

BERICHT ÜBER INGENIEUR- UND BERATUNGSLEISTUNGEN

Berichtsumfang

ENERGETISCHES QUARTIERSKONZEPT KASTORF

Auftraggeberin

GEMEINDE KASTORF

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

Stadtdeich 7
20097 Hamburg

EHLER ERMER & PARTNER RECHTSANWALTSGES. MBH

Wrangelstraße 17-19
24937 Flensburg

Ansprechpartner

JÜRGEN MEEREIS

Tel.: +49 431 64959-844

E-Mail: j.meereis@ipp-esn.de

Kiel, den 3. September 2024

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

Ansprechpartner: Otmar Lohmeier, Bürgermeister der Gemeinde Kastorf
bgm.kastorf@amt-berkenthin.de

Auftragnehmer: IPP ESN Power Engineering GmbH
Rendsburger Landstraße 196-198
24113 Kiel
Bearbeitung:
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: Endfassung vom 3. September 2024

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

Förderhinweis: Das Projekt Energetische Stadtsanierung im Quartier Kastorf 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	16
5.3.1	Wohnbebauung	16
5.3.2	Derzeitige Wärmeerzeugung	18
5.3.1	Fragebogenaktion zum Bestand	22
5.3.2	Öffentliche Liegenschaften	22
5.4	Zusammenfassung Bestandsaufnahme	24
5.5	Energie- und CO ₂ -Bilanz des Quartiers	24
6.	Energie- und CO ₂ -Minderungspotenziale durch Gebäudesanierung	28
6.1	Gebäudesanierungspotenzial – Vorgehensweise, Rahmenbedingungen	28
6.2	Förderprogramme und Umfeld für die energetische Sanierung	28
6.2.1	BAFA Förderung Einzelmaßnahmen	30
6.2.2	KfW-Förderung Einzelmaßnahmen an der Heiztechnik	30
6.3	Mustersanierungsberatungen - Energieberatung vor Ort	31
6.3.1	Mustersanierungskonzept 1	32
6.3.2	Mustersanierungskonzept 2	44
6.3.3	Mustersanierungskonzept 3	55
6.3.4	Sanierungsrate	66
6.3.5	Zusammenfassende Ergebnisse der Mustersanierungskonzepte Kastorf	67
7.	Versorgungsoptionen und -szenarien	69
7.1	Zentrale Versorgungsoptionen	69

7.1.1	Technische Versorgungslösungen	70
7.1.2	Entwurf Wärmenetz	73
7.1.3	Energiewirtschaftliche Ansätze	74
7.1.4	Zentrale Wärmeversorgung	76
7.1.5	CO ₂ -Bilanz und Primärenergiefaktor	85
7.2	Betreiberkonzepte.....	87
7.3	Dezentrale Versorgungsoptionen.....	90
7.4	Vergleich zentraler und dezentraler Versorgungsoptionen	92
7.5	Sensitivitätsanalyse	95
7.5.1	Sensitivitätsanalysen der zentralen Varianten.....	96
7.5.2	Sensitivitätsanalysen der dezentralen Varianten im Vergleich mit einer zentralen Variante.....	100
7.6	Zusammenfassung Wärmeerzeugung	103
8.	Mobilität	104
8.1	Ausgangslage und Bedarf.....	104
8.2	Zukünftige Entwicklungen	105
9.	Umsetzungshemmnisse und Möglichkeiten zu ihrer Überwindung.....	108
9.1	Gebäudesanierung	108
9.2	Leitungsgebundene Wärmeversorgung	109
9.2.1	Technische Herausforderungen.....	109
9.2.2	Rechtliche und organisatorische Herausforderungen.....	109
9.2.3	Wirtschaftliche Herausforderungen	109
9.3	Mobilität	111
10.	Öffentlichkeitsarbeit.....	112
10.1	Lenkungsgruppe	112
10.2	Allgemeine Öffentlichkeit.....	112
11.	Controlling-Konzept.....	114
11.1	Energie- und CO ₂ -Bilanz.....	114
11.2	Bewertungsindikatoren.....	114
11.3	Dokumentation.....	115
12.	Maßnahmenkatalog und Umsetzungsempfehlungen.....	116
13.	Literaturverzeichnis	118
14.	Anhänge: Investitionskosten und Wirtschaftlichkeitsberechnungen.....	122

1. TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 4-1: Abgleich der Berichtsinhalte mit den Anforderungen der KfW.....	12
Tabelle 4-2: Bestätigung Einspareffekte.....	13
Tabelle 5-1: Auswertung der Fragebögen zu den Liegenschaften des Quartiers.....	22
Tabelle 5-2: jährlicher Heizenergiebedarf im Quartier	25
Tabelle 5-3: CO ₂ -Emissionsfaktoren und Primärenergiefaktoren verschiedener Energieträger	26
Tabelle 5-4: Jährliche Wärme-, Endenergie-, CO ₂ - und Primärenergiebilanz für das Quartier.....	27
Tabelle 6-1: Förderung und Boni Kredit (BMWK, o. J.).....	29
Tabelle 6-2: Neue Förderrichtlinie BEG Einzelmaßnahmen seit 01.01.2024 (BMWK, 2023)	30
Tabelle 6-3: Bauteile IST-Zustand.....	35
Tabelle 6-4: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 1	38
Tabelle 6-5: Variantenvergleich MSK 1	39
Tabelle 6-6: Kostenschätzung Sanierungsvarianten MSK 1	43
Tabelle 6-7: Bauteile Ist-Zustand.....	46
Tabelle 6-8: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 2	50
Tabelle 6-9: Variantenvergleich MSK 2	50
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	79
Tabelle 7-3: Übersicht Betreibermodelle	88
Tabelle 7-4: Energiewirtschaftliche Ansätze der dezentralen Versorgungsvarianten	92
Tabelle 7-5: Eingangsparameter der Sensitivitätsanalyse	96
Tabelle 7-6: Legende der Diagramme zur Sensitivitätsanalyse	100
Tabelle 11-1: Mögliche Indikatoren zum Controlling der Umsetzung des Quartierskonzeptes	115
Tabelle 12-1: Maßnahmenkatalog für Umsetzungen u. a. im Rahmen des Sanierungsmanagements	116
Tabelle 12-2 Kostenindikation für die Planung des Wärmenetzes und die BEW-Module 1 und 2 (Grundlage: Investitionskosten, HOAI)	117
Tabelle 14-1: Investitionskosten der untersuchten Varianten	122
Tabelle 14-2: Wärmegestehungskosten der zentralen Wärmeversorgung	129
Tabelle 14-3: CO ₂ -Emissionen der zentralen Wärmeversorgung	136

Tabelle 14-4: Primärenergiebedarf der zentralen Varianten	138
---	-----

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 Kastorf im Kreis Herzogtum Lauenburg	14
Abbildung 5-2: Das Quartier Kastorf: Gemeindegebiet mit Ausnahme des Neubaugebietes Akazienweg (Quelle: Leistungsbeschreibung der Gemeinde für das Quartierskonzept)	15
Abbildung 5-3: Wohngebäudetypen in Kastorf (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023 a)	16
Abbildung 5-4: Baualtersklassen Gemeinde Kastorf (Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2024)	17
Abbildung 5-5: Neubauten in Kastorf seit 2000 (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023 a)	17
Abbildung 5-6: Baualtersklassen im Quartier, eigene Erhebung - Luftaufnahme aus (Google Maps, o. J.)	18
Abbildung 5-7: Verteilung der Feuerstätten nach eingesetztem Energieträger	19
Abbildung 5-8: Verteilung der kumulierten Anlagenleistung der Feuerstätten [kW] nach eingesetztem Energieträger	19
Abbildung 5-9: Anzahl der Öl- und Gaskessel nach Baujahren	20
Abbildung 5-10: Anzahl und Alter der Ölkessel	20
Abbildung 5-11: Anzahl und Alter der Erdgaskessel	21
Abbildung 5-12: Anzahl und Alter der Flüssiggaskessel	21
Abbildung 5-13: Fragebogen an alle Haushalte im Quartier	23
Abbildung 5-14: Vorgehensweise zur Erstellung der Wärmeatlases	24
Abbildung 5-15: Wärmeatlas Kastorf - Kerngebiet	25
Abbildung 5-16: Wärmeatlas Kastorf - Gesamtgebiet (Legende siehe Abbildung 5-15)	26
Abbildung 5-17: Aufteilung des jährlichen Endenergiebedarfs nach Energieträgern [MWh]	27
Abbildung 6-1: Mustersanierungsobjekt 1, Vorderansicht. Foto: FRANK	33
Abbildung 6-2: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth	34
Abbildung 6-3: Thermische Gebäudehülle, v. l. n. r. EG, DG, Spitzboden, 3D-Ansicht	34
Abbildung 6-4: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 1	36
Abbildung 6-5: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 1	36
Abbildung 6-6: Gesamtbewertung Ist-Zustand MSK1	37
Abbildung 6-7: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand MSK 1	37
Abbildung 6-8: Bewertung Variante 1 des MSK 1	40
Abbildung 6-9: Bewertung Variante 2 des MSK 1	40
Abbildung 6-10: Bewertung Variante 3a des MSK 1	41
Abbildung 6-11: Bewertung Variante 3b des MSK 1	42

Abbildung 6-12: MSK 1, Rentabilität der Varianten nach 40 Jahren	44
Abbildung 6-13: Mustersanierungsobjekt 2, Vorderansicht, Foto: FRANK	44
Abbildung 6-14: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth	45
Abbildung 6-15: Thermische Gebäudehülle, v. l. n. r. KG, EG, 1.OG, DG	45
Abbildung 6-16: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 2	47
Abbildung 6-17: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 2	48
Abbildung 6-18: Gesamtbewertung Ist-Zustand, MSK 2	48
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, Foto: FRANK	56
Abbildung 6-26: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth	56
Abbildung 6-27: Thermische Gebäudehülle MSK 3, v. l. n. r. KG, EG, DG, Spitzboden	57
Abbildung 6-28: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 3	58
Abbildung 6-29: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 3	58
Abbildung 6-30: Gesamtbewertung Ist-Zustand, MSK 3	59
Abbildung 6-31: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand, MSK 3	59
Abbildung 6-32: Bewertung Variante 1, MSK 3	62
Abbildung 6-33: Bewertung Variante 2, MSK 3	63
Abbildung 6-34: Bewertung Variante 3a, MSK 3	63
Abbildung 6-35: Bewertung Variante 3b, MSK 3	64
Abbildung 6-36: MSK 3, Rentabilität der Maßnahmen nach 40 Jahren	66
Abbildung 6-37: Entwicklung Wärmebedarf durch Gebäudesanierung	67
Abbildung 7-1: stündliche Außentemperaturen für Kiel-Holtenau im Jahr 2023	71
Abbildung 7-2: mittlere Fluidtemperatur in den Erdsonden im Jahresverlauf in Abhängigkeit des Wärmeentzugs und Regeneration des Erdreichs	72
Abbildung 7-3: Entwurf Wärmenetz	74
Abbildung 7-4: Netzwärmebedarf im Jahresverlauf berechnet auf Basis der Außentemperaturen von Kiel-Holtenau in 2019	76
Abbildung 7-5: Jahresdauerlinie des Netzleistungsbedarfs berechnet auf Basis der Außentemperaturen für Kiel-Holtenau in 2019	77
Abbildung 7-6: Investitionssummen der zentralen Versorgungsvarianten 1 bis 5	82
Abbildung 7-7: Investitionssummen der zentralen Versorgungsvarianten 6 bis 10	82
Abbildung 7-8: Vergleich der jährlichen Wärmekosten hervorgerufen durch die unterschiedlichen betrachteten zentralen Wärmeversorgungsvarianten für ein beispielhaftes Gebäude des Quartiers	84

Abbildung 7-9: Vergleich der präferierten Fernwärmevariante mit den typischen zur Verfügung stehenden dezentralen Heizungstechnologien.....	93
Abbildung 7-10: Pelletpreise im bundesdeutschen Durchschnitt von 2020 bis 2023 vgl. (C.A.R.M.E.N, 2024)	94
Abbildung 7-11: Darstellung der Abhängigkeiten der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Holzhackschnitzel für den Einsatz im zentralen Hackschnitzelkessel	96
Abbildung 7-12: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Strom für den Einsatz im Wärmenetz	97
Abbildung 7-13: Darstellung der Abhängigkeiten der Wärmegestehungskosten für ein Referenzgebäude mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Biogaswärme	98
Abbildung 7-14: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh von der Anschlussquote der Gebäude des Quartiers	99
Abbildung 7-15: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Kapitalzinssatz.....	100
Abbildung 7-16: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Erdgaspreis (für Privatkunden)	101
Abbildung 7-17: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Strompreis (für Privatkunden)	102
Abbildung 7-18: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Holzpelletpreis	102
Abbildung 8-1: LIS-Bedarf Kastorf 2030 im Referenzszenario (NOW, o. J. a)	105
Abbildung 8-2: Standorte von Ladeparks des Deutschlandnetzes (NOW, o. J.)	106
Abbildung 8-3: Vorhandene LIS (blau / grün) und mögliche ergänzende Standorte von LIS (rot) in Kastorf mit Abstandsradius 500 m	107
Abbildung 9-1: Endenergieverbrauch 2018 in Deutschland, (SBZ Monteur, 2020)	108
Abbildung 10-1: Befragungen auf der ersten öffentlichen Veranstaltung	113
Abbildung 10-2: Impressionen von der zweiten öffentlichen Veranstaltung	113

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
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
PH	Pelletheizung
SerSan	Seriell Sanieren
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
WPB	Worst Performing Building
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 und
- den verbleibenden Wärmebedarf weitestgehend klimaneutral zu decken.
- Ergänzend wurden zur Klimaentlastung im Bereich Mobilität geeignete Standorte für öffentliche Ladesäulen untersucht.

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 1990er 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 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.

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 (344 Kessel) oder Heizöl (72 Kessel) betrieben werden. Zudem verfügen 268 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 beschrrieben 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 (Meereis, 2023) mit den konkreten Gegebenheiten des

Quartiers abgeglichen. Im Anschluss daran erfolgte für die neun Varianten, 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 oder mit einer Kombination aus Holzhackschnitzelkessel und Luftwärmepumpe heraus. Sollte der Betreiber der Biogasanlage Rondeshagen bereit sein, ein Satelliten-BHKW im Quartier aufzustellen, könnte auch bisher in der Anlage nicht genutzte Abwärme in Kastorf genutzt werden; da diese jedoch nur knapp ein Drittel des Wärmebedarfs decken würde, wäre auch hier ergänzend ein Holzhackschnitzelkessel erforderlich. Energiewirtschaftlich wäre dies aufgrund der Abwärmenutzung eine besonders zu befürwortende Variante. Ansonsten erscheint die Kombination aus Holzhackschnitzelkessel und Luftwärmepumpe auch bei geringfügigen Mehrkosten als im Vergleich zu einem reinen Holzhackschnitzelkessel sinnvollere Variante, da sie durch die Diversifikation die Möglichkeit bietet, stärker auf zukünftige Preisveränderungen bei Strom und Holzhackschnitzeln zu reagieren.

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 Redundanzerzeuger 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 Kastorf, dass ein Wärmenetz wettbewerbsfähige Preise verspricht. Selbst im Vergleich zu einer neuen Erdgastherme, die zur Erfüllung der Vorgaben des EWKG um eine Solarthermieanlage ergänzt werden muss, ist das Wärmenetz konkurrenzfähig. Eine Luftwärmepumpe in Kombination mit einer Photovoltaikanlage ist nur geringfügig teurer, allerdings mit einer eher höheren Anfälligkeit für Schwankungen der Energiepreise (Strom). 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 60 % 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.

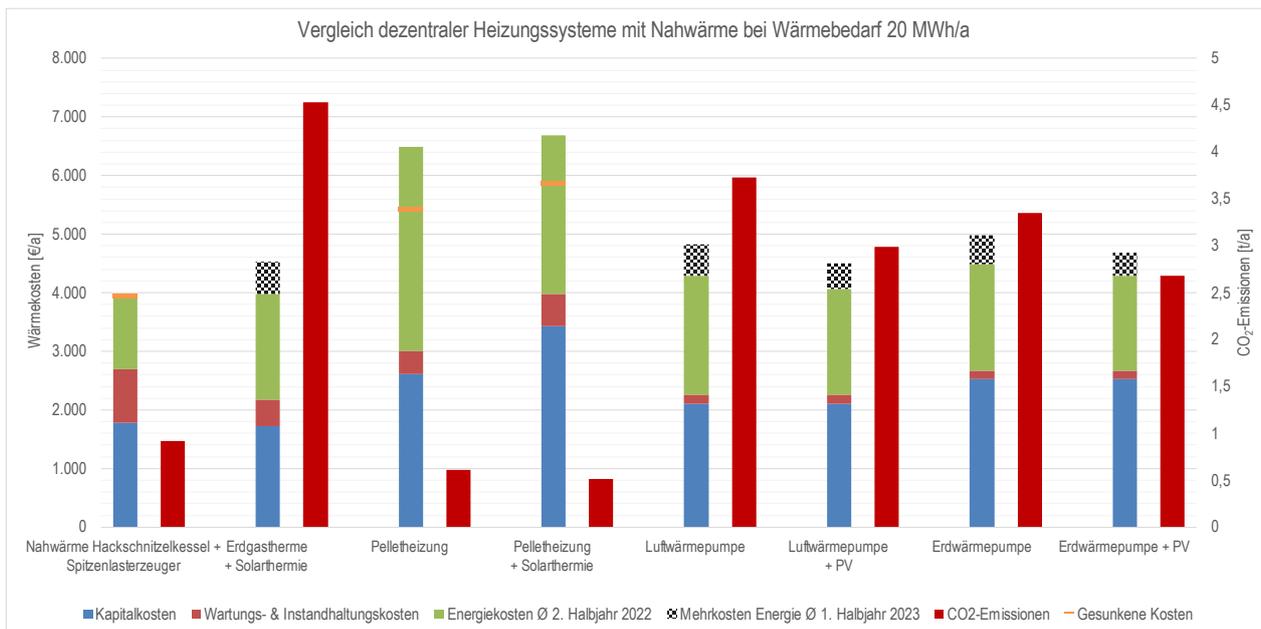


Abbildung 4-1: Vollkostenvergleich Wärmenetz mit dezentralen Versorgungsoptionen für einen exemplarischen Verbrauch von 20 MWh/a.

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 Kastorf 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. Für Auswärtige befindet sich bereits, relativ zentral im Ort am Randes des Gewerbegebiets, eine Normalladesäule (2 x 22 kW). Die benachbarte Tankstelle plant nach eigenen Angaben die Errichtung einer HPC-Ladesäule mit mindestens 150 kW, auch wenn dafür noch keine Zeitplan vorliegt. Ein ergänzender Bedarf für Normalladesäulen könnte damit allenfalls noch im südwestlichen sowie südöstlichen Bereich des Ortes gegeben sein. Es wird allerdings empfohlen, zunächst die Entwicklung der Nachfrage nach Errichtung der HPC-Ladesäule abzuwarten.

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
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)	4.3, 6.3.5, 7.6
Bezugnahme auf Klimaschutzziele der Bundesregierung und energetische Zielsetzungen auf kommunaler Ebene	5.5, 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

Jedes Quartier weist Unterschiede hinsichtlich der Nutzungs- und Siedlungsstrukturen, des Baualters, der Bauweisen, der Eigentumsverhältnisse sowie der energetischen Ausgangssituationen und Herausforderungen auf. Insofern ist eine Bestandsaufnahme des Projektgebietes ein erster essenzieller Schritt für die Entwicklung eines ganzheitlichen, integrierten energetischen Quartierskonzeptes.

5.1 RÄUMLICHE LAGE UND FUNKTIONEN DES QUARTIERS

Das Gebiet des energetischen Quartierskonzeptes umfasst die gesamte Gemeinde Kastorf, mit Ausnahme der Neubaugebiete Akazienweg und Birkenkamp. Die Gemeinde Kastorf liegt im schleswig-holsteinischen Kreis Herzogtum Lauenburg und ist Heimat von rund 1.200 Einwohner*innen.

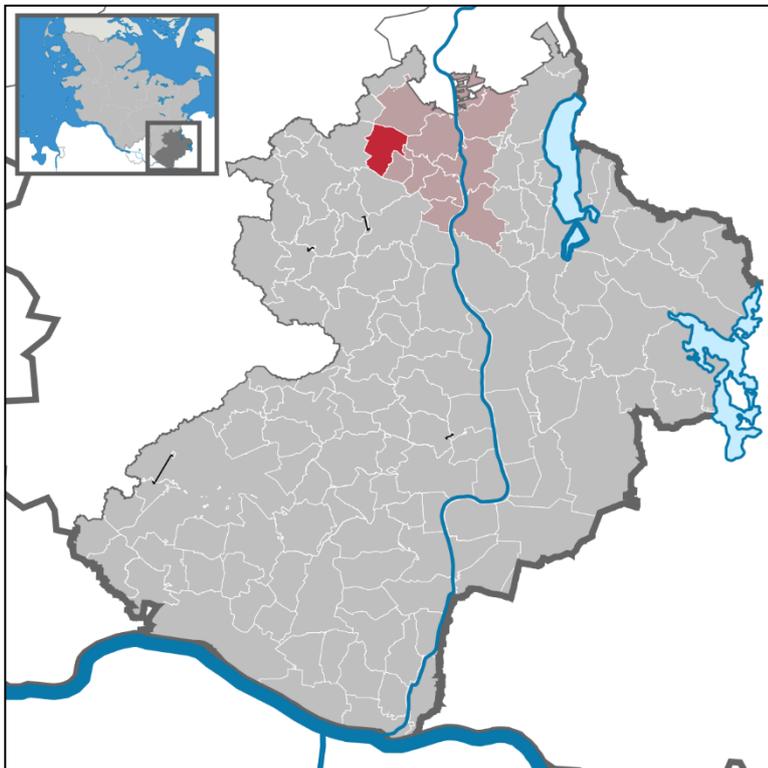


Abbildung 5-1: Lage der Gemeinde Kastorf im Kreis Herzogtum Lauenburg

Das Quartier besteht aus circa 450 Gebäuden und ist durch eine kleinteilige Einfamilienhausbebauung geprägt. Vereinzelt gibt es niedriggeschossige Mehrfamilienhäuser. Im östlichen Teil des Quartiers befindet sich ein Gewerbegebiet entlang der B 208. Darüber hinaus befinden sich ein Kultur- und Freizeitzentrum inkl. Kita sowie eine Freiwillige Feuerwehr im Quartier. Im Nordosten des Quartiers ist das Neubaugebiet Akazienweg mit knapp 30 Einfamilienhäusern entstanden. Direkt südlich angrenzend wird das Neubaugebiet Birkenkamp entwickelt.

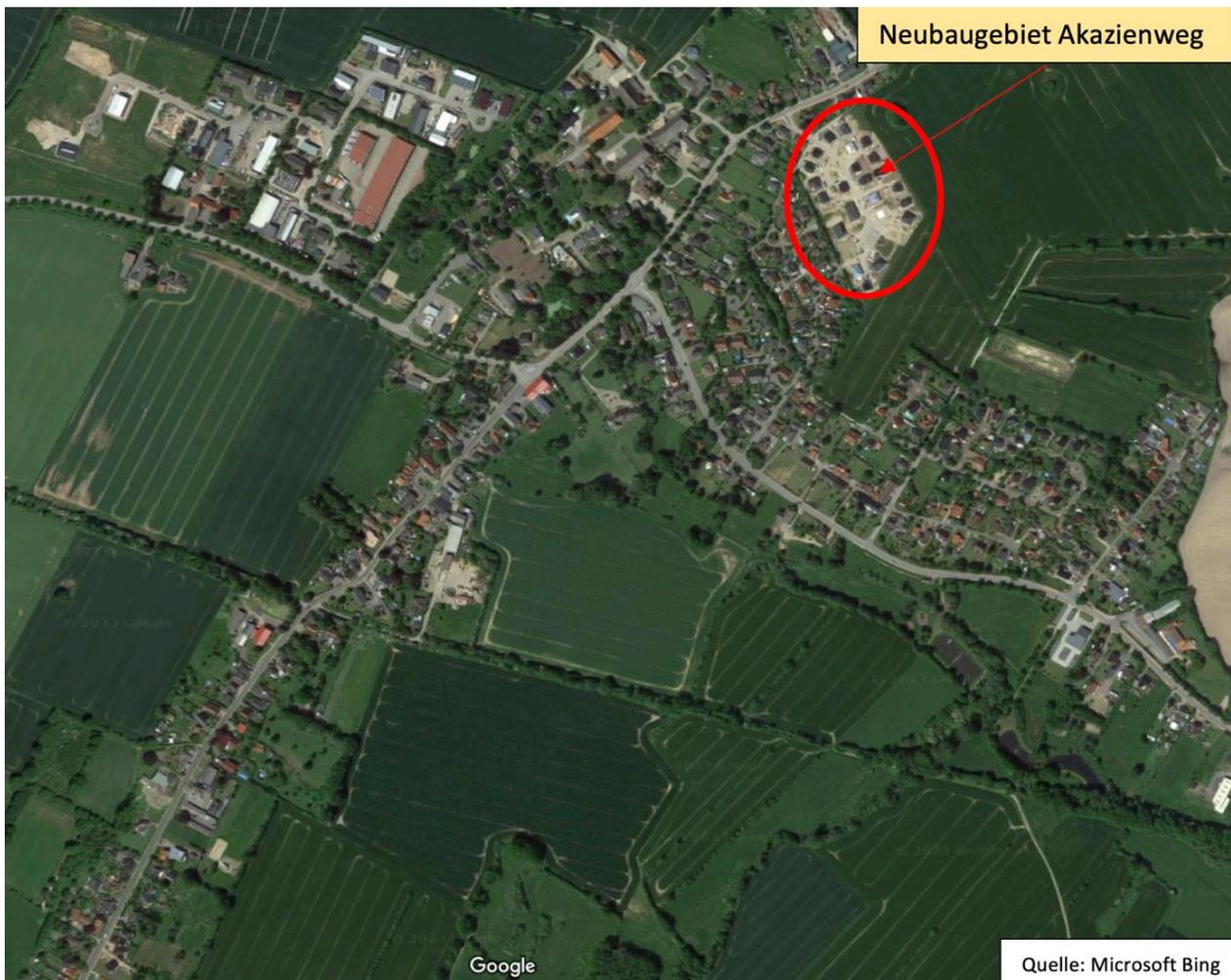


Abbildung 5-2: Das Quartier Kastorf: Gemeindegebiet mit Ausnahme des Neubaugebietes Akazienweg (Quelle: Leistungsbeschreibung der Gemeinde für das Quartierskonzept)

5.2 BEVÖLKERUNG, BAUFERTIGSTELLUNGEN

Da der Bereich des energetischen Quartierskonzepts das fertiggestellte Neubaugebiet Akazienweg ausspart, liegt die Bevölkerungszahl im Quartier etwas unter der von Gesamt-Kastorf. Aufgrund der besseren Datenlage für das gesamte Gemeindegebiet wird die Bevölkerungsentwicklung und die Entwicklung der Baufertigstellungen jedoch auf Gemeindeebene betrachtet. Es lebten am 31.12.2022 1.179 Personen in der Gemeinde Kastorf (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023).

Im Gegensatz zu vielen anderen ländlichen Gemeinden stieg die Bevölkerung von Kastorf über die letzten Jahre leicht an (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023). Ein Grund dafür könnte die gute Lage sein; so liegt Kastorf zwischen Hamburg, Lübeck, Mölln und Ratzeburg. Durch diese zentrale Lage und die weiterhin zunehmende Bevölkerung in den umliegenden Ballungsgebieten könnte die Bevölkerung in Kastorf auch in Zukunft noch weiterwachsen.

5.3 GEBÄUDE- UND HEIZUNGSBESTAND

5.3.1 WOHNBEBAUUNG

Der Bestand der Wohngebäude in Kastorf ist hauptsächlich durch Einfamilienhäuser geprägt. Mehrfamilienhäuser mit drei oder mehr Wohneinheiten machen lediglich 4 % des Gebäudebestands aus (siehe Abbildung 5-3). Durch die Quartiersbegehung und die Auswertung von Luftbildern kann der hohe EFH-Anteil bestätigt werden. Sehr vereinzelt gibt es Mehrfamilienhäuser, jedoch stets niedriggeschossig und mit wenigen Einheiten. In der Straße „Alter Hof“ im Norden des Quartiers befindet sich eine historische Hofanlage, die u. a. vier denkmalgeschützte bauliche Anlagen umfasst (Verwalterhaus, Verwalterhaus nördl. Flankenbau und westl. Flankenbau und Herrenhaus) (Kreis Herzogtum Lauenburg, 2024).

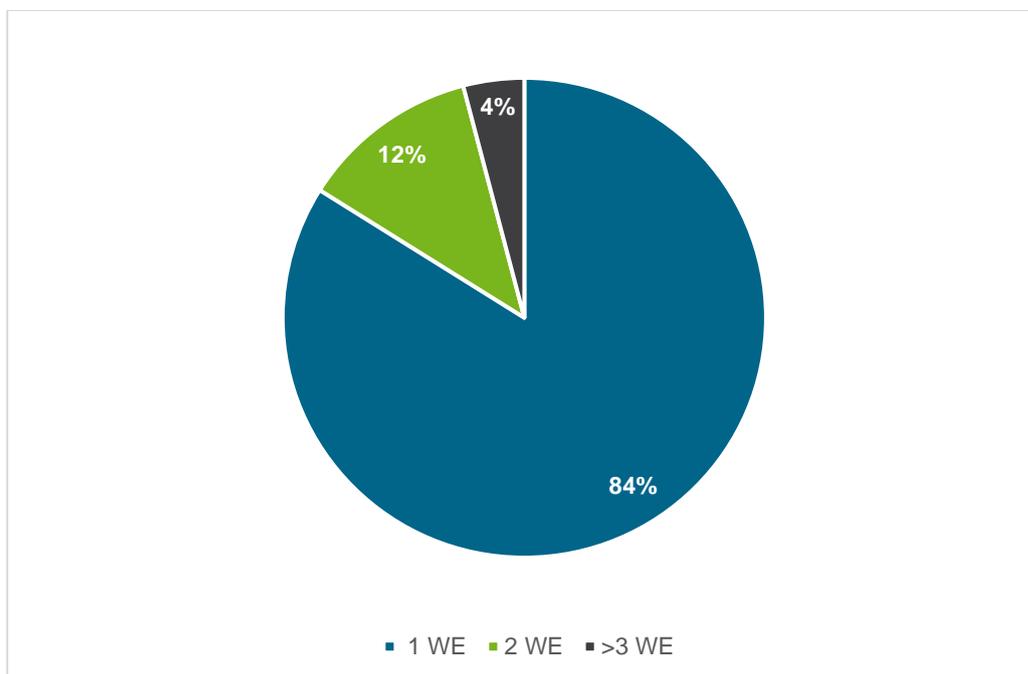


Abbildung 5-3: Wohngebäudetypen in Kastorf (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023 a)

Die Wohngebäude in Kastorf weisen heterogene Baualtersklassen auf. Grundlage dieser Untersuchung bilden Daten zu den Baujahren der Wohngebäude der Regionaldatenbank Deutschland. 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 387 Gebäude in Kastorf gezählt (Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2024). Das Statistische Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein zählte am 31.12.2022 417 Gebäude in Kastorf. Demnach ist davon auszugehen, dass zwischen 2011 und 2022 rund 30 Gebäude in Kastorf errichtet wurden (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023).

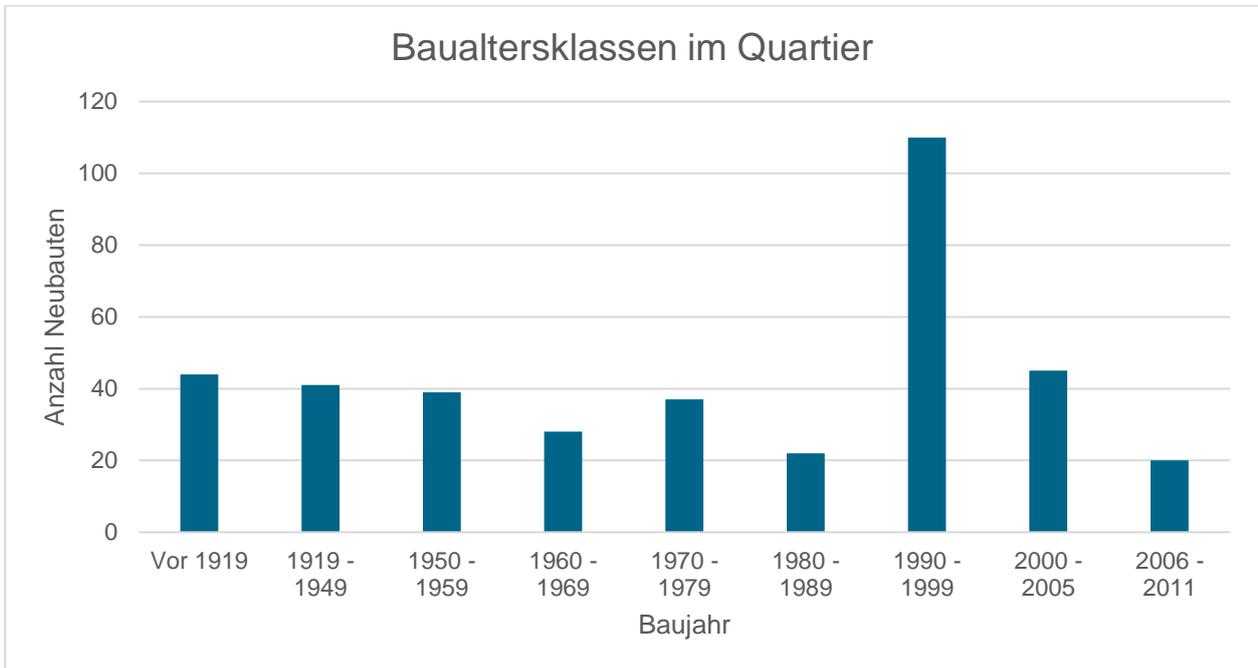


Abbildung 5-4: Baualtersklassen Gemeinde Kastorf (Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2024)

Die Betrachtung der Bauaktivitäten zwischen 1950 und 2022 zeigt, dass besonders viele Wohngebäude im Quartier in den 1990er Jahren errichtet wurden, gefolgt von den frühen 2000er Jahren. Auch wenn das Quartier heterogene Gebäudealtersklassen aufweist, lassen sich Siedlungen erkennen, die zur selben Zeit entstanden sind (siehe Abbildung 5-6). Dazu zählt die Siedlung um Buchenweg und Lindenstraße im Südwesten des Quartiers, die in den 1990er Jahre gebaut wurde.

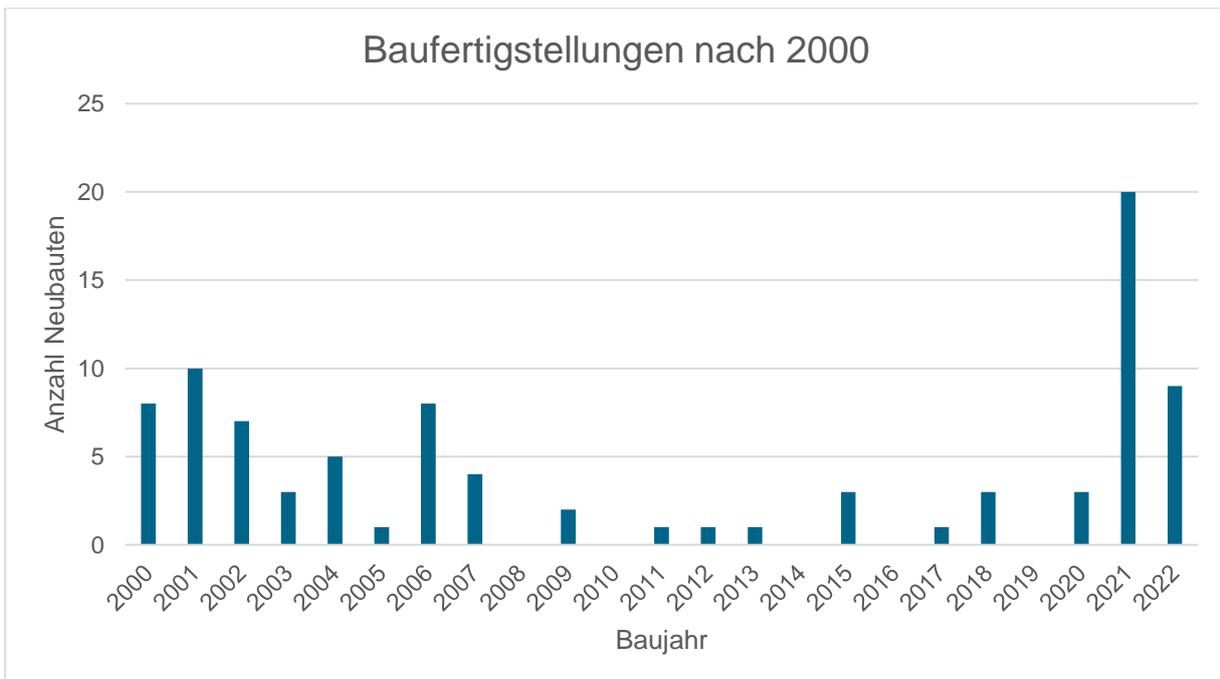


Abbildung 5-5: Neubauten in Kastorf seit 2000 (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2023 a)

Weitere Einfamilienhausgebiete sind Anfang der 1950er Jahre im Bereich Schulkoppel und in den 1960er Jahre im Müssenkamp entstanden. In der Straße Alter Hof befinden sich Wohngebäude und Hofanlagen aus dem späten 19. Jahrhundert. Darüber hinaus wurde das Quartier über die Zeit an verschiedenen Stellen nachverdichtet. Entlang der Hauptstraße und der Bundesstraße, die weite Teile des Quartiers durchschneiden, ist eine sehr heterogene Bebauungsstruktur hinsichtlich der Baualtersklassen vorzufinden - hier wurden zu jeder Zeit neue Wohnhäuser gebaut.

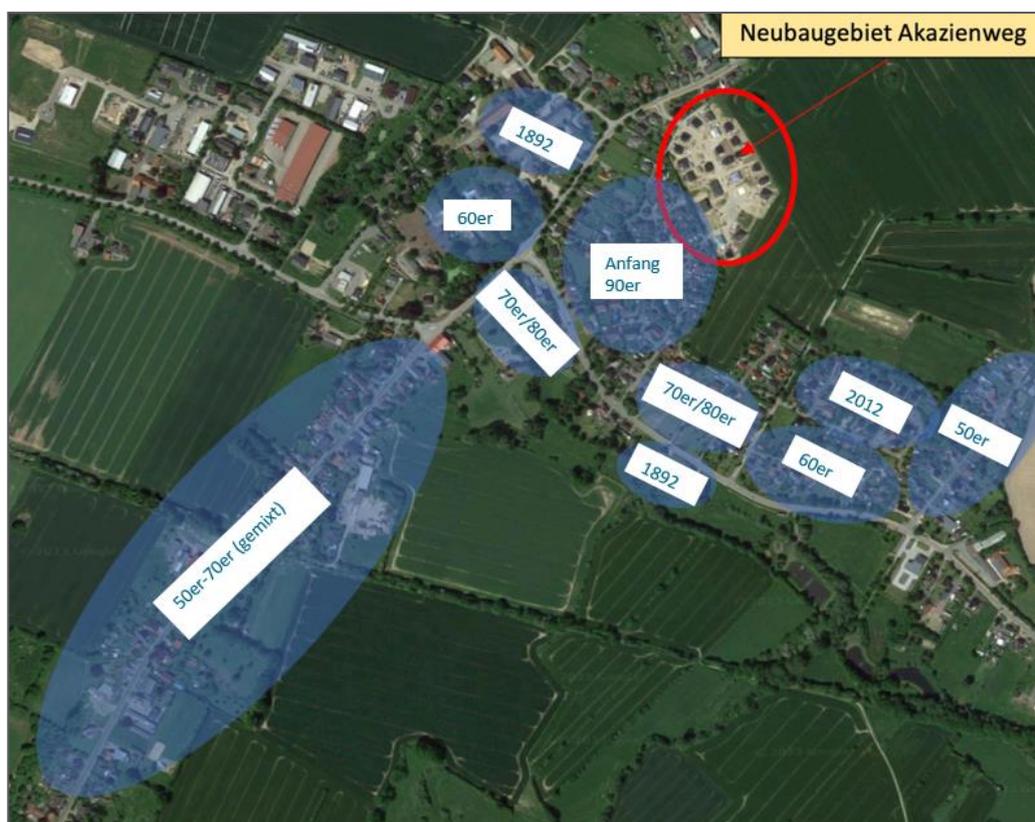


Abbildung 5-6: Baualtersklassen im Quartier, eigene Erhebung - Luftaufnahme aus (Google Maps, o. J.)

5.3.2 DERZEITIGE WÄRMEERZEUGUNG

Im Rahmen des Quartierskonzepts wurden Daten aus den digitalen Kkehrbüchern des zuständigen Bezirksschornsteinfegers angefragt. Diese haben die Daten der Feuerstättenchau gemäß § 7 Abs. 11 EWKG zur weiteren Bearbeitung im Quartierskonzept anonymisiert 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 die Erdgasheizung die dominante Technologie zur Wärmebereitstellung in Kastorf darstellt. Fast die Hälfte der über 700 Feuerstätten ist erdgasbetrieben. Bezieht man die Anzahl der Erdgasheizungen auf die Anzahl der beheizten Gebäude im Quartier (448), so ergibt sich, dass mehr als 76 Prozent der Gebäude mit Erdgas beheizt werden. Dass es im Quartier mehr Feuerstätten als Gebäude gibt, ist darauf zurückzuführen, dass in diesen Daten nicht nur der primäre Wärmeerzeuger aufgeführt wird. Viele Gebäude haben zusätzlich noch Einzelraumfeuerungen in Form von Kaminöfen. Teilweise gibt es auch Holzöfen, die mit dem Zentralheizungssystem verbunden sind, so dass die Wärme aus der Holzfeuerung im gesamten Gebäude nutzbar ist.

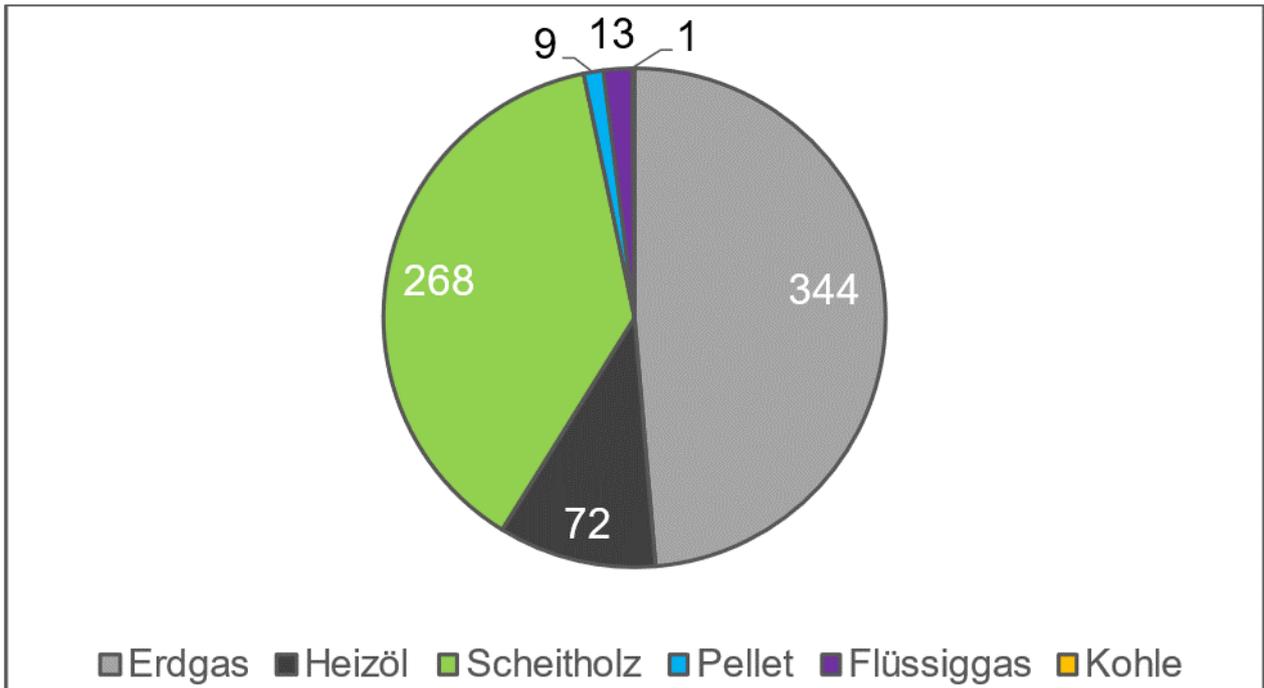


Abbildung 5-7: Verteilung der Feuerstätten nach eingesetztem Energieträger

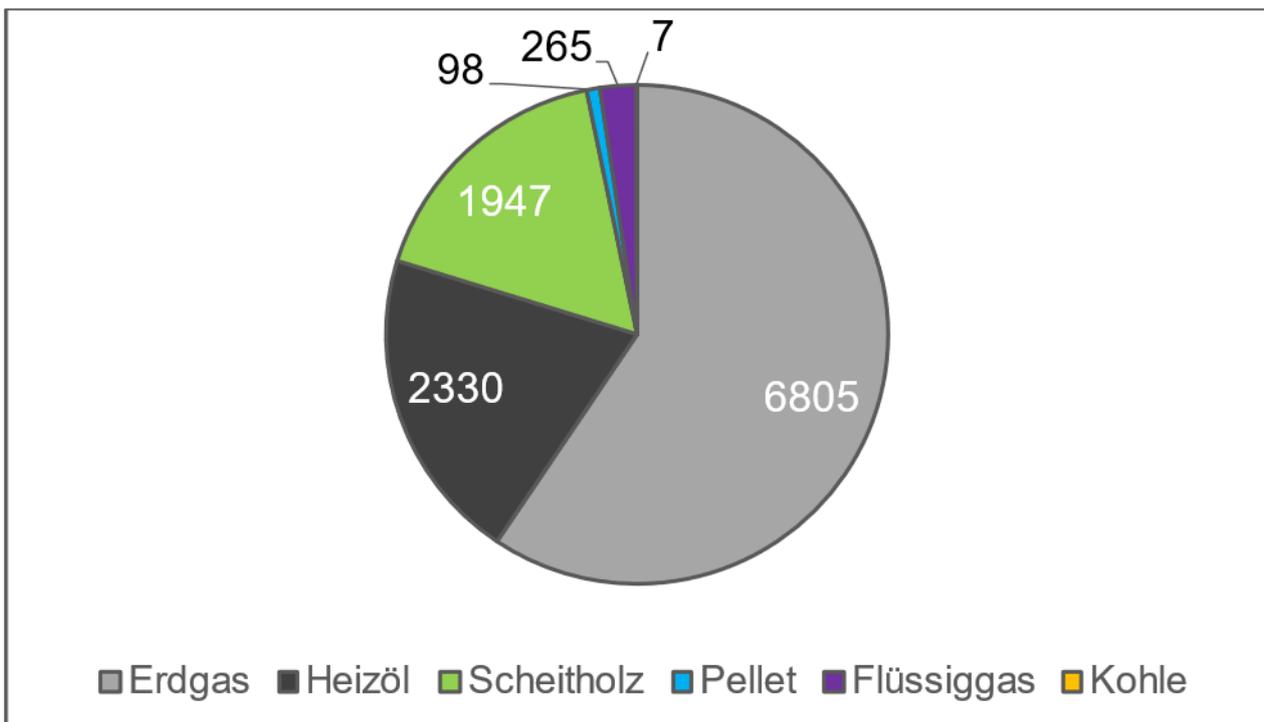


Abbildung 5-8: Verteilung der kumulierten Anlagenleistung der Feuerstätten [kW] nach eingesetztem Energieträger

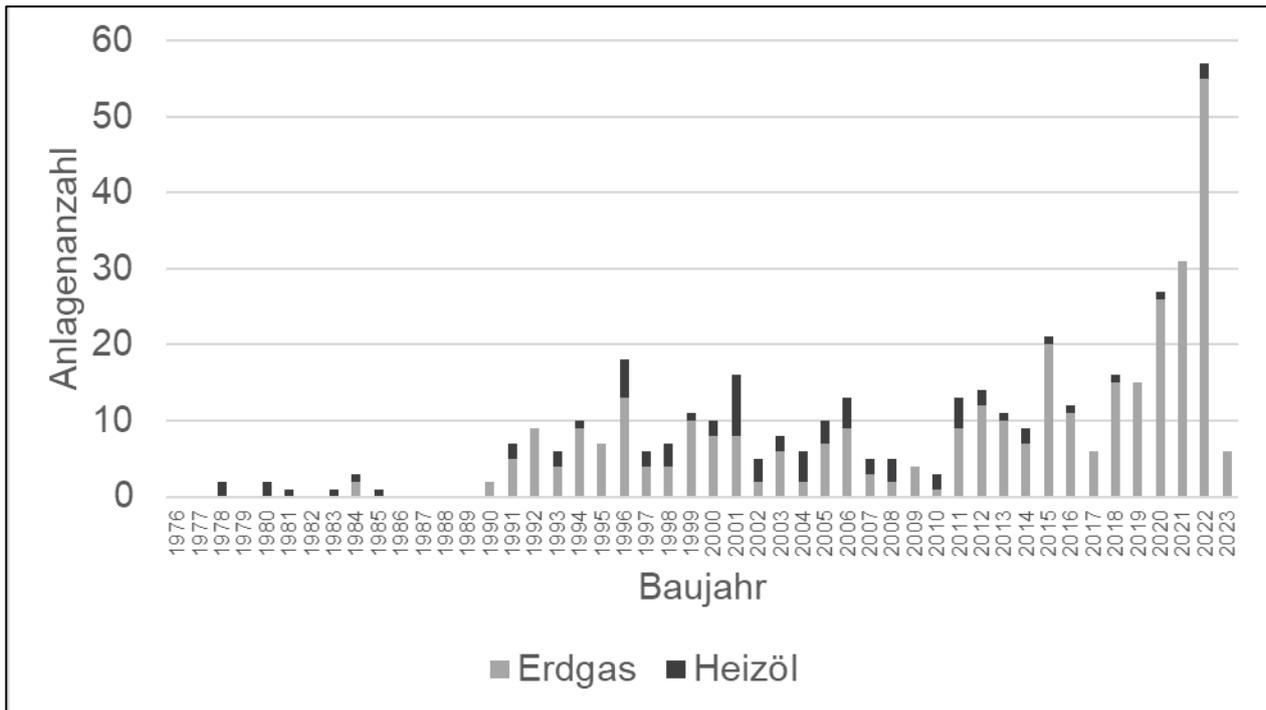


Abbildung 5-9: Anzahl der Öl- und Gaskessel nach Baujahren

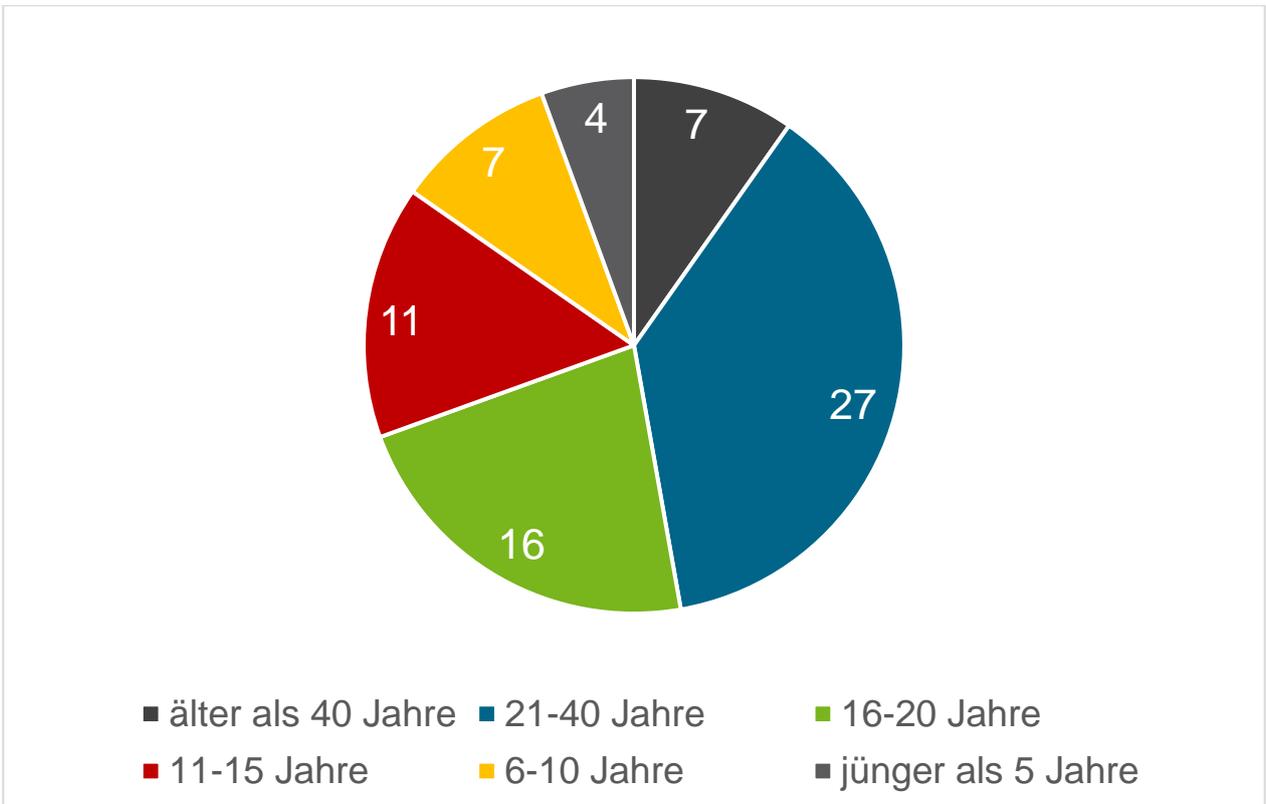


Abbildung 5-10: Anzahl und Alter der Ölkessel

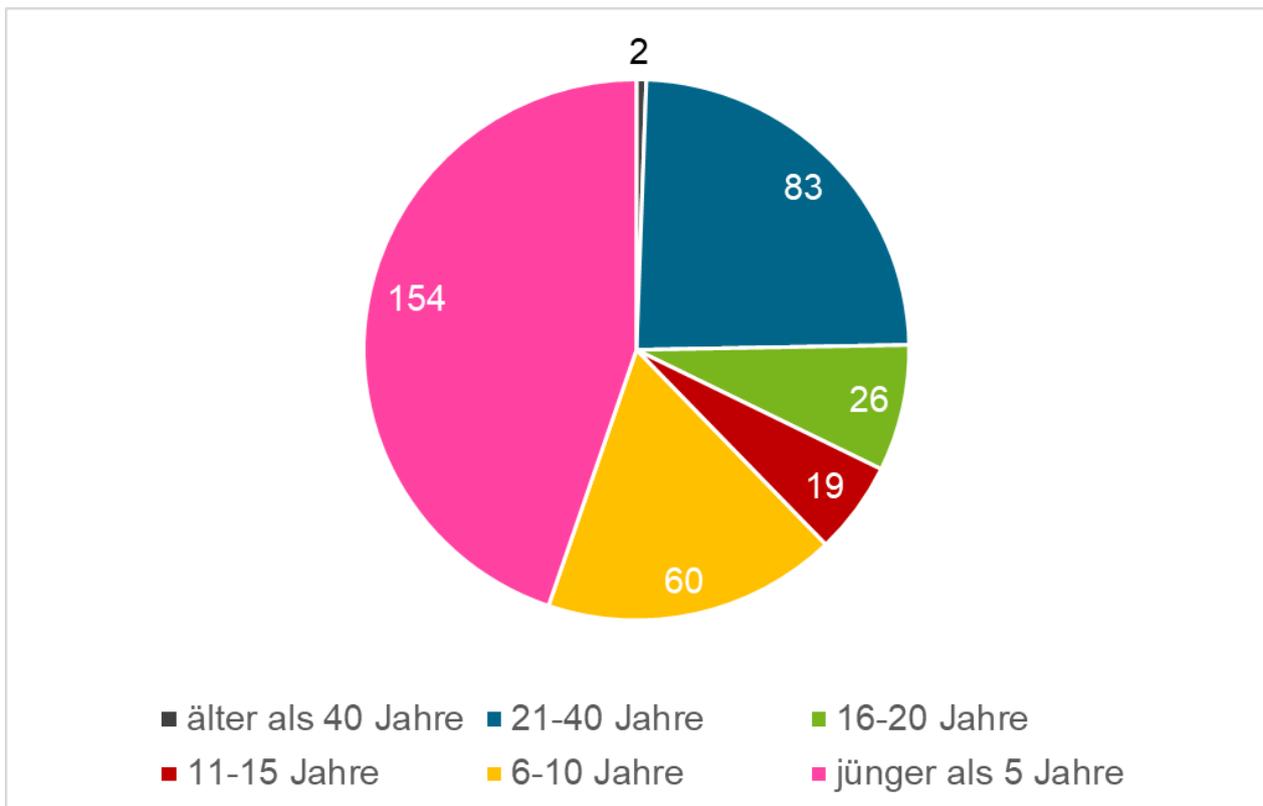


Abbildung 5-11: Anzahl und Alter der Erdgaskessel

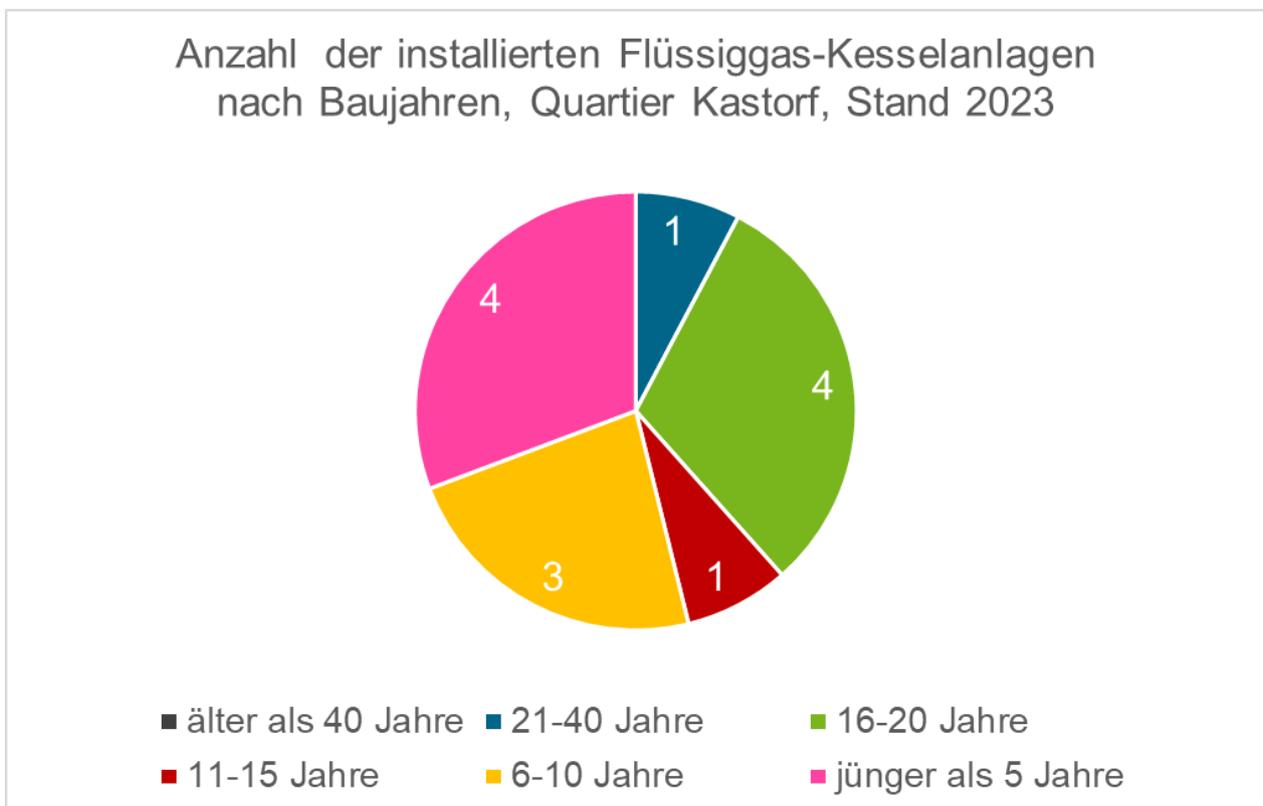


Abbildung 5-12: Anzahl und Alter der Flüssiggaskessel

Von den 72 installierten Heizölkesseln sind laut Feuerstättendatenbank 34 Anlagen bzw. 47 % mindestens 21 Jahre alt und damit ersatzbedürftig. Bei den Erdgaskesseln sind 85 und somit rd. 25 % aller Erdgasfeuerstätten im Quartier mindestens 21 Jahre alt und damit ersatzbedürftig. Hier besteht - auch bei vorübergehender Beibehaltung dieser fossiler Wärmeenergieerzeugung - 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).

5.3.1 FRAGEBOGENAKTION ZUM BESTAND

Um die Abschätzung zum Wärmebedarf möglichst genau zu verifizieren sowie das Interesse an einer klimafreundlichen zentralen Wärmeversorgung abzufragen, wurde ein Fragebogen erstellt (vgl. Abbildung 5-13). Dieser wurde an alle Haushalte des Quartiers verteilt.

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

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

Charakteristik	Angabe	Bezug
Abgebende Fragebögen:	19	
Interesse an zentr. Wärmeversorgung	18	Ja
	1	Nein
Angabe Energieverbräuche	18	
Baualtersklasse vor 1949	1	
Baualtersklasse 1950-1964	4	
Baualtersklasse 1965-1979	2	
Baualtersklasse 1980-1999	6	
Baualtersklasse nach 2000	9	
Bj. Heizung	1992-2022 (Mittelwert 2006)	
Energieträger	3	Holz
	15	Erdgas
	3	Heizöl
	3	Strom
Mittelwert spez. Verbrauch	112	kWh/(m ² ·a)

Basierend auf den Interessenbekundungen auf der öffentlichen Informationsveranstaltung wurden drei kostenfreie Energieberatungen für Wohngebäude vergeben (vgl. Kapitel 6). Aus den Fragebögen wurden drei quartierstypische Gebäude, mit unterschiedlichen Sanierungsständen und unterschiedlichen Baualtersklassen, ausgewählt. Damit wurde die Attraktivität der Informationsveranstaltung erhöht. Die Mustersanierungsberatung orientiert sich hierbei an der Bundesförderung für Energieberatung für Wohngebäude (IfEU, 2019).

5.3.2 ÖFFENTLICHE LIEGENSCHAFTEN

Im Quartier befinden sich die Freiwillige Feuerwehr und das Kultur- und Freizeitzentrum inkl. Kita.

Energetisches Quartierskonzept Kastorf 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. Baualterklasse 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 5-13: Fragebogen an alle Haushalte im Quartier

5.4 ZUSAMMENFASSUNG BESTANDSAUFNAHME

Das Untersuchungsgebiet in Kastorf ist ein wachsendes Wohnquartier, in dem kürzlich z.B. ein Neubaugebiet am Akazienweg fertiggestellt wurde. 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 Ratzeburg oder Lübeck pendeln.

Die Wohngebäudesituation bzw. der Gebäudezustand ist divers und die Altersstruktur heterogen. Den größten Anteil machen Gebäude aus den 1990er in Kastorf aus. Im Quartier befinden sich die Freiwillige Feuerwehr und das Kultur- und Freizeitzentrum inkl. Kita.

Im Quartier werden vorwiegend Gasheizungen zur Wärmeversorgung verwendet. Ölheizungen sowie Holzheizungen sind ebenfalls vorhanden. Viele Haushalte nutzen Kaminöfen als zusätzliche (zweite) Wärmequelle.

5.5 ENERGIE- UND CO₂-BILANZ DES QUARTIERS

Grundlage der Energie- und CO₂-Bilanzierung sind die abgeschätzten spezifischen Heizwärmebedarfe nach Baualtersklassen (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.

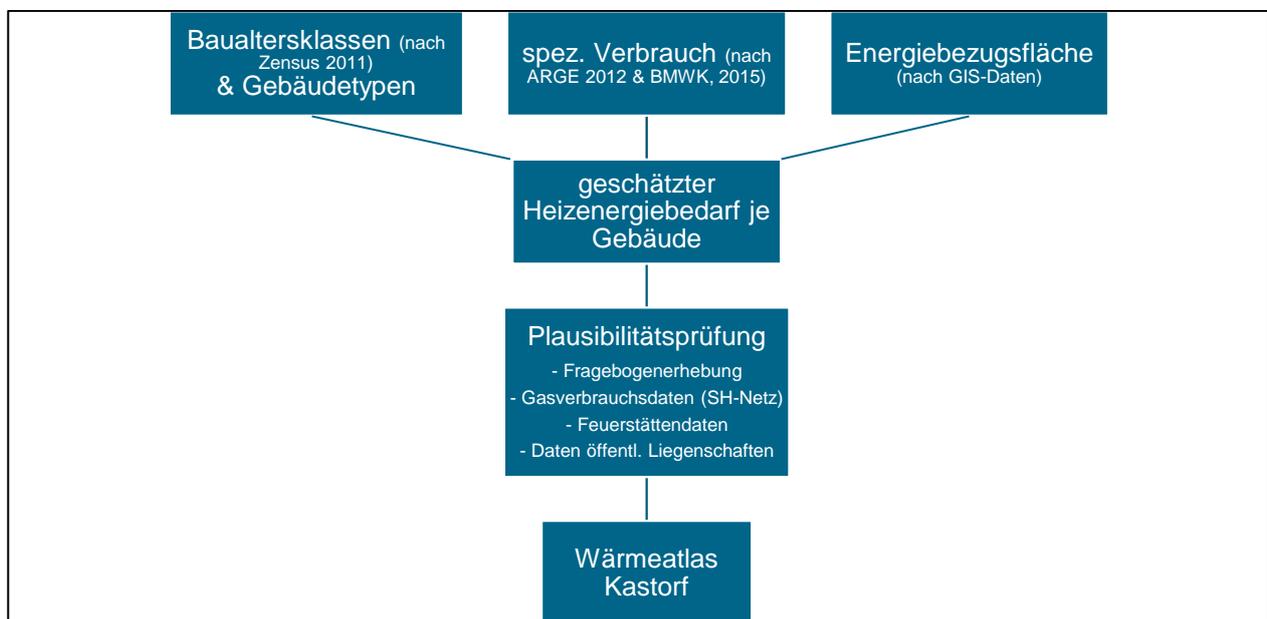


Abbildung 5-14: Vorgehensweise zur Erstellung der Wärmeatlases

Mit Hilfe des Liegenschaftskatasters und des 3D-Gebäudemodells (LoD1) konnten die Gebäudgrundflächen und die jeweilige Geschossanzahl ermittelt werden. Die so berechneten Heizenergiebedarfe je Gebäude wurden in einem letzten Schritt mit den übermittelten Realdaten der Fragebogenerhebung, den Feuerstättendaten und des Gasverbrauchs plausibilisiert.¹

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

Das Ergebnis ist im Wärmeetlas (vgl. Abbildung 5-15 und Abbildung 5-16) dargestellt.

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

Tabelle 5-2: jährlicher Heizenergiebedarf im Quartier

Wohngebäude		Nichtwohngebäude		Gesamt
Anzahl	MWh/a	Anzahl	MWh/a	MWh/a
418	10.412	30	1.508	11.920

Abbildung 5-17 zeigt die Verteilung der Energieträger im Quartier auf Basis der Auswertungen der Feuerstättendaten und der ergänzenden Plausibilitätsprüfungen aus den Gasverbrauchsdaten.² Die Abbildung verdeutlicht den hohen Erdgasanteil des Energieträgersplits der Kesselanlagen (ca. 65 %, bezogen auf den Endenergiebedarf).

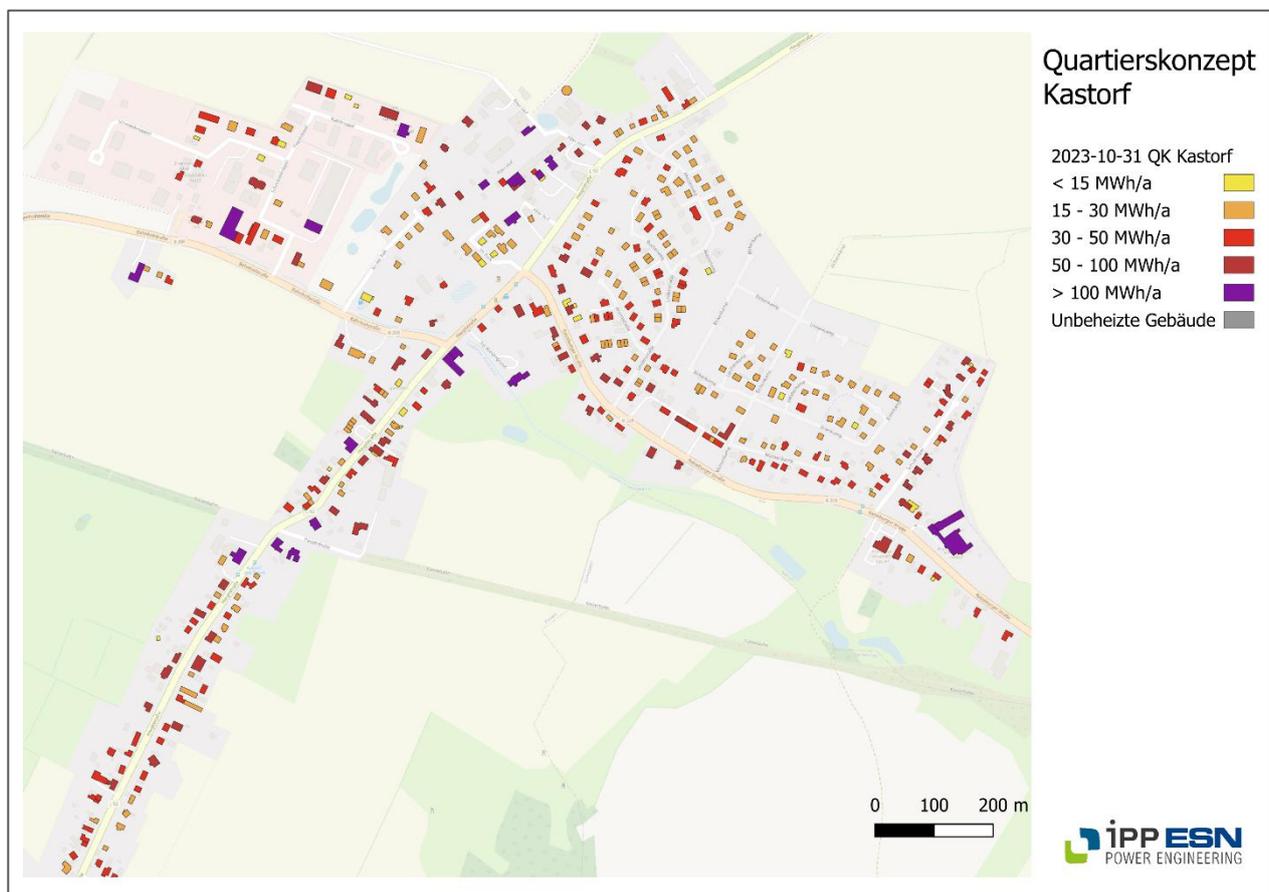


Abbildung 5-15: Wärmeetlas Kastorf - Kerngebiet

² Es erfolgte eine Abschätzung über die Leistung, unter der Annahme, dass die Leistung der Heizung zum Wärmebedarf des jeweiligen Gebäudes korrespondiert. Zudem wurde angenommen, dass die ca. 260 Gebäude, die zusätzlich zur Zentralheizung Holz nutzen, 10% des Wärmebedarfs darüber decken.

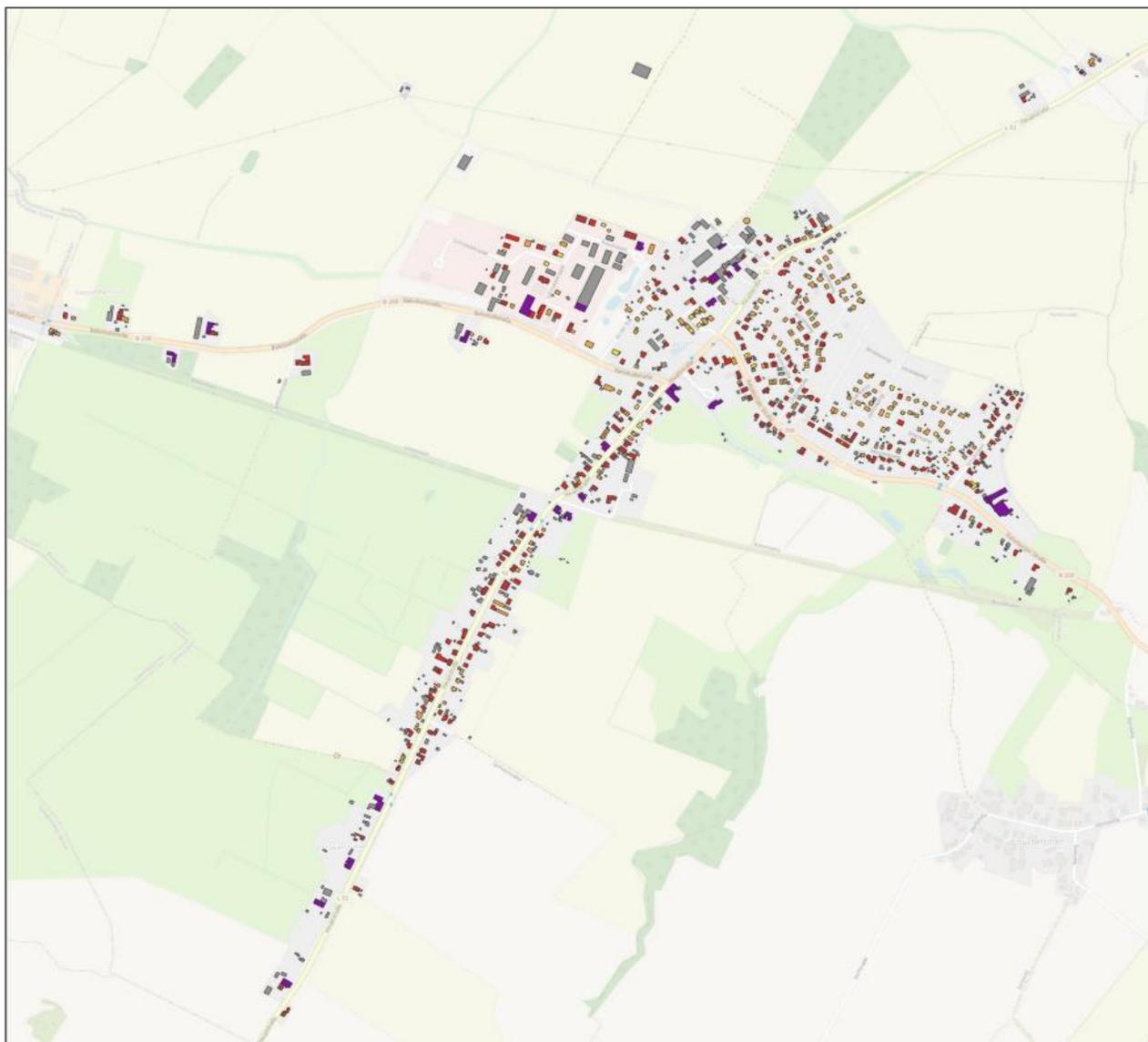


Abbildung 5-16: Wärmeatlas Kastorf - Gesamtgebiet (Legende siehe Abbildung 5-15)

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	
Holzpellets	25 g/kWh		0,2	
Solarthermie	24 g/kWh		0,0	
Strom deutscher Mix	475 g/kWh		1,8 / 1,2 ³	

³ Der niedrigere Primärenergiefaktor von 1,2 gilt für die Nutzung von Strom in Großwärmepumpen ab einer Leistung von 500 kW (vgl. § 22 Abs. 4 (2) GEG).

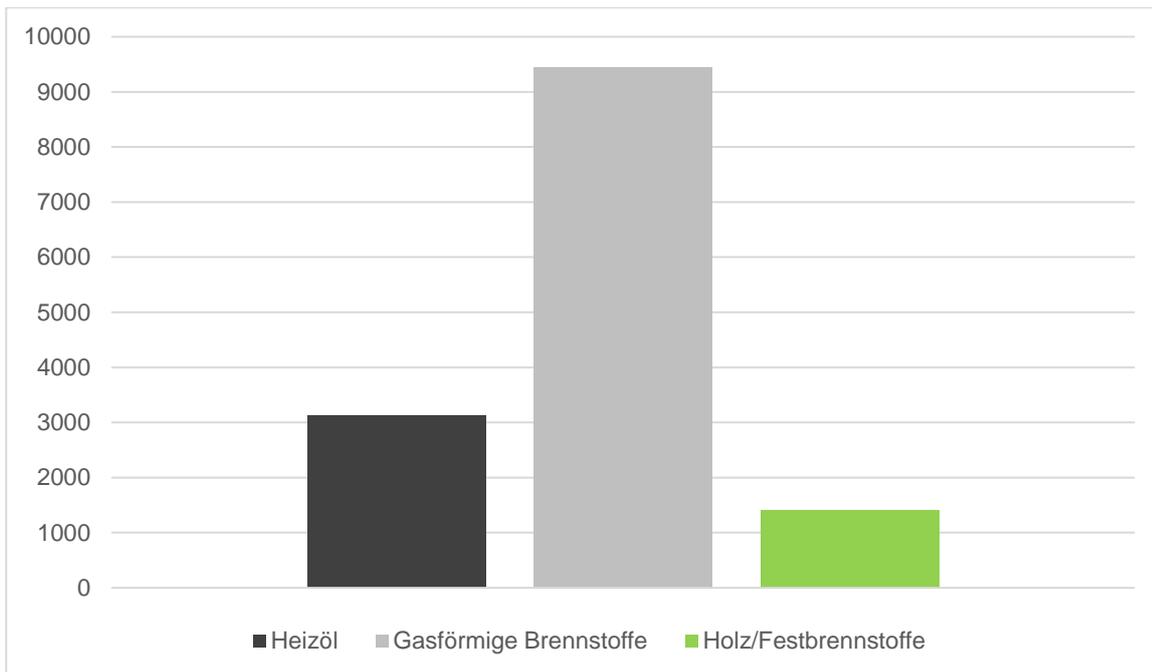


Abbildung 5-17: Aufteilung des jährlichen Endenergiebedarfs nach Energieträgern [MWh]

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

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	2.710	3.120	3.430	992
Erdgas	7.900	9.090	10.000	2.245
Flüssiggas	310	360	400	99
Holz	1.000	1.400	280	35
Summe	11.920	13.970	14.110	3.371

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 Bundesrepublik Deutschland, insbesondere einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand, bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Die Förderung soll darüber hinaus die finanzielle Belastung für Eigentümer und Nutzer reduzieren.

Die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) bündelt die energetische Gebädeförderung des Bundes. 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, sei es in Folge einer Sanierung oder als Neubau (KfW, o. J. b).

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. Wenn die Immobilie zusätzlich die Kriterien für eine Erneuerbare-Energien-Klasse (EE) erreicht, steigt der maximale Kreditbetrag auf 150.000 € je Wohneinheit. Die EE wird erreicht, wenn mindestens 65 Prozent des Wärme- und Kälteenergiebedarfs mit erneuerbaren Energien gedeckt werden. Gleiche Konditionen gelten für die Nachhaltigkeitsklasse (NH). Diese wird erreicht, wenn das Objekt die aktuellen Anforderungen des staatlichen „Qualitätssiegels Nachhaltiges Gebäude“ erfüllt (KfW, 2023).

Zusätzlich können zwei Boni in Anspruch genommen werden. Fällt das Wohngebäude laut Energieausweis in die Energieklasse H, wird das Objekt in die „Worst Performing Building (WPB)“-Stufe eingeordnet. Sollte das Objekt durch eine serielle Sanierung (SerSan) eine Effizienzhausstufe erreichen, kann hierfür ebenfalls ein Bonus in Anspruch genommen werden. Als Serielle Sanierungen bezeichnet die KfW Sanierungsmaßnahmen, die mittels modular vorgefertigten Elementen durchgeführt werden. Dies kann Bauteile wie Dach oder Fassade oder auch die Anlagentechnik betreffen (KfW, 2023).

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 (BMWK, o. J.)

	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 %

6.2.1 BAFA FÖRDERUNG EINZELMAßNAHMEN

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 eine*n Energie-Effizienz-Experten*in. 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*innen- 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. Maßnahmen an der Heiztechnik werden von der KfW gefördert (vgl. Kapitel 6.2.2). Die maximale Förderung ist auf 70 % der förderfähigen Kosten gedeckelt.

Tabelle 6-2: Neue 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 %				

6.2.2 KFW-FÖRDERUNG EINZELMAßNAHMEN AN DER HEIZTECHNIK

Die Förderung für den Heizungstausch übernimmt seit Februar 2024 die KfW. Ab Mai sind selbstnutzende Eigentümer sowie WEGs antragsberechtigt. Planmäßig sollen ab August auch private Vermieter bzw. Unternehmen wie Wohnungsgesellschaften antragsberechtigt sein (KfW, 2024) .

Die förderfähigen Kosten für Einzelmaßnahmen im Bereich der Anlagen zur Wärmeerzeugung betragen seit dem 01.01.2024 30.000 € für die erste WE, jeweils 15.000 € für die zweite bis sechste WE und jeweils 8.000 € ab der siebten WE. Für alle weiteren Maßnahmen beträgt die Höchstgrenze der förderfähigen Ausgaben 30.000 €, bzw. 60.000 €, wenn ein iSFP-Bonus gewährt oder die antragstellende Person für einen iSFP nicht antragsberechtigt ist (BMWK, 2023). Die Boni sind kumulierbar. Insgesamt kann die Zuschussförderung für den Heizungstausch für private Selbstnutzer bis zu 70 % betragen (BMWK, o. J.). Für den Anschluss an ein Wärmenetz wird ein Zuschuss von 30 % der förderfähigen Kosten gewährt.

6.3 MUSTERSANIERUNGSBERATUNGEN - ENERGIEBERATUNG VOR ORT

Es wurden für drei Gebäude des Quartier Mustersanierungskonzepte erstellt, die den derzeitigen Gebäudezustand aufzeigen und entsprechende Sanierungsmaßnahmen ableiten lassen. Die Ergebnisse lassen 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 20.11.2023 statt. Die dritte Begehung war am 04.12.2023. 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 die 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 Nutzungsverhalten 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 die 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 errechneten 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 bei Banken anerkannt. Dies ist 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 1904 mit einem Vollgeschoss und einem Dachgeschoss plus einem Spitzboden. Das Gebäude ist nicht unterkellert und wird vollständig als Wohnraum genutzt.



Abbildung 6-1: Mustersanierungsobjekt 1, Vorderansicht. Foto: FRANK

6.3.1.1 BESTANDSAUFNAHME

Das Objekt befindet sich in einem gepflegten Allgemeinzustand.

Die Dachschrägen sind mit 12 cm alukaschierter Zwischensparrendämmung versehen. Die Fassade ist zweischalig mit Luftschicht aufgebaut. Der linke Giebel wurde mit 10 cm Dämmung versehen. Aufgrund der vorhandenen, bewegten Luftschicht erzielt die nachträglich angebrachte Dämmung jedoch nicht die erwünschte Dämmwirkung. 2023 wurden die straßenseitigen Fenster gegen dreifach verglaste Fenster ausgetauscht. Die übrigen Fenster und die Haustür sind aus dem Baujahr 1987. Die Bodenplatte gegen das Erdreich stellt den unteren Gebäudeabschluss und den größten energetischen Schwachpunkt der Immobilie dar. Eine Dämmung könnte nur von oben aufgebracht werden, was einen großen Eingriff in den Wohnbereich zur Folge hätte.

Im Jahr 1991 wurde eine Gaszentralheizung mit Warmwasserbereitung (Junkers, 24 kW) eingebaut und 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 Kamin vorhanden.





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

Thermische Gebäudehülle

Zur thermischen Gebäudehülle ist festzuhalten, dass das Erdgeschoss und das Dachgeschoss (teilweise) beheizt sind. Die Spitzböden sind unbeheizt.

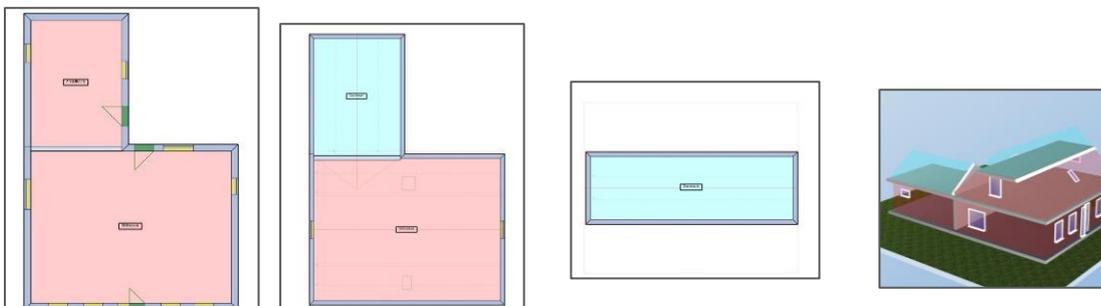


Abbildung 6-3: Thermische Gebäudehülle, v. l. n. r. EG, DG, Spitzboden, 3D-Ansicht

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 ⁴ in W/(m ² ·K)	U _{max} GEG ⁵ in W/(m ² ·K)	U _{max} BEG ⁶ in W/(m ² ·K)
Dachschrägen (beheizter Bereich, unter Spitzboden)	0,38	0,24	0,14
Oberste Geschossdecke	1,00	0,24	0,14
Außenwände EG	1,62	0,24	0,20
Außenwände DG (Giebel)	1,80	0,24	0,20
Innenwand zum Spitzboden Dach (Anbau)	1,42	0,30	0,25
Fenster alt	2,70	1,30	0,95
Fenster neu	1,00	1,30	0,95
Hauseingangstür	2,90	1,80	1,30
Bodenplatte	1,60	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 verursacht die Transmission (44.615 kWh/a) die größten Verluste, gefolgt von den Anlagenverlusten (33.451 kWh/a) und den Lüftungsverlusten (8.283 kWh/a).

⁴ Als U-Wert (früher k-Wert) wird der Wärmedurchgangskoeffizient eines Bauteils bezeichnet. Grün= erfüllt die Vorgaben des GEG, rot= erfüllt die Vorgaben des GEG nicht

⁵ Bei Änderungen von Bauteilen an bestehenden Gebäuden muss der in dem GEG vorgegebene maximale U-Wert eingehalten werden.

⁶ Die Mindestanforderungen für BEG-EM-Förderungen gelten nicht für KfW-Effizienzhäuser, sondern für die BAFA-Förderung von Einzelmaßnahmen. Die Anforderungen können jederzeit aktualisiert werden.

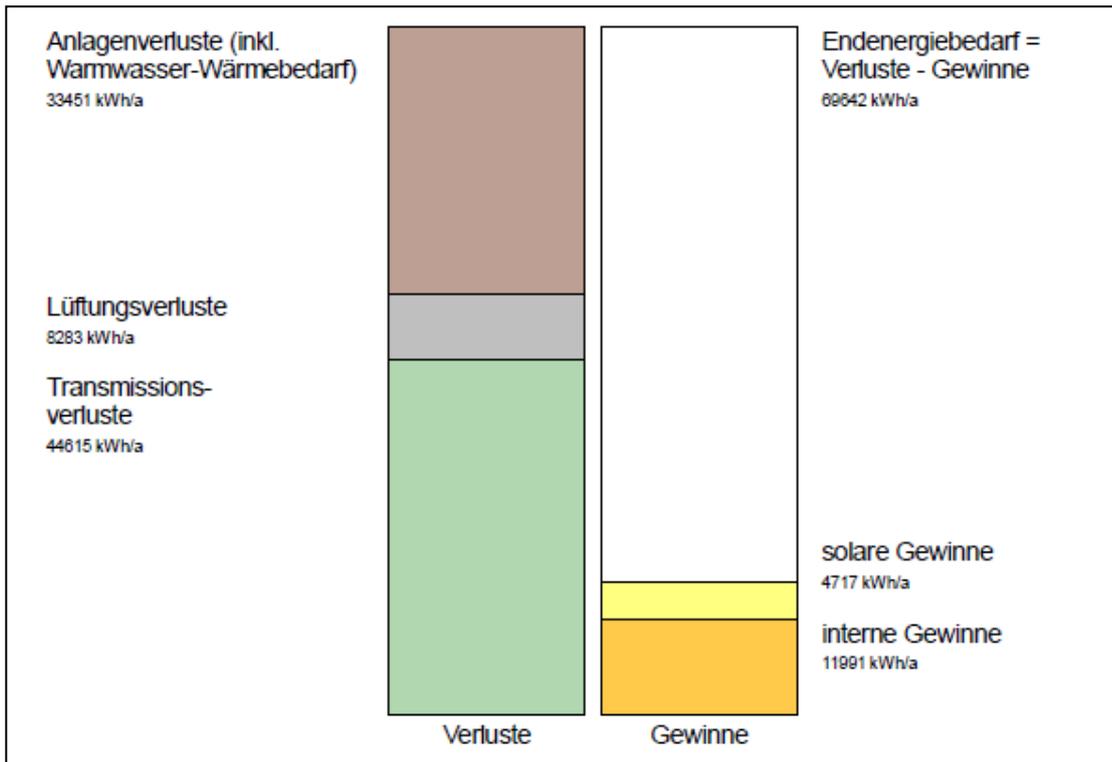


Abbildung 6-4: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 1

Wie genau sich die Transmissions- und Anlagenverluste zusammensetzen, ist Abbildung 6-5 zu entnehmen. Demnach sind die größten Transmissionsverluste bei der Außenwand (24.600 kWh/a) zu verzeichnen, gefolgt von der Bodenplatte (9.800 kWh/a), dem Dach (7.300 kWh/a) und den Fenstern (3.000 kWh/a). Bei den Anlagenverlusten stellen die Heizungsverluste (32.100 kWh/a) die größten Verluste dar, gefolgt von den Warmwasserverlusten (1.300 kWh/a) und der Hilfsenergie (900 kWh/a).

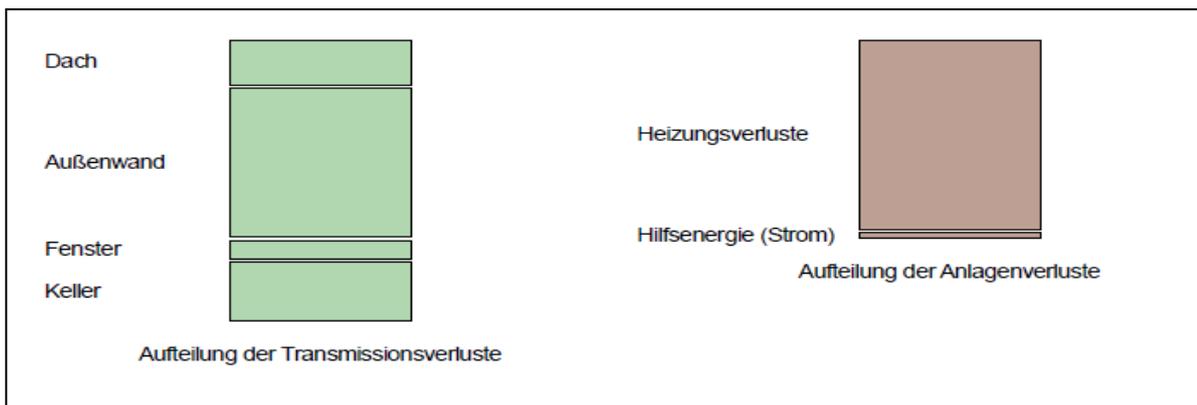


Abbildung 6-5: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 1

Bewertung des Gebäudes

Die CO₂-Emissionen betragen im Bestand 98 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 442 kWh/(m²·a). Wie im vorherigen Kapitel

beschrieben, ist nicht der Primärenergiebedarf, sondern der Endenergiebedarf zur energetischen Bewertung des Gebäudes geeignet.

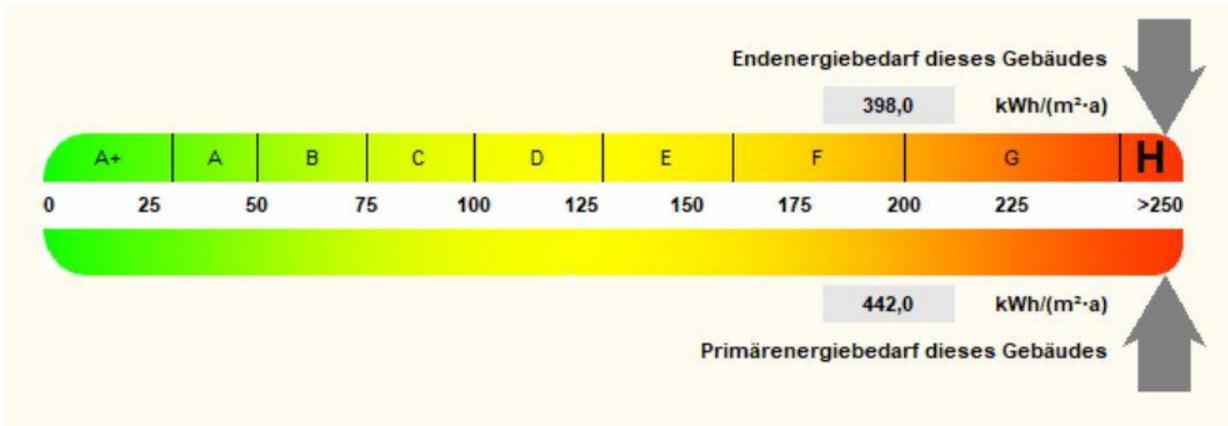


Abbildung 6-6: Gesamtbewertung Ist-Zustand⁷ MSK1

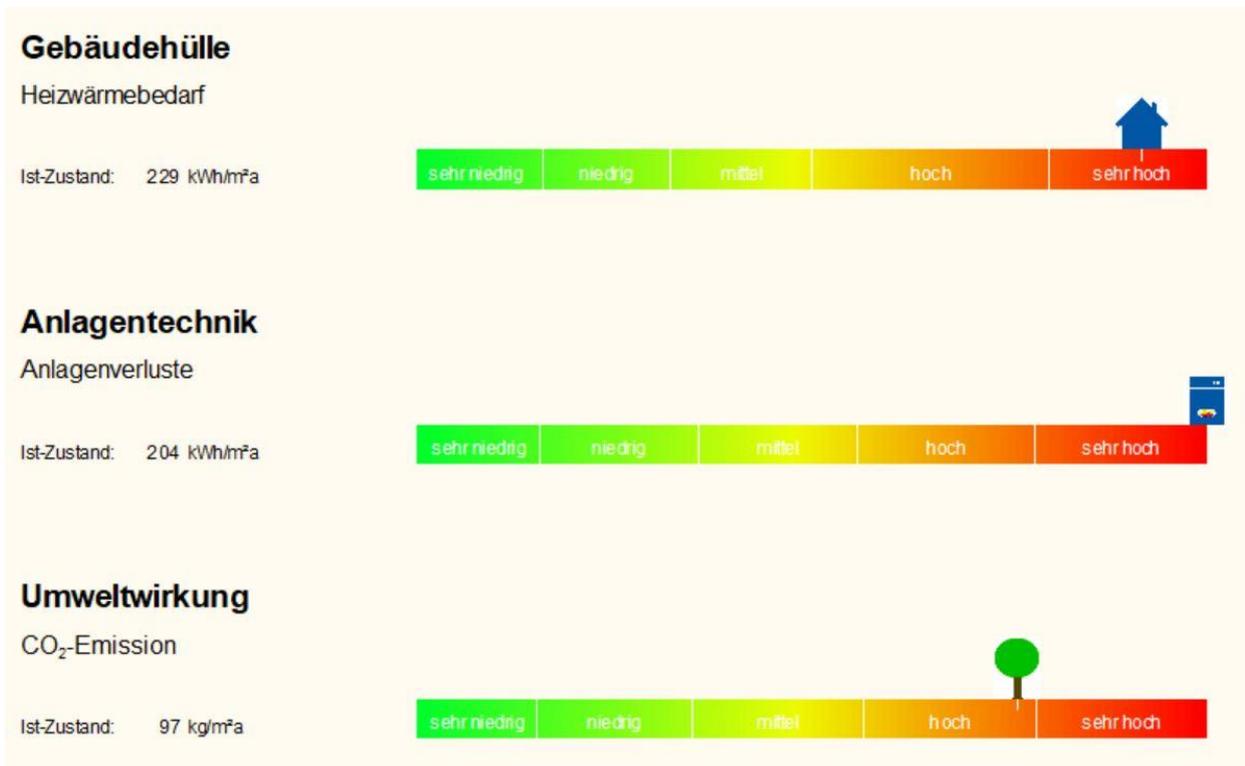


Abbildung 6-7: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand MSK 1

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

mittlere Innentemperatur: 20,0 °C,
Luftwechselrate: 0,79 h⁻¹,

⁷ Die Angabe „kWh/m²a“ ist hier und in den nachfolgenden Grafiken zu verstehen als „kWh/(m²·a)“.

interne Wärmegevinne: 2.155 kWh pro Jahr,
 Warmwasser-Wärmebedarf: 1.444 kWh pro Jahr.

6.3.1.2 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.

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

Tabelle 6-4: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 1

Bauteil	V 1: Kerndämmung + Außendämmung + Fenster/Haustüren	V 2: Oberste Geschoss- decke	V 3a: Nahwärmean- schluss	V 3b: Wärmepumpe + Photovoltaik
Baukonstruktion				
Oberste Geschoss- decke		16 cm WLG 035	16 cm WLG 035	16 cm WLG 035
Dach				
Außenwände EG	8 cm Kerndämmung WLG 035	8 cm Kerndämmung WLG 035	8 cm Kerndämmung WLG 035	8 cm Kerndämmung WLG 035
Außenwände OG	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)
Außentüren	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)
Innenwand Dachanbau	16 cm WDVS WLG 035	16 cm WDVS WLG 035	16 cm WDVS WLG 035	16 cm WDVS WLG 035
Bodenplatte				
Anlagentechnik				
Photovoltaik				Ja, 7,5 kW _p (ca. 30 m ²)
Austausch Heizung			ja, Nahwärmeanschluss	ja, Luft-Wärmepumpe

Tabelle 6-5: Variantenvergleich MSK 1

MSK 1	Ist-Zustand	V 1: Kerndämmung + Außen- dämmung + Fenster/Haustü- ren	V 2: Oberste Ge- schossdecke	V 3a: Nahwärme- anschluss	V 3b: Wärme- pumpe + Photovoltaik
Primärenergiebedarf [kWh/(m ² ·a)]	443	263	229	64	101
Endenergiebedarf [kWh/(m ² ·a)]	442	261	228	198	56
Reduzierung des Endener- giebedarfs		41 %	48 %	55 %	87 %
CO ₂ -Emissionen [kg/(m ² ·a)]	98	58	51	10	31
Reduzierung der CO ₂ -Emis- sionen		41 %	48 %	90 %	68 %

Variante 1: Kerndämmung + Außenwanddämmung + Austausch der Fenster und Außentüren

In Variante 1 werden die 8 cm Luftschicht des zweischaligen Mauerwerks im Erdgeschoss mittels Einblasdämmung WLG 035 und die einschaligen Außenwände im Obergeschoss mit einem 16 cm Wärmedämmverbundsystem WLG 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 69.642 kWh/Jahr reduziert sich auf 41.092 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 28.550 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 6.237 kg CO₂ 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 263 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 1 beträgt 41 %.

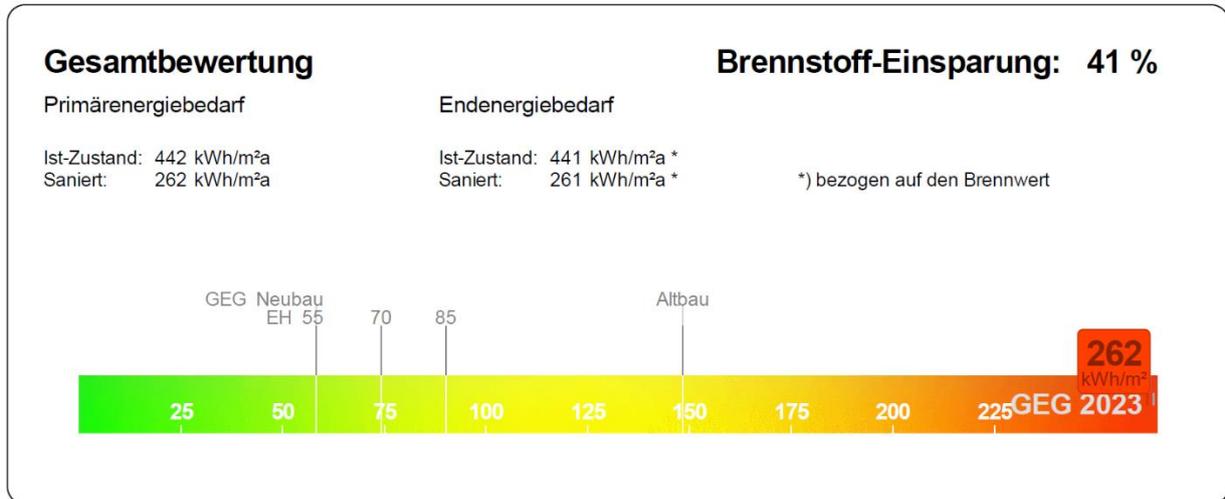


Abbildung 6-8: Bewertung Variante 1 des MSK 1

Variante 2: Oberste Geschossdecke

Neben dem Tausch der Fenster und der Hauseingangstüren und der Dämmung der Fassade, wird in Variante 2 zusätzlich die oberste Geschossdecke mit 16 cm Dämmstoff WLG 035 gedämmt.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 69.642 kWh/Jahr reduziert sich auf 35.888 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 33.754 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 7.403 kg CO₂ 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 229 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 2 beträgt 48 %.

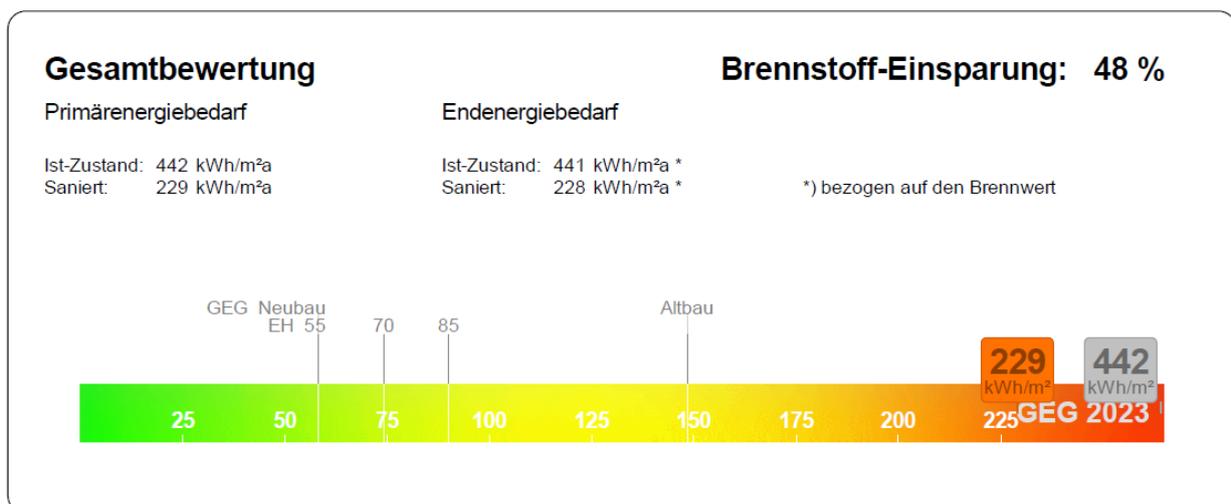


Abbildung 6-9: Bewertung Variante 2 des MSK 1

Variante 3a: Nahwärme

Nachdem in den Varianten 1 + 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 69.642 kWh/Jahr reduziert sich auf 31.121 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 38.521 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 13.866 kg CO₂ 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 64 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 3a beträgt 55 %.

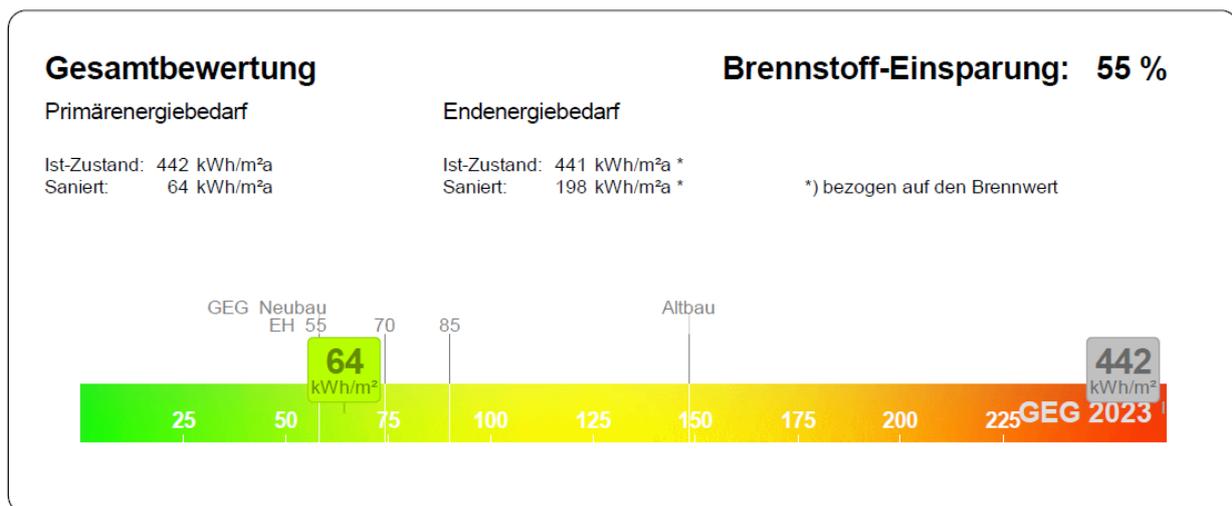


Abbildung 6-10: Bewertung Variante 3a des MSK 1

Variante 3b: Luft-Wärmepumpe + Photovoltaikanlage

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. Eine Variante, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen, ist der Einbau einer Luft-Wärmepumpe. 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 69.642 kWh/Jahr reduziert sich auf 8.843 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 60.799 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 10.432 kg CO₂ 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 101 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 3b beträgt 87 %.

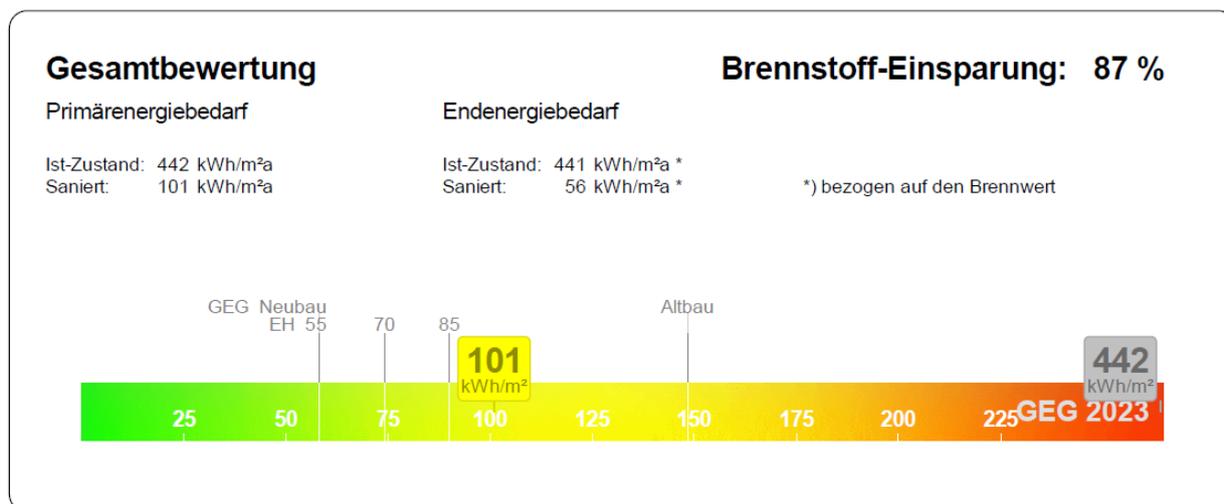


Abbildung 6-11: Bewertung Variante 3b des MSK 1

6.3.1.3 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		5.000 €	5.000 €	5.000 €
Dach				
Außenwände EG	3.000 €	3.000 €	3.000 €	3.000 €
Außenwände OG	16.500 €	16.500 €	16.500 €	16.500 €
Fenster	6.000 €	6.000 €	6.000 €	6.000 €
Außentüren	15.000 €	15.000 €	15.000 €	15.000 €
Innenwand Dachanbau	500 €	500 €	500 €	500 €
Bodenplatte				
Anlagentechnik				
Nahwärmeanschluss			10.000 €	
Luft-Wärmepumpe				30.000 €
Photovoltaikanlage				11.000 €
Kostenschätzung brutto	41.000 €	46.000 €	56.000 €	87.000 €
BEG-Förderung inkl. iSFP	8.200 €	9.200 €	14.200 €	25.700 €
Endinvestition	32.800 €	36.800 €	41.800 €	61.300 €

6.3.1.4 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 Objektes liegt bei etwa 11.125 kWh/a. Dies ist ein geringer Verbrauch, sodass sich aufgrund der Höhe der Investitionskosten keine schnelle Amortisation einstellt. 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 der 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.

Abbildung 6-12 zeigt auf, dass sich alle Varianten im Betrachtungszeitraum amortisieren. Die Variante 3a amortisiert sich mit einer Amortisationszeit von 28 Jahren am schnellsten. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass der Anschluss an die Nahwärme verhältnismäßig günstig ist.

In Variante 3b sind neben der hohen Energiekostensparnis die hohen Förderzuschüsse, aber auch die hohen Investitionskosten für die Wärmepumpe zu nennen.

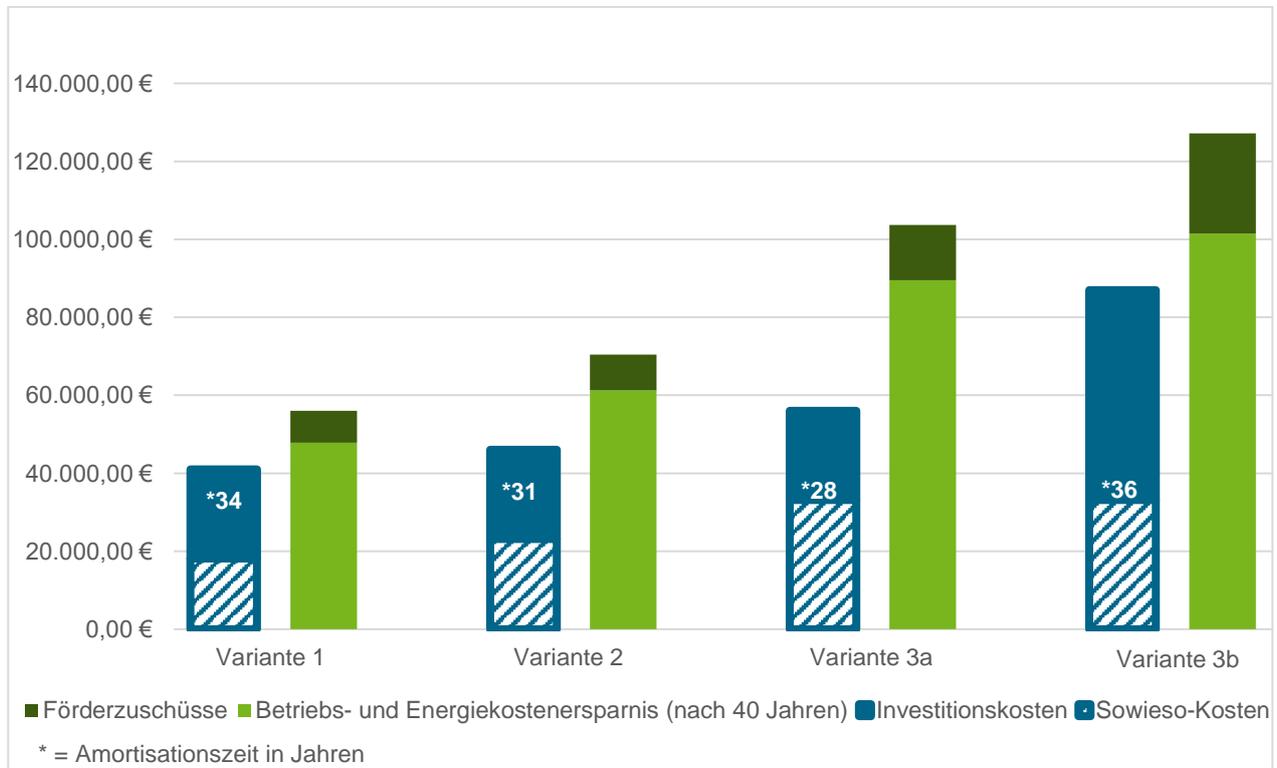


Abbildung 6-12: MSK 1, Rentabilität der Varianten nach 40 Jahren

6.3.2 MUSTERSANIERUNGSKONZEPT 2

Bei Mustersanierungsobjekt 2 handelt es sich um ein freistehendes Einfamilienhaus aus dem Jahr 1954 mit einem nachträglichen Anbau aus dem Jahr 1974. Das Objekt besteht aus einem Vollgeschoss und einem Dachgeschoss plus einem Spitzboden. Das Gebäude ist teilweise unterkellert und wird vollständig als Wohnraum genutzt.



Abbildung 6-13: Mustersanierungsobjekt 2, Vorderansicht, Foto: FRANK

6.3.2.1 BESTANDSAUFNAHME

Das Objekt befindet sich in einem gepflegten Allgemeinzustand.

Das Dach wurde im Jahr 2015 saniert. Es wurde mit 14 cm Zwischensparren- und 14 cm Holzfaseraufdachdämmung gedämmt, neu gedeckt und es wurden neue Dachfenster eingebaut. Die Fassade ist zweischalig mit Luftschicht aufgebaut. Sie stellt den größten energetischen Schwachpunkt der Immobilie dar. Hier gibt es die Möglichkeit einer Kerndämmung der vorhandenen Luftschicht. Mit dieser geringinvestiven Maßnahme lässt sich eine deutliche Verbesserung der Fassade erzielen. 2015 wurden einige Fenster gegen zweifach verglaste Fenster ausgetauscht. Die übrigen Fenster sind zwischen 1978 und 2004 erneuert worden. Die Haustür wurde im Jahr 2010 mit einer neuen zweifach-Verglasung ausgestattet. Die Bodenplatte gegen Erdreich sowie der sich in der Mitte des Gebäudes befindliche Teilkeller stellen den unteren Gebäudeabschluss dar.

Im Jahr 2007 wurde eine Ölzentralheizung mit Warmwasserbereitung (Buderus, G125 ECO, 21 kW) eingebaut und 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.

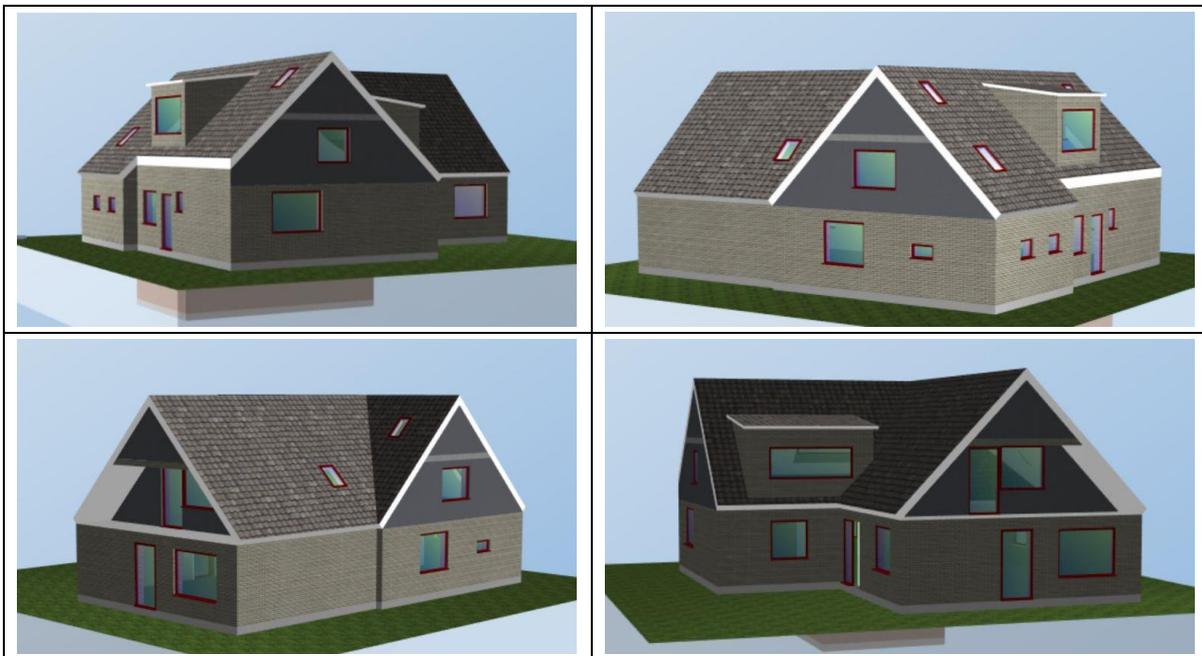


Abbildung 6-14: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth

Thermische Gebäudehülle

Zur thermischen Gebäudehülle ist festzuhalten, dass das komplette Gebäude beheizt ist, inklusive Spitzboden und Keller.

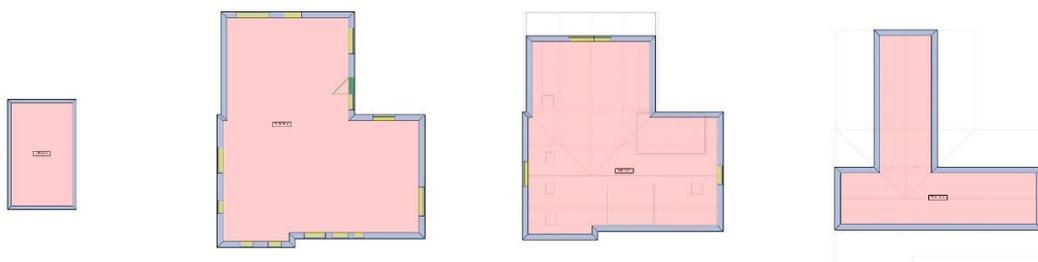


Abbildung 6-15: Thermische Gebäudehülle, v. l. n. r. KG, EG, 1.OG, DG

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 ⁸ in W/(m ² ·K)	U _{max} GEG ⁹ in W/(m ² ·K)	U _{max} BEG ¹⁰ in W/(m ² ·K)
Sparrendach	0,14	0,24	0,14
Dachfenster	1,10	1,40	1,00
Fassade	1,40	0,24	0,20
Fenster ab 2000	2,40	1,30	0,95
Fenster alt	2,70	1,30	0,95
Hauseingangstür	1,40	1,80	1,30
Bodenplatte EG	1,20	0,30	0,25
Außenwände Keller	1,30	0,24	0,20
Bodenplatte KG	1,20	0,30	0,25

⁸ Als U-Wert (früher k-Wert) wird der Wärmedurchgangskoeffizient eines Bauteils bezeichnet.

⁹ Bei Änderungen von Bauteilen an bestehenden Gebäuden muss der in dem GEG vorgegebene maximale U-Wert eingehalten werden.

¹⁰ Die Mindestanforderungen für BEG-EM-Förderungen gelten nicht für KfW-Effizienzhäuser, sondern für die BAFA-Förderung von Einzelmaßnahmen. Die Anforderungen können jederzeit aktualisiert werden.

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 (51.300 kWh/a) die größten Verluste, gefolgt von den Anlagenverlusten (20.400 kWh/a) und den Lüftungsverlusten (14.100 kWh/a).

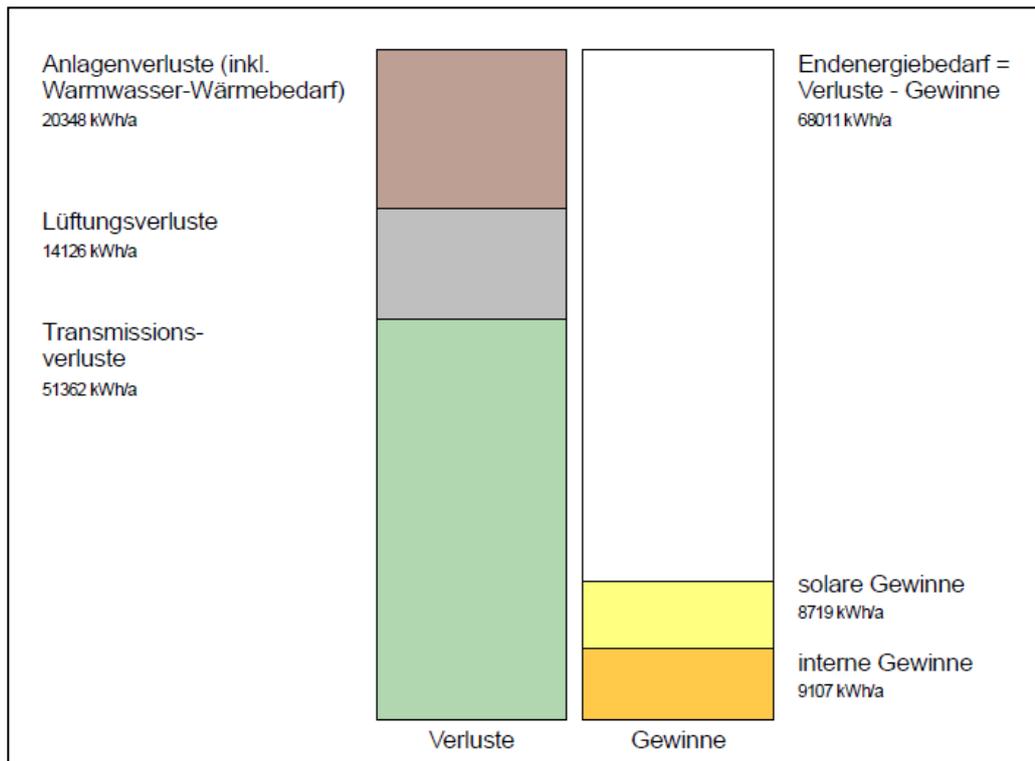


Abbildung 6-16: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 2

Wie genau sich die Transmissions- und Anlagenverluste zusammensetzen, ist Abbildung 6-17 zu entnehmen. Demnach sind die größten Transmissionsverluste bei der Außenwand (25.700 kWh/a) zu verzeichnen, gefolgt von der Bodenplatte/dem Keller (14.600 kWh/a), den Fenstern (14.600 kWh/a) und dem Dach (3.800 kWh/a). Bei den Anlagenverlusten stellen die Heizungsverluste die größten Verluste dar, gefolgt von den Warmwasserverlusten und der Hilfsenergie.

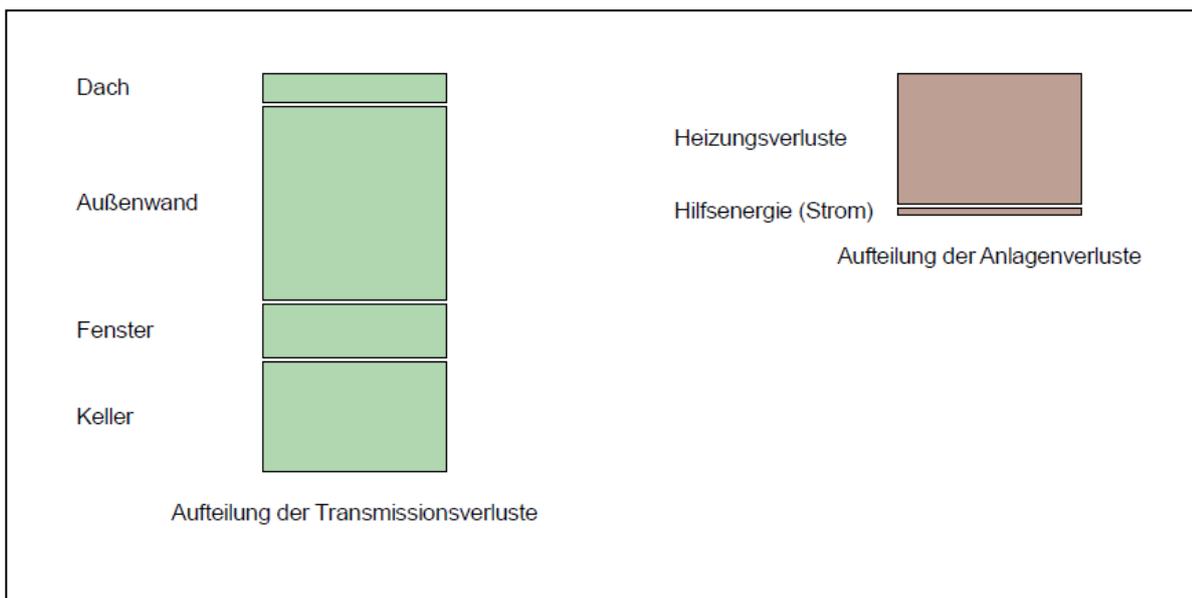


Abbildung 6-17: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 2

Bewertung des Gebäudes

Die CO₂-Emissionen betragen im Bestand 75 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 G eingeordnet (Klassen A-H). Die Gesamtbewertung des Gebäudes erfolgt aufgrund des jährlichen Primärenergiebedarfs pro Nutzfläche – zurzeit beträgt dieser 266 kWh/(m²·a). Wie zuvor beschrieben, ist nicht der Primärenergiebedarf, sondern der Endenergiebedarf zur energetischen Bewertung des Gebäudes geeignet.

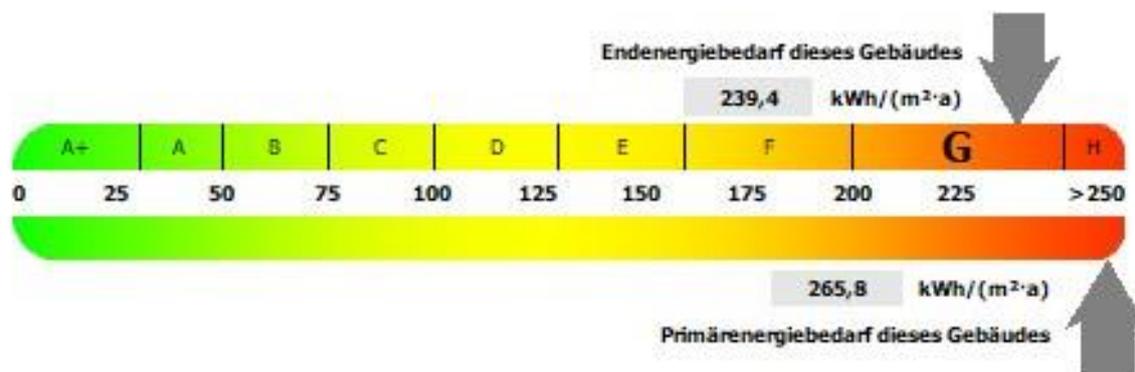


Abbildung 6-18: Gesamtbewertung Ist-Zustand, MSK 2

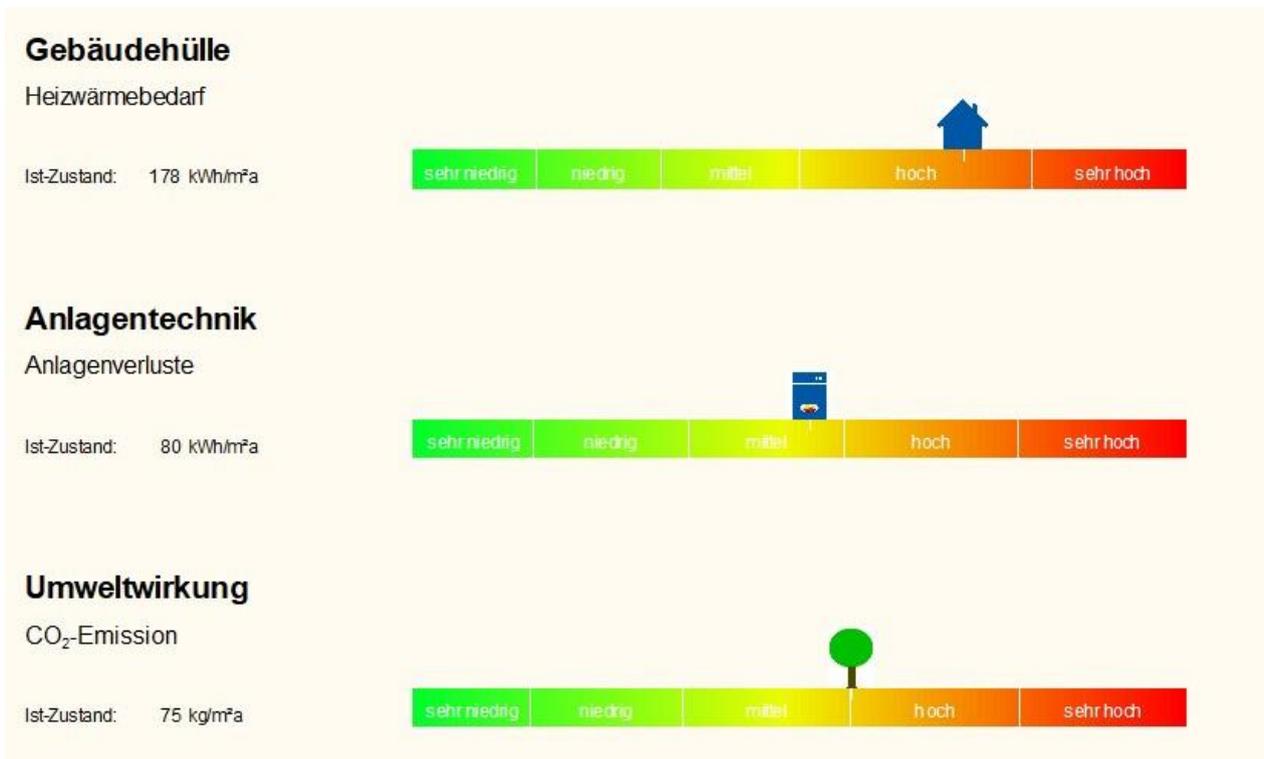


Abbildung 6-19: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand, MSK 2

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

mittlere Innentemperatur:	20,0 °C,
Luftwechselrate:	0,79 h ⁻¹ ,
interne Wärmegewinne:	3.671 kWh pro Jahr,
Warmwasser-Wärmebedarf:	2.459 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 enthält die Gegenüberstellung vier verschiedener Sanierungsvarianten.

Tabelle 6-8: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 2

Bauteil	V 1: Fassade, Fenster, Türen	V 2: Außenwand Keller	V 3a: Nahwärme- anschluss	V 3b: Wärmepumpe + Photovoltaikanlage
Baukonstruktion				
Sparrendach				
Dachflächenfenster				
Außenwände	Einblasdämmung 6 cm WLG 035	Einblasdämmung 6 cm WLG 035	Einblasdämmung 6 cm WLG 035	Einblasdämmung 6 cm WLG 035
Fenster ab 2000	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)
Fenster alt	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)
Bodenplatte EG				
Außenwände KG		8 cm Dämmung WLG 024	8 cm Dämmung WLG 024	8 cm Dämmung WLG 024
Bodenplatte KG				
Anlagentechnik				
Photovoltaik				7,5 kW _p (ca. 30 m ²)
Heizungstausch			Nahwärmeanschluss	Luft-Wärmepumpe

Tabelle 6-9: Variantenvergleich MSK 2

	Ist-Zustand	V 1: Fassade, Fenster, Türen	V 2: Außenwand Keller	V 3a: Nahwärme- anschluss	V 3b: Wärmepumpe + Photovoltaik
Primärenergiebedarf [kWh/(m²·a)]	266	185	177	51	98
Endenergiebedarf [kWh/(m²·a)]	254	177	168	167	55
Reduzierung des Endenergiebedarfs		30 %	34 %	34 %	78 %
CO₂-Emissionen [kg/(m²·a)]	75	52	50	7	31
Reduzierung der CO₂-Emissionen		30 %	34 %	91 %	59 %

Variante 1: Kerndämmung + Austausch der Fenster und Hauseingangstür

In Variante 1 werden die 6 cm Luftschicht des zweischaligen Mauerwerks mittels Einblasdämmung WLG 035 gedämmt. Darüber hinaus werden die alten Fenster und die Hauseingangstür ersetzt. Bei den Fenstern handelt es sich um dreifach verglaste Modelle mit einem U_w -Wert von 0,90 W/(m²·K). Die neuen Hauseingangstür soll einen U_D -Wert von 1,30 W/(m²·K) aufweisen.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 68.011 kWh/Jahr reduziert sich auf 47.335 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 20.675 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 6.094 kg CO₂ 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 185 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 1 beträgt 30 %.

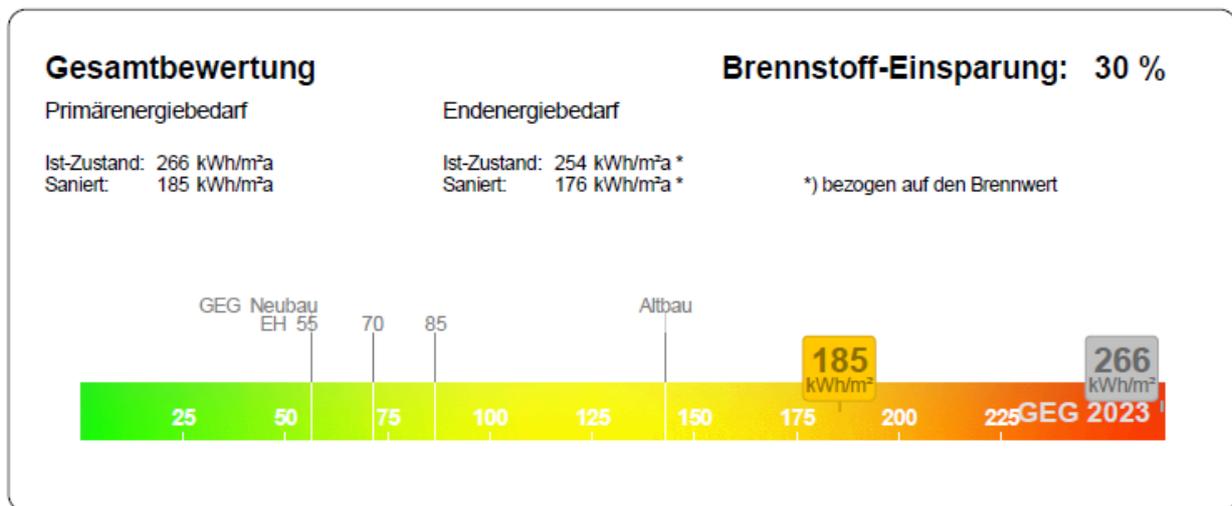


Abbildung 6-20: Bewertung Variante 1, MSK 2

Variante 2: Außenwand Keller

Neben der Dämmung der Fassade und dem Tausch der Fenster und der Hauseingangstür wird in Variante 2 zusätzlich die Außenwand des beheizten Kellers mit 8 cm Dämmstoff WLG 024 gedämmt.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von 68.011 kWh/Jahr reduziert sich auf 45.070 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 22.940 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 6.761 kg CO₂ 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 177 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 2 beträgt 34 %.

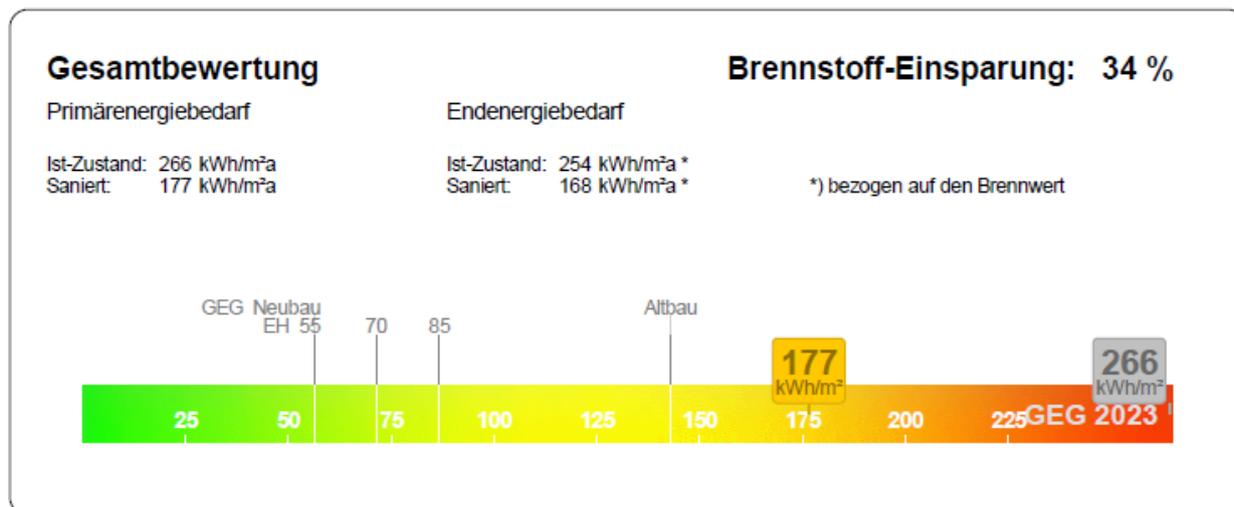


Abbildung 6-21: Bewertung Variante 2, MSK 2

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 68.011 kWh/Jahr reduziert sich auf 44.756 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 23.254 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 18.280 kg CO₂ 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 51 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 3a beträgt 34 %.

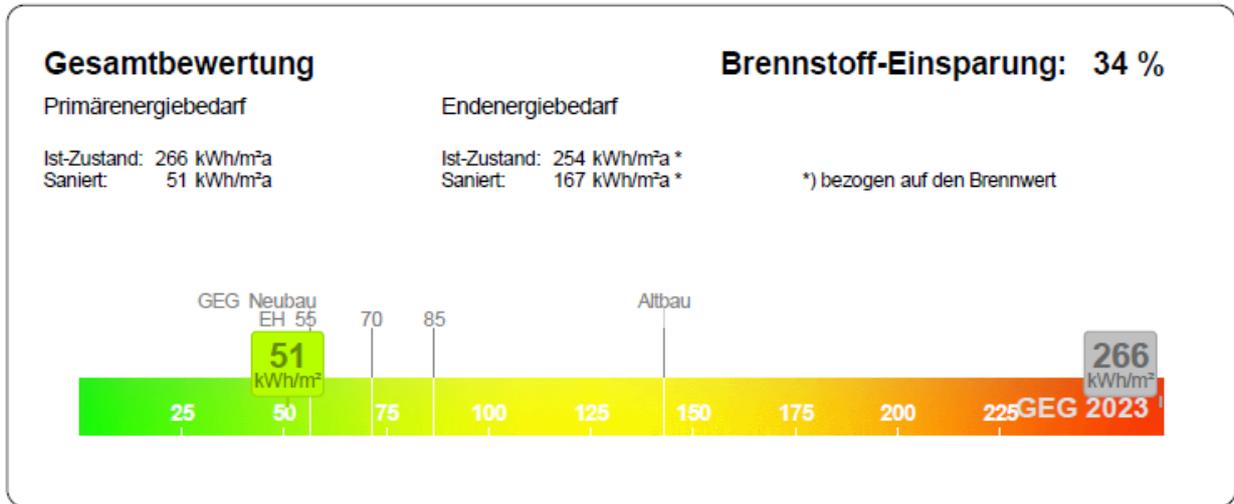


Abbildung 6-22: Bewertung Variante 3a, MSK 2

Variante 3b: Luft-Wärmepumpe + Photovoltaikanlage

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. Eine alternative Variante zum Fernwärmeanschluss, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen, ist der Einbau einer Luft-Wärmepumpe. 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 68.011 kWh/Jahr reduziert sich auf 14.625 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 53.385 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 11.954 kg CO₂ pro Jahr reduziert.

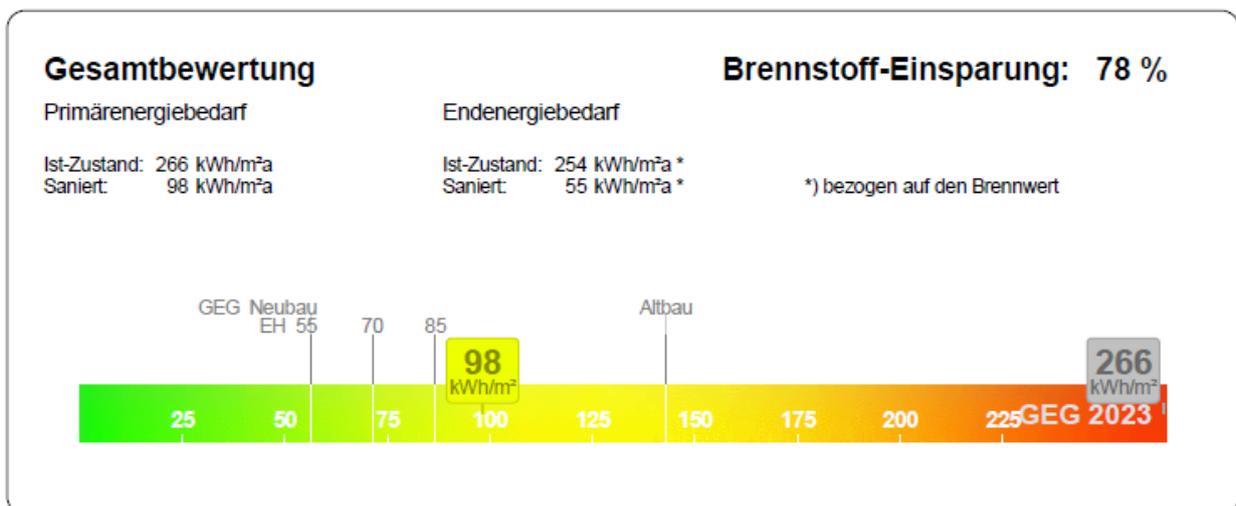


Abbildung 6-23: Bewertung Variante 3b, MSK 2

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 98 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 3b beträgt 78 %.

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	Außenwand Keller	Nahwärme	Wärmepumpe + PV
Baukonstruktion				
Sparrendach				
Dachflächenfenster				
Außenwände	6.000 €	6.000 €	6.000 €	6.000 €
Fenster gesamt	18.000 €	18.000 €	18.000 €	18.000 €
Hauseingangstür	5.000 €	5.000 €	5.000 €	5.000 €
Bodenplatte EG				
Außenwände KG		5.000 €	5.000 €	5.000 €
Bodenplatte KG				
Anlagentechnik				
Nahwärmeanschluss			10.000 €	
Luft-Wärmepumpe				30.000 €
Photovoltaikanlage				12.000 €
Kostenschätzung brutto	29.000 €	34.000 €	44.000 €	76.000 €
BEG-Förderung inkl. iSFP	5.800 €	6.800 €	11.800 €	23.300 €
Endinvestition	23.200 €	27.200 €	32.200 €	52.700 €

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 Objektes liegt bei etwa 21.200 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 Heizungs-austausch angenommen.

Abbildung 6-24 zeigt auf, dass sich alle Varianten in einem ähnlichen Betrachtungszeitraum amortisieren. Die Variante 2 amortisiert sich mit einer Amortisationszeit von 21 Jahren am schnellsten. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass mit der restlichen Dämmung der Gebäudehülle die Transmissionswärmeverluste deutlich reduziert werden. Darüber hinaus stellt sich die Kerndämmung der Außenwände als relativ kostengünstig dar.

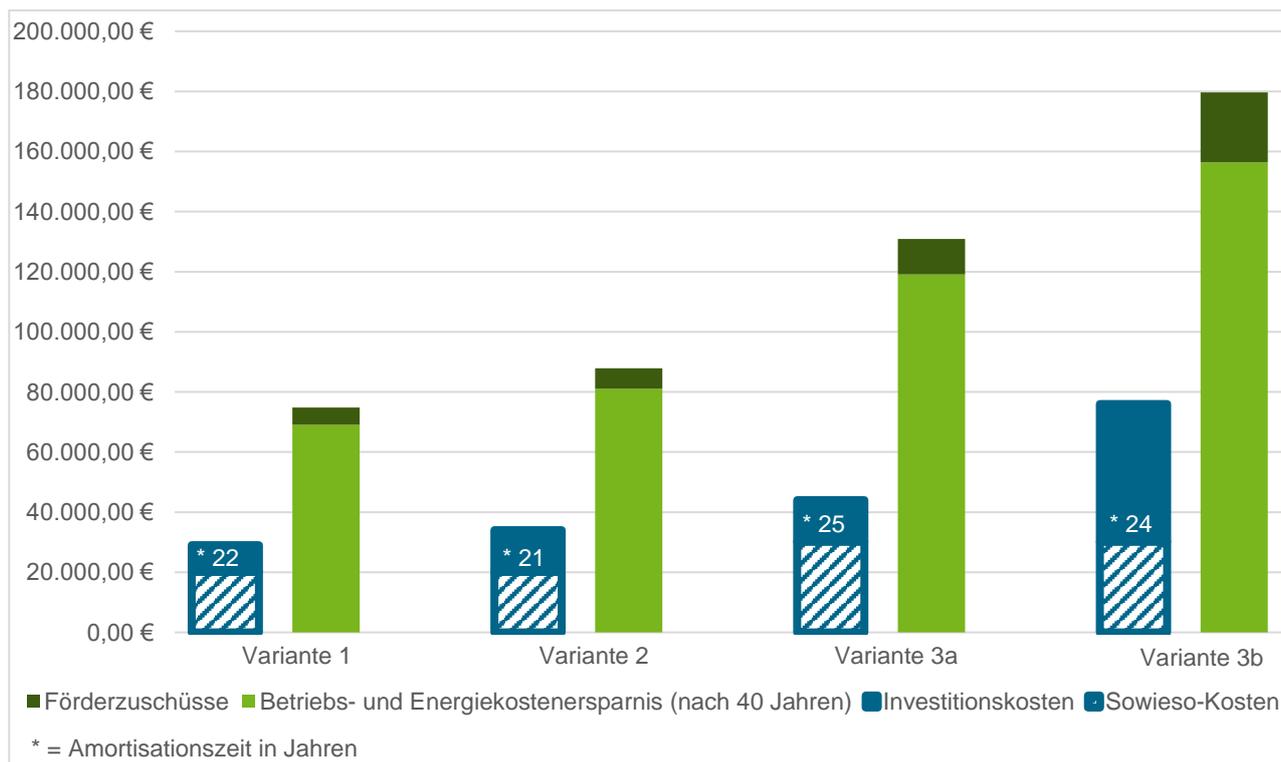


Abbildung 6-24: MSK 2, Rentabilität der Maßnahmen nach 40 Jahren

6.3.3 MUSTERSANIERUNGSKONZEPT 3

Bei Mustersanierungsobjekt 3 handelt es sich um ein freistehendes Einfamilienhaus aus dem Jahr 1993 mit einem Vollgeschoss und einem Dachgeschoss plus einem Spitzboden. Das Gebäude ist unterkellert und wird vollständig als Wohnraum genutzt.



Abbildung 6-25: Mustersanierungsobjekt 3, Vorderansicht, Foto: FRANK

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 mit einer 4 cm breiten Luftschicht. Im Dachbereich ist eine 12 cm dicke Zwischensparrendämmung aus Mineralfaser vorzufinden. Bei den Fenstern handelt es sich um Kunststofffenster mit 2-Scheiben-Isolierverglasung aus dem Jahr 1993. Diese stellen den größten energetischen Schwachpunkt der Immobilie dar.

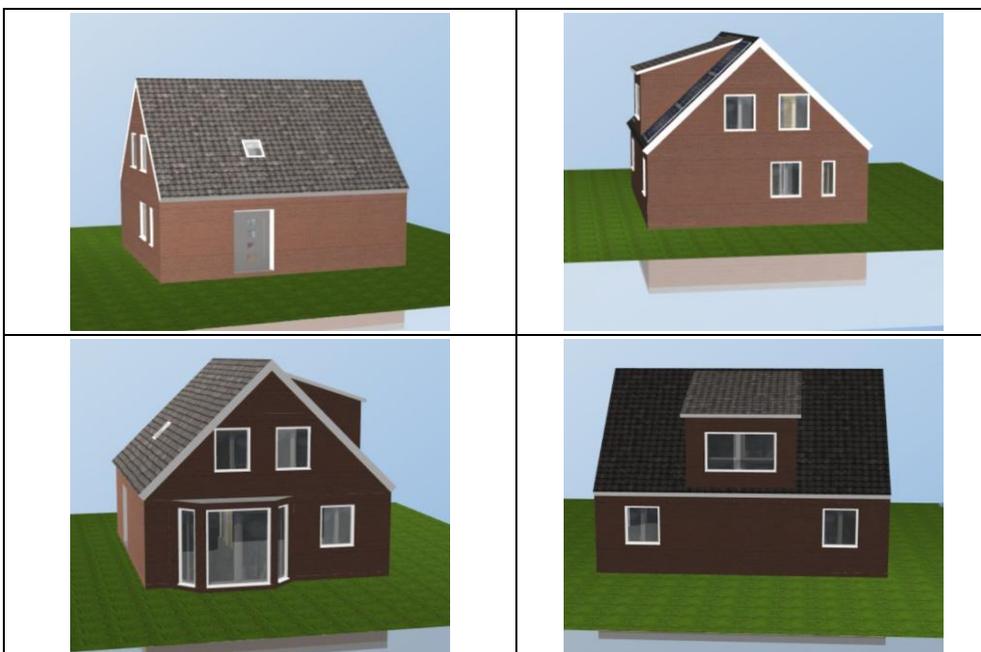


Abbildung 6-26: 3D Modellierung, erstellt durch FRANK mit dem Programm Hottgenroth

Im Kellerbereich ist eine Perimeterdämmung mit einer Stärke von 6 cm angebracht. Die Bodenplatte ist der Baualtersklasse des Gebäudes entsprechend ausgeführt und bildet den unteren thermischen Abschluss.

Auf dem unbeheizten Spitzboden ist die Zentralheizung (Wolf, CGB-20, 20 kW, Baujahr 2010) inkl. Warmwasserspeicher zu finden. Hierbei handelt es sich um ein Gas-Brennwert Gerät.

Thermische Gebäudehülle

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

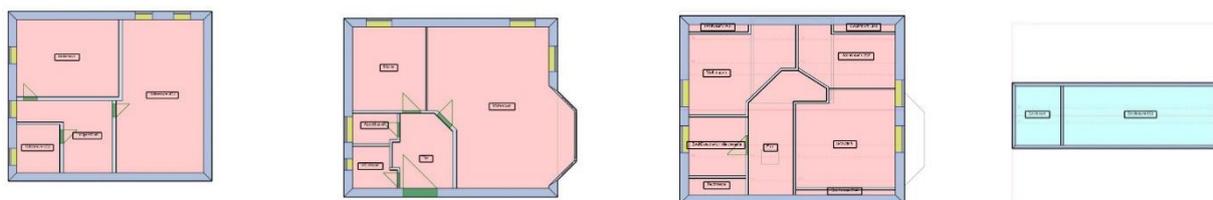


Abbildung 6-27: Thermische Gebäudehülle MSK 3, v. l. n. r. KG, EG, DG, Spitzboden

Energetische Bewertung Ist-Zustand

In Tabelle 6-11 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 6-11: Bauteile Ist-Zustand

Bauteil	U-Wert in W/(m ² ·K)	U _{max} GEG in W/(m ² ·K)	U _{max} BEG in W/(m ² ·K)
Dach	0,34	0,24	0,14
Oberste Geschossdecke	0,30	0,24	0,14
Außenwände	0,43	0,24	0,20
Fenster	3,00	1,30	0,95
Hauseingangstür	2,90	1,80	1,30
Bodenplatte	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 verursacht die Transmission (23.200 kWh/a) die größten Verluste, gefolgt von den Anlagenverlusten (14.600 kWh/a) und den Lüftungsverlusten (9.500 kWh/a).

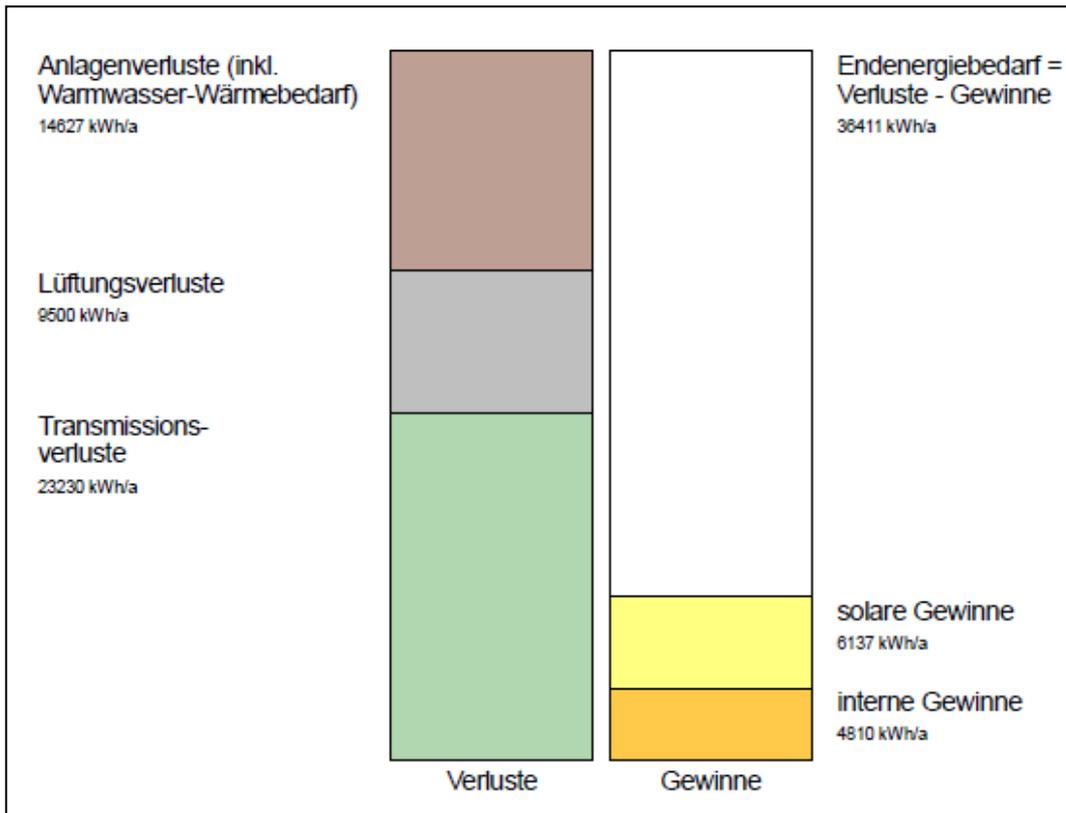


Abbildung 6-28: Energetische Verluste und Gewinne Ist-Zustand, MSK 3

Wie genau sich die Transmissions- und Anlagenverluste zusammensetzen, ist der nachfolgenden Grafik zu entnehmen. Demnach sind die größten Transmissionsverluste bei den Fenstern (8.000 kWh/a) zu verzeichnen, gefolgt von der Außenwand (6.400 kWh/a), dem Keller (5.400 kWh/a) und dem Dach (3.400 kWh/a). Bei den Anlagenverlusten stellen die Warmwasser-verluste die größten Verluste dar, gefolgt von der Hilfsenergie.

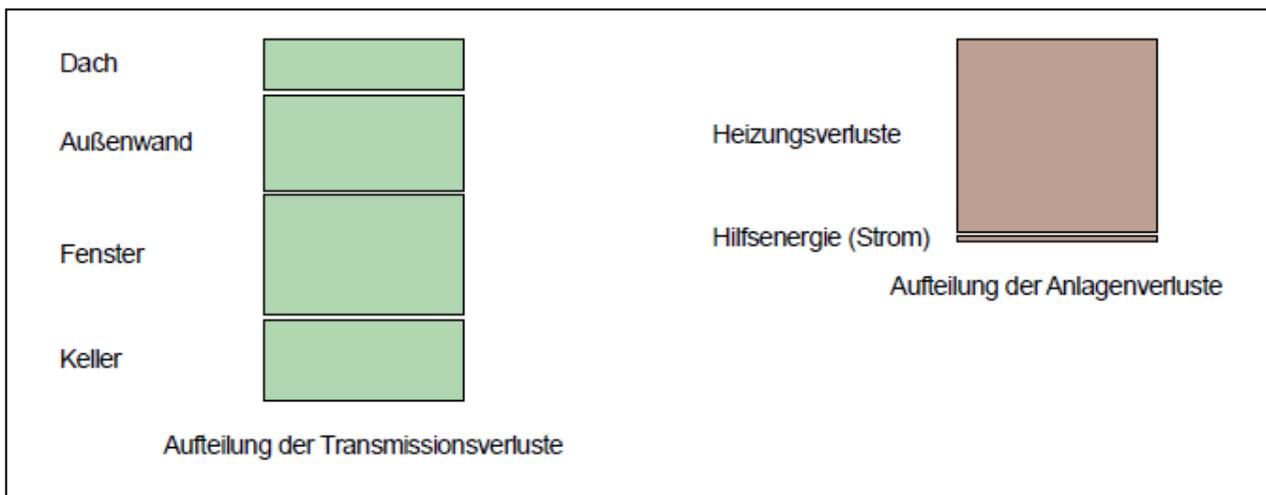


Abbildung 6-29: Energetische Verluste Ist-Zustand, MSK 3

Bewertung des Gebäudes

Die CO₂-Emissionen betragen im Bestand 45 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 F eingeordnet (Klassen A-H). Die Gesamtbewertung des Gebäudes erfolgt aufgrund des jährlichen Primärenergiebedarfs pro Nutzfläche – zurzeit beträgt dieser 203 kWh/(m²·a). Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, ist nicht der Primärenergiebedarf, sondern der Endenergiebedarf zur energetischen Bewertung des Gebäudes geeignet.

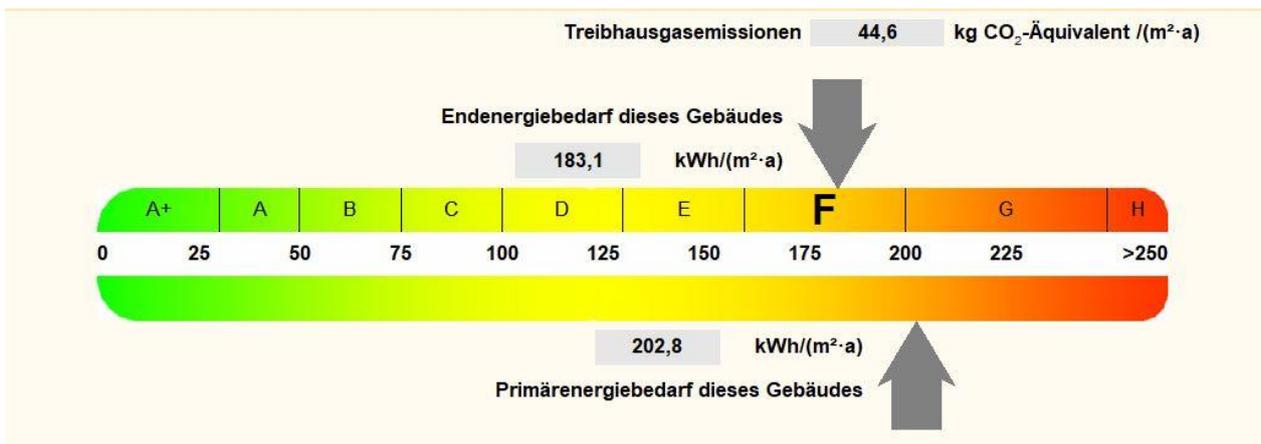


Abbildung 6-30: Gesamtbewertung Ist-Zustand, MSK 3

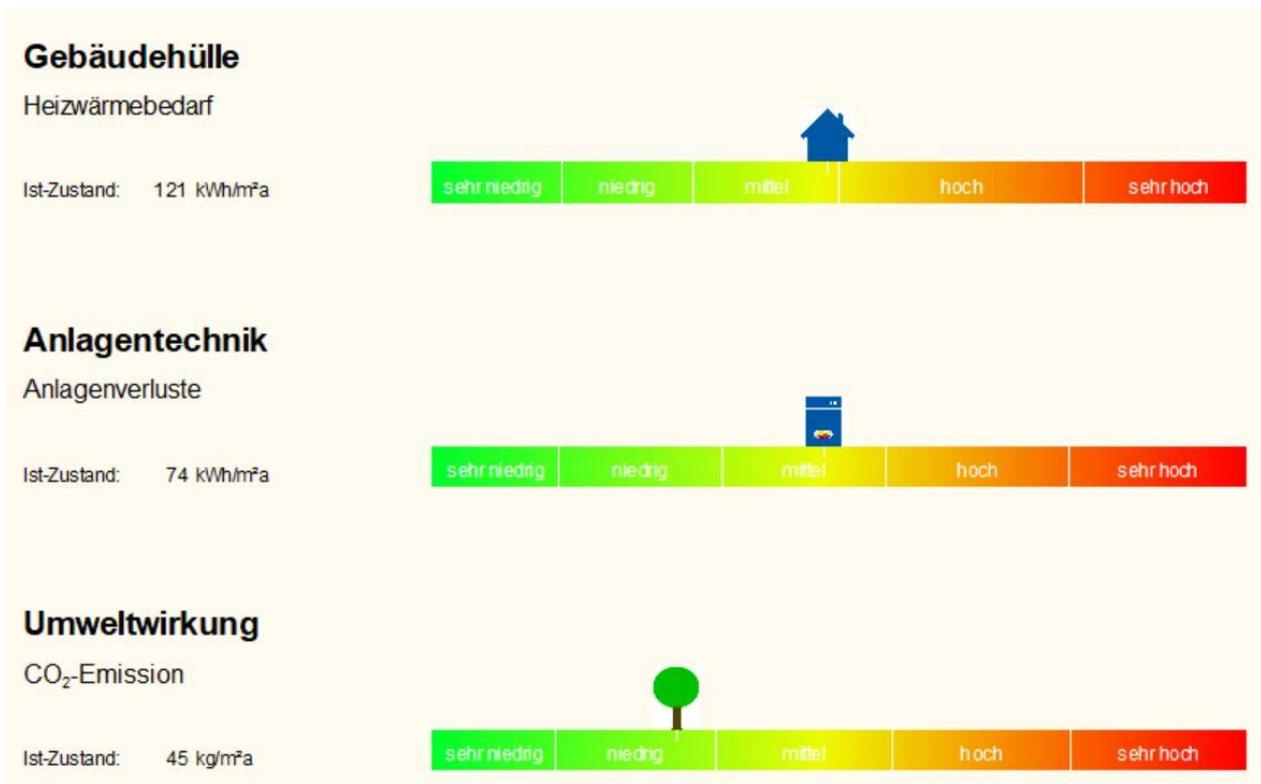


Abbildung 6-31: Gebäudehülle, Anlagentechnik, Umweltwirkung Ist-Zustand, MSK 3

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: 2.455 kWh pro Jahr,
 Warmwasser-Wärmebedarf: 1.644 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: Übersicht Sanierungsvarianten MSK 3

Bauteil	V 1: 2-fach verglaste Fenster, Haustür	V 2: 3-fach verglaste Fenster, Haustür, oberste Geschoss- decke, Kerndäm- mung	V 3a: Nahwärmean- schluss	V 3b: Wärmepumpe + Photovoltaikanlage
Baukonstruktion				
Dach				
Oberste Geschoss- decke		16 cm Dämmung WLG 035	16 cm Dämmung WLG 035	16 cm Dämmung WLG 035
Außenwände		Einblasdämmung 4 cm WLG 035	Einblasdämmung 6 cm WLG 035	Einblasdämmung 6 cm WLG 035
Fenster	$U_w 1,30 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$	$U_w 0,90 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$	$U_w 0,90 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$	$U_w 0,90 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$
Hauseingangstür	$U_D 1,80 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$	$U_D 1,30 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$	$U_D 1,30 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$	$U_D 1,30 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$
Bodenplatte				
Anlagentechnik				
Photovoltaik				5,5 kW _p (ca. 22 m ²)
Heizungstausch			Nahwärmeanschluss	Luft-Wärmepumpe

Tabelle 6-13: Variantenvergleich MSK 3

	Ist-Zustand	V 1: 2-fach ver- glaste Fen- ster, Haustür	V 2: 3-fach ver- glaste Fen- ster, Haustür, oberste Ge- schossde- cke, Kern- dämmung	V 3a: Nahwärme- anschluss	V 3b: Wärme- pumpe + Photovoltaik
Primärenergiebedarf [kWh/(m ² ·a)]	203	181	163	45	74
Endenergiebedarf [kWh/(m ² ·a)]	203	181	163	147	41
Reduzierung des Endener- giebedarfs		11 %	20 %	28 %	80 %
CO ₂ -Emissionen [kg/(m ² ·a)]	45	40	36	6	23
Reduzierung der CO ₂ -Emis- sionen		10 %	20 %	86 %	48 %

Variante 1: Austausch der Fenster (zweifach verglast) und Hauseingangstür

In Variante 1 werden die alten Fenster und die Hauseingangstür im Rahmen der gesetzlichen Bestimmungen, also ohne Fördermittel, ausgetauscht. Bei den Fenstern handelt es sich um zweifach verglaste Modelle mit einem U_w -Wert von $1,30 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$. Die neue Hauseingangstür soll einen U_D -Wert von $1,80 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ aufweisen. Diese Variante wurde extra gewählt, um sie wirtschaftlich mit der alternativen und förderfähigen Variante 2 vergleichen zu können.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von $36.411 \text{ kWh}/\text{Jahr}$ reduziert sich auf $32.482 \text{ kWh}/\text{Jahr}$. Es ergibt sich somit eine Einsparung von $3.928 \text{ kWh}/\text{Jahr}$ bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 827 kg CO_2 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 $181 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{Jahr}$. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 1 beträgt 11% .

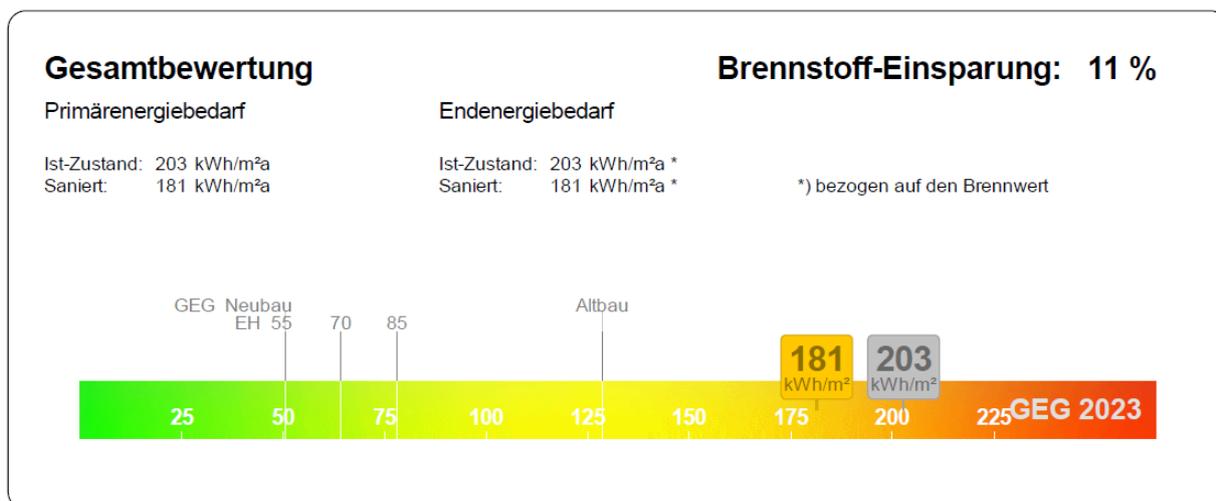


Abbildung 6-32: Bewertung Variante 1, MSK 3

Variante 2: Kerndämmung + Austausch der Fenster (dreifach verglast) und Hauseingangstür + Oberste Geschossdecke

In Variante 1 werden die 4 cm Luftschicht des zweischaligen Mauerwerks mittels Einblasdämmung WLG 035 gedämmt. Darüber hinaus werden die alten Fenster und die Hauseingangstür ersetzt. 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 neue Hauseingangstür soll einen U_D -Wert von $1,30 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ aufweisen. Die oberste Geschossdecke erhält eine 16 cm starke Dämmung WLG 035.

Der derzeitige, rechnerische Endenergiebedarf von $36.411 \text{ kWh}/\text{Jahr}$ reduziert sich auf $29.094 \text{ kWh}/\text{Jahr}$. Es ergibt sich somit eine Einsparung von $7.317 \text{ kWh}/\text{Jahr}$ bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO_2 -Emissionen werden um 1.575 kg CO_2 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 $162 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{Jahr}$. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 2 beträgt 20 %.

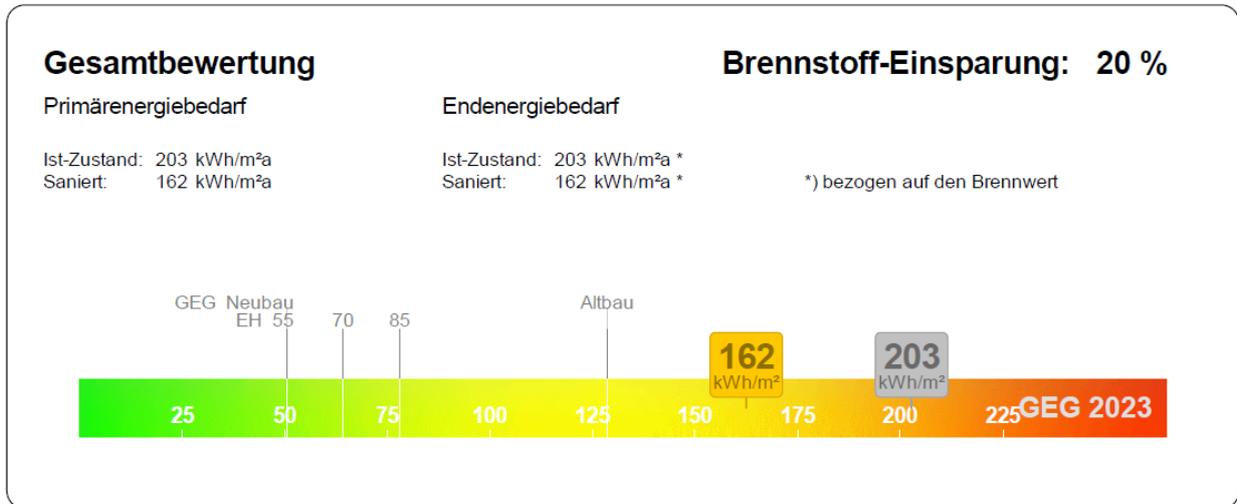


Abbildung 6-33: Bewertung Variante 2, MSK 3

Variante 3a: Nahwärme

Nachdem in der Variante 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 36.411 kWh/Jahr reduziert sich auf 26.365 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 10.046 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 6.889 kg CO₂/Jahr reduziert.

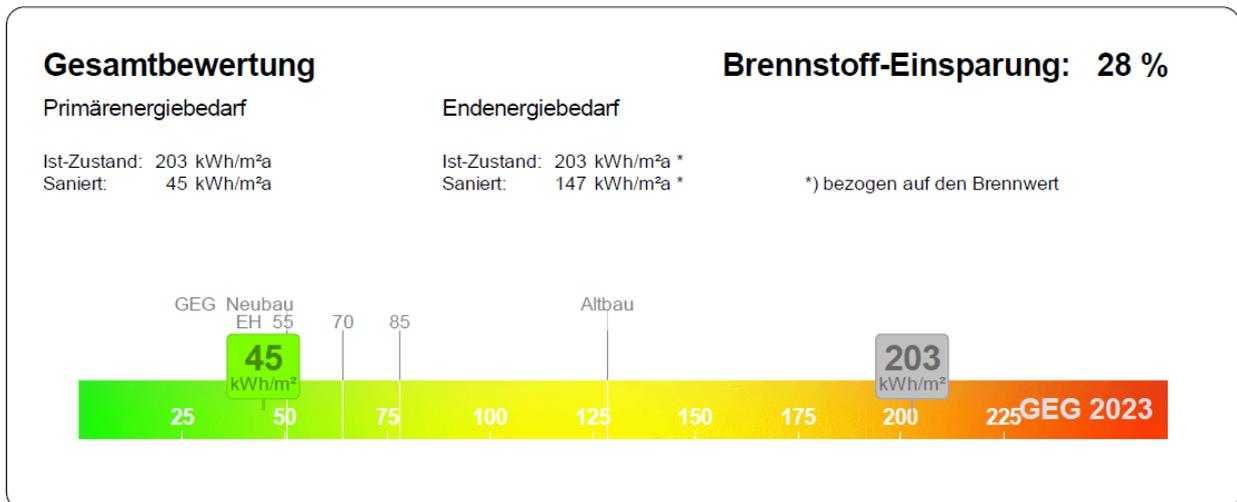


Abbildung 6-34: Bewertung Variante 3a, MSK 3

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 45 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 3a beträgt 28 %.

Variante 3b: Luft-Wärmepumpe + Photovoltaikanlage

Nachdem in Variante 2 die Gebäudehülle auf einen guten energetischen Stand gebracht worden ist, geht es im nächsten Schritt darum die Heiztechnik zu verbessern. Eine alternative Variante zum Wärmenetzanschluss, um die gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen, ist der Einbau einer Luft-Wärmepumpe. 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 36.411 kWh/Jahr reduziert sich auf 7.363 kWh/Jahr. Es ergibt sich somit eine Einsparung von 29.047 kWh/Jahr bei gleichem Nutzerverhalten und gleichen Klimabedingungen.

Die CO₂-Emissionen werden um 3.872 kg CO₂ 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 74 kWh/m²/Jahr. Die Brennstoffeinsparung der Sanierungsvariante 3b beträgt 80 %.

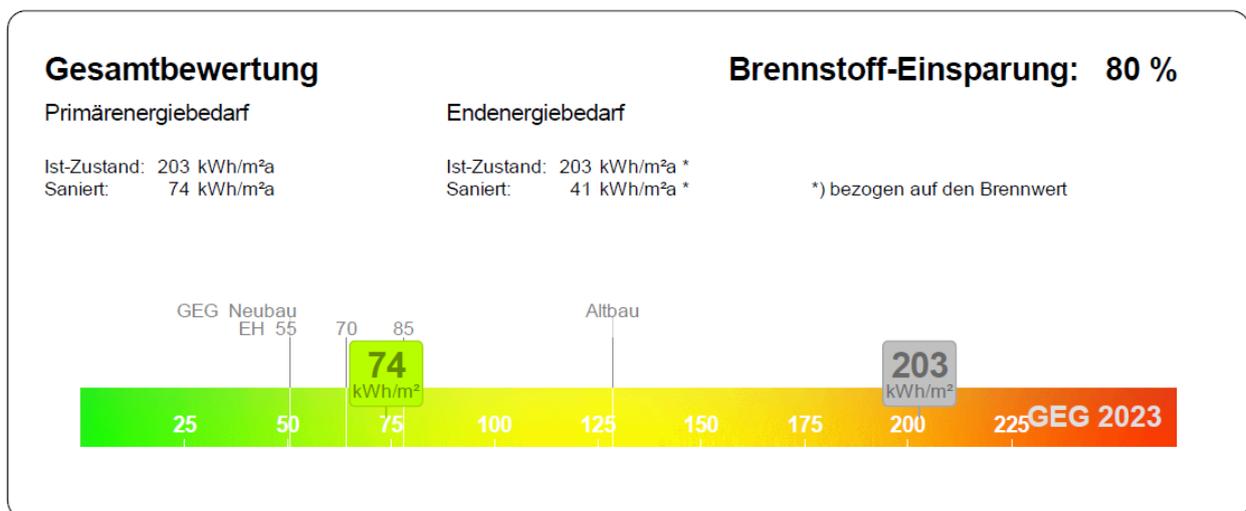


Abbildung 6-35: Bewertung Variante 3b, MSK 3

6.3.3.3 KOSTENSCHÄTZUNG

Tabelle 6-14 enthält die Kostenschätzung und basiert auf der DIN 276 - Kosten im Hochbau.

Tabelle 6-14: Kostenschätzung MSK 3

Kostenelement	Variante 1	Variante 2	Variante 3a	Variante 3b
	2-fach verglaste Fenster, Haustür	3-fach verglaste Fenster, Haustür, oberste Geschossdecke, Kerndämmung	Nahwärmeanschluss	Wärmepumpe + Photovoltaik
Baukonstruktion				
Dach				
Oberste Geschossdecke		2.500 €	2.500 €	2.500 €
Außenwände		3.500 €	3.500 €	3.500 €
Fenster	13.200 €	15.000 €	15.000 €	15.000 €
Hauseingangstür	4.000 €	5.000 €	5.000 €	5.000 €
Bodenplatte				
Anlagentechnik				
Nahwärmeanschluss			10.000 €	
Luft-Wärmepumpe				30.000 €
Photovoltaikanlage				9.000 €
Kostenschätzung brutto	17.200 €	26.000 €	36.000 €	65.000 €
BEG-Förderung inkl. iSFP	0,00 €	5.200 €	8.200 €	15.700 €
Endinvestition	17.200 €	20.800 €	27.200 €	49.300 €

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 Objektes liegt bei etwa 23.727 kWh/a. Für den Brennstoff wird eine Teuerungsrate von jährlich 4 % angenommen.

Die Abbildung 6-36 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 Objektes 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.

Bei diesem Gebäude wurde in Variante 1 bewusst ein Fenster- und Haustüraustausch nach den aktuellen gesetzlichen Bestimmungen ausgewählt, um diesen mit der förderfähigen Variante 2 zu vergleichen. Wenn die Fenster im Gebäude austauschwürdig sind, ist der Eigentümer verpflichtet, zweifach verglaste Fenster einzubauen. Für diesen einfachen Austausch erhält man keine Fördermittel und es dauert 34 Jahre, bis sich die Maßnahme amortisiert. In Variante 2 werden dreifach

verglaste Fenster gewählt und es werden noch kleine energetische Investitionen an Fassade und oberster Geschossdecke getätigt. Dank der Fördermittel ist die Endinvestition nur geringfügig höher. Die Energieeinsparungen fallen deutlich höher aus und die Maßnahmen amortisieren sich bereits nach 23 Jahren. Ein ergänzender Heizungsaustausch führt zu weiteren, hohen Energiekostensparnissen, sodass die Mehrinvestitionen die Amortisationszeiten nur minimal verlängern.

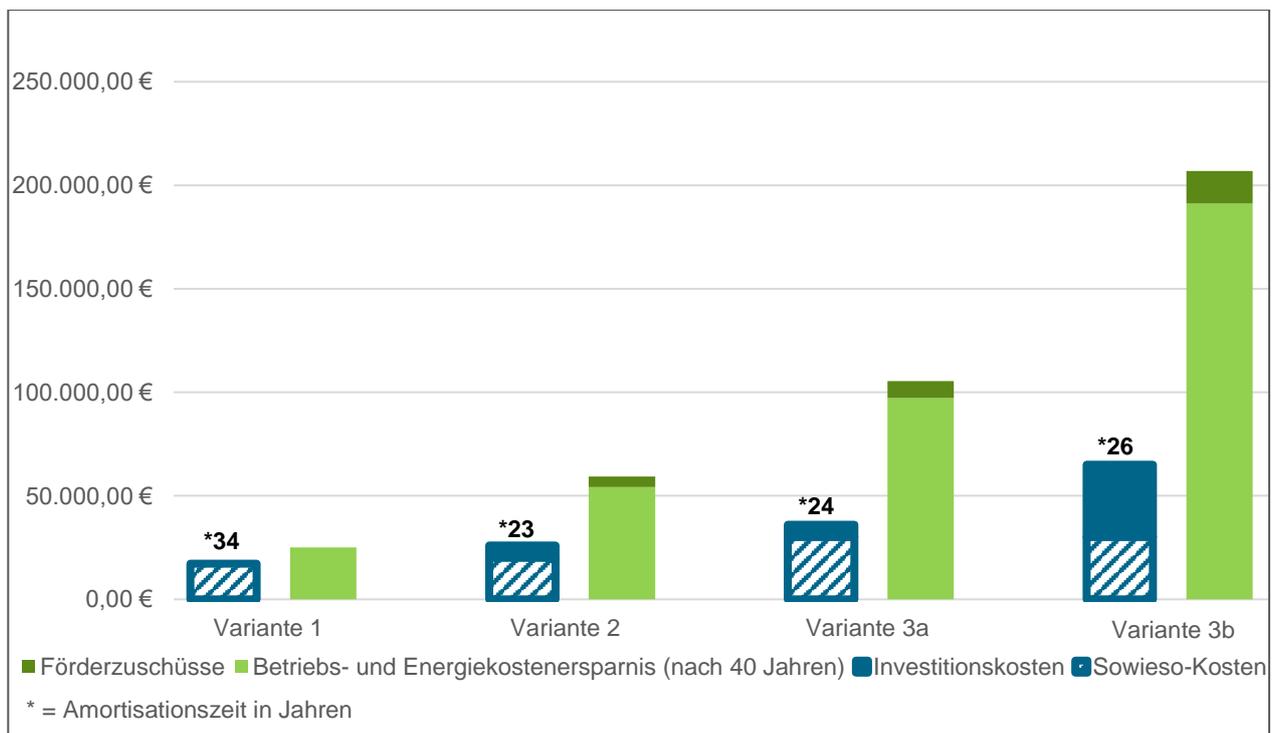


Abbildung 6-36: MSK 3, Rentabilität der Maßnahmen nach 40 Jahren

6.3.4 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 die „... Verdoppelung der energetischen Sanierungsrate von jährlich etwa 1 % 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 jeweilige Baualterklasse 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 Kastorf durchschnittlich 56 % 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 15 % gesenkt werden, bei einer ambitionierten Sanierungsrate in Höhe von 2 % sogar um das Doppelte.

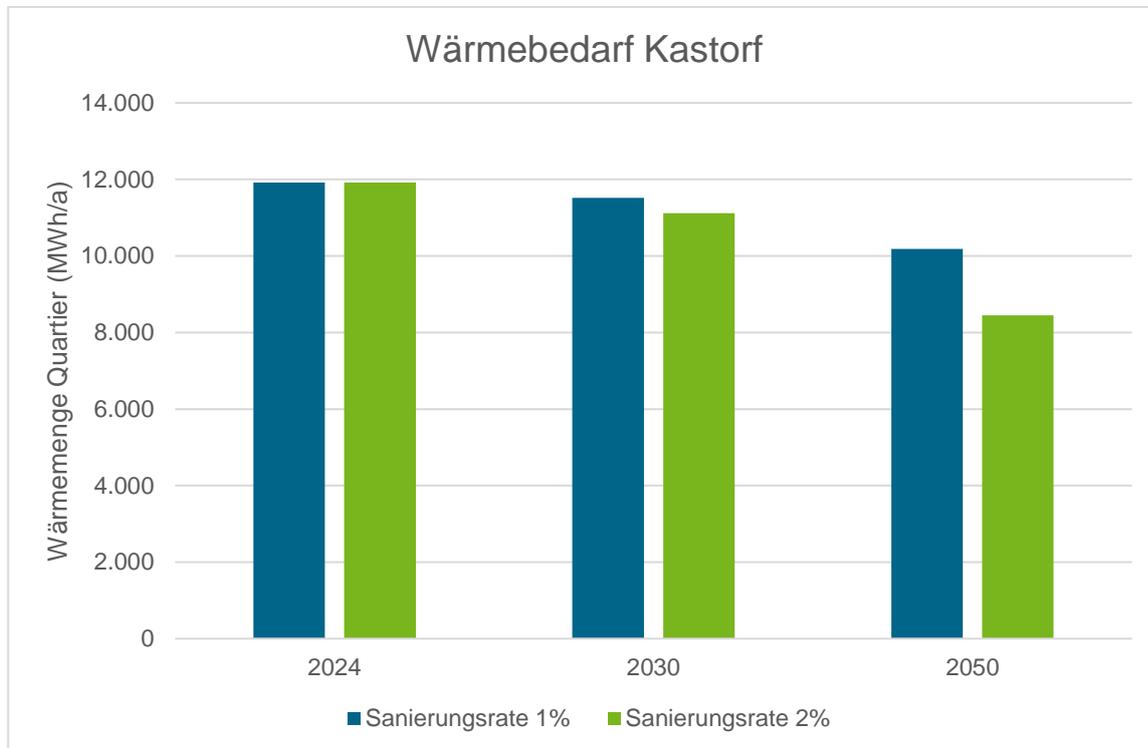


Abbildung 6-37: Entwicklung Wärmebedarf durch Gebäudesanierung

6.3.5 ZUSAMMENFASSENDE ERGEBNISSE DER MUSTERSANIERUNGSKONZEPTE KASTORF

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. Insgesamt kann festgehalten werden, dass alle drei untersuchten Gebäude Potenzial zur energetischen Sanierung bieten.

Bei MSK 1 wurde bisher, bis auf den Austausch von einigen Fenstern, noch keine energetischen Maßnahmen durchgeführt. Die Sanierung der Gebäudehülle bietet daher jede Menge Energieeinsparpotential. Aufgrund der aktuell geringen Verbräuche sowie der hohen Kosten für die Außenwanddämmung mittels WDVS und der Eingangstüren amortisieren sich alle Maßnahmen erst zwischen 28 und 36 Jahren. 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 verbaut werden.

Bei MSK 2 wurde das Dach bereits energetisch saniert. Die Außenwände gegen Außenluft und die beheizten Kellerwände gegen Erdreich bieten das größte energetische Einsparpotential. Über einer Kerndämmung der Luftschicht des zweischaligen Mauerwerks besteht hier eine kostengünstige Sanierungsmöglichkeit. Aus diesem Grund amortisiert sich Variante 2 mit 21 Jahren am schnellsten. Auch hier kann über die Gebäudesanierung die Heizlast reduziert und eine kleinere Heizung installiert werden.

Bei MSK 3 handelt es sich um ein Haus aus den 1990er Jahren. In dieser Baualtersklasse herrscht ein energetischer Standard, der nicht allzu weit vom heutigen abweicht. Dies ist der Grund, warum

über die Sanierung der Gebäudehülle nur 20 % Energieeinsparung zu erzielen sind. Auch hier stellt die Kerndämmung der Außenwände eine kostengünstige Sanierungsoption dar. Sanierungsvariante 2 amortisiert sich mit dem Austausch der Fenster, der Kerndämmung der Außenwände und der Dämmung der obersten Geschossdecke nach 23 Jahren am schnellsten. 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.

Die Sanierungsrate in einem Quartier hängt von verschiedenen Faktoren ab. Aufgrund der aktuell hohen Baukosten und der eingeschränkten Verfügbarkeit von Handwerksbetrieben ist mit einer hohen Sanierungsrate von 2 % in naher Zukunft nicht zu rechnen. Zudem sind bei Maßnahmen an der Gebäudehülle von Häusern aus den 90er und 2000er Jahren tendenziell niedrigere Einsparungen zu erwarten. Diese sind jedoch häufig im Quartier vorzufinden.

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. 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 Kastorf 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. 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, der durch Solarthermieanlagen „beladen“ wird. 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.

Das Quartier bildet das gesamte Gebiet der Gemeinde Kastorf, mit Ausnahme des Neubaugebietes Akazienweg. Die Gemeinde Kastorf ist durch ihre ländliche und dörfliche Bebauungsstruktur geprägt. Das Ortsbild wird von Einfamilienhäusern und landwirtschaftlichen Betrieben dominiert, ergänzt durch gewerblich genutzte Gebiete auf Gewerbeflächen von ca. 15 ha. Im Gemeindegebiet zeichnen sich keine Gebiete als besonders gut oder schlecht für eine zentrale Wärmeversorgung geeignet ab, sodass ein Wärmenetzes untersucht wurde, welches das gesamte Quartier umfasst.

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, an die Brennstoffe anzuliefern sind, sollte möglichst straßennah an oder nahe einer Straße mit hohem Verkehrsaufkommen verortet werden, da so innerörtliche Störungen von Wohngebieten vor allem durch Brennstofflieferungen minimiert werden können.

7.1.1 TECHNISCHE VERSORGUNGLÖSUNGEN

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 und Pyrolyse 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 bestenfalls noch als Brückentechnologie und nicht mehr als langfristige 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 daher die Pyrolyse weniger als Anlage zur Wärmeengewinnung zu sehen, sondern eher als Produktionsanlage, deren Abwärme dann, wenn die Anlage ohnehin zu Produktionszwecken errichtet wird, sinnvollerweise genutzt werden sollte. Daher gibt es im Moment auch keine Förderung von Pyrolyse als Wärmeerzeugungsanlage. Eine entsprechende Anlage mit nicht genutzter Abwärme ist im Quartier oder seinem näheren Umfeld aktuell nicht geplant.

Eine erste Versorgungsvariante sieht die zentrale Wärmebereitstellung mittels eines Holzhackschnitzel-Heizkessels vor. 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 Holzhackschnitzel-Heizkessel positiv beeinflusst werden. Die Vorratshaltung an Holzhackschnitzeln wird durch einen maßgeschneiderten Bunker gewährleistet. Der Strom zum Betrieb der Gesamtanlage wird aus dem öffentlichen Netz bezogen.

Bei der Beschaffung von Holzhackschnitzeln sollte generell auf eine regionale Herkunft Wert gelegt werden. Biomasse ist generell ein begrenzter Rohstoff, der vor allem an Orten bzw. zu Einsatzzeiten genutzt werden sollte, an denen keine sinnvollen Alternativen verfügbar sind (Meereis, 2023).

Zusätzlich ist noch ein Erdgaskessel vorgesehen, der aber nur selten zum Einsatz kommt: bei vereinzelten Lastspitzen, wie sie an extrem kalten Tagen auftreten können, oder wenn andere Anlagen für kurze Zeit wegen Wartungs- oder Reparaturarbeiten außer Betrieb sind.

Die zweite Versorgungsvariante sieht als primären Wärmeerzeuger eine Großwärmepumpe vor, welche als Energiequelle neben dem öffentlichen Strom die Umweltwärme der Umgebungsluft nutzt. Diese wird wie vorstehenden beschrieben durch einen Erdgaskessel für die Redundanz und Spitzenlastabdeckung besichert. 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.

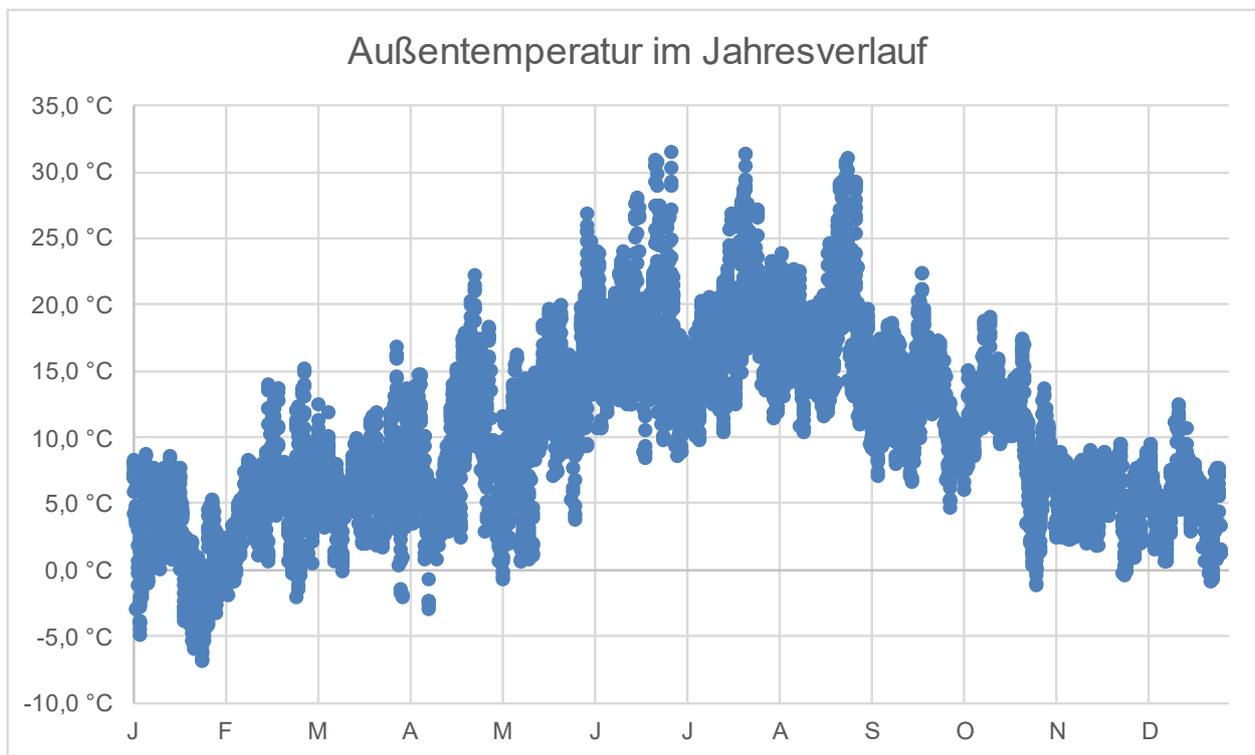


Abbildung 7-1: stündliche Außentemperaturen für Kiel-Holtenau im Jahr 2023

Die betrachtete dritte Versorgungsvariante entspricht grundsätzlich Versorgungsvariante 2, mit dem Unterschied, dass die Großwärmepumpe in dieser Variante die Wärme aus Erdsonden bezieht. Zur Ermittlung der Jahresarbeitszahl und damit der korrekten Berechnung des Strombedarfs werden statt der Außentemperatur die mittleren Fluidtemperaturen in den Erdsonden herangezogen. Diese ergeben sich in Abhängigkeit der kumulierten Wärmeentnahme und der Regeneration des Erdreiches in Zeiten geringer Wärmeentnahme. Die mittlere Fluidtemperatur in den Sonden im Jahresverlauf wurde mit Hilfe des Auslegungsrechners für Erdsonden „GEO-HAND^{light}“ ermittelt (Hochschule Biberach, o. J.).

Die mittlere Fluidtemperatur der Erdsonden für diese Variante ist in Abbildung 7-2 dargestellt. Da sich die Anzahl der Erdsonden und der Wärmeentzug zwischen den verschiedenen Versorgungsvarianten, die Erdsonden beinhalten, unterscheiden, ergibt sich jeweils ein etwas unterschiedlicher Temperaturverlauf.

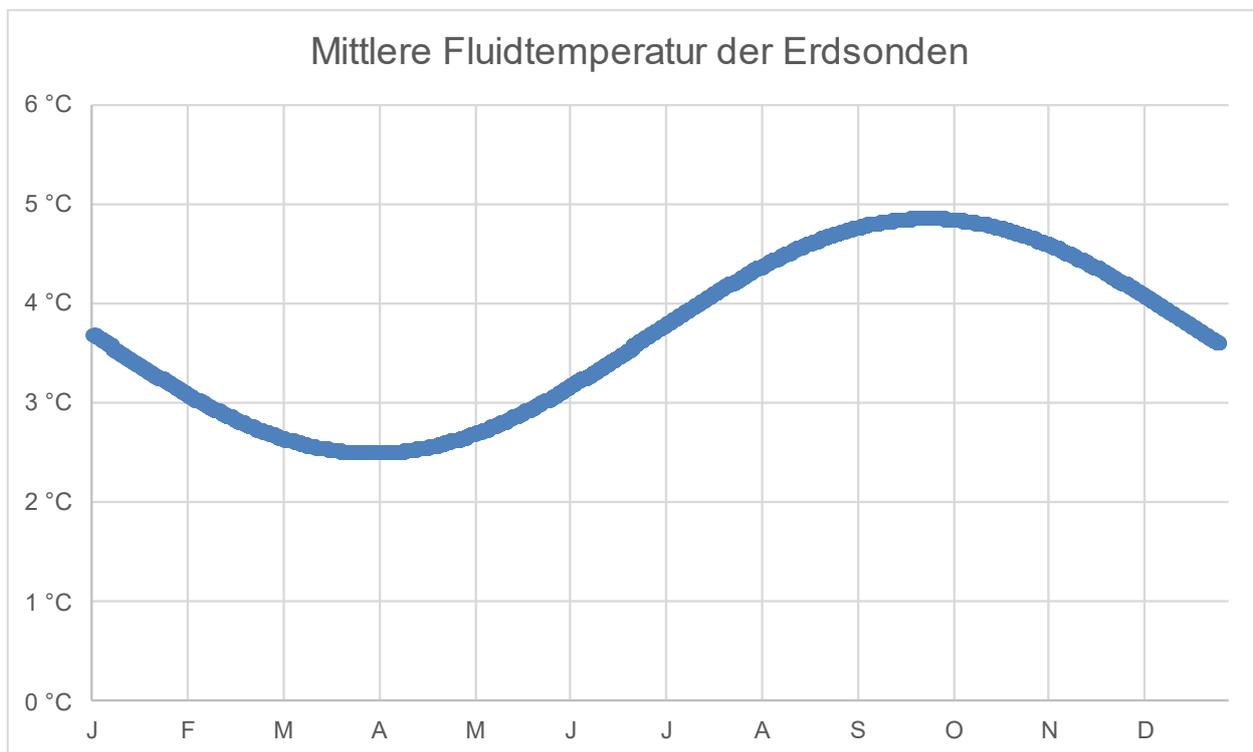


Abbildung 7-2: mittlere Fluidtemperatur in den Erdsonden im Jahresverlauf in Abhängigkeit des Wärmeentzugs und Regeneration des Erdreichs

In der vierten Versorgungsvariante wird eine Kombination aus Luftwärmepumpe und Hackschnitzelkessel untersucht, die durch einen Erdgaskessel besichert ist.

Die fünfte Versorgungsvariante untersucht die Kombination einer Erdwärmepumpe mit Hackschnitzelkessel, besichert durch einen Erdgaskessel.

In der sechsten Versorgungsvariante ist Solarthermie als Wärmequelle für den Warmwasserbedarf im Sommer und anteilig für den Wärmebedarf in den Übergangszeiten im Frühjahr und im Herbst vorgesehen. Die Solarthermie kann durch die jahreszeitlich bedingte Sonneneinstrahlung nur ca. ein Viertel des jährlichen Wärmebedarfs decken. Für die verbleibenden drei Viertel des Wärmebedarfs wird daher ein weiterer Wärmeerzeuger benötigt. In dieser Versorgungsvariante ist dafür ein Hackschnitzelkessel vorgesehen.

In der siebten Versorgungsvariante wird untersucht, wie die Solarthermie auch den Wärmebedarf im Herbst und Winter zu einem signifikanten Anteil decken kann. Dafür wird ein saisonaler Wärmespeicher benötigt, der Überschüsse im Sommer einspeichern und über Monate aufbewahren kann, sodass sie im Winter nutzbar werden. In der Regel wird dies über einen Erdbeckenspeicher realisiert, der Wasser auf hoher Temperatur aufbewahrt. Alternativ können auch Erdsonden mit den Überschüssen regeneriert und das Erdreich mit thermischer Energie beladen werden. Die Energie wird dann auf niedriger Temperatur gespeichert und wird im Winter mit Hilfe einer Wärmepumpe den Erdsonden entnommen. Dieser Ansatz wurde in dieser Variante untersucht.

Im Nachbarort Rondeshagen existiert eine Biogasanlage, deren Abwärme derzeit lediglich zur Beheizung eigener Gebäude inkl. eines Stallgebäudes und zur Holz Trocknung genutzt wird. In Vorgesprächen mit dem Betreiber zeigte sich dieser grundsätzlich interessiert, Wärme an ein mögliches Wärmenetz in Kastorf zu liefern. Allerdings beträgt die Distanz zwischen dem derzeitigen BHKW-Standort und dem Ort Kastorf fast 3 km. Eine Errichtung eines Satelliten-BHKWs am

Ortsrand von Kastorf wurde jedoch nicht ausgeschlossen. Die noch nicht genutzte Abwärmemenge könnte den jährlichen Wärmebedarf von Kastorf jedoch nur zu maximal 20 % decken. In der Folge müsste die Abwärme der Biogasanlage durch weitere Wärmeerzeuger ergänzt werden. In der achten Versorgungsvariante wird die Biogasabwärme daher mit Solarthermieanlagen und einem Hackschnitzelkessel kombiniert, besichert durch einen Gaskessel.

Die neunte Versorgungsvariante kombiniert die Biogasabwärme mit einem Hackschnitzelkessel, besichert durch einen Gaskessel.

Die zehnte Versorgungsvariante kombiniert die Biogasabwärme mit einer Luftwärmepumpe, besichert durch einen Gaskessel.

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 betrachtet 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 und 6.3.5). 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 sich der Leistungsbedarf für das Trinkwarmwasser nicht in Abhängigkeit vom Gebäudezustand verändert, sondern auf Basis des Nutzer*innenverhaltens.

Abbildung 7-3 stellt die mögliche Haupttrassenführung des untersuchten Wärmenetzes zur Versorgung des gesamten Quartiers in rot dar.

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 jedoch keine Rohrnetzberechnung vorgenommen, sodass die Wärmenetzverluste lediglich über die Netzlänge und einen pauschalen Ansatz von 15 W/m ermittelt wurden. Hier würden bei einer Anschlussquote von 80 % etwa 16 % 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.

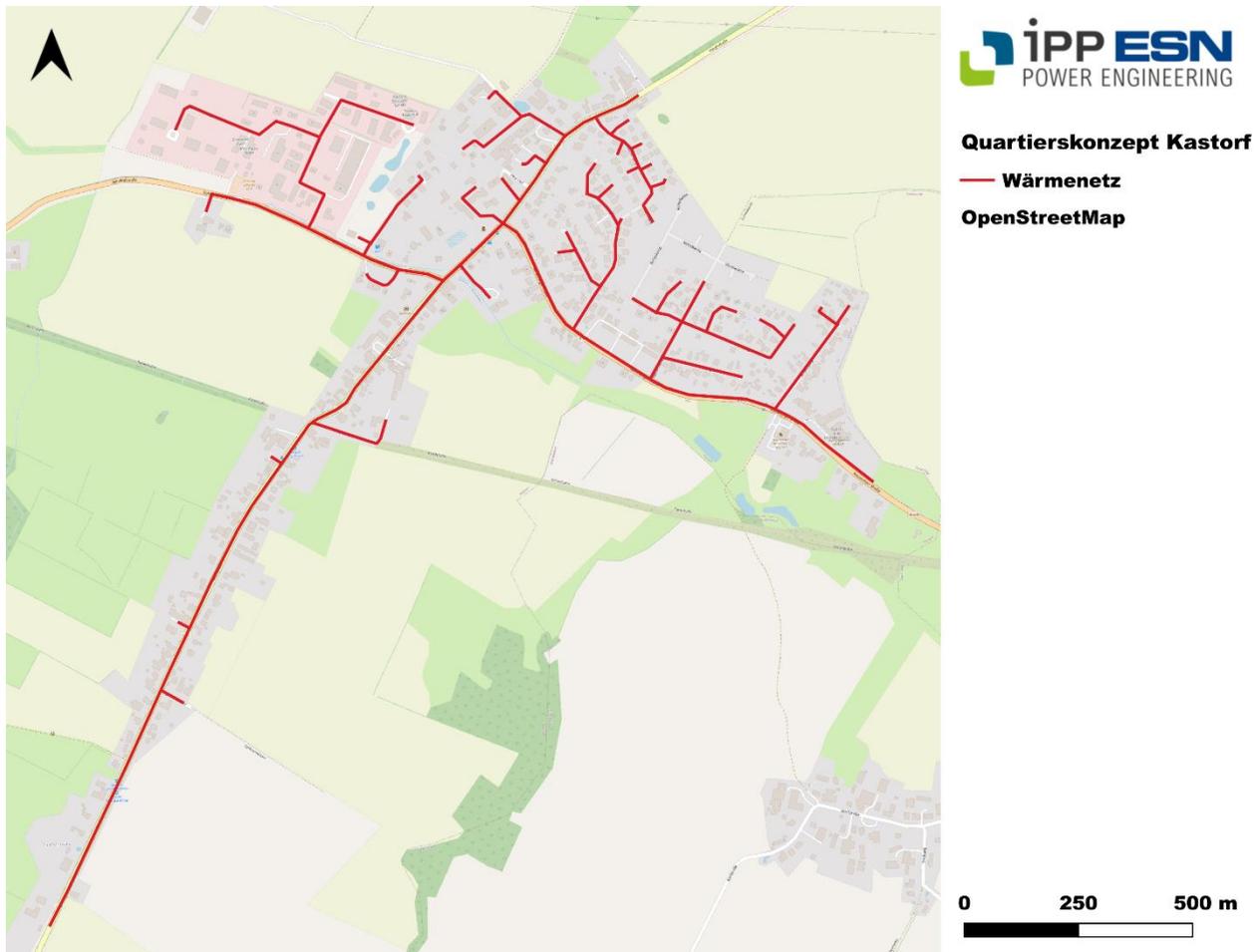


Abbildung 7-3: Entwurf Wärmenetz

Die in Abbildung 7-3 rot dargestellte Hauptwärmeleitung, welche sich in der Straße befindet, besitzt eine Länge von etwa 8,3 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 5,4 km Hausanschlussstrassen verlegt werden müssen. Insgesamt ergeben sich somit etwa 13,7 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 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.

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
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	Ø 2. Halbjahr 2022	8,00	9,52	ct/kWh _{th}
	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

Zwischen der Konzeption eines Wärmenetzes und der Inbetriebnahme und ersten Wärmelieferung an Kunden liegen erfahrungsgemäß mindestens drei bis fünf 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 für die 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, 2023). 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 zweiten Halbjahr 2022 und ersten Halbjahr 2023 angesetzt.

7.1.4 ZENTRALE WÄRMEVERSORGUNG

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Versorgungsoptionen für die Bestandsgebäude betrachtet.

7.1.4.1 ANLAGENDIMENSIONIERUNG UND ENERGIEBILANZEN

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 12.000 MWh. Bei einer Anschlussquote von 80 % beträgt der Wärmeabsatz im zukünftigen Wärmenetz ca. 9.500 MWh/a. Durch die Verteilung geht eine Wärmeenergie von ca. 1.800 MWh pro Jahr verloren, die dem Nahwärmenetz zusätzlich zugeführt werden muss. Die Verluste betragen etwa 16 % des gesamten Netzwärmebedarfs. Somit muss dem Wärmenetz unter Einbezug aller Übertragungsverluste eine jährliche Wärmemenge von etwa 11.300 MWh zugeführt werden.

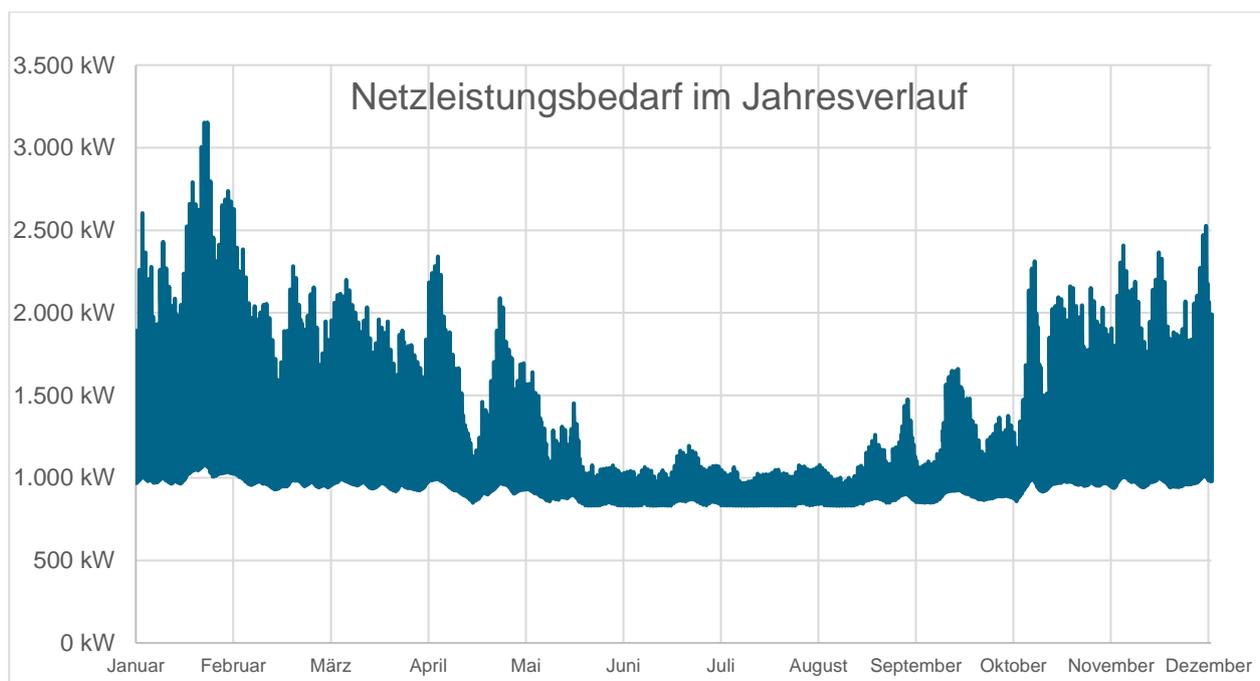


Abbildung 7-4: Netzwärmebedarf im Jahresverlauf berechnet auf Basis der Außentemperaturen von Kiel-Holtenau in 2019.

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 ca. 3,2 MW nur wenige Stunden im Jahr benötigt wird. In mehr als 5.100 Stunden pro Jahr wird eine Leistung von mehr als 1 MW benötigt. Eine Leistung von mehr als 1,5 MW wird hingegen nur noch in ca. 2.800 Stunden pro Jahr benötigt und eine Leistung von mehr als 2 MW wird in etwas mehr als 500 Stunden abgerufen.

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.

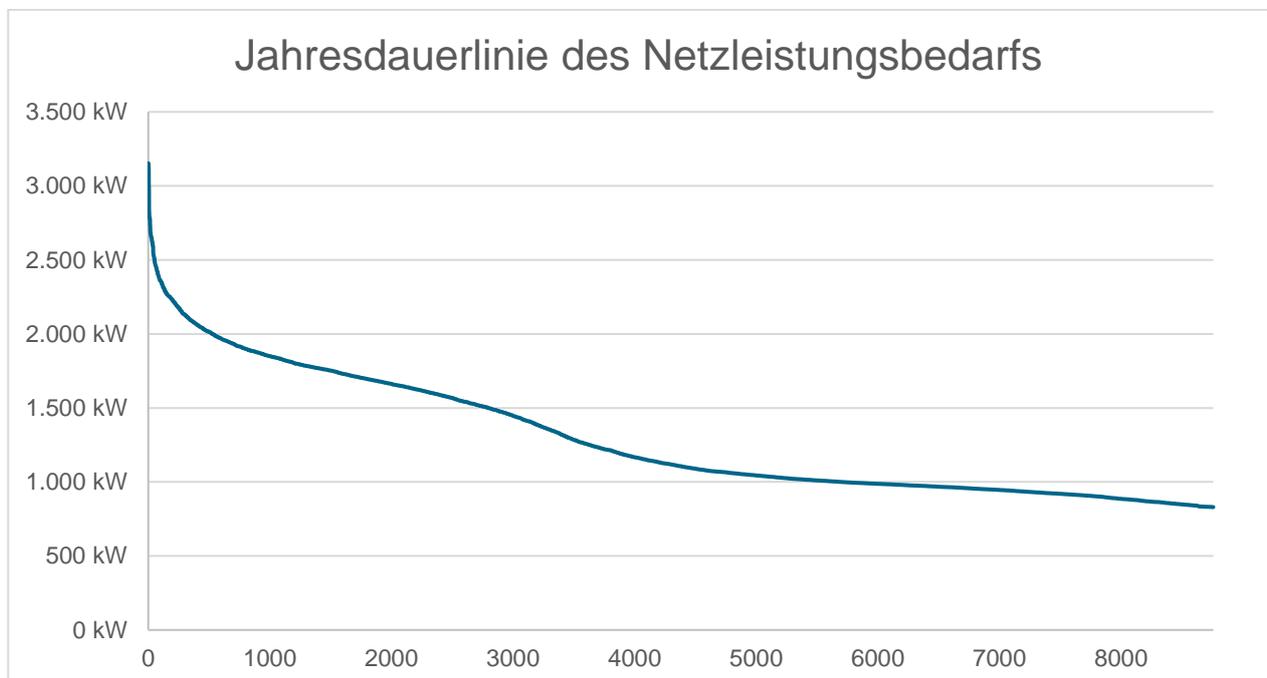


Abbildung 7-5: Jahresdauerlinie des Netzleistungsbedarfs berechnet auf Basis der Außentemperaturen für Kiel-Holtenau in 2019

Da ein Hackschnitzelkessel gegenüber einem Erdgaskessel deutlich geringere Brennstoffkosten aufweist und der Investitionsbedarf je kW installierter Leistung eher moderat ansteigt, lässt sich ein relativ groß dimensionierter Hackschnitzelkessel wirtschaftlich betreiben. In diesen Varianten

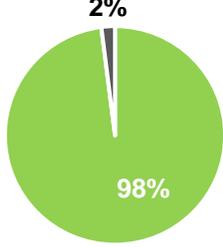
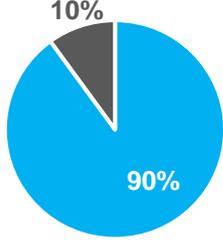
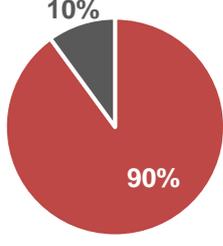
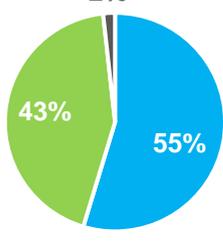
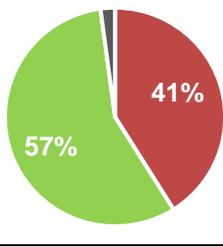
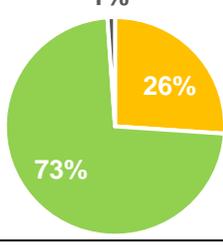
fungiert der Gaskessel im Wesentlichen als Redundanzanlage zur Besicherung im Fall von Störungen des Hackschnitzelkessels und zur Abdeckung besonders hoher Lastspitzen. Da die Ressource Holz begrenzt ist und keine Lösung für alle Gemeinden Deutschlands sein kann (Meereis, 2023), muss die Nutzung dieser Technologie immer im Einklang mit der lokalen langfristigen Verfügbarkeit von Hackschnitzeln stehen.

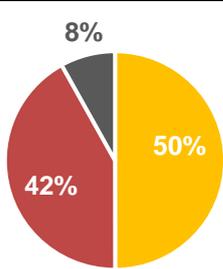
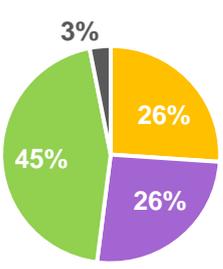
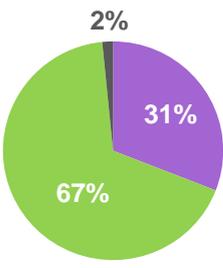
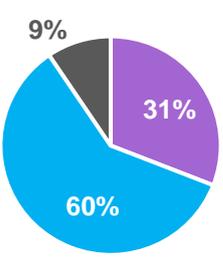
Wärmepumpen weisen dagegen einen höheren Investitionsbedarf je kW installierter Leistung auf als Biomassekessel. Daher werden Großwärmepumpen möglichst nur für die Grund- und Mittellast ausgelegt. Die Spitzenlastabdeckung übernimmt möglichst ein Spitzenlasterzeuger wie z. B. ein Gaskessel, der niedrige spezifische Investitionskosten je kW installierter Leistung aufweist. In der Folge ist der Anteil des Gaskessels an der Wärmeerzeugung bei Varianten, die Wärmepumpen, aber keine Hackschnitzelkessel beinhalten, höher als bei Varianten, in denen der Hackschnitzelkessel Teile der Spitzenlast abdecken kann. Die benötigte elektrische Energie zum Betrieb der Wärmepumpen wird aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen.

Die „fossilen 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 Biomassekessel gemäß des gesamten Netzleistungsbedarf wäre mit signifikant höheren Investitionskosten 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 einer fossilen Wärmeversorgung bleiben. Dies kann eine höhere Anschlussquote zur Folge haben, die wiederum den Dekarbonisierungseffekt des Netzes für das Quartier verstärkt.

Es wird in der Dimensionierung der Wärmeerzeuger jedoch stets darauf geachtet, dass der Erdgaskessel einen Anteil von 10 % an 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.

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 1,8 MW + ■ Erdgaskessel 3,2 MW 	
2	<ul style="list-style-type: none"> ■ Luft-WP 1,25 MW (bei 0 °C) + ■ Erdgaskessel 3,2 MW 	
3	<ul style="list-style-type: none"> ■ Erd-WP 1,4 MW (390 Sonden) + ■ Erdgaskessel 3,2 MW 	
4	<ul style="list-style-type: none"> ■ Luft-WP 0,6 MW (bei 0 °C) + ■ Hackschnitzelkessel 1,2 MW + ■ Erdgaskessel 3,2 MW 	
5.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Erd-WP 0,6 MW (180 Sonden) + ■ Hackschnitzelkessel 1,2 MW + ■ Erdgaskessel 3,2 MW 	
6.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Solarthermie 7.500 m² + ■ Hackschnitzelkessel 1,85 MW + ■ Erdgaskessel 3,2 MW 	

Variante	Erzeuger & Leistung	Anteile an der Wärmeerzeugung
7.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Solarthermie 19.000 m² ■ Erd-WP 1,25 MW (250 Sonden) + ■ Erdgaskessel 3,2 MW 	
8.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Solarthermie 7.500 m² + ■ Biogaswärme 0,4 MW_{th} + ■ Hackschnitzelkessel 1,2 MW + ■ Erdgaskessel 3,2 MW 	
9.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Biogaswärme 0,4 MW_{th} + ■ Hackschnitzelkessel 1,4 MW + ■ Erdgaskessel 3,2 MW 	
10.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Biogaswärme 0,4 MW_{th} + ■ Luft-WP 0,9 MW (bei 0 °C) + ■ Erdgaskessel 3,2 MW 	

7.1.4.2 INVESTITIONSSCHÄTZUNG

Für die grobe Ermittlung der Investitionskosten wurden, soweit für die jeweilige Variante zutreffend, Ausgaben für Solarthermieanlagen, Wärmepumpen inkl. Quellenanlagen, Holzhackschnitzelkessel und Erdgaskessel, 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 angemessen konservativen Investitionskalkulation Rechnung zu tragen.

Es zeigt sich, dass die Variante 1 mit 17,1 Mio. €, also ein Wärmenetz auf Holzhackschnitzelbasis, die geringsten Investitionen mit sich bringt. Leicht niedriger sind nur die Investitionskosten der Variante 9, bei der in das Wärmenetz auf Holzhackschnitzelbasis die Abwärme der Biogasanlage integriert wird, da dann der Hackschnitzelkessel 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 beim Biogasanlagenbetreiber zugeordnet werden und dann als Bestandteil des Abwärmepreises, den der Wärmenetzbetreiber an den Biogasanlagenbetreiber zahlt, in die Wärmegestellungskosten einfließt.

Leicht höhere Investitionskosten rufen die Varianten 2, 4 und 10 hervor, die auf Luftwärmepumpen als Wärmeerzeuger setzen. Hier sind 18,2 bis 19,0 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 21,5 Mio. €, die alleinige Versorgung mit Erdwärmepumpen ruft 26,0 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 23,7 bzw. 23,5 Mio. € zu Buche.

Besonders hohe Investitionskosten bringt die Kombination aus Solarthermie und Erdsonden, die zusätzlich als Saisonspeicher fungieren, mit sich. Variante 7 kommt auf 39,6 Mio. € Investitionskosten.

Einen wesentlichen Anteil der Gesamt-Investitionen macht das Wärmenetz mit 11,9 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 Bundesebene 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 und kann beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) beantragt werden.

Mit der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (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 und Abbildung 7-7 dargestellten Investitionen, denen die möglichen BEW-Förderungen mindernd gegenübergestellt sind. Die in Abbildung 7-6 und Abbildung 7-7 dargestellten Zahlenwerte stellen die Investitionskosten nach Abzug der BEW-Förderung dar.

Die detaillierten Investitionskosten finden sich in Tabelle 14-1 im Kapitel 14 (Anhänge: Investitionskosten und Wirtschaftlichkeitsberechnungen).

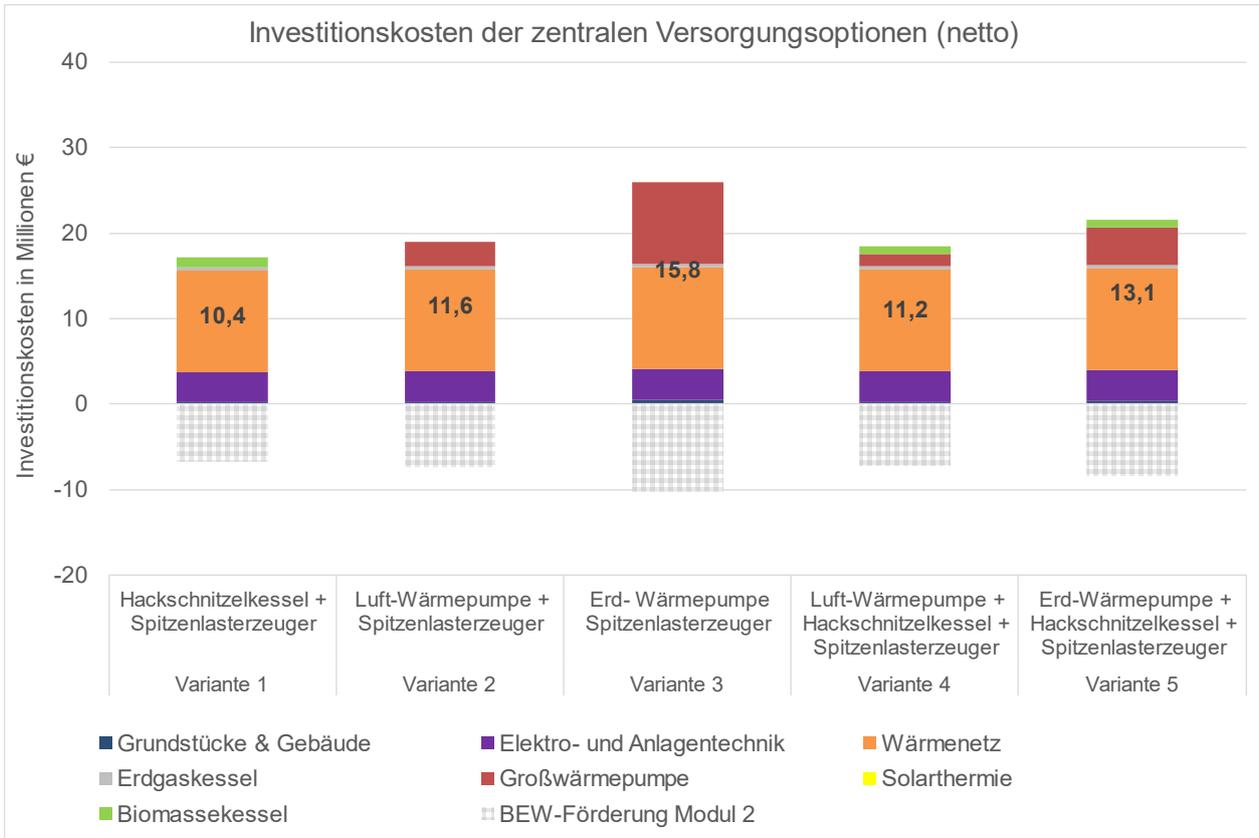


Abbildung 7-6: Investitionssummen der zentralen Versorgungsvarianten 1 bis 5

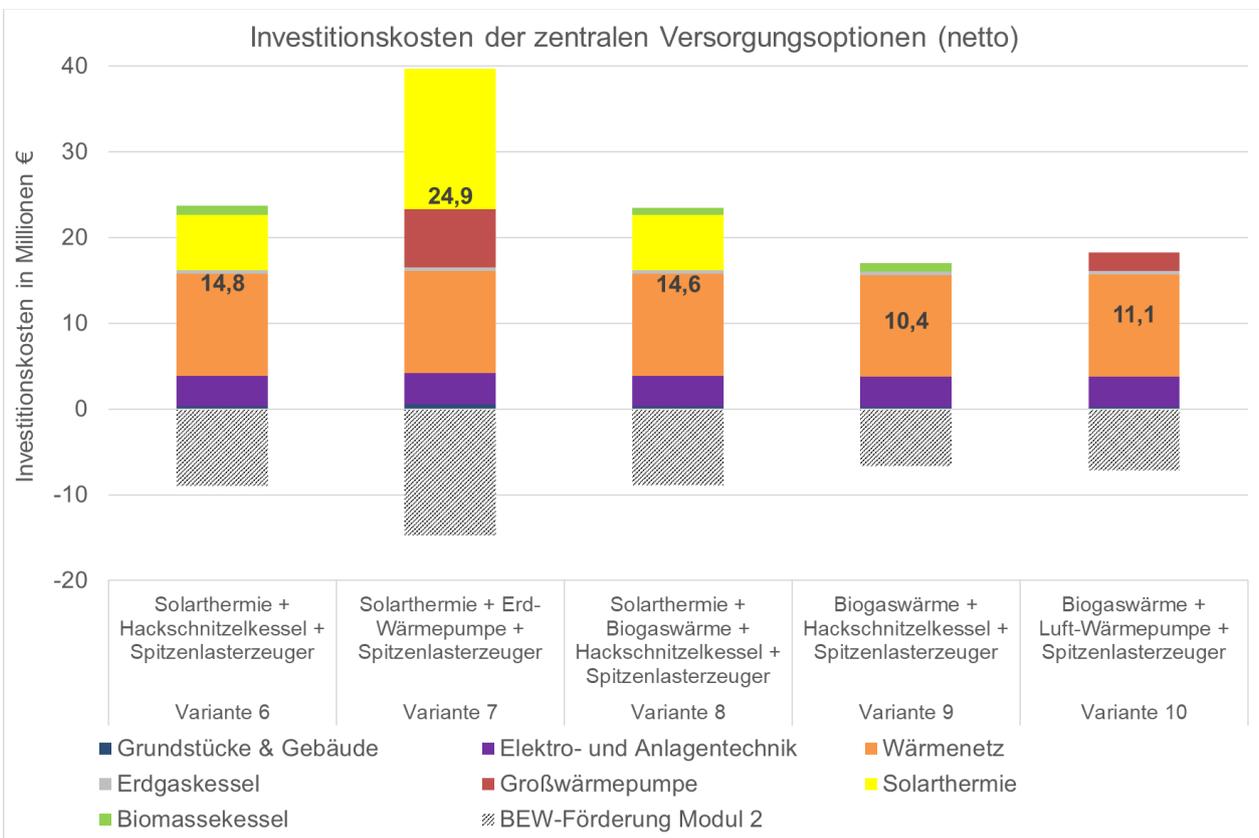


Abbildung 7-7: Investitionssummen der zentralen Versorgungsvarianten 6 bis 10

7.1.4.3 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 (vgl.

Tabelle 14-2). Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit erfolgt über die Berechnung der Wärmegestehungskosten des Wärmeerzeugersystems. Hierbei wurde eine ambitionierte 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 (Luft): 18 Jahre
- Großwärmepumpe (Erde / Gewässer): 20 Jahre
- Erdsonden: 50 Jahre
- Erdgaskessel: 20 Jahre
- Elektro- und Anlagentechnik: 15 Jahre
- Bautechnik (inkl. Wärmenetz): 40 Jahre
- Gebäude und Außenanlagen: 50 Jahre

Diese Nutzungszeiträume sind nicht notwendigerweise identisch mit den rechtlich vorgeschriebenen Abschreibungszeiträumen, den von einem Betreiber gewünschten Refinanzierungszeiträumen oder den Kreditlaufzeiten für das eingesetzte Fremdkapital. Dies führt dazu, dass die tatsächlichen jährlichen Kapitalkosten über die Betriebsdauer eines Wärmenetzes variieren und zeitweilig höher ausfallen als durch die beschriebene Betrachtungsweise berücksichtigt. Die daraus resultierenden variablen Kosten können jedoch nicht in einer statischen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung abgebildet werden, sondern erfordern eine dynamische Gewinn- und Verlustrechnung, die den Leistungsumfang einer Konzeptphase übersteigt.

In Abbildung 7-8 sind die jährlichen Wärmegestehungskosten dargestellt, die für die Beheizung eines Gebäudes des Quartiers mit einem exemplarischen Wärmebedarf von 20 MWh/a bei Versorgung über ein Wärmenetz durch die unterschiedlichen Erzeugerkombinationen verursacht werden. Hierbei sei darauf hingewiesen, dass dies die Kosten sind, die dem Energieversorger entstehen. Die Kosten für die Kund*innen liegen tendenziell etwas höher, da in diesen Kosten noch keine Marge inkludiert ist.

Vergleicht man die Wärmegestehungskosten der unterschiedlichen Versorgungsvarianten untereinander, wird deutlich, dass die Wärmegestehungskosten der Varianten auf Hackschnitzelbasis am niedrigsten sind, gefolgt von den Varianten auf Basis von Luftwärmepumpen. Die Einbindung von Biogasabwärme führt bei den angenommenen Wärmelieferpreis von 8 ct/kWh zu einer Erhöhung der Kosten um 5% gegenüber den Varianten ohne Abwärmeeinbindung. Der Wärmepreis der Abwärme müsste also deutlich niedriger liegen. Dies ist jedoch eher unwahrscheinlich, da der Biogasanlagenbetreiber hohe Investitionen tätigen müsste, um die Wärme liefern zu können.

Der Einsatz von Solarthermie verringert die variablen Kosten auf Grund der Energiebeschaffung signifikant. Allerdings werden diese Einsparungen von den Fixkosten aufgrund der höheren Investitionen aufgehoben. Die Einbindung von Solarthermie in eine Versorgungsvariante auf Hackschnitzelbasis führt daher zu ca. 10 % höheren Kosten.

Besonders hohe Kosten entstehen beim Einsatz der Erdwärmesonden. Es ergibt sich, dass die hohen Investitionskosten die Wärmekosten steigen lassen, ohne dass es Einsparungen bei den Energiekosten gibt.

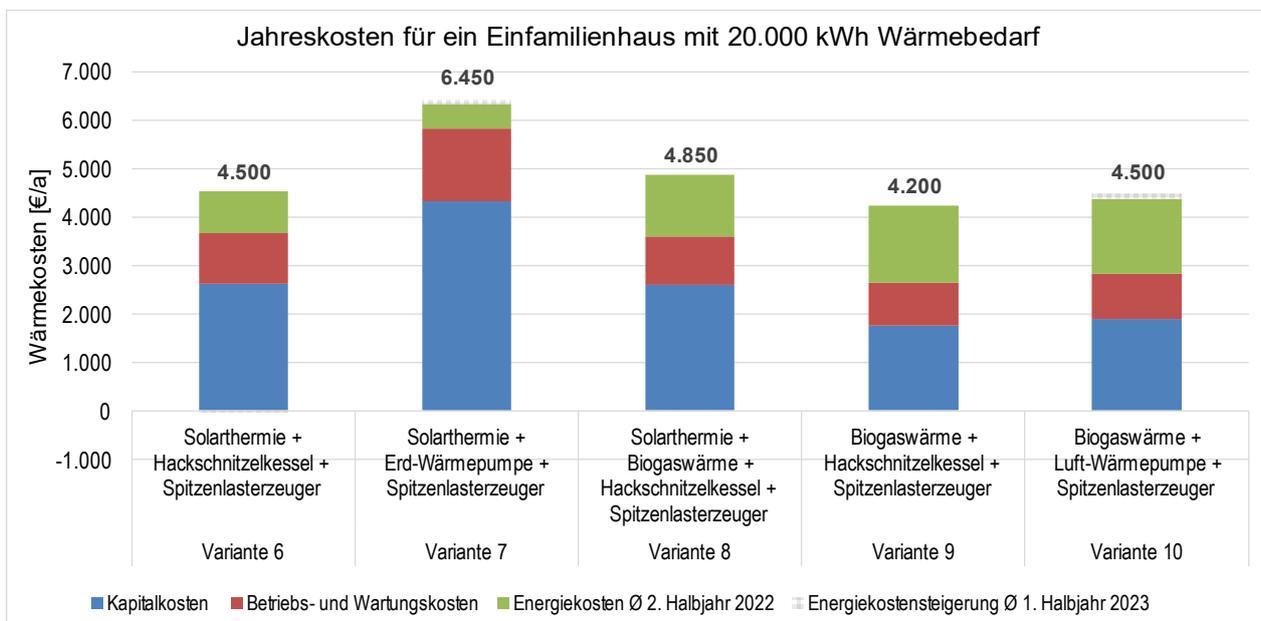
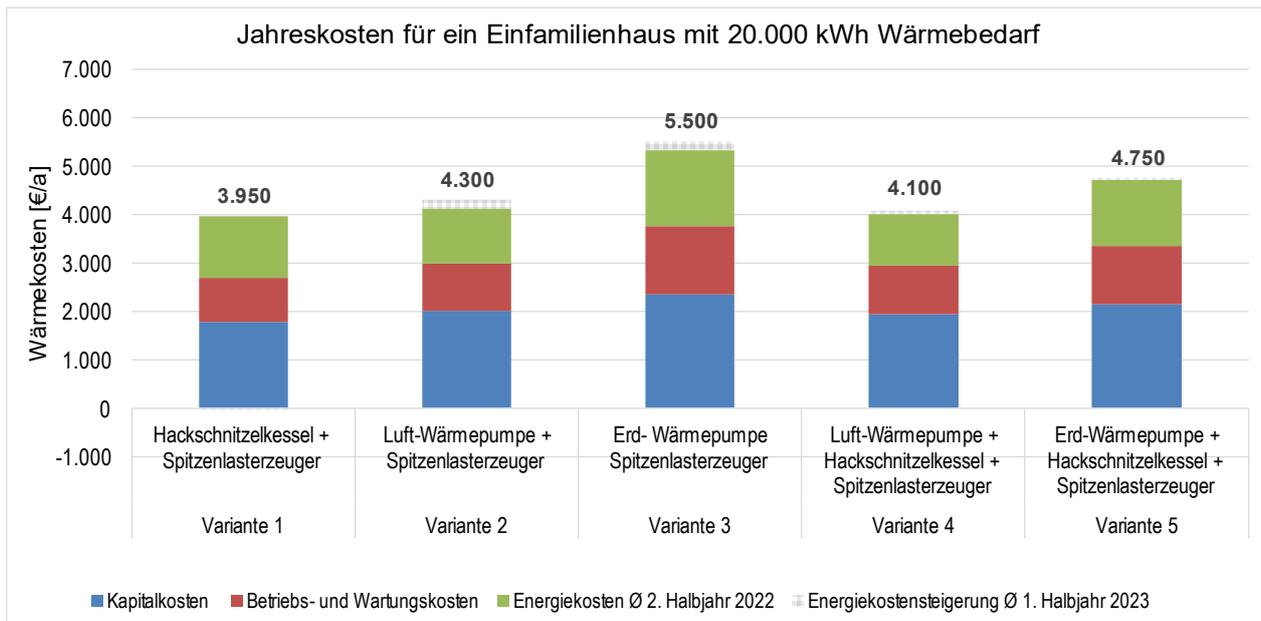


Abbildung 7-8: Vergleich der jährlichen Wärmekosten hervorgerufen durch die unterschiedlichen betrachteten zentralen Wärmeversorgungsvarianten für ein beispielhaftes Gebäude des Quartiers

7.1.5 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“ - Bilanzierungsstandard Kommunal zu Grunde gelegt, das vom Institut für Energie- und Umweltforschung GmbH entwickelt wurde und für Energie- und Treibhausgasbilanzen Bilanzierungsregeln für Kommunen in Deutschland liefert (IfEU, 2019).

Bei der Verbrennung von Holzpellets¹¹ 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)¹² 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 der Anlage relevant.

Aktuell betragen die CO₂-Emissionen von dezentralen Öl-, Gas- und Stromheizungen im Quartier aus der Wärmeversorgung (Heizung + Warmwasser) ca. 3.370 t/a. Bei einer Anschlussquote von 80 % wird unterstellt, dass die Beheizung der verbleibenden 20 % nicht versorgten Liegenschaften wie bisher bestehen bleibt und daher einen Sockelbetrag von 20 % der bisherigen Emissionen in Höhe von ca. 675 t/a bestehen bleibt, zu dem die Emissionen der zentralen Wärmeversorgung addiert werden.

Diese Annahme ist insofern gerechtfertigt, dass ca. 38 % der bestehenden fossilen Heizungen weniger als fünf Jahre alt sind. Daher besteht die Möglichkeit, dass ein Großteil dieser Heizungen in ca. 15 bis 20 Jahren noch betrieben werden, während sich die meisten Gebäude mit aktuell älterer Heizung an das Wärmenetz angeschlossen haben könnten. Da die modernen Heizungen tendenziell etwas effizienter sind als die älteren, sind sie voraussichtlich für lediglich 20 bis 30 % der Emissionen verantwortlich. 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.

¹¹ hier nur relevant bei der dezentralen Versorgung

¹² Der Strom für die Umwälzpumpen wird dem Wärmenetz zugerechnet.

Bei einer zentralen Versorgung auf Basis von Holzhackschnitzeln und fossilem Spitzenlastkessel ergeben sich im Vergleich zu den gegenwärtigen Heizsituationen Einsparungen der CO₂-Emissionen von etwa 66 %, bei verbleibenden CO₂-Emissionen von ca. 1.115 t/a. Dabei machen die 80 % fernwärmeversorgten Gebäude dann lediglich 40 % der Emissionen von Kastorf aus.

Erfolgt die zentrale Wärmeversorgung des Quartiers alternativ durch eine Kombination aus elektrisch betriebener Luftwärmepumpe und Holzhackschnitzelkessel, abgesichert durch einen fossilen Spitzenlastkessel auf Erdgasbasis, so liegen die verbleibenden CO₂-Emissionen bei ca. 2.135 t/a und die mögliche Einsparung sinkt auf 37 %. Dies liegt im Wesentlichen an den hohen CO₂-Emissionen des deutschen Strommixes. Dieser negative Effekt wird noch einmal verstärkt in der Variante, in der die Wärmeversorgung ausschließlich auf Basis einer Luftwärmepumpe basiert. Hier verbleiben Emissionen in Höhe von 3.100 t/a und es ergibt sich lediglich eine Einsparung gegenüber dem Status quo von ca. 8 %.

Mit der jährlichen Zunahme des Erneuerbare-Energien-Anteils an der Stromerzeugung in Deutschland werden die Emissionen der Varianten mit signifikantem Wärmepumpenanteil mit der Zeit jedoch automatisch sinken. Dahingegen verbleiben die Emissionen der anderen Varianten nahezu unverändert auf ihrem bereits niedrigen Niveau.

Da eine kurzfristige Umsetzung umfangreicher Gebäudesanierungen als unwahrscheinlich erscheint, werden die Primär- und Endenergiebedarfe für den aktuellen Gebäudebestand angegeben.

Der Primärenergiebedarf der einzelnen Versorgungsvarianten für die untersuchten Wärmenetze ergibt sich aus dem Nutzwärmebedarf multipliziert mit dem berechneten Primärenergiefaktor und stellt die Primärenergiebedarfe der Versorgungsvarianten bei einer Anschlussquote von 80 % dar. Es zeigt sich, dass alle untersuchten Varianten grundsätzlich niedrige bis mittlere Primärenergiefaktoren aufweisen. Durch den hohen Primärenergiefaktor von Netzstrom ist der resultierende Primärenergiefaktor in den Varianten, die abgesehen von der Spitzenlastabdeckung ausschließlich auf Wärmepumpen basieren, mit 0,71 bzw. 0,78 am höchsten. Die Variante mit Holzhackschnitzelkessel liegt knapp oberhalb der Grenze von 0,3, bei der nach GEG eine Kappung stattfindet und der erneuerbare Anteil angerechnet wird. Lediglich die Varianten, die Solarthermie und / oder Biogaswärme einsetzen, unterschreiten die Kappungsgrenze von 0,3 und erhalten durch Anrechnung des erneuerbaren Anteils den bestmöglichen Primärenergiefaktor von 0,2. Dieser lässt sich erreichen, wenn ausschließlich erneuerbaren Energien eingesetzt werden. Diese Unterschreitung der Kappungsgrenze lässt sich darauf zurückführen, dass sowohl Biogasabwärme als auch Solarthermie primärenergetisch mit einem Faktor von 0 bewertet werden. Demgegenüber wird Holz als Energieträger mit dem Faktor 0,2 bewertet. Durch Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten sowie Netzverlusten bei der Verteilung der Wärme und den Einsatz von Strom für die Netzpumpen ergibt sich ein Primärenergiefaktor der erzeugten Wärme größer als 0,3.

Im Angang (Tabelle 14-3 im Kapitel 14) werden die CO₂-Bilanzen der Versorgungsvarianten für die untersuchten Versorgungsvarianten des Wärmenetzes dargestellt. Die Primärenergiebedarfe und -faktoren finden sich in Tabelle 14-4 im selben Kapitel.

7.2 BETREIBERKONZEPTE

Der Betrieb eines Wärmenetzes kann in verschiedenen Konstellationen erfolgen. Zum einen gibt es Unternehmen, die auf Bau und Betrieb von Wärmenetzen spezialisiert sind (Contractoren) und dieses in der gesamten Region oder auch deutschlandweit anbieten. 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 Tabelle 7-3 aufgeführt. Dabei handelt es sich um grundsätzliche und mögliche Eigenschaften; letztlich ist stets die genaue örtliche Ausgestaltung entscheidend.

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 (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 erhöhter 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.

Tabelle 7-3: Übersicht Betreibermodelle

MODELL	VORTEILE	NACHTEILE
BÜRGERENERGIE-GENOSSENSCHAFT	<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 • 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

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 Kreditwesensgesetz 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 Kreditwesensgesetz 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 Konzessionsabgabe¹³ und der Endschaftsklausel.

Grundsätzliches Interesse an einem Einstieg in den Wärmemarkt, speziell auch in Kastorf, hat die in Kastorf ansässige Fa. Claus Rodenberg Waldkontor GmbH geäußert. Ob dies auch den Aufbau und / oder Betrieb eines Wärmenetzes umfasst, 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.

¹³ Ob zwingend eine Konzessionsabgabe zu erheben ist, wäre zu abzuwägen.

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 Wärmelinendichte 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 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.

7.3 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. Abbildung 7-9 zeigt die Jahreskosten eines Objektes mit jährlichem Wärmebedarf von 20 MWh/a, die bei Nutzung der verschiedenen möglichen dezentralen Heizungssysteme anfallen.

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. Tabelle 7-4). 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 leitungsgebundenen 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.¹⁴ 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 Energiewirtschaftliche Ansätze dargestellt, die der wirtschaftlichen Berechnung der dezentralen Versorgungsvarianten zu Grunde liegen.

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.¹⁵ 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.

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

¹⁴ 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.

¹⁵ „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. ...“

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.

Tabelle 7-4: Energiewirtschaftliche Ansätze der dezentralen Versorgungsvarianten

		netto	brutto	Einheit
MwSt.		19,0 %		
Kapitalzins		5,0 %		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

7.4 VERGLEICH ZENTRALER UND DEZENTRALER VERSORGUNGSOPTIONEN

In Abbildung 7-9 sind die jährlichen Wärmegestehungskosten der unterschiedlichen typischerweise für die dezentrale Wärmeversorgung eingesetzten Heizungstechnologien für ein beispielhaftes Gebäude mit einem jährlichen Wärmebedarf von 20 MWh dargestellt. Dargestellt sind die jeweiligen Anteile, die sich durch die Investition in die Heizungsanlage, die regelmäßige Wartung / Reparatur und die Energiekosten ergeben. Verglichen werden sie mit der Versorgung aus einem Wärmenetz, wobei die Kosten und Emissionen der günstigsten zentralen Variante angesetzt werden, die auf der Verbrennung von Hackschnitzeln beruht.

Es lässt sich ablesen, dass die Erdgastherme mit Unterstützung durch Solarthermie die geringsten Kapitalkosten unter den dezentralen Heizungstechnologien hervorruft. Außerdem lässt sich ablesen, dass die Wärmegestehungskosten der Wärmepumpen mit den Wärmegestehungskosten der Erdgastherme mit Solarthermie mithalten und diese unterbieten können, wenn selbst erzeugter PV-Strom ca. 20 % des benötigten Stroms der Wärmepumpe ausmacht. Die Investitionen in die PV-Anlage sind dabei nicht in der Grafik als Investitionskosten ausgewiesen, sondern im Preis (14,07 ct/kWh) für den selbst erzeugten Strom enthalten und gehen als Teil der Energiekosten in die Kosten der Wärmeerzeugung ein.

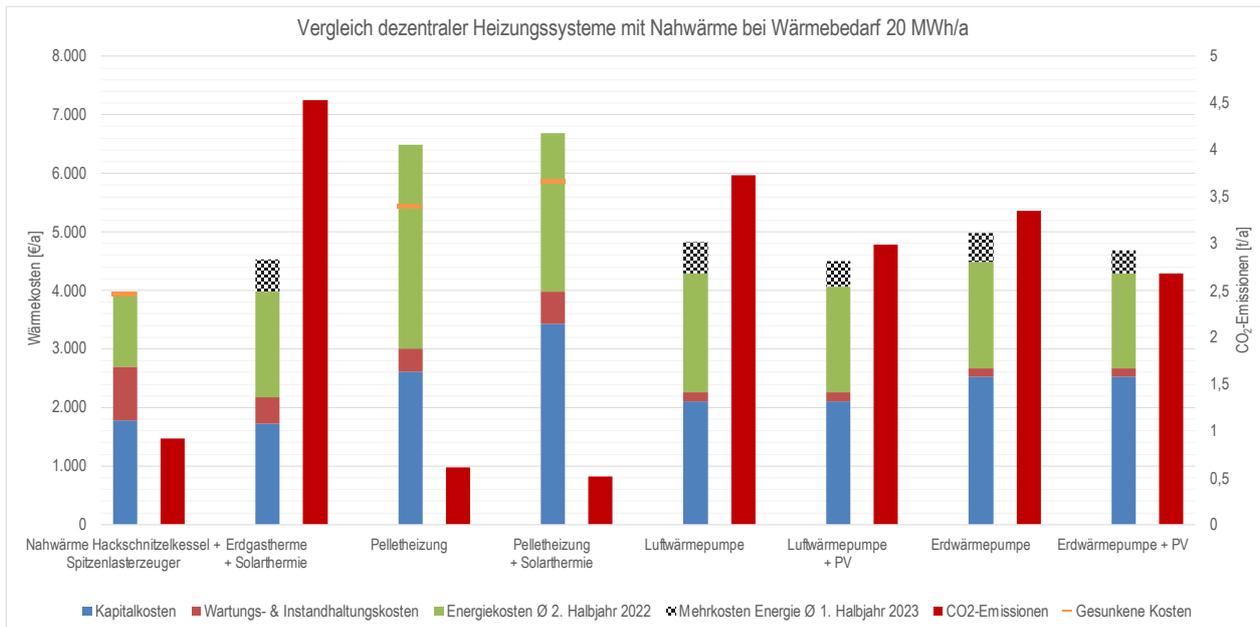


Abbildung 7-9: Vergleich der präferierten Fernwärmevariante mit den typischen zur Verfügung stehenden dezentralen Heizungstechnologien

Die Berechnungen zeigen, dass der Aufbau einer zentralen Wärmeversorgungslösung für ein durchschnittliches angeschlossenes Gebäude im Quartier ähnliche bzw. leicht geringere Kosten hervorruft als der Einbau und Betrieb einer erneuerbaren Heizungslösung auf Wärmepumpenbasis. Dies gilt insbesondere unter Berücksichtigung der gestiegenen Energiekosten im ersten Halbjahr 2023 bei gleichzeitig leicht gesunkenen Hackschnitzelpreisen. Da bei einigen Gebäuden mindestens einzelne Heizkörper ausgetauscht oder leicht höhere Strombedarfe in Kauf genommen werden müssten, können die Kosten für das durchschnittliche Gebäude im Quartier bei Beheizung mit dezentralen Wärmepumpen u. U. auch deutlich über den Kosten der zentralen Versorgung liegen.

Gleichzeitig liegen die CO₂-Emissionen, die indirekt durch die Nutzung der Wärmepumpen hervorgerufen werden, bei einem Vielfachen der CO₂-Emissionen, die durch die Versorgung aus dem Wärmenetz 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 zum Betrieb der Wärmepumpen eingesetzt, fallen nur noch minimale CO₂-Emissionen an. Mit zunehmendem Umstieg auf Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen werden diese CO₂-Emissionen jedoch automatisch sinken; zudem sind die Emissionen des in Schleswig-Holstein vorhandenen Strommix deutlich geringer (vgl. Kapitel 7.1.5).

Die Kosten bei dezentraler Beheizung mit Pellets liegen deutlich höher als bei der zentralen Versorgung aus dem Wärmenetz. Grund hierfür sind sowohl hohe Investitionskosten als auch hohe Energiebezugskosten. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Pelletpreise im 2. Halbjahr 2022 auf einem Allzeithoch waren (s. Abbildung 7-10), was sich durch signifikant gesunkene Energiebezugskosten für Pelletheizungen im 1. Halbjahr 2023 auswirkt. Die Pelletheizungen stellen jedoch trotz gesunkener Kosten weiterhin die teuerste Option dar. Die Beheizung mit Pellets verursacht unter allen verglichenen Technologien die geringsten CO₂-Emissionen und unterschreiten dabei auch die Emissionen des Wärmenetzes um nahezu die Hälfte.

Die dezentrale Beheizung mittels Erdgastherme unter Einbindung von Solarthermie ist unter den derzeitigen Gegebenheiten die kostengünstigste Variante, auch wenn sie die Kosten des Wärmebezugs aus dem Wärmenetz nur minimal unterbietet. Im Vergleich zu den Wärmepumpenlösungen ist die Versorgung mit Erdgas jedoch deutlich Energiepreis-sensibler. Dadurch verliert die Kombination aus Erdgastherme und Solarthermie ihren Kostenvorteil, sobald die Energiepreise aus dem 1. Halbjahr 2023 angesetzt werden.

Durch die Änderung des Gebäudeenergiegesetz vom 19.10.2023, lässt sich eine neu eingebaute Erdgastherme längstens bis Ende 2028 ohne einen Anteil von erneuerbaren Gasen betreiben. Biomethan, als derzeit wichtigstes verfügbares erneuerbares Gas, wird derzeit für Großkunden mit dem anderthalbfachen Preis von Erdgas gehandelt. Es ist daher absehbar, dass das aktuell geringere Preisniveau nur für ein Fünftel der voraussichtlichen Nutzungsdauer einer Erdgastherme anzusetzen ist.

Die Gasheizung war zu Spitzenzeiten der Energiekrise eine ausgesprochen teure Lösung. Inzwischen ist das nicht mehr der Fall, sie bleibt aber die mit Abstand klimaschädlichste Versorgungsvariante mit den nahezu fünffachen Emissionen der Versorgung aus dem Wärmenetz. Die weiteren Entwicklungen der Energiepreise sind schwer abzuschätzen. Absehbar ist jedoch, dass 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. Darüber hinaus lässt § 71 Abs. 8 GEG den Einbau einer Gastherme, die hauptsächlich fossil betrieben wird, längstens bis Mitte 2028 zu.

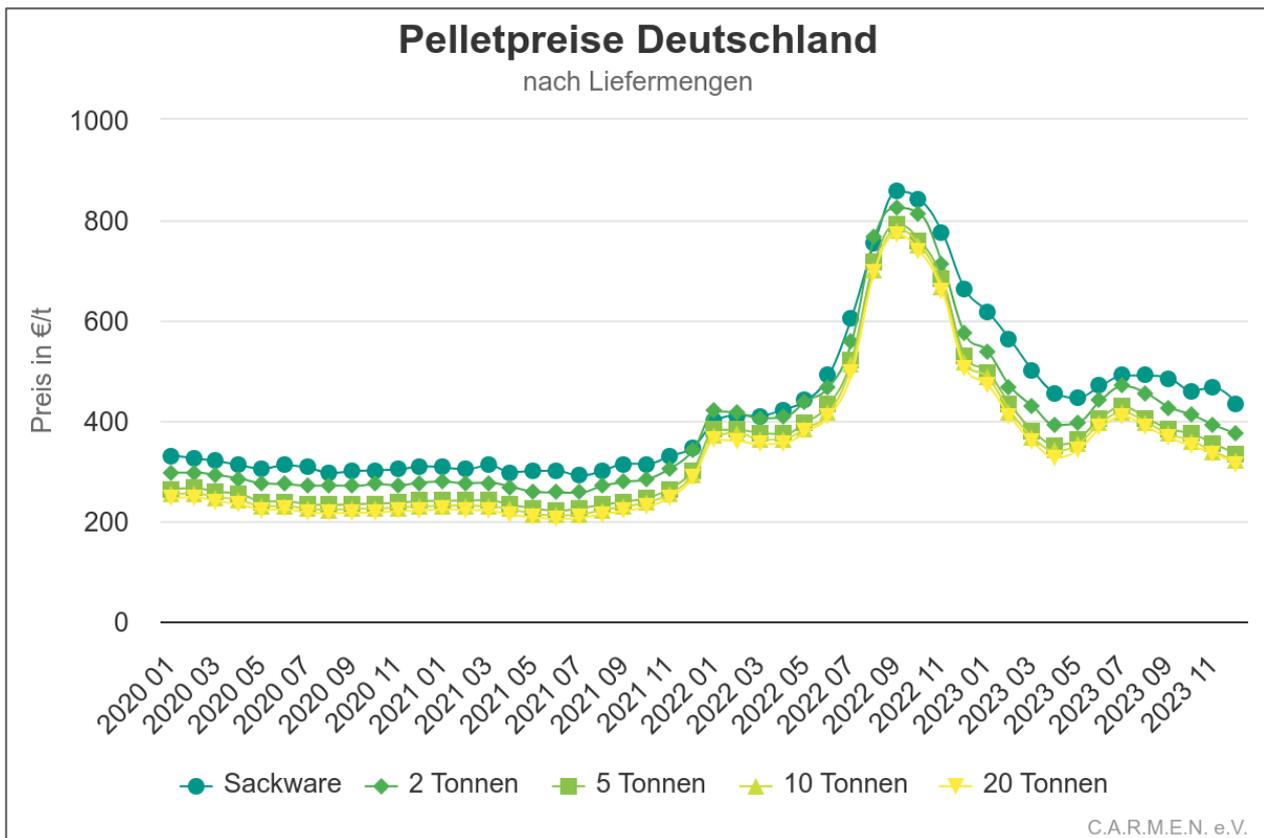


Abbildung 7-10: Pelletpreise im bundesdeutschen Durchschnitt von 2020 bis 2023 vgl. (C.A.R.M.E.N, 2024)

Bei der Betrachtung von Abbildung 7-9 fällt auf, dass der Anteil der Energiebezugskosten an den Wärmegestehungskosten bei der zentralen Wärmeversorgung niedriger ausfällt als bei allen

dezentalen Varianten. Die Versorgung mit Wärme aus dem Wärmenetz hat somit das Potential, stabile, d. h. weniger energiepreisabhängige Wärmekosten zu gewährleisten. Es muss dabei 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 7.5 näher betrachtet.

7.5 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 übersichtlich ermittelt 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 handelt.

Abbildung 7-10 lässt sich entnehmen, dass es in den letzten drei Jahren erhebliche Preisveränderungen für Holzpellets gab. Die maximale Preissteigerung gegenüber dem Preis von Dezember 2020 betrug fast 350 %. Jedoch auch die langfristige Preissteigerung bis Dezember 2023 beträgt über 40 % (C.A.R.M.E.N., 2024). Nimmt die Anzahl von Holzpelletsheizungen in starkem Maße zu, ohne dass zusätzliche Angebote auf den Markt kommen, könnten die Preise langfristig weiter steigen.

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 zweiten Halbjahres 2022.

Tabelle 7-5: Eingangsparameter der Sensitivitätsanalyse

VERÄNDERLICHE PARAMETER	
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 %
Kapitalzinssatz	1 bis 7 %

7.5.1 SENSITIVITÄTSANALYSEN DER ZENTRALEN VARIANTEN

In diesem Kapitel werden zunächst die wesentlichen Sensitivitäten der zentralen Versorgungsoptionen dargestellt und diskutiert. Zunächst werden dazu die Preise der wesentlich eingesetzten Energieträger variiert. Der Übersichtlichkeit sind lediglich 7 der 10 untersuchten Varianten dargestellt. Die Kombination aus Erdwärmepumpe und Hackschnitzelkessel reagiert ähnlich auf sich ändernde Bedingungen wie die Kombination aus Luftwärmepumpe und Hackschnitzelkessel, lediglich auf höherem Preisniveau und sensibler auf hohe Zinsen. Die Kombination aus Solarthermie und Erdwärmepumpe, deren Erdsonden als saisonalen Speicher genutzt werden, hat sich deutlich als die teuerste aller Varianten herausgestellt und ist daher für einen direkten Vergleich mit den anderen Varianten uninteressant. Die Kombination aus Solarthermie und Biogasabwärme unterstützt durch den Hackschnitzelkessel reagiert grundsätzlich ähnlich wie die Kombination dieser Erzeuger in der keine Biogaswärme eingebunden wird mit einer leicht geringeren Sensitivität gegenüber steigenden Hackschnitzelpreisen.

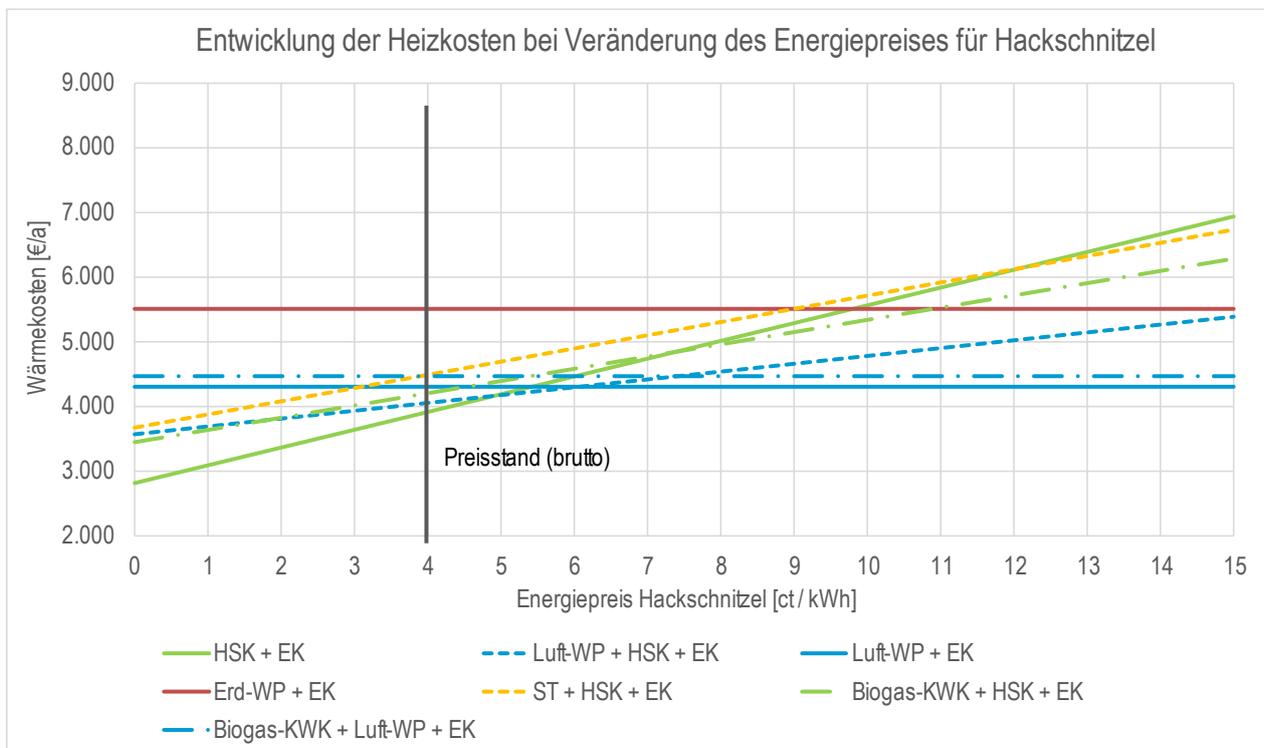


Abbildung 7-11: Darstellung der Abhängigkeiten der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Holz hackschnitzel für den Einsatz im zentralen Hackschnitzelkessel

In Abbildung 7-11 sind die Auswirkungen des Preises für Hackschnitzel mit 20 % Restfeuchte auf die Wärmegestehungskosten für ein Referenzgebäude abgebildet. Es zeigt sich, dass der

preisliche Vorteil, den die ausschließliche Nutzung von Holzhackschnitzeln gegenüber der Nutzung einer Luftwärme beim angenommenen Preis noch bieten würde, schon durch relativ geringe Preissteigerungen der Holzhackschnitzel von 20 bis 30 % ausgeglichen würde.

In Abbildung 7-12 sind die Auswirkungen des Preises für Strom auf die Wärmegestehungskosten für ein Referenzgebäude 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. Bei den Varianten, die ausschließlich oder überwiegend Wärmepumpen vorsehen, ist die Abhängigkeit vom Strompreis deutlich ausgeprägter als bei den anderen Varianten. Hier reichen bereits Preissteigerungen von ca. 10 % bei den Varianten ohne Unterstützung durch einen Hacksnitzelkessel und 30 % Strompreissteigerung bei der Variante mit Hacksnitzelkessel, um die Wärmegestehungskosten aller anderen Varianten zu übertreffen.

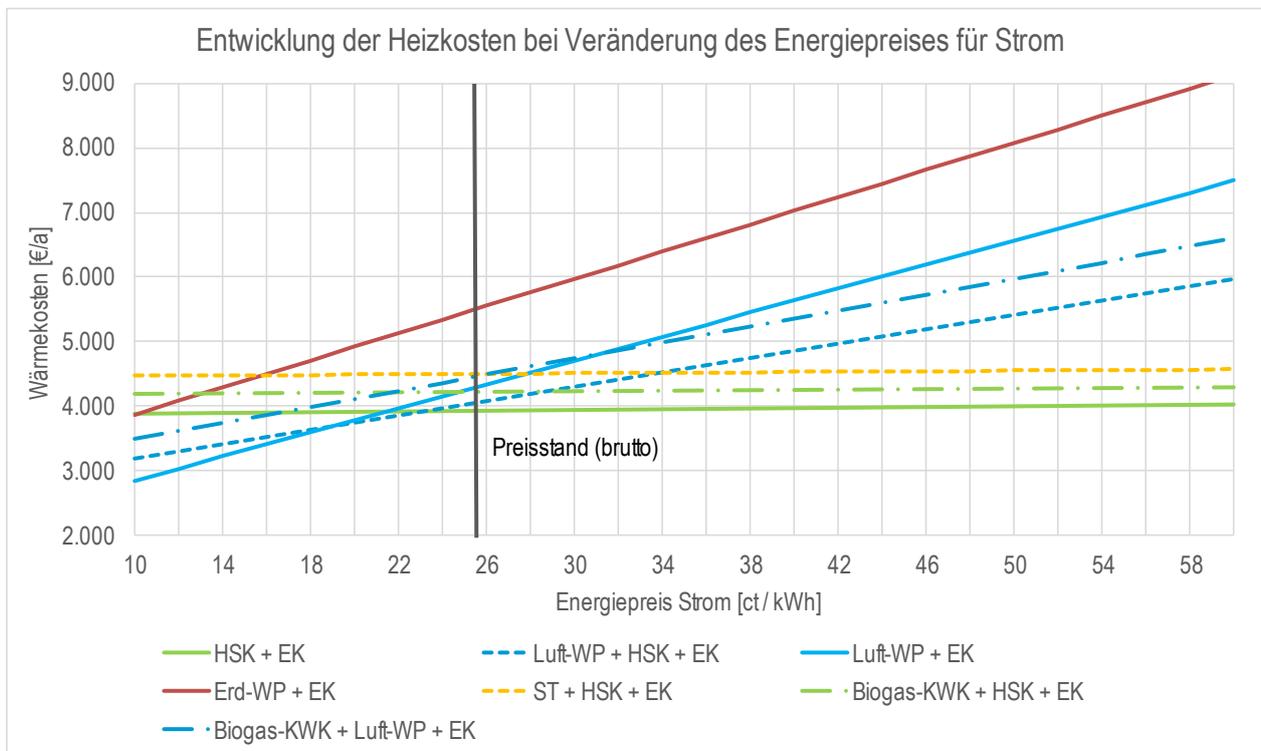


Abbildung 7-12: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Strom für den Einsatz im Wärmenetz

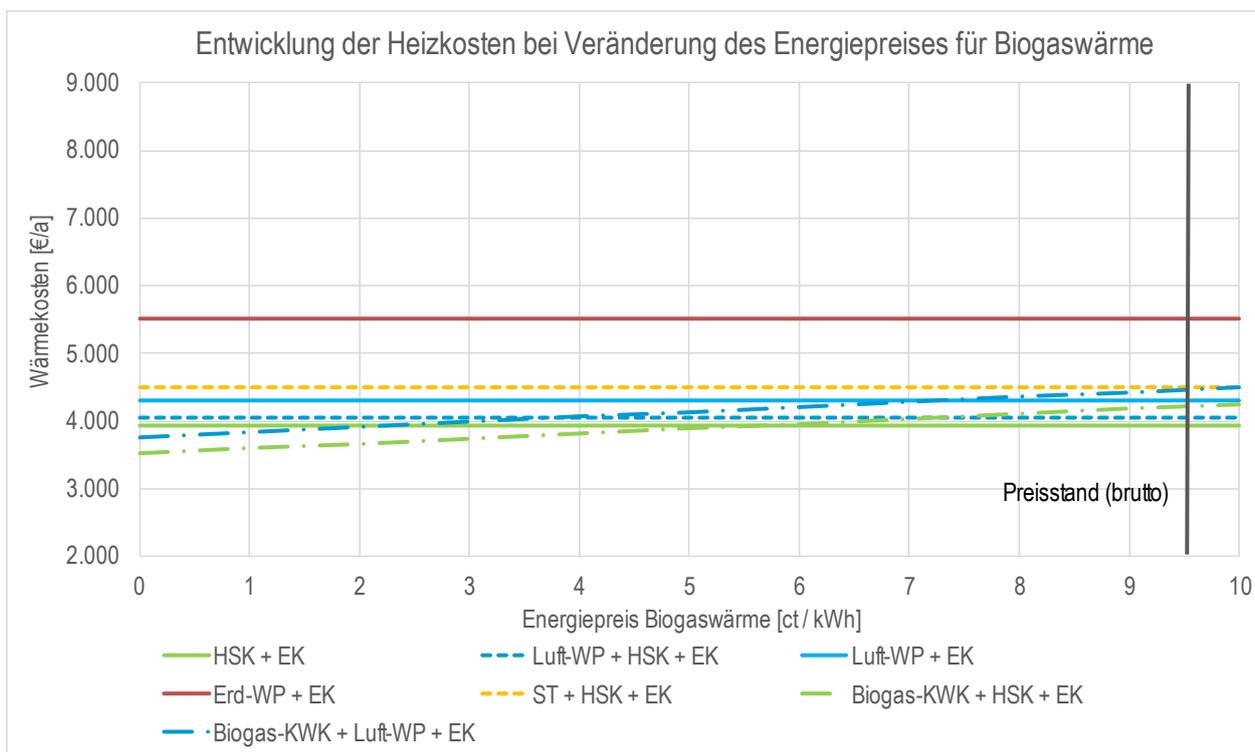


Abbildung 7-13: Darstellung der Abhängigkeiten der Wärmegestehungskosten für ein Referenzgebäude mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Biogaswärme

In Abbildung 7-13: Darstellung der Abhängigkeiten der Wärmegestehungskosten für ein Referenzgebäude mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Energiepreis für Biogaswärme sind die Auswirkungen eines variierenden Biogaswärmepreises auf die Wärmegestehungskosten dargestellt. Natürlicherweise sind nur die Varianten, die die Nutzung der Biogaswärme vorsehen, von der Preisänderung beeinflusst. Durch den geringen Anteil, den die Biogaswärme am gesamten Wärmebedarf haben kann, ist der Einfluss jedoch sehr begrenzt. Es zeigt sich, dass der angesetzte Preis der Biogaswärme sich gegenüber der Annahme von 9,5 ct/kWh (brutto) halbieren müsste, damit die Einbindung einen wirtschaftlichen Vorteil hätte. Dies ist auf Grund der hohen Investitionen, die der örtliche Biogasanlagenbetreiber aus Rondeshagen tätigen müsste, jedoch unwahrscheinlich.

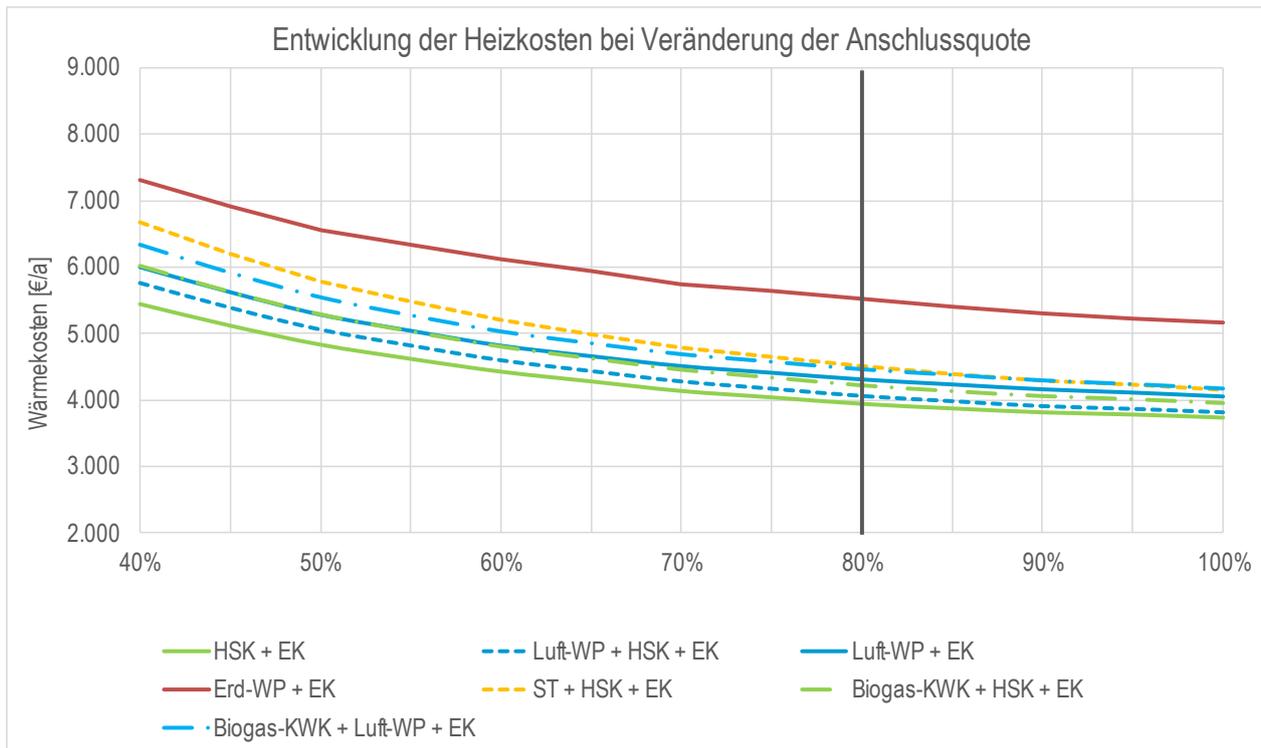


Abbildung 7-14: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh von der Anschlussquote der Gebäude des Quartiers

In Abbildung 7-14 sind die Auswirkungen der Anschlussquote der Gebäude im Quartier auf die Wärmegestehungskosten für ein versorgtes Referenzgebäude mit einem Wärmebedarf von 20 MWh für die untersuchten Varianten dargestellt. Es lässt sich feststellen, dass alle Varianten empfindlich auf eine niedrige Anschlussquote reagieren.

Bei allen Varianten steigen die Kosten der Wärmelieferung bei einer Anschlussquote von 60 % gegenüber den angenommenen 80 % um rund 10 % an. Unterhalb von 60 % Anschlussquote sind dann deutlichere Steigerungen zu verzeichnen. Daher ist eine hohe Anschlussquote für den Erfolg eines Wärmenetzes entscheidend.

Für alle Varianten ist ein einheitlicher Kapitalzinssatz von 5 % p. a. angenommen worden. In Abbildung 7-15 sind die Auswirkungen unterschiedlicher Kapitalzinssätze auf die Wärmegestehungskosten für ein versorgtes Referenzgebäude mit einem Wärmebedarf von 20 MWh dargestellt. Während alle Varianten von geringen Zinssätzen profitieren, sind es insbesondere die Erzeugerkombinationen, die auf investitionsintensiven Anlagen basieren, wie Solarthermie und Erdsonden, deren Wärmegestehungskosten sich signifikant mit einem geringeren Zinssatz reduzieren. Dies ist zum einen dem hohen Investitionsvolumen und dem hohen Investitionsanteil und zum anderen der langen Nutzungsdauer zuzurechnen, auf die diese Kosten verzinst umgelegt werden.

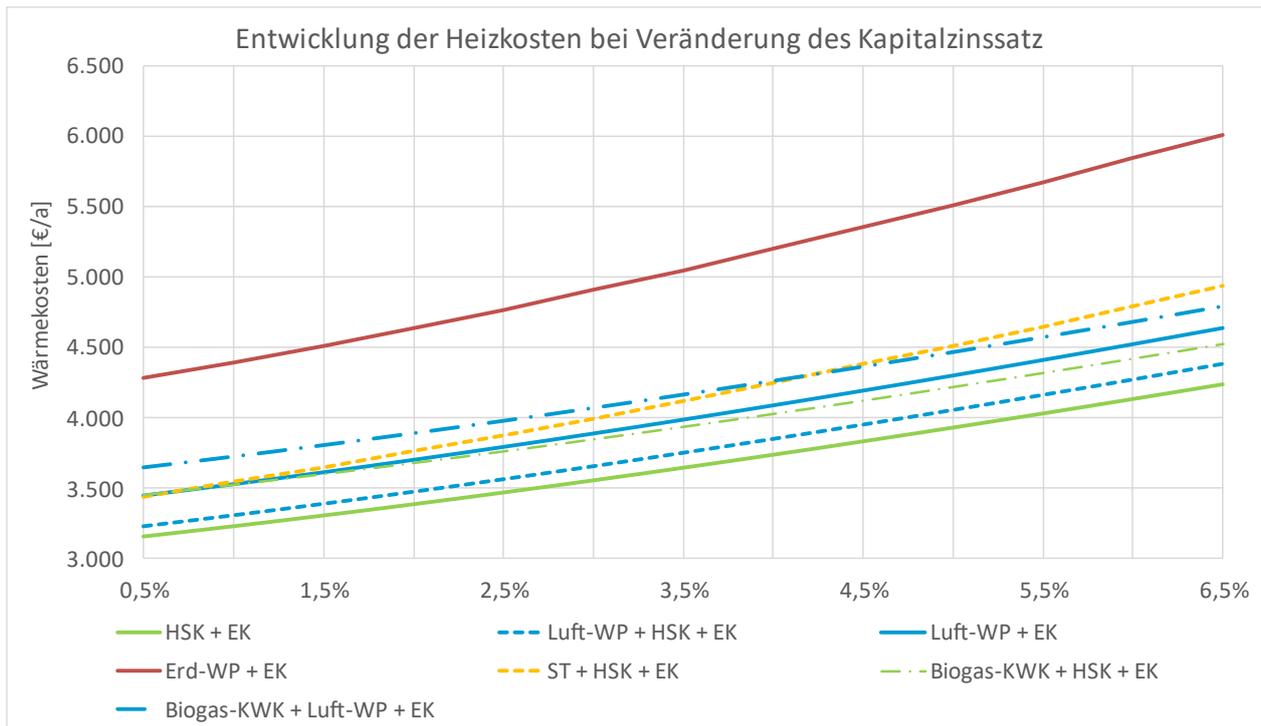


Abbildung 7-15: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Kapitalzinssatz

7.5.2 SENSITIVITÄTSANALYSEN 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. Die nicht variierten Preise der anderen Energieträger beziehen sich dabei stets auf das erste Halbjahr 2023. Die zentrale Wärmeversorgung mit Hackschnitzelkessel und Erdgaskessel als Spitzenlastherzeuger ist dabei unveränderlich mit dem Preisniveau aus 2023 dargestellt. Dies ist insofern angemessen, als die Abhängigkeit sowohl vom Erdgas- als auch vom Strompreis vernachlässigbar gering ist und auch zwischen den Energieträgern untereinander (z. B. Strom und Erdgas) Preiszusammenhänge bestehen, die sich nicht über eine einfache Sensitivitätsanalyse abbilden lassen. Daher werden i. d. R. einzelne Heizungsoptionen, die eine deutliche Preisabhängigkeit vom veränderten Energiepreis aufweisen, in Bezug zu unveränderlichen Heizkosten der anderen Optionen gesetzt.

Um darzustellen, wie stark die Energiepreise schwanken können und welche Auswirkung diese Preisschwankungen auf die Heizkosten haben, ist der Preisstand des ersten Halbjahres 2023 mit einer durchgezogenen vertikalen Linie in den Diagrammen eingezeichnet. Der Preisstand vom Vorhalbjahr (zweites Halbjahr 2022) ist daneben als gestrichelte Linie dargestellt.

Tabelle 7-6: Legende der Diagramme zur Sensitivitätsanalyse

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

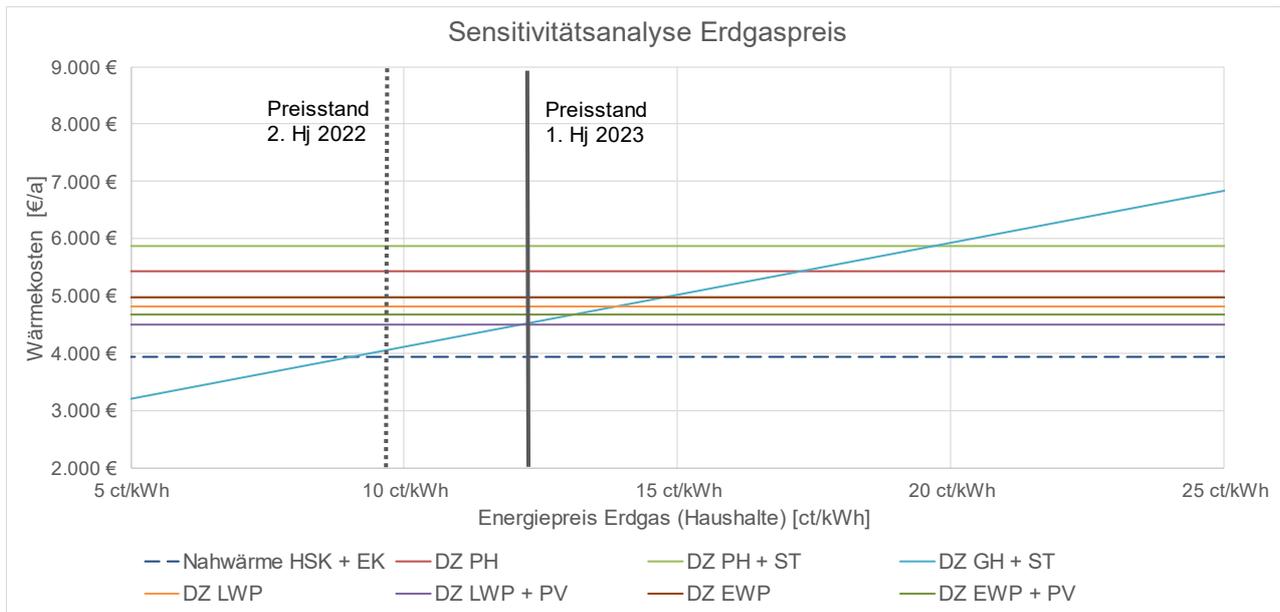


Abbildung 7-16: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Erdgaspreis (für Privatkunden)

In Abbildung 7-16 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. Bei einem Gaspreis unterhalb von 8,5 ct/kWh brutto ist die Erdgastherme die günstigste Variante. Ab einem Gaspreis von 15 ct/kWh brutto hingegen ist die Erdgastherme teurer als alle dezentralen Wärmepumpenvarianten mit oder ohne Solarthermie. Ab einem Gaspreis von 20 ct/kWh ist die Beheizung mittels Erdgastherme teurer als mit Holzpellets, die im ersten Halbjahr 2023 beschafft wurden.

Darüber hinaus sei darauf hingewiesen, dass es sich bei dem zu Grunde liegenden Energiepreis für Erdgas nicht um den Arbeitspreis, sondern um 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.

In Abbildung 7-17 sind die Auswirkungen des Strompreises auf die Beheizungskosten des gewählten Referenzgebäudes dargestellt. 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 nur bei den Wärmepumpen.

Es lässt sich ableiten, dass unterhalb eines Privatkundenpreises von 30 ct/kWh alle Wärmepumpen geringere Heizkosten verursachen als die Gastherme. Die Heizkosten der Wärmepumpen erreichen jedoch erst ab Strompreisen von über 48 ct/kWh das Niveau der Holzpellets.

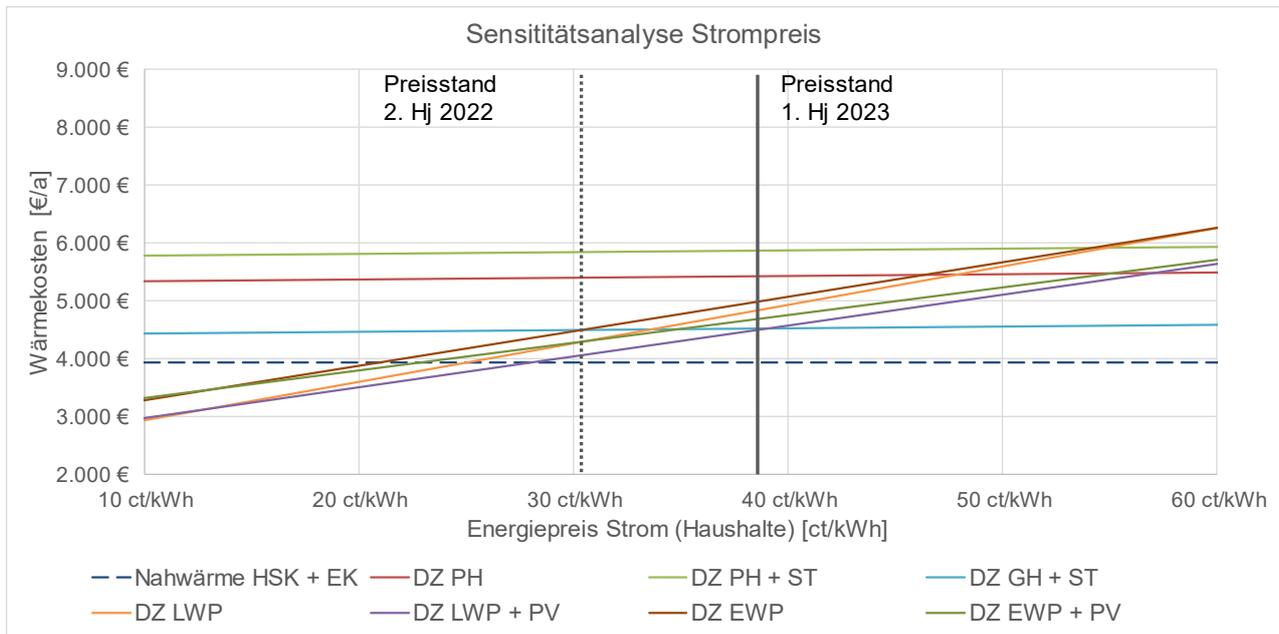


Abbildung 7-17: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Strompreis (für Privatkunden)

Außerdem lässt sich zeigen, dass oberhalb eines Strompreises von 14 ct/kWh (brutto) die Nutzung von selbst erzeugtem Strom einen wirtschaftlichen Vorteil bietet. Dies sind die Erzeugungskosten, zu denen eine Aufdach-PV-Anlage in Schleswig-Holstein Strom erzeugen kann. Allerdings sind zusätzliche Investitionen notwendig, um diese wirtschaftlichen Vorteile erschließen zu können.

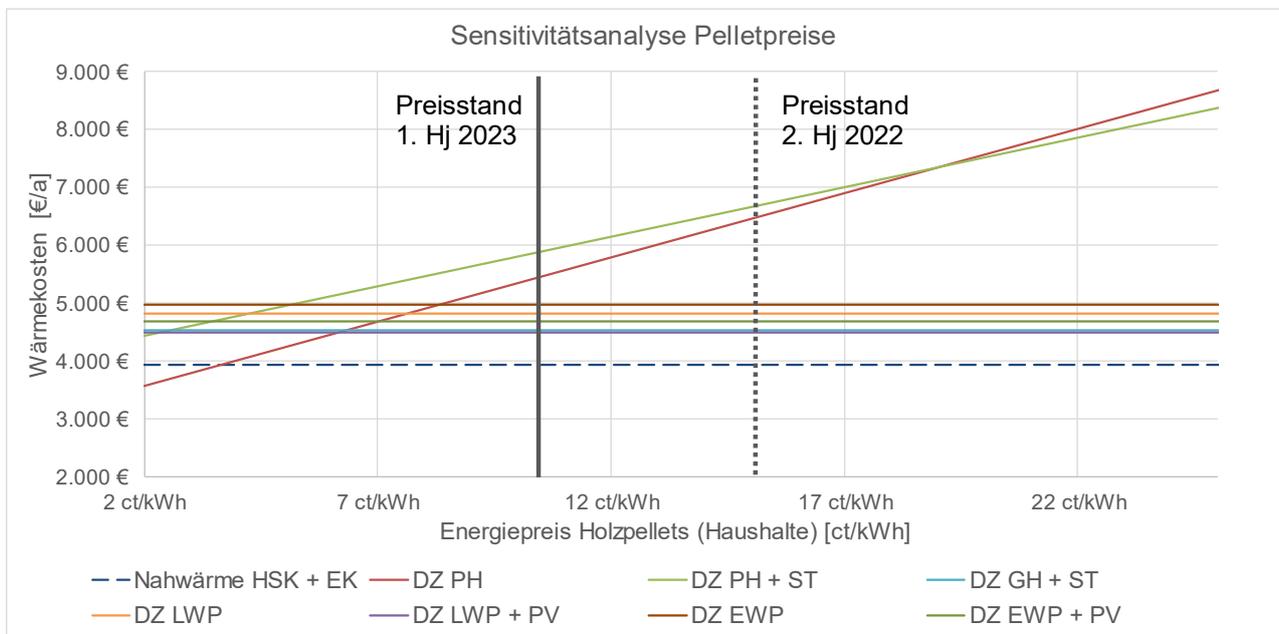


Abbildung 7-18: Darstellung der Abhängigkeit der Heizkosten eines Referenzgebäudes mit einem Wärmebedarf von 20 MWh vom Holzpelletpreis

In Abbildung 7-18 sind die Auswirkungen der Pelletpreise auf die Heizkosten eines Referenzgebäudes mit 20 MWh Wärmebedarf dargestellt. Es wird deutlich, dass erst unterhalb eines Pelletpreises von ca. 8,5 ct/kWh zu den anderen dezentralen Heizungsvarianten konkurrenzfähig wird.

Die günstigste Option wäre eine Pelletheizung erst unterhalb von 5 ct/kWh. Deutlich wird auch, wie stark die Pelletpreise am Markt schwanken. Die Preise reagieren sehr viel deutlicher und schneller auf Energieknappheit und auch auf eine Entspannung der Angebotssituation, sodass die Preise im ersten Halbjahr 2023 bereits wieder deutlich gesunken sind, während die Preise für die leitungsgebundene Versorgung mit Erdgas und Strom auf Grund langfristiger Preisbindung in den Verträgen mit deutlicher Verzögerung und weniger starken Änderungen auf Preisschwankungen am Markt reagieren.

7.6 ZUSAMMENFASSUNG WÄRMEERZEUGUNG

Von den untersuchten zentralen Wärmeversorgungsoptionen sind die Versorgungsoptionen auf Basis von Hackschnitzeln oder Luftwärmepumpe oder einer Kombination aus beidem wirtschaftlich darstellbar und konkurrenzfähig zur dezentralen Wärmeversorgung. Die ermittelten Kosten unterschreiten die Vollkosten einer dezentralen Heizung, sodass ein Wärmenetzbetreiber eine moderate Marge von 5 bis 10 Prozent auf diese Kosten aufschlagen kann, ohne dass dadurch die dezentralen Kosten überschritten werden. So bleibt die Möglichkeit eines niedrigen Wärmepreises als Anreizes für potenzielle Kund*innen, der neben Faktoren wie Komfort- und Platzgewinn und niedrige eigene Investitionen zur Attraktivität des Wärmenetzes beiträgt. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass die zu Grunde gelegte Anschlussquote von 80 % ambitioniert ist. Begleitend zu weiteren Untersuchungen sollte daher frühzeitig das Anschlussinteresse der Gebäudebesitzer*innen abgeklärt und Kund*innenakquisition betrieben werden.

Als Ergebnis des energetischen Quartierskonzeptes wird empfohlen, eine Errichtung eines Wärmenetzes und die Versorgung dieses Wärmenetzes durch eine Kombination aus Hackschnitzelkessel und Luftwärmepumpe weiter zu untersuchen. Diese Variante führt verglichen mit der günstigsten Variante, die ausschließlich durch einen Hackschnitzelkessel versorgt wird, zu je nach Betrachtungszeitraum 1,2 % bzw. 3,6 % höheren Wärmegestehungskosten. Gleichzeitig bietet sie höhere Redundanz und die Chance, flexibler auf schwankende Energiepreise zu reagieren, weil sie weniger abhängig von einer einzelnen Ressource ist.

Insbesondere bei Hackschnitzeln ist derzeit von einer deutlich steigenden Nachfrage auszugehen, weil viele Wärmenetzbetreiber und auch Besitzer*innen größerer Liegenschaften sowie Akteure in Industrie und Gewerbe, Hackschnitzel auf Grund der Speicherbarkeit der Energie, der vergleichsweise geringen Investitionen in den Wärmeerzeuger und der hohen Temperaturen, die eine Verbrennung liefern kann, schätzen. Gleichzeitig ist die Möglichkeit, das Angebot passend zur Nachfrage zu erhöhen, durch die bestehenden Waldflächen und deren nachhaltige Bewirtschaftung begrenzt.

Auf Grund der deutlich schlechteren Bewertung des Energieträgers Netzstrom sind die Emissionen mit Wärmepumpe ca. dreifach höher als bei einer Variante, die vollständig auf Hackschnitzeln basiert. Dennoch reduzieren sich der CO₂-Emissionen aller Gebäude, die von einem aktuell fossilen Heizsystem (ca. 305 g/kWh) auf den Anschluss an das Wärmenetz (ca. 153 g/kWh) wechseln, im Durchschnitt um ca. die Hälfte. Mit steigendem Anteil erneuerbaren Stroms im deutschen Stromnetz sinken zusätzlich die Emissionen ohne eigene Anstrengung. Es stellt daher eine Klimaschutzmaßnahme dar, deren Wirkung sich über die Zeit noch verstärkt. Darüber hinaus helfen gut regelbare Stromverbraucher wie Großwärmepumpen dabei, Überangebote an Grünstrom im Netz sinnvoll zu nutzen und tragen somit dadurch zum Fortschreiten der Energiewende bei.

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 LIS in Kastorf wären und mit welchen anderen Angeboten die LIS, auch abgesehen von der bereits vorhandenen Ladesäule, 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 Ultraschnell-ladesäulen (aktuell bis 300 kW) entwickeln wird.

8.1 AUSGANGSLAGE UND BEDARF

In Kastorf wird bereits von der Vereinigte Stadtwerke GmbH eine öffentliche Normalladesäule mit zwei Ladepunkten zu jeweils 22 kW betrieben.

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 Kastorf lediglich dann ein Interesse an öffentlicher LIS bestehen, wenn aus baulichen o. ä. Gründen ein Laden am eigenen Haus nicht möglich ist.

Auffällig ist, dass Kastorf über - gemessen an der Größe des Ortes - eine hohe Anzahl von 410 Einpendler*innen verfügt (Stand Juni 2023), davon 120 aus dem Kreis Herzogtum Lauenburg, 90 aus der Hansestadt Lübeck, 50 aus dem Kreis Stormarn, 30 aus dem Landkreis Nordwestmecklenburg, jeweils 20 aus den Landkreis Rostock und dem Kreis Ostholstein, 10 aus dem Kreis Segeberg (Bundesagentur für Arbeit, 2024). Ziel der Einpendler*innen dürfte in den meisten Fällen das Gewerbegebiet sein. Zumindest diejenigen davon mit längerer Anreise im E-Auto könnten Interesse an einem Zwischenladen haben. Bei dieser Zielgruppe ist davon auszugehen, dass sie zur Arbeit längere Zeit in Kastorf verweilen, bevor sie wieder zurückreisen. Für sie dürfte also eine Normalladesäule ausreichen, wie sie am Gewerbegebiet bereits vorhanden ist. Zudem verfügen zumindest einzelne Betriebe des Gewerbegebietes auch über eigene Lademöglichkeiten.

Das Gewerbegebiet dürfte auch Ziel von Geschäftsreisenden sein, die ggf. auch Interesse an einem Zwischenladen haben. Gerade wenn es sich um kürzere Besuche handelt, ist eine Schnell-ladesäule am attraktivsten, idealerweise im Bereich des Gewerbegebietes.

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 wiederum

längere Aufenthalte vorherrschend sein, bei denen eine Normalladesäule ausreicht. Die bestehende LIS wird hier in vielen Fällen ungünstig gelegen sein (vgl. Abbildung 8-3).

Eine nennenswerte Anzahl touristischer Gäste ist in Kastorf nicht zu erwarten. Damit verbleiben noch Durchreisende, z. B. auf der B 208. Diese dürften in aller Regel Schnell- oder sogar Ultraschnellladesäulen aufsuchen. Hier wäre der Bereich um die Hauptstraße, über den auch die B 208 führt, besonders attraktiv, da dann auch Durchreisende auf der Hauptstraße bedient werden könnten.

Abgesehen von den Einpendler*innen liegen über die Größe der verschiedenen Zielgruppen keine Daten vor. Das Standorttool der NOW weist zusammenfassend für Kastorf im Referenzszenario für 2030 einen mittleren Bedarf für den Bereich um das Gewerbegebiet sowie für das südöstlichen Dorfende aus (vgl. Abbildung 8-1); für die restlichen Teile wird der Bedarf als gering eingeschätzt.

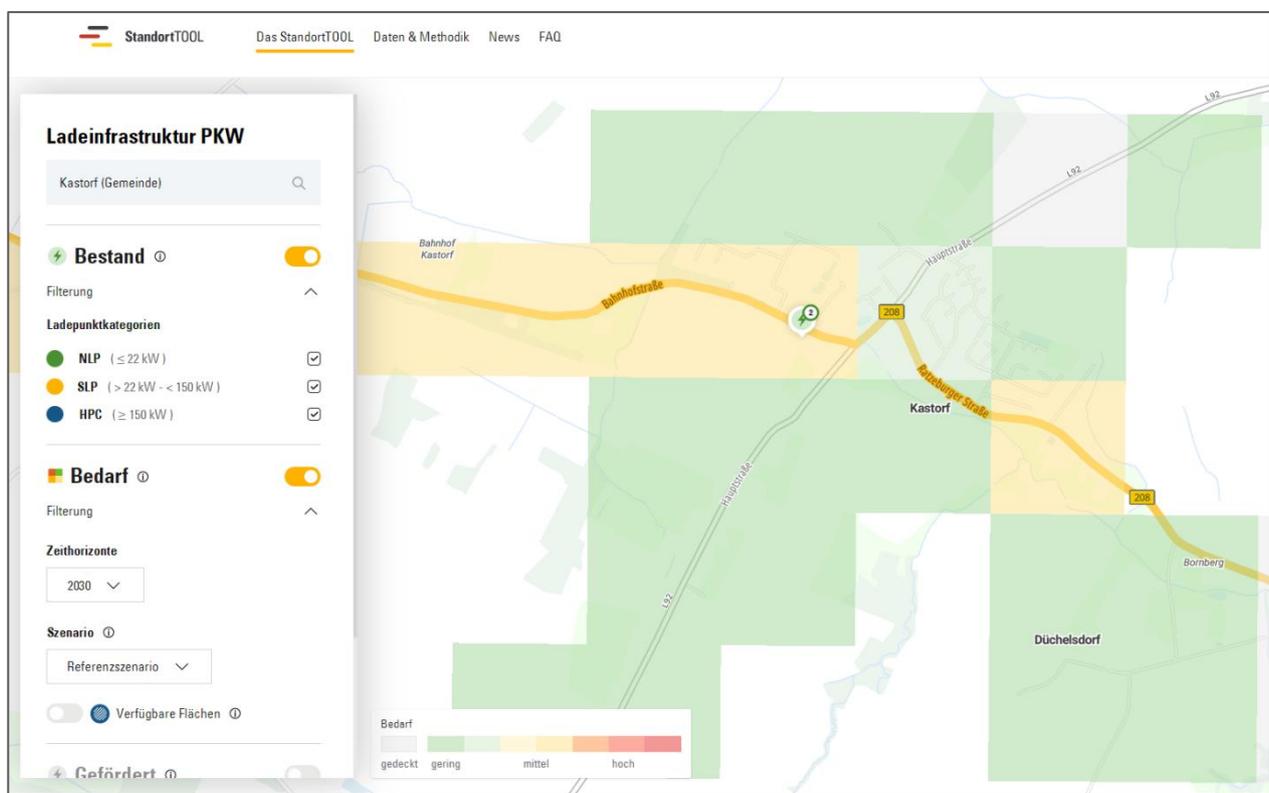


Abbildung 8-1: LIS-Bedarf Kastorf 2030 im Referenzszenario (NOW, o. J. a)

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).¹⁶ 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. Entsprechende Planungen gibt es auch für die in Kastorf am Rande des Gewerbegebietes und an der B 208 liegende Tankstelle, die sich unmittelbar neben der bereits bestehenden Normalladesäule befindet: Dort ist die Errichtung einer LIS

¹⁶ Die LIS des Deutschlandnetzes verfügt über mindestens 200 kW.

mit, sofern netzseitig verfügbar, mindestens 150 kW, vorgesehen, auch wenn für die Errichtung noch kein Zeitplan vorliegt (ORLEN Deutschland, 2024).

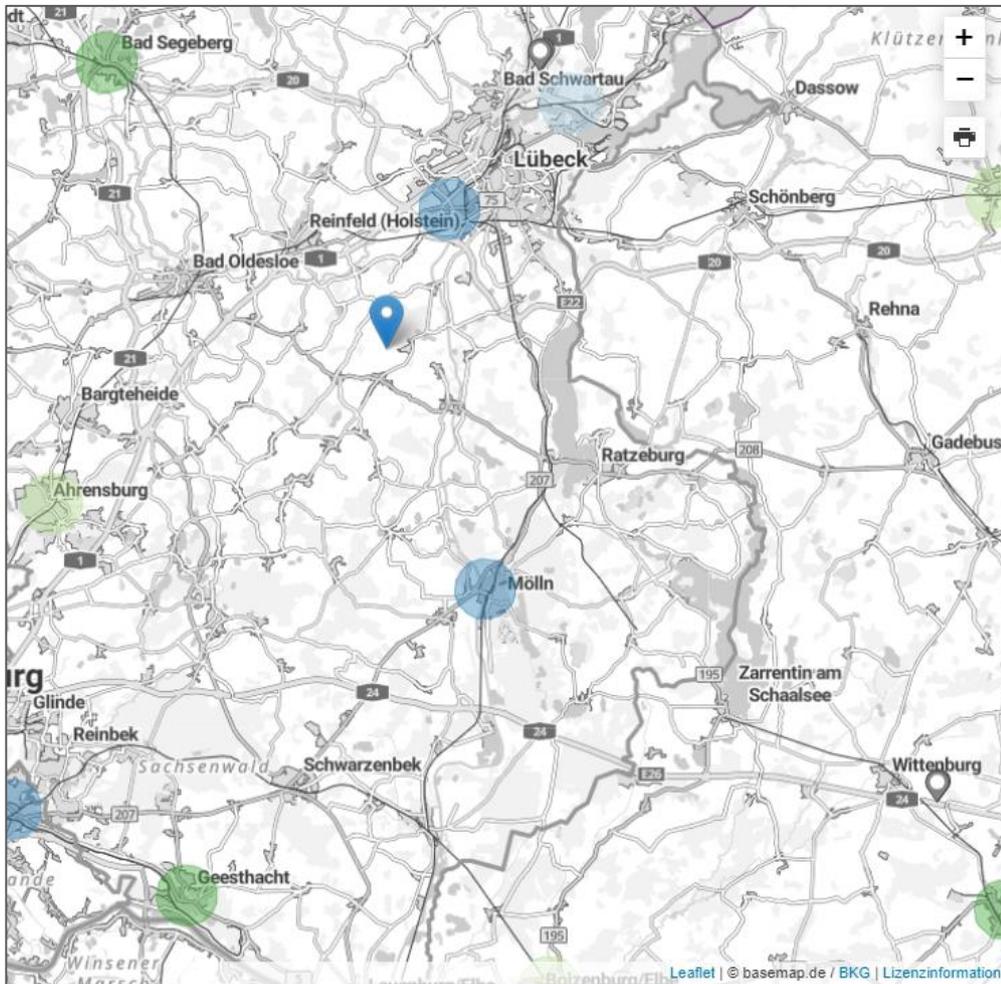


Abbildung 8-2: Standorte von Ladeparks des Deutschlandnetzes (NOW, o. J.)

Sollte diese Ladesäule tatsächlich errichtet werden, wäre der Bedarf *aller* Zielgruppen abgedeckt. Auch Reisende zu weiter entfernt liegenden Punkten in Kastorf könnten aufgrund der relativ schnellen Ladevorgänge bei mindestens 150 kW dort ähnlich zu klassischen Tankvorgängen laden: So dauert der Ladevorgang bei 150 kW Ladeleistung und einem Verbrauch von 15 kWh auf 100 km etwa 6 Minuten. Zwei Argumente könnten dennoch für 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 (blau / grün) und mögliche ergänzende Standorte von LIS (rot) in Kastorf mit Abstrahlsradius 500 m

Es ist zu erkennen, dass zusätzliche Standorte in den Bereichen Erenkamp und Spitzenredder unter Entfernungsgesichtspunkten optimal wären. Der Standort Erenkamp könnte auch an das gemeindeeigene Kultur- und Freizeitzentrum in der Ratzeburger Str. 29, d. h. etwas weiter in Richtung Südosten, verlegt werden. Zwar dürfte dieses vorwiegend von Menschen aus dem Ort besucht werden, die keinen Ladebedarf haben, aber es befindet sich dort eine große gemeindeeigene Photovoltaik-Anlage, deren Strom je nach Betreibermodell der LIS genutzt werden könnte.

Inwiefern tatsächlich ein Bedarf für zwei solche dezentrale Normalladesäulen entsteht, sollte abgewartet werden - insbesondere bezüglich der Entwicklung nach Errichtung einer Ultraschnelladesäule an der Tankstelle.

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, Energiedaten: Gesamtausgabe, 2018).

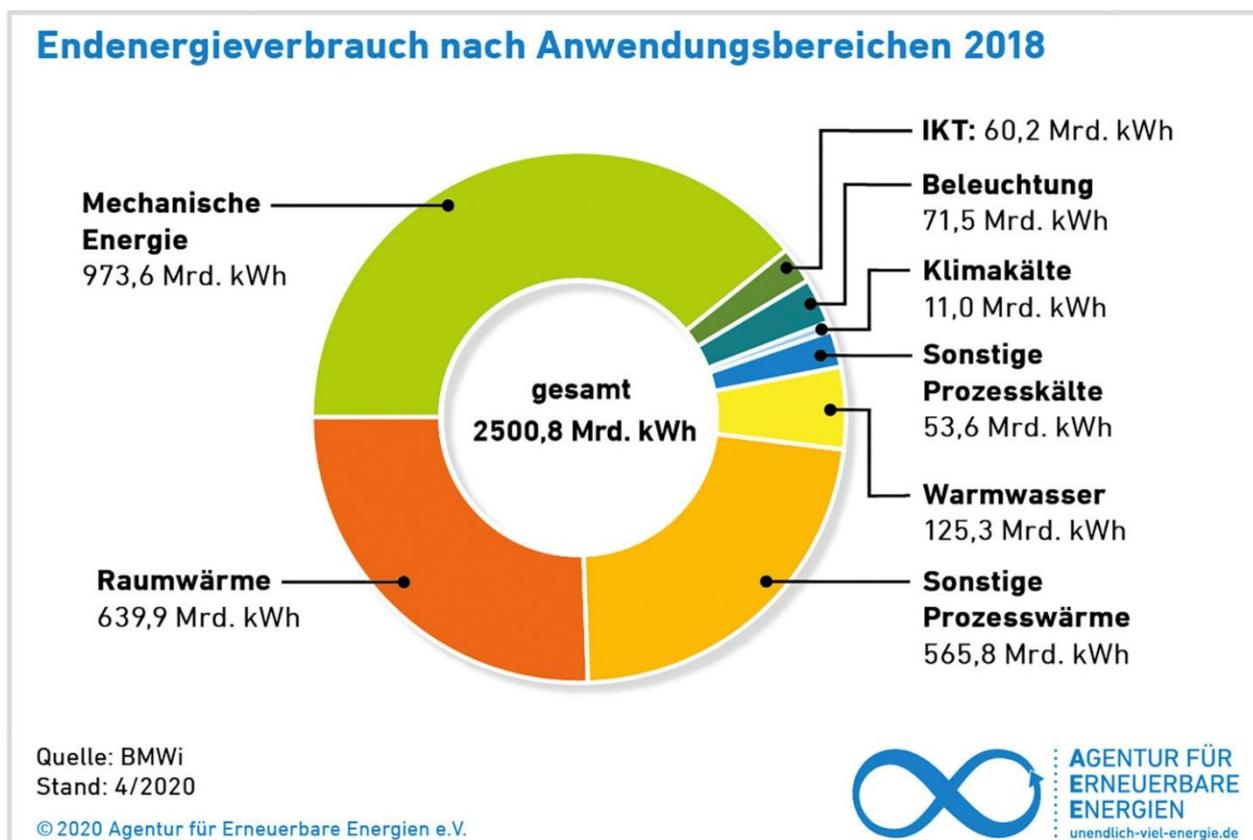


Abbildung 9-1: Endenergieverbrauch 2018 in Deutschland (Agentur für erneuerbare Energien, 2020)

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. Typische Äußerungen, die z. B. in den bilateralen Gesprächen während der Energieberatungen vor Ort zu hören waren, sind folgende:

- „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. Dies ist ein wichtiger Bestandteil des Sanierungsmanagements. 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. Auch die Möglichkeiten der Isolierung zur Minimierung der Wärmeverluste haben sich in den vergangenen Jahrzehnten kontinuierlich verbessert. Technisch-fachliche Herausforderungen bestehen also lediglich bei einzelnen Varianten der Wärmeerzeugung zur Einspeisung in das Wärmenetz.

Auch bei den hier in Frage kommenden Technologien zur Wärmeerzeugung - Luft- & Erdwärmepumpen, Hackschnitzelkessel, Solarthermie mit & ohne saisonalem Speicher - 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 7.2 beschriebenen Möglichkeiten mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen sowie Rahmenbedingungen.

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

Hier 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 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, da sowohl den Kunden, die sich bei einem noch voll funktionsfähigen Erdgaskessel schnell an das Netz anschließen können, finanzielle Anreize geboten werden, als auch die Kunden, bei denen ein Anschluss erst später möglich ist, 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 Kastorf.

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.

9.3 MOBILITÄT

Bei der Errichtung einer öffentlichen LIS muss ein Betreiber gefunden werden, sofern die Kommune dies nicht als Bestandteil der Daseinsvorsorge betrachtet. Angesichts der beschriebenen Ausgangslage ist es derzeit unwahrscheinlich, dass ergänzende Ladsäulen wirtschaftlich betrieben werden können. Ohne kommunalen Zuschuss wäre also der weitere Hochlauf der Elektromobilität und des Bedarfs speziell in Kastorf abzuwarten. Da bereits eine Basis-Infrastruktur in Form einer Normalladesäule besteht und die Tankstelle eine Ultraschnelladesäule plant, erscheint dies vertretbar.

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,
- das Amt Berkenthin,
- der auf Honorarbasis tätige Klimaschutzmanager der Gemeinde,
- die Fa. Claus Rodenberg Waldkontor GmbH

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 29. August 2024. Zusätzlich erfolgte mit Teilen der Lenkungsgruppe 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 Stadt und per Post an alle Bewohner*innen des Quartiers eingeladen wurde:

- In der Auftaktveranstaltung am 4. Oktober 2023 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 10-1).
- 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 Klempau, da so ein breiteres Spektrum an Gebäudetypen vorgestellt werden konnte.
- Die dritte öffentlichen Veranstaltung ist geplant für nach Fertigstellung des vorliegenden Berichtes, am 11. Oktober 2024. Auf ihr sollen die Wärmenetzoptionen einschließlich der Wärmeerzeugung vorgestellt und mit dezentralen Beheizungsmöglichkeiten verglichen werden.

Die Beteiligung an den bereits durchgeführten Veranstaltungen war sehr rege (vgl. Abbildung 10-2) und umfasste Menschen aus dem gesamten Gemeindegebiet (vgl. Abbildung 10-1).

Energetisches Quartierskonzept Kastorf

Wie heizen Sie?

Heizöl: *|||||*
 Erdgas: *|||||*
 Pellets:
 Wärmepumpe: *|||||*
 Nahwärme:
 Sonstiges (bitte angeben!): *Wasser Holz Holz Holz*

Was kostet ihre Wärmeversorgung heute pro Jahr (Brennstoff, Wartung / Schornsteinfeger / Reparatur, Investition)? Bitte schätzen Sie!

0 € 1.000 € 2.000 € 3.000 € 4.000 € 5.000 €

||||| *|||||* *|||||* *|||||* *|||||*

Wie alt ist Ihre Heizungsanlage?

||||| *|||||* *|||||* *|||||*

5 Jahre 10 Jahre 15 Jahre 20 Jahre

Was ist Ihnen wie wichtig?

← geringe Kosten heute langfristige Kostenstabilität →

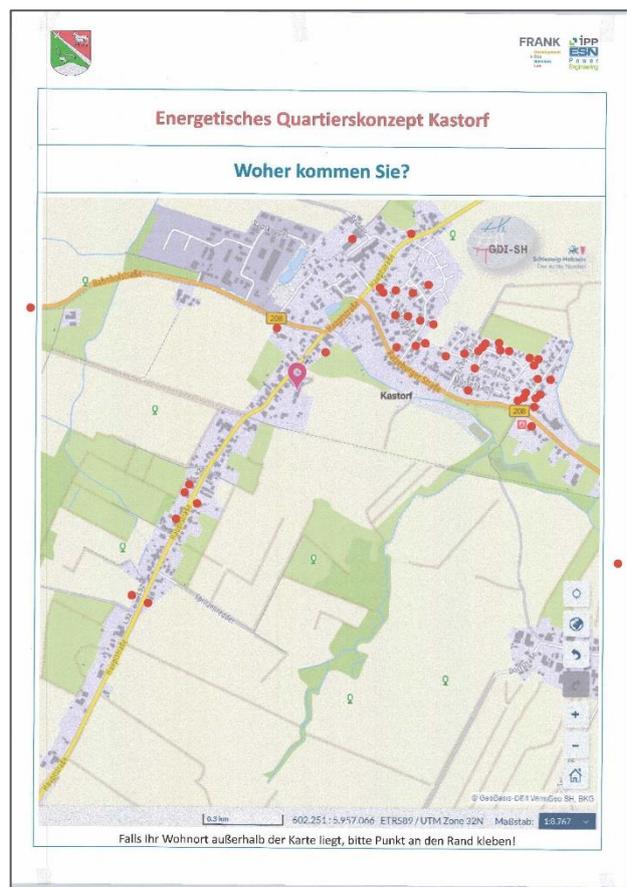


Abbildung 10-1: Befragungen auf der ersten öffentlichen Veranstaltung



Abbildung 10-2: Impressionen von der zweiten öffentlichen Veranstaltung

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 5.3.1 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 ¹⁷)
CO ₂ -Emissionen	t/a	aus Primärenergieeinsatz abzuleiten
Anzahl Sanierungs- / Energieberatungen	Anzahl	Sanierungs- / Klimaschutzmanagement ¹⁷
Sanierte Gebäude (ggf. Differenzierung nach Sanierungsart)	Anzahl	Sanierungs- / Klimaschutzmanagement ¹⁷
Veranstaltungen zum Energiesparen in privaten Haushalten	Anzahl & Zahl der Teilnehmenden	Sanierungs- / Klimaschutzmanagement ¹⁷
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.¹⁷ 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.

¹⁷ 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, mittelfristig, 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 für Bereiche abseits des Gewerbegebietes	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, z. B. indem bereits die Machbarkeitsstudie als erster Schritt begonnen wird. 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: Kostenindikation für die Planung des Wärmenetzes und die BEW-Module 1 und 2 (Grundlage: Investitionskosten, HOAI)

MODULNUM-MER		LEISTUNG	KOSTEN [€]
MODUL 1		Machbarkeitsstudie	50.000
	Ingenieurbauwerke	LP 1	4.200
		LP 2	42.500
		LP 3	72.000
		LP 4	21.000
	Technische Ausrüstung	LP 1	11.000
		LP 2	49.000
		LP 3	92.500
LP 4		11.000	
MODUL 2	Ingenieurbauwerke	LP 5-8	285.000
	Technische Ausrüstung	LP 5-8	376.000
		Summe	1.014.200

Dabei stellt 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 Solarthermieanlage 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

- Agentur für erneuerbare Energien. (April 2020). *Energieverbrauch in Deutschland*. Abgerufen am 17. Mai 2024 von <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/endenergieverbrauch-nach-anwendungsbereichen-2018>
- 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. (o. J.). *Auf einen Blick: Die neue Förderung für den Heizungstausch*. Abgerufen am 15. Januar 2024 von https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Downloads/foerderung-heizungstausch-beg.pdf?__blob=publicationFile&v=18
- 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 23. Juli 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%3D01053061%26DR_Gebiete%3Dkr%26togglswitch%3D1
- 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. (18. Dezember 2023). *Emission Spot Primary Market Auction Report 2023*. Leipzig. Abgerufen am 21. Juni 2024 von <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/eex-eua-primary-auction-spot-download>
- Google Maps. (o. J.). *Google Maps*. Von <https://www.google.de/maps/> abgerufen
- Hochschule Biberach. (o. J.). *InnoSüd - Geothermie-Software*. Abgerufen am 9. Januar 2024 von <https://innosued.de/energie/geothermie-software-2/>
- 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 28. Juni 2024 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. (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. (2024). *Aktuelle Informationen zur Heizungsförderung*. Abgerufen am 27. März 2024 von <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Heizungsf%C3%B6rderung/>
- 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 7. Juni 2024 von <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/Energieeffizient-sanieren/Das-Effizienzhaus/>

- Kreis Herzogtum Lauenburg. (20. Mai 2024). *Denkmalliste Kreis Hzgt. Lauenburg*. Abgerufen am 28. Mai 2024 von <https://opendata.schleswig-holstein.de/dataset/c845b51a-7c63-449f-b14d-0b4ff0079956/resource/00101e88-77cb-4c45-9964-d26f32136362/download/kreis-hzgt.-lauenburg.pdf>
- Meereis, J. (Juni 2023). Wärmeezeugung: 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. a). *Standorttool*. Abgerufen am 2. Juli 2024 von <https://standorttool.de/standorttool>
- NOW. (o. J.). *Suchräume Deutschlandsnetz*. Abgerufen am 2. Januar 2024 von <https://www.standorttool.de/strom/deutschlandnetz>
- ORLEN Deutschland. (5. März 2024). Persönliche Mitteilung (e-Mail) Hr. Münchow.
- Pfnür, A., Winiewska, B., Mailach, B., & Oschatz, B. (2016). *Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt*. Dresden.
- Statistische Ämter des Bundes und der Länder. (24. Mai 2024). *Zensus Datenbank*. Abgerufen am 04. Juni 2024 von [Kastorf: https://ergebnisse2011.zensus2022.de/datenbank/online/statistic/3000G/table/3000G-1002/search/s/a2FzdG9yZg==](https://ergebnisse2011.zensus2022.de/datenbank/online/statistic/3000G/table/3000G-1002/search/s/a2FzdG9yZg==)
- 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. (2023 a). *Regionaldaten für Kastorf*. Abgerufen am 28. Mai 2024 von https://region.statistik-nord.de/detail/0010000010000000000/1/0/536/#meine_region_subsection13_1102
- 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/Publicationen/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: INVESTITIONSKOSTEN UND WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNGEN

Tabelle 14-1: Investitionskosten der untersuchten Varianten

Investitionen		HSK + EK	ST + HSK + EK	Erd-WP + HSK + EK	Luft-WP + EK	ST + Erd-WP + EK	Dimension
Biomassekessel							
thermische Leistung	ca.	1.800	1.800	1.200			kW _{th}
Kesselanlage inkl. Peripherie und Silo	300.000 €	840.000	840.000	660.000			€
Volumen Pufferspeicher	ca.	25	25	25			m ³
Pufferspeicher	1.800 €/m ³	45.000	45.000	45.000			€
Zwischensumme	ca.	885.000	885.000	705.000			€
Unvorhergesehenes	10%	89.000	88.500	70.500			€
Planung, Gutachten etc.	15%	150.000	150.000	116.000			€
Investition Biomassekessel	ca.	1.124.000	1.123.500	891.500			€
Erdsonden							
Sondenanzahl				180		250	
Flächenbedarf	100 m ² /Stück			18.000		25.000	
Sondentiefe				100		100	
Sondenerschließung	150 €/m			2.700.000		3.800.000	
Zwischensumme	ca.			2.700.000		3.800.000	
Unvorhergesehenes	10%			270.000		380.000	
Planung, Gutachten etc.	15%			446.000		627.000	
Investition Erdsonde	ca.			3.416.000		4.807.000	
Großwärmepumpe							
Wärmequelle				Erdsonde	Luft	Erdsonde	
Anzahl	ca.						Stk.
thermische Leistung	ca.			600	1.250	1.250	kW _{th}
Wärmepumpe	1.000 €/kW			600.000	1.880.000	1.260.000	€
Volumen Pufferspeicher	ca.			20	20	20	
Pufferspeicher	1.800 €/m ³			36.000	36.000	36.000	
Peripherie, Anlagenbau	20%			128.000	384.000	260.000	€
Zwischensumme	ca.			764.000	2.300.000	1.556.000	€
Unvorhergesehenes	10%			76.000	230.000	156.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%			130.000	380.000	260.000	€

Investition Großwärmepumpe	ca.			970.000	2.910.000	1.972.000	€
Großwärmepumpe inkl. Quellenanlage							
Investition Großwärmepumpe (inkl. Quellenanlage)				4.386.000	2.910.000	6.779.000	€
davon Unvorhergesehenes				346.000	230.000	536.000	€
davon Planung, Gutachten, etc.				576.000	380.000	887.000	€
Solarthermie							
Bruttokollektorfläche	ca.		7.500			19.000	m ²
Kollektorfeld inkl. Montage, Aufständigung und Netzanbindung	460 €/m ²		3.450.000			8.740.000	€
Verrohrung / Tiefbau	190 €/m ²		1.425.000			3.610.000	€
Solarspeicher, Nebenarbeiten	1.500 €/m ³		225.000			570.000	€
Zwischensumme	ca.		5.107.500			12.939.000	€
Unvorhergesehenes	10%		510.000			1.290.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%		840.000			2.130.000	€
Investition Solarthermie	ca.		6.457.500			16.359.000	€
Erdgaskessel							
thermische Leistung	ca.	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	kW _{th}
Kesselanlage	85 €/kW	280.000	280.000	280.000	280.000	280.000	€
Zubehör	10 €/kW	32.000	32.000	32.000	32.000	32.000	€
Zwischensumme	ca.	312.000	312.000	312.000	312.000	312.000	€
Unvorhergesehenes	10%	31.000	31.000	31.000	31.000	31.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%	51.000	51.000	51.000	51.000	51.000	€
Investition Erdgaskessel	ca.	394.000	394.000	394.000	394.000	394.000	€
Elektro- und Anlagentechnik							
Länge Direktleitung							
Direktleitung	500 €/m	0	0	0	0	0	
Elektrischer Leistungsbedarf Heizhaus		40	30	330	670	670	kWel
elektrische Einbindung	200 €/kW	15.000	15.000	66.000	134.000	134.000	€
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 Regelungs- technik	ca.	30.000	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	2.290.000	2.290.000	2.290.000	2.290.000	2.290.000	€
Hausübergabestation (>120 kW)	14.500 €/HÜS	81.000	81.000	81.000	81.000	81.000	€
Hausübergabestation (>150-200 kW)	18.500 €/HÜS	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	€
Anlagenbau	ca.	50.000	80.000	80.000	50.000	80.000	€
Brennstoffversorgung	ca.	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	€
Abgasanlage	ca.	100.000	100.000	100.000	70.000	70.000	€
Zwischensumme	ca.	2.751.000	2.796.000	2.847.000	2.840.000	2.885.000	€
Unvorhergesehenes	10%	280.000	280.000	280.000	280.000	290.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%	450.000	460.000	470.000	470.000	480.000	€
Investition Elektro- & An- lagentechnik	ca.	3.481.000	3.536.000	3.597.000	3.590.000	3.655.000	€
Wärmenetz							
Länge Transportleitungen	ca.	8.286	8.286	8.286	8.286	8.286	€
Länge Hausanschlusslei- tungen	ca.	5.376	5.376	5.376	5.376	5.376	€
Transportleitungen	850 €/m	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	€
Hausanschlussleitungen	450 €/m	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	€
Zwischensumme	ca.	9.400.000	9.400.000	9.400.000	9.400.000	9.400.000	€
Unvorhergesehenes	10%	940.000	940.000	940.000	940.000	940.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	€
Investition Wärmenetz	ca.	11.890.000	11.890.000	11.890.000	11.890.000	11.890.000	€
Grundstücke & Gebäude							
Heizhaus (Gebäude)	ca.	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	€
Flächenbedarf		0	15.000	18.000	0	63.000	m ²
Grundstück	4,0 €/m ²	0	60.000	72.000	0	252.000	€
Zwischensumme	ca.	200.000	260.000	272.000	200.000	452.000	€
Unvorhergesehenes	10%	20.000	26.000	27.000	20.000	45.000	€
Planung und Gutachten	15%	33.000	43.000	45.000	33.000	75.000	€
Investition Grundstück & Gebäude	ca.	253.000	329.000	344.000	253.000	572.000	€
Summe	ca.	17.142.000	23.730.000	21.502.500	19.037.000	39.649.000	€
davon Unvorhergesehe- nes	ca.	1.360.000	1.875.500	1.694.500	1.501.000	3.132.000	€

davon Planung, Gutachten etc.	ca.	2.234.000	3.094.000	2.808.000	2.484.000	5.173.000	€
Summe (inkl. Förderung)	ca.	10.442.800	14.758.000	13.090.700	11.579.800	24.909.800	€
BEW-Förderung Modul 2							
Biomassekessel	40%	389.600	389.400	310.200			€
Solarthermie inkl. Wärmespeicher	40%		2.247.000			5.691.600	€
Großwärmepumpe	40%			336.000	1.012.000	684.800	€
Quellenanlage für Wärmepumpe	40%	0	0	1.188.000	0	1.672.000	€
Elektro- und Anlagentechnik	40%	1.212.400	1.230.400	1.250.800	1.248.000	1.270.000	€
Wärmenetz	40%	4.136.000	4.136.000	4.136.000	4.136.000	4.136.000	€
Gebäude	40%	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	€
Planungsleistungen	40%	873.200	881.200	1.102.800	973.200	1.196.800	€
Förderung	ca.	6.699.200	8.972.000	8.411.800	7.457.200	14.739.200	€

Investitionen		Biogas-KWK+HSK + EK	ST + Biogas-KWK + HSK + EK	Luft-WP + HSK + EK	Biogas-KWK + Luft-WP + EK	Erd-WP + EK	Dimension
Biomassekessel							
thermische Leistung	ca.	1.400	1.200	1.200			kW _{th}
Kesselanlage inkl. Peripherie und Silo	300.000 €	720.000	660.000	660.000			€
Volumen Pufferspeicher	ca.	25	25	25			m ³
Pufferspeicher	1.800 €/m ³	45.000	45.000	45.000			€
Zwischensumme	ca.	765.000	705.000	705.000			€
Unvorhergesehenes	10%	77.000	70.500	70.500			€
Planung, Gutachten etc.	15%	130.000	120.000	116.000			€
Investition Biomassekessel	ca.	972.000	895.500	891.500			€
Erdsonden							
Sondenanzahl						390	
Flächenbedarf	100 m ² /Stück					39.000	
Sondentiefe						100	
Sondenerschließung	150 €/m					5.900.000	
Zwischensumme	ca.					5.900.000	

Unvorhergesehenes	10%					590.000	
Planung, Gutachten etc.	15%					974.000	
Investition Erdsonde	ca.					7.464.000	
Großwärmepumpe							
Wärmequelle				Luft	Luft	Erdsonde	
Anzahl	ca.						Stk.
thermische Leistung	ca.			600	900	1.400	kW _{th}
Wärmepumpe	1.000 €/kW			900.000	1.360.000	1.400.000	€
Volumen Pufferspeicher	ca.			20	20	20	
Pufferspeicher	1.800 €/m ³			36.000	36.000	36.000	
Peripherie, Anlagenbau	20%			188.000	280.000	288.000	€
Zwischensumme	ca.			1.124.000	1.676.000	1.724.000	€
Unvorhergesehenes	10%			112.000	168.000	172.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%			190.000	280.000	280.000	€
Investition Großwärmepumpe	ca.			1.426.000	2.124.000	2.176.000	€
Großwärmepumpe inkl. Quellenanlage							
Investition Großwärmepumpe (inkl. Quellenanlage)				1.426.000	2.124.000	9.640.000	€
davon Unvorhergesehenes				112.000	168.000	762.000	€
davon Planung, Gutachten, etc.				190.000	280.000	1.254.000	€
Solarthermie							
Bruttokollektorfläche	ca.		7.500			0	m ²
Kollektorfeld inkl. Montage, Aufständering und Netzanbindung	460 €/m ²		3.450.000			0	€
Verrohrung / Tiefbau	190 €/m ²		1.425.000			0	€
Solarspeicher, Nebenarbeiten	1.500 €/m ³		225.000			0	€
Zwischensumme	ca.		5.107.500			0	€
Unvorhergesehenes	10%		510.000			0	€
Planung, Gutachten etc.	15%		840.000			0	€
Investition Solarthermie	ca.		6.457.500			0	€
Erdgaskessel							
thermische Leistung	ca.	3.200	3.200	3.200	3.200	3.200	kW _{th}

Kesselanlage	85 €/kW	280.000	280.000	280.000	280.000	280.000	€
Zubehör	10 €/kW	32.000	32.000	32.000	32.000	32.000	€
Zwischensumme	ca.	312.000	312.000	312.000	312.000	312.000	€
Unvorhergesehenes	10%	31.000	31.000	31.000	31.000	31.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%	51.000	51.000	51.000	51.000	51.000	€
Investition Erdgaskessel	ca.	394.000	394.000	394.000	394.000	394.000	€
Elektro- und Anlagentechnik							
Länge Direktleitung							
Direktleitung	500 €/m	0	0	0	0	0	
Elektrischer Leistungsbedarf Heizhaus		30	20	340	490	720	kWel
elektrische Einbindung	200 €/kW	15.000	15.000	68.000	98.000	144.000	€
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	45.000	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	2.290.000	2.290.000	2.290.000	2.290.000	2.290.000	€
Hausübergabestation (>120 kW)	14.500 €/HÜS	81.000	81.000	81.000	81.000	81.000	€
Hausübergabestation (>150-200 kW)	18.500 €/HÜS	15.000	15.000	15.000	15.000	15.000	€
Anlagenbau	ca.	50.000	80.000	80.000	50.000	50.000	€
Brennstoffversorgung	ca.	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	€
Abgasanlage	ca.	100.000	100.000	70.000	70.000	70.000	€
Zwischensumme	ca.	2.751.000	2.796.000	2.819.000	2.819.000	2.865.000	€
Unvorhergesehenes	10%	280.000	280.000	280.000	280.000	290.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%	450.000	460.000	460.000	460.000	470.000	€
Investition Elektro- & Anlagentechnik	ca.	3.481.000	3.536.000	3.559.000	3.559.000	3.625.000	€
Wärmenetz							
Länge Transportleitungen	ca.	8.286	8.286	8.286	8.286	8.286	€
Länge Hausanschlussleitungen	ca.	5.376	5.376	5.376	5.376	5.376	€
Transportleitungen	850 €/m	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	7.000.000	€

Hausanschlussleitungen	450 €/m	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	€
Zwischensumme	ca.	9.400.000	9.400.000	9.400.000	9.400.000	9.400.000	€
Unvorhergesehenes	10%	940.000	940.000	940.000	940.000	940.000	€
Planung, Gutachten etc.	15%	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	€
Investition Wärmenetz	ca.	11.890.000	11.890.000	11.890.000	11.890.000	11.890.000	€
Grundstücke & Gebäude							
Heizhaus (Gebäude)	ca.	200.000	200.000	200.000	200.000	200.000	€
Flächenbedarf		0	15.000	0	0	39.000	m ²
Grundstück	4,0 €/m ²	0	60.000	0	0	156.000	€
Zwischensumme	ca.	200.000	260.000	200.000	200.000	356.000	€
Unvorhergesehenes	10%	20.000	26.000	20.000	20.000	36.000	€
Planung und Gutachten	15%	33.000	43.000	33.000	33.000	59.000	€
Investition Grundstück & Gebäude	ca.	253.000	329.000	253.000	253.000	451.000	€
Summe	ca.	16.990.000	23.502.000	18.413.500	18.220.000	26.000.000	€
davon Unvorhergesehenes	ca.	1.348.000	1.857.500	1.453.500	1.439.000	2.059.000	€
davon Planung, Gutachten etc.	ca.	2.214.000	3.064.000	2.400.000	2.374.000	3.384.000	€
Summe (inkl. Förderung)	ca.	10.351.600	14.621.200	11.205.700	11.089.600	15.826.400	€

BEW-Förderung Modul 2							
Biomassekessel	40%	336.800	310.200	310.200		0	€
Solarthermie inkl. Wärmespeicher	40%		2.247.000			0	€
Großwärmepumpe	40%			494.400	737.600	758.400	€
Quellenanlage für Wärmepumpe	40%			0	0	2.596.000	
Elektro- und Anlagentechnik	40%	1.212.400	1.230.400	1.239.600	1.239.600	1.262.000	€
Wärmenetz	40%	4.136.000	4.136.000	4.136.000	4.136.000	4.136.000	€
Gebäude	40%	88.000	88.000	88.000	88.000	88.000	€
Planungsleistungen	40%	865.200	869.200	939.600	929.200	1.333.200	€
Förderung	ca.	6.638.400	8.880.800	7.207.800	7.130.400	10.173.600	€

Tabelle 14-2: Wärmegestehungskosten der zentralen Wärmeversorgung

Wirtschaftlichkeit		HSK + EK	Luft-WP + EK	Erd-WP + EK	Luft-WP + HSK + EK	Erd-WP + HSK + EK	Dimension
Brennstoffzufuhr Erdgas	ca.	208.564	1.319.366	1.282.489	235.174	286.837	kWh _{Hi}
Brennstoffzufuhr Hackschnitzel	ca.	13.132.000	0	0	5.814.682	7.575.059	kWh _{Hi}
Brennstoffzufuhr Holzpellets	ca.	0	0	0	0	0	
Wärmezufuhr Biogaswärme	ca.	0	0	0	0	0	kWh _{th}
Strombezug öfftl. Netz	ca.	124.704	4.425.198	5.009.678	2.643.595	2.321.718	kWh _{el}
Strombezug Quartiersstrom	ca.	0	0	0	0	0	
Jahresarbeit Wärmeentzug Quelle	ca.	0	5.826.366	5.272.470	3.617.653	2.413.009	kWh _{th}
erzeugte Wärmemenge	ca.	9.535.950	9.535.950	9.535.950	9.535.950	9.535.950	kWh _{th}
CO ₂ -Emissionen (fossil)	ca.	51,5	325,9	316,8	58,1	70,8	t CO ₂
Investitionen							
Biomassekessel	ca.	1.124.000	0	0	891.500	891.500	€
Solarthermie	ca.	0	0	0	0	0	€
Erdgaskessel	ca.	394.000	394.000	394.000	394.000	394.000	€
Großwärmepumpe	ca.	0	2.910.000	2.176.000	1.426.000	970.000	€
Erdsonden	ca.	0	0	7.464.000	0	3.416.000	€
Elektro- und Anlagentechnik	ca.	3.481.000	3.590.000	3.625.000	3.559.000	3.597.000	€
Wärmenetz	ca.	11.890.000	11.890.000	11.890.000	11.890.000	11.890.000	€
Grundstück & Gebäude	ca.	253.000	253.000	451.000	253.000	344.000	€
Investitionssumme	ca.	17.142.000	19.037.000	26.000.000	18.413.500	21.502.500	€
Kapitalkosten							
Biomassekessel	15 Jahre	108.289	0	0	85.889	85.889	€/a
Solarthermie	20 Jahre	0	0	0	0	0	€/a
Erdgaskessel	20 Jahre	31.616	31.616	31.616	31.616	31.616	€/a
Großwärmepumpe	20 Jahre	0	248.940	174.608	114.426	77.835	€/a
Erdsonden	50 Jahre	0	0	408.854	0	187.117	
Elektro- und Anlagentechnik	15 Jahre	335.368	345.869	349.241	342.882	346.543	€/a
Wärmenetz	40 Jahre	692.927	692.927	692.927	692.927	692.927	€/a

Grundstück & Gebäude	50 Jahre	13.859	13.859	24.704	13.859	18.843	€/a
jährliche Kapitalkosten	ca.	1.182.058	1.333.210	1.681.949	1.281.599	1.440.771	€/a
Förderung							
Biomassekessel	15 Jahre	37.535	0	0	29.885	29.885	€/a
Solarthermie	20 Jahre	0	0	0	0	0	€/a
Großwärmepumpe	20 Jahre	0	81.205	60.856	39.672	26.962	€/a
Erdsonden	50 Jahre	0	0	208.310	0	65.075	
Elektro- und Anlagentechnik	15 Jahre	116.805	120.235	121.584	119.426	120.505	€/a
Wärmenetz	40 Jahre	241.038	241.038	241.038	241.038	241.038	€/a
Grundstücke & Gebäude	50 Jahre	4.820	4.820	4.820	4.820	4.820	€/a
Planungsleistungen	20 Jahre	70.068	78.092	106.979	75.396	88.492	€/a
jährliche Förderung	ca.	470.267	525.392	743.588	510.238	576.777	€/a
Betrieb und Wartung							
Biomassekessel	ca.	58.440	0	0	46.530	46.530	€/a
Solarthermie	3 €/MWh	0	0	0	0	0	€/a
Erdgaskessel	ca.	10.290	10.290	10.290	10.290	10.290	€/a
Großwärmepumpe	ca.	0	63.250	209.650	30.900	95.250	€/a
Elektro- und Anlagentechnik	ca.	121.240	124.800	126.200	123.960	125.080	€/a
Wärmenetz	ca.	51.700	51.700	51.700	51.700	51.700	€/a
Grundstücke & Gebäude	ca.	550	550	980	550	748	€/a
Versicherung/Sonstiges	ca.	41.044	45.479	62.212	44.029	51.414	€/a
technische Betriebsführung	ca.	41.044	45.479	62.212	44.029	51.414	€/a
kaufmännische Betriebsführung	ca.	46.592	46.592	46.592	46.592	46.592	€/a
jährliche Betriebs- und Wartungskosten	ca.	370.900	388.140	569.836	398.579	479.017	€/a
Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022							
Mischpreis Biogaswärme / Abwärme	8,00 ct/kWh	0	0	0	0	0	€/a

Mischpreis Erdgas	6,74 ct/k Wh	14.056	88.919	86.433	15.850	19.331	€/a
Hackschnitzel - WGH20	3,57 ct/k Wh	469.386	0	0	207.838	270.761	€/a
Pellets - 20 Tonnen	11,0 5 ct/k Wh	0	0	0	0	0	€/a
Mischpreis Strom	20,5 0 ct/k Wh	25.559	906.980	1.026.773	541.826	475.855	€/a
Direktstrom (EE)	8,00 ct/k Wh	0	0	0	0	0	€/a
CO ₂ -Bepreisung	47,5 €/t	2.447	15.483	15.050	2.760	3.366	€/a
jährliche Energie- bezugskosten	ca.	509.001	995.898	1.113.207	765.514	765.947	€/a
Betriebskostenför- derung							
Förderung Betrieb Wärmepumpe öfftl. Strom (10 Jahre)	ca.		534.084	483.310	331.618	221.193	€/a
Förderung Betrieb Solarthermie (10 Jahre)	ca.			0			€/a
jährliche Betriebs- kostenförderung	ca.	0	534.084	483.310	331.618	221.193	€/a
Wirtschaftlichkeit Ø 2. Halbjahr 2022							
Wärmegegestehungs- kosten pro Jahr	ca.	1.591.692	1.657.773	2.138.094	1.603.835	1.887.765	€/a
spezifische Wärme- gestehungskosten (netto)		17	17	22	17	20	ct/kWh
spezifische Wärme- gestehungskosten (brutto)		20	21	27	20	24	ct/kWh
Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023							
Mischpreis Biogas- wärme / Abwärme	8,00 ct/k Wh	0	0	0	0	0	€/a
Mischpreis Erdgas	6,82 ct/k Wh	14.214	89.916	87.403	16.027	19.548	€/a
Hackschnitzel - WGH20	3,42 ct/k Wh	449.762	0	0	199.149	259.440	€/a
Pellets - 20 Tonnen	6,55 ct/k Wh	0	0	0	0	0	€/a
Mischpreis Strom	21,5 5 ct/k Wh	26.869	953.463	1.079.396	569.595	500.243	€/a
Direktstrom (EE)	8,00 ct/k Wh	0	0	0	0	0	€/a
CO ₂ -Bepreisung	57,1 €/t	2.942	18.611	18.091	3.317	4.046	€/a

jährliche Energiebezugskosten	ca.	493.787	1.061.991	1.184.890	788.088	783.277	€/a
Wirtschaftlichkeit Ø 1. Halbjahr 2023							
Wärmegestehungskosten	ca.	1.576.477	1.723.865	2.209.778	1.626.410	1.905.096	€/a
spezifische Wärmegestehungskosten (netto)		17	18	23	17	20	ct/kWh
spezifische Wärmegestehungskosten (brutto)		20	22	28	20	24	ct/kWh
Dztrl. Vergleich (brutto)							
Wärmebedarf	20.000 kWh	3.935	4.302	5.515	4.059	4.755	€
Kapitalkosten	ca.	1.777	2.016	2.342	1.925	2.156	€
Betrieb und Wartungskosten	ca.	926	969	1.422	995	1.196	€
Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022	ca.	1.270	1.153	1.572	1.083	1.360	€
Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023	ca.	1.232	1.318	1.751	1.139	1.403	€
Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023	ca.	-38	165	179	56	43	€
CO ₂	ca.	46	255	283	153	143	g/kWh
<i>gerundet fürs Diagramm</i>		3.950	4.300	5.500	4.050	4.750	
Wärmegestehungskosten pro kWh							
Kapitalkosten		8,883	10,081	11,710	9,626	10,782	ct/kWh
Betriebs- und Wartungskosten		4,628	4,844	7,111	4,974	5,978	ct/kWh
Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022		6,352	5,763	7,861	5,415	6,798	ct/kWh
Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023		6,162	6,588	8,755	5,696	7,014	ct/kWh
Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023		-0,190	0,825	0,895	0,282	0,216	ct/kWh
Sanierungsrate							
Ohne Gebäudesanierung	20.000 kWh	3.935 €	4.302 €	5.515 €	4.059 €	4.755 €	€
Mit Gebäudesanierung	16.400 kWh	3.226 €	3.528 €	4.522 €	3.329 €	3.899 €	€
Kostensparnis	ca.	18%	18%	18%	18%	18%	%

Wirtschaftlichkeit		ST + HSK + EK	ST + Erd-WP + EK	ST + Biogas-KWK + HSK + EK	Biogas-KWK + HSK + EK	Biogas-KWK + Luft-WP + EK	Dimension
Brennstoffzufuhr Erdgas	ca.	149.779	1.089.771	418.901	212.979	1.275.945	kWh _{Hi}

Brennstoffzufuhr Hackschnitzel	ca.	9.714.353	0	5.987.200	9.004.965	0	kWh _{Hi}
Brennstoffzufuhr Holzpellets	ca.	0	0	0	0	0	
Wärmezufuhr Biogaswärme	ca.	0	0	3.504.000	3.504.000	3.504.000	kWh _{th}
Strombezug öfftl. Netz	ca.	98.115	2.169.292	68.693	89.661	2.953.987	kWh _{el}
Strombezug Quartiersstrom	ca.	0	0	0	0	0	
Jahresarbeit Wärmeentzug Quelle	ca.	0	2.611.850	0	0	3.829.565	kWh _{th}
erzeugte Wärmeenergie	ca.	9.535.950	9.535.950	9.535.950	9.535.950	9.535.950	kWh _{th}
CO ₂ -Emissionen (fossil)	ca.	37,0	269,2	103,5	52,6	315,2	t CO ₂
Investitionen							
Biomassekessel	ca.	1.123.500	0	895.500	972.000	0	€
Solarthermie	ca.	6.457.500	16.359.000	6.457.500	0	0	€
Erdgaskessel	ca.	394.000	394.000	394.000	394.000	394.000	€
Großwärmepumpe	ca.	0	1.972.000	0	0	2.124.000	€
Erdsonden	ca.	0	4.807.000	0	0	0	€
Elektro- und Anlagentechnik	ca.	3.536.000	3.655.000	3.536.000	3.481.000	3.559.000	€
Wärmenetz	ca.	11.890.000	11.890.000	11.890.000	11.890.000	11.890.000	€
Grundstück & Gebäude	ca.	329.000	572.000	329.000	253.000	253.000	€
Investitionssumme	ca.	23.730.000	39.649.000	23.502.000	16.990.000	18.220.000	€
Kapitalkosten							
Biomassekessel	15 Jahre	108.241	0	86.275	93.645	0	€/a
Solarthermie	20 Jahre	518.167	1.312.688	518.167	0	0	€/a
Erdgaskessel	20 Jahre	31.616	31.616	31.616	31.616	31.616	€/a
Großwärmepumpe	20 Jahre	0	158.238	0	0	170.435	€/a
Erdsonden	50 Jahre	0	263.312	0	0	0	
Elektro- und Anlagentechnik	15 Jahre	340.666	352.131	340.666	335.368	342.882	€/a
Wärmenetz	40 Jahre	692.927	692.927	692.927	692.927	692.927	€/a
Grundstück & Gebäude	50 Jahre	18.022	31.332	18.022	13.859	13.859	€/a
jährliche Kapitalkosten	ca.	1.709.638	2.842.245	1.687.672	1.167.414	1.251.719	€/a
Förderung							

Biomassekessel	15 Jahre	37.516	0	29.885	32.448	0	€/a
Solarthermie	20 Jahre	180.305	456.709	180.305	0	0	€/a
Großwärmepumpe	20 Jahre	0	54.950	0	0	59.187	€/a
Erdsonden	50 Jahre	0	134.166	0	0	0	
Elektro- und Anlagentechnik	15 Jahre	118.540	122.355	118.540	116.805	119.426	€/a
Wärmenetz	40 Jahre	241.038	241.038	241.038	241.038	241.038	€/a
Grundstücke & Gebäude	50 Jahre	4.820	4.820	4.820	4.820	4.820	€/a
Planungsleistungen	20 Jahre	70.710	96.034	69.747	69.426	74.561	€/a
jährliche Förderung	ca.	652.929	1.110.072	644.336	464.538	499.033	€/a
Betrieb und Wartung							
Biomassekessel	ca.	58.410	0	46.530	50.520	0	€/a
Solarthermie	3 €/MWh	9.000	22.800	9.000	0	0	€/a
Erdgaskessel	ca.	10.290	10.290	10.290	10.290	10.290	€/a
Großwärmepumpe	ca.	0	147.300	0	0	46.100	€/a
Elektro- und Anlagentechnik	ca.	123.040	127.000	123.040	121.240	123.960	€/a
Wärmenetz	ca.	51.700	51.700	51.700	51.700	51.700	€/a
Grundstücke & Gebäude	ca.	715	1.243	715	550	550	€/a
Versicherung/Sonstiges	ca.	58.320	98.684	57.786	40.688	43.578	€/a
technische Betriebsführung	ca.	58.320	98.684	57.786	40.688	43.578	€/a
kaufmännische Betriebsführung	ca.	46.592	46.592	46.592	46.592	46.592	€/a
jährliche Betriebs- und Wartungskosten	ca.	416.387	604.293	403.439	362.268	366.348	€/a
Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022							
Mischpreis Biogasswärme / Abwärme	8,00 ct/kWh	0	0	280.320	280.320	280.320	€/a
Mischpreis Erdgas	6,74 ct/kWh	10.094	73.445	28.232	14.354	85.992	€/a
Hackschnitzel - WGH20	3,57 ct/kWh	347.227	0	214.005	321.871	0	€/a
Pellets - 20 Tonnen	11,05	0	0	0	0	0	€/a

	ct/k Wh						
Mischpreis Strom	20,50 ct/k Wh	20.109	444.614	14.079	18.377	605.443	€/a
Direktstrom (EE)	8,00 ct/k Wh	0	0	0	0	0	€/a
CO ₂ -Bepreisung	47,5 €/t	1.758	12.788	4.916	2.499	14.973	€/a
jährliche Energiebezugskosten	ca.	377.431	518.059	536.636	634.921	971.755	€/a
Betriebskostenförderung							
Förderung Betrieb Wärmepumpe öfftl. Strom (10 Jahre)	ca.		239.420			351.043	€/a
Förderung Betrieb Solarthermie (10 Jahre)	ca.	30.000	76.000	30.000			€/a
jährliche Betriebskostenförderung	ca.	30.000	315.420	30.000	0	351.043	€/a
Wirtschaftlichkeit Ø 2. Halbjahr 2022							
Wärmegeheimungskosten pro Jahr	ca.	1.820.527	2.539.104	1.953.411	1.700.065	1.739.746	€/a
spezifische Wärmegeheimungskosten (netto)		19	27	20	18	18	ct/kWh
spezifische Wärmegeheimungskosten (brutto)		23	32	24	21	22	ct/kWh
Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023							
Mischpreis Biogaswärme / Abwärme	8,00 ct/k Wh	0	0	280.320	280.320	280.320	€/a
Mischpreis Erdgas	6,82 ct/k Wh	10.208	74.269	28.549	14.515	86.957	€/a
Hackschnitzel - WGH20	3,42 ct/k Wh	332.710	0	205.057	308.414	0	€/a
Pellets - 20 Tonnen	6,55 ct/k Wh	0	0	0	0	0	€/a
Mischpreis Strom	21,55 ct/k Wh	21.140	467.400	14.801	19.319	636.472	€/a
Direktstrom (EE)	8,00 ct/k Wh	0	0	0	0	0	€/a
CO ₂ -Bepreisung	57,1 €/t	2.113	15.373	5.909	3.004	17.999	€/a
jährliche Energiebezugskosten	ca.	366.170	557.042	534.636	625.571	1.021.748	€/a
Wirtschaftlichkeit Ø 1. Halbjahr 2023							
Wärmegeheimungskosten	ca.	1.809.266	2.578.088	1.951.411	1.690.715	1.789.739	€/a

spezifische Wärmegestehungskosten (netto)		19	27	20	18	19	ct/kWh
spezifische Wärmegestehungskosten (brutto)		23	32	24	21	22	ct/kWh
Dztrl. Vergleich (brutto)							
Wärmebedarf	20.000 kWh	4.516	6.434	4.870	4.220	4.467	€
Kapitalkosten	ca.	2.637	4.323	2.604	1.754	1.879	€
Betrieb und Wartungskosten	ca.	1.039	1.508	1.007	904	914	€
Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022	ca.	867	506	1.264	1.585	1.549	€
Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023	ca.	839	603	1.259	1.561	1.674	€
Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023	ca.	-28	97	-5	-23	125	€
CO ₂	ca.	42	151	37	34	180	g/kWh
<i>gerundet fürs Diagramm</i>		4.500	6.450	4.850	4.200	4.450	
Wärmegestehungskosten pro kWh							
Kapitalkosten		13,187	21,616	13,020	8,771	9,393	ct/kWh
Betriebs- und Wartungskosten		5,196	7,541	5,035	4,521	4,572	ct/kWh
Energiekosten Ø 2. Halbjahr 2022		4,336	2,529	6,322	7,923	7,746	ct/kWh
Energiekosten Ø 1. Halbjahr 2023		4,195	3,015	6,297	7,807	8,370	ct/kWh
Energiekostensteigerung Ø 1. Halbjahr 2023		-0,141	0,486	-0,025	-0,117	0,624	ct/kWh
Sanierungsrate							
Ohne Gebäudesanierung	20.000 kWh	4.516 €	6.434 €	4.870 €	4.220 €	4.467 €	€
Mit Gebäudesanierung	16.400 kWh	3.703 €	5.276 €	3.994 €	3.460 €	3.663 €	€
Kostensparnis	ca.	18%	18%	18%	18%	18%	%

Tabelle 14-3: CO₂-Emissionen der zentralen Wärmeversorgung

	HSK + EK	Luft-WP + EK	Erd-WP + EK	Luft-WP + HSK + EK	Erd-WP + HSK + EK	Dimension
Emissionsfaktor						
spezifische Emissionsfaktor von Erdgas	247	247	247	247	247	g/kWh

CO ₂ -Emissionen Erdgas	51,5	325,9	316,8	58,1	70,8	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor von Solarthermie	24	24	24	24	24	g/kWh
CO ₂ -Emissionen Solarthermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor von Biomasse	25	25	25	25	25	g/kWh
CO ₂ -Emissionen Biomasse	328,3	0,0	0,0	145,4	189,4	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor von Strom	475	475	475	475	475	g/kWh
CO ₂ -Emissionen Strom	59,2	2102,0	2379,6	1255,7	1102,8	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor von Direktstrom (EE)	0	0	0	0	0	g/kWh
CO ₂ -Emissionen Direktstrom (EE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor von Biogas-Wärme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	g/kWh
CO ₂ -Emissionen Bigas-Wärme	0	0	0	0	0	t CO ₂ /a
spezifische CO₂-Emissionsfaktor	46	255	283	153	143	g/kWh
CO₂-Emissionen	439	2428	2.696	1.459	1363	t CO₂/a

	ST + HSK + EK	ST + Erd-WP + EK	ST + Biogas-wärme + HSK + EK	Biogas-wärme + HSK + EK	Biogas-wärme + Luft-WP + EK	Dimension
Emissionsfaktor						
spezifische Emissionsfaktor von Erdgas	247	247	247	247	247	g/kWh
CO ₂ -Emissionen Erdgas	37,0	269,2	103,5	52,6	315,2	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor von Solarthermie	24	24	24	24	24	g/kWh
CO ₂ -Emissionen Solarthermie	70,9	136,0	70,9	0,0	0,0	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor von Biomasse	25	25	25	25	25	g/kWh
CO ₂ -Emissionen Biomasse	242,9	0,0	149,7	225,1	0,0	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor von Strom	475	475	475	475	475	g/kWh
CO ₂ -Emissionen Strom	46,6	1030,4	32,6	42,6	1403,1	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor von Direktstrom (EE)	0	0	0	0	0	g/kWh
CO ₂ -Emissionen Direktstrom (EE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	t CO ₂ /a
spezifische Emissionsfaktor von Biogas-Wärme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	g/kWh
CO ₂ -Emissionen Bigas-Wärme	0	0	0	0	0	t CO ₂ /a
spezifische CO₂-Emissionsfaktor	42	151	37	34	180	g/kWh
CO₂-Emissionen	397	1436	357	320	1.718	t CO₂/a

Tabelle 14-4: Primärenergiebedarf der zentralen Varianten

	HSK + EK	Luft-WP + EK	Erd-WP + EK	Luft-WP + HSK + EK	Erd-WP + HSK + EK	Dimension
Primärenergiefaktor						
Primärenergiefaktor von Solarthermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Primärenergiefaktor von Biogas-Wärme/Abwärme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Primärenergiefaktor von Umweltwärme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Primärenergiebedarf Solarthermie, Biogas-Wärme, Umweltwärme	0	0	0	0	0	kWh _{Hi} /a
Primärenergiefaktor von Erdgas	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Primärenergiebedarf Erdgas	229.420	1.451.302	1.410.738	258.691	315.521	kWh _{Hi} /a
Primärenergiefaktor von Holz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Primärenergiebedarf Holz	2.626.400	0	0	1.162.936	1.515.012	kWh _{Hi} /a
Primärenergiefaktor von Netz-Strom	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Primärenergiebedarf Netz-Strom	224.467	40.329	39.772	112.914	140.628	kWh _{el} /a
Primärenergiefaktor von Netz-Strom (Großwärmepumpe)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
Primärenergiebedarf Netz-Strom (Großwärmepumpe)	0	5.283.352	5.985.099	3.097.038	2.692.310	kWh _{el} /a
Primärenergiefaktor	0,32	0,71	0,78	0,49	0,49	
Primärenergiefaktor nach Kappung (§ 22 Abs. 3 GEG)	0,32	0,71	0,78	0,49	0,49	
Primärenergiebedarf	3.080.287	6.774.984	7.435.609	4.631.579	4.663.470	kWh _{Hi}

	ST + HSK + EK	ST + Erd-WP + EK	ST + Biogas-wärme + HSK + EK	Biogas-wärme + HSK + EK	Biogas-wärme + Luft-WP + EK	Dimension
Primärenergiefaktor						
Primärenergiefaktor von Solarthermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Primärenergiefaktor von Biogas-Wärme/Abwärme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Primärenergiefaktor von Umweltwärme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Primärenergiebedarf Solarthermie, Biogas-Wärme, Umweltwärme	0	0	0	0	0	kWh _{Hi} /a
Primärenergiefaktor von Erdgas	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Primärenergiebedarf Erdgas	164.757	1.198.749	460.791	234.277	1.403.540	kWh _{Hi} /a
Primärenergiefaktor von Holz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Primärenergiebedarf Holz	1.942.871	0	1.197.440	1.800.993	0	kWh _{Hi} /a
Primärenergiefaktor von Netz-Strom	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Primärenergiebedarf Netz-Strom	176.607	47.061	123.647	161.390	39.673	kWh _{el} /a
Primärenergiefaktor von Netz-Strom (Großwärmepumpe)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	

Primärenergiebedarf Netz-Strom (Großwärmepumpe)	0	2.571.777	0	0	3.518.335	kWh _{el} /a
Primärenergiefaktor	0,30	0,40	0,30	0,30	0,52	
Primärenergiefaktor nach Kap- pfung (§ 22 Abs. 3 GEG)	0,20	0,40	0,20	0,20	0,52	
Primärenergiebedarf	2.284.234	3.817.586	1.781.878	2.196.660	4.961.548	kWh _{Hi}