

Energiekonzept

Neubauquartier Broda Neukrug - Neubrandenburg



Auftraggeber:
Vier-Tore-Stadt Neubrandenburg
Friedrich-Engels-Ring 53
17042 Neubrandenburg
Ansprechpartner:
Herr Dr. Christian Wolff
Tel.: 0395 555-2590
E-Mail: dr.christian.wolff@neubrandenburg.de



Auftragnehmer:
Elbing & Volgmann GmbH
Bismarckstr. 98
10625 Berlin
Ansprechpartner:
Herr Marvin Buchner
Tel.: 0151 / 46205891
E-Mail: mb@elbing-volgmann.de

Elbing & Volgmann

Lesehinweis

Zur besseren Lesbarkeit wird in diesem vorliegenden Bericht das generische Maskulinum verwendet. Die in diesem Bericht verwendeten Personenbezeichnungen beziehen sich - sofern nicht anders gekennzeichnet - auf alle Geschlechter.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis.....	V
1 Einleitung	1
1.1 Ausgangssituation	1
1.2 Zielsetzung.....	2
2 Vorgehen, Methodik und Datengrundlage.....	3
3 Voruntersuchung.....	6
3.1 Stromversorgung	6
3.2 Wärmeversorgung	8
3.3 Vergleich Voruntersuchung.....	11
4 Detailbetrachtung Versorgungsvarianten	15
4.1 Stromversorgung	15
4.1.1 Detailbetrachtung Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen).....	15
4.1.2 Mieterstrommodell	18
4.2 Wärmeversorgung	19
4.2.1 Energiepotenzial.....	19
4.2.2 Vergleich Temperaturniveau Wärmenetz.....	22
4.2.3 Vergleich dezentrale Trinkwarmwasserversorgung	23
4.2.4 Detailbetrachtung Variante 1.1: Luft-Wasser-Wärmepumpen (dezentral) mit gebäudezentraler TWW-Erwärmung	23
4.2.5 Detailbetrachtung Variante 1.2: Luft-Wasser-Wärmepumpe (dezentral) mit dezentraler TWW-Erwärmung.....	24
4.2.6 Detailbetrachtung Variante 2.1: Geothermie-Sonden (400 m) mittelwarmes Netz (40 °C).....	25
4.2.7 Detailbetrachtung Variante 2.2: Geothermie-Sonden (400 m) kaltes Netz (12 °C).....	26
4.2.8 Detailbetrachtung Variante 3.1: Geothermie-Sonden (100 m) + Gas-Spitzenlast	28
4.2.9 Detailbetrachtung Variante 4.1: Infrarot-Heizung.....	29
4.3 Zusammenfassung	30
5 Wirtschaftlichkeit	31
5.1 Vergleich Vorzugsvarianten.....	31
5.2 Sensitivitätsanalyse	33
5.3 Fördermöglichkeiten	35
6 Handlungsempfehlungen.....	37

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Auszug Entwurf städtebauliche Studie Variante 4.....	2
Abbildung 2: Energiepolitisches Zieldreieck.....	3
Abbildung 3: Wärmelastgang GEG - Standard.....	5
Abbildung 4: Stromlastgang	5
Abbildung 5: Vergleich jährlicher PV-Ertrag nach Ausrichtung Belegungsichte.....	7
Abbildung 6: Vergleich Ertrag und Wärmebedarf Solarthermie	9
Abbildung 7: Strombilanz Quartier mit Stromerzeugung im Jahr	16
Abbildung 8: Strombilanz Quartier mit Stromerzeugung in den Quartalen	17
Abbildung 9: Nutzung der erzeugten PV-Energie.....	17
Abbildung 10: Mögliches Fernwärmenetz oberirdisch	19
Abbildung 11: Geologische und Hydrologische Randbedingungen.....	20
Abbildung 12: Platzierung Erdsonden (Maximalbelegung).....	21
Abbildung 13: Strombilanz Variante 1.1 dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen mit gebäudezentraler TWW-Erwärmung	24
Abbildung 14: Strombilanz Variante 1.1 dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen mit dezentraler TWW-Erwärmung	25
Abbildung 15: Übersicht mögliches Wärmenetz und Bohrungen Variante 2.1	26
Abbildung 16: Strombilanz Variante 2.1 Geothermie-Sonden (400 m) mittelwarmes Netz	26
Abbildung 17: Übersicht mögliches Wärmenetz und Bohrungen Variante 2.2	27
Abbildung 18: Strombilanz Variante 2.2 Geothermie-Sonden (400 m) kaltes Netz.....	27
Abbildung 19: Jahresdauerlinie Wärmebedarf.....	28
Abbildung 20: Übersicht mögliches Fernwärmenetz und Bohrungen Variante 3.1	28
Abbildung 21: Strombilanz und Erdgasbezug Variante 3.1 Geothermie (100 m) und Gas-Spitzenlast	29
Abbildung 22: Strombilanz Variante 4.1 Infrarot-Heizung.....	30
Abbildung 23: Preiskorridor monatliches Gesamtsaldo pro m ² NGF.....	34
Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse Vorzugsvarianten	35

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Flächenermittlung nach Nutzungsart	4
Tabelle 2: Energiebedarfe nach Nutzungsart	4
Tabelle 3: Vergleich Ausrichtung und Belegungsdichte	7
Tabelle 4: Gegenüberstellung Technologien Stromversorgung	12
Tabelle 5: Bewertungsmatrix Stromversorgung	12
Tabelle 6: Gegenüberstellung Technologien Wärmeversorgung	13
Tabelle 7: Bewertungsmatrix Wärmeversorgung	13
Tabelle 8: Parameter Modellierung PV-Anlagen	15
Tabelle 9: Parameter Luft-Wasser-Wärmepumpe Variante 1.1	24
Tabelle 10: Parameter Luft-Wasser-Wärmepumpe Variante 1.2	25
Tabelle 11: Kostenparameter Vorzugsvarianten	31
Tabelle 12: Wirtschaftlichkeit Vorzugsvarianten	32
Tabelle 13: Kostenparameter Sensitivitätsanalyse	33
Tabelle 14: Wirtschaftlichkeit im Best und Worst Case für Sensitivitätsanalyse	34

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bezeichnung
BEG	Bundesförderung Effiziente Gebäude
BEW	Bundesförderung effiziente Wärmenetze
BGF	Bruttogrundfläche
BHKW	Blockheizkraftwerk
Bebauungsplan	B-Plan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EE	Erneuerbare Energieträger
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG 55	Effizienzgebäudestandard 55
GEG	Gebäudeenergiegesetz
KfN	Klimafreundlicher Neubau
KWK	Kraftwärmekopplung
NGF	Nettogrundfläche
PV	Photovoltaik

1 Einleitung

1.1 Ausgangssituation

Mit dem Ziel, die Klimakrise national und international einzudämmen, verfolgt die deutsche Bundesregierung eine ehrgeizige Strategie. Mit der Unterzeichnung des Pariser Abkommens im Jahr 2015 hat sich Deutschland verpflichtet, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 °C zu beschränken und einen Temperaturanstieg von nicht mehr als 1,5 °C anzustreben. Zur Umsetzung dieser Ziele hat die Bundesregierung mit dem Klimaschutzgesetz im Jahr 2019 und einer Novellierung des Gesetzes im Jahr 2021 die Klimaschutzvorgaben für Deutschland definiert. Bis 2045 soll Deutschland demnach treibhausgasneutral werden. Darüber hinaus wurde bis zum Jahr 2030 eine Minderung des Ausstoßes an klimaschädlichen Treibhausgasen um 65 Prozent gegenüber 1990 festgelegt.

Die Vier-Tore-Stadt Neubrandenburg plant in Zusammenarbeit mit dem Investor VAKON Baugesellschaft mbH im westlichen Stadtgebiet von Neubrandenburg die Entwicklung eines gemischten Neubauquartiers auf der Fläche "Broda Neukrug". Das Ziel besteht in der Erweiterung der Nachbarschaft im Einklang mit den natürlichen Gegebenheiten und unter verkehrlich verträglichen Bedingungen, um zukunftsfähigen Wohnraum zu schaffen.

Mit dem Ziel einer Klimaneutralität bis 2050 hat sich die Vier-Tore-Stadt Neubrandenburg ambitionierte Pläne gesteckt. Die Kommunale Wärmeplanung wurde in den Jahren 2023-2024 erarbeitet. Seit Jahren engagiert sich die Stadt für Klimaschutz und arbeitet aktiv an der Reduzierung von CO₂-Emissionen, insbesondere durch energetische Sanierung kommunaler Gebäude und den Ausbau erneuerbarer Energien. Der Ausbau der Solarenergie und der Geothermie sowie nachhaltige Stadtplanung sind wichtige Säulen dieses Vorhabens. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Anpassung an den Klimawandel, um die Resilienz der Stadt zu erhöhen. Die Sicherung von Grünflächen und Frischluftschneisen wird als entscheidend für die Reduktion von urbanen Hitzeinseln angesehen. Stadtklimaanalysen identifizieren hitzeanfällige Bereiche und durch vorausschauende Stadtplanung werden Maßnahmen zur Verbesserung des Luftaustauschs mit dem Umland umgesetzt.

Zur weiteren Verfolgung der Zielsetzung wurde die Elbing & Volgmann GmbH mit der Untersuchung der Fläche "Broda Neukrug" hinsichtlich einer klimaneutralen Energieversorgung und daraus ableitend möglicher Handlungsoptionen beauftragt. Die Ergebnisse dieser Untersuchung werden in Form dieses Energiekonzepts präsentiert.

Untersuchtes Quartier

Im geplanten Neubauquartier sollen der Energieverbrauch reduziert, Ressourcen geschont und erneuerbare Energien genutzt werden, um einen klimaneutralen Betrieb zu erreichen.

Für das Areal von ca. 8 Hektar ist eine Bruttogrundfläche von 32.656 m² der Gebäude vorgesehen. Das Bauvorhaben sieht den überwiegenden Bau von Mehrfamilienhäusern vor, ergänzt durch eine geringe Anzahl an Einfamilienhäusern. Des Weiteren sind Flächen für Dienstleistungen sowie für kleingewerbliche Produktion vorgesehen. Das übergeordnete Ziel ist die Schaffung eines lebendigen Stadtteils, der idealerweise seine eigene Energieversorgung sicherstellt und soziale Interaktionen fördert. Da der Gebäudebestand in Deutschland nach wie vor etwa 30 % der CO₂-Emissionen verursacht, ist die Entwicklung energieeffizienter Neubauquartiere ein entscheidender Schritt für die Wärme- und Stromwende im Rahmen der Energiewende.

In einem Grobkonzept wurden bereits die grundlegenden Rahmenbedingungen für den baulichen Standard, die Energieversorgung und die Mobilität definiert. Bei der energetischen Gestaltung der Gebäude wird der Effizienzgebäudestandard 55 (EG 55), welcher den Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) entspricht, angestrebt, um unter anderem von Fördermöglichkeiten zu profitieren, die durch die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) derzeit attraktive Baukostenzuschüsse bietet.

Im Rahmen des Grobkonzepts wurden außerdem die jährlichen Bedarfe für Heizwärme und Trinkwarmwasser mit 997 MWh bzw. 443 MWh hergeleitet, dies sind Schätzungen über Kennwerte. Das Augenmerk des Grobkonzepts liegt auf regenerativer Wärmeenerzeugung. Ein Auszug des Entwurfs zur städtebaulichen Studie ist in der nachfolgenden Abbildung 1 dargestellt.

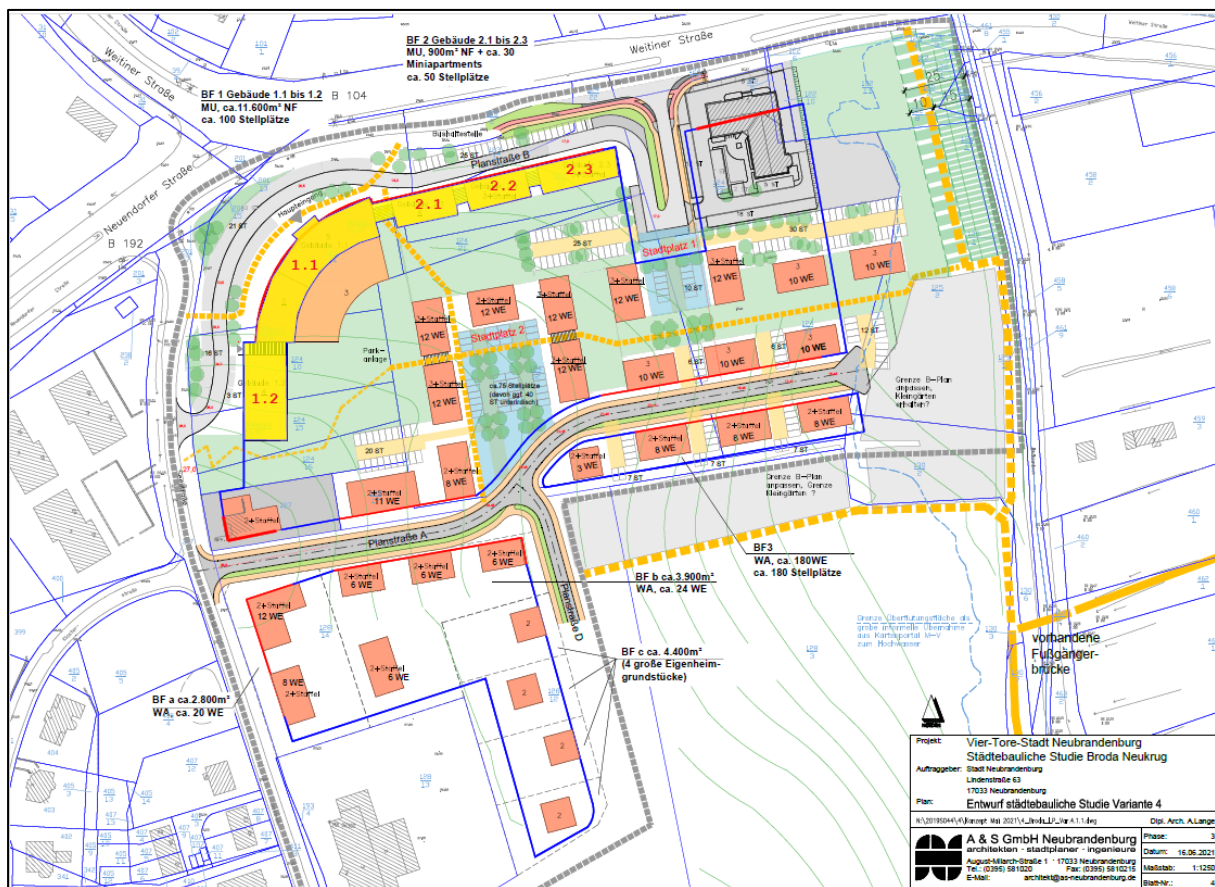


Abbildung 1: Auszug Entwurf städtebauliche Studie Variante 4

Quelle: Entwurf städtebauliche Studie, A & S GmbH

1.2 Zielsetzung

Das Energiekonzept hat zum Ziel, verschiedene Handlungsoptionen für die Energie- und Wärmeversorgung des Neubauquartiers zu untersuchen. Im Rahmen eines systematischen Prozesses werden unterschiedliche Varianten identifiziert und hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit bewertet. Ziel ist es, die realisierbaren Optionen zu prüfen und jene auszuwählen, die sowohl technisch als auch wirtschaftlich am sinnvollsten sind. Dabei liegt der Schwerpunkt auf Nachhaltigkeit und Treibhausgasneutralität.

2 Vorgehen, Methodik und Datengrundlage

Vorgehen

Im Rahmen des Energiekonzepts werden zunächst Nachhaltigkeitskriterien festgelegt, die sich an den energiepolitischen Zielen orientieren. Diese Kriterien werden anschließend nach ihrer Relevanz für das Projekt gewichtet. Auf der Grundlage erfolgt eine Vorauswahl möglicher Versorgungsvarianten für Strom und Wärme, wobei deren jeweilige Vor- und Nachteile beschrieben werden. Die verschiedenen Versorgungsvarianten werden dann mithilfe der zuvor definierten Kriterien bewertet, um daraus zu empfehlende Vorzugsvarianten abzuleiten. Abschließend werden diese Vorzugsvarianten im Detail untersucht, um eine fundierte Entscheidung für die optimale Energieversorgung zu ermöglichen.

Das energiepolitische Zieldreieck in Abbildung 2 bildet die Grundlage für den Kriterienkatalog zur Auswahl von Versorgungsvarianten in einem Energiekonzept. Es umfasst die drei wesentlichen Ziele Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Diese Ziele müssen bei der Bewertung und Entscheidung über die verschiedenen Energieversorgungsoptionen berücksichtigt werden. Versorgungssicherheit gewährleistet eine stabile Energieversorgung, während die Wirtschaftlichkeit eine kosteneffiziente Umsetzung sicherstellt. Umweltverträglichkeit zielt auf die Minimierung der ökologischen Auswirkungen durch klimafreundliche Technologien ab. Die Balance zwischen diesen drei Zielen bildet den Kern der Kriterien für eine nachhaltige Energieversorgung.

Bei der Auswahl und Gewichtung der Kriterien für die Bewertung der Versorgungsvarianten steht die Klimaneutralität bzw. Umweltverträglichkeit im Vordergrund und wird als grundlegende Voraussetzung angenommen. Weitere relevante Kriterien umfassen die Immissionen (Luft, Lärm, Verkehr), die mit 20 % gewichtet werden, sowie die Investitionskosten und Betriebskosten, einschließlich des Wartungsaufwands, die jeweils 15 % der Gewichtung ausmachen. Die Versorgungssicherheit hat ebenfalls eine hohe Bedeutung und wird mit 20 % berücksichtigt, während die Effizienz bzw. der Wirkungsgrad sowie der Platzbedarf und die gestalterischen Auswirkungen ebenfalls jeweils 15 % der Gewichtung einnehmen.

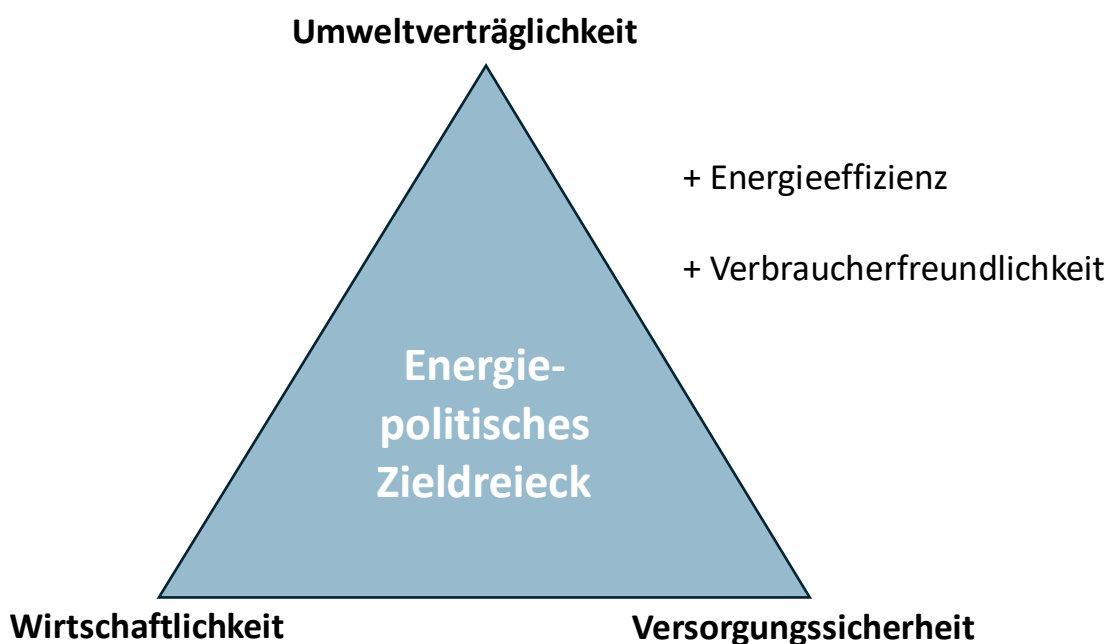


Abbildung 2: Energiepolitisches Zieldreieck

Datengrundlage

Auf Grundlage der aktuellen Planung, die eine Fläche von ca. 8 Hektar sowie eine Gebäude-Bruttogrundfläche (BGF) von 25.657 m² umfassen, aufgeteilt in ca. 95 % Wohnnutzung und 5 % Gewerbe, wurden in einem Grobkonzept erste Schätzungen des Wärmebedarfs vorgenommen. Um die Bedarfsberechnung weiter zu verfeinern, wird hier mit den Nettogrundflächen (NGF) gearbeitet. Diese wurden anhand eines NGF/BGF-Verhältnisses von 0,88 ermittelt, um den Heiz-, Trinkwarmwasser- und Strombedarf präziser berechnen zu können. Die ermittelten Flächen sind in Tabelle 1 dargestellt. Insgesamt sind zum jetzigen Zeitpunkt 325 Wohneinheiten für das Quartier vorgesehen.

Tabelle 1: Flächenermittlung nach Nutzungsart

Nutzungsart	BGF [m ²]	NGF [m ²]
Wohnen	30.871	24.723
Einzelhandel	1.785	1.518
Gesamt	32.656	26.240

Um die verfügbare Dachfläche für die Nutzung von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) abzuschätzen, wurden die Gebäudegrundflächen berücksichtigt. Ein Sicherheitsabschlag von 30 % wurde für Oberlichter, Wartungsschächte, Dachbegrenzungen und ähnliche Faktoren vorgenommen. Dadurch ergibt sich eine geschätzte nutzbare Dachfläche von etwa 4.800 m².

Zur Abschätzung des Strom- und Wärmebedarfs wurden Erfahrungswerte sowie Energieverbrauchs- und Vergleichsdaten auf die berechnete Nettogrundfläche (NGF) angewendet. Die daraus resultierenden Bedarfswerte sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Energiebedarfe nach Nutzungsart

GEG (EG 55 Standard)				
Nutzungsart	Wärmebedarf [MWh/a]	Trinkwarmwasserbedarf [MWh/a]	Strombedarf [MWh/a]	Kältebedarf [MWh/a]
Wohnen	868	423	502	0
Einzelhandel	129	20	61	3
E-Mobilität	-	-	270	-
Gesamt	997	443	833	3

Zusätzlich zum Strombedarf für die Gebäude und Nutzungsarten wird auch der Strombedarf für E-Mobilität berücksichtigt. Hierbei werden für die Ausgangssituation 180 E-Fahrzeuge (entspricht der finalen Ausbaustufe) angenommen, die jeweils einen Verbrauch von 15 kWh/100 km haben und jährlich durchschnittlich 10.000 km fahren. Der zusätzliche jährliche Strombedarf beträgt insgesamt 270 MWh pro Jahr für das gesamte Quartier.

Die Planung sieht etwa 305 PKW-Stellplätze vor. Die Infrastruktur wird so vorbereitet, dass die Anzahl der Ladesäulen flexibel an die steigende Nachfrage angepasst werden kann. Gemäß dem Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG) sind bei Neubauten von Wohngebäuden mit mehr als fünf Stellplätzen alle Stellplätze für E-Ladesäulen vorzurüsten. Bei Nichtwohngebäuden mit mindestens sechs Stellplätzen muss jeder dritte Stellplatz vorgerüstet und mindestens ein Ladepunkt installiert sein.

Für jedes Einfamilienhaus (EFH) ist pro Stellplatz eine Ladesäule vorgesehen. Für die übrigen Gebäude ist eine Mischung aus zentralen und dezentralen Ladepunkten angedacht. Zudem besteht die Möglichkeit, zentrale Mobility Hubs mit Angeboten wie Car-Sharing und Lastenfahrrädern zu integrieren. Der Ausbau erfolgt in mehreren Phasen, zunächst mit einer Ausstattung von 10 bis 20 Prozent (30 bis 60 Stellplätze), dann von 30 bis 40 Prozent (90 bis 120 Stellplätze) und letztlich von 50 bis 60 Prozent (150 bis 180 Stellplätze) in der finalen Ausbaustufe.

Aus den ermittelten Bedarfen ergeben sich die nachfolgenden Lastgänge für Wärme und Strom.

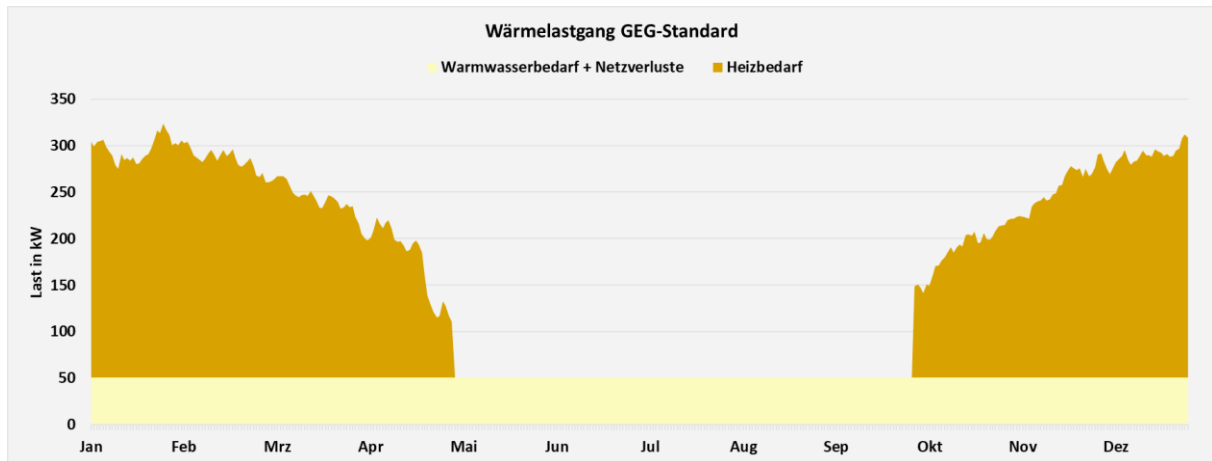


Abbildung 3: Wärmelastgang GEG - Standard

Der Wärmelastgang basiert auf dem Mittelwert der letzten 10 Jahre der Klimadaten sowie den daraus resultierenden Heizgradstunden und zeigt saisonale Schwankungen im Wärmebedarf. Der Heizbedarf (gelb) ist von Januar bis April und Oktober bis Dezember hoch, mit Spitzen von knapp über 300 kW, während er im Sommer fast verschwindet. Der Warmwasserbedarf und die Netzverluste (hellgelb) bleiben das ganze Jahr über konstant bei etwa 50 kW, wodurch auch in den Sommermonaten ein konstanter Grundbedarf bestehen bleibt.

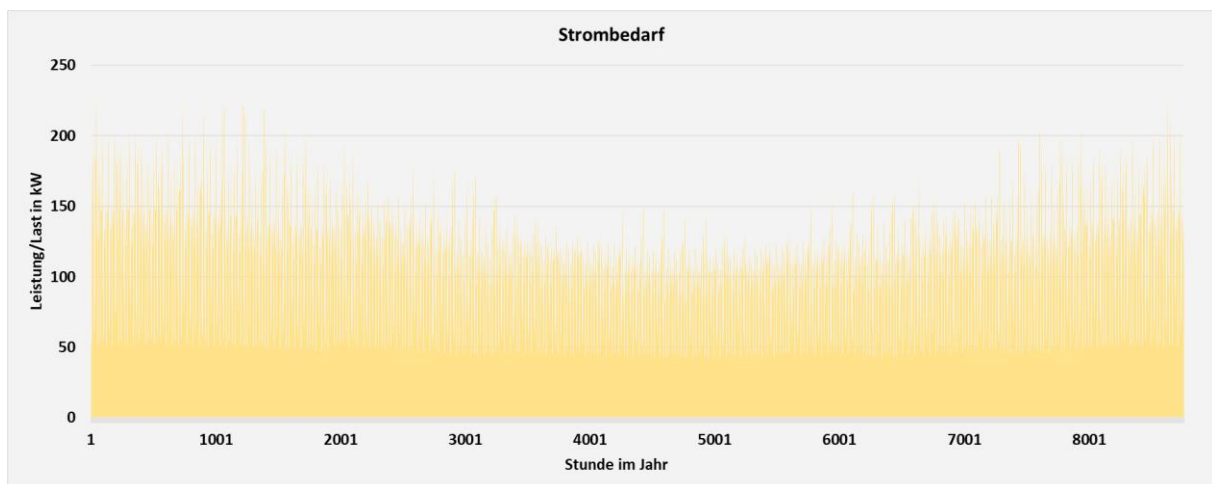


Abbildung 4: Stromlastgang

Der Stromlastgang basiert auf das Lastprofil H0 für Haushalte nach dem BDEW und zeigt den Strombedarf über das Jahr verteilt. Die Last schwankt zwischen 50 kW und etwa 220 kW, wobei die Spitzenlast in den ersten Stunden des Jahres höher ist und sich anschließend verringert. Ab etwa der Hälfte des Jahres steigen die Spitzen wieder leicht an. Trotz dieser Schwankungen bleibt eine Basislast von etwa 50 kW während des gesamten Jahres konstant. Die Zacken in der Darstellung deuten auf kurzzeitige Spitzenverbräuche hin, die sich regelmäßig wiederholen.

3 Voruntersuchung

3.1 Stromversorgung

Die Stromversorgung von Quartieren stellt eine entscheidende Komponente der Energieinfrastruktur in städtischen Gebieten dar. In diesem Abschnitt werden die Vor- und Nachteile von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) und Blockheizkraftwerken (BHKW) im Kontext der Quartiersversorgung untersucht, um ihre Eignung zu bewerten. Andere Technologien wie z. B. Windkraftanlagen oder Wasserkraftanlagen wurden bereits aufgrund ihrer typischen Herausforderungen bzw. der Randbedingungen des Standorts des Quartiers ausgeschlossen und werden deshalb nicht weiter betrachtet.

Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen)

Die Integration von PV-Anlagen zur Stromversorgung von Quartieren bietet eine Vielzahl von Vorteilen und stellt eine attraktive Option für die Energieversorgung dar. Durch die Nutzung von Sonnenenergie können Quartiere einen Teil ihres Strombedarfs selbst decken. Darüber hinaus überzeugen PV-Systeme durch ihre Vielseitigkeit und Flexibilität, da sie überall dort eingesetzt werden können, wo Sonnenlicht verfügbar ist. Dies ermöglicht eine dezentrale Energieerzeugung und verringert die Notwendigkeit langer Übertragungsleitungen, wodurch Energieverluste minimiert werden. Ein weiterer Vorteil ist, dass die Betriebskosten von PV-Anlagen im Vergleich zu konventionellen Stromerzeugungsmethoden niedrig sind. Dies liegt daran, dass keine laufenden Brennstoffkosten anfallen und die Sonne als unerschöpfliche Energiequelle dient. Des Weiteren emittieren PV-Anlagen während des Betriebs keine schädlichen Emissionen, was zu einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen führt und zu einer Verringerung der Umweltbelastung beiträgt.

Allerdings sind PV-Systeme auch mit Herausforderungen verbunden. Ein bedeutender Aspekt sind die Umweltauswirkungen bei der Herstellung und Entsorgung von PV-Modulen. Die Produktion erfordert Materialien und Ressourcen, die Umweltauswirkungen mit sich bringen und die Entsorgung am Ende der Lebensdauer sowie die Behandlung von Recyclingmaterialien verursachen zusätzliche Belastungen. Ein weiterer Nachteil ist der Leistungsverlust über die Zeit, der mit der Alterung der Module einhergeht. Zudem weisen PV-Systeme tageszeitabhängige und saisonale Ertragsschwankungen auf, da die Sonneneinstrahlung je nach Standort und Witterungsbedingungen variiert.

Bei der Ausrichtung der PV-Anlagen ist zu beachten, dass sowohl eine Südausrichtung als auch eine Ost-West-Ausrichtung Vor- und Nachteile mit sich bringen. Die Südausrichtung ermöglicht eine höhere Gesamterzeugung, während Ost-West-Anlagen in den Morgen- und Abendstunden eine höhere Erzeugung bieten und somit zu einem besseren Eigenverbrauch während dieser Zeiten führen. Des Weiteren können Speicherlösungen bei einer Südausrichtung zusätzliche Vorteile bieten, da sie dazu beitragen, die erzeugte Energie effektiver zu nutzen.

Eine erste grobe Untersuchung des PV-Potenzials, welche den Vergleich der Ausrichtung und der Belegungsdichte ohne Verschattung anderer Objekte in Bezug auf den Ertrag enthält, kam zu den nachfolgenden Ergebnissen

Tabelle 3: Vergleich Ausrichtung und Belegungsdichte

	Süd-Ausrichtung		Ost/West-Ausrichtung	
Für PV genutzte Dachfläche	30%	50%	50%	70%
PV-Generatorleistung	537 kWp	895 kWp	895 kWp	1.253 kWp
Generatorfläche	2.685 m ²	4.475 m ²	4.475 m ²	6.264 m ²
Spez. Jahresertrag	1.002,25 kWh/kWp	1.002,25 kWh/kWp	838,48 kWh/kWp	838,48 kWh/kWp
Ertrag	548.949 kWh/Jahr	914.915 kWh/Jahr	750.441 kWh/Jahr	1.050.618 kWh/Jahr

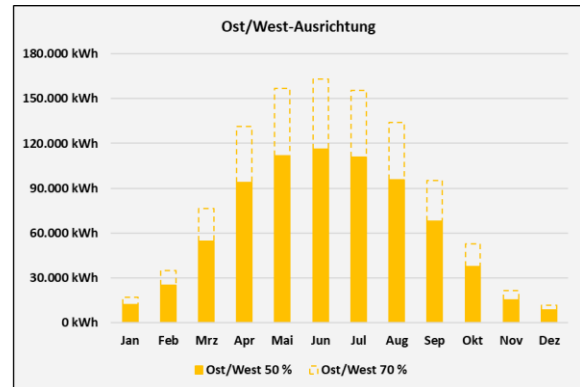
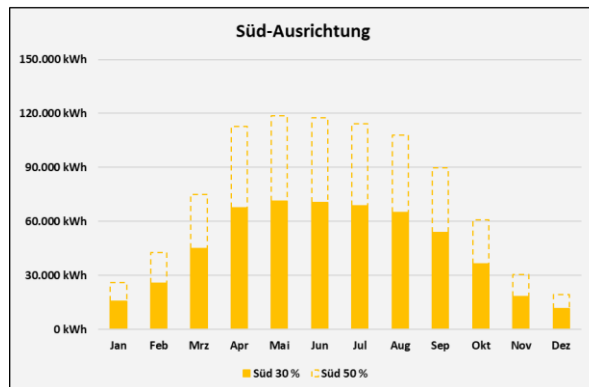


Abbildung 5: Vergleich jährlicher PV-Ertrag nach Ausrichtung Belegungsdichte

Insgesamt bieten PV-Anlagen, die bereits als etablierter Standard gelten, eine attraktive Option für die Stromversorgung von Quartieren, da sie eine unabhängige, nachhaltige und kostengünstige Energiequelle darstellen. Trotz Herausforderungen, wie z. B. den schwankenden Erträgen, gelten PV-Anlagen als bewährte Lösung für die regenerative Energieversorgung und sind daher besonders geeignet für eine nachhaltige Quartiersversorgung. Eine autarke Versorgung mit PV-Strom ist jedoch, selbst mit Stromspeichern, wirtschaftlich nicht darstellbar.

Blockheizkraftwerke (BHKW)

Eine weitere Option zur Stromversorgung von Quartieren sind Blockheizkraftwerke (BHKW), die bisher üblicherweise mit Erdgas und zukünftig auch mit Biogas und Wasserstoff betrieben werden können. Diese BHKW erreichen hohe Wirkungsgrade, da sie gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen und somit die eingesetzte Energie effizient nutzen. Ihre flexible Standortwahl und verschiedene Leistungsklassen ermöglicht vielfältige Anwendungen und verbessert die Anpassungsfähigkeit an lokale Gegebenheiten. Zudem trägt die Nutzung von Wasserstoff zur Stromspeicherung zur Stabilität des Stromnetzes bei und gewährleistet eine zuverlässige Energieversorgung, auch bei schwankender Nachfrage. Außerdem sind BHKW mit Wasserstoff oder Biogas regenerative Energiequellen, die zur Reduzierung der CO₂-Emissionen und damit zur Verringerung der Umweltbelastung beitragen.

Dennoch gibt es auch erhebliche Nachteile. Die Verwendung von Wasserstoff birgt aufgrund seiner hohen Entzündlichkeit Sicherheitsrisiken, die besondere Vorsichtsmaßnahmen erfordern. Zudem erfordert die gegenwärtige Wasserstoffproduktion einen hohen Aufwand und den Einsatz fossiler Energien. Die Bereitstellung von Biogas kann teure Leitungen erfordern, deren Kosten von Betreiber zu Betreiber variieren. Fraglich ist vor allem die zukünftige Verfügbarkeit von Wasserstoff und Biogas und ob diese Energieträger in ausreichender Menge nachhaltig produziert werden, um auch konkurrierende Nutzung, wie z. B. dem Verkehr, zu bedienen.

Zudem verursachen Biogas-BHKW lokale Immissionen, durch die Verbrennung und ggf. Logistik (auch Wasserstoff), wenn die Rohstoffversorgung nicht leitungsgebunden erfolgt. Hohe Investitionskosten für den Bau und die Installation dieser BHKW stellen eine weitere Herausforderung dar und erfordern eine sorgfältige wirtschaftliche Abwägung.

Zusammenfassend bieten BHKW mit Wasserstoff oder Biogas zwar hohe Wirkungsgrade und stellen eine flexible, aber auch grundlastfähige Energieversorgung dar. Sie sind jedoch aufgrund mehrerer Nachteile nicht optimal geeignet. Die Abhängigkeit von Brennstofflieferanten und die unvorhersehbare Preisentwicklung für Wasserstoff und Biogas stellen erhebliche wirtschaftliche Risiken dar. Zudem erfordert die Wasserstoffproduktion derzeit fossile Energien, während die Verfügbarkeit und Bezugskosten von Biogas stark schwanken. Hohe Investitionskosten sowie potenzielle Sicherheitsrisiken und Immissionen machen BHKW als langfristige Lösung für die Stromversorgung weniger attraktiv.

3.2 Wärmeversorgung

Die Auswahl einer geeigneten Wärmeversorgungstechnologie für Quartiere ist entscheidend für die Energieeffizienz, Umweltfreundlichkeit und Wirtschaftlichkeit des Systems. Im Folgenden werden die Vor- und Nachteile mehrerer gängiger Technologien für die Wärmeversorgung von Quartieren untersucht, darunter Solarthermie, PVT (Photovoltaik-Thermie), Fernwärme, Großwärmepumpen und dezentrale Wärmepumpen. Aufgrund der bekannten Herausforderungen der Holzhackschnitzel- und Holzpellettheizungen sowie der derzeit unklaren Preisentwicklung und Verfügbarkeit des Energieträgers, wurde eine weitere Betrachtung dieser Technologie nicht für sachdienlich erachtet.

Solarthermie

Die Integration von Solarthermie zur Wärmeversorgung von Quartieren hat mehrere Vor- und Nachteile.

Ein wesentlicher Vorteil ist die Nutzung von Sonnenenergie. Solarthermieanlagen wandeln Sonnenlicht in Wärme um, wodurch eine nachhaltige, umweltfreundliche Wärmeerzeugung ermöglicht wird. Dies trägt zur Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen und deren Preisschwankungen bei. Die Betriebskosten sind vergleichsweise niedrig, da die Sonneneinstrahlung als Energieträger dient.

Allerdings sind Solarthermieanlagen auch mit Herausforderungen verbunden. Ein zentrales Manko ist die Abhängigkeit von Sonneneinstrahlung und Wetterbedingungen, die in den Wintermonaten oder bei Bewölkung die Effizienz der Wärmeerzeugung mindern. Zudem besteht ein Problem in der Regelbarkeit, da im Sommer hohe Wärmemengen produziert werden, während im Winter die Temperaturen oft zu niedrig sind. Eine alleinige Wärmeversorgung über Solarthermie ist, selbst mit dem Einsatz von Pufferspeichern, nicht realisierbar. Diese Technologie steht außerdem in direkter Konkurrenz zu PV-Anlagen, was einen weiteren bedeutenden Nachteil darstellt.

Die Ergebnisse der Grobanalyse zur Ermittlung des zu erwartenden Ertrags bei einer Belegung der Dachfläche von 50 % sind in Abbildung 6 dargestellt. Dabei wurde der Wärmebedarf über das Jahr hinweg berücksichtigt.

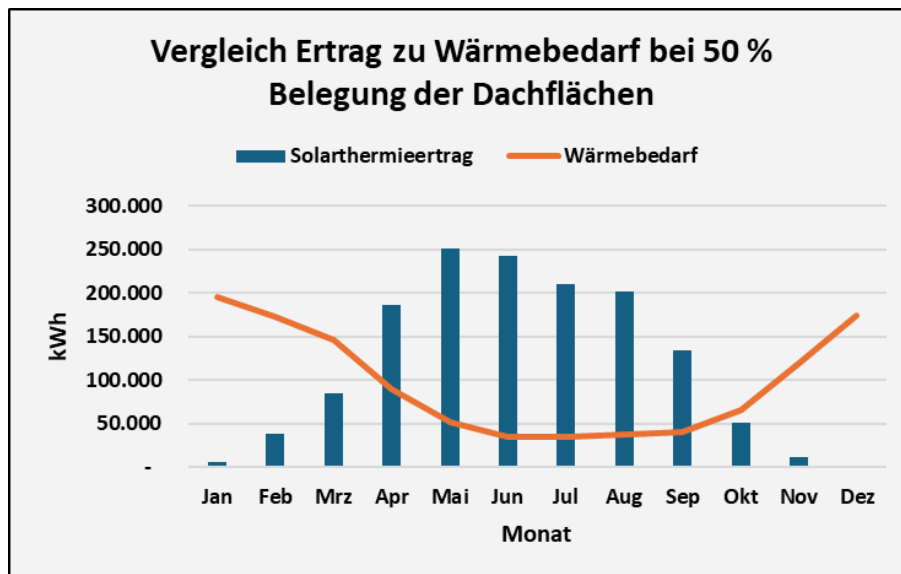


Abbildung 6: Vergleich Ertrag und Wärmebedarf Solarthermie

Insgesamt ist Solarthermie für die Wärmeversorgung von Quartieren aufgrund der Nachteile weniger geeignet. Die starke Abhängigkeit von Sonneneinstrahlung, insbesondere in den Wintermonaten, die Regelbarkeit sowie die hohen Kosten und die Flächenkonkurrenz zu PV-Anlagen führen dazu, dass diese Technologie keine optimale Lösung darstellt.

Photovoltaik-Thermal (PVT)-System

Die Einführung von Photovoltaik-Thermal (PVT)-Systemen zur Wärmeversorgung von Quartieren stellt eine interessante Option dar. Ein wesentlicher Vorteil dieser Systeme liegt in der gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme. Diese integrierte Technologie nutzt Sonnenlicht effizient für die Bereitstellung beider Energietypen und trägt somit zu einer nachhaltigen Ressourcennutzung bei.

Zusätzlich ermöglicht die kompakte Bauweise eine bessere Flächennutzung, da weniger Platz als für separate Photovoltaik- und Solarthermieranlagen benötigt wird. Dies ist besonders vorteilhaft in städtischen Regionen mit begrenztem Raum. Zudem können PVT-Systeme die Investitionskosten im Vergleich zu getrennten Installationen senken.

Dennoch bringen PVT-Systeme auch Herausforderungen mit sich. Wie bei Solarthermieranlagen ist ihre Effizienz stark von Sonneneinstrahlung und Wetterbedingungen abhängig und es besteht ebenfalls das Problem der Regelbarkeit. Insbesondere in den Wintermonaten kann die Leistung abnehmen, was die Zuverlässigkeit beeinträchtigt. Die Kombination der Photovoltaik- und Solarthermietechnologien erfordert zudem eine präzise Planung und große Speicher, um den Energiebedarf des Quartiers zu decken. Auch die Anfangsinvestitionen sind häufig höher als bei separaten Systemen.

Insgesamt bieten PVT-Systeme den Vorteil einer kombinierten Energieerzeugung und einer effizienten Flächennutzung, sind jedoch als alleinige Option für die Quartiersversorgung nicht zu realisieren. Selbst mit Pufferspeichern bleibt eine ganzjährige Energieversorgung nahezu unmöglich und der Flächenbedarf übersteigt die Verfügbarkeit im Gebiet.

Fernwärme

Fernwärme wird als nächste Option für die Wärmeversorgung untersucht. Ein wesentlicher Vorteil ist die effiziente Nutzung von Abwärme und erneuerbaren Energien. Anstelle individueller Heizsysteme können Quartiere über ein zentrales Fernwärmenetz mit Wärme versorgt werden, die aus industriellen Prozessen oder aus erneuerbaren Quellen wie Biomasse, Geothermie oder Solarthermie stammt. Zudem entlastet Fernwärme die individuellen Heizsysteme der Quartiere, da separate Heizungsanlagen in den Gebäuden entfallen, was Platz- und Kosteneinsparungen ermöglicht – besonders vorteilhaft in dicht besiedelten urbanen Gebieten mit begrenztem Raum und hohen Kosten für individuelle Systeme.

Die zentrale Wärmeverteilung erfordert weniger Raum für Heizkessel oder Brennstofflager in den einzelnen Gebäuden. Außerdem erlaubt Fernwärme eine flexible Anpassung an unterschiedliche Wärmequellen und -verbraucher, sodass je nach Verfügbarkeit verschiedene Quellen integriert und an verschiedene Verbraucher, einschließlich Wohn- und Gewerbegebäuden, geliefert werden können.

Allerdings gibt es auch Nachteile. Hohe Investitionskosten für den Aufbau eines Fernwärmenetzes stellen eine Herausforderung dar, da der Bau umfangreicher Rohrnetze und Wärmeübertragungsstationen erhebliche finanzielle Mittel erfordert. Zudem besteht eine Abhängigkeit von externen Wärmequellen und deren Infrastruktur, was die Verfügbarkeit der Fernwärme beeinträchtigen kann. Schließlich haben Endverbraucher bei der Fernwärme eingeschränkte Wahlmöglichkeiten hinsichtlich Energieanbieter und Tarifen, da diese oft von einem lokalen Versorgungsunternehmen bereitgestellt wird. Für das Quartier sind die Stadtwerke als kommunales Unternehmen ein verlässlicher Versorger.

Insgesamt bietet Fernwärme eine attraktive Option für die Wärmeversorgung von Quartieren. Ihre effiziente Nutzung von Abwärme und erneuerbaren Energien ermöglicht eine nachhaltige und umweltfreundliche Wärmeversorgung, die individuelle Heizsysteme überflüssig macht und Platz sowie Kosten spart. Besonders in städtischen Gebieten ist dies vorteilhaft, da der Platzbedarf für Heizkessel und Brennstofflager in den Gebäuden entfällt.

Großwärmepumpen

Großwärmepumpen stellen eine fortschrittliche Technologie zur Wärmeversorgung von Quartieren dar, mit verschiedenen Vor- und Nachteilen. Ein zentraler Vorteil ist ihre hohe Effizienz bei der Nutzung von Umweltwärme oder Abwärme aus Quellen wie Luft, Grundwasser, Flusswasser oder Erde. Sie ermöglichen eine nachhaltige Wärmeversorgung und reduzieren CO₂-Emissionen im Vergleich zu herkömmlichen Heizsystemen. Zudem sind sie skalierbar und können große Wärmebedarfe in Wohngebieten decken, indem mehrere Pumpen oder eine leistungsstarke Anlage eingesetzt werden. Die Betriebskosten sind bei geeigneten Wärmequellen relativ niedrig, da die laufenden Brennstoffkosten entfallen, was langfristige Einsparungen ermöglicht.

Jedoch gibt es auch Nachteile. Die hohen Investitionskosten für die Installation von Wärmepumpenanlagen und gegebenenfalls Erdwärmekollektoren sind signifikant, was zu einer langfristigen Kapitalbindung führen kann. Das Genehmigungsverfahren für die Nutzung von Erdwärme oder Grundwasser ist zudem aufwendig. Die Effektivität von Großwärmepumpen ist stark von der Verfügbarkeit geeigneter Umweltwärmequellen abhängig. In Regionen, wo diese nicht ausreichend vorhanden sind, können sie ineffektiv sein. Bei extrem niedrigen Außentemperaturen kann die Leistung ebenfalls beeinträchtigt werden, was die Effizienz mindert. Zusätzlich kann der Betrieb von Großwärmepumpen Lärmbelastungen verursachen, besonders in der Nähe von Wohngebieten.

Trotz der Herausforderungen, wie hohe Investitionskosten im Vergleich zu Fernwärme und dezentralen Wärmepumpen sowie aufwendige Genehmigungsverfahren, bieten Großwärmepumpen wesentliche Vorteile. Sie nutzen Umweltwärme aus verschiedenen Quellen, tragen zu einer nachhaltigen Wärmeversorgung bei und senken die Betriebskosten durch den Verzicht auf Brennstoffe. Dank ihrer Skalierbarkeit können sie auch große Wärmebedarfe decken, was ihre ökologische und wirtschaftliche Relevanz unterstreicht.

Dezentrale Wärmepumpen

Neben Großwärmepumpen können auch dezentrale Wärmepumpen eingesetzt werden. Im Folgenden werden ihre Vor- und Nachteile erläutert.

Ein wesentlicher Vorteil dezentraler Wärmepumpen ist ihre Flexibilität und Skalierbarkeit, wodurch sie sich für verschiedene Gebäudegrößen und -typen eignen. Sie können in Einzelgebäuden oder kleinen Quartieren installiert werden und nutzen, ähnlich wie Großwärmepumpen, verschiedene Wärmequellen zur nachhaltigen Beheizung von Gebäuden. Zudem senken sie die Betriebskosten im Vergleich zu konventionellen Heizsystemen und bieten Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen, wodurch Preis- und Versorgungsschwankungen minimiert werden.

Trotz dieser Vorteile gibt es auch Nachteile. Dezentrale Wärmepumpen benötigen geeignete Umweltwärmequellen wie Erdwärme oder Flusswasser, die nicht überall verfügbar sind. Platzbeschränkungen, besonders in städtischen Gebieten, können die Installation erschweren und die Investitionskosten sind hoch. Zudem erfordern sie regelmäßige Wartung und Überwachung, um die Effizienz aufrechtzuerhalten, was zusätzliche Kosten und Arbeitsaufwand mit sich bringt.

Insgesamt bieten dezentrale Wärmepumpen durch ihre Flexibilität eine vielseitige Lösung für unterschiedliche Gebäude und ermöglichen eine ressourcenschonende Wärmeversorgung. Sie sind eine empfohlene Option zur langfristigen Senkung der Betriebskosten und zur Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen.

3.3 Vergleich Voruntersuchung

Dieser Abschnitt fasst die Ergebnisse der Voruntersuchungen zu möglichen Versorgungstechnologien für die Strom- und Wärmeversorgung im Neubauquartier nochmal zusammen und stellt diese vergleichend gegenüber. Außerdem werden die Technologien anhand des eingangs beschriebenen Kriterienkatalogs in einer Bewertungsmatrix verglichen. Die Ergebnisse bilden die Grundlage für die Auswahl der Vorzugsvarianten und damit der genaueren Betrachtung.

Tabelle 4: Gegenüberstellung Technologien Stromversorgung

	PV-Anlagen	Blockheizkraftwerke (BHKW)
Vorteile	• Unabhängigkeit & Autarkie • Vielseitigkeit und Flexibilität für dezentrale Energieerzeugung • Nutzung von Flächenpotentialen • Niedrige Betriebskosten • Etablierte Technologie	• Hoher Wirkungsgrad durch gleichzeitige Strom- und Wärmeerzeugung • Beitrag zur CO₂-Reduzierung und Flexibilität im Standort
Nachteile	• Umweltauswirkungen bei Herstellung und Entsorgung • Leistungsverlust und saisonale Schwankungen	• Preis- & Verfügbarkeitsrisiken • Abhängigkeiten von Brennstofflieferanten • Sicherheitsrisiken bei Verwendung von Wasserstoff • Hohe Investitionskosten und Einschränkungen bei Biogasverfügbarkeit (lange Verträge)

Tabelle 5: Bewertungsmatrix Stromversorgung

Stromversorgung	Klimaneutralität	Immissionen	Investitionskosten	Betriebskosten	Versorgungssicherheit	Effizienz	Platzbedarf	Gesamt
PV-Anlagen	5	5	3	5	3	3	5	4,00
BHKW	5	1	1	1	5	3 (Strom)	1	2,10

● 5 - sehr gut
 ● 4 - gut
 ● 3 - befriedigend
 ● 2 - ausreichend
 ● 1 - schlecht

Nach umfassender Analyse der Stromerzeugungstechnologien für die Quartiersversorgung erweisen sich PV-Anlagen als die überzeugendste Option. Sie bieten Vorteile wie Vielseitigkeit und Flexibilität, ermöglichen eine dezentrale Energieerzeugung und minimieren Übertragungsverluste. Im Vergleich zu Blockheizkraftwerken (BHKW) sind die Betriebskosten von PV-Systemen relativ gering. BHKW weisen hohe Investitionskosten auf, erfordern komplexe Genehmigungen und sind von Brennstofflieferungen abhängig. Zudem sind sie durch Lieferverträge sowie den Transport von Biogas oder Wasserstoff eingeschränkt. Auch die Ergebnisse der Bewertungsmatrix zeigen, dass PV-Anlagen die überzeugendste Option darstellen. Daher kommen nur PV-Anlagen für die weitere Betrachtung der Stromversorgung in Frage.

Tabelle 6: Gegenüberstellung Technologien Wärmeversorgung

	Solarthermie	PVT-System	Fernwärme	Großwärmepumpe	Dezentrale Wärmepumpen
Vorteile	Niedrige Betriebskosten durch ausgereifte Technologie	Kombinierte Nutzung von Strom- und Wärmeerzeugung	- Effiziente Nutzung von Abwärme oder erneuerbaren Energien - Entlastung individueller Heizsysteme, Platzersparnis	- Hohe Effizienz bei der Nutzung von Umweltwärme - Skalierbarkeit für große Wärmebedarfe	Flexibilität und Skalierbarkeit für verschiedene Gebäu-degrößen
Nachteile	- Jahreszeitliche Schwankungen - Hohe Investitionskosten - Flächenkonkurrenz zu PV	- Abhängigkeit von Sonneneinstrahlung & Witterungsbedingungen - geringere Erträge im Vergleich zu jeweils separatem System	- Hohe Investitionskosten - Abhängigkeit von externen Wärmequellen und Infrastruktur	- Hohe Investitionskosten - Abhängigkeit von geeigneten Umweltwärmequellen - Begrenzte Leistung bei extremem Wetter	- Notwendigkeit geeigneter Umwelt-Wärmequellen - Hohe Investitionskosten und regelmäßige Wartungen

Tabelle 7: Bewertungsmatrix Wärmeversorgung

Wärmeversorgung	Klimaneutralität	Immissionen	Investitionskosten	Betriebskosten	Versorgungssicherheit	Effizienz	Platzbedarf	Gesamt
Fernwärme	5	5	5***	1	5	5	5	4,40
Wärmepumpe dezentral Luft	5	3	3	3	3	3	3	3,00
Wärmepumpe dezentral Geothermie	5	5	2	5	5	5	4	4,40
Wärmepumpe zentral Geothermie*	5	5	1	3	5	5	3	3,80
PVT-System**	5	5	1	5	1	3	3	3,00
Solarthermie**	5	5	1	5	1	1	3	2,70

*Redundanzversorgung muss vorgesehen werden

** als alleinige Versorgungstechnologie nicht geeignet

*** Entfernung Fernwärmestrang nicht berücksichtigt

● 5 - sehr gut
 ● 4 - gut
 ● 3 - befriedigend
 ● 2 - ausreichend
 ● 1 - schlecht

Bei der Wärmeversorgung empfehlen wir, auf Fernwärme, dezentrale Wärmepumpen oder Großwärmepumpen zurückzugreifen. Die effiziente Nutzung von Abwärme oder erneuerbaren Energien, eine konstante und zuverlässige Versorgung sowie Einsparungen bei Platz und Kosten sind die wesentlichen Vorteile von Fernwärme. Der Anschluss an das Fernwärmenetz der Stadtwerke Neubrandenburg wäre eine attraktive Möglichkeit, die kommunale Wärmeplanung wird Antworten auf die Fragen geben ob und wann für das Quartier ggf. eine Fernwärmeversorgung angeboten werden kann.

Dezentrale Wärmepumpen bieten Flexibilität und Skalierbarkeit für unterschiedliche Gebäudegrößen und -typen und ermöglichen eine nachhaltige Wärmeversorgung. Allerdings sind sie von der Verfügbarkeit geeigneter Umweltwärmequellen und den hohen Investitionskosten abhängig. Großwärmepumpen bieten ebenfalls hohe Effizienz und decken große Wärmebedarfe, erfordern jedoch ebenfalls höhere Investitionen. Die Ergebnisse der Bewertungsmatrix bekräftigen die Eignung dieser Optionen hinsichtlich der Kriterien. Im nächsten Schritt werden Fernwärme, dezentrale Wärmepumpen und Großwärmepumpen näher untersucht, um die beste Lösung für die Wärmeversorgung zu identifizieren.

4 Detailbetrachtung Versorgungsvarianten

In diesem Kapitel werden die Vorzugsvarianten für die Energieversorgung des Quartiers analysiert. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Bewertung der Strom- und Wärmeversorgung durch verschiedene technische Optionen. Zunächst wird für die Stromversorgung die detaillierte Auslegung der PV-Anlagen betrachtet. Danach wird die Wärmeversorgung analysiert. Hier werden zunächst die Energiepotenziale des Standortes sowie die möglichen Temperaturniveaus des Wärmenetz aufgezeigt und anschließend die Varianten wie dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen, zentrale Wärmepumpen mit Geothermie sowie die Nutzung von Infrarotheizungen untersucht. Abschließend erfolgt eine Zusammenfassung der betrachteten Versorgungsvarianten.

4.1 Stromversorgung

4.1.1 Detailbetrachtung Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen)

Das entwickelte Konzept zur Stromversorgung durch PV-Anlagen zielt darauf ab, die verfügbaren Dachflächen maximal auszunutzen. Die Anlagensimulation wurde mit dem Modellierungsprogramm PV-Sol durchgeführt. Bei der Bauweise der Dachformen wurde von Flachdächern ausgegangen. Auf der Basis dieser Parameter sowie der Standortbedingungen des Quartiers wurde eine Modulausrichtung nach Süden sowie eine Modulneigung von 35° gewählt. Unter Berücksichtigung von möglichen Dachaufbauten, Verschattungen und ähnlichem ergibt sich eine mögliche Dachbelegung der PV-Anlage von rund 50 %. Eine Ost-West-Ausrichtung (70 % Dachbelegung) wurde ausgeschlossen, da kein signifikanter Unterschied zur Südausrichtung (50 % Dachbelegung) in der Strombilanz zum Eigenverbrauch besteht und höhere Kosten bei der Ost-West-Ausrichtung entstehen würden. Bei der Modellierung der PV-Anlagen wurden die nachfolgenden Parameter der Tabelle 8 zugrunde gelegt. Je nach Modulauswahl können die Werte geringfügigen Abweichungen unterliegen.

Tabelle 8: Parameter Modellierung PV-Anlagen

Parameter Modellierung	
PV-Generatorleistung	894,36 kWp
PV-Generatorfläche	4.014,80 m ²
Anzahl PV-Module	2.455 St
Stromertrag	953,18 MWh/a
Spez. Jahresertrag	1.065,59 kWh/kWp
Eigenverbrauchsanteil	39,8 %
Autarkie	31,1 %
Einsparung CO ₂ -Emissionen	448 to/a
Batteriespeicher	ca. 900 kWh
Eigenverbrauchsanteil	63,3 %
Autarkie	47,4 %
Einsparung CO ₂ -Emissionen	435 to/a

Für das betrachtete Quartier sind PV-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt rund 900 kWp auf etwa 4.000 m² Fläche konzeptioniert. Nach der Berechnung können diese jährlich etwa 950 MWh Strom erzeugen. Der durchschnittliche spezifische Ertrag von ca. 1.065 kWh/kWp zeigt, dass die Anlagen effizient arbeiten und eine gute Sonneneinstrahlung vorhanden ist. Ein spezifischer Ertrag in diesem Bereich gilt als solide und weist auf eine gute Standortwahl und Auslegung der Anlagen hin.

Der Eigenverbrauchsanteil liegt bei etwa 40 %, während der Autarkiegrad des Quartiers etwa 31 % beträgt, was bedeutet, dass fast ein Drittel des Energiebedarfs durch eigene Erzeugung gedeckt wird. Zusätzlich werden jährlich etwa 450 Tonnen CO₂ eingespart, was einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leistet.

Zur Planung des Einsatzes des selbst erzeugten PV-Stroms sowie zur Abschätzung des Bedarfs an Netzstrom wurde das Standardlastprofil H0 für Haushalte des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. herangezogen. Die Nutzung des erzeugten Stroms wird in folgender Reihenfolge priorisiert:

1. Strom für Haushalte und Gewerbe, einschließlich der E-Mobilität
2. Strom für die Unterstützung der Wärmeversorgung innerhalb des Quartiers
3. Strom für Wärmepumpen und andere Wärmeerzeuger

Die Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen den Strombedarf des Quartiers beispielhaft auf Basis der Daten von Variante 1.1: Dezentrale Luft-Wasser-WP mit zentraler TWW-Erwärmung und die Stromerzeugung der konzeptionierten PV-Anlagen. Sie zeigen deutliche saisonale Schwankungen bei der Stromerzeugung, die typisch für PV-Anlagen sind. Insbesondere in den Sommermonaten ist die Erzeugung wesentlich höher, während in den Wintermonaten ein geringerer Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs geleistet wird.

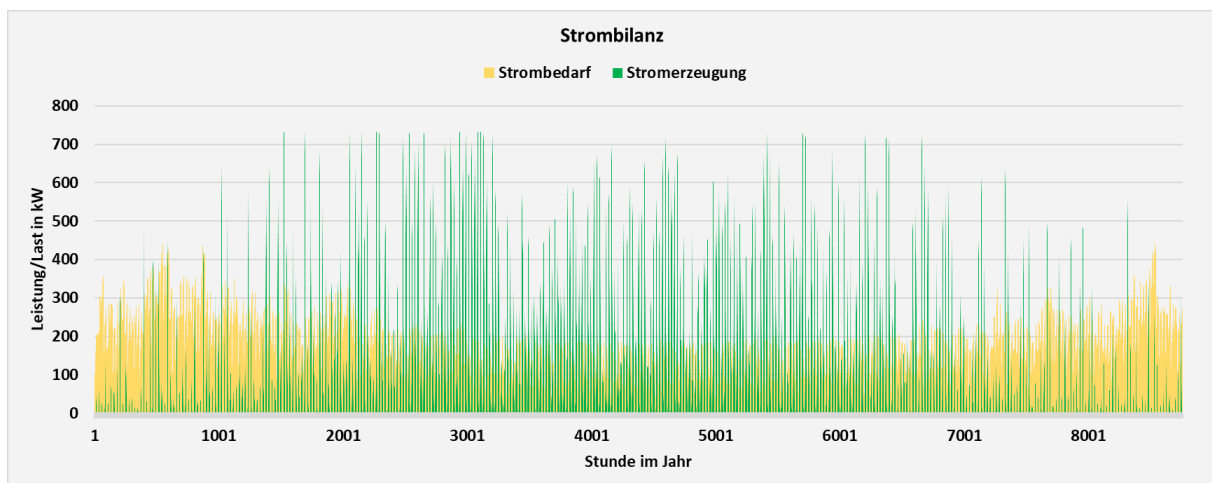


Abbildung 7: Strombilanz Quartier mit Stromerzeugung im Jahr

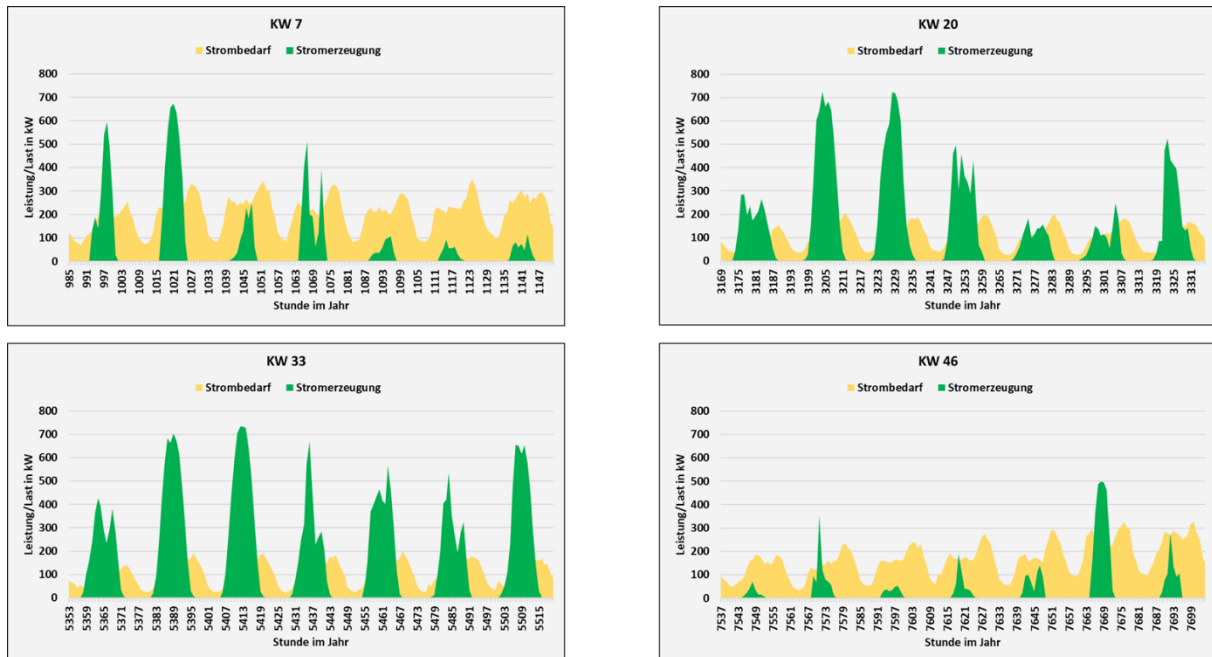


Abbildung 8: Strombilanz Quartier mit Stromerzeugung in den Quartalen

Zur weiteren Steigerung des Autarkiegrads des Quartiers wird die Installation eines Batteriespeichers mit einer Kapazität von ca. 900 kWh empfohlen. Generell sollte die Größe des Speichers in der Regel zwischen 100 % und maximal 150 % der maximalen Leistung der PV-Anlage liegen. Bei größer ausgelegten Batteriespeichern entsteht ein Zielkonflikt. Sie sind nicht mehr kosten- und ressourceneffizient, da die Batteriekapazität außerhalb der Sommermonate nur begrenzt genutzt werden würde. Im Rahmen der Entscheidungsfindung wurde ein wirtschaftlicher Vergleich zwischen einem speicherlosen System und einem System mit Speicher durchgeführt. Auf Basis dieses Vergleichs erfolgte die Auswahl der entsprechenden Speicherkapazität. Mit einem Batteriespeicher von etwa 900 kWh (für das gesamte Quartier, aufgeteilt auf die einzelnen Gebäude) steigt der Eigenverbrauchsanteil auf etwa 63 % und der Autarkiegrad verbessert sich auf rund 47 %. Das Quartier wird damit deutlich unabhängiger von externen Energiequellen. Dies veranschaulicht auch die nachfolgende Abbildung 9, welche die Nutzung der erzeugten PV-Energie mit und ohne Batteriespeicher darstellt.

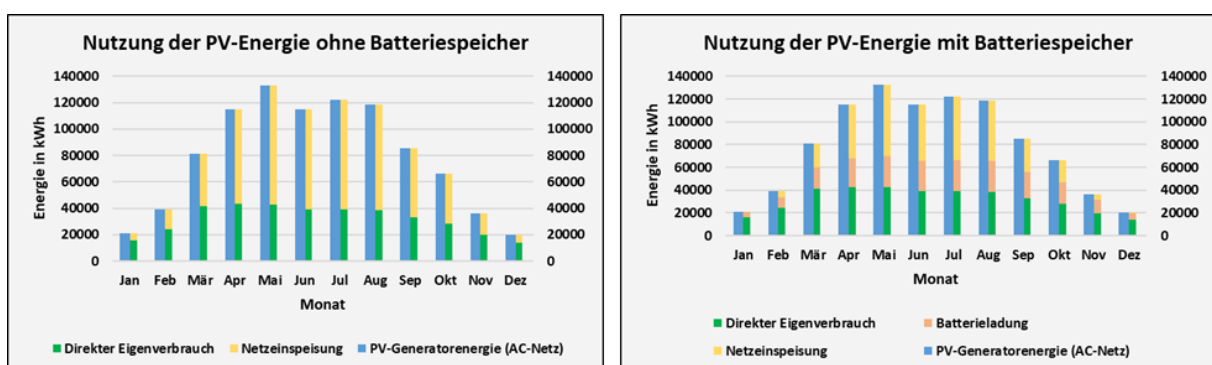


Abbildung 9: Nutzung der erzeugten PV-Energie

Die PV-Anlagen produzieren tagsüber regenerativen Strom, der in das quartierseigene Stromnetz eingespeist wird und so vom gesamten Quartier genutzt werden kann. Wird mehr Solarstrom produziert als benötigt, wird der Überschuss in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Genau umgekehrt verhält es sich, wenn mehr Strom benötigt wird, als die PV-Anlagen produzieren und speichern. Dann wird zusätzlich Ökostrom aus dem öffentlichen Netz für das Quartier bezogen.

4.1.2 Mieterstrommodell

Das Mieterstrommodell bietet die Möglichkeit, lokal erzeugten Strom aus Photovoltaikanlagen direkt an die Mieter der Wohngebäude zu liefern. Für die Teilnahme am Mieterstrommodell sind wesentliche Voraussetzungen zu erfüllen. Das Quartier muss an einem oder mehreren Punkten mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden sein, um Mehr- und Mindermengen sowie die Verbräuche im Quartier zu bilanzieren. Dazu ist ein Mess- und Zählerkonzept aufzusetzen, um Netzeinspeisung und Netzbezug zu bilanzieren. Im Quartier müssen alle Wohneinheiten und weitere Verbrauchsstellen über smart-meter eingebunden und mit bilanziert werden.

Es gibt verschiedene Modelle zur Umsetzung des Mieterstrommodells, darunter das Modell mit Contractor und das Modell ohne Contractor. Beim Mieterstrommodell mit Contractor werden die energiewirtschaftlichen Herausforderungen von einem Dienstleister (Contractor) übernommen. Der Betreiber der PV-Anlage zahlt dem Eigentümer eine Pacht, üblicherweise pro erzeugte Kilowattstunde (kWh) und bezieht gleichzeitig Strom aus dem Netz. Der Contractor liefert dann eine Mischlieferung aus Netzstrom und lokal erzeugtem PV-Strom an die Nutzer der Immobilie. Im Gegensatz dazu wird beim Mieterstrommodell ohne Contractor der Vermieter durch die Stromlieferung an Dritte rechtlich zu einem Energieversorger. Der Vertrag muss bestimmten rechtlichen Vorgaben entsprechen, insbesondere hinsichtlich der Verbraucherschutzbestimmungen. Zudem ist der Vermieter verpflichtet, Informationen über die von ihm verwendeten Energieträger offenzulegen. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Versorgung des Allgemeinstroms. Hierbei wird der PV-Strom zur Deckung des Allgemeinstroms, wie etwa für Licht oder Aufzüge, verwendet. Optional kann der PV-Strom auch zur Deckung des Heizbedarfs, beispielsweise durch den Einsatz von Wärmepumpen, genutzt werden. In diesem Fall kann die „PV-Wärme“ zu günstigeren Konditionen an die Wohneinheiten weitergegeben werden.

Die Bilanzkreisführung ist ein zentraler Aspekt im Mieterstrommodell und umfasst die Erfassung, Zuordnung und den Ausgleich aller Energieströme im System. Sie stellt sicher, dass der erzeugte und verbrauchte Strom korrekt bilanziert wird und dient als Grundlage für die Abrechnung sowie die Einhaltung regulatorischer Vorgaben. In Mieterstrommodellen wird der lokal erzeugte PV-Strom dem Bilanzkreis des Contractors, oder bei Modellen ohne Contractor, dem Bilanzkreis des Vermieters zugeordnet. Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) übernimmt die Aufgabe, die Differenz zwischen dem erzeugten PV-Strom und dem tatsächlichen Verbrauch durch den Bezug von Netzstrom auszugleichen. Besonders relevant ist die Bilanzkreisführung, wenn die erzeugte PV-Energie den lokalen Bedarf nicht vollständig deckt und Strom aus dem Netz zugeführt werden muss. Die Bilanzkreisführung stellt hierbei sicher, dass sowohl die Netzstromeinspeisung als auch der Verbrauch der Wohneinheiten korrekt zugeordnet und ausgeglichen werden. Eine exakte Bilanzierung ist notwendig, da Fehlmengen oder Überschüsse finanzielle Ausgleichsverpflichtungen für den Bilanzkreisverantwortlichen bedeuten und gegebenenfalls Zusatzkosten verursachen können. Die Bilanzkreisführung und Abrechnung kann von einem externen Dienstleister übernommen werden.

Das Mieterstrommodell bietet sowohl für Mieter als auch für Vermieter erhebliche wirtschaftliche Vorteile. Mieter können durch die Nutzung von lokal erzeugtem PV-Strom ihre Energiekosten reduzieren, da der Preis für Mieterstrom unter den Grundversorger und konventionellen Versorgertarifen liegen sollte. Darüber hinaus profitieren Mieter von stabileren Strompreisen durch langfristige Verträge, die weniger anfällig für Marktschwankungen sind. Zudem erhalten Mieter Zugang zu erneuerbaren Energien, ohne eigene Investition in PV-Anlagen tätigen zu müssen. Auch für Vermieter ergeben sich zahlreiche Vorteile.

Durch die Verpachtung der PV-Anlagen oder den Verkauf des erzeugten Stroms können zusätzliche Einnahmen generiert werden. Zudem kann die Wertsteigerung der Immobilie durch nachhaltige Energielösungen gesteigert werden, was zu höheren Mietpreisen führen kann. Nicht zuletzt wird die Attraktivität der Immobilie für potenzielle Mieter erhöht. Da das Angebot von umweltfreundlichen und kostengünstigen Energielösungen ein entscheidendes Vermarktungsargument darstellt.

4.2 Wärmeversorgung

4.2.1 Energiepotenzial

Fernwärme

Für den Standort wurde der Anschluss an das bestehende Fernwärmenetz hinsichtlich der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geprüft. Gemäß GEG §71 wäre die 65%-EE-Regelung durch den Anschluss an das bestehende Netz erfüllt, sofern mindestens 80% des Wärmebedarfs gedeckt werden. Ein Anschluss wäre sowohl oberirdisch über mehrere Grundstücke als auch unterirdisch unter der B104 technisch möglich, jedoch mit hohem Genehmigungs- und Planungsaufwand verbunden. Die nachfolgende Abbildung 10 stellt einen möglichen Verlauf des Fernwärmenetzes dar.



Abbildung 10: Mögliches Fernwärmenetz oberirdisch

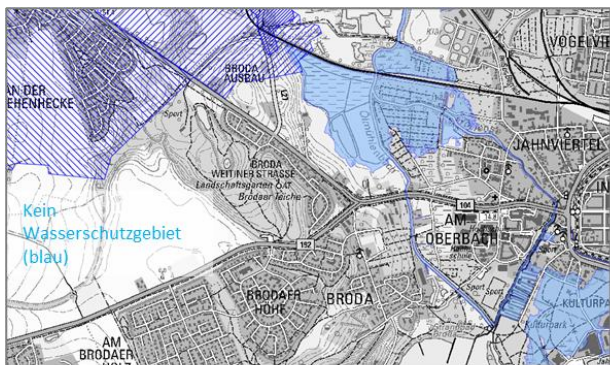
Quelle: Auszug QGIS, Entwurf städtebauliche Studie, A&S GmbH Neubrandenburg

Zur Umsetzung des Konzeptes wäre ein Anschlusszwang erforderlich, dessen Akzeptanz in der betroffenen Bevölkerung derzeit unsicher ist. Ein weiterer Nachteil ist, dass die Fernwärme derzeit zu 100 % aus Erdgas gewonnen wird. Die Stadtwerke erarbeiten aktuell einen Transformationsplan für die Fernwärmeversorgung, welche Erzeuger dies zukünftig sein werden und ob das Fernwärmenetz in Richtung Broda Neukrug ausgebaut wird, ist fragwürdig. Auch ist die Preisentwicklung der Fernwärme aktuell nicht vorhersagbar. Die Investitions- und Betriebskosten der Fernwärmeversorgung sind hoch, der Arbeitspreis liegt derzeit zwischen 22 und 27 Ct/kWh (siehe Preisblatt vom 03/2024 der SW Neubrandenburg). Für den Anschluss über eine Strecke von ca. 700 m werden Investitionskosten von 1.300.000 bis 1.700.000 € und jährliche Betriebskosten von 300.000 bis 400.000 € geschätzt.

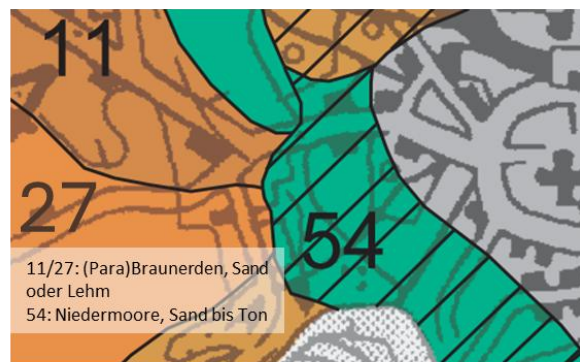
Geothermie

Die geologischen Gegebenheiten des geplanten Quartiersgeländes sind grundsätzlich geeignet für die Nutzung von oberflächennaher Geothermie. Das Gelände ist unbebaut, sodass die Integration von Erdwärmesonden oder Erdwärmekollektoren in den Bauprozess ohne Probleme möglich ist. Auch die geologischen Eigenschaften des Bodens, der von Sand über Ton und Lehm verfügt, sowie der vorherrschende Bodentyp Parabraunerde und Niedermoore bieten günstige Voraussetzungen für diese Technologie. Des Weiteren liegt der Grundwasserflurabstand bei über zehn Metern, sodass Bohrungen in tieferen Schichten möglich sind.

Das Gelände befindet sich außerhalb von Wasserschutzgebieten, dies sind vorteilhafte Rahmenbedingungen dafür. Allerdings sind flächenhafte Einschränkungen aufgrund von artesischen Verhältnissen bekannt. Dies bedeutet, dass eine Einzelfallprüfung durch die zuständigen Genehmigungsbehörden erforderlich sein könnte. Dabei besteht die Möglichkeit, dass zusätzliche Auflagen für die Installation von Erdwärmesonden auferlegt werden oder eine Genehmigung ganz versagt wird. Um eine sichere und effiziente Nutzung der Geothermie zu gewährleisten, ist eine detaillierte Planung und Abstimmung mit den Behörden erforderlich.



Quelle: Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie (LUNG), Kartenportal Umwelt Mecklenburg-Vorpommern am 16.08.2024



Quelle: Bodenübersichtskarte 1:200000 (BÜK 200) Blatt CC 3142 Neubrandenburg V1.1, © Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, 2015

Abbildung 11: Geologische und Hydrologische Randbedingungen

Das Energiepotenzial der Geothermie durch Erdwärmesonden oder Erdkollektoren hängt stark von standort- und technologiespezifischen Bedingungen ab. Der Boden besteht überwiegend aus Niedermooren und Parabraunerden, deren Wärmeleitfähigkeit zwischen 2,2 - 2,3 W/mK. Da das Quartier außerhalb eines Wasserschutzgebietes liegt, wäre die Nutzung von Erdkollektoren möglich. Des Weiteren lassen die Bodenverhältnisse Grabungen zu. Allerdings steht nicht genügend freie Fläche zur Verfügung, um den hohen Flächenbedarf der Erdkollektoren zu decken. Für ein Niedertemperaturnetz (10 °C) beträgt der Flächenbedarf für die benötigte Entzugsleistung von 1.440 kW etwa 10.000 m². Bei einem Hochtemperaturnetz (40 °C) steigt die benötigte Entzugsleistung auf 2.776 kW, was eine Fläche von 19.278 m² erfordern würde. Das verfügbare Flächenangebot reicht somit nicht aus, um den Heizbedarf des Quartiers zu decken. Für Einfamilienhäuser wäre eine Fläche von 1.000 bis 1.750 m² nötig, wodurch in Einzelfällen eine dezentrale Versorgung mit Erdkollektoren möglich wäre.

Neben der Nutzung von Erdkollektoren besteht ebenfalls die Möglichkeit, Erdwärmesonden zu verwenden. Die Bohrtiefe kann bis zu 100 Metern betragen, eventuell auch bis zu 400 Metern. Einschränkungen aufgrund von artesischen Verhältnissen sind jedoch nicht ausgeschlossen, weshalb eine Einzelfallprüfung erforderlich ist. Bei Bohrtiefen über 100 Metern sind zudem bergrechtliche Vorgaben und ein erhöhter Planungsaufwand zu berücksichtigen. Grundsätzlich stehen ausreichend Flächen für Erdwärmesonden zur Verfügung.

Der Flächenbedarf variiert jedoch je nach Bohrtiefe und Gebäudetyp. Bei Einfamilienhäusern (EFH) sind Bohrtiefen von 100 Metern realisierbar, während der Flächenbedarf für Mehrfamilienhäuser (MFH) höher ist. Dadurch kann bei einer Tiefe von 100 Metern die benötigte Entzugsleistung möglicherweise nicht erreicht werden. Die Entzugsleistung einer Sonde ist abhängig von einer möglichen Regeneration der Wärmequelle. Ist eine Regeneration des Erdreichs über die abgeführte Wärme bei Kühlung oder anderen Energiequellen, wie beispielsweise Solarthermie, gegeben, kann deutlich mehr Wärme dem Boden entzogen werden als ohne Regeneration. So liegt die Entzugsleistung mit Regeneration bei einer Bohrtiefe von bis zu 100 Metern pro Sonde zwischen 2,4 und 4,2 kW und ohne Regeneration bei rund 2 kW. Bei 400 Metern Bohrtiefe ist mit Berücksichtigung der Regeneration eine deutlich höhere Entzugsleistung von 19,2 - 25,2 kW erreichbar. Wohingegen ohne Regeneration durch andere Energiequellen die mögliche Entzugsleistung auf 4 - 7 kW sinkt. Bei einer Bohrtiefe von 100 Metern kann eine zentrale Wärmeerzeugung mit Erdwärmesonden in Kombination mit weiteren Erzeugern (z. B. Gas-Spitzenlast) in Betracht gezogen werden. Bei Bohrtiefen von bis zu 400 Metern wäre auch eine alleinige Versorgung des Quartiers möglich.

Dezentrale Lösungen, insbesondere für Mehrfamilienhäuser, sind aufgrund des hohen Flächenbedarfs auf den jeweiligen Grundstücken mit dieser Technologie teilweise nicht realisierbar. Die nachfolgende Abbildung 12 zeigt die maximale Belegung von Erdwärmesonden auf unversiegelten Flächen. Die folgenden Abstände wurden dabei angenommen: drei Meter zu Gebäuden, drei Meter zu Grundstücksgrenzen, drei Meter zu bestehenden Bäumen sowie sechs Meter zu anderen Erdwärmesonden.

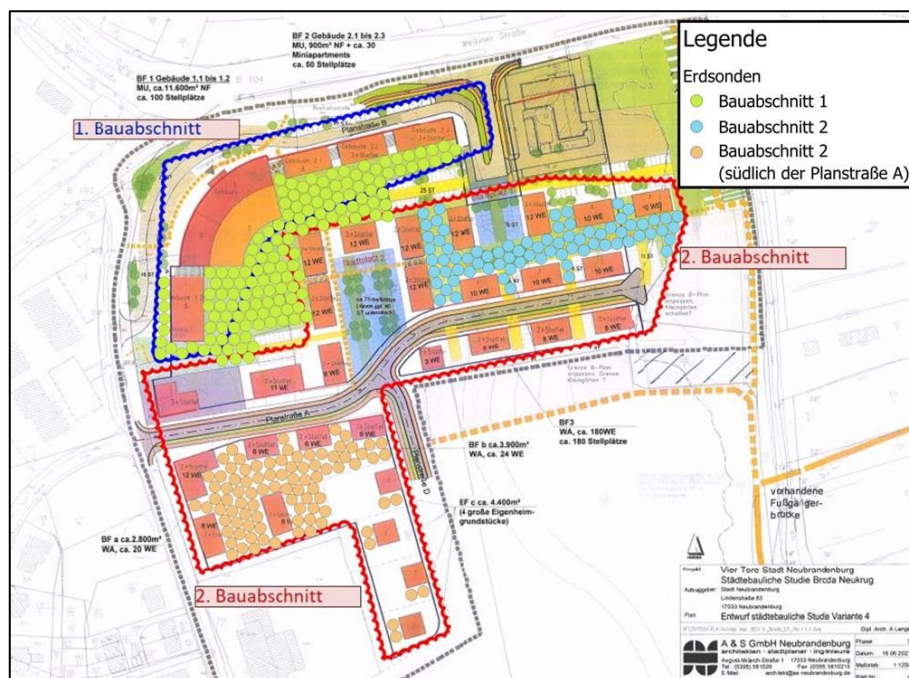


Abbildung 12: Platzierung Erdsonden (Maximalbelegung)

Quelle: Auszug QGIS, Entwurf städtebauliche Studie, A&S GmbH Neubrandenburg

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Nutzung von Umweltwärme dezentral und zentral unterschiedlich bewertet werden muss. Die dezentrale Nutzung von Luftwärme ist grundsätzlich möglich, allerdings ist diese Lösung in innerstädtischen Bereichen als zentrale Lösung nur schwer genehmigungsfähig. Die Nutzung von Geothermie-Sonden ist aufgrund der unklaren Bohrtiefe und des Flächenbedarfs mit Schwierigkeiten verbunden. Bei einer dezentralen Lösung steht für Mehrfamilienhäuser nicht genügend Fläche zur Verfügung. Für zentrale Lösungen ist eine Einzelfallprüfung erforderlich, um die vollständige Deckung des Wärmebedarfs und der Leistung zu gewährleisten. Erdkollektoren sind weder als dezentrale noch als zentrale Lösung umsetzbar, da der hohe Flächenbedarf und die unzureichende Entzugsleistung einen Einsatz verhindern.

Eine weitere zentrale Lösung stellt die Fernwärme dar, die jedoch aus wirtschaftlichen und technischen Gegebenheiten, insbesondere der Nähe zum Netz sowie der hohen Betriebs- und Investitionskosten, nicht empfohlen wird und daher nicht weiter betrachtet wird. Eine denkbare Maßnahmenkombination wäre beispielsweise eine Kombination aus Geothermie und Erdgas-Kessel oder in Verbindung mit einem Biogas-BHKW. Dies erfordert jedoch ebenfalls eine Einzelfallprüfung, um die Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit sicherzustellen.

4.2.2 Vergleich Temperaturniveau Wärmenetz

Bei der Betrachtung möglicher Wärmenetze lassen sich drei Varianten unterscheiden: das warme Netz, das mittelwarme Netz und das kalte Netz. Diese differenzieren sich durch die jeweiligen Vorlauftemperaturen sowie die spezifischen Anforderungen an die dezentrale Anlagentechnik in den Gebäuden. Ein warmes Netz mit einer Vorlauftemperatur von etwa 75 °C oder mehr, ermöglicht die vollständige Deckung des Raumwärmebedarfs sowie des Trinkwarmwasserbedarfs über das Wärmenetz. Dabei ist lediglich eine Übergabestation erforderlich, was den Installations- und Wartungsaufwand reduziert. Ein Nachteil eines warmen Netzes liegt jedoch in höheren Energieverlusten aufgrund der hohen Temperaturdifferenz zum Außenbereich. Zudem sind die Umweltauswirkungen und die Effizienz im Betrieb in der Regel weniger vorteilhaft gegenüber anderen Lösungen, insbesondere wenn erneuerbare Energiequellen wie Geothermie oder Solarthermie aufgrund zu geringer Temperaturen nicht in das System integriert werden können. Bei neuen Wärmenetzen darf das maximale Temperaturniveau im Vorlauf 95 °C zu keinem Zeitpunkt überschreiten. In Bestandsnetzen sind aktuell noch teilweise höhere Temperaturen möglich, bis zum Jahr 2045, dürfen diese eine Vorlauftemperatur von 95 °C nur noch in begründeten Ausnahmefällen überschreiten.

Das mittelwarme Netz – auch LowEx-Netz (Niedrig-Exergie-Netz) genannt – mit einer Vorlauftemperatur von rund 40 °C ist in der Lage, den Raumwärmebedarf vollständig abzudecken. Für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser ist jedoch eine dezentrale Anhebung der Temperatur erforderlich. Dies kann beispielsweise durch den Einsatz von elektrischen Durchlauferhitzern oder dezentralen Wärmepumpen erfolgen. Der wesentliche Vorteil dieses Netzes liegt in den geringen Wärmeverlusten im Vergleich zum warmen Netz. Allerdings ist dafür ein höherer dezentraler Energieaufwand zur Erwärmung des Trinkwassers erforderlich. Die Möglichkeit, in Zukunft weitere erneuerbare Energiequellen einzubinden, steigert die Flexibilität und potenzielle Erweiterbarkeit des Systems.

Das kalte Netz, oder Anergienetz, arbeitet mit Vorlauftemperaturen von etwa 10 °C und dient in erster Linie als Energiequelle für dezentrale Wärmepumpen, die sowohl die Raumwärme als auch das Trinkwarmwasser auf die erforderliche Temperatur bringen. Das Netz überzeugt durch äußerst geringe Wärmeverluste, auf eine Dämmung der Rohrleitungen kann aufgrund der geringen Temperaturen verzichtet werden und in den Sommermonaten, können über das wärmere Erdreich sogar Wärmegewinne verzeichnet werden. Außerdem ermöglicht die geringe Temperatur die effiziente Nutzung von Geothermie, die in das Netz eingespeist werden kann. Ein kaltes Netz bietet insbesondere bei individuell unterschiedlichen Wärme- und Kühlbedarfen Flexibilität, ist jedoch mit einer größeren Investition in dezentrale Wärmepumpen verbunden. Durch die Integration innovativer Technologien und die Berücksichtigung sich verändernder Energieanforderungen kann das kalte Netz in Zukunft weiter optimiert und ausgebaut werden.

4.2.3 Vergleich dezentrale Trinkwarmwasserversorgung

Im Rahmen der Detailbetrachtung erfolgt eine Gegenüberstellung von Durchlauferhitzern und Boilern zur dezentralen Trinkwarmwasserversorgung. Der Vorteil des Durchlauferhitzers besteht darin, dass das Wasser nur bei Bedarf erwärmt wird, wodurch Speicherverluste vermieden werden. Darüber hinaus steht warmes Wasser sofort zur Verfügung und es treten kaum Verluste auf. Des Weiteren überzeugt diese Lösung durch einen geringen Platzbedarf sowie niedrige Investitions- und Wartungskosten. Als Nachteile sind die hohe Anschlussleistung sowie die geringere Nutzungsdauer zu nennen. Weiterhin ist bei hohem Warmwasserverbrauch mit höheren Strom- und Energiekosten zu rechnen.

Der Boiler hingegen ermöglicht ebenfalls die sofortige Nutzung von warmem Wasser und die geringere Anschlussleistung, allerdings sind hierbei Speicherverluste zu berücksichtigen. Zudem ist die Verfügbarkeit von warmem Wasser limitiert, da die Aufheizzeit des Boilers mehrere Stunden beträgt. Bei hohem Warmwasserverbrauch sind die Strom- und Energiekosten geringer. Zudem ist es möglich, die Erzeugung des Trinkwarmwassers mit einem Boiler durch eine intelligente Steuerung mit der Erzeugung des Eigenstroms durch PV-Strom abstimmen. Durch den Einsatz intelligenter Systeme kann der Solarstrom zur Warmwasserbereitung genutzt werden, sodass eine solare Deckung des Bedarfs von 60 bis 75 Prozent erreicht werden kann. Im Hinblick auf einen ressourcenschonenden Einsatz ist noch die längere Lebensdauer des Boilers zu nennen. Zu den Nachteilen des Boilers zählen der höhere Platzbedarf aufgrund des Speichervolumens sowie die höheren Anschaffungs- und Wartungskosten. Des Weiteren müssen Temperaturen von mehr als 60 °C gefahren werden, um die Gefahr der Legionellenbildung zu vermeiden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass beide Technologien spezifische Vor- und Nachteile aufweisen, weshalb keine klare Empfehlung abgegeben werden kann. Dennoch wird aufgrund der geringeren Verluste, des niedrigeren Platzbedarfs, der geringeren Kosten sowie der hygienischen Aspekte die Nutzung eines Durchlauferhitzers gegenüber einem Boiler empfohlen.

4.2.4 Detailbetrachtung Variante 1.1: Luft-Wasser-Wärmepumpen (dezentral) mit gebäudezentraler TWW-Erwärmung

Die Detailbetrachtung zu den dezentralen Luft-Wasser-Wärmepumpe mit gebäudezentraler Trinkwarmwasser (TWW)-Erwärmung zeigt, dass die Verfügbarkeit von Außenluftwärme grundsätzlich gegeben ist. Sowohl bei Mehrfamilien- als auch Einfamilienhäusern lässt sich die Wärmeversorgung durch Luft-Wasser-Wärmepumpen abbilden, wobei die Nutzung von Eigenstrom die Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung verbessert. Dabei erzeugt die dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpe sowohl Raumwärme als auch Trinkwarmwasser, die über Verteilleitungen an die jeweiligen Wohneinheiten transportiert werden.

Eine dezentrale Wärmeversorgung bietet zudem den Vorteil, dass zukünftige Eigentümer ihre Wärmeversorgung individuell gestalten können. Eine zentrale Wärmeversorgung über Luft-Wasser-Wärmepumpen wird aufgrund der hohen benötigten Leistung und daraus folgenden Geräuschemissionen nicht empfohlen.

Die nachfolgende Tabelle 9 zeigt die Randbedingungen für diese Variante.

Tabelle 9: Parameter Luft-Wasser-Wärmepumpe Variante 1.1

Parameter Luft-Wasser-Wärmepumpe	
Anzahl [Stk.]	34
Thermische Leistung [kW_{th}]	682
Jahresarbeitszahl (JAZ)	3,75
Strombedarf Wärmepumpe [MWh/a]	384

Konkret wären etwa 34 Luft-Wasser-Wärmepumpen mit einer Gesamtleistung von 682 kW notwendig, um den jährlichen Wärmebedarf von 1.440 MWh zu decken. Die Jahresarbeitszahl liegt bei 3,75, wodurch ein Strombedarf der Wärmepumpen von 384 MWh pro Jahr entsteht. Dabei könnten 51,6 % des gesamten Strombedarf des Quartiers durch PV-Strom gedeckt werden. Der verbleibende Netzbezug für die Wärmebereitstellung, den Nutzerstrom und Elektromobilität beträgt 599 MWh.

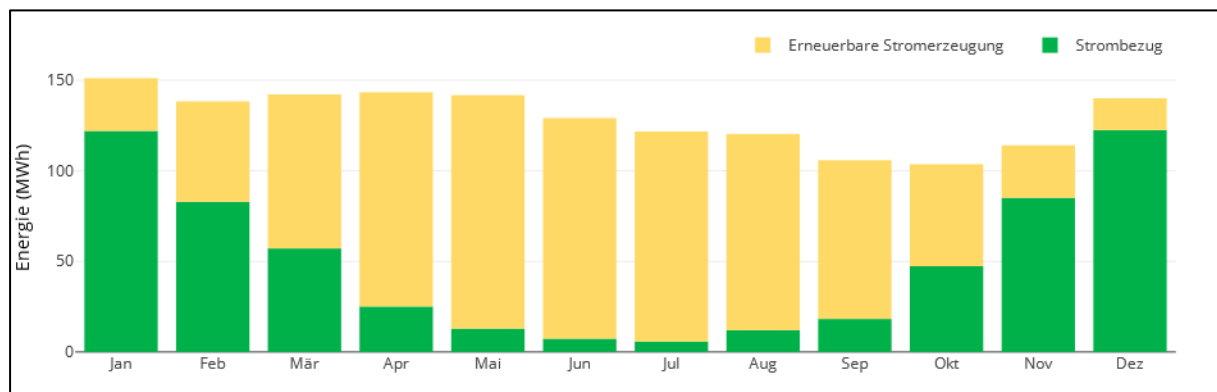


Abbildung 13: Strombilanz Variante 1.1 dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen mit gebäudezentraler TWW-Erwärmung

Die dargestellte Abbildung 13 zeigt die Strombilanz über ein Jahr für den Strombedarf beim Einsatz einer Luft-Wasser-Wärmepumpe und der Stromerzeugung durch die PV-Anlagen. Auch hier sind die typischen saisonalen Schwankungen der PV-Anlagen zu erkennen.

4.2.5 Detailbetrachtung Variante 1.2: Luft-Wasser-Wärmepumpe (dezentral) mit dezentraler TWW-Erwärmung

Im Gegensatz zu Kapitel 4.2.4 mit dezentralen Luft-Wasser-Wärmepumpen und gebäudezentraler TWW-Erwärmung über die Wärmepumpen, ist auch eine Versorgungslösung mit dezentralen Luft-Wasser-Wärmepumpen und dezentraler Trinkwarmwasserbereitung in den jeweiligen Wohneinheiten – beispielsweise über elektrische Durchlauferhitzer – möglich. Die dezentrale Trinkwassererwärmung bietet den Vorteil, dass die Wärmepumpe geringer ausgelegt werden kann und aufgrund der geringeren bereitzustellenden Temperaturen effizienter betrieben werden kann und somit eine höhere Jahresarbeitszahl aufweist. Allerdings erfolgt die Trinkwarmwasser-Erwärmung direktelektrisch, was bedeutet, dass im Vergleich zur gebäudezentralen TWW-Versorgung über Wärmepumpen, mehr Strom benötigt wird. Die nachfolgende Tabelle 10 zeigt die Randbedingungen für diese Variante.

Tabelle 10: Parameter Luft-Wasser-Wärmepumpe Variante 1.2

Parameter Luft-Wasser-Wärmepumpe	
Anzahl [Stk.]	34
Thermische Leistung [kW_{th}]	582
Jahresarbeitszahl (JAZ)	4,22
Strombedarf Wärmepumpe [MWh/a]	236

Konkret wären etwa 34 Luft-Wasser-Wärmepumpen mit einer Gesamtleistung von 582 kW notwendig, um den jährlichen Raumwärmebedarf von 997 MWh zu decken. Durch die Erzeugung des Trinkwarmwassers mittels Durchflusserhitzers erhöht sich die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen auf 4,22, wodurch ein Strombedarf der Wärmepumpen von 236 MWh pro Jahr entsteht. Dabei könnten 47 % des gesamten Strombedarfes des Quartiers durch PV-Strom gedeckt werden. Der verbleibende Netzbezug für die Wärmebereitstellung, den Nutzerstrom und Elektromobilität beträgt 812 MWh. Im Vergleich zu Variante 1.1 ist der Autarkiegrad aufgrund der direktelektrischen Trinkwarmwassererzeugung etwas geringer und der Netzbezug dementsprechend höher.

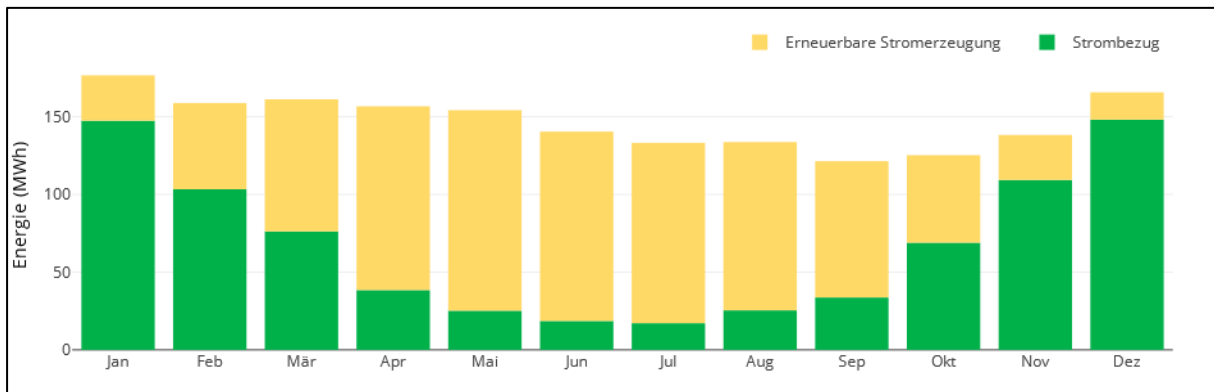


Abbildung 14: Strombilanz Variante 1.1 dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen mit dezentraler TWW-Erwärmung

Die dargestellte Abbildung 14 zeigt die Strombilanz über ein Jahr für den Strombedarf beim Einsatz einer Luft-Wasser-Wärmepumpe und der Stromerzeugung durch die PV-Anlagen. Auch hier sind die typischen saisonalen Schwankungen der PV-Anlagen zu erkennen.

4.2.6 Detailbetrachtung Variante 2.1: Geothermie-Sonden (400 m) mittelwarmes Netz (40 °C)

Für die zentrale Wärmeversorgung könnten Geothermie-Sonden zum Einsatz kommen. Dabei ist die Bohrtiefe entscheidend für die Entzugsleistung. Es wird eine Sondentiefe von 400 Meter empfohlen, wobei die Genehmigungsfähigkeit und damit auch die Umsetzbarkeit im Einzelfall geprüft werden muss. Über das mittelwarme Netz (40 °C) kann der Raumwärmebedarf komplett gedeckt werden. Dafür sind 88 Bohrungen notwendig. Die TWW-Erwärmung erfolgt dezentral mithilfe von elektrischen Durchlauferhitzern. Die Entzugsleistung der Sonden liegt dabei bei 481 kW. Der Strombedarf der Geothermie-Wärmepumpe zur Anhebung der Vorlauftemperatur auf 40 °C beträgt 253 kWh. Das mögliche Wärmenetz mit dem Standort der Heizzentrale sowie die Verortung möglicher Bohrpunkte für die Erdwärmesonden sind in der Abbildung 15 dargestellt.



Dabei wird eine Regeneration des Erdsreichs aufgrund fehlender zusätzlicher Niedertemperaturwärmequellen nicht betrachtet, weshalb die Anzahl der Bohrungen entsprechend hoch ausfällt. Bei der Planung müssen mögliche Flächenkonkurrenzen sowie die Genehmigungsfähigkeit der Bohrungen berücksichtigt werden.

Bei der zentralen Versorgungslösung mit Geothermie-Sonden über ein mittelwarmes Netz können 46,5 % des gesamten Strombedarf des Quartiers durch PV-Strom gedeckt werden. Der verbleibende Netzbezug für die Wärmebereitstellung, den Nutzerstrom und Elektromobilität beträgt 840 MWh. In der nachfolgenden Abbildung 16 wird die die Stromerzeugung der PV-Anlage sowie der notwendige Netzbezug grafisch dargestellt.

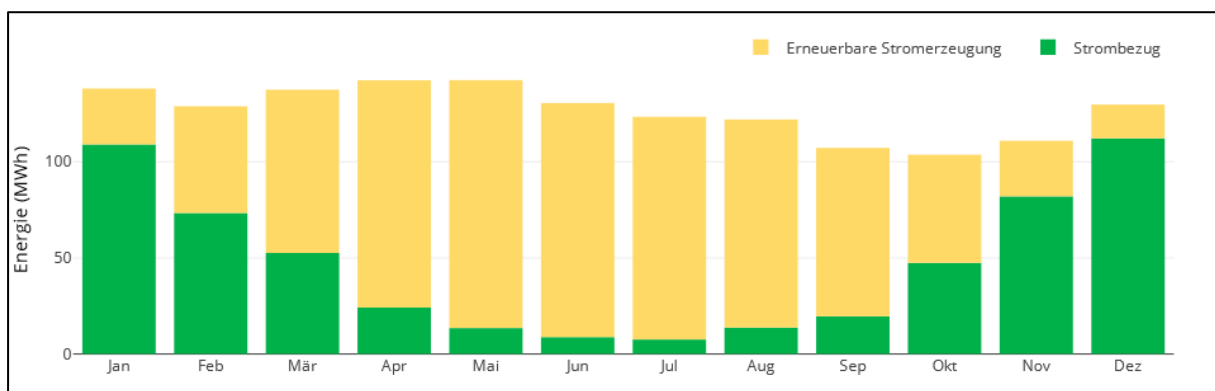


Abbildung 16: Strombilanz Variante 2.1 Geothermie-Sonden (400 m) mittelwarmes Netz

4.2.7 Detailbetrachtung Variante 2.2: Geothermie-Sonden (400 m) kaltes Netz (12 °C)

Zur Effizienzsteigerung der Geothermie-Sonden kann die zentrale Versorgung auf mittels kalten Wärmenetz erfolgen. Die Vorteile eines kalten Wärmenetzes wurden bereits in Kapitel 4.2.2 beschrieben. Dabei ist keine zentrale Wärmepumpe an den Geothermie-Sonden erforderlich. Um die benötigten Vorlauftemperaturen für Raumwärme und Trinkwarmwasser zu erreichen sind allerdings dezentrale Wasser-Wasser-Wärmepumpen, die das kalte Netz als Wärmequelle nutzen, erforderlich. Durch die

geringeren Temperaturen sind lediglich 77 Bohrungen, was einer Entzugsleistung von 922 kW entspricht, notwendig. Die dezentralen Wasser-Wasser-Wärmepumpen besitzen eine kumulierte thermische Leistung von 857 kW und erzielen eine Jahresarbeitszahl von 4,3 zur Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser. Daraus resultiert ein Strombedarf von 332 MWh. Das mögliche Wärmenetz mit dem Standort der Heizzentrale sowie die Verortung möglicher Sondenbohrungen sind in der Abbildung 17 dargestellt.



Abbildung 17: Übersicht mögliches Wärmenetz und Bohrungen Variante 2.2

Quelle: B-Plan Nr. 36-1, © OpenStreetMap

Bei der zentralen Versorgungslösung mit Geothermie-Sonden über ein kaltes Netz erhöht sich der Autarkiegrad des Quartiers auf 53,4 %. Die restliche Strombedarf von 564 MWh, welcher nicht direkt über die PV-Anlage genutzt werden kann, muss aus dem Netz bezogen werden.

Die Aufteilung zwischen erneuerbarer Stromerzeugung durch die PV-Anlage und Strombezug aus dem Netz wird in Abbildung 18 aufgezeigt

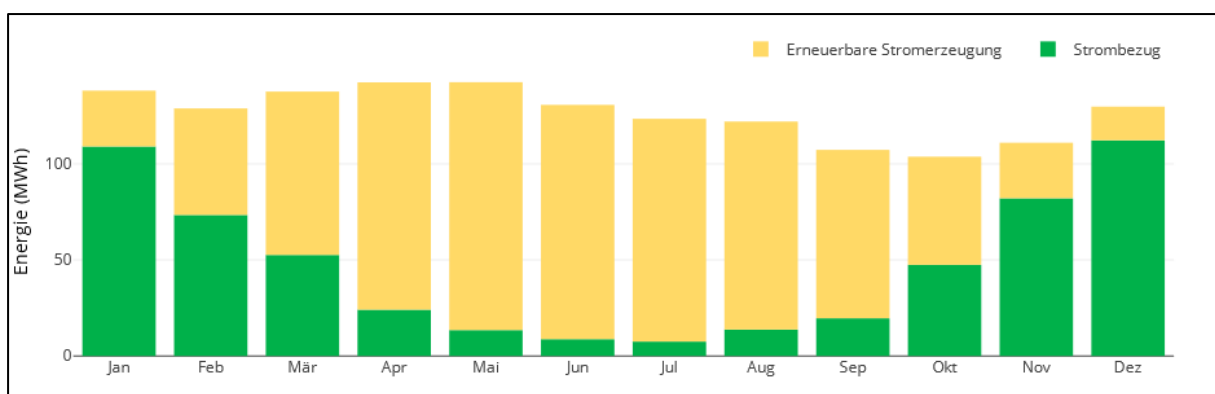


Abbildung 18: Strombilanz Variante 2.2 Geothermie-Sonden (400 m) kaltes Netz

4.2.8 Detailbetrachtung Variante 3.1: Geothermie-Sonden (100 m) + Gas-Spitzenlast

Bei der vorliegenden Energieversorgungsvariante werden Geothermie-Sonden (100 m) mit einem Erdgas-Spitzenlastkessel in einem mittelwarmen Netz (40 °C Vorlauftemperatur) kombiniert. Zur Deckung der Grund- und Mittellast sind 190 Bohrungen erforderlich, die eine Entzugsleistung von 800 kW liefern. Die Spitzenlast wird durch einen Erdgas-Kessel mit einer Leistung von 300 kW gedeckt, was etwa 10 % des gesamten Energiebedarfs entspricht. Die nachfolgende Abbildung 19 ist die Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs grafisch aufgeteilt in Grund- und Mittellast für die Geothermie-Wärmepumpen sowie Spitzenlast für den Erdgaskessel dargestellt.

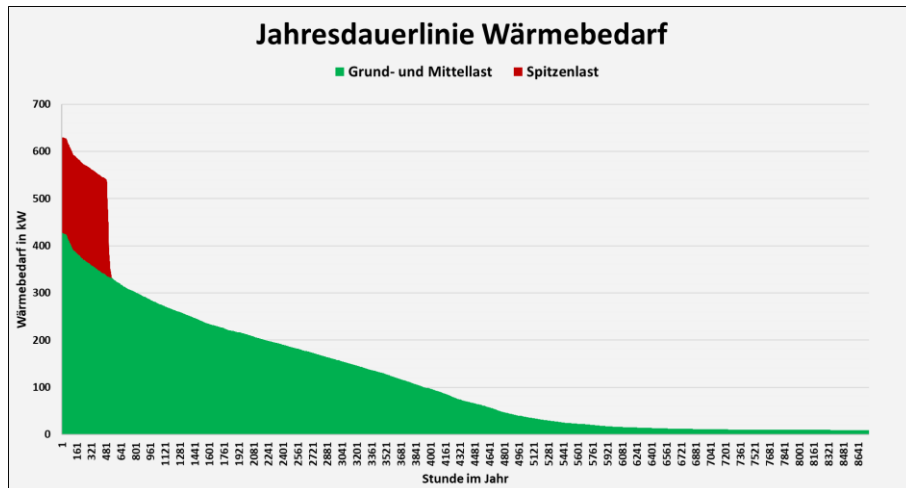


Abbildung 19: Jahresdauerlinie Wärmebedarf

Die Trinkwassererwärmung (TWW) erfolgt dezentral über Durchlauferhitzer. Das mögliche Wärmenetz mit dem Standort der Heizzentrale sowie die Verortung möglicher Sondenbohrungen sind in der nachfolgenden Abbildung 20 dargestellt.

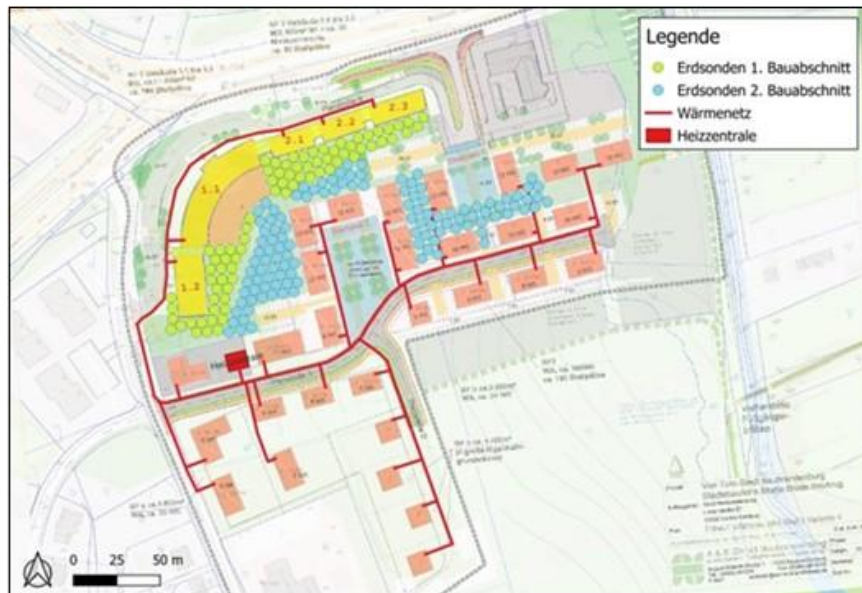


Abbildung 20: Übersicht mögliches Fernwärmenetz und Bohrungen Variante 3.1

Quelle: B-Plan Nr. 36-1, © OpenStreetMap

Des Weiteren ist der Strombezug von entscheidender Bedeutung. Die In dieser Variante können von der jährlichen Stromerzeugung der PV-Anlagen 905 MWh genutzt werden. Der restliche Strombedarf wird durch einen Netzbezug von 907 MWh gedeckt. Trotz der umfangreichen Nutzung von PV-Strom wird lediglich ein Autarkiegrad von etwa 50 % erreicht. Dies ist auf den großen Strombedarf zurückzuführen. Die Eigenverbrauchsquote des PV-Stroms liegt bei hohen 96 %. Dies weist auf eine effiziente Nutzung der vor Ort erzeugten Energie hin. Die nachfolgende Abbildung 21 stellt den jährlichen Verlauf des Strom- und Erdgasbezugs sowie die Stromerzeugung durch die PV-Anlagen dar.

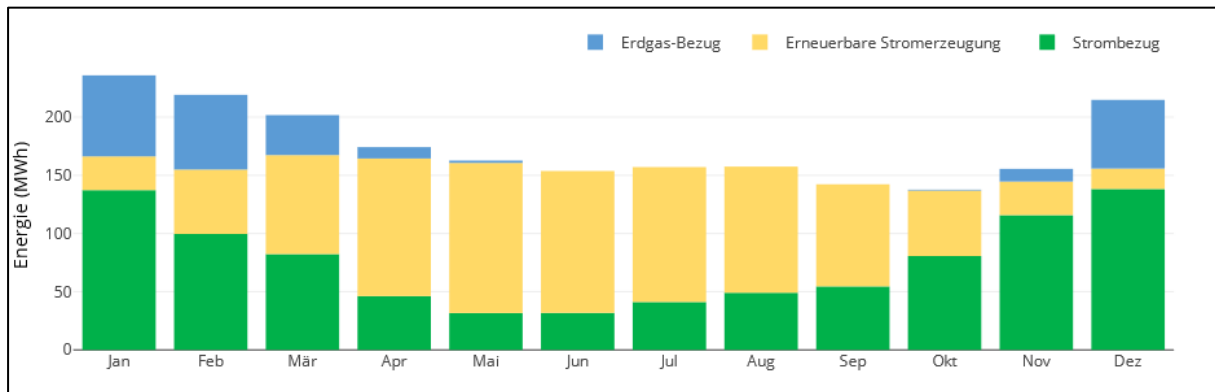


Abbildung 21: Strombilanz und Erdgasbezug Variante 3.1 Geothermie (100 m) und Gas-Spitzenlast

Dennoch wird durch den Einsatz des Erdgas-Spitzenlastkessels keine vollständige Klimaneutralität erreicht, insbesondere in den Wintermonaten, in denen vermehrt Gas benötigt wird. Alternativ könnte die Klimaneutralität durch den Einsatz von Biogas oder Wasserstoff als Energieträger erreicht werden. Auf diese Energieträger wurde bereits in Kapitel 3.2 näher eingegangen. Aufgrund der dort bereits genannten Nachteile und des vergleichsweisen geringen Bedarfs an Energieträgern werden diese nicht weiter betrachtet.

4.2.9 Detailbetrachtung Variante 4.1: Infrarot-Heizung

Im Rahmen der Ausarbeitung des Energiekonzepts hat sich durch Abstimmungen mit dem Auftraggeber eine weitere Möglichkeit zur Wärmeversorgung ergeben. So wurde in die Betrachtung auch eine Variante mit elektrischer Energie mittels Infrarotheizungen einbezogen. In dieser Variante erfolgt die Wärmeversorgung dezentral, indem in jedem Gebäude Infrarotheizungen installiert werden, die den gesamten Raumwärmebedarf decken. Die dezentrale Warmwasserbereitung (TWW) erfolgt aufgrund der bereits hohen Anschlussleistung der Infrarotheizungen über Warmwasser-Boiler. Der Einsatz smarter Systeme ermöglicht eine noch effizientere Nutzung des Solarstroms zur Warmwassererwärmung. Die Infrarotheizungen weisen eine thermische Leistung von 777 kW_{th} auf und benötigen für den Betrieb ca. 997 MWh Strom pro Jahr. Die thermische Leistung für die Warmwasserbereitung beträgt 134 kW_{th}, der jährliche Energiebedarf liegt bei 443 MWh Strom. Die Technologie nutzt insgesamt 741 MWh Strom aus der PV-Anlage, während 1.532 MWh aus dem Stromnetz bezogen werden müssen. Der Autarkiegrad beträgt ca. 33 %, während die Eigenverbrauchsquote des PV-Stroms bei etwa 79 % liegt. Die Abbildung 22 zeigt die Strombilanz über das gesamte Jahr hinweg für diese Variante.

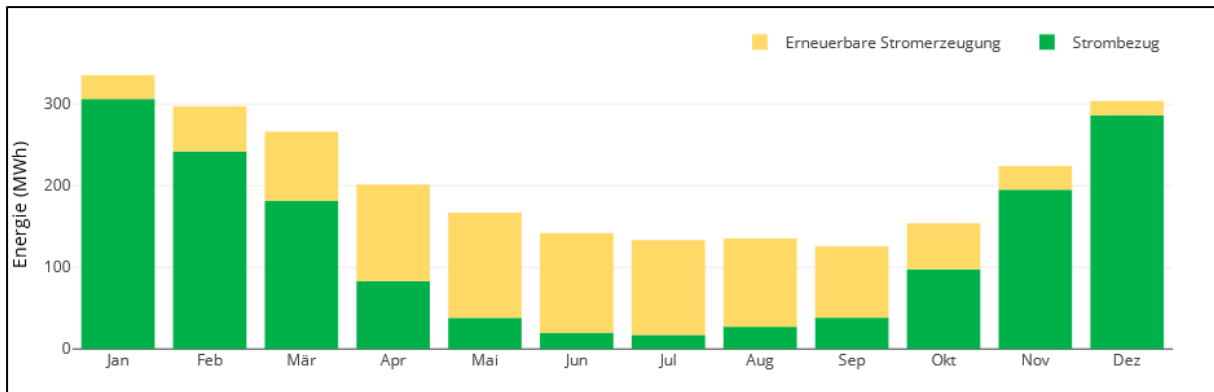


Abbildung 22: Strombilanz Variante 4.1 Infrarot-Heizung

Obwohl die Eigenverbrauchsquote hoch ist, hat diese Variante den geringsten Autarkiegrad aller untersuchten Optionen, da der Strombedarf sehr hoch ist. Der hohe Strombedarf und die hohe Anschlussleistung stehen den niedrigen Investitions- und Betriebskosten entgegen.

4.3 Zusammenfassung

Im Rahmen der Analyse der Wärmeversorgungsoptionen wurde die Realisierbarkeit verschiedener Systeme bewertet.

Bei der dezentralen Wärmeversorgung können Luft-Wärmepumpen als realisierbar eingestuft werden. Im Gegensatz dazu wurden Geothermie-Sonden und -Kollektoren ausgeschlossen, da sie aufgrund des Platzbedarfs und der Entzugsleistung beziehungsweise der Bohrtiefe nicht umsetzbar sind.

Auch für die zentrale Wärmeversorgung wurden Geothermie-Kollektoren als nicht realisierbar eingestuft, da der Platzbedarf zu hoch ist. Die Realisierbarkeit von Geothermie-Sonden im zentralen Bereich ist nur bedingt gegeben. Dies ist auf die nur teilweise erfüllte Entzugsleistung zurückzuführen. Um die entsprechenden Leistungen zur alleinigen Wärmeversorgung über Geothermie-Sonden zu gewährleisten, sind Bohrtiefen von 400 m erforderlich, welche jedoch ein gewisses Risiko, durch die Genehmigungsfähigkeit und damit verbundener unklarer Realisierbarkeit, bergen. Bei einer Bohrtiefe von 100 Metern wäre ein zusätzlicher Gaskessel erforderlich, was das Kriterium der Klimaneutralität verletzen würde. Alternativ können als Ergänzung zur zentralen Geothermie mit 100 m tiefen Bohrungen auch Erzeugungsanlagen mit klimaneutralen Brennstoffen, wie Biogas oder Wasserstoff, eingesetzt werden, um das Ziel der Klimaneutralität zu gewährleisten.

Der Anschluss an das bestehende Fernwärmenetz ist eine einfache Lösung der Energieversorgung des betrachteten Quartiers. Allerdings liegt dieses mit rund 700 m Luftlinie zu weit entfernt, um einen Anschluss aus wirtschaftlichen Aspekten zu rechtfertigen. Dadurch ist ein Anschluss an das Fernwärmenetz der Stadtwerke Neubrandenburg nicht realisierbar.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Versorgungsvarianten mit Geothermie-Sonden (400 m) und Luft-Wasser-Wärmepumpen attraktiv sind. Die Versorgung mittels Geothermie-Sonden (100 m) in Kombination mit einem Erdgaskessel ist aufgrund des Kriteriums Klimaneutralität nicht zielführend. Ebenso ist die Variante mit Infrarotheizungen aufgrund der hohen Anschlussleistung und des hohen Strombedarfs nicht optimal.

5 Wirtschaftlichkeit

5.1 Vergleich Vorzugsvarianten

Für den wirtschaftlichen Vergleich der Varianten wurde die Wirtschaftlichkeitsberechnung gemäß der VDI 2067 unter Berücksichtigung der folgenden Rahmenbedingungen gewählt:

- Betrachtungszeitraum:
 - gemittelt auf 15* Jahre für Variante 1.1/1.2
 - gemittelt auf 20 Jahre für Variante 2.1/2.2/3.1
 - gemittelt auf 25** Jahre für Variante 4.1
- Kalkulatorische Zinsen + Tilgung/Annuität: 6 %
- Preissteigerung: 2,5 % Gas, 1 % Ökostrom
- Erdgasbezug: 7 ct/kWh
- Strombezug: 35 ct/kWh
- Stromvergütung: 7 ct/kWh

Zur Berechnung der Investitionskosten wurden die in Tabelle 11 genannten spezifischen Kosten herangezogen.

Tabelle 11: Kostenparameter Vorzugsvarianten

Parameter	Kosten	Einheit
Infrarot-Heizung + TWW-Boiler	100	€/m ² NGF
Dez. Luft-Wasser-WP + TWW zentral	70	€/m ² NGF
Dez. Luft-Wasser-WP + TWW DLE	65	€/m ² NGF
Dez. Wasser-Wasser-WP	600	€/kW
Großwärmepumpe - Geothermie	700	€/kW
Geothermie Sonden	70	€/m
Brennwertkessel Erdgas	140	€/kW
Elektrischer Heizstab	120	€/kW
Durchlauferhitzer TWW	700	€/St
Luftgekühlte Kältemaschine	12.500	€/Psch
Übergabestationen	12.000	€/St
Nahwärmenetz	450	€/m
PV-Anlage	1.400	€/kWp

Bei den Kostenparametern für die Infrarotheizung sowie TWW-Boiler und die dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen mit zentraler bzw. dezentraler Trinkwarmwasserbereitung handelt es sich um Referenzwerte der Firma Vakonbau aus vorherigen Projekten.

* Typischer Wert liegt bei 20 Jahren, hier jedoch Referenzwert der Firma Vakonbau aus vergangenen Projekten

**Referenzwerte der Firma Vakonbau aus vergangenen Projekten

Daraus lässt sich für die folgenden Varianten sowohl Investitionskosten als auch mithilfe von Betriebs- und Verbrauchskosten die jährlichen Gesamtkosten bestimmen.

V 1.1 Dezentrale Luft-Wärmepumpen + gebäudezentrale Trinkwarmwasserbereitung

V 1.2 Dezentrale Luft-Wärmepumpen + dezentrale Trinkwarmwasserbereitung

V 2.1 Geothermie-Sonden (400 m) (Wärmenetz 40 °C)

V 2.2 Geothermie-Sonden (400 m) (Wärmenetz 12 °C)

V 3.1 Geothermie-Sonden (100 m) + Gas Spitzenlastkessel

V 4.1 Infrarot-Heizungen

Tabelle 12: Wirtschaftlichkeit Vorzugsvarianten

		V 1.1	V 1.2	V 2.1	V 2.2	V 3.1	V 4.1
Investitionskosten	€	3.700.000	3.600.000	5.900.000	5.650.000	4.900.000	4.500.000
<i>Kapitalgebundene Kosten</i>	<i>€/a</i>	<i>374.672</i>	<i>364.546</i>	<i>507.233</i>	<i>485.740</i>	<i>421.261</i>	<i>347.923</i>
<i>Verbrauchsgebundene Kosten</i>	<i>€/a</i>	<i>229.432</i>	<i>311.016</i>	<i>321.741</i>	<i>216.026</i>	<i>369.422</i>	<i>586.794</i>
<i>Betriebsgebundene Kosten (Wartung, Instandhaltung etc.)</i>	<i>€/a</i>	<i>17.000</i>	<i>17.000</i>	<i>15.000</i>	<i>15.000</i>	<i>8.000</i>	<i>4.500</i>
Jährliche Gesamtkosten	€/a	621.104	692.562	843.974	716.766	798.683	939.217
<i>Jährliche Gesamteinnahmen (Einspeisevergütung)</i>	<i>€/a</i>	<i>22.050</i>	<i>16.310</i>	<i>15.680</i>	<i>21.420</i>	<i>2.688</i>	<i>13.790</i>
Jährliches Gesamtsaldo	€/a	599.054	676.252	828.294	695.346	795.995	925.427
<i>Jährliches Gesamtsaldo pro m² NGF</i>	<i>€/m²</i>	<i>22,83</i>	<i>25,77</i>	<i>31,57</i>	<i>26,50</i>	<i>30,34</i>	<i>35,27</i>
<i>Monatliches Gesamtsaldo pro m² NGF</i>	<i>€/m²</i>	<i>1,90</i>	<i>2,15</i>	<i>2,63</i>	<i>2,21</i>	<i>2,53</i>	<i>2,94</i>

5.2 Sensitivitätsanalyse

Um die Variabilität der Wirtschaftlichkeit unter verschiedenen Randbedingungen wie dem Strombezugspreis oder Investitionskosten Schwankungen darzustellen, wurde eine Sensitivitätsanalyse der bevorzugten Varianten durchgeführt. Dabei wurden jeweils die geringsten Investitionskosten sowie ein Strompreis von 0,20 €/kWh als Minimum (Best Case) und die höchsten Investitionskosten und einem Strompreis von 0,35 €/kWh als Maximum (Worst Case) angesetzt. Für eine Vergleichbarkeit der Systeme, wurden die Kosten für die Wärmeverteilung innerhalb der Gebäude in die Investitionskosten für Variante 1.1 und Variante 2.2 inkludiert. Die restlichen Rahmenbedingungen blieben unverändert:

- Betrachtungszeitraum:
 - gemittelt auf 15* Jahre für Variante 1.1
 - gemittelt auf 20 Jahre für Variante 2.2
 - gemittelt auf 25** Jahre für Variante 4.1
- Kalkulatorische Zinsen + Tilgung/Annuität: 6 %
- Preissteigerung: 1 % Ökostrom
- Strombezug: min. 20 ct/kWh; max. 35 ct/kWh
- Stromvergütung: 7 ct/kWh

Die angenommenen Kostenparameter sind in Tabelle 13 zu sehen.

Tabelle 13: Kostenparameter Sensitivitätsanalyse

Parameter	Kosten - Best Case	Kosten - Worst Case	Einheit
Infrarot-Heizung + TWW-Boiler	96	96	€/m ² NGF
dez. Luft-Wasser-WP + TWW zentral	145	145	€/m ² NGF
dez. Wasser-Wasser-WP	500	700	€/kW
Geothermie Sonden	40	70	€/m
Heizung + TWW für zentrale Lösung	82	82	€/m ² NGF
Luftgekühlte Kältemaschine	10.000	15.000	€/Psch
Nahwärmenetz	350	550	€/m
PV-Anlage	800	1.200	€/kWp
PV-Speicher	700	1.000	€/kWh

Bei den Kostenparametern für die Infrarotheizung und TWW-Boiler und die dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen mit zentraler Trinkwarmwasserbereitung sowie die Installation von Heizflächen und einem zentralen TWW-System handelt es sich um Referenzwerte der Firma Vakonbau aus vorherigen Projekten.

Daraus lässt sich für die drei genauer betrachteten Varianten sowohl Investitionskosten als auch mithilfe von Betriebs- und Verbrauchskosten die jährlichen Gesamtkosten im Best und Worst Case bestimmen.

* Typischer Wert liegt bei 20 Jahren, hier jedoch Referenzwert der Firma Vakonbau aus vergangenen Projekten

**Referenzwerte der Firma Vakonbau aus vergangenen Projekten

Tabelle 14: Wirtschaftlichkeit im Best und Worst Case für Sensitivitätsanalyse

		Best Case V 1.1	Worst Case V 1.1	Best Case V 2.2	Worst Case V 2.2	Best Case V 4.1	Worst Case V 4.1
Investitionskosten	€	5.160.000	5.800.000	5.600.000	7.580.000	3.880.000	4.510.000
Kapitalgebundene Kosten	€/a	522.516	587.324	481.442	651.666	299.987€	348.696
Verbrauchsgebundene Kosten	€/a	131.104	229.432	123.444	216.026	335.311	586.794
Betriebsgebundene Kosten (Wartung, Instandhaltung etc.)	€/a	11.900	17.000	9.400	14.800	3.300	4.400
Jährliche Gesamtkosten	€/a	665.520	833.756	614.286	882.492	638.598	939.890
Jährliche Gesamteinnahmen (Einspeisevergütung)	€/a	22.050	22.050	21.420	21.420	13.790	13.790
Jährliches Gesamtsaldo	€/a	643.470	811.706	592.866	861.072	624.808	926.100
Jährliches Gesamtsaldo pro m ² NGF	€/m ²	24,52	30,93	22,59	32,82	23,81	35,29
Monatliches Gesamtsaldo pro m ² NGF	€/m ²	2,04	2,58	1,88	2,73	1,98	2,94

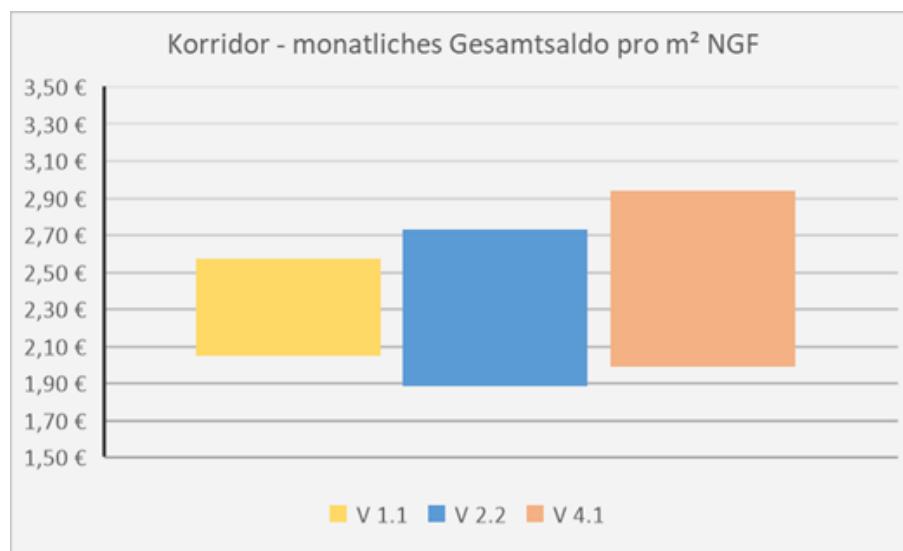


Abbildung 23: Preiskorridor monatliches Gesamtsaldo pro m² NGF

Im Hinblick auf den Korridor des monatlichen Gesamtsaldos pro Quadratmeter Nettogrundfläche (Abbildung 23) sind die Varianten 1.1 und 2.2 zu bevorzugen. Die Variante 1.1 weist den kleinsten Korridor auf, was eine bessere Planbarkeit ermöglicht. Bei der Variante 2.2 fallen jedoch im Vergleich höhere Investitionskosten an, was sich wesentlich auf den Gesamtsaldo auswirkt.

Je nach Höhe der Verbrauchs- und Investitionskosten unterscheiden sich die drei genauer betrachteten Varianten unterschiedlich stark voneinander. Im Worst Case schneidet Variante 4.1 aufgrund der vergleichsweise sehr hohen Verbrauchskosten am schlechtesten ab.

Im Best Case – bei Stromkosten über das Mieterstrommodell von 20 ct/kWh – kann die Infrarot-Lösung mit den Varianten 1.1 und 2.2 mithalten respektive unterbieten. Im Best Case schneidet Variante 2.2 und im Worst Case Variante 1.1 am besten ab. Die Wahl der Variante hängt stark von den Investitions- und Verbrauchskosten ab. Die Entwicklung der monatlichen Gesamtkosten pro Quadratmeter NGF in Abhängigkeit des Strompreises wird in Abbildung 24 nochmals visualisiert.

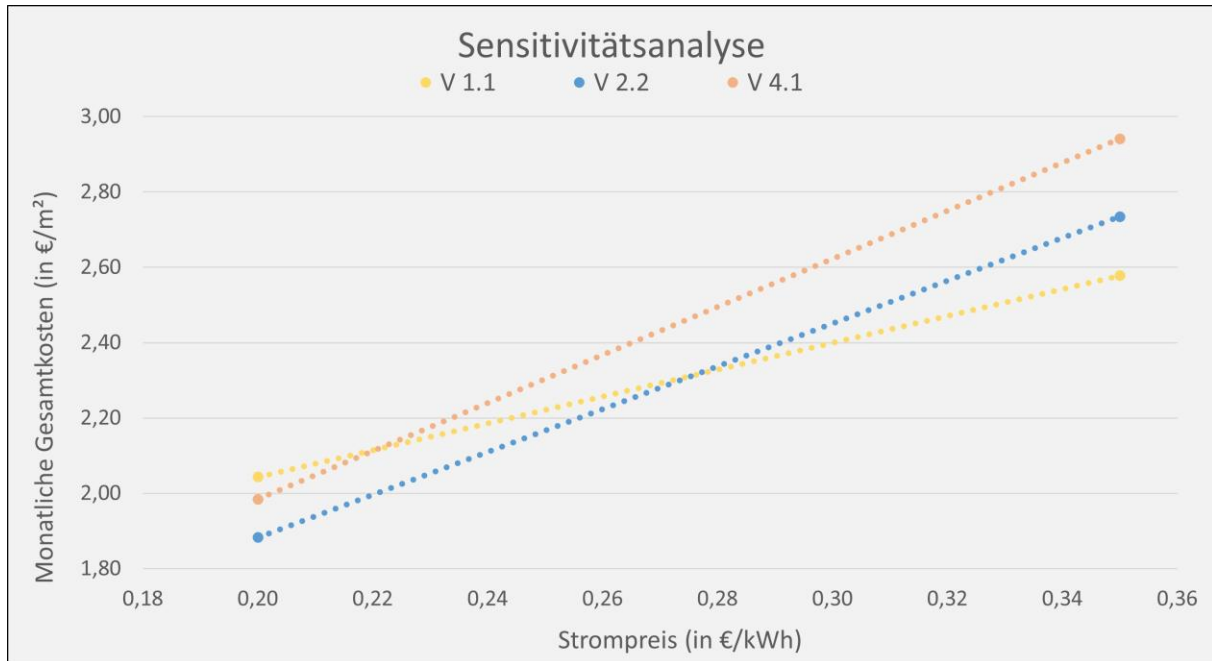


Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse Vorzugsvarianten

Hier wird deutlich, dass Variante 1.1 bereits bei einem Strompreis von 22 ct/kWh geringere Kosten als Variante 4.1 und mit steigenden Verbrauchs- und Investitionskosten auch geringere monatliche Gesamtkosten aufweist als Variante 2.2. Außerdem ist zu sehen, dass Variante 4.1 deutlich sensibler auf Strompreissteigerungen reagiert als die beiden anderen Varianten.

5.3 Fördermöglichkeiten

Es gibt verschiedene Fördermöglichkeiten für energieeffiziente Bauprojekte und Wärmenetze in Deutschland, die jeweils unterschiedliche Zielsetzungen und Förderkonditionen bieten. Im Folgenden werden zwei relevante Programme zusammengefasst:

Bundförderung für effiziente Gebäude – Klimafreundlicher Neubau (BEG – KfN):

Dieses Programm fördert den Neubau klimafreundlicher Wohn- und Nichtwohngebäude, die das Qualitätssiegel "Nachhaltiges Gebäude" (QNG) erhalten. Die Fördermittel umfassen die Baukosten, technische Anlagen sowie die Kosten für Fachplanung, Baubegleitung und die Zertifizierung der Nachhaltigkeit. Der Kreditrahmen beträgt 100.000 € pro Wohneinheit, oder 150.000 € bei Gebäuden mit QNG-Zertifizierung. Für Nichtwohngebäude werden 2.000 € pro Quadratmeter Nettogrundfläche (NGF) gewährt, wobei dieser Betrag mit QNG-Zertifizierung auf 3.000 € pro Quadratmeter erhöht werden kann. Kommunen und Landkreise können zusätzlich Investitionszuschüsse erhalten.

Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW):

Diese Förderung ist in vier Module unterteilt:

Modul 1: Hier wird die Erstellung von Machbarkeitsstudien zur Errichtung treibhausgasneutraler Wärmenetze gefördert. Es wird ein Zuschuss von 50 % der förderfähigen Kosten bis maximal 2 Millionen Euro gewährt.

Modul 2: Systemische Förderung von Investitions- und Betriebskosten für neue Wärmenetze, die mindestens 75 % erneuerbare Energien (EE) oder Abwärme nutzen. Es wird ein Investitionszuschuss von 40 % der förderfähigen Kosten, maximal 100 Millionen Euro, gewährt, wobei die Höhe der Förderung auf die Wirtschaftlichkeitslücke beschränkt ist.

Modul 3: Förderung von Einzelmaßnahmen wie Energieerzeugern, Wärmespeichern, Rohrleitungen für den Anschluss an EE oder Abwärme, sowie der Erweiterung von Wärmenetzen und Wärmeübergabestationen. Auch hier beträgt der Investitionszuschuss 40 % der förderfähigen Kosten, begrenzt auf 100 Millionen Euro.

Modul 4: Betriebskostenförderung, bei der bis zu 90 % der nachgewiesenen Stromkosten gefördert werden. Die genaue Höhe wird individuell ermittelt.

Beide Programme bieten substanzielle finanzielle Unterstützung, um nachhaltige und energieeffiziente Infrastrukturen zu fördern.

6 Handlungsempfehlungen

Für das Neubauquartier Broda Neukrug in Neubrandenburg wurde die Zielsetzung definiert, eine treibhausgasneutrale Energieversorgung sicherzustellen. In diesem Zusammenhang wurden verschiedene Optionen zur Energieerzeugung und -versorgung geprüft, wobei sich unter technischen und Nachhaltigkeitsaspekten vor allem eine Variante der Stromerzeugung und zwei Varianten für die Wärmeversorgung als geeignet herausgestellt haben.

Für die Stromversorgung ist die Installation von Photovoltaikanlagen unerlässlich. Auf diese Weise kann eine möglichst klimagerechte und gleichzeitig wirtschaftlich darstellbare Variante zur Stromversorgung umgesetzt werden. Mit Photovoltaik kann ein wesentlicher Beitrag zur Stromversorgung geleistet werden, wodurch der Autarkiegrad des Quartiers erhöht wird. Dabei werden die sonst ungenutzten Flächen auf Dächern und gegebenenfalls Fassaden zur Energieumwandlung optimal genutzt. Photovoltaik ist eine heute bereits recht ausgereifte Technologie zur effizienten Stromerzeugung, deren Bedeutung in Zukunft stetig wachsen wird.

Bei der Wärmeversorgung haben sich zwei Optionen als sinnvoll erwiesen: zentrale Geothermie und dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen. Bei einer möglichen Bohrtiefe von bis zu 400 Metern bietet die zentrale Geothermie eine hohe Effizienz und Versorgungssicherheit. Des Weiteren überzeugt diese Lösung durch Klimaneutralität sowie geringe Wartungs- und Instandhaltungskosten. Allerdings ist die Sondenfläche nach der Installation für tiefgründige Bauprojekte oder extensive Wurzelsysteme nicht nutzbar. Unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit, der geringen Wärmeverluste sowie der Anzahl an Bohrungen ist die *Variante 2.2 (Geothermie-Sonden 400 m, kaltes Netz)* der *Variante 2.1 (Geothermie-Sonden 400 m, mittelwarmes Netz)* vorzuziehen.

Als alternative Option kann ein Wärmekonzept mit dezentralen Luft-Wasser-Wärmepumpen in Betracht gezogen werden. Diese Lösung besticht durch hohe Flexibilität und Skalierbarkeit sowie niedrige Betriebs- und Investitionskosten im Vergleich zu konventionellen Lösungen zur Energieversorgung. Bei der Nutzung dezentraler Wärmepumpen sind jedoch potenzielle Einschränkungen zu beachten, die sich aus Lärmemissionen ergeben können. In Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit ist hier genauer gesagt die *Variante 1.1 (Luft-Wasser-Wärmepumpen, gebäudezentrale TWW-Erwärmung)* der *Variante 1.2 (Luft-Wasser-Wärmepumpe, dezentraler TWW-Erwärmung)* vorzuziehen. Die Resultate werden auch durch die durchgeführte Sensitivitätsanalyse gestützt.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sowohl Photovoltaikanlagen für die Stromversorgung als auch zentrale Geothermie und dezentrale Wärmepumpen für die Wärmeversorgung vielversprechende Ansätze zur Erreichung einer treibhausgasneutralen Energieversorgung im Quartier darstellen. Es wird empfohlen, die Stromversorgung durch PV-Anlagen sicherzustellen sowie, sofern die Tiefe der Sondenbohrungen möglich ist, die *Variante 2.2 (Geothermie-Sonden 400 m, kaltes Netz)* umzusetzen. Sollte die Sondentiefe nicht realisierbar sein, wird die *Variante 1.1 (Luft-Wasser-Wärmepumpen, gebäudezentrale Warmwasserbereitung)* empfohlen.