

BERICHT ÜBER INGENIEUR- UND BERATUNGSLEISTUNGEN

Berichtsinhalt

ENERGETISCHES QUARTIERSKONZEPT KLEMPAU - ENTWURF

Auftraggeberin

GEMEINDE KLEMPAU

c/ o Amt Berkenthin
Am Schart 16
23919 Berkenthin

Auftragnehmerin

IPP ESN POWER ENGINEERING GMBH

Rendsburger Landstraße 196 - 198
24113 Kiel

In Kooperation mit

FRANK ECOZWEI GMBH EHLER ERMER & PARTNER RECHTSANWALTSGES. MBH

Stadtdeich 7
20097 Hamburg

Wrangelstraße 17-19
24937 Flensburg

Ansprechpartner

JÜRGEN MEEREIS
Tel.: +49 431 64959-844
E-Mail: j.meereis@ipp-esn.de

Kiel, den 20. August 2024

Auftraggeber: Gemeinde Klempau
c/o Amt Berkenthin
Am Schart 16
23919 Berkenthin

Ansprechpartner: Ralf Neumann, Bürgermeister der Gemeinde Klempau
bgm.klempau@amt-berkenthin.de

Auftragnehmer: IPP ESN Power Engineering GmbH
Rendsburger Landstraße 196-198
24113 Kiel

Bearbeitung:
Patrice Ahmadi M.Eng., Philipp Jahneke M.Sc., Dipl.-Ing. Thomas Lutz-
Kulawik, Dipl.-Phys. Jürgen Meereis, Lukas Pump B.Sc.

in Kooperation mit: FRANK Ecozwei GmbH
Stadtdeich 7
20097 Hamburg

Bearbeitung:
Energieberater Torben Dwinger, Noah Schöning M.Sc.

Ehler Ermer & Partner Rechtsanwalts-gesellschaft mbH
Wrangelstraße 17-19
24937 Flensburg

Bearbeitung:
Rechtsanwältin Franziska Biller, Rechtsanwalt Dr. Tobias Krohn

Stand: Entwurf, Stand 20. August 2024

Redaktionsschluss für die im Bericht verwendeten Daten, Betrachtungen und Berechnungen war, sofern an einzelnen Stellen kein abweichendes Datum genannt ist, Januar 2024.

Förderhinweis: Das Projekt Energetische Stadtsanierung im Quartier Klempau wird gefördert aus Mitteln des Bundes im Rahmen des KfW-Programms 432 „Energetische Stadtsanierung“ sowie ergänzend über die IB.SH aus Mitteln des Landes Schleswig-Holstein.

Gefördert durch



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

INHALTSVERZEICHNIS

1. Tabellenverzeichnis	1
2. Abbildungsverzeichnis	2
3. Abkürzungsverzeichnis	5
4. Zusammenfassung	8
4.1 Zentrale Ergebnisse	8
4.1.1 Reduktion des Wärmebedarfs	8
4.1.2 Wärmeerzeugung	8
4.1.3 Mobilität	11
4.2 Checkliste KfW energetische Stadtsanierung	12
4.3 Energie- und CO ₂ -Bilanz - Verwendungsnachweis KfW energetische Stadtsanierung	13
5. Bestandsaufnahme	14
5.1 Räumliche Lage und Funktionen des Quartiers	14
5.2 Bevölkerung, Baufertigstellungen	15
5.3 Gebäude- und Heizungsbestand	15
5.3.1 Wohnbebauung	16
5.3.2 Sanierungsrate	18
5.3.3 Derzeitige Wärmeerzeugung	19
5.3.4 Ergebnisse der Fragebogenaktion zur Ist-Situation der Wohngebäude	23
5.3.5 Öffentliche Liegenschaften	25
5.4 Energie- und CO ₂ -Bilanz des Quartiers	25
5.5 Zusammenfassung Bestandsaufnahme	28
6. Energie- und CO ₂ -Minderungspotenziale durch Gebäudesanierung	30
6.1 Gebäudesanierungspotenzial – Vorgehensweise, Rahmenbedingungen	30
6.2 Förderprogramme und Umfeld für die Energetische Sanierung	30
6.3 Mustersanierungsberatungen	32
6.3.1 Mustersanierungskonzept 1	34
6.3.2 Mustersanierungskonzept 2	45
6.3.3 Mustersanierungskonzept 3	55
6.3.4 Zusammenfassende Ergebnisse der Mustersanierungskonzepte von Wohngebäuden	66
7. Versorgungsoptionen und -szenarien	68
7.1 Zentrale Versorgungsoptionen	68
7.1.1 Technische Versorgungslösungen	68

7.1.2	Entwurf Wärmenetz	72
7.1.3	Energiewirtschaftliche Ansätze	73
7.1.4	Anlagendimensionierung und Energiebilanzen	75
7.1.5	Investitionsschätzung.....	80
7.1.6	Wirtschaftlichkeitsberechnungen.....	82
7.1.7	CO ₂ -Bilanz und Primärenergiefaktor	84
7.1.8	Betreibermodelle.....	85
7.2	Dezentrale Versorgungsoptionen.....	89
7.3	Vergleich zentraler und dezentraler Versorgungsoptionen	91
7.4	Sensitivitätsanalyse	92
7.4.1	Sensitivitätsanalysen der zentralen Varianten.....	93
7.4.2	Sensitivitätsanalysen der dezentralen Varianten im Vergleich mit einer zentralen Variante	97
7.5	Zusammenfassung Wärmeerzeugung	99
8.	Mobilität	101
8.1	Ausgangslage und Bedarf.....	101
8.2	Zukünftige Entwicklungen	102
9.	Umsetzungshemmnisse und Möglichkeiten zu ihrer Überwindung.....	105
9.1	Gebäudesanierung	105
9.2	Leistungsgebundene Wärmeversorgung	106
9.2.1	Technische Herausforderungen	106
9.2.2	Rechtliche und organisatorische Herausforderungen.....	106
9.2.3	Wirtschaftliche Herausforderungen	106
10.	Öffentlichkeitsarbeit	109
10.1	Lenkungsgruppe	109
10.2	Allgemeine Öffentlichkeit.....	109
11.	Controlling-Konzept.....	111
11.1	Energie- und CO ₂ -Bilanz.....	111
11.2	Bewertungsindikatoren.....	111
11.3	Dokumentation.....	112
12.	Maßnahmenkatalog und Umsetzungsempfehlungen	113
13.	Literaturverzeichnis	115
14.	Anhänge: Detaillierte Berechnungen der Versorgungsvarianten.....	118

1. TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 4-1: Abgleich der Berichtsinhalte mit den Anforderungen der KfW.....	12
Tabelle 4-2: Bestätigung Einspareffekte.....	13
Tabelle 7-1: Auswertung der Fragebögen zu den Liegenschaften des Quartiers.....	25
Tabelle 5-2: Heizenergiebedarf im Quartier.....	27
Tabelle 5-3: CO ₂ -Emissionsfaktoren und Primärenergiefaktoren verschiedener Energieträger	28
Tabelle 5-4: Jährliche Wärme-, Endenergie-, CO ₂ - und Primärenergiebilanz für das Quartier.....	28
Tabelle 6-1: Förderung und Boni Kredit 261 (BMWK, 2024).....	31
Tabelle 6-2: Förderrichtlinie BEG Einzelmaßnahmen seit 01.01.2024 (BMWK, 2023).....	32
Tabelle 6-3: Bauteile IST-Zustand.....	36
Tabelle 6-4: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 1	39
Tabelle 6-5: Variantenvergleich MSK 1	40
Tabelle 6-6: Kostenschätzung Sanierungsvarianten MSK 1	43
Tabelle 6-7: Bauteile Ist-Zustand.....	47
Tabelle 6-8: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 2	50
Tabelle 6-9: Variantenvergleich MSK 2	51
Tabelle 6-10: Kostenschätzung Sanierungsvarianten MSK 2.....	54
Tabelle 6-11: Bauteile Ist-Zustand.....	57
Tabelle 6-12: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 3	60
Tabelle 6-13: Variantenvergleich MSK 3	61
Tabelle 6-14: Kostenschätzung MSK 3	65
Tabelle 7-1: Energiewirtschaftliche Ansätze der zentralen Versorgungsvarianten.....	75
Tabelle 7-2: Anteile an der Wärmeerzeugung in den betrachteten Versorgungsvarianten	78
Tabelle 7-5: Übersicht Betreibermodelle	86
Tabelle 7-6: Energiewirtschaftliche Ansätze der dezentralen Versorgungsvarianten	90
Tabelle 7-5: Eingangsparameter der Sensitivitätsanalyse	93
Tabelle 7-6: Legende der Diagramme zur Sensitivitätsanalyse	97
Tabelle 11-1: Mögliche Indikatoren zum Controlling der Umsetzung des Quartierskonzeptes	112
Tabelle 12-1: Maßnahmenkatalog für Umsetzungen u. a. im Rahmen des Sanierungsmanagements	113
Tabelle 12-2: Indikation Planungskosten für die BEW-Module 1 und 2 (Grundlage: Investitionskosten, HOAI).....	114
Tabelle 14-1: Investitionskosten der untersuchten Varianten	118
Tabelle 14-2: Wärmegestehungskosten der zentralen Wärmeversorgung	124
Tabelle 14-3: CO ₂ -Emissionen der zentralen Wärmeversorgung	130

Tabelle 14-4: Primärenergiebedarf der zentralen Varianten	131
---	-----

2. ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 4-1: Vollkostenvergleich Wärmenetz mit dezentralen Versorgungsoptionen für einen exemplarischen Verbrauch von 20 MWh/a.	10
Abbildung 5-1: Lage der Gemeinde Klempau im Kreis Herzogtum Lauenburg (Schwochow, 2024).....	14
Abbildung 5-2: Das Quartier Klempau, eigene Abbildung, Kartengrundlage: (Google Ireland Ltd., o. J.)	15
Abbildung 5-3: Wohngebäudetypen in Klempau (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, o. J.).....	16
Abbildung 5-4: Baualtersklassen Gemeinde Klempau (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2011).....	17
Abbildung 5-5: Neubauten in Klempau seit 2000 (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, o. J.).....	17
Abbildung 5-6: Baualtersklassen Siedlungen im Quartier, eigene Erhebung. Kartengrundlage (Google Ireland Ltd., o. J.).....	18
Abbildung 5-7: Entwicklung Wärmebedarf durch Gebäudesanierung.....	19
Abbildung 5-8: Anzahl der fossilen Heizungskessel nach Baujahren verteilt	20
Abbildung 5-9: Verteilung der Feuerstätten nach eingesetztem Energieträger	20
Abbildung 5-10: Verteilung der kumulierten Anlagenleistung der Feuerstätten nach eingesetztem Energieträger	21
Abbildung 5-11: Alter der Ölkessel.....	21
Abbildung 5-12: Alter der Erdgaskessel	22
Abbildung 5-13: Anzahl und Alter der fossilen Kesselanlagen (Heizöl, Erdgas und Flüssiggas) kummuliert	22
Abbildung 5-14: Fragebogen an alle Haushalte im Quartier	24
Abbildung 5-15: Vorgehensweise zur Erstellung der Wärmeatlases.....	26
Abbildung 5-16: Wärmeatlas des Quartiers Klempau	26
Abbildung 5-17: Aufteilung Endenergiebedarf nach Energieträgern	27
Abbildung 6-1: Mustersanierungsobjekt 1, Rückansicht	34
Abbildung 6-2: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth.....	35
Abbildung 6-3: Thermische Gebäudehülle, v. l. n. r. KG, EG/OG, Spitzboden, 3D-Ansicht.....	35
Abbildung 6-4: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 1	37
Abbildung 6-5: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 1	37
Abbildung 6-6: Gesamtbewertung Ist-Zustand MSK1	38
Abbildung 6-7: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand MSK 1.....	38
Abbildung 6-8: Bewertung Variante 1, MSK 1	41
Abbildung 6-9: Bewertung Variante 2, MSK 1	41
Abbildung 6-10: Bewertung Variante 3a, MSK 1	42

Abbildung 6-11: Bewertung Variante 3b, MSK 1	43
Abbildung 6-12: MSK 1, Rentabilität der Varianten nach 40 Jahren	44
Abbildung 6-13: Mustersanierungsobjekt 2, Rückansicht	45
Abbildung 6-14: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth.....	46
Abbildung 6-15: Thermische Gebäudehülle, v. l. n. r. KG, EG, OG, 3D-Ansicht	46
Abbildung 6-16: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 2	48
Abbildung 6-17: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 2	48
Abbildung 6-18: Gesamtbewertung Ist-Zustand, MSK 2.....	49
Abbildung 6-19: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand, MSK 2.....	49
Abbildung 6-20: Bewertung Variante 1, MSK 2	51
Abbildung 6-21: Bewertung Variante 2, MSK 2	52
Abbildung 6-22: Bewertung Variante 3a, MSK 2	53
Abbildung 6-23: Bewertung Variante 3b, MSK 2	53
Abbildung 6-24: MSK 2, Rentabilität der Maßnahmen nach 40 Jahren.....	55
Abbildung 6-25: Mustersanierungsobjekt 3, Vorderansicht.....	56
Abbildung 6-26: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth.....	56
Abbildung 6-27: Thermische Gebäudehülle v. l. n. r. KG, EG, DG, 3D-Ansicht	57
Abbildung 6-29: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 3	58
Abbildung 6-30: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 3	58
Abbildung 6-31: Gesamtbewertung Ist-Zustand, MSK 3.....	59
Abbildung 6-32: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand, MSK 3.....	59
Abbildung 6-33: Bewertung Variante 1, MSK 3	61
Abbildung 6-34: Bewertung Variante 2, MSK 3	62
Abbildung 6-35: Bewertung Variante 3, MSK 3	63
Abbildung 6-36: Bewertung Variante 4a, MSK 3	64
Abbildung 6-37: Bewertung Variante 4b, MSK 3	64
Abbildung 6-37: MSK 3, Rentabilität der Maßnahmen nach 40 Jahren.....	66
Abbildung 7-1: stündliche Außentemperaturen für Kiel-Holtenau im Jahr 2023	70
Abbildung 7-3: Standorte Biogas-BHKW der Bioenergie Klempau GmbH & Co. KG (Bundesnetzagentur, o. J.)	71
Abbildung 7-4: Entwurf Wärmenetz - Kartengrundlage (FOSSGIS e.V., o. J.).....	73
Abbildung 7-5: Netzwärmebedarf im Jahresverlauf berechnet auf Basis der Außentemperaturen von Kiel-Holtenau in 2019.	76
Abbildung 7-6: Jahresdauerlinie des Netzleistungsbedarfs berechnet auf Basis der Außentemperaturen für Kiel-Holtenau in 2019	77
Abbildung 7-7: Investitionssummen der zentralen Versorgungsvarianten (Zahlenwert: Investitionskosten abzüglich BEW-Förderung)	81
Abbildung 7-8: Vergleich der jährlichen Wärmekosten der unterschiedlichen zentralen Wärmeversorgungsvarianten für ein exemplarisches Gebäude des Quartiers	83

Abbildung 7-9: Vergleich der präferierten Fernwärmevariante mit den typischen zur Verfügung stehenden dezentralen Heizungstechnologien.....	91
Abbildung 7-10: Darstellung der Abhängigkeiten der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Holzhackschnitzel für den Einsatz im zentralen Hackschnitzelkessel	94
Abbildung 7-11: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Strom für den Einsatz im Wärmenetz	94
Abbildung 7-12: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh von der Anschlussquote der Gebäude des Quartiers	95
Abbildung 7-13: Darstellung der Abhängigkeiten der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Biogaswärme	96
Abbildung 7-14: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Kapitalzinssatz.....	97
Abbildung 7-15: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Erdgaspreis (für Privatkunden)	98
Abbildung 7-16: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Strompreis (für Privatkunden)	98
Abbildung 7-17: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Pelletpreis (für Privatkunden).....	99
Abbildung 8-1: LIS-Bedarf Klempau 2030 im Referenzszenario (NOW, o. J. a)	102
Abbildung 8-2: Standorte von Ladeparks des Deutschlandnetzes (NOW, o. J.)	103
Abbildung 8-3: Vorhandene LIS (grün) und mögliche ergänzende Standorte von LIS (rot) in Klempau mit Abstandsradius 500 m.....	104
Abbildung 8-4: Kommunale Wallbox Klixbüll mit Nutzung auf Spendenbasis	104
Abbildung 9-1: Endenergieverbrauch 2018 in Deutschland (SBZ Monteur, 2020)	105
Abbildung 10-1: Befragungsergebnisse der ersten, Teilnehmende aus Klempau (stehend) auf der zweiten öffentlichen Veranstaltung.....	110

3. ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

SI-Einheiten und allgemeinsprachliche Abkürzungen sind nicht erläutert.

a	Jahr
Aw	Außenwand
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEHG	Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz)
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BGA	Biogasanlage(n)
BHKW	Blockheizkraftwerk
Bj	Baujahr
BMU	Bundesministerium für Umwelt, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BMWT	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BW	Biogaswärme
C.A.R.M.E.N.	Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
Da	Dach
DFF	Dachflächenfenster
DG	Dachgeschoß
DZ	dezentrale Versorgung
EE	Erneuerbare Energien / Energieträger
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz
EFH	Einfamilienhaus / häuser
EG	Erdgeschoß
EH	Effizienzhaus
EK	Erdgaskessel
el	elektrisch(e) (Arbeit oder Leistung)
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen

EWKG	Gesetz zur Energiewende und zum Klimaschutz in Schleswig-Holstein (Energiewende- und Klimaschutzgesetz Schleswig-Holstein)
EWP	Erdwärmepumpe
Fe	Fenster
GIS	Geoinformationssysteme, Geographische Informationssysteme
GEG	Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz)
GO	Gemeindeordnung
GVE	Großvieheinheit
h	Stunde
GZF	Gleichzeitigkeitsfaktor
Heizöl EL	leichtes Heizöl
Hi	Heizwert
HJ	Halbjahr
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
HPC	High Power Charging (Ladepunkt mit Ladeleistungen ab 150 kW)
HSH	Hackschnitzelheizung
HSK	Hackschnitzelkessel
HÜS	Hausübergabestation
IB.SH	Investitionsbank Schleswig-Holstein
IfEU	Institut für Energie- und Umweltforschung
IPP ESN	IPP ESN Power Engineering GmbH
iSFP	individueller Sanierungsfahrplan
IWU	Institut Wohnen und Umwelt
k. A.	keine Angaben (verfügbar)
Ke	Keller
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
Kita	Kindertagesstätte
KSV	Kalksandstein-Verblender
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LIS	Ladeinfrastruktur (für E-Fahrzeuge)
LoD	Level of Detail
LP	Leistungsphase (gemäß HOAI)
LWP	Luftwärmepumpe
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MSK	Mustersanierungskonzept

MWVATT	Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Arbeit, Technologie und Tourismus des Landes Schleswig-Holstein
NKI	Nationale Klimaschutzinitiative
NOW	NOW GmbH - Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NT	Niedertemperatur
NW	Nahwärme
NWG	Nichtwohngebäude
o. J.	ohne Jahresangabe
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
OT	Ortsteil
PH	Pelletheizung
SerSan	Serielle Sanierung
SH	Schleswig-Holstein
T€	1000 Euro
t	Tonne
th	thermische (Leistung oder Arbeit)
UBA	Umweltbundesamt
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
WDVS	Wärmedämmverbundsystem
WE	Wohneinheit
WEG	Wohnungseigentumsgemeinschaften
WG	Wohngebäude
WLG	Wärmeleitgruppe
WP	Wärmepumpe
WPG	Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz)
Z	Zentrale Versorgung

4. ZUSAMMENFASSUNG

4.1 ZENTRALE ERGEBNISSE

Das energetische Quartierskonzept befasste sich im Kern mit den Möglichkeiten

- den Wärmebedarf der privaten, öffentlichen und gewerblichen Liegenschaften zu senken,
- den verbleibenden Wärmebedarf weitestgehend klimaneutral zu decken sowie
- Möglichkeiten der Klimaentlastung durch Förderung der Elektromobilität zu prüfen.

4.1.1 REDUKTION DES WÄRMEBEDARFS

Die Bebauungsstruktur im Quartier wird durch Einfamilienhäuser verschiedener Baualtersklassen geprägt. Diese weisen heterogene Sanierungsstände auf. Verhältnismäßig viele Gebäude stammen allerdings aus den 50er bis 70er Jahren.

Dennoch sind bei vielen Wohngebäuden energetische Sanierungspotenziale, insbesondere im Bereich der Gebäudehülle, festzustellen. Der altersbedingte Tausch von Fenstern oder Türen stellt für viele Objekte eine effiziente Möglichkeit dar, den Wohnkomfort zu steigern und Wärmeverluste zu minimieren. Eine Komplettsanierung zu einem Effizienzhaus ist für die meisten Gebäude nicht sinnvoll, da technisch nicht möglich und / oder wirtschaftlich nicht darstellbar.

Die in diesem Bericht beschriebenen Mustersanierungskonzepte zeigen wirtschaftlich darstellbare Sanierungsvarianten mit bis zu über 90 % Endenergieersparnis auf. Diese sind, insbesondere für die Gebäude aus den 90er Jahren, häufig durch einen Heizungstausch zugunsten von regenerativen Heizungstypen erreichbar. Doch auch durch Maßnahmen an der Gebäudehülle sind zukünftig Reduktionen des Wärmebedarfs zu erwarten. Aufgrund der aktuell hohen Baukosten und der eingeschränkten Handwerkerverfügbarkeit ist allerdings ceteris paribus mit jährlichen Sanierungsraten von unter 2 % zu rechnen.

Handlungsempfehlung:

Aufgrund des Baualters vieler Gebäude und den daraus resultierenden energetischen Einsparpotentialen sind kontinuierliche Betrachtungen des Gebäudebestandes sinnvoll. Die Gemeinde sollte sich daher für tiefergehende Sanierungsberatungen des restlichen Bestandes, unter Einbeziehung von Energieeffizienzexperten, engagieren.

4.1.2 WÄRMEERZEUGUNG

Bisher versorgen sich die Liegenschaften des Quartiers überwiegend dezentral, d. h. in fast jedem Haus befindet sich ein Wärmeerzeuger, der das eigene Haus versorgt. Überwiegend handelt es sich dabei um Heizkessel, die mit Erdgas (125 Kessel) oder Heizöl (66 Kessel) betrieben werden. Zudem verfügen 148 Häuser über Kaminöfen, die mit Scheitholz befeuert werden können. Es ist zu vermuten, dass diese oft ergänzend eingesetzt werden; genaue Zahlen darüber sind nicht verfügbar. Überwiegend ist die Wärmeerzeugung im Quartier somit zum einen klimaschädlich, und zum anderen besteht eine hohe Abhängigkeit vom Import fossiler Energieträger, mit den nach dem Angriff Putins auf die Ukraine deutlich gewordenen Konsequenzen für die Preisstabilität.

Für die zukünftige Wärmeversorgung des Quartiers können zwei Wege der Wärmewende hin zur Klimaneutralität beschritten werden: Die Versorgung kann durch einen Austausch der Erdgas- und Heizölkessel gegen jeweils dezentrale andere Wärmeerzeuger wie etwa Wärmepumpe, Pelletkessel o. a. dargestellt werden. Alternativ kann ein Wärmenetz errichtet werden und die

Wärmegewinnung in einer gemeinsamen Heizzentrale auf Basis erneuerbarer Energien erfolgen. Beide Alternativen wurden im Rahmen des Quartierskonzeptes geprüft.

Für die Wärmeerzeugung in einer Heizzentrale wurden verschiedene Wärmequellen und technologische Optionen geprüft. In einer qualitativen Vorbetrachtung wurden die grundsätzlich verfügbaren Möglichkeiten der Wärmeerzeugung mit den konkreten Gegebenheiten des Quartiers abgeglichen. Im Anschluss daran erfolgte für die zehn Varianten (bestehend aus Kombinationen unterschiedlicher Wärmeerzeugungsmöglichkeiten), die im Quartier als realisierbar erschienen, eine differenzierte Betrachtung von technischen Rahmenbedingungen, Wirtschaftlichkeit und Klimaauswirkungen.

Als wirtschaftlichste Varianten stellten sich die Versorgung eines Wärmenetzes

- mit einem Holzhackschnitzelkessel,
- mit einer Kombination aus Abwärmenutzung des örtlichen Biogas-BHKW und Luftwärmepumpe oder
- mit einer Kombination aus Abwärmenutzung des örtlichen Biogas-BHKW und einem kleineren Hackschnitzelkessel

heraus. Energiewirtschaftlich wäre die Nutzung der ohnehin vorhandenen Abwärme eine besonders zu befürwortende Variante. Sie setzt allerdings voraus, dass das BHKW auch über die jetzige EEG-Förderung hinaus betrieben wird, ggf. mit Überbauung. Ein weiterer Vorteil wäre die größere Diversifikation der Energieträger, die langfristig mehr Flexibilität und damit ggf. Preisstabilität ermöglicht.

Letztlich sind bei der möglichen Betrachtungstiefe eines Quartierskonzeptes Unschärfen von bis zu 20 % nicht ungewöhnlich. Zudem waren die Anlagenpreise in der jüngeren Vergangenheit z. T. größeren Schwankungen unterworfen. Zur Erlangung von Fördermitteln muss ohnehin eine BEW-Machbarkeitsstudie erstellt werden. Parallel kann eine Abfrage des Anschlussinteresses im Quartier erfolgen. Insofern wird empfohlen, in der BEW-Machbarkeitsstudie noch einmal die aktuellen Preisstände abzufragen und dann unter Berücksichtigung des Anschlussinteresses eine abschließende Entscheidung über die Erzeugungstechnologien zu treffen.

Ergänzend zu den genannten Erzeugern wird ein Redundanzproduzent empfohlen, der das Wärmenetz gegen Ausfälle der primär betriebenen Anlagen absichern und seltene Spitzenlasten abdecken kann. Dafür bietet sich aufgrund der Investitionskosten und der seltenen Einsatzzeiten derzeit noch ein Erdgaskessel an. Langfristig kann das eingesetzte Erdgas durch Biomethan oder grünen Wasserstoff ersetzt werden.

Im Vergleich zu dezentralen Versorgungsmöglichkeiten zeigt sich für Klempau, dass ein Wärmenetz Preise verspricht, die mit denen zukünftig zulässiger dezentraler Gebäudebeheizungen vergleichbar (Wärmepumpen) bzw. ihnen überlegen sind (Pelletheizung). Selbst im Vergleich zu einer neuen Erdgastherme, die zur Erfüllung der Vorgaben des EWKG um eine Solarthermieanlage ergänzt werden muss, ist das Wärmenetz konkurrenzfähig. Ein umfassender Vergleich der Preise von zentraler und verschiedenen dezentralen Versorgungsvarianten für ein quartierstypisches Einfamilienhaus zu zwei unterschiedlichen Zeitpunkten (Energiekosten 2. Halbjahr 2022 und Mehr- / Minderkosten im 1. Halbjahr 2023) findet sich in Abbildung 4-1.

Ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes ist die Anschlussquote. Im Konzept wurde von 80 % ausgegangen und die Auswirkungen anderer Anschlussquoten im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht. Sollten z. B. nur 65 % angeschlossen werden,

erhöhen sich die Preise des in Abbildung 4-1 untersuchten Einfamilienhauses um jährlich rund 500 €. Wenn dann jedoch in Quartiersbereichen mit einem niedrigeren Anschlussinteresse keine Leitungen verlegt werden, d. h. das Wärmenetz verkleinert und auf Bereiche mit hohem Anschlussinteresse konzentriert wird, reduziert sich dieser Effekt u. U. jedoch wieder.

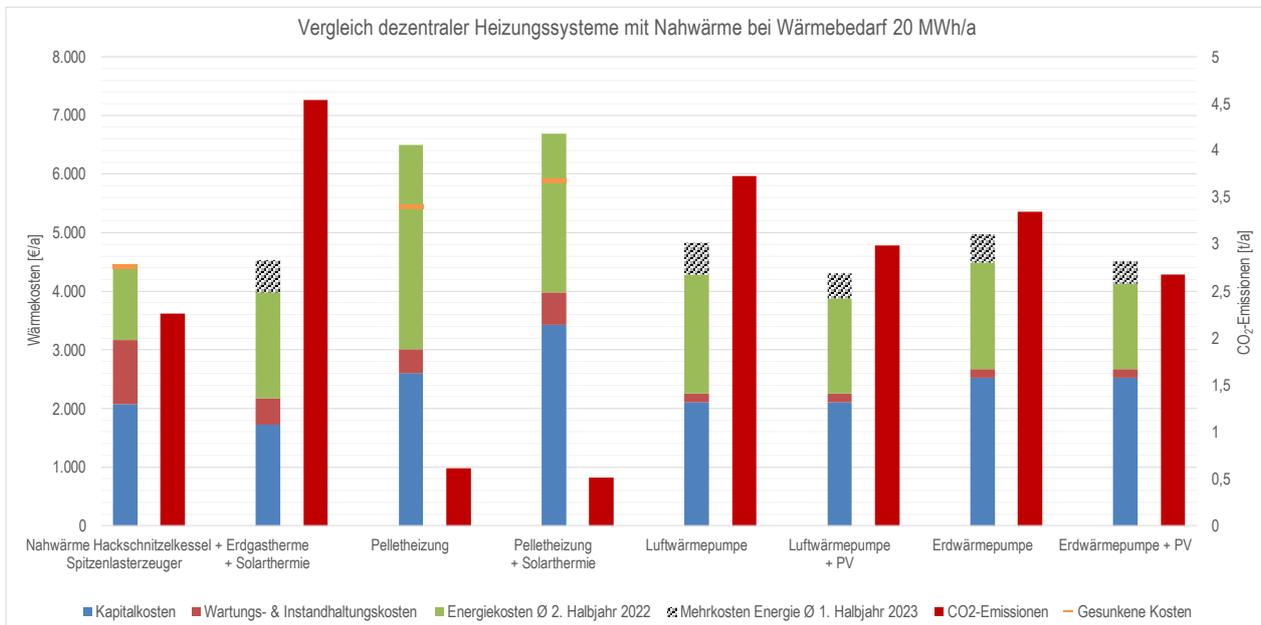


Abbildung 4-1: Vollkostenvergleich Wärmenetz mit dezentralen Versorgungsoptionen für einen exemplarischen Verbrauch von 20 MWh/a.

Grundsätzlich hat die Gemeinde durch § 17 Abs. 2 Gemeindeordnung Schleswig-Holstein in Verbindung mit § 109 GEG die Möglichkeit, eine Anschluss- und Benutzungspflicht für ein Wärmenetz zu erlassen. Entsprechende Vorhaben lösen erfahrungsgemäß politische Kontroversen aus. Als politisch legitim könnten sie dann angesehen werden, wenn zwar eine deutliche Mehrheit der Bewohner*innen des Quartiers einen Wärmenetzanschluss wünscht, die Quote aber noch nicht für einen wirtschaftlich konkurrenzfähigen Wärmepreis ausreichen würde. Ohne Anschluss- und Benutzungspflicht würde dann eine Minderheit, die dezentrale Versorgungen bevorzugt, faktisch der Mehrheit ihr Wahlrecht nehmen.

Ergänzend kann darauf verwiesen werden, dass ein Wärmenetz den Verbraucher*innen zahlreiche qualitative Vorteile bietet: So werden sie von Wartungs- und Reparaturarbeiten, Schornsteinfegeruntersuchungen etc. entlastet. Im Haus wird nur noch eine kleinere Hausübergabestation benötigt und Kessel, ggf. Vorratsbehälter für Heizöl, Pellets o. a. können entfallen, wodurch u. U. Raum geschaffen werden kann. Bei Ausfällen einzelner Erzeugungsanlagen ist im Wärmenetz stets eine Redundanz vorhanden, so dass eine Unterbrechung der Wärmelieferungen sehr unwahrscheinlich ist, und langfristig kann in einem Wärmenetz flexibler auf Markt- oder Technologieentwicklungen reagiert werden, indem in einer Heizzentrale ein Erzeuger ausgetauscht oder ergänzt wird, als wenn hunderte individuelle Anlagen ausgetauscht werden müssten. Vor allem jedoch erfüllen die Hauseigentümer*innen durch den Anschluss an ein Wärmenetz automatisch alle Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG). Bei einer Nutzung lokaler, erneuerbarer Energieträger ergibt sich zudem Kostenstabilität und die Wertschöpfung kann zu größeren Teilen in der Region verbleiben.

Die Klimaauswirkungen der verschiedenen Varianten der Wärmegewinnung hängen maßgeblich davon ab, welche Stromerzeugung zugrunde gelegt wird. In Abbildung 4-1 wurden bei der Berechnung der CO₂-Emissionen die Emissionen des deutschen Strommix zugrunde gelegt, so dass Wärmepumpen noch vergleichsweise hohe CO₂-Emissionen aufweisen. Diese werden jedoch mit zunehmendem Anteil der regenerativen Stromerzeugung in den kommenden Jahren sukzessive zurückgehen. Da in Schleswig-Holstein 2022 26,0 Mio. MWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt und lediglich 15,2 MWh verbraucht wurden (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023) sowie teilweise Anlagen zur Stromerzeugung sogar mangels Transport- und Verwendungsmöglichkeiten abgeregelt wurden, lässt sich auch argumentieren, dass in Schleswig-Holstein weit überwiegend echter Ökostrom zum Einsatz kommt und somit Wärmepumpen heute schon praktisch klimaneutral betrieben werden können.

Handlungsempfehlung:

Der Gemeinde Klempau wird empfohlen, die Planungen zum Ausbau eines Wärmenetzes im Rahmen einer BEW-Machbarkeitsstudie weiter voranzutreiben und parallel mit einer breiten Öffentlichkeitsarbeit für einen Anschluss zu werben. Die verschiedenen Optionen der Wärmeerzeugung für das Wärmenetz sollten dabei möglichst lange offengehalten werden.

Möglichst frühzeitig sollte die Gemeinde klären, welche Betreibermodelle gewünscht sind, und unter Beachtung der konzessions- und vergaberechtlichen Rahmenbedingungen einen Betreiber des Wärmenetzes ausfindig machen.

4.1.3 MOBILITÄT

Bezüglich Mobilität lag der Fokus auf Möglichkeiten, die Elektromobilität weiter zu unterstützen. Angesichts der Siedlungsstruktur ist davon auszugehen, dass Bewohner*innen des Ortes vor allem am eigenen Haus laden werden. Das Potenziale auswärtiger Nutzer*innen ist in Klempau relativ gering.

Handlungsempfehlung:

Der eine vorhandene öffentliche Ladepunkt an einem Privathaus könnte durch eine Ladesäule bei einem der örtlichen Gewerbebetriebe (Holzhandel, Restaurant) oder am Dorfgemeinschaftshaus (unter Nutzung des dort gewonnenen Photovoltaik-Stroms) ergänzt werden. Da zweifelhaft ist, ob eine eichrechtskonforme Ladesäule rentabel zu betreiben ist, könnte eine deutlich kostengünstigere Wallbox der Gemeinde am Dorfgemeinschaftshaus auch auf freiwilliger Spendenbasis betrieben werden.

4.2 CHECKLISTE KfW ENERGETISCHE STADTSANIERUNG

Tabelle 4-1: Abgleich der Berichtsinhalte mit den Anforderungen der KfW

ZU BERÜCKSICHTIGENDE ASPEKTE	KAPITEL
Betrachtung der für das Quartier maßgeblichen Energieverbrauchssektoren (insbesondere kommunale Einrichtungen, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie, private Haushalte) (Ausgangsanalyse)	5
Beachtung von Klimaschutz- und Klimaanpassungskonzepten, integrierten Stadtteilentwicklungskonzepten oder wohnwirtschaftlichen Konzepten bzw. von integrierten Konzepten auf Quartiersebene	5, 6
Beachtung der baukulturellen Zielstellungen unter besonderer Berücksichtigung von Denkmälern, erhaltenswerter Bausubstanz und Stadtbildqualität	5, 6.3
Aussagen zu Energieeffizienzpotenzialen und deren Realisierung im Bereich der quartiersbezogenen Mobilität	8
Identifikation von alternativen, effizienten und gegebenenfalls erneuerbaren lokalen oder regionalen Energieversorgungsoptionen und deren Energieeinspar- und Klimaschutzpotenziale für das Quartier	7
Bestandsaufnahme von Grünflächen, Retentionsflächen, Beachtung von naturschutzfachlichen Zielstellungen und der vorhandenen natürlichen Kühlungsfunktion der Böden	---
Gesamtenergiebilanz des Quartiers (Vergleich Ausgangspunkt und Zielaussage)	5.4, 6.3.4, 7.1.7
Bezugnahme auf Klimaschutzziele der Bundesregierung und energetische Zielsetzungen auf kommunaler Ebene	5.4, 6.2, 7
konkreter Maßnahmenkatalog unter Berücksichtigung quartiersbezogener Wechselwirkungen	6.3, 7, 8.2, 12
Analyse möglicher Umsetzungshemmnisse und deren Überwindungsmöglichkeiten	9
Aussagen zu Kosten, Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Investitionsmaßnahmen	6.3, 7
Einbeziehung betroffener Akteure bzw. Öffentlichkeit in die Aktionspläne / Handlungskonzepte	10
Maßnahmen zur organisatorischen Umsetzung des Sanierungskonzepts (Zeitplan, Prioritätensetzung, Mobilisierung der Akteure und Verantwortlichkeiten).	12
Maßnahmen der Erfolgskontrolle und zum Monitoring	11
Bei Digitalisierungsvorhaben: Nutzung von Open Source-Ansätzen und offenen Standards; Beachtung von Datenschutz und -sicherheit	---

5. BESTANDSAUFNAHME

5.1 RÄUMLICHE LAGE UND FUNKTIONEN DES QUARTIERS

Das Quartier erstreckt sich über das gesamte Gemeindegebiet von Klempau, mit Ausnahme der in Abbildung 5-2 markierten Siedlung Klempau. Die Gemeinde liegt im Südosten Schleswig-Holsteins im Norden des Kreises Herzogtum Lauenburg. Für die Gemeinde zuständig ist das im Nachbarort liegende Amt Berkenthin. Die Gemeinde ist Heimat von 607 Einwohnern (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, o. J.).



Abbildung 5-1: Lage der Gemeinde Klempau im Kreis Herzogtum Lauenburg (Schwochow, 2024)

Das Quartier umfasst nahezu das gesamte Gemeindegebiet von Klempau, ausgenommen von dem nordöstlich liegenden Gebiet „Siedlung Klempau“. Im Norden liegt die Gemeinde Krummesse, im Süden Berkenthin und südöstlich Ratzeburg.

Das Quartier besteht aus circa 230 Wohngebäuden mit rund 269 Wohneinheiten und ist durch eine kleinteilige Einfamilienhausbebauung geprägt (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, o. J.). Da sich das Quartier in einem ländlichen Umfeld befindet, gibt es entsprechend viele landwirtschaftliche Betriebe in der Umgebung, von denen einige innerhalb des Quartiergebiets liegen. Im Quartier gibt es nur wenige nicht landwirtschaftliche Gewerbebetriebe wie ein Restaurant, eine Holzhandlung und einige Kleinunternehmen. Am südlichen Rand befindet sich die Freiwillige Feuerwehr Klempau sowie der Kindergarten Klempau.



Abbildung 5-2: Das Quartier Klempau, eigene Abbildung, Kartengrundlage: (Google Ireland Ltd., o. J.)

5.2 BEVÖLKERUNG, BAUFERTIGSTELLUNGEN

Für die Einwohnerentwicklung wird, da keine nach Ortsteilen differenzierten Daten vorliegen, Klempau insgesamt betrachtet. Am 31.12.2023 lebten 607 Personen in der Gemeinde Klempau (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, o. J.). Dabei bleibt die Bevölkerungszahl in Klempau seit Jahren im Vergleich zu anderen ländlichen Gebieten stabil. Ein Grund dafür könnte die attraktive Lage sein; so liegt Klempau zwischen Hamburg, Lübeck, Mölln und Ratzeburg. Durch diese zentrale Lage und die weiterhin zunehmende Bevölkerung in den umliegenden Ballungsgebieten könnte die Bevölkerung in Klempau auch weiterhin auf gleichem Niveau bleiben.

5.3 GEBÄUDE- UND HEIZUNGSBESTAND

Die wichtigen Daten und Erhebungen für die Bestandsaufnahmen des Gebäudebestands und ihrer energetischen Kenngrößen sind insbesondere folgende:

- die Entwicklung der Bebauung und der Bevölkerung (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein),
- Gasnetzdaten,
- Feuerstättendaten des Schornsteinfegers,
- Ergebnisse aus den im Quartier verteilten Fragebögen (vgl. Tabelle 5-1).

Mit Hilfe dieser Daten wurde der Wärmeatlas erarbeitet. Mit der frei zugänglichen Software QGIS ist dieser Atlas auch für die kommunale Wärmeplanung nutzbar.

5.3.1 WOHNBEBAUUNG

Der Bestand der Wohngebäude in Klempau ist hauptsächlich durch Einfamilienhäuser geprägt. Mehrfamilienhäuser mit drei oder mehr Wohneinheiten machen unter 2 % des Gebäudebestands aus (siehe Abbildung 5-3). Aufgrund fehlender Daten kann keine exakte Aufteilung der Gebäudetypen für das Quartier vorgenommen werden. Durch eine Quartiersbegehung und die Auswertung von Luftbildern kann jedoch auch für das Quartier ein sehr hoher Einfamilienhausanteil angenommen werden. Sehr vereinzelt gibt es Mehrfamilienhäuser, jedoch stets niedriggeschossig und mit wenigen Einheiten. Informationen zu denkmalgeschützten Gebäuden, bewahrenswerten Stadtbildqualitäten, erhaltenswerter Bausubstanz oder Baukultur liegen nicht vor.

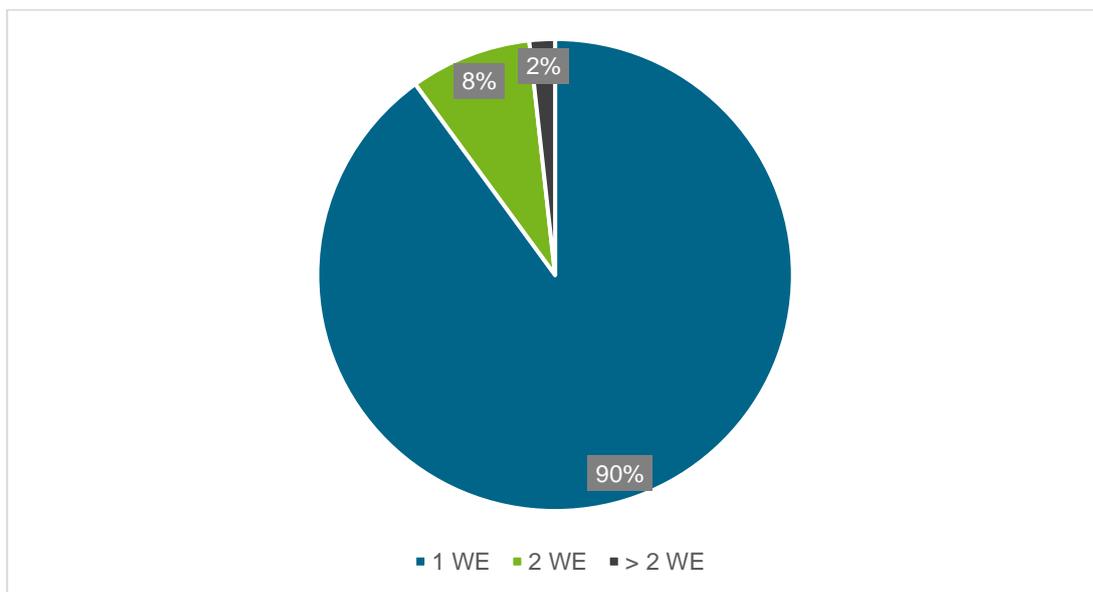


Abbildung 5-3: Wohngebäudetypen in Klempau (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, o. J.)

Die Wohngebäude in Klempau weisen heterogene Baualtersklassen auf. Grundlage dieser Untersuchung bilden Daten zu den Baujahren der Wohngebäude des Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein. Diese stammen aus dem Jahr 2011, beziehen sich auf das gesamte Gemeindegebiet und stellen Bauaktivitäten von vor 1919 bis zum Jahr 2009 dar. 2011 wurden 221 Wohngebäude in Klempau gezählt (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2011). Das Statistische Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein zählte am 31.12.2023 eine Gesamtanzahl von 230 Gebäude in Klempau. Demnach ist davon auszugehen, dass zwischen 2011 und 2022 9 Gebäude in Klempau errichtet wurden (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, o. J.). Der Großteil der Wohngebäude in Klempau wurde zwischen 1949 und 1978 erbaut (vgl. Abbildung 5-4). Die Betrachtung der Bauaktivitäten zeigt zudem, dass besonders viele Wohngebäude im Quartier zwischen 1949 und 1978 errichtet wurden, gefolgt von den frühen 2000er Jahren. Außerdem kann man einen leichten Anstieg der Bautätigkeit um 2021 feststellen.

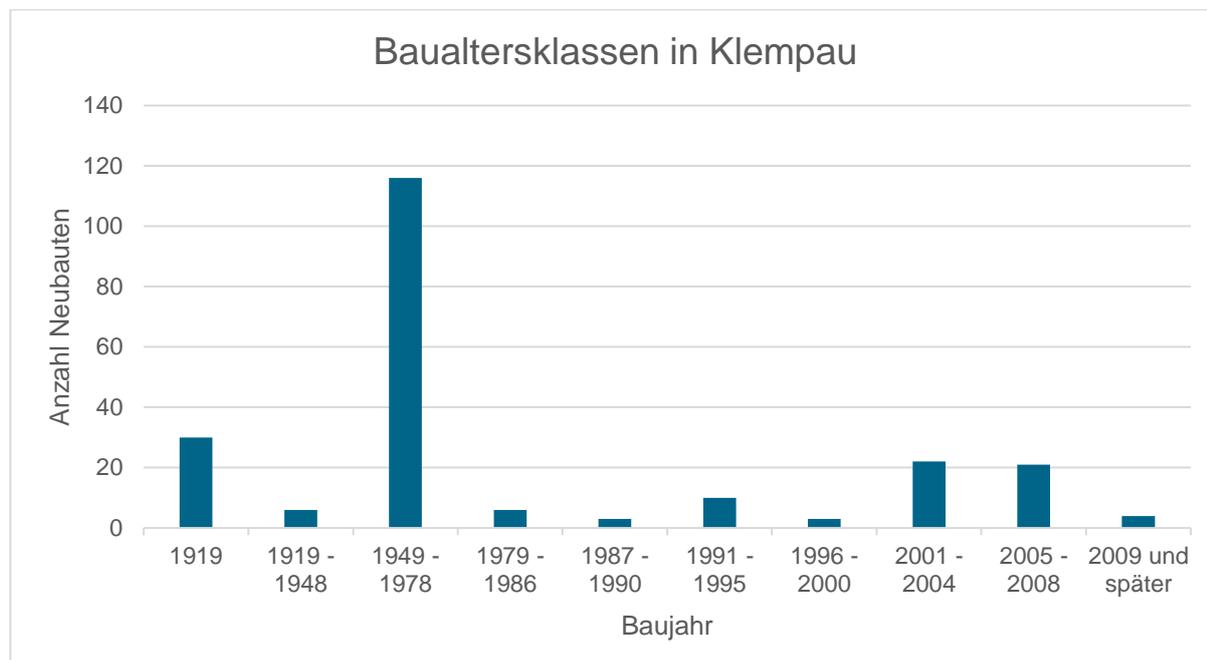


Abbildung 5-4: Bauersklassen Gemeinde Klempau (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2011)

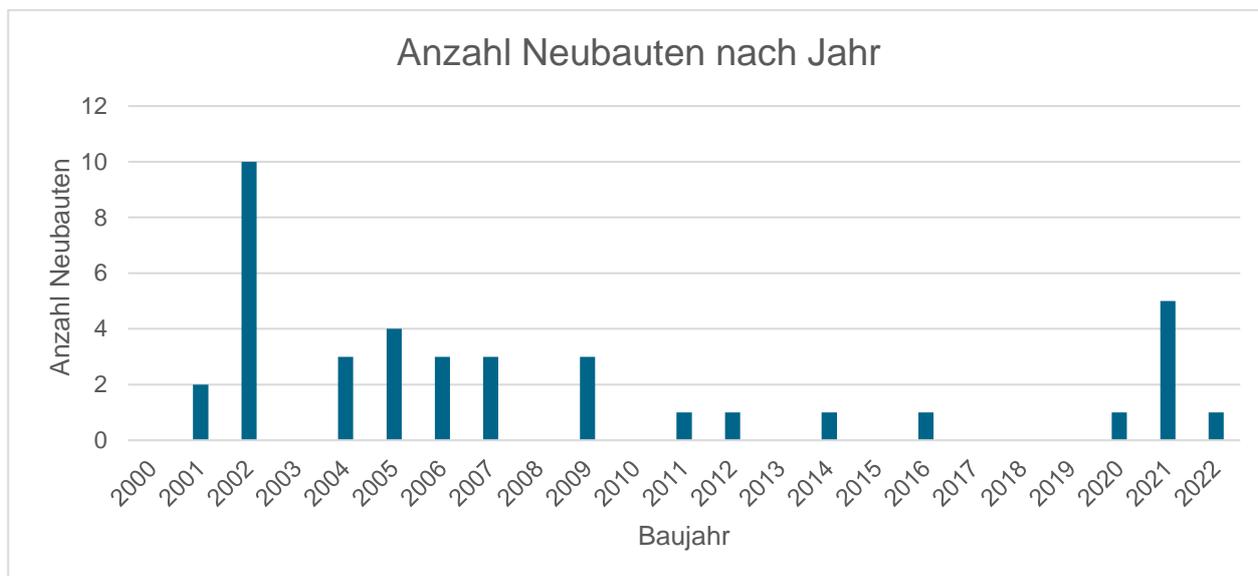


Abbildung 5-5: Neubauten in Klempau seit 2000 (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, o. J.)



Abbildung 5-6: Baualtersklassen Siedlungen im Quartier, eigene Erhebung. Kartengrundlage (Google Ireland Ltd., o. J.)

5.3.2 SANIERUNGSRATE

Am 28. September 2010 hat die damalige Bundesregierung das Ziel festgeschrieben, bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen. In dem „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ heißt es, dass „[...] eine Verdoppelung der energetischen Sanierungsrate von jährlich % auf 2 % erforderlich [...]“ sei (BMWT & BMU, 2010). Eine einheitliche Definition für den Begriff der „Sanierungsrate“ liegt bislang jedoch nicht vor.

Als Sanierung definieren wir alle Maßnahmen, die bei Betrachtung der Investitionskosten und unter Einbeziehung der verfügbaren Förderung wirtschaftlich sind. Aus den Ergebnissen der Mustersanierungskonzepte und dem Vergleich, welchen Anteil die Baualtersklasse im Quartier hat, leiten wir ab, um wie viel Prozent der Wärmebedarf bei einer „quartiersdurchschnittlichen Sanierung“ sinkt. Aus dieser quartiersdurchschnittlichen Sanierung berechnen wir die Wärmebedarfseinsparungen bis zum Jahr 2030 bzw. bis zum Jahr 2050 für die Sanierungsrate von 1 % bzw. von 2 %.

Dabei orientiert sich die Rate von 1 % am bundesdeutschen Durchschnitt, die Rate von 2 % stellt ein optimistischeres Szenario dar. Den Berechnungen liegt die Annahme zugrunde, dass bei einer Sanierung im Quartier Klempau durchschnittlich 34 % des Heizenergiebedarfs eingespart werden können. Diese Zahl ist abhängig von der Gebäudealtersstruktur im Quartier. Bei einer Sanierungsrate von 1 % könnte der Wärmebedarf der Gebäude bis zum Jahr 2050 um 11 % gesenkt werden, bei einer ambitionierten Sanierungsrate in Höhe von 2 % sogar um das Doppelte (23 %).

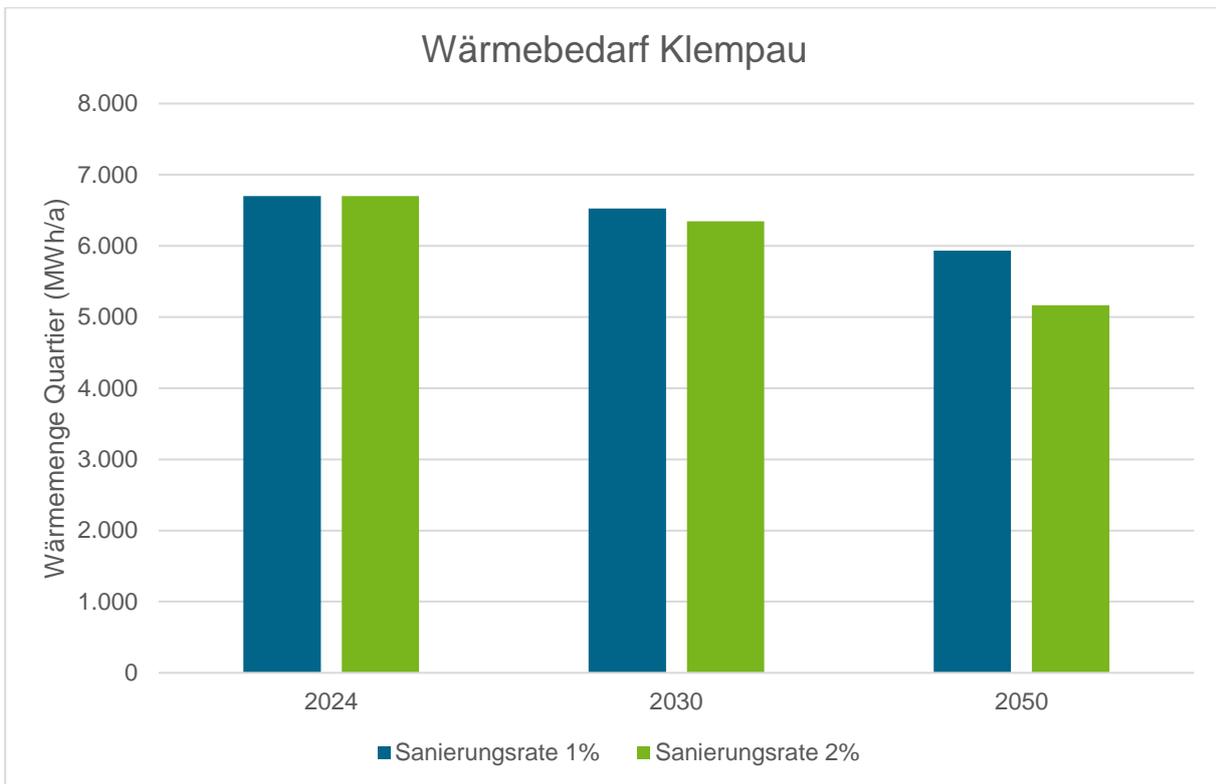


Abbildung 5-7: Entwicklung Wärmebedarf durch Gebäudesanierung

5.3.3 DERZEITIGE WÄRMEERZEUGUNG

Der zuständige Bezirksschornsteinfegermeister hat die Daten der Feuerstättenschau gemäß § 7 Abs. 11 EWKG zur weiteren Bearbeitung im Quartierskonzept anonym übergeben. Die Auswertung der Daten gibt Aufschluss über die relative Verteilung der eingesetzten Energieträger, das Alter der Wärmeerzeuger und auch über die Verwendung von Zusatzfeuerungen wie z. B. offene Kamine.

Die Auswertung der Daten zeigt, dass drei Viertel aller (Wohn-)Gebäude neben einer primären Heizungsanlage zusätzlich über eine Feuerstätte zur Verbrennung von Scheitholz verfügen. Überwiegend handelt es sich hierbei um Einzelraumfeuerungen (> 95 %) ohne Einbindung in das wasserführende Heizungssystem des Gebäudes. Feuerstätten, die Scheitholz als Energieträger nutzen, stellen damit die zahlenmäßig größte Feuerstättenart dar (vgl. Abbildung 5-9). Rechnet man die Einzelraumfeuerungen heraus, so dominieren Erdgasheizungen die Wärmebereitstellung in Klempau, gefolgt von Heizölkesseln.

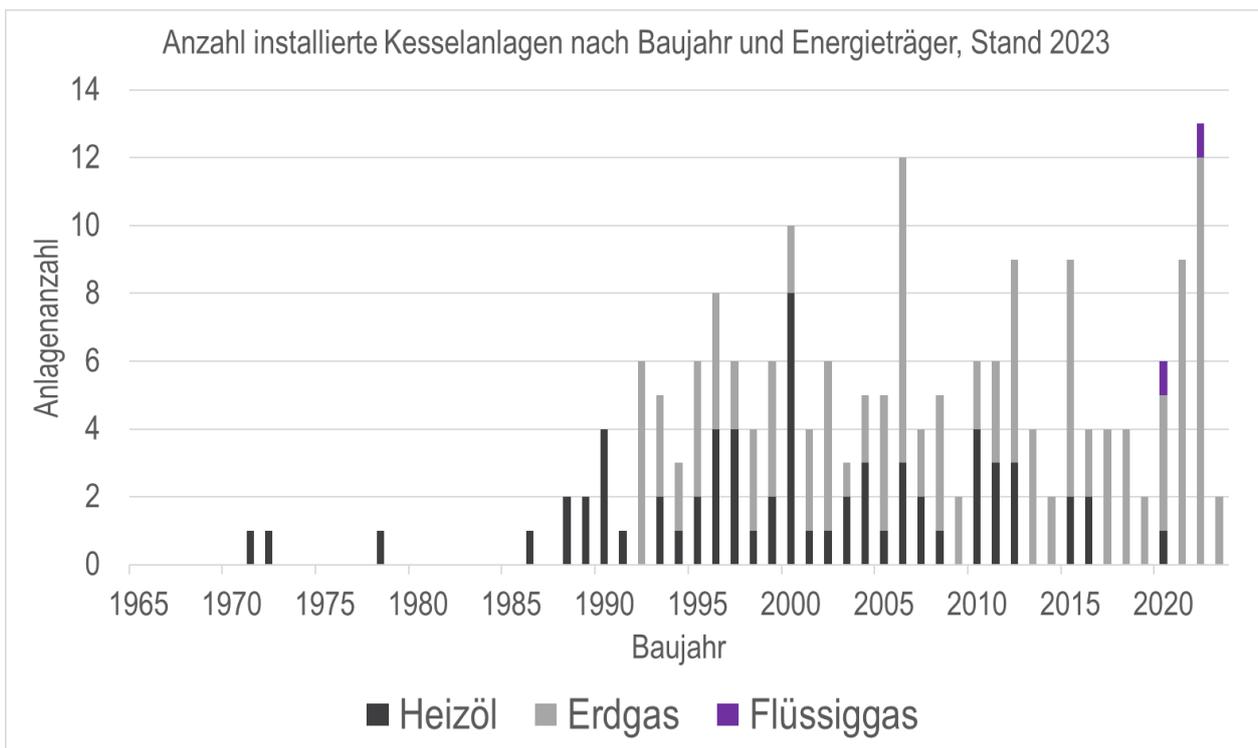


Abbildung 5-8: Anzahl der fossilen Heizungskessel nach Baujahren verteilt

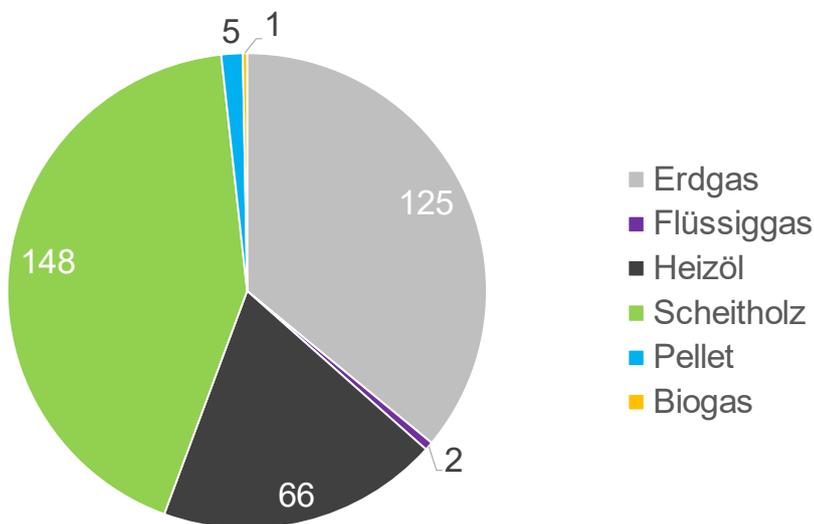


Abbildung 5-9: Verteilung der Feuerstätten nach eingesetztem Energieträger

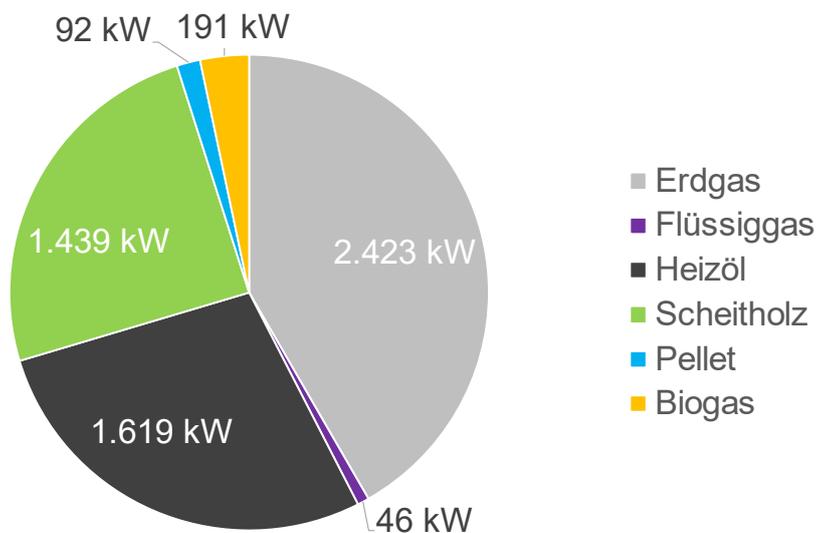


Abbildung 5-10: Verteilung der kumulierten Anlagenleistung der Feuerstätten nach eingesetztem Energieträger

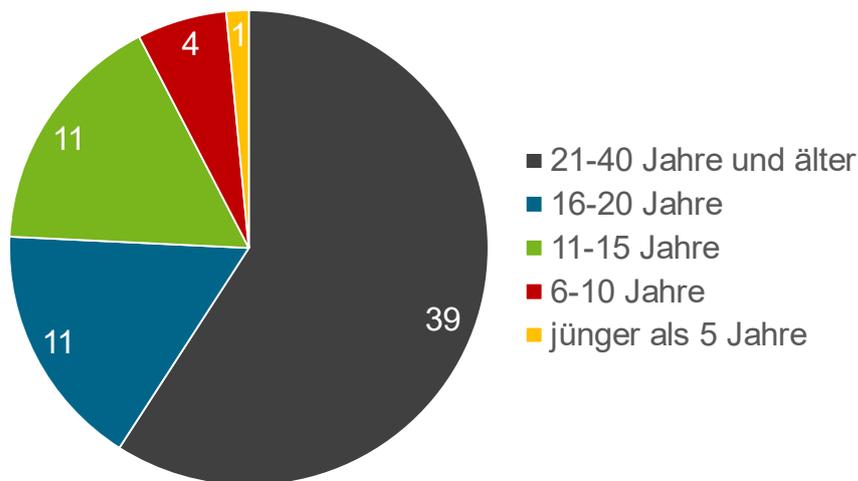


Abbildung 5-11: Alter der Ölkessel

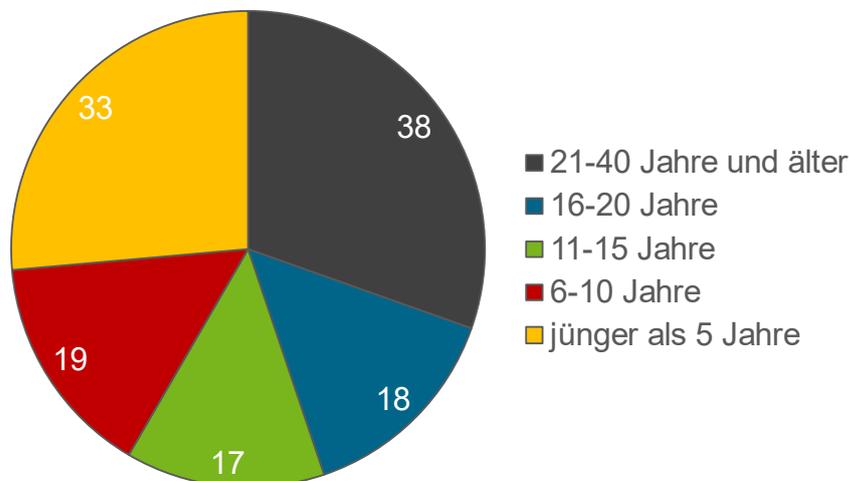


Abbildung 5-12: Alter der Erdgaskessel

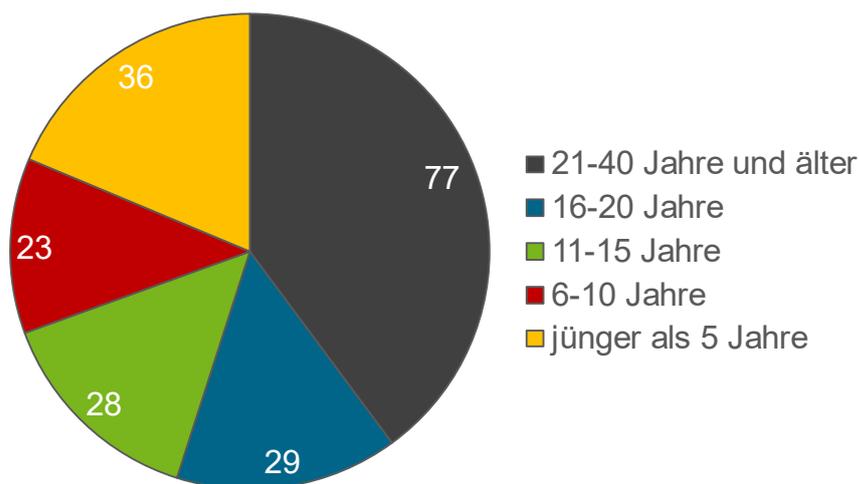


Abbildung 5-13: Anzahl und Alter der fossilen Kesselanlagen (Heizöl, Erdgas und Flüssiggas) kummuliert

Von den 66 installierten Heizölkesseln sind laut Feuerstättendatenbank 39 bzw. ca. 60 % älter als 21 Jahre und damit ersatzbedürftig. Bei den Erdgaskesseln sind 38 und somit rd. 30 % älter als 21 Jahre und damit ersatzbedürftig. Hier besteht - auch bei vorübergehender Beibehaltung einer fossilen Wärmeerzeugung - ein beträchtliches Energieeffizienzpotenzial, welches durch Optimierung der Regelung und der Durchführung des hydraulischen Abgleichs i. H. v. rd. 20 bis 30 % hochgradig wirtschaftlich erschlossen werden kann (VdZ e. V. - Wirtschaftsvereinigung Gebäude und Energie, 2024). 33 Hauseigentümer*innen haben erst in den vergangenen fünf Jahren neue Erdgaskessel eingebaut und sind somit, falls sie nicht eine relativ neue Anlage austauschen, noch länger dem Risiko steigender Erdgaspreise ausgesetzt.

5.3.4 ERGEBNISSE DER FRAGEBOGENAKTION ZUR IST-SITUATION DER WOHNGEBÄUDE

Um die Abschätzung zum Wärmebedarf möglichst genau zu verifizieren sowie das Interesse an einer klimafreundlichen zentralen Wärmeversorgung abzufragen, wurde ein Fragebogen erstellt (vgl. Abbildung 5-14). Dieser wurde an alle Haushalte des Quartiers verteilt.

Die Auswertung der abgegebenen Fragebögen zeigt überwiegend Interesse an einer klimafreundlichen zentralen Wärmeversorgung (vgl. Tabelle 5-1).

Energetisches Quartierskonzept Klempau Fragebogen

Für das Quartierskonzept werden sowohl die Energie- und Kosteneinsparpotentiale im Bereich Gebäudesanierung als auch Optionen für eine zukunftsweisende Wärmeversorgung ermittelt. Um möglichst realistische Ergebnisse zu erarbeiten, ist es erforderlich, den zu erwartenden Wärmeabsatz zu kennen. Daher bitten wir Sie um Informationen zu Ihrer Heizung, dem Brennstoffverbrauch und Ihrem Gebäude.

Mit dem ausgefüllten Fragebogen können Sie an der Vergabe der kostenfreien Energieberatungen teilnehmen. Geben Sie den Fragebogen gerne auch ab, sollten Sie kein Interesse an einer Energieberatung haben (Punkt 13, siehe unten).

Das Beantworten der Fragen verpflichtet Sie zu nichts! Sollten Sie bei der Ermittlung der Daten Unterstützung benötigen oder Fragen haben, steht Ihnen Herr Noah Schöning von der Firma FRANK Ecozwei gerne telefonisch (040 69711-1207) oder per Mail (noah.schoening@frank.de) zur Verfügung.

1. Straße + Hausnummer des Objektes _____
2. Vorname, Name _____
3. Telefon / E-Mail _____ / _____
4. Baualtersklasse Haus:
 vor 1949 1950 bis 1964 1965 bis 1977 1978 bis 1999 ab 2000
5. Sanierungen in den letzten Jahren (Maßnahme und Jahr): _____

6. Wohnfläche: _____ m²
7. Baujahr der Heizungsanlage: _____
8. Leistung der Heizungsanlage: _____ kW
9. Heizungsart / Brennstoff und jährlicher Verbrauch
 - Erdgas Verbrauch: _____ kWh oder m³ (Nichtzutreffende Einheit bitte streichen!)
 - Heizöl Verbrauch: _____ Liter
 - Nahwärme Verbrauch: _____ kWh
 - Pellets Verbrauch: _____ kg
 - Holz Verbrauch: _____ m³
 - Strom Verbrauch: _____ kWh (für Wärmepumpe Stromheizung)
 - Solarthermie
 - Sonstiges Verbrauch: _____ Art der Heizung: _____
10. Art der Trinkwarmwasserbereitung: zentral über Heizungsanlage dezentral elektrisch
11. Grundsätzliches Interesse an einer klimafreundlichen, zentralen Wärmeversorgung: ja nein
12. Sind Bauzeichnungen Ihres Objekts vorhanden und einsehbar?: ja nein
13. Interesse an einer kostenlosen Energieberatung: ja nein

Die anliegende Einverständniserklärung bzgl. der Erfassung und Verarbeitung personenbezogener Daten gemäß Art. 7 DSGVO und der Veröffentlichung von Fotos und/oder Videoaufnahmen habe ich vollständig ausgefüllt und unterschrieben. Damit akzeptiere ich die Datenschutzhinweise hinsichtlich der Herstellung und Verwendung von Foto und /oder Videoaufnahmen gemäß Art. 13 DSGVO.

Abbildung 5-14: Fragebogen an alle Haushalte im Quartier

Tabelle 5-1: Auswertung der Fragebögen zu den Liegenschaften des Quartiers

Charakteristik	Angabe	Bezug
Abgegebene Fragebögen:	11	
Interesse an zentr. Wärmeversorgung	11	Ja
	0	Nein
Angabe Energieverbräuche	8	
Baualterklasse vor 1949	3	
Baualterklasse 1950-1964	-	
Baualterklasse 1965-1977	2	
Baualterklasse 1978-1999	5	
Baualterklasse nach 2000	1	
Bj. Heizung	1990-2023 (Mittelwert: 2007)	
Energieträger	2	Holz
	8	Erdgas
	3	Heizöl
	1	Strom
Mittelwert spez. Verbrauch	104	kWh/(m ² ·a)

5.3.5 ÖFFENTLICHE LIEGENSCHAFTEN

Im Quartier befinden sich lediglich die freiwillige Feuerwehr Klempau sowie ein Kindergarten.

5.4 ENERGIE- UND CO₂-BILANZ DES QUARTIERS

Grundlage der Energie- und CO₂-Bilanzierung sind die abgeschätzten spezifischen Heizwärmebedarfe nach Baualterklassen (siehe Kapitel 5.3.1). Die zweite notwendige Kenngröße ist die Energiebezugsfläche. Hier erfolgte die Abschätzung auf Basis von Geodaten. Das Landesamt für Vermessung und Geoinformation Schleswig-Holstein stellt den Städten und Gemeinden in Schleswig-Holstein kostenfrei Geobasisdaten zur Verfügung.

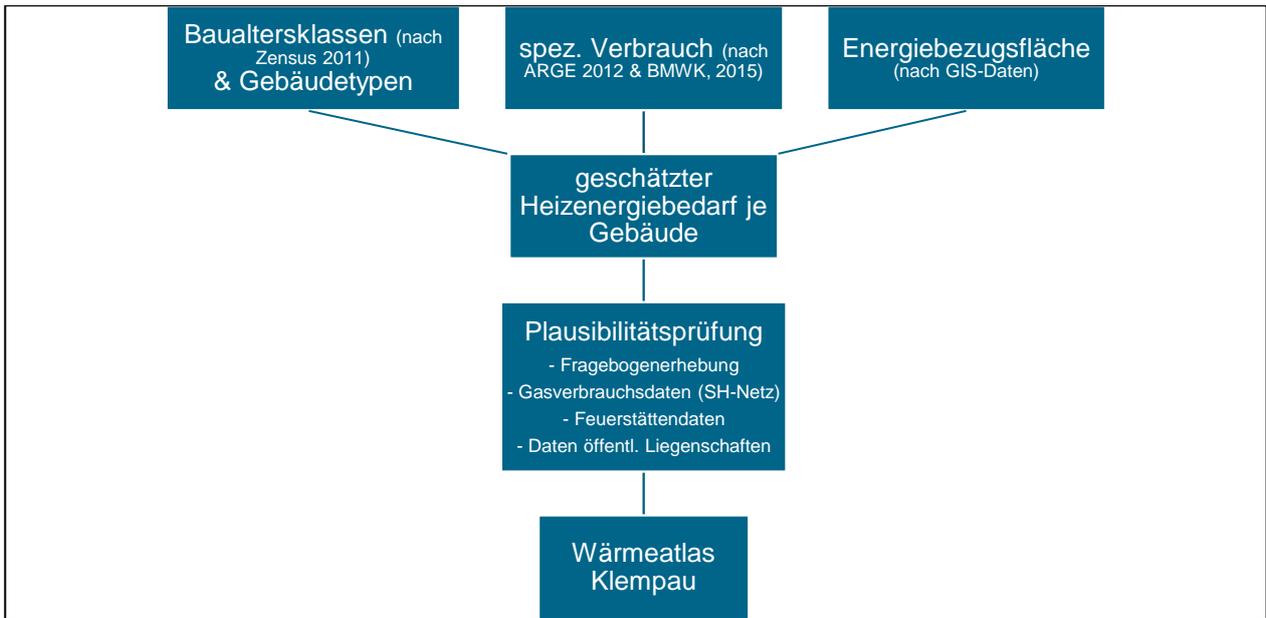


Abbildung 5-15: Vorgehensweise zur Erstellung der Wärmeatlasses

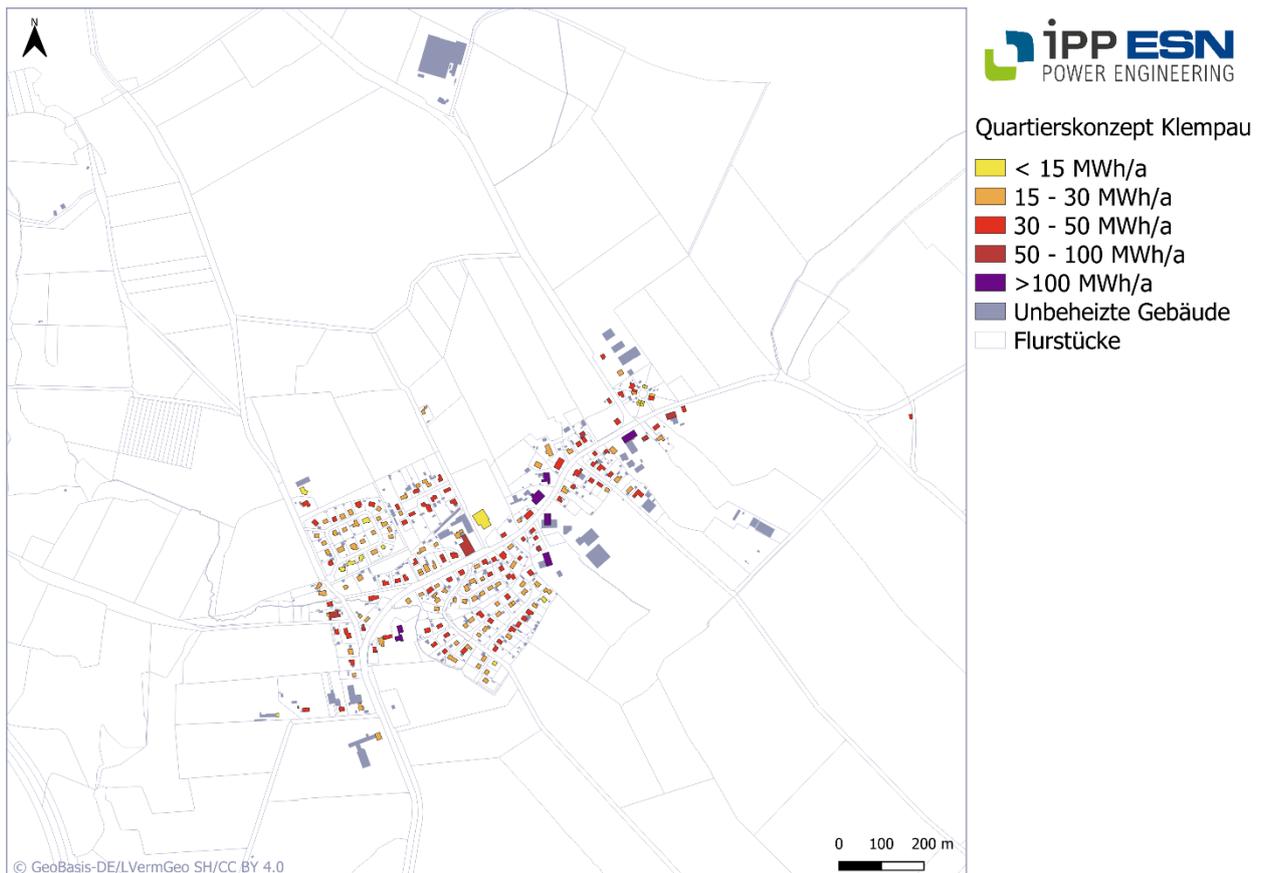


Abbildung 5-16: Wärmeatlas des Quartiers Klempau

Mit Hilfe des Liegenschaftskatasters und des 3D-Gebäudemodells (LoD1) konnten die Gebäudegrundflächen und die jeweilige Geschossanzahl ermittelt werden. Die so berechneten

Heizenergiebedarfe je Gebäude wurden in einem letzten Schritt mit den übermittelten Realdaten der Fragebogenerhebung, des Gasverbrauchs und den Feuerstättendaten plausibilisiert.¹

Das Ergebnis ist im Wärmeetlas (vgl. Abbildung 5-16) dargestellt.

Der Heizenergiebedarf im Quartier teilt sich gemäß Tabelle 5-2 auf Wohn- und Nichtwohngebäude auf.

Tabelle 5-2: Heizenergiebedarf im Quartier

Wohngebäude		Nichtwohngebäude		Gesamt
Anzahl	MWh/a	Anzahl	MWh/a	MWh/a
198	5.061	3	198	5.259

Abbildung 5-17 zeigt die Verteilung der Energieträger im Quartier auf Basis der Auswertungen der Feuerstättendaten und der ergänzenden Plausibilitätsprüfungen aus den Gasverbrauchsdaten. Die Abbildung verdeutlicht den hohen Erdgasanteil des Energieträgersplits der Kesselanlagen (ca. 81 %, bezogen auf den Endenergiebedarf).

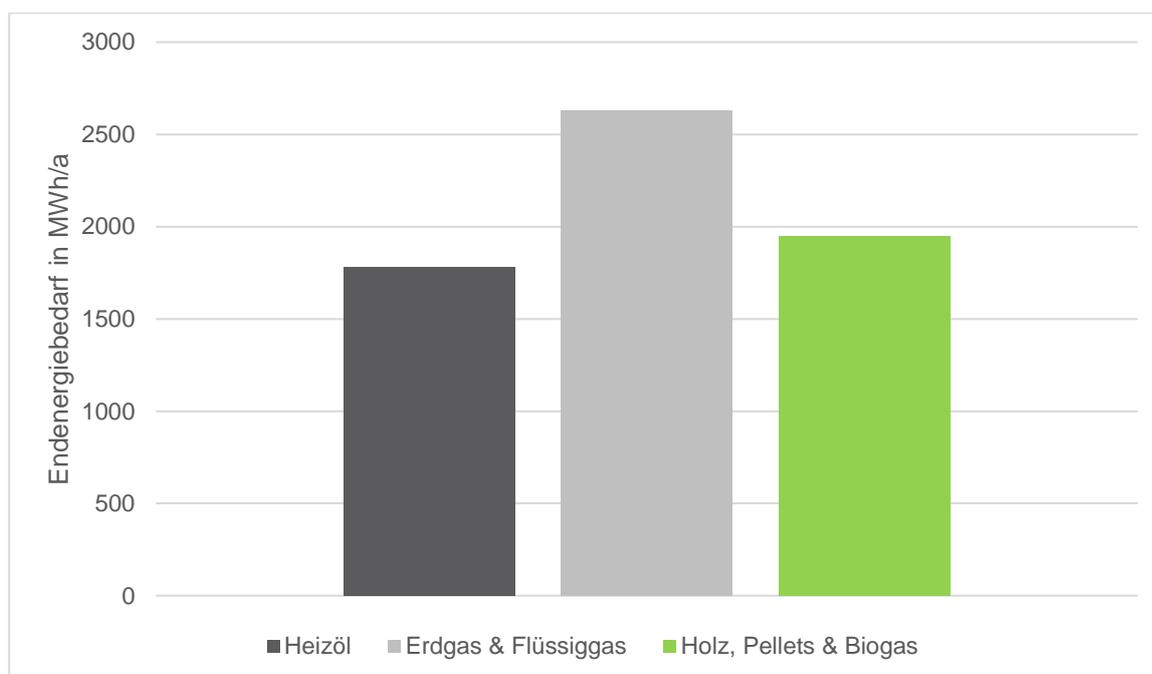


Abbildung 5-17: Aufteilung Endenergiebedarf nach Energieträgern

Die Bestimmung der CO₂-Emissionen des Quartiers erfolgt durch die Multiplikation der ermittelten Energieverbräuche mit den zugrunde gelegten spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren (vgl. Tabelle 5-3).

¹ Der spezifische Verbrauch wurde nach dem Tabula-Verfahren ermittelt (IWU, 2015).

Tabelle 5-3: CO₂-Emissionsfaktoren und Primärenergiefaktoren verschiedener Energieträger

ENERGIETRÄGER	SPEZIFISCHE EMISSIONEN	QUELLE	PRIMÄRENERGIE-FAKTOREN	QUELLE
Erdgas	247 g/kWh	(IfEU, 2019)	1,1	GEG
Heizöl	318 g/kWh		1,1	
Flüssiggas	276 g/kWh		1,1	
Biogas (gebäudenah erzeugt)	113 g/kWh		0,3	
Holzpellets	25 g/kWh		0,2	
Solarthermie	24 g/kWh		0,0	
Strom deutscher Mix	475 g/kWh		1,8 / 1,2 ²	

Tabelle 5-4 stellt die aktuelle Bilanz des Endenergiebedarfs, des Primärenergiebedarfs und der CO₂-Emissionen des Quartiers dar.

Tabelle 5-4: Jährliche Wärme-, Endenergie-, CO₂- und Primärenergiebilanz für das Quartier

ENERGIETRÄGER	HEIZENERGIE-BEDARF [MWH]	ENDENERGIE-BEDARF [MWH]	PRIMÄRENERGIE-BEDARF [MWH]	CO ₂ -AUSSTOß [T]
Heizöl EL	1.547	1.780	1.960	566
Erdgas & Flüssiggas	2.366	2.630	2.890	650
Holz, Pellets und Biogas	1.346	1.950	420	71
Summe	5.259	6.360	5.270	1.287

5.5 ZUSAMMENFASSUNG BESTANDSAUFNAHME

Das Quartier Klempau ist ein leicht wachsendes Wohnquartier. Die meisten Gebäude stammen aus den 1950er bis 1970er Jahren, in den 2020er Jahren entstanden noch einige Neubauten. Die Bebauung ist hauptsächlich durch Einfamilienhäuser charakterisiert, nur vereinzelt finden sich Gebäude mit mehr als zwei Wohneinheiten. Dies unterstreicht die Attraktivität des Standortes für Familien, die beruflich z. B. nach Kiel oder Neumünster pendeln.

Die Wohngebäudesituation bzw. der Gebäudezustand ist divers und die Altersstruktur heterogen. Im Quartier befinden sich neben einem Feuerwehrgebäude auch ein Kindergarten.

Im Quartier werden zu rund zwei Dritteln Erdgasheizungen zur Wärmeversorgung verwendet, zu rund einem Drittel Ölheizungen. Holzheizungen (Kaminöfen) als zweite Wärmequelle ergänzen diese in vielen Gebäuden, allerdings überwiegend nur für einzelne Räume. Biogas- und Pelletheizungen sind ebenfalls vereinzelt vorhanden. Weit überwiegend basiert aber die Wärmeerzeugung noch auf fossilen Energieträgern.

Die von der SH-Netz bereitgestellten Verbrauchsdaten beschränken sich auf die straßenzugweise Gasverbräuche. Stromverbräuche zu Heizzwecken wurden nicht übermittelt. Da Wärmepumpen oder ggf. noch vorhandene Strom-Direktheizungen auch nicht vom Schornsteinfeger

² Der niedrigere Primärenergiefaktor von 1,2 gilt für die Nutzung von Strom in Großwärmepumpen ab einer Leistung von 500 kW (vgl. Bundesministerium der Justiz, GEG2024 §22 Abs. 4 (2)).

FRANK



erfasst werden, ist kein Rückschluss auf die Anzahl der entsprechenden Heizungen im Quartier möglich.

6. ENERGIE- UND CO₂-MINDERUNGSPOTENZIALE DURCH GEBÄUDESANIERUNG

6.1 GEBÄUDESANIERUNGSPOTENZIAL – VORGEHENSWEISE, RAHMENBEDINGUNGEN

Für die Sanierung von Wohngebäuden gibt es aktuell umfassende Förderungen. Ziel der Bundesförderung ist es, die Quote der energetischen Sanierungen zu erhöhen und dadurch den CO₂-Ausstoß des Wohnungsbestandes in Deutschland zu reduzieren. Dies trägt dazu bei, die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, insbesondere einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand, bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Die Förderung soll darüber hinaus die finanzielle Belastung für Eigentümer und Nutzer reduzieren.

Mit der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) wurde die energetische Gebädeförderung des Bundes aufgesetzt. Die BEG ist zum Jahresbeginn 2021 gestartet. Sie ist in eine Grundstruktur mit den drei Teilprogrammen Wohngebäude (WG), Nichtwohngebäude (NWG) und Einzelmaßnahmen (EM) aufgeteilt. Das Teilprogramm BEG WG vereint sämtliche Förderangebote für Gesamtmaßnahmen bei Wohngebäuden. Als Gesamtmaßnahme sind alle Vorhaben zu verstehen, die im Ergebnis zu einem energetischen Zustand des Gebäudes auf Effizienzhausniveau führen (KfW, o. J. b), sei es in Folge einer Sanierung oder als Neubau.

Im Rahmen der Sanierung eines Wohngebäudes gibt es zahlreiche förderfähige Maßnahmen. Es werden als Voraussetzung für eine Förderung sowohl Anforderungen an die Qualität der Maßnahme als auch an ihre Umsetzung gestellt. So wird das Ziel einer energieeffizienteren Ausführung als beim gesetzlich vorgeschriebenen Mindeststandard erreicht.

Förderfähige Kosten bei Sanierungen von Bestandsgebäuden sind

- Wärmedämmung von Wänden, Dachflächen und Geschossdecken;
- Erneuerung, Ersatz oder erstmaliger Einbau von Fenstern und Außentüren;
- Erneuerung der Heizungsanlage im Gebäude;
- Einbau und Erneuerung einer Lüftungsanlage;
- Einbau und Installation von Geräten zur digitalen Energieverbrauchsoptimierung;
- alle Umfeldmaßnahmen, die im direkten Zusammenhang mit der energetischen Sanierung stehen (z. B. Gerüststellung, Abriss / Entsorgung etc.)

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat die KfW sowie das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) mit der Durchführung des Förderprogramms beauftragt. Im Teilprogramm BEG WG liegt die Zuständigkeit für die Durchführung der Kreditvariante für Effizienzhäuser sowie die Förderung der Einzelmaßnahmen zur Heiztechnik bei der KfW. Die Zuständigkeit für die Durchführung der Zuschussvariante für BEG-Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle liegt beim BAFA (KfW, o. J. a).

6.2 FÖRDERPROGRAMME UND UMFELD FÜR DIE ENERGETISCHE SANIERUNG

Die KfW fördert die energetische Sanierung von Wohngebäuden, deren Bauantrag oder Bauanzeige zu dem Zeitpunkt des Antrags mindestens fünf Jahre zurückliegt. Der KfW-Kredit 261 kommt bei einer Sanierung einer Bestandsimmobilie zum Effizienzhaus in Frage.

Wie hoch der Kreditbetrag für die Sanierung von bestehenden Immobilien zum Effizienzhaus ist, hängt davon ab, wie energieeffizient die sanierte Immobilie ist und wie hoch die förderfähigen Kosten sind. Wird eine Effizienzhaus-Stufe erreicht, wird das Vorhaben mit einem Kreditbetrag

von bis zu 120.000 € je Wohneinheit gefördert. Wenn die Immobilie zusätzlich die Kriterien für eine Erneuerbare-Energien-Klasse erreicht, steigt der maximale Kreditbetrag auf 150.000 € je Wohneinheit.

Der Tilgungszuschuss reduziert das Darlehen und verkürzt die Laufzeit. Es muss also nicht der gesamte Betrag zurückgezahlt werden. Der maximale Tilgungszuschuss liegt bei 37.500 € je Wohneinheit. Je besser die Effizienzhaus-Stufe der Immobilie nach der Sanierung, desto höher der Tilgungszuschuss. Der Tilgungszuschuss wird nach Abschluss des Vorhabens gutgeschrieben.

Auch die Baubegleitung wird mit einem zusätzlichen Kreditbetrag und Tilgungszuschuss gefördert. Bei einem Mehrfamilienhaus mit drei oder mehr Wohneinheiten beträgt der maximale Kreditbetrag 4.000 € je Wohneinheit bzw. bis zu 40.000 € je Vorhaben, bei dem eine neue Effizienzhaus-Stufe erreicht wird. Bei einem Ein- oder Zweifamilienhaus, einer Doppelhaushälfte oder einem Reihenhaus beträgt der maximale Kreditbetrag bis 10.000 € je Vorhaben bei einem Tilgungszuschuss von 50 % (KfW, 2023).

Tabelle 6-1: Förderung und Boni Kredit 261 (BMWK, 2024)

	Tilgungszuschuss	Klassen		Boni (bis 20% kumulierbar)	
		EE	NH	WPB	SerSan
EH Denkmal	5 %	5 %	5 %	-	-
EH 85	5 %	5 %	5 %	-	-
EH 70	10 %	5 %	5 %	10% (nur EE)	-
EH 55	15 %	5 %	5 %	10 %	15 %
EH 40	20 %	5 %	5 %	10 %	15 %

Das BAFA ist für die Förderung der BEG-Einzelmaßnahmen zuständig. Förderfähig sind alle Gebäudemaßnahmen, die die Energieeffizienz verbessern. Der Fördersatz variiert zwischen den unterschiedlichen Sanierungskategorien, wie etwa Maßnahmen an der Gebäudehülle, Anlagentechnik und Heizungsoptimierung, beträgt aber mindestens 15 % (BAFA, o. J.).

Das BAFA ermöglicht zusätzlich eine schrittweise Modernisierung der Gebäude mit einem individuellen Sanierungsfahrplan (iSFP) unter Begleitung durch einen Energie-Effizienz-Experten. Dabei wird die Zielstufe einer möglichen Modernisierung festgelegt. Für die Erstellung des iSFP gibt es einen direkten Zuschuss von 80 % der Kosten, maximal jedoch 1.700 €, zzgl. nochmals 500 € für das Vorstellen des iSFP auf einer Eigentümer- oder Beiratsversammlung. Zusätzlich gibt es, mit Ausnahme einer Heizungssanierung, für jede weitere umgesetzte Maßnahme einen Bonus von 5 % zu den Förderkonditionen aus den BEG-Programmen Einzelmaßnahmen (nur für Wohngebäude) oder BEG Wohngebäude (BAFA, 2022).

Seit dem 01.01.2024 gelten neue Förderbedingungen für die Einzelmaßnahmen. Die genauen Konditionen für die einzelnen Maßnahmen sind in Tabelle 6-2 aufgeführt. Die Maßnahmen an der Heiztechnik werden von der KfW gefördert.

Tabelle 6-2: Förderrichtlinie BEG Einzelmaßnahmen seit 01.01.2024 (BMWK, 2023)

Einzelmaßnahmen	Zuschuss	Boni		Klimageschwindigkeits-Bonus	Einkommens-Bonus
		iSFP-Bonus	Effizienz-Bonus		
Gebäudehülle	15 %	5 %			
Anlagentechnik	15 %	5 %			
Solarthermische Anlagen	30 %			max. 20 % ²	30 %
Biomasseheizungen ¹	30 %			max. 20 % ²	30 %
Wärmepumpen	30 %		5 %	max. 20 % ²	30 %
Brennstoffzellenheizung	30 %			max. 20 % ²	30 %
Wasserstofffähige Heizung (Investitionsmehrausgaben)	30 %			max. 20 % ²	30 %
Innovative Heizungstechnik	30 %			max. 20 % ²	30 %
Errichtung, Umbau, Erweiterung Gebäudenetz	30 %			max. 20 % ²	30 %
Gebäudenetzanschluss	30 %			max. 20 % ²	30 %
Wärmenetzanschluss	30 %			max. 20 % ²	30 %
Heizungsoptimierung zur Effizienzverbesserung	15 %	5 %			
Heizungsoptimierung zur Emissionsminderung	50 %				

6.3 MUSTERSANIERUNGSBERATUNGEN

Es wurden für drei Gebäude des Quartier Mustersanierungskonzepte erstellt, die den derzeitigen Gebäudezustand aufzeigen und entsprechende Sanierungsmaßnahmen ableiten lassen. Da Gebäude ausgewählt wurden, die die verschiedenen Baualterklassen repräsentieren, lassen die Ergebnisse Rückschlüsse auf den gesamten Bestand zu. Ziel ist es, übertragbare Maßnahmen zu entwickeln, die Energie einsparen und somit eine Reduzierung von CO₂-Emissionen bewirken.

Die Begehungen mit den jeweiligen Hauseigentümern wurden auf zwei Tage aufgeteilt. Zwei Begehungen fanden am 8.12.2023 statt. Die dritte Begehung war am 5.1.2024. Für die Bearbeitung wurden verschiedene Unterlagen zur Verfügung gestellt, u. a. Planunterlagen, Informationen über bereits durchgeführte Sanierungen, die Verbrauchsdaten der letzten Jahre und die Nutzerstatistik. Mithilfe dieser Daten und der Begehungen wurden Energiebedarfsberechnungen mit dem Programm Hottgenroth ETU Planer nach der DIN 18599 durchgeführt.

Für die drei untersuchten Gebäude wurde zunächst die Ausgangslage ermittelt. Dabei wurden der Gebäudebestand, der Zustand der einzelnen Bauteile sowie die thermische Gebäudehülle erfasst. Die thermische Gebäudehülle umfasst dabei alle Räume, die direkt oder indirekt beheizt werden und sich gegen Außenluft, Erdreich und unbeheizte Zonen abgrenzen. Durch alle Bauteile dieser Räume findet ein Wärmeaustausch und somit Energieverluste statt.

Im Anschluss daran erfolgte die energetische Bewertung der Ist-Zustände sowie die Beschreibung der Energiebilanzen. Für die energetischen Gebäudebewertungen stellen die vorhandenen

Energieverbräuche wichtige Indikatoren dar. Die Energiebilanzen geben Antworten auf die Fragen, ob die Häuser viel oder wenig Energie verbrauchen und durch welche Maßnahmen sich wie viel Energie einsparen lässt. Dazu werden alle Energieströme, die dem Gebäude zu- bzw. abgeführt werden, quantifiziert und anschließend bilanziert. Bei der Energiebilanz werden die Wärmeverluste und Wärmegewinne der Gebäudehülle sowie die Verluste der Anlagen zur Raumheizung, Trinkwarmwasserbereitung und Lüftungstechnik berücksichtigt. Aus der Bilanz ergibt sich dann der Endenergiebedarf Q_E (notwendige Energiemenge, die für die Beheizung, Lüftung und Warmwasserbereitung zu erwarten ist) und der Primärenergiebedarf Q_P des Gebäudes (zusätzliche Einbeziehung der Energiemenge der vorgelagerten Prozesskette außerhalb des Gebäudes mit Gewinnung, Umwandlung und Verteilung).

Besonders dargestellt werden auch die Energieverluste, die über die Gebäudehülle (Transmission), durch den Luftwechsel und bei der Erzeugung und Bereitstellung der benötigten Energie entstehen. Die Aufteilung der Verluste, d. h. der Transmissionsverluste der Bauteilgruppen Dach / oberste Geschossdecke, Außenwand, Fenster, Keller / unterer Gebäudeabschluss, der Anlagenverluste der Bereiche Heizung, Warmwasser, Hilfsenergie (Strom) sowie der Lüftungsverluste, sind für die einzelnen Gebäude tabellarisch oder in Diagrammen dargestellt.

Daraufhin fand eine Gesamtbewertung der Gebäude statt. Diese erfolgte aufgrund der jährlichen Primärenergiebedarfe pro Nutzfläche. Für die Einordnung der Energieeffizienz der Gebäude an sich ist der Primärenergiebedarf jedoch nicht ausschlaggebend. Er beziffert nicht nur die Energiemenge, die im Gebäude voraussichtlich verbraucht wird, sondern erfasst auch den Energiebedarf zur Herstellung, Lagerung und zum Transport der verwendeten Brennstoffe, so dass er im Grunde die Umweltbelastung widerspiegelt. Eine genauere energetische Bewertung der Gebäude erlaubt der Endenergiebedarf, da er den tatsächlich rechnerischen Verbrauch widerspiegelt. Diesen gilt es durch mögliche Maßnahmen zu senken, was gleichzeitig auch eine Reduzierung der Heizkosten bewirkt. Der tatsächliche Endenergieverbrauch eines Gebäudes ist sehr stark vom Nutzerverhalten der Bewohner*innen abhängig. So haben die Nutzungsdauer, das Lüftungsverhalten, die Raumtemperaturen und die Anzahl bzw. Größe der beheizten Räume einen wesentlichen Einfluss.

Aufbauend auf der Darstellung des energetischen Ist-Zustands erfolgte die Ausarbeitung der Sanierungsvarianten. Hierbei wurden geeignete Sanierungsmaßnahmen vorgeschlagen und dabei aufgezeigt, wie sich der Primär- und Endenergiebedarf sowie die CO₂-Emissionen und die Transmissionswärmeverluste durch die berechneten Varianten verändern.

Nach den energetischen Berechnungen der einzelnen Varianten erfolgte eine Kostenschätzung, die auf der DIN 276 im Hochbau basiert. Dieses normierte Verfahren ermöglicht eine strukturierte Kostenschätzung der einzelnen Bauteile und ist auch bei Banken anerkannt. Dies ist deshalb von Bedeutung, da über entsprechende Vergleichsobjekte die Werthaltigkeit der Maßnahmen durch die Banken und ihre Sachverständigen geprüft werden können. Die Baukosten sind Bruttokosten einschließlich 19 % Mehrwertsteuer.

Abschließend erfolgte eine Wirtschaftlichkeitsberechnung, in der die errechneten Kosten und Fördermöglichkeiten berücksichtigt und die einzelnen Varianten erneut gegenübergestellt wurden.

Die Ergebnisse der Mustersanierungskonzepte sind in Kapitel 6.3.1 bis 6.3.3 dargestellt.

6.3.1 MUSTERSANIERUNGSKONZEPT 1

Bei Mustersanierungsobjekt 1 handelt es sich um ein freistehendes Einfamilienhaus aus dem Jahr 1969 mit einem Keller, einem Voll- und einem Dachgeschoss plus einem Spitzboden. Das Kellergeschoss ist vollständig beheizt. Der Spitzboden ist unbeheizt.



Abbildung 6-1: Mustersanierungsobjekt 1, Rückansicht

6.3.1.1 BESTANDSAUFNAHME

Das Objekt befindet sich in einem gepflegten Allgemeinzustand.

Die Dachschrägen und die oberste Geschossdecke sind mit einer Zwischensparrendämmung versehen. Die Fassade ist monolithisch aufgebaut und besitzt keine Luftschicht. Die Fenster sind aus dem Jahr 1993. Die Haustür wurde 2010 und die Dachflächenfenster 2013 ausgetauscht. Das Kellergeschoss ist komplett beheizt. Die Kelleraußenwände zur Straße gehen gegen das Erdreich, wohingegen die Kelleraußenwände zur Gartenseite gegen Außenluft gehen. Die Bodenplatte gegen Erdreich stellt den unteren Gebäudeabschluss der Immobilie dar. Eine Dämmung könnte nur von oben aufgebracht werden, was einen großen Eingriff im Wohnbereich zur Folge hätte.

Bei der Heizungsanlage handelt es sich um eine alte Buderus Ölheizung, Typ Logana G 205, mit Warmwasserbereitung aus dem Jahr 1985. Sie befindet sich innerhalb der thermischen Gebäudehülle. Dies bedeutet, dass sich alle Rohrleitungen im beheizten Bereich befinden und es keine Wärmeverluste zu unbeheizten Räumen gibt. Die Heizungsanlage befindet sich nicht mehr auf dem aktuellen Stand der Technik und bietet Verbesserungspotenzial. Weiterhin ist ein Kaminofen vorhanden.

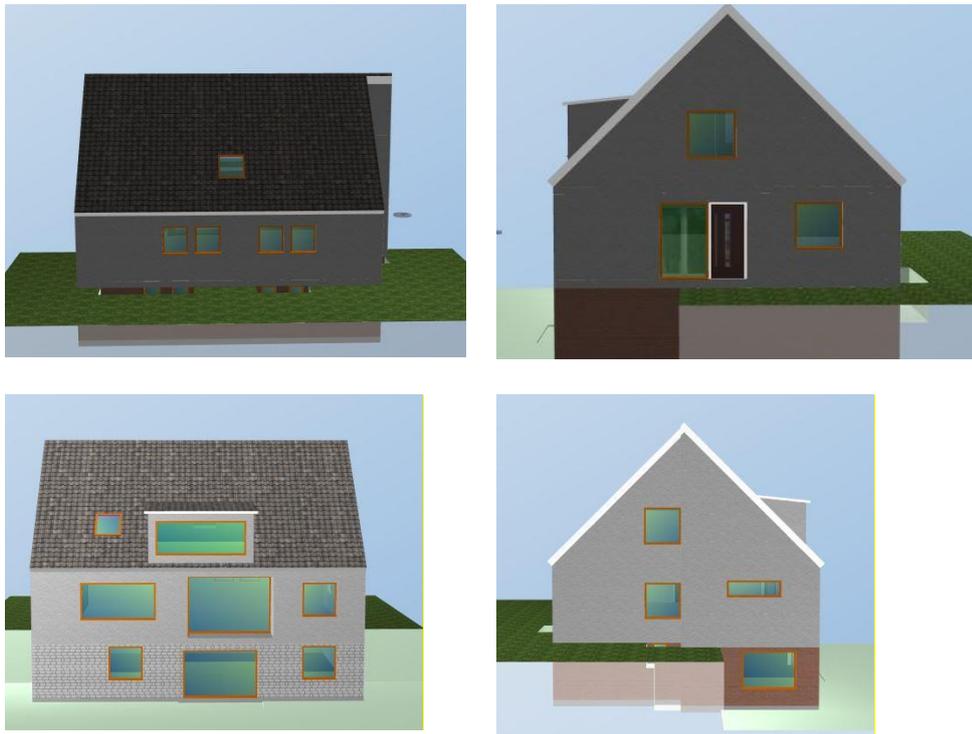


Abbildung 6-2: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth

Thermische Gebäudehülle

Zur thermischen Gebäudehülle ist festzuhalten, dass das Kellergeschoss, das Erdgeschoss und das Dachgeschoss beheizt sind. Der Spitzboden ist unbeheizt.

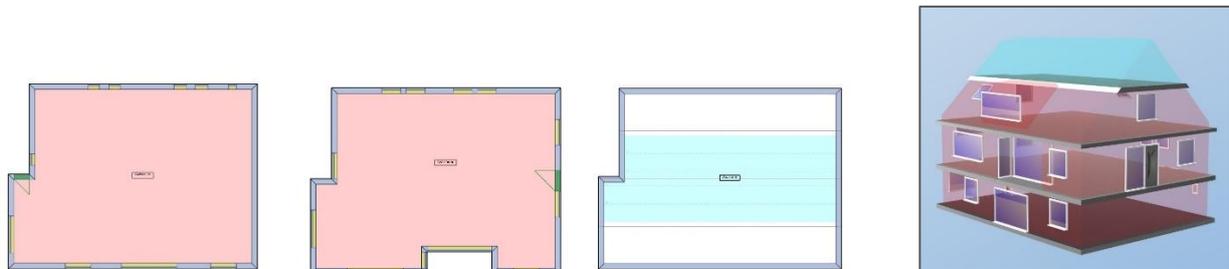


Abbildung 6-3: Thermische Gebäudehülle, v. l. n. r. KG, EG/OG, Spitzboden, 3D-Ansicht

Energetische Bewertung Ist-Zustand

In der folgenden Tabelle befindet sich eine Zusammenstellung der einzelnen, energetisch relevanten Bauteile der Gebäudehülle mit den momentanen Dämmwerten (U-Werten). Zum Vergleich sind die Mindestanforderungen angegeben, die der Gesetzgeber mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) und der Fördermittelgeber bei förderfähigen Maßnahmen (BEG) bei Änderungen von Bauteilen an bestehenden Gebäuden stellt.

Tabelle 6-3: Bauteile IST-Zustand

Bauteil	U-Wert ³ in W/(m ² ·K)	U _{max} GEG ⁴ in W/(m ² ·K)	U _{max} BEG ⁵ in W/(m ² ·K)
Dachschrägen (beheizter Bereich, unter Spitzboden)	0,39	0,24	0,14
Oberste Geschossdecke	0,43	0,24	0,14
Dachflächenfenster	1,90	1,40	1,00
Außenwände	1,70	0,24	0,20
Fenster	2,70	1,30	0,95
Glasbausteine	5,00	1,30	0,95
Hauseingangstür	2,90	1,80	1,30
Kellerwände gegen Erdreich	1,00	0,30	0,25
Bodenplatte Keller	1,20	0,30	0,25

Energiebilanz

Die Energiebilanz gibt Aufschluss darüber, in welchen Bereichen hauptsächlich die Energie verloren geht bzw. wo zurzeit die größten Einsparpotenziale in dem Gebäude liegen. In dem nachfolgenden Diagramm ist die Energiebilanz für die Raumwärme aus Wärmegewinnen und Wärmeverlusten der Gebäudehülle und der Anlagentechnik dargestellt.

Energieverluste entstehen über die Gebäudehülle, durch den Luftwechsel sowie bei der Erzeugung und Bereitstellung der benötigten Energie. Bei dem betrachteten Gebäude verursacht die Transmission (64.000 kWh/a) die größten Verluste, gefolgt von den Anlagenverlusten (39.500 kWh/a) und den Lüftungsverlusten (15.600 kWh/a).

³ Als U-Wert (früher k-Wert) wird der Wärmedurchgangskoeffizient eines Bauteils bezeichnet.

⁴ Bei Änderungen von Bauteilen an bestehenden Gebäuden muss der in dem GEG vorgegebene maximale U-Wert eingehalten werden.

⁵ Die Mindestanforderungen für BEG-EM-Förderungen gelten nicht für KfW-Effizienzhäuser, sondern für die BAFA-Förderung von Einzelmaßnahmen. Die Anforderungen können jederzeit aktualisiert werden.

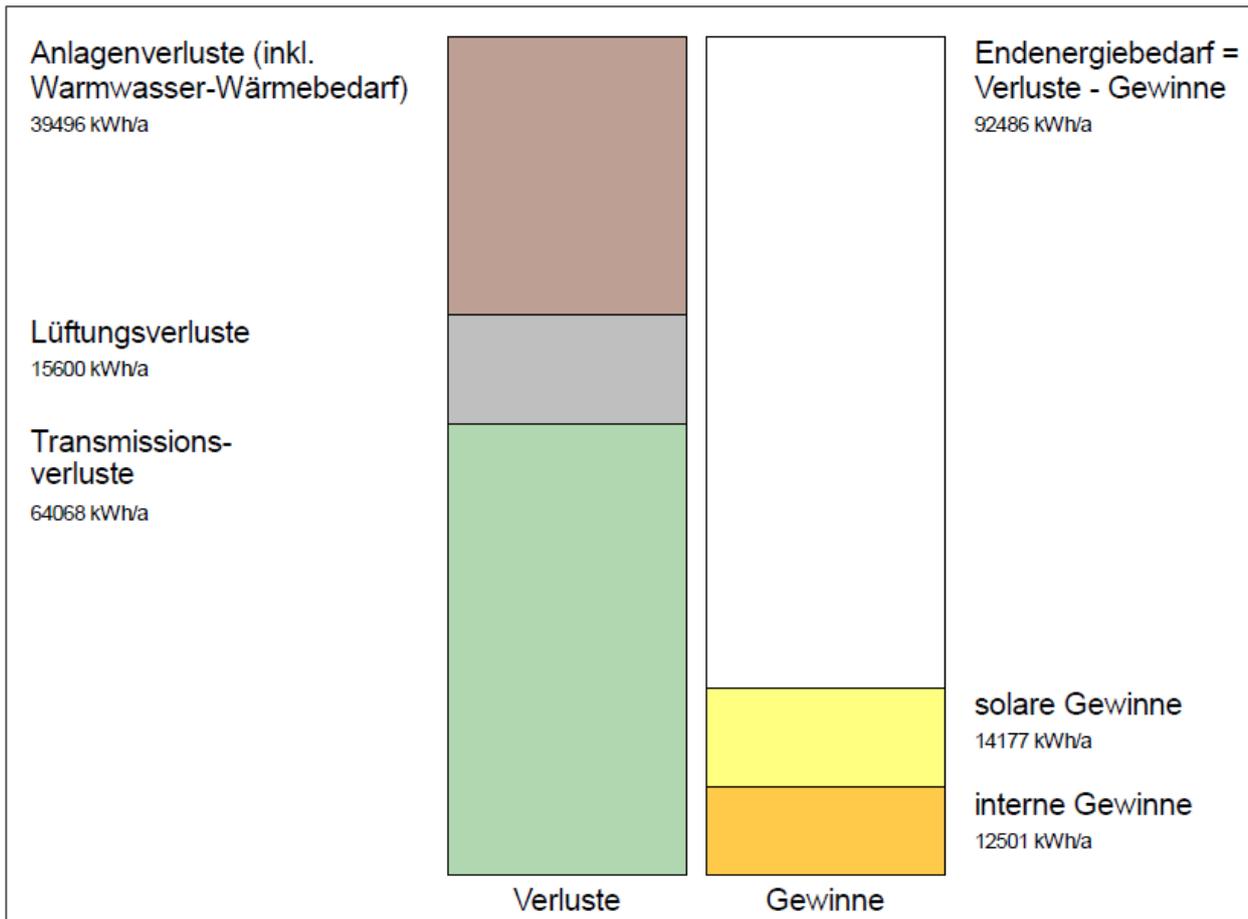


Abbildung 6-4: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 1

Wie genau sich die Transmissions- und Anlagenverluste zusammensetzen, ist Abbildung 6-5 zu entnehmen. Demnach sind die größten Transmissionsverluste bei der Außenwand (33.200 kWh/a) zu verzeichnen, gefolgt von den Fenstern (14.500 kWh/a), dem Kellerbereich (10.700 kWh/a) und dem Dach (5.600 kWh/a). Bei den Anlagenverlusten stellen die Heizungsverluste die größten Verluste dar, gefolgt von den Warmwasserverlusten und der Hilfsenergie.

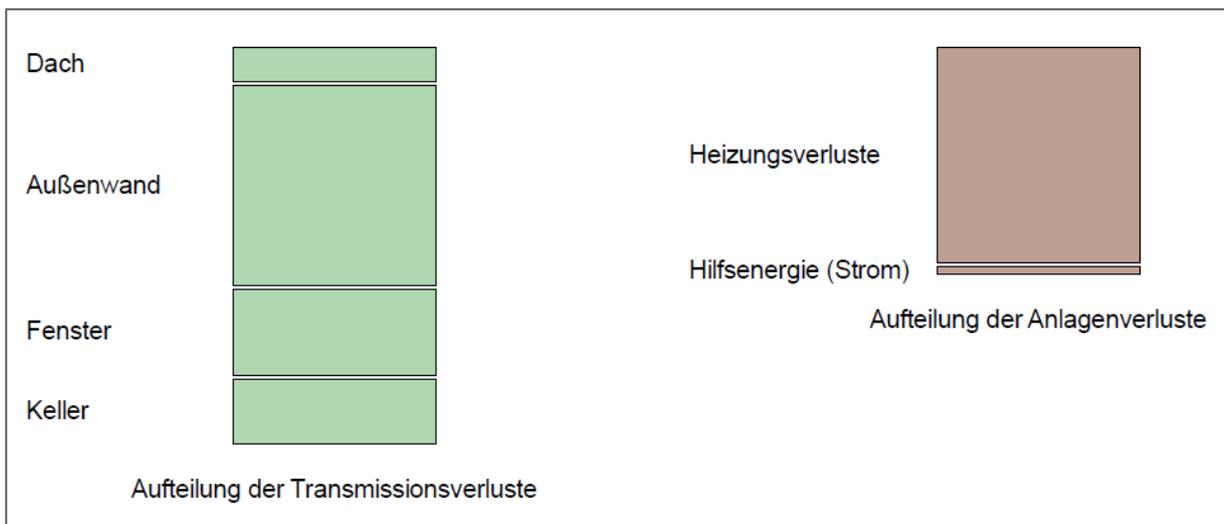


Abbildung 6-5: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 1

Bewertung des Gebäudes

Die CO₂-Emissionen betragen im Bestand 92 kg/(m²·a). Grundlage für die CO₂-Emissionsberechnung bilden die CO₂-Emissionsfaktoren gemäß Anlage 9 GEG. In der energetischen Klassenbewertung auf Basis des Endenergiebedarfs wird das Gebäude in die Kategorie H eingeordnet (Klassen A-H). Die Gesamtbewertung des Gebäudes erfolgt aufgrund des jährlichen Primärenergiebedarfs pro Nutzfläche - zurzeit beträgt dieser 327 kWh/(m²·a). Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, ist nicht der Primärenergiebedarf, sondern der Endenergiebedarf zur energetischen Bewertung des Gebäudes geeignet.

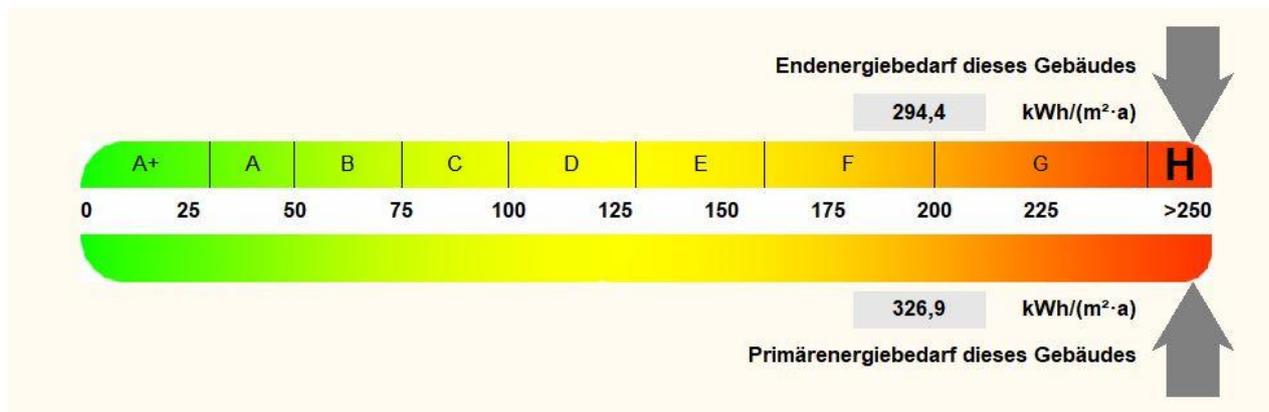


Abbildung 6-6: Gesamtbewertung Ist-Zustand⁶ MSK1

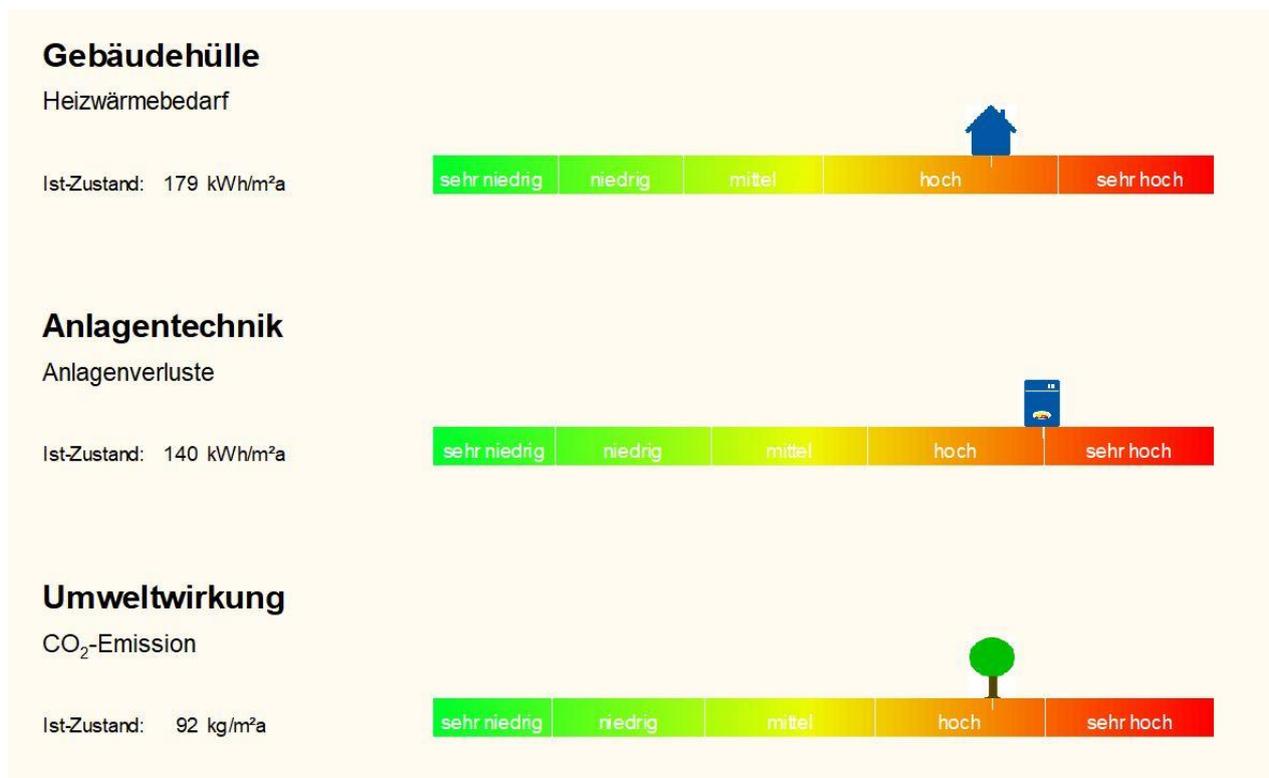


Abbildung 6-7: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand MSK 1

⁶ Die Angabe „kWh/m²a“ ist hier und in den nachfolgenden Grafiken zu verstehen als „kWh/(m²·a)“.

Für die Berechnung im Rahmen dieses Projekts wurde das GEG-Standard-Nutzungsverhalten zugrunde gelegt:

- mittlere Innentemperatur: 19,0 °C,
- Luftwechselrate: 0,79 h⁻¹,
- interne Wärmegewinne: 4.060 kWh pro Jahr,
- Warmwasser-Wärmebedarf: 2.719 kWh pro Jahr.

6.3.1.1 SANIERUNGSVARIANTEN

Im Folgenden werden Maßnahmen zur Sanierung vorgeschlagen, welche sinnvoll miteinander zu Gesamtpaketen kombiniert wurden.

Für eine vollumfängliche Planung ist eine objektbezogene Kostenschätzung (Leistungsphase 2) oder -berechnung (Leistungsphase 3) der HOAI von einem Architekten notwendig.

Die Tabelle 6-4 enthält eine Gegenüberstellung der verschiedenen Sanierungsvarianten.

Tabelle 6-4: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 1

Bauteil	V 1: Außendämmung + Fenster/Haustür	V 2: Kellerinnenwände	V 3a: Nahwärmean- schluss	V 3b: Wärmepumpe + Photovoltaik
Baukonstruktion				
Oberste Geschoss- decke				
Dach				
Dachflächenfenster	U _w 1,00 W/(m ² K)	U _w 1,00 W/(m ² K)	U _w 1,00 W/(m ² K)	U _w 1,00 W/(m ² K)
Außenwände	16 cm WDVS WLG 035	16 cm WDVS WLG 035	16 cm WDVS WLG 035	16 cm WDVS WLG 035
Fenster	U _w 0,90 W/(m ² K)	U _w 0,90 W/(m ² K)	U _w 0,90 W/(m ² K)	U _w 0,90 W/(m ² K)
Glasbausteine	U _w 0,90 W/(m ² K)	U _w 0,90 W/(m ² K)	U _w 0,90 W/(m ² K)	U _w 0,90 W/(m ² K)
Hauseingangstür	U _d 1,30 W/(m ² K)	U _d 1,30 W/(m ² K)	U _d 1,30 W/(m ² K)	U _d 1,30 W/(m ² K)
Kellerwände gegen Erdreich		10 cm WDVS WLG 024	10 cm WDVS WLG 024	10 cm WDVS WLG 024
Bodenplatte Keller				
Anlagentechnik				
Photovoltaik				Ja, 7,5 kW _p (ca. 30 m ²)
Austausch Heizung			ja, Nahwärmeanschluss	ja, Luftwärmepumpe

Tabelle 6-5: Variantenvergleich MSK 1

MSK 1	Ist-Zustand	V 1: Außendäm- mung + Fens- ter/Haustür	V 2: Kellerinnen- wände	V 3a: Nahwärmean- schluss	V 3b: Wärmepumpe + Photovoltaik
Primärenergie- bedarf [kWh/(m ² ·a)]	327	172	159	39	69
Endenergiebe- darf [kWh/(m ² ·a)]	312	164	151	131	38
Reduzierung des Endener- giebedarfs		47 %	51 %	58 %	88 %
CO ₂ -Emissio- nen [kg/(m ² ·a)]	92	49	45	5	22
Reduzierung der CO ₂ -Emis- sionen		47 %	51 %	94 %	77 %

Variante 1: Außenwanddämmung + Austausch der Fenster und Haustür

In Variante 1 werden die einschaligen Außenwände mit einem 16 cm Wärmedämmverbundsystem WLK 035 gedämmt. Darüber hinaus werden die alten Fenster und die Außentüren ersetzt. Bei den Fenstern handelt es sich um dreifach verglaste Modelle mit einem U_w -Wert von 0,90 W/(m²·K). Die neuen Außentüren sollten einen U_D -Wert von 1,30 W/(m²·K) aufweisen.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 92.486 kWh/Jahr reduziert sich auf 48.633 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 43.853 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 12.939 kg pro Jahr reduziert. Dies wirkt sich positiv auf den Treibhauseffekt aus und hilft, unser Klima zu schützen.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 172 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 1 beträgt 47 %.

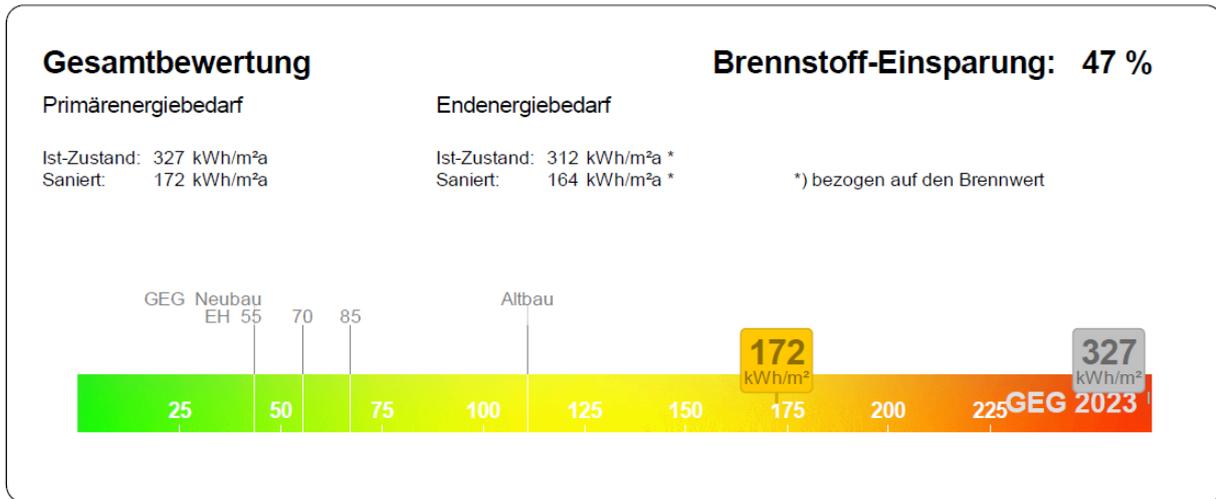


Abbildung 6-8: Bewertung Variante 1, MSK 1

Variante 2: Kellerinnenwände

Neben dem Tausch der Fenster und der Hauseingangstüren und der Dämmung der Außenwände werden in Variante 2 zusätzlich die Kellerinnenwände gegen Erdreich gedämmt. Hier besteht die Möglichkeit einer Innendämmung mittels Hochleistungsdämmstoff, sodass mit einer Dämmstärke von 10 cm bei einer WLG 024 ein guter Dämmwert zu erreichen ist.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 92.486 kWh/Jahr reduziert sich auf 44.858 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 47.628 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 14.060 kg pro Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 159 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 2 beträgt 51 %.

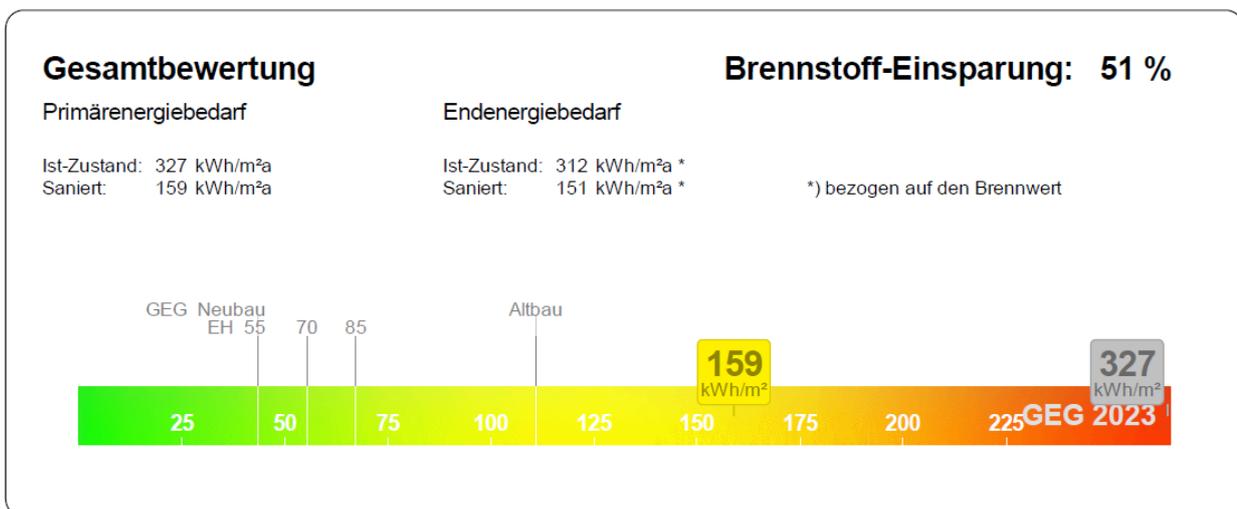


Abbildung 6-9: Bewertung Variante 2, MSK 1

Variante 3a: Nahwärme

Nachdem in den Varianten 1 und 2 die Gebäudehülle auf einen guten energetischen Stand gebracht worden ist, geht es im nächsten Schritt darum die Heiztechnik zu verbessern. Sollte es zukünftig in der Umgebung ein Nahwärmenetz geben, wäre ein Anschluss an dieses Nahwärmenetz aus energetischer Sicht zu empfehlen. Die Anschlusskosten sind im Vergleich zu anderen Heiztechniken überschaubar und der Betreiber des Wärmenetzes trägt dafür Sorge, dass alle gesetzlichen Bestimmungen eingehalten werden. Mit Wartungskosten ist bei der Wärmeübergabestation nicht mehr zu rechnen.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 92.486 kWh/Jahr reduziert sich auf 38.852 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 53.634 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 25.840 kg pro Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 39 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 3a beträgt 58 %.

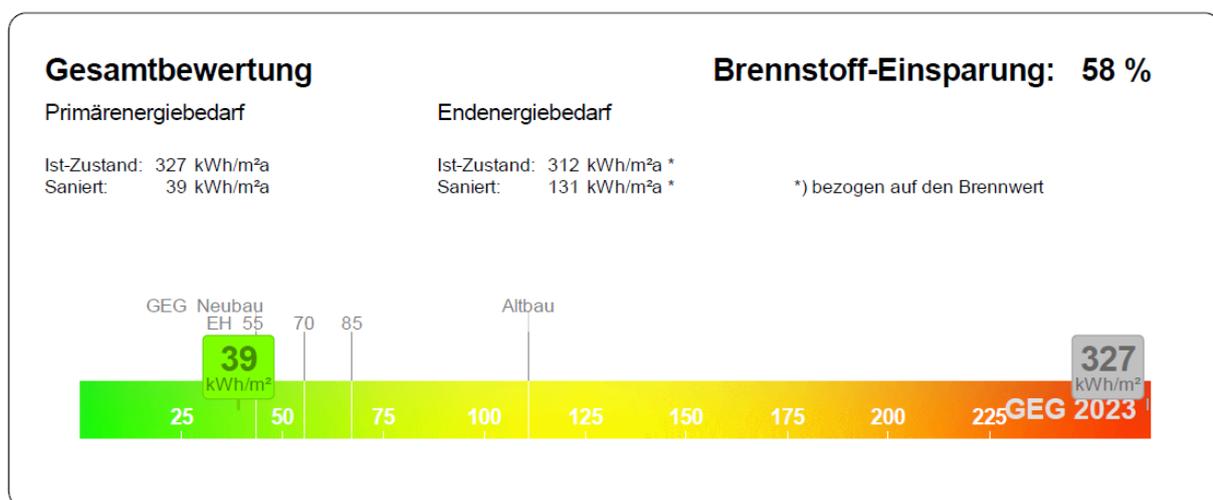


Abbildung 6-10: Bewertung Variante 3a, MSK 1

Variante 3b: Luft-Wasser-Wärmepumpe + Photovoltaikanlage

In Variante 3b wird die Heiztechnik anders optimiert als in Variante 3a. Eine Variante, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen, ist der Einbau einer Luftwärmepumpe. Da diese mit Strom betrieben wird, sollte eine Photovoltaikanlage zur Stromproduktion installiert werden, um einen Teil des Strombedarfes selbst zu produzieren.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 92.486 kWh/Jahr reduziert sich auf 11.386 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 81.100 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 21.018 kg pro Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten

Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 69 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 3b beträgt 88 %.

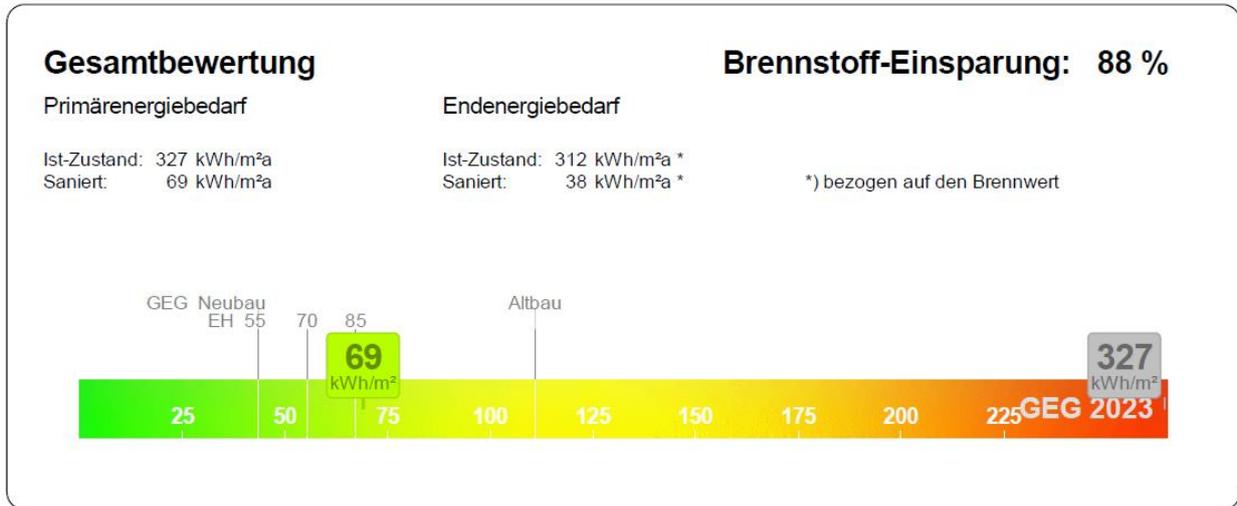


Abbildung 6-11: Bewertung Variante 3b, MSK 1

6.3.1.2 KOSTENSCHÄTZUNG

Tabelle 6-6 enthält die Kostenschätzung und basiert auf der DIN 276 - Kosten im Hochbau.

Tabelle 6-6: Kostenschätzung Sanierungsvarianten MSK 1

Kostenelement	Variante 1	Variante 2	Variante 3a	Variante 3b
	AW + Fenster + Türen	Oberste Geschossdecke	Nahwärme	Wärmepumpe + PV
Baukonstruktion				
Oberste Geschossdecke				
Dach				
Außenwände	54.000 €	54.000 €	54.000 €	54.000 €
Fenster gesamt	27.000 €	27.000 €	27.000 €	27.000 €
Hauseingangstür	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €
Kellerwände gegen Erdreich		5.000 €	5.000 €	5.000 €
Bodenplatte Keller				
Anlagentechnik				
Nahwärmeanschluss			10.000 €	
Luft-Wasser-Wärmepumpe				30.000 €
Photovoltaikanlage				11.500 €
Kostenschätzung brutto	91.000 €	96.000 €	106.000 €	137.500 €
BEG-Förderung inkl. iSFP	12.000 €	12.000 €	17.000 €	28.500 €
Endinvestition	79.000 €	84.000 €	89.000 €	109.000 €

6.3.1.3 WIRTSCHAFTLICHE AUSWERTUNG

Die wirtschaftliche Auswertung erfolgt unter Einbezug der verfügbaren Fördermittel der BEG. Dabei handelt es sich um die Förderung der Einzelmaßnahmen, die als Zuschuss vom BAFA zur Verfügung gestellt werden, ergänzt durch den Zuschussbonus über einen individuellen Sanierungsfahrplan.

Es wird die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen über einen Zeitraum von 40 Jahren betrachtet. Basis für die Berechnung sind die Energieverbräuche und Kosten der vergangenen Jahre. Diese wurden den Heizkostenabrechnungen des Eigentümers entnommen. Der durchschnittliche Gasverbrauch des Objektes liegt bei etwa 20.000 kWh/a. Für den Brennstoff wird eine Teuerungsrate von jährlich 4 % angenommen.

Abbildung 6-12 zeigt für die einzelnen Sanierungsvarianten eine Gegenüberstellung der Investitionskosten und Sowieso-Kosten auf der einen Seite und der Energiekostensparnis (nach 40 Jahren) sowie Förderzuschüsse auf der anderen Seite. Bei den Sowieso-Kosten handelt es sich um Kosten für Maßnahmen, deren Ausführung mittel- bis langfristig „sowieso“ durch den Eigentümer erforderlich wären. Hintergrund der Aufspaltung ist die Annahme, dass Maßnahmen wie z. B. eine Dachsanierung nur dann erfolgen, wenn sowieso das Dach erneuert werden muss, und nicht lediglich zur Erhöhung des Dämmstandards. Damit müssen dann nur noch die Kosten für die Maßnahmen, die über das gesetzlich vorgegebene Minimum hinausgehen, mit den Einsparungen und Förderungen dieses Mehraufwandes abgeglichen werden.

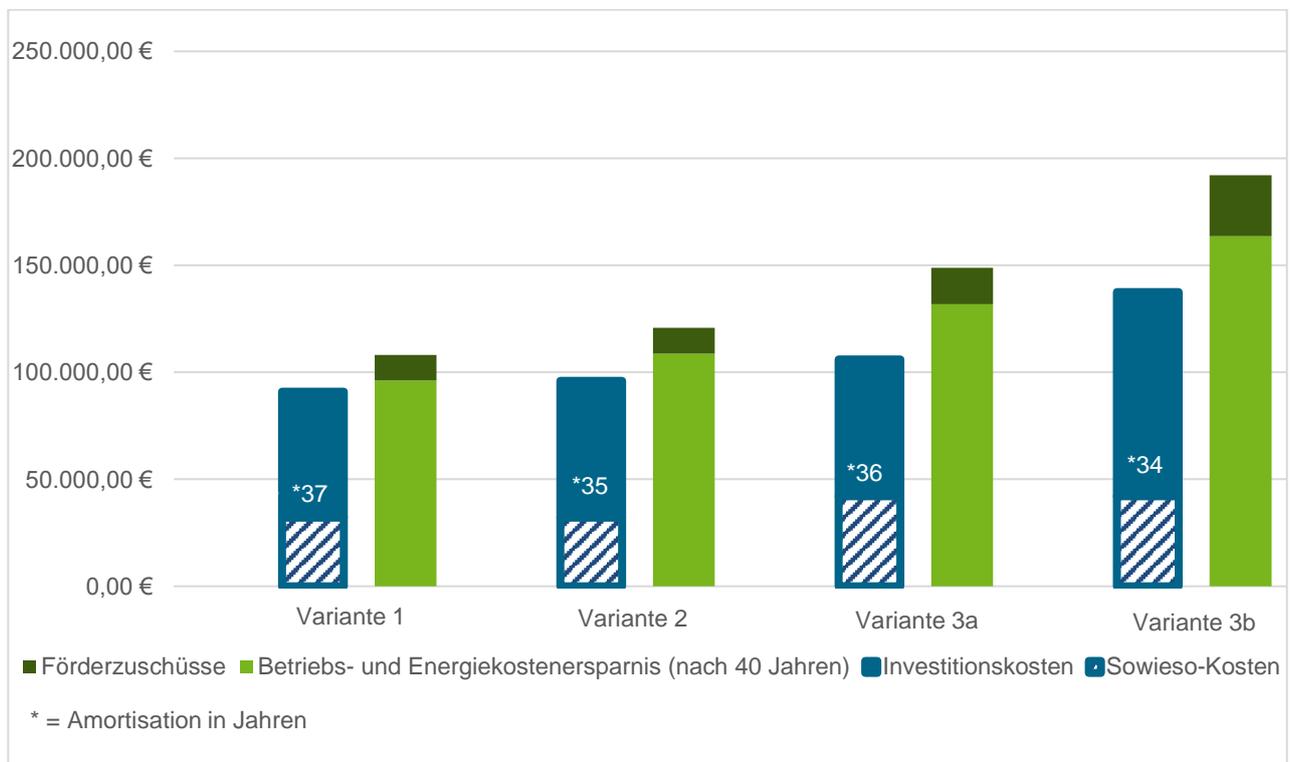


Abbildung 6-12: MSK 1, Rentabilität der Varianten nach 40 Jahren

Für die Amortisationszeiten werden die Kosten inklusive Sowieso-Kosten betrachtet, da aus Sicht der Eigentümer*innen der Gesamtbetrag der Investitionen aufzubringen ist. Eigentlich relevant für die Entscheidung, ob die ohnehin anstehende Renovierung nur gemäß dem gesetzlich geforderten Minimum erfolgt oder darüber hinausgeht, sollten allerdings die Mehrkosten einer

weitergehenden Sanierung im Vergleich zu den damit verbundenen Einsparungen und Förderungen sein. Dabei ergeben sich in der Regel kürzere Amortisationszeiten als hier angegeben.

In allen Varianten dieses Objekts wird der Heizungswechsel zu den Sowieso-Kosten gezählt. Da die Nahwärme die kostengünstigste Variante darstellt, wird diese in allen Varianten als Sowieso-Kosten für den Heizungsaustausch angenommen.

Abbildung 6-12 zeigt auf, dass sich alle Varianten in einem ähnlichen Betrachtungszeitraum amortisieren. Dieses liegt daran, dass über die Dämmung der Gebäudehülle rechnerisch 50 % der Endenergie eingespart werden kann. Aufgrund der Höhe der Investitionskosten für eine Außen-dämmung ist trotz der hohen Einsparungen keine schnelle Amortisation möglich.

6.3.2 MUSTERSANIERUNGSKONZEPT 2

Bei Mustersanierungsobjekt 2 handelt es sich um ein freistehendes Einfamilienhaus aus dem Jahr 1990. Das Objekt besteht aus einem Keller, einem Voll- und einem Dachgeschoss mit Spitzboden. Darüber hinaus gibt es noch einen Garagenanbau. Die Garage und der Keller sind unbeheizt. Das Erdgeschoss und das Obergeschoss werden als Wohnraum genutzt und sind beheizt.



Abbildung 6-13: Mustersanierungsobjekt 2, Rückansicht

6.3.2.1 BESTANDSAUFNAHME

Das Objekt befindet sich in einem gepflegten Allgemeinzustand.

Alle Bauteile befinden sich noch im Originalzustand. Die Dachschrägen und die oberste Geschossdecke sind mit einer Dämmung in Sparrenstärke, ca. 16 cm, versehen. Die Fassade ist zweischalig mit 5 cm Luftschicht aufgebaut. Bei den Fenstern handelt es sich um zweifach verglaste Kunststofffenster mit Sprossen. Die Kellerdecke stellt den unteren Gebäudeabschluss dar. Der Keller ist über ein geschlossenes Treppenhaus im Erdgeschoss zu erreichen. 2023 wurde die vordere Dachfläche mit einer Photovoltaikanlage belegt. Dazu ist ein Stromspeicher im Keller installiert worden.

Bei der Heizungsanlage handelt es sich um eine Ölheizung mit einer Leistung von 21 kW aus dem Jahr 1990. Sie befindet sich im Keller und somit außerhalb der thermischen Gebäudehülle. Dies bedeutet, dass über die Rohrleitungen im unbeheizten Keller Wärmeverluste entstehen. Die Warmwasserbereitung erfolgt zentral über die Heizungsanlage. Das gesamte Heizungssystem befindet sich nicht mehr auf dem aktuellen Stand der Technik und bietet Verbesserungspotenzial.

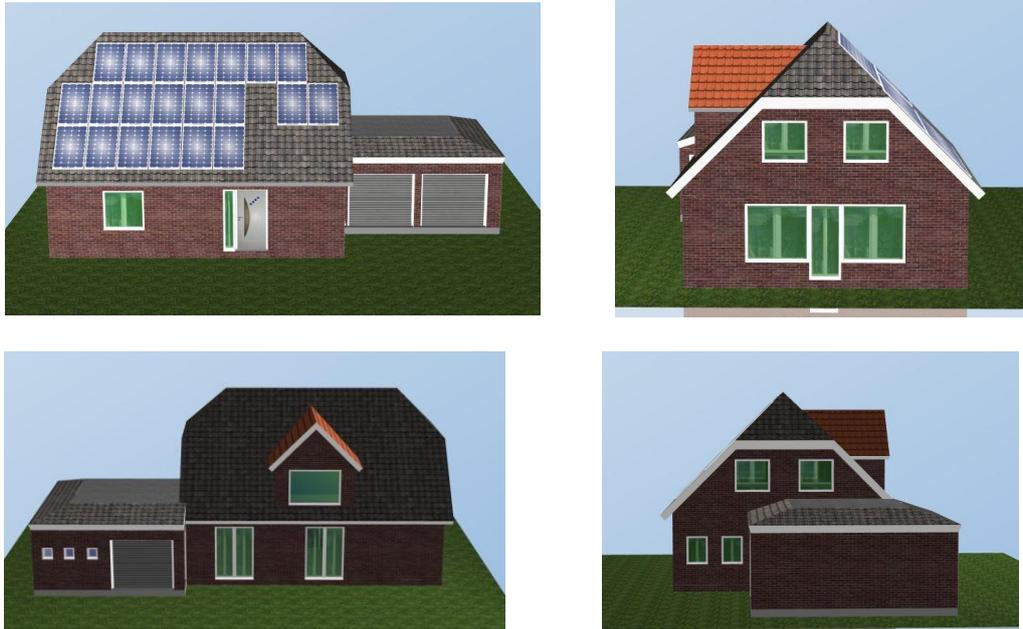


Abbildung 6-14: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth

Thermische Gebäudehülle

Zur thermischen Gebäudehülle ist festzuhalten, dass der Keller und die Garage nicht beheizt sind.

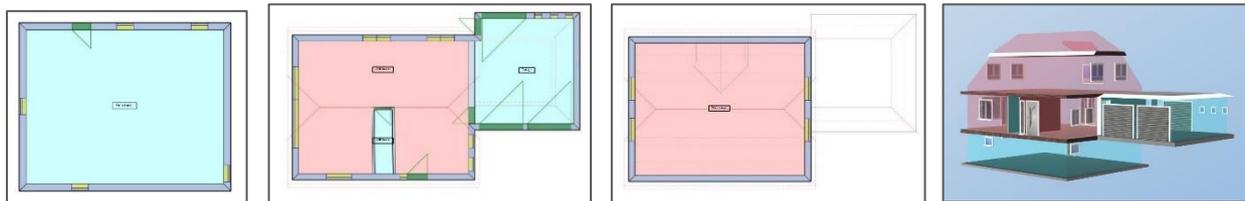


Abbildung 6-15: Thermische Gebäudehülle, v. l. n. r. KG, EG, OG, 3D-Ansicht

Energetische Bewertung Ist-Zustand

In der folgenden Tabelle befindet sich eine Zusammenstellung der einzelnen Bauteile der Gebäudehülle mit den momentanen U-Werten. Zum Vergleich sind die Mindestanforderungen angegeben, die der Gesetzgeber mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) und der Fördermittelgeber bei förderfähigen Maßnahmen (BEG) bei Änderungen von Bauteilen an bestehenden Gebäuden stellt.

Tabelle 6-7: Bauteile Ist-Zustand

Bauteil	U-Wert ⁷ in W/(m ² ·K)	U _{max} GEG ⁸ in W/(m ² ·K)	U _{max} BEG ⁹ in W/(m ² ·K)
Dach/oberste Geschossdecke	0,32	0,24	0,14
Außenwände	0,64	0,24	0,20
Fenster	2,70	1,30	0,95
Hauseingangstür	2,90	1,80	1,30
Decke Kellerabgang	0,71	0,30	0,25
Tür Kellerabgang	2,90	1,80	1,30
Kellerinnenwand Kellerabgang	0,71	0,30	0,25
Kelleraußenwand Kellerabgang	0,64	0,30	0,25
Tür EG Garage	4,00	1,80	1,30
Kellerdecke	0,60	0,30	0,25

Energiebilanz

Die Energiebilanz gibt Aufschluss darüber, in welchen Bereichen hauptsächlich die Energie verloren geht bzw. wo zurzeit die größten Einsparpotenziale in dem Gebäude liegen. In dem nachfolgenden Diagramm ist die Energiebilanz für die Raumwärme aus Wärmegewinnen und Wärmeverlusten der Gebäudehülle und der Anlagentechnik dargestellt.

Energieverluste entstehen über die Gebäudehülle, durch den Luftwechsel sowie bei der Erzeugung und Bereitstellung der benötigten Energie. Bei dem betrachteten Gebäude verursachen die Anlagen (24.400 kWh/a) die größten Verluste, gefolgt von den Transmissionsverlusten (21.200 kWh/a) und den Lüftungsverlusten (6.000 kWh/a).

⁷ Als U-Wert (früher k-Wert) wird der Wärmedurchgangskoeffizient eines Bauteils bezeichnet.

⁸ Bei Änderungen von Bauteilen an bestehenden Gebäuden muss der in dem GEG vorgegebene maximale U-Wert eingehalten werden.

⁹ Die Mindestanforderungen für BEG-EM-Förderungen gelten nicht für KfW-Effizienzhäuser, sondern für die BAFA-Förderung von Einzelmaßnahmen. Die Anforderungen können jederzeit aktualisiert werden.

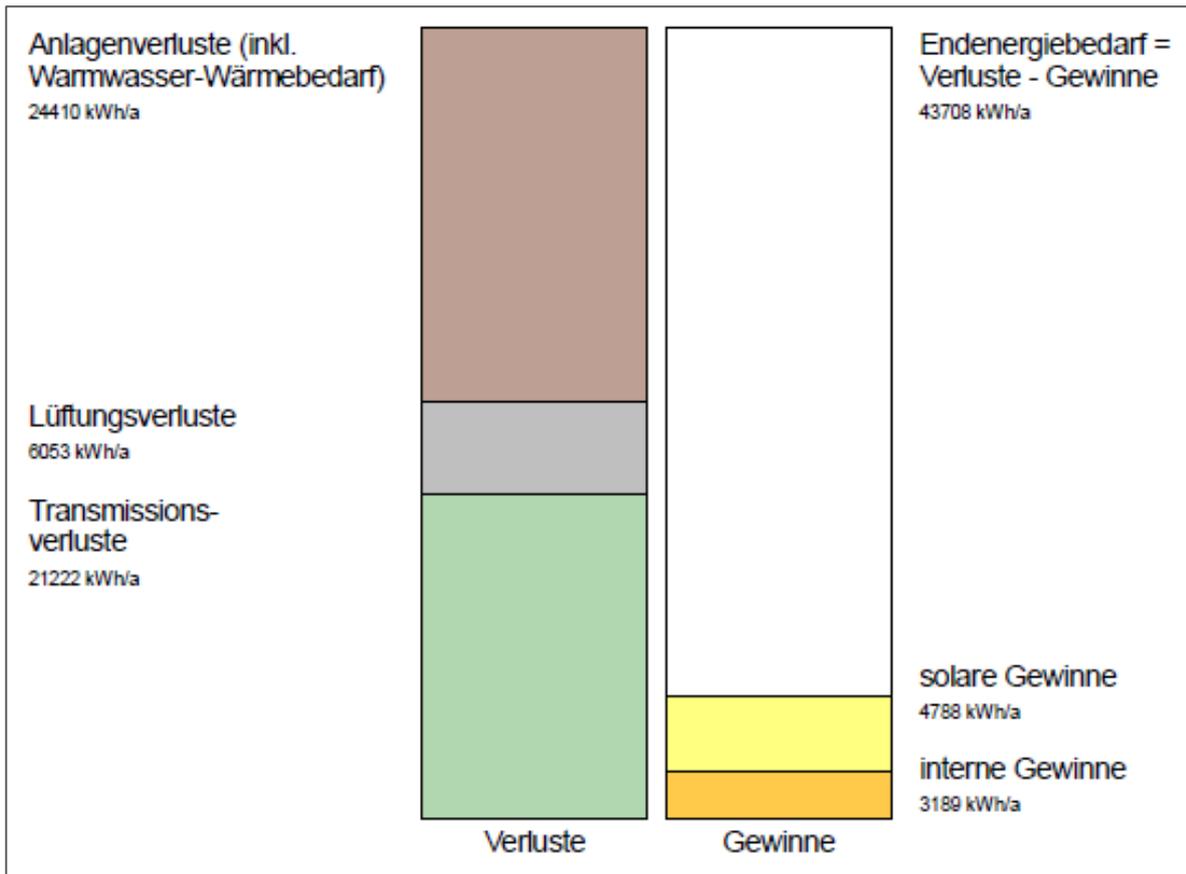


Abbildung 6-16: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 2

Wie genau sich die Transmissions- und Anlagenverluste zusammensetzen, ist Abbildung 6-17 zu entnehmen. Demnach sind die größten Transmissionsverluste bei den Fenstern (7.100 kWh/a) zu verzeichnen, gefolgt von den Außenwänden (6.900 kWh/a), der Kellerdecke (5.000 kWh/a) und dem Dach/der obersten Geschossdecke (3.800 kWh/a). Bei den Anlagenverlusten stellen die Heizungsverluste die größten Verluste dar, gefolgt von den Warmwasserverlusten und der Hilfsenergie.

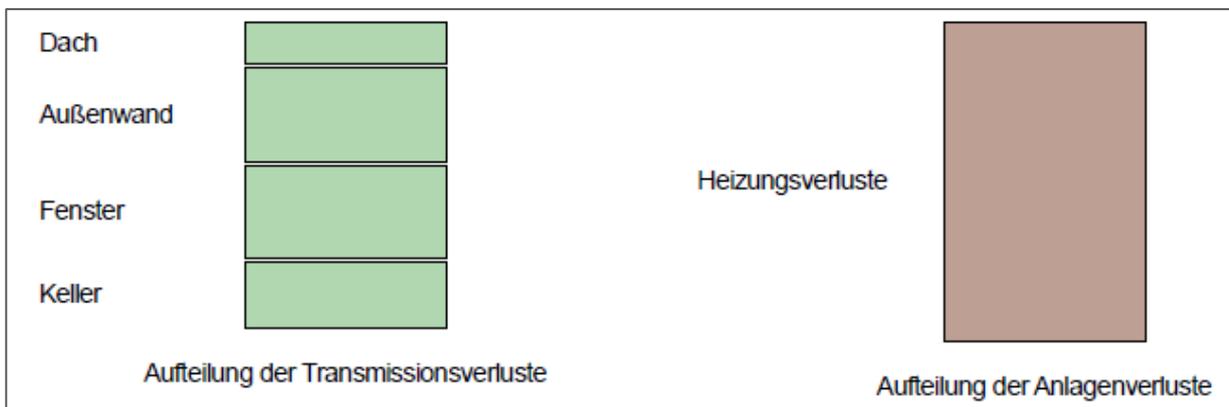


Abbildung 6-17: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 2

Bewertung des Gebäudes

Die CO₂-Emissionen betragen im Bestand 110 kg/(m²·a). Grundlage für die CO₂-Emissionsberechnung bilden die CO₂-Emissionsfaktoren gemäß Anlage 9 GEG. In der energetischen Klassenbewertung auf Basis des Endenergiebedarfs wird das Gebäude in die Kategorie H eingeordnet (Klassen A-H). Die Gesamtbewertung des Gebäudes erfolgt aufgrund des jährlichen Primärenergiebedarfs pro Nutzfläche - zurzeit beträgt dieser 376 kWh/(m²·a). Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, ist nicht der Primärenergiebedarf, sondern der Endenergiebedarf zur energetischen Bewertung des Gebäudes geeignet.

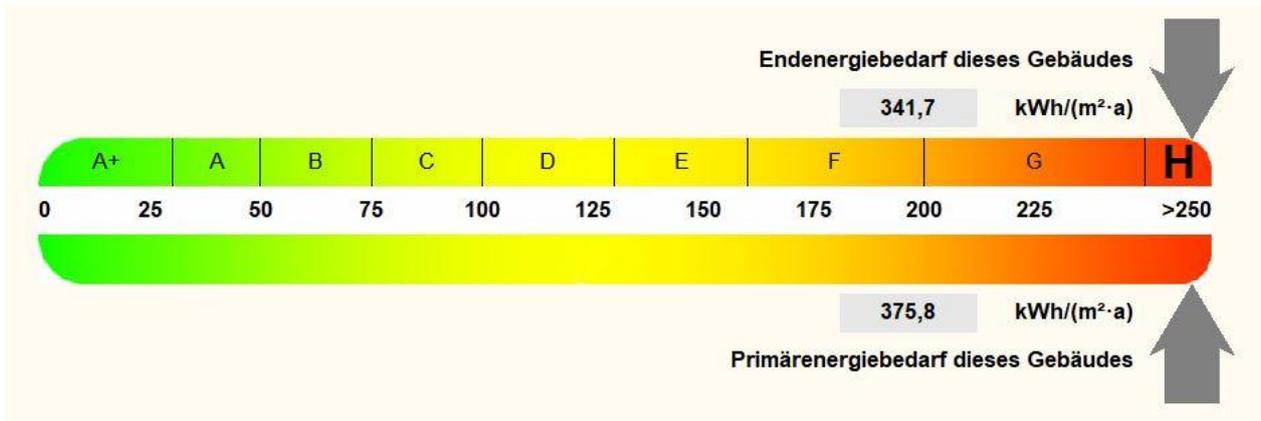


Abbildung 6-18: Gesamtbewertung Ist-Zustand, MSK 2

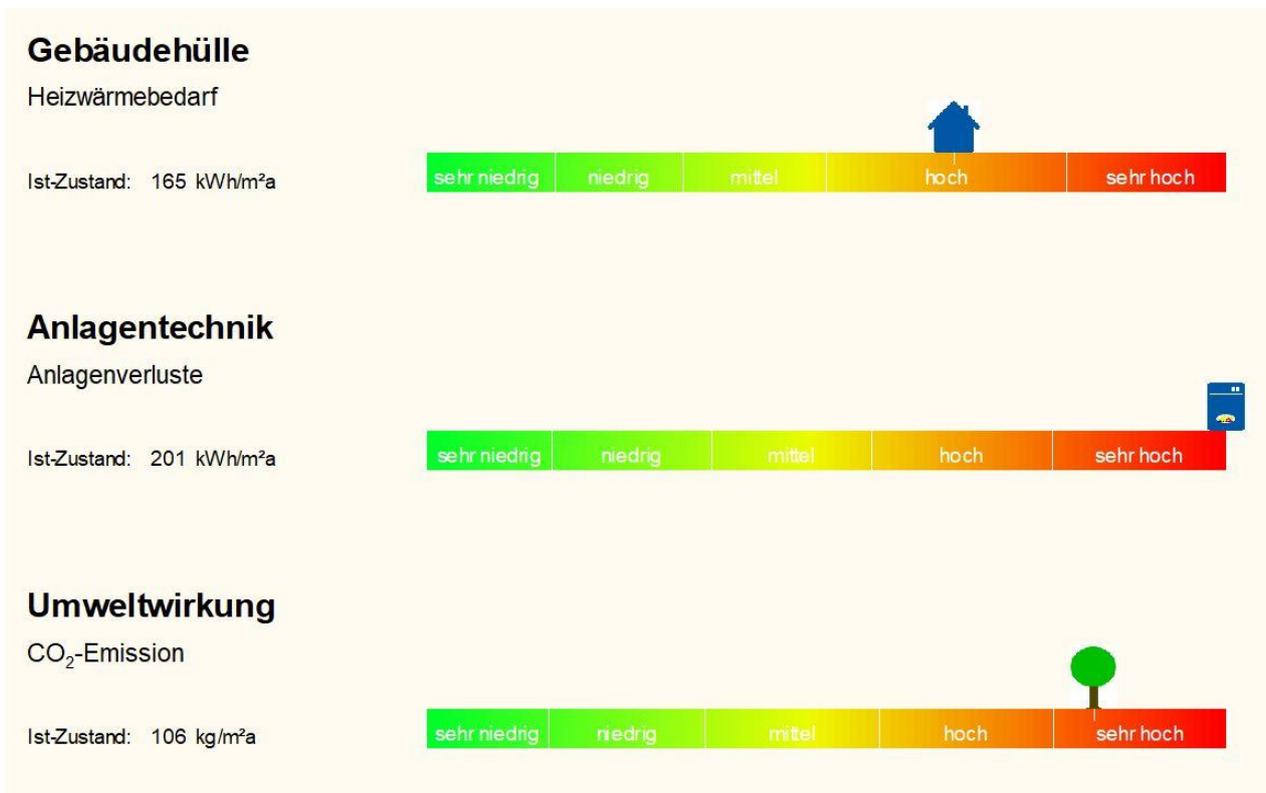


Abbildung 6-19: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand, MSK 2

Für die Berechnung im Rahmen dieses Projekts wurde das GEG-Standard-Nutzungsverhalten zugrunde gelegt:

mittlere Innentemperatur: 20,0 °C,
 Luftwechselrate: 0,72 h⁻¹,
 interne Wärmegewinne: 1.728 kWh pro Jahr,
 Warmwasser-Wärmebedarf: 1.157 kWh pro Jahr.

6.3.2.2 SANIERUNGSVARIANTEN

Im Folgenden werden Maßnahmen zur Sanierung vorgeschlagen, welche sinnvoll miteinander zu Gesamtpaketen kombiniert wurden.

Für eine vollumfängliche Planung ist eine objektbezogene Kostenschätzung (Leistungsphase 2) oder -berechnung (Leistungsphase 3) der HOAI von einem Architekten notwendig.

Tabelle 6-8 zeigt die Gegenüberstellung vier verschiedener Sanierungsvarianten.

Tabelle 6-8: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 2

Bauteil	V 1: Fassade, Fenster, Türen, Garagentür	V 2: Kellerdecke, Keller- abgang, Dach	V 3a: Nahwärmean- schluss	V 3b: Wärmepumpe
Baukonstruktion				
Dach/oberste Ge- schossdecke		16 cm Dämmung WLG 035	16 cm Dämmung WLG 035	16 cm Dämmung WLG 035
Außenwände	Einblasdämmung 5 cm WLG 035	Einblasdämmung 5 cm WLG 035	Einblasdämmung 5 cm WLG 035	Einblasdämmung 5 cm WLG 035
Fenster	U _w 0,90 W/(m ² K)	U _w 0,90 W/(m ² K)	U _w 0,90 W/(m ² K)	U _w 0,90 W/(m ² K)
Hauseingangstür	U _D 1,30 W/(m ² K)	U _D 1,30 W/(m ² K)	U _D 1,30 W/(m ² K)	U _D 1,30 W/(m ² K)
Decke Kellerabgang		6 cm Dämmung WLG 024	6 cm Dämmung WLG 024	6 cm Dämmung WLG 024
Tür Kellerabgang		U _D 1,30 W/(m ² K)	U _D 1,30 W/(m ² K)	U _D 1,30 W/(m ² K)
Kellerinnenwand Kellerabgang		8 cm Dämmung WLG 024	8 cm Dämmung WLG 024	8 cm Dämmung WLG 024
Kelleraußenwand Kellerabgang		8 cm Dämmung WLG 024	8 cm Dämmung WLG 024	8 cm Dämmung WLG 024
Tür EG Garage	U _D 1,30 W/(m ² K)	U _D 1,30 W/(m ² K)	U _D 1,30 W/(m ² K)	U _D 1,30 W/(m ² K)
Kellerdecke		6 cm Dämmung WLG 024	6 cm Dämmung WLG 024	6 cm Dämmung WLG 024
Anlagentechnik				
Heizungstausch			Nahwärmeanschluss	Luftwärmepumpe

Tabelle 6-9: Variantenvergleich MSK 2

	Ist-Zustand	V 1: Fassade, Fenster, Tü- ren, Gara- gentür	V 2: Kellerdecke, Kellerab- gang, Dach	V 3a: Nahwärme- anschluss	V 3b: Wärme- pumpe
Primärenergiebedarf [kWh/(m ² ·a)]	376	230	186	44	69
Endenergiebedarf [kWh/(m ² ·a)]	375	221	179	147	39
Reduzierung des Endenergiebedarfs		36 %	48 %	57 %	89 %
CO ₂ -Emissionen [kg/(m ² ·a)]	110	65	52	6	22
Reduzierung der CO ₂ -Emissionen		36 %	48 %	94 %	79 %

Variante 1: Kerndämmung + Austausch der Fenster und Eingangstüren

In Variante 1 werden die 5 cm Luftschicht des zweischaligen Mauerwerks mittels Einblasdämmung WLG 035 gedämmt. Darüber hinaus werden die alten Fenster, die Hauseingangstür und die Tür zur kalten Garage ersetzt. Bei den Fenstern handelt es sich um dreifach verglaste Modelle mit einem U_w -Wert von 0,90 W/(m²·K). Die neue Hauseingangstür soll einen U_D -Wert von 1,30 W/(m²·K) aufweisen.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 43.708 kWh/Jahr reduziert sich auf 27.930 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 15.778 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 4.614 kg pro Jahr reduziert. Dies wirkt sich positiv auf den Treibhauseffekt aus und hilft, unser Klima zu schützen.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 230 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 1 beträgt 36 %.

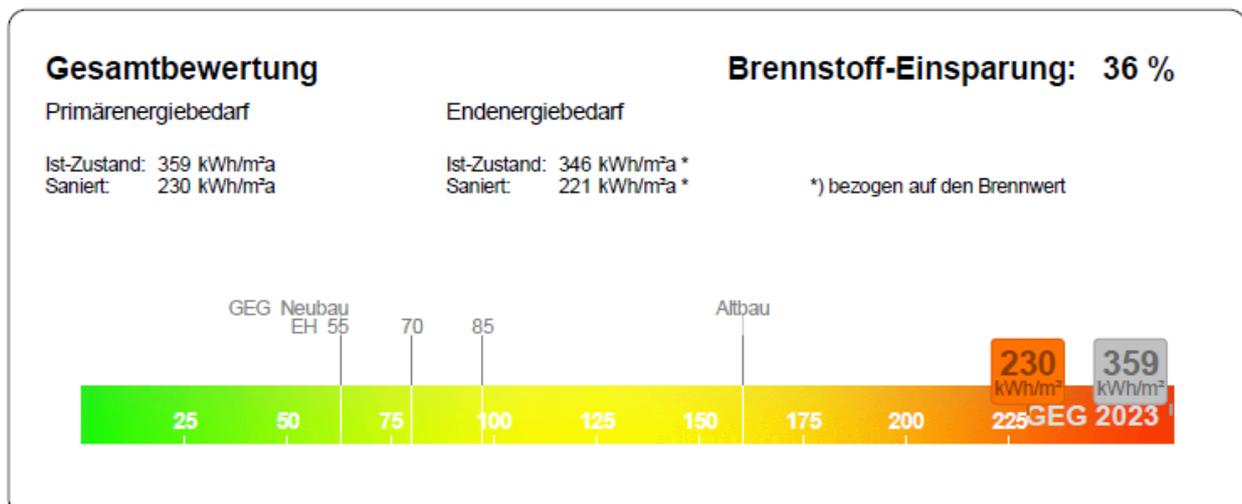


Abbildung 6-20: Bewertung Variante 1, MSK 2

Variante 2: Kellerdecke, Kellerabgang, Dach

Neben der Dämmung der Fassade und dem Tausch der Fenster und der Eingangstüren wird in Variante 2 zusätzlich die Kellerdecke, der Kellerabgang und die Dachflächen gedämmt. Beim Dach macht es Sinn die zusätzliche Dämmung mit einer Dachneueindeckung zu verbinden.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 43.708 kWh/Jahr reduziert sich auf 22.582 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 21.127 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 6.179 kg pro Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 186 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung Sanierungsvariante 2 beträgt 48 %.

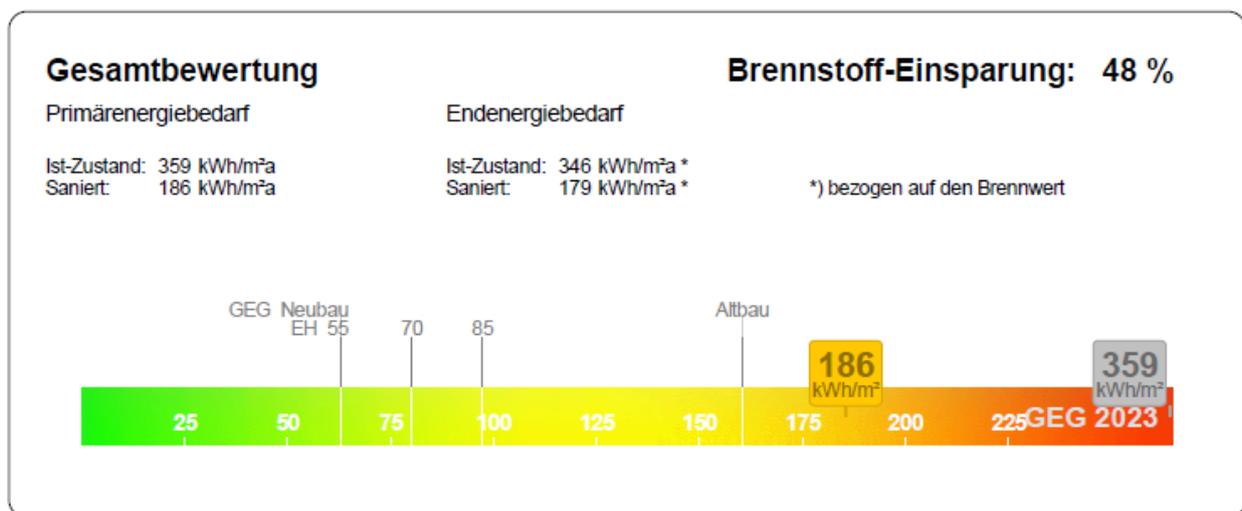


Abbildung 6-21: Bewertung Variante 2, MSK 2

Variante 3a: Nahwärme

Nachdem in den Varianten 1 und 2 die Gebäudehülle auf einen guten energetischen Stand gebracht worden ist, geht es im nächsten Schritt darum, die Heiztechnik zu verbessern. Sollte es zukünftig in der Umgebung ein Nahwärmenetz geben, wäre ein Anschluss an dieses Nahwärmenetz aus energetischer Sicht zu empfehlen. Die Anschlusskosten sind im Vergleich zu anderen Heiztechniken überschaubar und der Betreiber des Wärmenetzes trägt dafür Sorge, dass alle gesetzlichen Bestimmungen eingehalten werden. Mit Wartungskosten ist bei der Wärmeübergabestation nicht mehr zu rechnen.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 43.708 kWh/Jahr reduziert sich auf 18.599 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 25.109 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 12.039 kg pro Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten

Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 44 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 3a beträgt 57 %.

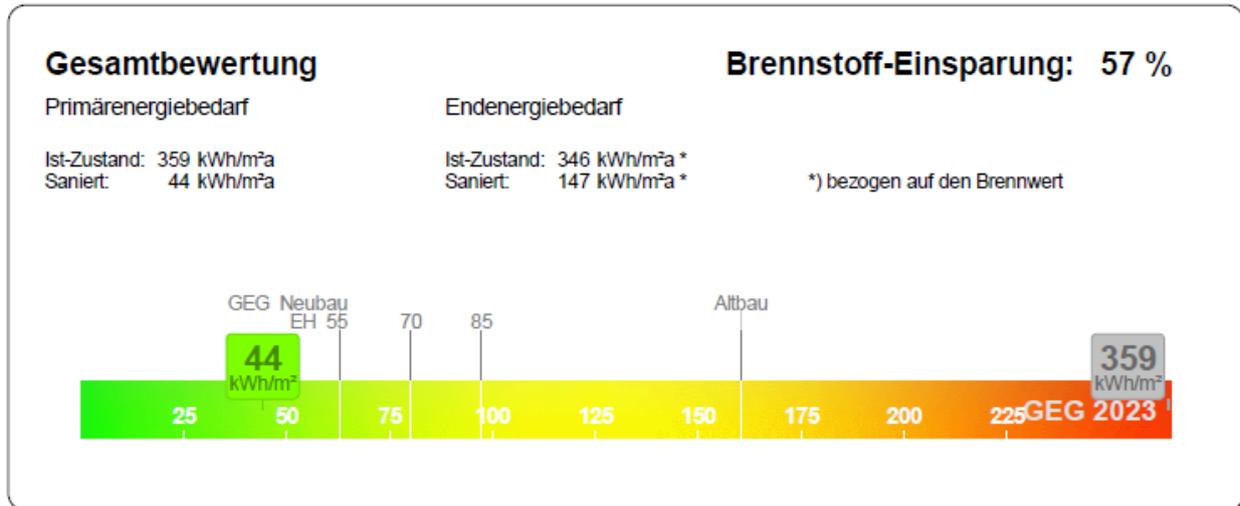


Abbildung 6-22: Bewertung Variante 3a, MSK 2

Variante 3b: Luft-Wasser-Wärmepumpe

In Variante 3b wird die Heiztechnik anders optimiert als in Variante 3a. Eine Variante, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen, ist der Einbau einer Luftwärmepumpe. Diese wird mit Strom betrieben und die bereits bestehende Photovoltaikanlage kann einen Teil des Strombedarfes decken.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 43.708 kWh/Jahr reduziert sich auf 4.871 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 38.837 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 10.005 kg pro Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 69 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 3b beträgt 89 %.

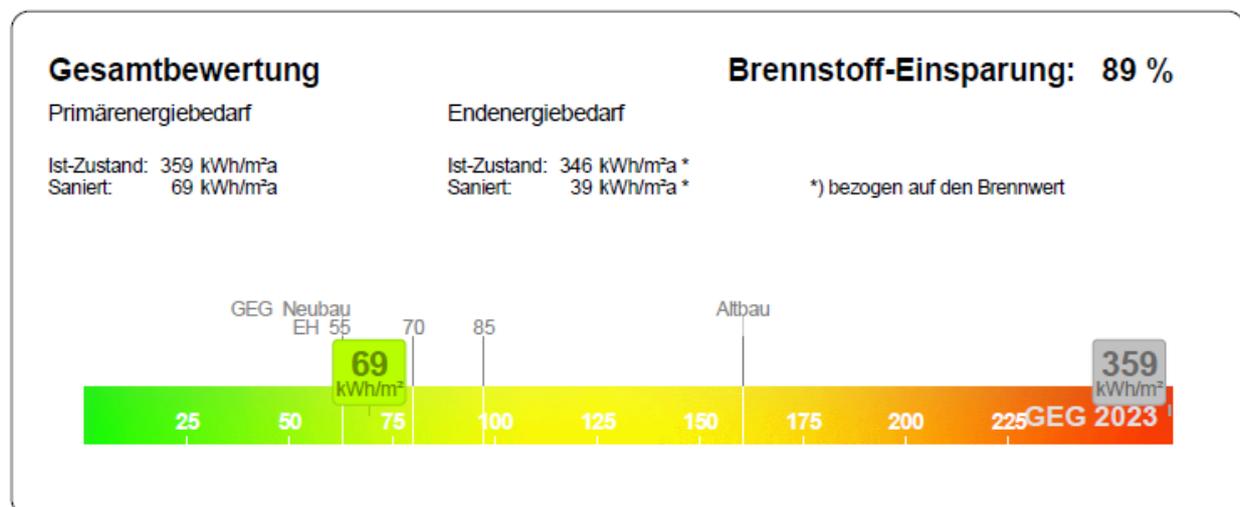


Abbildung 6-23: Bewertung Variante 3b, MSK 2

6.3.2.3 KOSTENSCHÄTZUNG

Tabelle 6-10 enthält die Kostenschätzung und basiert auf der DIN 276 - Kosten im Hochbau.

Tabelle 6-10: Kostenschätzung Sanierungsvarianten MSK 2

Kostenelement	Variante 1	Variante 2	Variante 3a	Variante 3b
	AW + Fenster + Türen	Kellerdecke, -abgang + Dach	Nahwärme	Wärmepumpe
Baukonstruktion				
Sparrendach		51.000 €	51.000 €	51.000 €
Außenwände	3.000 €	3.000 €	3.000 €	3.000 €
Fenster gesamt	14.500 €	14.500 €	14.500 €	14.500 €
Eingangstüren	10.000 €	15.000 €	15.000 €	15.000 €
Kellerabgang gesamt		2.500 €	2.500 €	2.500 €
Kellerdecke		5.000 €	5.000 €	5.000 €
Bodenplatte KG				
Anlagentechnik				
Nahwärmeanschluss			10.000 €	
Luft-Wasser-Wärmepumpe				30.000 €
Kostenschätzung brutto	27.500 €	91.000 €	101.000 €	121.000 €
BEG-Förderung inkl. iSFP	5.500 €	12.000 €	17.000 €	28.500 €
Endinvestition	22.000 €	79.000 €	84.000 €	92.500 €

6.3.2.4 WIRTSCHAFTLICHE AUSWERTUNG

Die wirtschaftliche Auswertung erfolgt unter Einbezug der verfügbaren Fördermittel der BEG. Dabei handelt es sich um die Förderung der Einzelmaßnahmen, die als Zuschuss vom BAFA zur Verfügung gestellt werden, ergänzt durch den Zuschussbonus über einen individuellen Sanierungsfahrplan.

Es wird die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen über einen Zeitraum von 40 Jahren betrachtet. Basis für die Berechnung sind die Energieverbräuche und Kosten der vergangenen Jahre. Diese wurden den Heizkostenabrechnungen des Eigentümers entnommen. Der durchschnittliche Gasverbrauch des MSK 2 liegt bei etwa 21.750 kWh/a. Für den Brennstoff wird eine Teuerungsrate von jährlich 4 % angenommen.

Die Abbildung 6-12 zeigt für die einzelnen Sanierungsvarianten eine Gegenüberstellung der Investitionskosten und Sowieso-Kosten auf der einen Seite und der Energiekostensparnis (nach 40 Jahren) sowie Förderzuschüsse auf der anderen Seite. Bei den Sowieso-Kosten handelt es sich um Kosten für Maßnahmen, dessen Ausführung mittel- bis langfristig „sowieso“ durch den Eigentümer erforderlich wären. In allen Varianten dieses Objekts wird der Heizungswechsel zu den Sowieso-Kosten gezählt. Da die Nahwärme die kostengünstigste Variante darstellt, wird diese in allen Varianten als Sowieso-Kosten für den Heizungsaustausch angenommen.

Für die Amortisationszeiten werden die Kosten inklusive Sowieso-Kosten betrachtet, da aus Sicht der Eigentümer*innen der Gesamtbetrag der Investitionen aufzubringen ist. Eigentlich relevant für die Entscheidung, ob die ohnehin anstehende Renovierung nur gemäß dem gesetzlich geforderten Minimum erfolgt oder darüber hinausgeht, sollten allerdings die Mehrkosten einer

weitergehenden Sanierung im Vergleich zu den damit verbundenen Einsparungen und Förderungen sein. Dabei ergeben sich in der Regel kürzere Amortisationszeiten als hier angegeben.

Abbildung 6-24 zeigt auf, dass sich alle Varianten im Betrachtungszeitraum amortisieren. Die Variante 1 amortisiert sich mit einer Amortisationszeit von 18 Jahren am schnellsten. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Einblasdämmung der Außenwände kostengünstig ist und über die Dämmung der Außenwände und dem Austausch der Fenster und Eingangstüren über 1/3 der Endenergie eingespart werden kann. Die hohen Kosten der Dachsanierung lassen die Varianten 2 und 3a erst nach über 30 Jahren amortisieren.

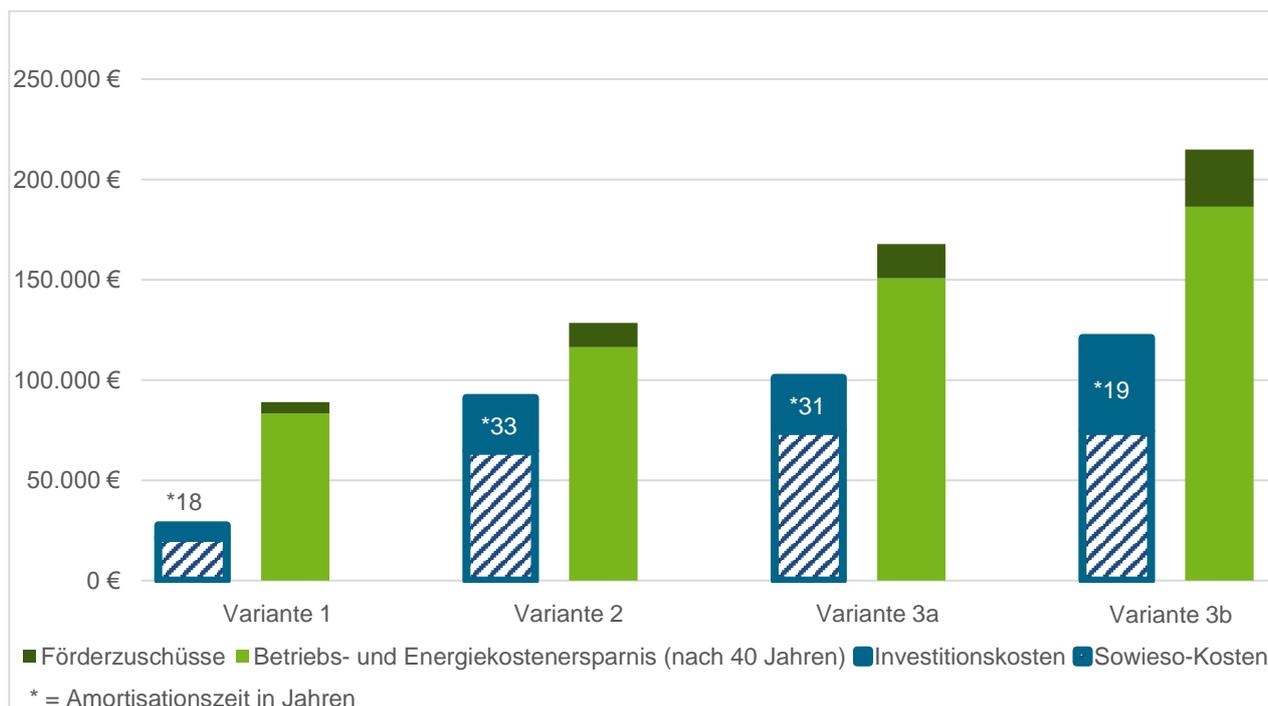


Abbildung 6-24: MSK 2, Rentabilität der Maßnahmen nach 40 Jahren

6.3.3 MUSTERSANIERUNGSKONZEPT 3

Bei Mustersanierungsobjekt 3 handelt es sich um ein freistehendes Einfamilienhaus aus dem Jahr 2001 mit einem Vollgeschoss, einem Dachgeschoss und einer Teilunterkellerung. Das Gebäude wird vollständig beheizt. 2005 wurde ein Anbau errichtet.

6.3.3.1 BESTANDSAUFNAHME

Das Objekt befindet sich in einem gepflegten Allgemeinzustand.

Bei der Außenfassade des Objektes handelt es sich um ein zweischalig gedämmtes Mauerwerk ohne nennenswerte Luftschicht. Die Dämmstärke beträgt 10 cm. Im Dachbereich ist eine 18 cm dicke Zwischensparrendämmung aus Mineralfaser vorzufinden. Bei den Fenstern handelt es sich um zweifach verglaste Modelle aus den Baujahren. Der Kellerbereich ist voll beheizt und stellt den unteren thermischen Gebäudeabschluss dar. Die Kelleraußenwände gegen Erdreich sind unge-dämmt und stellen den größten energetischen Schwachpunkt dar. Die Bodenplatte ist der Baualterklasse des Gebäudes entsprechend ausgeführt.

Im Jahr 2023 wurde eine Gasbrennwert-Zentralheizung mit Warmwasserbereitung (Buderus GB 172, 20 kW) eingebaut. Diese befindet sich innerhalb der thermischen Gebäudehülle, was

bedeutet, dass sich alle Rohrleitungen im beheizten Bereich befinden und es keine Wärmeverluste zu unbeheizten Räumen gibt. Die Heizungsanlage befindet sich auf dem aktuellen Stand der Technik, wird allerdings nicht durch erneuerbare Energien unterstützt.



Abbildung 6-25: Mustersanierungsobjekt 3, Vorderansicht

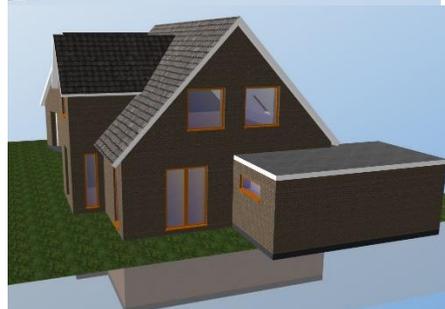


Abbildung 6-26: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth

Thermische Gebäudehülle

Zur thermischen Gebäudehülle ist festzuhalten, dass alle Geschosse voll beheizt sind.

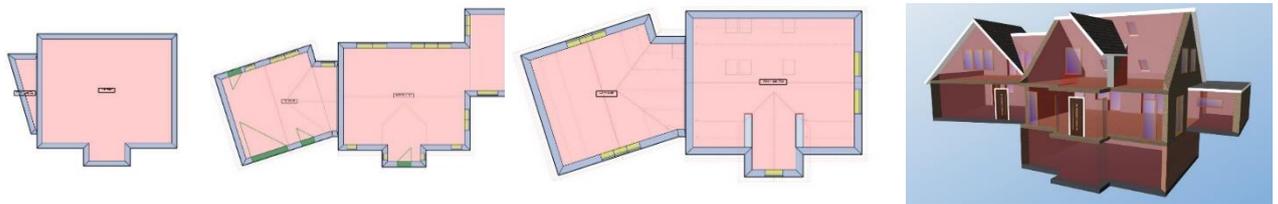


Abbildung 6-27: Thermische Gebäudehülle v. l. n. r. KG, EG, DG, 3D-Ansicht

Energetische Bewertung Ist-Zustand

In der folgenden Tabelle befindet sich eine Zusammenstellung der einzelnen, energetisch relevanten Bauteile der Gebäudehülle mit den momentanen Dämmwerten (U-Werten). Zum Vergleich sind die Mindestanforderungen angegeben, die der Gesetzgeber mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) und der Fördermittelgeber bei förderfähigen Maßnahmen (BEG) bei Änderungen von Bauteilen an bestehenden Gebäuden stellt.

Tabelle 6-11: Bauteile Ist-Zustand

Bauteil	U-Wert in $W/(m^2 \cdot K)$	U_{max} GEG in $W/(m^2 \cdot K)$	U_{max} BEG in $W/(m^2 \cdot K)$
Dachflächen	0,23	0,24	0,14
Dachflächenfenster	1,30	1,40	1,00
Fassade Bestand	0,32	0,24	0,20
Fassade Anbau	0,28	0,24	0,20
Fenster	1,30	1,30	0,95
Hauseingangstür	1,80	1,80	1,30
Kelleraußenwände	1,17	0,30	0,25
Bodenplatte	0,47	0,30	0,25

Energiebilanz

Die Energiebilanz gibt Aufschluss darüber, in welchen Bereichen hauptsächlich die Energie verloren geht bzw. wo zurzeit die größten Einsparpotenziale in dem Gebäude liegen. In dem nachfolgenden Diagramm ist die Energiebilanz für die Raumwärme aus Wärmegewinnen und Wärmeverlusten der Gebäudehülle und der Anlagentechnik dargestellt.

Energieverluste entstehen über die Gebäudehülle, durch den Luftwechsel sowie bei der Erzeugung und Bereitstellung der benötigten Energie. Bei dem betrachteten Gebäude verursacht die Transmission (32.300 kWh/a) die größten Verluste, gefolgt von den Anlagenverlusten (23.000 kWh/a) und den Lüftungsverlusten (17.400 kWh/a).

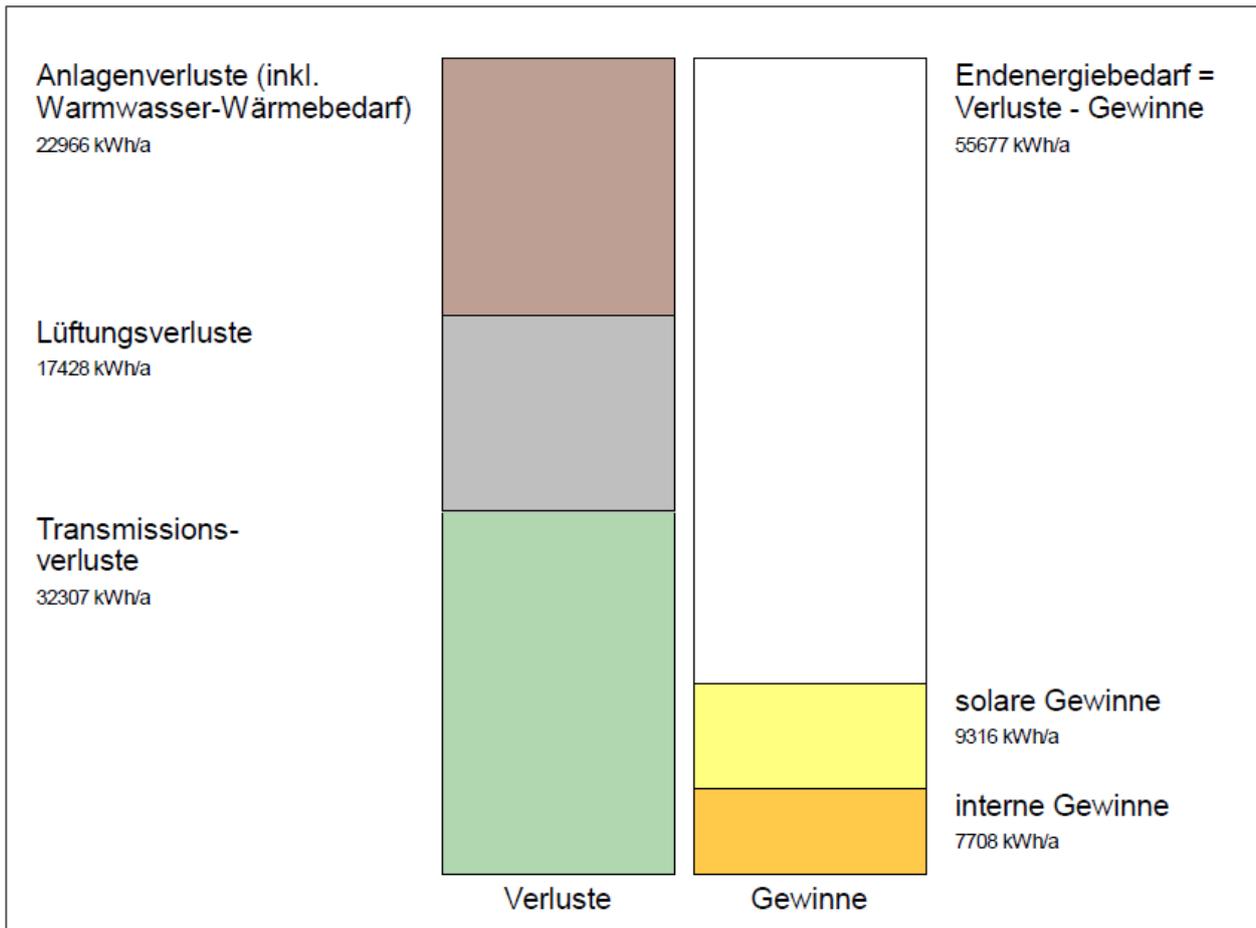


Abbildung 6-28: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 3

Wie genau sich die Transmissions- und Anlagenverluste zusammensetzen, ist der nachfolgenden Grafik zu entnehmen. Demnach sind die größten Transmissionsverluste beim Keller zu verzeichnen (11.000 kWh/a), gefolgt von den Außenwänden (9.600 kWh/a), den Fenstern (6.400 kWh/a) und dem Dach (5.200 kWh/a). Bei den Anlagenverlusten stellen die Heizungsverluste die größten Verluste dar, gefolgt von den Warmwasserverlusten und der Hilfsenergie.

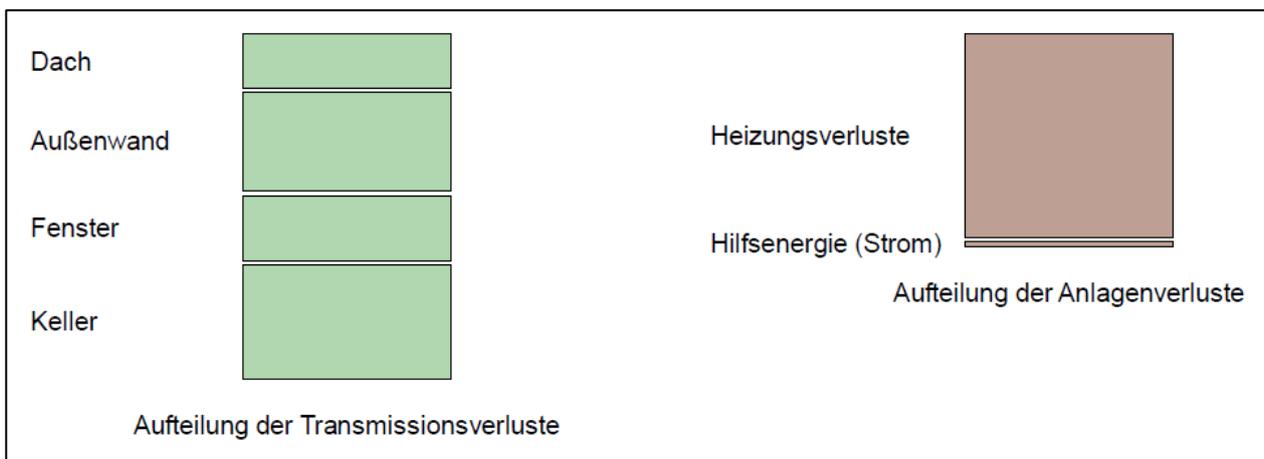


Abbildung 6-29: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 3

Bewertung des Gebäudes

Die CO₂-Emissionen betragen im Bestand 37 kg/(m²·a). Grundlage für die CO₂-Emissionsberechnung bilden die CO₂-Emissionsfaktoren gemäß Anlage 9 GEG. In der energetischen Klassenbewertung auf Basis des Endenergiebedarfs wird das Gebäude in die Kategorie E eingeordnet (Klassen A-H). Die Gesamtbewertung des Gebäudes erfolgt aufgrund des jährlichen Primärenergiebedarfs pro Nutzfläche - zurzeit beträgt dieser 170 kWh/(m²·a). Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, ist nicht der Primärenergiebedarf, sondern der Endenergiebedarf zur energetischen Bewertung des Gebäudes geeignet.

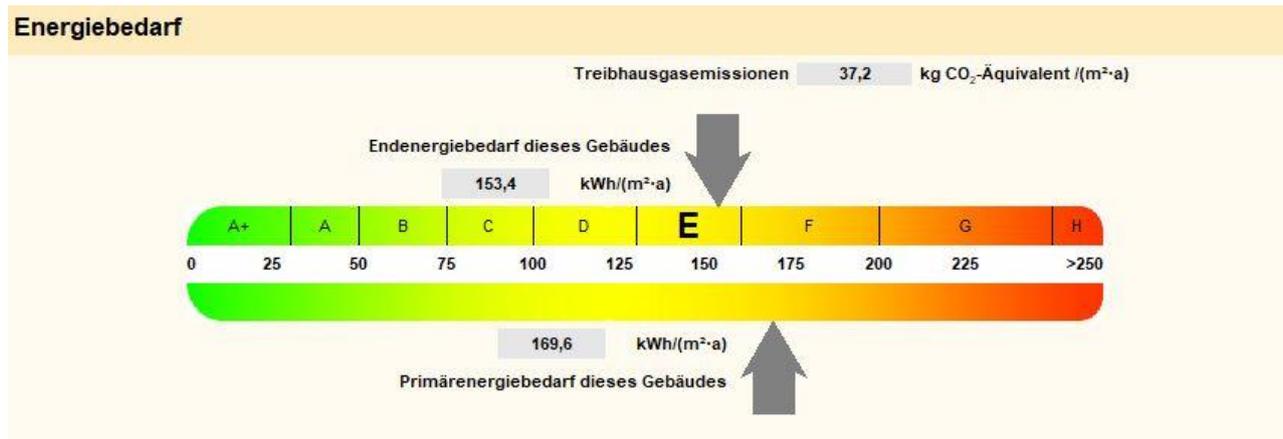


Abbildung 6-30: Gesamtbewertung Ist-Zustand, MSK 3

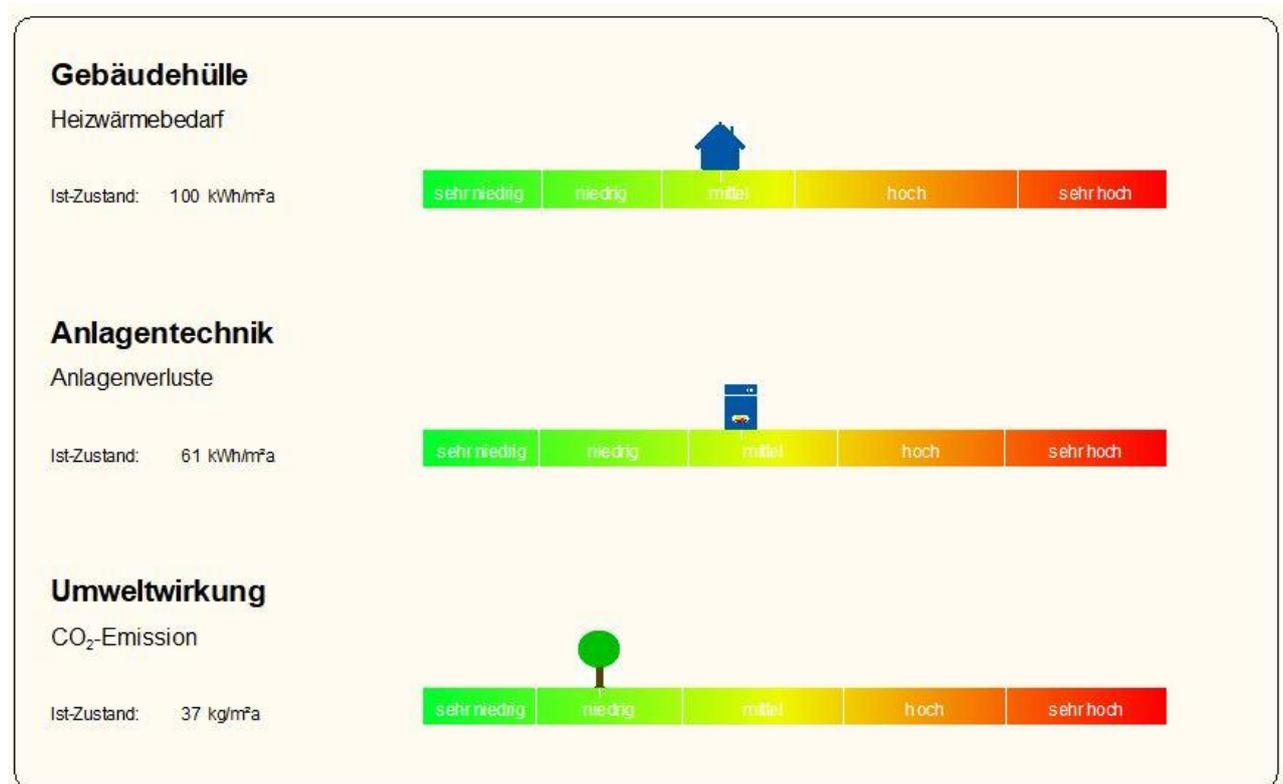


Abbildung 6-31: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand, MSK 3

Für die Berechnung im Rahmen dieses Projekts wurde das GEG-Standard-Nutzungsverhalten zugrunde gelegt:

- mittlere Innentemperatur: 20,0 °C,
- Luftwechselrate: 0,79 h⁻¹,
- interne Wärmegewinne: 4.480 kWh pro Jahr,
- Warmwasser-Wärmebedarf: 3.000 kWh pro Jahr.

6.3.3.2 SANIERUNGSVARIANTEN

Im Folgenden werden Maßnahmen zur Sanierung vorgeschlagen, welche sinnvoll miteinander zu Gesamtpaketen kombiniert wurden.

Für eine vollumfängliche Planung ist eine objektbezogene Kostenschätzung (Leistungsphase 2) oder -berechnung (Leistungsphase 3) der HOAI von einem Architekten notwendig.

Tabelle 6-12 zeigt die Gegenüberstellung drei verschiedener Sanierungsvarianten.

Tabelle 6-12: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 3

Bauteil	V 1: Fenster	V 2: Türen und Kelleraußenwände	V 3: Dachsanierung	V 4a: Nahwärmeanschluss	V 4b: Wärmepumpe + Photovoltaik
Baukonstruktion					
Dachflächen			12 cm Aufdachdämmung WLG 045	12 cm Aufdachdämmung WLG 045	12 cm Aufdachdämmung WLG 045
Dachflächenfenster			U _w 1,00 W/(m ² ·K)	U _w 1,00 W/(m ² ·K)	U _w 1,00 W/(m ² ·K)
Fassade Bestand					
Fassade Anbau					
Fenster	U _w 0,90 W/(m ² ·K)				
Hauseingangstür		U _D 1,30 W/(m ² ·K)			
Kelleraußenwände		12 cm WDVS WLG 035			
Bodenplatte					
Anlagentechnik					
Austausch Heizung				ja, Nahwärmeanschluss	ja, Luftwärmepumpe

Tabelle 6-13: Variantenvergleich MSK 3

	Ist-Zustand	V 1: Fenster	V 2: Türen und Kellerau- ßenwände	V 3: Dachsanie- rung	V 4a: Nahwärme- anschluss	V 4b: Wärme- pumpe + Photovol- taik
Primärenergiebedarf [kWh/(m ² ·a)]	170	165	147	141	40	85
Endenergiebedarf [kWh/(m ² ·a)]	170	165	147	141	131	47
Reduzierung des End- energiebedarfs		3 %	13 %	17 %	23 %	72 %
CO ₂ -Emissionen [kg/(m ² ·a)]	37	36	32	31	6	26
Reduzierung der CO ₂ - Emissionen		3 %	13 %	17 %	85 %	29 %

Variante 1: Austausch der Fenster

In Variante 1 werden die Bestandsfenster ausgetauscht. Bei den neuen Fenstern handelt es sich um dreifach verglaste Modelle mit einem U_w -Wert von $0,90 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$. Diese Variante sollte gewählt werden, wenn der Austausch der Fenster aus Altersgründen ohnehin erforderlich ist.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von $55.677 \text{ kWh}/\text{Jahr}$ reduziert sich auf $54.070 \text{ kWh}/\text{Jahr}$. Es ergibt sich somit eine Einsparung von $1.607 \text{ kWh}/\text{Jahr}$ bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 351 kg pro Jahr reduziert. Dies wirkt sich positiv auf den Treibhauseffekt aus und hilft, unser Klima zu schützen.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf $165 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{Jahr}$. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 1 beträgt 3% .

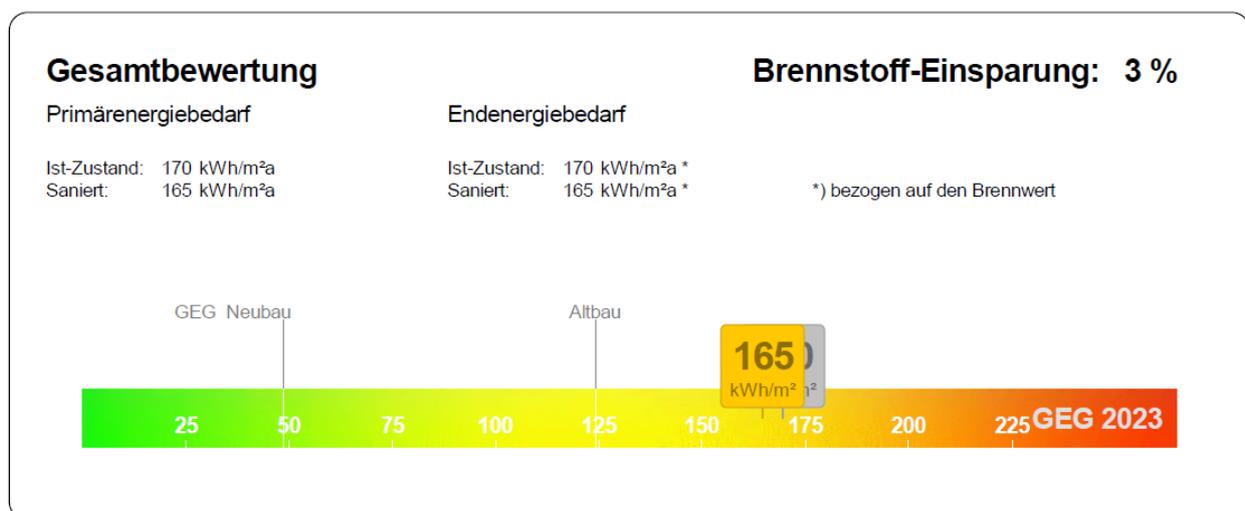


Abbildung 6-32: Bewertung Variante 1, MSK 3

Variante 2: Austausch der Fenster und Hauseingangstür + Dämmung Kelleraußenwände gegen Erdreich

In Variante 2 werden neben dem Austausch der Bestandsfenster auch noch die Hauseingangstür ersetzt und die Kelleraußenwände gegen das Erdreich gedämmt. Bei den Fenstern handelt es sich um dreifach verglaste Modelle mit einem U_w -Wert von $0,90 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$. Die neuen Hauseingangstür sollte einen U_D -Wert von $1,30 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ aufweisen. Die Kelleraußenwände erhalten eine 12 cm starke Dämmung mit WLG 035. Prinzipiell ist sowohl eine Dämmung von innen als auch von außen möglich. Bei den Arbeiten von außen muss das Erdreich zuerst entfernt und die Wände freigelegt werden. Bei einer Innendämmung verliert man an Wohnraum.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von $55.677 \text{ kWh}/\text{Jahr}$ reduziert sich auf $48.238 \text{ kWh}/\text{Jahr}$. Es ergibt sich somit eine Einsparung von $7.439 \text{ kWh}/\text{Jahr}$ bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO_2 -Emissionen werden um 1.626 kg pro Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf $147 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{Jahr}$. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 2 beträgt 13% .

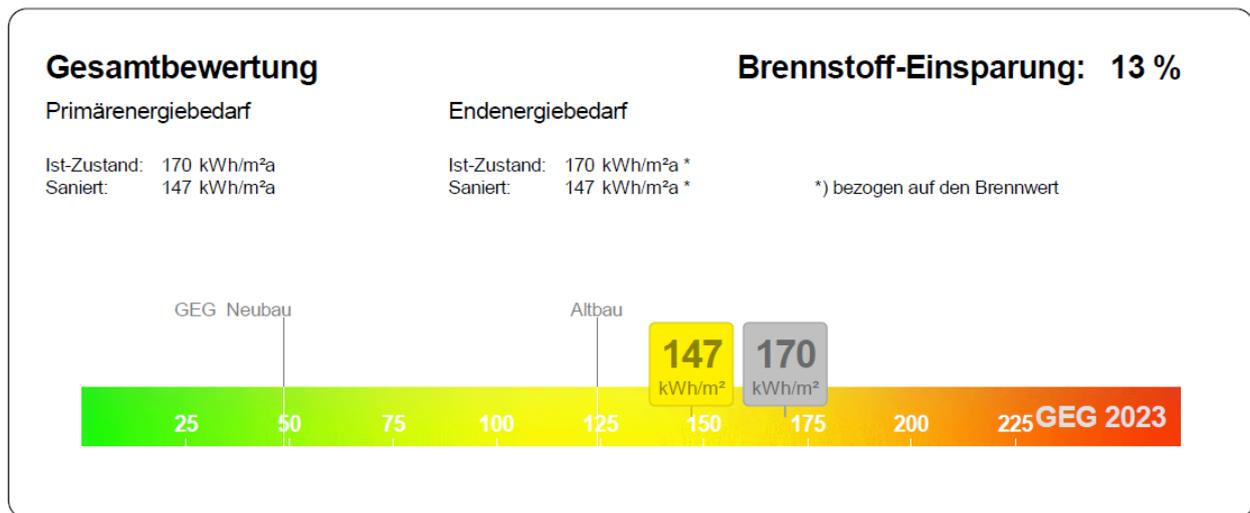


Abbildung 6-33: Bewertung Variante 2, MSK 3

Variante 3: Dachsanierung

In Variante 3 wird neben den in Variante 1 und 2 ausgeführten Arbeiten noch das Dach saniert. Diese Variante sollte gewählt werden, wenn eine Neueindeckung des Daches aus Altersgründen ohnehin erforderlich ist. In diesem Zuge kann die bestehende Dämmung um eine 12 cm Holzfaseraufdachdämmung WLG 045 ergänzt und die Dachflächenfenster mit ausgetauscht werden.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von $55.677 \text{ kWh}/\text{Jahr}$ reduziert sich auf $46.136 \text{ kWh}/\text{Jahr}$. Es ergibt sich somit eine Einsparung von $9.541 \text{ kWh}/\text{Jahr}$ bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO_2 -Emissionen werden um 2.085 kg pro Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 141 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 3 beträgt 17 %.

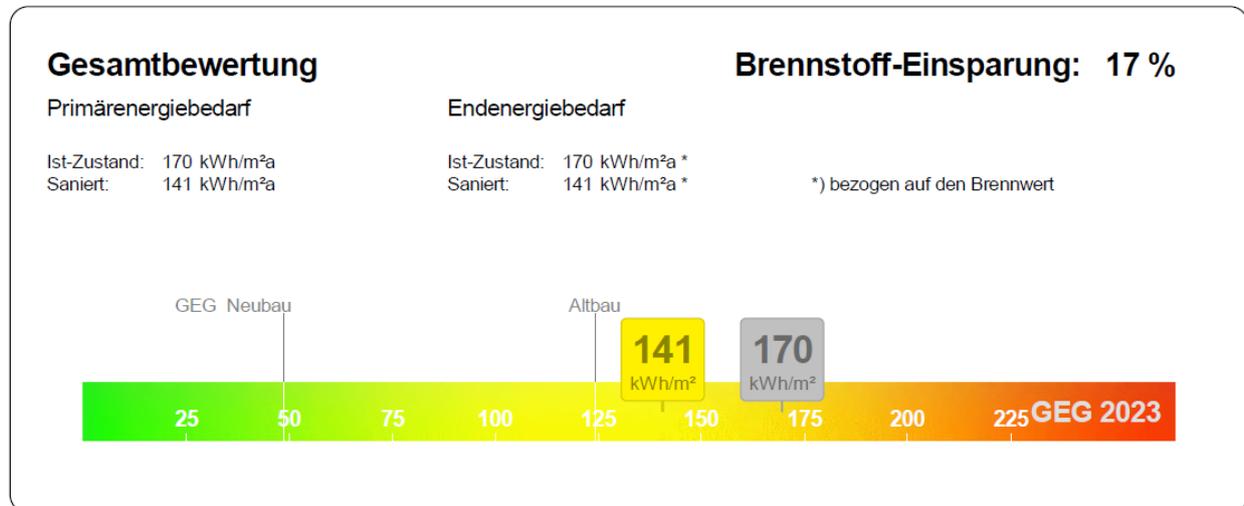


Abbildung 6-34: Bewertung Variante 3, MSK 3

Variante 4a: Nahwärme

Nachdem in der Variante 3 die Gebäudehülle auf einen guten energetischen Stand gebracht worden ist, geht es im nächsten Schritt darum die Heiztechnik zu verbessern. Sollte es zukünftig in der Umgebung ein Nahwärmenetz geben, wäre ein Anschluss an dieses Nahwärmenetz aus energetischer Sicht zu empfehlen. Die Anschlusskosten sind im Vergleich zu anderen Heiztechniken überschaubar und der Betreiber des Wärmenetzes trägt dafür Sorge, dass alle gesetzlichen Bestimmungen eingehalten werden. Mit Wartungskosten ist bei der Wärmeübergabestation nicht mehr zu rechnen.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 55.677 kWh/Jahr reduziert sich auf 42.700 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 12.977 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 10.387 kg pro Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 40 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 4a beträgt 23 %.

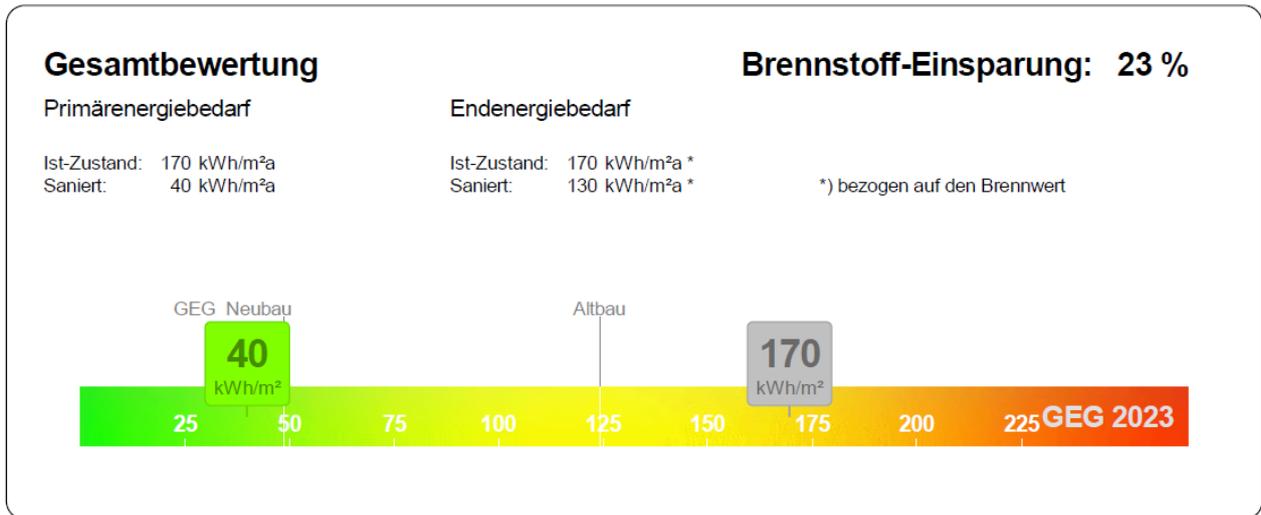


Abbildung 6-35: Bewertung Variante 4a, MSK 3

Variante 4b: Luftwärmepumpe

In Variante 4b wird die Heiztechnik anders optimiert als in Variante 4a. Eine Variante, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen, ist der Einbau einer Luftwärmepumpe.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 55.677 kWh/Jahr reduziert sich auf 15.430 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 40.247 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 3.540 kg pro Jahr reduziert.

Anders als der Endenergiebedarf berücksichtigt der Primärenergiebedarf auch die vorgelagerte Prozesskette für die Gewinnung, die Umwandlung und den Transport der eingesetzten Energieträger. Durch die Modernisierungsmaßnahmen sinkt der Primärenergiebedarf des Gebäudes auf 85 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 4b beträgt 72 %.

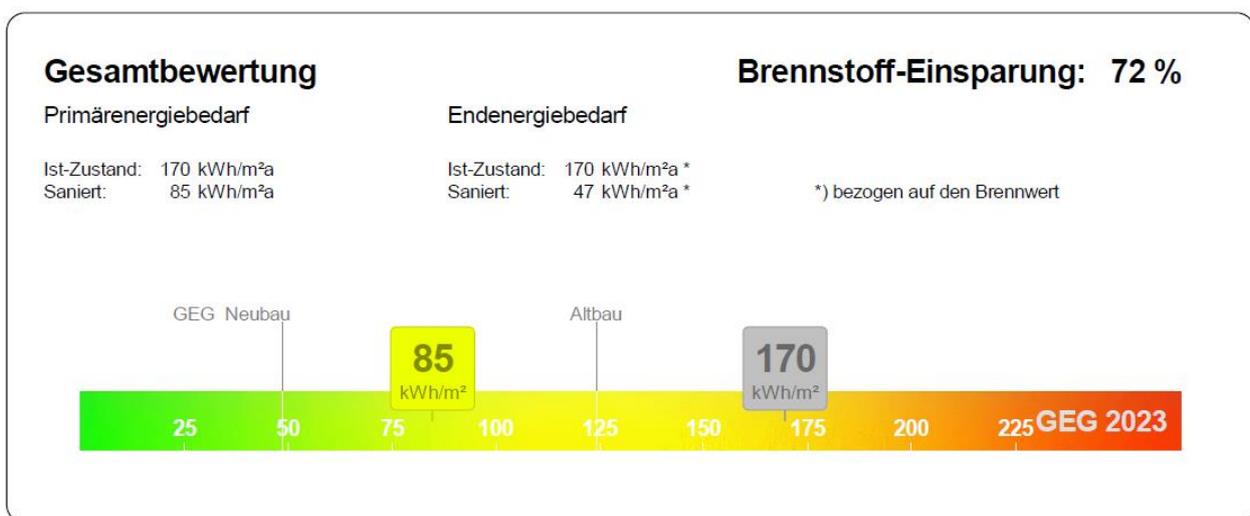


Abbildung 6-36: Bewertung Variante 4b, MSK 3

6.3.3.3 KOSTENSCHÄTZUNG

Die nachstehende Tabelle enthält die Kostenschätzung und basiert auf der DIN 276 - Kosten im Hochbau.

Tabelle 6-14: Kostenschätzung MSK 3

Kostenelement	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4a	Variante 4b
	3-fach verglaste Fenster	Haustüren, Keller- außenwände	Dach	Nahwärmean- schluss	Wärmepumpe
Baukonstruktion					
Dach inkl. Dachfenster			93.000 €	93.000 €	93.000 €
Außenwände gesamt					
Fenster	22.500 €	22.500 €	22.500 €	22.500 €	22.500 €
Hauseingangstüren		20.000 €	20.000 €	20.000 €	20.000 €
Kelleraußenwände		27.500 €	27.500 €	27.500 €	27.500 €
Bodenplatte					
Anlagentechnik					
Nahwärmeanschluss				10.000 €	
Luft-Wasser-Wärme- pumpe					35.000 €
Kostenschätzung brutto	22.500 €	70.000 €	163.000 €	173.000 €	198.000 €
BEG-Förderung inkl. iSFP	4.500 €	14.000 €	24.000 €	27.000 €	34.500 €
Endinvestition	18.000 €	56.000 €	139.000 €	146.000 €	163.500 €

6.3.3.4 WIRTSCHAFTLICHE AUSWERTUNG

Die wirtschaftliche Auswertung erfolgt unter Einbezug der verfügbaren Fördermittel der BEG. Dabei handelt es sich um die Förderung der Einzelmaßnahmen, die als Zuschuss vom BAFA zur Verfügung gestellt werden, ergänzt durch den Zuschussbonus über einen individuellen Sanierungsfahrplan.

Es wird die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen über einen Zeitraum von 40 Jahren betrachtet. Basis für die Berechnung sind die Energieverbräuche und Kosten der vergangenen Jahre. Diese wurden den Heizkostenabrechnungen des Eigentümers entnommen. Der durchschnittliche Gasverbrauch des MSK 3 liegt bei etwa 18.700 kWh/a. Für den Brennstoff wird eine Teuerungsrate von jährlich 4 % angenommen.

Abbildung 6-37 zeigt für die einzelnen Sanierungsvarianten eine Gegenüberstellung der Investitionskosten und Sowieso-Kosten auf der einen Seite und der Energiekostensparnis (nach 40 Jahren) sowie Förderzuschüsse auf der anderen Seite. Bei den Sowieso-Kosten handelt es sich um Kosten für Maßnahmen, dessen Ausführung mittel- bis langfristig „sowieso“ durch den Eigentümer erforderlich wären. In allen Varianten dieses Objekts wird der Heizungswechsel zu den Sowieso-Kosten gezählt. Da die Nahwärme die kostengünstigste Variante darstellt, wird diese in allen Varianten als Sowieso-Kosten für den Heizungsaustausch angenommen.

Für die Amortisationszeiten werden die Kosten inklusive Sowieso-Kosten betrachtet, da aus Sicht der Eigentümer*innen der Gesamtbetrag der Investitionen aufzubringen ist. Eigentlich relevant für die Entscheidung, ob die ohnehin anstehende Renovierung nur gemäß dem gesetzlich

geforderten Minimum erfolgt oder darüber hinausgeht, sollten allerdings die Mehrkosten einer weitergehenden Sanierung im Vergleich zu den damit verbundenen Einsparungen und Förderungen sein. Dabei ergeben sich in der Regel kürzere Amortisationszeiten als hier angegeben.

Das Hauptgebäude wurde 2001 und der Anbau 2005 errichtet. Die energetischen Vorgaben an die Gebäudehülle entsprechen nahezu dem heutigen Stand. Folglich sind bei einer energetischen Sanierung keine signifikanten Einsparungen zu erwarten. Nur die Variante 2 amortisiert sich nach 33 Jahren innerhalb des Betrachtungszeitraums. Dieses liegt daran, dass der Keller als unbeheizter Raum geplant war und die Wände deshalb nicht gedämmt wurden. Die Kellerräume sind mittlerweile jedoch voll beheizt und somit lohnt sich die nachträgliche Kellerwanddämmung. Alle anderen Sanierungsvarianten an der Gebäudehülle sind zu kostspielig, um eine Amortisation binnen 40 Jahren zu erreichen. Um sich umwelttechnisch besser aufzustellen, macht es hier zukünftig Sinn auf eine Heiztechnik auf Basis regenerativer Energien umzusteigen.

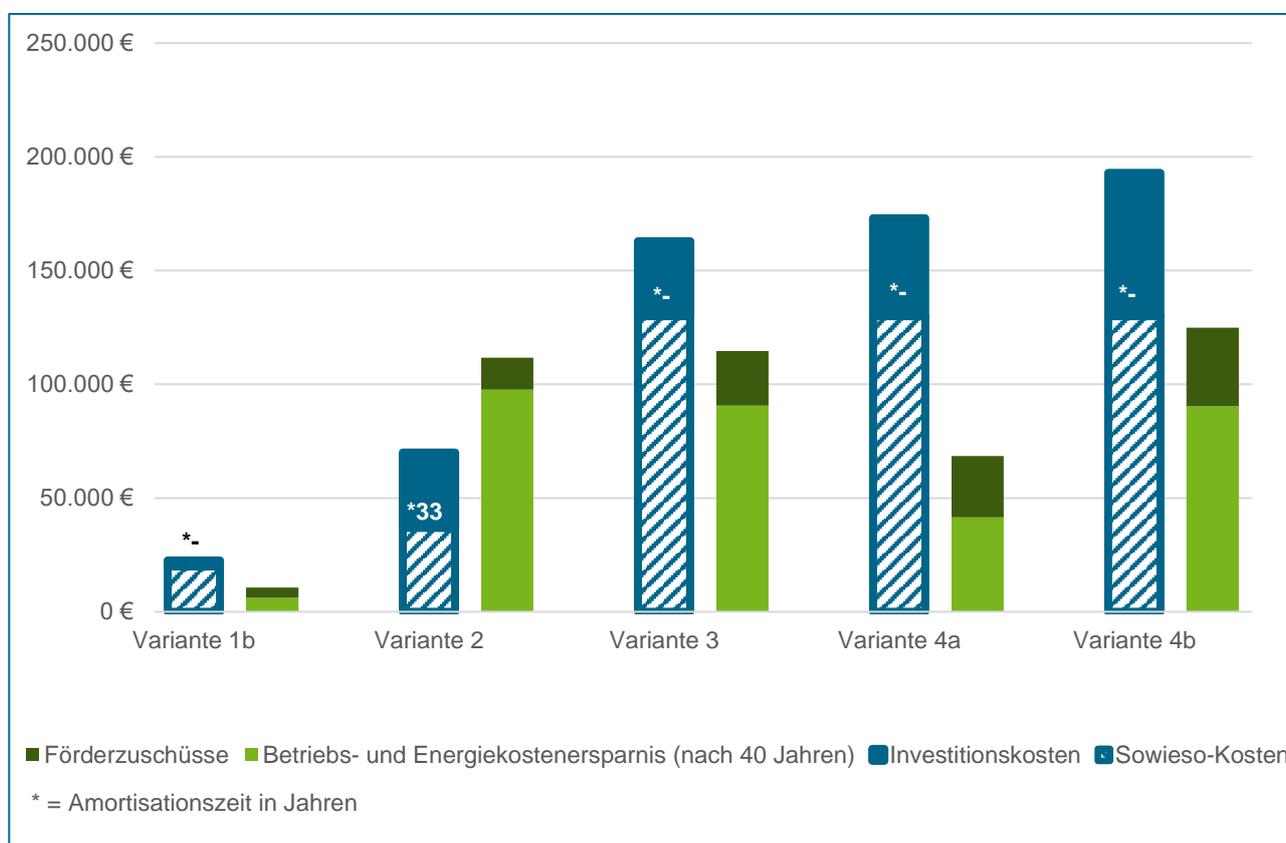


Abbildung 6-37: MSK 3, Rentabilität der Maßnahmen nach 40 Jahren

6.3.4 ZUSAMMENFASSENDE ERGEBNISSE DER MUSTERSANIERUNGSKONZEPTE VON WOHNGBÄUDEN

Für die drei Mustersanierungsobjekte wurden zunächst detaillierte Bestandsaufnahmen durchgeführt, bei denen der derzeitige energetische Zustand jedes Gebäudes ermittelt und energetische Schwachpunkte identifiziert wurden. Darauf aufbauend wurden für jedes Objekt verschiedene Sanierungsvarianten erarbeitet.

Bei Mustersanierungsobjekt 1 handelt es sich um ein Haus aus dem Baujahr 1969. Energetisch befindet sich die Gebäudehülle insgesamt auf einem veralteten Stand. Gleiches gilt für die Ölheizung. Eine energetische Gebäudesanierung bietet daher ein großes Energieeinsparpotential. Die

hohen Investitionskosten für die Außenwanddämmung mittels WDVS lassen alle Maßnahmen erst nach 30 Jahren amortisieren. Es wird dennoch empfohlen, die Gebäudehülle energetisch zu sanieren, um einen besseren Wohnkomfort zu erzielen. Mit der Sanierung sinkt die Heizlast und es kann eine kleinere und somit kostengünstigere Heizung auf Basis erneuerbarer Energien verbaut werden.

Bei Mustersanierungsobjekt 2 handelt es sich um ein Haus aus dem Baujahr 1990. Der energetische Stand dieser Baualterklasse weicht nur wenig von dem heutigen energetischen Stand ab. Energetische Sanierungen wurden bisher noch nicht getätigt, im Jahr 2023 wurde jedoch eine Photovoltaikanlage mit Stromspeicher verbaut. Die größten Transmissionswärmeverluste sind über die Außenwände und Fenster zu verzeichnen. Die Kerndämmung der Außenwände stellt eine kostengünstige Sanierungsvariante dar. Zusammen mit dem Fensteraustausch amortisiert sich Sanierungsvariante 1 somit nach 18 Jahren am schnellsten. Ab Sanierungsvariante 2 wird eine kostspielige Dachsanierung mitbetrachtet, welche die Amortisationszeit auf über 30 Jahre verlängert. Die Installation einer Wärmepumpe kann die Amortisationszeit dann wieder senken.

Bei Musersanierungsobjekt 3 handelt es sich um ein Haus aus den 2000er Jahren. In dieser Baualterklasse herrscht ein energetischer Stand, der dem heutigen energetischen Standard sehr ähnelt. Dies ist der Grund, warum über die Sanierung der Gebäudehülle nicht mehr als 17 % Energieeinsparungen zu erzielen sind. Sanierungsvariante 2 amortisiert sich mit dem Austausch der Fenster, der Türen und der Dämmung der Kelleraußenwände nach 33 Jahren als Einzige im Betrachtungszeitraum. Die Heizlast verringert sich über die Dämmung der Gebäudehülle nur unwesentlich, sodass die Heizung in einer ähnlichen Größe dimensioniert wird wie im Bestand.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass alle Gebäude Potential zur energetischen Sanierung aufweisen. Je neuer das Gebäude ist, desto weniger Energieeinsparpotential ist in der Gebäudehülle zu erwarten. Eine Außenwanddämmung ist im Vergleich zur Kerndämmung eine sehr kostspielige Sanierungsvariante, welche die Amortisationszeit deutlich verlängert. Der Einbau einer neuen Heizungsanlage auf Basis erneuerbarer Energien (z. B. Nahwärme oder Wärmepumpe) erfüllt die gesetzlichen Vorgaben und reduziert den CO₂-Ausstoß.

Grundsätzlich ist bei der Entscheidung über Sanierungsmaßnahmen neben der Amortisation immer auch der verminderte Emissionsausstoß sowie die sofortige Wertsteigerung der Immobilie und der erhöhte Wohnkomfort zu betrachten.

7. VERSORGUNGSOPTIONEN UND -SZENARIEN

Die Reduzierung des Wärmebedarfs mithilfe energetischer Sanierung von Gebäuden ist ein erster Teilbereich des Quartierskonzeptes. Ein zweiter Bestandteil ist die Optimierung der Wärmeversorgung und ggf. ihre Anpassung an den zukünftig geringeren Verbrauch. Nach der Betrachtung der Sanierungspotenziale im vorangegangenen Kapitel folgt in diesem Kapitel die ganzheitliche Untersuchung der Versorgungsoptionen des Quartiers.

Man unterscheidet bei der Wärmeversorgung zwischen einer dezentralen, also gebäudeindividuellen Wärmeversorgung und einer zentralen Versorgung mit Nah- oder Fernwärme (Pfnür, Winiewska, Mailach, & Oschatz, 2016). Eine eindeutige Abgrenzung zwischen Nah- und Fernwärme existiert dabei nicht, so dass beide Begriffe synonym verwendet werden können. Bei der dezentralen Versorgung, wie sie in Klempau aktuell üblich ist, wird im jeweiligen Gebäude selbst Wärme erzeugt. Dies geschieht im Quartier bisher überwiegend auf Erdgasbasis mit dezentralen Heizkesseln in den einzelnen Häusern (vgl. Kapitel 5.3.3). Bei der zentralen Wärmeversorgung wird die Wärme in einer (oder ggf. auch mehreren) Heizzentrale(n) erzeugt und durch erhitztes Wasser in Wärmeleitungen zu den Abnehmern transportiert.

In Neubau- oder weitestgehend sanierten Bestandsgebieten kann auch die sog. kalte Nahwärme eingesetzt werden. Dabei wird lediglich eine Wärmequelle mit niedrigerem Temperaturniveau benötigt, wie z. B. Wärme aus einem Eisspeicher. Das dann nicht mehr gedämmte Wärmenetz wirkt u. U. noch als Erdwärmekollektor und liefert über das im kalten Wärmenetz zirkulierende Wasser Energie an die Gebäude. Dem Wärmenetz wird dezentral in den einzelnen Gebäuden durch eine Wasserwärmepumpe Wärme entzogen. Wasserwärmepumpen arbeiten i. d. R. effizienter als Luftwärmepumpen. Die Option kalter Nahwärme erschien im vorliegenden Quartier mit seinem großen Anteil an Bestandsgebäuden jedoch nicht als sinnvoll.

7.1 ZENTRALE VERSORGUNGSOPTIONEN

Vor dem Hintergrund der aus Klimaschutzgründen gebotenen Senkung der CO₂-Emissionen sowie mit Blick auf die Versorgungssicherheit wird zunächst auf eine zentrale und weitestgehend regenerative Wärmeversorgung des Quartiers fokussiert.

Die Planung des Wärmeverteilsystems setzt die Festlegung eines Netzaufbaus voraus. Hierbei muss neben der Darstellung der Struktur von Wärmeverteilungsnetzen und deren Betriebstemperaturen auch auf die Netzdimensionierung und die Wärmeverluste eingegangen werden. Eine neu zu errichtende Energiezentrale sollte, wenn Brennstoffe anzuliefern sind, möglichst straßennah an oder nahe einer Straße mit hohem Verkehrsaufkommen verortet werden, da so innerörtliche Störungen von Wohngebieten durch Brennstofflieferungen minimiert werden.

7.1.1 TECHNISCHE VERSORGUNGSLSÖSUNGEN

In welcher Form sich eine zentrale Wärmeversorgung im Quartier zukünftig gestalten ließe, wird basierend auf den zur Verfügung stehenden Informationen über die Gebäude und die Gegebenheiten des Quartiers untersucht. In einem zweistufigen Verfahren wurden dabei zunächst vielfältigste derzeit verfügbare Verfahren und Technologien anhand ökologischer, technischer und wirtschaftlicher Kriterien qualitativ auf Realisierbarkeit im Quartier geprüft. Nach dieser mit der Lenkungsgruppe (vgl. Kapitel 10.1) abgestimmten Abwägung wurden die Wärmeerzeugung durch Einsatz von Öl- und Gaskesseln (ausgenommen Redundanzabdeckung und Spitzenlasten),

Brennstoffzellen, Erdgas-BHKW, Pyrolyse und Solarthermieanlagen in den quantitativen Detailbetrachtungen für den Ausbau einer zentralen Wärmeversorgung nicht weiter berücksichtigt:

- Alleinige Öl- und Erdgaskessel sind aus Klimaschutzgründen und zunehmend auch aus Kostengründen sowie aufgrund der eingeschränkten Versorgungssicherheit für eine zentrale Wärmeversorgung nicht weiter akzeptabel. Darüber hinaus müssen sich aufgrund von § 30 WPG ab März 2025 neue Wärmenetze zu mindestens 65 % aus erneuerbaren Quellen versorgen.
- Der Einsatz eines Erdgas-BHKW wird angesichts der Nutzung eines fossilen Energieträgers, der aktuellen Förderbedingungen sowie der steigenden Bepreisung der CO₂-Emissionen nicht als zukunftsfähige und wirtschaftliche Lösung angesehen - die Einschränkungen hinsichtlich des erneuerbaren Anteils gelten analog zu denen für Öl- und Erdgaskessel.
- Brennstoffzellen wären nur dann ökologisch sinnvoll, wenn sie mit grünem Wasserstoff betrieben würden, der bisher kaum verfügbar ist, hier nicht wirtschaftlich eingesetzt werden kann und in absehbarer Zeit energiewirtschaftlich in anderen Bereichen (z. B. Dekarbonisierung bestimmter Industriesektoren oder Schwerlastverkehr) dringender als für Heizzwecke benötigt wird (IPP ESN, 2019).
- Die Erfahrungswerte mit Pyrolyseanlagen sind bisher begrenzt und sie sind mit hohen Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten verbunden. Aufgrund der eingeschränkten landwirtschaftlichen Nutzungsmöglichkeit der entstehenden Produkte sind andere Absatzwege zu identifizieren. Insgesamt ist die Pyrolyse weniger als Anlage zur Wärmegewinnung zu sehen, sondern eher als Produktionsanlage, deren Abwärme dann, wenn die Anlage ohnehin zu Produktionszwecken errichtet wird, sinnvollerweise genutzt werden sollte. Eine entsprechende Anlage mit nicht genutzter Abwärme ist jedoch im Quartier oder seinem näheren Umfeld aktuell nicht geplant.

Eine erste Wärmequelle besteht daher aus einem Holzhackschnitzelkessel. Dieser speist die erzeugte Wärme in das Wärmeverteilsystem und speichert ggf. aktuell nicht benötigte Wärme in einem Pufferspeicher, wodurch der Nutzungsgrad, die Lebensdauer und die Emissionen des Holzhackschnitzelkessels positiv beeinflusst werden. Die Vorratshaltung an Holzhackschnitzeln wird durch einen maßgeschneiderten Bunker gewährleistet. Der Strom zum Betrieb der Gesamtanlage (Pumpen, Schnecken etc.) wird aus dem öffentlichen Netz bezogen.

Bei der Beschaffung von Holzhackschnitzeln sollte zur Vermeidung von Transportemissionen und zur Überprüfbarkeit einer nachhaltigen Holzproduktion möglichst auf eine regionale Herkunft Wert gelegt werden. Biomasse ist jedoch auch bei nachhaltigen Quellen ein generell begrenzter Rohstoff, dessen Nutzung vor allem an Orten bzw. zu Einsatzzeiten vorgesehen werden sollte, bei denen keine sinnvollen Alternativen verfügbar sind (Meereis, 2023).

Die zweite Wärmequelle ist eine Großwärmepumpe, welche als Energiequelle neben dem Strom aus dem öffentlichen Netz die Umweltwärme der Umgebungsluft nutzt. Zur Ermittlung der Jahresarbeitszahl und damit der korrekten Berechnung des Strombedarfs werden die stündlichen Messwerte der Außentemperatur der Wetterstation Kiel-Holtenau zugrunde gelegt. Die Außentemperatur im Jahresverlauf ist in Abbildung 7-1 dargestellt.

Die benötigte elektrische Energie zum Betrieb der Wärmepumpen wird aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen.

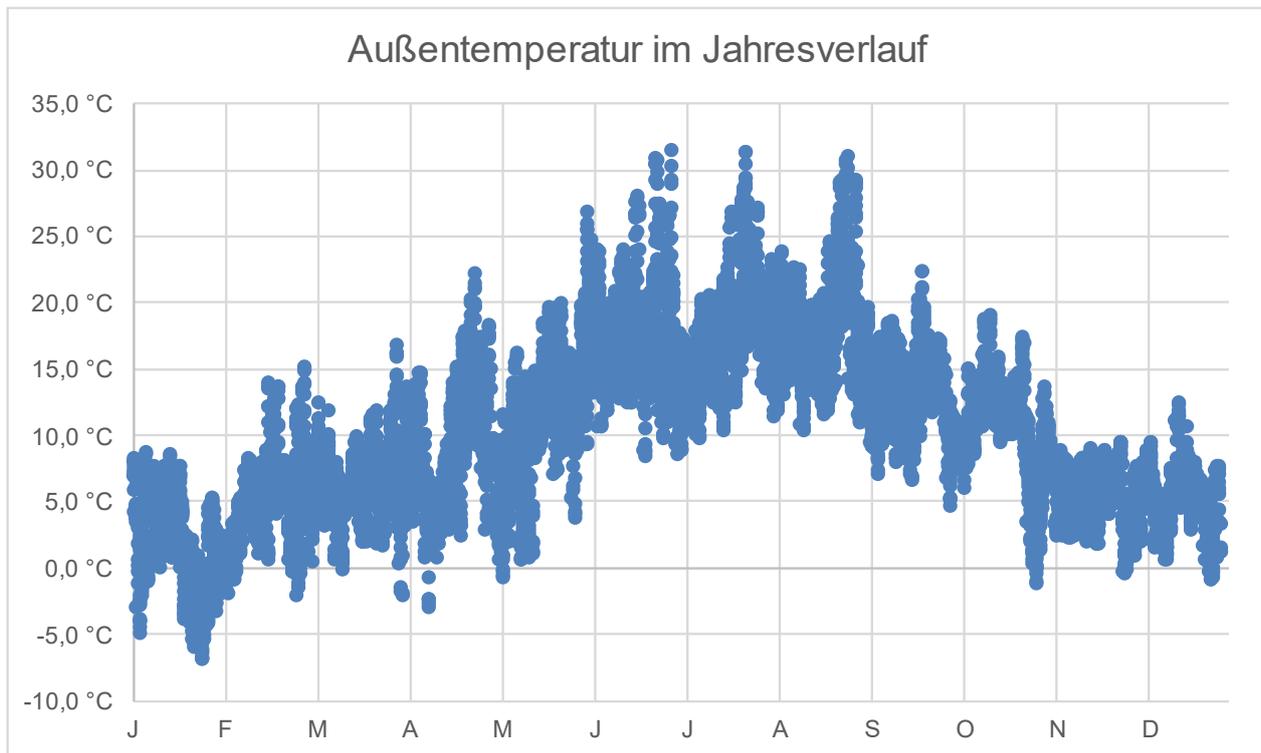


Abbildung 7-1: stündliche Außentemperaturen für Kiel-Holtenau im Jahr 2023

Die betrachtete dritte Wärmequelle entspricht grundsätzlich der zweiten, mit dem Unterschied, dass die Großwärmepumpe in dieser Variante die Wärme über Erdsonden dem Erdreich entnimmt.

Eine vierte Wärmequelle ist Solarthermie, die in zwei verschiedenen Formen ausgelegt werden kann: Zum einen kann sie so dimensioniert werden, dass sie den i. W. durch die Trinkwassererwärmung verursachten Wärmebedarf im Sommer abdeckt. In den Übergangszeiten liefert sie dann lediglich Teile des Wärmebedarfs und im Winter praktisch keine, so dass sie zwingend immer mit mindestens einer andern Wärmequelle zu kombinieren ist.

Alternativ kann sie größer dimensioniert werden, so dass im Sommer mehr Wärme erzeugt als benötigt wird. Diese überschüssige Wärme wird dann für andere Jahreszeiten gespeichert. Diese saisonalen Speicher werden häufig als Erdbeckenspeicher errichtet, in denen die Wärme auf hohem Temperaturniveau in Wasser gespeichert wird. Alternativ kann auch ein Erdsondenfeld als saisonaler Speicher fungieren, indem die Sonden und das Erdreich durch die solarthermischen Überschüsse regeneriert werden. Die Wärme wird hierbei jedoch auf niedrigem Temperaturniveau gespeichert und es ist eine Wärmepumpe notwendig, um die eingespeicherte Wärme nutzbar zu machen. Hier wurde der saisonale Speicher so konzipiert, dass das Erdreich über die Sonden aufgewärmt wird, über die in der kälteren Jahreszeit Wärme entnommen wird (vgl. oben beschriebene dritte Wärmequelle).

Eine fünfte Wärmequelle besteht in der Nutzung von Abwärme der beiden Biogas-BHKW der Bioenergie Klempau GmbH & Co. KG (vgl. Abbildung 7-2). Diese betreibt zwei Biogas-BHKW: Das eine befindet sich östlich des Ortskerns, ist seit 02.11.2011 in Betrieb, verfügt über eine Leistung von 220 kW_{th} (Bundesnetzagentur, o. J.) und versorgt bereits einzelne benachbarte Häuser. Die zweite befindet sich nördlich des Ortskerns an der K 81 Richtung Krummesse, ist seit 10.11.2011 in Betrieb, verfügt über eine Leistung von 380 kW_{th} (Bundesnetzagentur, o. J.) und hat früher eine

Gärtnerei versorgt. Da diese als Abnehmer weggefallen ist, könnte das BHKW näher ans Quartier verlegt werden (z. B. an den Standort des anderen BHKW) und zukünftig ein Wärmenetz versorgen.

Aus energiewirtschaftlicher und ökologischer Sicht ist eine Nutzung von Abwärme, die ohnehin anfällt und derzeit (zumindest teilweise) weggekühlt werden muss, besonders zu begrüßen.

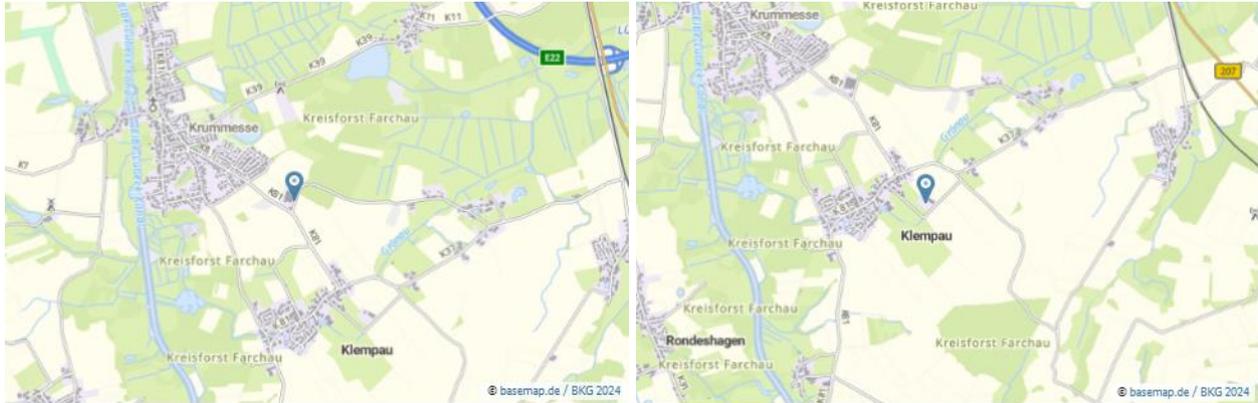


Abbildung 7-2: Standorte Biogas-BHKW der Bioenergie Klempau GmbH & Co. KG (Bundesnetzagentur, o. J.)

In allen Varianten wird zur Abdeckung von Redundanz (temporäre Ausfälle der primären Wärmequelle) und der Spitzenlast (in nur wenigen Stunden pro Jahr bei extremer Kälte anfallender Wärmebedarf) als siebte Wärmequelle ein Erdgaskessel vorgesehen.

Die fossilen Redundanz- und Spitzenlastabdeckung durch den Erdgaskessel stellt im Sinne der Wärmewende einen Kompromiss dar: Einerseits handelt es sich bei Erdgas noch um einen fossilen Energieträger, der mittelfristig zu ersetzen ist. Andererseits sind aufgrund der sehr begrenzten Einsatzzeiten und Anteile an der Wärmeerzeugung die CO₂-Emissionen gering und die vergleichsweise niedrigen Investitionskosten eines solchen Kessels halten die Kapitalkosten des Gesamtsystems in Grenzen. Eine Dimensionierung z. B. der Holzhackschnitzelkessel oder Luftwärmepumpen gemäß des gesamten Netzleistungsbedarfs wäre mit signifikant höheren Investitionskosten und damit höheren Kosten des Wärmebezugs aus dem Netz verbunden. Durch die niedrigeren Investitionskosten des nur sehr begrenzt genutzten Erdgaskessels kann vermieden werden, dass sich besonders preissensible Haushalte gegen einen Fernwärmeanschluss entscheiden und so lange wie möglich bei ihrer bisherigen fossilen Wärmeversorgung bleiben. Der begrenzten Einsatz des Erdgaskessels kann somit eine höhere Anschlussquote zur Folge haben, die wiederum den Dekarbonisierungseffekt des Netzes für das Quartier verstärkt.

Es wird in der Dimensionierung der Wärmeerzeuger stets darauf geachtet, dass der Erdgaskessel einen Anteil von 10 % der Wärmebereitstellung nicht überschreitet. Anderenfalls entspräche das Wärmenetz nicht den Förderbedingungen der Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW). Ohne investive Förderung lassen sich Wärmenetze derzeit jedoch nicht errichten und wirtschaftlich betreiben.

Langfristig kann und muss das Erdgas durch Biomethan oder grünen Wasserstoff ersetzt werden - oder der Kessel durch einen komplett anderen Wärmeerzeuger.

Diese verschiedenen Wärmequellen sind in jeweils geeigneter Form miteinander zu kombinieren. Dies wird beschrieben in Kapitel 7.1.4.

7.1.2 ENTWURF WÄRMENETZ

Für die Ermittlung der Gesamtinvestitionen sowie der Netzwärmeverluste ist die Bestimmung der Trassenlänge des untersuchten Wärmenetzes erforderlich. Die Trassenlänge wurde GIS-basiert näherungsweise ermittelt. Die Netzwärmeverluste, die durch Wärmeabgabe aus den mit heißem Wasser gefüllten Heizungsleitungen an das umgebende Erdreich entstehen, sind hierbei exemplarisch für ein gut gedämmtes und zu empfehlendes Wärmenetz sogenannter Twin-Rohre mit gemeinsamem Vor- und Rücklauf in einem Mantel und gemeinsamer Isolierung berechnet worden.

Die Auslegung des Wärmenetzes erfolgt nach den aktuellen Wärmebedarfen der Gebäude. Grundlage der Berechnung ist angesichts der hier gegebenen Netz- bzw. Nutzerkonstellationen eine Anschlussquote von 80 %. Alle Wärmeerzeugungsanlagen wurden ebenfalls auf den aktuellen Wärmebedarf bei einer Anschlussquote in Höhe von 80 % ausgelegt, da davon auszugehen ist, dass sich nicht alle Eigentümer*innen sofort anschließen lassen werden. Langfristig ist zudem mit einer Sanierung einer Vielzahl von Gebäuden zu rechnen. Die Sanierungen werden jedoch nicht auf einen Schlag realisiert, sondern sukzessive verteilt über viele Jahre (vgl. Kapitel 6.3.4). Dadurch werden weitere Kapazitäten frei, durch die wiederum weitere Gebäude angeschlossen werden können.

Einige Wärmeerzeugungsanlagen haben eine Lebensdauer von 10 bis 20 Jahren; hier kann dann die Dimensionierung bei der Erneuerung an die jeweilige Verbrauchsentwicklung angepasst werden. Außerdem wird durch eine Gebäudesanierung die Heizlast nur teilweise beeinflusst, da der Leistungsbedarf für das Trinkwarmwasser sich nicht in Abhängigkeit vom Gebäudezustand verändert, sondern auf Basis des Nutzer*innenverhaltens im Gebäude.

Abbildung 7-3 stellt die mögliche Trassenführung des untersuchten Wärmenetzes zur Versorgung des gesamten Quartiers in rot dar. Mögliche Optimierungen, die die Wirtschaftlichkeit verbessern können (z. B. direkte Zuleitungen vom Hainbuchenring zum Rosenweg oder zum Gebäude im Norden des Kahlstorfer Wegs), sind Gegenstand der konkreten Umsetzungsplanung, bei denen dann Eigentumsverhältnisse, die Einräumung von Querungsrechten etc. geprüft werden.

Um das Wärmenetz im Hinblick auf Wärmenetzverluste bzw. Wärmeverteilung qualitativ bewerten zu können, müssen die zwischen Heizzentrale und Abnehmern anfallende Netzwärmeverluste mit betrachtet werden (vgl. Abbildung 7-3). Diese sind hauptsächlich von der Netzlänge, der Temperatur des Wärmeträgermediums und der Rohrleitungsdimension abhängig. Im Rahmen des Quartierskonzepts wurde keine Rohrnetzberechnung vorgenommen, sodass die Wärmenetzverluste über die Netzlänge und einen pauschalen Ansatz von 15 W/m ermittelt wurden. Hier würden bei einer Anschlussquote von 80 % etwa 20 % des eigentlichen Wärmebedarfs an Wärmenetzverlusten anfallen. Die Wärmeverluste beeinflussen die Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes und sollten daher möglichst geringgehalten werden. Dies ist insbesondere dann wichtig, wenn die Wärme nicht (nur) aus ohnehin vorhandener und bisher nicht genutzter Abwärme stammt. Bei einer niedrigeren Netzanschlussquote bleiben die absoluten Wärmeverluste in etwa gleich, da die Wärmeverlustleistung lediglich von der Temperaturdifferenz zwischen dem Heizungswasser in den Rohren und dem umgebenden Erdreich abhängt, nicht jedoch von der durchfließenden Wassermenge; die relativen Verluste steigen somit. Die Wirtschaftlichkeit und die ökologische Effizienz des Gesamtsystems verschlechtern sich in Folge.¹⁰

¹⁰ Dies gilt dann, wenn einzelne Häuser innerhalb von insgesamt erschlossenen Straßenzügen nicht angeschlossen werden. Wenn ggf. komplette Straßen mit niedrigem Wärmebedarf oder besonders weit



Abbildung 7-3: Entwurf Wärmenetz - Kartengrundlage (FOSSGIS e.V., o. J.)

Die in Abbildung 7-3 rot dargestellte Hauptwärmeleitung, welche sich in der Straße befindet, besitzt eine Länge von etwa 4 km. Die Länge der Rohrleitung zwischen dem Wärmenetz und dem jeweiligen Hausanschlussraum, wurde pauschal mit 15 m je Anschluss abgeschätzt, sodass bei einer Anschlussquote von 80 % zusätzlich zur Hauptleitung etwa 2,4 km Hausanschlussstrasse verlegt werden müssen. Insgesamt ergeben sich somit etwa 6,4 km Wärmenetztrasse.

7.1.3 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ANSÄTZE

Um die im nächsten Schritt untersuchten Szenarien wirtschaftlich bewerten zu können, wurden energiewirtschaftlich relevante Rahmenparameter definiert. Neben einem Kapitalzins von 5 % p. a. wurden aktuelle Kosten für Wartung und Instandhaltung angesetzt. Für den Energieeinkauf wurden Preise aus dem zweiten Halbjahr 2022 und dem ersten Halbjahr 2023 angesetzt. Die Preise für Strom und Erdgas sind dem Statistischen Bericht zur Energiepreisentwicklung mit Stand

von der Haupttrasse entfernt liegende Straßenzüge mangels Anschlussinteresse nicht erschlossen werden, kann sich die Wirtschaftlichkeit auch verbessern.

Januar 2024 (Statistisches Bundesamt, 2024) entnommen. Die Preise für biogene Brennstoffe (Holz-Pellets, Holzhackschnitzel) wurden der Marktübersicht des C.A.R.M.E.N e.V. entnommen (C.A.R.M.E.N, 2024). Für Holzhackschnitzel wurden die Preise für die Qualität mit 20 % Wassergehalt zu Grunde gelegt.

Der CO₂-Preis, welcher in den Brennstoffkosten fossiler Brennstoffe inkludiert ist, wird bis 2026 gemäß BEHG kontinuierlich ansteigen. Ab 2026 werden die CO₂-Zertifikate versteigert, sodass der resultierende Preis aktuell nicht exakt bestimmt werden kann.

Zwischen der Konzeption eines Wärmenetzes und der Inbetriebnahme und ersten Wärmelieferung an Kunden liegen erfahrungsgemäß mindestens drei Jahre. Während die Energiepreise in der Zwischenzeit steigen, fallen oder auf konstantem Niveau bleiben können, dürften die CO₂-Preise mindestens auf das doppelte, wahrscheinlicher auf das zweieinhalb- bis dreifache steigen. Da die CO₂-Zertifikate ab 2027 möglicherweise ohne Vorgaben eines Mindest- oder Höchstpreises frei an der Börse gehandelt werden, wurde fossilen Brennstoffe statt der in 2022 anfallenden 30 €/t der Preis angesetzt, der sich bereits im europäischen Emissionshandel frei an einer Börse über Angebot und Nachfrage ergibt und derzeit bei ca. 80 €/t liegt (European Energy Exchange, 2022). Die Ansätze für Wartungs- und Reparaturkosten wurden bei den Herstellern angefragt, stammen aus vergleichbaren Projekten oder aus der Richtlinie VDI 2067.

Tabelle 7-1 gewährt einen Überblick über die energiewirtschaftlichen Ansätze für die zentralen Varianten, die der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu Grunde gelegt wurden. Für die wirtschaftliche Bewertung der zentralen Versorgungsvarianten wurde der durchschnittliche Preis von Gas, Strom und Hackschnitzeln vom ersten und zweiten Halbjahr 2022 angesetzt.

Tabelle 7-1: Energiewirtschaftliche Ansätze der zentralen Versorgungsvarianten

		netto	brutto	Bezug
MwSt.		19,00 %		
Kapitalzins		5,00 %		p. a.
Wartung und Instandhaltung				
Biomassekessel		6,00 %		p. a./Invest
Erdgaskessel		3,00 %		p. a./Invest
Ölkessel		4,00 %		p. a./Invest
Wärmepumpen		2,50 %		p. a./Invest
Solarthermie		3,00		€/MWh
Anlagentechnik und Installation		4,00 %		p. a./Invest
Wärmenetz		0,50 %		p. a./Invest
Grundstücke & Gebäude		0,25 %		p. a./Invest
Versicherung/Sonstiges		0,50 %		p. a./Invest
technische Betriebsführung		0,50 %		p. a./Invest
kaufmännische Betriebsführung		130 €	155 €	je Anschluss p. a.
Energiekosten				
Mischpreis Biogaswärme / Abwärme	Ø 2. Halbjahr 2022	8,00	9,52	ct/kWh _{th}
Mischpreis Biogaswärme Preisgleitung	Ø 1. Halbjahr 2023	8,00	9,52	ct/kWh _{th}
Mischpreis Erdgas	Ø 2. Halbjahr 2022	6,74	8,02	ct/kWh _{Hi}
	Ø 1. Halbjahr 2023	6,82	8,11	ct/kWh _{Hi}
Preis Hackschnitzel-WGH20	Ø 2. Halbjahr 2022	3,57	4,25	ct/kWh _{Hi}
	Ø 1. Halbjahr 2023	4,42	4,08	ct/kWh _{Hi}
Pellets - 20 Tonnen	Ø 2. Halbjahr 2022	11,05	13,15	ct/kWh _{Hi}
	Ø 1. Halbjahr 2023	6,55	7,79	ct/kWh _{Hi}
Direktstrom (EE)	Ø 2. Halbjahr 2022	8,00	9,52	ct/kWh _{el}
	Ø 1. Halbjahr 2023	8,00	9,52	ct/kWh _{el}
Mischpreis Strom	Ø 2. Halbjahr 2022	20,50	24,39	ct/kWh _{el}
	Ø 1. Halbjahr 2023	21,55	25,64	ct/kWh _{el}
CO ₂ -Bepreisung	Ø 2. Halbjahr 2022	77,51	92,24	€/t CO ₂
	Ø 1. Halbjahr 2023	87,11	103,66	€/t CO ₂

7.1.4 ANLAGENDIMENSIONIERUNG UND ENERGIEBILANZEN

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Versorgungsoptionen für die Bestandsgebäude ohne Berücksichtigung einer fortschreitenden Gebäudesanierung betrachtet. Dabei werden die in Kapitel 7.1.1 beschriebenen Versorgungsoptionen in geeigneter Weise kombiniert.

Zuerst erfolgt die Dimensionierung der Wärmeerzeuger und die Bilanzierung der verschiedenen Energieflüsse. Hierfür wird der Energiebedarf der Gebäude zusammengefasst. Die benötigte

jährliche Wärmemenge aller Gebäude im Quartier liegt bei etwa 5.260 MWh. Bei einer Anschlussquote von 80 % beträgt der Wärmeabsatz im zukünftigen Wärmenetz ca. 4.210 MWh/a. Durch die Verteilung geht eine Wärmeenergie von ca. 840 MWh pro Jahr verloren, die dem Nahwärmenetz zusätzlich zugeführt werden muss. Die Verluste betragen etwa 20 % des gesamten Netzwärmebedarfs. Somit muss dem Wärmenetz unter Einbezug aller Übertragungsverluste eine jährliche Wärmemenge von etwa 5.050 MWh zugeführt werden.

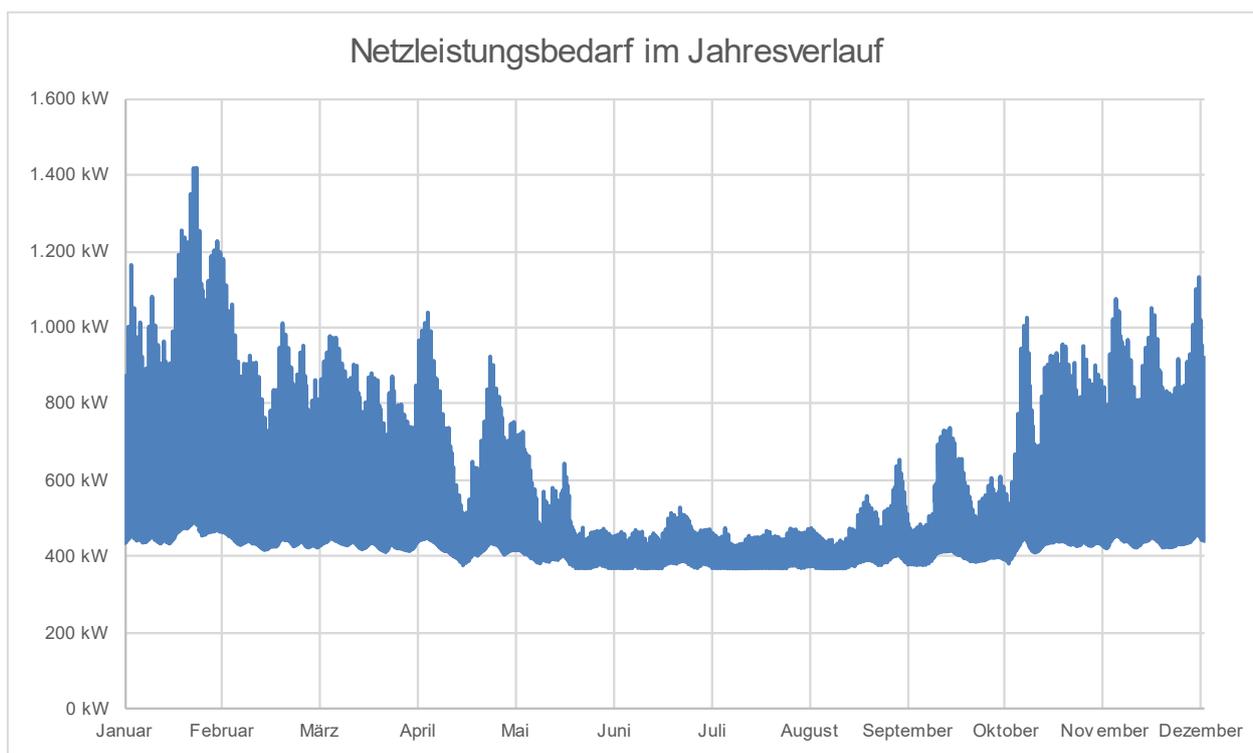


Abbildung 7-4: Netzwärmebedarf im Jahresverlauf berechnet auf Basis der Außentemperaturen von Kiel-Holtenau in 2019.

Dieser Netzwärmebedarf wird in einen stundenweisen Lastgang überführt und in ein Simulationstool eingebettet. In Abbildung 7-4 ist der Netzwärmebedarf im Jahresverlauf dargestellt. Die blaue Fläche in der Grafik füllt den Bereich zwischen dem minimalen und dem maximalen Leistungsbedarf an jedem Tag aus.

Zum besseren Verständnis, an wie vielen Stunden im Jahr der Netzwärmebedarf Schwellenwerte überschreitet, werden die Wärmebedarfe nach der Größe sortiert in einer Jahresdauerlinie dargestellt. In Abbildung 7-5 sieht man diese geordneten Leistungsbedarfe über der Anzahl der Stunden aufgetragen. Es ist erkennbar, dass die Spitzenleistung des Netzes von etwa 1,4 MW nur wenige Stunden im Jahr benötigt wird. In etwa 5.100 Stunden pro Jahr wird eine Leistung von mehr als 450 kW benötigt. Stets benötigt werden etwa 380 kW.

Dem stündlichen Lastgang des Wärmebedarfs werden in der Simulation jeweils die Erzeuger der betrachteten Versorgungsoptionen gegenübergestellt. Diese Erzeuger tragen in einer festgelegten Rangfolge zur Deckung des Netzwärmebedarfes bei. Die Dimensionierung der einzelnen Erzeuger erfolgt zunächst auf Größenordnung des Wärmebedarf-Medians und wird anschließend iterativ optimiert.

Tabelle 7-2 stellt die Versorgungsszenarien mit den unterschiedlichen Erzeugern, ihrer ermittelten Dimensionierung und ihren Anteilen an der Wärmeerzeugung für das untersuchte Wärmenetz dar.

Die Reihenfolge der Nennung der Erzeuger entspricht der Rangfolge, in denen die Erzeuger an der Deckung des Wärmebedarfs beteiligt werden.

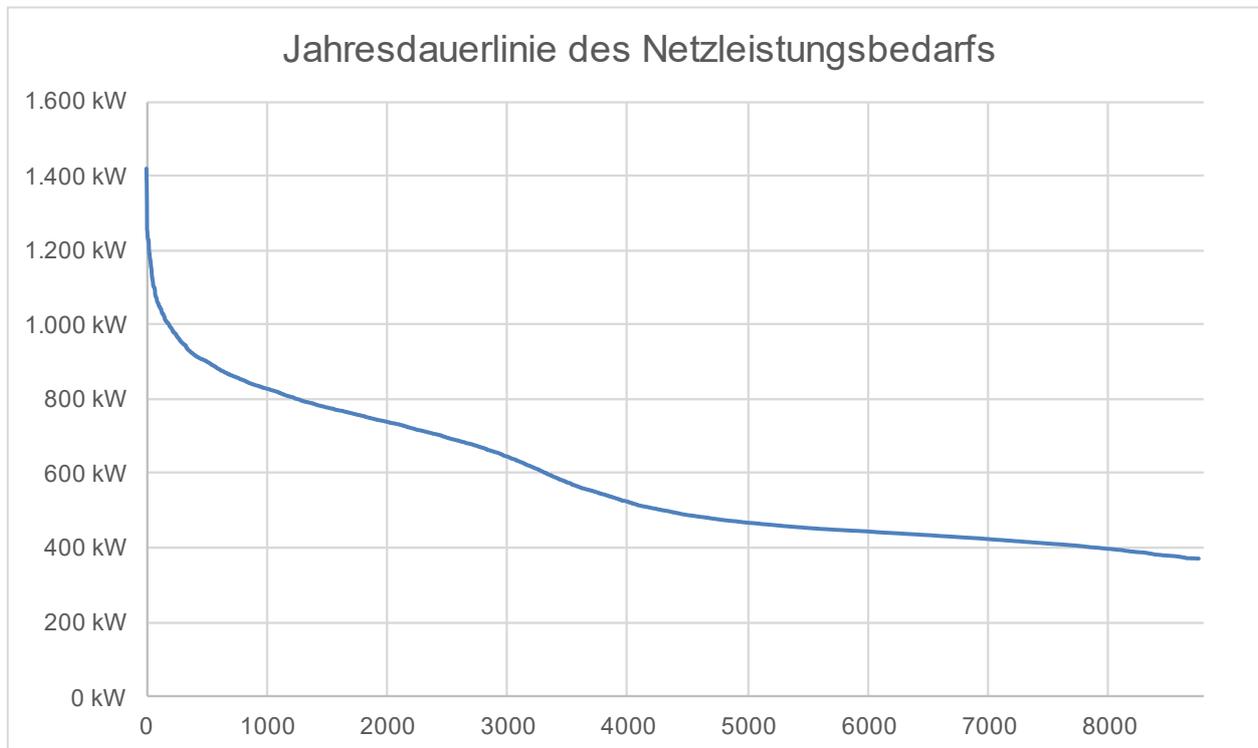


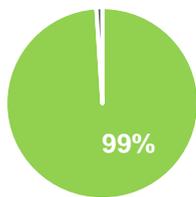
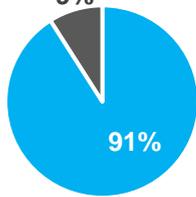
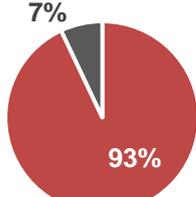
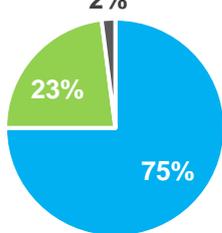
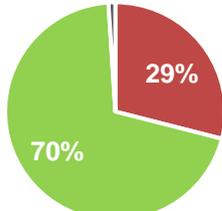
Abbildung 7-5: Jahresdauerlinie des Netzleistungsbedarfs berechnet auf Basis der Außentemperaturen für Kiel-Holtenau in 2019

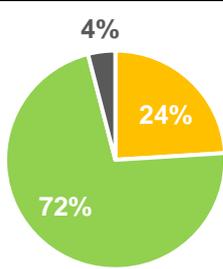
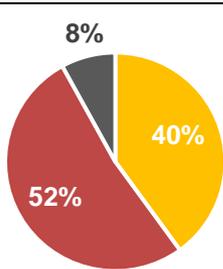
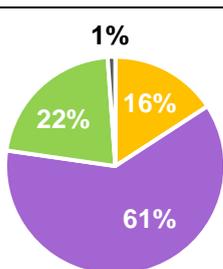
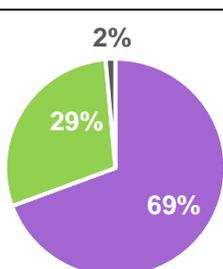
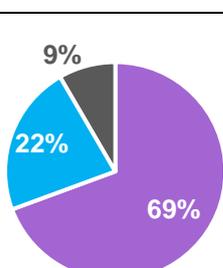
Variante 1 basiert auf einem Hackschnitzelkessel, der durch einen Erdgaskessel ergänzt wird. Da ein Hackschnitzelkessel gegenüber einem Erdgaskessel deutlich geringere Brennstoffkosten aufweist und der Investitionsbedarf je installierter Leistung eher moderat ansteigt, lässt sich ein relativ groß dimensionierter Hackschnitzelkessel wirtschaftlich betreiben. In diesen Varianten fungiert der Gaskessel im Wesentlichen als Redundanzanlage zur Besicherung im Fall von Störungen des Hackschnitzelkessels und zur Abdeckung besonders hoher Lastspitzen.

In Variante 2 wird die Wärme primär durch eine Luftwärmepumpe bereitgestellt, in Variante 3 durch eine Erdwärmepumpe. Großwärmepumpen weisen einen höheren Investitionsbedarf je installierter Leistung auf als Biomassekessel. Daher werden sie möglichst nur für die Grund- und Mittellast ausgelegt. Die Spitzenlastabdeckung übernimmt möglichst ein Spitzenlasterzeuger wie z. B. ein Gaskessel, der niedrige spezifische Investitionskosten je installierter Leistung aufweist. In der Folge ist der Anteil des Gaskessels an der Wärmeerzeugung bei Varianten, die Wärmepumpen statt Hackschnitzelkessel beinhalten, höher als bei Varianten, in denen der Hackschnitzelkessel Teile der Spitzenlast abdecken kann.

Variante 4 kombiniert eine Luftwärmepumpe mit einem Holzhackschnitzelkessel. Die Luftwärmepumpe wird so dimensioniert, dass sie vor allem in den wärmeren Monaten läuft, wo sie aufgrund der hohen Außentemperaturen besonders effizient arbeitet. In Variante 5 wird die Luft- durch eine Erdwärmepumpe ersetzt, die aber aufgrund der hohen Investitionskosten kleiner dimensioniert wird. In beiden Varianten ist die durch den Erdgaskessel abzudeckende Spitzenlast besonders gering.

Tabelle 7-2: Anteile an der Wärmeerzeugung in den betrachteten Versorgungsvarianten

Variante	Erzeuger & Leistung	Anteile an der Wärmeerzeugung
1	<ul style="list-style-type: none"> ■ Hackschnitzelkessel 0,8 MW + ■ Erdgaskessel 1,5 MW 	
2	<ul style="list-style-type: none"> ■ Luft-WP 0,55 MW (0 °C) + ■ Erdgaskessel 1,5 MW 	
3	<ul style="list-style-type: none"> ■ Erd-WP 0,65 MW (180 Sonden) + ■ Erdgaskessel 1,5 MW 	
4	<ul style="list-style-type: none"> ■ Luft-WP 0,4 MW (0 °C) + ■ Hackschnitzelkessel 0,4 MW + ■ Erdgaskessel 1,5 MW 	
5.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Erd-WP 0,2 MW (58 Sonden) + ■ Hackschnitzelkessel 0,65 MW + ■ Erdgaskessel 1,5 MW 	

Variante	Erzeuger & Leistung	Anteile an der Wärmeerzeugung
6.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Solarthermie 3.000 m² + ■ Hackschnitzelkessel 0,65 MW + ■ Erdgaskessel 1,5 MW 	
7.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Solarthermie 6.000 m² + ■ Erd-WP 0,55 MW (180 Sonden) + ■ Erdgaskessel 1,5 MW 	
8.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Solarthermie 2.000 m² + ■ Biogaswärme 0,4 MW_{th} + ■ Hackschnitzelkessel 0,4 MW + ■ Erdgaskessel 1,5 MW 	
9.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Biogaswärme 0,4 MW_{th} + ■ Hackschnitzelkessel 0,4 MW + ■ Erdgaskessel 1,5 MW 	
10.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Biogaswärme 0,4 MW_{th} + ■ Luft-WP 0,55 MW (0 °C) + ■ Erdgaskessel 1,5 MW 	

In Variante 6 wird eine solarthermische Anlage so ausgelegt, dass sie den durch die Trinkwassererwärmung gegebenen Wärmebedarf im Sommer vollständig deckt. Dies entspricht ca. 25 % des jährlichen Wärmebedarfs. Der restliche Wärmebedarf wird durch einen Hackschnitzelkessel im Kombination mit dem Erdgas-Spitzenlastkessel gedeckt.

Eine größere Auslegung der Solarthermieanlage führt im Sommer zu einem Überangebot, welches nicht zeitgleich genutzt werden kann. Um eine solche solare Überdeckung nutzen zu können und Energie aus solarer Einstrahlung auch bis in den Winter hinein nutzen zu können, wird in Variante 7 ein saisonaler Speicher hinzugefügt. Ein solches System aus solarthermischer Anlage und saisonalem Speicher (Erdbecken oder Erdsonden) kann bis zu 50 % des jährlichen Wärmebedarfs decken. Der restliche Bedarf kommt aus den Erdwärmepumpen, bei denen das Erdreich hier im Sommer aktiv regeneriert (aufgewärmt) wird, sowie über den Erdgas-Spitzenlastkessel.

In den Varianten 8 bis 10 wird vorrangig die Abwärme der Biogasanlagen genutzt. Ergänzt wird sie durch

- eine Kombination aus Solarthermie und Holzhackschnitzelkessel (8),
- nur einen Holzhackschnitzelkessel (9) und
- eine Luftwärmepumpe (10),

jeweils ergänzt durch den Erdgas-Spitzenlastkessel.

7.1.5 INVESTITIONSSCHÄTZUNG

Für die grobe Ermittlung der Investitionskosten wurden Ausgaben für Anlagentechnik und Installation sowie Infrastrukturmaßnahmen kalkuliert, die auf Erfahrungswerten von IPP ESN aus entsprechenden aktuellen Planungsarbeiten basieren und auf die projektspezifischen Gegebenheiten abgestimmt wurden.

Auf die in den einzelnen Ausgabenkategorien ermittelten Zwischensummen wurde ein spezifischer Aufschlag für Unvorhergesehenes und Planungsleistungen addiert, um einer für die Konzeptphase angemessenen konservativen Investitionskalkulation Rechnung zu tragen.

Es zeigt sich, dass die Variante 1 mit 8,7 Mio. €, also ein Wärmenetz auf Holzhackschnitzelbasis, die geringsten Investitionen mit sich bringt. Leicht niedriger sind nur die Investitionskosten der Varianten 9 & 10, bei der in das Wärmenetz auf Holzhackschnitzelbasis bzw. Luftwärmepumpe die Abwärme der Biogasanlage integriert wird, da dann der jeweilige Wärmeerzeuger etwas kleiner ausgelegt werden kann. Dies führt jedoch auch nur deshalb zu geringeren Investitionskosten, weil die notwendigen Investitionen für die Aufstellung eines Satelliten-BHKWs inkl. Gasleitung von der Biogasanlage außerhalb der Bilanz des Wärmenetzbetreibers dem Biogasanlagenbetreiber zugeordnet werden und dann als Bestandteil des Abwärmepreises, den der Wärmenetzbetreiber an den Biogasanlagenbetreiber zahlt,¹¹ in die Wärmegestehungskosten einfließt.

Leicht höhere Investitionskosten rufen die Varianten 2 und 4 hervor, die auf Luftwärmepumpen als Wärmeerzeuger setzen. Hier sind 9,3 bis 9,6 Mio. € erforderlich.

Deutlich höhere Investitionskosten fallen bei den Varianten 3 und 5 an, die auf Erdwärme allein oder in Kombination mit Holzhackschnitzel setzen. Die Kombination der Erzeuger kommt auf 10,2 Mio. €, die alleinige Versorgung mit Erdwärmepumpen ruft 12,6 Mio. € Investitionskosten hervor. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass die Erdsonden teuer in der Errichtung sind.

Ebenfalls hohe Investitionskosten kommen beim Einsatz durch Solarthermie in Kombination mit Hackschnitzeln (und Biogasabwärme) zustande. Variante 6 und 8 schlagen mit 11,3 bzw. 10,3 Mio. € zu Buche.

¹¹ sofern nicht der Betreiber des Biogas-BHKW auch das Wärmenetz betreibt

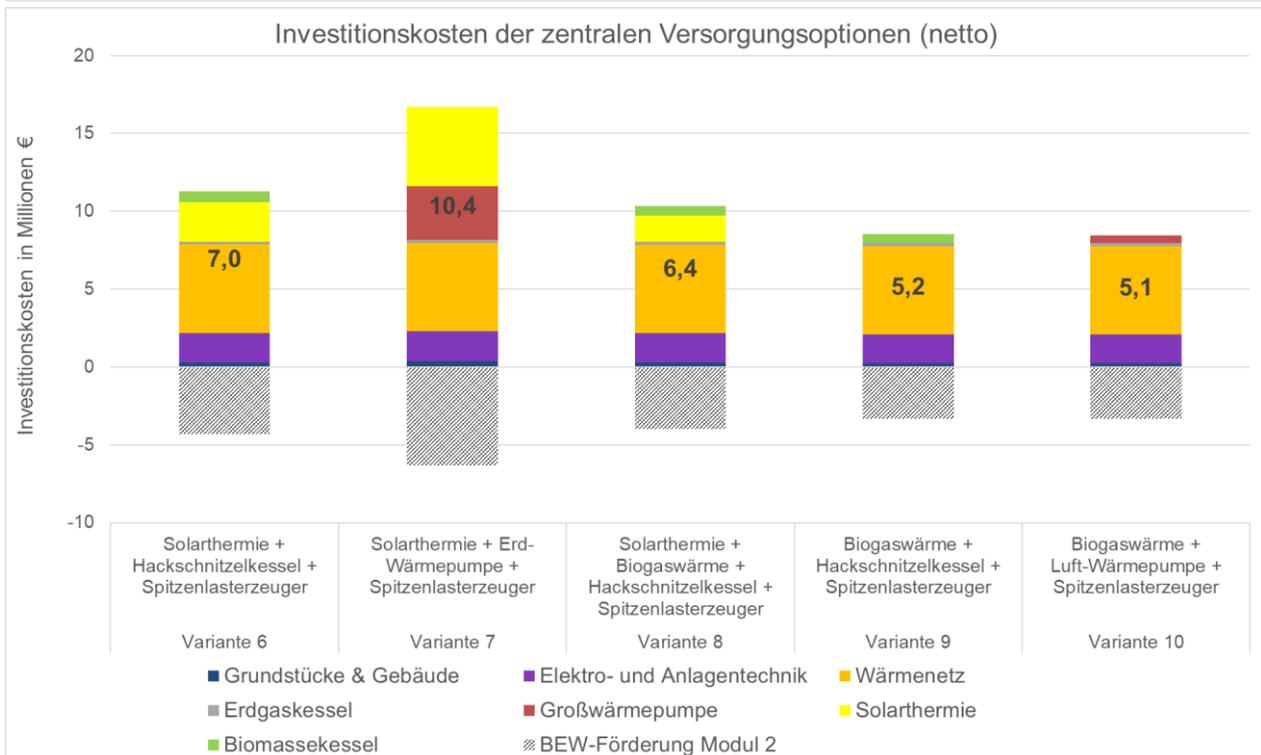
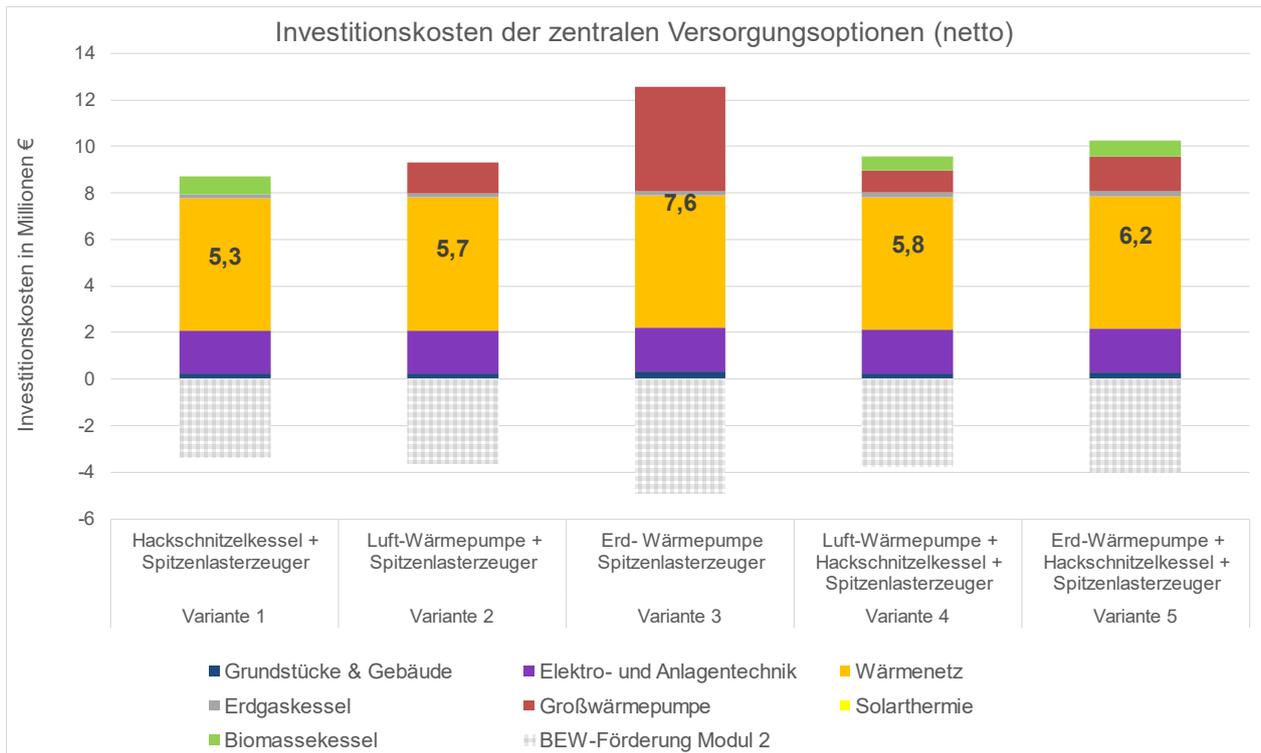


Abbildung 7-6: Investitionssummen der zentralen Versorgungsvarianten (Zahlenwert: Investitionskosten abzüglich BEW-Förderung)

Besonders hohe Investitionskosten bringt die Kombination aus Solarthermie und Erdsonden, die zusätzlich als Saisonspeicher fungieren, mit sich. Variante 7 kommt auf 16,7 Mio. € Investitionskosten.

Einen wesentlichen Anteil der Gesamt-Investitionen macht das Wärmenetz mit 5,7 Mio. € aus, der bei allen Varianten gleichermaßen anfällt.

Um die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes erneuerbarer Energieträger im Wärmebereich zu verbessern, können in der Regel Fördermittel auf Landes- und Bundesebenen in Form von zinsgünstigen Krediten und direkten Zuschüssen in Anspruch genommen werden. Die staatliche Förderung erfolgt derzeit nach den Richtlinien des Bundes zur Förderung effizienter Wärmenetze (BEW) und kann beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) beantragt werden.

Mit der BEW werden der Neubau von Wärmenetzen mit hohen Anteilen erneuerbaren Energien sowie die Dekarbonisierung von bestehenden Netzen gefördert. Das Förderprogramm sieht eine systematische Förderung für erneuerbare und klimaneutrale Neubaunetze mit maximal 40 % der förderfähigen Ausgaben für die Investitionen in Erzeugungsanlagen und Infrastruktur vor, sowie auch eine Betriebskostenförderung für Solarthermieanlagen und Wärmepumpen (BAFA, 2023). Die Gesamtförderung wird auf die Wirtschaftlichkeitslücke begrenzt. Hierfür muss aufgezeigt werden, dass „die beantragte Förderung unter Berücksichtigung sämtlicher Kosten-, Erlös- und Förderkomponenten über die Lebenszeit des zu fördernden Projekts sowie eines plausiblen kontrafaktischen Falls für die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens erforderlich ist“ (BMWK, 2022).

In Summe ergeben sich die in Abbildung 7-6 dargestellten Investitionen, denen die möglichen BEW-Förderungen mindernd gegenübergestellt sind. Die dargestellten Zahlenwerte stellen die Investitionskosten nach Abzug der BEW-Förderung dar.

Die detaillierten Investitionskosten sind Tabelle 14-1 im Anhang zu entnehmen.

7.1.6 WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNGEN

Für die untersuchten Szenarien wurde auf Basis der Investitionsschätzungen und der Energiebilanzen eine statische Wirtschaftlichkeitsberechnung anhand der Ein- und Auszahlungen in den Kategorien Kapitalkosten, Betriebs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten und Energiebezugskosten durchgeführt. Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit erfolgt über die Berechnung der Wärmegestehungskosten des Wärmeerzeugersystems. Hierbei wurde eine Anschlussquote von 80 % angenommen.

Die Investitionen gehen als jährlich gleichbleibende Zahlung in die Wirtschaftlichkeitsberechnung ein. Die kapitalgebundenen Kosten orientieren sich an der Nutzungsdauer der technischen Anlagen gemäß VDI-Richtlinie 2067 - Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen (VDI 2067-1, 2012).

Folgende Nutzungszeiträume wurden angenommen:

- Holzhackschnitzelkessel: 15 Jahre
- Großwärmepumpe: 20 Jahre
- Erdgaskessel: 20 Jahre
- Elektro- und Anlagentechnik: 15 Jahre
- Bautechnik (inkl. Wärmenetz): 40 Jahre
- Gebäude und Außenanlagen: 50 Jahre

Die Berechnungen im Detail finden sich in Tabelle 14-2 im Anhang. Nicht enthalten ist die Marge eines Betreibers, da diese vom Betreibermodell (vgl. Kapitel 7.1.8) abhängt. So fällt bei einem genossenschaftlichen Modell keine Marge an bzw. fließt diese langfristig wieder an die Verbraucher*innen zurück.

In Abbildung 7-7 sind, basierend auf den Wärmegestehungskosten aus Tabelle 14-2, die jährlichen Wärmekosten eines exemplarischen Gebäudes des Quartiers mit einem Wärmebedarf von

20 MWh/a dargestellt, die durch die Versorgung über ein Wärmenetz durch die unterschiedlichen Erzeugerkombinationen verursacht werden. Es handelt sich um langjährige durchschnittliche Vollkosten, die anteilige Kapitalkosten durch die Investitionen in Erzeugungsanlagen und Wärmenetz (blauer Balken), Betriebs- und Wartungskosten (rot) und die Kosten des Energiebezugs (grün) enthalten.¹²

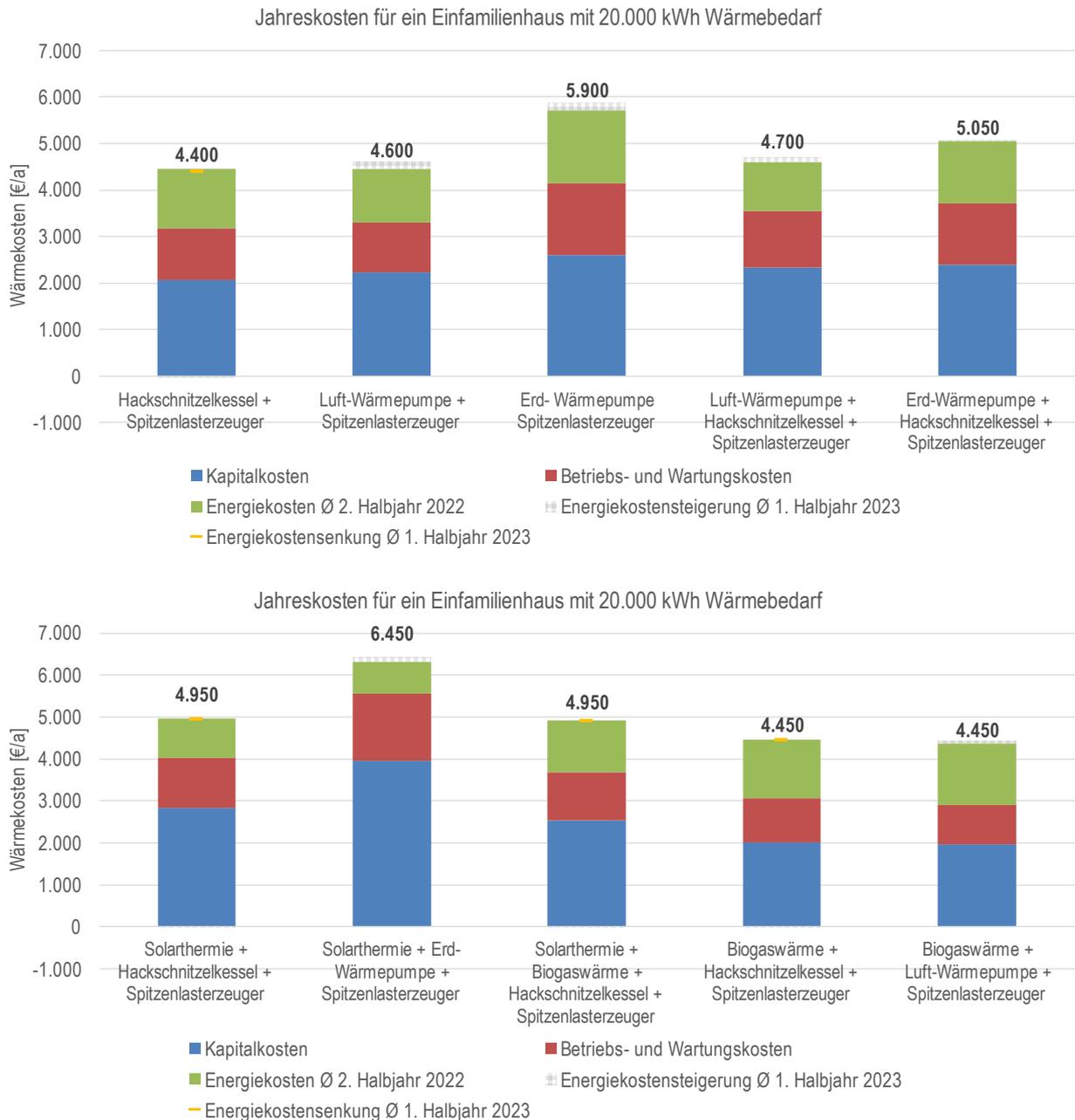


Abbildung 7-7: Vergleich der jährlichen Wärmekosten der unterschiedlichen zentralen Wärmeversorgungsvarianten für ein exemplarisches Gebäude des Quartiers

Die günstigsten Wärmegestehungskosten auf Basis der Energiepreise des 2. Halbjahres von 2022 fallen bei der Versorgung durch einen Holz hackschnitzelkessel (Variante 1) und bei der Nutzung

¹² Wie diese langjährigen Durchschnittskosten sich auf Hausanschlusskosten, Grundpreis (Leistungspreis) und Arbeitspreis verteilen, ist z. T. der Geschäftspolitik des Betreibers überlassen.

der Biogas-Abwärme entweder in Verbindung mit einem Holzhackschnitzelkessel (Variante 9) oder mit einer Luftwärmepumpe (Variante 10) an. Ebenfalls noch in einem vergleichbaren Bereich befinden sich die Versorgung des Wärmenetzes mit Luftwärmepumpe (Variante 2) sowie mit der Kombination aus Luftwärmepumpe und Hackschnitzelkessel (Variante 4). Dabei ist davon auszugehen, dass in der hier vorliegenden Konzeptphase noch Ungenauigkeiten von bis zu 20 % gegeben sein können.

Hinsichtlich der Preisstabilität sind von diesen die Varianten 9 und 10 mit der Biogas-Abwärme von Vorteil, wenn langfristige Wärmelieferverträge mit dem Betreiber der Biogas-BHKW geschlossen werden können. Zudem bieten Varianten, die nicht nur auf einer Energiequelle beruhen, also u. a. die Varianten 4, 9 und 10, mehr Flexibilität bei der Energiebeschaffung, was langfristig auch zu mehr Preisstabilität führen kann.

7.1.7 CO₂-BILANZ UND PRIMÄRENERGIEFAKTOR

Auf Basis der CO₂-Emissionsfaktoren aus Tabelle 5-3 wurden für die einzelnen Versorgungsszenarien die CO₂-Bilanzen erstellt. Hierbei wurde das Methodenpapier „BISKO“ - Bilanzierungs-Standard Kommunal - zu Grunde gelegt (IfEU, 2019).

Bei der Verbrennung von Holzpellets¹³ und Hackschnitzeln werden im Gegensatz zu Heizöl und Erdgas nur die beim Herstellungs- und Veredelungsprozess sowie die beim Transport entstandenen Emissionen freigesetzt.

Bei der Verwendung von Strom entstehen Treibhausgasemissionen - in erster Linie durch die Verbrennung fossiler Energieträger wie zum Beispiel Kohle - am Stromerzeugungsstandort, die dem Stromverbraucher am Verbrauchsort zugerechnet und durch die Auswahl der Stromherkunft wesentlich beeinflusst werden. Für die Ermittlung der Emissionen durch den Einsatz von Strom, welcher für den Betrieb der Wärmepumpen sowie der Anlagentechnik benötigt wird (z. B. Steuer- und Regelungstechnik der Wärmeerzeuger oder Hochleistungspumpen zur Förderung des Wassers im Wärmenetz)¹⁴ wurde der spezifische Emissionsfaktor für den deutschen Strommix berechnet. Dieser betrug im Jahr 2021 etwa 475 g/kWh. Aufgrund der jährlichen Zunahme des Erneuerbare-Energien-Anteils an der Stromerzeugung in Deutschland werden die Emissionen des deutschen Strommix in Zukunft niedriger ausfallen, sodass die Emissionen der Varianten mit signifikantem Wärmepumpenanteil mit der Zeit automatisch sinken. Zudem kann darauf verwiesen werden, dass in Schleswig-Holstein mehr Strom aus erneuerbaren Energieträgern gewonnen als insgesamt verbraucht wird und zeitweise sogar Anlagen abgeregelt werden müssen, so dass faktisch weit überwiegend Grünstrom im Netz ist.

Bei der Umwandlung von Solarstrahlung oder Windenergie in elektrische Energie unter Verwendung von Photovoltaik- oder Windkraft-Anlagen sind lediglich die CO₂-Emissionen der Herstellung und Wartung der Anlage relevant.

Aktuell betragen die CO₂-Emissionen von dezentralen Öl-, Gas- und Stromheizungen im Quartier aus der Wärmeversorgung (Heizung + Warmwasser) ca. 1.287 t/a (vgl. Tabelle 5-4). Bei einer Anschlussquote von 80 % wird unterstellt, dass die Beheizung verbleibenden 20 % nicht versorgten Liegenschaften wie bisher bestehen bleibt und daher einen Sockelbetrag von 20 % der

¹³ hier nur relevant bei der dezentralen Versorgung

¹⁴ Der Strom für die Umwälzpumpen wird dem Wärmenetz zugerechnet.

bisherigen Emissionen in Höhe von ca. 257 t/a bestehen bleibt, zu dem die Emissionen der zentralen Wärmeversorgung addiert werden.

Diese Annahme ist insofern gerechtfertigt, als mehr als 31 % der bestehenden fossilen Heizungen weniger als zehn Jahre alt sind, 19 % sogar weniger als fünf Jahre (vgl. Abbildung 5-12). Viele davon könnten zunächst noch betrieben werden, während sich die meisten Gebäude mit älterer Heizung an das Wärmenetz angeschlossen haben könnten. In dem Umfang, in dem auch die verbleibenden dezentralen Heizungsanlagen auf erneuerbare Energieträger umgestellt werden, werden auch die CO₂-Emissionen der dezentral versorgten Gebäude sinken.

Die unter den beschriebenen Prämissen anfallenden CO₂-Emissionen des Wärmenetzes sind im Detail in Tabelle 14-3 im Angang dargestellt. Bei der gemäß Kapitel 7.1.6 kostengünstigsten Lösung (Variante 1 - Holzhackschnitzelkessel) fallen an CO₂-Emissionen danach noch 192 t/a aus dem Wärmenetz an. Die Variante mit den geringsten CO₂-Emissionen ist Variante 9 (Biogas-Abwärme, ergänzt durch einen Holzhackschnitzelkessel) mit 74 t/a. Unter Einbeziehung der verbleibenden dezentralen Heizungen ergeben sich für das Gesamtquartier in diesen Varianten 449 bzw. 331 t/a. Es wird also deutlich, dass die Ablösung der fossilen dezentralen Heizungen durch ein Wärmenetz zu einer signifikanten Verbesserung der CO₂-Bilanz des Quartiers führt.

Da eine komplette kurzfristige Umsetzung der Gebäudesanierungen als sehr unwahrscheinlich erscheint, werden die Primär- und Endenergiebedarfe für den aktuellen Gebäudebestand angegeben (siehe Tabelle 14-4 im Anhang). Die Primärenergiefaktoren des Wärmenetzes liegen zwischen 0,20 und 0,79; für die unter Kosten- und CO₂-Gesichtspunkten besonders günstigen Varianten 1 und 9 bei 0,32 bzw. 0,20.

7.1.8 BETREIBERMODELLE

Der Betrieb eines Wärmenetzes kann in verschiedenen Konstellationen erfolgen. Zum einen gibt es Unternehmen, die auf Bau und Betrieb von Wärmenetzen spezialisiert sind und dieses in der gesamten Region oder auch deutschlandweit anbieten (Contractoren). Denkbar sind jedoch auch lokale Lösungen, sei es in der Form von Bürgerenergiegenossenschaften, wie sie in verschiedenen Orten in Schleswig-Holstein schon vorhanden sind, oder in Form einer kommunalen Gesellschaft. Lokale Lösungen haben in der Regel den Vorteil, dass es eine stärkere Identifikation der Kund*innen mit dem Versorger gibt (insbesondere bei einer genossenschaftlichen Lösung sind die Kund*innen selbst Miteigentümer*innen der Wärmeversorgung) und dass größere Teile der Wertschöpfung und die Marge in der Kommune bzw. der Region bleiben. Letzteres setzt allerdings voraus, dass die Leistungen auch weitestgehend selbst oder lokal erbracht werden, da bei einer Vergabe einzelner Stufen der Wertschöpfungskette (z. B. Planung, Bau, Betriebsführung) an einen Dritten außerhalb der Region Wertschöpfung und Teile der Marge doch wieder abfließen.

Eine Übersicht möglicher Vor- und Nachteile verschiedener Organisationsformen ist in

aufgeführt. Dabei handelt es sich um grundsätzliche und mögliche Eigenschaften; letztlich ist stets die genaue örtliche Ausgestaltung entscheidend.

Tabelle 7-3: Übersicht Betreibermodelle

Modell	Vorteile	Nachteile
Bürgerenergiegenossenschaft	<ul style="list-style-type: none"> • Abnehmer als Miteigentümer (identitätsstiftend!) • ggf. auch andere Versorgungsungen (Strom etc.) möglich • Wertschöpfung verbleibt, sofern die Leistungen in der Genossenschaft erbracht werden, in der Kommune 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohes Engagement von zunächst ehrenamtlichen „Treiber*innen“ nötig • Erfahrung mit Wärmenetzen und Wärmeerzeugung sollte vorhanden sein, da sonst Wertschöpfung doch ausgelagert werden muss • Investitionsvolumen ggf. zu groß
Kommune / kommunales EVU	<ul style="list-style-type: none"> • hohes Vertrauen der Bürger*innen • auch andere Versorgungsungen (Glasfaser, Strom etc.) möglich • u. U. Kommunalkreditkonditionen möglich • Wertschöpfung kann zumindest zu großen Teilen in der Kommune bleiben 	<ul style="list-style-type: none"> • Zustimmung Kommunalaufsicht einzuholen • Hoher Aufwand für Gründung und Aufbau der Infrastruktur • Know-how zu Wärmenetzen, Wärmeerzeugung, Abrechnung etc. aufzubauen oder auszulagern
lokale Akteure (nicht-EVU)	<ul style="list-style-type: none"> • ggf. hohes Vertrauen der Bürger*innen • Wertschöpfung kann zumindest zu großen Teilen in der Kommune oder Region bleiben 	<ul style="list-style-type: none"> • Erfahrung mit Wärmenetzen und den hier in Frage kommenden regenerativen Wärmequellen sowie mit den administrativen Prozessen im Einzelfall zu prüfen
EVU aus der Region	<ul style="list-style-type: none"> • Know-how zu Errichtung, Betrieb i. d. R. vorhanden • Infrastruktur für Abrechnungen u. ä. vorhanden • ggf. Kommunalkreditkonditionen möglich (aber schwieriger als bei eigenem EVU) • ggf. kostengünstiger Einkauf (Mengen!) und Effizienzvorteile 	<ul style="list-style-type: none"> • ggf. Interessenkonflikte wg. Erdgasverkauf • Erfahrung mit Wärmenetzen und den hier in Frage kommenden regenerativen Wärmequellen im Einzelfall zu prüfen • Wertschöpfung und Gewinnmarge nur noch in größerer Region
EVU aus anderen Regionen (Contractor)	<ul style="list-style-type: none"> • Know-how zu Errichtung, Betrieb i. d. R. vorhanden • ggf. kostengünstiger Einkauf (Mengen!) und Effizienzvorteile • Umfangreiche Erfahrungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Erfahrung mit den hier in Frage kommenden regenerativen Wärmequellen zu prüfen • Gewinnmarge und große Teile der Wertschöpfung fließen aus der Region ab

Zu beachten ist, dass Bau und Betrieb eines Wärmenetzes aus einer Vielzahl von Aufgaben bestehen:

- Ausbau des Netzes (Planung, Ausschreibung, Bauüberwachung, Inbetriebnahme),
- Eigentum am Netz,
- technischer Betrieb (Steuerung von Wärmeerzeugungsanlagen und Netz, Wartung / Reparaturen etc.),
- Wärmeeinspeisung (besichert - d. h. mit garantierter Lieferung einschließlich Redundanzvorrhaltung - oder unbesichert) und
- administrativer Betrieb (kaufmännische Aufgaben wie Abrechnung, geforderte Deklarationen etc.).

Diese Funktionen *können* zusammenfallen - z. B. wenn darauf spezialisierte Unternehmen das Netz auf eigene Rechnung bauen und betreiben - *müssen* es aber *nicht*. So können, wie bereits erwähnt, Bürgerenergiegenossenschaften oder kleinere kommunale EVU Teile der Leistungen auslagern. Möglich sind auch öffentlich-private Partnerschaften, bei denen spezialisierte Unternehmen und die Kommune eine gemeinsame Wärmegesellschaft gründen. Ebenfalls denkbar und in Gemeinden in Schleswig-Holstein z. T. auch schon praktiziert ist die Variante, dass die Kommune Eigentümerin des Netzes ist, das Netz aber für z. B. 15 oder 20 Jahre an einen Dritten verpachtet, der damit die Kommune von sämtlichen operativen Aufgaben des Wärmenetzbetriebs entlastet.

Als Eigentümerin behält die Kommune die langfristige Entscheidungshoheit über die Wärmeversorgung, für den Bau des Netzes können Kommunalkreditkonditionen genutzt werden und die Rückflüsse der Baukosten durch die Pacht können über die Mindest-Lebensdauer des Netzes (mindestens 40 Jahre) kalkuliert werden. Bei Unternehmen in privater Rechtsform drängen die finanzierenden Banken i. d. R. darauf, dass der Rückfluss des investierten Kapitals innerhalb von 15 oder maximal 20 Jahren gewährleistet ist. Dies kann nur über höhere Wärmepreise (im Normalfall erhöhte Grundpreise) der Kund*innen in dieser Zeitphase gewährleistet werden, was die Attraktivität des Wärmenetzes und damit - sofern die Kommune nicht gemäß § 17 Gemeindeordnung Schleswig-Holstein ein Anschluss- und Benutzungsgebot erlässt - die Anschlussquote reduziert.

Für die Entscheidung ist maßgeblich, ob in der Kommune die Wärmeversorgung als Daseinsvorsorge verstanden wird. Sollte hier eine positive Entscheidung fallen, gleichzeitig aber keine Bereitschaft bestehen, operative Aufgaben in einem eigenen kommunalen EVU wahrnehmen zu lassen, bietet sich beim Aufbau eines Netzes die kombinierte Ausschreibung von Bau des Wärmenetzes sowie seines Betriebs über 10, 15 oder 20 Jahre an. Dabei können exakte Vorgaben zur Art der Wärmeerzeugung gemacht werden, oder eine Funktionalausschreibung unter definierten Rahmenbedingungen (wie etwa weitestgehende Klimaneutralität der Wärmeversorgung), z. B. im Rahmen eines relativ offenen wettbewerblichen Verfahrens, gewählt werden.

Bei der Verpachtung eines im Eigentum der Kommune befindlichen Wärmenetzes an einen Betreiber stellen sich verschiedene Rechtsfragen im Zusammenhang mit dem Vergaberecht, dem Kartellrecht, dem Kommunalrecht, dem Kreditwesengesetz und dem EU-Beihilferecht, wie beispielsweise folgende:

- Ein Pachtvertrag mit Betriebspflichten dürfte nach aktueller Rechtspraxis in den meisten Fällen dem Vergaberecht unterliegen - vor allem dann, wenn Vorgaben zur Art und Weise des Betriebs gemacht werden. Abhängig von der Marktsituation vor Ort kann das Kartellrecht zur

Ausschreibungspflicht der Wegerechte bzw. bei Errichtung des Netzes im Eigen- oder Regiebetriebes des Pachtvertrages selbst führen.

- Haushaltsrechtlich ist darauf zu achten, dass die konkrete Vertragsgestaltung nicht in die Nähe zu verbotenen Spekulationsgeschäften nach § 75 Absatz 2 GO rückt, z. B. durch einen variablen Pachtzins, der sich an der abgenommenen Wärmemenge orientiert, oder durch eine einseitige Risikotragung, wie sie häufig im Falle einer Trennung von Netz und Erzeugungsanlage vorzufinden ist. Außerdem verlangen Haushalts- und EU-Beihilferecht grundsätzlich einen marktüblichen Pachtzins.
- Das Kreditwesengesetz kann einschlägig sein, wenn der Pachtvertrag dadurch in die Nähe eines Finanzierungsleasings rückt, dass die Gefahr des zufälligen Unterganges vertraglich auf den Pächter abgewälzt wird.

Sollten sich Investoren finden, die ein Wärmenetz aufbauen und betreiben würden, ohne dass die Kommune involviert ist, stellt sich lediglich die Frage, ob die Gestattung der Wegenutzung konzessionsrechtliche Konsequenzen hat.

Der Bundesgerichtshof hat 2024 festgestellt, dass Gemeinden in Bezug auf die Vergabe von Wegerechten für die Verlegung und den Betrieb von Wärmeleitungen sogenannte Monopolisten sind und daher grundsätzlich der Missbrauchskontrolle marktbeherrschender Unternehmen nach § 19 GWB unterliegen. Ob hieraus zugleich die Pflicht zur Ausschreibung von Wegerechten resultiert, weil sich nach erstmaliger Verlegung eines Netzes wirtschaftlich und ggf. auch technisch faktisch kein weiterer Wärmeanbieter im Gemeindegebiet betätigen kann, ist umstritten. Richterlich ist diese Frage bisher nicht geklärt. Die Tendenz in der Literatur geht - soweit ersichtlich - dahin, dass die Erstvergabe von Wegerechten insbesondere für Nahwärmenetze nicht ausgeschrieben werden muss. Allerdings trifft die Gemeinde eine Reihe von Pflichten bei der Vertragsgestaltung, z. B. hinsichtlich Vertragslänge, Höhe der Konzessionsabgabe¹⁵ und der Endschaftsklausel.

Grundsätzliches Interesse an einem Einstieg in den Wärmemarkt hat die im 10 km entfernten Kastorf ansässige Fa. Claus Rodenberg Waldkontor GmbH geäußert. Ob dies auch den Aufbau und / oder Betrieb eines Wärmenetzes umfassen könnte, oder ob bei den Investitionen ein Engagement der Kommune erforderlich wäre, oder bei Aufbau und Betrieb des Netzes eine Kooperation mit einem regionalen EVU in Frage kommt, wäre noch zu diskutieren.

Im Rahmen der Arbeiten zum energetischen Quartierskonzept fand ein Treffen mit den regionalen Energieversorgern Stadtwerke Lübeck und Vereinigte Stadtwerke statt, um die Möglichkeiten einer strategischen Partnerschaft für den Bau und Betrieb von Wärmenetzen in den betreffenden Kommunen zu diskutieren.

Die Vereinigten Stadtwerke haben in diesem Zusammenhang mitgeteilt, dass sie aufgrund der aus ihrer Sicht zu geringen Wärmeliniendichte den Aufbau eines Wärmenetzes nicht in Betracht ziehen.

Im Gegensatz dazu haben die Stadtwerke Lübeck ihr Interesse an einer Zusammenarbeit ausdrücklich bekundet. Sie sehen in der Errichtung von Wärmenetzen eine zukunftsweisende Maßnahme zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Reduktion von CO₂-Emissionen in den Gemeinden. Um die nächsten Schritte sorgfältig zu planen und die Machbarkeit eines solchen Projekts zu überprüfen, haben die Stadtwerke Lübeck vorgeschlagen, gemeinsam mit der Kommune

¹⁵ Ob zwingend eine Konzessionsabgabe zu erheben ist, wäre zu diskutieren.

einen initialen Kurzcheck durchzuführen. Dieser Kurzcheck soll als Vorprüfung dienen, um die grundsätzliche Eignung und Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes zu bewerten. Ggf. kommt hier auch eine Kooperation mit der Fa. Rodenberg in Frage.

Sollte der Kurzcheck positiv ausfallen, könnte im nächsten Schritt eine detaillierte Machbarkeitsstudie erstellt werden. Diese Studie könnte im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) gefördert werden, was eine finanzielle Unterstützung für die Planungs- und Umsetzungsphase sicherstellen würde (vgl. Kapitel 12). Die o. g. vergabe- und konzessionsrechtlichen Fragen wären, in Abhängigkeit von der genauen Ausgestaltung, zu beachten.

7.2 DEZENTRALE VERSORGUNGSOPTIONEN

Als Kostenvergleich zu einer zentralen Wärmeversorgung sowie für die Teile des Quartiers, in denen möglicherweise wegen geringer Wärmeabnahmedichten kein Wärmenetz in Frage kommt, wurden für ein quartierstypisches Einfamilienhaus verschiedene dezentrale Wärmeversorgungsoptionen gegenübergestellt. Die Berechnungen berücksichtigen dabei die seit Anfang 2024 geltenden Fördermöglichkeiten für den Heizanlagentausch aus der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BAFA, 2024).

Entscheidend für die Förderquote einer Erneuerung der Heizungsanlage ist, ob die bisherige Heizung eine Gas- oder Ölheizung war. Da sich auf Grundlage der Schornsteinfegerdaten ein hoher Anteil an Gasheizungen im Quartier abschätzen lässt, wurde in den Berechnungen von einer dezentralen Gasheizung als aktuelle Versorgungsvariante ausgegangen.

In den angesetzten Energiekosten wurde wie bei den zentralen Varianten statt des im Jahr 2023 gültigen CO₂-Preis von 30 € pro Tonne der im Europäischen Emissionshandel in 2023 ermittelte CO₂-Preis von ca. 80 €/t berücksichtigt (vgl. Kapitel 7.1.3). Die indirekten Emissionen der Wärmepumpen durch den Bezug von Netzstrom werden bereits jetzt über diesen an der Börse ermittelten CO₂-Preis abgegolten, der in dem Strompreis inkludiert ist. Für Pellets werden keine Brennstoffbezogenen CO₂-Gebühren erhoben. Die Emissionen entstehen ausschließlich in der Vorkette, also durch Energieverbräuche, die in der Herstellung der Pellets auftreten. Diese Emissionen werden ggf. mit CO₂-Gebühren beaufschlagt, sofern die verwendeten Energieträger in Deutschland bzw. der EU bezogen wird. Die Auswirkungen des CO₂-Preises auf die Energiekosten der Peltheizung sind vernachlässigbar gering.

Um die unterschiedlich starken Auswirkungen durch schwankende Energiepreise abzubilden, wurden die jährlichen Wärmekosten bei den Energiepreisen des 2. Halbjahres 2022 verglichen mit denen der Energiepreise des 1. Halbjahres 2023, d. h. es wurden die Mehrkosten bei den Preisen des 1. Halbjahres 2023 ausgewiesen. Beides sind exemplarische Betrachtungen - je nach den gewählten Zeitpunkten können sich auch andere Schwankungen der Gesamtkosten ergeben. Insofern geben die Betrachtungen lediglich Indikationen dazu, welche Versorgungsvarianten höhere Schwankungen haben könnten als andere.

Die zugrunde liegenden Energiepreise für die leitungsgebunden Energieträger Erdgas und Strom wurden dem Statistischen Bericht zur Energiepreisentwicklung entnommen (Statistisches Bundesamt, 2024). Die dort für die Abgabe an Privathaushalte gelisteten Durchschnittspreise berücksichtigen neben Neukundentarifen insbesondere langfristige Verträge. Dadurch fällt die Schwankung eher gering aus.

Pellets werden hingegen i. d. R. ähnlich wie Heizöl unregelmäßig und auf Vorrat eingekauft. Dadurch muss zum Zeitpunkt des Einkaufs der aktuelle Preis gezahlt werden, der sich am aktuellen Marktpreis orientiert (C.A.R.M.E.N, 2024). Dabei wurden die Preise für Sackware im bundesdeutschen Durchschnitt angesetzt.¹⁶ Diese Preise schwanken, wie auch die Marktpreise für Erdgas und Strom, deutlich stärker als die vorwiegend üblichen Arbeitspreise einer leitungsgebundenen Versorgung mit Energieträgern für Privatkunden, bei denen oft eine z. B. einjährige Preisbindung besteht.

In Tabelle 7-4 sind die energiewirtschaftlichen Ansätze dargestellt, die der wirtschaftlichen Berechnung der dezentralen Versorgungsvarianten zu Grunde liegen.

Tabelle 7-4: Energiewirtschaftliche Ansätze der dezentralen Versorgungsvarianten

		netto	brutto	Einheit
MwSt.		19,00%		
Kapitalzins		5,00%		p. a.
Wartung und Instandhaltung				
Biomassekessel		336	400	€/Jahr
Erdgaskessel		252	300	€/Jahr
Ölkessel		294	350	€/Jahr
Wärmepumpen		126	150	€/Jahr
Solarthermie		126	150	€/Jahr
Energiekosten				
Mischpreis Erdgas	Ø 2. Halbjahr 2022	7,91	9,41	ct/kWh _{Hi}
	Ø 1. Halbjahr 2023	10,34	12,30	ct/kWh _{Hi}
Pellets - 5 Tonnen	Ø 2. Halbjahr 2022	12,85	15,29	ct/kWh _{Hi}
	Ø 1. Halbjahr 2023	8,72	10,37	ct/kWh _{Hi}
Mischpreis Strom	Ø 2. Halbjahr 2022	25,56	30,42	ct/kWh _{el}
	Ø 1. Halbjahr 2023	32,35	38,50	ct/kWh _{el}
CO ₂ -Bepreisung	Ø 2. Halbjahr 2022	77,51	92,24	€/t CO ₂
	Ø 1. Halbjahr 2023	87,11	103,66	€/t CO ₂

Beim Ersatz eines (vorhandenen) Gaskessels wird davon ausgegangen, dass zusätzlich eine Solarthermieanlage errichtet wird, um so die Anforderungen von § 9 Abs. 1 EWKG zu erfüllen:¹⁷ Zum Zeitpunkt der Erarbeitung des Quartierskonzeptes und der zugrundeliegenden Berechnungen waren die Anforderungen nach § 9 Abs. 1 EWKG die strengste Vorgabe zur Errichtung einer Erdgastherme in Schleswig-Holstein.

¹⁶ Wenn ausreichend Lagerkapazitäten vorhanden sind, könne auch größere Gebinde abgenommen werden, wodurch sich die Energiebezugskosten reduzieren. Inwiefern diese bei Bestandsgebäuden, die ihre Heizung umrüsten, errichtet werden können, ist im Einzelfall zu prüfen.

¹⁷ „Beim Austausch oder dem nachträglichen Einbau einer Heizungsanlage ab dem 1. Juli 2022 sind die Eigentümerinnen und Eigentümer der betroffenen Gebäude, die vor dem 1. Januar 2009 errichtet wurden, verpflichtet, mindestens 15 Prozent des jährlichen Wärme- und Kälteenergiebedarfs durch Erneuerbare Energien zu decken. ...“

Mittlerweile wurden diese Anforderungen durch perspektivisch strengere Vorgaben des § 71 Abs. 9 GEG ersetzt. So müssen Erdgaskessel, die ab dem 01.01.2024 errichtet werden, ab 2029 mit 15 % erneuerbaren Gasen betrieben werden und dieser Anteil steigt über 30 % ab 2035 bis auf 60 % ab 2040. 2045 muss die komplette Klimaneutralität gegeben sein. Diese Vorgaben werden auf Grund der deutlich höheren Preise für erneuerbare Gase zu einem signifikanten Kostenanstieg bei der Nutzung von neu installierten Erdgasthermen führen.

Die ermittelten Kosten für die Beheizung mit Wärmepumpen gelten unter der Annahme, dass das Gebäude bereits geeignet ist, mit geringeren Vorlauftemperaturen der Heizung von 40 bis 50 °C beheizt zu werden. Sind die vorhandenen Heizkörperflächen zu klein, so steigen entweder die Energiekosten auf Grund höherer Vorlauftemperaturen und der daraus resultierenden geringeren Effizienz der Wärmepumpe, oder es steigen die Kapitalkosten, da zusätzlich zum Einbau der Wärmepumpe einige oder alle Heizkörper getauscht werden müssen. Anzahl und Leistung der auszutauschenden Heizkörper sind jedoch sehr individuell und von Gebäude zu Gebäude unterschiedlich. Daher ist es nicht möglich, diese Kosten verallgemeinernd für das Quartier darzustellen.

7.3 VERGLEICH ZENTRALER UND DEZENTRALER VERSORGUNGSOPTIONEN

In Abbildung 7-8 sind die jährlichen Wärmegestehungskosten der unterschiedlichen dezentralen Wärmeversorgungen für ein beispielhaftes Gebäude mit einem Wärmebedarf von 20 MWh dargestellt. Dargestellt sind die jeweiligen Anteile, die sich durch die Investition in die Anlagen (blau), die regelmäßige Wartung (rosa) und die Energiekosten (grün) ergeben. Verglichen werden sie mit der Versorgung aus dem Wärmenetz gemäß Kapitel 7.1, wobei die günstigste Variante 1 (Hack-schnitzelkessel als Wärmequelle) angesetzt wurde. Mehrkosten der Energiepreise vom 1. Halbjahr 2023 gegenüber denen vom 2. Halbjahr 2022 sind ggf. schraffiert dargestellt (bei Erdgas und Strom), Minderpreise mit einem orangenen Balken (bei Pellets).

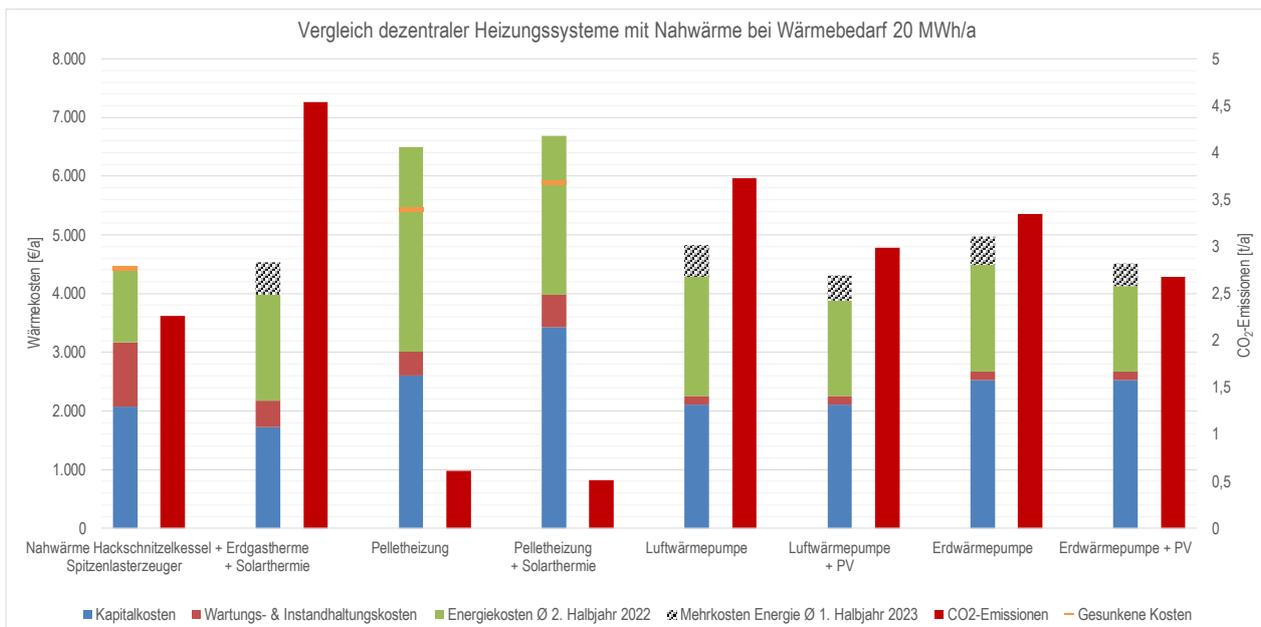


Abbildung 7-8: Vergleich der präferierten Fernwärmevariante mit den typischen zur Verfügung stehenden dezentralen Heizungstechnologien

Es lässt sich ablesen, dass die derzeit noch zulässige Erdgastherme mit Unterstützung durch Solarthermie unter den dezentralen Optionen die geringsten Kapitalkosten, allerdings schon heute

höhere Energie- und Wartungskosten hervorruft.¹⁸ Allerdings sind die Wärmegestehungskosten der Wärmepumpen mit den Wärmegestehungskosten der Erdgastherme mit Solarthermie absolut vergleichbar und können diese u. U. sogar unterbieten, insbesondere wenn eine hauseigene Photovoltaik-Anlage genutzt wird. Die Investitionen in die PV-Anlage sind dabei in der Grafik nicht als Investitionskosten ausgewiesen, sondern im Preis für den selbst erzeugten Strom (14,07 ct/kWh) enthalten und gehen als Teil der Energiekosten in die Kosten der Wärmeerzeugung ein.

Vor allem aber zeigt Abbildung 7-8, dass die Wärmekosten eines Wärmenetzes sich in einer ähnlichen Größenordnung bewegen wie die der Gastherme mit Solarthermie oder der Wärmepumpen. Zudem weist die Wärmeversorgung über ein Wärmenetz vom 2. Halbjahr 2022 zum 1. Halbjahr 2023 die geringsten Schwankungsbreiten auf, d. h. es handelt sich um eine Wärmequelle mit relativ stabilen Preisen.

Es muss darauf hingewiesen werden, dass alle Anlagen und Energiepreise derzeit starken Schwankungen unterliegen und die Berechnungen für Wärmenetze in einem frühen Konzeptstadium wie hier typischerweise Ungenauigkeiten von bis zu 20 % aufweisen können. Die Auswirkungen von Kostenschwankungen werden im nachfolgenden Kapitel 7.4 näher betrachtet.

Die CO₂-Emissionen, die indirekt durch die Nutzung der Wärmepumpen hervorgerufen werden, liegen um deutlich über den CO₂-Emissionen, die durch die Versorgung aus dem Wärmenetz oder durch eine Pelletheizung verursacht werden. Diese hohen Emissionen sind auf die Emissionen aus der deutschen Stromerzeugung zurückzuführen. Wird „echter“ Ökostrom (Zerger, 2020) anstelle des Graustroms aus deutschem Strommix (oder anstelle von sogenanntem Ökostrom, bei dem lediglich für Strom aus fossilen Quellen ohne Verringerung der globalen Treibhausgasemissionen Zertifikate beschafft werden) zum Betrieb der Wärmepumpen eingesetzt, fallen nur noch minimale CO₂-Emissionen an. Mit zunehmendem Umstieg auf Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen werden die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung weiter sinken; zudem sind die Emissionen des in Schleswig-Holstein vorhandenen Strommix deutlich geringer (vgl. Kapitel 7.1.7).

7.4 SENSITIVITÄTSANALYSE

Da in den Annahmen im Rahmen eines Quartierskonzeptes systembedingt noch Unsicherheiten liegen, werden in diesem Kapitel unterschiedlichste Sensitivitätsanalysen dargestellt und interpretiert. Diese Sensitivitätsanalysen variieren stets einen Parameter, der die Kosten beeinflusst, während alle anderen Parameter konstant gehalten werden. Diese Systematik zeigt Chancen und Risiken eines Projektes auf und lässt auch eine Nutzung der zuvor erstellten Berechnungen unter geänderten Rahmenbedingungen zu. Wenn z. B. Energiepreise sich verändern, kann anhand der Grafiken die Auswirkung auf das Projekt überschlägig ermittelt werden.

¹⁸ Durch die Änderung des Gebäudeenergiegesetzes vom 19.10.2023 lässt sich eine neu eingebaute Erdgastherme längstens bis Ende 2028 ohne einen Anteil von erneuerbaren Gasen betreiben. Biometan, als derzeit wichtigstes verfügbares erneuerbares Gas, wird derzeit für Großkunden mit dem anderthalbfachen Preis von Erdgas gehandelt. Es ist daher absehbar, dass das aktuell gegenüber den Spitzenkosten im Zuge der Energiepreiskrise durch den Ukrainekrieg wieder geringere Preisniveau der Energiepreise der Erdgasheizung nur für ein Fünftel der voraussichtlichen Nutzungsdauer einer Erdgastherme anzusetzen ist. Die weiteren Entwicklungen der Energiepreise sind schwer abzuschätzen. Absehbar ist jedoch, dass alleine schon der steigende CO₂-Preis und die Kosten für den Betrieb eines Gasnetzes, dessen Betriebskosten aufgrund der Umstellung vieler Haushalte von immer weniger Kunden getragen werden müssen, langfristig zu Preissteigerungen führen werden.

Von herausgehobener Bedeutung ist vor allem, ob sich bei der Variation die Rangfolge der Wirtschaftlichkeit der Versorgungsvarianten verändert. Dies hätte zur Folge, dass die Entscheidung für eine bestimmte Versorgungsvariante bei sich ändernden Bedingungen ab einem bestimmten Punkt unter ausschließlicher Berücksichtigung wirtschaftlicher Gesichtspunkte anders ausfallen müsste.

Zur Abschätzung wirtschaftlicher Chancen und Risiken durch sich verändernde Energiepreise bedarf es zunächst der Quantifizierung möglicher Energiepreisentwicklungen. Hierbei wurde die Spanne so gewählt, dass sowohl eine Preissenkung auf das Preisniveau vor der Energiepreiskrise abgebildet werden kann sowie auch ein deutlicher Anstieg der jeweiligen Preise weit über das Niveau der kürzlich erlebten Energiepreiskrise hinaus. Es sei darauf hingewiesen, dass es sich bei den in den Sensitivitätsanalysen dargestellten Energiepreisen und Wärmegestehungskosten um Brutto-Werte (inkl. MwSt.) handelt.

Die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen hängt wesentlich von der Anschlussquote ab - je höher die Anschlussquote, desto stärker werden die erforderlichen Investitionskosten auf viele Schultern verteilt. Aus diesem Grund werden die Auswirkungen einer geringeren / höheren Anschlussquote in Folge einer abweichenden Anzahl der an das Wärmenetz angeschlossenen Gebäude dargestellt.

Tabelle 7-5 gibt einen Überblick über die Eingangsparameter der Sensitivitätsanalyse. Basiswerte sind hier die Preise des ersten Halbjahres 2023.

Tabelle 7-5: Eingangsparameter der Sensitivitätsanalyse

VERÄNDERLICHE PARAMETER	
Erdgaspreis	5 bis 25 ct/kWh
Strompreis	10 bis 60 ct/kWh
Hackschnitzelpreis	0 bis 15 ct/kWh
Biogaswärme	0 bis 10 ct/kWh
Anschlussquote an das Wärmenetz	40 bis 100 %
Kapitalzinsatz	1 bis 7 %

7.4.1 SENSITIVITÄTSANALYSEN DER ZENTRALEN VARIANTEN

In diesem Kapitel werden zunächst die wesentlichen Sensitivitäten der zentraler Versorgungsoptionen dargestellt und diskutiert. Zunächst werden dazu die Preise der wesentlich eingesetzten Energieträger variiert. Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist jeweils nur eine (unterschiedliche) Auswahl an Varianten dargestellt - insbesondere auf die Ergänzung jeweils vergleichbarer Varianten wurde verzichtet.

In den Analysen wird jeweils unterstellt, dass sich eine Preiskategorie ändert, die anderen aber unverändert bleiben. Dies ist eine Extrembetrachtung: In der Praxis gibt es durchaus Abhängigkeiten der Preise unterschiedlicher Energieträger. Diese sind aber nicht in statischen Grafiken darstellbar, sondern würden komplexe Szenarienberechnungen erfordern.

In Abbildung 7-9 sind die Auswirkungen der Preisschwankungen von Hackschnitzeln mit 20 % Restfeuchte auf die Heizkosten eines Referenzgebäudes abgebildet. Es zeigt sich, dass der preisliche Vorteil, den die ausschließliche Nutzung von Holzhackschnitzeln momentan hat, bereits bei sehr geringen Preissteigerungen entfällt. Vor allem Variante 1, die fast ausschließlich auf Hackschnitzeln beruht, ist damit tendenziell kritisch zu sehen.

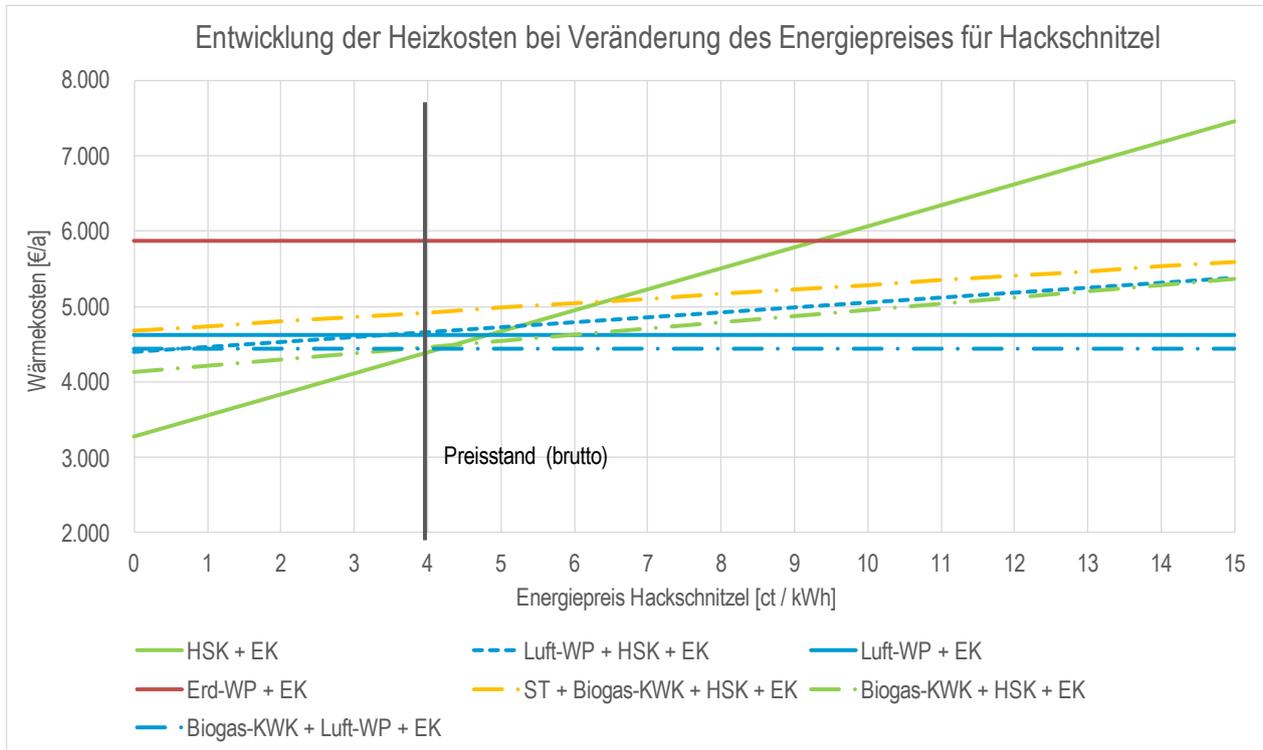


Abbildung 7-9: Darstellung der Abhängigkeiten der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Holz hackschnitzel für den Einsatz im zentralen Hackschnitzelkessel

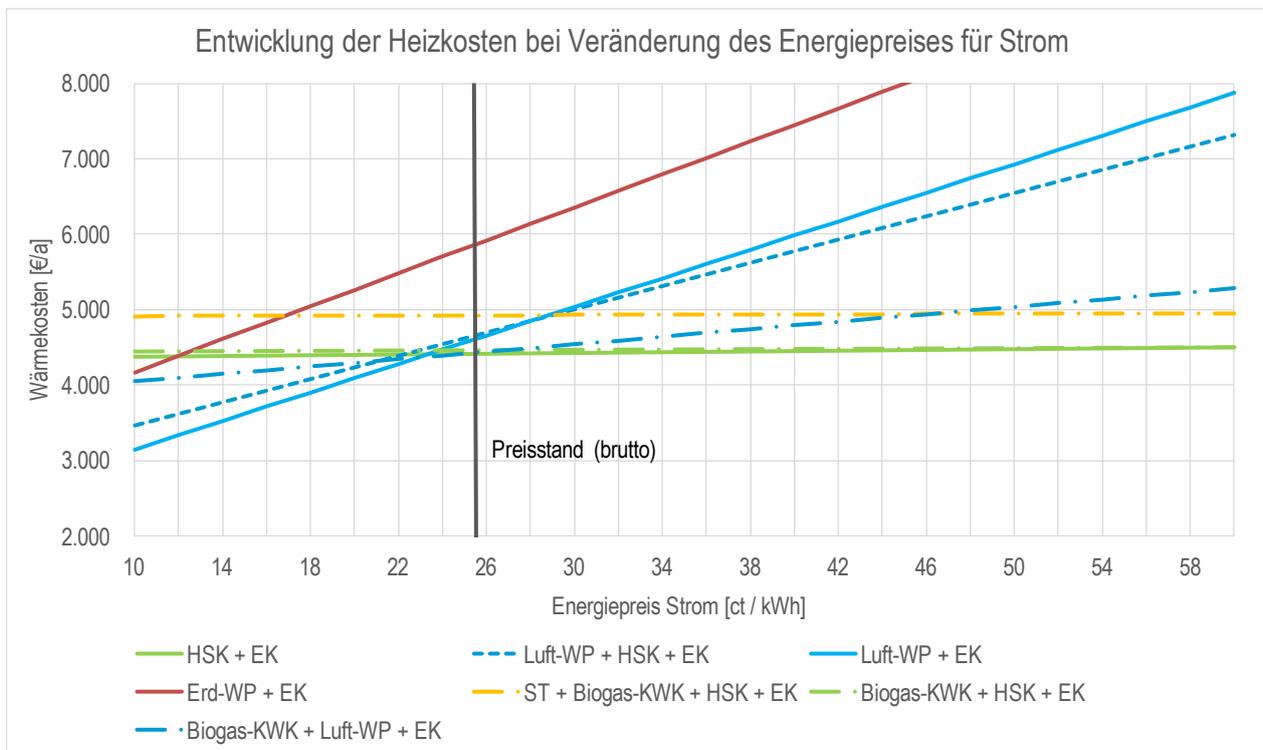


Abbildung 7-10: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Strom für den Einsatz im Wärmenetz

In Abbildung 7-10 sind die Auswirkungen des Preises für Strom auf die Heizkosten eines Referenzgebäudes abgebildet. Es ist ersichtlich, dass alle Varianten eine Sensitivität hinsichtlich des

Strompreises aufweisen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in allen Varianten in geringem Maße Strom für Netzpumpen und Eigenbedarf der Wärmeerzeuger eingesetzt wird. Erwartungsgemäß sind die Abhängigkeiten von Strompreis bei den Wärmepumpen am größten und führen ggf. auch zu drastischen Gesamtkostensteigerungen.

In Abbildung 7-11 sind die Auswirkungen der Anschlussquote an das Wärmenetz auf die Heizkosten eines versorgten Referenzgebäudes dargestellt. Es zeigt sich, dass bei nur noch 60 % Anschlussquote Preissteigerungen für die verbleibenden Anschlussnehmer*innen bis gut 10% auftreten. Bei weiter sinkenden Anschlussquoten fallen die Kostensteigerungen stärker aus. Dies gilt besonders für die Varianten, die hohe Investitionskosten aufweisen, wie z. B. unter Einbindung von Solarthermie.

Dabei wird allerdings nicht berücksichtigt, dass dies nur dann relevant ist, wenn die Quote in allen Teilen des Quartiers gleichermaßen sinkt und trotzdem die komplette, in Abbildung 7-3 dargestellt Haupttrasse gebaut wird. Genauso ist jedoch denkbar, dass die Anschlussquote in bestimmten Straßenzügen besonders niedrig ist, z. B. weil dort baualtersbedingt viele noch relativ neue Heizungsanlagen vorhanden sind. Dann würde dieser Straßenzug beim Bau eines Wärmenetzes eher ausgespart, so dass sich auch die Kosten verringern und nur die Anschlussquote der durch das Wärmenetz erschlossenen Bereiche relevant wäre.

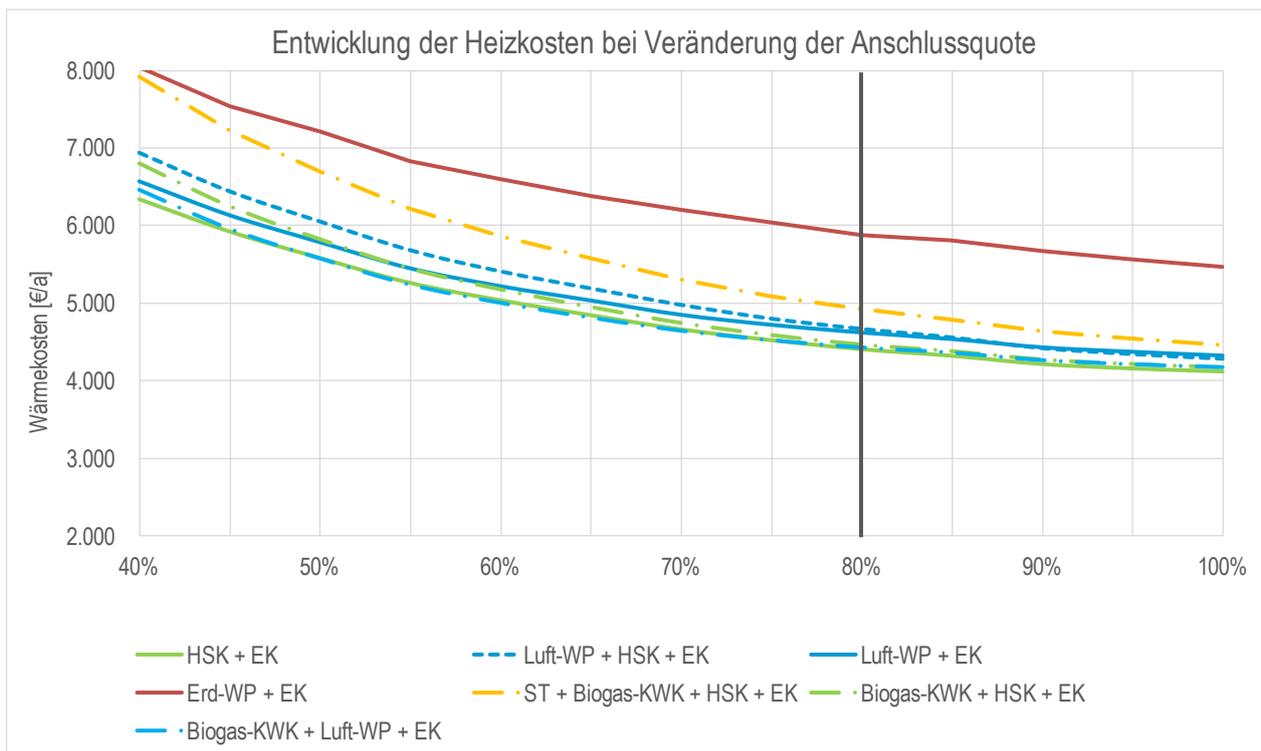


Abbildung 7-11: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh von der Anschlussquote der Gebäude des Quartiers

Die Preise für die Nutzung von Abwärme aus Biogas-BHKW unterscheiden sich in der Praxis sehr deutlich. Dies mag an unterschiedlichen Betrachtungsweisen liegen. Einerseits kann argumentiert werden, dass die Biogas-BHKW sich alleine schon durch die Stromproduktion rentieren, und je nach Förderregime für den Strom bei Nutzung von Abwärme sogar eine höhere Vergütung gezahlt wird - sich also sogar eine kostenfreie Abgabe rentieren würde. Gerade bei der Frage des Weiterbetriebs nach Auslauf der EEG-Förderung kann der Wärmepreis und die Abnahmemenge der Wärme aber auch zu einem entscheidenden Kriterium für den Weiterbetrieb werden. Daher sind

in Abbildung 7-12 die Abhängigkeiten der Wärmekosten vom Preis der Abwärme aus dem Biogas-BHKW dargestellt. Bei Kosten bis 3 oder 4 ct/kWh ist die Abwärmenutzung immer konkurrenzfähig; bei Preisen bei oder über den hier als Basis angesetzten 6 ct/kWh verliert sie immer mehr ihre wirtschaftlichen Vorteile.

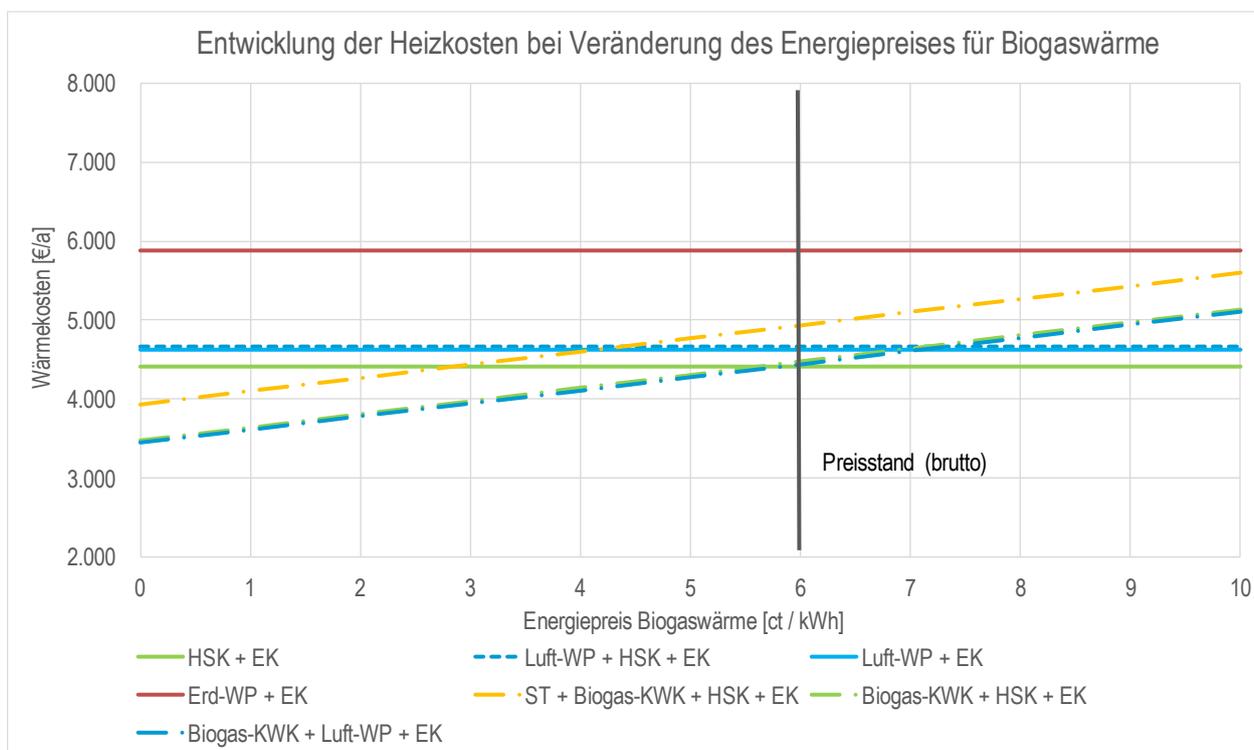


Abbildung 7-12: Darstellung der Abhängigkeiten der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Biogaswärme

Für alle Varianten ist ein einheitlicher Kapitalzinssatz von 5 % p. a. angenommen worden. Der Zinssatz unterlag in der jüngeren Vergangenheit starken Schwankungen in verschiedene Richtungen. In Abbildung 7-13 sind die Auswirkungen unterschiedlicher Kapitalzinssätze auf die Heizkosten des Referenzgebäudes dargestellt. Während alle Varianten von geringen Zinssätzen profitieren, sind es insbesondere die mit Solarthermie, bei denen die Auswirkungen aufgrund der hohen Investitionskosten und der langen Nutzungsdauer besonders ins Gewicht fallen.

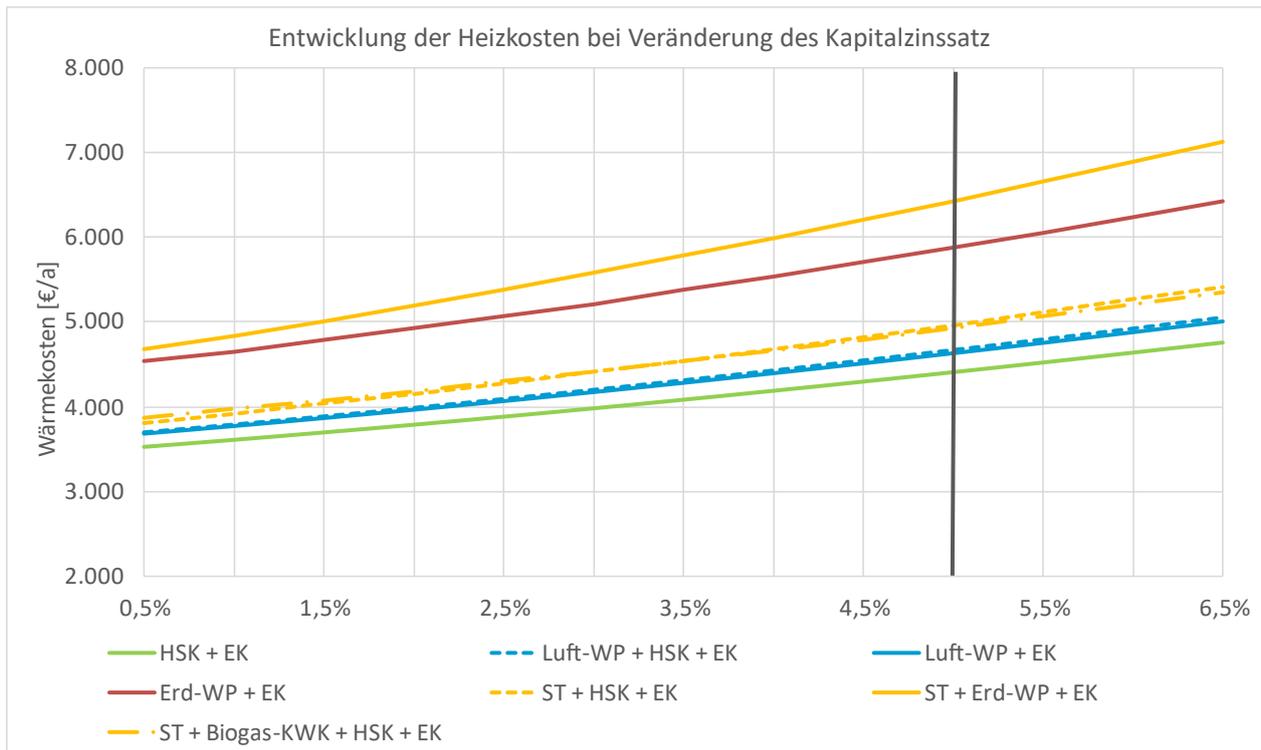


Abbildung 7-13: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Kapitalzinssatz

7.4.2 SENSITIVÄTSANALYSEN DER DEZENTRALEN VARIANTEN IM VERGLEICH MIT EINER ZENTRALEN VARIANTE

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Sensitivitäten der dezentralen Versorgungsoptionen dargestellt und diskutiert. Dazu werden die Preise der wesentlich eingesetzten Energieträger variiert.

Tabelle 7-6: Legende der Diagramme zur Sensitivitätsanalyse

DZ	Dezentrale Versorgung	PH	Pelletheizung
EWP	Erdwärmepumpe	LWP	Luftwärmepumpe
GH	Gasheizung	ST	Solarthermie

In Abbildung 7-14 sind die Auswirkungen des Erdgaspreis für Privatkunden auf die Beheizungskosten des gewählten Referenzgebäudes dargestellt. Es wird ersichtlich, wie stark die Heizkosten bei Einsatz einer Gasbrennwerttherme in Kombination mit Solarthermie vom Erdgaspreis abhängen. Ab einem Gaspreis von etwa 12 ct/kWh brutto überholen die Preise der Erdgastherme sukzessive alle anderen Versorgungsvarianten.

Darüber hinaus sei darauf hingewiesen, dass es sich bei dem zu Grunde liegenden Energiepreis für Erdgas nicht um den Arbeitspreis, sondern den Vollpreis handelt, in dem der Grundpreis inkludiert ist. Soll ein bestimmter Gaspreis in dieser Grafik eingeordnet werden, so ist darauf zu achten, dass nicht ausschließlich der Arbeitspreis herangezogen wird, sondern auch der Grundpreis auf die bezogene Energiemenge umzulegen ist.

Aufgrund der steigenden CO₂-Bepreisung und da aufgrund der zunehmenden Heizungsumstellungen die Kosten des Gasnetzes von immer weniger verbleibenden Kunden getragen werden

müssen, ist auch unabhängig von den Beschaffungskosten am Weltmarkt mit langfristig stärker steigenden Erdgaspreisen zu rechnen.

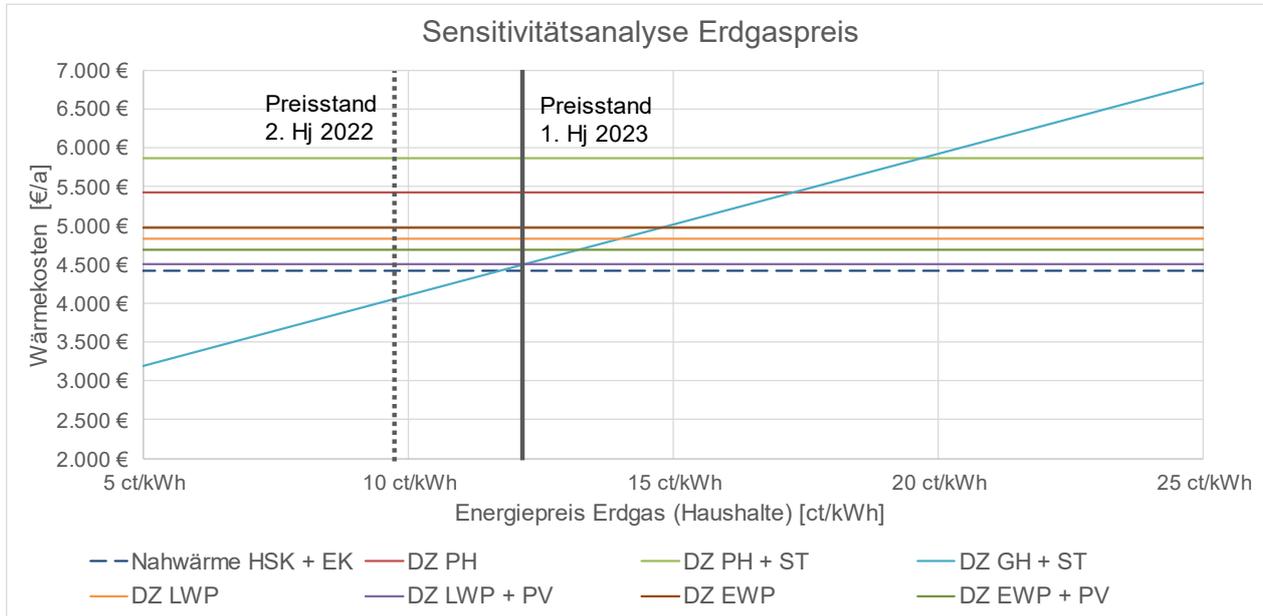


Abbildung 7-14: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Erdgaspreis (für Privatkunden)

In Abbildung 7-15 sind die Auswirkungen des Strompreises auf die Beheizungskosten des gewählten Referenzgebäudes dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass für die dezentralen Heizungssysteme der Preis für Privatkunden zugrunde gelegt werden muss. Der Preis für Großkunden liegt dabei stets einige ct/kWh unter dem für Privatkunden. Es lässt sich erkennen, dass alle Varianten eine gewisse Abhängigkeit vom Strompreis aufweisen, da alle Heizungssysteme Strom als Hilfsenergie benötigen. Eine deutliche Abhängigkeit besteht hingegen bei den Wärmepumpen.

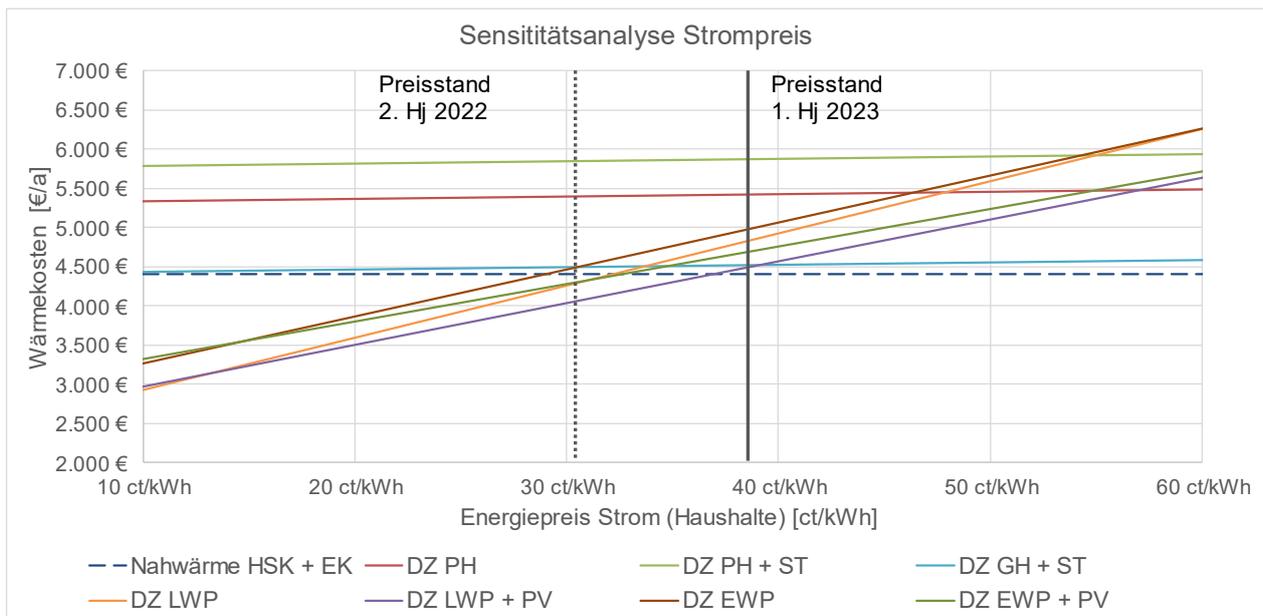


Abbildung 7-15: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Strompreis (für Privatkunden)

Es lässt sich ableiten, dass unterhalb eines Privatkundenpreises von etwa 29 ct/kWh alle Wärmepumpen geringere Heizkosten verursachen als die Gastherme oder die zentrale Versorgung aus einem Wärmenetz. Bei Verfügbarkeit einer eigenen Photovoltaik-Anlage sind die Wärmepumpen auch bei höheren Kosten für den Netzstrom, der auf jeden Fall ergänzend im Winter eingesetzt werden muss, wirtschaftlich. Erst ab ca. 40 ct/kWh sind alle Wärmepumpen-Varianten mit höheren Gesamtkosten verbunden.

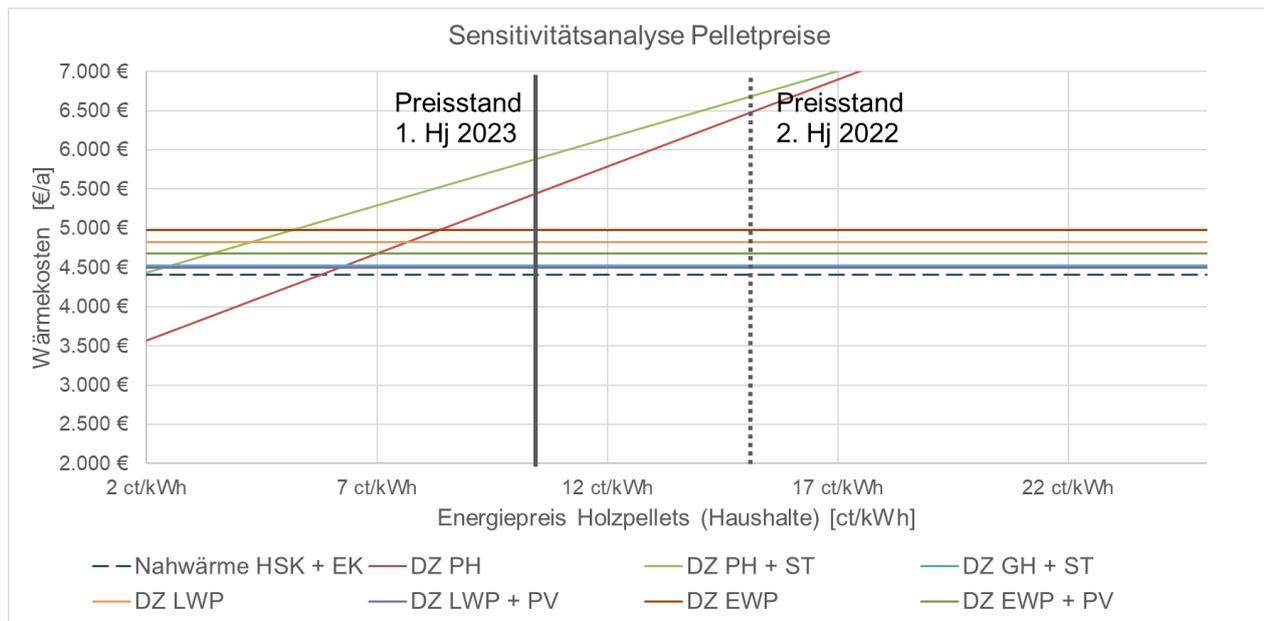


Abbildung 7-16: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Pelletpreis (für Privatkunden)

7.5 ZUSAMMENFASSUNG WÄRMEERZEUGUNG

Der Wirtschaftlichkeitsvergleich zeigt, dass in Klempau die Kosten eines Wärmenetzes in der gleichen Größenordnung lägen wie die dezentraler Versorgungsoptionen. Dabei bietet ein Wärmenetz den Anschlussnehmern verschiedene qualitative Vorteile: Höherer Komfort (die Verantwortung für Wartung, Reparatur und Energiebeschaffung wird komplett abgegeben), es stellt sich (anders als bei Wärmepumpen) nicht die Frage, ob zusätzliche Sanierungsmaßnahmen am Haus erforderlich wären und es werden automatisch und dauerhaft sämtliche Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes erfüllt. Je nach Technologie, Wärmequelle und Betreibermodell wird auch eine besonders hohe regionale Wertschöpfung generiert. Von daher lohnt sich ein weiteres Vorantreiben der Wärmenetzplanungen. Dazu gehört es auch, eine Vorstellung zu entwickeln, wer ein Wärmenetz bauen und betreiben kann.

Unter Umständen kann der Bau eines Wärmenetzes ein Faktor sein, der auch den Weiterbetrieb der örtlichen Biogasanlage über die Dauer der jetzigen EEG-Förderung hinaus ermöglicht, ggf. im Zusammenhang mit einer Überbauung der BHKW.

Entscheidend wird es sein, eine ausreichend hohe Anschlussquote zu erreichen. Diese muss sich allerdings nicht auf den gesamten Ort beziehen, sondern auf die zu erschließenden Bereiche. Sollte in bestimmten Straßenzügen das Interesse eher gering sein, könnten vorrangig andere erschlossen werden. Bestenfalls ist dort dann eine ausreichend hohe Anschlussquote erreichbar.

Solle ein Wärmenetz realisiert werden, benötigt dies auf jeden Fall die in den Wirtschaftlichkeitsrechnungen bereits berücksichtigte BEW-Förderung. Für diese ist in Modul 1 die Erstellung einer Machbarkeitsstudie erforderlich, die zu 50 % gefördert wird. Teilweise kann diese auf den Ergebnissen des Quartierskonzeptes aufbauen, sie geht jedoch im Konkretisierungsgrad mit Betrachtungen bis einschließlich HOAI-Leistungsphase 4 über diese hinaus. Nähere Angaben dazu finden sich in Kapitel 12.

8. MOBILITÄT

Die Möglichkeiten, im ländlichen Raum den Modal Split zu verändern, sind begrenzt - insbesondere hinsichtlich der Entscheidungen, die auf Quartiers- oder gemeindlicher Ebene getroffen werden können. So liegen beispielsweise sowohl die Entscheidungen über ÖPNV-Anbindungen als auch über die Qualität von Straßen- und Radschnellwegverbindungen bei übergeordneten Planungsinstanzen. Daher wurde in Abstimmung mit der Lenkungsgruppe entschieden, als Option zur Verbesserung der Klimabilanz die Optionen für einen Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur (LIS) zu betrachten, um durch die Unterstützung der Elektromobilität die CO₂-Emissionen zu reduzieren.

Dabei stellt sich die Frage, welches die Zielgruppen für einen Ausbau der öffentlichen LIS in Klempau wären und mit welchen anderen Angeboten diese im Wettbewerb stehen könnte. Hier ist vor allem relevant, wie sich an öffentlichen Ladesäulen langfristig das Verhältnis von Normalladesäulen (bis 22 kW) zu Schnell- und Ultraschnellladesäulen (aktuell bis 300 kW) entwickeln wird.

8.1 AUSGANGSLAGE UND BEDARF

In Klempau wird bereits von einer Privatperson im Hainbuchenring 12 ein öffentlicher Ladepunkt mit einer Ladeleistung von bis zu 22 kW angeboten (Bundesnetzagentur, o. J. a). Dieser befindet sich an einem privaten Wohngebäude abseits der Hauptstraße, was eine gewisse Hemmschwelle für die Nutzung durch Dritte darstellen kann. Ansonsten befinden sich die nächste öffentliche LIS in Krummesse (Vereinigte Stadtwerke, 2 Ladepunkte, 22 kW) und Berkenthin (verschiedene Anbieter, mehrere Ladepunkte, bis 150 kW).

Die Bewohner*innen der Gemeinde wohnen überwiegend in Einfamilienhäusern, so dass damit zu rechnen ist, dass sie beim Besitz eines E-Fahrzeugs in aller Regel eine private Wallbox am eigenen Haus errichten und nutzen werden. Dies ist die bisher auch bundesweit vorherrschende Lademöglichkeit - sie ist mit dem höchsten Komfort, der jederzeitigen Verfügbarkeit und in der Regel auch den langfristig geringsten Kosten verbunden, vor allem, wenn auch eine eigene Photovoltaik-Anlage betrieben wird. Für 2030 wird erwartet, dass 50 bis 64 % der Ladevorgänge privat erfolgen (NOW, 2024). Insofern dürfte unter den Bewohner*innen von Klempau lediglich dann ein Interesse an öffentlicher LIS bestehen, wenn aus baulichen o. ä. Gründen ein Laden am eigenen Haus nicht möglich ist. Insofern stellt sich die Frage, welche auswärtigen Gruppen von Nutzer*innen eine adäquate Nachfrage hervorrufen könnten.

Klempau verfügt lediglich über etwa 30 Einpendler*innen (Stand Juni 2023), davon 20 aus dem Kreis Herzogtum Lauenburg (Bundesagentur für Arbeit, 2024). Maximal zehn dürften also zur Arbeit Entfernungen zurücklegen, bei denen vor der Heimfahrt ein Zwischenladen geboten sein könnte - sofern ihnen von ihrem Arbeitgeber keine Lademöglichkeit am Arbeitsplatz (ggf. auch mit nur geringer Ladeleistung) angeboten wird.

Mangels eines eigenen Gewerbegebietes dürfte es auch nur begrenzt Geschäftsreisende geben, die in Klempau Interesse an einem Zwischenladen haben. Besucher*innen der örtlichen Gewerbebetriebe dürften eher aus der Region stammen, so dass bei ihnen auch nur ein begrenzter Ladebedarf gegeben sein sollte.

Eine öffentliche LIS wäre ebenfalls interessant für private Gäste mit E-Fahrzeugen, vor allem, wenn deren Gastgeber*innen nicht über eine eigene Wallbox verfügen. Hier dürften meist längere Aufenthalte vorherrschend sein, bei denen eine Normalladesäule ausreichen würde.

Eine nennenswerte Anzahl touristischer Gäste ist in Klempau nicht zu erwarten. Damit verbleiben noch Durchreisende, deren Zahl aber, da Klempau lediglich von einer Landesstraße durchquert ist, auch begrenzt sein dürfte. Zudem dürften Durchreisende in aller Regel Schnell- oder sogar Ultraschnellladesäulen aufsuchen, die sich erst bei einer hohen Frequentierung rentieren.

Das Standorttool der NOW weist zusammenfassend für Klempau und Umgebung im Referenzszenario für 2030 einen geringen Bedarf an öffentlicher LIS auf (vgl. Abbildung 8-1).

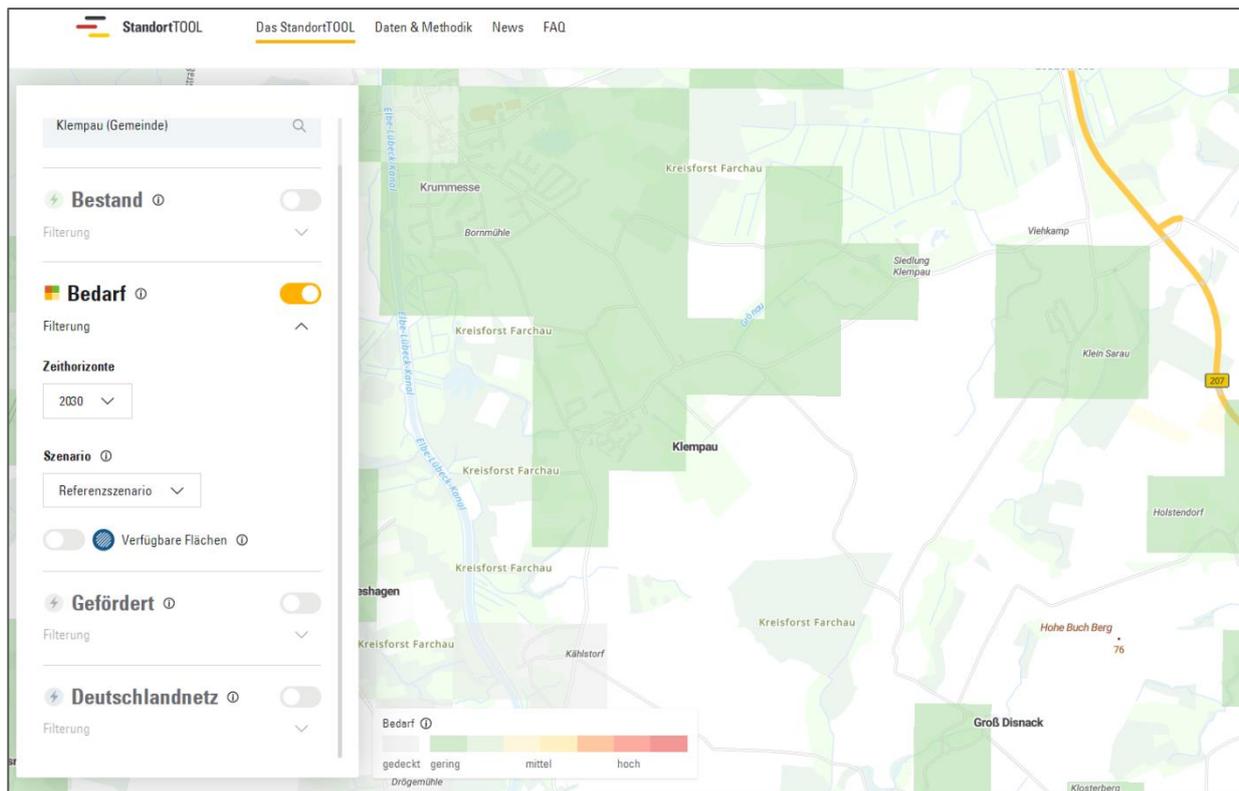


Abbildung 8-1: LIS-Bedarf Klempau 2030 im Referenzszenario (NOW, o. J. a)

8.2 ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNGEN

Ultraschnellladesäulen (HPC-Säulen) mit einer Leistung von mindestens 150 kW werden derzeit im Rahmen des von der Bundesregierung geförderten „Deutschlandnetzes“ errichtet (NOW, 2023).¹⁹ Die im Rahmen des Deutschlandnetzes geplanten nächsten Ultraschnelllademöglichkeiten befinden sich im südwestlichen Bereich von Lübeck, in Ahrensburg sowie in Mölln (vgl. Abbildung 8-2). Ebenso haben viele Tankstellen auch LIS errichtet - in der Regel als Schnell- oder Ultraschnellladesäulen - oder planen dies. In Berkenthin ist bereits eine HPC-Säule vorhanden.

Vor diesem Hintergrund ist es fraglich, ob sich eine (zusätzliche) öffentliche LIS in Klempau langfristig rentabel betreiben ließe - sofern sich nicht eine Nachfrage von Ortsansässigen ergibt, die aus baulichen oder anderen Gründen keine private Wallbox errichten können oder wollen.

¹⁹ Die LIS des Deutschlandnetzes verfügt über mindestens 200 kW.

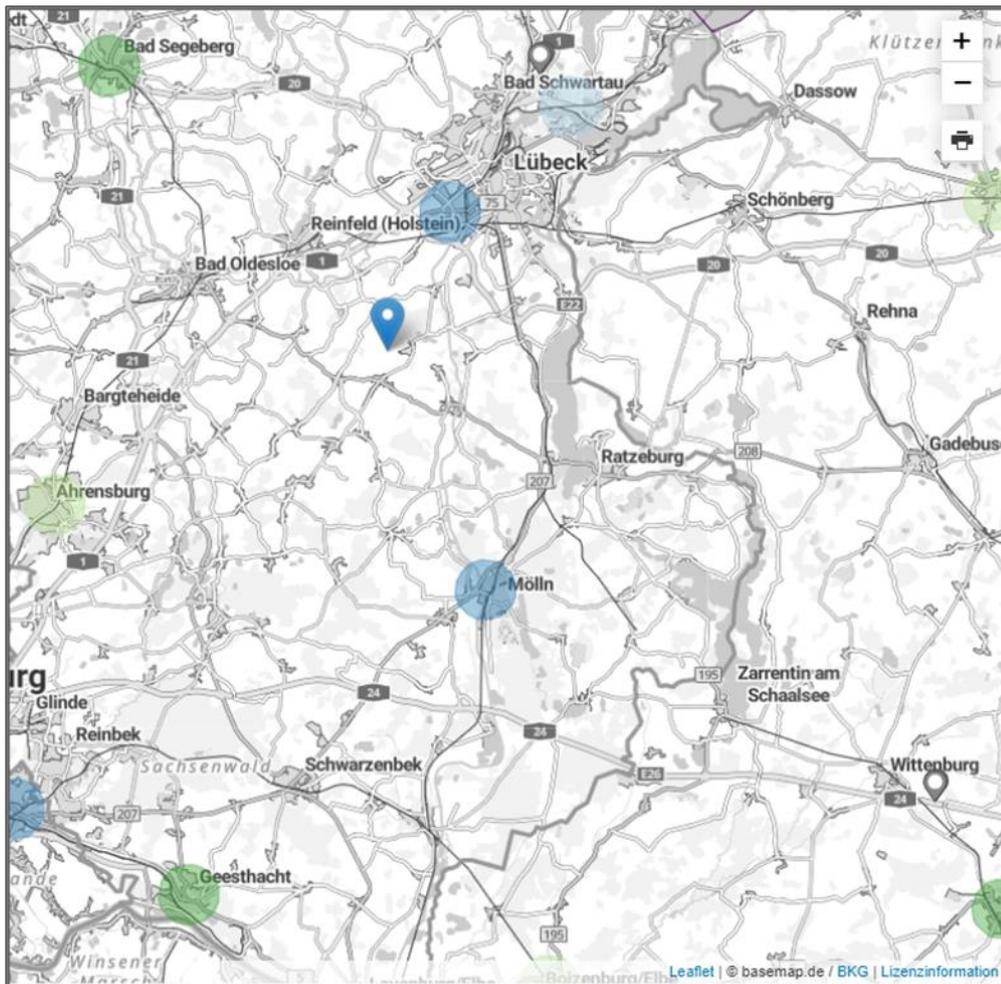


Abbildung 8-2: Standorte von Ladeparks des Deutschlandnetzes (NOW, o. J.)

Zwei Argumente könnten dennoch für eine weitere dezentrale Normalladesäulen sprechen: Die Nähe und dass Normalladesäulen in der Regel kostengünstiger zu nutzen sind. Bei dem Kriterium „Nähe“ bietet es sich an, sich an den Empfehlungen für Fußwege zu Bushaltestellen zu orientieren: Eine Entfernung, die für Nutzer*innen des ÖPNV zur Bushaltestelle zumutbar ist, muss auch Autofahrer*innen zur Ladesäule zugemutet werden können. Im ländlichen Raum werden hier, je nach Zentralität des Ortes, Einzugsbereiche zwischen 300 und 700 m empfohlen (BMVI, 2016). In Abbildung 8-3 wurde als Abstand 500 m gewählt.



Abbildung 8-3: Vorhandene LIS (grün) und mögliche ergänzende Standorte von LIS (rot) in Klempau mit Abstandsradius 500 m



Abbildung 8-4: Kommunale Wallbox Klixbüll mit Nutzung auf Spendenbasis

Es ist zu erkennen, dass sich als zusätzlicher Standort die Dorfstraße in Höhe des Holzhandels anbieten würde. Evtl. wäre der Holzhandel auch zu gewinnen, eine LIS als Instrument der Kundenbindung anzubieten (ggf. mit kommunaler Kostenbeteiligung), auch wenn kein zwingender Bedarf bestehen sollte. Gleiches könnte für das örtliche Restaurant gelten, das allerdings weniger zentral gelegen ist. Eine weitere Alternative wäre eine kommunale LIS am Dorfgemeinschaftshaus, die dann auch den Strom der hauseigenen Photovoltaikanlage nutzen könnte. Da eine eichrechtskonforme LIS, die eine Abrechnung mit den Nutzer*innen ermöglicht, mit erheblichen Kosten verbunden ist, könnte ggf. auch die Installation einer nicht abrechnenden Wallbox mit eher geringer Leistung und Nutzung auf freiwilliger Spendenbasis, wie z. B. in Klixbüll dreifach realisiert (siehe Abbildung 8-4), in Frage kommen und getestet werden.²⁰

²⁰ Der Text auf dem grünen Schild lautet „Liebe E-Mobilisten. Diese E-Ladestation ist ein Serviceangebot der Gemeinde Klixbüll. Für Gäste ist die Nutzung kostenlos. Bei mehrmaliger (regelmäßiger) Nutzung bitten wir um eine Spende an die Bürgerstiftung Klixbüll in Höhe von 0,40 € pro kWh nach der von Ihnen geschätzten Lademenge. ...“

9. UMSETZUNGSHEMMNISSE UND MÖGLICHKEITEN ZU IHRER ÜBERWINDUNG

9.1 GEBÄUDESANIERUNG

Die Gebäudesanierung ist klimapolitisch eine besondere Herausforderung: Ein großer, zusammenhängender Anteil der Energiebedarfsdeckung in Deutschland wird für die Raumwärmebereitstellung verwandt. Vom gesamten bundesdeutschen Endenergieverbrauch in 2018 betrug der Energieaufwand für die Beheizung der Gebäude, wie in Abbildung 9-1 dargestellt, ca. 25 % (BMWi, 2018).

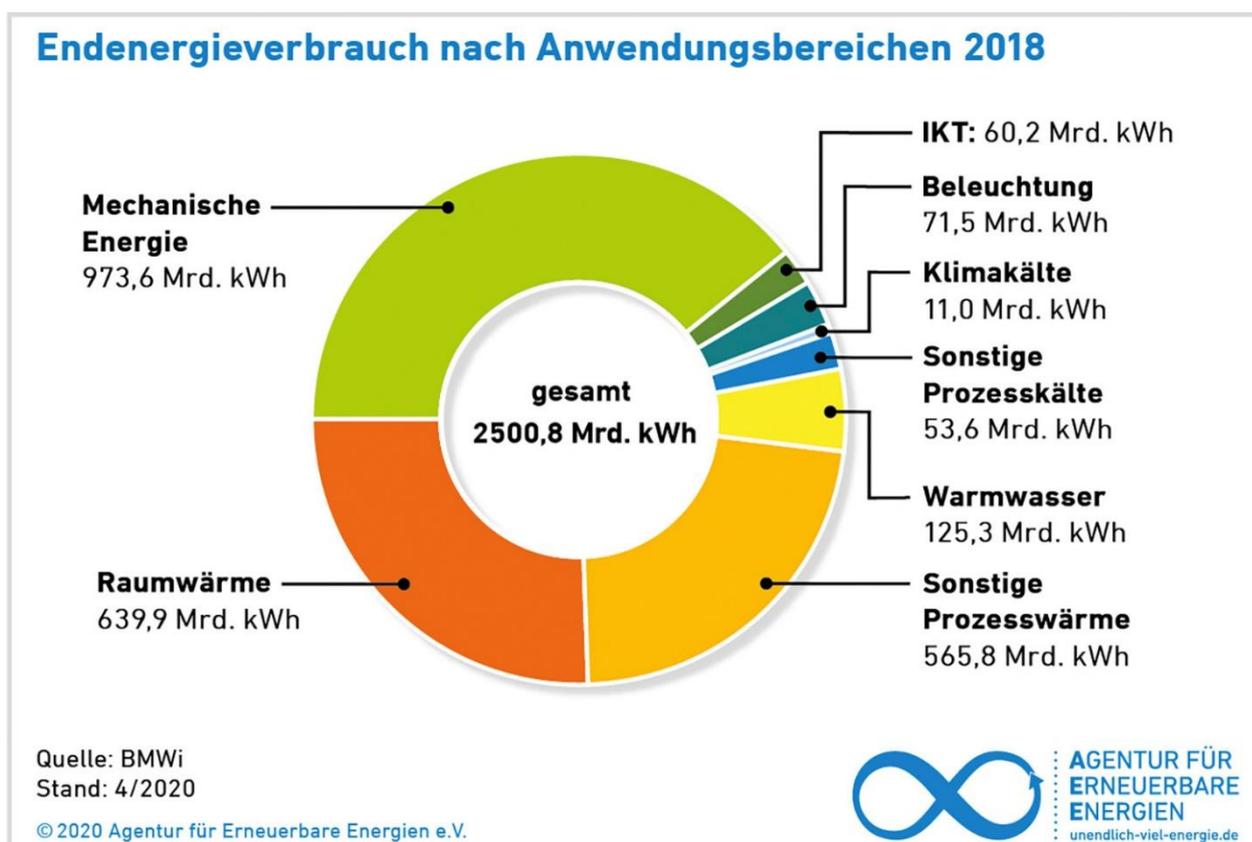


Abbildung 9-1: Endenergieverbrauch 2018 in Deutschland (SBZ Monteur, 2020)

Die Bundesregierung hat auf die Herausforderung der Reduktion der Treibhausgasemissionen im Gebäudebestand mit umfangreichen Förderprogrammen reagiert. Trotzdem bestehen Hemmnisse, die Fortschritte bei der Gebäudesanierung, die für das Erreichen der Klimaschutzziele der Bundesrepublik - Klimaneutralität bis 2045 - notwendig wären, behindern.

Viele sind begründet in der Haltung der Eigentümer zum Thema Gebäudesanierung. So gibt es typische Äußerungen, die z. B. in bilateralen Gesprächen während der Energieberatungen vor Ort immer wieder zu hören sind:

- „Die Energiepreise steigen, aber mich überfordert die Fülle der technischen Möglichkeiten zur energetischen Sanierung.“
- „Ich bekomme keine Energieberatung und keine Angebote von den Handwerksfirmen.“
- „Die Förderanträge sind zu umständlich und ohne Experten verstehe ich das nicht.“

- „Für wen soll ich denn sanieren? Wir haben doch niemanden, der das Haus übernehmen würde!“
- „Die Sanierungskosten sind einfach zu hoch, das rechnet sich nicht.“
- „Das Thema Gebäudesanierung ist mir zu komplex und da kann man viel falsch machen. Nachher bildet sich noch Schimmel!“

Begegnet werden kann diesen Hemmnissen durch eine kontinuierliche Beratung über die technischen Möglichkeiten und finanziellen Förderungen von Sanierungen. An die Notwendigkeit der jetzt dringenden Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen muss immer wieder erinnert werden.

9.2 LEITUNGSGEBUNDENE WÄRMEVERSORGUNG

9.2.1 TECHNISCHE HERAUSFORDERUNGEN

Wärmenetze wurden bereits von den Römern genutzt. Ihr Bau und Betrieb sind etablierte Vorgehensweisen, die keine technischen Herausforderungen bieten. Die Möglichkeiten der Dämmung zur Minimierung der Wärmeverluste haben sich in den vergangenen Jahrzehnten kontinuierlich verbessert.

Auch bei den hier in Frage kommenden Technologien zur Wärmeerzeugung - Abwärme Biogas-BHKW, Wärmepumpen, Hackschnitzelkessel, Solarthermie - handelt es sich um etablierte Technologien.

9.2.2 RECHTLICHE UND ORGANISATORISCHE HERAUSFORDERUNGEN

Die maßgebliche organisatorische Herausforderung besteht in der Klärung der Betreiberfrage. Hier bestehen die in Kapitel 7.1.8 beschriebenen Möglichkeiten mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen sowie Rahmenbedingungen.

Die im Detail zu beachtenden rechtlichen Aspekte (vor allem Vergabe- und Konzessionsrecht, ggf. Kommunalrecht) sind zu klären, sobald die Kommune über ihre Präferenzen hinsichtlich möglicher Betreibermodelle entschieden hat.

Bei einem kommunalen Engagement sind rechtzeitig Kontakte mit der Kommunalaufsicht zu suchen, um auch deren Zustimmung zu sichern.

9.2.3 WIRTSCHAFTLICHE HERAUSFORDERUNGEN

Eine wirtschaftliche Herausforderung besteht in den Kostenentwicklungen von Wärmenetzsystemen. Die Zurückhaltung bei der Einführung von Wärmenetzsystemen auf Basis erneuerbarer Energieträger in den vergangenen Jahrzehnten, u. a. aufgrund der Verfügbarkeit billiger und vermeintlich sicherer Erdgaslieferungen vor allem aus Russland, hat trotz der bekannten Klimaschutz-Notwendigkeiten zu einem Entscheidungs- und Investitionsstau geführt. Da die Illusion der billigen und sicheren Erdgasversorgung mit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine geplatzt ist, werden nun in sehr vielen Kommunen Wärmenetzsysteme auf Basis regionaler erneuerbarer Energieträger geplant. Dies führt zu einer stark erhöhten Nachfrage, die vermutlich erst im Laufe der Zeit durch zusätzliche Angebote gedeckt werden kann. Somit besteht das Risiko steigender Kosten und / oder längerer Ausführungsfristen. Steigende Kosten werden zusätzlich befeuert, wenn die Zinsen auf einem hohen Niveau bleiben oder sogar noch weiter bzw. wieder steigen sollten.

Diesen Herausforderungen kann nur durch ein rasches Vorantreiben der Entscheidungen begegnet werden - sofern nicht auf ein langfristig wieder deutlich sinkendes Preisniveau spekuliert wird. Ein Abwarten bietet aber keine Garantien für niedrigere Kosten und würde das Ziel der Klimaneutralität gefährden.

Die Belastung durch hohe Zinsen könnte durch eine Betreiberkonstellation, die die Nutzung von Kommunalkreditkonditionen ermöglicht, gemildert werden - unter der Annahme, dass in dieser Konstellation zu gleichen Kosten gebaut werden kann.

Die zweite wirtschaftliche Herausforderung besteht in der Sicherung einer ausreichend hohen Anschlussquote an das Wärmenetz. Dieser muss durch eine intensive, systematische und klare Öffentlichkeitsarbeit unter Einbeziehung des zukünftigen Betreibers begegnet werden. Ggf. sollten zuerst die Straßen bzw. Quartiersbereiche erschlossen werden, die über die höchsten Wärmeliendichten bzw. das höchste Anschlussinteresse verfügen. Je nach gewählten Materialien der Wärmeleitungen kann ein nachträglicher Anschluss technisch schwierig sein. Insofern könnten Modelle angeboten werden, die einen kurzfristigen Anschluss sichern, bei denen die Lieferung aber erst später aufgenommen wird. Die Anschlussnehmer müssten dann aber darüber aufgeklärt werden, dass die Förderung des Hausanschlusses bei einer späteren Aufnahme der Lieferungen nicht unbedingt gesichert ist und das Preismodell muss auch den Interessen des Betreibers Rechnung tragen. Es wird für die meisten Nutzer*innen also unattraktiver sein als die sofortige Aufnahme der Lieferungen.

Ein Hemmnis für eine hohe Anschlussquote eines Wärmenetzes ist auch der Einbau von Wärmepumpen, z. B. in Haushalten, deren bisheriger Heizkessel irreparabel ausfällt. Erste Versorgungsunternehmen bieten hier in Kooperation mit örtlichen Handwerksunternehmen temporäre Lösungen an, bei denen Kunden, die sich kurzfristig an das Wärmenetz anschließen lassen und die über noch gut funktionsfähige Erdgaskessel verfügen, diese abgekauft und bei den Kunden, deren Heizungsanlage ausfällt, die sich aber erst später an das Wärmenetz anschließen lassen können, temporär eingebaut wird. Dies stellt eine win-win-Situation dar: Zum einen werden den Kunden, die sich bei einem noch voll funktionsfähigen Erdgaskessel schnell an das Netz anschließen können, finanzielle Anreize geboten. Zum anderen sind auch die Kunden, bei denen ein Anschluss erst später möglich ist, bei einem akuten Ausfall ihrer jetzigen Heizung nicht für viele Jahre oder ganz für das Wärmenetz verloren sind.

Im Sinne einer Vermeidung von Fehlanreizen wäre es auch sinnvoll, wenn in Bereichen, in denen ein Wärmenetz geplant ist - z. B. als Ergebnis eines Quartierskonzeptes oder spätestens der kommunalen Wärmeplanung - Wärmepumpen nicht mehr staatlich gefördert würden. Damit könnten auch der ggf. erforderliche Ausbau von Strom-Verteilnetzen sowie in Zeiten von Dunkelflaute die elektrischen Leistungen auf die Gebiete fokussiert werden, in denen kein Wärmenetz möglich ist. Diese Entscheidung liegt jedoch nicht in der Hand der Gemeinde.

Möglich zur Sicherung einer hohen Anschlussquote wäre der Erlass einer Anschluss- und Benutzungspflicht für das Wärmenetz. Wenngleich die rechtlichen Voraussetzungen dazu mit § 17 GO SH in Verbindung mit § 109 GEG bestehen, führt dies regelmäßig zu politischen Kontroversen, da es ein Eingriff in die Entscheidungsfreiheit der Bürger*innen darstellt. Als politisch legitim könnte es dann angesehen werden, wenn in einem Quartier eine Mehrheit der Bürger*innen einen Anschluss an das Wärmenetz wünscht, die Anschlussquote für einen wirtschaftlich darstellbaren Betrieb aber durch eine Minderheit, die keinen Anschluss wünscht, verhindert würde. Die Nicht-Errichtung des Wärmenetzes würde dann ja die Entscheidungsfreiheit der Mehrheit einschränken.

Beim Erlass einer Anschluss- und Benutzungspflicht würden wohl im Sinne von § 17 Abs. 2 Satz 2 GO SH Gebäude, die bereits über eine regenerative Wärmeversorgung - etwa in Form einer Wärmepumpe - verfügen, ausgenommen. Daher sollte eine Entscheidung über eine Anschluss- und Benutzungspflicht dann, wenn sie gewünscht ist, schnellstmöglich fallen.

10. ÖFFENTLICHKEITSARBEIT

10.1 LENKUNGSGRUPPE

Primäre Aufgabe der Lenkungsgruppe ist die Steuerung des Projektes. Gleichzeitig können ihre lokalen Mitglieder in das Quartier hinein kommunizieren und dienen auch als Resonanzgruppe für Reaktionen aus dem Quartier. Zur Lenkungsgruppe gehörten

- der Bürgermeister,
- verschiedene Mitglieder der Gemeindevertretung und gemeindlicher Ausschüsse,
- das Amt Berkenthin,
- der auf Honorarbasis tätige Klimaschutzmanager der Gemeinde

sowie geschäftsführend die Arbeitsgemeinschaft aus IPP ESN sowie FRANK Ecozwei.

Die Lenkungsgruppe trat im Projektverlauf zu fünf Sitzungen zusammen, in denen jeweils der Projektstand und Zwischenergebnisse diskutiert und Anregungen für die weitere Arbeit aufgegeben wurden. Die erste Sitzung fand statt am 14. September 2023, die fünfte am [### Zu ergänzen!]. Zusätzlich erfolgte mit dem Bürgermeister zu Beginn des Projektes eine Quartiersbegehung, die der Festlegung der Baualtersklassen verschiedener Siedlungsbereiche sowie der Identifikation anderer energetisch relevanter Sachverhalte diente.

10.2 ALLGEMEINE ÖFFENTLICHKEIT

Die allgemeine Öffentlichkeit wurde in drei Veranstaltungen eingebunden, zu der über die Presse, die Website der Gemeinde und per Post alle Bewohner*innen des Quartiers eingeladen wurden:

- In der Auftaktveranstaltung am 1. November 2023, die gemeinsam für die parallel laufenden Quartierskonzepte Berkenthin und Klempau stattfand, wurden die anstehenden Arbeiten des Quartierskonzeptes vorgestellt, allgemeine Informationen zu Sanierungsmöglichkeiten gegeben und es konnten Bewerbungen um die Mustersanierungsberatungen abgegeben werden. Auf dieser Veranstaltung konnte die Teilnehmenden auch Einschätzungen zu ihrer aktuellen Beheizungssituation abgeben (vgl. Abbildung 10-1p).
- Auf der zweiten öffentlichen Veranstaltung am 20. Februar 2024 wurden die Ergebnisse der Mustersanierungsberatungen vorgestellt. Diese Veranstaltung erfolgte gemeinsam mit der für die parallel in Bearbeitung befindlichen Quartierskonzepte der Nachbargemeinden Berkenthin und Kastorf, da so ein breiteres Spektrum an Gebäudetypen vorgestellt werden konnte.
- [### Auf der dritten öffentlichen Veranstaltung am ### erfolgte eine Vorstellung der Wärmenetzoptionen einschließlich der Wärmezeugung, die mit dezentralen Beheizungsmöglichkeiten verglichen wurde. ### Noch anzupassen / ggf. zu ergänzen].

Die Beteiligung an allen drei Veranstaltungen war sehr rege und umfasste Menschen aus dem gesamten Gemeindegebiet (vgl. Abbildung 10-1).

11. CONTROLLING-KONZEPT

Controlling-Konzepte als Kontroll-, Planungs- und Steuerungsinstrumente dienen der Verwirklichung und der hohen Wirksamkeit von Maßnahmen und somit einer effizienten Erreichung der Energie- und Klimaschutzziele. Im Zusammenhang mit dem Quartierskonzept zählen folgende Elemente zum Controlling-Konzept:

- fortschreibbare Energie- und CO₂-Bilanz als zentrales Ergebnis des Controllings,
- verschiedene Bewertungsindikatoren,
- durchgehende Dokumentation.

Die im Rahmen des Quartierskonzepts erarbeiteten Ziele und Maßnahmen werden mithilfe dieser Elemente im Verlaufsprozess kontrolliert. Bei nicht zielführendem Verlauf kann durch eine Anpassung der Planung umgesteuert werden.

11.1 ENERGIE- UND CO₂-BILANZ

Die Energie- und CO₂-Bilanz ist in der Überprüfung der Erfolge einer energetischen Quartierssanierung der zentrale Baustein. Die Erfassung von Verbrauchs- und Emissionswerten im Rahmen des Quartierskonzeptes ermöglichte eine eindeutige Beurteilung der Ist-Situation anhand von vergangen Werten. Damit ist auch eine problemlose Fortschreibung der Bilanz möglich.

Die Bilanz über den Ausgangszustand des Wärmebedarfs des Quartiers (Ist-Zustand) ist in Kapitel 5.4 zu finden. Der Fortschritt der energetischen Sanierung wird über die Differenz zwischen Start-Bilanz und der jeweils aktuellen Bilanz deutlich.

11.2 BEWERTUNGSINDIKATOREN

Bewertungsindikatoren geben die Möglichkeit, einen Sachverhalt messbar zu bewerten. Ausschlaggebend für eine erfolgreiche Bewertung ist eine einfache Erfassbarkeit und gute Verfügbarkeit dieser Daten. Die Datenerfassung bei Projekten im kommunalen Gebäudebestand ist mit einem geringeren Aufwand verbunden als bei erweiterten Projekten mit mehreren, insbesondere privaten Akteuren.

Zur Erleichterung der Datenerfassung bei einer Beteiligung verschiedener Akteure empfehlen sich die Dokumentation der Sachstände, der Energieverbräuche und weitere Informationen entsprechend der Maßnahmenplanung.

Die Bestimmung der Parametereinheit wird abhängig vom jeweiligen Indikator gewählt. Sie variiert zwischen konkreten Werten und Pauschalansätzen für z. B. Energieeinsparungen, Reduzierungen des Schadstoffausstoßes oder die Anzahl von Erstberatungen.

Mögliche Indikatoren in Verbindung mit ihrer Einheit und Quelle werden für das Quartier in Tabelle 11-1 dargestellt.

Tabelle 11-1: Mögliche Indikatoren zum Controlling der Umsetzung des Quartierskonzeptes

INDIKATOR	EINHEIT	DATENQUELLE / VERANTWORTLICHE
Anschlussnehmer am Wärmenetz	Anzahl	Wärmenetzbetreiber
Verkaufte Wärmemenge im Netz	kWh/a	Wärmenetzbetreiber
Verluste im Wärmenetz	kWh/a bzw. %	Wärmenetzbetreiber
Primärenergiefaktor Wärmenetz	---	Wärmenetzbetreiber
Einsatz dezentraler regenerativer Heizungen	Anzahl	Schornsteinfeger (Verbrennungsheizungen), Stromnetzbetreiber (WP)
Von Heizöl oder Gas auf erneuerbare Energieträger umgestellte Heizungen	Anzahl	Schornsteinfeger (Verbrennungsheizungen), Stromnetzbetreiber (WP)
Primärenergieeinsatz für das Quartier	kWh/a	zu aggregieren (Wärmenetzbetreiber für Nahwärme, Schornsteinfeger für Erdgas, Heizöl, Pellets etc., Stromnetzbetreiber für WP - Sanierungs- / Klimaschutzmanagement ²¹)
CO ₂ -Emissionen	t/a	aus Primärenergieeinsatz abzuleiten
Anzahl Sanierungs- / Energieberatungen	Anzahl	Sanierungs- / Klimaschutzmanagement ²¹
Sanierte Gebäude (ggf. Differenzierung nach Sanierungsart)	Anzahl	Sanierungs- / Klimaschutzmanagement ²¹
Veranstaltungen zum Energiesparen in privaten Haushalten	Anzahl & Zahl der Teilnehmenden	Sanierungs- / Klimaschutzmanagement ²¹
Ladevorgänge an öffentlichen Ladesäulen	Anzahl oder kWh	Ladersäulenbetreiber

11.3 DOKUMENTATION

Ein elementarer Teil der Erfolgskontrolle aller genannten Faktoren ist die fortlaufende Dokumentation der zu erfassenden Daten.²¹ Die Dokumentation beinhaltet die Sammlung aller notwendigen Daten sowie deren abschließende Auswertung, die beispielsweise in einem jährlichen Bericht erfolgt. Auf Grundlage dieser Auswertung sind im Bedarfsfall Korrekturen der beschlossenen Inhalte des Quartierskonzeptes abzuleiten und umzusetzen. Im Hinblick auf den Aufwand eines vollständigen Controllings und der Zeit, bis Maßnahmen verwirklicht sind, sollte eine Wirkungskontrolle frühestens nach einem Jahr erfolgen.

Weiterführend wird die Wirkungskontrolle ebenso wie der vorliegende Bericht allen beteiligten Akteuren, politischen Gremien und der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt.

²¹ In der Systematik des Förderprogramms „KfW 432“ folgte auf das Quartierskonzept, in dem die Möglichkeiten dargestellt werden, das der Umsetzung dienende Sanierungsmanagement. Durch den ersatzlosen Wegfall des Förderprogramms wird nun die weitere Umsetzung und Verfolgung erschwert. Ggf. können (Teil-) Aufgaben vom Klimaschutzmanager wahrgenommen werden.

12. MAßNAHMENKATALOG UND UMSETZUNGSEMPFEHLUNGEN

Auf Basis der voran gegangenen Untersuchungen ergeben sich die in Tabelle 12-1 dargestellten Haupt-Maßnahmenstränge.

Speziell mit Blick auf den Bau eines Wärmenetzes dürfte angesichts der aktuellen Förderbedingungen die Erstellung einer BEW-Machbarkeitsstudie erforderlich sein, die bis zur Leistungsphase 4 der HOAI reicht. Idealerweise wird diese bereits vom zukünftigen Betreiber des Wärmenetzes beauftragt; die Kommune kann hier jedoch auch zur Beschleunigung des Prozesses tätig werden. Es sollte dann aber sichergestellt sein, dass der spätere Betreiber mit vergleichbaren Prämissen in die Planungen einsteigt.

Tabelle 12-1: Maßnahmenkatalog für Umsetzungen u. a. im Rahmen des Sanierungsmanagements

AUFGABEN	PRIORITÄT, ZEITPUNKT, AKTEURE
Identifikation des Betreibers der leitungsgebundenen Wärmeversorgung	hoch, schnellstmöglich, Kommune mit Klimaschutzmanager
Öffentliche Information über Versorgungsmöglichkeiten, insbesondere Wärmenetz, und Befragung zum Anschlussinteresses an ein Wärmenetz	hoch, anschließend / parallel, Wärmenetzbetreiber oder Kommune
Festlegung der anfänglichen Versorgungsbereiche des Wärmenetzes	hoch, anschließend, Wärmenetzbetreiber
Konkretisierung der Planungen des Wärmenetzes, BEW-Machbarkeitsstudie	hoch, parallel, Wärmenetzbetreiber oder ggf. anfänglich Kommune
Vorlage konkreter Vertragsentwürfe an mögliche Anschlussnehmer des Wärmenetzes	hoch, anschließend, Wärmenetzbetreiber
Vertiefte Sanierungsberatungen im Gebäudebestand einschließlich regenerativer Versorgungsmöglichkeiten: Erstberatung, ggf. Vermittlung zertifizierter Energieberater	mittel, kontinuierlich, Klimaschutzmanagement
Prüfung dezentraler Versorgungsoptionen für Liegenschaften, für die b. a. W. keine leitungsgebundene Wärmeversorgung angeboten wird, ggf. konzeptionelle Erarbeitung nachbarschaftlicher Insellösungen mit erneuerbaren Energieträgern	mittel, nach Festlegung Versorgungsbereiche Wärmenetz / mit kommunaler Wärmeplanung, Klimaschutzmanagement
Durchführung einer mehrjährigen Informations- und Energieberatungskampagne zur energetischen Gebäudesanierung für private Hausbesitzer*innen	Hoch, kurzfristig und kontinuierlich, Klimaschutzmanagement
Koordination gemeinsamer Beschaffungen für Sanierungsmaßnahmen und erforderlicher Versorgungsanlagen außerhalb des Wärmenetzes	niedrig, kontinuierlich, Klimaschutzmanagement
Dokumentation der Arbeiten und operative Umsetzung des Controlling-Konzeptes	niedrig, kontinuierlich, Kommune / Klimaschutzmanagement
Prüfung der Errichtung weiterer öffentlicher Ladesäulen	niedrig, langfristig, Kommune

Speziell mit Blick auf den Bau eines Wärmenetzes dürfte angesichts der aktuellen Förderbedingungen die Erstellung einer BEW-Machbarkeitsstudie erforderlich sein, die bis zur Leistungsphase 4 der HOAI reicht. Idealerweise wird diese bereits vom zukünftigen Betreiber des Wärmenetzes beauftragt; die Kommune kann hier jedoch auch zur Beschleunigung des Prozesses tätig werden.

werden und z. B. schon die Machbarkeitsstudie mit den Leistungsphasen 1 und 2 HOAI beauftragen. Es sollte dann aber sichergestellt sein, dass der spätere Betreiber mit vergleichbaren Prämissen in die Planungen einsteigt.

Die im September 2022 eingeführte Bundesförderung für effiziente Wärmeversorgung ist in vier Module unterteilt:

- Modul 1 - Machbarkeitsstudien und Transformationspläne
- Modul 2 - Systemische Förderung für Neubau und Bestandsnetze
- Modul 3 - Einzelmaßnahmen
- Modul 4 - Betriebskostenförderung

Tabelle 12-2: Indikation Planungskosten für die BEW-Module 1 und 2 (Grundlage: Investitionskosten, HOAI)

MODULNUM-MER	PLANUNGSBEREICH	LEISTUNG	KOSTEN [€]
MODUL 1		Machbarkeitsstudie	50.000
	Ingenieurbauwerke	LP 1	2.400
		LP 2	24.000
		LP 3	41.000
		LP 4	12.000
	Technische Ausrüstung	LP 1	11.500
		LP 2	51.800
		LP 3	98.000
LP 4		11.500	
MODUL 2	Ingenieurbauwerke	LP 5-8	161.000
	Technische Ausrüstung	LP 5-8	397.000
		Summe	860.200

Dabei bildet Modul 1 mit der Machbarkeitsstudie die Basis für die investive Förderung nach Modul 2. Im Rahmen der einjährigen Machbarkeitsstudie werden die ersten vier Leistungsphasen gemäß HOAI erbracht und ein Preismodell für potenzielle Wärmenetzkunden entwickelt. Dafür wird nach umfangreicher Bestandsaufnahme mindestens eine Zielvariante definiert und sowohl technisch als auch wirtschaftlich untersucht. Soweit das Ergebnis der Machbarkeitsstudie positiv ausfällt, kann die Förderung der weiteren Planungsleistungen zu 50 % und die der Investitionen zu 40 % im Rahmen von Modul 2 beantragt werden. Modul 3 dient der niederschweligen Förderung von Einzelmaßnahmen, also z. B. kleinen Erweiterungen von Bestandsnetzen. Im Rahmen von Modul 4 kann bei Einsatz einer Wärmepumpe oder einer Solarthermieranlage eine Betriebskostenförderung für einen Zeitraum von 10 Jahren beantragt werden.

Der Kostenrahmen für die Machbarkeitsstudie sowie die darin enthaltenen Planungsleistungen sind für die unterschiedlichen Wärmenetze unter der Annahme, dass die HOAI Anwendung findet, Tabelle 12-2 zu entnehmen. Diese Kosten werden in den jeweiligen Modulen zu 50 % gefördert.

13. LITERATURVERZEICHNIS

- BAFA. (2022). *Allgemeines Merkblatt zur Antragstellung. Bundesförderung für effiziente Gebäude - Einzelmaßnahmen (BE EM) - Zuschuss*. Abgerufen am 27. September 2022 von cci-dialog.de: <https://cci-dialog.de/wp-content/uploads/2021/01/Merkblatt-Antragstellung-2.pdf>
- BAFA. (Januar 2023). *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)*. Abgerufen am 28. Juni 2023 von https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html
- BAFA. (2024). *Bundesförderung für effiziente Gebäude*. Abgerufen am 4. Juli 2024 von https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/Sanierung_Wohngebaeude/sanierung_wohngebaeude_node.html
- BAFA. (o. J.). *Förderübersicht: Bundesförderung für effiziente Gebäude*. Abgerufen am 16. Juni 2023 von https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/beg_em_foerderuebersicht.pdf?__blob=publicationFile&v=10
- BMVI. (Februar 2016). *Mobilitäts- und Angebotsstrategien in ländlichen Räumen*. Abgerufen am 2. Januar 2024 von <https://www.vdv.de/mobilitaets-und-angebotsstrategien-in-laendlichen-raeumen-low-bmvi.pdf>
- BMWE. (August 2018). *Energiedaten: Gesamtausgabe*. Abgerufen am 13. März 2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?__blob=publicationFile&v=38
- BMWK. (1. August 2022). *Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze - BEW*. Abgerufen am 28. Juni 2023 von <https://www.bundesanzeiger.de/pub/de/amtliche-veroeffentlichung?4>
- BMWK. (2023). *Bundesanzeiger - Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude BEG. Einzelmaßnahmen (BEG EM)*. Abgerufen am 02. Januar 2023 von https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/PDF-Anlagen/BEG/bundesfoerderung-f%C3%BCr-effiziente-gebaeude-einzelmassnahmen-20231229.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- BMWK. (2024). *Clever energieeffizient sanieren – mit Geld vom Bund*. Abgerufen am 27. März 2024 von <https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Foerderprogramme/B-beg-wg-sanieren.html>
- BMWT & BMU. (2010). *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Abgerufen am 15. Juli 2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- Bundesagentur für Arbeit. (Januar 2024). *Pendler - Jahresdaten zu Ein- und Auspendlern für Kreise und Gemeinden in Deutschland, Stand Juni 2023*. Abgerufen am 14. August 2024 von <https://statistik.arbeitsagentur.de/DE/Navigation/Statistiken/Interaktive-Statistiken/Pendler/Pendler->

Nav.html?Thema%3DEinpendler%26DR_Land%3D01000000%26DR_Kreis%3D01053
%26DR_Gemeinde%3D01053067%26DR_Gebiete%3Dkr%26toggleswitch%3D1

Bundesnetzagentur. (o. J.). *Marktstammdatenregister*. Abgerufen am 12. August 2024 von <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>

Bundesnetzagentur. (o. J. a). *Ladesäulenkarte*. Abgerufen am 14. August 2024 von <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/Ladesaeulenkarte/Karte/start.html>

C.A.R.M.E.N. (2024). *Marktüberblick - Energieholz - Pelletpreise*. Abgerufen am 21. Juni 2024 von <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-pellets/>

European Energy Exchange. (19. Dezember 2022). *Emission Spot Primary Market Auction Report 2022*. Leipzig. Abgerufen am 7. Juni 2023 von <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/eex-eua-primary-auction-spot-download>

FOSSGIS e.V. (o. J.). *Open Street Map*. Abgerufen am 20. November 2023 von <https://www.openstreetmap.de/karte/>

Google Ireland Ltd. (o. J.). *Google Maps*. Abgerufen am 15. August 2024 von maps.google.de

IfEU. (November 2019). *Bilanzierungs-Systematik Kommunal*. Abgerufen am 13. März 2021 von https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/BISKO_Methodenpapier_kurz_ifeu_Nov19.pdf

IPP ESN. (6. September 2019). *Potenzialstudie Wasserstoffwirtschaft*. Abgerufen am 19. Oktober 2021 von https://ee-sh.de/de/dokumente/content/berichte_studien/2019-09-06_Potentialstudie-H2-NF-Endfassung-L-Web.pdf

IWU. (Februar 2015). *Deutsche Wohngebäudetypologie*. Abgerufen am 22. September 2022 von https://www.episcope.eu/downloads/public/docs/brochure/DE_TABULA_TypologyBrochure_IWU.pdf

KfW. (2023). *Wohngebäude Kredit - 261*. Abgerufen am 23. Juni 2023 von [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/F%C3%B6rderprodukte/Bundesf%C3%B6rderung-f%C3%BCr-effiziente-Geb%C3%A4ude-Wohngeb%C3%A4ude-Kredit-\(261-262\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/F%C3%B6rderprodukte/Bundesf%C3%B6rderung-f%C3%BCr-effiziente-Geb%C3%A4ude-Wohngeb%C3%A4ude-Kredit-(261-262)/)

KfW. (o. J. a). *Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)*. Abgerufen am 17. Oktober 2021 von <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Bundesf%C3%B6rderung-f%C3%BCr-effiziente-Geb%C3%A4ude/>

KfW. (o. J. b). *Die Effizienzhaus-Stufen für bestehende Immobilien und Baudenkmale*. Abgerufen am 12. Dezember 2022 von <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/Energieeffizient-sanieren/Das-Effizienzhaus/>

Meereis, J. (Juni 2023). *Wärmeerzeugung: Immer Pest oder Cholera? Die Gemeinde*, S. 159 - 163.

- NOW. (21. Dezember 2023). *Deutschlandnetz geht zügig an den Start*. Abgerufen am 4. Januar 2024 von <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/wissing-deutschlandnetz-geht-zuegig-an-den-start/>
- NOW. (5. Juni 2024). *Ladebedarf bis 2030 neu ermittelt*. Abgerufen am 27. Juni 2024 von <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/ladebedarf-bis-2030-neu-ermittelt/#:~:text=In%20der%20Studie%20wird%20je,Ladepunkte%20%C3%BCber%20150%20kW%20Ladeleistung.>
- NOW. (o. J.). *Suchräume Deutschlandsnetz*. Abgerufen am 2. Januar 2024 von <https://www.standorttool.de/strom/deutschlandnetz>
- NOW. (o. J. a). *Standorttool*. Abgerufen am 14. August 2024 von <https://standorttool.de/standorttool>
- Pfnür, A., Winiewska, B., Mailach, B., & Oschatz, B. (2016). *Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt*. Dresden.
- SBZ Monteur. (2020). *Energieverbrauch in Deutschland*. Abgerufen am 17. Mai 2024 von <https://www.sbz-monteur.de/gut-zu-wissen/die-haelfte-nur-fuer-waerme-energieverbrauch-deutschland>
- Schwochow, M. (2024). *Klempau*. Abgerufen am 15. August 2024 von <https://www.suche-postleitzahl.org/klompau.l4be9>
- Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein. (2011). *Statistische bibliothek*. Abgerufen am 01. Juli 2024 von https://www.statistischebibliothek.de/mir/servlets/MCRFileNodeServlet/SHHeft_derivate_00004737/010535308067_Klempau_GWZ.pdf
- Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein. (6. Dezember 2023). *Stromerzeugung in Schleswig-Holstein 2022*. Abgerufen am 24. Juni 2024 von https://www.statistik-nord.de/fileadmin/Dokumente/Presseinformationen/SI23_131.pdf
- Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein. (o. J.). *Regionaldaten für Klempau*. Abgerufen am 21. Juni 2024 von <https://region.statistik-nord.de/detail/0010000010000000000/1/346/540/>
- Statistisches Bundesamt. (25. März 2024). *Statistischer Bericht - Daten zur Energiepreisentwicklung - Januar 2024*. Wiesbaden, Deutschland. Abgerufen am 21. Juni 2024 von https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/statistischer-bericht-energiepreisentwicklung-5619001241015.xlsx?__blob=publicationFile
- VDI. (September 2012). *VDI 2067-1:2012-09 - Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Blatt 1: Grundlagen und Kostenberechnung*. VDI-Gesellschaft Bauen und Gebäudetechnik (GBG), Fachbereich Technische Gebäudeausrüstung, Düsseldorf.
- VdZ e. V. - Wirtschaftsvereinigung Gebäude und Energie. (2024). *Intelligent Heizen*. Abgerufen am 13. Januar 2024 von <https://www.vdzev.de/projekte/intelligent-heizen/>
- Zerger, C. (8. Oktober 2020). *Für einen fairen Ökostrom-Markt außerhalb des EEG*. Abgerufen am 17. Januar 2023 von <https://www.klimareporter.de/strom/fuer-einen-fairen-oekostrom-markt-ausserhalb-des-eeg>

14. ANHÄNGE: DETAILIERTE BERECHNUNGEN DER VERSORGUNGSVARIANTEN

Tabelle 14-1: Investitionskosten der untersuchten Varianten

Investitionen		Variante 1: HSK + EK	Variante 2: Luft-WP + EK	Variante 3: Erd-WP + EK	Variante 4: Luft-WP + HSK + EK	Variante 5: Erd-WP + HSK + EK	Dimension
Biomassekessel							
thermische Leistung	ca.	800			400	650	kW _{th}
Kesselanlage inkl. Peripherie und Silo	300.000 €	540.000			420.000	500.000	€
Volumen Pufferspeicher	ca.	25			25	25	m ³
Pufferspeicher	1.800 €/m ³	45.000			45.000	45.000	€
Zwischensumme	ca.	585.000			465.000	545.000	€
Unvorhergesehenes	10%	59.000			46.500	54.500	€
Planung, Gutachten etc.	15%	100.000			77.000	90.000	€
Investition Biomassekessel	ca.	744.000			588.500	689.500	€
Erdsonden							
Sondenanzahl				180		58	
Flächenbedarf	100 m ² /Stück			18.000		5.800	
Sondentiefe				100		100	
Sondenerschließung	150 €/m			2.700.000		900.000	
Zwischensumme	ca.			2.700.000		900.000	
Unvorhergesehenes	10%			270.000		90.000	
Planung, Gutachten etc.	15%			446.000		149.000	
Investition Erdsonde	ca.			3.416.000		1.139.000	
Großwärmepumpe							
Wärmequelle			Luft	Erdsonde	Luft	Erdsonde	
thermische Leistung	ca.		550	650	400	200	kW _{th}
Wärmepumpe	1.000 €/kW		840.000	660.000	600.000	200.000	€
Volumen Pufferspeicher	ca.		20	20	20	20	
Pufferspeicher	1.800 €/m ³		36.000	36.000	36.000	36.000	
Peripherie, Anlagenbau	20%		176.000	140.000	128.000	48.000	€
Zwischensumme	ca.		1.052.000	836.000	764.000	284.000	€
Unvorhergesehenes	10%		105.000	84.000	76.000	28.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%		170.000	140.000	130.000	50.000	€
Investition Großwärmepumpe	ca.		1.327.000	1.060.000	970.000	362.000	€
Großwärmepumpe inkl. Quellenanlage							
Investition Großwärmepumpe (inkl. Quellenanlage)			1.327.000	4.476.000	970.000	1.501.000	€
davon Unvorhergesehenes			105.000	354.000	76.000	118.000	€
davon Planung, Gutachten, etc.			170.000	586.000	130.000	199.000	€

Solarthermie							
Bruttokollektorfläche	ca.						m ²
Kollektorfeld inkl. Montage, Aufständigung und Netzanbindung	460 €/m ²						€
Verrohrung / Tiefbau	190 €/m ²						€
Solarspeicher, Nebenarbeiten	1.500 €/m ³						€
Zwischensumme	ca.						€
Unvorhergesehenes	10%						€
Planung, Gutachten etc.	15%						€
Investition Solarthermie	ca.						€
Erdgaskessel							
thermische Leistung	ca.	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	kW _{th}
Kesselanlage	85 €/kW	130.000	130.000	130.000	130.000	130.000	€
Zubehör	10 €/kW	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	€
Zwischensumme	ca.	145.000	145.000	145.000	145.000	145.000	€
Unvorhergesehenes	10%	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	€
Investition Erdgaskessel	ca.	184.000	184.000	184.000	184.000	184.000	€
Elektro- und Anlagentechnik							
Elektrischer Leistungsbedarf Heizhaus		20	300	340	220	120	kW _{el}
elektrische Einbindung	200 €/kW	15.000	60.000	68.000	44.000	24.000	€
Druckhaltung und Wasseraufbereitung	ca.	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	€
Pumpen	ca.	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	€
Steuer- und Regelungstechnik	ca.	30.000	30.000	45.000	45.000	45.000	€
hydraulische Einbindung	ca.	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	€
Hausübergabestation (<= 50 kW)	6.500 €/HÜS	1.010.000	1.010.000	1.010.000	1.010.000	1.010.000	€
Hausübergabestation (>120 kW)	14.500 €/HÜS	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	€
Anlagenbau	ca.	50.000	50.000	50.000	80.000	80.000	€
Brennstoffversorgung	ca.	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	€
Abgasanlage	ca.	100.000	70.000	70.000	70.000	100.000	€
Zwischensumme	ca.	1.445.000	1.460.000	1.483.000	1.489.000	1.499.000	€
Unvorhergesehenes	10%	140.000	150.000	150.000	150.000	150.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%	240.000	240.000	240.000	250.000	250.000	€
Investition Elektro- & Anlagentechnik	ca.	1.825.000	1.850.000	1.873.000	1.889.000	1.899.000	€

Wärmenetz							
Länge Transportleitungen	ca.	3.971	3.971	3.971	3.971	3.971	m
Länge Hausanschlussleitungen	ca.	2.412	2.412	2.412	2.412	2.412	m
Transportleitungen	850 €/m	3.400.000	3.400.000	3.400.000	3.400.000	3.400.000	€
Hausanschlussleitungen	450 €/m	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	€
Zwischensumme	ca.	4.500.000	4.500.000	4.500.000	4.500.000	4.500.000	€
Unvorhergesehenes	10%	450.000	450.000	450.000	450.000	450.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%	740.000	740.000	740.000	740.000	740.000	€
Investition Wärmenetz	ca.	5.690.000	5.690.000	5.690.000	5.690.000	5.690.000	€
Grundstücke & Gebäude							
Heizhaus (Gebäude)	ca.	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	€
Flächenbedarf		0	0	18.000	0	5.800	m ²
Grundstück	4,0 €/m ²	0	0	72.000	0	23.200	€
Zwischensumme	ca.	200.000	200.000	272.000	200.000	223.200	€
Unvorhergesehenes	10%	20.000	20.000	27.000	20.000	22.000	€
Planung und Gutachten	15%	33.000	33.000	45.000	33.000	37.000	€
Investition Grundstück & Gebäude	ca.	253.000	253.000	344.000	253.000	282.200	€
Summe	ca.	8.696.000	9.304.000	12.567.000	9.574.500	10.245.700	€
davon Unvorhergesehenes	ca.	684.000	740.000	996.000	757.500	809.500	€
davon Planung, Gutachten etc.	ca.	1.137.000	1.207.000	1.635.000	1.254.000	1.340.000	€
Summe (inkl. Förderung)	ca.	5.291.200	5.656.000	7.645.400	5.818.300	6.231.100	€
BEW-Förderung Modul 2							
Biomassekessel	40%	257.600			204.600	239.800	€
Solarthermie inkl. Wärmespeicher	40%						€
Großwärmepumpe	40%		462.800	368.000	336.000	124.800	€
Quellenanlage für Wärmepumpe	40%	0	0	1.188.000	0	396.000	€
Elektro- und Anlagentechnik	40%	634.000	644.000	653.200	655.600	659.600	€
Wärmenetz	40%	1.980.000	1.980.000	1.980.000	1.980.000	1.980.000	€
Gebäude	40%	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	€
Planungsleistungen	40%	445.200	473.200	644.400	492.000	526.400	€
Förderung	ca.	3.404.800	3.648.000	4.921.600	3.756.200	4.014.600	€

Investitionen		Variante 6: ST + HSK + EK	Variante 7: ST + Erd- WP + EK	Variante 8: ST + Bio- gas-KWK + HSK + EK	Variante 9: Biogas- KWK+HSK + EK	Variante 10: Bio- gas-KWK + Luft-WP + EK	Dimension
Biomassekessel							
thermische Leistung	ca.	650		400	400		kW _{th}
Kesselanlage inkl. Peripherie und Silo	300.000 €	500.000		420.000	420.000		€
Volumen Pufferspeicher	ca.	25		25	25		m ³
Pufferspeicher	1.800 €/m ³	45.000		45.000	45.000		€
Zwischensumme	ca.	545.000		465.000	465.000		€
Unvorhergesehenes	10%	54.500		46.500	47.000		€
Planung, Gutachten etc.	15%	90.000		80.000	80.000		€
Investition Biomassekessel	ca.	689.500		591.500	592.000		€
Erdsonden							
Sondenanzahl			130				
Flächenbedarf	100 m ² /Stück		13.000				
Sondentiefe			100				
Sondenerschließung	150 €/m		2.000.000				
Zwischensumme	ca.		2.000.000				
Unvorhergesehenes	10%		200.000				
Planung, Gutachten etc.	15%		330.000				
Investition Erdsonde	ca.		2.530.000				
Großwärmepumpe							
Wärmequelle			Erdsonde			Luft	
thermische Leistung	ca.		550			200	kW _{th}
Wärmepumpe	1.000 €/kW		560.000			300.000	€
Volumen Pufferspeicher	ca.		20			20	
Pufferspeicher	1.800 €/m ³		36.000			36.000	
Peripherie, Anlagenbau	20%		120.000			68.000	€
Zwischensumme	ca.		716.000			404.000	€
Unvorhergesehenes	10%		72.000			40.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%		120.000			70.000	€
Investition Großwärmepumpe	ca.		908.000			514.000	€
Großwärmepumpe inkl. Quellenanlage							
Investition Großwärmepumpe (inkl. Quellenanlage)			3.438.000			514.000	€
davon Unvorhergesehenes			272.000			40.000	€
davon Planung, Gutachten, etc.			450.000			70.000	€

Solarthermie							
Bruttokollektorfläche	ca.	3.000	6.000	2.000			m ²
Kollektorfeld inkl. Montage, Aufständerung und Netzanbindung	460 €/m ²	1.380.000	2.760.000	920.000			€
Verrohrung / Tiefbau	190 €/m ²	570.000	1.140.000	380.000			€
Solarspeicher, Nebenarbeiten	1.500 €/m ³	90.000	180.000	60.000			€
Zwischensumme	ca.	2.043.000	4.086.000	1.362.000			€
Unvorhergesehenes	10%	200.000	410.000	140.000			€
Planung, Gutachten etc.	15%	310.000	610.000	200.000			€
Investition Solarthermie	ca.	2.553.000	5.106.000	1.702.000			€
Erdgaskessel							
thermische Leistung	ca.	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	kW _{th}
Kesselanlage	85 €/kW	130.000	130.000	130.000	130.000	130.000	€
Zubehör	10 €/kW	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	€
Zwischensumme	ca.	145.000	145.000	145.000	145.000	145.000	€
Unvorhergesehenes	10%	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	€
Investition Erdgaskessel	ca.	184.000	184.000	184.000	184.000	184.000	€
Elektro- und Anlagentechnik							
Elektrischer Leistungsbedarf Heizhaus		20	290	10	10	110	kW _{el}
elektrische Einbindung	200 €/kW	15.000	58.000	15.000	15.000	22.000	€
Druckhaltung und Wasseraufbereitung	ca.	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	€
Pumpen	ca.	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	€
Steuer- und Regelungstechnik	ca.	45.000	45.000	45.000	30.000	45.000	€
hydraulische Einbindung	ca.	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	€
Hausübergabestation (<= 50 kW)	6.500 €/HÜS	1.010.000	1.010.000	1.010.000	1.010.000	1.010.000	€
Hausübergabestation (>120 kW)	14.500 €/HÜS	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000	€
Anlagenbau	ca.	80.000	80.000	80.000	50.000	50.000	€
Brennstoffversorgung	ca.	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	€
Abgasanlage	ca.	100.000	70.000	100.000	100.000	70.000	€
Zwischensumme	ca.	1.490.000	1.503.000	1.490.000	1.445.000	1.437.000	€
Unvorhergesehenes	10%	150.000	150.000	150.000	140.000	140.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%	250.000	250.000	250.000	240.000	240.000	€
Investition Elektro- & Anlagentechnik	ca.	1.890.000	1.903.000	1.890.000	1.825.000	1.817.000	€

Wärmenetz							
Länge Transportleitungen	ca.	3.971	3.971	3.971	3.971	3.971	m
Länge Hausanschlussleitungen	ca.	2.412	2.412	2.412	2.412	2.412	m
Transportleitungen	850 €/m	3.400.000	3.400.000	3.400.000	3.400.000	3.400.000	€
Hausanschlussleitungen	450 €/m	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	1.100.000	€
Zwischensumme	ca.	4.500.000	4.500.000	4.500.000	4.500.000	4.500.000	€
Unvorhergesehenes	10%	450.000	450.000	450.000	450.000	450.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%	740.000	740.000	740.000	740.000	740.000	€
Investition Wärmenetz	ca.	5.690.000	5.690.000	5.690.000	5.690.000	5.690.000	€
Grundstücke & Gebäude							
Heizhaus (Gebäude)	ca.	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	€
Flächenbedarf		6.000	25.000	4.000	0	0	m ²
Grundstück	4,0 €/m ²	24.000	100.000	16.000	0	0	€
Zwischensumme	ca.	224.000	300.000	216.000	200.000	200.000	€
Unvorhergesehenes	10%	22.000	30.000	22.000	20.000	20.000	€
Planung und Gutachten	15%	37.000	50.000	36.000	33.000	33.000	€
Investition Grundstück & Gebäude	ca.	283.000	380.000	274.000	253.000	253.000	€
Summe	ca.	11.289.500	16.701.000	10.331.500	8.544.000	8.458.000	€
davon Unvorhergesehenes	ca.	891.500	1.327.000	823.500	672.000	665.000	€
davon Planung, Gutachten etc.	ca.	1.451.000	2.124.000	1.330.000	1.117.000	1.107.000	€
Summe (inkl. Förderung)	ca.	6.981.700	10.382.200	6.359.700	5.200.000	5.148.400	€
BEW-Förderung Modul 2							
Biomassekessel	40%	239.800		204.600	204.800		€
Solarthermie inkl. Wärmespeicher	40%	897.200	1.798.400	600.800			€
Großwärmepumpe	40%		315.200	0	0	177.600	€
Quellenanlage für Wärmepumpe	40%	0	880.000	0	0	0	€
Elektro- und Anlagentechnik	40%	656.000	661.200	656.000	634.000	630.800	€
Wärmenetz	40%	1.980.000	1.980.000	1.980.000	1.980.000	1.980.000	€
Gebäude	40%	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	€
Planungsleistungen	40%	446.800	596.000	442.400	437.200	433.200	€
Förderung	ca.	4.307.800	6.318.800	3.971.800	3.344.000	3.309.600	€

Tabelle 14-2: Wärmegestehungskosten der zentralen Wärmeversorgung

Wirtschaftlichkeit		Variante 1: HSK + EK	Variante 2: Luft-WP + EK	Variante 3: Erd-WP + EK	Variante 4: Luft-WP + HSK + EK	Variante 5: Erd-WP + HSK + EK	Dimension
Brennstoffzufuhr Erdgas	ca.	75.735	551.864	407.986	99.113	59.423	kWh _{Hi}
Brennstoffzufuhr Hack- schnittzel	ca.	5.868.753	0	0	1.386.588	4.133.941	kWh _{Hi}
Wärmezufuhr Biogaswärme	ca.	0	0	0	0	0	kWh _{th}
Strombezug öffntl. Netz	ca.	55.566	1.986.366	2.297.894	1.620.131	751.775	kWh _{el}
Jahresarbeit Wärmeentzug Quelle	ca.	0	2.611.010	2.419.328	2.191.147	776.269	kWh _{th}
nutzbare solare Wärme	ca.	0	0	0	0	0	kWh _{th}
erzeugte Wärmemenge	ca.	4.207.001	4.207.001	4.207.001	4.207.001	4.207.001	kWh _{th}
CO ₂ -Emissionen (fossil)	ca.	18,7	136,3	100,8	24,5	14,7	t CO ₂
Investitionen							
Biomassekessel	ca.	744.000	0	0	588.500	689.500	€
Solarthermie	ca.	0	0	0	0	0	€
Erdgaskessel	ca.	184.000	184.000	184.000	184.000	184.000	€
Großwärmepumpe	ca.	0	1.327.000	1.060.000	970.000	362.000	€
Erdsonden	ca.	0	0	3.416.000	0	1.139.000	€
Elektro- und Anlagentechnik	ca.	1.825.000	1.850.000	1.873.000	1.889.000	1.899.000	€
Wärmenetz	ca.	5.690.000	5.690.000	5.690.000	5.690.000	5.690.000	€
Grundstück & Gebäude	ca.	253.000	253.000	344.000	253.000	282.200	€
Investitionssumme	ca.	8.696.000	9.304.000	12.567.000	9.574.500	10.245.700	€
Kapitalkosten							
Biomassekessel	15 Jahre	71.679	0	0	56.697	66.428	€/a
Solarthermie	20 Jahre	0	0	0	0	0	€/a
Erdgaskessel	20 Jahre	14.765	14.765	14.765	14.765	14.765	€/a
Großwärmepumpe	20 Jahre	0	113.520	85.057	82.980	29.048	€/a
Erdsonden	50 Jahre	0	0	187.117	0	62.391	€/a
Elektro- und Anlagentechnik	15 Jahre	175.825	178.233	180.449	181.991	182.954	€/a
Wärmenetz	40 Jahre	331.603	331.603	331.603	331.603	331.603	€/a
Grundstück & Gebäude	50 Jahre	13.859	13.859	18.843	13.859	15.458	€/a
jährliche Kapitalkosten	ca.	607.729	651.979	817.834	681.894	702.646	€/a

Förderung							
Biomassekessel	15 Jahre	24.818	0	0	19.712	23.103	€/a
Solarthermie	20 Jahre	0	0	0	0	0	€/a
Großwärmepumpe	20 Jahre	0	37.136	29.529	26.962	10.014	€/a
Erdsonden	50 Jahre	0	0	95.328	0	21.692	
Elektro- und Anlagentechnik	15 Jahre	61.081	62.044	62.931	63.162	63.547	€/a
Wärmenetz	40 Jahre	115.391	115.391	115.391	115.391	115.391	€/a
Grundstücke & Gebäude	50 Jahre	4.820	4.820	4.820	4.820	4.820	€/a
Planungsleistungen	20 Jahre	35.724	37.971	51.708	39.479	42.240	€/a
jährliche Förderung	ca.	241.834	257.363	359.708	269.526	280.807	€/a
Betrieb und Wartung							
Biomassekessel	ca.	38.640	0	0	30.690	35.970	€/a
Solarthermie	3 €/MWh	0	0	0	0	0	€/a
Erdgaskessel	ca.	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800	€/a
Großwärmepumpe	ca.	0	28.925	97.250	21.000	32.550	€/a
Elektro- und Anlagentechnik	ca.	63.400	64.400	65.320	65.560	65.960	€/a
Wärmenetz	ca.	24.750	24.750	24.750	24.750	24.750	€/a
Grundstücke & Gebäude	ca.	550	550	748	550	613	€/a
Versicherung/Sonstiges	ca.	20.771	22.245	30.052	22.822	24.456	€/a
technische Betriebsführung	ca.	20.771	22.245	30.052	22.822	24.456	€/a
kaufmännische Betriebsführung	ca.	20.904	20.904	20.904	20.904	20.904	€/a
jährliche Betriebs- und Wartungskosten	ca.	194.586	188.819	273.876	213.897	234.458	€/a
Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022							
Mischpreis Biogaswärme / Abwärme	8,00 ct/kWh	0	0	0	0	0	€/a
Mischpreis Erdgas	6,74 ct/kWh	5.104	37.193	27.496	6.680	4.005	€/a
Hackschnitzel - WGH20	3,57 ct/kWh	209.771	0	0	49.562	147.762	€/a
Mischpreis Strom	20,50 ct/kWh	11.389	407.122	470.972	332.059	154.082	€/a
CO ₂ -Bepreisung	47,5 €/t	889	6.476	4.788	1.163	697	€/a
jährliche Energiebezugskosten	ca.	226.264	444.314	498.468	388.300	305.849	€/a
Betriebskostenförderung							
Förderung Betrieb Wärmepumpe öfftl. Strom (10 Jahre)	ca.		239.343	221.772	200.855	71.158	€/a
Förderung Betrieb Solarthermie (10 Jahre)	ca.			0			€/a
jährliche Betriebskostenförderung	ca.	0	239.343	221.772	200.855	71.158	€/a

Wirtschaftlichkeit Ø 2. Halbjahr 2022							
Wärmegestehungskosten pro Jahr	ca.	786.745	788.407	1.008.698	813.710	890.988	€/a
spezifische Wärmegestehungskosten (netto)		19	19	24	19	21	ct/kWh
spezifische Wärmegestehungskosten (brutto)		22	22	29	23	25	ct/kWh
Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023							
Mischpreis Biogaswärme / Abwärme	8,00 ct/kWh	0	0	0	0	0	€/a
Mischpreis Erdgas	6,82 ct/kWh	5.161	37.610	27.805	6.755	4.050	€/a
Hackschnitzel - WGH20	3,42 ct/kWh	201.001	0	0	47.490	141.585	€/a
Mischpreis Strom	21,55 ct/kWh	11.972	427.987	495.109	349.077	161.979	€/a
CO ₂ -Bepreisung	57,1 €/t	1.068	7.785	5.755	1.398	838	€/a
jährliche Energiebezugs-kosten	ca.	219.203	473.382	528.669	404.720	308.452	€/a
Wirtschaftlichkeit Ø 1. Halbjahr 2023							
Wärmegestehungskosten	ca.	779.684	817.474	1.038.899	830.129	893.591	€/a
spezifische Wärmegestehungskosten (netto)		19	19	25	20	21	ct/kWh
spezifische Wärmegestehungskosten (brutto)		22	23	29	23	25	ct/kWh
Dztrl. Vergleich (brutto)							
Wärmebedarf	20.000 kWh	4.411	4.625	5.877	4.696	5.055	€
Kapitalkosten	ca.	2.070	2.232	2.592	2.333	2.386	€
Betrieb und Wartungskosten	ca.	1.101	1.068	1.549	1.210	1.326	€
Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022	ca.	1.280	1.160	1.565	1.060	1.328	€
Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023	ca.	1.240	1.324	1.736	1.153	1.342	€
Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023	ca.	-40	164	171	93	15	€
CO ₂	ca.	46	257	283	197	113	g/kWh
Wärmegestehungskosten pro kWh							
Kapitalkosten		10,350	11,162	12,959	11,664	11,932	ct/kWh
Betriebs- und Wartungskosten		5,504	5,341	7,747	6,050	6,632	ct/kWh
Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022		6,400	5,798	7,827	5,302	6,639	ct/kWh
Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023		6,200	6,620	8,681	5,767	6,712	ct/kWh
Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023		-0,200	0,822	0,854	0,464	0,074	ct/kWh

Wirtschaftlichkeit		Variante 6: ST + HSK + EK	Variante 7: ST + Erd- WP + EK	Variante 8: ST + Bio- gas-KWK + HSK + EK	Variante 9: Biogas- KWK + HSK + EK	Variante 10: Bio- gas-KWK + Luft-WP + EK	Dimension
Brennstoffzufuhr Erdgas	ca.	239.789	465.015	67.024	85.287	502.977	kWh _{Hi}
Brennstoffzufuhr Hack- schnittzel	ca.	4.306.829	0	1.283.624	1.738.024	0	kWh _{Hi}
Wärmezufuhr Biogaswärme	ca.	0	0	3.504.000	3.504.000	3.504.000	kWh _{th}
Strombezug öfftl. Netz	ca.	44.855	1.240.855	17.317	20.535	518.594	kWh _{el}
Jahresarbeit Wärmeentzug Quelle	ca.	0	1.390.663	0	0	617.077	kWh _{th}
nutzbare solare Wärme	ca.	1.200.000	2.400.000	800.000	0	0	kWh _{th}
erzeugte Wärmemenge	ca.	4.207.001	4.207.001	4.207.001	4.207.001	4.207.001	kWh _{th}
CO ₂ -Emissionen (fossil)	ca.	59,2	114,9	16,6	21,1	124,2	t CO ₂
Investitionen							
Biomassekessel	ca.	689.500	0	591.500	592.000	0	€
Solarthermie	ca.	2.553.000	5.106.000	1.702.000	0	0	€
Erdgaskessel	ca.	184.000	184.000	184.000	184.000	184.000	€
Großwärmepumpe	ca.	0	908.000	0	0	514.000	€
Erdsonden	ca.	0	2.530.000	0	0	0	€
Elektro- und Anlagentechn- ik	ca.	1.890.000	1.903.000	1.890.000	1.825.000	1.817.000	€
Wärmenetz	ca.	5.690.000	5.690.000	5.690.000	5.690.000	5.690.000	€
Grundstück & Gebäude	ca.	283.000	380.000	274.000	253.000	253.000	€
Investitionssumme	ca.	11.289.500	16.701.000	10.331.500	8.544.000	8.458.000	€
Kapitalkosten							
Biomassekessel	15 Jahre	66.428	0	56.986	57.035	0	€/a
Solarthermie	20 Jahre	204.859	409.719	136.573	0	0	€/a
Erdgaskessel	20 Jahre	14.765	14.765	14.765	14.765	14.765	€/a
Großwärmepumpe	20 Jahre	0	72.860	0	0	43.971	€/a
Erdsonden	50 Jahre	0	138.585	0	0	0	€/a
Elektro- und Anlagentechn- ik	15 Jahre	182.087	183.339	182.087	175.825	175.054	€/a
Wärmenetz	40 Jahre	331.603	331.603	331.603	331.603	331.603	€/a
Grundstück & Gebäude	50 Jahre	15.502	20.815	15.009	13.859	13.859	€/a
jährliche Kapitalkosten	ca.	815.243	1.171.686	737.022	593.085	579.251	€/a

Förderung							
Biomassekessel	15 Jahre	23.103	0	19.712	19.731	0	€/a
Solarthermie	20 Jahre	71.994	144.308	48.210	0	0	€/a
Großwärmepumpe	20 Jahre	0	25.292	0	0	14.251	€/a
Erdsonden	50 Jahre	0	70.613	0	0	0	
Elektro- und Anlagentechnik	15 Jahre	63.201	63.702	63.201	61.081	60.773	€/a
Wärmenetz	40 Jahre	115.391	115.391	115.391	115.391	115.391	€/a
Grundstücke & Gebäude	50 Jahre	4.820	4.820	4.820	4.820	4.820	€/a
Planungsleistungen	20 Jahre	35.852	47.825	35.499	35.082	34.761	€/a
jährliche Förderung	ca.	314.361	471.951	286.832	236.105	229.996	€/a
Betrieb und Wartung							
Biomassekessel	ca.	35.970	0	30.690	30.720	0	€/a
Solarthermie	3 €/MWh	3.600	7.200	2.400	0	0	€/a
Erdgaskessel	ca.	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800	€/a
Großwärmepumpe	ca.	0	74.700	0	0	11.100	€/a
Elektro- und Anlagentechnik	ca.	65.600	66.120	65.600	63.400	63.080	€/a
Wärmenetz	ca.	24.750	24.750	24.750	24.750	24.750	€/a
Grundstücke & Gebäude	ca.	615	825	595	550	550	€/a
Versicherung/Sonstiges	ca.	27.654	41.291	25.149	20.415	20.207	€/a
technische Betriebsführung	ca.	27.654	41.291	25.149	20.415	20.207	€/a
kaufmännische Betriebsführung	ca.	20.904	20.904	20.904	20.904	20.904	€/a
jährliche Betriebs- und Wartungskosten	ca.	211.546	281.881	200.036	185.954	165.598	€/a
Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022							
Mischpreis Biogaswärme / Abwärme	8,00 ct/kWh	0	0	175.200	175.200	175.200	€/a
Mischpreis Erdgas	6,74 ct/kWh	16.161	31.340	4.517	5.748	33.898	€/a
Hackschnitzel - WGH20	3,57 ct/kWh	153.942	0	45.881	62.123	0	€/a
Mischpreis Strom	20,50 ct/kWh	9.193	254.323	3.549	4.209	106.290	€/a
CO ₂ -Bepreisung	47,5 €/t	2.814	5.457	787	1.001	5.902	€/a
jährliche Energiebezugs-kosten	ca.	179.296	285.663	229.148	247.280	315.388	€/a
Betriebskostenförderung							
Förderung Betrieb Wärmepumpe öfftl. Strom (10 Jahre)	ca.		127.477			56.565	€/a
Förderung Betrieb Solarthermie (10 Jahre)	ca.	12.000	24.000	8.000			€/a
jährliche Betriebskosten-förderung	ca.	12.000	151.477	8.000	0	56.565	€/a

Wirtschaftlichkeit Ø 2. Halbjahr 2022							
Wärmegestehungskosten pro Jahr	ca.	879.725	1.115.801	871.374	790.214	773.675	€/a
spezifische Wärmegestehungskosten (netto)		21	27	21	19	18	ct/kWh
spezifische Wärmegestehungskosten (brutto)		25	32	25	22	22	ct/kWh
Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023							
Mischpreis Biogaswärme / Abwärme	8,00 ct/kWh	0	0	175.200	175.200	175.200	€/a
Mischpreis Erdgas	6,82 ct/kWh	16.342	31.691	4.568	5.812	34.279	€/a
Hackschnitzel - WGH20	3,42 ct/kWh	147.506	0	43.963	59.526	0	€/a
Mischpreis Strom	21,55 ct/kWh	9.665	267.357	3.731	4.424	111.737	€/a
CO ₂ -Bepreisung	57,1 €/t	3.383	6.560	945	1.203	7.095	€/a
jährliche Energiebezugs-kosten	ca.	176.895	305.608	228.408	246.166	328.311	€/a
Wirtschaftlichkeit Ø 1. Halbjahr 2023							
Wärmegestehungskosten	ca.	877.324	1.135.746	870.634	789.100	786.598	€/a
spezifische Wärmegestehungskosten (netto)		21	27	21	19	19	ct/kWh
spezifische Wärmegestehungskosten (brutto)		25	32	25	22	22	ct/kWh
Dztrl. Vergleich (brutto)							
Wärmebedarf	20.000 kWh	4.963	6.425	4.925	4.464	4.450	€
Kapitalkosten	ca.	2.834	3.959	2.547	2.020	1.976	€
Betrieb und Wartungskosten	ca.	1.197	1.595	1.132	1.052	937	€
Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022	ca.	946	759	1.251	1.399	1.464	€
Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023	ca.	933	872	1.247	1.393	1.537	€
Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023	ca.	-14	113	-4	-6	73	€
CO ₂	ca.	52	179	18	18	88	g/kWh
Wärmegestehungskosten pro kWh							
Kapitalkosten		14,168	19,793	12,734	10,098	9,879	ct/kWh
Betriebs- und Wartungskosten		5,984	7,973	5,658	5,260	4,684	ct/kWh
Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022		4,732	3,796	6,255	6,995	7,321	ct/kWh
Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023		4,664	4,360	6,234	6,963	7,687	ct/kWh
Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023		-0,068	0,564	-0,021	-0,032	0,366	ct/kWh

Tabelle 14-3: CO₂-Emissionen der zentralen Wärmeversorgung

		Variante 1: HSK + EK	Variante 2: Luft-WP + EK	Variante 3: Erd-WP + EK	Variante 4: Luft-WP + HSK + EK	Variante 5: Erd-WP + HSK + EK	Dimension
Emissionsfaktor							
spezifische Emissionsfaktor Erdgas		247					g/kWh
CO ₂ -Emissionen Erdgas	ca.	18,7	136,3	100,8	24,5	14,7	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor Solarthermie		24					g/kWh
CO ₂ -Emissionen Solarthermie	ca.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor Biomasse		25					g/kWh
CO ₂ -Emissionen Biomasse	ca.	146,7	0,0	0,0	34,7	103,3	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor Strom		475					g/kWh
CO ₂ -Emissionen Strom	ca.	26,4	943,5	1091,5	769,6	357,1	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor Direktstrom (EE)		0,0					g/kWh
CO ₂ -Emissionen Direktstrom (EE)	ca.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor Biogas-Wärme		0,0					g/kWh
CO ₂ -Emissionen Biogas-Wärme	ca.	0	0	0	0	0	t CO ₂ /a
spezif. CO₂-Emissionsf. Variante		46	257	283	197	113	g/kWh
CO₂-Emissionen	ca.	192	1080	1.192	829	475	t CO ₂ /a

		Variante 6: ST + HSK + EK	Variante 7: ST + Erd-WP + EK	Variante 8: ST + Biogas-KWK + HSK + EK	Variante 9: Biogas-KWK + HSK + EK	Variante 10: Biogas-KWK + Luft-WP + EK	Dimension
Emissionsfaktor							
spezifische Emissionsfaktor Erdgas		247					g/kWh
CO ₂ -Emissionen Erdgas	ca.	59,2	114,9	16,6	21,1	124,2	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor Solarthermie		24					g/kWh
CO ₂ -Emissionen Solarthermie	ca.	28,5	49,0	19,1	0,0	0,0	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor Biomasse		25					g/kWh
CO ₂ -Emissionen Biomasse	ca.	107,7	0,0	32,1	43,5	0,0	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor Strom		475					g/kWh
CO ₂ -Emissionen Strom	ca.	21,3	589,4	8,2	9,8	246,3	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor Direktstrom (EE)		0,0					g/kWh
CO ₂ -Emissionen Direktstrom (EE)	ca.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor Biogas-Wärme		0,0					g/kWh
CO ₂ -Emissionen Biogas-Wärme	ca.	0	0	0	0	0	t CO ₂ /a
spezif. CO₂-Emissionsf. Variante		52	179	18	18	88	g/kWh
CO₂-Emissionen	ca.	217	753	76	74	371	t CO ₂ /a

Tabelle 14-4: Primärenergiebedarf der zentralen Varianten

		Variante 1: HSK + EK	Variante 2: Luft-WP + EK	Variante 3: Erd-WP + EK	Variante 4: Luft-WP + HSK + EK	Variante 5: Erd-WP + HSK + EK	Dimension
Primärenergiefaktor							
Primärenergiefaktor von Erdgas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Primärenergiebedarf Erdgas	ca.	83.309	607.051	448.785	109.024	65.366	kWh _{Hi} /a
Primärenergiefaktor von Solarthermie		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Primärenergiebedarf Solarthermie	ca.	0	0	0	0	0	kWh _{Hi} /a
Primärenergiefaktor von Biogas-Wärme/Abwärme		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Primärenergiebedarf Biogas-Wärme	ca.	0	0	0	0	0	kWh _{Hi} /a
Primärenergiefaktor von Holz		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Primärenergiebedarf Holz	ca.	1.173.751	0	0	277.318	826.788	kWh _{Hi} /a
Primärenergiefaktor von Umweltwärme		0	0	0	0	0	
Primärenergiebedarf Umweltwärme	ca.	0	0	0	0	0	kWh _{th} /a
Primärenergiefaktor von Netz-Strom		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Primärenergiebedarf Netz-Strom	ca.	100.018	17.420	15.246	2.916.236	1.353.195	kWh _{el} /a
Primärenergiefaktor von Netz-Strom (Großwärmepumpe)		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
Primärenergiebedarf Netz-Strom (Großwärmepumpe)	ca.	0	2.372.026	2.747.308	0	0	kWh _{el} /a
Primärenergiefaktor, ggf. nach Kappung (§ 22 Abs. 3 GEG)	ca.	0,32	0,71	0,76	0,79	0,53	
Primärenergiefaktor nach Kappung und EE-Anrechnung (§ 22 Abs. 3 GEG)	ca.	0,32	0,71	0,76	0,79	0,53	
Primärenergiebedarf	ca.	1.357.078	2.996.496	3.211.340	3.302.578	2.245.349	kWh _{Hi}

		Variante 6: ST + HSK + EK	Variante 7: ST + Erd- WP + EK	Variante 8: ST + Bio- gas-KWK + HSK + EK	Variante 9: Biogas- KWK + HSK + EK	Variante 10: Bio- gas-KWK + Luft-WP + EK	Dimension
Primärenergiefaktor							
Primärenergiefaktor von Erdgas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Primärenergiebedarf Erdgas	ca.	263.768	511.516	73.726	93.816	553.275	kWh _{Hi} /a
Primärenergiefaktor von Solar- thermie		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Primärenergiebedarf Solarther- mie	ca.	0	0	0	0	0	kWh _{Hi} /a
Primärenergiefaktor von Biogas- Wärme/Abwärme		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Primärenergiebedarf Biogas- Wärme	ca.	0	0	0	0	0	kWh _{Hi} /a
Primärenergiefaktor von Holz		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Primärenergiebedarf Holz	ca.	861.366	0	256.725	347.605	0	kWh _{Hi} /a
Primärenergiefaktor von Umwelt- wärme		0	0	0	0	0	
Primärenergiebedarf Umwelt- wärme	ca.	0	0	0	0	0	kWh _{th} /a
Primärenergiefaktor von Netz- Strom		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Primärenergiebedarf Netz-Strom	ca.	80.740	19.780	31.170	36.963	933.470	kWh _{el} /a
Primärenergiefaktor von Netz- Strom (Großwärmepumpe)		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
Primärenergiebedarf Netz-Strom (Großwärmepumpe)	ca.	0	1.475.840	0	0	0	kWh _{el} /a
Primärenergiefaktor, ggf. nach Kappung (§ 22 Abs. 3 GEG)	ca.	0,30	0,48	0,30	0,30	0,35	
Primärenergiefaktor nach Kap- pung und EE-Anrechnung (§ 22 Abs. 3 GEG)	ca.	0,20	0,48	0,20	0,20	0,35	
Primärenergiebedarf	ca.	1.205.874	2.007.136	361.621	478.383	1.486.745	kWh _{Hi}