

Teil-Energienutzungsplan
Teilbericht 1
Energieversorgungskonzept
für
ein Bestandsquartier im Stadtgebiet Haunwöhr

Teilbericht 1 – Energieversorgungskonzept für ein Bestandsquartier im Stadtgebiet Haunwöhr

Auftraggeber:

Stadt Ingolstadt – Referat VIII
Gesundheit, Klimaschutz und Umwelt
Spitalstraße 3
85049 Ingolstadt

Auftragnehmer:

Institut für Energietechnik IfE GmbH
an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden
Kaiser-Wilhelm-Ring 23a
92224 Amberg

Bearbeitungszeitraum:

Februar 2017 bis Mai 2018

Amberg, den 14.05.2018

Prof. Dr.-Ing. Markus Brautsch

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	10
2	Erfassung des energetischen Ist-Zustandes.....	13
3	Nahwärmeverbund 2017 im Ist-Zustand.....	19
3.1	Nahwärmeverbund 2017	19
3.2	Wärmebedarf	22
3.3	Versorgungsvarianten	25
3.3.1	Variante 1.0: Erdgaskessel (Referenzvariante)	26
3.3.2	Variante 1.1: Erdgas-BHKW (Grundlast) mit 2 Erdgas-Spitzenlastkesseln	27
3.3.3	Variante 1.2: Biomethan-BHKW (Grundlast) mit 2 Erdgas-Spitzenlastkesseln ..	29
3.3.4	Variante 1.3: Pelletkessel mit Erdgas-Spitzenlastkessel.....	31
3.3.5	Variante 1.4: Erdgas-BHKW und Pelletkessel mit Erdgas-Spitzenlastkessel	32
3.4	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	34
3.4.1	Investitionskostenprognose	34
3.4.2	Jährliche Ausgaben.....	36
3.4.3	Jährliche Einnahmen.....	37
3.4.4	Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten.....	38
3.4.5	Sensitivitätsanalyse.....	39
3.5	CO ₂ -Bilanz im Ist-Zustand	45
3.6	Zusammenfassung.....	46
4	Gebäudesanierungspotenzial und Dimensionierung dezentraler Versorgungsvarianten..	47
4.1.1	Beschreibung der Modellgebäude	49
4.1.1.1	Gebäudetyp 1: „Ein Vollgeschoss mit ausgebautem Dachgeschoss – Einfamilienhaus EFH“	50
4.1.1.2	Gebäudetyp 2: „Zwei Vollgeschosse mit ausgebautem Dachgeschoss – Zweifamilien- oder kleines Mehrfamilienhaus ZFH/MFH“	51
4.1.1.3	Gebäudetyp 3: „Zwei Vollgeschosse mit ausgebautem Dachgeschoss – Reihenmittelhaus RMH“	52
4.1.2	Beschreibung der Sanierungsmaßnahmen	53

4.1.2.1	Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle	53
4.1.2.2	Sanierungsmaßnahmen an der Heizungsanlage.....	56
4.1.2.3	Nicht- investive Maßnahmen - Nutzerverhalten	58
4.1.3	Technische Mindestanforderungen und mögliche Förderungen	59
4.1.4	Ermittlung der Energieeinsparpotentiale und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	60
4.1.4.1	Gebäudetyp 1 (EFH)	61
4.1.4.2	Gebäudetyp 2 (ZFH/MFH).....	63
4.1.4.3	Gebäudetyp 3 (RMH)	65
4.2	Dimensionierung dezentraler Wärmeversorgungsvarianten auf Grundlage der betrachteten Modellgebäude.....	67
4.3	CO ₂ -Bilanz dezentraler Versorgung.....	69
4.4	Zusammenfassung.....	71
5	Nahwärmeverbund 2037 im (teil-)sanierten Zustand	75
5.1	Nahwärmeverbund 2037	75
5.2	Wärmebedarf	76
5.3	Versorgungsvarianten	80
5.4	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	81
5.5	CO ₂ -Bilanz im (teil-)sanierten Zustand	84
5.6	Zusammenfassung.....	86
6	Endergebnis.....	88
6.1	Ökologische Bewertung	88
6.2	Ökonomische Bewertung	91
6.3	Handlungsempfehlungen für die Stadt Ingolstadt	93
7	Anhang.....	94
7.1	Wirtschaftliche Grundannahmen	94
7.2	Darstellung möglicher Förderungen	101
7.3	Hinweise zu den Wärmeerzeugern.....	107
7.4	Allgemeine Begriffserklärungen zur Ermittlung des Sanierungspotenzials anhand dreier Modellgebäude – Begriffserläuterung	109

7.5	Detaillierte Darstellung dezentraler WGK anhand der Modellgebäude	111
7.5.1	Gebäudetyp 1 (EFH)	111
7.5.2	Gebäudetyp 2 (ZFH/MFH).....	112
7.5.3	Gebäudetyp 3 (RMH)	113
7.6	Detaillierte Darstellung dezentraler THG-Emissionen anhand der Modellgebäude .	114
8	Abbildungsverzeichnis.....	117
9	Tabellenverzeichnis.....	120

Abkürzungsverzeichnis

AfA	Absetzung für Abnutzung
AG	Auftraggeber
APEE	Anreizprogramm Energieeffizienz
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BJ	Baujahr
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
d. h.	das heißt
DIN	Deutsches Institut für Normung
DN	Nennweite
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbarer Energien Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare Energien Wärmegesetz
EEX	European Energy Exchange („Strombörse“ Leipzig)
EFH	Einfamilienhaus
EnEV	Energieeinsparverordnung
etc.	et cetera
GEMIS	Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme
ggf.	gegebenenfalls
GIS	Geoinformationssystem
inkl.	inklusive
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LOD	Level of Detail (Detailstufe der GIS-Datensätze)
lt.	laut
MAP	Marktanreizprogramm
MFH	Mehrfamilienhaus
OGD	Oberste Geschossdecke
PV	Photovoltaik
RMH	Reihenmittelhaus
TfZ	Technologie- und Förderzentrum
THG	Treibhausgas(e)
u. a.	unter anderem
u. U.	unter Umständen
v. a.	vor allem
vbh	Vollbenutzungsstunden
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
vgl.	vergleiche
WDVS	Wärmedämmverbundsystem
WGK	Wärmegestehungskosten
WKZ	Wärme Kennzahl (spezifisch)
WLG	Wärmeleitgruppe
z. B.	zum Beispiel
z. T.	zum Teil
ZFH	Zweifamilienhaus

Formelzeichen, Indizes und Einheiten

Einheiten		Indizes	
MWh	Megawattstunde	el	elektrisch
kWh	Kilowattstunde	th	thermisch
MW	Megawatt	Hi	Heizwert
kW	Kilowatt	Hs	Brennwert
W	Watt		
€	Euro		
Ct	Euro-Cent		
l	Liter		
a	Jahr		
h	Stunde		
m ²	Quadratmeter		
m ³	Kubikmeter		
t	Tonne		
kg	Kilogramm		
%	Prozent		
°C	Grad Celsius		
K	Kelvin		
m	Meter		
Cm	Zentimeter		

1 Einleitung

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse des ersten Abschnittes des Teil-Energienutzungsplanes für die Stadt Ingolstadt zusammen. Die Erstellung des Teil-Energienutzungsplanes erfolgte im Auftrag der Stadt Ingolstadt, vertreten durch das Umweltreferat (Referat VIII). Das Konzept wurde durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie gefördert. In der Ausarbeitung werden die aggregierten Ergebnisse für das Betrachtungsgebiet „Hauwöhr“ als Bestandsquartier dargestellt.

Auf das Bestreben des Umweltreferats der Stadt Ingolstadt hin soll in vorliegendem Bericht die Machbarkeit einer Nahwärmeverbundlösung in einem Bestandsquartier geprüft werden. Hierbei wird das Augenmerk nicht allein auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gelegt, sondern auch auf mögliche Einsparpotenziale betreffend die Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor.

Hierzu sollen zentrale und dezentrale Energieversorgungsmöglichkeiten technisch und wirtschaftlich geprüft werden, um das Wohngebiet zukunftsweisend und wirtschaftlich mit Erneuerbaren Energien oder KWK-Anlagen versorgen zu können.

Für das Gebiet werden im ersten Schritt die wärmetechnischen Standards der vorhandenen Gebäude anhand einer Datenerhebung, den Bebauungsplänen sowie aus zur Verfügung gestellten GIS-Unterlagen definiert. Auf dessen Grundlage wird im Anschluss der Gesamtwärmebedarf im Quartier berechnet. Basierend auf den kalkulierten Wärmebedarfswerten erfolgt anschließend die technische Dimensionierung sinnvoller Wärmeverbundlösungen. In diesem Wärmeverbund werden dann verschiedene Energieversorgungsvarianten wirtschaftlich und ökologisch geprüft und verglichen.

Um eine Übersicht der Ergebnisse der Wärmeverbundlösung zu erhalten, werden aktuell häufig zum Einsatz kommende, dezentrale Energieversorgungsvarianten als Referenzvarianten berechnet und separat abgebildet. Das Ergebnis liefert somit eine umfassende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sowie eine Summierung der zu erwartenden Treibhausgasemissionen je Energieversorgungsszenario als Entscheidungsgrundlage (Wärmenetz oder dezentrale Beheizung) für die einzelnen Bürger bzw. den Stadtrat.

In enger Abstimmung mit dem Auftraggeber konnte im Vorfeld ein Teil des Stadtgebiets Haunwöhr aufgrund mehrerer Faktoren als geeignetes Betrachtungsgebiet identifiziert werden. Unter anderem sollten folgende Rahmenbedingungen für das zu betrachtende Quartier gelten:

- Keine Anbindung an das bestehende Fernwärmenetz der Stadtwerke Ingolstadt
- Typische Bebauungsstruktur wie überwiegend im äußeren Stadtgebiet anzutreffen
- Gebäude mehrheitlich im Ursprungszustand (wenige An- und Umbauten, Erweiterungen oder Nachverdichtungsmaßnahmen)
- Baualter der Gebäude überwiegend vor 1985

Zur Ermittlung der Datengrundlage sowie zur Prüfung des Anschlussinteresses der Anlieger wurde die Bearbeitung mittels der postalischen Verteilung eines Datenerhebungsbogens durch das Umweltreferat eingeleitet. Ausgehend von der aus der Auswertung hervorgehenden energetischen Ist-Situation wurden verschiedene Arten der Wärmebereitstellung durchdacht und anhand konkreter Berechnungen für mehrere netzgebundene Versorgungsvarianten sowie zum Vergleich auf Basis dezentraler Versorgungsvarianten erarbeitet.

Als ein mögliches, zukünftiges Versorgungsszenario konnten Berechnungen auf Basis einer Sanierungsrate im Betrachtungsgebiet von rund 1,5 % herangezogen werden. So wurde der thermische Energiebedarf für das Jahr 2037 rechnerisch ermittelt und auch für diesen Fall vorzeitig erarbeiteter Wärmeverbund auf seine wirtschaftliche Umsetzbarkeit hin untersucht.

Weitergehend wurden drei als „typische“ Gebäudemodelle, welche beispielhaft die im Stadtgebiet vertretenen Gebäudetypen darstellen, energetisch bewertet und anhand der erhaltenen Daten aus der Fragebogenaktion auf ein sich ergebendes mittleres Sanierungspotenzial hin untersucht.

Die einzelnen Arbeitsschritte erfolgen hierbei vereinfacht nach den folgenden sachlogischen Schritten:

- Auswertung der Datenerhebungsbögen
- Berechnung (Hochrechnung) des Wärmebedarfs im Bestandsgebiet als IST-Zustand
- Erstellung einer thermischen Jahresdauerlinie im Nahwärmeverbund als Grundlage zur Dimensionierung ökonomisch und ökologisch sinnvoller Energieversorgungsvarianten
- Dimensionierung einer Nahwärmeverbundlösung
- Dimensionierung zentraler und dezentraler Energieversorgungsvarianten im IST-Zustand
- Umfassende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (Vollkostenrechnung nach VDI 2067)
- Prüfung möglicher Fördermittel bei der Umsetzung
- Energetische Berechnung „typischer“ Gebäude im Quartier als Modellgebäude zur Ausweisung eines mittleren Sanierungspotenzials
- Berechnung des Sanierungspotenzials bis 2037 anhand der vereinbarten Sanierungsquote von 1,5 % für das Betrachtungsgebiet
- Bewertung der vormals dimensionierten Nahwärmeverbundlösung anhand des Energiebedarfs im Jahre 2037 im Quartier; SANIERT-Zustand
- Eingehende Wirtschaftlichkeitsanalyse für alle betrachteten zentralen und dezentralen Versorgungsszenarien
- Emissionsbilanz für alle Varianten
- Schlussfolgerungen und Vergleich der einzelnen Ergebnisse
- Erarbeiten von Handlungsempfehlungen

2 Erfassung des energetischen Ist-Zustandes

Im Ortsteil Haunwöhr der Stadt Ingolstadt soll ein Nahwärmenetz zur zentralen Wärmeversorgung im Gebietsumfang nordwestlich der Hagauer Straße (vgl. Abbildung 1) auf seine ökonomische und ökologische Machbarkeit geprüft werden.

Konkret umfasst das Modellgebiet die Straßenzüge:

- Wittelsbacherstraße
- Stauferstraße
- Welfenstraße
- Karolingerstraße
- Merowingerstraße
- Hagauer Straße (teilweise)



Abbildung 1: Lage des Bestandsquartiers [Quelle: Bay. Vermessungsverwaltung / <http://www.geportal.bayern.de>; Bearbeitung: IfE]

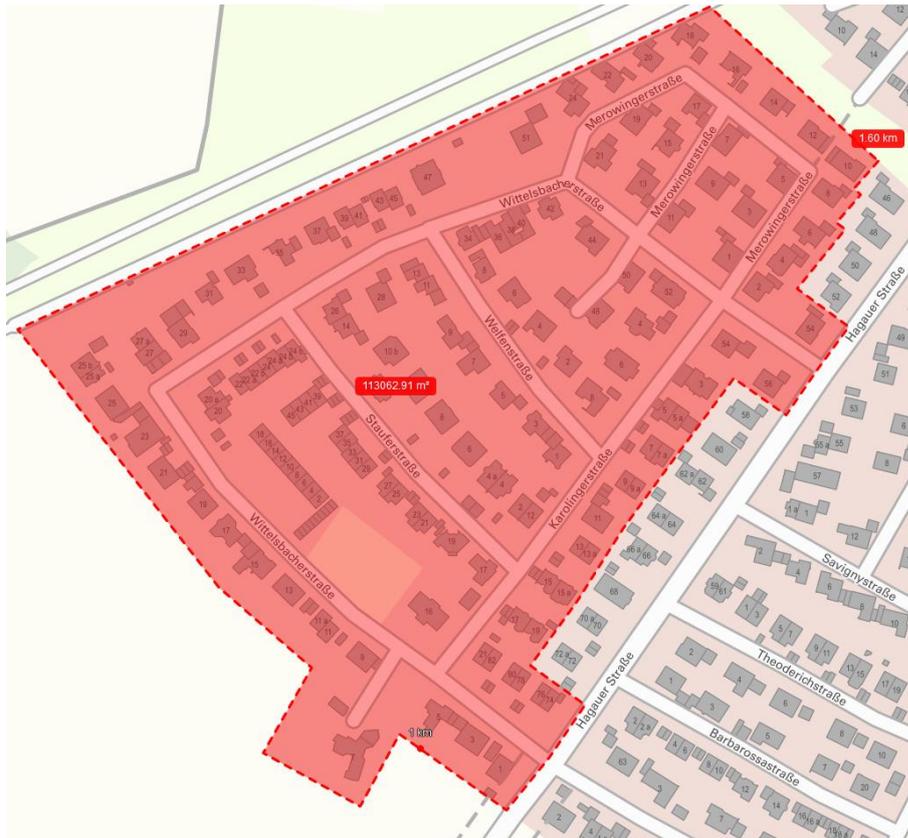


Abbildung 2: Lage des Bestandsquartiers im Detail [Quelle: Bay. Vermessungsverwaltung / <http://www.geoportal.bayern.de>; Bearbeitung: IfE]

Um die Auslegung eines Wärmeversorgungsnetzes durchführen zu können, wird der Wärmeverbrauch im betrachteten Stadtgebiet aufgenommen und analysiert. Dies geschieht mittels Fragebögen (vgl. Abbildung 3), Begehungen oder anhand einer überschlägigen Betrachtung aufgrund der Bebauungsstruktur und dafür geeigneten mittleren, spezifischen Kennwerten. Diese baualtersspezifischen Kennwerte ergeben sich hierbei auch bei der Betrachtung der Modellgebäude im Abschnitt 4.

Die gebildeten Kennwerte werden anschließend auf Grundlage der zur Verfügung gestellten Planunterlagen durch den AG auf das gesamte Quartier bezogen. Hieraus ergibt sich der aktuelle, hochgerechnete Wärmebedarf im Stadtgebiet Haunwöhr. Aus der ermittelten Datengrundlage wird im nachfolgenden Schritt der „energetische Ist-Zustand“ bestimmt. Dieser dient allen weiteren Betrachtungen als Ausgangspunkt.

Teil-Energiennutzungsplan für die Stadt Ingolstadt Datenerhebungsbogen

1. Anschrift des Eigentümers

1.1 Name, Vorname

1.2 Straße Hausnummer

1.3 PLZ, Ort

1.4 Telefon

1.5 E-Mail-Adresse

2. Gebäudedaten

2.1 Straße Hausnummer

2.2 PLZ, Ort

2.3 Nutzung z.B. Wohnhaus; Geschäftshaus; Bürogebäude;
Wohn- und Geschäftshaus; Sonstige Nutzung

2.4 Haustyp z.B. Massivhaus; Fachwerkhaus; Fertighaus; Sonstige

2.5 Beheizte Fläche m²

2.6 Baujahr des Gebäudes

2.7 Durchgeführte Wärmeschutzmaßnahmen Fenster Dach; Decke ü. OG. Fassade Kellerdecke

2.8 Vollgeschosse Anzahl

2.9 Ausgebautes Dach ja nein teilweise

2.10 Ausgebauter Keller ja nein teilweise

3. Energiedaten

3.1 Art der Heizung z.B. Zentralheizung; Geschosshheizungen; Einzelöfen

3.2 Heizungsanlage Baujahr Installierte Leistung kW

3.3 Energieträger z.B. Erdgas; Heizöl; Strom; Fernwärme; Kohle
(Mehrfachnennungen möglich)

3.4 Ergänzungsheizung Kachelofen Offener Kamin Kaminofen

3.5 Erneuerbare Energien Warmwasser Solarthermie (m² Kollektorfläche)
 Stromerzeugung Fotovoltaik (kW Anlagenleistung)

3.6 Energieverbrauch Liter Heizöl/Jahr
 kWh Erdgas/Jahr (ggf. kWh durch m³ ersetzen)
 Liter Flüssiggas/Jahr (ggf. Liter durch kg ersetzen)
 Ster Holz/Jahr
 m³ Holzhackschnitzel; Pellets/Jahr (ggf. m³ durch kg ersetzen)
 kWh Heizstrom/Jahr
 kWh "Normal"-Strom/Jahr

4. Investitionsabsichten

4.1 Haben Sie die Absicht Wärmeschutzmaßnahmen durchzuführen? kurzfristig langfristig nein

4.2 Haben Sie die Absicht die Heizungsanlage zu erneuern? kurzfristig langfristig nein

4.3 Haben Sie die Absicht erneuerbare Energien zu nutzen? kurzfristig langfristig nein

5. Anschlussinteresse

Für den Fall, dass eine Nahwärmeverbundlösung umgesetzt wird interessiert

bin ich an einem Anschluss an ein Nahwärmenetz grundsätzlich nicht interessiert

interessiert, aber erst in Jahren

6. Sonstige Hinweise

Abbildung 3: Muster des Datenerhebungsbogens

Ergebnisse der Datenerhebung:

Basierend auf der Datenerhebung zum Gebäudezustand und zum Energieverbrauch der Liegenschaften im Quartier konnten folgende Ergebnisse erzielt werden:

Versendete Erhebungsbögen:	433 bei 268 Eigentümern
Anzahl der Liegenschaften:	144
Auswertbar zurückerhaltene Erhebungsbögen:	61
Mittleres Baualter:	1983 (Modalwert: 1979)
Beheizte (Wohn-)Fläche:	ca. 11.040 m ²

Die aktuelle Wärmeversorgungsstruktur stellt sich wie folgt dar:

Tabelle 1: Anteile der Energieträger aus Datenauswertung

Anteile Energieträger an der Wärmeerzeugung		
	[kWh _{Endenergie} /a]	
Heizöl EL	720.720	46,0%
Erdgas	723.793	46,2%
Heizstrom	18.279	1,2%
Holzpellets und Holzbriketts	44.590	2,8%
Scheitholz	60.750	3,9%
Summe:	1.568.132	100,0%

Aus der Auswertung des Endenergieverbrauchs in Höhe von rund 1.570 MWh_{th} pro Jahr kann von einem mittleren, witterungsbereinigten Wärmebedarf in den rückgemeldeten Liegenschaften von ca. 1.433 MWh_{th}/a ausgegangen werden.

Im Ergebnis ergibt sich hieraus ein mittlerer, spezifischer Wärmebedarf in Höhe von ca. 150,2 kWh_{th}/m²a in den Liegenschaften. Dieser Wert deckt sich zudem mit den in der Wärmebedarfsberechnung ermittelten Ergebnissen zum Wärmebedarf der Modellgebäude. Für die Ermittlung des spezifischen Wärmebedarfs der Liegenschaften konnten lediglich 52 Liegenschaften berücksichtigt werden, da sich die Angaben zum Energieverbrauch in den übrigen Datenerhebungsbögen als nicht konsistent erwiesen (z. B. Doppelnennung im MFH).

In der anschließenden Betrachtung wird der Energiebedarf für das Quartier auf Grundlage des spezifischen Wärmebedarfs interpoliert und auf alle Liegenschaften hochgerechnet.

Weiterhin liegt ein Stromverbrauch in Höhe von rund 95.000 kWh_{el}/a in den auswertbaren Liegenschaften vor. Auch dieser wird anschließend auf das gesamte Betrachtungsquartier bezogen.

Anhand der Datenabfrage wurde ferner auch das potenzielle Anschlussinteresse der Anlieger an einen möglichen Nahwärmeverbund abgefragt (vgl. Tabelle 2). Hier kann festgestellt werden, dass der Anteil potenzieller Interessenten bei nahezu 60 % der Befragten vorliegt.

Tabelle 2: Auswertung Anschlussinteresse aus Datenabfrage

Auswertung Anschlussinteresse Datenabfrage		
	Anzahl	Anteil
Interessiert	24	39%
Interessiert in x Jahren	12	20%
Kein Interesse	19	31%
Keine Angabe	6	-

Abbildung 4 zeigt, dass sich die anschlussinteressierten Haushalte über das gesamte Betrachtungsgebiet verteilen ohne dass sich Schwerpunkte herausbilden.



Abbildung 4: Anschlussinteresse im Stadtgebiet Haunwöhr auf Grundlage der Datenermittlung [Quelle: Stadt Ingolstadt; Bearbeitung: IfE; nicht für den öffentlichen Gebrauch]

Erweiterung der Datensätze und Hochrechnung auf alle Liegenschaften:

Anhand der vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Datensätze bestehend aus den LOD2-Daten des Geoinformationssystems und dem aktuellen Bebauungsplan des Vermessungsamtes sowie detaillierten Luftbildaufnahmen erfolgt die weitere Auswertung des Quartiers.

In einem ersten Schritt werden alle Liegenschaften im Betrachtungsgebiet erfasst. Hierbei werden weitere Parameter, wie z. B. Gebäudegrundfläche, Höhe bzw. Anzahl der Stockwerke sowie eine Gruppierung in Gebäudeklassen durchgeführt.

Die Bestimmung der beheizten Nutzfläche erfolgt anschließend über fundierte Richtwerte sowie Erfahrungswerten zur Umrechnung der Flächenanteile.

Es ergeben sich so im Quartier 144 Anlieger mit einer gesamten, beheizten Wohn- und Nutzfläche von ca. 29.400 m².

Tabelle 3: Verteilung der Gebäudetypen im Betrachtungsgebiet

Verteilung der Gebäudetypen im Betrachtungsgebiet		
Einfamilienhäuser	EFH	65
Doppel-/Reihenhäuser	RMH	49
Zwei- und Mehrfamilienhäuser	ZFH	30
Summe	-	144

Der Strombedarf im Quartier kann anhand der ermittelten Wohnfläche und dem spezifischen Stromverbrauchskennwert von 25 kWh_{el}/m²a errechnet werden. Der angesetzte, spezifische Kennwert deckt sich nahezu mit dem mittleren spezifischen Stromverbrauch aus der Fragebogenauswertung.

Ergebnis der Energieverbrauchshochrechnung:

In Summe ergibt sich für alle Liegenschaften im Betrachtungsgebiet ein gesamter Wärmebedarf in Höhe von rund 4.209 MWh_{th} pro Jahr.

Der Strombedarf im Quartier beträgt unter Berücksichtigung aller Liegenschaften rund 735 MWh_{el} pro Jahr.

Wärmebedarf pro Jahr für das Quartier: **ca. 4.209.000 kWh_{th}/a**

Gesamtstrombedarf pro Jahr für das Quartier: **ca. 735.000 kWh_{el}/a**

3 Nahwärmeverbund 2017 im Ist-Zustand

3.1 Nahwärmeverbund 2017

In einer umfassenden Bestandsaufnahme wurde zunächst detailliert der zu erwartende Energieverbrauch bestimmt. Dieser basiert im Wesentlichen auf den Energieverbrauchsangaben der auswertbaren Datenerhebungsbögen aus der Anliegerbefragung. Zudem wurden die hieraus ermittelten spezifischen Energieverbrauchswerte mit allgemein anerkannten spezifischen Kennwerten zum Energieverbrauch sowie einer detaillierten Betrachtung einzelner Modellgebäude verglichen und angepasst.

Das Wohngebiet in Haunwöhr wird dabei von einer Bebauung mit Ein- und Zweifamilienhäusern bzw. kleinen Mehrfamilien- und Reihenhäusern dominiert.

Auf Basis der ermittelten Daten erfolgt anschließend die Dimensionierung der verschiedenen netzgebundenen Energieversorgungsvarianten für das Betrachtungsgebiet anhand der geordneten thermischen Jahresdauerlinie im Nahwärmeverbund.

Als möglicher Standort für eine Heizzentrale wird ein am Rand des Quartiers liegendes, größeres Grundstück im Bebauungsplan herausgegriffen. Anschließender Planauszug vermittelt den Verlauf einer möglichen Wärmetrasse sowie die mit dem AG abgestimmten und in Betracht gezogenen, potenziellen Standorte für eine Heizzentrale.



Abbildung 5: Möglicher Trassenverlauf mit potenziellen Standorten für eine Heizzentrale [Quelle: Stadt Ingolstadt; Bearbeitung: IfE GmbH]

Weiterhin wird davon ausgegangen, dass nicht alle Gebäude an das Wärmenetz angeschlossen werden. In Anlehnung an die Ergebnisse der Datenerhebung und in Abstimmung mit dem AG kann die Anschlussquote langfristig mit rund 60 % als realitätsnah angesetzt werden.

Entsprechend dem Bebauungsplan wird der thermische Energiebedarf in den ersten Jahren nach Baufortschritt berechnet und in den späteren Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen berücksichtigt. Ein weiteres Szenario unter Einbeziehung möglicher Einsparungen durch Effizienzsteigerungen sowie eine (teilweise) Gebäudesanierung wird gesondert in Kapitel 5 betrachtet.

In Tabelle 4 sind die Kenndaten des Nahwärmenetzes der Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand und unter Berücksichtigung einer Anschlussdichte von ca. 60 % dargestellt. Die zu installierende Spitzenleistung beträgt rund $1.570 \text{ kW}_{\text{th}}$. Das Netz hat eine Länge von etwa 3.166 Meter, die spezifische Wärmebelegung beläuft sich auf ca. $800 \text{ kWh}_{\text{th}}$ pro Meter und Jahr, der Netzverlust liegt bei rund $620.000 \text{ kWh}_{\text{th}}$, dies entspricht einem prozentualen Anteil von 24,6 % der bereitgestellten Nutzwärme.

Die Netzwärmeverluste werden unter der Annahme eines mehrfach gedämmten Leitungsaufbaus berechnet. Ebenso ausschlaggebende Faktoren zur Bestimmung der Netzverluste sind die für den ganzjährigen Betrieb des Wärmenetzes vorzusehenden Vor- und

Rücklauftemperaturen. Aufgrund der Altersstruktur der Gebäude im Quartier muss gebäudeintern mindestens mit einem Temperaturniveau des Heizsystems von 75°C für den Vor- und 55°C für den Rücklauf gerechnet werden (Ausnahme: bereits installierte Niedertemperaturheizsysteme z. B. Fußbodenheizung). Dieses Temperaturniveau und darüber hinaus mindestens 65°C für die Warmwasserbereitung führen dazu, dass im Wärmeverbund mit einer maximalen Vorlaufemperatur von bis zu 80°C kalkuliert wird. Für den Rücklauf werden bei einer angestrebten Spreizung von mindestens 20 K ca. 60°C angenommen.

Tabelle 4: Kenndaten der Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand mit 60 % Anschlussquote

Kenndaten des Wärmenetzes		
Netzlänge	3.166	[m]
Heizleistung	1.570	[kW]
Nutzwärmebedarf	2.525.000	[kWh/a]
Verlustwärme	620.000	[kWh/a]
Verlust	24,6	[%]
Wärmebelegung	800	[kWh/m·a]

3.2 Wärmebedarf

Der Wärmebedarf in den einzelnen Liegenschaften ergibt sich, wie in Kapitel 2 beschrieben, aus einer Hochrechnung der Ergebnisse der Datenerhebung unter Berücksichtigung von Richt- und Erfahrungswerten. In Summe kann für die gewählte Anschlussquote ein Wärmebedarf der Liegenschaften im Wärmeverbund von rund 2.540 MWh_{th} pro Jahr ausgewiesen werden.

Der jährliche Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung wird aus der Summe des Wärmebedarfs der Abnehmer und dem Netzverlust berechnet. Mit einem Wärmebedarf von rund 2.540 MWh_{th} und einem Netzverlust von rund 620 MWh_{th} ergibt sich ein jährlicher Gesamtwärmebedarf von rund 3.160 MWh_{th}.

Mit Hilfe der so genannten Gradtagmethode der VDI-Richtlinie 2067 können die monatlichen Bedarfswerte aus dem Jahreswärmebedarf abgeleitet werden. Die Grundidee der Gradtagmethode basiert auf empirisch ermittelten Monatsbedarfswerten und deren Anteil am Jahresbedarf. In Abbildung 6 und Abbildung 7 ist der monatliche Wärmebedarf der Liegenschaften sowie der Gesamtwärmebedarf inkl. des prozentualen Anteils der Nahwärmeverluste detailliert dargestellt.

Für den Energieanteil, welcher auf die WW-Bereitung entfällt wird der spezifische Wärmebedarfswert in Höhe von 12,5 kWh_{th}/m²a aus der EnEV herangezogen.

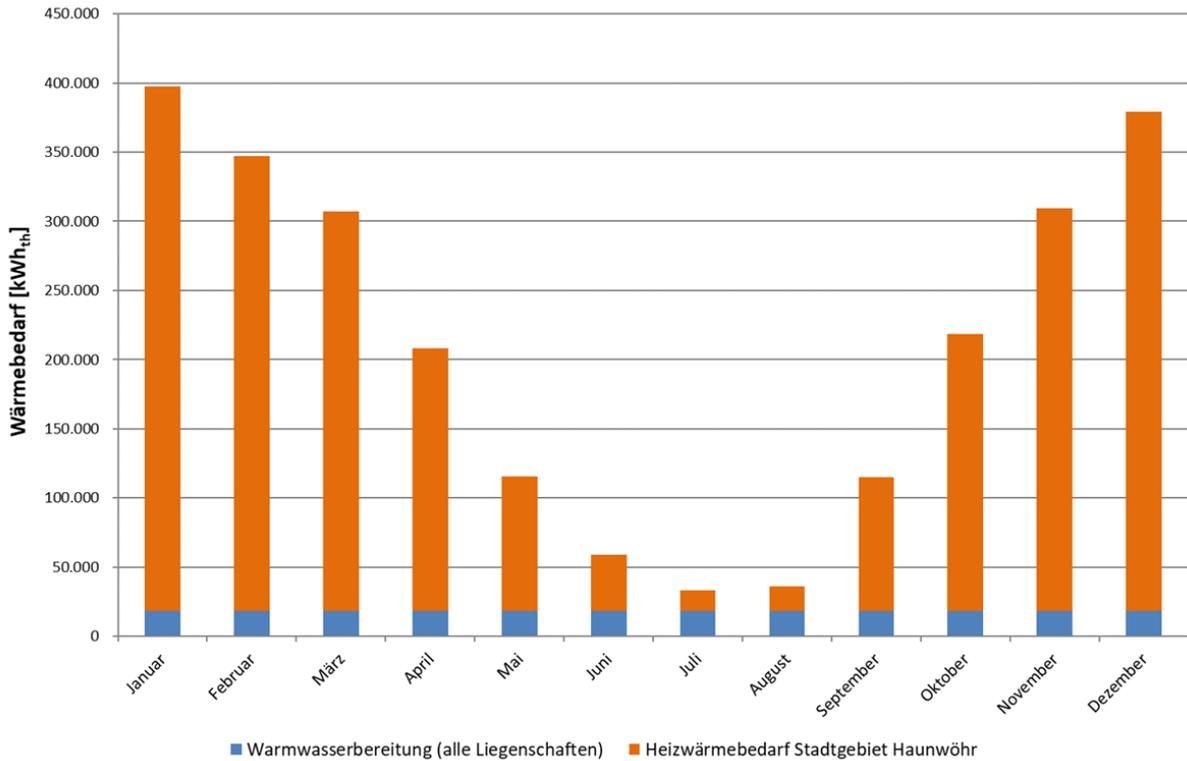


Abbildung 6: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand mit 60 % Anschlussquote ohne Netzwärmeverluste

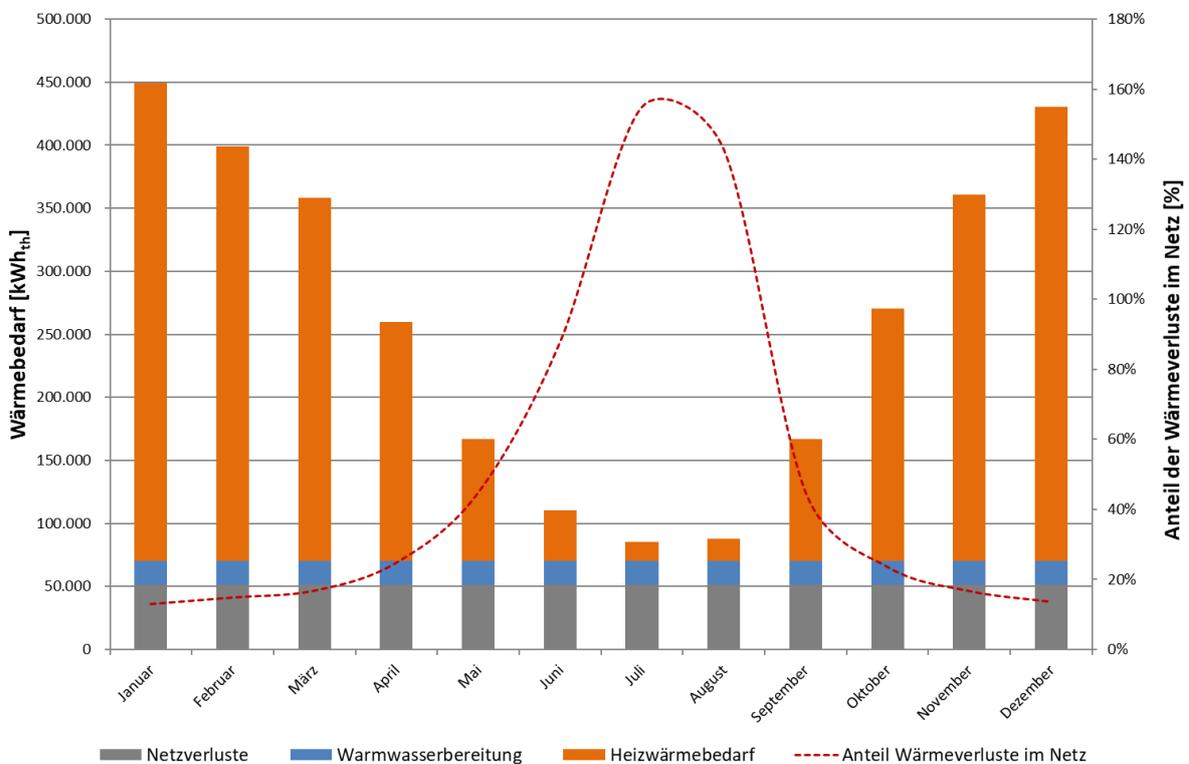


Abbildung 7: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand mit 60 % Anschlussquote mit Berücksichtigung der Netzwärmeverluste

Anhand des monatlichen Gesamtwärmebedarfs wird die geordnete Jahresdauerlinie des thermischen Energiebedarfs erstellt. Die geordnete Jahresdauerlinie ist das zentrale Instrument für den Anlagenplaner. Die Fläche unter der Jahresdauerlinie entspricht dem Jahresnutzwärmebedarf. Idealerweise sollten sich die meist modular aufgebauten, d.h. in Grund-, Mittel- und Spitzenlastmodule unterteilten Heizanlagensysteme der Jahresdauerlinie weitestgehend annähern.

Werden Wärmeerzeuger in der Grafik flächendeckend eingetragen, kann auf die Laufzeiten und den Anteil an der Jahreswärmebereitstellung der einzelnen Wärmeerzeuger geschlossen werden. Die zu installierende Spitzenleistung richtet sich nach Kennwerten der Kesselvollbenutzungsstunden und dem Wärmebedarf. Dies beruht nicht auf einer Heizlastberechnung und ersetzt nicht die technische Detailplanung.

In Abbildung 8 ist die geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs der Nahwärmeverbundlösung dargestellt.

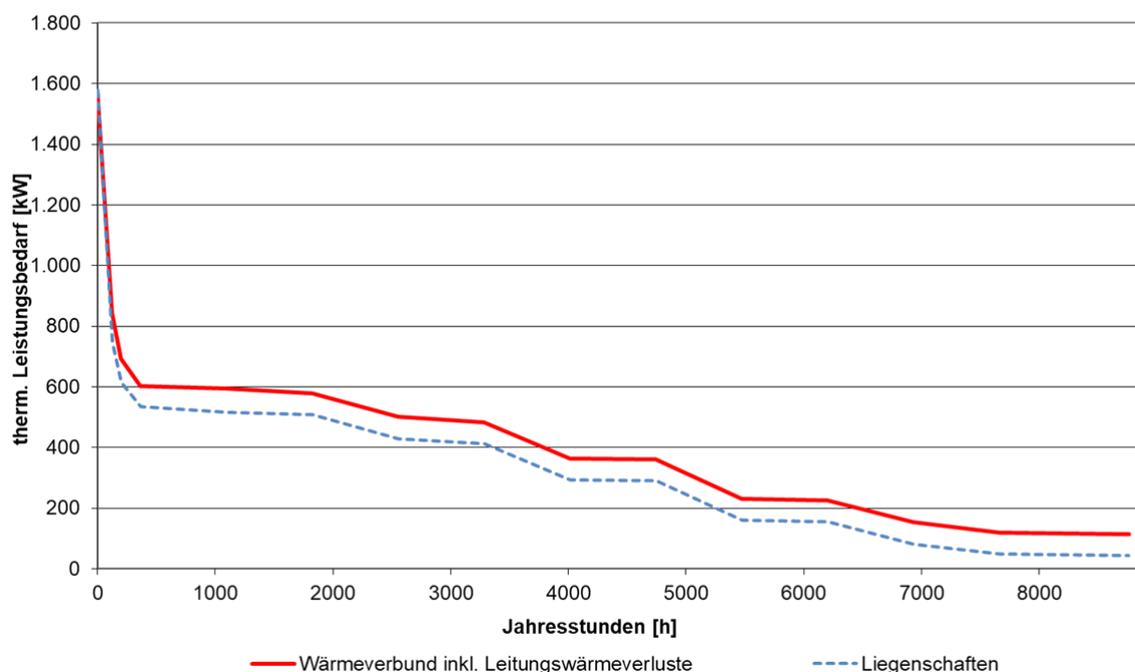


Abbildung 8: Geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand

3.3 Versorgungsvarianten

Anschließend werden auf den ermittelten Verbrauchsdaten aus der Hochrechnung aufbauend, verschiedene effiziente und moderne Energieversorgungsvarianten dimensioniert und untersucht. Da sich moderne und ökologische Energieversorgungsvarianten immer an einer fossilen Referenzvariante messen müssen, wird als Variante 1.0 die Versorgung mittels konventioneller Erdgasfeuerung untersucht.

Überblick:

Variante 1.0:	2 Erdgaskessel (Referenz)	
Variante 1.1:	Erdgas-BHKW (240 kW _{el})	+Erdgasspitzenlastkessel
Variante 1.2:	Biomethan-BHKW (240 kW _{el})	+Erdgasspitzenlastkessel
Variante 1.3:	Pelletkessel	+Erdgasspitzenlastkessel
Variante 1.4:	Erdgas-BHKW (140 kW _{el}) +Pelletkessel	+Erdgasspitzenlastkessel

Der Einsatz von Großwärmepumpen (Luft-/Wasser- und Sole-/Wasser- Modelle) wurde geprüft, ist jedoch aufgrund der notwendigen, hohen Vorlauftemperaturen in einem möglichen Wärmeverbund, ökonomisch und ökologisch nicht sinnvoll. Eine Holzvergaseranlage auf Basis von Holzhackschnitzeln wurde ebenfalls geprüft und in Abstimmung mit dem AG bezüglich der Brennstoffversorgung und Lagerung sowie zu Gunsten des Pelletkessels ausgeschlossen.

3.3.1 Variante 1.0: Erdgaskessel (Referenzvariante)

Bei der Variante 1.0 wird ein Verbund aus 2 Niedertemperatur-Erdgaskesseln mit einer thermischen Leistung von jeweils ca. 800 kW_{th} eingesetzt. Diese Variante der zentralen Wärmeversorgung stellt sowohl die ökonomische, wie auch die ökologische Referenz für alle nachfolgend aufgeführten Wärmeversorgungsszenarien dar. Die Versorgung mit Wärme erfolgt hier zu 100 % auf Grundlage des fossilen Energieträgers Erdgas. Bei den Investitionskosten wurde die Errichtung einer Heizzentrale in Standardausführung, je nach Wärmeerzeuger in unterschiedlichem Umfang, berücksichtigt.

Für die beiden Kessel ergeben sich jeweils etwa 2.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Zudem werden jährlich rund 3.310 MWh_{Hi} Erdgas verbraucht.

Tabelle 5 zeigt eine Übersicht über die wesentlichen Zahlen der Energieumsätze in der Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand – Variante 1.0.

Tabelle 5: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Variante 1.0 - Eckdaten

Wärmeerzeuger		Erdgaskessel	Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	800	800
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	2.000	2.000
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	1.573.000	1.573.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	50	50
Verbrauch	[kWh _{Hi} /a]	1.655.000	1.655.000

Zusätzlich zu der hier als Variante 1.0 abgeführten Wärmeversorgungsvariante wurden auch dezentrale Referenzvarianten berechnet, welche in Kapitel 4.2 erläutert werden.

3.3.2 Variante 1.1: Erdgas-BHKW (Grundlast) mit 2 Erdgas-Spitzenlastkesseln

Bei der Variante 1.1 wird ein Erdgas-BHKW mit einer thermischen Leistung von rund 370 kW_{th} und einer elektrischen Leistung von 240 kW_{el} zur Deckung der Grundlast eingesetzt. Zur Spitzenlastabdeckung kommen zwei Erdgaskessel mit einer Nennwärmeleistung von je 650 kW_{th} zum Einsatz.

Abbildung 9 zeigt die Jahresdauerlinie mit den installierten Wärmeerzeugern. Es wird ein Pufferspeicher vorgesehen um Schwankungen im Wärmebedarf auszugleichen und die Laufzeit des BHKW zu optimieren. Für das Erdgas-BHKW ergeben sich etwa 5.900 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Jährlich werden in Summe rund 4.947 MWh_{Hi} Erdgas verbraucht, wobei ein Anteil von knapp 3.933 MWh_{Hi} auf das KWK-Aggregat entfällt.

Das Erdgas-BHKW erzeugt jährlich etwa 1.416 MWh_{el} an elektrischer Energie, welche zu annähernd 100 % in das öffentliche Verteilnetz eingespeist werden, da der Eigenverbrauchsanteil lediglich den Betrieb des Wärmenetzes und der Anlage selbst umfasst.

Tabelle 6 zeigt eine Übersicht über die wesentlichen Zahlen der Energieumsätze in der Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand – Variante 1.1.

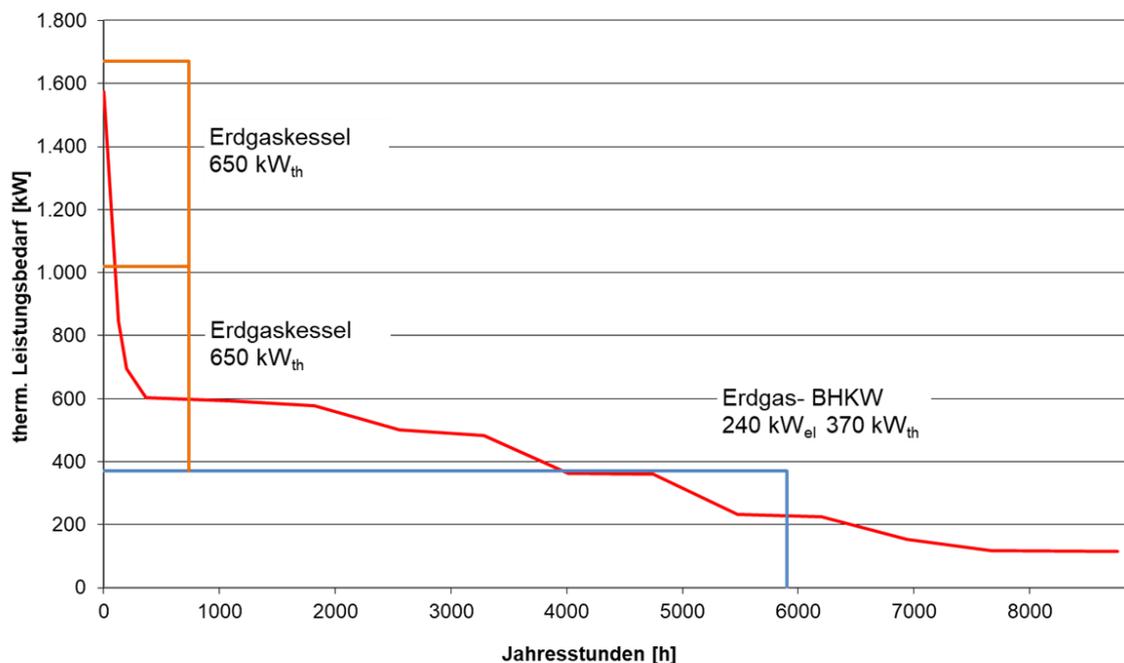


Abbildung 9: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Jahresdauerlinie der Variante 1.1

Tabelle 6: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Variante 1.1 - Eckdaten

Wärmeerzeuger		Erdgas-BHKW	Erdgaskessel	Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	370	650	650
Elektrische Leistung	[kW]	240	-	-
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	5.900	700	700
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	2.183.000	481.000	481.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	69	15	15
Erzeugte Jahresstrommenge	[kWh/a]	1.416.000	-	-
Verbrauch	[kWh _{Hj} /a]	3.933.000	507.000	507.000

3.3.3 Variante 1.2: Biomethan-BHKW (Grundlast) mit 2 Erdgas-Spitzenlastkesseln

Bei der Variante 1.2 wird ein BHKW zum Einsatz, das anders als in Variante 1.1 nicht mit Erdgas, sondern mit Biomethan (z. B. künftig aus „Power to Gas“-Anlagen) betrieben wird. Das BHKW bietet hierbei mit einer thermischen Leistung von rund $370 \text{ kW}_{\text{th}}$ und einer elektrischen Leistung von $240 \text{ kW}_{\text{el}}$ zur Deckung der Grundlast identische Leistungswerte. Zur Spitzenlastabdeckung kommen auch hier zwei konventionelle Erdgaskessel mit einer Nennwärmeleistung von je $650 \text{ kW}_{\text{th}}$ zum Einsatz. Diese werden zudem auch mit dem Energieträger Erdgas (fossil) betrieben.

Abbildung 10 zeigt die Jahresdauerlinie mit den installierten Wärmeerzeugern. Es wird ein Pufferspeicher vorgesehen um Schwankungen im Wärmebedarf auszugleichen und die Laufzeit des BHKW zu optimieren. Für das Biomethan-BHKW ergeben sich etwa 5.900 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Jährlich werden in Summe rund $3.933 \text{ MWh}_{\text{Hi}}$ Biomethan und $1.016 \text{ MWh}_{\text{Hi}}$ Erdgas verbraucht.

Das Biomethan-BHKW erzeugt jährlich etwa $1.416 \text{ MWh}_{\text{el}}$ an elektrischer Energie, welche zu annähernd 100 % in das öffentliche Verteilnetz eingespeist werden, da der Eigenverbrauchsanteil lediglich den Betrieb des Wärmenetzes und der Anlage selbst umfasst.

Tabelle 7 zeigt eine Übersicht über die wesentlichen Zahlen der Energieumsätze in der Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand – Variante 1.2.

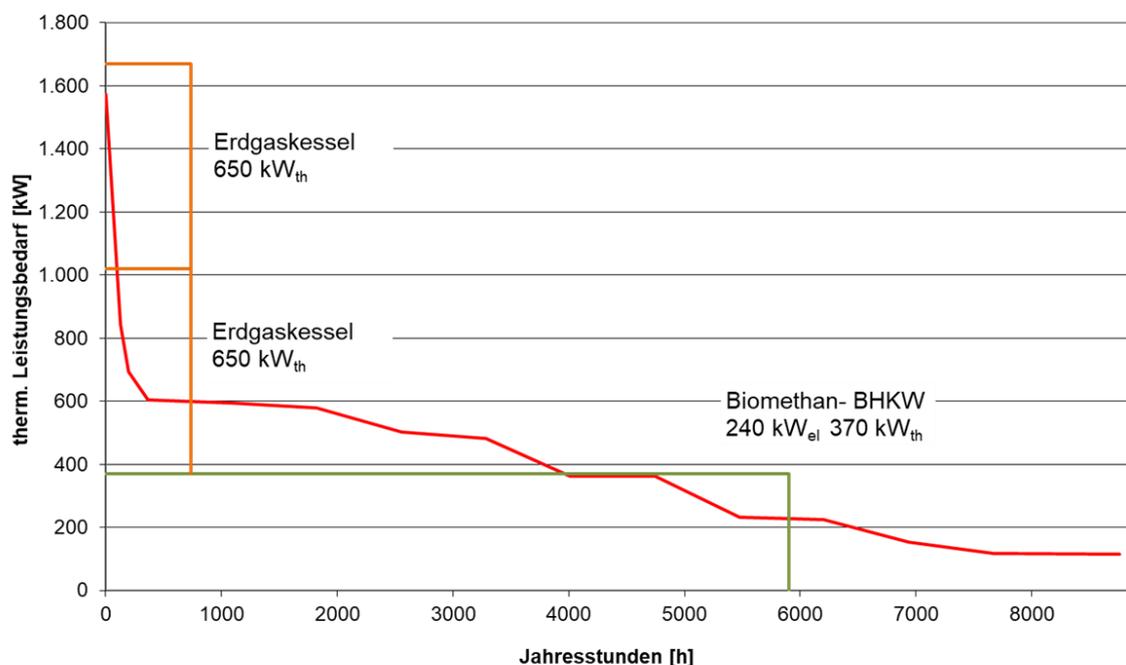


Abbildung 10: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Jahresdauerlinie der Variante 1.2

Tabelle 7: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Variante 1.2 - Eckdaten

Wärmeerzeuger		Biomethan-BHKW	Erdgaskessel	Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	370	650	650
Elektrische Leistung	[kW]	240	-	-
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	5.900	700	700
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	2.183.000	481.000	481.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	69	15	15
Erzeugte Jahresstrommenge	[kWh/a]	1.416.000	-	-
Verbrauch	[kWh _{Hj} /a]	3.933.000	506.000	506.000

3.3.4 Variante 1.3: Pelletkessel mit Erdgas-Spitzenlastkessel

Bei der Variante 1.3 wird ein Pelletkessel mit einer Nennwärmeleistung von ca. 700 kW_{th} zur Deckung der Grund- und Mittellast eingesetzt. Zur Spitzenlastabdeckung kommen auch hier zwei Erdgaskessel mit einer Nennwärmeleistung von je 450 kW_{th} zum Einsatz. Bei den Investitionskosten wurden neben der Errichtung einer Heizzentrale auch notwendige Lagermöglichkeiten auf dem dafür vorgesehenen Grundstück berücksichtigt.

Abbildung 11 zeigt die Jahresdauerlinie mit den installierten Wärmeerzeugern. Es wird ein Pufferspeicher verwendet um Schwankungen im Wärmebedarf auszugleichen. Für den Biomassekessel ergeben sich etwa 3.600 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Jährlich werden rund 571 t Holzpellets und 658 MWh_{Hi} Erdgas verbraucht.

Tabelle 8 zeigt eine Übersicht über die wesentlichen Zahlen der Energieumsätze in der Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand – Variante 1.3.

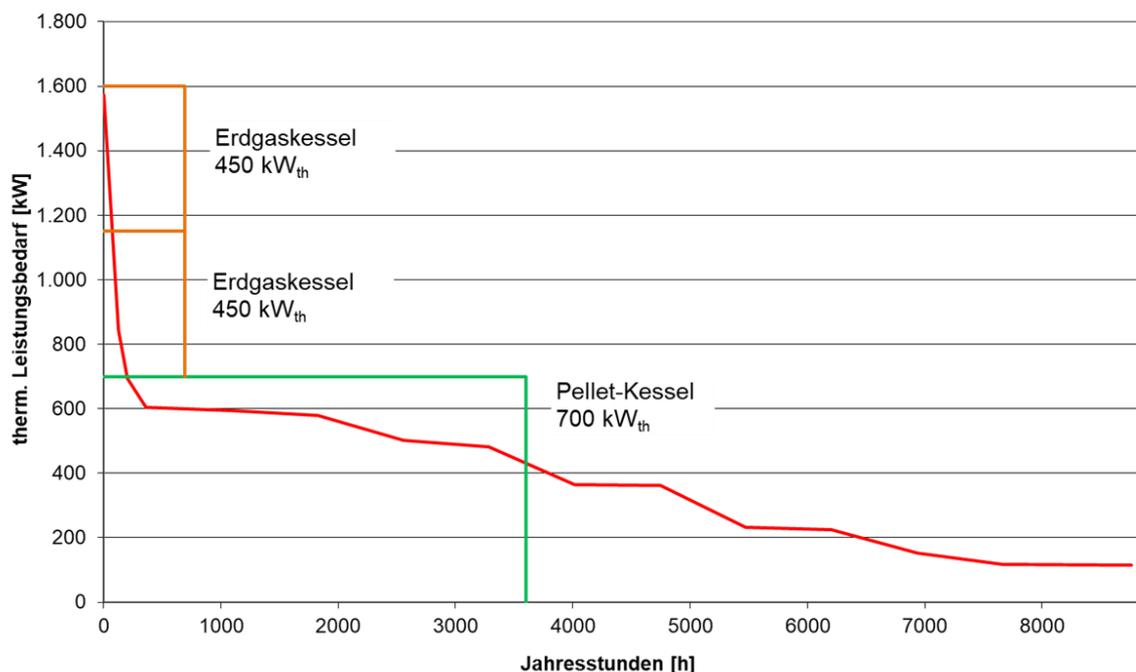


Abbildung 11: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Jahresdauerlinie der Variante 1.3

Tabelle 8: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Variante 1.3 - Eckdaten

Wärmeerzeuger		Pelletkessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	700	450	450
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	3.600	700	700
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	2.520.000	313.000	313.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	80	10	10
Verbrauch	[kWh _{Hi} /a]	2.800.000	329.000	329.000
Verbrauch	[t/a]	571	-	-

3.3.5 Variante 1.4: Erdgas-BHKW und Pelletkessel mit Erdgas-Spitzenlastkessel

Bei der Variante 1.4 kommt eine Kombination der Varianten 1.1 und 1.3 bestehend aus einem Erdgas-BHKW und einem Pelletkessel zum Einsatz. Das Erdgas-BHKW dient hierbei mit einer thermischen Leistung von rund 200 kW_{th} und einer elektrischen Leistung von 140 kW_{el} der Abdeckung der Grundlast im Quartier. Zusätzlich zu den beiden Erdgaskesseln zur Spitzenlastabdeckung kommt ein Pelletkessel mit ca. 450 kW_{th} für den mittleren Lastbereich zur Anwendung. Die beiden Spitzenlastkessel bieten jeweils eine Nennwärmeleistung in Höhe von 500 kW_{th}.

Abbildung 12 zeigt die Jahresdauerlinie mit den installierten Wärmeerzeugern. Es wird ein Pufferspeicher vorgesehen um Schwankungen im Wärmebedarf auszugleichen und die Laufzeit des BHKW und des Pelletkessels zu optimieren. Für das Erdgas-BHKW ergibt sich ein nahezu ganzjähriger Betrieb mit etwa 7.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Die Betriebszeit des Pelletkessels liegt im Bereich um 3.500 vbh pro Jahr.

Jährlich werden in Summe rund 2.777 MWh_{Hi} Erdgas verbraucht, wobei ein Anteil von knapp 2.597 MWh_{Hi} auf das KWK-Aggregat entfällt. Im Biomassekessel werden rund 357 t Holzpellets pro Jahr benötigt.

Das Erdgas-BHKW erzeugt jährlich etwa 980 MWh_{el} an elektrischer Energie, welche zu annähernd 100 % in das öffentliche Verteilnetz eingespeist werden, da der Eigenverbrauchsanteil lediglich den Betrieb des Wärmenetzes und der Anlage selbst umfasst.

Tabelle 9 zeigt eine Übersicht über die wesentlichen Zahlen der Energieumsätze in der Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand – Variante 1.4.

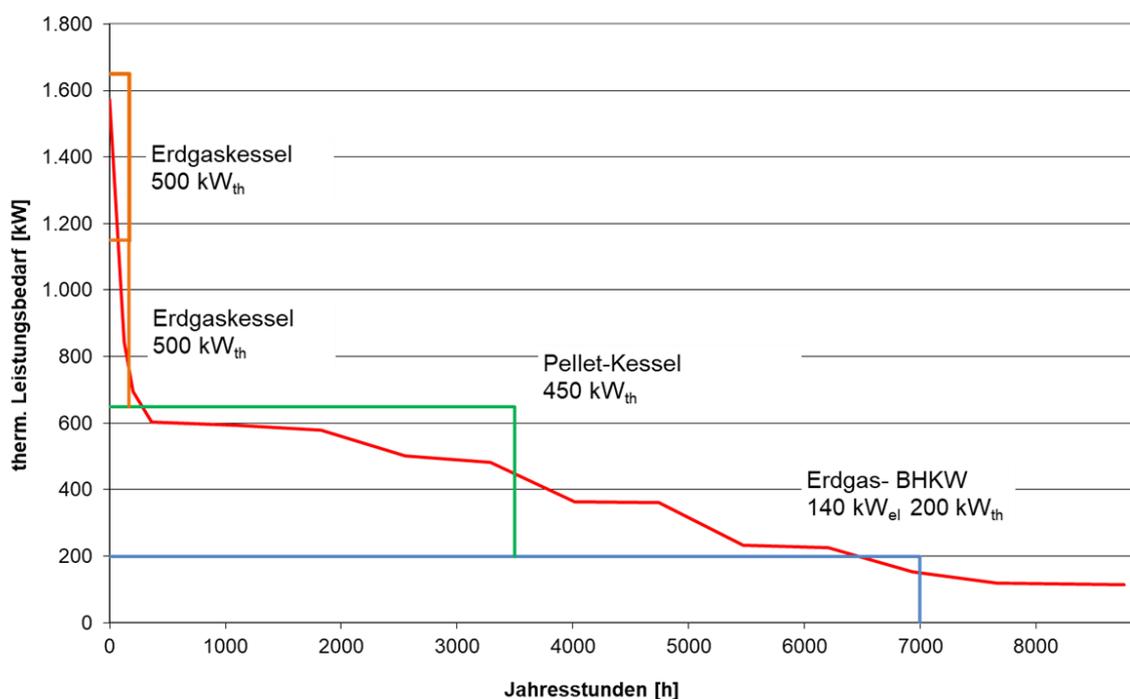


Abbildung 12: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Jahresdauerlinie der Variante 1.4
Tabelle 9: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Variante 1.4 - Eckdaten

Wärmeerzeuger		Erdgas-BHKW	Pelletkessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	200	450	500	500
Elektrische Leistung	[kW]	140	-	-	-
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	7.000	3.500	170	170
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	1.400.000	1.575.000	85.000	85.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	45	50	3	3
Erzeugte Jahresstrommenge	[kWh/a]	980.000	-	-	-
Verbrauch	[kWh _H /a]	2.597.000	1.750.000	90.000	90.000
Verbrauch	[t/a]	-	357	-	-

3.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung gelten die im Anhang erläuterten Grundannahmen.

3.4.1 Investitionskostenprognose

In Abbildung 13 sind die prognostizierten Investitionskosten der einzelnen Varianten für eine netzgebundene Wärmeversorgung im derzeitigen Quartierszustand gegenübergestellt.

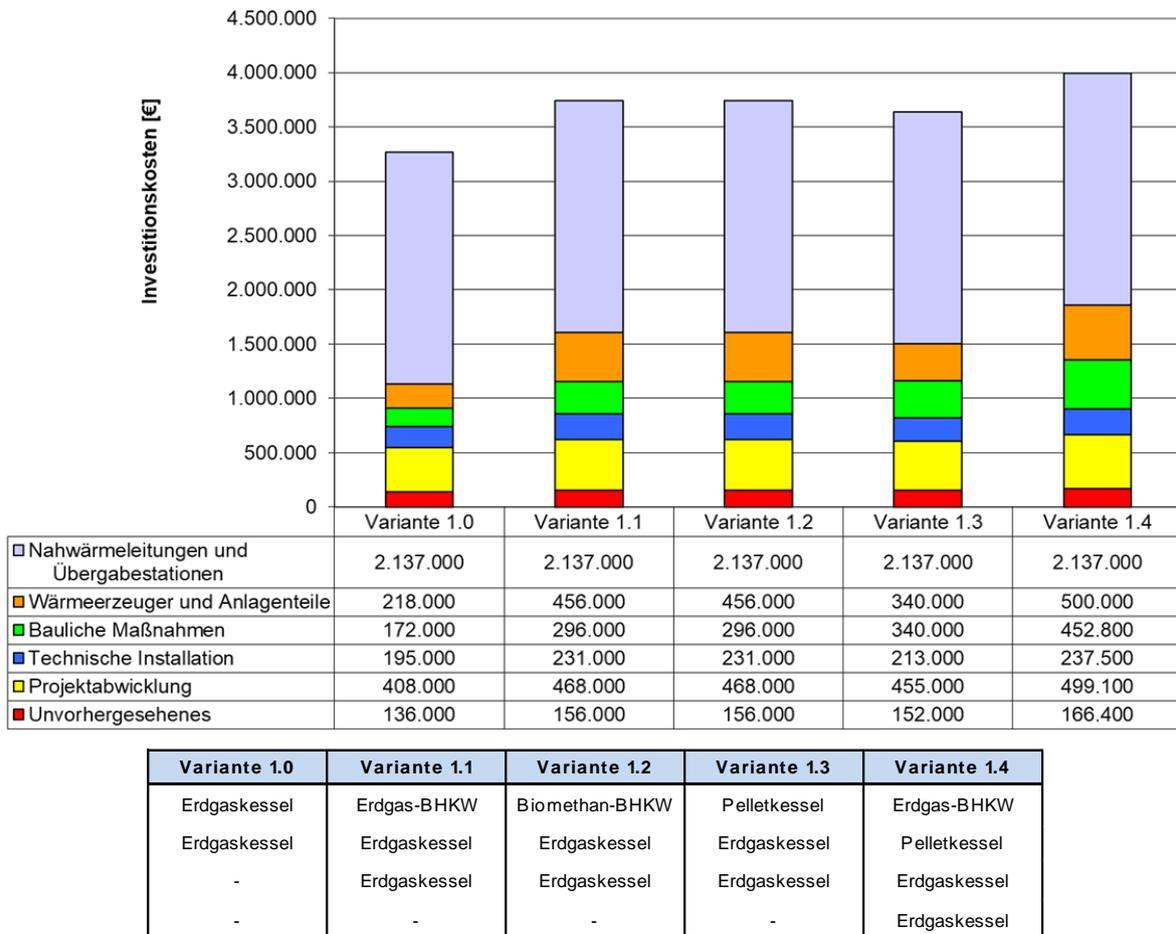


Abbildung 13: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: prognostizierte Investitionskosten

In diesem Planungsstadium kann der Aufwand für die Errichtung der Wärmeversorgungsstruktur nur näherungsweise festgelegt werden, wodurch die kalkulierten Kosten von den realen Kosten abweichen können. Die im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie angenommenen Nettoinvestitionskosten basieren ebenso wie die Brennstoff- und Betriebskosten auf durchschnittlichen Marktpreisen und nicht auf konkreten Angebotsvorlagen. In der tatsächlichen Umsetzung, die von einer Ausschreibung eingeleitet wird, können daher die Preise von den hier kalkulierten abweichen.

Im Wesentlichen sind u. a. folgende Parameter bei der Interpretation der Investitionskosten zu berücksichtigen:

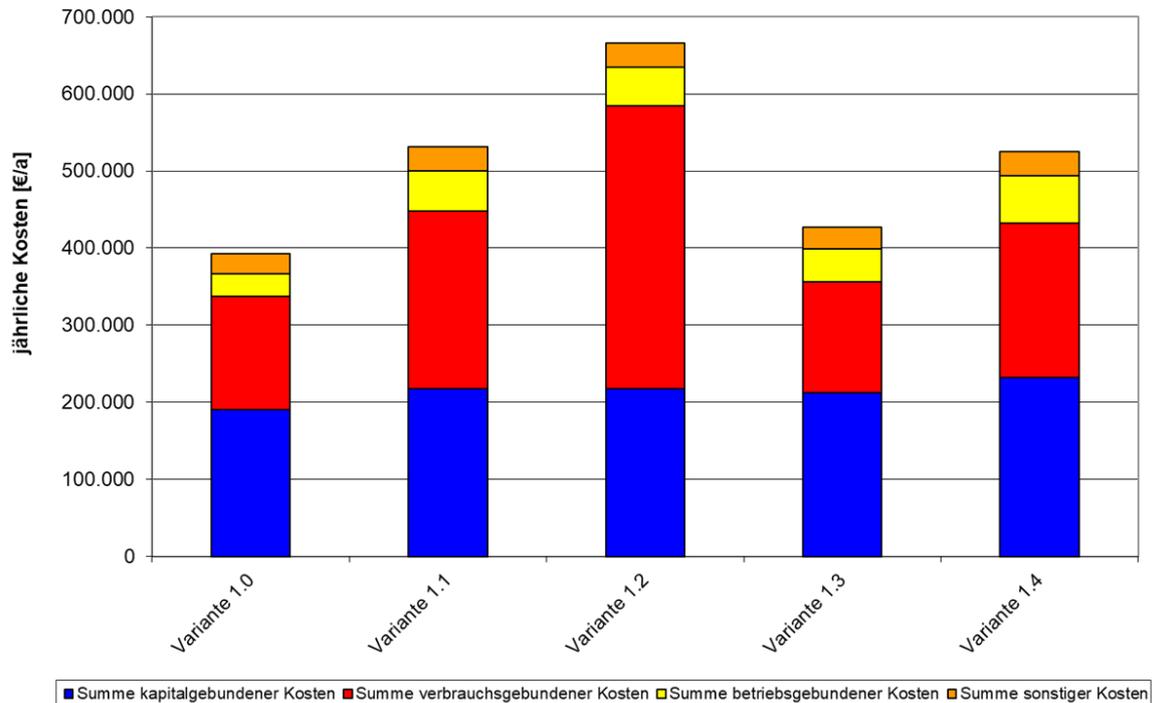
- Kosten für bauliche Maßnahmen berücksichtigen eine technisch orientierte Ausführung (Technikgebäude)
- Gebäudeinvestitionskosten in Anlehnung an den Bundesanzeiger Sachwertrichtlinie (rund 2.200 €/m² spezifische Investitionskosten)
- Mittlere Investitionskosten pro Meter Nahwärmetrasse werden anhand Richtwerten mit ca. 570 €/m im Mittel berücksichtigt
- BHKW-Varianten mit Berücksichtigung einer Transformatorstation (ca. 60.000 €)

Faktoren wie z. B. die aktuelle Marktsituation im Baugewerbe können nur schwer abgeschätzt werden, was z. T. deutliche Abweichungen je nach Region nach sich ziehen kann. Ebenso ist der angestrebte Gebäudestandard ein großer Kostenfaktor.

Vor diesem Hintergrund wurden für die unterschiedlichen Varianten Sensitivitätsanalysen erarbeitet, welche den Einfluss einzelner Parameter wie z. B. die kapitalgebundenen Kosten auf die spezifischen Wärmegestehungskosten darstellen.

3.4.2 Jährliche Ausgaben

Aus den Investitionskosten werden nach der Annuitätenmethode die jährlichen Kapitalkosten gebildet, die sich zusammen mit den Betriebskosten, den verbrauchsgebundenen Kosten und den sonstigen Kosten, die nach den wirtschaftlichen Grundannahmen in Kapitel 7.1 berechnet werden, zu den Jahresgesamtkosten addieren. Die Aufteilung der jährlichen Ausgaben auf die einzelnen Kostenarten ist in Abbildung 14 dargestellt.

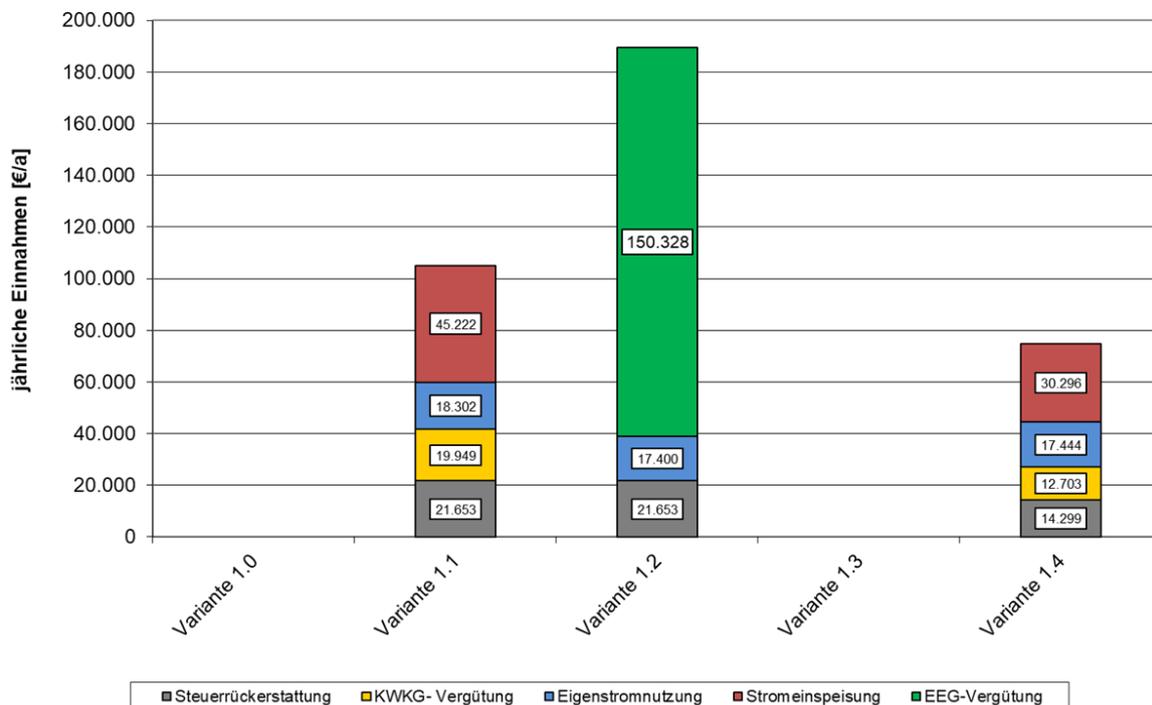


Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Biomethan-BHKW	Pelletkessel	Erdgas-BHKW
Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Pelletkessel
-	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel
-	-	-	-	Erdgaskessel

Abbildung 14: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Jährliche Ausgaben

3.4.3 Jährliche Einnahmen

In Abbildung 15 sind die jährlichen Einnahmen, welche bei den verschiedenen Varianten zu erwarten sind und sich durch die Stromproduktion mit dem Einsatz von KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung; BHKW) ergeben, dargestellt. In den Varianten 1.1 und 1.4 ergeben sich die jährlichen Einnahmen durch die Netzeinspeisung bzw. durch die Eigennutzung des produzierten Stroms und den jeweiligen anrechenbaren Vergütungssätzen nach dem KWK-Gesetz. Bei der Variante 1.2, dem Biomethan-BHKW, wird die EEG-Vergütung berücksichtigt. In allen Varianten gleichermaßen bedacht, ist die Energiesteuerrückerstattung.

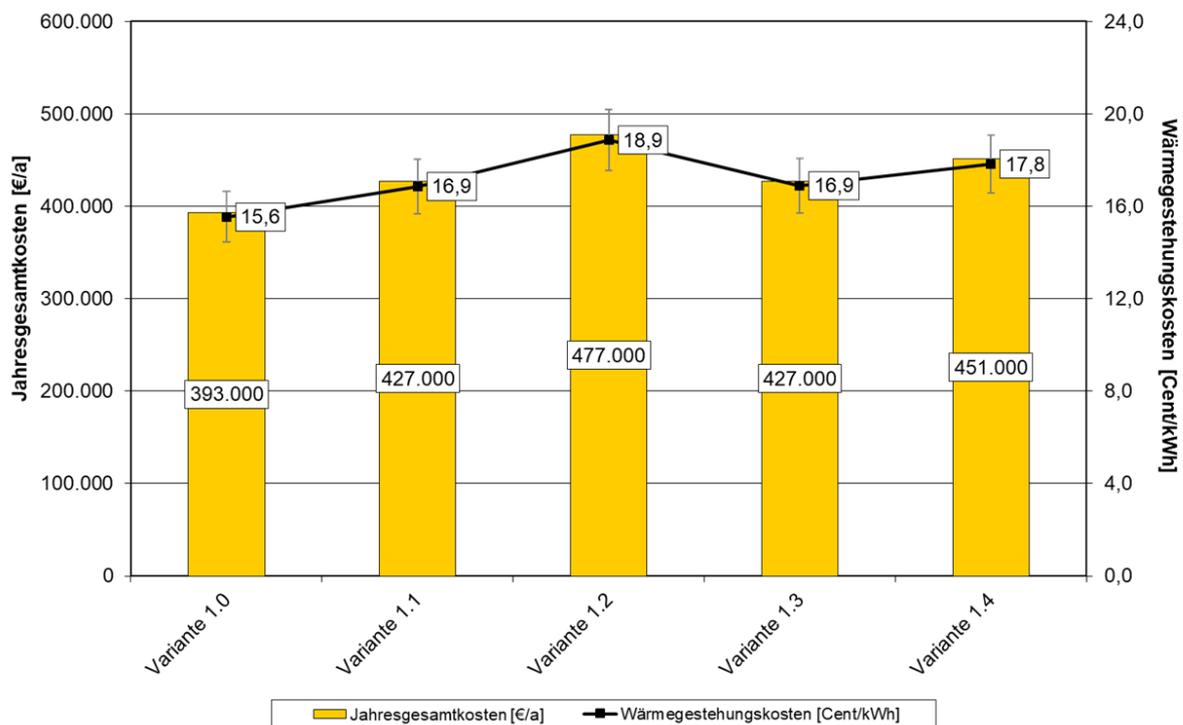


Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Biomethan-BHKW	Pelletkessel	Erdgas-BHKW
Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Pelletkessel
-	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel
-	-	-	-	Erdgaskessel

Abbildung 15: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Jährliche Einnahmen

3.4.4 Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten

Abbildung 16 gibt die kalkulierten Jahresgesamtkosten und Wärmegestehungskosten der Varianten wieder. Die Jahresgesamtkosten ergeben sich aus der Summe der jährlichen kapitalgebundenen-, betriebsgebundenen-, verbrauchsgebundenen und sonstigen Kosten abzüglich der erzielten Einnahmen. Aus den Jahresgesamtkosten werden die spezifischen Wärmegestehungskosten ermittelt, die die Kosten pro Kilowattstunde bereitgestellter Nutzwärme beziffern. Die spezifischen Wärmegestehungskosten dienen als wichtigste Kenngröße zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von Wärmeversorgungsanlagen. So müssen sich alternative Konzepte zur Wärmebereitstellung stets an den spezifischen Wärmegestehungskosten der konventionellen Standardvariante 1.0 und in vorliegendem Fall zudem den mittleren dezentralen Wärmegestehungskosten (siehe Kapitel 4), messen.



Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Biomethan-BHKW	Pelletkessel	Erdgas-BHKW
Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Pelletkessel
-	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel
-	-	-	-	Erdgaskessel

Abbildung 16: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten

3.4.5 Sensitivitätsanalyse

Zur Berücksichtigung von Änderungen der Kapitalkosten sowie Preisänderungen bei den Brennstoffen wird für jede Variante eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, die den Einfluss des jeweiligen Parameters auf die Wärmegestehungskosten simuliert. Die verschiedenen Sensitivitätsanalysen sind in den folgenden Abbildungen dargestellt. Die Graphen der einzelnen Versorgungsvarianten können somit mit den Wärmegestehungskosten der Referenzvariante 1.0 und den ermittelten WGK der dezentralen Heizungsanlagen verglichen werden (vgl. Kapitel 4.2). Es kann daher ermittelt werden, welche Rahmenbedingungen gegeben sein müssen, damit die netzgebundene Wärmeversorgung kostengünstiger Wärme bereitstellen kann, als dies bei Einzelanlagen möglich ist.

Variante 1.0: 2 Erdgaskessel (Referenzvariante)

Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 15,6 Cent/kWh_{th} auf 18,5 Cent/kWh_{th}. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 19,3 Cent/kWh_{th}.

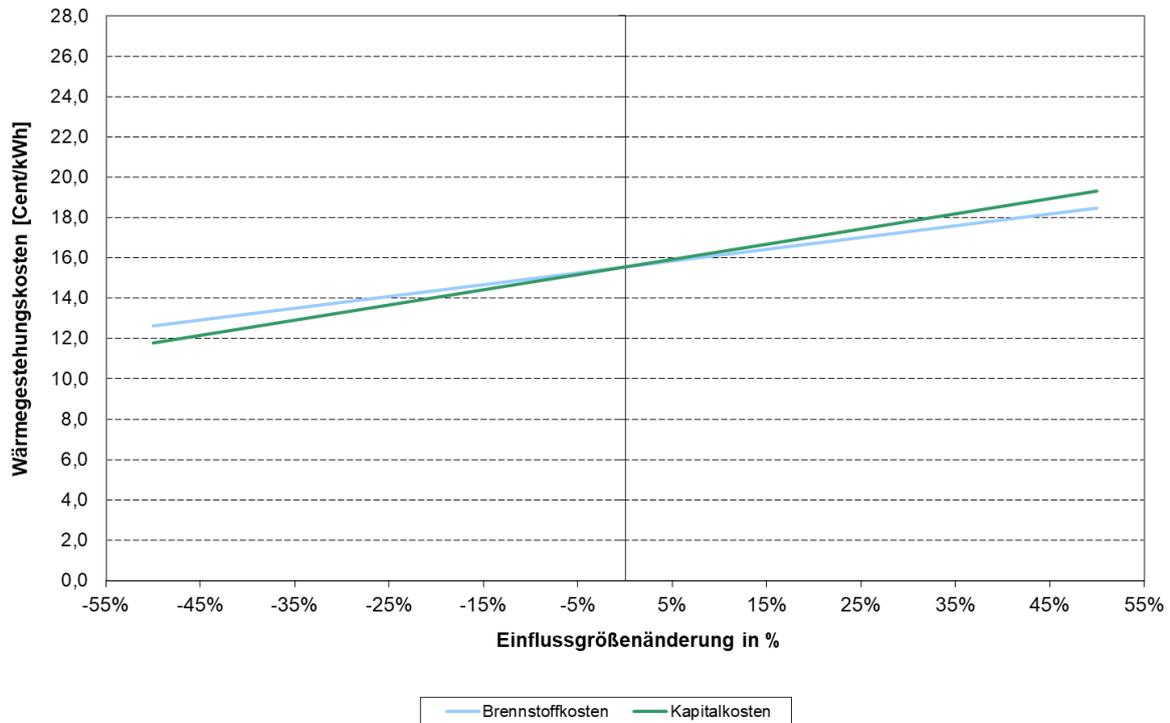


Abbildung 17: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.0

Variante 1.1: Erdgas-BHKW (Grundlast) mit Erdgas-Spitzenlastkessel

Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 16,9 Cent/kWh_{th} auf 21,4 Cent/kWh_{th}. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 21,2 Cent/kWh. Die Einnahmen durch die Stromproduktion sind mit dargestellt, bewegen sich aber, bedingt durch die mögliche, niedrige Schwankungsbreite (KWK-Vergütung, EEG-Soli fest vorgegeben; Steuerrückerstattung, Eigenverbrauchsanteil und Strompreis lt. EEX variabel), lediglich im Bereich von $\pm 1,3$ Cent/kWh_{th}.

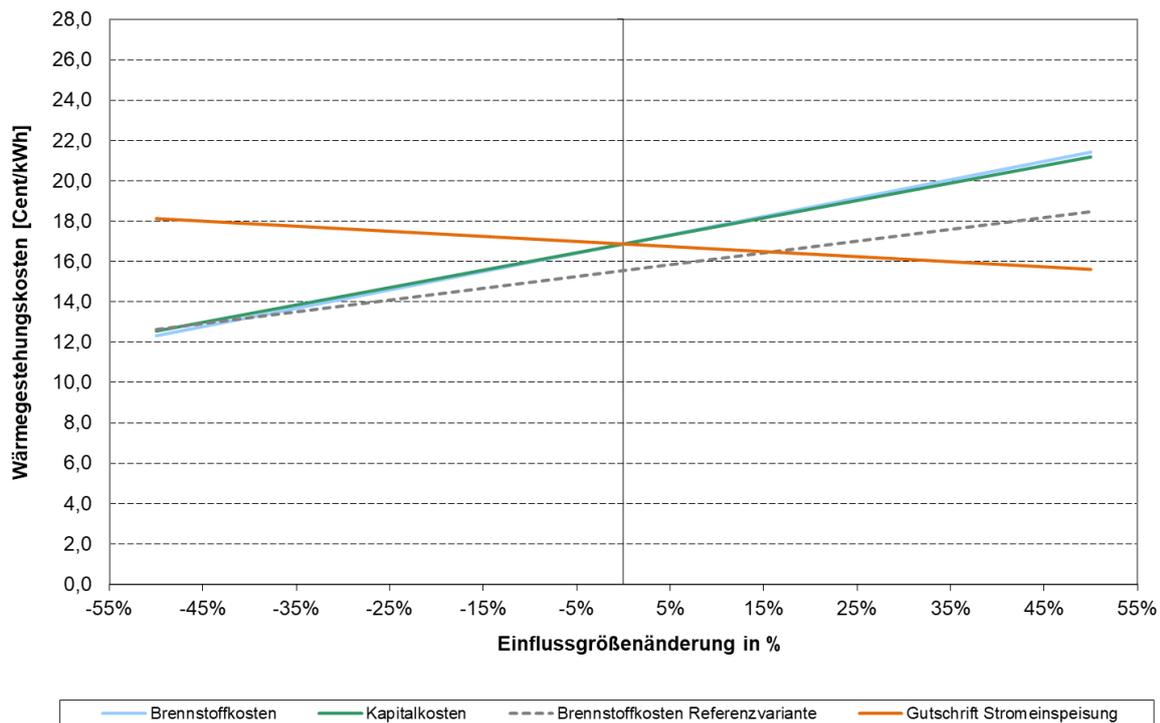


Abbildung 18: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.1

Variante 1.2: Biomethan-BHKW (Grundlast) mit Erdgas-Spitzenlastkessel

Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 18,9 Cent/kWh_{th} auf 26,1 Cent/kWh_{th}. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten auf 23,2 Cent/kWh. Die Schwankungsbreite der Einnahmen durch die Stromproduktion bewegt sich, bedingt durch die festgeschriebene Förderhöhe lt. dem aktuellen Vergütungssatz des EEG über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren, auf einem sehr niedrigen Niveau. Lediglich die Einnahmen durch einen erhöhten Stromeigenbedarf sowie der darauf erhobene EEG-Soli und die Steuerrückerstattung ändern sich minimal. Die Schwankungsbreite liegt hier bei maximal $\pm 0,3$ Cent/kWh_{th}.

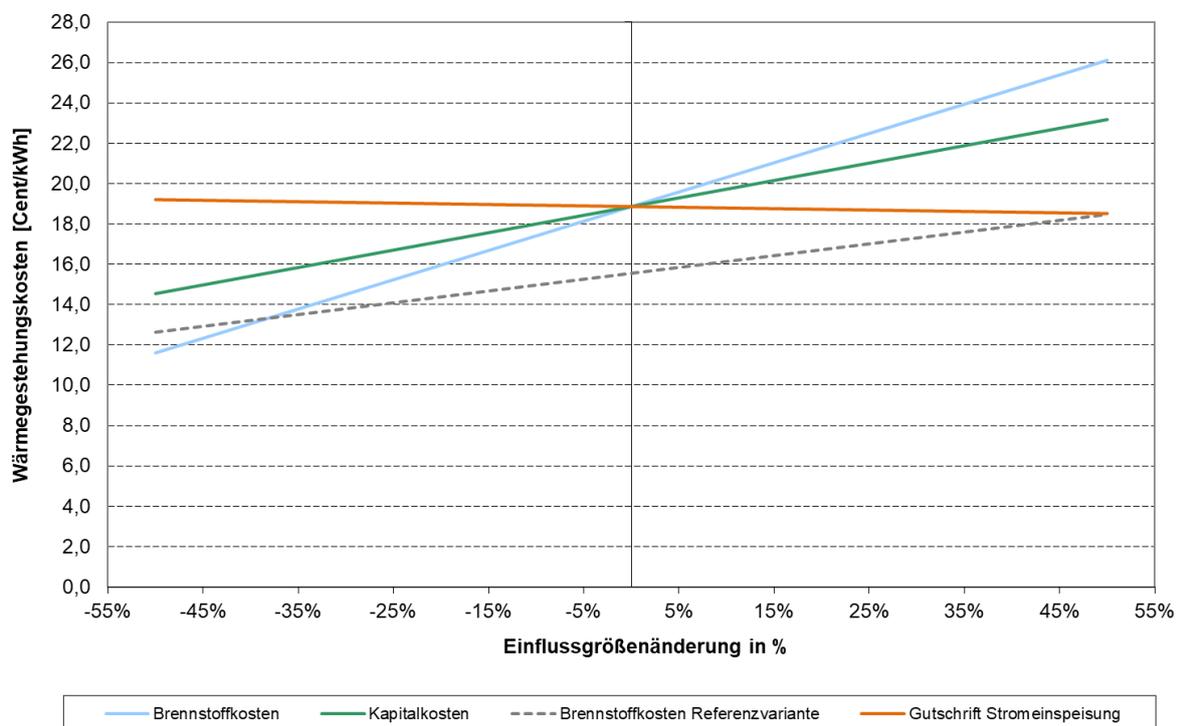


Abbildung 19: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.2

Variante 1.3: Pelletkessel mit Erdgas-Spitzenlastkessel

Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten von 16,9 Cent/kWh_{th} auf 19,8 Cent/kWh_{th}, fallen diese jedoch um 50% sind in dieser Variante nur noch Wärmegestehungskosten in Höhe von rund 14,0 Cent/kWh_{th} anzusetzen. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegestehungskosten letztendlich auf rund 21,1 Cent/kWh_{th}.

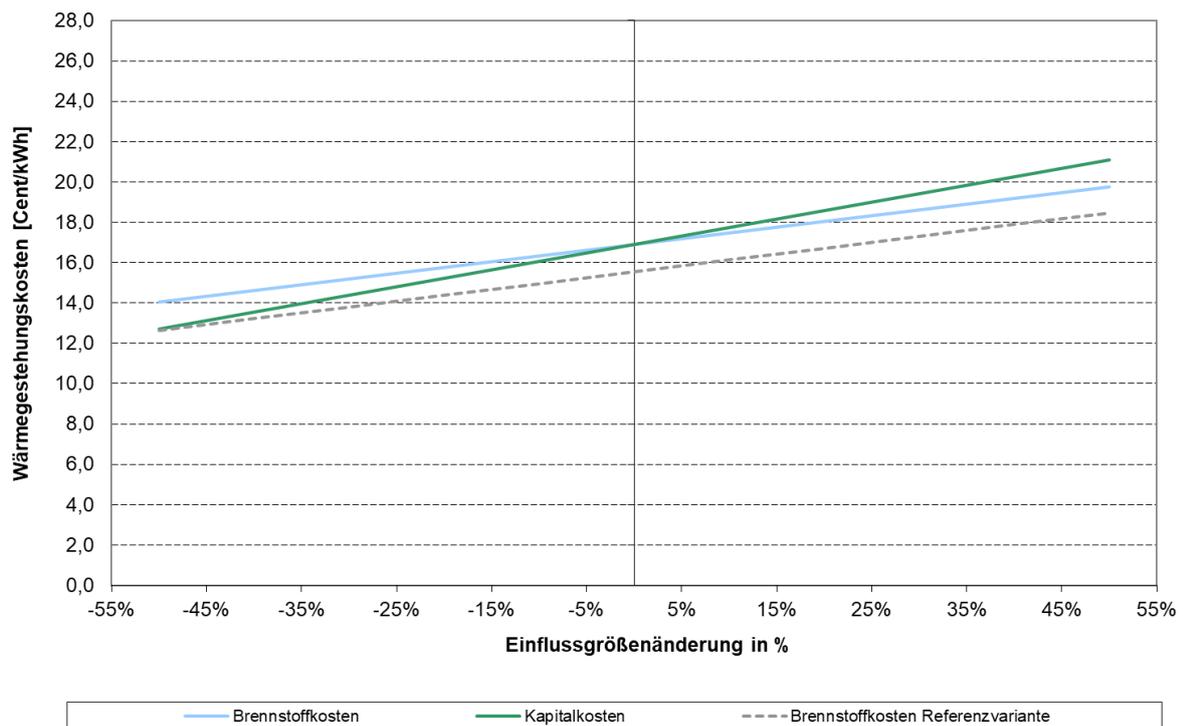


Abbildung 20: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.3

Variante 1.4: Erdgas-BHKW (Grundlast) und Pelletkessel (Mittellast) mit Erdgas-Spitzenlastkessel

Steigen die Brennstoffkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegegestehungskosten von 17,8 Cent/kWh_{th} auf 21,8 Cent/kWh_{th}. Steigen die Kapitalkosten um 50 %, dann steigen die Wärmegegestehungskosten auf 22,4 Cent/kWh_{th}. Die Einnahmen durch die Stromproduktion sind mit dargestellt, bewegen sich aber, bedingt durch die mögliche, niedrige Schwankungsbreite (KWK-Vergütung, EEG-Soli fest vorgegeben; Steuerrückerstattung, Eigenverbrauchsanteil und Strompreis lt. EEX variabel), lediglich im Bereich von ±1,0 Cent/kWh_{th}.

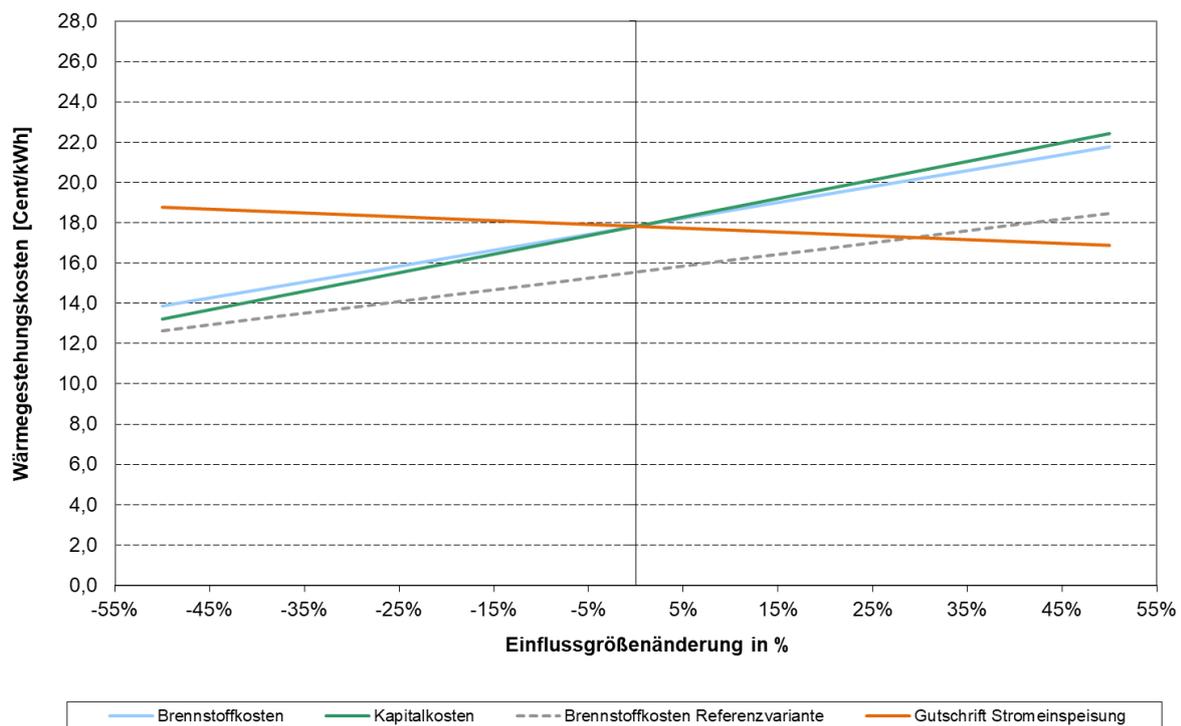


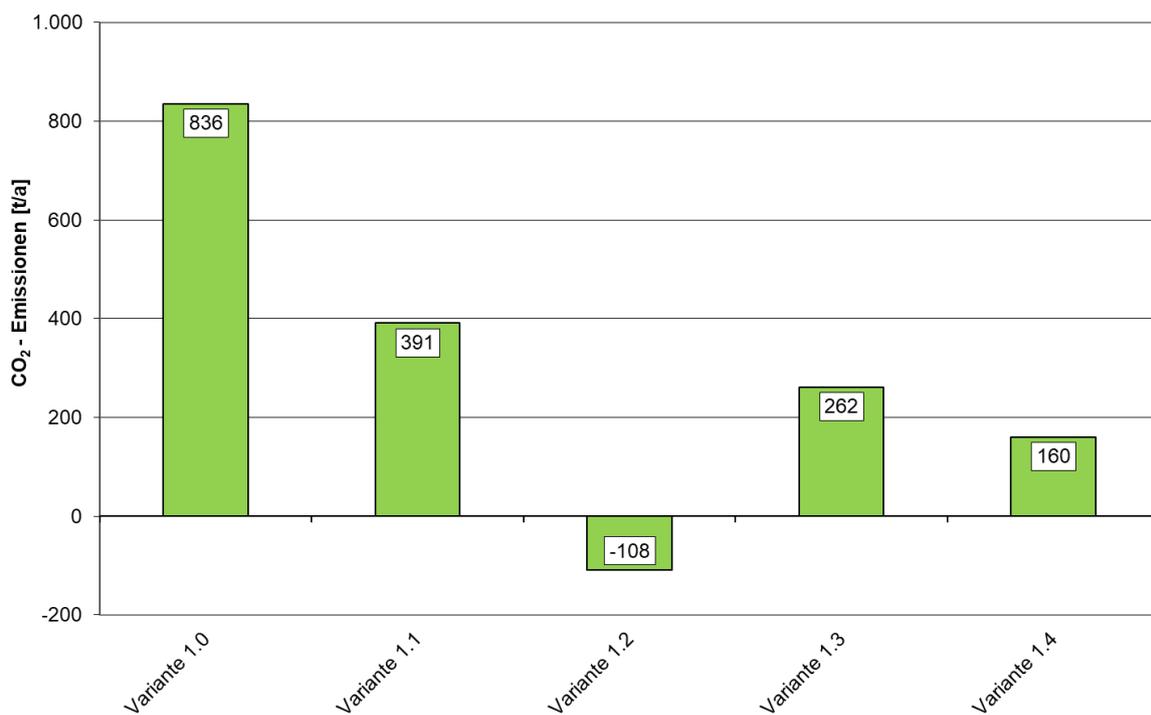
Abbildung 21: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.4

3.5 CO₂-Bilanz im Ist-Zustand

Zur Beurteilung der ökologischen Verträglichkeit wird für die verschiedenen Energieversorgungsvarianten eine Bilanzierung der CO₂-Emissionen durchgeführt. Dabei wird neben dem jährlichen Brennstoffbedarf auch der Hilfsenergiebedarf (elektrische Energie) berücksichtigt. Die Faktoren der CO₂-Äquivalente wurden mit Hilfe der GEMIS-Datenbank (Tabelle 10) ermittelt und berücksichtigen alle anfallenden Emissionen von der Gewinnung bis zur Energiewandlung des jeweiligen Brennstoffs. Das Ergebnis der Berechnungen ist in Abbildung 22 ablesbar.

Tabelle 10: CO₂-Äquivalente laut GEMIS-Datenbank (Auszug)

Energieträger	CO ₂ -Äquivalent [g/kWh]
Erdgas	252
Biomethan	113
Holzpellets	23



Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Biomethan-BHKW	Pelletkessel	Erdgas-BHKW
Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Pelletkessel
-	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel
-	-	-	-	Erdgaskessel

Abbildung 22: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: CO₂-Bilanz der verschiedenen Varianten

3.6 Zusammenfassung

In Tabelle 11 sind die Ergebnisse der Berechnungen zusammenfassend dargestellt. Die niedrigsten Kosten ergeben sich bei der Referenzvariante 1.0, welche auf konventionellen Erdgaskesseln basiert. Gefolgt wird diese unter Berücksichtigung möglicher Fördermittel von der auf Biomasse basierenden Variante 1.3. Diese kann mittels eines Pelletkessels als Grund- und Mittellast-Wärmeerzeuger einen Wärmepreis von ca. 16,0 Cent/kWh_{th} realisieren. Danach folgt die Variante 1.1 mit einem Erdgas-BHKW als Grundlastaggregat. Insbesondere unter ökologischen Gesichtspunkten und möglichen Preissteigerungen beim eingesetzten Brennstoff sollte bei einer möglichen Umsetzung des Nahwärmeverbundes die Variante 1.3 näher geprüft werden. Eine Absenkung der Wärmegestehungskosten durch den Erhalt möglicher Investitionsfördermittel ist aufgrund der niedrigen Wärmebelegungsdichte und dem geforderten Anteil aus KWK-Anlagen nur in den auf Biomasse basierenden Varianten 1.2 bis 1.4 möglich.

Unangefochten niedrige, kalkulatorische Treibhausgasemissionen sind nur in der Variante 1.2 möglich. Variante 1.4 bietet bei etwas niedrigeren WGK das zweitniedrigste Ergebnis bezüglich der zu erwartenden Treibhausgasemissionen, welches im Vergleich zur Referenz noch ein THG-Einsparpotenzial von knapp über 80 % generiert.

Tabelle 11: Zusammenfassung Wärmeversorgung Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand

		Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
ohne mögliche Förderungen						
Investitionskosten	[€]	3.266.000	3.743.000	3.743.000	3.637.000	3.993.000
Jahresgesamtkosten	[€]	393.000	427.000	477.000	427.000	451.000
Wärmegestehungskosten	[€-Cent/kWh]	15,6	16,9	18,9	16,9	17,8
mit möglichen Förderungen						
maximale Projektförderung	[€]	0	0	346.560	367.560	330.100
Jahresgesamtkosten	[€]	393.000	426.000	456.000	405.000	431.000
Wärmegestehungskosten	[€-Cent/kWh]	15,6	16,9	18,1	16,0	17,1
CO ₂ -Emissionen	[t/a]	836	391	-108	262	160

	Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Biomethan-BHKW	Pelletkessel	Erdgas-BHKW
Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Pelletkessel
-	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel
-	-	-	-	-	Erdgaskessel

Eine Übersicht möglicher Förderungen und Hinweise zu den Wärmeerzeugern sind in den Kapiteln 7.2 und 7.3 einzusehen. Zum Vergleich ist die Dimensionierung dezentraler Heizungsanlagen zudem als ergänzende Referenz zu sehen und in Kapitel 4.2 beschrieben.

4 Gebäudesanierungspotenzial und Dimensionierung dezentraler Versorgungsvarianten

Im Rahmen der Erstellung des Teil-Energienutzungsplanes für die Stadt Ingolstadt wird eine Betrachtung energetischer Sanierungsmaßnahmen von Wohngebäuden erstellt. Zudem wird zum Vergleich mit den bereits berechneten Nahwärmeverbundvarianten auch eine Berechnung der mittleren, dezentralen Wärmegestehungskosten sowie eine ökologische Bewertung möglicher Heizungsanlagen durchgeführt. Hierzu werden für unterschiedliche Modellgebäude, welche in Anlehnung an die im Quartier vorhandenen Gebäude erstellt wurden, herangezogen und durch Sanierungsmaßnahmen an der wärmeübertragenden Gebäudehülle entsprechend erzielbare Einsparungen an Heizenergie berechnet. Die ermittelten Einsparpotentiale und die anschließende wirtschaftliche Betrachtung dienen den Eigentümern von Wohngebäuden als Orientierungshilfe bei der Planung zukünftiger Sanierungsmaßnahmen.

In Kapitel 5 erfolgt dann aufbauend auf den, in diesem Abschnitt ermittelten, mittleren Energieeinsparpotenzial, eine erneute Bewertung des vormals erarbeiteten Nahwärmeverbundes mit einem dann geringeren Gesamtwärmebedarf.

Tabelle 12 zeigt die Verteilung der Anzahl der Gebäude im Stadtgebiet Haunwöhr. Diese wurden anhand von Luftbildaufnahmen, GIS-Datensätzen sowie einer Vorort-Begehung des Betrachtungsgebiets in folgende Gebäudeklassen unterteilt.

Tabelle 12: Verteilung der Gebäudetypen im Betrachtungsgebiet

Verteilung der Gebäudetypen im Betrachtungsgebiet		
Einfamilienhäuser	EFH	65
Doppel-/Reihenhäuser	RMH	49
Zwei- und Mehrfamilienhäuser	ZFH	30
Summe	-	144

Anhand der erfolgten Datenerhebung hat sich ergeben, dass rund 63 % der Wohngebäude im Zeitraum zwischen 1976 und 1983 errichtet wurden. Die ersten Gebäude im Quartier wurden um 1970 erstellt, während die neuesten aus den Jahren nach 2012 datieren.

Es ist davon auszugehen, dass Wohnungen ab der Mitte bzw. gegen Ende der 1980er Jahre nicht sanierungsrelevant sind. Somit liegen rund 70 % der Gebäude im Stadtgebiet Haunwöhr in einer sanierungsrelevanten Baualtersklasse.

Nachfolgende Mustergebäude wurden daher unter der Annahme eines Baualters von 1980 und unter entsprechend diesem Baualter ausgeführten Bauteilen berechnet. Die Auswahl der Modellgebäude erfolgte zudem in Abstimmung mit dem Auftraggeber und beinhaltet folgende Gebäudetypen:

- Einfamilienhaus (EFH; 1 Vollgeschoss + ausgebautes Dachgeschoss)
- Zweifamilien- oder kleines Mehrfamilienhaus (ZFH/MFH; 2 Vollgeschosse mit ausgebautem Dachgeschoss)
- Reihenmittelhaus (RMH; 2 Vollgeschosse mit ausgebautem Dachgeschoss)

Eine Erläuterung der Begrifflichkeiten bezüglich der einzelnen Sanierungsmaßnahmen sind dem Anhang beigefügt.

4.1.1 Beschreibung der Modellgebäude

Nachfolgend werden drei typische Wohngebäude in Haunwöhr näher betrachtet. Bei diesen Gebäudetypen wird für die Berechnungen das Standardnutzerverhalten nach EnEV, mit Raumtemperaturen von 19°C und einer Luftwechselrate von 0,7 1/h, zu Grunde gelegt. Es wird weiterhin angenommen, dass der Wärmeerzeuger bei allen Gebäudetypen ein zentraler Erdgaskessel aus dem Jahr 1994 in Verbindung mit Radiatoren und einer Vorlauftemperatur von 70°C ist (bereits einmal getauscht). Weiterhin bestehen keine Denkmalschutzaufgaben.

Als Berechnungsgrundlage dienen die für Wohngebäude gültigen Normen DIN 4108 in Verbindung mit DIN 4701.

Die vorherrschende Baualtersklasse um 1980 ist als eine Übergangszeit zwischen 1. und 2. Wärmeschutzverordnung zu betrachten. In der Wärmeschutzverordnung aus dem Jahr 1977 wurden erstmals verbindliche und nachweispflichtige Mindestanforderungen an den Wärmedurchgangskoeffizienten (damals k-Wert, heute U-Wert) gestellt. Die Mindestanforderungen waren an das Verhältnis von Gebäudehüllfläche zu Gebäudevolumen (A/V-Verhältnis) gebunden. Je niedriger dieses Verhältnis, desto geringer waren die Anforderungen an die U-Werte der Bauteile.

Die Zentralheizung ist in diesen Jahren bereits Stand der Technik. Überdimensionierte Anlagen werden hauptsächlich aufgrund der Heizanlagenverordnung von 1978 immer seltener.

Für alle betrachteten Gebäude gelten die entsprechend in der Baualtersklasse üblichen Mittel- bzw. Richtwerte bezüglich des U-Wertes je Bauteil:

Dachfläche:	0,67 W/m ² K
Oberste Geschossdecke:	0,67 W/m ² K
Außenwand:	0,80 W/m ² K
Geschossdecke gegen Keller:	0,80 W/m ² K
Fenster:	2,70 W/m ² K

Ziel der Sanierung:

Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben durch die EnEV für Bestandgebäude (EnEV-Neubauniveau + 40 %).

Ggf. werden diese auch für einzelne Bauteile übererfüllt, da eine „schlechtere“ Ausführung nur auf die Standardvorgaben nicht sinnvoll ist. Beispielsweise kaum Mehrkosten zwischen 2- und 3-Scheiben-Verglasung der Fenster da 3-Scheiben-Verglasung „Stand der Technik“.

4.1.1.1 Gebäudetyp 1: „Ein Vollgeschoss mit ausgebautem Dachgeschoss – Einfamilienhaus EFH“

Das betrachtete Referenzgebäude hat einen unbeheizten Keller. In Erd- und Dachgeschoss befindet sich der Wohnbereich, der oberste Abschnitt des Dachbodens ist ebenfalls unbeheizt. Somit bilden Kellerdecke, Dachschrägen und oberste Geschossdecke den unteren bzw. oberen Abschluss der thermisch wirksamen Gebäudehülle. Abbildung 23 zeigt zur Übersicht einen Schnitt durch das Modellgebäude 1. Rote Flächen kennzeichnen beheizte, violette Flächen unbeheizte Räume.

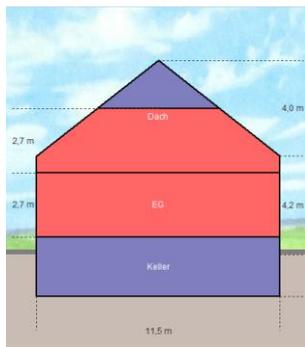


Abbildung 23: Einfamilienhaus

Für Modellgebäude 1 gelten folgende Annahmen:

Grundfläche (13 m x 11,5 m)	ca. 150 m ²
Lichte Raumhöhe:	2,50 m
Beheiztes Gebäudevolumen:.....	733 m ³
Beheiztes Luftvolumen:	557 m ³
Thermisch wirksame Hüllfläche:	517 m ²
Verhältnis Oberfläche zu Volumen:	0,70 1/m
Nutzfläche nach EnEV:.....	ca. 235 m ²
Wohnfläche:	ca. 180 m ²

Bauteile der thermisch wirksamen Gebäudehülle von Gebäudetyp 1:

Oberste Geschossdecke:	75 m ²
Dachfläche:	86 m ²
Außenwände:	157 m ²
Fenster:	48 m ²
Kellerdecke:	150 m ²

4.1.1.2 Gebäudetyp 2: „Zwei Vollgeschosse mit ausgebautem Dachgeschoss – Zweifamilien- oder kleines Mehrfamilienhaus ZFH/MFH“

Das betrachtete Referenzgebäude hat einen unbeheizten Keller. In Erd-, Ober- und Dachgeschoss befindet sich der Wohnbereich, der oberste Abschnitt des Dachbodens ist ebenfalls unbeheizt. Somit bilden Kellerdecke, Dachfläche und oberste Geschossdecke den unteren bzw. oberen Abschluss der thermisch wirksamen Gebäudehülle. Abbildung 24 zeigt zur Übersicht einen Schnitt durch den als Referenz betrachteten Gebäudetyp 2. Rote Flächen kennzeichnen beheizte, violette Flächen unbeheizte Räume.

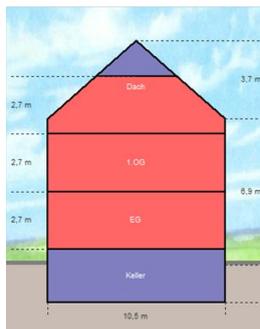


Abbildung 24: Zwei- und kleines Mehrfamilienhaus

Für Modellgebäude 2 gelten folgende Annahmen:

Grundfläche (10,5 m x 11,5 m)	ca. 121 m ²
Lichte Raumhöhe:	2,50 m
Beheiztes Gebäudevolumen:.....	912 m ³
Beheiztes Luftvolumen:	693 m ³
Thermisch wirksame Hüllfläche:	555 m ²
Verhältnis Oberfläche zu Volumen:	0,61 1/m
Nutzfläche nach EnEV:.....	292 m ²
Wohnfläche:	ca. 240 m ²

Bauteile der thermisch wirksamen Gebäudehülle von Gebäudetyp 2:

Oberste Geschossdecke:	55 m ²
Dachfläche:	76 m ²
Außenwände:	255 m ²
Fenster:	48 m ²
Kellerdecke:	121 m ²

4.1.1.3 Gebäudetyp 3: „Zwei Vollgeschosse mit ausgebautem Dachgeschoss – Reihenmittelhaus RMH“

Das betrachtete Modellgebäude hat einen unbeheizten Keller. In Erd-, Ober- und Dachgeschoss befindet sich der Wohnbereich. Ein unbeheizter Dachboden ist nicht vorhanden. Somit bilden Kellerdecke und Dach den unteren bzw. oberen Abschluss der thermisch wirksamen Gebäudehülle. Abbildung 25 zeigt zur Übersicht einen Schnitt durch den als Referenz betrachteten Gebäudetyp 3. Rote Flächen kennzeichnen beheizte, violette Flächen unbeheizte Räume.

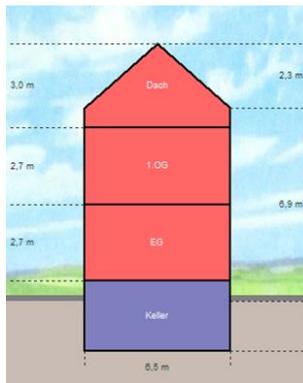


Abbildung 25: Reihenmittelhaus

Für Modellgebäude 3 gelten folgende Annahmen:

Grundfläche (6,5 m x 10 m)	ca. 65 m ²
Lichte Raumhöhe:	2,50 m
Beheiztes Gebäudevolumen:.....	470 m ³
Beheiztes Luftvolumen:	358 m ³
Thermisch wirksame Hüllfläche:	239 m ²
Verhältnis Oberfläche zu Volumen:	0,51 1/m
Nutzfläche nach EnEV:.....	151 m ²
Wohnfläche:	ca. 130 m ²

Bauteile der thermisch wirksamen Gebäudehülle von Gebäudetyp 3:

Dach:.....	75 m ²
Außenwände:	74 m ²
Fenster:	24 m ²
Kellerdecke:	65 m ²

4.1.2 Beschreibung der Sanierungsmaßnahmen

4.1.2.1 Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle

Dämmung der Außenwände

Eine Möglichkeit zur Reduktion des Wärmebedarfs ist die Dämmung der Außenwände mit einem Wärmedämmverbundsystem (WDVS). Im Folgenden wird die mögliche Heizenergieeinsparung durch Montage einer 14 cm starken Dämmung der Wärmeleitgruppe 035 betrachtet. Wärmedämmverbundsysteme zählen mittlerweile zu Standardmaßnahmen. Auf eine detaillierte Beschreibung wird deshalb verzichtet.

Verfügt ein Gebäude, bereits über eine Fassadendämmung mit geringer Dämmstärke, ist vor der Montage einer zusätzlichen Dämmung die Tragfähigkeit des Untergrundes zu überprüfen.

Die Vollkosten für die Montage eines Wärmedämmverbundsystems liegen, abhängig vom jeweiligen Gebäude, im Bereich von ca. **110 €/m² bis 150 €/m²** inkl. Mehrwertsteuer. Für die beispielhafte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung anhand der Referenzgebäude werden für diese Maßnahme spezifische Bruttokosten in Höhe von **125 €/m²** angesetzt.

Investitionskosten bei Dämmung der gesamten Außenwandflächen:

Gebäudetyp 1 (157 m ²)	ca. 19.700,- €
Gebäudetyp 2 (255 m ²)	ca. 31.900,- €
Gebäudetyp 3 (74 m ²)	ca. 9.300,- €

Fenstertausch

Zur Ermittlung der energetischen Qualität eines Fensters müssen zum einen die bauphysikalischen sowie die mechanischen Eigenschaften des Bauteils betrachtet werden. Die bauphysikalische Bewertung erfolgt über den U-Wert, die mechanischen Eigenschaften beziehen sich auf die Dichtheit des Fensters. Bei nicht richtig schließenden Fenstern entsteht ein unkontrollierter Luftaustausch, die sogenannte Infiltration. Dies führt zu unnötigem Wärmeverlust. Heizenergieverluste durch undichte Fenster lassen sich im Rahmen dieses Konzeptes nicht detailliert ermitteln. Es sollten daher generell diejenigen Fenster eines Gebäudes getauscht werden, bei denen der bauliche Zustand dies erfordert. In der folgenden Betrachtung wird ein, besonders in Bezug auf Dichtheit, einwandfreier Zustand der Bestandsfenster angenommen.

Der im Folgenden angesetzte U-Wert von 2,70 W/(m²•K) bezieht sich auf Fenster mit Holzrahmen. Die U-Werte von vor 1994 hergestellten Fenstern mit Isolierverglasung und Stahl- bzw. Alurahmen liegen bei ca. 4,30 W/(m²•K), mit Kunststoffrahmen bei ca. 3,00 W/(m²•K). Verfügen die Stahl- und Alufenster aus dieser Zeit bereits über eine Wärmeschutzverglasung liegt der U-Wert bei rund 3,20 W/(m²•K). Die Einsparpotentiale sind dementsprechend höher als bei Fenstern mit Holzrahmen.

Die Bestandsfenster werden in den betrachteten Sanierungsfällen durch Fenster mit einem U-Wert von $0,9 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ersetzt. Für eine Beantragung der Förderung über KfW ist ein U-Wert kleiner $0,95 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ einzuhalten. Um Schimmelbildung durch Taupunktverlagerung zu vermeiden ist darauf zu achten, dass der U-Wert der neuen Fenster den U-Wert der Außenwände nicht unterschreitet.

Weiter sollte bei einem Fenstertausch die Sicherstellung eines ausreichenden Luftwechsels beachtet werden. Bei neuen Fenstern tritt der Effekt der Infiltration kaum noch auf, wodurch öfter und länger gelüftet werden muss um Schimmelbildung zu vermeiden. Der Einbau einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (zentral oder dezentral) kann helfen Schäden durch unzureichende Lüftung zu vermeiden.

Die Kosten bei einem Austausch der Bestandsfenster gegen Kunststofffenster mit Wärmeschutzverglasung liegen zwischen rund **370,- und 420,- €/m²**. Für die wirtschaftliche Betrachtung der Sanierung der Referenzgebäude werden Investitionskosten von **400,- €/m²** inkl. Mehrwertsteuer angesetzt.

Investitionskosten bei Austausch aller Bestandsfenster:

Gebäudetyp 1 (48 m ²)	19.200,- €
Gebäudetyp 2 (48 m ²)	19.200,- €
Gebäudetyp 3 (24 m ²)	ca. 9.600,- €

Dämmung der Kellerdecke

Bei dieser Maßnahme werden die Unterseiten der Decken von unbeheizten Kellerräumen gedämmt. Um jedoch die Nutzung nicht zu beeinträchtigen, ist vor der Durchführung die im jeweiligen Raum notwendige lichte Höhe festzulegen. Die Stärke der Dämmung sollte so gewählt werden, dass sich nach der Maßnahme keine Nutzungseinschränkungen ergeben. In der folgenden Betrachtung wird die Verwendung einer ca. 10 cm starken Dämmung (WLG 035) angenommen.

Die Kosten der für diese Sanierungsmaßnahme liegen, je nach Ausführungsart, im Bereich von **30,- bis 40,- €/m²** Die spezifischen Kosten der Maßnahme werden für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bei **35,- €/m²** inkl. Mehrwertsteuer angesetzt.

Investitionskosten bei Dämmung der gesamten Kellerdecken:

Gebäudetyp 1 (150 m ²)	5.200,- €
Gebäudetyp 2 (121 m ²)	4.200,- €
Gebäudetyp 3 (65 m ²)	2.300,- €

Dämmung der Schrägdächer

Bei diesem Bauteil werden eine erstmalige Einbringung bzw. Erneuerung der Zwischensparrendämmung bei einer mittleren Gesamtdämmstärke von 14 cm betrachtet. Die Maßnahme wird mit einer Dämmung der Wärmeleitgruppe 035 ausgeführt. Es wird angenommen, dass die Abnahme der Dachinnenverkleidung, das Einbringen von Dämmstoff, die Anbringung der Dampfbremse und eine neue Dachinnenverkleidung berücksichtigt werden. Je nach Ausführung der Innenverkleidung können die Kosten von den hier angesetzten Standardwerten z. T. deutlich abweichen, was jedoch nur im konkreten Fall berücksichtigt werden kann.

Die spezifischen Bruttokosten für die energetische Sanierungsmaßnahme betragen zwischen **65,- und 80 €/m²**. In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden Investitionskosten von **70,- €/m²** brutto angenommen.

Dämmung der obersten Geschossdecken (OGD)

Es wird die oberste Geschossdecke eines Gebäudes oder Gebäudeabschnitts gedämmt. Dies erfolgt durch die Verlegung einer ebenfalls 14 cm starken (WLG 035), begehbaren Dämmung. Es sollte vor Durchführung der Maßnahme im jeweiligen Gebäude geprüft werden, ob eine Begebarkeit der Dämmung notwendig ist. Eine nicht begehbare Dämmung verursacht geringeren Sanierungsaufwand und somit niedrigere Investitionskosten. Für zugängliche und ungedämmte oberste Geschossdecken besteht zudem nach § 10 EnEV eine Dämmpflicht.

Die Investitionskosten für die Maßnahme liegen zwischen **15,- bis 70,- €/m²**. In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden für eine begehbare Dämmung Bruttokosten von **50,- €/m²** angesetzt, für eine nicht begehbare Dämmung 15,- €/m².

Investitionskosten bei Dämmung aller thermisch wirksamen Dachflächen sowie der obersten Geschossdecke:

Gebäudetyp 1 (ca. 162 m ²):.....	ca. 9.800,- €
Gebäudetyp 2 (ca. 131 m ²):.....	ca. 8.100,- €
Gebäudetyp 3 (ca. 75 m ²):.....	ca. 5.300,- €

4.1.2.2 Sanierungsmaßnahmen an der Heizungsanlage

Wärmeerzeuger

Die Lebensdauer für Wärmeerzeuger beträgt nach VDI 2067 20 Jahre. Kessel die über 20 Jahre alt sind, haben damit ihre Lebensdauer nach VDI 2067 erreicht und weisen meist geringe Anlagennutzungsgrade auf. Eine erforderliche Kesselerneuerung ist absehbar. Der Anlagennutzungsgrad wird bestimmt durch den Wirkungsgrad des Brenners und des Kessels, den Abgasverlust und den Bereitschaftsverlusten. Durch eine Erneuerung des Kessels kann der Energieumsatz im Gegensatz zum alten Kessel um ca. 5 bis 10 % gesenkt werden. Neue Heizanlagen weisen neben besserer Wärmedämmung auch eine höhere Brennstoffausnutzung auf. Nutzung des (im Verbrennungsabgas enthaltenen) Brennwertes kann zudem die Effizienz der Wärmeerzeuger deutlich steigern. Voraussetzung für die maximale latente Wärmenutzung ist eine Unterschreitung des Abgastaupunktes um 15°C. (Der Taupunkt bei Erdgas liegt bei ungefähr 55°C und bei Heizöl bei 47°C.) Die niedrigen Rücklauftemperaturen setzen eine geeignete Anlagentechnik mit Wärmeübergabe durch Flächenheizungen wie z. B. Fußboden- oder Wandheizung bzw. die entsprechende Dimensionierung der Heizkörper voraus. Bei Systemen mit Heizkörpern kommt es in den Wintermonaten, in denen hohe Heizleistungen notwendig sind zu deutlich höheren Rücklauftemperaturen, wodurch die Brennwerttechnik nur teilweise oder nicht genutzt werden kann. Um die Nutzung des Brennwertes sicher zu stellen sollten die Systemtemperaturen überprüft und gegebenenfalls korrigiert werden.

Die Betrachtung unterschiedlicher, dezentraler Heizungssysteme welche derzeit überwiegend in Verwendung sind, erfolgt exemplarisch im nachfolgenden Kapitel 4.2.

Pumpen

Die Heizkreise eines Wohngebäudes werden häufig durch stufengeregelte Umwälzpumpen versorgt. Ein Austausch und Ersatz dieser Pumpen durch hocheffiziente elektronisch geregelte Umwälzpumpen hat sich in der Regel bereits nach wenigen Jahren amortisiert. Der Stromverbrauch je Pumpe kann hier um bis zu 75 % gesenkt werden.

Hydraulischer Abgleich

Warmwasserpumpenheizungen sind aus verzweigten Rohrleitungssystemen aufgebaut. Durch diese Systeme muss überall gleich viel Wasser fließen, um ein gleichmäßiges Aufheizen zu gewährleisten und einem schlechten Regelverhalten der Thermostatventile vorzubeugen. Durch die Rohrreibung und verschiedene Einbauten in dieses Rohrsystem kommt es zum Druckverlust. Die Folge kann sein, dass nicht mehr durch alle Heizkörper die gleiche Menge an Warmwasser fließt und einige Heizkörper mehr Wärme und andere weniger Wärme abgeben. Dies hat zur Folge, dass der Pumpendruck erhöht wird (höhere Pumpenstufe, größere Pumpe). Die Folge falsch dimensionierter Pumpen sind Fließgeräusche, denen durch so genannte

Überströmventile entgegengewirkt werden kann, d. h. überschüssige Energie wird vernichtet. Zudem steigt bei erhöhtem Druck die Rücklauftemperatur, wodurch der Brennwert (bei Brennwertheizungen) nicht genutzt werden kann. Um dieser Energievernichtung vorzubeugen, ist es sinnvoll die Heizanlage hydraulisch abzugleichen. Dies erfolgt durch Begrenzung des Durchflusses an den entsprechenden Stellen des Rohrleitungssystems. Durch diese Begrenzung wird erreicht, dass jedem Heizkörper der tatsächlich benötigte Volumenstrom zur Verfügung gestellt wird. Anschließend sollten die Pumpenleistungen überprüft werden und gegen elektronisch geregelte Pumpen ausgetauscht werden.

Eine regelmäßige Wartung der Wärmeerzeuger ist für einen effizienten Betrieb unerlässlich. Bei dem jährlich wiederkehrenden Kundendienst werden neben der Funktionsprüfung der Regelung, der Brenner und der Kessel gereinigt, begutachtet und defekte Teile ausgetauscht. Zudem können mit dem Fachpersonal Vorort mögliche regelungstechnisch anspruchsvolle Änderungen vorgenommen werden.

Die Entlüftung der Heizkreise zum Beginn der Heizperiode ist dringend zu empfehlen, da bei Lufteinschlüssen die Heizleistung der Wärmeübertrager geringer ausfällt und somit zum Erreichen der eingestellten Heizleistung höhere Vorlauftemperaturen bzw. eine höhere Pumpenleistung notwendig wird.

Auf eine fachgerechte Isolierung aller warmwasserführenden Leitungen ist zur Minimierung von Verlusten zu achten. Dabei ist zu beachten, dass auch sämtliche Armaturen wie Pumpen, Schieber, Verteiler und Ventile gedämmt sind. Die Isolierung der Wärmeverteilung weist ein hohes Kosten- / Nutzenpotential auf.

Die Thermostatventile an Heizkörpern sollten spätestens nach 15 Jahren erneuert werden. Das Einsparpotential bei Erneuerung nach 15 Jahren beträgt bis zu 15 %.

Umstellung des Energieträgers bei Erneuerung der Heizungsanlage

Der Brennstoffwechsel kann einige Vorteile bieten. Beispielsweise können bei einem Anschluss an ein Nahwärme- oder Erdgasnetz keine Brennstoffvorräte bestellt, vorfinanziert und gelagert werden. Da kein Brennstofflager mehr nötig ist steht auch mehr Platz im Gebäude zur Verfügung. Die Verbrennung beispielsweise von Erdgas ist zudem emissionsärmer als die Verbrennung von Heizöl oder festen Brennstoffen. Bei festen Brennstoffen wie z. B. Holzpellets handelt es sich unter ökologischen Gesichtspunkten um eine sehr vorteilhafte Art zu Heizen. Bei einem angestrebten Wechsel auf die Wärmepumpentechnologie unter Nutzung vorhandener Umweltwärme ist vor allem das benötigte Temperaturniveau des Heizsystems im Gebäude zu beachten, da dieses wesentlichen Einfluss auf die Effizienz einer solchen Anlage hat. Hier entfallen ebenso entsprechende Lagerräume für Brennstoffe, jedoch sind je nach Wärmepumpentyp bauliche Maßnahmen z. B. die Bohrung einer Brunnenanlage erforderlich.

4.1.2.3 Nicht- investive Maßnahmen - Nutzerverhalten

Nicht- investive Maßnahmen zur Energieeinsparung bauen auf der Änderung der Nutzungsgewohnheiten auf. Hierzu zählt die Information der Bewohner, wie und wo Energie gespart werden kann. Nicht- investive Maßnahmen sind zum einen Richtiges Lüften, Abschaltung nicht genutzter Geräte/Maschinen, effizienter Einsatz vorhandener Heizungstechnik. Da diese Maßnahmen nicht für jedes Gebäude einzeln dargestellt werden können, werden im Folgenden die nicht- investiven Maßnahmen vorgestellt.

Lüften

Richtiges Lüften ist vor allem in Gebäuden ohne geregelte Lüftungstechnik wichtig, um ein gesundes Raumklima zu schaffen, Pilzbefall zu vermeiden und die Heizkosten möglichst niedrig zu halten.

Das Heizkörperthermostat unter dem Fenster sollte geschlossen werden, um unnötige Wärmeverluste während des Lüftens zu vermeiden. Querlüften (Lüften bei weit geöffneten, gegenüberliegenden Fenstern) ist effektiver als die Fenster über lange Zeit gekippt zu lassen.

Optimale Raumtemperatur/ -bedingungen

Grundsätzlich gilt, dass Temperaturen von 19 bis 22°C und eine relative Luftfeuchtigkeit von 35 bis 60 % eingehalten werden sollten, um das Raumklima als behaglich zu empfinden. Die optimale Luftfeuchtigkeit kann mit einem Hygrometer überprüft werden. Zu empfehlen sind grundsätzlich Lüftungszeiten von ca. 15 Minuten. Je kälter es draußen ist, desto kürzer kann gelüftet werden.

Häufig werden Räume überheizt, d. h. es werden Temperaturen von über 22 bis 24°C eingestellt. Durch die Absenkung der Raumtemperatur um 1°C kann der Energieverbrauch um bis zu 6 % gesenkt werden. Die Einstellung der Raumtemperaturen kann z. B. durch den Hausmeister in regelmäßigen Abständen kontrolliert werden. Des Weiteren sollte die Raumtemperatur bei Verlassen des Raumes um rund 5°C abgesenkt werden.

4.1.3 Technische Mindestanforderungen und mögliche Förderungen

Bei der Durchführung von Sanierungsmaßnahmen an Gebäuden, insbesondere bei der Wärmedämmung, sind entsprechende Regeln zu beachten und Grenzwerte einzuhalten. Diese sind in der EnEV 2016 geregelt. Im Anhang 3 der EnEV sind die Anforderungen, die bei einer nachträglichen Änderung von Außenbauteilen gestellt werden, enthalten.

Weiterhin schreibt die KfW-Bank in ihrem Förderprogramm zur Gewährung von Krediten und Investitionskostenzuschüssen „KfW 151 – Energieeffizient Sanieren“, technische Mindestanforderungen vor. Das KfW-Programm ist als Anreiz für einen hohen Dämmstandard, der über dem der EnEV liegt, gedacht.

Nähere Informationen sind unter www.kfw.de abrufbar.

Die im Rahmen dieses Konzeptes berechneten Energieeinsparpotentiale beziehen sich jeweils auf eine Sanierung, die mindestens die gesetzlichen Anforderungen der EnEV erfüllt.

Tabelle 13 zeigt eine Gegenüberstellung der bauteilbezogenen technischen Mindestanforderungen an die U-Werte nach EnEV und nach KfW.

Tabelle 13: Die technischen Mindestanforderungen nach EnEV 2016 und KfW

Bauteil	Mindestanforderungen an den U-Wert [W/(m ² *K)]	
	EnEV	KfW
Außenwand	0,24	0,20
Dachflächen	0,24	0,14
oberste Geschossdecke	0,24	0,14
Fenster	1,30	0,95
Kellerdecke/Bodenplatte	0,30	0,25

4.1.4 Ermittlung der Energieeinsparpotentiale und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Im folgenden Abschnitt werden für die verschiedenen Baualtersklassen und Gebäudetypen jeweils die Einsparpotentiale an Heizenergie ermittelt und die Wirtschaftlichkeit anhand der statischen Amortisationszeit betrachtet. Statische Amortisationszeit bedeutet in diesem Zusammenhang die Rückflussdauer der Investitionskosten allein durch die Einsparung an Wärmekosten. Diese Wärmekosten ergeben sich auf Basis eines Erdgaskessels (vgl. Abbildung 42 bis Abbildung 47). Da sich die angegebenen Sanierungskosten der Bauelemente auf Bruttokosten für den Endverbraucher beziehen, werden die ermittelten, dezentralen WGK ebenso inkl. MwSt. in der Amortisationsrechnung berücksichtigt. Für die angegebenen Einsparpotentiale gilt die Annahme, dass der Heizkessel im Gebäude nicht älter als 20 Jahre ist.

Die Diagramme in den folgenden Abschnitten zeigen für jeden Gebäudetyp das prozentuale Einsparpotential an Heizenergie und Treibhausgasemissionen. Die angegebenen Werte dienen den Hauseigentümern zur Einschätzung des prozentualen Einsparpotentials am eigenen Gebäude anhand des tatsächlichen Heizenergieverbrauchs. Die Tabellen der folgenden Abschnitte zeigen für jeden Gebäudetyp zudem eine beispielhafte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Die angegebenen Amortisationszeiten ergeben sich aus den unter 4.1.2 angegebenen mittleren Investitionskosten. Der angesetzte Preis für Heizenergie beruht auf den für jedes Gebäude unter Kapitel 4.2 ermittelten WGK auf Basis eines Erdgaskessels (vgl. Anhang 7.4). Die angesetzten Investitionskosten gelten für die Durchführung durch eine Fachfirma, als Einzelmaßnahme zur energetischen Verbesserung der Gebäudehülle. Kann ein Teil der jeweiligen Maßnahme in Eigenleistung durchgeführt werden, ist von geringerem Kostenaufwand auszugehen. Sind bei einem Gebäude ohnehin Reparatur- oder Renovierungsmaßnahmen notwendig, lässt sich die wärmeschutztechnische Qualität der betreffenden Bauteile durch einen wesentlich geringeren Kostenaufwand erhöhen (Stichwort „Sowieso-Maßnahmen“).

Für die Heizungsverteilung und die Wärmeübergabe in den Räumen wird jeweils ein der Baualtersklasse entsprechender Zustand angenommen. Die Warmwasserbereitung erfolgt über den Heizkessel (keine Zirkulationsleitung). Der angegebene Endenergiebedarf schließt somit den Warmwasserbedarf mit ein. Den angegebenen Werten für den jährlichen Heizenergieverbrauch im Ist-Zustand ist das EnEV-Standardnutzerverhalten zugrunde gelegt.

Beim Einsatz anderer Brennstoffe, wie z. B. Heizöl oder Holzpellets, ergeben sich abweichende Werte für den CO₂-Ausstoß.

4.1.4.1 Gebäudetyp 1 (EFH)

Abbildung 26 zeigt die prozentualen Einsparpotentiale je durchgeführter Sanierungsmaßnahme und bei Komplettsanierung für ein Wohnhaus des Gebäudetyps 1 (EFH).

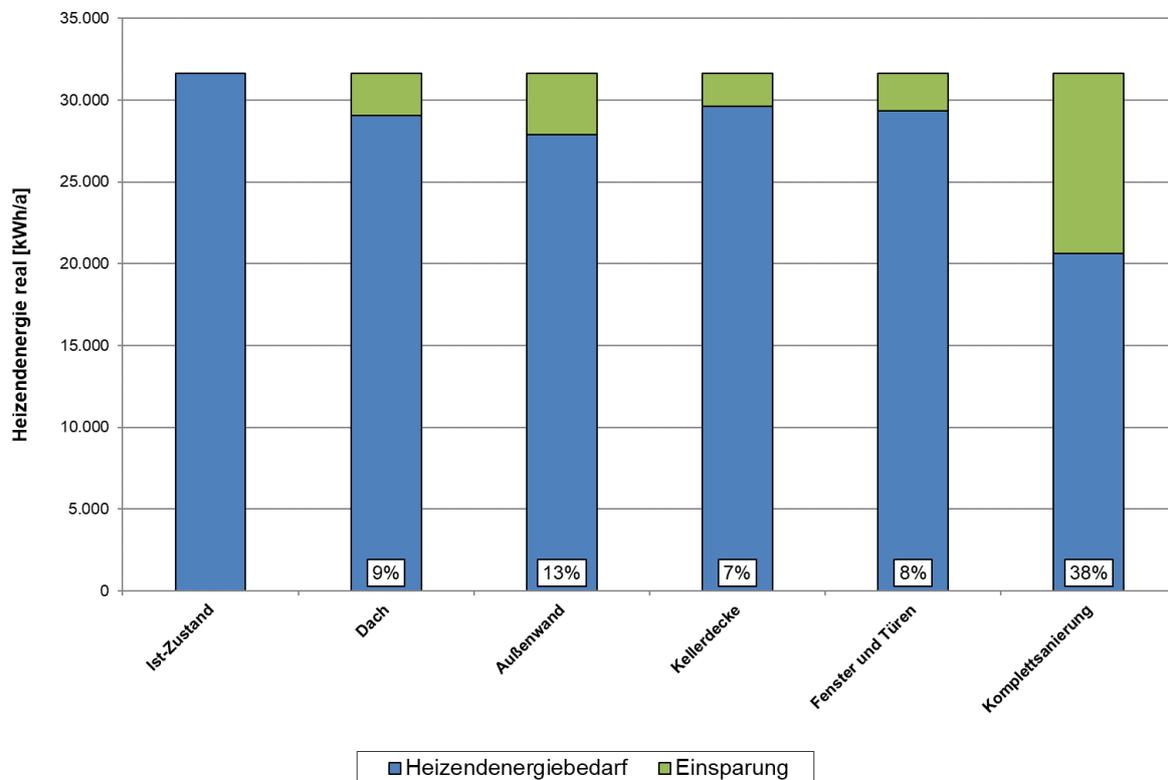


Abbildung 26: Energieeinsparpotenzial Modellgebäude 1 (EFH)

Im Ist-Zustand ergibt sich für das Modellgebäude ein Heizendenergiebedarf von rund 31.700 kWh_{Hi}/a. Dieser kann durch die Kombination aller Sanierungsmaßnahmen um ca. 11.000 kWh_{Hi}/a auf rund 20.700 kWh_{Hi}/a gesenkt werden (vgl. Tabelle 14).

Tabelle 14: Einsparung Heizendenergie Modellgebäude 1 (EFH)

Maßnahme	Heizendenergiebedarf [kWh/a]	Einsparung [kWh/a]
Ist-Zustand	31.659	-
Dach	29.048	2.611
Außenwand	27.887	3.772
Kellerdecke	29.628	2.031
Fenster und Türen	29.338	2.321
Komplettsanierung	20.634	11.024

Tabelle 15 zeigt die beispielhafte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für das Modellgebäude nach Typ 1 (EFH) unter Verwendung der genannten spezifischen Investitionskosten je Bauteil.

Tabelle 15: Statische Amortisation - Sanierungsmaßnahmen Modellgebäude 1 (EFH)

Zustand nach Sanierung lt. den Anforderungen der EnEV2016:							
Bauteil	Fläche [m ²]	Maßnahme (Dämmung WLG 035)	U-Wert Saniert [W/m ² K]	Einsparung Heizenergie [kWh/a]	Einsparung Heizkosten [€/a]	Vollkosten Sanierung [€]	statische Amortisation [a]
Dach und oberste Geschossdecke*	162	Zwischensparrendämmung 14cm	0,22	2.600	300	9.800	33
Außenwand	157	Außendämmung WDVS 14cm	0,19	3.800	430	19.700	46
Kellerdecke	150	Deckendämmung 10cm	0,24	2.000	230	5.200	23
Fenster und Türen	48	Austausch	0,90	2.300	260	19.200	> 50
Komplettsanierung	517	Alle Maßnahmen kombiniert	-	11.000	1.250	57.700	46

* es wird eine nicht begehbare Dämmung vorgesehen

Bezüglich der emittierten Treibhausgase kann eine Absenkung dieser von rund 8 t pro Jahr um 2,8 t/a auf nunmehr 5,2 t CO₂-Äquivalent gesenkt werden (vgl. Abbildung 27). Berechnungen zum CO₂-Ausstoß beruhen auf dem Einsatz von Erdgas als alleinigen Energieträger in der Liegenschaft (ca. 252 gCO₂/kWh_{Endenergie} (nach GEMIS/eigene Berechnungen IFE)).

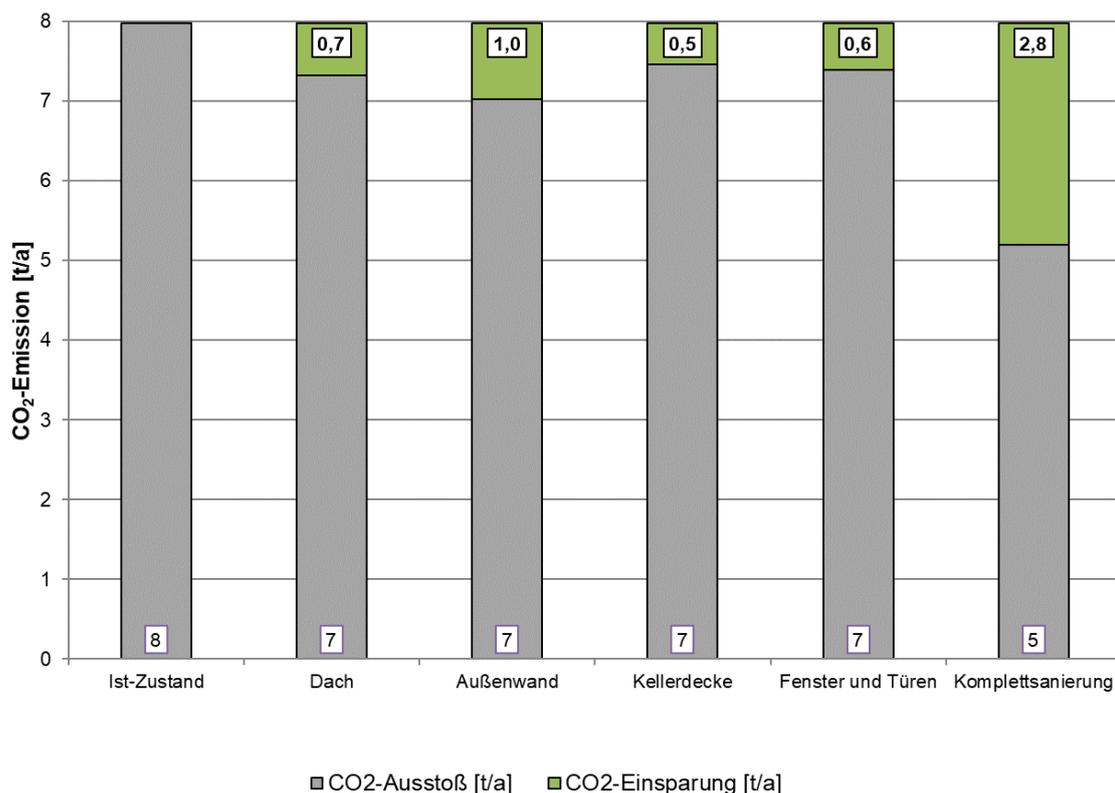


Abbildung 27: Einfluss von Sanierungsmaßnahmen auf den absoluten CO₂-Ausstoß pro Jahr

Die hier dargestellten THG-Emissionen zeigen das bauseitige Einsparpotenzial auf. Dieses beinhaltet keine Einsparungen betreffend die Erneuerung der Heizungsanlage, welche eine zusätzliche Verringerung des THG-Ausstoßes ermöglicht (vgl. Kapitel 4.3).

4.1.4.2 Gebäudetyp 2 (ZFH/MFH)

Abbildung 28 zeigt die prozentualen Einsparpotentiale je durchgeführter Sanierungsmaßnahme und bei Komplettsanierung für ein Wohnhaus des Gebäudetyps 2 (ZFH/MFH).

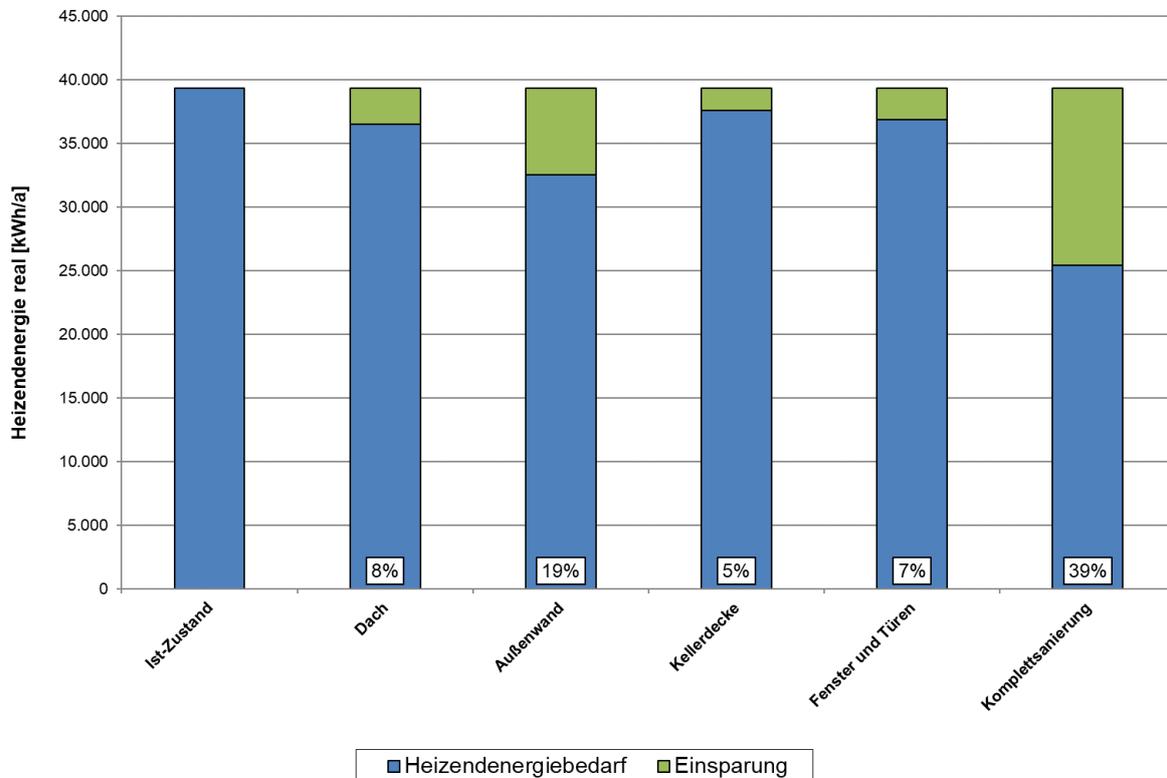


Abbildung 28: Energieeinsparpotenzial Modellgebäude 2 (ZFH/MFH)

Im Ist-Zustand ergibt sich für das Modellgebäude ein Heizendenergiebedarf von rund 39.400 kWh_{Hi}/a. Dieser kann durch die Kombination aller Sanierungsmaßnahmen um ca. 14.000 kWh_{Hi}/a auf rund 25.400 kWh_{Hi}/a gesenkt werden (vgl. Tabelle 16).

Tabelle 16: Einsparung Heizendenergie Modellgebäude 2 (ZFH/MFH)

Maßnahme	Heizendenergiebedarf [kWh/a]	Einsparung [kWh/a]
Ist-Zustand	39.375	-
Dach	36.511	2.864
Außenwand	32.573	6.801
Kellerdecke	37.585	1.790
Fenster und Türen	36.869	2.506
Komplettsanierung	25.414	13.961

Tabelle 17 zeigt die beispielhafte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für das Modellgebäude nach Typ 2 (ZFH/MFH) unter Verwendung der genannten spezifischen Investitionskosten je Bauteil.

Tabelle 17: Statische Amortisation - Sanierungsmaßnahmen Modellgebäude 2 (ZFH/MFH)

Zustand nach Sanierung lt. den Anforderungen der EnEV2016:							
Bauteil	Fläche [m²]	Maßnahme (Dämmung WLG 035)	U-Wert Saniert [W/m²K]	Einsparung Heizenergie [kWh/a]	Einsparung Heizkosten [€/a]	Vollkosten Sanierung [€]	statische Amortisation [a]
Dach und oberste Geschossdecke*	131	Zwischensparrendämmung 14cm	0,22	2.900	300	8.100	27
Außenwand	255	Außendämmung WDVS 14cm	0,19	6.800	720	31.900	44
Kellerdecke	121	Deckendämmung 10cm	0,24	1.800	190	4.200	22
Fenster und Türen	48	Austausch	0,90	2.500	270	19.200	> 50
Komplettsanierung	555	Alle Maßnahmen kombiniert	-	14.000	1.480	66.100	45

* es wird eine nicht begehbare Dämmung vorgesehen

Bezüglich der emittierten Treibhausgase kann eine Absenkung dieser von rund 9,9 t pro Jahr um 3,5 t/a auf nunmehr 6,4 t CO₂-Äquivalent gesenkt werden (vgl. Abbildung 29). Berechnungen zum CO₂-Ausstoß beruhen auf dem Einsatz von Erdgas als alleinigen Energieträger in der Liegenschaft (ca. 252 gCO₂/kWh_{Endenergie} (nach GEMIS/eigene Berechnungen IfE)).

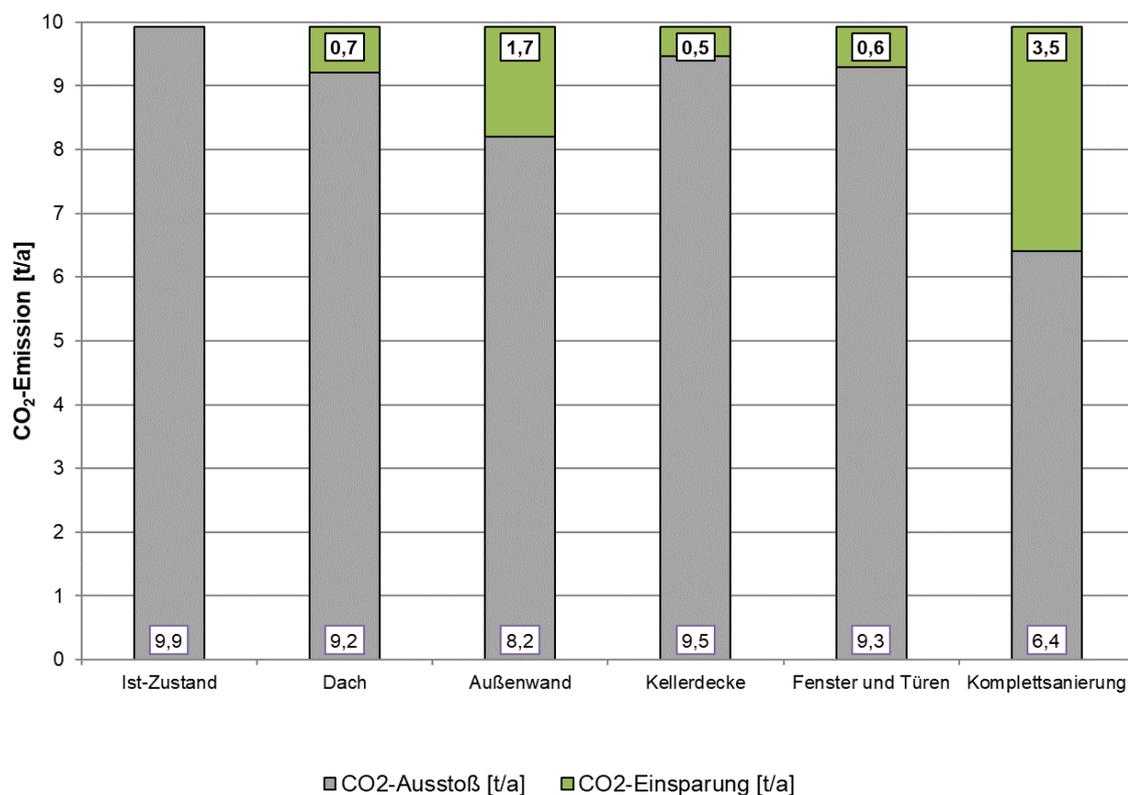


Abbildung 29: Einfluss von Sanierungsmaßnahmen auf den absoluten CO₂-Ausstoß pro Jahr

Die hier dargestellten THG-Emissionen zeigen das bauseitige Einsparpotenzial auf. Dieses beinhaltet keine Einsparungen betreffend die Erneuerung der Heizungsanlage, welche eine zusätzliche Verringerung des THG-Ausstoßes ermöglicht (vgl. Kapitel 4.3).

4.1.4.3 Gebäudetyp 3 (RMH)

Abbildung 30 zeigt die prozentualen Einsparpotentiale je durchgeführter Sanierungsmaßnahme und bei Komplettsanierung für ein Wohnhaus des Gebäudetyps 3 (RMH).

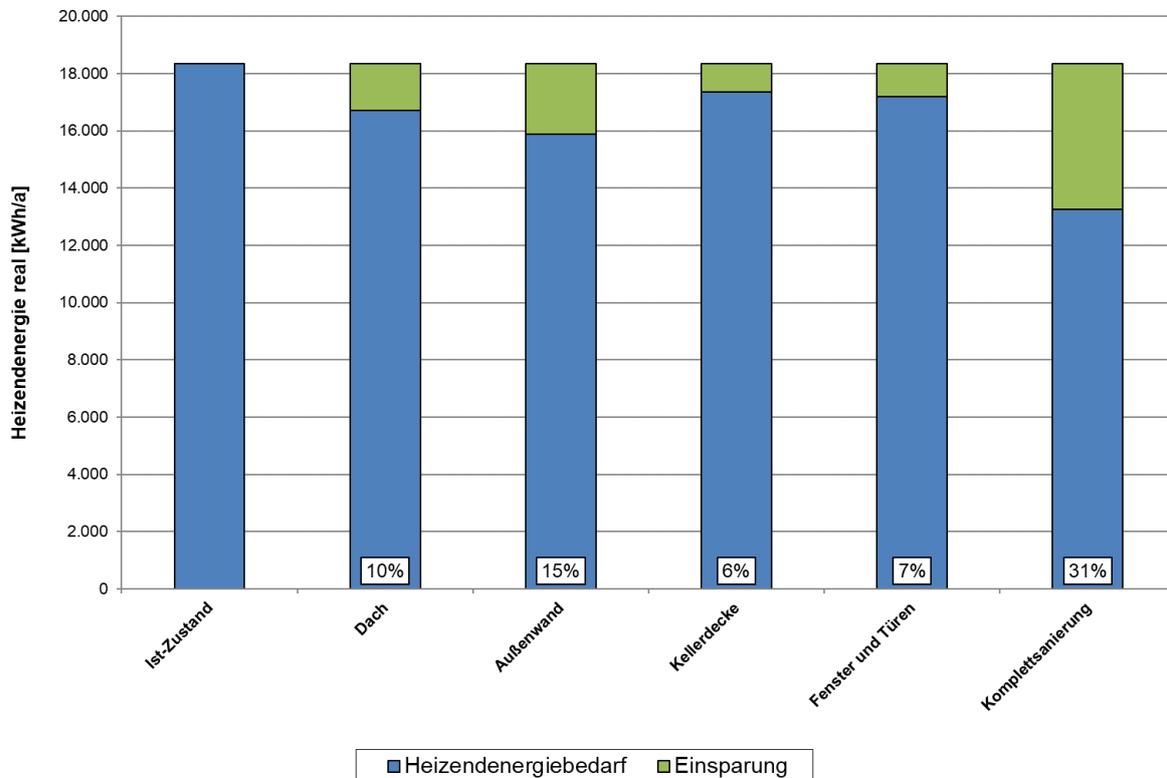


Abbildung 30: Energieeinsparpotenzial Modellgebäude 3 (RMH)

Im Ist-Zustand ergibt sich für das Modellgebäude ein Heizendenergiebedarf von rund 18.400 kWh_{Hi}/a. Dieser kann durch die Kombination aller Sanierungsmaßnahmen auf rund 13.300 kWh_{Hi}/a um ca. 5.100 kWh_{Hi}/a gesenkt werden (vgl. Tabelle 18).

Tabelle 18: Einsparung Heizendenergie Modellgebäude 3 (RMH)

Maßnahme	Heizendenergiebedarf [kWh/a]	Einsparung [kWh/a]
Ist-Zustand	18.351	-
Dach	16.707	1.644
Außenwand	15.885	2.466
Kellerdecke	17.365	986
Fenster und Türen	17.201	1.151
Komplettsanierung	13.255	5.096

Tabelle 19 zeigt die beispielhafte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für das Modellgebäude nach Typ 3 (RMH) unter Verwendung der genannten spezifischen Investitionskosten je Bauteil.

Tabelle 19: Statische Amortisation - Sanierungsmaßnahmen Modellgebäude 3 (RMH)

Zustand nach Sanierung lt. den Anforderungen der EnEV2016:							
Bauteil	Fläche [m ²]	Maßnahme (Dämmung WLG 035)	U-Wert Saniert [W/m ² K]	Einsparung Heizenergie [kWh/a]	Einsparung Heizkosten [€/a]	Vollkosten Sanierung [€]	statische Amortisation [a]
Dach	75	Zwischensparrendämmung 14cm	0,22	1.600	230	5.300	23
Außenwand	74	Außendämmung WDVS 14cm	0,19	2.500	350	9.300	27
Kellerdecke	65	Deckendämmung 10cm	0,24	1.000	140	2.300	16
Fenster und Türen	24	Austausch	0,90	1.200	160	9.600	> 50
Komplettisanierung	238	Alle Maßnahmen kombiniert	-	5.100	730	26.400	36

Bezüglich der emittierten Treibhausgase kann eine Absenkung dieser von rund 4,6 t pro Jahr um 1,3 t/a auf nunmehr 3,3 t CO₂-Äquivalent gesenkt werden (vgl. Abbildung 31). Berechnungen zum CO₂-Ausstoß beruhen auf dem Einsatz von Erdgas als alleinigen Energieträger in der Liegenschaft (ca. 252 gCO₂/kWh_{Endenergie} (nach GEMIS/eigene Berechnungen IfE)).

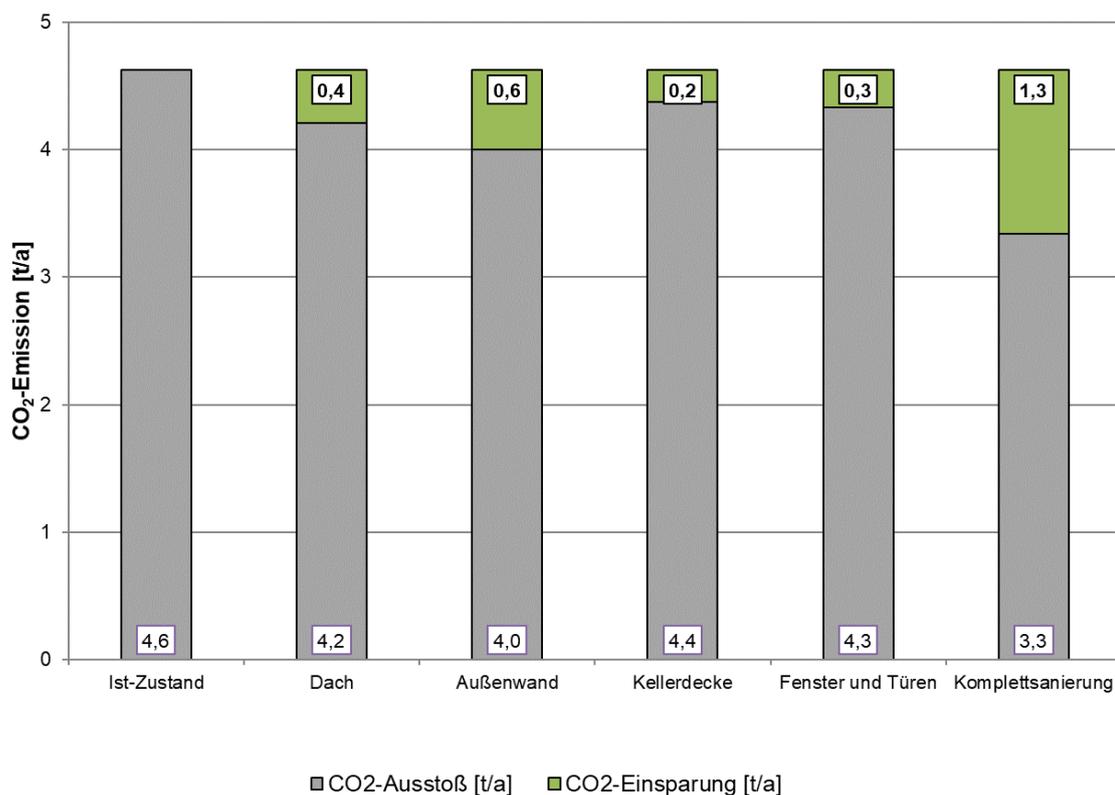


Abbildung 31: Einfluss von Sanierungsmaßnahmen auf den absoluten CO₂-Ausstoß pro Jahr

Die hier dargestellten THG-Emissionen zeigen das bauseitige Einsparpotenzial auf. Dieses beinhaltet keine Einsparungen betreffend die Erneuerung der Heizungsanlage, welche eine zusätzliche Verringerung des THG-Ausstoßes ermöglicht (vgl. Kapitel 4.3).

4.2 Dimensionierung dezentraler Wärmeversorgungsvarianten auf Grundlage der betrachteten Modellgebäude

Aufbauend auf dem kalkulierten Energiebedarf der Gebäude werden, konkurrierend zu einer zentralen, leitungsgebundenen Wärmeversorgung dezentrale Wärmeversorgungsvarianten dimensioniert und auf ihre Wirtschaftlichkeit hin geprüft. Als Grundlage dienen auch hier die im Anhang angeführten Grundannahmen.

Bewertete Heizungsanlagen:

- Pelletkessel
- Luft-/Wasser - Wärmepumpe
- Wasser-/Wasser - Wärmepumpe
- Heizöl-Brennwerttherme mit Solarthermieanlage
- Gas-Brennwerttherme mit Solarthermieanlage
- Gas-Brennwerttherme ohne Solarthermieanlage

Nachfolgende Tabelle zeigt die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten (netto) für eine dezentrale Wärmeerzeugung in den drei unterschiedlichen Gebäudetypen. Bei den WGK handelt es sich um durchschnittliche Richtwerte, die jedoch je nach Gebäude und individueller Anlagentechnik in beide Richtungen variieren können. Zur besseren Vergleichbarkeit sind die WGK ebenso wie in den Wärmeverbundvarianten als Nettokosten ohne MwSt. ausgewiesen.

Alle Berechnungen wurden ebenso wie in den vergangenen Kapiteln in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 und unter Berücksichtigung möglicher BAFA-Fördermittel (nur Standardförderungen, keine Innovations- und Zusatzfördermittel) durchgeführt.

Die beiden auf Wärmepumpen basierenden Varianten sind aufgrund der mittlerweile größeren Nachfrage mit abgebildet, sollten jedoch nur dann zum Einsatz kommen, wenn das nötige, niedrige Temperaturniveau für einen effizienten Betrieb, im Gebäude beispielsweise durch Flächenheizungen, vorliegt.

Ferner ist bei der Wahl des künftigen Wärmeerzeugers darauf zu achten, welchen energetischen Standard die Liegenschaft bspw. durch eine einhergehende Sanierung erlangen soll. Wird z. B. der Betrieb eines fossilen Wärmeerzeugers (z. B. Erdgastherme) angestrebt, sind u. U. entsprechende „Ersatzmaßnahmen“ (z. B. Lüftung, PV-Anlage etc.) zu berücksichtigen. Die genauen Vorgaben sind im Einzelnen dem Gesetzestext (EnEV und EEWärmeG) zu entnehmen.

Tabelle 20: Mittlere, dezentrale Wärmegestehungskosten – Übersicht

		Pellets	Luft-Wärmepumpe	Wasser/Wasser- Wärmepumpe	Heizölbrennwert + Solar - Hochpreis	Heizölbrennwert + Solar - Aktuell	Heizölbrennwert	Gasbrennwert	Gasbrennwert + Solar
Wärmegestehungskosten [€-Cent/kWh_{th}]									
Einfamilienhaus	IST	13,7	15,7	15,5	16,4	12,6	10,4	9,5	11,7
	SANIERT	17,5	17,1	17,5	19,0	15,3	12,6	11,4	14,1
Zwei-/Mehrfamilienhaus	IST	12,9	17,6	15,1	15,7	11,8	10,0	8,9	10,7
	SANIERT	15,4	16,2	17,2	17,3	13,5	11,4	10,3	12,5
Reihenmittelhaus	IST	18,7	19,6	20,8	20,0	16,4	13,4	12,0	15,2
	SANIERT	23,5	21,1	23,1	22,8	19,2	15,8	14,1	17,6

4.3 CO₂-Bilanz dezentraler Versorgung

Auf den nachfolgenden Abbildungen sind die rechnerisch für jedes Modellgebäude im unsanierten und im sanierten Zustand und nach Wärmeerzeuger berechneten, Treibhausgasemissionen in Form des CO₂-Äquivalent aufgezeigt. Global betrachtet bietet eine Wärmeversorgung mittels Holzpellets, unter Berücksichtigung der Umsetzbarkeit, das größte rechnerische THG-Einsparpotenzial. Solarthermieanlagen verringern den CO₂-Ausstoß im Mittel um rund 11 – 18 % im Hinblick auf ein Gasbrennwert- oder Heizölgerät.

Bei den angeführten Wärmepumpenanlagen wird mit einem Bezug des zum Betrieb notwendigen elektrischen Stromes aus dem Niederspannungsnetz („deutscher Strommix“) gerechnet. Beim Einsatz von regenerativ erzeugtem Strom ergeben sich für diese Art der Wärmeerzeugung nochmals niedrigere Emissionswerte. Ebenso in Verbindung mit Aufdach-PV-Anlagen welche zur überwiegenden Eigenstromnutzung betrieben werden.

Nachfolgender Tabelle 21 können die absoluten, zu erwartenden CO₂-Emissionswerte der unterschiedlichen Modellgebäude auf Basis verschiedener Energieträger entnommen werden.

Eine detaillierte, grafische Darstellung der Ergebnisse zum THG-Ausstoß ist in Anhang 7.6 beigefügt.

Tabelle 21: Mittlere, dezentrale THG-Emissionen der Modellgebäude nach Anlagenart

		Pellets	Luft-Wärmepumpe	Wasser/Wasser-Wärmepumpe	Heizölbrennwert + Solar - Aktuell	Heizölbrennwert	Gasbrennwert	Gasbrennwert + Solar
		CO₂-Emissionen in t pro Jahr						
Einfamilienhaus	IST	0,99	6,72	4,80	7,71	8,87	6,81	5,93
	SANIERT	0,65	3,65	2,74	4,85	5,78	4,44	3,73
Zwei-/Mehrfamilienhaus	IST	1,23	8,36	5,97	9,88	11,03	8,47	7,59
	SANIERT	0,80	4,50	3,37	6,20	7,12	5,47	4,76
Reihenmittelhaus	IST	0,58	3,90	2,78	4,22	5,14	3,95	3,24
	SANIERT	0,42	2,35	1,76	3,02	3,71	2,85	2,32

4.4 Zusammenfassung

Gebäudesanierung:

Die Empfehlungen zur Durchführung von Sanierungsmaßnahmen werden entsprechend den sich jeweils ergebenden Amortisationszeiten in kurzfristige (< 10 Jahre), mittelfristige (10 – 20 Jahre) und langfristige Maßnahmen (20 – 30 Jahre) eingeteilt. Die Amortisationszeiten gelten für einen einwandfreien Zustand der jeweiligen Bauteile. Die Amortisationszeiten der Maßnahmen bei beschädigten Dämmungen oder undichten Fenstern liegen wesentlich niedriger. Ebenso beeinflussen mögliche Eigenleistungen oder sogenannte „Sowieso-Maßnahmen“ im Rahmen normaler Instandhaltungsmaßnahmen diese z. T. erheblich. Die Ergebnisse der Sanierungsbetrachtung der vorgestellten Gebäudetypen lassen für die im Einzelnen anzustrebenden Sanierungsmaßnahmen folgende Schlüsse zu:

Dämmung der Dachflächen und obersten Geschossdecke:

Das mittlere Energieeinsparpotenzial betreffend eines nachträglichen Einbaus oder einer Erneuerung der vorhandenen Dämmung des Dachstuhls und der obersten Geschossdecke beläuft sich auf rund 8 bis 10 % am Endenergiebedarf.

Der Amortisationszeitraum bewegt sich durchschnittlich im Bereich zwischen 23 (RMH) und 33 Jahren (EFH).

Dämmung der Außenwände:

Die Anbringung eines Wärmedämmverbundsystems (WDVS) auf die vorhandene Fassade ermöglicht die Erschließung eines Einsparpotenzials von rund 13 bis 19 % am Endenergiebedarf.

Der Amortisationszeitraum bewegt sich hier durchschnittlich im Bereich zwischen 27 (RMH) und 46 Jahren (EFH) bzw. 44 Jahren (ZFH/MFH). Eine Durchführung dieser Maßnahme sollte mit Blick auf generelle Sanierungsarbeiten an der Fassade geprüft werden.

Fenstertausch:

Der Austausch der vorhandenen Zwei-Scheiben-Verglasung durch neue, moderne Dreifachverglaste Fensterelemente bietet ein Einsparpotenzial von 7 bis 8 %.

Im Hinblick auf die Amortisation dieser Maßnahme von > 50 Jahren für alle Modellgebäude ist diese aus rein wirtschaftlicher Sicht nicht darstellbar. Bezüglich des Alters der vorhandenen Fensterelemente und möglicher Undichtigkeiten, die an dieser Stelle nicht näher berücksichtigt

werden können, ist eine Umsetzung im Rahmen einer „Sowieso-Maßnahme“ jedoch zu empfehlen, da hier nur noch die Mehrkosten für energetisch besonders gute Fensterelemente anzusetzen sind.

Zudem fallen die Amortisationszeiten bei undichten Fenstern kürzer aus, als in den Tabellen angegeben. Ferner ist darauf zu achten, dass bei einem Tausch der U-Wert des neuen Fensters den der Außenwand nicht unterschreitet. Deshalb sollte bei Gebäuden, welche diese Problematik aufweisen auch immer die Möglichkeit zur Montage eines Wärmedämmverbundsystems in Erwägung gezogen werden. Alternativ kann auch auf eine 2-fach-Verglasung zurückgegriffen werden.

Haben die Bestandsfenster bis zu einem Baualter von 1984 – 1994 einen Alu- oder Stahlrahmen, und somit einen mit $4,3 \text{ W/m}^2\text{K}$ weit höheren U-Wert als die hier angesetzten Fenster mit Holzrahmen, ist eher von einer Amortisationszeit in wirtschaftlichem Rahmen auszugehen.

Nach einem Fenstertausch ist auf einen ausreichenden Luftwechsel zu achten. Eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung kann helfen, Schäden durch nicht ausreichendes Lüften zu vermeiden und den Energiebedarf weiter zu senken.

Dämmung der Kellerdecke:

Die Dämmung der Unterseiten der Decken von unbeheizten Kellerräumen stellt eine sinnvolle Möglichkeit zur Reduzierung des Heizenergieverbrauchs, vor allem bei Gebäuden mit einem Baujahr vor 1983, dar. Die Endenergieeinsparung liegt bei rund 5 – 7 %, während sich Amortisationszeiten von 16 (RMH) bis 23 Jahren (EFH) ergeben.

Bei nach 1983 errichteten Gebäuden amortisiert sich die Maßnahme immer noch in einem längerfristigen Rahmen.

Es wird weiterhin empfohlen, bei geplanten Sanierungsmaßnahmen einen Experten (Energieberater) für die Planung und Überwachung der fachgerechten Umsetzung zu konsultieren.

Heizungsanlage:

Generell sollten Heizkessel ab einem Alter von mehr als 20 Jahren ausgetauscht werden. Die Durchführung des hydraulischen Abgleichs der Heizungsanlage ist eine sich kurz- bis mittelfristig amortisierende und somit sinnvolle Maßnahme. Werden die Heizkreise über stufengeregelte Umwälzpumpen versorgt wird empfohlen diese gegen elektronisch geregelte, hocheffiziente Umwälzpumpen zu ersetzen. Eine Amortisation dieser Heizkreispumpen stellt sich in der Regel innerhalb weniger Jahre ein. Zudem ist aus ökologischer Sicht mindestens die Umstellung des Betriebs von Heizöl auf Erdgas prüfenswert, soweit nicht in Betracht gezogen wird, auf regenerative Energieträger wie z. B. Holzpellets oder Solare Energie zu setzen.

Ebenso sinnvoll, auch und gerade unter den gültigen Gesetzesvorgaben, ist der Einsatz von Solarthermieanlagen in Kombination mit fossilen Energieträgern. Hier können sich Brennstoff und CO₂-Einsparungen von bis zu 20 % ergeben.

Tabelle 22 zeigt die anhand der Rahmenbedingungen der Modellgebäude ermittelten, durchschnittlichen dezentralen Wärmegegestehungskosten.

Die unter dem aktuellen Preisgefüge für Brennstoffe und elektrische Energie günstigste Wärmeversorgung bietet in allen Gebäuden eine auf Erdgas basierte Heizungsanlage.

Tabelle 22: Mittlere, dezentrale Wärmegestehungskosten – Übersicht

		Pellets	Luft-Wärmepumpe	Wasser/Wasser-Wärmepumpe	Heizölbrennwert + Solar - Hochpreis	Heizölbrennwert + Solar - Aktuell	Heizölbrennwert	Gasbrennwert	Gasbrennwert + Solar
Wärmegestehungskosten [€-Cent/kWh_{th}]									
Einfamilienhaus	IST	13,7	15,7	15,5	16,4	12,6	10,4	9,5	11,7
	SANIERT	17,5	17,1	17,5	19,0	15,3	12,6	11,4	14,1
Zwei-/Mehrfamilienhaus	IST	12,9	17,6	15,1	15,7	11,8	10,0	8,9	10,7
	SANIERT	15,4	16,2	17,2	17,3	13,5	11,4	10,3	12,5
Reihenmittelhaus	IST	18,7	19,6	20,8	20,0	16,4	13,4	12,0	15,2
	SANIERT	23,5	21,1	23,1	22,8	19,2	15,8	14,1	17,6

5 Nahwärmeverbund 2037 im (teil-)sanierten Zustand

5.1 Nahwärmeverbund 2037

Ein weiterer Blickwinkel aus dem ein möglicher Wärmeverbund betrachtet wird, ist die künftige Entwicklung des energetischen Gebäudestandards im Quartier. Hierzu werden die bereits ermittelten Gebäudedaten herangezogen und mittels einer potenziellen Sanierungsrate energetisch neu bewertet. Anschließend wird eine Wirtschaftlichkeitsberechnung inkl. ökologischer Bilanzierung des Wärmeverbunds mit dem dann niedrigeren Energiebedarf berechnet.

Als Ziel der energetischen Sanierung eines Gebäudes ist hierbei der derzeit gültige Stand lt. der EnEV (2016), auf welches ein jährlicher Anteil der Gebäude im Betrachtungsgebiet saniert werden soll, definiert. Das der Betrachtung im sanierten Fall zugrunde gelegte mittlere Einsparpotenzial basiert auf den Ergebnissen aus Kapitel 4.

Da es das erklärte Ziel der Stadt Ingolstadt lt. dem Klimaschutzplan von 2007 ist, Effizienzsteigerungen und den Anteil der regenerativen Energien stark voranzutreiben und die derzeitige Entwicklung im Immobiliensektor dies durch Nachverdichtung von Wohngebieten (Um- oder Neubauten) unterstützen, ist davon auszugehen, dass im Mittel eine höhere Sanierungsquote im Vergleich zum Bundesdurchschnitt vorliegt. Als mittlere Sanierungsrate wird daher in Abstimmung mit dem Auftraggeber ein Prozentsatz von 1,5 % pro Jahr in den Berechnungen berücksichtigt.

Da eine Abschätzung, welche Gebäude künftig einer Sanierung unterzogen werden und welche nicht, kaum möglich ist, wird der bekannte Trassenverlauf aus dem vorangegangenen Kapitel auch für diese Betrachtung ohne größere Änderungen übernommen.

Für den Strombedarf im Quartier wird angenommen, dass dieser konstant bleibt. Dies kann u. a. durch die wachsende Anzahl an Elektrogeräten und der Technischen Gebäudeausrüstung (z. B. Lüftung, Klimatisierung) in den Haushalten, welche mögliche Einsparpotenziale durch Effizienzsteigerungen kompensieren, begründet werden.

In Tabelle 23 sind die Kenndaten des Nahwärmenetzes der möglichen Nahwärmeverbundlösung 2037 dargestellt. Die zu installierende Spitzenleistung beträgt rund $1.310 \text{ kW}_{\text{th}}$. Das gesamte Netz hat nach wie vor eine Länge von etwa 3.166 Meter, die spezifische Wärmebelegung beläuft sich im sanierten Fall nur noch auf etwa $630 \text{ kWh}_{\text{th}}$ pro Meter und Jahr (vorher ca. $800 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m}\cdot\text{a})$), der Netzverlust ist ebenfalls mit rund $620.000 \text{ kWh}_{\text{th}}$ zu beziffern, dies entspricht jedoch nun einem Anteil von ca. 31,0 % der bereitzustellenden Nutzwärme.

Tabelle 23: Die Kenndaten der Nahwärmeverbundlösung in 2037

Kenndaten des Wärmenetzes		
Netzlänge	3.166	[m]
Heizleistung	1.310	[kW]
Nutzwärmebedarf	1.999.000	[kWh/a]
Verlustwärme	620.000	[kWh/a]
Verlust	31,0	[%]
Wärmebelegung	630	[kWh/m·a]

5.2 Wärmebedarf

Der Wärmebedarf in den einzelnen Liegenschaften ergibt sich, wie in Kapitel 2 beschrieben, aus einer Hochrechnung der aus den in Abstimmung mit anerkannten Richtwerten bestimmten spezifischen Wärmeverbrauchswerten der Anwohnerbefragung. Im Anschluss wird diese Wärmeverbrauchskennzahl (WKZ) unter Anwendung der mittleren Sanierungsrate von rund 1,5 % pro Jahr (anhand der beheizten Gebäudenutzfläche) anteilig für jedes Jahr ab 2017 bestimmt. Die WKZ ergibt sich anhand des mittleren Einsparpotenzials von rund 35 %, welches aus der Betrachtung der Modellgebäude in Kapitel 4 hervorgeht.

Eckdaten zur Wärmeverbrauchsentwicklung:

Mittlere, Spezifische Wärmeverbrauchskennzahl 2016: ca. 137,7 kWh_{th}/m²a

Spezifische Wärmeverbrauchskennzahl SANIERT: ca. 89,5 kWh_{th}/m²a

(Entspricht in etwa dem spez. Raumwärmebedarf eines auf EnEV-Anforderungen sanierten Bestandsgebäudes inkl. Berücksichtigung eines Zuschlags von 40 % ggü. dem Neubauniveau – siehe auch Kapitel 4)

Spezifische Wärmeverbrauchskennzahl Warmwasser: 12,5 kWh_{th}/m²a

(Anteil, welcher lt. den Vorgaben der EnEV für die Warmwasserbereitung anzusetzen ist. Dieser Wärmebedarf ist von möglichen Sanierungsmaßnahmen unabhängig.)

Beheizte Nutzfläche im Quartier: ca. 29.400 m²

Im Ergebnis sind im Jahr bei einer Sanierungsrate von 1,5 % rund 8.000 m² beheizte Nutzfläche von insgesamt 29.400 m² einer Sanierung unterzogen worden. Dies entspricht einem Anteil von rund 27,2 % der gesamten, beheizten Wohn- und Nutzfläche im Quartier.

Die mittlere Wärmeverbrauchskennzahl im Quartier kann im angegebenen Zeitraum (20 Jahre) von ca. 150,2 kWh_{th}/m²a auf rund 113,7 kWh_{th}/m²a abgesenkt werden.

So ergeben sich für das (teil-)sanierte Betrachtungsgebiet, unter Berücksichtigung einer Anschlussquote von 60 %, im Jahr rund 2.004 MWh_{th}.

Der jährliche Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung wird aus der Summe des Wärmebedarfs der Abnehmer und dem Netzverlust kalkuliert. Mit einem Wärmebedarf von rund 2.004 MWh_{th} und einem Netzverlust von rund 620 MWh_{th} ergibt sich ein jährlicher Gesamtwärmebedarf von rund 2.624 MWh_{th}.

Mit Hilfe der so genannten Gradtagsmethode der VDI-Richtlinie 2067 können auch hier die monatlichen Bedarfswerte aus dem Jahreswärmebedarf abgeleitet werden. Die Grundidee der Gradtagsmethode basiert auf empirisch ermittelten Monatsbedarfswerten und deren Anteil am Jahresbedarf. In Abbildung 32 und Abbildung 33 (inkl. auftretender Wärmeverluste über die Nahwärmeleitungen) ist der monatliche Gesamtwärmebedarf dargestellt.

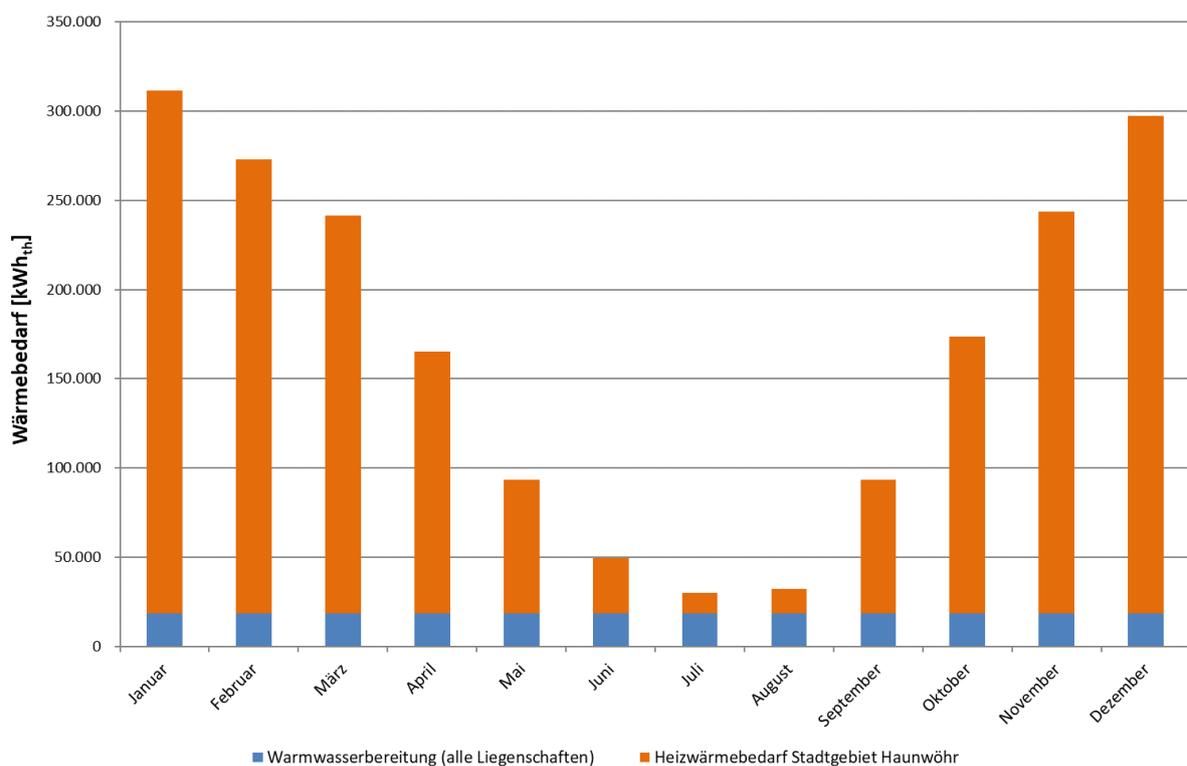


Abbildung 32: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung im sanierten Zustand mit 60 % Anschlussquote ohne Netzwärmeverluste

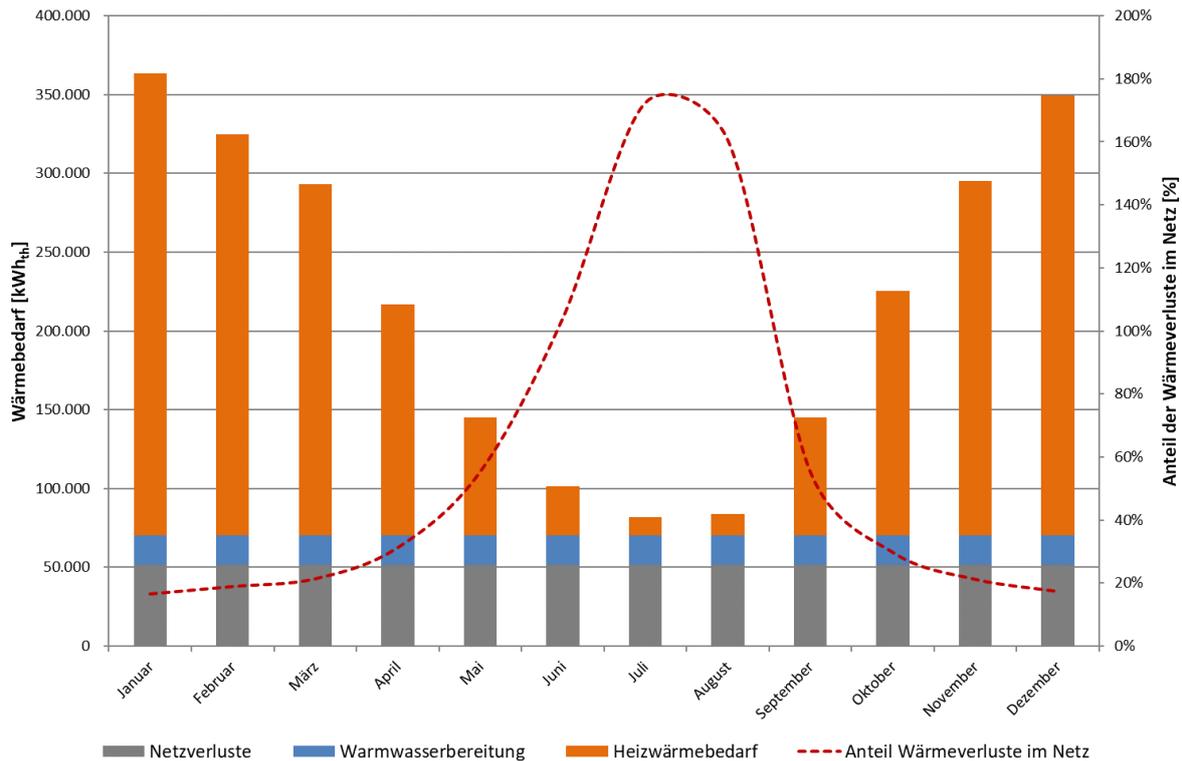


Abbildung 33: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung im sanierten Zustand mit 60 % Anschlussquote mit Netzwärmeverluste

Anhand des ermittelten monatlichen Wärmebedarfs wird, analog zum ersten Wärmeverbund, die geordnete Jahresdauerlinie des thermischen Energiebedarfs erstellt und für die Auslegung modularer Heizanlagen systeme herangezogen.

In Abbildung 34 ist die geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs der Nahwärmeverbundlösung im (teil-)sanierten Zustand dargestellt. Zum Vergleich ist auch die Jahresdauerlinie des energetischen IST-Zustandes eingefügt.

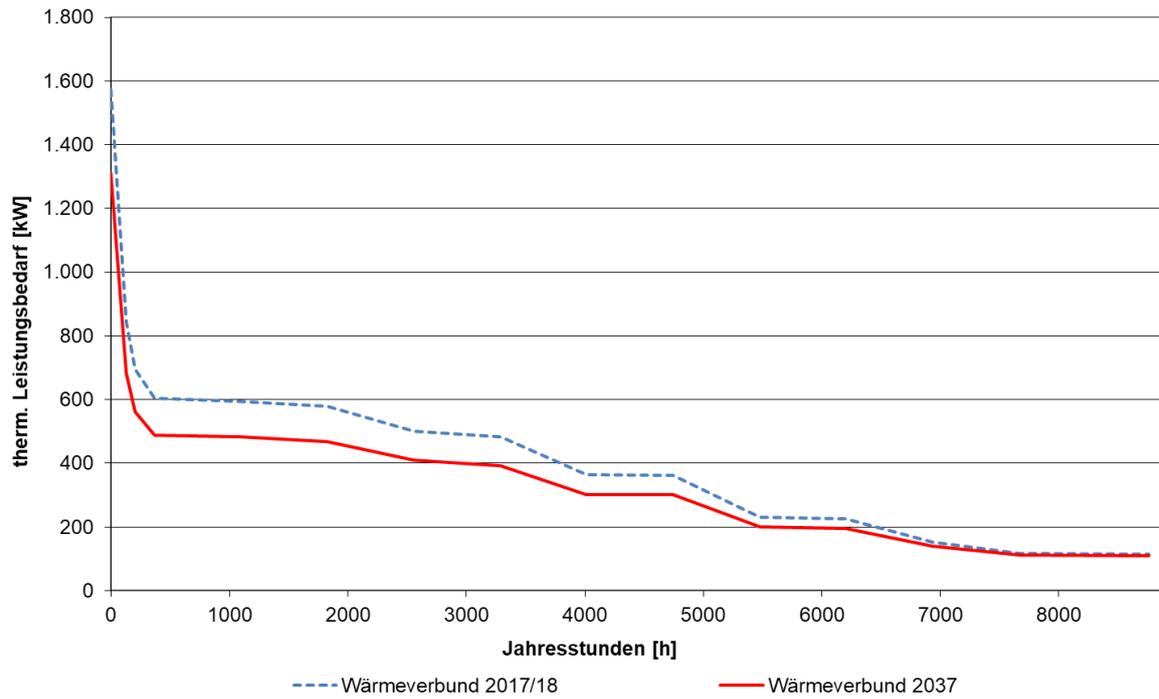


Abbildung 34: Geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs der Nahwärmeverbundlösung im sanierten Zustand (2037)

5.3 Versorgungsvarianten

Die Auslegung der einzelnen Wärmeversorgungsvarianten erfolgt analog zur Vorgehensweise aus Kapitel 3.3 anhand der in Kapitel 5.2 dargestellten Jahresdauerlinie.

Die jeweilig verwendeten Wärme- bzw. Energieerzeuger bleiben identisch zu denen aus dem vorangegangenen Kapitel. Jedoch wird aufgrund des verminderten Wärmebedarfs im Jahr 2037 entsprechend die Laufzeit der Aggregate angepasst. Dieser geringere Wärmebedarf hat zur Folge, dass die Grund- und Mittellastaggregate über alle Varianten eine niedrigere Auslastung erfahren und so deren Jahresvollbenutzungsstunden sinken.

Nachfolgender Überblick stellt nochmals die in Kapitel 3.3 bereits näher beschriebenen Wärme- und Energieerzeuger dar.

Überblick:

Variante 1.0:	2 Erdgaskessel (Referenz)	
Variante 1.1:	Erdgas-BHKW (240 kW _{el})	+Erdgasspitzenlastkessel
Variante 1.2:	Biomethan-BHKW (240 kW _{el})	+Erdgasspitzenlastkessel
Variante 1.3:	Pelletkessel	+Erdgasspitzenlastkessel
Variante 1.4:	Erdgas-BHKW (140 kW _{el}) +Pelletkessel	+Erdgasspitzenlastkessel

5.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung gelten die im Anhang erläuterten Grundannahmen.

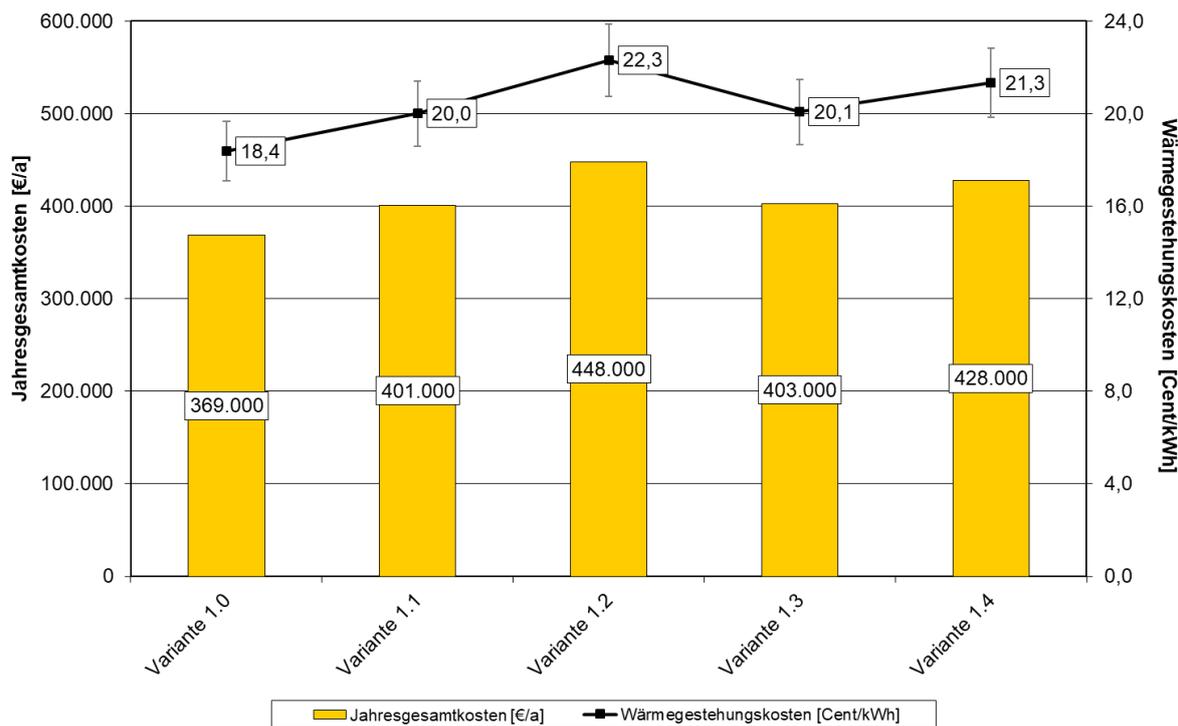
Unter den beschriebenen Voraussetzungen der Gebäudesanierung ergibt sich im Betrachtungsgebiet insgesamt ein niedrigerer Wärmebedarf. Dies hat zur Folge, dass die Aggregate zur Wärme- bzw. Energiebereitstellung eine, im Vergleich zur energetischen IST-Situation, niedrigere jährliche Laufzeit aufweisen.

Da die gleichen Anlagen wie unter 3.3 zum Einsatz kommen, bleibt die Höhe der Investitionskosten aus Kapitel 3.4.1 bestehen.

Die jährlichen Ausgaben sinken entsprechend der niedrigeren abgesetzten Wärmemenge im Nahwärmeverbund vor allem bedingt durch den geringeren Verbrauch der Energieträger sowie der einzusetzenden Hilfsenergie zum Anlagenbetrieb. Weiterhin etwas niedriger anzusetzen sind die zu erwartenden Betriebskosten. Die jährlichen, kapitalgebundenen Kosten, bleiben in ihrer Höhe auf gleichem Niveau.

Da sich die BHKW-Module zur Grundlastdeckung vor allem in den Varianten 1.2 und 1.3 in der jährlichen Laufzeit zum Betrieb im unsanierten Quartierszustand unterscheiden, ergeben sich hier auch Unterschiede bei den jährlichen Einnahmen durch die Stromeinspeisung, die Eigenstromnutzung und die Vergütung durch das KWKG und das EEG sowie die Energiesteuerrück-erstattung. Diese bewegen sich im Bereich um ca. 10.000 €/a für die Variante 1.2 und ca. 20.000 € für die Variante 1.3. Variante 1.4 erzielt nahezu gleichbleibende Einnahmen, da das BHKW weiterhin 7.000 h pro Jahr lauffähig ist.

Im Ergebnis zeigt Abbildung 35 die kalkulierten Jahresgesamtkosten und die Wärme-gestehungskosten der einzelnen Varianten im Nahwärmeverbund 2037. Die Jahresgesamtkosten ergeben sich aus der Summe der jährlichen kapitalgebundenen-, betriebsgebundenen-, verbrauchsgelundenen und sonstigen Kosten abzüglich der erzielten Einnahmen. Aus den Jahresgesamtkosten werden die spezifischen Wärme-gestehungskosten ermittelt, die die Kosten pro Kilowattstunde bereitgestellter Nutzwärme beziffern. Die spezifischen Wärme-gestehungskosten dienen als wichtigste Kenngröße zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von Wärme-versorgungsanlagen. So müssen sich alternative Konzepte zur Wärmebereitstellung stets an den spezifischen Wärme-gestehungskosten der als Referenz festgelegten Versorgungsvariante messen (hier dezentrale Versorgung; vgl. Kapitel 4).



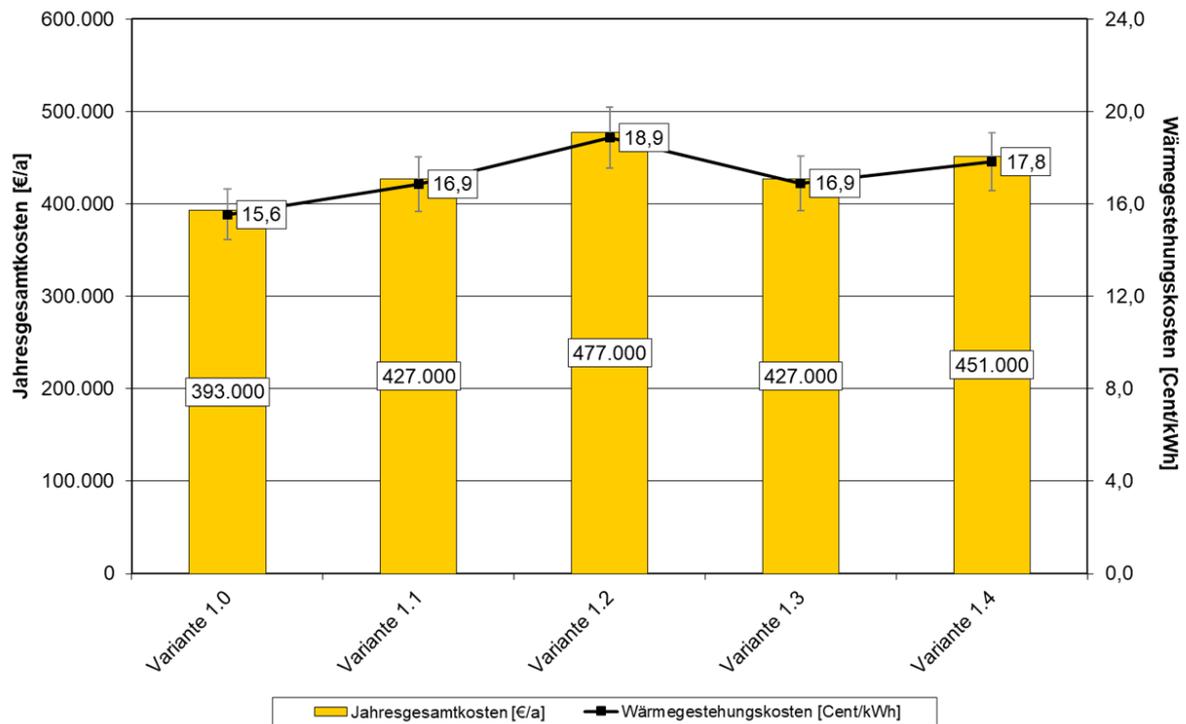
Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Biomethan-BHKW	Pelletkessel	Erdgas-BHKW
Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Pelletkessel
-	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel
-	-	-	-	Erdgaskessel

Abbildung 35: Nahwärmeverbundlösung 2037: Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten

Schlussendlich ist davon auszugehen, dass bei einer erhöhten Sanierungsrate im Quartier ohne gleichzeitige Nachverdichtung durch Um-, Aus- oder Neubau von Wohngebäuden der Energiebedarf in den nächsten 20 Jahren sinkt. In diesem Fall ergeben sich ähnlich hohe Jahresgesamtkosten für den Aufbau und Betrieb eines Nahwärmenetzes und somit im Mittel um rund 2,8 – 3,5 €-Cent/kWh_{th} höhere Wärmegestehungskosten, als dies in Kapitel 3 der Fall ist.

Die Auswertung einer Sensitivitätsanalyse zeigt ein annähernd gleiches Verhalten der einzelnen Energieversorgungsvarianten wie dies bereits unter Kapitel 3.4.5 näher beschrieben und grafisch dargestellt ist.

Zum direkten Vergleich mit dem energetischen IST-Zustand des Betrachtungsgebiets sind in Abbildung 36 die Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten aus Kapitel 3 einsehbar.

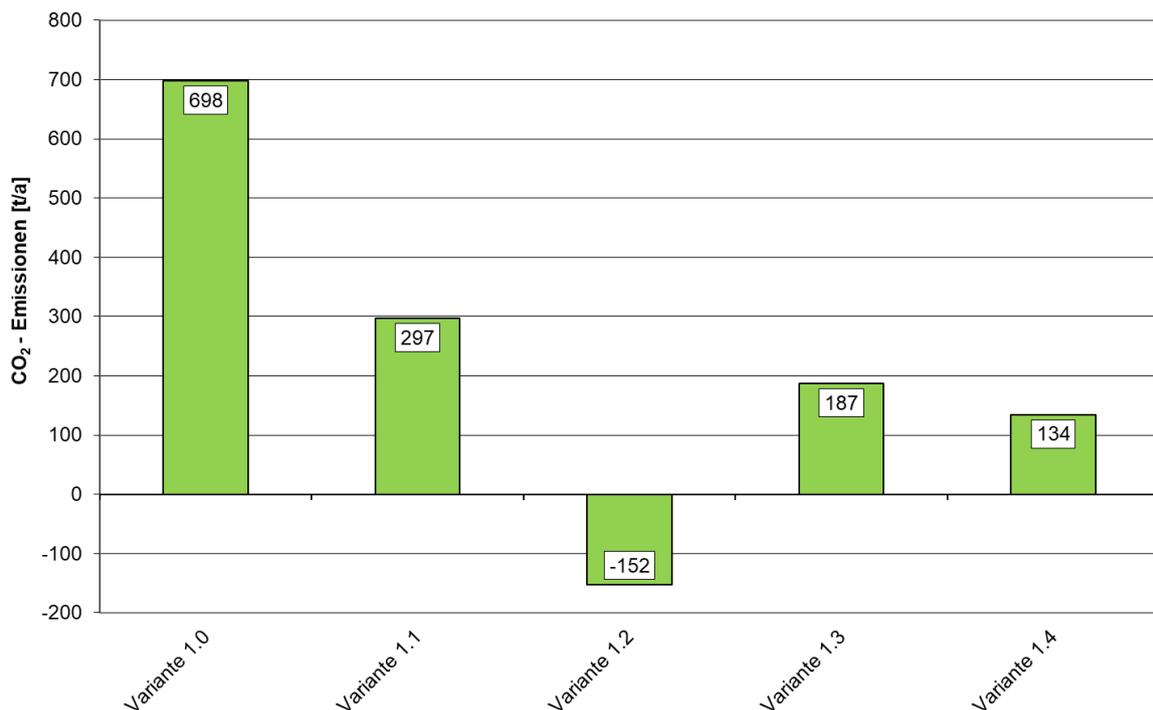


Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Biomethan-BHKW	Pelletkessel	Erdgas-BHKW
Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Pelletkessel
-	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel
-	-	-	-	Erdgaskessel

Abbildung 36: Nahwärmeverbund im IST-Zustand: Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten

5.5 CO₂-Bilanz im (teil-)sanierten Zustand

Zur Beurteilung der ökologischen Verträglichkeit wird für die verschiedenen Energieversorgungsvarianten eine Bilanzierung der CO₂-Emissionen durchgeführt. Dabei wird neben dem jährlichen Brennstoffbedarf auch der Hilfsenergiebedarf (elektrische Energie) berücksichtigt. Die Faktoren der CO₂-Äquivalente wurden mit Hilfe der GEMIS-Datenbank (Tabelle 10) ermittelt und berücksichtigen alle anfallenden Emissionen von der Gewinnung bis zur Energiewandlung des jeweiligen Brennstoffs. Das Ergebnis der Berechnungen ist in Abbildung 37 dargestellt.

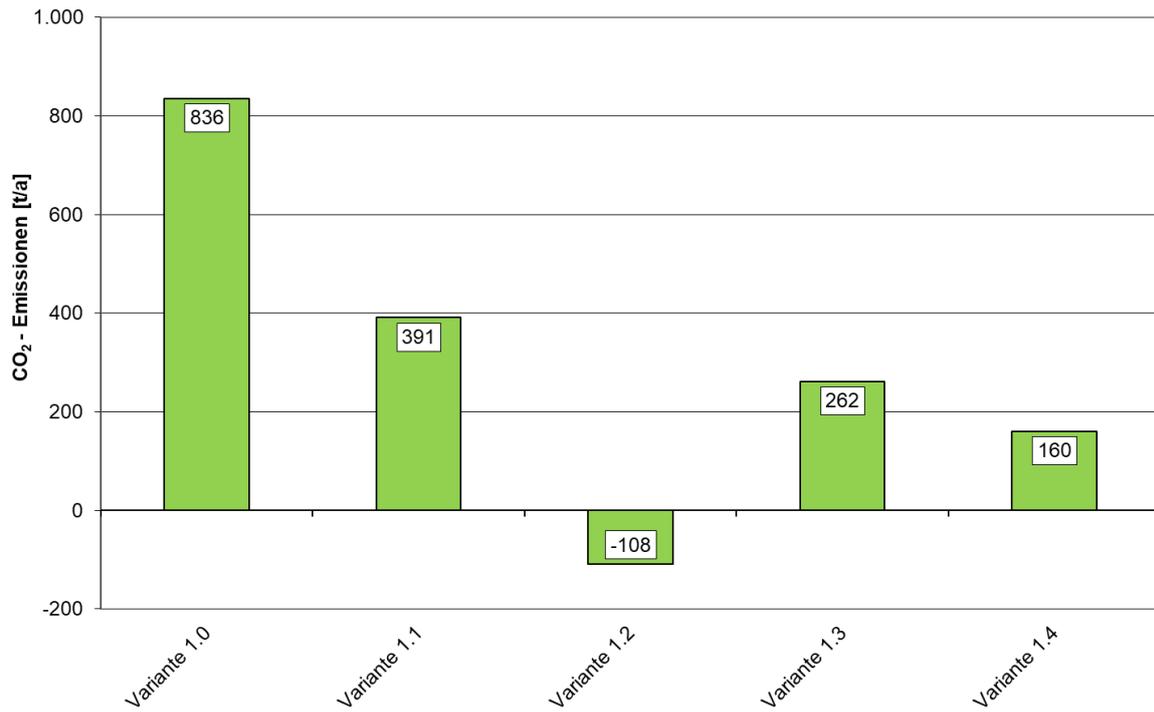


Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Biomethan-BHKW	Pelletkessel	Erdgas-BHKW
Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Pelletkessel
-	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel
-	-	-	-	Erdgaskessel

Abbildung 37: Nahwärmeverbundlösung 2037: CO₂-Bilanz der verschiedenen Varianten

Im Vergleich zur Nahwärmeversorgung im derzeitigen energetischen Zustand des Quartiers ergeben sich bedingt durch den in Summe niedrigeren Wärmebedarf auch niedrigere, absolute Werte beim, auf CO₂-Äquivalent umgerechneten, Treibhausgasausstoß der Wärmeversorgungsszenarien.

Auch hier ist zum direkten Vergleich mit dem energetischen Ausgangszustand in Abbildung 38 die grafische Darstellung der THG-Emissionen beigefügt.



Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Biomethan-BHKW	Pelletkessel	Erdgas-BHKW
Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Pelletkessel
-	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel
-	-	-	-	Erdgaskessel

Abbildung 38: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: CO₂-Bilanz der verschiedenen Varianten

5.6 Zusammenfassung

In Tabelle 24 sind die Ergebnisse der Berechnungen für ein potenziell (teil-)saniertes Betrachtungsgebiet zusammenfassend dargestellt. Die niedrigsten Kosten ergeben sich auch hier bei Variante 1.0 (konventionelle Wärmeversorgung mittels Erdgasfeuerung) mit 18,4 Cent/kWh_{th}.

Gefolgt wird diese, wie bereits zuvor in Kapitel 3, unter Berücksichtigung möglicher Fördermittel von der auf Biomasse basierenden Variante 1.3. Diese kann mittels eines Pelletkessels als Grund- und Mittellast-Wärmeerzeuger einen Wärmepreis von ca. 19,0 Cent/kWh_{th} realisieren. Danach folgt die Variante 1.1 mit einem Erdgas-BHKW als Grundlastaggregat.

Insbesondere unter ökologischen Gesichtspunkten und möglichen Preissteigerungen beim eingesetzten Brennstoff sollte bei einer denkbaren Umsetzung des Nahwärmeverbundes die Variante 1.3 näher geprüft werden. Eine Absenkung der Wärmegestehungskosten durch den Erhalt möglicher Investitionsfördermittel ist aufgrund der niedrigen Wärmebelegungsichte und dem geforderten Anteil aus KWK-Anlagen nur in den auf Biomasse basierenden Varianten 1.2 bis 1.4 möglich.

Unangefochten niedrige, kalkulatorische Treibhausgasemissionen sind, auch bei der Betrachtung des (teil-)sanierten Gebäudezustandes im Quartier, nur in der Variante 1.2 möglich. Variante 1.4 bietet bei etwas niedrigeren WGK das zweitniedrigste Ergebnis bezüglich der zu erwartenden Treibhausgasemissionen, welches auch hier im Vergleich zur Referenz noch ein THG-Einsparpotenzial von knapp über 80 % generiert.

Tabelle 24: Zusammenfassung Wärmeversorgung Nahwärmeverbundlösung 2037

		Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
ohne mögliche Förderungen						
Investitionskosten	[€]	3.266.000	3.743.000	3.743.000	3.637.000	3.993.000
Jahresgesamtkosten	[€]	369.000	401.000	448.000	403.000	428.000
Wärmegestehungskosten	[€-Cent/kWh]	18,4	20,0	22,3	20,1	21,3
mit möglichen Förderungen						
maximale Projektförderung	[€]	0	0	346.560	367.560	330.100
Jahresgesamtkosten	[€]	368.000	401.000	427.000	381.000	408.000
Wärmegestehungskosten	[€-Cent/kWh]	18,4	20,0	21,3	19,0	20,4
CO ₂ -Emissionen	[t/a]	698	297	-152	187	134

	Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Biomethan-BHKW	Pelletkessel	Erdgas-BHKW	
Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Pelletkessel	
-	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel	Erdgaskessel
-	-	-	-	-	Erdgaskessel

Eine Übersicht möglicher Förderungen und Hinweise zu den Wärmeerzeugern ist im Anhang einzusehen. Zum Vergleich ist die Dimensionierung dezentraler Heizungsanlagen als Referenz zu sehen und Kapitel 4 zu entnehmen.

6 Endergebnis

Die im Nahwärmeverbund zu Grunde gelegte Anschlussquote von 60 % bildet das aus der Befragung hervorgegangene Anschlussinteresse im Quartier ab. Auf Grundlage dessen erfolgt eine Hochrechnung des, für das Betrachtungsgebiet derzeitig und künftig (in 2037), notwendigen Energiebedarfs. Die Ergebnisse hieraus markieren den Ausgangspunkt aller nachfolgenden Berechnungen, welche mit der Untersuchung eines möglichen Nahwärmeverbundes im Betrachtungsgebiet beginnen und sich weiterhin auf den künftig zu erwartenden Energiebedarf bei einer Sanierungsrate von 1,5 % beziehen. Neben einer leitungsgebundenen Versorgung der Liegenschaften mit Wärme werden zudem drei Modellgebäude (BJ 1980) bezüglich ihres Sanierungspotenzials und einer dezentralen Wärmeversorgung als Referenz geprüft.

6.1 Ökologische Bewertung

Zur Beurteilung der ökologischen Verträglichkeit wird, wie in den Kapiteln zuvor, für die verschiedenen Energieversorgungsvarianten eine Bilanzierung der CO₂-Emissionen durchgeführt. Die Faktoren der CO₂-Äquivalente wurden mit Hilfe der GEMIS-Datenbank (Tabelle 10) ermittelt und berücksichtigen alle anfallenden Emissionen von der Gewinnung bis zur Energiewandlung des jeweiligen Brennstoffs. Im Zuge einer Gesamtemissionsbilanz werden alle berechneten Energieversorgungsvarianten der Nahwärmeverbundlösungen herangezogen und anhand des Vergleichs mit den betrachteten dezentralen Wärmeversorgungsvarianten der Modellgebäude bewertet.

Dieser Vergleich erfolgt auf Basis absoluter Emissionswerte sowohl für den derzeitigen, energetischen IST-Zustand, als auch für den künftig zu erwartenden SANIERT-Zustand (vgl. Abbildung 39 und Abbildung 40).

Die im Quartier auf Grundlage der derzeitigen Versorgungsstruktur ermittelten Anteile der Energieträger werden für die absolute Darstellung einbezogen und für die Betrachtung des Wärmeverbundes sowie des sanierten Gebäudezustands angepasst.

Für den sanierten Gebäudezustand können lediglich Annahmen getroffen werden, da die Wahl eines Wärmeerzeugers von vielen, an dieser Stelle nicht abschätzbaren, Faktoren abhängig ist. Um jedoch den Bemühungen der Stadt Ingolstadt und des Bundes Rechnung zu tragen, werden die Anteile der Energieträger einer künftigen, dezentralen Versorgungsstruktur in Bezug auf regenerative Energieträger angepasst.

Die hier getroffenen Annahmen beziehen sich auf einen Anteil aus Biomasse und der Nutzung von solarthermischen Anlagen von insgesamt 25 % bzw. 10 %. Solarthermische Anlagen

werden bereits im Vorfeld berücksichtigt, da diese in Kombination mit allen Wärmeversorgern zum Einsatz kommen. Heizöl wird mit einem Sockelbetrag von 10 % angesetzt, während der Anteil erdgasversorgter Liegenschaften mit 60 % beachtet wird. Heizstrom (z. B. Wärmepumpen) wird mit 5 % am gesamten Endenergiebedarf angegeben.

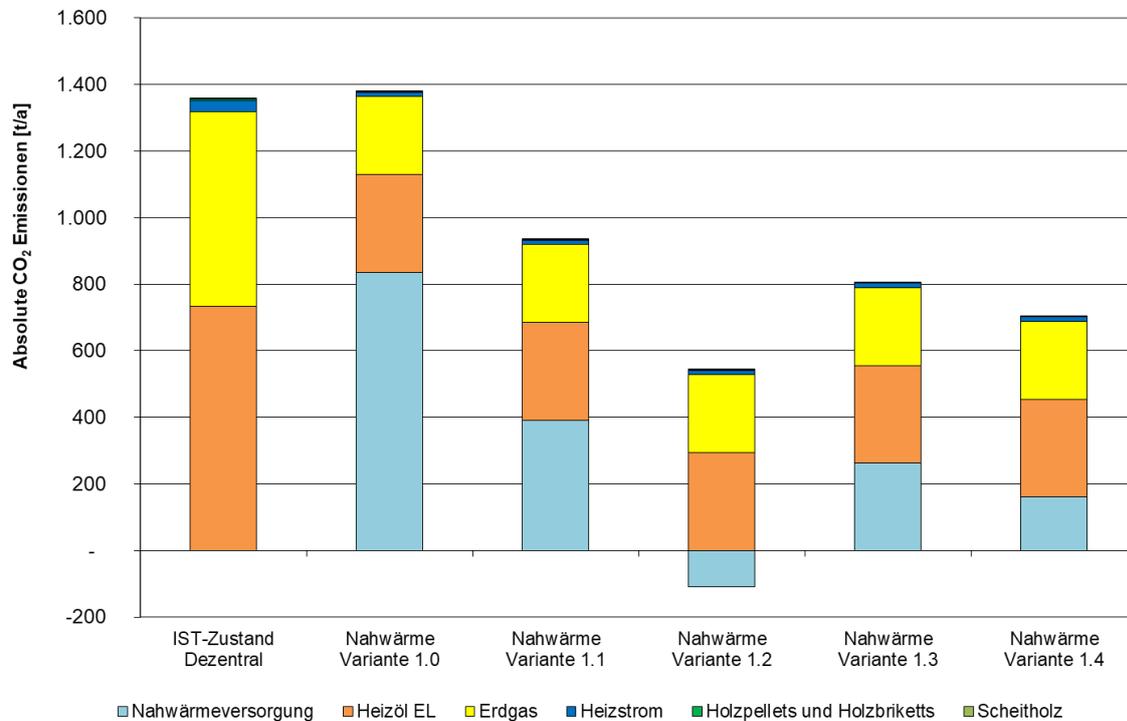


Abbildung 39: Vergleich absoluter CO₂-Emissionen; dezentral und zentral versorgt im IST-Zustand

Wie vorangegangenen Abbildungen entnommen werden kann, ist das Einsparpotenzial bei den emittierten Treibhausgasen im Betrachtungsgebiet enorm. Unter den getroffenen Annahmen zur künftigen Versorgungsstruktur (vgl. Abbildung 39) ist abzulesen, dass durch den Aufbau einer Nahwärmeverbundlösung auf Biomassebasis als Mittelvariante (Varianten 1.3), eine aktuelle, jährliche Einsparung von rund 550 t_{CO2}/a ermöglicht.

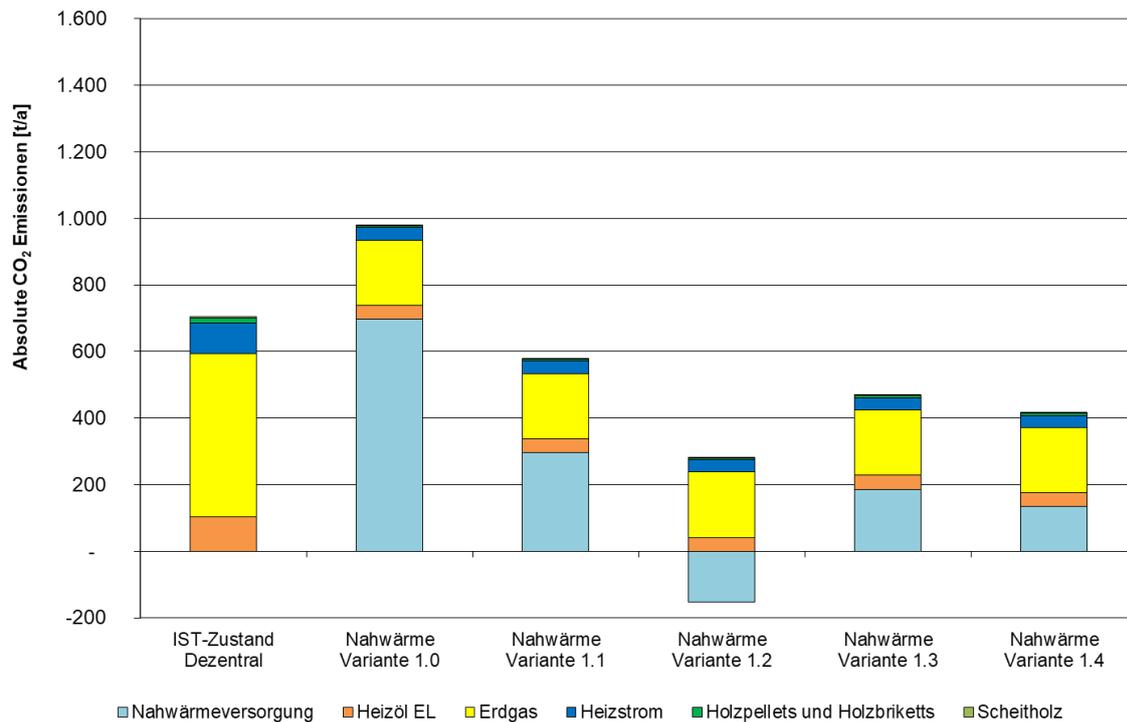


Abbildung 40: Vergleich absoluter CO₂-Emissionen; dezentral und zentral versorgt im SANIERT-Zustand

Unter der Vorgabe, dass die Gebäude im Quartier einer Sanierungsrate von 1,5 % unterliegen und künftig vermehrt auf Erdgas und regenerative Energien als Energieträger gesetzt wird, ist auch im Falle einer dezentralen Wärmeversorgung mindestens eine ebenso hohe, absolute Einsparung möglich.

Wie aus der Grafik hervorgeht, ist der CO₂-Ausstoß stark von den eingesetzten Energieträgern abhängig. Für Heizstrom wurde hier die CO₂-Emission auf Grundlage des „deutschen Strommix“ herangezogen.

Wird bspw. eine Wärmepumpe in Kombination mit einer PV-Anlage betrieben, so kann die CO₂-Bilanz z. T. stark positiv beeinflusst werden. Eine Anrechnung von bezogenem „Ökostrom“ oder Biogas über das örtliche Verteilernetz ist lt. gültigem EEWärmeG jedoch rechtlich nicht möglich.

Bei den netzgebundenen Varianten 1.2 ergibt sich aufgrund des niedrigen, spezifischen Emissionswertes, welcher für die Nutzung von Biomethan in Kombination mit der Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung anzusetzen ist, ein „negativer“ CO₂-Ausstoß für den Anteil der Nahwärmeversorgung. Bilanziell betrachtet kommt dies durch eine gewährte Emissionsgutschrift für erzeugten Strom aus Biomasseanlagen zustande.

6.2 Ökonomische Bewertung

Durch die niedrige spezifische Wärmebelegungsdichte im Bestandsgebiet Haunwöhr sind die Wärmegestellungskosten (WGK) bei nahezu allen Wärmenetzvarianten über denen einer individuellen, dezentralen Wärmeversorgung der einzelnen Liegenschaften einzuordnen. Selbst unter optimalen Bedingungen und der Berücksichtigung eines Baukostenzuschusses durch die Anschlussnehmer liegen die WGK der netzgebundenen Wärmeversorgung immer noch über, mindestens aber auf gleichem Niveau, im Vergleich zu dezentralen Ausführungen.

Nach den Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung stellt der Betrieb eines Nahwärmenetzes nicht die ökonomisch sinnvollste Energieversorgung für das Betrachtungsgebiet dar. Die abschließende Bewertung erfolgt auf Basis der ermittelten Kennwerte der Nahwärmeverbundlösung sowohl im Ist-Zustand, als auch im künftig zu erwartenden, sanierten Gebäudezustand. Diese werden mit den durchschnittlichen Richtwerten der dezentralen Wärmeversorgungsvarianten anhand dreier Modellgebäude bewertet und verglichen.

Unter den derzeit gültigen, wirtschaftlichen und gesetzlichen Vorgaben sowie dem anzurechnenden Förderspektrum ist ein wirtschaftlicher Betrieb eines Nahwärmeverbundes aktuell kaum möglich.

Tabelle 25 zeigt einen Auszug aus den kalkulierten Kennwerten der Kapitel 3.4, 4.2 und 5.4 für verschiedene dezentrale Heizanlagen sowie für die Nahwärmevarianten 1.0 und 1.3.

Tabelle 25: Vergleich ausgewählter zentraler und dezentraler Energieversorgungsvarianten

		Pellets - dezentral -	Gasbrennwert - dezentral -	Gasbrennwert + Solar - dezentral -	Nahwärmeversorgung IST-Zustand Variante 1.0 / 1.3	Nahwärmeversorgung SANIERT-Zustand Variante 1.0 / 1.3
		niedrigste CO ₂	günstigste	min. EE-Wärme-Gesetz	inkl. Förderungen	inkl. Förderungen
Wärmegestehungskosten [€-Cent/kWh _{th}]						
Einfamilienhaus	IST	13,7	9,5	11,7	15,6 / 16,0	-
	SANIERT	17,5	11,4	14,1	-	18,4 / 19,0
Zwei-/Mehrfamilienhaus	IST	12,9	8,9	10,7	15,6 / 16,0	-
	SANIERT	15,4	10,3	12,5	-	18,4 / 19,0
Reihenmittelhaus	IST	18,7	12,0	15,2	15,6 / 16,0	-
	SANIERT	23,5	14,1	17,6	-	18,4 / 19,0

Eine Übersicht aller ermittelten, dezentraler Wärmegestehungskosten ist im Anhang beigefügt. Die Kosten pro kWh Wärme im Falle eines Nahwärmeverbundes für weitere Anlagenvarianten kann den Kapiteln 3.6 und 5.6 entnommen werden.

6.3 Handlungsempfehlungen für die Stadt Ingolstadt

In Anbetracht der vorangegangenen aufgezeigten Ergebnisse des Teil-Energiennutzungsplans für das Stadtgebiet Haunwöhr betreffend die aktuelle und künftige Energieversorgung kann folgende Handlungsempfehlung ausgesprochen werden.

- Betrieb eines Nahwärmenetzes derzeit wirtschaftlich gegenüber dezentralen Versorgungssystemen kaum darstellbar.
- Hoher Anteil regenerativer Energieträger senkt THG-Emissionen wesentlich.
- Investitionsförderung von Seiten der Stadt mit Schwerpunkt der Stärkung regenerativer Energieträger v. a. zur Nutzung des solaren Strahlungspotenzials (Solarthermie).
- Weiterer Ausbau von PV-Aufdach-Anlagen durch nachhaltige Bürgerinformation (Wirtschaftlichkeit / Stromeigennutzung / Elektromobilität).
- Prämienmodell: Förderung von Einzelmaßnahmen zur energetischen Sanierung sinnvoll um die Sanierungsrate zu erhöhen und Effizienzpotenziale zu erschließen.
- Förderung von qualifizierten Energieberatungen um Sanierungsrate nachhaltig anzuheben.
- Anbindung aller Haushalte an das bestehende Erdgasnetz um Heizölbedarf und damit einhergehend THG-Emissionen signifikant zu senken.
- Einbau von Erdgasthermen/-kesseln nur in Verbindung mit Solarthermieanlagen.
- Mögliche Nutzung von Biomethan aus Energieüberschüssen des EE-Stromsektors (bspw. Power-to-Gas aus PV-Überschüssen).
- Warmwasser-Wärmepumpen in Kombination mit PV-Anlagen als Alternative zur klassischen Solarthermie.
- Einbindung von Stromspeicherlösungen in Kombination mit PV-Anlagen (Stichwort: Smarte Kraftwerke).

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen im Betrachtungsgebiet erscheint es sinnvoller, Sanierungsmaßnahmen und Effizienzsteigerungen in den Liegenschaften voranzutreiben und so anstelle einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung auf Basis regenerativer Energien das THG-Einsparpotenzial positiv zu beeinflussen. Eine Förderung dezentraler, regenerativer Energien über die aktuellen gesetzlichen Mindestvorgaben ist ein weiterer, empfehlenswerter Schritt zur Minimierung der CO₂-Emissionen im Modellgebiet und Gebieten ähnlicher Struktur.

Hinweis:

Der generelle Auf- oder Ausbau von Nah- und Fernwärme in Gebieten mit dichter Bebauungsstruktur kann unabhängig von den hier ermittelten Ergebnissen, ökonomisch und ökologisch sehr sinnvoll sein.

7 Anhang

7.1 Wirtschaftliche Grundannahmen

Basierend auf den nachfolgend entwickelten Energieversorgungsvarianten wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Ermittlung der ökonomisch-betriebswirtschaftlich günstigsten Variante durchgeführt. Dabei werden im Rahmen einer Vollkostenrechnung nach der Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 die Jahresgesamtkosten ermittelt. Die Jahresgesamtkosten geben an, wie viele Kosten unter Berücksichtigung von Kapitalkosten, Instandhaltungs- und Wartungskosten, Verbrauchskosten, sonstigen Kosten und evtl. Einnahmen durch einen Stromverkauf jährlich anfallen.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung gelten folgende Grundannahmen:

- Bezugsjahr ist das Jahr 2017
- Betrachtungszeitraum 20 Jahre
- alle Preise sind Nettopreise
- bestehende Anlagen gelten als vollständig abgeschrieben
- Abschreibungen für Neuinvestitionen erfolgen linear über 20 Jahre
- der kalkulatorische Zinssatz beträgt über 20 Jahre konstant 1,5 % für eine zentrale Nahwärmelösung und 2,0 % für alle dezentralen Versorgungsvarianten.
- die Brennstoffkosten bleiben im Betrachtungszeitraum konstant, Preisänderungen werden gesondert über eine Sensitivitätsbetrachtung erfasst
- die Stromeinspeisevergütungen bleiben im Betrachtungszeitraum konstant, Änderungen werden gesondert über eine Sensitivitätsanalyse erfasst
- Strom aus Erdgas-Blockheizkraftwerken wird nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWK-G) vergütet, für das eingesetzte Erdgas kann die Energiesteuer rückerstattet werden
- Strom aus Biomethan-Blockheizkraftwerken wird nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet, für das eingesetzte Biomethan kann die Energiesteuer rückerstattet werden

Folgende **Kosten** bzw. **Erlöse** werden berücksichtigt:

- Kapitalkosten (Investitionskosten auf Basis durchschnittlicher Nettomarktpreise für die einzelnen Komponenten)
- Betriebsgebundene Kosten (Wartung, Instandhaltung, Betriebsführung, technische Überwachung inkl. Personalkosten)
- Verbrauchsgebundene Kosten (Brennstoffe und Hilfsenergie)
- Sonstige Kosten (z. B. Versicherung)
- Einnahmen durch Stromeinspeisung
- Vermiedene Kosten

Die **Investitionskosten** sind nicht als konkrete Angebotspreise, sondern lediglich als durchschnittliche Marktpreise zu verstehen und können in der tatsächlichen Umsetzung nach oben oder unten abweichen.

In diesem Planungsstadium kann der Aufwand für die Errichtung der Wärmeversorgungsstruktur nur näherungsweise festgelegt werden, wodurch die kalkulierten Kosten von den realen Kosten abweichen können. Die im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie angenommenen Nettoinvestitionskosten basieren ebenso wie die Brennstoff- und Betriebskosten auf durchschnittlichen Marktpreisen und nicht auf konkreten Angebotsvorlagen. In der tatsächlichen Umsetzung, die von einer Ausschreibung eingeleitet wird, können daher die Preise von den hier kalkulierten abweichen. Vor diesem Hintergrund werden für die unterschiedlichen Varianten Sensitivitätsanalysen erarbeitet, welche den Einfluss einzelner Parameter auf die spezifischen Wärmegestehungskosten darstellen.

Die Investitionskosten umfassen im Einzelnen:

- Wärmeverteilnetz (Bauarbeiten und Material)
- Wärmeerzeuger
- Umbaumaßnahmen bzw. Heizgebäude
- Pufferspeicher
- Brennstofflager (pauschale Bauarbeiten)
- Technische Installationskosten
- Projektabwicklung
- Sicherheitszuschlag

Die Investitionskosten beziehen sich auf eine Erneuerung der Wärmeerzeuger. Eine Erneuerung der Heizungsverteilung, die Installation einer Gebäudeleittechnik oder sonstiges ist hier nicht berücksichtigt.

Aus den Investitionskosten werden die jährlichen **kapitalgebundenen Kosten** nach der Annuitätenmethode für einen Abschreibungszeitraum von 20 Jahren gebildet.

Die **betriebsgebundenen Kosten** beinhalten die Kosten für die Bedienung der technischen Anlagen, sowie die Kosten für Wartung und Instandhaltung der einzelnen Anlagen und Komponenten. In den Kosten sind sowohl Personal- als auch Materialkosten inbegriffen. Darüber hinaus sind Abrechnungskosten berücksichtigt. Die jährlichen Kosten für Wartung und Instandhaltung der einzelnen Baugruppen bzw. Anlagentechnik (bis auf die BHKW) werden in Anlehnung an die VDI 2067 als prozentualer Anteil an den Investitionskosten ermittelt.

Bei den Blockheizkraftwerken werden die Wartungs- und Instandhaltungskosten als spezifische Kosten anhand der erzeugten elektrischen Energie in Cent/kWh_{el} angesetzt. In diesen Kosten sind alle Wartungs- und Reparaturarbeiten, sowie Ersatzteile und Betriebsstoffe, die für die BHKW-Anlage benötigt werden, im Sinne eines Vollwartungsvertrages enthalten. Diese Kosten werden über Näherungsgleichungen ermittelt. Die Gleichungen wurden von der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) ermittelt.

Kosten für Kaminkehrer und technische Überwachung werden pauschal angesetzt.

Die **verbrauchsgebundenen Kosten** setzen sich aus den jährlichen Brennstoffkosten und den Kosten für Hilfsenergie zusammen.

Für Brennstoffe werden folgende Netto-Preise angenommen:

In zentral versorgten Nahwärmelösungen:

- Erdgas: 4,0 Ct/kWh_{Hi}
- Biomethan: 7,5 Ct/kWh_{Hi}
- Holzpellets: 172 Euro/t (Heizwert >4,9 kWh_{Hi}/kg)
- Strom: 23,1 Ct/kWh_{el} (Allgemeinstrom für Anlagenbetrieb)

In den zentral versorgten Varianten sind für die Energieträger Erdgas, Biomethan und Holzpellets bereits Preisnachlässe von 15 – 20 % als mögliche Großabnehmer mit langfristiger Liefervereinbarung eingeflossen.

In dezentral versorgten Wärmeversorgungslösungen:

- Leichtes Heizöl: 55 Cent/l
- Erdgas: 5,2 Ct/kWh_{Hi}
- Holzpellets: 216 Euro/t (Heizwert 4,7 kWh_{Hi}/kg)
- Strom: 16,4 Ct/kWh (Strombezug für Wärmepumpen)
- Strom: 23,1 Ct/kWh (Allgemeinstrom für Anlagenbetrieb)

Die **sonstigen Kosten** umfassen pauschale Kosten für Verwaltung und Versicherung. Die Versicherungskosten werden mit 0,5 – 1,5 % (je nach Anlage) der Investitionskosten für die Anlagentechnik angesetzt.

Einnahmen Erdgas-BHKW

Erlöse ergeben sich bei **Erdgas-BHKW** aus der Stromeinspeisung, aus vermiedenen Stromkosten durch Stromeigennutzung, der Zuschlagszahlung nach dem KWK-Gesetz (Stand 2016) und der Steuerrückerstattung. Bei der Verwendung von Erdgas in BHKW-Anlagen wird eine Steuerrückerstattung auf den eingesetzten Brennstoff in Höhe von 0,496 Cent/kWh_{HS}, bezogen auf die Feuerungswärmeleistung der Anlage, gewährt. Die Einspeisevergütung wird durch das KWK-Gesetz geregelt, welches im Jahr 2015 novelliert wurde und in der neuen Fassung zum 01.01.2016 in Kraft getreten ist.

Die wichtigsten Punkte bezüglich der Einspeisevergütung nach KWK-Gesetz 2016 sind in Abbildung 41 dargestellt.

KWK-Zuschläge

Zahlungen für die jeweiligen Leistungsanteile	<50 kW _{el}	51 – 100 kW _{el}	101 – 250 kW _{el}	251 – 2.000 kW _{el}	>2.000 kW _{el}
Netzeinspeisung (§7 I+II)	8 ct/kWh	6 ct/kWh	5 ct/kWh	4,4 ct/kWh	3,1 ct/kWh
	Bonuszahlung, bei Verdrängung einer Kohleanlage: +0,6 ct/kWh				
Nicht-Netzeinspeisung (Eigenverbrauch o.ä.) (§7 III 1)	4 ct/kWh	3 ct/kWh	–	–	–
Einspeisung in Kundenanlagen o. ä. (Contracting) (§7 III 2)*	4 ct/kWh	3 ct/kWh	2 ct/kWh	1,5 ct/kWh	1 ct/kWh
Eigenverbrauch in stromkostenintensiven Unternehmen (§7 III 3)	5,41 ct/kWh	4 ct/kWh	4 ct/kWh	2,4 ct/kWh	1,8 ct/kWh
Eigenverbrauch in Unternehmen einer Branche nach Anlage 4 EEG (§7 IV)	Wird noch mittels Verordnung festgelegt				
Anlagen im Emissionshandel (§7 V)	Bonuszahlung: +0,3 ct/kWh				
Anlagen <2 kW _{el} (§9)	Optional: Pauschalierter Vorabauszahlung der KWK-Zuschläge für 60.000 Vollbenutzungsstunden zu 4 ct/kWh				
Bestandsanlagen >2 MW _{el} (§13)	Voraussetzung: Allgemeine Versorgung, hocheffizient, gasförmige Brennstoffe, nicht durch KWKG oder EEG gefördert		Zuschlag: 1,5 ct/kWh	Dauer: 16.000 Vollbenutzungsstunden – verringert sich jährlich um 4.000 Stunden	
Beachtung der Börsenstrompreise (§7 VIII)	Keine Zuschlagszahlungen in Stunden mit negativen Börsenstrompreisen!				

*Wenn die volle EEG-Umlage gezahlt wird

Förderdauern

Anlagen <50 kW _{el} (§8 I)	60.000 Vollbenutzungsstunden	
Anlagen >50 kW _{el} (§8 II)	30.000 Vollbenutzungsstunden	
Anlagenmodernisierungen (§8 III)	Nach 5 Jahren	15.000 Vollbenutzungsstunden
	Nach 10 Jahren und bei 50 % der Kosten einer Neuanlage	30.000 Vollbenutzungsstunden
Anlagennachrüstungen (§8 IV)	10 – 25 % der Kosten einer Neuanlage	10.000 Vollbenutzungsstunden
	25 – 50 % der Kosten einer Neuanlage	15.000 Vollbenutzungsstunden
	>50 % der Kosten einer Neuanlage	30.000 Vollbenutzungsstunden

Abbildung 41: Übersicht der KWK-Zuschläge nach KWK-G 2016 [Quelle: ASUE KWKG 2016 in Zahlen]

Darüber hinaus kann der Anlagenbetreiber eine zusätzliche Vergütung durch die Vermarktung des eingespeisten Stromes in das öffentliche Versorgungsnetz erzielen. Hier wird der Strompreis für Baseload-Strom an der Strombörse angesetzt. Dieser Preis („üblicher Preis“) gilt als Richtpreis, wenn sich der Energieversorger und der KWK Anlagenbetreiber auf keine andere Vergütung einigen können. Die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Abnahme und Vergütung von KWK-Strom aus KWK-Anlagen größer 50 kW_{el} entfällt, wenn der Netzbetreiber nicht mehr zu Zuschlagszahlungen verpflichtet ist. Die Kategorien der zuschlagsberechtigten KWK-Anlagen, insbesondere von Bestandsanlagen und modernisierten Anlagen, sind im Detail dem Gesetzestext zu entnehmen.

KWK Zuschlag für die Einspeisung in das öffentliche Versorgungsnetz:

- 8,00 Cent/kWh für den Anteil kleiner 50 kW_{el}
- 6,00 Cent/kWh für den Anteil größer 50 kW_{el} bis 100 kW_{el}
- 5,00 Cent/kWh für den Anteil größer 100 kW_{el} bis 250 kW_{el}
- 4,40 Cent/kWh für den Anteil größer 250 kW_{el} bis 2.000 kW_{el}
- 3,10 Cent/kWh für den Anteil größer 2.000 kW_{el}

KWK Zuschlag für den Eigenverbrauch:

- 4,00 Cent/kWh für den Anteil kleiner 50 kW_{el}
- 3,00 Cent/kWh für den Anteil größer 50 kW_{el} bis 100 kW_{el}

Stromeinspeisung: Vergütung („üblicher Preis“): ca. 3,4 Cent/kWh_{el}

Stromeigennutzung: 23,1 Cent/kWh_{el} (vermiedener Allgemeinstrombezug vom EVU)

EEG Umlage: 100 % der EEG-Umlage = 6,792 Cent/kWh_{el}

(Bis 31.12.2017 hat dieser Abgabesatz 40 % der jeweils gültigen EEG-Umlage betragen. Seit 01.01.2018 ist diese für selbst genutzten Strom in voller Höhe abzuführen. Diese Entscheidung befindet sich aktuell in der Debatte, was zur Folge haben kann, dass es zu einer Neuregelung im Laufe des Jahres kommt, welche KWK Anlagen begünstigt.)

Steuerrückerstattung Erdgas-BHKW und Biomethan-BHKW

Bei der Verwendung von Erdgas oder Biomethan in BHKW-Anlagen wird eine Steuerrückerstattung auf den eingesetzten Brennstoff gewährt. Diese Steuerrückerstattung wird im Energiesteuergesetz geregelt. Als Voraussetzung für die Steuerrückerstattung muss die BHKW-Anlage einen mittleren Monats- bzw. Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % erreichen und hocheffizient, nach den Kriterien des Anhangs III der Richtlinie 2004/8/EG, sein. Bei der Anschaffung der KWK-Anlage muss darauf geachtet werden, dass der Hersteller diese „Hocheffizienzkriterien“ bestätigt.

Folgende Rückerstattungen sind möglich:

1. Vollständige Steuerentlastung: 0,55 Cent/kWh_{HS} bezogen auf die Feuerungswärmeleistung der Anlage während des Abschreibungszeitraums (AfA 10 Jahre bei BHKW)
2. Teilweise Steuerentlastung: 0,442 Cent/kWh_{HS} nach dem Abschreibungszeitraum

Werden Hauptbestandteile erneuert und die Kosten der Erneuerung belaufen sich auf mindestens 50 % der Kosten für die Neuerrichtung der Anlage, dann verlängert sich die Frist innerhalb welcher die volle Steuerrückerstattung von 0,55 Cent/kWh_{HS} möglich ist, solange bis die neuen Hauptbestandteile vollständig abgeschrieben sind.

Im vorliegenden Energiekonzept beziehen sich alle Berechnungen auf einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Daher wird mit einer mittleren Steuerrückerstattung in Höhe von 0,496 Cent/kWh_{HS} gerechnet.

Hinweis: Da sowohl die Energiesteuerrückerstattung, als auch der KWK-Zuschlag nicht über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant und Prognosen zur zukünftigen Entwicklung kaum möglich sind, werden die Einnahmen bzw. Einsparungen nach aktuellem Gesetzesstand vereinfachend gleichmäßig auf den gesamten Betrachtungszeitraum (20 Jahre) umgelegt. Dies hat zur Folge, dass die ermittelten mittleren Jahresgesamtkosten gegenüber der Realität in den ersten Jahren etwas zu niedrig dargestellt werden, während sie in den letzten Jahren etwas zu hoch sein werden.

Einnahmen Biomethan-BHKW

Erlöse ergeben sich bei **Biomethan-BHKW** aus der Stromeinspeisung, aus vermiedenen Stromkosten durch Stromeigennutzung und der Steuerrückerstattung. Bei der Verwendung von Biomethan in BHKW-Anlagen wird die Einspeisevergütung als Strom aus Erneuerbaren Energien im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt. Die aktuelle Vergütung für das hier eingesetzte BHKW-Modul beläuft sich auf 11,38 Cent/kWh_{el} bei einem Förderzeitraum von 20 Jahren. Die anzusetzende Steuerrückerstattung auf den eingesetzten Brennstoff wird wie vorgegangen identisch zum Energieträger Erdgas angesetzt. Eine weitere Vergütung z. B. für Eigenverbrauch erfolgt nicht.

Die Einnahmen sind nicht über den Betrachtungszeitraum festgeschrieben. Deshalb wird der Einfluss von Änderungen der Einnahmen durch die Stromproduktion auf die Wärmegestehungskosten bei den verschiedenen Varianten mit BHKW in der Sensitivitätsanalyse genauer betrachtet.

7.2 Darstellung möglicher Förderungen

Mögliche Förderprogramme für eine künftige Energieversorgung (z. B. Nahwärmenetze) oder den allgemeinen Einsatz von Erneuerbaren Energien werden nachfolgend aufgezeigt.

Ein Rechtsanspruch des Antragstellers auf Zuwendungen besteht nicht. Die KfW Fördermittelbank, das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle sowie das Technologie- und Förderzentrum entscheiden aufgrund ihres pflichtgemäßen Ermessens. Die Gewährung der Zuwendung steht unter dem Vorbehalt der Verfügbarkeit der veranschlagten Haushaltsmittel.

Anspruch auf Vollständigkeit aller Fördermittel besteht nicht. Die genauen Zuwendungsbedingungen sind den entsprechenden Förderprogrammen zu entnehmen und auf die endgültigen Investitionskosten (Ermittlung im Rahmen einer Ausschreibung) sowie den aktuellen Stand der Förderprogramme anzupassen.

Sonderförderungen wie beispielsweise eine Innovationsförderung (Staubemissionen) werden nicht berücksichtigt. Hier sind zur Gewährung Referenzmessungen erforderlich, die im Rahmen der Studie nicht erfolgen können.

Förderung für die Biomassenutzung

KfW-Förderprogramm – „Premium“ – Große Biomasseheizungen (Programm 271/281/272/282)

Im Programmteil „Premium“ des Marktanzreizprogramms wird die Errichtung bzw. Erweiterung automatisch beschickter Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse für die thermische Nutzung (z. B. Hackgut- oder Pelletkessel) und zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung (KWK) mit einer installierten Nennwärmeleistung von 100 kW bis 2 MW gefördert.

Die Förderung erfolgt über ein Darlehen in Kombination mit Tilgungszuschüssen.

- Anlagen zur thermischen Nutzung: Der Tilgungszuschuss (Grundförderung) beträgt 20 € je kW installierter Wärmeleistung, höchstens jedoch 50.000 € je Einzelanlage. Bei besonders niedrigen Staubemissionen und/oder Errichtung eines Pufferspeichers kann eine erhöhte Förderung (Bonusförderung) gewährt werden. Die Gesamthöchstförderung beträgt 100.000 € je Anlage. Der Zuschuss erhöht sich bei Einhaltung von niedrigeren Staubemissionen (maximal 15 mg/m³, bei 13 % Sauerstoff im Abgas) um 20 €/kW. Bei der Errichtung eines Pufferspeichers (mindestens 30 l/kW_{th}) erhöht sich die Grundförderung um 10 €/kW.
- Anlagen zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung (KWK): Der Tilgungszuschuss beträgt 40 € je kW Nennwärmeleistung bei förderfähigen Anlagen bis 2.000 kW.

Weitere Informationen, insbesondere zur Mehrfachförderung bzw. Kumulierung von Fördermitteln können dem Marktanzreizprogramm entnommen oder unter www.kfw.de nachgelesen werden.

Freistaat Bayern: Förderprogramm „BioKlima“ für Biomasseheizwerke

Gefördert werden im Förderprogramm BioKlima Neuinvestitionen zur Errichtung von automatisch beschickten Biomasse- und Pelletheizanlagen. Für die Anlagen muss eine kalkulatorische CO₂-Einsparung von mehr als 600 Tonnen innerhalb von 8 Jahren nachgewiesen werden (Bagatellgrenze). Als Brennstoff dürfen ausschließlich naturbelassene Holzbrennstoffe und halmgutartige Biomassen eingesetzt werden. Der Kessel muss für die Verwendung der gewählten Brennstoffe geeignet sein.

Der Zuschuss beträgt 33 € pro Jahrestonne kalkulatorisch eingespartes CO₂. Der gesamte Zuschuss wird über einen Zeitraum von 8 Jahren berechnet. Die max. Förderung beträgt 200.000 € je Projekt.

Förderfähige Kosten sind nur die Investitionsmehrkosten zur Nutzung Erneuerbarer Energien. Die Investitionsmehrkosten des Biomasseheizwerks müssen anhand einer Vergleichsrechnung gegenüber einer fossilen Energieerzeugungsanlage berechnet werden.

Es dürfen andere staatliche Mittel für denselben Zweck in Anspruch genommen werden (z. B. Marktanzreizprogramm des Bundes für Erneuerbare Energien), sofern der Subventionswert aller ausgereichten staatlichen Mittel 45 % der förderfähigen Kosten nicht übersteigt.

Die wichtigsten Fördervoraussetzungen:

Bei der Biomasseheizanlage mit Spitzenlastkessel muss eine Auslastung von mindestens 2.500 Volllaststunden erreicht werden. Bei monovalenten Anlagen (d.h. ohne Spitzenlastkessel) sind 2.000 Stunden zu überschreiten. Für den Betrieb der Anlage ist zudem ein Pufferspeicher mit mindestens 30 l/kW_{th} zu installieren.

Es ist eine Wärmebelegung bezogen auf den prognostizierten Wärmeabsatz von mindestens 1.500 kWh_{th}/(m·a) neu errichteter Trasse nachzuweisen. Ein schlüssiger und abgesicherter Kosten- und Finanzierungsplan muss vorgelegt werden.

Eine Einrichtung zur Abscheidung partikelförmiger Emissionen muss zwingend installiert werden (Nachweis, dass ein Mindestabscheidegrad von 50 % erreicht wird).

Hinweis: Weitere Informationen können unter www.tfz.bayern.de/foerderung/ abgefragt werden.

Förderung für Nahwärmenetze

KfW-Förderprogramm – „Premium“ – Nahwärmenetze (Programm 271/272/281/282)

Die Errichtung oder Erweiterung von Wärmenetzen (inkl. Hausübergabestationen) wird unter anderem gefördert, wenn:

- mindestens 50 % Wärme aus Erneuerbaren Energien gespeist wird (60 % bei überwiegender Versorgung von Neubauten) oder
- ein Mindestwärmeabsatz von durchschnittlich mehr als 500 kWh_{th}/a je Trassenmeter nachgewiesen wird.

Die möglichen Tilgungszuschüsse betragen dabei 60 € je Meter Trassenlänge für Wärmenetze, für die keine Zuschlagsförderung nach dem KWK-Gesetz beantragt werden kann. Zuzüglich können die Hausübergabestationen von Bestandsgebäuden mit jeweils bis zu 1.800 € gefördert werden.

Zusätzlich gilt seit Januar 2016 die Zusatzförderung „Anreizprogramm Energieeffizienz“ (APEE), welches eine zusätzliche Erhöhung der Fördersätze um 20 % umfasst. Werden bei einem Nahwärmenetz überwiegend Hausanschlüsse mit ineffizienten, dezentralen Wärmeerzeugern ersetzt, so können die Hauptleitungen, die Hausübergabestationen (welche die ineffiziente dezentrale Heizung ersetzt) und die Hausanschlussleitung zu diesen Hausübergabestationen mit dem erhöhten Satz gefördert werden. Als besonders ineffizient gelten bspw. auch Wärmeerzeuger im Heizölbetrieb, sofern keine Austauschpflicht nach § 10 der Energieeinsparverordnung vorliegt.

Weitere Informationen können der Programmübersicht der KfW (Erneuerbare Energien) entnommen oder unter www.kfw.de nachgelesen werden.

KWK-Gesetz für Wärmenetze (BAFA)

Im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWK-G) wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) u. a. der Neubau und Ausbau von Wärmenetzen gefördert. Das KWK-Gesetz ist im Januar 2017 in novellierter Fassung in Kraft getreten.

Fördervoraussetzung ist unter anderem, dass spätestens 36 Monate nach der Inbetriebnahme des Netzes mindestens 75 % der Wärmeversorgung der an das Netz angeschlossenen Abnehmer in Kraft-Wärme-Kopplung nach Voraussetzungen des KWK- Gesetzes erfolgen muss (z. B. Einsatz eines BHKW). Weiterhin ist die Erlangung dieser Investitionsbeihilfe möglich sofern ein Mindestanteil von 25 % der Wärme aus einer KWK-Anlage und insgesamt mindestens 50 % aus regenerativen Energien, industrieller Abwärme und KWK-Anlagen, bereitgestellt werden (z. B. Kombination von Biomassekessel und BHKW).

Die Regelungen im Bereich Wärme- und Kältenetze sehen folgende Fördersätze vor:

- Leitungen mit einem mittleren Nenndurchmesser bis DN 100:
 - Zuschlag von 100 € je laufendem Trassenmeter
 - max. jedoch 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten
- Leitungen mit einem mittleren Nenndurchmesser größer DN 100:
 - Zuschlag von 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten

Hausübergabestationen fallen nicht in den förderfähigen Teil dieses Programmes. Die Nachweise sind durch einen Wirtschaftsprüfer zu erbringen.

Weitere Informationen unter www.bafa.de.

Hinweis: Haben Wärmenetze Anspruch auf Förderung nach BAFA / KWK-Gesetz, so entfällt eine Kopplung der Förderung nach KfW.

Förderung für dezentrale Heizsysteme

Marktanreizprogramm (MAP) zum Heizen mit Erneuerbaren Energien (BAFA)

Um die Nutzung erneuerbarer Energien (EE) im Wärmebereich auszubauen, bezuschusst das BAFA Investitionen in thermische Solarkollektor-, Biomasse-, Wärmepumpen- und Mini-KWK-Anlagen.

Die Höhe der möglichen Investitionskostenförderungen ist je nach eingesetztem Energieträger (Sonne, Biomasse, Umweltwärme oder KWK) und Ausführung der Anlagen unterschiedlich hoch. Die Fördermittel gliedern sich zudem je nach Kombination und technischer Ausführung der Anlagen in Basis-, Innovations- und Zusatzfördermittel.

Das MAP setzt den Schwerpunkt auf die Modernisierung bestehender Anlagen, aber auch Wärmeerzeuger in Neubauten können vom Förderprogramm profitieren. Da durch das Erneuerbare Energien Wärmegesetz bereits eine Pflicht zur Nutzung EE im Neubau vorgegeben ist, können in diesem Bereich nur Fördermittel in Anspruch genommen werden, wenn die vorgegebenen gesetzlichen Ziele übererfüllt werden. D.h. die installierten Anlagen müssen den geforderten Anteil an EE in der Wärmeerzeugung deutlich übertreffen oder besonders innovativ bzw. effizient arbeiten.

Für die Ermittlung der dezentralen Wärmegestehungskosten wurden lediglich die möglichen Basisförderungen berücksichtigt, da weitere Innovations- und Zusatzförderungen stark von der jeweiligen, zum Einsatz kommenden Anlagentechnik abhängig sind.

Darüber hinaus gilt seit Januar 2016 die Zusatzförderung „Anreizprogramm Energieeffizienz“ (APEE), welches eine zusätzliche Erhöhung der Fördersätze um 20 % sowie einen „Optimierungsbonus“ umfasst.

Für Bayern ist, unter Einhaltung der Förderrichtlinien, für Einzelanlagen zudem eine Förderung durch das „10.000-Häuser-Programm“ des Freistaates Bayern möglich. Die Förderhöhe richtet sich auch hier nach der eingesetzten Anlagentechnik, deren Größe und Innovationsfähigkeit.

Weitere Informationen unter:

www.bafa.de

und

https://www.energieatlas.bayern.de/buerger/10000_haeuser_programm.html

7.3 Hinweise zu den Wärmeerzeugern

Beim Einsatz von **Blockheizkraftwerken (BHKW)** muss berücksichtigt werden, dass diese wartungsintensiv sind. Je nach Hersteller, Anlagengröße und Einsatzbedingungen des BHKW kann ab etwa 20.000 Betriebsstunden eine Motorüberholung bzw. ein Austausch des Motors erforderlich werden. Bei Erdgas-BHKW können je nach Hersteller und Größe der Anlage ggf. längere Intervalle vorliegen.

Blockheizkraftwerke sollen im Dauerbetrieb zur Grundlastversorgung eingesetzt werden, ein häufiges Takten – Starten und Stoppen des Motors – ist zu vermeiden. Um einen optimierten Dauerbetrieb zu gewährleisten ist ein entsprechend großer Pufferspeicher vorzusehen.

Die Einspeisung der jeweiligen elektrischen Leistung der geplanten KWK-Anlagen in das öffentliche Stromnetz muss im Vorfeld einer Realisierung in Abstimmung mit dem lokalen Netzbetreiber/Energieversorgungsunternehmen überprüft werden.

Beim Einsatz von **Erdgas** wird der vom BHKW erzeugte Strom bei Bedarf vorrangig, soweit möglich, im eigenen Gebäude verwendet. Dadurch können der Strombezug aus dem öffentlichen Netz verringert und Leistungsspitzen reduziert werden. Bei Stromüberproduktion wird dieser ins öffentliche Netz eingespeist.

Der produzierte Strom aus **Biomethan-BHKW** wird nach dem aktuell gültigen EEG vergütet. Beim Einsatz von Biomethan in einem BHKW ist entsprechend ein Kraftstoffkontingent an Biomethan in Form eines Liefervertrags für den sachgemäßen Anlagenbetrieb zu erwerben. Weiterhin gelten im Wesentlichen die gleichen Vorgaben, wie sie auch für den Einsatz eines mit Erdgas betriebenen BHKW-Moduls gelten.

Beim Einsatz eines **Pelletkessels** muss berücksichtigt werden, dass eine Möglichkeit zur Brennstofflagerung geschaffen werden muss. Dieser Lagerbereich kann in das Gebäude integriert oder als externe Lösung (z. B. Siloausführung oder unterirdischer Pelletbunker aus Beton) eingerichtet bzw. errichtet werden. Dadurch ist bei diesen Varianten ein erhöhter Platzbedarf und Logistikaufwand zu berücksichtigen. Bei Pellets handelt es sich um naturbelassenes Holz, welches ohne chemische Bindemittel zu zylindrischen Presslingen gepresst wird. Da es sich bei Pellets um einen genormten Brennstoff nach DIN 51731 (Önorm M7135, CEN/TS 14961 oder „DIN plus“) handelt, ist die Qualität der Pellets konstant und es liegt ein Heizwert von 4,7 bis 5 kWh/kg, bei einem Schüttgewicht von 650 kg/m³, vor.

Der jährliche Verbrauch an Holzpellets wird bei den einzelnen Varianten in Tonnen angegeben. Auf ein gleichbleibendes Qualitätsniveau des Brennstoffs ist zu achten.

Bei den Berechnungen wird von einem durchschnittlichen Heizwert von >4,9 kWh_{Hi}/kg ausgegangen. Um einen optimierten Betrieb zu gewährleisten ist ein entsprechend großer Pufferspeicher vorzusehen.

Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass eine Zufahrtsmöglichkeit zur Befüllung des Lagers gegeben sein muss. Die Belieferungsintervalle sind je nach Kesselgröße von der Betriebssituation und der Lagerkapazität abhängig und können von wenigen Tagen bis einigen Wochen variieren. Bei sehr großen Heizwerken sind im Vollastbetrieb tägliche Anlieferungen zu erwarten.

Für den Betrieb und die Brennstoffversorgung eines Pelletkessels ist mit einem höheren Personal- und Wartungsaufwand als bei einer Erdgas- oder Heizölfeuerung rechnen.

7.4 Allgemeine Begriffserklärungen zur Ermittlung des Sanierungspotenzials anhand dreier Modellgebäude

U-Wert

Sämtliche Hüllflächen werden in der folgenden bauphysikalischen Begutachtung auf so genannte U-Werte bezogen. Der Wärmedurchgangskoeffizient (U-Wert) ist das Maß für den Wärmedurchgang durch eine Materialschicht. Ein U-Wert einer Wand von beispielsweise $2 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ sagt aus, dass bei einem Kelvin Temperaturunterschied von innen nach außen, 2 Watt Wärmeleistung pro Quadratmeter durch die Wand verloren gehen. Je niedriger der U-Wert eines Bauteils ist, desto günstiger wirkt sich dieses auf den Wärmeverlust des gesamten Gebäudes aus.

Im Folgenden werden die Hüllflächenbauteile nach den jeweiligen Gebäudeteilen und Baualterklassen geordnet, dargestellt und bewertet.

Wärmeleitfähigkeit

Die Wärmeleitfähigkeit beschreibt den Transport von Energie in Form von Wärme durch einen Körper aufgrund eines Temperaturgefälles. Je geringer die Wärmeleitfähigkeit, desto weniger Wärme kann durch ein Material fließen. Dämmstoffe werden nach ihrer Wärmeleitfähigkeit in Wärmeleitgruppen eingeteilt (z. B.: Wärmeleitfähigkeit $0,04 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ entspricht Wärmeleitgruppe 040).

Primärenergie

Der Primärenergiebedarf bildet die Gesamtenergieeffizienz eines Gebäudes ab. Er berücksichtigt neben der Endenergie auch die so genannte „Vorkette“ (Erkundung, Gewinnung, Verteilung, Umwandlung) der jeweils eingesetzten Energieträger (z. B. Heizöl, Gas, Strom, erneuerbare Energien, etc.). Kleine Werte signalisieren einen geringen Bedarf und damit eine hohe Energieeffizienz, d. h. eine die Ressourcen und die Umwelt schonende Energienutzung.

Endenergie

Der thermische Endenergiebedarf gibt die nach technischen Regeln berechnete, jährlich benötigte Energiemenge für Heizung, Warmwasser und Kühlung an. Er wird unter Standardklima- und Standardnutzungsbedingungen errechnet und ist das Maß für die Energieeffizienz eines Gebäudes und seiner Anlagentechnik. Der Endenergiebedarf ist die Energiemenge, die dem Gebäude bei standardisierten Bedingungen unter Berücksichtigung der Energieverluste

zugeführt werden muss, damit die standardisierte Innentemperatur und der Warmwasserbedarf sichergestellt werden können.

Nutzenergie

Die Nutzenergie ist diejenige Energie, die dem Endnutzer zur Verfügung steht. Das bedeutet, die Nutzenergie entspricht der Endenergie unter Abzug sämtlicher Verluste (Leistungsverluste, Anlagenverluste, etc.). Bei Wohngebäuden setzt sich die thermische Nutzenergie aus dem Wärmebedarf für Warmwasser und Gebäudebeheizung zusammen.

Referenzklima

Klimareferenzort:	Deutschland
Norm-Außentemperatur ϑ_e :	-12 °C
Mittlere Außentemperatur $\vartheta_{e,mittel}$:	8,9 °C

Verbrauchsangaben

Für die in dieser Studie enthaltenen Berechnungen wurden das EnEV-Standardnutzerverhalten und die Standardklimabedingungen zugrunde gelegt. Daher können aus den Ergebnissen keine detaillierten Rückschlüsse auf die absolute Höhe des Brennstoffverbrauchs eines existierenden Wohngebäudes im Stadtgebiet Ingolstadt gezogen werden. Erfahrungsgemäß ist der reale Wärmeverbrauch eines Wohngebäudes meist niedriger als der sich unter oben genannten Normbedingungen ergebende rechnerische Verbrauch. Auch kann das subjektive, reale Nutzerverhalten rechnerisch nur schwer nachvollzogen werden.

Software

Zur Berechnung wird die Hottgenroth Energieberater 18599 Software verwendet.

7.5 Detaillierte Darstellung dezentraler WGK anhand der Modellgebäude

7.5.1 Gebäudetyp 1 (EFH)

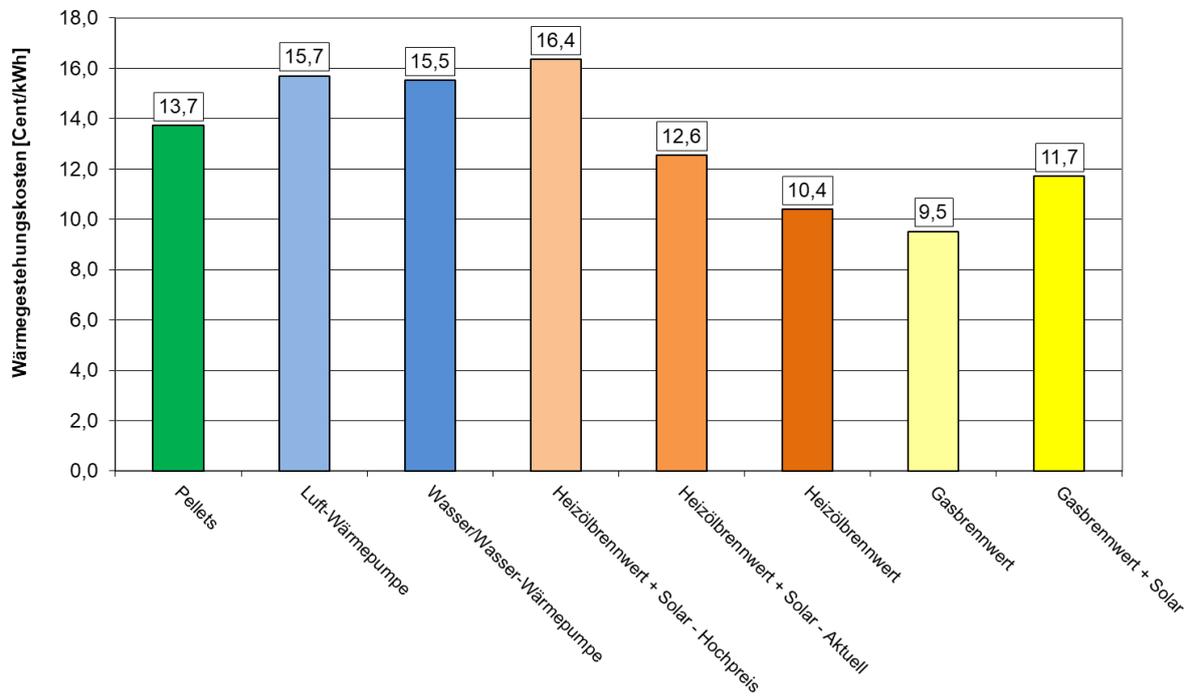


Abbildung 42: dezentrale Wärmegestehungskosten EFH (IST-Zustand)

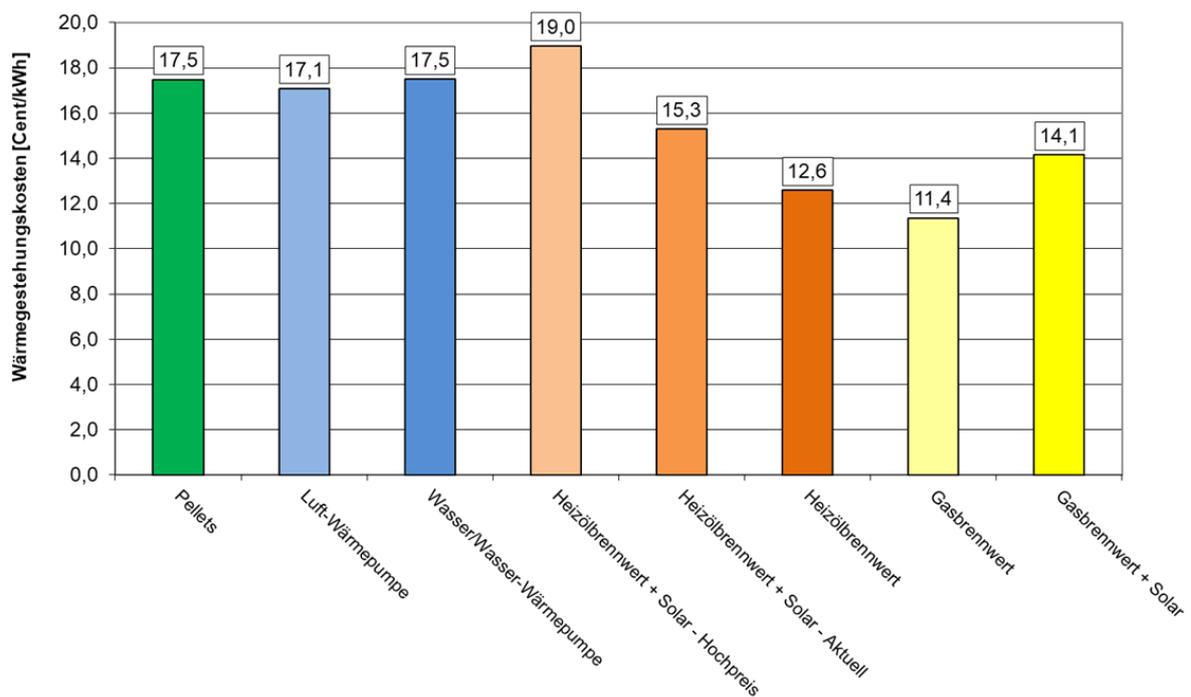


Abbildung 43: dezentrale Wärmegestehungskosten EFH (SANIERT)

7.5.2 Gebäudetyp 2 (ZFH/MFH)

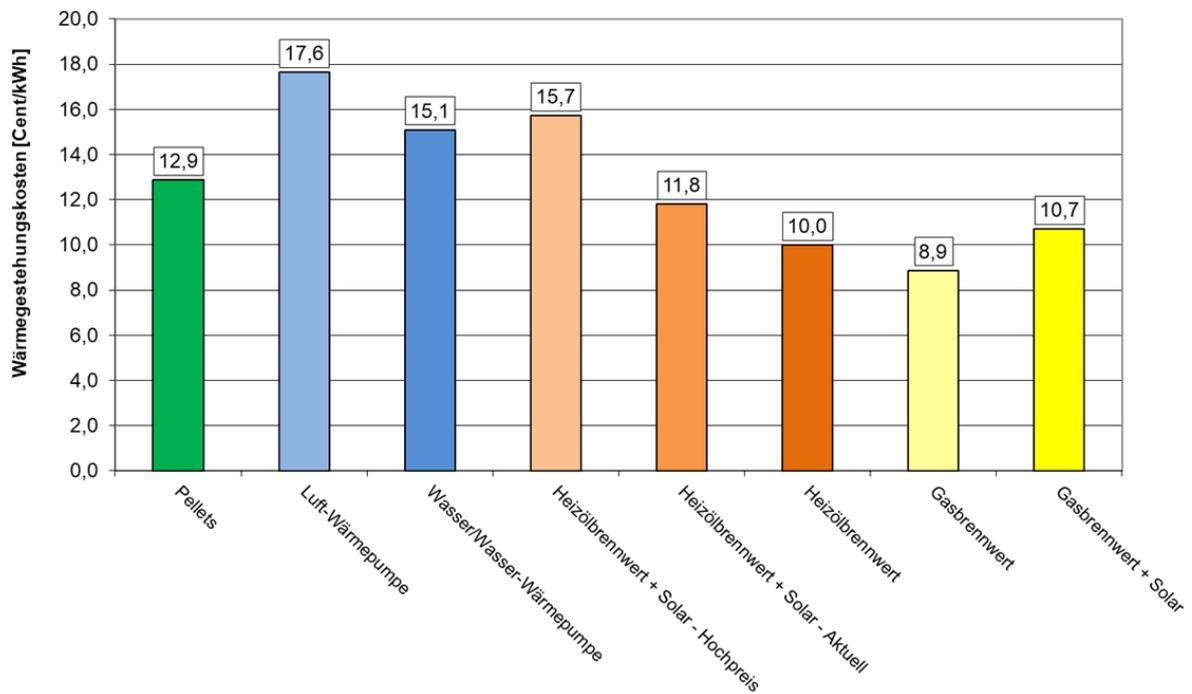


Abbildung 44: dezentrale Wärmegestehungskosten ZFH/MFH (IST-Zustand)

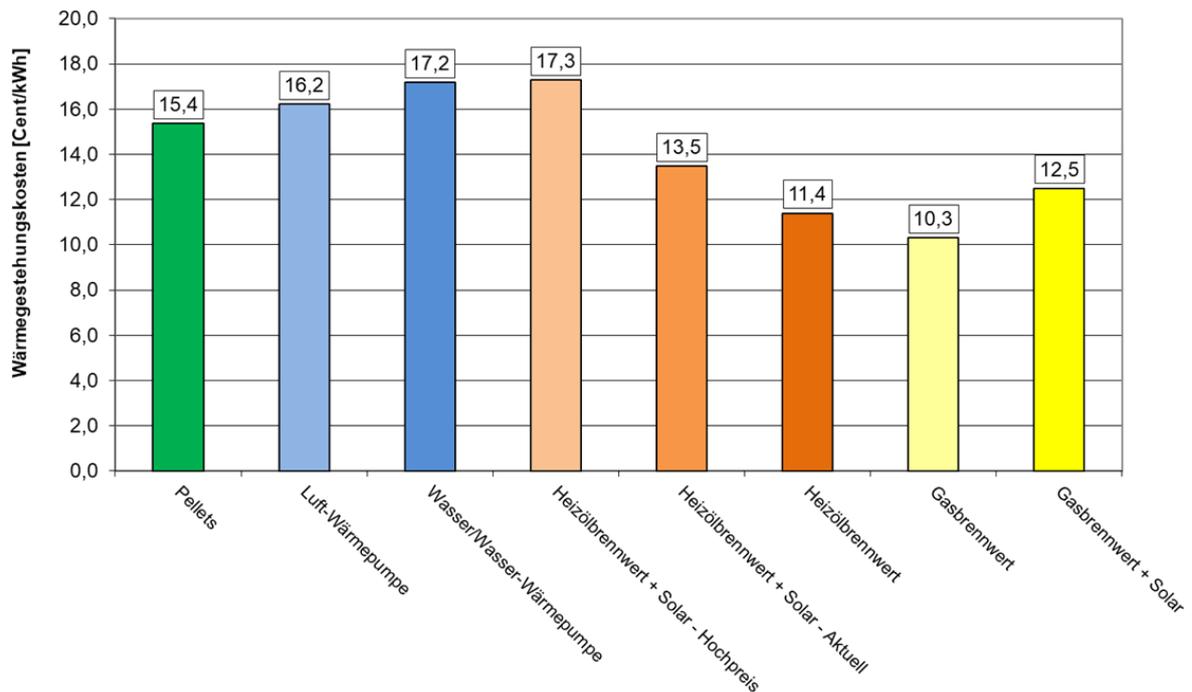


Abbildung 45: dezentrale Wärmegestehungskosten ZFH/MFH (SANIERT)

7.5.3 Gebäudetyp 3 (RMH)

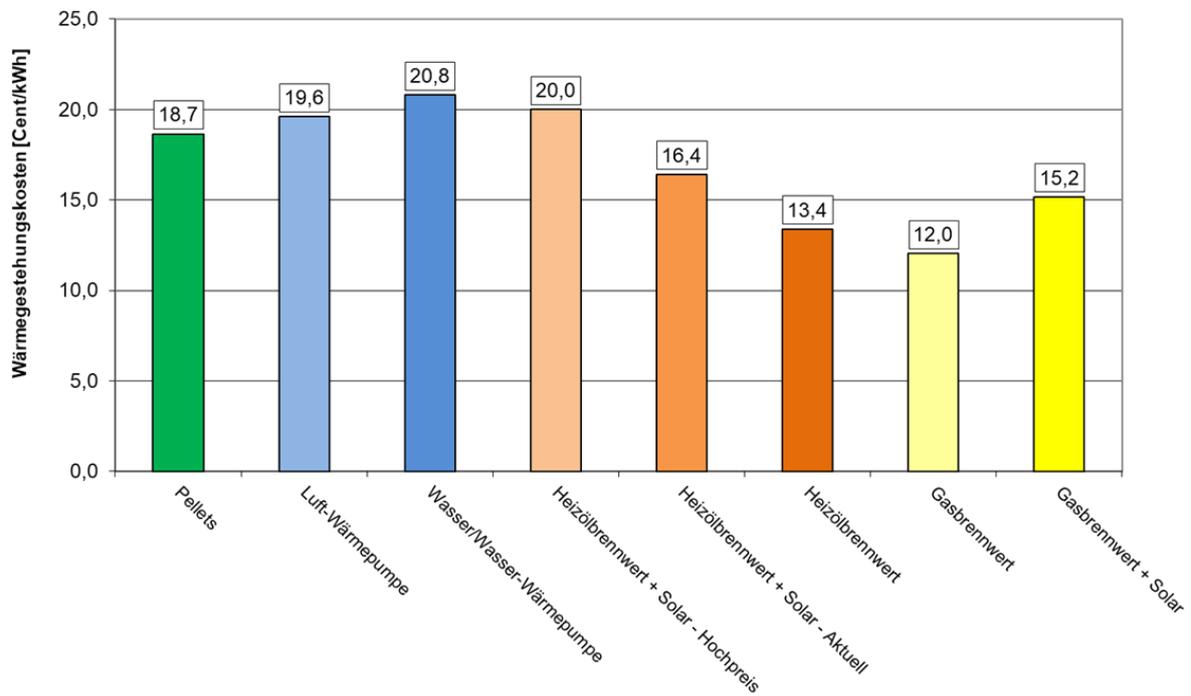


Abbildung 46: dezentrale Wärmegestehungskosten RMH (IST-Zustand)

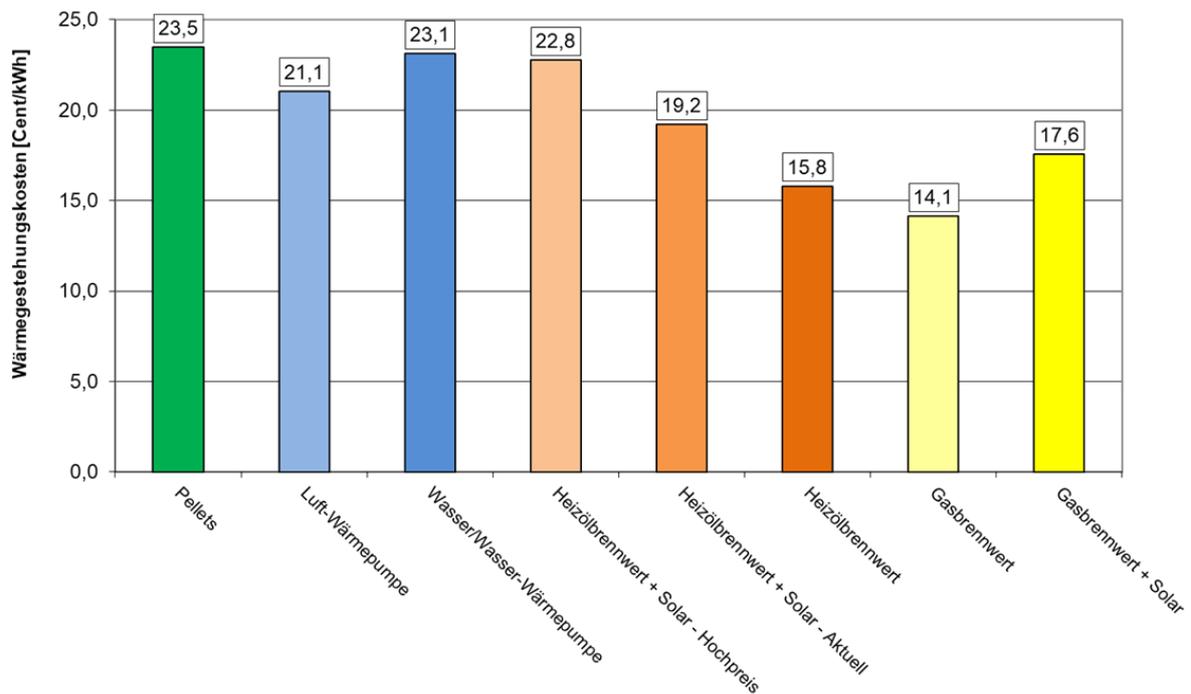


Abbildung 47: dezentrale Wärmegestehungskosten RMH (SANIERT)

7.6 Detaillierte Darstellung dezentraler THG-Emissionen anhand der Modellgebäude

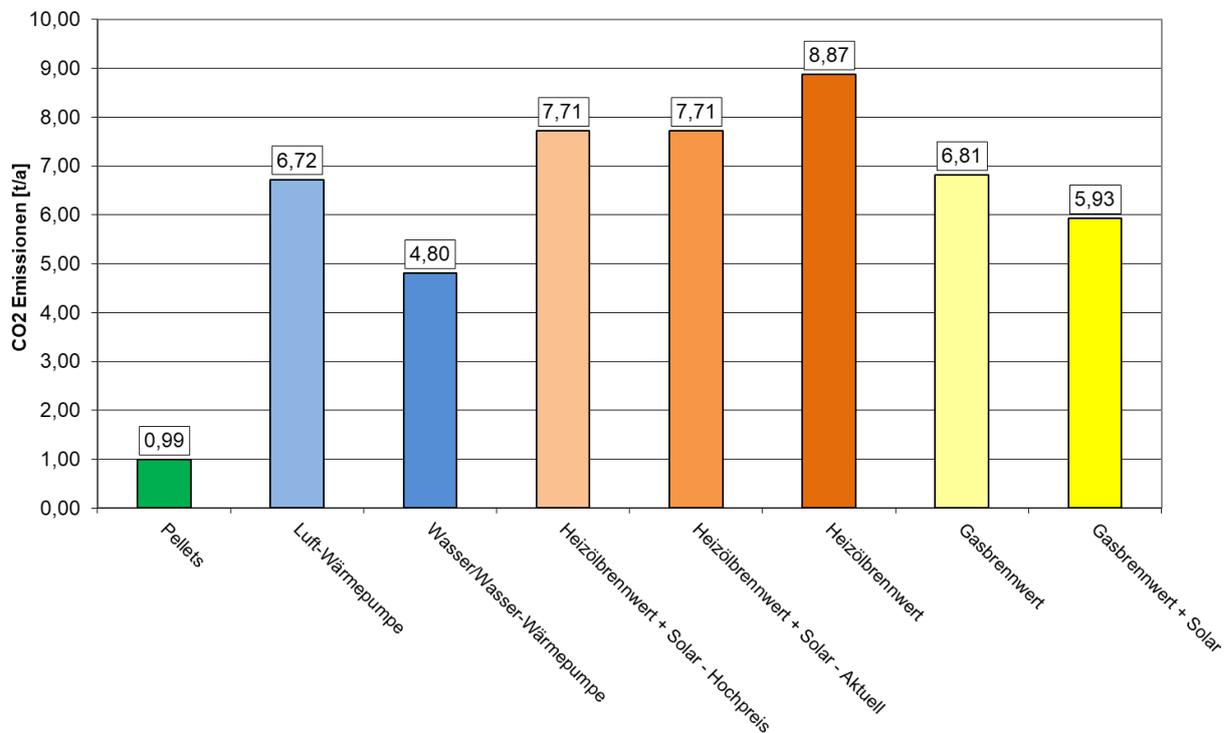


Abbildung 48: CO₂-Emissionen EFH (IST-Zustand)

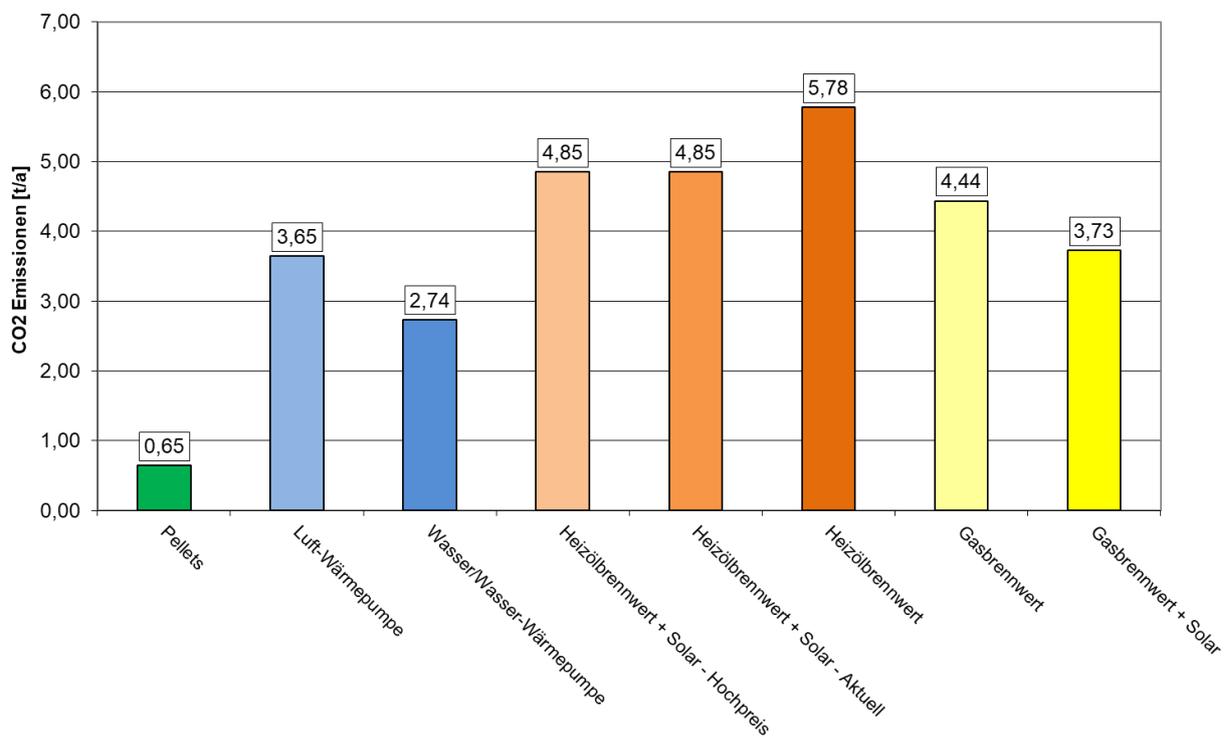


Abbildung 49: CO₂-Emissionen EFH (SANIERT)

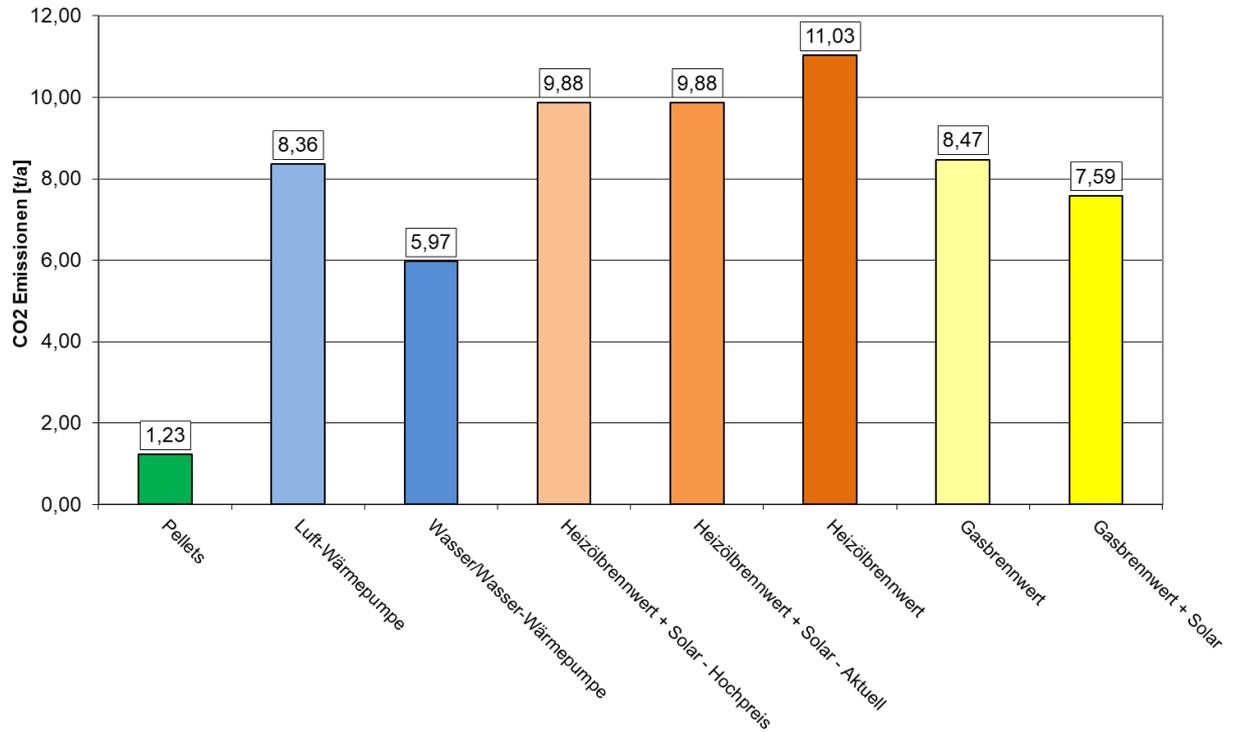


Abbildung 50: CO₂-Emissionen ZFH/MFH (IST-Zustand)

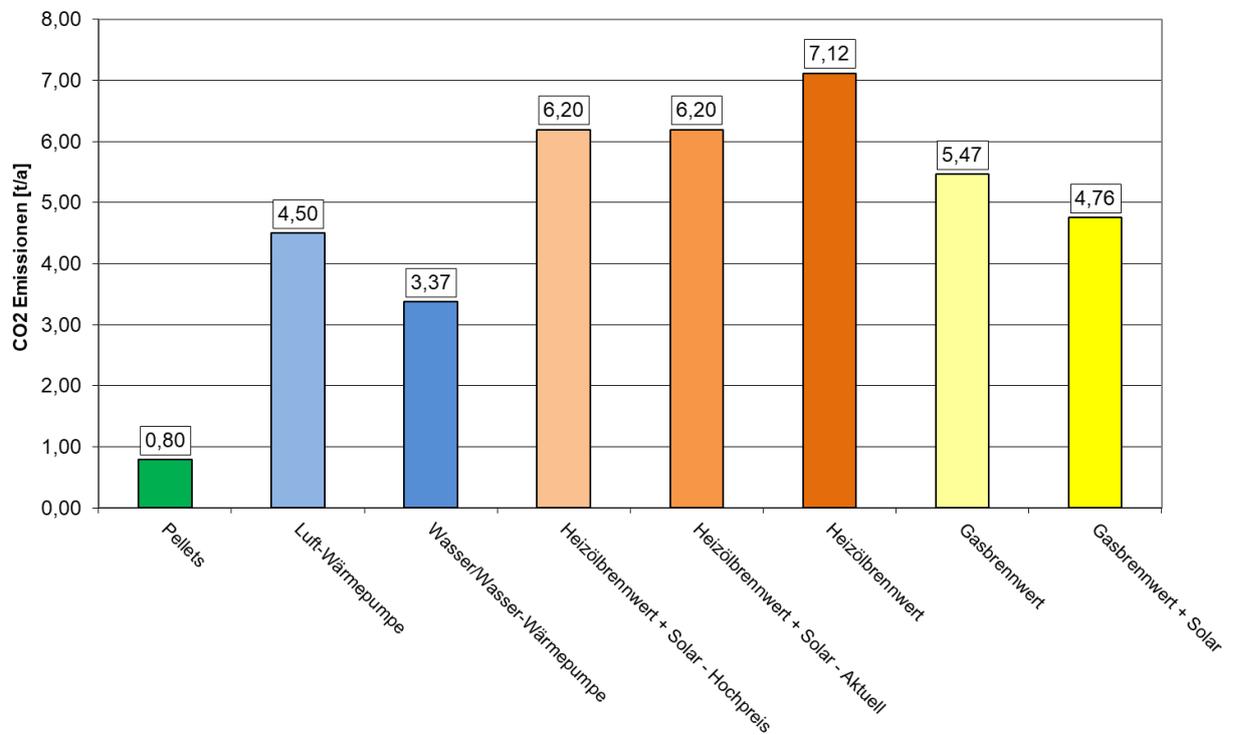


Abbildung 51: CO₂-Emissionen ZFH/MFH (SANIERT)

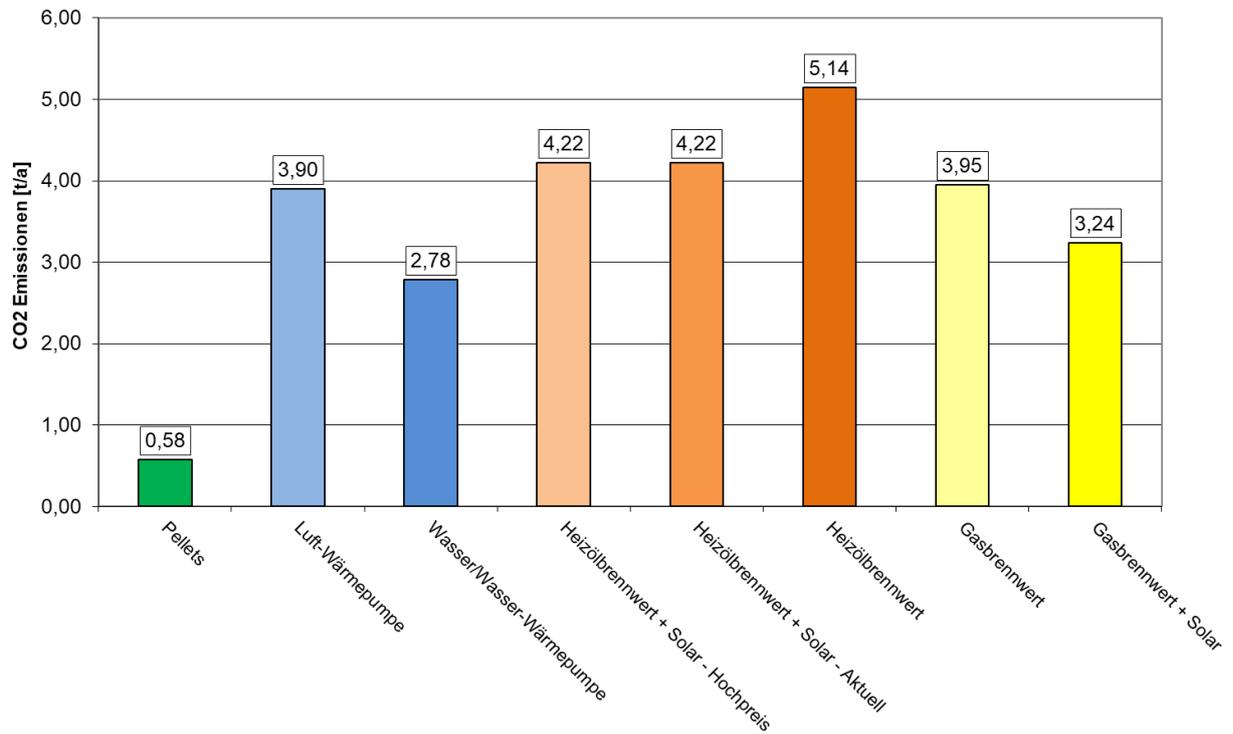


Abbildung 52: CO₂-Emissionen RMH (IST-Zustand)

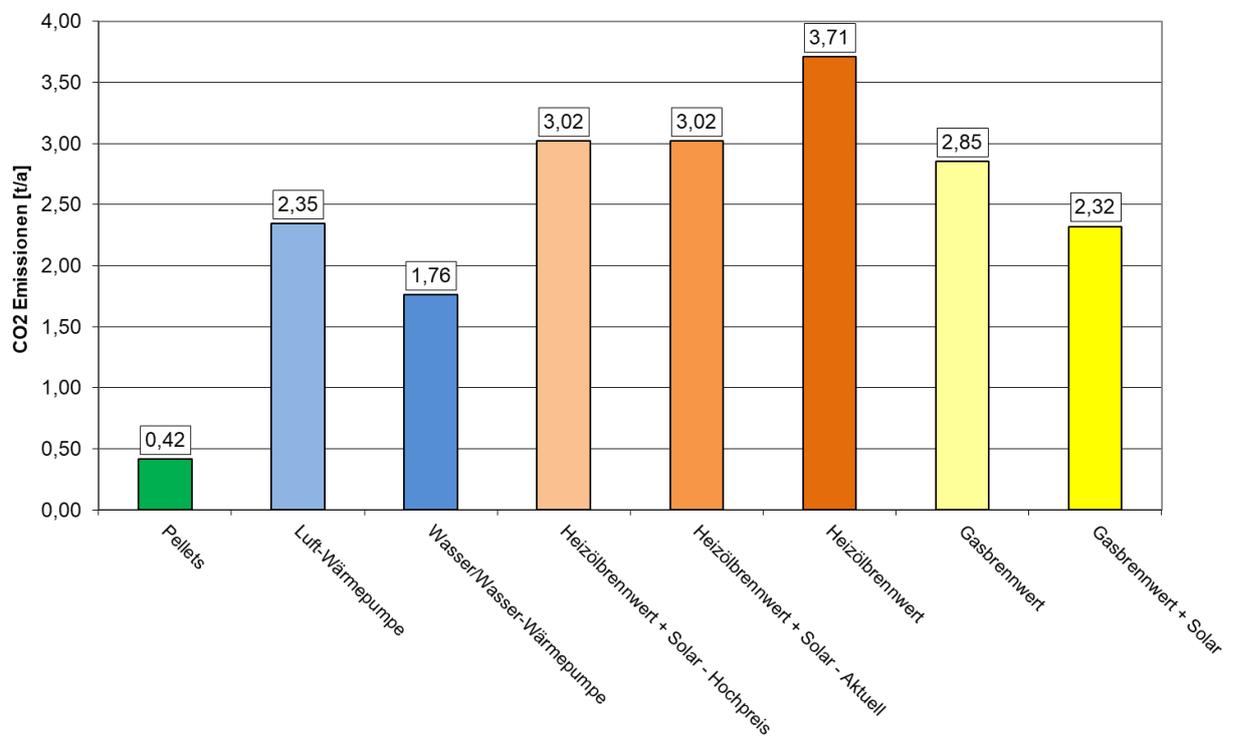


Abbildung 53: CO₂-Emissionen RMH (SANIERT)

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Lage des Bestandsquartiers [Quelle: Bay. Vermessungsverwaltung / http://www.geoportal.bayern.de ; Bearbeitung: IfE].....	13
Abbildung 2: Lage des Bestandsquartiers im Detail [Quelle: Bay. Vermessungsverwaltung / http://www.geoportal.bayern.de ; Bearbeitung: IfE].....	14
Abbildung 3: Muster des Datenerhebungsbogens	15
Abbildung 4: Anschlussinteresse im Stadtgebiet Haunwöhr auf Grundlage der Datenermittlung [Quelle: Stadt Ingolstadt; Bearbeitung: IfE; nicht für den öffentlichen Gebrauch]	17
Abbildung 5: Möglicher Trassenverlauf mit potenziellen Standorten für eine Heizzentrale [Quelle: Stadt Ingolstadt; Bearbeitung: IfE GmbH].....	20
Abbildung 6: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand mit 60 % Anschlussquote ohne Netzwärmeverluste	23
Abbildung 7: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand mit 60 % Anschlussquote mit Berücksichtigung der Netzwärmeverluste	23
Abbildung 8: Geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand	24
Abbildung 9: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Jahresdauerlinie der Variante 1.1	27
Abbildung 10: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Jahresdauerlinie der Variante 1.2	29
Abbildung 11: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Jahresdauerlinie der Variante 1.3	31
Abbildung 12: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Jahresdauerlinie der Variante 1.4	33
Abbildung 13: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: prognostizierte Investitionskosten	34
Abbildung 14: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Jährliche Ausgaben	36
Abbildung 15: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Jährliche Einnahmen	37
Abbildung 16: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten	38
Abbildung 17: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.0	40
Abbildung 18: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.1	41
Abbildung 19: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.2	42

Abbildung 20: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.3	43
Abbildung 21: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.4	44
Abbildung 22: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: CO ₂ -Bilanz der verschiedenen Varianten.....	45
Abbildung 23: Einfamilienhaus	50
Abbildung 24: Zwei- und kleines Mehrfamilienhaus	51
Abbildung 25: Reihemittelhaus	52
Abbildung 26: Energieeinsparpotenzial Modellgebäude 1 (EFH)	61
Abbildung 27: Einfluss von Sanierungsmaßnahmen auf den absoluten CO ₂ -Ausstoß pro Jahr	62
Abbildung 28: Energieeinsparpotenzial Modellgebäude 2 (ZFH/MFH).....	63
Abbildung 29: Einfluss von Sanierungsmaßnahmen auf den absoluten CO ₂ -Ausstoß pro Jahr	64
Abbildung 30: Energieeinsparpotenzial Modellgebäude 3 (RMH)	65
Abbildung 31: Einfluss von Sanierungsmaßnahmen auf den absoluten CO ₂ -Ausstoß pro Jahr	66
Abbildung 32: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung im sanierten Zustand mit 60 % Anschlussquote ohne Netzwärmeverluste.....	77
Abbildung 33: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung im sanierten Zustand mit 60 % Anschlussquote mit Netzwärmeverluste.....	78
Abbildung 34: Geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs der Nahwärmeverbundlösung im sanierten Zustand (2037).....	79
Abbildung 35: Nahwärmeverbundlösung 2037: Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten	82
Abbildung 36: Nahwärmeverbund im IST-Zustand: Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten.....	83
Abbildung 37: Nahwärmeverbundlösung 2037: CO ₂ -Bilanz der verschiedenen Varianten	84
Abbildung 38: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: CO ₂ -Bilanz der verschiedenen Varianten.....	85

Abbildung 39: Vergleich absoluter CO ₂ -Emissionen; dezentral und zentral versorgt im IST-Zustand	89
Abbildung 40: Vergleich absoluter CO ₂ -Emissionen; dezentral und zentral versorgt im SANIERT-Zustand.....	90
Abbildung 41: Übersicht der KWK-Zuschläge nach KWK-G 2016 [Quelle: ASUE KWKG 2016 in Zahlen].....	98
Abbildung 42: dezentrale Wärmegegostehungskosten EFH (IST-Zustand)	111
Abbildung 43: dezentrale Wärmegegostehungskosten EFH (SANIERT)	111
Abbildung 44: dezentrale Wärmegegostehungskosten ZFH/MFH (IST-Zustand).....	112
Abbildung 45: dezentrale Wärmegegostehungskosten ZFH/MFH (SANIERT).....	112
Abbildung 46: dezentrale Wärmegegostehungskosten RMH (IST-Zustand)	113
Abbildung 47: dezentrale Wärmegegostehungskosten RMH (SANIERT)	113
Abbildung 48: CO ₂ -Emissionen EFH (IST-Zustand).....	114
Abbildung 49: CO ₂ -Emissionen EFH (SANIERT).....	114
Abbildung 50: CO ₂ -Emissionen ZFH/MFH (IST-Zustand)	115
Abbildung 51: CO ₂ -Emissionen ZFH/MFH (SANIERT)	115
Abbildung 52: CO ₂ -Emissionen RMH (IST-Zustand).....	116
Abbildung 53: CO ₂ -Emissionen RMH (SANIERT).....	116

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anteile der Energieträger aus Datenauswertung	16
Tabelle 2: Auswertung Anschlussinteresse aus Datenabfrage	17
Tabelle 3: Verteilung der Gebäudetypen im Betrachtungsgebiet	18
Tabelle 4: Kenndaten der Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand mit 60 % Anschlussquote	21
Tabelle 5: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Variante 1.0 - Eckdaten	26
Tabelle 6: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Variante 1.1 - Eckdaten	28
Tabelle 7: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Variante 1.2 - Eckdaten	30
Tabelle 8: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Variante 1.3 - Eckdaten	31
Tabelle 9: Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand: Variante 1.4 - Eckdaten	33
Tabelle 10: CO ₂ -Äquivalente laut GEMIS-Datenbank (Auszug)	45
Tabelle 11: Zusammenfassung Wärmeversorgung Nahwärmeverbundlösung im Ist-Zustand	46
Tabelle 12: Verteilung der Gebäudetypen im Betrachtungsgebiet	47
Tabelle 13: Die technischen Mindestanforderungen nach EnEV 2016 und KfW	59
Tabelle 14: Einsparung Heizendenergie Modellgebäude 1 (EFH)	61
Tabelle 15: Statische Amortisation - Sanierungsmaßnahmen Modellgebäude 1 (EFH)	62
Tabelle 16: Einsparung Heizendenergie Modellgebäude 2 (ZFH/MFH)	63
Tabelle 17: Statische Amortisation - Sanierungsmaßnahmen Modellgebäude 2 (ZFH/MFH) ..	64
Tabelle 18: Einsparung Heizendenergie Modellgebäude 3 (RMH)	65
Tabelle 19: Statische Amortisation - Sanierungsmaßnahmen Modellgebäude 3 (RMH)	66
Tabelle 20: Mittlere, dezentrale Wärmegegstellungskosten – Übersicht.....	68
Tabelle 21: Mittlere, dezentrale THG-Emissionen der Modellgebäude nach Anlagenart.....	70
Tabelle 22: Mittlere, dezentrale Wärmegegstellungskosten – Übersicht.....	74
Tabelle 23: Die Kenndaten der Nahwärmeverbundlösung in 2037	76
Tabelle 24: Zusammenfassung Wärmeversorgung Nahwärmeverbundlösung 2037	86
Tabelle 25: Vergleich ausgewählter zentraler und dezentraler Energieversorgungsvarianten.	92

Teil-Energienutzungsplan
Teilbericht 2
Energieversorgungskonzept
für
ein Neubaugebiet
(Stadtteil Friedrichshofen)

Teilbericht 2 – Energieversorgungskonzept für ein Neubaugebiet im Stadtgebiet Friedrichshofen

Auftraggeber:

Stadt Ingolstadt – Referat VIII
Gesundheit, Klimaschutz und Umwelt
Spitalstraße 3
85049 Ingolstadt

Auftragnehmer:

Institut für Energietechnik IfE GmbH
an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden
Kaiser-Wilhelm-Ring 23a
92224 Amberg

Bearbeitungszeitraum:

Januar 2017 bis September 2018

Amberg, den 28.09.2018

Prof. Dr.-Ing. Markus Brautsch

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	6
2	Datenermittlung und Berechnung von Kennwerten.....	8
3	Prüfung der spezifischen Wärmebelegungsichte für verschiedene Varianten der Bebauungsstruktur	14
3.1	Bebauungsstruktur Variante 1 - Gesamtgebiet.....	14
3.2	Bebauungsstruktur Variante 2 – Teilversorgung.....	19
3.3	Bebauungsstruktur Variante 2a – Teilversorgung.....	23
3.4	Bebauungsstruktur Variante 3 – Gesamtgebiet (keine EFH/ZFH).....	26
3.5	Ausblick Arealnetz (Zentrale Wärme- und Stromversorgung)	30
4	Zusammenfassung und Handlungsempfehlung.....	34
5	Abbildungsverzeichnis.....	38
6	Tabellenverzeichnis.....	40

Abkürzungsverzeichnis

BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
d. h.	das heißt
EFH	Einfamilienhaus
EnEV	Energieeinsparverordnung
etc.	et cetera
inkl.	inklusive
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
lt.	laut
MFH	Mehrfamilienhaus
PV	Photovoltaik
u. a.	unter anderem
vbh	Vollbenutzungsstunden
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
vgl.	vergleiche
z. B.	zum Beispiel
ZFH	Zweifamilienhaus

Formelzeichen, Indizes und Einheiten

Einheiten

MWh	Megawattstunde
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
kW	Kilowatt
a	Jahr
h	Stunde
m ²	Quadratmeter
%	Prozent
m	Meter

Indizes

el	elektrisch
th	thermisch

1 Einleitung

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse des zweiten Abschnittes des Teil-Energienutzungsplanes für die Stadt Ingolstadt zusammen. Die Erstellung des Teil-Energienutzungsplanes erfolgte im Auftrag der Stadt Ingolstadt, vertreten durch das Umweltreferat (Referat VIII). Das Konzept wurde durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie gefördert. In der Ausarbeitung werden die aggregierten Ergebnisse für das Betrachtungsgebiet „Friedrichshofen“ als Neubaugebiet dargestellt.

Auf das Bestreben des Umweltreferats der Stadt Ingolstadt hin soll die Machbarkeit einer nachhaltigen Energieversorgung mit Strom und Wärme in einem Neubaugebiet geprüft werden. Hierbei wird anhand der bisherigen Datenbasis eine erste Abschätzung des Potenzials zum Aufbau einer zentralen Energieversorgung im Neubaugebiet Friedrichshofen geprüft.

Hierfür wird das Betrachtungsgebiet im ersten Schritt mit einer zu erwartenden Bebauungsstruktur belegt (auf Basis der bisher verfügbaren Daten). Dabei werden mehrere unterschiedliche Bebauungsdichten zur Darstellung der Struktur herangezogen und variiert. Die wärmetechnischen Standards der künftig auf dem Areal entstehenden Neubauten orientieren sich an aktuellen Mittelwerten zum Energiestandard und stellen einen Mix aus KfW-Effizienzgebäuden und Gebäuden nach EnEV2016 dar. Auf Grundlage dieser Kennwerte sowie den, aus dem zur Verfügung gestellten Lageplan entnommenen Flächennutzungen, wird im Anschluss der Wärmebedarf für die einzelnen Abschnitte im Quartier berechnet. Bei der Abbildung des vorgesehenen Schulstandorts wird sich am bestehenden Standort der Mittelschule unter Berücksichtigung aktueller Energiestandards, orientiert. Da zum derzeitigen Planungsstand noch keine Aussage über künftige Straßenverläufe, Grundstücksgrößen und endgültige Einteilungen möglich sind, wird zur Bestimmung einer potenziellen Wärmebelegungsdichte mit Pauschalwerten aus bereits umgesetzten Projekten gearbeitet.

Auf Basis der möglicherweise erreichbaren Wärmebelegungsdichten sowie des überschlägig berücksichtigten Bedarfs elektrischer Energie kann als Ergebnis eine Aussage getroffen werden, ob der Aufbau einer zentralen Energieversorgung im Neubaugebiet sinnvoll erscheint und näher geprüft werden sollte.

In enger Abstimmung mit dem Auftraggeber konnte im Vorfeld das künftige Neubaugebiet im Stadtteil Friedrichshofen aufgrund mehrerer Faktoren als geeignetes Betrachtungsgebiet identifiziert werden. Unter anderem sollten folgende Rahmenbedingungen für das zu betrachtende Quartier gelten:

- Keine Anbindung an das bestehende Fernwärmenetz der Stadtwerke Ingolstadt
- Früher Planungsstand zur Integration einer effizienten und umweltschonenden Energieversorgung für den Stadtteil durch eine hohe Anzahl an Freiheitsgraden
- Angestrebte Bebauungsdichte von Einfamilienwohnformen bis hin zum Geschosswohnungsbau sowie eine Erweiterung des Schulstandortes
- Möglichkeit der Erweiterung des Versorgungsbereichs durch Erschließung der bestehenden Bebauung

Die einzelnen Arbeitsschritte erfolgen hierbei vereinfacht nach den folgenden sachlogischen Schritten:

- Auswertung der vorhandenen Datengrundlage
- Festlegung der Randbedingung Bebauungsdichte in 3 Schritten (niedrig, mittel, hoch)
- Berechnung (Hochrechnung) des Energiebedarfs im Neubaugebiet in verschiedenen Varianten (je nach Anordnung der Flächen unterschiedlicher Bebauungsdichte)
- Festlegen anzunehmender Anschlusslängen zur Ermittlung der zu berücksichtigenden Trassenlänge
- Berechnung der Wärmebelegungsichte als wesentlicher Anhaltspunkt zur Bewertung der generellen Machbarkeit einer leitungsgebundenen, zentralen Energieversorgung
- Schlussfolgerungen und Vergleich der einzelnen Ergebnisse
- Erarbeiten von Handlungsempfehlungen

2 Datenermittlung und Berechnung von Kennwerten

Im Ortsteil Friedrichshofen (vgl. Abbildung 1 und Abbildung 2) der Stadt Ingolstadt sollen die Möglichkeiten einer zukunftsfähigen, effizienten und umweltschonenden Energieversorgung bspw. in Form eines Nahwärme- oder Arealnetzverbundes zur zentralen Wärme- bzw. Energieversorgung geprüft werden.

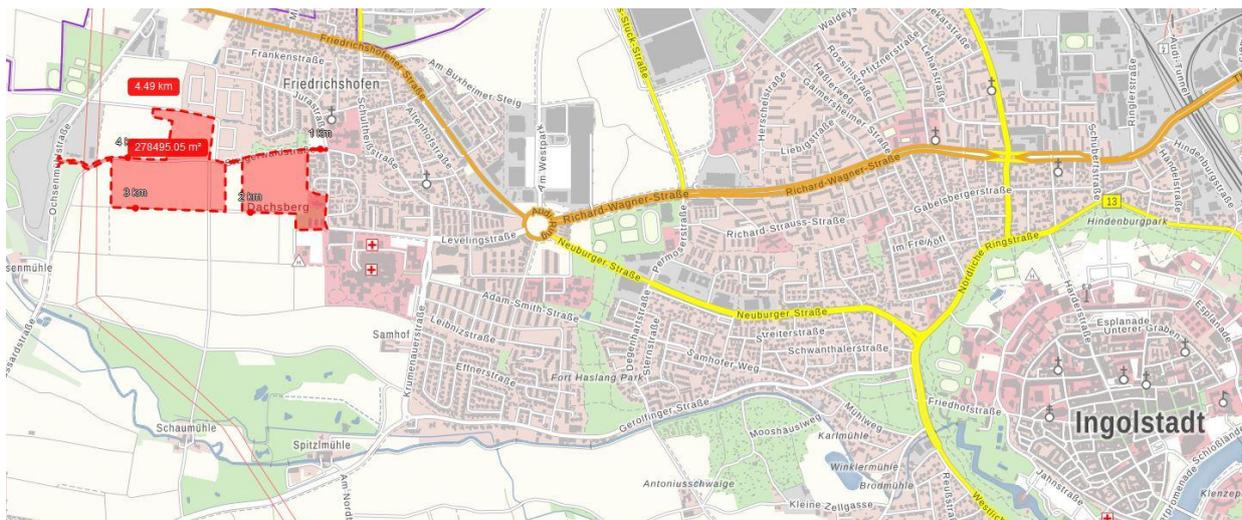


Abbildung 1: Lage des geplanten Neubaugebiets [Quelle: Bay. Vermessungsverwaltung / <http://www.geoportal.bayern.de>; Bearbeitung: IfE]

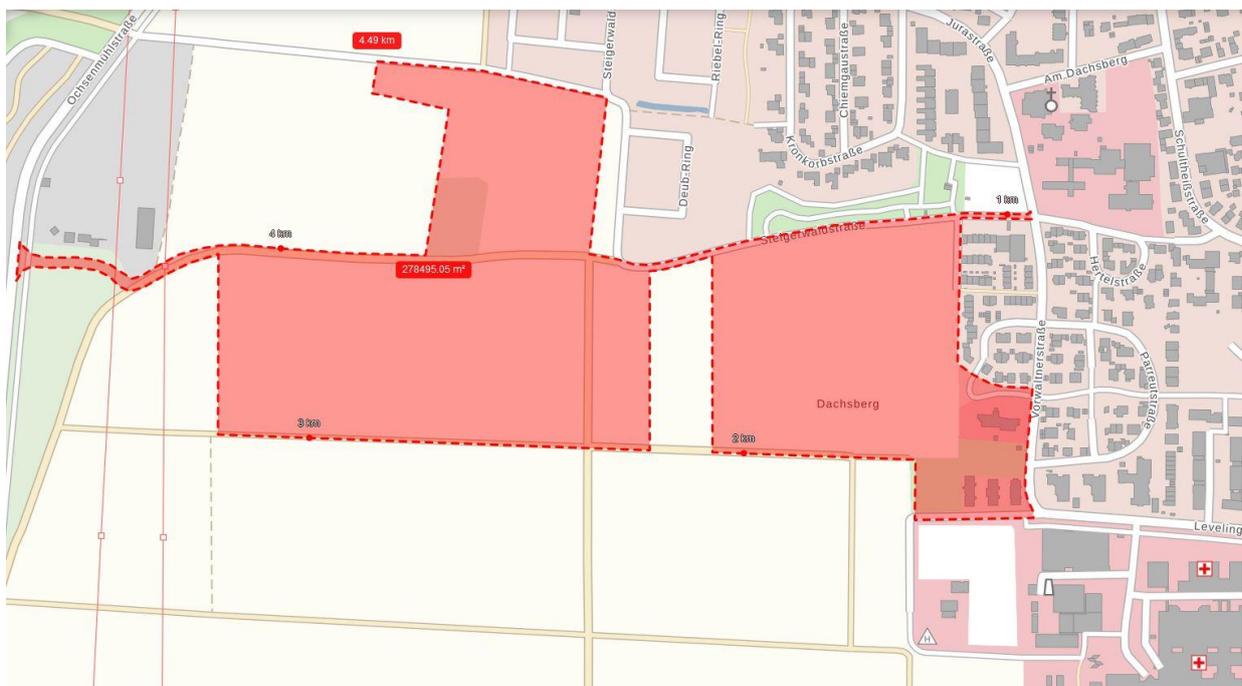


Abbildung 2: Lage des geplanten Neubaugebiets im Detail [Quelle: Bay. Vermessungsverwaltung / <http://www.geoportal.bayern.de>; Bearbeitung: IfE]

Um die Auslegung eines Energieversorgungsnetzes durchführen zu können, ist der Strom- und Wärmebedarf im betrachteten Stadtgebiet zu bestimmen. Dies geschieht mittels aktueller Richtwerte zum Strom- und Wärmebedarf von Neubauten sowohl für die Gebäude zur Wohnraumbereitstellung, als auch für den künftigen Schulstandort (Vergleichsobjekte). Die Ermittlung des Energiebedarfs der bestehenden Schule sowie des Kindergartens erfolgt auf Basis spezifischer Kennwerte für Bestandsbauten (Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchswerte und der Vergleichswerte im Nichtwohngebäudebestand vom April 2015) und vorliegenden, witterungsbereinigten Energieverbrauchsdaten (Schulstandort).

Die gebildeten Kennwerte werden anschließend auf Grundlage der zur Verfügung gestellten Planunterlagen auf das gesamte Quartier bezogen. Hieraus ergibt sich der zu erwartende, hochgerechnete Energiebedarf im Neubaugebiet Friedrichshofen. Auf Basis der ermittelten Kennwerte werden im Anschluss verschiedene Varianten der Bebauungsstruktur für das Betrachtungsgebiet erarbeitet und auf deren generelle Eignung für den Betrieb einer zentralen Energieversorgung geprüft. Wesentliches Element hierbei ist die Berechnung der Wärmebelegungsdichte im Verbund. Anhand dieser lässt sich die technische und wirtschaftliche Umsetzung in erster Instanz bewerten und eine Aussage hinsichtlich einer detaillierteren Betrachtung treffen.

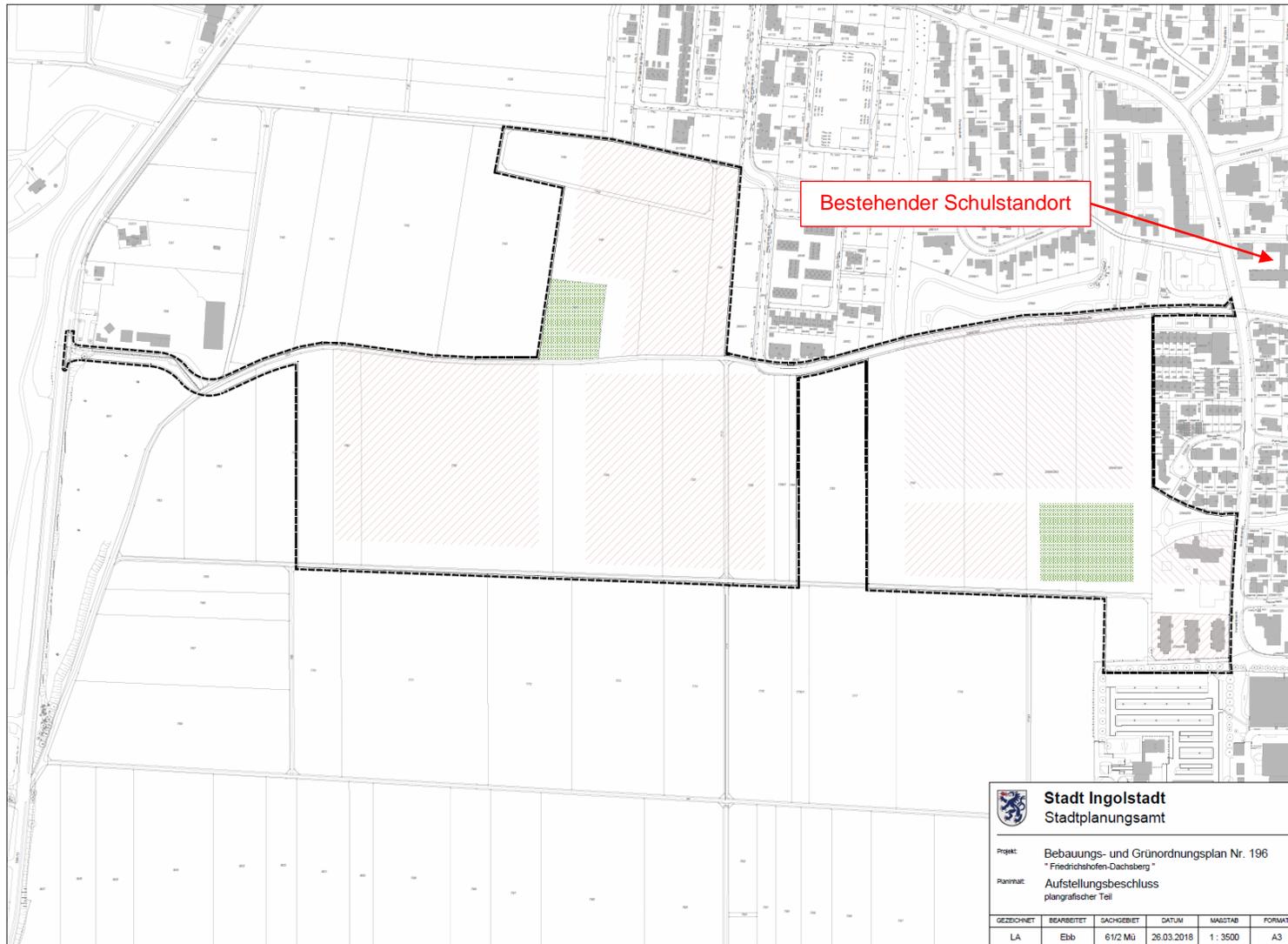


Abbildung 3: Bebauungs- und Grünordnungsplan Nr. 196 des geplanten Neubaugebiets [Quelle: Stadtplanungsamt Stadt Ingolstadt]

Überschlägige Flächenverteilung:

Gesamtfläche:	270.000 m ²
Fläche Schulstandort:	27.000 m ²
Fläche Friedhofserweiterung:	3.500 m ²
Brutto-Bauland:	239.500 m ²

Verkehrsflächen (- 10 %), Grünflächen (- 15 %) sowie Flächen für Sondernutzungen (- 5 %) werden pauschal berücksichtigt und von der Brutto-Baulandfläche abgezogen.

Als **Netto-Bauland** stehen somit rund **167.750 m²** zur Verfügung.

Bebauungsdichte:

Berücksichtigung unterschiedlicher Bebauungsdichten über Geschossflächenzahlen:

Niedrige Dichte:	0,6
Mittlere Dichte:	1,0
Höhere Dichte:	1,4

Spezifischer Gebäudeenergiebedarf:

Tabelle 1: Spezifischer Gebäudeenergiebedarf

	Wärmebedarf [kWh _{th} /m ²]	Strombedarf [kWh _{el} /m ²]
Schulstandort	55	15
Kindergarten	110	10
Niedrige Dichte	55	30
Mittlere Dichte	52,5	27
Höhere Dichte	50	25
Für den Energieanteil, welcher auf die WW-Bereitung entfällt wird pauschal der spezifische Wärmebedarfswert in Höhe von 12,5 kWh _{th} /m ² a aus der EnEV herangezogen.		

Für die öffentliche Liegenschaft der künftigen Schulerweiterung wird in Anlehnung an den nordöstlich gelegenen, bestehenden Schulstandort von einer beheizten Nutzfläche in Höhe von ca. 9.940 m² ausgegangen. Der bestehende Kindergarten wird anhand der Angaben aus den Planunterlagen mit einer beheizten Fläche von rund 630 m² in den Kalkulationen berücksichtigt.

Die Einteilung ausgewiesenen Flächen orientiert sich im Wesentlichen am zur Verfügung gestellten Bebauungs- und Grünordnungsplan Nr. 196 (vgl. Abbildung 3).

Entsprechende absolute Wärme- und Strombedarfswerte ergeben sich in den betrachteten Varianten anhand der Verteilung der unterschiedlichen Bebauungsdichten im Gebiet.

Für den bestehenden Schulstandort der Grund- und Mittelschule Friedrichshofen liegen absolute Energieverbrauchszahlen für die Berücksichtigung einer potenziellen Einbindung in eine zentrale Energieversorgung vor (klimabereinigter Wärmeverbrauch ca. 540 MWh_{th}/a und 110,5 MWh_{el}/a Stromverbrauch).

Anzahl Anschlussnehmer:

Zur Ermittlung einer potenziellen Anschlussnehmeranzahl werden mittlere Grundstücksflächen in Höhe von

Niedrige Dichte (EFH/ZFH):	500 m ²
Mittlere Dichte (RH/MFH):	200 m ²
Höhere Dichte (MFH/GWB):	1.500 m ²

herangezogen.

Trassenlänge:

Die mögliche Trassenlänge einer leitungsgebundenen Energieversorgung bestehend aus Haupttrasse, einzelnen Abschnitten zur Anbindung bis hin zu den Anschlussleitungen der Liegenschaften selbst, werden anhand der unterschiedlichen Einteilungen der Bebauungsstruktur in den nachfolgend abgebildeten Varianten über mittlere, anzunehmende Straßenlängen ermittelt. Diese Straßenlänge basieren lediglich auf Annahmen und können noch keiner konkreten Stadtplanung entnommen werden.

Für den Anschluss der Anlieger an das Energienetz werden pauschal 12,5 m bei niedriger, 7,5 m bei mittlerer und 15 m bei hoher Dichte für jede Liegenschaft berücksichtigt.

3 Prüfung der spezifischen Wärmebelegungsdichte für verschiedene Varianten der Bebauungsstruktur

Auf Basis der Datenermittlung werden nun verschiedene, leitungsgebundene Energieversorgungs-szenarien erstellt und im Hinblick auf deren mittlere Wärmebelegungsdichte hin bewertet. Zugrunde liegt immer eine Anschlussbereitschaft von 100 % aller Liegenschaften im Betrachtungsgebiet.

3.1 Bebauungsstruktur Variante 1 - Gesamtgebiet

Das Wohngebiet in Friedrichshofen wird dabei in Gebiete unterschiedlicher Bebauungsdichte eingeteilt. Als möglicher Standort für eine Energiezentrale wird das Gelände des künftigen Schulstandorts herangezogen.

In dieser Variante wird im Neubaugebiet von einer Bebauung mit allen Gebäudetypen (eingeteilt in kleinere Gebiete; vgl. Abbildung 4) ausgegangen, so dass im nördlichen Bereich eine Bebauung niedriger Dichte (Ein- und Zweifamilienhäuser) möglich ist, während im westlichen und südlichen Abschnitt von einer hohen Bebauungsdichte auszugehen ist. Die übrigen Flächen werden mit einer mittleren Bebauungsdichte belegt. Neben den beiden im Plan enthaltenen Bildungs- und Betreuungseinrichtungen wird auch der bestehende Schulstandort (Grund- und Mittelschule Friedrichshofen) an das Wärmenetz angeschlossen.

Flächenverhältnisse:

Tabelle 2: Flächenverhältnisse Variante 1

Bebauungsdichte	Netto Bauland [m ²]	mittlere Grundstücksfläche [m ²]	Mittlere Wohnfläche [m ²]	Anzahl Gebäude [-]
Niedrige Dichte (EFH/ZFH):	35.900	500	21.540	72
Mittlere Dichte (RH/MFH):	70.180	200	70.180	351
Höhere Dichte (MFH/GWB):	58.450	1.500	81.830	39

Zur näherungsweisen Bestimmung der Anzahl an Anliegern werden die mittleren Grundstücksgrößen je nach Bebauungsdichte herangezogen. Es ergeben sich somit in dieser Variante:

Anzahl Anlieger niedrige Dichte	72
Anzahl Anlieger mittlere Dichte	351
Anzahl Anlieger höhere Dichte	39

Es würde sich in dieser Variante eine beheizte Wohn- und Nutzfläche in Höhe von rund 192.350 m² ergeben (inkl. Bildungseinrichtungen).

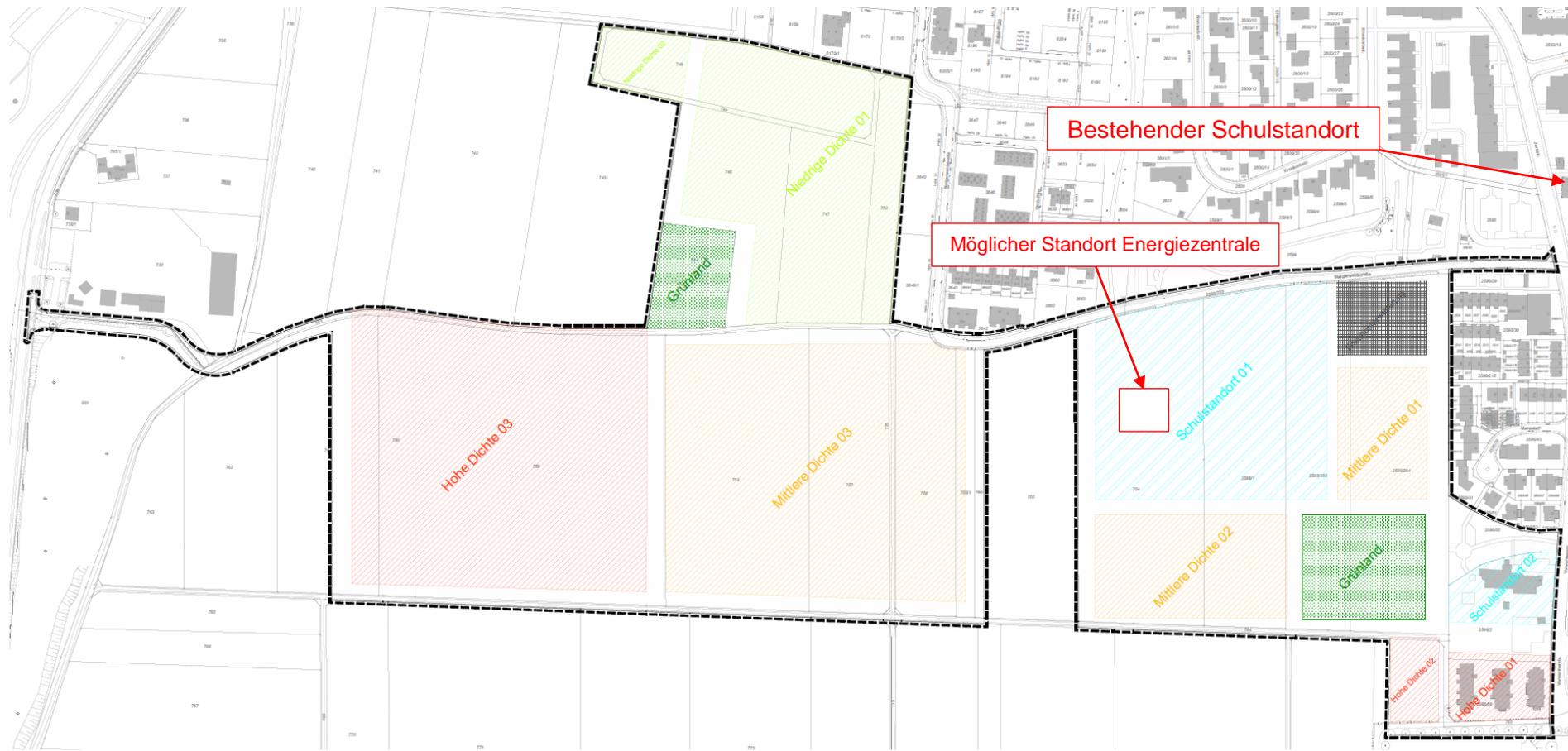


Abbildung 4: Bebauungsstruktur Variante 1 [Quelle: Stadtplanungsamt Stadt Ingolstadt; Bearbeitung: IfE]

Die berücksichtigte Trassenlänge für die Variante 1 – Gesamtgebiet gliedert sich in:

Tabelle 3: Trassenlänge Variante 1

Trassenabschnitt	Länge [m]
Haupttrasse	1.595
Gebiet höherer Bebauungsdichte	783
Gebiet mittlerer Bebauungsdichte	1.327
Gebiet niedriger Bebauungsdichte	675
Bestandsschule	495
Anschlussleitungen LS	4.153
Gesamt	9.028

Wärmebedarf

Der potenzielle Wärmebedarf für das Betrachtungsgebiet ergibt sich, wie in Kapitel 2 beschrieben, aus einer Hochrechnung spezifischer Richt- und Erfahrungswerte. Hierzu wird das Gebiet in mehrere Zonen unterschiedlicher Bebauungsdichte gegliedert (vgl. Tabelle 2). In Summe kann für die gewählte Variante ein Wärmebedarf der Liegenschaften im Wärmeverbund von rund 10.120 MWh_{th} pro Jahr ausgewiesen werden. Der Strombedarf in dieser Variante beläuft sich auf ca. 4.850 MWh_e/a.

Mit Hilfe der sog. Gradtagsmethode der VDI-Richtlinie 2067 können die monatlichen Bedarfs- werte aus dem Jahreswärmebedarf abgeleitet werden. Die Grundidee der Gradtagsmethode basiert auf empirisch ermittelten Monatsbedarfswerten und deren Anteil am Jahresbedarf. In Abbildung 5 und Abbildung 6 ist der monatliche Wärmebedarf der Liegenschaften sowie die geordnete Jahresdauerlinie (Wärmeleistungsbedarf) ohne Berücksichtigung von Leitungsverlusten detailliert dargestellt.

Anhand des monatlichen Gesamtwärmebedarfs wird die geordnete Jahresdauerlinie des thermischen Energiebedarfs erstellt. Die geordnete Jahresdauerlinie ist das zentrale Instrument für den Anlagenplaner. Die Fläche unter der Jahresdauerlinie entspricht dem Jahresnutzwärmebedarf (vgl. Abbildung 6).

Im **Ergebnis** kann für die **Variante 1** unter Anwendung der dargestellten Randbedingungen folgende **Wärmebelegungsdichte** für eine zentrale Energieversorgung ausgewiesen werden:

$$\mathbf{WBD}_{\text{Variante 1}} = \mathbf{1.120 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m}^2\cdot\text{a})}$$

Zudem ergibt sich ein **Gesamtstrombedarf** in Höhe von **4.850 MWh_e/a**.

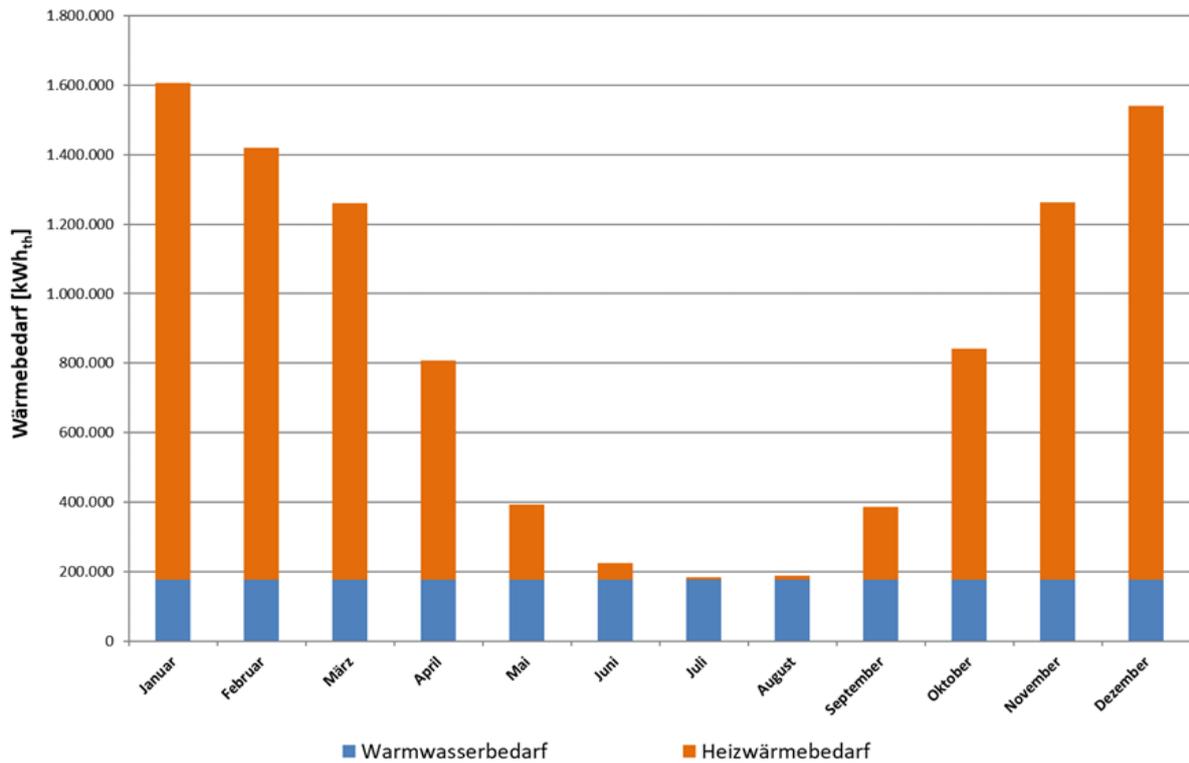


Abbildung 5: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungswärmeverlusten

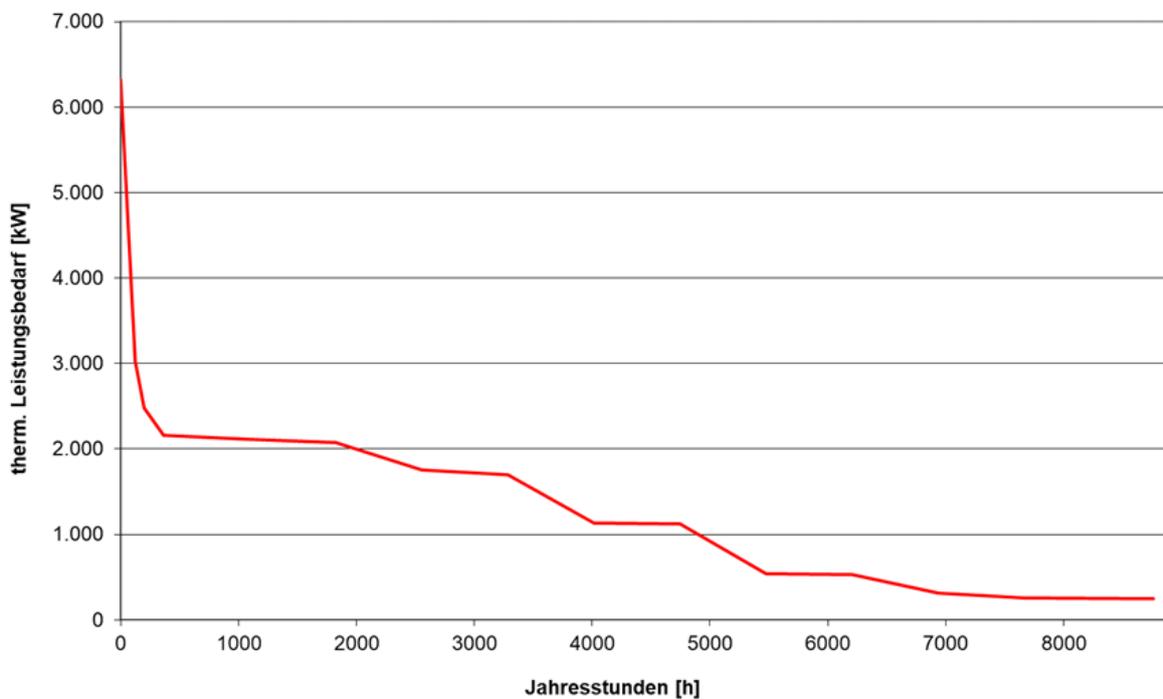


Abbildung 6: Geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungsverlusten

3.2 Bebauungsstruktur Variante 2 – Teilversorgung

Diese Variante unterscheidet sich bei der Einteilung der einzelnen Abschnitte zur Variante 1 dahingehend, dass das Gebiet höherer Bebauungsdichte näher an das Schulzentrum und somit an den potenziellen Standort für die Energiezentrale, heranrückt. Das Gebiet mittlerer Bebauungsdichte wiederum wird an den westlichen Rand in Richtung Ochsenmühlstraße verlagert. Da auch in dieser Variante von einer Bebauung mit allen Gebäudetypen (vgl. Abbildung 4) ausgegangen wird, muss zur Erhöhung der Wärmebelegungsichte auf die Versorgung der Gebiete mit niedrigerem Energieabsatz verzichtet werden. So ist in dieser Variante keine Versorgung des nördlichen Abschnittes mit niedriger sowie dem westlichen Abschnitt mit mittlerer Bebauungsdichte, vorgesehen. Des Weiteren werden die Bildungs- und Betreuungseinrichtungen in den Energieverbund integriert.

Flächenverhältnisse:

Tabelle 4: Flächenverhältnisse Variante 2

Bebauungsdichte	Netto Bauland [m²]	mittlere Grundstücksfläche [m²]	Mittlere Wohnfläche [m²]	Anzahl Gebäude [-]
Niedrige Dichte (EFH/ZFH):	35.900	500	21.540	72
Mittlere Dichte (RH/MFH):	72.010	200	72.010	361
Höhere Dichte (MFH/GWB):	56.620	1.500	79.268	38

Zur näherungsweisen Bestimmung der Anzahl an Anliegern werden die mittleren Grundstücksgrößen je nach Bebauungsdichte herangezogen. Da nicht alle Teilgebiete an den Energieverbund angeschlossen werden ergeben sich somit in dieser Variante:

Anzahl Anlieger niedrige Dichte	0
Anzahl Anlieger mittlere Dichte	104
Anzahl Anlieger höhere Dichte	38

Es würde sich in dieser Variante eine beheizte Wohn- und Nutzfläche in Höhe von knapp 118.800 m² ergeben (inkl. Bildungseinrichtungen).

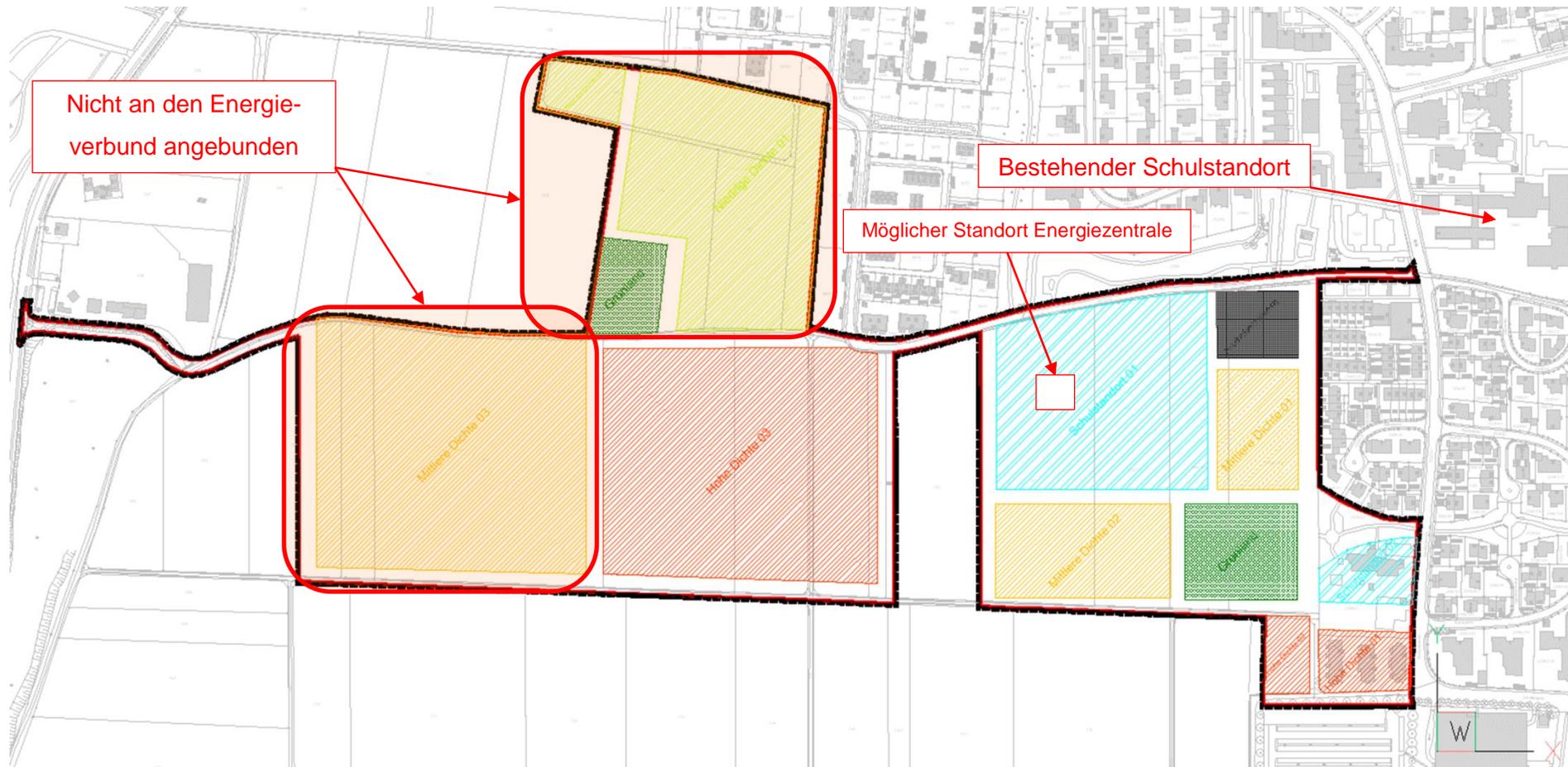


Abbildung 7: Bebauungsstruktur Variante 2 [Quelle: Stadtplanungsamt Stadt Ingolstadt; Bearbeitung: IFE]

Die berücksichtigte Trassenlänge für die Variante 2 – Teilversorgung gliedert sich in:

Tabelle 5: Trassenlänge Variante 2

Trassenabschnitt	Länge [m]
Haupttrasse	852
Gebiet höherer Bebauungsdichte	556
Gebiet mittlerer Bebauungsdichte	552
Gebiet niedriger Bebauungsdichte	0
Bestandsschule	495
Anschlussleitungen LS	1.385
Gesamt	3.840

Wärmebedarf

Der potenzielle Wärmebedarf für das Betrachtungsgebiet ergibt sich, wie in Kapitel 2 beschrieben, aus einer Hochrechnung spezifischer Richt- und Erfahrungswerte. Hierzu wird das Gebiet in mehrere Zonen unterschiedlicher Bebauungsdichte gegliedert (vgl. Tabelle 4). In Summe kann für die gewählte Variante ein Wärmebedarf der Liegenschaften im Wärmeverbund von rund 6.210 MWh_{th} pro Jahr ausgewiesen werden. Der Strombedarf in dieser Variante beläuft sich auf ca. 2.810 MWh_e/a.

Mit Hilfe der sog. Gradtagmethode der VDI-Richtlinie 2067 können die monatlichen Bedarfswerte aus dem Jahreswärmebedarf abgeleitet werden. Die Grundidee der Gradtagmethode basiert auf empirisch ermittelten Monatsbedarfswerten und deren Anteil am Jahresbedarf. In Abbildung 8 und Abbildung 9 ist der monatliche Wärmebedarf der Liegenschaften sowie die geordnete Jahresdauerlinie (Wärmeleistungsbedarf) ohne Berücksichtigung von Leitungsverlusten detailliert dargestellt.

Anhand des monatlichen Gesamtwärmebedarfs wird die geordnete Jahresdauerlinie des thermischen Energiebedarfs erstellt. Die geordnete Jahresdauerlinie ist das zentrale Instrument für den Anlagenplaner. Die Fläche unter der Jahresdauerlinie entspricht dem Jahresnutzwärmebedarf (vgl. Abbildung 9).

Im **Ergebnis** kann für die **Variante 2** unter Anwendung der dargestellten Randbedingungen folgende **Wärmebelegungsdichte** für eine zentrale Energieversorgung ausgewiesen werden:

$$\mathbf{WBD}_{\text{Variante 2}} = \mathbf{1.615 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m}^2\cdot\text{a})}$$

Zudem ergibt sich ein **Gesamtstrombedarf** in Höhe von **2.810 MWh_e/a**.

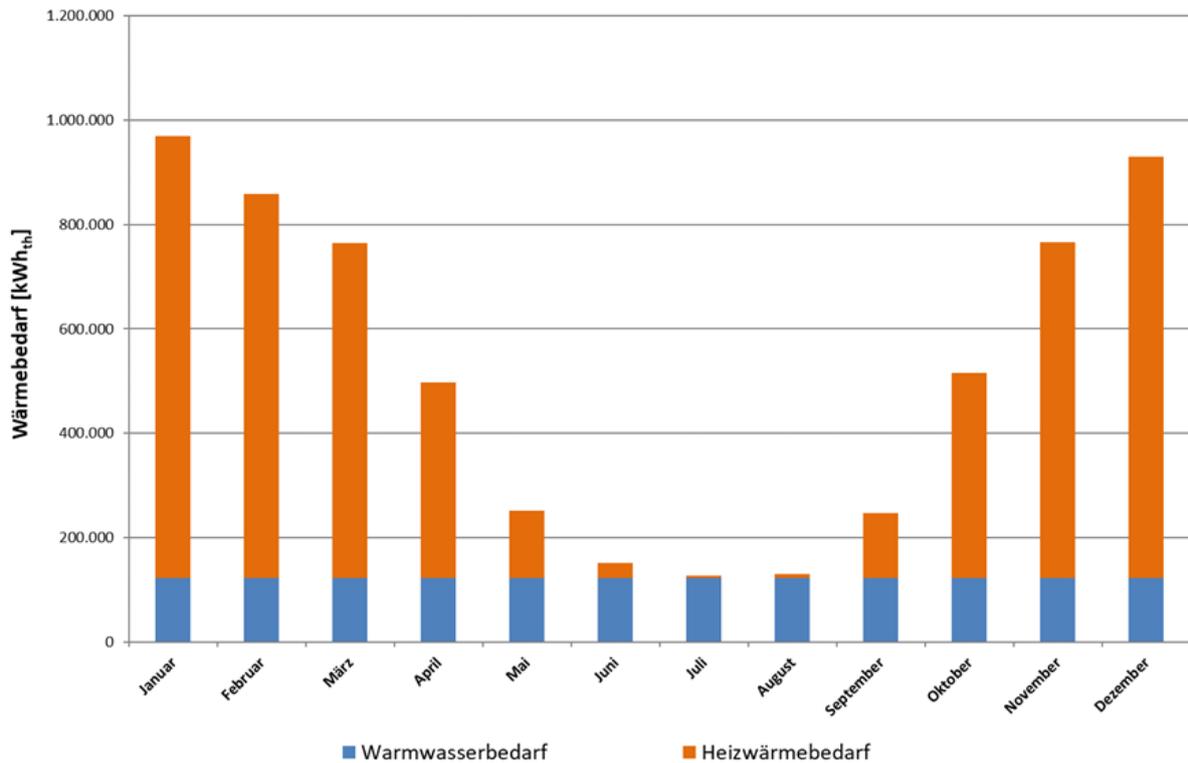


Abbildung 8: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungswärmeverlusten

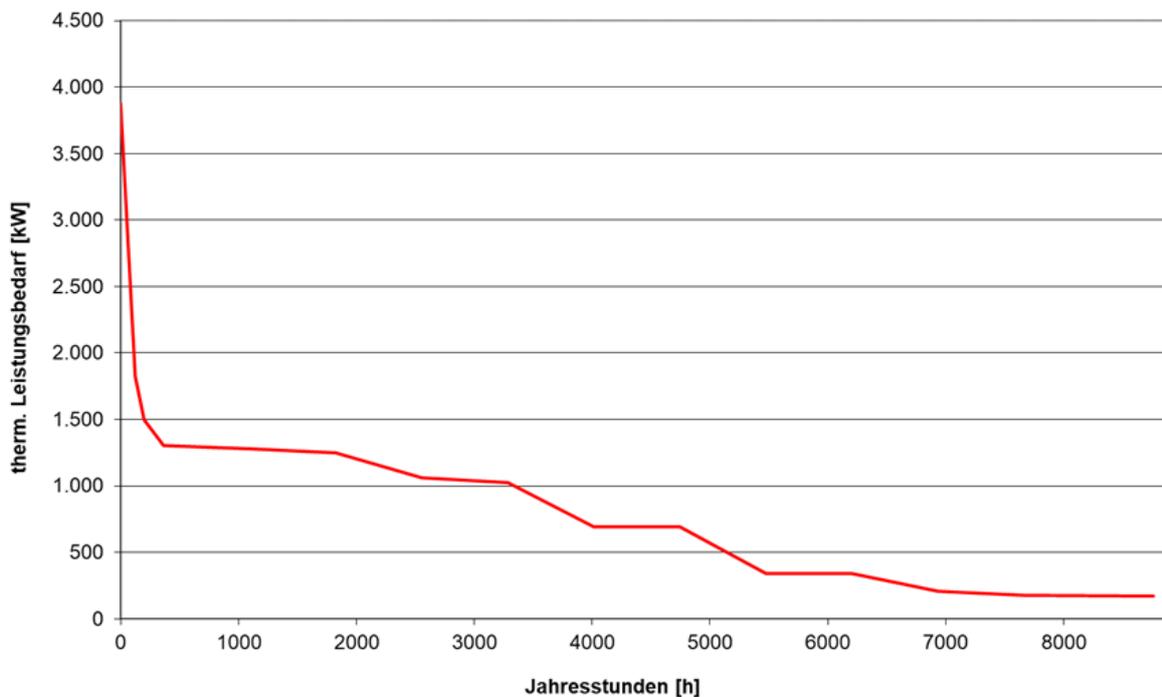


Abbildung 9: Geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungsverlusten

3.3 Bebauungsstruktur Variante 2a – Teilversorgung

Variante 2a bildet im Wesentlichen einen zur Variante 2 identischen Energieverbund ab, welcher jedoch ohne eine Anbindung der Grund- und Mittelschule Friedrichshofen betrachtet wird. Als möglicher Standort für eine Energiezentrale wird auch hier das Gelände des künftigen Schulstandorts herangezogen.

Grund hierfür ist, dass bei einer Versorgung des bestehenden Schulstandortes und je nach endgültigem Standort der Energiezentrale eine Absenkung der Wärmebelegungsdichte des Verbundes möglich ist (WBD_{Schule} ca. $1.100 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$).

Angaben zu den Flächenverhältnissen und zur Anzahl potenzieller Anschlussnehmer sind Kapitel 3.2 (vgl. Tabelle 4) zu entnehmen.

In dieser Variante verringert sich die beheizte Wohn- und Nutzfläche auf einen Wert in Höhe von rund 110.500 m^2 (inkl. Bildungseinrichtungen).

Die berücksichtigte Trassenlänge für die Variante 2a – Teilversorgung gliedert sich in:

Tabelle 6: Trassenlänge Variante 2a

Trassenabschnitt	Länge [m]
Haupttrasse	852
Gebiet höherer Bebauungsdichte	556
Gebiet mittlerer Bebauungsdichte	552
Gebiet niedriger Bebauungsdichte	0
Bestandsschule	0
Anschlussleitungen LS	1.385
Gesamt	3.345

Wärmebedarf

Der potenzielle Wärmebedarf für das Betrachtungsgebiet ergibt sich, wie in Kapitel 2 beschrieben, aus einer Hochrechnung spezifischer Richt- und Erfahrungswerte. Hierzu wird das Gebiet in mehrere Zonen unterschiedlicher Bebauungsdichte gegliedert (vgl. Tabelle 4 und Abbildung 7). In Summe kann für die gewählte Variante ein Wärmebedarf der Liegenschaften im Wärmeverbund von rund $5.665 \text{ MWh}_{\text{th}}$ pro Jahr ausgewiesen werden. Der Strombedarf in dieser Variante beläuft sich auf ca. $2.695 \text{ MWh}_{\text{el}}/\text{a}$.

Mit Hilfe der so genannten Gradtagmethode der VDI-Richtlinie 2067 können die monatlichen Bedarfswerte aus dem Jahreswärmebedarf abgeleitet werden. Die Grundidee der Gradtagmethode basiert auf empirisch ermittelten Monatsbedarfswerten und deren Anteil am Jahresbedarf.

In Abbildung 10 und Abbildung 11 ist der monatliche Wärmebedarf der Liegenschaften sowie die geordnete Jahresdauerlinie (Wärmeleistungsbedarf) ohne Berücksichtigung von Leitungsverlusten detailliert dargestellt.

Anhand des monatlichen Gesamtwärmebedarfs wird die geordnete Jahresdauerlinie des thermischen Energiebedarfs erstellt. Die geordnete Jahresdauerlinie ist das zentrale Instrument für den Anlagenplaner. Die Fläche unter der Jahresdauerlinie entspricht dem Jahresnutzwärmebedarf (vgl. Abbildung 11).

Im **Ergebnis** kann für die **Variante 2a** unter Anwendung der dargestellten Randbedingungen folgende **Wärmebelegungsdichte** für eine zentrale Energieversorgung ausgewiesen werden:

$$\mathbf{WBD_{Variante\ 2a} = 1.695\ kWh_{th}/(m^*a)}$$

Zudem ergibt sich ein **Gesamtstrombedarf** in Höhe von **2.695 MWh_e/a**.

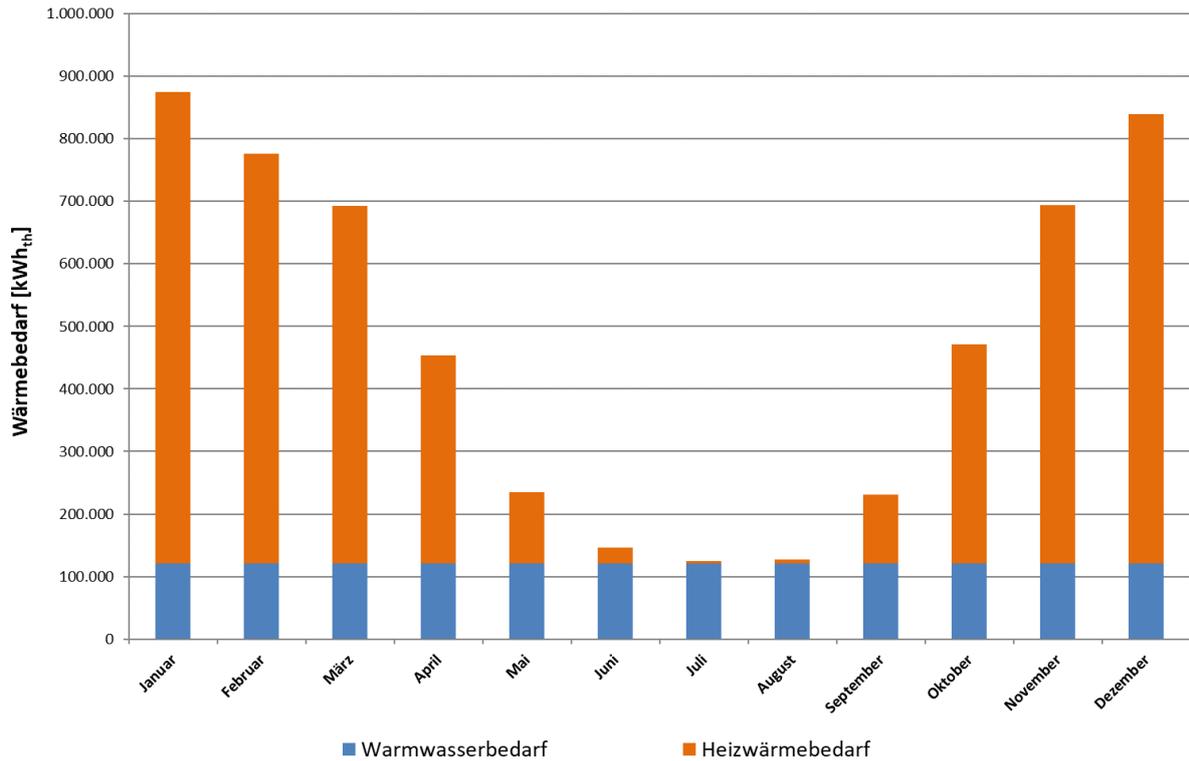


Abbildung 10: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungswärmeverlusten

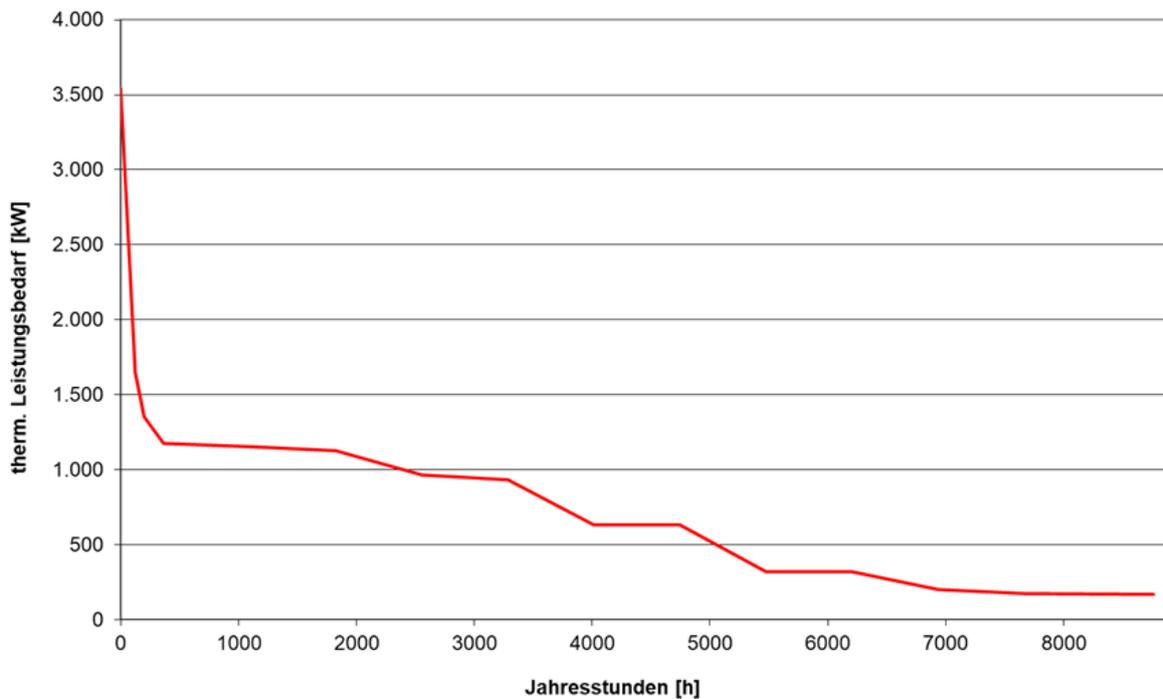


Abbildung 11: Geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungsverlusten

3.4 Bebauungsstruktur Variante 3 – Gesamtgebiet (keine EFH/ZFH)

In der abschließenden Variante 3 wird davon ausgegangen, dass das gesamte Bebauungsgebiet (mit Ausnahme der Flächen für Gemeinbedarf und Grünflächen) ausschließlich für mittlere und höhere Bebauungsdichten herangezogen wird. D. h. es werden keine Flächen für den Bau von Ein- und Zweifamilienhäusern ausgewiesen. Eine Anbindung der Grund- und Mittelschule Friedrichshofen wird ebenso vorgesehen

Im nördlichen Bereich sowie um den neuen Bildungsstandort ist eine Bebauung mittlerer Dichte (kleine Mehrparteien- und Reihenhäuser) vorgesehen, während im westlichen und südlichen Abschnitt von einer hohen Bebauungsdichte ausgegangen wird. Als möglicher Standort für eine Energiezentrale wird wie in den vorangegangenen Kapiteln das Gelände des künftigen Schulstandorts herangezogen (vgl. Abbildung 12).

Flächenverhältnisse:

Tabelle 7: Flächenverhältnisse Variante 3

Bebauungsdichte	Netto Bauland [m ²]	mittlere Grundstücksfläche [m ²]	Mittlere Wohnfläche [m ²]	Anzahl Gebäude [-]
Niedrige Dichte (EFH/ZFH):	0	500	0	0
Mittlere Dichte (RH/MFH):	56.570	200	56.570	283
Höhere Dichte (MFH/GWB):	107.960	1.500	151.144	72

Zur näherungsweisen Bestimmung der Anzahl an Anliegern werden die mittleren Grundstücksgrößen je nach Bebauungsdichte herangezogen. Es ergeben sich somit in dieser Variante:

Anzahl Anlieger niedrige Dichte	0
Anzahl Anlieger mittlere Dichte	283
Anzahl Anlieger höhere Dichte	72

Es würde sich in dieser Variante eine beheizte Wohn- und Nutzfläche in Höhe von rund 226.500 m² ergeben (inkl. Bildungseinrichtungen).

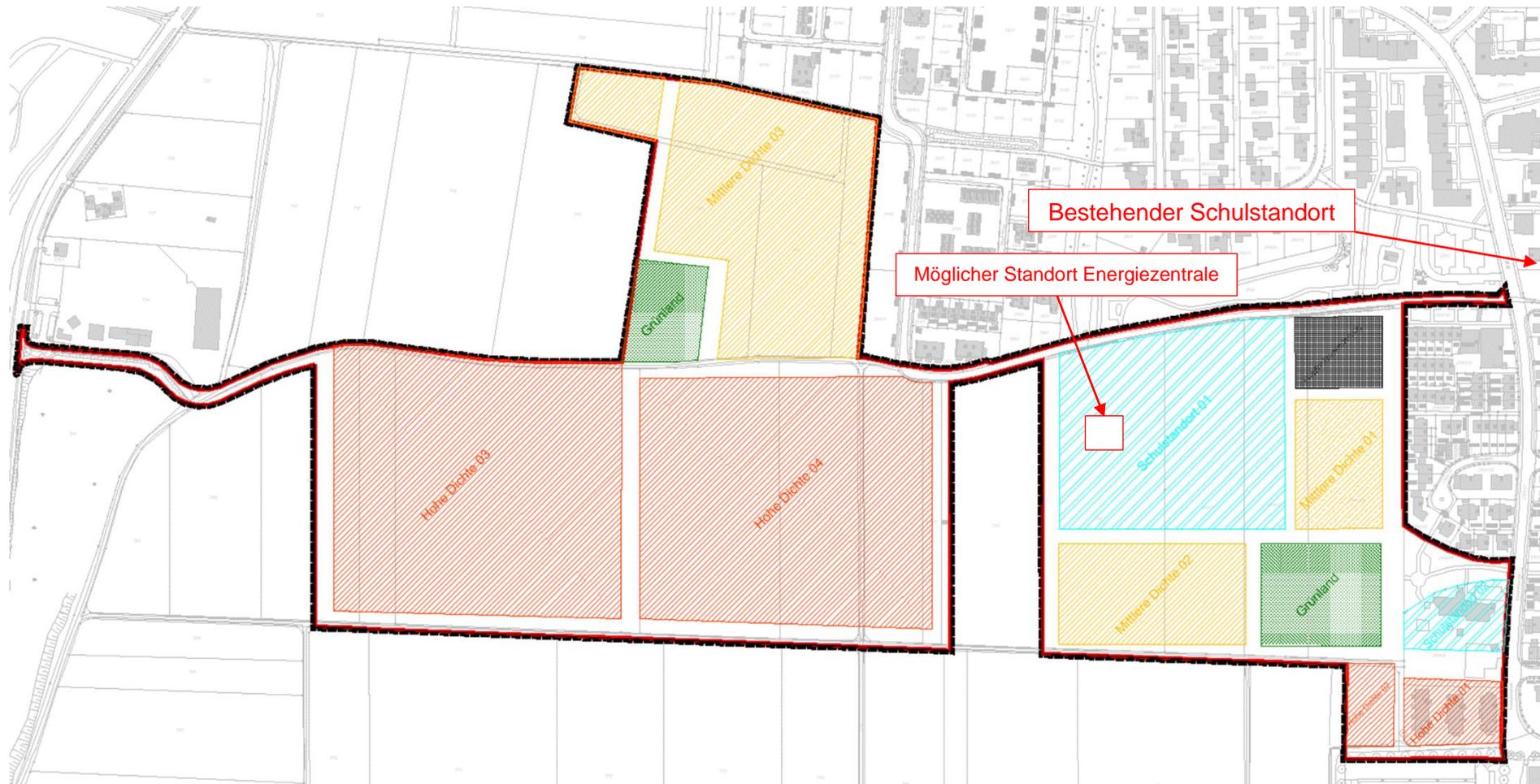


Abbildung 12: Bebauungsstruktur Variante 3 [Quelle: Stadtplanungsamt Stadt Ingolstadt; Bearbeitung: IfE]

Die berücksichtigte Trassenlänge für die Variante 3 – Gesamtgebiet (keine EFH/ZFH) gliedert sich in:

Tabelle 8: Trassenlänge Variante 3

Trassenabschnitt	Länge [m]
Haupttrasse	515
Gebiet höherer Bebauungsdichte	784
Gebiet mittlerer Bebauungsdichte	1.067
Gebiet niedriger Bebauungsdichte	641
Bestandsschule	495
Anschlussleitungen LS	3.238
Gesamt	6.740

Wärmebedarf

Der potenzielle Wärmebedarf für das Betrachtungsgebiet ergibt sich, wie in Kapitel 2 beschrieben, aus einer Hochrechnung spezifischer Richt- und Erfahrungswerte. Hierzu wird das Gebiet in mehrere Zonen unterschiedlicher Bebauungsdichte gegliedert (vgl. Tabelle 7 und Abbildung 12). In Summe kann für die gewählte Variante ein Wärmebedarf der Liegenschaften im Wärmeverbund von rund 11.685 MWh_{th} pro Jahr ausgewiesen werden. Der Strombedarf in dieser Variante beläuft sich auf ca. 5.570 MWh_e/a.

Mit Hilfe der sog. Gradtagmethode der VDI-Richtlinie 2067 können die monatlichen Bedarfs- werte aus dem Jahreswärmebedarf abgeleitet werden. Die Grundidee der Gradtagmethode basiert auf empirisch ermittelten Monatsbedarfswerten und deren Anteil am Jahresbedarf. In Abbildung 13 und Abbildung 14 ist der monatliche Wärmebedarf der Liegenschaften sowie die geordnete Jahresdauerlinie (Wärmeleistungsbedarf) ohne Berücksichtigung von Leitungsverlusten detailliert dargestellt.

Anhand des monatlichen Gesamtwärmebedarfs wird die geordnete Jahresdauerlinie des thermischen Energiebedarfs erstellt. Die geordnete Jahresdauerlinie ist das zentrale Instrument für den Anlagenplaner. Die Fläche unter der Jahresdauerlinie entspricht dem Jahresnutzwärmebedarf (vgl. Abbildung 14).

Im **Ergebnis** kann für die **Variante 3** unter Anwendung der dargestellten Randbedingungen folgende **Wärmebelegungsdichte** für eine zentrale Energieversorgung ausgewiesen werden:

$$\mathbf{WBD}_{\text{Variante 3}} = \mathbf{1.735 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m}^2\cdot\text{a})}$$

Zudem ergibt sich ein **Gesamtstrombedarf** in Höhe von **5.570 MWh_e/a**.

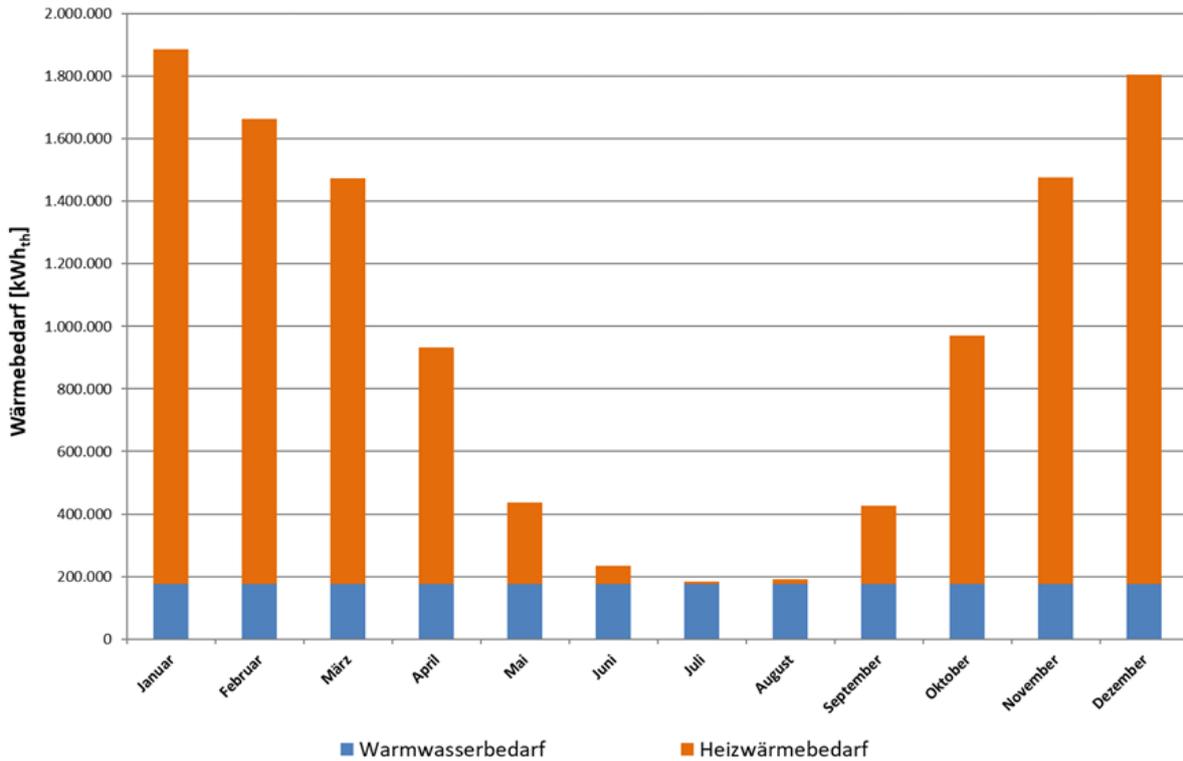


Abbildung 13: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungswärmeverlusten

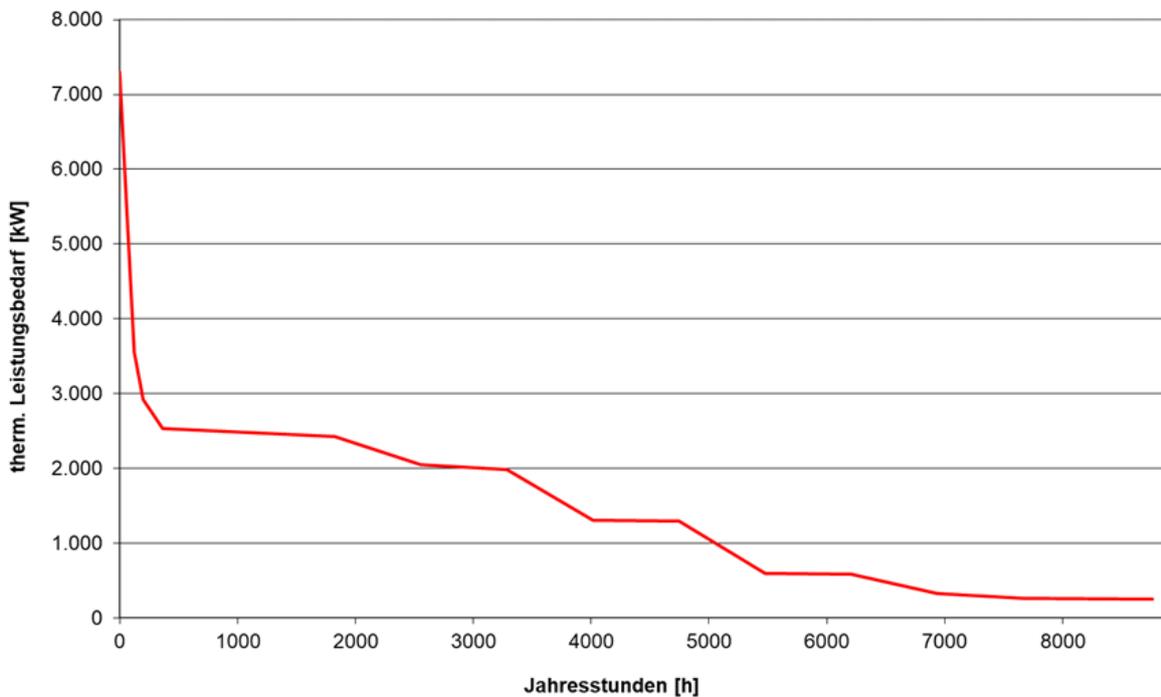


Abbildung 14: Geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungsverlusten

3.5 Ausblick Arealnetz (Zentrale Wärme- und Stromversorgung)

Aufgrund des noch sehr frühen Planungsstadiums rund um das Neubaugebiet in Friedrichshofen (Start des sog. „Werkstattverfahrens“ im Frühjahr 2018) können an dieser Stelle noch keine Aussagen im Hinblick auf die mögliche Anwendung eines Arealnetzes getroffen werden (Anzahl der Freiheitsgrade ist beliebig hoch). Daher soll auf den folgenden Seiten ein kurzer Einblick über die Möglichkeiten sowie die Verfahrensweise zur Erstellung und Bewertung dessen bspw. in Form eines künftig begleitend und detailliert erarbeiteten Energieversorgungskonzeptes gegeben werden.

Allgemein:

Die Versorgung eines Gebiets über eine Nah- bzw. Fernwärmeleitung in Verbindung mit einer Heizzentrale wird bereits seit längerer Zeit angewandt. Idealerweise findet eine Nahwärmeversorgung statt, wo überschüssige Wärme günstig an Verbraucher weitergegeben werden kann, zum Beispiel aus Industrieanlagen, Biogasanlagen oder Kraftwerken.

Weitere ökologisch sinnvolle Möglichkeiten bietet die Wärmeversorgung durch Hackschnitzel, Pellets, Geothermie oder Kraft-Wärme-Kopplung. Letzteres hat den Vorteil, dass neben Wärme auch Strom gewonnen werden kann. Voraussetzung hierfür ist entweder eine hohe Eigenstromnutzung oder eine Direktvermarktung des Stroms. Die klassische Netzeinspeisung ist aufgrund niedriger Erlöse nur noch selten wirtschaftlich sinnvoll.

Das EnWG formuliert in §3 Nr. 24a eine Möglichkeit zur Versorgung eines Gebiets mit Energie. In der sogenannten Kundenanlage werden die Letztverbraucher mit Strom versorgt, welcher durch die besondere Stellung der Kundenanlage für Letztverbraucher und Produzenten wirtschaftliche Vorteile bringt. Die Kundenanlage ist kein Energieversorgungsnetz und dadurch von den Pflichten eines Elektrizitätsnetzes befreit. Für durchgeleiteten Strom entfallen teilweise Bestandteile des Strompreises, wie Stromsteuer, Abgaben und Umlagen, wodurch ein Mehrwert für Betreiber und Nutzer entsteht. Einerseits können höhere Gewinne aus direktem Stromverkauf erzielt werden, andererseits kann vor Ort erzeugter Strom zu verbesserten Konditionen erworben werden, als über das Netz der öffentlichen Versorgung.

Durch die ganzheitliche Betrachtung eines Gebiets können hilfreiche Synergieeffekte genutzt werden, welche die Wirtschaftlichkeit und den Komfort gegenüber dezentraler Energieversorgung entscheidend verbessern. Durch die zentrale Energieversorgung können betriebsgebundene Kosten minimiert werden, der Letztverbraucher wird entlastet und muss keine Zeit in die Überwachung, Steuerung oder andere administrative Aufgaben aufwenden. Zusätzlich führen Skaleneffekte bei den Investitionskosten (günstigere spezifische Kosten pro kW Leistung) zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit.

Unter Beachtung der gesetzlichen Voraussetzungen, die für eine Kundenanlage gelten, können bestimmte Gebiete, wie zum Beispiel Neubaugebiete, Gewerbegebiete, oder ähnliche Quartiere innovativ mit Strom und Wärme versorgt werden.

Zielsetzung und Aufgabenstellung einer weiteren Betrachtung:

Im Rahmen des Teil-Energienutzungsplanes für das Umweltreferat der Stadt Ingolstadt soll eine vollumfängliche Betrachtung der energetischen Versorgungsoptionen zur Minderung der CO₂-Emissionen der Stadt Ingolstadt ausgearbeitet werden. Es hat zum Ziel, zusätzlich zur klassischen Wärmeversorgung über einen Nahwärmeverbund, auch die Möglichkeiten der Versorgung mit zentral erzeugtem Strom darzustellen. Diese vollumfängliche Versorgung mit Strom und Wärme kann sowohl für den Bauherrn, als auch für den Betreiber des Areals wirtschaftliche Anreize bieten.

Anhand einer ökonomischen und ökologischen Gegenüberstellung zu gängigen dezentralen Energieversorgungslösungen, z.B. mit Luft-Wasser-Wärmepumpe oder Pelletkessel, sollte die zentrale Energieversorgung für das Neubaugebiet in Friedrichshofen ausgearbeitet und bewertet werden.

Bei Vorliegen einer detaillierteren Datengrundlage sollte geprüft werden, ob für den betrachteten Fall eine sogenannte Kundenanlage nach Definition des §3 Nr. 24a EnWG in Frage kommt. Eine Deklaration des Neubaugebiets als Kundenanlage ermöglicht dem Betreiber, Strom zu vereinfachten Bedingungen, d.h. ohne Stromsteuer, bestimmte Abgaben und Netzentgelte zu erzeugen und lokal direkt an die Wohngebäude zu vermarkten. So besteht die Möglichkeit, sowohl die erzeugte Wärme, als auch den elektrischen Strom direkt in der angebundenen Umgebung zu nutzen.

Hierzu ist die Ausarbeitung des thermischen und elektrischen Energiebedarfs des Neubaugebiets notwendig. Zum elektrischen Verbrauch können nach Bedarf auch zukunftsorientierte Abnahmestellen, wie etwa Ladesäulen für E-Mobilität mitberücksichtigt werden. Die Integration von Energiespeicherlösungen kann hier ebenfalls Anwendung finden.

Bei weiterem Voranschreiten der Planungen bis hin zu ersten Bebauungsplanentwürfen kann hier eine Schritt-für-Schritt Betrachtung der einzelnen Variationen erarbeitet und weitere Planungsabschnitte bewertet und gelenkt werden.

Im Rahmen der Akteursbeteiligung müssen die Vorgehensweisen und gesetzten Randbedingungen transparent und ausführlich besprochen werden. Zu nennen sind hier verschiedene Preisbildungsmodelle und Betreibermodelle. Die verschiedenen Modelle und Konstellationen haben maßgeblichen Einfluss auf die spätere Wirtschaftlichkeit des Areals und dessen Energieversorgung. Eine Einbindung möglicher Betreibergesellschaften (z. B. Stadtwerke) sollte ebenfalls bereits in einem frühen Planungsstadium erfolgen.

Die Gegenüberstellung dezentraler und zentraler Energieversorgung ist ein fundamentales Element der Bewertungsansätze. Dezentral bedeutet in diesem Zusammenhang, dass jede Wohneinheit selbst für die Energieversorgung mit Strom und Wärme zu sorgen hat, wohingegen in der zentralen Variante der Anschluss an die Kundenanlage besteht, in der Strom und Wärme erzeugt und genutzt werden. Der Vergleich soll darstellen, welche Versorgungsvariante die besten ökonomischen Vorteile für die Endverbraucher bietet. Ebenso werden die verschiedenen Möglichkeiten mittels CO₂-Bilanzierung hinsichtlich ihrer ökologischen Auswirkungen bewertet. Auch diese fließen in die spätere Wahl der Variante mit ein. In einem letzten Schritt werden die Fördermöglichkeiten einer späteren Umsetzung geprüft. Zu nennen sind hier Förderungen von BAFA, KfW und Wirtschaftsministerium.

Übergeordnetes Ziel eines solchen, detaillierten Energieversorgungskonzeptes ist die Darstellung der Möglichkeit, das Areal mit Strom und Wärme zu versorgen. Vorstellbar ist hier die zentrale Erzeugung von Strom und Wärme, bspw. durch ein BHKW in Kombination mit PV-Anlagen. Die Energie soll anschließend über Strom- und Wärmeleitungen an den Endverbraucher geliefert werden.

Zum Aufbau einer Stromversorgung in einem räumlich begrenzten Areal formuliert das Energiewirtschaftsgesetz verschiedene Lösungen (z. B. in Form einer Kundenanlage). Nach Definition ist die Kundenanlage kein Energieversorgungsnetz, sondern in ihrer Gesamtheit vielmehr als ein Großverbraucher zu sehen. Dies hat zum Vorteil, dass für Strom, welcher in der Kundenanlage erzeugt und verbraucht wird, einige Strompreisbestandteile entfallen. Durch den entstehenden Puffer kann ein höherer Erlös beim Stromverkauf erzielt und gleichzeitig ein gewisser Preisvorteil gegenüber Strom aus dem öffentlichen Netz geschaffen werden.

Die Umsetzung einer Kundenanlage setzt verschiedene Standorteigenschaften voraus, welche anhand des nachfolgenden Abhandlungskatalogs (vgl. Abbildung 15) geprüft werden. An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass bei dieser Prüfung keine finale Rechtssicherheit gegeben ist. Aus diesem Grund sollte vor einer Realisierung dieses Projekts der Sachverhalt Kundenanlage nochmals im Detail juristisch z. B. durch den künftigen Betreiber, geprüft werden.

Für die Umsetzung einer Kundenanlage müssen z. B. folgende Punkte nach Vorgabe des §3 Nr. 24a EnWG erfüllt sein:

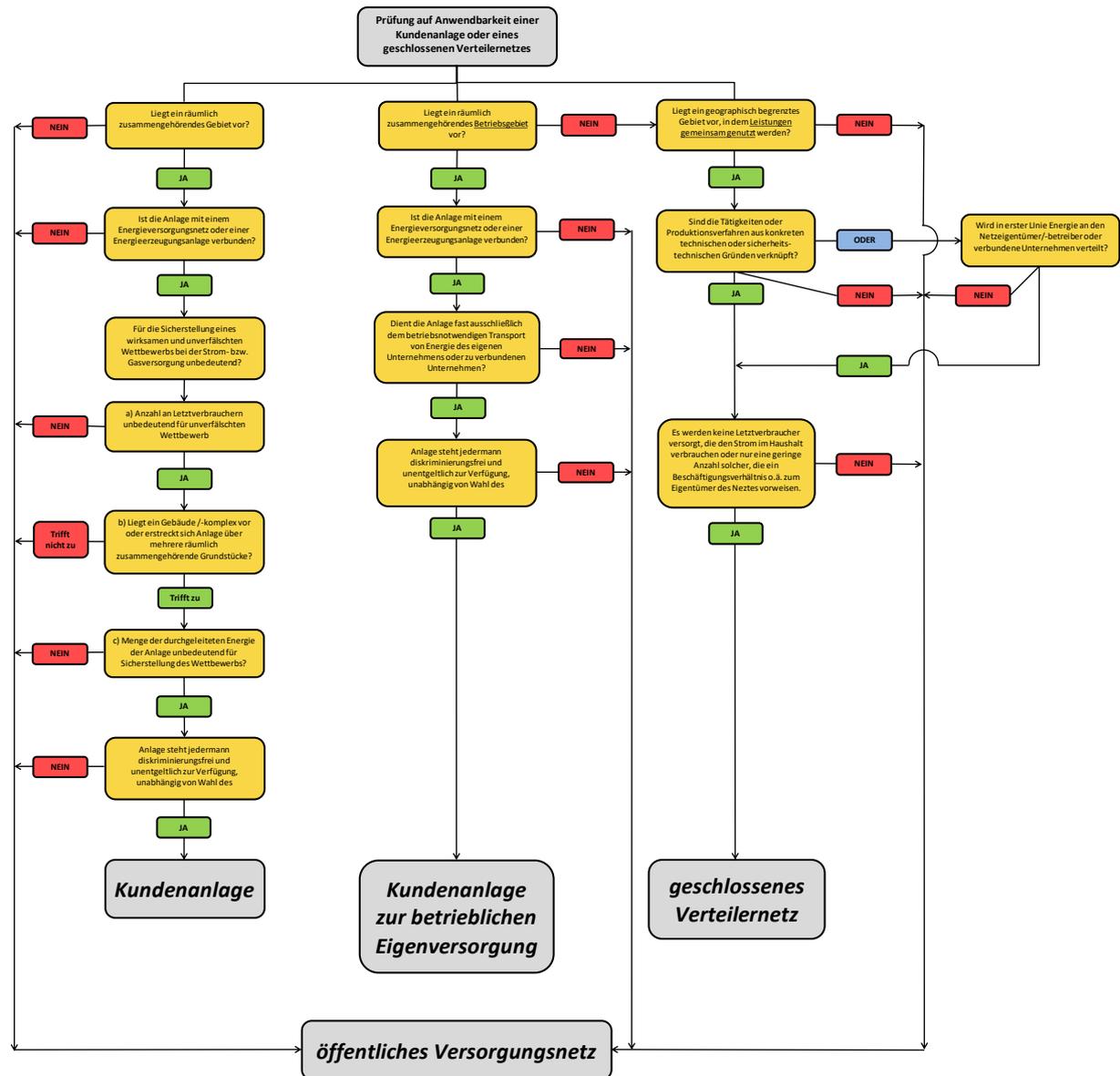


Abbildung 15: Checkliste nach §3 Nr. 24a EnWG zum Betrieb einer „Kundenanlage“

4 Zusammenfassung und Handlungsempfehlung

Auf Grundlage des bisherigen Planungsstandes sowie spezifischen Kennwerten zur Bebauungsdichte und dem zu erwartenden energetischen Standard erfolgt eine erste Hochrechnung des, für das Betrachtungsgebiet künftig notwendigen, Energiebedarfs. Die Ergebnisse hieraus markieren den Ausgangspunkt aller nachfolgend durchgeführten Berechnungen zu verschiedenen Bebauungsszenarien. Ziel der Berechnungen in den Kapiteln 3.1 bis 3.4 ist die Bestimmung einer mittleren Wärmebelegungsdichte als aussagefähiges Ergebnis zur weiteren Betrachtung. Als Grundlage für eine nähere Untersuchung des Sachverhalts bei fortschreitender Planung sollten sich hierbei für die mittlere Wärmebelegungsdichte, Werte von mindestens $500 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ (angelehnt an aktuelle Förderkulisse) ergeben. Mit steigender WBD ist zudem mit einer höheren Wirtschaftlichkeit eines Energieverbundes zu rechnen, so dass Werte $> 1.000 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ nochmals deutlich vorteilhafter für Betreiber und Kunden sind.

Neben einer leitungsgebundenen Versorgung der Liegenschaften mit Wärme wird zudem die Möglichkeit der Versorgung des Betrachtungsgebiets als sog. „Arealnetz“ in Kapitel 3.5 beschrieben. Aufgrund der bisweilen geringen Datenbasis belastbarer Zahlen und Fakten ergeben sich hier jedoch beliebig viele Freiheitsgrade, so dass von einer näheren Betrachtung zum derzeitigen Stand abgesehen wird.

Anhand der gesetzten Randbedingungen (vgl. Kapitel 2) ergeben sich im Ergebnis für die unterschiedlichen Bebauungsdichten folgende Zahlen zum künftig erwartbaren Energiebedarf im Betrachtungsgebiet (vgl. Abbildung 16). Diese stellen hierbei keine endgültige Basis, sondern lediglich einen Auszug aus der Schwankungsbreite, die stark von bisher noch nicht festgelegten Faktoren abhängig ist, dar. Wesentlichen Einfluss auf die hier ermittelten Ergebnisse haben u. a. folgende, derzeit noch nicht näher spezifizierte, Angaben:

- Bebauungsdichte (Grundstücksgrößen, Geschossflächenzahlen)
- Angestrebter Gebäudeenergiestandard
- Größe und Nutzung der Erweiterung des Schulstandortes
- Verortung möglicher Flächen mit unterschiedlicher Bebauungsdichte (Trassenlänge und Anbindung der LS)
- Endgültiger Straßenverlauf (Trassenlänge)
- Lage der Energiezentrale

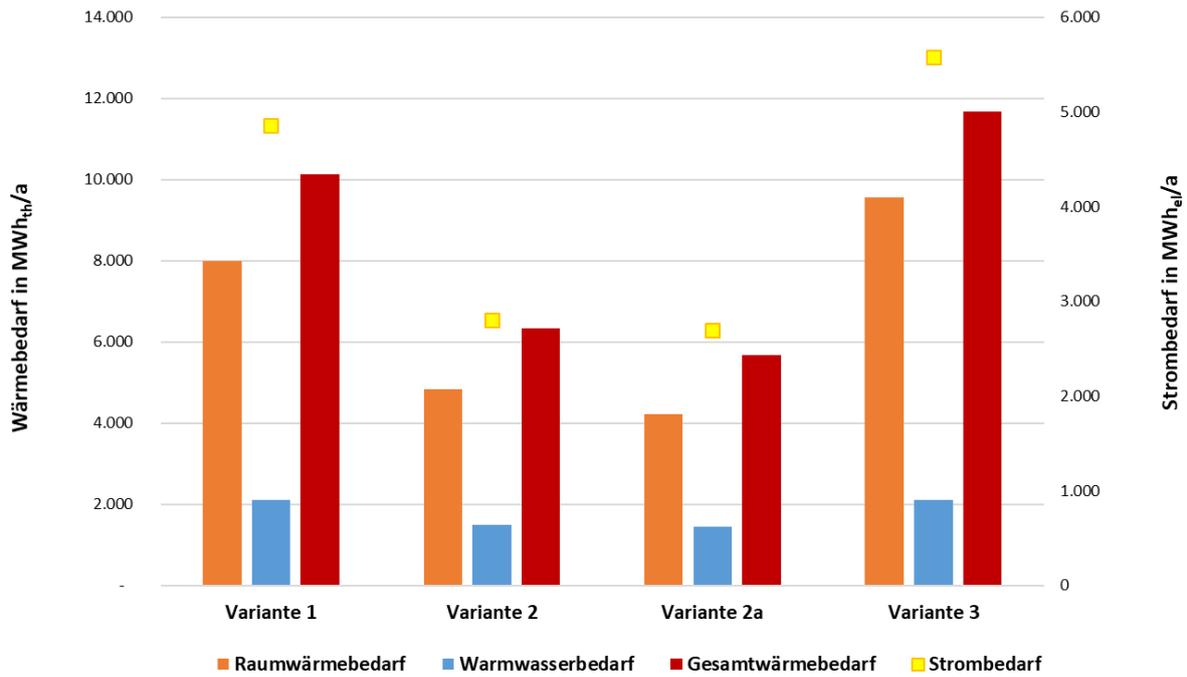


Abbildung 16: Energiebedarf im Szenarienvergleich

Aus den ermittelten Energiebedarfswerten können unter Bezug auf eine typische Volllaststundenanzahl von Energieerzeugungsanlagen in Höhe von 1.600 vbh/a näherungsweise nachfolgend abgebildete Leistungskurven (geordnete Jahresdauerlinien) zur Anlagenauslegung erwartet werden.

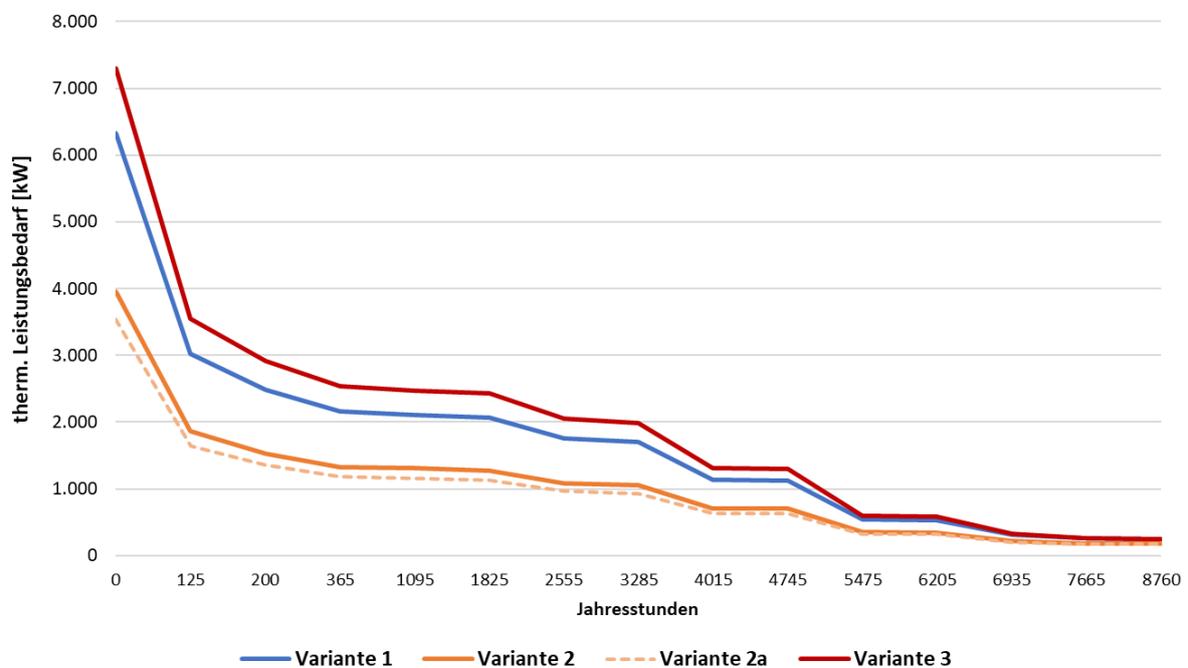


Abbildung 17: Vergleich geordneter Jahresdauerlinien im Szenarienvergleich

Vorläufige Wärmebelegungsichte in 4 Szenarien / Arealnetzbetrachtung:

Durch die, für ein Neubaugebiet, vergleichsweise hohe spezifische Wärmebelegungsichte im Betrachtungsgebiet (Schulstandorte, Bebauungsdichte; vgl. Abbildung 18) ist davon auszugehen, dass unter den hier getroffenen Annahmen sowohl die Wärmegestehungskosten (WGK) im Energieverbund, als auch zu erwartende CO₂-Emissionen verglichen mit dezentralen Lösungsansätzen im Neubaugebiet konkurrenzfähig sind.

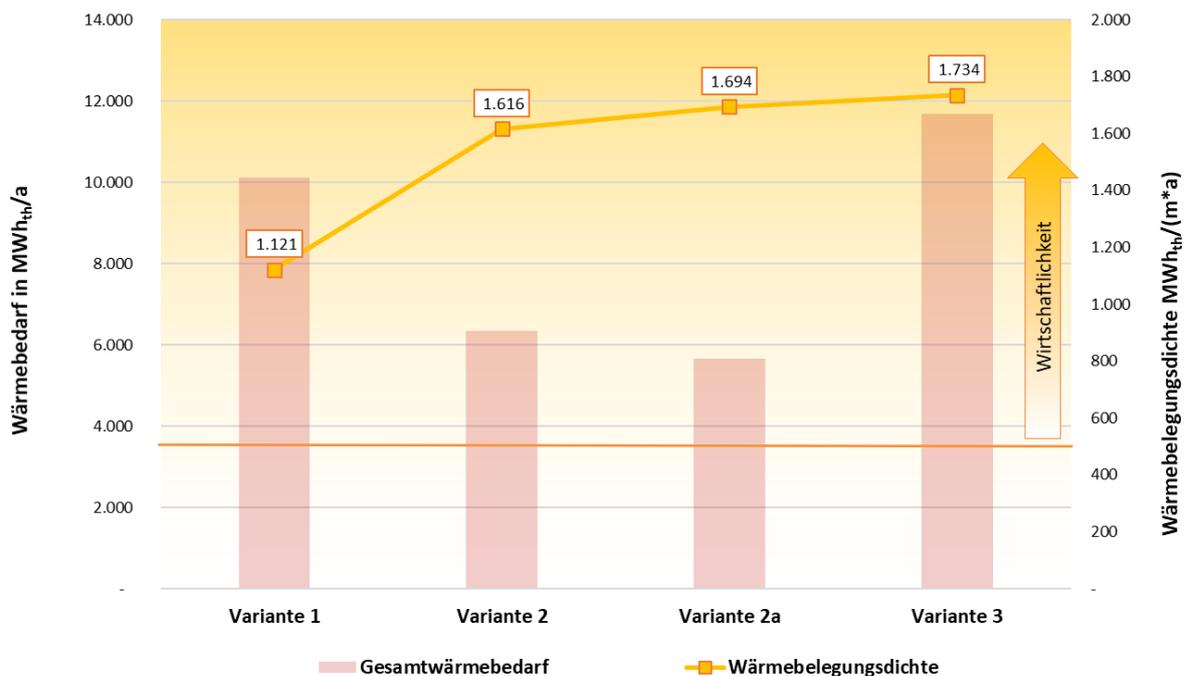


Abbildung 18: Gesamtenergieverbrauch und Wärmebelegungsichte im Szenarienvergleich

Generell ist jedoch anzumerken, dass bei einer überwiegenden Erschließung auf Basis niedrigerer Bebauungsdichten eine ganzheitliche Energieversorgung zunehmend schwieriger in der wirtschaftlichen Darstellbarkeit wird. D. h. bei einer überwiegenden Bebauung mit EFH/ZFH oder Doppelhäusern ist davon auszugehen, dass diese Gebiete für eine klassische, Netzgebundene Wärmeversorgung kaum in Frage kommen. Hier kann der Ansatz des Arealnetzes (Strom und Wärmeabsatz bspw. in Form einer sog. „Kundenanlage“) helfen. Dieser bedarf jedoch einer genauen Überprüfung der Rahmenbedingungen u. a. mit den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes.

Im Falle eines angestrebten Verbundes mit dem bestehenden Bildungsstandort wird empfohlen, weitere Liegenschaften in unmittelbarer Umgebung mit einzubinden. So kommt auch eine Erweiterung des Betrachtungsgebiets um hierfür in betracht kommende, angrenzende Bestandsgebäude mit mittlerer bzw. höherer Bebauungsdichte (bspw. nördlich des bestehenden Schulstandorts) in Frage.

In Anbetracht der vorangegangenen aufgezeigten Ergebnisse des Teil-Energienutzungsplans für das Stadtgebiet Friedrichshofen, betreffend die künftige Energieversorgung kann folgende Handlungsempfehlung ausgesprochen werden:

- Betrieb ganzheitlicher oder teilweiser Energieversorgung für das Betrachtungsgebiet unter den hier getroffenen Annahmen zum derzeitigen Stand (viele Freiheitsgrade) darstellbar.
- Weitere Steigerung der ökonomischen Vorteile bzw. der allgemeinen Wirtschaftlichkeit durch die Umsetzung eines Arealnetzes ist zu erwarten (gesetzliche Rahmenbedingungen beachten).

Bei voranschreitender Planung der Umsetzung (des Werkstattverfahrens) mit dem Ziel eines belastbaren Bebauungsplanes kann bei frühzeitiger Berücksichtigung der energetischen Situation im Gebiet (bspw. durch günstige Festlegung von Gebieten höherer Bebauungsdichte, Anpassung von Straßenverläufen, Anschlussvorgabe etc.) ein mitunter deutlicher, positiver Effekt auf die künftige Versorgung mit Energie und nicht zuletzt auch in Bezug auf erwartbare Treibhausgasemissionen erzielt werden.

Eine detailliertere Prüfung bei fortschreitender Entwicklung und Erweiterung der Datengrundlage/Planungen ist bspw. anhand eines weiteren, deutlich detaillierteren Energieversorgungskonzeptes zu empfehlen.

5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Lage des geplanten Neubaugebiets [Quelle: Bay. Vermessungsverwaltung / http://www.geoportal.bayern.de ; Bearbeitung: IfE].....	8
Abbildung 2: Lage des geplanten Neubaugebiets im Detail [Quelle: Bay. Vermessungsverwaltung / http://www.geoportal.bayern.de ; Bearbeitung: IfE]	8
Abbildung 3: Bebauungs- und Grünordnungsplan Nr. 196 des geplanten Neubaugebiets [Quelle: Stadtplanungsamt Stadt Ingolstadt].....	10
Abbildung 4: Bebauungsstruktur Variante 1 [Quelle: Stadtplanungsamt Stadt Ingolstadt; Bearbeitung: IfE].....	16
Abbildung 5: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungswärmeverlusten	18
Abbildung 6: Geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungsverlusten.....	18
Abbildung 7: Bebauungsstruktur Variante 2 [Quelle: Stadtplanungsamt Stadt Ingolstadt; Bearbeitung: IfE].....	20
Abbildung 8: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungswärmeverlusten	22
Abbildung 9: Geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungsverlusten.....	22
Abbildung 10: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungswärmeverlusten	25
Abbildung 11: Geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungsverlusten.....	25
Abbildung 12: Bebauungsstruktur Variante 3 [Quelle: Stadtplanungsamt Stadt Ingolstadt; Bearbeitung: IfE].....	27
Abbildung 13: Monatlicher Gesamtwärmebedarf der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungswärmeverlusten	29
Abbildung 14: Geordnete Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs in der Nahwärmeverbundlösung ohne Berücksichtigung von Leitungsverlusten.....	29
Abbildung 15: Checkliste nach §3 Nr. 24a EnWG zum Betrieb einer „Kundenanlage“	33
Abbildung 16: Energiebedarf im Szenarienvergleich	35

Abbildung 17: Vergleich geordneter Jahresdauerlinien im Szenarienvergleich35

Abbildung 18: Gesamtenergieverbrauch und Wärmebelegungsdichte im Szenarienvergleich 36

6 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Spezifischer Gebäudeenergiebedarf	11
Tabelle 2: Flächenverhältnisse Variante 1	14
Tabelle 3: Trassenlänge Variante 1	17
Tabelle 4: Flächenverhältnisse Variante 2	19
Tabelle 5: Trassenlänge Variante 2	21
Tabelle 6: Trassenlänge Variante 2a	23
Tabelle 7: Flächenverhältnisse Variante 3	26
Tabelle 8: Trassenlänge Variante 3	28



Teil-Energienutzungsplan

Teil 3

Ganzheitliches Sanierungskonzept

für

das Gesundheits- und Veterinäramt Ingolstadt

An der Esplanade 29

Teilbericht – Sanierungskonzept Gesundheits- und Veterinäramt – Esplanade 29

Auftraggeber:

Stadt Ingolstadt – Referat VIII
Gesundheit, Klimaschutz und Umwelt
Spitalstraße 3
85049 Ingolstadt

Auftragnehmer:

Institut für Energietechnik IfE GmbH
an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden
Kaiser-Wilhelm-Ring 23a
92224 Amberg

Bearbeitungszeitraum:

Februar 2017 bis August 2017

Amberg, den 17.08.2017

Prof. Dr.-Ing. Markus Brautsch

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung - Aufgabenstellung	7
2	Das Gesundheits- und Veterinäramt.....	8
2.1	Zonierung	8
2.2	Bilanzierung	8
2.3	Allgemeine Hinweise und Vorbemerkungen	9
2.4	Hinweise zur Projektanalyse	9
3	Ist-Zustand	10
3.1	Allgemeine Gebäudedaten	11
3.2	Gebäudehülle	12
3.3	Transmissionswärmeverluste im Ist-Zustand.....	12
4	Technische Beschreibung des Gebäudes	13
4.1	Heizung.....	13
4.2	Warmwasser	13
4.3	Lüftung.....	13
4.4	Kühlung.....	13
4.5	Beleuchtung	13
4.6	Außenwandflächen.....	13
4.7	Dachflächen/oberste Geschossdecke	13
4.8	Kellerdecke	14
4.9	Fenster und Türen.....	14
5	Die Energiebilanz im Ist-Zustand.....	15
5.1	Aufteilung der Gesamtwärmeverluste nach DIN 18599	16
6	Mögliche Sanierungsmaßnahmen	19
6.1	Sanierungsmaßnahme 1: Dämmung der Kellerdecke	19
6.2	Sanierungsmaßnahme 2: Dämmung der Außenwände	19
6.3	Sanierungsmaßnahme 3: Austausch von Fenster und Türen	20
6.4	Sanierungsmaßnahme 4: Dämmung der obersten Geschossdecke	20

6.5	Sanierungsmaßnahme 5: Einbau einer automatisierten Lüftungsanlage	21
6.6	Komplettsanierung (Umsetzung aller vorangegangenen Maßnahmen mit Ausnahme Nr. 5)	21
6.7	Zusammenfassung Sanierungsvarianten	22
6.8	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	24
6.9	Vergleich und Bewertung der Sanierungsmaßnahmen	26
7	Optimierung der Energieversorgung	29
7.1	Energieversorgungsvarianten	31
7.1.1	Variante 1.0: Erdgasbrennwertkessel (Referenz)	33
7.1.2	Variante 1.1: Erdgas-BHKW mit Erdgasspitzenlastkessel	34
7.1.3	Variante 1.2: Erdgas-Brennstoffzelle mit Erdgasspitzenlastkessel	36
7.1.4	Variante 1.3: Erdgas-BHKW mit Pelletspitzenlastkessel	38
7.1.5	Variante 1.4: Pelletkessel	40
7.1.6	Variante 1.5: Anschluss an die örtliche Fernwärme	41
8	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	42
8.1	Grundannahmen	42
8.2	Allgemeine Fördermöglichkeiten	45
8.2.1	Biomasseheizanlagen	45
8.2.2	Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW / Brennstoffzelle)	46
8.2.3	Sanierungsmaßnahmen	48
8.2.4	Zusammenfassung Förderungen	49
8.3	Investitionskosten der Varianten	50
8.4	Jährliche Einnahmen und Ausgaben	51
8.5	Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten	53
8.5.1	Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten unter Berücksichtigung der Gebäudesanierung zum KfW-EH Denkmal	53
8.6	Sensitivitätsanalyse der Energieversorgungsvarianten	55
9	CO ₂ - Bilanz und Primärenergiebedarf der Energieversorgungsvarianten	60
10	Zusammenfassung – Maßnahmenempfehlung	63

11	Abbildungsverzeichnis	67
12	Tabellenverzeichnis	69

1 Einleitung - Aufgabenstellung

Die Stadt Ingolstadt betreibt in der Liegenschaft an der Esplanade 29 das städtische Gesundheits- und Veterinäramt. Dieses befindet sich in einem, unter Denkmal- und Ensembleschutz befindlichen, historischen Gebäude. Betrachtet wird im Folgenden das gesamte Gebäude einschließlich künftig möglicher Energieversorgungsvarianten. Im Fokus wird ein Energieberatungsbericht mit möglichen Sanierungsmaßnahmen für die Gebäudehülle sowie die notwendige Anlagentechnik unter Berücksichtigung der auferlegten Restriktionen durch den Denkmalschutz erarbeitet. Zunächst soll das Einsparpotential durch eine (Teil-)Gebäudesanierung ermittelt werden um anschließend auf diesem, energetisch optimierten Zustand, die Möglichkeiten zur Nutzung erneuerbarer Energien im Vergleich zur konventionellen Energieerzeugung darzustellen.

Der Beratungsbericht kalkuliert aus der bauphysikalischen Optimierung der Gebäudehülle den künftigen Gesamtenergiebedarf des Gebäudes mit den dazugehörigen Jahresdauerlinien. Darauf basierend können unterschiedliche Energieversorgungskonzepte dimensioniert und einer Vollkostenrechnung sowie Fördermittelprüfung unterzogen werden. Im Gesamtergebnis steht der wirtschaftlich optimale Weg mit Kombination aus Wärmedämmung der Hülle, Lüftungskonzept, Eigenstromnutzung und Wärmeversorgung. Dabei stehen nicht nur die Investitionskosten, sondern auch die Vollkosten für den Nutzer sowie die ökologische Wertigkeit der unterschiedlichen Maßnahmen im Fokus.

2 Das Gesundheits- und Veterinäramt

2.1 Zonierung

Vor der energetischen Bilanzierung erfolgt die Zonierung des Gebäudes. Um eine möglichst geringe Anzahl von Gebäudezonen zu erhalten, erfolgt eine Optimierung der Zonenaufteilung nach DIN V 18599-1 unter Berücksichtigung der Anlage 2 der EnEV 2009.

Im vorliegenden Fall kann die Liegenschaft als „Bürogebäude“ eingestuft werden, was zur Folge hat, dass das vereinfachte Berechnungsverfahren nach Anlage 2, Ziffer 3 der EnEV angewandt werden darf und das Ein-Zonen-Modell für nachfolgende Berechnungen Anwendung findet.

2.2 Bilanzierung

Das Prinzip der energetischen Bilanzierung geht über die Nutz-, und die End- bis hin zur Primärenergie. Die Bilanz wird für alle technischen Gewerke (Heizung, Kühlung, Be- und Entlüftung, Befeuchtung, Beleuchtung und Warmwasserversorgung) durchgeführt.

Ziel der Energiebilanzierung nach diesem Dokument ist die Ausweisung von End- und Primärenergiekennwerten für ein Gesamtgebäude. Für jede Zone eines Gebäudes müssen alle Energiekennwerte bestimmt werden. Diese sind:

- Wärmequellen und Wärmesenken;
- Nutzenergien;
- technische Verluste und Hilfsenergien;
- End- und Primärenergiebedarf.

Da zur Berechnung der Liegenschaft das Ein-Zonen-Modell angewandt wird, erfolgt die energetische Bilanzierung ohne Aufteilung in einzelne, gewerkspezifische Bilanzanteile.

2.3 Allgemeine Hinweise und Vorbemerkungen

Die Erfassung des Gebäudes erfolgt zunächst über die vom Auftraggeber erhaltenen Planunterlagen zur Liegenschaft.

Die Bezugsfläche A_{NGF} in m^2 wird aus den erfassten Raum-Nettoflächen berechnet.

Das Lüftungsvolumen V wird aus den erfassten Raum-Nettovolumen berechnet.

Die Berechnung von V_e erfolgt durch Rückrechnung aus dem tatsächlichen Volumen.

Die Zonierung erfolgt nach den Nutzungszonen und den Vorgaben der DIN V 18599 unter Berücksichtigung der Anlage 2 der EnEV.

2.4 Hinweise zur Projektanalyse

Dieser Bericht wurde auf Grundlage der verfügbaren Daten erstellt. Er soll den Beratungsempfänger dabei unterstützen, effiziente Energiesparmaßnahmen, die im Zuge einer Sanierung erreichbar sind, zu erkennen und ggf. umzusetzen.

- Bei den Kostenangaben handelt es sich um Prognosen, diese umfassen einen mittleren Durchschnittspreis für die jeweilig untersuchte Maßnahme
- Alle angeführten Kosten sind rein netto (exkl. MwSt.)
- Der Beratungsbericht ersetzt keine Ausführungsplanung. Die empfohlenen Maßnahmen sollten von Fachbetrieben durchgeführt werden, um eine technisch und bauphysikalisch korrekte Ausführung zu gewährleisten
- Die Vervielfältigung oder Verwertung des Beratungsberichtes durch Dritte ist nur mit schriftlicher Genehmigung des Verfassers gestattet
- Aus der Zustandsanalyse folgt keine Rechtsverbindlichkeit. Sollten Ersatzansprüche rechtlich geltend gemacht werden, beschränkt sich der Ersatz auf das gezahlte Honorar
- Dem Auftraggeber wird der Beratungsbericht in doppelter Ausführung übergeben

3 Ist-Zustand

Das Gebäude wurde im Jahr 1891 errichtet. Die Energieversorgung ist aktuell über einen zentralen Erdgaskessel (BJ 2005) zur Bereitstellung der Raumwärme in der Liegenschaft realisiert. Die Warmwasserbereitung erfolgt im gesamten Gebäude über dezentrale WW-Boiler oder elektrische Durchlauferhitzer. Der mittlere Heizenergieverbrauch liegt aktuell bei rund 150.200 kWh_{HS} pro Jahr. Der elektrische Energieverbrauch beläuft sich derzeit auf gemittelt ca. 23.800 kWh_{el}/a.

Die opaken Bauteile des Gebäudes wie Kellerdecke, Außenwände und Dachkonstruktion wurden bisher keiner energetischen Sanierung unterzogen. Es wurden lediglich Instandhaltungsmaßnahmen oder Erneuerungen bei gleicher Ausführung umgesetzt. Bei den verbauten Fenstern handelt es sich bereits um Holzfenster mit einer Zweischeiben-Isolierverglasung welche sich noch in einem guten Zustand befinden. Das Baujahr der Fenster ist nicht weiter bekannt, jedoch kann angenommen werden, dass diese in einem Zeitrahmen von rund 20 – 25 Jahren installiert wurden. Weitere Angaben zum Gebäude sind den nachfolgenden Kapiteln zu entnehmen.



Abbildung 1: Nord-Ansicht des Gesundheits- und Veterinäramtes [Quelle: IfE]

3.1 Allgemeine Gebäudedaten

Gebäudeart	Nichtwohngebäude – Verwaltungsgebäude mit Publikumsverkehr
Gebäudetyp	Bestandsgebäude – unsaniert
Adresse	Esplanade 29 85049 Ingolstadt
Baujahr	1891
Wärmeerzeugung	2005 – Gaskessel
Lüftung	Fensterlüftung

Gebäudegeometrie:

Bruttovolumen	3.669 m ³
Lüftungsvolumen	2.935 m ³
Nettogrundfläche A _{NGF}	1.174 m ²
Hüllfläche A:	1.960 m ²
Klimareferenzort	Deutschland
Normaußentemperatur	-16 °C
Mittlere Außentemperatur	8,9 °C
Außentemperatur Juli	18,7 °C
Außentemperatur September	13,8 °C

Der Berechnung dieses Berichts wurden das EnEV-Standard-Nutzverhalten und die Standard-Klimabedingungen für Deutschland zugrunde gelegt.

Daher können aus den Ergebnissen keine Rückschlüsse auf die absolute Höhe des Brennstoffverbrauchs gezogen werden.

3.2 Gebäudehülle

Tabelle 1: Hüllflächenelemente im Ist-Zustand

Bauteil	Fläche	U-Wert Ist	U-Wert Anforderung EnEV 2016	Anteil am Transmissionsverlust
	[m ²]	[W/m ² K]	[W/m ² K]	
Kellerdecke	490	1,07	0,30	15%
Außenwände	761	1,40	0,24	43%
Fenster & Türen	218	1,60	1,30	14%
oberste Decke	491	1,00	0,24	20%

3.3 Transmissionswärmeverluste im Ist-Zustand

Anhand der Hüllflächenbewertung der Liegenschaft kann festgestellt werden, dass sich der anteilig größte Transmissionswärmeverlust im Ist-Zustand über die Außenwände ergibt. Einen ebenfalls enormen Wärmeverlust verursacht die oberste Geschossdecke, gefolgt von der Kellerdecke und den Fenstern und Türen. Die genaue prozentuale Unterteilung des Transmissionswärmeverlustes im Ist-Zustand ist nachfolgender Abbildung zu entnehmen.

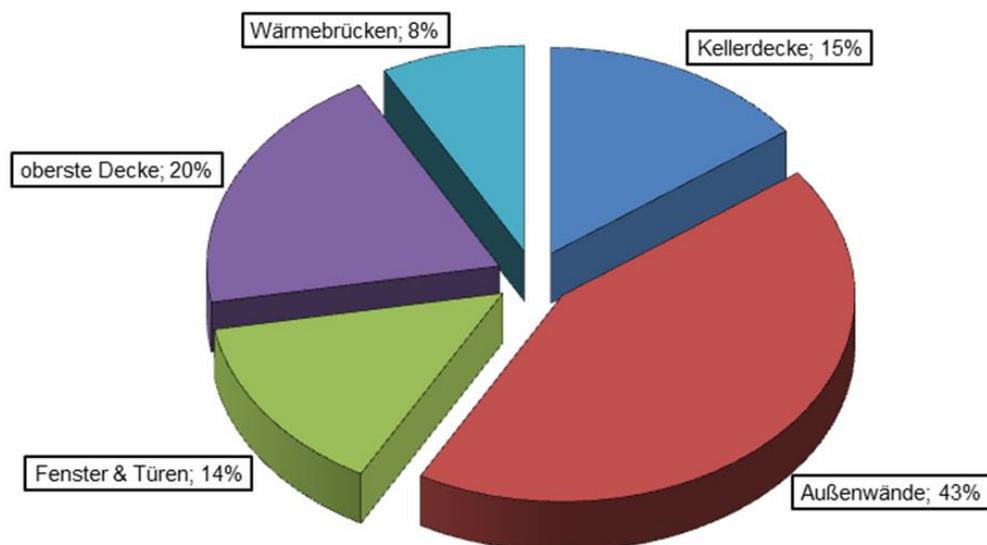


Abbildung 2: Transmissionswärmeverluste im Ist-Zustand

4 Technische Beschreibung des Gebäudes

4.1 Heizung

Die Beheizung der Liegenschaft erfolgt derzeit über einen zentralen Gaskessel (BJ 2005).

4.2 Warmwasser

Zur Warmwasserbereitung sind im gesamten Gebäude unter/neben den Waschbecken elektrisch betriebene Boiler oder Durchlauferhitzer installiert.

4.3 Lüftung

Keine automatische Lüftung vorhanden. (Fensterlüftung)

4.4 Kühlung

Keine aktive / passive Kühlung vorhanden.

4.5 Beleuchtung

Die Beleuchtung erfolgt über das gesamte Gebäude hinweg überwiegend mittels Leuchtstofflampen mit KVG (konventionelles Vorschalt-Gerät), Energiesparlampen sowie einzelnen Halogenleuchtmitteln.

4.6 Außenwandflächen

Bei dem Gebäude handelt es sich um einen Massivbau. Die Wandflächen wurden bisher keiner energetischen Sanierung unterzogen. Es wurden, dem Baualter entsprechend, Vollziegel für die Erstellung des Gebäudes verwendet (Dicke: ca. 48 cm). Eine genaue Prüfung mittels einer Kernbohrung erfolgte im Rahmen dieses Beratungsberichtes nicht.

4.7 Dachflächen/oberste Geschossdecke

Den oberen Gebäudeabschluss bilden die oberste Geschossdecke und der Dachstuhl. Dieser wurde als massive Holzbalkenkonstruktion ausgeführt und mit Dachziegeln eingedeckt. Die oberste Geschossdecke besteht aus einer verputzten Holzbalkendecke mit einer Ausführung als sog. „Faulboden“, die lt. Aussage des Bauherrn keine zusätzliche Wärmedämmung enthält.

4.8 Kellerdecke

Die Kellerdecke stellt den, bezogen auf die energetische Gebäudehülle, unteren Gebäudeabschluss dar. Sie besteht im Wesentlichen aus Eisenträgern mit einer zwischenliegenden Gewölbeausmauerung (Kappendecke) und einem darüberliegenden Fußbodenaufbau (vermutlich Faulboden). In einem Teilbereich der Kellerräume ist die Decke zudem als gemauertes Gewölbe ausgeführt. Der detaillierte Aufbau der einzelnen Schichten ist nicht näher bekannt.

4.9 Fenster und Türen

Bei den in der Liegenschaft verbauten Fenstern handelt es sich um bereits erneuerte, aber lt. Aussage des Bauherrn ca. 20 – 25 Jahre alte Modelle in Holzausführung. Diese sind mit einer Zweischeiben-Isolierverglasung ausgestattet und weitestgehend in einem technisch guten Zustand.

Es sind keine außenliegenden Rollläden oder Fensterläden verbaut.

Die Eingangstür auf der Nordseite (Haupteingang) ist in massiver Holz- und Metallkonstruktion ausgeführt. Da es sich auch hier um ausgemauerte Bögen über den Türen handelt, ist dieser Bogen mit einem Fenster in Milchglas ausgeführt.

Die Eingangstüre auf der Südseite setzt sich aus tragenden Elementen aus Holz und Metall sowie aus vielen kleinen, schachbrettartig angeordneten Fenstern zusammen. Auch hier wurde der ausgemauerte Bogen oberhalb der Türe mit einem Milchglasfenster versehen.

In Keller und Dachgeschoss, welche unbeheizt sind, kommen lediglich einfach verglaste Fensterelemente mit Metallrahmen zum Einsatz.

5 Die Energiebilanz im Ist-Zustand

Um ein Gebäude energetisch zu bewerten, muss man den vorhandenen Energieverbrauch beurteilen können. Verbraucht mein Gebäude viel oder wenig? Durch welche Maßnahmen lässt sich wie viel Energie einsparen?

Die Antwort auf diese Fragen gibt eine Energiebilanz. Dazu werden alle Energieströme, die dem Gebäude zu- bzw. abgeführt werden, quantifiziert und anschließend bilanziert.

Tabelle 2: Die Energiebilanz im Ist-Zustand

Mittlerer Heizendenergieverbrauch	150.200	kWh _{HS} /a
Warmwasserverbrauch	Keine Daten vorhanden, da dezentrale WW-Bereitung erfolgt	kWh _{HS} /a
Mittlerer Stromverbrauch	23.800	kWh _{el} /a

Der mittlere Heizendenergieverbrauch basiert auf den durchschnittlichen, klimabereinigten Erdgasbezugswerten der letzten 7 Jahre, welche durch den Auftraggeber zur Verfügung gestellt wurden. Dies gilt ebenso für den mittleren Stromverbrauch in der Liegenschaft.

Über den Wert der beheizten Fläche können die spezifischen Energieverbrauchskennwerte gebildet werden und mit Vergleichswerten für ähnliche Liegenschaften verglichen werden. Diese Vergleichswerte stellen Durchschnittswerte lt. der „Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchswerte und der Vergleichswerte im Nichtwohngebäudebestand (BMW_i)“ dar. In Tabelle 3 sind die aktuell ermittelten sowie die auf diese Gebäudekategorie zutreffenden Energieverbrauchskennwerte zu sehen.

Tabelle 3: Vergleich der Energieverbrauchskennwerte

Spezifische Energieverbrauchskennwerte			
	aktuelle LS	Vergleichswert*	Einheit
spezifischer Heizendenergieverbrauch	128	80	kWh _{th} /(m ² *a)
spezifischer Stromverbrauch	20	20	kWh _{el} /(m ² *a)

*Ziffer nach BWZK. 1300

Durch Umrechnung des mittleren Heizendenergieverbrauchs über den Heizwert H_i und den abgeschätzten Kesselnutzungsgrad kann auf einen Wärmeverbrauch im Gebäude von aktuell ca. 121.700 kWh_{th}/a geschlossen werden.

5.1 Aufteilung der Gesamtwärmeverluste nach DIN 18599

Die im Gebäude anfallenden Gesamtwärmeverluste nach DIN 18599 unterteilen sich in drei übergeordnete Bereiche, die Transmissionswärmeverluste, die Anlagenverluste und die Lüftungsverluste. Hierbei beschreiben die Transmissionswärmeverluste jene Energieverluste, die über die Gebäudehülle, also Fenster, Außenwände, Boden und Dach an die Umgebung abgegeben werden. Anlagenverluste treten beispielsweise an den Leitungen der Heizkreisverteilung und im Wärmeerzeuger selbst durch den Wirkungsgrad auf.

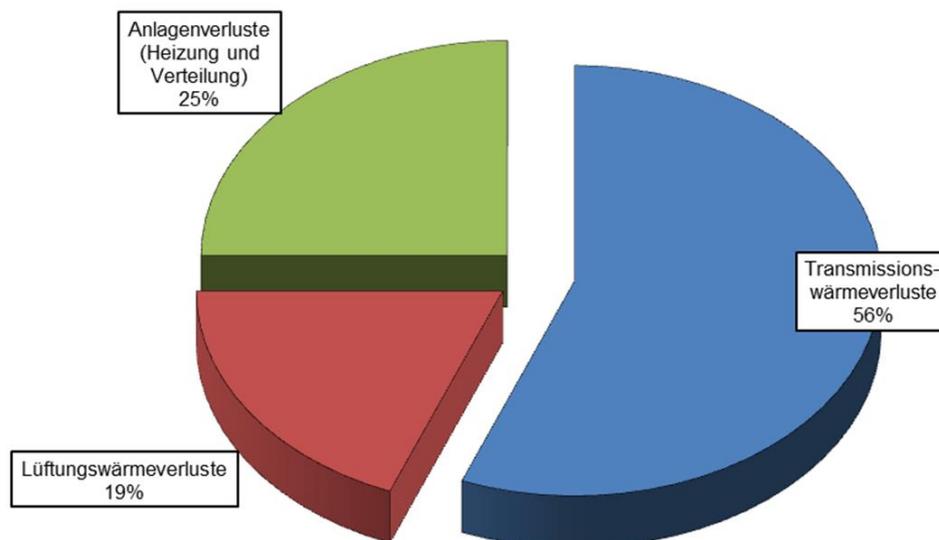


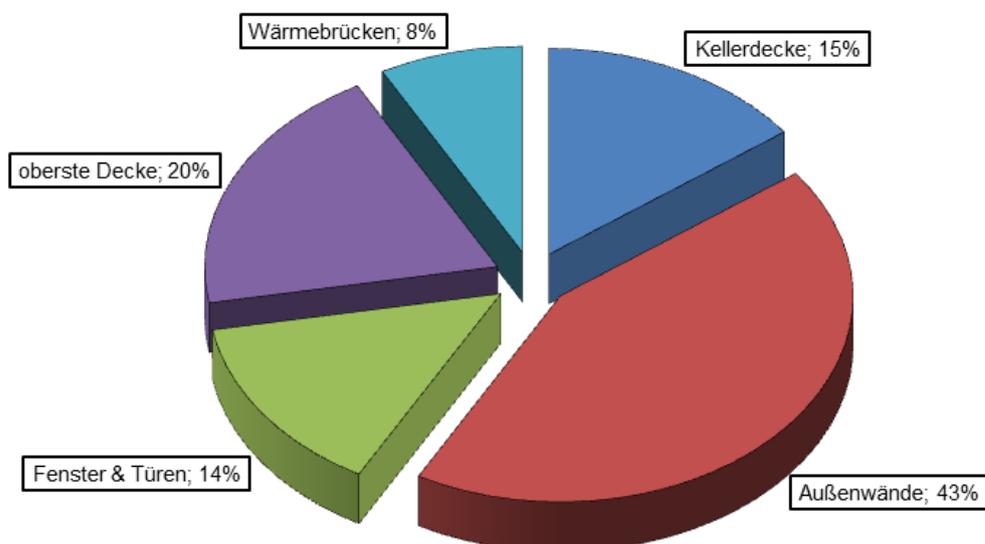
Abbildung 3: Wärmeverluste im Gebäude nach DIN 18599

Wie aus der vorangegangenen Abbildung ersichtlich ist, treten die anteilig höchsten Wärmeverluste über die thermisch relevanten Bauteile der Gebäudehülle auf. Daher wird auf diese im Weiteren näher eingegangen. Lüftungswärmeverluste lassen sich, ohne dem Einsatz einer modernen de-/zentralen Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (WRG), nur in geringem Umfang beeinflussen (Nutzerverhalten).

Die hier ermittelten Energieverluste, die über die aktuell installierte Anlagentechnik und Heizungsverteilung lt. DIN 18599 anzusetzen sind, lassen sich beispielsweise durch die Erneuerung und/oder effizienzsteigernde Maßnahmen (hydraulischer Abgleich des Heizungssystems, nachträgliche Dämmung/Erneuerung des Leitungsnetzes) der Heizungsanlage erlangen.

Tabelle 4: Aufteilung der Transmissionswärmeverluste (prozentuale und absolute Werte)

Bauteil	Bauteilfläche [m ²]	U-Wert [W/(m ² *K)]	Anteil Transmissionswärmeverluste	Anteil Transmissionswärmeverluste [W/K]
Kellerdecke	490	1,07	15%	367
Außenwände	761	1,40	43%	1.066
Fenster & Türen	218	1,60	14%	349
oberste Decke	491	1,00	20%	491
Wärmebrücken	1.960	0,10	8%	196

**Abbildung 4: Aufteilung der Transmissionswärmeverluste (prozentuale Werte)**

Wie die detailliertere Darstellung der Transmissionswärmeverluste zeigt, machen hier die opaken Bauteile den größten Anteil aus. So wiegen die Wärmeverluste über die Außenwände mit rund 43 % am größten, während die oberste Geschossdecke und die Kellerdecke zusammen ca. 35 % aller auf Transmission beruhenden Energieverluste ausmachen.

Tabelle 5: Bewertung des energetischen Ist-Zustandes

Energetischer Ist-Zustand		Ist-Werte (unsaniert)	Referenzgebäude (EnEV)
Jahres-Primärenergiebedarf q_p	[kWh/(m ² *a)]	261,83	104,75
Mittlere U-Werte			
- Opake Außenbauteile	[W/(m ² *K)]	0,79	0,28
- Transparente Außenbauteile	[W/(m ² *K)]	1,60	1,50

Wie aus obiger Tabelle ersichtlich, überschreitet das Gebäude die nach EnEV gestellten Anforderungen an den Primärenergiebedarf deutlich. Auch die mittleren U-Werte werden vom Gebäude aktuell überschritten.

Die in der Tabelle aufgeführten Ist-Werte beziehen sich hierbei auf die Energiebedarfsberechnung mit hinterlegtem „Standard-Nutzerverhalten“ der DIN 18599 und unter Berücksichtigung der aktuell installierten Wärmeerzeugungsanlage. Dieser Wert wurde rein rechnerisch ermittelt und daher nicht mit dem realen, durchschnittlichen Energieverbrauch im Gebäude vergleichbar, da dieser das tatsächliche Nutzerverhalten abbildet.

6 Mögliche Sanierungsmaßnahmen

6.1 Sanierungsmaßnahme 1: Dämmung der Kellerdecke

Die Sanierungsmaßnahme 1 umfasst die Dämmung des unteren Abschlusses der thermisch relevanten Gebäudehülle. Hierzu werden bis zu 11 cm Dämmung (Wärmeleitgruppe (WLG) 035) von unten an der Kellerdecke angebracht. Der U-Wert kann durch diese Maßnahme von 1,07 W/m²K auf rund 0,25 W/m²K gesenkt werden, wodurch das geforderte Niveau der EnEV für dieses Bauteil unterschritten und KfW-Effizienzhausniveau erreicht wird. Die Kosten für diese Maßnahmen belaufen sich in Summe auf rund 22.000 € (netto) (vgl. 6.8 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung). Der Endenergiebedarf, bezogen auf das gesamte Gebäude, kann um rund 11 % gesenkt werden.

Aufgrund der Tatsache, dass es sich in einem Teilbereich des Untergeschosses um eine Gewölbedecke handelt wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass eine Dämmung dieser zwar technisch machbar ist, sich jedoch in der Folge z. T. deutlich höhere Aufwendungen nicht nur finanzieller Art, sondern auch betreffend die aktuelle Installation von Versorgungsleitungen (Strom, Wasser, Abwasser) sowie der effektiv nutzbaren Raumhöhe als Lager ergeben.

Diesen Aufwand bzw. diese Einschränkungen würden die zu erzielenden energetischen Einsparungen kaum rechtfertigen und sollten somit nur in Betracht gezogen werden, falls keine Ausgleichmaßnahmen getroffen werden können.

6.2 Sanierungsmaßnahme 2: Dämmung der Außenwände

Da das Gebäude unter Denkmal- und Ensembleschutz steht, ist eine Dämmung der Außenwände mittels eines Wärmedämmverbundsystems nicht möglich.

Die Dämmung der Außenwände kann im vorliegenden Fall somit nur von innen mittels einer Innenwanddämmung erfolgen. Diese ist in der Ausführung schwieriger umzusetzen als eine Dämmung von außen. Zudem gestaltet sich die Elimination von Wärmebrücken deutlich aufwändiger. Dies hat zur Folge, dass die Ausführung mit innenliegender Dämmschicht deutlich höhere Kosten, vor allem bedingt durch die Montage, verursacht.

Zudem dürfen „weiche“ Faktoren, wie z. B. der nicht unerhebliche Raumverlust nicht außer Acht gelassen werden.

Um das Potenzial einer Außenwanddämmung trotzdem aufzuzeigen und zu bewerten, wird im Anschluss ein Wärmedämmverbundsystem exemplarisch mitbetrachtet. Hierbei handelt es sich um Dämmmaterial der Wärmeleitgruppe 035 mit einer Aufbaustärke von 16 cm.

Der U-Wert reduziert sich hierbei von 1,4 W/m²K auf ca. 0,19 W/m²K, was sowohl die Mindestvorgabe der EnEV als auch der KfW unterbietet. Die Kosten für diese Maßnahme belaufen sich in Summe auf ca. 91.300 €. Der Endenergieeinsatz reduziert sich um ca. 33 %.

6.3 Sanierungsmaßnahme 3: Austausch von Fenster und Türen

Die Sanierungsmaßnahme 3 beinhaltet den vollständigen Austausch der vorhandenen Fenster und Eingangstüren durch neue Modelle. Um die Vorgaben der EnEV zu erreichen sind Modelle mit einem U-Wert von weniger als 1,3 W/m²K notwendig (KfW-Effizienzhausniveau <0,95 W/m²K). Die aktuell im Gebäude befindlichen Fenster sind rund 20 – 25 Jahre alt und weisen einen mittleren U-Wert in Höhe von rund 1,6 W/m²K auf. Der Zustand der Fenster kann als gut bewertet werden.

Der U-Wert kann durch den Einsatz einer modernen Dreifachverglasung auf rund 0,90 W/m²K gesenkt werden, wodurch das geforderte Niveau der EnEV für dieses Bauteil unterschritten und KfW-Effizienzhausniveau erreicht wird. Die Kosten für diese Maßnahmen belaufen sich in Summe auf rund 94.700 € (netto). Der Endenergiebedarf kann um rund 5 % gesenkt werden.

6.4 Sanierungsmaßnahme 4: Dämmung der obersten Geschossdecke

Die Sanierungsmaßnahme 4 umfasst die Dämmung des oberen Abschlusses der thermisch relevanten Gebäudehülle. Hierzu wird eine 20 cm dicke, begehbare Dämmschicht (WLG 035) auf den bestehenden Boden des Dachgeschosses aufgebracht. Der U-Wert sinkt durch Umsetzung dieser Maßnahme von 1,0 W/m²K auf rund 0,14 W/m²K ab. Dies bedeutet, dass das geforderte Niveau der EnEV für dieses Bauteil deutlich unterschritten und somit das KfW-Effizienzhausniveau erreicht wird. Die Kosten für diese Maßnahmen belaufen sich in Summe auf rund 34.500 € (netto). Der Endenergiebedarf kann um rund 10 % gesenkt werden.

6.5 Sanierungsmaßnahme 5: Einbau einer automatisierten Lüftungsanlage

Um die Verluste aus dem Abschnitt Gebäudebelüftung auf ein Minimum zu senken, hat sich, als „Stand der Technik“, der Einsatz von automatisierten, dezentralen oder zentralen Lüftungssystemen durchgesetzt. Mit Wärmerückgewinnungsraten von bis zu 80 % können die im Gebäude aktuell auf diesen Bereich entfallenden Wärmeverluste von 19 % auf einen Wert von weniger als 4 % abgesenkt werden.

Auch hier kommen die Vorgaben, den Denkmalschutz betreffend, ähnlich der Sanierungsmaßnahme 2 zum Tragen. Eine zentrale Lüftung, welche beispielsweise im Dachgeschoss installiert werden könnte, ist aufgrund der Leitungsführung im Bestandsgebäude nicht oder nur sehr schwer und unter entsprechenden Mehrkosten umsetzbar.

Eine etwas einfacher zu installierende, dezentrale Lüftungsanlage, bestehend aus mindestens rund 40 Einzeleinheiten, steht jedoch in direktem Kontrast zum Denkmalschutz. Da die Durchführungen vom Gebäudeinneren nach außen und deren jeweiligen Abdeckhauben für jede Einheit erfolgen müssen, hat dies einen maßgeblichen Einfluss auf das Gesamtbild der Gebäudefassade und ist daher nicht zulässig.

Um die Notwendigkeit einer automatisierten Lüftungsanlage zu prüfen, sollte bei Umsetzung einer Fassadendämmung von innen oder dem Einsatz neuer, hoch wärmegeämmter Fenster ein Lüftungskonzept für das Gebäude erstellt werden.

Da die Installation einer Lüftungsanlage aufgrund oben angeführter, denkmalschutzrechtlicher Belange nicht bzw. nur unter größeren Anstrengungen (Kosten, Aufwand) erfolgen kann, wird diese im weiteren Verlauf des Sanierungskonzeptes nicht detailliert ausgearbeitet und berücksichtigt.

6.6 Komplettsanierung (Umsetzung aller vorangegangenen Maßnahmen mit Ausnahme Nr. 5)

Die Komplettsanierung stellt eine Kombination der Maßnahmen 1 bis 4 dar. Die mögliche Einsparung beläuft sich auf rund 59 % des aktuellen Endenergiebedarfs ohne Betrachtung der Anlagentechnik und der Lüftungswärmeverluste.

Es werden alle gesetzlichen Vorgaben der EnEV (betreffend die Gebäudehülle) übererfüllt, so dass es in diesem Fall möglich ist mittels eines geeigneten Energieträgers (regenerativ / KWK) den KfW-EH 70 Standard zu erreichen.

6.7 Zusammenfassung Sanierungsvarianten

In den vorangegangenen Kapiteln wurden verschiedene Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle vorgestellt. Diese beinhalten noch keine Verbesserung/Optimierung der Anlagentechnik. Anschließend wird zusammenfassend dargestellt wie sich die Sanierungsmaßnahmen auf den Endenergieverbrauch des Gebäudes auswirken. Ebenfalls mit abgebildet wird die Wirtschaftlichkeit sowohl der einzelnen Maßnahmen, als auch einer Kombination derer zur Komplettanierung. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse der betrachteten Maßnahmen erfolgt auf Grundlage der vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Energieverbrauchsdaten der Liegenschaft. Der Endenergiebedarf für die Gebäudebeheizung beträgt nach Angaben des Auftraggebers im Mittel rund 150.200 kWh_{HS}/a.

Das CO₂-Einsparpotenzial der einzelnen Sanierungsschritte bis hin zur Gesamtanierung zeigt Abbildung 6. Dieses Einsparpotenzial wurde in Bezug auf die aktuelle Wärmeversorgung erstellt und ändert sich je nach künftiger Anlagentechnik.

Tabelle 6: Anforderungen an die einzelnen Bauteile durch die EnEV / KfW

Bauteil	Fläche [m ²]	U-Wert Ist [W/m ² K]	U-Wert	erforderliche	U-Wert	erforderliche
			Anforderung EnEV [W/m ² K]	Reduzierung von U-Ist [%]	Anforderung KfW [W/m ² k]	Reduzierung von U-Ist [%]
Kellerdecke	490	1,07	0,30	-72%	0,25	-77%
Außenwände	761	1,40	0,24	-83%	0,25	-82%
Fenster & Türen	218	1,60	1,30	-19%	0,95	-41%
oberste Decke	491	1,00	0,24	-76%	0,20	-80%

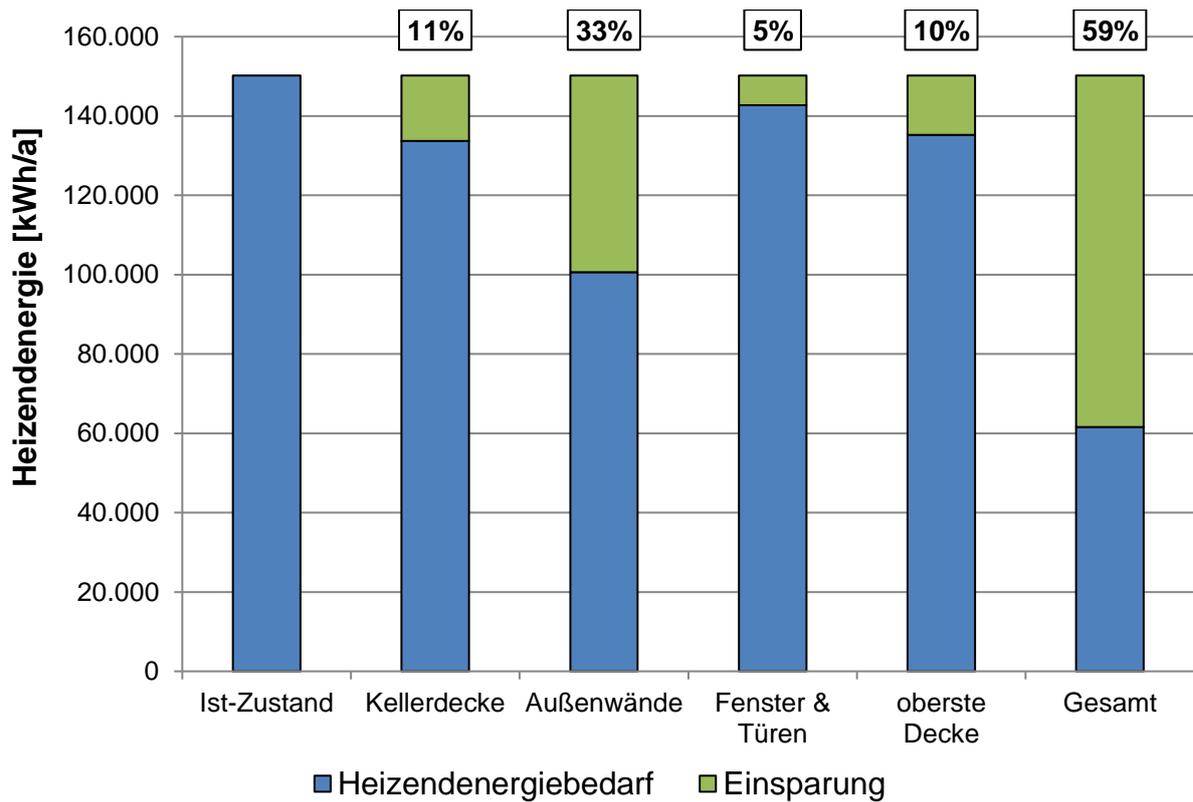


Abbildung 5: Endenergieeinsparung durch Sanierung der Gebäudehülle

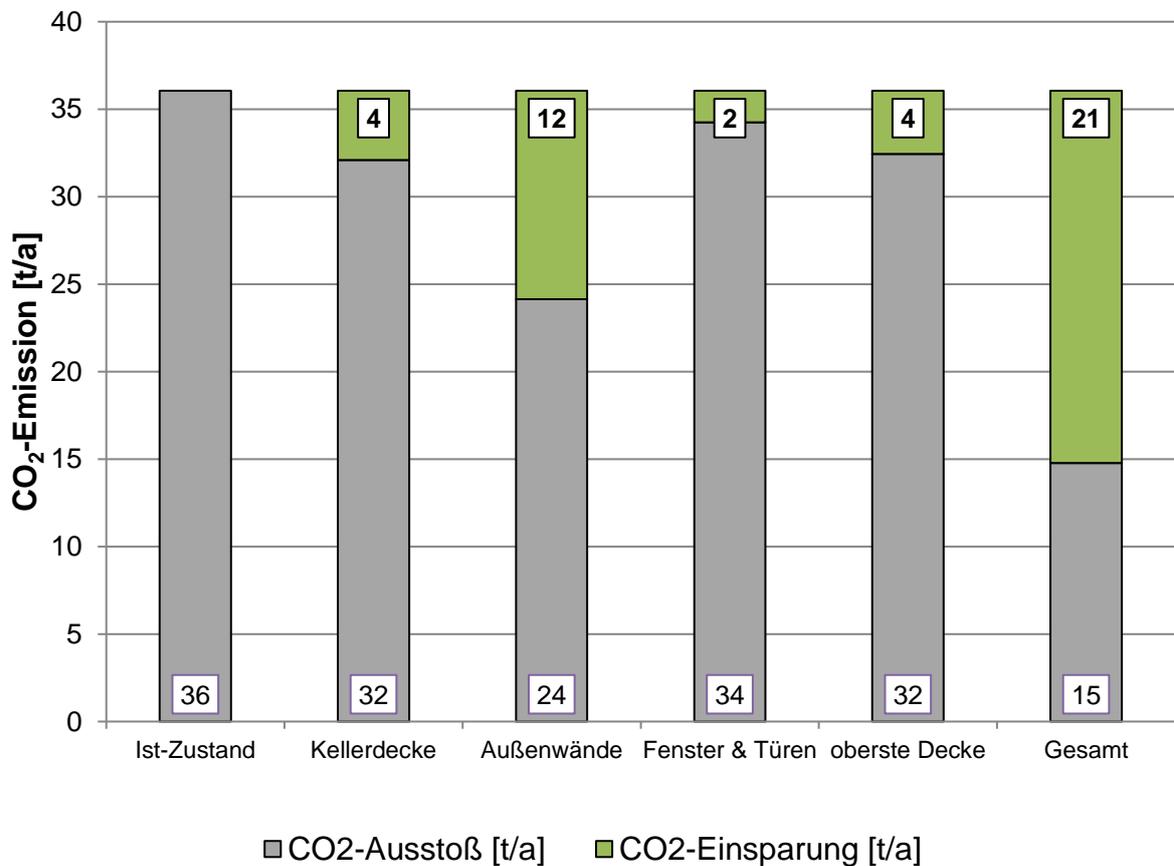


Abbildung 6: CO₂-Einsparpotential durch Sanierung der Gebäudehülle

6.8 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für die Abbildung der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Maßnahmen werden Marktdurchschnittspreise herangezogen. Alle hinterlegten Kosten beziehen sich auf die aus den Planunterlagen ermittelten Flächen und sind rein netto (exkl. MwSt.).

Die kalkulatorischen Wärmegestehungskosten orientieren sich an dem aktuell für das Gebäude gültigen Preisniveau von ca. 7 €-Cent/kWh_{th}.

Hinterlegte Marktdurchschnittspreise für die separaten Sanierungsmaßnahmen:

Fassadendämmung	120	€/m ²
Fenster	400	€/m ²
Oberste Decke	55	€/m ²
Kellerdecke	45	€/m ²
Dezentrale Lüftung	1.000	€/Gerät

Zusätzlich anfallende Investitionskosten, welche bei einer Sanierung der Kellerdecken im Bereich der Gewölbedecken anfallen, können im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie ohne detailliertes Angebot nicht genauer quantifiziert werden.



Abbildung 7: Investitionskosten der einzelnen Sanierungsmaßnahmen

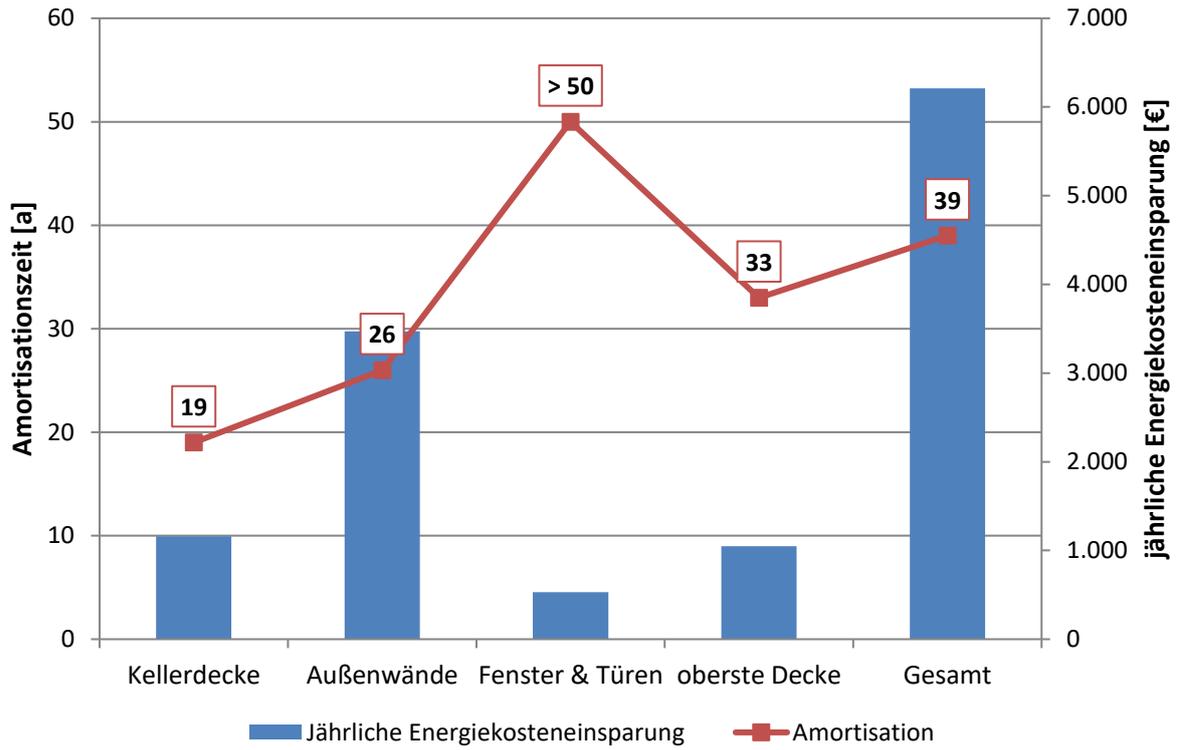


Abbildung 8: Jährliche Energiekosteneinsparung und Amortisationszeit

6.9 Vergleich und Bewertung der Sanierungsmaßnahmen

Wie eingangs bereits genannt befindet sich das Gesundheits- und Veterinäramt in einem unter Denkmal- und Ensembleschutz stehendem Gebäude. Daraus ergibt sich, dass eine Außenwanddämmung nicht realisierbar ist und an dieser Stelle nicht weiter betrachtet wird. Aufgrund der höheren Kosten, die für eine Dämmung von innen aufgewandt werden müssten, wird diese nicht weiterverfolgt.

Da sich sowohl Fenster, als auch Außentüren noch in einem technisch und energetisch als gut zu bewertenden Zustand befinden und die Energieeinsparung mit ca. 5 % gegenüber den zu erwartenden Investitionskosten in Höhe von 94.700 € nicht in Relation steht, wird auch diese Sanierungsmaßnahme nicht weitergeführt.

Der Sachverhalt ist in anschließender Tabelle nochmals dargestellt sowie farblich hinterlegt.

Tabelle 7: Variantenvergleich unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und des Denkmal- und Ensembleschutzes

Bauteil	Fläche [m ²]	Maßnahme (Dämmung WLG 035)	U-Wert Saniert [W/m ² K]	Einsparung Heizenergie [kWh/a]	Einsparung Heizkosten [€/a]	Vollkosten Sanierung [€]	statische Amortisation [a]
Kellerdecke	490	11cm von unten	0,25	16.500	1.160	22.000	15 - 20
Außenwände	761	16cm WDVS	0,19	49.600	3.470	91.300	20 - 25
Fenster & Türen	218	Austausch	0,90	7.500	530	94.700	> 40
oberste Decke	491	20cm von oben*	0,14	15.000	1.050	34.500	25 - 30
Gesamt	1.960			88.600	6.210	242.500	39

* es wird eine begehbare Dämmung vorgesehen um das DG in Zukunft als Lager o.ä. nutzen zu können

Durch die Umsetzung der Sanierungsmaßnahmen „Kellerdecke“ und „oberste Geschosdecke“ können rund 31.500 kWh_{HS}/a in der Liegenschaft eingespart und somit ein künftiger, durchschnittlicher Heizenergiebedarf von ca. 118.700 kWh_{HS}/a (– 21%) erreicht werden.

Folgende Tabellen geben einen Überblick über die Erlangung des KfW-EH Denkmal – Standards über die Umsetzung einer Sanierung der Kellerdecke und der obersten Geschossdecke.

Erfolgt die künftige Wärmeversorgung auf Basis eines **fossilen Energieträgers** und werden lediglich die **Kellerdecke** und die **oberste Geschossdecke gedämmt**, so wird der einzuhaltende Maximalwert für den Jahres-Primärenergiebedarf überschritten.

Tabelle 8: KfW-Anforderungen "Energieeffizienzprogramm - Energieeffizient Sanieren" - 100 % fossile Energieversorgung

KfW-Anforderungen "Energieeffizienzprogramm - Energieeffizient Sanieren"

	Ist-Wert	Referenzgebäude (EnEV)	KfW-EH 70 (EnEV)	KfW-EH 100 (EnEV)	KfW-EH Denkmal (EnEV)
Jahres-Primärenergiebedarf q_p [kWh/(m ² a)]	209,75	104,75	73,32	104,75	167,59
Mittlere U-Werte [W/(m ² K)]					
- Opake Außenbauteile	0,576	0,28	0,26	0,34	0,60
- Transparente Außenbauteile	1,600	1,5	1,4	1,8	-

Gültig ab 01.07.2015 für KfW Energieeffizienzprogramm 277.

Gültig ab 01.10.2015 für KfW Energieeffizienzprogramm 218 und 219.

¹ Jahres-Primärenergiebedarf für das entsprechende Referenzgebäude nach EnEV Anlage 2 Tabelle 1.

² Höchstwert(e) der Wärmedurchgangskoeffizienten nach EnEV Anlage 2 Tabelle 2.

Um den Jahres-Primärenergiebedarf q_p von aktuell rund 209,75 kWh/(m²a) auf den für das KfW-EH Denkmal maximal zulässigen Wert von 167,59 kWh/(m²a) abzusenken muss eine geeignete Wärmeversorgung auf Basis regenerativer Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden.

Kommt im Gebäude künftig ein **100 % regenerativer Energieträger** zum Einsatz ($f_p < 0,2$), stellt sich dies wie folgt dar.

Tabelle 9: KfW-Anforderungen "Energieeffizienzprogramm - Energieeffizient Sanieren" - 100 % erneuerbare Energieversorgung

KfW-Anforderungen "Energieeffizienzprogramm - Energieeffizient Sanieren"

	Ist-Wert	Referenzgebäude (EnEV)	KfW-EH 70 (EnEV)	KfW-EH 100 (EnEV)	KfW-EH Denkmal (EnEV)
Jahres-Primärenergiebedarf q_p [kWh/(m ² a)]	58,44	104,75	73,32	104,75	167,59
Mittlere U-Werte [W/(m ² K)]					
- Opake Außenbauteile	0,576	0,28	0,26	0,34	0,60
- Transparente Außenbauteile	1,600	1,5	1,4	1,8	-

Gültig ab 01.07.2015 für KfW Energieeffizienzprogramm 277.

Gültig ab 01.10.2015 für KfW Energieeffizienzprogramm 218 und 219.

¹ Jahres-Primärenergiebedarf für das entsprechende Referenzgebäude nach EnEV Anlage 2 Tabelle 1.

² Höchstwert(e) der Wärmedurchgangskoeffizienten nach EnEV Anlage 2 Tabelle 2.

Hier ist die Einhaltung der Vorgaben des KfW-Effizienzhaus-Denkmal nicht nur möglich, sondern zudem sogar übererfüllt.

Ein höherer Effizienzhausstandard kann aufgrund des mittleren U-Wertes der opaken Bauteile von $0,576 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ nicht erreicht werden. Für das KfW-EH 100 ist ein Wert von weniger als $0,34 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ gefordert. Dieser ist nur mittels einer Dämmung der Außenwände, welche aus oben genannten Gründen nicht weiterverfolgt wird, erreichbar.

Der Primärenergiefaktor f_P für die künftige Wärmeversorgung darf einen Maximalwert von $0,88$ nicht überschreiten. Bei Auswahl einer KWK-Anlage muss der KWK-Anteil an der zukünftigen Wärmeversorgung so gewählt werden, dass der geforderte f_P nicht überschritten wird.

Im folgenden Kapitel werden mögliche Energieversorgungsstrategien untersucht und bewertet.

7 Optimierung der Energieversorgung

Auf Grundlage des zur Verfügung gestellten Energieverbrauchs und dem Anlagennutzungsgrad der aktuellen Wärmeversorgungsstruktur können mit Hilfe der Gradtagszahlen für den Standort Ingolstadt die monatlichen Wärmebedarfswerte ermittelt werden (vgl. Abbildung 9). Insgesamt ergibt sich für die teilsanierte Liegenschaft ein jährlicher Wärmebedarf von rund 96.100 kWh_{th}.

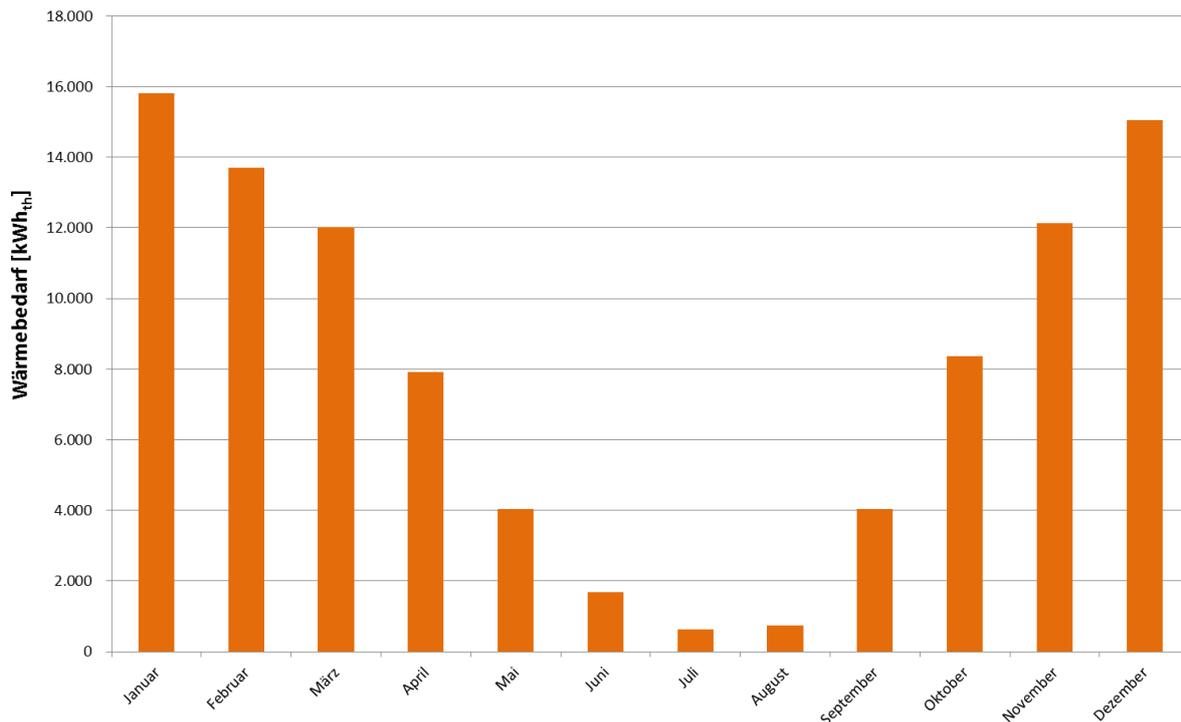


Abbildung 9: Monatlicher Wärmebedarf in der Liegenschaft

Anhand dieser Werte wird die geordnete Jahresdauerlinie des thermischen Energiebedarfs erstellt. Die geordnete Jahresdauerlinie ist das zentrale Instrument für den Anlagenplaner. Die Fläche unter der Jahresdauerlinie entspricht dem Jahresnutzwärmebedarf. Idealerweise sollten sich die meist modular aufgebauten, d.h. in Grund- und Spitzenlastabdeckung unterteilten Heizanlagensysteme der Jahresdauerlinie annähern.

Werden Wärmeerzeuger in der Grafik flächendeckend eingetragen, kann auf die Laufzeiten und den Anteil an der Jahreswärmebereitstellung der einzelnen Wärmeerzeuger geschlossen werden. Die zu installierende Spitzenleistung richtet sich nach Kennwerten der Kesselvollbenutzungsstunden und dem Wärmebedarf. Dies beruht nicht auf einer differenzierten Heizlastberechnung und ersetzt nicht die technische Detailplanung. Die geordnete thermische Jahresdauerlinie ist in anhängender Abbildung dargestellt.

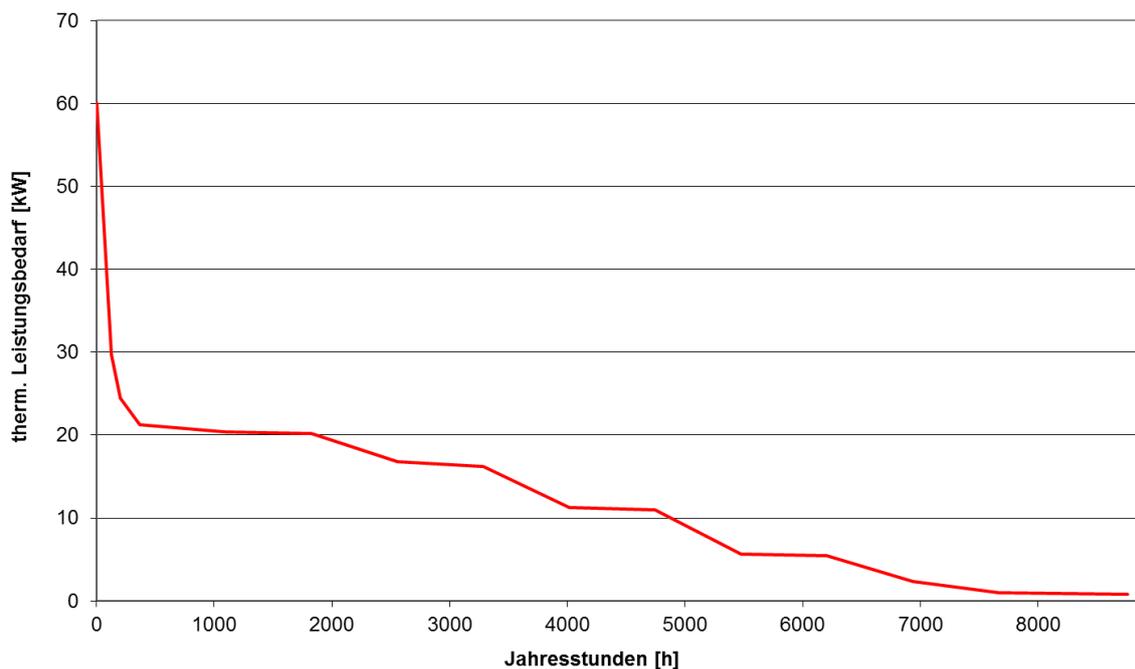


Abbildung 10: Geordnete thermische Jahresdauerlinie des Gesundheits- und Veterinärarntes

7.1 Energieversorgungsvarianten

Anschließend werden auf den ermittelten Verbrauchsdaten aufbauend, verschiedene effiziente und moderne Energieversorgungsvarianten detailliert sowohl auf deren ökologische, als auch ökonomische Eigenschaften hin untersucht. Da sich moderne und ökologische Energieversorgungsvarianten immer an einer fossilen Referenzvariante messen müssen, wird als Variante 1.0 die Erneuerung der aktuellen Versorgung mittels Erdgasfeuerung untersucht.

Denkmal- und Ensembleschutz – besondere Vorgaben:

Da das Gebäude wie bereits eingangs erwähnt unter Denkmalschutz steht, betrifft dies unter anderem auch mögliche Versorgungsstrategien auf Grundlage des solaren Strahlungspotenzials. Auf Nachfrage bei der untersten Denkmalbehörde müssen Solarthermische und Photovoltaik (PV) – Anlagen an dieser Stelle ausgeschlossen werden, da diese von außen einsehbar auf dem Dach positioniert werden müssten. Dies ist nach Vorgabe der Denkmalbehörde jedoch nicht gewünscht und daher trotz direkter Südausrichtung der Dachfläche nicht möglich. Mit der Ablehnung einer PV-Anlage auf dem Dach der Liegenschaft erfolgt zugleich auch der Ausschluss einer möglichen, batteriegestützten Eigenversorgungsstrategie mit elektrischer Energie.

Der Einsatz von Wärmepumpen (Luft-/Wasser- und Sole-/Wasser- Modelle) wurde geprüft, ist jedoch aufgrund der notwendigen, hohen Vorlauftemperaturen im Gebäude, ökonomisch nicht sinnvoll. Weiterhin ist im Bereich um die Liegenschaft ein Einsatz von Erdwärmesonden nicht möglich, da die Durchführung von Bohrungen „Aus Gründen des Grundwasserschutzes“ nicht erlaubt ist [Quelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU); UmweltAtlas Bayern; Standortauskunft Erdwärmesonden vom 11.06.2017].

Betrachtete Energieversorgungsvarianten:

- Variante 1.0: Erdgasbrennwertkessel
(Erneuerung der aktuellen Wärmeerzeugung als Referenz)
- Variante 1.1: Erdgasbrennwertkessel
Erdgas-BHKW (wärmegeführt)
(12 kW_{th} / 5,5 kW_{el})
- Variante 1.2: Erdgasbrennwertkessel
Erdgas-Brennstoffzelle (wärmegeführt)
(7,5 kW_{th} / 5 kW_{el})
- Variante 1.3: Pelletkessel
Erdgas-BHKW (wärmegeführt)
(12 kW_{th} / 5,5 kW_{el})
- Variante 1.4: Pelletkessel
- Variante 1.5: Fernwärmeanschluss

7.1.1 Variante 1.0: Erdgasbrennwertkessel (Referenz)

In der Referenzvariante wird der in der Liegenschaft aktuell installierte Kessel von 2005 gegen ein neues, modernes Modell ausgetauscht. Die Trinkwassererwärmung erfolgt weiterhin dezentral durch kleine WW-Boiler oder Durchlauferhitzer. Der neue Erdgasbrennwertkessel weist eine Nennleistung von ca. 70 kW_{th} auf und läuft im Durchschnitt etwa 1.400 Stunden pro Jahr (Vollbenutzungsstunden – vbh) um den Wärmebedarf des sanierten Gebäudes zu decken. Durch den Erdgaskessel werden rund 101.000 kWh_{Hi}/a Erdgas verbraucht.

Diese Energieversorgungsvariante stellt die energetische, ökonomische und ökologische Referenz dar. Es ist zu beachten, dass bei Umsetzung der Sanierungsmaßnahmen das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EE-WärmeG) einzuhalten ist, welches für die Wärmeversorgung eines Neubaus oder sanierten Gebäudes bestimmte Mindestanteile an regenerativen Energieträgern vorsieht.

Die Referenzvariante basiert zu 100 % auf dem fossilen Energieträger Erdgas und kann diese gesetzlichen Vorgaben nicht erfüllen. Dies bedeutet, dass diese bei einer Gebäudesanierung nicht umgesetzt werden kann. Variante 1.0 dient lediglich der besseren Vergleichbarkeit / Einordnung der anschließend erarbeiteten Energieversorgungsvarianten da sie die aktuell installierte Energieversorgung abbildet.

Tabelle 10: Wärmeversorgung Variante 1.0 (Referenz)

Wärmeerzeuger		Erdgaskessel
Nennwärmeleistung	[kW]	70
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	1.400
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	96.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	100
Verbrauch	[kWh _{Hi} /a]	101.000

7.1.2 Variante 1.1: Erdgas-BHKW mit Erdgasspitzenlastkessel

Bei dieser Variante wird ein Erdgas-BHKW mit einer Nennwärmeleistung von rund $12 \text{ kW}_{\text{th}}$ und $5,5 \text{ kW}_{\text{el}}$ zur Grundlastdeckung eingesetzt (ca. 5.500 vbh/a). Dieses wird durch einen Erdgasbrennwertkessel zur Spitzenlastabdeckung unterstützt (ca. 400 vbh/a). Der jährliche Erdgasbedarf für diese Variante beläuft sich auf etwa $140.000 \text{ kWh}_{\text{Hi}}$. Der höhere absolute Erdgasverbrauch für diese Version der Wärmebereitstellung liegt an der im Vergleich zur Referenz im BHKW erzeugten elektrischen Energie. In der Anlage werden jährlich rund $30.250 \text{ kWh}_{\text{el}}$ Strom produziert, wovon ein Anteil von ca. 50 % in der Liegenschaft direkt verbraucht werden kann. Die überschüssige elektrische Energie wird in das örtliche Stromverteilnetz eingespeist.

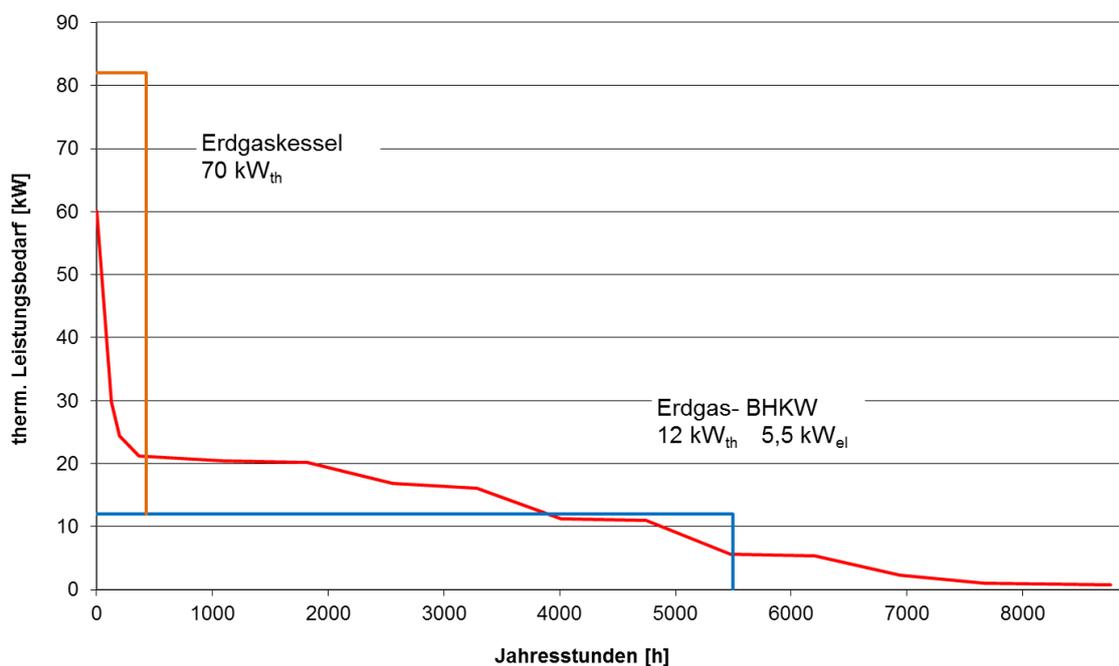


Abbildung 11: Jahresdauerlinie der Variante 1.1 (Erdgas-BHKW)

Um eine effiziente Wärmebereitstellung erreichen zu können, ist auf eine optimale hydraulische Einbindung des BHKW zu achten. Für einen optimierten Dauerbetrieb wird für das BHKW ein Pufferspeicher mit einem Mindestvolumen von rund 1.000 Litern (angelehnt an aktuelle Förderbedingungen; min. 60 Liter Puffervolumen pro kW_{th}) vorgeschlagen.

Tabelle 11: Wärmeerzeugung Variante 1.1

Wärmeerzeuger		Erdgas-BHKW	Erdgas-Brennwertkessel
Nennwärmeleistung	[kW]	12	70
Elektrische Leistung	[kW _{el}]	6	-
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	5.500	400
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	66.000	30.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	69	31
Erzeugte Jahresstrommenge	[kWh _{el} /a]	30.250	-
Verbrauch	[kWh _{Hi} /a]	108.000	32.000

7.1.3 Variante 1.2: Erdgas-Brennstoffzelle mit Erdgasspitzenlastkessel

Da sich eine Kombination aus Wärmeerzeugung unter Nutzung des solaren Einstrahlungspotenziales aus Denkmalschutzgründen nicht darstellen lässt, wird an dieser Stelle als besonders innovative Lösung die Nutzung einer Erdgas-Brennstoffzelle geprüft. Diese wird mit einer Nennwärmeleistung von rund $7,5 \text{ kW}_{\text{th}}$ und 5 kW_{el} zur Grundlastdeckung eingesetzt (ca. 6.500 vbh/a). Wie in Variante 1.1 wird auch hier ein Erdgasbrennkessel zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt (ca. 700 vbh/a). Der jährliche Erdgasbedarf für diese Variante beläuft sich auf etwa $145.000 \text{ kWh}_{\text{Hi}}$. In der Anlage werden jährlich rund $32.500 \text{ kWh}_{\text{el}}$ Strom produziert, wovon ein Anteil von ca. 55 % in der Liegenschaft direkt verbraucht werden kann. Die überschüssige elektrische Energie wird auch hier in das örtliche Stromnetz eingespeist.

In Abbildung 12 ist die thermische Jahresdauerlinie mit der geprüften Wärmeversorgung mit den einzelnen Modulen dargestellt.

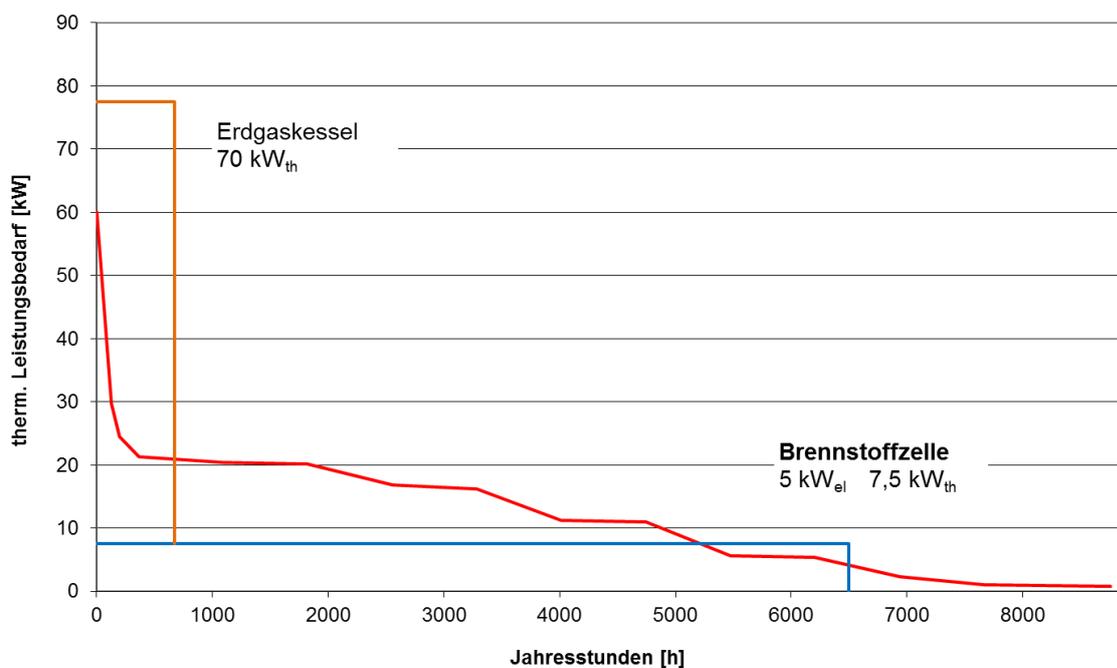


Abbildung 12: Jahresdauerlinie der Variante 1.2 (Erdgas-Brennstoffzelle)

Um eine effiziente Wärmebereitstellung erreichen zu können ist auf eine optimale hydraulische Einbindung der Brennstoffzelle zu achten. Für einen optimierten Dauerbetrieb wird ein Pufferspeicher mit einem Mindestvolumen von rund 500 – 750 Litern (angelehnt an aktuelle Förderbedingungen; min. 60 Liter Puffervolumen pro kW_{th}) vorgeschlagen.

Tabelle 12: Wärmeerzeugung Variante 1.2

Wärmeerzeuger		Erdgas-Brennstoffzelle	Erdgas-Brennwertkessel
Nennwärmeleistung	[kW]	8	70
Elektrische Leistung	[kW _{el}]	5	-
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	6.500	700
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	49.000	47.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	51	49
Erzeugte Jahresstrommenge	[kWh _{el} /a]	32.500	-
Verbrauch	[kWh _{Hi} /a]	96.000	49.000

7.1.4 Variante 1.3: Erdgas-BHKW mit Pelletspitzenlastkessel

Variante 1.3 ist ebenso aufgebaut wie Variante 1.1, jedoch kommt hier zur Spitzenlastabdeckung ein Biomassekessel zum Einsatz. Hieraus ergibt es sich, dass die benötigte Wärmeenergie zu 100 % und die elektrische Energieversorgung zu ca. 50 % auf erneuerbaren Energien und hocheffizienter KWK basieren.

Das Erdgas-BHKW bietet eine Nennwärmeleistung von rund $12 \text{ kW}_{\text{th}}$ sowie $5,5 \text{ kW}_{\text{el}}$. Es wird zur Grundlastdeckung eingesetzt und ca. 5.500 Stunden im Jahr bei Nennlast betrieben. Der Pelletkessel bietet eine Leistung von rund $50 - 60 \text{ kW}_{\text{th}}$ bei einer Laufzeit von ca. 600 vbh/a.

Der jährliche Erdgasbedarf für diese Variante beläuft sich auf etwa $108.000 \text{ kWh}_{\text{Hi}}$. In der Anlage werden jährlich rund $30.250 \text{ kWh}_{\text{el}}$ Strom produziert, wovon ein Anteil von ca. 50 % in der Liegenschaft direkt verbraucht werden kann. Die überschüssige elektrische Energie wird in das örtliche Stromverteilnetz eingespeist.

Zusätzlich zum Erdgasverbrauch werden über das Jahr insgesamt rund 6 t Pellets verbraucht.

In Abbildung 13 ist die Jahresdauerlinie mit der installierten Wärmeversorgung dargestellt.

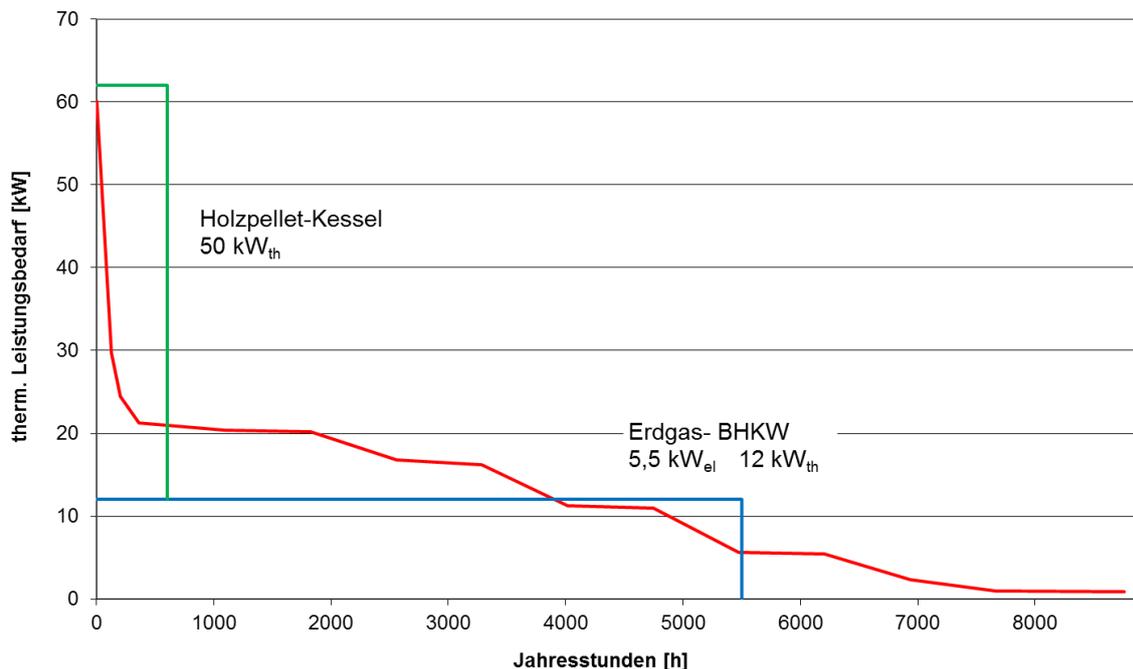


Abbildung 13: Jahresdauerlinie der Variante 1.3 (Erdgas-BHKW / Pelletkessel)

Um eine effiziente Wärmebereitstellung erreichen zu können ist auf eine optimale hydraulische Einbindung des BHKW und des Pelletkessels zu achten. Für einen optimierten Dauerbetrieb wird für das BHKW und den Pelletkessel ein Pufferspeicher mit einem Mindestvolumen von rund 4.000 – 5.000 Litern (angelehnt an aktuelle Förderbedingungen; min. 35 / 60 Liter Puffervolumen pro kW_{th}) vorgeschlagen. Dieser dient letztlich auch zum Abdecken von Lastspitzen, weshalb der Pelletkessel in dieser Variante etwas kleiner dimensioniert werden kann.

Tabelle 13: Wärmeerzeugung Variante 1.3

Wärmeerzeuger		Erdgas-BHKW	Pelletkessel
Nennwärmeleistung	[kW]	12	50
Elektrische Leistung	[kW _{el}]	6	-
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	5.500	600
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	66.000	30.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	69	31
Erzeugte Jahresstrommenge	[kWh _{el} /a]	30.250	-
Verbrauch	[kWh _{H_i} /a]	108.000	32.000
Verbrauch	[t/a]	-	6

7.1.5 Variante 1.4: Pelletkessel

In der Variante 1.4 wird ein Pelletkessel für die gesamte Wärmeversorgung der Liegenschaft eingesetzt. Dieser bietet analog zu den, in den vorangegangenen Varianten eingesetzten Erdgaskesseln, eine Nennleistung von rund 70 kW_{th} bei einer Laufzeit von ca. 1.400 vbh pro Jahr. Der jährliche Biomasseverbrauch beträgt rund 22 t Holzpellets (107.000 kWh_{Hi}).

In Abbildung 13 ist die Jahresdauerlinie mit der installierten Wärmeversorgung dargestellt.

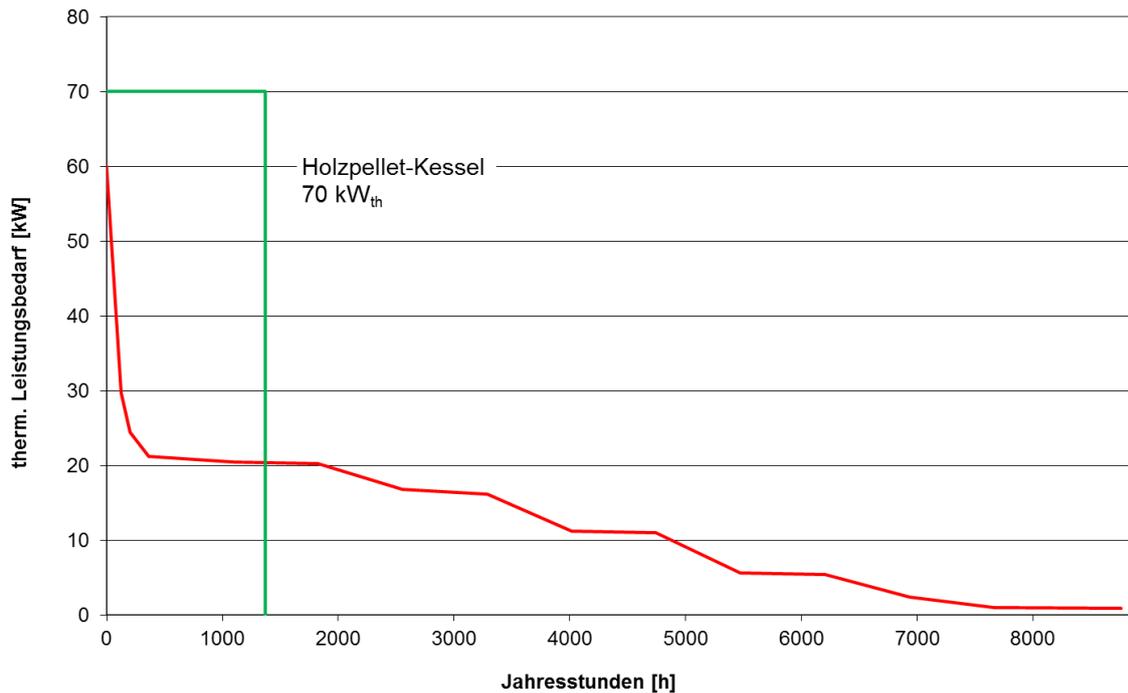


Abbildung 14: Jahresdauerlinie der Variante 1.4 (Pelletkessel)

Für einen optimierten Dauerbetrieb wird ein Pufferspeicher mit einem Mindestvolumen von rund 4.000 Litern (angelehnt an aktuelle Förderbedingungen / Empfehlungen; min. 30 / 55 Liter Puffervolumen pro kW_{th}) vorgeschlagen.

Tabelle 14: Wärmeerzeugung Variante 1.4

Wärmeerzeuger		Pelletkessel
Nennwärmeleistung	[kW]	70
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	1.400
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	96.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	100
Verbrauch	[kWh _{Hi} /a]	107.000
Verbrauch	[t/a]	22

7.1.6 Variante 1.5: Anschluss an die örtliche Fernwärme

Da die städtische Fernwärmetrasse in unmittelbarer Nähe zum Objekt verläuft (im Straßenzug „Esplanade“) wird in dieser Version der künftigen Wärmebereitstellung der Anschluss an diese geprüft. Der jährliche Wärmeverbrauch beträgt rund 96.000 kWh_{th}, die künftig zur Verfügung gestellte Anschlussleistung rund 70 kW_{th}.

In Abbildung 15 ist die Jahresdauerlinie mit der installierten Wärmeversorgung dargestellt.

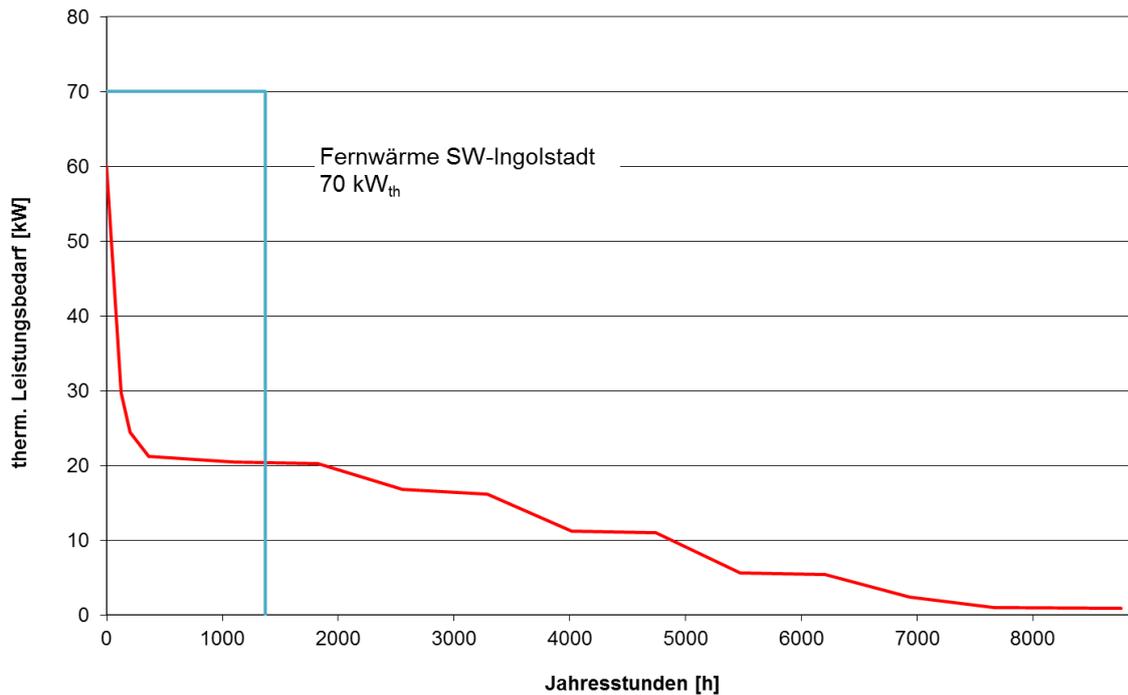


Abbildung 15: Jahresdauerlinie der Variante 1.5 (Fernwärmeanschluss)

Tabelle 15: Wärmeerzeugung Variante 1.5

Wärmeerzeuger		Fernwärme
Nennwärmeleistung	[kW]	70
Jahresvollbenutzungsstunden	[h/a]	1.400
Erzeugte Jahreswärmemenge	[kWh/a]	96.000
Anteil an Wärmeerzeugung	[%]	100
Verbrauch	[kWh _{th} /a]	96.000

8 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

8.1 Grundannahmen

Basierend auf den in den vorausgegangenen Kapiteln entwickelten Energieversorgungsvarianten wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Ermittlung der ökonomisch günstigsten Variante durchgeführt. Dabei werden im Rahmen einer Vollkostenrechnung nach der Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 die Jahresgesamtkosten für jede Variante ermittelt. Es werden die jährlichen Gesamtkosten berechnet und dargestellt. Die Jahresgesamtkosten geben an, in welcher Höhe Kosten unter Berücksichtigung von Kapital-, Instandhaltungs- und Wartungskosten, Verbrauchskosten sowie sonstigen Kosten und evtl. Einnahmen durch einen Stromverkauf oder -eigennutzung, jährlich anfallen.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung gelten folgende Grundannahmen:

- Bezugsjahr ist 2017; Betrachtungszeitraum 20 Jahre
- Lineare Abschreibung über 20 Jahre
- Alle Preise sind Nettopreise (exkl. MwSt.)
- Der kalkulatorische Zinssatz für Fremdkapital beträgt konstant 2,0 % über 20 Jahre
- Brennstoffkosten bleiben im Betrachtungszeitraum konstant, Preisänderungen werden gesondert über eine Sensitivitätsbetrachtung erfasst

Folgende Kosten bzw. Erlöse werden berücksichtigt:

- Kapitalkosten (Investitionskosten auf Basis durchschnittlicher Nettomarktpreise für die einzelnen Komponenten)
- Betriebsgebundene Kosten (Wartung, Instandhaltung, Betriebsführung, Technische Überwachung, inkl. Personalkosten)
- Verbrauchsgebundene Kosten (Brennstoffe und Hilfsenergie)
- Sonstige Kosten (z. B. Versicherung)
- Einnahmen durch Stromeinspeisung
- Vermiedene Strombezugskosten

Die **Investitionskosten** sind nicht als konkrete Angebotspreise, sondern lediglich als durchschnittliche Marktpreise zu verstehen und können in der tatsächlichen Umsetzung je nach Hersteller, Modell und eventuellen Zusatzkomponenten nach oben oder unten abweichen.

In diesem Planungsstadium kann der Aufwand für die Errichtung der Wärmeversorgungsstruktur nur näherungsweise festgelegt werden, wodurch die kalkulierten Kosten von den realen Kosten abweichen können. Die im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie angenommenen Nettoinvestitionskosten basieren ebenso wie die Brennstoff- und Betriebskosten auf durchschnittlichen Marktpreisen und nicht auf konkreten Angebotsvorlagen. In der tatsächlichen Umsetzung, die von einer Ausschreibung eingeleitet wird, können daher die Preise von den hier kalkulierten abweichen. Vor diesem Hintergrund werden für die unterschiedlichen Varianten Sensitivitätsanalysen erarbeitet, welche den Einfluss einzelner Parameter auf die spezifischen Wärmegestehungskosten aufzeigen.

Die Investitionskosten umfassen im Einzelnen:

- Wärmeerzeuger & KWK- Anlagen (BHKW, Brennstoffzelle)
- benötigte Anlagentechnik zur Einbindung (HLS, Elektro, MSR)
- Brennstofflager ggf. mit Austragung und Zuführung
- Technische Installationskosten
- Planungskosten

Die Investitionskosten beziehen sich auf eine Erneuerung der Wärmeerzeuger. Eine Erneuerung der Heizungsverteilung sowie die Installation einer übergeordneten Gebäudeleittechnik oder Sonstige zusätzliche Erweiterungen oder Umbauten sind hier nicht weiter berücksichtigt.

Aus den Investitionskosten werden die jährlichen **kapitalgebundenen Kosten** nach der Annuitätenmethode für einen Abschreibungszeitraum von 20 Jahren gebildet.

Die **betriebsgebundenen Kosten** beinhalten die Kosten für die Bedienung der technischen Anlagen sowie die Kosten für Wartung und Instandhaltung der einzelnen Anlagen und Komponenten. In den Kosten sind sowohl Personal- als auch Materialkosten inbegriffen. Darüber hinaus sind Abrechnungskosten berücksichtigt.

Die jährlichen Kosten für Wartung und Instandhaltung der einzelnen Baugruppen bzw. der Anlagentechnik (bis auf die BHKW und die Brennstoffzelle) werden in Anlehnung an die VDI 2067 als prozentualer Anteil an den Investitionskosten ermittelt.

Sowohl beim Blockheizkraftwerk, als auch bei der Brennstoffzelle werden die Wartungs- und Instandhaltungskosten als spezifische Kosten anhand der erzeugten elektrischen Energie in Cent/kWh_{el} angesetzt. In diesen Kosten sind alle Wartungs-, Reparaturarbeiten, Ersatzteile, Betriebsstoffe, die für die KWK- Anlage benötigt werden, im Sinne eines Vollwartungsvertrages enthalten.

Zudem werden für die Brennstoffzelle nach Rücksprache mit einem Hersteller Rücklagen für eine Generalüberholung nach 10 Jahren in den jährlichen Kosten berücksichtigt.

Kosten für Kaminkehrer und Technische Überwachung werden pauschal angesetzt.

Die **verbrauchsgebundenen Kosten** setzen sich aus den jährlichen Brennstoffkosten und den Kosten für die Hilfsenergie zusammen.

Für die Brennstoffe werden folgende Netto-Preise angenommen:

- Erdgas: 5,0 Cent/kWh_{Hi}
- Fernwärme: 5,534 Cent/kWh_{th}
- Pellets: 216 Euro/t (4,9 kWh_{Hi}/kg)
- Allgemein-Strom: 18,9 Ct/kWh_{el} (aktueller Versorgungstarif (Abrechnung))

Die **sonstigen Kosten** umfassen Kosten für Verwaltung und Versicherung, welche pauschal nach Richtlinie VDI 2067 mit je 1 % der Investitionskosten angesetzt werden.

8.2 Allgemeine Fördermöglichkeiten

Im Anschluss werden verschiedene Förderprogramme vorgestellt, mit denen eine dezentrale Energieversorgungsanlage gefördert werden kann. Die Gewährung der Fördermittel ist dem Fördermittelgeber überlassen und im Einzelfall detailliert zu prüfen.

8.2.1 Biomasseheizanlagen

BAFA Marktanreizprogramm

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle fördert im Rahmen des Marktanreizprogramms die Installation von automatisch beschickten Biomasseanlagen im Leistungsbereich von 5 bis 100 kW_{th}. Die Förderung unterteilt sich in eine Basis-, Innovations- und Zusatzförderung.

Basisförderung:

Die Höhe der Förderung richtet sich nach der installierten Nennwärmeleistung in kW_{th}. Die Basisförderung erfolgt nur für Biomasseanlagen, die in ein Bestandsgebäude (Gebäude, in dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der beantragten Anlage seit mehr als zwei Jahren ein anderes Heizungs- oder Kühlsystem installiert ist) eingebaut werden und in der Liste der förderfähigen Anlagen (siehe www.bafa.de) verzeichnet sind.

Innovationsförderung:

Die im Rahmen der Basisförderung genannten Konditionen werden durch die Innovationsförderung erhöht und ausgeweitet, wenn bestimmte Voraussetzungen (z. B. Brennwertnutzung, effiziente Partikelabscheidung, etc.) erfüllt sind. Sind diese Voraussetzungen erfüllt, können Zuschüsse auch für Biomasseanlagen beantragt werden, die in Neubauten installiert werden.

Zusatzförderung:

Eine Zusatzförderung kann beantragt werden, wenn die geplante Ausführung mit einer oder weiteren zusätzlichen Maßnahmen, z. B. Installation einer Solarthermieanlage oder Sanierung zum Effizienzhaus etc. ergänzt wird.

Die genauen Details zum Förderprogramm können unter

http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/index.html nachgelesen werden.

8.2.2 Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW / Brennstoffzelle)

BAFA Marktanreizprogramm – Mini-KWK-Förderung

Im Rahmen des Marktanreizprogramms werden KWK-Anlagen bis zu einer Größe von maximal 20 kW_{el} m² gefördert. Die Förderung ist aufgeteilt in Basis- und Bonusförderung.

Basisförderung:

Die Höhe der Förderung richtet sich nach der installierten elektrischen Leistung in kW_{el} und nach den Effizienzkennwerten der Anlage (elektrischer Wirkungsgrad). Hierzu muss die Anlage auf der „Liste der förderfähigen Mini-KWK-Anlagen“ der BAFA aufgeführt sein (siehe www.bafa.de). Weitere Vorgaben betreffen u. a. die Wartung, das erforderliche Pufferspeichervolumen und die Einbindung in das Stromnetz.

Bonusförderung:

Durch die „Bonusförderung Wärmeeffizienz“ sollen Geräte, bei denen die Nutzung des Brennwertes durch entsprechende Wärmeübertrager möglich ist, besonders gefördert werden. Zusätzlich zum zweiten Wärmeübertrager muss zudem ein hydraulischer Abgleich des Heizungs-systems erfolgen und nachgewiesen werden. Sind diese Vorgaben erfüllt, erhöht sich die Basisförderung um 25 Prozentpunkte.

Für Brennstoffzellen gilt, dass diese, wenn sie den Anforderungen der „Bonusförderung Stromeffizienz“ genügen, zusätzlich zur Basisförderung einen Bonus in Höhe von 60 % der Basisförderung erhalten.

Beide Bonusförderungen sind bei besonders effizienten und innovativen Anlagen kumulierbar.

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Eine weitere Förderung für KWK-Anlagen stellt das KWKG dar. In diesem sind die Vergütungssätze pro kWh_{el} für selbst genutzte oder in das öffentliche Verteilnetz eingespeiste elektrische Energie geregelt.

Die genauen Details zum Förderprogramm können unter

http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/index.html

und

http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft_Waerme_Kopplung/kraft_waerme_kopplung_node.html

nachgelesen werden.

8.2.3 Sanierungsmaßnahmen

KfW Kredit 217 / 218 mit Tilgungszuschuss

IKK – Energieeffizient Bauen und Sanieren

Dieser Förderkredit ermöglicht es kommunalen Gebietskörperschaften Bestandsgebäude der kommunalen und sozialen Infrastruktur (ohne Wohngebäude) mit Hilfe eines kostengünstigen Kredites ohne Höchstbetrag (bis zu 100 % der förderfähigen Kosten können finanziert werden) energetisch zu sanieren. Der Kredit umfasst nicht nur die Komplettsanierung einer Liegenschaft, sondern unterstützt auch die Umsetzung von energetischen Einzelmaßnahmen zur Effizienzsteigerung und Energieeinsparung.

Flankiert wird der klassische Kredit durch unterschiedlich hohe Tilgungszuschüsse welche durch den erreichten Effizienzhausstandard festgelegt werden. Dieser Tilgungszuschuss wird anhand der Höhe des Kreditbetrages errechnet und beläuft sich im Falle einer Sanierung auf KfW-Effizienzhaus-Denkmal Niveau beispielsweise auf 7,5 Prozentpunkte des förderfähigen Investitionsvolumens bzw. maximal 75 €/m² (als Höchstgrenze). Die Umsetzung von Einzelmaßnahmen wird mit einem Anteil von 5 % bemessen (max. 50 €/m²).

KfW Kredit 220 / 219 mit Tilgungszuschuss

IKU – Energieeffizient Bauen und Sanieren

Dieses Programm der KfW besteht im Wesentlichen aus den gleichen Förderkriterien, die bereits unter den vorangegangenen KfW-Programmen genannt sind.

Im Unterschied zu diesen richten sich die Programme 220 und 219 nicht an kommunale Gebietskörperschaften direkt, sondern an Unternehmen mit mehrheitlich kommunalem Gesellschafterhintergrund, Kirchen, gemeinnützige Einrichtungen sowie öffentlich-private Partnerschaften. Zudem ist der Förderbetrag mit 25 Mio. € pro Vorhaben gedeckelt.

Die genauen Details zum Förderprogramm können unter

[https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/%C3%96ffentliche-Einrichtungen/Energetische-Stadtsanierung/Finanzierungsangebote/Energieeffizient-Sanieren-Kommunen-\(218\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/%C3%96ffentliche-Einrichtungen/Energetische-Stadtsanierung/Finanzierungsangebote/Energieeffizient-Sanieren-Kommunen-(218)/)

und

[https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/%C3%96ffentliche-Einrichtungen/Energetische-Stadtsanierung/Finanzierungsangebote/Energieeffizient-Sanieren-kommunale-Unternehmen-\(219\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/%C3%96ffentliche-Einrichtungen/Energetische-Stadtsanierung/Finanzierungsangebote/Energieeffizient-Sanieren-kommunale-Unternehmen-(219)/)

nachgelesen werden.

8.2.4 Zusammenfassung Förderungen

Die im vorangegangenen Kapitel dargestellten Förderungen geben einen Überblick über die gesamte Förderbreite für die einzelnen Energieversorgungsvarianten.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass für die vorgestellten Energieversorgungsszenarien 1.1 bis 1.4 eine Förderung beantragt werden kann. Diese liegt je nach Anlagenart und Kombination zwischen knapp 3.000 € und bis zu 30.000 €.

Die Höhe der Fördermittel, die für eine Sanierung der Gebäudehülle in Anspruch genommen werden können, richtet sich nach der jeweilig durchgeführten Maßnahme sowie deren Investitionsumfang.

Bei einer Sanierung auf „KfW-EH Denkmal“-Niveau kann unter den hier zugrunde gelegten Rahmenbedingungen ein Förderbetrag, welcher einen maximalen Tilgungszuschuss in Höhe von 7,5 % der förderfähigen Kosten umfasst, in Anspruch genommen werden.

Weitere Hinweise zu den Förderungen

Ein Rechtsanspruch des Antragstellers auf Zuwendungen besteht nicht. Die KfW-Fördermittelbank, das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) sowie das Technologie- und Förderzentrum (TFZ) entscheiden aufgrund ihres pflichtgemäßen Ermessens. Die Gewährung der Zuwendung steht unter dem Vorbehalt der Verfügbarkeit der veranschlagten Haushaltsmittel.

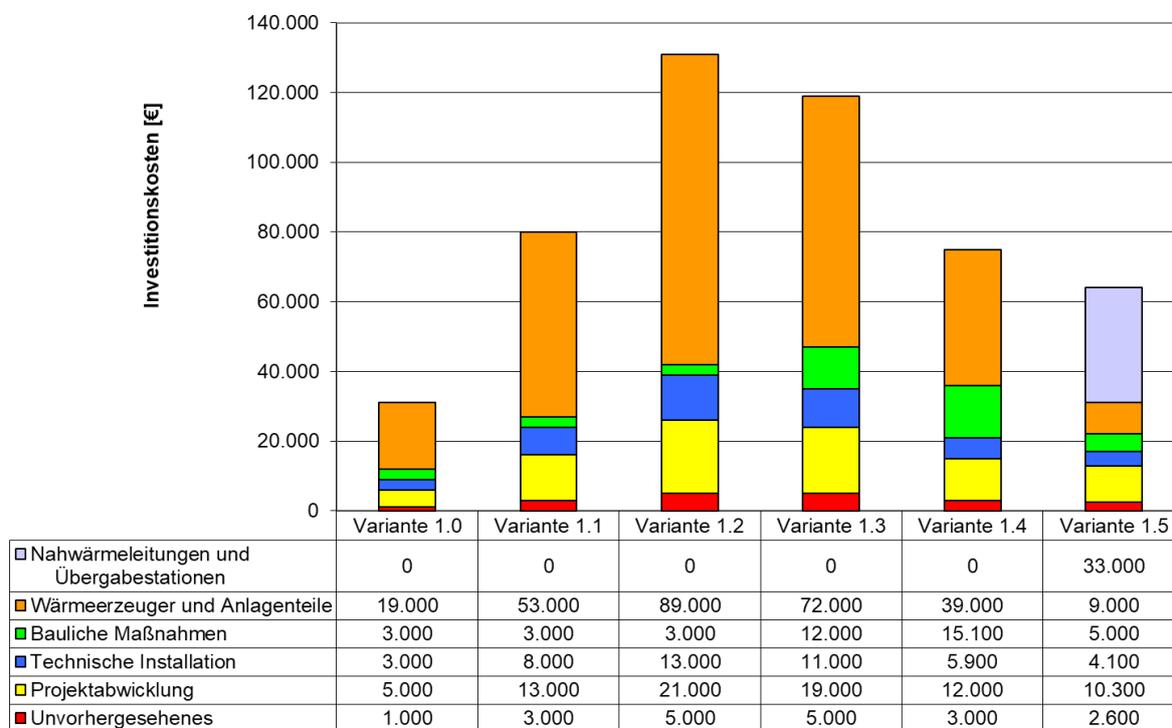
Anspruch auf Vollständigkeit aller Fördermittel besteht nicht. Die genauen Zuwendungsbedingungen sind den entsprechenden Förderprogrammen zu entnehmen und auf die endgültigen Investitionskosten (Ermittlung im Rahmen einer Ausschreibung) sowie den aktuellen Stand der Förderprogramme anzupassen.

Sonderförderungen wie beispielsweise die Innovationsförderungen (Staubemissionen) werden nicht berücksichtigt. Hier sind zur Gewährung Referenzmessungen erforderlich, die im Rahmen der Studie nicht erfolgen können. Die Errichtungen eines Pufferspeichers wird ebenfalls nicht berücksichtigt.

8.3 Investitionskosten der Varianten

In diesem Planungsstadium kann der Aufwand für die Errichtung der Anlagentechnik sowie der notwendigen baulichen Maßnahmen nur näherungsweise festgelegt werden, wodurch die kalkulierten Kosten von den realen Kosten abweichen können. Die im Rahmen des vorliegenden Sanierungskonzepts angenommenen Nettoinvestitionskosten der Anlagenteile basieren ebenso wie die Brennstoff- und Betriebskosten auf durchschnittlichen Marktpreisen und nicht auf konkreten Angebotsvorlagen (Ausnahme: Angebot über Anschluss an das Fernwärmenetz der SWI liegt vor). In der tatsächlichen Umsetzung, die von einer Ausschreibung eingeleitet wird, können die Preise daher, je nach Ausführungsstandard, von den hier kalkulierten abweichen. Die Investitionskostenprognose beschränkt sich auf die in den einzelnen Varianten vorgesehene(n) Wärmeerzeuger und KWK-Anlagen inkl. deren Einbringung, Einbindung, Brennstoffversorgung und der notwendigen Anlagentechnik sowie erforderlicher Umbaumaßnahmen zur Integration in die bestehende Anlagentechnik mit ggf. vorgesehenem Pufferspeicher.

In der folgenden Abbildung sind die prognostizierten Nettoinvestitionskosten der betrachteten Energieversorgungsvarianten dargestellt.

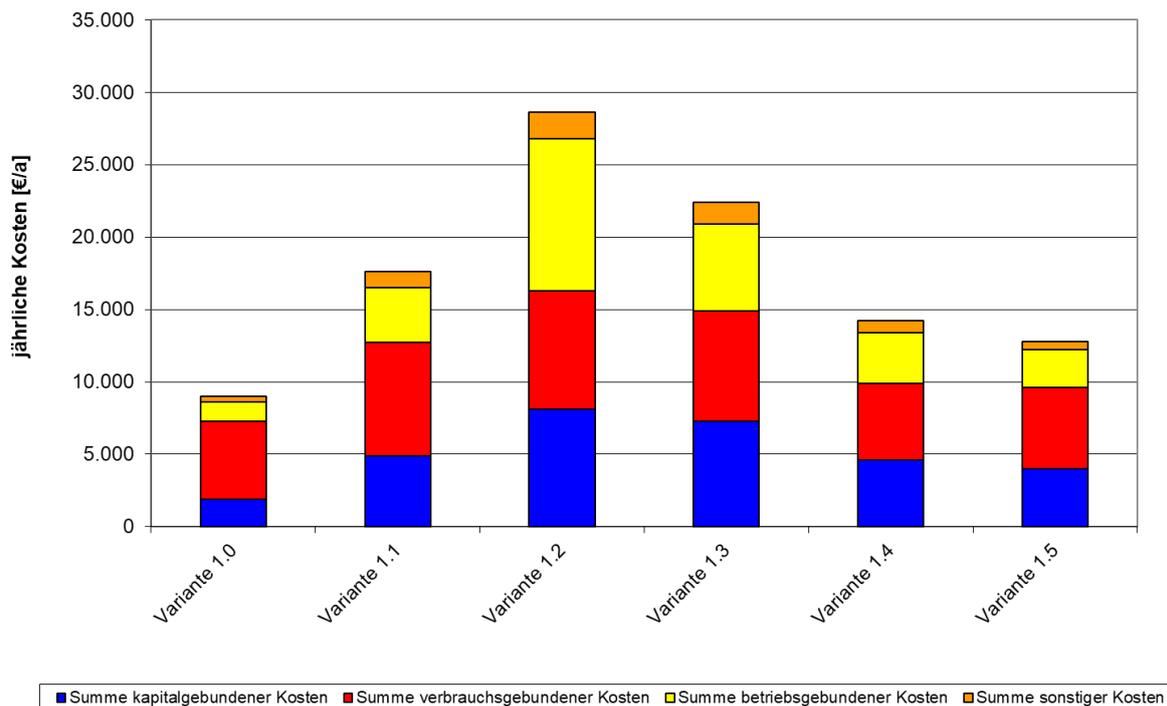


Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4	Variante 1.5
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Erdgas-Brennstoffzelle	Erdgas-BHKW	Pelletkessel	Fernwärme
-	Erdgas-Brennwertkessel	Erdgas-Brennwertkessel	Pelletkessel	-	-

Abbildung 16: Investitionskostenprognose der einzelnen Energieversorgungsvarianten

8.4 Jährliche Einnahmen und Ausgaben

Aus den Investitionskosten werden nach der Annuitätenmethode die jährlichen Kapitalkosten gebildet, zusammen mit den Betriebskosten, den verbrauchsgebundenen Kosten und den sonstigen Kosten, die nach den vorbeschriebenen Grundannahmen berechnet werden, ergeben diese Kosten die sogenannten Jahresgesamtkosten. Die Aufteilung der jährlichen Ausgaben auf die einzelnen Kostenarten zeigt die anschließende Abbildung.



Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4	Variante 1.5
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Erdgas-Brennstoffzelle	Erdgas-BHKW	Pelletkessel	Fernwärme
-	Erdgas-Brennwertkessel	Erdgas-Brennwertkessel	Pelletkessel	-	-

Abbildung 17: Mittlere jährliche Ausgaben der Varianten über den Betrachtungszeitraum

Wie aus Abbildung 17 ersichtlich wird, weist eine Energieversorgung mit einem Erdgaskessel (Variante 1.0) die niedrigsten jährlichen Ausgaben auf. Die höchsten jährlichen Ausgaben fallen bei den Varianten mit einer Nutzung von KWK-Anlagen (Variante 1.1, 1.2 und 1.3) an.

Unter Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben zur Nutzung regenerativer Energien liegen die Varianten Biomasse (1.4; Pellets) und Fernwärme (1.5) auf einem etwa gleich günstigen Niveau.

Bei den Energieversorgungsszenarien, welche auf der Produktion von Strom und Wärme basieren (KWK), werden zusätzlich Einnahmen erzielt, die sich wie folgt darstellen (vgl. Abbildung 18) und von den jährlichen Kosten subtrahiert werden müssen.

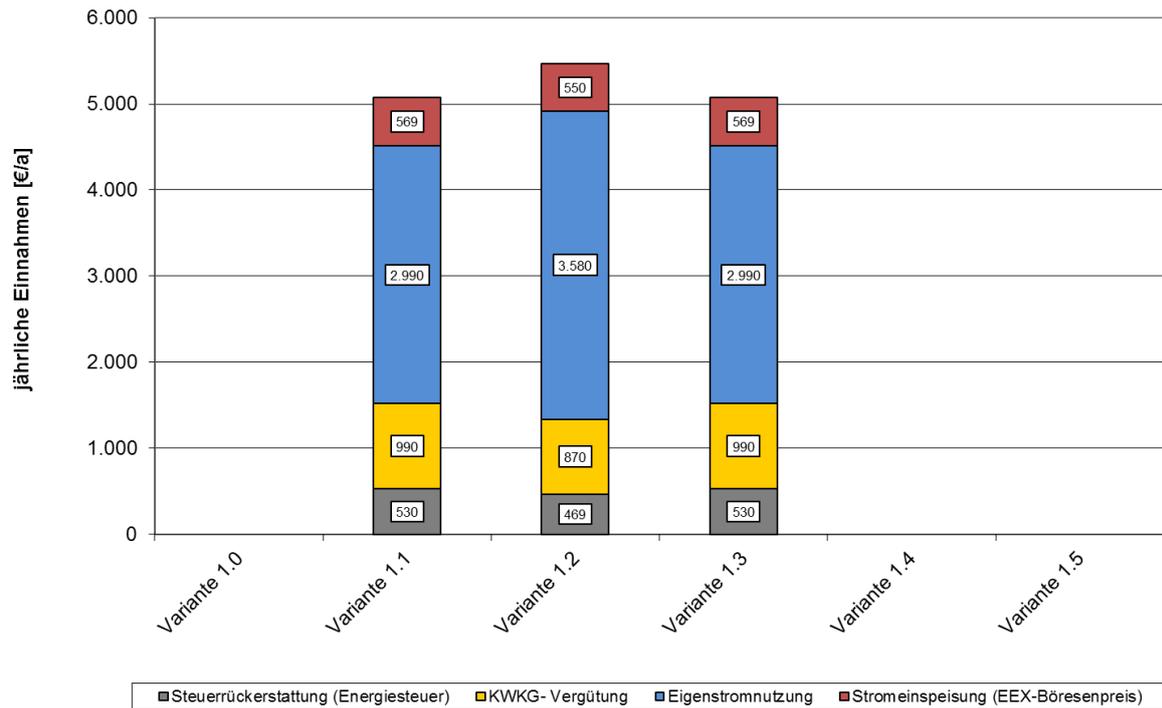


Abbildung 18: Mittlere jährliche Einnahmen der Varianten über den Betrachtungszeitraum

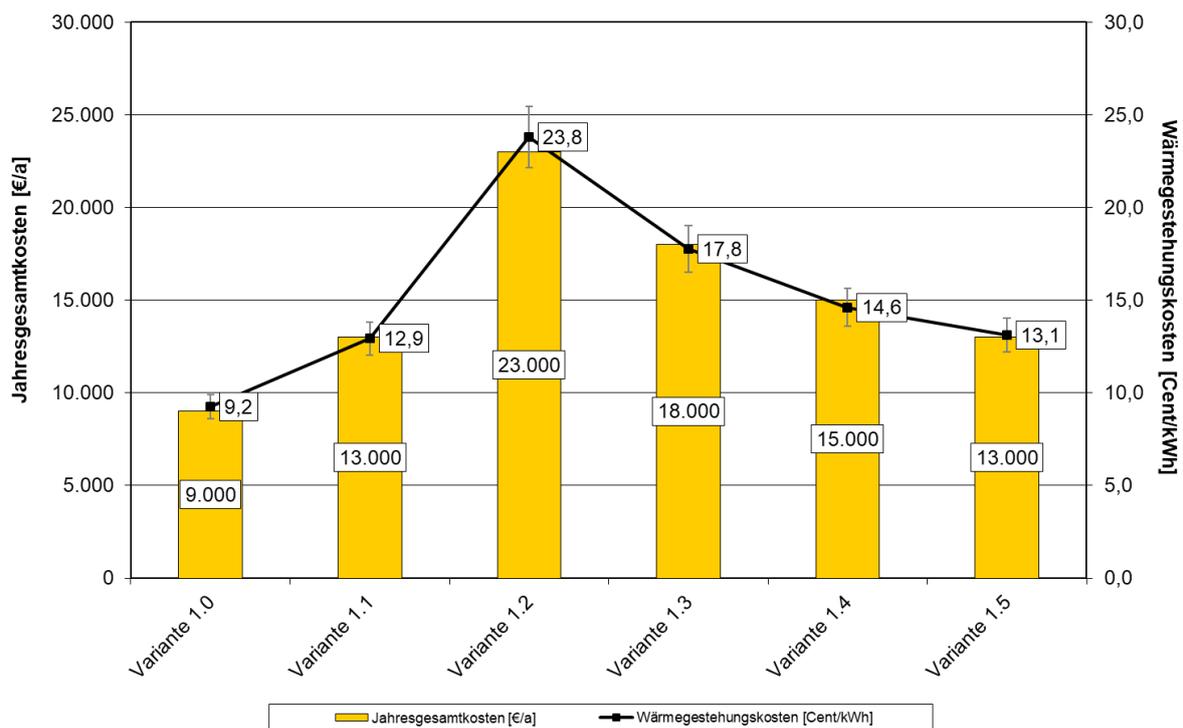
Aus diesen beiden Faktoren sowie der notwendigen Wärmeenergie, die in der Liegenschaft zur Beheizung notwendig ist, ergeben sich die Jahresgesamt- und Wärmegestiegungskosten. Diese sind im nächsten Kapitel erläutert.

8.5 Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten

8.5.1 Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten unter Berücksichtigung der Gebäudesanierung zum KfW-EH Denkmal

In der folgenden Abbildung sind die kalkulierten Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten der einzelnen Varianten dargestellt. Die Jahresgesamtkosten ergeben sich aus der Summe der jährlichen kapitalgebundenen-, betriebsgebundenen-, verbrauchsgebundenen und sonstigen Kosten abzüglich der Einnahmen aus dem Stromverkauf bzw. vermiedenen Strombezugskosten. Aus den Jahresgesamtkosten werden die spezifischen Wärmegestehungskosten ermittelt, die die Kosten pro Kilowattstunde Nutzwärme beziffern.

Die spezifischen Wärmegestehungskosten dienen als wichtigste Kenngröße zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von Wärmeversorgungsanlagen. So müssen sich alternative Konzepte zur Wärmebereitstellung stets an den spezifischen Wärmegestehungskosten einer Referenzvariante messen.



Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4	Variante 1.5
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Erdgas-Brennstoffzelle	Erdgas-BHKW	Pelletkessel	Fernwärme
-	Erdgas-Brennwertkessel	Erdgas-Brennwertkessel	Pelletkessel	-	-

Abbildung 19: Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten im Zeitraum von 20 Jahren

Die niedrigsten Wärmegestehungskosten ergeben sich bei der Variante 1.0 (Erdgaskessel; 100 % fossil) gefolgt von den Varianten 1.1 (Erdgas-BHKW; ca. 69 % KWK-Anteil) und 1.5 (Fernwärmeversorgung; ~100 % KWK/Regenerativ).

Die aus vorangegangener Abbildung ablesbaren Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten stellen diese ohne Berücksichtigung der möglichen Fördermittel für die Energieversorgung dar. Aus Tabelle 16 gehen auch diese hervor.

Tabelle 16: Die Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten unter Berücksichtigung der Gebäudesanierung

		Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4	Variante 1.5
		REFERENZ					
ohne mögliche Förderungen							
Jahresgesamtkosten	[€]	9.000	13.000	23.000	18.000	15.000	13.000
Wärmegestehungskosten	[€-Cent/kWh]	9,2	12,9	23,8	17,8	14,6	13,1
mit möglichen Förderungen							
Jahresgesamtkosten	[€]	9.000	13.000	22.000	17.000	14.000	13.000
Wärmegestehungskosten	[€-Cent/kWh]	9,2	12,7	21,9	17,3	14,3	12,8

Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4	Variante 1.5
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Erdgas-Brennstoffzelle	Erdgas-BHKW	Pelletkessel	Fernwärme
-	Erdgas-Brennwertkessel	Erdgas-Brennwertkessel	Pelletkessel	-	-

Es wird deutlich, dass die Jahresgesamtkosten in nahezu allen Varianten mit Ausnahme der Referenz durch mögliche Investitionsfördermittel etwas gesenkt werden können. Die niedrigsten WGK resultieren jedoch nach wie vor aus den Energieversorgungsanlagen Erdgasbrennwertkessel sowie dem Betrieb einer KWK-Anlage oder dem Anschluss an die örtliche Fernwärme.

8.6 Sensitivitätsanalyse der Energieversorgungsvarianten

Bei der Ermittlung der spezifischen Wärmegestehungskosten wird über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg von konstanten Brennstoffpreisen (statisch) ausgegangen. Da dies in der Regel nicht der Fall ist, wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, welche die Abhängigkeit der spezifischen Wärmegestehungskosten von den Brennstoffkosten untersucht. Zusätzlich wird eine Änderung des Kapitaldienstes in die Betrachtung aufgenommen, um dessen Einfluss zu erfassen. Von den „statisch“ ermittelten Wärmegestehungskosten ausgehend, werden prozentuale Steigerungen und Minderungen im Brennstoffpreis sowie in den Kapitalkosten berechnet und ihre Auswirkungen auf die Wärmegestehungskosten ermittelt. Werden die jeweiligen Sensitivitätsanalysen der einzelnen Varianten untereinander verglichen, lässt sich eine Aussage hinsichtlich einer gegebenenfalls eintretenden Parität der Varianten in Abhängigkeit des Brennstoffes (oder der Kapitalkosten) treffen.

Exemplarisch ist in Abbildung 20 eine Sensitivitätsanalyse dargestellt. Statisch berechnet, ergeben sich Wärmegestehungskosten von 16,1 Cent/kWh_{th} (1). Auf der X-Achse sind die prozentualen Änderungen eines Parameters, hier des Brennstoffpreises, angegeben. Steigt dieser um 50 % (2), so steigen auch die WGK von 16,1 Cent/kWh_{th} auf 22,9 Cent/kWh_{th} (3).

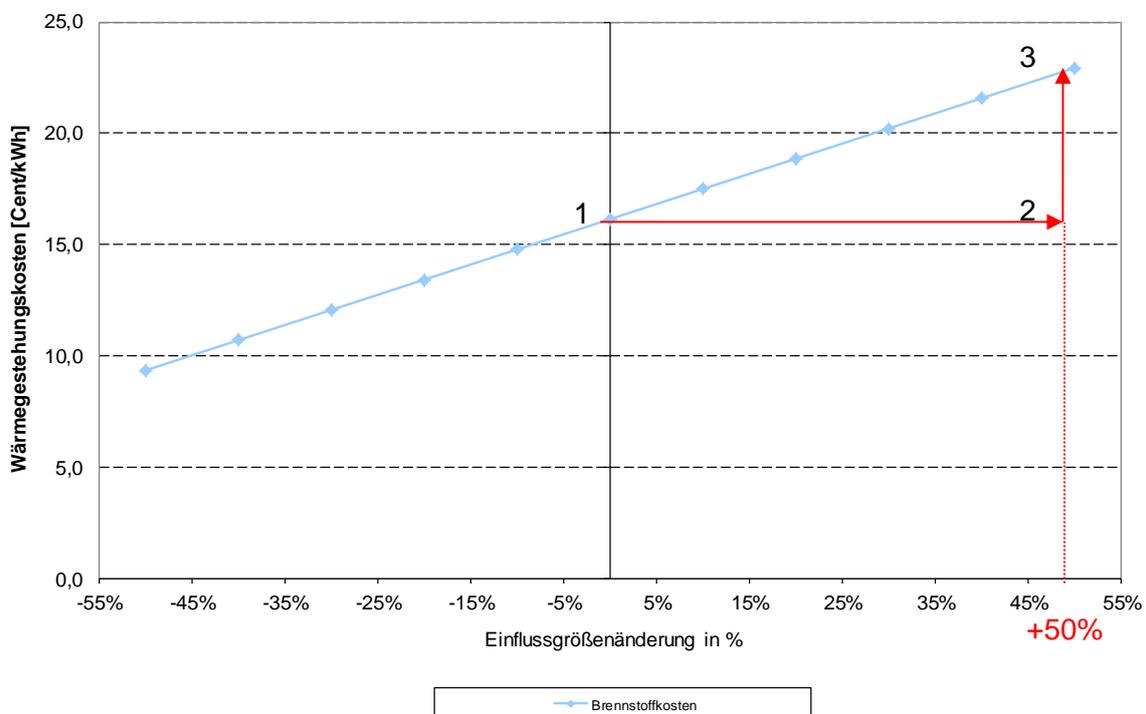


Abbildung 20: Exemplarische Sensitivitätsanalyse

Variation der kapitalgebundenen bzw. Investitionskosten:

In Abbildung 21 ist der Einfluss der Investitionskosten auf die Jahresgesamtkosten dargestellt. Fallen z. B. in der Variante 1.0 um 20 % größere Investitionskosten an, so steigen die Jahresgesamtkosten um lediglich rund 0,4 Cent/kWh_{th}. Bei einer Brennstoffpreissteigerung von rund 20% steigen die Wärmegestehungskosten bereits um rund 1,2 Cent/kWh_{th}.

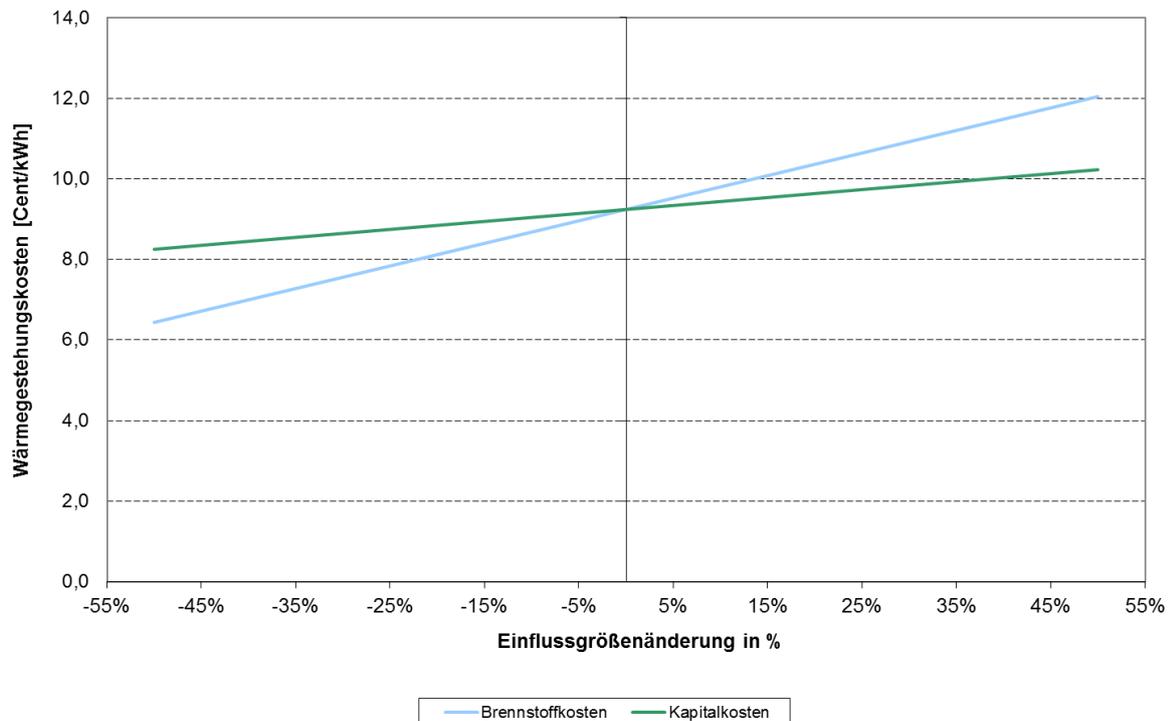


Abbildung 21: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.0 (Erdgasbrennwertkessel)

In Abbildung 22 ist der Einfluss der Kapitalkosten, des Brennstoffpreises sowie der Einnahmen durch Stromeinspeisung und Eigenverbrauch, auf die Wärmegestehungskosten der Variante 1.1 dargestellt. Ebenfalls mit abgebildet ist der Einfluss des Brennstoffpreises auf die Referenzvariante. So kann ein direkter Vergleich bei steigenden Brennstoffpreisen mit der Referenzvariante erfolgen. Es wird deutlich, dass die Variante 1.1 bereits im Ausgangszustand höhere Wärmegestehungskosten aufweist als die Referenz.

Gleiches gilt für die nachfolgenden Abbildungen der unterschiedlichen Wärmeversorgungskonzepte.

Bei Variante 1.5 (Fernwärmeversorgung) ist zu beachten, dass Preissteigerungen beim Brennstoff sich mit nur 50 % Anteil im sog. „variablen Teil“ der Wärmekosten niederschlagen. Die übrigen 50 % der in Rechnung gestellten Wärmekosten sind fixiert. Hieraus ergibt sich ein sehr flacher Verlauf der WGK für diese Variante.

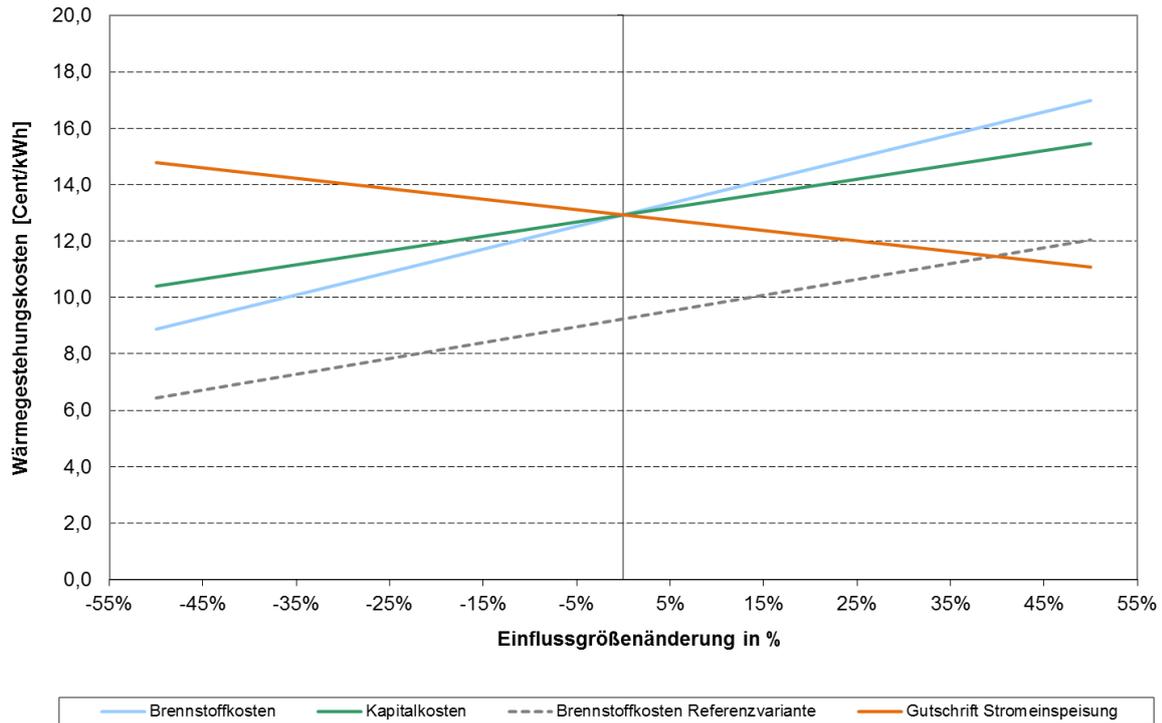


Abbildung 22: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.1 (Erdgas-BHKW + Erdgaskessel)

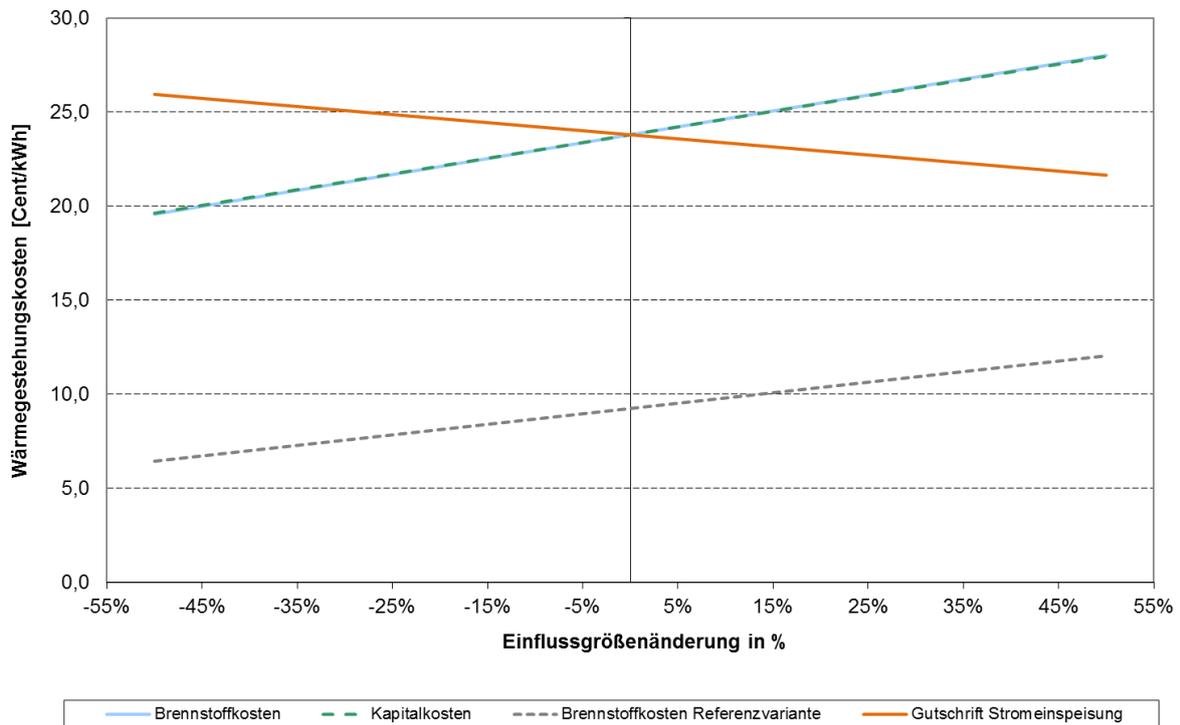


Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.2 (Brennstoffzelle + Erdgaskessel)

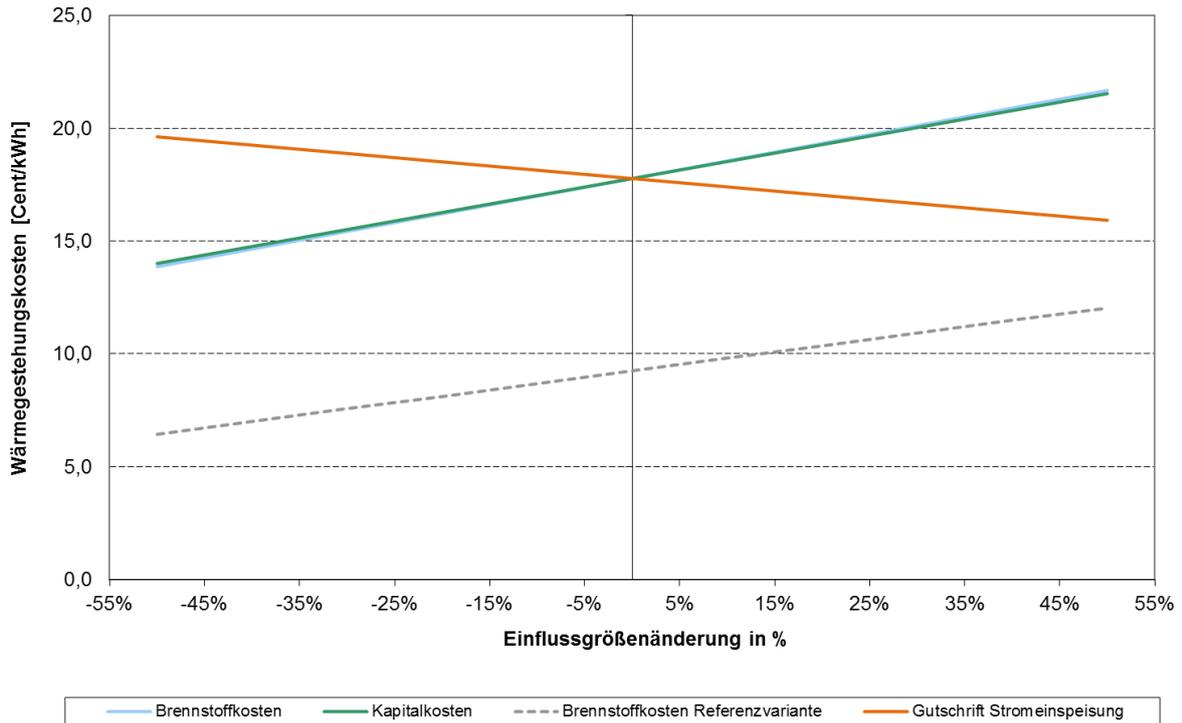


Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.3 (Erdgas-BHKW + Pelletkessel)

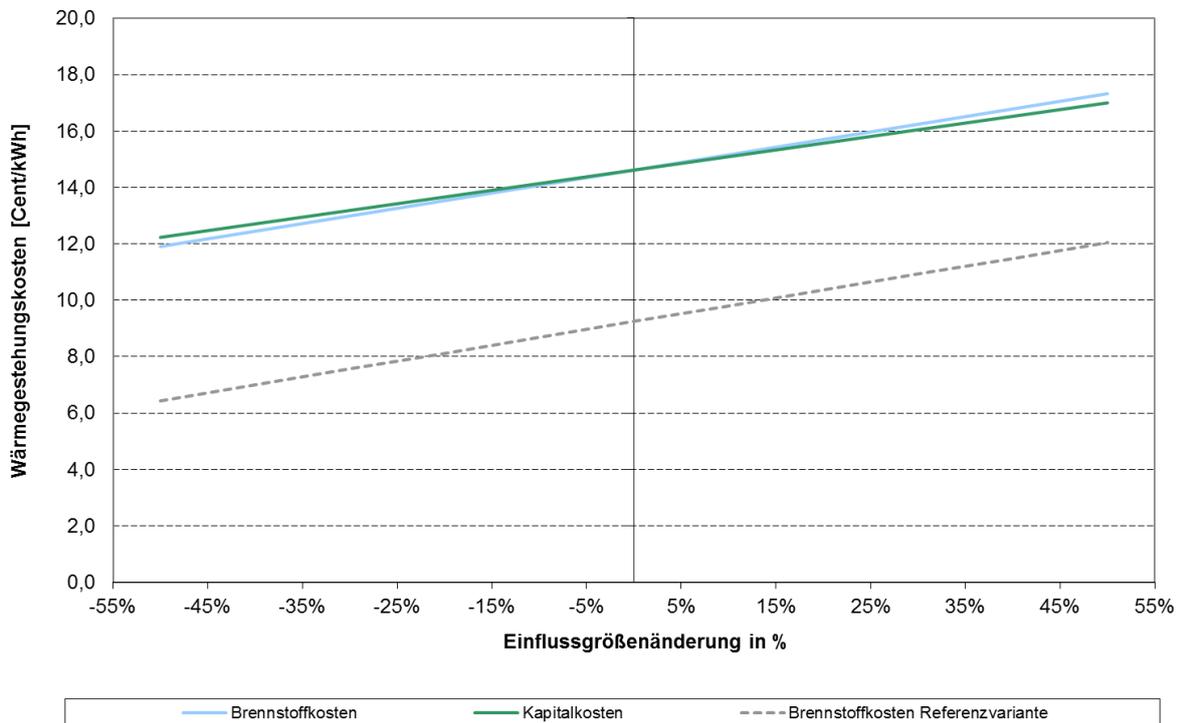


Abbildung 25: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.4 (Pelletkessel)

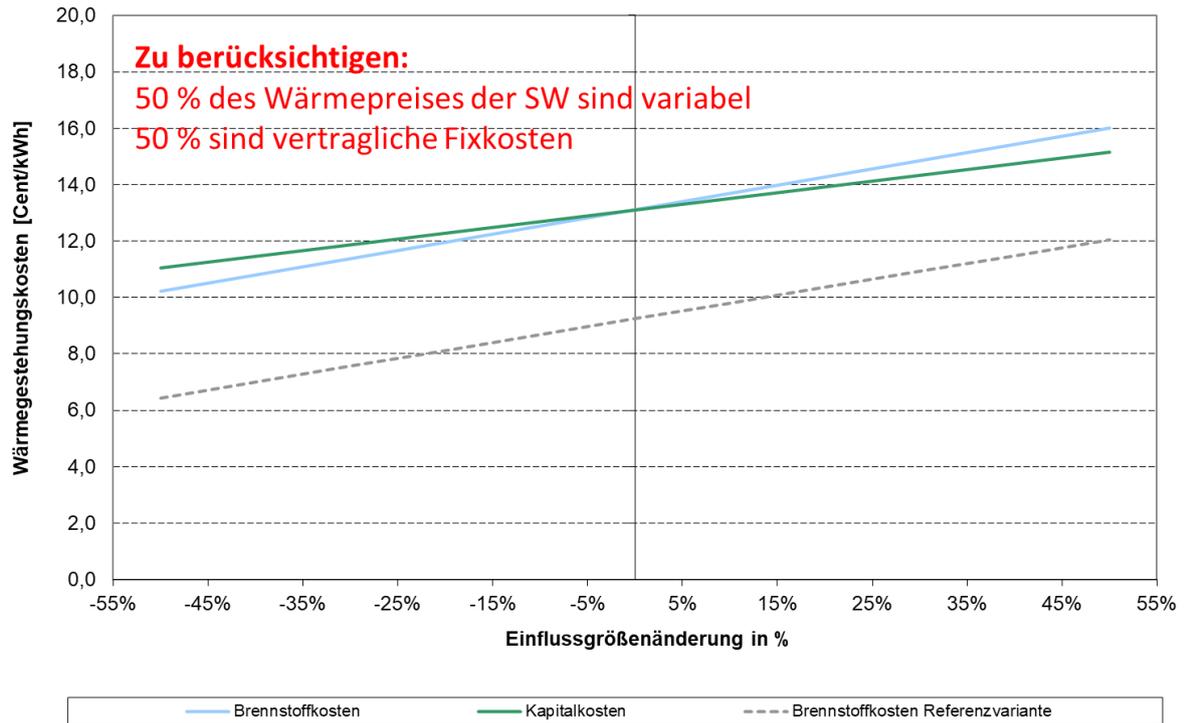


Abbildung 26: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.5 (Fernwärmeanschluss)

9 CO₂- Bilanz und Primärenergiebedarf der Energieversorgungsvarianten

Um die unterschiedlichen Energieversorgungsvarianten des modernisierten Gebäudes auch auf ihre ökologische Verträglichkeit hin zu untersuchen wird eine Bilanzierung der jährlich durch die Energieerzeugung zustande kommenden CO₂-Emissionen durchgeführt. Dabei wird neben dem jährlichen Brennstoffbedarf auch der Hilfsenergiebedarf (elektrische Energie) berücksichtigt. Für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wird eine CO₂-Gutschrift angesetzt, da durch die Einspeisung in das öffentliche Netz konventioneller Strom ersetzt wird. Die hier angesetzten CO₂- Äquivalente wurden mit Hilfe der GEMIS- Datenbank ermittelt. [CO₂-Äquivalente GEMIS 4.9] (vgl. Tabelle 17). Die den Berechnungen zugrundeliegenden Primärenergiefaktoren sind Tabelle 18 zu entnehmen.

Tabelle 17: CO₂-Äquivalente nach GEMIS 4.9 und eigenen Berechnungen IfE; 07/2014

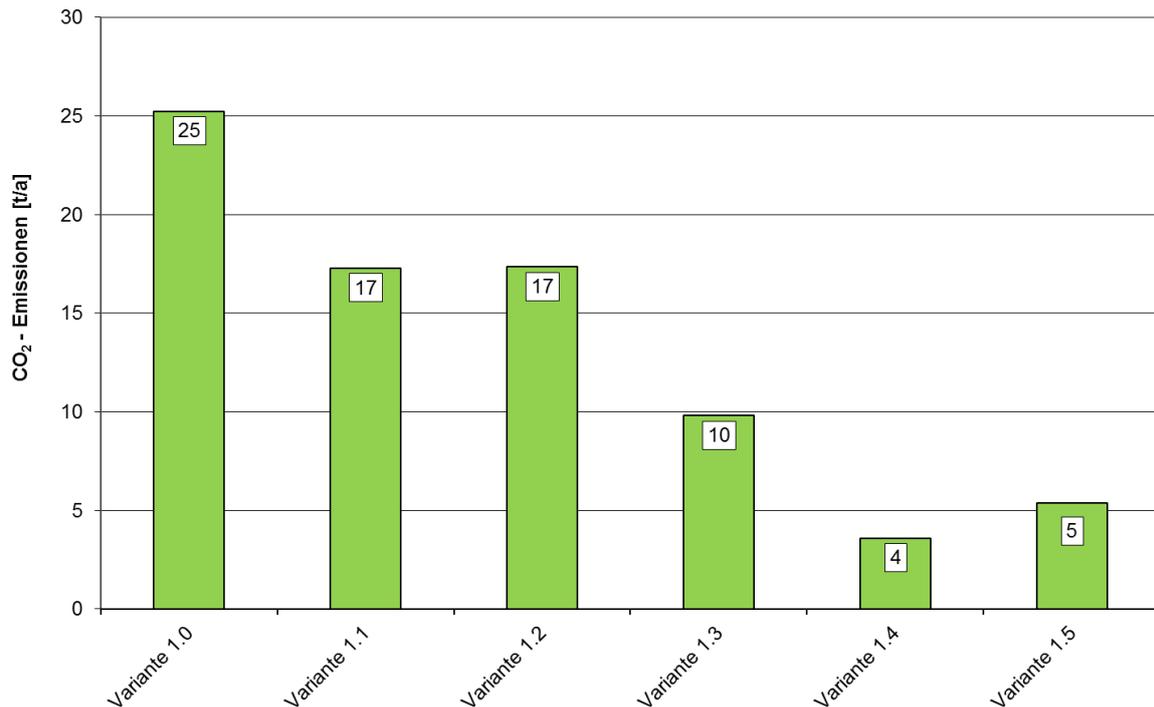
Energieträger	CO ₂ - Äquivalent [g _{CO2} /kWh _{end}]
Erdgas	240
Holzpellets	18
Strombezug	624
Stromerzeugung (Gutschrift)	624
Fernwärme*	49,8

Bezugsgröße: kWh - Endenergie; Heizwert H_i *Quelle: Stadtwerke Ingolstadt

Tabelle 18: Primärenergiefaktoren der Energieträger nach EnEV 2014

Energieträger	Primärenergiefaktor (nicht erneuerbarer Anteil) [kWh _{prim} /kWh _{end}]
Erdgas	1,1
Holzpellets	0,2
Strombezug	1,8
Stromerzeugung (Gutschrift)	2,8
Fernwärme*	0,0

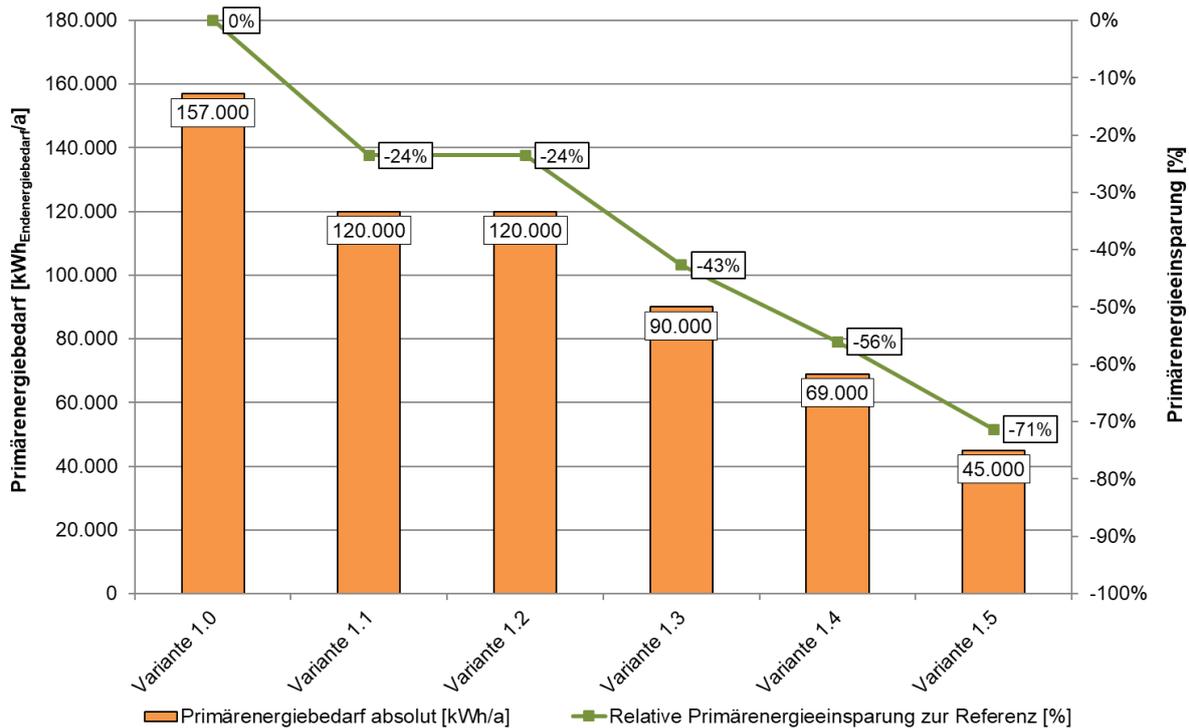
*Quelle: Stadtwerke Ingolstadt



Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4	Variante 1.5
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Erdgas-Brennstoffzelle	Erdgas-BHKW	Pelletkessel	Fernwärme
-	Erdgas-Brennwertkessel	Erdgas-Brennwertkessel	Pelletkessel	-	-

Abbildung 27: Die CO₂- Bilanz der Energieversorgungsvarianten

Wie aus vorangegangener Abbildung ersichtlich ist, weisen die Varianten 1.4 und 1.5 die geringsten CO₂-Emissionen über das Jahr hinweg auf. Der konventionelle Erdgasbrennwertkessel emittiert die größte Menge an schädlichen Treibhausgasen, während die auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgungsvarianten neben der Fernwärme den niedrigsten Ausstoß vorweisen. KWK-Anlagen liegen im Mittelfeld, da sie mit fossilem Erdgas betrieben werden, jedoch einen sehr hohen Gesamtwirkungsgrad aufweisen.



Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4	Variante 1.5
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Erdgas-Brennstoffzelle	Erdgas-BHKW	Pelletkessel	Fernwärme
-	Erdgas-Brennwertkessel	Erdgas-Brennwertkessel	Pelletkessel	-	-

Abbildung 28: Jährlicher Primärenergiebedarf und relatives Einsparpotenzial der Energieversorgungsvarianten

Betreffend die primärenergetische Bewertung stellt sich, der CO₂-Bilanz folgend, ein nahezu identisches Ranking der Energieversorgungsvarianten ein. Auch hier bilden die Varianten 1.4 und 1.5 die zu bevorzugenden Anlagentechniken, auf Grundlage der in Tabelle 18 aufgeführten Primärenergiefaktoren, ab. Für diese Varianten beträgt die mögliche Einsparung an Primärenergie im Vergleich zur Referenzvariante Erdgaskessel rund -56 % bzw. -71 %.

Für Fernwärme wurde der von den Stadtwerken veröffentlichte Primärenergiefaktor f_P von 0,00 angesetzt.

10 Zusammenfassung – Maßnahmenempfehlung

Im Rahmen der gesamtenergetischen Untersuchung des Gesundheits- und Veterinäramtes der Stadt Ingolstadt wurden zunächst verschiedene energetische Optimierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle untersucht und deren Energieeinsparung ermittelt. Da das betreffende Gebäude unter Denkmal- und Ensembleschutz steht, gestaltet sich die energetische Sanierung etwas schwieriger. So kann nicht wie üblich ein Wärme-Dämm-Verbund-System zur energetischen Ertüchtigung der Außenwände eingesetzt werden.

Von Seiten des Auftraggebers wird eine Sanierung auf „KfW-Effizienzhaus-Denkmal“ – Niveau angestrebt, welches, wie sich herausstellt, auch ohne Fassadendämmung (WDVS) erreicht werden kann. Eine Dämmung der Innenwände wurde aufgrund unterschiedlicher Kriterien nicht weiterverfolgt (erhöhte Kosten, schwierigere Ausführung, Wärmebrücken bleiben z. T. bestehen, Verkleinerung der Nutzfläche im Gebäude). Zudem ist eine Erneuerung der Fenster und Türen u. a. durch deren relativ guten Zustand ökonomisch noch nicht sinnvoll (Alter ca. 20-25 Jahre; Einsparpotenzial ca. 5 %).

Als empfehlenswerte und in der Umsetzung mögliche Sanierungsmaßnahmen haben sich somit sowohl eine Dämmung der Kellerdecke, als auch der obersten Geschossdecke ergeben. Durch diese beiden Modernisierungsschritte ergibt sich eine mögliche Endenergieeinsparung von bis zu 21 % gegenüber dem aktuellen Zustand. Bei einer Sanierung der Kellerdecke ist jedoch zu berücksichtigen, dass diese in Teilbereichen als Kappendecke sowie als gemauertes Gewölbe (evtl. problematischer und höherer Aufwand) ausgeführt ist.

Mittels dieser beiden Maßnahmen und einer Erneuerung der aktuellen Wärmeversorgungsstrategie unter Einbindung regenerativer Energieträger ist es möglich, das angestrebte Effizienzhausniveau und die gültigen gesetzlichen Vorgaben durch die EnEV und das EEWärmeG sowie den Effizienzhausstandard Denkmal zu erreichen.

In Abstimmung mit dem Auftraggeber werden mögliche Energieversorgungsvarianten unter Berücksichtigung der Energieeinsparung durch eine teilweise Hüllflächensanierung betrachtet. Die Auslegung der Energieversorgungsvarianten basiert auf den Energieverbrauchswerten der letzten Jahre. Es wurden folgende Energieversorgungsvarianten betrachtet:

- Variante 1.0: Erdgasbrennwertkessel (Referenz)
- Variante 1.1: Erdgasbrennwertkessel + Erdgas-BHKW (wärmegeführt)
- Variante 1.2: Erdgasbrennwertkessel + Erdgas-Brennstoffzelle (wärmegeführt)
- Variante 1.3: Pelletkessel + Erdgas-BHKW (wärmegeführt)
- Variante 1.4: Pelletkessel
- Variante 1.5: Fernwärmeanschluss

Für die genannten Energieversorgungsvarianten erfolgt eine Vollkostenrechnung in Anlehnung an die Richtlinie VDI 2067.

Neben der technischen Auslegung und der Ermittlung sämtlicher Energieumsätze in den einzelnen Varianten, wird eine umfassende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und CO₂-Bilanz erstellt. Die Ergebnisse der Gesamtbetrachtung sind in nachfolgender Tabelle zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 19: Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse

		Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4	Variante 1.5
REFERENZ							
ohne mögliche Förderungen							
Investitionskosten	[€]	32.000	80.000	132.000	119.000	75.000	65.000
Jahresgesamtkosten	[€]	9.000	13.000	23.000	18.000	15.000	13.000
Wärmegestehungskosten	[€-Cent/kWh]	9,2	12,9	23,8	17,8	14,6	13,1
mit möglichen Förderungen							
maximale Projektförderung	[€]	0	2.950	29.965	6.950	5.600	5.000
Jahresgesamtkosten	[€]	9.000	13.000	22.000	17.000	14.000	13.000
Wärmegestehungskosten	[€-Cent/kWh]	9,2	12,7	21,9	17,3	14,3	12,8
CO ₂ -Emissionen	[t/a]	25	17	17	10	4	5

Variante 1.0	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 1.4	Variante 1.5
Erdgaskessel	Erdgas-BHKW	Erdgas-Brennstoffzelle	Erdgas-BHKW	Pelletkessel	Fernwärme
-	Erdgas-Brennwertkessel	Erdgas-Brennwertkessel	Pelletkessel	-	-

Die niedrigsten Wärmegestehungskosten weist die Variante 1.0 (Erdgaskessel – Referenz) auf. Diese ist jedoch nur im Falle dessen, dass die Liegenschaft nicht saniert wird zulässig. Da bei einer Sanierung der Kellerdecke oder der obersten Geschossdecke bereits mehr als 20 % der Hüllfläche saniert werden und somit die EnEV bzw. das EEWärmeG greifen, ist gesetzlich der Einsatz von erneuerbaren Energien vorzusehen.

Unter dem Gesichtspunkt einer Teilsanierung der Liegenschaft (Kellerdecke und oberste Geschossdecke) ergibt sich neben dem Betrieb eines BHKW-Moduls der Anschluss an das örtliche Fernwärmenetz als die ökonomisch sinnvollsten Energieversorgungsvarianten (1.1 und 1.5). Bei einer Versorgung durch eine auf KWK basierende Wärmeversorgung gilt es genau abzuklären, zu welchem Anteil dieser die notwendige Wärmeenergie im Gebäude bereitstellen muss, um alle gesetzlichen Rahmenbedingungen einzuhalten.

Aus ökologischer Sicht zeigen sich die Varianten 1.4 und 1.5 am günstigsten. Bei der Fernwärme ergeben sich neben der Variante 1.4 die zweit-niedrigsten CO₂-Emissionen u. a. bedingt durch den Einsatz und die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung, Biomasse und industrieller Abwärmepotenziale. In Variante 1.4 kommt 100 % Biomasse zum Einsatz, weswegen sich hier rechnerisch die niedrigsten THG-Emissionen einstellen. Auch im Hinblick auf die von der Bundesregierung geforderten Ziele der deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen im Klimaschutzplan 2050 ist eine der beiden Varianten zu favorisieren.

Kostenseitig ebenso interessant im Vergleich zur Fernwärmeversorgung stellt sich die KWK-Variante 1.1 heraus, wobei in diesem Fall zu berücksichtigen gilt, dass höhere THG-Emissionen anfallen, wenngleich diese niedriger sind, als bei der Referenzvariante.

Die beiden Varianten 1.2 und 1.3 schließen sich mitunter durch die aufwändigere Anlagentechnik und damit einhergehenden höheren Investitions- und Unterhaltskosten, aus. Zu erwähnen ist jedoch, dass es sich bei der Brennstoffzellenvariante (1.2) um eine hochinnovative, mit höchsten Wirkungsgraden arbeitende Anlage im KWK-Sektor handelt und diese z. T. noch Entwicklungsbedarf (Langlebigkeit und Skalierungseffekte bezüglich Investitions- und Unterhaltskosten) aufweisen.

Unter Berücksichtigung einer langfristigen Senkung der CO₂-Emissionen und der Nutzung niedriger Verbrauchs- und Betriebskosten bietet sich die Wahl zwischen dem BHKW-Modul mit Eigenstromversorgung und der Fernwärmeversorgung für das Gesundheits- und Veterinäramt an. Betreffend den Anschluss an die Fernwärme der Stadtwerke Ingolstadt kann hier, mit Fokus auf den Primärenergieverbrauch, der KfW-EH-Denkmal Standard nicht nur erreicht, sondern übererfüllt werden (vgl. Tabelle 20).

Tabelle 20: KfW-Anforderungen "Energieeffizienzprogramm - Energieeffizient Sanieren" - 100 % erneuerbare Energieversorgung

KfW-Anforderungen "Energieeffizienzprogramm - Energieeffizient Sanieren"

	Ist-Wert	Referenzgebäude (EnEV)	KfW-EH 70 (EnEV)	KfW-EH 100 (EnEV)	KfW-EH Denkmal (EnEV)
Jahres-Primärenergiebedarf q_p [kWh/(m ² a)]	58,44	104,75	73,32	104,75	167,59
Mittlere U-Werte [W/(m²K)]					
- Opake Außenbauteile	0,576	0,28	0,26	0,34	0,60
- Transparente Außenbauteile	1,600	1,5	1,4	1,8	-

Gültig ab 01.07.2015 für KfW Energieeffizienzprogramm 277.

Gültig ab 01.10.2015 für KfW Energieeffizienzprogramm 218 und 219.

¹ Jahres-Primärenergiebedarf für das entsprechende Referenzgebäude nach EnEV Anlage 2 Tabelle 1.

² Höchstwert(e) der Wärmedurchgangskoeffizienten nach EnEV Anlage 2 Tabelle 2.

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Nord-Ansicht des Gesundheits- und Veterinärarnates [Quelle: IfE]	10
Abbildung 2: Transmissionswärmeverluste im Ist-Zustand	12
Abbildung 3: Wärmeverluste im Gebäude nach DIN 18599	16
Abbildung 4: Aufteilung der Transmissionswärmeverluste (prozentuale Werte)	17
Abbildung 5: Endenergieeinsparung durch Sanierung der Gebäudehülle	23
Abbildung 6: CO ₂ -Einsparpotential durch Sanierung der Gebäudehülle	23
Abbildung 7: Investitionskosten der einzelnen Sanierungsmaßnahmen	24
Abbildung 8: Jährliche Energiekosteneinsparung und Amortisationszeit	25
Abbildung 9: Monatlicher Wärmebedarf in der Liegenschaft	29
Abbildung 10: Geordnete thermische Jahresdauerlinie des Gesundheits- und Veterinärarnates	30
Abbildung 11: Jahresdauerlinie der Variante 1.1 (Erdgas-BHKW)	34
Abbildung 12: Jahresdauerlinie der Variante 1.2 (Erdgas-Brennstoffzelle)	36
Abbildung 13: Jahresdauerlinie der Variante 1.3 (Erdgas-BHKW / Pelletkessel)	38
Abbildung 14: Jahresdauerlinie der Variante 1.4 (Pelletkessel)	40
Abbildung 15: Jahresdauerlinie der Variante 1.5 (Fernwärmeanschluss)	41
Abbildung 16: Investitionskostenprognose der einzelnen Energieversorgungsvarianten	50
Abbildung 17: Mittlere jährliche Ausgaben der Varianten über den Betrachtungszeitraum	51
Abbildung 18: Mittlere jährliche Einnahmen der Varianten über den Betrachtungszeitraum ...	52
Abbildung 19: Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten im Zeitraum von 20 Jahren	53
Abbildung 20: Exemplarische Sensitivitätsanalyse	55
Abbildung 21: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.0 (Erdgasbrennwertkessel)	56
Abbildung 22: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.1 (Erdgas-BHKW + Erdgaskessel)	57
Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.2 (Brennstoffzelle + Erdgaskessel)	57
Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.3 (Erdgas-BHKW + Pelletkessel)	58
Abbildung 25: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.4 (Pelletkessel)	58

Abbildung 26: Sensitivitätsanalyse der Variante 1.5 (Fernwärmeanschluss)	59
Abbildung 27: Die CO ₂ - Bilanz der Energieversorgungsvarianten.....	61
Abbildung 28: Jährlicher Primärenergiebedarf und relatives Einsparpotenzial der Energieversorgungsvarianten.....	62

12 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Hüllflächenelemente im Ist-Zustand	12
Tabelle 2: Die Energiebilanz im Ist-Zustand	15
Tabelle 3: Vergleich der Energieverbrauchskennwerte.....	15
Tabelle 4: Aufteilung der Transmissionswärmeverluste (prozentuale und absolute Werte).....	17
Tabelle 5: Bewertung des energetischen Ist-Zustandes	18
Tabelle 6: Anforderungen an die einzelnen Bauteile durch die EnEV / KfW.....	22
Tabelle 7: Variantenvergleich unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und des Denkmal- und Ensembleschutzes	26
Tabelle 8: KfW-Anforderungen "Energieeffizienzprogramm - Energieeffizient Sanieren" - 100 % fossile Energieversorgung	27
Tabelle 9: KfW-Anforderungen "Energieeffizienzprogramm - Energieeffizient Sanieren" - 100 % erneuerbare Energieversorgung.....	27
Tabelle 10: Wärmeversorgung Variante 1.0 (Referenz).....	33
Tabelle 11: Wärmeerzeugung Variante 1.1	35
Tabelle 12: Wärmeerzeugung Variante 1.2	37
Tabelle 13: Wärmeerzeugung Variante 1.3	39
Tabelle 14: Wärmeerzeugung Variante 1.4	40
Tabelle 15: Wärmeerzeugung Variante 1.5	41
Tabelle 16: Die Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten unter Berücksichtigung der Gebäudesanierung.....	54
Tabelle 17: CO ₂ -Äquivalente nach GEMIS 4.9 und eigenen Berechnungen IfE; 07/2014	60
Tabelle 18: Primärenergiefaktoren der Energieträger nach EnEV 2014.....	60
Tabelle 19: Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse	64
Tabelle 20: KfW-Anforderungen "Energieeffizienzprogramm - Energieeffizient Sanieren" - 100 % erneuerbare Energieversorgung.....	66

