



Auftraggeber

SAGA Siedlungs-Aktiengesellschaft Hamburg
Poppenhusenstraße 2
22305 Hamburg

Verfasser

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



aktualisierter Stand: 02/2024



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 + Photovoltaik 10
4.2	Variante 2: SAGA Fernwärme + Abluft-WRG + Photovoltaik..... 11
4.3	Variante 3: SAGA Fernwärme + oberflächennahe Geothermie + Abluft-WRG + Photovoltaik 13
4.4	Variante 4: SAGA Fernwärme + Eisspeicher mit Solarthermie + Abluft-WRG + Photovoltaik 16
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..... 33
8.1	Ergänzung des Fazits zum Stand 02/2024: 34

1 Einleitung und Aufgabenstellung

Die städtische SAGA Unternehmensgruppe beabsichtigt im Hamburger Stadtteil Rahlstedt, (B-Plan Rahlstedt 137, RA137) im Bereich Nordlandweg 66-88/Lapplandring 1-33 den Abbruch ihrer alten Bestandsimmobilien und den Neubau von Mehrfamilien- und Reihenhäuser sowie Maisonette für Familienwohnen.

Die geplanten 198 Wohnungseinheiten sollen Platz für ca. 594 Bewohner auf etwa 19.800 m² BGF bieten. Diese verteilt sich wie folgt auf: Mehrfamilienhäuser mit ca. 13.200 m², Maisonette mit ca. 5.500 m² und Reihenhäuser mit ca. 1.100 m². Ferner ist eine Tiefgarage mit einer Stellplatzanzahl von insgesamt 70 Stellplätzen vorgesehen, die auch dem umliegenden Quartier zur Verfügung stehen werden. Zusätzlich werden 16 Garagen aus dem Bestand übernommen.

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Energiefachplans befindet sich das Bauprojekt RA137 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 137 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, Photovoltaik, Abluft Wärmerückgewinnung über Wärmepumpen, Geothermie, Eisspeicher und Solarthermie.

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 Versorgungsvarianten ermittelt. Aus der Kombination der Energiestandards und der

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

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,
- 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	Hanse Werk Natur 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

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 Ermittlung des Energiebedarfs

Im Folgenden wird der zukünftige Energiebedarf und die überschlägige Heizlast³ des Plangebiets für vier energetische Standards abgeschätzt. Es werden der Energiebedarf für die Beheizung der Räume, Trinkwarmwasserbereitung sowie der Gesamt-Strombedarf (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 3,0 Bewohner pro Wohnungseinheit.

Tabelle 3: Beheizte Flächen des Bebauungsgebiets

Nutzungsart	Anzahl Wohnungseinheiten [-]	Anzahl Bewohner/Nutzer [-]	Fläche [m ²]
Wohnen	197	591	19.800

³ 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. 1.269 MWh/a. Der Strombedarf inklusive Haushaltsstrombedarf und exklusive E-Mobilität beträgt ca. 594 MWh/a. Die Tabelle 4 zeigt die aufgeschlüsselten Ergebnisse.

Tabelle 4: Energiebedarf nach GEG-Standard

Gebäude nach GEG-Standard						
Bauteil	Fläche	Heizwärme- bedarf	Heizlast	Wärmebedarf TWW	Wärmebedarf gesamt	Strombedarf
	m ²	MWh/a	kW	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Wohnen	19.800	792	891	414	1.269	594

3.2 BEG WG Effizienzhaus-55-Standard

Nach BEG WG Effizienzhaus-55-Standard ergibt sich für die Wohngebäude ein Wärmebedarf von insgesamt ca. 1.107 MWh/a. Der Strombedarf inklusive Haushaltsstrombedarf und exklusive E-Mobilität beträgt ca. 594 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	Heizwärme- bedarf	Heizlast	Wärmebedarf TWW	Wärmebedarf gesamt	Strombedarf
	m ²	MWh/a	kW	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Wohnen	19.800	693	772	414	1.107	594

3.3 BEG WG Effizienzhaus-40-Standard

Nach BEG WG Effizienzhaus-40-Standard ergibt sich für die Wohngebäude ein Wärmebedarf von insgesamt ca. 909 MWh/a. Der Strombedarf inklusive Haushaltsstrombedarf und exklusive E-Mobilität beträgt ca. 594 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	Heizwärme- bedarf	Heizlast	Wärmebedarf TWW	Wärmebedarf gesamt	Strombedarf
	m ²	MWh/a	kW	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Wohnen	19.800	495	554	414	909	594

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. 909 MWh/a. Der Strombedarf inklusive Haushaltsstrombedarf und exklusive E-Mobilität beträgt ca. 594 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 + Photovoltaik

Variante 1 (vgl. Abbildung 1) sieht eine Wärmeversorgung durch das bestehende SAGA-Fernwärmenetz. Darüber hinaus werden die Dachflächen für die Nutzung von Solarenergie mit Photovoltaik-Anlagen (siehe Kapitel 5) ausgestattet.

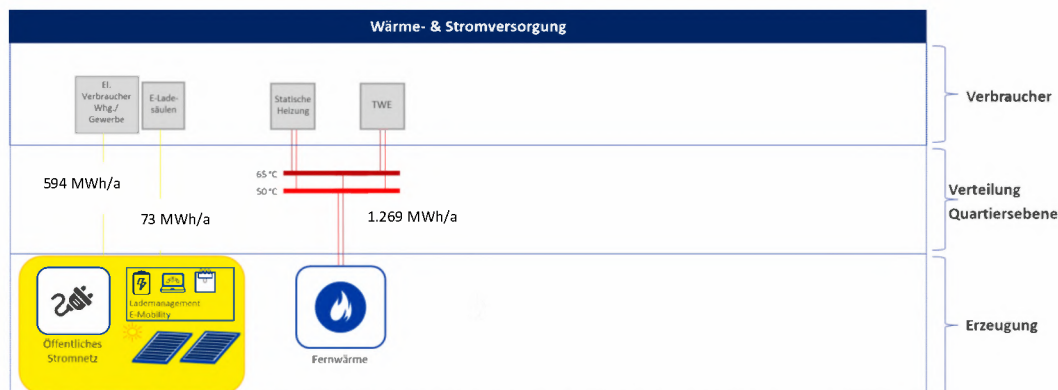


Abbildung 1: Energieversorgung Variante 1 (Energiebedarfe nach GEG-Standard)

Die Grundversorgung der Wärmebereitstellung erfolgt über die SAGA-Fernwärme mit ca. 1.300 MWh/a. Der Vermieterstrombedarf (u.a. Beleuchtung Treppenhäuser / Flure / Nebenflächen, Pumpen-, Verdichter-, Lüfterstrom) für wird bilanziell zu ca. 180 % durch PV Strom gedeckt.

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

Variante 2 (vgl. Abbildung 2) 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.

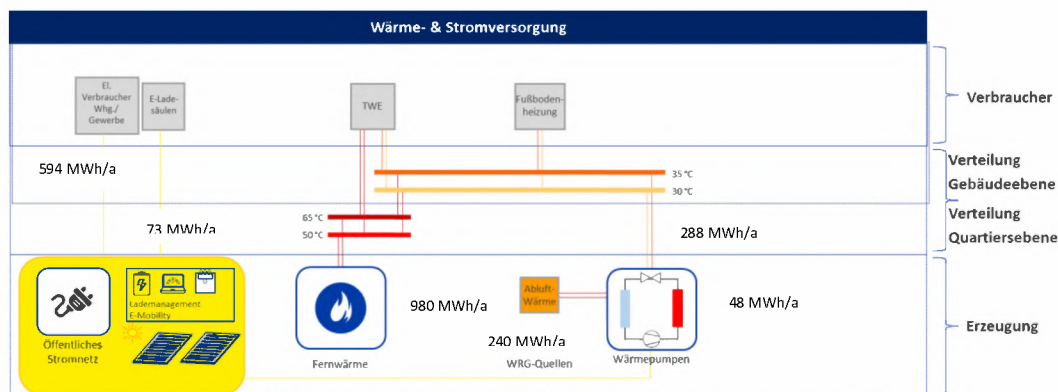


Abbildung 2: Energieversorgung Variante 2 (Energiebedarfe nach GEG-Standard)

Die Grundversorgung der Wärmebereitstellung erfolgt über die SAGA-Fernwärme mit ca. 980 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 3). 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. 15 kW Wärmeleistung über alle Gebäude des RA137 weit unterschritten wird.

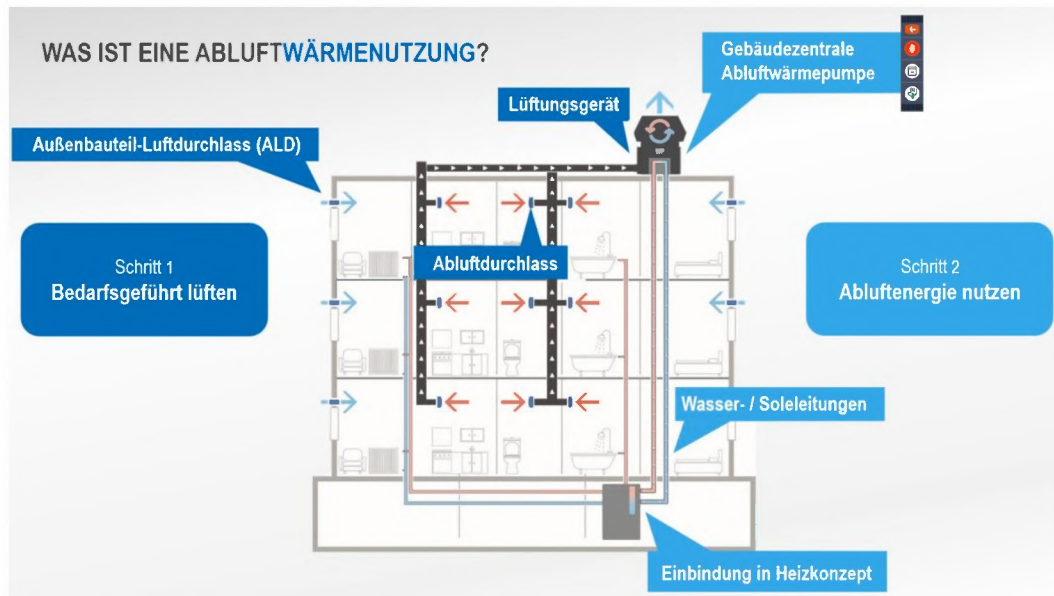


Abbildung 3: Prinzipschema einer Abluft-Wärmerückgewinnung (Quelle: AERECO)

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 RA137 eine Wärmemenge von etwa 290 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 50 MWh/a benötigt. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird ein Arbeitspreis für Netzstrom 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 4) 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.

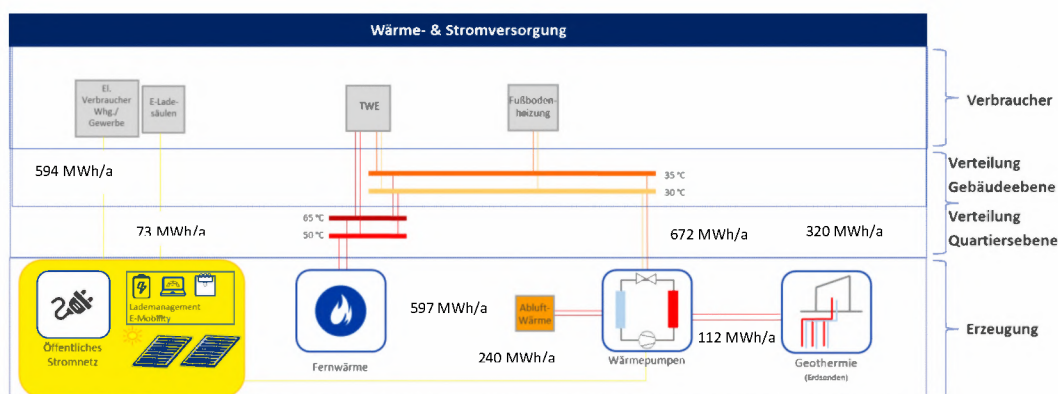


Abbildung 4: Energieversorgung Variante 3 (Energiebedarfe nach GEG-Standard)

Die Wärmeversorgung der Wohngebäude wird in dieser Variante zu etwa gleichen Teilen aus der SAGA-Fernwärme (ca. 600 MWh/a) und Umweltenergie aus Abluft-Wärme und Geothermie (ca. 670 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 5 ein mittleres Potenzial zur Erdwärmenutzung vorhanden.

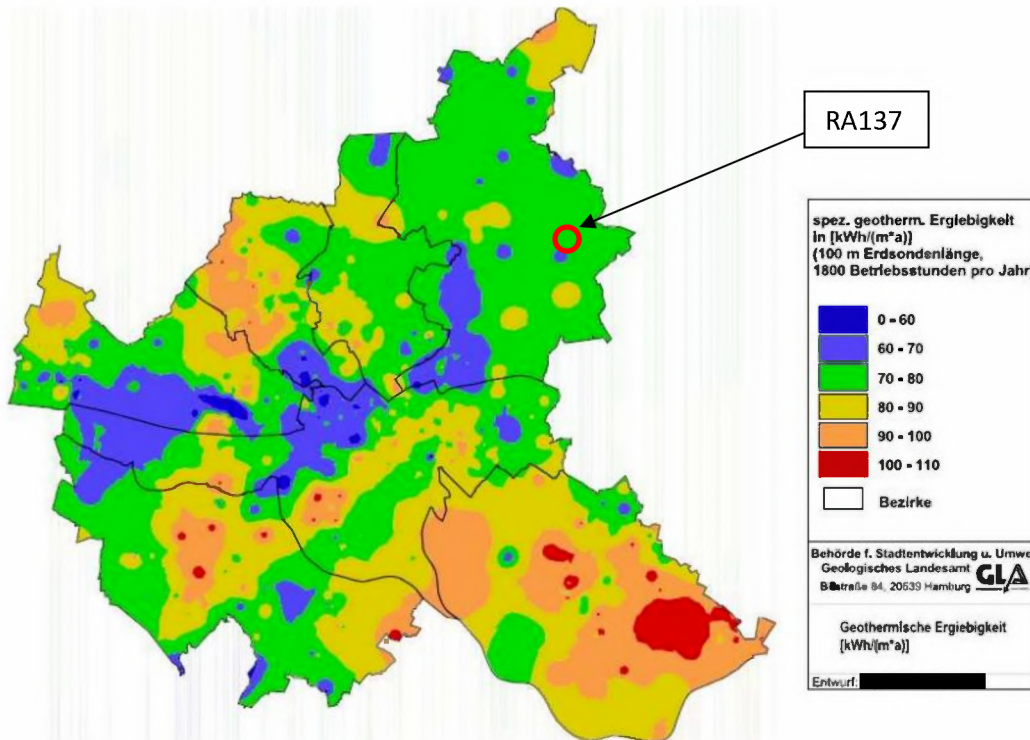


Abbildung 5: spez. Geothermische Ergiebigkeit Hamburg (Quelle: GLA Hamburg)

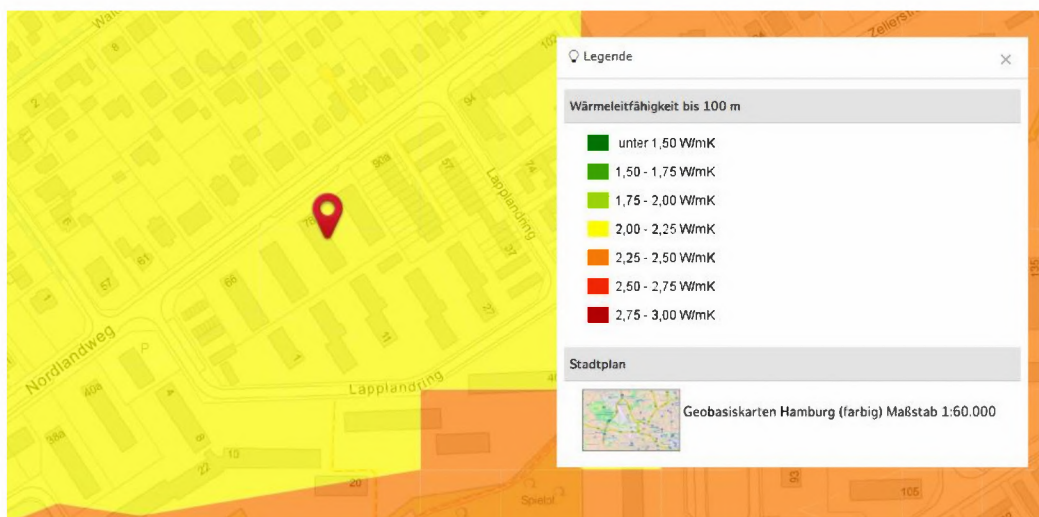


Abbildung 6: Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs am Standort RA137 (Quelle: Geoportal Hamburg)

Auch die Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes bis 100 m Tiefe deutet auf ein 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 7 exemplarisch eingezeichneten Erdsondenfelder entsprechen rechnerisch der überschlägig ermittelten Erdsondenfelder Größen zur Bereitstellung der angesetzten Wärmebereitstellung von

insgesamt 320 MWh/a. Außerdem wird die Beschaffenheit des Untergrunds über einen Bohrkern dargestellt, der in etwa 800 m Entfernung des Wohngebiets untersucht wurde.

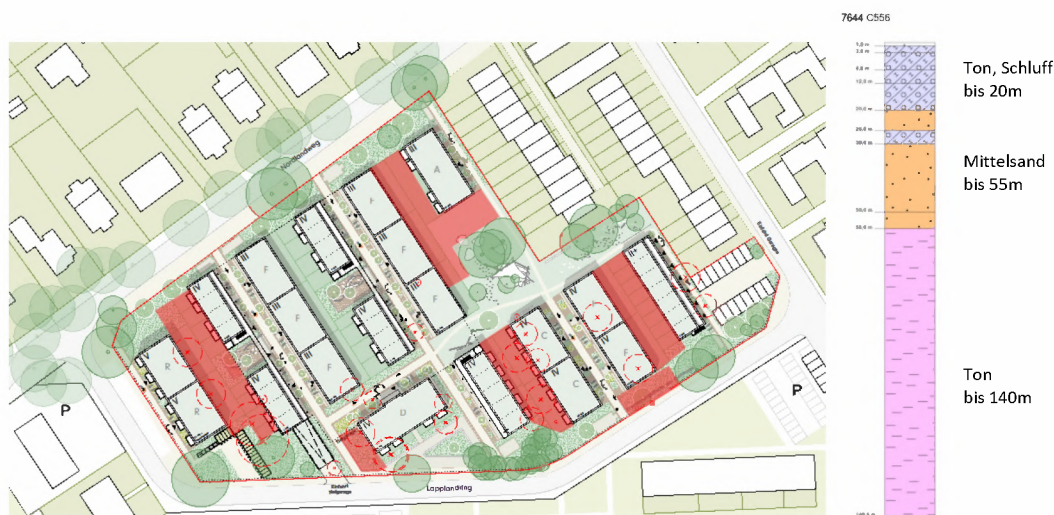


Abbildung 7: Größenordnung Erdsondenfelder und Bohrkern einer 800 m weit entfernten Bohrung (Quelle: KBNK Architekten GmbH, hamburg.de/bohrdaten, eigene Darstellung)

Es wird mit einer Erdsondentiefe im Mittel von 60 m gerechnet. Für die Berechnung des Energieertrags wird angesetzt, dass etwa 60 Erdsonden mit einem Sondenabstand von 6 m zueinander installiert werden. Somit ergibt sich eine maximale Quellenwärmeleistung von 140 kW und einem Wärmeertrag von ca. 320 MWh/a. Unter der Berücksichtigung der Tiefgaragenlagen und der besonders erhaltenswürdigen Bäumen durch die Baumschutzsatzung wurden die geeigneten Flächen für die Erdsonden identifiziert (siehe rot markierte Flächen in Abbildung 7).⁴ 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. Die Flächen oberhalb der Erdwärmesonden können weiterhin als Grünflächen genutzt werden. Das Anpflanzen von Bäumen wird nicht empfohlen, da Baumwurzeln die Leitungen beschädigen können.

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 Wärmeertrag zu berücksichtigen. Prinzipiell lassen sich über die Wärmepumpen ebenfalls die rückgewonnenen Wärmemengen der Abluft mit nutzen. Bei der Grobauslegung wird davon ausgegangen, dass das Erdsondenfeld durch nachströmende Wärmeenergie aus dem Untergrund (z. B. Grundwasserströmung, Niederschlagswasser) auf natürliche Weise regeneriert werden kann.⁵

⁴ 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.

⁵ 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 Wärmegewinnung) in das

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 8) 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.

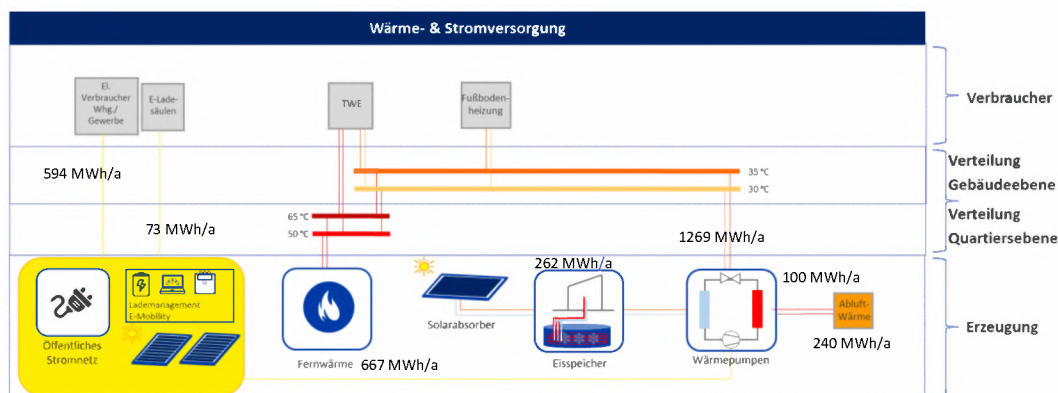


Abbildung 8: Energieversorgung Variante 4 (Energiebedarfe nach GEG-Standard)

Die Wärmeversorgung der Wohngebäude wird in dieser Variante zu etwa 47 % (ca. 602 MWh/a) aus regenerativer Wärmeenergie und zu 53 % (ca. 667 MWh/a) aus SAGA-Fernwärme sichergestellt. Die Dimensionierung der Eisspeicher erfolgt anhand technisch verfügbarer und installierbarer Baugrößen. Es werden insgesamt fünf Eisspeicher mit einem Füllvolumen von ca. 450 m³ Wasser berücksichtigt.



Abbildung 9: Größenordnung und ungefährer Flächenbedarf der Eisspeicher mit einem Durchmesser von ca. 14 m unter Berücksichtigung des Baumbestandes (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 10: Aufbau Eisspeicher mit den Sole-Kreisläufen ohne Wasser (Quelle: Viessmann)

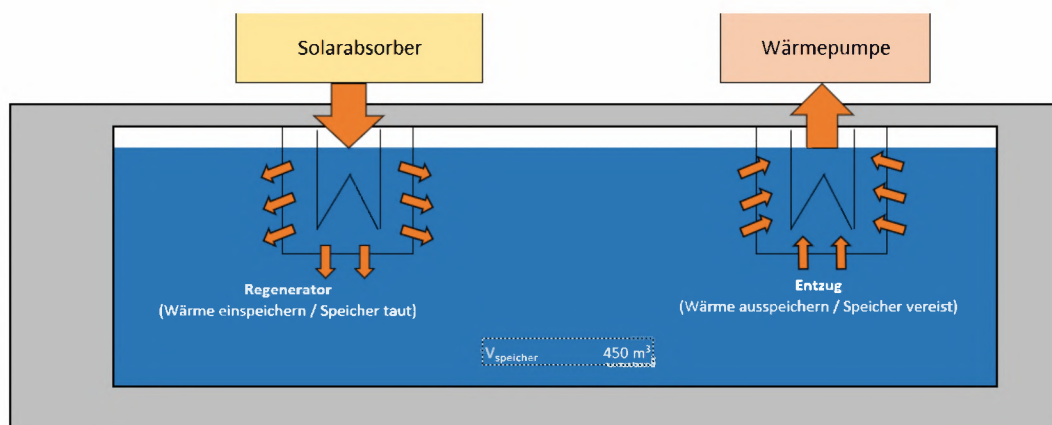


Abbildung 11: Vereinfachte Darstellung des Wärmestromes eines Eisspeichers in der Sommerperiode (orange Pfeile links) und in der Heizperiode (orange Pfeile rechts), Quelle: eigene Darstellung

Die Solarthermie-Anlagen (Solarabsorberfläche von insgesamt ca. 615 m² bzw. ca. 13 % der Dachflächen) werden auf den zur Verfügung stehenden Dachflächen zusätzlich zu den geplanten Photovoltaikanlagen installiert und sind zur Regeneration der fünf 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.⁶

⁶ Aufgrund der im Vergleich zur Geothermie niedrigeren Quellentemperatur 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 RA137 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 bilanziell⁷ 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, gegebenenfalls Abluftleitungen, Aufzugsschachtköpfe, Entrauchungsöffnungen und notwendige Wege etc.) Eine Dachnutzung durch Dachterrassen ist nicht vorgesehen.



Abbildung 12: Solarpotenzial Bestandsgebäude RA137 (Quelle: Geoportal Hamburg)

⁷ 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 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 Dachflächenbelegungsichte von 35 %

PV-Anlage	Fläche (Ost + West)	Peakleistung	Erzeugung	Investitionskosten (ca.)	Kostenersparnis	ROI ⁸
	m ²	kWp	MWh/a	€	€/a	a
Module m. Ost-West - Ausrichtung (10° Neigung)	2.174	326	264	424.000	55.000	8

Die PV-Anlagen auf den Dächern weisen insgesamt eine installierte Leistung von ca. 326 kWp auf und erzeugen jährlich eine Strommenge von etwa 264 MWh. Bilanziell können somit ca. 40 % des gesamten Strombedarfs des Bebauungsgebietes durch lokal erzeugten Photovoltaik-Strom gedeckt werden. Die Investitionskosten der PV-Anlagen betragen etwa 424.000 €. Der ROI liegt bei ca. 8 Jahren. Gegenüber dem Strombezug aus dem Netz der öffentlichen Versorgung (Bundesmix) können durch den Einsatz der derzeit geplanten PV-Anlagen jährlich ca. 115 Tonnen CO₂ eingespart werden

⁸ 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 Versorgungs-Varianten 1 bis 4 in Kombination mit den jeweiligen Energieeffizienz-Varianten aufgeführt.

Versorgungs-Varianten:

- Variante 1 (V1): SAGA Fernwärme + 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 + 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 der lokal erzeugte PV-Strom 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 verfügt Variante 3, welches auch mit 55 bis 72 % den größten Anteil von Erneuerbaren Energien besitzt, über 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 liegt bei Variante 3 bei etwa 189 g/kWh. Auch der Primärenergiefaktor ist bei der Variante 3 am niedrigsten und liegt mit 0,076 bis 0,136 deutlich unterhalb der Anforderung von maximal 0,5.

Nachhaltigkeit Rang 2: Variante 4

Variante 4 weist etwa um 2 %-Punkte⁹ höhere CO₂-Emissionen als Variante 3 auf. Der Anteil von Erneuerbaren Energien an der Wärme- und Strombereitstellung liegt bei etwa 51 bis 68 %. Die CO₂-Emissionen liegen für die Wärmebereitstellung je nach Energieeffizienz-Standard zwischen 37 und 41 g/kWh. Die CO₂-Emissionen für die Stromversorgung für die Verbraucher der Mieter und Vermieter liegt bei Variante 4 zwischen bei etwa 192 g/kWh. Auch der Primärenergiefaktor liegt bei der Variante 4 mit 0,098 und 0,152 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 47 %. Die CO₂-Emissionen liegen für die Wärmebereitstellung je nach Energieeffizienz-Standard zwischen 45 und 47 g/kWh. Die CO₂-Emissionen für die Stromversorgung für die Verbraucher der Mieter und Vermieter liegt bei Variante 2 bei etwa 209 g/kWh. Auch der Primärenergiefaktor liegt bei der Variante 2 mit 0,198 bis 0,224 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 20 %-Punkte höhere CO₂-Emissionen auf. Der Anteil von Erneuerbaren Energien an der Wärme- und Strombereitstellung liegt

⁹ Die Differenz von ca. 2 % ergibt sich aus dem etwas höheren Mieterstrom- und Fernwärmebedarf (zusätzlich 2 MWh/a bzw. 70 MWh/a) in Variante 4. Der Strombedarf für die Wärmepumpen ist in Variante 4 um 12 MWh/a niedriger als in Variante 3, da weniger Wärmeenergie entnommen werden kann.

bei etwa 19 bis 26 %. Die CO₂-Emissionen liegen für die Wärmebereitstellung bei etwa 53 g/kWh. Die CO₂-Emissionen für die Stromversorgung für die Verbraucher der Mieter und Vermieter liegt bei Variante 1 bei etwa 227 g/kWh. Der Primärenergiefaktor liegt bei der Variante 1 mit 0,290 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, EH 40 NH)¹⁰ 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 EH 40 um 13,0 %_{rel.} In Variante 4 liegen die Verbesserungen bei 11,2 %_{rel.} In Variante 2 liegen die Verbesserungen bei 4,7 %_{rel.} In Variante 1 liegen die Verbesserungen bei 0 %_{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.

¹⁰ Die Energie und Klimabilanzen des Energieeffizienz-Standards EH⁴⁰NH 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 RA137 Nordlandweg/Lapplandring, Hamburg

Tabelle 8: Energie- und Klimabilanz – aktualisiert 01/2024¹¹

	V1GEG	V1E55	V1E40	V1E40NH	V2GEG	V2E55	V2E40	V2E40NH	V3GEG	V3E55	V3E40	V3E40NH	V4GEG	V4E55	V4E40	V4E40NH
	FW (SAGA) GEG	FW (SAGA) EH 55	FW (SAGA) EH 40	FW (SAGA) 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 55	FW + Geo. + ABL-WRG EH 40	FW + Geo. + ABL-WRG EH 40NH	FW + Eispeicher + ABL-WRG GEG	FW + Eispeicher + ABL-WRG EH 55	FW + Eispeicher + ABL-WRG EH 40	FW + Eispeicher + ABL-WRG EH 40NH
Wärmebezug Fernwärme SAGA [MWh/a]	1.487	1.314	1.116	1.116	1.199	1.026	828	828	815	642	444	444	885	712	514	514
Wärmebezug Abluft-WRG [MWh/a]	-	-	-	-	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Wärmebezug Geothermie [MWh/a]	-	-	-	-	-	-	-	-	320	320	320	320	-	-	-	-
Wärmebezug saisonaler Eispeicher [MWh/a]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	262	262	262	262
Stromertrag PV [MWh/a]	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264
Stromversorgung SAGA durch PV [MWh/a]	36	36	36	36	50	50	50	50	69	69	69	69	66	66	66	66
PV Netzeinspeisung [MWh/a]	228	228	228	228	214	214	214	214	195	195	195	195	198	198	198	198
Strombedarf Wärmepumpe [MWh/a]	-	-	-	-	48	48	48	48	112	112	112	112	100	100	100	100
Wärme Solarthermie [MWh/a]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	262	262	262	262
Elektromobilität [MWh/a]	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
Endenergie gesamt (exkl. Umweltschadstoffe, inkl. Netzstrom) [MWh/a]	1.890	1.717	1.519	1.519	1.698	1.525	1.327	1.327	1.442	1.269	1.071	1.071	1.489	1.315	1.117	1.117
Primärenergiebedarf gesamt [MWh/a]	1.231	1.172	1.105	1.105	1.219	1.160	1.093	1.093	1.204	1.145	1.078	1.078	1.207	1.148	1.081	1.081
CO2-Emissionen Wärme [g/kWh]	90	90	90	90	78	76	74	74	62	58	53	53	65	62	57	57
CO2-Emissionen Strom, bei Wärmepumpe m. Ökostrom [g/kWh]	227	227	227	227	209	209	209	209	189	189	189	189	192	192	192	192
CO2-Emissionen gesamt, bei Wärmepumpe m. Ökostrom [g/kWh]	317	317	317	317	287	286	283	283	251	248	242	242	258	254	249	249
PEF Wärme [-]	0,340	0,340	0,340	0,340	0,274	0,265	0,252	0,252	0,186	0,166	0,135	0,135	0,202	0,184	0,157	0,157
CO2-Emissionen Wärme gesamt [%]	100%	100,0%	100%	100%	87%	85%	82%	82%	69%	65%	59%	59%	72%	69%	63%	63%
CO2-Emissionen Strom gesamt [%]	100%	100,0%	100,0%	100,0%	92,2%	92,2%	92,2%	92,2%	83,3%	83,3%	83,3%	83,3%	84,8%	84,8%	84,8%	84,8%
CO2-Emissionen gesamt [%]	100%	100,0%	100,0%	100,0%	90,6%	90,1%	89,4%	89,4%	79,2%	78,1%	76,3%	76,3%	81,2%	80,2%	78,6%	78,6%
Anteil lokale Erneuerbare Energien [%]	16%	18%	21%	21%	30%	34%	39%	39%	48%	53%	61%	61%	45%	50%	57%	57%

¹¹ Hinweis zu „Anteil lokale Erneuerbare Energien“: der durch SAGA aus dem öffentlichen Stromnetz bezogene Ökostrom wird hier nicht als lokale Erneuerbare Energie berücksichtigt.

Energiefachplan für das Bebauungsplanverfahren RA137 Nordlandweg/Lapplandring, Hamburg

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 ausschließlich für den Betrieb der technischen Anlagen genutzt wird. Zusätzlich benötigter Strom wird vom Stromversorger bezogen und der überschüssige Stromertrag wird direkt mit der Einspeisevergütung von 4 Cent/kWh vermarktet. 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

Energiefachplan für das Bebauungsplanverfahren RA137 Nordlandweg/Lapplandring, Hamburg

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 13: 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.

Energiefachplan für das Bebauungsplanverfahren RA137 Nordlandweg/Lapplandring, Hamburg

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 3

Variante 3 verfügt über die geringsten Gesamtkosten und zugleich über die niedrigsten spezifischen Kosten für die Wärmeerzeugung. Die Investitionskosten zur Umsetzung von Variante 3 betragen ca. 880.000 €. Der wesentliche Kostentreiber ist die Errichtung des Erdsondenfeldes. Die Fördermöglichkeiten der Variante 3 sind Fördermittel der IFB HH (ca. 62.000 €) sowie BEG-Fördermittel für den Standard EH40 NH-Klasse (ca. 67.000 €), die mit der Förderung der IFB HH nicht 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 9,8 bis 10,4 ct/kWh bei einer Verbrauchskostensteigerung von 2 % und zwischen 10,9 und 11,9 ct/kWh bei einer Verbrauchskostensteigerung von 5 %. Durch die im Vergleich höchsten Vermieter-

Energiefachplan für das Bebauungsplanverfahren RA137 Nordlandweg/Lapplandring, Hamburg

Stromkosten (großer Strombedarf für die Wärmepumpen) ergeben sich insgesamt und in Abhängigkeit des Energie-Effizienz-Standards jährliche Kosten zwischen ca. 140.000 €/a (GEG) bis ca. 100.000 €/a (EH40-NH-Klasse).

Wirtschaftlichkeit Rang 2: Variante 2

Variante 2 verfügt über etwas höhere Gesamtkosten als Variante 3 und zugleich über etwas höheren spezifischen Kosten für die Wärmeerzeugung. Die Investitionskosten zur Umsetzung von Variante 2 betragen ca. 450.000 €, circa die Hälfte der Investitionskosten von Variante 3. 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 zwischen 10,4 bis 10,6 ct/kWh bei einer Verbrauchskostensteigerung von 2 % und zwischen 12,1 und 12,5 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. 150.000 €/a (GEG) bis ca. 110.000 €/a (EH40-NH-Klasse).

Wirtschaftlichkeit Rang 3: Variante 1

Variante 1 verfügt über die geringsten Investitionskosten, aber zugleich über die um ca. 8% bis 14% höheren spezifischen Kosten für die Wärmeerzeugung im Vergleich zu Variante 3, je nach Energie-Effizienz-Standard. Die Investitionskosten zur Umsetzung von Variante 1 betragen ca. 340.000 €. Es gibt keine Fördermöglichkeiten für die Variante 1. Die spezifischen Wärmeerzeugungskosten liegen zwischen 11,3 bis 11,5 ct/kWh bei einer Verbrauchskostensteigerung von 2 % und zwischen 13,6 und 13,8 ct/kWh bei einer Verbrauchskostensteigerung von 5 %. Durch die hohen Verbrauchskosten und die im Vergleich niedrigsten Vermieter-Stromkosten ergeben sich insgesamt und in Abhängigkeit des Energie-Effizienz-Standards jährliche Kosten zwischen ca. 160.000 €/a (GEG) bis ca. 120.000 €/a (EH40-NH-Klasse).

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. 190.000 €) sowie BEG-Fördermittel für den Standard EH40 NH-Klasse (ca. 360.000 €), die mit der Förderung der IFB HH nicht kombiniert werden können. Die spezifischen Wärmeerzeugungskosten liegen zwischen 23,6 bis 28,7 ct/kWh bei einer Verbrauchskostensteigerung von 2 % und zwischen 25,1 und 29,9 ct/kWh bei einer Verbrauchskostensteigerung von 5 %. Damit liegen die Wärmeerzeugungskosten in etwa mehr als doppelt so hoch wie die der Varianten 3 und 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. 310.000 €/a (GEG) bis ca. 245.000 €/a (EH40-NH-Klasse).

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) GEG	FW (SAGA) EH 55	FW (SAGA) EH 40	FW (SAGA) 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
Investitionskosten exkl. Fördermittel [€]	343.200	343.200	343.200	343.200	448.300	448.300	448.300	448.300	877.300	877.300	877.300	877.300	3.213.300	3.213.300	3.213.300	3.213.300
Fördermittel [€]	-	-	-	-	-	-	-	- 13.140	- 62.280	- 62.280	- 62.280	- 66.760	- 189.890	- 189.890	- 189.890	- 358.760
Investitionskosten gesamt [€]	343.200	343.200	343.200	343.200	448.300	448.300	448.300	435.160	815.020	815.020	815.020	810.540	3.023.410	3.023.410	3.023.410	2.854.540
Kapitalgebundene Kosten [€/a]	17.941	17.941	17.941	17.941	25.484	25.484	25.484	24.536	43.742	43.742	43.742	38.927	193.609	193.609	193.609	167.734
Betriebsgebundene Kosten [€/a]	2.466	2.466	2.466	2.466	4.418	4.418	4.418	4.418	9.608	9.608	9.608	9.608	21.715	21.715	21.715	21.715
PVNetzeinspeisung (€/a)	9.134	9.134	9.134	9.134	8.559	8.559	8.559	8.559	7.791	7.791	7.791	7.791	7.931	7.931	7.931	7.931
Verbrauchsdaten (2 %) [€/a]	122.924	105.564	84.406	84.406	104.111	86.752	65.594	65.594	79.036	61.676	40.518	40.518	83.617	66.257	45.099	45.099
Verbrauchsdaten (5 %) [€/a]	152.558	131.013	104.755	104.755	129.211	107.666	81.407	81.407	98.089	76.545	50.286	50.286	103.775	82.230	55.972	55.972
jährl. Kosten für Wärmeerzeugung (2 %) [€/a]	143.330	125.971	104.813	104.813	134.012	116.653	95.495	94.547	132.385	115.026	93.868	89.053	298.942	281.582	260.424	234.549
jährl. Kosten für Wärmeerzeugung (5 %) [€/a]	172.965	151.420	125.161	125.161	159.112	137.567	111.308	110.361	151.439	129.894	103.636	98.821	319.100	297.555	271.297	245.422
spez. Wärmeerzeugungskosten (2 %) [Cent/kWh]	11,3	11,4	11,5	11,5	10,6	10,5	10,5	10,4	10,4	10,4	10,3	9,8	23,6	25,4	28,7	25,8
spez. Wärmeerzeugungskosten (5 %) [Cent/kWh]	13,6	13,7	13,8	13,8	12,5	12,4	12,2	12,1	11,9	11,7	11,4	10,9	25,1	26,9	29,9	27,0
jährl. Kosten (2 %)[%]	100%	88%	73%	73%	93%	81%	67%	66%	92%	80%	65%	62%	209%	196%	182%	164%
jährl. Kosten (5 %)[%]	100%	88%	72%	72%	92%	80%	64%	64%	88%	75%	60%	57%	184%	172%	157%	142%
Stromkosten SAGA jährlich [€/a]	16.645	16.645	16.645	16.645	27.628	27.628	27.628	27.628	42.284	42.284	42.284	42.284	39.607	39.607	39.607	39.607
Stromkosten Mieter jährlich [€/a]	169.942	169.942	169.942	169.942	169.942	169.942	169.942	169.942	169.942	169.942	169.942	169.942	169.942	169.942	169.942	169.942
Gesamtkosten jährl. [2%] (€/a)	159.976	142.616	121.458	121.458	146.773	129.413	108.255	107.308	139.962	122.602	101.444	96.629	307.465	290.105	268.948	243.072

In Abbildung 14 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 mittel hohen Einfluss auf die Gesamtwirtschaftlichkeit der Maßnahmen. Grund hierfür ist, dass die Verbrauchskosten mit ca. 57 % der jährlichen Kosten im Mittel den überwiegenden Anteil im Vergleich zu den kapitalgebundenen (ca. 37 %) und betriebsgebundenen Kosten (ca. 6 %) haben.

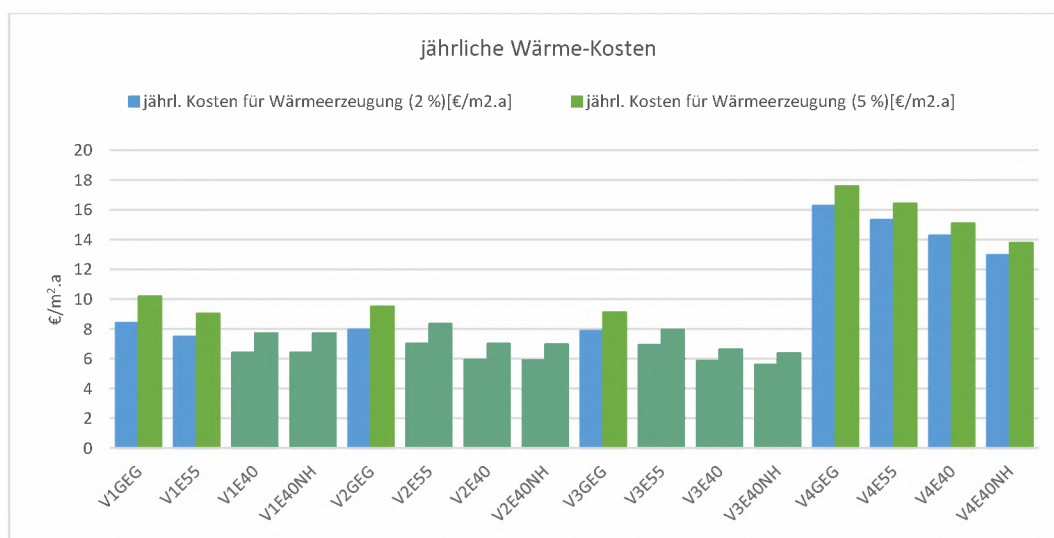


Abbildung 14: jährliche Wärme-Kosten (bei 2 % bzw. 5 % Energiepreissteigerung)

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 15 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).



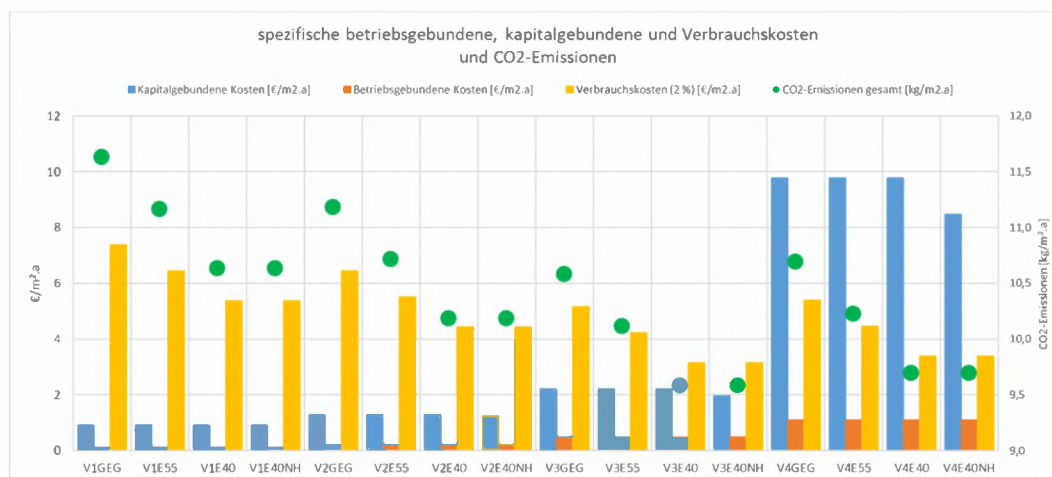


Abbildung 15: spezifische betriebsgebundene, kapitalgebundene und Verbrauchskosten und CO₂-Emissionen

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: niedrigste Invest-, Kapital- und Betriebskosten, geringste technische Komplexität - V2: niedrige Investkosten, geringe technische Komplexität - V3: geringster Primärenergiefaktor und CO₂-Emissionen für Wärmeversorgung, hoher Anteil lokaler erneuerbarer Energien, geringsten 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: keine Fördermittel, 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 16: SWOT-Analyse

Das Ziel des Energiefachplans ist es, für die zukünftige Energieversorgung des Plangebiets 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,
- 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 das Grundstück 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. 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 seit 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.

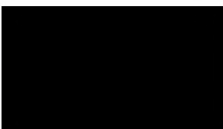
Hinsichtlich des festzulegenden Energiestandards ist zu berücksichtigen, dass im Gebäudebetrieb aufgrund des Nutzungsverhaltens bei durch SAGA-Mietern genutzten Gebäuden erfahrungsgemäß mit einem gegenüber der Planung erhöhten Wärmeverbrauch zu rechnen ist. Zudem sind auf die erhöhten Investitionskosten 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 35 Seiten (inkl. Deckblatt ohne Anlagen).

Hamburg, 09.02.2024

Drees & Sommer





**DREES &
SOMMER**

Drees & Sommer SE

Eingang: 02. FEB. 2024

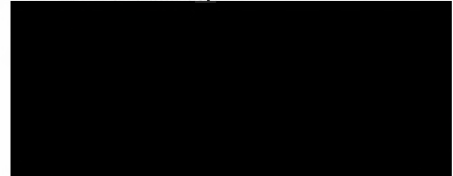
Zur Kenntnis:
Freie und Hansestadt Hamburg
Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft

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

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

Neuenfelder Straße 19
D - 21109 Hamburg

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



Datum und Zeichen Ihres Schreibens	Geschäftszeichen	Datum
Schriftliche Anfrage vom 26.01.2024		29.01.2024

BV: Erdwärmesondenanlage, Nordlandweg 66-88 / Lapplandring 1-33

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 15 m unter Geländeoberkante (GOK: zwischen ca. 42,5 – 45,0 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 3 m	Fein- bis Mittelsand
	bis 5 m	Geschiebelehm
	bis 15 m	Geschiebemergel (Niendorfer-Moräne)

Der Stauwasserdruckspiegel kann bis zur Geländeoberkante reichen.

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

Die südlich gelegene Bohrung (B1: +44,5 mNHN / ca. 280 m entfernt) zeigt bis 33 m Tiefe den nachfolgenden Aufbau:

GOK	bis 8 m	Geschiebelehm	(Archiv-Nr.: 7644 D208)
	bis 9 m	Feinsand	
	bis 18 m	Geschiebemergel, (Niendorfer-Moräne)	
	bis 33 m	Fein- bis Mittelsand, Pleistozän	

Die nördlich gelegene Bohrung (B2: +44,2 mNHN / ca. 220 m entfernt) zeigt bis 25 m Tiefe den nachfolgenden Aufbau:

GOK	bis 6 m	Geschiebelehm	(Archiv-Nr.: 7644 B68)
	bis 20 m	Geschiebemergel, (Niendorfer-Moräne)	
	bis 25 m	Fein- bis Grobsand, Pleistozän	

Das Grundstück liegt 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 nur bis zu einer Restmächtigkeit von 10 m angebohrt werden. Die Unterkante der Niendorfer-Moräne befindet sich bei ca. 20 m u. GOK.

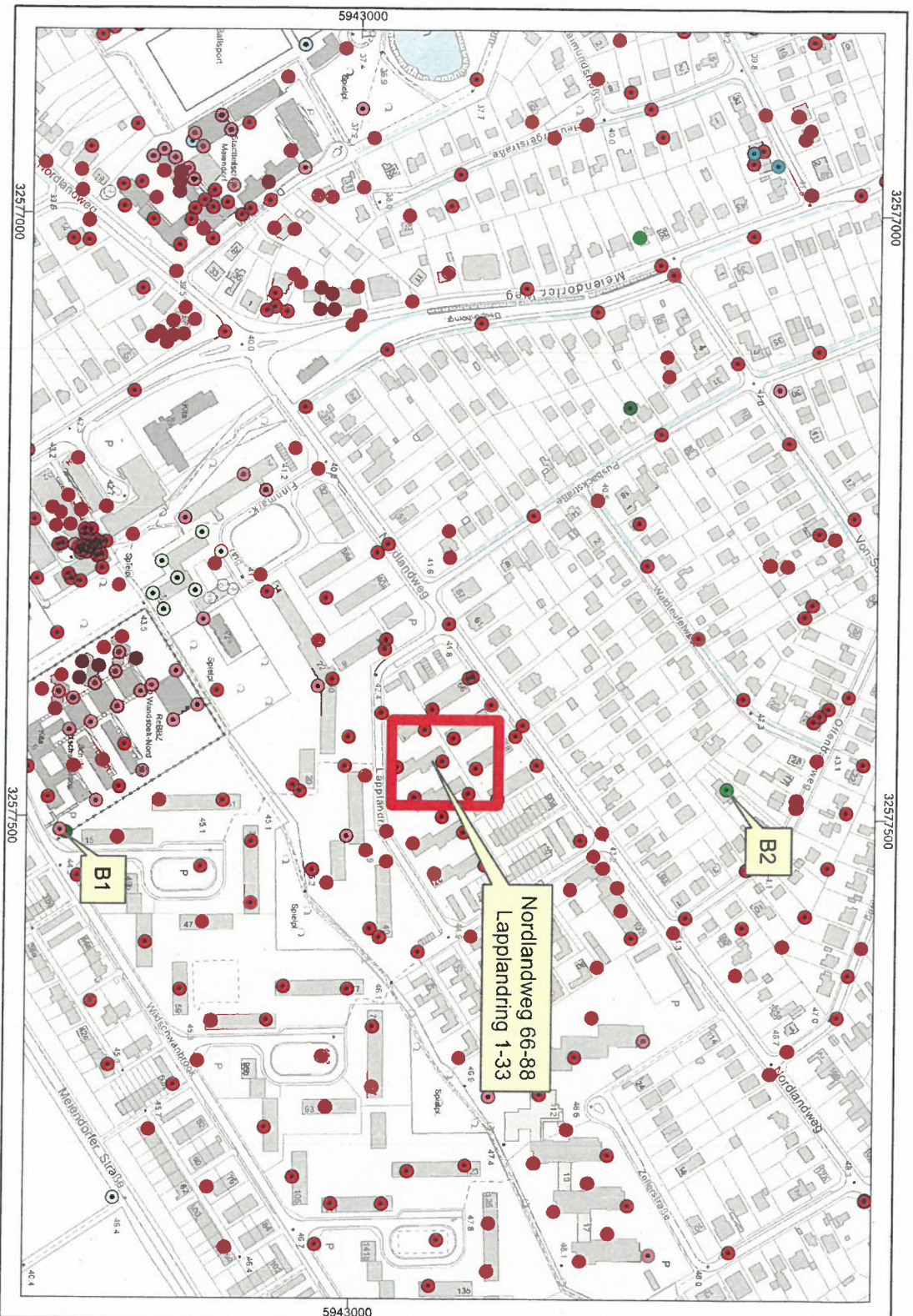
Bei dieser geringen Tiefe ist die zu erwartende Entzugsleistung von Erdwärmesonden sehr niedrig. Evtl. sind Erdwärmekörbe oder Erdwärmekollektoren eine Alternative. Wegen des hohen Stauwasserdruckspiegels ist hierzu wahrscheinlich eine wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich.

Mit freundlichen Grüßen



Anlage 1: Lageplan der Bohrungen

Bohrungen im Bereich Nordlandweg 66-88 / Lapplandring 1-33



Maßstab 1:5.000

Legende	
Endteufe (m)	
⊙	0 - 1
●	1 - 5
●	5 - 10
●	10 - 15
●	15 - 20
●	20 - 30
●	30 - 50
●	50 - 100
●	100 - 200
●	200 - 500
●	500 - 1000
●	1000 - 10000

Fedle und Hansestadt Hamburg
 Behörde für Umwelt, Klima,
 Energie und Agrarwirtschaft
 - Geologisches Landesamt -
 Neuerländer Str. 19, 21109 Hamburg
 www.geologie.hamburg.de
Anlage 1: Bohrpunktkarte
 Datum: 01/2024

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 %