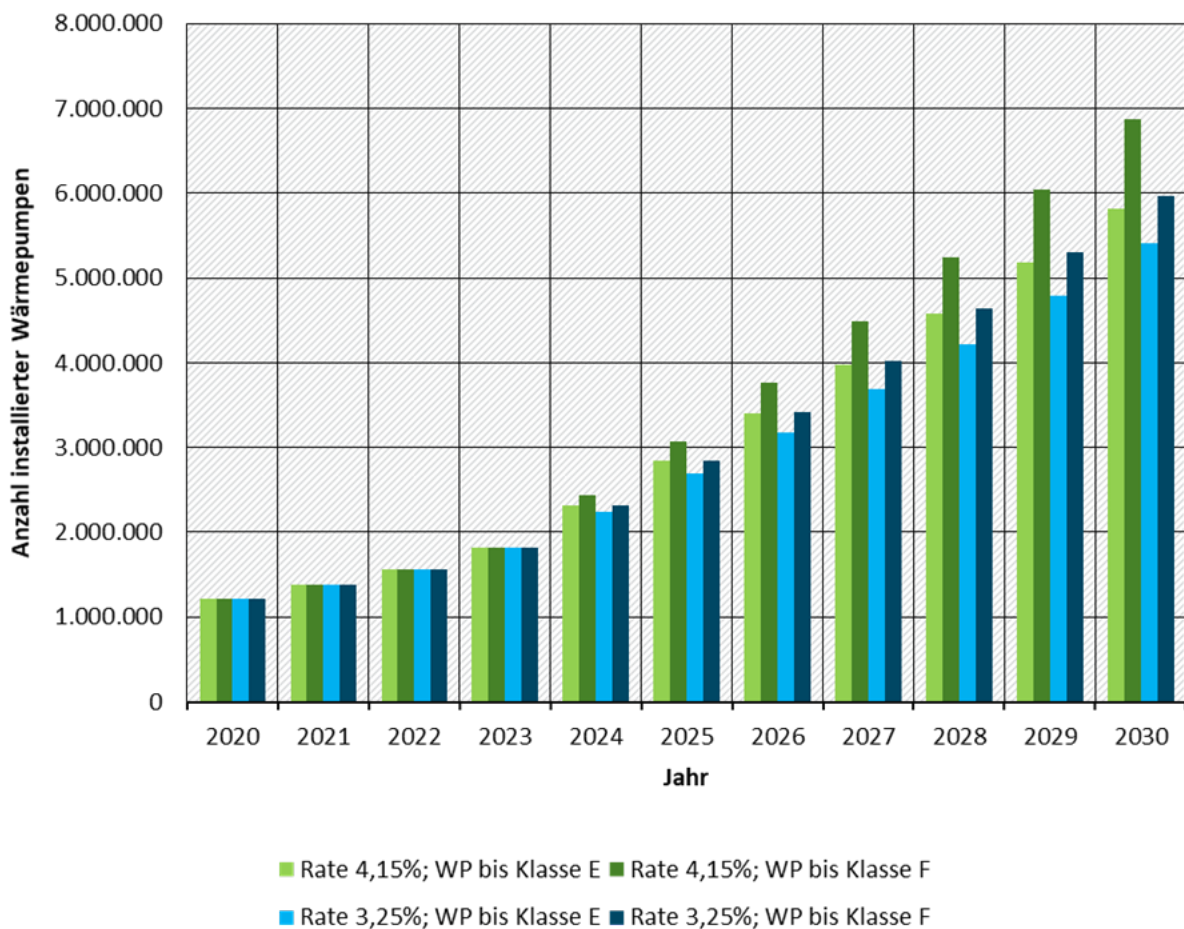
Abbildung 26: Abschätzung jährliche Installation von Hybrid-Wärmepumpen



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Der Verlauf der Anzahl der insgesamt installierten Wärmepumpen – inklusive Hybrid-Wärmepumpen – bis zum Jahr 2030 ist in Abbildung 27 dargestellt. Berücksichtigt wurde dabei eine Zahl von 1,1 Millionen bereits im Jahr 2020 installierten Wärmepumpen (BDEW 2022). Ein Rückbau von Wärmepumpen wurde aufgrund des anzunehmenden jungen Alters der verbauten Technik nicht berücksichtigt.

Abbildung 27: Abschätzung insgesamt installierte Wärmepumpen inklusive Hybrid-Wärmepumpen



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Zielvorgabe des BMWK von ca. 6 Millionen installierten Wärmepumpen im Jahr 2030 in der Variante mit niedrigerer Heizungstauschrate bei einem Einbau von monoenergetischen Wärmepumpen bis zur Effizienzklasse F erreicht wird (dunkelblau) – bei einem Einbau nur bis zur Effizienzklasse E würde sie bei dieser Heizungstauschrate hingegen deutlich unterschritten werden.

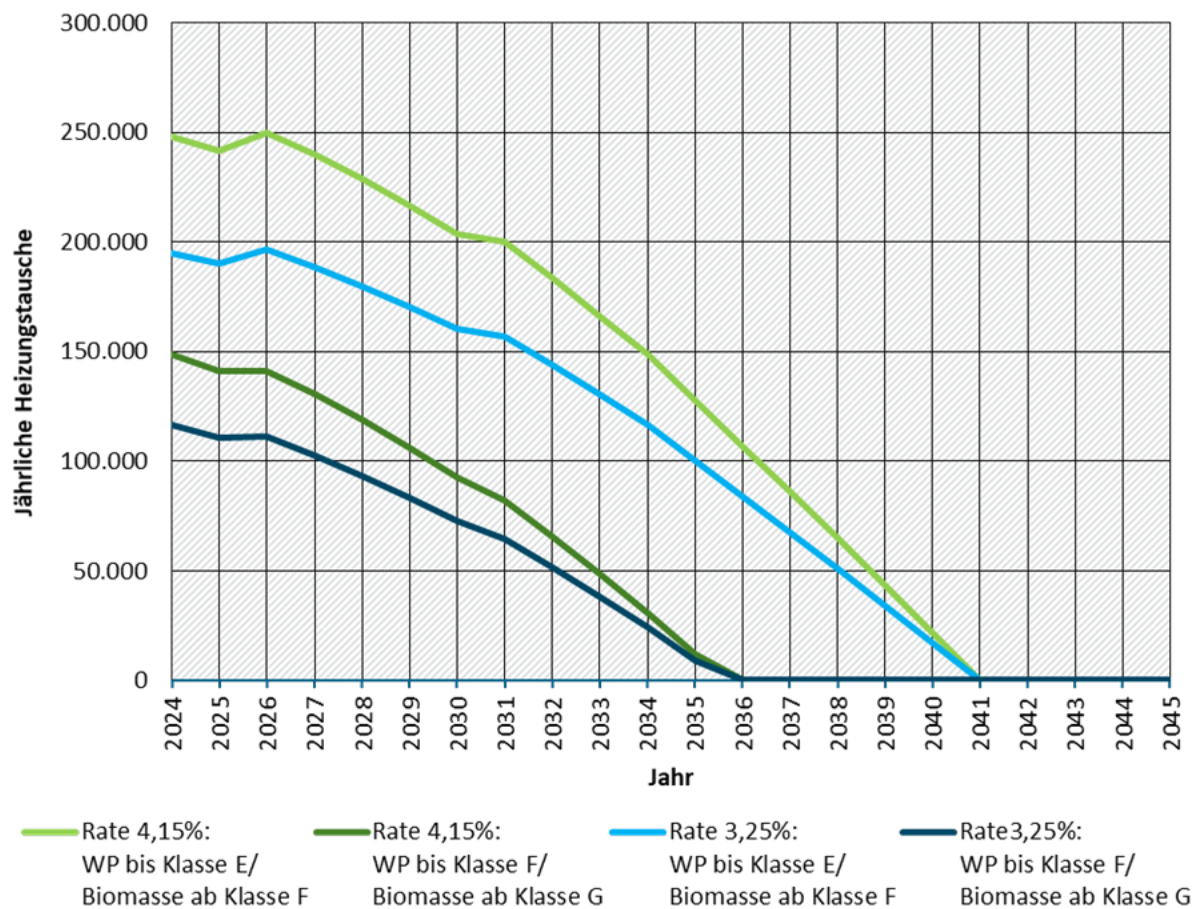
In der Variante mit höherer Heizungstauschrate würde die Zielmarke bei einem Einbau von monoenergetischen Wärmepumpen nur bis zur Effizienzklasse E knapp unterschritten werden, während für einen Einbau bis zur Effizienzklasse F knapp sieben Millionen installierte Wärmepumpen benötigt würden.

3.6.1.3 Jährliche Installationen Biomasse-Zentralheizungen

Es wird davon ausgegangen, dass ab dem Jahr 2024 keine Biomasse-Zentralheizungen mehr in neu errichtete Gebäude eingebaut werden.

Die Anzahl der nach Abzug der anderen betrachteten Optionen (Zwischenlösungen, Fernwärme, monoenergetische Wärmepumpe für Gebäude mit besserer Effizienzklasse) ab dem Jahr 2024 verbleibenden jährlich neu zu installierenden Heizungen in Bestandsgebäuden mit Effizienzklasse schlechter als F bzw. G ist in Abbildung 28 dargestellt.

Abbildung 28: Jährliche Heizungstausche im Bestand abzüglich Zwischenlösungen, Fernwärmeanschlüsse und monoenergetische Wärmepumpen

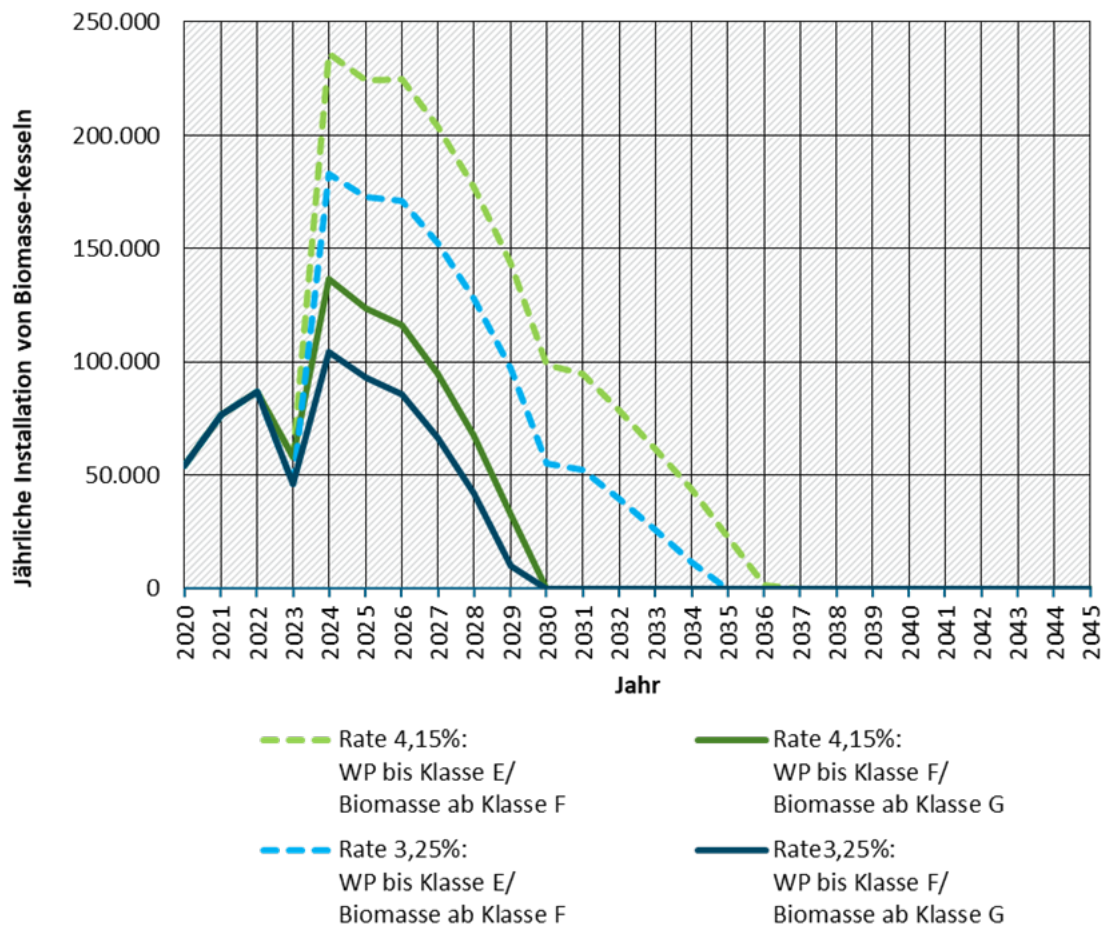


Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Die Anzahl der jährlich neu installierten Biomassekessel in Bestandsgebäuden für die vier betrachteten Varianten wird abgeschätzt, indem die angenommene Zahl der eingesetzten Hybrid-Wärmepumpen von den in Abbildung 28 dargestellten verbleibenden Heizungstauschfällen abgezogen wird.

Abbildung 29 zeigt das Ergebnis dieser Abschätzung für die Jahre ab 2024 zusammen mit den bisherigen Absatzzahlen von Biomasseheizungen von 2020 bis 2022. Der Absatz in 2023 wurde aufgrund der aktuellen Reduktion der Förderung gegenüber dem Vorjahr deutlich geringer prognostiziert.

Abbildung 29: Abschätzung Absatz Biomassezentralheizungen



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Abbildung 29 zeigt für eine Nutzung von fester Biomasse für Gebäude ab der Effizienzklasse F (Einsatz monoenergetische Wärmepumpen bis Effizienzklasse E) einen extremen Absatzsprung mit einer Verdoppelung bei niedrigerer Heizungstauschrate (hellblau gepunktete Linie) bzw. einer nahezu Verdreifachung bei höherer Heizungstauschrate (hellgrün gepunktete Linie) gegenüber dem Rekordjahr 2022.

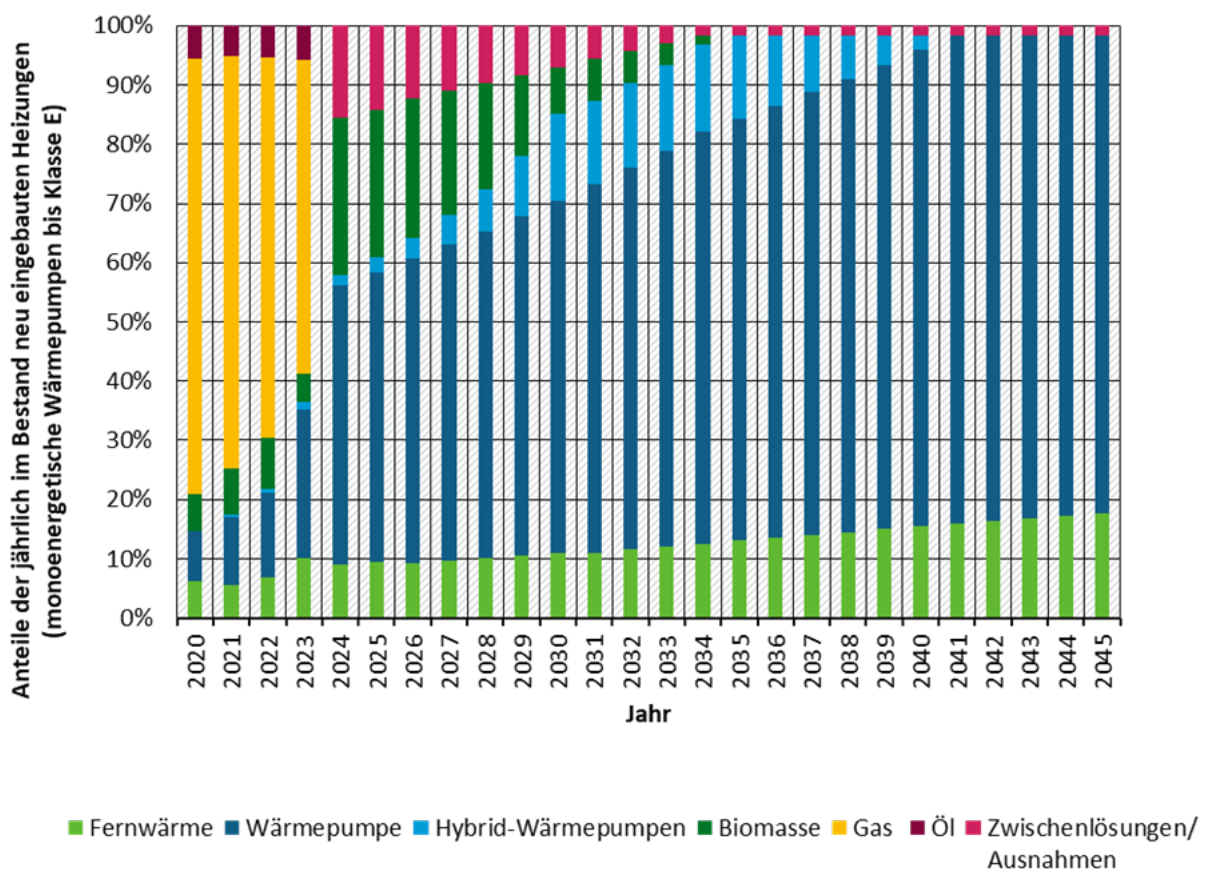
Die kurzfristige Verfügbarkeit einer solch hohen Zahl an Biomassekesseln wird als fraglich eingestuft. Zwar stieg der Absatz von Biomassekesseln in der Vergangenheit bereits von 2019 auf 2020 um mehr als 100 % – diese Steigerung fand jedoch auf deutlich geringerem Niveau statt. Im Vergleich zu Wärmepumpen war die Absatzentwicklung von Biomassekesseln in 2022 wesentlich weniger dynamisch³¹ und der kurzfristige Ausblick ist aufgrund der reduzierten Förderung ungünstig. Eine Industrie-Initiative zur massiven Steigerung der Produktionskapazitäten – wie aktuell für Wärmepumpen – ist daher zunächst nicht zu erwarten. Die sich für die gepunktet dargestellten Varianten ergebenden Absatzzahlen werden daher zumindest für die Jahre unmittelbar ab 2024 als eher unrealistisch angesehen. Sollte eine hohe Nachfrage nach Biomassekesseln mittelfristig anhalten, sind jedoch auch starke Absatzsteigerungen möglich.

³¹ Quelle : https://www.bdh-industrie.de/fileadmin/user_upload/Pressemeldungen/Marktentwicklung_Waermemarkt_2022-10.pdf

3.6.1.4 Entwicklung der Technik-Anteile am jährlichen Heizungsaustausch im Bestand

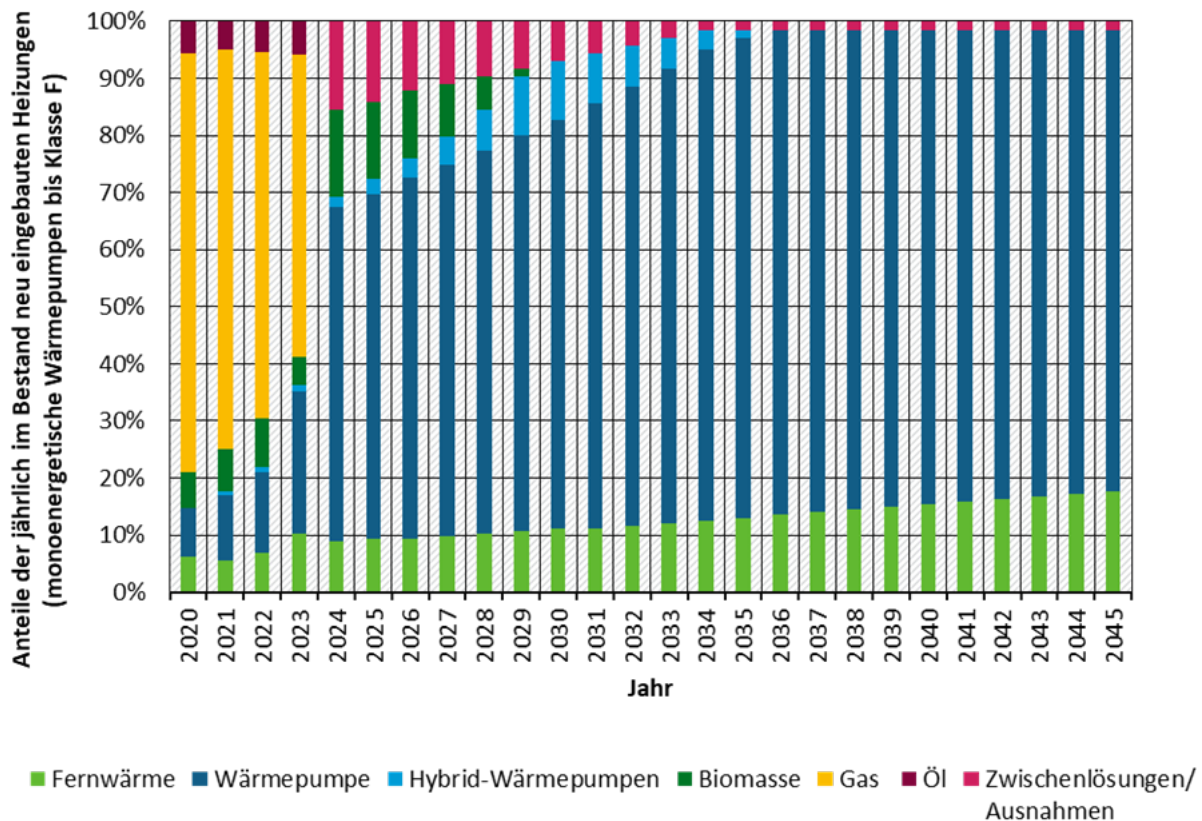
Abbildung 30 und Abbildung 31 zeigen die sich aus dem Modell ergebenden Marktanteile der verschiedenen Techniken beim Austausch von Wärmeerzeugern im Bestand, je nachdem ob monoenergetische Wärmepumpen bis zur Effizienzklasse E (Abbildung 30) oder bis zur Effizienzklasse F genutzt werden (Abbildung 31). Die relativen Anteile der verschiedenen Wärmeerzeuger für die Jahre 2020 bis 2021 wurden anhand empirischer Daten berechnet: Die Zahlen zur gesamten Marktentwicklung der Wärmeerzeuger des BDH wurden um die Angaben des statistischen Bundesamtes für den Neubau reduziert und der Anteil der Fernwärme abgeschätzt. Die Werte für die Jahre 2022 und 2023 sind eine Projektion, wobei für die Marktentwicklung der Wärmeerzeuger bereits die Zahlen des ersten Halbjahres 2022 genutzt werden konnten.

Abbildung 30: Technik-Anteile der jährlich im Bestand neu eingebauten Heizungen (monoenergetische Wärmepumpen bis Klasse E)



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Abbildung 31: Technik-Anteile der jährlich im Bestand neu eingebauten Heizungen (monoenergetische Wärmepumpen bis Klasse F)



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

3.6.1.5 Abschätzung des zukünftigen Biomasseverbrauches

Anhand der Anzahl der betriebenen Biomassekessel wird der zukünftige jährliche Biomasseverbrauch für die vier betrachteten Varianten – hohe/niedrige Heizungstauschrate und monoenergetischer Wärmepumpen-Einsatz bis Klasse E/F bzw. Biomassenutzung ab Klasse F/G – abgeschätzt. Die hierfür getroffenen Annahmen sind in Anhang 7.2.3 aufgeführt.

Der jährliche Verbrauch der ab 2020 neu gebauten Gebäude mit Biomassekessel wird über ihre bis 2023 wachsende Zahl – bei gleichbleibendem Verbrauch – berechnet und ist ab 2024 konstant.

Zur Berechnung des jährlichen Biomasseverbrauches der vor 2020 gebauten Gebäuden mit vor 2024 eingebautem Biomassekessel wird wie folgt vorgegangen: Zu den 2020 vorhandenen Bestandskesseln werden die bis 2023 neu im Bestand installierten Kessel hinzugezählt und die durch Abriss oder Ausbau ausscheidenden Biomassekessel abgezogen. Aus der resultierenden Zahl von verbleibenden Biomassekessel wird, mit dem für das betrachtete Jahr angenommen durchschnittlichen Verbrauch, der Gesamtverbrauch dieser Gebäudegruppe berechnet.

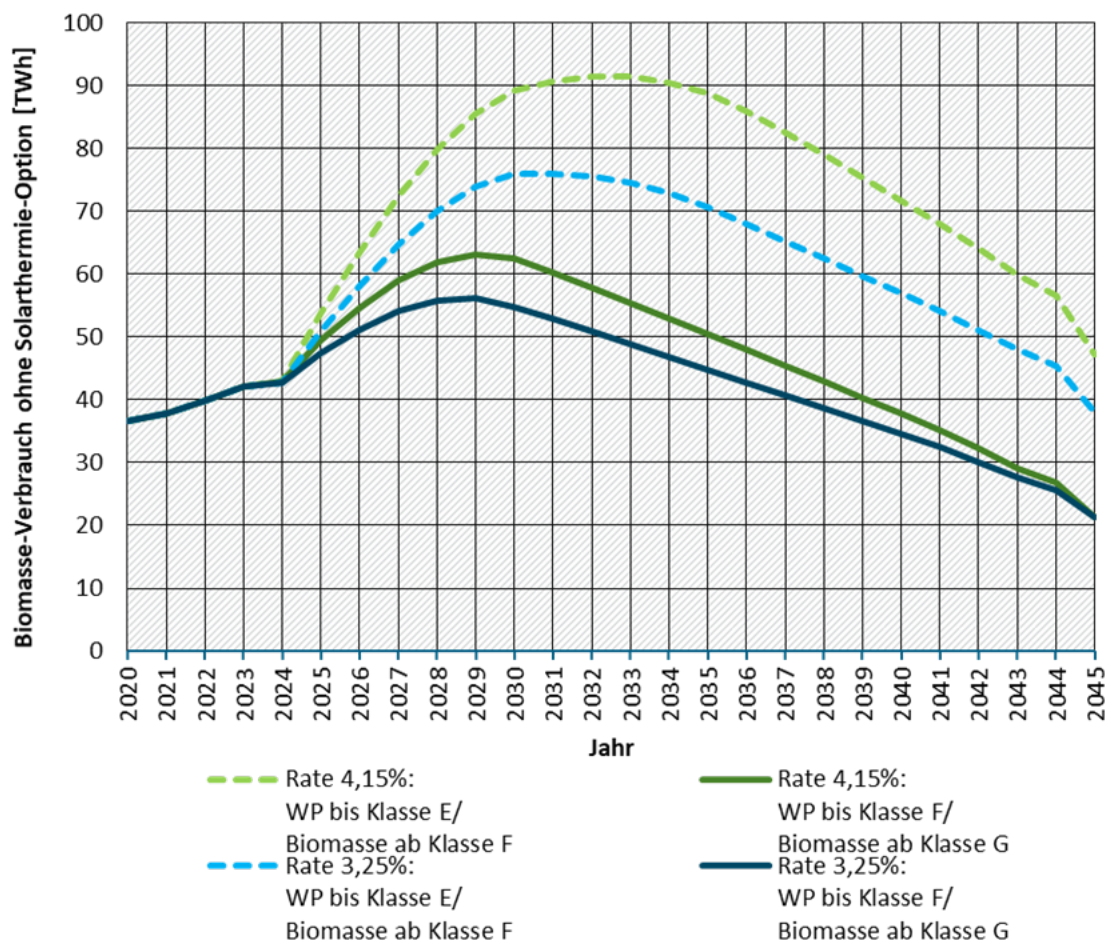
Der jährliche Verbrauch von vor 2020 gebauten Gebäuden, in denen ab 2024 ein neuer Biomassekessel installiert wurde, wird über die Zahl der seit 2024 bis zum betrachteten Jahr installierten Biomassekessel und dem für das betrachtete Jahr angenommenen

durchschnittlichen Verbrauch der Untergruppe der ineffizienteren Gebäude, in die in der jeweiligen Variante noch Biomassekessel eingebaut werden, ermittelt.

Zusätzlich wird die Option eines reduzierten Verbrauchs durch eine Kombination mit Solarthermie betrachtet: Um die Auswirkung einer solchen regelmäßigen Kombination von Solarthermieranlagen mit ab 2024 installierten Biomassekesseln, z. B. aufgrund einer entsprechenden Ausgestaltung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung, zu prüfen, werden in einer Variantenrechnung die Verbräuche der betreffenden Kessel um 15 % reduziert. Seit dem 1.1.2023 ist die Kombination mit einer Solarthermieranlage Voraussetzung für die Förderung von Biomassekesseln in der BEG.

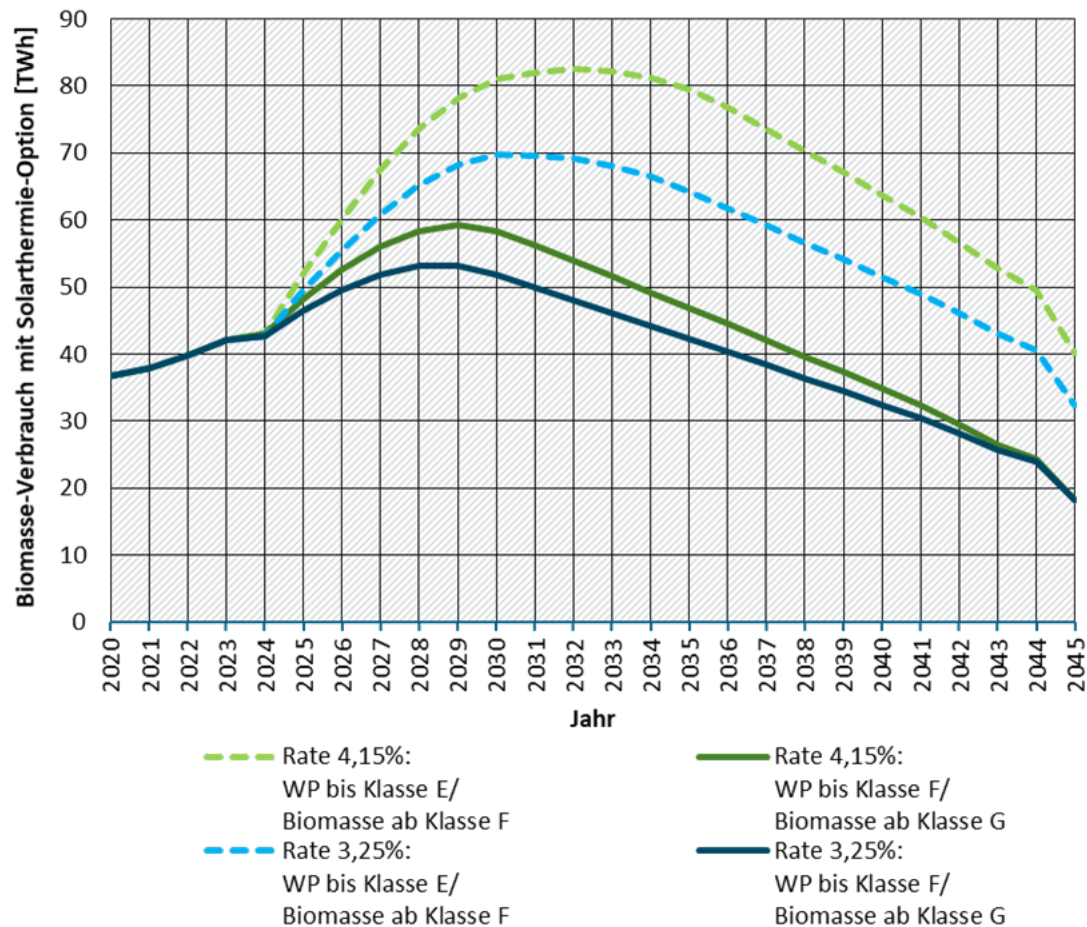
Abbildung 32 und Abbildung 33 stellen das Ergebnis der berechneten Biomasseverbrauchsentwicklung für die vier betrachteten Varianten dar: einmal ohne Berücksichtigung von Solarthermie und einmal mit der Annahme einer Reduktion des Verbrauches aller ab 2024 neu installierten Biomassekessel um 15 % aufgrund einer Kombination mit einer Solarthermie-Anlage.

Abbildung 32: Abschätzung des Biomasse-Endenergieverbrauchs in Zentralheizungen ohne Solarthermie-Option



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Abbildung 33: Abschätzung des Biomasse-Endenergieverbrauches in Zentralheizungen mit Solarthermie-Option



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Der mit dem beschriebenen Bottom-Up-Modell berechnete Wert für den Biomasseverbrauch im Startjahr 2020 beträgt knapp 37 TWh. Im KIS-Szenario wird von 90 TWh im Jahr 2018 für Zentral- und Einzelraumfeuerungsanlagen in Gebäuden ausgegangen, wobei 45 TWh auf Einzelraumfeuerungsanlagen entfallen. Der KIS-Wert für den Biomasseverbrauch in Zentralheizungen beträgt demnach ca. 45 TWh im Jahr 2020 – und damit etwa 23 % über dem hier berechneten Wert. Andererseits passt die ermittelte Zahl von 37 TWh sehr gut zu dem Wert für den Biomasseverbrauch durch Zentralheizungen, der sich aus der Agora Studie Klimaneutrales Deutschland 2045 (Prognos et al. 2020) nach Abzug des Verbrauchs der Einzelraumfeuerungen ergibt³².

In allen berechneten Varianten steigt der Biomasseverbrauch in Gebäuden ab 2024 deutlich an. Das Maximum des Verbrauchs wird in den Varianten, bei denen ein Einbau von Wärmepumpen für Gebäude bis zur Effizienzklasse F angenommen wird, früher (2029) erreicht und fällt niedriger (zwischen 53 und 63 TWh – je nach Rate und mit/ohne Solarthermie) aus als bei den Varianten mit einem Einbau von Wärmepumpen nur bis zur Effizienzklasse E: Hier wird das Verbrauchsmaximum erst ca. drei Jahre später und bei deutlich höheren Werten (zwischen 70 und 92 TWh) erreicht. Bei niedriger Heizungstauschrate fällt der Anstieg jeweils etwas geringer

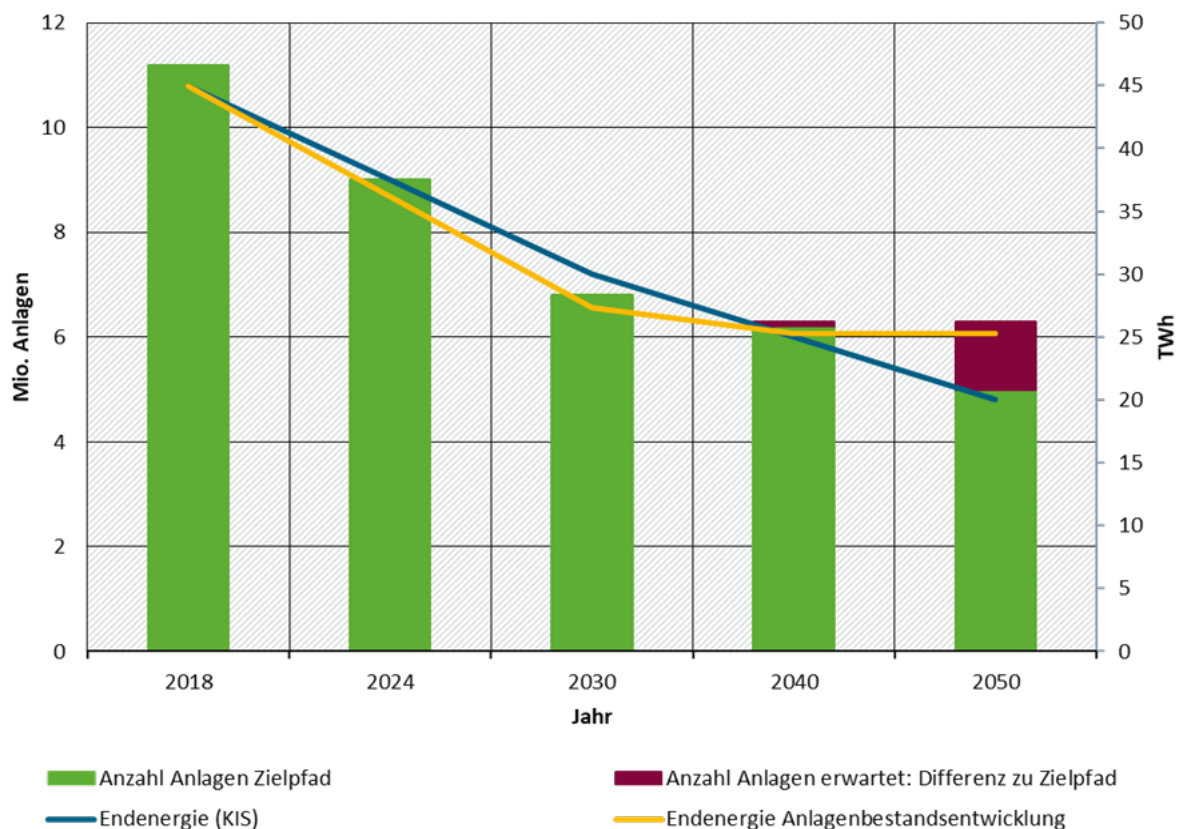
³² Eine lineare Fortschreibung zwischen den Agora-KND-Werten von 78 TWh in 2018 und 96 TWh in 2025 ergibt 83 TWh Biomasse Endenergieverbrauch in Gebäuden für das Jahr 2020. Abzüglich 45 TWh für Einzelraumfeuerungen nach KIS, ergeben sich 37 TWh Biomasseverbrauch in Zentralheizungen.

aus als bei höherer Heizungsauslastung. Der langsame Abfall des Biomasseverbrauches nach dem Maximum erfährt eine deutliche Beschleunigung ab 2044, wenn die ersten ab 2024 eingebauten Biomassekessel wieder ausgebaut werden. In den Varianten mit stärker eingeschränkter Biomassenutzung wird das Ausgangsniveau des Biomasseverbrauches vor 2040 wieder unterschritten (durchgezogene Linien).

3.6.2 Einsatz von Biomasse in der Einzelraumfeuerung

Nach UBA (2021) gab es 2018 rund 11,2 Mio. Einzelraumfeuerungsanlagen in Deutschland, die in erster Linie Holz nutzen. Ca. 50 % dieser sind nach Rönsch (2019) Kaminöfen und offene Kamine, die Holz als Brennstoff nutzen. Nach dem KIS-Szenario wurden durch Zusatz- und Komfortheizungen 2018 rund 45 TWh Wärme bereitgestellt und damit im Mittel ca. 4.000 kWh pro Einzelraumfeuerungsanlage. Die Anzahl der Einzelraumfeuerungsanlagen ist seit ca. 20 Jahren nahezu konstant (vgl. HKI (2019)). Ein Rückgang der Anzahl aufgrund der Einführung der 1. BImSchV ist bislang nicht zu beobachten. Allerdings sind die Emissionen (Luftschadstoffe, Feinstaub, CO₂) dieser Anlagen stark gesunken (Modernisierungen, Ersatz alter Anlagen). Es wird erwartet, dass die 1. BImSchV bis 2024 zur Stilllegung von ca. 4 Millionen Einzelraumfeuerungsanlagen führen wird. In den vergangenen Jahren wurden ca. 300.000 Einzelraumfeuerungsanlagen pro Jahr verkauft, wovon nach Schätzung 75 % Ersatzanlagen für alte Anlagen sind (vgl. HKI (2019)). Bei nahezu konstanten Verkaufszahlen zwischen 2019 und 2024 führt dies zu einem Rückgang des Anlagenbestands um ca. 2,2 Millionen, bzw. ca. 20 % bis Ende 2024. Damit ist zu erwarten, dass sowohl die Holzmengen, die in Einzelraumfeuerungen genutzt werden, sowie die damit verbundenen Emissionen zurückgehen.

Abbildung 34: Entwicklung der Anzahl von Biomasse-Einzelraumfeuerungen und der von diesen bereitgestellten Endenergie



Quelle: eigene Darstellung, ifeu. Basierend auf UBA (2021) und HKI (2019) sowie den im Text beschriebenen Annahmen

Abbildung 34 zeigt die erwartete Entwicklung der Anzahl von Holz-Einzelraumfeuerungen und der durch diese bereitgestellten Endenergie bis 2050. Die erwarteten Entwicklungen sind den Entwicklungen des KIS-Szenarios gegenübergestellt und die Abweichungen farblich hervorgehoben.

Eine Ausweitung der Grenzwerte der Stufe 2 nach 2024 auf Anlagen, die bis zum 31.12.2014 errichtet wurden, könnte dazu beitragen, die Emissionen von Einzelraumfeuerungsanlagen und ggf. auch die Anzahl der Einzelraumfeuerungsanlagen weiter zu reduzieren, da Eigentümer*innen die erforderlichen Nachrüstungen möglicherweise nicht durchführen. Ein Rückgang ist auch zu erwarten, wenn die höchsten Werte der Stufe 2 für ältere Bestandsanlagen gelten. Unter der Annahme, dass diese Verschärfung in einem Zeitraum von sechs Jahren ebenfalls zu einer Stilllegung von 4 Millionen Einzelraumfeuerungsanlagen führt und die Verkaufszahlen weiterhin konstant bleiben, würde dies bis 2030 zu einem Rückgang um weitere 2,2 Millionen Einzelraumfeuerungsanlagen auf dann 6,8 Millionen Anlagen führen. Von diesen erfüllen 4,8 Millionen Einzelraumfeuerungsanlagen die Grenzwerte (Einbau ab 01.01.2015) und 2 Millionen müssen nach 2030 noch nachgerüstet oder stillgelegt werden. Werden von diesen Anlagen auch in Zukunft 75 % durch neue ersetzt, ist langfristig ohne weitere Verschärfungen der Grenzwerte oder andere Einschränkungen von einem Bestand an Einzelraumfeuerungsanlagen von minimal 6,3 Millionen auszugehen. Dies entspricht einem Rückgang gegenüber 2018 von rund 44 %. Unter der Annahme, dass auch langfristig jede Einzelraumfeuerungsanlage so viel Wärme bereitstellt wie heute (im Mittel 4.000 kWh) ergibt sich bei 6,3 Millionen Anlagen 2040 eine Wärmebereitstellung von rund 25 TWh. Dies entspricht der im KIS-Szenario angegebenen Wärmemenge.

Im KIS-Szenario ist allerdings ein weiterer Rückgang der bereitgestellten Wärmemenge um 5 TWh bis 2050 angegeben. Um bei gleichbleibender Wärmebereitstellung pro Anlage die im KIS-Szenario ausgewiesenen 20 TWh in 2050 zu erreichen, müsste die Anlagenanzahl auf rund fünf Millionen sinken. Dieser Rückgang ist aufgrund der beschriebenen Grenzwert-Verschärfungen nicht zu erwarten. Um den Wert zu erreichen, müssten entweder Anforderungen weiter verschärft werden oder die jährliche Wärmebereitstellung pro Anlage um rund 20 % sinken. Ob diese Entwicklung allein durch eine weitere Verschärfung der Grenzwerte eintritt, ist allerdings fraglich, da bei der Nutzung von Einzelraumfeuerungsanlagen nicht nur ökonomische, sondern auch sehr stark Komfort- und Behaglichkeitsaspekte relevant sind.

3.6.3 Fazit und Interaktion der Instrumente

In der – durch die beschriebenen Unsicherheiten geprägten – Abschätzung zur Wirkung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung in Kombination mit den vorgeschlagenen Instrumenten wird der Zielwert des KIS-Szenarios von 41 TWh fester Biomasse in Zentralheizungen im Jahr 2040 nur von der Variante mit dem geringsten Biomasseverbrauch – niedrige Heizungstauschrate und Einsatz von fester Biomasse nur in Gebäuden mit Effizienzklasse G und schlechter – unter Einbeziehung der verpflichtenden Solarthermie-Kombination mit 39³³ TWh unterschritten. Die Variante mit dem höchsten Biomasseverbrauch erreicht demgegenüber einen Wert von 89 TWh im Jahr 2040.

³³ Die in Abbildung 32 und Abbildung 33 dargestellten Verbrauchsdaten wurden für den Vergleich mit dem KIS-Szenario kalibriert. Die Spannweite des abgeschätzten Biomasseverbrauch in 2040 liegt dann zwischen dem niedrigsten Wert von 39 TWh (WP bis F, Heizungstauschrate 3,25 %, Solarthermie-Option) und höchstem Wert 89 TWh (WP bis E, Heizungstauschrate 4,15 %, ohne Solarthermie).

Aufteilung des Verbrauches in Zentralheizungen auf feste und flüssige/gasförmige Biomasse

Die Verbrauchsabschätzung für Biomasse-Zentralheizungen unterscheidet nicht nach der Art der Biomasse. Grundsätzlich könnte sich der Verbrauch auf feste und flüssige oder gasförmige Biomasse verteilen. Aktuell kommt fast nur feste Biomasse in Zentralheizungen zum Einsatz. Lediglich 0,6 TWh Biomethan wurden 2020 für die Erzeugung von Wärme eingesetzt (dena 2021a).

Prinzipiell wäre zwar denkbar, dass in Zukunft ein größerer Teil des Biomasseverbrauchs von Gebäuden durch Biomethan abgedeckt wird. Dagegen spricht, dass Biogas-Anlagen meist für die Stromerzeugung – oder als KWK-Anlagen mit Anbindung an ein Wärmenetz – genutzt werden. Auch in Zukunft wird Biogas für die Stromerzeugung oder in der Industrie benötigt werden. Eine breite Nutzung von Biogas für die Raumwärme in Gebäuden würde zudem die Anbindung der meist ländlich gelegenen Biogasanlagen an das Gasnetz erfordern. Das Potenzial für regeneratives Flüssiggas wird vom Deutschen Flüssiggasverband bei lediglich etwa 2 TWh in 2030 gesehen³⁴.

Zumindest kurz- bis mittelfristig ist somit davon auszugehen, dass der Biomasseverbrauch von zentralen Heizungsanlagen weiterhin nahezu ausschließlich durch feste Biomasse gedeckt wird.

Die Abschätzung der Wirkung einer möglichen Verschärfung der 1. BImSchV ergibt eine Reduktion des Verbrauchs fester Biomasse in Einzelraumfeuerungen auf 25 TWh.

In Tabelle 13 ist der abgeschätzte Verbrauch fester Biomasse in Gebäuden für die Raumwärme und Warmwasserbereitstellung im Jahr 2040 in Zentral- und Einzelraumfeuerungsanlagen zusammengefasst. Dabei wird angenommen, dass der Biomasseverbrauch in Zentral-Heizungsanlagen auch in Zukunft nahezu komplett durch feste Biomasse gedeckt wird (siehe Exkurs-Box oben). Die Ergebnisse der Quantifizierung werden den Ergebnissen des KIS-Szenarios gegenübergestellt.

Tabelle 13: Überblick über die Abschätzung des Biomasseverbrauchs in Gebäuden im Jahr 2040 im Vergleich zum KIS-Szenario

	Einsatz fester Biomasse im Jahr 2040 mit 65 % EE-Regelung und Instrumentenmix [TWh]	Einsatz fester Biomasse im KIS-Szenario 2040 [TWh]
In Zentralheizungen	Rd. 39 bis 89 ³⁵	41
In Einzelraumfeuerungsanlagen	Rd. 25	25
Summe	64 bis 114	66

Es ist ersichtlich, dass die Potenzialgrenzen nur im günstigsten Fall knapp eingehalten werden. Dabei ist eine beachtliche Steigerung der Sanierungsrate in der Abschätzung hinterlegt. Sollte noch weniger feste Biomasse für Gebäudewärme zur Verfügung stehen oder aber die Anstrengungen hinsichtlich der Energieeffizienz von Gebäuden hinter den Erwartungen liegen, sind weitere Verschärfungen der Instrumente erforderlich. Verschärfungen können beispielsweise eine restriktivere Anwendung der nachrangigen Nutzung oder sogar ein Betriebsverbot von Biomasse-Zentralheizungen oder Einzelraumfeuerungen umfassen.

³⁴ https://www.dvfg.de/fileadmin/user_upload/downloads/studien-gutachten/Studie_Fluessiggas_im_laendlichen_Raum_Abschlussbericht-2022-10-06.pdf

³⁵ Mit Kalibration auf den Startwert des KIS-Szenarios

Die Genauigkeit der in Abschnitt 3.6.1 durchgeführten Abschätzung zum zukünftigen Verbrauch von fester Biomasse in Zentralheizungsanlagen ist durch verschiedene Faktoren eingeschränkt. Die Unsicherheiten betreffen zum einen die Entwicklung des Energieverbrauchs der mit Biomasse beheizten Häuser – je nachdem wie die tatsächliche Sanierungsrate in den kommenden Jahren verläuft und wie groß die Abweichung bei der Abschätzung des Verbrauches der Untergruppen der schlechtesten Effizienzklassen anhand ihres Energiebedarfs ist.

Zum anderen bestehen große Unsicherheiten zur Verfügbarkeit der zukünftig verwendeten Heizungstechniken. Dies betrifft nicht nur Wärmepumpen und Hybrid-Wärmepumpen, sondern auch Biomassekessel. Die Verfügbarkeit der technischen Komponenten, aber auch Fachkräftemangel können Einfluss auf die realisierbare Heizungstauschrate haben. Auch wird es von der zukünftigen Preisentwicklung bzw. der Verbraucher*inneneinschätzung hierzu abhängen, wie stark Biomassekessel im Vergleich zu Wärmepumpen bzw. Hybrid-Wärmepumpen nachgefragt werden.

Ein weiterer Unsicherheitsfaktor ist, wie stark der Anteil von Zwischenlösungen aufgrund von Ausnahmetatbeständen nach Einführung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung von den hier getroffenen Annahmen abweicht.

Trotz dieser Unsicherheiten lassen sich anhand der Verbrauchsabschätzungen einige grundsätzliche Schlüsse ziehen: So ist die 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung ein wichtiger Schritt für den Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger in der Wärmeerzeugung, ein kurz- und mittelfristiger Anstieg des Biomasseverbrauches erscheint jedoch als unvermeidbare Folge.

Die Höhe und Dauer des Verbrauchsanstiegs sind dabei von einer Reihe von Faktoren abhängig, die zum Teil politisch beeinflussbar sind:

- ▶ Verfügbarkeit von Wärmepumpen und Biomasseheizungen: Der Hochlauf der Produktionskapazitäten und der Ausbau der Installationskompetenzen für Wärmepumpen kann politisch unterstützt werden. Gleichzeitig kann durch ein politisches Signal klargestellt werden, dass nicht ausreichend Biomasse für den Gebäudesektor zur Verfügung steht, um langfristig eine so relevante Rolle für die Raumwärmeerzeugung zu spielen, was ggf. einer Ausweitung von Produktionskapazitäten durch die Hersteller entgegenwirkt.
- ▶ Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen gegenüber Biomasseheizungen: Die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen, insbesondere von Hybrid-Wärmepumpen in Konkurrenz zu Biomasseheizungen in energetisch ineffizienten Gebäuden hängt sowohl von der Anfangsinvestition als auch von den Verbrauchskosten ab. Bei ersterem kann das Instrument der BEG-Förderung ansetzen, bei letzterem eine Bepreisung der CO₂-Emissionen. Außerdem sollten günstige Strompreise für Wärmepumpen sichergestellt werden.
- ▶ Verpflichtung zur Kombination von neuen Biomasseheizungen mit Solarthermie: Durch eine solche Kombination ließe sich der Biomasseverbrauch neuer Kessel deutlich reduzieren. Außerdem würde die Verpflichtung die Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizungen gegenüber Wärmepumpen herabsetzen und somit zusätzlich indirekt den Biomasseverbrauch weiter reduzieren.
- ▶ Heizungstauschrate: Der geringere Biomasseverbrauch in den Varianten der Abschätzung mit geringerer Heizungstauschrate liegt darin begründet, dass weniger Biomasseheizungen eingebaut werden, weil mehr Gebäude vor dem Austausch des Wärmeerzeugers saniert werden und dann eine Wärmepumpe erhalten. Um eine Sanierung vor dem Heizungstausch

anzuregen, könnten zum Beispiel Austauschpflichten für alte Wärmeerzeuger um wenige Jahre verschoben werden, wenn in der Zwischenzeit eine energetische Sanierung stattfindet.

- Nachrangige Biomassenutzung durch ordnungsrechtliche Vorgabe im GEG: Eine Vorgabe zur nachrangigen Nutzung von Biomassekesseln nur in Gebäuden, in denen eine Wärmepumpe oder ein Fernwärmeanschluss nicht möglich bzw. zumutbar ist, kann die Einschränkung der Biomasse auf die energetisch schlechtesten Gebäude verstärken.

Wenn durch die genannten politischen Instrumente eine Einschränkung der Biomassenutzung auf die schlechtesten Gebäude (z. B. ab Effizienzklasse G) erreicht werden kann, ist langfristig auch eine Senkung des aktuellen Biomasseverbrauches in Zentralheizungen erreichbar.

Interaktion mit Instrumenten mit Wirkung auf Zentralheizungen

Da die vorgeschlagenen Instrumente teilweise auf die gleichen Einsatzbereiche abzielen (siehe Abbildung 24), treten Wechselwirkungen auf:

Wird die Biomasse mit einer Bepreisung für die entstehenden CO₂-Emissionen belegt, führt dies zu einer abnehmenden Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizungen. Da eine gleichzeitige Förderung von Biomasse und eine Bepreisung der Emissionen gegeneinander gerichtet sind, treten Ineffizienzen auf. Es wird daher eine Kombination der Beschränkung der Biomasseförderung im BEG auf Problemgebäude und eine Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung empfohlen.

Langfristig kann eine steigende CO₂-Bepreisung von fester Biomasse dazu beitragen, dass bei gleicher Steuerungswirkung geringere Fördersätze für andere Techniken auf Basis von erneuerbaren Energien notwendig sind.

Wie in Abschnitt 3.2.3 dargelegt, kann eine Kombination von CO₂-Bepreisung unter Berücksichtigung des Speichersaldos und beschränkter Förderung dazu führen, dass der Einsatz von fester Biomasse auf technisch sinnvolle Fälle fokussiert wird. Der Einsatz von Wärmepumpen kommt bei einer Bepreisung der Prozessemissionen sowie der Anpassung der Biomasseförderung in deutlich mehr Gebäuden als sinnvolle und wirtschaftliche Lösung in Betracht, trotz eventueller Notwendigkeit von technischen Maßnahmen (Heizkörpertausch, kleinere Dämmmaßnahmen).

Der Ansatz, die Biomassenutzung durch Instrumente mit Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizungen einzuschränken, wird durch aktuell schwierig vorhersehbare Preisentwicklungen erschwert. Eine verlässliche Lenkungswirkung würde am ehesten durch die vorgeschlagene Anpassung des GEG zum nachrangigen Einsatz von Biomasse erreicht werden: Wird der Einsatz von fester Biomasse durch rechtliche Vorgaben auf „Problemgebäude“ beschränkt, kann auch nur in diesem Fall eine Förderung beantragt werden und zur Vermeidung von Fehlanreizen beigetragen werden.

Dadurch ist eine Reduktion der BEG-Förderung zu erwarten, da Teile der bisherigen Förderfälle durch die nachrangige Nutzung entfallen würden. Vorteilhaft ist, dass entsprechend des Vorschlags in Kapitel 3.1 die BEG-Förderung aber weiterhin für jene Gebäude bereitsteht, in denen keine Alternative zum Einsatz von Biomasse existiert. Es werden dadurch zielgerichtet „Problemgebäude“ mit tendenziell höheren Energie- und Sanierungskosten entlastet, wodurch die BEG-Förderung auch gesamtwirtschaftlich deutlich effizienter wird.

Interaktion mit Instrumenten mit Wirkung auf Einzelraumfeuerungen

Die Beschränkung von Einzelraumfeuerungen durch eine Anpassung der 1. BImSchV hat nur Wechselwirkung mit anderen Instrumenten, wenn diese auf Einzelraumfeuerungsanlagen ausgeweitet werden würden:

Ob die Bepreisung der CO₂-Emissionen aus der Biomasseverbrennung Auswirkungen auf Einzelraumfeuerungsanlagen hat, hängt von der Ausgestaltung und den eingesetzten Brennstoffen ab. Wird Scheitholz, das von kleinen Waldbesitzer*innen verkauft und in Verkehr gebracht wird, nicht erfasst, wird dieses Segment nur durch die 1. BImSchV adressiert und eine Verschärfung der Grenzwerte ist damit unerlässlich, um den Einsatz von Scheitholz zu begrenzen.

Wenn Anpassungen des GEG hinsichtlich des nachrangigen Biomasseeinsatzes auch den Betrieb bestehender Einzelraumfeuerungsanlagen adressieren, würde die Steuerungswirkung im Vergleich zu einer Anhebung der Grenzwerte in der 1. BImSchV erheblich verschärft werden, und es könnte von Anpassungen der 1. BImSchV abgesehen werden. Adressiert die nachrangige Biomassenutzung allerdings nur Zentralheizungen, wie es der Quantifizierung zu Grunde gelegt wurde, ist die Anpassung der 1. BImSchV ein notwendiges komplementäres Instrument.

Interaktionen mit der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung gibt es nur, wenn die Biomassenutzung in Einzelraumfeuerungsanlagen auf dieses Ziel angerechnet werden kann. Wird die Biomassenutzung angerechnet, kann dies zu einer erhöhten Nachfrage nach Einzelraumfeuerungsanlagen führen und eine Verschärfung der Grenzwerte in der 1. BImSchV ist umso wichtiger, um diesen Nachfrageanstieg zu begrenzen.

Interaktion mit Instrumenten mit Wirkung auf Wärmenetze

Zwischen der BEW und den weiteren Instrumenten sind keine direkten Interaktionen zu erwarten, da sich die BEW im Gegensatz zu den weiteren Instrumenten mit der Steuerung der Nutzung von Biomasse in der zentralen Wärmeerzeugung befasst. Für die CO₂-Emissionen der zentralen Wärmeerzeugung ist in den meisten Fällen bspw. nicht das BEHG, sondern der EU-Emissionshandel relevant. Auch zielt die in Kapitel 3.4 vorgeschlagene nachrangige Biomassenutzung nicht auf zentrale Wärmeerzeugungsanlagen ab. Ob die 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung Auswirkungen auf die Biomassenachfrage in Wärmenetzen haben wird, ist aktuell nicht abzusehen.

Zusammenfassung der Wirkung der Instrumente auf die unterschiedlichen Anlagentypen

Die untersuchten Instrumente wirken unterschiedlich auf die beiden Heizungstypen (Zentralheizungen und Einzelraumfeuerungen) sowie auf Anlagen im Bestand und im Neubau. Die Wirkung ist in Tabelle 14 qualitativ zusammengefasst. Neben den quantifizierten Instrumenten sind auch potenzielle Erweiterungen der Instrumente aufgeführt, von denen ebenfalls mindernde Wirkung zu erwarten sind (in Klammern).

Tabelle 14: Erwartete Wirkung der Instrumente auf den Einsatz von festen Biobrennstoffen in Holzzentralheizungen und in der Einzelraumfeuerung

Anlagentyp		BEG + CO ₂ -Bepreisung	BImSchV	Nachrangige Nutzung im GEG	(Betriebsverbot im GEG)
Holzzentralheizung	Bestandsgebäude – bestehende Anlagen		+++		(++)
	Bestandsgebäude – ausgetauschte Anlagen	++	+	+++	
	Neubau – neue Anlagen	+	+	+++	
Einzelraumfeuerung	Bestandsgebäude – bestehende Anlagen	(+)	+++		(++)
	Bestandsgebäude – ausgetauschte Anlagen	(+)	+	(+)	
	Neubau – neue Anlagen		+	(+++)	

Quelle: Eigene Darstellung. Bewertung zur Wirkung auf den Einsatz fester Biobrennstoffe: +++ = sehr starke vermindernde Wirkung; ++ = starke vermindernde Wirkung; + = leichte vermindernde Wirkung; () = potenzielle vermindernde Wirkung, wurde allerdings nicht quantifiziert.

4 Entwicklung der Nutzung fester Biobrennstoffe in der Wärmeerzeugung

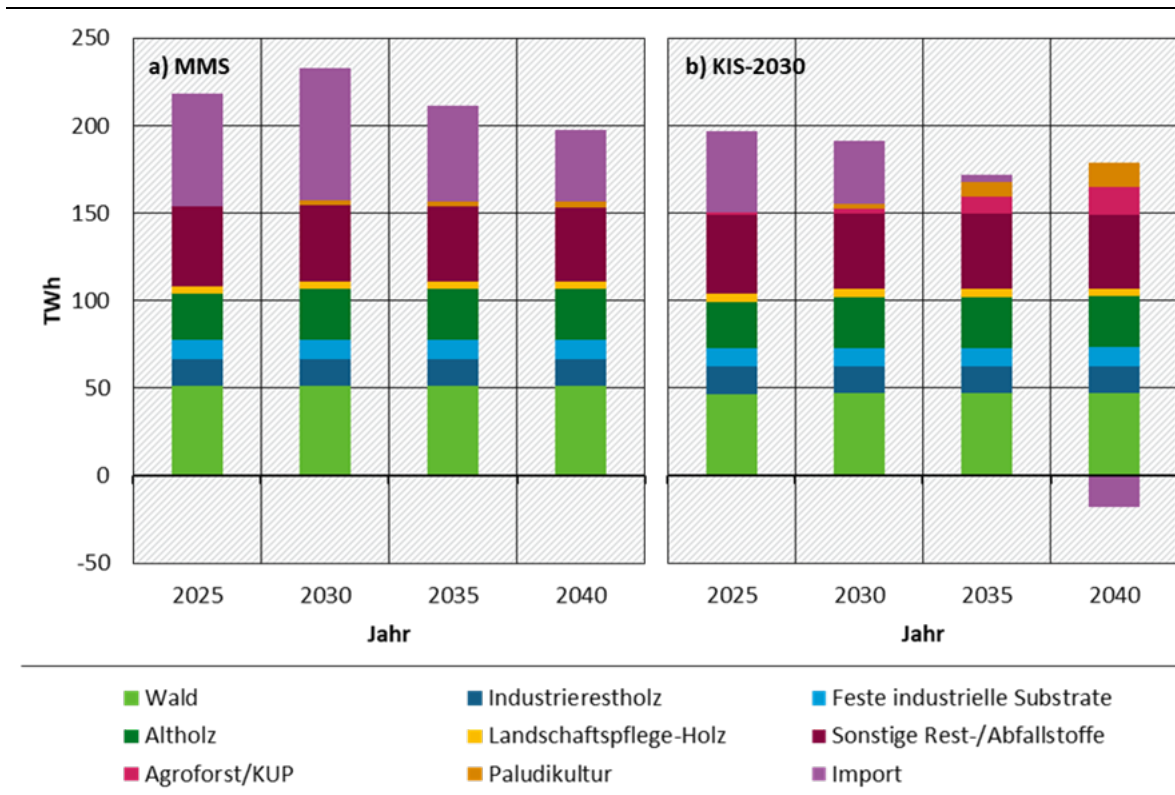
4.1 Veränderung der Sortimente für feste Biobrennstoffe und deren Nutzung in den Sektoren

Das inländische Angebot an festen Biobrennstoffen im MMS und KIS-2030 unterscheidet sich vor allem für drei Sortimente (Abbildung 35):

- ▶ Die Menge an Waldholz, die energetisch genutzt werden kann, wird im KIS-2030 niedriger als im MMS angenommen. Ab dem Jahr 2030 beträgt die Differenz zwischen den beiden Szenarien 4,2 TWh. Dies liegt daran, dass die Entwicklung der Waldbestände und damit auch die Entwicklung der Holzentnahme in den beiden Szenarien mit unterschiedlichen Ansätzen abgebildet werden (MMS: WEAHM-Basisszenario; KIS-2030: SIFOP). Hinzu kommt, dass in KIS-2030 über den Modellierungszeitraum ein leichter Anstieg der Verwendung von langlebigen Holzprodukten zu Ungunsten der energetischen Waldholznutzung angenommen wird (siehe Details in Repenning et al. (2023)).
- ▶ Eine verstärkte Anlage von Agroforstsystemen und/oder von Kurzumtriebsplantagen führt im KIS-2030 ab dem Jahr 2030 zu einem deutlichen Anstieg an Hackschnitzeln aus dieser Nutzung. Im Jahr 2040 stehen 15,9 TWh zur Verfügung.
- ▶ Im KIS-2030 werden organische Böden auf landwirtschaftlichen Flächen in einem höheren Umfang wiedervernässt. Dies ist insbesondere nach 2030 der Fall. Ein Teil der wiedervernässten Flächen wird als Paludikultur bewirtschaftet und für das Halmgut wird eine energetische Nutzung angenommen. So können im KIS-2030 11,0 TWh mehr an festen Biobrennstoffen aus Paludikulturanbau als im MMS energetisch genutzt werden.

Die angenommenen Mengen an übrigen festen Biobrennstoffen, insbesondere aus Rest- und Abfallstoffen, unterscheiden sich zwischen dem MMS und dem KIS-2030 nicht (Abbildung 35). Hinzu kommt, dass im MMS eine deutliche Menge an festen Biobrennstoffen importiert wird. Zu den Sortimenten der Importe werden dabei keine Annahmen getroffen. Nach der Analyse der Importmuster an fester Biomasse nach Deutschland ist vor allem mit einem Import der Produkte Brennholz, Pellets, Holzbriketts und Altholz zu rechnen (Hennenberg et al. 2022), die den Sortimenten Waldholz, Industrierestholz, feste industrielle Substrate und Altholz zugeordnet werden können. Im KIS-2030 sind die angenommenen Importmengen deutlich niedriger und im Jahr 2040 wird feste Biomasse im Umfang von 17,8 TWh exportiert. Auch für den Export kann mit den gleichen Produkten bzw. Sortimenten wie für den Import gerechnet werden. Dies ist bei der Bewertung der Verfügbarkeit von festen Biobrennstoffsortimenten in Deutschland zu berücksichtigen.

Abbildung 35: Inländisches Angebot an festen Biobrennstoffen und Importe im MMS und KIS-2030



Quelle: Angebot im MMS nach eigenen Berechnungen (siehe Kap. 2); Angebot im KIS-2030 nach Repenning et al. (2023). Die Differenzierung der festen Rest- und Abfallstoffe erfolgt nach Fehrenbach et al. (2019). Sonstige Rest- und Abfallstoffe umfassen Landschaftspflege-Halm, Grüngut-holzig, Grüngut-krautig, Ernterückstände, Festmist, Klärschlamm kommunal und Klärschlamm industriell. MMS = Mit-Maßnahmen-Szenario; KIS = Klimaschutz-Instrumente-Szenario. KUP = Kurzumtriebsplantagen und Agroforst; Paludi = Paludikulturen auf wiedervernässten organischen Böden.

In Abbildung 36 ist die Nutzung fester Biobrennstoffe im MMS und KIS-2030 nach den Sektoren Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistung) und Industrie aufgetragen. Bei dieser Darstellung wurden die Energiemengen, die aus Fernwärme bzw. Strom auf Basis fester Biobrennstoffe stammen, getrennt ausgewiesen.

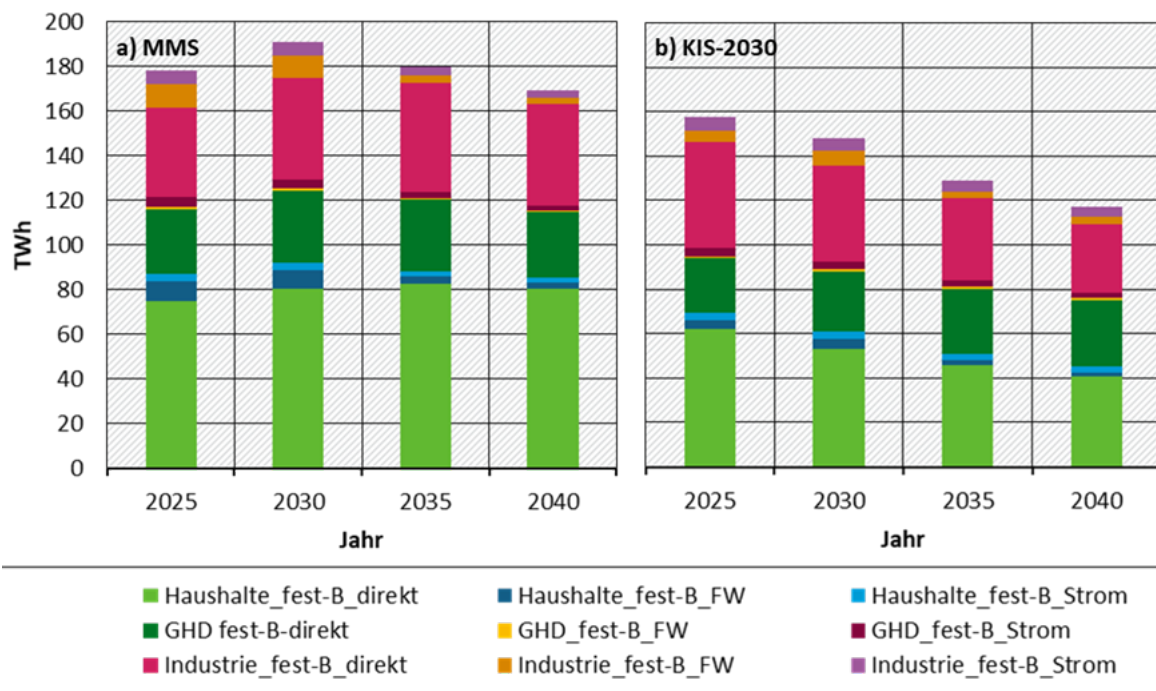
Im MMS erfolgte keine Sektorallokation für Biobrennstoffe. Im KIS-2030 hingegen wurde eine Allokation der Biobrennstoffe auf die Sektoren durchgeführt. Die methodische Herangehensweise der Allokation der festen, flüssigen und gasförmigen Biobrennstoffe erfolgte dabei in einem iterativen, nicht automatisierten Prozess zwischen den Sektormodellen. Die Entscheidung, welchem Sektor welche Mengen an Biobrennstoffen zugewiesen werden, wird im sogenannten Integrationsmodell zentral gesteuert. Berücksichtigt werden dabei vor allem die Obergrenze der verfügbaren Mengen an festen, flüssigen und gasförmigen Biobrennstoffen, die Nachfrage in den Sektoren, die Möglichkeit in den Sektoren auf Alternativen auszuweichen (z. B. Wärmepumpen in Gebäuden anstatt feste Biobrennstoffe), die Verfügbarkeit dieser Alternativen (z. B. erneuerbarer Strom für Wärmepumpen) und die Kostenstrukturen in den Sektoren (z. B. Unterschied von Kosten für Alternativen in den Sektoren).

Es ist zu betonen, dass in dem Modellverbund im KIS-2030 eine Allokation nur auf Ebene der festen, flüssigen und gasförmigen Biobrennstoffe erfolgt. Eine weitergehende Differenzierung insbesondere nach unterschiedlichen Sortimenten für feste Biobrennstoffe sowie die Berücksichtigung der Nutzungsmöglichkeiten und -einschränkungen dieser Sortimente erfolgt

aufgrund des deutlich erhöhten Modellierungsaufwands nicht. Auf der Seite der Modellierung des Biomasseangebots liegen die nötigen Detailinformationen aber vor.

Im MMS wird über den Modellierungszeitraum eine deutlich höhere Menge an festen Biobrennstoffen verwendet als im KIS-2030. Dies ist vor allem in den Haushalten der Fall (Abbildung 36). Für die Industrie ist der Unterschied zwischen den beiden Szenarien deutlich kleiner und für den GHD-Sektor treten kaum Unterschiede auf.

Abbildung 36: Inländischer Endenergieverbrauch an festen Biobrennstoffen in den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie im MMS und KIS-2030



Quelle: MMS nach Projektionsbericht (Repenning et al. 2021); KIS-2030 nach Repenning et al. (2023). MMS = Mit-Maßnahmen-Szenario; KIS = Klimaschutz-Instrumente-Szenario; GHD = Gebäude, Handel, Dienstleistung; fest-B = feste Biomassebrennstoffe. In MMS und KIS-2030 entspricht der Endenergieverbrauch der direkten Nutzung fester Biomasse dem Primärenergieverbrauch. Bei Fernwärme und Strom aus fester Biomasse wird der Endenergieverbrauch aus dem Primärenergieverbrauch abzüglich Verluste errechnet.

4.2 Herausforderung der Allokation von festen Biobrennstoffen bei Berücksichtigung einzelner Sortimente

Im KIS-2030 fand bei der Zuweisung der festen Biobrennstoffe keine Rückkopplung mit den verfügbaren Sortimenten statt (vgl. Kapitel 4.1). In Abbildung 37 ist eine mögliche Allokation der Sortimente für das Jahr 2040 im KIS-2030 zusammengestellt. Hierzu wurden folgende Schritte durchgeführt:

- Ausgehend von dem Angebot an festen Biobrennstoffen im Jahr 2040 im KIS-2030 (Abbildung 35) wurden in einem ersten Schritt die Mengen an festen Biobrennstoffen auf Einzelraumfeuerungsanlagen und Holzzentralheizungen sowie Biomasseanlagen (<1 MW und > 1 MW) aufgeteilt. Diese Aufteilung erfolgte nach den Nutzungsmustern, die für das Jahr 2018 in Hennenberg et al. (2022) zusammengestellt sind.
- In einem zweiten Schritt wurde die Menge an Exporten im Jahr 2040 von -17,8 TWh von der Menge an festen Biobrennstoffen in Biomasseanlagen abgezogen. Dabei wurden nur die Sortimente Waldholz, Industrierestholz, feste industrielle Substrate und Altholz

herangezogen, da in Hennenberg et al. (2022) für Produkte³⁶ aus diesen Sortimenten Exporte ermittelt wurden. Die Verteilung dieses Abzugs für Exporte erfolgte anteilig zu den Mengen der Sortimente. Für die Sortimente Landschaftspflegeholz, sonstige Rest- und Abfallstoffe, Holz aus Agroforst bzw. Kurzumtriebsplantagen und Halmgut aus Paludikulturen wurde kein Export angenommen.

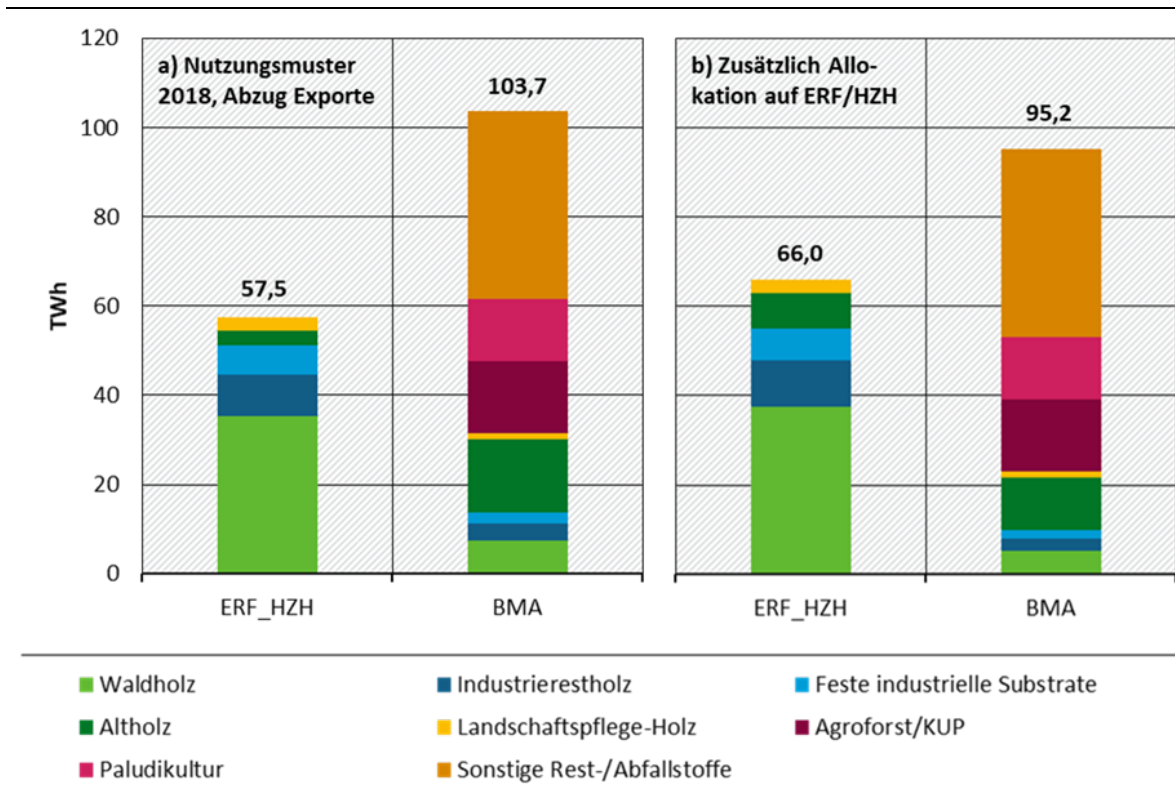
Zwischenstand: Diese Situation ist in Abbildung 37 a) dargestellt. Es zeigt sich, dass unter diesen Annahmen 57,5 TWh an festen Biobrennstoffen in Einzelraumfeuerungsanlagen und Holzzentralheizungen eingesetzt werden. Im KIS-2030 werden im Jahr 2040 aber ca. 66 TWh modelliert. Es ergibt sich eine Lücke von 8,5 TWh.

- Um diese Lücke zu schließen, wird als mögliche Allokation angenommen: Sortimente der festen Biobrennstoffe, die in Abbildung 37 a) den Biomasseanlagen zugeordnet sind und bereits für Einzelraumfeuerungsanlagen und Holzzentralheizungen genutzt werden, werden auf letztere übertragen. Bei den Sortimenten handelt es sich wiederum um Waldholz, Industrierestholz, feste industrielle Substrate und Altholz, für die eine ausreichende Brennstoffqualität erwartet werden kann, um in den kleineren Anlagen eingesetzt zu werden. Landschaftspflegeholz wird bei dieser Allokation nicht berücksichtigt, da die Qualitäten eher schlecht sind und nur noch eine geringe Menge dieses Sortiments in den Biomasseanlagen vorliegt.

Das Ergebnis dieser Allokation ist in Abbildung 37 b) dargestellt. Für Einzelraumfeuerungsanlagen und Holzzentralheizungen wird die nötige Menge an festen Biobrennstoffen von 66 TWh mit geeigneten Sortimenten erreicht. Gleichzeitig reduziert sich die Menge an festen Biobrennstoffen in Biomasseanlagen auf 95,2 TWh.

³⁶ Brennholz, Pellets, Holzbriketts und Altholz.

Abbildung 37: Allokation fester Biomasse im KIS-2030 im Jahr 2040 differenziert nach Sortimenten fester Biomassebrennstoffen



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, Öko-Institut. Sonstige Rest- und Abfallstoffe umfassen Landschaftspflege-Halm, Grüngut-holz, Grüngut-krautig, Ernterückstände, Festmist, Klärschlamm kommunal und Klärschlamm industriell. KUP = Kurzumtriebsplantagen; ERF_HZH = Einzelraumfeuerungsanlagen und Holzzentralheizungen; BMA = Biomasseanlagen (< 1 MW und > 1 MW).

Die hier dargestellte Allokation bezieht sich auf die Ebene der Herkunft der festen Biomassebrennstoffe. Die Qualität der Brennstoffe ist dabei zwar berücksichtigt – z. B. mit der Annahme, dass sich nur ein Teil der Sortimente für Einzelraumfeuerungsanlagen und Holzzentralheizungen eignet – aber wird nicht explizit nach Brennstofftypen unterschieden. Um differenzierte Entscheidungen treffen zu können, in welchem Sektor welche Biomasse im Rahmen einer Allokation eingesetzt werden kann, kann dieser Differenzierungsgrad aber nötig werden.

Es wäre denkbar, die Allokation bei der Sektor-übergreifenden Modellierung um folgende Punkte zu erweitern:

1. Festen Biobrennstoffsortimenten wird eine Qualität zugewiesen (z. B. Eignung in Einzelraumfeuerungsanlagen, Holzzentralheizungen oder Biomasseanlagen). Es ist zu prüfen, auf welcher Ebene eine Differenzierung der Sortimente nötig ist.
 - a. Ein Minimum wäre die Berücksichtigung von Brennstoffqualitäten auf der Ebene der Summe aller festen Biobrennstoffe, um zu vermeiden, dass z. B. Einzelraumfeuerung mit Halmgut betrieben wird.
 - b. Eine Differenzierung nach Herkunft (Waldderholz, Waldrestholz, Industrierestholz, Altholz etc.), wie sie in der obigen Allokation genutzt wurde, hat den Vorteil, dass die Mengen an festen Biobrennstoffen auf dieser Ebene erhoben werden.
 - c. Eine Differenzierung nach Brennstofftypen (Scheitholz, Pellets, Hackschnitzel, Halmgut, etc.) hätte den Vorteil, dass den Brennstofftypen einfach eine Qualität zugeordnet werden kann.

- d. Die Kombination aus Herkunft und Brennstofftyp entspricht z. B. der Differenzierung in der Erhebung im Rohstoffmonitoring Holz (Hennenberg et al. 2022). Für eine Allokation in einem Verbundprojekt ist diese Ebene aber zu differenziert und nicht handhabbar.
2. Es muss berücksichtigt werden, dass aus einzelnen festen Biobrennstoffen z. T. viele unterschiedliche Brennstoffe erzeugt werden können (z. B. Waldderbholz zu Scheitholz, Schnittholz, Pellets, Briketts oder Hackschnitzel). Bei anderen Brennstoffen wiederum ist die Aufbereitung zu Brennstoffen eingeschränkt. So kann Holz aus Kurzumtriebsplantagen fast ausschließlich zu Hackschnitzel aufbereitet werden.

In Tabelle 15 ist ein einfacher methodischer Ansatz skizziert, der für eine Allokation in Modellierungsprojekten herangezogen werden kann:

- Im Anschluss an die Ermittlung von Potenzialen für unterschiedliche Sortimente fester Biobrennstoffe (nach Herkunft) wird eingeschätzt, in welchem Umfang sie für einzelne Anlagentypen, die in Sektormodellen genutzt werden, geeignet sind. In diese Einschätzung können auch Informationen zu möglichen Brennstofftypen, die aus einem Sortiment hergestellt werden können, einfließen.
- Über alle Sortimente hinweg wird ein Summenwert gebildet.
- In der Allokation wird die maximale Menge an festen Biobrennstoffen, die für einen Anlagentyp genutzt werden kann, berücksichtigt. Diese maximalen Mengen integrieren Informationen zur Qualität der unterschiedlichen Sortimente und deren Nutzung, bzw. deren Aufbereitung hin zu unterschiedlichen Brennstoffen. Gleichzeitig bleibt der Abstimmungsaufwand zwischen Sektormodellen durch eine überschaubare Anzahl an Prüfgrößen leistbar.

Tabelle 15: Einfacher, konzeptioneller Ansatz zur Allokation fester Biobrennstoffe nach Anlagentypen

	Menge	ERF	HZH	BMA	Kommentar
Waldderholz	x TWh	max. 90 % geeignet	max. 90 % geeignet	100 % geeignet	Einschätzung der Eignung als Brennstoff für Anlagentypen
Waldrestholz	y TWh	max. 10 % geeignet	max. 20 % geeignet	100 % geeignet	
Paludikultur	z TWh	nicht geeignet	nicht geeignet	100 % geeignet	
Industrierestholz	
Altholz	
Garten- & Landschaftspflege	
Kurzumtriebsplantagen	
...	
Summe feste Biobrennstoffe	Summe	gew. Summe	gew. Summe	gew. Summe	Allokation: je Anlagentyp darf nur der maximale erreicht werden

Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut. Waldrestholz: Zopfdurchmesser < 7 cm. Beispielhaft ausgefüllt für Waldderholz, Waldrestholz und Paludikultur.

5 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Der Hauptfokus der Studie lag auf der Frage, wie bestehende Politikinstrumente so angepasst werden können, dass der Einsatz fester Biomasse im Gebäudewärmebereich reduziert wird. Es wurden fünf Instrumente zur tiefergehenden Analyse (Anpassung der BEG, Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung, Anpassung des GEG, der 1. BImSchV, BEW) ausgewählt und notwendige Anpassungsvorschläge identifiziert und dargestellt. Aufbauend auf den Anpassungs- und Ausgestaltungsvorschlägen wurde die Wirkung auf den künftigen Biomasseeinsatz quantifiziert, wobei die Instrumente einzeln sowie als Bündel betrachtet wurden. Bei der Quantifizierung der Wirkungsabschätzung wurde außerdem die 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung berücksichtigt. Für die Wirkungsabschätzung wurde als Reduktionsziel die im Szenario „Klimaschutz Instrumente Szenario 2030“ (KIS-2030) gesetzte Obergrenze der Biomassenutzung gewählt. Dieses Szenario bildet die Zielerreichung des Bundes-Klimaschutzgesetzes bis zum Jahr 2040 ab.

Als weiterer Aspekt wurden die künftig zur Verfügung stehenden Sortimente fester Biobrennstoffe betrachtet. Selbst bei Erreichen des Reduktionsziels besteht die Frage, ob die künftig zur Verfügung stehenden Sortimente fester Biobrennstoffe den Bedarf in den unterschiedlichen Unterbereichen des Wärmesektors bedienen können.

Die Wirkung der Instrumente auf Art und Umfang des Einsatzes fester Biomasse für Gebäudewärme

- ▶ Es ist ein restriktiver Instrumentenmix notwendig, um die im KIS-2030 hinterlegte Obergrenze für den Einsatz von Biomasse für Gebäudewärme zu erreichen. Kommt es aufgrund der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung zu einer deutlich erhöhten Nachfrage von Holzzentralheizungen, ist die Zielgröße nur knapp erreichbar: Holzzentralheizungen dürfen nur noch in Gebäuden der beiden niedrigsten Effizienzklassen eingesetzt werden und müssen mit Solarthermieanlagen kombiniert werden. Gleichzeitig muss der Verbrauch in Einzelraumfeuerungen durch Anpassungen der 1. BImSchV deutlich reduziert werden.
- ▶ Die Unklarheit über die zukünftige Preisentwicklung von Biobrennstoffen und Strom macht eine Zielerreichung rein durch ökonomische Instrumente (Anpassung des BEG und Einführung eines Preises für Emission der Biomasseverbrennung in Gebäuden) sehr unsicher. Daher bedarf es zusätzlich eines ordnungsrechtlichen Rahmens, wie der Anpassung des GEG. In diesem Fall sind ein stringenter Vollzug und wenige Ausnahmeregelungen erforderlich.
- ▶ Bei der Allokation der Biobrennstoffe auf die einzelnen Wärmeanwendungen wird für Einzelraumfeuerungsanlagen und Holzzentralheizungen die nötige Menge an festen Biobrennstoffen (66 TWh) mit geeigneten Sortimenten erreicht. Zwar ist die Qualität der Brennstoffe dabei berücksichtigt, es wurde aber nicht explizit nach Brennstofftypen unterschieden. Dies kann jedoch bei einer weiteren Verknappung des Angebots nötig werden, um differenzierte Entscheidungen treffen zu können, in welchem Sektor welche Biomasse im Rahmen einer Allokation eingesetzt werden kann.

Einordnung der Instrumente hinsichtlich ihrer Wirksamkeit zur Reduktion negativer Umweltbelastungen

- ▶ Im Bereich der Gebäudewärme kommen sehr unterschiedliche Sortimente an fester Biomasse zum Einsatz, welche mit unterschiedlichen negativen Umweltauswirkungen belastet sind. So ist der Einsatz von Reststoffen, wie Altholz und Industrierestholz weniger problematisch als die Nutzung von Waldholz. Bei letzterem ist mit einer Verringerung des Kohlenstoffspeichers auf der Waldfläche bei gleichzeitig geringen Substitutionseffekten und mit negativen Auswirkungen auf die biologische Vielfalt (Verlust an Habitatstrukturen z. B. in alten Bäumen) zu rechnen.
- ▶ Grundsätzlich unterliegen die im Gebäudebereich eingesetzten Ströme an fester Biomasse derzeit keinerlei Beschränkungen durch bestehenden Nachhaltigkeitskriterien, wie sie in der RED II formuliert sind, da sich die Anwendungsbereiche unterhalb der dort definierten Leistungsgrenze (20 MW) befinden und auch die geforderten THG-Minderungen entlang der etablierten Bilanzierungsregeln von fast allen Biomasseströmen erreicht werden. Es wurde skizziert, auf welcher Basis die Bepreisung der CO₂-Emissionen der Biomasseverbrennung möglich ist. Dies wäre auch das einzige Instrument, mit dem Umweltkosten internalisiert werden würden, wenn auch lediglich solche Kosten, die mit der Emission von CO₂ verbunden sind.
- ▶ Neben der direkten Bepreisung von Emissionen kann eine Verschärfung von Grenzwerten in der 1. BImSchV als eine Möglichkeit gesehen werden, Umweltkosten zumindest teilweise zu internalisieren. Die Betreibenden von Öfen und Kesseln, welche unter die 1. BImSchV fallen, müssen die Kosten für die Einhaltung der Grenzwerte selbst tragen. Ob diese Kosten auch den dadurch reduzierten Umweltkosten entsprechen, kann allerdings nicht pauschal quantifiziert werden.
- ▶ Die analysierten Instrumente wirken innerhalb des Gebäudesektors auf unterschiedliche Einsatzbereiche der festen Biomasse (Zentralheizungen / Einzelraumfeuerungen; Bestand / Neubau, Einsatz dezentral in Gebäuden / zentral in Wärmenetzen) und damit indirekt auf unterschiedliche Biomassesortimente und deren potenzielle Umweltwirkungen. Während in Zentralheizungen vor allem Holzpellets zum Einsatz kommen, welche wiederum bisher vor allem aus Sägenebenprodukten hergestellt werden, sind aktuell vor allem die Einzelraumfeuerungen aus Umweltsicht als problematisch zu sehen, da hier vor allem Stammholz zum Einsatz kommt. Bei einer wie angenommen stark steigenden Pellet-Nachfrage ist eine Abdeckung auf der Basis von Sägenebenprodukten zweifelhaft und der Einsatz von Waldholz wahrscheinlich. Um die aktuellen Umweltauswirkungen zu reduzieren, stehen somit die vorgeschlagenen Instrumente zur Begrenzung der Scheitholznutzung im Fokus, wie die Anpassung der 1. BImSchV, bzw. zielgenauer über Einschränkungen im GEG. Für die zukünftige Einschränkung der Umweltauswirkungen ist aber auch die Beschränkung der Biomassenutzung in Zentralfeuerungen wichtig.

Handlungsempfehlungen zur Umsetzung der Instrumente

- ▶ Um das ambitionierte Reduktionsziel für Biomasse zuverlässig zu erreichen, bedarf es zuallererst ordnungsrechtlicher Instrumente. Darunter fällt die Anpassungen des GEG im Sinne eines nachrangigen Einsatzes von Biomasse. In Bezug auf Einzelraumfeuerungen ist die 1. BImSchV ausschlaggebend, mit einer Verschärfung der Grenzwerte bis hin zu einer Einschränkung der Brennstoffe. Auch wenn ökonomische Instrumente nicht dieselben mindernden Effekte haben wie das Ordnungsrecht, sollten sie dennoch angepasst werden. Die bereits seit dem 1.1.2023 geltenden höheren Anforderungen für die BEG-Förderung für

Biomasseheizungen – Kombination mit Solarthermieranlage und geringe Emissionen als Fördervoraussetzungen – und die Reduktion des maximalen Fördersatzes durch den Wegfall des Innovationsbonus sind wichtige Schritte in diese Richtung. Darüber hinaus sollten in der BEG Biomasse-Zentralheizungen zukünftig nur noch in Gebäuden gefördert werden, in denen keine anderen Optionen (Fernwärme, andere erneuerbare Energien) technisch und wirtschaftlich sinnvoll umsetzbar sind. Begleitend kann die Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung eine weitere Lenkungs- und Signalwirkung haben, insbesondere wenn die Veränderungen im Speichersaldo der Wälder berücksichtigt werden.

- Die Instrumente sollten zeitnah und so umfassend wie möglich umgesetzt werden, um die ambitionierten Potenzialobergrenzen einzuhalten. Für die Umsetzung der 65 %-Erneuerbare-Energien-Regelung ist jedoch eine gleichrangige Behandlung der als erneuerbar eingestuften Heizungstechniken vorgesehen. Zielführend für eine Begrenzung des Biomasse-Verbrauches wäre hingegen eine nachrangige Biomassenutzung auch für Bestandsgebäude – wie noch im Konzeptpapier (BMWK 2022a) als Umsetzungsoption aufgeführt. Eine entsprechende Änderung sollte zeitnah umgesetzt werden, insbesondere bei einem sich abzeichnenden Absatzanstieg von Biomasseheizungen bei Geltungsbeginn der 65 %-Erneuerbare-Energien-Regelung. Dabei muss darauf geachtet werden, dass nur wenige Ausnahmen zugelassen sind und der Vollzug entsprechend erfolgt. Zumindest die BEG-Förderung von Biomasseheizungen sollte spätestens bei Inkrafttreten der 65 %-Erneuerbare-Energien-Regelung auf den nachrangigen Biomasse-Einsatz in Gebäuden ohne alternative Erneuerbare-Option beschränkt werden. Da insbesondere die Nutzung von Stammholz aus Umweltsicht problematisch ist, sollten die Anpassungen an der 1. BImSchV umgehend umgesetzt werden, damit auch über 2024 ein Rückgang der Anzahl von Einzelraumfeuerungen erfolgt oder zumindest erwartet werden kann.
- Eine bessere Abstimmung der Förderungen aller Wärmeerzeuger sowie die Interaktion mit weiteren politischen Instrumenten ist sinnvoll. Begleitend zu den Förderungen in der BEG sollten Steuern und Abgaben dahingehend überprüft werden, inwiefern zielkonforme Wärmeerzeuger ökonomisch attraktiver gemacht werden können. Bei Wärmepumpen wird ein hoher Teil der jährlichen Kosten durch die Stromkosten bestimmt, hier kann eine Entlastung der Stromtarife insgesamt oder spezifisch für Wärmepumpen die Wirtschaftlichkeit deutlich erhöhen. Die nach wie vor niedrige CO₂-Abgabe im Rahmen des BEHG führt darüber hinaus dazu, dass die Preise fossiler Energieträger im Vergleich zu den verursachten Klimaschäden weiterhin günstig sind. Würde eine Absenkung der Biomasseförderung mit sinkenden Strompreisen sowie steigenden CO₂-Preisen im BEHG kombiniert werden, kann dies grundsätzlich eine deutliche Verschiebung der Wirtschaftlichkeitsreihenfolge von Wärmeerzeugern hin zu Wärmepumpen erreichen.
- Um Akzeptanzprobleme vorzubeugen, sollte die Implementierung der Instrumente, von einer guten Kommunikation flankiert werden. Es muss erläutert werden, weshalb die Nutzung von Biomasse in Gebäuden zu begrenzen ist, da Biomasse von einem Großteil der Bevölkerung als nachhaltige und erneuerbare Energie gesehen wird. Dies betrifft insbesondere solche Instrumente, welche die Nutzung von Komfortöfen adressieren. Einschränkungen der Biomassenutzung bzw. Einbau- oder Betriebsverbote von Komfortöfen, sind sicherlich mit erheblichem Gegenwind aus der Bevölkerung verbunden.

Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung von Regelungswerken (RED II)

- Die RED II berücksichtigt in der THG-Bilanz keine CO₂-Emissionen aus der Holzverbrennung, da davon ausgegangen wird, dass z. B. beim Waldenergieholz die Menge an geerntetem Holz

im gleichen Jahr nachwächst und somit die CO₂-Emissionen der Holzverbrennung direkt ausgeglichen werden. Die Auswertung von 45 Szenarien-Studien zu temperaten und borealen Wäldern zeigen aber, dass aufgrund der Dynamik der Wälder auf Landschaftsebene mit einer Abnahme des Waldholzspeichers von $1,2 \pm 0,7 \text{ t CO}_2 \text{ pro m}^3$ geerntetem Holz gerechnet werden kann ((Soimakallio et al. 2022), (Hennenberg et al. 2023)). Dieser Effekt liegt in der Größenordnung der Menge an im Holz gespeichertem CO₂ (Fichte: $0,7 \text{ t CO}_2/\text{m}^3$; Buche $1,0 \text{ t CO}_2/\text{m}^3$). Dieses Ergebnis stützt die Berechnungslogik des IPCC³⁷ für das nationale THG-Inventar, bei der die Holzentnahme aus dem Wald als Emission einzurechnen ist. Die Befreiung von Waldenergieholz in der RED II ist also eine zu starke Vereinfachung und die Menge an im Holz gespeichertem CO₂ sollte für Waldenergieholz in die THG-Bilanz einfließen.

- Zudem sind die Nachhaltigkeitsanforderungen für die forstliche Nutzung in der RED II sehr schwach ausgestaltet und gelten nur für große Anlagen (>20 MW Gesamtfeuerungsleistung), nicht aber für die Einzelraumfeuerung und Holzzentralheizungen. Hier besteht Nachbesserungsbedarf. Da für kleine Anlagen die genannte Ausnahmeregel gilt, ist als Nachhaltigkeitsnachweis lediglich die Anlagengröße erforderlich. Weitere Nachhaltigkeitsnachweise zur THG-Bilanz und zur Waldbewirtschaftung werden also nicht verlangt (Hennenberg et al. 2022).

Forschungsbedarf

- Die betrachteten Instrumente umfassen sowohl ökonomische als auch regulatorische Instrumente. Bei der Wirkungsabschätzung der ökonomischen Instrumente bestehen große Unsicherheiten. Dies umfasst beispielsweise die Preiselastizitäten bei Biomassekesseln und -öfen. Es ist unklar, wie stark Kostensignale sein müssen, um eine Lenkungswirkung zu erreichen. Solche Untersuchungen sind insbesondere dann wichtig, wenn absehbar ist, dass die Politik in erster Linie auf ökonomische Instrumente setzt, um die Biomassenutzung zu lenken bzw. einzuschränken.
- Die Bepreisung der Emissionen der Biomasseverbrennung ist nicht ohne weiteres möglich. Es liegt andererseits nahe, Emissionen in Gebäuden im Rahmen des BEHG zu bepreisen, anstatt eine neue Abgabe einzuführen. Voraussetzung hierfür wäre die Anpassung des Energiesteuerrechts. Welche Möglichkeiten der derzeitige europäische Rahmen und auf europäischer Ebene diskutierte Anpassungen bieten, muss im Detail untersucht werden. Darüber hinaus sollte mit Blick auf den Erfüllungsaufwand untersucht werden, welche Akteure adressiert werden sollten und wie nicht erfasste Biomasseströme im Bereich der Gebäudewärme reduziert werden können.
- Szenarien zur Potenzialabschätzung im Bereich der Biomasse enthalten meist Obergrenzen für Biomassetypen. Dabei werden auch aktuelle Entwicklungen bezüglich der Klimapolitik berücksichtigt. Diese Obergrenzen lassen allerdings oft offen, mit welchem Instrument oder Instrumentenverbund genau sie erreicht werden können. Diese Klärung wurde in der Studie exemplarisch für den Einsatz fester Biomasse im Gebäudebereich erreicht und sollte künftig auch für andere Sektoren und Biomassebereiche erfolgen.
- Mit einem immer knapper werdenden Biomasseangebot wird eine zielgerichtete Zuordnung der Biomasse innerhalb und zwischen den Sektoren unerlässlich. Dabei müssen auch Unterschiede in den Biomassetypen berücksichtigt werden. Derzeit findet eine Allokation in Szenarienstudien oft lediglich in der Differenzierung zwischen fester, flüssiger

³⁷ https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/4_Volume4/V4_04_Ch4_Forest_Land.pdf

und gasförmiger Biomasse statt und wird zentral im Modell gesteuert. In dieser Studie wurde ein methodischer Ansatz aufgezeigt, mit dem bei vertretbarem Aufwand die Allokation der festen Biomasse zwischen den Sektoren verbessert werden kann. Dies sollte in zukünftigen Modellierungsvorhaben getestet werden.

- ▶ Die hier betrachteten Instrumente setzen vor allem auf der Nutzungsseite an. Ergänzend hierzu sollte untersucht werden, ob es – vielleicht sogar zielführendere – Ansätze auf der Erzeugungsseite gibt, die direkt die Holzentnahme adressieren. Dabei sollte geprüft werden, welcher Anreize es bedarf, um auf der Seite der Erzeuger*innen die Bereitschaft zu erhöhen, weniger Holz zu ernten.
- ▶ Die hier betrachteten Instrumente setzen auf der Bundesebene an. Parallel dazu gibt es auf Länderebene noch zahlreiche Förderprogramme, welche die Biomassenutzung in Gebäuden fördern. Es sollte geprüft werden, ob und wie der Bund beschränkende Vorgaben hierzu machen kann.

Übertragbarkeit auf Biomethan

Neben der Nutzung fester Biomasse könnte auch Biomethan künftig verstärkt zur Defossilisierung im Gebäudebereich eingesetzt werden. Wie auch beim Holz kommen hier mit Anbaubiomasse und Reststoffen unterschiedliche Rohstoffe zum Einsatz, die mit unterschiedlichen Risiken hinsichtlich ihrer Umweltauswirkung behaftet sind. Um diesen Risiken zu begegnen, ist es auch hier notwendig, die Potenziale zu schonen und die Nutzung zu begrenzen. Allerdings sind die im Projekt BioWISE analysierten und quantifizierten Instrumente hierzu nur bedingt geeignet.

Potenziell geeignet wäre das BEHG. Auch hier könnte, ähnlich wie beim Holz, die Belegung des Biomethans mit einem Emissionsfaktor für Treibhausgase erfolgen, um die Nutzung somit mit einem CO₂-Preis zu belegen.

Deutliche Herausforderungen bei der Übertragbarkeit ergeben sich hingegen für die Vorschläge zum BEG, zur 1. BImSchV sowie zum GEG. Die Nutzung fester Biomasse erfordert den Einsatz spezifischer Heizsysteme (Pelletkessel, Scheitholzvergaser, usw.). Biomethan wiederum kann in normalen Gasheizungen verbrannt werden, entscheidend ist die Wahl des Gasliefervertrages. Regelungen, die an Installation sowie Betrieb der Heizsysteme anzuknüpfen, erscheinen damit nur bedingt sinnvoll, sofern nicht alle drei Instrumente grundsätzlich darauf ausgerichtet werden, den Einsatz von Gasheizungen zu beschränken sowie auf sinnvolle Einsatzzwecke zu fokussieren und damit die Zahl der Anlagen, die potenziell Biomethan nutzen können, eingrenzen. Im Fall des BEG legen die aktuellen Planungen der Bundesregierung nahe, dass es zu einem Ausstieg aus der Förderung von Gasheizungen sowie dem Einstieg in die Förderung des Gasausstiegs kommen könnte (Entlastungspapier). Da Gasheizungen im Rahmen der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung eine mögliche Erfüllungsoption sind, kann die Regelung eine hohe Nachfrage nach Biomethan auslösen.

Unter Übernahme der im BEW festgelegten Regelungen für Biomethan kann auch in Fernwärmenetzen erwartet werden, dass Biomethan in begrenztem Umfang genutzt wird. Der Einsatz erfolgt dann in den in Kapitel 3.5 benannten sinnvollen Einsatzzwecken (z. B. Temperaturbooster für Wärmepumpen.).

Insgesamt lässt sich schließen, dass die in dieser Studie untersuchten Instrumente nur bedingt oder durch indirekte Steuerung imstande sind, das Potenzial an Biomethan zu schonen. Eine

politische Strategie für Biomethan müsste stärker am Energieträger zur Optimierung seiner Einsatzzwecke ausgerichtet werden, bspw. durch ein Verkaufsverbot an private Haushalte. Denkbar ist ebenfalls eine Verschärfung von Nachhaltigkeitskriterien für die Erzeugung des Biogases um die negativen ökologischen und Klimaeffekte des Biomethans zu reduzieren. In jedem Fall muss eine Beschränkung der Biomethannutzung spezifisch analysiert werden.

6 Quellenverzeichnis

AGEB (2022): Energieverbrauch in Deutschland - Daten für das 1. bis 4. Quartal 2021. AG Energiebilanzen e.V. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/01/quartersbericht_q4_2021.pdf (27.06.2022).

Albicker, M.; Bamberg, C.; Battaglia, M.; Bründlinger, T.; Brunken, E.; Döring, A.; Dorfinger, P.; Friese, J.; Gründig, D.; Hader, P.; Horneber, D.; Jankowska, K.; Jugel, C.; Kuhlmann, A.; May, H.; Meidel, E.; Mennel, T.; Nieswand, M.; Robers, M.; Richard, P.; Schenk, A.-K.; Schmelcher, S.; Seidl, H.; Siegemund, S.; Stolte, C.; Strippchen, L.; Weber, G.; Willers, A.; Willke, J. (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf (28.10.2021).

Amt für Umweltschutz (2021): Allgemeinverfügung der Landeshauptstadt Stuttgart (LHS) zum Betriebsverbot von Einzelraumfeuerungsanlagen für feste Brennstoffe (Komfort-Kamine) vom 15. November 2021. Amt für Umweltschutz. <https://www.stuttgart.de/leben/umwelt/luft/komfort-kamine.php.media/269064/Allgemeinverfuegung-Betriebsverbot-Komfort-Kamine-vom-15.11.2021.pdf> (05.12.2021).

BAFA (2020a): Förderprogramm im Überblick. https://www.bafa.de/DE/Energie/Heizen_mit_Erneuerbaren_Energien/Foerderprogramm_im_Ueberblick/foerderprogramm_im_ueberblick_node.html#:~:text=Grundlage%20ist%20das%20in%20wesentlichen,Antragsformular%20beim%20BAFA%20gestellt%20werden. (13.06.2022).

BAFA (2020b): Monatsstatistik Marktanzahlprogramm – Antragszahlen 2019. https://twitter.com/BAFA_Bund/status/1232243150057594882/photo/1. (09.03.2022).

BAFA (2021): Monatsstatistik BEG des BAFA. Am 08.07.2021. https://twitter.com/BAFA_Bund/status/1404363823096733701. (10.12.2021).

BAFA (2022): Anlagen zur Wärmeerzeugung (Heizungstechnik). https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/Sanierung_Wohngebaeude/Anlagen_zur_Waermeerzeugung/anlagen_zur_waermeerzeugung_node.html. (17.02.2023).

BDEW (2021a): Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern in Deutschland. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. https://www.bdew.de/media/documents/20210122_BDEW-Zahl_der_Woche_Grafik_Fernwaerme.pdf (27.06.2022).

BDEW (2021b): Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/beheizungsstruktur-wohnungsbestand/>. (27.06.2022).

BDEW (2022): Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. https://www.bdew.de/media/documents/W%C3%A4rmeverbrauchsanalyse_Foliensatz_2022_final.pdf (27.06.2022).

BDH (2021): Marktentwicklung Wärmeerzeuger Deutschland 2011–2020. Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V. https://www.bdh-industrie.de/fileadmin/user_upload/Pressemeldungen/Marktstruktur_zehn_Jahre_2020_DE.pdf (14.03.2022).

BDH (2022): Marktentwicklung Wärmemarkt Deutschland 2022. Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V. https://www.bdh-industrie.de/fileadmin/user_upload/Pressemeldungen/Marktentwicklung_Waermemarkt_Deutschland_1_Halbjahr_2022.pdf (12.01.2023).

BMF (2022): Klimaschutz Sofortprogramm 2022. Bundesfinanzministerium.

https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Klimaschutz/klimaschutz-sofortprogramm-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (16.01.2023).

BMJ (2019): Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). Bundesministerium der Justiz. <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/KSG.pdf> (21.03.2022).

BMVBS (2012): Untersuchung zur weiteren Verschärfung der energetischen Anforderungen an Gebäude mit der EnEV 2012 – Anforderungen an die Anlagentechnik in Bestandsgebäuden. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.

https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/ministerien/bmvbs/bmvbs-online/2012/DL_ON062012.pdf;jsessionid=EE4236836065A86710AC16444A9F7DF0.live21324?__blob=publicationFile&v=1 (12.01.2023).

BMW (2020): Energieeffizienz in Zahlen 2020. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (14.03.2022).

BMWK (2020): Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.energiewechsel.de/KAENEf/Redaktion/DE/PDF-Anlagen/BEG/bundesfoerderung-f%C3%BCr-effiziente-gebaeude-einzelmassnahmen-20221209.pdf?__blob=publicationFile&v=6. (21.03.2022).

BMWK (2021a): Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Wohngebäude (BEG WG).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.deutschland-machts-effizient.de/KAENEf/Redaktion/DE/PDF-Anlagen/BEG/bundesfoerderung-f%C3%BCr-effiziente-gebaeude-wohngebaeude-20220201.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (21.03.2022).

BMWK (2021b): Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Nichtwohngebäude (BEG NWG).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.deutschland-machts-effizient.de/KAENEf/Redaktion/DE/PDF-Anlagen/BEG/bundesfoerderung-f%C3%BCr-effiziente-gebaeude-nichtwohngebaeude-20220201.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (21.03.2022).

BMWK (2022a): 65 Prozent erneuerbare Energien beim Einbau von neuen Heizungen ab 2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/65-prozent-erneuerbare-energien-beim-einbau-von-neuen-heizungen-ab-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (12.01.2023).

BMWK (2022b): Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze „BEW“. Bundesministerium für

Wirtschaft und Klimaschutz. <https://www.bundesanzeiger.de/pub/de/amtliche-veroeffentlichung?1> (07.11.2022).

BMWK (2023): Formulierungshilfe des BMWK für einen Änderungsantrag der Fraktionen von SPD, BÜNDNIS

90/DIE GRÜNEN und FDP zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes, zur Änderung der Heizkostenverordnung und zur Änderung der Kehr- und Überprüfungsordnung, BT-Drs. 20/6875. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

<https://www.bundestag.de/resource/blob/956254/3320714bc5fad9e22d6e5de31f28e9d7/A-Drs-20-25-426-FH-des-BMWK-fuer-einen-AeA-der-Koafractionen-data.pdf> (22.09.2023).

Brussels Capital Region LTRS (2020): Strategy to reduce the environmental impact of existing buildings in the

Brussels Capital Region by 2030-2050. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-06/be_brussels_2020_ltrs_official_translation_en_0.pdf (30.06.2021).

Bundesverfassungsgericht (2021): Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich.

<https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html>. (27.06.2022).

CARMEN e.V. (2020): Investitions-, Betriebs- und Brennstoffkosten exemplarischer Biomasse-Wärmeerzeuger. Nicht veröffentlicht.

Dauert, U. (2020): Luftqualität 2020 – Situation und Quellanalyse. Umweltbundesamt.
<https://www.bfr.bund.de/cm/343/luftqualitaet-2020-situation-und-quellanalyse.pdf> (27.06.2022).

dena (2019): Vorbereitende Untersuchungen zur Erarbeitung einer Langfristigen Renovierungsstrategie. Deutsche Energie-Agentur GmbH. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/vorbereitende-untersuchungen-zur-langfristigen-renovierungsstrategie-ergaenzung.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (17.02.2023).

dena (2021a): Branchenbarometer Biomethan 2021. Deutsche Energie-Agentur GmbH.
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2021.pdf (17.02.2023).

dena (2021b): Fokusthemen zum Klimaschutz im Gebaeudebereich. Deutsche Energie-Agentur GmbH.
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-GEBAEUDEREPORT_2021_Fokusthemen_zum_Klimaschutz_im_Gebaeudebereich.pdf (17.02.2023).

Destatis (2020): Bauen und Wohnen - Baugenehmigungen / Baufertigstellungen. Statistisches Bundesamt.
https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Bauen/Publikationen/Downloads-Bautaetigkeit/baugenehmigungen-baufertigstellungen-pdf-5311101.pdf?__blob=publicationFile (13.06.2022).

Destatis (2021): Baugenehmigungen / Baufertigstellungen von Wohn- und Nichtwohngebäuden (Neubau) nach Art der Beheizung und Art der verwendeten Heizenergie. Statistisches Bundesamt.
https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Bauen/Publikationen/Downloads-Bautaetigkeit/baugenehmigungen-heizenergie-pdf-5311001.pdf?__blob=publicationFile (14.03.2022).

Europäische Kommission (2018): Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Europäische Union. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=DE> (11.11.2021).

Europäische Kommission (2020): Beschluss (EU) 2020/654 über die von Deutschland mitgeteilten einzelstaatlichen Bestimmungen für kleine und mittlere Feuerungsanlagen. Europäische Kommission.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020D0654&rid=9> (21.03.2022).

Fehrenbach, H.; Bischoff, M.; Böttcher, H.; Reise, J.; Hennenberg, K. J. (2022): The Missing Limb: Including Impacts of Biomass Extraction on Forest Carbon Stocks in GHG Balances of Wood Use.

Fehrenbach, H.; Giegrich, J.; Köppen, S.; Wern, B.; Pertagnol, J.; Baur, F.; Hünecke, K.; Dehoust, G.; Bulach, W.; Wiegmann, K. (2019): BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor). Umweltbundesamt.
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/biorest-verfuegbarkeit-nutzungsoptionen-biogener> (09.06.2020).

Fraunhofer ISI; Consentec GmbH; ifeu; TU Berlin (2022): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. im Auftrag des BMWK. <https://www.langfristszenarien.de> (17.11.2022).

Harthan, R. O.; Repenning, J.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Bürger, V.; Cook, V.; Emele, L.; Görz, W. K.; Hennenberg, K.; Jörß, W.; Ludig, S.; Matthes, F. C.; Mendelevitch, R.; Moosmann, L.; Scheffler, M.; Wiegmann, K.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Mandel, T.; Rehfeldt, M.; Steinbach, J. (2020): Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung. Umweltbundesamt.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-03-19_cc_33-2020_klimaschutzprogramm_2030_der_bundesregierung.pdf (04.11.2021).

Hennenberg, K.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Köhler, B.; Reise, J.; Köppen, S.; Bischoff, M.; Fehrenbach, H.; Pehnt, M.; Werle, M.; Mantau, U. (2022): Aktuelle Nutzung und Förderung der Holzenergie - Teilbericht zu den

Projekten BioSINK und BioWISE. Umweltbundesamt.

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_12-2022_aktuelle_nutzung_und_foerderung_der_holzenergie.pdf (28.03.2022).

Hennenberg, K.; Böttcher, H.; Reise, J.; Herold, A.; Bohn, F.; Gutsch, M.; P.O. Reyer, C. (2021): Interpretation des Klimaschutzgesetzes für die Waldbewirtschaftung verlangt adäquate Datenbasis – Reaktion auf die Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats für Waldpolitik beim BMEL. Öko-Institut e.V.

<https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/03-WP-Klimaschutzgesetz-Waldbewirtschaftung.pdf> (01.06.2022).

Hennenberg, K.; Bürck, S.; Fehrenbach, H.; Pfeiffer, M.; Köppen, S. (2023): Trägt die Energienutzung von Waldholz zum Klimaschutz bei? Vol. AFZ-Der Wald, No. 3/2023.

HKI (2019): Anzahl der Holzfeuerungen in Deutschland seit Jahrzehnten konstant. Industrieverband Haus-, Heiz- und Küchentechnik e.V. <https://www.presseportal.de/pm/60093/4208118> (13.07.2021).

Hörner, M.; Rodenfels, M.; Cischinsky, H.; Behnisch, M.; Busch, R.; Spars, G. (2021): Der Bestand der Nichtwohngebäude in Deutschland ist vermessen. Institut Wohnen und Umwelt GmbH.

https://www.datanwg.de/fileadmin/user/iwu/210412_IWU_Projektinfo-8.3_BE_Strukturdaten_final.pdf (07.11.2022).

Kemmler, A.; Kirchner, A.; Maur, A. A. der; Ess, F.; Kreidelmeyer, S.; Piégsa, A.; Spillmann, T.; Wünsch, M.; Ziegenhagen, I. (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (14.03.2022).

Köhrer, M.; Hennig, P.; Yanev, D. (2018): Die Zusatzheizung - Nutzung ergänzender Heizsysteme im Gebäudebereich. co2online gemeinnützige Beratungsgesellschaft GmbH.

<https://www.co2online.de/fileadmin/co2/research/zusatzheizung-studie.pdf> (29.04.2022).

Kroll-Fiedler, M.; Kochems, J.; Grosse, B.; Müller-Kirchenbauer, J. (2019): Szenarien für die deutsche Wärmewende im Vergleich. Technische Universität Berlin. https://www.er.tu-berlin.de/fileadmin/a38331300/Dateien/20190208_Waermewende_online.pdf (14.03.2022).

Land Steiermark (2011): Landesgesetzblatt. Das Land Steiermark.

http://app.luis.steiermark.at/berichte/Download/Gesetze/FeuerungsALVO_2011_Zweitheizungsverbot.pdf (27.06.2022).

Landesregierung Schleswig-Holstein (2003): Gemeindeordnung für Schleswig-Holstein. Landesregierung Schleswig-Holstein. <https://www.gesetze-rechtsprechung.sh.juris.de/jportal/?quelle=jlink&query=GemO+SH&psml=bssshoprod.psml&max=true>

(21.03.2022).

Lauf, T.; Memmler, M.; Schneider, S. (2021): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020. Umweltbundesamt.

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-12-13_climate-change_71-2021_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2020_bf_korr-01-2022.pdf (27.06.2022).

Mailach, B.; Oschatz, B. (2021): BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2021. Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung in Altbauten. Dresden.

https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-HKV_Altbau.pdf (24.11.2021).

Matthes, F.; Schumacher, K.; Blanck, R.; Cludius, J.; Hermann, H.; Kreye, K.; Loreck, C.; Cook, V. (2021): CO₂-Bepreisung und die Reform der Steuern und Umlagen auf Strom: Die Umfinanzierung der Umlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Öko-Institut e.V. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/CO2-Bepreisung_und_die_Reform_der_Steuern.pdf (28.03.2022).

- Mellwig, P.; Pehnt, D. M.; Lempik, J. (2021): Energieeffizienz als Türöffner für erneuerbare Energien im Gebäudebereich. ifeu - Institut für Energie - und Umweltforschung Heidelberg gGmbH.
https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/landwirtschaft/pdf/_ifeu_2021__Energieeffizienz_als_T%C3%BCr%C3%B6ffner_f%C3%BCr_erneuerbare_Energien_im_Geb%C3%A4udebereich_Endbericht.pdf (27.06.2022).
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI.
https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2015/Bericht_Runde_2.pdf (14.03.2022).
- Ortner, S.; Pehnt, M.; Seefeldt, F.; Rau, D.; Sahnoun, S.; Weinert, K.; Winiewska, B.; Oschatz, B. (2022): Untersuchungen zur Weiterentwicklung der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger im Bereich erneuerbare Wärme. Umweltbundesamt.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_138-2022_untersuchungen_zur_weiterentwicklung_der_emissionsbilanz_erneuerbarer_energietraeger_im_bereich_erneuerbare_waerme.pdf (24.02.2023).
- Pehnt, M. (2020): Bundesförderprogramm Effiziente Wärmenetze (BEW). ifeu - Institut für Energie - und Umweltforschung Heidelberg gGmbH. <https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Pehnt-2020-BEW-AGFW.pdf> (10.12.2021).
- Pressestelle des BAFA (2022): Monatsstatistik BEG des BAFA 2022 1. Halbjahr.
- Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB.pdf (15.05.2023).
- Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf (11.11.2021).
- Purr, K.; Günther, J.; Lehmann, H.; Nuss, P. (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität - Rescue Studie. Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/szenarien-konzepte-fuer-die-klimaschutz/rescue-wege-in-eine-ressourcenschonende> (11.02.2021).
- Repenning, J.; Harthan, R.; Bürger, V.; Cook, V.; Emele, L.; Göckeler, K.; Görz, W. K.; Hacker, F.; Hennenberg, K.; Jörß, W.; Kasten, P.; Kreye, K.; Ludig, S.; Matthes, F. C.; Moosmann, L.; Nissen, C.; Reise, J.; Scheffler, M.; Schumacher, K.; Wiegmann, K.; Zerrahn, A.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Mandel, T.; Rehfeldt, M.; Rohde, C.; Deurer, J.; Steinbach, J. (2023): Klimaschutzinstrumente-Szenario 2030 (KIS-2030) zur Erreichung der Klimaschutzziele 2030. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- Repenning, J.; Harthan, R. O.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Emele, L.; Görz, W. K.; Hennenberg, K.; Jörß, W.; Ludig, S.; Matthes, F. Chr.; Mendelevitch, R.; Moosmann, L.; Nissen, C.; Rausch, L.; Scheffler, M.; Schumacher, K.; Wiegmann, K.; Wissner, N.; Zerrahn, A.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Rohde, C.; Schlomann, B.; Yu, S.; Steinbach, J.; Deurer, J.; Osterburg, B.; Rösemann, C.; Gensior, A.; Rock, J.; Stümer, W.; Rüter, S.; Fuß, R.; Tiemeyer, B.; Laggner, A.; Adam, S. (2021): Projektionsbericht 2021 für Deutschland. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit.
https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/projektionsbericht_2021_bf.pdf (02.12.2021).
- Rönsch, C. (2019): Entwicklung einer Methode zur Verwendung der Daten des Schornsteinfegerhandwerks für die energiewirtschaftliche Berichterstattung. Deutsches Biomasseforschungszentrum.
https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_34.pdf (13.07.2021).
- Schleswig-Holstein (2009): Satzung der Stadt Schleswig über die Fernwärmeversorgung.
<https://zufish.schleswig-holstein.de/recht/vorschrift?id=267500964&#navigation>. (14.03.2022).

Soimakallio, S.; Böttcher, H.; Niemi, J.; Mosley, F.; Turunen, S.; Hennenberg, K. J.; Reise, J.; Fehrenbach, H. (2022): Closing an open balance: The impact of increased tree harvest on forest carbon.

UBA (2021): Kleinf Feuerungsanlagen. Umweltbundesamt.

<https://www.umweltbundesamt.de/themen/wirtschaft-konsum/industrieverbrennungen/feuerungsanlagen/kleinf Feuerungsanlagen#anlagenbestand-in-deutschland> (16.12.2021).

UBA (2022): Rahmendaten für den Projektionsbericht. Umweltbundesamt.

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/factsheet_rahmendaten_fuer_den_projektionsbericht_2023.pdf (12.01.2023).

Walberg, D.; Gniechwitz, T.; Paare, K.; Schulze, T. (2022): Wohnungsbau: Die Zukunft des Bestandes.

Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen e.V. <https://www.gdw.de/media/2022/02/studie-wohnungsbau-tag-2022-zukunft-des-bestandes.pdf> (27.06.2022).

Zech, D.; Ullrich, S.; Wülbeck, H.-F.; Stuible, A.; Wapler, J.; Valenbreder, P.; Meyer, R.; Miara, M.; Hartmann, H.; Reisinger, K.; Werner, F.; Orozaliev, J.; Vajen, K.; Schuhmann, E.; Erler, R.; Heinrich, P.; Schröder, G. (2019):

Evaluation des Marktanzreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2015 bis 2018. Evaluation des Förderjahres 2018. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/evaluierung-marktanreizprogramm-2018.pdf;jsessionid=C2225D4F5371643C9B7714688574588C?__blob=publicationFile&v=2 (19.07.2021).

ZIV (2019): Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks. Zentralinnungsverband.

<https://www.schornsteinfeger.de/erhebungen-2019-2020-06-02.pdf> (27.06.2022).

7 Anhang

7.1 Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizungen mit Förderung nach BEG 2021 und ohne Förderung

Die Anpassung der BEG 2022 erfolgte kurz vor Projektende. Zuvor war im Projekt die Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizungen mit und ohne Förderung im Vergleich zu anderen Heizungstechniken unter den Bedingungen der BEG 2021 berechnet worden. Die Ergebnisse und ihre Bewertung werden im Folgenden dargestellt.

7.1.1 Vorgehensweise und Annahmen

Die Wirtschaftlichkeit von Biomasseheizungen mit und ohne Förderung nach BEG 2021 wird anhand der Vollkosten der Wärmeversorgung in Anlehnung an VDI 2067 berechnet. Das Bezugsjahr ist 2022.

Die Vollkosten enthalten:

- ▶ die annuisierten Investitionskosten für Anlagentechnik und Installation (kapitalgebundene Kosten),
- ▶ Für den Einsatz von Wärmepumpen werden zusätzlich annuisierte Kosten für den Austausch/Anpassung von Heizkörpern berücksichtigt.
- ▶ Aufwände für Wartung und Instandhaltung (betriebsgebundene Kosten),
- ▶ Kosten für Energieträger (verbrauchsgebundene Kosten), inklusive CO₂-Bepreisung im Kalenderjahr 2022 (30 EUR/t_{CO2}).
- ▶ Erweiternd zur VDI 2067 wird die Mehrwertsteuer berücksichtigt.

Bei der Förderung werden zwei Varianten betrachtet:

- ▶ Grundförderung nach BEG EM 2021 ohne Boni.
- ▶ Kombinierte Förderung aus Grundförderung, Ölkessel-Austauschbonus und iSFP-Bonus.

Die Berechnung erfolgt für zwei Typgebäude: es werden mehrheitlich selbstgenutzte Einfamilienhäuser (EFH) sowie große Mehrfamilienhäuser (GMH) betrachtet. Auch die Art der betrachteten Biomasse-Zentralheizungen wurde variiert, da in den beiden Segmenten unterschiedliche Techniken üblich sind: für das Einfamilienhaus wurden Holzpellet-Kessel und Scheitholzvergaser betrachtet und für das Mehrfamilienhaus Holzpellet- und Holzhackschnitzel-Heizungen (Details siehe Tabelle 4). Der Wärmebedarf der Typgebäude entspricht dabei einer Teilsanierung, die den effizienten Einsatz einer ermöglicht. Das Typgebäude Einfamilienhaus befindet sich mit einem Wärmebedarf von 132 kWh/m² im Jahr an der Grenze zwischen Energieeffizienzklasse D und E, das Typgebäude großes Mehrfamilienhaus mit 95 kWh/m² im unteren Bereich der Effizienzklasse C. Beim Einsatz von Wärmepumpen wird aufgrund der niedrigeren Systemtemperaturen zusätzlich von einem Austausch/Anpassung von Heizkörpern ausgegangen, welcher sich in erhöhten Investitionskosten niederschlägt. Bei Häusern, deren Sanierungszustand schlechter als die hier betrachteten Typgebäude ist, sind für den effizienten Einsatz von Wärmepumpen in der Regel Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle notwendig, die mit weiteren Kosten verbunden sind.

Tabelle 16: Betrachtete Gebäudetypen und Art der Holzzentralheizung

	Typ 1: Einfamilienhaus, teilsaniert	Typ 2: großes Mehrfamilienhaus, teilsaniert
Nennleistung Wärmerzeuger [kW]	10	160
Jahresbedarf Raumwärme & Warmwasser (Erzeuger-Nutzwärmeabgabe $Q_{out,g}$) [kWh/a]	18.000	288.000
Spezifischer Wärmebedarf [kWh/m²a]	132	95
Art der Biomasse-Zentralheizung	Holzpellets, Scheitholzvergaser	Holzpellets, Holzhackschnitzel

Bei Gas-Brennwertsystemen wird der über die BEG geförderte Typ „Renewable Ready“ (Grundförderung von 20 %) nicht dargestellt, da in der Praxis entweder ein Gas-Brennwertsystem ohne BEG-Förderung oder ein Gas-Hybridsystem installiert wurde³⁸. Aufgrund baulicher und Lage-bedingter Restriktionen besteht darüber hinaus in der Praxis auf Ebene von Einzelgebäuden oftmals keine freie Auswahl zwischen allen Heizungssystemen (z. B. fehlender Platz für Brennstofflagerung, Erdwärmesonden oder ausreichende Dachflächen für Solarthermie oder kein Zugang zum Fernwärme- oder Gasnetz). Der Vergleich dient damit nur einer Einordnung in die allgemeine Kostenstruktur auf dem Wärmemarkt unter Berücksichtigung der Förderung nach BEG EM 2021.

Die zugrunde gelegten Investitions- und Betriebskosten stammen aus CARMEN e. V. (2020); Mailach / Oschatz (2021) und aus internen Daten des ifeu. Die Investitionskosten großer Biomasseanlagen mit einer Nennleistung von 160 kW wurden noch einmal gesondert mit CARMEN e. V. abgestimmt. Diese weisen in der Praxis in Abhängigkeit der individuellen Gebäude eine sehr hohe Streuung auf.

Für das Holzpelletsystem wird unterstellt, dass die Installation der Heizungstechnik im Gebäude sowie das Pellet-Lager entweder gebäudeintegriert oder gebäudenah erfolgt. Für das Holzhackschnitzelsystem wird aufgrund der Luft- und Lärmbelästigung und des hohen Platzbedarfs für die Brennstofflagerung und -lieferung eine separate Heizzentrale inkl. Brennstofflager angenommen.

Die verbrauchsgebundenen Kosten basieren auf Datenquellen aus dem Jahr 2021. Damit sind die Preisanstiege vor dem Krieg in der Ukraine enthalten, nicht jedoch die extremen Preisanstiege seit Kriegsbeginn. Es werden tendenziell Tarife günstiger Versorger angesetzt. Es wird eine Kostenstruktur aus Sicht der Endkundschaft in 2022 bei Neu-Installation einer Heizungsanlage und Neu-Abschluss von Lieferverträgen bzw. mittlere Einkaufspreise für nicht-leitungsgebundene Energieträger abgebildet. Nicht abgebildet werden regionale Unterschiede in den Kostenstrukturen. Die zentralen Technik- und Kostenannahmen sind in Tabelle 5 sowie Tabelle 6 dargestellt.

³⁸ Nach der BEG Förderrichtlinie 21.10.2021 wird eine Gas-Brennwertheizung „Renewable Ready“ mit technischer Vorbereitung zum Anschluss einer ergänzenden EE-Wärmequelle, die innerhalb von zwei Jahren nach Inbetriebnahme des Kessels genutzt werden muss, mit 20 % der förderfähigen Investitionskosten bezuschusst.

Tabelle 17: Zentrale Technik- und Kostenannahmen der untersuchten Hauptwärmeerzeuger für Typgebäude 1 EFH (teilsaniert)

	Fern- wärme	Gas- Brenn- wert	Öl- Brenn- wert	Holz- Pellets	Holz- scheit- vergaser	Luft- Wärme- pumpe	Erdsonden- Wärme- pumpe
Jahresnutzungsgrad Hauptwärme-erzeuger (bezogen auf Hi)	98 %	98 %	98 %	83 %	80 %	JAZ 2,9	JAZ 3,6
Arbeitspreis (Mischpreis, ohne CO ₂ -Bepreisung) [Cent/kWh] ¹	9,85	9,11	7,21 ²	4,85 ³	6,52	34,00	34,00
Betriebsgebundene Kosten [€/a]	375	420	550	1.115	720	440	610
Investitionskosten (exkl. BEG-Förderung) [€]	11.800	10.900	13.800	22.900	16.300	24.600 ⁴	34.800 ⁴

1 Gas-Brennwert & Öl-Brennwert bezogen auf Brennwert.

2 Entspricht 76,2 Cent/l inkl. MwSt., exkl. CO₂-Bepreisung.

3 Entspricht 242 €/t bei 5 t Abnahme, inkl. Anlieferung und MwSt. Mittelwert für das Jahr 2021 nach CARMEN e. V.

4 Inkl. 5.000€ für Austausch/Anpassung Heizkörper.

Tabelle 18: Zentrale Technik- und Kostenannahmen der untersuchten Hauptwärmeerzeuger für Typgebäude 2 GMH (teilsaniert)

	Fern- wärme	Gas- Brenn- wert	Öl- Brenn- wert	Holz- Pellets	Holz- hack- schnittel	Luft- Wärme- pumpe	Erdsonden- Wärme- pumpe
Jahresnutzungsgrad Hauptwärme-erzeuger (bezogen auf Hi)	98 %	98 %	98 %	86 %	85 %	JAZ 2,9	JAZ 3,6
Arbeitspreis (Mischpreis, ohne CO ₂ -Bepreisung) [Cent/kWh] ¹	9,52	9,53	7,21 ²	4,49 ³	2,51	34,00	34,00
Betriebsgebundene Kosten [€/a]	490	700	960	7.620	12.380	2.980	6.310
Investitionskosten (exkl. BEG-Förderung) [€]	36.000	37.000	51.000	170.000 ⁴	269.000 ⁵	158.000 ⁶	290.000 ⁶

1 Gas-Brennwert & Öl-Brennwert bezogen auf Brennwert.

2 Entspricht 76,2 Cent/l inkl. MwSt., exkl. CO₂-Bepreisung.

3 Entspricht 224,4 €/t bei 20 t Abnahme, inkl. Anlieferung und MwSt. Mittelwert für das Jahr 2021 nach CARMEN e. V.

4 Annahme: Integration von Heizungstechnik und Brennstofflager in das Gebäude möglich bzw. Brennstofflager gebäudenah.

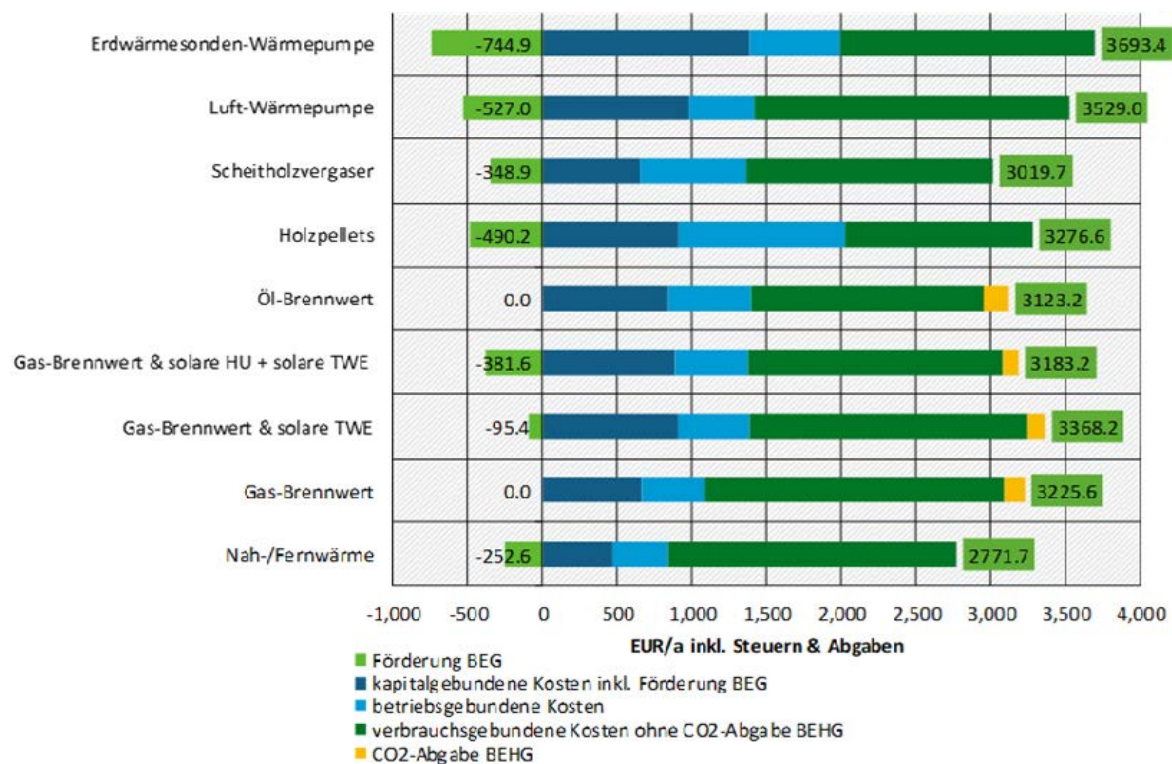
5 Annahme: Neubau einer separaten Heizzentrale für Heizungstechnik und Brennstofflager erforderlich.

6 Inkl. 37.000€ für Austausch/Anpassung Heizkörper. Wirtschaftlichkeitsvergleich bei Förderrahmenbedingungen der BEG 2021

7.1.1.1 Annuitäten für das Typgebäude EFH bei Förderung nach BEG 2021

Die Ergebnisse der Berechnung der Annuitäten für den Gebäudetyp Einfamilienhaus mit Grundförderung nach BEG 2021 ohne Boni, sind in Abbildung 38 dargestellt.

Abbildung 38: Spezifische Annuitäten der Wärmeversorgung Typgebäude 1 EFH (teilsaniert) unter Berücksichtigung der BEG-Grundförderung 2021 (keine Boni)

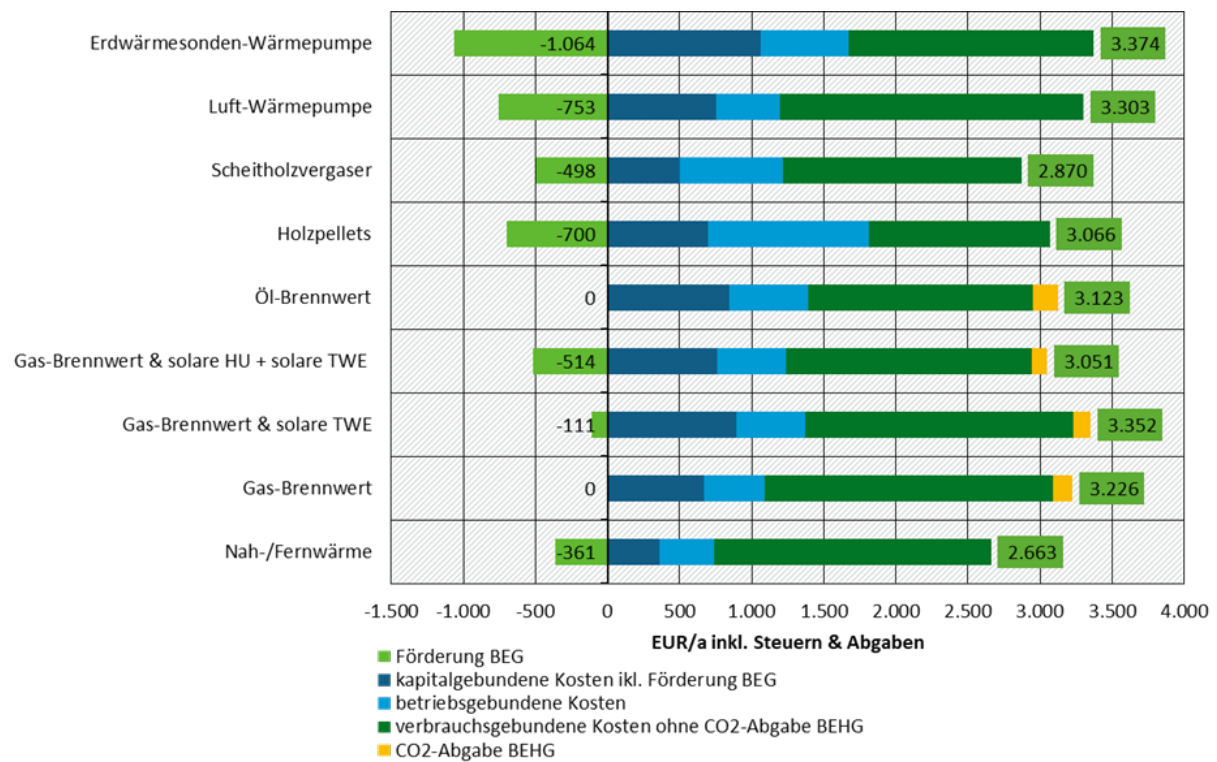


Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Es zeigt sich, dass nur mit der Grundförderung Holzpellet-Anlagen in 2022 noch leicht höhere Annuitäten als Gas- oder Öl-Brennwertsysteme aufwiesen, jedoch die Kosten deutlich unterhalb der Annuitäten von Luft- oder Erdwärmesonden-Wärmepumpen lagen. Scheitholzvergaser-Anlagen wiesen auch im Vergleich zu Gas- und Öl-Brennwertsystemen niedrigere Vollkosten auf. Ihr Betrieb erfordert jedoch auch eine höhere Eigenleistung für Brennstofflagerung, Beschickung und Asche-Beseitigung. Nah-/Fernwärme war unter den betrachteten Annahmen die günstigste Lösung.

Ein Kostenvergleich für das Typgebäude Einfamilienhaus unter Berücksichtigung des Öl-Austauschbonus sowie des iSPF Bonus ist Abbildung 39 dargestellt.

Abbildung 39: Spezifische Annuitäten der Wärmeversorgung Typgebäude 1 EFH (teilsaniert) unter Berücksichtigung der BEG-Grundförderung, des Öl-Austauschbonus sowie des iSFP-Bonus



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

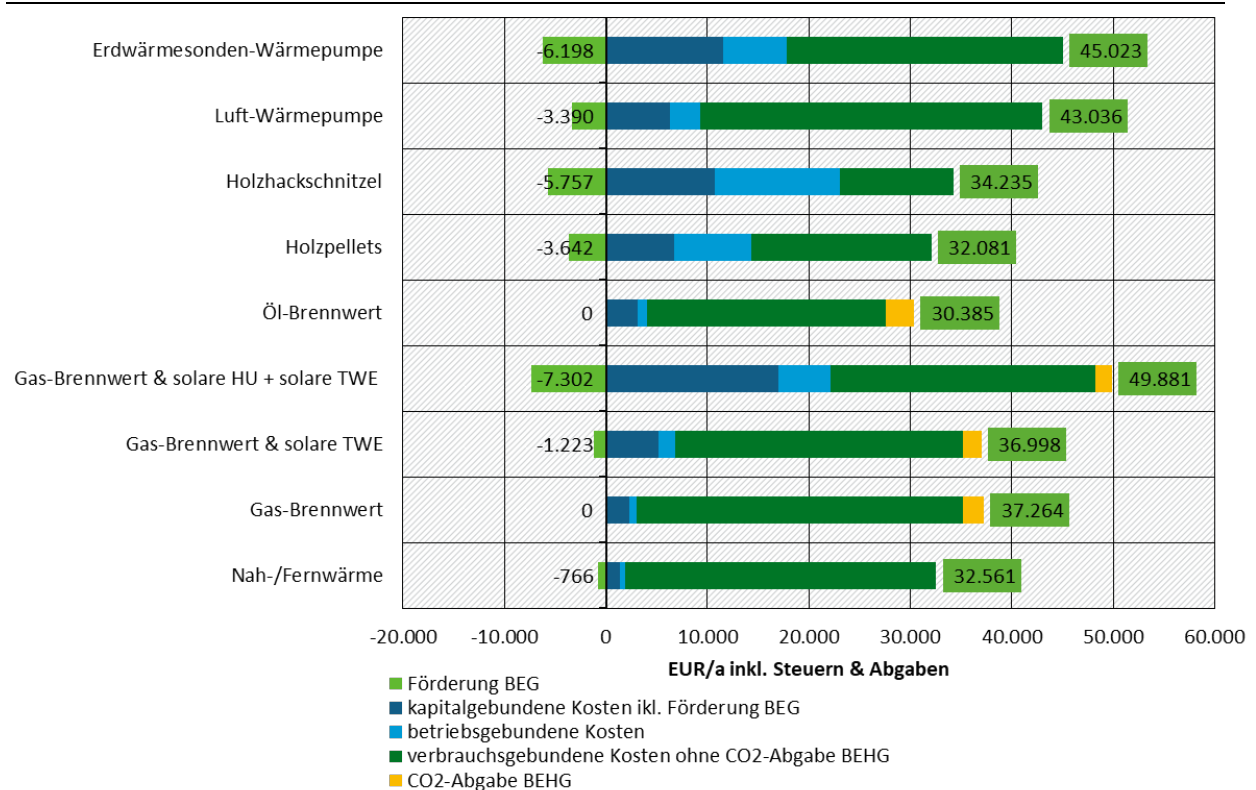
Auch wenn sich die absoluten Investitionskosten für Wärmepumpen bei Inanspruchnahme des Öl-Austausch- und iSFP-Bonus stärker verringerten, war für das Typgebäude Einfamilienhaus eine Biomasseheizung im Vergleich die günstigere Option. In diesem Fall waren die Kosten für eine Holzpellet-Heizung vergleichbar oder günstiger als Heiztechniken mit fossilen Brennstoffen.

Für das betrachtete Einfamilienhaus Typgebäude führte die Förderung nach BEG EM 2021 somit zu einer Anreizstruktur die Biomasseheizungen gegenüber Wärmepumpen deutlich vorteilhafter darstellt.

7.1.1.2 Annuitäten für das Typgebäude GMH bei Förderung nach BEG 2021

Die Ergebnisse der Berechnung der Annuitäten für den Gebäudetyp großes Mehrfamilienhaus mit Grundförderung nach BEG 2021 ohne Boni, sind in Abbildung 40 dargestellt.

Abbildung 40: Spezifische Annuitäten der Wärmeversorgung Typgebäude 2 GMH (teilsaniert) unter Berücksichtigung der BEG-Grundförderung 2021 (keine Boni).

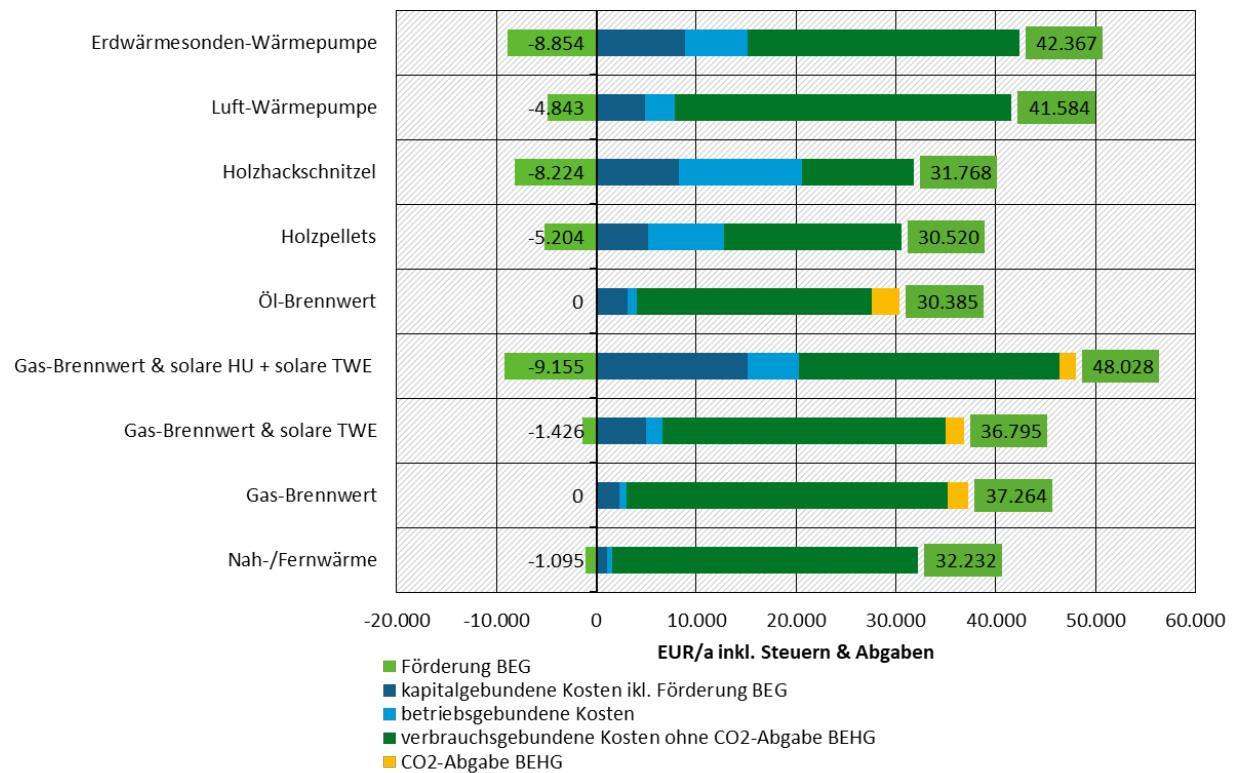


Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

In großen Gebäuden kommen den verbrauchsgebundenen Kosten eine höhere Gewichtung zu als in einem Einfamilienhaus. Die Verbrauchskosten waren bei Biomasseheizungen relativ gering. Für das untersuchte Typgebäude großes Mehrfamilienhaus stellte sich mit der Grundförderung nach BEG EM 2021 eine Biomasseheizung als deutlich günstiger als eine Wärmepumpe dar. Die beiden betrachteten Biomasse-Optionen Holzhackschnitzel und Holzpellet waren auch günstiger als alle betrachteten Gas-Heizungslösungen. Eine Holzpellet-Heizung erschien sogar gegenüber einem Wärmenetzanschluss als vorteilhaft. Nur eine Öl-Brennwertheizung war noch günstiger.

Der Kostenvergleich für das Typgebäude großes Mehrfamilienhaus unter Berücksichtigung des Öl-Austauschbonus sowie des iSFP Bonus ist in Abbildung 41 dargestellt.

Abbildung 41: Spezifische Annuitäten der Wärmeversorgung Typgebäude 2 GMH (teilsaniert) unter Berücksichtigung der BEG-Grundförderung 2021, des Öl-Austauschbonus sowie des iSFP-Bonus.



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Bei Inanspruchnahme des Öl-Austausch- und iSFP-Bonus zusätzlich zur Grundförderung nach BEG EM 2021 für das Typgebäude großes Mehrfamilienhaus waren Biomasseheizungen weiterhin günstiger als Wärmepumpen oder Gasheizungen. In diesem Fall waren sogar beide Biomasse-Optionen günstiger als der Anschluss an ein Wärmenetz und nur unwesentlich teurer als ein Öl-Brennwertkessel.

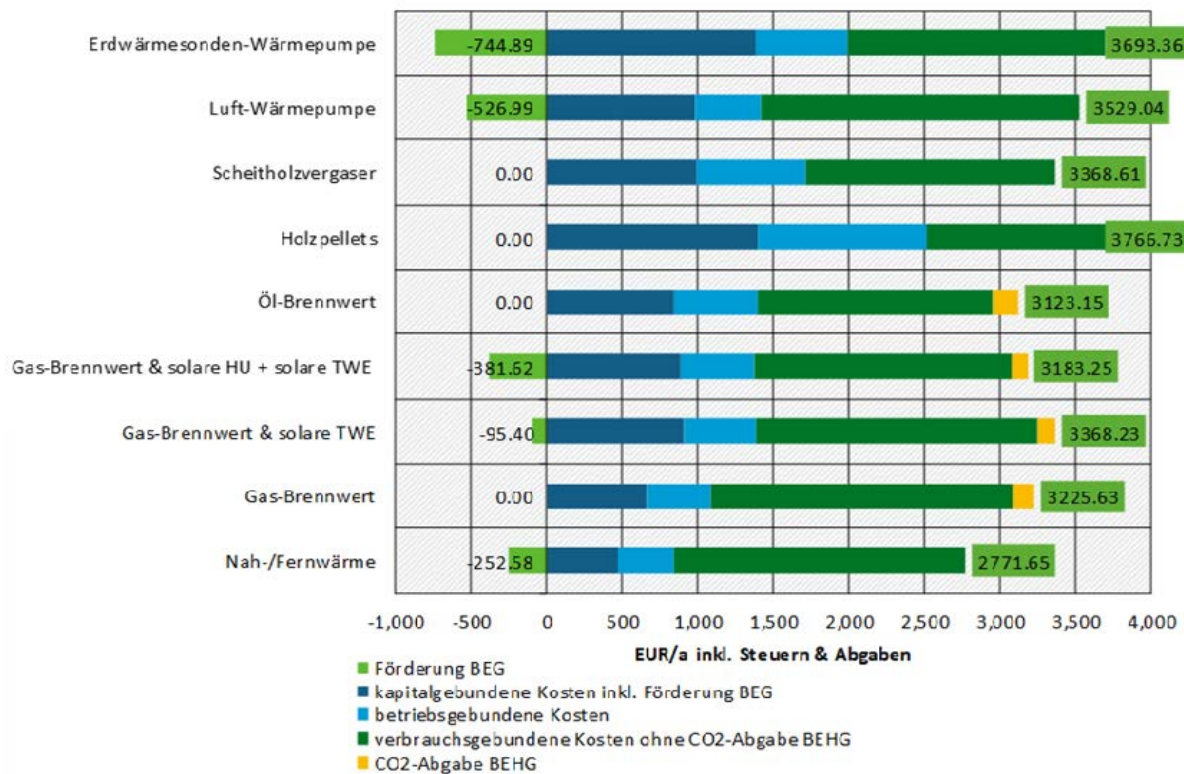
7.1.2 Wirtschaftlichkeitsvergleich ohne Förderung für Biomasseheizungen

Im Folgenden wurde analysiert wie sich die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Heizungssysteme unter den Förderbedingungen der BEG 2021 ohne eine Förderung für Biomasseheizungen dargestellt hätte. Dabei wurden die Annuitäten wie zuvor berechnet, jedoch ein BEG-Fördersatz in Höhe von 0 % für Biomasseheizungen angesetzt. Des Weiteren wurden für alle Techniken weder iSFP- noch Öl-Austauschbonus berücksichtigt.

7.1.2.1 Annuitäten für das Typgebäude EFH bei Grundförderung nach BEG EM 2021 - ohne Biomasseförderung

Die Ergebnisse der Annuitätsberechnung für das Typgebäude EFH bei Anwendung der Grundförderung nach BEG EM 2021 auf alle förderfähigen Heizungstechniken außer Biomasseheizungen ist in Abbildung 42 dargestellt.

Abbildung 42: Spezifische Annuitäten unter Berücksichtigung einer Förderabsenkung für Biomasse auf 0 % Fördersatz, keine Boni (EFH)



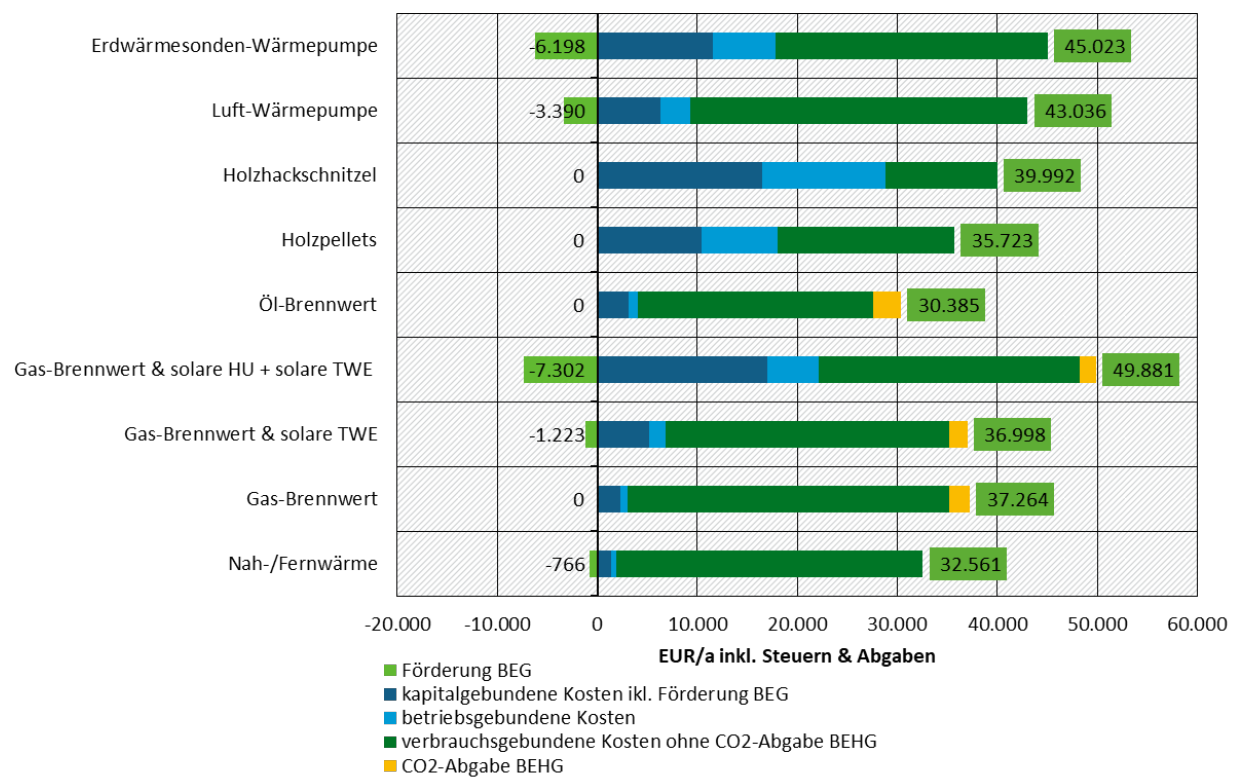
Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Es zeigt sich, dass ein Ausstieg aus der Biomasseförderung die Wettbewerbsfähigkeit von Biomasseheizungen für das Typgebäude Einfamilienhaus deutlich verschlechtert hätte. Holzpellets wären ohne Förderung die teuerste Form der Wärmeerzeugung gewesen, auch wenn der Abstand zu Wärmepumpen nicht groß war. Scheitholzvergaser waren allerdings auch ohne Förderung weiterhin günstiger als Luft- und Erdwärmepumpen. Zu beachten ist dabei allerdings der deutlich höhere Betriebsaufwand eines Scheitholzvergasers gegenüber einer Wärmepumpe.

7.1.2.2 Annuitäten für das Typgebäude GMH bei Grundförderung nach BEG EM 2021 - ohne Biomasseförderung

Die Ergebnisse der Annuitätsberechnung für das Typgebäude EFH bei Anwendung der Grundförderung nach BEG EM 2021 auf alle förderfähigen Heizungstechniken außer Biomasseheizungen ist in Abbildung 43 dargestellt.

Abbildung 43: Spezifische Annuitäten unter Berücksichtigung einer Förderabsenkung für Biomasse auf 0 % Fördersatz, keine Boni (GMH)



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Auch bei einem Ausstieg aus der Biomasse-Förderung wäre beim Typgebäude großes Mehrfamilienhaus der Einsatz einer Pelletheizung bei weitem günstiger als der Einbau einer Erd- oder Luftwärmepumpe geblieben. In diesem Fall wäre aber der Anschluss an ein Wärmenetz – wenn vorhanden – günstiger als ein Holzpellet-Kessel gewesen. Eine Biomasseheizung wäre weiterhin günstiger als der Einsatz von Gasbrennwert-Heizungen gewesen. Der Einsatz von Holzhackschnitzeln im MFH hätte sich aufgrund des höheren Anteils der Investitionskosten stärker verteuert, wäre aber ebenfalls günstiger als der Einsatz von Wärmepumpen geblieben.

Bei Pelletheizungen in Mehrfamilienhäusern zeigt sich somit eine Überförderung durch die BEG EM 2021, da diese auch ohne Förderung nach wie vor günstiger waren als die fossilen Alternativen.

7.1.3 Fazit der Wirtschaftlichkeitsvergleiche

Die Förderstruktur der BEG 2021 zielte darauf ab alle erneuerbaren Wärmeerzeuger gegenüber den bisher in den meisten Fällen deutlich günstigeren fossilen Energieträgern zu fördern.

Eine mit den Klimaschutzzielen kompatible Anreizstruktur sollte darauf hinwirken, dass die Nutzung von Wärmepumpen oder der Anschluss an ein Wärmenetz die günstigsten Heizungslösungen sind. Biomasse sollte aufgrund der begrenzten Potenziale nur zum Einsatz kommen, wenn keine Alternative möglich ist.

Für das erste betrachtete Typgebäude Einfamilienhaus zeigten die Kostenvergleiche, dass die starke Förderung von Biomasseheizungen in der BEG EM 2021 diese im Vergleich zu Wärmepumpen günstiger machte. Ohne Förderung für Biomasseheizungen fielen für das Typgebäude Einfamilienhaus etwa gleich viel Kosten wie für eine Wärmepumpe mit der

Grundförderung an. Wurden für die Wärmepumpe Boni in Anspruch genommen, wäre diese dann deutlich günstiger gewesen. Im Vergleich zu Wärmepumpen führten die Fördersätze der BEG EM 2021 für Biomasseheizungen beim Typgebäude Einfamilienhaus demnach zu einer tendenziellen Überförderung, auch wenn mit der Boni-Förderung eine Besserstellung von Biomasseheizungen gegenüber fossilen Heizungen erreicht werden konnte.

Für das zweite betrachtete Typgebäude großes Mehrfamilienhaus lässt sich aus den Kostenvergleichen eine klare Überförderung der Biomasse durch die BEG EM 2021 erkennen: selbst ohne Förderung wären Holzpelletheizungen günstiger als Gas-Heizungen und Wärmepumpen gewesen. Durch die hohe Biomasseförderung der BEG EM 2021 war eine Holzpellet-Heizung für dieses Typgebäude aber zusätzlich auch im Vergleich zu einem Wärmenetzanschluss günstiger. Somit verstärkte hier die Förderung nicht nur den ohnehin schon vorhandenen wirtschaftlichen Vorteil von Biomasseheizungen gegenüber Wärmepumpen, sondern verringerte auch den Anreiz für die für dieses Gebäudesegment aus Klimazielsicht sinnvollste Alternative Wärmenetze.

Die deutliche Zunahme des Absatzes von Biomasseheizungen in den letzten Jahren lässt sich vermutlich zumindest teilweise durch die starke Förderung durch das MAP 2020 und die BEG 2021 erklären.

7.2 Annahmen für die Abschätzung der Entwicklung des Biomasseverbrauches

Für die Wirkungsabschätzung der 65 % Erneuerbare-Energien-Regelung und der vorgeschlagenen Instrumente auf den zukünftigen Verbrauch von Biomasse in Zentral-Heizungen wurden eine Reihe von Annahmen getroffen:

7.2.1 Zeitlicher Verlauf der Effizienzklassenverteilung

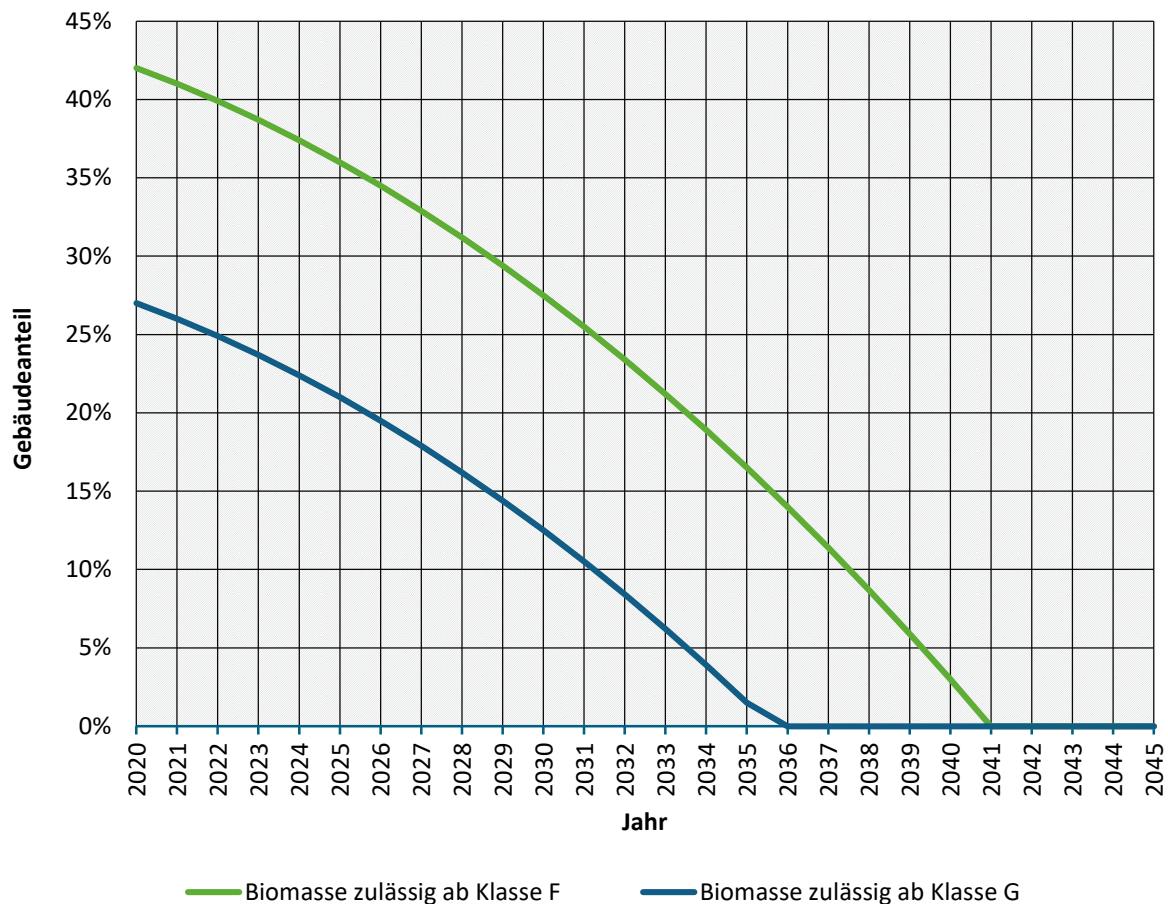
Für die Berechnung des Anteils der Gebäude deren Energiebedarfswert in oder oberhalb einer bestimmten Energieeffizienzklasse liegt, wurde die in der Langfristigen Renovierungsstrategie (dena 2019) angegebene Verteilung der Effizienzklassen in Wohngebäuden als Ausgangsbasis verwendet. Für Nichtwohngebäude existiert keine Einteilung in Effizienzklassen, und der Endenergiebedarf pro Fläche lässt weniger Rückschlüsse auf die Qualität des Gebäudes zu als bei Wohngebäuden (dena 2019). Vereinfachend wird daher davon ausgegangen, dass der Anteil für Wärmepumpen geeigneten Nichtwohngebäude dem der Wohngebäude entspricht.

Für die Hochrechnung der Daten auf das Jahr 2020 wird davon ausgegangen, dass seit der Erfassung der Daten aus dena (2019) 3 % der Gebäude durch eine Sanierung von der schlechtesten Effizienzklasse H in die Effizienzklasse C oder besser gelangt sind.

Für das Jahr 2020 wird eine Sanierungsrate von 1 % angenommen, die sich im weiteren Zeitverlauf um jährlich 0,1 % steigert. Dabei wird angenommen, dass eine Sanierung dazu führt, dass ein Gebäude – für das zuvor nach dem Modell eine Biomasseheizung zulässig wäre – in eine Energieeffizienzklasse wechselt, die den Einsatz einer monoenergetischen Wärmepumpe zulässt.

Abbildung 44 stellt den zeitlichen Verlauf des Anteils der Gebäude außerhalb von Fernwärmegebieten dar, für die nach dem Modell eine Biomasseheizung zulässig wäre.

Abbildung 44: Anteil der Gebäude mit einer Effizienzklasse für die im Modell eine Biomasseheizung in Betracht kommt



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

7.2.2 Entwicklung der Fernwärmegebiete und Anschlüsse

Es wird eine ambitionierte Entwicklung des Ausbaus von Fernwärmegebieten unterstellt. Im TN-Strom-Szenario der Langfristszenarien 3 werden als Zielzahl ca. 4,5 Millionen an die Fernwärme angeschlossenen Gebäuden in 2045 angenommen (Fraunhofer ISI et al. 2022). Da nicht alle Gebäude in den Gebieten angeschlossen sein werden, wird hier daher von ca. 5,5 Millionen in Fernwärmegebieten befindlichen Gebäuden im Jahr 2045 ausgegangen. Der Hochlauf von ca. 3 Millionen Gebäuden in Fernwärmegebieten im Jahr 2020³⁹ auf diesen Zielwert wird als linear angenommen. Dabei wird von einer proportionalen Verteilung auf Wohn- und Nichtwohngebäude ausgegangen.

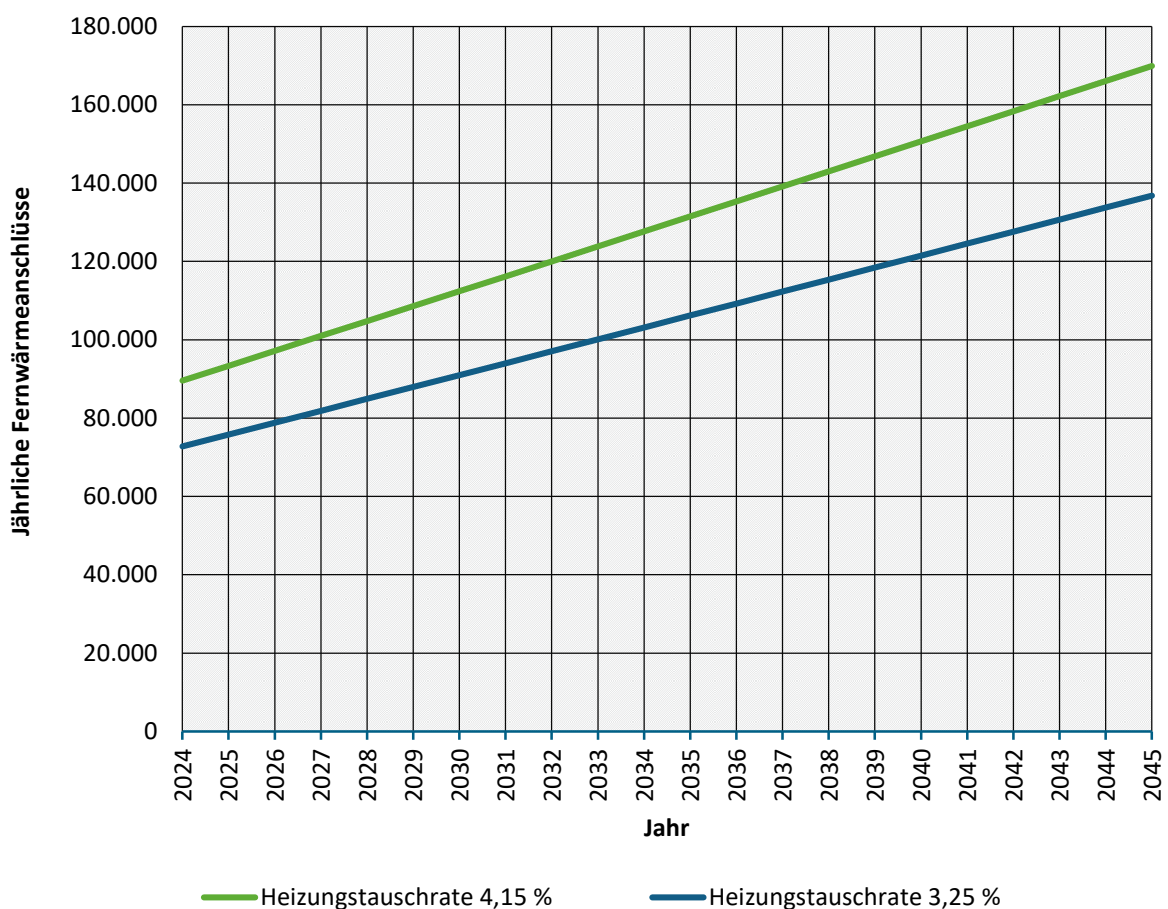
Die Anzahl der Gebäude die bis zum Jahr 2020 bereits mit Fernwärme versorgt werden, ergibt sich aus der Zahl von knapp 1,2 Millionen im Jahr 2016 nach dem Wärmeatlas des ifeu für die Langfristszenarien 3 mit einer Zunahme von 0,7 % pro Jahr, entsprechend der durchschnittlichen relativen Zunahme der laut BDEW (2021b) mit Fernwärme versorgten Wohnungen in diesem Zeitraum. Für die Jahre 2020 bis 2023 werden die Anschlusszahlen im Bestand auf 45.000 bis 63.000 geschätzt, für die Anschlusszahlen im Neubau werden die Zahlen des statistischen Bundesamtes verwendet. Ab 2024 wird die Anzahl der jährlichen neuen

³⁹Wärmeatlas ifeu: <https://www.ifeu.de/methoden-tools/modelle/waermeatlas/>

Fernwärmeanschlüsse in Bestandsgebäuden anhand des Anteils der Gebäude, die in Fernwärmegebieten liegen und bisher noch nicht an die Fernwärme angeschlossen sind, gegenüber der Gesamtzahl der Gebäude berechnet. Dieser Prozentsatz wird auf die Zahl ausgetauschten Wärmeerzeuger angewendet, die sich je nach gewählter Heizungstauschrate unterscheiden. Hinzu kommen die Anschlüsse im Neubau, wobei der Anteil der Fernwärme bei neu gebauten Wohngebäuden von 8,0 % in 2021 linear auf 10,4 % in 2045 zunimmt. Für neu gebaute Nichtwohngebäude wird angenommen, dass sich der Fernwärme-Anteil linear von 15,3 in 2021 auf 34,5 % in 2045 erhöht.

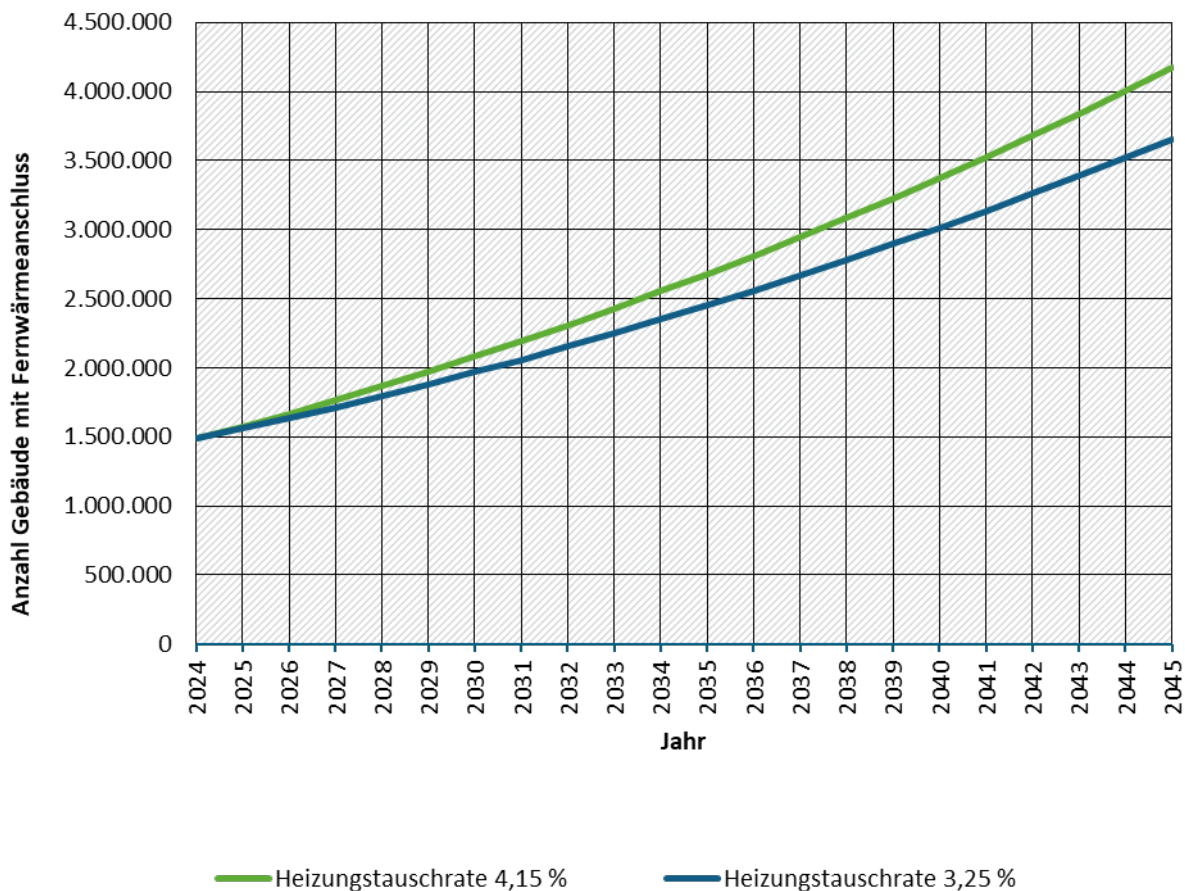
Die sich für die beiden betrachteten Heizungstauschraten ergebenden jährlichen Fernwärmeanschlüsse sind in Abbildung 45 dargestellt. Abbildung 46 zeigt die Entwicklung der insgesamt an die Fernwärme angeschlossenen Gebäude.

Abbildung 45: Angenommene jährliche Fernwärmeanschlüsse



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

Abbildung 46: Entwicklung der Anzahl der Gebäude mit Fernwärmeanschluss



Quelle: eigene Berechnung und Darstellung, ifeu.

7.2.3 Annahmen für die Verbrauchsberechnung

Für die Berechnung des Biomasseverbrauches anhand der Anzahl der in Betrieb befindlichen Biomassekessel werden folgende Annahmen getroffen:

- ▶ Wohnfläche: Die durchschnittliche Wohnfläche pro Wohngebäude beträgt 198 m², berechnet nach den Angaben des statistischen Bundesamtes zur Anzahl der Wohngebäude und der gesamten Wohnfläche im Jahr 2020⁴⁰.
- ▶ Die Anzahl der jährlich neu errichteten Wohngebäude und beheizter Nichtwohngebäude entspricht dem Durchschnitt der Jahre 2016 bis 2020 laut Angaben des statistischen Bundesamtes: rd. 110.000 (Wohngebäude) und 12.000 (Nichtwohngebäude).
- ▶ Spezifischer Verbrauch Wohngebäude mit bis 2023 eingebauten Biomassekesseln: Der Verbrauch von Wohngebäuden im Bestand mit bis 2023 eingebauten Biomasse-Zentralheizungen pro Wohnfläche wird im Jahr 2020 mit dem Durchschnitt aller Wohngebäude nach Walberg et al. (2022) mit 167 kWh/m² pro Jahr angesetzt, und nimmt bis 2045 linear auf rd. 113 kWh/m² ab. Dieser Wert wird im Gebäudemodell GEMOD des ifeu in der Berechnung der Langfristszenarien 3 für Pellet-Zentralheizungen im Jahr 2045

⁴⁰ https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publicationen/Downloads-Wohnen/fortschreibung-wohnungsbestand-pdf-5312301.pdf?__blob=publicationFile

angenommen (Fraunhofer ISI et al. 2022). Für die von 2020 bis 2023 neu errichteten Wohngebäude mit Biomasse-Zentralheizung wird ein spezifischer Verbrauch von 84 kWh/m² pro Jahr angenommen – ein aktuell für Neubauten mit Pelletheizungen nach einer Stichprobe von Energieausweisen unter Berücksichtigung von üblichen Abweichungen zwischen Bedarf und Verbrauch typischer Wert. Es wird angenommen, dass sich der Verbrauch der ab 2020 neu gebauten Gebäude bis 2045 nicht mehr durch Sanierungen verbessert.

- ▶ Verbrauch Nichtwohngebäude mit bis 2023 eingebautem Biomassekessel: Der durchschnittliche Verbrauch von rund 116.000 kWh pro Nichtwohngebäude mit bis 2023 eingebautem Biomassekessel wird für 2020 aus dem Gesamtverbrauch Raumwärme und Warmwasser der Nichtwohngebäude von 229 TWh im Jahr 2019 (dena 2021b) und der Zahl der Nichtwohngebäude berechnet. Es wird angenommen, dass der relative Rückgang dem Verlauf bei den Wohngebäuden mit Biomasse-Zentralheizung entspricht, und der Verbrauch somit in 2045 bei 77.873 kWh pro Jahr liegt. Der spezifische Verbrauch für die von 2020 bis 2023 errichteten neuen Nichtwohngebäude mit Biomasse-Zentralheizung wird wie bei den Wohngebäuden mit 84 kWh/m² angenommen. Die durchschnittliche Nutzfläche der neu errichteten Nichtwohngebäude wird mit 743 m² angesetzt, basierend auf der durchschnittlichen Größe abgerissener Nichtwohngebäude in den fünf Jahren bis 2020 nach Angaben des statistischen Bundesamtes.
- ▶ Spezifischer Verbrauch Wohngebäude mit ab 2024 eingebautem Biomassekessel: ab 2024 wird davon ausgegangen, dass Biomassekessel nur noch in Gebäude mit der Effizienzklasse F oder schlechter (Variante Einbau Wärmepumpen bis Effizienzklasse E) oder Effizienzklasse G und schlechter (Variante Einbau Wärmepumpen bis Effizienzklasse F) eingebaut werden (siehe Abschnitt 3.6.1). Der durchschnittliche Verbrauch dieser Gebäudeuntergruppe wird anhand der Bedarfswerte der Effizienzklassen abgeschätzt: die Mitte des jeweiligen Bedarfswerts-Intervalls wurde mit der Häufigkeit der Gebäude nach dena (2019) in der Klasse gewichtet. Hierfür wurde für die nach oben offene Effizienzklasse H eine fiktive Intervallmitte von 275 kWh/m² angenommen. Der durchschnittliche Verbrauch der Wohngebäude, in die ab 2024 Biomasse-Zentralheizungen eingebaut werden, wird im Jahr 2020 mit dem so berechneten Durchschnitt von 229 kWh/m² pro Jahr für Wohngebäude mit Effizienzklasse F oder schlechter bzw. 253 kWh/m² für Wohngebäude mit Effizienzklasse G und schlechter angesetzt. Es wird angenommen, dass diese Werte bis 2045 linear auf den gleichen Zielwert von 112,5 kWh/m² pro Jahr wie alle Wohngebäude mit Biomasse-Zentralheizungen ab (siehe oben), sodass die für die Berechnung genutzten Verbrauchswerte im Jahr 2024 bereits auf 210 kWh/m² bzw. 230 kWh/m² reduziert sind.
- ▶ Verbrauch Nichtwohngebäude mit ab 2024 eingebautem Biomassekessel: es wird vereinfachend angenommen, dass sich das Verhältnis des Verbrauches der Gebäudeuntergruppe, in der ab 2024 noch Biomasseheizungen eingebaut werden, zum durchschnittlichen Verbrauch aller Nichtwohngebäude so entwickelt wie bei den Wohngebäuden.
- ▶ Startbestand Biomassekessel: Die Anzahl der Biomasse-Zentralheizungsanlagen im Jahr 2020 beträgt 900.000 (BDEW 2022), was einem Anteil von 4,2 % aller Gebäude entspricht. Es wird angenommen, dass sich diese Anlagen auf Wohngebäude und Nichtwohngebäude gemäß deren Anteil am Gesamtgebäudebestand verteilen
- ▶ Ausgebaute Biomassekessel: Der Anteil der Biomassekessel an der Menge der durch Heizungstausch ausgebauten Kessel beginnt im Jahr mit einem auf Basis von

Substitutionsfaktoren in Ortner et al. (2022) ermittelten Wert von 1,4 % für das Jahr 2020. Ab 2040 werden dann die jeweils zwanzig Jahre früher eingesetzten Anteile der Biomassekessel beim Einbau durch Heizungstausch angesetzt. Zwischen 2020 und 2040 wird ein linearer Anstieg angenommen.

- Rückgang Biomassekessel durch Abriss: Für den jährlichen Gebäudeabriss wird der Durchschnitt der letzten fünf Jahre bis 2020 nach Angaben des statistischen Bundesamtes fortgeschrieben: 6409 (Wohngebäude) und 6550 (Nichtwohngebäude). Es wird angenommen, dass der Anteil Biomasse-Zentralheizungen in den abgerissenen Gebäuden dem Anteil an allen Gebäuden im Jahr 2020 von 4,2 % entspricht.