

Abschlussbericht

Energienutzungsplan für das Wohngebiet im ehemaligen Krankenhausreal an der Hochwiesstraße in Marktoberdorf

gefördert durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie



Titel: Erstellung eines Energienutzungsplanes für das Wohngebiet im ehemaligen Krankenhausreal an der Hochwiesstraße in Marktoberdorf

Auftraggeber: Stadt Marktoberdorf, vertreten durch 1. Bürgermeister Dr. Wolfgang Hell

Bearbeiter: Philipp Schrott, egrid applications & consulting GmbH
Michael Eichinger, egrid applications & consulting GmbH
Dr. Gernot Graefe, egrid applications & consulting GmbH

Datum: 31.10.2019

Art: Abschlussbericht

Inhalt

1.	Inhalt und Ziele	4
2.	Grundlagenermittlung	5
2.1	Thermischer Energiebedarf	7
2.2	Elektrischer Energiebedarf	8
2.3	Elektrischer Energiebedarf Elektromobilität	9
3.	Analyse Ist-Zustand	14
3.1	Geographie und Infrastruktur	14
3.1.1	Gasanschluss	14
3.1.2	Wasser- und Abwasserkanal	15
3.1.3	Stromanschluss	16
3.2	Eigentumsverhältnisse	16
4.	Potentialerhebung Quellen	18
4.1	Solare Energie	18
4.1.1	Stromerzeugung durch Photovoltaik	19
4.1.2	Wärmeerzeugung durch Solarthermie	20
4.2	Biomasse	22
4.2.1	Feste Biomasse	22
4.2.2	Gasförmige Biomasse	23
4.3	Oberflächennahe Geothermie	24
4.3.1	Erdwärmesonden	25
4.3.2	Grundwassernutzung	27
4.4	Tiefengeothermie	29
4.5	Abwärme	30
4.6	Fernwärme	34
4.7	Wind	35
4.8	Luft	35
4.9	Zusammenfassung der Quellen	36
5.	Konzeptentwicklung mit verschiedenen Varianten	37
5.1	Zentrale Konzepte	37
5.1.1	Variante 1	39
5.1.2	Variante 1a	46

5.1.3 Variante 2	51
5.1.4 Variante 3	56
5.1.5 Variante Pellets	61
5.2 Dezentrale Konzepte	66
5.2.1 Dezentral Biomasse	66
5.2.2 Dezentral Erdwärmepumpe	71
5.2.3 Dezentrale Luftwärmepumpe	76
5.2.4 Zusammenfassung dezentraler Versorgungsvarianten.....	80
5.3 Empfehlung dezentrale Versorgung.....	81
5.4 Denkanstöße für sonstige innovative Technologien	82
5.4.1 Power-to-Gas.....	82
5.4.2 Holzvergasung	84
5.4.3 Alternative PV-Konzepte	85
5.4.4 Kombinierte Solar-Wind-Nutzung	89
6. Umsetzbarkeit	91
6.1 Bauleitplanung.....	91
6.2 Anschluss- und Benutzungszwang.....	92
6.3 Städtebaulicher und privatrechtlicher Vertrag	92
7. Wirtschaftlichkeit	94
8. Primärenergetische und emissionstechnische Betrachtung	95
8.1 Primärenergiefaktor	95
8.1.1 Primärenergiefaktor zentrale Versorgung	96
8.1.2 Primärenergiefaktor dezentrale Versorgung	97
8.2 CO ₂ -Emissionen	97
8.2.1 CO ₂ -Emissionen zentrale Versorgung.....	98
8.2.2 CO ₂ -Emissionen dezentrale Versorgung.....	99
9. Maßnahmenvorschläge	100
10. Zusammenfassung und Ergebnisdarstellung.....	103
Quellen	105
Anhang	106

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 die Stadt Marktoberdorf ein maximaler Mehrwert geschaffen wird. Im besten Fall sind die hier gewonnen Erkenntnisse auch auf in Zukunft zu erschließende Wohn-, Industrie- oder Mischareale 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 ineinander greifen. 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 ehemalige Krankenhausareal an der Hochwiesstraße (in Folgenden „Areal Hochwiesstraße“).

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 ver. 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), Kälte) zur späteren Anlagenauslegung und technischen Konzeptionierung im Vordergrund. Datengrundlage hierfür sind z.B. Bebauungspläne, Angaben von Architekten und anderen Planern oder sonstige vorliegende Planunterlagen (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 war der bereits zur Verfügung stehende Bebauungsplanentwurf. Weitere Planunterlagen waren aufgrund der frühen Phase des Vorhabens noch nicht zugänglich. Aufbauend auf dem Bebauungsplanentwurf standen erste überschlägige Flächenberechnungen eines Architekturbüros zur Verfügung. Die dargestellten groben Flächenabschätzungen hielten sich an die im B-Plan festgesetzten Flächennutzungen und dienten somit als Grundlage für die Energiebedarfsermittlung. Etwasige Änderungen in der Umsetzung und dem Bau des Areals sind zum Zeitpunkt der Erstellung des Energienutzungsplans nicht abschätzbar und konnten entsprechend nicht berücksichtigt werden. Insbesondere aber durch die Menge an Wohneinheiten und erwartete Gleichzeitigkeiten ist damit zu rechnen, dass sich auch bei geringfügigen Änderungen der Nutzungsstruktur keine großen Unterschiede in den ermittelten Daten ergeben.

Der B-Plan ist in folgender Abbildung dargestellt.



Abbildung 1: Bebauungsplan Krankenhausareal Hochwiesstraße

Wie im B-Plan zu erkennen, besteht das Areal aus insgesamt fünf sog. Höfen, wie aus der Architekturauslobung hervorging. Der Bau im Westen des Areals ist im Eigentum des Landkreises, dort ist in naher Zukunft nicht mit einer Erschließung und Bebauung zu rechnen. Dennoch kann bei einer zentralen Versorgung ein zusätzlicher Anschluss vorgehalten werden. Im nordöstlichen Teil befindet sich der Gemeinbedarf, in diesem Fall eine geplante Kindertagesstätte. Die fünf Höfe sind überwiegend Wohnbebauung mit gemischter Nutzung (freier, geförderter Wohnungsbau, Seniorenwohnen, Sozialwohnungsbau). Zusätzlich wird ein kleines Café mit Verkaufsfläche als Kleingewerbe angedacht.

Anhand der vorliegenden Architektenangaben zur Flächennutzung der fünf Höfe ergibt sich folgende Aufteilung.

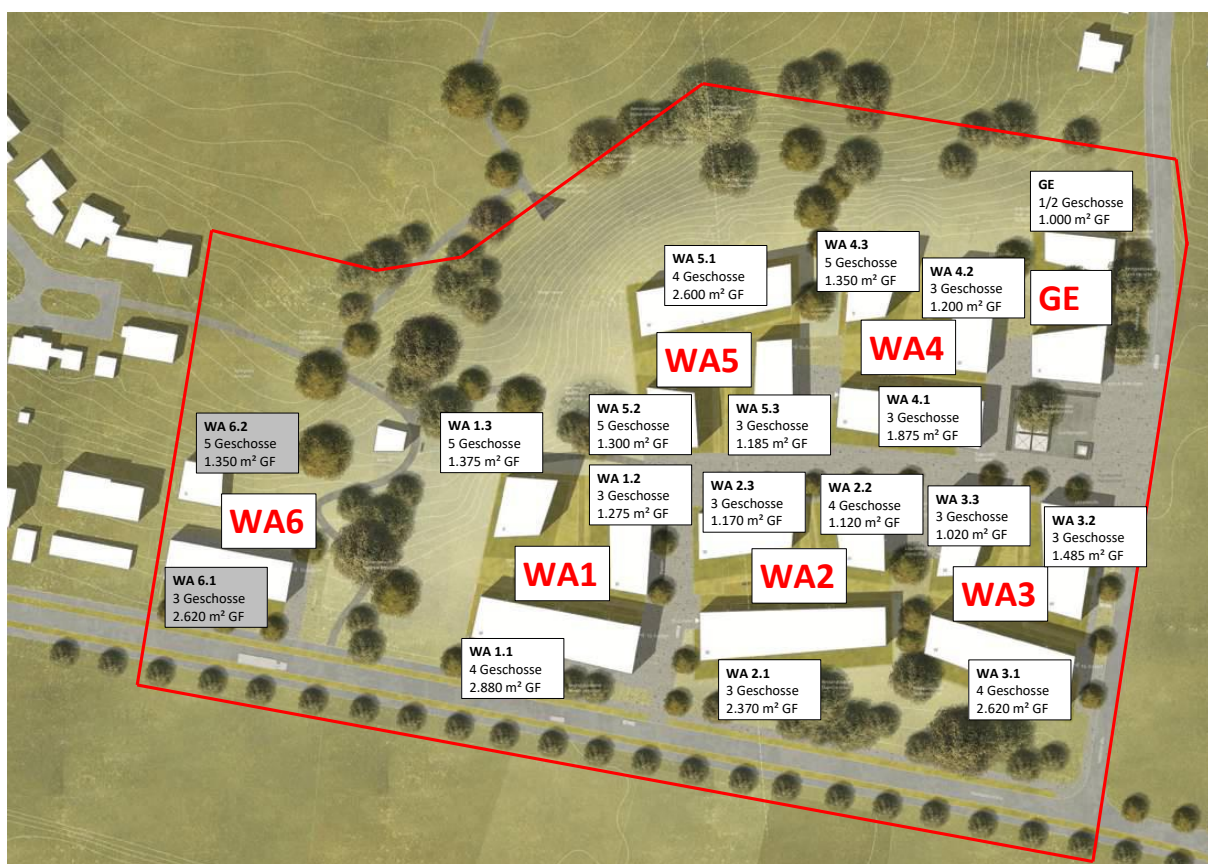


Abbildung 2: Flächennutzung und weitere Informationen zu den Bauteilen

Teil des Gesamtkonzepts werden WA1 bis WA5 und GE. Die geplanten Bruttogeschosflächen (BGF) sind pro Hof ähnlich, auch die Aufteilung gemäß der Geschosse liegt stets zwischen 3 und 5. Aufgrund der Daten wurde eine Energiebedarfsermittlung (thermisch und elektrisch) gemäß DIN V 18599 erstellt. Als Baustandard wurde KfW-Effizienzhaus 55 angenommen, die Umrechnung der angegebenen BGF auf beheizte Wohnflächen wurde mit dem Faktor 0,65 skaliert. Der Faktor resultiert aus Erfahrungen in anderen Projekten. Die Gesamt-BGF beträgt 24.825 m², hinzu kommen ca. 1.000 m² Gewerbe und Gemeinbedarf. Die Anzahl an Wohneinheiten (WE) beträgt laut Planung ca. 300, durchschnittliche Anzahl Personen pro WE 2,5. Dies resultiert in einer Gesamtbewohneranzahl von ca. 750 Personen.

2.1 Thermischer Energiebedarf

Ohne Berücksichtigung von WA6 (Abstimmung mit Auftraggeber) ergibt sich somit ein thermischer Energiebedarf von 1.249 MWh pro Jahr. Der Brauchwasserbedarf liegt bei ca. 320 MWh pro Jahr. Es wird angenommen, dass der Brauchwasserbedarf über eine zentrale Wärmeversorgung über Frischwasserstationen abgedeckt werden soll. Je nach Konzept ergeben sich zusätzlich Wärmenetzverluste, welche in der Variantenbeschreibung erläutert werden. Diese liegen zwischen 13 % und 18 % (170 MWh pro Jahr bis 230 MWh pro Jahr). Der daraus resultierende „Wärmebedarf“ muss auch in der Energiezentrale erzeugt werden. Bei 15 % Wärmenetzverlusten ergibt sich so eine zu erzeugende Wärmemenge von ca. 1.429 MWh. Die Wärmenetzverluste und der Brauchwasserbedarf werden als ganzjährig konstante Grundlast angenommen. Die Heizwärme ist außentemperaturabhängig anhand der durchschnittlichen Außentemperaturen der letzten Jahre.

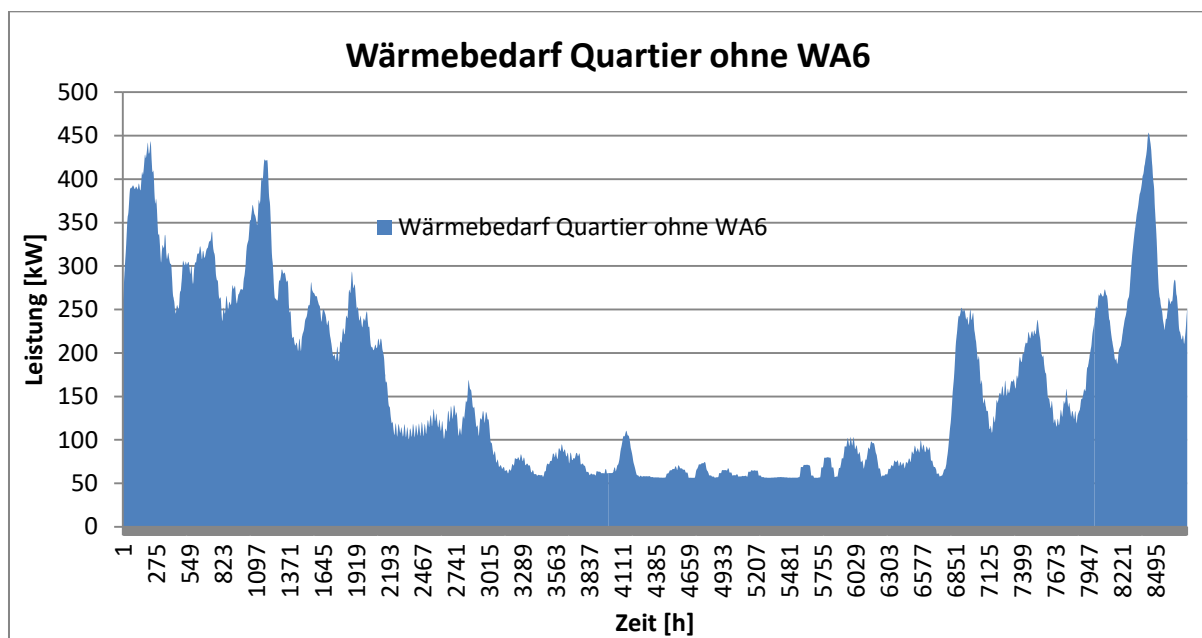


Abbildung 3: Ungeordnete Dauerlinie Gesamtwärmebedarf (inkl. Netzverlusten)

In Abbildung 3 ist zu erkennen, dass die ganzjährige Grundlast bei rund 50 kW liegt, die maximale Spitze in einem Durchschnittsjahr inkl. Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,95 (aufgrund hauptsächlicher Wohnnutzung nur geringe Gleichzeitigkeit angenommen) beträgt etwas mehr als 450 kW. Die Summe der maximalen Heizlasten aller Gebäude liegt bei etwa 850 kW. Die Wärmeerzeuger werden in den Konzepten etwa auf 85 % der maximalen Heizlast ausgelegt. Dies ergibt einen Wert von 700 bis 750 kW Erzeugerleistung.

Der spezifische thermische Energiebedarf bezogen auf die beheizte Wohnfläche im Gesamtareal ergibt sich zu ca. $70 \frac{kWh}{m^2a}$, was inkl. Brauchwasser als realistisch zu sehen ist.

Weiterhin soll der Energiebedarf für einen „durchschnittlichen“ Hof ermittelt werden. Zwar unterscheiden sich die Höfe in ihrer Ausführung und Fläche geringfügig, es wird jedoch davon ausgegangen, dass anhand der Nutzung und der Flächen die Ähnlichkeiten groß genug sind, um die Ergebnisse

eines Hofes stellvertretend für die anderen Höfe anzunehmen. Der einzelne Hof wiederum besteht aus drei einzelnen Gebäuden, die in der Regel über ein gemeinsames Untergeschoss (UG) bzw. eine Tiefgarage miteinander verbunden sind. Das Profil des Wärmebedarfs basiert auf denselben hinterlegten Temperaturdaten, Unterschied ist nur der Gleichzeitigkeitsfaktor, der im Fall des einzelnen Hofes mit 1 angenommen wird. Insgesamt ergeben sich entsprechend auch deutlich geringere Leistungen.

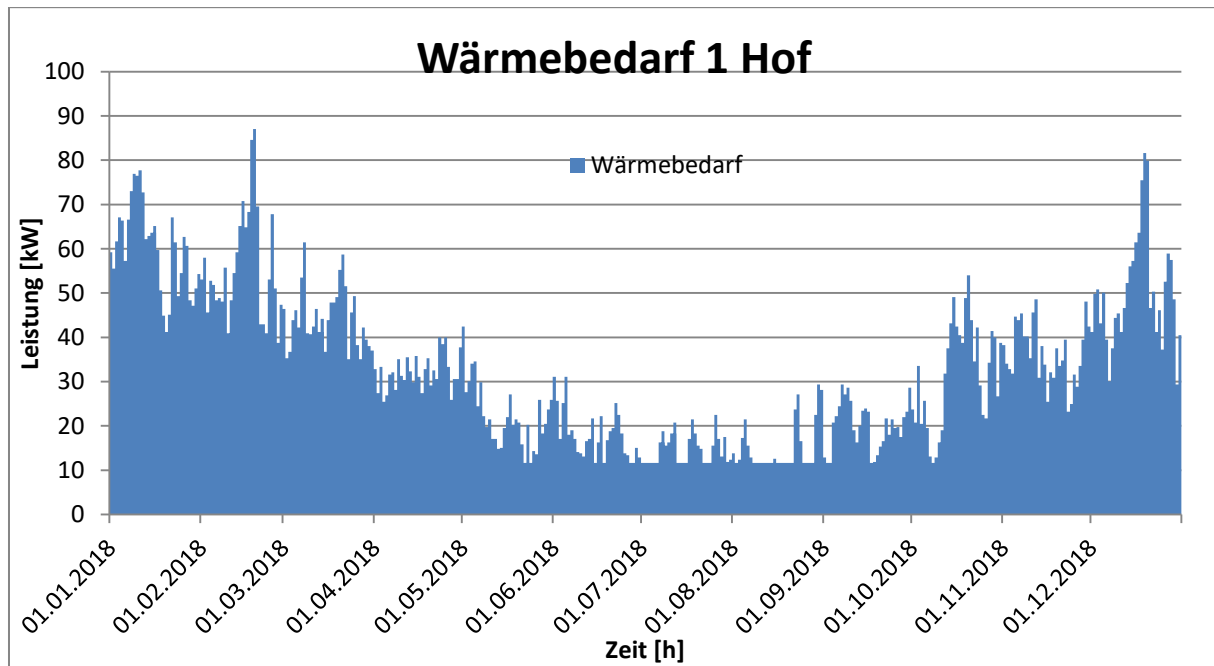


Abbildung 4: Wärmebedarf eines „durchschnittlichen“ Hofes als Grundlage für dezentrale Bewertungen

Es wird nicht von einem Kälteenergiebedarf für das Areal ausgegangen.

2.2 Elektrischer Energiebedarf

Neben dem thermischen Energiebedarf ergibt sich auch elektrischer Energiebedarf. Grundlage für die Abschätzung der Energiemenge ist die Anzahl an WE, an Bewohnern, an Wohnungsgrößen und Gebäudetyp. Die Kennwerte zur Ermittlung wurden dem *Stromspiegel Deutschland 2019* entnommen [1]. Bei 2,5 Bewohnern in einem Mehrfamilienhaus, Warmwasserbereitung ohne Strom und mittlerem Energieverbrauch (Kategorie C bis D) ergibt sich der Kennwert zu ca. $2.400 \frac{kWh}{WE \cdot a}$. Es wird in Summe für das Gesamtareal von einem elektrischen Energiebedarf von 850 MWh ausgegangen (ohne Elektromobilität). Validiert wird dieser durch die Berechnungen aus der DIN V 18599, die von ca. 865 MWh pro Jahr ausgeht. Für die KiTa wird zusätzlich nach DIN V 18599 ein Wert von 20 MWh pro Jahr angenommen. Aufgrund der Menge an betrachteten Wohneinheiten und der gleichmäßigen Nutzungsstruktur wird zur Lastgangermittlung auf das Standardlastprofil *H0* zurückgegriffen.

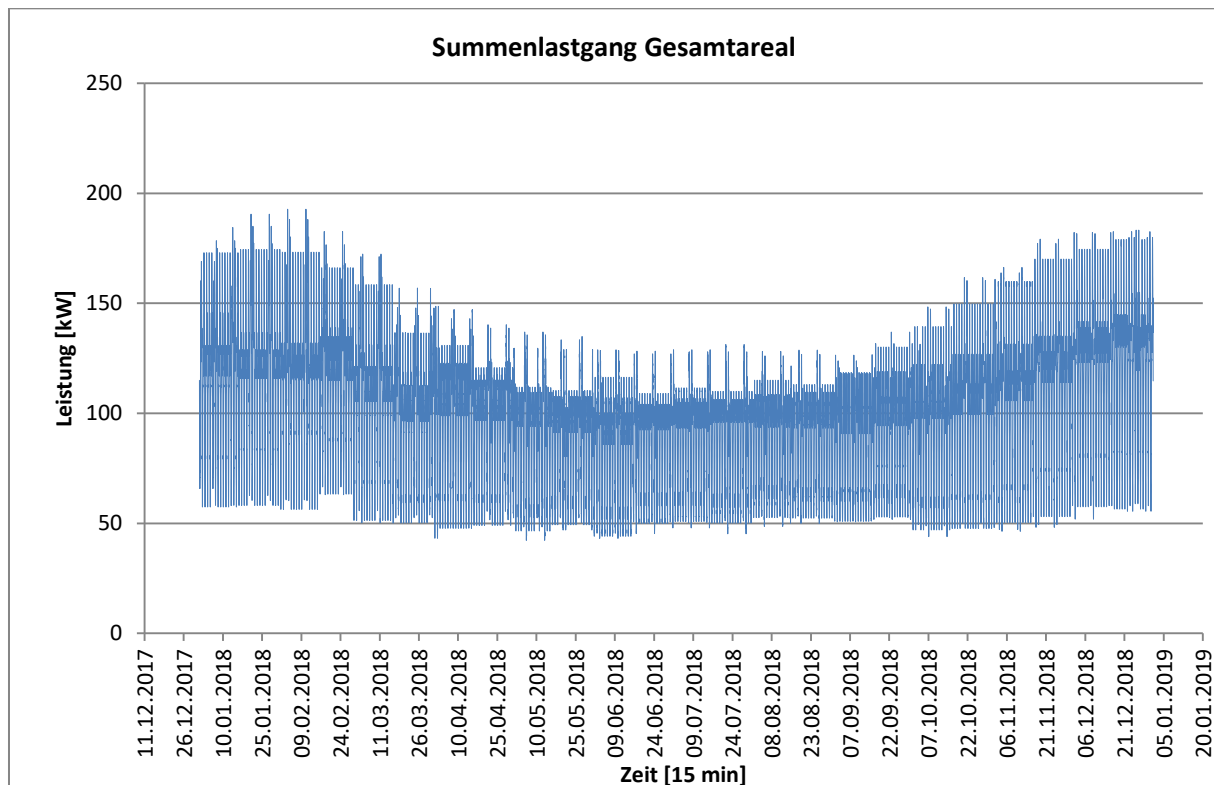


Abbildung 5: Summenlastgang elektrischer Energiebedarf nach Standardlastprofil H0

Auch hier wird ein Strombedarf für einen einzelnen Hof, stellvertretend für alle Höfe bestimmt.

2.3 Elektrischer Energiebedarf Elektromobilität

Neben dem elektrischen Energiebedarf der Wohneinheiten für elektrische Verbrauchsgeräte, Beleuchtung, Allgemeinstrom, etc. ist ein möglicher Ausbau von Elektromobilität zu berücksichtigen. Hierzu wurde die im Folgenden dargestellte Vorgehensweise verwendet.

Im ersten Schritt wurde eine umfassende Meta-Studie, die wiederum die Ergebnisse von sechs renommierten Studien zur Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland zusammenfasst, analysiert. Die Studie prognostiziert für den Zeitraum von 2020 bis 2040 den Anteil von Elektroautos am PKW-Bestand in 5-Jahres-Schritten. Die Prognosewerte ergeben sich aus den Mittelwerten der sechs Studien und bilden so einen Querschnitt von verhaltenen, wie auch progressiven Szenarien ab.

Für eine Bewertung der lokalen Entwicklung der Elektromobilität wurden zusätzlich PKW-Daten des Kraftfahrtbundesamts (KBA) für den Landkreis Ostallgäu ausgewertet (die Daten werden anschließend auf das Stadtgebiet Marktoberdorf übertragen). Basierend auf den Realdaten zum PKW-Besatz je 1.000 Einwohner ergibt sich zunächst eine um 12 % höhere PKW-Dichte im Vergleich zum deutschlandweiten Durchschnitt. Weiterhin wurde der Anteil elektrisch angetriebener Fahrzeuge am PKW-Bestand der vergangenen drei Jahre betrachtet, um eine realistische Basis für die weitere, regionale Entwicklung zu erhalten. Beispielsweise ergibt sich zum 01.01.2019, dass unter knapp 90.000 Bestands-PKW 323 mit elektrischem Antrieb im Landkreis Ostallgäu gemeldet waren. Das entspricht einem Anteil von 0,36 %.

Beim Vergleich der Ergebnisse der Meta-Studie mit den Realdaten wird klar, dass die prognostizierten Anteile in der näheren Zukunft (z.B. Jahr 2020) derzeit realistisch nicht erreicht werden. Entsprechend wurde anhand der realen Wachstumsraten eine Basis definiert, von der aus die Zukunftsprognose erstellt wird. Für die Stadt Marktoberdorf liegt die Prognose in 2020 (basierend auf den realen Anteilen in 2017, 2018 und 2019) bei einem „Marktanteil“ von 0,5 % (Anteil Elektrofahrzeuge inkl. Plug-in-Hybride an den Gesamtfahrzeugen). Analog zur Meta-Studie erfolgte die Weiterentwicklung der Prognose in 5-Jahres-Schritten. Dabei wurden die realen Wachstumsraten aus der Region verwendet und schrittweise mit den Wachstumsraten aus der Meta-Studie gemittelt, je weiter der Zeitschritt in der Zukunft liegt. Dadurch wird sichergestellt, dass sowohl das exponentielle Wachstum insbesondere bei kleinen absoluten Zulassungszahlen, als auch eine realistische Verflachung in der Zukunft abgebildet werden. Man spricht hier auch von einer S-förmigen Adaption der Elektromobilität. Die Zahlen der Meta-Studie sowie die Prognosen, basierend auf der realen Entwicklung sind in Abbildung 6 dargestellt.

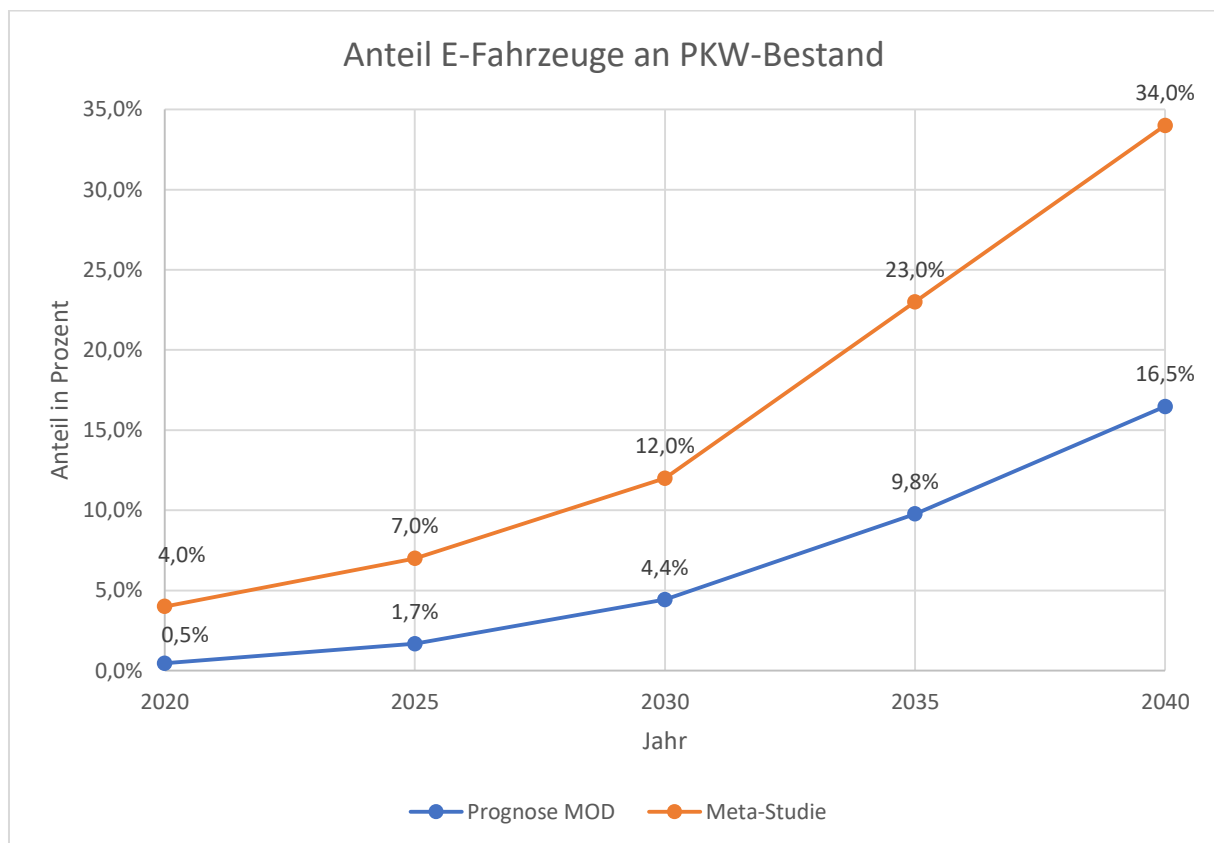


Abbildung 6: Anteil E-Fahrzeuge am PKW-Bestand im Bereich der Stadt Marktoberdorf mit Vergleich der Ergebnisse der Meta-Studie

Im nächsten Schritt wurden die „Prognosedaten MOD“ auf die zu erwartenden PKW im Areal angewandt. Dabei wurden weitere Faktoren, wie die höhere PKW-Dichte oder sozio-ökonomische Daten (bspw. Alter) in den Berechnungen berücksichtigt. Außerdem wurde für das Areal die durchschnittliche Bevölkerungsstruktur der Stadt Marktoberdorf gemäß den letzten Zensusdaten angewandt. Konkret wurden, um die höhere PKW-Dichte korrigierte, PKW-Besatzzahlen je Altersgruppe (Zahlen des KBA) ermittelt und mit den prognostizierten Werten für Elektrofahrzeuge multipliziert. Für die ältere

ren Bevölkerungsgruppen (über 60- und über 70-Jährige) wurde dabei eine verzögerte Adaption von Elektromobilität angenommen. Die ermittelte, absolute Anzahl an Elektrofahrzeugen im Areal ist in Abbildung 7 dargestellt. Unter Annahme des vollständig gebauten und bewohnten Areals sind im Jahr 2020 im Areal zwei elektrisch betriebene Fahrzeuge zu erwarten. Zum Vergleich ist die Entwicklung basierend auf den Daten der Meta-Studie abgebildet.

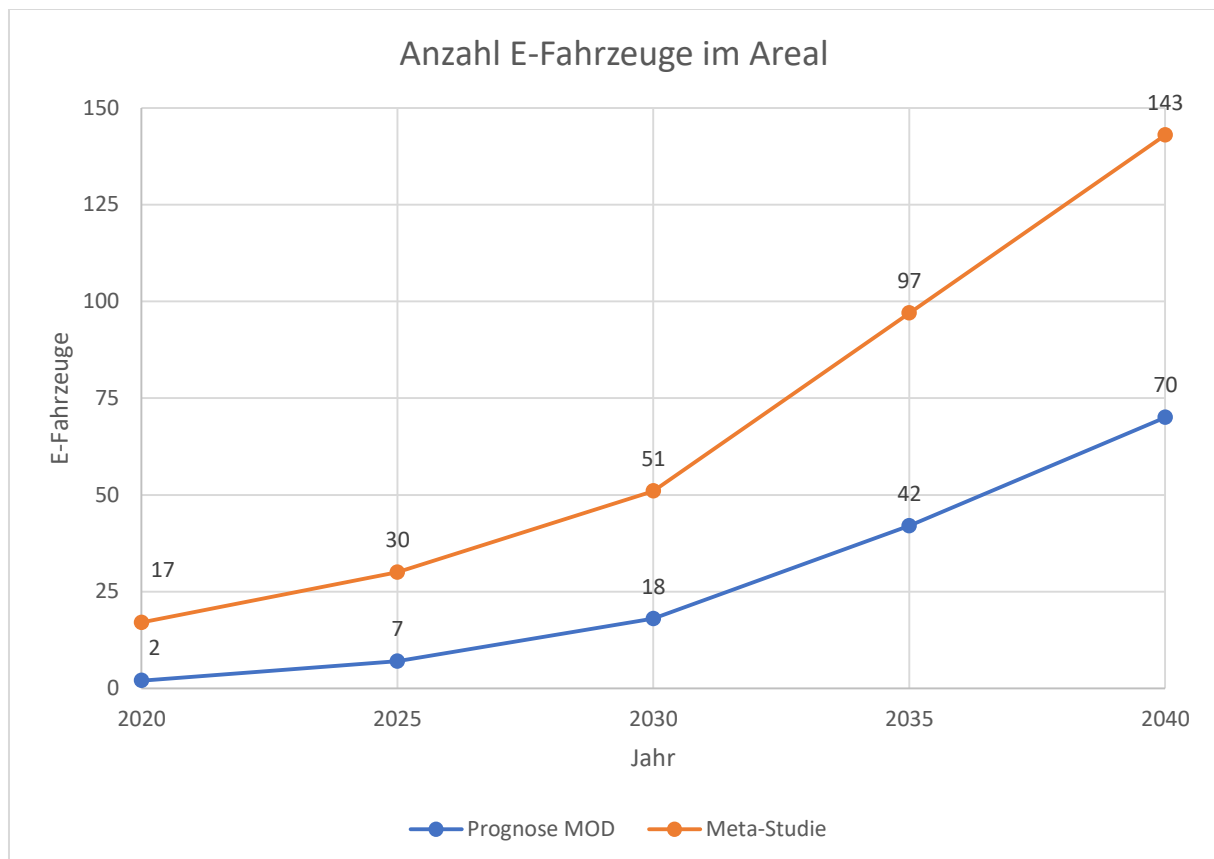


Abbildung 7: Anzahl E-Fahrzeuge im Areal (Hochrechnung bis 2040)

Aufbauend auf der ermittelten Anzahl an E-Fahrzeugen lässt sich der zusätzliche elektrische Energiebedarf für die Ladung von Elektrofahrzeugen bestimmen. Hierbei ist wiederum zwischen der (positiven) Entwicklung „Meta-Studie“ und der (realen) Entwicklung „Prognose MOD“ zu unterscheiden. Bei Annahme einer täglichen Durchschnittsfahrleistung von 39 km (entspricht einer Jahresfahrleistung von 14.254 km – Zahl aus der Studie „Mobilität in Deutschland“) und einem durchschnittlichen Verbrauch von $18 \frac{kWh}{100 km}$ (Schätzung) ergibt sich beispielsweise für 2025 – Prognose MOD ein zusätzlicher Strombedarf Mobilität von 12.555 kWh pro Jahr. Dabei wurde angenommen, dass Nutzer von E-Fahrzeugen ihr Elektroauto zu 70 % an ihrem Wohnort bzw. innerhalb des Areals aufladen. Entsprechend der Entwicklung der Anzahl erhöht sich auch der jeweilige Strombedarf.

Häufig relevanter als die Energiemengen sind die benötigten Leistungen (Anschlussleistung für Wallboxen und Ladesäulen), da diese über das vorgelagerte Stromnetz, sowie den Hausanschluss getragen werden müssen und bei der Erschließung bzw. der Errichtung der Gebäude bereits zu berücksichtigensind. Hierfür spielt ein weiterer Einflussfaktor eine wichtige Rolle. Dieser ist die zur Verfügung

stehende Ladeleistung pro Ladepunkt. Wallboxen arbeiten häufig mit maximalen Leistungen von 11 kW, können jedoch auch auf 3,7 kW „reduziert“ werden. Damit ergibt sich auch hier eine gewisse Bandbreite, in Abhängigkeit der zugrunde gelegten Ladeleistungen. Diese ist in Abbildung 8 dargestellt. Die Szenarien (S1, S2, S3) sind folgendermaßen definiert:

- S1: 100 % der Ladepunkte mit maximaler Leistung von 3,7 kW
- S2: 80 % der Ladepunkte mit maximaler Leistung von 3,7 kW, 20 % mit 11 kW
- S3: 100 % der Ladepunkte mit maximaler Leistung von 11 kW

Es muss hier jedoch auch darauf hingewiesen werden, dass sich in Zukunft vermutlich auch durch den Netzbetreiber, der die Anschlussleistung für Elektromobilität bereitstellen muss, Regelungen (direkt oder indirekt) ergeben werden, die die maximalen Ladeleistungen an Anschlusspunkten entsprechend begrenzen. Eine arealinterne Möglichkeit wäre, über ein übergeordnetes Lademanagement (z.B. auch pro Hof) die Leistung am Hausanschluss auf einen Maximalwert zu begrenzen. Dadurch wird bei geringer Anzahl an ladenden Fahrzeugen jedem Ladepunkt eine höhere Leistung zugesprochen. Laden alle Fahrzeuge zeitgleich, wird jedem Ladepunkt entsprechend eine geringere Leistung zugeteilt und so die Anschlussleistung eingehalten.

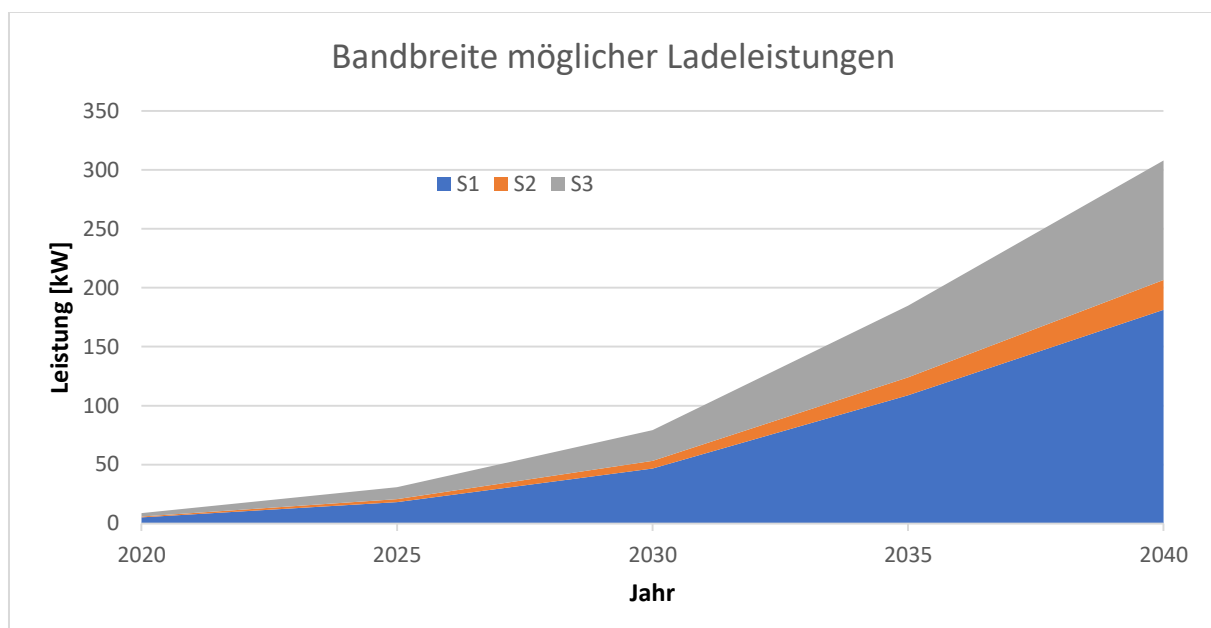


Abbildung 8: Bestimmung möglicher Ladeleistungen im Areal für drei Szenarien (S1, S2, S3)

Es ist zu sehen, dass auch hier die Bandbreite in 2040 von ca. 180 kW in S1 bis über 300 kW in S3 stark schwankt und abhängig von den zugrunde gelegten Parametern, sowie weiterer Einflussfaktoren (z.B. Entwicklung Batteriekapazitäten, Entwicklung Wallboxen/Ladesäulen, etc.) ist.

Allgemein ist zu erwähnen, dass insb. die Prognose in die Zukunft bei einer noch jungen Technologie wie der Elektromobilität, für die es kaum belastbare Vergangenheitsdaten gibt, mit hohen Unsicherheiten behaftet ist. Dennoch sollte eine Vorhaltung von Anschlussleistung, sowie die Installation von Leerverrohrung und vorbereitender Infrastruktur nicht gänzlich außer Acht gelassen werden.

Für den Ausbau oder die Vorbereitung auf die künftigen Herausforderungen der Elektromobilität gibt es verschiedene Ansätze. Einerseits kann ein passives, andererseits ein proaktives Vorgehen seitens der Projektentwicklung angestrebt werden. Die Unterscheidung zeigt folgende Darstellung.

	Option 1: Passives Vorgehen	Option 2: Proaktives Vorgehen
Anschaffung Ladeinfrastruktur	Erfolgt nur auf Wunsch der Mieter privat	Anteilig EV-ready Stellflächen mit Wallbox ausführen
Bauliche Vorkehrungen	Gem. der EU-Richtlinie, d.h. bauliche Vorkehrungen durch das Legen von Leerrohren, Vorhalten von Platz für Schaltschränke, Zähler und ggf. Trafo	Wie Option 1, zusätzlich: Ausstattung von 10 Stellplätzen (2 pro Hof) mit Wallbox (Annahme: Vollausbau 2025)
Öffentliche Ladeinfrastruktur	Nicht vorgesehen, da öffentliche LIS zum privaten Laden zu teuer und Quartier für sonstigen Durchgangsverkehr ungünstig gelegen	Mindestens zwei öffentliche Ladepunkte für Außenwirkung Möglichkeit der Umsetzung eines E-Carsharing für Bewohner prüfen
Kosten	Aktuell geringe Kosten Vorkehrungen zur Vermeidung von baulichen Maßnahmen zu späterem Zeitpunkt	Ca. 500 - 2.000 € / Wallbox (je nach Leistung und Anforderung an Steuerbarkeit) Ca. 200 bis 300 € / Monat für öffentliche Ladesäule in einem Mietmodell

Abbildung 9: Vorgehensweise bei der Vorhaltung von elektrischer Ladeinfrastruktur

Weiterhin ergeben sich sowohl für die Infrastruktur, als auch für den rechtlichen Rahmen Auswirkungen auf die Planungsphase. Diese sind im Folgenden dargestellt.

Infrastruktur	Rechtlicher Rahmen
<ul style="list-style-type: none"> Integration zusätzlicher Energiemengen und Ladeleistungen durch E-Mobilität für optimale Auslegung des Stromsystems Risiko von Spitzenlasten durch hohe Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge vermeiden Beispiel Auswirkung 2030: Energiemenge: 32.000 kWh = 10 Haushalte Ladeleistung: 53 kW Platzierung und Ausgestaltung der Ladepunkte Stellplätze „EV-ready“ ausführen → spätere bauliche Maßnahmen vermeiden Sinnvolle Platzierung von Schnellladesäulen Notwendigkeit Erweiterung Netzanschluss bzw. Lademanagement Elektrischer Anschluss und Zählerinfrastruktur Ggf. zusätzlichen Platzbedarf für größeren Trafo (oder evtl. Batteriespeicher) berücksichtigen 	<ul style="list-style-type: none"> Für Mieter: kein gesetzlicher Anspruch auf Installation einer Wallbox Problematisch im Bestand insb. bei Eigentümergesellschaften, da derzeit nicht geregelt ist, ob Einbau als „bauliche Maßnahme“ oder „Modernisierung“ zu bewerten ist → bei erstem müssen alle Eigentümer zustimmen, bei letzterem reicht qualifizierte Mehrheit Gem. Koalitionsvertrag der BuReg soll Errichtung erleichtert werden, doch Entwurf zu Gebäudeenergiegesetz sieht bisher nichts vor → ignoriert damit EU-Gebäuderichtlinie EU-RL 2018/844: für neue Wohngebäude ab 10 Wohneinheiten sind alle Stellplätze für Ladeinfrastruktur vorzubereiten

Tabelle 1: Infrastrukturelle und rechtliche Auswirkungen der Integration von Ladeinfrastruktur in der Planungsphase

3. Analyse Ist-Zustand

Da es sich beim Areal Hochwiesstraße um eine Neuerschließung handelt, ist eine Analyse des aktuellen Zustands nur bedingt möglich. Ursprüngliche Nutzung der Fläche war das Kreiskrankenhaus in Marktoberdorf, das aber nicht als Referenz herangezogen werden kann. 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 eingebettet in einen steilen Hang, der nach Norden hin stark ansteigt. Es wird deshalb angenommen, dass eine bauliche Nutzung dieses Gebiets auch in Zukunft nicht möglich sein wird.

Im Rahmen der Erschließungsvorbereitung wurde ein ingenieurgeologisches Gutachten mit dem Ziel der Baugrunderkundung erstellt (Gutachten vom 26.08.2016 von der GeoUmweltTeam GmbH). Hieraus geht z.B. hervor, dass eine energetische Grundwassernutzung voraussichtlich nur mit sehr hohem Erschließungsaufwand möglich sein wird. Die genauen Ausführungen sind in Kap 5 genauer erläutert.

Als Infrastruktur im Umfeld des geplanten Areals konnten die Sparten Erdgas, Wasserver- und Abwasserentsorgung, sowie Stromanschluss ermittelt werden.

3.1.1 Gasanschluss

Auf Basis der Planauskunft des regionalen Erdgasnetzbetreibers *schwaben netz GmbH* konnte ermittelt werden, dass die Arealfläche bereits über eine Erdgasanschlussleitung verfügt. Diese wurde vermutlich zur Versorgung des ehemaligen Krankenhauses genutzt und nach dessen Stilllegung bzw. Abriss mit einer Endkappe verschlossen. Auf Nachfrage beim Erdgasnetzbetreiber konnte herausgefunden werden, dass eine Reaktivierung des Anschlusses grundsätzlich möglich ist, jedoch auch aus anderen Richtungen (z.B. Saliterstraße im Osten des Areals) eine Erschließung mit Erdgas erfolgen kann. Ein Planauszug ist in folgender Abbildung dargestellt.

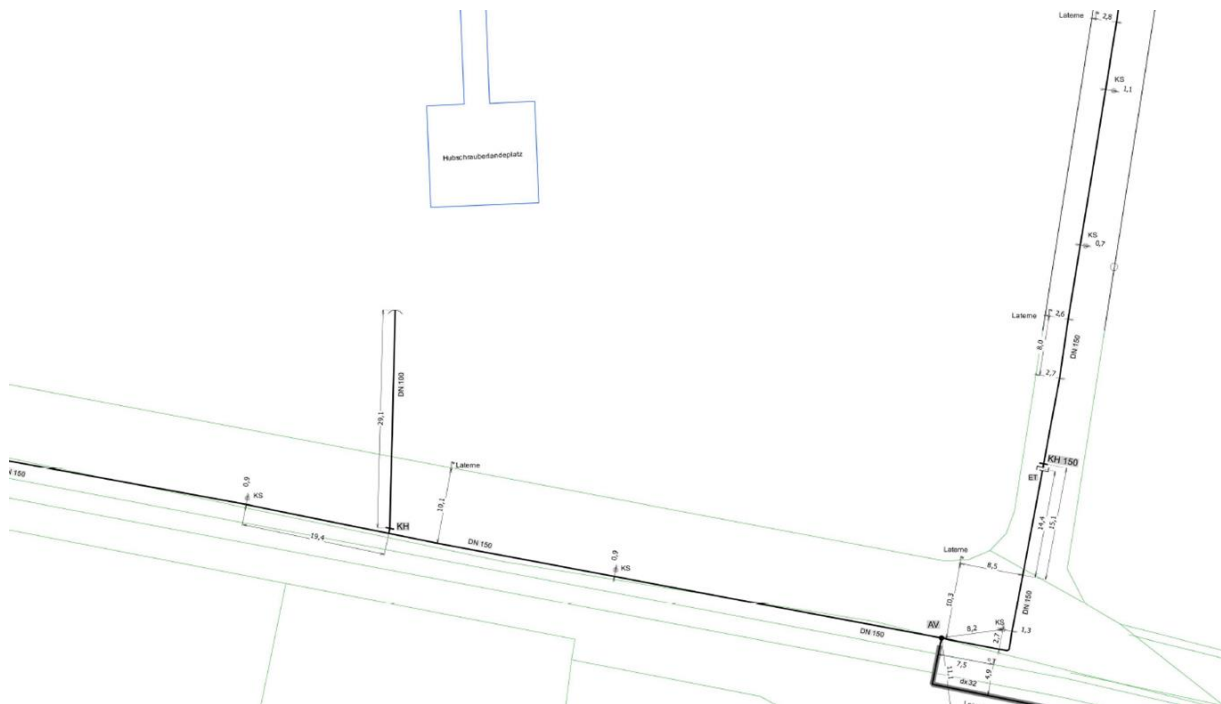


Abbildung 10: Erdgasanschluss des ehemaligen Kreiskrankenhauses [2]

3.1.2 Wasser- und Abwasserkanal

Aus einem Spartenplan der Stadt Marktoberdorf gehen die Trink- und Abwasserkanäle im direkten Umfeld des Areals hervor. Diese befinden sich ähnlich den Erdgasleitungen in der Hochwies- bzw. Saliterstraße. Die Sparte Trinkwasser wird als für die Energiekonzepterstellung nicht relevant angesehen und entsprechend im Folgenden nicht weiter berücksichtigt. Der Spartenplan ist in Abbildung 11 zu finden.

Interessanter für eine mögliche Energieversorgung stellt sich der Abwasser- bzw. im vorliegenden Fall Mischwasserkanal zur Entwässerung und Abwasserentsorgung des Areals dar. Ab- bzw. Mischwasserkanäle verfügen häufig über verhältnismäßig hohe Temperaturniveaus (aufgrund des Abwasseranteils) im Bereich von Grundwasserquellen um ganzjährig etwa 10 °C. Dadurch bieten sich diese hervorragend für eine Wärmeerzeugung über Wärmepumpen an. Kritisch bei Mischwasserkanälen ist häufig der zur Verfügung stehende Volumenstrom zur thermischen Nutzung. Dieser hängt stark von der Menge an „angeschlossenen“ Einheiten (Haushalten, Gewerbe, Industrie) ab. Befindet sich ein Areal z.B. an einem zentralen Mischwassersammler, in den viele Einheiten (z.B. ganze Stadtteile) entwässern, so kann eine thermische Nutzung sinnvoll sein. Wichtig hierbei zu berücksichtigen sind neben den energetischen Kennwerten (Temperaturniveau und Volumenströme) auch externe Vorgaben z.B. von Abwasserzweckverbänden. Für die Reinigung in Kläranlagen sind häufig minimale Temperaturen vorgegeben, die bei einem Wärmeentzug eingehalten werden müssen, um die Funktion der Kläranlagen nicht zu beeinträchtigen. Das genaue Potential des Mischwasserkanals wird in Kap. 5 analysiert und berechnet.

3.1.3 Stromanschluss

Ebenfalls aus Abbildung 11 geht die vorhandene Strominfrastruktur hervor. Hierzu wurden keine genaueren Informationen eingeholt, da vorher jedoch ein Krankenhaus angeschlossen war, wird davon ausgegangen, dass die Anschlussleistung für das Wohnareal ausreichend ist. Unabhängig der Energieversorgung ist eine öffentliche Erschließung durch den Netzbetreiber ohnehin verpflichtend, weshalb diese „Quelle“ als gegeben angenommen wird. Es muss im Fall einer Umsetzung von z.B. Wärmepumpen oder der Installation von LIS jedoch in Abstimmung mit dem Netzbetreiber getreten werden, da dann durchaus mit höheren Anschlussleistungen zu rechnen ist.

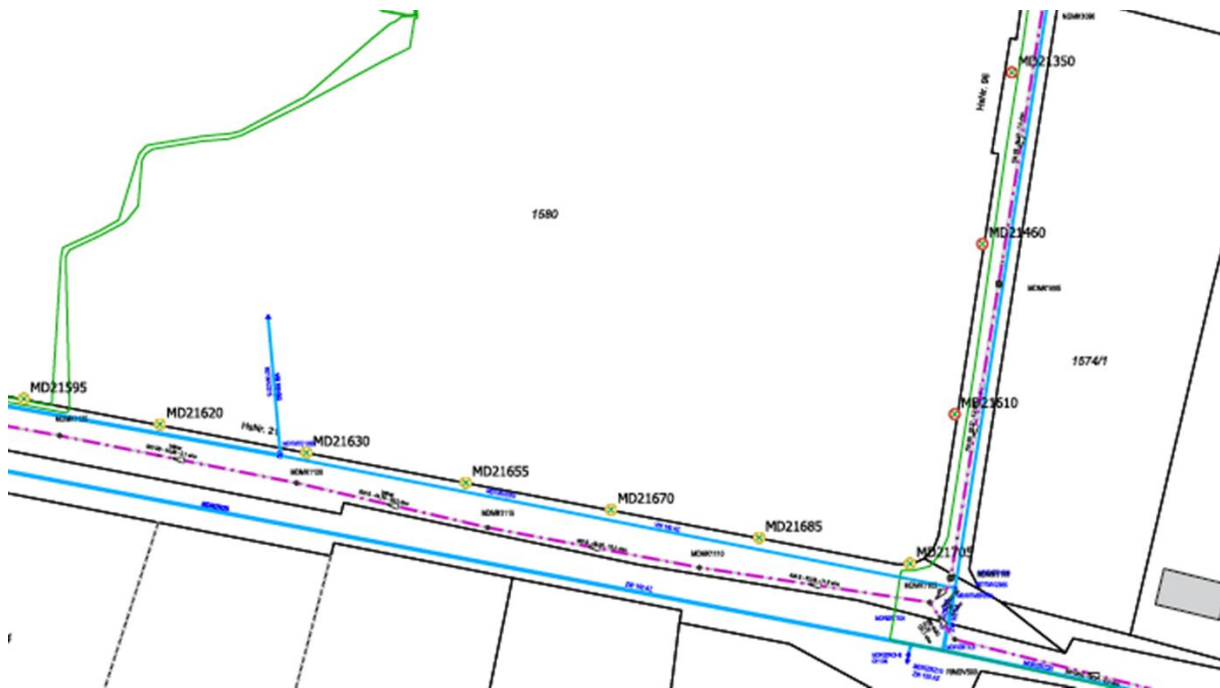


Abbildung 11: Spartenplan Strom, Trinkwasser, Abwasser im Bereich des Areals

3.2 Eigentumsverhältnisse

Die Stadt Marktoberdorf ist grundsätzlich für die Bauleitplanung und Erschließung des Areals zuständig. Die zulässigen Flächennutzungen sind im Rahmen des Bebauungsplans festzuhalten. Die letztliche Bebauung der einzelnen Höfe ist zum Zeitpunkt der Berichterstellung nicht abschließend geklärt. Ein Teil, ca. 3/5 der relevanten Fläche, befindet sich zunächst in Besitz der Stadt Marktoberdorf, 2/5 der Fläche sind in Besitz eines regionalen Unternehmens, das gegebenenfalls dort Mitarbeiterwohnungen errichten möchte. Ein weiterer „Hof“ ist im Eigentum des Landkreises, bei dem jedoch in naher Zukunft nicht mit einer Erschließung bzw. Bebauung zu rechnen ist, da dieser keine Baupflicht hat. Deshalb wird für die Energiekonzepterstellung davon ausgegangen, dass die Fläche des Landkreises nicht einzubeziehen ist. Im weiteren Verlauf der Planungen kann jedoch abgeschätzt werden, wie wahrscheinlich eine Erschließung ist und ob ggf. ein Nahwärmeabzweig für das Gebäude eingeplant werden sollte. Auf die grundsätzliche Auslegung und Konzeptentwicklung hat die Fläche jedoch keine Auswirkungen.

Die späteren Eigentumsverhältnisse, während des Wärmenetzbetriebs sind ebenfalls noch nicht abschließend geklärt. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung stehen verschiedene Varianten seitens der Stadt Marktoberdorf zur Diskussion:

- Gründung einer Wohnungsbaugenossenschaft zur Erschließung und Errichtung
- Erschließung Fläche und Errichtung Gebäude direkt durch die Stadt Marktoberdorf
- Erschließung Fläche und Verkauf Fläche direkt durch die Stadt Marktoberdorf
- Erschließung Fläche, Errichtung und Verkauf Gebäude

Eine Abschließende Klärung soll in einer Stadtratsitzung erreicht werden, war jedoch zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht final abgestimmt.

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 Gesamtkonzept in Frage kommt oder nicht weiter betrachtet werden soll.

Folgende Quellen-Potentiale wurden im Rahmen des Energienutzungsplans ermittelt:

- Solare Energie (Photovoltaik und Solarthermie)
- Biomasse (fest, gasförmig)
- Oberflächennahe Geothermie (Erdwärmesonden, Erdwärmekollektoren, Grundwasser)
- Tiefengeothermie
- Abwärme (industriell, Mischwasserkanal)
- Erdgasanschluss
- Windkraft
- Oberflächengewässer
- Fernwärme

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“.

Weiterhin wäre die Nutzung der Gebäudefassaden für solare Erzeugung verfügbar. Dagegen sprechen in paar Punkte. Erstens ist die Erzeugung an Fassaden (Modulneigung 90°) deutlich geringer als bei Dachanlagen (insb. PV), wodurch die Wirtschaftlichkeit deutlich verschlechtert wird. Weiterhin sind architektonische Rahmenbedingungen einzuhalten, sowie weitere Punkte, wie Blendwirkungen oder die Erreichbarkeit der Module durch Bewohner oder externe Personen. Zuletzt sei anzumerken, dass aufgrund der sehr engen Bebauung ohnehin nur eine sehr kleine Fassadefläche mit südlicher Ausrichtung ergeben würde, die sinnvoll zur solaren Erzeugung eingesetzt werden kann. Nach aktuellem Planstand könnte aber selbst hier durch Bäume im Bereich der Hochwiesstraße eine Verschattung stattfinden, was zusätzlich zu einer geringeren Erzeugung beiträgt.

4.1.1 Stromerzeugung durch Photovoltaik

Die ersten Abschätzungen der Architekten für das Gesamtareal gehen von einer nutzbaren Fläche für die solare Energieerzeugung von ca. 2.500 m² im Areal aus. Aufgrund nicht vorhandener weiterer Planungsdaten (z.B. Lüftungsauslässe, Rauch- und Wärmeabzugsanlagen, Dachterrassen, sonstige Dachnutzungen) muss im ersten Schritt konservativ mit einem Flächenbedarf für Photovoltaik von

$10 \frac{\text{m}^2}{\text{kWp}}$ ausgegangen werden. Dies bedeutet, dass

durchschnittlich auf 1 m² Dachfläche eine PV-Leistung von 100 Wp installiert werden kann. Hierbei sind Dachaufbauten und Abstände zur Attika etc. bereits einbezogen. Basierend hierauf ist im Gesamtareal über alle Dachflächen eine PV-Gesamtleistung von ca. 250 kWp umsetzbar. Aufgrund der begrenzten Fläche wird zunächst mit einer Ost-West-Anlagenausrichtung geplant, da hier höhere installierte Leistungen möglich sind, als mit Südausrichtung. Nachteilig ist, dass aufgrund der Ausrichtung der Module der Gesamtertrag pro Jahr etwas geringer ist, als bei einer optimierten Südanlage. Das Erzeugungslastprofil der virtuellen 250 kWp-Anlage (über alle Dächer verteilt) ist in Abbildung 13 dargestellt. Der Jahresgesamtertrag beläuft sich auf Basis der Daten auf ca. 230.000 kWh, wodurch bilanziell nur ca. 27 % des arealinternen Gesamtstrombedarfs gedeckt werden können (ohne Wärmepumpenstrom und Elektromobilität). Je nach Konzept ist zu überlegen, ob und wie eine Integration von PV sinnvoll und umsetzbar ist. Dies wird in Kap. 5 näher ausgearbeitet.



Abbildung 12: Beispielhafte Ost/West-Aufständigung einer PV-Anlage [3]

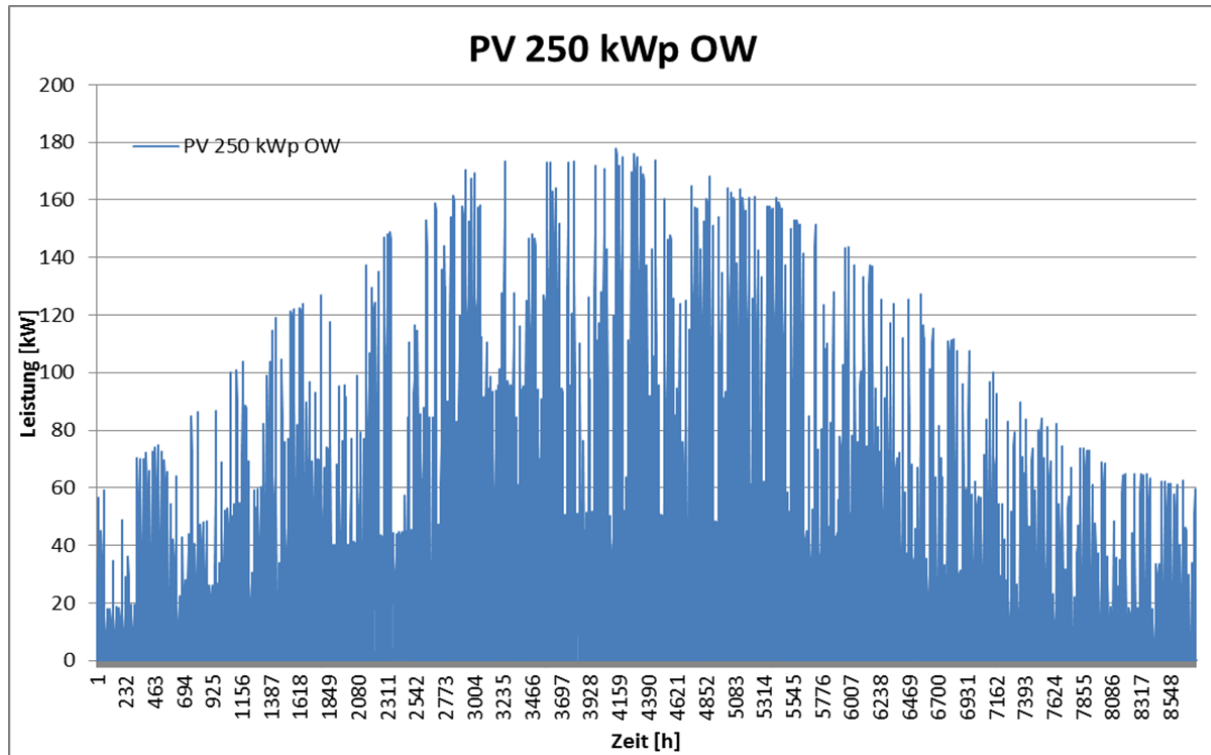


Abbildung 13: Erzeugungslastprofil einer virtuellen 250 kWp-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung (Gesamtareal)

Grundsätzlich ist auf Basis der Rahmenbedingungen jedoch zu sagen, dass der Einsatz von Photovoltaik zur lokalen Stromerzeugung sinnvoll ist, und in der Konzeptphase weiter berücksichtigt werden sollte. Dies wird auch dadurch gestützt, dass PV-Anlagen trotz degradierender EEG-Einspeisevergütungen derzeit aufgrund des starken Preisverfalls der Module und sonstiger relevanter Komponenten (Wechselrichter, Unterkonstruktionen) wirtschaftlich umsetzbar sind.

4.1.2 Wärmeerzeugung durch Solarthermie



Abbildung 14: Darstellung aufgeständerte Solarthermiedachanlage [4]

Wie bereits beschrieben, wird der Einsatz von Hybridmodulen zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme nicht weiter untersucht. Alternativ zur in Kap. 4.1.1 beschriebenen PV-Technologie ist auch der Einsatz von solarthermischen Modulen zur Wärmegewinnung möglich. Für die Potentialermittlung wird davon ausgegangen, dass die gesamte zur Verfügung stehende Dachfläche von ca. 2.500 m² für Solarthermie anstatt PV genutzt wird.

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

len 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.

Anhand historischer Wetterdaten (Globalstrahlung) wurde ebenfalls ein Erzeugungslastprofil für eine theoretische Solarthermieanlage im Gesamtareal simuliert. Aufgrund der Aufständigung von 45° im Optimalfall ergeben sich Verschattungen, die über Modulreihenabstände minimiert werden sollten. Entsprechend ergibt sich aus den 2.500 m² Dachfläche noch eine nutzbare Kollektorfläche von ca. 50 %, also etwa 1.250 m². Diese Kollektorfläche wurde für die Simulation herangezogen. Das Erzeugungslastprofil ist in folgender Abbildung zu sehen.

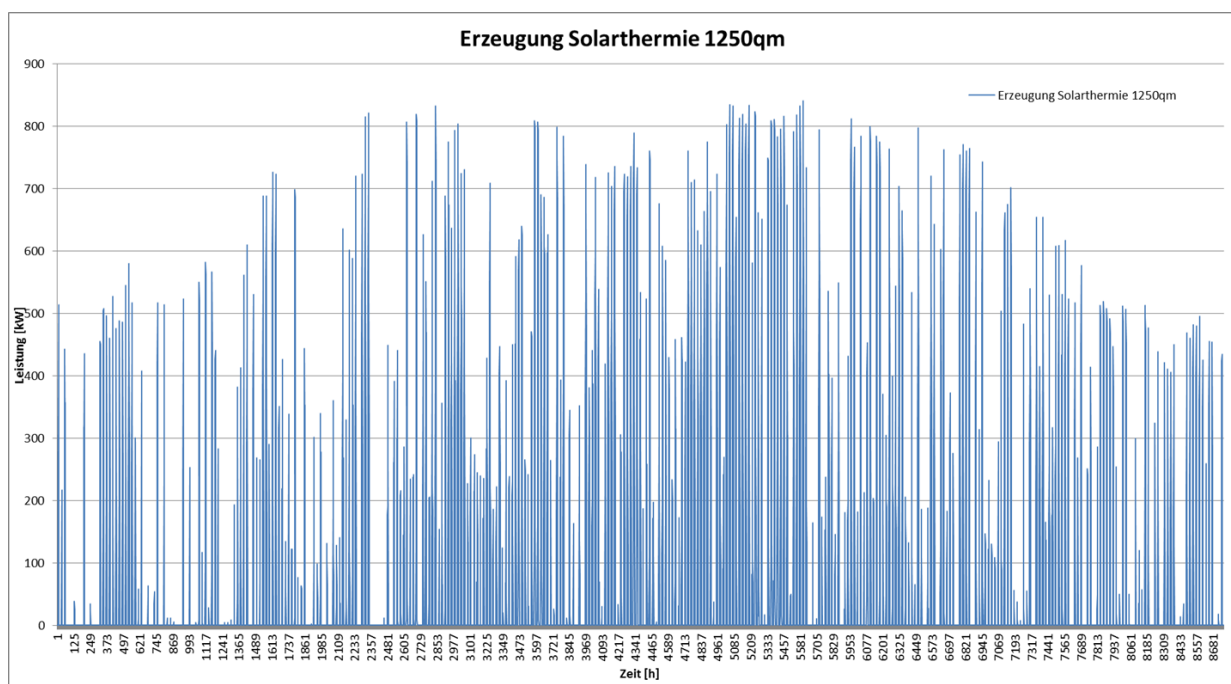


Abbildung 15: Beispielhaftes Erzeugungslastprofil einer Solarthermieanlage mit 1.250 m² Kollektorfläche

Die Gesamtwärmeerzeugung beträgt bei einem spezifischen Ertrag von $540 \frac{kWh}{m^2 a}$ etwa $674.000 \frac{kWh}{a}$. Ähnlich der PV-Anlage, konzentriert sich der Hauptertrag auf die Sommermonate, in denen der Wärmebedarf minimal ist. Hier wird lediglich Brauchwasser benötigt. 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.

4.2 Biomasse

Heutzutage ist der Einsatz von Biomasse, also organischer Substanz als Primärenergieträger weit verbreitet. Insbesondere in der Landwirtschaft werden zum Teil spezifische Nutzpflanzen angebaut, welche über verschiedene Verfahren weiterverarbeitet werden, um schließlich als Energieträger Einsatz zu finden. Biomasse zur Wärme und Stromerzeugung steht in der Regel in fester und gasförmiger Form zur Verfügung. Es wird hier nicht auf Sonderformen eingegangen. Die wichtigsten Primärenergieträger auf Biomassebasis sind Holz (feste Biomasse) oder Biomethan/Biogas (gasförmige Biomasse), das über Vergärung von Biomasse in sog. Biogasanlagen produziert wird. Feste Biomasse als Energieträger als dem Rohstoff Holz steht für Arealversorgungen in der Regel in Form von Holzpellets oder Holz hackschnitzeln zur Verfügung. Im privaten Bereich wird häufig auch Scheitholz eingesetzt (Kaminöfen), dies soll jedoch nicht Inhalt der weiteren Ausführungen sein. Zur Potentialermittlung wird neben einem Überblick über feste Biomasse auch analysiert, welche Synergien durch die Einbindung z.B. einer Biogasanlage mit BHKW zur Nutzung gasförmiger Biomasse im Umkreis des Areals entstehen können.

4.2.1 Feste Biomasse

Wie bereits beschrieben, beschäftigt sich die Potentialermittlung für feste Biomasse mit den Themen Pellets und Hackschnitzel, wie den vor Ort gegebenen Rahmenbedingungen. Grundsätzlich können Pellets oder Hackschnitzel, ähnlich Öl auch unabhängig des Standorts geliefert werden. Im Großhandel ist jedoch häufig schwer oder nicht nachzuvollziehen, woher der Brennstoff stammt, wodurch eine nachhaltige und „grüne“ Versorgung nur auf dem Papier gewährleistet werden kann. Entsprechend sollte auf heimische Produkte geachtet werden, deren Wertschöpfung in der Region bleibt und deren Fertigungsprozess nachvollziehbar ist.

Gemäß Auswertungen des bayerischen Energieatlas verfügt die Stadt Marktoberdorf über rund 87.600 GJ Energiepotential aus Waldholz. Eine genaue Potentialermittlung ist hier nur schwer möglich, da wie bereits angesprochen auch von außerhalb der Region eine Lieferung der Brennstoffe erfolgen kann. Nach Aussage des Auftraggebers verfügt die Stadt Marktoberdorf über Waldgebiete, was wiederum den Einsatz von Holz hackschnitzeln begünstigen würde, da diese aus den eigenen Wäldern bereitgestellt werden könnten.



Energiepotential aus Waldderholz	
Gemeinde	Marktoberdorf
Energiepotential Waldholz je ha Gemeindefläche (GJ/ha)	9,20145
Energiepotential Waldholz (GJ)	87600
> Ansprechpartner Biomasse > Checkliste Biomasse	
RW 4396888.0, HW 5293192.0 (GK, 12°)	

Abbildung 16: Energiepotential Waldholz im Gebiet der Stadt Marktoberdorf [5]

Für den Einsatz von Holzpellets spricht hingegen, dass in unmittelbarer Nähe der Stadt Marktoberdorf ein regionaler Pelletslieferant seine zentrale Fertigung aufgebaut hat. Somit wäre die Vorgabe einer regionalen, nachhaltigen und regenerativen Versorgung sichergestellt.

Aufgrund der oben genannten Rahmenbedingungen wird davon ausgegangen, dass ausreichend energetisches Potential zum Einsatz fester Biomasse in der Region vorhanden ist, und die Technologie als Variante in der Konzepterstellung berücksichtigt werden sollte.

Eine noch zu beachtende Technologie als Schnittmenge fester und gasförmiger Biomasse sind Holzvergaser-BHKWs, die aus fester Biomasse über eine Vergasung sog. Holzgas herstellen, das dann wiederum wie Erdgas oder Biomethan in einer KWK-Anlage verbrannt werden kann. Hierbei handelt es sich jedoch um eine, insbesondere im kleinen Leistungsbereich, eher störanfällige Erzeugungstechnologie, da insb. die Vergasung der Biomasse enorm stark von der Qualität der Pellets oder Hackschnitzel abhängt. Da infolgedessen kein Vorteil im vorliegenden Fall zu erkennen war, wurde entschieden, die Technologie in der weiteren Betrachtung nicht näher zu untersuchen.

4.2.2 Gasförmige Biomasse

Erneut ausgehend von den Daten des bayerischen Energieatlas wurden die in und um Marktoberdorf vorhandenen Biomasseanlagen identifiziert und abgeschätzt, ob eine Nutzung der Abwärme der häufig eingesetzten BHKWs als Erzeuger zur Einspeisung in ein Quartiersnetz möglich ist. Die im Energieatlas gelisteten Anlagen zeigt Abbildung 17. Es ist zu erkennen, dass es nur eine kleine Anzahl in direkter Umgebung gibt, die als potentielle Erzeuger für das Arealnetz in Frage kommen würden. Die beiden nächstgelegenen, einmal Biogasanlage mit 600 kW_{el} und Mikro-KWK-Anlage in Betrieb der Stadt Marktoberdorf speisen bereits in das im Stadtzentrum von Marktoberdorf vorhandene Fernwärmenetz ein. Alle anderen angegebenen Anlagen sind bezüglich der Entfernungen deutlich zu weit vom Areal entfernt und kommen entsprechend nicht in Frage.

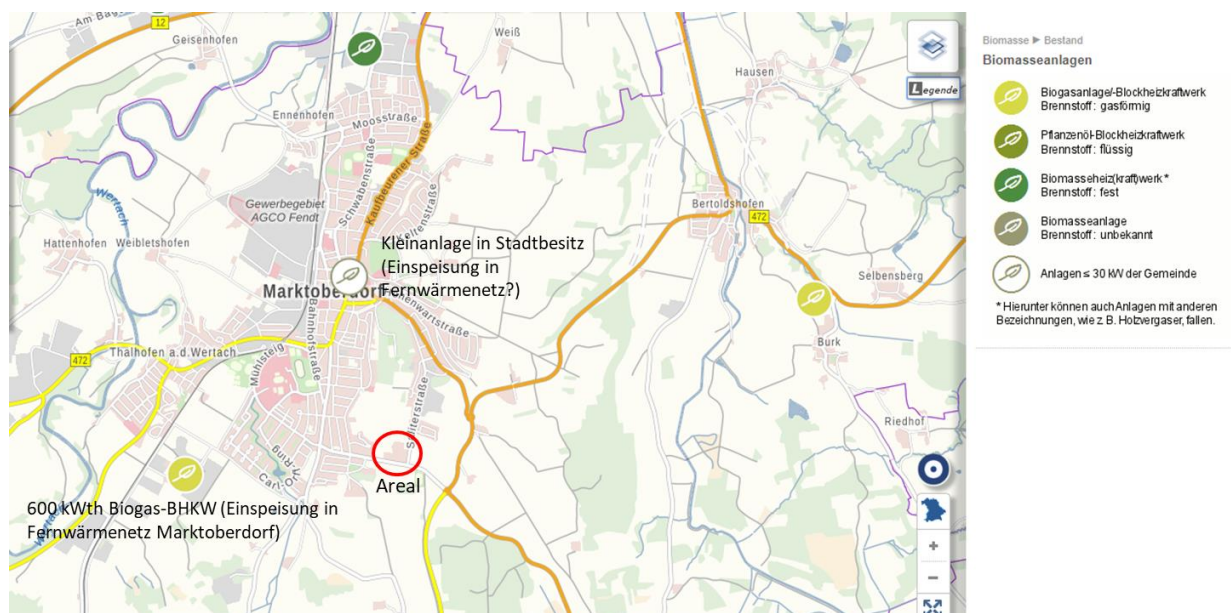


Abbildung 17: Eingetragene Biogasanlagen [5]

Somit gibt es für den vorliegenden Fall der Arealversorgung kein Potential bezüglich der Nutzung von gasförmiger Biomasse oder der Einbindung bestehender Erzeuger in das Arealnetz. Aus diesen Gründen ist die Technologie für die weitere Konzeptausarbeitung in diesem Rahmen nicht weiter zu betrachten.

Eine bilanzielle Belieferung eines lokalen BHKWs innerhalb des Areals kann selbstverständlich über Verträge immer erfolgen, eine Nutzung kann unter Umständen entsprechend sinnvoll sein und sollte zumindest für die Konzepterstellung berücksichtigt werden.

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 Warmwasser erzeugt. Diese Technologie ist insb. im Neubau von Einfamilienhäusern beliebt, da so eine thermisch autarke und weitgehend regenerative Versorgung, unabhängig eines Gasnetzanschlusses realisierbar ist.

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 Brunnenystem. 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

Der Umweltatlas gibt erste grundlegende Informationen zur Nutzungsmöglichkeit von Erdwärmesonden. Einerseits können dort die bereits installierten und gemeldeten Sonden abgerufen, andererseits auch weiterführende Informationen zu Bodenbeschaffenheit, Bohrrisiken und Genehmigungsfähigkeit eingeholt werden.

Die erste Analyse im Raum Marktoberdorf ergab, dass verhältnismäßig wenige Sonden installiert sind. Innerhalb Marktoberdorfs werden vier Sonden angezeigt, im weiteren Umfeld zusätzliche vier. Direkt im Arealumkreis sind keine Erdwärmesonden in Betrieb. Grundsätzlich lässt dies darauf schließen, dass die geologischen Verhältnisse nur bedingt für den Einsatz von Erdwärmesonden sprechen. Eine weitergehende Standortanalyse zeigte, dass sowohl für Erdwärmesonden, als auch –kollektoren und Grundwasserwärmepumpen eine Stadtorteignung besteht. Bezüglich der Bohrtiefe ist im ersten Schritt eine Einschränkung bis maximal 50 Meter Bohrtiefe vorgegeben, dies wurde im Rahmen des Berichts jedoch noch nicht mit der zuständigen Behörde abgeklärt. Konservativ gesehen wird die Einschränkung zunächst als gegeben betrachtet. Weiterhin ergibt sich aus den Daten des Umweltatlas, dass keine bekannten Bohrrisiken vorhanden sind und die Wärmeleitfähigkeit bis 100 Meter Tiefe bei rund 2,0 bis 2,2 $\frac{W}{mK}$ liegt. Die spezifische Entzugsleistung wird aufgrund der mäßigen Datenlage mit 20, 40 und 60 $\frac{W}{m}$ angenommen und die Entzugsleistung der Einzelsonde jeweils mit einer Bohrtiefe von 50 Metern und 100 Metern berechnet. Ein Wert von rund 50 $\frac{W}{m}$ spezifischer Entzugsleistung ist typisch, weshalb die Werte 20, 40 und 60 angenommen wurden. Final kann die Entzugsleistung nur über eine Testbohrung und einen speziellen Test ermittelt werden (Thermal Response Test – TRT). Vor Umsetzung einer Erdwärmesonde(nanlage) ist dieser unbedingt zu durchzuführen. Im Rahmen der Berichtserstellung lagen keinerlei Testergebnisse vor, weshalb das Potential zunächst über Kennwerte abgeschätzt wurde.

Die Installation der Erdwärmesonden kann aufgrund der geringen Flächenverfügbarkeit z.B. unter der Bodenplatte der Gebäude erfolgen. Es ist nicht davon auszugehen, dass bei den Sonden Defekte auftreten. Dennoch müsste eine Entscheidung dann frühzeitig und deutlich vor Baubeginn getroffen werden. Dies schließt auch bereits weitergehende Untersuchungen wie die Probebohrungen und relevante Tests mit ein.

Nachdem hier primär ein zentrales Energieversorgungskonzept erarbeitet wird, ist eine verteilte Installation von Sonden nicht zielführend, da entweder eine hydraulische Kopplung aller Sondenfelder zum zentralen Erzeuger (Großwärmepumpen) aufgebaut werden muss oder dezentral jedes Gebäude seine eigene Erzeugung für Heizwärme erhält, was aus kostentechnischer Sicht nicht sinnvoll erscheint. Weiterhin ergibt sich dann das zusätzliche Problem, dass die Brauchwasserbereitung über die Wärmepumpen nur bedingt möglich ist und somit mindestens ein 2-Leiternetz für eine zentrale Brauchwasserbereitung und Redundanz errichtet werden müsste. Auch dies lässt sich aus der Erfahrung wirtschaftlich nur schwer abbilden. Deshalb wird im vorliegenden Fall ein zentrales Sondenfeld im Bereich der Energiezentrale (unter einem der fünf „Höfe“) betrachtet, das über eine zentrale

Großwärmepumpe nutzbar gemacht werden soll. Auf dieser Grundlage wurde die Fläche des Hofes WA2 (siehe Abbildung 1) herangezogen. Das Ergebnis ist in Abbildung 18 zu sehen. Grundlage hierfür waren allgemeine Vorgaben zu Abständen (6 Meter zwischen zwei Sonden) und Bohrtiefen (50 Meter und 100 Meter falls möglich). Insgesamt können so **maximal 81 Sonden** installiert werden. Je nach Bohrtiefe und spezifischer Entzugsleistung ergeben sich die folgenden Gesamtentzugsleistungen.

	Entzugsleistung bei Bohrtiefe 50 Meter [kW]	Entzugsleistung bei Bohrtiefe 100 Meter [kW]
20 W/m	81	162
40 W/m	162	324
60 W/m	243	468

Tabelle 2: Entzugsleistungen des geplanten Erdwärmesondenfelds in kW gemäß unterschiedlicher Rahmenbedingungen

Es zeigt sich die große Spreizung zwischen 81 kW und 468 kW Entzugsleistung je nach spezifischer Entzugsleistung pro Meter und Bohrtiefe der einzelnen Sonden.

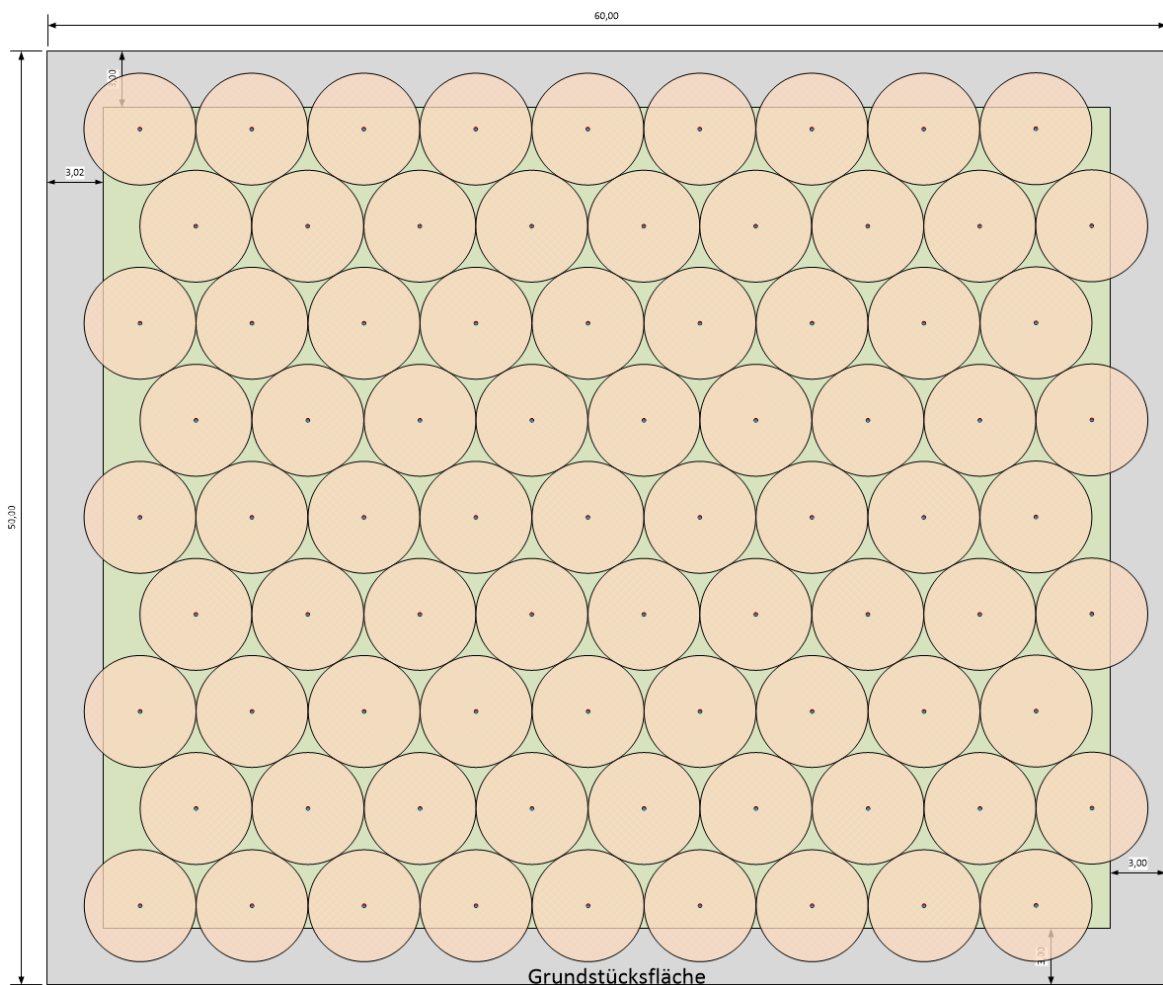


Abbildung 18: Auslegung eines Sondenfelds auf der Fläche des Hofes WA2

Konservativ wird mit einem Wert von ca. 160 kW Entzugsleistung gerechnet. Dieser entspricht in etwa einem Feld mit 81 Sonden, 50 Meter Bohrtiefe pro Sonde und $40 \frac{W}{m}$ spezifischer Entzugsleistung.

Auf Grundlage der nun definierten Entzugsleistung ergibt sich je nach Betriebspunkt der Wärmepumpe ein unterschiedlicher COP und folglich auch eine jeweils spezifische Heizleistung. Diese ist in folgender Abbildung dargestellt.

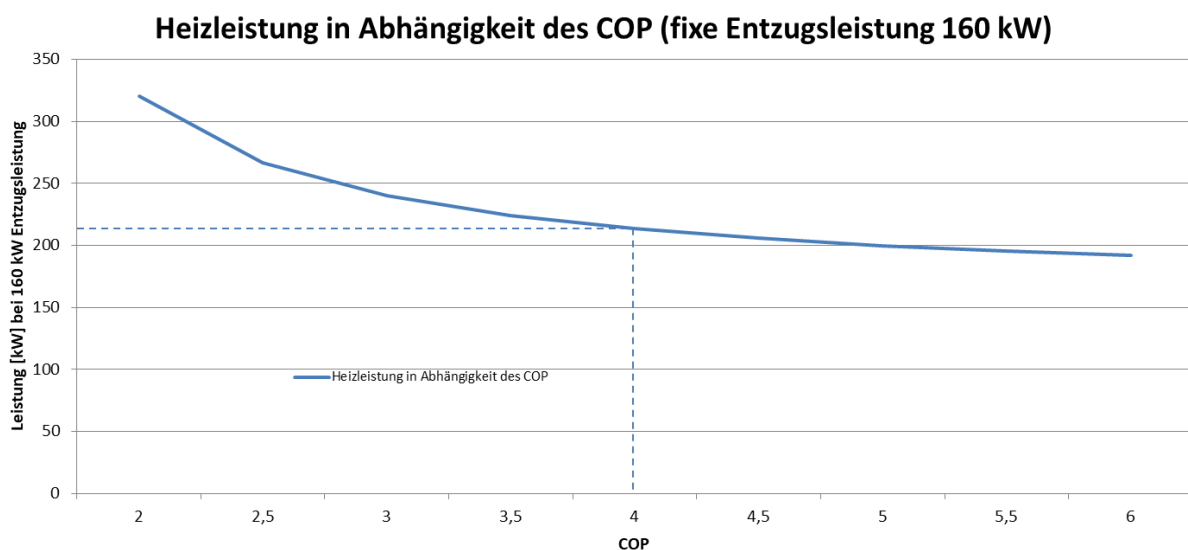


Abbildung 19: Wärmepumpenheizleistung in Abhängigkeit einer fixen Umweltwärmeleistung

Für Sole-Wasser-Wärmepumpen mit Erdwärmesonden kann in etwa 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. Davon ausgehend beträgt die rechnerische Heizleistung einer Wärmepumpe mit COP von 4 rund 216 kW, die zentral aus dem Erdwärmesondenfeld erzeugt werden können.

Auch unter konservativen Annahmen, wie oben gezeigt, kann eine gewisse Heizleistung aus Umweltwärme bereitgestellt werden. Da die Möglichkeit der Erdwärmesondennutzung grundsätzlich, unabhängig der energetischen Parameter, als gegeben angesehen wird, sollte die Technologie in jedem Fall im Rahmen der Konzepte weiter untersucht werden.

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 ergab, dass im Umfeld des Areals keine Grundwasserwärmepumpenanlagen in Betrieb sind. Anhand einer weiteren Analyse umliegender Bohrungen bzgl. möglicher Hinweise auf Grundwasserstände und -tiefen konnte der Schluss gezogen werden, dass eine Grundwassernutzung tendenziell nur mit hohen Erschließungskosten möglich ist. Die Basis dieser Einschätzung wird im Folgenden erläutert.

Ingenieurgeologisches Gutachten

Das vorliegende ingenieurgeologische Gutachten geht ebenfalls auf die Grundwasserumstände ein. Dort wird beschrieben, dass der Grundwasserspiegel im südlichen Teil des Erschließungsgebiets bei etwa 13 bis 17 Meter unter Geländeoberkante (GOK) vermutet wird. In Richtung des steilen Hangs im nördlichen Teil liegen aufgrund der geologischen Verhältnisse vermutlich grundwasserfreie Bereiche vor. Eine thermische Grundwassernutzung ist nach Einschätzung der Gutachter im nördlichen Bereich nicht möglich, im südlichen Bereich aufgrund der vermuteten Tiefe der Grundwasservorkommen auch nur mit hohem finanziellen Aufwand. Bei den Rammkernbohrungen zur Untersuchung des Untergrunds, welche bis maximal 6 Meter Tiefe ausgeführt wurden konnte kein Grundwasser angetroffen werden.

Umweltatlas

Die Daten des Umweltatlas stützen die Ergebnisse des Baugrundgutachtens.

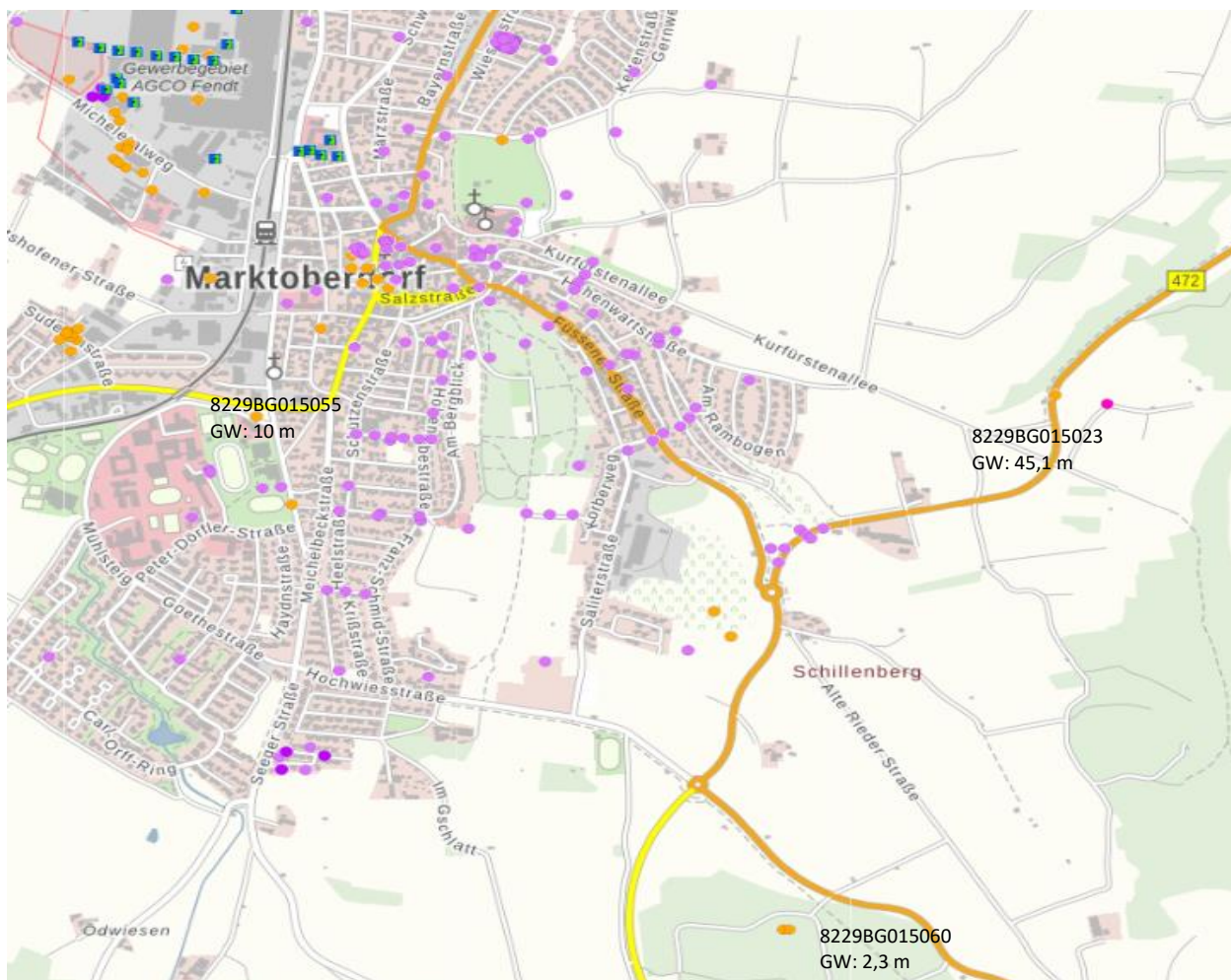


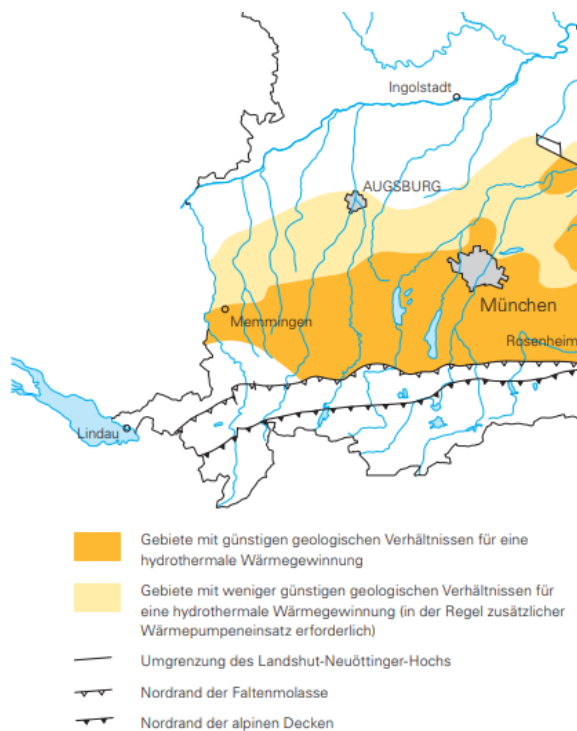
Abbildung 20: Abschätzung der Grundwasserverfügbarkeit gemäß Bohrungen im Umweltatlas [6]

In Abbildung 20 ist zu erkennen, dass je nach Lage um das Baugebiet ein sehr inhomogener Grundwasserspiegel vorherrscht. Die Bohrung im östlichen Bereich geht von einer Grundwassertiefe von ca. 45 m unter GOK aus, im südlichen Bereich wurde bereits bei etwas über 2 m ein Grundwasservorkommen entdeckt. In der Stadtmitte konnte bei Bohrungen eine Grundwassertiefe von ca. 10 m unter GOK ermittelt werden.

Auf Basis dieser Daten ist keine fundierte Aussage zu möglichen Potentialen zur thermischen Grundwassernutzung möglich. Tendenziell ist eine Erschließung eines vermuteten Grundwasservorkommens ca. 15 m unter GOK voraussichtlich nicht wirtschaftlich, insb. deshalb, weil keine Aussage über Temperaturniveaus und Durchflussmengen getroffen werden kann. Aus oben genannten Gründen wird die Weiterverfolgung der Grundwassernutzung nicht empfohlen.

4.4 Tiefengeothermie

Das bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie hat bereits 2012 einen *Bayerischen Geothermieatlas* herausgegeben. Dieser bezieht sich auf wirtschaftliche und technische Rahmenbedingungen zur hydrothermalen Energiegewinnung. Bis etwa zu einer Tiefe von



400 m unter GOK wird die geothermische Energiegewinnung als *oberflächennah* bezeichnet. Wie in Kap. 4.3.1 bereits beschrieben, werden Erdwärmesonden meist nur bis zu einer maximalen Tiefe von rund 100 m eingesetzt, da darüber hinaus zusätzliche Anforderungen aus dem Bergrecht entstehen. Aufgrund der steigenden Temperatur bei steigender Tiefe und rund 3 K pro 100 m herrschen in Tiefen über 400 m bis zu mehreren 1.000 m ganzjährig deutlich höhere Temperaturen als im oberflächennahen Bereich. Für die Tiefengeothermie gibt es zwei Arten, die hydrothermale und die petrothermale Energiegewinnung. Nähere Informationen hierzu sind dem Bayerischen Geothermieatlas zu entnehmen.

Abbildung 21: Möglichkeit zur hydrothermalen Energieerzeugung aus Tiefengeothermie in Südwestbayern [7]

Allgemein lässt sich bezüglich der Tiefengeothermie sagen, dass diese im südbayerischen Raum und auch im Raum Marktoberdorf grundsätzlich nutzbar ist, bzw. dort günstige Verhältnisse dafür bestehen. Dies ist in Abbildung 21 zu sehen. Der rein technischen und geologischen Nutzungsmöglichkeit stehen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gegenüber. Da es sich bei Tiefengeothermiebohrungen um ein sehr aufwändiges Verfahren handelt, sind die initialen Investitionen in eine Erschließung extrem hoch. Außerdem ist aufgrund der geologischen Vorgaben eine Nutzung nur selten möglich, weshalb die Technologie auch nicht „flächendeckend“ eingesetzt wird. Hierdurch ist zu erwarten, dass sich die Technologie auch mittel- bis langfristig nur in Sonderfällen umsetzen lässt, wodurch es voraussichtlich keinen „Massenmarkt“ dazu geben wird und eine Preisdegradation, wie sie z.B. bei PV-Modulen oder elektrischen Batteriespeichern durch den zunehmenden Einsatz einstellt.

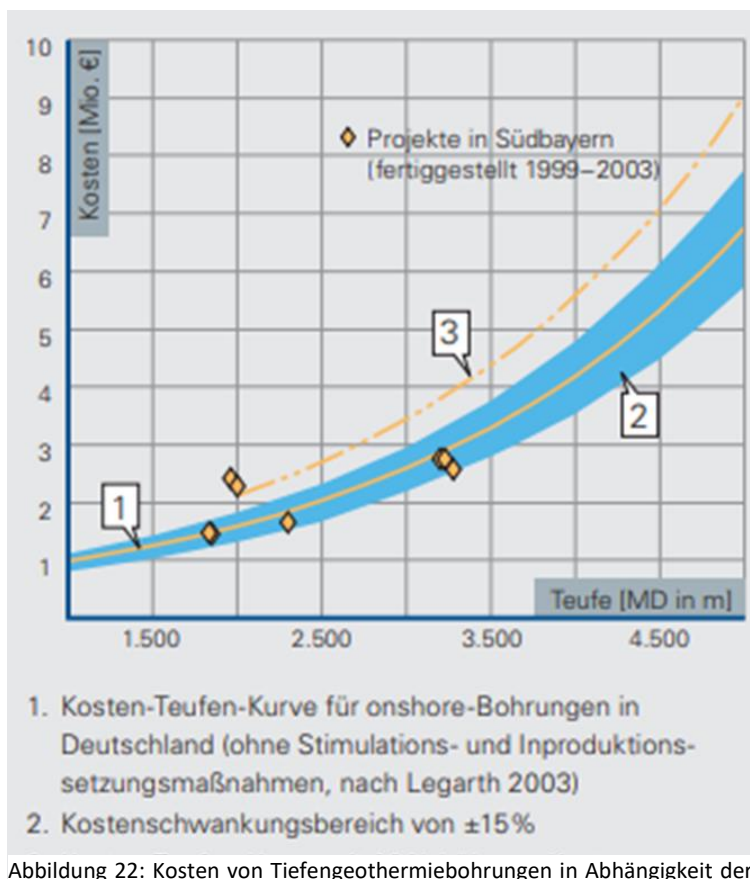


Abbildung 22: Kosten von Tiefengeothermiebohrungen in Abhängigkeit der Endteufe bezogen auf umgesetzte Projekte in Südbayern [7]

nebenstehende Abbildung 22. Aus der Abbildung geht weiterhin hervor, dass eine genaue Kostenabschätzung kaum möglich ist und auch deutliche Mehrkosten entstehen können, da bei derartigen Bohrungen nicht selten unvorhergesehene Schwierigkeiten auftreten. Eine genaue Kostenindikation für die Wirtschaftlichkeitsberechnung ist somit nicht möglich.

Ein sinnvoller Einsatz von Tiefengeothermie ist z.B. im Gewerbeumfeld (hohe gleichzeitige Strom- und Wärmeabnahme), bei Thermalbädern oder in großen Fernwärmenetzen, jedoch nicht für Wohnareale mit einer Wärmeabnahme von ca. 1 GWh pro Jahr, wie im vorliegenden Fall. Es ist mit großer Wahrscheinlichkeit keine wirtschaftliche Umsetzbarkeit gegeben, weshalb empfohlen wird, die Technologie „Tiefengeothermie“ nicht weiter im Rahmen des Projektes zu betrachten.

4.5 Abwärme

Eine weitere relevante Umweltquelle, neben der angesprochenen Geothermie und solarer Erzeugung ist die Nutzung von Abwärme. Abwärme beschreibt die von Lebewesen oder technischen Geräten

erzeugte und an die Umgebung abgegebene thermische Energie. Hierbei gibt es verschiedene Formen der Abwärme:

1. Industrielle Abwärme
2. Abluft/Abgas
3. Abwasser/Mischwasser

Der Begriff „Abwärme“ wird meist klassischerweise mit der industriellen Abwärme assoziiert. Diese entsteht z.B. aus Produktionsprozessen oder der Kühlung in Gewerbebetrieben und kann in der Regel vom Industrieunternehmen nicht mehr (vollständig) genutzt werden. Sie ist somit als Abfallprodukt zu klassifizieren und wird entsprechend an die Umgebung abgegeben. Abhängig vom Temperaturniveau der Abwärme kann diese extern verwendet werden um beispielsweise Gebäude zu beheizen oder Brauchwasser zu erzeugen. Wichtig hierfür ist die räumliche Nähe der Abwärmequelle zu möglichen Wärmesenken. Wie bereits angesprochen ist ebenfalls das Temperaturniveau der Abwärmequelle ausschlaggebend für eine mögliche Nutzung. Die in Industriebetrieben erzeugte Abwärme wird, sofern möglich und wirtschaftlich innerhalb des Betriebs genutzt. Nur die nach interner Nutzung verfügbare thermische Energie steht als Quelle zur externen Abwärmenutzung zur Verfügung. Bei Analyse der um das Areal liegenden Gebiete zeigt sich, dass dort kein produzierendes Gewerbe oder sonstige Industrieunternehmen, bei denen Abwärme zu erwarten wäre, befinden. Im westlichen Bereich ist ausschließlich Wohnbebauung zu finden, südlich ist landwirtschaftliche Fläche, nördlich grenzt ebenfalls landwirtschaftliche Fläche und Wohnbebauung an das Areal. Einziges gewerbliches Unternehmen ist ein Bau- und Landwirtschaftsmaschinenhandel nordöstlich des Areals, in etwa 500 m Entfernung. Es ist nicht damit zu rechnen, bei einem Handelsunternehmen relevante Abwärmemengen anzutreffen, dass eine Erschließung mit entsprechender Leitungslänge lohnend wäre.

Neben der industriellen Abwärme kann auch Abwärme aus Abluft oder Abgas entstehen. Die Argumentation für diese Abwärmeform ist analog zum Absatz über industrielle Abwärme, da keine großen Erzeuger oder Maschinen mit Abluft- oder Abgaswärme vorhanden sind. Eine Abwärmenutzung aus Abgas ist z.B. über Brennwertnutzung der Energieerzeuger („Brennwertkessel“) möglich und in der heutigen Zeit Stand der Technik. Über einen Abgaswärmetauscher kann dem bei der Verbrennung des Energieträgers (Gas, Öl, Pellets, etc.) entstehenden Abgas die Kondensationswärme entzogen werden, wodurch bei gleichem Primärenergieeinsatz eine größere Wärmemenge erzeugt werden kann.

Ebenfalls unter die Kategorie Abwärme fallen Misch- bzw. Abwasser, die in Deutschland meist in Kanälen gesammelt und in eine Kläranlage zu Aufbereitung geleitet werden. In direktem Umfeld des Areals befindet sich ein Mischwassersammler, dieser führt entsprechend Abwasser aus Wohngebäuden (Schmutzwasser) und Regenwasser für die Entwässerung. Im Folgenden wird nur noch auf die Bezeichnung Mischwasser bzw. Mischwasserkanal zurückgegriffen. Der Vorteil von Mischwasserkanälen ist das verhältnismäßig hohe Temperaturniveau, das oftmals ganzjährig im Bereich von Grundwassertemperaturen oder darüber liegt. Aufgrund des Schmutzwarmwassereintrags der Wohngebäude ist auch im vorliegenden Fall ganzjährig mit nutzbaren Temperaturniveaus im Kanal zu rechnen. Großer Nachteil gegenüber z.B. der energetischen Nutzung von Grundwasser ist, dass der Durchfluss zum Teil stark fluktuiert. Dies ist insbesondere dann zu erwarten, wenn alle angeschlosse-

nen Gebäude eine ähnliche Nutzungsart (z.B. Wohnen) aufweisen. Ausschlaggebend neben dem Temperaturniveau ist auch hier der Durchfluss. Bei Grundwasser fällt dieser meist konstant ganzjährig an, mit zum Teil saisonalen Schwankungen was Volumenströme und Temperaturen betrifft. Bei der energetischen Nutzung von Mischwasserkanälen ist der minimale Trockenwetterabfluss relevant. Dieser gibt an, mit welchem Volumenstrom im worst case zu rechnen ist. Darauf muss letztlich die Versorgung ausgelegt werden, da im schlechtesten Fall auch bei minimalem Volumenstrom die Wärmeversorgung gewährleistet sein muss. Dies stellt sich häufig als limitierender bzw. kritischer Faktor bei der Mischwassernutzung heraus. Wie bereits beschrieben ist ein Mischwassersammler in der Hochwiesstraße südlich des Areals vorhanden, theoretisch besteht also die Möglichkeit zur energetischen Nutzung. Im Folgenden soll anhand der verfügbaren Daten abgeschätzt werden, wie hoch die potentielle Entzugsleistung ist und ob die Nutzung auch realistisch und wirtschaftlich umgesetzt werden kann.

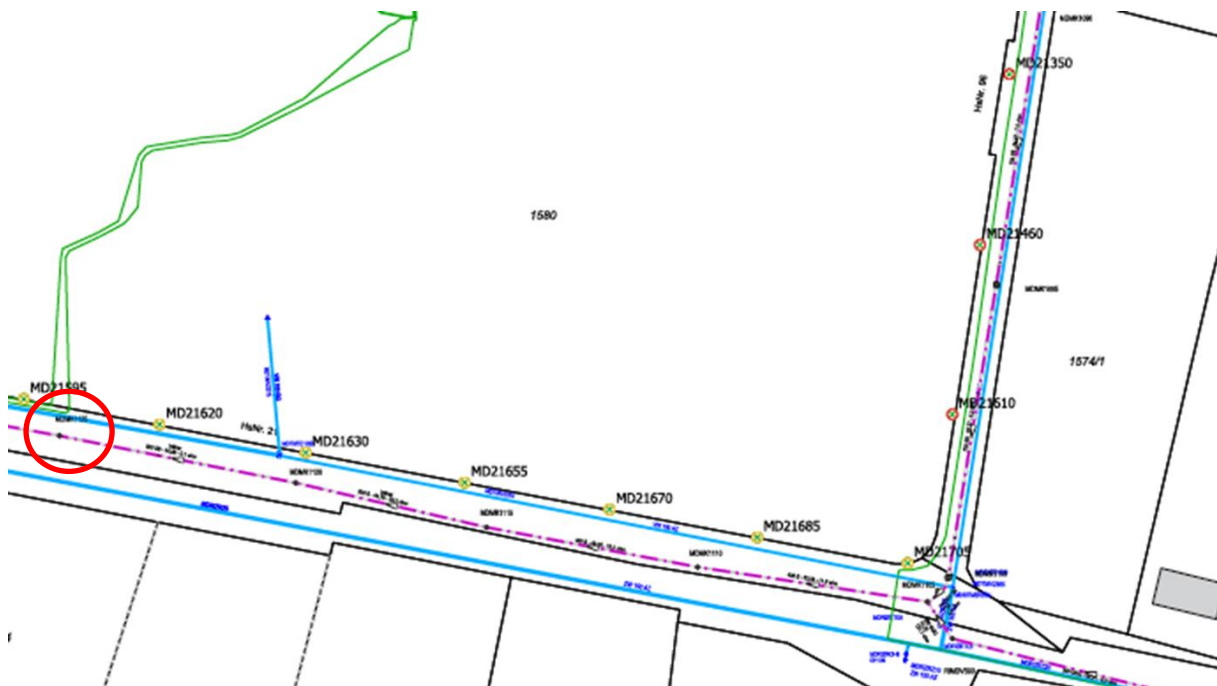


Abbildung 23: Mischwasserkanal in der Hochwiesstraße (pink) mit Schacht MDMK1125 (rot) [8]

Abbildung 23 zeigt den relevanten Planausschnitt der Mischwasserinfrastruktur um das geplante Areal mit dem für die Betrachtung analysierten Schacht MDMK1125.

Es ist zu erkennen, dass aus Norden kommend (Saliterstraße) in der Hochwiesstraße eine Kopplung zweier Mischwasserkanalstränge erfolgt. Der Sammler wird dann Richtung Westen zur Stadt hin geführt und nimmt dort vermutlich weitere Mengen Schmutzwasser auf, bevor er in einen weiteren Sammler oder eine Kläranlage geleitet wird. Zur energetischen Nutzung sind nur die auf Höhe der Hochwiesstraße bzw. des Areals anfallenden Volumenströme relevant. Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung waren keine energetischen Untersuchungen zum Kanal vorhanden, weshalb anderweitig eine Abschätzung zu den Trockenwetterabflüssen getroffen werden muss.

Dafür wird auf Daten der Kanalnetzrechnungen, sowie die Erfahrungen und Aussagen der verantwortlichen Personen des Tiefbauamts Marktoberdorf zurückgegriffen. Für die Kanalnetzrechnungen liegen Werte der Schächte MDMK1080 bis MDMK1155 vor. Relevant im Umkreis des Areals sind die Schächte MDMK1105 bis MDMK1125, da diese in der Hochwiesstraße verlaufen und den maximal nutzbaren Volumenstrom führen. Für vorgelagerte Kanalabschnitte sind die Volumenströme stets kleiner gleich der oben genannten relevanten Abschnitte. Abbildung 24 zeigt den Ausschnitt der Kanalnetzrechnung. Der rot umrandete Wert gibt den konstanten Zufluss des Schachtes an. Dieser liegt bei $0,00 \frac{l}{s}$. Entsprechend ist davon auszugehen, dass es keinen dauerhaften Zufluss gibt und im worst case der Trockenwetterabfluss bei $0,00 \frac{l}{s}$ liegt. Daraus lässt sich ableiten, dass eine energetische Nutzung des Kanals nicht sinnvoll ist.

1	MDMK1125	MDMK1125	MDMK1130		740,62	740,35	735,22	734,73	53,01	9,28	0,11	0,06	2	0,00	0,00		
2		1	500	500	0,00	0,00	1,50	0	0	0,00	0,00	0,00	500	500	0,20	0,37	1,86

Abbildung 24: Ergebnisse der Kanalnetzrechnungen des relevanten Schachts MDMK1125 (rot : konstanter Zufluss) [9]

Nachdem es sich bei oben genannter Vorgehensweise um theoretische Berechnungen handelt, wurde weiterhin in Absprache mit dem Tiefbauamt Marktoberdorf abgeschätzt, wie die reale Situation aussieht und ob die Berechnungsgrundlagen dadurch validiert werden können.

Es wurde mitgeteilt, dass der Kanal in der Saliterstraße lediglich für die Entwässerung von ca. 30 Einfamilienhäusern im nördlichen Bereich des Areals genutzt wird. Dies geht auch aus den Untersuchungen des Berichts hervor. Der vorgelagerte Kanal in der Hochwiesstraße (östlich gelegen, vor Zusammenführung mit dem Kanal aus der Saliterstraße) beinhaltet eine Pumpanlage mit einer maximalen Durchflussmenge von $6 \frac{l}{s}$. Hierbei handelt es sich um einen Maximalwert, der nicht für die mögliche Nutzung angesetzt werden kann. Entsprechend ist auch hier davon auszugehen, dass der minimale Trockenwetterabfluss bei abgeschalteter Pumpe bei $0 \frac{l}{s}$ liegt.

Auf Basis sowohl der Kanalnetzrechnungen, als auch der Gespräche und Abstimmungen mit dem Tiefbau Marktoberdorf bzgl. „realer“ Werte ist davon auszugehen, dass der minimale Trockenwetterabfluss bei $0 \frac{l}{s}$ liegt und entsprechend eine Nutzung für energetische Zwecke bereits technisch nicht möglich wäre, und insb. wirtschaftlich nicht umsetzbar ist.

4.6 Fernwärme

Die Fernwärme Marktoberdorf GmbH betreibt bereits im Stadtkern von Marktoberdorf ein Fernwärmenetz mit hauptsächlich KWK-Einspeisung inkl. mehrerer Spitzenlastkessel. Die verteilten Erzeugungsanlagen speisen dezentral in das Netz ein. Es ist zu prüfen, ob technisch, wirtschaftlich und betrieblich ein Anschluss des Neubaugebiete an das Fernwärmenetz möglich ist und dies entsprechend als Variante zur Erzeugung in Frage kommt.

Ein erster Punkt, der bei grober Analyse auffällt, ist die große Entfernung des bestehenden Wärmenetzes zum Neubaugebiet ehemaliges Krankenhausareal. Je nach möglicher Leitungsführung beträgt die Distanz ca. 1 km. Siehe hierzu folgende Abbildung. Dies würde jedoch auch voraussetzen, dass ein Anschluss bezüglich Leitungsdimensionierung und Druckverlusten an dieser Stelle möglich ist.

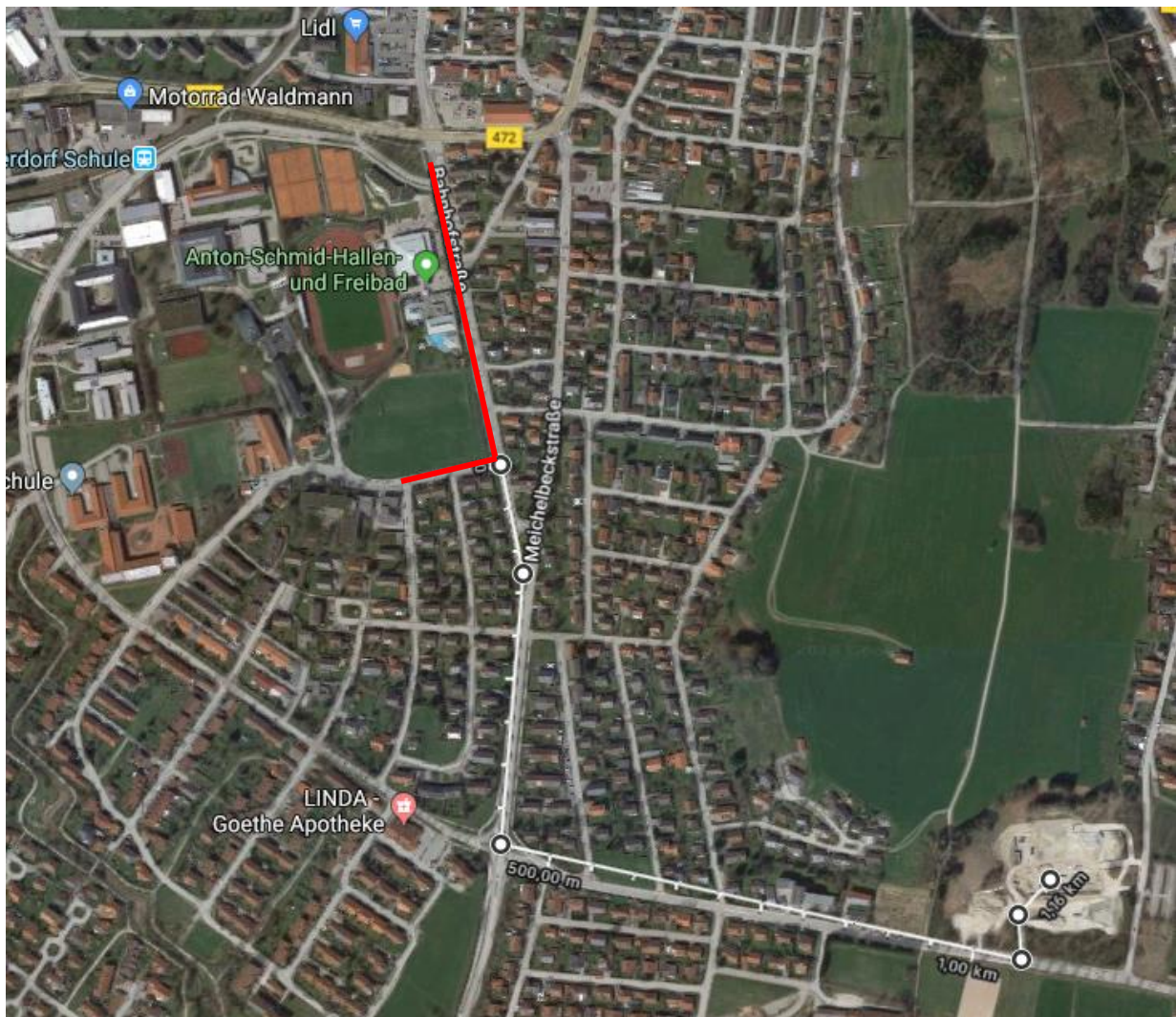


Abbildung 25: Distanz aktuelles Ende (geringste Entfernung) Fernwärme zu Neubaugebiet [10]

Die ermittelte Entfernung von über 1 km würde zu extrem hohen Leitungsverlusten führen, die auch nach Ansicht der Fernwärme Marktoberdorf GmbH nicht anzustreben sind. Im südlichen Bereich der möglichen Erschließung ist nach Aussage der Stadt aufgrund privater Einfamilienhäuser nicht damit

zu rechnen, weitere Anschlussnehmer gewinnen zu können, was die Wärmeverluste und die Strecke zum Areal begünstigen würde. Ein weiterer Punkt sind die erwarteten hohen Kosten für eine Verlegung von über 1 km Trasse in befestigter, asphaltierter Oberfläche. In Kombination mit den Wärmeverlusten ist eine wirtschaftliche und auch ökologisch sinnvolle Umsetzung nicht möglich.

Weiterhin ging aus Aussagen mit der Fernwärme Marktoberdorf GmbH hervor, dass ein zusätzlicher Anschluss dieser Größenordnung auch betriebstechnisch nicht mehr mit den aktuellen Kapazitäten gestemmt werden könnte und somit das Personal der Fernwärmegesellschaft aufgestockt werden muss. Ein Teil der zusätzlichen Kosten wäre dann zwangsläufig im Business-Case der Arealversorgung zu berücksichtigen.

Aus diesen Gründen wurde bereits vor einer detaillierten technischen Prüfung in Abstimmung mit dem Auftraggeber beschlossen, die Variante (teilweise) Versorgung durch Fernwärme Marktoberdorf nicht weiter zu betrachten.

Dennoch wäre es denkbar, zumindest einen Teil der Betriebsführung (z.B. Abrechnung Wärme) in Zusammenarbeit mit der Fernwärme Marktoberdorf GmbH auszuführen, auch um die lokale Akzeptanz zu erhöhen und das vorhandene Know-How im weiteren Projektverlauf zu nutzen.

4.7 Wind

Zur Stromerzeugung ist in Deutschland die Windkraft weit verbreitet. In Norddeutschland (Flachland) herrschen hier gute Voraussetzungen für die Energieerzeugung aus Wind. Der Einsatz von Windrädern bzw. Windkraftanlagen stellt sich für ein Wohngebiet jedoch als nicht praktikabel dar. Dennoch gibt es z.B. über sog. Windwalzen, das Produkt einer deutschen Firma, die Möglichkeit im kleineren Maßstab Windenergie zu nutzen. Hierbei handelt es sich jedoch eher um für Industriehallen konzipierte Anlagen, die im Wohnbereich ebenfalls nicht wirklich einsetzbar sind. Außerdem ist die Technologie noch nicht allzu lange am Markt, weshalb die Kosten noch entsprechend hoch liegen. Diese Technologie hätte eher einen Pilotprojektcharakter, der vom Auftraggeber ausdrücklich nicht gewünscht war. Entsprechend wird die Energiequelle Wind in die Konzeptszenarien nicht berücksichtigt.

4.8 Luft

Naheliegender ist die Nutzung der Energie, die in der Umgebungsluft gespeichert ist, da Luft in praktisch unbegrenzter Menge zur Verfügung steht und dadurch auch das Temperaturniveau, durch höheren Umsatz (Volumenströme) unbedeutender wird, als z.B. bei Grundwasser oder Mischwassernutzung. Die energetische Nutzung der Umgebungsluft basiert grundsätzlich auf der solaren Einstrahlung, wodurch die Luftmassen erwärmt werden. Dennoch ist auch bei kalten Temperaturen noch thermische Energie in der Luft vorhanden, die über immer bessere Wärmepumpen bis zu -20 °C energetisch genutzt werden kann. Die Technologie der Luft/Wasser-Wärmepumpen ist weit verbreitet (insb. im Neubau) und auch bereits weit entwickelt. Mit Hinblick auf ggf. kommende Konzepte zur CO_2 -Vermeidung entstehen hohe (preisliche) Risiken beim Einsatz fossiler Energieträger, weshalb eine strombasierte Versorgung durchaus anzustreben sein kann. Das Potential der Umgebungsluft kann nur schwer beziffert werden, da wie schon angesprochen, die Luft in praktisch unbegrenzter

Menge zur Verfügung steht. Limitierender Faktor könnte im Allgäu eher die Außentemperatur sein. Es entsteht bei dieser Technologie genau das Problem, dass bei den geringsten Außentemperaturen die höchsten Heizleistungen benötigt werden. Bei Betrachtung der Heizleistungskurve in Abhängigkeit der Quelltemperatur für alle Luft/Wasser-Wärmepumpen ist erkennbar, dass sich bei geringen Quelltemperaturen die Heizleistung, sowie der COP deutlich verschlechtern. Bei maximalem Leistungsbedarf kann die Wärmepumpe also nur minimale Leistung liefern, was im Winter zu Versorgungsengpässen führen könnte. Dennoch bietet sich die thermische Nutzung an, da die Quellenererschließung (anders als z.B. bei Erdwärmesonden) praktisch kostenfrei ist und somit wirtschaftlich gesehen ein Vorteil zu erwarten wäre.

4.9 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 im Areal	Realisierbarkeit im Areal	Nachhaltigkeit	Kommentar
Erdgas	Ja	Ja	Nein	Risiko wg. CO2-Steuer
Solare Energie	Ja	Ja	Ja	
Biomasse	Ja	Ja	Ja	
Erdwärme	Ja	Ja	Ja	
Grundwasser	Nein			Nicht verfügbar als Nutzung für Wärmeerzeugung
Abwasser	Nein			Nicht verfügbar als Nutzung für Wärmeerzeugung
Fernwärme	Ja	Nein		Mangelnde Kapazität Fernwärme MOD und Entfernung zum Areal
Wind	Ja	Nein		Windkraft bei enger Bebauung im Wohnquartier kaum umsetzbar
Luft	Ja	Ja	Ja	

Abbildung 26: Zusammenfassung der Quellenverfügbarkeit und-nutzbarkeit

Entsprechend Abbildung 26 stehen die Quellen Biomasse (Pellets, Hackschnitzel), Erdwärme, Luft, Gas (nicht nachhaltig und somit nicht primär zu nutzen) und solare Energie zur Verfügung.

5. Konzeptentwicklung mit verschiedenen Varianten

Hauptaufgabe der vorliegenden Untersuchung ist die Erarbeitung sinnvoller Versorgungskonzepte auf Basis der verfügbaren Quellen im Bereich des Areal gemäß der Potentialabschätzung und Grundlagen der Kap. 3 und 4. Weiterhin ergab sich im Verlauf der Projektbearbeitung, dass aufgrund des zeitlichen Versatzes der Arealerschließung, sowie der Eigentumsverhältnisse der Bauplätze und der Gestaltung des B-Plans ohne Fläche für eine Energiezentrale die Umsetzung dezentraler Konzepte (Versorgung pro Hof) anzustreben ist.

Weiterhin ist abzuschätzen, ob der Aufbau einer zentralen Nahwärmeversorgung sinnvoll sein kann. Hierzu ist die Wärmebedarfsdichte gemäß Leitfaden Energienutzungsplan zu berechnen. Der Leitfaden [ENP] geht von einem Grenzwert von ca. $150 \frac{MWh}{ha \cdot a}$ aus, ab der eine zentrale Versorgung anzustreben ist. Das Areal Hochwiesstraße hat eine Fläche von ca. 4,7 ha bei einem Wärmebedarf von rund 1.250 MWh. Entsprechend ergibt sich die Wärmebedarfsdichte zu $266 \frac{MWh}{ha \cdot a}$ und somit könnten zentrale Konzepte grundsätzlich sinnvoll sein. Dennoch werden aufgrund bereits angesprochener Gründe ebenfalls dezentrale Versorgungen pro Hof untersucht, um alle Eventualitäten abdecken zu können und dem Anspruch eines umfassenden Energienutzungsplans gerecht zu werden.

5.1 Zentrale Konzepte

Daraus und aus den Potentialabschätzung der Quellen wurden die folgenden Varianten abgeleitet und im weiteren Verlauf sowohl technisch, als auch wirtschaftlich bewertet.

Quelle	Variante 1	Variante 1a	Variante 2	Variante 3	Variante dez	Variante Pellets
Solar	✓	✓	(✓)	(✓)	✓	(✓)
Biomasse	-	-	✓	-	-	✓
Geothermie	✓	-	-	-	-	-
Tiefengeothermie	-	-	-	-	-	-
Abwärme	-	-	-	-	-	-
Erdgas	✓	✓	✓	✓	✓	-

Abbildung 27: Erarbeitung möglicher Wärmeversorgungskonzepte unter Berücksichtigung der verfügbaren Quellen und Infrastrukturen im und am Areal

Es ist zu erkennen, dass beinahe alle Konzepte in irgendeiner Form auf gasbasierte Erzeugung zurückgreifen. Auf Wunsch der Stadt Marktoberdorf wird noch eine 100 % regenerative Versorgung auf Pelletsbasis berechnet.

Variante 1 stellt sich als „innovative“ Variante dar, mit dem Anspruch, einen maximalen Anteil an Energie aus Umweltwärme über effiziente Wärmepumpen nutzbar zu machen.

Variante 1a nutzt neben einer, Großteils auf gasbasierten Erzeugern aufgebauten Versorgung solarthermische Anlagen zur Integration regenerativer Wärme.

Variante 2 stellt eine als wirtschaftlich umsetzbare Mischvariante mit Grundlast-BHKW, Erdgasspitzenlastkessel und Pellets mittellastkessel primär zur Heizwärmeerzeugung im Winter dar.

Variante 3 wird voraussichtlich durch den Einsatz von BHKW und Erdgaskessel das am ehesten wirtschaftlich darstellbare Konzept sein. Fehlend sind hier jegliche Innovation, sowie erneuerbare Wärmeerzeugung, wodurch zwar einerseits Kosten gespart werden können, jedoch dem Anspruch der Stadt Marktoberdorf zum aktiven Beitrag zum Klimaschutz nicht genüge getan wird. Weiterhin ist zu erwarten, dass durch den hohen Erdgaseinsatz ein schlechter Primärenergiefaktor resultieren wird.

Parallel zu den zentralen Wärmenetzkonzepten wurde ebenfalls eine Untersuchung dezentraler Versorgungsformen betrachtet. Das dezentrale Konzept basiert auf Variante 1a, jedoch pro Gebäude separat, ohne Wärmeleitungen und Wärmetransport über die jeweiligen Gebäudegrenzen hinweg.

Wie bereits angesprochen, sollte ebenfalls als Benchmark ein rein erneuerbares Konzept untersucht werden. Aufgrund der Rahmenbedingungen und der möglichen Quellen wurde hier lediglich eine reine Pelletsversorgung als realistisch angesehen.

Ebenfalls wurde in Gesprächen der Wunsch geäußert, eine der Varianten für eine deutlich geringere Abnahme (3 anstatt 5 Höfe) zu berechnen, um die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und Anlagenauslegung zu sehen.

Weiterhin gibt es für alle Konzepte gewisse Rahmenbedingungen und Annahmen zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit, die im Folgenden kurz dargestellt werden.

Kalkulationszinssatz:	3%
Stufenweiser Zubau:	50% in Jahr 1 und 2, 100% ab Jahr 3
Reinvestitionen:	BHKWs nach 60.000 Volllaststunden (abhängig der BHKW-Auslegung)
Baukostenzuschuss:	250.000 € einmalig (50% in Jahr 1 und 50% in Jahr 3)
Sonstige Kosten:	Rückstellungen von 0,4 % pro Jahr
Strombezug Energiezentrale:	2 % des Wärmebedarfs
Wärmenetzverluste:	zwischen 13,7 % (Var. 1) und 18,5 % (Var. 2, 3, Pellets)

Die oben kurz beschriebenen Varianten sollen nun in den nächsten Kapiteln genauer erläutert werden.

5.1.1 Variante 1

Nachfolgend die wichtigsten Rahmenbedingungen zum Konzept *Variante 1*.

Versorgungsart	Zentrale Nahwärme
Quellen	Erdwärme, Erdgas, solare Energie
Primärenergieträger	Strom, Erdgas, Solarenergie
Netztyp	4-Leiter
Vorlauftemperatur	HT. 80 °C, NT 45 °C
Puffergröße	> 20 m ³
Erzeugungsleistung	780 kW + Solarthermie (1.250 m ²)

Tabelle 3: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept *Variante 1*

5.1.1.1 Technische Auslegung

Nachstehend eine Auflistung der technischen Daten aller eingeplanten Erzeuger:

Erzeuger	Daten
Blockheizkraftwerk	1x 50 kW _{el} , 80 kW _{th}
Wärmepumpen	2x 105 kW _{th} (COP = 4)
Erdgasbrennwertkessel	1x 500 kW _{th}
Solarthermieanlage	1.250 m ² (Maximalbelegung aller Dächer)

Tabelle 4: Technische Daten Anlagentechnik Erzeuger *Variante 1*

Auf Basis der Erzeugerauslegung anhand des Wärmebedarfslastprofils (siehe Abbildung 28) ergibt sich in Kombination mit einem virtuellen Pufferspeicher mit ca. 20 m³ Volumen folgende Betriebsweise der Erzeuger. Das virtuelle Puffervolumen kann über eine übergeordnete Steuerungstechnik (MSR) auch in zentralen und dezentralen Puffern verteilt sein (z.B. 5 m³ in der Energiezentrale plus je 3 m³ pro Hof). Weiterhin ist zu beachten, dass die Anlagen effizienter betrieben werden können, je größer das Pufferspeichervolumen ist. Im besten Fall wäre eine Teilnahme am Regelenergiemarkt mit dem BHKW möglich, sofern ausreichend Speichervolumen vorhanden ist, um die zur Stromeinspeisung erzeugte Wärme nutzen zu können und über die Regelleistung zusätzliche Erlöse zu generieren. Diese Erlösquelle wurde zunächst nicht berücksichtigt. Zur besseren Simulation des Gesamtsystems wurde auf reale Hersteller und Komponenten für die einzelnen Anlagen zurückgegriffen. Diese können jedoch beliebig angepasst und ausgetauscht werden.

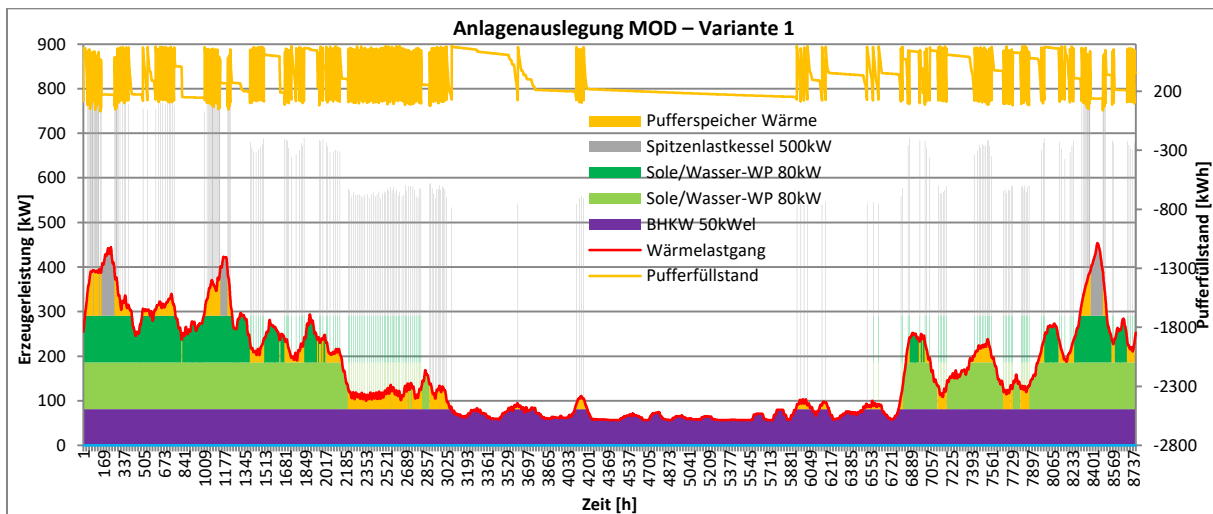


Abbildung 28: Anlagenauslegung und –betriebsweise für Variante 1 inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie

Folgende Abbildung zeigt die aus der Auslegung resultierende geordnete Jahresdauerlinie.

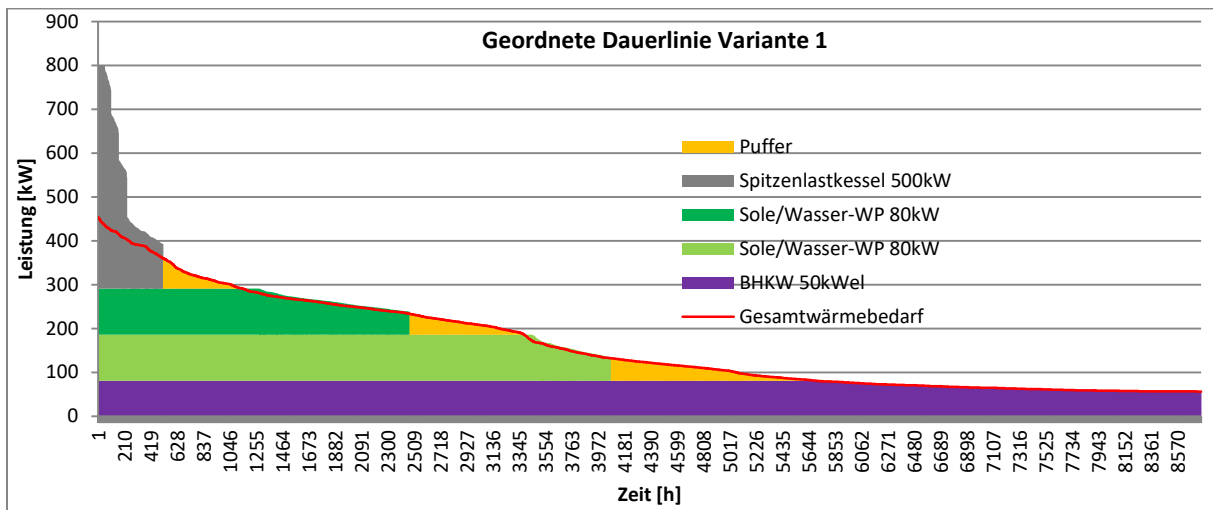


Abbildung 29: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung Variante 1

Die Ergebnisse der Simulation sind in folgender Tabelle dargestellt.

Prio	Erzeuger	Typ	Erzeugte Wärme [kWh]	Anteil [%]	Volllaststunden [h]	Brennstoff	Brennstoffeinsatz [kWh]	Erzeugter Strom [kWh]
1	BHKW	Gas-BHKW	660.000	46,5	8.149	Erdgas	1.164.000	407.500
2	Wärmepumpe	Sole-Wasser	407.000	28,7	3.883	Strom	95.000	-
2	Wärmepumpe	Sole-Wasser	223.000	15,7	2.129	Strom	52.000	-
3	Gaskessel	Spitzenlast	129.000	9,1	254	Erdgas	143.000	-
	Puffer		102.000					
	Summen		1.419.000	100			1.454.000	407.500

Tabelle 5: Simulationsergebnisse Variante 1

Aus den Ergebnissen können einige Punkte abgeleitet werden. Das BHKW mit einer Leistung von $50 \text{ kW}_{\text{el}}$ und ca. $81 \text{ kW}_{\text{th}}$ ist mit einer Volllaststundenzahl von über 8.000 sehr hoch ausgelastet. Die Stromerzeugung liegt bei rund 400 MWh pro Jahr. Die Erzeugung über Wärmepumpen trägt mit ca. 45 % zur Wärmebedarfsdeckung bei. Der Spitzenlastkessel hat rund 250 Volllaststunden und weniger als 10 % Anteil an der gesamten Wärmemenge. Die Wärmemenge von 1.400 MWh pro Jahr ergibt sich aus den Verteilverlusten über die Nahwärmeleitungen (Bedarf Gebäude ca. 1.250 MWh pro Jahr). Diese müssen natürlich durch die Erzeuger bereitgestellt werden. Der Primärenergieeinsatz bzw. Brennstoffeinsatz beträgt insgesamt ca. 1.400 MWh pro Jahr.

Für die Wärmeverteilung muss aufgrund der unterschiedlichen Temperatur-Niveaus für gasbasierte Erzeuger (Hochtemperatur HT, Vorlauf ca. $80 \text{ }^\circ\text{C}$) und Wärmepumpen (Niedertemperatur NT, Vorlauf ca. $45 \text{ }^\circ\text{C}$) ein 4-Leiternetz ausgeführt werden. Die Heizwärme auf NT-Niveau wird über das NT-Netz, die HT-Wärme insb. für Brauchwassererzeugung oder zur Unterstützung der Heizwärmedeckung bei hohen Spitzen über das HT-Netz verteilt. In den Sommermonaten, wenn der Heizwärmebedarf nahe 0 ist und nur noch Brauchwasserwärme auf höherem T-Niveau erzeugt werden muss, kann das NT-Netz durch Kopplung an die dezentral verteilten Solarthermieanlagen genutzt werden, um mit der dort produzierten Wärme das Erdwärmesondenfeld zu regenerieren.

Es wird aus Kostengründen davon ausgegangen, dass ein zentrales Erdwärmesondenfeld zu errichten ist. Aufgrund der Flächenverfügbarkeiten ist die einzige Möglichkeit zur Umsetzung, das Sondenfeld unter der Bodenplatte eines der Gebäude zu bohren. Werden weitere Felder an anderen Standorten notwendig (z.B. aufgrund der Entzugsleistungen), so müssten diese entweder über einzelne Erzeuger nutzbar gemacht oder über ein Anergienetz verbunden werden, um sie in einer zentralen Wärmepumpenanlage zusammenzuführen. Entsprechend wird davon ausgegangen, dass die maximale Entzugsleistung aus der Fläche eines einzelnen Hofes resultiert. Gemäß allgemeiner Vorgaben sind zwischen allen Sonden innerhalb eines Feldes mindestens 6 Meter Abstand zueinander und 3 Meter von der Grundstücksgrenze einzuhalten. Es ergibt sich folgende Nutzungsmöglichkeit mit in Summe 81 Erdwärmesonden und einer Gesamtentzugsleistung (Verdampferseite) von ca. 160 kW. Basis für die Berechnungen sind die Ergebnisse aus der Potentialermittlung (50 Meter Tiefe pro Sonde, $40 \frac{\text{W}}{\text{m}}$ Entzugsleistung, COP = 4). Die Heizleistung bei einem COP von 4 liegt bei einer Entzugsleistung von 160 kW bei rund 210 kW. Dieser Wert wurde für die Auslegungen (vgl. auch Abbildung 28 und Abbildung 29) herangezogen.

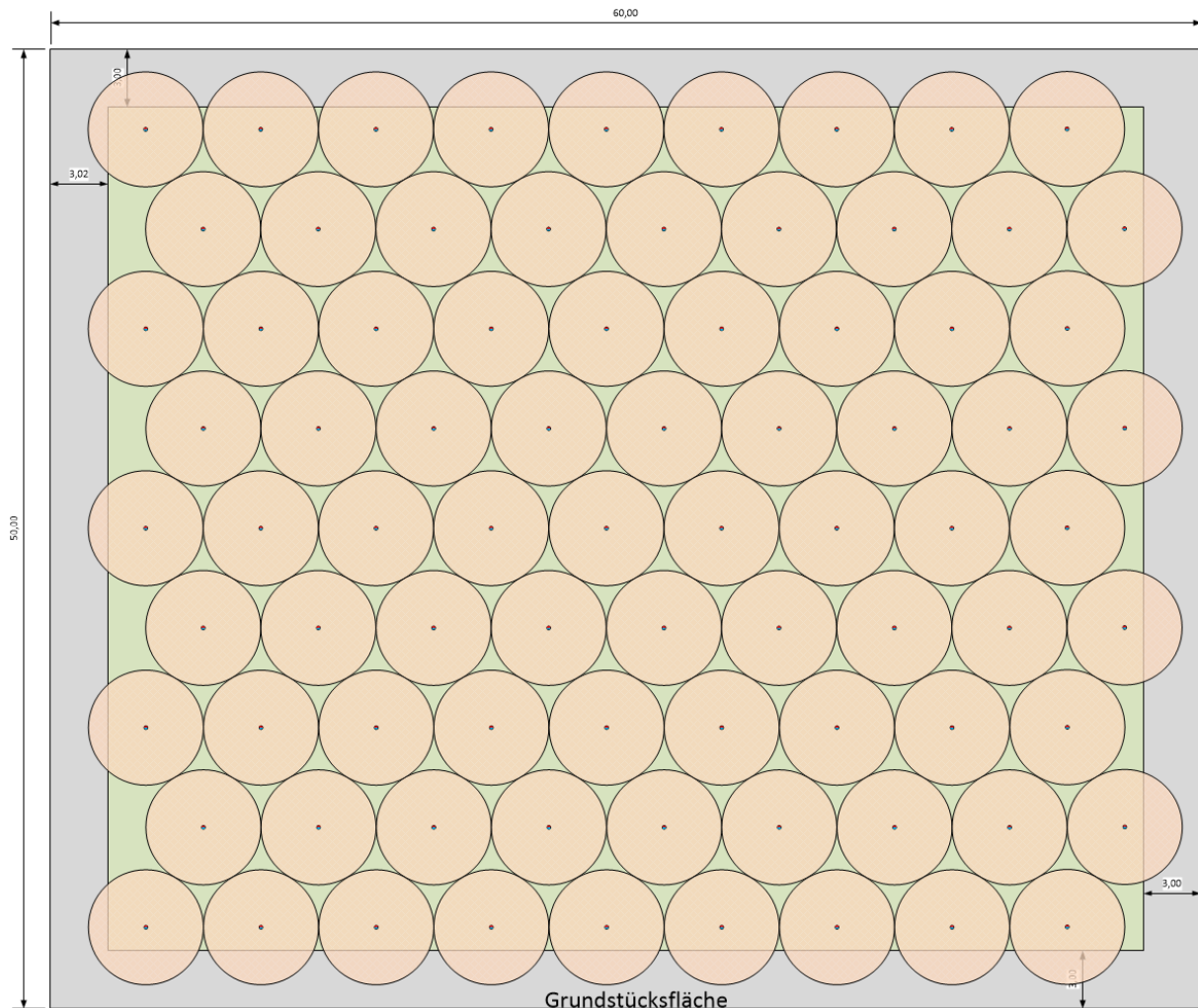


Abbildung 30: Möglichkeit zur Integration eines Erdwärmesondenfelds unter der Bodenplatte einer der Höfe

Da Erdwärmesondenfelder dazu tendieren, bei hohem Wärmeentzug im Winter auszukühlen, da die Selbstregeneration zu langsam erfolgt, muss für größere Erdwärmesondenfelder eine aktive Regeneration eingeplant werden. Um einen langfristigen sicheren Betrieb und die Konstanz der Entzugsleistung sichern zu können, wird aufgrund der unbekannt geologischen Verhältnisse und im Zuge einer worst-case-Betrachtung angenommen, dass die gesamte dem Erdreich entzogene Wärmemenge (insb. im Winter) in den Sommermonaten wieder regeneriert werden muss. Dafür bietet sich der Einsatz von solarthermischen Anlagen an. Aus der erzeugten Wärme der Wärmepumpen und dem Brennstoffeinsatz (Strom) gemäß Tabelle 5 lässt sich die Wärmemenge aus dem Erdreich bestimmen. Diese liegt bei ca. 480 MWh pro Jahr. Um diese Wärmemenge in den Sommermonaten über Solarthermie erzeugen zu können wird eine Modulfläche Solarthermie von ca. 1.300 m² bzw. eine Dachfläche von rund 2.600 m² benötigt. Die Aufständigung der Solarthermiemodule verursacht eine Verschattung hinter den Modulen, wodurch grob nur die Hälfte der Dachfläche als Modulfläche nutzbar ist. Dies wäre die gesamte, für solare Nutzung mögliche Dachfläche im Areal.

5.1.1.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind zunächst die Investitionsschätzkosten der Variante. Diese belaufen sich nach Erfahrungen und Angeboten, sowie Kennzahlen und Vergleichspreisen aus anderen Projekten auf rund 1,813 Mio € (inkl. Förderungen und Planungskosten). Die Varianz beträgt 20 %, es ist weiterhin ein Sicherheitsaufschlag von 10 % inkludiert. Insbesondere tragen bei diesem Konzept die Kosten des 4-Leiternetzes, der Erdwärmesondenanlagen (Bohrung), sowie der stark ausgebauten solarthermischen Gesamtanlage zu den Gesamtkosten bei. Es wird davon ausgegangen, dass die gesamten Investitionen aus Eigenkapital aufgebracht werden.

Neben den Investitionskosten gibt es bedarfsgebundene (für Brennstoff, Strom, etc.) und die 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 57.500 €. Dabei sind die in Abbildung 31 dargestellten spezifischen Kosten für den Primärenergiebezug hinterlegt. Für Strom wird eine Preissteigerung von 0 % angesetzt, für Gas 5 % p.a., wodurch sich gewichtet 0,5 % p.a. ergeben.

Brennstoff	benötigt für	Kosten [€/kWh]
Strom	Hilfsenergie	0,2300
Strom WP	Wärmepumpe	0,1700
Erdgas	BHKW, Spitzenlastkessel	0,0390
Pellets	Pelletsessel	0,0425

Abbildung 31: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung *Variante 1*

Die betriebsgebundenen Kosten belaufen sich nach VDI2067 auf insgesamt 52.173 € pro Jahr. Hauptkostenpunkte sind der Betrieb des BHKWs, sowie der solarthermischen Anlage und der Erdwärmesonden. Die Kostensteigerung wurde mit jährlich 2 % angenommen (Inflation, Lohnsteigerung etc.)

Mit einem marktgerechten Erlösmodell, bestehend aus Arbeits- und Grund- bzw. Leistungspreis ergeben sich folgende Erlöse. Der Arbeitspreis beträgt $8,2 \frac{ct}{kWh}$, der Leistungspreis $50 \frac{€}{kW}$. Die Vollkosten liegen somit bei $11,53 \frac{ct}{kWh}$, bzw. auf die Wohnfläche bezogen bei $8,49 \frac{€}{m^2 \text{ Wohnfläche}}$. Alle angegebenen Preise und Kosten verstehen sich in netto, also zzgl. 19 % Umsatzsteuer für private Endverbraucher. Die Steigerung bei Grund- und Arbeitspreis beträgt je 2 % p.a.

Wärmenergie [kWh]	1.249.410
Wärmeleistung (ÜGS) [kW]	833
Erlöse Arbeit [€/a]	41.650
Erlöse Leistung [€/a]	102.452
Gesamterlöse Wärme [€/a]	144.102

Abbildung 32: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs *Variante 1*

Zusätzlich zu den Erlösen aus dem Wärmeverkauf, ergeben sich Erlöse aus der Stromeinspeisung durch den KWK-Strom. Dieser wird allgemein nach dem „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“, kurz „Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz“ (KWK-G) vergütet. Für Variante 1 wurde eine stromseitige Simulation durchgeführt, aus der hervorging, dass der gesamte für die Wärmepumpen benötigte Strom (zeitgleich) über das BHKW bereitgestellt werden kann. Entsprechend ergeben sich die weiter oben genannten bedarfsgebundenen Kosten, bei denen der Eigenstromverbrauch des BHKW-Stroms bereits berücksichtigt ist. Daraus folgt wiederum, dass von der in Tabelle 5 dargestellten Stromerzeugung von etwa 400 MWh ca. 150 MWh für den Wärmepumpenbetrieb benötigt werden. Entsprechend verbleiben noch etwa 260 MWh zur Einspeisung. Der im Eigenverbrauch benötigte Strom wird nach KWK-G mit $4 \frac{ct}{kWh}$ vergütet, ins Stromnetz eingespeister Strom erhält eine Förderung von $8 \frac{ct}{kWh}$. In Summe ergeben sich so Erlöse von 26.700 € pro Jahr. Hinzu kommen die Erlöse des direkten Stromverkaufs, angenommen mit rund $2,9 \frac{ct}{kWh}$. Dies ergibt weitere 7.500 € pro Jahr. Ebenfalls kann mit hocheffizienten BHKW-Anlagen die Energiesteuer von $0,55 \frac{ct}{kWh}$ auf den Erdgasbezug rückvergütet werden. Dies sind weitere 6.400 € pro Jahr.

Demgegenüber steht wie bei jeder dezentralen Erzeugungsanlage die EEG-Umlage, die auf den selbstverbrauchten Strom zu entrichten ist. Bei einem anzulegenden Wert für die EEG-Umlage von $6,4058 \frac{ct}{kWh}$ in 2019 beträgt die abzuführende EEG-Umlage 3.700 € pro Jahr.

In Summe ergeben sich so Stromerlöse für Variante 1 aus dem BHKW-Betrieb mit Eigenverbrauch und Einspeisung von knapp 37.000 €. Abweichungen sind durch Rundungsfehler zu erklären.

Die Gesamtbetrachtung über den Kalkulationszeitraum von 20 Jahren für Variante 1 zeigt folgende Abbildung.

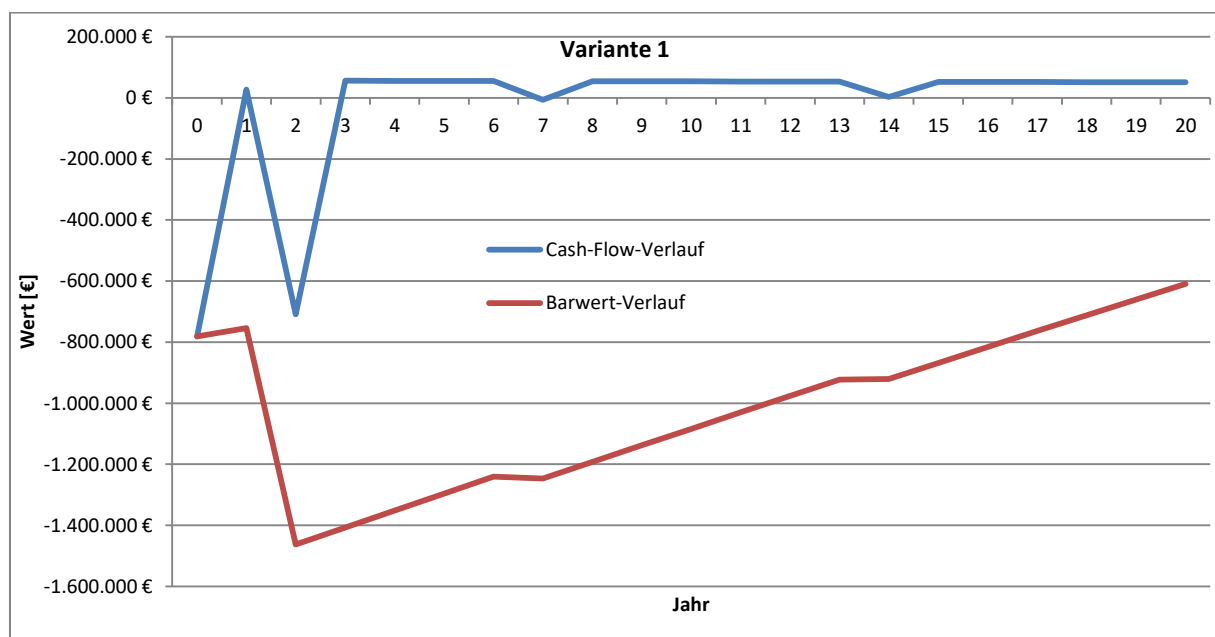


Abbildung 33: Cash-Flow- und Barwertverlauf Variante 1 über 20 Jahre

Der interne Zinsfuß liegt für Variante 1 bei -1,83 %, der Nettobarwert über 20 Jahre bei 3 % Kalkulationszinssatz bei -610 T€. Somit ist erkennbar, dass sich das innovative System der Erdwärmesondenanlage mit Wärmepumpe im vorliegenden Fall nicht wirtschaftlich umsetzen lässt.

5.1.1.3 Fazit Variante 1

Variante 1 punktet insbesondere durch den innovativen Charakter, da Quartiersversorgungen auf Basis von Großwärmepumpen mit Erdwärmesonden eher selten sind. Dies kann marketingtechnisch genutzt werden, um auch in größerem Umfeld Aufmerksamkeit zu erregen (Vorzeigestadt, Tourismus). Technischer Vorteil ist die Trennung von HT- und NT-Netz zur Minimierung der Wärmeverluste, da das Heizwärmenetz in den Sommermonaten nicht für den Heizbetrieb genutzt werden muss.

Demgegenüber stehen höhere Investitionskosten für das Netz (4-Leiter), die Wärmepumpenanlagen (Förderungen möglich) und insb. die Sondenbohrungen (ebenfalls gefördert). Weiterhin ist das Konzept stark abhängig von der solarthermischen Erzeugung zur Regeneration des Bodens, was wiederum hydraulisch komplex einzubinden ist. Es entstehen außerdem hohe Betriebskosten für die Wärmepumpen- und Solarthermieanlagen. Wie die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, ist das Konzept nicht langfristig wirtschaftlich umsetzbar.

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

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Hochinnovatives Konzept mit hohem Anteil regenerativer Wärme (bilanziell regenerativer Strom) • Vermarktung als „Vorzeigereale“ • Positives Image für Stadt Marktoberdorf • Minimierung der Wärmenetzverluste durch Trennung HT und NT (NT im Sommer zur Regeneration des Sondenfelds in Betrieb) • Hohe Autarkie durch Einsatz von Erdwärme und Solarthermie • Geringe Abhängigkeit z.B. von Erdgaspreissteigerungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Komplexes System (Regelung/MSR, Betrieb) • Hohe Betriebskosten für Wärmepumpenanlagen • Dachflächen können nicht für Erzeugung von regenerativem PV-Strom genutzt werden (Fläche wird für Solarthermie benötigt) • Umsetzung teuer (Sondenbohrungen, Wärmepumpenanlagen) • Hohe Investitions- und Betriebskosten → Wirtschaftlichkeit schwierig darstellbar • Zusatzkosten durch doppelten Netzausbau und Einbindung der verteilten Solarthermieanlage

Abbildung 34: Vor- und Nachteile von Variante 1

5.1.2 Variante 1a

Nachfolgend die wichtigsten Rahmenbedingungen zum Konzept *Variante 1a*.

Versorgungsart	Zentrale Nahwärme
Quellen	Erdgas, solare Energie
Primärenergieträger	Erdgas, Solarenergie
Netztyp	2-Leiter
Vorlauftemperatur	HT. 80 °C
Puffergröße	> 20 m ³
Erzeugungsleistung	700 kW + Solarthermie (250 m ²)

Tabelle 6: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept *Variante 1a*

5.1.2.1 Technische Auslegung

Nachstehend eine Auflistung der technischen Daten aller eingeplanten Erzeuger:

Erzeuger	Daten
Blockheizkraftwerk 1	1x 70 kW _{el} , 115 kW _{th}
Blockheizkraftwerk 2	1x 50 kW _{el} , 80 kW _{th}
Erdgasbrennwertkessel	1x 500 kW _{th}
Solarthermieanlage	250 m ² (ca. 50 m ² pro Hof)

Tabelle 7: Technische Daten Anlagentechnik Erzeuger *Variante 1a*

Auf Basis der Erzeugerauslegung anhand des Wärmebedarfslastprofils (siehe Abbildung 35) ergibt sich in Kombination mit einem virtuellen Pufferspeicher mit ca. 20 m³ Volumen folgende Betriebsweise der Erzeuger. Das virtuelle Puffervolumen kann über eine übergeordnete Steuerungstechnik (MSR) auch in zentralen und dezentralen Puffern verteilt sein (z.B. 5 m³ in der Energiezentrale plus je 3 m³ pro Hof). Weiterhin ist zu beachten, dass die Anlagen effizienter betrieben werden können, je größer das Pufferspeichervolumen ist. Im besten Fall wäre eine Teilnahme am Regelenergiemarkt mit den BHKWs möglich, sofern ausreichend Speichervolumen vorhanden ist, um die zur Stromeinspeisung erzeugte Wärme nutzen zu können und über die Regelleistung zusätzliche Erlöse zu generieren. Diese Erlösquelle wurde nicht berücksichtigt. Zur besseren Simulation des Gesamtsystems wurde auf reale Hersteller und Komponenten für die einzelnen Anlagen zurückgegriffen. Diese können jedoch beliebig angepasst und ausgetauscht werden.

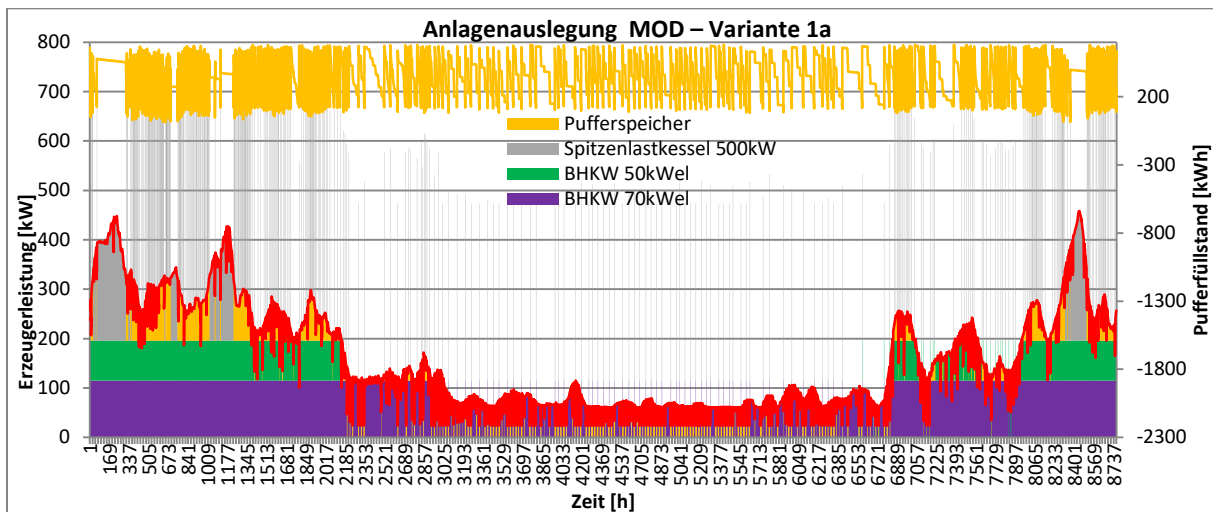


Abbildung 35: Anlagenauslegung und –betriebsweise für Variante 1a inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie

Folgende Abbildung zeigt die aus der Auslegung resultierende geordnete Jahresdauerlinie.

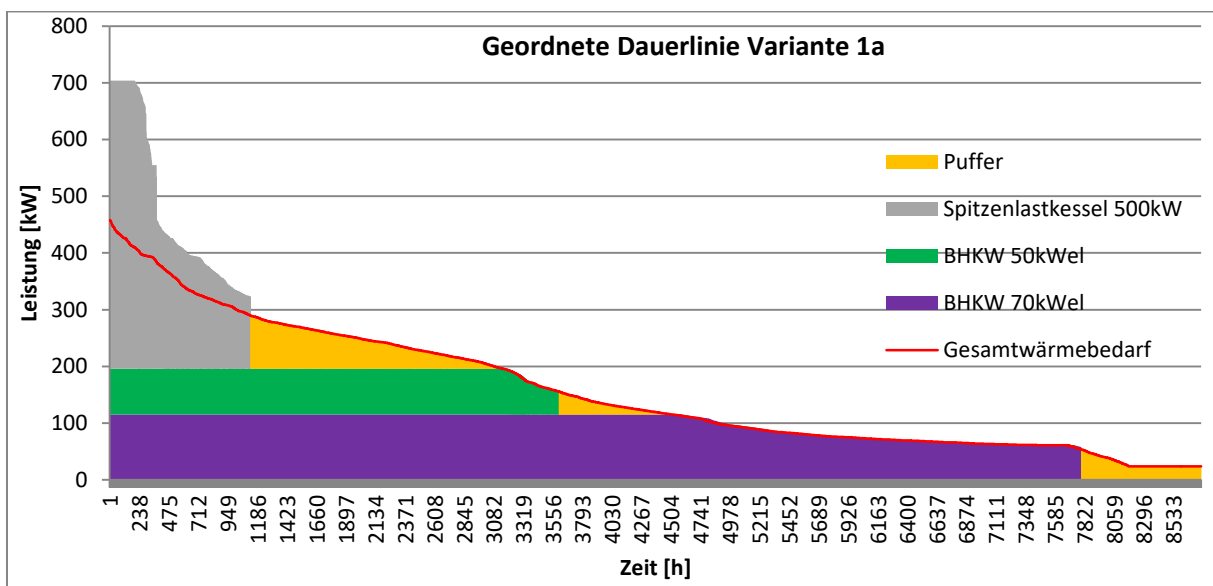


Abbildung 36: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung Variante 1a

Die Ergebnisse der Simulation sind in folgender Tabelle dargestellt.

Prio	Erzeuger	Typ	Erzeugte Wärme [kWh]	Anteil [%]	Volllaststunden [h]	Brennstoff	Brennstoffeinsatz [kWh]	Erzeugter Strom [kWh]
1	BHKW	Gas-BHKW	774.000	42,8	7.719	Erdgas	1.103.000	386.000
2	BHKW	Gas-BHKW	283.000	29,3	3.725	Erdgas	751.000	261.000
3	Gaskessel	Spitzenlast	319.000	22,1	634	Erdgas	358.000	-
4	Solarthermie	Solarthermie	85.000	5,8	-	-	-	-
	Puffer		163.000					
	Summen		1.461.000	100			2.212.000	647.000

Tabelle 8: Simulationsergebnisse Variante 1a

Aus den Ergebnissen können einige Punkte abgeleitet werden. Das BHKW mit einer Leistung von $70 \text{ kW}_{\text{el}}$ und ca. $115 \text{ kW}_{\text{th}}$ ist mit einer Volllaststundenzahl von über etwa 7.700 hoch ausgelastet und befindet sich in einem anzustrebenden Bereich. Das kleinere, zweite BHKW weist nur noch rund 3.700 Volllaststunden auf, da es insb. im Sommer fast nicht in Betrieb ist. Anders als in der Simulation kann die Betriebsweise auch entsprechend angepasst werden, dass z.B. beide BHKWs auf etwa gleiche Volllaststunden pro Jahr kommen, was ggf. zu einem effizienteren Betrieb des Gesamtsystems beitragen kann. Die Stromerzeugung liegt bei rund 650 MWh pro Jahr. Die regenerative Erzeugung über Solarthermie trägt mit knapp 6 % zur Wärmebedarfsdeckung bei. Der Spitzenlastkessel hat rund 630 Volllaststunden und stellt aufgrund seiner hohen Leistung damit immerhin 22% des Wärmebedarfs bereit. Die Wärmemenge von über 1.400 MWh pro Jahr ergibt sich aus den Verteilverlusten über die Nahwärmeleitungen (Bedarf Gebäude ca. 1.250 MWh pro Jahr). Diese müssen natürlich durch die Erzeuger bereitgestellt werden. Der Primärenergieeinsatz bzw. Brennstoffeinsatz beträgt insgesamt ca. 2.200 MWh pro Jahr, im Vergleich dazu lag bei Einsatz von Wärmepumpen der Primärenergieeinsatz bei nur 1.400 MWh pro Jahr.

Die Wärmeverteilung erfolgt klassischerweise über ein 2-Leiternetz mit einer Vorlauftemperatur von rund $80 \text{ }^\circ\text{C}$. Im Sommer kann diese auf z.B. 60 bis $65 \text{ }^\circ\text{C}$ reduziert werden, um Verluste zu minimieren, da dann die Wärmeabnahme deutlich geringer ist. Die Solarthermieanlagen pro Hof speisen nach der Übergabe z.B. in den Pufferspeicher ein und tragen so pro Gebäude einen Teil zur Wärmeversorgung bei. Insbesondere im Sommer ist zu erwarten, dass ein gewisser Teil der Grundlast bzw. des Brauchwasserbedarfs über Solarthermie gedeckt werden kann.

5.1.2.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind zunächst die Investitionsschätzkosten der Variante. Diese belaufen sich nach Erfahrungen und Angeboten, sowie Kennzahlen und Vergleichspreisen aus anderen Projekten auf rund 1,1 Mio € (inkl. Förderungen und Planungskosten). Die Varianz beträgt 20 %, es ist weiterhin ein Sicherheitsaufschlag von 10 % inkludiert. Insbesondere tragen bei diesem Konzept die Kosten der BHKWs, sowie der solarthermischen Anlagen zu den Gesamtkosten bei. Es wird davon ausgegangen, dass die gesamten Investitionen aus Eigenkapital aufgebracht werden.

Neben den Investitionskosten gibt es bedarfsgebundene (für Brennstoff, Strom, etc.) und die 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 92.900 €. Dabei sind die in Abbildung 37 dargestellten spezifischen Kosten für den Primärenergiebezug hinterlegt. Die Preissteigerung für Erdgas wurde mit 3 % p.a. angesetzt (Risiko durch CO_2 -Zertifikate).

Brennstoff	benötigt für	Kosten [€/kWh]
Strom	Hilfsenergie	0,2300
Strom WP	Wärmepumpe	0,1700
Erdgas	BHKW, Spitzenlastkessel	0,0390
Pellets	Pelletsessel	0,0425

Abbildung 37: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung *Variante 1a*

Die betriebsgebundenen Kosten belaufen sich nach VDI2067 auf insgesamt 43.700 € pro Jahr. Hauptkostenpunkt ist der Betrieb der BHKWs. Die Preissteigerung beträgt 2 % p.a.

Mit einem marktgerechten Erlösmodell, bestehend aus Arbeits- und Grund- bzw. Leistungspreis ergeben sich folgende Erlöse. Der Arbeitspreis beträgt $8,2 \frac{ct}{kWh}$, der Leistungspreis $50 \frac{€}{kW}$. Die Vollkosten liegen somit bei $11,53 \frac{ct}{kWh}$, bzw. auf die Wohnfläche bezogen bei $8,49 \frac{€}{m^2 \text{ Wohnfläche}}$. Alle angegebenen Preise und Kosten verstehen sich in netto, also zzgl. 19 % Umsatzsteuer für private Endverbraucher. Die Preissteigerungen wurden für Grundpreis mit 2 % p.a. und für den Arbeitspreis mit 3 % p.a. (passend zu den angenommenen Steigerungen des Erdgaspreises) angesetzt. Über Preisanpassungsklauseln können die höheren Energiebezugskosten auf den Endverbraucher (zumindest teilweise) umgelegt werden.

Wärmenergie [kWh]	1.249.410
Wärmeleistung (ÜGS) [kW]	833
Erlöse Arbeit [€/a]	41.650
Erlöse Leistung [€/a]	102.452
Gesamterlöse Wärme [€/a]	144.102

Abbildung 38: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs *Variante 1a*

Zusätzlich zu den Erlösen aus dem Wärmeverkauf, ergeben sich Erlöse aus der Stromeinspeisung durch den KWK-Strom. Dieser wird allgemein nach dem „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“, kurz „Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz“ (KWK-G) vergütet. Für Variante 1a wird angenommen, dass der gesamte KWK-Strom in das vorgelagerte Netz eingespeist wird (Volleinspeiser). Der ins Stromnetz eingespeiste Strom erhält einen KWK-Zuschlag von $8 \frac{ct}{kWh}$. In Summe ergeben sich so Erlöse von 51.600 € pro Jahr. Hinzu kommen die Erlöse des direkten Stromverkaufs, angenommen mit rund $2,9 \frac{ct}{kWh}$. Dies ergibt weitere 18.700 € pro Jahr. Ebenfalls kann mit hocheffizienten BHKW-Anlagen die Energiesteuer von $0,55 \frac{ct}{kWh}$ auf den Erdgasbezug rückvergütet werden. Dies sind weitere 10.200 € pro Jahr.

Eine Pflicht zur Abführung der EEG-Umlage besteht im Gegensatz zu Variante 1 nicht, da kein Strom eigenverbraucht wird.

In Summe ergeben sich so Stromerlöse für Variante 1a aus dem BHKW-Betrieb von knapp 80.500 € pro Jahr. Abweichungen sind durch Rundungsfehler zu erklären.

Die Gesamtbetrachtung über den Kalkulationszeitraum von 20 Jahren für Variante 1a zeigt folgende Abbildung.

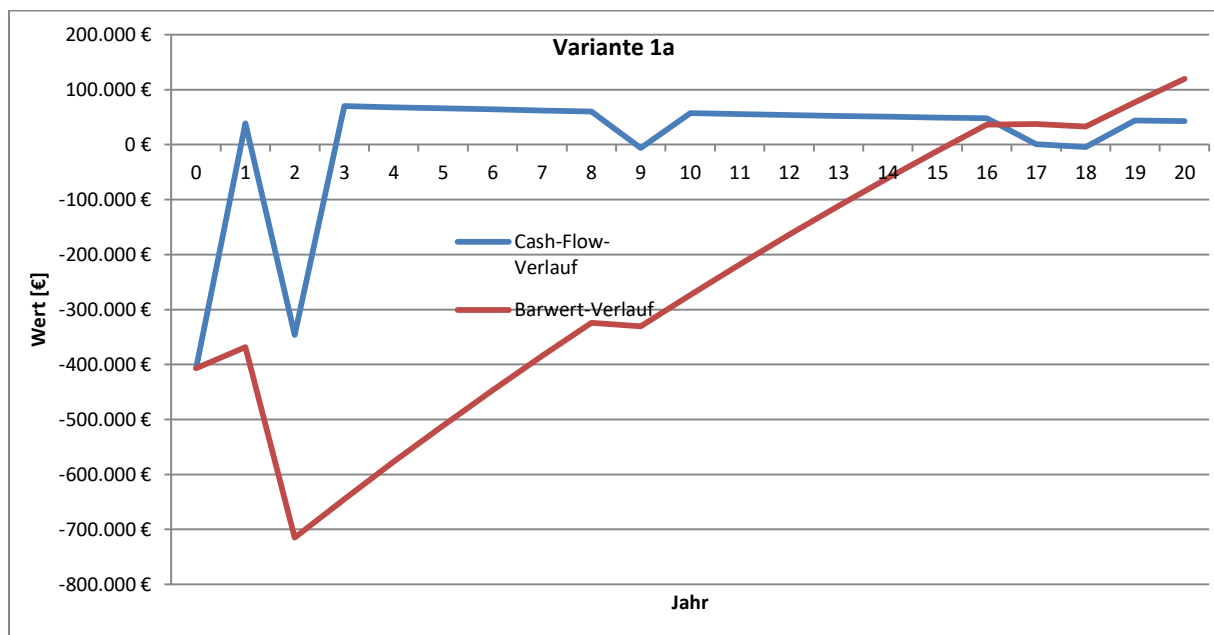


Abbildung 39: Cash-Flow- und Barwertverlauf Variante 1a über 20 Jahre

Der interne Zinsfuß liegt für Variante 1a bei 4,8 %, der Nettobarwert über 20 Jahre bei 3 % Kalkulationszinssatz bei 120 T€. Somit ist erkennbar, dass eine Umsetzung des gasbasierten „Standardmodells“ vieler Contractoren inkl. Einbindung von Solarthermieanlagen wirtschaftlich darstellbar ist und sich auch langfristig betreiben lässt.

5.1.2.3 Fazit Variante 1a

Ohne den Einsatz von großflächig verteilten Erdwärmesonden und der Nutzung von Wärmepumpen entfallen große Teile der Investitionskosten, jedoch auch die Besonderheit einer hochinnovativen Versorgung. Der Einsatz von solarthermischen Anlagen zur Brauchwasserbereitung ist Stand der Technik und wird im privaten Bereich bereits vielfach ausgeführt. Das System ist wenig komplex, es werden keine Besonderheiten bei der Regelung vermutet.

Demgegenüber stehen höhere Netzverluste durch den ganzjährigen Betrieb des HT-Netzes, was wiederum in höherem Primärenergiebezug resultiert. Außer der solarthermischen Anlagen basiert die Wärmeversorgung auf erdgasgeführten Erzeugern, wodurch ein verstärktes Risiko von Preissteigerungen im Erdgasbereich entsteht, die entweder die Wirtschaftlichkeit im Betrieb verschlechtern, oder über Preisänderungsklauseln an die Endverbraucher weitergegeben werden müssen. Dies kann im Extremfall zu Unmut gegenüber dem Betreiber oder den Endkunden führen.

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

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Geringe Systemkomplexität und MSR-Aufwand • Nutzung der Solarthermieanlage zur Brauchwasserbereitung/-unterstützung • Geringere Investitionskosten, da keine Sondenbohrungen benötigt werden • Einsatz von PV (z.B. für Mieterstrommodelle) grundsätzlich neben Solarthermie denkbar und möglich • Guter Primärenergiefaktor 	<ul style="list-style-type: none"> • Höhere Netzverluste durch ganzjährigen Betrieb des HT-Netzes zur Brauchwasserversorgung • Nur teilweise Nutzung von PV-Anlagen, Priorität haben die solarthermischen Anlagen • Hohe Abhängigkeit von Erdgaslieferungen und Gaspreisen • Keine Diversifikation bzgl. der Preisentwicklung des Primärenergiebezugs • Risiko höherer Wärmeverlustkosten im zeitlichen Verlauf oder Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit

Abbildung 40: Vor- und Nachteile von Variante 1a

5.1.3 Variante 2

Nachfolgend die wichtigsten Rahmenbedingungen zum Konzept *Variante 2*.

Versorgungsart	Zentrale Nahwärme
Quellen	Biomasse, Erdgas
Primärenergieträger	Erdgas, Pellets
Netztyp	2-Leiter
Vorlauftemperatur	HT. 80 °C
Puffergröße	> 20 m ³
Erzeugungsleistung	830 kW

Tabelle 9: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept *Variante 2*

5.1.3.1 Technische Auslegung

Nachstehend eine Auflistung der technischen Daten aller eingeplanten Erzeuger:

Erzeuger	Daten
Blockheizkraftwerk	1x 50 kW _{el} , 80 kW _{th}
Pelletsessel	1x 250 kW _{th}
Erdgasbrennwertkessel	1x 500 kW _{th}

Tabelle 10: Technische Daten Anlagentechnik Erzeuger *Variante 2*

Auf Basis der Erzeugerauslegung anhand des Wärmebedarfsprofil (siehe Abbildung 41) ergibt sich in Kombination mit einem virtuellen Pufferspeicher mit ca. 20 m³ Volumen folgende Betriebsweise der Erzeuger. Das virtuelle Puffervolumen kann über eine übergeordnete Steuerungstechnik (MSR) auch in zentralen und dezentralen Puffern verteilt sein (z.B. 5 m³ in der Energiezentrale plus je 3 m³ pro Hof). Weiterhin ist zu beachten, dass die Anlagen effizienter betrieben werden können, je größer das Pufferspeichervolumen ist. Im besten Fall wäre eine Teilnahme am Regelenergiemarkt mit dem BHKW möglich, sofern ausreichend Speichervolumen vorhanden ist, um die zur Stromerzeugung erzeugte Wärme nutzen zu können und über die Regelleistung zusätzliche Erlöse zu generieren. Diese Erlösquelle wurde nicht berücksichtigt. Zur besseren Simulation des Gesamtsystems wurde auf reale Hersteller und Komponenten für die einzelnen Anlagen zurückgegriffen. Diese können jedoch beliebig angepasst und ausgetauscht werden.

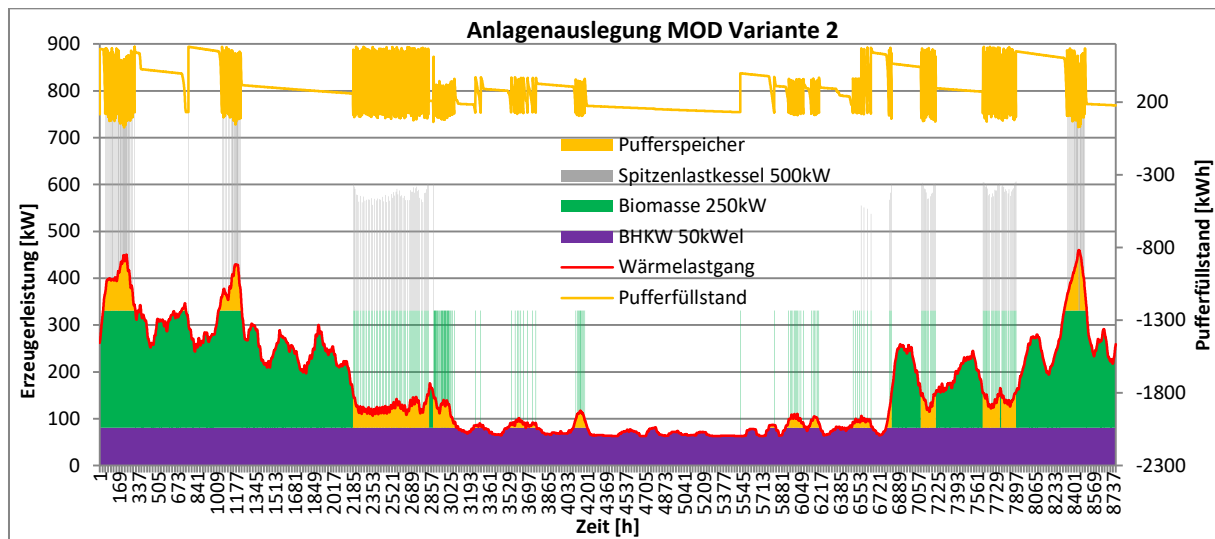


Abbildung 41: Anlagenauslegung und –betriebsweise für Variante 2 inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie

Folgende Abbildung zeigt die aus der Auslegung resultierende geordnete Jahresdauerlinie.

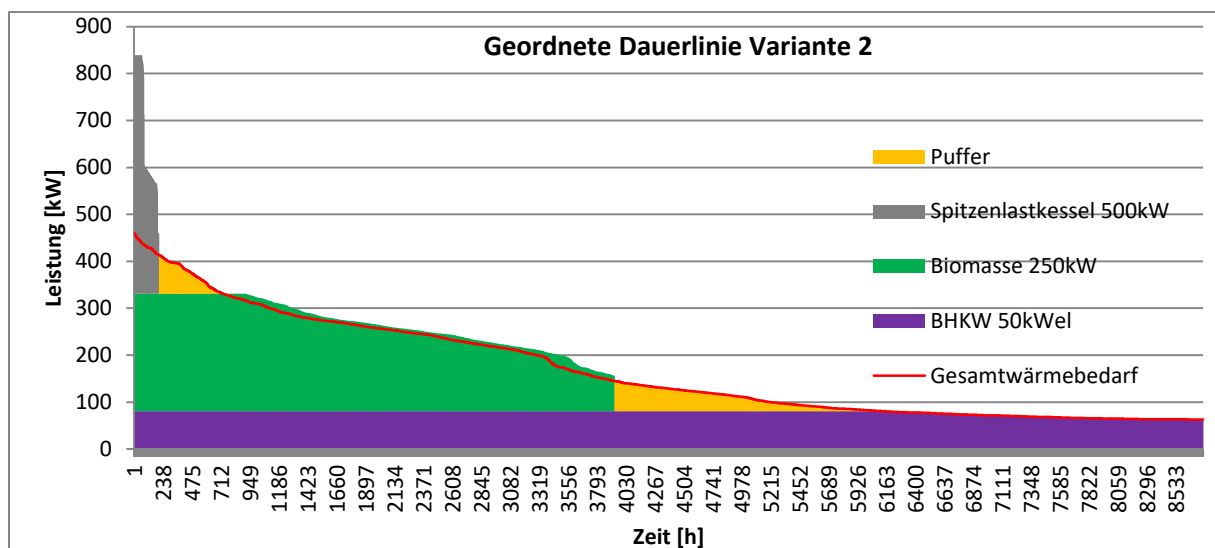


Abbildung 42: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung Variante 2

Die Ergebnisse der Simulation sind in folgender Tabelle dargestellt.

Prio	Erzeuger	Typ	Erzeugte Wärme [kWh]	Anteil [%]	Volllaststunden [h]	Brennstoff	Brennstoffeinsatz [kWh]	Erzeugter Strom [kWh]
1	BHKW	Gas-BHKW	680.000	45,9	8.390	Erdgas	1.199.000	419.500
2	Biomasse	Pelletkessel	729.000	49,3	2.916	Pellets	858.000	-
3	Gaskessel	Spitzenlast	71.000	4,8	141	Erdgas	79.000	-
	Puffer		103.000					
	Summen		1.480.000	100			2.136.000	419.500

Tabelle 11: Simulationsergebnisse Variante 2

Aus den Ergebnissen können einige Punkte abgeleitet werden. Das BHKW mit einer Leistung von 50 kW_{el} und ca. 80 kW_{th} ist mit einer Volllaststundenzahl von über etwa 8.400 sehr hoch ausgelastet. Der Pelletskessel mit einer Leistung von 250 kW_{th} erzeugt knapp 50 % der benötigten Wärmeenergie, was gleichzeitig den Anteil regenerativer Erzeugung zur Wärmebedarfsdeckung darstellt. Die Stromerzeugung durch das BHKW liegt bei rund 420 MWh pro Jahr. Der Spitzenlastkessel hat rund 140 Volllaststunden und stellt damit weniger als 5 % des Wärmebedarfs bereit. Die Wärmemenge von über 1.480 MWh pro Jahr ergibt sich aus den Verteilverlusten über die Nahwärmeleitungen (Bedarf Gebäude ca. 1.250 MWh pro Jahr). Diese müssen natürlich durch die Erzeuger bereitgestellt werden. Der Primärenergieeinsatz bzw. Brennstoffeinsatz beträgt insgesamt ca. 2.100 MWh pro Jahr, im Vergleich dazu lag bei Einsatz von Wärmepumpen in Variante 1 der Primärenergieeinsatz bei nur 1.400 MWh pro Jahr, Variante 1a benötigt einen Primärenergieeinsatz von 2.200 MWh pro Jahr.

Die Wärmeverteilung erfolgt klassischerweise über ein 2-Leiternetz mit einer Vorlauftemperatur von rund 80 °C. Im Sommer kann diese auf z.B. 60 bis 65 °C reduziert werden, um Verluste zu minimieren, da dann die Wärmeabnahme deutlich geringer ist. Im Winter wird der größte Anteil der Heizwärmebedarfs über den Pelletskessel gedeckt, welcher jedoch im Sommer nur sehr geringe Betriebszeiten hat. Es wäre auch denkbar, dieses Konzept, ähnlich Variante 1a mit dezentraler solarthermischer Erzeugung zu kombinieren.

5.1.3.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind zunächst die Investitionsschätzkosten der Variante. Diese belaufen sich nach Erfahrungen und Angeboten, sowie Kennzahlen und Vergleichspreisen aus anderen Projekten auf rund 1,0 Mio € (inkl. Förderungen und Planungskosten). Die Varianz beträgt 20 %, es ist weiterhin ein Sicherheitsaufschlag von 10 % inkludiert. Insbesondere tragen bei diesem Konzept die Kosten des BHKW, sowie des Pelletkessels inkl. notwendigem „Zubehör“ (z.B. Pelletbunker, Förderschnecke, Aschebehälter, Luftfilter, etc.) zu den Gesamtkosten bei. Es wird davon ausgegangen, dass die gesamten Investitionen aus Eigenkapital aufgebracht werden.

Neben den Investitionskosten gibt es bedarfsgebundene (für Brennstoff, 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 93.100 €. Dabei sind die in Abbildung 43 dargestellten spezifischen Kosten für den Primärenergiebezug hinterlegt. Die Preissteigerung wurde erneut gewichtet nach Primärenergieträger berechnet (1 % p.a. für Biomasse und 3 % p.a. für Erdgas)

Brennstoff	benötigt für	Kosten [€/kWh]
Strom	Hilfsenergie	0,2300
Strom WP	Wärmepumpe	0,1700
Erdgas	BHKW, Spitzenlastkessel	0,0390
Pellets	Pelletskessel	0,0425

Abbildung 43: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung *Variante 2*

Die betriebsgebundenen Kosten belaufen sich nach VDI2067 auf insgesamt 38.400 € pro Jahr. Hauptkostenpunkte sind der Betrieb des BHKWs, sowie des Pelletkessels. Die Kostensteigerung wurde mit 2 % p.a. hinterlegt.

Mit einem marktgerechten Erlösmodell, bestehend aus Arbeits- und Grund- bzw. Leistungspreis ergeben sich folgende Erlöse. Der Arbeitspreis beträgt $8,2 \frac{ct}{kWh}$, der Leistungspreis $50 \frac{€}{kW}$. Die Vollkosten liegen somit bei $11,53 \frac{ct}{kWh}$, bzw. auf die Wohnfläche bezogen bei $8,49 \frac{€}{m^2 \text{ Wohnfläche}}$. Alle angegebenen Preise und Kosten verstehen sich in netto, also zzgl. 19 % Umsatzsteuer für private Endverbraucher. Die Preissteigerungen wurden erneut angepasst an die Kosten für den Energiebezug und Betrieb für den Arbeitspreis mit 2,2 % p.a. und den Grundpreis mit 2 % p.a. angenommen.

Wärmenergie [kWh]	1.249.410
Wärmeleistung (ÜGS) [kW]	833
Erlöse Arbeit [€/a]	41.650
Erlöse Leistung [€/a]	102.452
Gesamterlöse Wärme [€/a]	144.102

Abbildung 44: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs *Variante 2*

Zusätzlich zu den Erlösen aus dem Wärmeverkauf, ergeben sich Erlöse aus der Stromeinspeisung durch den KWK-Strom. Dieser wird allgemein nach dem „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“, kurz „Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz“ (KWKG) vergütet. Für Variante 2 wird angenommen, dass der gesamte KWK-Strom in das vorgelagerte Netz eingespeist wird (Volleinspeiser). Der ins Stromnetz eingespeiste Strom erhält einen KWKG-Zuschlag von $8 \frac{ct}{kWh}$. In Summe ergeben sich so Erlöse von 33.500 € pro Jahr. Hinzu kommen die Erlöse des direkten Stromverkaufs, angenommen mit rund $2,9 \frac{ct}{kWh}$. Dies ergibt weitere 12.100 € pro Jahr. Ebenfalls kann mit hocheffizienten BHKW-Anlagen die Energiesteuer von $0,55 \frac{ct}{kWh}$ auf den Erdgasbezug rückvergütet werden. Dies sind weitere 6.600 € pro Jahr.

Eine Pflicht zur Abführung der EEG-Umlage besteht im Gegensatz zu Variante 1 nicht, da kein Strom eigenverbraucht wird.

In Summe ergeben sich so Stromerlöse für Variante 2 aus dem BHKW-Betrieb von knapp 52.300 € pro Jahr. Abweichungen sind durch Rundungsfehler zu erklären.

Die Gesamtbetrachtung über den Kalkulationszeitraum von 20 Jahren für Variante 2 zeigt folgende Abbildung.

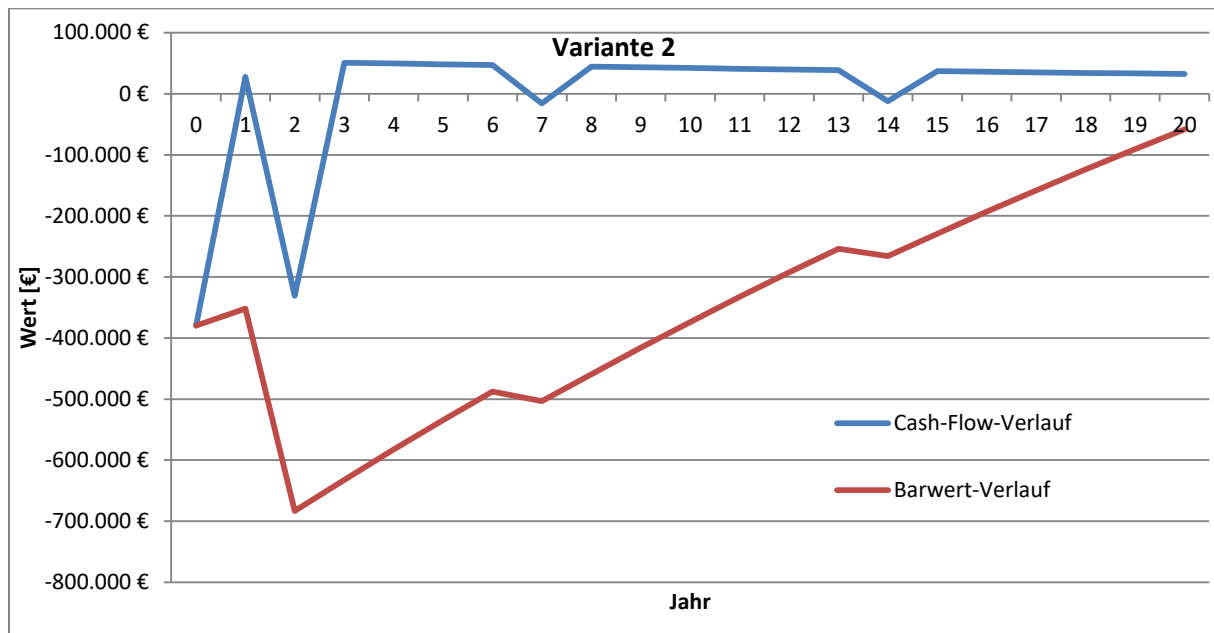


Abbildung 45: Cash-Flow- und Barwertverlauf Variante 2 über 20 Jahre

Der interne Zinsfuß liegt für Variante 2 bei 2,02 %, der Nettobarwert über 20 Jahre bei 3 % Kalkulationszinssatz bei -63 T€. Somit ist erkennbar, dass eine Umsetzung Gas/Pellets-Mischvariante durchaus bei geringfügiger Erhöhung des Preismodells, trotz einer zu 50 % erneuerbaren Erzeugung wirtschaftlich langfristig umsetzbar ist.

5.1.3.3 Fazit Variante 2

Variante 2 weist Vorteile in der Komplexität und den Kosten gegenüber einer Versorgung mit Erdwärme und Wärmepumpen auf (2-Leiternetz und keine Bohrungen). Die Regelung und Komplexität des Gesamtsystems ist als verhältnismäßig einfach einzustufen. Durch den Einsatz regionaler und regenerativer Pellets ist ein hoher Anteil erneuerbarer Wärmeerzeugung in Kombination mit hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung erreichbar, wodurch Image-Vorteile entstehen und das Areal ggf. teurer vermarktet werden kann.

Demgegenüber stehen höhere Aufwände in der Betriebsführung durch die Verbrennung der Pellets, sowie zusätzliche bauliche Maßnahmen für einen Pelletsbunker. Weiterhin ist insb. im Sommer mit relativ gesehen höheren Wärmenetzverlusten zu rechnen, da das Netz aufgrund der Brauchwasserbereitstellung ganzjährig auf hohem Temperaturniveau betrieben werden muss. Eine Temperaturabsenkung im Sommer ist anzustreben, um die Netzverluste zu minimieren.

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

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Innovatives Konzept mit hohem Anteil regenerativer Wärme (Holzpellets) • Vermarktung als „Vorzeigereale“ • Positives Image für Stadt Marktobendorf • Einfache Regelung und Umsetzung • Einsatz von PV zusätzlich möglich (kein Konflikt zwischen PV und Solarthermie) • Geringer „Flächenbedarf“ (keine Bohrungen nötig) • Voraussichtlich geringer Primärenergiefaktor (Kosteneinsparungen zur Erreichung von Gebäudeenergiestandards) • Risikodiversifikation durch Bezug von Pellets und Gas • Höhere Förderungen möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Pelletskessel sind relativ unflexibel im Betrieb • Höhere Wärmeverluste durch 2-Leiter-HT-Netz (60 MWh/a) • Höherer Betriebsaufwand Pelletskessel (Reinigung, Ascheentsorgung, Nachbestellung Pellets) • Platzbedarf und Kosten für Pelletsbunker • Erhöhte Immissionsschutzvorgaben für Festbrennstoffe • Bauliche Anpassung zur Pelletslieferung (40t-LKW muss den Bunker befahren können)

Abbildung 46: Vor- und Nachteile von Variante 2

5.1.4 Variante 3

Nachfolgend die wichtigsten Rahmenbedingungen zum Konzept *Variante 3*. Dieses basiert auf Variante 1a, jedoch komplett ohne den Einsatz regenerativer Erzeugung über Solarthermie. Dieses Konzept punktet voraussichtlich primär durch die geringen Kosten und eine gute Wirtschaftlichkeit, jedoch ohne Innovation und regenerative Erzeugung.

Versorgungsart	Zentrale Nahwärme
Quellen	Erdgas
Primärenergieträger	Erdgas
Netztyp	2-Leiter
Vorlauftemperatur	HT. 80 °C
Puffergröße	> 20 m ³
Erzeugungsleistung	800 kW

Tabelle 12: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept *Variante 3*

5.1.4.1 Technische Auslegung

Nachstehend eine Auflistung der technischen Daten aller eingeplanten Erzeuger:

Erzeuger	Daten
Blockheizkraftwerk 1	1x 70 kW _{el} , 115 kW _{th}
Blockheizkraftwerk 2	1x 50 kW _{el} , 80 kW _{th}
Erdgasbrennwertkessel 1	1x 250 kW _{th}
Erdgasbrennwertkessel 2	1x 350 kW _{th}

Tabelle 13: Technische Daten Anlagentechnik Erzeuger *Variante 3*

Auf Basis der Erzeugerauslegung anhand des Wärmebedarfsprofil (siehe Abbildung 47) ergibt sich in Kombination mit einem virtuellen Pufferspeicher mit ca. 20 m³ Volumen folgende Betriebsweise der Erzeuger. Das virtuelle Puffervolumen kann über eine übergeordnete Steuerungstechnik (MSR) auch in zentralen und dezentralen Puffern verteilt sein (z.B. 5 m³ in der Energiezentrale plus je 3 m³ pro Hof). Weiterhin ist zu beachten, dass die Anlagen effizienter betrieben werden können, je größer das Pufferspeichervolumen ist. Im besten Fall wäre eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt mit den BHKWs möglich, sofern ausreichend Speichervolumen vorhanden ist, um die zur Stromspei-

sung erzeugte Wärme nutzen zu können und über die Regelleistung zusätzliche Erlöse zu generieren. Diese Erlösquelle wurde zunächst nicht berücksichtigt. Zur besseren Simulation des Gesamtsystems wurde auf reale Hersteller und Komponenten für die einzelnen Anlagen zurückgegriffen. Diese können jedoch beliebig angepasst und ausgetauscht werden.

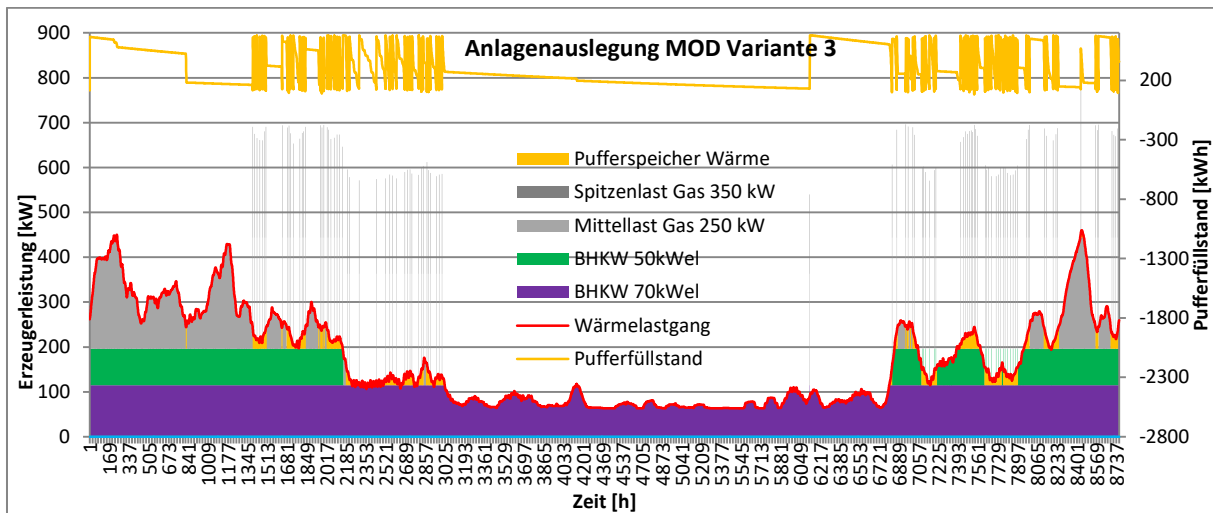


Abbildung 47: Anlagenauslegung und -betriebsweise für Variante 3 inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie

Folgende Abbildung zeigt die aus der Auslegung resultierende geordnete Jahresdauerlinie.

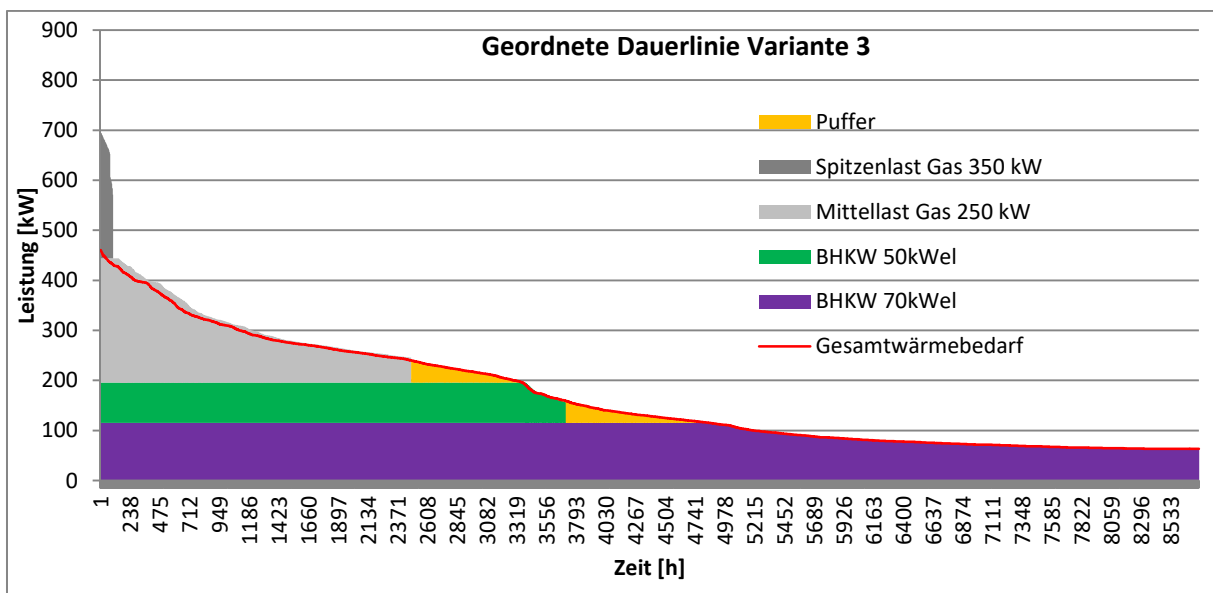


Abbildung 48: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung Variante 3

Die Ergebnisse der Simulation sind in folgender Tabelle dargestellt.

Prio	Erzeuger	Typ	Erzeugte Wärme [kWh]	Anteil [%]	Volllaststunden [h]	Brennstoff	Brennstoffeinsatz [kWh]	Erzeugter Strom [kWh]
1	BHKW 1	Gas-BHKW	862.000	58,2	7.497	Erdgas	1.512.000	525.000
2	BHKW 2	Gas-BHKW	293.000	19,8	3.614	Erdgas	516.000	181.000
3	Gaskessel 1	Mittellast	304.000	20,5	1.224	Erdgas	337.000	-
4	Gaskessel 2	Spitzenlast	22.000	1,5	62	Erdgas	24.000	
	Puffer		45.000					
	Summen		1.481.000	100			2.389.000	706.000

Tabelle 14: Simulationsergebnisse *Variante 3*

Aus den Ergebnissen können einige Punkte abgeleitet werden. Das große BHKW mit einer Leistung von 70 kW_{el} und ca. 115 kW_{th} ist mit einer Volllaststundenzahl von über etwa 7.500 hoch ausgelastet und befindet sich in einem anzustrebenden Bereich, das kleinere BHKW mit 50 kW_{el} Leistung erreicht ca. 3.600 Volllaststunden, da insb. im Sommer kein Betrieb zu erwarten ist. Anders als in der Simulation kann die Betriebsweise auch entsprechend angepasst werden, dass z.B. beide BHKWs auf etwa gleiche Volllaststunden pro Jahr kommen, was ggf. zu einem effizienteren Betrieb des Gesamtsystems beitragen kann. Die Stromerzeugung liegt bei rund 700 MWh pro Jahr. Die Erdgasbrennkessel, nun nicht mehr ausschließlich zur Spitzenlast, sondern auch als Mittellasterzeuger, haben ca. 1.200, resp. 60 Volllaststunden und tragen aufgrund dessen immerhin 22% zur Wärmeerzeugung bei. Die Wärmemenge von über 1.400 MWh pro Jahr ergibt sich aus den Verteilverlusten über die Nahwärmeleitungen (Bedarf Gebäude ca. 1.250 MWh pro Jahr). Diese müssen natürlich durch die Erzeuger bereitgestellt werden. Der Primärenergieeinsatz bzw. Brennstoffeinsatz beträgt insgesamt ca. 2.400 MWh pro Jahr, im Vergleich dazu lag bei Einsatz von Wärmepumpen der Primärenergieeinsatz bei nur 1.400 MWh pro Jahr.

Die Wärmeverteilung erfolgt klassischerweise über ein 2-Leiternetz mit einer Vorlauftemperatur von rund 80 °C . Im Sommer kann diese auf z.B. 60 bis 65 °C reduziert werden, um Verluste zu minimieren, da dann die Wärmeabnahme deutlich geringer ist. Da keine solarthermischen Anlagen eingesetzt werden, muss das gesamte Jahr über die Wärmemenge aus den erdgasbasierten Erzeugern bereitgestellt werden.

5.1.4.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind zunächst die Investitionsschätzkosten der Variante. Diese belaufen sich nach Erfahrungen und Angeboten, sowie Kennzahlen und Vergleichspreisen aus anderen Projekten auf rund 1,0 Mio € (inkl. Förderungen und Planungskosten). Die Varianz beträgt 20 %, es ist weiterhin ein Sicherheitsaufschlag von 10 % inkludiert. Insbesondere tragen bei diesem Konzept die Kosten der BHKWs, zu den Gesamtkosten bei. Es wird davon ausgegangen, dass die gesamten Investitionen aus Eigenkapital aufgebracht werden.

Neben den Investitionskosten gibt es bedarfsgebundene (für Brennstoff, 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 100.000 €. Dabei sind die in Abbildung 49 dargestellten spezifischen Kosten für den Primärenergiebezug hinterlegt.

Brennstoff	benötigt für	Kosten [€/kWh]
Strom	Hilfsenergie	0,2300
Strom WP	Wärmepumpe	0,1700
Erdgas	BHKW, Spitzenlastkessel	0,0390
Pellets	Pelletsessel	0,0425

Abbildung 49: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung *Variante 3*

Die betriebsgebundenen Kosten belaufen sich nach VDI2067 auf insgesamt 43.200 € pro Jahr. Hauptkostenpunkt ist der Betrieb der BHKWs. Es wurde eine Kostensteigerung von 2 % p.a. hinterlegt.

Mit einem marktgerechten Erlösmodell, bestehend aus Arbeits- und Grund- bzw. Leistungspreis ergeben sich folgende Erlöse. Der Arbeitspreis beträgt $8,2 \frac{ct}{kWh}$, der Leistungspreis $50 \frac{€}{kW}$. Die Vollkosten liegen somit bei $11,53 \frac{ct}{kWh}$, bzw. auf die Wohnfläche bezogen bei $8,49 \frac{€}{m^2 \text{ Wohnfläche}}$. Alle angegebenen Preise und Kosten verstehen sich in netto, also zzgl. 19 % Umsatzsteuer für private Endverbraucher. Die Preissteigerungen belaufen sich auf 3 % p.a. (Arbeitspreis) und 2 % p.a. (Grundpreis) und orientieren sich an den Kostensteigerungen im Betrieb und beim Primärenergiebezug.

Wärmenergie [kWh]	1.249.410
Wärmeleistung (ÜGS) [kW]	833
Erlöse Arbeit [€/a]	41.650
Erlöse Leistung [€/a]	102.452
Gesamterlöse Wärme [€/a]	144.102

Abbildung 50: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs *Variante 3*

Zusätzlich zu den Erlösen aus dem Wärmeverkauf, ergeben sich Erlöse aus der Stromeinspeisung durch den KWK-Strom. Dieser wird allgemein nach dem „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“, kurz „Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz“ (KWK-G) vergütet. Für Variante 3 wird angenommen, dass der gesamte KWK-Strom in das vorgelagerte Netz eingespeist wird (Volleinspeiser). Der ins Stromnetz eingespeiste Strom erhält einen KWK-Zuschlag von $8 \frac{ct}{kWh}$. In Summe ergeben sich so Erlöse von 56.400 € pro Jahr. Hinzu kommen die Erlöse des direkten Stromverkaufs, angenommen mit rund $2,9 \frac{ct}{kWh}$. Dies ergibt weitere 20.500 € pro Jahr. Ebenfalls kann mit hocheffizienten BHKW-Anlagen die Energiesteuer von $0,55 \frac{ct}{kWh}$ auf den Erdgasbezug rückvergütet werden. Dies sind weitere 11.100 € pro Jahr.

Eine Pflicht zur Abführung der EEG-Umlage besteht im Gegensatz zu Variante 1 nicht, da kein Strom eigenverbraucht wird.

In Summe ergeben sich so Stromerlöse für Variante 3 aus dem BHKW-Betrieb von rund 88.000 € pro Jahr. Abweichungen sind durch Rundungsfehler zu erklären.

Die Gesamtbetrachtung über den Kalkulationszeitraum von 20 Jahren für Variante 3 zeigt folgende Abbildung.

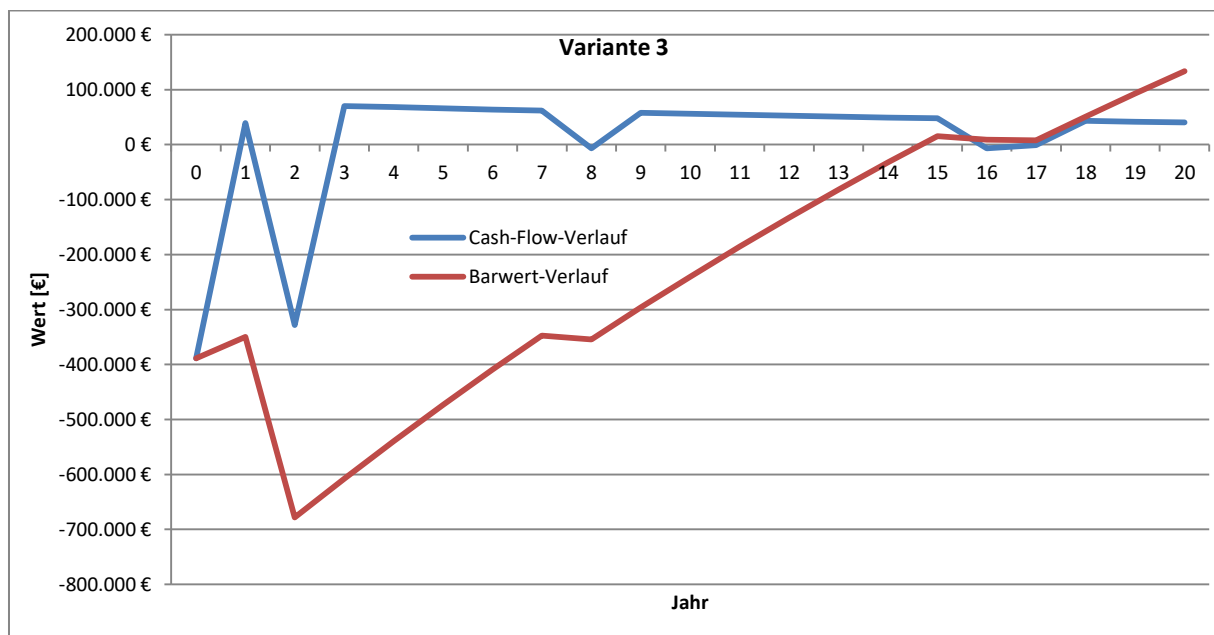


Abbildung 51: Cash-Flow- und Barwertverlauf Variante 3 über 20 Jahre

Der interne Zinsfuß liegt für Variante 3 bei 5,08 %, der Nettobarwert über 20 Jahre bei 3 % Kalkulationszinssatz bei 133 T€. Somit ist erkennbar, dass eine Umsetzung des gasbasierten „Standardmodells“ vieler Contractoren wirtschaftlich darstellbar ist und sich auch langfristig betreiben lässt.

5.1.4.3 Fazit Variante 3

Variante 3 basiert vollständig auf der Versorgung mit Erdgas als Primärenergieträger. Dadurch entstehen eine hohe Abhängigkeit und eine geringe Diversifikation. Preissteigerungen beim Erdgasbezug haben direkte Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems, diese können durch das Fehlen von Erzeugern mit anderen Primärenergieträgern nicht umgangen werden. Die zukünftigen Preissteigerungen für Erdgas sind insb. durch die Einführung der CO₂-Steuer sehr unsicher und können deutlich höher ausfallen als heute vermutet. Weiterhin ist durch das gasbasierte „Standardkonzept“ keinerlei Innovation und kein erneuerbarer Anteil vorhanden. Durch die weite Entwicklung im Bereich der gasbasierten Wärmeerzeuger sind diese (insb. Brennwertkessel) heutzutage sehr günstig, weshalb das Konzept ebenfalls nur geringe initiale Investitionskosten und die beste Wirtschaftlichkeit aufweist. Diese ist aber, wie bereits beschrieben, stark von den Erdgaspreisen abhängig und über 20 Jahre kaum abschätzbar.

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

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Geringe Systemkomplexität („Standardversorgung“) • Hoher Anteil KWK-Wärme • Keine Regeneration durch Solarthermie nötig • Dachflächennutzung für PV möglich (kein Konflikt zu Solarthermie) • Keine direkte Abhängigkeit von solarer Einstrahlung • Geringer Flächenbedarf • Guter Primärenergiefaktor • Geringe Investitionskosten und voraussichtlich gute Wirtschaftlichkeit 	<ul style="list-style-type: none"> • 100 % fossile Energieerzeugung • Kein erneuerbarer Anteil • Keine Möglichkeit zur medienwirksamen Vermarktung des Konzepts • Höhere Wärmeverluste durch 2-Leiternetz (ca. 60 MWh/a) • Kein Einsatz von Pellets (politisch gegenüber Hubert Schmid als möglichem Pelletslieferant) • Hohe Abhängigkeit von zukünftiger Gaspreisentwicklung (langfristig > 20 Jahre)

Abbildung 52: Vor- und Nachteile von *Variante 3*

5.1.5 Variante Pellets

Nachfolgend die wichtigsten Rahmenbedingungen zum Konzept *Variante Pellets*.

Versorgungsart	Zentrale Nahwärme
Quellen	Biomasse
Primärenergieträger	Pellets
Netztyp	2-Leiter
Vorlauftemperatur	HT. 80 °C
Puffergröße	> 20 m ³
Erzeugungsleistung	750 kW

Tabelle 15: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept *Variante Pellets*

5.1.5.1 Technische Auslegung

Nachstehend eine Auflistung der technischen Daten aller eingeplanten Erzeuger:

Erzeuger	Daten
Pelletsessel 1	1x 150 kW _{th}
Pelletsessel 2	1x 200 kW _{th}
Pelletsessel 3	1x 500 kW _{th}

Tabelle 16: Technische Daten Anlagentechnik Erzeuger *Variante Pellets*

Auf Basis der Erzeugerauslegung anhand des Wärmebedarfsprofil (siehe Abbildung 53) ergibt sich in Kombination mit einem virtuellen Pufferspeicher mit ca. 20 m³ Volumen folgende Betriebsweise der Erzeuger. Das virtuelle Puffervolumen kann über eine übergeordnete Steuerungstechnik (MSR) auch in zentralen und dezentralen Puffern verteilt sein (z.B. 5 m³ in der Energiezentrale plus je 3 m³ pro Hof). Weiterhin ist zu beachten, dass die Anlagen effizienter betrieben werden können, je größer das Pufferspeichervolumen ist. Zur besseren Simulation des Gesamtsystems wurde auf reale Hersteller und Komponenten für die einzelnen Anlagen zurückgegriffen. Diese können jedoch beliebig angepasst und ausgetauscht werden.

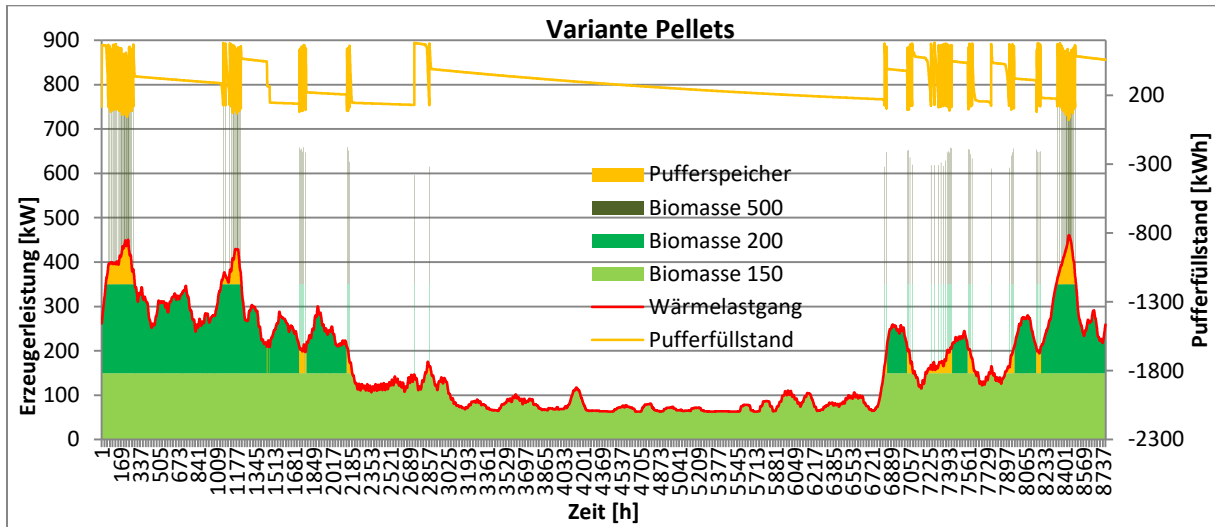


Abbildung 53: Anlagenauslegung und -betriebsweise für *Variante Pellets* inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie

Folgende Abbildung zeigt die aus der Auslegung resultierende geordnete Jahresdauerlinie.

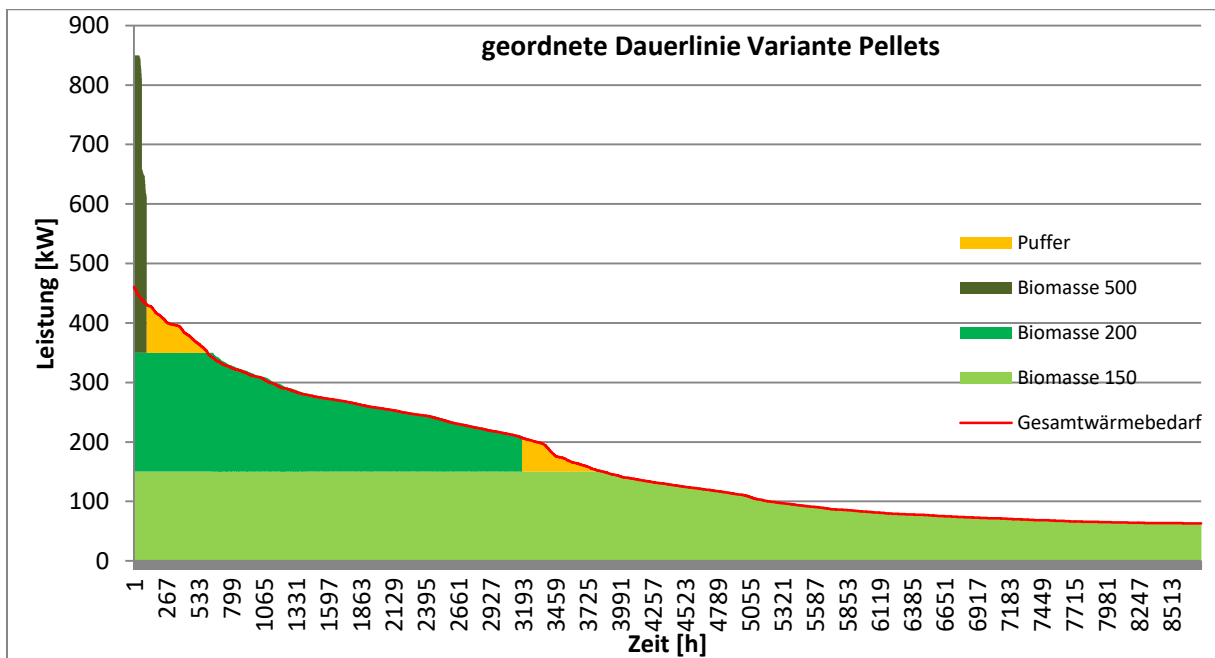


Abbildung 54: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung *Variante Pellets*

Die Ergebnisse der Simulation sind in folgender Tabelle dargestellt.

Prio	Erzeuger	Typ	Erzeugte Wärme [kWh]	Anteil [%]	Volllaststunden [h]	Brennstoff	Brennstoffeinsatz [kWh]	Erzeugter Strom [kWh]
1	Biomassekessel	ETA 150	1.012.000	68,4	6.749	Pellets	1.100.000	-
2	Biomassekessel	ETA 200	425.000	28,7	2.123	Pellets	462.000	-
3	Biomassekessel	Köb Pyrot	43.000	2,9	87	Pellets	47.000	-
	Puffer		45.600					
	Summen		1.480.000	100			1.609.000	-

Tabelle 17: Simulationsergebnisse *Variante Pellets*

Aus den Ergebnissen können einige Punkte abgeleitet werden. Der erneuerbare Anteil liegt in diesem Fall bei 100 %. Ohne Einsatz einer KWK-Anlage wird jedoch kein Strom parallel zur Wärmeversorgung produziert, der gegen Vergütung eingespeist werden kann. Die Wärmemenge von über 1.480 MWh pro Jahr ergibt sich aus den Verteilverlusten über die Nahwärmeleitungen (Bedarf Gebäude ca. 1.250 MWh pro Jahr). Diese müssen natürlich durch die Erzeuger bereitgestellt werden. Der Primärenergieeinsatz bzw. Brennstoffeinsatz beträgt insgesamt ca. 1.600 MWh pro Jahr, im Vergleich dazu lag bei Einsatz von Wärmepumpen in Variante 1 der Primärenergieeinsatz bei nur 1.400 MWh pro Jahr, Variante 1a benötigt einen Primärenergieeinsatz von 2.200 MWh pro Jahr.

Die Wärmeverteilung erfolgt klassischerweise über ein 2-Leiternetz mit einer Vorlauftemperatur von rund 80 °C. Im Sommer kann diese auf z.B. 60 bis 65 °C reduziert werden, um Verluste zu minimieren, da dann die Wärmeabnahme deutlich geringer ist.

5.1.5.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind zunächst die Investitionsschätzkosten der Variante. Diese belaufen sich nach Erfahrungen und Angeboten, sowie Kennzahlen und Vergleichspreisen aus anderen Projekten auf rund 1,0 Mio € (inkl. Förderungen und 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. Es wird davon ausgegangen, dass die gesamten Investitionen aus Eigenkapital aufgebracht werden.

Neben den Investitionskosten gibt es bedarfsgebundene (für Brennstoff, Strom, etc.) und die 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 75.200 €. Dabei sind die in Abbildung 55 dargestellten spezifischen Kosten für den Primärenergiebezug hinterlegt. Die Preissteigerung für Biomasse wurde mit 1 % p.a. angenommen, da sich Biomasse unabhängig fossiler Primärenergieträger verhält und kostentechnisch eher stabil verläuft. Einzig die saisonalen Schwankungen (höhere Kosten im Winter) sollten beachtet werden. Über Lieferverträge mit Biomasselieferanten wird dieses Thema in der Regel abgedeckt.

Brennstoff	benötigt für	Kosten [€/kWh]
Strom	Hilfsenergie	0,2300
Strom WP	Wärmepumpe	0,1700
Erdgas	BHKW, Spitzenlastkessel	0,0390
Pellets	Pelletsessel	0,0425

Abbildung 55: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung *Variante Pellets*

Die betriebsgebundenen Kosten belaufen sich nach VDI2067 auf insgesamt 36.500 € pro Jahr. Hauptkostenpunkte sind die Betriebskosten der Erzeuger. Die Kostensteigerung wird mit 2 % p.a. angesetzt.

Mit einem marktgerechten Erlösmodell, bestehend aus Arbeits- und Grund- bzw. Leistungspreis ergeben sich folgende Erlöse. Der Arbeitspreis beträgt $8,2 \frac{ct}{kWh}$, der Leistungspreis $50 \frac{€}{kW}$. Die Vollkosten liegen somit bei $11,53 \frac{ct}{kWh}$, bzw. auf die Wohnfläche bezogen bei $8,49 \frac{€}{m^2 \text{ Wohnfläche}}$. Alle angegebenen Preise und Kosten verstehen sich in netto, also zzgl. 19 % Umsatzsteuer für private Endverbraucher. Der Arbeitspreis wird entsprechend der antizipierten Preisentwicklung für Biomasse mit 1 % p.a. angesetzt, der Grundpreis steigt jährlich um 2 %.

Wärmenergie [kWh]	1.249.410
Wärmeleistung (ÜGS) [kW]	833
Erlöse Arbeit [€/a]	41.650
Erlöse Leistung [€/a]	102.452
Gesamterlöse Wärme [€/a]	144.102

Abbildung 56: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs *Variante 2*

Zusätzliche Erlöse aus einer Stromerzeugung über KWK-Anlagen ergeben sich in diesem Konzept aufgrund der 100 %-Pelletsversorgung nicht.

Die Gesamtbetrachtung über den Kalkulationszeitraum von 20 Jahren für Variante Pellets zeigt folgende Abbildung.

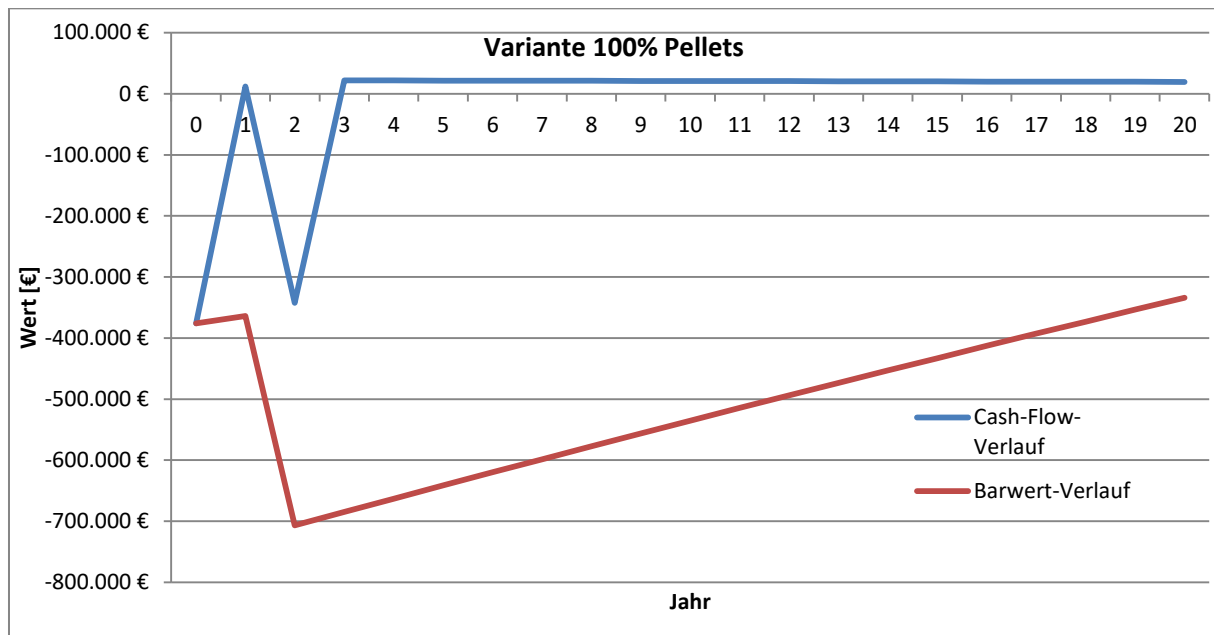


Abbildung 57: Cash-Flow- und Barwertverlauf Variante 2 über 20 Jahre

Der interne Zinsfuß liegt für Variante Pellets bei -3,05 %, der Nettobarwert über 20 Jahre bei 3 % Kalkulationszinssatz bei -341 T€. Somit ist erkennbar, dass eine Umsetzung einer reinen Pelletsversorgung, und somit 100 % erneuerbar nicht wirtschaftlich darstellbar ist, unter Annahme des gleichen Preismodells, wie für die restlichen Varianten. Hintergrund sind die fehlenden Stromerlöse aus den KWK-Anlagen.

5.1.5.3 Fazit Variante Pellets

Variante Pellets weist Vorteile in der Komplexität und den Kosten gegenüber einer Versorgung mit Erdwärme und Wärmepumpen auf (2-Leiternetz und keine Bohrungen). Die Regelung und Komplexität des Gesamtsystems ist als verhältnismäßig einfach einzustufen, da nur eine Erzeugungsart und Temperaturniveau benötigt wird. Die Versorgung ist bei Bezug regionaler Pellets beinahe CO₂-neutral, ebenso ist ein sehr guter Primärenergiefaktor erreichbar.

Demgegenüber stehen höhere Aufwände in der Betriebsführung durch die Verbrennung der Pellets, sowie zusätzliche bauliche Maßnahmen für einen Pelletsbunker. Weiterhin ist insb. im Sommer mit relativ gesehen höheren Wärmenetzverlusten zu rechnen, da das Netz aufgrund der Brauchwasserbereitstellung ganzjährig auf hohem Temperaturniveau betrieben werden muss. Eine Temperaturabsenkung im Sommer ist anzustreben, um die Netzverluste zu minimieren. Außerdem wird nur ein Primärenergieträger eingesetzt, wodurch wieder hohe Abhängigkeiten und geringe Diversifikation beim Energiebezug entsteht.

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

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • 100 % Anteil regenerativer Wärme (Holzpellets) • Vermarktung als „Vorzeigebereich“ • Positives Image für Stadt Marktoberdorf • Einfache Regelung und Umsetzung • Einsatz von PV zusätzlich möglich (kein Konflikt zwischen PV und Solarthermie) • Voraussichtlich geringer Primärenergiefaktor (Kosteneinsparungen zur Erreichung von Gebäudeenergiestandards) • Höhere Förderungen möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Pelletskessel sind relativ unflexibel im Betrieb • Höhere Wärmeverluste durch 2-Leiter-HT-Netz (60 MWh/a) • Höherer Betriebsaufwand Pelletskessel (Reinigung, Ascheentsorgung, Nachbestellung Pellets) • Platzbedarf und Kosten für Pelletsbunker • Erhöhte Immissionsschutzvorgaben für Festbrennstoffe • Bauliche Anpassung zur Pelletslieferung (40t-LKW muss den Bunker befahren können) • Keine Risikodiversifikation durch ausschließlichen Bezug von Pellets

Abbildung 58: Vor- und Nachteile von Variante Pellets

5.2 Dezentrale Konzepte

Die dezentralen Konzepte wurden nach einer weiteren Abstimmung mit dem Auftraggeber erstellt. Nachdem dort der Wunsch nach Innovation und einer fossilfreien Versorgung geäußert wurde, basieren die dezentralen Konzepte allesamt auf Technologien, die ohne Einsatz von Erdgas in jeglicher Form auskommen. Betrachtet wurde analog zu Kap. 5.1.5 die Versorgung mit Biomasse (Pellets) pro Hof, sowie der Einsatz von Erdwärmepumpen (Sole/Wasser-Wärmepumpe mit Quelle Erdreich über Erdsonden) und Luftwärmepumpen (Luft/Wasser-Wärmepumpe mit Quelle Luft).

5.2.1 Dezentral Biomasse

Zunächst wurde beachtet, wie sich eine dezentrale Versorgung pro Hof rein über den Einsatz von Biomasse in Kombination mit einer dezentralen Solarthermieanlage darstellen würde. Die Wärmeabnahme sinkt entsprechend, dafür entfallen Kosten für die Verteilungen, Übergabetechnik und weitere Peripherie. Zu beachten gilt, dass für eine dezentrale Versorgung für jedes Gebäude ein ausreichend großer Technikraum (ggf. mit Biomasselager) vorgehalten werden muss. Außerdem wird bei Einsatz einer verbrennungsbasierten Versorgung die Errichtung von Abgasanlagen pro Hof notwendig, diese sind auch architektonisch in die Gebäudehüllen zu integrieren.

Nachfolgende Tabelle gibt die wichtigsten Rahmenparameter der Variante wieder.

Versorgungsart	Dezentrale Versorgung pro Hof
Quellen	Biomasse, Solarthermie
Primärenergieträger	Biomasse, Solareinstrahlung
Vorlauftemperatur	Biomasse 80 °C
Puffergröße	8 m ³
Erzeugungsleistung	170 kW

Tabelle 18: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept *dezentral Biomasse*

5.2.1.1 Technische Auslegung

Auslegungsgrundlage bildet das synthetisierte Lastprofil gemäß Abbildung 4. Der Wärmebedarf eines „durchschnittlichen“ Hofes wird mit rund $227 \frac{MWh}{a}$ angesetzt. Netzverluste treten nicht auf. Die internen Verteilverluste sind bereits enthalten. Insgesamt wird mit einer Heizlast von rund 170 kW gerechnet, worauf die Versorgung ausgelegt wird. Nachfolgende Tabelle zeigt die Anlagenkonfiguration.

Erzeuger	Daten
Biomassekessel	1x 70 kW _{th} , 1x 100 kW _{th}
Solarthermie	ca. 50 m ²

Tabelle 19: Technische Daten Anlagentechnik Erzeuger *dezentral Biomasse*

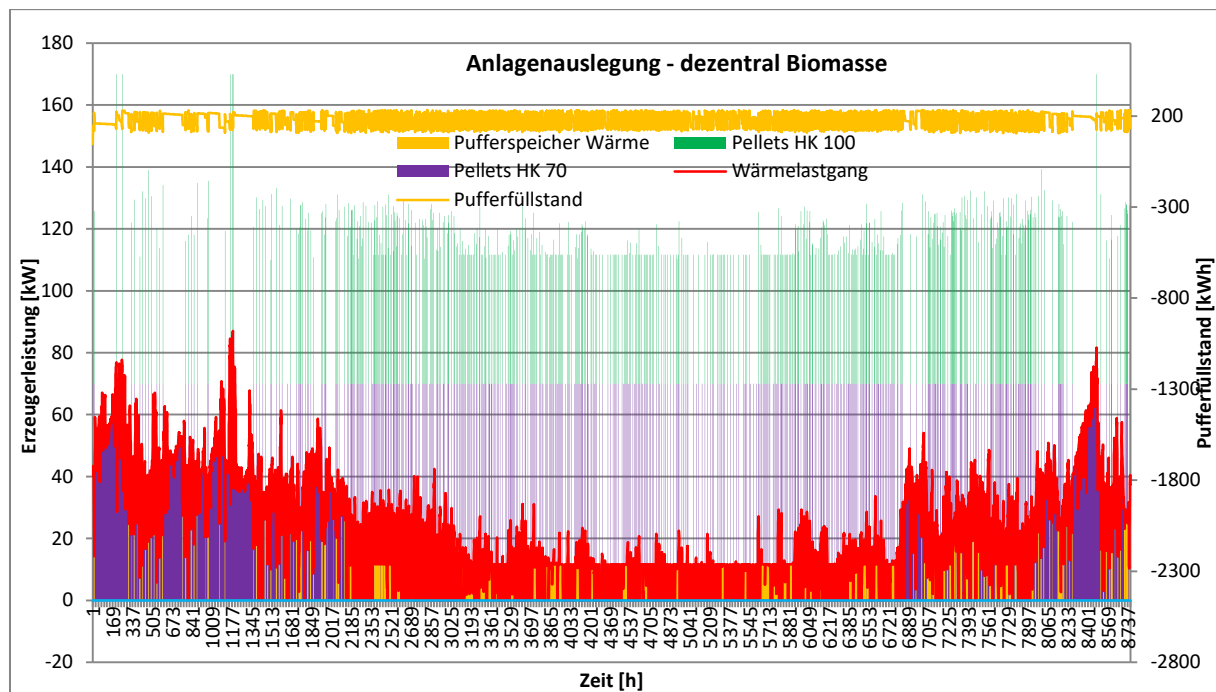


Abbildung 59: Anlagenauslegung und -betriebsweise für *dezentral Biomasse* inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie

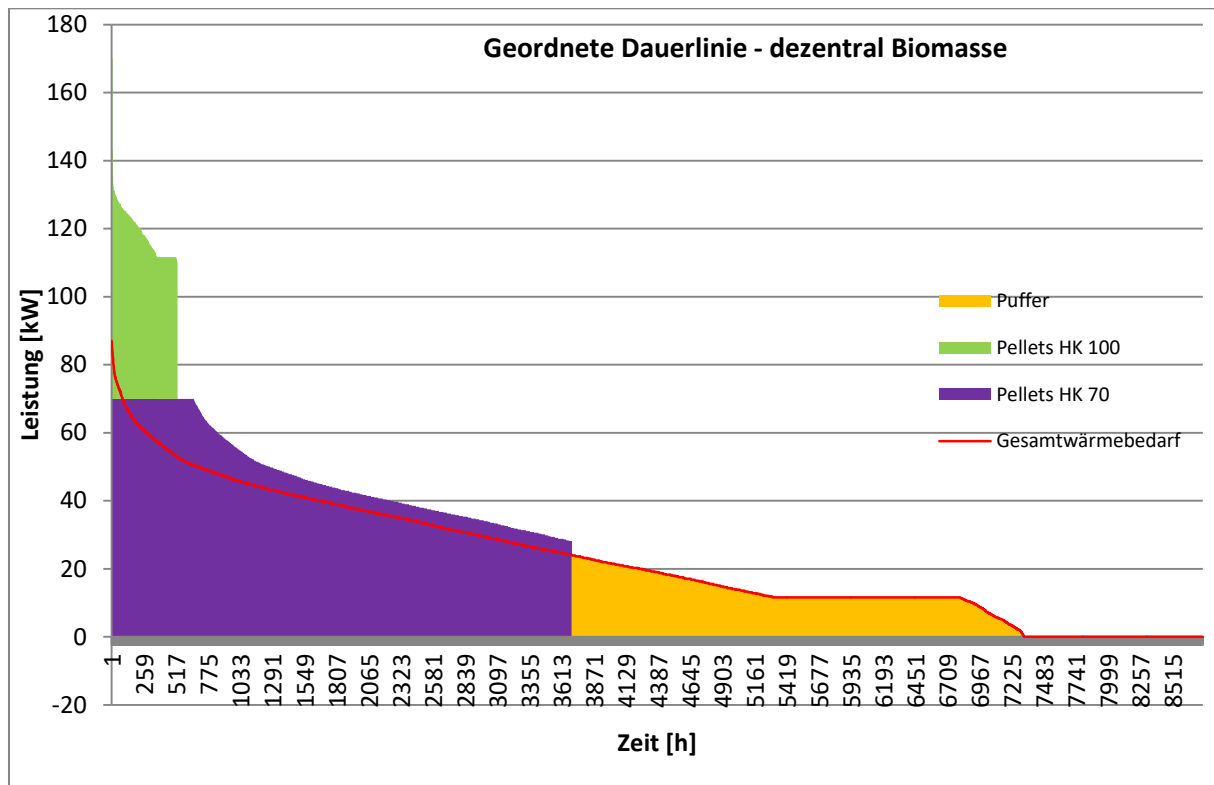


Abbildung 60: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung *dezentral Biomasse*

Die Solarthermieerzeugung ist über die rund 1.400 Stunden ersichtlich, in denen der Wärmebedarf 0 beträgt. Aufgrund der Anlagenauslegung ergibt sich eine hohe Nutzung des Pufferspeichers, da die minimalen Teillasten, z.B. zur Brauchwassererzeugung, nicht über die Kessel direkt abgedeckt werden können. Hieraus ergibt sich auch der große Vorteil von Wärmespeichern, dass nicht bei jeder geringen Wärmeabnahme die Kessel zuschalten müssen und somit insb. im Sommer sehr häufig takten, was deren Verschleiß und die Wartungskosten deutlich erhöht.

Die Ergebnisse der Simulation sind in folgender Tabelle dargestellt.

Prio	Erzeuger	Typ	Erzeugte Wärme [kWh]	Anteil [%]	Volllaststunden [h]	Brennstoff	Brennstoffeinsatz [kWh]
1	Biomasse	Pellet	173.900	77	2.484	Pellets	189.000
2	Biomasse	Pellet	25.900	11	259	Pellets	28.200
	Solarthermie		27.000	12			
	Puffer		55.700	25			
	Summe		227.000	100			217.200

Tabelle 20: Simulationsergebnisse *dezentral Biomasse*

Es ist zu erkennen, dass der Großteil der benötigten Wärmemenge über einen Biomassekessel (hier Pellets) gedeckt werden kann. Klassischerweise wurde aus Redundanz- und Spitzenlastgründen ein weiterer Kessel eingeplant, die Priorität der beiden Kessel kann gegebenenfalls auch getauscht werden. Mit Unterstützung einer Solarthermieanlage ist eine zu 100 % fossilfreie und regenerative Versorgung eines einzelnen Hofes möglich. Die Solarthermieanlage wurde gewählt, da eine PV-Anlage keinen direkten Vorteil bringt, da die Erzeuger (anders als in den beiden nächsten Varianten) nicht strombasiert arbeiten und somit kein signifikanter Strombedarf zu erwarten ist. Eine Kombination

der Solarthermieanlage mit PV-Modulen, sofern noch Fläche vorhanden ist, kann dennoch sinnvoll sein (z.B. Mieterstrommodell), wurde aber nicht explizit im Konzept betrachtet, da sich hieraus keine direkten Wechselwirkungen zum Wärmekonzept ergeben. Insbesondere interessant gestaltet sich die PV-Anlage, wenn vermehrt elektrisch betriebene Fahrzeuge innerhalb des Hofes vorhanden sind und auch geladen werden (müssen). Dadurch kann sich der Strombedarf erheblich erhöhen, Teile davon sind über regenerative PV-Erzeugung abdeckbar. Dieses Konzept gestaltet sich ökonomisch gesehen in jedem Fall als sinnvoll, es muss jedoch ein entsprechender Betreiber gefunden werden. Dabei entstehen einige regulatorische Rahmenbedingungen, die zu beachten sind. So gilt die Beladung von Elektrofahrzeugen aus einer großen PV-Anlage im vorliegenden Fall als Stromlieferung an Dritte (Anlagenbetreiber und Letztverbraucher des Stroms sind nicht personenidentisch), was energiewirtschaftlich dazu führt, dass der Anlagenbetreiber zum Stromlieferanten (ähnlich eines Stadtwerks) wird und spezifische Pflichten zu erfüllen hat. Ein derartiges Konzept wäre also nur in Kombination mit spezialisierten Unternehmen, z.B. dem lokalen Stromversorger, durchführbar. Gleiches gilt auch für Mieterstrommodelle, wo der PV-Strom an die Haushalte des Gebäudes geliefert und dort verbraucht wird.

5.2.1.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind zunächst die Investitionsschätzkosten der Variante. Diese belaufen sich nach Erfahrungen und Angeboten, sowie Kennzahlen und Vergleichspreisen aus anderen Projekten auf rund 244 T€ (inkl. Förderungen und Planungskosten). Die Varianz beträgt 20 %, es ist weiterhin ein Sicherheitsaufschlag von 10 % inkludiert. Insbesondere tragen bei diesem Konzept die Kosten der Erzeuger, sowie Zusatzkosten für die Biomasselagerung zu den Gesamtkosten bei. Es wird davon ausgegangen, dass die gesamten Investitionen aus Eigenkapital aufgebracht werden, außerdem wird ein Baukostenzuschuss (BKZ) von 30 % der Investitionskosten angesetzt.

Neben den Investitionskosten gibt es bedarfsgebundene (für Brennstoff, 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 9.800 €. Dabei sind die in Abbildung 61 dargestellten spezifischen Kosten für den Primärenergiebezug hinterlegt. Die Preissteigerung für Biomasse wird in Abstimmung mit dem Auftraggeber auf 2 % festgelegt.

Brennstoff	benötigt für	Kosten [€/kWh]
Strom	Hilfsenergie	0,2300
Strom WP	Wärmepumpe	0,1700
Erdgas	BHKW, Spitzenlastkessel	0,0390
Pellets	Pelletsessel	0,0425

Abbildung 61: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung *dezentral Biomasse*

Die betriebsgebundenen Kosten belaufen sich nach VDI2067 auf insgesamt 7.800 € pro Jahr. Hauptkostenpunkt ist der Betrieb der Erzeuger. Die Preissteigerung beträgt 2 % p.a.

Mit einem marktgerechten Erlösmodell, bestehend aus Arbeits- und Grund- bzw. Leistungspreis ergeben sich folgende Erlöse. Der Arbeitspreis beträgt $11 \frac{ct}{kWh}$, der Leistungspreis $48 \frac{€}{kW}$. Die Vollkosten liegen somit bei $14,60 \frac{ct}{kWh}$, bzw. auf die Wohnfläche bezogen bei $10,10 \frac{€}{m^2 \text{ Wohnfläche}}$. Alle angegebenen Preise und Kosten verstehen sich in netto, also zzgl. 19 % Umsatzsteuer für private Endverbraucher. Die Preissteigerungen wurden für Grundpreis mit 2 % p.a. und für den Arbeitspreis mit 2 % p.a. (passend zu den angenommenen Steigerungen des Biomassebezugs) angesetzt. Über Preisanpassungsklauseln können die höheren Energiebezugskosten auf den Endverbraucher (zumindest teilweise) umgelegt werden.

Wärmemenge [kWh]	227.000
Wärmeleistung [kW]	170
Erlöse Arbeit [€/a]	25.000
Erlöse Leistung [€/a]	8.160
Gesamterlöse Wärme [€/a]	33.160

Abbildung 62: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs *dezentral Biomasse*

Erlöse aus Stromerzeugung oder Einspeisung ergeben sich nicht, da keine lokale Stromerzeugung im Rahmen der Wärmeversorgung betrachtet wurde. Ein mögliches Konzept zur lokalen Stromerzeugung mit PV und der vor-Ort-Nutzung muss über einen eigenen Business-Case abgebildet und berechnet werden.

Die Gesamtbetrachtung über den Kalkulationszeitraum von 20 Jahren für eine dezentrale Biomasseversorgung zeigt folgende Abbildung.

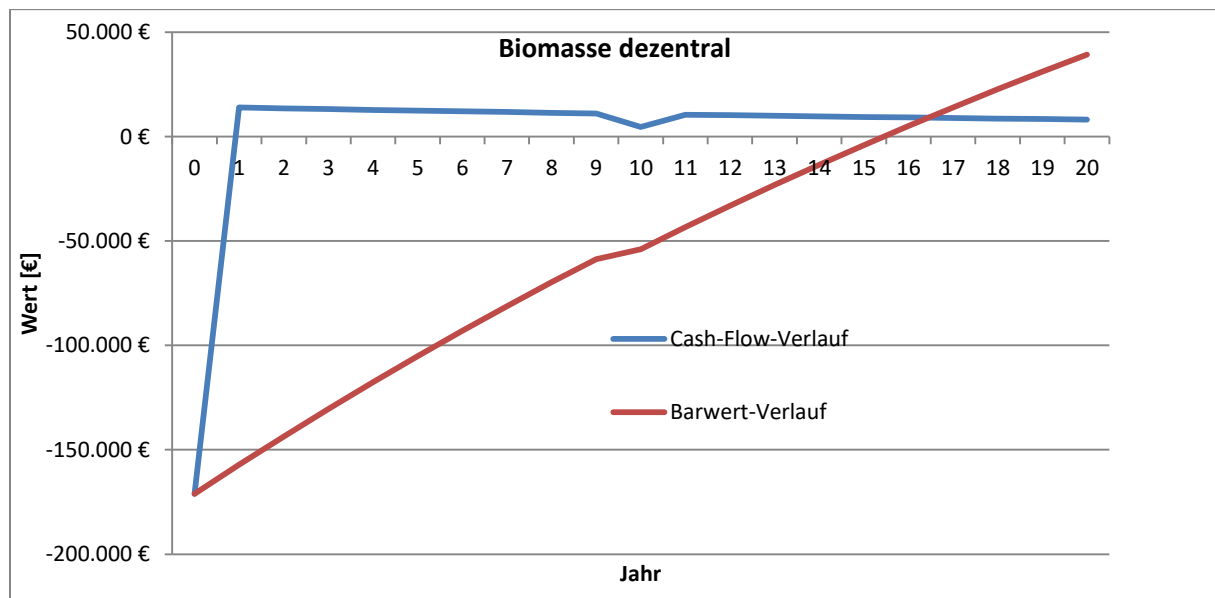


Abbildung 63: Cash-Flow- und Barwertverlauf dezentrale Biomasse über 20 Jahre

Der interne Zinsfuß liegt bei 7,4 %, der Nettobarwert über 20 Jahre bei 5 % Kalkulationszinssatz bei 39 T€. Somit ist erkennbar, dass eine Umsetzung eines vollständig regenerativen Konzepts inkl. Ein-

bindung von Solarthermieanlagen wirtschaftlich darstellbar ist und sich auch langfristig betreiben lässt.

Es ist zu beachten, dass das Preismodell im Vergleich zu einer zentralen Versorgung (vgl. Kap 5.1) anders gewählt wurde und somit eine deutlich bessere Wirtschaftlichkeit erreichbar ist. Bezogen auf allgemeine Heizkostenpreise (vgl. z.B. heizspiegel.de) liegt das Preismodell immer noch im mittleren Bereich, was für die gegebenen Rahmenbedingungen als akzeptabel bewertet wird.

5.2.1.3 Fazit Dezentral Biomasse

Das erste dezentrale Konzept basiert auf einer zu 100 % regenerativen Versorgung aus Biomasse (Pellets) mit Unterstützung durch eine Solarthermieanlage pro Hof. Im Vergleich zu zentralen Konzepten entfallen neben den Kosten für Verteilnetze, Übergabetechnik und weiterer Peripherie auch die Risiken, dass Verzögerungen beim zeitversetzten Zubau der weiteren Höfe entstehen und somit ein finaler Ausbau nach den ursprünglichen Planungen erst später in Kraft tritt. Dies hat in der Regel große Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit eines derartigen Konzepts und ist für viele Betreiber/Contractoren aus diesem Grund nicht mehr interessant. Ein weiterer Vorteil liegt darin, dass die Wärmeverluste durch die grundstücksübergreifende Wärmeverteilung bei zentraler Versorgung entfallen.

Nachteilig hierbei gestaltet sich, dass jeder Hof sowohl eine eigene Abgasanlage als auch einen passenden Technikraum für die Erzeuger inkl. Biomasselager benötigt. Die dadurch indirekt entstehenden Kosten (nicht nutzbare Fläche z.B. für Parkplätze oder Keller) konnte nicht in die Wirtschaftlichkeitsabschätzung einbezogen werden. Dennoch sollten diese Punkte nicht außer Acht gelassen werden.

5.2.2 Dezentral Erdwärmepumpe

Analog zu Variante 1 (zentral) wurde auch pro Hof eine Versorgung über Wärmepumpen mit Quelle Erdwärmesonde untersucht. Nachdem Wärmepumpen eher im Temperaturbereich bis 50 °C arbeiten, muss separat eine Brauchwasserbereitung bereitgestellt werden. Diese ist über Wärmepumpen möglich, jedoch reduziert sich bei höheren Vorlauftemperaturen entsprechend der COP des Erzeugers, was in einem höheren Stromverbrauch resultiert. Aufgrund des Wunschs einer vollständig fossilfreien Versorgung wird ein dezentrales, zweistufiges Konzept erstellt (1. Stufe Heizwärme mit ca. 45 °C Vorlauf, 2. Stufe Brauchwasser aus Heizwärmepuffer mit ca. 80 °C Vorlauf).

Schematisch ist das Konzept in nachfolgender Abbildung dargestellt.

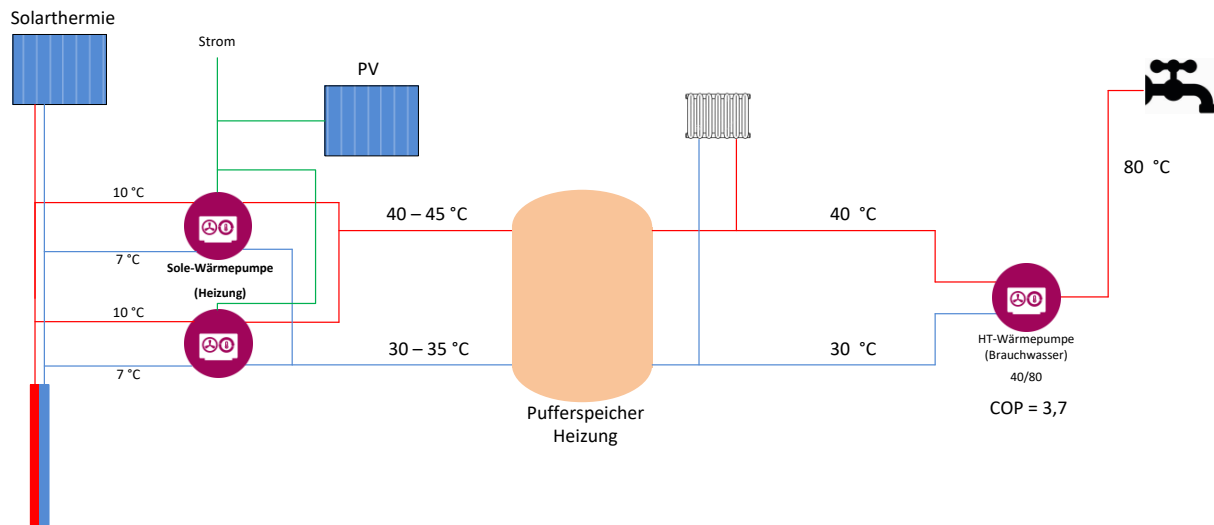


Abbildung 64: Konzept zweistufige Versorgung mit Wärmepumpen und Erdwärmesonden

5.2.2.1 Technische Beschreibung

Für die Auslegung wurde aus Redundanzgründen mit 2 Großwärmepumpen à 80 kW Heizleistung im Auslegungspunkt geplant. Quellseitig wird eine konstante Temperatur von ca. 10 °C angesetzt, was beim Einsatz von Erdwärmesonden als durchaus realistisch einzuschätzen wäre. Entsprechend ergibt sich der Betrieb der Wärmepumpen bei B10/W45 (Sole 10 °C, Wasser 45 °C). Der COP in diesem Bereich ist bei Wärmepumpen mit ca. 4,5 verhältnismäßig gut. Hierin liegt auch z.B. der große Vorteil gegenüber Luft-Wasser-Wärmepumpen, da diese sehr inhomogene COP-Werte in Abhängigkeit der Außentemperatur aufweisen, da quellseitig auch sehr niedrige Temperaturen auftreten können.

Die Wärmepumpen werden mit einem Mix aus erneuerbarem Wärmepumpenstrom (abschaltbare Last) und PV-Strom versorgt. Zusätzlich ist eine Solarthermieanlage zur Regeneration und teilweisen Heizungsunterstützung umzusetzen. Zur Brauchwassererzeugung kommt eine Hochtemperatur Brauchwasserwärmepumpe zum Einsatz, die aus dem Heizungspuffer mit einer Vorlauftemperatur von ca. 40 °C versorgt wird. Der Betriebspunkt liegt bei 40/80, hier ergibt sich ein COP von ca. 3,7 gemäß Datenblatt eines möglichen Modells. In Summe ergibt sich aus der Simulation eine Jahresarbeitszahl (im Betrieb, berechnet aus der erzeugten Wärme dividiert durch den verbrauchten Strom) von 4,1. Entsprechend liegt der Strombedarf für den Betrieb der Wärmepumpen in den oben genannten Betriebspunkten bei gegebenen COP-Werten bei 55.400 kWh pro Jahr. Über eine mögliche PV-Anlage ist eine Stromerzeugung von rund 33.000 kWh pro Jahr möglich. Durch die Wärmepumpen lässt sich jedoch nur ein Eigenverbrauch von ca. 14.500 kWh pro Jahr erreichen, da die PV-Anlage primär im Sommer Strom produziert, die Wärmepumpen aber hauptsächlich im Winter in Betrieb sind (abgesehen von der HT-Wärmepumpe für die Brauchwasserbereitung). Entsprechend müssen noch ca. 40.500 kWh aus dem Netz bezogen werden. Weitere knapp 19.000 kWh werden durch die PV ins Netz eingespeist und entsprechend vergütet. Da die Wärmeenergie der wohl größte Einzelverbraucher sein wird, ist es sinnvoll, wenn die PV-Anlage (zumindest zum Teil) durch den Betreiber der Wärmeversorgung errichtet wird, da in diesem Fall die EEG-Umlage, die auf den vor-Ort verbrauchten Strom zu zahlen ist nur noch bei 40 % anstatt 100 % liegt ($2,56 \frac{ct}{kWh}$ anstatt

6,405 $\frac{ct}{kWh}$ in 2019) wodurch sich ein großer wirtschaftlicher Vorteil ergibt. Die energetische Darstellung der PV-Anlage in Kombination mit der Wärmepumpenversorgung zeigt folgende Abbildung.

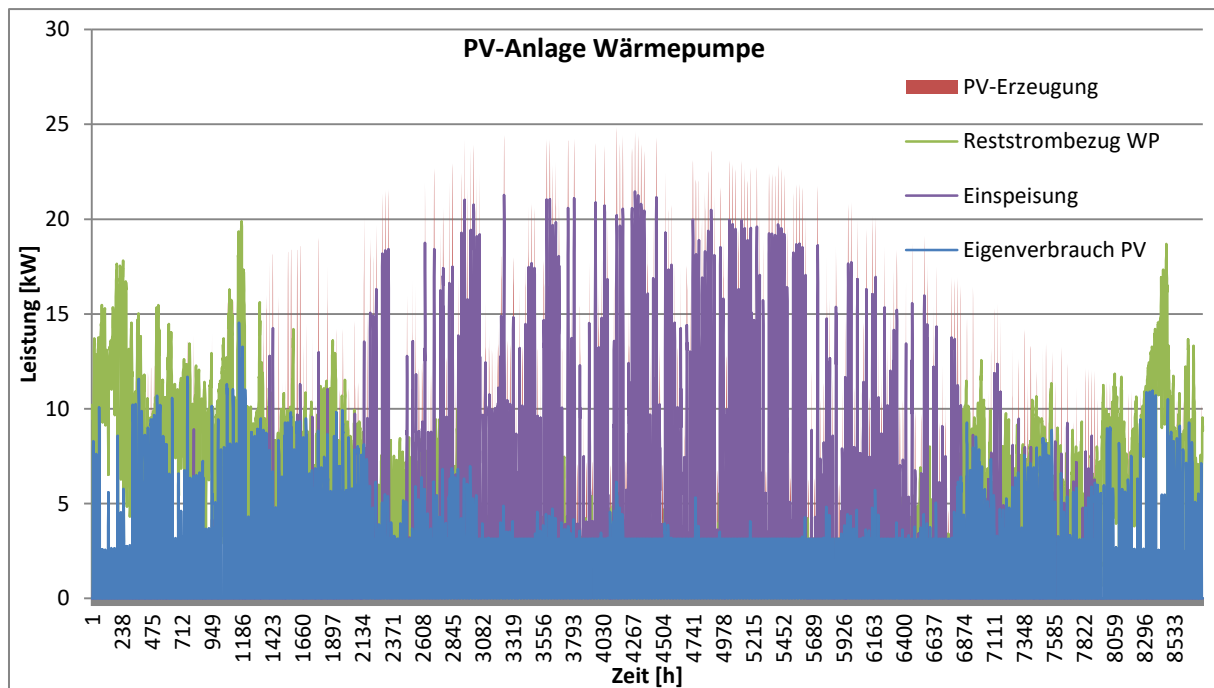


Abbildung 65: Energetische Darstellung PV-Anlage/Wärmepumpe (Erdwärmesonden)

Es ist deutlich zu sehen, dass insb. im Sommer die Einspeisung durch die PV-Anlage trotzdem sehr hoch ist und der Eigenverbrauch entsprechend gering.

5.2.2.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind zunächst die Investitionsschätzkosten der Variante. Diese belaufen sich nach Erfahrungen und Angeboten, sowie Kennzahlen und Vergleichspreisen aus anderen Projekten auf rund 509 T€ (inkl. Förderungen und 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. Es wird davon ausgegangen, dass die gesamten Investitionen aus Eigenkapital aufgebracht werden, außerdem wird ein Baukostenzuschuss (BKZ) von 30 % der Investitionskosten angesetzt.

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 8.600€. Dabei sind die in Abbildung 66 dargestellten spezifischen Kosten für den Primärenergiebezug hinterlegt. Die Preissteigerung für Strom wird in Abstimmung mit dem Auftraggeber auf 0 % festgelegt.

Brennstoff	benötigt für	Kosten [€/kWh]
Strom	Hilfsenergie	0,2300
Strom WP	Wärmepumpe	0,1700
Erdgas	BHKW, Spitzenlastkessel	0,0390
Pellets	Pelletsessel	0,0425

Abbildung 66: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung *dezentral Erdwärmepumpe*

Die betriebsgebundenen Kosten belaufen sich nach VDI2067 auf insgesamt 10.100 € pro Jahr. Hauptkostenpunkt ist der Betrieb der Erzeuger. Die Preissteigerung beträgt 2 % p.a.

Mit einem marktgerechten Erlösmodell, bestehend aus Arbeits- und Grund- bzw. Leistungspreis ergeben sich folgende Erlöse. Der Arbeitspreis beträgt $11 \frac{ct}{kWh}$, der Leistungspreis $48 \frac{€}{kW}$. Die Vollkosten liegen somit bei $14,60 \frac{ct}{kWh}$, bzw. auf die Wohnfläche bezogen bei $10,10 \frac{€}{m^2 \text{ Wohnfläche}}$. Alle angegebenen Preise und Kosten verstehen sich in netto, also zzgl. 19 % Umsatzsteuer für private Endverbraucher. Die Preissteigerungen wurden für Grundpreis mit 2 % p.a. und für den Arbeitspreis mit 2 % p.a. angesetzt. Über Preisanpassungsklauseln können die höheren Energiebezugskosten auf den Endverbraucher (zumindest teilweise) umgelegt werden.

Wärmemenge [kWh]	227.000
Wärmeleistung	170
Erlöse Arbeit [€/a]	25.000
Erlöse Leistung [€/a]	8.160
Gesamterlöse Wärme [€/a]	33.160

Abbildung 67: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs *dezentral Erdwärmepumpe*

Erlöse aus Stromerzeugung ergeben sich über die Einspeisung der ca. 19.000 kWh Strom ins vorgelagerte Netz, der mit ca. $10 \frac{ct}{kWh}$ vergütet wird. Demgegenüber steht die zu zahlende EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom. In Summe ergibt sich ein direkter Erlös (abgesehen vom indirekt verrechneten, geringeren Netzbezug) von ca. 1.880 € pro Jahr.

Die Gesamtbetrachtung über den Kalkulationszeitraum von 20 Jahren für eine dezentrale Erdwärmepumpenversorgung zeigt folgende Abbildung.

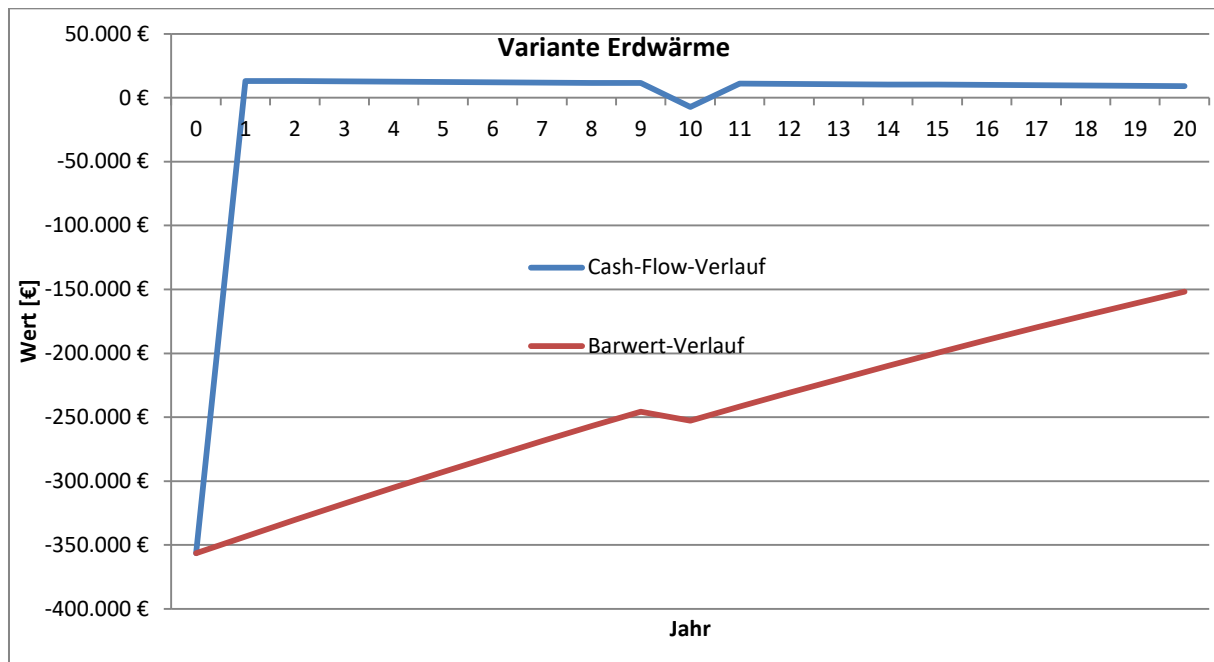


Abbildung 68: Cash-Flow- und Barwertverlauf dezentrale Erdwärmepumpe über 20 Jahre

Der interne Zinsfuß liegt bei -0,06 %, der Nettobarwert über 20 Jahre bei 5 % Kalkulationszinssatz bei -147 T€. Somit ist erkennbar, dass die Umsetzung des innovativen Erdwärmepumpenkonzepts analog zu einer zentralen Versorgung des gesamten Areals auch auf dezentraler Ebene nicht langfristig wirtschaftlich mit akzeptablen Preismodellen möglich ist. Insbesondere die Kosten für die Quellenerschließung (Bohrung) zeigt sich auch hier als Faktor mit der größten Relevanz.

5.2.2.3 Fazit Dezentral Erdwärmepumpe

Das innovative Konzept der Versorgung mit Wärmepumpen über Erdwärmesonden und HT-Wärmepumpen zur Brauchwassererzeugung ist grundsätzlich, technisch möglich. Es gibt jedoch einige Besonderheiten. So ist auf Basis der vorliegenden Daten keine gesicherte Aussage über die Entzugsleistungen von Erdwärmesonden im Betrachtungsgebiet möglich, es kann aber davon ausgegangen werden, dass die benötigten Entzugsleistungen erreichbar sind. Weiterhin besteht Unsicherheit über die mögliche Bohrtiefe. Die Investitionskosten betragen im Vergleich zu den anderen dezentralen Varianten insb. aufgrund der Sondenbohrungen beinahe das Doppelte, wodurch sich auch bei einem für dezentrale Versorgungen angepassten Preismodell keine positive Wirtschaftlichkeit ergibt.

Großer Vorteil des Einsatzes von strombetriebenen Erzeugern ist, dass eine Abgasanlage für das Gebäude entfällt, dennoch stellt sich die Quellenerschließung häufig als kritischer Faktor heraus. Weiterhin ist keine Lagerfläche für Brennstoffe nötig. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass durch den höheren Stromverbrauch und die zusätzlichen Leistungen durch die Wärmepumpen auch ein leistungsfähigerer Stromanschluss für das jeweilige Gebäude vorzusehen ist. Weiterer Vorteil der Erdwärmesonden ist die gleichbleibende Quelltemperatur und die dadurch erreichbaren hohen Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpenanlage, was wiederum den Strombedarf in Grenzen hält.

5.2.3 Dezentrale Luftwärmepumpe

Parallel zur Versorgung mit Wärmepumpen (Quelle Erdwärme) wurde das Konzept der Luftwärmepumpen betrachtet. Luft/Wasser-Wärmepumpen nutzen die thermische Energie der Umgebungsluft zur Erzeugung von Heizwärme auf niedrigem Temperaturniveau (Vorlauf ca. 45 °C). Größter Vorteil hierbei ist, dass für die Quellenerschließung, anders als bei den Erdwärmesonden, keine Kosten anfallen, da die Umgebungsluft praktisch in unbegrenzter Menge kostenfrei zur Verfügung steht. Nachteil hierbei ist die Abhängigkeit des Wirkungsgrades der Wärmepumpe von der Quelltemperatur. Geringe Außentemperaturen verursachen bei den Luft/Wasser-Wärmepumpen entsprechend niedrige Jahresarbeitszahlen, was den Strombedarf wiederum deutlich erhöhen kann. Auch für die Luftwärmepumpenvariante ergibt sich die Notwendigkeit eines zweistufigen Systems zur Heizwärme- und Brauchwassererzeugung. Die Vorlauftemperatur der Wärmepumpe ist ebenfalls abhängig von den Lufttemperaturen. Das Konzept ist schematisch in nachfolgender Abbildung dargestellt.

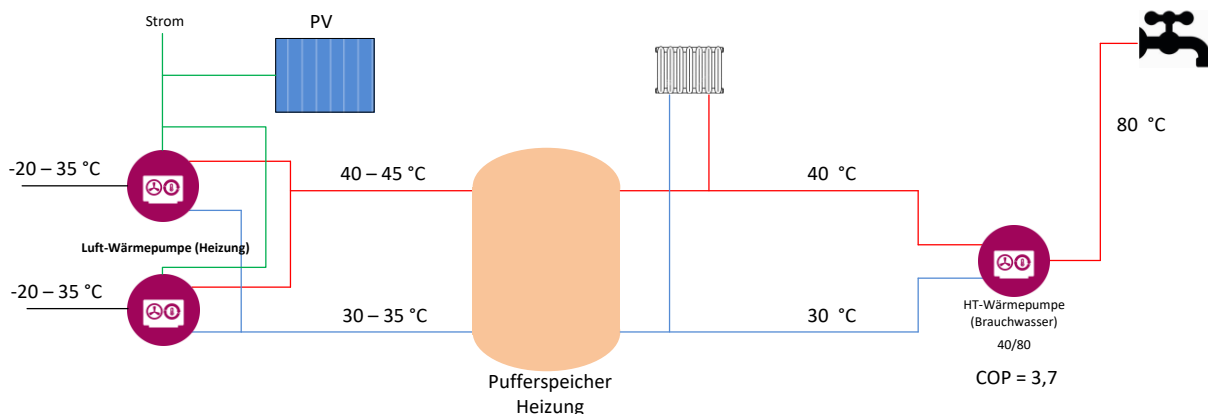


Abbildung 69: Konzept zweistufige Versorgung mit Luft/Wasser-Wärmepumpen

Eine Unterstützung bezüglich des Strombezugs wurde auch hier mit Photovoltaik eingerechnet. Da eine Quellenregeneration nicht notwendig ist, ergibt sich keine Notwendigkeit der Solarthermienutzung, weshalb ein größerer Vorteil im maximalen PV-Ausbau gesehen wird. Die Systemtemperaturen sind abgesehen von den Quelltemperaturen identisch mit dem Konzept in Kap. 5.2.2.

5.2.3.1 Technische Auslegung

Für die Auslegung wurde aus Redundanzgründen mit 2 Großwärmepumpen à 80 kW Heizleistung im Auslegungspunkt geplant. Quellseitig wird das Temperaturprofil gemäß Daten des Deutschen Wetterdienstes für den Standort Marktoberdorf aus dem Jahr 2018 angesetzt. Dieses liegt im Bereich von ca. -20 °C bis +35 °C, wobei ein Heizbetrieb nur bei Temperaturen < 14 °C angenommen wird. Abhängig der Außentemperatur und dem daraus folgenden Temperaturhub von Quell- auf Heizniveau befindet sich der jeweilige COP der Wärmepumpen im Bereich von 1,7 bis 4,8. Die berechnete Jahresarbeitszahl liegt mit 2,9 im Heizsystem deutlich unter dem Wert 4,5 für Erdwärmesonden. In Kombination mit einem konstanten COP von 3,7 für die BW-Erzeugung in der zweiten Stufe ergibt sich für das Gesamtwärmepumpensystem eine Jahresarbeitszahl von 3,2, im Vergleich zu 4,1 für die Erdwärmesondenvariante. Der Gesamtstrombedarf für die Wärmeversorgung des Hofes liegt somit bei rund 70.100 kWh pro Jahr.

Die Wärmepumpen werden mit einem Mix aus erneuerbarem Wärmepumpenstrom (abschaltbare Last) und PV-Strom versorgt. Zur Brauchwassererzeugung kommt eine Hochtemperatur Brauchwasserwärmepumpe zum Einsatz, die aus dem Heizungspuffer mit einer Vorlauftemperatur von ca. 40 °C versorgt wird. Der Betriebspunkt liegt bei 40/80, hier ergibt sich ein COP von ca. 3,7 gemäß Datenblatt eines möglichen Modells. Über eine größere PV-Anlage ist eine Stromerzeugung von rund 66.600 kWh pro Jahr möglich. Durch die Wärmepumpen lässt sich jedoch nur ein Eigenverbrauch von ca. 19.000 kWh pro Jahr erreichen, da die PV-Anlage primär im Sommer Strom produziert, die Wärmepumpen aber hauptsächlich im Winter in Betrieb sind (abgesehen von der HT-Wärmepumpe für die Brauchwasserbereitung). Entsprechend müssen noch ca. 51.300 kWh aus dem Netz bezogen werden. Weitere knapp 47.800 kWh werden durch die PV ins Netz eingespeist und entsprechend vergütet. Da die Wärmeerzeugung der wohl größte Einzelverbraucher sein wird, ist es sinnvoll, wenn die PV-Anlage (zumindest zum Teil) durch den Betreiber der Wärmeversorgung errichtet wird, da in diesem Fall die EEG-Umlage, die auf den vor-Ort verbrauchten Strom zu zahlen ist nur noch bei 40 % anstatt 100 % liegt ($2,56 \frac{ct}{kWh}$ anstatt $6,405 \frac{ct}{kWh}$ in 2019) wodurch sich ein großer wirtschaftlicher Vorteil ergibt. Die energetische Darstellung der PV-Anlage in Kombination mit der Wärmepumpenversorgung zeigt folgende Abbildung.

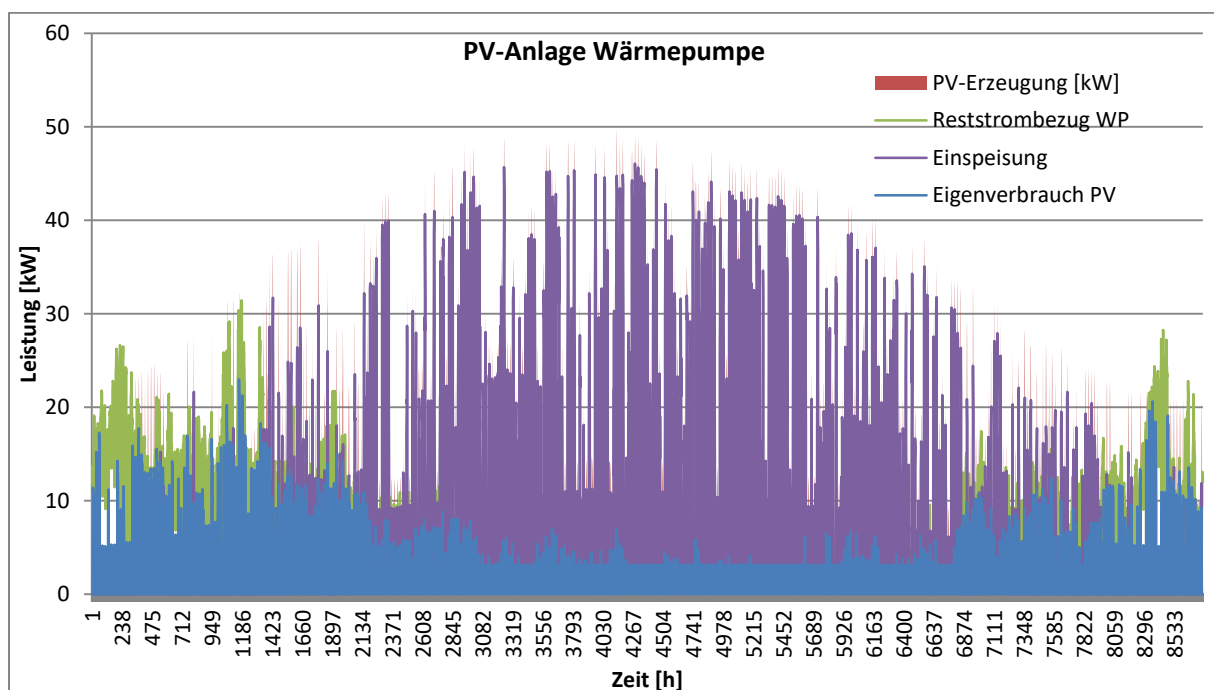


Abbildung 70: Energetische Darstellung PV-Anlage/Wärmepumpe (Luft)

Es ist deutlich zu sehen, dass insb. im Sommer die Einspeisung durch die PV-Anlage trotzdem sehr hoch ist und der Eigenverbrauch entsprechend gering. Ein Großteil des PV-Stroms wird demnach ins Netz eingespeist oder könnte alternativ auch für ein Mieterstrommodell oder zur Ladung von Elektrofahrzeugen genutzt werden. Auf die Besonderheiten beim Betrieb eines Mieterstrommodells wurde bereits hingewiesen. Ein direkte Kopplung der beiden Konzepte konnte in der vorliegenden Studie nicht durchgeführt werden, da nicht zu erwarten ist, dass ein Elektromobilitätsdienstleister auch

gleichzeitig ein Mieterstrommodell anbieten würde und sich hier entsprechend zwei separate Projekte ergeben.

5.2.3.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnungen sind zunächst die Investitionsschätzkosten der Variante. Diese belaufen sich nach Erfahrungen und Angeboten, sowie Kennzahlen und Vergleichspreisen aus anderen Projekten auf rund 305 T€ (inkl. Förderungen und Planungskosten). Die Varianz beträgt 20 %, es ist weiterhin ein Sicherheitsaufschlag von 10 % inkludiert. Insbesondere tragen bei diesem Konzept die Kosten der Erzeuger, sowie der PV-Anlage zu den Gesamtkosten bei. Es wird davon ausgegangen, dass die gesamten Investitionen aus Eigenkapital aufgebracht werden, außerdem wird ein Baukostenzuschuss (BKZ) von 30 % der Investitionskosten angesetzt.

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 11.400 €. Dabei sind die in Abbildung 71 dargestellten spezifischen Kosten für den Primärenergiebezug hinterlegt. Die Preissteigerung für Strom wird in Abstimmung mit dem Auftraggeber auf 0 % festgelegt.

Brennstoff	benötigt für	Kosten [€/kWh]
Strom	Hilfsenergie	0,2300
Strom WP	Wärmepumpe	0,1700
Erdgas	BHKW, Spitzenlastkessel	0,0390
Pellets	Pelletsessel	0,0425

Abbildung 71: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung *dezentral Luftwärmepumpe*

Die betriebsgebundenen Kosten belaufen sich nach VDI2067 auf insgesamt 8.200 € pro Jahr. Hauptkostenpunkt ist der Betrieb der Erzeuger. Die Preissteigerung beträgt 2 % p.a.

Mit einem marktgerechten Erlösmodell, bestehend aus Arbeits- und Grund- bzw. Leistungspreis ergeben sich folgende Erlöse. Der Arbeitspreis beträgt $11 \frac{ct}{kWh}$, der Leistungspreis $48 \frac{€}{kW}$. Die Vollkosten liegen somit bei $14,60 \frac{ct}{kWh}$ bzw. auf die Wohnfläche bezogen bei $10,10 \frac{€}{m^2 \text{ Wohnfläche}}$. Alle angegebenen Preise und Kosten verstehen sich in netto, also zzgl. 19 % Umsatzsteuer für private Endverbraucher. Die Preissteigerungen wurden für Grundpreis mit 2 % p.a. und für den Arbeitspreis mit 2 % p.a. angesetzt. Über Preisanpassungsklauseln können die höheren Energiebezugskosten auf den Endverbraucher (zumindest teilweise) umgelegt werden.

Wärmemenge [kWh]	227.000
Wärmeleistung	170
Erlöse Arbeit [€/a]	25.000
Erlöse Leistung [€/a]	8.160
Gesamterlöse Wärme [€/a]	33.160

Abbildung 72: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs *dezentral Erdwärmepumpe*

Erlöse aus Stromerzeugung ergeben sich über die Einspeisung der ca. 47.700 kWh Strom ins vorgelagerte Netz, der mit ca. $10 \frac{ct}{kWh}$ vergütet wird. Demgegenüber steht die zu zahlende EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom. In Summe ergibt sich ein direkter Erlös (abgesehen vom indirekt verrechneten, geringeren Netzbezug) von ca. 4.800 € pro Jahr.

Die Gesamtbetrachtung über den Kalkulationszeitraum von 20 Jahren für eine dezentrale Erdwärmepumpenversorgung zeigt folgende Abbildung.

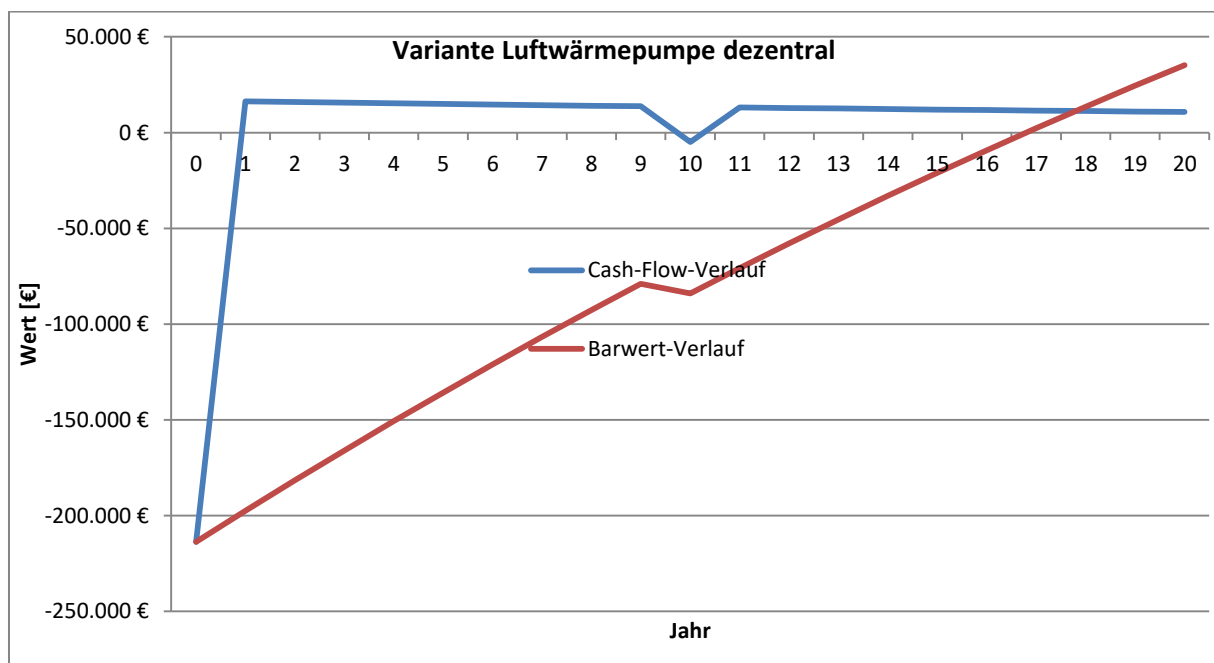


Abbildung 73 Cash-Flow- und Barwertverlauf dezentrale Luftwärmepumpe über 20 Jahre

Als Ergebnis zeigt sich, dass die Versorgung mit Luftwärmepumpen im zweistufigen System mit gegebenem Preismodell durchaus realistisch und wirtschaftlich darstellbar ist, auch wenn sich der interne Zins mit 6,7 % und der Nettobarwert mit ca. 35 T€ bei 5 % Kalkulationszinssatz etwas schlechter darstellen als bei der Biomasse-Variante.

5.2.3.3 Fazit Dezentral Luftwärmepumpe

Das strombasierte Konzept der Versorgung mit Wärmepumpen über die Umgebungsluft und HT-Wärmepumpen zur Brauchwassererzeugung ist grundsätzlich, technisch, wie auch wirtschaftlich mit den vorliegenden Rahmenbedingungen möglich. Zu beachten ist allerdings, dass die Strompreissteigerung mit 0 % angesetzt wurde, was aktuell noch nicht validierbar ist, da dies auch von der Entwicklung der CO₂-Besteuerung und möglicher Zertifikate abhängt. Weiterhin sollte bedacht werden, dass die maximalen Erzeugungsleistungen der Luft/Wasser-Wärmepumpen bei minimalen Außentemperaturen benötigt werden, was sich grundsätzlich entgegensteht. Vor Umsetzung eines derartigen Konzepts sollte gegebenenfalls nochmals über mögliche Redundanzen (z.B. Kessel Biomasse, weiterer Erzeuger) im Sinne eines bivalenten Versorgungssystems nachgedacht werden. Hierzu bietet sich ein kleiner Spitzenlasterdgaskessel an, der aber nach Beschluss des Stadtrats so nicht zum Einsatz kommen soll.

Großer Vorteil des Einsatzes von strombetriebenen Erzeugern ist, dass eine Abgasanlage für das Gebäude entfällt. Weiterhin ist keine Lagerfläche für Brennstoffe nötig. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass durch den höheren Stromverbrauch und die zusätzlichen Leistungen durch die Wärmepumpen auch ein leistungsfähigerer Stromanschluss für das jeweilige Gebäude vorzusehen ist. Nachteilig an der Nutzung der Umweltwärmequelle *Luft* ist, dass die Jahresarbeitszahlen deutlich schlechter sind, als für ein Sole/Wasser-System. Dieser Nachteil wird jedoch dadurch überkompensiert, dass für die Quellenschließung keine signifikanten Zusatzkosten anfallen, die die Wirtschaftlichkeit entsprechend verschlechtern.

5.2.4 Zusammenfassung dezentraler Versorgungsvarianten

Nachfolgende Tabelle gibt nochmals einen Überblick über die wesentlichen Ergebnisse der Konzeptentwicklungen für die drei betrachteten dezentralen Varianten.

Simulationsergebnisse	Variante Biomasse	Variante Erdwärmepumpe	Variante Luftwärmepumpe
Energiequellen	88 % Pellets 12 % Solarthermie	74 % Öko-Strom 26 % PV	73 % Öko-Strom 27 % PV
Lokale Stromerzeugung (z.B. für E-Mobilität, Mieterstrom)	-	18.700 kWh	47.700 kWh
Primärenergiefaktor	0,22	0,35	0,43
CO ₂ -Emissionen*	6 t/ Jahr	0 t/ Jahr	0 t/ Jahr
Investitionen	244 TEUR	509 TEUR	305 TEUR
Vollkostenwärmepreis ² (brutto pro m ² und Jahr)	12,00 EUR	12,00 EUR	12,00 EUR
Nettobarwert	39.000 €	-152.000 €	35.000 €
Amortisation bei 5 % interner Verzinsung	15 Jahre	> 25 Jahre	17 Jahre

Tabelle 21: Zusammenfassung der Ergebnisse aller dezentralen Varianten (*bei Einsatz von Ökostrom als Reststrom)

5.3 Empfehlung dezentrale Versorgung

Auf Basis der gegebenen Rahmenbedingungen stellt sich nun, unabhängig der Wirtschaftlichkeit und technischen Umsetzbarkeit, die Frage, ob eher eine zentrale oder dezentrale Versorgung anzustreben ist. Nach Auswertung der externen Vorgaben ergeben sich insb. vier Argumente, die für eine dezentrale Versorgung (pro Hof) sprechen:

- Die Höfe werden von unterschiedlichen Eigentümern realisiert. Eine zentrale Versorgung ist nur wirtschaftlich, wenn alle Höfe angeschlossen werden. Das ist nicht sichergestellt.
- Die Höfe werden zeitlich versetzt gebaut. Eine im ersten Bauabschnitt erstellte zentrale Energieversorgung wird erst nach der Realisierung des letzten Hofes wirtschaftlich betrieben.
- Die aktuelle Bauleitplanung sieht keinen Platz für eine zentrale Energieversorgung vor.
- Aufgrund der großen Unsicherheit des künftigen Zubaus (wann ist der Vollausbau erreicht) beinhaltet eine zentrale Versorgung ein hohes, zusätzliches ökonomisches Risiko in der Umsetzung. Im schlimmsten Fall erfolgt der Ausbau deutlich langsamer als ursprünglich geplant, womit ein defizitärer Betrieb der Versorgung entstehen könnte

Es ergeben sich weitere Vor- und Nachteile, die Folgend dargestellt sind.

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Gestaltungsfreiheit der Bauherren • Für die Energieversorgung müssen keine übergreifenden Dienstbarkeiten eingetragen werden • Geringerer Genehmigungsaufwand • Keine Trassen für die Wärmeverteilung erforderlich d.h. reduzierte Investitionen 	<ul style="list-style-type: none"> • Höhere Investitions- und Wartungskosten bei mehreren kleinen Anlagen • Synergien zwischen den Höfen (Gleichzeitigkeiten) werden nicht genutzt • Höhere Betriebskosten • Platzbedarf in jedem Hof (Heizraum und ggfs. Schornstein) muss eingeplant werden

Tabelle 22: Vor- und Nachteile bei Umsetzung einer dezentralen Versorgung

5.4 Denkanstöße für sonstige innovative Technologien

Die Ausführungen der einzelnen Varianten in Kapitel 5 beziehen sich auf Erfahrungen und resultieren in technisch sinnvollen und zum Teil wirtschaftlich umsetzbaren Konzepten für eine zentrale Energieversorgung des Neubaugebiets am ehemaligen Krankenhausareal. Neben den dargestellten, vielfach eingesetzten und somit auch bewährten Technologien gibt es eine Vielzahl hochinnovativer Konzepte, die im Folgenden ohne direkten Bezug zum vorliegenden Projekt vorgestellt werden sollen. In den meisten Fällen befinden sich diese noch in frühen Entwicklungsphasen oder wurden erst als Pilotanlage umgesetzt, was nicht der Anspruch für das vorliegende Projekt war. Weiterhin muss stets die Wirtschaftlichkeit und die daraus resultierenden Energiepreise für den Endkunden berücksichtigt werden, insbesondere im vorliegenden Fall, da eine Mischnutzung von freiem und sozialem Wohnungsbau angestrebt wird, wodurch zu erwarten ist, dass auch einkommensschwächere Familien im Areal wohnen werden. Auch für diese muss die Energie bezahlbar bleiben, was bei innovativen Projekten häufig nicht möglich ist.

5.4.1 Power-to-Gas

Unter Power-to-Gas wird im Allgemeinen die Nutzung elektrischer Energie (Strom) zur Herstellung von gasförmigen Energieträgern (Wasserstoff, Methan) verstanden. Dies bietet sich vor allem dann an, wenn mit hoher elektrischer Überschusserzeugung, z.B. lokal aus PV oder Windkraft zu rechnen ist, die andernfalls gegen geringe Vergütung eingespeist oder sogar abgeregelt werden müsste. Dabei gibt es am Markt aktuell zwei Konzepte, bei denen der Strom im ersten Fall in Wasserstoff umgewandelt und gespeichert wird, und im anderen Fall durch eine weitere Katalysereaktion direkt Methan erzeugt werden kann. Diese beiden innovativen, bereits umgesetzten Technologien sollen im Folgenden näher beleuchtet werden.

5.4.1.1 Speichermedium Methan

Die Fa. Exytron aus Rostock bietet ein System an, das über eine Elektrolysezelle mit regenerativem Überschussstrom Wasserstoff erzeugt und diesen in einer Katalysereaktion zu erneuerbarem Methan umwandelt. Die in der Elektrolyse und Katalyse entstehende thermische Energie wird ausgekoppelt und genutzt. Das entstandene Methan kann ohne großen Aufwand in Standardgastanks gespeichert werden. Bei Bedarf wird dieses z.B. in einer Gastherme oder einem BHKW verbrannt. Das in der Verbrennung entstehende CO₂ wird dem Wasserstoff-Methan-Katalyseprozess erneut zugeführt, wodurch ein geschlossener CO₂-Kreislauf entsteht. Der Gesamtwirkungsgrad (Nutzungsgrad) der Anlage unter Einbezug der Abwärmenutzung wird vom Hersteller mit über 90 % angegeben. Der grundsätzliche Vorgang ist in Abbildung 74 zu sehen.

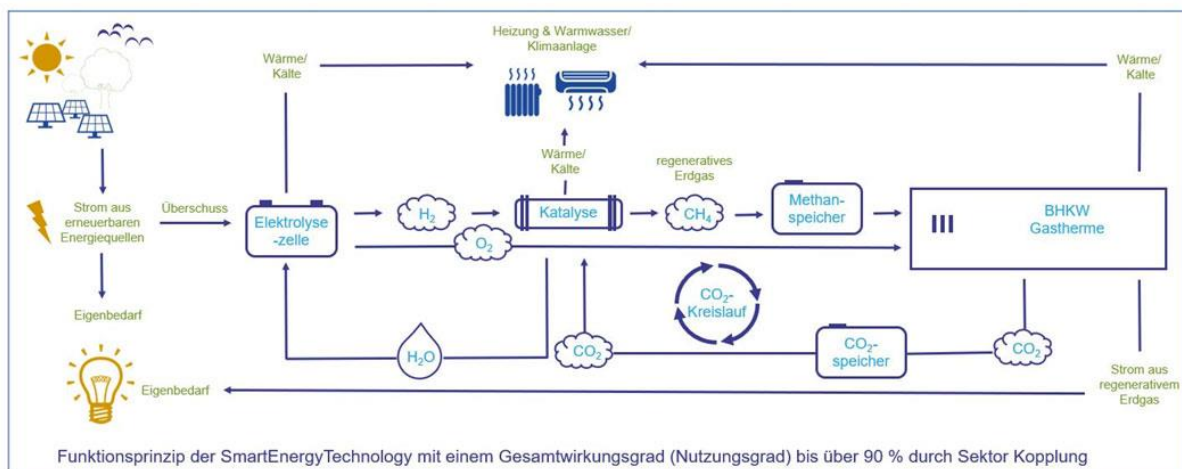


Abbildung 74: Funktionsprinzip der SmartEnergyTechnology der Fa. Exytron [11]

Im Jahr 2019 wurde im Rahmen eines Pilotprojekts ein Mehrfamilienhaus (Altbau) mit dieser Technologie ausgestattet. Nach aktuellen Informationen und den Referenzen der Homepage des Herstellers handelt es sich hierbei um das einzige bisher im Betrieb befindliche System. Dies ist auch der Grund weshalb die Technologie im Zuge der Erstellung eines umsetzbaren und wirtschaftlichen Konzeptes nicht genauer betrachtet wurde. Weiterhin ist derzeit noch nicht klar, wie das System auch ggf. skalierbar in größeren Liegenschaften und höheren Leistungsbereichen sinnvoll und wirtschaftlich einsetzbar ist, weshalb es sich zunächst für eine Arealversorgung nicht direkt eignet.

Weiterhin werden große Mengen überschüssigen PV-Strom benötigt, um signifikante Mengen Methan produzieren und das System auch erneuerbar einsetzen zu können. Dies ist aufgrund der Dachflächenverfügbarkeit der Gebäude für PV-Anlagen (eine Kundenanlage über alle Höfe ist rechtlich vermutlich nicht umsetzbar) voraussichtlich als limitierender technischer Faktor, neben der Wirtschaftlichkeit und der technischen Bewährtheit des Systems zu sehen.

5.4.1.2 Speichermedium Wasserstoff

Die gasbasierte Speicherung von überschüssigem PV-Strom und die direkte Wiederverwendung in Form von elektrischer Energie lassen sich nur über Wasserstoffspeicher und einer Brennstoffzelle realisieren.

Beim Konzept *Picea* der Fa. HPS Home Power Solutions GmbH aus Berlin wird über einen Elektrolyseur aus Überschussstrom der PV-Anlage Wasserstoff produziert und in Wasserstofftanks gespeichert. Mithilfe einer Brennstoffzelle kann dieser direkt wieder in elektrische Energie umgewandelt und verbraucht werden. Der Prozessschritt der Methanisierung entfällt, was die Umwandlungsverluste minimiert. Nachteilig ist, dass der flüchtige und hochentzündliche Wasserstoff gespeichert werden muss, was im Vergleich zu Methan erhöhten Aufwand und zusätzliche Vorsichtsmaßnahmen bedeutet.

Dem Elektrolyseur ist ein Batteriespeichermodul vorgeschaltet, um die fluktuierende erneuerbare (z.B. PV) Erzeugung zu puffern. Das Gesamtsystem (exkl. Wasserstoffspeicher) ist als Kompaktgerät mit Batteriespeicher, Brennstoffzelle, Brauchwasserentkopplung und –speicher der Abwärme der

Brennstoffzelle, Energiemanagementsystem und Elektrolyseur erhältlich (Platzbedarf ca. 3 m² laut Herstellerangaben).

Die Wasserstoffspeicher können bei Bedarf außerhalb des Gebäudes untergebracht werden. Es lässt sich bei entsprechender Größe der PV-Anlage sowie des Gasspeichers eine vollständige Autarkie erreichen. Es wurden bereits Projekte im privaten Bereich umgesetzt, bei denen Neubauten komplett ohne externen Stromanschluss auskommen.

Hauptgrund, weshalb die Technologie nicht für das ehemalige Krankenhausareal betrachtet wurde ist, dass das System nur auf die Bereich der Einfamilienhäuser, was Leistungen angeht, konzipiert und aktuell am Markt verfügbar ist. Ob eine Nutzung durch Kaskadierung mehrerer Kompaktmodule technisch möglich und sinnvoll ist, kann zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht abschließend geklärt werden. Andere Unternehmen forschen nach Aussage der Fa. HomePowerSolutions bereits an System in größeren Leistungsbereichen, die dann durchaus auch in Gewerbeeinheiten oder im Mehrfamilienwohnungsbau zum Einsatz kommen können. Diese sind jedoch zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht verfügbar und werden auch in den kommenden Jahren maximal in Pilotanlagen eingesetzt werden können. Auch hier spielt die wirtschaftliche Betrachtung eine wesentliche Rolle. Dennoch kann für kommunale Gebäude (z.B. Kindergärten, o.ä.) ein Einsatz der Technologie unter bestimmten Rahmenbedingungen sinnvoll sein, nicht jedoch im Zuge einer Arealversorgung. Ein weiterer Grund ist auch hier der limitierende Faktor der der Dachflächenverfügbarkeit zur Produktion hoher Überschüsse erneuerbaren Stroms zur Umwandlung in Wasserstoff.

5.4.2 Holzvergasung

Als Alternative zur Nutzung von Erdgas in KWK-Anlagen kann auch sog. Holzgas eingesetzt werden. Anders als bei der Verbrennung von fester Biomasse (Holz), in Form von Pellets oder Holzhackschnitzeln und der ausschließlichen Nutzung zu thermischen Zwecken kann über die Vergasung von Biomasse und den Einsatz des gasförmigen Energieträgers in KWK-Anlagen der Nutzungsgrad deutlich gesteigert werden, da zusätzlich aus der im Holz enthaltenen Energie neben Wärme auch Strom in einem sektorgekoppelten KWK-Prozess erzeugt werden kann.

Nachteilig bei dieser Technologie sind die zusätzlichen Investitionskosten, für den Holzvergaser zur Herstellung des Holzgases. Wie z.B. auch bei ORC-Anlagen (Organic-Rankine-Cycle) sind Anlagen mit entsprechend hohen Investitionskosten nur in hohen Leistungsklassen (MW-Bereich) tatsächlich wirtschaftlich einsetz- und betreibbar. Im vorliegenden Fall liegen diese Rahmenbedingungen leider nicht vor. Weiterhin muss das in der Pyrolyse der Biomasse entstehende Holzgas vor Verwendung im BHKW durch weitere Zyclone und Filter gereinigt werden, was zusätzliche Kosten verursacht und weitere Komponenten beinhaltet, die gewartet und betrieben werden müssen. Im Fall des ehemaligen Krankenhausareals Hochwiesstraße wurde auch der Platzbedarf für Biomasseenergieträger diskutiert. Dieser ist bei der Holzvergasung ebenfalls notwendig, zusätzlich zum Platzbedarf der oben angesprochenen weiteren Komponenten, die bei Einsatz eines erdgas- oder biomethanbetriebenen BHKWs grundsätzlich entfallen.

Bei einer Betrachtung des Marktes für Holzvergaser bzw. Holzvergaser/BHKW-Anlagen wird deutlich, dass dieser sehr überschaubar ist. Es gibt nur eine Handvoll Anbieter für derartige Systeme, was wie-

derum dazu führt, dass die Anlagen nicht standardmäßig, sondern nur in Spezialfällen und eher selten zum Einsatz kommen. Entsprechend sind auch bei Betreibern für Versorgungslösungen, sei dies die Stadt, eine Fernwärmegesellschaft, eine Bürgerenergiegenossenschaft oder ein externer Contractor, häufig keine Erfahrungen im Betrieb dieser Anlagen vorhanden. Das wiederum kann dazu führen, dass für die Konzepte kein geeigneter Betreiber gefunden werden kann oder der Betrieb deutlich teurer wird, als mit bewährten und vielfach eingesetzten Anlagen.

Aufgrund der deutlich höheren Initialkosten und den mit zusätzlichen Komponenten verbundenen, höheren laufenden Kosten für Wartung, Instandhaltung, Ascheentsorgung etc., sowie der oben beschriebenen Punkte wurde im Rahmen des Arealkonzepts Marktoberdorf beschlossen, die Technologie der Holzvergasung in Kombination mit einem BHKW auszuschließen und nicht weiter zu betrachten, insb. auch deshalb, weil als Alternative die Infrastruktur für den Einsatz gasbasierter Erzeuger vorhanden ist.

5.4.3 Alternative PV-Konzepte

Neben dem klassischen Weg, PV-Module auf einem Gebäudedach zu installieren, kommen immer häufiger Diskussionen zu alternativen Montage-Systemen für PV-Anlagen auf, um die begrenzte Dachflächenverfügbarkeit zu umgehen bzw. die oftmals begehrten Dachflächen (z.B. für Dachterrassen) anderweitig und für den Investor gewinnbringend zu nutzen. Neben der Aufdach-PV-Anlage sind zwei Konzepte denkbar, einerseits die Integration der Module in die Gebäudefassade, andererseits die Nutzung naheliegender, nicht genutzter Freiflächen (landwirtschaftliche Flächen, Äcker, etc.) zur Errichtung der PV-Anlage.

5.4.3.1 Fassaden-PV

Beim Konzept der Fassaden-PV werden die Module parallel zur Gebäudefassade direkt an dieser montiert (siehe Abbildung 75). Eine Aufständigung wird in der Regel nicht vorgenommen. Entsprechend haben die Module einen Neigungswinkel von 90° . Weiterhin zu beachten sind hierbei die Verfügbarkeit freier Fassadenfläche (ohne Fenster, Balkone, Luftauslässe, etc.), die Ausrichtung der Fassade und, wie auch bei Aufdach-Anlagen, die möglichen Verschattungen.



Abbildung 75: Darstellung des Konzept Fassaden-PV [12]

Häufig sind die Fassadenflächen im Mehrfamilienhausbau insb. durch Fenster und Balkone sehr kleinteilig, was wiederum den Montageaufwand und die Kosten erhöht. Zusätzlich sind architektonische Belange mit der Solarfassade zu vereinbaren. Deutlich stärker als bei Dachanlagen kommt hier die Thematik der Blendwirkung zum Tragen, insb. in direkter Umgebung von Straßen und Verkehrsweegen. Selbst bei ungünstiger Sonneneinstrahlung werden Aufdach-Anlagen niemals unterhalb des Montageorts reflektieren, Fassadenmodule können jedoch direkte Reflexionen auf die Verkehrswege verursachen. Dementsprechend können z.B. seitens der Kommune Blendgutachten verlangt werden.

Ein weiterer Punkt, der gegen Fassadenanlagen im vorliegenden Fall spricht sind die zu erwartenden Verschattungen. Bei Betrachtung des Erschließungsentwurfs (vgl. Abbildung 76) wird deutlich, dass das Gebiet sehr dicht bebaut wird und auch die Baukörper entsprechend nahe nebeneinander stehen. Daraus ergeben sich nur wenige, sinnvoll zu belegende Wandflächen (grün), über deren Fassadengestaltung zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch keinerlei Informationen vorliegen.



Abbildung 76: Für Fassaden-PV möglicherweise nutzbare Flächen (grün: gut, orange: mittel, rot: schlecht)

Fassaden in Richtung der Innenhöfe werden aufgrund der Verschattungen vor vornherein ausgeschlossen, die orangefarbenen Fassaden wären grundsätzlich denkbar, aufgrund der Ausrichtung würden die Erträge jedoch deutlich geringer ausfallen. Rot markiert sind alle Flächen die aufgrund der Verschattungen oder der Ausrichtung grundsätzlich nicht in Frage kommen. Selbst bei den grünen, nach Süden gerichteten Fassaden sind voraussichtlich Verschattungen durch Lärmschutzbauten oder die geplanten Baumgruppen gegeben.

Ausgehend von den oben genannten Nachteilen ergeben sich auch im Vergleich zu optimal ausgerichteten Modulen deutliche Ertragsminderungen, die die Umsetzung in der Regel unwirtschaftlich machen. Ein um 90° geneigtes Modul hat bei Ausrichtung nach Süden nur noch einen Ertrag von rund 70% im Vergleich zu einer optimal ausgerichteten Dachanlage (30° Neigung, 0° Azimuth).

Entsprechend der obigen Ausführungen wurden Fassaden-PV-Systeme aus den detaillierten Betrachtungen zur Energiekonzepterstellung für das ehemalige Krankenhausareal in Marktoberdorf nicht betrachtet.

5.4.3.2 Freiflächen-PV

Zur Umgehung sowohl der Thematik Dachflächenverfügbarkeit, als auch der Ertragsminderung durch ungünstige Ausrichtungen der Module gibt es noch die Möglichkeit, eine PV-Anlage abseits der Gebäude auf einer geeigneten Freifläche zu errichten. Sowohl Ausrichtung, als auch die reine Flächenverfügbarkeit sollten in den meisten Fällen keine Probleme darstellen. Die Herausforderung liegt bei Freiflächenanlagen vielmehr in der Findung einer „geeigneten“ Fläche, was sich nicht nur auf die Lage und Ausrichtung bezieht. Solaranlagen auf Freiflächen bedürfen rechtlicher Voraussetzungen, z.B. eine Baugenehmigung durch die Kommune, die Ausweisung der zu bebauenden Flächen als Sondernutzung im Rahmen eines offiziellen Bebauungsplans (Planfeststellungsverfahren), sowie weiterer Untersuchungen (z.B. Naturschutz) und Gutachten. Diese Verfahren sind sowohl kosten- als auch zeitintensiv, weshalb sich der Aufwand in der Regel nur für sehr große Anlagen lohnt. Zur Versorgung eines Areals ist zu erwarten, dass eine Wirtschaftlichkeit nicht darstellbar wäre.

Ausgehend vom Ziel der Arealversorgung ergeben sich weiterhin regulatorische Hürden. Freiflächenanlagen mit hohen Leistungen sind normalerweise als Volleinspeiser deklariert, der gesamte erzeugte Strom wird also gegen EEG-Einspeisevergütung in das Stromnetz eingespeist, ohne die Möglichkeit den produzierten Strom vor Ort zu verbrauchen. Das EEG regelt, dass eine Überschusseinspeisung (also Eigenverbrauch/vor-Ort-Verbrauch und Einspeisung des Überschussstroms) für Freiflächenanlagen nicht erlaubt ist.

Zur Reduktion möglicher Umlagen (EEG-Umlage) auf eigenverbrauchten Strom, den z.B. der Betreiber von großen Stromverbrauchern (Wärmepumpen, Wärmenetzbetriebpumpen, etc.) geltend machen könnte, muss ein direkter lokaler Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch bestehen, die Freifläche darf sich also nicht beliebig weit von den Verbrauchern entfernt befinden. Aufgrund der Gutachten der unteren Naturschutzbehörde ist z.B. die Nutzung des Hangs im Norden Erschließungsbereichs untersagt. Weitere mögliche Flächen für Freiflächen-PV innerhalb des Areals sind nicht vorhanden.

Die oben genannten Gründe führen letztlich dazu, dass das Konzept der Freiflächen-PV-Anlage zur elektrischen Versorgung des Areals oder der mit der Wärmeerzeugung verbundenen Anlagen nicht in der Konzeptionierung untersucht wurde.

5.4.3.3 Mieterstrom

Ein weiteres Konzept zur Integration von PV in die Arealplanung ist die Umsetzung von Mieterstrommodellen. Hierbei geht es weniger um den Standort oder die Art der PV-Errichtung, sondern um den wirtschaftlichen und arealfördernden Betrieb der Anlagen. In Mehrfamiliengebäuden mit verschiedenen Eigentümern oder Wohnungseigentümergeinschaften (WEG) stellt sich häufig die Frage, ob PV errichtet werden soll, wer die Anlage betreibt und wer für Investition verantwortlich ist. Viele Projekte scheitern dadurch, dass nicht alle Eigentümer einer Errichtung zustimmen. Ein weiterer relevanter Punkt sind die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen, die das EEG vorgibt. Hier ist geregelt, dass eine EEG-Umlagereduzierung nur anwendbar ist, wenn Anlagenbetreiber und Letztverbraucher des PV-Stroms dieselbe natürliche oder juristische Person ist. In Mehrfamilienhäusern ist dieses Tatbestandsmerkmal nicht gegeben, weshalb sich WEG-Anlagen wirtschaftlich häufig aufgrund der abzuführenden EEG-Umlage nicht lohnen. Um dennoch eine Stromversorgung durch PV

umzusetzen bietet sich das Konzept des Mieterstroms an. Eine grobe Darstellung des Konzepts zeigt die folgende Abbildung.

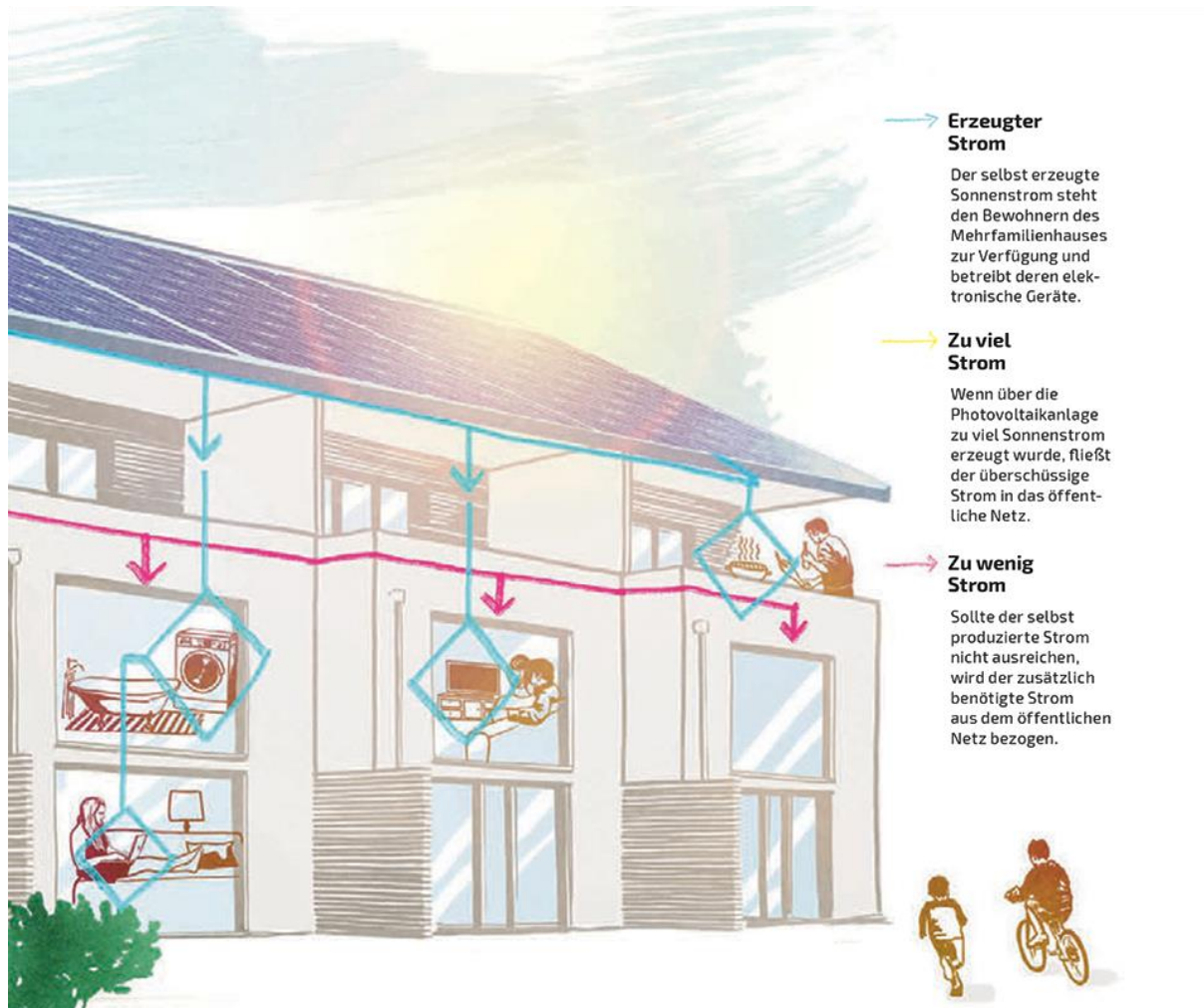


Abbildung 77: Mieterstromkonzept mit externem Betreiber [13]

Die PV-Anlage wird in dem Fall vom Betreiber des Mieterstrommodells finanziert und betrieben. Dies ist in der Regel ein Stadtwerk oder spezialisiertes Unternehmen. Das ist wichtig, da bei Lieferung von Strom aus einer Erzeugungsanlage an Dritte (also Letztverbraucher, die nicht personenidentisch mit dem Anlagenbetreiber sind), der Lieferant des PV-Strom rechtlich gesehen die Rolle eines Energieversorgers, ähnlich eines Stadtwerks einnimmt und sich entsprechend an Rechte und Pflichten zu halten hat. Diese beziehen sich z.B. auf Meldepflichten zu Strommengen, EEG-Umlage oder die Art und Weise der Stromabrechnung. Aus diesem Grund werden Mieterstrommodelle nur in den seltensten Fällen von privaten Personen betrieben.

Den Bewohnern des Gebäudes steht es nun frei, am Mieterstrommodell teilzunehmen, da in Deutschland grundsätzlich die freie Stromanbieterwahl festgesetzt ist. Durch die Teilnahme am Mieterstrommodell werden aber in der Regel finanzielle Vorteile generiert, da der aus der PV-Anlage verkaufte Strom frei von Steuern und einigen Abgaben ist und entsprechend vom Betreiber günstiger an den Endkunden verkauft werden kann als Netzstrom. Es ist auch möglich, nach Ende der Vertrags-

laufzeit aus dem Modell aus- oder in das Modell einzusteigen. Wie Abbildung 77 darstellt, kümmert sich nun der Mieterstrombetreiber für alle Kunden die am Modell teilnehmen um die Gesamtstromlieferung. Ein Teil des benötigten Stroms wird in der PV-Anlage erzeugt, der Reststrom wird genau wie bei einem anderen Anbieter über das Netz bezogen. Für den Reststrombezug wird meist 100% Ökostrom angeboten. Die PV-Überschüsse werden wie bei fast allen Anlagen gegen EEG-Einspeisevergütung in das öffentliche Netz eingespeist, die Vergütung dafür erhält der Anlagenbetreiber bzw. in diesem Fall Mieterstrombetreiber. Wie bei einem „normalen“ Stromliefervertrag gibt es auch hier eine standardisierte Stromrechnung an den Endkunden. Ebenso ist die Stromversorgung des Kunden über den Reststromliefervertrag gesichert.

Für die Umsetzung eines Mieterstrommodells muss ein geeigneter Anbieter gefunden werden. Hier kann z.B. das lokale Stadtwerke ein erster Ansprechpartner sein. Es ist grundsätzlich anzustreben, ein derartiges Modell umzusetzen, da so auch Mieter indirekt an der Energiewende teilnehmen und diese unterstützen können. Da das Konzept keine direkten Schnittpunkte zu einem übergeordneten Konzept aufweist, wurde es im Rahmen der Konzeptentwicklungen nicht explizit berücksichtigt.

5.4.4 Kombinierte Solar-Wind-Nutzung

Ein letztes hier zu betrachtendes Konzept zur gemeinsamen Stromerzeugung aus Wind und Sonne sind sog. Windwalzen. Diese kombinieren in einer einzelnen Anlage PV-Module mit einer Walze, die



Abbildung 78: Kombinierte Windkraft-/PV-Anlage der Firma neoventi [14]

die kinetische Energie der Luftströmungen ähnlich einer Windkraftanlage in elektrische Energie umwandelt. Die Montage des in Abbildung 78 dargestellten Moduls erfolgt an den Dachrändern, sodass die Walze durch aufsteigende Luftmassen entlang der Fassade angetrieben wird.

Vorteil dabei ist die kombinierte Nutzung von Wind und Sonne, die oftmals komplementär auftreten und somit mit einer relativ konstanten und dauerhaften Stromerzeugung zu rechnen ist.

entgegen standardmäßiger Windkraftanlagen durch die Ausführung als Walze mit zwei Fixpunkten keine Geräusentwicklung entsteht und somit theoretisch auch ein Einsatz im Wohnbereich möglich sein kann.

Weiterhin ist zu beachten, dass

Nachteilig am Konzept ist, dass die Komponenten mit ca. 160 kg verhältnismäßig schwer auf einer kleinen Fläche sind. Die Dachlasten, die in diesem Fall statisch vorteilhaft nur direkt oberhalb der Wände auftreten, müssen dennoch berücksichtigt werden. Weiterhin ist aufgrund der exponierten Lage des Moduls am Dachrand eine sehr stabile Unterkonstruktion notwendig. Die Leistung der Er-

zeugungseinheit Wind beträgt 1,5 kW, die PV-Module haben weitere 0,6 kW Leistung. Durch die Höhe von 1,6 m (nur Modul) ist je nach Ausrichtung (aufgrund der leistungsstärkeren Windwalze im Vergleich zu den PV-Modulen ist stets eine Ausrichtung nach Westen anzustreben) eine Verschattung des dahinterliegenden Dachs zu erwarten, was wiederum eine Nutzung von PV-Modulen verhindert. Weiterhin sind insbesondere in Süddeutschland die Windvoraussetzungen eher schlecht, weshalb hier bei der Planung sehr genau auf einen geeigneten Standort geachtet werden sollte. Da die Windgeschwindigkeiten auch je nach Position sehr unterschiedlich sein können, sollte in der Regel eine Windmessung durchgeführt werden. Dies ist insb. bei Neubauarealen praktisch erst möglich, nachdem diese errichtet wurden. Demnach kann nicht direkt beim Bau eine sinnvolle Integration des Systems erfolgen.

Da die Technologie aktuell noch verhältnismäßig neu am Markt ist und bisher seitens der Konzeptsteller keine fundierten Aussagen zur Funktion getroffen werden können, wird die Technologie nicht in die Konzeptbetrachtung einbezogen. Dennoch muss hervorgehoben werden, dass in bestimmten Anwendungsfällen (z.B. Dachbegrünung, Dachnutzung für Dachterrassen, etc.) der Einsatz der Windwalze sinnvoll sein kann. Dies gilt auch für den privaten Bereich, wenngleich der primäre Fokus der Technologie eindeutig auf Industriehallen und –gebäuden liegt, die in Gebieten mit hohen Windgeschwindigkeiten liegen (z.B. Küstengebiete).

6. Umsetzbarkeit

Neben der rein technischen und wirtschaftlichen Entwicklung und Bewertung verschiedener Konzepte sollte das Ziel der Kommune auch sein, die erarbeiteten Konzepte in weiteren Planungen zu verfeinern und letztlich auch umzusetzen. Die im Rahmen des Energienutzungsplans entwickelten Varianten und Ausführungen haben gesetzlich gesehen keine rechtsbindende Wirkung, die Kommune ist also bezüglich der Ergebnisse nicht verpflichtet, diese weiter zu verfolgen, auch wenn es in der Regel sinnvoll ist. Der ENP gilt hierbei nur als Empfehlung für eine *mögliche* Versorgung eines Neubaugebiets, Bestandsareals, Gemeinde- oder Stadtgebiets. Dennoch stehen der Stadt einige Instrumente zur Verfügung, mit denen die Umsetzung eines im ENP erarbeiteten Konzepts begünstigt oder sogar teilweise vorgeschrieben werden können, sofern die Stadt sich entschließt, etwas umsetzen zu wollen. Häufig scheitern derartige Projekte daran, dass die Grundstücke an verschiedene Bauträger vergeben werden, die wiederum jeweils ein eigenes Konzept umsetzen und sich nicht z.B. von einer zentralen Nahwärme „abhängig“ machen wollen. Die folgenden Instrumente können durch die Kommune eingesetzt werden.

1. Bauleitplanung
 - a. Flächennutzungsplan
 - b. Bebauungsplan
2. Anschluss- und Benutzungszwang
3. Städtebaulicher Vertrag
4. Privatrechtlicher Vertrag

6.1 Bauleitplanung

Die Verantwortung der städtebaulichen Entwicklung liegt grundsätzlich bei der Kommune. Die Siedlungsentwicklung sollte Punkte wie Flächeninanspruchnahme, eine zurückhaltende Neuausweisung von Bauflächen oder eine hohe Siedlungsdichte berücksichtigen. Weiterhin ist in §1 Abs. 6 Nr. 11 BauGB festgeschrieben, dass die Ergebnisse eines durch die Kommune beauftragten Energienutzungsplans auch entsprechend in der Bauleitplanung zu berücksichtigen sind. Wie bereits angesprochen entsteht hierdurch jedoch keine rechtsbindende Wirkung an die Umsetzung eines Konzepts.

Die im Flächennutzungsplan ausgewiesenen Flächen zur Siedlungsentwicklung können Auswirkungen auf die effiziente und nachhaltige Gestaltung der Energieversorgung haben (z.B. Vorhandensein von Umweltquellen oder Verschattungen). Häufig sind hier jedoch andere Punkte wichtiger, weshalb der Fokus beim Flächennutzungsplan meist nicht auf dem Bereich der energetischen Versorgung liegt, auch wenn dieser Punkt große Auswirkungen auf die zukünftige Entwicklung des Areals haben kann. Eine sinnvolle Nutzungsaufteilung kann zu Synergieeffekten führen (Abwärmennutzung bei Ausweisung von Siedlungsraum in unmittelbarer Nähe eines Industriebetriebs, das über Abwärmepotential verfügt). Die kann ebenfalls im Zuge der Flächennutzungsplanung berücksichtigt werden.

Im Bebauungsplan können ebenfalls Vorgaben zur Begünstigung einer nachhaltigen Energieversorgung getroffen werden. Dies kann z.B. folgende Punkte betreffen:

- Festlegung detaillierter Aspekte nur auf gesetzlicher Grundlage und aus städtebaulichen Gründen möglich
- Festlegung kompakter Bauweise der Gebäude über Definition der Baufelder/-grenzen (geringerer Energiebedarf in Gebieten mit hoher Siedlungsdichte, hohe Wärmebedarfsdichte → Vorteile für die Umsetzung zentraler Wärmeversorgungssysteme)
- Orientierung, Dachausrichtung, Höhe und Dachform der Gebäude für Nutzung solarer Strahlungsenergie ausschlaggebend
- Umsetzung von Versorgungskonzepten über Festsetzungen zu Flächen oder Leitungsrechten (nach §9 Abs. 1 Nr. 12, 13 und 21 BauGB) möglich
- Vorgabe von Einsatz Primärenergieträger oder Anlagentechnik nicht möglich, jedoch Vorgaben zu baulichen Maßnahmen für den Einsatz erneuerbarer Energien (insb. Solarstrahlung) → Beispiel: freie Dachlasten müssen die Installation einer PV-/Solarthermieanlage zulassen
- Verbot/eingeschränkte Nutzung luftverunreinigender Stoffe (Kohle, Öl) → §9 Abs. 1 Nr. 23a, 24 BauGB
- Keine direkte Vorgabe von Gebäudeenergiestandards oder Anlagentechnik (nur vertraglich regelbar)

6.2 Anschluss- und Benutzungszwang

Eine Kommune kann unter bestimmten Voraussetzungen in Neubau- oder Sanierungsgebieten die Anschluss an ein Fern-/Nahwärmenetz vorschreiben, sofern besondere städtebauliche Gründe oder der Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen vorliegen und argumentiert werden können. Weiterhin kann zum Zwecke des Ressourcen- und Klimaschutzes ein Anschlusszwang erlassen werden, sofern die Wärmeversorgung den Anforderungen des EEWärmeG (Erneuerbare-Energie-Wärme-Gesetz) entspricht.

Aus Erfahrungen werden von den meisten Kommunen Anschlusszwänge eher kritisch gesehen und in der Regel nicht umgesetzt, auch wenn rechtlich gesehen eine gewisse Grundlage vorhanden ist. Dies steht selbstverständlich jeder Kommune frei, darauf zurückzugreifen oder nicht. Insbesondere bei einer Vielzahl von verschiedenen Grundstückseigentümern (klassischerweise bei der Ausweisung von Baugebieten mit primärer Einfamilienhausbebauung) sind wirtschaftlich vorteilhafte Anschlussquoten nur mit hohem Aufwand und durch direkte Gespräche möglich, in vielen Fällen werden Projekte aufgrund des zu hohen Risikos einer geringen Anschlussquote, die keinen wirtschaftlichen Betrieb der Versorgung zulässt, nicht umgesetzt. Alternativ errichtet dann jeder Eigentümer für seine eigene Liegenschaft eine Versorgung, ohne Nutzung von Synergieeffekten.

6.3 Städtebaulicher und privatrechtlicher Vertrag

Über den städtebaulichen Vertrag sind durch die Kommune weitergehende Vorgaben (über die Möglichkeiten des B-Plans hinaus) möglich. Diese können z.B. sein, dass ein gewisser Anteil erneuerbarer Energien im Areal erreicht wird, dass keine fossilen Energieträger eingesetzt werden dürfen oder auch, dass ein gewisser Gebäudeenergiestandard eingehalten werden muss. Dieser Punkt ist in der Regel relevant, wenn ein Neubaugebiet durch einen externen Investor bebaut wird. Ähnliches ergibt sich auch im Fall eines privatrechtlichen Vertrags (z.B. wenn die Stadt Eigentümer der Flächen ist, wie im vorliegenden Fall), in dem grundsätzliche Vertragsfreiheit herrscht und jegliche Vereinbarungen

im Rahmen des rechtlich Möglichen getroffen werden können. So wäre z.B. auch die Fixierung auf die Nutzung einer bestimmten Energieform oder eines bestimmten Primärenergieträgers möglich, da es dem Investor freisteht, den Vertrag auch zu unterzeichnen. Wird ein städtebaulicher oder privatrechtlicher Vertrag geschlossen, so sind die darin vereinbarten Rahmenbedingungen zunächst rechtlich bindend, es sei denn damit wird gegen andere Rechte verstoßen und somit eine Anfechtbarkeit gegeben.

Weiterführende Informationen zu den Inhalten unter den Kapiteln 6.1 bis 6.3 sind beispielsweise dem „Leitfaden Energienutzungsplan“ mehrerer bayerischer Staatsministerien (StMUG, StMWIVT und OBB im StMI) zu entnehmen. Die Datei ist kostenfrei unter [15] zu beziehen.

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.

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 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 Hof) 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 79: Berechnung der Primärenergiefaktoren für die Versorgungsvarianten nach Arbeitsblatt AGFW FW 309-1 [16]

Dabei werden die jeweils eingesetzten Mengen der Primärenergieträger (in kWh) mit dem Primärenergiefaktor des betreffenden Brennstoffs multipliziert und über alle Primärenergieträger aufsummiert. Demgegenüber kann die in KWK-Prozessen erzeugte Strommenge gegengerechnet werden (multipliziert mit dem Faktor 2,8 für Verdrängungsstrommix, siehe Arbeitsblatt AGFW FW309-1). Dabei werden auch die Strombedarfe für Hilfsenergie (Wärmenetzbetrieb, Netzpumpen, MSR-Technik, etc.) berücksichtigt. Der errechnete Wert wird dann durch die über das Wärmenetz an die Abnehmer gelieferte (also Wärmeverluste berücksichtigt) dividiert um eine dimensionslose Zahl des berechneten Primärenergiefaktors zu erhalten. Werden die Berechnungen gemäß Abbildung 79 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.

8.1.1 Primärenergiefaktor zentrale Versorgung

Für die zentralen Versorgungskonzepte aus Kap. 5.1 ergeben sich die Primärenergiefaktoren zu:

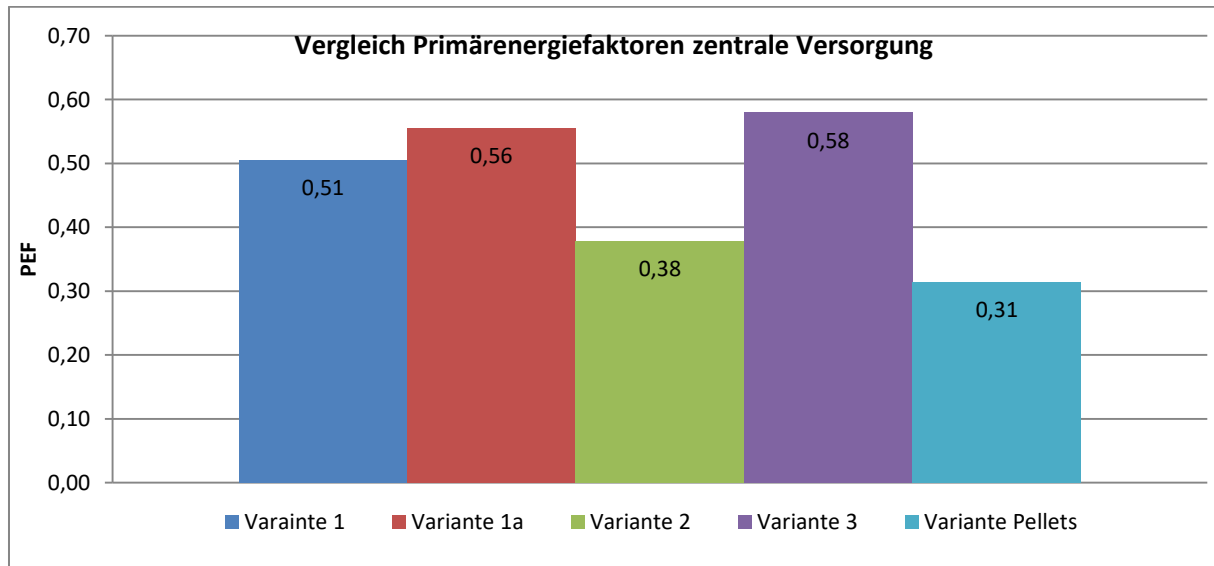


Abbildung 80: Vergleich der Primärenergiefaktoren für alle untersuchten zentralen Versorgungsvarianten

Es ist zu erkennen, dass insb. die Konzepte mit erneuerbarem Versorgungsanteil (Pellets), der bei der PEF-Berechnung mit 0,2 angesetzt wird, am besten abschneiden. Variante 2 (Gas-BHKW und Pellets), sowie Variante Pellets (Pellets und Solarthermie) liegen mit 0,38 bzw. 0,31 im unteren Bereich, die strombasierte Versorgung über Wärmepumpen schneidet mit 0,51 im mittleren Bereich ab. Für die gasbasierten Varianten 1a (inkl. Solarthermie) und 3 (ohne Solarthermie) ergeben sich mit 0,56 bzw. 0,58 die schlechtesten Werte, welche aber bei einem Ziel PEF < 0,55 immer noch im Rahmen liegen und den Zielwert nur geringfügig überschreiten. Insb. die KWK-Stromerzeugung, die negativ bei der Berechnung angesetzt werden kann, trägt hier dazu bei, dass ein akzeptabler PEF erreicht werden kann. Eine reine Versorgung auf z.B. Gaskessel ohne gekoppelte Stromerzeugung würde in einem PEF > 1,1 resultieren.

8.1.2 Primärenergiefaktor dezentrale Versorgung

Für die dezentralen Versorgungskonzepte aus Kap. 5.2 ergeben sich die Primärenergiefaktoren zu:

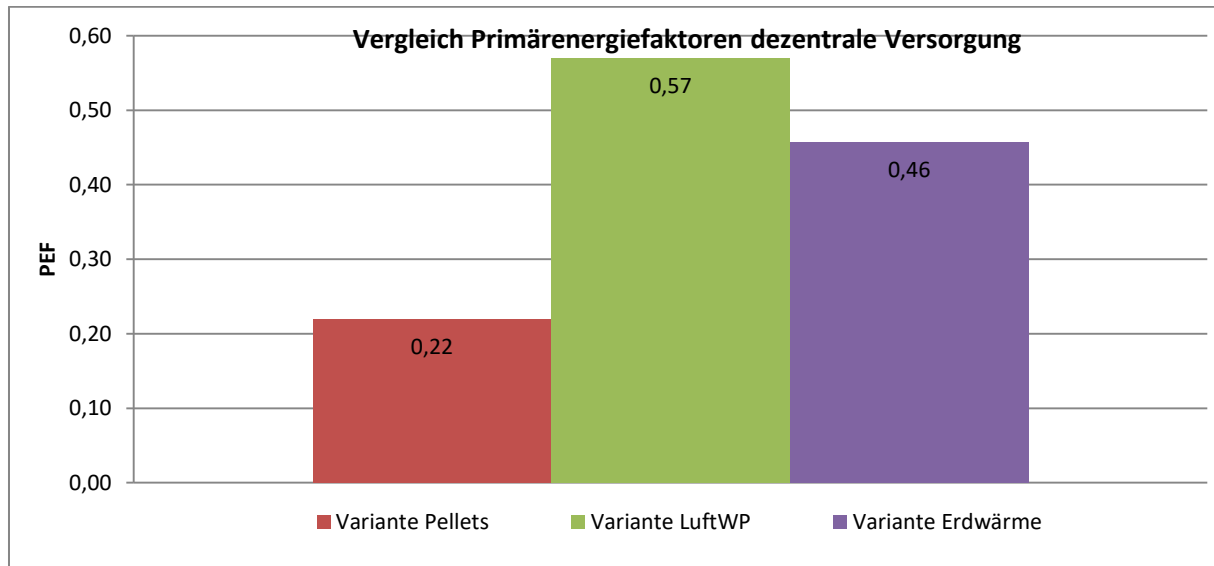


Abbildung 81: Vergleich der Primärenergiefaktoren für alle untersuchten dezentralen Versorgungsvarianten

Für die dezentralen Varianten ist ebenfalls der Pelleteinsatz als positiv zu bewerten, da sich ein sehr geringer PEF von nur 0,22 ergibt. Die Wärmepumpensysteme erreichen aufgrund des Einsatzes von Strom als Energieträger höhere Werte von 0,57 (Luft-Wärmepumpen) bzw. 0,46 (Erdwärmepumpen). Die Differenz ergibt sich aus den schlechteren Jahresarbeitszahlen für Wärmepumpen mit Quelle Luft im Vergleich zur Quelle Erdwärmesonde, wodurch über das Betrachtungsjahr ein höherer Strombedarf bei gleichem Wärmebedarf entsteht, der den PEF entsprechend verschlechtert. Auch hier ist mit Prämisse $PEF < 0,55$ bei allen Varianten entweder eine Unterschreitung oder nur sehr geringfügige Überschreitung gegeben, die durchaus noch z.B. über Änderungen in der Anlagenauslegung oder anderer technischer Parameter angepasst werden kann. Dennoch ist die Grenze von 0,55 ohnehin nicht als feststehendes Kriterium zu sehen, da ein gewisser Gebäudeenergiestandard auch über höhere Dämmwerte etc. erreichbar ist und somit auch ein Wert nahe 0,55 durchaus als gut angesehen werden kann.

8.2 CO₂-Emissionen

Im nächsten Schritt sollen noch die von den jeweiligen Versorgungskonzepten verursachten CO₂-Emissionen berechnet werden, analog zum Vergleich der Primärenergiefaktoren. Die Unterscheidung erfolgt wiederum in den Vergleich der zentralen und der dezentralen Varianten untereinander.

Für die Emissionsberechnung wurden folgende Faktoren angesetzt.

Energieträger	CO ₂ -Emissionsfaktor [g/kWh]
Erdgas	202
Strom Netz (nicht erneuerbar)	312 (VWEW Standardstrom)
Strom Netz (erneuerbar)	0
Pellets	23

Tabelle 23: CO₂-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger [17]

8.2.1 CO₂-Emissionen zentrale Versorgung

Gemäß der Emissionsfaktoren in Tabelle 23 wurde anhand des Primärenergiebedarfs die Emissionsberechnung durchgeführt. Das Ergebnis zeigt folgende Abbildung.

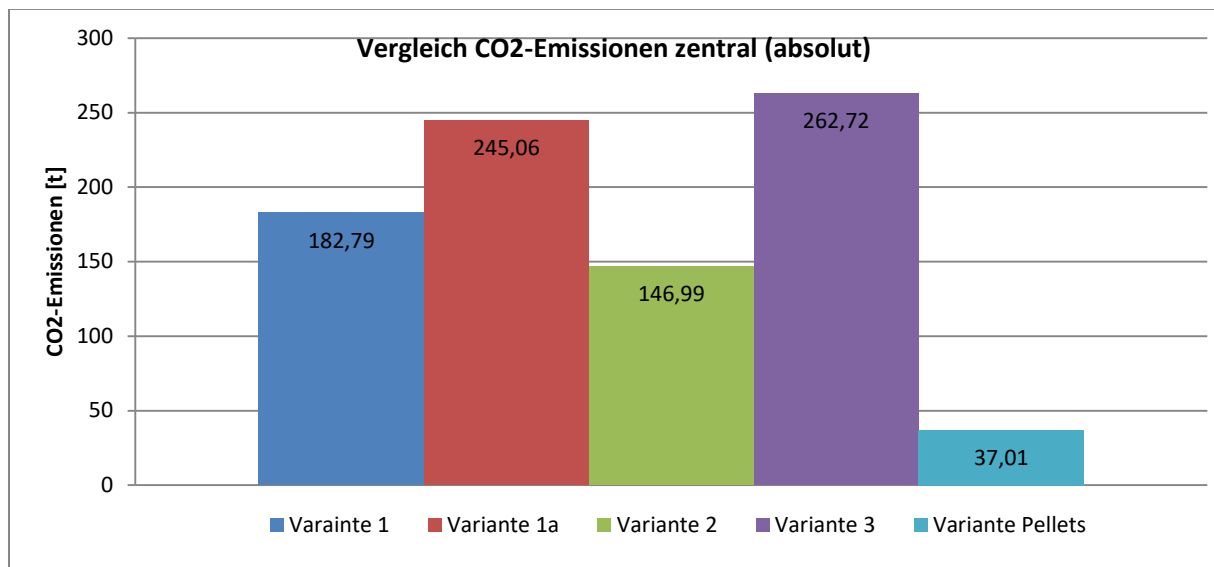


Abbildung 82: CO₂-Emissionen (absolut) der zentralen Versorgungsvarianten

Analog zu den PEF zeigt sich auch bei der Emissionsbetrachtung ein klarer Vorteil für die anteilig oder vollständig mit Biomasse betriebenen Konzepte (Variante 2 und Variante Pellets). Aufgrund des hohen Faktors für Erdgas von $202 \frac{g}{kWh}$ sind die gasbefeuerten Varianten mit hohen Emissionen und somit auch hohen Umweltauswirkungen verbunden. Entsprechend dieser Auswertungen ist auch hier eine Empfehlung für die Biomassevarianten zu geben.

8.2.2 CO₂-Emissionen dezentrale Versorgung

Analog wurde für die dezentralen Versorgungen der Emissionsvergleich erstellt. Diesen zeigt die folgende Abbildung.

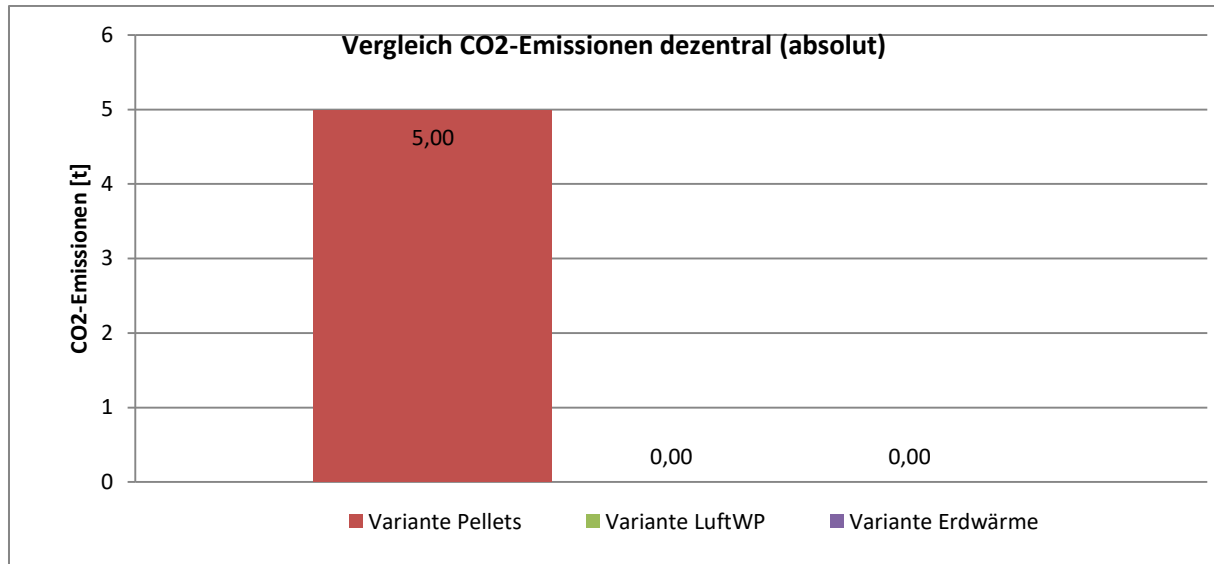


Abbildung 83: CO₂-Emissionen (absolut) der dezentralen Versorgungsvarianten

Da für die Wärmepumpenvarianten von erneuerbarem Strom („Ökostrom“) zur Versorgung ausgegangen wird, liegen die Emissionen hier bei 0 t pro Jahr. Die Pelletsvariante ergibt jährlich 5 t Emissionen, was grundsätzlich nicht viel ist, jedoch im direkten Vergleich mit Ökostrom schlechter abschließt. Dies ist jedoch immer im jeweiligen Kontext zu sehen. Weiterhin gilt zu beachten, dass die erzeugte Wärmemenge bei der dezentralen Versorgung deutlich geringer ist, als bei den zentralen, weshalb auch die absoluten Werte entsprechend niedriger ist. Eine Entscheidung gegen die Pelletsvariante sollte also hier nicht allein auf Basis der Emissionen getroffen werden.

9. Maßnahmenvorschläge

Ziel der Ausarbeitung des Energienutzungsplans ist die Definition konkreter Maßnahmen, die die Stadt Marktobendorf unternehmen kann, um die Weichen für die Entwicklung des Neubaugebiets des ehemaligen Krankenhausareals an der Hochwiesstraße Richtung erneuerbarer, nachhaltiger, effizienter und fossilfreier Versorgung zu stellen. Im Laufe der Berichterstellung wurden in einem Workshop mit den anwesenden Stadträten weitere Rahmenbedingungen festgelegt.

Konkrete Maßnahmenvorschläge sollen im Folgenden umrissen werden.

Grundsätzlich können in bestimmten Fällen im Rahmen des Bebauungsplans Vorgaben gemacht werden, die zwar eine gewisse energetische Versorgung bzw. den Einsatz bestimmter Primärenergieträger nicht direkt und zwingend vorschreiben aber, indirekt dazu führen, dass gewisse Ziele erreicht werden. Nachfolgende einige Beispiele, wie der B-Plan energetische Themen beeinflussen kann.

Der B-Plan kann Festsetzungen zur **Gestaltung der Dachflächen** machen. So kann im schlechtesten Fall vorgegeben werden, dass jedes Gebäude mit Pultdach und Dachneigung Richtung Norden auszuführen ist, was dazu führt, dass die solare Nutzung durch PV oder Solarthermie für die Bauherren extrem uninteressant wird, da durch den B-Plan die Rahmenbedingungen entsprechend vorgegeben sind. Im besten Fall wird ein Flachdach oder Pultdach nach Süden vorgegeben, das eine Nutzung grundsätzlich offenlässt. Somit ist auch die Ausrichtung der Gebäude und die Festsetzung der Firstausrichtungen eine weitere Möglichkeit zur direkten Einflussnahme. Dies steht jedoch häufig den architektonischen Vorgaben gegenüber (z.B. Erreichung der EnEV-Kriterien durch hohe solare Gewinne über die Südseite, wenn das Pultdach nach Norden ausgerichtet ist) und kann damit Auswirkungen auf die Kosten für den/die Bauherren haben.

Die **Gebäudehöhe** (Traufhöhe, Firsthöhe, etc.) kann ebenfalls als Ausschlusskriterium für die Nutzung erneuerbarer Energien gelten, wenn dadurch starke Verschattungen zu erwarten sind. Dies ist z.B. der Fall, wenn im südlichen Geltungsbereich höhere Gebäude zugelassen werden, als in den nördlichen Teilen.

Weiterhin kann bei Flachdächern, insb. im Mehrfamilienhausbereich eine **Nutzung der Dachfläche** vorgegeben oder verboten werden. So steht die Freigabe der Dachfläche für eine Dachterrassennutzung direkt der verfügbaren PV/Solarthermie-Fläche entgegen, was die erneuerbare Erzeugung deutlich reduzieren und sogar komplett verhindern kann. Investoren und Projektentwickler nutzen aus wirtschaftlichen Gründen gerne die Dächer für Dachterrassen, da so höhere Mieten oder Verkaufspreise generiert werden können.

Weiteren Einfluss kann auch die Festsetzung der **Dachneigungen** haben, diese sind Bestandteil des B-Plans und müssen vom Entwickler/Investor/Bauherren eingehalten werden. Über verschiedene Unterkonstruktionen sind heutzutage jedoch für alle möglichen Dachneigungen geeignete Anlagen möglich, die auch gute Erträge liefern, somit hat dieser Punkt nur bedingt Auswirkungen auf die energetische Versorgung.

Weiterhin kann im Textteil z.B. eine **solare Nutzung der Dachflächen** zwar nicht vorgegeben jedoch explizit erwähnt und gewünscht sein. Andererseits können durch **Höhenbegrenzungen** oberhalb der Dachhaut (z.B. technische Aufbauten dürfen die Dachhaut um nicht mehr als 30 cm überragen) die solaren Nutzungen auch indirekt komplett verboten werden.

Es kann z.B. auch erwähnt werden, dass die jeweiligen **Dachlasten** der Gebäude für die Installation einer solaren Anlage ausgelegt sein müssen, um nicht zu riskieren, dass nach Abzug weiterer obligatorischer Lasten (z.B. Schneelast) keine freie Dachlast mehr für eine solare Anlage verfügbar ist.

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

Dies wäre jedoch über **städtebauliche oder privatrechtliche Verträge** durchaus möglich, liegt allerdings im Entscheidungsbereich der Kommune, ob eine Durchsetzung gewünscht ist. Im städtebaulichen Vertrag können allgemein deutlich spezifischere und weiter gefasste Vorgaben durchgesetzt werden. So ist hier beispielsweise eine Festlegung auf einen gewissen Anteil erneuerbarer Wärme im Geltungsbereich möglich. Weitere Möglichkeiten sind das Verbot oder der Nutzungszwang bestimmter Energieträger (Verbot von fossilen Primärenergieträger oder verpflichtende/anteilige Nutzung von Biomasse, o.ä.) oder auch das Verbot von Schornsteinanlagen im Geltungsbereich. Dadurch kann z.B. indirekt der Einsatz jeglicher fossiler Energieträger vermieden werden, jedoch gilt dies dann auch wieder für Biomasseanlagen, die ebenfalls verbrennungsbasiert sind und eine Abgasanlage benötigen. Vorsicht ist bei derartigen Festsetzungen geboten, wenn die Potentiale möglicher Quellen unklar sind. So könnte beispielsweise die ausschließliche Nutzung von Wärmepumpentechnologien als Erzeuger vorgegeben werden, ergeben sich aber keine geeigneten Quellen (Geothermie, Grundwasser, Ab-/Mischwasser), so bleibt nur die Möglichkeit der Luftwärmepumpen, die im eng bebauten Wohnbereich wieder aus lärmtechnischen Gründen problematisch sein können.

Kommunale Festsetzungen, die nicht im B-Plan verankert werden, können auch direkt über die Kaufverträge an Investoren/Projektentwickler/Bauherren weitergegeben werden. **In der Stadtratssitzung vom 23.09.2019 der Stadt Marktoberdorf wurde der Beschluss erwirkt, dass im Bereich des Neubaugebiets „Ehemaliges Krankenhausareal an der Hochwiesstraße“ der Einsatz fossiler Energieträger verboten** ist. Diese Verpflichtung wird über die Kaufverträge an die späteren Eigentümer weitergegeben.

Folgende Tabelle zeigt nochmals zusammengefasst einige Maßnahmen, die durch die Kommune im vorliegenden, aber auch bei weiteren Baugebieten berücksichtigt werden können/sollten, um eine langfristig nachhaltige und ökologische Entwicklung der Stadt Marktoberdorf zu gewährleisten.

Der Energienutzungsplan gliedert mögliche Maßnahmen in die Klassen A, B und C. Dabei gilt:

- A: Die Kommune hat direkten Einfluss
- B: Die Kommune hat indirekten Einfluss, die Entscheidung über die Umsetzung wird nicht primär von der Kommune getroffen
- C: Die Kommune hat geringen bis keinen Einfluss auf die Umsetzung, kann jedoch mit Informationsbereitstellung die Maßnahme anstoßen

Nr.	Kl.	Maßnahme	Beschreibung
1	A	Stadtratsbeschluss zur Energieversorgung des Areals	Im Stadtrat wurde bereits ein Beschluss erwirkt, dass der Einsatz fossiler Energieträger ausgeschlossen ist, somit wurde die wichtigste Maßnahme bereits umgesetzt.
2	B	Solare Energiegewinnung	Im Areal sollten Photovoltaik- und/oder Solarthermieanlagen eingesetzt werden. Die Kommune hat hier nur direkten Einfluss im Rahmen der „eigenen“ Höfe. Indirekt sind jedoch Festsetzung über Verträge möglich, siehe hierzu Punkt 6 und 7.
3	A	Vorgabe Gebäudeenergiestandard	Zur Erhöhung der Energieeffizienz und Verringerung des Energieverbrauchs im Areal sollten die zu errichtenden Gebäude einen möglichst hohen Gebäudeenergiestandard aufweisen. Dies kann über einen städtebaulichen oder privatrechtlichen Vertrag vorgegeben werden.
4	C	Verringerung des Energieverbrauchs durch Sensibilisierung der zukünftigen Bewohner	Durch Informationsbereitstellung zu verschiedenen energierelevanten Themen (z.B. richtiges Heizen, richtiges Lüften, Energieverbrauch Ist/Soll, Möglichkeiten zur Energieeinsparung am „schwarzen Brett“, etc.) können Bewohner sensibilisiert und ggf. motiviert werden, im privaten Bereich bewusster mit Energie umzugehen und so zur Reduktion des Energieverbrauchs beizutragen.
5	A	Festsetzungen im B-Plan	Gemäß Ausführungen in Kap. 9 gibt es gewisse Einflussfaktoren im B-Plan die insb. eine solare Energiegewinnung begünstigen können. Diese sollten im Rahmen des machbaren ausgeschöpft und wenn möglich festgesetzt werden.
6	A	Städtebaulicher Vertrag	Nicht für den B-Plan geeignete Vorgaben sollten über einen städtebaulichen Vertrag fixiert werden, um rechtliche Verbindlichkeit zu schaffen.
7	A	Privatrechtliche Verträge	Über die Kaufverträge sollten ebenfalls Vorgaben zur energetischen Versorgung geschaffen (z.B. verpflichtende Nutzung solarer Energie, Verbot des Einsatzes fossiler Energieträger, etc.) und an mögliche Investoren bzw. Projektentwickler weitergegeben werden.
8	B	Vorbereitende Maßnahmen Elektromobilität	Es sollte pro Hof eine gewisse zusätzliche Anschlussleistung, sowie Infrastruktur für den späteren Zubau von Elektroladepunkten vorgehalten/vorbereitet werden.

Tabelle 24: Mögliche Maßnahmen im Rahmen der Bebauung des ehemaligen Krankenhausareals

10. Zusammenfassung und Ergebnisdarstellung

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

Anschließend wurden alle verfügbaren Quellen einer Potentialanalyse unterzogen. Es wurden in Summe neun mögliche Energiequellen untersucht, diese waren Erdgas, solare Einstrahlung (PV und Solarthermie), Biomasse (fest und gasförmig), oberflächennahe Geothermie (Erdwärmesonden und Grundwasser), Tiefengeothermie, Abwärme (industriell und aus Mischwasserkanal), bestehende Fernwärme der Stadt MOD, Wind und Luft (Wärmepumpen). Ergebnis der Untersuchung war, dass nur die Quellen Erdgas (wenn auch nicht nachhaltig), Biomasse, Erdwärme, Luft und solare Einstrahlung im Areal genutzt werden können. Daraus ergab sich die Erstellung von verschiedenen zentralen und dezentralen Versorgungskonzepten für das Areal.

Insgesamt wurden acht Konzepte erstellt und berechnet. Zentral wurde eine rein gasbasierte (BHKW, Gaskessel) Variante, ohne und mit Unterstützung durch Solarthermie erstellt. Weiterhin eine innovative Versorgung mit Wärmepumpen und Erdwärmesonden, sowie eine Mischvarianten aus fossiler Erzeugung mit Pellets. Auf Wunsch des Auftraggebers wurde ebenfalls eine zentrale, rein auf Pellets basierende Versorgung erstellt.

Dezentrale Konzepte waren ebenfalls eine reine Pelletsversorgung pro Hof, sowie die Nutzung von Wärmepumpen, einerseits mit Quelle der Erdwärme (über Erdwärmesonden), andererseits mit der Quelle Luft (Luft-Wasser-Wärmepumpen).

Für alle Konzepte wurde die Wirtschaftlichkeit anhand von Kennzahlen nach der VDI 2067 (Vollkostenberechnung) ermittelt, und somit eine Entscheidung für oder gegen bestimmte Konzepte getroffen. Die innovativen Versorgungen mit Erdwärmesonden, sowohl zentral als auch dezentral wurden aufgrund der Wirtschaftlichkeit nicht weiter in Betracht gezogen. Ökonomisch schnitten die gasbasierten Varianten gut ab, die jedoch aufgrund des Risikos zukünftiger CO₂-Abgaben, des schlechten Nachhaltigkeitsfaktors und des Wunschs der Stadt auf fossile Energieträger verzichten zu wollen, ebenfalls ausgeschlossen wurden. Letztlich ergab sich eine Aussprache **für regenerative Pellets, alternativ Wärmepumpenlösungen mit Quelle Luft**. Weiterhin wurde aufgrund der externen Rahmenbedingungen (Erschließung, Eigentumsverhältnisse) definiert, dass eine **dezentrale Versorgung** anzustreben sei.

Außerdem erfolgte eine primärenergetische und emissionstechnische Betrachtung der Varianten. Auch hier zeigte sich der Einsatz von erneuerbaren Pellets als vorteilhaft. Bei Einsatz von erneuerbarem Strom für den Betrieb der Wärmepumpen entstehen keine Emissionen für die Wärmepumpen-

varianten, jedoch lässt sich der regenerative Strom nicht im Rahmen der Primärenergiebewertung ansetzen, was zu verhältnismäßig hohen Primärenergiefaktoren führt. Die PEF sind jedoch keinesfalls als Ausschlusskriterium zu sehen, insb. da die Definition einer PEF-Grenze abhängig vom angestrebten Baustandard ist und durch geringfügige Änderungen (z.B. im Rahmen einer Detail- bzw. Ausführungsplanung) und eine zu hinterlegende MSR-Technik auch eine Änderung des PEF als möglich erachtet wird.

Die weiteren Kapitel 6 und 9 beschäftigen sich mit den Möglichkeiten der Kommune, die Ergebnisse des vorliegenden Energienutzungsplans auch tatsächlich umzusetzen und mit welchen praxisnahen Maßnahmen dies erreicht werden kann. Dabei sind insb. die kommunalen Einwirkungen auf den Bebauungsplan, sowie weitere Einflüsse im Rahmen der Veräußerung der Grundstücke durch die Stadt Marktoberdorf über städtebauliche oder privatrechtliche Verträge (z.B. Kaufvertrag) ausgeführt. Außerdem enthält Kap. 9 noch einige Ideen und Denkanstöße, die im Rahmen dieses oder auch weiterer Bauprojekte berücksichtigt werden können, um die Bewohner der Gebäude zu einem bewussteren Umgang mit „Energie“ im Allgemeinen zu motivieren.

Quellen

[1]	https://www.stromspiegel.de/fileadmin/ssi/stromspiegel/Broschuere/stromspiegel-faktenblatt-2019.pdf
[2]	Planauskunft schwaben netz GmbH
[3]	egrid
[4]	https://www.heizungsfinder.de/solarthermie/kollektor/flachdach
[5]	Energieatlas Bayern unter: https://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten/?wicket-crypt=QUI9Ctnzn04
[6]	Umwelatlas 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]	Spartenplan Bauamt Stadt Marktoberdorf
[9]	Kanalnetzberechnung der Stadt Marktoberdorf
[10]	Google Maps
[11]	Fa. Exytron unter: https://exytron.online/smartenergytechnology/
[12]	https://www.photovoltaik.org/montage/solarfassade
[13]	Allgäuer Überlandwerk GmbH unter: https://www.auew.de/privatkunden/mieterstrommodell/
[14]	Fa. neoventi unter: http://www.neoventi.de/produkt/
[15]	https://www.bestellen.bayern.de/application/applstarter?APPL=eshop&DIR=eshop&ACTIONxSETVAL(artdtl.htm,APGxNO-DENR:1325,AARTxNR:stmug_klima_00003,AARTxNODENR:17783,USERxBODYURL:artdtl.htm,KATALOG:StMUG,AKATxNAME:StMUG,ALLE:x)=X
[16]	AGFW unter: https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_securedownloads&p=150&u=0&g=0&t=1572440598&hash=bd17db5afa0f2548fab224756f59a674f844e6fa&file=fileadmin/user_upload/Technik_u_Normung/Erzeugung/Energetische_Bewertung/EnEV_und_Fernwaerme/FW_309_1_Arbeitsblatt_und_Geschaeftsordnung.pdf
[17]	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle Bafa unter: https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_securedownloads&p=150&u=0&g=0&t=1572440598&hash=bd17db5afa0f2548fab224756f59a674f844e6fa&file=fileadmin/user_upload/Technik_u_Normung/Erzeugung/Energetische_Bewertung/EnEV_und_Fernwaerme/FW_309_1_Arbeitsblatt_und_Geschaeftsordnung.pdf

Anhang

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bebauungsplan Krankenhausareal Hochwiesstraße.....	5
Abbildung 2: Flächennutzung und weitere Informationen zu den Bauteilen	6
Abbildung 3: Ungeordnete Dauerlinie Gesamtwärmebedarf (inkl. Netzverlusten)	7
Abbildung 4: Wärmebedarf eines „durchschnittlichen“ Hofes als Grundlage für dezentrale Bewertungen	8
Abbildung 5: Summenlastgang elektrischer Energiebedarf nach Standardlastprofil HO.....	9
Abbildung 6: Anteil E-Fahrzeuge am PKW-Bestand im Bereich der Stadt Marktoberdorf mit Vergleich der Ergebnisse der Meta-Studie.....	10
Abbildung 7: Anzahl E-Fahrzeuge im Areal (Hochrechnung bis 2040).....	11
Abbildung 8: Bestimmung möglicher Ladeleistungen im Areal für drei Szenarien (S1, S2, S3)	12
Abbildung 9: Vorgehensweise bei der Vorhaltung von elektrischer Ladeinfrastruktur.....	13
Abbildung 10: Erdgasanschluss des ehemaligen Kreiskrankenhauses [2]	15
Abbildung 11: Spartenplan Strom, Trinkwasser, Abwasser im Bereich des Areals.....	16
Abbildung 12: Beispielhafte Ost/West-Aufständerung einer PV-Anlage [3].....	19
Abbildung 13: Erzeugungslastprofil einer virtuellen 250 kWp-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung (Gesamtareal).....	20
Abbildung 14: Darstellung aufgeständerte Solarthermiedachanlage [4].....	20
Abbildung 15: Beispielhaftes Erzeugungsprofil einer Solarthermieanlage mit 1.250 m ² Kollektorfläche	21
Abbildung 16: Energiepotential Waldholz im Gebiet der Stadt Marktoberdorf [5].....	22
Abbildung 17: Eingetragene Biogasanlagen [5].....	23
Abbildung 18: Auslegung eines Sondenfelds auf der Fläche des Hofes WA2	26
Abbildung 19: Wärmepumpenheizleistung in Abhängigkeit einer fixen Umweltwärmeleistung.....	27
Abbildung 20: Abschätzung der Grundwasserverfügbarkeit gemäß Bohrungen im Umweltatlas [6]..	28
Abbildung 21: Möglichkeit zur hydrothermalen Energieerzeugung aus Tiefengeothermie in Südwestbayern [7]	29
Abbildung 22: Kosten von Tiefengeothermiebohrungen in Abhängigkeit der Endteufe bezogen auf umgesetzte Projekte in Südbayern [7].....	30
Abbildung 23: Mischwasserkanal in der Hochwiesstraße (pink) mit Schacht MDMK1125 (rot) [8].....	32
Abbildung 24: Ergebnisse der Kanalnetzrechnungen des relevanten Schachts MDMK1125 (rot : konstanter Zufluss) [9]	33
Abbildung 25: Distanz aktuelles Ende (geringste Entfernung) Fernwärme zu Neubauareal [10].....	34
Abbildung 26: Zusammenfassung der Quellenverfügbarkeit und-nutzbarkeit.....	36
Abbildung 27: Erarbeitung möglicher Wärmeversorgungskonzepte unter Berücksichtigung der verfügbaren Quellen und Infrastrukturen im und am Areal	37
Abbildung 28: Anlagenauslegung und –betriebsweise für <i>Variante 1</i> inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie	40
Abbildung 29: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung <i>Variante 1</i>	40

Abbildung 30: Möglichkeit zur Integration eines Erdwärmesondenfelds unter der Bodenplatte einer der Höfe.....	42
Abbildung 31: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung <i>Variante 1</i>	43
Abbildung 32: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs <i>Variante 1</i>	43
Abbildung 33: Cash-Flow- und Barwertverlauf <i>Variante 1</i> über 20 Jahre.....	44
Abbildung 34: Vor- und Nachteile von <i>Variante 1</i>	45
Abbildung 35: Anlagenauslegung und –betriebsweise für <i>Variante 1a</i> inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie	47
Abbildung 36: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung <i>Variante 1a</i>	47
Abbildung 37: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung <i>Variante 1a</i>	49
Abbildung 38: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs <i>Variante 1a</i>	49
Abbildung 39: Cash-Flow- und Barwertverlauf <i>Variante 1a</i> über 20 Jahre.....	50
Abbildung 40: Vor- und Nachteile von <i>Variante 1a</i>	51
Abbildung 41: Anlagenauslegung und –betriebsweise für <i>Variante 2</i> inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie	52
Abbildung 42: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung <i>Variante 2</i>	52
Abbildung 43: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung <i>Variante 2</i>	53
Abbildung 44: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs <i>Variante 2</i>	54
Abbildung 45: Cash-Flow- und Barwertverlauf <i>Variante 2</i> über 20 Jahre.....	55
Abbildung 46: Vor- und Nachteile von <i>Variante 2</i>	56
Abbildung 47: Anlagenauslegung und –betriebsweise für <i>Variante 3</i> inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie	57
Abbildung 48: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung <i>Variante 3</i>	57
Abbildung 49: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung <i>Variante 3</i>	59
Abbildung 50: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs <i>Variante 3</i>	59
Abbildung 51: Cash-Flow- und Barwertverlauf <i>Variante 3</i> über 20 Jahre.....	60
Abbildung 52: Vor- und Nachteile von <i>Variante 3</i>	61
Abbildung 53: Anlagenauslegung und –betriebsweise für <i>Variante Pellets</i> inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie	62
Abbildung 54: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung <i>Variante Pellets</i>	62
Abbildung 55: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung <i>Variante Pellets</i>	64
Abbildung 56: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs <i>Variante 2</i>	64
Abbildung 57: Cash-Flow- und Barwertverlauf <i>Variante 2</i> über 20 Jahre.....	65
Abbildung 58: Vor- und Nachteile von <i>Variante Pellets</i>	66
Abbildung 59: Anlagenauslegung und –betriebsweise für <i>dezentral Biomasse</i> inkl. Puffernutzung – ungeordnete Jahresdauerlinie	67
Abbildung 60: Geordnete Jahresdauerlinie Anlagenauslegung <i>dezentral Biomasse</i>	68
Abbildung 61: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung <i>dezentral Biomasse</i>	69
Abbildung 62: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs <i>dezentral Biomasse</i>	70
Abbildung 63: Cash-Flow- und Barwertverlauf <i>dezentrale Biomasse</i> über 20 Jahre.....	70
Abbildung 64: Konzept zweistufige Versorgung mit Wärmepumpen und Erdwärmesonden.....	72
Abbildung 65: Energetische Darstellung PV-Anlage/Wärmepumpe (Erdwärmesonden).....	73

Abbildung 66: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung <i>dezentral Erdwärmepumpe</i>	74
Abbildung 67: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs <i>dezentral Erdwärmepumpe</i>	74
Abbildung 68: Cash-Flow- und Barwertverlauf dezentrale Erdwärmepumpe über 20 Jahre	75
Abbildung 69: Konzept zweistufige Versorgung mit Luft/Wasser-Wärmepumpen.....	76
Abbildung 70: Energetische Darstellung PV-Anlage/Wärmepumpe (Luft)	77
Abbildung 71: Energiebezugskosten für den Betrieb der Wärmeversorgung <i>dezentral Luftwärmepumpe</i>	78
Abbildung 72: Erlösstruktur des Wärmeverkaufs <i>dezentral Erdwärmepumpe</i>	78
Abbildung 73 Cash-Flow- und Barwertverlauf dezentrale Luftwärmepumpe über 20 Jahre	79
Abbildung 74: Funktionsprinzip der SmartEnergyTechnology der Fa. Exytron [11]	83
Abbildung 75: Darstellung des Konzept Fassaden-PV [12]	85
Abbildung 76: Für Fassaden-PV möglicherweise nutzbare Flächen (grün: gut, orange: mittel, rot: schlecht)	86
Abbildung 77: Mieterstromkonzept mit externem Betreiber [13]	88
Abbildung 78: Kombinierte Windkraft-/PV-Anlage der Firma neoventi [14].....	89
Abbildung 79: Berechnung der Primärenergiefaktoren für die Versorgungsvarianten nach Arbeitsblatt AGFW FW 309-1 [16].....	95
Abbildung 80: Vergleich der Primärenergiefaktoren für alle untersuchten zentralen Versorgungsvarianten	96
Abbildung 81: Vergleich der Primärenergiefaktoren für alle untersuchten dezentralen Versorgungsvarianten	97
Abbildung 82: CO ₂ -Emissionen (absolut) der zentralen Versorgungsvarianten	98
Abbildung 83: CO ₂ -Emissionen (absolut) der dezentralen Versorgungsvarianten	99

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Infrastrukturelle und rechtliche Auswirkungen der Integration von Ladeinfrastruktur in der Planungsphase.....	13
Tabelle 2: Entzugsleistungen des geplanten Erdwärmesondenfelds in kW gemäß unterschiedlicher Rahmenbedingungen	26
Tabelle 3: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept <i>Variante 1</i>	39
Tabelle 4: Technische Daten Anlagentechnik Erzeuger <i>Variante 1</i>	39
Tabelle 5: Simulationsergebnisse <i>Variante 1</i>	40
Tabelle 6: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept <i>Variante 1a</i>	46
Tabelle 7: Technische Daten Anlagentechnik Erzeuger <i>Variante 1a</i>	46
Tabelle 8: Simulationsergebnisse <i>Variante 1a</i>	47
Tabelle 9: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept <i>Variante 2</i>	51
Tabelle 10: Technische Daten Anlagentechnik Erzeuger <i>Variante 2</i>	51
Tabelle 11: Simulationsergebnisse <i>Variante 2</i>	52
Tabelle 12: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept <i>Variante 3</i>	56
Tabelle 13: Technische Daten Anlagentechnik Erzeuger <i>Variante 3</i>	56
Tabelle 14: Simulationsergebnisse <i>Variante 3</i>	58
Tabelle 15: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept <i>Variante Pellets</i>	61
Tabelle 16: Technische Daten Anlagentechnik Erzeuger <i>Variante Pellets</i>	61
Tabelle 17: Simulationsergebnisse <i>Variante Pellets</i>	63
Tabelle 18: Rahmenbedingungen Versorgungskonzept <i>dezentral Biomasse</i>	66
Tabelle 19: Technische Daten Anlagentechnik Erzeuger <i>dezentral Biomasse</i>	67
Tabelle 20: Simulationsergebnisse <i>dezentral Biomasse</i>	68
Tabelle 21: Zusammenfassung der Ergebnisse aller dezentralen Varianten (*bei Einsatz von Ökostrom als Reststrom).....	80
Tabelle 22: Vor- und Nachteile bei Umsetzung einer dezentralen Versorgung.....	81
Tabelle 23: CO ₂ -Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger [17]	98
Tabelle 24: Mögliche Maßnahmen im Rahmen der Bebauung des ehemaligen Krankenhausareals.	102