



AVERDUNG

ENERGIEFACHPLAN FISCHBEKER HEUWEG

**FÜR DAS B-PLANVERFAHREN
NEUGRABEN-FISCHBEK 76**



AVERDUNG

Im Auftrag von:



SAGA Siedlungs- Aktiengesellschaft Hamburg
Poppenhusenstraße 2
22305 Hamburg
Ansprechpartnerin: Pia Kock am Brink



Garbe Immobilien-Projekte GmbH
Versmannstraße 21
20457 Hamburg
Ansprechpartner: Paul Martin

Ersteller:



Averdung Ingenieure & Berater GmbH
Planckstraße 13
22765 Hamburg
Ansprechpartner:in:
M.Eng. Lena-Mareike Mierendorff
B.Sc. Daniel Eirich

Hamburg, 12. Februar 2024
Version 4



INHALT

Abkürzungsverzeichnis.....	6
1. Einführung.....	7
1.1 Grundlagen.....	7
1.2 Planungsgebiet.....	7
1.3 Methodisches Vorgehen	9
2. Ermittlung des Energiebedarfs.....	10
2.1 Heizwärme.....	11
2.2 Warmwasser	11
2.3 Wärmebedarf gesamt.....	11
2.4 Haushaltsstrom und Allgemeinstrom	13
2.5 Elektromobilität.....	14
2.6 Strombedarf aus der Wärmeerzeugung.....	15
2.7 Strombedarf gesamt.....	15
3. Analyse lokaler Potenziale.....	16
3.1 Solarpotenziale.....	16
3.2 Einsatz von Wärmepumpen	19
3.2.1 Erdwärme.....	19
3.2.2 Aerothermie.....	22
3.2.3 Aquathermie	24
3.3 Gewerbliche Abwärme	26
3.4 Biomasse	26
3.5 Wasserstoff.....	27
4. Einordnung der Bedarfe und der Potenziale.....	28
5. Wärmeversorgungsvarianten	30
5.1 Definition der Varianten.....	30
5.2 Simulationsergebnisse der Versorgungsvarianten.....	32
5.2.1 Variante 1 – Baufeld 1	32
5.2.2 Variante 2 - Baufeld 1.....	33
5.2.3 Variante 3 - Baufeld 1.....	34
5.2.4 Technische Vorauslegung Varianten 1-3 Baufeld 1.....	35
5.2.5 Variante 1 – Baufelder 2+3.....	36
5.2.6 Variante 2 - Baufelder 2+3.....	37



5.2.7 Variante 3 – Baufelder 2+3	38
5.2.8 Technische Vorauslegung Varianten 1-3 Baufeld 2+3	39
6. Ökonomischer und ökologischer Variantenvergleich	40
6.1 Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung	40
6.2 Investitionskosten	42
6.3 Fördermittel	43
6.3.1 Investitionsförderung	43
6.3.2 Betriebsförderung	46
6.4 Jährliche Kosten der Wärmeversorgung	47
6.5 Kostendeckender Wärmepreis	49
6.6 CO ₂ -Emssionen	51
6.7 Anteile Erneuerbarer Energien und Primärenergiefaktoren der Wärmeversorgung	53
6.8 Kombination mit Photovoltaik-Anlagen	55
6.9 Ergebnisübersicht der Versorgungsvarianten 1-3	56
6.10 Ermittlung der Vorzugsvariante	57
7. Betreibermodelle	60
7.1 Betrieb durch den/die Eigentümer:in	60
7.2 Kooperation mit einer Energiegenossenschaft	60
7.3 Gewerbliche Wärmeversorgung im Rahmen eines Contractings	61
7.3.1 Energieliefer-Contracting	61
7.3.2 Finanzierungs-Contracting	61
7.3.3 Technisches Anlagenmanagement	61
7.4 Fazit Betreibermodell	61
8. Handlungsempfehlung	63
8.1 Bezirk und BUKEA	63
8.2 Garbe Immobilien –Projekte GmbH	64
8.3 SAGA Siedlungs-Aktiengesellschaft Hamburg	65
Abbildungsverzeichnis	67
Tabellenverzeichnis	69
Anhang	70
A. Annahmen für die ökonomische und ökologische Bewertung	70



B.	Gutachten Geologisches Landesamt.....	71
C.	Auszug Sielkataster.....	74
D.	Auszug Gasleitung.....	75
E.	Auszug Studie Heizkosten.....	76



ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzung / Formelzeichen	Bedeutung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BGF	Bruttogrundfläche
BHKW	Blockheizkraftwerk
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EnEV	Energieeinsparverordnung
FW	Fernwärme
GEG	Gebäudeenergiegesetz
H _i	Heizwert
H _s	Brennwert
HT	Hochtemperatur
IFB Hamburg	Investitions- und Förderbank Hamburg
JAZ	Jahresarbeitszahl
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KiTa	Kindertagesstätte
KMU	Kleines oder mittleres Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
PV	Photovoltaik
RL	Rücklauf
VL	Vorlauf
WN	Wärmenetz
WÜST	Wärmeübertragungsstation



1. EINFÜHRUNG

Der Energiefachplan soll begleitend zu den weiteren Planungen der SAGA Siedlungs-Aktiengesellschaft Hamburg und der Garbe Immobilien-Projekte GmbH für das Projektgebiet erarbeitet werden. Ziel dabei ist eine möglichst treibhausgasarme Wärme- und Stromversorgung bei wirtschaftlicher Vertretbarkeit zu entwickeln.

Die SAGA Siedlungs-Aktiengesellschaft Hamburg (SAGA) und die Garbe Immobilien-Projekte GmbH, letztere im Auftrag des Landesbetriebes Immobilienmanagement und Grundvermögen (LIG), möchten in Neugraben Fischbek gemeinsam ein Wohnungsbauprojekt realisieren. Nach den Vorgaben der Hansestadt Hamburg sind ab einer Projektgrößenordnung von mehr als 150 Wohneinheiten im Rahmen des B-Planverfahrens sogenannte Energiefachpläne zu erstellen. Ziel des Energiefachplans ist aufzuzeigen, wie unter wirtschaftlicher Vertretbarkeit eine möglichst treibhausgasarme Energieversorgung realisiert werden kann.

Berücksichtigt werden dabei verschiedene Energiestandards, sowie Synergieeffekte, die sich aus Kombination erneuerbarer Wärme- und Stromversorgungslösungen ergeben können. Untersucht werden sowohl zentrale als auch dezentrale Ansätze. Die Ergebnisse des Energiefachplans werden in das bereits laufende B-Planverfahren einfließen.

1.1 Grundlagen

Ein Energiefachplan ist seit 2020 für Neubaugebiete ab einer Geschossflächenzahl (Quotient aus Bruttogrundfläche und Grundstücksfläche) von größer 0,8 und einer Anzahl von mehr als 150 Wohneinheiten Pflicht. Die Leistungsbeschreibung eines Energiefachplans wird von dem Bezirksamt Harburg in Abstimmung mit der Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft (BUKEA) festgelegt. Die Ergebnisse sind sowohl mit den Wohnungsbauunternehmen (AG) als auch mit dem zuständigen Bezirksamt oder der BUKEA abzustimmen. Der Energiefachplan dient dazu im Bauleitplan oder in einem begleitenden städtebaulichen Vertrag (vorliegend) festzuschreiben, dass möglichst hohe Anteile erneuerbare Energien in die zukünftige Wärmeversorgung unter Berücksichtigung der bestmöglichen Energieeffizienz (Wirkungsgrade der Systeme, Gebäude-Energiestandard) integriert werden, um so die CO₂-Emissionen im Betrieb möglichst niedrig zu halten. Ein weiteres Ziel besteht darin, dass vor Ort bestehende Potential wirtschaftlich und ökologisch bestmöglich auszuschöpfen.

1.2 Planungsgebiet

Das Projektgebiet befindet sich im Hamburger Stadtteil Neugraben-Fischbek. Das Gebiet liegt nördlich des Ohrnswegs und westlich des Fischbeker Heuwegs. Der Geltungsbereich des B-Plans ist in drei Baufelder eingeteilt. Das Baufeld 1 wird durch Garbe Immobilien-Projekte (Garbe) im Auftrag des Landesbetriebs Immobilienmanagement und Grundvermögen (LIG) für eine Wohnbebauung in

Geschossbauweise entwickelt. Mit Stand Februar 2022 ist die Anhandgabe des Baufeldes 2 an die SAGA geplant. Auf den Baufeldern 2 und 3 errichtet die SAGA Geschosswohnungsbauten mit unterschiedlicher Nutzung. Im Baufeld 3 sind im Erdgeschoss eine Kindertagesstätte (KiTa) und zwei Gewerbeblächen eingeplant. Auf dem Baufeld 1 ist die Realisierung von Wohnungsneubauten geplant.

Tabelle 1: Bruttogrundflächen nach Baufeld und Nutzung

	Wohnen	KiTa	Gewerbe
Baufeld 1	7612,5 m ²	-	-
Baufeld 2	5672 m ²	-	-
Baufeld 3	3529 m ²	397 m ²	130 m ²

Im östlichen Teil des Projektgebiets befinden sich waldartiger Baumbestand, ein Reiterhof, die Kindertierwiese e.V. und die Feuerwehr. Da die Flächen bereits genutzt werden, beschränkt sich die Betrachtung des Energiefachplans nur auf die Baufelder, zu sehen in Abbildung 1.



Legende

- Baufelder
- Baufeld 1
- Baufeld 2
- Baufeld 3

Quelle Hintergrundbild: Lageplan vom 22.03.2021 © Renner Hainke Wirth Zirn Architekten

Abbildung 1: Lageplan des Projektgebiets Stand 22.03.2021



1.3 Methodisches Vorgehen

Im Weiteren wird der Energiebedarf für das Versorgungsgebiet für drei unterschiedliche Energiestandards analysiert: nach Mindestanforderungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG), nach dem KfW-Effizienzhausstandard 55 und dem KfW-Effizienzhausstandard 40.

Im Gebäudeenergiegesetz § 15 wird für ein neu zu errichtendes Gebäude geregelt, dass der Jahres-Primärenergiebedarf dem eines Referenzgebäudes, bei gleichem Aufbau für Heizung, Warmwasseraufbereitung, Lüftung und Kühlung um das 0,75-fache nicht überschreiten darf (nach Anlage 1 GEG für Wohngebäude und Anlagen 2 GEG für Nicht-Wohngebäude).

Der Gebäudeenergiestandard KfW-Effizienzhaus ist ein von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) eingeführter Orientierungsmaßstab hinsichtlich energetischer Effizienz eines Gebäudes. Zur Erfüllung eines KfW Effizienzhaus 55 darf der Primärenergiebedarf 55 % im Vergleich zu einem Referenzgebäude ähnlichen Aufbaus im GEG Standard betragen. Weiterhin weist ein KfW Effizienzhaus 55 im Vergleich zum Referenzgebäude nur 70 % an Transmissionswärmeverlust auf. Für ein KfW Effizienzhaus 40 gilt entsprechend ein Primärenergiebedarf von 40 % und Transmissionswärmeverlust von 55 % im Vergleich zu einem Referenzgebäude nach GEG.

Der absolute Wärmebedarf wird über spezifische Wärmebedarfskennzahlen des jeweiligen Gebäudeenergiestandards ermittelt.

Im Anschluss an die Bedarfsanalysen werden die lokalen Potenziale für erneuerbare Energien zur Wärmegewinnung ermittelt. Die Wärmebedarfe werden den erneuerbaren Potenzialen im Quartier gegenübergestellt. Auf dieser Basis werden zwei zentrale und eine dezentrale Wärmeversorgungsvarianten technisch vorausgelegt. Um dies möglichst realistisch nachzuweisen, werden die einzelnen Versorgungsvarianten stundengenau mit der Software EnergyPRO von EMD simuliert. Hieraus wird auch ersichtlich, wann welche Erzeugertechnologie die Wärme bereitstellt. Daraufhin werden die Varianten hinsichtlich ökonomischer und ökologischer Kriterien miteinander verglichen. Der ökologische Variantenvergleich basiert auf den Emissionsfaktoren der eingesetzten fossilen Brennstoffe und des öffentlichen Strommix sowie den Versorgungsanteilen der Wärmeerzeuger aus der Simulation. In Anlehnung an die VDI Richtlinie 2067 wird ein Wärmemischpreis für eine Laufzeit von 20 Jahren errechnet. Letztlich wird anhand der Ergebnisse eine Empfehlung in Bezug auf den umzusetzenden Energiestandard und der zu favorisierenden Wärmeversorgungsvariante ausgesprochen.



2. ERMITTLEMENT DES ENERGIEBEDARFS

Der Gesamtenergiebedarf der Gebäude setzt sich aus dem Wärmebedarf für die Beheizung der Gebäude und dem Bedarf an Trinkwarmwasser sowie dem Strombedarf für Haushalts- und Allgemeinstrom zusammen. Hinzu kommen Strombedarfe für Elektromobilität und Wärmepumpenanwendungen.

Die zu erwartenden Wärmebedarfe der drei zu untersuchenden Gebäudeenergiestandards werden mit Hilfe von spezifischen Bedarfskennzahlen fürs Heizen errechnet. Gleichermaßen gilt für den Trinkwarmwasser- und Strombedarf, welche sich jedoch nicht zwischen den Gebäudeenergiestandards unterscheiden. Wie in der Methodik erläutert, bestehen unterschiedliche Anforderungen an den Primärenergiebedarf in Bezug auf ein Referenzgebäude.

Der Primärenergiebedarf ist definiert als Energiemenge, die zur Deckung des Nutzenergiebedarfs benötigt wird, unter Berücksichtigung der zusätzlichen Energiemenge, die durch vorgelagerte Prozessketten außerhalb der Systemgrenze „Gebäude“ entsteht. Der zusätzliche Energieaufwand entsteht bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung der jeweils eingesetzten Energieträger. Die Primärenergie kann als Beurteilungsgröße herangezogen werden, da der gesamte Energieaufwand für die Gebäudekonditionierung einbezogen wird. Die gesetzlichen Vorgaben sind immer bezogen auf den Primärenergiebedarf. Entscheidend für die Ermittlung der bereitzustellenden Wärme und der erforderlichen Anlagenleistung ist jedoch die Menge der benötigten Nutzenergie plus zusätzlicher Verteilverluste innerhalb der Gebäude. Im Neubau ist mit äußerst geringen Verteilverlusten zurechnen, diese sind bereits eingerechnet. Bei Strom ist mit keinen Verteilverlusten im Gebäude zu rechnen. Die Bedarfsermittlung wird aufgrund der Eigentümerstruktur baufeldweise errechnet.

Tabelle 2: Annahmen zur Ermittlung der Wärme- und Strombedarfe

Gebäudeart	Heizwärme ¹			Wasser ²	Strom ³
	GEG	KfW 55	KfW 40	Trinkwarmwasserbedarf	Strombedarf
	[kWh/m ² BGF * a]				
Wohnen	42	29	25	15 ³	28
Gewerbe	42	29	25	8	45,5
Kita	42	29	25	8	28

Die spezifischen Bedarfe für Heiz- und Brauchwarmwasser für die unterschiedlichen Nutzungsformen, wie in Tabelle 1 aufgelistet, entsprechen branchenüblichen Kennwerten. Nach Abstimmung mit dem AG wurde auf eine Abschätzung des Kältebedarfs verzichtet. Nur für den sehr

¹ Härdlein, Marlies (2018), Datengrundlagen und Konzeption für den Online-Wärmekosten-rechner für Wohn- und Nichtwohngebäude

² Ritter, Bagherian, & André, (2019), Vergleichswert für den Energieverbrauch von Nichtwohngebäuden

³ Annahmen von Averdung basierend auf Erfahrungswerten



kleinen Flächenanteil der Gewerbefläche könnten Kältebedarfe entstehen, eine aktive Kühlung der Wohn- und Kitaräume ist nicht vorgesehen. Eine Einbindung des Kältebedarfs in die Energieversorgung ist also ausgeschlossen.

2.1 Heizwärme

Der Heizwärmebedarf beschreibt die nötige Energie, die dafür aufgewendet wird, das Gebäude im inneren auf Solltemperatur zu halten. Die Referenztemperatur, ab der die Heizung angeschaltet wird, unterscheidet sich je nach Gebäudeenergiestandard aufgrund der Wärmedämmung, die bei steigendem Gebäudeenergiestandard entsprechend stärker ist. Für GEG wird eine Referenztemperatur von 15 °C, für KfW 55 von 13 °C und für KfW 40 von 12 °C angenommen. Der Heizwärmebedarf wie in Tabelle 3 dargestellt, wird über die spezifischen Kennzahlen aus Tabelle 2 unter der Spalte Heizwärme durch Multiplikation der Bruttogeschoßfläche aus Tabelle 1 ermittelt.

Tabelle 3: Heizwärmebedarf

Baufeld	GEG	KfW 55	KfW 40
Baufeld 1	319,7 MWh/a	220,8 MWh/a	190,3 MWh/a
Baufeld 2	238,2 MWh/a	164,5 MWh/a	141,8 MWh/a
Baufeld 3	170,4 MWh/a	117,6 MWh/a	101,4 MWh/a
Gesamt	728,3 MWh/a	502,9 MWh/a	433,5 MWh/a

2.2 Warmwasser

Der Warmwasserbedarf wird analog zum Heizwärmebedarf durch Multiplikation der Bruttogeschoßfläche und der spezifischen Kennzahlen in Spalte Wasser aus Tabelle 1 ermittelt. Da der Warmwasserbedarf von der Nutzung des Gebäudes und dem Verhalten der Verbraucher abhängt, wird der Bedarf nicht durch die unterschiedlichen Gebäudeenergiestandards beeinflusst. Daraus resultieren die Warmwasserbedarfe wie in Tabelle 4 aufgelistet.

Tabelle 4: Warmwasserbedarf

Baufelder	Trinkwarmwasserbedarf
Baufeld 1	114 MWh/a
Baufeld 2	85 MWh/a
Baufeld 3	60 MWh/a
Gesamt	259 MWh/a

2.3 Wärmebedarf gesamt

Der Gesamtwärmebedarf bildet sich aus der Summe des Heizwärme- und Warmwasserbedarfs. In Abbildung 2 ist der Gesamtwärmebedarf nach Baufeldern und Energieklassen aufgeteilt dargestellt. Baufeld 1 weist den höchsten Wärmebedarf auf. Abbildung 3 zeigt den Gesamtwärmebedarf des

Bauvorhabens nach Gebäudeenergiestandard, durch einen besseren energetischen Standard kann der Wärmebedarf um bis zu 23% bzw. 30 % im Vergleich zum gesetzlichen Mindeststandard gesenkt werden.

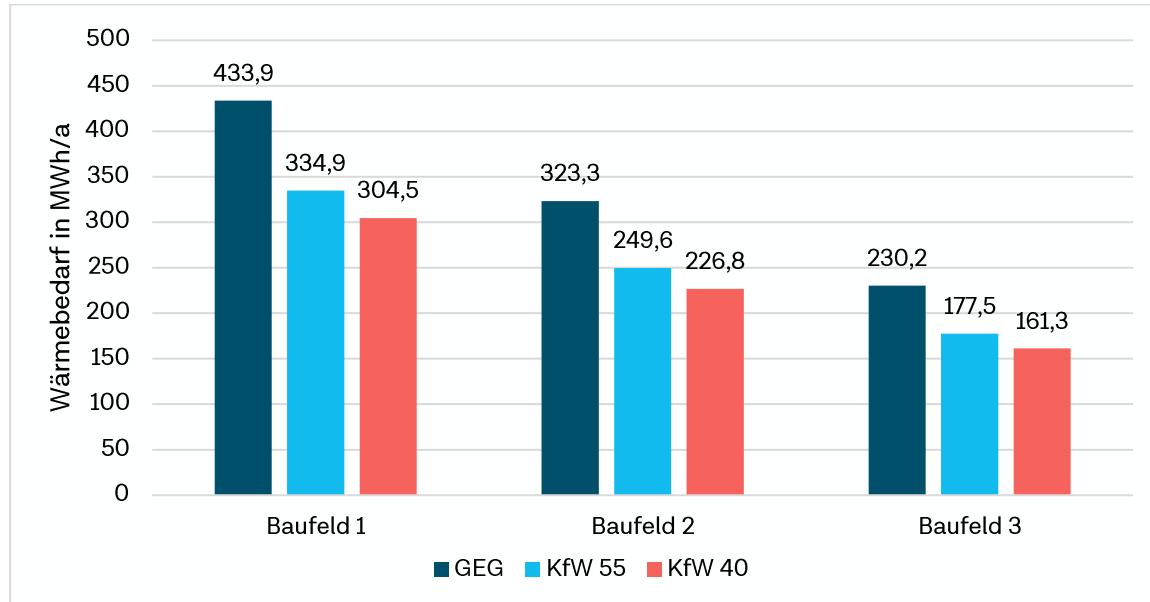


Abbildung 2: Gesamtwärmebedarf nach Baufeldern

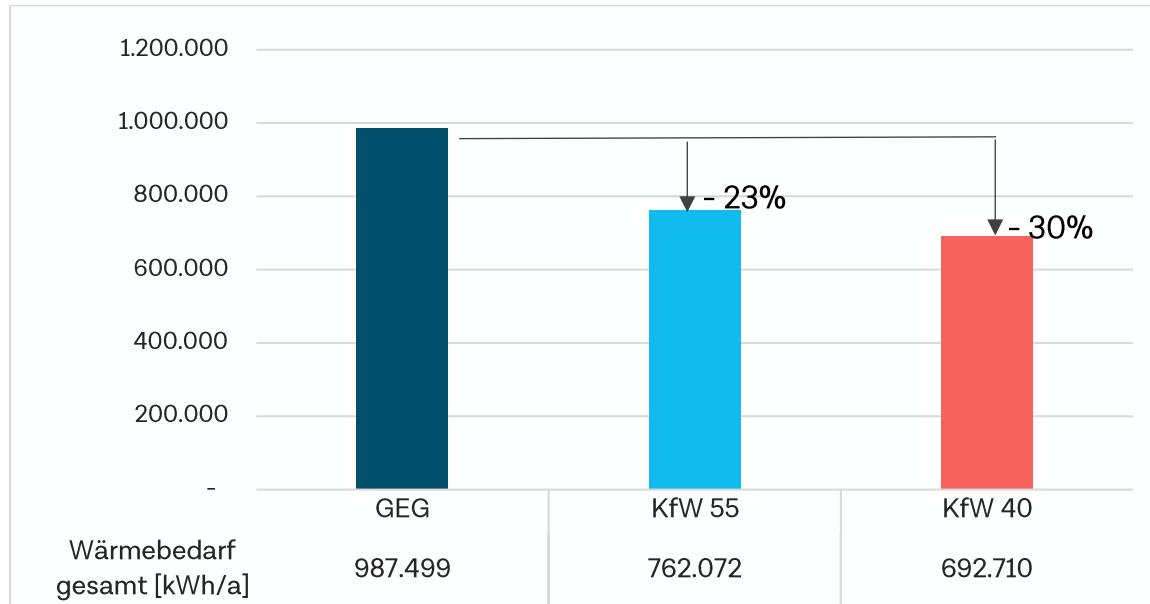


Abbildung 3: Gesamtwärmebedarf nach Gebäudeenergiestandard

Die Wärmeversorgungsvarianten je Auftraggeber werden separat berechnet, vor diesem Hintergrund sind die Jahreswärmelastgänge und die Jahresdauerlinie einmal für Baufeld 1 (LIG-Fläche) und Baufeld 2+3 (SAGA-Flächen) in Abbildung 4 dargestellt worden. Als Referenzjahr wurde das Jahr 2018

verwendet. Das Jahr 2018 hatte mit Mindesttemperaturen von bis zu -12°C einen zeitweise sehr kalten März. Diese Temperaturen spiegeln auch in etwa den Auslegungspunkt nach Norm wider, daher eignet sich dieses Jahr besonders gut.

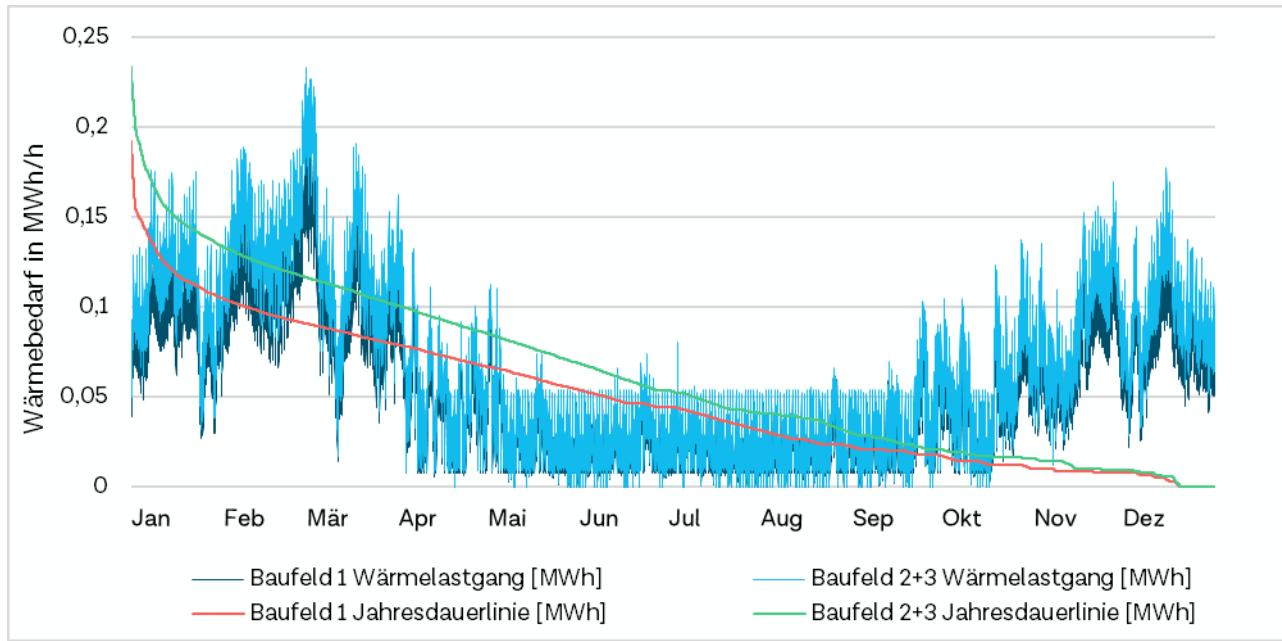


Abbildung 4: Wärmelastgänge und Jahresdauerlinie im Gebäudeenergiestandard nach GEG

Zusätzlich zu den Wärmebedarfen kommen insbesondere beim Einsatz von Wärmeverteilnetzen noch Wärmenetzverluste hinzu. Bei neueren Wärmenetzen liegen die Verluste in etwa bei 5-10% des Gesamtwärmebedarfs. Für die Simulation wurde von 7,5% ausgegangen.

2.4 Haushaltsstrom und Allgemeinstrom

Der Haushalts- und Allgemeinstrombedarf wurde analog dem Wärmebedarf über spezifische Bedarfeskennzahlen ermittelt.

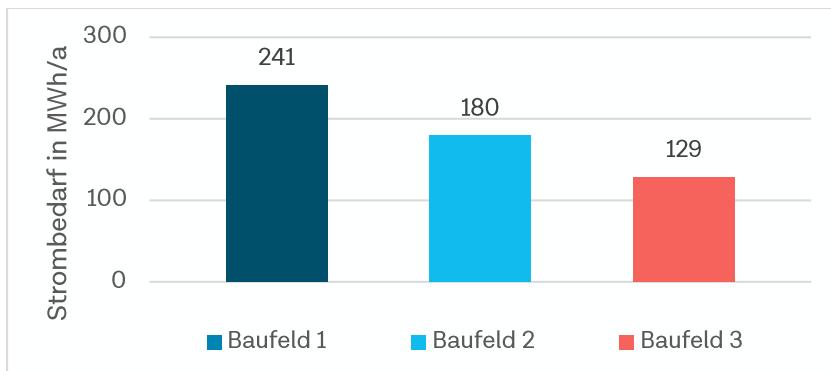


Abbildung 5: Haushalts- und Allgemeinstrombedarf je Baufeld



Dabei wurde für die Wohngebäude und die KiTa ein Strombedarf von $28 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGF}}$ und für das Gewerbe $45,5 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGF}}$ angenommen. Der Strombedarf je Baufeld ist in Abbildung 5 dargestellt. Neben Haushaltstrom fällt noch ein Anteil Allgemeinstrom für z.B. Flurbeleuchtung und Umwälzpumpen der Wasserversorgung an. Dafür wurde ein Strombedarf von $3,7 \text{ kWh/m}^2_{\text{BGF}}$ angenommen. Der Gesamtstrombedarf für das Projektgebiet beläuft sich auf etwa 552 MWh/a.

2.5 Elektromobilität

Zur Einhaltung der Klimaschutzziele ist neben dem Industrie- und Gebäudesektor auch der Verkehrssektor zu beachten. Vor allem im privaten Wohnungsbau fehlt die nötige Infrastruktur zur Steigerung der Elektromobilität. Hamburg hat infolgedessen im Klimaplan Maßnahmen festgelegt und Ausbauziele vorgeschrrieben, die nach heutigen Mitteln realistisch umsetzbar sind. Dabei wird davon ausgegangen, dass bereits ein Anteil von 14 % an E-Fahrzeugen möglich ist. Eine Steigerung auf 20 % wird bei technischer und wirtschaftlicher Umsetzbarkeit auch von den Wohnungsunternehmen angestrebt. Für den Energiefachplan wird der Anteil an E-Fahrzeugen und der daraus resultierende Strombedarf über die vorhandenen Stellplätze ermittelt.

Am 06.03.2021 ist das Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG) in Kraft getreten. Ziel des Gesetzes ist die Leitungs- und Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität zu beschleunigen. Das Gesetz schreibt vor, dass bei neuerrichteten Wohngebäuden, die mehr als fünf Stellplätze am oder im Gebäude vorweisen, jeden Parkplatz mit Leitungsinfrastruktur auszustatten, sodass Ladepunkte nachträglich einfach errichtet werden können. Für Nichtwohngebäude-Neubauten gilt ab einer Stellplatzanzahl von mehr als sechs Stellplätzen der Ausbau der Leitungsinfrastruktur für Elektromobilität für jeden dritten Parkplatz sowie der Erbau von einem Ladepunkt.

Leitungsinfrastruktur ist die Gesamtheit aller Leitungsführungen zur Aufnahme von elektro- und datentechnischen Leitungen vom Stellplatz über den Zählpunkt eines Anschlussnutzers bis zu den Schutzelementen.

Aus dem Lageplan geht hervor, dass 78 Stellplätze (BF 1: 14 Stellplätze, BF 2: TG mit 48 Stellplätze und BF 3: 16 Stellplätze) geplant werden. Eine Ladestation benötigt eine Leistung von 11 kW, weshalb bei einem Anteil von 14 bzw. 20 %, eine Ladeleistung von 121 bzw. 176 kW nötig ist. Bei einer durchschnittlichen Fahrtstrecke von etwa 13.300 km/a⁴ und einem Verbrauch von 0,18 kWh/km⁵ entsteht ein Strombedarf von 26 bzw. 38 MWh/a.

⁴ Kraftfahrt-Bundesamt (2020). Entwicklung der Fahrleistungen nach Fahrzeugarten seit 2016 https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/2020/verkehr_in_kilometern_kurzericht_pdf.pdf?blob=publicationFile&v=5

⁵ Rudschies, Wolfgang (2021). Renault Zoe im ADAC Dauertest: Wie alltagstauglich ist der Elektro-Kleinwagen? <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/autokatalog/marken-modelle/renault/renault-zoe-dauertest/>

2.6 Strombedarf aus der Wärmeerzeugung

Neben der Elektromobilität muss auch der zusätzliche Strombedarf aus der Wärmeerzeugung in die Betrachtung einbezogen werden. Wärmepumpen und elektrische Heizstäbe erzeugen über Verdichtungsprozesse bzw. einen elektrischen Widerstand mit Hilfe von elektrischer Energie Wärme. Als erste Abschätzung kann angenommen werden, dass der Wärmebedarf zu 90 % durch Wärmepumpen gedeckt wird. Mit einer durchschnittlichen JAZ von 3,5 resultiert daraus je nach Gebäudeenergiestandard ein zusätzlicher Strombedarf für Heizzwecke von ca. 180 bis 250 MWh/a.

2.7 Strombedarf gesamt

Der Strombedarf soll möglichst durch vor Ort produzierten Strom gedeckt werden, weshalb eine differenzierte Betrachtung des Gesamtstrombedarfs erfolgt, wie in Abbildung 6 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Strombedarf durch E-Mobilität den Gebäudestrombedarf um ca. 7% erhöht und somit den Bedarf nicht sonderlich beeinflusst. Jedoch führt der Einbezug der Wärmeerzeugung zu einer Steigerung von zusätzlichen 35 %-Punkten beim KfW-Effizienzhaus Standard 55.

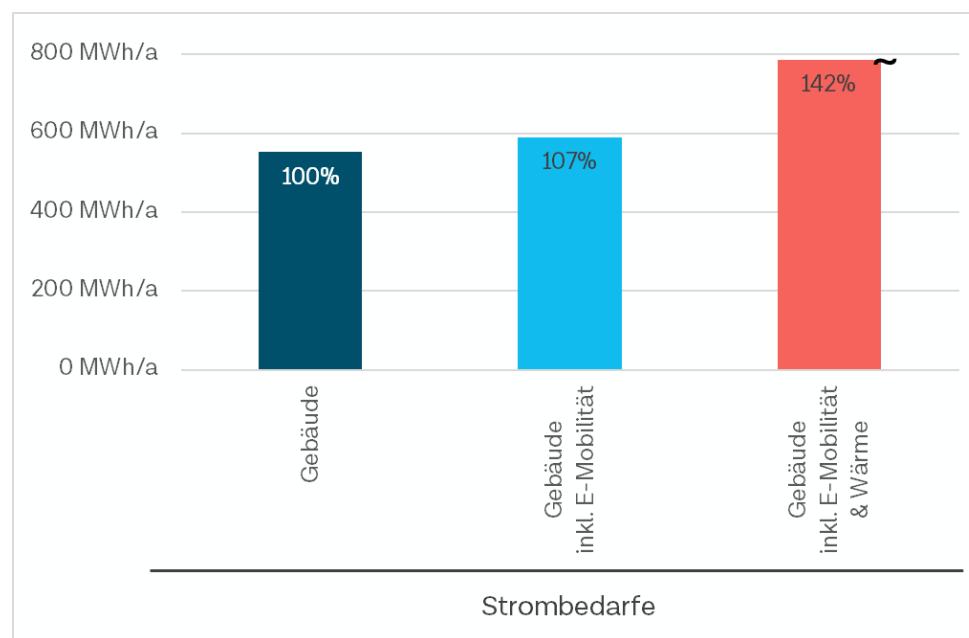


Abbildung 6: Gesamtstrombedarf

Wie bereits in Abschnitt 1.3 angemerkt, erfolgt die Ermittlung des Strombedarfs der Wärmeerzeugung über simulationsgestützte Daten, weshalb sich der Strombedarf im späteren von den hier erfolgten ersten groben Abschätzungen unterscheiden kann.

3. ANALYSE LOKALER POTENZIALE

Im Folgenden werden verschiedene lokale und regenerative Potenziale untersucht. Neben dem Solarpotential der Dächer und Fassaden werden weitere Wärmequellen wie oberflächennahe Geothermie, Aerothermie und Aquathermie sofern möglich quantifiziert und anschließend dem Wärmebedarf aus Kapitel 2 gegenübergestellt.

3.1 Solarpotenziale

Die Dachflächen im Projektgebiet können einen Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung liefern. Photovoltaik (PV)-Module wandeln Sonneneinstrahlung in elektrischen Strom um. Der spezifische Stromertrag pro Anlagenleistung beläuft sich im Großraum Hamburg auf etwa 880 kWh/kWp. Sowohl eine Nutzung des Stroms für den Eigenbedarf als auch eine Einspeisung ins öffentliche Netz mit EEG-Vergütung oder eine Direktvermarktung sind möglich und denkbar. Eine Alternative zu einer PV-Nutzung der Dachflächen besteht in der Möglichkeit, die Dachflächen zur Wärmeversorgung durch Solarthermie zu verwenden. Zur Ermittlung der Solarpotenziale werden die Brutto-Dachflächen mit Faktoren zwischen 0,8 - 0,6 verrechnet, die technischen Aufbauten sowie Arbeitswege und Umrandungen mit in die potenziell nutzbare Solarfläche einrechnet. Der Verrechnungsfaktor für die Brutto-Dachfläche unterscheidet sich dabei von der Ausrichtung des Gebäudes und möglichen Verschattungen von in der Nähe befindlichen Bauten und Bäumen. Auch ist diesem Faktor bereits ein Abschlag für eine mögliche Dachbegrünung enthalten. Diese Fläche wird im Folgenden als Netto-Dachfläche bezeichnet. Da im Quartier ausschließlich Flachdächer geplant sind, entspricht die Modulfläche von Photovoltaik ungefähr der Nettodachfläche.



Abbildung 7: Gründach mit Photovoltaik als Ost-West System (Sattel)⁶

⁶ ©Ines Porada

Um die Sonnenausbeute weiter zu erhöhen, werden häufig sogenannte Schmetterlingsausrichtungen oder Sattelausrichtungen in einem Ost-West System bevorzugt. Abbildung 7 zeigt beispielhaft ein solches System als PV-Gründach Option, die Kombination mit Gründächern bietet eine ganz Reihe an Vorteilen.⁷ Für Photovoltaik wird als installierbare Leistung bezogen auf die Nettogrundfläche unter Berücksichtigung von Gründächern von etwa 90 Wp/m² Nettodachfläche ausgegangen.

Bei der Berechnung der Dachflächen für solarthermische Anwendungen ist ein weiterer Abschlag zu beachten, da die Module stärker aufgeständert werden müssen. Die maximale Kollektorfläche entspricht ca. 30 % der Netto-Dachfläche. Bei Solarthermieanlagen kann von einem jährlichen Wärmeertrag zwischen 350 und 400 kWh je Quadratmeter Kollektorfläche ausgegangen werden.



Legende

Solardachpotenzial

- sehr gut geeignet, Flachdach
- gut geeignet, Flachdach

Quelle Hintergrundbild: Lageplan vom 22.03.2021 © Renner Hainke Wirth Zirn Architekten

Abbildung 8: Solardachpotential

Anhand des Solardachpotentials, wie in Abbildung 8 dargestellt, wird die Bruttodachfläche errechnet. Mithilfe der Bruttodachfläche wird das Potential bestimmt und ins Verhältnis zu den bestehenden Bedarfen gesetzt.

Das PV-Potenzial von etwa 263 kWp installierter Leistung bzw. einer jährlichen Erzeugung von 232 MWh Strom reicht bilanziell aus, um etwa 42 % des abgeschätzten Gebäudestrombedarfs zu

⁷ BUKEA (o.J.). Solar-Gründach. Vier Vorteile auf einmal. <https://www.hamburg.de/gruendach/11622392/das-solar-gruendach/>

decken (inklusive E-Mobilität und Wärmepumpen ca. 29 %). Insbesondere in Hinblick auf zukünftig weiter steigende Strombedarfe, z.B. durch Ladestationen, ist die Nutzung aller verfügbaren Potenzialflächen sinnvoll, insofern diese nicht für die lokale Wärmeversorgung benötigt werden.

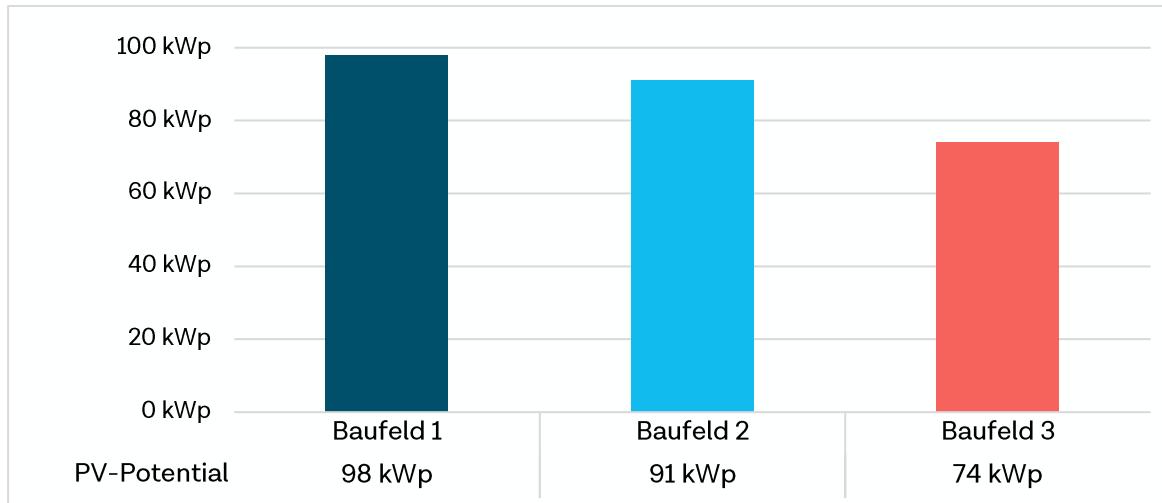


Abbildung 9: Photovoltaikpotential nach Baufeldern

Im Falle einer solarthermischen Nutzung der Dachflächen ergibt sich eine jährliche Wärmemenge von ca. 500 MWh, was etwa 50 % des Wärmebedarfes entspricht und damit beispielsweise den Trinkwarmwasserbedarf größtenteils decken könnte. Hierbei ist zu beachten, dass die solarthermische Wärme zu großen Teilen im Sommer zur Verfügung steht und sich in diesem Zeitraum der Wärmebedarf im Wesentlichen auf den Warmwasserbedarf beschränkt, wodurch Solarthermie ohne saisonale Speicherung nur einen begrenzten Anteil des Gesamtwärmebedarfs abdecken kann.

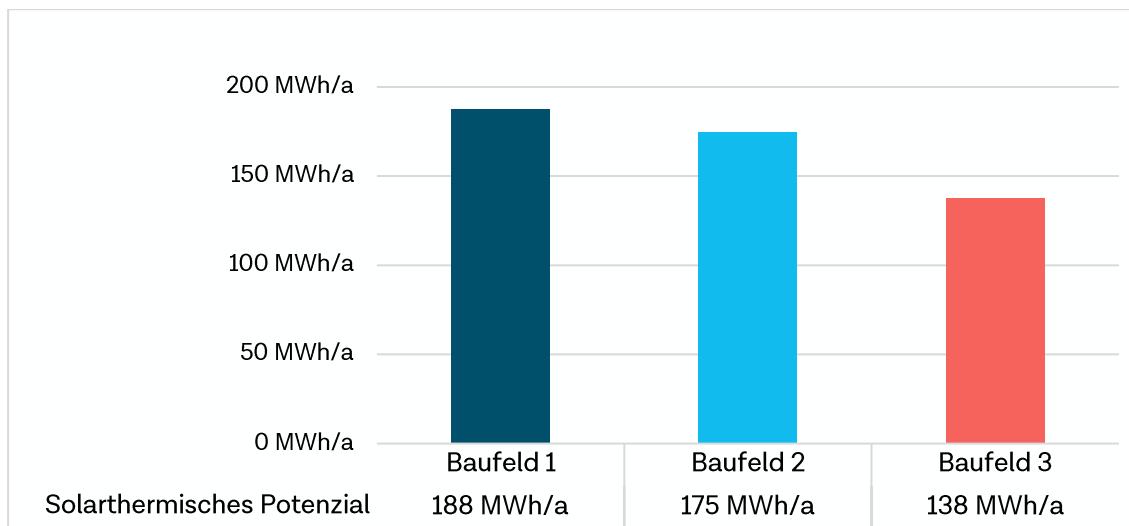


Abbildung 10: Solarthermisches Potential nach Baufeldern



Zu beachten ist, dass das Hamburgische Klimaschutzgesetz unter §16 für Neubauten eine Pflicht zur Inbetriebnahme einer Photovoltaikanlage vorschreibt. Die Eigentümerinnen und Eigentümer von Gebäuden, deren Baubeginn nach dem 1. Januar 2023 liegt, haben sicherzustellen, dass Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf der Dachfläche errichtet und betrieben werden.

Die Pflicht entfällt, sofern dies technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht vertretbar ist oder auf der Dachfläche eine solarthermische Anlage errichtet und betrieben werden soll.

3.2 Einsatz von Wärmepumpen

Wärmepumpen ermöglichen unter Einsatz von Strom Umweltwärme auf einem geringen Temperaturniveau nutzbar zu machen. Hierfür eignen sich Umweltwärmeketten wie die Außenluft, Erdwärme oder Abwasser z.B. aus einem größeren Abwassersiel. Die Umweltwärme wird über Rückkühlwerke wie im Fall der Außenluft oder über Erdsonden bzw. Erdkollektoren im Fall der Erdwärme gewonnen. Die Umweltwärme wird über ein Gemisch aus Wasser und Kühlmittel aufgenommen. Bei der Wärmeaufnahme verdampft das Kühlmittel und wird anschließend in der Wärmepumpe komprimiert, wobei die Wärme auf ein nutzbares Temperaturniveau angehoben wird. Die Wärme wird über einen Wärmeübertrager an das Heizwarmwasser abgegeben und im Anschluss entspannt, sodass das flüssige Kühlmittel wieder zur Wärmeaufnahme bereitgestellt werden kann. Der sogenannte Coefficient of Performance (COP) einer Wärmepumpe beschreibt das Verhältnis von der möglichen Wärmeleistung zur erforderlichen Antriebsenergie in einem bestimmten Betriebspunkt. Der COP ist dabei abhängig vom nötigen Temperaturhub von der Wärmequellentemperatur zur Nutztemperatur. Bei der Betrachtung über das gesamte Jahr wird die sogenannte Jahresarbeitszahl ermittelt (JAZ), sie gibt die Effizienz über alle Betriebspunkte innerhalb eines Jahres an. Luft-Wärmepumpen weisen eine JAZ zwischen 3 bis 3,5 auf im Vergleich zu einer Erd-Wärmepumpe, die einen JAZ von 4 bis 4,5 erreichen kann.⁸

3.2.1 Erdwärme

Grundsätzlich ist zwischen Erdwärmesonden und Erdwärmekollektoren zu unterscheiden. Bei Erdwärmesonden handelt es sich um vertikal installierte Rohre mit einer Tiefe von bis zu 400 m. Für die Einschätzung des Potenzials durch Erdsonden wurde ein Kurzgutachten des geologischen Landesamtes eingeholt. Nach Einschätzung des Gutachters ist eine Bohrtiefe von bis zu 135 m zulässig. Es kann bei der Materialwahl zu Einschränkungen kommen, da sich das Gebiet in einer Wasserschutzzone 3 befindet.

Eine Alternative zu Erdwärmesonden bilden Erdkollektoren. Bei dieser Technologie werden die Rohre oder Schläuche mit dem Wärmeträgermedium schleifenförmig unter der Frostgrenze in etwa 1 bis

⁸ Miara, Marek (2021). Wärmepumpen im Bestandsgebäuden - Teil 1: Energiesystem der Zukunft, Marktsituation, Studien, Prognosen, Kosten

3 m Tiefe verlegt. Erdkollektoren sind verglichen mit Erdsonden zwar leistungsspezifisch kostengünstiger, benötigen jedoch auch deutlich mehr Fläche für die gleiche Leistung. Weiterhin gewinnen Erdkollektoren durch solare Strahlung und einfallenden Niederschlag Wärme, weshalb verschattete und versiegelte Flächen ausgeschlossen werden können. Da im Projektgebiet Freiflächen nur bedingt vorhanden sind und auch diese zum Teil durch die geplanten Gebäude verschattet werden, werden Erdkollektoren nicht weiter betrachtet. Erdsonden können eine saisonale Wärmespeicherung sowie eine Kopplung zwischen Wärme und Kälte ermöglichen, indem die Sonden im Sommer als Wärmesenke zur Kühlung dienen und im Winter die eingespeicherte Wärme zu Heizzwecken genutzt wird. Durch die aktive Regeneration der Erdsonden im Fall der Gebäudekühlung oder beispielsweise durch das Einbringen sommerlicher Wärme aus Solarabsorbern in den Untergrund kann die Entzugszeit der Erdwärmesonden von jährlich 1.800 h um bis zu 50 % gesteigert werden. Erdsonden sollten jährlich ohne eine aktive Regeneration nicht mehr als 1.800 Vollbenutzungsstunden betrieben werden. Dem Erdreich wird sonst zu viel Wärme entzogen, dies kann dauerhaft den Wirkungsgrad der Erdsonden verschlechtern und im schlimmsten Fall zum Einfrieren des Erdreiches führen. In Abbildung 11 sind größere zusammenhängende Flächen, die sich für die Geothermienutzung eignen könnten, gekennzeichnet. Hierbei wurden der Baumbestand sowie geplante Grünflächen berücksichtigt.



Legende

- Potenzialflächen für Erdwärmesonden
- Baufeld 1 Nord
- Baufeld 1 Süd
- Baufeld 3

Quelle Hintergrundbild: Lageplan vom 22.03.2021 © Renner Hainke Wirth Zirn Architekten

Abbildung 11: Potenzialflächen Geothermie im Projektgebiet



Weitere Erdwärmepotenziale könnten erschlossen werden, wenn Sonden auch unter den Gebäuden oder unter den Tiefgaragen errichtet würden. Hierfür sind Revisionsöffnungen im Kellergeschoss bzw. in der Tiefgarage vorzusehen. Spezialverfahren wie das GRD-Verfahren, das schräge Bohrungen für die Errichtung der Sonden nutzt, oder die zuvor beschriebene Kühlnutzung sind weitere Möglichkeiten, das Geothermiepotenzial vermehrt zu nutzen. Die grundsätzliche Eignung der in Abbildung 11 markierten Flächen für geothermische Nutzungen wurden mit dem GLA vorabgestimmt. Auf dem Baufeld 3 befindet sich eine Gasniederdruck- und eine Gashochdruckleitung sowie eine Gasdruckregel- und Messanlage⁹, nach DVGW G462 Pkt. 5.2 sind folgende Mindestabstände zwischen Erdwärmesonden und Gashochdruckleitungen einzuhalten.

<16 bar 2 m (< DN 150) bis 8 m (> DN 600)

>16 bar 4m (< DN 150) bis 12m (DN 1200-1400)

Bei der Gashochdruckleitung handelt es sich um ein DN 100 Stahlrohr mit 25 bar. Die genauen Mindestabstände sind mit dem Gasversorger abzustimmen, es ist mit ca. 4 Metern zu kalkulieren. Aus den vom Geologischen Landesamt (GLA) zur Verfügung gestellten Daten wurde ein wahrscheinlicher Schichtaufbau des Bodens, wie in Abbildung 12 dargestellt, entworfen. Es wurde angemerkt, dass das Projektgebiet sich im Wasserschutzgebiet III Süderelbmarsch/Hamburger Berge befindet und östlich in 700 Metern Entfernung ein Notbrunnen ist. Es entstehen dadurch ggf. zusätzliche Auflagen in Bezug auf das einzusetzende Kältemittel (z.B. geringerer Glykol-Anteil). Die Detailfragen sind bei weiteren Planungen mit der unteren Wasserbehörde abzuklären.

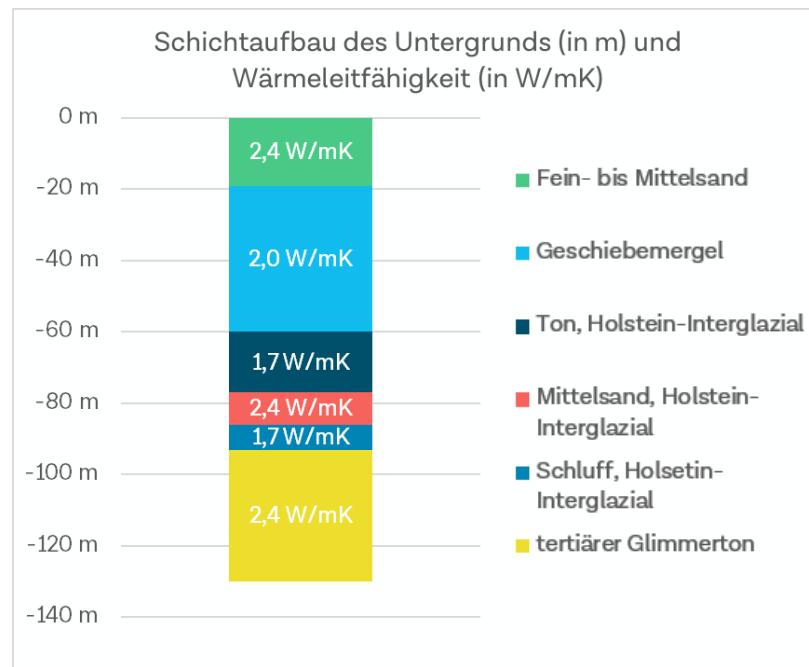


Abbildung 12: Schichtaufbau des Untergrunds und Wärmeleitfähigkeit

⁹ Siehe Gasleitungsverläufe in Anhang D



Die thermische Entzugsleistung pro Sonde kann mithilfe der VDI Richtlinie 4640 Blatt 2 und den bereits beschriebenen Informationen zur Wärmeleitfähigkeit, sowie den potenziellen Betriebsstunden abgeleitet werden. Der schriftlichen Antwort des Geologischen Landesamtes vom 19.08.2021 in Anhang B ist zu entnehmen, dass Bohrtiefen von bis zu -135m NN genehmigungsfähig sind. Pro Sonde ist bei einer Bohrtiefe von 130 m eine Entzugsleistung von ca. 4,7 kW zu erwarten. Bei Bohrtiefen von 100 m ist pro Sonde eine Entzugsleistung von ca. 3,5 kW zu erwarten. Das wirtschaftliche Optimum zum Einbringen von Erdwärmesonden liegt bei etwa 130-140 Metern und entspricht der täglichen Bohrleistung pro Bohrkopf. Ab 100 Metern Bohrtiefe sind jedoch bergbaurechtliche Genehmigungen einzuholen. In Tabelle 5 wird das Gesamtpotenzial für Erdwärme inklusive der elektrischen Antriebsenergie für die Wärmepumpen aufgeführt.

Tabelle 5: Geothermie potenziale durch Erdsonden im Projektgebiet bei 1.800 Nutzungsstunden

Kategorie	Fläche [m ²]	Anzahl der Erdsonden [Stk]	Entzugsleistung [kW] bei 130m	Wärmepotenzial inkl. Wärmepumpe [MWh]
Baufeld 1 Nord	577	20	93,6	236
Baufeld 1 Süd	781	27	126,4	319
Baufeld 3	660	23	107,7	271
Summe	2.018	70	328	826

Das technische Potenzial würde theoretisch bei Vollbenutzung der Erdsonden von 1.800 Stunden in etwa 84 % des Wärmebedarfes nach GEG decken. Durch die Erschließung von Flächen unter den Gebäuden und auf den Liegenschaften der SAGA außerhalb des Projektgebiets kann das Potenzial weiter erhöht werden.

3.2.2 Aerothermie

Unter Aerothermie versteht man die thermische Nutzung der Außenluft als Wärmequelle. Über ein Rückkühlwerk wird die Außenluft an die Wärmepumpe geleitet, welche die Wärmeenergie auf ein brauchbares Temperaturniveau anhebt. Die Rückkühlwerke werden im Freien in der Nähe des zu versorgenden Gebäudes oder auf dem Dach platziert. Dabei ist die Leistung frei skalierbar, je nachdem, wie viel Platz für das Rückkühlwerk besteht. Eine Luft-Wasser-Wärmepumpe kann als Monoblock oder in Split-Variante gebaut werden. Letztere ist in Abbildung 13 dargestellt. Bei einer Split-Variante werden das Rückkühlwerk und die Wärmepumpe räumlich getrennt voneinander errichtet.

Es ist möglich Luft-Wasser-Wärmepumpen bei Außenlufttemperaturen von bis zu -15 °C zu betreiben. Der Wirkungsgrad der Wärmepumpe hängt jedoch von der Außenlufttemperatur ab, da eine Wärmepumpe umso effektiver arbeitet je geringer der Temperaturhub zwischen Wärmequellentemperatur und Vorlauftemperatur ist (Abbildung 14). Zudem sinkt mit sinkenden Außenlufttemperaturen auch die zur Verfügung gestellte Wärmemenge.

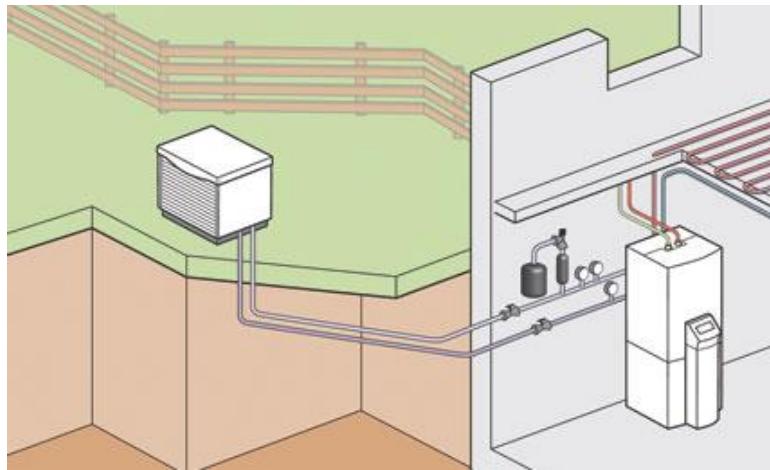


Abbildung 13: Beispiel einer Luft-Wasser-Wärmepumpe als Split-Variante im Einfamilienhaus¹⁰

Aus diesem Grund werden Luft-Wasser-Wärmepumpen meist im bivalenten Betrieb gemeinsam mit einem weiteren Wärmeerzeuger betrieben. Bei besonders niedrigen Temperaturen springt ein zweiter Erzeuger, häufig entweder ein Gaskessel oder eine elektrische Heizstab als Unterstützung ein.

Bei einer Kombination einer Luft-Wasser-Wärmepumpe mit einem elektrischen Heizstab kann auf das Abschalten bei niedrigen Temperaturen verzichtet werden, da der Wirkungsgrad der Luft-Wasser-Wärmepumpe auch bei niedrigen Temperaturen weiterhin effektiver ist als der Wirkungsgrad des Heizstabs.

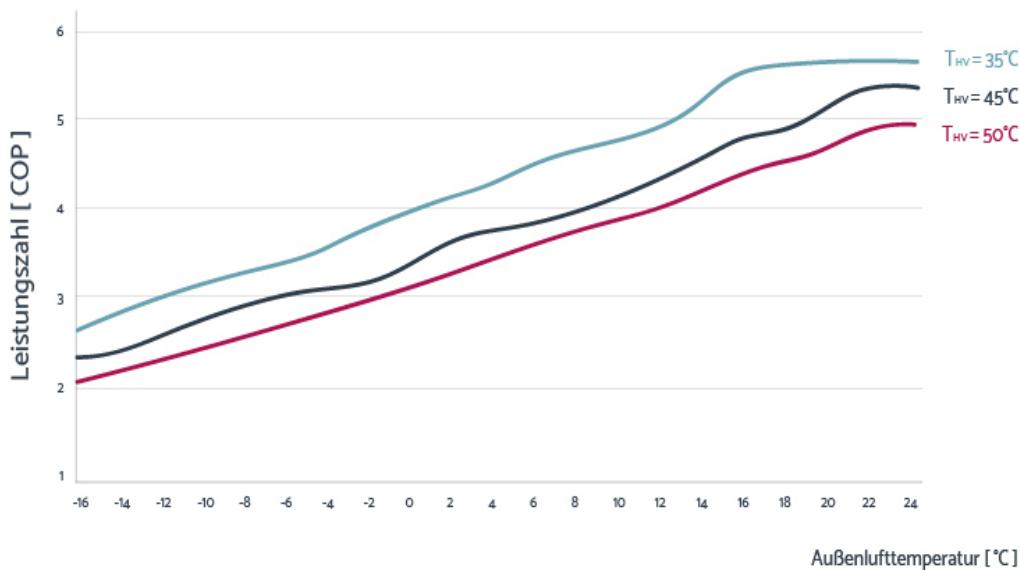


Abbildung 14: COP der Luft-Wasser-Wärmepumpe in Abhängigkeit der Außentemperatur¹¹

¹⁰ Vaillant (2021). Systeminfo Wärmepumpe <https://www.vaillant.de/downloads-1/prospekte-2/systembroschuere/vaillant-systembroschuere-flexotherm-flexocompact-exclusive-2113341.pdf>

¹¹ Wurm, Andreas (o.J.). Wirkungsgrad der Wärmepumpe Maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit. <https://www.dein-heizungsbauer.de/ratgeber/energie-sparen/wirkungsgrad-waermepumpe/>



In Folge der freien Skalierbarkeit der Wärmepumpe ergibt sich ein Deckungsgrad des Wärmebedarfs von 76,9 % bei einer Abschalttemperatur von 0 °C und bis zu 95 % bei einer Abschalttemperatur von -5 °C bei Betrachtung des GEG-Gebäudestandards. Bei der Positionierung der Luftkühler sind mögliche Problematiken in Hinblick auf Schall zu untersuchen. Eine Aufstellung sowohl auf dem Dach als auch im Gelände ist denkbar.

3.2.3 Aquathermie

Als weitere Umweltwärmequelle, die durch eine Wärmepumpe verfügbar gemacht werden kann, bietet sich eine Wärmerückgewinnung aus Abwässern an. Dabei kann das häuslich anfallende Wasser direkt als Wärmequelle dienen oder ein in der Nähe befindliches Abwassersiel genutzt werden. Unter Aquathermie versteht man auch das Nutzen von Oberflächengewässern wie Seen und Flüsse, aber auch das Meer kann bei günstiger Lage genutzt werden. Da im Projektgebiet und näherer Umgebung keine Oberflächengewässer vorhanden sind, wird letzteres Potential nicht weiterverfolgt.

3.2.3.1 Direkt im Gebäude

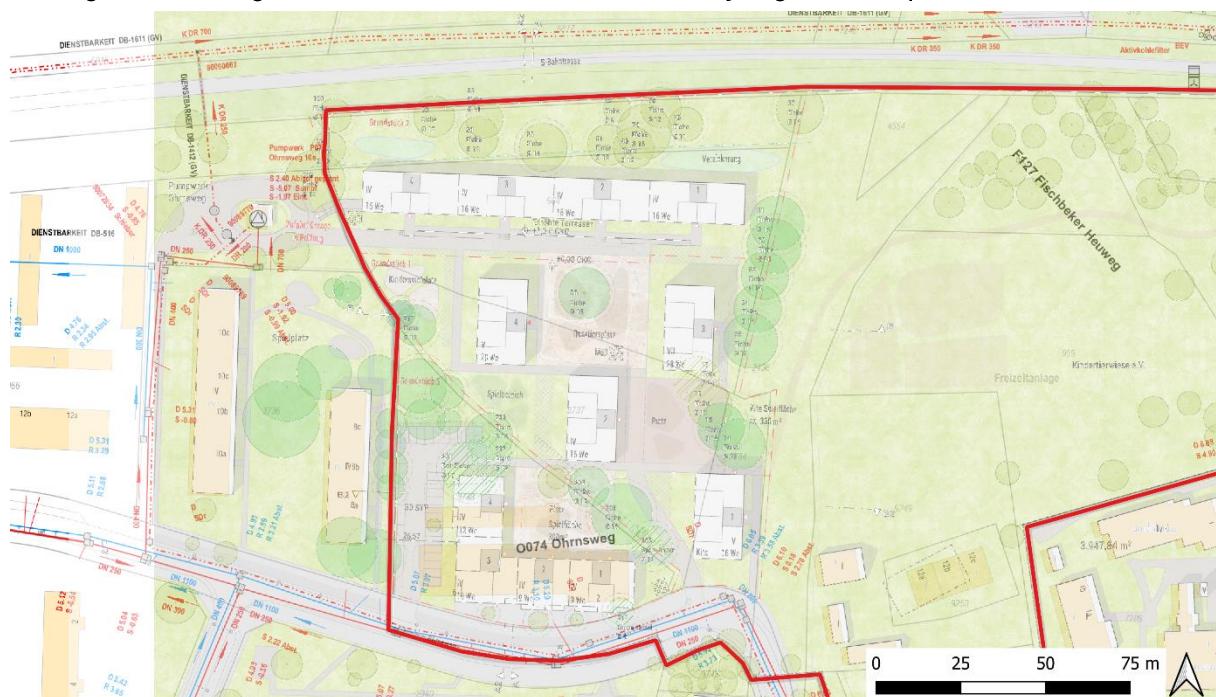
Die direkte häusliche Abwassernutzung kann über verschiedene Systeme nutzbar gemacht werden. Es ist anzumerken, dass eine direkte Abwassernutzung im Gebäude kein alleiniger Wärmeerzeuger sein kann, sondern nur als Zusatz zum primären Brauchwarmwassererzeuger dient. In Mehrfamilienhäusern kann in der Sammelleitung ein Wärmetauscher eingebaut werden, der die Wärme des Abwassers aufnimmt und in einer Wärmepumpe auf ein brauchbares Temperaturniveau anhebt. Dabei wird die aus dem Abwasser gewonnene Wärme wieder der Gesamtwärmeenergie zugeführt. Es bestehen auch Systeme, in denen direkt in der Dusche ein Wärmetauscher eingebaut wird, um die Abwasserwärme beim Verbrauch direkt wiederzuverwerten. Solche Systeme sind in Bereichen hohen Duschaufkommens wie in Sportstätten oder Schwimmbädern sinnvoll.

Für den Energiefachplan wurde die erste Variante eines Wärmetauschers in der Sammelleitung untersucht. Der Warmwasserbedarf beträgt insgesamt etwa 308 MWh/a. Zur Potenzialermittlung wurde eine Abwassertemperatur von 25 °C angenommen. Bei einer energetischen Wiederverwendung des Abwassers von 25 % kann in der Sammelleistung eine Wärmeenergie von 66 MWh/a zur erneuten Verwendung gewonnen werden. Bei den hohen Temperaturen kann von guten JAZ von ca. 4 ausgegangen werden, sodass etwa 88 MWh/a an Wärme inkl. Wärmepumpe zur Verfügung stünden. Das entspricht einem Anteil von etwa 30 % des Warmwasserbedarfs und gerade einmal 9% des gesamten Wärmebedarfs nach GEG-Standard.

3.2.3.2 Aus Abwassersieben

Abwassersiele in Quartieren können durch Einbau eines Wärmetauschers als Wärmequelle genutzt werden. Anders als bei der Aerothermie und Geothermie ist die Wärmequelle ganzjährig nutzbar und ist im Gegensatz zum Abwasser im Gebäude nicht von starken Schwankungen beeinflusst, da meist das Abwasser eines gesamten Quartiers genutzt wird.

Bei der Abwasserwärmerrückgewinnung sind aus Gründen des Arbeitsschutzes üblicherweise größere Nenndurchmesser von mindestens DN800 für einen nachträglichen Einbau von Wärmetauschern erforderlich, da solche Siele begehbar sind. Wie in Abbildung 15 zu erkennen ist, befindet sich im Projektgebiet kein Abwassersiel entsprechender Größe. Das DN 400 Siel westlich des Projektgebiets ist aufgrund der Länge von 80 Metern und der Nähe zum Projektgebiet entsprechend interessant.



Legende

- Abwasserkanäle
- Schmutzwasser
- - - Druckleitung
- Regenwasser

Quelle Hintergrundbild: Lageplan vom 22.03.2021 © Renner Hainke Wirth Zirn Architekten

Abbildung 15: Auszug aus dem Sielkataster (Quelle: Elbe+)

Mittels eines ferngesteuerten Wagons ist der Einbau von Wärmetauschern in Leitungen kleiner DN 800 möglich. Der Wärmetauscher wird in einer Manschette eingebaut. Die Manschette wird in das Rohr mit dem Wagon eingeführt und an der entsprechenden Stelle aufgeblasen und rastet entsprechend an der Abwasserrohrwand ein. Daraufhin werden weitere Manschetten angeschlossen.

Zur Bestimmung des Potentials sind am besten Angaben zum Trockenwetterabfluss und Temperaturdaten geeignet. Da Hamburg Wasser nach wiederholter Anfrage keine Daten zur Verfügung stellt, wurde das Potential anhand von branchenüblichen Kennwerten ermittelt. Nach Aussage der Fachfirma des Wagon Systems ist im DN400 Abwassersiel eine Wärmeleistung von etwa 80 kW thermischer Leistung als realistisch anzusehen. Unter Annahme von etwa 4.000 Vollbenutzungsstunden und einem Temperaturentzug von etwa 2 Kelvin kann eine Wärmeenergie

von maximal 670 MWh/a dem Siel entzogen werden, inkl. Wärmepumpe können etwa 940 MWh/a bereitgestellt werden.

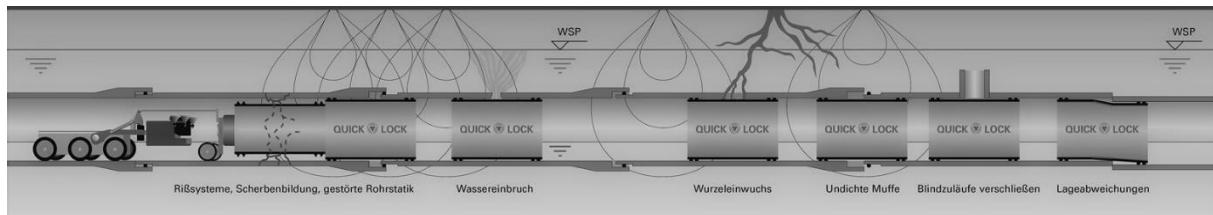


Abbildung 16: Funktionsschema Wärmetauscher Einbau bei Durchmessern kleiner DN 800 (Uhrig Energie GmbH)¹²

Neben dem DN400 Schmutzwassersiel ist in Abbildung 15 die Druckleitung DN700 nördlich des Projektgebiets entlang der Bahntrasse abgebildet. Eine solche Druckleitung kann über einen Bypass erschlossen werden, indem ein Wärmetauscher integriert ist. Aufgrund des hohen Schmutzwasseraufkommens kann eine hohe Wärmemenge aus der Leitung generiert werden. Nach Schätzung der Firma Uhrig wäre eine Leistung von 670 kW möglich. Ein solches Potential ist zur alleinigen Erschließung des Projektgebiets zu groß, jedoch für das gesamte Quartier des SAGA Bestands von Interesse. Als mögliches Hindernis stellt sich dabei die Querung der Bahntrasse da, auch hierfür lassen sich technische Lösungen finden. Eine Abschätzung des Potenzials und eine Stellungnahme seitens Hamburg Wasser gibt es bisher nicht. Die Gutachter:innen empfehlen der SAGA gemeinsam mit den Vertreter:innen des Bezirksamtes an der Thematik und einer Machbarkeitsstudie dran zu bleiben und ggf. eine QuartierswärmeverSORGUNG der Bestandsgebäude im näheren Projektgebiet zu realisieren.

3.3 Gewerbliche Abwärme

Die bei industriellen Prozessen entstehende Wärme kann zur WärmeverSORGUNG von Gebäuden verwendet werden. Dabei wird die Wärmeenergie über ein Wärmenetz zur Heizzentrale geleitet und gegebenenfalls auf ein höheres Temperaturniveau mittels einer Wärmepumpe nutzbar gemacht. Im Projektgebiet und in der näheren Umgebung gibt es keinen Betrieb, welcher ein AbwärmePotenzial aufweist. Somit besteht kein Potential, welches näher betrachtet werden kann.

3.4 Biomasse

Biomasse als erneuerbare Wärmequelle wird nicht weiter betrachtet, da mittel- und langfristig ein hoher Bedarf in der chemischen Industrie als Grundstoff und zur Bereitstellung von Prozesswärme auf hohem Temperaturniveau sowie im Flug- und Luftverkehr erwartet wird. Demgegenüber steht ein begrenztes Potential an Biomasse, welches als nachwachsender Rohstoff entsprechend schonend

¹² Uhrig Bau GmbH (o.D.). Quick-Lock. <https://www.uhrig-bau.eu/geschaeftsfeld/kanalsanierung/produkt-quick-lock/>



genutzt werden muss. Falls Biomasse zur Bereitstellung von Niedertemperaturwärme im Gebäudesektor zum Einsatz kommt, wird empfohlen diesen zur Abdeckung der Lastspitzen und nicht im monovalenten Betrieb zu verwenden.

Aus Sicht der Gutachter besteht für das Projektgebiet kein Grund für den Einsatz von Biomasse.

3.5 Wasserstoff

Wasserstoff gilt als wichtiger Baustein zur Umsetzung der Energiewende. Wasserstoff wird jedoch als Substitut für Erdgas zur Erzeugung von Raumwärme nur eine sehr untergeordnete Rolle spielen und eher in der Industrie als Rohstoff eingesetzt werden. Es ist dabei zu beachten, dass nur grüner Wasserstoff der Energiewende dienlich ist, da dieser anders als der graue und blaue Wasserstoff nicht durch den Einsatz von Erdgas aus der Dampfreformierung gewonnen wird, sondern unter ausschließlichen Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien. Bei der Herstellung von grünem Wasserstoff entstehen hohe Verluste, welche zu einem weiteren Ausbau der Stromkapazitäten von erneuerbaren Energien führen, weshalb die direkte Elektrifizierung von Anwendungen insbesondere im Gebäudesektor durch Wärmepumpen vorzuziehen ist. Aus kostentechnischer Sicht wird der Bedarf an Wasserstoff so hoch sein, dass der Wärmesektor mit der Industrie nicht in eine Preiskonkurrenz treten kann.

4. EINORDNUNG DER BEDARFE UND DER POTENZIALE

Mithilfe der quantifizierten erneuerbaren Potenziale und den Wärmebedarfen der zu untersuchenden Gebäudeenergiestandards ist eine Gegenüberstellung des möglichen Deckungsgrads der Wärmepotenziale in Bezug auf den Wärmebedarf möglich. In Abbildung 17 wurde der GEG Standard als Worst Case Bedarfsszenario als 100% dargestellt, die prozentualen Angaben beziehen sich auf die etwa 990 MWh/a.

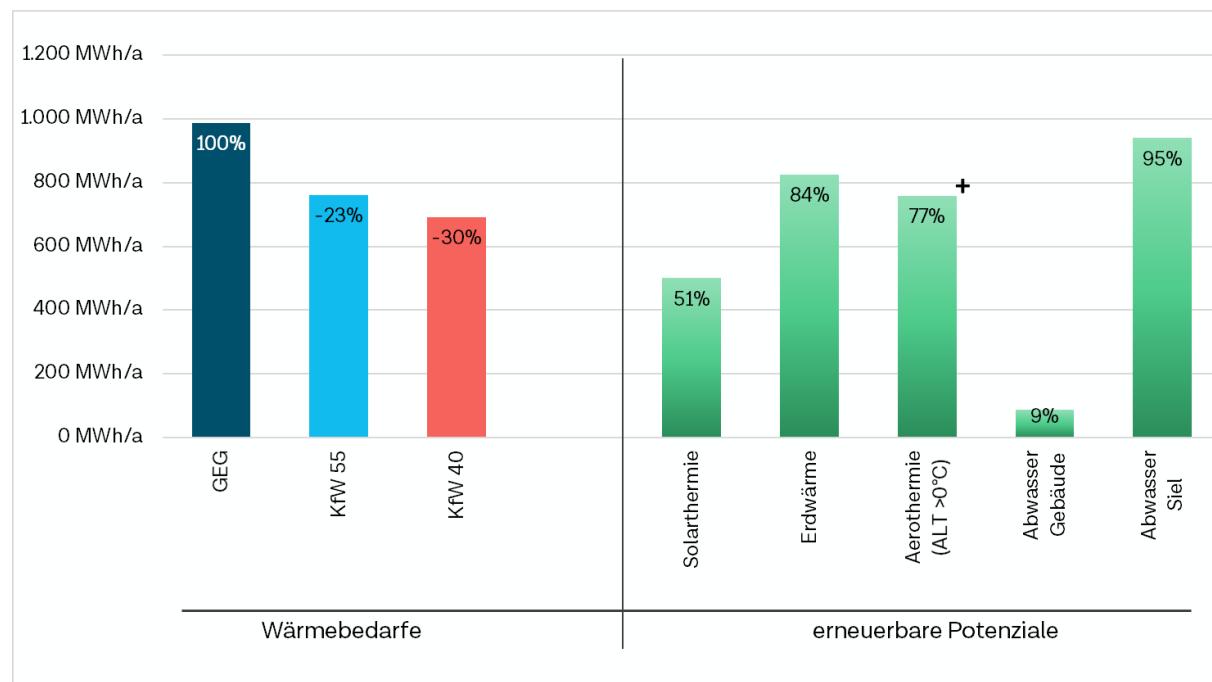


Abbildung 17: Gegenüberstellung Bedarf und Erneuerbare Potenziale Wärme

Aus Abbildung 17 ist bereits zu erkennen, dass die erneuerbaren Potenziale in Kombination ausreichen, um den Wärmebedarf nicht nur nach GEG ausreichend über das Jahr decken zu können. Solarthermie kann bilanziell bis zur Hälfte des Bedarfs nach GEG decken. Insbesondere Kombinationen aus Erdwärme und Aerothermie und auch Abwasserwärme können zum Großteil den Bedarf decken. Bei einer Regelung der Abschalttemperatur für Luft-Wärmepumpen unterhalb von 0 °C können noch höhere Deckungsanteile durch die Wärme der Umgebungsluft realisiert werden. Die direkte Abwassernutzung in Gebäuden ist nur als Verminderung des Primärenergiebedarfs zu erachten und ist immer an einen primären Wärmeerzeuger gekoppelt.

Bei der Gegenüberstellung der Strombedarfe mit den Erzeugungspotenzialen in Abbildung 18 wird schnell deutlich, dass der zukünftige Bedarf auch bei 100% PV-Eigenstromnutzung nicht durch lokale Energiequellen gedeckt werden kann. Allein aus dieser Tatsache ergibt sich bereits die Handlungsempfehlung möglichst viel Photovoltaik auf den Dachflächen zu realisieren.

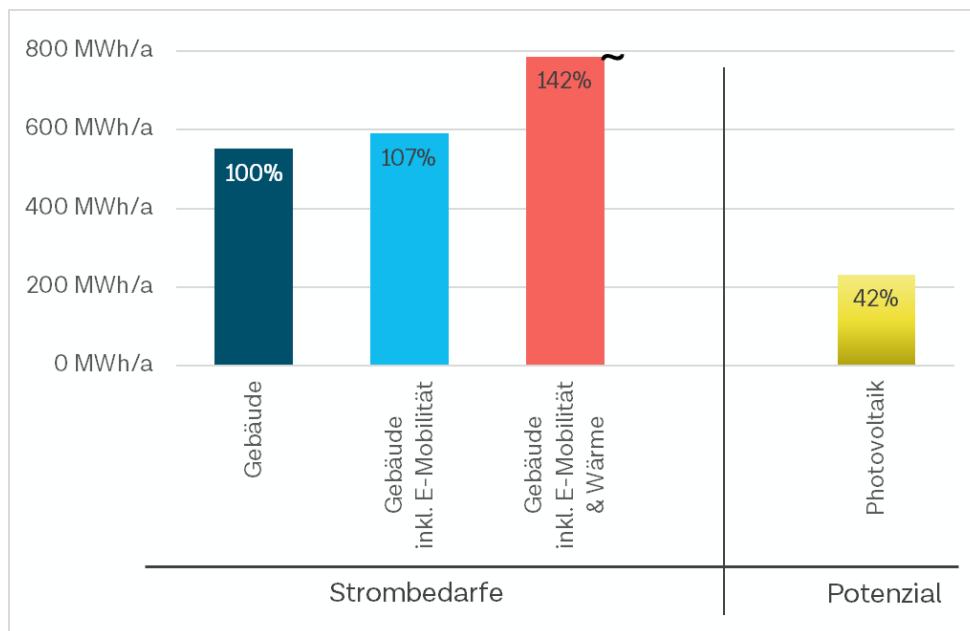


Abbildung 18: Gegenüberstellung Bedarf und Erneuerbare Potenziale Strom

5. WÄRMEVERSORGUNGSVARIANTEN

Für die Wärmeversorgung des Projektgebiets wurden in Abstimmung mit den Auftraggebern drei unterschiedliche Wärmeversorgungsvarianten aufgestellt und detailliert untersucht. Alle Varianten sind so gewählt, dass erneuerbarer Energien jeweils mindestens einen Anteil von 75 % an der Wärmeversorgung erreichen und ein Anteil ungekoppelter fossiler Energien (ohne KWK) von maximal 10 % nicht überschritten wird.

Darüber hinaus wird für die Auslegung der Komponenten der Wärmebedarf zugrundgelegt, der sich aus den Mindestanforderungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG), dem Effizienzhaus KfW 55 und dem Effizienzhaus KfW 40 ergibt (siehe auch Abbildung 2).

SAGA und Garbe schließen aufgrund unterschiedlich angestrebter Zeithorizonte und weiterer organisatorischer Gründe die Errichtung eines gemeinsamen Wärmenetzes aus. Aufgrund dessen werden die Versorgungsvarianten unterschieden zwischen Baufeld 2+3 (Flächen der SAGA) und Baufeld 1 (Fläche der LIG). Vor allem zentrale Varianten mit einem Wärmenetz werden nur für die jeweiligen Baufelder und nicht als Gesamtwärmenetz des Projektgebiets betrachtet. Die Ergebnisse des ökologischen und ökonomischen Variantenvergleichs werden separat ausgewertet.

5.1 Definition der Varianten

Nach Gegenüberstellung der Potenziale und Bedarfe stellen sich folgende Versorgungsvarianten am zielorientiertesten heraus:

- **Variante 1:** Zentrale Wärmeversorgung auf dem Baufeld 1 (BF 1) über eine gekoppelte Erd-Luft-Wärmepumpe mit gasbasiertem Spitzenlastkessel. Zentrale Wärmeversorgung auf den Baufeldern 2 und 3 (BF 2+3) mittels gleicher Wärm 技术ologie

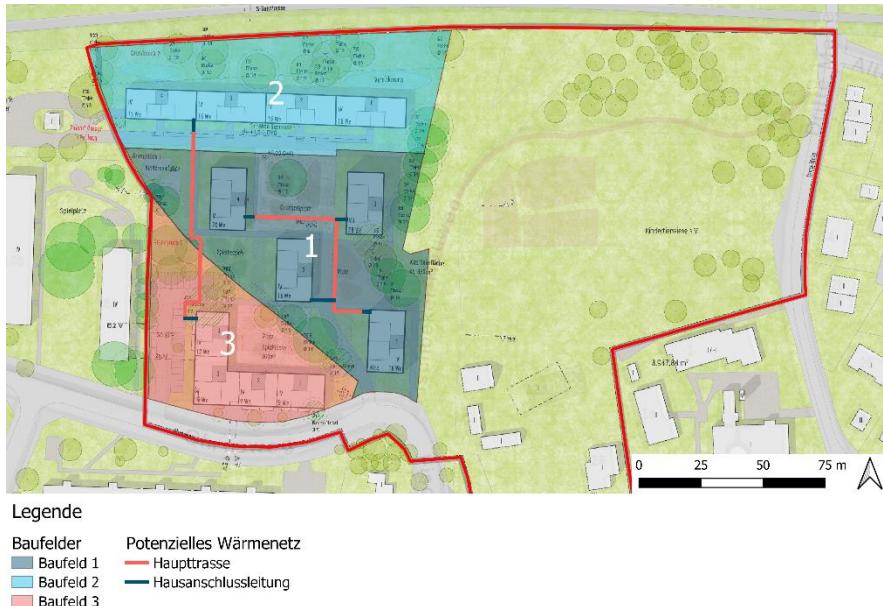


Abbildung 19: Zentrale Wärmeversorgung Variante 1

- **Variante 2:** Dezentrale bzw. baufeldweise Wärmeversorgung unter Einsatz von Luft-Wärmepumpen in Kombination mit einem elektrischen Heizstab

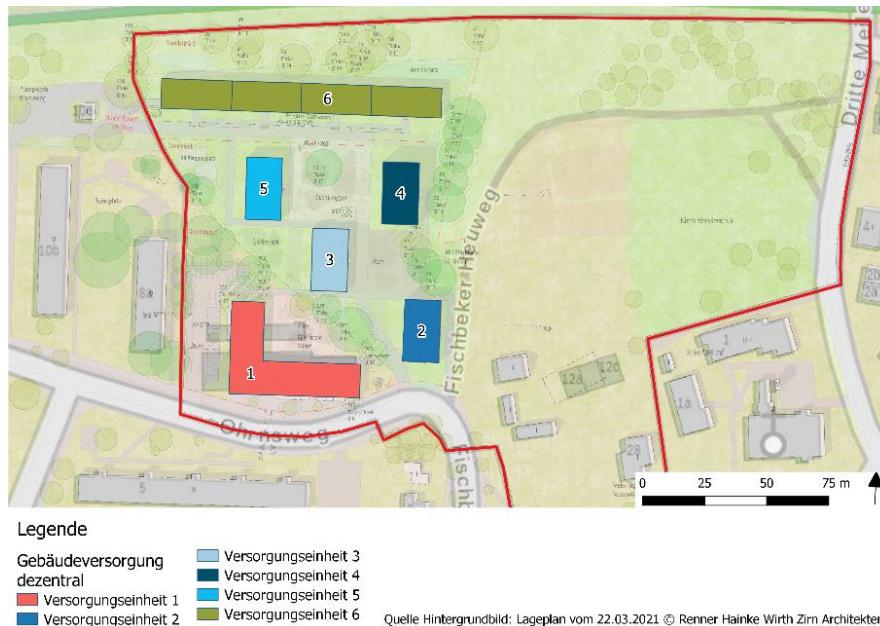


Abbildung 20: Dezentrale Versorgung Variante 2

Variante 3: Abwasserwärmevernutzung (DN 400 Leitung) und Gas-Spitzenlastkessel

BF 1: Zentrale Wärmeversorgung der Gebäude auf Baufeld 1

BF 2+3: Zentrale Wärmeversorgung unter Einbezug des SAGA Bestands (Ohrnsweg 8 bis 12) zusätzliche Integration von Erdwärme zur Deckung des restlichen Wärmebedarfs

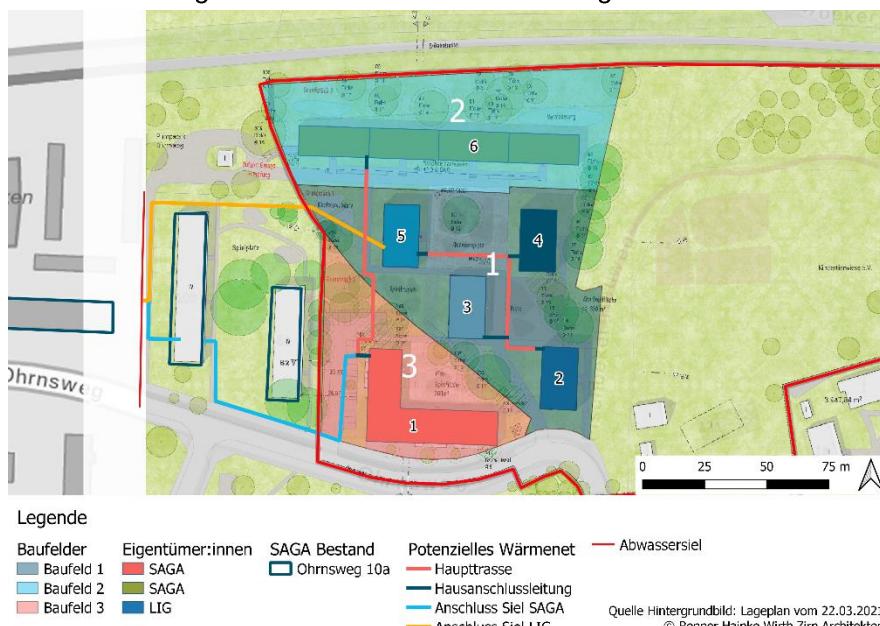


Abbildung 21: Zentrale und Quartiersversorgung Variante 3

5.2 Simulationsergebnisse der Versorgungsvarianten

Zur Bestimmung der Erzeugeranteile wurden die einzelnen Versorgungsvarianten mit energyPRO für ein Jahr stundengenau simuliert. Hierfür wurden die in Abschnitt 2.3 entwickelten Lastgänge verwendet.

5.2.1 Variante 1 – Baufeld 1

Die Variante 1 beinhaltet eine zentrale Wärmeversorgung der vier Gebäude im Baufeld 1. Der Wärmebedarf wird dabei mit einer kombinierten Luft-Erd-Wärmepumpe und einem erdgasbasierten Spitzenlastkessel gedeckt. Die Wärmepumpe nutzt dabei die hohen Außenlufttemperaturen im Sommer und den Übergangsmonaten und die konstante Erdwärme im Winter, um so einen möglichst effizienten Betrieb der Wärmepumpe zu ermöglichen. Die Erzeugeranteile sind in der Abbildung 22 dargestellt. Der Spitzenlastkessel soll dabei maximal bis zu 10 % des Bedarfs decken. Die Integration des Spitzenlastkessels hat den Vorteil, dass die Wärmepumpe nicht auf die volle Leistung ausgelegt werden muss, sodass Investitionen eingespart werden können. Ein großer Wärmespeicher dient dazu den Teillastbetrieb möglichst zu reduzieren.

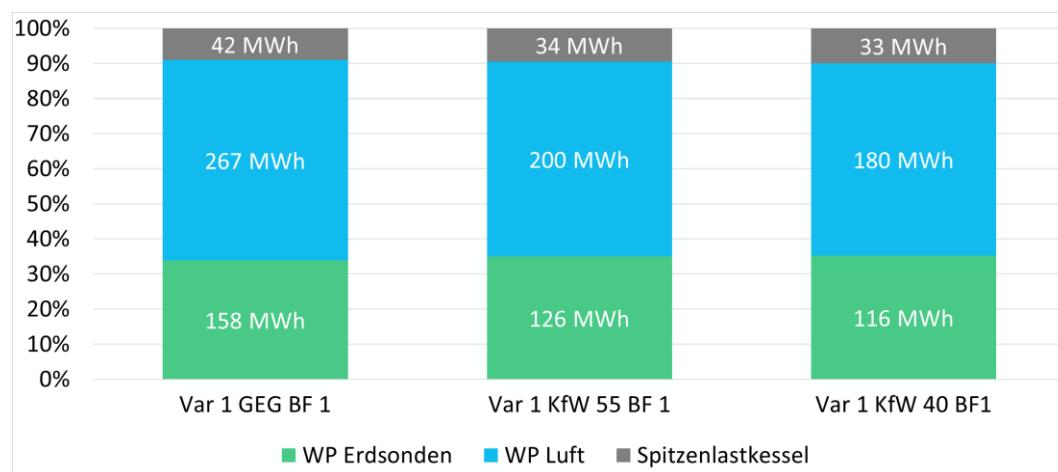


Abbildung 22: Erzeugeranteile Variante 1 BF 1

5.2.2 Variante 2 – Baufeld 1

In Variante 2 wird jedes Gebäudes bzw. jeder Häuserblock dezentral mittels Luft-Wärmepumpen und einem E-Heizstab als Spitzenlast erzeuger versorgt. Die Wärmepumpe wird anders als in Variante 1 bis zu einer Außenlufttemperatur von bis zu -15 °C betrieben. Dies ist nach Herstellerangaben die minimale Temperatur, bei der die Anlagen noch sicher betrieben werden können. Bei sinkenden Außenlufttemperaturen sinkt jedoch auch die durch die Wärmepumpe bereitgestellte Wärme, sodass der E-Heizstab im bivalenten Betrieb die zusätzlich erforderliche Wärme liefert. Das System ist so ausgelegt, dass der E-Heizstab einen Anteil von unter 5 % des Wärmebedarfs deckt.

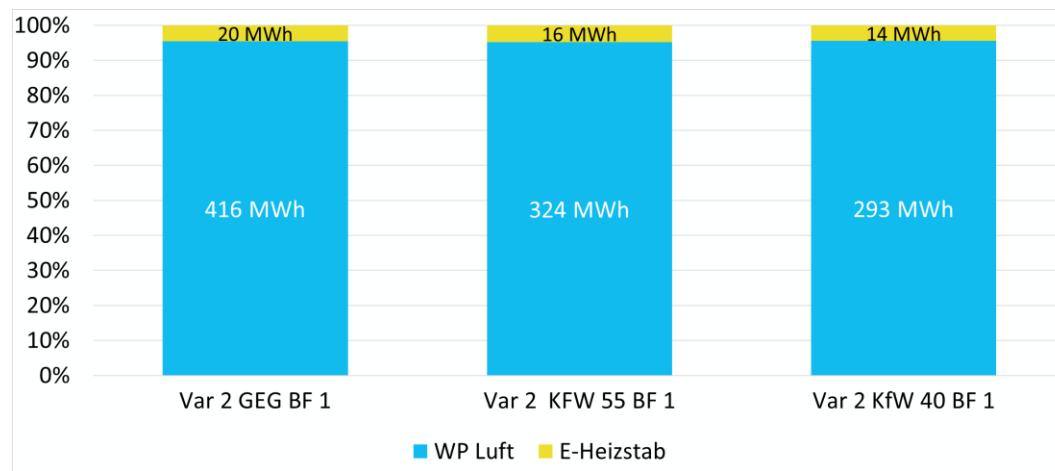


Abbildung 23: Erzeugeranteile Variante 2 BF 1

5.2.3 Variante 3 – Baufeld 1

In Variante 3 wird der Wärmebedarf primär über die Abwasserwärmepumpe gedeckt. Die Wärme aus dem Abwassersiels wird über eine Leitung zur Wärmezentrale geleitet und der Wärmepumpe als Wärmequelle zur Verfügung gestellt. Mittels des Quick Lock Systems kann dem Siel eine maximale Leistung von 80 kW thermisch entzogen werden. Wie in Variante 1 wird zur Spitzenlastdeckung ein erdgasbasierter Spitzenlastkessel im System integriert.

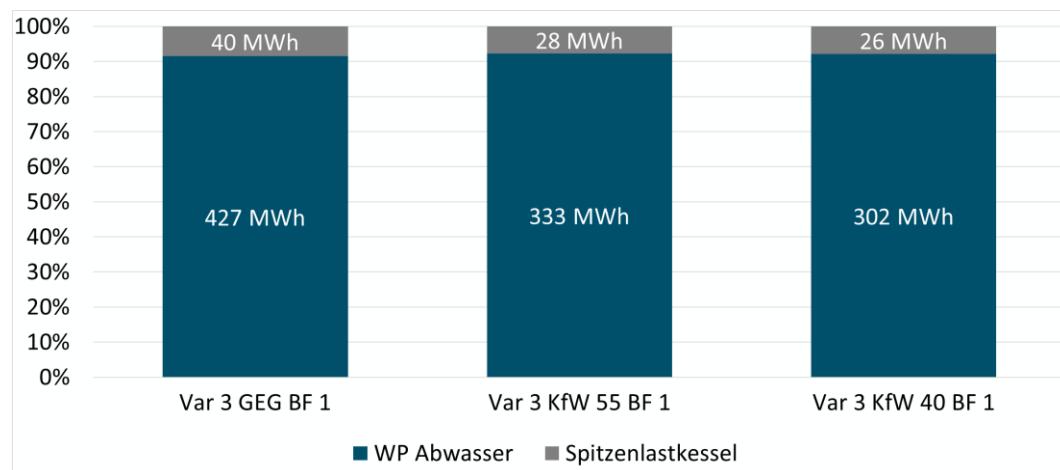


Abbildung 24: Erzeugeranteile Variante 3 BF 1



5.2.4 Technische Vorauslegung Varianten 1-3 Baufeld 1

Die Anlagenleistungen der Wärmeerzeuger sowie die Dimensionen weiterer Komponenten, die aus der Simulation und den Vorbetrachtungen hervorgehen, sind in Tabelle 6 aufgelistet.

Tabelle 6: Technische Vorauslegung der Varianten 1-3 BF 1

Wärmeerzeuger/ Komponente	Variante 1			Variante 2			Variante 3		
	GEG	55	40	GEG	55	40	GEG	55	40
Art der Wärmeversorgung	Zentral	Zentral	Zentral	De- zentral	De- zentral	De- zentral	Zentral	Zentral	Zentral
Länge Wärmenetz [m]	100	100	100	0	0	0	240	240	240
Netzverluste	7,5 %	7,5 %	7,5 %	0 %	0 %	0 %	7,5 %	7,5 %	7,5 %
Luft-WP [kWth]	-	-	-	140	112	100	-	-	-
Kombinierte Erdwärme/Luft-WP [kWth]	92	72	66	-	-	-	-	-	-
Abwasser-WP [kWth]	-	-	-	-	-	-	85	70	60
Gesamt JAZ	3,61	3,63	3,63	3,20	3,33	3,34	4,45	4,40	4,45
Elektroheizstab [kWth]	-	-	-	225	170	165	-	-	-
Spitzenlastkessel [kWth]	200	170	160	-	-	-	200	170	160
Speicher [m³]	8	5	3	12	12	12	3	3	3
Anzahl der Zentralen [Stk]	1	1	1	4	4	4	1	1	1
Technikflächen für Zentralen [m²]	32	27	25	72	67	66	24	23	23
Technikflächen für WÜST [m²]	3x8	3x8	3x8	-	-	-	3x8	3x8	3x8
Technikfläche gesamt [m²]	56	51	49	72	67	66	48	47	47

5.2.5 Variante 1 – Baufelder 2+3

Die SAGA Gebäude auf Baufeld 2 und 3 werden in Variante 1 über ein Wärmenetz miteinander verbunden. Die Erzeuger sind die Gleichen wie in Variante 1 für Baufeld 1 und auch die Anteile der einzelnen Erzeuger sind vergleichbar, wie in Abbildung 25 zu sehen. Die Umweltwärmequelle Luft deckt den größten Anteil am Wärmebedarf. Der Spitzenlastkessel wird mit einem Anteil an der Wärmeerzeugung von unter 10 % betrieben.

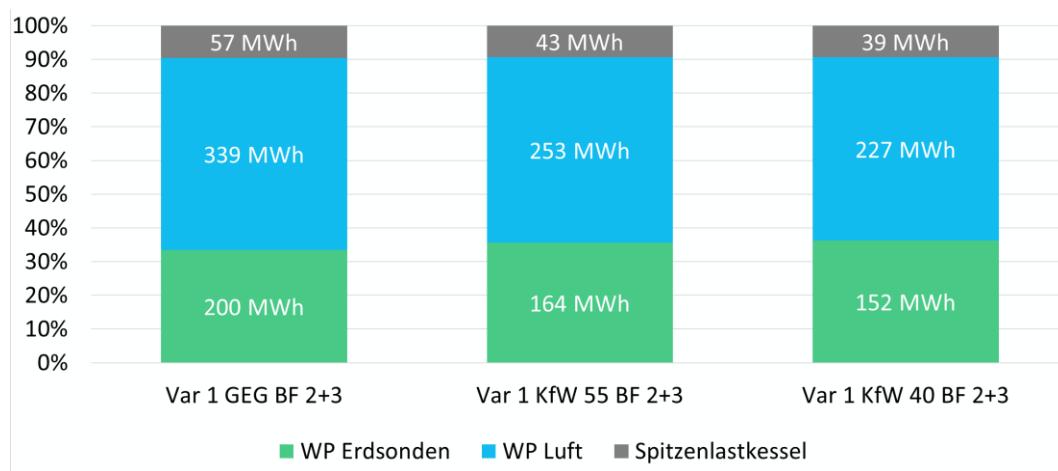


Abbildung 25: Erzeugeranteile Variante 1 BF 2+3

5.2.6 Variante 2 – Baufelder 2+3

Die dezentrale Variante 2 ist analog zum Baufeld 1 und unterscheidet sich von den prozentualen Erzeugeranteilen nicht, wie in Abbildung 26 dargestellt. Die Luft-Wärmepumpe deckt primär den Wärmebedarf und der E-Heizstab dient nur zur Spitzenlastdeckung im bivalenten Betrieb.

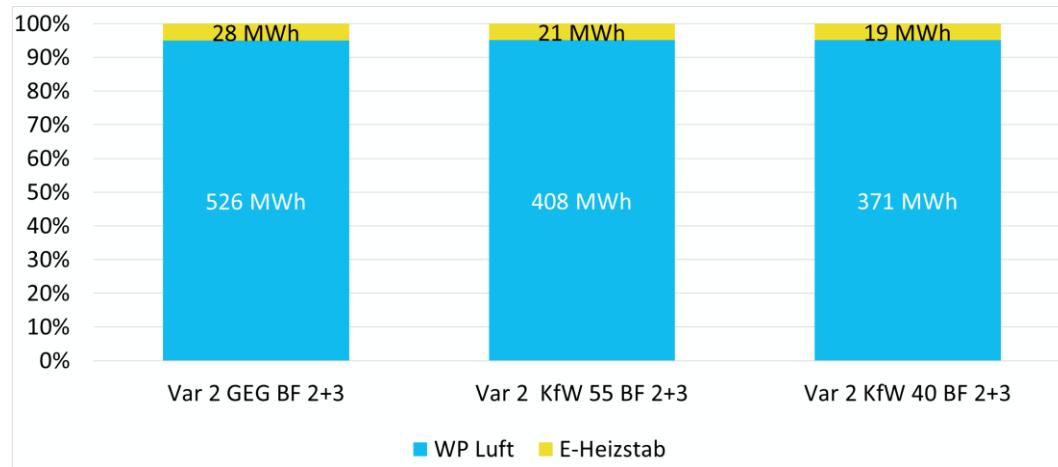


Abbildung 26: Erzeugeranteile Variante 2 BF 2+3

5.2.7 Variante 3 – Baufelder 2+3

Für die Variante 3 des Baufeldes 2 und 3 wurden die drei Bestandsgebäude der SAGA im Ohrnsweg 8 - 12 zusätzlich zur Betrachtung hinzugezogen. Die Energiezentrale der Bestandsgebäude befindet sich direkt am Abwassersiel. Das vorhandene Gebäudenetz der Bestandsgebäude kann mit einer kleinen Trasse um den Häuserblock im Baufeld 3 und 2 erweitert werden. Anders als bei der Variante 3 des Baufelds 1 wird zusätzlich zur Abwasser-Wärmepumpe und dem erdgasbasiertem Spitzenlastkessel eine Erdwärmepumpe eingesetzt. Die weitere Wärmepumpe dient zur Reduktion der Anteile des Spitzenlastkessels, da die Leistung des Siels nicht ausreicht, um den gewünschten Anteil an erneuerbaren Energien zu ermöglichen, dargestellt in Abbildung 27. Für den Spitzenlasterzeuger ergibt sich ein Anteil an der Wärmeversorgung von unter 10 %.

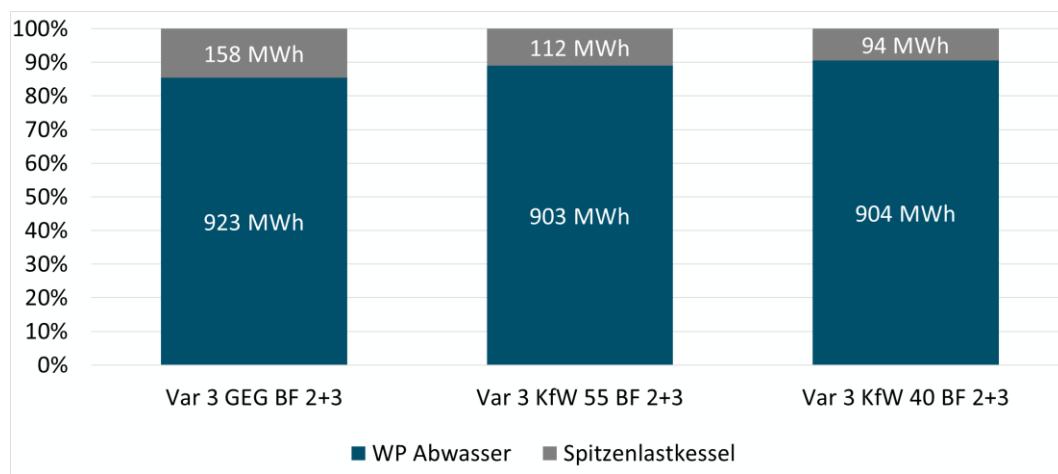


Abbildung 27: Erzeugeranteile Variante 3 BF 2+3



5.2.8 Technische Vorauslegung Varianten 1-3 Baufeld 2+3

Die Anlagenleistungen der Wärmeerzeuger sowie die Dimensionen weiterer Komponenten, die aus der Simulation und den Vorbetrachtungen hervorgehen, sind in Tabelle 7 aufgelistet.

Tabelle 7: Technische Vorauslegung der Varianten 1-3 BF 2+3

Wärmeerzeuger/ Komponente	Variante 1			Variante 2			Variante 3		
	GEG	55	40	GEG	55	40	GEG	55	40
Art der WärmeverSORGUNG	Zentral	Zentral	Zentral	De- zentral	De- zentral	De- zentral	Quartier	Quartier	Quartier
Länge Wärmenetz [m]	93	93	93	0	0	0	200	200	200
Netzverluste	7,5 %	7,5 %	7,5 %	0 %	0 %	0 %	7,5%	7,5%	7,5%
Luft-WP [kWth]	-	-	-	175	142	134	-	-	-
Kombinierte Erdwärme/Luft-WP [kWth]	116	92	82	-	-	-	-	-	-
Erdwärme [kWth]	-	-	-	-	-	-	140	140	140
Abwasser-WP [kWth]	-	-	-	-	-	-	130	130	130
Gesamt JAZ	3,61	3,63	3,64	3,32	3,33	3,33	4,14	4,16	4,19
Elektroheizstab [kWth]	-	-	-	240	200	195	-	-	-
Spitzenlastkessel [kWth]	240	200	190	-	-	-	720	680	660
Speicher [m³]	10	6	4	6	6	6	3	3	3
Anzahl der Zentralen [Stk]	1	1	1	2	2	2	1	1	1
Technikflächen für Zentralen [m²] ¹³	34	30	28	36	34	33	40	38	38
Technikflächen für WÜST [m²]	1x8	1x8	1x8	-	-	-	2x8	2x8	2x8
Technikfläche gesamt [m²]	42	38	36	36	34	33	56	54	54

¹³ In Variante 3 kann/sollte die Zentrale im Bestand positioniert werden



6. ÖKONOMISCHER UND ÖKOLOGISCHER VARIANTENVERGLEICH

In diesem Abschnitt werden die untersuchten Versorgungsvarianten hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Kriterien miteinander verglichen.

Der ökonomische Vergleich beinhaltet die Gegenüberstellung verschiedener wirtschaftlicher Kenngrößen unter Einbeziehung von Fördermitteln sowie eine Differenzierung in Investitions-, Betriebs- und Verbrauchskosten. Insbesondere werden ermittelt:

- Summe der Investitionskosten für Anlagenteile in €
- Mögliche Investitionsfördersummen in € und %
- Mittlere jährliche Wärmekosten über 20 Jahre nach Kostengruppen
- Spezifische Wärmepreise pro m² Gebäudenutzfläche
- Spezifische Wärmeerzeugungskosten in Cent/kWh

Die ökologische Betrachtung findet sich insbesondere in der Darstellung der

- CO₂-Emissionen und
- der Anteile erneuerbarer Energien sowie
- der Ermittlung der Primärenergiefaktoren

wieder.

Die einzelnen Varianten werden anschließend in einer Ergebnisübersicht (Abschnitt 6.9) miteinander verglichen. Auf dieser Basis wird eine Gesamtempfehlung hinsichtlich eines energetischen Standards und einer Wärmeversorgungsvariante ausgesprochen.

6.1 Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Zur Ermittlung der ökonomischen Kenngrößen werden insbesondere in Bezug auf die Energiebezugskosten unterschiedliche Annahmen getroffen, von denen die wesentlichen Einflussgrößen im Folgenden beschrieben werden. Eine Liste mit weiteren Annahmen findet sich im Anhang.

Strompreise

Für die Berechnungen wird für Allgemeinstrom inkl. Grundgebühren ein Preis von 30 Cent/kWh und für Wärmepumpenstrom ein Preis von 25 Cent/kWh abgeschätzt. Nach den Ankündigungen der neuen Bundesregierung ist ab 2023 mit einer Abschaffung der EEG-Umlage zu rechnen, was den Strompreis dauerhaft um ca. 6-7 Cent/kWh senken wird und in der Betrachtung berücksichtigt wurde.

Gasbezugskosten

Für den Gasbezug wird ein Gaspreis von 3,36 Cent/kWh für Großkunden angenommen. Hinzu kommen im Mittel ca. 2,37 Cent/kWh, für den zu entrichtenden CO₂-Preis, resultierend aus dem

nationalen Emissionshandel bei einem mittleren CO₂-Preis von 130 €/Tonne CO₂. Daraus resultieren die mittleren Gasbezugskosten von rund 5,73 Cent/kWh. Die Preisentwicklung des CO₂-Preises und der Gasbezugskosten sind in Abbildung 28 in zeitlicher Auflösung dargestellt.

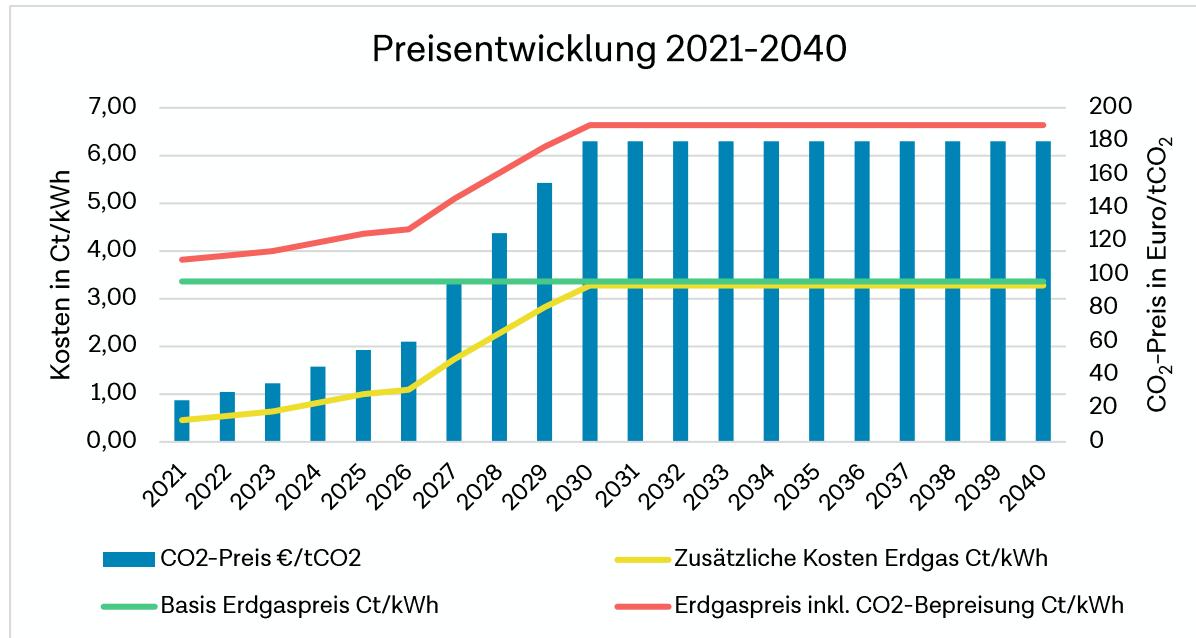


Abbildung 28: Entwicklung der Gas- und CO₂-Preise¹⁴

In Bezug auf die aktuelle Energiemarktkrise wird nach Agora Energiewende,^{2021¹⁵} angenommen, dass sich die Lage an den Strom- und Gasmärkten bis 2024-2025 wieder entspannt.

Baunebenkosten inklusive Planungsleistungen und Unvorhergesehenes

Baunebenkosten werden mit 15% der Investitionskosten bzw. bezogen auf die jährlichen Kosten 15% der resultierenden Annuität des jeweiligen Anlagenteils angesetzt, sodass die Planungsleistungen über den gleichen Zeitraum abgeschrieben werden, wie die jeweils geplante Komponente. In den Versorgungsvarianten wird zudem ein Puffer für Unvorhergesehenes in Höhe von 5 % der Investitionskosten berücksichtigt.

Baukostenzuschuss

Für das Wärmenetz und die Hausübergabestationen der Baufelder wird auf einen Baukostenzuschuss nach § 9 AVB-V verzichtet, sodass der resultierende Wärmepreis als Vollkostenrechnung zu verstehen ist, die den Anschluss an das Wärmenetz beinhaltet.

¹⁴ Quelle CO₂-Preise bis 2030: Prognos (2020). Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050

¹⁵ Agora Energiewende (2021). Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2021. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2022. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022_01_DE-JAW2021/A-EW_247_Energiewende-Deutschland-Stand-2021_WEB.pdf

Abschreibungszeiträume

Abschreibungsdauern, Betriebs- und Instandhaltungskosten der verschiedenen Komponenten orientieren sich an der VDI-Richtlinie 2067. Detaillierte Angaben dazu sind im Anhang A zu finden.

6.2 Investitionskosten

Im Folgenden werden die erforderlichen Investitionen für die einzelnen Versorgungsvarianten ohne Berücksichtigung von Fördermitteln dargestellt. In den folgenden Grafiken werden immer zuerst die 9 Varianten für das Baufeld 1 und anschließend die 9 Varianten für die Baufelder 2+3 dargestellt. Die 9 Varianten ergeben sich aus den drei unterschiedlichen Bedarfsszenarien je nach Energiestandard und den drei Untersuchungsvarianten wie in Abschnitt 5.1 ausführlich beschrieben.

Baufeld 1

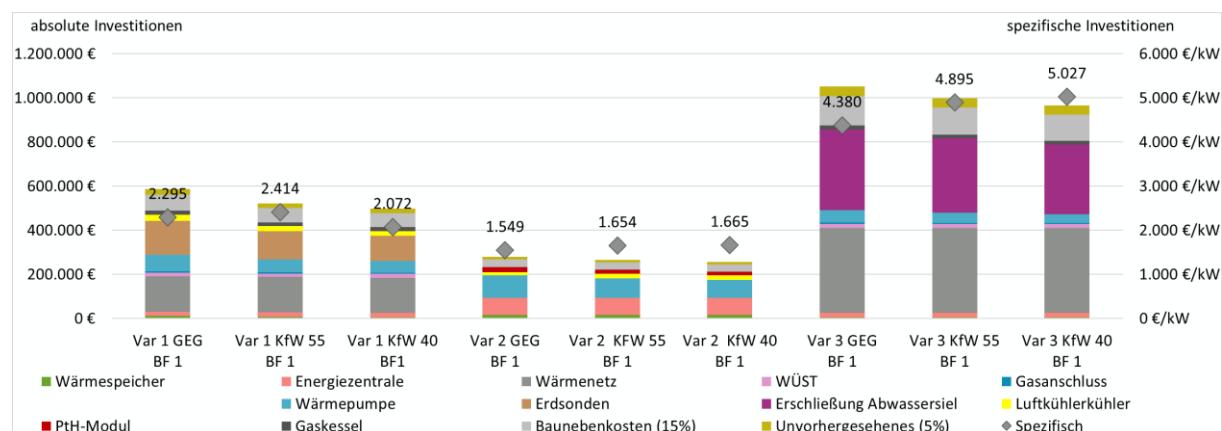


Abbildung 29: Investitionskosten der Versorgungsvarianten BF 1

In Bezug auf die absoluten Investitionen wird deutlich, dass das Gesamtinvestment mit einem verbesserten Energiestandard in allen Varianten leicht sinkt.

Alle Komponenten, in die jedoch unabhängig von der zu bereitzustellenden Leistung investiert werden muss, wie beispielsweise dem Wärmenetz, sind in allen Varianten konstant hoch. Bezogen auf die spezifischen Investitionen pro kW thermischer Leistung steigen demnach auch die Investitionen mit einem sinkenden Energiestandard.

Im Vergleich zwischen den drei unterschiedlichen Varianten sind bei der dezentralen Variante 2 die Investitionen am geringsten. In den Varianten 1 und 3 machen die Kosten für das Wärmenetz sowie die Erschließung der Erdsonden bzw. des Abwassersiels einen Großteil der Investitionen aus.

Baufeld 2+3

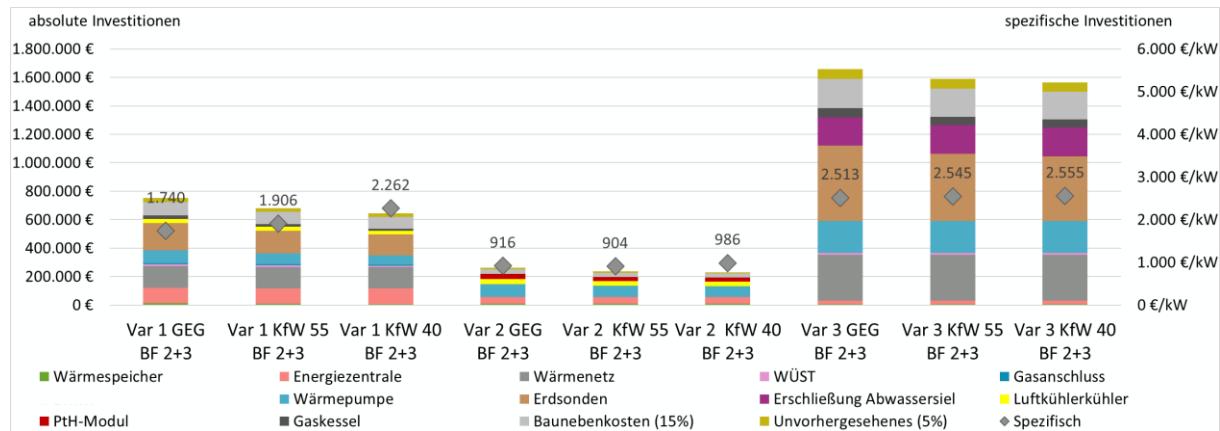


Abbildung 30: Investitionskosten der Versorgungsvarianten BF 2+3

Bei den Varianten des Baufeldes 2 und 3 sind die Gesamtinvestitionen insbesondere in der Variante 3 hoch, da zusätzlich zum Neubau weitere Bestandsgebäude in die Wärmeversorgung einbezogen werden. Die Investitionskosten der Variante 3 werden vor allem durch die Erschließung des Abwassersiels und des Wärmenetzes beeinflusst. Die Varianten 1 und 2 weisen deutlich geringere Investitionen auf. Analog zu Baufeld 1 steigen auch hier die spezifischen Investitionen mit sinkenden Energiestandards. In Variante 3 steigen die spezifischen Kosten nur marginal, dies ist auf den Einfluss der Bestandsgebäude zurückzuführen.

6.3 Fördermittel

Für die Vollkostenrechnung der Varianten wurden verschiedene Fördermittel untersucht und in die Berechnungen einbezogen.

6.3.1 Investitionsförderung

Für die Wärmenetzvarianten (Varianten 1 und 3) können für BF 2+3 nach den bisher bekannten Förderrichtlinien Fördermittel über die *Bundesförderung effiziente Wärmenetze* (BEW)¹⁶ bezogen werden.

Neben einer direkten Förderung des Wärmeversorgungssystems über die BEW-Förderung besteht auch die Möglichkeit eine nachhaltige Wärmeversorgung indirekt im Rahmen der *Bundesförderung*

¹⁶ AGFW (2021). Entwurf Förderrichtlinie BEW.

https://www.agfw.de/fileadmin/AGFW_News_Mediatateien/Energiewende_Politik/20210818_BEW-RL_Entwurf2.pdf



für effiziente Gebäude (BEG)¹⁷ fördern zu lassen. Es werden entsprechend der gebäudebezogenen Investitionskosten bis zu 20 % als Zuschuss gefördert. Die Förderhöchstsumme pro Wohneinheit liegt bei ca. 34.000 €.

Gebäude nach dem Gebäudeenergiestandard KfW 55 werden ab dem 01.02.2022 nicht mehr gefördert. Seit dem 24.01.2022 ist bis auf weiteres auch die Förderung (Tilgungszuschuss) für den KfW 40 Standard ausgesetzt worden. Ab dem 20.04.2022 kann der Tilgungszuschuss für Gebäude im KfW 40 Standard Klasse Erneuerbare Energien oder Nachhaltigkeit wieder beantragt werden, jedoch mit einer Förderhöchstsumme pro Wohneinheit von 18.750 €

Die Investitions- und Förderbank (IFB) Hamburg fördert über das Programm Erneuerbare Wärme den Einbau klimafreundlicher Wärmeerzeuger. Es werden Solarthermische Anlagen, Bioenergie-Anlagen, Erdwärmesonden, Wärme aus Abwasser sowie Wärmespeicher gefördert. Wärmepumpen werden nur im Bestand gefördert, es sei denn die Wärmepumpe verwertet Wärme aus Abwässern. Anlagen zur Nutzung oberflächennaher Geothermie und Wärme aus Abwässern werden mit 15 % bzw. 20 % der notwendigen Investitionskosten bezuschusst. Für die IFB-Förderung muss das zu fördernde Gebäude mindestens dem Gebäudeenergiestandard nach KfW 55 erbaut werden.¹⁸ Zusätzlich kann über die Förderung bei sonst unwirtschaftlichen Voraussetzungen das Wärmenetz mit bis zu 80% gefördert werden.

Aus der Betrachtung ergibt sich, dass Techniken, die aktuell bereits dem Stand der Technik entsprechen, wie beispielsweise Luft-Wärmepumpen, nicht mehr gesondert gefördert werden. Zudem sind die Förderungen des BEGs und der IFB an den Energiestandard des Gebäudes gebunden.

Tabelle 8: Auflistung der berücksichtigten und möglichen Förderprogramme pro Variante

	Variante 1			Variante 2			Variante 3		
	GEG	KfW 55	KfW 40	GEG	KfW 55	KfW 40	GEG	KfW 55	KfW 40
Baufeld 1	KfW	IFB	IFB	-	IFB	IFB	-	IFB	IFB
Baufeld 2+3	BEW	BEW	BEW	-	IFB	IFB	BEW	BEW	BEW

¹⁷ BMWI (2021). Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Wohngebäude (BEG WG) https://www.deutschland-machts-effizient.de/KAENEF/Redaktion/DE/PDF-Anlagen/BEG/bundesfoerderung-f%C3%BCr-effiziente-gebaeude-wohngebaeude-20210916.pdf?__blob=publicationFile&v=3

¹⁸ IFB Hamburg (o.J.). Erneuerbare Wärme. <https://www.ifbhh.de/foerderprogramm/erneuerbare-waerme>

Baufeld 1

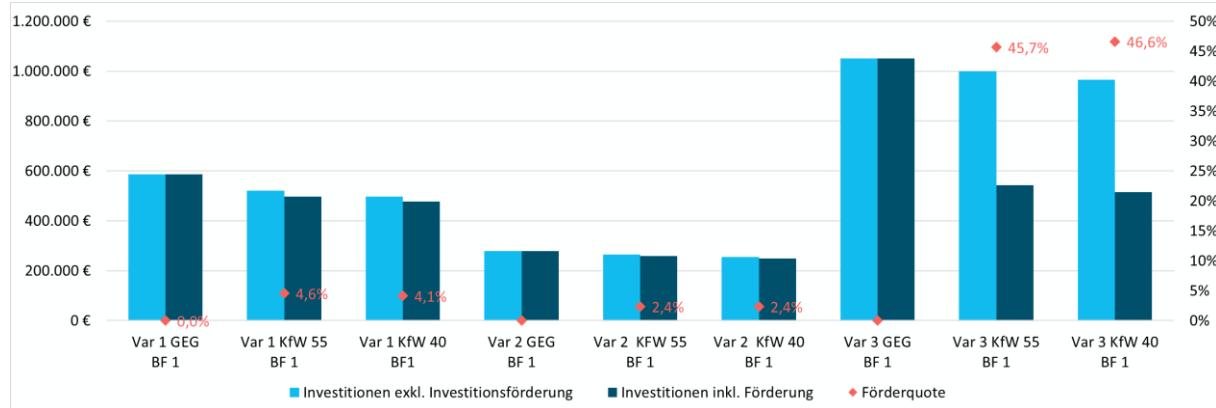


Abbildung 31: Investitionskosten exkl. und inkl. Förderungen BF 1

Die Förderquoten der einzelnen Versorgungsvarianten des Baufeldes 1 sind in Abbildung 31 dargestellt. Die Förderquoten liegen für die Varianten 1 und 2 unterhalb von 5 % und aufgrund der IFB Förderung des Wärmenetzes in Variante 3 bei bis zu 46 %. Für die Variante 2 sind lediglich Förderungen für den Wärmespeicher über das Förderprogramm IFB Erneuerbare Wärme möglich. Der Wärmespeicher würde nach aktuellen Förderbedingungen in der Variante 2 (KfW 55 und KfW 40) mit 400 €/m³ bezuschusst werden. In Variante 3 mit GEG kann auf das Förderprogramm IFB Erneuerbare Wärme und BEG aufgrund des gewählten Energiestandards nicht zugegriffen werden.

Baufelder 2+3

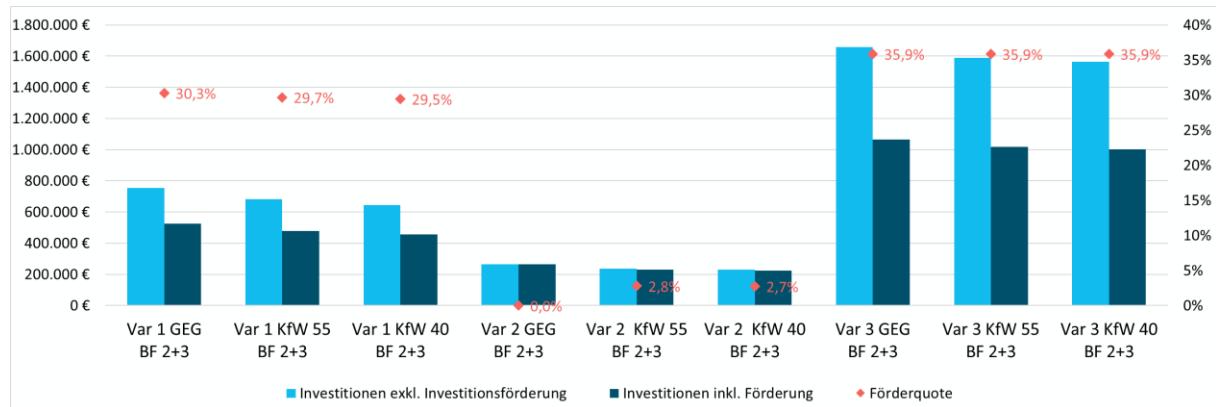


Abbildung 32: Investitionskosten exkl. und inkl. Förderungen BF 2+3

Für die Wärmeversorgungsvarianten 1 und 3 des BF 2 + 3 werden über die BEW-Förderung bezuschusst, wodurch eine Förderquote von bis zu 30,3 bzw. 35,9 % erreicht werden kann. Die



Variante 2 kann, wie in Baufeld 1, lediglich eine Förderung des Wärmespeichers über die Förderung der IFB erhalten.

Zuzüglich der Investitionsförderungen bleibt die Variante 2 für beide Unternehmen die Variante mit den geringsten Investitionen auch bei sehr geringen Förderquoten.

6.3.2 Betriebsförderung

Zusätzlich zu den Investitionsförderungen können auch Förderungen für den Betrieb von Anlagen bezogen werden. Varianten, die nach dem BEW förderfähig sind, erhalten im Betrieb nach der aktuell veröffentlichten Förderrichtlinie auch eine Betriebsförderung für Wärmepumpen. Die Höhe der Förderung wird nach unterschiedlichen Randbedingungen rechnerisch ermittelt und wird pro erzeugter kWh Wärme ausgezahlt. Die Betriebsförderung darf jedoch maximal 90% der Strombezugskosten nicht überschreiten. Nach der aktuell gültigen Berechnungslogik übersteigt die Betriebsförderung die förderfähigen 90% der Stromkosten, sodass auch nur dieser maximale Förderbetrag in die Wirtschaftlichkeitsrechnung einfließt. Die Förderung wird für maximal 10 Jahre ausgezahlt, der Förderbetrag wurde daher über den Betrachtungszeitraum gestreckt.

6.4 Jährliche Kosten der Wärmeversorgung

Alle Investitionen inkl. Berücksichtigung der Fördermittel (Invest- und Betriebsförderung) werden nach der Annuitätenmethode in einen jährlichen Anteil umgerechnet, sodass die verschiedenen Lebensdauern (z.B. BHKW 15 Jahre, Wärmepumpe 20 Jahre, etc.) vergleichbar gemacht werden können und ggf. im Lebenszyklus der Gebäude notwendige Reinvestitionen berücksichtigt werden. Diese Kapitalkosten ergeben zusammen mit den verbrauchsabhängigen Energie- und anderen Betriebskosten sowie den vermiedenen Stromkosten (z.B. Betriebsförderung für Wärmepumpen nach dem BEW) die jährlichen Gesamtkosten für die Wärmeversorgung. Abbildung 33 und Abbildung 34 zeigen die jährlichen Gesamtkosten der Wärmeversorgungsvarianten. Insgesamt nehmen insbesondere die kapitalgebundenen und die verbrauchsgebundenen Kosten den größten Anteil an den jährlichen Gesamtkosten ein.

Baufeld 1

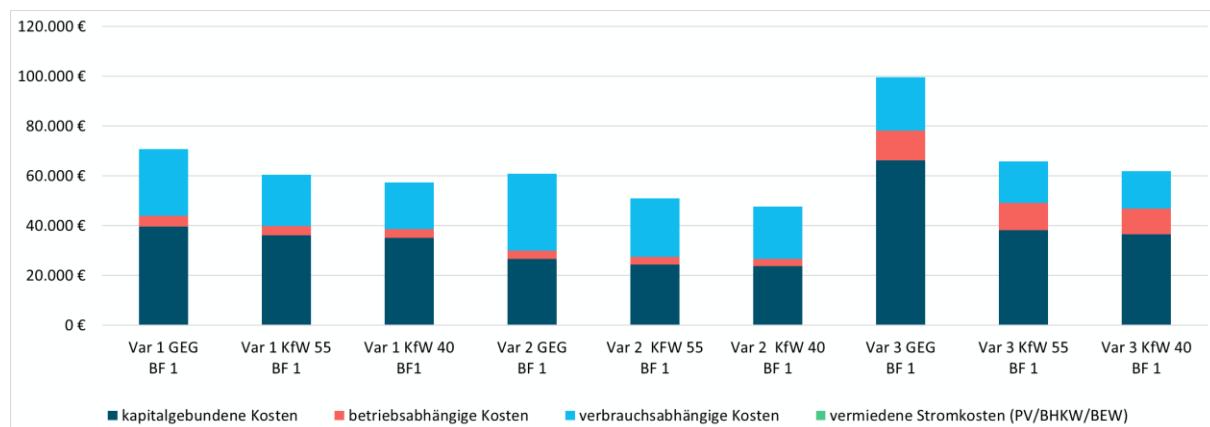


Abbildung 33: Aufteilung der Gesamtkosten nach VDI 2067 BF 1

Es zeigt sich, dass die jährlichen Gesamtkosten zwischen ca. 48 t€/a und mehr als 100 t€/a je nach Variante schwanken. Durch die sinkenden verbrauchsabhängigen Kosten bei besseren Gebäudeenergiestandards sinken auch die jährlichen Gesamtwärmekosten. Dieser Vorteil muss dem Zusatzinvest in die Gebäudehülle, zum Erreichen eines besseren Gebäudeenergiestandards, gegenübergestellt werden. Auch ist zu erkennen, dass die Varianten 1 und 3 im Vergleich zu Variante 2 leicht niedrigere verbrauchsgebundene Kosten aufweisen. Dies ist auf die besseren Jahresarbeitszahlen der kombinierten Erd-Luft-Wärmepumpe bzw. der Abwasserwärmepumpe im Vergleich zur monoenergetischen Luft-Wärmepumpe zurückzuführen. Im Vergleich fallen dafür in Variante 2 die kapitalgebundenen Kosten niedriger aus.

Baufelder 2+3

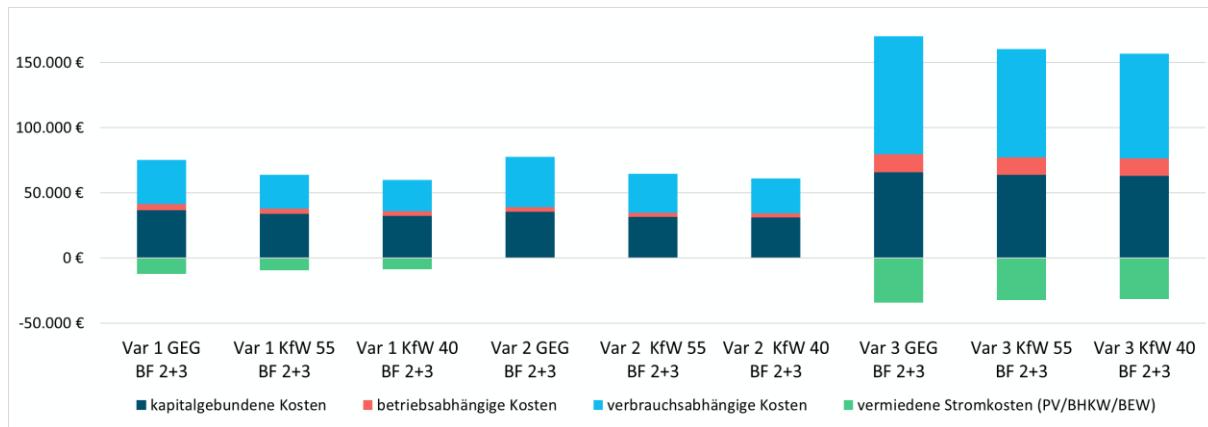


Abbildung 34: Aufteilung der Gesamtkosten nach VDI 2067 BF 2+3

Die jährlichen Gesamtwärmekosten liegen ausschließlich für die Versorgung von BF 2+3 zwischen ca. 51 t€/a und 77 t€/a. Als Quartiersversorgungslösung (Variante 3) liegen die Wärmekosten deutlich höher bei etwa 125 t€/a bis 136 t€/a. Die Stromvergütungen über die Betriebsförderung nach BEW sind von Gesamtkosten abzuziehen. Analog unterscheiden sich wie bei dem Baufeld 1 die Gesamtkosten der Varianten innerhalb des gleichen Gebäudeenergiestandards nur geringfügig (außer Variante 3). Durch die sinkenden verbrauchsabhängigen Kosten bei besseren Gebäudeenergiestandards sinken auch die jährlichen Gesamtwärmekosten.

Die Bewertung von Variante 3 mit den anderen beiden Varianten kann nur auf Basis der spezifischen Wärmegestehungskosten verglichen werden. Es sollte nicht vernachlässigt werden, dass mit Umsetzung der dritten Variante drei weitere Bestandsgebäude klimaschonend mit Wärme versorgt werden könnten.

6.5 Kostendeckender Wärmepreis

Werden die jährlichen Gesamtenergiekosten auf die BGF oder den Wärmeabsatz umgelegt, ergeben sich die kostendeckenden Wärmemischpreise in €/m² beziehungsweise Ct/kWh. Wichtig für die Bewertung der Ergebnisse in den folgenden Grafiken ist der Hinweis, dass die BGF in jedem Energiestandard gleich bleibt, der Energieabsatz jedoch mit höheren energetischen Standards sinkt! Entscheidend für Mieter:innen sind die Wärmekosten pro m². Niedrige spezifische Wärmekosten bei dennoch hohen Wärmebedarfen führen letztlich zu höheren Heizkosten. In den folgenden Grafiken ist zu erkennen, dass die flächenspezifischen Wärmekosten mit höheren Energiestandards sinken und die absatzbezogenen Wärmekosten hingegen wie erwartet steigen. Eine Ausnahme bildet die Variante 3 GEG des Baufelds 1 bei der aufgrund hoher Investitionen und geringer Förderungen die Wärmekosten insgesamt sehr hoch ausfallen.

Baufeld 1

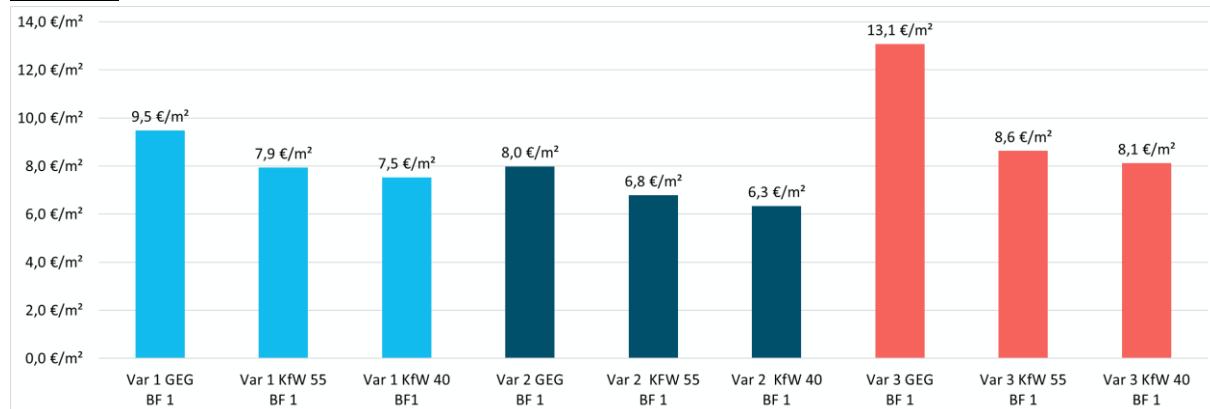


Abbildung 35: Wärmepreis in €/m² BF 1

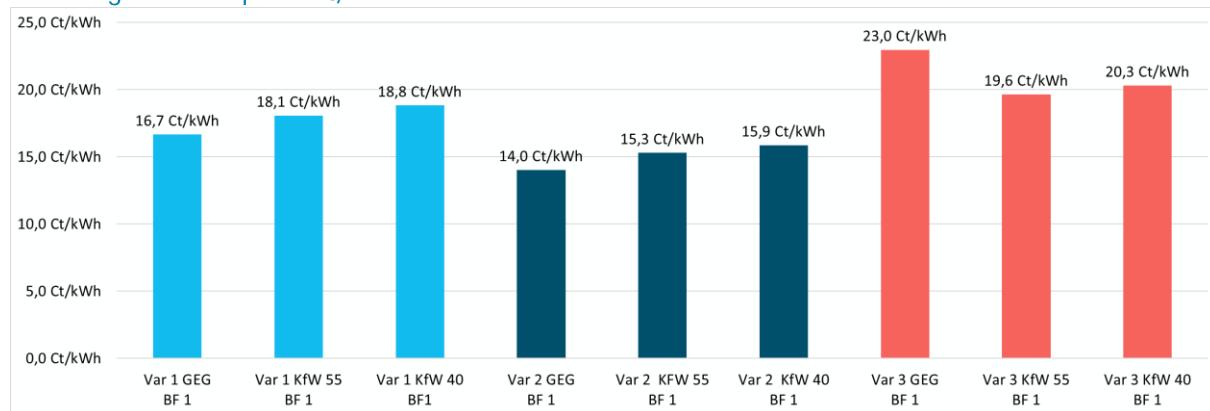


Abbildung 36: Wärmepreis in Ct/kWh BF 1

Nach den spezifischen Wärmepreisen ist Variante 2 im Gebäudeenergiestandard KfW 40 mit 6,3 €/m² die wirtschaftlichste Variante. In Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit zeigen aber auch die anderen Varianten in den Energiestandards KfW 40 und 55 gute Ergebnisse.

Baufelder 2+3

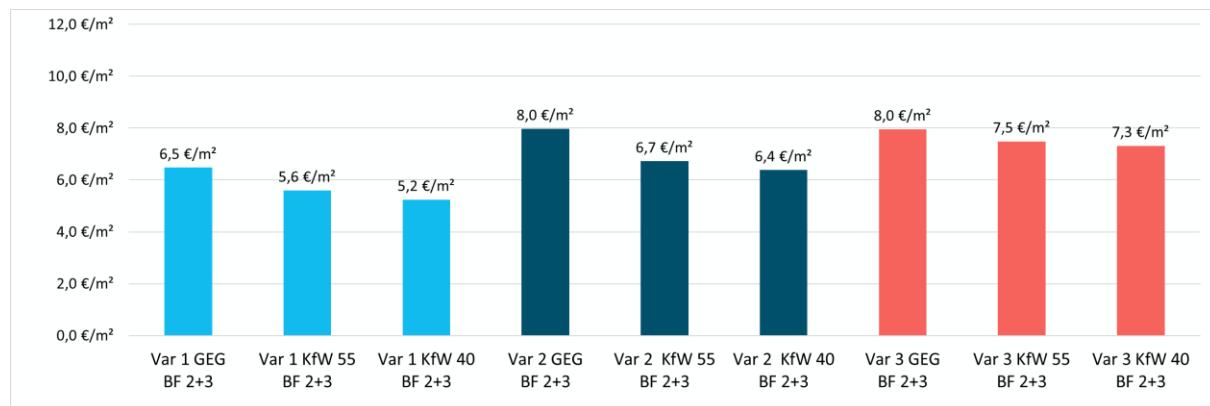


Abbildung 37: Wärmepreis in €/m² BF 2+3

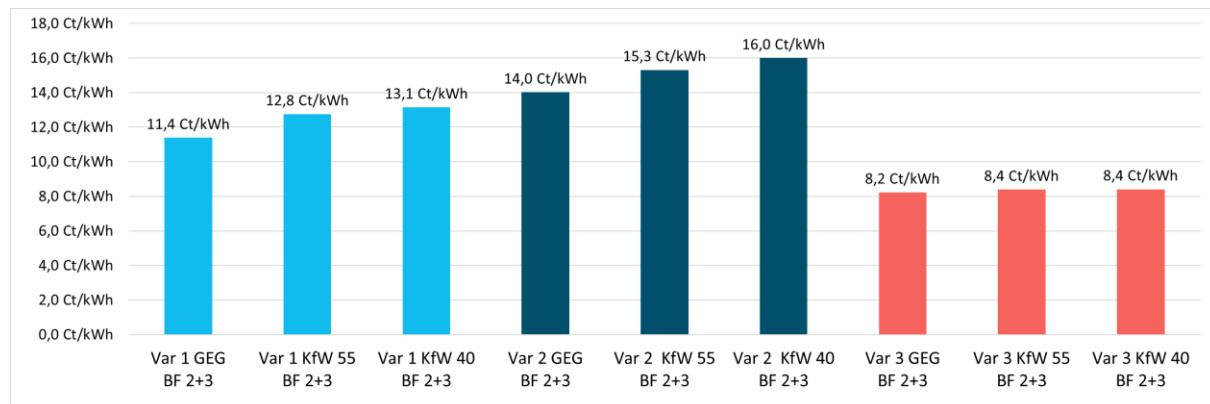


Abbildung 38: Wärmepreis in Ct/kWh BF 2+3

Nach den spezifischen Wärmepreisen ist die Variante 1 im Gebäudeenergiestandard KfW 40 mit 5,2 €/m² die wirtschaftlichsten Varianten. Im Vergleich dazu ist die Variante 3 in Bezug auf die BGF leicht teurer.

Im Vergleich mit der Studie Heizspiegel für Deutschland 2020 (Anlage E) entspricht der ermittelte Wärmepreis für die Wärmeversorgungsvarianten niedrigen (<7,2 €/m²) bis teilweise mittleren (<10,50 €/m²) Heizkosten.

6.6 CO₂-Emssionen

Abbildung 39 und Abbildung 40 zeigen die absoluten und spezifischen CO₂-Emissionen der verschiedenen Varianten.

Der spezifische Emissionsfaktor für den deutschen Strommix betrug für das Jahr 2018 366 gCO₂/kWh¹⁹. Der Emissionsfaktor für den deutschen Strommix wird voraussichtlich durch den zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien im Rahmen der gesetzten Klimaschutzziele auf ca. 189 gCO₂/kWh im Jahr 2030²⁰ sinken. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien nimmt dieser Anteil weiter ab, bis er planmäßig im Jahr 2045 auf nahezu Null reduziert wird. Wärmepumpen erzeugen in allen Varianten den größten Wärmeanteil und sind damit auch für den größten Anteil am CO₂-Ausstoß verantwortlich. Dies bietet der Variante 2 in Bezug auf eine vollständig dekarbonisierte Wärmeversorgung den größten Vorteil. In den anderen Varianten muss der Anteil des Spitzenlasterzeugers entweder durch einen anderen Erzeuger oder mindestens durch Biomethan noch ersetzt werden. Wie aus den folgenden beiden Grafiken ersichtlich, sinken mit höheren energetischen Kennwerten der Gebäude auch die absoluten CO₂-Emissionen, spezifisch liegen die Kennwerte innerhalb einer Variante in etwa auf demselben Niveau.

Baufeld 1

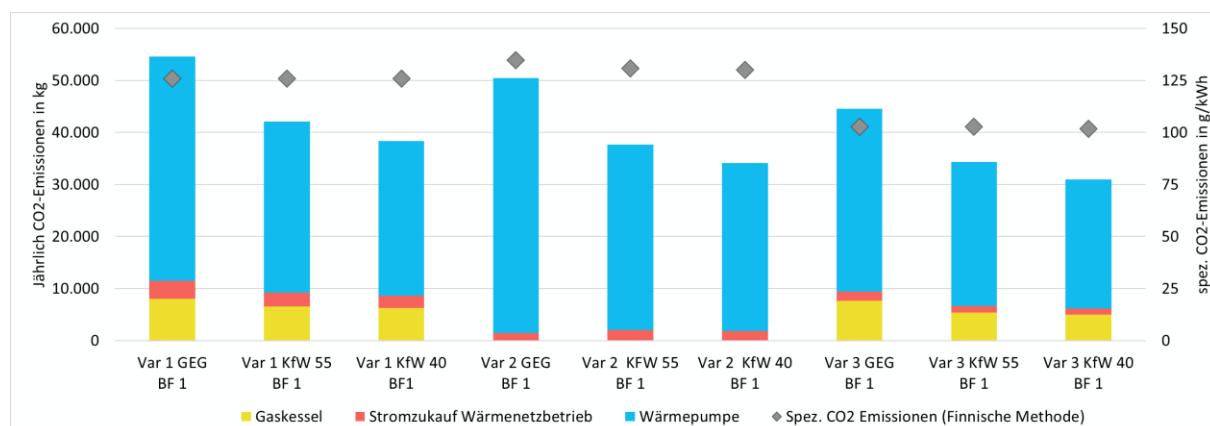


Abbildung 39: CO₂-Emissionen der Versorgungsvarianten im Jahr 2020 BF 1

Die absoluten CO₂-Emissionen für die Wärmeversorgung liegen zwischen 31 und 54 Tonnen je nach Variante. Spezifisch können aufgrund der hohen Wärmepumpenanteile Werte zwischen 100 und 130 g/kWh erreicht werden.

In Bezug auf die Ökologie ist demnach bezogen auf die niedrigsten Emissionen die Umsetzung der Variante 3 im Gebäudeenergiestandard KfW 40 oder 55 zu empfehlen.

¹⁹ Umweltbundesamt (2021). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990–2020

²⁰ IINAS (2018). Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2017 sowie Ausblicke auf 2020 bis 2050. http://iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/2018_KEV_THG_Strom-2017_2020-2050.pdf

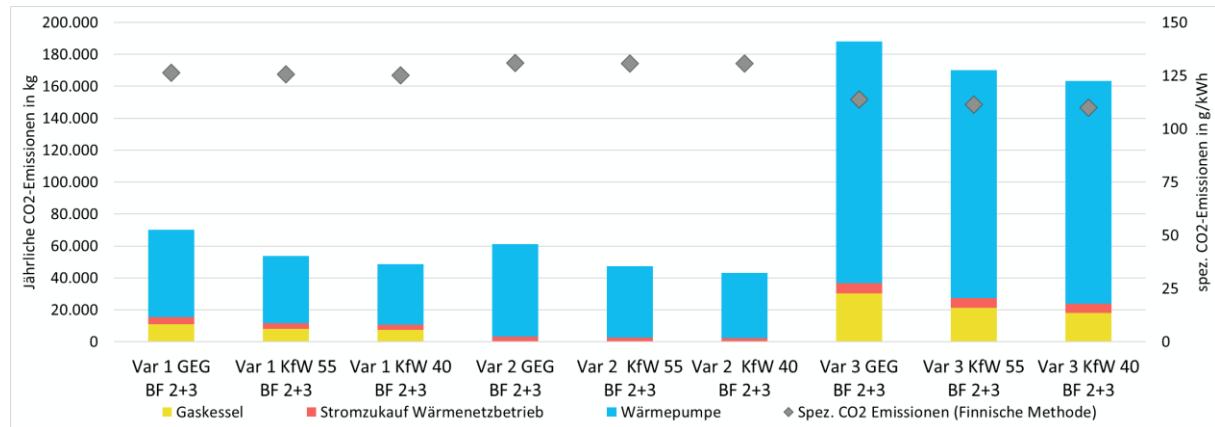
Baufelder 2+3


Abbildung 40: CO₂-Emissionen der Versorgungsvarianten im Jahr 2020 BF 2+3

Die CO₂-Emissionen bei BF 2+3 sind in Variante 1 und 2 ähnlich, Variante 1 ist nur geringfügig besser. Die absoluten Emissionen liegen zwischen 41 und 70 Tonnen. Variante 3 weist bedingt durch den höheren Wärmeabsatz deutlich höhere absolute CO₂-Emissionen auf, liegt spezifisch gesehen jedoch eher unter dem Niveau als in Variante 1.

In Bezug auf die Ökologie ist bezogen auf die niedrigsten Emissionen die Umsetzung der Variante 1 oder 3 im Gebäudeenergiestandard KfW 40 oder 55 zu empfehlen.

6.7 Anteile Erneuerbarer Energien und Primärenergiefaktoren der Wärmeversorgung

Der Anteil erneuerbarer Energien in den untersuchten Wärmeversorgungsvarianten ist in Abbildung 41 und Abbildung 42 dargestellt. Die Anteile sind in Bezug auf die sich aktuell zuspitzende Klimakrise, den verbleibenden Jahren bis zur Klimaneutralität und im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit entsprechend hoch. Der Primärenergiefaktor wird für Fern- und Nahwärme anhand des Arbeitsblatts FW 309-1 des Energieeffizienzverbandes für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) nach der Stromgutschriftmethode ermittelt. Für Strom aus dem öffentlichen Netz ist aktuell noch ein PEF von 1,8 anzusetzen, trotz eines Anteils erneuerbarer Energien am deutschen Strommix von ca. 45 %²¹ im Jahr 2020.

Die Wärme aus Wärmepumpen, die zum Großteil aus Umweltwärmeketten bezogen wird, gilt in den meisten Förderrichtlinien vollständig als erneuerbare Energie. In Kombination mit einem Wärmespeicher kann die Wärmepumpe sektoren-koppelnd betrieben werden und ggf. Residuallasten vermeiden bzw. Überschussstrom kompensieren. Der positive Einfluss von PV-Anlagen auf die PEF ist in Abschnitt 6.8 dargestellt.

Baufeld 1

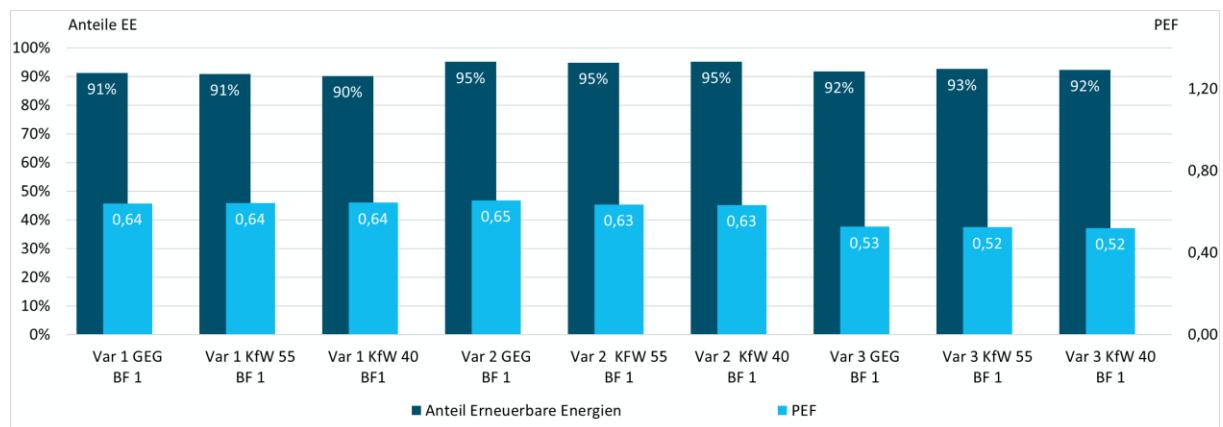


Abbildung 41: Anteil Erneuerbarer Energien und PEF der Versorgungsvarianten BF 1

Die erneuerbaren Anteile sind insgesamt sehr hoch. Auch die Primärenergiefaktoren liegen in den Varianten 1 und 2 auf einem ähnlichen Niveau. Aufgrund der hohen zu erwartenden Jahresarbeitszahlen bei Abwasser-WP sind die PEF in Variante 3 etwas geringer.

²¹ Umweltbundesamt (2021). Erneuerbare Energien in Zahlen. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#strom>

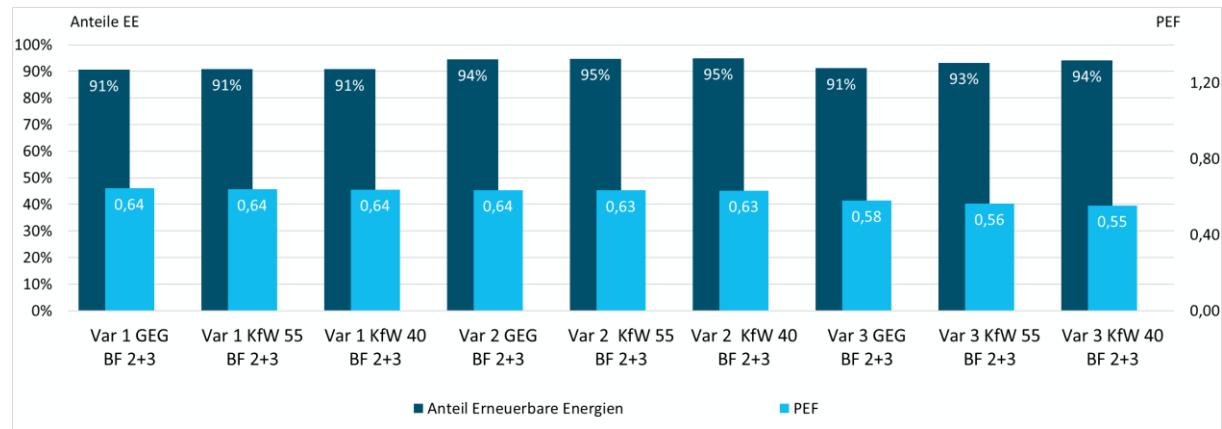
Baufelder 2+3


Abbildung 42: Anteil Erneuerbarer Energien, Anteil KWK-Wärme, und PEF der Versorgungsvarianten BF 2+3

Der Anteil erneuerbarer Energien der Versorgungsvarianten befinden sich auf ähnlichem Niveau. Die berechneten PEF liegen auf ähnlichem Niveau, diese sinken leicht in Variante 3.



6.8 Kombination mit Photovoltaik-Anlagen

Durch eine Kombination der Wärmeversorgung mit Photovoltaik-Anlagen kann ein Teil des für die Wärmeversorgung erforderlichen Stromes lokal vor Ort erneuerbar produziert werden. Die erneuerbaren Stromanteile lassen sich bei der Ermittlung der CO₂-Emissionen und auf die Primärenergiefaktoren anrechnen. Wird das in Abschnitt 3.1 pro Baufeld ausgegebene PV-Strompotenzial vollständig erschlossen, dann verändern sich die PE-Faktoren und CO₂-Emissionen wie in Tabelle 9 und Tabelle 10 dargestellt. In den Tabellen sind zudem die erzielbaren Stromdeckungsbeiträge angegeben. Zum Teil erfolgt im Sommer eine leichte Überproduktion und im Winter eine leicht Bedarfsunterdeckung. Die solaren Stromüberschüsse können ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist oder direkt im Gebäude verwendet werden. Bedarfsunterdeckungen werden weiterhin übers Stromnetz gedeckt. Eine weitere Verbesserung der PV-Stromdeckungsanteile kann durch den Einsatz von Stromspeichern erreicht werden.

Tabelle 9: Vorteile durch Integration von PV-Anlagen für das Baufeld 1

	Variante 1			Variante 2			Variante 3		
	GEG	KfW 55	KfW 40	GEG	KfW 55	KfW 40	GEG	KfW 55	KfW 40
PV-Stromdeckungsanteil	28%	27%	26%	19%	22%	22%	24%	20%	21%
PEF	0,64	0,64	0,64	0,65	0,63	0,63	0,53	0,52	0,52
PEF inkl. PV Strom	0,49	0,50	0,51	0,53	0,49	0,49	0,43	0,34	0,34
CO ₂ -Emissionen in g/kWh	126	126	126	135	131	130	103	103	102
CO ₂ -Emissionen inkl. PV Strom in g/kWh	98	99	101	110	103	103	83	86	85

Tabelle 10: Vorteile durch Integration von PV-Anlagen für die Baufelder 2+3

	Variante 1			Variante 2			Variante 3		
	GEG	KfW 55	KfW 40	GEG	KfW 55	KfW 40	GEG	KfW 55	KfW 40
PV-Stromdeckungsanteil	25%	23%	23%	19%	22%	22%	44%	43%	43%
PEF	0,64	0,64	0,64	0,64	0,63	0,63	0,58	0,56	0,55
PEF inkl. PV Strom	0,51	0,52	0,52	0,51	0,50	0,49	0,37	0,36	0,35
CO ₂ -Emissionen in g/kWh	126	126	125	131	131	131	114	111	110
CO ₂ -Emissionen inkl. PV Strom in g/kWh	102	103	103	107	103	94	73	71	70



6.9 Ergebnisübersicht der Versorgungsvarianten 1-3

Zur besseren Übersicht der einzelnen Ergebnisse sind die wichtigsten Kennwerte der Varianten 1-3 einmal für das Baufeld 1 (Garbe) bzw. für die Baufelder 2+3 (SAGA) gegenübergestellt.

Tabelle 11: Ergebnis der Varianten BF 1 (Garbe)²²

	Var 1	Var 1	Var 1	Var 2	Var 2	Var 2	Var 3	Var 3	Var 3
	Var 1 GEG BF 1	Var 1 KfW 55 BF 1	Var 1 KfW 40 BF 1	Var 2 GEG BF 1	Var 2 KfW 55 BF 1	Var 2 KfW 40 BF 1	Var 3 GEG BF 1	Var 3 KfW 55 BF 1	Var 3 KfW 40 BF 1
Spez. CO2-Emissionen	126 g/kWh	126 g/kWh	126 g/kWh	135 g/kWh	131 g/kWh	130 g/kWh	103 g/kWh	103 g/kWh	102 g/kWh
Anteil EE-Wärme	91%	91%	90%	95%	95%	95%	92%	93%	92%
PEF	0,64	0,64	0,64	0,65	0,63	0,63	0,53	0,52	0,52
Wärmepreis inkl. Förderung und CO2-Preis	9,5 €/m²	7,9 €/m²	7,5 €/m²	8,0 €/m²	6,8 €/m²	6,3 €/m²	13,1 €/m²	8,6 €/m²	8,1 €/m²
Spez. Investitionen	2.444 €/kW	2.414 €/kW	2.072 €/kW	1.549 €/kW	1.744 €/kW	1.748 €/kW	4.380 €/kW	4.895 €/kW	5.027 €/kW
Investitions-Förderquote	0,0%	4,6%	4,1%	0,0%	1,1%	1,2%	0,0%	37,9%	39,1%

Spez. CO2-Emissionen inkl. PV	100 g/kWh	98 g/kWh	95 g/kWh	110 g/kWh	103 g/kWh	103 g/kWh	78 g/kWh	76 g/kWh	77 g/kWh
PEF inkl. PV	0,50	0,49	0,48	0,53	0,49	0,49	0,43	0,43	0,43

Tabelle 12: Ergebnis der Varianten der BF 2+3 (SAGA)

	Var 1	Var 1	Var 1	Var 2	Var 2	Var 2	Var 3	Var 3	Var 3
	Var 1 GEG BF 2+3	Var 1 KfW 55 BF 2+3	Var 1 KfW 40 BF 2+3	Var 2 GEG BF 2+3	Var 2 KfW 55 BF 2+3	Var 2 KfW 40 BF 2+3	Var 3 GEG BF 2+3	Var 3 KfW 55 BF 2+3	Var 3 KfW 40 BF 2+3
Spez. CO2-Emissionen	126 g/kWh	126 g/kWh	125 g/kWh	131 g/kWh	131 g/kWh	131 g/kWh	114 g/kWh	111 g/kWh	110 g/kWh
Anteil EE-Wärme	91%	91%	91%	94%	95%	95%	91%	93%	94%
PEF	0,64	0,64	0,64	0,64	0,63	0,63	0,58	0,56	0,55
Wärmepreis inkl. Förderung und CO2-Preis	6,5 €/m²	5,6 €/m²	5,2 €/m²	8,0 €/m²	6,7 €/m²	6,4 €/m²	8,0 €/m²	7,5 €/m²	7,3 €/m²
Spez. Investitionen	1.740 €/kW	1.906 €/kW	2.262 €/kW	916 €/kW	975 €/kW	986 €/kW	2.513 €/kW	2.545 €/kW	2.555 €/kW
Investitions-Förderquote	28,0%	27,5%	27,2%	0,0%	1,0%	1,0%	30,3%	30,0%	30,0%

Spez. CO2-Emissionen inkl. PV	106 g/kWh	99 g/kWh	97 g/kWh	107 g/kWh	103 g/kWh	94 g/kWh	95 g/kWh	91 g/kWh	90 g/kWh
PEF inkl. PV	0,53	0,50	0,49	0,51	0,50	0,49	0,48	0,46	0,45

Die Unterschiede bei den Emissionen und Anteilen erneuerbarer Wärme sind zwischen den Energieeffizienzhausstandards KfW 55 und KfW 40 nur marginal. Ein höherer Anteil erneuerbarer

²² Die Farbverteilung erfolgte automatisiert über Excel, aufgrund der Auswertung auch von Nachkommastellen, kommen die graduellen Unterschiede bei gleich dargestellten Werten zustande.



Wärme kann im Effizienzhausstandard aufgrund des gleichen Lastgangverhaltens nicht unbedingt erzielt werden. Zumal bei der Auslegung der Varianten die Leistungsgrößen der Wärmeerzeuger und Wärmespeicher so gewählt wurden, dass diese auch auf dem Markt verfügbar sind. Im Vergleich zur Var 1 können die Erzeuger in den Var 2 und 3 deutlich kleiner ausgelegt werden. Abweichungen in Größenordnung von einem 1%-Punkt sind bei der Bewertung zu vernachlässigen. Je nach Witterungsbedingung und Nutzer:innenverhalten kann es zu Abweichungen der dargestellten Simulationsergebnisse kommen.

6.10 Ermittlung der Vorzugsvariante

Zur Ermittlung der Vorzugsvarianten wurden die abgestimmten Kriterien aus Tabelle 13 verwendet. Die Ergebnisse der ersten fünf Kriterien können Tabelle 11 und Tabelle 12 und die Technikflächenbedarfe aus Tabelle 6 und Tabelle 7 entnommen werden. Zur numerischen Ermittlung der Vorzugsvariante wurden die Bewertungsmaßstäbe in Tabelle 13 verwendet. Die Variante mit der höchsten Punktzahl wird als Vorzugsvariante ausgewiesen.

Tabelle 13: Bewertungsgrundlage der einzelnen Varianten

	0	1	2	3	
	<i>ungenügend</i>	<i>ausreichend</i>	<i>gut</i>	<i>sehr gut</i>	<i>Einheit</i>
Spez. CO2-Emissionen	>200 g/kWh	<=200-131	<=130-105	<=105	g/kWh
Anteil EE-Wärme	0-49	>=50	>=75	>=95	%
PEF	>0,6	<=0,6	<=0,3	<=0,2	-
Wärmepreis inkl. Förderung und CO₂-Preis	>10,4	<=10,4	<=7,2	<=6,5	€/m ²
Spez. Investitionen	>4.000	<=4.000	<=3.000	<=2.000	€/kW
Technikflächenbedarfe	>85	<=85	<=60	<=45	m ²

Die quantitativen Ergebnisse wurden zudem mit der in Abbildung 43 dargestellten und abgestimmten Gewichtung bewertet.

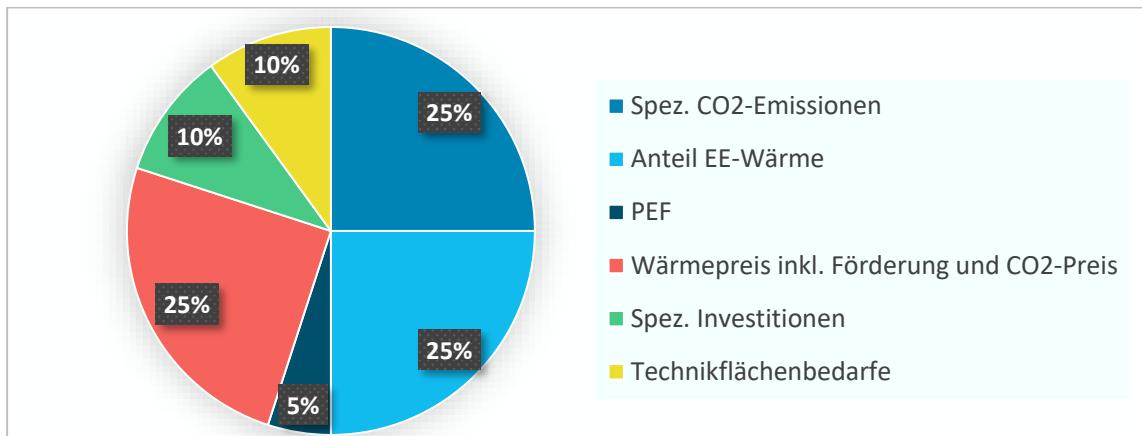


Abbildung 43: Gewichtung der Bewertungskriterien

Die Ergebnisse aus der rechnerischen Ermittlung der Vorzugsvarianten sind den beiden folgenden Tabellen zu entnehmen.

Tabelle 14: Rechnerische Ermittlung der Vorzugsvariante für Baufeld 1

Bewertung	Variante 1			Variante 2			Variante 3		
	GEG	55	40	GEG	55	40	GEG	55	40
Bewertung ungewichtet	1,5	1,5	1,5	1,5	1,7	2,0	1,3	1,5	1,5
Bewertung gewichtet	1,7	1,7	1,7	1,7	1,9	2,4	1,5	1,8	1,8

Tabelle 15: Rechnerische Ermittlung der Vorzugsvariante für Baufeld 2+3

Bewertung	Variante 1			Variante 2			Variante 3		
	GEG	55	40	GEG	55	40	GEG	55	40
Bewertung ungewichtet	2,2	2,2	2,0	1,7	2,0	2,2	1,7	1,7	1,7
Bewertung gewichtet	2,4	2,4	2,3	1,6	1,8	2,1	1,5	1,5	1,5

Basierend auf den Ergebnissen zu den Nachhaltigkeitskennziffern und der wirtschaftlichen und technischen Machbarkeit der einzelnen Varianten zeigt sich, dass für das Baufeld 1 die Variante 2 mit dezentralen Luft-Wärmepumpen priorisiert verfolgt werden sollte. Aus dieser rechnerischen Ermittlung der Vorzugsvarianten ergibt sich zudem bevorzugt den KfW-Effizienzhausstandard 40 anzustreben.

Aus den Ergebnissen für das Baufeld 2+3 leitet sich die Variante 1 mit einer zentralen Wärmeverversorgung der beiden Baufelder über eine kombinierte Luft-Erdwärmepumpe ab. Aus dieser



rechnerischen Ermittlung der Vorzugsvarianten ergibt sich zudem bevorzugt den KfW-Effizienzhausstandard 55 anzustreben. Der GEG-Standard schneidet mit der gleichen Punktzahl ab, jedoch wird der Mindestgebäudeenergiestandard zukünftig weiter nach unten korrigiert werden. Anhand der rechnerischen Auswertung der Bewertungskriterien schneidet die Variante 3 mit der niedrigsten Punktzahl ab. Aus Sicht der Gutachter:innen bietet insbesondere diese Variante ein großes Potenzial auch Teile des umliegenden Gebäudebestandes mit zu dekarbonisieren. Diese Variante bürgt aufgrund der Unsicherheiten zur Nutzung der Abwasserwärme jedoch auch die größten Unsicherheiten. Es wird empfohlen in der Planung beide Varianten weiterzuverfolgen.



7. BETREIBERMODELLE

Grundsätzlich sind für das zu entwickelnde Projektgebiet und dessen Versorgung mit Wärme für Heizung und Trinkwarmwasser verschiedene Betreibermodelle denkbar. Dies betrifft insbesondere die zentralen Wärmeversorgungsvarianten 1 und 3. Bei der dezentralen Versorgung pro Objekt in Variante 2 ist kein externer Betreiber erforderlich. Mögliche Betreibermodelle werden im Folgenden erläutert.

7.1 Betrieb durch den/die Eigentümer:in

Die notwendigen Investitionen und Baumaßnahmen können durch den/die Eigentümer:in selbst finanziert und durchgeführt bzw. koordiniert werden. In diesem Fall würde die Anlage auch durch den/die Eigentümer:in bzw. von dem/der Eigentümer:in eingesetztes Personal oder einen mit der Betriebsführung betrauten Dienstleister betrieben werden.

Beim Betrieb der Anlagen durch den/die Eigentümer:in können die beschriebenen Förderungen des BEG in Anspruch genommen werden, wodurch ein Teil der Investition übernommen wird. Durch den Betrieb der Anlagen würde der/die Eigentümer:in nach § 18 EnWG als Energieversorgungsunternehmen gelten.

Auf der anderen Seite trägt der/die Eigentümer:in die Risiken, die mit einer solchen Investition verbunden sind, selbst und übernimmt die Kosten bei Schadensfällen an der Anlage. Des Weiteren entsteht durch den Eigenbetrieb der Anlage ein administrativer Aufwand. Empfohlen wird der Eigenbetrieb insbesondere bei Variante 2.

7.2 Kooperation mit einer Energiegenossenschaft

Eine weitere Möglichkeit kann in einer Kooperation mit einer Energiegenossenschaft bestehen, die das nötige Eigenkapital und die Erfahrung im Bereich Anlagenbetriebsführung zur Verfügung stellt. Die Energiegenossenschaft übernimmt dabei den Betrieb der geplanten Anlagen und verkauft die erzeugte Wärme an die Mieter:innen bzw. den/die Eigentümer:in. Dabei wird meist ein Dienstleister der Energiegenossenschaft engagiert, der den komplexen Betrieb sowie die Abrechnung der einzelnen Wohneinheiten übernimmt.

Beispiel einer solchen Kooperation ist die Bürgerenergiegenossenschaft Region Regensburg eG (BERR), welche zusammen mit der Wohnungsbaugenossenschaft NaBau eG das Projekt „Haus der Zukunft“ realisiert hat, in dem die Strom- und Wärmeversorgung zu hundert Prozent aus erneuerbaren Energien besteht. Dies wurde durch Photovoltaikanlagen auf den Dächern der Wohnbauten und eine Grundwasser-Wärmepumpe realisiert. Betreiber der Anlagen ist die BERR, welche auch als Stromlieferant für die Mieter:innen tätig ist. Die Bewohner:innen erhalten durch ein Mieterstrommodell einen Mischtarif aus „eigenem“ Solarstrom und Öko-Strom von der NATRUSTROM AG, welche mit der BERR zusammenarbeitet.



Ein weiterer Vorteil der Kooperation ist die Erfahrung mit einem effizienten Anlagenbetrieb, die eine Energiegenossenschaft mitbringt. Dadurch können weitere individuelle Probleme der Versorgung des Quartiers besser bewältigt werden.

7.3 Gewerbliche Wärmeversorgung im Rahmen eines Contractings

Eine weitere Möglichkeit ist die Projektrealisierung durch die Beauftragung eines Contractors. Auf einige Contracting-Varianten wird im Folgenden kurz eingegangen.

7.3.1 Energieliefer-Contracting

Der Contractor, meist ein Energieunternehmen oder ein mittelständisches Heizungsbauunternehmen, übernimmt je nach gewünschtem Leistungsumfang Planung, Finanzierung, Bau, Betrieb und Instandhaltung sowie den Brennstoffbezug der Anlage. Der Contractor liefert die benötigte Nutzenergie an den Kunden bzw. die Kundin, wobei meist die Vergütung auf Basis eines zweiteiligen Preissystems, bestehend aus Grundpreis [in €/a] und Arbeitspreis [€/kWh], erfolgt. Üblicherweise wird ein Contractingvertrag mit einer Laufzeit von 10 bis 15 Jahren abgeschlossen. Diese Form des Contractings findet in der Praxis am häufigsten Anwendung.

7.3.2 Finanzierungs-Contracting

Beim Finanzierungs-Contracting oder auch Anlagenbau-Leasing bleibt der Betrieb der Anlagen in der Verantwortung des Contractingnehmers. Die Leistungen des Contractors liegen je nach gewünschtem Leistungsumfang bei der Planung, Finanzierung und Bau der Anlagen. Die Höhe der festen Entgelte an den Contractor hängt von der Vertragslaufzeit und der Höhe der Investition ab.

7.3.3 Technisches Anlagenmanagement

Beim Technischen Anlagenmanagement, auch Betriebsführungs-Contracting genannt, bildet der optimierte Betrieb energietechnischer Anlagen den Schwerpunkt der Dienstleistung. Die Form der Vergütung ist ähnlich dem des Energiefieber-Contractings jedoch mit niedrigerem Versorgungskosten, da die Investition der Anlage vom Contractingnehmenden bereits geleistet wird. In dieser Form des Contractings sind die Vertragslaufzeiten üblicherweise mit ein bis zwei Jahren kürzer und gehen bei längerfristigen Laufzeiten häufig in Energiefieber-Contracting über.

7.4 Fazit Betreibermodell

Vorteilhaft ist bei den Modellen zum Energiefieber- und Finanzierungs-Contracting die Liquiditätssicherung durch eine Auslagerung der Erstinvestitionskosten. Außerdem hat der Contractor, wie beim Eigenbetrieb der Anlagen, die Möglichkeit die beschriebenen Fördermittel zu beziehen, was sich positiv auf die Kosten des Contractingnehmers auswirkt. Das Contracting ist mit langen Vertragslaufzeiten verbunden, weshalb zu prüfen ist, ob die Gesamtkosten am Ende der Vertragslaufzeiten höher ausfallen als bei einem Eigenbetrieb der Anlagen. Nach Vertragsende kann die Fortführung der Versorgung auf verschiedene Weisen geregelt werden. Möglich ist eine Vertragsverlängerung mit dem Contractor, wodurch neue Kondition und



Modernisierungen verhandelt werden können. Es besteht auch die Möglichkeit gegen Zahlung eines Einmalbetrags an den Contractor die Heizungsanlage zu übernehmen und den Betrieb selbst fortzuführen. Insbesondere bei besonders aufwendigen Anlagenkonstellationen wie in den Varianten 1 und 3 sollten die Wohnungsunternehmen über ein passendes Contracting-Modell entscheiden.



8. HANDLUNGSEMPFEHLUNG

8.1 Bezirk und BUKEA

1. Auf allen technisch und wirtschaftlich geeigneten Dachflächen der neu zu errichtenden Gebäude sind im Geltungsbereich Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie (PV-Anlagen) vorzuschreiben.
2. Zur Verbesserung des Regenwassermanagements, des Mikroklimas und der Biodiversität ist eine Kombination von PV mit Gründächern erstrebenswert.
3. Aus Gründen der Luftreinhaltung und des Klimaschutzes sollte innerhalb des B-Plangebietes die Neuerrichtung von Feuerungsanlagen, die mit Erdgas, Erdöl, sonstigen fossilen Brennstoffen oder mit Biomethan, Pflanzenöl und biogenen Festbrennstoffen betrieben werden, verboten werden.²³
4. Zur Wärmeversorgung der Gebäude ist ein Mindestanteil verbrennungsfreier Wärme von 75 % sicherzustellen. Dieser Wert orientiert sich am unteren Limit der untersuchten Wärmeversorgungsvarianten und am Entwurf der Förderrichtlinie für die Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW). Die gesamte aus der Wärmepumpe bereit gestellte Wärme gilt dabei als erneuerbar.

Weitere Handlungsempfehlung:

Wo wirtschaftlich vertretbar, sollte Holz als Baustoff eingesetzt werden, um CO₂ dauerhaft zu binden und der Atmosphäre zu entziehen, sowie die Verwendung von CO₂-intensivem Zement im Bau zu minimieren. Der Bezirk sollte prüfen, ob dies durch eine Gestaltungssatzung angeregt werden kann, oder wo sie dies z.B. durch Kriterien bei der Konzeptvergabe von Grundstücken, durch städtebauliche Verträge oder gezielte Förderungen erreichen kann.

²³ Festsetzung auf folgender Grundlage: BauGB §9 Absatz 1 Nr. 23



8.2 Garbe Immobilien –Projekte GmbH

Für Garbe (Baufeld 1) werden folgende Handlungsempfehlungen für die weitere Planung ausgesprochen:

1. Umsetzung einer dezentralen gebäudeweisen Wärmeversorgung über monoenergetische²⁴ Wärmepumpen als Low-Tech Variante. Unter Low-Tech wird eine Wärmeversorgung bezeichnet, die mit einem möglichst geringen Maß an technischem Aufwand und Material den Bedarf an Heizungswärme deckt. Als Wärmequelle steht neben der Außenluft auch Erdwärme potenziell zur Verfügung. Die Umsetzung der dezentralen Varianten mit 100% Wärmepumpenwärme eignet sich insbesondere in Hinblick auf die perspektivische Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. Die Realisierung dieser Variante bietet zudem einen hohen Freiheitsgrad bei der Realisierung der Bauvorhaben durch unterschiedliche Vorhabensträger mit nicht final feststehenden Zeithorizonten.
2. Für eine optimierte Wärmepumpeneffizienz wird empfohlen die Heizungsvorlauftemperaturen durch den Einsatz von Flächenheizungen möglichst gering zu halten. Auch wird der Verzicht von Systemen mit thermischer Desinfektion des Trinkwarmwassers durch den Einsatz von Frischwasser- oder Wohnungsstationen empfohlen.
3. Es wird empfohlen den produzierten Solarstrom mit den Wärmepumpen zu koppeln, um weitere Emissionen und auch Strombezugskosten für die Wärmeversorgung perspektivisch einzusparen. In der weiteren Planung ist ein Wärmespeicher und die Steuer- und Regelungstechnik auf das Gesamtsystem zu optimieren.
4. In Bezug auf ein mögliches Betreibermodell bietet sich ein Energieliefer-Contracting an, sofern eine Kopplung der Sektoren Wärme und Strom fossiert wird. Alternativ kann bei der mittleren Komplexität der Wärmeversorgungsvariante auch auf einen externen Contractor verzichtet und der Betrieb inhouse gestaltet werden.
5. Es wird für die Planung der Gebäude empfohlen mindestens einen KfW-Effizienzhausstandard 40 zu berücksichtigen. Der KfW 40 Standard befindet sich aktuell noch in der politischen Debatte als Mindestenergiestandard. Im Betrieb werden durch den KfW 40 Standard die geringsten CO₂-Emissionen in der Wärmeversorgung verursacht.
6. Auch bereits bei der Erschließung der Grundstücke sollte die perspektivische Errichtung von Ladeinfrastruktur mitgedacht werden. Im Rahmen der Planung des Stromnetzanschlusses sind zusätzliche Kapazitäten für Ladepunkte zu berücksichtigen. Bei der Planung von Parkplätzen und Tiefgaragen sind mindestens Leerrohre für die spätere Installation weiterer Ladepunkte einzuplanen. Die hier nicht zur Anwendung kommenden Mindestanforderungen aus dem Gesetz zum Aufbau einer gebäudeintegrierten Lade- und Leitungsinfrastruktur für die Elektromobilität - kurz GEIG - können als Planungsgrundlage dienen.

²⁴ Als monoenergetisch werden Wärmeversorgungen verstanden, die nur über eine Energieform, in diesem Fall Strom versorgt werden. Ca. 2-5% der Wärme werden bei monoenergetischen Luft-Wärmepumpen über einen



8.3 SAGA Siedlungs-Aktiengesellschaft Hamburg

Für die SAGA (Baufeld 2 und 3) werden folgende Handlungsempfehlungen für die weitere Planung ausgesprochen:

1. Umsetzung einer zentralen Wärmeversorgung über eine Erweiterung des bestehenden Gebäudenetzes (Ohrnsweg 8-12) und Anbindung der neu zu errichtenden Gebäude auf den Baufeldern 2 und 3. Oder alternativ Umsetzung einer zentralen Wärmerversorgung auf den Baufeldern 2 und 3. Sowohl ökologisch als auch ökonomisch hat sich eine Wärmeversorgung mit großen Wärmepumpenanteilen als vorteilhaft herausgestellt. Als Wärmequellen steht die Abwärme aus dem Abwassersiel, Erdwärme und auch Außenluft potenziell zur Verfügung.
2. Für eine optimierte Wärmepumpeneffizienz wird empfohlen die Wärmenetzvorlauftemperaturen auf einen möglichst mit dem Bestand kompatiblen niedrigen Vorlauf zu optimieren. Es sollte daher geprüft werden, welche gering-investiven Maßnahmen im Bestand umgesetzt werden können, um das Gesamtsystem weiter zu optimieren.
3. Es wird empfohlen den produzierten Solarstrom mit den Wärmepumpen zu koppeln, um weitere Emissionen und auch Strombezugskosten für die Wärmeversorgung perspektivisch einzusparen. In der weiteren Planung ist ein Wärmespeicher und die Steuer- und Regelungstechnik auf das Gesamtsystem zu optimieren.
4. Die letzten 10% der fossilen Wärmebereitstellung sind spätestens bis 2045 durch erneuerbare Wärme zu ersetzen. Die Technologie zur Deckung von Spitzenlasten oder zur Umwandlung von Brennstoffen in Wärme kann und sollte noch offengelassen werden. Zu einem späteren Zeitpunkt kann evaluiert werden, ob Erdgaskessel, Biomethankessel, Biomassefeuerungen oder andere Technologien hierfür am sinnvollsten sind. Auch die energetische Gebäudesanierung und damit einhergehende Bedarfsreduktionen der Bestandgebäude kann bereits dazu beitragen, dass die Wärmeversorgung perspektivisch treibhausgasneutral wird.
5. Basierend auf der Komplexität des Wärmesystems und der allgemeinen Handhabung der SAGA stellt insbesondere ein Energieliefer-Contracting ein umsetzungsfähiges Betreibermodell dar.
6. In Hinblick auf die sich sehr im Wandel befindenden gesetzlichen Grundlagen wird für die Planung der Gebäude empfohlen mindestens einen KfW-Effizienzhausstandard 55 zu berücksichtigen und die aktuellen Entwicklungen und Anforderung stets zu beobachten. Der KfW55 Standard kann kurzfristig zum gesetzlichen Mindeststandard werden auch der KfW 40 Standard befindet sich aktuell noch in der politischen Debatte als Mindestenergiestandard. Im Betrieb werden durch KfW 40 Standard, die geringsten CO₂-Emissionen in der Wärmeversorgung verursacht.



7. Auch bereits bei der Erschließung der Grundstücke muss die perspektivische Errichtung von Ladeinfrastruktur mitgedacht werden. Im Rahmen der Planung des Stromnetzanschlusses und bei dem Bau der Parkplätze sind zusätzliche Kapazitäten für Ladepunkte zu berücksichtigen. Bei der Planung von Parkplätzen und Tiefgaragen sind mindestens Leerrohre für die spätere Installation weiterer Ladepunkte einzuplanen. Die Mindestanforderungen aus dem Gesetz zum Aufbau einer gebäudeintegrierten Lade- und Leitungsinfrastruktur für die Elektromobilität - kurz GEIG - können als Planungsgrundlage für die Integration von Ladepunkten dienen.



ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Lageplan des Projektgebiets Stand 22.03.2021.....	8
Abbildung 2: Gesamtwärmebedarf nach Baufeldern.....	12
Abbildung 3: Gesamtwärmebedarf nach Gebäudeenergiestandard.....	12
Abbildung 4: Wärmelastgänge und Jahresdauerlinie im Gebäudeenergiestandard nach GEG	13
Abbildung 5: Haushalts- und Allgemeinstrombedarf je Baufeld	13
Abbildung 6: Gesamtstrombedarf	15
Abbildung 7: Gründach mit Photovoltaik als Ost-West System (Sattel)	16
Abbildung 8: Solardachpotential.....	17
Abbildung 9: Photovoltaikpotential nach Baufeldern	18
Abbildung 10: Solarthermisches Potential nach Baufeldern	18
Abbildung 11: Potenzialflächen Geothermie im Projektgebiet.....	20
Abbildung 12: Schichtaufbau des Untergrunds und Wärmeleitfähigkeit.....	21
Abbildung 13: Beispiel einer Luft-Wasser-Wärmepumpe als Split-Variante im Einfamilienhaus	23
Abbildung 14: COP der Luft-Wasser-Wärmepumpe in Abhängigkeit der Außentemperatur.....	23
Abbildung 15: Auszug aus dem Sielkataster (Quelle: Elbe+)	25
Abbildung 16: Funktionsschema Wärmetauscher Einbau bei Durchmessern kleiner DN 800 (Uhrig Energie GmbH).....	26
Abbildung 17: Gegenüberstellung Bedarf und Erneuerbare Potenziale Wärme.....	28
Abbildung 18: Gegenüberstellung Bedarf und Erneuerbare Potenziale Strom.....	29
Abbildung 19: Zentrale Wärmeversorgung Variante 1	30
Abbildung 20: Dezentrale Versorgung Variante 2	31
Abbildung 21: Zentrale und Quartiersversorgung Variante 3.....	31
Abbildung 22: Erzeugeranteile Variante 1 BF 1.....	32
Abbildung 23: Erzeugeranteile Variante 2 BF 1.....	33
Abbildung 24: Erzeugeranteile Variante 3 BF 1.....	34
Abbildung 25:Erzeugeranteile Variante 1 BF 2+3	36
Abbildung 26: Erzeugeranteile Variante 2 BF 2+3.....	37
Abbildung 27: Erzeugeranteile Variante 3 BF 2+3.....	38
Abbildung 28: Entwicklung der Gas- und CO ₂ -Preise	41
Abbildung 29: Investitionskosten der Versorgungsvarianten BF 1.....	42
Abbildung 30: Investitionskosten der Versorgungsvarianten BF 2+3	43
Abbildung 31: Investitionskosten exkl. und inkl. Förderungen BF 1.....	45
Abbildung 32: Investitionskosten exkl. und inkl. Förderungen BF 2+3.....	45
Abbildung 33: Aufteilung der Gesamtkosten nach VDI 2067 BF 1.....	47
Abbildung 34: Aufteilung der Gesamtkosten nach VDI 2067 BF 2+3	48
Abbildung 35: Wärmepreis in €/m ² BF 1.....	49
Abbildung 36: Wärmepreis in Ct/kWh BF 1	49



Abbildung 37: Wärmepreis in €/m ² BF 2+3.....	50
Abbildung 38: Wärmepreis in Ct/kWh BF 2+3.....	50
Abbildung 39: CO ₂ -Emissionen der Versorgungsvarianten im Jahr 2020 BF 1.....	51
Abbildung 40: CO ₂ -Emissionen der Versorgungsvarianten im Jahr 2020 BF 2+3.....	52
Abbildung 41: Anteil Erneuerbarer Energien und PEF der Versorgungsvarianten BF 1.....	53
Abbildung 42: Anteil Erneuerbarer Energien, Anteil KWK-Wärme, und PEF der Versorgungsvarianten BF 2+3.....	54
Abbildung 43: Gewichtung der Bewertungskriterien.....	58



TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Bruttogrundflächen nach Baufeld und Nutzung.....	8
Tabelle 2: Annahmen zur Ermittlung der Wärme- und Strombedarfe.....	10
Tabelle 3: Heizwärmebedarf.....	11
Tabelle 4: Warmwasserbedarf.....	11
Tabelle 5: Geothermie potenziale durch Erdsonden im Projektgebiet bei 1.800 Nutzungsstunden	22
Tabelle 6: Technische Vorauslegung der Varianten 1-3 BF 1.....	35
Tabelle 7: Technische Vorauslegung der Varianten 1-3 BF 2+3	39
Tabelle 8: Auflistung der berücksichtigten und möglichen Förderprogramme pro Variante	44
Tabelle 9: Vorteile durch Integration von PV-Anlagen für das Baufeld 1.....	55
Tabelle 10: Vorteile durch Integration von PV-Anlagen für die Baufelder 2+3	55
Tabelle 11: Ergebnis der Varianten BF 1 (Garbe).....	56
Tabelle 12: Ergebnis der Varianten der BF 2+3 (SAGA)	56
Tabelle 13: Bewertungsgrundlage der einzelnen Varianten.....	57
Tabelle 14: Rechnerische Ermittlung der Vorzugsvariante für Baufeld 1	58
Tabelle 15: Rechnerische Ermittlung der Vorzugsvariante für Baufeld 2+3.....	58



ANHANG

A. Annahmen für die ökonomische und ökologische Bewertung

CO ₂ -Emissionen		
spez. Emissionsfaktor Strom 2021		366 g/kWh
spez. Emissionsfaktor Strom 2025		298 g/kWh
spez. Emissionsfaktor Strom 2030		189 g/kWh
spez. Emissionsfaktor Strom 2045		19 g/kWh
spez. Emissionsfaktor Erdgas Hs		182 g/kWh
Primärenergiefaktoren		
Strom		1,8
Erdgas		1,1
Photovoltaik		0
Allgemeine Kosten		
Zins für abzuschreibende Investitionen (Mischkalkulation bei 30 % Eigenkapital und 70 % Fremdkapital)		2,5 %
Baunebenkosten (Planung & Genehmigung) % vom Invest		15 %
Unvorhergesehene Kosten % vom Invest		5 %
Energiepreise brutto		
Strom inkl. EEG-Umlagensenkung ab 2023		23,5 Ct/kWh
Wärmepumpenstrom inkl. EEG-Umlagensenkung ab 2023		18,5 Ct/kWh
Erdgas		3,7 Ct/kWh
CO ₂ -Abgabe im Mittel über 20 Jahre		130 €/tCO ₂
Nutzungsdauer sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten % vom Invest in Anlehnung an DIN 2067		
Wärmepumpe	20 a	1,5 %
Erdwärmesonden	40 a	1,0 %
Abwasserwärmetauscher	30 a	0,0 %
Rückkühlwerk	15 a	1,0 %
Wärme-/Pufferspeicher	20 a	1,0 %
Systemintegration / TGA	20 a	1,0 %
Wärmenetz	30 a	0,0 %
Hausübergabestationen	20 a	1,0 %
Energiezentrale (Gebäude)	40 a	0,0 %
Betriebsförderung		
Wärmepumpe	10a; max. 90% der Stromkosten	
Blockheizkraftwerk	16 Ct/kWh _{el} (<50 kW _{el}); max. 30.000 VBh und max. 3.500 h/a	
Investitionen nach eigenen Branchenkenntnissen und Richtpreisangeboten		



B. Gutachten Geologisches Landesamt



EINGEGANGEN

26. AUG. 2021

Freie und Hansestadt Hamburg Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft

Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft (BUKEA)
Neuentfelder Str. 19, D - 21109 Hamburg

Amt Wasser, Abwasser und Geologie
Abteilung Geologisches Landesamt –W3 –
Angewandte Geowissenschaften – Information
und Beratung

An
Averdung
Ingenieure & Berater GmbH

Neuentfelder Straße 19
D - 21109 Hamburg
Telefon 040 - 4 28 40 - 5260

Planckstraße 13
22765 Hamburg

Az.:

[REDACTED]

Datum und Zeichen Ihres Schreibens
Schriftliche Anfrage vom 12.08.2021
BV: Energiekonzept Fischbeker Heuweg

Geschäftszeichen
W3 211/2021-78

Datum
19.08.21

bezugnehmend auf Ihre Anfrage vom 12.08.2021 kann ich Ihnen zur geplanten Einbringung von Erdwärmesonden im Projektgebiet „Fischbeker Heuweg“ anhand der im Geologischen Landesamt vorliegenden Daten folgende Hinweise zu den Untergrundverhältnissen geben:

Der oberflächennahe Untergrund wird durch überwiegend flache Bohrungen im Bereich des Projektgebietes „Fischbeker Heuweg“ aufgeschlossen (Anlage 1). Einzig die nördlich des Projektgebietes gelegene, tiefere Bohrung reicht bis in eine Tiefe von 22,3 m unter Geländeoberkante (GOK). Der oberflächennahe Untergrund besteht hier aus humosen Fein- bis Mittelsanden. Ab einer Tiefe von 5,0 m unter GOK (GOK: +4,1 mNN) folgen holozäne Feinsande, die ab einer Tiefe von 15,0 m unter GOK von Fein- bis Grobsanden unterlagert werden. Ab einer Tiefe von 21,9 m unter GOK wurde Geschiebemergel erbohrt, der die Basis des Elbtalgrundwasserleiters darstellt. In der Bohrung wurde Grundwasser ab 1,8 m unter GOK festgestellt. Aus den mir vorliegenden Grundwassergleichplänen (Hydrologische Jahre 2008/10) geht hervor, das im Bereich des o.g. Projektgebietes der Grundwasserspiegel zwischen +3,0 mNN (südlich) und +2,0 mNN (nördlich) ansteigt.

Zur Interpretation des tieferen Untergrundes wurde auf drei tiefere Bohrungen im Umfeld zurückgegriffen:

Die nordwestlich gelegene Bohrung (B1: +3,3 mNN / ca. 550 m entfernt) zeigt bis 150 m Tiefe den nachfolgenden Aufbau:

GOK	bis 19 m	Fein- bis Mittelsand
	bis 60 m	Geschiebemergel
	bis 77 m	Ton, Holstein-Interglazial
	bis 86 m	Mittelsand, Holstein-Interglazial

Internetadresse:
www.hamburg.de/erdwaerme-geologie/

Öffentliche Verkehrsmittel:

S-Bahn 31 bis Wilhelmsburg
Buslinie 154



17301330413

- 2 -

bis 93 m	Schluff, Holstein-Interglazial
ab 93 m	tertiärer Glimmerton (Die Basis des Glimmertons wurde bei 150 m u. GOK / ca. -147 mNN erbohrt)

Die südöstlich gelegene Bohrung (B2: +16,0 mNN / ca. 850 m entfernt) zeigt bis 96 m Tiefe den nachfolgenden Aufbau:

GOK	bis 15 m	Mittel- bis Grobsand und Feinkies
	bis 45 m	Geschiebemergel
	bis 54 m	Mittelsand
	bis 88 m	Geschiebemergel
	bis 93 m	Mittelsand
	ab 93 m	Geschiebemergel

Die südwestlich gelegene Bohrung (B3: +17,4 mNN / ca. 980 m entfernt) zeigt bis 115 m Tiefe den nachfolgenden Aufbau:

GOK	bis 7 m	Mittel- bis Grobsand
	bis 9 m	Kics
	bis 11 m	Geschiebelehm
	bis 25 m	Geschiebemergel
	bis 27 m	Grobsand
	bis 39 m	Geschiebemergel
	bis 50 m	Fein- bis Mittelsand
	bis 77 m	Geschiebemergel
	bis 80 m	Feinsand
	bis 90 m	Geschiebemergel
	bis 91 m	Kics
	bis 95 m	Schluff
	bis 100 m	Geschiebemergel
	bis 105 m	Mittelsand
	ab 105 m	tertiärer Glimmerton (Die Basis des Glimmertons wurde nicht erbohrt)

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass das Projektgebiet westlich der elsterzeitlichen Neugrabener Rinne liegt und nur geringmächtige, elsterzeitliche Ablagerungen über dem Oberen Glimmerton vorhanden sind. Die geologischen Profilschnitte zeigen, dass die - für die Trinkwasserversorgung wichtigen – tertiären Grundwasserleiter durch den Oberen Glimmerton durchgängig geschützt werden. Aus diesem Grund darf diese Schicht nicht durchteuft werden. Die Unterkante des Oberen Glimmertons befindet sich im Bereich des Projektgebietes bei ca. -145 mNN, deshalb ist die **maximal zulässige Bohrtiefe auf -135 mNN** begrenzt. Durch die Lage im Trinkwasserschutzgebiet sowie die Nähe zu Wasserversorgungsbrunnen ist mit Einschränkungen bei der Verwendung von bestimmten Trägerflüssigkeiten zu erwarten.

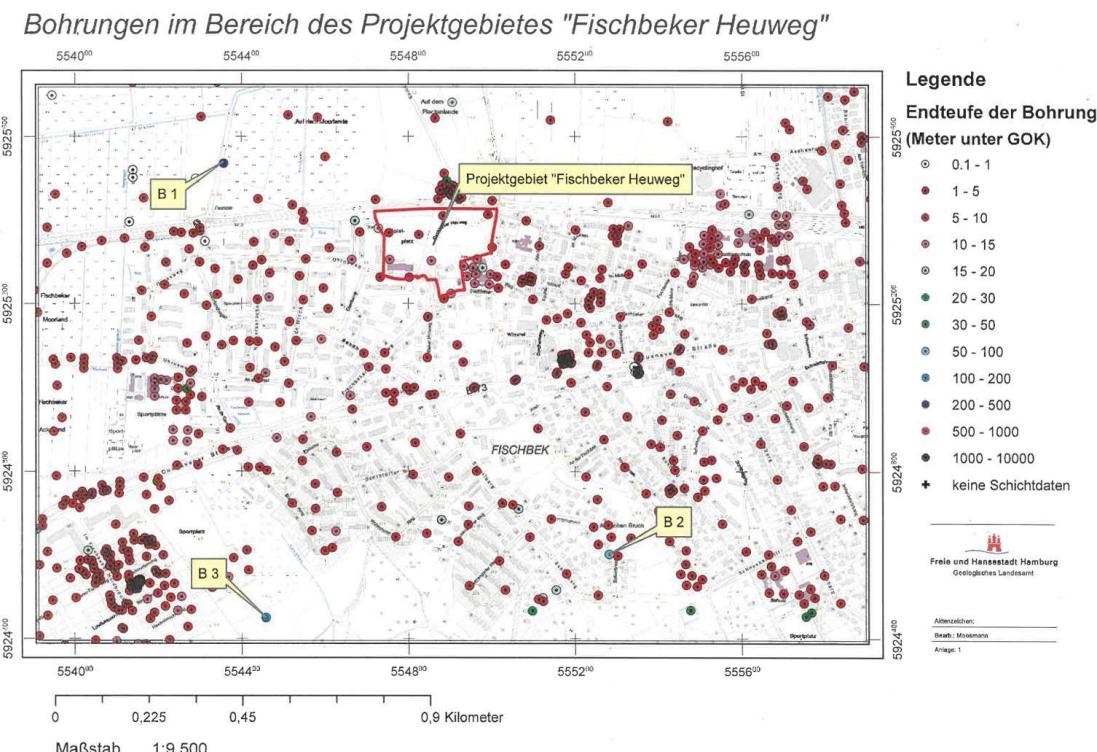
Aufgrund der Mächtigkeit der grundwasserführenden Sandlagen sowie der Grundwasserfließbewegung im oberflächennahen Elbtal-Grundwasserleiter ist mit einer guten geothermischen Ergiebigkeit für geschlossene, geothermische Systeme (Energiepfähle, kurze Erdsonden etc.) und offene, hydraulische Systeme zu rechnen. Durch die niedrigen Eisen-Konzentrationen (bis 0,2 mg/l) und Mangan-Konzentrationen (bis 0,08 mg/l) sind im Bereich des Projektgebietes (Vorgeest ohne Deckschicht) auch offene Systeme zur geothermischen Nutzung denkbar.

Ferner ist zu beachten, dass das Projektgebiet in der Schutzone 3 des Wasserschutzgebietes Süderelbmarsch/ Harburger Berge liegt, in dem sich die Wasserwerke Neugraben, Bostelbek und Süderelbmarsch befinden. Diese Wasserwerke fördern neben ihren Tiefbrunnen (ca. 1500m) auch Grundwasser aus oberflächennahen, eiszeitlichen Grundwasserleitern. Zudem muss der östlich des Projektgebietes befindliche Notbrunnen (ca. 700m) berücksichtigt werden, der ebenfalls aus dem oberflächennahen Grundwasserleiter fördert.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Effizienz von Erdwärmesonden von der Wärmeleitfähigkeit des Untergrundmaterials bestimmt wird. Typische Werte für Wärmeleitfähigkeiten nach VDI (1998 a) sind 2,4 W/(mK) für wassergesättigte Sande, 2,0 W/(mK) für Geschiebemergel und 1,7 W/(mK) für wassergesättigte Tone. Demzufolge ist bei dem Glimmerton von einer verringerten Wärmeleitfähigkeit auszugehen. Auch in dem wasserungesättigten Bereich ist die Wärmeleitfähigkeit deutlich verringert.

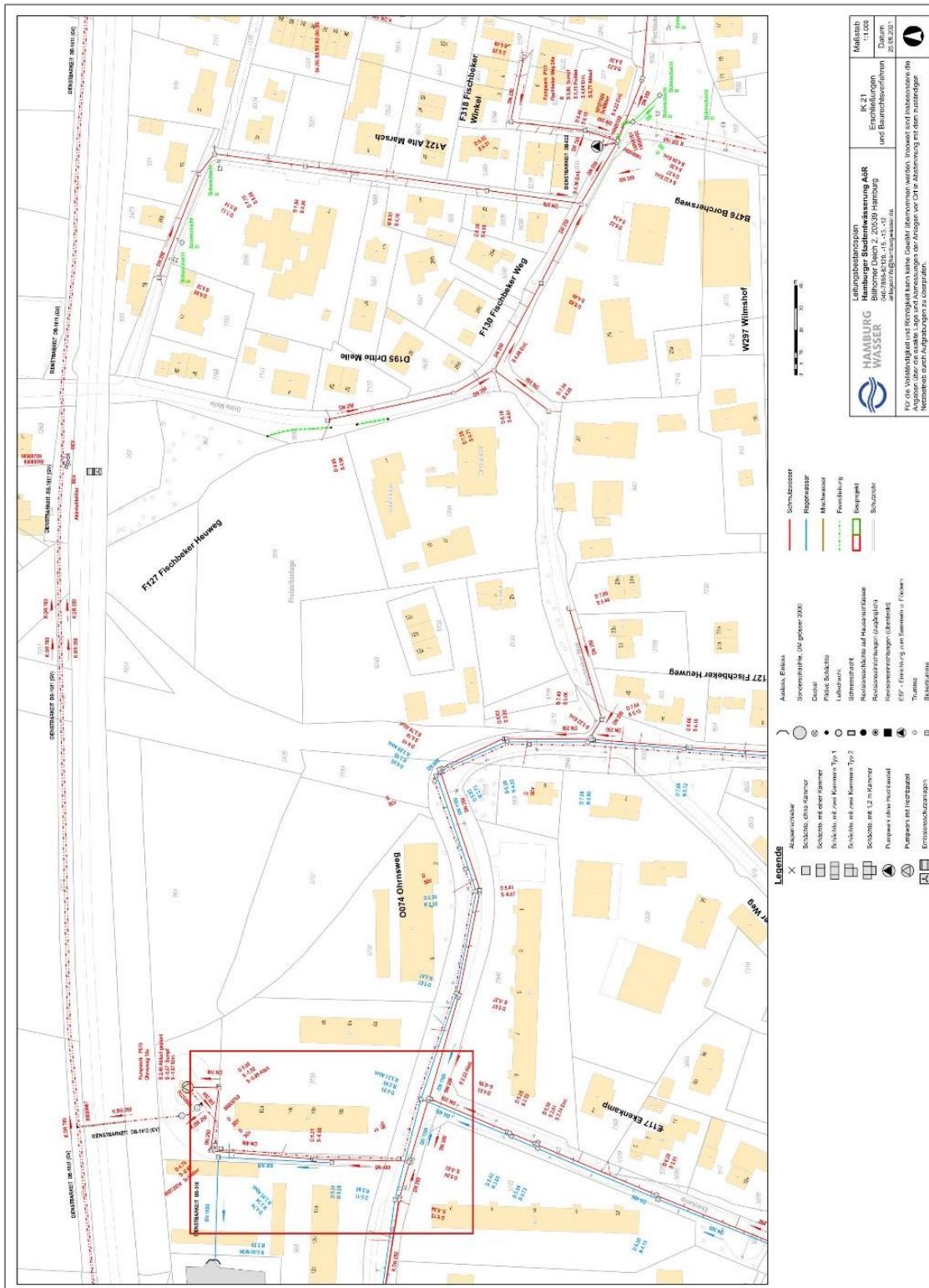
Mit freundlichen Grüßen
REDACTED

Anlage 1: Lageplan der Bohrungen



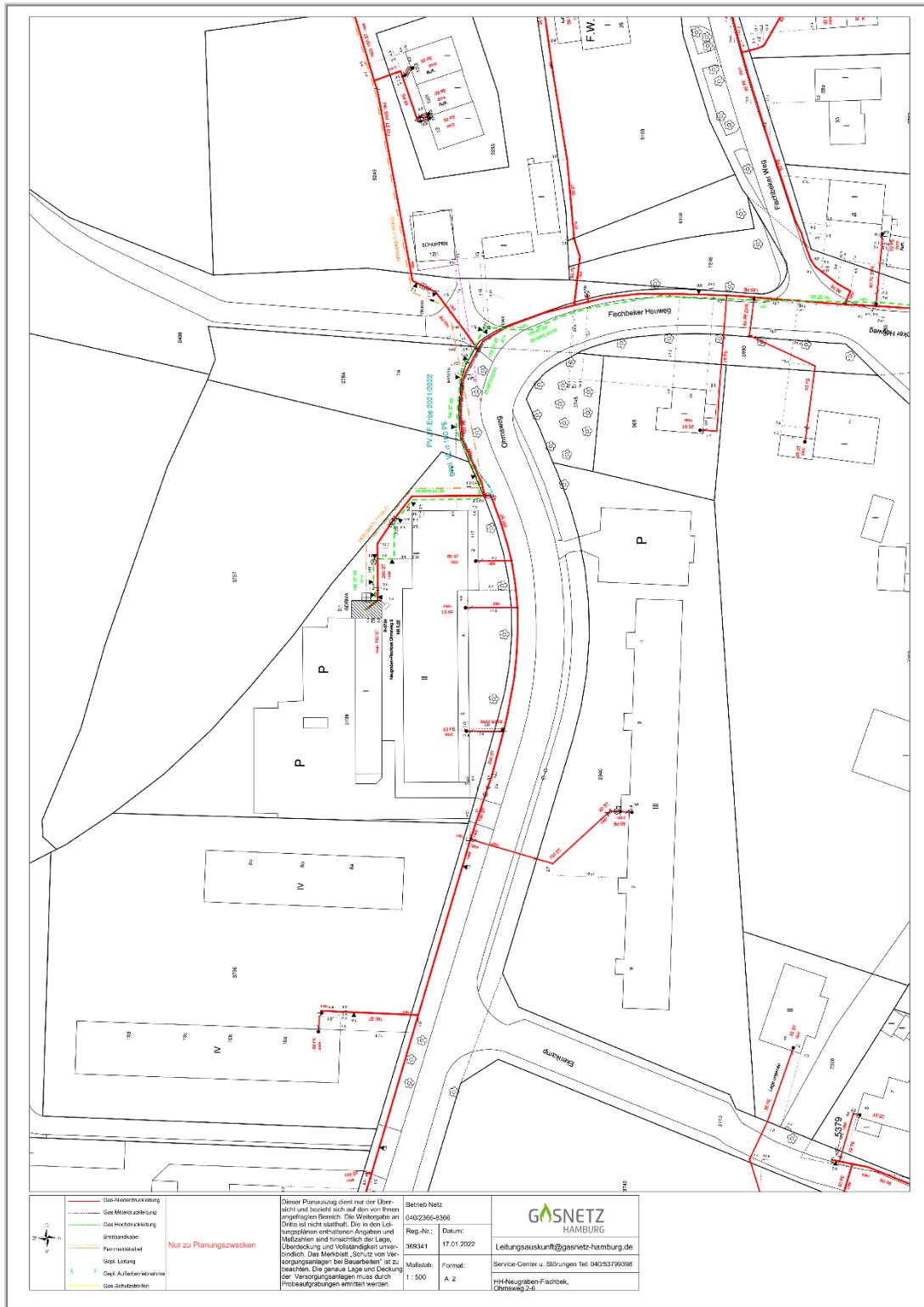


C. Auszug Sielkataster





D. Auszug Gasleitung





E. Auszug Studie Heizkosten

Die Vergleichswerte des Heizspiegels für Deutschland 2020

Gebäudefläche in m²	Energieträger/ Heizsystem	kWh Verbrauch in Kilowattstunden je m² und Jahr				€ Kosten in Euro je m² und Jahr				Die Vergleichswerte gelten für das Abrechnungsjahr 2019. Sie beziehen sich auf die gesamte Wohnfläche eines Gebäudes und beinhalten die Anteile für Raumwärme und Warmwasserbereitung.
		niedrig	mittel	erhöht	zu hoch	niedrig	mittel	erhöht	zu hoch	
100 – 250	Erdgas	bis 89	bis 157	bis 244	ab 245	bis 7,80	bis 12,00	bis 17,00	ab 17,01	Das bedeuten die Kategorien: ■ niedrig: Glückwunsch: Besser geht's kaum. ■ mittel: Das Gebäude liegt im Durchschnitt. ■ erhöht: Jedes zweite Haus verbraucht weniger. ■ zu hoch: Achtung: 90 % aller Wohngebäu- de sind besser als Ihr Haus.
	Heizöl	bis 101	bis 162	bis 242	ab 243	bis 9,30	bis 13,20	bis 18,10	ab 18,11	
	Fernwärme	bis 80	bis 135	bis 236	ab 237	bis 9,50	bis 14,30	bis 22,60	ab 22,61	
	Wärmepumpe	bis 27	bis 43	bis 96	ab 97	bis 8,00	bis 11,50	bis 22,50	ab 22,51	
	Holzpellets	bis 64	bis 131	bis 227	ab 228	bis 5,80	bis 9,10	bis 13,70	ab 13,71	
251 – 500	Erdgas	bis 86	bis 150	bis 233	ab 234	bis 7,30	bis 11,10	bis 15,80	ab 15,81	
	Heizöl	bis 98	bis 159	bis 239	ab 240	bis 8,90	bis 12,70	bis 17,60	ab 17,61	
	Fernwärme	bis 77	bis 128	bis 222	ab 223	bis 9,00	bis 13,40	bis 21,00	ab 21,01	
	Wärmepumpe	bis 25	bis 42	bis 94	ab 95	bis 7,60	bis 10,90	bis 21,60	ab 21,61	
	Holzpellets	bis 60	bis 123	bis 215	ab 216	bis 5,30	bis 8,40	bis 12,50	ab 12,51	
501 – 1.000	Erdgas	bis 83	bis 143	bis 223	ab 224	bis 6,90	bis 10,30	bis 14,70	ab 14,71	
	Heizöl	bis 96	bis 155	bis 236	ab 237	bis 8,50	bis 12,20	bis 17,10	ab 17,11	
	Fernwärme	bis 74	bis 122	bis 209	ab 210	bis 8,60	bis 12,70	bis 19,70	ab 19,71	
	Wärmepumpe	bis 25	bis 41	bis 93	ab 94	bis 7,20	bis 10,50	bis 20,80	ab 20,81	
über 1.000	Erdgas	bis 81	bis 139	bis 216	ab 217	bis 6,70	bis 9,90	bis 14,00	ab 14,01	
	Heizöl	bis 94	bis 153	bis 234	ab 235	bis 8,20	bis 11,90	bis 16,70	ab 16,71	
	Fernwärme	bis 72	bis 119	bis 201	ab 202	bis 8,30	bis 12,20	bis 18,80	ab 18,81	
	Wärmepumpe	bis 24	bis 40	bis 92	ab 93	bis 6,90	bis 10,10	bis 20,30	ab 20,31	

i Sie wohnen in einer Wohnung? Dann brauchen Sie für den Vergleich mit dem Heizspiegel nicht Ihre Wohnungsfläche, sondern die Gesamtfläche des Gebäudes. Diese Angabe finden Sie in Ihrer Heizkostenabrechnung. Kosten und Verbrauch Ihrer Wohnung können Sie online auf www.heizspiegel.de prüfen.

HERAUSGEgeben von:

co2online

GEFÖRDERT DURCH:

Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit

IN KOOPERATION MIT:

DMB DEUTSCHER MIETERBUND

WEITERER PARTNER:

VKU
VERBUND KOMMUNALER
UNTERNEHMEN e.V.CC BY SA Stand 10/2020 | Daten und Grafik: www.co2online.de