

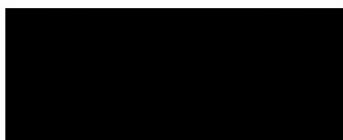


Auftraggeber

SAGA Siedlungs-Aktiengesellschaft Hamburg
Poppenhusenstraße 2
22305 Hamburg

Verfasser

Drees & Sommer SE
Ludwig-Erhard-Straße 1
20459 Hamburg



Inhaltsverzeichnis	Seite
1	Einleitung und Aufgabenstellung3
2	Grundlagen.....5
3	Ermittlung des Energiebedarfs.....7
3.1	GEG-Standard.....8
3.2	BEG WG Effizienzhaus-55-Standard.....8
3.3	BEG WG Effizienzhaus-40-Standard.....9
3.4	BEG WG Effizienzhaus-40 NH-Klasse9
4	Versorgungsvarianten und Grundlagen 10
4.1	Variante 1: SAGA Fernwärme + Fernwärme Hochbahn + Photovoltaik 10
4.2	Variante 2: SAGA Fernwärme + Abluft-WRG + Photovoltaik..... 12
4.3	Variante 3: SAGA Fernwärme + oberflächennahe Geothermie + Abluft-WRG + Photovoltaik 14
4.4	Variante 4: SAGA Fernwärme + Eisspeicher mit Solarthermie + Abluft-WRG + Photovoltaik 17
5	Photovoltaik-Ertragspotenzial 20
6	Energie- und Klimabilanz 22
6.1	Ergebnisse Energie- und Klimabilanz 23
7	Ökonomische Bewertung 26
7.1	Randbedingungen 26
7.2	Fördermittel 26
7.3	Ergebnisse 28
8	Handlungsempfehlung für eine klimagerechte Energieversorgung..... 34
8.1	Ergänzung des Fazits zum Stand 02/2024: 35

1 Einleitung und Aufgabenstellung

Die städtische SAGA Unternehmensgruppe beabsichtigt im Hamburger Stadtteil Rahlstedt, (B-Plan Rahlstedt 138, RA138) im Bereich Nordlandweg 110-112/Zellerstraße 17-19 den Abbruch ihrer alten Bestandsimmobilien und den Neubau von Wohnungen für Seniorenwohnen und Familienwohnen sowie von Gewerbeflächen für Dienstleistungen zum Seniorenwohnen und einer KITA.

Die geplanten 443 Wohnungen sollen Platz für ca. 719 Bewohner auf etwa 37.850 m² BGF bieten. Für das Gewerbe, die KITA und die Gemeinschaftsräume wird eine Fläche von 1.850 m² BGF mit einer Nutzerzahl von 114 Personen vorgesehen. Ferner werden im Bauvorhaben RA138 zwei Tiefgaragen mit einer Stellplatzanzahl von je ca. 60 Stellplätzen geplant.

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Energiefachplans befindet sich das Bauprojekt RA138 in der Vorplanungstiefe. Die Aufgabenstellung des Energiefachplans ist, für das gesamte Plangebiet eine möglichst CO₂-arme Kombination aus Dämmstandard und Energieversorgung sowie Vorteile und Synergieeffekte einer gebietsbezogenen gegenüber einer gebäudebezogenen Energieversorgungslösung zu identifizieren.

Für die Erstellung des Energiefachplans liegen die städtebauliche Funktionsplanung, das B-Planverfahren für RA 138 und das grundlegende Nutzungskonzept vor. Für die Wärmeversorgung des Wohngebiets steht das SAGA-eigene Fernwärmenetz zur Verfügung. Übergeordnet wird von der SAGA ein Energiestandard nach KfW 55 angestrebt. Der Primärenergiebedarf der Energieversorgung soll $\leq 0,5$ sein und der CO₂-Emissionswert soll weniger als 125 g/kWh betragen. Die Flachdachflächen der Gebäude sollen mit einer extensiven Begrünung sowie PV-Modulen belegt werden. Die Anforderungen der Stadt zur Belegung der Dachflächen durch PV-Module liegt bei mindestens 30 %. Die zukünftige Planung der Versorgungstechnik soll sich an den Ausführungsstandards der SAGA orientieren:

- Zentrale Trinkwarmwasserbereitung,
- Mechanische Abluft, keine mechanische Zuluft,
- Niedertemperaturheizkörper (bevorzugt) oder Fußbodenheizung,
- Gebäudebezogene Technikzentralen,
- Keine Gebäudekühlung.

Es sollen Kombinationen aus folgenden Energieversorgungsoptionen untersucht werden: SAGA-Fernwärme¹, Abwärmennutzung Hochbahn Busbetriebsbahnhof, Photovoltaik, Abluft Wärmerückgewinnung über Wärmepumpen, Geothermie, Eisspeicher.

Im Rahmen des Energiefachplans wird der Energiebedarf des Bebauungsgebiets für vier verschiedene energetische Standards (GEG, BEG WG Effizienzhaus 55, BEG WG Effizienzhaus 40, BEG WG Effizienzhaus 40 NH-Klasse) sowie für vier unterschiedliche

¹ SAGA-eigenes, bestehendes Quartierswärmenetz, welches derzeit von [REDACTED] betrieben wird, perspektivisch jedoch durch die [REDACTED] übernommen werden soll (inkl. Anschluss an das „Verbundnetz Ost“).

Versorgungsvarianten ermittelt. Aus der Kombination der Energiestandards und Versorgungsvarianten werden der Primärenergiebedarf, die CO₂-Emissionen sowie die Investitionskosten und die daraus resultierenden Wärmepreise abgeschätzt und ausgewertet.

Ziel ist es, für die zukünftige Energieversorgung des Plangebiets eine Versorgungsvariante mit größtmöglicher CO₂-Einsparung bei wirtschaftlicher Vertretbarkeit zu entwickeln und auf Basis der Untersuchungen eine Handlungsempfehlung auszusprechen.

2 Grundlagen

Im Folgenden sind die wesentlichen Dokumente und Quellen aufgeführt, die als Grundlage bei der Erstellung des Energiefachplans dienen:

- Datenpaket SAGA mit Artenschutz-Potenzialanalyse, Ausführungsstandards SAGA, Baumgutachten, Bodengutachten, Fernwärme, Protokolle, Vermesser (Stand: 01/2022),
- 2022-01-28 Kick-Off_Gutachten.pdf (Stand: 01/2022),
- Ausführungsstandards TGA der SAGA (Stand: 01/2022),
- Informationen aus der SAGA Projekt Kick-Off Veranstaltung vom 28.01.2022,
- Ergebnisse Abstimmung SAGA-Technik, SBI & Dresö zu Mobilitätskonzepte und Schnittstelle zur TGA-Planung vom 08.02.2022,
- Abstimmungsgespräch Hochbahn (), Projekt Busbetriebs-hof Meiendorf vom 10.02.2022
 - Grobbemessung Auslegung Abwärmenutzung Hochbahn von (), E-Mail vom 10.02.2022,
- Ergebnisse Dresö-Workshop zu Versorgungsvarianten RA 137/138, Zwischenstand vom 07.03.2022.

Die verwendeten Primärenergie- und CO₂-Faktoren sind in folgender Tabelle aufgeführt:

Tabelle 1: Primärenergie- und CO₂-Faktoren

Energieart	Primärenergiefaktor [-]	CO ₂ -Faktor [t/MWh]	Quelle
Fernwärme	0,34	0,090	(), nach finnischer Methode – siehe Anlage 1
Umweltwärme (Erdwärme, Abwärme, Umgebungswärme)	0,0	0,034	GEG/GEMIS
Strom (Bundesmix)	1,8	0,427	GEG/BAFA
Strom (Ökostromtarif)	1,8	0,040	Ökostromvertrag SAGA vorhanden
Strom (gebäudenah erzeugt)	0,0	0,040	GEG/GEMIS

Die in diesem Energiefachplan verwendeten Arbeitspreise für elektrische Energie und Wärmeenergie sind in folgender Tabelle aufgeführt:

Tabelle 2: Energiepreise

Energieart	Wert	Quelle
Strompreis (Bundesmix/Ökostrom)	310 €/MWh ²	SAGA
Fernwärme SAGA	93 €/MWh	SAGA
Fernwärme Hochbahn	60 €/MWh	Schätzung Dresos ³

² Bei einem angenommenen Strompreis gemäß „Strompreisbremse“ von 400 €/MWh bleiben die Ergebnisse in Kapitel 7 im Wesentlichen bestehen und verändern sich in den jeweiligen Varianten nur marginal.

³ Die Hochbahn konnte auf Nachfrage keinen Arbeitspreis bzw. keine Preisindikation aufgrund unzureichend geklärteter technischer und rechtlicher Details für die Fernwärme nennen. Der Arbeitspreis ist daher eine grobe Abschätzung. Der Arbeitspreis wird unterhalb des Preises für die SAGA-Fernwärme abgeschätzt, weil es sich um Abwärme der bereits vorhandenen Wärmepumpen handelt. Die Arbeitskosten setzen sich überwiegend aus der zur Wärmelieferung erforderliche Antriebsenergie der Wärmepumpen zusammen.

3 Ermittlung des Energiebedarfs

Im Folgenden wird der zukünftige Energiebedarf und die überschlägige Heizlast⁴ des Plangebiets für vier energetische Standards abgeschätzt. Es werden der Energiebedarf für die Beheizung der Räume, Trinkwarmwasserbereitung sowie der Gesamtstrombedarf (Mieterstrom, Allgemeinstrom, Strombedarf E-Mobility) berücksichtigt.

Der Trinkwarmwasserbedarf wird in allen Effizienz-Varianten zum Heizwärmebedarf hinzu addiert, um den gesamten Wärmebedarf des Bebauungsgebiets zu ermitteln.

Die Ermittlung der beheizten Flächen des Bebauungsgebiets erfolgt anhand der über die SAGA übergebenen Flächenangaben und einer Belegungsdichte von 1,6 Bewohner pro Wohnung.

Tabelle 3: Beheizte Flächen des Bebauungsgebiets

Nutzungsart	Anzahl Wohnungen [-]	Anzahl Bewohner/Nutzer [-]	Fläche [m ²]
Wohnen	449	719	37.850
Gewerbe	--	114	1.850
Gesamt	449	833	39.700

⁴ Die genaue Heizlast ist im Rahmen einer Heizlastberechnung nach DIN EN 12831-1 im Zuge der weiteren Planung zu ermitteln.

3.1 GEG-Standard

Nach GEG-Standard ergibt sich für die Wohngebäude ein Wärmebedarf von insgesamt ca. 2.123 MWh/a. Der Strombedarf inklusive Haushaltsstrombedarf und exklusive E-Mobilität beträgt ca. 1.202 MWh/a. Die Tabelle 4 zeigt die aufgeschlüsselten Ergebnisse.

Tabelle 4: Energiebedarf nach GEG-Standard

Gebäude nach GEG-Standard						
Bauteil	Fläche	Heizwärmebedarf	Heizlast	Wärmebedarf TWW	Wärmebedarf gesamt	Strombedarf
	m ²	MWh/a	kW	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Wohnen	37.850	1.514	1.703	503 ⁵	2.017	1.135
Gewerbe	1.850	74	83	32	106	67
Summe	39.700	1.588	1.786	535	2.123	1.202

3.2 BEG WG Effizienzhaus-55-Standard

Nach BEG WG Effizienzhaus-55-Standard ergibt sich für die Wohngebäude ein Wärmebedarf von insgesamt ca. 1.924 MWh/a. Der Strombedarf inklusive Haushaltsstrombedarf und exklusive E-Mobilität beträgt ca. 1.202 MWh/a. Die Tabelle 5 zeigt die aufgeschlüsselten Ergebnisse.

Tabelle 5: Energiebedarf nach BEG WG Effizienzhaus-55-Standard

Gebäude nach BEG WG Effizienzhaus-55-Standard						
Bauteil	Fläche	Heizwärmebedarf	Heizlast	Wärmebedarf TWW	Wärmebedarf gesamt	Strombedarf
	m ²	MWh/a	kW	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Wohnen	37.850	1.325	1.490	503	1.828	1.135
Gewerbe	1.850	64	73	32	96	67
Summe	39.700	1.389	1.563	535	1.924	1.202

⁵ Es ergibt sich bei Ra138 aufgrund der geringeren Belegungsdichte der Wohneinheiten ein geringerer flächenbezogener Trinkwarmwasserbedarf als bei Ra137.

3.3 BEG WG Effizienzhaus-40-Standard

Nach BEG WG Effizienzhaus-40-Standard ergibt sich für die Wohngebäude ein Wärmebedarf von insgesamt ca. 1.527 MWh/a. Der Strombedarf inklusive Haushaltsstrombedarf und exklusive E-Mobilität beträgt ca. 1.202 MWh/a. Tabelle 6 zeigt die aufgeschlüsselten Ergebnisse.

Tabelle 6: Energiebedarf nach BEG WG Effizienzhaus-40-Standard

Gebäude nach BEG WG Effizienzhaus-40-Standard						
Bauteil	Fläche	Heizwärmebedarf	Heizlast	Wärmebedarf TWW	Wärmebedarf gesamt	Strombedarf
	m²	MWh/a	kW	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Wohnen	37.850	946	1.065	503	1.449	1.135
Gewerbe	1.850	46	52	32	78	67
Summe	39.700	1.389	1.117	535	1.527	1.202

3.4 BEG WG Effizienzhaus-40 NH-Klasse

Nach BEG WG Effizienzhaus-40-Standard NH-Klasse ergibt sich für die Wohngebäude ein Wärmebedarf von insgesamt ca. 1.527 MWh/a. Der Strombedarf inklusive Haushaltsstrombedarf und exklusive E-Mobilität beträgt ca. 1.202 MWh/a. Die Energiebedarfsdaten sind identisch mit dem Energiebedarf nach BEG WG Effizienzhaus-40-Standard (siehe Tabelle 6). Seit 21.04.2022 werden über Mittel der BEG bis Ende 2022 nur noch der Standard des Effizienzhauses 40 mit Nachhaltigkeits-Klasse (NH-Klasse) als Kreditvariante mit einem Fördersatz von 12,5 % bezuschusst. Weiterhin ist die Förderung für die Nachhaltigkeitsberatung oder Fachplanung und Baubegleitung durch einen Energieeffizienzexperten mit einem Tilgungszuschuss von 50 % möglich.

4 Versorgungsvarianten und Grundlagen

Im Folgenden werden die vier verschiedenen Varianten der Wärmeversorgung (folgend: Varianten 1-4) erörtert, die infolge der durchgeführten Abstimmungsgespräche sowie dem Zwischenstandsgespräch zu den Energiekonzepten vom 07.03.2022 mit der SAGA untersucht werden sollen.

In diesem Kapitel werden aufgrund der besseren Übersicht die Energiemengen anhand des Energiestandards nach GEG dargestellt. In Kapitel 6 werden detaillierte Angaben zu den erforderlichen Wärmemengen in Bezug auf die unterschiedlichen Energie- und Effizienzhausstandards gemacht.

4.1 Variante 1: SAGA Fernwärme + Fernwärme Hochbahn + Photovoltaik

Variante 1 (vgl. Abbildung 1) sieht eine Wärmeversorgung durch das bestehende SAGA-Fernwärmenetz und einer neu zu errichtenden Fernwärmeleitung zur Nutzung der Abwärme des nahegelegenen Busbetriebshofs Meiendorf (Bau-Fertigstellung Anfang 2025) der Hochbahn vor. Die Fernwärmequelle des Busbetriebshofs stammt aus der Abwärme der Kühlung der E-Ladeinfrastruktur der Elektro-Busflotte der Hochbahn, die über Wärmepumpen auf ein zum Heizen nutzbares Temperaturniveau auf bis zu 55 °C gehoben wird und somit entweder für die Trinkwarmwassererwärmung oder eine Rücklauf Temperaturanhebung des SAGA-Fernwärmenetzes in Frage kommt. Darüber hinaus werden die Dachflächen für die Nutzung von Solarenergie mit Photovoltaik-Anlagen (siehe Kapitel 5) ausgestattet.

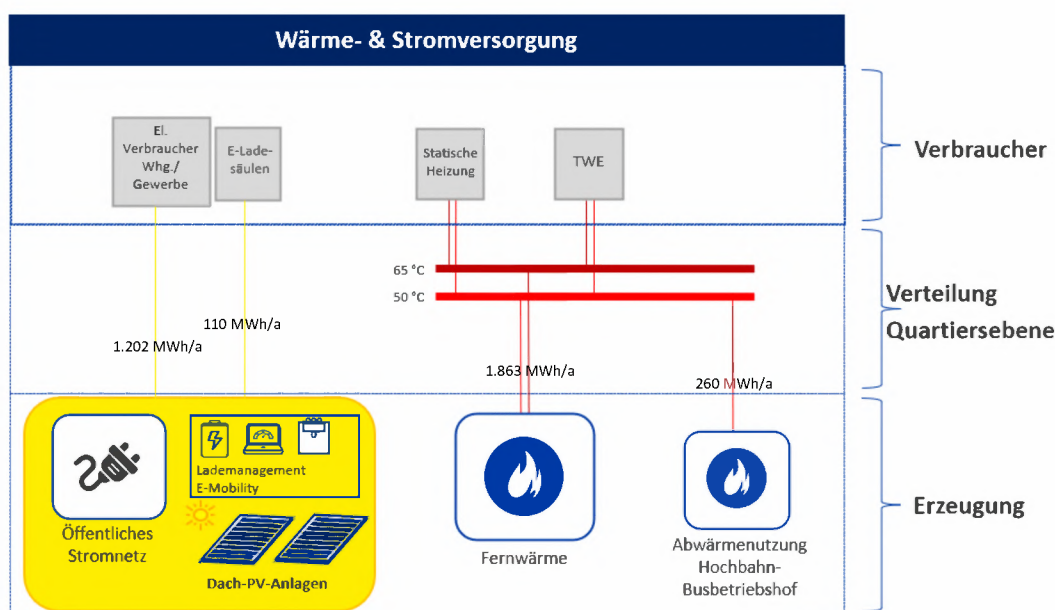


Abbildung 1: Energieversorgung Variante 1 (Energiebedarfe nach GEG-Standard)

Die Wärmeversorgung der Gebäude in der Heizperiode erfolgt vorwiegend über die SAGA-Fernwärme. Grund hierfür ist die von der Hochbahn geplante maximierte

Eigenbedarfsdeckung des Busbetriebshofs in der Heizperiode. Gemäß den vorliegenden Informationen von der Hochbahn-Projektleitung stehen für einen Wärmbezug der Hochbahn nur die Monate Mai bis September mit einer maximalen Abwärmemenge von ca. 260 MWh zur Verfügung. Ferner beträgt die Abwärmedauerleistung etwa 95 kW und es kann über die Wärmepumpen ein Temperaturniveau von ca. 55 °C bereitgestellt werden. Unter diesen technischen Randbedingungen kann die Fernwärme der Hochbahn die Trinkwarmwasserbereitung in den Monaten Mai – September nahezu vollständig abdecken.

Für die Nutzung der Hochbahn-Fernwärme muss eine Fernwärmeversorgungsleitung vom Betriebsgelände in der Meiendorfer Straße 200 zum Baufeld der RA 138 mit einer Länge von ca. 1,3 km neu errichtet werden. Darüber hinaus sind auf dem Betriebsgelände der Hochbahn und am Anschlusspunkt zum SAGA-Fernwärmenetz Übergabestationen zu errichten.



Abbildung 2: Darstellung Fernwärmenetzanbindung des Hochbahn-Betriebshofes (Quelle: Geoportal Hamburg und eigene Darstellung)

Der übrige Wärmebedarf in der Größenordnung von etwa 1.900 MWh/a bzw. ca. 80 – 90 % des Gesamtwärmebedarfs ist über die SAGA-Fernwärme sicherzustellen.

4.2 Variante 2: SAGA Fernwärme + Abluft-WRG + Photovoltaik

Variante 2 (vgl. Abbildung 3) sieht eine Wärmeversorgung durch das bestehende SAGA-Fernwärmenetz und ergänzend durch Abluft-Wärmerückgewinnungsanlagen vor. Diese Wärmeversorgungsvariante soll sicherstellen, dass die Wärmeverluste über die ohnehin vorhandenen Abluftanlagen minimal gehalten wird.

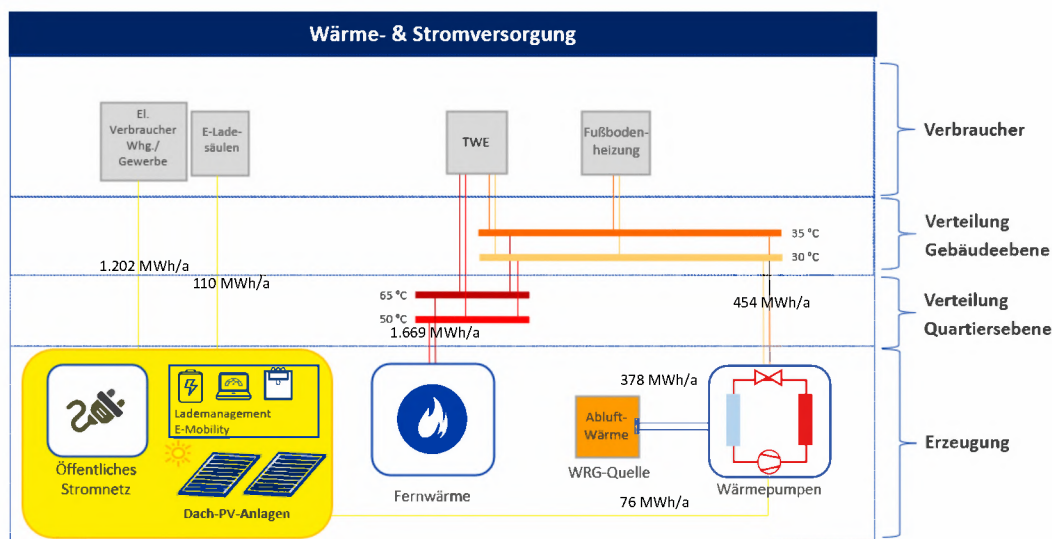


Abbildung 3: Energieversorgung Variante 2 (Energiebedarfe nach GEG-Standard)

Die Grundversorgung der Wärmebereitstellung erfolgt über die SAGA-Fernwärme mit ca. 1.700 MWh/a. Durch gebäudebezogene Abluftwärmerückgewinnungseinheiten und Wärmepumpen kann über das gesamte Jahr, aber insbesondere auch im Winter ein Teil der Wärme der Abluft über die Wärmerückgewinnung der Wärmeversorgung wieder zurückgeführt werden. Hierzu werden die Abluftvolumenströme auf den Dächern der Gebäude über Rohrnetze zusammengefasst und einer Ablufteinheit mit einem Wärmetauscher mit Wärmerückgewinnung zugeführt (vgl. Abbildung 4). Die übertragene Wärme kann je nach Ausführung direkt auf dem Dach einer Wärmepumpe oder über einen zwischengeschalteten Sole-Kreislauf einer zentralen Wärmepumpe zugeführt werden, die die Wärme dann wiederum für die Beheizung des Gebäudes bereitstellt. Die Nutzung einer Abwasserwärmerückgewinnung wird aufgrund des zu geringen Wärmeleistungspotenzials nicht weiter untersucht; seitens der SAGA wurde ein Schwellenwert von mindestens 500 kW Wärmeleistung definiert, der mit einem Wert von lediglich ca. 25 kW Wärmeleistung über alle Gebäude des RA138 weit unterschritten wird.

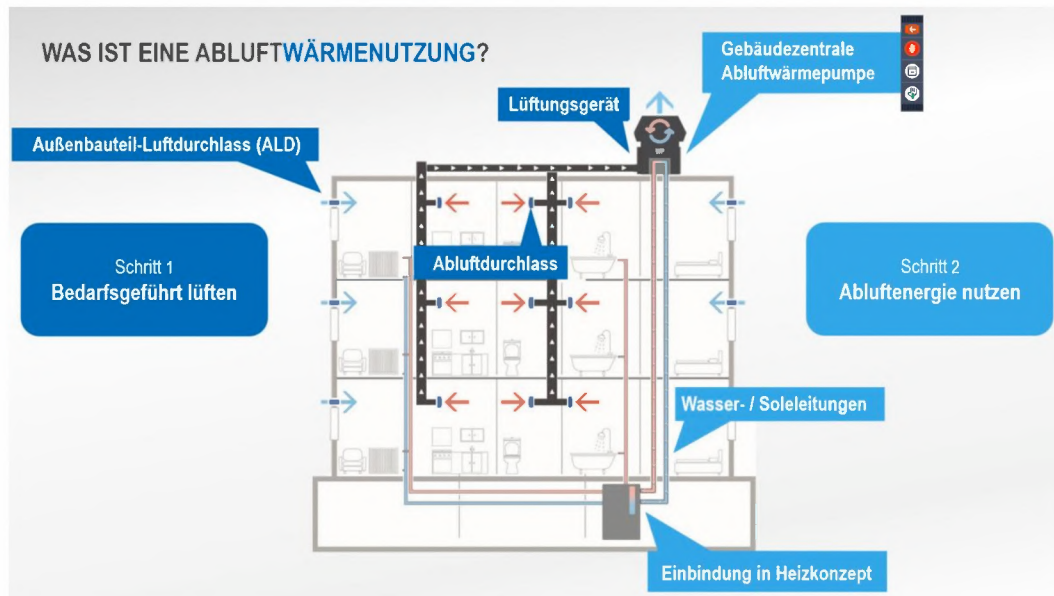


Abbildung 4: Prinzipschema einer Abluft-Wärmerückgewinnung (Quelle: AERECO)

Besonders effizient können Wärmepumpensysteme mit niedrigen Heiztemperaturniveaus wie z. B. bei Fußbodenheizungen mit Systemtemperaturen im Auslegungspunkt von 35/30 °C im Heizungs- Vor- und Rücklauf betrieben werden. Bei höheren Temperaturen, aber maximal 55 °C sinkt die Effizienz und die technische Lebensdauer der Wärmepumpen. Ein Betrieb mit Niedertemperaturheizkörpern und die Trinkwasservorwärmung durch die Wärmepumpe mit Nacherhitzung durch Fernwärme ist prinzipiell möglich und wird empfohlen. Ein wesentlicher Vorteil zur Variante 1 ergibt sich dadurch, dass die Abluftwärmenutzung ununterbrochen im Jahr und insbesondere auch in der Heizperiode verfügbar ist und sowohl die Beheizung der Gebäude als auch die Warmwasserbereitung durch die rückgewonnene Wärme ermöglicht wird. Ein weiterer Vorteil ist, dass das ohnehin notwendige Abluft-System genutzt wird. Ein Nachteil sind die noch vergleichsweise hohen Kosten für die Komponenten der Wärmerückgewinnung, da solche Systeme auf dem Markt noch nicht in hohen Stückzahlen verkauft werden.

Über die Abwärmerückgewinnung können für die Wohngebäude des RA138 eine Wärmemenge von etwa 450 MWh/a bereitgestellt werden. Mit der Annahme, dass die Wärmepumpen eine Jahresarbeitszahl (JAZ) von 5 erreichen, wird für den Betrieb der Wärmepumpen eine Strommenge von etwa 76 MWh/a benötigt. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird ein Arbeitspreis für Netzstrom (siehe Kapitel 2) angesetzt.

Darüber hinaus werden wie auch schon in Variante 1 die Dachflächen für die Nutzung von Solarenergie mit Photovoltaik-Anlagen ausgestattet (siehe Kapitel 5). Eine wesentliche Beeinflussung der Dachflächenverfügbarkeit für die Photovoltaik-Anlagen durch die zusätzliche Anlagentechnik zur Wärmerückgewinnung ist nicht zu erwarten.

4.3 Variante 3: SAGA Fernwärme + oberflächennahe Geothermie + Abluft-WRG + Photovoltaik

Variante 3 (vgl. Abbildung 5) sieht eine Wärmeversorgung durch oberflächennahe Geothermie, Abluft-Wärmerückgewinnung und das bestehende SAGA-Fernwärmenetz vor. Diese Wärmeversorgungsvariante nutzt zusätzlich zu der rückgewonnenen Abluft-Wärme oberflächennahe Geothermie.

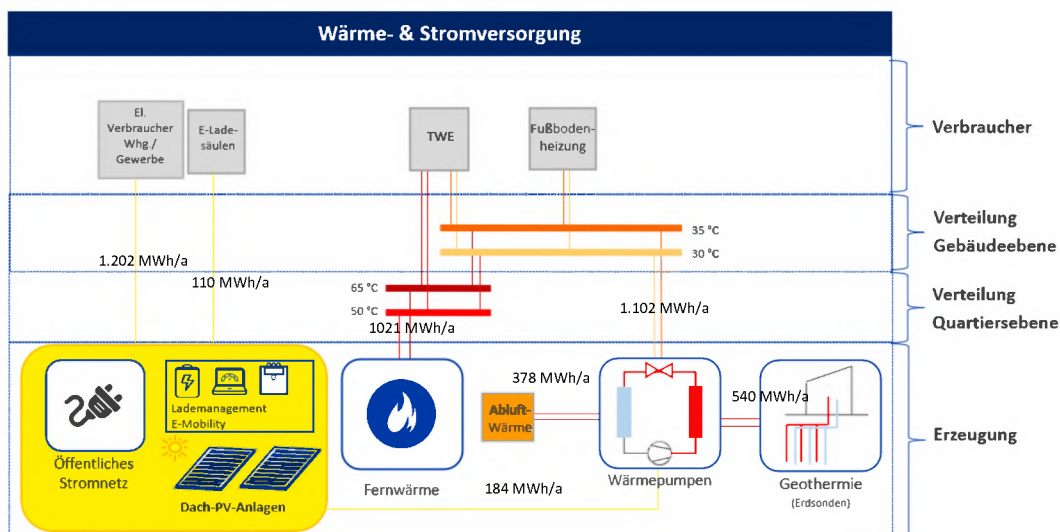


Abbildung 5: Energieversorgung Variante 3 (Energiebedarfe nach GEG-Standard)

Die Wärmeversorgung der Wohngebäude wird in dieser Variante zu etwa gleichen Teilen aus der SAGA-Fernwärme (ca. 1.000 MWh/a) und Umweltenergie aus Abluft-Wärme und Geothermie (ca. 1.100 MWh/a) bereitgestellt. Die Dimensionierung der Erdsondenfelder erfolgt auf Basis der zur Verfügung stehenden, nicht überbauten Flächen gemäß übergebenem Lageplan.

Gemäß den Angaben aus dem Geoportal Hamburg befindet sich das Bebauungsgebiet nicht in einem Naturschutz- oder Wasserschutzgebiet. Die Nutzung von Erdwärmesonden ist nach Einzelfallprüfung eventuell mit Auflagen möglich. Es ist Rücksprache mit dem Geologischen Landesamt (Stellungnahme) zu halten, um Sicherheit über die Umsetzbarkeit zu erlangen. Die Stellungnahme des GLA ist in den Anhang des Energiefachplans aufzunehmen. Im Bereich des Bebauungsgebiets ist gemäß Abbildung 6 ein mittleres Potenzial zur Erdwärmenutzung vorhanden.

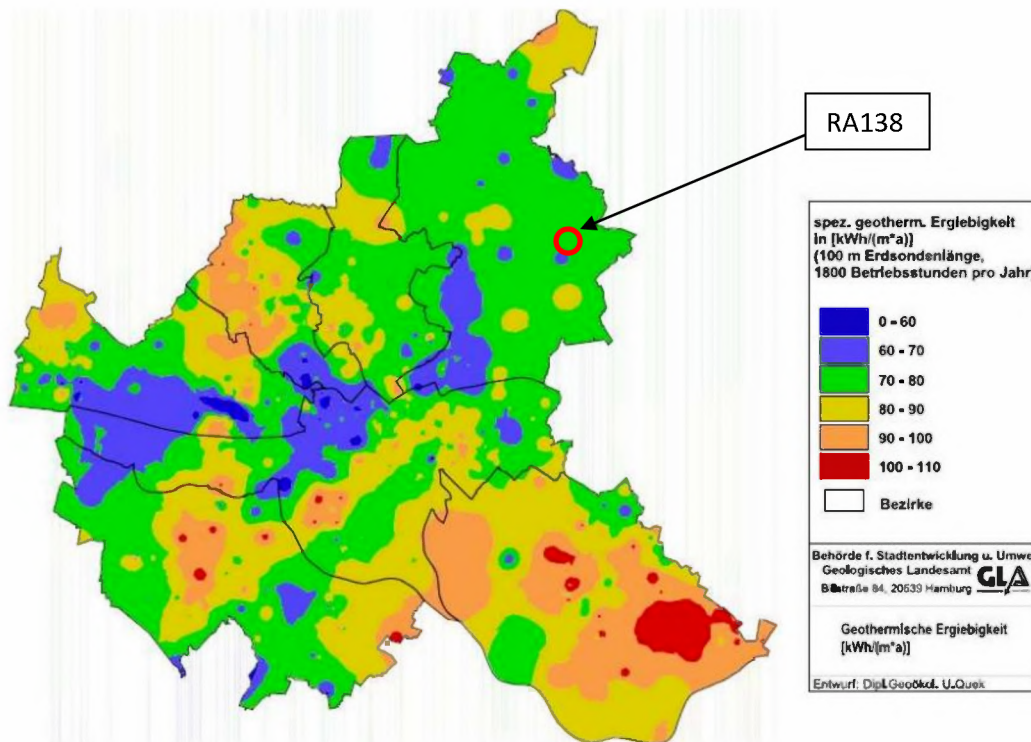


Abbildung 6: spez. Geothermische Ergiebigkeit Hamburg (Quelle: GLA Hamburg)

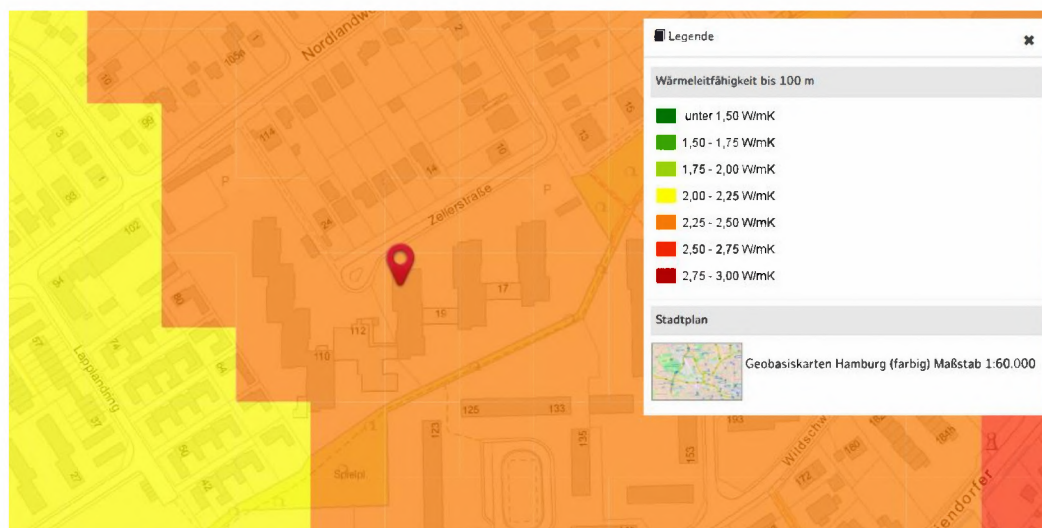


Abbildung 7: Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs am Standort RA138 (Quelle: Geoportal Hamburg)

Auch die Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes bis 100 m Tiefe deutet auf ein überwiegend mittleres Entzugspotenzial hin. Für die weitere Planung wird empfohlen, die geothermischen Werte über einen Thermal Response Test am Standort exakt zu ermitteln.

Die in dieser Variante vorgesehene oberflächennahe Geothermie kann über gebäudebezogene Erdsondenfelder erfolgen. Die in Abbildung 8 exemplarisch eingezeichneten Erdsondenfelder entsprechen rechnerisch der überschlägig ermittelten Erdsondenfelder Größen zur Bereitstellung der angesetzten Wärmebereitstellung von

insgesamt 540 MWh/a. Außerdem wird die Beschaffenheit des Untergrunds über einen Bohrkern dargestellt, der in etwa 800 m Entfernung des Wohngebiets untersucht wurde.



Abbildung 8: Größenordnung Erdsondenfelder unter Berücksichtigung des Baumbestandes und Bohrkern einer 800 m weit entfernten Bohrung (Quelle: KBNK Architekten GmbH, bohrdaten.hamburg.de, eigene Darstellung)

Für die Grobdimensionierung des Erdsondenfeldes wird angenommen, dass die Entzugsleistung in Folge der Untergrundbeschaffenheit (überwiegend Ton und Schluff) bei einem mittleren Entzugspotenzial mit 40 W/m bei 2.400 h/a Vollastentzugsstunden liegt. Es wird mit einer Erdsondentiefe von im Mittel 60 m gerechnet. Für die Berechnung des Energieertrags wird angesetzt, dass etwa 100 Erdsonden mit einem Sondenabstand von zueinander 6 m installiert werden. Somit ergibt sich eine maximale Quellenwärmeleistung von 230 kW und einem Wärmertrag von ca. 540 MWh/a. Unter der Annahme einer Anzahl von etwa sechs Wohngebäudekomplexen würden in etwa 15-20 Erdsonden pro Wohngebäudekomplex vorgesehen werden.⁶ Mit dem vorhandenen Baumbestand lässt sich die erforderliche Anzahl an Erdsonden nach einer Ersteinschätzung realisieren, ohne den Bestand an besonders schützenswerten Bäumen zu gefährden. Die Positionierung der Erdsondenfelder zwischen und nicht unter den Gebäuden hat den Vorteil, dass die Erdsonden im Falle von Instandsetzungsmaßnahmen einfacher erreicht und Durchdringungen der Bodenplatte vermieden werden können. Ein Einbringen der Sonden unter Bodenplatte ist prinzipiell jedoch auch möglich.

Die Nutzung von Wärme aus oberflächennaher Geothermie hat den Vorteil, dass die Wärme nahezu jahresunabhängig aus dem Boden entzogen werden kann. Allerdings ist die maximale Entzugsleistung und der maximale Wärmertrag zu berücksichtigen. Prinzipiell lassen sich über die Wärmepumpen ebenfalls die rückgewonnenen Wärmemengen der Abluft mit nutzen. Bei der Grobauslegung wird davon ausgegangen,

⁶ In der weiteren Planung sind die Trassenführung der Fernwärme und weitere Versorgungsleitungen zu berücksichtigen. Für die Nutzung von Geothermie ist eine behördliche wasserrechtliche Erlaubnis einzuholen und die Altlasten-/Schadstoffsituation zu prüfen. Die Angaben zur Entzugsleistung für die oberflächennahe Geothermie basieren aus Literaturrecherchen. Für eine genaue Ertragsberechnung wird ein Thermal Response Test (TRT) empfohlen.

dass das Erdsondenfeld durch nachströmende Wärmeenergie aus dem Untergrund (z. B. Grundwasserströmung, Niederschlagswasser) auf natürliche Weise regeneriert werden kann.⁷

Wie bereits in der Variante 2 erläutert, können Wärmepumpensysteme besonders effizient bei niedrigen Heiztemperaturniveaus wie z. B. bei Fußbodenheizungen betrieben werden. Bei höheren Temperaturen sinkt die Effizienz und die technische Lebensdauer der Wärmepumpen. Ein Betrieb mit Niedertemperaturheizkörpern und die Trinkwasservorerwärmung mit Zuheizung durch Fernwärme ist auch in Variante 3 prinzipiell möglich und kann technisch umgesetzt werden. Für die Ertragsberechnung wird eine Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen von 5 angenommen.

Auch in der Variante 3 wird das Wärmeversorgungssystem durch eine PV-Anlage zur Stromerzeugung ergänzt.

4.4 Variante 4: SAGA Fernwärme + Eisspeicher mit Solarthermie + Abluft-WRG + Photovoltaik

Variante 4 (vgl. Abbildung 9) sieht eine Wärmeversorgung durch Fernwärme und mit Hilfe von gebäudenah errichteten Eisspeichern mit saisonal gespeicherter solarer Wärmeenergie vor. Zusätzlich werden die Wärmepumpen über die rückgewonnene Abluft-Wärme der einzelnen Gebäude beaufschlagt.

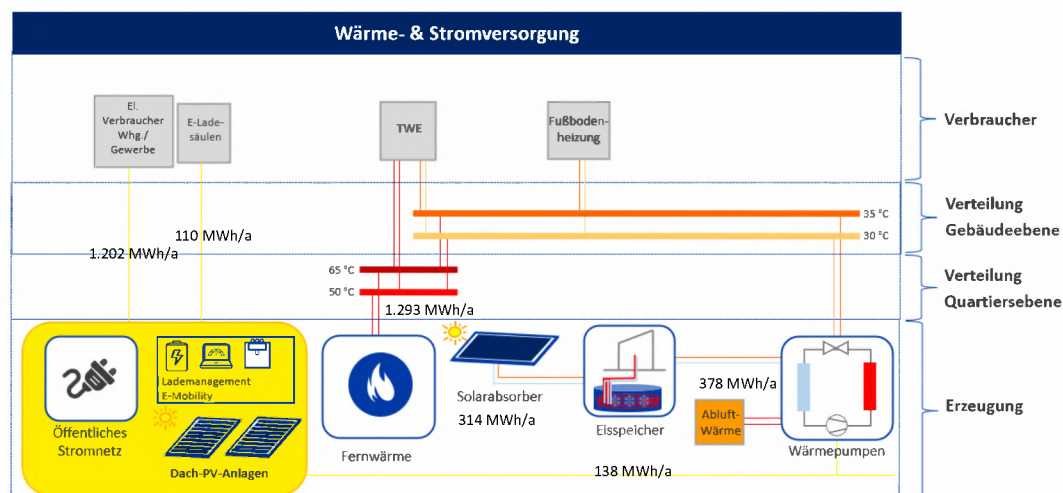


Abbildung 9: Energieversorgung Variante 4 (Energiebedarfe nach GEG-Standard)

Die Wärmeversorgung der Wohngebäude wird in dieser Variante zu etwa 39 % (ca. 831 MWh/a) aus regenerativer Wärmeenergie und zu 61 % (ca. 1.293 MWh/a) aus SAGA-Fernwärme sichergestellt. Die Dimensionierung der Eisspeicher erfolgt anhand

⁷ Die Planung ist durch einen Geologen zu begleiten, der durch Simulationen nachzuweisen hat, dass bilanziert über ein gesamtes Jahr ein thermisches Gleichgewicht im Erdreich besteht. Wenn eine vollständige natürliche Regeneration des Erdsondenfeldes nicht nachgewiesen werden kann, ist zusätzliche Wärme (z. B. über PVT-Kollektoren – Hybridmodule zur gleichzeitigen Strom- und Wärmegegewinnung) in das Erdreich einzubringen. Hierfür sind weitere Schacht- und Technikflächen zu berücksichtigen und ein Teil der Dachflächen der Gebäude sind anstelle reiner PV-Module mit PVT-Kollektoren zu belegen.

technisch verfügbarer und installierbarer Baugrößen. Es werden insgesamt sechs Eisspeicher mit einem Füllvolumen von ca. 450 m³ Wasser berücksichtigt.



Abbildung 10: Größenordnung und ungefähre Flächenbedarfe der Eisspeicher mit einem Durchmesser von ca. 14 m unter Berücksichtigung des Baumbestandes und der Tiefgaragenposition (Quelle: KBNK Architekten GmbH, eigene Darstellung)

Ein Eisspeicher besteht grundsätzlich aus den Komponenten: Betonbehälter, Wasser, Sole-Kreisläufe, Wärmepumpen und einem Absorber für Umweltwärme (hier solare Wärme). Das besondere thermo-physikalische Merkmal eines Eisspeichers ist das Gefrieren des Wassers während der Heizperiode (Wärmeentzug) und die Nutzung der sogenannten latenten Wärme beim Auftauen (Regeneration) während der Sommerperiode.

Zunächst wird der Eisspeicher über die Wärme der Solarkollektoren überwiegend in der Sommerperiode über einen Solekreislauf regeneriert (aufgetaut). In der Heizperiode entziehen Wärmepumpen dem Eisspeicher Wärmeenergie über einen zweiten Solekreislauf, sodass das Wasser im Eisspeicher wieder gefriert. Der Eisspeicher fungiert in erster Linie als saisonaler Wärmespeicher; die Wärmegewinne über die Betonwände im Sommer gleichen sich erfahrungsgemäß mit den Wärmeverlusten im Winter aus und werden somit bilanziell in der Grobauslegung nicht berücksichtigt.

Eisspeicher benötigen in der Regel keine umweltrechtliche Genehmigung. Es wird empfohlen, die Genehmigungsfähigkeit der Eisspeicher durch das Geologische Landesamt bestätigen zu lassen.

Die folgenden Abbildungen stellen den Aufbau und die Wärmeströme eines Eisspeichers dar.



Abbildung 11: Aufbau Eisspeicher mit den Sole-Kreisläufen ohne Wasser (Quelle: Viessmann)

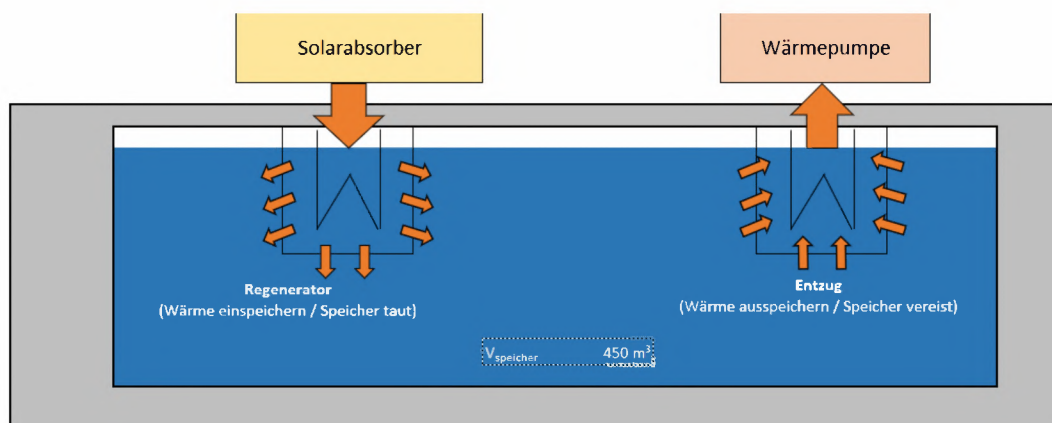


Abbildung 12: Vereinfachte Darstellung des Wärmestromes eines Eisspeichers in der Sommerperiode (orange Pfeile links) und in der Heizperiode (orange Pfeile rechts), Quelle: eigene Darstellung

Die Solarthermie-Anlagen (Solarabsorberfläche von insgesamt ca. 740 m² bzw. ca. 7 % der Dachflächen) werden auf den zur Verfügung stehenden Dachflächen zusätzlich zu den geplanten Photovoltaikanlagen installiert und sind zur Regeneration der sechs Eisspeicher vorgesehen. Eine zusätzliche Trinkwarmwasserbereitung mit weiteren Solarabsorber-Modulen ist technisch umsetzbar, wird jedoch in dieser Variante nicht weiter betrachtet.

Eisspeicher und Wärmepumpe können besonders effizient eingesetzt werden, wenn niedrige Systemtemperaturen (Flächenheizsystem) im Gebäude vorliegen. Positiv auf die Wirtschaftlichkeit wirkt sich zudem aus, wenn das System sowohl für Heiz- als auch für Kühlzwecke genutzt wird. Ein Kühlbetrieb ist für das Wohngebiet jedoch nicht vorgesehen. Für die Ertragsberechnung wird eine Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen von 4 angenommen.⁸

⁸ Aufgrund der im Vergleich zur Geothermie niedrigeren Quelltemperatur der Eisspeicher-Systeme ergibt sich eine niedrigere Arbeitszahl der Wärmepumpen.

5 Photovoltaik-Ertragspotenzial

Die Freie und Hansestadt Hamburg strebt langfristig an, dass alle geeigneten Dachflächen möglichst in Kombination mit Gründächern, soweit technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar, zur Stromerzeugung durch die Nutzung solarer Strahlungsenergie genutzt oder zur Verfügung gestellt werden.

Für Gebäude, deren Baubeginn nach dem 01.01.2023 liegt, besteht gemäß des Hamburgischen Klimaschutzgesetzes eine Verpflichtung zum Bau von PV-Anlagen.

Vor diesem Hintergrund wird für das Bebauungsgebiet RA138 das Solar-Potential untersucht. Es wird dargestellt, ob die Dachflächen der Gebäude für die Aufstellung von Solar-Modulen geeignet sind und welcher Anteil des Strombedarfs bilanziell⁹ über Photovoltaik-Strom gedeckt werden kann.

Die Solarpotenziale des Baufeldes gemäß des Geoportals Hamburg zeigen, dass die Dächer der sich derzeit auf dem Baufeld befindenden Bestandsgebäude sehr gut für PV-Anlagen geeignet sind. Es ist anzunehmen, dass die zukünftigen Gebäude bei ähnlicher Ausrichtung und Höhe der Dachflächen und einer vergleichbaren Verschattung durch Bäume und Nachbarbebauung ebenfalls ein sehr gutes Solarpotenzial aufweisen. Einschränkungen für die Nutzung von PV-Anlagen auf den Dachflächen ergeben sich durch Technik-Aufbauten (Ablüfter, ggf. Abluftleitungen, Aufzugsschachtköpfe, Entrauchungsöffnungen und notwendige Wege etc.) Eine Dachnutzung durch Dachterrassen ist nicht vorgesehen.

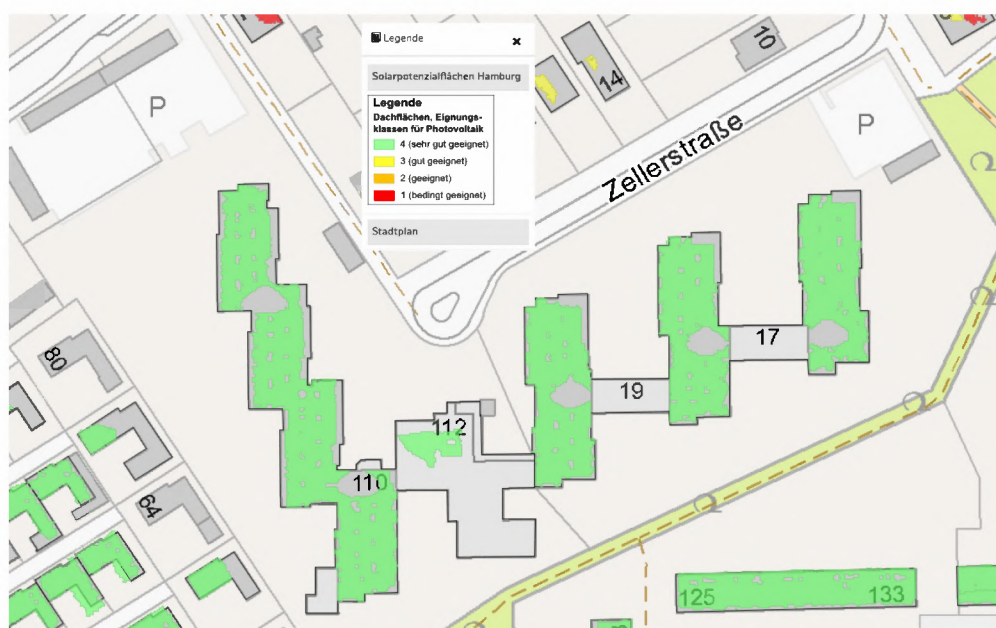


Abbildung 13: Solarpotenzial Bestandsgebäude RA138 (Quelle: Geoportal Hamburg)

⁹ Hierbei bleibt unberücksichtigt, dass der erzeugte PV-Strom und der Strombedarf im Wohngebiet zu unterschiedlichen Zeiten anfallen. Bei Überdeckung des Strombedarfes wird der überschüssige PV-Strom in das Netz eingespeist, bei Unterdeckung aus dem Netz bezogen.

Die für PV-Anlagen nutzbare Dachfläche wird anhand der bekannten GRZ von 0,35 ermittelt, da zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch keine Grundrisspläne und Dachaufsichten verfügbar sind. Für die Dimensionierung der PV-Anlage wird eine Dachflächenbelegung von 35 % angesetzt und somit 5 % höher als die PV-Mindestflächenbelegung von 30 %. Es wird mit polykristallinen Solarzellen gerechnet. Die PV-Anlagen werden auf Gründächern installiert. Diese Kombination bietet den Vorteil niedriger Dachttemperaturen, was zu einer Verbesserung der Performance des PV-Module und somit zu einem höheren Stromertrag führt. Das Ertragspotenzial wird für eine Ost-West-Ausrichtung der PV-Module mit 10 % Neigung ermittelt.

Aufgrund der hohen und durchgängigen Nutzung der Wohngebäude (insbesondere Seniorenwohnen und E-Mobilität) ist von einem nahezu vollständigen Eigenstromnutzungsanteil des PV-Stroms in allen Varianten auszugehen. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird angesetzt, dass sich die Kostenersparnis aus der Differenz zwischen dem Strompreis aus Netzbezug (31 ct/kWh) und der Stromgestehungskosten von PV-Strom (ca. 10 ct/kWh) ergibt. Der berechnete PV-Ertrag und die Wirtschaftlichkeit werden in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 7: Ergebnisse PV-Ertrag eine Dachflächenbelegungsdichte von 35 %

PV-Anlage	Fläche (Ost + West)	Peakleistung	Erzeugung	Investitionskosten (ca.)	Kostenersparnis	ROI ¹⁰
	m ²	kWp	MWh/a	€	€/a	a
Module m. Ost-West - Ausrichtung (10° Neigung)	3.885	588	476	765.000	100.000	7,7

Die PV-Anlagen auf den Dächern weisen insgesamt eine installierte Leistung von ca. 588 kWp auf und erzeugen jährlich eine Strommenge von etwa 476 MWh. Bilanziell können somit ca. 36 % des gesamten Strombedarfs des Bebauungsgebietes durch lokal erzeugten Photovoltaik-Strom gedeckt werden. Die Investitionskosten der PV-Anlagen betragen etwa 765.000 €. Der ROI liegt bei ca. 7,7 Jahren.

Gegenüber dem Strombezug aus dem Netz der öffentlichen Versorgung (Bundesmix) können durch den Einsatz der derzeit geplanten PV-Anlagen jährlich ca. 200 Tonnen CO₂ eingespart werden.

¹⁰ ROI = Return on Investment; Angabe, nach wie vielen Jahren sich die Investitionen wirtschaftlich amortisieren

6 Energie- und Klimabilanz

In diesem Kapitel ist die Energie- und Klimabilanz für die einzelnen Versorgungsvarianten 1 bis 4 in Kombination mit den jeweiligen Energieeffizienz-Varianten aufgeführt.

Versorgungs-Varianten:

- Variante 1 (V1): SAGA Fernwärme + Fernwärme Hochbahn + Photovoltaik,
- Variante 2 (V2): SAGA Fernwärme + Abluft-WRG + Photovoltaik,
- Variante 3 (V3): SAGA Fernwärme + oberflächennahe Geothermie + Abluft-WRG + Photovoltaik,
- Variante 4 (V4): SAGA Fernwärme + Eisspeicher mit Solarthermie + Abluft-WRG + Photovoltaik.

Energieeffizienz-Standards:

- GEG-Standard (GEG),
- BEG WG Effizienzhaus-55-Standard (E55),
- BEG WG Effizienzhaus-40-Standard (E40),
- BEG WG Effizienzhaus-40-Standard NH-Klasse (E40NH).

Kombinierte Varianten:

- Variante 1: SAGA Fernwärme + Fernwärme Hochbahn + Photovoltaik
 - V1GEG,
 - V1E55,
 - V1E40,
 - V1E40NH.

- Variante 2: SAGA Fernwärme + Abluft-WRG + Photovoltaik
 - V2GEG,
 - V2E55,
 - V2E40,
 - V2E40NH.

- Variante 3: SAGA Fernwärme + oberflächennahe Geothermie + Abluft-WRG + Photovoltaik
 - V3GEG,
 - V3E55,
 - V3E40,
 - V3E40NH.

- Variante 4: SAGA Fernwärme + Eisspeicher m. Solarthermie + Abluft-WRG + Photovoltaik
 - V4GEG,
 - V4E55,
 - V4E40,
 - V4E40NH.

6.1 Ergebnisse Energie- und Klimabilanz

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Energie- und Klimabilanz für den Fall dargestellt, dass der über die Mieter bezogene Netzstrom dem Strom des deutschen Strommix entspricht. Der Strombedarf des Vermieters inklusive der Strombedarf für die Antriebsenergie der Wärmepumpen, die technische Gebäudeausrüstung und die Allgemeinbereiche wird über Ökostrom bezogen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 8 dargestellt.

Nachhaltigkeit Rang 1: Variante 3

In Bezug auf die CO₂-Emissionen für das Gesamtsystem der Wärme- und Stromversorgung erzeugt Variante 3, welche auch mit 55 bis 71 % den größten Anteil von Erneuerbaren Energien besitzt, die geringsten CO₂-Emissionen. Die CO₂-Emissionen liegen für die Wärmebereitstellung je nach Energieeffizienz-Standard zwischen 35 und 40 g/kWh. Die CO₂-Emissionen für die Stromversorgung für die Verbraucher der Mieter und Vermieter liegen bei Variante 3 zwischen 239 und 244 g/kWh. Auch der Primärenergiefaktor ist bei der Variante 3 am niedrigsten und liegt mit 0,081 bis 0,14 deutlich unterhalb der Anforderung von maximal 0,5.

Nachhaltigkeit Rang 2: Variante 4

Variante 4 weist etwa um 4 %-Punkte höhere CO₂-Emissionen als Variante 3 auf. Der Anteil von Erneuerbaren Energien an der Wärme- und Strombereitstellung liegt bei etwa 47 bis 61 %. Die CO₂-Emissionen liegen für die Wärmebereitstellung je nach Energieeffizienz-Standard zwischen 40 und 43 g/kWh. Die CO₂-Emissionen für die Stromversorgung für die Verbraucher der Mieter und Vermieter liegt bei Variante 3 zwischen 251 und 254 g/kWh. Auch der Primärenergiefaktor liegt bei der Variante 4 mit 0,132 bis 0,177 deutlich unterhalb der Anforderung von maximal 0,5.

Nachhaltigkeit Rang 3: Variante 2

Variante 2 weist im Vergleich zur Variante 3 etwa um 10 %-Punkte höhere CO₂-Emissionen auf. Der Anteil von Erneuerbaren Energien an der Wärme- und Strombereitstellung liegt bei etwa 35 bis 46 %. Die CO₂-Emissionen liegen für die Wärmebereitstellung je nach Energieeffizienz-Standard zwischen 46 und 48 g/kWh. Die CO₂-Emissionen für die Stromversorgung für die Verbraucher der Mieter und Vermieter liegt bei Variante 2 zwischen 268 und 270 g/kWh. Auch der Primärenergiefaktor liegt bei der Variante 2 mit 0,204 bis 0,228 deutlich unterhalb der Anforderung von maximal 0,5 aber fast doppelt so hoch wie bei Variante 3.

Nachhaltigkeit Rang 4: Variante 1

Variante 1 weist im Vergleich zur Variante 3 etwa um 16 %-Punkte höhere CO₂-Emissionen auf. Der Anteil von Erneuerbaren Energien an der Wärme- und Strombereitstellung liegt bei etwa 31 bis 42 %. Die CO₂-Emissionen liegen für die

Wärmebereitstellung bei etwa 50 g/kWh. Die CO₂-Emissionen für die Stromversorgung für die Verbraucher der Mieter und Vermieter liegt bei Variante 1 bei etwa 288 g/kWh. Der Primärenergiefaktor liegt bei der Variante 1 mit 0,241 bis 0,251 deutlich unterhalb der Anforderung von maximal 0,5 aber mehr als doppelt so hoch wie bei Variante 3.

Je Versorgungsvariante hängt die Energie- und Klimabilanz außerdem von dem gewählten Energieeffizienz-Standard ab. Je nach Energieeffizienz-Standard (GEG, EH 55, EH 40)¹¹ ergeben sich unterschiedliche CO₂-Emissionen im Bereich des Wärmebedarfs; der Strombedarf wird nicht beeinflusst. In der Variante 3 verbessern sich die CO₂-Emissionen Wärme vom Energieeffizienz-Standard GEG auf EH⁴⁰ um 12,4 %_{rel.}. In Variante 4 liegen die Verbesserungen bei 8,7 %_{rel.}. In Variante 2 liegen die Verbesserungen bei 4,3 %_{rel.}. In Variante 2 liegen die Verbesserungen bei 1,8 %_{rel.}. Die Unterschiede ergeben sich aus dem unterschiedlichen Anteil der Nutzung von Fernwärme bei der Wärmebereitstellung. Da die CO₂-Emissionen der Fernwärme mit 53 g/kWh jedoch bereits recht niedrig sind, ergeben sich trotz erheblicher Unterschiede des Anteils Erneuerbarer Energien (Variante 3 hat einen fast doppelt so hohen Anteil regenerativer Energien wie Variante 1) zwischen den Varianten keine deutlich größeren Abhängigkeiten von dem gewählten Energieeffizienz-Standard.

Durch die Strombedarfsdeckung des Mieters über das öffentliche Stromnetz (deutscher Strommix mit einem CO₂-Emissionsfaktor von 427 g/kWh) treten insgesamt höhere CO₂-Emissionen für die Gesamtbilanzierung auf. Perspektivisch werden sich die CO₂-Emissionen des deutschen Strommix aber aufgrund der steigenden Anteile an Erneuerbaren Energien reduzieren, sodass die CO₂-Emissionen aller Varianten deutlich sinken dürften.

Hinweis zu der NH-Klasse: Wie aus Tabelle 8 hervorgeht, bringt die NH Klasse keine energetischen Vorteile mit sich. Diese Spalten wurden nur aus Gründen der Kontinuität eingefügt, da die Fördermittel für die NH-Klasse bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eine Rolle spielen.

Ergänzung 01/2024:

Die Berechnung des Primärenergiebedarfs und der CO₂-Emissionen der jeweiligen Varianten in Tabelle 8 wurde anhand der aktualisierten und gemäß der finnischen Methode ermittelten Faktoren für die Fernwärme (siehe Anlage 1) angepasst. Der Primärenergiefaktor beträgt 0,34 statt 0,29 und der CO₂-Emissionsfaktor beträgt 90 g/kWh statt 53 g/kWh. Die textlichen Erläuterungen in Kapitel 6.1 wurden nicht angepasst.

¹¹ Die Energie und Klimabilanzen des Energieeffizienz-Standards EH^{40NH} entsprechen dem EH⁴⁰ Standard aufgrund des identischen Wärmebedarfes in beiden Standards. Aus Gründen der einheitlichen tabellarischen Darstellung in der ökologischen und ökonomischen Untersuchung wurden die Ergebnisse für die EH 40NH-Klasse in Tabelle 8 trotzdem dargestellt.

Energiefachplan für das Bebauungsplanverfahren RA138 Nordlandweg/Zellerstraße, Hamburg

Tabelle 8: Energie- und Klimabilanz – aktualisiert 01/2024¹²

	V1GEG	V1E55	V1E40	V1E40NH	V2GEG	V2E55	V2E40	V2E40NH	V3GEG	V3E55	V3E40	V3E40NH	V4GEG	V4E55	V4E40	V4E40NH
	FW (SAGA + HB) GEG	FW (SAGA + HB) EH 55	FW (SAGA + HB) EH 40	FW (SAGA + HB) EH 40NH	FW + ABL-WRG GEG	FW + ABL-WRG EH 55	FW + ABL-WRG EH 40	FW + ABL-WRG EH 40NH	FW + Geo. + ABL- WRG GEG	FW + Geo. + ABL- WRG EH 55	FW + Geo. + ABL- WRG EH 40	FW + Geo. + ABL- WRG EH 40NH	FW + Eisspeicher + ABL-WRG GEG	FW + Eisspeicher + ABL-WRG EH 55	FW + Eisspeicher + ABL-WRG EH 40	FW + Eisspeicher + ABL-WRG EH 40NH
Wärmebezug Fernwärme SAGA [MWh/a]	1.863	1.665	1.268	1.268	1.669	1.471	1.074	1.074	1.021	823	426	426	1.293	1.094	697	697
Wärmebezug Fernwärme Hochbahn [MWh/a]	260	260	260	260	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wärmebezug Abluft-WRG [MWh/a]	-	-	-	-	378	378	378	378	378	378	378	378	378	378	378	378
Wärmebezug Geothermie [MWh/a]	-	-	-	-	-	-	-	-	540	540	540	540	-	-	-	-
Wärmebezug saisonaler Eisspeicher [MWh/a]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	314	314	314	314
Stromertrag PV [MWh/a]	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476
Stromversorgung SAGA durch PV [MWh/a]	72	72	72	72	95	95	95	95	127	127	127	127	114	114	114	114
PV Netzeinspeisung [MWh/a]	404	404	404	404	381	381	381	381	349	349	349	349	362	362	362	362
Strombedarf Wärmepumpe [MWh/a]	-	-	-	-	76	76	76	76	184	184	184	184	138	138	138	138
Wärme Solarthermie [MWh/a]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	314	314	314	314
Elektromobilität [MWh/a]	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Endenergie gesamt (exkl. Umweltwärme, inkl. Netzstrom) [MWh/a]	2.699	2.500	2.103	2.103	2.656	2.458	2.061	2.061	2.224	2.026	1.629	1.629	2.405	2.206	1.809	1.809
Primärenergiebedarf gesamt [MWh/a]	2.137	2.070	1.935	1.935	2.208	2.140	2.005	2.005	2.182	2.114	1.979	1.979	2.193	2.125	1.990	1.990
CO ₂ -Emissionen Wärme [g/kWh]	83	82	80	80	77	75	72	72	58	55	46	46	66	63	56	56
CO ₂ -Emissionen Strom, bei Wärmepumpe m. Ökostrom [g/kWh]	237	237	237	237	222	222	222	222	203	203	203	203	211	211	211	211
CO ₂ -Emissionen gesamt, bei Wärmepumpe m. Ökostrom [g/kWh]	320	320	318	318	299	298	294	294	261	258	249	249	277	274	267	267
PEF Wärme [-]	0,298	0,294	0,282	0,282	0,267	0,260	0,239	0,239	0,164	0,145	0,095	0,095	0,207	0,193	0,155	0,155
CO ₂ -Emissionen Wärme gesamt [%]	100%	99,1%	97%	97%	92%	91%	86%	86%	70%	66%	55%	55%	79%	76%	68%	68%
CO ₂ -Emissionen Strom gesamt [%]	100%	100,0%	100,0%	100,0%	93,7%	93,7%	93,7%	93,7%	85,8%	85,8%	85,8%	85,8%	88,9%	88,9%	88,9%	88,9%
CO ₂ -Emissionen gesamt [%]	100%	99,8%	99,2%	99,2%	93,3%	92,9%	91,7%	91,7%	81,6%	80,6%	77,7%	77,7%	86,4%	85,6%	83,5%	83,5%
Anteil lokale Erneuerbare Energien [%]	31%	34%	42%	42%	35%	38%	46%	46%	55%	59%	71%	71%	47%	51%	61%	61%

¹² Hinweis zu „Anteil lokale Erneuerbare Energien“: der durch SAGA aus dem öffentlichen Stromnetz bezogene Ökostrom wird hier nicht als lokale Erneuerbare Energie berücksichtigt.

7 Ökonomische Bewertung

Im Folgenden wird auf die Randbedingungen und Ergebnisse der ökonomischen Bewertung eingegangen. Die berücksichtigten Fördermöglichkeiten werden aufgezeigt.

7.1 Randbedingungen

Die ökonomische Bewertung erfolgt über einen Betrachtungszeitraum von 15 Jahren. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt gemäß der VDI 2067. Dabei werden die Lebensdauer, die Wartungsintensität, der Restwert und die Ersatzinvestitionen berücksichtigt. Es werden die Preissteigerungsraten für Energie von 2 % und 5 % betrachtet. Die angesetzten Arbeitspreise sind Kapitel 2 zu entnehmen. Die Investitionskostenberechnung für die Anlagentechnik erfolgt über aktuelle Benchmarks oder vorliegende Angebote vergleichbarer Bauprojekte. Die Investitionskosten der verschiedenen Versorgungsvarianten verstehen sich als Mehrkosten für die Anlagentechnik, die ohnehin errichtet wird (Sowieso-Kosten). Beispielsweise werden für die Investitionskosten der Abluft-Wärmerückgewinnung lediglich die Mehrkosten für die Wärmerückgewinnungseinheiten, die Wärmepumpen und die zusätzliche Hydraulik angesetzt und nicht die Sowieso-Kosten der Abluftleitungen. Ferner werden in der Wirtschaftlichkeitsberechnung keine Mehrkosten der Kostengruppe 300, die sich aus den unterschiedlichen Energie-Effizienzstandards ergeben, berücksichtigt.

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird eine variantenbezogene Aufstellung der Investitions-, Betriebs- und Verbrauchskosten vorgenommen. Zudem werden mögliche Fördermittel aufgeführt. Die folgenden Kenngrößen sind als Mischpreise zu verstehen, da sie kapital-, betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten berücksichtigen:

- spezifische Wärmeerzeugungskosten (Cent/kWh),
- mittlere jährliche Kosten über 15 Jahre.

Alle Preise und Kosten sind als Netto-Werte angegeben. Baunebenkosten sind in den Preisen nicht enthalten.

Bei der ökonomischen Bewertung wird berücksichtigt, dass der lokal durch PV-Anlagen erzeugte Strom in Teilen durch die Mieter sowie für den Betrieb der technischen Anlagen genutzt wird. Zusätzlich benötigter Strom wird vom Stromversorger bezogen. Der Strombedarf der Wärmepumpen wird über Ökostrom mit einem Arbeitspreis von 310 €/MWh gedeckt.

7.2 Fördermittel

Im Folgenden werden Fördermöglichkeiten auf Bundes- und Landesebene aufgeführt, deren Anwendbarkeit im Zuge der Wirtschaftlichkeitsberechnungen in Kapitel 7.3 geprüft wird. Grundlage der Fördermittelbetrachtung sind die im Energiefachplan gewählten Technologien aus den Varianten 1 bis 4. Es werden im Folgenden

ausschließlich Tilgungszuschüsse aufgeführt. Auf zinsgünstige Darlehen wird im Rahmen der Fördermittelbetrachtung nicht eingegangen.

Die Förderungsmöglichkeiten von Neubauten nach der **Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)** für **Wohngebäude** wurden 2022 stark eingeschränkt. Seit 21.04.2022 werden über Mittel der BEG bis Ende 2022 nur noch der Standard des Effizienzhauses 40 mit Nachhaltigkeits-Klasse (NH-Klasse) als Kreditvariante mit einem Fördersatz von 12,5 % bezuschusst. Weiterhin ist die Förderung für die Nachhaltigkeitsberatung oder Fachplanung und Baubegleitung durch einen Energieeffizienzexperten mit einem Tilgungszuschuss von 50 % möglich. Der Effizienzhaus-Standard 40 oder niedriger werden nicht mehr gefördert. Bis zum Ende des Jahres 2022 wird eine grundsätzliche Überarbeitung der BEG-Fördermöglichkeiten erwartet.

Die **KfW** fördert im Rahmen des Programms **271 – Erneuerbare Energien Premium** größere Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt.

Die Hamburgische Investitions- und Förderbank (**IFB Hamburg**) bietet beim Bau von Mietwohnungen Förderzuschüsse für die Nutzung Erneuerbarer Wärme. Das Förderlimit pro Vorhaben beträgt 200.000 €.

Mit dem Förderprogramm "**Wärmenetzsysteme 4.0**" können besonders innovative und nachhaltige Energiesysteme zur Wärme- und Kälteversorgung sowie Wärme- und Kältenetze durch das BAFA gefördert werden. In Modul I des Förderprogramms kann die Erstellung einer Machbarkeitsstudie (inklusive Planung bis LPH 4) nach Vorgaben des BAFA mit bis zu 50 % gefördert werden. Im Rahmen von Modul II, Umsetzung des Wärmenetzsystems, kann die Investition mit bis zu 30 % zzgl. Nachhaltigkeitsprämie von bis zu 10 % gefördert werden. Das folgende Schaubild zeigt in groben Zügen die Integration des Förderprogramms Wärmenetze 4.0 in den Projektverlauf.

Grundsätzlich ist das Programm in 2 Stufen unterteilt

Modul I	Förderung der Machbarkeitsstudie	bis zu 600.000 €	Förderquote: 50% bei nicht-KMU, 60% bei KMU
Modul II	Umsetzung des Wärmenetzsystems	bis zu 15 Mio. €	Grundförderung: 30% bei nicht-KMU, 40% bei KMU zzgl. Nachhaltigkeitsprämie von bis zu 10%



Abbildung 14: Förderung "Wärmenetze 4.0"

Die in Kapitel 3.2.5 des Merkblatts II definierten Mindestanforderungen von > 100 Abnahmestellen bzw. einer Wärmeeinspeisemenge von > 3 GWh/a werden nicht erfüllt. Auch die Ausnahmeregelung für besonders innovative Fälle für mindestens 20 Abnahmestellen kann nicht angewendet werden.

Das Förderprogramm „Wärmenetze 4.0“ wird voraussichtlich in das **Förderprogramm Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)** übergehen. Der Anteil Erneuerbarer Energie muss demnach mind. 75 % betragen und es sind 16 Anschlüsse gefordert.



Im Rahmen des Energiefachplans wird davon ausgegangen, dass **keine Fördermittel aus dem Förderprogramm Wärmenetze 4.0** beantragt werden können, da die Erfüllung der Mindestanforderungen nicht gesichert ist.

Einige Fördermitteltöpfe dürfen pro Maßnahme im Rahmen der Kumulierung mehrerer Beihilfen nach der Allgemeinen De-minimis-Verordnung einen Höchstbetrag von 200.000 € nicht überschreiten. Für die ökonomische Bewertung wird jeweils die höchstmögliche Fördersumme berücksichtigt. Die verwendeten Fördermittelsätze für den Energiefachplan sind in Tabelle 9 **fett** markiert.

Tabelle 9: Fördermöglichkeiten

	IFB – Erneuerbare Wärme	BAFA – Wärmenetze 4.0	KfW 271 – Erneuerbare Energien Premium	BEG Wohngebäude
Wärmepumpe	100 €/kW Nennwärmeleistung	--	80 € pro kW Nennwärmeleistung ab 100 kW	--
Geothermie	15 % Zuschuss Erdsonden	--	4 €/m für eine Erdsonde	--
Eisspeicher	100 €/m³ < 700 m³; Einzelfallprüfung > 700 m³ (Annahme: 75 €/m²)	--	--	--
Solarthermie	75 €/m² < 200 m²; Einzelfallprüfung > 200 m² (Annahme 25 €/m²)	--	--	--
Gesamtmaßnahme	--	--	--	12,5 % bei EH 40 NH

7.3 Ergebnisse

In Tabelle 10 sind die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung für die einzelnen Versorgungs-Varianten 1 bis 4 in Kombination mit den jeweiligen Energieeffizienz-Standards aufgeführt.

Wirtschaftlichkeit Rang 1: Variante 2

Variante 2 verfügt über die geringsten Investitionskosten und zugleich über niedrige spezifische Kosten für die Wärmeerzeugung. Die Investitionskosten zur Umsetzung von Variante 2 betragen ca. 930.000 €. Die Fördermöglichkeiten der Variante 2 sind beschränkt auf die BEG-Fördermittel für den Standard EH40 NH-Klasse. Eine darüber hinaus gehende Förderung der Abluft-Wärmerückgewinnung bzw. deren zugehörige Wärmepumpen besteht nicht. Die spezifischen Wärmeerzeugungskosten liegen bei ca. 10,8 ct/kWh bei einer Verbrauchskostensteigerung von 2 % und zwischen 12,5 und 12,8 ct/kWh bei einer Verbrauchskostensteigerung von 5 %. Durch die im Vergleich niedrigsten Kapitalkosten und die moderaten Vermieter-Stromkosten ergeben sich



insgesamt und in Abhängigkeit des Energie-Effizienz-Standards jährliche Kosten zwischen ca. 260.000 €/a (GEG) bis ca. 195.000 €/a (EH40-NH-Klasse).

Wirtschaftlichkeit Rang 2: Variante 3

Variante 3 verfügt über deutlich höhere Investitionskosten als Variante 2, aber zugleich über niedrige spezifische Kosten für die Wärmeerzeugung. Die Investitionskosten zur Umsetzung von Variante 3 betragen ca. 1.650.000 €. Der wesentliche Kostentreiber ist die Errichtung des Erdsondenfeldes. Die Fördermöglichkeiten der Variante 3 sind Fördermittel der IFB HH (ca. 105.000 €) sowie BEG-Fördermittel für den Standard EH40 NH-Klasse (ca. 110.000 €), die mit der Förderung der IFB HH kombiniert werden können. Im Rahmen der Fördermittel der IFB HH können die Komponenten des Erdsondenfeldes (Zuschüsse für Erdsonden und Erdsonden-Wärmepumpen) gefördert werden. Die spezifischen Wärmeerzeugungskosten liegen zwischen 10,7 bis 11,1 ct/kWh bei einer Verbrauchskostensteigerung von 2 % und zwischen 11,7 und 12,5 ct/kWh bei einer Verbrauchskostensteigerung von 5 %. Durch die im Vergleich höchsten Vermieter-Stromkosten (großer Strombedarf für die Wärmepumpen) ergeben sich insgesamt und in Abhängigkeit des Energie-Effizienz-Standards jährliche Kosten zwischen ca. 255.000 €/a (GEG) bis ca. 185.000 €/a (EH40-NH-Klasse).

Wirtschaftlichkeit Rang 3: Variante 1

Investitionskosten zur Umsetzung von Variante 1 betragen ca. 1.340.000 €. Wesentlicher Kostentreiber ist die neu zu errichtende Fernwärmetrasse (1.300 m) vom Hochbahn-Betriebsgelände bis zum RA138. Die Fördermöglichkeiten der Variante 1 sind beschränkt auf die BEG-Fördermittel für den Standard EH40 NH-Klasse. Das neu zu errichtende Wärmenetz der Hochbahn ist aufgrund der zu geringen Wärmeübertragungsmenge in Bezug auf das Förderprogramm „Wärmenetze 4.0“ nicht förderfähig. Die spezifischen Wärmeerzeugungskosten liegen zwischen 14,6 bis 16,1 ct/kWh bei einer Verbrauchskostensteigerung von 2 % und zwischen 16,8 und 18,1 ct/kWh bei einer Verbrauchskostensteigerung von 5 %. Damit liegen die Wärmeerzeugungskosten etwa ein Drittel höher als die kostengünstigste Variante 2. Durch die hohen Kapitalkosten und die im Vergleich niedrigsten Vermieter-Stromkosten ergeben sich insgesamt und in Abhängigkeit des Energie-Effizienz-Standards jährliche Kosten zwischen ca. 345.000 €/a (GEG) bis ca. 275.000 €/a (EH40-NH-Klasse). Da der Hochbahn-Fernwärmepreis auf einer groben Kostenschätzung des Arbeitspreises basiert, empfehlen wir die Wirtschaftlichkeit nach dem Erhalt konkreter Arbeitspreise der Hochbahn zu verifizieren.

Wirtschaftlichkeit Rang 4: Variante 4

Variante 4 verfügt über die im Vergleich höchsten Investitionskosten und zugleich höchsten spezifischen Kosten für die Wärmeerzeugung. Die Investitionskosten zur Umsetzung von Variante 4 betragen ca. 3.800.000 €. Wesentlicher Kostentreiber sind die Kosten für die Errichtung der Eisspeicher bei zugleich niedrigen Energieerträgen durch den Betrieb der Eisspeicher. Die Fördermöglichkeiten der Variante 4 sind Fördermittel der IFB HH (ca. 229.000 €) sowie BEG-Fördermittel für den Standard EH40 NH-Klasse (ca. 436.000 €). Die spezifischen Wärmeerzeugungskosten liegen zwischen 21,7 bis 26,0 ct/kWh bei einer Verbrauchskostensteigerung von 2 % und zwischen 23,3 und

27,3 ct/kWh bei einer Verbrauchskostensteigerung von 5 %. Damit liegen die Wärmeerzeugungskosten in etwa doppelt so hoch wie die der Variante 2. Durch die hohen Vermieter-Stromkosten (großer Strombedarf für die Wärmepumpen) ergeben sich insgesamt und in Abhängigkeit des Energie-Effizienz-Standards jährliche Kosten zwischen ca. 485.000 €/a (GEG) bis ca. 390.000 €/a (EH40-NH-Klasse).

Variante 2 ist bei den derzeitigen Rahmenbedingungen die wirtschaftlichste Variante. Aufgrund der in den kommenden Jahren steigenden CO₂-Besteuerung ist mittelfristig damit zu rechnen, dass sich die wirtschaftlichen Vorteile von Variante 2 insbesondere gegenüber der nachhaltigeren Variante 3 verringern oder aufheben werden.

Tabelle 10: Ökonomische Bewertung inkl. Förderung – Darstellung der Ergebnisse

	V1GEG	V1E55	V1E40	V1E40NH	V2GEG	V2E55	V2E40	V2E40NH	V3GEG	V3E55	V3E40	V3E40NH	V4GEG	V4E55	V4E40	V4E40NH
	FW (SAGA + HB) GEG	FW (SAGA + HB) EH 55	FW (SAGA + HB) EH 40	FW (SAGA + HB) EH 40+	FW + ABL-WRG GEG	FW + ABL-WRG EH 55	FW + ABL-WRG EH 40	FW + ABL-WRG EH 40+	FW + Geo. + ABL- WRG GEG	FW + Geo. + ABL- WRG EH 55	FW + Geo. + ABL- WRG EH 40	FW + Geo. + ABL- WRG EH 40+	FW + Eisspeicher + ABL-WRG GEG	FW + Eisspeicher + ABL-WRG EH 55	FW + Eisspeicher + ABL-WRG EH 40	FW + Eisspeicher + ABL-WRG EH 40NH
Investitionskosten exkl. Fördermittel [€]	1.340.020	1.340.020	1.340.020	1.340.020	929.730	929.730	929.730	929.730	1.640.390	1.640.390	1.640.390	1.536.590	3.816.480	3.816.480	3.816.480	3.816.480
Fördermittel [€]	-	-	-	86.980	-	-	-	20.730	- 103.800	- 103.800	- 103.800	- 109.600	- 229.000	- 229.000	- 229.000	- 665.122
Investitionskosten gesamt [€]	1.340.020	1.340.020	1.340.020	1.253.040	929.730	929.730	929.730	909.000	1.536.590	1.536.590	1.536.590	1.426.990	3.587.480	3.587.480	3.587.480	3.151.358
Kapitalgebundene Kosten [€/a]	97.566	97.566	97.566	91.292	51.834	51.834	51.834	50.338	89.881	89.881	89.881	81.976	285.280	285.280	285.280	253.826
Betriebsgebundene Kosten [€/a]	21.085	21.085	21.085	21.085	7.432	7.432	7.432	7.432	15.767	15.767	15.767	15.767	28.112	28.112	28.112	28.112
Vergütung PV Netzeinspeisung (€/a)	16.160	16.160	16.160	16.160	15.252	15.252	15.252	15.252	13.956	13.956	13.956	13.956	14.499	14.499	14.499	14.499
Verbrauchskosten (2 %) [€/a]	191.332	170.121	127.699	127.699	171.544	150.333	107.910	107.910	129.228	108.017	65.595	65.595	146.950	125.739	83.317	83.317
Verbrauchskosten (5 %) [€/a]	237.458	211.133	158.484	158.484	212.899	186.575	133.925	133.925	160.383	134.058	81.409	81.409	182.377	156.052	103.403	103.403
jährl. Kosten für Wärmeerzeugung (2 %)[€/a]	309.983	288.772	246.349	240.076	230.809	209.598	167.176	165.681	234.876	213.665	171.242	163.338	460.342	439.131	396.709	365.256
jährl. Kosten für Wärmeerzeugung (5 %)[€/a]	356.109	329.784	277.135	270.862	272.165	245.840	193.191	191.696	266.030	239.705	187.056	179.151	495.769	469.444	416.795	385.342
spez. Wärmeerzeugungskosten (2 %) [Cent/kWh]	14,6	15,0	16,1	15,7	10,9	10,9	10,9	10,8	11,1	11,1	11,2	10,7	21,7	22,8	26,0	23,9
spez. Wärmeerzeugungskosten (5 %) [Cent/kWh]	16,8	17,1	18,1	17,7	12,8	12,8	12,6	12,5	12,5	12,5	12,2	11,7	23,3	24,4	27,3	25,2
jährl. Kosten (2 %)[%]	100%	93%	79%	77%	74%	68%	54%	53%	76%	69%	55%	53%	149%	142%	128%	118%
jährl. Kosten (5 %)[%]	100%	93%	78%	76%	76%	69%	54%	54%	75%	67%	53%	50%	139%	132%	117%	108%
Stromkosten SAGA jährlich [€/a]	36.011	36.011	36.011	36.011	53.338	53.338	53.338	53.338	78.070	78.070	78.070	78.070	67.712	67.712	67.712	67.712
Stromkosten Mieter jährlich [€/a]	332.066	332.066	332.066	332.066	332.066	332.066	332.066	332.066	332.066	332.066	332.066	332.066	332.066	332.066	332.066	332.066
Gesamtkosten Wärme jährl. [€/a]	345.994	324.782	282.360	276.087	260.691	239.480	197.058	195.563	256.010	234.799	192.376	184.472	485.140	463.929	421.507	390.053

In Abbildung 15 werden die jährlichen Kosten der Wärmeversorgung für alle Varianten bei einer Energiepreissteigerung von 2 % bzw. 5 % dargestellt. Die jährlichen Kosten sind die Summe aus kapital-, betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten.

Die Energiepreissteigerungsraten haben einen mittleren Einfluss auf die Gesamtwirtschaftlichkeit der Maßnahmen. Grund hierfür ist, dass die Verbrauchskosten mit ca. 50 % der jährlichen Kosten im Mittel etwa den gleichen Anteil wie die kapitalgebundenen (ca. 40 %) und betriebsgebundenen Kosten (ca. 10 %) haben.

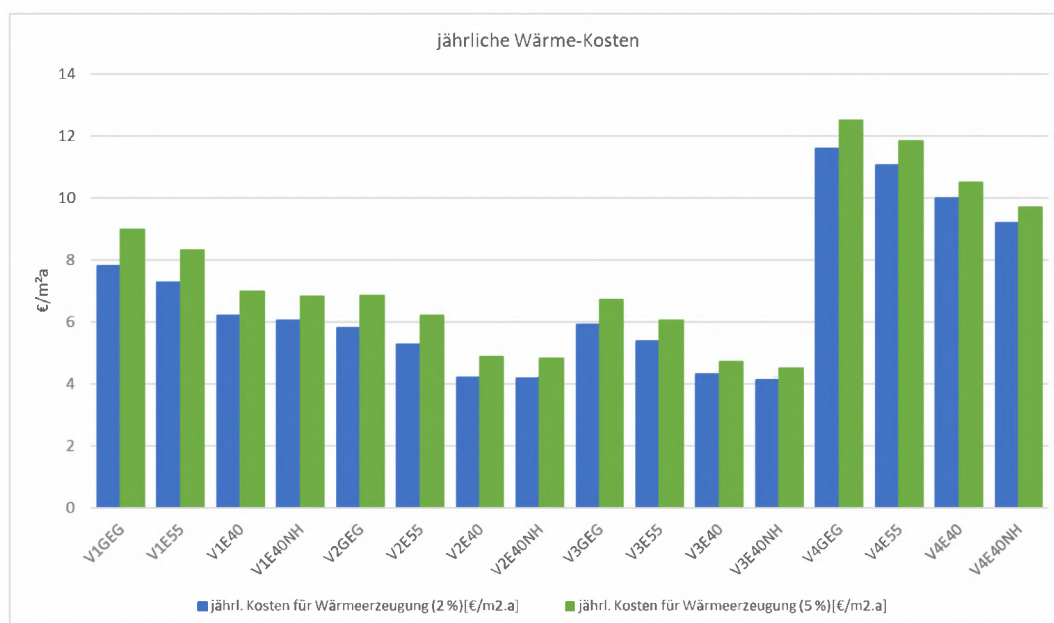


Abbildung 15: jährliche Wärme-Kosten (bei 2 % bzw. 5 % Energiepreissteigerung)

Generell ist bei der ökonomischen Bewertung zu berücksichtigen, dass aufgrund des kurzen Betrachtungszeitraums von 15 Jahren die kapitalgebundenen Kosten einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben.

In den Varianten 1, 2 und 3 ist die beste Wirtschaftlichkeit jeweils in der Untervarianten E40 und E40NH gegeben, also bei den Effizienzhaus 40 und 40 NH Klasse Standards. Aufgrund der enormen Investitionskosten in der Variante 4, ist die Wirtschaftlichkeit bei den höchsten Effizienzhaus Klassen auch nicht attraktiv.

In Abbildung 16 sind die jährlichen Kosten und CO₂-Emissionen für alle Varianten dargestellt. Es wird deutlich, dass Variante 3 sowohl ökonomisch als auch ökologisch positiv zu bewerten ist. Variante 2 weist eine gute Wirtschaftlichkeit auf, ökologisch liegt die Variante im mittleren Bereich. Variante 1 ist sowohl ökologisch als auch ökonomisch im mittleren Bereich anzuordnen. Die Eisspeicher-Variante scheidet bei der ökonomischen Betrachtung am schlechtesten ab, ökologisch liegt Variante 4 (Eisspeicher-Variante) im mittleren Bereich zwischen Variante 2 (Variante Abluft-WRG) und Variante 3 (Geothermie-Variante).



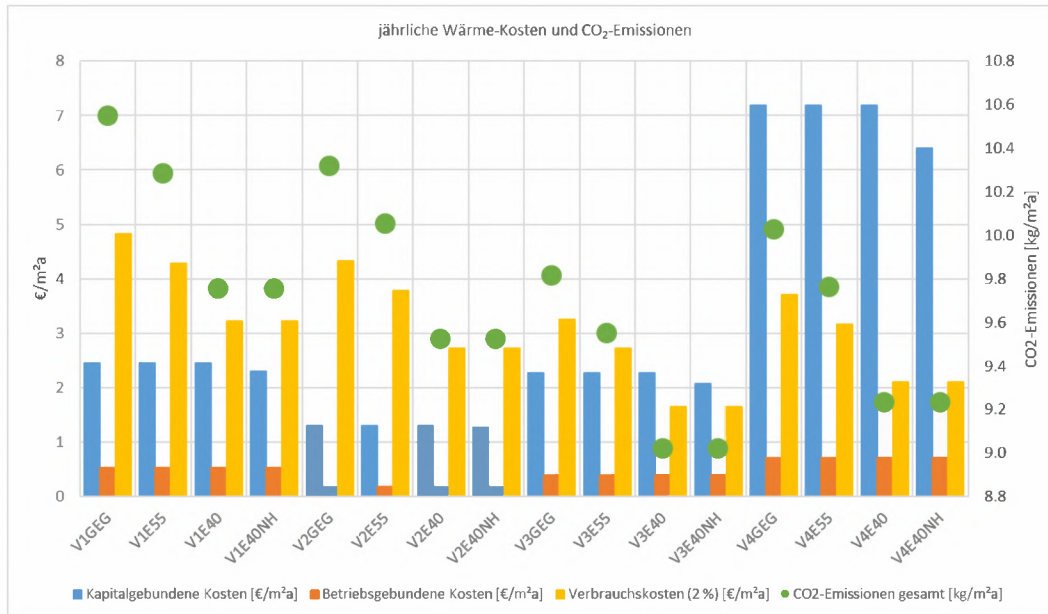


Abbildung 16: Betriebsgebundene, Kapitalgebundene und Verbrauchskosten und CO₂-Emissionen

Sensitivitätsanalyse:

Aufgrund der seit Monaten andauernden hohen Preislage auf dem Energiemarkt erfolgt eine qualitative Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen von Preisveränderungen der Energieträger auf die gewählte Wärmeversorgungsvariante. Wie in Kapitel 2 beschrieben, bleiben bei einem angenommenen Strompreis gemäß „Strompreisbremse“ von 400 €/MWh die Ergebnisse der ökonomischen Bewertung in Kapitel 7 im Wesentlichen bestehen. Die Ergebnisse verändern sich in den jeweiligen Varianten nur marginal.

Auch bei einer Erhöhung des Fernwärme-Preises auf einen angenommenen Wert von 150 €/MWh bleiben die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse im Wesentlichen bestehen. Bei in allen Varianten höheren Wärmeerzeugungskosten stellt sich Variante 3 als die Wirtschaftlichste Variante dar.

8 Handlungsempfehlung für eine klimagerechte Energieversorgung

In der folgenden Abbildung sind die Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken der einzelnen Varianten aufgeführt.

<p>Stärken</p> <ul style="list-style-type: none"> - V1: mittlere Invest-, Kapital- und Betriebskosten, geringste technische Komplexität, - V2: niedrigste Investkosten, geringe technische Komplexität, - V3: geringster Primärenergiefaktor und CO₂-Emissionen für Wärmeversorgung, hoher Anteil lokaler erneuerbarer Energien, geringste Verbrauchs- und Gesamtkosten, - V4: höchste Fördermittel, innovativstes Konzept, höchster Anteil lokaler erneuerbarer Energien, niedriger Primärenergiefaktor für Wärmeversorgung. 	<p>Schwächen</p> <ul style="list-style-type: none"> - V1: Fördermittel nur mit EH40 NH Klasse, geringer Anteil lokaler erneuerbarer Energien, höchster Primärenergiebedarf, höchste Verbrauchskosten, - V2: Fördermittel nur mit EH40 NH Klasse, hoher Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen in Wärmeversorgung, zweithöchste Verbrauchskosten, - V3: höchste Stromkosten Vermieter, hohe technische Komplexität, - V4: höchste Investkosten, höchste Gesamtkosten, höchste technische Komplexität.
<p>Chancen</p> <ul style="list-style-type: none"> - V1: durch Biomethanbezug Reduzierung CO₂-Emissionen möglich, - V2: siehe V1, - V3: Kühlung der Gebäude möglich, wirtschaftliche Vorteile bei langfristiger Betrachtung, - V4: siehe V3. 	<p>Risiken</p> <ul style="list-style-type: none"> - V1: höchste Abhängigkeit von Preissteigerungen und Verfügbarkeit der Energieträger im Fernwärmenetz, - V2: hohe Abhängigkeit von Preissteigerungen und Verfügbarkeit der Energieträger im Fernwärmenetz, - V3: ggf. zusätzliche Regeneration des Erdsondenfeldes durch Wärmepumpe oder Solarkollektoren notwendig, - V4: nicht-energieeffizienter Betrieb durch komplexe Inbetriebnahme und Einregulierungsphase.

Abbildung 17: SWOT-Analyse

Das Ziel des Energiefachplans ist es, für die zukünftige Energieversorgung des Plan-gebiets eine Versorgungsvariante mit größtmöglicher CO₂-Einsparung bei wirtschaftlicher Vertretbarkeit zu entwickeln. Daher ist der Fokus der Bewertung auf das Thema Nachhaltigkeit zu legen. Da in Variante 3 (Fernwärme + Abluft WRG + Geothermie) nach aktuellem Stand die geringsten CO₂-Emissionen entstehen und die Variante eine gute Wirtschaftlichkeit aufweist, ist Variante 3 zu empfehlen.

Eine wärmepumpenbasierte Wärmeversorgung über das zukünftig dekarbonisierte Stromnetz weist neben einer guten ökologischen Performance auch eine verbesserte Entkopplung von schwankenden Energiepreisen auf. So wird beispielsweise eine Steigerung der Stromkosten durch eine Jahresarbeitszahl von 5 der Wärmepumpe nur zu rund 20 % an die Wärmekosten weiter gegeben. Durch die PV-Stromerzeugung Vor-Ort wird die Abhängigkeit weiter vermindert und die Kostenstabilität für die Mieter steigt weiter. Dadurch ergibt sich auch für die SAGA ein deutlich vermindertes Risiko der Zahlungsunfähigkeit von Mietern wie sie zum Beispiel durch den Energiemarkt beeinflussenden Angriffskrieges Russlands auf die Ukraine hervorgerufen werden kann. Gleichzeitig greift auch die Variante 3 auf die Fernwärme zurück und kann von zentralen Umbauten in der Energiebereitstellung profitieren. Insgesamt ergibt sich hier also eine deutlich gesteigerte Resilienz.

Weiterhin ist es erforderlich, den Effizienzhaus-Neubaustandard festzulegen. Es wird empfohlen, dass die Gebäudehülle und die Anlagentechnik mindestens die Anforderungen des Effizienzhaus-40-Standards erfüllen.

Um die Ergebnisse aus dem Energiefachplan im weiteren Planungsprozess zu berücksichtigen, werden folgende weitere Schritte empfohlen:

- Fixierung des Effizienzhaus-Neubaustandards,
- Fixierung der Vorzugsvariante im Rahmen des Bebauungsplanverfahrens,
- Bewertung der zukünftigen Entwicklung der Fernwärme bezüglich Kosten und Dekarbonisierung,
- Durchführung einer Probebohrung und eines Thermal Response Test zur Verifizierung der Leistung und Auslegung der Sondenfelder,
- Prüfung der Förderung des Vorhabens nach den aufgeführten Fördermitteln.

8.1 Ergänzung des Fazits zum Stand 02/2024:

Das Geologische Landesamt der Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft der Freien und Hansestadt Hamburg teilt im Rahmen des für das Bebauungsgebiet vorliegenden geologischen Gutachtens (siehe Anlage 2) mit, dass sich der westliche Teil des Grundstücks (ca. Nordlandweg 110-112) im 500-m-Schutzradius sowie im berechneten Einzugsgebiet eines flachen Trinkwasser-Notbrunnens befindet, der im Grundwasserleiter unterhalb der Niendorfer-Moräne verfiltert ist. Die Niendorfer-Moräne darf deshalb nur bis zu einer Restmächtigkeit von 10 Metern angebohrt werden. Bei dieser geringen Tiefe ist die zu erwartende Entzugsleistung von Erdwärmesonden sehr niedrig. Alternativ stellt der Einsatz von Erdwärmekörpern oder Erdwärmekollektoren eine mögliche Alternative dar.

Der östliche Teil des Grundstücks (ca. Zellerstraße 17-19) liegt dagegen in der Schutzzone zwischen dem 500-m-Schutzradius und dem 1000-m-Schutzradius des Notbrunnens. Hier darf der Lauenburger Ton bis zu einer Restmächtigkeit von 10 Metern angebohrt werden. Aus den Geothermie-Interpolationskarten ergibt sich für eine 100 m lange Sonde eine mögliche Wärmeentzugsleistung von ca. 4,1 kW. Es ist jedoch mit der Auflage eines unbedenklichen Wärmeträgermittels in der wasserrechtlichen Erlaubnis zu rechnen.

Da der Stauwasserdruckspiegel bis zur Geländeoberkante reichen kann, ist jedoch für Erdwärmekörper bzw. Erdwärmekollektoren eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich.

Aufgrund der Erkenntnisse aus dem geologischen Gutachten kann die Empfehlung für die Vorzugsvariante 3 nicht aufrecht erhalten werden.

Durch die deutlich reduzierten Wärmeentzugsleistungen verringern sich die im Energiefachplan aufgeführten Wärmeanteile der Geothermie am Gesamtwärmebedarf deutlich.

Auch die Wirtschaftlichkeit muss vor dem Hintergrund der neuen Erkenntnisse aus dem geologischen Gutachten neu bewertet werden. Die Fördermöglichkeiten für energieeffiziente Neubauten und deren Energieversorgung haben sich 2022 deutlich verschlechtert, sodass insgesamt mit einer schlechteren Wirtschaftlichkeit der Variante 3 zu rechnen ist.

Weiterhin ist bei Variante 3 zu berücksichtigen, dass aufgrund der erhöhten technischen Komplexität mit einem erhöhten Personal- und Wartungsaufwand bei Inbetriebnahme und im Betrieb der Anlage zu rechnen ist, sodass die Anlage betriebssicher betrieben werden kann. Der Technikflächenbedarf ist im Vergleich zu Variante 1 deutlich erhöht.

Die im Energiefachplan aufgeführte Variante 2 (Fernwärme + Abluft-Wärmepumpe + PV-Anlage) kann nur mit Einschränkung empfohlen werden. Für eine Abluftwärmepumpe werden Abluftsammelleitungen auf den Dächern benötigt, welche die zur Verfügung stehende PV-Fläche durch ihren Flächenbedarf inkl. der benötigten Revisionsgänge erheblich beeinträchtigt. Bedingt durch die politischen Vorgaben (§ 16 Hamburgisches Klimaschutzgesetz (HmbKliSchG 2020)) zur Ausstattung von 30 % der Bruttodachfläche mit PV-Anlagen ergibt sich ein kritisches Problem bei der Flächenverfügbarkeit. Unter Beachtung von Arbeitsschutzvorgaben zur Sicherung auf den Dach sowie Revisions- und Wartungswege entspricht eine 30 %-ige Belegung einer Vollbelegung mit PV. Die für eine Abluftwärmenutzung erforderlichen Lüftungsleitungen stehen damit in direkter Konkurrenz zum PV-Ausbau.

Hinsichtlich des festzulegenden Energiestandards ist zu berücksichtigen, dass im Gebäudebetrieb aufgrund des Nutzungsverhaltens bei durch SAGA-Mietern genutzten Gebäuden erfahrungsgemäß mit einem gegenüber der Planung erhöhten Wärmeverbrauch zu rechnen ist. Zudem sind auf die erhöhten Investitionskosten hinzuweisen, die für den Bau von EH40-Gebäuden aufzubringen sind. Die erhöhten Investitionskosten können durch den Entfall des Förderprogramms *Klimafreundlicher Neubau Wohngebäude (KfW)* nicht mehr ausgeglichen werden. Gemäß einer unabhängigen Studie des Pestel Instituts, der ARGE Kiel und der LCEE ist zudem bei Gebäuden des EH40-Standards zu berücksichtigen, dass im Rahmen des Lebenszyklus des Gebäudes insgesamt höhere Kosten entstehen als z.B. beim EH55-Standard, da die höheren Kosten für Wartung, Instandhaltung und Austausch von Bauteilen die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen. Im Energiefachplan wird standardmäßig ein 15-jähriger Betrachtungszeitraum untersucht, sodass die Reinvestitionskosten für Wärmepumpen und deren Peripherie nicht im gleichen Maße Beachtung findet wie bei einer Lebenszyklusbetrachtung, deren Betrachtungszeitraum 50 Jahre beträgt.

Der CO₂-Faktor für die Fernwärme wird im Rahmen des Energiefachplans als statischer Wert verwendet, der vom aktuellen Zeitpunkt ausgeht. Es ist zu berücksichtigen, dass das Fernwärmenetz aufgrund der politischen Vorgaben in den nächsten 15 Jahren sukzessive dekarbonisiert wird, was zu geringeren Emissionen führen wird.

Dieser Bericht umfasst 36 Seiten (inkl. Deckblatt ohne Anlagen).

Hamburg, 09.02.2024

Drees & Sommer



Energiemix im Fernwärmenetz**(Stand: 2022)**

Erdgas	33 %
Heizöl	0 %
Bio-Erdgas	2 %
Biogas	0 %
Biowärme	0 %
Holz/Pellets	0 %
thermische Abfallverwertung	65 %
Abwärme	0 %
Strom	0 %
sonstige	0 %

Erneuerbare Energien gem. § 5 Abs. 3 FFVAV

2 %

Primärenergiefaktor0,34 f_{PE} **Emissionsfaktor f_{CO2} nach Finnischer Methode
gemäß CO2 KostAufG**

90 g/kWh

Netzverluste

61.039 MWh/Jahr

Technologiemix zur Wärmeerzeugung**(Stand: 2022)**

bzw.	19 %
Verbrennung	100 %
strombasiert	0 %
Solarthermie	0 %
Geothermie	0 %
Abwärme ohne Verbrennung	0 %



Freie und Hansestadt Hamburg

Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft

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

Drees & Sommer SE
Ludwig-Erhard-Straße 1
20459 Hamburg

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

Neuenfelder Straße 19
D - 21109 Hamburg
Telefon 040 - 4 28 40 - 5259

Az.:

Datum und Zeichen Ihres Schreibens	Geschäftszeichen	Datum
Schriftliche Anfrage vom 26.01.2024	W3212/2024-04	29.01.2024

BV: Erdwärmesondenanlage, Nordlandweg 110-112 / Zellerstraße 17-19

Sehr geehrte Damen und Herren,

zur Planung einer Erdwärmeanlage auf dem o.g. Grundstück in Hamburg-Meiendorf können wir anhand der im Bohrchiv des Geologischen Landesamtes vorliegenden Daten folgende Auskunft zu den Untergrundverhältnissen geben: Der oberflächennahe Untergrund wird durch mehrere Bohrungen im näheren Umfeld des Grundstücks bis in eine Tiefe von 33 m unter Geländeoberkante (GOK: zwischen ca. 45,5 – 48,0 mNHN) aufgeschlossen. Regional-geologisch liegt das Grundstück auf der Geestfläche im Verbreitungsbereich von saaleiszeitlichen Grundmoränen und Schmelzwassersanden. Es ist demnach mit folgendem Schichtenaufbau zu rechnen:

GOK bis 2 m	Feinsand
bis 7 m	Geschiebelehm
bis 20 m	Geschiebemergel (Niendorfer-Moräne)
bis 33 m	Fein- bis Mittelsand, Pleistozän

Der Stauwasserdruckspiegel kann bis zur Geländeoberkante reichen.

Zur Interpretation des tieferen Untergrundes wurde auf zwei tieferreichende Bohrungen im weiteren Umkreis zurückgegriffen (Anlage 1):

Die nordöstlich gelegene Bohrung (B1: +49,3 mNHN / ca. 820 m entfernt) zeigt bis 136 m Tiefe den nachfolgenden Aufbau:

GOK bis 8 m	Sand	(Archiv-Nr.: 7844 A104)
bis 23 m	Geschiebemergel	
bis 27 m	Sand	
bis 49 m	Geschiebemergel	
bis 60 m	Sand	
ab 60 m	Lauenburger Ton, elstereiszeitlich (Die Basis des Lauenburger Tons wurde bei ca. 136 m u. GOK erbohrt)	

Die südwestlich gelegene Bohrung (B2: +40,2 mNHN / ca. 1290 m entfernt) zeigt bis 149 m Tiefe den nachfolgenden Aufbau:

GOK	bis 4 m	Geschiebelehm, Saale-Pleistozän	(Archiv-Nr.:7644 C505)
	bis 13 m	Mittel- bis Grobsand, Saale-Pleistozän	
	bis 27 m	Geschiebemergel	
	bis 37 m	Feinsand	
	bis 98 m	Geschiebemergel	
	bis 139 m	Mittelsand, elstereiszeitliche Rinnenfüllung	
	ab 139 m	Lauenburger Ton, Elster-Pleistozän (Die Basis des Lauenburger Tons wurde bei 149 m u. GOK erbohrt)	

Generell ist zu sagen, dass sich der Standort über der elsterzeitlichen Volksdorfer Rinne befindet. Aus geologischen Profilschnitten kann außerdem abgeleitet werden, dass die - für die Trinkwasserversorgung wichtigen - tiefen Rinnenaquifere sowie die tertiären Grundwasserleiter durch den Lauenburger Ton geschützt werden.

Jedoch liegt der westliche Teil des Grundstücks (ca. Nordlandweg 110-112) im 500-m-Schutzradius sowie im berechneten Einzugsgebiet eines flachen Trinkwasser-Notbrunnens für den Verteidigungsfall. Der Notbrunnen ist im Grundwasserleiter unterhalb der Niendorfer-Moräne verfiltert. Die Niendorfer-Moräne darf deshalb hier nur bis zu einer Restmächtigkeit von 10 m angebohrt werden. Die Unterkante der Niendorfer-Moräne befindet sich bei ca. 20 m u. GOK. Bei dieser geringen Tiefe ist die zu erwartende Entzugsleistung von Erdwärmesonden sehr niedrig. Evtl. sind Erdwärmekörbe oder Erdwärmekollektoren eine Alternative. Wegen des hohen Stauwasserdruckspiegels ist hierzu wahrscheinlich eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich.

Dagegen liegt der östliche Teil des Grundstücks (ca. Zellerstraße 17-19) in der Schutzzone zwischen dem 500-m-Schutzradius und dem 1000-m-Schutzradius des Notbrunnens. Hier darf der Lauenburger Ton bis zu einer Restmächtigkeit von 10 m angebohrt werden. Die Unterkante des Lauenburger Tons befindet sich bei ca. 140 m u. GOK. Es ist jedoch mit der Auflage eines unbedenklichen Wärmeträgermittels in der wasserrechtlichen Erlaubnis zu rechnen.

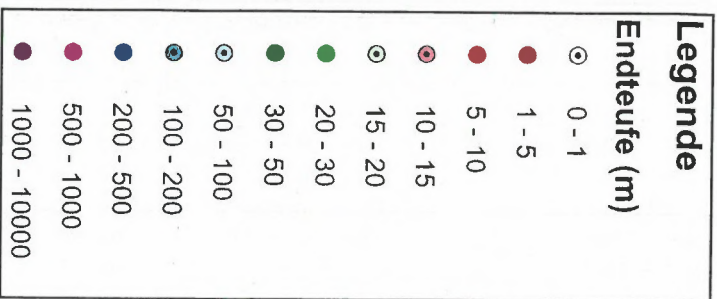
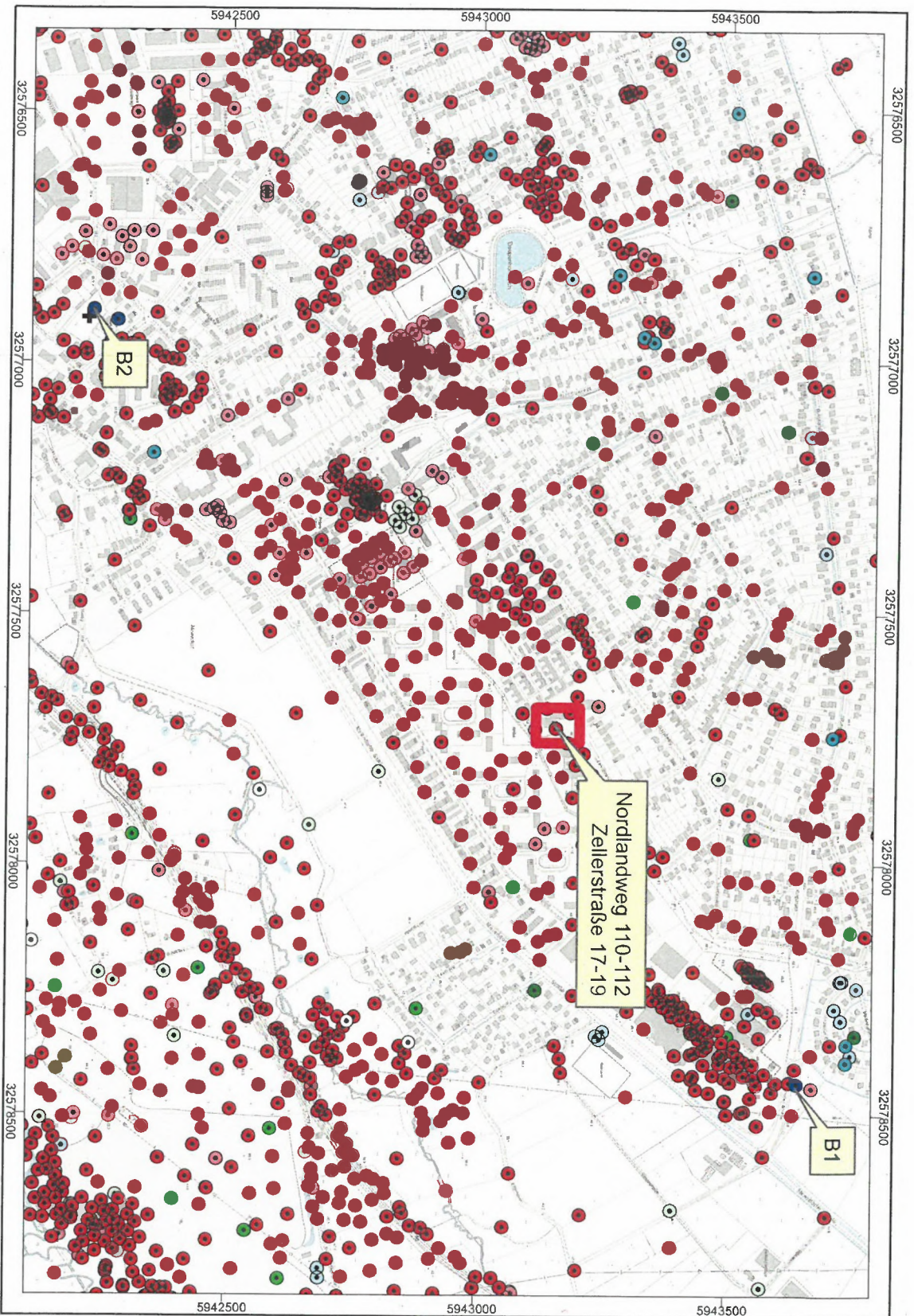
Es wird darauf hingewiesen, dass die Effizienz von Erdwärmesonden von der Wärmeleitfähigkeit des Untergrundmaterials bestimmt wird. Typische Werte für Wärmeleitfähigkeiten nach VDI (1998) sind 2,4 W/(m * K) für wassergesättigte Sande, 2,0 W/(m * K) für Geschiebemergel und 1,7 W/(m * K) für wassergesättigte Tone. Demzufolge ist beim Lauenburger Ton gegenüber den wassergesättigten Sanden, von einer verringerten Wärmeleitfähigkeit auszugehen. Außerdem sollte der Mindestabstand von Einzelsonden 6 m betragen, um eine spürbare thermische Beeinflussung zu vermeiden (VDI 4640, Blatt 2). Aus den Geothermie-Interpolationskarten ergibt sich für eine 100 m lange Sonde eine mögliche kumulative Wärmeentzugsleistung von ca. 4,1 kW bei 2400 Betriebsstunden pro Jahr.


Mit freundlichen Grüßen



Anlage 1: Lageplan der Bohrungen

Bohrungen im Bereich Nordlandweg 110-112 / Zellerstraße 17-19




 Freie und Hansestadt Hamburg
 Behörde für Umwelt, Klima,
 Energie und Agrarwirtschaft
 - Geologisches Landesamt -
 Neuerfelder Str. 19, 21109 Hamburg
www.geologie.hamburg.de

Anlage 1: Bohrpunktkarte

Bearb.: [Redacted]

Datum: 07/2024



Maßstab 1:12.000

