

Abschlussbericht

zum Teil-Energienutzungsplan

für das Neubaugebiet

„Friedrichshofen – Dachsberg“

für die Stadt Ingolstadt

Abschlussbericht zum Teil-Energienutzungsplan für das Baugebiet „Friedrichshofen – Dachsberg“ für die Stadt Ingolstadt

Auftraggeber:

Stabsstelle Klima, Biodiversität und Donau
Herr Thomas Schneider

Mauthstraße 4 / IV.
85049 Ingolstadt

Auftragnehmer:

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

Förderung:

Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Bearbeitungszeitraum:

September 2019 bis Dezember 2020

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	V
Nomenklatur	VI
1 Einleitung und Zielsetzung.....	8
2 Rahmenbedingungen.....	10
2.1 Beschreibung des Areal	10
2.2 Kommunikation mit dem örtlichen Netzbetreiber	11
2.3 Rechtliche Rahmenbedingungen	12
2.3.1 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz Gesetz	13
2.3.2 Energiesteuergesetz	13
2.3.3 Erneuerbare-Energien-Gesetz	13
2.3.4 Brennstoffemissionshandelsgesetz	13
2.3.5 Gebäudeenergiegesetz	16
2.4 Standortfaktoren	17
2.5 Kundenanlage	21
2.6 Fördermöglichkeiten	23
2.6.1 KfW-Programm 271/281 - Erneuerbare Energien „Premium“	23
2.6.2 BAFA (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetze) - Wärme-/Kältenetze.....	24
2.6.3 BAFA – Heizen mit erneuerbaren Energien.....	24
2.6.4 TFZ – Förderrichtlinie „BioKlima“	25
3 Abschätzung des Energiebedarfs im Gebietsumgriff.....	26
3.1 Künftiger Strom- und Wärmebedarf.....	26
3.2 Trassendimensionierung.....	28
4 Technische Dimensionierung der Energieversorgungsvarianten	31
4.1 Zentrale Energieversorgung	33
4.1.1 Konventionelles Wärmenetz.....	35
4.1.2 Kundenanlage	39

4.2	Dezentrale Wärmeversorgung	43
4.2.1	Referenzsystem – Reihenhäuser	44
4.2.2	Referenzsystem - WA klein bzw. Schule	44
4.2.3	Referenzsystem - WA groß	44
5	Ökonomische und ökologische Gegenüberstellung	46
5.1	Rahmenbedingungen.....	46
5.1.1	Ökonomische Betrachtung	46
5.1.2	Ökologische Betrachtung	52
5.2	Ergebnisse.....	53
6	Zusammenfassung und Fazit.....	58

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Neubaugebiet Friedrichshofen [Bayerische Vermessungsverwaltung Bayernatlas DOP80 i. V. m. Plandaten der Stadt Ingolstadt].....	11
Abbildung 2: Fernwärmekarte der Stadtwerke Ingolstadt [Quelle: https://sw-i.de/fileadmin/media/02_PK/B_PK_Bilder/C_PK_Seiten_Bilder/karte_FW_screen.pdf].....	12
Abbildung 3: CO ₂ -Steuer nach BEHG und Annahmen.....	14
Abbildung 4: Mehrkosten durch die CO ₂ -Bepreisung nach Heizenergieträger	14
Abbildung 5: Auszug aus Umweltatlas - Angewandte Geologie - Nutzungsmöglichkeiten Erdwärmesonden [Quelle: https://www.umweltatlas.bayern.de/mapapps/resources/apps/lfu_angewandte_geologie_ftz/index.html?lang=de].....	17
Abbildung 6: Auszug aus Umweltatlas - Angewandte Geologie - Nutzungsmöglichkeiten Erdwärmesonden [Quelle: https://www.umweltatlas.bayern.de/mapapps/resources/apps/lfu_angewandte_geologie_ftz/index.html?lang=de].....	19
Abbildung 7: Schematische Darstellung einer Kundenanlage(IfE)	21
Abbildung 8: Luftbild des Areals mit Eckdaten zur Größenordnung des Areals [Bayerische Vermessungsverwaltung – www.geodaten.bayern.de]	22
Abbildung 9: Förderübersicht Heizen mit erneuerbaren Energien 2020 [BAFA].....	25
Abbildung 10: Vorgehensweise bei der Ermittlung der mittleren Nettogrundfläche	26
Abbildung 11: Möglicher Verlauf der Haupttrasse für die Wärmeverteilung im Neubaugebiet Friedrichshofen [Plandaten der Stadt Ingolstadt]	29
Abbildung 12: Thermische Jahresdauerlinie des Neubaugebietes Friedrichshofen (inkl. Trassenwärmeverluste)	33
Abbildung 13: Thermische Jahresdauerlinie mit Wärmeerzeugern: 2 x BHKW 394 kW _{th} und einem Erdgasspitzenlastkessel.....	35
Abbildung 14: Thermische Jahresdauerlinie mit Wärmeerzeugern: 1 x Pelletkessel 600 kW _{th} + 1 x BHKW 394 kW _{th} mit einem Erdgasspitzenlastkessel	36
Abbildung 15: Thermische Jahresdauerlinie mit Wärmeerzeugern: 2 x Pelletkessel mit 600 kW _{th} und 400 kW _{th} mit einem Erdgasspitzenlastkessel	37

Abbildung 16: PV-Simulation beispielhaft an einem Modellgebäude [PV*SOL]	41
Abbildung 17: Üblicher Preis KWK: Mittelwerte vergangener 8 Quartale [European Energy Exchange AG]	51
Abbildung 18: Gegenüberstellung der Ergebnisse (ökonomisch und ökologisch)	54
Abbildung 19: Gegenüberstellung der Ergebnisse (Kennzeichnung der ökonomisch und ökologisch günstigsten Variante)	55

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Annahmen zur Weiterentwicklung der Kosten für Energie.....	16
Tabelle 2: Förderung Wärme-/Kältenetze KWKG/BAFA [Quelle: B.KWK].....	24
Tabelle 3: Anteile an der mittleren beheizten Gebäudenutzfläche nach Energiestandard der Gebäudehülle	26
Tabelle 4: Zusammenfassung Nettogrundfläche, Strom- und Wärmebedarf je Gebäudetyp.....	27
Tabelle 5: Trassenlänge der Stich-, Haupt-, und Gesamtleitungen.....	30
Tabelle 6: Überblick der Varianten der zentralen Energieversorgung	31
Tabelle 7: Überblick der Varianten der dezentralen Energieversorgung (Referenzsystem)	32
Tabelle 8: Energiebilanz Wärmeerzeugung Wärmenetz konventionell - Variante 1	35
Tabelle 9: Energiebilanz Wärmeerzeugung Wärmenetz konventionell - Variante 2	37
Tabelle 10: Energiebilanz Wärmeerzeugung Wärmenetz konventionell - Variante 3	38
Tabelle 11: Energiebilanz Stromerzeugung Kundenanlage - Variante 1	40
Tabelle 12: Energiebilanz Stromerzeugung Kundenanlage - Variante 2	40
Tabelle 13: Energiebilanz Stromerzeugung Kundenanlage - Variante 3	42
Tabelle 14: Rahmenbedingungen nach KWKG 2016 für neue und modernisierte KWK- Anlagen [B.KWK].....	50

Nomenklatur

a	Jahr
AFA	Abschreibung nach Abnutzung
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BHKW	Blockheizkraftwerk(e)
bspw.	Beispielsweise
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CO ₂	Kohlendioxid
d. h.	das heißt
DHH	Doppelhaushälfte(n)
RH	Reihenhaus, Reihenhäuser
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EEX	Leipziger Strombörse (European Energy Exchange)
EFH	Einfamilienhaus, Einfamilienhäuser
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
etc.	et cetera
EZ	Energiezentrale
f _P	Primärenergiefaktor
FW	Fernwärme
GB	Grund- und Mittelschule
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GFZ	Grundflächenzahl
h	Stunde
i. d. R	in der Regel
IEA	Internationale Energie Agentur
inkl.	inklusive
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau

km	Kilometer
kW _{el}	elektrische Leistung
kWh _{el}	elektrische Energie
H _i	Index: Heizwertbezogen
H _s	Index: Brennwertbezogen
kWh _{th}	thermische Energie
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes
kW _p	Kilowatt peak (installierte elektrische Leistung Photovoltaik)
kW _{th}	thermische Leistung
m ²	Quadratmeter
MFH	Mehrfamilienhaus
min.	mindestens
MU	Urbanes Gebiet
NGF	Nettogrundfläche
o. ä.	oder ähnliche(s)
PV	Photovoltaik
RH	Reihenhaus
sog.	sogenannte(r,s)
StromStG	Stromsteuergesetz
SWI	Stadtwerke Ingolstadt
Tm	Meter Trassenverlauf
TWW	Trinkwarmwasser
u. a.	unter anderem
v. a.	vor allem
VG	Vollgeschoss
vgl.	vergleiche
WA	Wohnanlage
WE	Wohneinheit
WGK	Wärmegestehungskosten
z. B.	zum Beispiel
z. T.	zum Teil

1 Einleitung und Zielsetzung

Im Rahmen des vorliegenden Berichtes werden Strategien zur künftigen, nachhaltigen Energieversorgung des Neubaugebiets „Friedrichshofen-Dachsberg“ für die Stadt Ingolstadt analysiert.

Die Stadt Ingolstadt plant aktuell die Ausweisung eines Neubaugebiets im westlichen Stadtgebiet. Anhand eines Teil-Energienutzungsplans sollen dafür unterschiedliche zentrale Energieversorgungsmöglichkeiten technisch und wirtschaftlich geprüft werden, um das Baugebiet zukunftsweisend und wirtschaftlich mit möglichst niedrigem Primärenergieeinsatz versorgen zu können. Ziel ist es hierbei, die von der Stadt Ingolstadt beschlossenen Maßnahmen zur Einsparung von Treibhausgasen (bis 2050) bereits bei der Umsetzung neuer Projekte zu berücksichtigen.

Im Gegensatz zu der herkömmlichen Art der ausschließlichen Wärmeversorgung formuliert das EnWG in § 3 Nr. 24a eine erweiterte Möglichkeit zur Versorgung eines Gebiets mit Energie bzw. Strom. In der sogenannten Kundenanlage werden die Letztverbraucher nicht nur mit Wärme, sondern auch mit Strom versorgt, welcher durch die besondere Stellung dieser Kundenanlage wirtschaftliche Vorteile bringen kann. Neben der klassischen zentralen Wärmeversorgung wird auch das Thema der gemeinsamen Stromversorgung des Areals im Konzept untersucht. Durch eine ganzheitliche Betrachtung eines Gebiets können Synergieeffekte aufgezeigt werden, welche die Wirtschaftlichkeit, den Komfort sowie die Emissionen gegenüber dezentraler Energieversorgung entscheidend verbessern. Zudem können durch die zentrale Energieversorgung betriebsgebundene Kosten minimiert werden. Der Anschlussnehmer kann entlastet werden und muss keine Zeit für Überwachung, Steuerung oder andere administrative Aufgaben aufwenden. Zudem ermöglicht eine leistungsgebundene Energieversorgung in Form eines Verbundes Vorteile im Hinblick auf notwendige Erstinvestitionen der Gebäudeeigentümer, da Aufwendungen für eine eigene Energieversorgung teilweise entfallen zusätzlich führen Skaleneffekte bei Investitionskosten zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit. Die kalkulierten Areal- und Wärmeverbundvarianten für das Untersuchungsgebiet werden sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch bewertet und möglichen Referenzlösungen gegenübergestellt. Zur Einordnung der Ergebnisse einer zentralen Versorgung werden Referenzsysteme definiert und auf dieselbe Weise bewertet. Ein Anschluss an das bestehende Fernwärmenetz der Stadtwerke Ingolstadt sowie eine exemplarische Kalkulation dezentraler Versorgungssysteme dienen als Referenzoptionen zur Versorgung des Betrachtungsgebiets bzw. dessen Liegenschaften mit Energie.

Die detaillierte Betrachtung erfolgt auf Grundlage des vorliegenden Teil-ENP aus dem Jahr 2018. Im Rahmen dieses Konzepts erfolgten erste Berechnungen, die einen wirtschaftlichen Betrieb einer zentralen Energieversorgung vermuten lassen. Dieses Konzept wird anschließend als Basis der Berechnungen herangezogen und die zuvor kalkulierten Vorzugsvarianten werden weiter präzisiert. Hierbei sollen die vormaligen Ergebnisse vertiefend analysiert und anhand deutlich geschärfter Rahmenbedingungen ausgearbeitet werden. Zudem sollen auch energiewirtschaftliche Fragestellungen erörtert werden. Das Ergebnis liefert somit eine umfassende Entscheidungsgrundlage mit ökonomischer und ökologischer Betrachtung für künftige Energieversorgungsszenarien des neuen Stadtteils sowohl hinsichtlich einer innovativen und nachhaltigen Strom- als auch der Wärmeversorgung.

Eine übergeordnete Bedeutung hat die zentrale Energieversorgungsstrategie vor allem auch mit Blick auf das ökologische Potenzial der Versorgung aller Liegenschaften mittels einer äußerst effizienten und regenerativen Versorgungslösung.

2 Rahmenbedingungen

Im nachfolgenden Kapitel wird zunächst das Areal beschrieben, anschließend werden wichtige energierechtliche Rahmenbedingungen näher erläutert. Aufgrund der Vielzahl der Gesetze, welche den Neubau eines Quartiers betreffen, wird der Fokus lediglich auf die notwendigen energiewirtschaftlichen und -technischen Hintergründe gelegt.

2.1 Beschreibung des Areals

Die Stadt Ingolstadt plant die Bebauung des Neubaugebiets „Friedrichshofen-Dachsberg“. Das Gebiet liegt ca. 4 km Luftlinie westlich vom Stadtkern der Stadt Ingolstadt entfernt (angrenzend an den bestehenden Stadtteil Friedrichshofen). Aktuell wird das Gebiet überwiegend landwirtschaftlich genutzt. Inmitten des Umgriffs liegen zwei Bodendenkmäler, Biotope. Südöstlich des Gebietes befindet sich das Klinikum Ingolstadt mit Parkflächen bzw. Parkhäusern.

In dem Neubaugebiet soll neben Geschosswohnungen (WA 1-9) und Reihenhäusern (WA 10) auch ein Bildungsstandort (Grund- und Mittelschule (GB)) auf dem Gelände errichtet werden. Zusätzlich ist ein Urbanes Gebiet (MU) geplant. Das Erdgeschoss des Gebäudekomplexes (MU) soll von öffentlichen Einrichtungen aus den Sektoren Gewerbe, Handel, Gastronomie genutzt werden. Die weiteren Geschosse dienen als Wohnungen.

Das Areal erstreckt sich über eine Fläche von insgesamt mehr als 230.000 m². Die künftige beheizte Geschossfläche wird auf etwa 86.000 m² geschätzt. Dies basiert auf den Angaben zu maximaler Grundfläche und Anzahl möglicher Geschosse bzw. der festgelegten Geschossflächenzahl (GFZ). Auf dieser Grundlage wird eine mittlere, beheizte Geschossfläche von 86.000 m² allen weiteren Betrachtungen zugrunde gelegt. Eine detaillierte Beschreibung der Herangehensweise der Berechnung folgt in Kapitel 3.1.

Das Neubaugebiet wird in Abbildung 1 dargestellt.



Abbildung 1: Neubaugebiet Friedrichshofen [Bayerische Vermessungsverwaltung Bayernatlas DOP80 i. V. m. Plandaten der Stadt Ingolstadt]

Da bei der Betrachtung eines ganzheitlichen und integralen Energiekonzeptes die bestehende Infrastruktur eine entscheidende Rolle für die Wahl geeigneter Energieversorgungskonzepte spielt, wurden Pläne zum bestehenden Erdgas- und Stromnetz von den Stadtwerken Ingolstadt einbezogen.

2.2 Kommunikation mit dem örtlichen Netzbetreiber

Der Betreiber des lokalen Strom- sowie Erdgasnetzes sind die Stadtwerke Ingolstadt (SWI). Neben dem Strom- und Erdgasnetz betreiben die SWI auch ein Fernwärmenetz, welches zu großen Teilen unter der Nutzung von Abwärmepotenzialen betrieben wird. Anschließende Grafik zeigt das bestehende Wärmenetz der SWI schematisch. Der nächstmögliche Anschlusspunkt betreffend das Untersuchungsgebiet liegt laut Rückmeldung im Bereich des Klinikums.

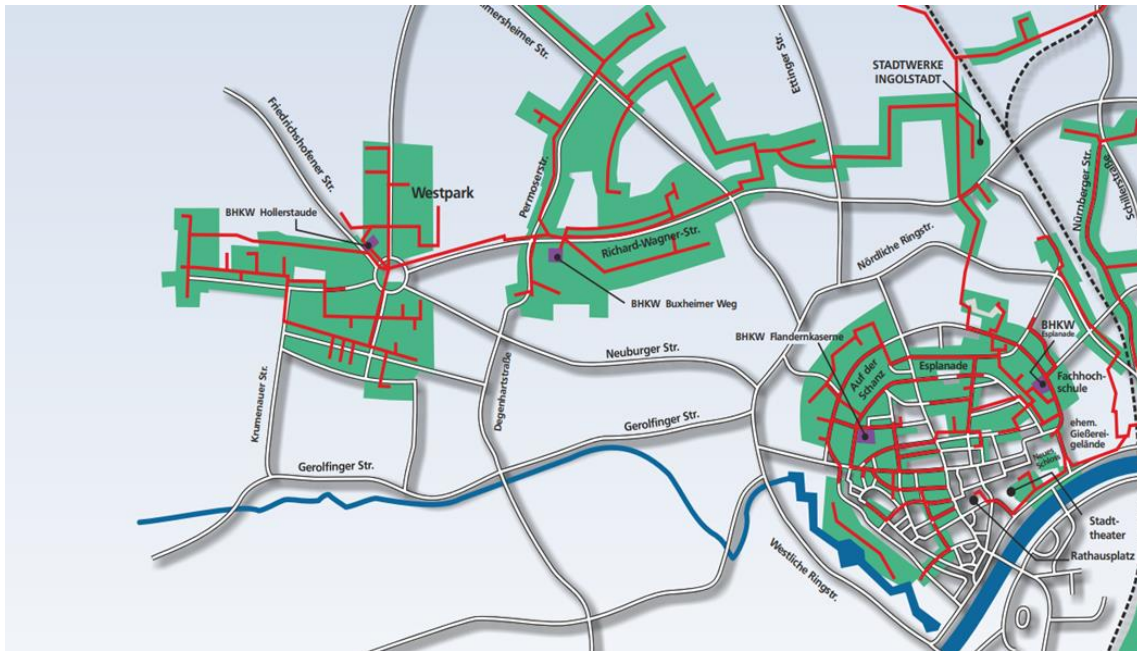


Abbildung 2: Fernwärmekarte der Stadtwerke Ingolstadt [Quelle: https://sw-i.de/fileadmin/media/02_PK/B_PK_Bilder/C_PK_Seiten_Bilder/karte_FW_screen.pdf]

Bezüglich eines möglichen Anschlusses des Betrachtungsgebiets liegen zum Zeitpunkt der Berichterstellung folgende Rückmeldungen der SWI vor:

- Die Möglichkeit eines Erdgasanschlusses für alle Gebäude im Quartier wird nach erster Einschätzung nicht priorisiert.
- Erdgasanschluss am Grundstück der Schule für „eigenes“ Wärmenetz ist denkbar.
- Schaffung eines Fernwärmeanschlusses an das Bestandsnetz gut vorstellbar, jedoch müssen zwingend hohe Anschlussquoten erreicht werden. Gegebenenfalls erfolgt eine Erschließung mittels Fernwärme nicht für den Abschnitt im Betrachtungsgebiet, welcher für kleinere Objekte vorgesehen ist (Reihenhausbebauung).

2.3 Rechtliche Rahmenbedingungen

Anschließend werden einige der relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen beschrieben, welche die untersuchten Varianten betreffen. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass kein Anspruch auf Vollständigkeit besteht, da eine Vielzahl von Gesetzen und Richtlinien mit dem Neubau eines Quartiers einhergehen.

2.3.1 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz Gesetz

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz-Gesetz (KWKG) ist bedeutend für die wirtschaftliche Bewertung von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Fossil befeuerte BHKW können beispielsweise Einnahmen aus der Zuschlagszahlung nach dem KWKG-Gesetz erhalten. Daneben gibt es weitere Einnahmequellen z. B. durch Stromeinspeisung ins öffentliche Netz (üblicher Preis) und die Option der Energiesteuerrückerstattung.

2.3.2 Energiesteuergesetz

Nach § 53a Energiesteuergesetz (EnergieStG) kann für gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme eine Steuerentlastung beantragt werden. Die Voraussetzung dafür ist, dass die Anlage nach den gesetzlichen Vorgaben als hocheffizient eingestuft wird. Solange sich die Anlage in der Abschreibung befindet kann eine vollständige Steuerentlastung, im Anschluss an den Abschreibungszeitraum eine teilweise Steuerentlastung beantragt werden.

2.3.3 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Konzept wird insofern von den Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) berührt, dass die EEG-Umlage zu einem gewissen Anteil auch auf Eigenstromnutzung (Personenidentität) bzw. zum vollen Anteil bei Lieferung an Dritte innerhalb einer Kundenanlage abzuführen ist.

Des Weiteren wäre das EEG beispielsweise relevant, sofern KWK-Anlagen mit Biomethan betrieben werden und der produzierte und ins Netz eingespeiste Strom nach EEG vergütet werden soll. Bei Anlagen, die mit Biomethan betrieben werden, steht es allerdings frei, die Strommengen auch nach dem KWKG vergüten zu lassen.

2.3.4 Brennstoffemissionshandelsgesetz

Im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) wird durch den Gesetzgeber ab dem Jahr 2021 ein Emissionshandel für die Sektoren Wärme und Verkehr geregelt. Hierbei schreibt der Gesetzgeber für den Zeitraum von 2021 bis einschließlich 2025 einen stetig steigenden Festpreis pro Tonne CO₂ u. a. für die Verbrennung von fossilen Energieträgern zur Wärmeversorgung vor und definiert für den Zeitraum danach ein Handelssystem mit einem Preiskorridor zwischen 55 und 65 € pro Tonne. Die im Modell hinterlegten Preise sind nachfolgend in Abbildung 3 dargestellt.

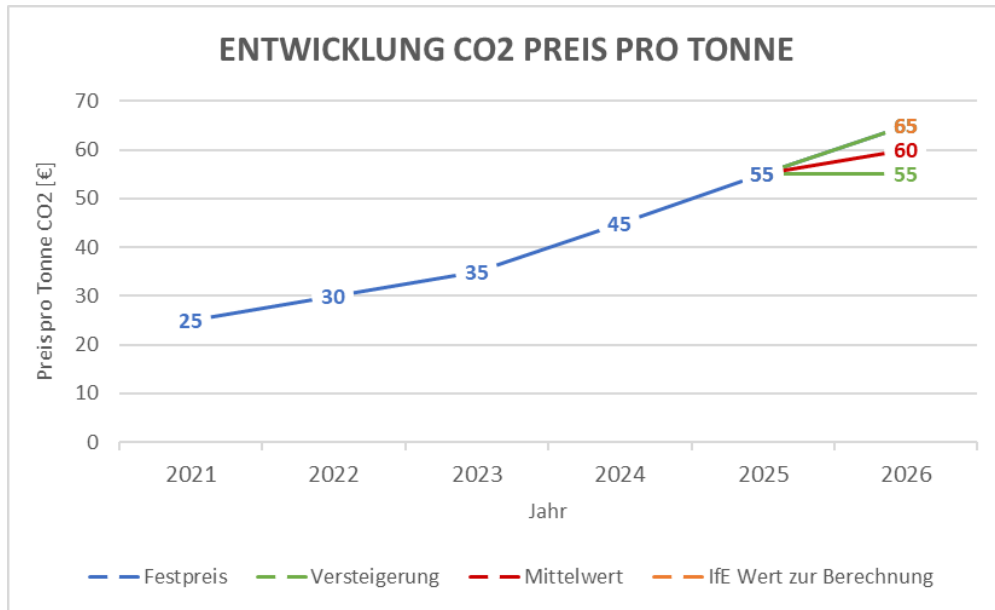


Abbildung 3: CO₂-Steuer nach BEHG und Annahmen [IfE]

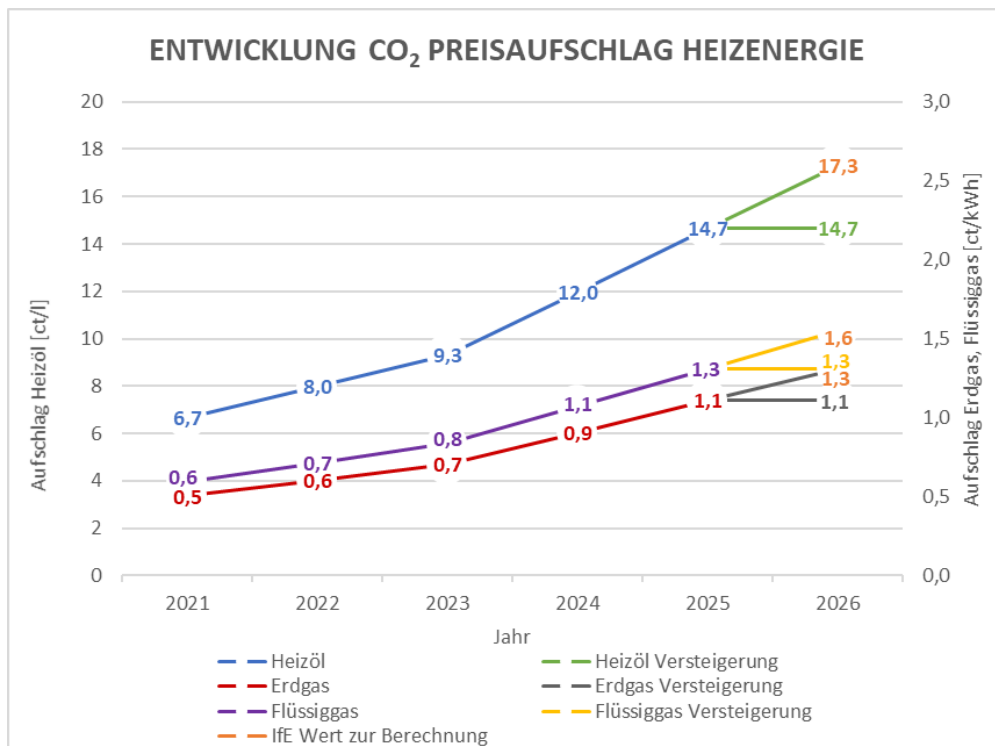


Abbildung 4: Mehrkosten durch die CO₂-Bepreisung nach Heizenergieträger [IfE]

Allgemeiner Hinweis zum Einsatz von fossilen Energien zu Heizzwecken

Die Bundesregierung hat als klimapolitisches Ziel definiert, dass bis zum Jahr 2050 die sog. „Klimaneutralität“ erreicht werden soll. Dies hat unmittelbar zur Folge, dass im Jahr 2050 nur noch in sehr wenigen Ausnahmefällen fossile Energieträger, wie bspw. Erdgas, zum Einsatz kommen werden. In einigen Anwendungsfällen kann Erdgas in den kommenden Jahren aber auch eine wichtige „Brückentechnologie“ im Rahmen der Energiewende darstellen, bis neue oder weiter optimierte Technologien für diesen Anwendungsfall entwickelt und in großem Umfang genutzt werden können. Insbesondere im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung spielt Erdgas mittelfristig in den kommenden 10 bis 15 Jahren als Brennstoff eine wichtige Rolle. Beispiel hierfür ist die Bereitstellung einer dezentralen, hocheffizienten Kraftwerksleistung zur bedarfsgerechten Wärme- und Stromerzeugung in Deutschland.

Vor diesem Hintergrund weisen wir jedoch frühzeitig darauf hin, dass Heizkessel, die ab dem Jahr 2020 installiert werden und eine Lebensdauer von erfahrungsgemäß rund 15 bis 25 Jahren aufweisen, zum Ende ihrer Lebensdauer voraussichtlich nicht mehr oder nur unter erschwerten (ökonomischen) Bedingungen mit fossilen Energieträgern (z. B. Erdgas) betrieben werden können. Dieser Sachverhalt (sog. „Lock-in-Effekt“) muss bereits jetzt in die Entscheidungsfindung für ein neues Heizsystem einfließen, obwohl quantifizierbare Prognosen zur Kostenentwicklung für so lange Zeiträume nicht seriös ermittelt werden können. Grundsätzlich kann – vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung der Energieversorgung – davon ausgegangen werden, dass reine Heizungsversorgungslösungen basierend auf erneuerbaren Energien (inkl. Strom) aufgrund der geringeren CO₂-Emissionen mittel- bis langfristig eine bessere und langfristige Planungssicherheit gewährleisten.

Welche Rolle Wasserstoff oder sog. „grünes Erdgas“ aus erneuerbaren Energien bei der Beheizung der Gebäude in Zukunft spielen wird, ist derzeit noch nicht abzusehen. Grundsätzlich ist die Umstellung einer Erdgasheizung auf Wasserstoff oder „grünes Erdgas“ technisch möglich. So heißt es in der nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung vom Juni 2020 bspw. „Wasserstoff und seine Folgeprodukte können langfristig auf verschiedene Weise einen Beitrag zur Dekarbonisierung von Teilen des Wärmemarktes leisten.“

Allgemeine Hinweise und Annahmen zur Weiterentwicklung der Kosten für Energie

Im Rahmen der derzeitigen Entwicklungen im energiepolitischen und -wirtschaftlichen Umfeld vertritt das Institut für Energietechnik IfE GmbH an der Ostbayerischen Technischen Hochschule folgende Ansicht hinsichtlich der langfristigen preislichen Entwicklung:

Tabelle 1: Annahmen zur Weiterentwicklung der Kosten für Energie (IfE)

	steigt stark ↑	steigt leicht ↗	sinkt leicht ↘	sinkt stark ↓
Stromarbeitspreis	x			
EEG-Umlage				x
Stromnetzentgelte	x	x		
Erdgasarbeitspreis		x		
CO ₂ -Preis	x			
Pelletpreis		x		
Hackgutpreis		x		
Wasserstoffpreis				x

Hierbei handelt es sich um Annahmen, die basierend auf wissenschaftlichen Studien und den individuellen Erfahrungen des IfE zum Stand Oktober 2020 zusammengefasst wurden. In Abhängigkeit der zukünftigen Entwicklungen, insbesondere im regulatorischen Umfeld, können sich diese Annahmen auch stark ändern und in Ausnahmefällen sogar umkehren.

2.3.5 Gebäudeenergiegesetz

Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) ist zum 01.11.2020 in Kraft getreten und fasst das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), die Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie das Energieeinsparungsgesetz (EnEG) in einem Gesetzestext zusammen.

Mit dem GEG wird beabsichtigt, dass der sparsame Einsatz von Energie sowie die Nutzung erneuerbarer Energien zunimmt und zugleich fossile Ressourcen geschont werden. Dazu wurden z. B. die Anforderungen aus EEWärmeG zu bestimmten, verpflichtenden, erneuerbaren Anteilen bei der Wärmeversorgung bzw. der EnEV zum Transmissionswärmeverlust etc. übernommen bzw. erweitert.

2.4 Standortfaktoren

Für die Versorgung des Untersuchungsgebiets wird zunächst eine Vorauswahl bezüglich einsetzbarer Energieträger getroffen.

Erdkollektoren:

Die Nutzung oberflächennaher Geothermie in Form von großflächigen Erdkollektoren in der oberen Deckschicht ist zwar möglich, jedoch aufgrund nicht vorhandener Flächen, die eine Nutzung zu diesem Zweck zulassen, bereits im Vorfeld auszuschließen.

Erdsonden:

Eine Nutzung von Erdsonden im und um das Untersuchungsgebiet ist nach erster Prüfung anhand der Standortauskunft des Bayerischen Landesamtes für Umwelt „nicht möglich (hydrogeologisch und geologisch oder wasserwirtschaftlich kritisch)“ (vgl. Abbildung 5).



Abbildung 5: Auszug aus Umweltatlas - Angewandte Geologie - Nutzungsmöglichkeiten Erdwärmesonden
[Quelle: https://www.umweltatlas.bayern.de/mapapps/resources/apps/lfu_angewandte_geologie_ftz/index.html?lang=de]

Grundwassernutzung:

Eine Nutzung von Grundwasserwärmepumpen in und um das Untersuchungsgebiet ist nach erster Prüfung anhand der Standortauskunft des Bayerischen Landesamtes für Umwelt überwiegend „möglich“. Lediglich das Gebiet um den „Dachsberg“ ist nach ersten Angaben „nicht möglich (hydrogeologisch und geologisch oder wasserwirtschaftlich kritisch)“ (vgl. Abbildung 6).

Für den optimalen Betrieb einer Wärmepumpeneinheit gilt es auch im größeren Leistungssektor, das Temperaturniveau auf der Sekundärseite möglichst niedrig zu halten. D. h. im Falle des Betriebs eines auf dem Einsatz von Großwärmepumpen basierenden Wärmeverbundes sollte die notwendige Vorlauf-Temperatur im Verbund auf einem Niveau von $< 50^{\circ}\text{C}$ liegen. Dies hat zur Folge, dass eine hygienische Trinkwarmwasserbereitung über den Wärmeverbund nicht mehr sichergestellt werden kann. Weiterhin müssen in diesem Fall alle sekundärseitigen Heizsysteme konsequent auf die Nutzung eines niedrigen Temperaturniveaus hin geplant und ausgeführt werden.

Hierzu sind weitere Aggregate notwendig (zentral oder dezentral bei den Abnehmern). Erfahrungsgemäß führt die Ausführung eines solchen Systems dazu, dass das Kosten-Nutzen-Verhältnis aus dem Gleichgewicht gerät und somit eine ökonomische Darstellung nicht bzw. kaum möglich ist.

Für die Energieversorgung im Verbund müssten zwingend große Wassermengen aus dem Grundwasseraquifer entnommen bzw. bewegt werden (über Quell- und Schluckbrunnen). Hinzu kommt, dass für die Nutzung des Grundwassers zur Wärmeversorgung mittels Wärmepumpen auch die Wasserqualität (Stichwort: „Verockerung“) eine entscheidende Rolle spielt. Vor einer näheren Betrachtung einer solchen Versorgungsvariante sind in jedem Fall bereits vorab alle genehmigungsrelevanten Belange mit der zuständigen Behörde zu klären. Aus den vorab genannten Gründen (Temperaturniveau, Wassermenge und -qualität) sowie Genehmigungs- und Ausführungsaufwand wird die Versorgung des Quartiers im Verbund über Grundwasserwärmepumpen ebenfalls ausgeschlossen und nicht weiter betrachtet.

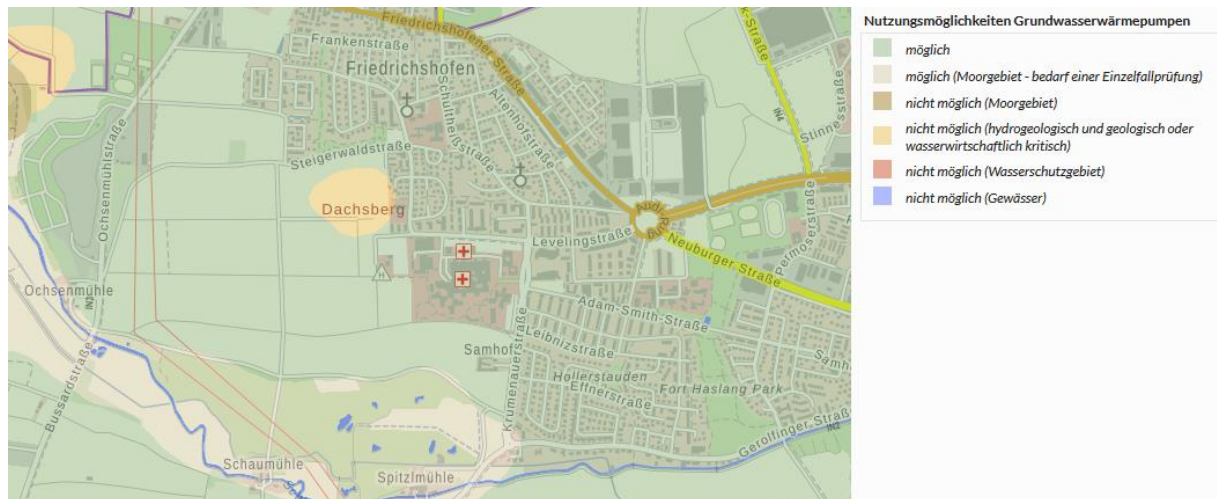


Abbildung 6: Auszug aus Umweltatlas - Angewandte Geologie - Nutzungsmöglichkeiten Erdwärmesonden
 [Quelle: https://www.umweltatlas.bayern.de/mapapps/resources/apps/lfu_angewandte_geologie_ftz/index.html?lang=de]

Solarthermische Anlagen:

An dieser Stelle wird vorweggenommen, dass Solarthermieanlagen in keiner Variante der Detailbetrachtung als Energieerzeuger eingebunden wurden. Eine Vorabprüfung verschiedener Überlegungen zeigt, dass diese Art der Wärmeerzeugung bzw. eine Ergänzung der Energieerzeugungsanlagen um diesen Anlagentyp, ökonomisch betrachtet zu Mehrkosten führt. Jedoch hat die aktuelle Förderlandschaft bereits einen deutlich positiven Einfluss auf die Wärmegestehungskosten einer großflächigen Solarthermieanlage zur anteiligen Quartiersversorgung (im besten Fall Parität zu den WGK „üblicher“ Versorgungsvarianten).

Im Hinblick auf die langfristige Einsparung von Treibhausgasemissionen im Quartier ist die Umsetzung einer Solarthermieanlage, welche auf den sommerlichen Wärmebedarf im Betrachtungsgebiet optimal ausgelegt ist, durch die Einsparung von Brennstoffen jeglicher Art sehr empfehlenswert.

Prognostizierter, sommerlicher Wärmebedarf im Quartier:

Zeitraum Mai – September	ca. 830 MWh _{th}	(inkl. Trassenwärmeverluste)
	≈ 18 % (Anteil am Gesamtwärmebedarf im Quartier)	

Über Solarthermie können je nach Anlagenauslegung bis zu 9 % des Gesamtwärmebedarfs im Quartier inkl. der Trassenwärmeverluste in den Sommermonaten gedeckt werden (überschlägig auf sommerliche Leistungsanforderung begrenzt; ohne Einbindung großer Speicherkapazitäten).

Weiterhin bietet lediglich die Einbindung von großen Wärmespeichern („Saisonal“ – Speicher) die Möglichkeit zur Steigerung des Wärmeanteils aus solarer Strahlungsenergie über den sommerlichen Wärmebedarf hinaus. Dies ist aufgrund der damit verbundenen, weiteren und mitunter deutlichen Kostensteigerung hinsichtlich des Gesamtsystems bzw. der WGK ökonomisch kritisch.

Abwärme:

Auch die Nutzung von Abwärme zur Wärmeversorgung des Gebietes Friedrichshofen ist nicht möglich, da es in unmittelbarer Nähe keine Abwärmequellen (z. B. Biogasanlagen, industrielle Abwärme o. ä.) gibt, die einer Nutzung zugeführt werden könnten.

2.5 Kundenanlage

Neben der klassischen Wärmeversorgung im Verbund wird, wie bereits zu Beginn thematisiert, die zentrale Stromversorgung der Haushalte in Form einer Kundenanlage untersucht. Eine schematische Darstellung wird anschließend in Abbildung 7 gezeigt.

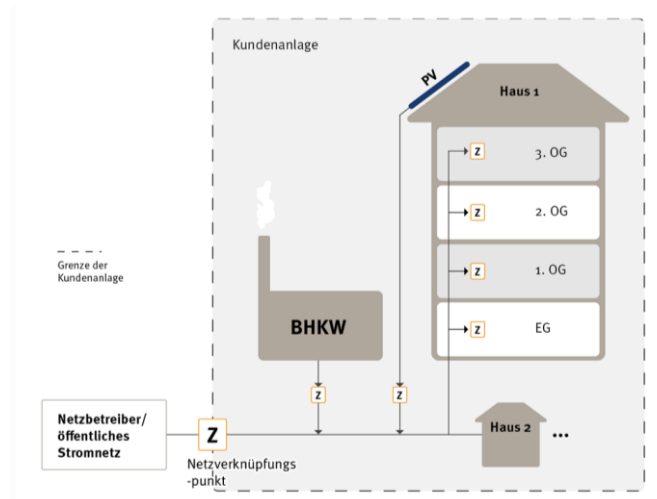


Abbildung 7: Schematische Darstellung einer Kundenanlage (IfE)

Der Begriff „Kundenanlage“ ist in § 3 Nr. 24a im Energiewirtschaftsgesetz definiert und erfordert die Erfüllung folgender Voraussetzungen.

Energieanlagen zur Abgabe von Energie,

- die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden,
- mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind,
- für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend sind und
- jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden

Als Kundenanlage im klassischen Sinn kann beispielsweise das hausinterne Stromnetz in einem Hotel oder Mehrfamilienhaus bezeichnet werden. Es ist meist durch einen einzigen Netzverknüpfungspunkt gekennzeichnet, wie die vorangehende Abbildung deutlich macht. Das Stromnetz der Kundenanlage befindet sich im Eigentum des Kundenanlagenbetreibers und wird durch diesen finanziert. Im Gegensatz dazu steht beispielsweise das Netz der allgemeinen Versorgung, welches über die jährlich auszuweisenden Netzentgelte des jeweiligen Netzbetreibers finanziert wird. Der finanzielle Vorteil, der sich durch den Betrieb der Kundenanlage

ergeben kann, kommt durch entfallende Strompreisbestandteile auf in der Kundenanlage erzeugten und zeitgleich in der Kundenanlage selbst genutzten Strom zustande. Diese entfallenden Preisbestandteile (z. B. Netzentgelte, Stromsteuer, Umlagen außer EEG-Umlage) gegenüber Netzstrombezug können dazu dienen, das Stromnetz der Kundenanlage zu refinanzieren und möglicherweise Überschüsse zu generieren, die die Wärmeversorgung subventionieren.

Da durch die Begrifflichkeiten zur Definition der Kundenanlage im Gesetz keine klare Abgrenzung der Größenordnung möglich ist, werden in der Vergangenheit gefällte juristische Entscheidungen zum Thema herangezogen, um eine grobe Abgrenzung vorzunehmen. Daraus kann abgeleitet werden, dass im vorliegenden Fall eine Bedeutsamkeit für den Wettbewerb vorliegt und damit die Einordnung als Kundenanlage nicht sicher möglich ist. Da in den juristischen Entscheidungen von mehreren 100 Letztverbrauchern, einer Fläche von deutlich über 10.000 m² sowie einer durchgeleiteten Strommenge von deutlich über 1.000 MWh_{el}/a und dem Anschluss mehrerer Gebäude die Rede ist (Stichwort: „Regelvermutung“).

Nachfolgende Abbildung verdeutlicht graphisch die Größenordnung des Areals und enthält stichpunktartig Angaben zu den oben genannten Kriterien im Areal.



Abbildung 8: Luftbild des Areals mit Eckdaten zur Größenordnung des Areals [Bayerische Vermessungsverwaltung – www.geodaten.bayern.de]

Wird sich auf diese Kriterien aus den Gerichtsurteilen gestützt, würde man das Gebiet aus objektiver Sicht vermutlich nicht als Kundenanlage einstufen, da sowohl Anzahl Letztverbraucher als auch Fläche und durchgeleitete Strommenge über den genannten Kennzahlen aus den Urteilen liegen.

Laut Auskunft der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur kann die Einstufung der Kundenanlage allerdings nicht pauschal erfolgen. Eine Abstimmung ist bilateral mit dem zuständigen Netzbetreiber zu treffen (Hier: SWI). Daher werden im Konzept zunächst einmal die ökonomischen und ökologischen Auswirkungen von drei unterschiedlichen Kundenanlagenvarianten untersucht. Sollte sich dies als sinnvoll zeigen, kann über eine genauere Ausgestaltung nachgedacht und diese einer juristischen Prüfung unterzogen werden.

2.6 Fördermöglichkeiten

Anschließend werden einige für das Konzept relevante Fördermöglichkeiten aufgezählt und näher beschrieben. Es ist anzumerken, dass kein Anspruch auf Vollständigkeit besteht und mögliche Förderprogramme (Gültigkeit und Förderrichtlinien) vor Umsetzung der Maßnahme eingehend zu prüfen sind. Nachfolgende Gliederungspunkte beschreiben mögliche Förderprogramme in Bezug auf das Wärmenetz bzw. bestimmte förderbare technische Anlagen zur Energieerzeugung.

2.6.1 KfW-Programm 271/281 - Erneuerbare Energien „Premium“

Im Rahmen des Programms 271/281 der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) werden diverse Maßnahmen zur Nutzung von Wärme aus regenerativen Energien gefördert. Für das vorliegende Projekt relevante Komponenten werden anschließend kurz erläutert.

Wärmenetze, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden

Im KfW-Programm Erneuerbare Energien „Premium“ wird ein Wärmenetz gefördert, wenn die verteilte Wärme zu folgenden Mindestanteilen aus den folgenden Wärmequellen stammt:

- a) Zu mindestens 20 % aus Solarwärme, sofern ansonsten fast ausschließlich Wärme aus hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, aus Wärmepumpen oder aus industrieller oder gewerblicher Abwärme
- b) Zu mindestens 50 %, bei Wärmenetzen zur überwiegenden Versorgung von Neubauten 60 %, mit Wärme aus erneuerbaren Energien
- c) Zu mindestens 50 %, bei Wärmenetzen zur überwiegenden Versorgung von Neubauten 60 %, aus Wärmepumpen
- d) Zu mindestens 50 % bei Wärmenetzen zur überwiegenden Versorgung von Neubauten 60 %, aus Anlagen zur Nutzung von Abwärme oder
- e) Zu mindestens 50 %, bei Wärmenetzen zur überwiegenden Versorgung von Neubauten 60 %, einer Kombination der in den Buchstaben a bis d genannten Maßnahmen und ansonsten fast ausschließlich aus hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung.

Darüber hinaus muss ein jährlicher Mindestwärmeabsatz je Trassenmeter (Tm) von 500 kWh_{th}/(Tm*a) gegeben sein.

Zusätzlich sind in diesem Programm auch die Kosten zur Errichtung der Hausübergabestationen förderfähig. Die Höhe der Förderung beträgt:

- 60 €/ (Tm*a); der Förderhöchstbetrag liegt hier bei 1 Mio. €
- 1.800 € je Hausübergabestation (bei Bestandsgebäuden, sofern kein kommunaler Anschlusszwang besteht)

2.6.2 BAFA (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetze) - Wärme-/Kältenetze

Im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) u. a. der Neubau und Ausbau von Wärmenetzen gefördert. Das KWKG-Gesetz ist im August 2020 in novellierter Fassung (im Zuge des Kohleausstiegsgesetzes) in Kraft getreten.

Fördervoraussetzung ist unter anderem, dass nachweislich eine Fördernotwendigkeit besteht und spätestens 36 Monate nach der Inbetriebnahme des Netzes folgende Voraussetzungen nachgewiesen werden.

Tabelle 2: Förderung Wärme-/Kältenetze KWKG/BAFA [Quelle: B.KWK]

§18: Wärmenetzzuschlag

Bedingung	Zuschlag bezogen auf die Investitionskosten	Frist für Inbetriebnahme nach 31.12.2019 bis
50 % Kombination aus KWK, EE, Abwärme, min. aber 10 % KWK	30 %	31.12.2022
75 % Kombination aus KWK, EE, Abwärme, min. aber 10 % KWK	40 %	31.12.2029
75 % aus KWK	40 %	31.12.2029

Maximal möglicher Zuschlag je Projekt: 20 Mio. Euro.

Die Inanspruchnahme dieser Förderung nach KWKG gilt vorrangig, sofern die Voraussetzungen erfüllt werden können. Eine Kumulierung z. B. mit dem KfW-Programm ist nicht möglich.

2.6.3 BAFA – Heizen mit erneuerbaren Energien

Die BAFA-Förderung „Heizen mit erneuerbaren Energien“ ist insbesondere interessant für die dezentralen Referenzsysteme im Konzept. Nachfolgende Abbildung zeigt die Fördersätze bei den unterschiedlichen Erzeugungstechnologien im Überblick.

Förderübersicht: Heizen mit erneuerbaren Energien 2020

Art der Heizungsanlage	Gebäudebestand		Neubau
	Fördersatz ¹	Fördersatz mit Austausch Ölheizung ¹	Fördersatz ¹
Solarthermieanlage ²	30 %	30 %	30 %
Biomasseanlage oder Wärmepumpeanlage	35 %	45 %	35 %
Erneuerbare Energien Hybridheizung (EE-Hybride) ³	35 %	45 %	35 %
Nachrüstung eines Sekundärbauteils für die Biomasseanlage zur Partikelabscheidung oder Brennwertnutzung ⁴	35 %		35 %
Gas-Hybridheizung	mit erneuerbarer Wärmeerzeugung	30 % ⁵	40 % ⁶
	mit späterer Einbindung der erneuerbaren Wärmeerzeugung (Renewable Ready) ⁷	20 % ⁷	

Es gelten die Bestimmungen der Richtlinien vom 30.12.2019.

Anträge können ausschließlich über das elektronische Antragsformular gestellt werden. Die Antragstellung muss vor Beginn der Maßnahme erfolgen.

¹ Die Fördersätze verstehen sich als Förderhöchstgrenze und beziehen sich auf die förderfähigen Kosten für die beantragte Maßnahme.

² Da die Solarthermieanlage nie allein die gesamte Heizlast eines Gebäudes tragen kann, wird hier keine Austauschprämie gewährt.

³ Kombination einer Solarthermieanlage, Biomasse- und/oder Wärmepumpeanlage.

⁴ Im Neubau als Errichtung einer Biomasseanlage inkl. Sekundärbauteil.

⁵ Renewable Ready: installiert wird eine Gabelrohrverheizung mit Speicher und Steuerungs- und Regelungsstechnik für die spätere Einbindung eines erneuerbaren Wärmeerzeugers.

⁶ Gilt für die gesamte förderfähige Anlage, inkl. erneuerbarer Wärmeerzeuger.

⁷ Gilt für die gesamte förderfähige Anlage, ohne den später zu errichtenden erneuerbaren Wärmeerzeuger.

Stand: 21. Januar 2020

Abbildung 9: Förderübersicht Heizen mit erneuerbaren Energien 2020 [BAFA]

Die Fördersätze beziehen sich auf bestimmte förderfähige Anlagen und deren Investitionskosten. Diese sind im Einzelnen in den Merkblättern der BAFA zu entnehmen.

2.6.4 TFZ – Förderrichtlinie „BioKlima“

Die Förderung des Technologie- und Förderzentrums im Kompetenzzentrum Nachwachsende Rohstoffe kann unter bestimmten Voraussetzungen z. B. für automatisch beschickte Biomasseanlagen ab 200 kW_{th} in Anspruch genommen werden.

Förderfähig sind hier die Mehrkosten gegenüber einer fossilen Referenzvariante. Anforderungen, die hier erfüllt werden müssen, sind u. a. eine bestimmte Wärmebelegungsdichte in Wärmenetzen je nach Art- und Weise der Energieerzeugung (Biomasse, Biomasse und Solarthermie) sowie ein Mindest-Pufferspeichervolumen. Die Fördersätze unterscheiden sich zudem in Bezug auf den Antragsteller (unterschiedliche Förderquoten).

3 Abschätzung des Energiebedarfs im Gebietsumgriff

Zur Berechnung des Energiekonzeptes ist es zunächst notwendig, dass der künftige Energiebedarf strom- und wärmeseitig prognostiziert wird. Dieser bildet die Basis zur Dimensionierung der anschließend kalkulierten Energieversorgungsvarianten.

3.1 Künftiger Strom- und Wärmebedarf

Der voraussichtliche Energiebedarf wird mithilfe künftiger, zu beheizender Flächen sowie deren Nutzung abgeschätzt. Als Bezugsfläche wird im vorliegenden Konzept ein Mittelwert für die beheizte Nettogrundfläche gebildet. Dazu wird die Vorgehensweise, die in Abbildung 10 schematisch dargestellt ist, gewählt.

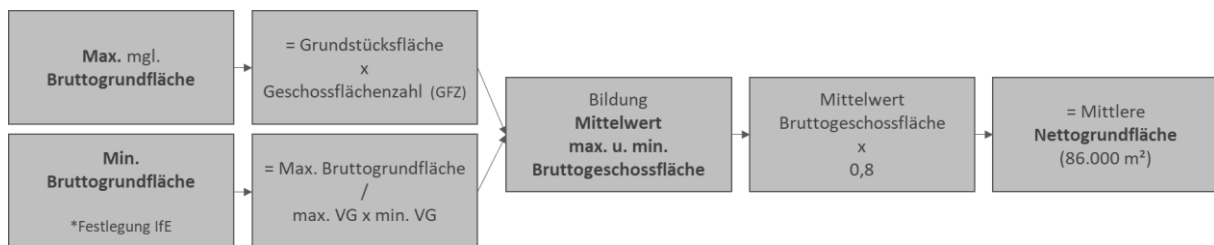


Abbildung 10: Vorgehensweise bei der Ermittlung der mittleren Nettogrundfläche

Die mittlere Nettogrundfläche für Wohngebäude liegt bei ca. 86.000 m² (exkl. der Nichtwohngebäude). Hinzu kommen daher noch ca. 8.000 m² für die geplante Bildungseinrichtung sowie ca. 5.200 m² Nettogrundfläche für die Gewerbeeinheit im Quartier. Schließlich wurde anhand der Verteilung möglicher KfW-Effizienzstandards ein Szenario für den Ansatz des spezifischen Wärmebedarfs der Wohngebäude im Quartier gebildet. Anschließende Tabelle zeigt die, der Kalkulation zum Wärmebedarf zugrunde liegenden Anteile verschiedener Gebäudeenergiestandards. Bezüglich der Kalkulation des Heizwärmebedarfs wird auf, den Gebäudeenergiestandards zugeordnete, mittlere spezifische Kennwerte zurückgegriffen.

Tabelle 3: Anteile an der mittleren beheizten Gebäudenutzfläche nach Energiestandard der Gebäudehülle

Zentrale Wärmeversorgung Abschätzung Energiebedarf	
KfW 40	60%
KfW 55	30%
GEG	10%

Für den Raumwärmebedarf der Nicht-Wohngebäude im Quartier wurde der KfW 55 Gebäudestandard angesetzt. Der Nutzwärmebedarf für die Warmwasserbereitung wird für die Wohneinheiten mit dem in der EnEV bzw. im GEG Pauschalwert berücksichtigt. Für den Warmwasserbedarf von Nichtwohngebäuden im Areal, d. h. Schule und Gewerbe werden 5 % bzw. 10 % (bezogen auf den prognostizierten Gesamtwärmebedarf der Liegenschaften) angesetzt. Außerdem werden die Nichtwohngebäude beim obigen Berechnungsverfahren des Raumwärmebedarfs ausgeklammert. Für Schule und Gewerbe wird zur Ermittlung des überschlägig erwartbaren Raumwärmebedarfs der KfW-55-Standard festgelegt.

Dadurch ergibt sich für das gesamte zu erschließende Betrachtungsgebiet ein Raumwärmebedarf von jährlich insgesamt ca. 3,08 GWh_{th} sowie ein Warmwasserbedarf von ca. 1,11 GWh_{th}. Der Gesamtwärmebedarf wird demnach auf etwa 4,19 GWh_{th} geschätzt.

Die Abschätzung des Strombedarfs erfolgt bei den Reihenhäusern (RH) auf Basis der Anzahl der künftigen Wohneinheiten (WE), wobei eine mittlere Personenzahl je RH von drei angenommen wurde. Da die Anzahl der künftigen Wohneinheiten bei den Geschosswohnungsbauten nur schwer vorauszusagen ist, wurde hier der Ansatz gewählt, den Strombedarf über die mittlere Nettogrundfläche (NGF) hochzurechnen. Die mittlere NGF wurde bereits für die Abschätzung des Wärmebedarfs berechnet. Der flächenspezifische Ansatz wurde auch zur Ermittlung des Strombedarfs für die Nichtwohngebäude herangezogen, d. h. für die Schule bzw. das Gewerbe. Insgesamt ergibt sich durch das Verfahren ein jährlicher Stromverbrauch für das Quartier von ca. 2,57 GWh_{el}.

Tabelle 4: Zusammenfassung Nettogrundfläche, Strom- und Wärmebedarf je Gebäudetyp

	Nettogrundfläche [m ²]	Strombedarf [kWh _{el} /a]	Wärmebedarf [kWh _{th} /a]
RH	4.800	104.000	228.000
WA	81.200	2.029.000	3.467.800
Schule	8.000	104.000	294.000
Gewerbe	5.200	338.000	200.200
Gesamt	99.200	2.575.000	4.190.000

3.2 Trassendimensionierung

Zusätzlich zum prognostizierten Nutzwärmebedarf ergeben sich Trassenwärmeverluste, welche ausgeglichen werden müssen, jedoch nicht genutzt / abgesetzt werden können, da diese auf der Strecke „verloren gehen“. Um diese Verluste beziffern zu können, muss das Wärmenetz technisch dimensioniert werden. Grundlage der Trassendimensionierung ist der vorangehend angesetzte thermische Energiebedarf und daraus hervorgehende Leistungsbedarf je Trassenabschnitt. Benötigte Leitungsquerschnitte können anhand dieser Vorgaben ausgerichtet werden.

Die Wärmetrasse wurde anhand der benötigten thermischen Leistung in den jeweiligen Trassenabschnitten dimensioniert, wobei auf eine sinnvolle, möglichst kurze Trassenführung zu achten ist. Grundlage ist ein Bebauungs- und Grünordnungsplan, verfasst vom Stadtplanungsamt der Stadt Ingolstadt (vgl. Abb. 10). Für das Gebiet ist die Straßenführung, an welcher sich der Trassenverlauf orientiert, bereits bekannt (Planungsstand vom Oktober/November 2020).

Abbildung 11 zeigt in Rot den möglichen Verlauf der Haupttrassen, wovon jeweils Stichleitungen zu den einzelnen Gebäuden abzweigen. Das blaue Rechteck, mit „EZ“ beschriftet, beschreibt den potenziellen Standort der Energiezentrale, von welcher aus die Versorgung des Gebietes erfolgt. Im Fall des Neubaugebietes Friedrichshofen wird angenommen, dass der zukünftige Standort für die Energiezentrale auf dem Gelände des Grund- und Mittelschulstandortes liegt. Möglicherweise kann die Energiezentrale in den Neubau des Schulkomplexes integriert werden (zu beachten: zeitliche Ausgestaltung bzw. technische Umsetzbarkeit und Konstellation der Beteiligten).



Rot: schematischer Trassenverlauf

Blauer Kasten: Standort Energiezentrale

Abbildung 11: Möglicher Verlauf der Haupttrasse für die Wärmeverteilung im Neubaugebiet Friedrichshofen [Plandaten der Stadt Ingolstadt]

Insgesamt teilt sich das dargestellte Wärmenetz in ca. 1.530 m für die Haupttrasse und 780 m für die Stichleitungen auf. Die einfache Gesamtlänge der Trasse liegt bei etwa 2,3 km. Die ermittelten, jährlichen Wärmeverluste werden für eine Temperaturspreizung von 20 K bei einer Vorlauftemperatur von 80°C und einer Rücklauftemperatur von 60°C errechnet und betragen ca. 440.000 kWh_{th}. (ganzjähriger Betrieb; 8.760 h). Das Temperaturniveau von max. 80°C resultiert aus den Vorgaben zur hygienischen Trinkwarmwasserversorgung. Um Legionellen zu vermeiden, sollte die Wassertemperatur an den Abnahmestellen über 60°C liegen. Durch einen entsprechend hohen Vorlauf auf Primärseite kann dies im gesamten Netzgebiet zu jeder Zeit des Jahres gewährleistet werden. Zur Übergabe der Wärme aus dem Netz an die Gebäude wurden in Summe 53 Hausübergabestationen entsprechend der jeweils benötigten, abgeschätzten Heizlast berücksichtigt.

Tabelle 5: Trassenlänge der Stich-, Haupt-, und Gesamtleitungen

	Stichleitungen	Haupttrasse	Gesamttrasse
DN	Länge einfach in m	Länge einfach in m	Länge einfach in m
25	455		455
32	32		32
40	143		143
50	127	334	461
65	25	167	192
80		417	417
100		180	180
150		434	434
Summe	782	1.532	2.314

Insgesamt ergibt sich bei einem jährlich prognostizierten Nutzwärmebedarf von ca. 4,19 GWh_{th} und bei der oben genannten Trassenlänge von ca. 2,3 km eine Wärmebelegungsichte von etwa 1.800 kWh_{th}/(Tm*a).

Um die kalkulierte Wärmebelegungsichte besser einordnen zu können, soll anschließende Auflistung der minimalen Fördervoraussetzungen dienen:

- KfW-EE-Premium: min. 500 kWh_{th}/(Tm*a)
- KWKG Förderung Wärmenetz: min. 500 kWh_{th}/(Tm*a)
- Förderprogramm Bio-Klima (TFZ Bayern): min. 1.000 - 1.500 kWh_{th}/(Tm*a)

Je höher diese liegt, desto mehr Energie wird pro Meter Trasse im Verbund umgesetzt, was sich direkt auf den wirtschaftlichen Betrieb eines Verbundes auswirkt. Generell kann davon ausgegangen werden, dass der wirtschaftliche Betrieb eines Wärmeverbundes oberhalb einer Wärmebelegungsichte von 1.000 – 1.500 kWh_{th}/(Tm*a) möglich ist.

4 Technische Dimensionierung der Energieversorgungsvarianten

Es werden nun verschiedene Energieversorgungsvarianten definiert und beschrieben. Bei der zentralen Versorgung des Gebietes werden zwei, voneinander zu unterscheidende, Szenarien gegenübergestellt.

- **Wärmenetz konventionell**
(Wärmeversorgung zentral, Stromversorgung zu 100 % über das öffentliche Netz)
- **Kundenanlage** nach § 3 Nr. 24 a EnWG
(Strom- und Wärmeversorgung zentral)

Dem gegenüber steht die **dezentrale Wärmeversorgung**, bei der jedes Gebäude sein eigenes Heizungssystem besitzt und kein Wärme- bzw. Energieverbund aufgebaut wird. Die Stromversorgung erfolgt auf konventionelle Art über das öffentliche Stromnetz.

Die Tabellen 5 und 6 geben einen kurzen Überblick über alle näher betrachteten Varianten (zentral und dezentral), die im Weiteren wirtschaftlich und ökologisch bewertet werden. Die technische Anlagendimensionierung der Varianten erfolgt anhand der thermischen Jahresdauerlinie (vgl. Kapitel 4.1).

Tabelle 6: Überblick der Varianten der zentralen Energieversorgung

	Kundenanlage (Wärme u. Strom zentral)			Wärmenetz konventionell (Strom über öffentl. Netz)			
	1.	2.	3.	1.	2.	3.	4.
Wärme - erzeuger	BHKW	BHKW	Pelletkessel	BHKW	BHKW	Pelletkessel	FW- Anschluss SW Ingolstadt
	BHKW	Pelletkessel	Pelletkessel	BHKW	Pelletkessel	Pelletkessel	
	Erdgas			Erdgas			
Strom- erzeuger	BHKW	BHKW		BHKW	BHKW		
	BHKW			BHKW			
			PV- Kollektiv	PV - Option dezent.			

Tabelle 7: Überblick der Varianten der dezentralen Energieversorgung (Referenzsystem)

	Wärme- und Stromversorgung dezentral						
Wärme - erzeuger	Reihenhäuser (RH)			WA klein bzw. Schule		WA groß	
	1.	2.	3.	1.	2.	1.	2.
	Pellet- kessel	Luft- Wasser- WP	Flüssig- gastherme	Pellet- kessel	Luft- Wasser- WP	Pellet- kessel	Luft- Wasser- WP
			Solarthermie				
				Flüssiggas		Flüssiggas	
Strom- erzeuger	PV – Option dezent.						

WA bedeutet in Zusammenhang mit dem Bebauungsplan allgemeines Wohngebiet. Da im Fall des vorliegenden Plans die mit WA gekennzeichneten Abschnitte größtenteils als Geschosswohnungsbauten ausgeführt sind, wird als Referenzsystem ein kleines bzw. großes Mehrfamilienhaus (Geschosswohnungsbau) definiert und mit WA klein bzw. groß bezeichnet. Daneben gibt es außerdem einen kleineren Flächenabschnitt im Gebiet, in dem Reihenhäuser entstehen sollen. Diese werden lediglich als separates Referenzsystem zur Ermittlung mittlerer Wärmegegestehungskosten auf Basis verschiedener Energieträger betrachtet.

Lediglich in der Variante 3 der Versorgungsvariante Kundenanlage (vgl. Tabelle 5) wird eine PV-Anlage als sog. „Kollektivanlage“ genutzt.

Unter einer als Kollektivanlage bezeichneten PV-Anlage ist zu verstehen, dass die Anlagen auf den Dächern der Gebäude im Areal alle vom Kundenanlagenbetreiber installiert und betrieben werden. Der darüber erzeugte Strom wird im Quartier „im Kollektiv“ genutzt und nicht ausschließlich durch die Bewohner des Gebäudes x, auf dessen Dach sich die Anlage mit y kW_P befindet. Die Anlagen auf den einzelnen Dächern sind wie eine große, gemeinsame PV-Anlage zu sehen. Dies bringt bei der Umsetzung einen nicht unerheblichen bürokratischen Aufwand mit sich, ist jedoch die Voraussetzung, dass auch in Variante 3 der Kundenanlagenbetrachtung eine Stromerzeugungseinheit vorhanden ist, durch die die Anschlussnehmer der Kundenanlage mit vor Ort erzeugtem Quartiersstrom versorgt werden können.

Beim konventionellen Wärmenetz und den dezentralen Versorgungsvarianten ist die Stromerzeugung über PV-Anlagen optional für den Gebäudeeigentümer. Es steht den Haushalten in den Reihenhäusern beispielsweise offen ihre eigene PV-Anlage auf dem Dach zu installieren

und den Strom selbst zu nutzen bzw. den Überschuss einzuspeisen. Ebenso steht es Investoren (WA groß / klein) beispielsweise frei, PV-Anlagen auf dem jeweiligen Gebäude zu installieren und entweder in die Volleinspeisung zu gehen oder z. B. den Mietern ein Mieterstrommodell anzubieten.

4.1 Zentrale Energieversorgung

Bei der zentralen Energieversorgung wird der gesamte Wärmebedarf des Gebietes über eine Energiezentrale (zentrale Wärmeerzeuger) bereitgestellt. Die zentral erzeugte Wärme wird über das Wärmenetz an alle Liegenschaften verteilt.

Basierend auf dem nach Monaten bestimmten, zu erwartenden Wärmebedarf, welcher auf Grundlage der Jahresgradtage des Deutschen Wetterdienstes erstellt wird, erfolgt eine Leistungsabschätzung für das Betrachtungsgebiet.

Abbildung 12 stellt, in der sogenannten thermischen Jahresdauerlinie, den Verlauf der thermischen Leistung über die Stunden des Jahres dar. Zur vereinfachten Abbildung möglicher Energieversorgungssysteme werden die erhaltenen Leistungswerte der Größe nach geordnet und über das Jahr (8.760 h) hinweg eingetragen.

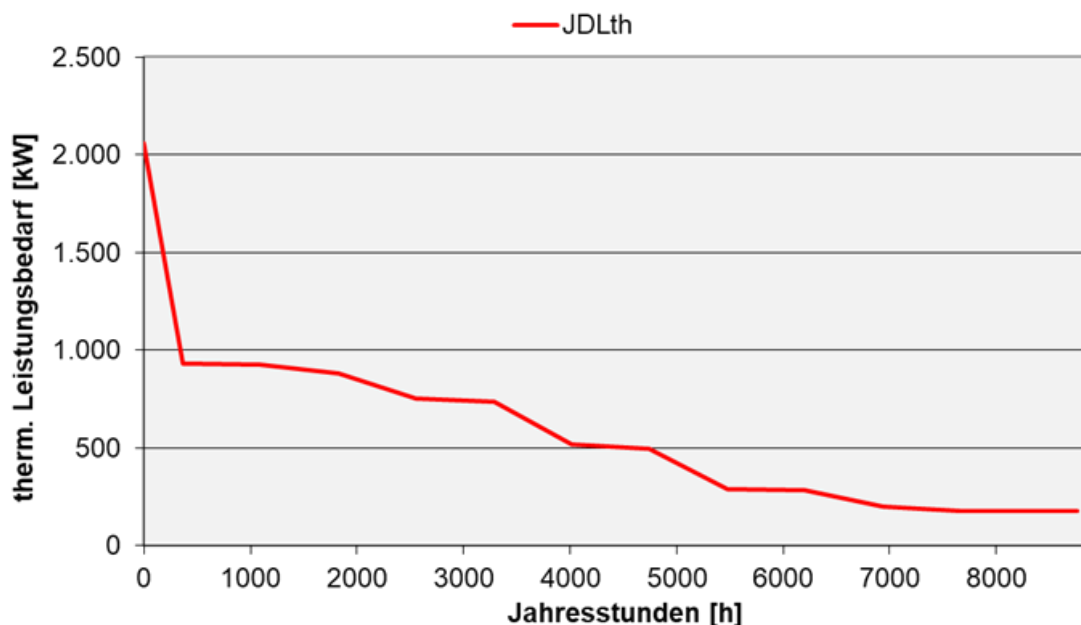


Abbildung 12: Thermische Jahresdauerlinie des Neubaugebietes Friedrichshofen (inkl. Trassenwärmeverluste)

So sind die Sommermonate mit nahezu ausschließlich TWW-Bedarf rechts außen zu finden, während der höchste Anforderungswert an den kältesten Tagen im Jahr auf der linken Seite

des Graphen abzulesen ist. Dieser Anforderungswert stellt somit die näherungsweise bestimmte (keine detaillierte Heizlastberechnung der angeschlossenen Liegenschaften nach Norm), maximal benötigte Heizleistung im Modellgebiet dar. Diese sog. „Spitzenlast“ liegt bei rund 2 MW_{th} thermischer Leistung, während der Sockel, die sog. „Grundlast“ über das Jahr hinweg in etwa einem Anforderungsniveau von $200\text{-}250 \text{ kW}_{\text{th}}$ entspricht.

4.1.1 Konventionelles Wärmenetz

In diesem Abschnitt werden sinnvolle Konstellationen für die Versorgung des Neubaugebietes Friedrichshofen durch ein konventionelles Wärmenetz dargestellt (vgl. Tabelle 6 rechte Seite).

Variante 1: 2 x BHKW + Erdgasspitzenlastkessel

Hierbei wird im ersten Szenario die Grundlast durch zwei BHKW-Module mit einer thermischen Leistung von jeweils ca. 394 kW_{th} gedeckt. Die Spitzenlast wird durch einen Erdgaskessel mit rund 2.000 kW_{th} bereitgestellt.

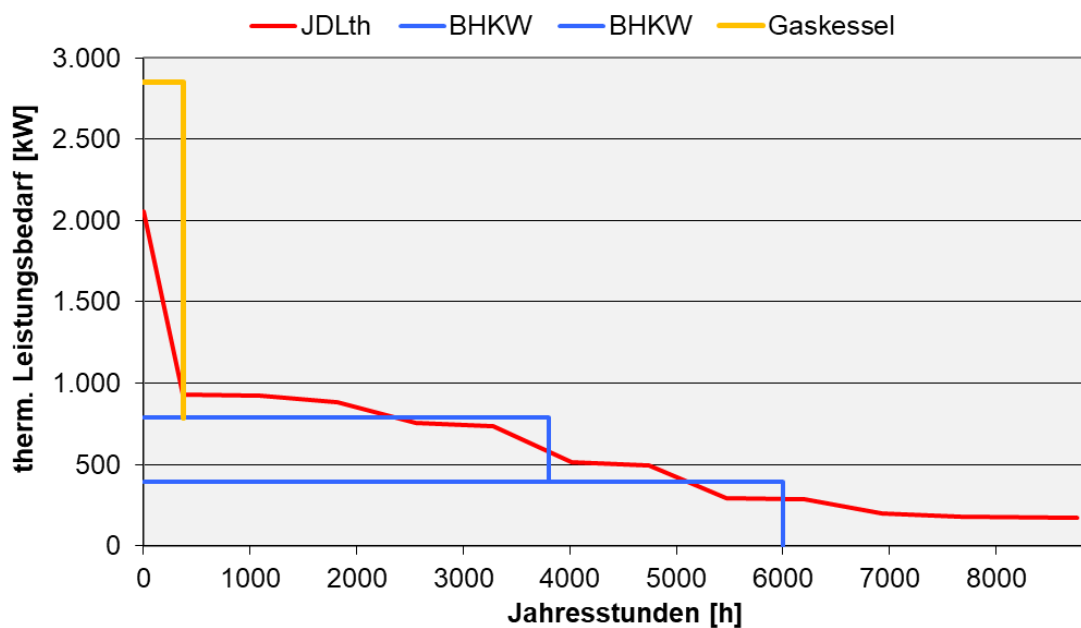


Abbildung 13: Thermische Jahresdauerlinie mit Wärmeerzeugern: 2 x BHKW 394 kW_{th} und einem Erdgasspitzenlastkessel

Tabelle 8: Energiebilanz Wärmeerzeugung Wärmenetz konventionell - Variante 1

Wärmeerzeugung				
	Leistung kW _{th}	Volllaststunden h	Wärmeerzeugung kWh _{th}	Anteil an Erzeugung %
Gas-BHKW	394	6.000	2.364.000	51%
Gas-BHKW	394	3.800	1.497.200	32%
Gaskessel	2.060	374	770.100	17%
Gesamt			4.631.300	

Wie in Tabelle 8 dargestellt, wird der überwiegende Teil der Wärme über zwei BHKW-Aggregate erzeugt. Lediglich die seltenen, hohen thermischen Lastspitzen werden über einen

Erdgasspitzenlastkessel abgedeckt. Der gesamte Strom, den die KWK-Anlage erzeugt, wird in das öffentliche Netz eingespeist.

Variante 2: 1 x Pelletkessel + 1 x BHKW + Erdgasspitzenlastkessel

Zur Grund- und Mittellastabdeckung in dieser Variante dienen ein BHKW mit einer thermischen Leistung von ca. 394 kW_{th} sowie ein Pelletkessel mit einer thermischen Leistung von ca. 600 kW_{th}. Die Spitzenlastabdeckung übernimmt auch hier ein Erdgaskessel mit einer thermischen Leistung von etwa 2.000 kW_{th}.

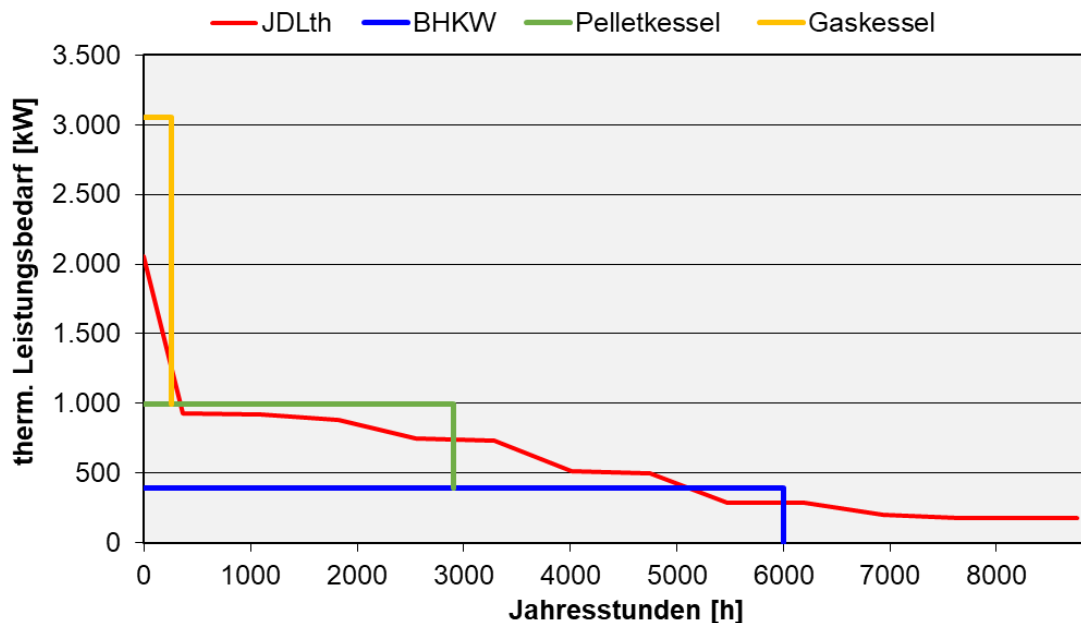


Abbildung 14: Thermische Jahresdauerlinie mit Wärmeerzeugern: 1 x Pelletkessel 600 kW_{th} + 1 x BHKW 394 kW_{th} mit einem Erdgasspitzenlastkessel

Wie Tabelle 9 zeigt, werden etwa 50 % des Wärmebedarfs über das BHKW gedeckt. Weitere ca. 40 % werden durch den Pelletkessel bereitgestellt. Die hohen Lastspitzen werden erneut durch einen Erdgasspitzenlastkessel abgefahren. Der gesamte Strom, den die KWK-Anlage erzeugt, wird in das öffentliche Netz eingespeist.

Tabelle 9: Energiebilanz Wärmeerzeugung Wärmenetz konventionell - Variante 2

Wärmeerzeugung				
	Leistung kW _{th}	Volllaststunden h	Wärmeerzeugung kWh _{th}	Anteil an Erzeugung %
BHKW	394	6.000	2.364.000	51%
Pelletkessel	600	2.900	1.740.000	38%
Gaskessel	2.060	256	527.300	11%
Gesamt			4.631.300	

Variante 3: 2 x Pelletkessel + Erdgasspitzenlastkessel

In Abbildung 14 wird eine Variante mit zwei Pelletkesseln mit einer thermischen Leistung von ca. 600 kW_{th} sowie ca. 400 kW_{th} dargestellt. Die Spitzenlastabdeckung übernimmt auch hier ein Erdgasspitzenlastkessel mit einer thermischen Leistung von etwa 2.000 kW_{th}.

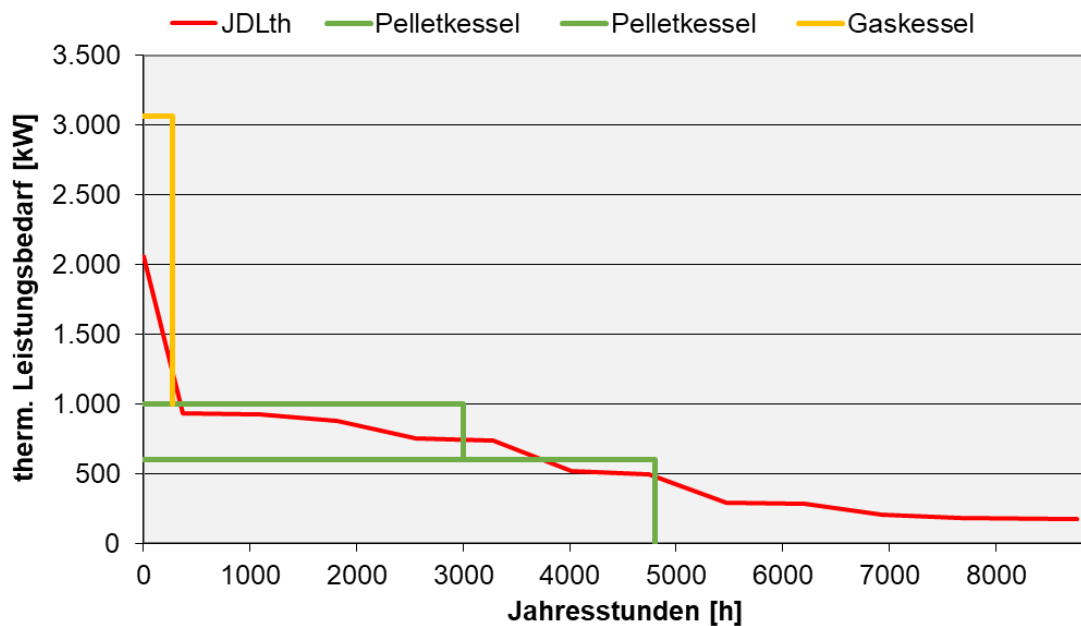


Abbildung 15: Thermische Jahresdauerlinie mit Wärmeerzeugern: 2 x Pelletkessel mit 600 kW_{th} und 400 kW_{th} mit einem Erdgasspitzenlastkessel

Wie Tabelle 10 zeigt, werden in dieser Variante rund 88 % der Wärme über zwei Pelletkessel erzeugt. Analog zur vorherigen Variante werden die Spitzen durch einen Erdgaskessel gedeckt.

Tabelle 10: Energiebilanz Wärmeerzeugung Wärmenetz konventionell - Variante 3

Wärmeerzeugung				
	Leistung kWth	Volllaststunden h	Wärmeerzeugung kWhth	Anteil an Erzeugung %
Pelletkessel	600	4.800	2.880.000	62%
Pelletkessel	400	3.000	3.000	26%
Gaskessel	2.060	268	270	12%
Gesamt			4.631.300	

Bei dieser Variante des konventionellen Wärmenetzes sind keine Stromerzeuger vorhanden.

Bei allen Varianten des konventionellen Wärmenetzes ist keine PV-Kollektivanlage zur Stromerzeugung geplant. Den Haushalten steht es daher offen, dezentral eine eigene PV-Anlage auf dem Dach zu installieren und den Strom direkt in ihrem Gebäude zu nutzen, da in den folgenden Varianten keine zentrale Stromversorgung (wie es bei der Kundenanlage der Fall ist) erfolgt.

Variante 4: Anschluss aller Gebäude im Areal an das Fernwärmenetz der Stadtwerke Ingolstadt

In dieser Variante wird das bestehende Fernwärmenetz in der Stadt Ingolstadt durch die Stadtwerke Ingolstadt soweit ausgebaut, dass das neue Areal „Friedrichshofen“ angeschlossen werden kann. Hierzu fand eine Abstimmung mit den SWI statt, anhand derer grobe Rahmenbedingungen sowie eine Kostenschätzung übermittelt wurden. Siehe hierzu auch Kapitel 2.2.

4.1.2 Kundenanlage

Im Unterschied zur ausschließlichen, zentralen Wärmeversorgung wird im Fall der Kundenanlage neben Wärme auch der Strom über ein eigenes Stromnetz im Areal verteilt. Dieses befindet sich im Eigentum des Kundenanlagenbetreibers und wird in dieser Betrachtung für das gesamte Gebiet betrieben. Hintergrund eines „Arealverbundes“ ist nicht nur der ökonomische Ansatz. Sondern auch, über die reine Wärmeversorgung hinaus, eine effiziente und nachhaltige Stromversorgung im Betrachtungsgebiet unter der Nutzung von effizienter KWK und / oder regenerativen Energien.

Die Varianten eins bis drei unter der Bezeichnung „Kundenanlage“ sind identisch zu den konventionellen Wärmenetzvarianten eins bis drei. Bei der Wärmeerzeugung kommen die gleichen Wärmeerzeuger zum Einsatz. Im Fall von Varianten, in denen ein BHKW zum Einsatz kommt, ist dies zugleich der Stromerzeuger, dessen Strom zum direkten Verbrauch in die Kundenanlage eingespeist wird (vorher 100 % Einspeisung in das öffentliche Stromnetz).

Zusätzlich wird, wie in der vorangegangenen Tabelle 6 ersichtlich, bei der dritten Variante der Kundenanlagenbetrachtung eine PV-Anlage als Kollektivanlage genutzt. Diese stellt im Szenario den Stromerzeuger der Kundenanlage dar, da es durch die wärmeseitige Versorgung über zwei Pelletkessel keine weiteren Generatoren in der Kundenanlage gibt. Anders als in den Varianten eins und zwei, in denen ein bzw. zwei BHKW zur Wärmeversorgung eingesetzt werden, welche auch der Stromversorgung in der Kundenanlage dienen.

Da die Varianten bei der Betrachtung „Konventionelles Wärmenetz“ wärmeseitig dieselben sind wie bei der Kundenanlagenbetrachtung, wird im Folgenden nicht nochmals die wärmeseitige Auslegung betrachtet, sondern lediglich auf die stromseitige Bilanz eingegangen. Die BHKW-Varianten sind hier keine sogenannten „Volleinspeise“-Varianten, wie bei der Betrachtung „Konventionelles Wärmenetz“, sondern dienen der Stromversorgung der Kundenanlage. Der restliche Strom, der in der Kundenanlage benötigt wird und nicht von BHKW oder z. B. PV-Anlagen geliefert werden kann, wird nach wie vor aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen.

Variante 1: 2 x BHKW + Erdgasspitzenlastkessel

Tabelle 11: Energiebilanz Stromerzeugung Kundenanlage - Variante 1

Stromerzeugung					
	Leistung kW _{el}	Volllaststunden h	Stromerzeugung kWh _{el}	Eigenutzung kWh _{el}	Einspeisung kWh _{el}
Gas - BHKW	263	6.000	1.579.200	1.329.200	250.000
Gas - BHKW	263	3.800	999.900	407.500	592.400
Gesamt			2.579.100		

Die Stromerzeugung dieser Variante erfolgt durch zwei BHKW-Module mit einer elektrischen Leistung von jeweils ca. 263 kW_{el}. Mit einer mittleren Laufzeit bei Nennleistung in Höhe von ca. 3.800 bzw. ca. 6.000 h pro Jahr können rund 67 % des Strombedarfs im Areal direkt über diese Aggregate gedeckt werden. Bei einem jährlichen Strombedarf von ca. 2,57 GWh_{el} bleibt somit ein Reststrombezug aus dem Netz von ca. 838 000 kWh_{el}/a. Rein bilanziell kann der Strombedarf des Areals komplett über den Betrieb der beiden BHKW gedeckt werden.

Variante 2: 1 x Pelletkessel + 1 x BHKW + Erdgasspitzenlastkessel

Tabelle 12: Energiebilanz Stromerzeugung Kundenanlage - Variante 2

Stromerzeugung					
	Leistung kW _{el}	Volllaststunden h	Stromerzeugung kWh _{el}	Eigenutzung kWh _{el}	Einspeisung kWh _{el}
Gas - BHKW	263	6.000	1.579.200	1.329.200	250.000
Gesamt			1.579.200		

Die Stromerzeugung dieser Variante erfolgt durch ein BHKW mit einer elektrischen Leistung von ca. 263 kW_{el}. Bei einer mittleren Laufzeit von ca. 6.000 h pro Jahr bei Nennleistung können rund 52 % des Strombedarfs im Areal direkt über die KWK-Anlage gedeckt werden. Bei einem jährlichen Strombedarf von ca. 2,57 GWh_{el} bleibt somit ein Reststrombezug aus dem Netz von ca. 1.246.000 kWh_{el}/a. Eine 100 %ige bilanzielle Deckung über die KWK-Anlage ist nicht möglich.

Variante 3: 2 x Pelletkessel + Erdgasspitzenlastkessel

In dieser Variante dient eine große PV-Kollektivanlage als Stromerzeugungseinheit, die die Kundenanlage mit Strom versorgt.

Die PV-Anlage wurde mithilfe der Software PV*SOL simuliert. Abbildung 16 zeigt schematisch die Anlage auf einem der Gebäude.

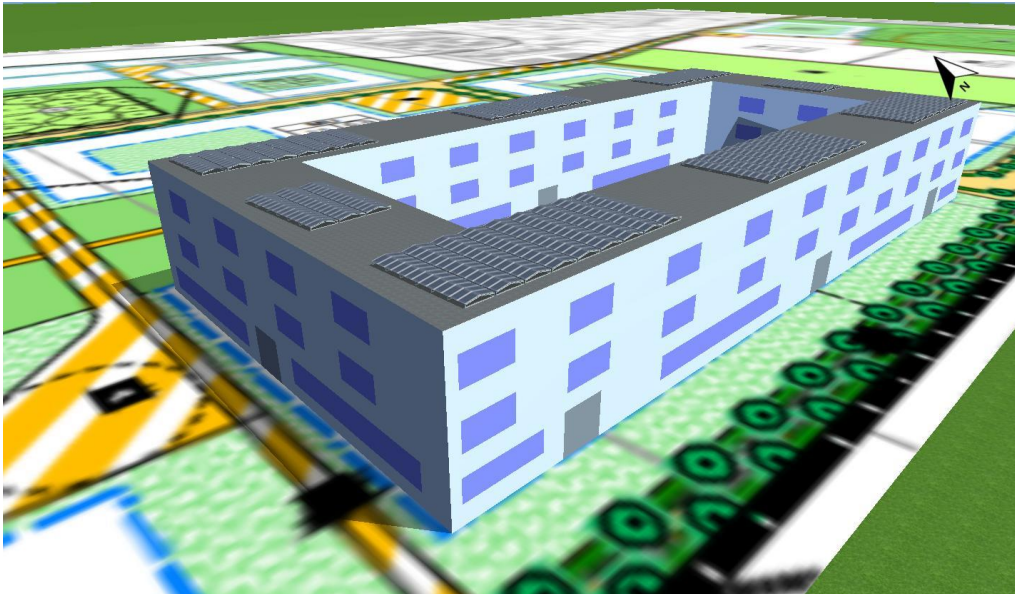


Abbildung 16: PV-Simulation beispielhaft an einem Modellgebäude [PV*SOL]

Die Simulation wurde für ein Modellgebäude mit Flachdach sowie Module in Ost-West-Aufständigung durchgeführt, was im Gegensatz zu einer Südausrichtung zwar nicht zu Maximalerträgen, aber i. d. R. zu höheren Eigennutzungsquoten führt. Die Neigung der Module beträgt jeweils 10° . Die Dachfläche wurde lediglich zu einem bestimmten Anteil (ca. 75%) mit Modulen belegt, da in der Realität Öffnungen für Lüftungsanlagen, Aufzugschächte und ähnliches auf dem Dach notwendig sind, die ausgespart werden müssen.

Werden die Gebäudegrundflächen im Quartier auch als vorhandene Dachflächen vorausgesetzt (Flachdächer), so können über das Verhältnis von Modulfläche zu Dachfläche im obigen Beispiel (siehe Abbildung 16) mindestens 2.220 kW_P installiert werden. Diese Anlagengröße wird für Variante 3 der Kundenanlagenbetrachtung herangezogen. Der sukzessive Ausbau in 750 kW_P -Schritten aufgrund der Ausschreibungsgrenze wird dabei vorausgesetzt und in Kapitel 5.1.1 kurz beschrieben.

Tabelle 13: Energiebilanz Stromerzeugung Kundenanlage - Variante 3

Stromerzeugung					
	Leistung kW_{el}	Volllaststunden h	Stromerzeugung kWh_{el}	Eigenutzung kWh_{el}	Einspeisung kWh_{el}
PV - Anlage	2.219		2.278.800	1.114.400	1.164.400
Gesamt			2.278.800	1.114.400	

Von dem kalkulierten Stromertrag der PV-Kollektivanlage in Variante 3 der Kundenanlage können im Areal ca. 49 % des erzeugten Stroms direkt genutzt werden. Dies entspricht einem mittleren Autarkiegrad von etwa 43 %. Bei einem jährlichen Strombedarf von ca. 2,57 GWh_{el} bleibt somit ein Reststrombezug aus dem öffentlichen Netz in Höhe von ca. 1.460.500 kWh_{el}/a.

Für die Varianten eins und zwei der Kundenanlage ist zunächst keine PV-Kollektivanlage zur Stromerzeugung geplant. Durch die BHKW-Module können bereits relativ hohe Deckungsquoten des Quartiersstrombedarfs erreicht werden. Auf diese Weise ist eine bessere Vergleichbarkeit mit den Varianten eins und zwei beim konventionellen Wärmenetz gegeben. Die zusätzliche Installation von PV-Dachanlagen zur Kollektivnutzung in den Varianten eins und zwei der Kundenanlage würde zu einer weiteren Erhöhung des Autarkiegrades führen. Dies rührt v. a. daher, dass eine mögliche PV-Anlage in Zeiten ohne bzw. mit nur geringer Stromproduktion durch die BHKW-Module (jahreszeitlicher Übergang und Sommermonate) die Stromversorgung des Gebiets zu großen Teilen sicherstellen kann.

Nach Kurzprüfung einer zusätzlichen PV-Anlage (Kollektivlösung) in den Varianten eins und zwei kann für diesen Fall auf eine leicht verbesserte ökonomische Bewertung verwiesen werden. Die ökologische Wertigkeit der Erweiterung um eine PV-Nutzung (auf nahezu allen) verfügbaren Dachflächen und unter Berücksichtigung möglicher Dachbegrünung und etwaiger Dachaufbauten ist unstrittig.

Bei einer maximalen Nutzung aller Dachflächen im Quartier und der Stromproduktion über die KWK-Anlagen würde es bilanziell gar zu einer mitunter deutlichen Überproduktion bzw. Überdeckung des Strombedarfs im Untersuchungsgebiet kommen.

4.2 Dezentrale Wärmeversorgung

Bei der dezentralen Energieversorgung installiert und betreibt jeder Haushalt / jedes Gebäude sein eigenes Heizungssystem. Um diese Möglichkeit für das Neubaugebiet vergleichend zur zentralen Energieversorgung darstellen zu können, werden Referenzsysteme definiert und verschiedene Wärmeversorgungsvarianten technisch dimensioniert. Für den Vergleich wurden die folgenden drei Referenzsysteme definiert:

- Reihenhaushaus
- WA klein bzw. Schule (da Energiebedarf auf ähnlichem Niveau)
- WA groß

WA bedeutet in Zusammenhang mit dem Bebauungsplan allgemeines Wohngebiet. Da im Fall des vorliegenden Plans die mit WA gekennzeichneten Abschnitte größtenteils als Geschosswohnungsbauten ausgeführt sind, wird als Referenzsystem ein kleines bzw. großes Mehrfamilienhaus (Geschosswohnungsbau) definiert und mit WA klein bzw. groß bezeichnet. Daneben gibt es außerdem einen kleineren Flächenabschnitt, in dem Reihenhäuser entstehen sollen. Diese werden ebenso als separates Referenzsystem betrachtet.

So können diese dezentralen Referenzgebäude mit den zuvor kalkulierten Varianten der zentralen Versorgung (sowohl Kundenanlage als auch konventionelles Wärmenetz) ökologisch und ökonomisch verglichen werden. Tabelle 7 liefert eine detailliertere Übersicht über die drei gewählten Referenzsysteme sowie die darin jeweils betrachteten Erzeugungsvarianten. Hierbei handelt es sich nicht um eine abschließende Auswahl, sondern um gängige Energieerzeuger, die für den Variantenvergleich ausgewählt wurden. Für die Referenzsysteme und deren Raumwärmebedarf wird zudem davon ausgegangen, dass diese alle im KfW-55-Effizienzstandard errichtet werden (mittlerer Effizienzgebäudestandard).

Bei allen folgenden Varianten der dezentralen Wärmeversorgung steht es den Haushalten bzw. Gebäudeeigentümern offen, eigene PV-Anlagen auf dem Dach zu installieren und den Strom direkt innerhalb des Gebäudes zu nutzen bzw. zu verteilen. Überschüsse werden in das öffentliche Netz des Verteilnetzbetreibers eingespeist.

4.2.1 Referenzsystem – Reihenhäuser

Als beheizte Nettogrundfläche werden für ein Reihenhaus im Gebiet ca. 120 m² festgelegt. Daraus resultiert unter den getroffenen Annahmen ein gesamter Nutzwärmebedarf für Warmwasser und Raumwärme von ca. 5.700 kWh_{th}/a. Dieser wird im Konzept zum Vergleich gegenüber der zentralen Wärmeversorgung beispielsweise über einen der folgenden drei gängigen Wärmeerzeuger bzw. Erzeugerkombinationen gedeckt.

- Variante 1: 10 kW_{th} Pelletkessel
- Variante 2: 10 kW_{th} Luft-/Wasser- Wärmepumpe
- Variante 3: 10 kW_{th} Flüssiggastherme + Solarthermieanlage

4.2.2 Referenzsystem - WA klein bzw. Schule

Als beheizte Nettogrundfläche werden für eines der kleineren Mehrfamilienhäuser im Gebiet ca. 5.150 m² angenommen. Daraus resultiert unter den getroffenen Annahmen ein gesamter Nutzwärmebedarf für Warmwasser und Raumwärme von ca. 245.000 kWh_{th}/a. Der Nutzwärmebedarf des Schulstandortes bewegt sich nach erster Einschätzung, anhand der zum aktuellen Zeitpunkt vorherrschenden Randbedingungen, in einer ähnlichen Größenordnung und wird daher in diesem Referenzsystem gegenüber der zentralen Versorgung mit repräsentiert.

Der Nutzwärmebedarf in den Referenzsystemen wird im Vergleich gegenüber der zentralen Wärmeversorgung beispielsweise über eine der folgenden beiden gängigen Wärmeerzeugerkombinationen gedeckt.

- Variante 1: 60 kW_{th} Pelletkessel + 150 kW_{th} Flüssiggaskessel
- Variante 2: 50 kW_{th} Luft-/Wasser- Wärmepumpe + 150 kW_{th} Flüssiggaskessel

4.2.3 Referenzsystem - WA groß

Als beheizte Nettogrundfläche werden für die größeren Mehrfamilienhäuser im Gebiet ca. 8.720 m² angenommen. Daraus resultiert unter den getroffenen Annahmen ein gesamter Nutzwärmebedarf für Warmwasser und Raumwärme von ca. 414.000 kWh_{th}/a. Dieser wird im Konzept zum Vergleich gegenüber der zentralen Wärmeversorgung beispielsweise über einen der folgenden drei gängigen Wärmeerzeuger bzw. Erzeugerkombinationen gedeckt.

- Variante 1: 100 kW_{th} Pelletkessel + 240 kW_{th} Flüssiggaskessel
- Variante 2: 80 kW_{th} Luft-/Wasser- Wärmepumpe + 240 kW_{th} Flüssiggaskessel

Anmerkung zur Nutzung dezentraler KWK-Anlagen:

Im Zuge der Prüfung möglicher, dezentraler Versorgungsstrategien (WA-groß / -klein und Schulstandort) wird die Nutzung einer KWK-Anlage nicht in die pauschale Referenzbetrachtung mit aufgenommen, da für die Bewertung einer solchen Variante anzusetzende Randbedingungen von entscheidender Bedeutung sind. Diese Randbedingungen können aufgrund des noch nicht näher spezifizierten Planungsstandes kaum detailliert genug abgebildet werden, womit auch das Ergebnis eine mitunter sehr hohe Schwankungsbreite aufweist und wenig Aussagekraft beinhaltet.

Zudem kann generell unter den aktuellen gesetzgeberischen Rahmenbedingungen (Mieterstrom-Modell, CO₂-Abgabe auf fossile Energieträger; EEG-Umlage etc.) sowie einer Grobprüfung der zu erwartenden Stromeigennutzung in den Liegenschaften davon ausgegangen werden, dass eine Nutzung mit hoher Wahrscheinlichkeit lediglich am geplanten Schulstandort ökonomisch sinnvoll umsetzbar erscheint.

Die Möglichkeit der Nutzung des Mieterstrom-Modells (WA-groß und WA-klein) zeigt erfahrungsgemäß, dass dieses Werkzeug aufgrund der Komplexität der Vorgaben und der damit einhergehenden technischen Umsetzung kaum zur Anwendung kommt. Eine Nutzung von KWK-Anlagen durch die Eigentümer selbst ist daher unwahrscheinlich.

5 Ökonomische und ökologische Gegenüberstellung

5.1 Rahmenbedingungen

Damit alle Varianten untereinander vergleichbar sind und um anschließend den Vergleich der Ergebnisse besser einordnen zu können, werden zunächst die Rahmenbedingungen der wirtschaftlichen und ökologischen Bewertung erläutert.

5.1.1 Ökonomische Betrachtung

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Energieversorgungsvarianten erfolgt in einer umfangreichen Vollkostenrechnung nach der Annuitätenmethode (in Anlehnung an die VDI 2067 Blatt 1). Folgende Rahmenbedingungen gelten sowohl für die Betrachtung des Quartiers mit potenzieller Kundenanlage und einem gemeinsamen Wärme- und Stromnetz als auch für die dezentralen Referenzsysteme gleichermaßen.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen:

- Stand der Kalkulation 12/2020
- Betrachtungszeitraum 20 Jahre
- Abschreibungszeitraum 20 Jahre für Energieerzeuger (Wärme und Strom)
- Abschreibungszeitraum 40 Jahre für Wärmenetz, Gebäude
- Abschreibungszeitraum 35 Jahre für Stromnetz, Hausanschlüsse, Trafo
- Alle Kosten ohne MwSt. (Nettokosten)
- Zinssatz 2 %
- 100 % Fremdfinanzierung
- Anschlussquote an Kundenanlage sowie Wärmenetz wird mit 100 % vorausgesetzt.
- Keine Berücksichtigung möglicher Anschlusskostenbeiträge durch Anschlussnehmer.
- Strom aus fossil befeuerten BHKW (Erdgas) wird nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz vergütet.
- Die Zuschlagszahlung für produzierten KWK-Strom wird für 30.000 Vollbenutzungsstunden ausbezahlt. Die Berücksichtigung in der Kalkulation erfolgt gemittelt über den Betrachtungszeitraum.
- Die Energiesteuerrückerstattung für Erdgas, das in hocheffizienten BHKW zum Einsatz kommt, wird gemittelt über den Betrachtungszeitraum beachtet.
- Etwaige Gewinnmargen für einen möglichen Betreiber sind nicht Bestandteil der Betrachtung.
- Stromkosten Haushalte = „Grundversorgertarif“ vor Ort (Stadtwerke Ingolstadt)

- Die EEG-Umlage auf den Anteil des in der Kundenanlage verbrauchten Stroms beträgt 100 % von 6,756 ct/kWh_{el} (Stand 2020).
- Die CO₂-Bepreisung fossiler Brennstoffe wurde im Mittel mit 65 €/t berücksichtigt.
- Die Brennstoffkosten bleiben über den Betrachtungszeitraum konstant (keine Sensitivitätsanalyse da zum derzeitigen Projektstand zu viele variable Rahmenbedingungen).

Folgende Kosten bzw. Erlöse werden sowohl für die thermische als auch die elektrische Kalkulation berücksichtigt:

- Kapitalkosten (Investitionskosten auf Basis durchschnittlicher Nettomarktpreise für die einzelnen Komponenten)
- Betriebsgebundene Kosten (Wartung, Instandhaltung, Betrieb, technische Überwachung, Personalkosten)
- Verbrauchsgebundene Kosten (Brennstoffe, Zusatzstromlieferung)
- Sonstige Kosten (Versicherung und Verwaltung)
- Einnahmen durch Stromeinspeisung in das öffentliche Netz (KWK-Zuschlag, üblicher Preis) und Energiesteuerrückerstattung

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

Die Gesamtinvestitionskosten umfassen je nach Umfang und Bedarf nachfolgende Positionen:

- Wärmeverteilung (Nahwärmeleitung, Übergabestationen)
- Thermische Energieerzeuger
- Elektrische Energieerzeuger und Stromverteilung (PV, Stromnetz)
- Tiefbau und Heizhaus (z. B. Verlegung der Trasse, Gebäude, Pufferspeicher)
- Technische Installationskosten (pauschal 15 %)
- Projektabwicklung (pauschal 25 %)
- Kosten für Unvorhergesehenes (pauschal 5 %)

Aus den Investitionskosten werden die jährlichen kapitalgebundenen Kosten nach der Annuitätenmethode für einen Abschreibungszeitraum von 20, 35 bzw. 40 Jahren gebildet (je nach Investitionsgut; siehe Rahmenbedingungen).

Die betriebsgebundenen Kosten beinhalten die Kosten für die Bedienung der technischen Anlagen sowie die Kosten für Wartung und Instandhaltung der einzelnen Anlagen und Komponenten. Die Kosten werden in Anlehnung an die in der VDI 2067 festgelegten Werte angesetzt.

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, Ersatzteile und Betriebsstoffe, die für die BHKW-Anlage benötigt werden, enthalten. Dies entspricht in der Praxis einem Vollwartungsvertrag, welcher üblicherweise mit dem Hersteller einer solchen Anlage geschlossen werden kann.

Diese Kosten werden hierbei über Näherungsgleichungen anhand der Modulgröße ermittelt. Die hinterlegten Gleichungen wurden von der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) ermittelt.

Für die verbleibenden Energieerzeuger werden ebenfalls Instandhaltungs-, Wartungs- und Bedienungskosten berechnet (in Anlehnung an die Vorgaben aus der Richtlinie VDI 2067).

Die verbrauchsgebundenen Kosten entsprechen den jährlichen Brennstoffkosten für den Betrieb der Wärmeversorgung sowie den Bezugskosten für die gesamte Stromversorgung der Anschlussnehmer.

Die spezifischen Energiepreise belaufen sich auf folgende Werte (CO₂-Bepreisung ist hier nicht enthalten):

- Flüssiggas: 6,1 ct/kWh_{Hi}
- Erdgas: 3,3 - 4,3 ct/kWh_{Hi} (je nach Erdgasverbrauch der Variante)
- Pellets: 234 €/t
- Strom (Wärmepumpe): 18,4 ct/kWh_{el}
- Fernwärme (SWI): 6,812 ct/kWh_{th} (Arbeitspreis)
26,64 €/kW_{th} (Leistungspreis)

Strompreis für Reststrombezug Kundenanlage und Hilfsenergie (Grundversorgertarif der Stadtwerke Ingolstadt)

- Strompreis: 24,77 ct/kWh_{el}
- Grundpreis: 78,48 €/a

Unter diese Position fällt auch die EEG-Umlage, die zu 100 % auf den in der Kundenanlage erzeugten und genutzten elektrischen Strom zu entrichten ist (6,756 ct/kWh_{el}).

Sonstige Kosten für z. B. Versicherung und Verwaltung werden pauschal als Prozentsatz der betreffenden Investitionskosten angesetzt.

Einnahmen ergeben sich bei fossil befeuerten BHKW aus der Zuschlagszahlung nach dem KWK-Gesetz. Weitere Einnahmen kommen durch Stromeinspeisung (Börsenpreis) und Energiesteuerrückerstattung zustande. Bei Stromeinspeisung aus PV-Anlagen werden die aktuell gültigen Vergütungssätze nach EEG angesetzt (Stand 12/2020).

Im Fall der Kundenanlage ergeben sich zudem Einnahmen durch die Veräußerung von Strom an die Kunden der Kundenanlage, da der Kundenanlagenbetreiber in diesem Fall auch die Reststromlieferung für die Haushalte übernehmen muss.

Beim Stromverkauf an die Haushalte der Kundenanlage soll eine Einsparung (ca. 10 %) gegenüber dem Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz berücksichtigt werden. Dies soll ein positiver Anreiz für den Letztverbraucher sein, den Strom der Kundenanlage gegenüber dem Strombezug aus dem öffentlichen Netz vorzuziehen (Wahlfreiheit bleibt bestehen). Der Strompreis für den Letztverbraucher setzt sich aus unterschiedlichen Preisbestandteilen zusammen, die z. T. über Gesetze und Vorschriften definiert sind. Als Richtwert wird der Grundversorgungstarif der Stadtwerke Ingolstadt herangezogen.

Als Strompreis in der Kundenanlage ergibt sich demnach folgender Ansatz:

Strompreis in der Kundenanlage

- Strompreis: 22,30 ct/kWh_{el}
- Grundpreis: 70,60 €/a

Die Zuschlagszahlung für PV-Anlagen wird durch das EEG geregelt. Die Vergütungssätze werden durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht. Diese unterliegen einer Degression, die sich nach der Ausbauleistung im Bundesgebiet richtet. Die Vergütung unterscheidet sich zudem anhand der installierten Anlagenleistung. Für zentrale Anlagen im Rahmen einer Kollektivnutzung in der Kundenanlage werden 6,84 ct/kWh_{el} angesetzt (Marktprämienmodell bis 750 kW_p). Hierbei wird die Annahme getroffen, dass die PV-Anlagen sukzessive im Abstand eines Kalenderjahres um je maximal 750 kW_p in Betrieb genommen werden, um nicht in die

Größenordnung für eine verpflichtende Ausschreibung zu gelangen. Die jeweils fixierte Einspeisevergütung je Anlage wird anschließend ab Inbetriebnahme über einen Zeitraum von 20 Jahren gewährt.

Die Zuschlagszahlung für KWK-Anlagen wird durch das KWK-Gesetz geregelt. Das KWKG regelt die Vergütung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung, z. B. bei gasmotorischen Blockheizkraftwerken mit fossilen Brennstoffen. Dabei gelten für die hier betrachteten Blockheizkraftwerke folgende Rahmenbedingungen (siehe u. a. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**):

Tabelle 14: Rahmenbedingungen nach KWKG 2016 für neue und modernisierte KWK-Anlagen [B.KWK]

§ 7: Zuschläge für KWK-Strom

Zuschläge nach KWKG 2016 (in der am 3.7.2020 beschlossenen Fassung)						
© Heinz Ullrich Brosziewski / B.KWK	nicht in das Netz der allg. Versorgung eingespeister Strom				in das Netz der allg. Versorgung eingespeister Strom	Dauer der Zuschlagszahlung
	§7 Abs. 2 Nr. 1	§7 Abs. 2 Nr. 2	§7 Abs. 2 Nr. 3	§7 Abs. 3	§7 Abs. 1	§8 Abs. 1 neue Anlagen (ohne Modernisierung)
obere 2 Zeilen: Sonderregeln für Anlagen ≤ 50 kW darunter: Anteil an der elektrischen KWK-Nettoleistung	Eigenversorgung ohne Lieferung an Dritte	Objektversorgung wenn volle EEG-Umlage nachweislich abgeführt wird	stromkostenintensive Industrie	wenn VO erlassen: Branche nach EEG 2014 Anlage 4 (VO bisher nicht erlassen)	gilt nicht, wenn §61e-f oder §104 Abs. 4 EEG zur Anwendung kommen	2020: unbegrenzt 2021: max. 5.000 2022: max. 5.000 2023: max. 4.000 2024: max. 4.000 2025 ff: max. 3.500 VBh/Jahr
	ct/kWh _{el}	ct/kWh _{el}	ct/kWh _{el}	max. ct/kWh _{el}	ct/kWh _{el}	insgesamt max.
≤ 2 kW	Sonderregelung §9: einmalige Zahlung 4 ct/kWh für insgesamt 60.000 VBh als Wahloption					einmalig
P _{KWK,netto} ≤ 50 kW ^{k)}	8,0	8,0	8,0	8,0	16,0	30.000 VBh
wenn P _{KWK,netto} > 50 kW:						
≤ 50 kW	4,0	4,0	5,41	wird in der Verordnung nach §33 Abs. Nr. 1 festgelegt	8,0	30.000 VBh
> 50 bis ≤ 100 kW	3,0	3,0	4,0		6,0	30.000 VBh
> 100 bis ≤ 250 kW	0,0	2,0			5,0	30.000 VBh
> 250 bis ≤ 1.000 kW	0,0	1,5			4,4	30.000 VBh
> 1.000 bis ≤ 2.000 kW	0,0	1,5	2,4		Ausschreibung ^{l)}	30.000 VBh
> 2.000 kW bis ≤ 50 MW	0,0	1,0	1,8			30.000 VBh
> 50 MW	0,0	1,0	1,8		3,1 / 3,6 ^{a)}	30.000 VBh
wenn Anlage im TEHG	0,3	0,3	0,3		0,3 ^{m)}	zusätzlich

^{k)} Die Gesamtfördersumme bleibt durch Verdopplung der Fördersätze bei Halbierung der Förderdauer rechnerisch gegenüber bisher unverändert.

^{l)} schon seit 2017: max. 3.500 VBh/Jahr

^{m)} gilt nicht für Ausschreibungsanlagen

^{a)} gilt ab 01.01.2023

Hinweis: Da der KWK-Zuschlag nicht über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant ist 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. In der Kalkulation wird zugrunde gelegt, dass die

BHKW-Module nach Erreichen der 30.000 Vollbenutzungsstunden, d. h. nach Ausschöpfen der Förderung (KWK-Zeitraum) weiter betrieben werden. Für den Weiterbetrieb nach dem KWKG-Förderzeitraum wird allerdings keine gesetzliche Vergütung mehr gewährt. Die Gültigkeit des aktuellen KWKG ist zunächst bis 2029 befristet (Änderung der gesetzlichen Randbedingungen jedoch aktuell möglich!).

In den betrachteten Varianten wird von einer vollen bzw. anteiligen Stromeinspeisung des produzierten Stroms in das öffentliche Netz ausgegangen. In diesem Fall wird der Strom nach dem sogenannten „üblichen Preis“ vergütet. Dieser Preis gilt als Richtpreis, der bezahlt werden muss, wenn sich der Energieversorger und der KWK-Anlagenbetreiber auf keine andere Vergütung einigen können. Die Höhe dessen orientiert sich am Handelspreis für Strom an der Leipziger Strombörse (EEX). Der Mittelwert des üblichen Preises, der im Rahmen dieses Konzepts herangezogen wird, liegt bei ca. 3,58 ct/kWh_{el}. Dafür wurden die Quartalswerte vergangener acht Quartale herangezogen und gemittelt, wie Abbildung 17 zeigt.

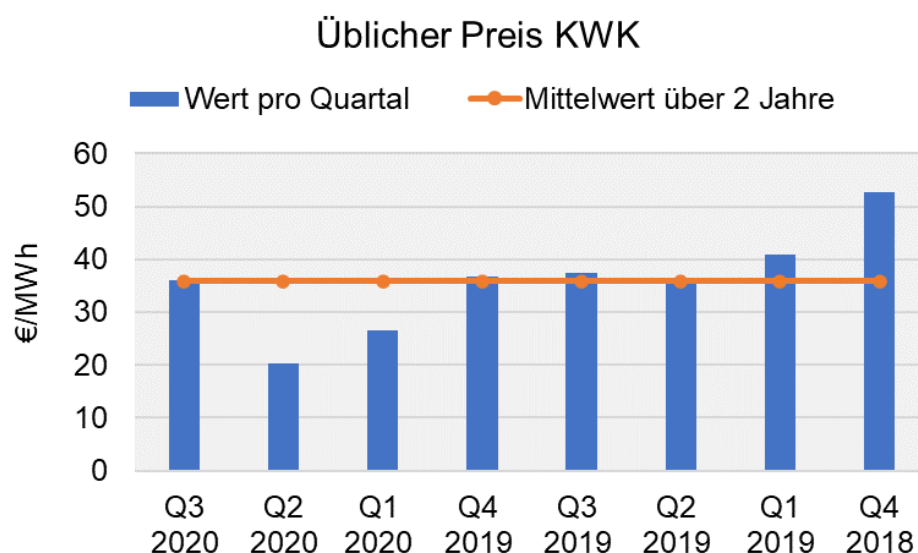


Abbildung 17: Üblicher Preis KWK: Mittelwerte vergangener 8 Quartale [European Energy Exchange AG]

Bei der Steuerrückerstattung nach § 53a Energiesteuergesetz wird die Energiesteuer bei Brennstoffen, die zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme genutzt werden, vollständig zurückerstattet. Voraussetzung hierfür ist, dass es sich um eine hocheffiziente und noch nicht vollständig abgeschriebene Anlage (Abschreibung nach Abnutzung; AFA) handelt, ansonsten wird nur eine teilweise Energiesteuererstattung gewährt. Details sind dem Gesetzestext zu entnehmen. Die Steuerrückerstattung für Strom aus der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme beträgt innerhalb der ersten 10 Betriebsjahre für den Energieträger Erdgas: 5,50 €/MWh_{HS} (bzw. nach 10 Betriebsjahren 4,42 €/MWh_{HS}).

Die Ergebnisse aus wirtschaftlicher Sicht werden anhand der spezifischen Wärmekosten in ct/kWh_{th} je Variante dar- bzw. gegenübergestellt. Die „Stromseite“ bei den Varianten mit Kundenanlage wird zunächst separat berechnet. Das Ergebnis der stromseitigen Betrachtung „Gewinn“ bzw. „Verlust“ wird anschließend auf die Wärmeseite übertragen bzw. weitergegeben. Das geschieht, indem das Zwischenergebnis der stromseitigen Betrachtung auf die abgesetzte Wärmemenge umgelegt wird und sich somit eine Erhöhung oder Verringerung des spezifischen Wärmepreises in ct/kWh_{th} ergibt. Auf diese Weise können über die spezifischen, wärmeseitigen Kosten alle Varianten miteinander verglichen werden (auch die Referenzsysteme). Etwaige positive oder auch negative Auswirkungen der Kundenanlage auf das gesamte Energiesystem können so mit einbezogen und dargestellt werden.

5.1.2 Ökologische Betrachtung

Die Bewertung der ökologischen Aspekte hinsichtlich möglicher, künftiger Wärmeversorgungsstrategien wird anhand einer CO₂-Bilanz (CO₂-Äquivalent) vorgenommen. Je nach Art des Energieträgers, welcher zur Wärme- bzw. auch Stromversorgung eingesetzt wird, entsteht je nach verbrauchter Kilowattstunde eine gewisse Menge an Treibhausgasen (THG). Die jährliche Menge an THG-Emissionen kann mit Hilfe von CO₂-Äquivalenten berechnet werden. Für das Konzept werden die Emissionsfaktoren des GEG angesetzt:

- | | | |
|---------------------|-------------------------|--------------------|
| • Strom (Netzbezug) | 560 g/kWh _{el} | (für Hilfsenergie) |
| • Erdgas | 240 g/kWh _{Hi} | |
| • Flüssiggas | 270 g/kWh _{Hi} | |
| • Pellets | 20 g/kWh _{Hi} | |

Die spezifischen Emissionen werden im Konzept in Bezug auf die Wärmeversorgung dargestellt. Daher muss der Brennstoffbedarf bei BHKW-Modulen auf beide Energieströme (Strom und Wärme) aufgeteilt werden. Hierzu dient ein sogenanntes Allokationsverfahren. Derzeit existiert laut VDI 4661 „keine Methode, die insgesamt, d. h. nach thermodynamischen, wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien, gleichermaßen zwingend anzuwenden wäre“. Im Konzept wurden daher alle nachfolgenden Ergebnisse mit der IEA-Methode (Methode nach der Internationalen Energie Agentur) ermittelt.

Zunächst werden die absoluten Emissionen je Variante (wärmeseitig) in Tonnen pro Jahr ermittelt und anschließend anhand der jährlich abgesetzten Wärmemenge auf die spezifischen Emissionen in Gramm pro Kilowattstunde heruntergebrochen. Anhand des kalkulierten, spezifischen Wertes je kWh_{th} lässt sich der ökologische Vergleich mit den dezentralen Referenzsystemen führen.

5.2 Ergebnisse

Anschließende Abbildungen zeigen die Ergebnisse der ökonomischen und ökologischen Gegenüberstellung der Kundenanlage, des konventionellen Wärmenetzes sowie der dezentralen Referenzsysteme je Gebäudegröße. Die blauen Säulen zeigen die jeweiligen Wärmegestehungskosten der Varianten in ct/kWh_{th} (Primärachse; links), die grünen Rauten markieren die spezifischen CO₂-Emissionen in g/kWh_{th} (Sekundärachse; rechts).

Zusätzlich zu den vorab beschriebenen Varianten der zentralen und dezentralen Wärmeversorgung ist im nachfolgenden Diagramm unter den Varianten des konventionellen Wärmenetzes eine vierte Säule zu sehen, mit dem Namen „FW-Anschluss SWI“. Damit werden die wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen einer Variante aufgezeigt, bei der die Stadtwerke Ingolstadt ihr städtisches Fernwärmenetz auf das Neubaugebiet Friedrichshofen ausweiten und den Bauherren einen Anschluss ihrer Gebäude an das Bestandsnetz ermöglichen.

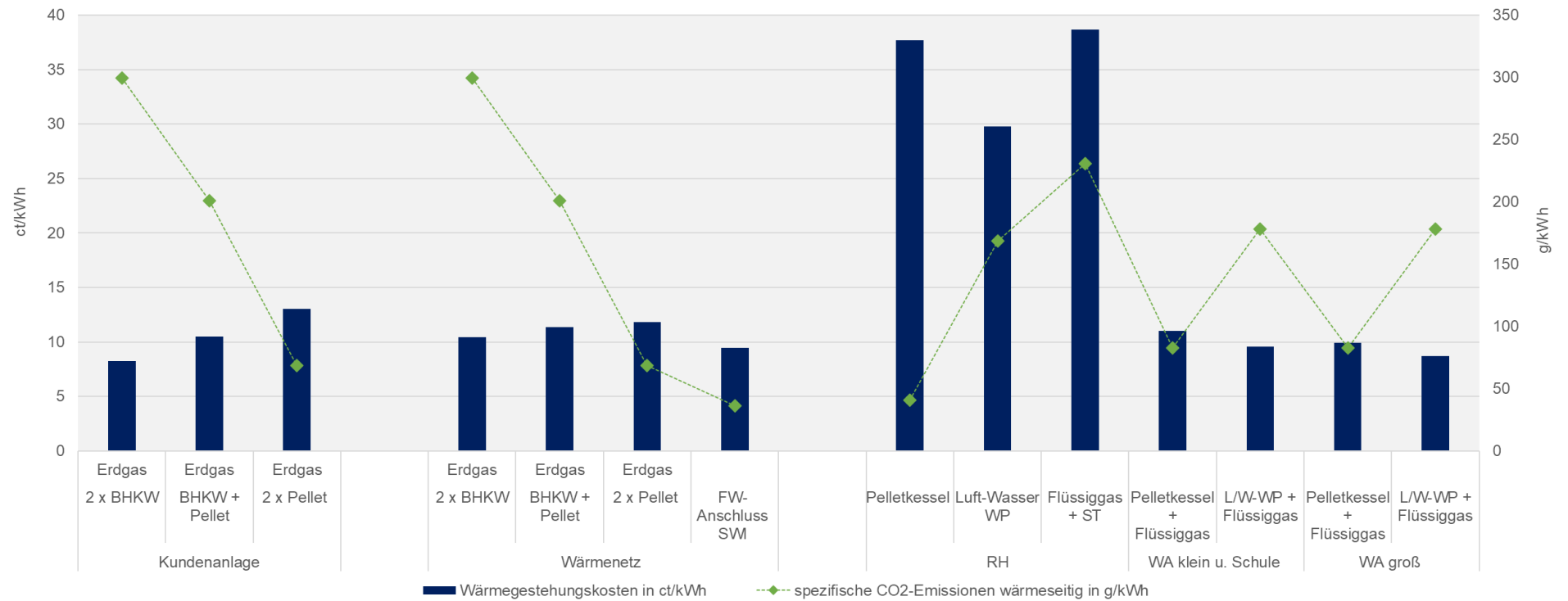


Abbildung 18: Gegenüberstellung der Ergebnisse (ökonomisch und ökologisch)

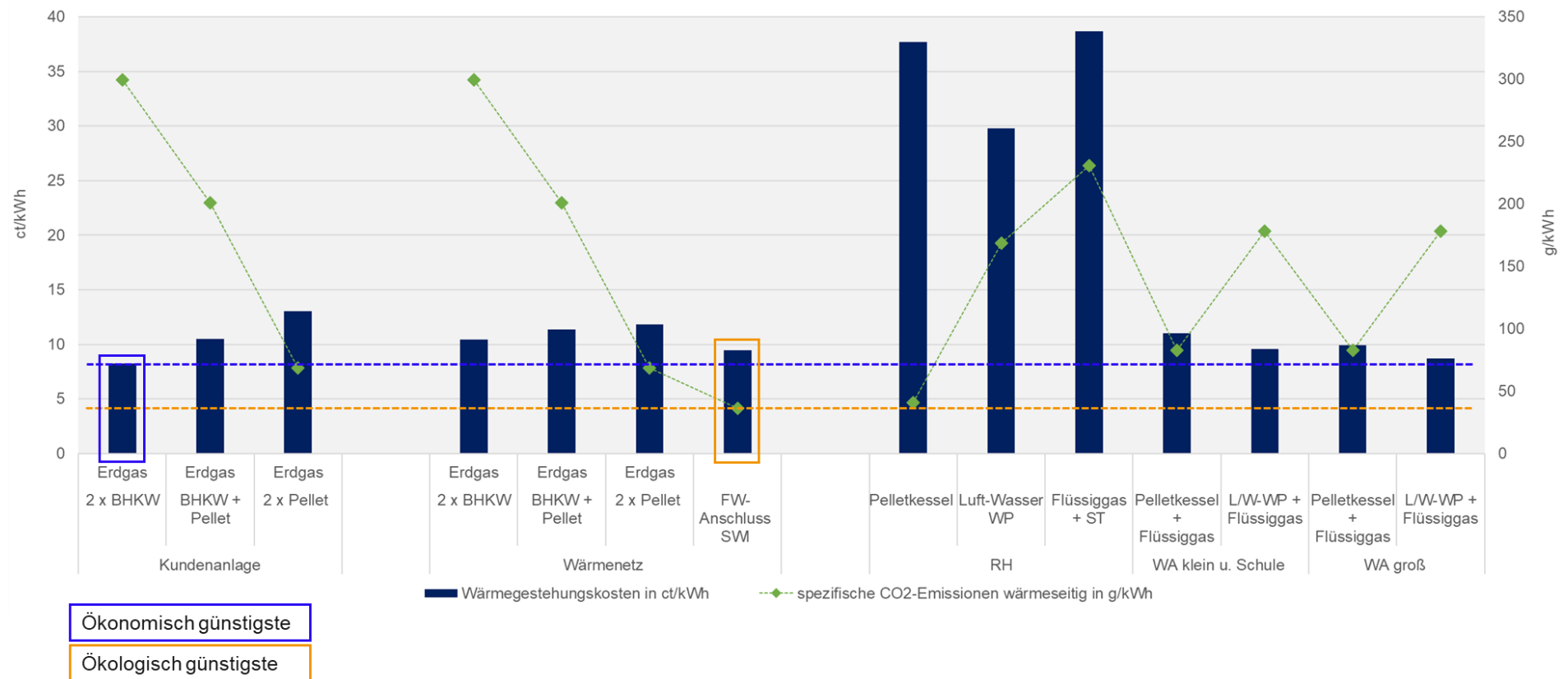


Abbildung 19: Gegenüberstellung der Ergebnisse (Kennzeichnung der ökonomisch und ökologisch günstigsten Variante)

Abbildung 19 verdeutlicht einerseits die Variante mit größtem ökologischen Vorteil in orange (Fernwärmeanschluss durch die Stadtwerke Ingolstadt), andererseits die ökonomisch günstigste Variante in blau (Kundenanlage mit 2x BHKW + Erdgas-Spitzenlastabdeckung). Die gestrichelten Linien helfen, alle weiteren Varianten mit den beiden Vorzugsvarianten ökologisch und ökonomisch zu vergleichen.

Empfehlung **ökonomische** Variante:

Kundenanlage 2x BHKW

WGK: ca. 8,5 ct/kWh_{th}

CO₂-Äquivalent: ca. 300 g/kWh_{th}

→ vergünstigte Stromkosten für alle Kunden

→ PV-Dachanlagen optional (empfehlenswert)

Empfehlung **ökologische** Variante:

Wärmeversorgung über FW-Anschluss (SWI)

WGK: ca. 9,5 ct/kWh_{th}

CO₂-Äquivalent: ca. 35 g/kWh_{th}

→ Strombezug je Kunde separat dezentral

→ PV-Dachanlagen optional (empfehlenswert)

Wenn auch die dezentrale Wärmeherzeugung mittels einer aktuell sehr häufig eingesetzten Wärmepumpenanlage bereits niedrigere spezifische CO₂-Emissionen ermöglicht, so sind die biomassebasierenden Varianten unter den hier exemplarisch betrachteten Szenarien die einzig konkurrenzfähige Lösung. Im Zusammenhang mit einer Biomassefeuerung gilt dieser Sachverhalt über die dezentralen Lösungsansätze hinaus auch für den Betrieb eines Verbundes im Sinne der Kundenanlage und des klassischen Wärmeverbundes.

Bezüglich der ökonomischen Kalkulationsergebnisse ist generell festzustellen, dass sich die dezentralen Wärmegestehungskosten (WGK) bei größeren Liegenschaften knapp über dem Niveau der WGK einer Kundenanlage einpendeln. Bei der Betrachtung eines reinen Wärmeverbundes, beispielsweise über den Anschluss an das Bestandsnetz der SWI, liegt das Kostenniveau in etwa gleich auf bzw. ist mit einem geringfügigen Anstieg gegenüber einzelner dezentraler Versorgungslösungen (größere Liegenschaften) verbunden.

Die Wärmegestehungskosten der Reihenhäuser können sich je nach Ausführung in einem Bereich zwischen 25 und über 35 ct/kWh_{th} bewegen. Der Grund für die mitunter sehr hohen,

spezifischen Wärmegestehungskosten ist anhand zweier wesentlicher Faktoren auszumachen. Zum einen ist der absolute, thermische Energiebedarf der Gebäude aufgrund des Effizienzhausstandards und der berücksichtigten, mittleren beheizten Nutzfläche von 120 m² als sehr gering einzuordnen. Zum anderen ist je nach Energieversorgungsvariante eine mehr oder weniger hohe Grundinvestition zu tätigen, welche bezogen auf die spezifischen Kosten pro kW_{th} Heizleistung als hoch einzustufen ist. Diese Grundinvestition wirkt anhand der „ Kapitalkosten“ besonders bei kleineren Liegenschaften deutlich stärker. Somit ergibt sich der hier genannte Kostenkorridor für dezentrale Wärmegestehungskosten für Reihenhäuser nicht aufgrund der eigentlichen Energiekosten, sondern anhand der vergleichsweise hohen Investitionskosten für die Anlagentechnik.

6 Zusammenfassung und Fazit

Anhand der im Bericht dargelegten Rahmenbedingungen wurden Strategien zur künftigen, nachhaltigen Energieversorgung des Neubaugebiets „Friedrichshofen-Dachsberg“ im Hinblick auf eine Arealversorgung analysiert und verschiedenen Referenzszenarien gegenübergestellt.

Dafür wurden unterschiedliche zentrale sowie dezentrale Wärme- bzw. Energieversorgungsmöglichkeiten einer technischen, wirtschaftlichen sowie ökologischen Prüfung unterzogen. Hierbei konnte neben dem neuesten Planungsstand vom Oktober/November 2020 auch auf den im Jahr 2018 ausgearbeiteten Teil-Energienutzungsplan zurückgegriffen werden.

Als Ergebnis liefert der Teil-Energienutzungsplan somit eine umfassende Entscheidungsgrundlage mit ökonomischer und ökologischer Bewertung künftiger Energieversorgungsszenarien sowohl hinsichtlich einer innovativen und nachhaltigen Strom- und Wärmeversorgung.

Ergebniszusammenfassung:

Beim „großen Inselnetz“ mit BHKW als Wärmeerzeuger kann die Kundenanlage wirtschaftlich sinnvoll umgesetzt werden. Allerdings ist hier zu beachten, dass eine 100 %ige Anschlussquote im Konzept vorausgesetzt wurde. Stromseitig kann jedoch kein Anschlussnehmer gezwungen werden, sich an die Versorgung des Kundenanlagenbetreibers anzuschließen, da jeder das Recht auf die freie Wahl des Stromlieferanten hat (Marktliberalisierung). Daher bleibt hier das Risiko eines wirtschaftlichen Betriebes auf Seiten eines potenziellen Betreibers der Kundenanlage in Abhängigkeit der realisierbaren Anschlussquote.

Aus ökologischer Sicht ist die Umsetzung der kostengünstigsten Variante 1 im Bereich Kundenanlage mit zwei BHKW-Modulen jedoch nicht die vorteilhafteste Lösung. Weiterhin ist das Thema der Einstufung des gesamten Areals als Kundenanlage aufgrund der Größenordnung und vor dem Hintergrund der vergangenen, juristischen Urteile bzgl. Kundenanlageneinstufung eher kritisch zu bewerten (vgl. dazu Kapitel 2.5). Im Falle der Weiterverfolgung einer Umsetzung als Kundenanlage ist in jedem Fall zunächst eine eingehende juristische Beratung bzw. Prüfung der vorherrschenden Rahmenbedingungen im Betrachtungsgebiet zu empfehlen.

Für den Bereich der Reihenhaussiedlung macht es aus wirtschaftlicher Sicht Sinn, sich an eine zentrale Versorgung anzuschließen. Auch der geringe Platzbedarf für eine Hausübergabestation (Anschluss an zentrale Versorgung) ist ein großer Vorteil im Einfamilienhausbereich (v. a., wenn ohne Keller gebaut wird). Die dezentralen Wärmebereitstellungskosten fallen aufgrund zu

erwartender, geringer Wärmebedarfswerte sowie hoher bis sehr hoher spezifischer Anlageninvestitionskosten sehr hoch aus.

Für die zum Großteil vorherrschende Blockbebauung im Areal ist eine dezentrale Versorgung aus wirtschaftlicher Sicht auf etwa demselben Niveau wie ein „großes Inselnetz“. Die ökologisch vorteilhafteren Varianten sind dabei tendenziell etwas kostenintensiver als die Varianten mit höheren spezifischen CO₂-Emissionen. Wird in diesem Bereich Wert auf geringe CO₂-Emissionen gelegt, so sind die Biomassevarianten zu bevorzugen. Bei der dezentralen Umsetzung von Biomassevarianten herrscht allerdings in jedem Gebäude ein sehr hoher Platzbedarf, wohingegen die Umsetzung einer zentralen gemeinsamen Biomasseanlage zu mitunter erheblichen Einsparungen hinsichtlich des Platzbedarfs in den einzelnen Gebäuden führt, da lediglich Hausübergabestationen und ggf. TWW-Speicher benötigt werden.

Die Schaffung eines Fernwärmeanschlusses in Friedrichshofen durch die Stadtwerke Ingolstadt an das bestehende Netz ist ökologisch die vorteilhafteste Variante und auch aus kostenseitiger Betrachtung konkurrenzfähig. Darüber hinaus beträgt der Primärenergiefaktor (f_P) des Fernwärmenetzes Null (überwiegende Nutzung von Abwärmepotenzialen bei noch verfügbaren Kapazitäten). Im Vergleich dazu liegt der Primärenergiefaktor bei einer reinen zentralen Biomasseversorgung in einem Bereich von 0,3 - 0,4 bzw. bei Versorgungsvarianten mit BHKW bei einem Wert von etwa 0,5 - 0,6. Ein niedriger und damit günstiger Primärenergiefaktor ist für die künftigen Kunden besonders wichtig, um keine Nachteile bei der energetischen Bewertung der Liegenschaften in Kauf nehmen zu müssen. Ein guter f_P erleichtert die Einhaltung der KfW-Effizienzgebäudekriterien. Sowohl aus wirtschaftlichen als auch ökologischen Aspekten ist der Anschluss an das bestehende Fernwärmenetz der SWI daher die zu empfehlende Variante für alle Gebäudetypen im Areal.

Im Hinblick auf die Umsetzung einer Kundenanlage im Areal sollten die verfügbaren Dachflächen generell auch zur Erzeugung von PV-Strom im Umfang einer Kollektivanlage genutzt werden. Dies gilt ebenso bei der Umsetzung einer Versorgung des Quartiers mit Wärme aus dem Fernwärmenetz der SWI.

Wenngleich in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung lediglich in einer Variante der Kundenanlage von einer „PV-Kollektivanlage“ ausgegangen wird (2x Pelletkessel), wirkt sich der Betrieb einer solchen Anlage i. d. R. grundsätzlich, also auch bei den „optionalen“ Varianten mit BHKW sinnvoll auf den Autarkiegrad und ebenso die Wirtschaftlichkeit aus. So ergibt sich bei einer Nutzung von 2x BHKW und PV-Kollektivanlage ein hoher Stromüberschuss aus KWK und PV. Zudem erhöht sich der Anteil hocheffizienten Stromes bzw. Strom aus Sonne derart signifikant

im Betrachtungsgebiet Friedrichshofen, dass weitere Stadtgebiete mit diesem Überschuss versorgt werden können (mit Blick z. B. auf Stadtteile, die eine Nutzung des solaren Strahlungspotenzials nicht einfach zulassen (Altstadt)).

So wie auch die Empfehlung des Anschlusses an die Fernwärme der SWI vor dem Hintergrund der ökologischen Aspekte sowie der ökonomischen Konkurrenzfähigkeit, ist es gleichermaßen sinnvoll, ungenutzte Dachflächen einer Nutzung durch PV- oder Solarthermieranlagen zuzuführen. Dies kann beispielsweise geschehen, indem „freie“ Dachflächen, die keiner technischen, energetischen Nutzung oder Dachbegrünung etc. unterliegen den Stadtwerken zur Nutzung des solaren Potenzials zur Verfügung gestellt werden.