

Abschlussbericht

Energiekonzept für das Wohngebiet „südlich Bischof-Haneberg-Straße“ in Kempten

gefördert durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie



Titel: Erstellung eines Energiekonzeptes für eine Wohnanlage in Kempten-Lenzfried („südlich Bischof-Haneberg-Straße“)

Auftraggeber: Hubert Schmid Bauunternehmen GmbH, Fr. Brigitte Schröder

Bearbeiter: Michael Eichinger, egrid applications & consulting GmbH
Philipp Schrott, egrid applications & consulting GmbH

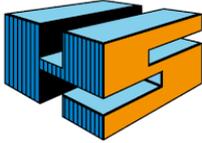
Datum: 20.03.2020

Art: Abschlussbericht

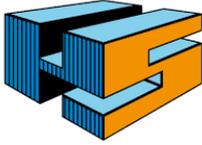


Inhalt

1.	Inhalt und Ziele	4
2.	Grundlagenermittlung	5
2.1	Thermischer Energiebedarf	6
2.2	Elektrischer Energiebedarf	8
2.3	Elektrischer Energiebedarf Elektromobilität	9
3.	Analyse Ist-Zustand	12
3.1	Geographie und Infrastruktur	12
3.1.1	Gasanschluss	12
3.2	Eigentumsverhältnisse	13
3.3	Regulatorische Rahmenbedingungen (EEWärmeG, EnEV, KfW)	13
3.3.1	Energieeinsparverordnung (EnEV)	14
3.3.2	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG)	15
3.3.3	Vorgaben KfW 153 Energieeffizient Bauen	16
3.3.4	Fazit	16
4.	Potentialerhebung Quellen	18
4.1	Solare Energie	18
4.1.1	Stromerzeugung durch Photovoltaik	19
4.1.2	Wärmeerzeugung durch Solarthermie	22
4.2	Biomasse	23
4.3	Oberflächennahe Geothermie	25
4.3.1	Erdwärmesonden	25
4.3.2	Grundwassernutzung	30
4.4	Fernwärme	33
4.5	Zusammenfassung der Quellen	35
5.	Ausarbeitung Versorgungskonzepte	36
5.1	Erdgas mit Solarthermie	37
5.1.1	Technische Auslegung	37
5.1.2	Wirtschaftliche Ergebnisse	40
5.1.3	Fazit Variante „Erdgas“	43
5.2	Variante Pellets zentral	44
5.2.1	Technische Auslegung	44
5.2.2	Wirtschaftliche Ergebnisse	48
eGRID/Energiekonzept/Lenzfried/Abschlussbericht		2



5.2.3 Fazit Variante „Pellets zentral“.....	50
5.3 Wärmepumpe mit Erdwärmesonde(n)	52
5.3.1 Technische Auslegung	52
5.3.2 Wirtschaftliche Ergebnisse	55
5.3.3 Fazit Dezentral Erdwärmepumpe.....	56
5.4 Zusammenfassung der betrachteten Versorgungsvarianten.....	57
5.5 Empfehlung einer Versorgungsvariante.....	60
6. Umsetzbarkeit	61
6.1 Variante Erdgas	61
6.2 Variante Pellets	61
6.3 Variante Wärmepumpe mit Erdwärmesonden.....	61
7. Wirtschaftlichkeit	62
8. Primärenergetische und emissionstechnische Betrachtung.....	63
8.1 Primärenergiefaktor	63
8.2 CO ₂ -Emissionen	65
9. Maßnahmenvorschläge.....	66
10. Zusammenfassung und Ergebnisdarstellung.....	68
Quellen	70
Anhang	71



1. Inhalt und Ziele

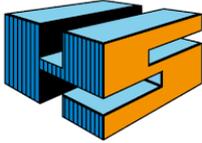
In Zusammenarbeit mit dem Auftraggeber wurde, angelehnt an die Inhalte des Förderprogramms, definiert, in welcher Form die Ausarbeitung erfolgen soll, sodass für den späteren Bauherrn, die Fa. Hubert Schmid (HS), ein maximaler Mehrwert geschaffen wird. Im besten Fall sind die hier gewonnenen Erkenntnisse auch auf in Zukunft bebaute Areale übertragbar. So könnte zukünftig bereits von Beginn der Planungen, ohne Einsatz von Geldern eine Lenkung in Richtung einer nachhaltigen Entwicklung angestrebt werden.

Die Energieversorgung heutzutage ist durch die Energiewende im Wandel. Vielfältige neue Technologien bieten große Potenziale für innovative Versorgungsstrategien. In der Entwicklung von Arealen sieht die Fa. egrid dafür ein ideales Anwendungsgebiet, da hier die drei Sektoren Strom, Wärme und Mobilität ineinandergreifen. Durch eine kombinierte, integrierte und vor allem sektorenübergreifende Planung werden Potenziale und die technische Umsetzbarkeit für den Einsatz neuer und konventioneller Technologien und die sich daraus ergebenden Synergieeffekte ermittelt.

Das Ziel: Innovation und nachhaltige Versorgung in Bau und Betrieb des Areals. Energie wird zu einem Standortvorteil für das Neubaugebiet „südlich Bischof-Haneberg-Straße“ (im Folgenden BHS).

Das Vorgehen ist angelehnt an die Förderrichtlinien bzw. das Merkblatt zur Förderung und besteht im Wesentlichen aus den folgenden Punkten:

- Grundlagenermittlung
- Analyse Ist-Zustand
- Potentialerhebung Quellen
- Konzeptentwicklung mit div. Szenarien
- Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit
- Primärenergetische und emissionstechnische Betrachtung
- Maßnahmenvorschläge
- Zusammenfassung und Ergebnisdarstellung



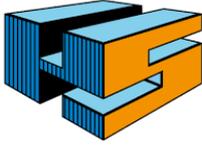
2. Grundlagenermittlung

Im ersten Schritt erfolgt die Grundlagenermittlung. Hier müssen alle relevanten Rahmenbedingungen aufgenommen, analysiert und in den Kontext eines Gesamtkonzeptes gebracht werden. Primär steht die Ermittlung von Energiebedarfen (Strom, Wärme (Heizung und Brauchwasser), ggf. Kälte) zur späteren Anlagenauslegung und technischen Konzeptionierung im Vordergrund. Datengrundlage hierfür sind z.B. Bebauungspläne, sofern vorhandene Angaben von Architekten und anderen Planern oder sonstige vorliegende Planunterlagen und Informationen (Gebäudeenergiestandards, Wohnflächen, Bruttogeschossflächen, Nutzungsstruktur, Aufteilung Wohnen und Gewerbe, Zeitplanung der Erschließung, Anzahl Wohn- und Gewerbeeinheiten, Besitz- und Eigentumsverhältnisse, politische Rahmenbedingungen, etc.). Wichtigste Quelle im vorliegenden Fall ist der bereits zur Verfügung stehende Bebauungsplanentwurf. Zusätzlich können erste Architektenpläne zu den einzelnen Gebäudetypen zur Verfügung gestellt werden. Anhand dieser kann beispielsweise die geplante Ausführung der Dachflächen und -formen ermittelt werden. Aufbauend auf dem Bebauungsplanentwurf stehen erste Flächenberechnungen des Auftraggebers (AG) zur Verfügung. Die dargestellten Flächenabschätzungen halten sich an die im B-Plan festgesetzten Flächennutzungen und dienen somit als Grundlage für die Energiebedarfsermittlung. Etwaige Änderungen in der Umsetzung und dem Bau des Areals sind zum Zeitpunkt der Erstellung des Energienutzungsplans nicht abschätzbar und können entsprechend nicht berücksichtigt werden.

Der vorläufige B-Plan ist in folgender Abbildung dargestellt.



Abbildung 1: Vorläufiger B-Plan des Neubaugebiets BHS



Dem B-Plan können folgende Informationen entnommen werden:

- 19 Wohneinheiten (WE)
- 12 WE als Reihenhäuser (RH)
- 6 WE als Doppelhaushälften (DH)
- 1 WE als Einfamilienhaus (EFH)
- 2 Parkmöglichkeiten (Garage oder Stellplatz) pro WE
- Verkehrstechnische Erschließung beidseitig

Weiterhin werden vom AG Informationen zu Wohnflächen der einzelnen Gebäude, sowie Gebäudeenergiestandards angegeben. Die Häuser sollen alle in KfW55-Standard errichtet werden. Die Flächen sind folgender Tabelle zu entnehmen.

Haustyp	Bruttogeschossfläche [m ²]	Beheizte Wohnfläche [m ²]
RH	139	137
DH	133	130
EFH	265	180

Tabelle 1: Bruttogeschossflächen und Wohnflächen nach Vorgaben HS

In Summe ergibt sich also im Betrachtungsgebiet eine beheizte Wohnfläche von ca. 2.600 m². Es handelt sich um eine reine Wohnbebauung ohne (Klein-)Gewerbe oder sonstiger besonderer Nutzung.

Angelehnt an die DIN V 18599 wurde auf Basis der zur Verfügung gestellten Daten eine Energiebedarfsermittlung für elektrische und thermische Energie durchgeführt. Die Ergebnisse sind in den nachfolgenden Kapiteln dargestellt.

2.1 Thermischer Energiebedarf

Der thermische Energiebedarf (Warmwasser und Heizung) beläuft sich gemäß Berechnungen im Untersuchungsgebiet auf ca. $177.000 \frac{kWh}{a}$. Dies entspricht einem durchschnittlichen Bedarf von 9.300 kWh pro Gebäude. Der spezifische Energiebedarf beträgt entsprechend $68 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$ und wird als realistisch unter Einbeziehung von Brauchwasser (ca. $12,5 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$) angesehen.

Bei Zugrundelegung eines zentralen Versorgungskonzepts sind ebenfalls Netzverluste einzuplanen. Diese sind in der Gesamtbetrachtung bereits beinhaltet (ca. 15 % Netzverluste).

Die thermischen Lastprofile zeigen folgende Abbildungen (Gesamtareal und Einzelgebäude).

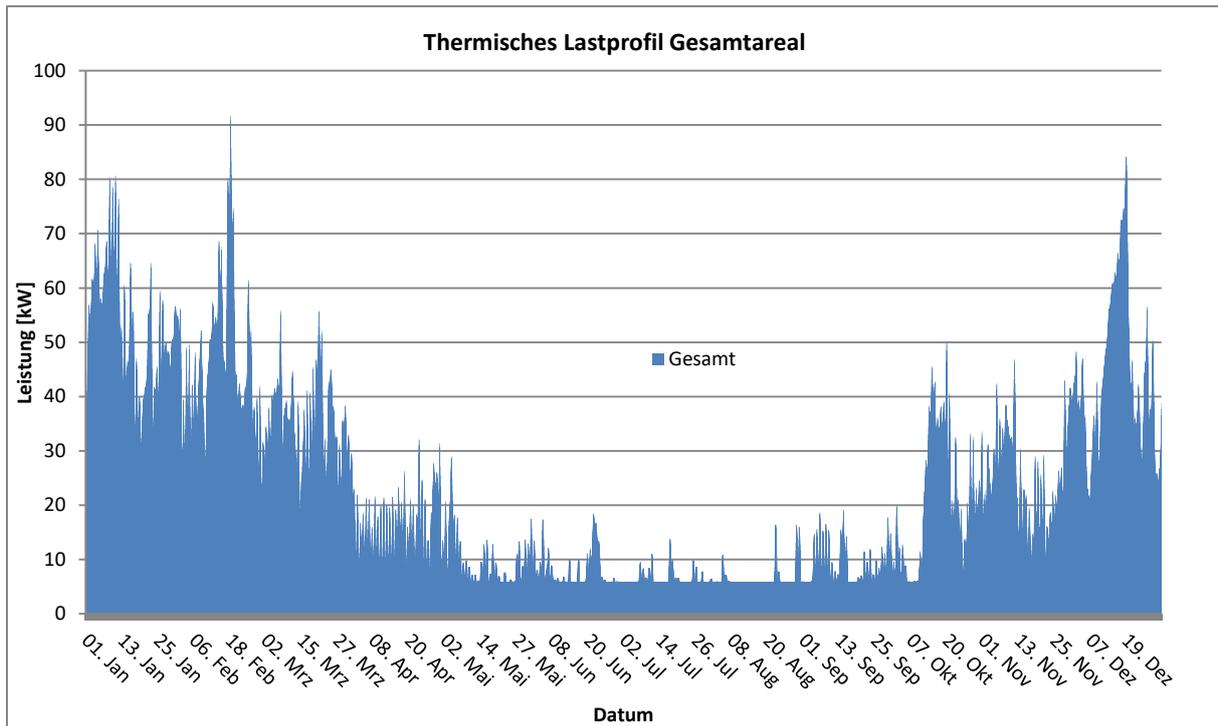
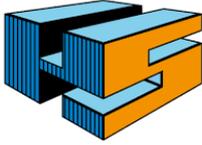


Abbildung 2: Wärmelastprofil Gesamtareal BHS (mit Netzverlusten)

Das Lastprofil wird anhand der durchschnittlichen Wetterdaten und Temperaturdaten der vergangenen 20 Jahre ermittelt. Es zeigen sich insb. für den Standort Kempten Leistungsspitzen im Februar und Dezember mit maximalen Leistungen von knapp 100 kW. Hier sind jedoch interne Gleichzeitigkeiten bereits berücksichtigt. Pro Einzelgebäude besteht eine Auslegungsleistung (-16 °C) von rund 8 kW (19 Gebäude mal 8 kW entspricht rund 150 kW). Es ist jedoch z.B. für eine zentrale Versorgung nicht notwendig, 150 kW Erzeugungsleistung bereitzustellen, da aufgrund der Anzahl an Gebäuden und dem Einsatz von Pufferspeichern eine gewisse Gleichzeitigkeit vorausgesetzt werden kann. Die Anlagenauslegung wird nochmals explizit in Kap. 5 behandelt.

Die Auslegungsleistung von rund 8 kW pro Gebäude resultiert in einer thermischen Leistung von rund $60 \frac{W}{m^2}$. Auch dieser Wert ist plausibel, wenn auch für ein KfW55-Gebäude tendenziell etwas hoch angesetzt. Konservativ gerechnet (auch in Hinblick auf eine maximale Versorgungssicherheit) lässt sich dieser Wert jedoch argumentieren.

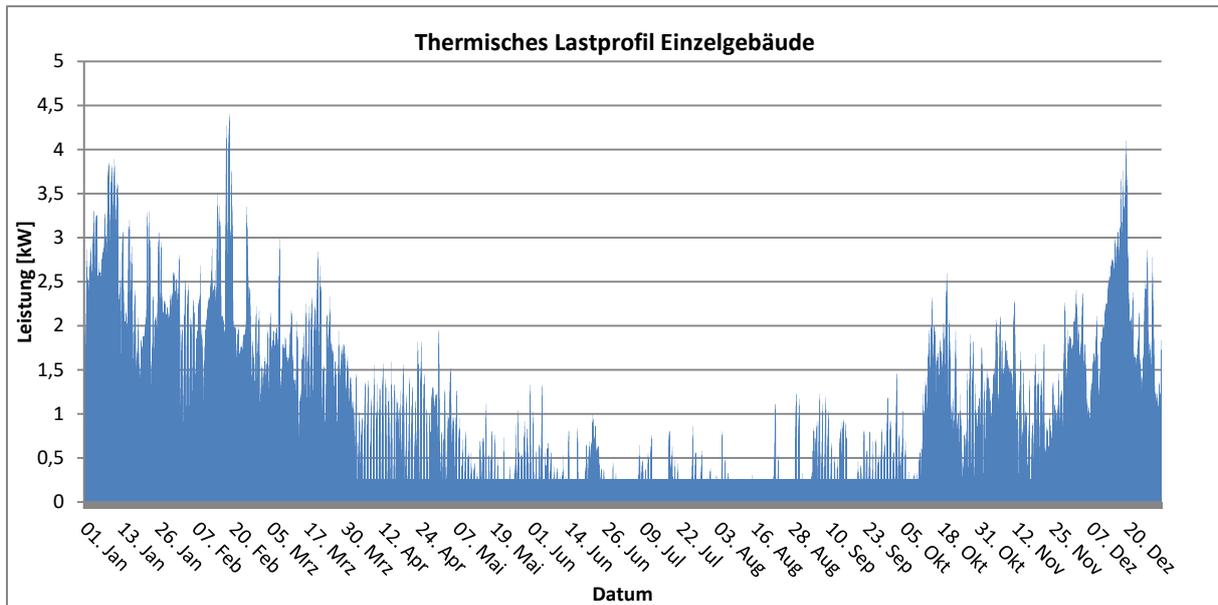


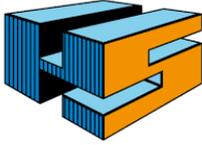
Abbildung 3: Wärmelastprofil exemplarisches Einzelgebäude (8 kW Heizlast, 9.300 kWh Wärmebedarf p.a., 1.160 Volllaststunden)

Ein Kältebedarf wird für die Wohnbebauung nicht angenommen.

2.2 Elektrischer Energiebedarf

Der elektrische Energiebedarf hängt deutlich stärker vom Nutzerverhalten und möglichen Verbrauchsgeschäften (Kühlschränke, Multimedia, Wärmepumpe, Elektromobilität, Küchengeräte, etc.) ab, als der thermische Energiebedarf. Auch bestehen ggf. Wechselwirkungen zur Wärmeversorgung (je nach Konzept) und zur Mobilität. Da insb. das Mobilitätsverhalten derzeit noch nicht abschätzbar ist, wird dieser Punkt für den elektrischen Energiebedarf zunächst nicht berücksichtigt. Ebenfalls ist der Strombedarf einer Wärmepumpe vom umgesetzten Konzept abhängig und somit auch nicht Teil der Allgmeinestrombedarfsermittlung.

Als Grundlage der elektrischen Bedarfsermittlung dient einerseits die DIN V 18599, sowie die Übersichtswerte des Stromspiegels Deutschland [1]. Der Stromspiegel geht klassischerweise für Einzelgebäude ohne elektrische Brauchwassererwärmung mit 2-3 Personen pro WE und einem geringen bis mittleren Stromverbrauch von Werten zwischen $2.500 \frac{kWh}{a}$ und $3.800 \frac{kWh}{a}$ aus. Im Mittel ist ein Wert um die $3.100 \frac{kWh}{a}$ als realistisch anzusehen. Somit ergeben sich für das gesamte Neubaugebiet ca. $59.000 \frac{kWh}{a}$ elektrischer Bedarf. Nach einer Ermittlung gemäß DIN V 18599 auf Basis der verfügbaren Daten beträgt der voraussichtliche Strombedarf ca. $55.000 \frac{kWh}{a}$ und deckt sich somit gut mit den Daten des Stromspiegels. Es wird entsprechend von einem Bedarf pro WE von $3.000 \frac{kWh}{a}$ (entspricht $57.000 \frac{kWh}{a}$ im Gesamtgebiet) ausgegangen.



2.3 Elektrischer Energiebedarf Elektromobilität

Wie bereits angesprochen, entsteht nach aktuellen Entwicklungen in Zukunft ein deutlich höherer Strombedarf durch den großflächigen Umstieg auf elektrisch angetriebene Fortbewegungsmittel (PKW, Fahrrad, E-Scooter). Im Wohnbereich spielen hierbei vor allem Elektroautos eine signifikante Rolle, da hier der größte Bedarf zu erwarten sein wird. Für eine Abschätzung der Elektromobilitätsentwicklung im Neubaugebiet BHS wurden zunächst einige Annahmen getroffen.

- Anzahl Parkflächen im Baugebiet: 2 Stellplätze/Garage pro WE, entspricht 38 direkte zugewiesene Parkflächen (ohne Besucherparkplätze)
- Für die Hochrechnung wurde die aktuelle Altersverteilung der Stadt Kempten gemäß vorhandener Zensusdaten verwendet
- Für die „PKW-Dichte“ (PKW-Besatz) wurden für das BV näherungsweise die Daten des Regierungsbezirks Schwaben herangezogen und adaptiert
- Einbeziehung einer Meta-Studie (Zusammenfassung verschiedener umfassender Studien) zur Mobilitätsentwicklung mit progressiven, passiven und durchschnittlichen Entwicklungspfaden in Deutschland
- Einbeziehung der realen Entwicklung der Elektromobilität in Kempten anhand tatsächlicher Daten

Unter Berücksichtigung und Verrechnung aller oben genannten Quellen und Daten ergeben sich für die Jahre bis 2040 in 5-Jahresschritten folgende antizipierte Entwicklungen im Baugebiet.

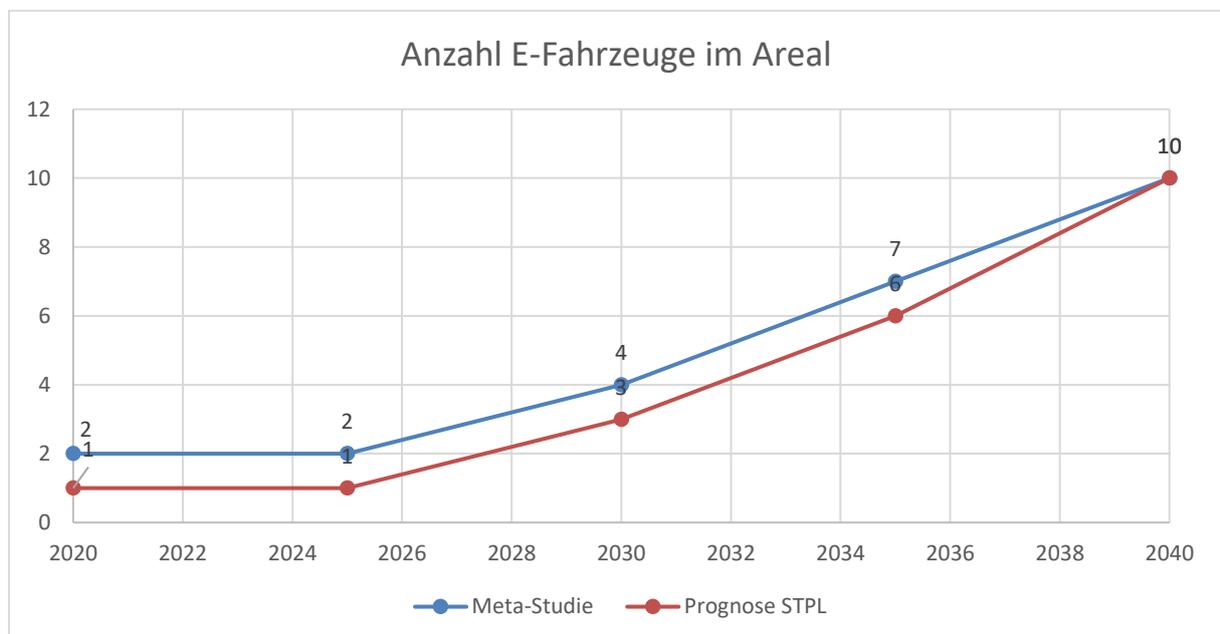
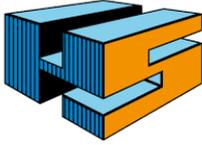


Abbildung 4: Mögliche Entwicklungspfade bis 2040 mit Durchschnittsszenario „Meta-Studie“ bzw. Berechnung mit Zensusdaten und realen Daten der Stadt Kempten

Die Vorgehensweise zur Ermittlung der Ergebnisse ist im Anhang zu finden. Der Hochlauf „Meta-Studie“ nutzt die in der Studie gemittelten und validierten Daten zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklungen, wohingegen „Prognose STPL“ die realen Gegebenheiten in Kempten (PKW-Besatz, reale



Entwicklung der vergangenen drei Jahre, Altersverteilung in Neubaugebiet) mit einfließen lässt, wodurch sich Unterschiede bei den Entwicklungspfaden ergeben. Insbesondere in den kommenden Jahren ist mit einer geringeren Entwicklung im Raum Kempten zu rechnen, als im Durchschnitt der Meta-Studie, jedoch nähert sich der Ausbau an, sodass final im Jahr 2040 damit zu rechnen ist, dass jedes vierte Fahrzeug im BV (teil-)elektrisch betrieben sein wird (genaue Anteile siehe Tabelle 2).

Die prozentuale Entwicklung ist in folgender Tabelle dargestellt.

Jahr	Anteil [%]
2020	2,63
2025	2,63
2030	7,89
2035	15,79
2040	26,32

Tabelle 2: Prognostizierte prozentuale Entwicklung der Elektromobilität im BV

Bei der Berechnung fließen auch Punkte wie die Altersverteilung, die potentiellen Kunden der Neubauten, die Affinität bestimmter Altersgruppen gegenüber alternativer Mobilitätsformen, etc. mit ein.

	Option 1: Passiv	Option 2: Proaktiv
Anschaffung Ladeinfrastruktur	Keine	Stellflächen anteilig EV-ready ausrüsten, LIS liegt beim späteren Eigentümer
Bauliche Vorkehrungen	Gem. EU-Richtlinie (bauliche Vorkehrung: Leerrohre, Platzbedarf f. Schaltschränke, Zähler, etc.)	Wie Option 1, zusätzliche Ausstattung mit LIS gemäß geplantem Konzept (Anbieter, Technik)
Öffentliche Infrastruktur	Nicht vorgesehen	Installation eines öffentl. Ladepunkts, nach Aussage AG nicht ausgeführt

Tabelle 3: Vorgehensweise bei der Vorhaltung von elektrischer Ladeinfrastruktur

Es ist zu empfehlen, die Stellplätze mindestens EV-ready vorzuhalten (Leerrohre, Anschlussplatz Hausanschlusskasten, beantragte Leistung Netzbetreiber), ohne notwendigerweise LIS zu finanzieren. Eine öffentliche Infrastruktur ist derzeit nicht vorgesehen.

Aus den Hochrechnungen für die Entwicklung der Fahrzeuganzahl lassen sich nun Energiebedarfe für Elektromobilität, sowie Leistungsbedarfe für spätere Ladeleistungen ermitteln. Auch hier liegen wieder einer Reihe von Annahme zugrunde:



- Durchschnittliche Fahrstrecke PKW: ca. 39 km [2]
- Durchschnittlicher Verbrauch Elektrofahrzeug: $18 \frac{kWh}{100 km}$
- Ladeleistungen pro Ladepunkt: 3,7 kW bis 11 kW
- Erstellung von drei Szenarien S1, S2 und S3
 - S1: 100 % der Ladepunkte werden mit max. 3,7 kW betrieben, Gleichzeitigkeit 1
 - S2: 70 % der Ladepunkte werden mit max. 3,7 kW, 30 % mit max. 11 kW betrieben, Gleichzeitigkeit 0,82
 - S3: 100% Der Ladepunkte werden mit max. 11 kW betrieben, Gleichzeitigkeit 0,4

Den Annahmen liegt die Überlegung zugrunde, dass an jedem Ladepunkt zu jedem Zeitpunkt mindestens eine Leistung von 3,7 kW verfügbar sein muss. Für höhere Ladeleistungen von 11 kW lassen sich über Gleichzeitigkeiten oder Lademanagement auch temporär geringere Leistungen abbilden. Dennoch ist damit zu rechnen, dass die Fahrzeuge in angemessenen Zeiten wieder vollgeladen sein werden sollen. Durch das Anschlusskonzept jedes Ladepunkts über den eigenen Hausanschlusskasten, wird kein übergeordnetes Lademanagement greifen (wie z.B. bei einem MFH), es sind hierdurch aber auch keine expliziten Engpässe bei der Versorgung zu befürchten, da jede WE mit einer Anschlussleistung von 30 kW versorgt wird. Dennoch ist eine Meldung beim Netzbetreiber für jeden Ladepunkt notwendig. Dies liegt in der Verantwortung der späteren Eigentümer.

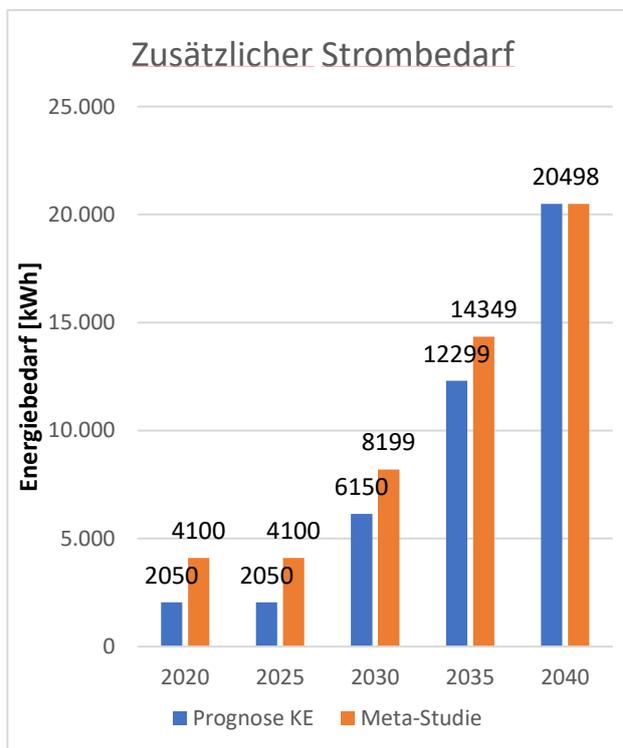


Abbildung 5: Strombedarf Elektromobilität anhand Prognosen bis 2040

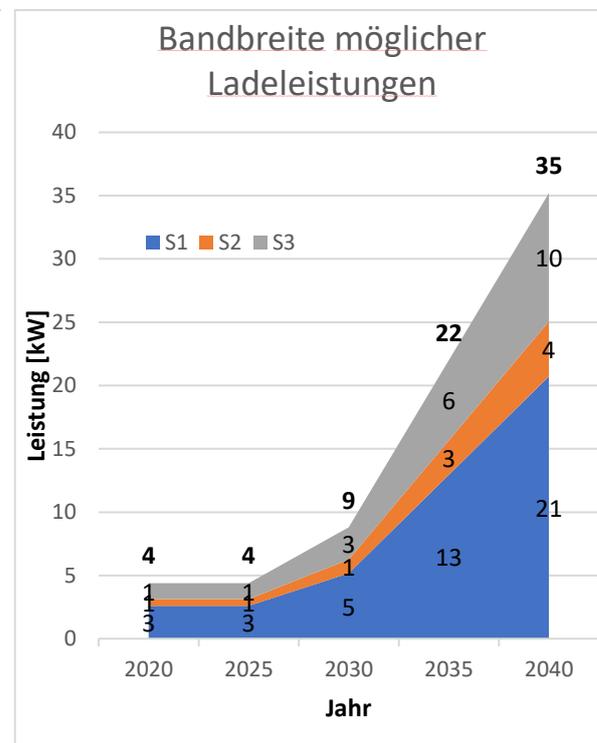
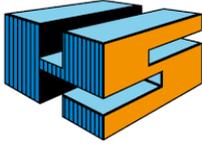


Abbildung 6: Mögliche Bandbreite an zu Verfügung zu steller Ladeleistungen bis 2040



3. Analyse Ist-Zustand

Da es sich beim Baugebiet BHS um eine Neuerschließung handelt, ist eine Analyse des aktuellen Zustands nur bedingt möglich. Bisher wurde die Fläche landwirtschaftlich genutzt, es ist also keine Ableitung von einer früheren Nutzung möglich. Im Folgenden werden als relevant bewertete Grundlagen und Rahmenbedingungen erläutert.

3.1 Geographie und Infrastruktur

Wie dem B-Plan in Abbildung 1 zu entnehmen ist, liegt das Areal östlich einer Bestandsbebauung auf einer ehemaligen Landwirtschaftsfläche auf relativ ebenem Untergrund. Im Osten wird das Gebiet durch die Grundstücksgrenze definiert, nördlich schließt die Bischof-Haneberg-Straße an, aus der die Erschließung mit einer Zufahrt entstehen wird. Südwestlich ist Bestandswohnbebauung zu finden, nach aktuellem Planstand soll auch aus dieser Richtung mit einer Zufahrt erschlossen werden.

Im Rahmen der Erschließungsvorbereitung wurde ein geotechnischer Bericht mit dem Ziel der Baugrunderkundung erstellt (Gutachten vom 26.03.2019 vom Geotechnischen Büro Udo Bosch). Hieraus geht z.B. hervor, dass im Bereich des BV keine gesicherte Aussage zum Vorhandensein von Grundwasser zur Nutzung für thermische Zwecke getroffen werden kann. Außerdem gibt es bisher keine Untersuchungen seitens des WWA Kempten, weshalb auch hier keine zusätzlichen Informationen eingeholt werden konnten. Eine detailliertere Auswertung der Rahmenbedingungen zum Einsatz oberflächennaher Geothermie für die Wärmeversorgung wird in Kap. 4 beschrieben.

Als Infrastruktur im Umfeld des geplanten Areals ist lediglich die Sparte Erdgas relevant, da keine Nutzung von z.B. Abwasserwärme ö.a. untersucht wird. Strom wird grundsätzlich als vorhanden und, aufgrund der Klassifizierung als Grundversorgung, auch als gegeben angesehen. Mögliche Mehrleistungen aufgrund der bereits beschriebenen Elektromobilitätsentwicklung, oder abhängig des Wärmeversorgungskonzepts auch aufgrund von Wärmepumpen, sind dem Netzbetreiber, hier die *AllgäuNetz GmbH*, mitzuteilen und frühzeitig abzustimmen. Es ist jedoch nicht damit zu rechnen, dass sich aus diesen Gründen für den Bauherren Probleme ergeben werden.

3.1.1 Gasanschluss

Über einen Zugang zum Gasnetzportal des örtlichen Gasnetzbetreibers *schwaben netz* wurde ein Spartenplan für einen möglichen Erdgasanschluss erzeugt. Den relevanten Ausschnitt zeigt Abbildung 7. Hieraus geht hervor, dass sowohl im nördlichen, als auch im südlichen Bereich des Baugebiets bereits Gasleitungen liegen. In der Bischof-Haneberg-Straße ist eine kurze Stichleitung, vermutlich für einen möglichen späteren Anschluss von Abnehmern vorhanden, südlich, in der Anna-Straubin-Straße sind die nächstgelegenen Gebäude ebenfalls mit Gas erschlossen. Nach Rücksprache mit dem Gasnetzbetreiber wäre ein Anschluss (mit den benötigten Leistungen im Bereich < 150 kW) von beiden Seiten aus möglich. Sollte eine Erschließung mit Erdgas stattfinden, so würde diese in Koordination mit dem Ausbau der Wasserver- und -entsorgung, Entwässerung und Stromversorgung erfolgen. Nach mehrfacher Anfrage beim Gasnetzbetreiber konnte schließlich die Bestätigung eingeholt werden, dass eine Erschließung mit Gas für den Netzbetreiber in Frage kommt und bei Bedarf ausgeführt würde.

Sollte die Ausführung wie in Abbildung 7 durchgeführt werden, wäre vermutlich eine Leitungsverlegung mit Erdgas von Süden über den Bestand in der Anna-Straubin-Straße geplant.

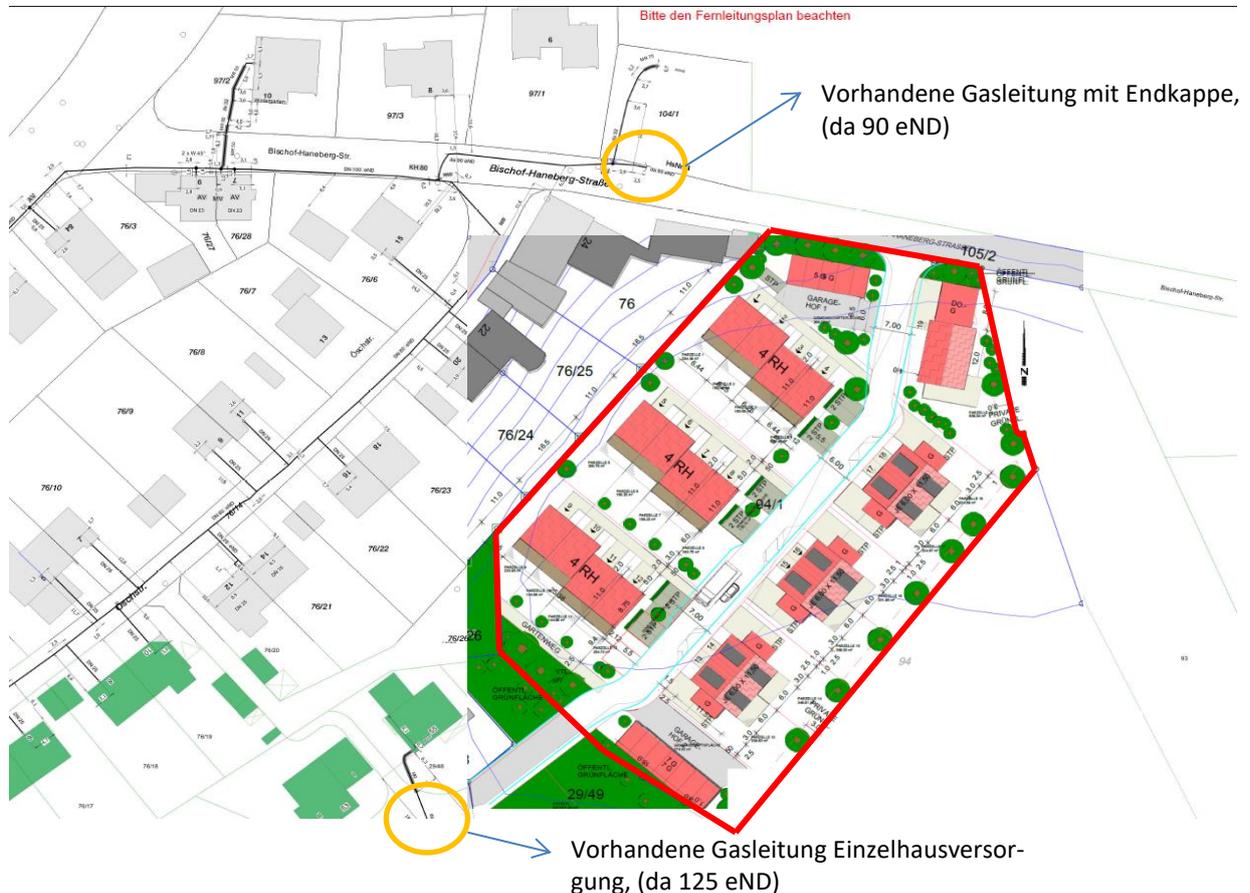


Abbildung 7: Spartenplan Erdgasanschluss Baugebiet

Eine frühzeitige Beauftragung und Abstimmung bzw. Koordination zwischen Erschließung und Gasnetzbetreiber ist zu empfehlen, sollte eine Verlegung von Gasleitungen angedacht sein.

3.2 Eigentumsverhältnisse

Das gesamte Baugebiet befindet sich aktuell im Eigentum der Fa. Hubert Schmid. Nach erfolgreicher Erschließung und Bebauung werden die einzelnen Grundstücke geteilt und an neue Eigentümer schlüsselfertig verkauft. Etwaige Leitungsrechte und Dienstbarkeiten sollten bereits frühzeitig und vor Grundstücksteilung in die Grundbücher eingetragen werden. Nach Verkauf an einen Interessenten geht das Eigentum gemäß vertraglicher Regelungen über. Bis dahin besteht für HS grundsätzlich die Möglichkeit, Einfluss auf die spätere Gestaltung z.B. in Form der Wärmeversorgung zu machen (zentrale Versorgung mit Energiezentrale und Nahwärmenetz).

3.3 Regulatorische Rahmenbedingungen (EEWärmeG, EnEV, KfW)

Neben den energetischen und ökonomischen Einflüssen auf Seiten des Bauherrn, sowie der späteren Eigentümer, spielen auch die regulatorischen Rahmenbedingungen eine signifikante Rolle. Insbeson-



dere im Neubau sind die gesetzlichen Vorgaben aus dem *Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz* (EE-WärmeG), der *Energieeinsparverordnung* (EnEV), sowie ggf. auch die Richtlinien der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) relevant. Wunsch des AG war die Errichtung der Gebäude in KfW55-Standard. Hierfür werden im Folgenden die Vorgaben, sowie deren Auswirkungen auf die Energieversorgung dargestellt.

3.3.1 Energieeinsparverordnung (EnEV)

Über die EnEV werden Bauherren und Bauträgern technische Mindestanforderungen bzgl. des Primärenergiebedarfs der Gebäudeversorgung, sowie der Transmissionswärmeverluste auferlegt. Seit 2016 gelten hierfür strengere Grenzwerte. Als Mindeststandard nach EnEV gelten die folgenden Werte:

- $H'_{T, \text{Gebäude}} = 0,85 \cdot H'_{T, \text{Referenzgebäude}}$
- $q_{p, \text{Gebäude}} = 0,70 \cdot q_{p, \text{Referenzgebäude}}$

mit

H'_{T} : Transmissionswärmeverlust und

q_p : Primärenergiebedarf und

$$q_p = f_p \cdot E_{\text{End}}$$

mit

f_p : Primärenergiefaktor und

E_{End} : Endenergiebedarf (Summe der Energiemengen im Gebäude für Heizung, Kühlung, Lüftung, Warmwasser)

Diese entsprechen den Vorgaben der KfW für ein Effizienzhaus 70. Da das KfW-Effizienzhaus 70 als gesetzlicher Mindeststandard definiert ist, gibt es hierfür über die KfW auch keine Fördermittel mehr. Diese können erst ab einem Effizienzhausstandard 55 oder besser beantragt werden. Da im vorliegenden BV nach KfW-Standard 55 gebaut werden soll, sind die vorgegebenen Grenzwerte nochmals explizit dargestellt.

- $H'_{T, \text{Gebäude}} = 0,70 \cdot H'_{T, \text{Referenzgebäude}}$
- $q_{p, \text{Gebäude}} = 0,55 \cdot q_{p, \text{Referenzgebäude}}$

Entsprechend im Vergleich von KfW70 zu KfW55 ergeben sich als für H'_{T} und q_p jeweils um 15 %-Punkte verbesserte Mindestanforderungen, die einzuhalten sind. Es gibt ebenfalls einen Zusammenhang zwischen H'_{T} und q_p .

H'_{T} und q_p sind hierbei fest vorgegeben und müssen im Neubau (für einen bestimmten Energiestandard) verpflichtend gemäß der jeweiligen Vorgaben eingehalten werden. Dennoch gibt es gewisse Wechselwirkungen zwischen den Faktoren, insb. im Hinblick auf den Primärenergiefaktor, der mit dem Endenergiebedarf multipliziert den Primärenergiebedarf ergibt. Der Primärenergiefaktor gibt in diesem Zusammenhang eine Näherung der vorgelagerten Prozesskette zur Erzeugung des Energieträgers, wobei erneuerbare Primärenergieträger einen deutlich geringeren Primärenergiefaktor aufweisen, als



z.B. fossile Energieträger. Somit lässt sich über den Einsatz regenerativer Energien der Wert von q_p anpassen bzw. verringern. Im Fall des Einsatzes von Erdgas (ausschließlich) würde der Primärenergiefaktor bei 1,1 liegen. Um damit die Vorgaben nach EnEV zu erreichen, wäre ein deutlich geringerer Energiebedarf im Bezug zum Referenzhaus nötig, was über eine bessere Dämmung und somit ein geringeres H'_T erreichbar ist. Durch eine Verbesserung des H'_T lässt sich also eine Verringerung des q_p erreichen. Durch ein sehr geringes q_p ist jedoch keine Erhöhung des H'_T über die gesetzlichen (bzw. von der KfW vorgegebenen) zulässig. Überschreitet bei Erreichen des H'_T der q_p die Vorgaben, so ist durch den Einsatz eines Primärenergieträgers mit geringerem Primärenergiefaktor oder der Versorgung mit Nahwärme mit geringem Primärenergiefaktor die Reduktion des q_p auf den vorgegeben Wert möglich. Dadurch spielt auch der Primärenergiefaktor f_p eine erhebliche Rolle bei der energetischen Bewertung von Energieversorgungssystemen.

3.3.2 Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG)

Eine weitere gesetzliche Vorschrift, die Auswirkungen auf die Errichtung von Neubauten hat, ist das EEWärmeG. Hierin ist für bestimmte Gebäude, die neu errichtet werden sollen, unter die die Gebäude im BV Lenzfried gemäß § 4 EEWärmeG fallen, in gewissem Maße eine Energie(teil)versorgung vorgegeben. Das Gesetz schreibt vor, dass nach § 3 Abs. 1 EEWärmeG die anteilige Nutzung von erneuerbaren Energien im Neubau bei der Deckung des Wärme- und Kälteenergiebedarfs verpflichtend ist. Da im Wohnbereich nicht von einer Kälteversorgung ausgegangen wird, beziehen sich die folgenden Ausführungen nur noch auf den Wärmebedarf (Heizung und Brauchwasser). Dabei gilt nach §5 EEWärmeG für die jeweiligen Quellen ein zu erzeugender Anteil am gesamten Wärme- (und Kälte-)bedarf von:

- 15 % bei solarer Strahlungsenergie
- 30 % bei gasförmiger Biomasse
- 50 % bei flüssiger und fester Biomasse (z.B. Pellets)
- 50 % bei Umweltwärme und Geothermie

Zusätzlich zu den o.g. Werten lässt der Gesetzgeber nach Anhang I des Gesetzes einige Ersatzmaßnahmen zu, die pauschaliert eine Erreichung der Vorgaben garantieren, oder gibt weitere Bedingungen, die nur bei Erreichung zur Erfüllung der Pflichten führen. Relevant für den vorliegenden Fall ist die Anlage zum EEWärmeG (EEWärmeG I Nr. 1 Solare Strahlungsenergie, III Geothermie und Umweltwärme, sowie VIII Fernwärme oder Fernkälte).

Zu I: Der Mindestanteil nach §5 Abs. 1 gilt als erfüllt, wenn bei Wohngebäuden mit max. 2 WE solarthermische Anlagen mit einer Fläche von mindestens 0,04 m² Aperturfläche pro m² Nutzfläche des Gebäudes vorhanden sind. Für das EFH mit ca. 180 m² wären dies rund 7,2 m² Solarthermiefläche, für die RH und DH mit ca. 140 m² ca. 5,6 m² Solarthermie. Unabhängig der realen Erzeugung gilt die Anforderung des EEWärmeG dann als erfüllt. Zusätzlich wird eine Zertifizierung bei Anlagen mit Flüssigkeiten als Wärmeträger nach „Solar Keymark“ vorgeschrieben.

Zu III: Hier gibt es zusätzliche Anforderungen, die zur Erfüllung der Pflicht nach EEWärmeG vorausgesetzt werden. Einerseits muss die Jahresarbeitszahl (JAZ) der Wärmepumpe für Sole-Wasser-Wärmepumpen 4,0 oder mehr betragen (bei primärer Warmwassererzeugung durch die Wärmepumpe ist eine JAZ von 3,8 nachzuweisen), es muss jeweils ein Strom- und Wärmemengenzähler zur Berechnung



der JAZ an der Wärmepumpe verbaut sein und die Wärmepumpe muss mit einem Zertifikat gemäß Anhang EEWärmeG III Nr. 1a ausgezeichnet sein.

Zu VIII: Die Nutzung von Fernwärme/Nahwärme gilt nur dann als Erfüllung der Pflicht, wenn die Wärme im Netz zu „einem wesentlichen Anteil“ aus erneuerbaren Energien, zu mind. 50 % aus Abwärme, KWK-Anlagen oder eine Kombination der vorigen besteht (50 % Anteil jeweils vorausgesetzt). Bei einer zu 100 % auf Pellets basierenden Versorgung ist dieser Punkt als erfüllt zu sehen.

3.3.3 Vorgaben KfW 153 Energieeffizient Bauen

Unabhängig der gesetzlichen Rahmenbedingungen und Mindestanforderungen schreibt zusätzlich die KfW explizit Maßnahmen vor, die erfüllt sein müssen, dass ein Energiestandard nach KfW gegeben ist und somit auf die Fördergelder beantragt werden können. Diese sind in der Anlage zum Merkblatt „Technische Mindestanforderungen“ zum KfW-Kredit 153 aufgezeigt. Dabei wird nochmals auf die Werte zu H'_T und q_p hingewiesen (siehe hierzu Kap. 3.3.1). Weiterhin darf kein Wärmeerzeuger auf Basis des Energieträgers Öl zum Einsatz kommen (in allen Formen, auch in Fernwärmenetzen und als Hybridsystem mit z.B. einer Solarthermieanlage). Weiterhin ist für ein KfW-55-Gebäude eines der nachfolgenden Anlagenkonzepte in Bezug auf die verbaute Anlagentechnik umzusetzen, sofern ein rechnerischer Nachweis nicht erbracht wird. Erfolgt ein rechnerischer Nachweis, so können auch Abwandlungen der unten dargestellten Anlagentechnik eingesetzt werden. Hier wird nur auf die im Folgenden relevanten Konzepte eingegangen:

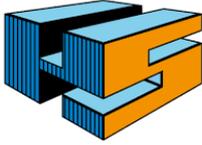
1. Gas-Brennwertkessel, solare Trinkwarmwasserbereitung, zentrale Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (Wärmebereitstellungsgrad ≥ 80 %)
2. Fernwärme mit zertifiziertem Primärenergiefaktor $f_p \leq 0,7$, zentrale Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (Wärmebereitstellungsgrad ≥ 80 %)
3. Sole-Wasser (oder Wasser-Wasser) Wärmepumpe mit Flächenheizsystem zur Wärmeübergabe und zentrale Abluftanlage

Weiterhin ist eine Reihe von Vorgaben zu U-Werten der thermischen Gebäudehülle zu berücksichtigen, diese sind im Merkblatt nachzulesen [3].

3.3.4 Fazit

Bezüglich der EnEV-Vorgaben sind die jeweiligen Grenzwerte (mind. „KfW70“, geplant „KfW55“) einzuhalten. Über die Wechselwirkung von H'_T und q_p kann hier z.B. über ein geringes f_p zusätzliche Dämmung zur Verringerung des q_p über ein verringertes H'_T vermieden werden.

Das EEWärmeG schreibt verpflichtend die anteilige Nutzung von erneuerbaren Energiequellen zur Wärme- und Kälteerzeugung vor. Diese können unabhängig einer realen Erzeugung auch z.T. (z.B. Solarthermie) über Ersatzmaßnahmen ohne Bezug zum tatsächlichen Anteil erbracht werden. Eine langfristige Sinnhaftigkeit, z.B. bei der Montage einer Solarthermieanlage auf einem nach Norden geneigten Dach ist zu hinterfragen. Komplette ohne die Integration einer erneuerbaren Erzeugung kann jedoch nach EEWärmeG z.B. kein Gebäude allein mit einem Gas-Brennwertgerät ausgerüstet werden. Für die weiteren angedachten Varianten der zentralen Pelletsversorgung und der Sole-Wasser-Wärmepumpe werden die Vorgaben entsprechend EEWärmeG erfüllt.



Zur Erreichung eines förderfähigen KfW-Standards müssen entsprechend die gegebenen Vorgaben eines verbesserten H'_{T} - und q_p -Werts im Vergleich zum derzeitigen EnEV-Mindeststandard eingehalten werden. Ohne spezifische Berechnung kann der Nachweis eines KfW55-Gebäudes auch über vordefinierte Anlagenkonzepte und die Einhaltung pauschaler Grenzwerte gemäß technischem Merkblatt erfüllt werden. Es ist jedoch in der Regel einfacher, die Berechnungen von einem zertifizierten Energieberater durchführen zu lassen.



4. Potentialerhebung Quellen

Für alle möglichen Quellen zur Energieversorgung im Areal sollen in den folgenden Kapiteln die vorhandenen Potentiale analysiert, sowie eine Abschätzung getroffen werden, ob die jeweilige Quelle für ein ganzheitliches und funktionierendes Konzept in Frage kommt oder nicht weiter betrachtet wird.

Folgende Quellen-Potentiale wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber im Rahmen des Energienutzungsplans ermittelt:



Abbildung 8: Mögliche Quellen für eine spätere Energieversorgung

4.1 Solare Energie

Aus dem bayerischen Energieatlas geht hervor, dass mit einer globalen Einstrahlung im Jahresmittel von ca. $1.200 \frac{kWh}{m^2}$ gute bis sehr gute Verhältnisse für die energetische Nutzung der Solarstrahlung bestehen. Dies betrifft den Einsatz von Photovoltaik zur Stromerzeugung, wie auch Solarthermie zur Wärmeerzeugung gleichermaßen. Der Einsatz einer Technologie ist stets abhängig vom Gesamtkonzept, es kann also keine pauschale Aussage für oder gegen eine der Technologien getroffen werden. Weiterhin gilt anzumerken, dass aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Dachflächen in der Regel der Einsatz einer Technologie die andere Technologie (zumindest teilweise) ausschließt. Zwar existieren sog. Hybridmodule am Markt, diese sind jedoch nur bedingt sinnvoll einzusetzen. Hauptgrund hierfür ist, dass die solarthermische Wärmeerzeugung maximale Temperaturen, die photovoltaische Stromerzeugung jedoch minimale Modultemperaturen benötigt. Die gleichzeitige Strom- und Wärmeerzeugung stehen sich somit aus physikalischen Standpunkten heraus gegenüber. Außerdem sind die Hybridmodule preislich gesehen deutlich teurer als die bereits etablierten „Einzeltechnologien“.

Im vorliegenden Fall eines schlüsselfertigen Verkaufs der Gebäude an neue Eigentümer, spielt die Integration von PV- oder Solarthermieanlagen nur eine untergeordnete Rolle. Relevanz entsteht hierbei nur in Bezug auf eine angedachte Versorgung mit Erdgasbrennwertthermen, um die Vorgaben der EnEV und des EEWärmeG erfüllen zu können (siehe Kap. 3.3). Dies ist auch der Anspruch an die Größe



einer derartigen Anlage. Dennoch gilt es zunächst zu prüfen, ob aufgrund der bestehenden Rahmenbedingungen überhaupt eine erneuerbare Erzeugung möglich ist. Für die Reihenhäuser ist als besondere Vorgabe eine Dachbegrünung auf einem 10° nach Nordosten geneigten Pultdach vorhanden. Weiterhin ergibt sich durch die Kommune die Einschränkung, dass eine Aufständigung von PV- oder Solarthermiemodulen nicht gewünscht ist. Dadurch wird das mögliche Potential deutlich eingeschränkt.

Alternativ wäre die Nutzung der Gebäudefassaden für solare Erzeugung denkbar. Dagegen sprechen ein paar Punkte. Erstens ist die Erzeugung an Fassaden (Modulneigung 90°) deutlich geringer als bei Dachanlagen (insb. PV), wodurch die Wirtschaftlichkeit stark verschlechtert wird. Weiterhin sind architektonische Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, sowie weitere Punkte, wie Blendwirkungen oder die Erreichbarkeit der Module durch Bewohner oder externe Personen. Zuletzt sei anzumerken, dass aufgrund der engen Bebauung und der Fassadengestaltung ohnehin nur eine kleine Fassadenfläche mit sinnvoller Ausrichtung ergeben würde. Nach aktuellem Planstand könnte hier durch Bepflanzung und die nebenstehenden Gebäude eine Verschattung stattfinden, was zusätzlich zu einer geringeren Erzeugung beiträgt.

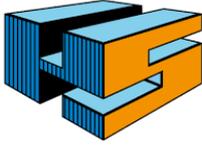
4.1.1 Stromerzeugung durch Photovoltaik

Zunächst sollen ein paar allgemeine Grundlagen für die Stromerzeugung durch Photovoltaik erläutert werden, die später auch für die Definition der nutzbaren Dachflächen relevant sind. Die Erzeugung und somit auch Sinnhaftigkeit einer Anlage im Vergleich zu den Kosten ist stark von der Modulneigung, sowie der Ausrichtung (Azimutwinkel) abhängig. Einen Überblick darüber gibt folgende Abbildung.

Prozentanteil vom maximal möglichen Ertrag in Abhängigkeit der Ausrichtung und der Dachneigung																			
Ausrichtung (Abweichung in Grad von Süden)																			
Dachneigung	Süd	SüdOst SüdWest							Ost West	NordOst NordWest							Nord		
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180
	0°	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%
10°	93%	93%	93%	92%	92%	91%	90%	89%	88%	86%	85%	84%	83%	81%	81%	80%	79%	79%	79%
20°	97%	97%	97%	96%	95%	93%	91%	89%	87%	85%	82%	80%	77%	75%	73%	71%	70%	70%	70%
30°	100%	99%	99%	97%	96%	94%	91%	88%	85%	82%	79%	75%	72%	69%	66%	64%	62%	61%	61%
40°	100%	99%	99%	97%	95%	93%	90%	86%	83%	79%	75%	71%	67%	63%	59%	56%	54%	52%	52%
50°	98%	97%	96%	95%	93%	90%	87%	83%	79%	75%	70%	66%	61%	56%	52%	48%	45%	44%	43%
60°	94%	93%	92%	91%	88%	85%	82%	78%	74%	70%	65%	60%	55%	50%	46%	41%	38%	36%	35%
70°	88%	87%	86%	85%	82%	79%	76%	72%	68%	70%	58%	54%	49%	44%	39%	35%	32%	29%	28%
80°	80%	79%	78%	77%	75%	72%	68%	65%	61%	56%	51%	47%	42%	37%	33%	29%	26%	24%	23%
90°	69%	69%	69%	67%	65%	63%	60%	56%	53%	48%	44%	40%	35%	31%	27%	24%	21%	19%	18%

Abbildung 9: Anhängigkeit der solaren Stromerzeugung durch PV von Modulneigung und Ausrichtung [4]

Es ist zu erkennen, dass sich die maximale Erzeugung bei reiner Südausrichtung und einer Modulneigung von ca. 30° bis 40° ergibt. Bei Abweichung der Modulneigung oder der Ausrichtung können sich die Erträge teils stark reduzieren. Für eine nach Südost oder Südwest ausgerichtete Anlage mit einer Modulneigung von ca. 30° beträgt die Gesamterzeugung noch ca. 95% (relativ gesehen zum Maximum 0° Süd und 35° Modulneigung). Für eine nach Nordost/Nordwest ausgerichtete Anlage mit einer Modulneigung von ca. 10° (vgl. Reihenhäuser) ergibt sich noch eine Erzeugung von nur 80 % im Vergleich zum Maximum. Nachdem PV-Anlagen im privaten Bereich aufgrund verhältnismäßig geringer Eigenverbrauchsanteile (klassischerweise ca. 30-50% ohne Speicher, abhängig von der Anlagengröße und



dem Verbrauchsverhalten) ohnehin nur bedingt wirtschaftlich sind, stellt sich die Frage, inwiefern für den Bauherrn die Investition in eine PV-Anlage sinnvoll wäre.

Im ersten Schritt ist hier spezifisch pro Gebäude die verfügbare Dachfläche und im Anschluss die nutzbare Dachfläche zu ermitteln. Basis hierfür bilden die Architektenentwürfe der RH und DH. Darauf zu erkennen sind einerseits Gauben (in beide Richtungen der Dachflächen) bei den DH und die bereits angesprochene Dachbegrünung und geringe Dachneigung bei den RH. Das EFH bildet, was Ausrichtung und Dachgestaltung angeht eine Ausnahme. Es wird darauf hingewiesen, dass zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch keine Entwürfe für das EFH zur Verfügung standen und somit auf den B-Plan-Vorentwurf zurückgegriffen wurde (nur Draufsicht).

Typ	Dachform	Fläche [l x b]	Anzahl	Gesamtfläche [m ²]	Ausrichtung	Sonstiges
RH	Pultdach	6·10	12	720	NO	Dachbegrünung
DH	Satteldach	8·7·2	6	672	SO/NW	Gauben SO, NW
EFH	Satteldach	6·10·2	1	120	O/W	OW
Ges.			19	1.512		

Tabelle 4: Verfügbare Dachflächen nach Gebäudetyp

Durch die grundsätzliche Ausrichtung der Gebäude (RH, DH) ergeben sich bereits energetisch gesehen nur bedingt gute Voraussetzungen für die solare Nutzung über Dachanlagen. Dieser Effekt wird noch deutlich durch die jeweilige Dachgestaltung verstärkt. Für die RH sind die Dächer leicht nach Nordosten geneigt, was eine flache Installation insb. von Solarthermiemodulen wenig sinnvoll macht, für PV reduziert sich der mögliche Ertrag gemäß Abbildung 9 auf nur noch rund 80 %. Bei den DH sind in beide Richtungen (Südost und Nordwest) jeweils große Gauben in der Dachmitte vorhanden, die einerseits die nutzbare Fläche deutlich reduzieren und andererseits zusätzlich zur Verschattung beitragen. Eine Darstellung der Gebäudeansichten ist in den Abb. Abbildung 10 bis Abbildung 13 zu sehen.

Daraus resultieren nach Einschätzung des Berichterstellers folgende sinnvoll nutzbare Dachflächen.

Typ	PV [m ²]	Solarthermie	Anzahl	Gesamt PV [m ²]	Gesamt ST [m ²]	Kommentar
RH	40	-	12	480	-	Dachbegrünung
DH	16	16	6	96	96	nur SO nutzbar
EFH	64	-	1	64	-	OW-Ausrichtung
Ges.			19	640	96	

Tabelle 5: Nutzbare Dachflächen je Gebäudetyp

Von den in Tabelle 4: Verfügbare Dachflächen nach Gebäudetyp dargestellten Werten verbleiben also real nutzbar nur noch kleine Anteile. Insbesondere Solarthermie ist auf den RH, sowie dem EFH nicht sinnvoll umsetzbar und nur als „Mittel zum Zweck“ nutzbar.

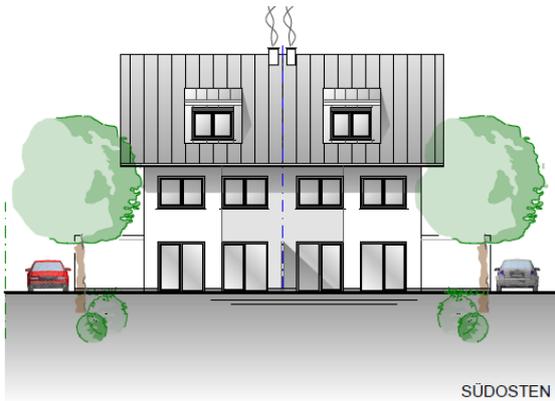
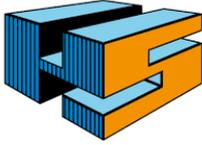


Abbildung 10: Ansicht Doppelhaus Front



Abbildung 11: Ansicht Doppelhaus Seite

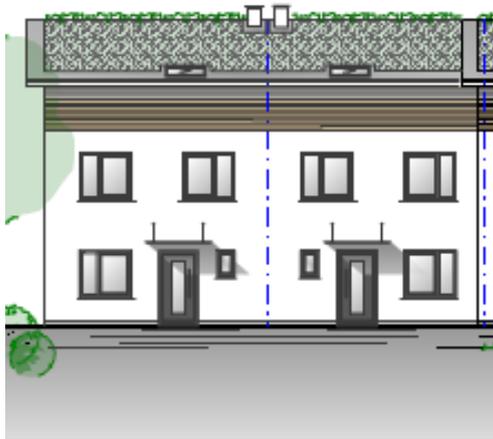


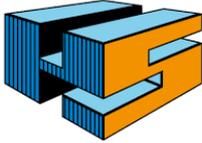
Abbildung 12: Ansicht Reihenhaus Front



Abbildung 13: Ansicht Reihenhaus Seite

Die DH können neben den Gauben mit PV/Solarthermie belegt werden, im besten Fall die Flächen „südlich“ der Gauben, um keine Verschattungen zu verursachen. Diese Flächen sollten ausreichen, um die gesetzlichen Rahmenbedingungen beim Einsatz von Erdgasbrennwertthermen zu erfüllen. Anders verhält es sich bei den RH, hier wäre eine Solarthermieanlage lediglich für die gesetzlichen Rahmenbedingungen ohne großen Nutzen und Mehrwert für den Hauseigentümer umsetzbar.

Unabhängig der späteren Ausführungen zeigen die folgenden Grafiken eine Sensitivitätsanalyse bzgl. der PV-Anlagengröße im Hinblick auf energetische Kennzahlen (Eigenverbrauch, Autarkiegrad, Einspeisung). Dies dient dazu, ein Gefühl für sinnvolle Anlagengrößen im Wohnbereich zu bekommen.



Benötigte Fläche [m²]	Leistung [kWp]	Erzeugung [kWh/a]	Eigenverbrauch [kWh/a]	Einspeisung [kWh/a]	Netzbezug [kWh/a]	Anteil Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]
10	1,2	1.029	855	175	2.146	83,03	28,48
20	2,4	2.058	1.131	928	1.870	54,92	37,68
30	3,5	3.002	1.223	1.778	1.777	40,75	40,78
40	5,0	4.288	1.284	3.004	1.716	29,94	42,79
50	5,9	5.060	1.306	3.754	1.694	25,80	43,52
60	7,1	6.089	1.327	4.762	1.673	21,80	44,25
70	8,2	7.033	1.340	5.692	1.660	19,06	44,67
80	9,4	8.062	1.350	6.712	1.650	16,75	45,00

Tabelle 6: Darstellung der Sensitivität energetischer Kennzahlen durch die Variation der Anlagengröße

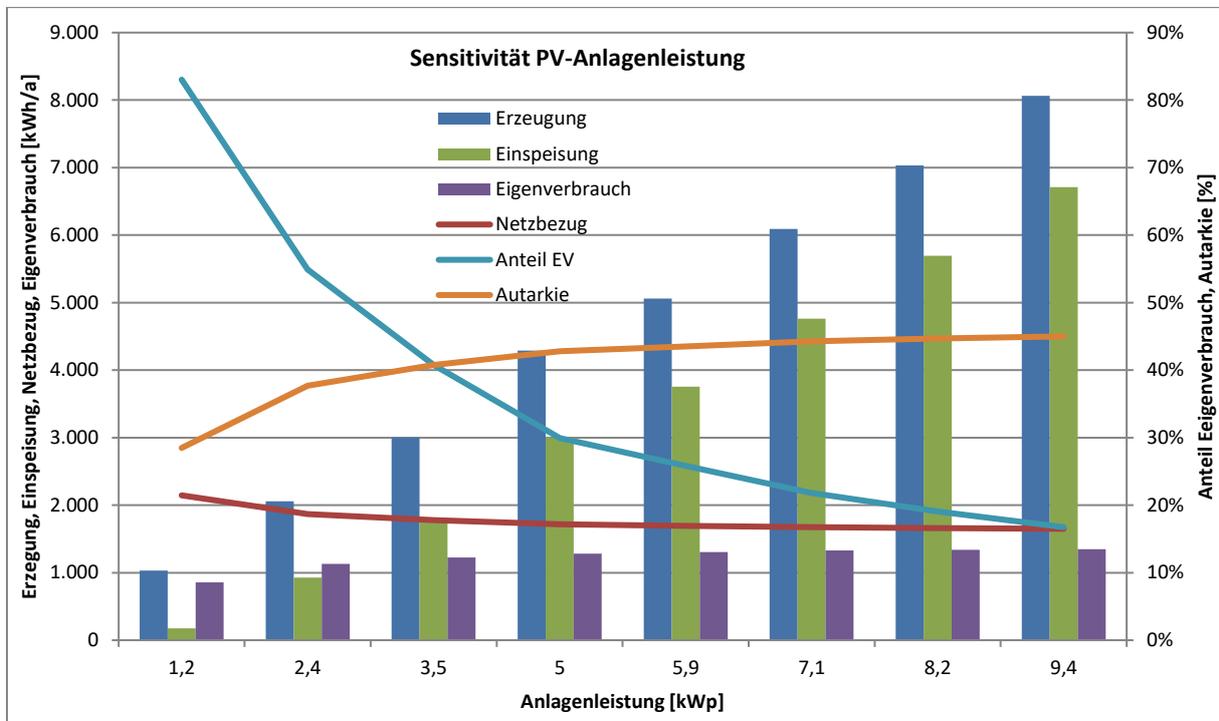
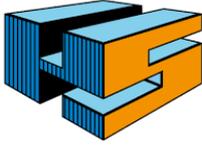


Abbildung 14: Grafische Darstellung der energetischen Kennzahlen in Abhängigkeit der Anlagengröße

Es ist zu erkennen, dass sich insb. der Autarkiegrad sehr schnell einem Maximalwert annähert, der bei ca. 45 % liegt. Mit größeren Anlagen wären höhere Werte möglich, dies ist jedoch wirtschaftlich in der Regel nicht sinnvoll. Weiterhin ist zu sehen, dass sich der Eigenverbrauch nur marginal bei größeren Leistungen erhöht, primär geht die Mehrerzeugung einer großen Anlage in die wesentlich unattraktivere Netzeinspeisung und wird nach EEG vergütet (Wert zum 01.04.2020: $9,44 \frac{ct}{kWh}$ für Dachanlagen < 10 kWp). Die Betrachtung bezieht sich lediglich auf den Allgemeinstromverbrauch ohne Berücksichtigung einer möglichen Wärmeerzeugung durch Strom. Dies wird im weiteren Verlauf abgeschätzt.

4.1.2 Wärmeerzeugung durch Solarthermie

Gemäß der aktuellen Fassung des EEWärmeG gilt nach § 3 Abs. 1 EEWärmeG die Verpflichtung für Eigentümer neuer Gebäude, den Kälte- und Wärmeenergiebedarf anteilig durch erneuerbare Energien



zu decken. Nach § 5 ist ein einzuhaltender Mindestanteil erneuerbarer Wärme bei Neubauten für verschiedene Energieträger vorgegeben. Nach § 5 Abs. 1 EEWärmeG gilt für solare Strahlungsenergie die Pflicht als erfüllt, wenn mindestens 15 % des Wärme- oder Kälteenergiebedarfs aus solarer Energie gedeckt werden. Alternativ können über Ersatzmaßnahmen Erfüllungen dieser Verpflichtung nach Nr. 1 der Anlage des Gesetzes geltend gemacht werden. Siehe hier Kap. 3.3.2.

Bei einem angenommenen Referenzgebäude mit 140 m² Wohnfläche wäre die Mindestfläche einer Solarthermieanlage demnach 5,6 m² zur Erfüllung der Vorgaben des EEWärmeG. Die Gesamtwärmeerzeugung beträgt bei einem spezifischen Ertrag von $540 \frac{kWh}{m^2 a}$ etwa $3.000 \frac{kWh}{a}$ (Normalwert bei sinnvoller Ausrichtung). Für eine spätere Simulation der Anlage wird von einem nutzbaren Ertrag von ca. 50 % der o.g. spezifischen Erträge ausgegangen. Ähnlich der PV-Anlage, konzentriert sich der Hauptertrag auf die Sommermonate, in denen der Wärmebedarf minimal ist (nur Brauchwasser). Wird jedoch über das Erdreich als saisonalen Langzeitspeicher Wärmeerzeugung und –bedarf entkoppelt, so stellt sich die zeitliche Diskrepanz nicht mehr als Problem dar, da die Wärme der Sommermonate im Winter zur Gebäudeheizung und ggf. zur Brauchwasserbereitung eingesetzt werden kann. Die nutzbaren Solarthermie-Flächen sind Tabelle 5: Nutzbare Dachflächen je Gebäudetyp zu entnehmen.

Solarthermische Anlagen können auf verschiedene Weisen genutzt werden. Zum einen ist die reine Erzeugung von Brauchwasser denkbar. Zusätzlich dazu ist auch eine Brauchwassererzeugung mit Heizungsunterstützung möglich. Eine seltenere Nutzung kann z.B. die Regeneration von Umweltquellen sein. Beim Wärmeentzug durch Erdwärmesonden ist je nach Konzept eine aktive Regeneration des Erdreichs notwendig, um ein Auskühlen des Bodens zu verhindern. Im ersten Schritt, ohne Kenntnisse der hydrogeologischen Gegebenheiten kann konservativ davon ausgegangen werden, dass dieselbe Energiemenge, die entzogen wurde, auch wieder zu regenerieren ist. In diesem Fall dient das Erdreich als saisonaler Langzeitspeicher, in dem die im Sommer über solarthermische Anlagen eingebracht Wärmeenergie dem Boden in den Wintermonaten über Erdwärmesonden wieder entzogen und zu Heizzwecken über Wärmepumpen genutzt wird.

4.2 Biomasse

Im vorliegenden Fall des BV in Lenzfried wurde mit dem AG abgestimmt, dass der Einsatz von Biomasse untersucht werden soll. Biomasse bezieht sich hierbei auf feste Biomasse in Form von Holzpellets. Diese werden regional hergestellt und können somit als nachhaltig und erneuerbar deklariert werden. Im Rahmen der Biomasseversorgung ist vorwiegend ein übergreifendes, zentrales Versorgungskonzept angedacht, sprich eine Pellets-Nahwärmeversorgung über eine Energiezentrale, ein Wärmeleitungsnetz und dezentrale Hausübergabestationen pro WE. Eine dezentrale Versorgung (also Pelletskessel pro Gebäude) soll nicht näher untersucht werden.

Als weitere Untersuchungsgegenstände wurden umliegende, bestehende Biomasseanlagen identifiziert, die sich grundsätzlich auch für eine thermische Versorgung des Baugebiets eignen könnten. Dies ist insb. im Rahmen der Idee einer zentralen Versorgung interessant. Nach Datengrundlage des Energieatlas Bayern gibt es in unmittelbarer Nähe des Baugebiets zwei Biomasseanlagen.

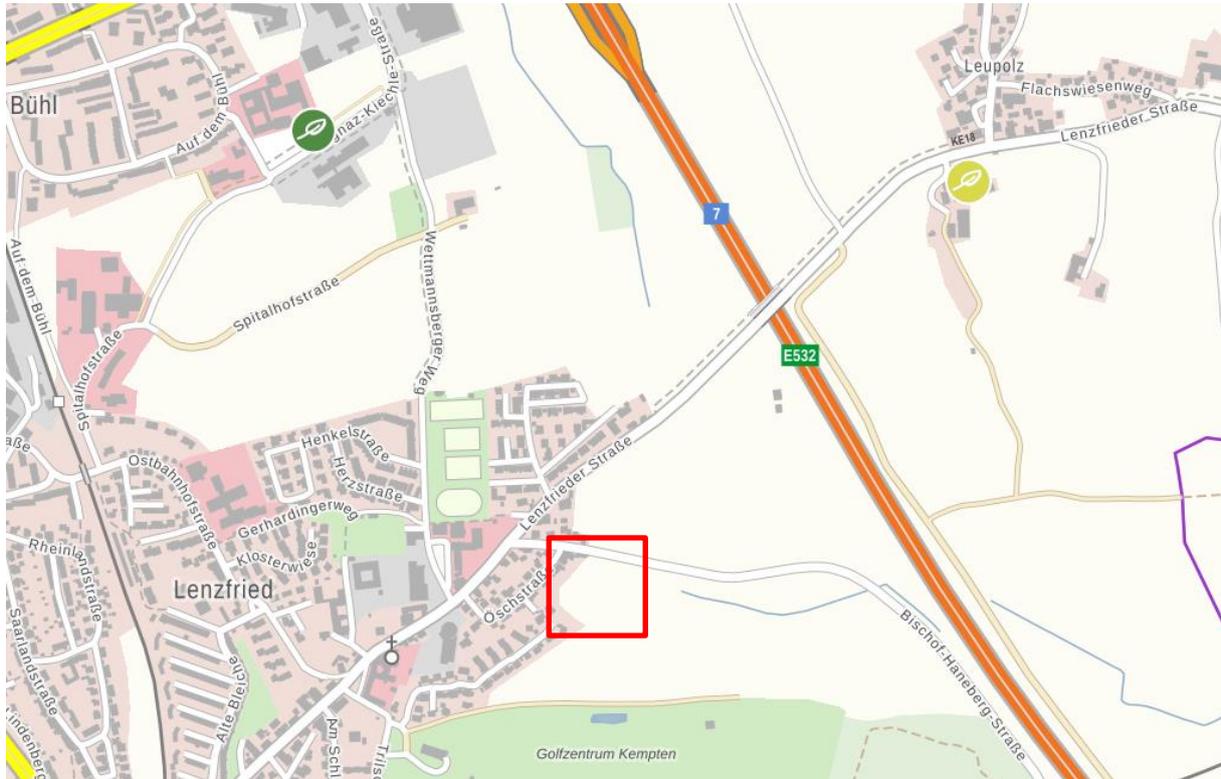


Abbildung 15: Nächstegelegene Biomasseanlagen im Bestand zum Betrachtungsgebiet (rot) [5]

Anlage 1 befindet sich in der Ignaz-Kiechle-Straße nördlich, dabei handelt es sich um einen Hackschnitzelkessel aus dem Jahr 2004 mit einer thermischen Biomasseleistung von 400 kW (Gesamtleistung thermisch an diesem Standort sind 1,4 MW). Primär wird dadurch eine Molkerei versorgt. Es ist davon auszugehen, dass die vorhandene Wärmeleistung zum größten Teil vor Ort verbraucht wird. Weiterhin ergibt sich die Entfernung zum BV mit mehr als 1,1 km als kritisches Kriterium. Bei einer angesetzten Wärmeabnahme von 177 MWh pro Jahr ergibt sich für die Leitung eine Wärmebelegungsdichte von nur $155 \frac{kWh}{m \cdot a}$, was im Hinblick auf eine wirtschaftliche Bewertung als nicht sinnvoll erachtet werden muss (hohe Wärmeverluste, Investitionskosten der Leitungsführung übersteigen die Investition für eine Erzeugung vor Ort voraussichtlich um ein Vielfaches).

Anlage 2 befindet sich jenseits der Autobahn A7 nordöstlich des Baugebiets. Hierbei handelt es sich um eine Biogasanlage mit BHKW und einer installierten Leistung von $500 kW_{el}$ (voraussichtlich ca. $600 kW_{th}$). Da der Betreiber der Anlage nicht ermittelt werden konnte, ist auch eine Aussage zur derzeitigen Wärmenutzung des BHKWs nicht möglich. Dennoch ergeben sich auch hier aufgrund der hohen Entfernung von rund 1 km zum Baugebiet und der notwendigen Querung der Autobahn voraussichtlich sehr hohe Kosten, die ebenfalls eine vor-Ort-Erzeugung übersteigen würden. Die Wärmebelegungsdichte ist mit rund $177 \frac{kWh}{m \cdot a}$ etwas höher, jedoch wirtschaftlich gesehen immer noch nicht attraktiv. Ein weiteres Kriterium gegen die Nutzung wäre die Abhängigkeit der Wärmeversorgung von potenziell unbekanntem Betreibern.

Das grundsätzliche Potential der Biomassebereitstellung in Form von Holzpellets ist durch mehrere regionale Anbieter von Holzpellets gegeben.



4.3 Oberflächennahe Geothermie

Als oberflächennahe Geothermie werden grundsätzlich alle Technologien verstanden, die thermische Energie aus dem Erdreich, z.B. in Form von direkter Erdwärme oder Grundwasser in oberflächennahen Schichten, bis zu einer maximalen Tiefe von 400 Metern nutzen. Die Nutzungsformen sind vielseitig, häufig wird darüber jedoch Raumwärme und zum Teil Warmwasser erzeugt. Diese Technologie ist insb. im Neubau von Einfamilienhäusern beliebt, da so eine thermisch autarke und weitgehend regenerative Versorgung, unabhängig eines Gasnetzanschlusses oder sonstiger Abhängigkeiten (Ausnahme Strom) realisierbar ist. Über PV-Anlagen ggf. mit elektrischem Heimspeicher kann die Autarkie nochmals deutlich gesteigert und der Einfluss des Stromnetzes minimiert werden.

Klassische Systeme zur Nutzung oberflächennaher Geothermie sind der Einsatz von Erdwärmesonden, Erdwärmekollektoren (sog. geschlossene Systeme) oder Brunnenbauwerken zur thermischen Grundwassernutzung (offenes System). Da Erdwärme im oberflächennahen Bereich (keine Tiefengeothermie) nur auf geringem Temperaturniveau entzogen werden kann (in der Regel ca. um 10 °C) werden zur Nutzbarmachung für Raumheizung oder Warmwasser noch Wärmepumpenanlagen benötigt. Da Wärmepumpen wiederum energetisch am sinnvollsten bei Vorlauftemperaturen von max. 50 °C und einem Temperaturhub von 10 K bis 40 K arbeiten, ist der Einsatz von Flächenheizsystemen bei der Wärmesenke (Verbraucher) notwendig. In Bestandsgebäuden sind häufig Radiatoren verbaut, welche mit Vorlauftemperaturen von < 50 °C zu wenig Wärme liefern, um die Räume ausreichend zu beheizen. Diese Technologie ist folglich primär im Neubaubereich zu prüfen.

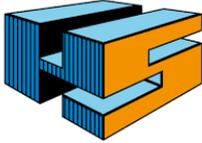
Aufgrund der Flächenverhältnisse im Baugebiet des Areals wurden Erdwärmekollektoren von vornherein für einen Einsatz ausgeschlossen. Zwar sind Kollektoren aufgrund ihrer Installationstiefe von nur 1-2 Metern finanziell interessant, benötigen für relevante Entzugsleistungen jedoch große Flächen, die wiederum nicht überbaut werden dürfen, da ein Großteil der entzogenen Erdwärme durch solare Einstrahlung und Niederschlag im Boden regeneriert wird. Dies ist bei Installation unter einem Gebäude nicht mehr möglich.

Die Bohrung von Erdwärmesonden ist je nach geologischer Bodenbeschaffenheit möglich und mehr oder weniger sinnvoll. In den nachfolgenden Abschnitten wird auf die spezifischen Rahmenbedingungen im Areal eingegangen und ein Potential ermittelt, anhand dessen die Sinnhaftigkeit zur Umsetzung in einem Konzept abgeschätzt wird.

Ebenfalls wirtschaftlich, wie auch technisch interessant, ist das offene System der Grundwassernutzung über ein Brunnensystem. Dies resultiert insbesondere daraus, dass eine Regeneration der Quelle nicht notwendig und die Erschließung bei vorteilhaften Rahmenbedingungen verhältnismäßig günstig ist. Ob im Bereich des Areals die entscheidenden Voraussetzungen zur sinnvollen Nutzung gegeben sind, zeigen die folgenden Ausführungen.

4.3.1 Erdwärmesonden

Die erste Technologie, die im Detail untersucht wird, sind Erdwärmesonden. Der Umweltatlas gibt erste grundlegende Informationen zur Nutzungsmöglichkeit. Einerseits können dort die bereits installierten und gemeldeten Sonden abgerufen, andererseits auch weiterführende Informationen zu Bodenbeschaffenheit, Bohrrisiken und Genehmigungsfähigkeit eingeholt werden.



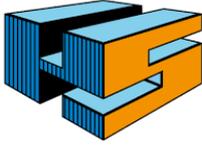
4.3.1.1 Allgemeines und Potential

Die erste Analyse im Raum Lenzfried ergab, dass im direkten Umfeld nur 1 weitere Sonde installiert ist. Im weiteren Umfeld gibt es ein kleines Sondenfeld an der Lenzfrieder Straße, sowie eine große Anzahl an Sonden auf der Ludwigshöhe, wobei diese Entfernung bereits als zu groß eingeschätzt wird, um explizit Rückschlüsse ziehen zu können. Die in der direkten Nachbarschaft gebohrte Sonde kann durchaus als Referenz herangezogen werden. Hierbei handelt es sich um eine Bohrung aus dem Jahr 2008 mit einer Endteufe von 250 Metern, was für Sonden bereits sehr ungewöhnlich ist. Grundwasserdaten sind nicht vorhanden, d.h. es kann außer aus dem geologischen Baugrundgutachten keine Aussage zu Grundwasserständen, -tiefen und -verfügbarkeiten getroffen werden. Hierzu mehr in Kap. 4.3.2.

Grundsätzlich lässt der geringe Einsatz von Sonden, sowie die Bohrung einer sehr tiefen Sonde mit 250 Meter im Umkreis darauf schließen, dass die geologischen Verhältnisse nur bedingt für den Einsatz der Technologie sprechen. Eine weitergehende Standortanalyse zeigte, dass sowohl für Erdwärmesonden, als auch –kollektoren und Grundwasserwärmepumpen eine Stadtorteignung besteht (nach [6]). Ungewöhnlich hierbei ist, dass die Standortauskunft eine Bohrung aufgrund des Grundwasserschutzes nicht erlaubt, die Bohrtiefenbegrenzung ist ebenfalls mit dem Hinweis „Bohrung nicht erlaubt“ ausgewiesen. Auf Rückfrage beim zuständigen Wasserwirtschaftsamt (WWA) in Kempten, welches als Fachbehörde für Bohrungen und Grundwasserthemen fungiert, trifft die Information der Standortauskunft nicht zu. Für das betreffende Gebiet liegen keine Bohrtiefenbegrenzungen vor, da es derzeit noch keine Bohrung und somit keine Informationen zum Untergrund gibt. Deshalb wird vom WWA auch die Auflage ausgegeben, dass die maximale Bohrtiefe im Baugebiet mithilfe einer Erkundungsbohrung ermittelt werden muss. Diese erste Bohrung ist von einem privaten Gutachter zu begleiten (ebenfalls Vorgabe WWA). Nach Abteufung kann eine maximale Bohrtiefe vom WWA festgelegt werden. Nachdem in unmittelbarer Nähe bereits eine Bohrung mit 250 Metern besteht, ist nicht damit zu rechnen, dass eine signifikant geringere Bohrtiefenbegrenzung ausgegeben wird, dies kann jedoch erst nach der Bohrung mit Sicherheit gesagt werden. Sinnvollerweise sollte bei Umsetzung eines Konzepts mit Nutzung der oberflächennahen Geothermie in Form von Erdwärmesonden die erste Bohrung im Bereich des Einfamilienhauses durchgeführt werden, da eine derartige Probebohrung auch problemlos zu einer funktionierenden Sonde ausgebaut werden kann. Sind die Bedingungen für das EFH mit größter Wohnfläche und höchster benötigter Entzugsleistung gegeben, so bestehen auch für die restlichen DH und RH voraussichtlich keine Probleme, da die geforderten Bohrtiefen erreicht werden können.

Weiterhin ergibt sich aus den Daten des Energieatlas Bayern, dass die Wärmeleitfähigkeit bis 100 m Tiefe bei rund $2,2$ bis $2,4 \frac{W}{mK}$ liegt. Die spezifische Entzugsleistung wird konservativ mit rund $40 \frac{W}{m}$ angenommen. Ein Wert von rund $50 \frac{W}{m}$ spezifischer Entzugsleistung ist typisch, weshalb hier mit einem etwas geringeren Wert gerechnet wird. Final kann die tatsächliche Entzugsleistung nur über eine Testbohrung und einen Thermal Response Test (TRT) ermittelt werden. Vor Umsetzung einer Erdwärmesonde(nanlage), auf der die gesamte Wärmeversorgung des Gebiets basieren soll, wird unbedingt empfohlen, diesen durchzuführen. Im Rahmen der Berichtserstellung lagen keinerlei Testergebnisse vor, weshalb das Potential zunächst über Kennwerte abgeschätzt wurde.

Nachdem hier primär ein dezentrales Energieversorgungskonzept erarbeitet wird, ist eine verteilte Installation der Sonden anzusetzen, jedes Grundstück bekommt also seine eigene Sonde(nanlage) und eine eigene Wärmepumpe zur Wärmeerzeugung. Hierbei ist zu beachten, dass bei der Bohrung von



Sonden gewisse Mindestabstände einzuhalten sind. In der Regel wird ein Abstand von ca. 3 Meter zu benachbarten Grundstücken vorgegeben (Vermeidung der thermischen Beeinflussung eines Nachbargrundstücks), sowie mindestens 6 Meter Abstand zwischen zwei Sonden. Diese könnten insb. bei den kleinen Grundstücken der RH problematisch werden. Die Abstände sind im besten Fall nochmals explizit mit dem WWA abzustimmen und ggf. von einem geologischen Büro simulativ zu berechnen.

Bei Annahme folgender Rahmenbedingungen ergeben sich die benötigten Mindestbohrtiefen pro Grundstück.

- Heizlast Gebäude: ca. $45 \frac{W}{m^2}$
- COP Wärmepumpe: 4,0
- Entzugsleistung Sonde: $40 \frac{W}{m}$
- Wohnflächen Gebäude: siehe Tabelle 1

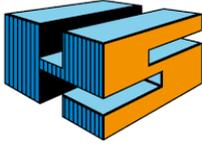
	Anzahl	Fläche [m ²]	Heizlast [kW]	Verdampferleistung [kW]	Bohrtiefe [m]
EFH	1	180	8,1	6,1	153
RH	12	Je 137	Je 6,9	5,2	Je 130
DH	6	Je 130	Je 6,5	4,9	Je 123

Tabelle 7: Benötigte Bohrtiefen zur Deckung der Heizlastbedarfe aller Gebäude

Unter Annahme einer spezifischen Heizlast von ca. $45 \frac{W}{m^2}$ ergeben sich Werte zwischen 8,1 kW und 6,5 kW thermischem Leistungsbedarf. Anhand eines ungefähren COP von 4,0 für eine Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Quelle Erdwärmesonde liegt die bereitzustellende Verdampferleistung an der Wärmepumpe bei 4,9 kW bis 6,1 kW, die über die Erdwärmesonde bereitzustellen ist. Mit der mittleren Entzugsleistung liegen die benötigten Bohrtiefen bei 123 m bis 153 m und somit jeweils über dem Grenzwert von 100 m (Einschaltung und Genehmigung durch das Bergamt), im Hinblick auf eine Sonde mit 250 m Bohrtiefe in direkter Nachbarschaft ist hier von einer Durchführbarkeit auszugehen. Die Einschaltung des Bergamts Südbayern ist im Bundesberggesetz (BBergG) in § 127 Abs. 1 BBergG geregelt.

Nach Ermittlung der realen Entzugsleistungen durch den TRT, kann die derzeitige Schätzung aus Tabelle 7 detailliert und validiert werden. Bei höheren Entzugsleistungen kann ggf. auch eine signifikante Reduktion der Bohrtiefen erfolgen. Alternativ steht immer die Möglichkeit zur Verfügung, jeweils 2 Sonden mit unter 100 m zu bohren, was aus wirtschaftlichen Blickpunkten jedoch zu vermeiden ist. Weiterhin sind voraussichtlich die Platzverhältnisse ein begrenzender Faktor.

Die Sonden könnten grundsätzlich im Bereich der Gärten/Terrassen oder der Hauseingänge/Zuwege der jeweiligen Häuser platziert und unterirdisch in den Heizraum geleitet werden. Ein weiterer Vorteil des Konzepts ist die Möglichkeit der freien Kühlung (sofern gewünscht), also dass über den reversiblen Betrieb der Wärmepumpe im Sommer eine Kühlung mit demselben System stattfinden kann (Achtung: Brauchwasserbereitung). Hierbei sind jedoch einige Punkte, wie z.B. die Taupunktunterschreitung bei Fußbodenheizungen zu berücksichtigen, besser wären hierbei Wand- und/oder Deckenheizungen, da



durch auf dem Boden stehende Möbel Schimmel- und Feuchtigkeitsprobleme entstehen können. Weiterhin ist zu beachten, dass ggf. eine Brauchwasserbereitung über die Wärmepumpe erfolgen soll, was eine gleichzeitige Kühlung nicht möglich macht.

Alternativ zum Einsatz von „normalen“ Doppel-U-Sonden können auch andere Systeme eingesetzt werden. Ein mögliches Einsatzgebiet sind Bereiche mit Bohrtiefenbeschränkungen oder sonstigen schwierigen Verhältnissen, die z.B. eine tiefere Bohrung deutlich verteuern würden.

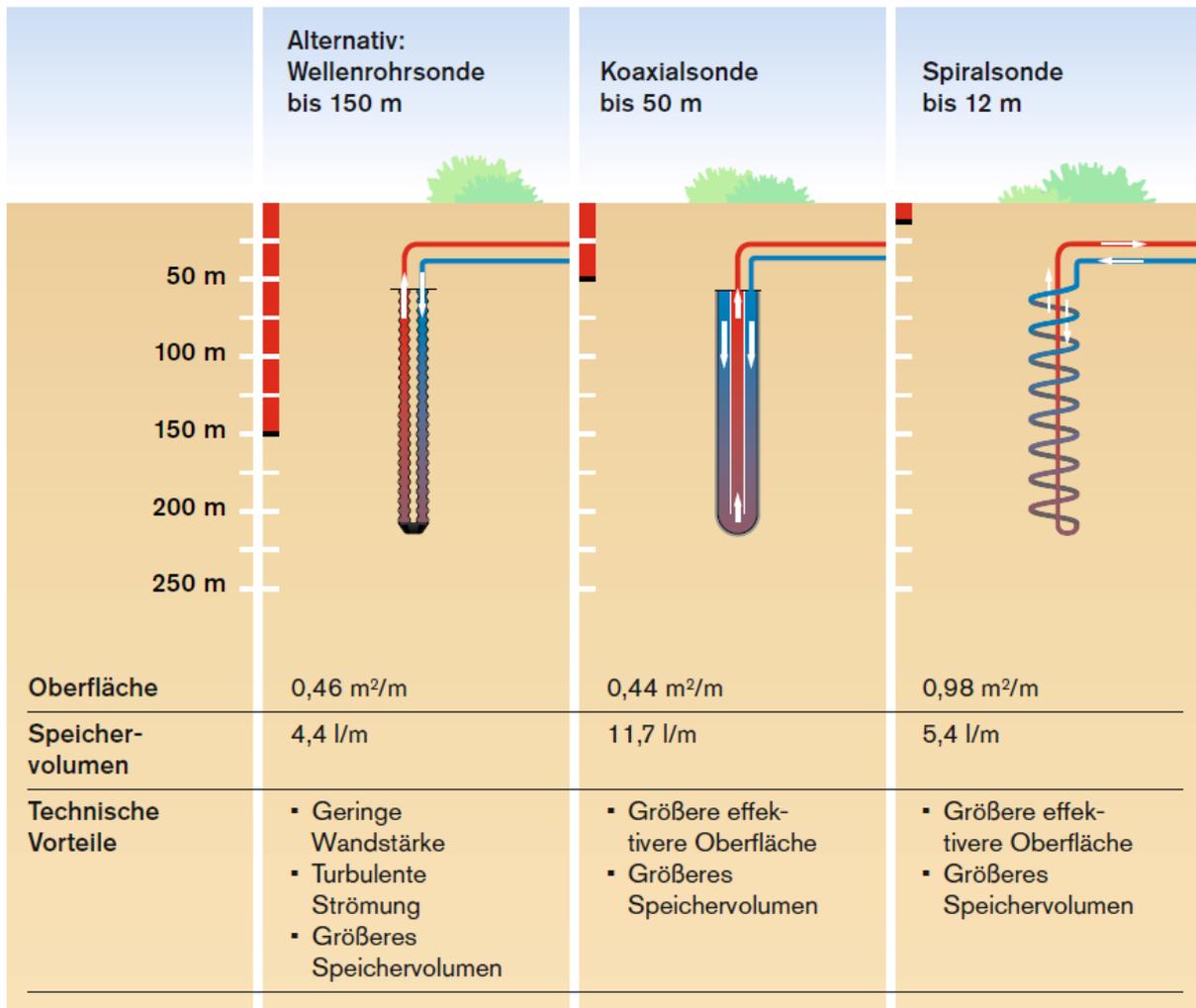


Abbildung 16: Alternative Sondenkonzepte bei besonderen Einsatzrahmenbedingungen [Quelle: Baugrund Süd]

Für Sole-Wasser-Wärmepumpen mit Erdwärmesonden kann sehr konservativ von einem COP von 4 ausgegangen werden, da damit zu rechnen ist, dass sich die Quelltemperatur zu den Betriebszeiten der Wärmepumpe, also primär im Winter dennoch gleichbleibend und auf verhältnismäßig hohem Temperaturniveau (ca. 10 °C) befindet.

4.3.1.2 Regulatorische und genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen

Zusätzlich zur bereits angesprochenen Einbeziehung des Bergamts bei Bohrungen über 100 m Tiefe ergeben sich weitere Vorgaben, die aus verschiedenen Gesetzen, insb. dem Wasserhaushaltsgesetz (WHG) resultieren können. Eine Übersicht bietet die folgende Liste:



a) Tatbestand „Nutzung von Gewässern“ nach §9 Abs. 2 Nr. 2 WHG

Es kann ein erlaubnispflichtiger Tatbestand nach §9 Abs. 2 Nr. 2 WHG (Benutzung von Gewässern) bestehen, eine Prüfung ist im Einzelfall notwendig und mit den entsprechenden Behörden zu erörtern (WWA). Nach Ersteinschätzung und allgemeiner Aussage bilden Einzelsondenanlagen für klassische EFH, RH oder DH (mit je einer WE pro Gebäude/Anlage) keinen derartigen Benutzungstatbestand. Jedoch ist im BV Lenzfried die hohe Sondendichte auf relativ geringer Fläche zu berücksichtigen und entsprechend mit dem WWA zu diskutieren. Hier kann auch noch die gegenseitige thermische Beeinflussung der Sonden gegeneinander relevant sein. Sonden in einem Sondenfeld sind, um gegenseitige Beeinflussung zu verhindern, mit einem Abstand von ca. 6 m zueinander auszuführen. Besonders im Bereich der Reihenhäuser, die im aktuellen Planstand eine Breite von nur etwas über 6 m aufweisen, kann dies zu zusätzlichen Abstimmungen führen.

b) Tatbestand „Erdaufschlüsse“ nach § 49 WHG

Es besteht grundsätzlich Anzeigepflicht für Bohrungen, die sich unmittelbar auf die Höhe oder die Beschaffenheit des Grundwassers auswirken können (unabhängig ob in der Ausführung eine Wechselwirkung besteht). Die Bohranzeige wird in der Regel vom ausführenden Unternehmen mit angeboten und bei den zuständigen Behörden (in Bayern Landratsamt als untere Genehmigungsbehörde) gestellt.

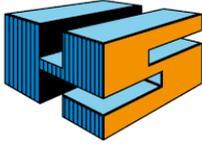
c) Zusätzliche Vorgaben Wasserwirtschaftsamt

Folgende Punkte sind insb. vom ausführenden Unternehmen zu berücksichtigen und durch den AG zu prüfen:

- i. Eine Vermischung von Grundwasser aus unterschiedlichen Stöcken darf nicht vorkommen. Dies ist vom ausführenden Unternehmen zu gewährleisten.
- ii. Unterschiedliche Grundwasserstöcke dürfen keinesfalls miteinander hydraulisch verbunden werden.
- iii. Es darf keinerlei Eintrag von Oberflächengewässern oder aus oberflächennahen Gewässern in die Grundwasserleiter stattfinden.
- iv. Allgemein gilt eine Verhinderung der Verunreinigung des Grundwassers als Voraussetzung für Arbeiten nach § 49 WHG
- v. Bei Antreffen von gespanntem Grundwasser muss ein Abbruch des Vorhabens oder eine besondere Abdichtung erfolgen (dies entscheidet z.B. der Gutachter bei der Erkundungsbohrung)
- vi. Die Wärmeträgerflüssigkeit muss bestimmte Anforderungen erfüllen (diese sind von den Herstellern und ausführenden Unternehmen in der Regel grundsätzlich gegeben)

d) Zusätzliche Informationen aus Telefonaten mit dem WWA

- i. Erkundungsbohrung mit Begleitung Gutachter notwendig
- ii. Eine Bohrung > 100 m ist zunächst aufgrund (noch) nicht vorliegenden Bohrtiefenbeschränkungen möglich (das Bergamt ist einzuschalten)
- iii. Die ausführende Fachfirma muss den Antrag auf ein wasserrechtliches Verfahren für die Erkundungsbohrung einreichen



- iv. Im Bereich südwestlich des Baugebiets liegt eine „Störungszone“ vor, Auswirkungen auf das BV sind jedoch nicht zu erwarten, da der Abstand als ausreichend groß eingeschätzt wird
- v. Grundsätzlich besteht auch alternativ zu Einzelbohrungen (eine „Anlage“ pro Gebäude) die Errichtung eines Sondenfelds (eine „Anlage“ im Gesamtgebiet)
- vi. Bezüglich der Genehmigungsbescheide ist mit dem WWA abzustimmen, ob ein Bescheid für alle Einzelanlagen gesammelt eingereicht werden soll, oder ob für jede Einzelbohrung ein eigener Bescheid zu beantragen ist
- vii. Ermittlung der realen, langfristigen Entzugsleistung und Regenerationsfähigkeit des Bodens nur durch TRT möglich

4.3.1.3 Fazit

- Sonden nach Ersteinschätzung umsetzbar und genehmigungsfähig im Bereich des BV
- Endteufe aktuell unklar, Erkundungsbohrung notwendig
- Ausführung TRT wird unbedingt empfohlen
- Empfehlung im Vergleich zur Grundwassernutzung (siehe Kap. 4.3.2) aus Sicht verschiedener Experten (WWA, Geologen) klar zur Nutzung von Sonden
- Genehmigungsverfahren (Bescheid pro Bohrung oder gesammelter Bescheid für alle Bohrungen) ist rechtzeitig von Ausführung durch Kontaktaufnahme zum WWA (Kontakt auf Anfrage) abzustimmen

4.3.2 Grundwassernutzung

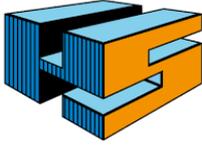
Die zweite angesprochene Technologie zur Nutzung oberflächennaher Geothermie ist die Erschließung von Grundwasser und deren energetische Nutzbarmachung über Wärmepumpen. Die Datenanalyse des Umweltatlas [6], sowie des Energieatlas Bayern [5] ergab, dass im Umfeld des BV keine Grundwasserwärmepumpenanlagen in Betrieb sind. Weiterhin wurde das Gutachten der Baugrunduntersuchung, sowie die Expertenmeinung des WWA und der Ersteller des Baugrundgutachtens zur Abschätzung zugrunde gelegt. Die Ergebnisse der Informationssammlung zeigen folgende Abschnitte.

4.3.2.1 Allgemeine Informationen und Einschätzungen

a) Geotechnischer Bericht

Der vorliegende geotechnische Bericht des Geotechnischen Büros Udo Bosch vom 26.03.2019 geht auf Seite 9, Abschnitt C.2 ebenfalls auf die Grundwasserumstände ein. Dort wird beschrieben, dass leicht gespanntes Grundwasser in den glazigenen Kiesen vorliegt, welche bei den Erkundungsbohrungen in Tiefen von 2,68 m bzw. 2,25 m (je nach Standort) vorgefunden wurde. Ungewöhnlich ist, dass in einer der Bohrungen, trotz hoher Grundwasserstände in den restlichen Bohrlöchern, kein Grundwasser angefunden wurde. Dies kann z.B. auf eine sehr inhomogene Grundwasserverteilung mit hoher Varianz und entsprechend auch hohem Risiko bei thermischer Nutzung hindeuten. Die Grundwasserstauer (Schluffe) sind zwischen 2,5 m und 4,5 m unter GOK zu vermuten, wodurch nach dem vorliegenden Bericht im Schnitt mit einer Grundwassermächtigkeit von ca. 2 m zu rechnen wäre.

b) Aussagen WWA und Telefonat mit Ersteller des geotechnischen Berichts



In Telefonaten mit den zuständigen Stellen im WWA wurde unabhängig vom Bericht eine ähnliche Einschätzung zur Grundwassermächtigkeit von rund 2 m getroffen. Im besten Fall sind Mächtigkeiten von ca. 4 m zu erwarten, was für die vorliegenden Rahmenbedingungen und die Versorgung von 19 WE als eher gering zu sehen ist. Das Gebiet liegt weiterhin in einer Würmmoräne, was erfahrungsgemäß auf schlechtere Voraussetzungen für eine Grundwassernutzung schließen lässt. Das Potential für die thermische Nutzung des Grundwassers wird vom WWA als wenig vielversprechend eingeschätzt.

Es sind weiterhin keine zugänglichen Grundwassermessstellen, die einen Rückschluss auf z.B. den derzeitigen Pegel oder die Nutzbarkeit ziehen ließen, vorhanden. Dies wurde explizit beim WWA angefragt.

Auf Basis des Berichts kommt auch der Berichtsteller auf explizite Nachfrage einer thermischen Grundwassernutzung zu dem Ergebnis, dass für die Nutzung oberflächennaher Geothermie eher Erdwärmesonden, anstatt einer Brunnenanlage eingesetzt werden sollten, da deren Leistungs- und Energiebereitstellung deutlich sicherer und wahrscheinlicher ist. Grundwasser wird im Bereich des BV nicht in ausreichender Menge erwartet, da die Bohrprofile kaum durchlässige Kiese und viel Mergel/Schluff aufweisen.

Die real nutzbare und entziehbare Energie und Leistung muss analog zur Erdwärmesondennutzung durch einen speziellen Test, in diesem Fall einen Leistungspumpversuch eruiert werden, bevor weitere Planungen durchführbar sind. Hier besteht jedoch das Risiko, dass bei zu geringen Wassermengen (worst case, es wird kein Wasser angetroffen) die beauftragte Bohrung nicht weiter nutzbar ist. Ein tieferes Bohren ist in diesem Fall nicht möglich bzw. erlaubt, da allgemein nach gesetzlichen Vorgaben nur das oberflächennahe, quartäre Grundwasser thermisch genutzt werden darf. Bei Erdwärmesonden besteht lediglich das Risiko, tiefer bohren zu müssen, um die angestrebten Entzugsleistungen zu erhalten, ein Energieentzug ist in der Regel jedoch immer möglich.

Umweltatlas Geologie

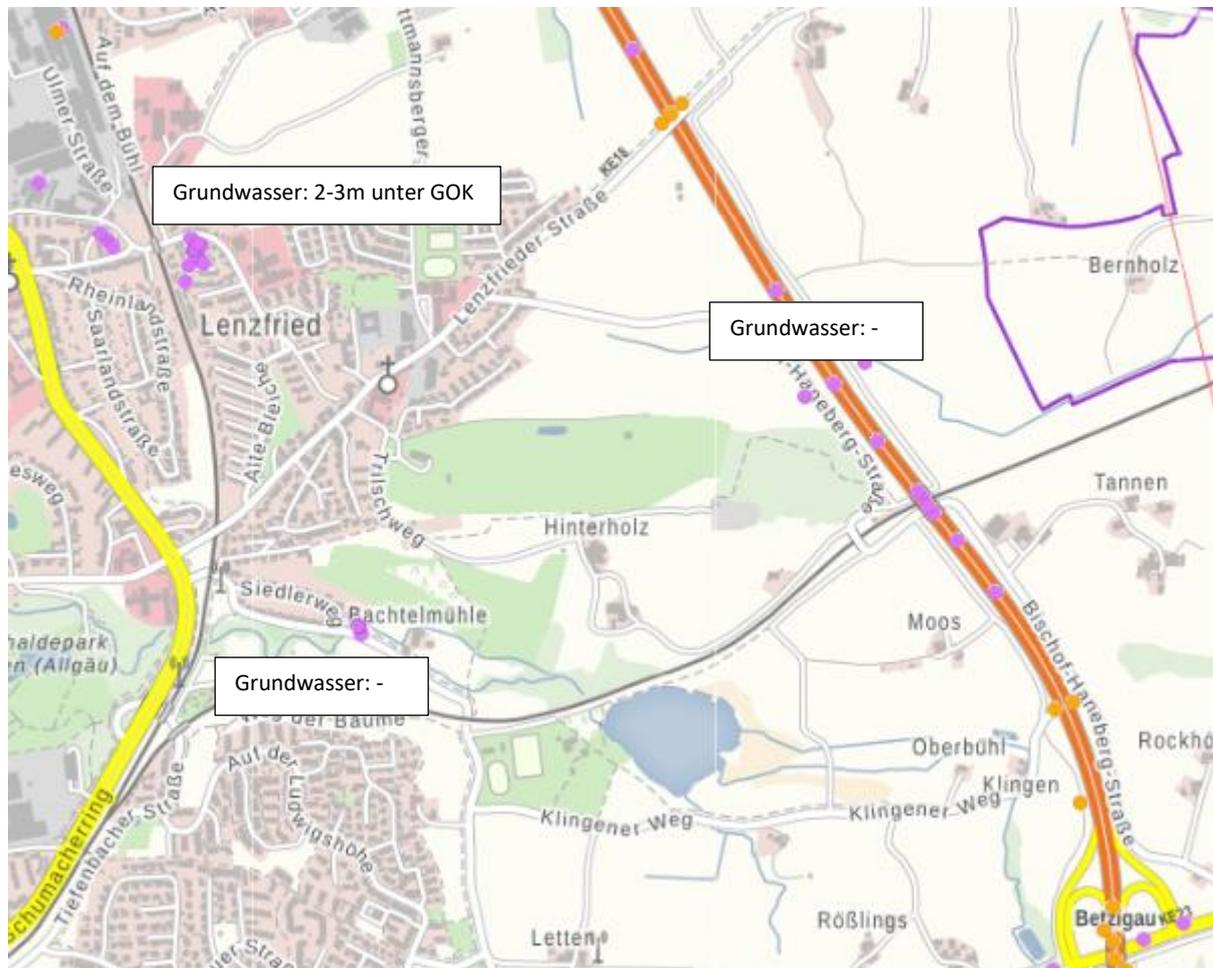


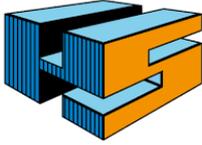
Abbildung 17: Grundwasserstände der umliegenden Bohrungen nach [6]

Wie Abbildung 17 zu entnehmen ist, können auch im Umweltatlas eher inhomogene Ergebnisse über die Grundwasserstände und Verfügbarkeiten gefunden werden. Bei den Bohrungen im Osten (Autobahn), sowie im Südwesten des BV wurde bis ca. 10 m kein Grundwasser angetroffen. Die Bohrungen im Nordwesten zeigen einen Grundwasserstand im Bereich von 2-3 m unter GOK.

4.3.2.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Weiterhin gibt es insb. vom WWA eine Reihe von Vorgaben, die bei einer thermischen Grundwassernutzung zu beachten sind. Einen Überblick gibt die folgende Liste:

- Grundwasserentnahme ist Nutzung nach § 3 Abs. 1 Nr. 6 WHG
- Grundwassereinleitung ist Nutzung nach § 3 Abs. 1 Nr. 5 WHG
- Leistungspumpversuch ist in der Regel erlaubnisfrei nach § 33 Abs. 1 Nr. 1 WHG, dennoch ist eine Bohranzeige zu stellen (Bearbeitungsdauer in der Regel ca. 3 Wochen)
- Bei angedachter Nutzung des Grundwassers als Energiequelle empfiehlt sich unbedingt eine Erkundungsbohrung mit Leistungspumpversuch (nur sinnvoll, wenn gewisse Grundwasserverhältnisse zu erwarten sind)



- Anderweitige Nutzung des Grundwassers darf nicht beeinträchtigt werden, schädliche Verunreinigungen sind auszuschließen
- Nach Entnahme ist eine Wiedereinleitung in denselben Grundwasserstock durchzuführen („Schluckbrunnen“)
- Arbeitsmittel dürfen nicht umweltschädlich sein
- Dauerhafte hydraulische Trennung verschiedener GW-Stöcke muss gewährleistet werden
- Druck- und Strömungssystem ist zu erhalten (gleiche Wassermenge muss abgekühlt eingeleitet werden)

4.3.2.4 Fazit

Auf Basis dieser Daten ist keine **fundierte** Aussage (→ Leistungspumpversuch) zu möglichen Potentialen zur thermischen Grundwassernutzung möglich. Tendenziell ist eine Erschließung eines vermuteten Grundwasservorkommens aufgrund der allgemeinen Einschätzungen zur Grundwassermächtigkeit und des Potentials nicht sinnvoll, weshalb die Einschätzung getroffen wird, diese Quelle nicht weiter zu verfolgen.

4.4 Fernwärme

Der Zweckverband für Abfallwirtschaft in Kempten (ZAK) betreibt bereits im Stadtgebiet von Kempten ein Fernwärmenetz aus einem Müllheizkraftwerk (MHKW), sowie einem Holzheizkraftwerk (HHKW) und einer Spitzenlastheizzentrale nahe der Berufsschule. Es ist zu prüfen, ob technisch, wirtschaftlich und betrieblich ein Anschluss des Neubauareals an das Fernwärmenetz möglich ist und dies entsprechend als Variante zur Erzeugung in Frage kommt.

Abbildung 18 zeigt den aktuellen Netzplan des Versorgungsgebiets der ZAK-Fernwärme in Kempten. Es ist zu erkennen, dass das BV in Lenzfried von beiden möglichen Anschlussseiten sehr weit entfernt ist. Nach Rücksprache mit dem ZAK konnte als Rückmeldung ermittelt werden, dass eine Erweiterung der Fernwärme in Richtung Lenzfried weder geplant noch durchgeführt wird. Demnach besteht aufgrund der großen Entfernung des Baugebiets zum nächstmöglichen Anschlusspunkt an das Fernwärmenetz keine Umsetzung und kein Potential zur Nutzung der Quelle.

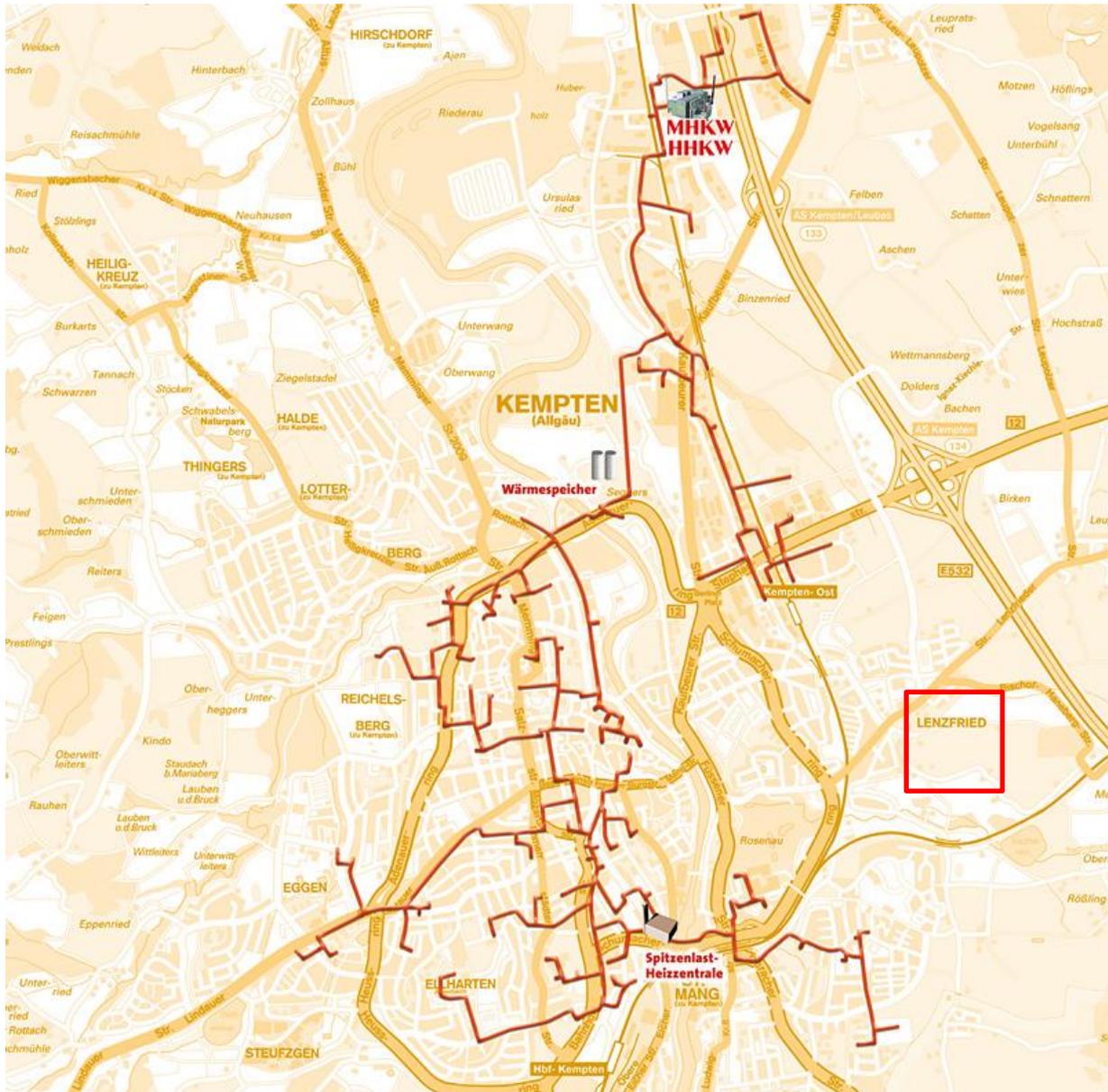
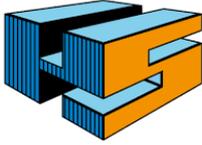
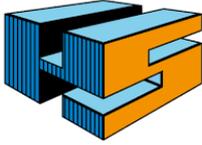


Abbildung 18: Aktuelles Fernwärmenetz ZAK in Kempten [10]



4.5 Zusammenfassung der Quellen

Nachfolgend werden alle beschriebenen Quellen nochmals zusammengefasst, inkl. einer Bewertung, ob die Quelle verfügbar, realisierbar und nicht zuletzt nachhaltig ist.

Energetische Quelle	Verfügbarkeit	Realisierbarkeit	Nachhaltigkeit	Kommentar
Solare Energie	Ja	Bedingt	Ja	Übergeordnet, ggf. EnEV, EEWärmeG
Erdgas	Ja	Ja	Nein	Referenz dezentrale Versorgung
Biomasse	Ja	Ja	Ja	Präferenz zentrale Versorgung
Grundwasser	Nein			Kein Potential
Sonden	Ja	Ja	ja	Präferenz dezentrale Versorgung
Fernwärme	Nein			Kein Potential

Tabelle 8: Zusammenfassung der Quellenverfügbarkeit und-nutzbarkeit

Entsprechend Tabelle 8 stehen die Quellen Biomasse (Pellets), Erdwärme, Gas und solare Energie zur Verfügung.

Folgende Versorgungskonzepte werden im Folgenden in Abstimmung mit dem AG ausgearbeitet.

Quelle	Technologie	Konzept
Erdgas	Brennwerttherme und Solarthermie	Dezentral pro Gebäude
Biomasse	Pelletsessel Heizzentrale	Zentrale Versorgung („Nahwärme“)
Sonden	Bohrungen mit Wärmepumpenanlagen	Dezentral pro Gebäude

Tabelle 9: Definition der zu untersuchenden Versorgungsvarianten

Folgende Rahmenbedingungen bestehen weiterhin:

- Festlegung auf zentral oder dezentral nicht pauschal vorgegeben (variantenabhängig)
- Zentral ist eine Versorgung mit Pellets aus dem eigenen Werk präferiert (Allgäu Pellets)
- Dezentral ist eine Versorgung mit Wärmepumpen und Erdwärme (Quelle Sonden) präferiert, alternativ Versorgung über Gasthermen
- Berechnung der Varianten aus Sicht des Bauträgers Hubert Schmid und der späteren Eigentümer (Betriebs- und Energiekosten)
- Ökologische und ökonomische Ergebnisse (Investitionskosten, Betriebskosten, Emissionen, PEF)



5. Ausarbeitung Versorgungskonzepte

Wichtiger Bestandteil der vorliegenden Untersuchung ist die Erarbeitung sinnvoller Versorgungskonzepte auf Basis der verfügbaren Quellen im Bereich des BV gemäß der Potentialabschätzung und den Grundlagen der Kap. 3 und 4, sowie den gesetzlichen Rahmenbedingungen. Im Gespräch mit dem AG ergab sich eine Präferenz zu einer „unabhängigen“ Versorgung der Gebäude, also einem dezentralen Konzept mit Wärmeerzeugung pro WE. Dennoch wird als Vergleich zusätzlich eine zentrale Pellets-Variante berechnet. Diese kann auch als Alternative zum Tragen kommen, z.B. wenn Sondenbohrungen technisch nicht möglich sein sollten.

- Variante *Erdgas* nutzt klassischerweise das nahe gelegene Erdgasnetz, sowie eine Erdgasbrennwerttherme pro Gebäude zur Heizwärme- und Brauchwassererzeugung. Um den Vorgaben des EEWärmeG zu entsprechen, ist eine erneuerbare Erzeugung über Solarthermie notwendig. Diese wird anhand der gesetzlichen Vorgaben ausgelegt und eingepreist.
- Variante *Pellets zentral* greift auf eine Nahwärmeversorgung über eine zentrale Energieerzeugung mit Pelletskesseln zurück. Diese sind einer externen Energiezentrale unterzubringen. Weiterhin wird ein Leitungsnetz zur Energieverteilung, sowie eine Übergabestation (Wärmetauscher zur Systemtrennung) pro WE benötigt. Schnittstelle der Ausarbeitung (ökonomisch und technisch) ist der Anschluss an die sekundärseitigen Heizkreise der Gebäude.
- Variante *Wärmepumpe* nutzt die Energie des Untergrunds, um mit Erdwärmesonden und einer Wärmepumpe als Erzeuger pro WE Wärmeenergie für Heizung und ggf. Brauchwasser bereitzustellen. Eine zusätzliche solarthermische Erzeugung wurde nicht berücksichtigt. Alternativ kann eine PV-Anlage sinnvoll kombiniert werden, ist jedoch nicht zwingend notwendig.

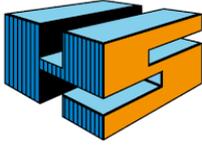
Weiterhin gibt es für die Konzepte gewisse Annahmen zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit und der Vollkosten für den Endnutzer, die im Folgenden allgemein dargestellt werden.

Position	Annahme	Var.
Kalkulationszinssatz	5 %	3
Zubau	Gleichzeitige Inbetriebnahme und Bezug der WE in Jahr 0	Alle
Reinvestition	in Betriebskosten VDI2067 enthalten	Alle
Strombezug Hilfsstrom	2 % der Wärmeenergie	Alle
Wärmenetzverluste	15 %	3
Strompreis Wärmepumpe	22 ct/kWh netto (Vollkosten) ¹	1
Strompreis Sonstiges	25 ct/kWh netto	Alle
Erdgasbezugspreis	6,91 ct/kWh netto (Vollkosten) ²	2
COP Wärmepumpe	3,8	1
Wohnfläche (exemplarisch)	140 m ²	Alle
Leistung pro WE	10 kW	Alle
Wärmebedarf pro WE	9.300 kWh/a	Alle
Erzeugung Solarthermie pro WE	1.300 kWh/a (ca. 260 kWh/m ²)	2
Sollzinssatz Kapitalkosten	2,5 % p.a.	Alle
Laufzeit Finanzierung	20 Jahre	Alle

Tabelle 10: Berechnungsgrundlagen „Wirtschaftlichkeit“ (1: Erdwärme; 2: Erdgas/Solarthermie; 3: Pellets zentral)

¹: Tarif *Allgäu Therm Öko* von AÜW inkl. Grundpreis

²: Tarif *EKO Fix M* von EKO Gas inkl. Grundpreis



5.1 Erdgas mit Solarthermie

Nachfolgend die wichtigsten Rahmenbedingungen zum Konzept *Erdgas*. Aufgrund der Ausführungen in Kap. 3.3, wird zusätzlich zum fossilen Wärmeerzeuger eine Solarthermieanlage geplant.

Versorgungsart	Dezentrale Versorgung mit Erdgas und Solarthermie
Quellen	Erdgasverteilstnetz
Primärenergieträger	Erdgas, solare Einstrahlung
Vorlauftemperatur	HT 80 °C
Erzeugungsleistung	Jeweils 10 kW Brennwerttherme plus 5 m ² Solarthermie

Tabelle 11: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept *Erdgas*

5.1.1 Technische Auslegung

Das grundsätzliche Versorgungskonzept für die Variante Erdgas zeigt folgende Abbildung.

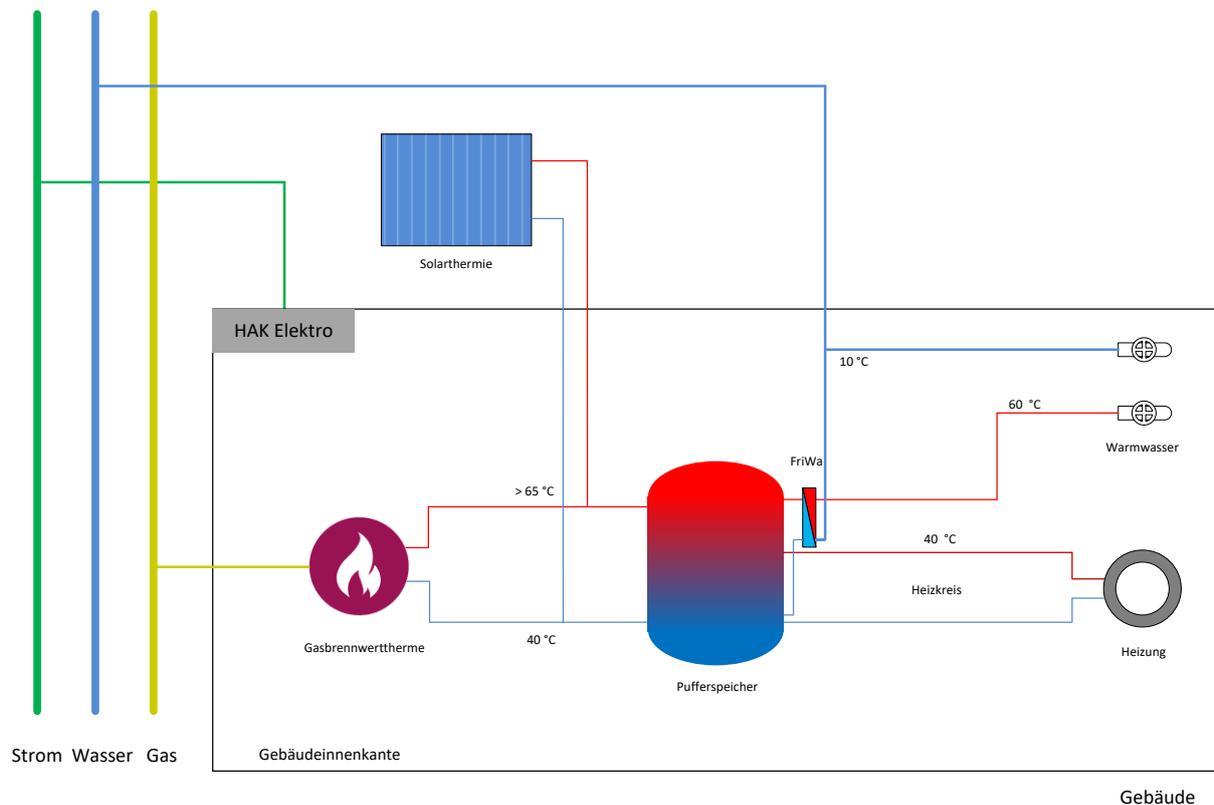
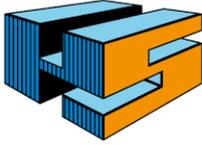


Abbildung 19: Versorgungskonzept Variante Erdgas

Es wird hier also neben den anderen Sparten (exemplarisch Wasser und Strom) eine Gasleitung benötigt. Nach Rücksprache mit dem Netzbetreiber schwaben netz wäre eine Erschließung von einer der vorhandenen Leitungen im Umfeld des BV möglich (Kosten vorhanden). Neben der Gasbrennwerttherme, die einen direkten Anschluss an das Erdgasnetz erhält, ist die solarthermische Anlage einzubinden. Es wird empfohlen, auch hier einen Pufferspeicher (ca. 0,5 m³ bis 1 m³) zu installieren. Die Solarthermie kann entweder nur für die Brauchwassererzeugung oder inkl. Heizungsunterstützung eingebunden werden. Aktuell ist auch eine Heizungsunterstützung geplant. Die Brauchwassererzeugung



geschieht über Frischwasserstationen direkt aus dem Pufferspeicher. Entsprechend ist eine Vorlauf-temperatur der Wärmeerzeuger von über 60 °C notwendig, um die Anforderungen für die Brauchwas-sertemperaturen einzuhalten. Der Einsatz einer Frischwasserstation hat den Vorteil, dass keine Legio-nellenthematik auftritt. Die Vorlauf-temperatur für den Fußbodenheizkreis wird mit ca. 40 °C angesetzt.

Auf Basis der Erzeugerauslegung anhand des Wärmebedarfslastprofils (siehe Abbildung 20) ergibt sich in Kombination mit einem angenommenen Pufferspeicher (Gastherme und Solarthermie) mit 1 m³ Vo-lumen folgende Betriebsweise der Erzeuger. Die Solarthermie wird in Kombination mit dem Puffer als gegeben angesehen und bereits im Voraus vom Wärmelastprofil subtrahiert, die verbleibende Heizlast muss dann über die Gastherme bereitgestellt werden. Entsprechend ist die Erzeugung der Solarther-mie hier implizit berücksichtigt, aber nicht speziell in der Abbildung zu sehen.

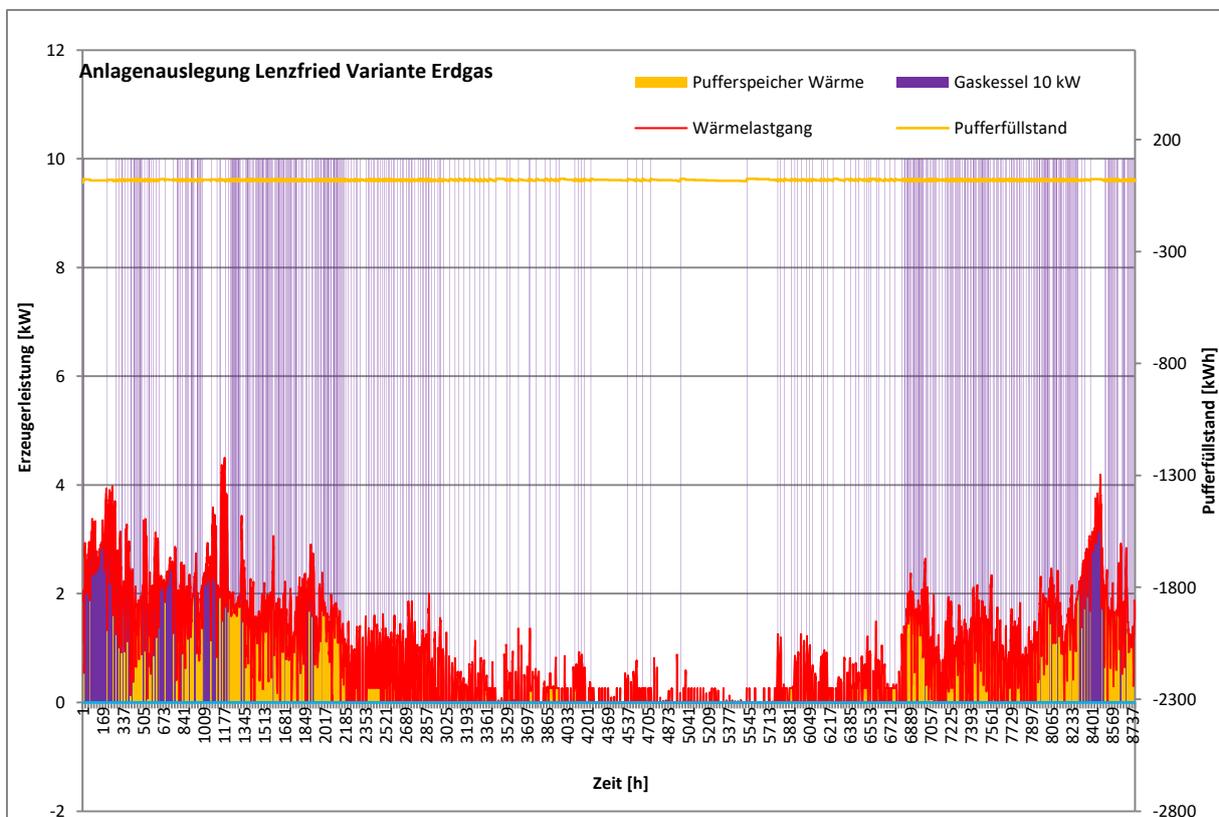
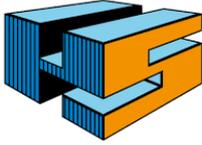


Abbildung 20: Anlagenauslegung und –betriebsweise für *Variante Erdgas* inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie



Folgende Abbildung zeigt die aus der Auslegung resultierende geordnete Jahresdauerlinie.

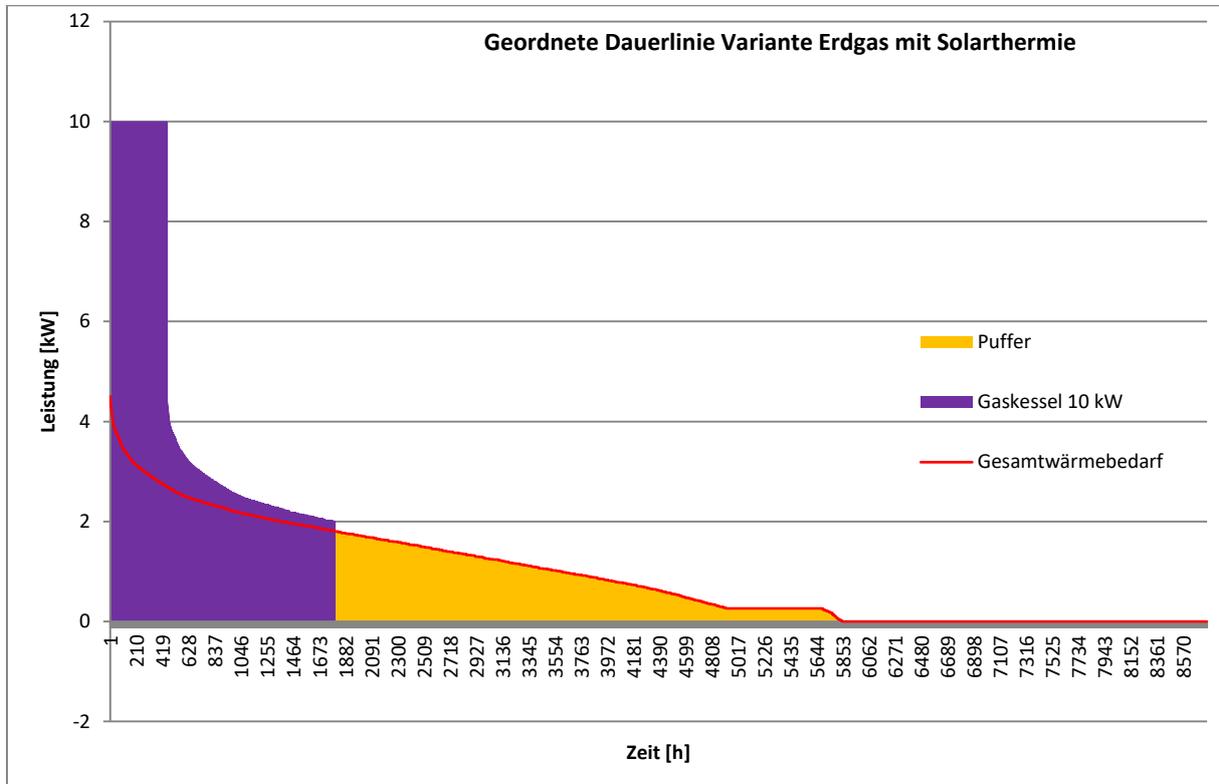


Abbildung 21: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung *Variante Erdgas*

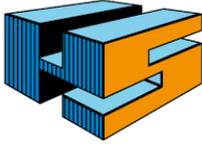
Abbildung 21 zeigt nochmals die Berücksichtigung der Solarthermie. Für etwas unter 50 % des Jahres ist nicht mit einem Wärmebedarf, der vom Gaskessel gedeckt werden muss zu rechnen. Die geringen Leistungen in den Übergangszeiten oder zu Zeiten, in denen die Solarthermie einen Teil des Wärmebedarfs bereitstellt, werden über die Pufferspeicher gedeckt, da die Gasthermen in der Regel eine minimale Teillast aufweisen, die nicht direkt vom Erzeuger bereitgestellt werden kann.

Die Ergebnisse der Simulation sind in folgender Tabelle dargestellt.

Erzeuger Prio			Erzeugte Wärme [kWh]	Anteile [%]	Volllaststunden [h]	Brennstoff	Brennstoffeinsatz [kWh]	Betriebsstunden [h]	Starts
1	Gaskessel	Gaskessel 10 kW	8.039	85,84	804	Erdgas	8.739	1.799	520
2	-	-	0	0,00	0		0	0	-
3	-	-	0	0,00	0		0	0	-
4	-	-	0	0,00	0		0	0	-
5	Solarthermie	Solarthermie	1.326	14,16	0	Solar	0	0	-
	Pufferspeicher		3.942	42,09			8.739		
			9.365						

Tabelle 12: Simulationsergebnisse *Variante Erdgas*

Es ist zu erkennen, dass die Solarthermie einen Anteil von ca. 14 % am Gesamtwärmebedarf ausmacht. Es wurde hier mit einer spezifischen Erzeugung von nur ca. $260 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$ simuliert, da durch die Ausrichtungen der Dachflächen eine höhere Erzeugung nicht zu erwarten ist. Demnach ist auch die erzeugte Wärmeenergie von ca. $1.300 \frac{kWh}{a}$ verhältnismäßig gering. Dennoch wird dadurch der Erdgasbezug ein



wenig verringert. Die Erdgastherme ist primär im Winter für die Raumheizung und die Bereitstellung der Spitzenlasten bzw. des Wärmebedarfs bei Bedeckung der Solarthermiemodule mit Schnee oder bei schlechtem Wetter mit geringer Einstrahlung vorhanden. Aufgrund der nachteiligen Ausrichtung der Dachflächen, insb. auf den RH wird von einer Energieerzeugung von nur rund 50 % der potentiell möglichen Erzeugung ausgegangen. Andernfalls wäre ein Anteil der Solarthermie von bis zu 25 % möglich.

5.1.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Wirtschaftliche Ergebnisse im Sinne der Informationen für den Auftraggeber beschreiben im vorliegenden Fall die Investitionskosten pro Gebäude und gesamt für die Umsetzung des Konzepts, sowie die späteren, prognostizierten Energie-, Betriebs- und Wartungskosten für die neuen Eigentümer. Für einige allgemeine Grundlagen (angesetzte Preise für Primärenergiebezug, etc.) wird nochmals auf die Einleitung zu Kap. 5 hingewiesen. Schnittstelle der Betrachtung ist der Anschluss der Vor- und Rücklaufleitungen an die gebäudeinterne Verteilung bzw. die Heizkreise. Es werden also hier nur die Kosten für die Quellenerschließung/BKZ, Erzeugungsanlagen, Übergabe, Puffer, Frischwasserbereitung und deren Montage und Inbetriebnahme auf Basis von Vorkostenangeboten und Schätzangeboten von Heizungsbauunternehmen aus der Region berücksichtigt. Aufgeteilt werden die Kosten in folgende Komponenten:

Kostenpunkt	Kostenträger	Inhalt
Investitionskosten	Bauherr	Erstellung der Wärmeversorgung, Anlagentechnik, Montage, Inbetriebnahme, Koordination
Betriebsgebundene Kosten	Eigentümer	Wartung, Reparaturen, Instandhaltung, Instandsetzung, Rückstellungen
Bedarfsgebundene Kosten	Eigentümer	Bezug Primärenergieträger für Wärme (Strom, Erdgas, Wärme bei zentraler Versorgung)
Kapitalkosten	Eigentümer	Kosten für die Finanzierung des Hauskaufs, Mehrkosten durch teurere Anlagentechnik, Annuität

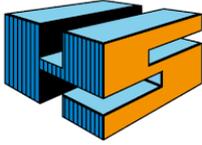
Tabelle 13: Kostenfaktoren der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Investitionskosten wurden anhand von Angeboten von möglichen ausführenden Unternehmen (Bohrunternehmen, Heizungsbauer, Lieferanten) ermittelt. Es ist entsprechend noch eine gewisse Varianz vorhanden, diese besteht jedoch für alle Konzepte gleichermaßen, weshalb ein Vergleich untereinander wiederum als schlüssig bewertet wird. Eine Auflistung der Investitionskosten nach Komponenten für die Versorgung zeigt Abbildung 40 im Anhang. Für die Variante Erdgas mit Solarthermie entstehen Gesamtinvestitionskosten für alle 19 Gebäude von ca. 424.000 €. Pro Gebäude entfallen entsprechend rund 22.320 €. Die hohen Kosten kommen insb. durch die benötigten Schornsteinanlagen, die jeweils mit 3.500 € pro Gebäude angesetzt wurden und die benötigten Solarthermieanlagen à 4.400 € pro Gebäude zustande. Ebenfalls wurde speziell für diese Alternative ein BKZ an den Erdgasnetzbetreiber von 15.100 € brutto (entspricht ca. 12.700 € netto, also rund 668 € netto pro WE) angesetzt. Der Preis wurde vom Sachbearbeiter des zuständigen Erdgasnetzbetreibers ermittelt. Eine Bafaförderung für die Solarthermieanlage im Neubau kann aufgrund der Förderrichtlinie nicht beantragt werden. Diese schreibt vor, dass für Anlagen im Neubau eine Mindestbruttokollektorfläche von 20 m² vorhanden sein muss. Aktuell sind zur Erreichung der EEWärmeG-Vorgaben nur 5 m² eingeplant.



Die betriebsgebundenen Kosten werden anhand der allgemein gültigen Norm VDI 2067 auf Basis der Investitionskosten ermittelt. Hier sind entsprechend Wartung, Instandsetzung, Reparaturkosten und Rückstellungen eingepreist. Größtenteils handelt es sich bei diesem Faktor um fixe Kosten. Die Auflistung der betriebsgebundenen Kosten pro Wohneinheit für die Eigentümer ist in Abbildung 41 zu sehen. Es entstehen für die Variante Erdgas Kosten von etwa 930 € pro Jahr (in Jahr 0), welche sich aus den Wartungs-, Betriebs- und Rückstellungskosten für die Gastherme, sowie Kosten für die Schornsteine (Kaminkehrer) und einen kleinen Anteil für die Wartung der Solarthermie zusammensetzen. Da ein Großteil der Kosten personalbezogen bzw. inflationsabhängig ist, wird für die Betrachtungsdauer von 20 Jahren eine Preissteigerung von 2 % p.a. auf die betriebsgebundenen Kosten angerechnet. In Jahr 10 betragen diese z.B. bereits über 1.130 €, in Jahr 20 sogar rund 1.380 €.

Unter den bedarfsgebundenen Kosten werden die klassischen, variablen Kosten bezeichnet, die in Abhängigkeit des Energiebedarfs und Primärenergieträgerverbrauchs pro Energieeinheit (kWh) entstehen. Da hier bereits aus den verschiedenen Nutzerverhalten eine große Varianz entsteht, wird exemplarisch mit einem zu erwartenden Durchschnittswert für alle Gebäude gerechnet. Durch energieeffizientes Handeln kann dieser Kostenpunkt durch den Eigentümer direkt beeinflusst und reduziert werden. Die bedarfsgebundenen Kosten können für Jahr 0 der Gesamtkostenübersicht in Abbildung 42 entnommen werden. Für Variante Erdgas ergeben sich bedarfsgebundene Kosten von rund 650 € pro Jahr, bestehend primär aus Gasbezugskosten und einem kleinen Teil Hilfsstrom für die Wärmeversorgung (Pumpen, etc.). Auch bei den Gaspreisen ist über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren mit Preisänderungen zu rechnen. Insbesondere durch die ab 2021 anfallenden CO₂-Steuern wurde hier mit einer etwas höheren Preissteigerung von 4 % p.a. gerechnet. Weiterhin wurde für den Wärmebedarf eine schrittweise Verringerung um 0,5 % p.a. angenommen (steigende Temperaturen, ggf. kleinere Effizienzmaßnahmen innerhalb der 20 Jahre) und analog dazu eine Erhöhung der Solarthermieerzeugung um ebenfalls 0,5 % p.a. (vgl. auch Tabelle 29).



Der Verlauf der betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten für die Variante ist in folgender Abbildung zu sehen.

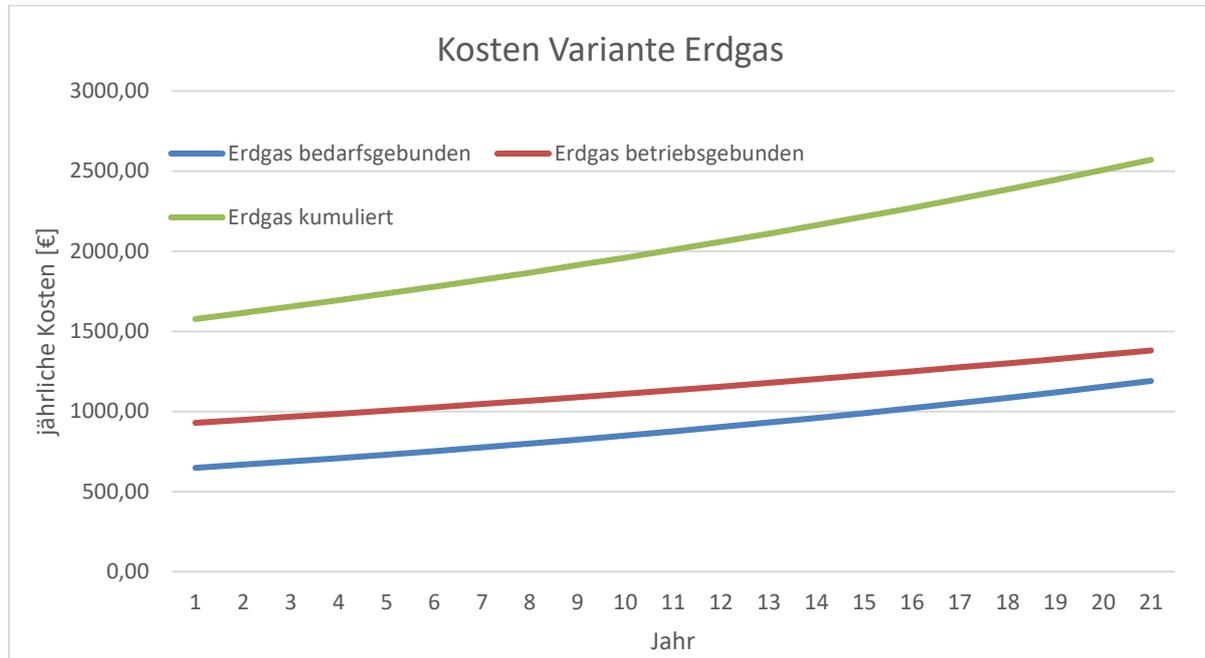
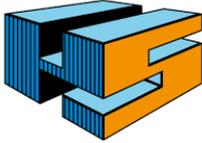


Abbildung 22: Verlauf der betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten (kumuliert) über 20 Jahre Betrachtungszeitraum

Der letzte Kostenfaktor sind die Kapitalkosten. Da es sich beim vorliegenden Fall um einen Schlüssel-fertigverkauf handelt, spielen die explizit für die Wärmeversorgung anfallenden „Kapitalmehrkosten“ nur eine untergeordnete Rolle. Dennoch erfolgte eine Berechnung und Berücksichtigung in der Gesamtkostenübersicht in Abbildung 42. Alternativ wurden die Vergleiche aus o.g. Grund auch ohne die Kapitalkosten durchgeführt. Für Investitionskosten von 22.320 € pro WE entstehen bei 2,5 % Zinssatz und einer Laufzeit von 20 Jahren Kapitalkosten (Annuität) von ca. 1.360 € pro Jahr.



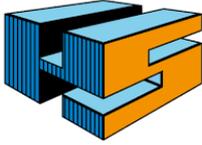
5.1.3 Fazit Variante „Erdgas“

Die dezentrale Referenzvariante *Erdgas* ist aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen nur unter Einsatz von Solarthermie pro Gebäude umsetzbar. Die entstehenden Investitionskosten sind verhältnismäßig hoch, die Betriebskosten für den späteren Eigentümer jedoch anfangs gering, aufgrund der derzeit günstigen Gaspreise. Weiterhin ergibt sich der Vorteil, dass im Gesamtkonzept eine erneuerbare Erzeugung vorhanden ist, die langfristig ohne bedarfsgebundene Kosten betrieben werden kann. Dies führt jedoch zu den etwas höheren Initialkosten für den Bauherrn. Weiterhin ergeben sich weder für die Gasbrennwertthermen, noch für Solarthermieranlagen Fördermöglichkeiten, was sich nochmals negativ auf die Investitionskosten auswirkt.

Nachfolgend einige qualitative Vor- und Nachteile des Konzepts.

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Solarthermische Anlage vorhanden (langfristige erneuerbare Erzeugung) 	<ul style="list-style-type: none"> • Versorgung primär basierend auf fossilem Energieträger
<ul style="list-style-type: none"> • Relativ niedrige Betriebskosten 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohes Risiko für stärkere Preiserhöhungen auf Erdgas
<ul style="list-style-type: none"> • Anfangs geringe bedarfsgebundene Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> • geringe Akzeptanz der späteren Eigentümer für fossile Versorgung
	<ul style="list-style-type: none"> • Geringe Akzeptanz der Stadt Kempten erwartet

Tabelle 14: Vor- und Nachteile des Konzepts Erdgas



5.2 Variante Pellets zentral

Nachfolgend die wichtigsten Rahmenbedingungen zum Konzept *Pellets zentral*.

Versorgungsart	Zentrale Nahwärme
Quellen	Biomasse
Primärenergieträger	Pellets
Netztyp	2-Leiter
Vorlauftemperatur	HT 80 °C
Puffergröße	7 m ³ zentral plus jeweils dezentral kleine Speicher in Übergabestation
Erzeugungsleistung	120 kW

Tabelle 15: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept *Variante Pellets zentral*

5.2.1 Technische Auslegung

Die schematische Darstellung des Versorgungskonzepts zeigt folgende Abbildung. Das Schema ist aus Gründen der Übersichtlichkeit nochmals im Anhang größer dargestellt.

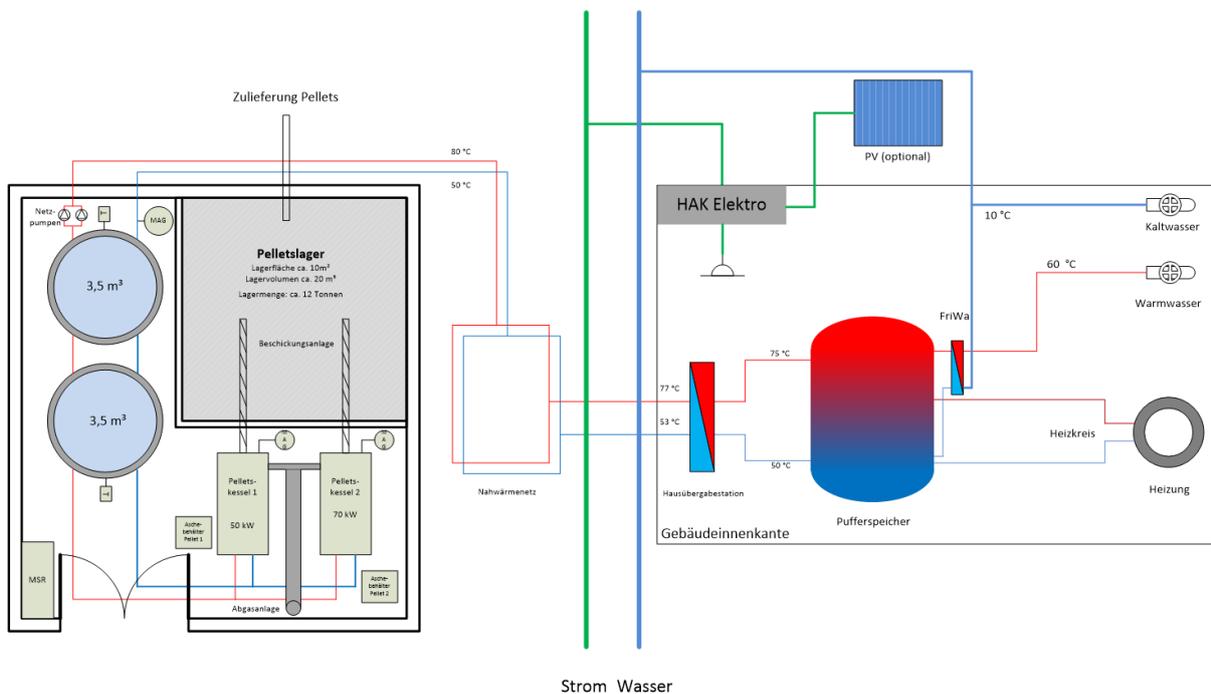
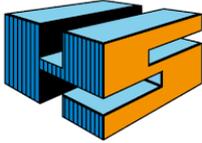


Abbildung 23: Schematische Darstellung Konzept *Pellets zentral*

In der Energiezentrale (links) wird über zwei größere Pelletskessel (50 kW_{th} und 70 kW_{th}) Wärme erzeugt. Jeder der Pelletskessel benötigt eine automatische Beschickung zur bedarfsgerechten Versorgung des Kessels mit Pellets aus dem integrierten Pelletslager. Die Lagerfläche wird mit etwa 10 m^2 angenommen (lichte Höhe ca. 3 Meter – Schütthöhe 2 Meter). Dadurch ergibt sich ein Raummaß der Energiezentrale insgesamt von rund $7 \text{ m} \times 7 \text{ m}$. Die Höhe ist auch in Bezug auf die Pufferspeicher relevant, da diese bei geringerer Höhe deutlich breiter werden und somit wiederum mehr Fläche benötigt wird. Eine genaue Planung muss im weiteren Verlauf erfolgen. Das Pelletslager kann entweder durch klassisches Einblasen oder mit einem Schubboden-LKW befüllt werden. Hierfür ist relevant, ob sich das



Lager ober- oder unterirdisch befindet. Durch das Lagervolumen von ca. 12 Tonnen und einem jährlichen Bedarf von 44 Tonnen ist eine Befüllung ca. viermal pro Jahr notwendig, wobei sich voraussichtlich drei Befüllungen in den Wintermonaten und eine Füllung im Sommer abspielen wird. Für einen kostengünstigen Betrieb ist der Kauf von Pellets im Sommer deutlich besser (günstigere Pellets), durch eine Erhöhung des Lagervolumens lässt sich dieses Optimierungspotential darstellen. Dies ist mit den zusätzlichen Kosten für Bau der Zentrale und Fläche zu vergleichen. Aktuell wäre eine oberirdische Energiezentrale geplant (um Tiefbaukosten zu sparen), somit ist nur Einblasen der Pellets möglich. Weiterhin sind Membranausdehnungsgefäße (MAG) als Druckabsicherung für jeden Erzeuger, sowie ein Aschebehälter vorhanden. Beide Kessel benötigen eine gemeinsame Abgasanlage, welche gemäß den gesetzlichen Vorgaben auszuführen und vom zuständigen Bezirksschornsteinfegermeister abzunehmen ist. Die Vorlaufleitung (ca. 80 °C) wird dann über die Pufferspeicher und eine redundant ausgeführte Paralleldoppelpumpe aus der Zentrale in das Wärmenetz geführt. Für das Netz ist ein weiteres MAG (Einbindung üblicherweise im Rücklauf), sowie eine zentrale MSR-Technik notwendig (Regelung der Erzeuger, ggf. mit Einbindung dezentraler Übergabetechnik). Die Pufferfühler sind zur Regelung mit mindestens 2 Temperaturfühlern (z.B. je 1x PT1000 oben und unten) auszurüsten. Über das Verteilnetz (2-Leiter, Stahl (Kunststoffmantelrohr (KMR) oder im vorliegenden Fall einfacher und sinnvoller, da flexibel verlegbar ein Kunststoffrohr PE-Xa) wird die Wärme dann an die einzelnen Haushalte geliefert. Einen groben Leitungsplan zeigt folgende Abbildung 24.

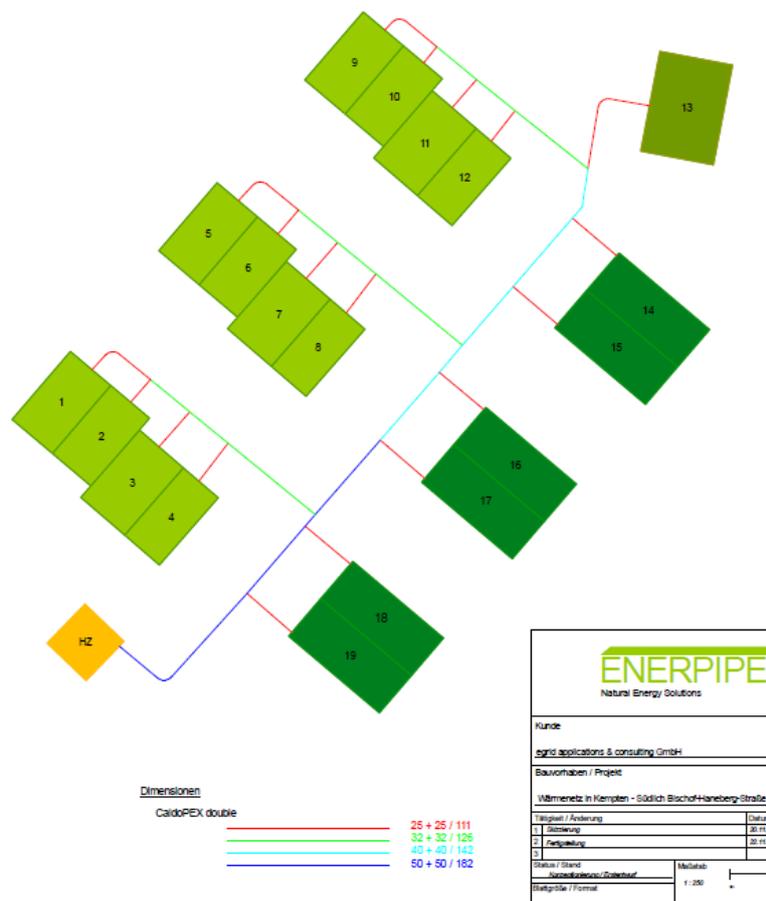


Abbildung 24: Netz- und Leitungsplan Nahwärmeversorgung (enerpipe)



Die maximalen Außendurchmesser der Leitungen sind je nach Leistung zwischen rund 12 cm und 19 cm als DUO-Leitung (Vor- und Rücklauf in einem Dämmrohr), es wird also ein Graben mit max. 50 cm Breite für die Wärme notwendig. Die Überdeckung sollte mindestens 80 cm betragen, Abstände zu Trinkwasserleitungen sind mit mindestens 40 cm einzuhalten, es wird jedoch empfohlen, bei Parallelverlegung der Leitungen größere Abstände im Bereich 80 cm bis 100 cm auszuführen, um die thermische Beeinflussung der Wärmeleitung auf die Trinkwasserleitung sicher ausschließen zu können. Die Trassenlänge beträgt rund 320 Meter.

Die Energiezentrale wäre entsprechend im südlichen Bereich auf einer derzeit noch verfügbaren Grünfläche geplant. Sollte dieser Standort nicht möglich sein, bzw. ein anderer Standort präferiert werden, muss eine Umplanung des Netzes erfolgen. Die Kosten sollten sich dadurch aber nur marginal ändern (außer es werden deutlich größere Leitungslängen erforderlich).



Abbildung 25: Mögliche Übergabetechnik (Quelle: energipe)

Die Übergabe der Wärme findet dann in einer Übergabestation (ÜGS) im Technikraum der Gebäude jeweils pro WE statt. Eine mögliche ÜGS zeigt nebenstehende Abbildung. Die Funktionsweise ist in Kap. 5.2.2 nochmals erläutert. Primärseitig werden hier die Leitungen des Wärmenetzes angeschlossen, sekundärseitig dann entsprechend die Pufferspeicher, die Heizkreise (Fußbodenheizung) bzw. die Brauchwarmwasserversorgung. Der sekundärseitige Anschluss stellt hier die Schnittstelle (auch bzgl. Investitionskosten im Rahmen des Energiekonzepts) dar.

Nachstehend eine Auflistung der technischen Daten aller eingeplanten Erzeuger und der Übergabetechnik:

Erzeuger	Daten
Pelletsessel 1	1x 50 kW _{th}
Pelletsessel 2	1x 70 kW _{th}
Übergabetechnik	19xKompaktübergabe z.B. Abbildung 25

Tabelle 16: Technische Daten Anlagentechnik Erzeuger *Variante Pellets zentral*

Die Anlagenauslegung und Betriebsweise der zentralen Pelletsversorgung ist in Abbildung 26 dargestellt. Grundlage hierfür bildet der Gesamtlastgang aller 19 Gebäude inkl. der zu erwartenden durchschnittlichen Wärmeverluste über das Nahwärmenetz (15 %). Es ist zu erkennen, dass der Großteil der Wärmeenergie von einem einzigen Pelletsessel bereitgestellt werden kann. In den Sommermonaten, wenn mit einer deutlich geringeren Abnahme zu rechnen ist, wird entsprechend viel Wärmeenergie über die Pufferspeicher bereitgestellt, die dann, ab einem gewissen Füllstand wieder durch die Erzeuger geladen werden. Somit kann eine gute Auslastung und Laufzeit der Kessel erreicht werden, ohne zu häufiges Takten, was insb. für Biomassekessel zu höheren Wartungskosten (Verrußung) und stärkerem Verschleiß führt. Es sei darauf hingewiesen, dass hier noch keine Optimierungen (Größe Pufferspeicher, Ladekonzept Pufferspeicher, MSR, etc.) berücksichtigt wurden, es handelt sich um eine erste grobe Abschätzung. Es könnte auch z.B. im Winter primär der größere Kessel betrieben werden, und im Sommer und den Übergangszeiten der kleinere, um für beide Erzeuger eine ausreichende Auslastung zu



erreichen. Auch dies ist bisher nicht Teil der Konzepterstellung, kann aber in einer Detailplanung und eventuellen Umsetzung berücksichtigt werden.

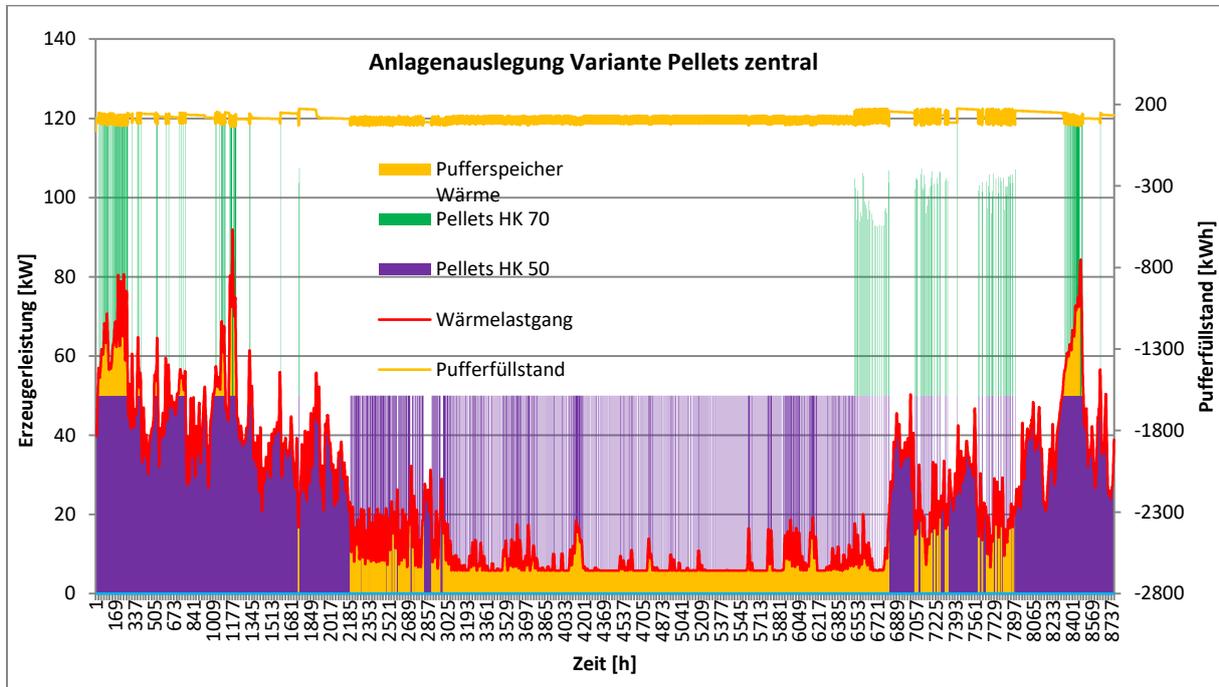


Abbildung 26: Anlagenauslegung und –betriebsweise für Variante Pellets inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie

Folgende Abbildung zeigt die aus der Auslegung resultierende geordnete Jahresdauerlinie.

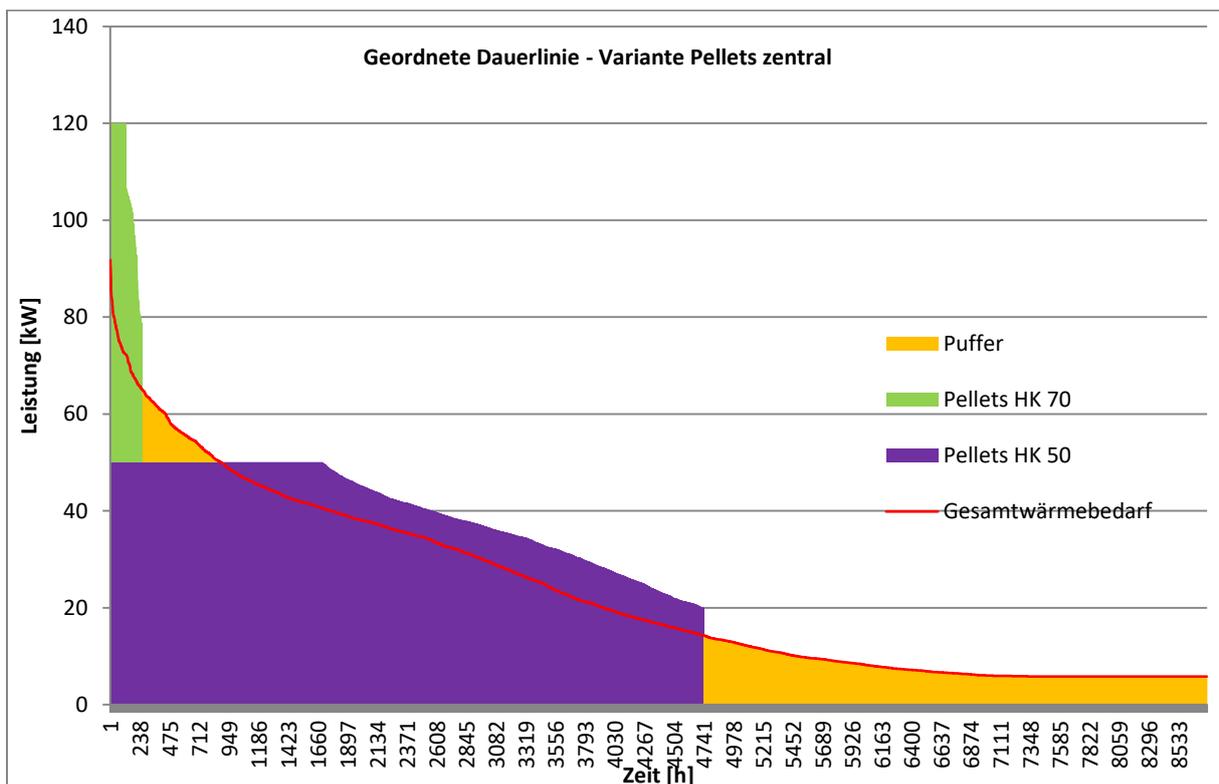




Abbildung 27: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung *Variante Pellets zentral*

Anders als in Kap. 5.1 ist zu erkennen, dass ohne dezentrale Solarthermieerzeugung ganzjährig Wärmebedarf vorhanden ist (Brauchwasser). Auch hier wird ein großer Teil der kleinen Lastanforderungen über die Pufferspeicher bereitgestellt. Der zweite Pelletskessel dient klassischerweise der Spitzenlast und verfügt demnach nur über eine geringe Laufzeit und geringe Volllaststunden.

Die Ergebnisse der Simulation sind in folgender Tabelle dargestellt.

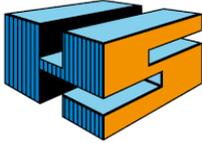
Erzeuger Prio			Erzeugte Wärme [kWh]	Anteile [%]	Volllaststunden [h]	Brennstoff	Brennstoffeinsatz [kWh]	Betriebsstunden [h]	Starts
1	Biomassekessel	Pellets HK 50	189.954	92,81	3.799	Pellets	206.471	4.741	828
2	Biomassekessel	Pellets HK 70	14.710	7,19	210	Pellets	15.990	257	214
3	-	-	0	0,00	0		0	0	-
4	-	-	0	0,00	0		0	0	-
5	-	-	0	0,00	0		0	0	-
	Pufferspeicher		42.965	20,99			222.461		
			204.664						

Tabelle 17: Simulationsergebnisse *Variante Pellets*

Tabelle 17 zeigt, dass über 90 % der Wärmemenge aktuell von dem kleineren der beiden Kessel bereitgestellt werden kann. Dieser erreicht mit ca. 3.800 Volllaststunden eine mittelhohe Auslastung. Der Wirkungsgrad der Kessel wurde mit 92 % (inkl. Brennwertnutzung) angesetzt. Ebenfalls ersichtlich ist, dass rund 20 % der bereitgestellten Wärme zwischengepuffert werden. Entsprechend ist der Einsatz eines Pufferspeichers (zentral bei den Erzeugern) unbedingt zu empfehlen. Dies hat ebenfalls Auswirkungen auf die möglichen Förderungen, also auch wirtschaftlich sollten Pufferspeicher eingesetzt werden. Die KfW gibt hier ein Mindestpuffervolumen von $30 \frac{\text{Liter}}{\text{kW Nennwärmeleistung}}$ vor (also 3,6 m³ Mindestvolumen für Bonusförderung bei 120 kW Nennwärmeleistung). Es ist ein weiterer Bonus von zusätzlichen $20 \frac{\text{€}}{\text{kW Nennwärmeleistung}}$ möglich, wenn die Biomasseanlage weniger als $15 \frac{\text{mg}}{\text{m}^3}$ (Volumengehalt an Sauerstoff im Abgas von 13 % im Normzustand (273 K, 1013 Hektopascal)) staubförmige Emissionen ausstößt. Auch hierauf sollte bei einer Umsetzung geachtet werden (siehe Förderprogramm KfW 271 - Erneuerbare Energien Premium)

5.2.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind zunächst die Investitionsschätzkosten der Variante. Diese belaufen sich nach Angebotsanfragen und Vergleichspreisen aus anderen Projekten und umgesetzten Anlagen auf rund 426.000 € (inkl. Planungskosten). Die Varianz beträgt 20 %, es ist weiterhin ein Sicherheitsaufschlag von 10 % inkludiert. Insbesondere tragen bei diesem Konzept die Kosten für die Energiezentrale bzw. die „pelletsspezifischen“ Komponenten (Pelletsbunker, Förderschnecke, Abgasreinigung, etc.) zu den Gesamtkosten bei. Die genaue Aufteilung zeigt Abbildung 40. Neben der Energiezentrale (Gebäude plus Erzeuger und Pufferspeicher inkl. Peripherie) tragen die Verteilungen mit rund 32 T€, anteilige Tiefbaukosten bei der Erschließung von knapp 16 T€ ($50 \frac{\text{€}}{\text{m}}$ bei 314 Meter Trasse), sowie die Übergabetechnik mit 6 T€ pro WE (gesamt 114 T€) zu den Kosten bei. Für die Übergabe wurde ein System der Firma enerpipe angefragt (vgl. Abbildung 25), welches insb. in Neubauten durch eine schlanke und „all-inclusive“ Bauweise Einsatz findet. Die ÜGS beinhaltet kompakt (61 cm x 61 cm Grundfläche) alle relevanten Komponenten (Wärmetauscher, Frischwassersta-



tion, Membranausdehnungsgefäß, Pufferspeicher) und bietet einen maximal hohen Vorfertigungsgrad, sodass nur noch die Vor- und Rücklaufleitungen primär- und sekundärseitig angeschlossen werden müssen. Grundsätzlich kann auch jede andere Übergabestation für das Konzept verwendet werden.

Der Endkunde muss sich im Fall einer zentralen Versorgung auch an den Investitionskosten beteiligen, analog dazu müsste er beim Kauf mit einer separaten Wärmezeugung diese auch zu 100 % übernehmen. Entsprechend wird für dieses Konzept ein Baukostenzuschuss (für Übergabetechnik und anteilig die Netzverlegung, sowie die Errichtung der Energiezentrale) ein Betrag von 12 T€ angesetzt, dieser ist deutlich geringer, als der Preis für die in Kap. 5.1 dargestellte Erdgasvariante und kann ggf. auch noch angehoben werden. Es sind in diesem Zusammenhang die Vorgaben der *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV)* zu berücksichtigen. An diese hat sich der Contractor/Betreiber in der Regel ebenfalls zu halten. Wird ein höherer BKZ verlangt, so können auch die späteren Preise für Leistung und Arbeit (Vollkosten) gesenkt werden. Erfahrungsgemäß sind hohe einmalige BKZ-Zahlungen im Vergleich zu höheren jährlichen Abrechnungen deutlich einfacher zu argumentieren und werden auch eher akzeptiert.

Die gesamtheitliche Wirtschaftlichkeitsberechnung stellt sich in diesem Konzept etwas anders dar als in dezentralen Versorgungen. Die Kostenfaktoren *Betrieb* und *Bedarf* fallen hier für den Wärmenetzbetreiber (Contractor, Energiegenossenschaft, etc.) an, und müssen über den Wärmeverkauf und die Bereitstellung der Wärmeleistung (in Energiezentrale und über Wärmenetz) an die Abnehmer wieder gedeckt werden. Für den Endkunden bzw. Gebäudeeigentümer entstehen dadurch einige Vorteile. Einer davon ist, dass dieser sich nicht um die Heizungsanlage selbstständig kümmern muss, sondern die Wartung und der Betrieb der Übergabetechnik, sowie die Wärmelieferung vertraglich geregelt und über den Wärmepreis abgerechnet werden. Weitere Vor- und Nachteile der zentralen Versorgung werden im Verlauf des Kapitels dargestellt.

Auf Basis der ermittelten Investitionskosten, sowie der betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten für den Netzbetreiber wurde anschließend ein Preismodell entwickelt, welches den langfristigen Betrieb der Versorgung sicherstellt, jedoch auch keine überteuerten Wärmepreise für die Endkunden zur Folge hat. Die betriebsgebundenen Kosten sind für ein Gesamtsystem erwartungsgemäß deutlich höher und belaufen sich anfangs auf ca. 11.500 € p.a., wobei hierbei einen Großteil die Pelletskessel (Ascheentsorgung, Wartung, Reinigung), das Pelletslager (Beschickungsanlage), sowie die Wartung und Instandhaltung der ÜGS ausmachen. Ebenfalls werden Rückstellungen z.B. für das Verteilnetz, sowie Reparaturen am Gebäude gebildet. Pro Gebäude entfallen hierbei rund 585 € pro Jahr, also deutlich weniger als für eine dezentrale Versorgung (Variante 1 ca. 930 € p.a. als Vergleich). Dies ist insb. durch Skaleneffekte und die deutlich geringeren Aufwände bei den dezentralen Übergabestationen zu erklären (vgl. Abbildung 41).

Die bedarfsgebundenen Kosten sind in diesem Fall zweigeteilt darzustellen. Einerseits entstehen dem Endkunden/Eigentümer Kosten durch die Abnahme der Wärme zu einem festgelegten Preis, andererseits entstehen direkte bedarfsgebundene Kosten auf Seite des Betreibers. Die Kosten des Betreibers betragen anfangs rund 9.400 € pro Jahr primär für den Bezug der Holzpellets. Es wurde mit einem Preis



von $4 \frac{ct}{kWh}$ für den Pelletsbezug gerechnet. Weiterhin kommen Stromkosten für den Pumpenbetrieb und sonstigen Verbrauch in der Energiezentrale hinzu (Hilfsstrom).

Auf Basis der bedarfs- und betriebsgebundenen Kosten für den Betreiber von jährlich rund 20.500 € wurde das Preismodell entwickelt. Dies geht von einem Vollkostenwärmepreis in Abhängigkeit der Rendite des Betreibers aus. Die Aufteilung auf Grund- und Arbeitspreis ist hier noch frei gestaltbar.

Für eine erwartete Rendite von 5 % für den Contractor liegt der Vollkostenwärmepreis bei rund $19,37 \frac{ct}{kWh}$. Hierbei sind BKZ-Zahlungen an den Contractor von 12.000 € pro Wohneinheit eingerechnet. Wird der BKZ angehoben, hier beispielhaft auf 15.000 € pro WE, so verringert sich bei gleicher Rendite für den Betreiber der Vollkostenwärmepreis und somit auch die jährlichen Kosten für den Eigentümer signifikant. Gleiches wurde im Rahmen einer Sensitivitätsuntersuchung für eine Renditeerwartung von 10 % (mit jeweils 12 T€ und 15 T€ BKZ) durchgeführt. Die Ergebnisse zeigt folgende Tabelle.

Rendite	BKZ	12 T€	15 T€
	5 %		19,37 ct/kWh
10 %		23,22 ct/kWh	19,92 ct/kWh

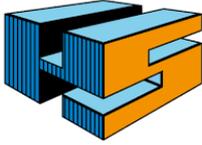
Tabelle 18: Vollkostenwärmepreise in Abhängigkeit der BKZ-Zahlungen und der Renditeerwartung eines Contractors

Die aus den Vollkosten resultierenden bedarfsgebundenen Kosten sind in Kap. 5.4 nachzulesen. Es zeigt sich, dass eine große Abhängigkeit vom BKZ und dem Betreiber der Anlagen besteht.

Für den Endkunden entstehen bei einer zentralen Versorgung keine weiteren laufenden Kosten. Mit den festgelegten Leistungs- und Energiemengen pro Gebäude belaufen sich die Kosten demnach zu rund 1.800 € bis 2.150 € pro Jahr für den Eigentümer (Annahme BKZ 12 T€). Das Preismodell kann angepasst werden, bzw. wird je nach Betreiber etwas unterschiedlich aussehen (geringerer Leistungspreis, höhere Energiepreise, ggf. Integration Messpreis dafür geringere Kosten Leistungspreis, etc.). Die Variationsmöglichkeiten sind vielfältig. Wie beschrieben zielen die Preismodelle (gemäß angesetzter Steigerungsraten für bedarfs- und betriebsgebundene Kosten, sowie der Leistungs- und Arbeitspreise) darauf auf, eine interne Verzinsung von 5 %, resp. 10 % zu erzielen. Dies beinhaltet für den Betreiber dann einen Inflationsausgleich über 20 Jahre, einen Risikoaufschlag (der Betreiber trägt das Risiko für einen Lieferausfall und die Versorgung im Allgemeinen), sowie eine angemessene Marge. Die Kosten der Eigentümer sind Abbildung 42 und nochmals zusammengefasst Kap. 5.4 zu entnehmen.

5.2.3 Fazit Variante „Pellets zentral“

Für die Variante *Pellets zentral* erfüllt durch den Einsatz eines erneuerbaren Rohstoffs mit einem pauschalen Primärenergiefaktor von 0,2 (siehe hierzu auch Kap. 8) alle gesetzlichen Rahmenbedingungen. Gegebenenfalls kann noch eine PV-Anlage oder solarthermische Anlage zur Unterstützung errichtet werden, dies ist aber nicht zwingend notwendig und wurde entsprechend nicht berücksichtigt. Für den Wärmenetzbetreiber entstehen Kosten für die Erstellung der Versorgung (Energiezentrale, Rohrleitungen, Übergabetechnik), sowie bedarfs- (Einkauf Pellets und Strom) und betriebsgebundene (Wartung, Rückstellungen, Personal, Abrechnung, etc.) Kosten Diese werden über den Wärmeverkauf an die Ge-



bäudeeigentümer refinanziert. Das Preismodell entspricht einem Standardmodell und ist in Abhängigkeit einer Vielzahl von Einflussfaktoren (Baukostenzuschüsse, Aufteilung Grund- und Arbeitspreis, Messkosten) beliebig anpassbar. Für eine erste Abschätzung wurde eine grobe Sensitivität mit unterschiedlichen BKZ und Renditeerwartungen berechnet. Mit dem so ermittelten Modell ergibt sich sowohl für den Netzbetreiber, als auch für die Eigentümer eine attraktive Möglichkeit der Wärmeversorgung.

Nachfolgend noch eine Auflistung allgemeiner Vor- und Nachteile des Konzepts:

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • guter Primärenergiefaktor von 0,2 (Erreichung gesetzlicher Vorgaben) 	<ul style="list-style-type: none"> • Abhängigkeit von externem Lieferanten
<ul style="list-style-type: none"> • „Rundum-Sorglos“-Paket 	<ul style="list-style-type: none"> • Dienstbarkeiten und Leitungsrechte notwendig
<ul style="list-style-type: none"> • Kein eigener Erzeuger (Flächenverbrauch) 	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten der Abrechnung sind explizit sichtbar und ausgewiesen (Akzeptanz)
<ul style="list-style-type: none"> • geringe Emissionen 	<ul style="list-style-type: none"> • Flächenbedarf Energiezentrale (B-Plan-relevant)
<ul style="list-style-type: none"> • Regenerative Versorgung 	<ul style="list-style-type: none"> • Risiko der Unzufriedenheit beim Eigentümer (auch mit dem Investor) wg. „erzwungener“ Abhängigkeit

Tabelle 19: Vor- und Nachteile der Variante *Pellets zentral*



5.3 Wärmepumpe mit Erdwärmesonde(n)

Als letztes Konzept wurde eine dezentrale Versorgung analog Erdgas unter Einsatz der erneuerbaren Quelle Erdwärme in Kombination mit Sole-Wasser-Wärmepumpen pro Gebäude erstellt. Nachfolgende dargestellt die wichtigsten Rahmenbedingungen des Konzepts.

Versorgungsart	Dezentrale Versorgung mit Wärmepumpe
Quellen	Erdwärmesonde
Primärenergieträger	Strom, Umweltwärme
Vorlauftemperatur	> 60 °C
Erzeugungsleistung	Jeweils 10 kW Wärmepumpe plus Erdwärmesonde(n)

Tabelle 20: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept *Variante Wärmepumpe*

5.3.1 Technische Auslegung

Das schematische Konzept der Versorgung zeigt Abbildung 28.

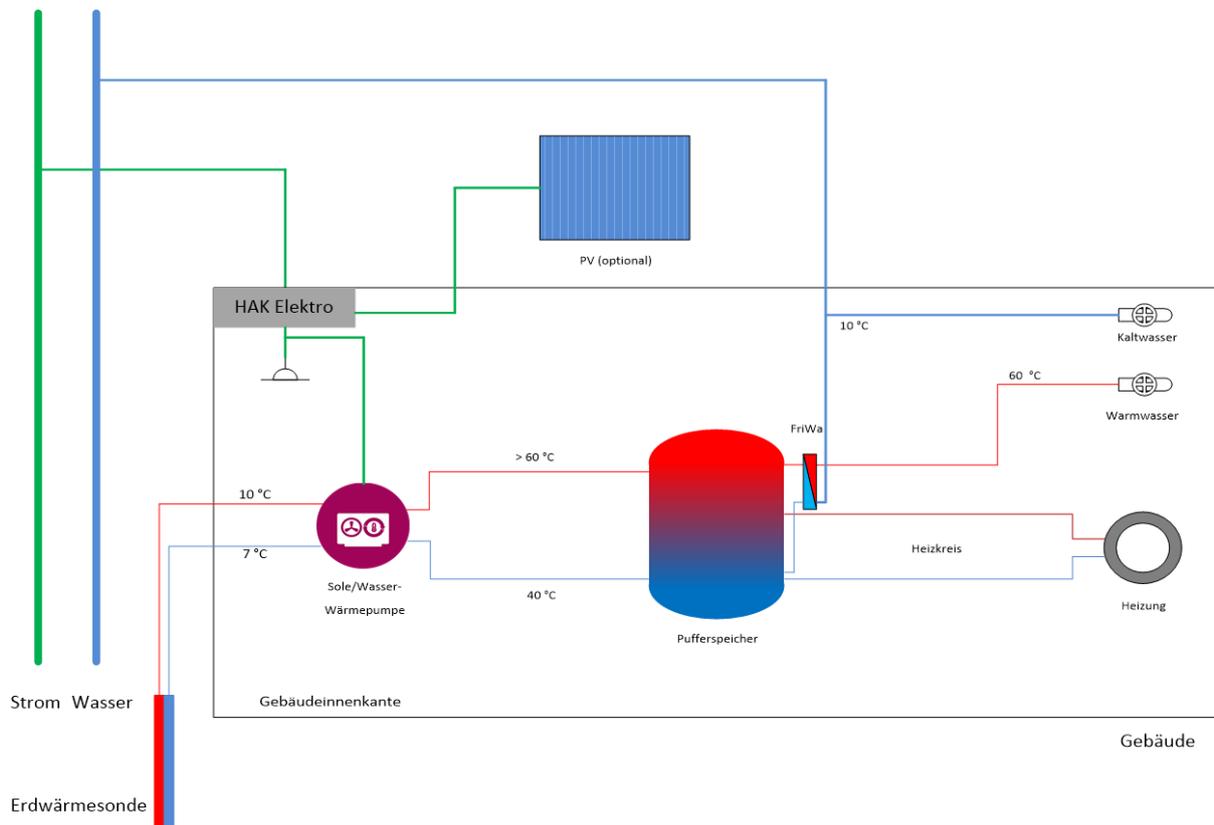


Abbildung 28: Schematische Darstellung Versorgungskonzept *Wärmepumpe mit Erdwärmesonde*

Da mit dem Konzept die rechtlichen Rahmenbedingungen bereits eingehalten werden, ist eine PV-Anlage nicht zwingend notwendig. Insbesondere im Kontext der Wärmepumpen kann PV jedoch durchaus sinnvoll sein. Auf Basis der Lastprofile wurde in einer einfachen Simulation (ohne Berücksichtigung einer Regelung o.ä.) ein Eigenverbrauch durch die Wärmepumpe bei unterschiedlichen PV-Anlagen-größen angenommen. Folgende Tabelle zeigt die eigenverbrauchte Strommenge und die daraus resultierenden Kosteneinsparungen (nur Wärmepumpe), ohne Bezug auf den allgemeinen Stromverbrauch. Der Mehrwert der PV-Anlage ist entsprechend noch deutlich höher, muss aber von jedem Eigentümer eGRID/Energiekonzept/Lenzfried/Abschlussbericht



selbst anhand seines Verbraucherverhaltens abgeschätzt werden. Die bedarfsgebundenen Kosten für den Allgemestrom wurden aufgrund der hohen Varianz im Verbrauch nicht in die Betrachtung aufgenommen, weshalb auch im vorliegenden Vergleich ohne diese Kosten gerechnet wird. Somit entsteht wieder ein in sich schlüssiges Ergebnis.

PV-Anlagengröße [kWp]	Eigenverbrauch Wärmepumpe [kWh/a]	Einsparungen [€/a]	Relative Kosteneinsparung [%]
1,2	107	24	4,3
2,4	205	45	8,3
3,5	279	61	11,3
5,0	365	80	14,8
5,9	408	90	16,5
7,1	454	100	18,4
8,2	489	108	19,8
9,4	520	114	21,1

Tabelle 21: Mögliche Kosteneinsparungen durch PV-Anlagen für die Wärmepumpenstrombezug (bedarfsgebundene Kosten)

Es ist zu sehen, dass sich durch die zeitliche Diskrepanz (hohe Erzeugung PV im Sommer, Wärmebedarf und Strombezug Wärmepumpe primär im Winter) keine allzu hohen Einsparungen erzielen lassen. Bei Stromkosten für die Wärmepumpe von ca. $580 \frac{\text{€}}{\text{a}}$ sind dennoch signifikante, relative Einsparungen bis über 20 % der bedarfsgebundenen Kosten möglich. Weiterhin sei darauf hingewiesen, dass mit einfachsten Regelungsmechanismen (z.B. Nutzung Wärmepumpe primär bei Stromerzeugung durch PV-Anlage), die im Rahmen der Studie nicht abgebildet wurden, deutliche Erhöhungen der Eigenverbrauchsstrommengen und somit der Kostenreduktionen erreichbar sind. Es wird also klar empfohlen, eine PV-Anlage für den langfristigen Betrieb umzusetzen. Insbesondere spielen auch hier Stromkostensteigerungen eine relevante Rolle. Ein hoher Autarkiegrad kann also auch als anzustrebendes Kriterium definiert werden. Entsprechend sollte durch Leerverrohrung, mind. Platz für einen zusätzlichen PV-Zähler im Hausanschlusskasten (alternativ: Austausch gegen Zweirichtungszähler), sowie ggf. eine geeignete Fläche für einen Wechselrichter soweit wie möglich vorgesorgt werden, dass der spätere Eigentümer unkompliziert und ohne signifikante Zusatzkosten zu verursachen, eine PV-Anlage nachrüsten kann.

Folgende Abbildungen zeigen das ungeordnete und geordnete Jahresdauerprofil und die (ungegelte) Betriebsweise der Erzeuger.

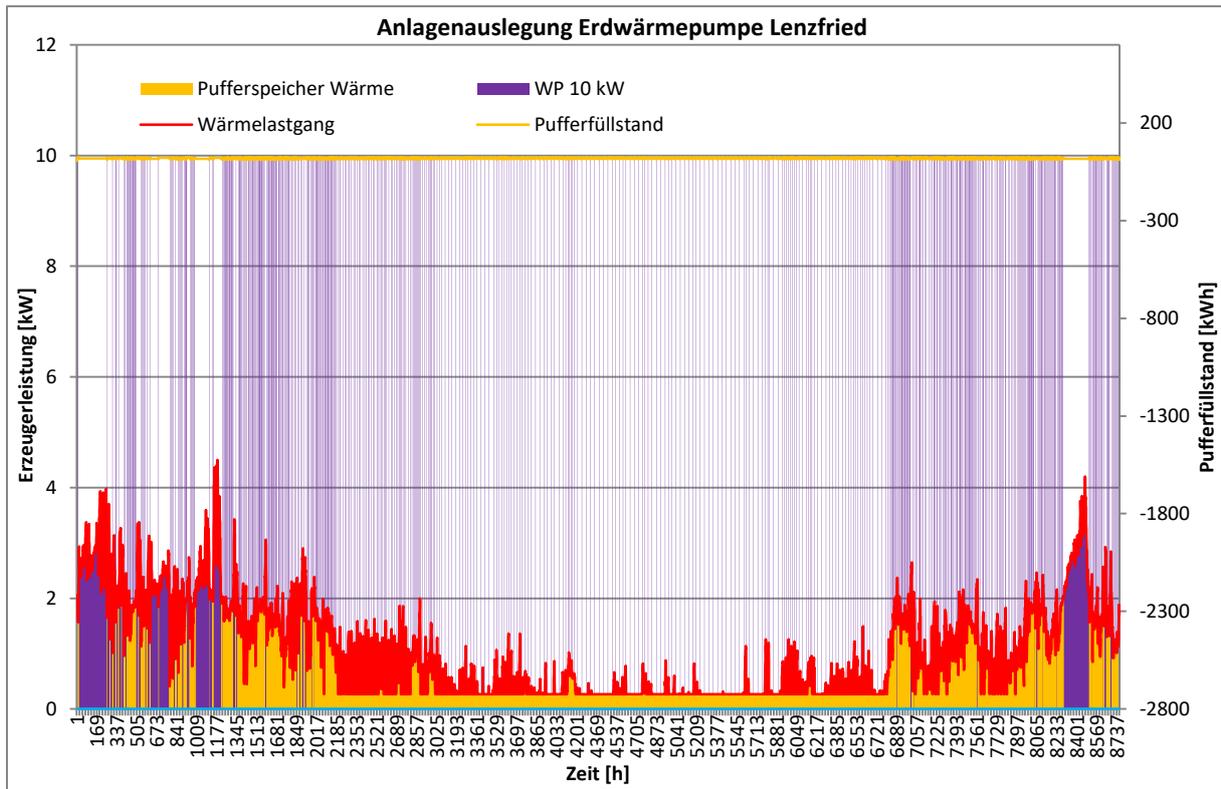
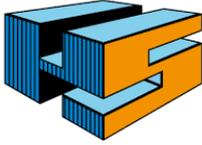


Abbildung 29: Anlagenauslegung und –betriebsweise für Variante Wärmepumpe inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie

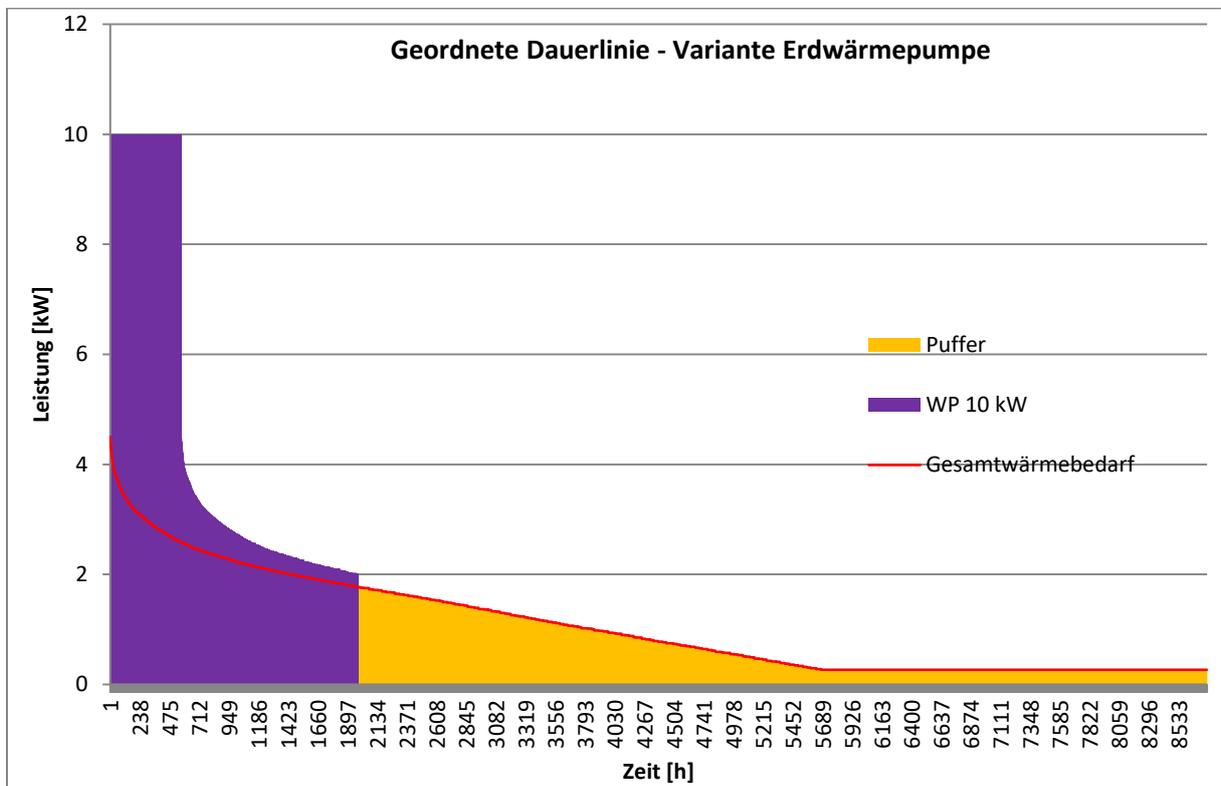
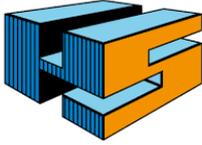


Abbildung 30: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung Variante Erdwärmepumpe

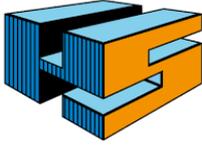


Die Erdwärmesonden als Quelle für die Wärmepumpe entziehen dem Untergrund Wärme auf niedrigem Temperaturniveau. In Abhängigkeit der Geologie und Bodenbeschaffenheit regenerieren sich die Böden unterschiedlich schnell. Um eine langfristige Auskühlung zu verhindern, ist eine detaillierte Untersuchung, z.B. durch einen Thermal Response Test (TRT) unbedingt zu empfehlen. Dadurch kann die Regeneration des Erdreichs abgeschätzt werden, sowie Rückschlüsse darauf gezogen werden, ob ggf. eine aktive Regeneration des Bodens notwendig ist (z.B. durch eine Solarthermieanlage, die überschüssige Wärme insb. im Sommer in den Boden leitet). Klassischerweise ist im Einfamilien-/Einzelhausbereich mit geringem Wärmebedarf nicht mit einer Auskühlung des Erdreichs zu rechnen, weshalb keine aktive Regeneration angenommen wird. Dies ist jedoch nochmals explizit mit dem WWA und ggf. einem Geologen abzusprechen, da aufgrund der hohen Sondendichte im BV nochmals andere Rahmenbedingungen gegeben sein könnten. Eine Regeneration kann auch durch freie Kühlung (also die sommerliche Klimatisierung des Gebäudes) geschehen, indem die entzogene Wärme durch reversiblen Betrieb der Wärmepumpe in den Boden geleitet wird. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass ganzjährig Brauchwasser bereitgestellt werden muss und mit klassischer Fußbodenheizung (keine Wand- und/oder Deckenheizung) Schimmelprobleme durch Kondensation unter Möbeln (bei starken Auskühlen der Böden) entstehen können (Taupunktunterschreitung).

Für die Wärmepumpe wird ein Ökostrommix des lokalen Energieversorgers angenommen, im Rahmen eines expliziten Wärmepumpentarifs. Dieser ist deutlich günstiger als der Allgemeinstrombezug. Es bedingt jedoch, dass die Wärmepumpe als sog. „abschaltbare Last“ ausgeführt wird, sprich der Netzbetreiber die Wärmepumpe kurzfristig, z.B. bei Netzüber- oder -unterlastung eigenständig ein bzw. ausschalten kann. Hierbei ist jedoch nicht mit Auswirkungen auf den Komfort der Eigentümer zu rechnen, da die Zeiten und die Dauer gesetzlich geregelt sind und somit nur kurzfristige Schaltungen durchgeführt werden können.

5.3.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind zunächst die Investitionsschätzkosten der Variante. Für eine Aufteilung der Kostenpositionen sei nochmals auf Tabelle 13 verwiesen. Dies Investitionskosten belaufen sich nach Erfahrungen und Angeboten, sowie Kennzahlen und Vergleichspreisen aus anderen Projekten auf rund 531 T€ (inkl. Planungskosten). Die Varianz beträgt 20 %, es ist weiterhin ein Sicherheitsaufschlag von 10 % inkludiert. Insbesondere tragen bei diesem Konzept die Kosten der Erzeuger, sowie die Quellenerschließung zu den Gesamtkosten bei. Pro Gebäude entstehen für die Umsetzung dieses Konzepts also Kosten von rund 28.000 € inkl. Quellenerschließung (Sondenanlage). Hierbei kann ein signifikanter Teil der Investitionskosten durch die zum 01.01.2020 in Kraft getretene neue Bafa-Förderung für „Heizen mit erneuerbaren Energien“ getragen werden. Die Förderung gibt einen Investitionskostenzuschuss von 35 % pauschal auf die anrechenbaren Investitionskosten der Agententechnik. Neu hierbei ist, dass zusätzlich die Quellenerschließung, also die Bohrung der Sonden der Förderquote von 35 % unterliegt. Somit kann im vorliegenden Fall eine Fördersumme von rund 165 T€ entstehen, die das Konzept trotz innovativer Wärmepumpentechnologie zum kostengünstigsten der drei betrachteten Konzepte machen würde. Die Förderung kann unter de-minimis oder AGVO beantragt werden. Dies ist je nach bereits ausgeschöpften de-minimis-Beihilfen zu entscheiden. Aufgrund der vorliegenden Rahmenbedingungen, wurde die Förderung nicht in der Kostenschätzung berücksichtigt.



Neben den Investitionskosten gibt es bedarfsgebundene (für Strom, etc.) und betriebsgebundene (Wartung, Instandhaltung, Reparaturen, Rückstellungen, etc.) Kosten, die jährlich zu kalkulieren sind. Diese wurden anhand des Primärenergieeinsatzes und der allgemein gültigen VDI2067 ermittelt.

Die bedarfsgebundenen Kosten betragen jährlich etwa 1.600 € (Jahr 0). Dabei sind die in Tabelle 10 dargestellten spezifischen Kosten für den Primärenergiebezug hinterlegt. Für den weiteren Verlauf und einen späteren Vergleich wurde noch eine Preissteigerung angesetzt. Daraus ergibt sich in Jahr 10 ein Kostenpunkt von 1.875 €, für Jahr 20 liegen die bedarfsgebundenen Kosten bei ca. 2.180 € unter Annahme der Preissteigerungen für Strombezug.

Die betriebsgebundenen Kosten belaufen sich nach VDI2067 auf etwas über 1.000 € pro Jahr. Durch die Preissteigerungen ergibt sich in Jahr 10 ein Kostenfaktor von rund 1.260 €, in Jahr 20 sind Kosten von 1.540 € zu erwarten.

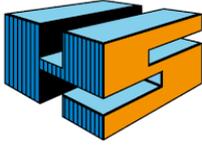
5.3.3 Fazit Dezentral Erdwärmepumpe

Die dezentrale Variante „Erdwärmepumpe“ ist bezüglich der gesetzlichen Rahmenbedingungen problemlos ohne zusätzliche Anlagentechnik umsetzbar. Sowohl EEWärmeG, als auch EnEV werden damit eingehalten. Die entstehenden Investitionskosten sind insb. durch die hohe Förderung über das Bafa gering, und auch die Betriebskosten sind als gering bis mittel einzustufen. Je nach angenommenem COP bzw. JAZ (hier: sehr konservative Annahme von 3,8) können sich noch deutliche Reduktionen des Strombedarfs ergeben. Auch die Preissteigerung in den kommenden Jahren wird für Strom als moderater angenommen als für fossile Energieträger, wodurch sich insb. in der langfristigen Betrachtung Vorteile gegenüber einem gasbasierten Konzept ergeben. Der moderatere Anstieg der Strompreise lässt sich z.B. durch die Einführung der CO₂-Steuer ab 2021 argumentieren, da langfristig mit der Steuer das Ziel verfolgt werden soll, die EEG-Umlage zu reduzieren, welche derzeit mit ca. $6,7 \frac{ct}{kWh}$ (in 2020) einer der größten Strompreisbestandteile ist. In Kombination mit einer PV-Anlage, die bis zu 20 % der bedarfsgebundenen Kosten (rein bezogen auf die Wärmepumpe) einsparen kann, ist auch hier noch Potential für eine Optimierung vorhanden. Dadurch lässt sich weiterhin langfristig eine teilweise Entkopplung von der Strompreissteigerung erreichen.

Nachfolgend noch einige qualitative Vor- und Nachteile des Konzepts.

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Gut mit PV-Anlage kombinierbar (langfristige Vorteile) 	<ul style="list-style-type: none"> • Reine Abhängigkeit von Strombezug
<ul style="list-style-type: none"> • Geringe langfristige Betriebskosten durch moderate Preissteigerungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Komplexeres Systems insb. in Bezug auf die Nutzung des Erdreichs
<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Fördersummen möglich (beihilfe-rechtliche Grundlagen beachten!) 	<ul style="list-style-type: none"> • Ggf. aktive Regeneration nötig
<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Akzeptanz am Markt 	<ul style="list-style-type: none"> • Unsicherheit bzgl. Ausführung gegeben

Tabelle 22: Vor- und Nachteile des Konzepts „Wärmepumpe“



5.4 Zusammenfassung der betrachteten Versorgungsvarianten

Nachfolgende Darstellungen geben eine grafische Darstellung der in den Kap. 5.1 bis 5.3 beschriebenen Daten und Werte.

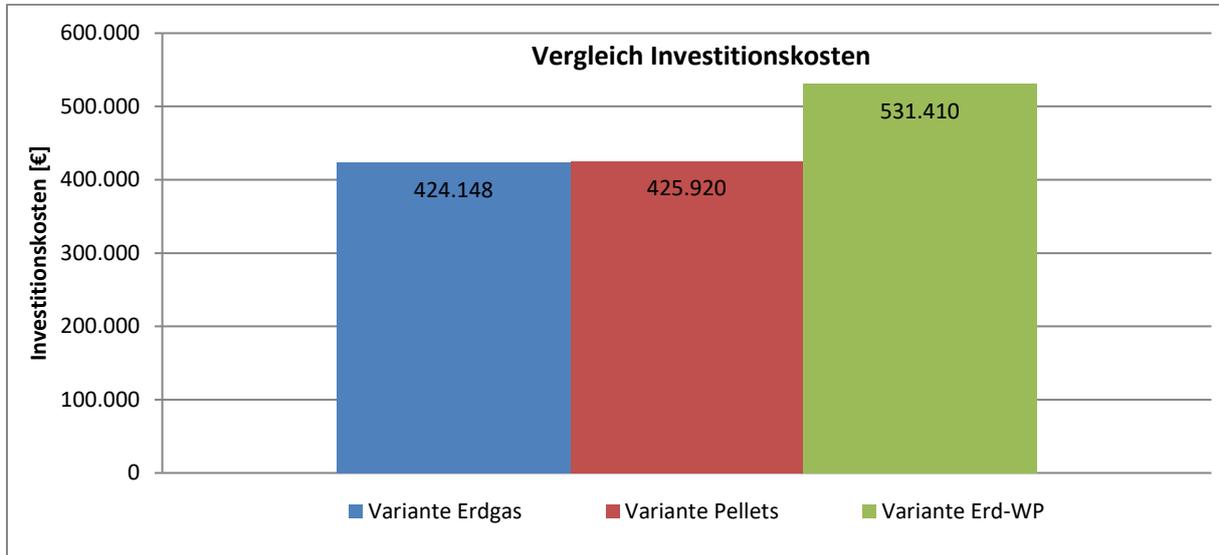


Abbildung 31: Vergleich Investitionskosten aller Varianten

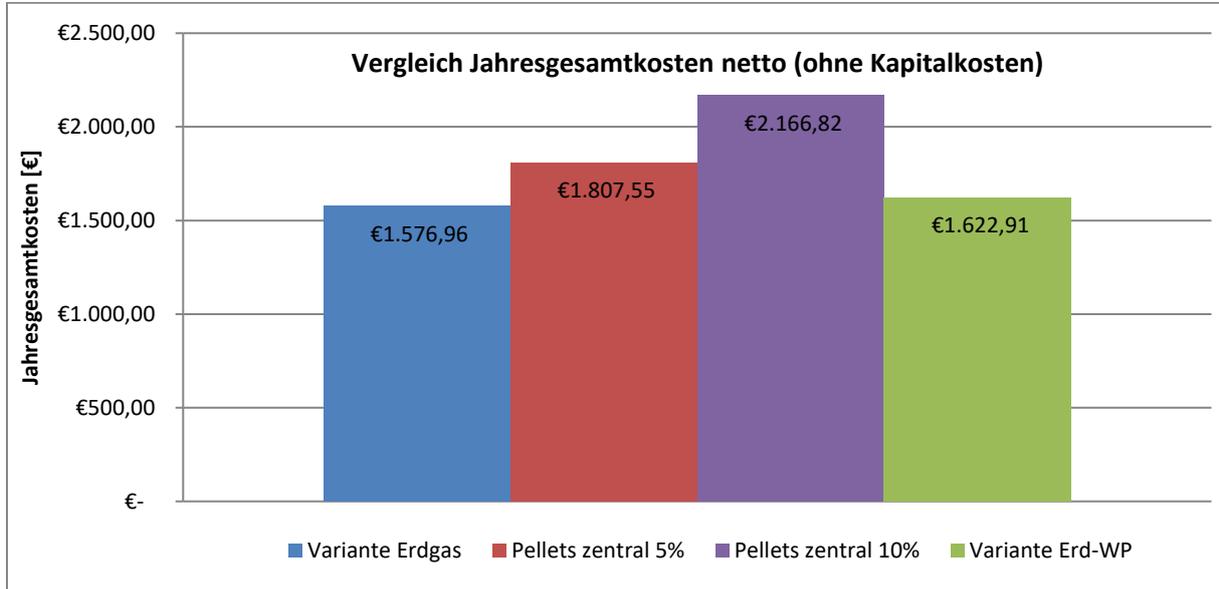


Abbildung 32: Vergleich der Jahresgesamtkosten aller Varianten (ohne Kapitalkosten)

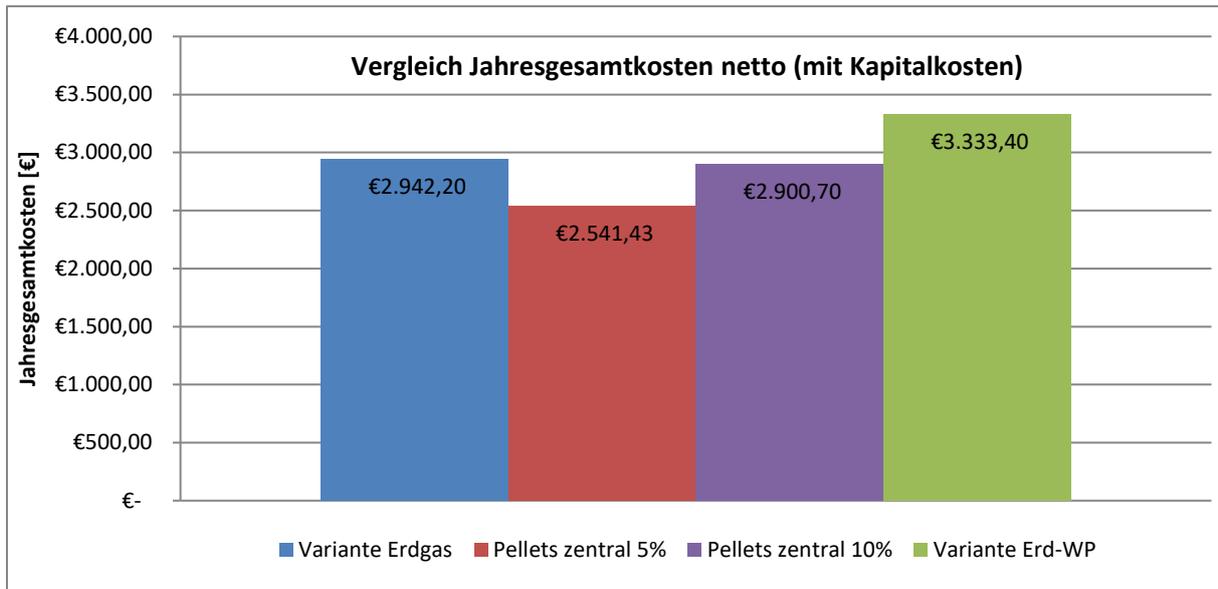
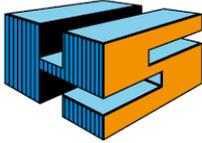


Abbildung 33: Vergleich der Jahresgesamtkosten aller Varianten (inkl. Kapitalkosten)

Unter Einbezug der Kapitalkosten (rein auf die Wärmeversorgung bezogen) ergibt sich ein deutlich anderes Bild. In diesem Fall sind die Investitionskosten, die für die zentralen Varianten aufgrund des geringen BKZs von 12.000 € hier deutlich geringer ausfallen noch mitberücksichtigt. Dies führt dazu, dass die WP-Variante (höchste Investitionskosten) plötzlich die höchsten jährlichen Kosten aufweist (für den Eigentümer). Dieser Betrachtung liegt die Annahme zugrunde, dass Mehrkosten für die Wärmeversorgungstechnik durch den Schlüsselfertigverkauf direkt auf die neuen Eigentümer umgelegt werden, wodurch diese eine höhere Summe finanzieren müssen, worauf wiederum eine Annuität fällig wird.

Es zeigt sich weiterhin in allen Abbildungen, dass die Unterschiede aller Varianten nicht besonders groß sind (z.B. Differenz **jährliche** Kosten Erdgas vs. Erdwärmepumpe beträgt nur ca. 60 €). Diese geringen Differenzen können beispielsweise durch energiesparendes Nutzerverhalten oder andere Lieferverträge für Strom oder Erdgas ausgeglichen werden.

Anhand angenommener bzw. prognostizierter Preissteigerungen für Strom, Erdgas, Pellets und Personalaufwand (Wartung etc.) zeigen die folgenden Abbildungen die Kostenentwicklungen für alle Varianten sowie eine Übersicht über die kumulierten zu erwartenden Kosten. Dabei liegen weitere Annahmen zugrunde, die dem Anhang in Tabelle 29 entnommen werden können.

Die Kosten für die fossile Variante steigen schnell deutlich an, wodurch die anfangs günstigeren Bedingungen kompensiert werden und bereits nach wenigen Jahren sowohl die Erdwärme, als auch die Pellets-Variante geringe Jahreskosten aufweisen. Auch liegt aufgrund der höchsten initialen Investitionskosten für die Erdgasvariante diese in Abbildung 35 dauerhaft kostentechnisch über den anderen Varianten.

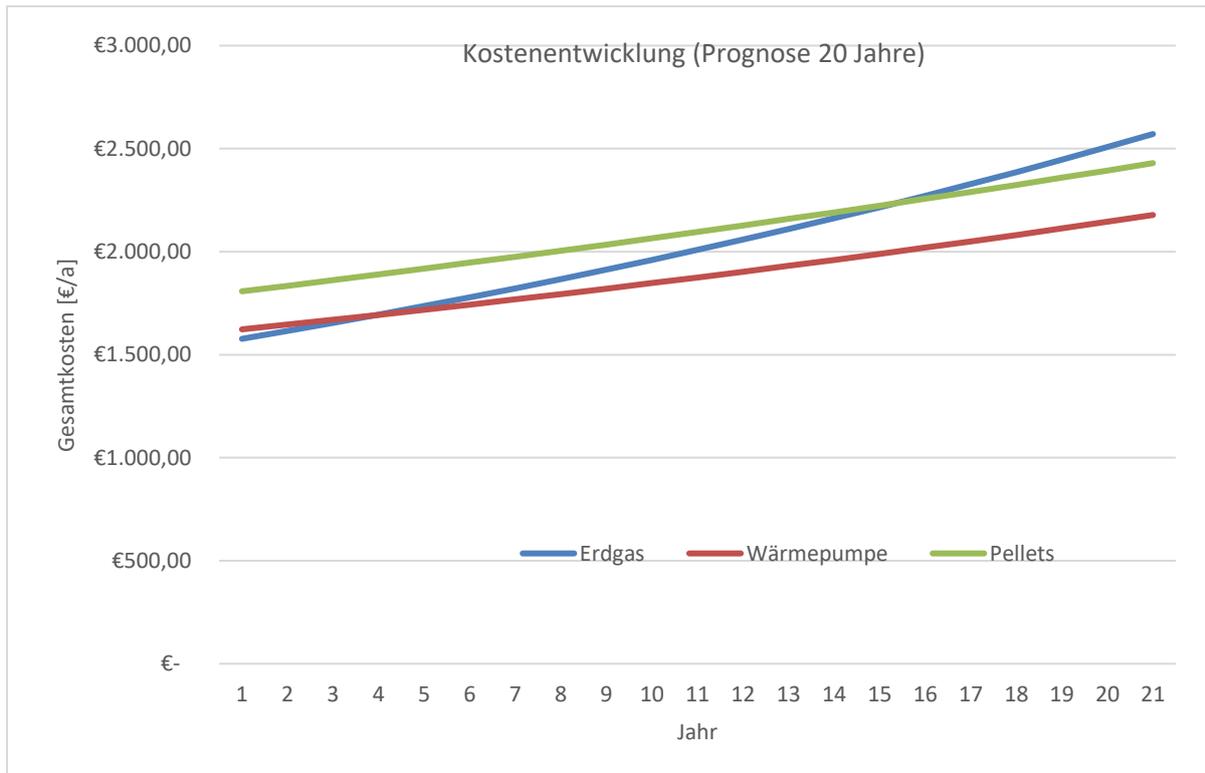
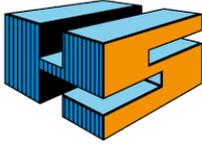


Abbildung 34: Prognostizierte Kostenentwicklung der jährlichen Gesamtkosten anhand der angesetzten Preissteigerungsraten (Pellets: 12 T€ BKZ und 5 % Rendite Contractor)

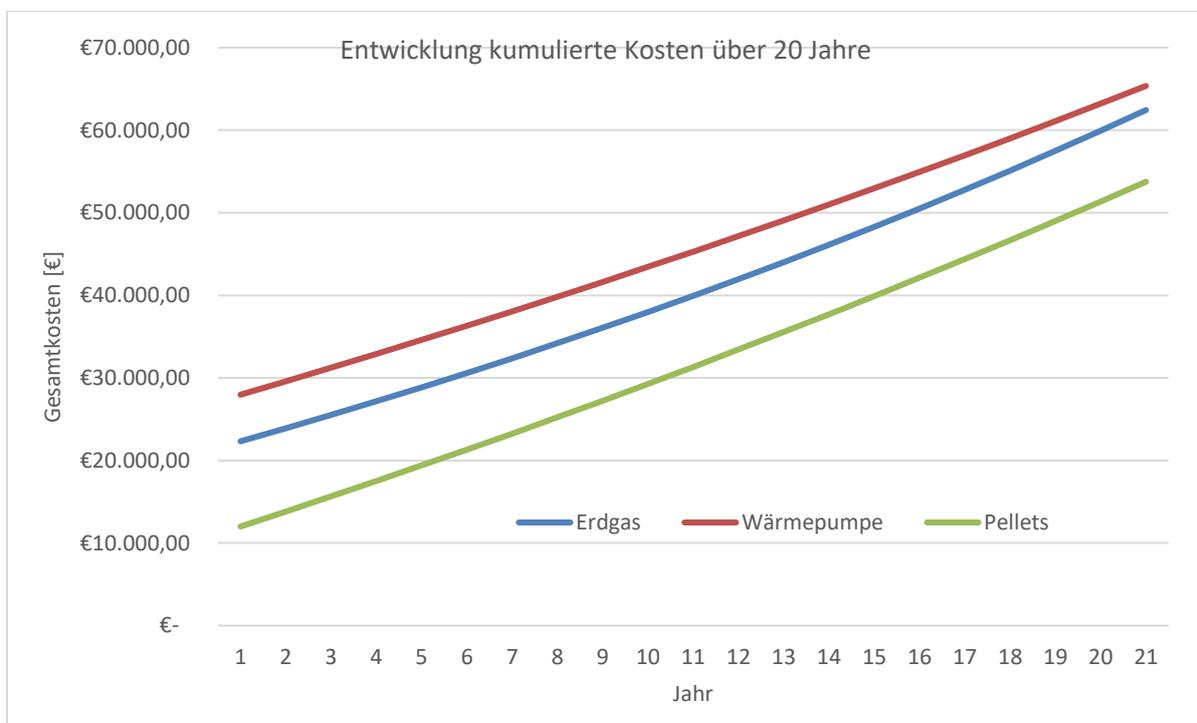
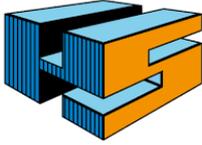


Abbildung 35: Entwicklung der kumulierten Gesamtkosten über 20 Jahre (Pellets: 12 T€ BKZ und 5 % Rendite Contractor)



5.5 Empfehlung einer Versorgungsvariante

Auf Basis der in Kap. 5 dargestellten technischen, rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen stellt sich nun die Frage, welches der Versorgungskonzepte umgesetzt werden soll. Noch nicht betrachtet wurde hierbei der ökologische und nachhaltige Aspekt der Versorgungsungen. Die folgende Liste zeigt die wichtigsten Punkte der einzelnen Konzepte auf.

- Erdwärmekonzept hängt stark von der Ausführbarkeit (Erkundungsbohrung) ab und könnte durch schlechte Voraussetzungen noch technisch „verhindert“ werden
- Moderate Kostensteigerungen bei strombasierter Versorgung erwartet
- Gute Kombinationsmöglichkeiten von Wärmepumpen mit PV-Anlagen
- Verpflichtende Installation von Solarthermie bei fossiler Versorgung
- Zentrale Pelletsversorgung mit validem Businesscase möglich
- Kosten für Eigentümer bei Nahwärmenetz ebenfalls konkurrenzfähig, spezifische Vor- und Nachteile gegeben
- Geringste kumulierte Kosten für Pelletsvariante bei geringem BKZ

Alles in allem wird von einer gasbasierten Energieversorgung abgeraten, auch wenn diese technisch und rechtlich unter Einsatz von Solarthermie möglich wäre. Nach Rücksprachen mit dem Auftraggeber, werden von den späteren Eigentümern tendenziell dezentrale Konzepte favorisiert, weshalb in Hinblick darauf eine Empfehlung für die Nutzung der Erdwärme mit Wärmepumpen gegeben wird. Die reale Umsetzung hängt jedoch noch stark von der durchzuführenden Probebohrung und dem TRT ab. Sollten sich hier wider Erwarten schlechte Voraussetzungen ergeben, oder eine Umsetzung technisch gesehen nicht möglich sein, steht alternativ immer noch die zentrale Nahwärme zur Verfügung. Diese ist bezüglich der technischen Ausführbarkeit und Planungssicherheit zu favorisieren. Es ergeben sich jedoch weitere Punkte (Dienstbarkeiten, Leitungsrechte, Fläche Energiezentrale, etc.), die eine Umsetzung erschweren können. Eine Einplanung (B-Plan) ist frühzeitig zu empfehlen.



6. Umsetzbarkeit

Das Thema Umsetzbarkeit bezieht sich im vorliegenden Fall insb. auf die rechtliche Umsetzbarkeit der verschiedenen Konzepte, sowie technische und sonstige Einflüsse seitens der Kommune oder der B-Plan-Gestaltung. Die Ausführungen zum regulatorischen Rahmen wurden bereits in Kap. 3.3 dargestellt.

6.1 Variante Erdgas

Nachfolgend eine Zusammenfassung möglicher Faktoren, die Einfluss auf die Variante Erdgas haben können.

Einflussfaktor	Gegeben?
Verfügbarkeit Erdgas	✓
Möglichkeit der Errichtung von Schornsteinen	✓
Anforderungen 1. BImSchV	✓
Rechtlicher Rahmen(EnEV und EEWärmeG) nur mit Solarthermie	✓
Genehmigung/Akzeptanz Stadt Kempten	?
Akzeptanz spätere Eigentümer	X

Tabelle 23: Einflussfaktoren für die Umsetzung der Variante *Erdgas*

6.2 Variante Pellets

Nachfolgend eine Zusammenfassung möglicher Faktoren, die Einfluss auf die Variante Pellets zentral haben können.

Einflussfaktor	Gegeben?
Verfügbarkeit Pellets	✓
Möglichkeit der Errichtung einer Energiezentrale	?
Anforderungen 1. BImSchV	✓
Rechtlicher Rahmen(EnEV und EEWärmeG)	✓
Genehmigung/Akzeptanz Stadt Kempten	✓
Akzeptanz spätere Eigentümer	?
Dienstbarkeiten und Leitungsrechte	?

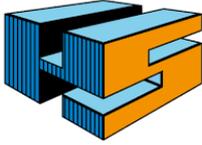
Tabelle 24: Einflussfaktoren für die Umsetzung der Variante *Pellets zentral*

6.3 Variante Wärmepumpe mit Erdwärmesonden

Nachfolgend eine Zusammenfassung möglicher Faktoren, die Einfluss auf die Variante Wärmepumpe mit Erdwärmesonden haben können.

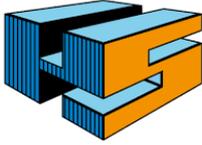
Einflussfaktor	Gegeben?
Verfügbarkeit Stromanschluss, Anschlussleistungen Netzbetreiber	✓
Möglichkeit der Errichtung Erdwärmesonden	?
Rechtlicher Rahmen(EnEV und EEWärmeG)	✓
Genehmigung/Akzeptanz Stadt Kempten	✓
Akzeptanz spätere Eigentümer	✓

Tabelle 25: Einflussfaktoren für die Umsetzung der Variante *Erdwärme mit Erdwärmesonden*



7. Wirtschaftlichkeit

Die wirtschaftliche Darstellung aller betrachteten Konzepte wurde bereits in Kapitel 5 behandelt. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird demnach auf die jeweiligen Abschnitte in Kapitel 5 verwiesen. Weiterhin wurden in diesem Zusammenhang die für die späteren Endkunden anfallenden Kosten für Betrieb, Wartung, Instandhaltung, Rückstellungen, sowie den Bezug der Primärenergieträger berechnet und dargestellt.



8. Primärenergetische und emissionstechnische Betrachtung

Für alle Varianten (sowohl zentral als auch dezentral) wurden der Primärenergiefaktor der Energieversorgung auf Basis der geplanten Konzepte, sowie die resultierenden CO₂-Emissionen bestimmt.

8.1 Primärenergiefaktor

Der Primärenergiefaktor (PEF) ist eine rechnerische Größe zur Bewertung der Umweltauswirkungen der energetischen Versorgung von Gebäuden (auch durch Nah-/Fernwärme) und wird unter anderem für verschiedene Nachweise benötigt (z.B. EnEV). Um eine Vergleichbarkeit zu erreichen wird sowohl für eine zentrale Versorgung (Nahwärme), als auch die dezentralen Varianten (pro Gebäude) der Primärenergiefaktor nach der Methodik des Arbeitsblatts AGFW FW 309-1 „Energetische Bewertung von Fernwärme“ bestimmt. Dabei wird die unter Kapitel 3 gezeigte Formel zur Berechnung verwendet. Diese ergibt sich zu:

$$f_{P,FW} = \frac{\sum_i W_{Br,i} \cdot f_{P,Br,i} + (A_{HN} - A_{Bne,KWK}) \cdot f_{P,verdr}}{\sum_j Q_{FW,j}} \quad \text{Formel 1}$$

mit

- $f_{P,FW}$ Primärenergiefaktor des Fernwärmesystems
- $W_{Br,i}$ Brennstoffwärme des Energieträgers i in MWh_{Hi}
- $f_{P,Br,i}$ Primärenergiefaktor des Brennstoffes i
- A_{HN} Stromarbeit zum Betrieb des Heiznetzes (Umwälzung und Druckhaltung, ggf. Hilfsenergie).
- $A_{Bne,KWK}$ KWK-Nettostromproduktion nach AGFW FW 308
- $f_{P,verdr}$ Primärenergiefaktor des Verdrängungsmix nach Tabelle 1
- $Q_{FW,j}$ Auf der Primärseite der Hausstation des versorgten Gebäudes j gemessener Wärmeenergieverbrauch

Abbildung 36: Berechnung der Primärenergiefaktoren für die Versorgungsvarianten nach Arbeitsblatt AGFW FW 309-1 [8]

Dabei werden die jeweils eingesetzten Mengen der Primärenergieträger (in kWh) mit dem Primärenergiefaktor des betreffenden Brennstoffs multipliziert und über alle Primärenergieträger aufsummiert. Dabei werden auch die Strombedarfe für Hilfsenergie (Wärmenetzbetrieb, Netzpumpen, MSR-Technik, etc.) berücksichtigt. Der errechnete Wert wird dann durch die über das Wärmenetz oder intern im Gebäude an die Abnehmer gelieferte Wärmemenge (also Wärmeverluste berücksichtigt) dividiert um eine dimensionslose Zahl des berechneten Primärenergiefaktors zu erhalten. Werden die Berechnungen gemäß Abbildung 36 für alle Konzepte durchgeführt, ergeben sich folgende Ergebnisse.

Für die Berechnung wurden die nach Arbeitsblatt AGFW 309-1 vorgegebenen Werte der einzelnen Primärenergieträger (nicht erneuerbarer Anteil) genutzt.

Für die Versorgungskonzepte aus Kap. 5. ergeben sich die Primärenergiefaktoren zu:

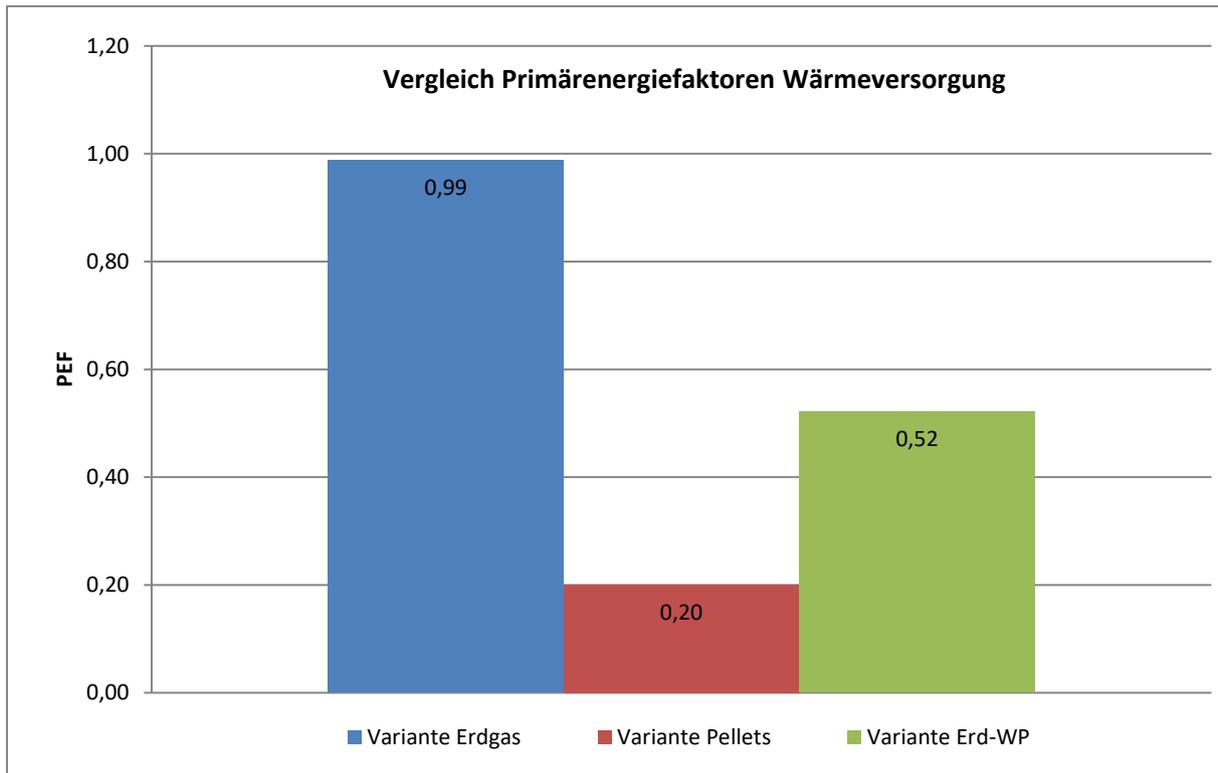
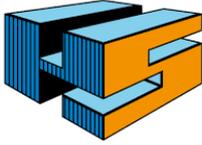


Abbildung 37: Vergleich der Primärenergiefaktoren für alle untersuchten zentralen Versorgungsvarianten

Es ist zu erkennen, dass insb. das zentrale Nahwärmekonzepte mit erneuerbarem Versorgungsanteil (Pellets), der bei der PEF-Berechnung mit 0,2 angesetzt wird, am besten abschneidet. Die fossile Variante mit Solarthermie erreicht einen schlechteren PEF von knapp 1, was wiederum Auswirkungen auf die Vorgaben nach EnEV hat. Diese sind in Kap. 3.3 nachzulesen. Die Variante mit Erdwärmepumpe schneidet mit 0,52 mittelmäßig ab, durch die Unterschreitung des Zielwerts von 0,55 (relevant für KfW55-Standard) sind hier allerdings keine zusätzlichen Maßnahmen erforderlich. Der verhältnismäßig schlechte PEF der Wärmepumpenvariante resultiert aus dem anzusetzenden Strommix mit Faktor 1,8. Es ist hier nicht möglich, einen Wert von 0 (bei erneuerbarem Strom) anzusetzen, weshalb das Ergebnis entsprechend nicht bei 0 liegt. Durch den Einsatz von PV kann der Faktor noch etwas verringert werden.

Es sei darauf hingewiesen, dass die Berechnungen nicht EnEV-konform ausgeführt wurden und nur als Anhaltspunkt zu sehen sind. Durch Anpassung verschiedener Kennwerte (z.B. JAZ/COP Wärmepumpe) sind nochmals Änderungen zu erwarten.



8.2 CO₂-Emissionen

Im nächsten Schritt sollen noch die von den jeweiligen Versorgungskonzepten verursachten CO₂-Emissionen berechnet werden, analog zum Vergleich der Primärenergiefaktoren. Für die Emissionsberechnung wurden folgende Faktoren angesetzt.

Energieträger	CO ₂ -Emissionsfaktor [g/kWh]
Erdgas	202 [9]
Strom Netz (nicht erneuerbar)	294 (AÜW Standardstrom) [10]
Strom Netz (erneuerbar)	0
Pellets	23 [11]

Tabelle 26: CO₂-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger

Gemäß der Emissionsfaktoren in Tabelle 26 wurde anhand des Primärenergiebedarfs die Emissionsberechnung durchgeführt. Das Ergebnis zeigt folgende Abbildung.

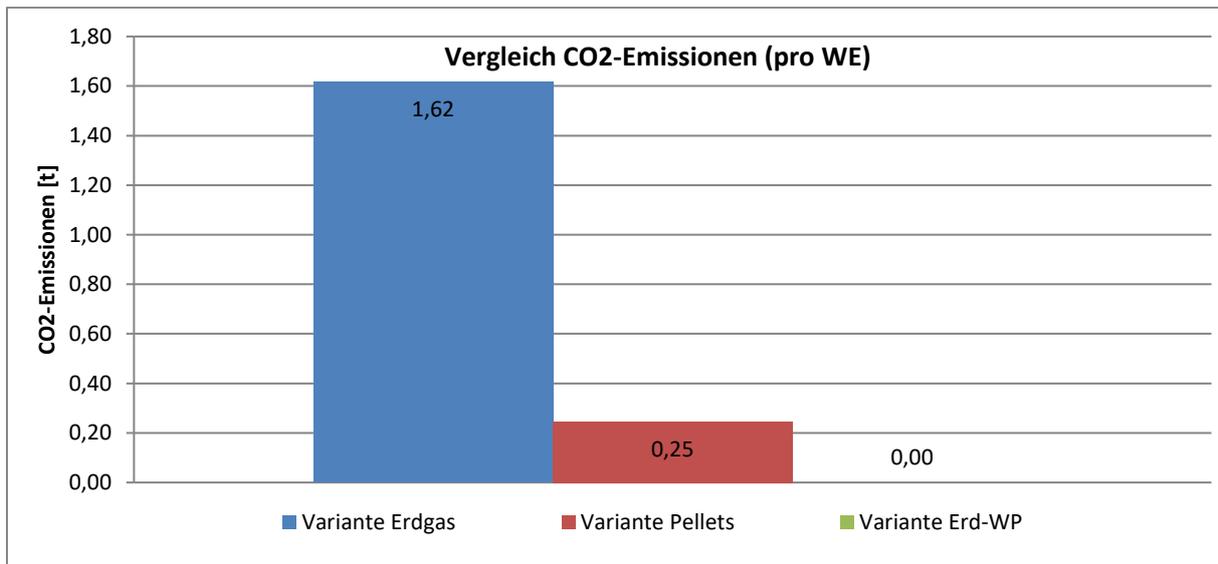


Abbildung 38: CO₂-Emissionen (absolut) der zentralen Versorgungsvarianten

Erwartungsgemäß entsteht bei der Nutzung fossiler Energieträger mit einem Emissionsfaktor für Erdgas von $202 \frac{g}{kWh}$ ein extrem hoher Ausstoß pro Gebäude von ca. 1,6 Tonnen pro Jahr. Pellets werden mit einem Faktor von $23 \frac{g}{kWh}$ CO₂-Äquivalent-Emissionen (verursacht durch das Pressen und den Transport der Pellets sowie weitere Emissionen) angesetzt, wodurch immerhin noch 0,25 Tonnen pro Jahr emittiert werden. Die Wärmepumpe wird im vorliegenden Szenario vollständig mit erneuerbarem Strom versorgt, was einen Nullausstoß zur Folge hat und damit die besten ökologischen Kennwerte aufweist. Abhängig des eingesetzten Strom (im besten Fall aus der eigenen PV-Anlage) ist also aus einem ökologischen Standpunkt heraus eine Empfehlung für Wärmepumpen mit Sonden oder die Pelletsversorgung zu geben.



9. Maßnahmenvorschläge

Ein relevantes Ziel der Ausarbeitung des Energiekonzepts ist die Definition konkreter Maßnahmen, die der Bauherr und Auftraggeber unternehmen kann, um in seinem Baugebiet die Weichen Richtung erneuerbarer, nachhaltiger, effizienter und fossilfreier Versorgung zu stellen. Leider herrscht weitläufig immer noch häufig die Ansicht, dass es keine finanziell und technisch adäquaten Alternativen zu fossilen Energieversorgungen gibt. Bereits zwei nachhaltige Alternativen werden im vorliegenden Bericht ausgearbeitet, die aufgrund der aktuellen Förderkulisse und rechtlicher Rahmenbedingungen sogar noch deutlich günstiger umsetzbar sind.

Konkrete Maßnahmenvorschläge, die eine Verbreitung erneuerbarer Energien im BV begünstigen können, sollen im Folgenden umrissen werden.

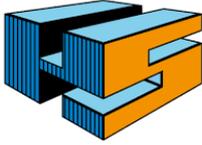
Ein wichtiger Punkt, der insb. auf die solare Nutzung abzielt ist die Gestaltung der Dachflächen. Sollten nicht explizit Dachformen oder –ausrichtungen im B-Plan festgesetzt bzw. vorgeschrieben sein, so kann durch die architektonische Planung Einfluss auf die solare Energienutzung genommen werden. Hierbei spielen insb. die Faktoren Dachneigung, Dachform, Dachgestaltung (Gauben, Dachterrassen,...) und Richtung der Dachneigung bzw. des Gebäudes eine entscheidende Rolle. Flachdächer oder geneigte Flächen nach Süden, notfalls auch nach Südost oder Südwest begünstigen den Einsatz von Solarthermie bzw. PV. Auch eine reine Ost/West-Ausrichtung eines Satteldachs ist noch für die PV-Nutzung sinnvoll. Die Dachneigung sollte möglichst zwischen 20 ° und 30 ° liegen, um keine zusätzliche Aufständierung zu benötigen. Flachdächer können heutzutage problemlos durchdringungsfrei mit Modulen belegt werden, hier steht dem Eigentümer offen, ob er Solarthermie, PV mit Südausrichtung oder ggf. mit Ost/West-Ausrichtung installiert.

Die Art der Bebauung (sehr dicht mit hohen Gebäuden, locker, etc.) kann ebenfalls Auswirkungen auf die Nutzung von PV/Solarthermie haben, wenn durch nebenstehende Gebäude hohe Verschattungen zu erwarten sind.

Weiterhin gibt es eine Reihe Festsetzungen im B-Plan, auf die ggf. im Prozess der Erstellung explizit eingegangen werden kann:

- Vorgabe Dachformen, Dachneigungen
- Höhenbegrenzungen für Dachaufbauten
- Erwähnung und Wunsch der solaren Nutzung durch die Kommune
- Erwähnung, dass freie Dachlasten die Errichtung einer solaren Anlage entsprechen müssen

Die Festsetzungen im B-Plan sind entsprechend bindend, weshalb die hier festgelegten Rahmenbedingungen stets einzuhalten und für den gesamten Geltungsbereich gültig sind, was wiederum dazu führt, dass Kommunen häufig gewisse Spielräume geben (in Bezug auf z.B. Dachneigungen, Dachformen, Dachausrichtung), um auch den Bauherren noch eigene Entscheidungen zuzugestehen. Außerdem sind die Festsetzungen, die im B-Plan zulässig sind ebenfalls geregelt.



Aus dem Energiekonzept lassen sich noch einige Maßnahmen ableiten, die durch den Bauherrn vorbereitet bzw. auch umgesetzt werden können. Ein Teil davon wurde bereits angesprochen.

Nr.	Maßnahme	Beschreibung
1	Wärmeversorgungskonzept	Empfehlung zur Umsetzung einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Wärmeversorgung (Wärmepumpenkonzept oder zentrale Pelletsversorgung)
2	Solare Energiegewinnung	Vorbereitung von Rahmenbedingungen beim Bau der Gebäude für eine ggf. spätere Nachrüstung solarer Erzeugungsanlagen (Leerrohre, Steigschächte, Anschluss Puffer, etc.)
3	Gebäudeenergiestandard	Errichtung der Gebäude in einem möglichst hohen Gebäudeenergiestandard, der im besten Fall deutlich über die gesetzlichen Vorgaben („KfW 70“) hinausgeht.
4	Information und Hinweise solare Nutzung	Information und direkte Hinweise beim Verkauf der Gebäude auf die Möglichkeit einer solaren Nachrüstung
5	Vorbereitende Maßnahmen Elektromobilität	Vorbereitung der Nutzungen für Elektromobilität (Analog Nr. 1), z.B. Zählerplatz, Leerrohre zum Stellplatz, Kontaktaufnahme mit Netzbetreiber

Tabelle 27: Mögliche Maßnahmen im Rahmen der Bebauung des BV „südlich Bischof-Haneberg-Straße“

Es kann auch für den Bauherrn überlegt werden, eine PV-Anlage oder Solarthermieanlage aktiv zu bewerben und diese auf Wunsch für den Eigentümer über einen Solarteur oder Heizungsbauer mit zu installieren. Durch den Einkauf oder die Beauftragung von Leistungen für mehrere Gebäude gleichzeitig lassen sich bessere Preise beim Dienstleister und Lieferanten erzielen, die dann durch eine zusätzliche Marge für den Investor genutzt werden kann. Weiterer Vorteil für den Eigentümer liegt darin, dass dieser sich nicht um eine spätere (eigene) Errichtung selbst kümmern muss. Um Haftungsthemen zu umgehen kann ein derartiges Angebot auch über ein Tochterunternehmen (falls geplant z.B. eine Wärmebetreibergesellschaft) laufen. Mit diesem Konzept wäre ggf. eine weitere Einnahme durch den Bauherrn möglich, welcher gleichzeitig aktiv die Nutzung erneuerbarer Energien vorantreibt und unterstützt.



10. Zusammenfassung und Ergebnisdarstellung

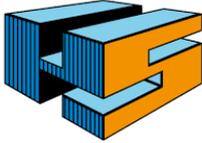
Im ersten Schritt zur Erstellung des Energiekonzepts wird der aktuelle Stand des Areals aufgenommen, sowie die bestehende Infrastruktur analysiert. Weiterhin erfolgt anhand der bestehenden Plandaten (B-Plan zeichnerischer Teil) eine Auswertung und Analyse der elektrischen und thermischen Energiebedarfe. Diese werden sowohl für das Gesamtareal (als Grundlage für eine zentrale Versorgung), als auch für die einzelnen Gebäude (dezentrale Versorgung) ermittelt, um eine fundierte Datengrundlage zu erhalten. Zusätzlich zum allgemeinen elektrischen Energiebedarf (Bewohner des Areals) erfolgt noch eine Abschätzung zur möglichen Entwicklung der Elektromobilität im Areal. Ebenfalls werden die Rahmenbedingungen beschrieben und Energie- wie auch Leistungsbedarfe in gewissen Bandbreiten ermittelt.

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Aufarbeitung relevanter gesetzlicher Vorgaben bei der Errichtung von Gebäuden und wie diese mit den Wärmeversorgungskonzepten zusammenhängen. Als Ergebnis wird ermittelt, dass eine rein erdgasbasierte Versorgung aufgrund des EEWärmeG nicht umsetzbar ist. Weiterhin gibt die EnEV Vorgaben zur Gebäudehülle, sowie dem Primärenergiebedarf. Dieser hängt wiederum sehr eng mit dem Primärenergiefaktor der Wärmeversorgung zusammen. Beide anderen betrachteten Konzepte erfüllen die Vorgaben ohne zusätzliche, verpflichtende Anlagentechnik.

Anschließend werden alle verfügbaren Quellen einer Potentialanalyse unterzogen. Diese sind Erdgas, solare Einstrahlung (PV und Solarthermie), Biomasse (fest), oberflächennahe Geothermie (Erdwärmesonden und Grundwasser), sowie die bestehende Fernwärme der Stadt Kempten. Ergebnis der Untersuchung war, dass nur die Quellen Erdgas (nicht nachhaltig), Biomasse, Erdwärme mit Sonden und solare Einstrahlung im Areal nutzbar sind. Daraus ergibt sich die Erstellung von einer zentralen und zwei dezentralen Versorgungskonzepten für das Areal.

Als zentrale Versorgung wird ein Pellets-Nahwärmenetz berechnet und erstellt. Die dezentralen Varianten nutzen die Erdwärme über Sonden in Kombination mit Wärmepumpen, sowie alternativ Gasbrennwertgeräte mit minimaler erneuerbarer Erzeugung (Solarthermie) zur Erfüllung der gesetzlichen Rahmenbedingungen.

Für alle Konzepte wird die „Wirtschaftlichkeit“ anhand von Angeboten, Erfahrungen und Kennzahlen nach der VDI 2067 (Vollkostenberechnung) ermittelt. Für die zentrale Pellets-Variante wird ein realistischer Business-Case für einen langfristigen Betrieb erstellt. Für alle Konzepte erfolgt eine Betrachtung der späteren Betriebskosten für den Eigentümer anhand eines Referenzgebäudes. Insbesondere die Pellets-Variante weist hier durch alternative Preismodelle, in Abhängigkeit eines späteren Betreibers, größere Unsicherheit auf. Darum wird hierfür explizit eine Sensitivitätsberechnung durchgeführt. Als Kostenpunkte sind betriebsgebundene, bedarfsgebundene, sowie kapitalgebundene (untergeordnet) Kosten relevant. Für den Bauherrn ist insb. die Abschätzung der Investitionskosten ein ausschlaggebendes Kriterium. Alle drei Varianten bewegen sich ökonomisch gesehen in einer ähnlichen Spanne. Das fossile Konzept schneidet derzeit aufgrund geringer bedarfsgebundener Kosten am besten ab, hierbei sind jedoch die langfristigen Preisentwicklungen (CO_2 -Steuer) ebenso zu betrachten, da die Systeme auf einen langfristigen Betrieb von über 20 Jahren ausgelegt werden müssen. Durch langfristige Wärmelieferverträge bietet das zentrale Versorgungskonzept eine höhere Absicherung gegenüber



Preissteigerungen (auch diese werden in gewissem Maße über Preisanpassungsklauseln weitergegeben, in der Regel aber nicht vollständig) im Vergleich zu dezentralen Konzepten. Weiterhin können über größere Einkaufsmengen (Pellets) bessere spezifische Preise erzielt werden, als für jeden Eigentümer über Gas- oder Stromlieferungen separat. Bei Annahme von realistischen Preisanpassungen für die nächsten 20 Jahre steigen die Kosten der fossilen Variante überproportional an und sind im Jahr 20 deutlich höher als für die anderen Konzepte.

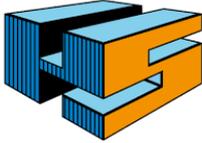
Neben den ökonomischen Betrachtungen, die erfahrungsgemäß sowohl für Eigentümer, als auch Investor oftmals ausschlaggebend sind, werden weiterhin die ökologischen Ergebnisse dargestellt. Hier zeigt sich, dass das Wärmepumpenkonzept bei Einsatz von regenerativem Strom (z.B. auch anteilig über die eigene PV-Anlage) keine Emissionen verursacht. Auch die Pelletsvariante schneidet mit sehr geringen Emissionen pro Gebäude sehr gut ab. Erwartungsgemäß ist die fossile Versorgung ökologisch gesehen am schlechtesten. Auch die Primärenergiefaktoren werden genauer beleuchtet. Als Ergebnis schneidet erneut die Variante Erdgas mit Solarthermie deutlich schlechter ab, was in diesem Fall sogar noch zusätzlich Kosten zur Erreichung der EnEV-Vorgaben verursacht. Sowohl Pellets, als auch die Wärmepumpen erfüllen die Vorgaben problemlos und sind entsprechend der ökologischen Auswirkungen klar zu empfehlen.

Die weiteren Kapitel 6 und 9 beschäftigen sich mit den Risiken, die für die jeweiligen Konzepte noch auftreten und eine Umsetzung verhindern könnten, sowie eine Darstellung der Ansatzpunkte, um die Konzepte effizienter (z.B. durch architektonische Planung) zu gestalten.



Quellen

- [1] <https://www.stromspiegel.de/fileadmin/ssi/stromspiegel/Broschuere/Stromspiegel-2019-web.pdf>
- [2] https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html
- [3] [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000003465_M_153_EEB_TMA_2018_04.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000003465_M_153_EEB_TMA_2018_04.pdf)
- [4] <https://www.photovoltaiik-web.de/photovoltaik/dacheignung/dachneigung>
- [5] Energieatlas Bayern unter: <https://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten/?wicket-crypt=QUi9Ctnzn04>
- [6] Umweltatlas Geologie Bayern unter: https://www.umweltatlas.bayern.de/mapapps/resources/apps/lfu_geologie_ftz/index.html?lang=de
- [7] Bayerischer Geothermieatlas unter: https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Publikationen/2013/Bayerischer_Geothermieatlas_2013.pdf
- [8] https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_securedownloads&p=150&u=0&g=0&t=1583926295&hash=3b8e7e693a872d7fc8bbc585476f48dd6341f233&file=fileadmin/user_upload/Technik_u_Normung/Erzeugung/Energetische_Bewertung/EnEV_und_Fernwaerme/FW_309_1_Arbeitsblatt_und_Geschaeftsordnung.pdf
- [9] Bafa: Merkblatt zu den CO₂- Faktoren - BAFA
- [10] Allgäuer Überlandwerk GmbH unter: https://auew.de/wp-content/uploads/2019/12/Energiemix_Basisjahr2018_Allga%CC%88uStrom_Partner_AU%CC%88W.pdf
- [11] https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-11-07_cc-37-2019_emissionsbilanz-erneuerbarer-energien_2018.pdf



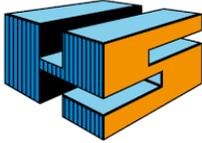
Anhang

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vorläufiger B-Plan des Neubaugebiets BHS.....	5
Abbildung 2: Wärmelastprofil Gesamtareal BHS (mit Netzverlusten)	7
Abbildung 3: Wärmelastprofil exemplarisches Einzelgebäude (8 kW Heizlast, 9.300 kWh Wärmebedarf p.a., 1.160 Volllaststunden).....	8
Abbildung 4: Mögliche Entwicklungspfade bis 2040 mit Durchschnittsszenario „Meta-Studie“ bzw. Berechnung mit Zensusdaten und realen Daten der Stadt Kempten	9
Abbildung 5: Strombedarf Elektromobilität anhand Prognosen bis 2040	11
Abbildung 6: Mögliche Bandbreite an zu Verfügung zu stellender Ladeleistungen bis 2040.....	11
Abbildung 7: Spartenplan Erdgasanschluss Baugebiet	13
Abbildung 8: Mögliche Quellen für eine spätere Energieversorgung	18
Abbildung 9: Anhängigkeit der solaren Stromerzeugung durch PV von Modulneigung und Ausrichtung [4]	19
Abbildung 10: Ansicht Doppelhaus Front.....	21
Abbildung 11: Ansicht Doppelhaus Seite	21
Abbildung 12: Ansicht Reihenhaus Front	21
Abbildung 13: Ansicht Reihenhaus Seite.....	21
Abbildung 14: Grafische Darstellung der energetischen Kennzahlen in Abhängigkeit der Anlagengröße	22
Abbildung 15: Nächstgelegene Biomasseanlagen im Bestand zum Betrachtungsgebiet (rot) [5].....	24
Abbildung 16: Alternative Sondenkonzepte bei besonderen Einsatzrahmenbedingungen [Quelle: Baugrund Süd]	28
Abbildung 17: Grundwasserstände der umliegenden Bohrungen nach [6].....	32
Abbildung 18: Aktuelles Fernwärmenetz ZAK in Kempten [10]	34
Abbildung 19: Versorgungskonzept Variante Erdgas.....	37
Abbildung 20: Anlagenauslegung und –betriebsweise für <i>Variante Erdgas</i> inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie	38
Abbildung 21: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung <i>Variante Erdgas</i>	39
Abbildung 22: Verlauf der betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten (kumuliert) über 20 Jahre Betrachtungszeitraum	42
Abbildung 23: Schematische Darstellung Konzept <i>Pellets zentral</i>	44
Abbildung 24: Netz- und Leitungsplan Nahwärmeversorgung (enerpipe)	45
Abbildung 25: Mögliche Übergabetechnik (Quelle: enerpipe)	46
Abbildung 26: Anlagenauslegung und –betriebsweise für <i>Variante Pellets</i> inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie	47
Abbildung 27: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung <i>Variante Pellets zentral</i>	48
Abbildung 28: Schematische Darstellung Versorgungskonzept <i>Wärmepumpe mit Erdwärmesonde</i> ..	52
Abbildung 29: Anlagenauslegung und –betriebsweise für <i>Variante Wärmepumpe</i> inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie	54
Abbildung 30: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung <i>Variante Erdwärmepumpe</i>	54
Abbildung 31: Vergleich Investitionskosten aller Varianten	57

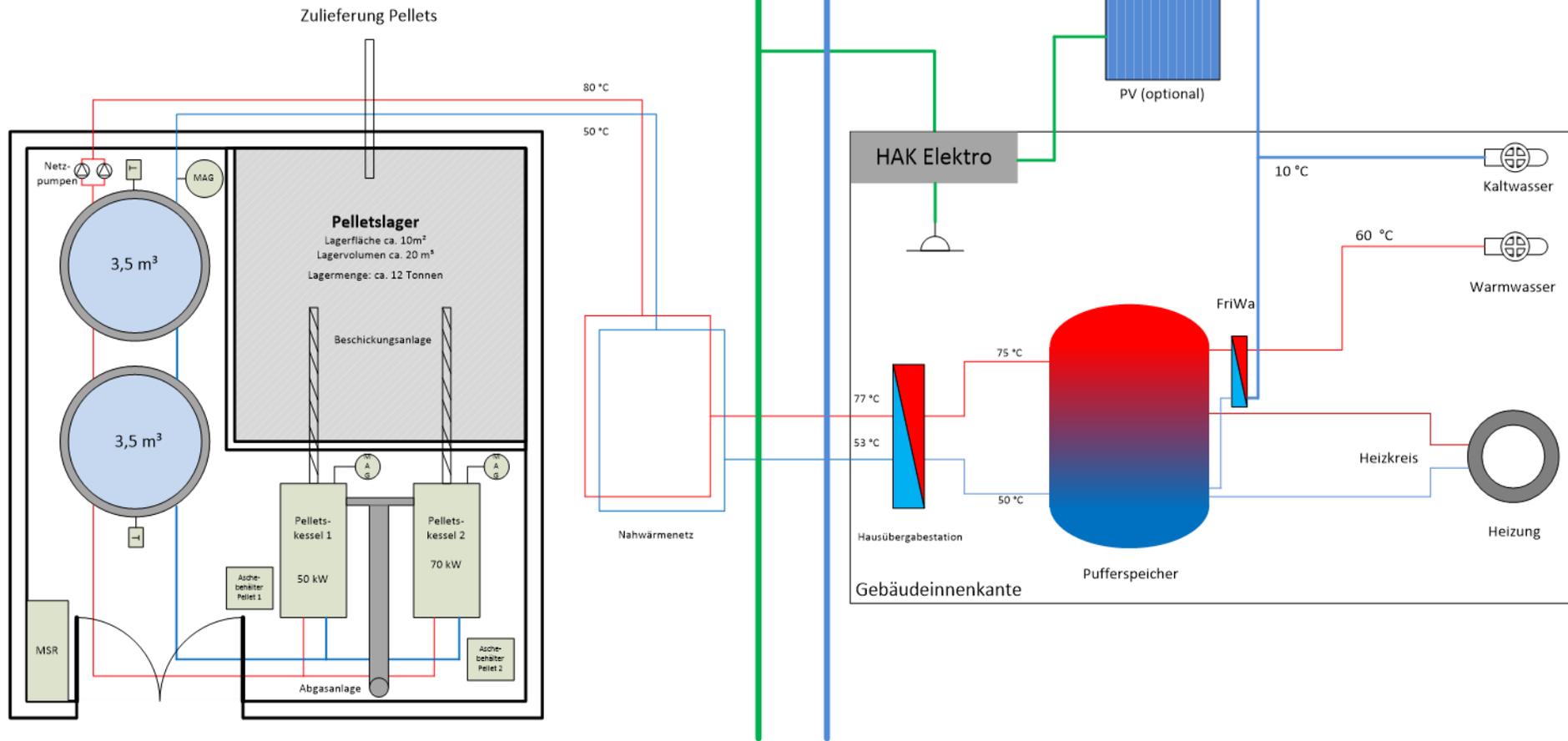


Abbildung 32: Vergleich der Jahresgesamtkosten aller Varianten (ohne Kapitalkosten)	57
Abbildung 33: Vergleich der Jahresgesamtkosten aller Varianten (inkl. Kapitalkosten)	58
Abbildung 34: Prognostizierte Kostenentwicklung der jährlichen Gesamtkosten anhand der angesetzten Preissteigerungsraten (Pellets: 12 T€ BKZ und 5 % Rendite Contractor)	59
Abbildung 35: Entwicklung der kumulierten Gesamtkosten über 20 Jahre (Pellets: 12 T€ BKZ und 5 % Rendite Contractor)	59
Abbildung 36: Berechnung der Primärenergiefaktoren für die Versorgungsvarianten nach Arbeitsblatt AGFW FW 309-1 [8]	63
Abbildung 37: Vergleich der Primärenergiefaktoren für alle untersuchten zentralen Versorgungsvarianten	64
Abbildung 38: CO ₂ -Emissionen (absolut) der zentralen Versorgungsvarianten	65
Abbildung 39: Schematische Darstellung Konzept <i>Pellets zentral</i>	74
Abbildung 40: Investitionskostengrundlage aller Varianten	75
Abbildung 41: Betriebsgebundene Kosten nach VDI2067 für alle betrachteten Varianten	76
Abbildung 42: Gesamtbetriebskosten Eigentümer (exemplarisch) pro Jahr für alle drei Versorgungsvarianten (inkl. Sensitivität für Pelletsversorgung)	77



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Bruttogeschossflächen und Wohnflächen nach Vorgaben HS	6
Tabelle 2: Prognostizierte prozentuale Entwicklung der Elektromobilität im BV	10
Tabelle 3: Vorgehensweise bei der Vorhaltung von elektrischer Ladeinfrastruktur	10
Tabelle 4: Verfügbare Dachflächen nach Gebäudetyp.....	20
Tabelle 5: Nutzbare Dachflächen je Gebäudetyp.....	20
Tabelle 6: Darstellung der Sensitivität energetischer Kennzahlen durch die Variation der Anlagengröße	22
Tabelle 7: Benötigte Bohrtiefen zur Deckung der Heizlastbedarfe aller Gebäude	27
Tabelle 8: Zusammenfassung der Quellenverfügbarkeit und-nutzbarkeit	35
Tabelle 9: Definition der zu untersuchenden Versorgungsvarianten	35
Tabelle 10: Berechnungsgrundlagen „Wirtschaftlichkeit“ (1: Erdwärme; 2: Erdgas/Solarthermie; 3: Pellets zentral).....	36
Tabelle 11: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept <i>Erdgas</i>	37
Tabelle 12: Simulationsergebnisse <i>Variante Erdgas</i>	39
Tabelle 13: Kostenfaktoren der Wirtschaftlichkeitsberechnung	40
Tabelle 14: Vor- und Nachteile des Konzepts Erdgas.....	43
Tabelle 15: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept <i>Variante Pellets zentral</i>	44
Tabelle 16: Technische Daten Anlagentechnik Erzeuger <i>Variante Pellets zentral</i>	46
Tabelle 17: Simulationsergebnisse <i>Variante Pellets</i>	48
Tabelle 18: Vollkostenwärmepreise in Abhängigkeit der BKZ-Zahlungen und der Renditeerwartung eines Contractors	50
Tabelle 19: Vor- und Nachteile der Variante <i>Pellets zentral</i>	51
Tabelle 20: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept <i>Variante Wärmepumpe</i>	52
Tabelle 21: Mögliche Kosteneinsparungen durch PV-Anlagen für die Wärmepumpenstrombezug (bedarfsgebundene Kosten).....	53
Tabelle 22: Vor- und Nachteile des Konzepts „Wärmepumpe“	56
Tabelle 23: Einflussfaktoren für die Umsetzung der Variante <i>Erdgas</i>	61
Tabelle 24: Einflussfaktoren für die Umsetzung der Variante <i>Pellets zentral</i>	61
Tabelle 25: Einflussfaktoren für die Umsetzung der Variante <i>Erdwärme mit Erdwärmesonden</i>	61
Tabelle 26: CO ₂ -Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger.....	65
Tabelle 27: Mögliche Maßnahmen im Rahmen der Bebauung des BV „südlich Bischof-Haneberg-Straße“	67
Tabelle 28: Grundlage zur Ermittlung der bedarfsgebundene Kosten der Eigentümers.....	78
Tabelle 29: Angesetzte Anpassungsraten für die langfristige Berechnung der Jahresgesamtkosten ..	78



Strom Wasser

Abbildung 39: Schematische Darstellung Konzept *Pellets zentral*



Varianten	Wärmeerzeugung				Wärmepumpe dezentral (1)	Gastherme dezentral (2)	Pellets zentral (3)
		netto Invest [€]	inkl. Montage [€]	Anzahl/Menge	[€]	[€]	[€]
1	Wärmepumpe je 10kW (inkl. Puffer, FriWa)	10.000	13.700	19	260.300		
2	Brennwerttherme je 10kW (inkl. Puffer, FriWa, Abgassystem innenliegend)	11.200		19		212.800	
3	Biomassekessel 50	20.000	20.000	1			20.000
3	Biomassekessel 70	27.000	27.000	1			27.000
Energiezentrale							
3	Gebäude Energiezentrale						70.000
3	Pelletslager inkl. Beschickung						20.000
3	Schornstein	3.500		19		66.500	10.000
3	Armaturen, Pumpen, Verteilung, Ventile						25.000
Wärmeverteilung und Übergabe							
3	Leitungskosten						32.000
3	Tiefbau (Anteil Erschließung)	50 /m	50	314			15.700
3	Übergabe		6.000	19			114.000
Pumpenanlagen							
3	Pumpen Primärnetz HT						10.000
Druckhaltung							
3	Nahwärmenetz						3.500
Erdwärmesonden							
1	Sondenanlage inkl. Bohrung pro Gebäude und Anschluss bis Gebäudeinnenkante	11.200	11.200	19	212.800		
Solarthermie							
2	5 m² Flachkollektor	4.400		19		83.600	
Regelungstechnik							
3	MSR Standard	10.000					10.000
Sonstiges							
2	BKZ Gasanschluss	668		19		12.689	
Planungskosten							
	Energiekonzept und Dienstbarkeiten	10.000		1	10.000	10.000	30.000
Förderungen							
1	Wärmepumpen			19			
1	Erdwärmesonden			19			
3	Pelletsanlage			1			
3	Wärmenetz KfW	-60 /m	-60	314			
Sicherheitsaufschlag 10%					531.410	424.148	425.920

Abbildung 40: Investitionskostengrundlage aller Varianten



Erzeuger Wärme	Investitions- kosten	Instand- setzung	Wartung und Inspektion	Stundensatz: 40 €/h			O&M plus Bedienung	Instand- setzung	Summe	Wärmepumpe dezentral (1)	Gastherme dezentral (2)	Pellets zentral (3)
				Bedienung [h/a]	Bedien- kosten	Laufzeit				Betriebskosten	Betriebskosten	Betriebskosten
Wärmepumpe je 10kW (inkl. Puffer, FriWa)	10.000,00 €	3,50%	1,50%	5	200	20	350,00 €	350,00 €	700,00 €	700,00 €	- €	- €
Brennwerttherme je 10kW (inkl. Puffer, FriWa, Abgassystem innenliegend)	11.200,00 €	1,50%	1,50%	10	400	18	568,00 €	168,00 €	736,00 €	- €	736,00 €	- €
Biomassekessel 50	20.000,00 €	3,00%	3,00%	15	600	15	1.200,00 €	600,00 €	1.800,00 €	- €	- €	1.800,00 €
Biomassekessel 70	27.000,00 €	3,00%	3,00%	15	600	15	1.410,00 €	810,00 €	2.220,00 €	- €	- €	2.220,00 €
Energiezentrale												
Gebäude Energiezentrale	70.000,00 €	1,00%	1,00%	0	0	20	700,00 €	700,00 €	1.400,00 €	- €	- €	1.400,00 €
Pelletslager inkl. Beschickung	20.000,00 €	3,00%	2,00%	10	400	30	800,00 €	600,00 €	1.400,00 €	- €	- €	1.400,00 €
Schornstein	10.000,00 €	1,00%	2,00%	0	0	50	200,00 €	100,00 €	300,00 €	- €	105,00 €	300,00 €
Armaturen, Pumpen, Verteilung, Ventile	25.000,00 €	2,00%	1,00%	0	0	12	250,00 €	500,00 €	750,00 €	- €	- €	750,00 €
Wärmeverteilung und Übergabe												
Leitungskosten	32.000,00 €	0,50%	0,00%	0	0	30	- €	160,00 €	160,00 €	- €	- €	160,00 €
Tiefbau (Anteil Erschließung)	15.700,00 €	0,00%	0,00%	0	0	0	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Übergabe	114.000,00 €	1,00%	1,00%	0	0	20	1.140,00 €	1.140,00 €	2.280,00 €	- €	- €	2.280,00 €
Pumpenanlagen												
Pumpen Primärnetz HT	10.000,00 €	2,00%	1,00%	0	0	10	100,00 €	200,00 €	300,00 €	- €	- €	300,00 €
Druckhaltung												
Nahwärmenetz	3.500,00 €	1,00%	1,00%	0	0	15	35,00 €	35,00 €	70,00 €	- €	- €	70,00 €
Erdwärmesonden												
Sondenanlage inkl. Bohrung pro Gebäude und Anschluss bis Gebäudeinnenkante	11.200,00 €	2,00%	1,00%	0	0	50	112,00 €	224,00 €	336,00 €	336,00 €	- €	- €
Solarthermie												
5 m² Flachkollektor	4.400,00 €	1,00%	1,00%	0	0	20	44,00 €	44,00 €	88,00 €	- €	88,00 €	- €
Regelungstechnik												
MSR Standard	10.000,00 €	3,00%	3,00%	5	200	10	300,00 €	500,00 €	800,00 €	- €	- €	800,00 €
Sonstiges												
BKZ Gasanschluss												
Gesamtbetriebskosten										1.036,00 €	929,00 €	11.480,00 €

Abbildung 41: Betriebsgebundene Kosten nach VDI2067 für alle betrachteten Varianten



mit Kapitalkosten	Gas dezentral	Erdwärme dezentral	Pellets zentral 5%	Pellets zentral 10%
Investitionskosten/BKZ	22.323,58 €	27.968,95 €	12.000,00 €	12.000,00 €
Bedarfsgebundene Kosten	647,96 €	586,91 €	1.807,55 €	2.166,82 €
Betriebsgebundene Kosten	929,00 €	1.036,00 €		
Kapitalkosten [/a]	1.365,24 €	1.710,49 €	733,88 €	733,88 €
Summe jährl. Kosten netto [€/a]	2.942,20 €	3.333,40 €	2.541,43 €	2.900,70 €
Summe jährl. Kosten brutto [€/a]	3.501,22 €	3.966,75 €	3.024,30 €	3.451,83 €
Vollkosten netto [€/kWh]	0,3153 €	0,3572 €	0,2723 €	0,3108 €
Vollkosten brutto [€/kWh]	0,3752 €	0,4251 €	0,3241 €	0,3699 €
Vollkosten netto pro m ² [€/m ² /a]	21,02 €	23,81 €	18,15 €	20,72 €
Vollkosten brutto pro m² [€/m²/a]	25,01 €	28,33 €	21,60 €	24,66 €
Vollkosten brutto pro m² [€/m²/Monat]	2,08 €	2,36 €	1,80 €	2,05 €
ohne Kapitalkosten				
Summe jährl. Kosten netto [€/a]	1.576,96 €	1.622,91 €	1.807,55 €	2.166,82 €
Summe jährl. Kosten brutto [€/a]	1.876,59 €	1.931,27 €	2.150,98 €	2.578,51 €
Vollkosten netto [€/kWh]	0,1690 €	0,1739 €	0,1937 €	0,2322 €
Vollkosten brutto [€/kWh]	0,2011 €	0,2070 €	0,2305 €	0,2763 €
Vollkosten netto pro m ² [€/m ² /a]	11,26 €	11,59 €	12,91 €	15,48 €
Vollkosten brutto pro m² [€/m²/a]	13,40 €	13,79 €	15,36 €	18,42 €
Vollkosten brutto pro m² [€/m²/Monat]	1,12 €	1,15 €	1,28 €	1,53 €

Abbildung 42: Gesamtbetriebskosten Eigentümer (exemplarisch) pro Jahr für alle drei Versorgungsvarianten (inkl. Sensitivität für Pelletsversorgung)



Grundlagen	netto	brutto	
Wärmeerzeugung Durchschnitt pro WE	9.332	9.332	kWh/a
Erzeugung Solarthermie	1.326	1.326	kWh/a
Leistung pro WE	10	10	kW
Wohnfläche	140	140	m ²
Kosten Strom	0,25	0,2975	€/kWh
Kosten Strom WP-Tarif	0,22	0,2618	€/kWh
COP Wärmepumpe	3,8	3,8	[]
Kosten Gas (Vollkosten mit Grundpreis)	0,0691	0,082229	€/kWh
Kosten Nahwärme Vollkosten	0,1937	0,230503	€/kWh
BKZ Nahwärme	12.000,00 €	14280	€
Wärmebelegungsichte	563,69	563,69	kWh/m

Tabelle 28: Grundlage zur Ermittlung der bedarfsgebundene Kosten der Eigentümers

Faktor	Wert	Kommentar
Reduktion des Wärmebedarfs	0,5 % p.a.	Kleinere Sanierungen, die zur Energieeinsparung beitragen, temperaturabhängige Auswirkungen (globale Erwärmung)
Erhöhung der solarthermischen Erzeugung	0,5 % p.a.	Globale Erwärmung, mehr Sonnenstunden
Preissteigerungen Erdgas	4 % p.a.	CO2-Steuer, weitere Abgaben für fossile Energieträger in Zukunft zu erwarten
Preissteigerungen Lohn (Wartung, Kaminkehrer)	2 % p.a.	Inflation
Preissteigerungen Strom	1 % p.a.	Moderate Steigerung wg. erwarteter Reduktion EEG-Umlage
Preissteigerungen Wärmelieferung Pellets	2 % p.a.	Kombination aus o.g. Faktoren

Tabelle 29: Angesetzte Anpassungsraten für die langfristige Berechnung der Jahresgesamtkosten