



## Projektstudie zur nachhaltigen Energieversorgung des Neubaugebietes „Ziegeläcker“ in Hösbach

Verfasser/in: NaturStromWärme GmbH

Datum: 15. Juli 2020

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Projektbeschreibung .....</b>	<b>3</b>
1.1	Ausgangslage .....	3
1.2	Zielsetzung.....	3
<b>2</b>	<b>Grundlagenermittlung.....</b>	<b>4</b>
2.1	Flächenermittlung .....	4
2.2	Thermische Bedarfsanalyse.....	4
2.2.1	Wärmebedarfe .....	5
2.2.2	Heizlasten.....	6
2.3	Thermische Potenzialanalyse .....	6
2.3.1	Geothermie .....	6
2.3.2	Solarthermie .....	8
2.3.3	Gasversorgung .....	9
<b>3</b>	<b>Konzeptentwicklung.....</b>	<b>10</b>
3.1	Einzelversorgung mittels Gaskessel und Solarthermie.....	10
3.2	Einzelversorgung mit Wärmepumpen und Erdsonden .....	12
3.3	Brennstofffreie Versorgung im Wärmeverbund.....	14
<b>4</b>	<b>Bilanzierung der Varianten .....</b>	<b>16</b>
4.1	Energetische Bilanzierung .....	16
4.2	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung .....	17
4.2.1	Kapitalgebundene Kosten .....	17
4.2.2	Betriebsgebundene Kosten.....	20
4.2.3	Verbrauchsgebundene Kosten.....	21
4.2.4	Jahresvollkosten und Wärmegestehungskosten .....	21
4.3	Ökologische Bilanzierung.....	22
4.4	Sensitivitätsanalyse .....	23
4.5	Variantenbewertung .....	25
<b>5</b>	<b>Optimierungsmaßnahmen .....</b>	<b>26</b>
5.1	Thermische Regeneration des Erdkollektors.....	26
5.2	Sektorenkoppelnde Maßnahmen.....	27
5.2.1	Grundlagenermittlung .....	27
5.2.2	Wärmeerzeugung mit PV-Strom.....	30
5.2.3	Eigenstromversorgung im Haushalt.....	32
5.2.4	Eigenverbrauchsoptimierung mittels Batteriespeicher .....	34
5.2.5	Eigenverbrauchsoptimierung mittels Elektromobilität.....	35
5.3	Fördermöglichkeiten .....	36
5.3.1	Berücksichtigte Fördermittel .....	36
5.3.2	Weitere Fördermöglichkeiten.....	37
<b>6</b>	<b>Handlungsempfehlungen .....</b>	<b>39</b>

# 1 Projektbeschreibung

## 1.1 Ausgangslage

Für das Neubauprojekt „Ziegeläcker“ in Hösbach im unterfränkischen Landkreis Aschaffenburg soll ein innovatives und nachhaltiges Energieversorgungskonzept realisiert werden. Das Neubaugebiet erstreckt sich über 17.808 m<sup>2</sup> und ist in 35 Parzellen geteilt. Nach dem aktuellen Planungsstand werden 31 Einfamilienhäuser, wovon vier jeweils als Doppelhaus ausgeführt werden, sowie drei Mehrfamilienhäuser realisiert. Als Grundlage für die Projektstudie liegen eine Beschlussvorlage des Gemeinderats vom 28.05.2020, der graphisch dargestellte Geltungsbereich, eine Gestaltungsskizze von PlanES im Maßstab 1:1.000 sowie die jeweiligen Grundstücksflächen vor (Stand Juni 2020).



Abbildung 1: Gestaltungsskizze von PlanES für das Neubaugebiet Ziegeläcker.

## 1.2 Zielsetzung

Ziel der Projektstudie ist es, auf Basis einer Analyse der voraussichtlichen Bedarfe sowie der potenziellen alternativen und regenerativen Energiequellen verschiedene nachhaltige Versorgungsvarianten zu konzipieren. Diese werden entsprechend ihrer Wirtschaftlichkeit (inkl. Fördermöglichkeiten) und ökologischen Verträglichkeit bewertet, sodass Handlungsempfehlungen für das optimale Energiesystem für das Neubaugebiet ausgesprochen werden können. Die Studie gibt somit einen Überblick über die Möglichkeiten des Versorgungssystems und eine entsprechende Entscheidungsgrundlage, bei deren Umsetzung die NaturStromWärme GmbH über die Studiererstellung hinaus gerne unterstützt.

## 2 Grundlagenermittlung

Grundlegend für die Konzeptionierung der Energieversorgungsvarianten sind die durch das neu entwickelte Projektgebiet entstehenden Bedarfe und die gegebenen nutzbaren Potenziale in und um das Gebiet. Dabei liegt der Fokus zunächst auf der thermischen Seite zur Entwicklung von Wärmeversorgungskonzepten. Im Anschluss der Bilanzierung wird das daraus resultierende favorisierte Konzept durch Ergänzung eines passenden Stromkonzeptes ökologisch und ökonomisch optimiert und ganzheitlich dargestellt.

### 2.1 Flächenermittlung

Um die thermischen Bedarfe prognostizieren zu können, müssen im ersten Schritt die zu beheizenden Flächen (Nutzflächen) ermittelt werden. Dazu wird die Gestaltungsskizze von PlanES herangezogen. Darauf basierend werden 31 Einfamilienhäuser (EFH), wovon vier jeweils als Doppelhaus ausgeführt sind, und drei Mehrfamilienhäuser realisiert. Laut dem Projektentwickler werden die Einfamilienhäuser zweigeschossig und die Mehrfamilienhäuser mit acht Wohneinheiten dreigeschossig geplant. Die genaue Ausführung bezüglich Ausrichtung, Dachausführung usw. ist noch nicht festgelegt, kann aber teilweise aus der Gestaltungsskizze als erste Annahme abgeleitet werden. Des Weiteren können die Gebäudegrundflächen mit einem Umrechnungsfaktor von 0,35 und den gegebenen Grundstücksflächen errechnet werden. Das jeweilige Produkt aus Grundfläche und Vollgeschossen ergibt die in Tabelle 1 aufgetragenen Bruttogrundflächen, die grundlegend für das weitere Vorgehen sind. Dabei werden zur Vereinfachung und aufgrund der gegebenen Daten die Einfamilienhäuser als Gebäudetyp A und die Mehrfamilienhäuser als Gebäudetyp B definiert. Dementsprechend werden bezüglich der Grundstücksflächen Mittelwerte gebildet.

**Tabelle 1: Flächenermittlung je Gebäudetyp.**

Parameter	Einheit	Gebäudetyp A	Gebäudetyp B
Durchschnittliche Grundstücksfläche	m <sup>2</sup>	443,37	1.291,33
Gebäudegrundfläche	m <sup>2</sup>	155,18	451,97
Vollgeschosse	Stk.	2,00	3,00
Bruttogrundfläche	m <sup>2</sup>	310,36	1.355,90
NF/BGF [1]	-	0,65	0,65
Nutzfläche	m <sup>2</sup>	201,73	881,33
Anzahl der Gebäudetyp	Stk.	31,00	3,00
Gesamte Nutzfläche	m <sup>2</sup>	6.253,73	2.644,00

Für die Berechnung der thermischen Energiebedarfe, sind die zu beheizenden Nutzflächen (Wohnfläche) zu beziffern. Diese spiegeln summiert mit der Konstruktions-, Verkehrs- und Technikfläche des Gebäudes die Bruttogrundfläche wieder. Anhand eines Umrechnungsfaktors von 0,65 können diese somit aus den Bruttogrundflächen ermittelt werden. [1] So resultiert für den Gebäudetyp A eine Nutzfläche von 201,73 m<sup>2</sup> und für den Gebäudetyp B 881,33 m<sup>2</sup>. Damit umfasst das gesamte Neubauprojekt eine zu beheizende Fläche von **8.897,73 m<sup>2</sup>**.

### 2.2 Thermische Bedarfsanalyse

Aus der thermischen Bedarfsanalyse gehen die thermischen Nutzwärmebedarfe in kWh/a und die Heizlasten in kW je Gebäudetyp hervor. Dabei setzt sich der Wärmebedarf aus dem Trinkwarmwasser-Wärmebedarf und dem Heizwärmebedarf zusammen. Trinkwarmwasserbedarfe hängen in erster Linie von der Nutzungsart des Gebäudes ab. Beispielsweise sind in Wohnräumen aufgrund von Badezimmern und von Küchen deutlich höhere Trinkwarmwasserbedarfe zu erwarten als in Büroräumen. Dagegen gibt der Heizwärmebedarf Auskunft über die thermische

Qualität eines Gebäudes und ergibt sich maßgeblich durch die Gebäudegeometrie und -ausrichtung, die Beschaffenheit der Gebäudehülle (z.B. Transparenter Flächenanteil) und deren Umgebungsbedingungen (z.B. Verschattung) sowie deren Transmissionswärmeverluste. Die baulichen Einflussfaktoren der thermischen Bedarfe beruhen auf dem von den Bauherren angestrebten Gebäude-Energiestandards. Das Neubauquartier Ziegeläcker in Hösbach soll gemäß dem KfW-Effizienzhausstandard 55 realisiert werden. Nach diesem Standard darf der Transmissionswärmeverlust max. 70 % und der Jahres-Primärenergiebedarf max. 55 % der entsprechenden Werte eines Referenzgebäudes nach der Energieeinsparverordnung (EnEV) 2016 betragen. [2] Die aktuell geltende EnEV gibt generell die baulichen Mindestanforderungen bezüglich der Wärmedämmung der Gebäudehülle sowie den maximal zulässigen Primärenergiebedarf vor.

Auf Basis der Wärmebedarfe können anschließend die Heizlasten der Gebäudetypen ermittelt werden. Diese werden als thermische Leistungen angegeben (kW) und sind zusammen mit der thermischen Potenzialanalyse essenziell für die Entwicklung und Analyse der Energiekonzeptvarianten.

### 2.2.1 Wärmebedarfe

Ausnahmslos werden in allen Gebäuden des Quartiers sowohl Raumwärme-, als auch TWW-Bedarfe abgefragt. Da zur Bearbeitung der Projektstudie diesbezüglich noch keine Berechnungen oder Nachweise vorliegen, müssen Annahmen anhand von vergleichbaren Projekten und Erfahrungswerten getroffen werden. Für die TWW-Versorgung wird der in der Energieeinsparverordnung (EnEV) genannte nutzflächenbezogene Pauschalwert von 12,50 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) herangezogen. Hinzu kommt ein Sicherheitsaufschlag von 2,00 kWh/(m<sup>2</sup>\*a), der die Leitungsverluste einbezieht. Multipliziert mit der Nutzfläche ergibt sich daraus ein jährlicher TWW-Energiebedarf von rund 3.127 kWh/a für Gebäudtyp A und rund 13.660 kWh/a für Gebäudtyp B. Die Belastbarkeit dieses Pauschalwertes wird in der Publikation „Nutzenergiebedarf für Warmwasser in Wohngebäuden“ vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) überprüft. Dafür wurden ca. 1,7 Mio. Datensätze der Firma ista und ca. 42.000 Nutzereingaben bei co2online zusammengeführt. Aus den Datensätzen ergab sich ein nutzflächenbezogener Mittelwert von 11,20 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) und aus den Nutzereingaben ein Mittelwert von 10,00 kWh/(m<sup>2</sup>\*a). [3] Verglichen mit weiteren Veröffentlichungen von Techem und Brunata wird die Einordnung des Trinkwarmwasserbedarfs im Bereich zwischen 9,00 und 13,00 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) als sinnvoll erachtet. Die Leitungsverluste werden ebenfalls in der Publikation betrachtet. Diese liegen nach der DIN V 18599-8 bei 2,00 bis 4,00 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) und nach der DIN V 4701-10 bei 3,00 kWh/(m<sup>2</sup>\*a). Daraus resultiert auch der hier verwendete Sicherheitsaufschlag.

Der Raumwärmebedarf ist stark vom jeweiligen Nutzerverhalten abhängig und kann schwer ohne Monitoringwerte oder ohne eine Simulation, in welche der konkrete Aufbau des geplanten Gebäudes eingelesen werden kann, prognostiziert werden. Da diese Optionen zum derzeitigen Planungsstand nicht umsetzbar sind, wird ein selbst generierten, spezifischer Wert von 40,00 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) verwendet. Dem liegen die langjährige Praxiserfahrung in der Betriebsführung, die genau solche Werte monitort, und der Vergleich zu ähnlichen Projekten zu Grunde. Zusammengefasst werden die thermischen Energiebedarfe für die beiden Gebäudetypen in Tabelle 2.

**Tabelle 2: Thermische Energiebedarfe je Gebäudtyp.**

Parameter	Einheit	Gebäudtyp A	Gebäudtyp B
Spez. Heizwärmebedarf	kWh/m <sup>2</sup> a	40,00	40,00
Heizwärmebedarf	kWh/a	8.069,33	35.253,31
Spez. TWW-Bedarf	kWh/m <sup>2</sup> a	15,50	15,50
TWW-Bedarf	kWh/a	3.126,87	13.660,66
Gesamtwärmebedarf	kWh/a	11.196,20	48.913,97

Je Einfamilienhaus kann insgesamt mit einem Wärmebedarf von rund 11.196 kWh/a gerechnet werden und für die Mehrfamilienhäuser sind rund 48.914 kWh/a zu erwarten. So ruft das gesamte Neubauquartier einen Wärmebedarf von rund **494 MWh/a** auf.

## 2.2.2 Heizlasten

Aus der thermischen Bedarfsanalyse werden stündlich aufgelöste thermische Lastgänge generiert. Dazu wird die Verteilung der jeweiligen Bedarfe auf die Stunden eines Jahres witterungsbedingt nach dem Gradtagsverfahren vorgenommen. Zur Simulation wird die Software Polysun Designer Version 11 von Vela Solaris eingesetzt. Der der Simulation entnommene thermische Lastgang wird in Abbildung 2 visualisiert und durch eine geordnete Jahresdauerlinie (JDL) ergänzt. Deren Maximum liegt bei 217,23 kW. Für die tatsächliche Heizlast wird mit einem spezifischen, auf zum Energiestandard passenden Erfahrungswerten, von 40 W/m<sup>2</sup> gerechnet. Die daraus resultierenden Heizlasten je Gebäudetyp sind in Tabelle 3 aufgeführt. Weiterhin können auf dieser Grundlage die Volllaststunden (VLH) berechnet werden.

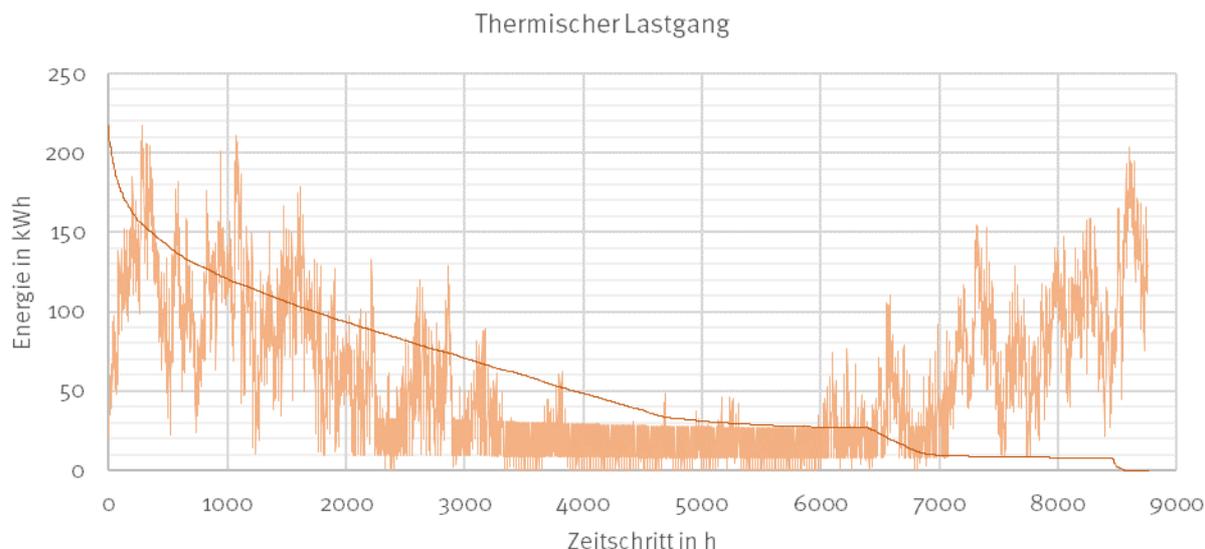


Abbildung 2: Thermischer Lastgang des gesamten Quartiers inkl. geordneter Jahresdauerlinie.

Tabelle 3: Heizlasten, Volllaststunden und Nutzungsgrade je Gebäudetyp.

Parameter	Einheit	Gebäudetyp A	Gebäudetyp B
Maximum aus der JDL	kW	5,04	20,35
Heizlast mit spez. Annahme	kW	8,07	35,25
Volllaststunden	h/a	1.387,50	1.387,50

Demnach haben die Einfamilienhäuser eine Heizlast von 8,07 kW und bei den Mehrfamilienhäusern sind 35,25 kW zur notwendigen Wärmezufuhr bereitzustellen. Für das gesamte Gebiet ergeben sich **355,92 kW**.

## 2.3 Thermische Potenzialanalyse

### 2.3.1 Geothermie

#### Allgemein

Geothermie oder auch Erdwärme zählt zu den regenerativen Energiequellen und beschreibt die unterhalb der Oberfläche der festen Erde gespeicherte thermische Energie. Diese stammt zum einen aus der von der Sonne eingestrahelten Wärmeenergie und zum anderen aus dem nach oben gerichteten terrestrischen Wärmestrom. Ersteres wirkt sich maßgeblich auf die ersten 20 m Tiefe aus und bewirkt saisonale Temperaturschwankungen. Der terrestrische Wärmestrom wird durch die darunter liegenden Erdschichten beeinflusst, in welchen konstante Temperaturen zu erwarten sind. Die mittlere Temperatur an der Erdoberfläche in Bayern beträgt ca. 7 bis 12 °C. Über-

schlägig gilt eine Temperaturzunahme bzw. ein geothermischer Gradient von 3 °C pro 10 m. [4] Es wird im Allgemeinen zwischen der oberflächennahen Geothermie, die in bis zu 400 m Tiefe vordringt, und der Tiefengeothermie unterschieden.

Die in der Erdkruste gespeicherte Wärme kann über Erdwärmesonden oder Erdwärmekollektoren u. ä. entzogen werden. Diese geothermischen Anlagen stellen geschlossene Rohrsysteme dar, die Wärme mittels einer durchströmten Wärmeträgerflüssigkeit transportieren. In Verbindung mit Wärmepumpen ist die Wärme nutzbar, da diese das niedrige Temperaturniveau mittels elektrischer Energie auf das erforderliche Niveau für die Raumheizung und ggf. Warmwassererwärmung anheben. Durch den Wärmeentzug wird die Temperatur des Erdreichs um die geothermische Anlage herum in einer Heizperiode kontinuierlich gesenkt. Folglich muss das Erdreich thermisch regeneriert werden, um in der folgenden Heizperiode etwa dasselbe Wärmepotenzial zur Verfügung stellen zu können. Die Regeneration im Fall von Erdwärmekollektoren erfolgt in der Regel durch solare Einstrahlung und versickernden Regen im Sommer. Bei Erdwärmesonden, die teilweise über 100 m in das Erdreich versenkt sind, ist eine aktive Regeneration durch die geothermischen Quellpumpen zu empfehlen. Oftmals wird hierfür Wärme von solarthermischen Kollektoren in die Erdwärmesonden eingespeist.

Für die Raumkühlung ist das geringe Temperaturniveau des Erdreichs ohne zusätzliche Kältemaschinen zumeist ausreichend, kann aber auch technisch durch (reversible) Wärmepumpen unterstützt werden.

### **Erdwärmesonden**

Erdwärmesonden können dezentral als Einzelsonden zur Versorgung einer Wärmepumpe von einem Gebäude oder in Form eines Erdwärmesondenfeldes zur Wärmeversorgung eines Quartiers mittels Nahwärmenetz und dezentralen Wärmepumpen ausgeführt werden. In dieser Projektstudie werden Einzelsonden für die jeweiligen Grundstücke betrachtet, um Wärmepumpen in den Gebäuden mit Wärme niedrigen Temperaturniveaus zu versorgen. Das thermische Potenzial von Einzelsonden wird anhand von geologischen Karten mit thermischen Kennzahlen ermittelt. Über die zentrale Internetplattform „Energie-Atlas Bayern“, die von dem Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Energie und Technologie entwickelt wurde, können ortsscharf die geothermische Potenziale mittels Kenndaten eruiert werden. Für das Neubaugebiet Ziegeläcker in Hösbach ist demnach eine verhältnismäßig hohe mittlere Wärmeleitfähigkeit<sup>1</sup> von 3,0 bis 3,2 W/(m\*K) zu erwarten. Die Gesteinsausbildung bis 100 m Tiefe ist durch Locker- und Festgestein ausgebildet. Nach VDI 4640 kann für diese Position eine spezifische Wärmeentzugsleistung von 35 bis 50 W/m bei 1.800 Vollbenutzungsstunden angegeben werden. [5] Aufgrund möglicher Abweichungen bei den Betriebsbedingungen der Erdwärmesonden-Anlagen sowie der Abhängigkeit von den lokalen geologischen Verhältnissen wird eine spezifische Entzugsleistung von **40 W/m** als realistische Abschätzung gewählt. Für die Gebäude des Typs A sind auf dieser Basis Bohrungen mit bis zu 158 m sinnvoll, um bei einem angenommenen COP<sup>2</sup> der Wärmepumpen von 4,5 die Heizlast von 8 kW abdecken zu können. Die Gesamtbohrtiefe kann durch mehrere Erdwärmesonden geringerer Bohrtiefe erreicht werden. Im Fall des Typs B wird eine Gesamtbohrtiefe von 685 m für die Deckung der Heizlast von etwa 35 kW veranschlagt, die sich in Summe durch mehrere Erdwärmesonden mit geringerer Bohrtiefe ergibt. Bei beiden Gebäudetypen ist eine Einzelfallbetrachtung zur Untersuchung der Anzahl der Erdwärmesonden sowie der Bohrtiefe unter energetischen und wirtschaftlichen Aspekten durchzuführen.

Des Weiteren sind für das Gebiet aus dem Energie-Atlas Bayern keine bekannten Bohrrisiken, die bspw. Gebäudebeschädigungen hervorrufen, ersichtlich und eine Erdwärmesonden-Anlage potenziell möglich. Im Umkreis von etwa 700 m sind südlich des Neubaugebietes zudem Bestandsanlagen verortet, deren jeweilige Bohrtiefen von 47 bis 99 m reichen. Dennoch wird für jede neue Anlage eine Einzelprüfung zum thermischen Potenzial durch einen

---

<sup>1</sup> Die Wärmeleitfähigkeit wird über eine Tiefe von 100 m gemittelt. Grundlage für die Ermittlung der mittleren Wärmeleitfähigkeit sind repräsentative Bohrungen aus dem Bayerischen Bodeninformationssystem (BIS) und umfangreiche Messreihen der Wärmeleitfähigkeit an Gesteinen Bayerns.

<sup>2</sup> Der COP (Coefficient of Performance) ist eine Kennzahl für die Effizienz einer Wärmepumpe, die das Verhältnis aus nutzbarer und aufgebrachter Energie beschreibt.

Thermal Response Test (TRT), zu Bohrrisiken, begleitet durch eine wasserschutzrechtliche und ggf. bergrechtliche Untersuchung, empfohlen.

### **Erdwärmekollektor**

Erdwärmekollektoren benötigen je nach dem benötigtem Wärmebedarf und der benötigten thermischen Last der Gebäude ausreichend große Flächen, die ähnlich zu einer Fußbodenheizung mit Rohrmäandern horizontal in geringer Tiefe im Erdreich verlegt werden. Der Kollektor dient in einem hier vorgestellten Konzept als Wärmequellenanlage für dezentrale Wärmepumpen in den einzelnen Gebäuden. Ein Erdwärmekollektor kann dezentral auf einem Grundstück zur Wärmeversorgung eines Gebäudes ausgeführt sein, allerdings ist eine zentrale Lösung zur Versorgung mehrerer Gebäude durch einen Erdwärmekollektor wirtschaftlich, energetisch und bzgl. der baulichen Umsetzung sinnvoll. In letzterem Fall werden die Wärmepumpen der Gebäude an ein ungedämmtes Nahwärmenetz mit niedrigem Temperaturniveau ( $< 20\text{ °C}$ ) angeschlossen, welches mit dem Erdwärmekollektor als Wärmequelle verbunden ist. Durch die fehlende Wärmedämmung der Nahwärmerohre kann zusätzlich Wärme aus dem umliegenden Erdreich aufgenommen werden. Das Neubaugebiet wird südöstlich durch die Schöllkrippener Straße zu einem Flurstück mit einer Fläche von etwa 1 ha mit potenzieller Eignung für einen Erdwärmekollektor abgegrenzt. Gemäß des Energie-Atlas Bayern liegen als Gesteinsbeschreibung vorwiegend Schluff bzw. Lehm und als geologische Einheit Löß, Lößlehm, Decklehm, z. T. Fließerde, vor. Ein Schluff- bzw. Lehmboden entspricht einem feuchten, bindigen Boden. Für diese Boden- bzw. Gesteinsart wird aus eigenen Dimensionierungsberechnungen, basierend auf Erfahrungswerten, eine spezifische Wärmeentzugsleistung von **37 W/m<sup>2</sup>** sowie ein spezifischer Energieentzug von 49 kWh/m<sup>2</sup> angenommen. Mit einer geschätzten Jahresarbeitszahl (JAZ) von 4,5 benötigen die Wärmepumpen bei dem bekannten Wärmebedarf von 494 MWh eine thermische Quellenergie von 384 MWh. Unter Berücksichtigung von Wärmegewinnen des Nahwärmenetzes und der klimatischen Zone ergibt sich daraus ein Wärmeentzug des Erdkollektors von 269 MWh und eine notwendige Fläche von etwa 5.300 m<sup>2</sup> für einen Erdwärmekollektor. Mit dieser Fläche ergibt sich eine durchschnittliche Wärmeleistung des Erdwärmekollektors von 1.490 kW. Optional ist bei Flächenmangel ein Erdwärmekollektor zweilagig ausführbar und bedarf in diesem Fall einer reduzierten Fläche von 3.000 m<sup>2</sup>. Bei einer Vollbelegung der vorliegenden unbebauten Fläche von 1 ha kann von einem Wärmeentzug des Kollektors von 490 MWh ausgegangen werden und damit ein Wärmebedarf von 900 MWh bei einer JAZ von 4,5 gedeckt werden. Die südöstlich gelegene Fläche des Neubaugebietes ist für einen Erdkollektor ausreichend. Das Erdreich der vorgesehenen Erdkollektorfläche muss für eine valide Abschätzung des thermischen Potenzials bis zu einer Tiefe von mindestens 1,5 m bzgl. relevanter thermischer Daten charakterisiert werden, um verbindliche Daten zur Entzugsleistung sicherzustellen.

### **2.3.2 Solarthermie**

Solarthermie-Anlagen wandeln solare Strahlungsenergie in Wärmeenergie um, die zur Warmwasserbereitstellung oder zur Raumheizung genutzt werden kann. Die Solarkollektoren werden auf den Dächern der Gebäude montiert und nehmen die Sonnenenergie in einem Wärmeträgermedium, meist eine frostsichere Solarflüssigkeit, auf. Über eine gut gedämmte Leitung kommt die bis zu 90 °C heiße Solarflüssigkeit zu einem Pufferspeicher, ggf. ergänzt durch einen Pufferspeicher zur Heizungsunterstützung. Dort wird über einen Wärmetauscher Wasser erwärmt und kann anschließend in die Warmwasser- und Heizungsinstallation im Gebäude eingespeist werden. Außerdem bieten die Pufferspeicher die Möglichkeit, Energieüberschüsse zu speichern und in Zeiten geringerer solarer Einstrahlung zu nutzen. Die abgekühlte Solarflüssigkeit gelangt über eine Rückleitung wieder zu den Solarkollektoren, um dort erneut erwärmt zu werden. Dieser Kreislauf bietet die Möglichkeit, klimafreundlich Wärme zu gewinnen und ist somit besonders gut in regenerative Energieversorgungskonzepte integrierbar. Zur Ermittlung des thermischen Potenzials durch die Solarthermieanlagen wird für die Einfamilienhäuser (Gebäudetyp A) eine durchschnittliche nutzbare Dachfläche von 100 m<sup>2</sup> und für die Mehrfamilienhäuser (Gebäudetyp B) 300 m<sup>2</sup> angenommen. Die Flächen werden fiktiv vollständig mit solarthermischen Flachkollektoren belegt. Unter der Berücksichtigung der azimutalen Ausrichtung der einzelnen Gebäude ergeben sich gebäudespezifische solarthermische jährliche Erträge zwischen 14.871 kWh und 20.295 kWh für die Gebäude des Typs A. Bei den Gebäuden Typ B ergeben sich jährliche

Erträge zwischen 36.643 kWh und 37.470 kWh bei einer Vollbelegung der Dachfläche. Aufgrund der ökologischen Vorgaben gemäß dem Energiestandard KfW 55 muss die Wärmeversorgung durch einen vergleichsweise niedrigen Primärenergiebedarf gekennzeichnet sein. Im Fall eines Kesselsystems auf fossiler Basis mit hohem Primärenergiebedarf muss ein entsprechend hoher Deckungsanteil durch ökologische Solarthermie forciert werden. Die Dachflächen der Gebäude sind insofern ausreichend, dass zur Einhaltung des Primärenergiebedarfs gemäß der Kriterien nach KfW 55 ein genügend großer solarer Deckungsanteil durch solarthermische Anlagen erreicht werden kann. Dennoch ist weiterhin zu beachten, dass die Solarthermie in Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik steht. Hier muss geprüft werden, welche Technologie energiewirtschaftlich besser darzustellen bzw. sinnvoller ist. In dieser Studie wird für Varianten mit brennstofffreier Wärmeversorgung keine Solarthermie behandelt, da die Kriterien zur Einhaltung des Primärenergiebedarfs durch die Brennstofffreiheit per se eingehalten werden.

### 2.3.3 Gasversorgung

In Hösbach liegt ein Gasnetz mit Mitteldruckstufe vor, welches von der Elektrizitätswerk Goldbach-Hösbach GmbH & Co. KG als Grundversorger betrieben wird. Das Mitteldrucknetz hat eine Gesamtlänge von 161 km und einen Betriebsdruck von etwa 0,7 bar. Laut Aussage der Elektrizitätswerke führen die Wenighösbacher Straße sowie die Schöllkrippener Straße, die das Neubaugebiet eingrenzen, Gasleitungen, welche die thermischen Lasten aus der thermischen Bedarfsanalyse vollständig abdecken. Der Gasbrennwert wird mit 11,286 kWh/m<sup>3</sup> angegeben. Der Gasanschluss bietet somit ausreichendes Potential für die Wärmeerzeugung mittels Gas-Brennwertkessel gemäß der Referenzvariante in dieser Studie. Da Erdgas als fossiler Brennstoff aus ökologischen Gründen wie einer hohen CO<sub>2</sub>-Emission weitestgehend vermieden werden sollte, ist diese Versorgungslösung nur dann ökologisch verträglich, wenn das Heizgas bilanziell zu 100 % aus Biomethan besteht oder anteilig Biomethan aufweist und damit zugekaufte Erdgasmengen gegenüber der CO<sub>2</sub>-Emission kompensiert werden. Ein Gas-Brennwertkessel kann monovalent die thermische Grund- und Spitzenlast eines Gebäudes abdecken und wird oftmals mit (dezentralen) solarthermischen (Aufdach-)Anlagen kombiniert, um das Heizungssystem bivalent durch ökologische Solarenergie zu unterstützen und um Gebäudeenergiestandards bzgl. derer geforderten Primärenergiebedarfe zu erfüllen.

### 3 Konzeptentwicklung

Aus den gesammelten Daten zu den Wärmebedarfen sowie den Resultaten der Potenzialanalyse werden unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen und Zielsetzungen verschiedene Konzepte für eine nachhaltige Wärmeversorgung erstellt.

Es werden zwei Varianten zur nachhaltigen und brennstofffreien Wärmeversorgung entwickelt und anschließend mit Hilfe von festgelegten energetischen, wirtschaftlichen und ökologischen Bewertungsindikatoren (Key Performance Indicator – KPI) vergleichend über einen Zeitraum von 20 Jahren gegenübergestellt (siehe Kapitel 4). Zur techno-ökonomischen und ökologischen Referenzierung der Varianten wird zudem eine Einzelversorgung mittels dezentraler Gaskessel und Solarthermiekollektoren herangezogen. Diese wird so konzipiert, dass die Anforderungen des KfW 55 Energiestandards eingehalten werden. Die folgende Übersicht fasst die drei Varianten zusammen:



#### Variante 1 (Referenz): Einzelversorgung mittels Gaskessel und Solarthermie

- Gaskessel und Gasanschluss je Gebäude
- Bezug von Erdgas aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung
- Solarthermiekollektoren je Gebäude, zur Einhaltung der Anforderungen des KfW 55 Standards



#### Variante 2: Einzelversorgung mittels Wärmepumpen und Erdsonden

- Dezentrale Wärmepumpen in jedem Gebäude
- Wärmequelle: Geothermie (dezentrale Erdwärmesonden)
- Bezug des Antriebsstroms der Wärmepumpen-Verdichter zu 100 % aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung



#### Variante 3: Brennstofffreie Versorgung im Wärmeverbund

- Dezentrale Wärmepumpen in jedem Gebäude
- Wärmequelle: Geothermie (zentrales Erdkollektorfeld)
- Kaltes Nahwärmenetz zwischen der Wärmequelle und den einzelnen Wärmepumpen
- Bezug des Antriebsstroms der Wärmepumpen-Verdichter zu 100 % aus dem Netz der Allgemeinen Versorgung

#### 3.1 Einzelversorgung mittels Gaskessel und Solarthermie

Die Referenzvariante sieht für jedes Gebäude einen Gaskessel und Solarthermiekollektoren vor. Dabei orientiert sich die Nennleistung des Gaskessels an der Heizlast der jeweiligen Gebäude bzw. an den zur Verfügung stehenden Produkten. Die Solarthermiekollektoren werden so ausgelegt, dass der solare Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf des Gebäudes ausreichend hoch ist, um die Anforderungen eines KfW 55 Energiestandards einzuhalten. Dazu muss neben dem Nutzenergiebedarf auch der maximale Primärenergiebedarf berechnet werden, der maximal 55 % der entsprechenden Werte eines Referenzgebäudes nach der Energieeinsparverordnung (EnEV) 2016 betragen darf. Für das Referenzgebäude wird ein spez. durchschnittlicher Primärenergiebedarf von 70 kWh/m<sup>2</sup>a angenommen. Somit können im Gebäudetyp A ca. 7.767 kWh/a und im Gebäudetyp B ca. 33.931 kWh/a Primärenergie eingesetzt werden. Diese wird vollständig durch den Brennstoffeinsatz des Gaskessel eingenommen. Die

Differenz zur restlichen Bereitstellung thermischer Energie muss durch solare Energie gedeckt werden. So resultiert ein solarer Deckungsanteil von 46,40 %. Die genaue Berechnung folgt in Kapitel 4.1.

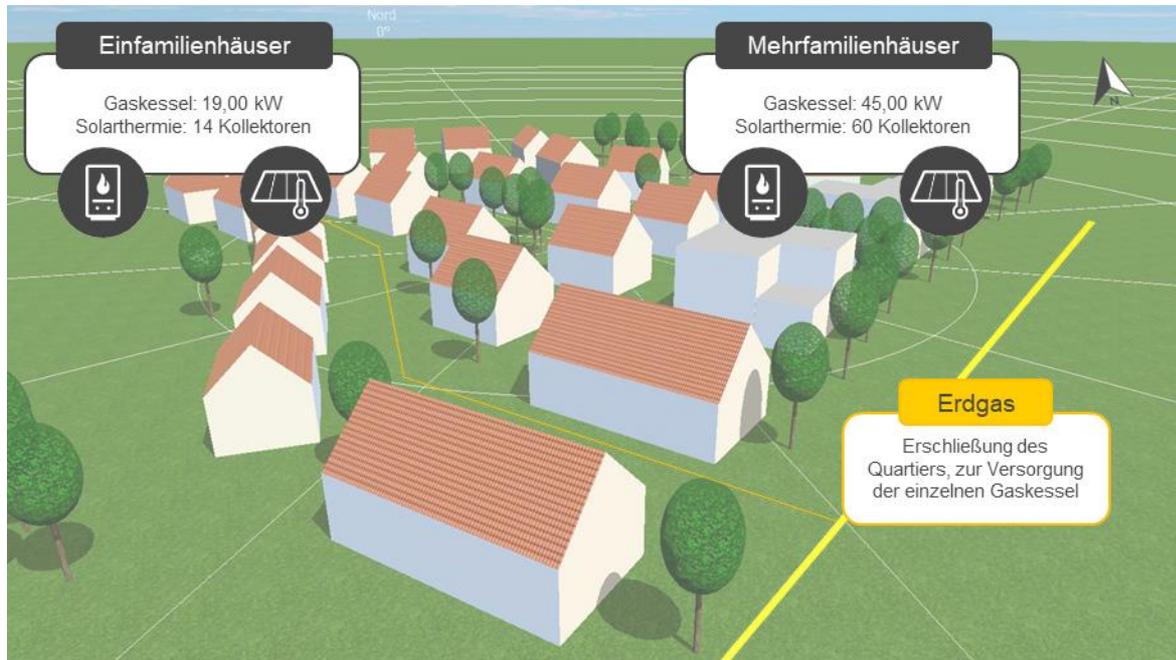


Abbildung 3: Graphische Darstellung der Referenzvariante.

Graphisch dargestellt wird die Referenzvariante in Abbildung 3. Im Gebäudetyp A ist ein Gaskessel mit einer Nennleistung von 19 kW und für den Gebäudetyp B ein 45 kW Gaskessel vorgesehen. Diese werden mit Erdgas aus dem Netz der allgemeinen Versorgung gespeist. Dazu muss das Neubauquartier vom Gasnetzbetreiber erschlossen werden, um jedes Gebäude mit einem entsprechenden Gasanschluss zu versehen. Um dem KfW 55 Energiestandard gerecht zu werden sind auf den Dächern der EFH jeweils 14 und auf den Dächern der MFH jeweils 60 Solarthermiekollektoren vorzusehen. Diese müssen neben der Warmwasserbereitung auch heizungsunterstützend fungieren, um den solaren Deckungsanteil von 46,40 % zu erzielen. Zur Ermittlung der Kollektoranzahl wurde die Software Polysun verwendet, mit welcher das Gesamtsystem über den Zeitraum eines Jahres und unter Berücksichtigung der Umgebungsbedingungen sowie der baulichen Einflussfaktoren simuliert wird. Hierbei werden neben den Erzeugungsanlagen auch die thermischen Speicher dimensioniert. Aufgrund der hohen Kollektoranzahl sind in den EFH 1.000 l Pufferspeicher und in den MFH 10.000 l Pufferspeicher vorzusehen. So können thermische Erzeugungs- und Lastspitzen entsprechend verschoben, reduziert und bestmöglich aufeinander abgestimmt werden. Es handelt sich dabei um bivalente Speicher, da die Erwärmung durch zwei Erzeugungsanlagen erfolgt. In diesem Fall agiert die Solarthermie immer vorrangig. Erst wenn die thermisch eingebrachte Energie der Kollektoren nicht ausreicht, erfolgt die „Nachheizung“ durch den Gaskessel. Letztlich sind für die EFH 200 l und für die MFH 300 l Trinkwasserspeicher vorzusehen. Diese sind anhand der prognostizierten Anzahl von Zapfstellen und der entsprechenden Abnahmemenge ausgelegt. Tabelle 4 fasst die wichtigsten Komponenten und Tabelle 5 deren aufgerufene Investitionskosten zusammen. Dabei sind zusätzlich die durch Montage und Planung entstehenden Kosten inkludiert.

Tabelle 4: Anlagenkomponenten der Referenzvariante.

Parameter	Einheit	Gebäudetyp A	Gebäudetyp B
Gaskessel	kW	19	45
Solarthermiekollektoren	Stk.	14	60
Pufferspeicher (Heizung)	l	1.000	10.000
Trinkwasserspeicher	l	200	300

**Tabelle 5: Kostenkomponenten (netto) der Referenzvariante.<sup>3</sup>**

Parameter	Einheit	Gebäudetyp A	Gebäudetyp B
Anzahl	Stk.	31	3
Gaskessel	€	3.219,00	5.813,00
Solarthermie inkl. Pufferspeicher	€	11.622,00	44.460,00
Trinkwasserspeicher	€	422,00	479,00
Montage (30 %) inkl. Gasanschluss	€	6.797,60	17.886,80
Planung (10 %)	€		92.703,60
<b>Gesamt</b>	<b>€</b>		<b>1.019.739,60</b>

## 3.2 Einzelversorgung mit Wärmepumpen und Erdsonden

Bei der brennstofffreien Einzelversorgung wird jedes Gebäude des Quartiers mit einer Sole-Wasser-Wärmepumpe ausgestattet. Diese nutzt als Wärmequelle das Erdreich und wird mittels Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung angetrieben. Da das Quartiers zur Versorgung der Haushalte in jedem Fall vom Stromnetz erschlossen wird, entsteht hier im Vergleich zur zusätzlichen Gasnetz-Erschließung in der Referenzvariante kein Mehraufwand. Zur Anwendung der Wärmequelle werden Erdsonden mittels Erdbohrungen in das Erdreich eingebracht. Für den Gebäudetyp A sind 158 m und für den Gebäudetyp B 685 m für eine entsprechende thermische Entzugsleistung erforderlich. Dabei erforderlichen Längen werden auf mehrere Bohrungen bzw. Erdsonden aufgeteilt. So sind auf jedem Grundstück der EFH z.B. zwei Bohrungen und auf jedem Grundstück der MFH z.B. sieben Bohrungen durchzuführen und Erdsonden einzubringen. Durch diese Erdsonden zirkuliert in einem geschlossenen Kreislauf eine frostsichere Flüssigkeit (Sole), die die Wärme aus dem Erdreich aufnimmt und zu den Wärmepumpen transportiert. Durch den Verdichter der Wärmepumpe wird das Temperaturniveau angehoben und mittels eines Wärmetauschers an das Sekundärsystem des Gebäudes (Raumwärme und Trinkwarmwasser) abgegeben. Vorteil des Systems ist die konstante Quelltemperatur im Erdreich, die einen ganzjährig effizienten Betrieb der Wärmepumpen ermöglicht. Generell gilt, je geringer der Temperaturhub, den die Wärmepumpe leisten muss, desto höher die Effizienz, die sich in der Höhe des Antriebsstrombedarfs darstellt. Das bedeutet, dass auch das Sekundärsystem z.B. mittels Fußbodenheizungen einen niedrigen Vorlauf fahren sollte.

<sup>3</sup> Quelle: Datenblätter und Preislisten von Viessmann

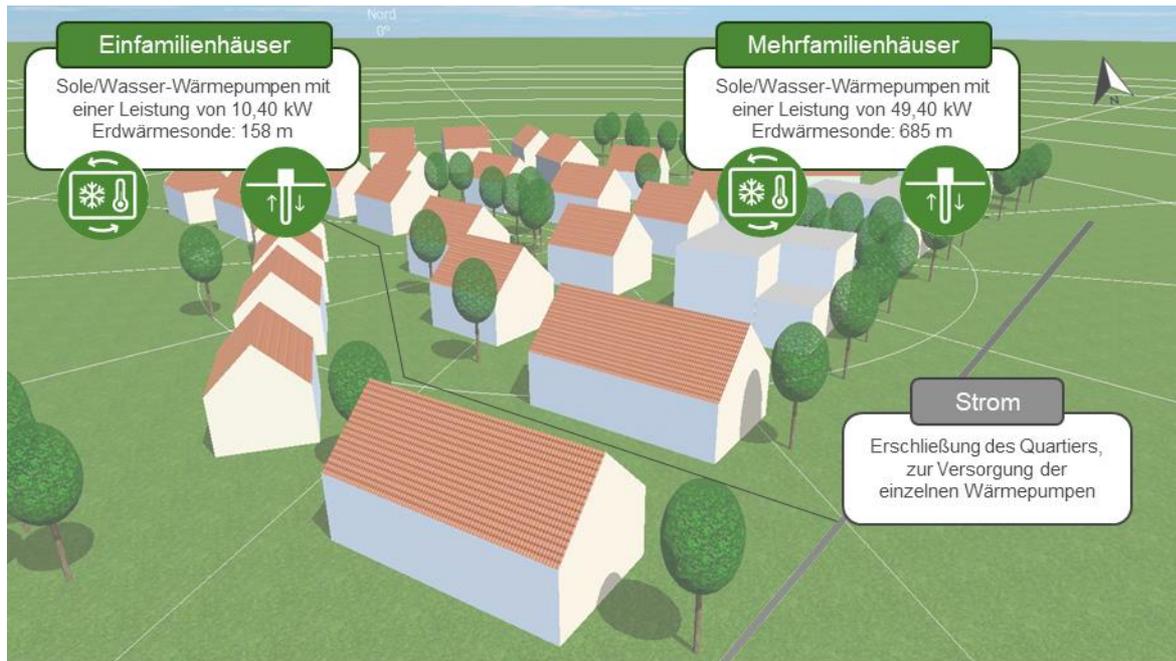


Abbildung 4: Graphische Darstellung der Einzelversorgung.

In Abbildung 4 wird das System visualisiert. Dieses wird, wie auch die Referenzvariante, zur Ermittlung der Energieflüsse mit der Software Polysun simuliert. Dazu werden auch die jeweiligen Speichergrößen eingebunden. In den Einfamilienhäusern wird ein Kombispeicher eingesetzt. Dieser inkludiert innerhalb des Heizungswasserspeichers (300 l) im oberen Abschnitt einen Trinkwarmwasserspeicher (100 l). Für die MFH wird jeweils ein 1.000 l Pufferspeicher, der ausschließlich mit dem Heizungswasser gefüllt ist, eingeplant. Das Trinkwarmwasser wird in diesem Fall zur Garantie der Trinkwarmwasserhygiene mittels dezentraler Wohnungsstationen erzeugt. Die wichtigsten Anlagenkomponenten werden in Tabelle 6 und die Kostenkomponenten in Tabelle 7 zusammengefasst. Dabei sind ebenfalls zusätzlich die durch Montage und Planung entstehenden Kosten inkludiert.

Tabelle 6: Anlagenkomponenten der Einzellösung.

Parameter	Einheit	Gebäudetyp A	Gebäudetyp B
Sole-Wasser-Wärmepumpe	kW	10,40	49,40
Erdsonde	m	158,00	685,00
Kombispeicher	l	300/100	1.000

Tabelle 7: Kostenkomponenten (netto) der Einzellösung.<sup>4</sup>

Parameter	Einheit	Gebäudetyp A	Gebäudetyp B
Anzahl	Stk.	31	3
Erdsonde	€	12.000,00	50.000,00
Sole-Wasser-Wärmepumpe	€	9.394,00	18.040,00
Kombispeicher	€	1.818,00	1.090,00
Montage (Erfahrungswert)	€	1.500,00	3.000,00
Planung (10 %)	€		98.246,20
<b>Gesamt</b>	<b>€</b>		<b>1.080.708,00</b>

<sup>4</sup> Quelle: Datenblätter und Preislisten von Oventrop, Kring, Waterkotte

### 3.3 Brennstofffreie Versorgung im Wärmeverbund

In der dritten Variante, dem brennstofffreiem Netzverbund, werden ebenfalls in jedem Gebäude Sole-Wasser-Wärmepumpen eingeplant. Die Leistungen werden dabei im Vergleich zur brennstofffreien Einzellösung nicht verändert, da sich diese an der Heizlast des Gebäudes orientieren. Ebenso gleich bleiben die Puffer- und Trinkwarmwasserspeicher, die sich wiederum an den Wärmepumpen orientieren. Als Wärmequelle wird ein zentraler Erdwärmekollektor eingesetzt. Dieser kann auf der Ausgleichfläche, gegenüber des Neubaugebietes, auf der anderen Seite der Schöllkrippener Straße, eingebracht werden. Der Erdwärmekollektor speist das ihm nachgelagerte ungedämmte „kalte“ Nahwärmenetz, an welches wiederum die jeweiligen dezentralen Wärmepumpen angeschlossen sind. Das durch das Nahwärmenetz und den Kollektor geleitete Wärmeträgermedium (Sole) nimmt thermische Energie aus dem Erdreich auf und transportiert diese zu den Wärmepumpen. Diese agieren nach demselben Prinzip wie in Variante 2 und heben mittels eines Verdichters das Temperaturniveau, entsprechend der Nachfrage des Sekundärsystems, an. Bei einer Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen von 4,5 und dem gegebenen spezifischen thermischen Entzugspotential des Erdreichs, benötigt der Kollektor eine Fläche von 5.300 m<sup>2</sup>. Auf dieser Fläche wird der Kollektor nach dem Prinzip einer Fußbodenheizung in Schlaufen verlegt.

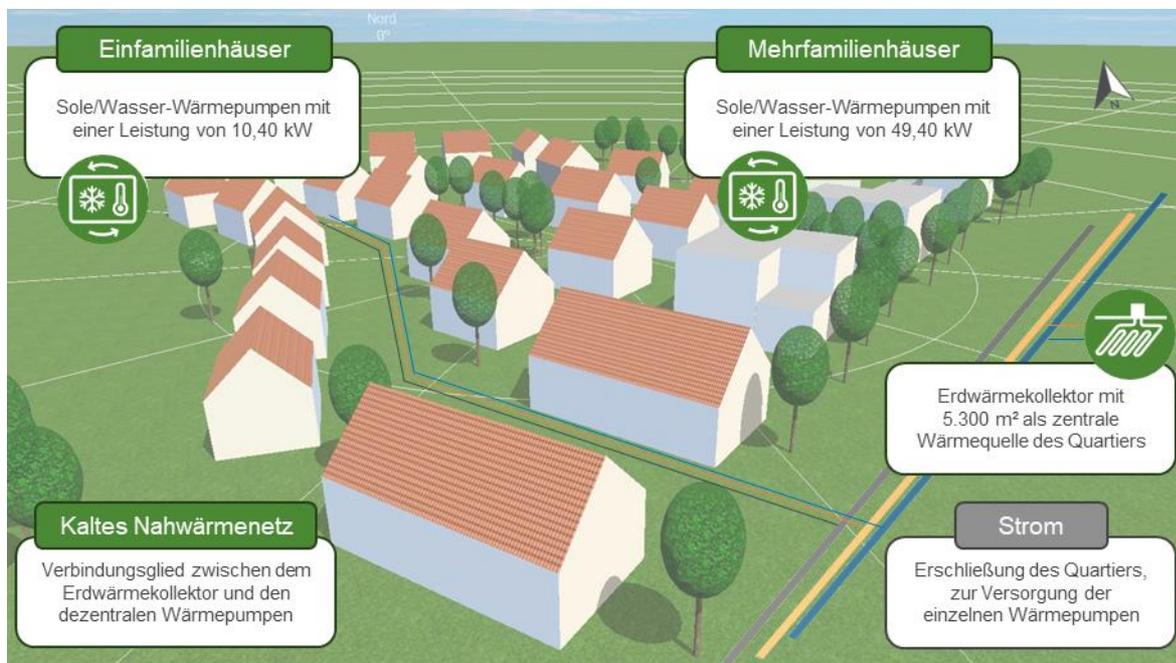


Abbildung 5: Graphische Darstellung vom brennstofffreien Wärmeverbund.

In Abbildung 5 wird das Gesamtsystem visualisiert und in Tabelle 8 werden die wichtigsten Anlagenkomponenten zusammengefasst. Wie auch bei den anderen beiden Varianten wird die Software Polysun zur Simulation der Energieflüsse angewendet. Weiterhin sind in Tabelle 9 die Kostenkomponenten der Variante aufgetragen. Dabei sind ebenfalls zusätzlich die durch Montage und Planung entstehenden Kosten inkludiert.

Tabelle 8: Anlagenkomponenten des brennstofffreien Wärmeverbunds.

Parameter	Einheit	Gebäudetyp A	Gebäudetyp B
Sole-Wasser-Wärmepumpe	kW	10,40	49,40
Erdwärmekollektor	m <sup>2</sup>	5.300,00	
Kaltes Nahwärmenetz	m	690,00	
Kombispeicher	l	300/100	1.000

**Tabelle 9: Kostenkomponenten (netto) des brennstofffreien Wärmeverbunds.<sup>5</sup>**

Parameter	Einheit	Gebäudetyp A		Gebäudetyp B
Anzahl	Stk.			31
Erdkollektor	€			300.000,00
Nahwärmenetz	€			35.000,00
Sole-Wasser-Wärmepumpe	€	9.394,00		18.040,00
Kombispeicher	€	1.818,00		1.090,00
Montage (Erfahrungswert)	€	1.500,00		3.000,00
Planung (10 %)	€			79.546,20
<b>Gesamt</b>	<b>€</b>			<b>875.008,20</b>

<sup>5</sup> Quelle: Datenblätter und Preislisten von Oventrop, Kring und Waterkotte

## 4 Bilanzierung der Varianten

Zum techno-ökonomischen sowie ökologischen Vergleich werden für die in vorangegangenen Abschnitt entwickelten Konzepte die wirtschaftlichen Kosten sowie die Energieflüsse und Treibhausgas-Emissionen bilanziert. Dabei erfolgt zunächst eine statische Betrachtung für ein Referenzjahr, anhand dessen spezifische Indikatoren zur Bewertung abgeleitet werden können. Anschließend erfolgt die Untersuchung verschiedener Einflussfaktoren auf die Wärmegestehungskosten in Form einer Sensitivitätsanalyse. Zum Abschluss erfolgt eine holistische Variantenbetrachtung, die als Grundlage für spätere Handlungsempfehlungen dienen soll.

### 4.1 Energetische Bilanzierung

Unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade und Effizienzzahlen der geplanten Anlagentechnik ergeben sich auf Grundlage der kumulierten Nutzwärmebedarfe die Endenergieflüsse für das Referenzjahr. Mit Hilfe dieser Ergebnisse lassen sich anschließend unter Verwendung brennstoffspezifischer Faktoren die jeweiligen Primärenergiebedarfe ermitteln. Aus den dynamischen Simulationen ergeben sich der Jahresnutzungsgrad des Kessels (0,85) sowie die Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen (4,44 Einzelversorgung; 4,50 Wärmeverbund), woraus die jeweiligen Endenergiebedarfe wie in folgender Abbildung 6 dargestellt resultieren.

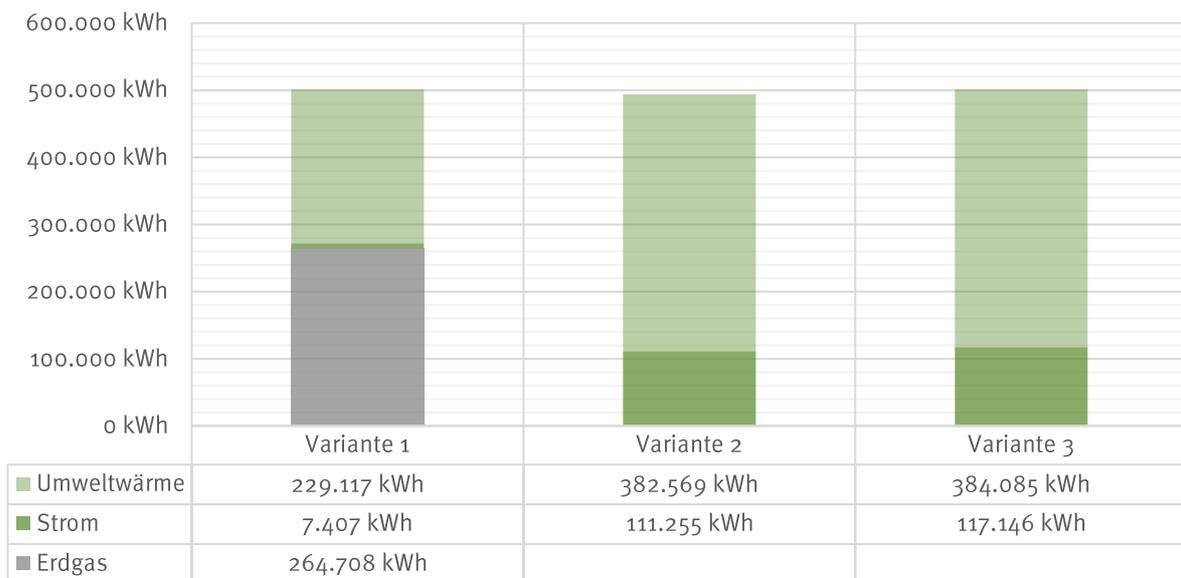


Abbildung 6: Jahresbilanz der variantenspezifischen Endenergiebedarfe.

Zur Bestimmung des Primärenergiebedarfes erfolgt die Multiplikation mit den brennstoffspezifischen Primärenergiefaktoren gemäß den Vorgaben der DIN 18599. Ebenfalls ergeben sich die Primärenergiefaktoren als spezifische Indikatoren zur Bewertung der Varianten, die ebenfalls zur Nachweisführung der gesetzlich vorgeschriebenen Energieeffizienz gemäß Energieeinsparverordnung (EnEV) und somit zur Beantragung von Fördermitteln der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) herangezogen werden können. Die relevanten Primärenergiefaktoren für den Nicht-Erneuerbaren Anteil der eingesetzten Primärenergie betragen dabei 1,10 für Erdgas, 1,80 für Strommix und 0,00 für Umweltwärme, somit ergeben sich die in Abbildung 7 dargestellten Primärenergiebedarfe und -faktoren.

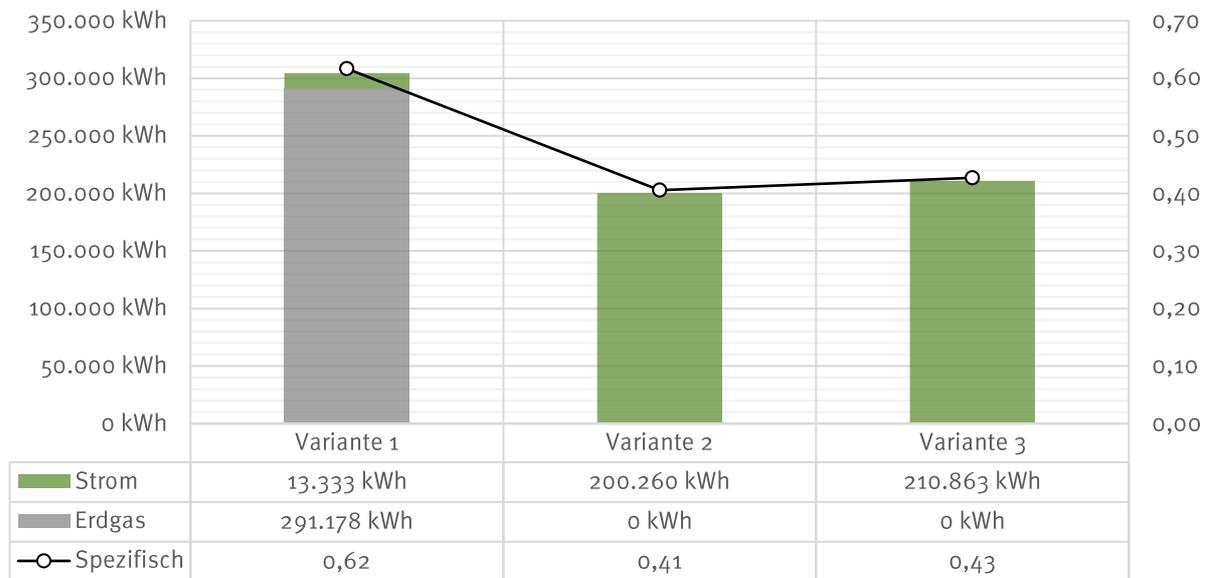


Abbildung 7: Jahresbilanz der variantenspezifischen Primärenergiebedarfe und -faktoren.

Es wird deutlich, dass die Versorgung mittels Erdwärme einen geringeren Primärenergiebedarf als die Referenzvariante verursacht. Dabei stellt sich das Anlagensystem mit Erdwärmesonden als geringfügig effizienter dar, was sich besonders durch den zusätzlichen Pumpstrombedarf zum Umwälzen des Wärmeträgermediums in Nahwärmenetz begründet. In jedem Fall können bei der Versorgung mittels erdgekoppelter Systeme weitere Vorteile in Bezug auf den Energieeffizienzstandard ergeben, was unter Umständen auch mit weiteren monetären Einsparungen verbunden ist.

## 4.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Zur ökonomischen Bewertung der Varianten erfolgt eine Wirtschaftlichkeitsberechnung in Anlehnung an die VDI 2067. Die Projektkosten werden hierzu in die folgenden drei Kostengruppen aufgeteilt und exemplarisch für ein Referenzjahr bilanziert.

- **Kapitalgebundene Kosten** – Aufwendungen für Zinsen und Tilgung bei Aufnahme von Darlehen/Fremdkapital zur Deckung der Investitionen in die Anlagentechnik und Planung
- **Betriebsgebundene Kosten** – Wartungen, Instandhaltung, Grundpreise für Brennstoffbezug
- **Verbrauchsgebundene Kosten** – Arbeitspreise für Brennstoffbezug und Hilfsenergien

### 4.2.1 Kapitalgebundene Kosten

Zur Bestimmung der Kapitalgebundenen Kosten werden weiterhin folgenden Annahmen getroffen:

- Fremdkapitalanteil: 75 %
- Darlehenszeitraum: 15 Jahre
- Zinssatz: 2,50 %

Zusätzlich werden 25 % der einmaligen Aufwendungen für die Eigenversorgungsvarianten als Eigenkapital und für die netzgebundenen Variante als Baukostenzuschuss investitionskostenmindernd angesetzt. Aus der Konzeptentwicklung ergeben sich die Investitionskosten für die notwendige Anlagentechnik. Dabei entsprechen die Kosten der Hauptkomponenten Herstellerpreisen und die der Anlagenperipherie sowie der Planung Erfahrungs- und Richtwerten. Somit ergeben sich für das gesamte Betrachtungsgebiet die in Abbildung 8 bis Abbildung 10 dargestellten, variantenspezifischen Investitionskosten.

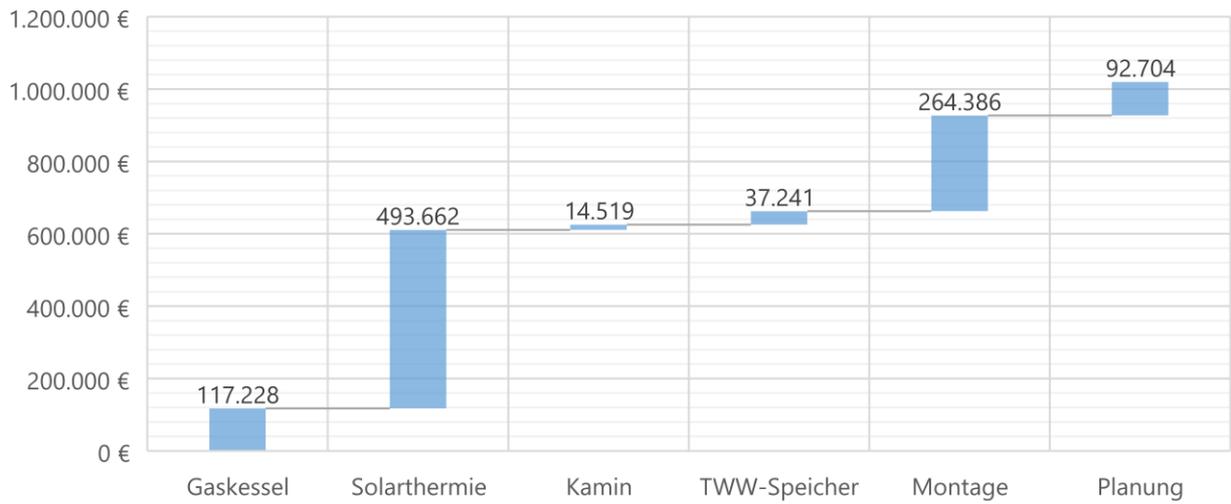


Abbildung 8: Investitionskosten der Variante 1 für das gesamte Projektgebiet.

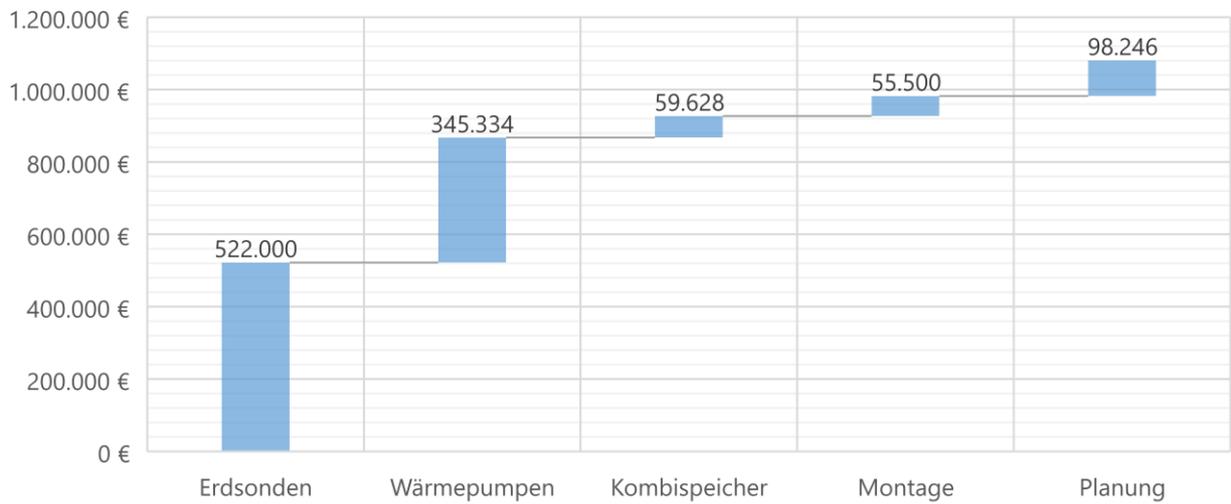


Abbildung 9: Investitionskosten der Variante 2 für das gesamte Projektgebiet.

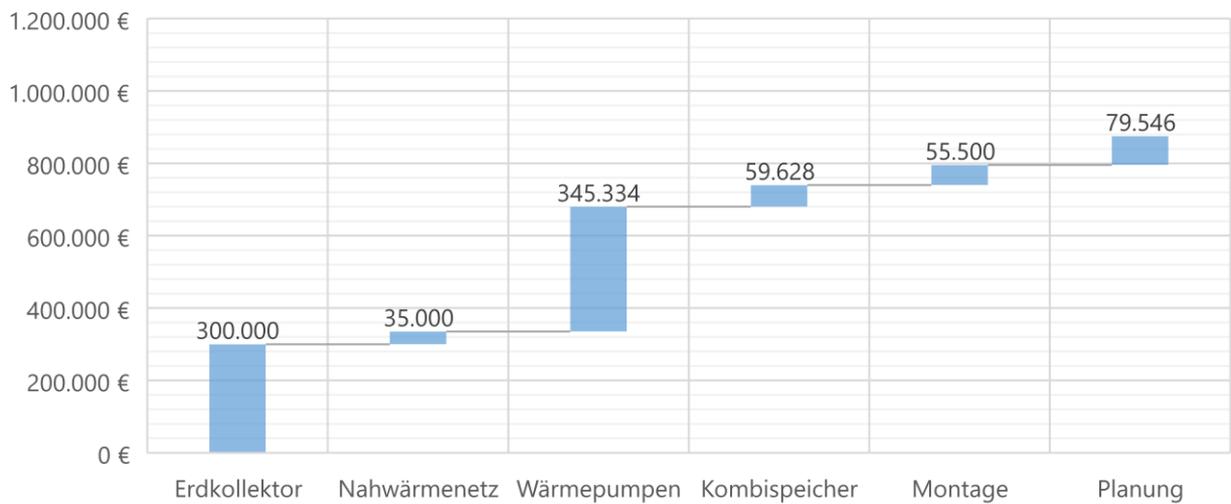
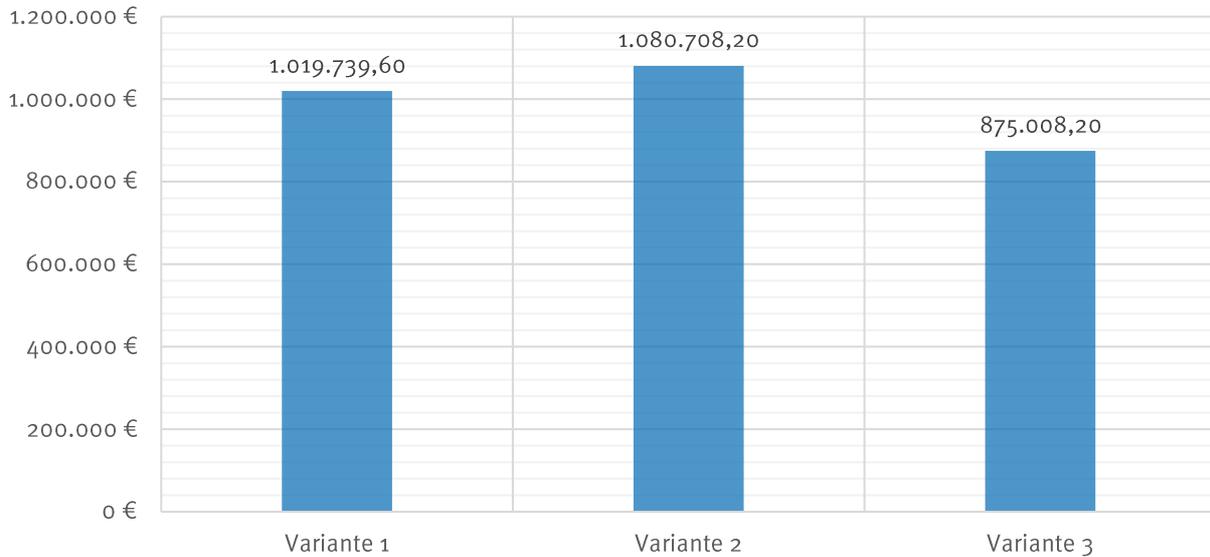


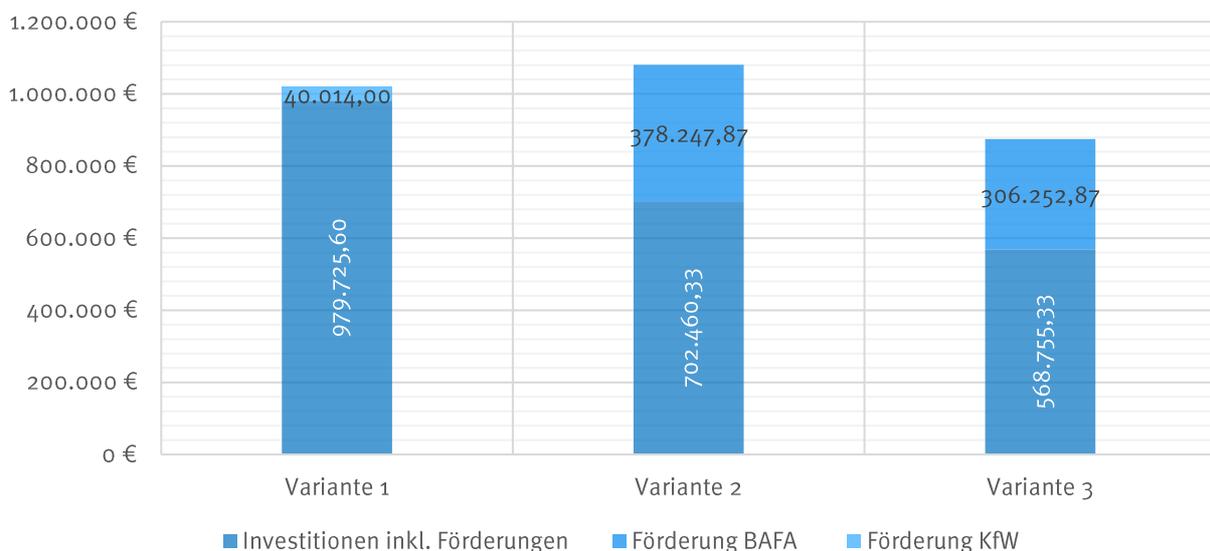
Abbildung 10: Investitionskosten der Variante 3 für das gesamte Projektgebiet.

Aus der Summe der dargestellten Kosten für Anlagentechnik, Montage und Planung ergeben sich somit die folgenden, zur Übersicht in Abbildung 11 aufgeführten, Investitionskosten für die einzelnen Varianten.



**Abbildung 11: Kumulierte Investitionskosten der drei Versorgungsvarianten.**

Ergänzend werden die möglichen Summen aus bundesweiten Programmen zur Förderung Erneuerbaren Energien investitionskostenmindernd einbezogen. Für die Referenzvariante wird dazu das Förderprogramm der KfW „Erneuerbare Energien Premium“ zur Förderung der Solarthermieanlagen auf den Mehrfamilienhäusern herangezogen, während für die beiden brennstofffreien Konzepte das Marktanzreizprogramm der BAFA für Erneuerbare Energien zur Förderung des gesamten Wärmepumpensystems inklusive Peripherie, Quelle und Planung. Somit ergeben sich die in Abbildung 12 dargestellten Investitionskosten nach Förderung.



**Abbildung 12: Kumulierte Investitionskosten inklusive Förderbeträge der drei Versorgungsvarianten.**

Deutlich wird, dass aufgrund der hohen anrechenbaren Kosten für das BAFA Förderprogramm die Investitionskosten der Variante eines Wärmeverbundes am geringsten ausfallen. Hieraus ergibt sich die folgende Verteilung für die jährlichen Annuitäten wie in Abbildung 13 dargestellt.

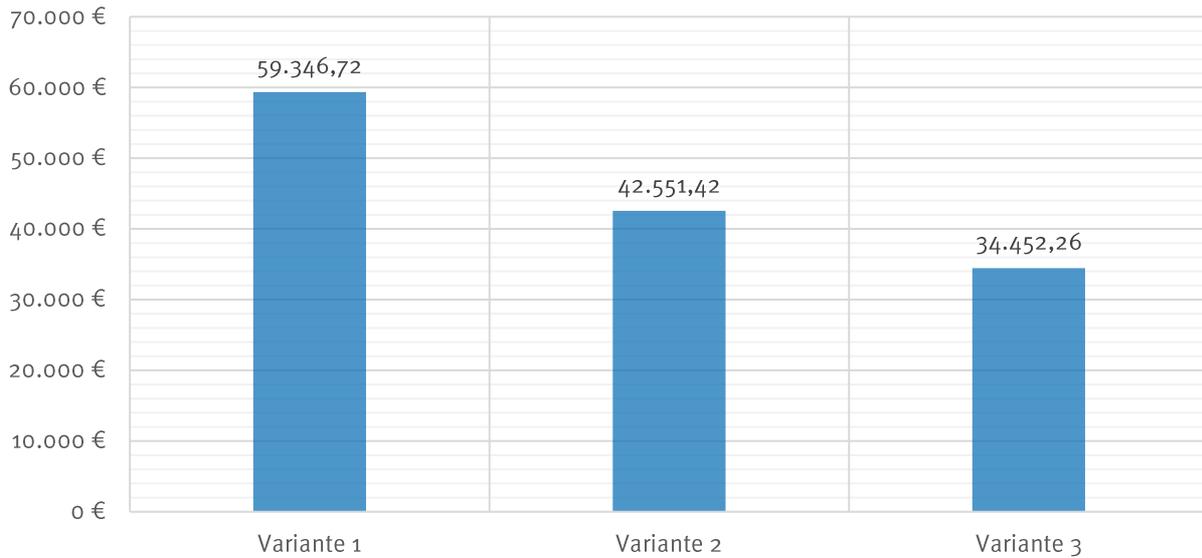


Abbildung 13: Jährliche Annuitäten für die drei Versorgungsvarianten

Die Annuitäten, die sich aus der jeweiligen Tilgung und den Zinsen für das Fremdkapital zusammensetzen, sind als Fixkosten in die Jahresvollkostenberechnung zu integrieren.

#### 4.2.2 Betriebsgebundene Kosten

Weitere Fixkosten ergeben sich aus dem Betrieb der Anlagensysteme und setzen sich größtenteils aus den Grundpreisen für die Brennstoffe sowie den Wartungskosten für die Erzeugungstechnologien zusammen. Die laufenden Grundpreise werden dabei aus den Angaben der regionalen Versorger und den jeweiligen Anschlussleistungen bestimmt. Die Wartungskosten für die einzelnen Komponenten resultieren aus Herstellerangaben und Erfahrungswerten. Somit ergeben sich die in Abbildung 14 aufgeführten kumulierten Betriebskosten, die ebenfalls in die Jahresvollkostenrechnung einfließen.

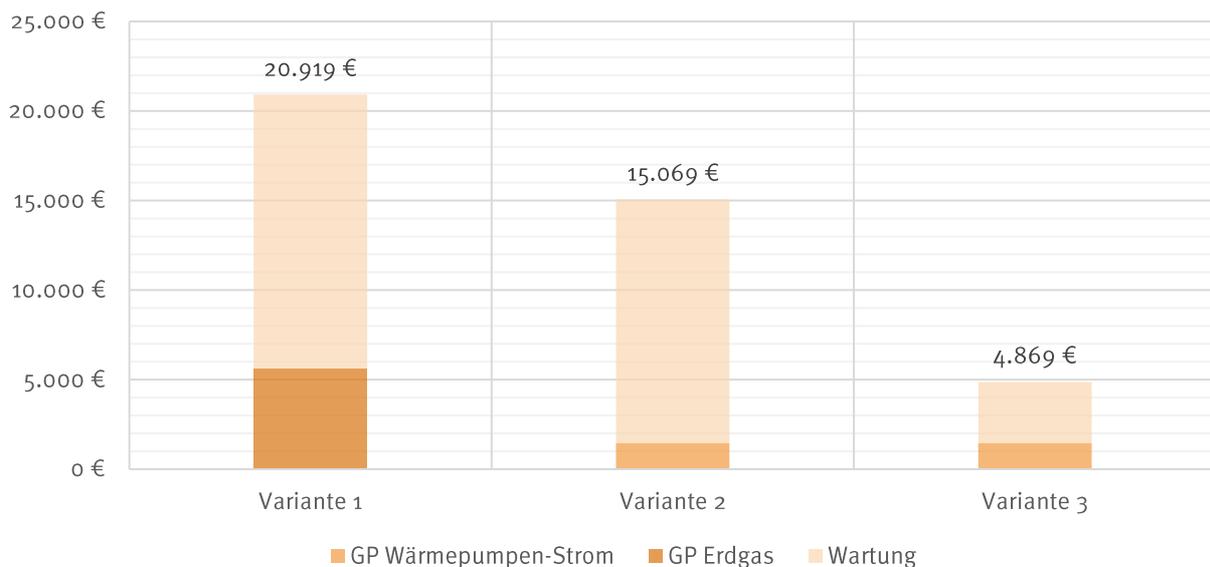


Abbildung 14: Jährliche, kumulierte Betriebskosten für die drei Versorgungsvarianten

### 4.2.3 Verbrauchsgebundene Kosten

Für die variablen Kosten werden die verbrauchsbezogenen Kostenanteile der Brennstoffe sowie der Hilfsenergien zum Antrieb von Umwälzpumpen herangezogen. Hierbei werden ebenfalls die Tarife des regionalen Versorgers herangezogen, wobei für den Wärmepumpenstrom die Niedertarife angesetzt werden. Somit ergeben sich aus den spezifischen Brennstoffkosten inklusive Umlagen und Netzentgelten sowie den jeweiligen Endenergiebedarfen folgende, in Abbildung 15 aufgeführte, Verbrauchskosten.

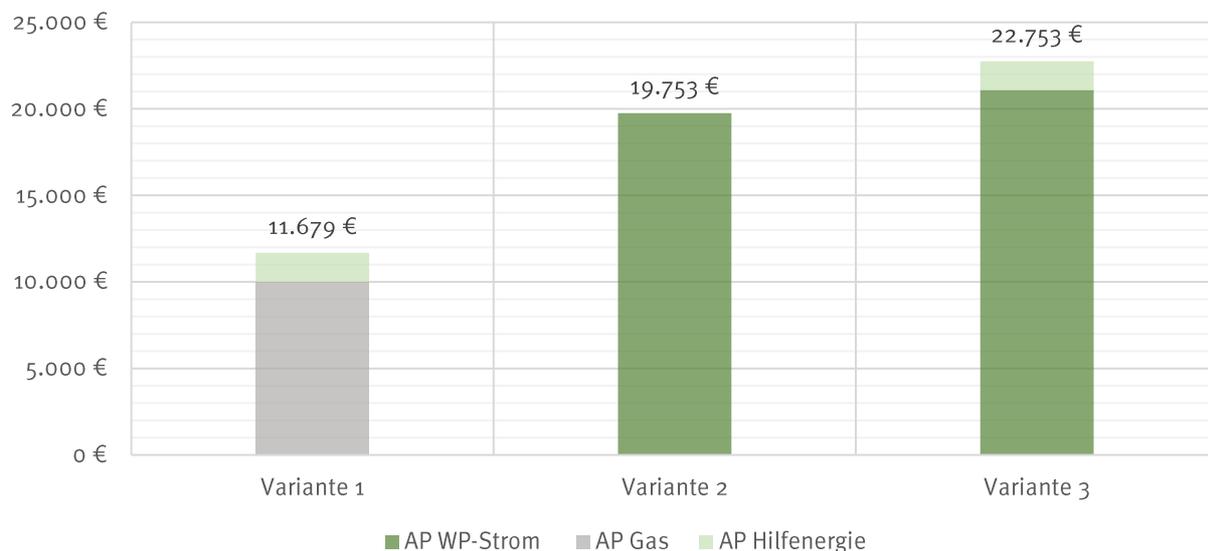


Abbildung 15: Jährliche, kumulierte Verbrauchskosten für die drei Versorgungsvarianten

Deutlich wird, dass die Referenzvariante aufgrund der geringen Gaspreise und dem hohen Solarthermie-Deckungsanteil die geringsten verbrauchsgebundenen Kosten verursacht, während die brennstofffreien Konzepte etwa gleich hohe Kosten hervorrufen.

### 4.2.4 Jahresvollkosten und Wärmegestehungskosten

Durch Kumulierung der einzelnen Kostenanteile ergeben sich die Jahresvollkosten. Bezogen auf den gesamten Nutzwärmebedarf lassen sich zudem die Wärmegestehungskosten zum Vergleich der Varianten generieren. Zur Übersicht sind beide Indikatoren für alle untersuchten Konzepte in Abbildung 16 dargestellt.

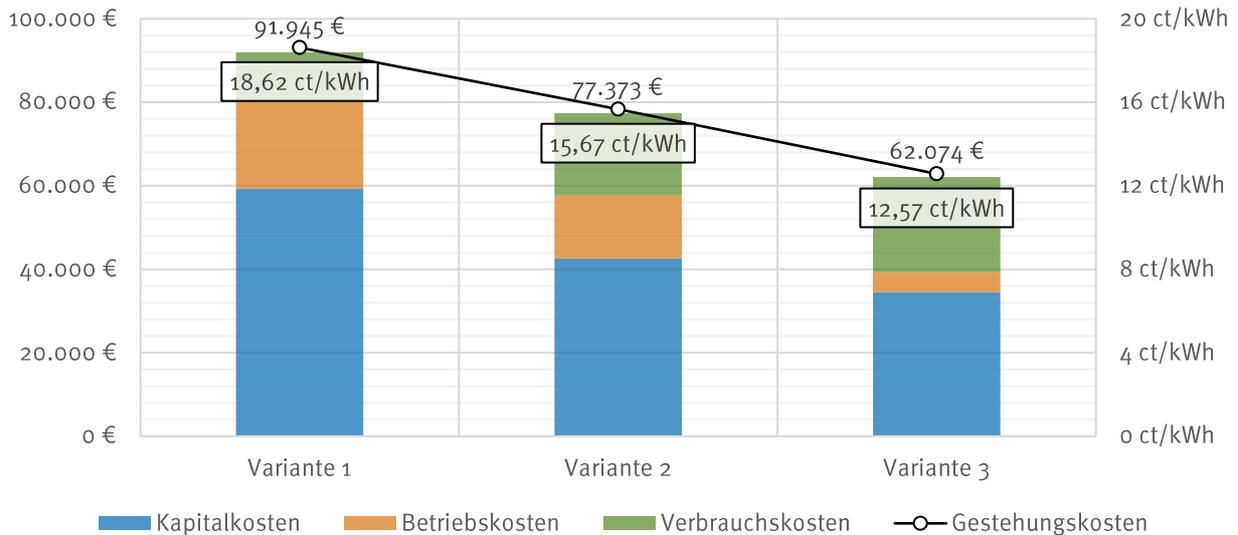


Abbildung 16: Jährliche, kumulierte Vollkosten sowie Wärmegestehungskosten für die drei Versorgungsvarianten

Es wird ersichtlich, dass die netzgebundene Versorgungsvariante die geringsten Jahresvollkosten und somit auch die niedrigsten Wärmegestehungskosten verursacht, während aus der Versorgung gemäß Referenzvariante die höchsten Kosten resultieren.

### 4.3 Ökologische Bilanzierung

Analog zur Ermittlung des Primärenergiebedarfes werden die Treibhausgas-Emissionen in Form von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten bestimmt. Hierzu werden die Endenergiebedarfe (vgl. Abbildung 6) mit den spezifischen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten gemäß dem „Merkblatt zu den CO<sub>2</sub>-Faktoren“ des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausführungkontrolle (BAFA) multipliziert. [6] Abweichend wird dabei zur Wahrung der Aktualität der Ergebnisse der CO<sub>2</sub>-Faktor für den deutschen Strommix gemäß dem Merkblatt zum „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0 – Modul II“ der BAFA verwendet. [7] Zusammenfassend ergeben sich für die relevanten Energieträger somit 0,000 kg CO<sub>2</sub>-eq je kWh (Umweltwärme), 0,202 kg CO<sub>2</sub>-eq je kWh (Erdgas), 0,489 kg CO<sub>2</sub>-eq je kWh (Strom). So resultieren die in Abbildung 17 dargestellten absoluten und relativen Treibhausgas-Emissionen der untersuchten Varianten.

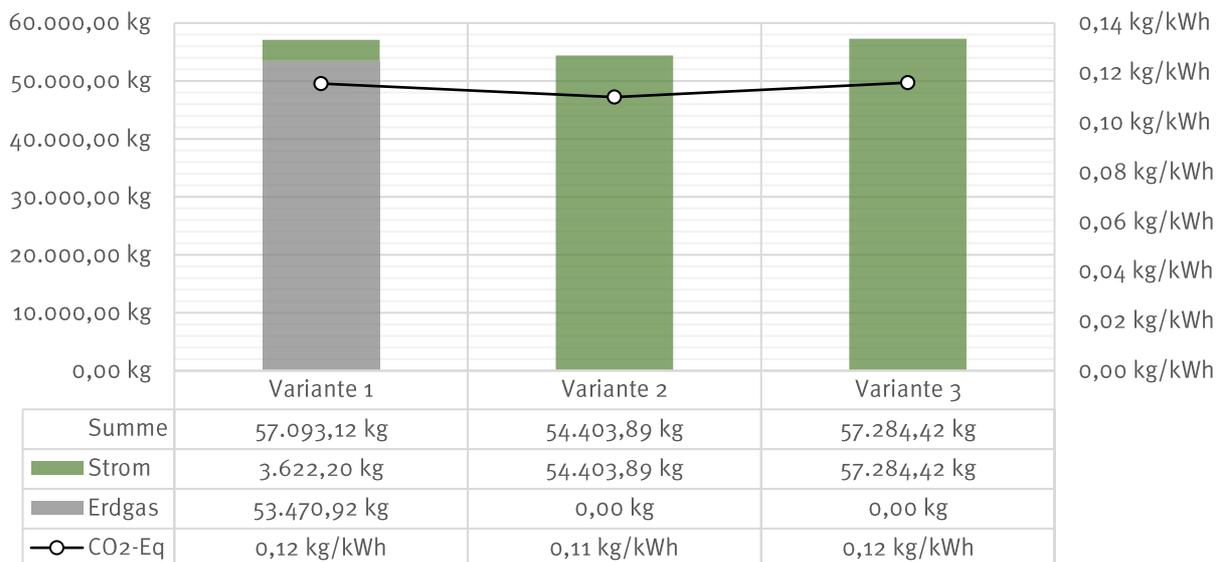


Abbildung 17: Jahresbilanz der variantenspezifischen Treibhausgas-Emissionen und – Faktoren in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten

Alle drei Varianten unterscheiden sich in Bezug auf die Treibhausgas-Emissionen nur geringfügig. In Anbetracht des zu erwartenden Ausbaus Erneuerbarer Energien im Stromsektor kann zukünftig eine deutliche Reduktion der Treibhausgas-Emissionen für die strombasierten Konzepte erwartet werden. Dieses soll in folgender Sensitivitätsanalyse exemplarisch betrachtet werden.

#### 4.4 Sensitivitätsanalyse

Zunächst sollen die Einflüsse von Änderungen der einzelnen Kostentypen auf die Wärmegestehungskosten für jede Variante gegenübergestellt werden. Somit sollen etwaige Änderungen im Projekt sowie dem Marktumfeld berücksichtigt werden, um auf dieser Grundlage eine Risiko-Chance-Bewertung durch den Auftraggeber zu ermöglichen. Dabei werden die Auswirkungen von Änderungen der Kapitalkosten (Abbildung 18), der Betriebskosten (Abbildung 18) sowie der Verbrauchskosten (Abbildung 20) in einem Spektrum von 50 bis 200 Prozentpunkten betrachtet.

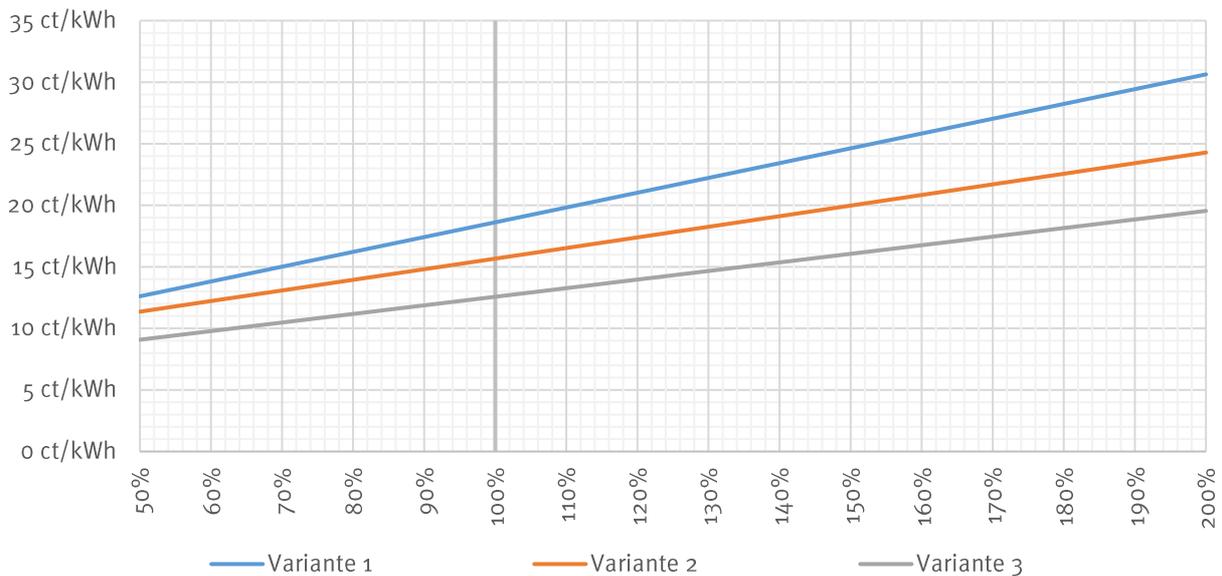


Abbildung 18: Einfluss auf die Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Änderungen der Kapitalkosten für die untersuchten Varianten.

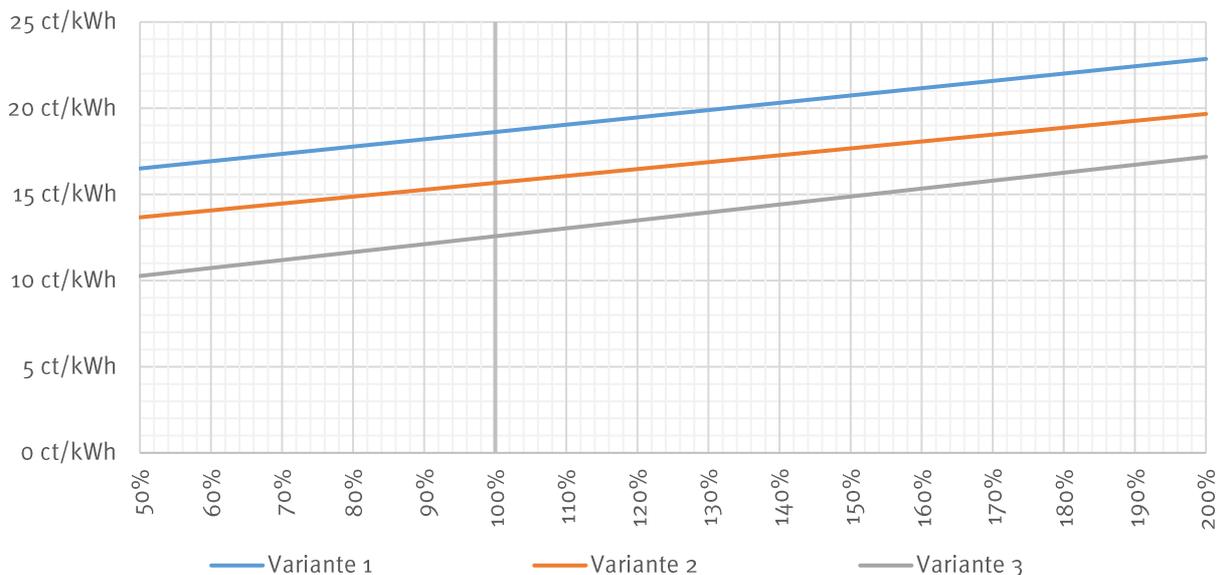
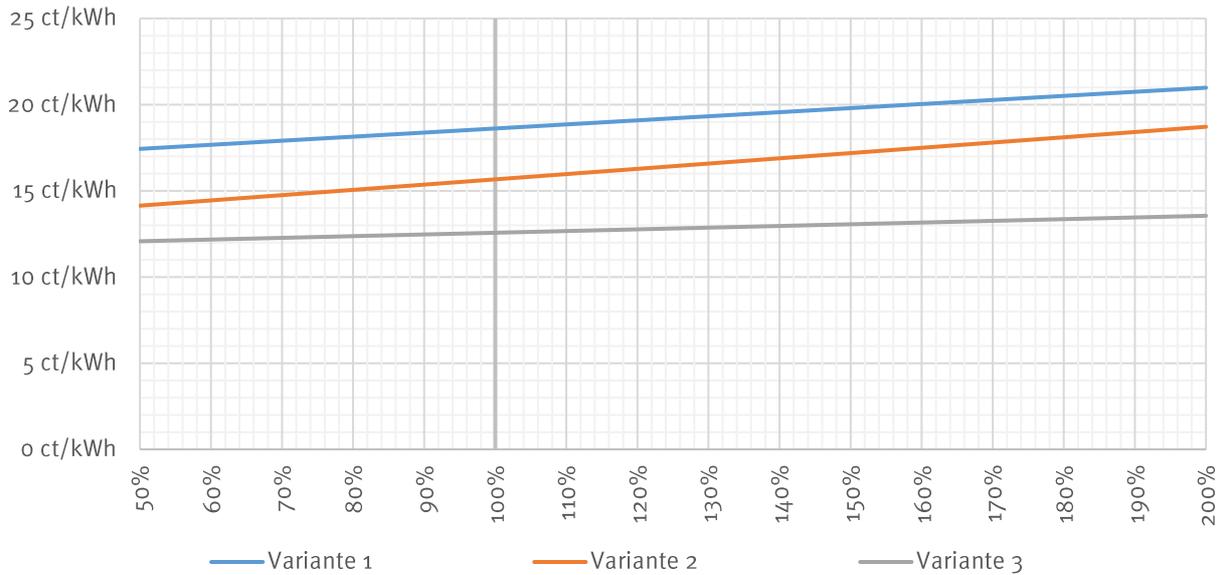


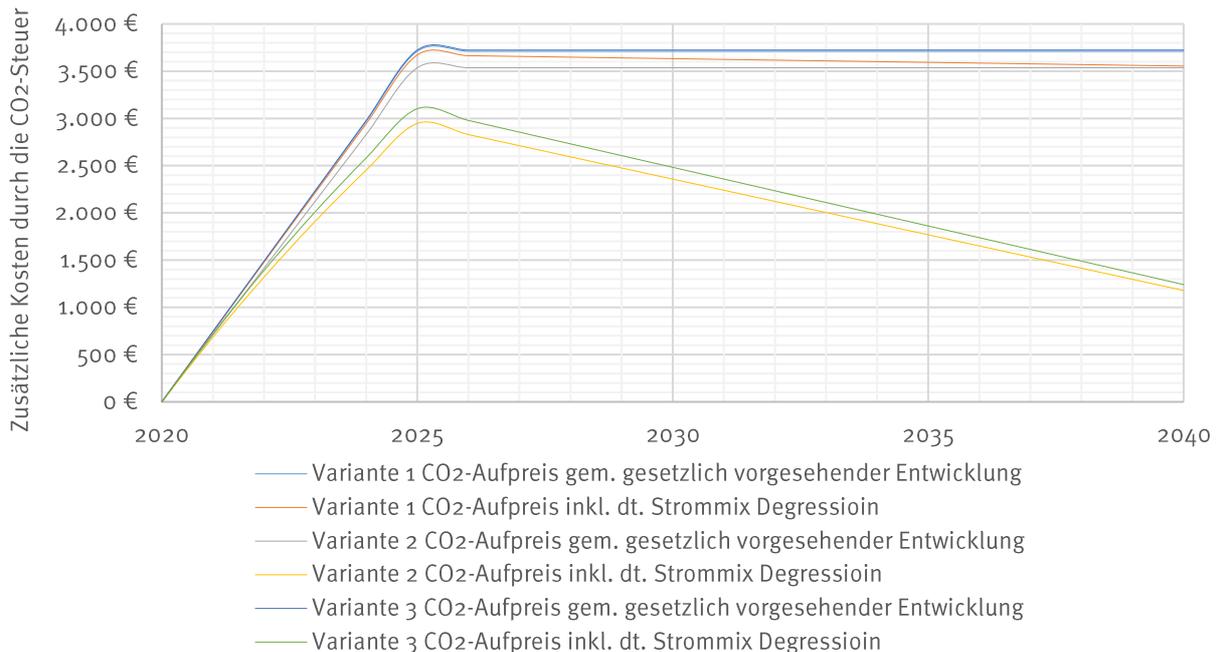
Abbildung 19: Einfluss auf die Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Änderungen der Betriebskosten für die untersuchten Varianten.



**Abbildung 20: Einfluss auf die Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Änderungen der Verbrauchskosten für die untersuchten Varianten.**

Bei steigenden Investitions- und damit Kapitalkosten werden die Vorteile der Variante mit den geringsten Geste-  
 hungskosten (Brennstofffreier Wärmeverbund) verstärkt, während sich bei einer Reduktion der einmaligen Auf-  
 wendungen die Geste-  
 hungskosten der drei Varianten annähern. Allerdings weist der Brennstofffreie Wärmeverbund in jedem Fall die geringsten Wärmegestehungskosten auf. Änderungen der Betriebskosten haben nur sehr geringfügigen Einfluss auf die Verteilung der Geste-  
 hungskosten. Bei Änderungen der Verbrauchskosten sinken hin-  
 gegen die ökonomischen Vorteile des Wärmeverbundes gegenüber den Einzelversorgungen.

Weiterhin sollen die Auswirkungen einer zukünftigen Besteuerung von Treibhausgas-Emissionen im Bereich der  
 Wärmeezeugung (CO<sub>2</sub>-Steuer) auf die Geste-  
 hungskosten betrachtet werden. Hierzu erfolgt die Untersuchung der  
 Zusatzkosten jeder Variante in jeweils zwei Szenarien: Ein konstanter CO<sub>2</sub>-Faktor vom Deutschen Strommix sowie  
 eine lineare Degression der Treibhausgas-Emissionen gemäß den klimapolitischen Vorgaben für 2050 (vgl. Abbil-  
 dung 21).



**Abbildung 21: Entwicklung der Zusatzkosten durch die CO<sub>2</sub>-Steuer über den Betrachtungszeitraum für alle Varianten.**

Während im Szenario eines konstanten CO<sub>2</sub>-Faktors des Strommix nur sehr geringfügige Unterschiede in den Mehrkosten zwischen den Varianten sichtbar sind, werden deutliche Einsparungen beider brennstofffreier Varianten gegenüber der gasbasierten Referenzvariante bei der Degression des CO<sub>2</sub>-Faktors bezüglich des Strommix deutlich. Aufgrund der klimapolitisch getriebenen Ausbauziele im Bereich der Erneuerbaren Energien ist letzteres Szenario als deutlich realistischer anzunehmen und soll in der abschließenden Variantenbewertung mitbetrachtet werden.

### 4.5 Variantenbewertung

Zur ganzheitlichen Variantenbetrachtung werden abschließend die Wärmegestehungskosten über den Treibhausgas-Emissionen (Stand 06/2020) aufgetragen. Dabei wird aus der Darstellung in Abbildung 22 ersichtlich, dass das Kostenoptimum bei der Variante 3 geringfügigen Einsparungen bezüglich der Treibhausgas-Emissionen der Variante 2 gegenübersteht.

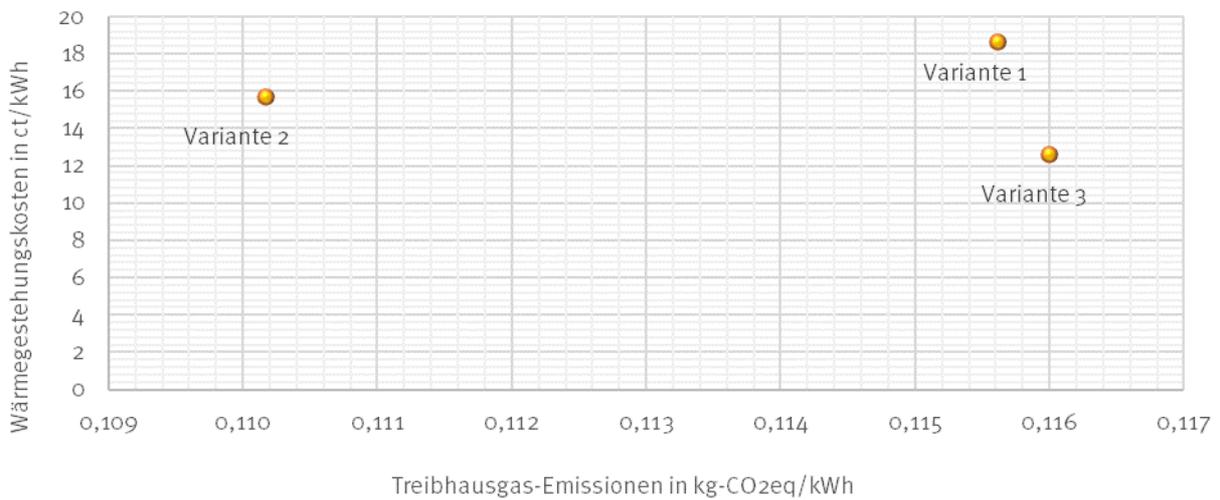


Abbildung 22: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Treibhausgas-Emissionen für alle untersuchten Varianten.

Unter Berücksichtigung der dynamischen Entwicklungen der Treibhausgas-Emissionen und der Mehrkosten durch die CO<sub>2</sub>-Steuer gemäß Abschnitt 4.4 verschieben sich die Verhältnisse noch einmal deutlich zugunsten der erdekoppelten Systeme (vgl. Abbildung 23).

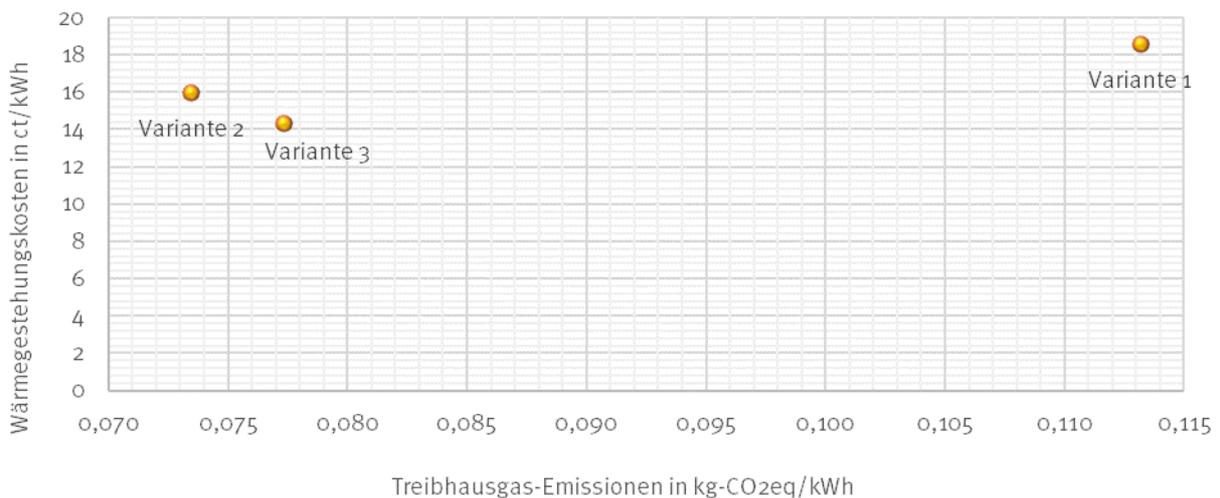


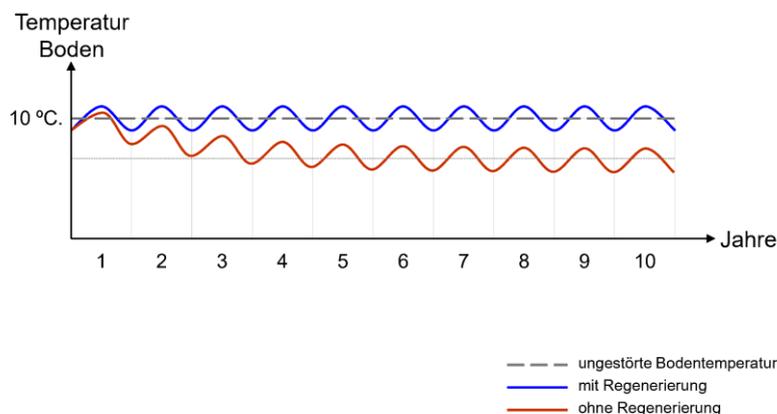
Abbildung 23: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Treibhausgas-Emissionen für alle untersuchten Varianten unter Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Steuer und degressiver CO<sub>2</sub> Faktoren des Deutschen Strommix.

## 5 Optimierungsmaßnahmen

Nachdem sich die Variante 3, die brennstofffreie Wärmeversorgung im Netzverbund, ökonomisch am sinnvollsten darstellt, sollen für diese im folgenden Kapitel Maßnahmen zur Optimierung aufgezeigt werden. Dazu wird neben der thermischen Regeneration von Geothermieanlagen das Thema Sektorenkopplung in den Fokus gerückt. Hierbei wird untersucht, inwiefern durch die Anwendung von vor Ort generierten und direkt verbrauchten Photovoltaik-Strom ein ökologischer und/oder ökonomischer Mehrwert erzielt wird.

### 5.1 Thermische Regeneration des Erdkollektors

Durch einen kontinuierlichen Wärmeentzug aus dem Erdreich zur Beheizung der Gebäude sinkt die Erdreichtemperatur ab. Dies hat zur Folge, dass die Rücklauftemperaturen der Geothermieanlagen an den Wärmepumpen ohne eine thermische Regeneration langfristig abfallen. Die Wärmepumpen müssen dadurch in den Folgeheizperioden das Temperaturdefizit durch erhöhten elektrischen Energieaufwand kompensieren. Dies wirkt sich negativ auf die Energieeffizienz bzw. die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen aus. Im Fall von Erdwärmekollektoren (Variante Brennstofffreier Netzverbund) wird dem Erdreich in wenigen Metern unterhalb der Geländeoberkante Wärme entzogen. Erdwärmekollektoren werden so ausgelegt, dass durch den Wärmebedarf und die -leistung keine Vereisung bzw. eine Unterkühlung des Erdreiches erfolgen kann. Das Erdreich regeneriert sich durch Regenversickerung und solare Einstrahlung, eine aktive Regeneration ist hierbei nicht vonnöten. Im Gegensatz dazu wird durch Erdwärmesonden dem Erdreich in Tiefen von teilweise über 100 m die Wärme entzogen. Eine Regeneration kann nur im geringen Maße durch terrestrische Wärme erfolgen, der Einfluss von Sonneneinstrahlung bzw. Regenversickerung ist marginal. Eine langfristige Absenkung der Erdreichtemperatur ist die Folge. Durch eine aktive Regeneration kann die mittlere Erdreichtemperatur aufrecht gehalten werden. In Abbildung 24 ist die Temperaturentwicklung des Erdreiches mit und ohne eine aktive Regeneration dargestellt.



**Abbildung 24: Exemplarische Temperaturentwicklung des Erdreiches mit und ohne Regeneration. [8]**

Die aktive Regeneration erfolgt durch die Erdwärmesonden, über die Wärme nach der Heizperiode in das Erdreich gebracht wird. Dazu sind zwei Wärmequellen denkbar: Durch eine Gebäudekühlung wird die Wärme aus dem Gebäude über die Erdwärmesonden in das Erdreich transportiert. Das Temperaturniveau des Erdreiches ist ausreichend und muss nicht zusätzlich durch eine Wärmepumpe gesenkt werden (passive Kühlung). Somit wird ein Synergieeffekt erzielt, indem die Gebäude auf eine behagliche Temperatur gekühlt werden und zugleich das Erdreich regeneriert wird. Für die passive Gebäudekühlung eignen sich auch Erdwärmekollektoren wie bei Variante 3 eingesetzt. Alternativ kann mittels solarthermischer Dachanlagen Wärme in das Erdreich eingebracht werden. Zur Bereitstellung von Brauchwasser auf einem Temperaturniveau von über 50 °C ist des Weiteren für die brennstofffreien Varianten der Einsatz von Solarthermie zu empfehlen, um einen noch effizienteren Betrieb der Wärmepumpen zu gewährleisten.

## 5.2 Sektorenkoppelnde Maßnahmen

Der Begriff Sektorenkopplung ist durch die Veränderung des Energiesystems in den letzten Jahren als neuer Begriff in der Energie- und Klimapolitik aufgetaucht. Bisher gibt es noch keine klare und einheitliche Definition dieses Begriffs, weshalb das Verständnis dazu variiert. Im Folgenden stellt der Begriff vor allem die Kopplung der Bereiche Strom und Wärme unter Einbeziehung von Synergieeffekten dar. Ergänzend wird auch der Bereich Mobilität betrachtet. Es wird geprüft inwiefern der dezentral und anhand von erneuerbaren Energieträgern generierte Strom (hier aus Photovoltaik-Anlagen) die Bedarfe der Anlagentechnik, der Haushalte und der möglichen Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge bestmöglich abdecken kann. Dabei spielt nicht nur die energetische und ökologische Sichtweise eine Rolle, sondern auch die ökonomische Sinnhaftigkeit.

Bei der Nutzung von Photovoltaik handelt es sich um einen fluktuierenden Energieträger. Dies bedeutet, dass Erzeugung und Bedarf zeitlich nicht kontinuierlich harmonieren. Mittels Sektorenkopplung kann hier eine bessere Übereinstimmung und Eigenverbrauchsoptimierung erzielt werden. Des Weiteren wird durch die Kopplung eine Glättung der Last- und/oder Erzeugungsprofile innerhalb des Projektgebietes erzielt. Erzeugungsspitzen können zum Beispiel durch die vielfältige Nutzung des vor Ort generierten Stroms abgefangen werden, wodurch die Netzbelastung sinkt. Dasselbe gilt auch andersherum für die Bedarfsspitzen, die durch den eigenen erzeugten Strom teilweise oder komplett abgedämpft werden können. Ökonomisch entstehen hier Vorteile seitens einer Reduzierung der Netzanschlusskosten durch einen geringer dimensionierten Netzanschlusspunkt und aufgrund der Einsparung des Netzbezugs wegen des höheren Eigenverbrauchs.

Um die sinnvolle Umsetzung der Sektorenkopplung zu prüfen und die genannten Vorteile nutzen zu können, werden im ersten Schritt die standortspezifischen elektrische Bedarfe und Potenziale untersucht. Die Bedarfe umfassen dabei den Strombezug der Haushalte, der dezentralen Wärmepumpen sowie eventueller Ladesäulen bzw. Wallboxen. Die Potenziale konzentrieren sich auf die Aufwendung von Photovoltaik-Aufdachanlagen. Zur Lastverschiebung werden darüber hinaus Batteriespeicher eingebunden und bewertet.

### 5.2.1 Grundlagenermittlung

#### Elektrische Bedarfsanalyse

Um die Haushaltsstrombedarfe zu prognostizieren, wird der Stromspiegel für Deutschland 2019 herangezogen. [9] Dieser gibt die Jahresstrombedarfe untergliedert für Ein- und Mehrfamilienhäuser, abhängig von der Personenanzahl und der Höhe des Konsums (von gering bis sehr hoch in sieben Stufen), an. Für die Einfamilienhäuser im Ziegeläcker werden drei bis vier Personen je Gebäude mit einem geringen bis mittleren Bedarf angesetzt. Demnach sind je Gebäude ca. 3.500 kWh/a zu erwarten. Für die Mehrfamilienhäuser wird aufgrund der durchschnittlichen Wohnfläche von ca. 110 m<sup>2</sup> pro Person für jede Wohnung eine Belegungszahl von drei bis vier Personen angenommen. [9] Somit sind bei einem geringen bis mittleren Strombedarf ca. 2.000 kWh/a je Wohnung anzusetzen. Für das gesamte Neubaugebiet ergeben sich demnach **156,50 MWh/a**. Der zeitliche Verlauf der Energiemenge wird über ein Jahr mit Hilfe von Standardlastprofilen des VDEW abgebildet. Der VDEW unterscheidet dabei unter anderem in Haushalt (H0) und sieben Gewerbegruppen (G0 bis G6). Vorgegeben werden die Leistungswerte in kW im 15 min Takt für einen Werktag, Samstag und Sonntag im Winter, Sommer und in der Übergangszeit. Jahresabhängig und unter Beachtung der Feiertage und Ferien des jeweiligen Bundeslandes können daraus Jahreslastgänge konzipiert werden. Für das Projektgebiet Ziegeläcker werden diese auf Grundlage der Angaben des Landes Bayern erstellt und mit den jeweiligen Energiebedarfen hochgerechnet, wobei ausschließlich das H0-Profil von Relevanz ist. Die folgende Abbildung 25 stellt die Verteilung des Strombedarfs für das gesamte Neubaugebiet auf dieser Grundlage dar.

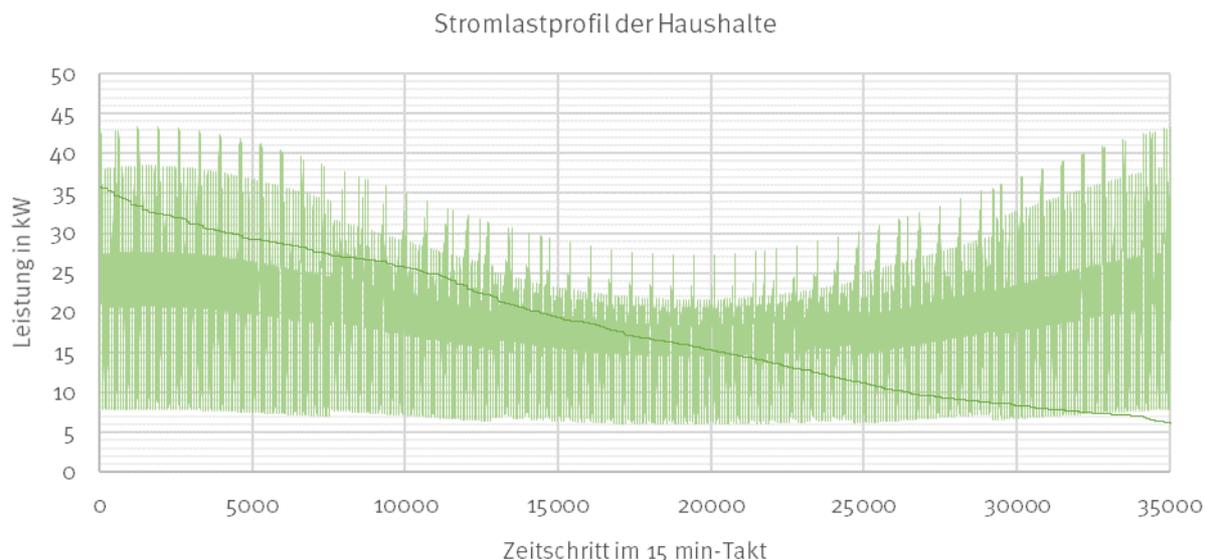


Abbildung 25: Stromlastprofil für das gesamte Neubaugebiet im 15 min-Takt nach dem H0-SLP-Profil inkl. geordneter JDL.

Neben den Haushalten weisen auch die Wärmepumpen einen Strombedarf, vor allem durch den Verdichtungsprozess, auf. Dieser Bedarf lässt sich im ersten Schritt anhand der Jahresarbeitszahl von 4,5 abschätzen. So benötigen die Wärmepumpen für Bereitstellung von 494 MWh/a thermischer Energie ca. **110 MWh/a** elektrische Energie, wobei die Hilfsenergie exkludiert ist. Für eine genauere Prognose wird das Stromlastprofil aus der Simulation verwendet (siehe Abbildung 26).

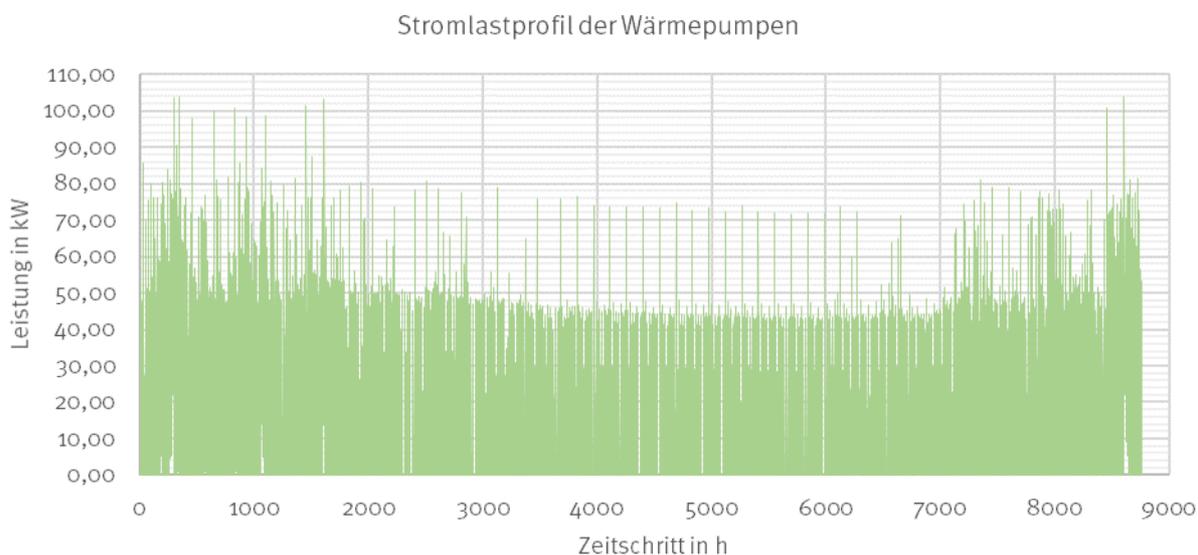


Abbildung 26: Wärmepumpen-Stromlastprofil für das gesamte Neubaugebiet im Stundentakt.

### Elektrische Potenzialanalyse

Im nächsten Schritt können die Potenziale zur vor Ort Stromerzeugung mittels Photovoltaik prognostiziert werden. Dazu wird das Simulationsprogramm PV\*Sol premium 2019 von Valentin Software angewendet. Bei den MFH (Gebäudetyp B) wird von einem Flachdach ausgegangen. Diese werden in drei Varianten, mit gleicher Anzahl aber unterschiedlicher Ausrichtung der PV-Module, simuliert: Südwest, Nordost/Südwest und Nordwest/Südost. Der höchste Ertrag von 9.557,41 kWh/a wird bei der Nordost/Südwest Variante erzielt und demnach für die weitere

Berechnung für alle Gebäude des Typs B verwendet. Für die EFH (Gebäudetyp A) können anhand der Gestaltungsskizze drei Dachausrichtungen detektiert werden, die wiederum PV-Anlagen in Richtung Süden, Südwesten und Ost/West ausgerichtet ermöglichen. Ergänzend wird für die ersten beiden Ausrichtungen die Dachform zwischen Sattel- und Pultdach variiert, um die Anzahl der installierten PV-Module so zu erhöhen, dass die installierte Leistung bei 10 kW<sub>p</sub> liegt. In Abbildung 27 sind alle simulierten Varianten mit der jeweiligen Dachausführung sowie Anlagenleistung und erzeugten Energiemenge zusammengefasst graphisch dargestellt. Die jeweiligen Optima sind farblich hervorgehoben und separat in Tabelle 10 aufgeführt.

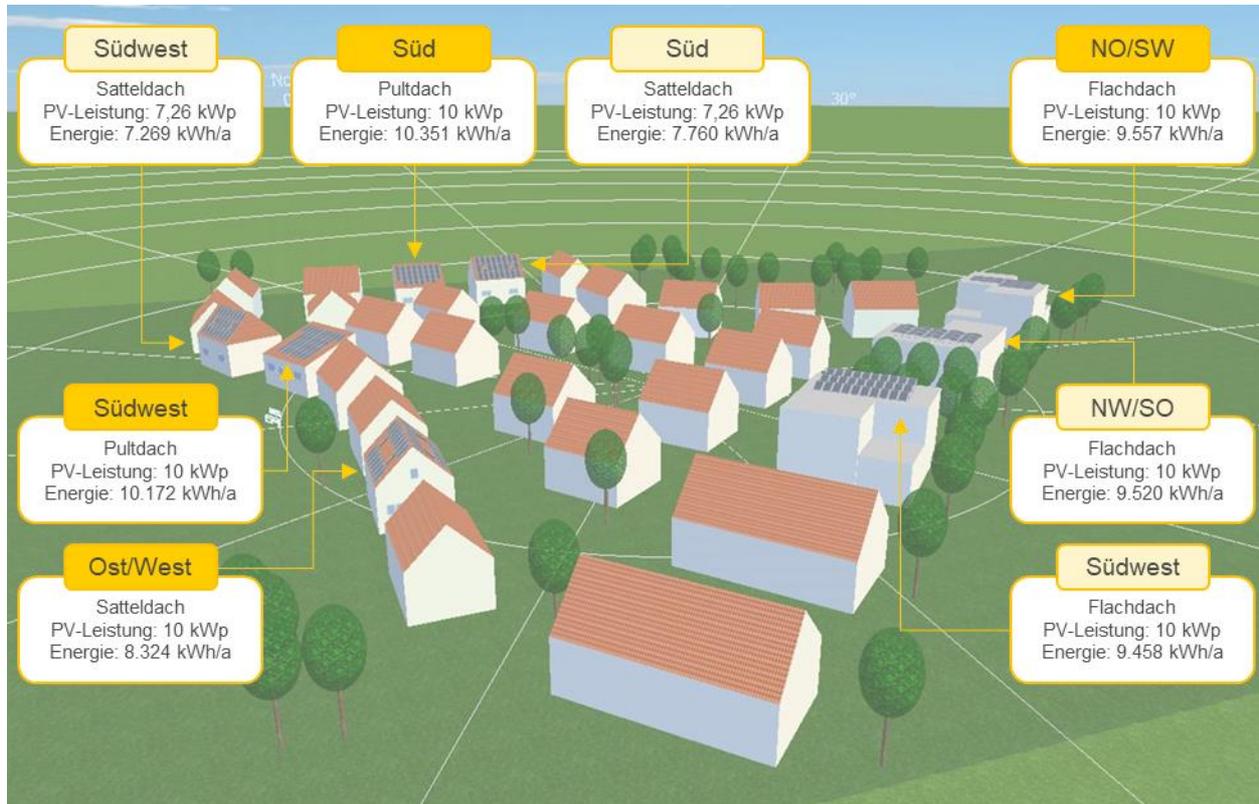


Abbildung 27: Exemplarische Photovoltaik-Potentialanalyse mittels PV\*Sol.

Tabelle 10: Optima der PV-Anlagenausführung je Gebäudetyp und Dachausrichtung.

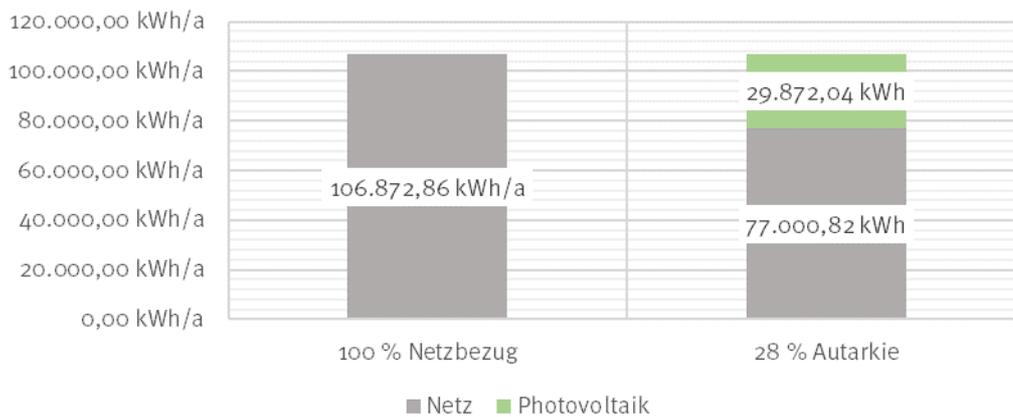
Gebäudetyp	Anzahl	Ausrichtung	Dachausführung	Anlagenleistung in kW <sub>p</sub>	Erzeugte Energiemenge in kWh/a
A	9	Ost/West	Satteldach	10,00	8.324,00
A	3	Süd	Pultdach	10,00	10.351,00
A	19	Südwest	Pultdach	10,00	10.172,00
B	3	Nordost/Südwest	Flachdach	10,00	9.557,00

Insgesamt gibt es somit vier Varianten, die für die weiteren Berechnungen verwendet werden. Aus der Multiplikation mit der jeweiligen Anzahl im Quartier, ergibt sich bei einer Gesamtleistung von 340,00 kW<sub>p</sub> eine potenzielle PV-Stromerzeugung von **327,92 MWh/a**.

## 5.2.2 Wärmeerzeugung mit PV-Strom

### Allgemein

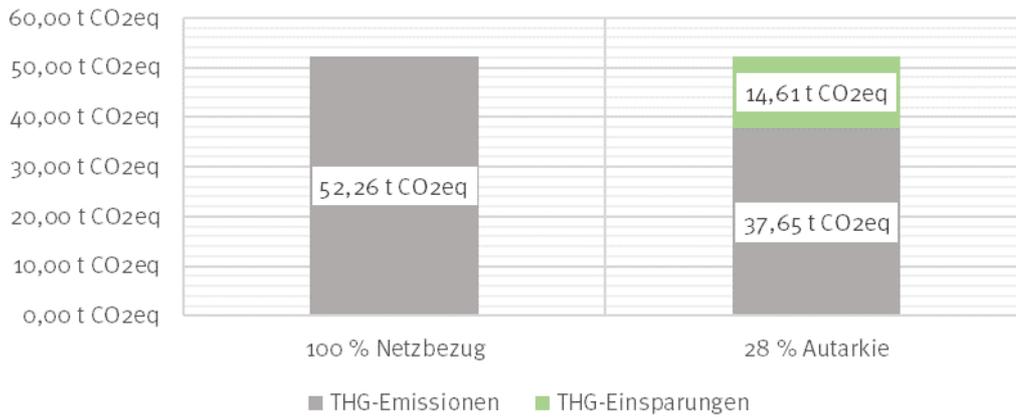
Im nächsten Schritt werden sektorenkoppelnde Maßnahmen, die zu einer ökologischen und/oder ökonomischen Optimierung des Gesamtkonzeptes führen können, vorgeschlagen. Ziel ist es, durch die Anwendung von PV-Strom in den Wärmepumpen zum einen den Wärmepreis der Endkunden zu reduzieren und zum anderen gleichzeitig die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) durch den „grünen“ Strom aus den PV-Anlagen zu senken. Dazu wird im ersten Schritt geprüft, welche Deckungsrate und Eigenverbrauchsquote die PV-Anlagen erzielen. Exemplarisch wird das EFH (Gebäudetyp A) mit Südwest-PV-Anlage zur Berechnung gewählt, da dieses im Quartier am häufigsten vorkommt. Hier liegt der jährlich erzeugte PV-Strom bei 10,17 MWh/a. Dem gegenüber steht der Wärmepumpenstrom von 2,37 MWh/a. Nach einem Abgleich der entsprechenden Erzeugungs- und Lastprofile, können ca. 28 % des WP-Strombedarfs durch die PV-Strom bereitgestellt werden. Demnach müssen 72 % aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen werden. Dies entspricht einer Energiemenge von rund 1.708 kWh/a. Für das gesamte Quartier könnten anhand der PV-Anlagen rund 29.870 kWh/a direkt an die Wärmepumpen geliefert werden. Somit reduziert sich der Netzbezug von rund 106.873 kWh/a auf 77.001 kWh/a. In Abbildung 28 wird der elektrische Energiebezug der Wärmepumpen für das gesamte Quartier zusammengefasst für die beiden Varianten – 100 prozentiger Netzbezug und anteilige vor Ort Stromversorgung – dargestellt.



**Abbildung 28: Zusammensetzung des Antriebsstroms der Wärmepumpen bei anteiligem vor Ort Strombezug und 100 prozentigen Netzbezug für das gesamte Neubauquartier.**

### Ökologische Vorteile

Da sich der Netzbezug durch den vor Ort generierten und direkt verbrauchten „grünen“ PV-Strom reduziert, reduzieren sich auch die THG-Emissionen für das ganzheitlich betrachtete Energiekonzept. Um die THG-Einsparungen berechnen zu können werden die spezifischen Faktoren, die auch in der Bilanzierung angewendet wurden, angesetzt. Dabei wird der Netzstrom mit 0,49 kg CO<sub>2</sub>eq je kWh und der PV-Strom mit 0,00 kg CO<sub>2</sub>eq je kWh bewertet. Demnach können im ersten Jahr rund 324 kg CO<sub>2</sub>eq für das exemplarische EFH eingespart werden. Auf das gesamte Quartier gerechnet, werden ca. 14.607 kg CO<sub>2</sub>eq im ersten Jahr vermieden. So reduziert sich der spezifische Faktor **von 0,12 kg CO<sub>2</sub>eq je kWh auf 0,09 kg CO<sub>2</sub>eq je kWh.**



**Abbildung 29: THG-Emissionen und -Einsparungen, die durch den Antriebsstrom der Wärmepumpen je Variante für das gesamte Neubaugebiet entstehen.**

### Ökonomische Vorteile

Da der Strom vom eigenen Dach finanziell günstiger ist, als der aus dem Netz der allgemeinen Versorgung, besteht die Möglichkeit, dass sich der Wärmepreis durch die Speisung von PV-Strom in die Wärmepumpen reduziert. Um dies bewerten zu können, werden zunächst die Stromflüsse mit Geldwerten in ct/kWh versehen. Relevant sind zum einen die Kosten der Stromflüsse, die in die Wärmepumpen fließen, also der PV-Strom und der Netzstrom sowie zum anderen die erzielten Erlöse durch den eingespeisten PV-Strom.

Hierzu müssen die Stromgestehungskosten der PV-Anlage berechnet werden. Diese fallen auf jede erzeugte Kilowattstunde der Anlage an, unabhängig davon wohin der Strom fließt. Berechnet werden diese anhand der Investitionskosten sowie der laufenden Kosten und der erzeugten Energiemenge über die technische Lebensdauer. Für die 10,00 kW<sub>p</sub> Anlage kann eine Investitionssumme von 10.000 € angenommen werden. Die laufenden Kosten werden erfahrungsgemäß mit 1 % der Investition, also 100 € pro Jahr, angesetzt. Für die erzeugte Energiemenge wird das Simulationsergebnis aus PV\*Sol mit 10.172 kWh/a eingerechnet. Die Lebensdauer bzw. der Betrachtungszeitraum richtet sich nach der Vergütungsdauer der Anlage, die durch das Erneuerbaren-Energie-Gesetz (EEG) mit 20 Jahren inkl. dem Jahr der Inbetriebnahme, beziffert ist. Somit werden die Gestehungskosten mit 5,90 ct/kWh versehen. Da im vorgeschlagenen Konzept keine Personenidentität zwischen dem PV-Anlagenbetreiber und dem Wärmepumpenbetreiber besteht, ist zusätzlich die volle EEG-Umlage (6,76 ct/kWh) zu zahlen. Die Kosten des in die Wärmepumpe gespeiste PV-Stroms beträgt somit 12,65 ct/kWh. Falls eine Personenidentität geschaffen werden kann, ist bei einer PV-Anlagengröße von bis zu 10,00 kW<sub>p</sub> keine EEG-Umlage zu zahlen. Bei größeren Anlagen wären 40 % der EEG-Umlage fällig. Darüber hinaus ist der PV-Strom im Gegensatz zum Netzstrom von allen staatlichen Abgaben, Umlagen und Steuern befreit.

Für den eingespeisten Strom wird die aktuell geltende EEG-Einspeisevergütung bei einer Inbetriebnahme ab dem 01. Juli 2020 angesetzt, welche bei 9,03 ct/kWh liegt. Da auch für den eingespeisten Strom die Gestehungskosten anfallen, beträgt der tatsächliche Erlös 3,13 ct/kWh.

Letztlich wird der aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogene Strom mit einem Geldwert belegt. Für Wärmepumpen, als flexible Verbrauchseinrichtungen, können Sondertarife vom vorgelagerten Netzbetreiber in Anspruch genommen werden. Diese basieren auf verminderten Netznutzungsentgelten und Konzessionsabgaben. Im Gegenzug hat der Netzbetreiber das Recht, die Wärmepumpen bei hoher Netzbelastung über eine Steuereinheit abzuschalten. Für das zu untersuchende Projektgebiet ist das Elektrizitätswerk Goldbach-Hörsbach verantwortlich. So entnehmen die Wärmepumpen Netzstrom zu einem Tarif von 18,00 ct/kWh. Zusammengefasst werden die Geldwerte in Abbildung 30.



Abbildung 30: Relevante Geldwerte zur Wärmepumpenenergieerzeugung mittels PV-Strom.

In Anbetracht dessen, dass die Wärmepumpen ihren Strombedarf mit 12,65 ct/kWh zu 28 % aus der PV-Anlage und mit 18,00 ct/kWh zu 72 % aus dem Netz beziehen, fallen jährlich für das exemplarische EFH rund 391 € für den gesamten Antriebsstrom der Wärmepumpen an. Dem gegenüber stehen zusätzlich die Erlöse durch den eingespeisten PV-Strom, die mit 298 €/a beziffert werden können. Somit ergeben sich summa summarum Kosten von 94 €/a. Im Vergleich dazu müssen bei einem ausschließlichen Netzbezug jährlich rund 427 €/a für den Antriebsstrom gezahlt werden. Auch hier muss der eingespeiste PV-Strom eingerechnet werden. In diesem Fall werden durch die Volleinspeisung rund 319 €/a eingenommen. So dass in Summe 108 €/a anfallen. So werden durch den vor Ort Stromverbrauch nur 14 € im ersten Jahr eingespart. Für das gesamte Quartier läge die eingesparte Summe bei 891 €/a. Die Werte sind in Abbildung 31 vermerkt.

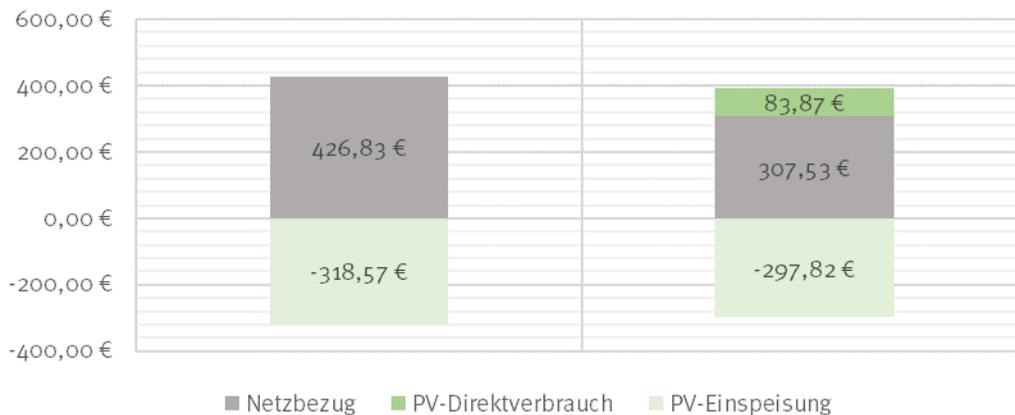


Abbildung 31: Zusammensetzung der Kosten bei einem 100 prozentigen Netzbezug mit gleichzeitiger Volleinspeisung der PV-Anlage (links) und bei einem anteiligen vor Ort Verbrauch des PV-Stroms in den Wärmepumpen (rechts).

Mit den getroffenen Annahmen ergibt sich für diesen Fall, wenn die Einsparungen mit dem zusätzlichen messtechnischen Aufwand (zusätzlicher Zähler und Steuereinheit) verrechnet werden, kein ökonomischer Vorteil. Daher werden in den nächsten Abschnitten weitere Optimierungsoptionen betrachtet.

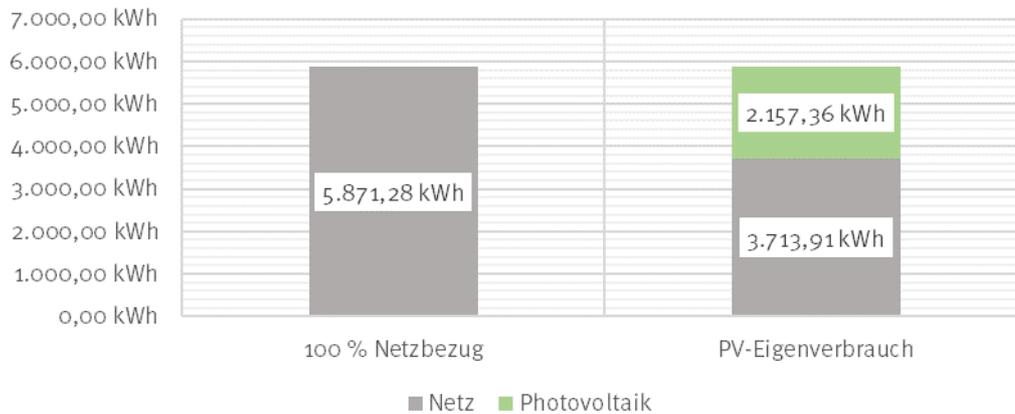
### 5.2.3 Zusätzliche Eigenstromversorgung im Haushalt

#### Gebäudetyp A (EFH)

Neben den Wärmepumpen kann der PV-Strom auch für die Deckung des Haushaltsstrombedarfs eingesetzt werden, um die Eigenverbrauchsquote zu erhöhen. Mit dem Produkt *Sonnendach*<sup>6</sup> besteht eine Personenidentität zwischen dem Gebäudeeigentümer und der entsprechenden PV-Anlage. Das bedeutet, auf den PV-Strom entfallen sämtliche Abgaben, Umlagen und Steuern – auch die EEG-Umlage ist nicht zu zahlen. Die PV-Anlagen werden als Komplettpaket geplant, projiziert sowie umgesetzt und dem Gebäudeeigentümer in einem Pachtmodell zur Verfügung gestellt. Auch hierbei soll exemplarisch das EFH mit einer Südwest-PV-Anlage betrachtet werden. Wird das prognostizierte Bedarfsprofil des Haushaltes mit dem Erzeugungsprofil der PV-Anlage abgeglichen, können ca. 43 % des Bedarfs durch die PV-Anlage gedeckt werden. Dies entspricht einer Energiemenge von rund 1.495 kWh/a.

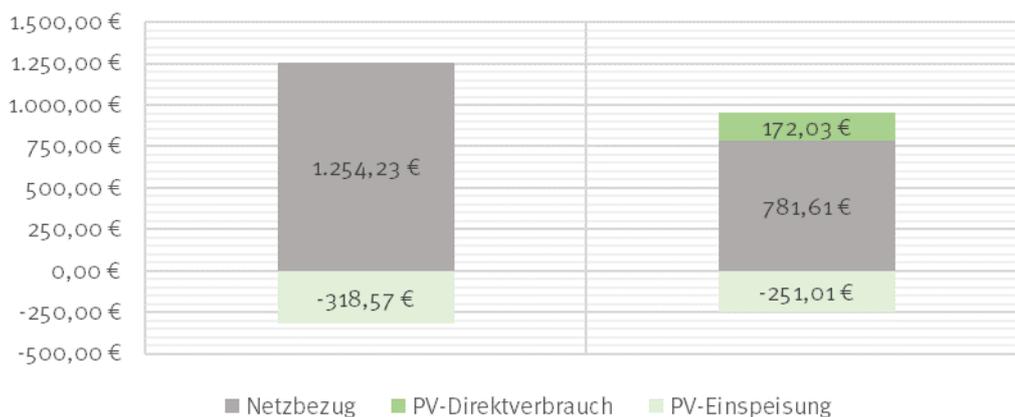
<sup>6</sup> Ausgewiesenes Produkt der NATURSTROM AG

Dabei ist bereits die Strommenge, die zuvor in den Wärmepumpen genutzt wird, abgezogen. Für die PV-Anlage spiegelt dies einen Eigenverbrauch von ca. 21 % wider. Demnach werden trotz Direktverbrauch in den Wärmepumpen und im Haushalt ca. 79 % in das vorgelagerte Netz eingespeist. Abbildung 32 fasst die bezogenen Energiemengen zur Deckung der beiden Stromverbraucher im exemplarischen EFH zusammen. Diese können entsprechend für das gesamte Neubauquartier skaliert werden.



**Abbildung 32: Deckung des Wärmepumpen- und Haushaltsstrombedarfs bei anteiligem vor Ort Strombezug und 100 prozentigen Netzbezug für das exemplarisch ausgewählte EFH.**

Im nächsten Schritt soll der ökonomische Mehrwert des PV-Strombezugs bewertet werden. Dazu sind erneut die Geldwerte der Stromflüsse anzuwenden. Demnach wird der Netzstrom, der in die Wärmepumpen fließt weiterhin mit 18,00 ct/kWh und der, der in die Haushaltsverbraucher fließt mit 23,64 ct/kWh bewertet. Dieser Tarif entspricht dem Privatkunden-Tarif von der Elektrizitätswerk Goldbach-Hösbach GmbH & Co. KG. Weiterhin ist der PV-Strom, der in die Wärmepumpen fließt mit 12,65 ct/kWh (inkl. EEG-Umlage) und der, der in den Haushalt fließt mit 5,90 ct/kWh (keine EEG-Umlage) beziffert. Somit ergeben sich die in Abbildung 33 dargestellten Kosten. Verglichen wird erneut ein 100 prozentiger Netzbezug mit gleichzeitiger Volleinspeisung der PV-Anlagen mit einer anteiligen Direktstrombelieferung in beiden Verbrauchern.



**Abbildung 33: Kostenzusammensetzung bei einem 100 prozentigen Netzbezug mit gleichzeitiger Volleinspeisung der PV-Anlage (links) und bei einem anteiligen vor Ort Verbrauch des PV-Stroms in den Wärmepumpen und im Haushalt (rechts).**

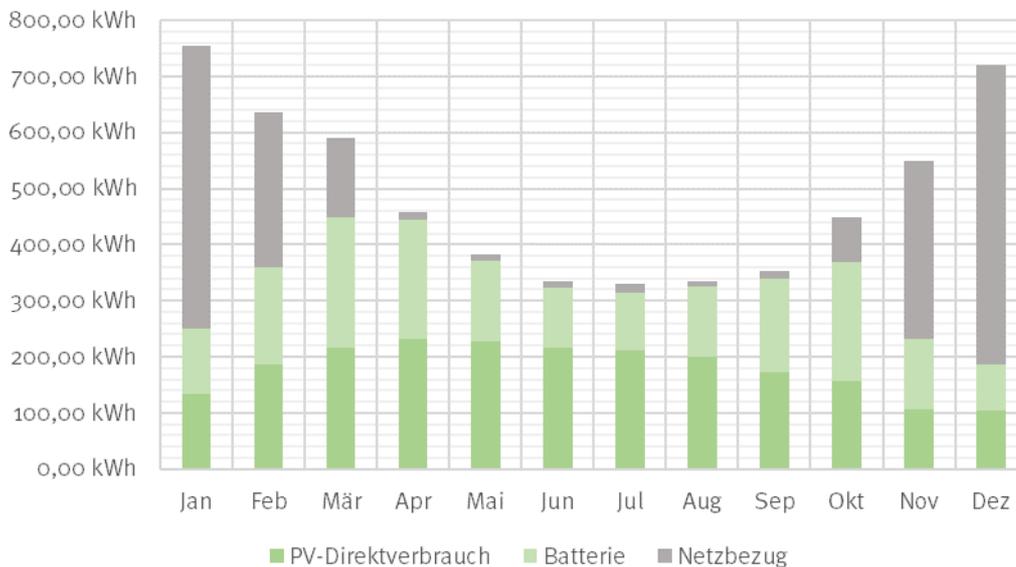
Summa summarum können für das exemplarisch ausgewählte EFH bei einer Betrachtung aller Verbraucher zur Direktstrombelieferung der PV-Anlage rund 233 € im ersten Jahr eingespart werden.

### Gebäudetyp B (MFH)

Für die Haushalte in den Mehrfamilienhäusern kann ein Mieterstromtarif entwickelt werden. Dabei wird den Bewohnern und Bewohnerinnen ein Mischpreis angeboten, der sich aus den Kosten des PV-Stroms und des Netzbezugs zusammensetzt. Dazu müssen aufgrund des Planungsstandes einige Annahmen getroffen werden. Zunächst wird davon ausgegangen, dass die drei MFH zu einer Kundenanlage zusammengefasst werden, also über einen Verknüpfungspunkt mit dem vorgelagerten Stromnetz verbunden sind. Wenn alle Wohneinheiten den Mieterstrom beziehen wollen, kann unter den aktuellen Regularien, Einspeisevergütungen und staatlichen Abgaben, Umlagen und Steuern ein Arbeitspreis von **23,36 ct/kWh (netto)** und ein Grundpreis von **4,37 € pro Monat (netto)** angeboten werden. Bei einem angenommenen Strombedarf von 2.000 kWh je Wohneinheit betragen die jährlichen Stromkosten 618,40 €. Damit werden im Vergleich zum Grundversorgertarif 50,40 €/a eingespart.

### 5.2.4 Eigenverbrauchsoptimierung mittels Batteriespeicher

Aufgrund der geringen Eigenverbrauchsquote der PV-Anlagen wird der Einsatz von Batteriespeichern in den einzelnen Gebäuden auf einen ökonomischen Mehrwert untersucht. Dazu wird das Gesamtsystem am Beispiel des exemplarischen EFH, welches auf der Verbrauchsseite die Haushaltsgeräte (HO-Profil) mit 3.500 kWh/a sowie die Wärmepumpe mit 2.371 kWh/a und auf der Erzeugungsseite die PV-Anlage mit einer jährlichen Stromerzeugung von 10.172 kWh/a hat, mit der Simulationssoftware PV\*Sol über den Zeitraum eines Jahres im Stundetakt abgebildet. Ergänzt wird das System durch einen Batteriespeicher mit einer Gesamtkapazität von 10 kWh und einem Batteriewechselrichter. Die Ergebnisse sind zur Übersicht in Abbildung 34 dargestellt. Dabei wird der jeweilige Anteil an der Strombedarfsdeckung je Monat als Balkendiagramm visualisiert. Folgende Szenarien sind möglich: Wenn die PV-Anlage Strom produziert, wird dieser im ersten Schritt direkt im Haus oder durch die Wärmepumpe gedeckt. Wenn die Erzeugung größer ist als der Bedarf, wird die Batterie geladen. Ist die Batterie voll, wird der überschüssige Strom in das vorgelagerte Netz gespeist. Wenn der Bedarf höher ist, als die Erzeugung, wird zunächst Strom aus der Batterie entnommen. Ist die Kapazität erschöpft, wird der Bedarf aus dem vorgelagerten Netz gespeist.



**Abbildung 34: Deckungsanteile des summierten Strombedarfs aus Haushalt und Wärmepumpe im Monatsintervall, aufgeteilt in PV-Direktverbrauch, Batterie und Netzbezug, für das exemplarische EFH.**

Die Simulation zeigt, dass zum einen der Autarkiegrad der Verbrauchsanlagen und zum anderen die Eigenverbrauchsquote der PV-Anlage durch den Einsatz eines Batteriespeichers erhöht werden können. Der Eigenverbrauch der PV-Anlage steigt bei dem exemplarischen EFH von 21 % auf 41 %. Das bedeutet, dass im Vergleich zu

der Variante ohne Batteriespeicher anstatt 2.163 kWh/a nun 4.178 kWh/a direkt vor Ort verbraucht werden. Für den Bedarf entsteht dadurch eine Erhöhung der Autarkie von 37 % auf 71 %. Somit werden 1.933 kWh/a für das Gesamtsystem aus dem Netz bezogen.

Als Rundum-sorglos-Paket bieten wir das Produkt *Sonnenspeicher*<sup>7</sup>. Wie auch bei *Sonnendach* handelt es sich hierbei um ein Pachtmodell. So können die Hauseigentümer den vor Ort generierten Strom entweder direkt vom Dach oder aus dem Speicher zu einem festen monatlichen Pachtzins beziehen. Die Kosten lassen sich hierbei durch den Einbezug von Förderprogrammen (z.B. „10.000-Häuser-Programm“) optimieren. Neben dem ökologischen Mehrwert kann so auch die ökonomische Sinnhaftigkeit gestärkt werden.

### 5.2.5 Eigenverbrauchsoptimierung mittels Elektromobilität

Im letzten Schritt soll der Sektor Mobilität inkludiert werden. Für die EFH macht die Installation einer Wallbox und bei den MFH zusätzlich ein Carsharing-Konzept Sinn. Generell kann erfahrungsgemäß angenommen werden, dass je EFH oder Wohnung eine durchschnittliche Fahrleistung von 11.000 bis 12.000 km pro Jahr absolviert wird (betriebsinterne Auswertung). Bei einem Strombedarf von 18,00 kWh auf 100 km und dem Fakt, dass nicht der komplette Bedarf zu Hause gedeckt wird, sondern auch teilweise am Arbeitsplatz oder öffentlichen Stellplätzen, liegt der im Quartier entstehende Jahresstrombedarf bei ca. 1.400 kWh je Elektroauto. Dieser kann über eine Wallbox komplett aus dem Netz oder teilweise durch die PV-Anlage gedeckt werden. Somit ergäbe sich eine weitere Eigenverbrauchsoptimierung. Für den 100 prozentigen Netzbezug reicht eine einfache Wallbox, die ein Invest von ca. 500 € netto aufruft. Wenn die Wallbox den PV-Strom beziehen soll, liegen die Investitionskosten aufgrund der zusätzlichen Steuer- und Kommunikationseinheit bei ca. 1.350 €. In diesem Fall kann die Ladeleistung reguliert werden. Da die Ladezeit erfahrungsgemäß meist zwischen 18 und 22 Uhr einzuordnen ist, verstärkt diese den abendlichen üblichen Peak des Haushaltsstroms. Des Weiteren ist der Ertrag der PV-Anlage zu dieser Tageszeit in der Übergangs- und Winterzeit sehr gering. Mit der Steuerung ist es möglich die Ladeleistung zu reduzieren oder zu verschieben und über einen längeren Zeitraum abzurufen. So kann die Lastspitze gekappt werden. Im besten Fall übernimmt die Batterie die Ladung des Elektroautos. Hier sollte die maximale Entzugsleistung der Batterie nicht überschritten werden.

Für die MFH kann ebenfalls jeder Stellplatz mit einer Wallbox ausgestattet werden. Hier wird allerdings ein 100 prozentiger Netzbezug empfohlen. Da Ladestationen wie Wärmepumpen zu den unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen einzuordnen sind, können diese einen vergünstigten Stromtarif beziehen. Darüber hinaus wäre auch ein Carsharing für die MFH möglich, bei welchem zum Beispiel zwei Stellplätze je MFH mit Sharing-Fahrzeugen ausgestattet werden. Dabei sollten aufgrund der finanziellen Sinnhaftigkeit möglichst kleine Fahrzeuge gewählt werden. Da ca. 90 bis 95 % der Fahrten Kurzstrecken (Einkauf, Besuch von Familie und Freunden, Arbeit) verzeichnen, reicht eine Fahrleistung von 200 bis 300 km je Ladung erfahrungsgemäß aus. Zur Realisierung benötigen wir jedoch einen Partner vor Ort, der zum einen das wirtschaftliche Risiko und zum anderen die personellen Dienstleistungen übernimmt. Aufgrund der Lokalisierung und der Größe des Quartiers ist kein finanziell tragbares Gesamtangebot möglich. In Zusammenarbeit mit dem Partner vor Ort (Hausverwaltung und ein Zusammenschluss mehrerer Interessierter) können wir jedoch den Betrieb der Sharing-Software sowie die Nutzerverwaltung und -Abrechnung übernehmen und die entsprechenden Einnahmen ausschütten. Die Abrechnung bzw. Verwaltung erfolgt über eine App, in welcher die Nutzer die Fahrzeuge anfragen und mieten. Weiterhin sind für das Carsharing steuerbare Wallboxen, die an ein entsprechendes Lastmanagement verfügen zu empfehlen. Diese sind bei ca. 1.500 € netto einzuordnen. Hierbei können die Ladeleistungen bei Erreichen der maximalen Bezugsleistung gleichmäßig reduziert werden. Ebenfalls möglich wäre eine Priorisierung der Ladepunkte, die sich am Aufenthalt des Fahrzeugs orientiert.

---

<sup>7</sup> Ausgewiesenes Produkt der NATURSTROM AG

## 5.3 Fördermöglichkeiten

### 5.3.1 Berücksichtigte Fördermittel

Im Zuge der Wirtschaftlichkeitsberechnung werden aktuell abrufbare Fördermöglichkeiten für die unterschiedlichen erarbeiteten Versorgungsvarianten bei den gängigen Förderstellen evaluiert und in der Kostenkalkulation berücksichtigt.

#### Referenzvariante

Im Rahmen des Marktanzreizprogramms (MAP) werden Solarthermieanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert. Die Anlagen müssen als technische Mindestanforderung eine Bruttokollektorfläche von mindestens 20 m<sup>2</sup> sowie ein entsprechendes Pufferspeichervolumen aufweisen. Außerdem müssen Wohngebäude mindestens drei Wohneinheiten haben. Dies trifft auf die Gebäude des Typs B zu, in dem voraussichtlich acht Wohneinheiten vorgesehen werden. Zur Förderfähigkeit von Kollektoren und Anlagen, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie förderfähig sind, wird eine stetig aktualisierte Liste vom BAFA veröffentlicht. Die Anlage muss der Warmwasserbereitung und/oder der Raumheizung, der Kälteerzeugung oder der Zuführung von Wärme oder Kälte in ein Wärme- beziehungsweise Kältenetz dienen, was hier zutrifft. Die Anlage muss das Zertifizierungszeichen Solar Keymark tragen. Sowohl das Zertifikat als auch der Prüfbericht müssen dem Bundesamt vorgelegt werden. Unter die förderfähigen Investitionskosten einer Solarthermieanlage fallen die Anschaffungskosten, die Kosten für die Installation und Inbetriebnahme, die Nebenkosten und Investitionen für Arbeiten, die unmittelbar zur Vorbereitung und Umsetzung einer förderfähigen Maßnahme notwendig sind beziehungsweise deren Energieeffizienz erhöhen oder absichern sowie die Kosten für Beratungs-, Planungs- und Baubegleitungsleistungen, die in direktem Zusammenhang mit der Anlage stehen. Von den Investitionskosten werden bis zu 30 % der förderfähigen Kosten gefördert. Die BAFA-Förderung muss vor der Baumaßnahme beantragt werden. [11] Für die drei Gebäude des Typs B resultiert eine Fördersumme in Höhe von 13.338 € je Gebäude und damit eine Gesamtförderung von 40.014 €.

#### Brennstofffreier Netzverbund

Ebenfalls werden über das MAP Investitionszuschüsse für den Einbau von Wärmepumpen sowie die zugehörigen Wärmequellenanlagen gewährt. Im Neubau müssen Wärmepumpen einen COP von mindestens 4,5 aufweisen oder eine besonders hohe Systemeffizienz aufweisen. Damit sind Anlagen gemeint, die durch die Einbindung weiterer Bauteile wie bspw. Erdwärmekollektoren besonders effizient sind. Es ist ein Qualitätscheck der Wärmepumpenanlage nach einem Betriebsjahr vertraglich nachzuweisen und zu beachten, dass als Wärmeverteilungssystem Flächenheizungen eingesetzt werden müssen. Des Weiteren gibt es die Förderung auch für Wärmepumpen, die nur die Bereitstellung der Raumheizung übernehmen - selbst wenn die Warmwasserbereitung nicht über Erneuerbare Energien erfolgt (z.B. mit Durchlauferhitzer). Für die Errichtung einer Wärmepumpe und den dazugehörigen notwendigen Umfeldmaßnahmen beträgt die Förderung für Neubauten 35 % der förderfähigen Kosten. Förderfähige Kosten sind die Anschaffungskosten der geförderten Anlage sowie die Ausgaben für Installation und Inbetriebnahme, die Einbindung von Experten für die Fachplanung und Baubegleitung, sowie Ausgaben für notwendige Umfeldmaßnahmen. Förderfähig sind nur Maßnahmen, die zum Zeitpunkt der Antragstellung noch nicht beauftragt worden sind. [11] Exklusive Erdwärmekollektor und Nahwärmenetz beläuft sich die Fördersumme für die Gebäude des Typs A auf jeweils 4.894 € und für die Gebäude des Typs B auf jeweils 8.520 €. Unter Berücksichtigung des Erdwärmekollektors und des Nahwärmenetzes bei der Förderung beläuft sich die Fördersumme für das Neubaugebiet auf insgesamt 306.253 €. Dabei wurden Materialkosten für Erdwärmekollektor, Nahwärmenetz, Wärmepumpen, Kombispeicher und Peripheriebauteile sowie Arbeits-, Planungs- und Montagekosten berücksichtigt.

### **Brennstofffreie Einzelversorgung**

Wie im Rahmen der Förderzuschüsse gemäß der Variante des brennstofffreien Netzverbunds ist analog eine Förderung über das MAP unter denselben Bedingungen möglich ist. Als Wärmequellenanlage für die Wärmepumpen werden ebenso förderfähige dezentrale Einzel-Erdwärmesonden betrachtet. [11] Auf die Gebäude des Typs A entfällt eine Fördersumme von jeweils 9.514 € und auf die Gebäude des Typs B jeweils 27.770 €. Für das Neubaugebiet ergibt sich eine Gesamtförderung in Höhe von 378.248 €. Dabei wurden Materialkosten für Erdwärmesonden, Wärmepumpen, Kombispeicher und Peripheriebauteile sowie Arbeits-, Planungs- und Montagekosten berücksichtigt.

### **5.3.2 Weitere Fördermöglichkeiten**

Eine Analyse von Subventionspotenziale auf Bundes- und Landesebene im Neubaugebiet wird im Folgenden dargestellt. Dabei handelt es sich um mit anderen Förderprogrammen kombinierbare Zuschüsse (10.000-Häuser-Programm), einer Förderung von innovativen Nahwärmenetzen (Wärmenetzsysteme 4.0) und einer Förderung von energieeffizienten Häusern mit Solarthermie (KfW Programm 153).

#### **10.000-Häuser-Programm Bayern**

Im Rahmen des Förderprogramms werden Wärmepumpensysteme für Gebäude des Energieeffizienzstandards KfW 55 mittels eines sog. TechnikBonus vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (StMWi) gefördert. Dabei wird zwischen den Wärmequellenanlagen (Erdwärmekollektoren, Erdwärmesonden etc.) bzgl. der Förderhöhe unterschieden. Erdwärmekollektoren mit Sole-System werden bis zu 2.000 € gefördert. Allerdings ist hierbei beim Fördergeber zu klären, ob ein zentraler Erdwärmekollektor für ein Neubaugebiet den Förderrichtlinien entspricht. Wärmepumpensysteme mit Erdwärmesonden als Wärmequelle werden ebenfalls mit einem Maximalbetrag von 2.000 € gefördert. Die Förderung ist gebäudespezifisch und muss entsprechend vom Immobilienbesitzer beantragt werden. Gemäß dem Merkblatt des Förderprogramms ist dieser TechnikBonus mit anderen Förderprogrammen, insbesondere dem Marktanreizprogramm des BAFA, kombinierbar. Die Zuschusshöhen des TechnikBonus sind so bemessen, dass das BAFA bei Inanspruchnahme des TechnikBonus keine Kürzungen seiner Zuschüsse vornimmt. [12]

Laut Angaben auf dem Webportal [energieatlas.bayern.de](http://energieatlas.bayern.de) wurde der Programmteil EnergieSystemHaus, unter welchen das Förderprogramm fällt, nach vollständiger Ausschöpfung des Antragskontingents zum 27.01.2020 eingestellt und wird nicht fortgeführt. Allerdings wird das 10.000-Häuser-Programm derzeit weiterentwickelt, um inhaltlich neue Schwerpunkte zu setzen, die sich an den Förderangeboten auf Bundesebene orientieren. Es ist zu erwarten, dass in Kürze eine Förderbekanntmachung veröffentlicht wird und die Förderung für die Wärmepumpensysteme der Gebäude des Neubaugebietes Ziegeläcker in Anspruch genommen werden. Dabei gilt es, eine regelmäßige Recherche auf dem o.g. Webportal zu entsprechenden Bekanntmachungen durchzuführen.

#### **Wärmenetzsysteme 4.0**

Für die Realisierung von Nahwärmenetzen ermöglicht das Förderprogramm Wärmenetzsysteme 4.0 des BMWi eine Anteilsfinanzierung als nicht rückzahlbare Zuschüsse, unterteilt in vier einzeln zu beantragende Module. Modul I fördert Machbarkeitsstudien zu Wärmenetzen, Modul II die Realisierung eines Wärmenetzsystems, Modul III (ergänzend) die Informationsmaßnahmen zur Erzielung der erforderlichen Anschlussquote und Wirtschaftlichkeit und Modul IV (ergänzend) die regionale wissenschaftliche Kooperationen zur Kostensenkung, wissenschaftlichen Begleitung und Kommunikation der Erkenntnisse vor Ort in der Region. Grundsätzlich sind in Modul I nur Ausgaben für planerische Tätigkeiten förderfähig. Die Mindestanforderungen an ein Wärmenetzsystem 4.0 ist ein Anteil an Erneuerbaren Energien an der jährlichen Wärmeversorgung von 50 % und einen max. Anteil von 10 % an fossiler Energie durch Nicht-KWK-Anlagen. Es sollen mindestens 100 Wärmeabnehmer oder mindestens 3 GWh an jährlichem Wärmebedarf bestehen. Diese Anforderungen werden in diesem Fall nicht eingehalten, es besteht allerdings die Möglichkeit, für Nachbarschafts- oder Quartierslösungen Ausnahmen zu erwirken. Innovative Technologien, wie bspw. geothermische Anlagen oder Wärmepumpen, müssen Bestandteil der Machbarkeitsstudie sein.

Bereits erstellte Machbarkeitsstudien können verwendet und an das Förderprogramm angepasst werden. Die Förderquote beträgt für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) sowie Konsortien, an denen ein KMU beteiligt ist, 60 % und für den übrigen Antragstellerkreis 50 % der förderfähigen Ausgaben. Die Förderung ist auf einen Maximalbetrag von 600.000 € begrenzt.

Die Machbarkeitsstudie ist innerhalb von 12 Monaten anzufertigen. Die Frist für Beantragungen für das Modul I ist der 31.12.2022.

### **KfW Programm 153**

Im Rahmen des KfW-Programms werden zinsgünstige Kredite für Effizienzhäuser mit Tilgungszuschüssen und tilgungsfreien Anfangsjahren gewährt. Auf diesem Weg können Solarthermieanlage der Gebäude des Typs A gefördert werden. Für Gebäude mit Effizienzstandard KfW 55 sind Tilgungszuschüsse von 15 % des Kreditbetrages möglich. [13] Die durch Tilgungszuschuss ermöglichte Ersparnis beträgt für ein Gebäude des Typs A dann etwa 1.743 €.

## 6 Handlungsempfehlungen

In der vorliegenden Projektstudie wurden umfangreiche Untersuchungen zum Neubaugebiet Ziegeläcker in Hösbach vorgenommen, welche direkt als Planungsleistung in die Entwicklung des Quartiers einfließen können. Es wurden in Absprache mit dem Auftraggeber drei Wärmeversorgungsvarianten erstellt, deren Komponenten entsprechend der Ergebnisse der thermischen Bedarfs- und Potentialanalyse dimensioniert werden konnten. Zunächst wurde dazu eine Referenzvariante untersucht, bei der eine Einzelversorgung der Gebäude mittels Gaskessel und Solarthermieanlage erfolgt. Die weiteren zwei Varianten beruhen auf dem Einsatz dezentraler Wärmepumpen, die als Wärmequelle das Erdreich nutzen. Die Nutzung des Erdreichs unterscheidet sich insofern, dass bei der zweiten Variante dezentral positionierte Erdsonden, während für die dritte Variante ein zentraler Erdkollektor eingesetzt wird. Somit stehen zwei Einzelversorgungslösungen, bei der jeder Gebäudeeigentümer sein eigenes System umsetzt, der eines Wärmeverbundes, bei der alle Gebäude an ein gemeinschaftliches Nahwärmenetz angeschlossen sind, gegenüber.

Im Wärmeverbund entsteht für den Gebäudeeigentümer der finanzielle Vorteil, dass sämtliche Investitions- und Betriebskosten von einem zentralen Betreiber übernommen werden. Die Investitionskosten inkludieren im Wesentlichen neben den Komponentenaufwendungen auch die Planung und Installation. Die laufenden Kosten umfassen vor allem die Wartung und Instandhaltung sowie die Stromkosten, die für den Antrieb der Wärmepumpen anfallen. Verrechnet wird dies in Form eines Arbeitspreises in ct/kWh und eines Grundpreises in €/Jahr. Der Arbeitspreis richtet sich dabei nach den verbrauchsgebundenen Kosten und der Grundpreis orientiert sich an den kapital- und betriebsgebundenen Kosten. Dieser ließe sich reduzieren, indem ein bestimmter Anteil der Gesamtinvestitionen zum Beispiel in Form eines einmaligen Anschlusskostenbeitrags umgelegt wird.

Allgemein wird für die Berechnungen die Schnittstelle bei der Übergabe an das Sekundärsystem (Heizungs- und Warmwasserverteilung im Gebäude) gezogen. Hierbei wird auf jeden Fall empfohlen, Flächenheizungen zur Raumwärmebereitstellung einzusetzen, welche ein niedriges Temperaturniveau (ca. 40 °C) im Vorlauf ermöglichen. Denn je geringer der Temperaturhub ist, den die Wärmepumpen leisten müssen, desto effizienter der Betrieb. Die Effizienz, die sich anhand der Jahresarbeitszahl (JAZ) darstellt, ist in der Projektstudie unter den Bedingungen einer Flächenheizung berechnet. Bei höheren Temperaturanforderungen sinkt die JAZ und somit steigt der Strombezug zum Antrieb der Wärmepumpen.

Neben dem Finanzierungsvorteil zeigt die vorliegende Projektstudie innerhalb der Bilanzierung, dass der Wärmeverbund im Vergleich zu den anderen Varianten generell das ökonomische Optimum abbildet. Dies ist nicht nur auf die geringere Investition, sondern auch auf die niedrigeren laufenden Kosten zurückzuführen. Die Investitionssumme aus Erdkollektor und Nahwärmenetz entspricht ca. 65 % der Summe aller Erdsondensysteme, wobei die finanziellen Nachteile individueller Beauftragungen der Erdbohrungen noch nicht beachtet wurde. Diese Skaleneffekte sind auch für den Bezug der Wärmepumpen zu erwarten, die im Wärmeverbund von einem Hersteller gesammelt angefordert werden. Weiterhin können im Wärmeverbund Synergieeffekte bei den Kosten für Wartung und Instandhaltung genutzt werden. So sind die betriebsgebundenen Kosten im Vergleich zur Einzelversorgung ca. 68 % niedriger. Lediglich die verbrauchsgebundenen Kosten sind im Wärmeverbund unter den getroffenen Annahmen im Vergleich zur Einzelversorgung aufgrund der zusätzlich benötigten Hilfsenergie für die zentralen Umwälzpumpen um 13 % höher. Vergleichend können die Jahresvollkosten herangezogen werden, welche für den Wärmeverbund eindeutig am geringsten ausfallen. Die spezifischen Gestehungskosten können auf dieser Grundlage mit 12,57 ct/kWh (netto) beziffert werden. So ist ein direkter Vergleich der Varianten möglich. Im weiteren Planungsprozess können für den Wärmeverbund andere Finanzierungsoptionen betrachtet werden, die sich senkend auf den Gestehungspreis auswirken. Dabei spielt die Verteilung zwischen Eigen- und Fremdkapital, der Finanzierungszeitraum, die Verzinsung und der Zeitraum der Wärmelieferung eine entscheidende Rolle. Für die Studie ist jede Variante aufgrund der Vergleichbarkeit mit denselben Rahmenbedingungen gerechnet. Für die Verbundlösung lassen sich jedoch höchstwahrscheinlich bessere Konditionen zur Finanzierung erzielen, von denen der Endkunde direkt profitieren kann.

Ökologisch betrachtet ist der Wärmeverbund unter den aktuellen Bedingungen zunächst mit den höchsten Treibhausgasemissionen zu bewerten. Dies ist primär darauf zurückzuführen, dass der Netzstrom nach dem derzeitigen Strommix mit einem deutlich höheren Faktor belegt wird als Erdgas. Im momentanen Wandel der Stromerzeugungstechnologien in Richtung erneuerbarer Energien, wird dieser in den nächsten Jahren stetig sinken, wobei Erdgas keine Veränderungen in der Bewertung erfährt. Unter dieser Berücksichtigung verursachen die Wärmepumpenlösungen deutlich geringere Emissionen. Es wird jedoch ohnehin eine ökologische Stromversorgung der Wärmepumpen, zum Beispiel durch den Bezug von „grünem“ Strom, empfohlen.

Neben der Wärmeversorgung als Verbundlösung, die neben den ökonomischen und langfristig ökologischen Mehrwerten auch den gemeinschaftlichen Gedanken des Neubauquartiers durch die Verbindungen aller Gebäude mittels eines Nahwärmenetzes unterstützt, wurden Maßnahmen untersucht, die das Konzept optimieren. Eine thermische Optimierung spiegelt dabei die Regeneration des Erdkollektors wider. Dies kann zum Beispiel durch die Zusatzoption der Kühlung umgesetzt werden. Hinsichtlich der immer wärmer werdenden Sommermonate ist selbst im Einfamilienhausbereich eine Kühlung als deutliche Komfortsteigerung anzusehen und somit zu empfehlen. So kann über die Flächenheizungen innerhalb der Gebäude Wärme aus den Räumen entzogen und dem Erdreich über das Netz und den Kollektor zurückgeführt werden. Die Optimierungsmaßnahme der Sektorenkopplung hat nach den durchgeführten Berechnungen zwar eine ökologische, jedoch keine ökonomische Optimierung gezeigt. Gemeint ist damit die Verwendung des vor Ort erzeugten PV-Stroms in den Wärmepumpen. Der erzielte Autarkiegrad ist nicht ausreichend hoch, um die Mehrkosten der zusätzlichen Messtechnik auszugleichen. Eine weitere Problematik ist die voll zu zahlende EEG-Umlage, da PV-Anlagen- und Wärmepumpenbetreiber im juristischen Sinne nicht als personenidentisch gelten. Nichtsdestotrotz wird die Installation einer PV-Anlage empfohlen, wobei die Ausführung des Daches als Pultdach mit 20 ° Dachneigung und einer Ausrichtung nach Süden oder Südwesten die höchsten Erträge aufweist. In Kombination mit einem Batteriespeicher können so ca. 70 % des Strombedarfs durch den eigenerzeugten Strom gedeckt werden. Generell ist der Einsatz von Batteriespeichern sehr sinnvoll, so kann der Peak der Stromerzeugung über die Mittagszeit gekappt, eingespeichert und vom späten Abend bis in die Morgenstunden alle Hausverbraucher versorgen. Die dadurch erzielte Einsparung des Netzbezugs macht das Konzept ökonomisch sinnvoll und empfehlenswert. Durch die Kombination mit den aufgeführten Förderprogrammen wird diese Aussage kann diese Aussage unterstrichen werden.

Zur weiteren Untersuchung wird ein ergänzendes Konzept empfohlen, welches die Mehrfamilienhäuser aus dem Wärmeverbund entzieht und die Versorgung mit einem Blockheizkraftwerk (BHKW) vorsieht. Dies unterstützt zum einen die Effizienz, da aufgrund der Trinkwasserhygiene in Mehrfamilienhäusern höhere Temperaturanforderungen gestellt werden und zum anderen eröffnet dies die Möglichkeit der Sektorenkopplung mittels Eigenstromversorgung der Wärmepumpen durch den BHKW-Strom. Erfahrungen haben gezeigt, dass diese Kopplung hinsichtlich finanzieller Einsparungen sinnvoll ist. Eingebettet werden könnte diese Untersuchung in eine weiterführende Machbarkeitsstudie (zum Beispiel unter dem Förderprogramm Wärmenetzsysteme 4.0 Modul I), die neben den Ziegeläcker auch das Neubaugebiet An der Maas involviert.

Zusammenfassend stellen die Untersuchungen ein ganzheitliches und nachhaltiges Energiekonzept im kommunalen Bereich dar. Durch die verbrennungsfreie Wärmebereitstellung wird ein hoher ökologischer Mehrwert geschaffen, der mit dem gemeinschaftlichen Faktor eines Wärmeverbundes und den ökonomischen Vorteil durch die Verwendung einer zentralen Quelle einhergeht. Durch die Nutzung von vor Ort generierten PV-Strom, der in Kombination mit Batteriespeichern optimal eingesetzt werden kann, wird das Konzept im Sinne der Sektorenkopplung abgerundet. Neben den Bereichen Wärme und Strom kann auch Mobilität elektrifiziert in das Gesamtsystem bestenfalls durch gesteuerte Wallboxen integriert werden. Eine Realisierung des Konzeptes spiegelt ein zukunftsweisendes Neubauquartier wider, welches für weitere Quartiere dieser Art dupliziert werden kann.

## Literaturverzeichnis

- [1] Institute for Building Operations Research at Nürtingen-Geislingen University , „Flächen- und Raumkennzahlen“.
- [2] Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), „Anlage zu den Merkblättern Energieeffizient Sanieren - Kredit und Investitionszuschuss,“ Frankfurt, 2020.
- [3] Ecofys, co2online, ista, „Nutzenergiebedarf für Warmwasser in Wohngebäuden,“ Bonn, 2017.
- [4] Bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, „Bayrischer Geothermieatlas,“ München, 2019.
- [5] Bayrisches Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz, „Oberflächennahe Geothermie,“ München, 2005.
- [6] (BAFA), Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Merkblatt zu den CO2-Faktoren,“ BAFA, Berlin/Eschborn, 2019.
- [7] B. f. W. u. A. (BAFA), „Merkblatt zum Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0 - Modul II,“ BAFA, Berlin/Eschborn, 2019.
- [8] Züricher Hochschule für Angewandte Wissenschaften; Institut für Facility Management, „Regenerieren,“ Zürich, 2011.
- [9] co2online gemeinnützige GmbH, „Stromspiegel für Deutschland 2019,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.stromspiegel.de/fileadmin/ssi/stromspiegel/Broschuere/Stromspiegel-2019-web.pdf>.
- [10] Umweltbundesamt, „Wohnfläche,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/wohnflaeche#zahl-der-wohnungen-gestiegen>.
- [11] B. f. W. u. A. (BAFA), „Merkblatt zum Marktanzreizprogramm Erneuerbare Energien,“ BAFA, Berlin/Eschborn, 2020.
- [12] Bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, „T1 Merkblatt; Programmteil EnergieSystemHaus; TechnikBonus - Wärmepumpe,“ 2016.
- [13] K. f. W. (KfW), „Merkblatt zum Förderprogramm Erneuerbare Energien - Premium,“ KfW, Berlin, 2020.

## **Ansprechpartnerin**

### **Marlen Wedisweiler**

Kronenstraße 1  
10117 Berlin

Telefon +49 30 408180092  
E-Mail [marlen.wedisweiler@naturstrom.de](mailto:marlen.wedisweiler@naturstrom.de)

[www.naturstrom.de](http://www.naturstrom.de)

## **Ansprechpartner**

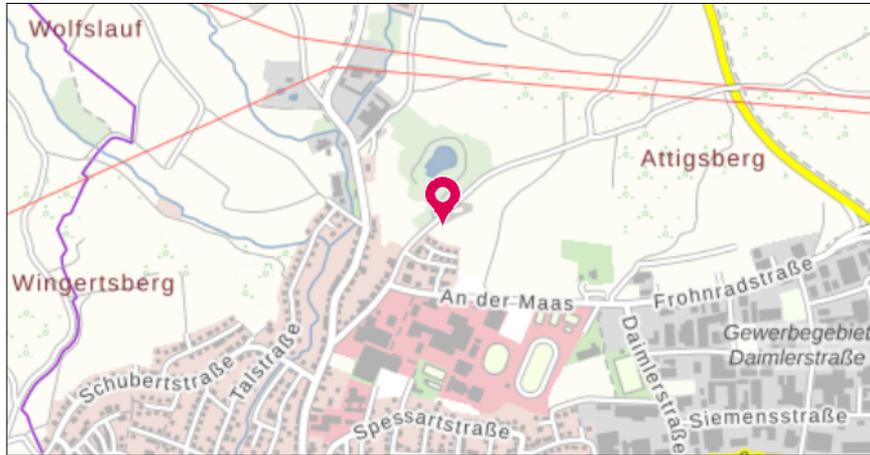
### **Thilo Jungkunz**

Bahnhofstraße 55  
91330 Eggolsheim

Telefon +49 9545 443843410  
E-Mail [thilo.jungkunz@naturstrom.de](mailto:thilo.jungkunz@naturstrom.de)

## Angewandte Geologie

### Standortauskunft Erdwärmesonden



1000 Meter

Maßstab 1:20.000

[UmweltAtlas Bayern: Angewandte Geologie](#)



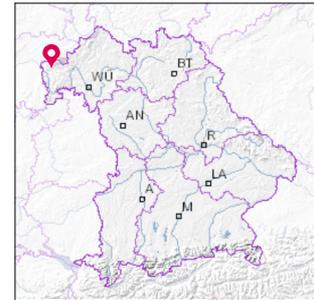
Hösbach

UTM-Koordinaten (Zone 32):

Ostwert: 514.925

Nordwert: 5.539.891

Höhe [m NHN]: 167,9

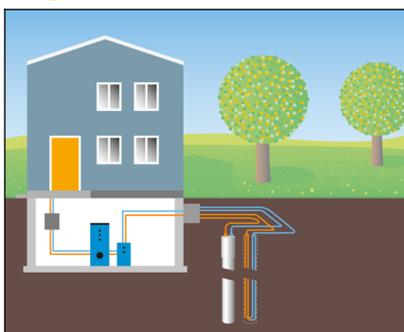


### Ergebnis an Ihrem Standort

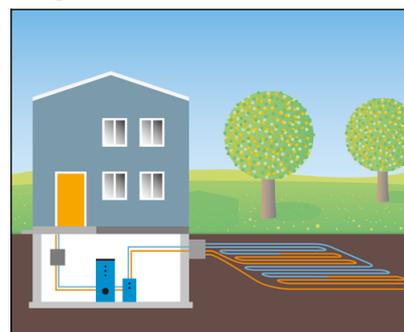
- ✔ Der Bau einer Erdwärmesondenanlage ist nach derzeitigem Kenntnisstand **möglich**.
- ✔ Der Standort liegt **außerhalb** eines Wasserschutzgebietes (WSG).
- ✔ Aus Gründen des Grundwasserschutzes besteht voraussichtlich **keine Begrenzung** der Bohrtiefe.
- ✔ Es sind **keine Bohrrisiken** bekannt.
- ✔ Im Umkreis von 50 m befindet sich **keine bekannte** geologische Störung.
- ❗ Bis 100 m Tiefe werden voraussichtlich **Locker- über Festgesteinen** durchbohrt.

### Ersteinschätzung für oberflächennahe Entzugssysteme am Standort

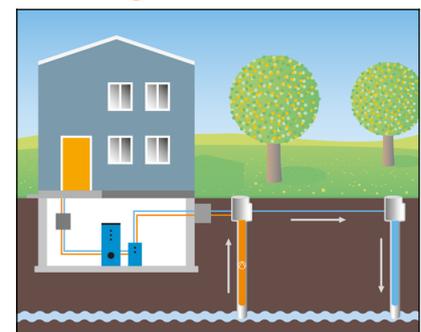
Erdwärmesonde:  
**möglich**



Erdwärmekollektor:  
**möglich**

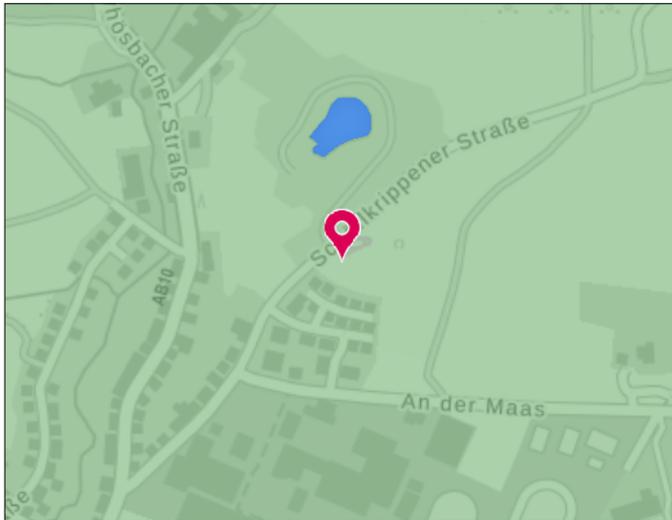


Grundwasserwärmepumpe:  
**nicht möglich**



## Geologisch und hydrogeologisch kritische Gebiete

In Bayern wird die Erdwärmennutzung aus Gründen des Grundwasserschutzes sehr sensibel gehandhabt. Dies gilt insbesondere in den ausgewiesenen Wasserschutzgebieten sowie in geologisch und hydrogeologisch kritischen Gebieten. Hier kann der Bau einer Erdwärmesondenanlage untersagt werden oder ist nach Einzelfallprüfung unter Auflagen möglich. Der Kartenausschnitt zeigt die geologische und hydrogeologische Ersteinschätzung im Umkreis des ausgewählten Standortes.



200 Meter

Maßstab 1:10.000

[UmweltAtlas Bayern: Angewandte Geologie](#)

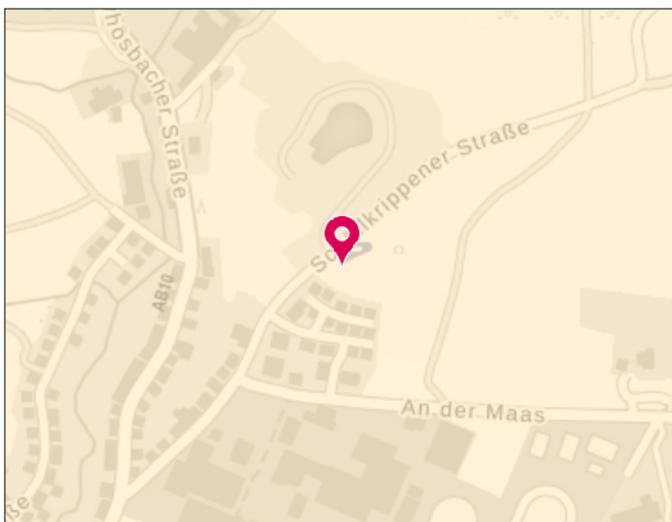
### Nutzungsmöglichkeiten der oberflächennahen Erdwärme mittels Erdwärmesonden

Der Bau einer Erdwärmesondenanlage ist

- möglich
- möglich (bedarf aber einer Einzelfallprüfung durch die Fachbehörde)
- nicht möglich (geologisch und hydrogeologisch oder wasserwirtschaftlich kritisch)
- nicht möglich (Wasserschutzgebiet)
- nicht möglich (Gewässer)

## Bohrrisiken bis 100 m Tiefe

Die Erdwärmennutzung in Bayern kann in Gebieten mit bekannten geogen bedingten Bohrrisiken wie z. B. Sulfatvorkommen, Karstgesteine oder aufgrund von artesisch gespannten Grundwasserverhältnissen nur eingeschränkt möglich sein. Der Kartenausschnitt zeigt die bekannten Bohrrisiken im Umfeld Ihres Standortes.



200 Meter

Maßstab 1:10.000

[UmweltAtlas Bayern: Angewandte Geologie](#)

### Bohrrisiken

Gesteinsabfolgen mit bekannten Bohrrisiken

- keine bekannten Bohrrisiken
- Karstgesteine
- Karstgesteine und Sulfatgesteine
- Sulfatgesteine
- Gesteine mit artesisch gespanntem Grundwasser
- Gewässer

## Wärmeleitfähigkeit

Die Kenntnis der geologischen und hydrogeologischen Standortverhältnisse erlaubt eine optimierte Dimensionierung von Erdwärmesondenanlagen. Ein wichtiger Parameter für die Berechnung des geothermischen Potenzials ist die spezifische Wärmeleitfähigkeit in  $W/(m \cdot K)$ . Die am Standort voraussichtlich zu erwartenden mittleren Wärmeleitfähigkeitswerte werden für verschiedene Tiefen dargestellt. Der Wertebereich beginnt bei geringen Wärmeleitfähigkeiten  $\leq 1,0 W/(m \cdot K)$  und reicht bis zu den höchsten Wärmeleitfähigkeiten  $> 4 W/(m \cdot K)$ .

Übersicht der am Standort voraussichtlich vorliegenden Wärmeleitfähigkeiten für ungesättigte Bedingungen.

Tiefenbereich (von - bis)	mittlere Wärmeleitfähigkeit in $W/(m \cdot K)$
0 - 20 m	$> 2,2 - 2,4$
0 - 40 m	$> 2,4 - 2,6$
0 - 60 m	$> 2,8 - 3,0$
0 - 80 m	$> 2,8 - 3,0$
0 - 100 m	$> 3,0 - 3,2$

## Zusammenfassung für Ihren Standort

Wasser- schutzgebiet	Bohrtiefenbegrenzung	Benachbarte Bohrungen	Mittlere Jahres- lufttemperatur	alternative Erdwärmesysteme
außerhalb	keine Begrenzung	2	8 °C	Erdwärmekollektor

**i** Im Umkreis von 500 Meter des von Ihnen gewählten Standortes wurden **2 Bohrungen** gefunden.

[UmweltAtlas Bayern: Geologie](#) (Darstellung von Bohrungen im UmweltAtlas Bayern)

## Allgemeine Hinweise zur Standortauskunft für Erdwärmesonden

Die Standortauskunft gibt einen ersten orientierenden Überblick über die Bedingungen am Standort. Sie wird rein technisch generiert und beruht auf den Kenntnissen und Erfahrungen des Bayerischen Landesamtes für Umwelt. **Sie ersetzt keine Detailuntersuchung und Planung durch ein Fachbüro.**

## Lassen Sie sich gut beraten!

Eine gute Planung vermeidet viele Unannehmlichkeiten und Überraschungen. Wir empfehlen daher die Planung durch ein Fachbüro (z. B. Geologisches Ingenieurbüro) durchführen zu lassen, das mit den regionalen Gegebenheiten vertraut ist.

Weitere Informationen zu Erdwärme in Bayern erhalten Sie unter:

[UmweltAtlas Bayern: Angewandte Geologie](#)

(Kartendienst des Bayerischen Landesamtes für Umwelt)

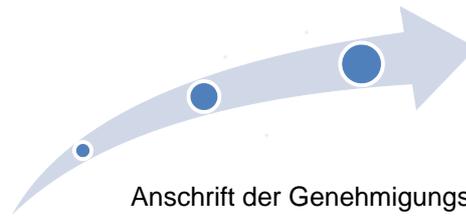
[Leitfaden Erdwärmesonden in Bayern](#) und [Oberflächennahe Geothermie](#)

(Informationen zur Erdwärmenutzung in Bayern)

[Energie-Atlas Bayern](#)

(Informationen zum Thema Energie in Bayern)

## Die ersten Schritte - das Genehmigungsverfahren



Die Kreisverwaltungsbehörde prüft die eingereichten Antragsunterlagen

### [Unterlagen zur Antragsstellung](#)

Bitte beachten Sie, dass viele Kreisverwaltungsbehörden eigene Vordrucke bereithalten.

Informieren Sie sich bitte vorab bei Ihrem Landratsamt oder Ihrer kreisfreien Stadt.

Anschrift der Genehmigungsbehörde:

### **Landratsamt Aschaffenburg**

Bayernstr. 18  
63739 Aschaffenburg  
Tel: 06021/394-0(-403)  
Fax: 06021/394-920

[wasser-und-bodenschutz@lra-ab.bayern.de](mailto:wasser-und-bodenschutz@lra-ab.bayern.de)

<https://www.landkreis-aschaffenburg.de>

## Hinweise (Wasser- und Bergrecht, Standortauswahlgesetz)

Für den Bau und Betrieb von Erdwärmesondenanlagen sind die Bestimmungen des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) in Verbindung mit dem Bayerischen Wassergesetz (BayWG) und der hierzu ergangenen Verwaltungsvorschrift (VVWas) maßgebend. Die zuständigen Anzeige- und Genehmigungsbehörden für Anlagen bis 50 kW sind die unteren Wasserbehörden (Landratsamt, Umweltamt). Die Erdwärmennutzung unterliegt grundsätzlich auch den Regelungen des Bundesberggesetzes (BBergG). In Bayern werden jedoch nur Erdwärmeanlagen mit Bohrungen von mehr als 100 m Tiefe und/oder einer thermischen Leistung von > 200 kW bergrechtlich behandelt. Unabhängig von den hier gemachten Angaben prüft die untere Wasserbehörde die Zulässigkeit des Vorhabens, gegebenenfalls mit Auflagen. Das Ergebnis der Prüfung kann daher von der hier dargestellten Erstbewertung abweichen.

Durch die ab 16.08.2017 für Bohrungen über 100 m Tiefe erforderliche Prüfung der bundesgesetzlichen Sicherungsvorschriften (§ 21 Standortauswahlgesetz) durch die Zulassungsbehörde ist mit längeren Bearbeitungszeiten für die Zulassung der Vorhaben zu rechnen ([www.bfe.bund.de](http://www.bfe.bund.de) – Standortauswahlverfahren – Schutz möglicher Standorte).

## Weitergabe der Bohrergebnisse

Laut Lagerstättengesetz sind dem Bayerischen Landesamt für Umwelt - Geologischer Dienst in angemessener Zeit (vier Wochen) nach Abschluss der Bohrarbeiten die Lage, Geländehöhe, Schichtenverzeichnisse, Ausbauezeichnungen, angetroffene Grundwasserverhältnisse und gegebenenfalls Ergebnisse der geophysikalischen Untersuchungen zu übersenden.

### Impressum:

#### Herausgeber:

Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU)  
Bürgermeister-Ulrich-Straße 160  
86179 Augsburg  
Telefon: 0821 9071-0  
Telefax: 0821 9071-5556

#### Postanschrift:

Bayerisches Landesamt für Umwelt  
86177 Augsburg  
E-Mail: [poststelle@lfu.bayern.de](mailto:poststelle@lfu.bayern.de)  
Internet: [www.lfu.bayern.de](http://www.lfu.bayern.de)

#### Bearbeitung:

Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU)

#### Referenzen/Bildnachweis:

Oberflächennahe Geothermie  
Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU)  
Hintergrundkarte

© [Bayerische Vermessungsverwaltung](#)

© [Bundesamt für Kartographie und Geodäsie](#)

#### Mit Förderung durch:



#### Europäische Union

Europäischer Fonds für regionale Entwicklung