



STADTQUARTIER 2050



überlingen



energieagentur



Assoziierte Partner:



M2.1.1

Entwicklung eines klimaneutralen Versorgungskonzepts für das Bürgerhospital Stuttgart

Wissenschaftliches Hintergrunddokument



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

AUFGRUND EINES BESCHLUSSES DES DEUTSCHEN BUNDESTAGES

Erstellt im Verbundvorhaben STADTQUARTIER 2050 im Rahmen der Förderinitiative „Solares Bauen / Energieeffiziente Stadt“ aus dem 6. Energieforschungsprogramm

Autoren:

Johannes Schrade, Hans Erhorn, Heike Erhorn-Kluttig,
Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP

Stuttgart, 14. August 2020

Inhalt

2	Hintergrund	4
3	Ausgangslage	5
3.1	Projektgebiet	5
3.2	Bettenhaus	8
3.3	Infrastruktur	9
4	Methodik	10
4.1	Modellierung	10
4.2	Bewertungsmethode	12
4.3	Modellparameter	14
4.4	Wirtschaftlichkeitsanalyse	18
5	Ergebnisse	18
5.1	EE-Potenzial	18
5.2	Solarenergie	19
5.3	Geothermie	23
5.4	Abwasserwärme	25
5.5	Heizleistung	26
5.6	Sensitivitätsanalyse	28
5.6.1	Basisvariante	28
5.6.2	Wärmeerzeuger	31
5.6.3	Netzgebundene Wärmeversorgung	36
5.6.4	Variantenrechnung	38
5.7	Klimaneutrale Versorgungskonzepte	43
5.7.1	Energiebilanz und Treibhausgasemissionen	44
5.7.2	Wirtschaftlichkeitsbewertung	51
6	Zusammenfassung und Fazit	53
7	Literaturverzeichnis	55
A.1	Geometrische Kenngrößen der verwendeten D-ECA Typgebäude	60
A.2	THG-Emissionsfaktor Fernwärme	60

A.3	Parameterstudie	61
A.4	Kosten	62
A.5	Geothermie	64
A.6	Heizleistung	66

2 Hintergrund

Das Areal des ehemaligen Bürgerhospitals in Stuttgart soll bis zum Jahr 2035 zu einem klimaneutralen Quartier umgebaut werden. Dieses ambitionierte Projekt wird durch das Forschungsvorhaben „Stadtquartier 2050“ unterstützt, das von den Bundesministerien für Bildung und Forschung (BMBF) sowie Wirtschaft und Energie (BMWi) als Leuchtturmvorhaben gefördert wird.

Als besondere Herausforderung soll ein Großteil der neuen Wohnungen im Projektgebiet im Rahmen des geförderten Wohnungsbaus errichtet werden, daneben müssen diverse identitätsstiftende Bauten erhalten werden. Die restlichen derzeit bestehenden Gebäude werden im Zuge der Konversion abgerissen und durch neue Gebäude ersetzt.

Um das Ziel der Klimaneutralität erreichen zu können, sind neben hocheffizienten Neubauten und einer Energieversorgung basierend auf erneuerbaren Energien auch die Bestandsgebäude mit einem möglichst ambitionierten Wärmeschutzniveau zu sanieren.

Klimaneutralität im Sinne der Projektdefinition bedeutet, dass die anrechenbaren Treibhausgasemissionen (THG) der für den Gebäudebetrieb (Wärme- und Stromversorgung) des Quartiers verwendeten Energieträger in der Jahresbilanz Null ergeben. Dafür werden die einzelnen Treibhausgase in eine der Wirkung entsprechenden Menge CO₂ umgerechnet (CO₂-Äquivalent). Sie können durch technische Kompensation substituiert werden. Als Kompensationsmaßnahmen können Klimaschutzmaßnahmen umgesetzt werden, mittels denen die CO₂-äquivalenten Emissionen im Quartier durch Treibhausgas-Einsparungen an anderer Stelle wieder ausgeglichen werden (z. B. durch Export von im Quartier erzeugter überschüssiger Wärme oder Strom aus erneuerbaren Energiequellen in das regionale oder überregionale Strom- oder Wärmenetz).

Im vorliegenden Bericht werden die für das Energiekonzept relevanten städtebaulichen, rechtlichen und strukturellen Randbedingungen für das Projektgebiet zusammengestellt und eine Ausgangslage beschrieben. Basierend auf diesen Grundlagen erfolgt eine Potenzialanalyse zur Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien im Stadtquartier. Anhand des städtebaulichen Entwurfs mit dem Planungsstand Frühjahr 2020 wird anschließend eine Versorgungsvariante entwickelt, die als Basisvariante (Business As Usual) den herkömmlichen Trend im Neubau und bei der Bestandsanierung in Stuttgart abbildet.

Ausgehend von dieser Basisvariante werden im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse unterschiedliche Parameter wie Wärmeschutz, Wärmeerzeugung, Geräteausstattung und Betriebsweisen beleuchtet und deren Bedeutung für

ein klimaneutrales Versorgungskonzept abgeleitet. Abschließend werden geeignete Versorgungsvarianten vorgestellt und eine Wirtschaftlichkeitsbewertung unterschiedlicher Technologien und Konzepte vorgenommen mit dem Ziel, die makroökonomisch günstigste Lösung für eine klimaneutrale Energieversorgung zu finden.

Veränderliche Randbedingungen, die städtebaulichen Planungsfortschritte und die vom Konzept abweichenden Vorstellungen der Investoren sollen fortlaufend dokumentiert und die Auswirkungen auf das klimaneutrale Versorgungskonzept untersucht werden. Die Weiterentwicklungen werden in einem separaten Dokument, welches kontinuierlich fortgeschrieben werden soll, festgehalten.

3 Ausgangslage

3.1 Projektgebiet

Das rund 5 Hektar große Projektgebiet erstreckt sich über das Areal des ehemaligen Bürgerhospitals und der angrenzenden Liegenschaft der Abfallwirtschaft Stuttgart (AWS) an der Türlenstraße im Stadtgebiet Stuttgart-Nord [Stuttgart 2020]. Mit der Verlagerung des Klinikbetriebs und der Abfallwirtschaft werden Flächen in zentraler, innenstadtnaher Lage frei. Die städtebauliche Planung sieht eine Umnutzung des Areals als allgemeines Wohngebiet mit ca. 660 Wohneinheiten vor, das Wohnraum für rund 1.500 Menschen bieten soll, sowie eine Ansiedlung von Dienstleistungs- und Handwerksbetrieben. Ein Großteil der neuen Wohnflächen ist für geförderten Wohnungsbau (sozialer Mietwohnungsbau, Mietwohnungen für mittlere Einkommensbezieher, preiswertes Wohneigentum) und Baugemeinschaften vorgesehen (siehe Bild 1).

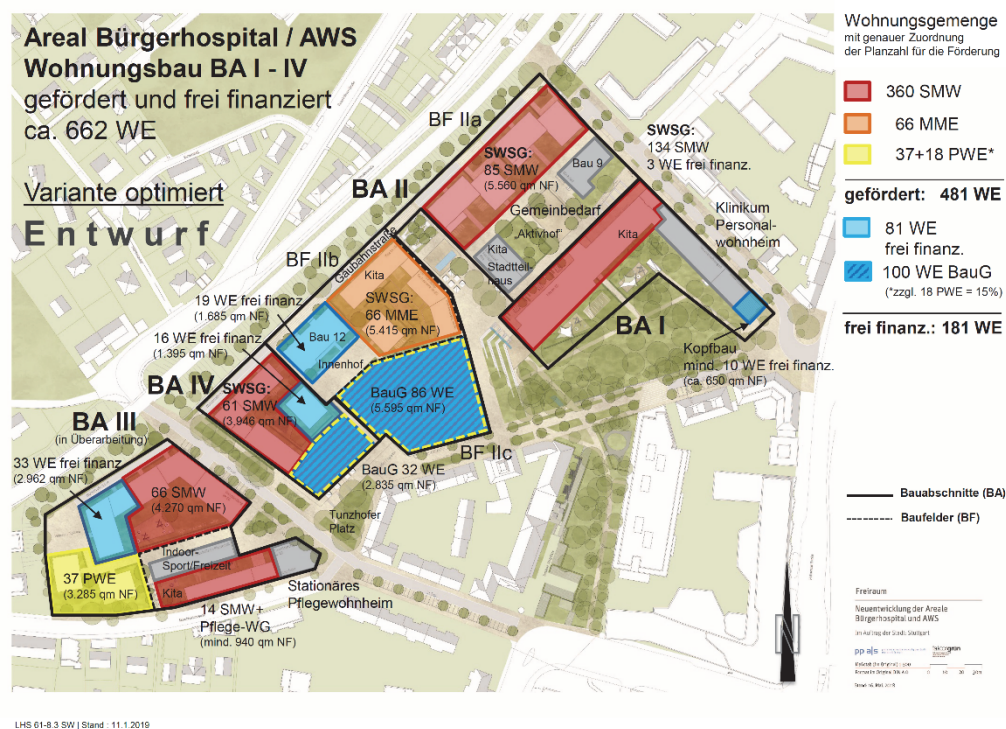


Bild 1:
Geplanter Wohnungsbau im Projektgebiet (Quelle: LH Stuttgart).

Für die Berechnung der Anzahl Wohneinheiten in Bild 1 wurden die Flächen im ehemaligen Personalwohnheim aus Bauabschnitt I nicht berücksichtigt. Würde man eine mittlere Wohnungsgröße von 75 m² ansetzen, so ergeben sich in diesem Gebäude weitere 38 Wohneinheiten, wodurch sich eine Gesamtzahl von ca. 700 Wohneinheiten im Stadtquartier ergibt.

Die Neuentwicklung des Projektgebiets unterteilt sich in vier Bauabschnitte, deren Realisierung zu unterschiedlichen Zeitpunkten bis 2035 vorgesehen ist. Die Gebäude im Bauabschnitt BA I, bestehend aus dem identitätsstiftenden Bettenhaus und dem angrenzenden Personalwohngebäude, sollen nach derzeitigem Planungsstand (Stand Frühjahr 2020) erhalten und durch Anbauten und Aufstockungen erweitert werden (siehe Bild 2). Auch der angrenzende Patientengarten mit seinem alten Baumbestand soll weitestgehend erhalten bleiben. Eigentümer der Bauten ist die Stuttgarter Wohnungs- und Städtebaugesellschaft mbH (SWSG), die sich bereits mit der Umsetzungsplanung für die Gebäudesanierung beschäftigt (siehe Kapitel 3.2).

In den Bauabschnitten BA II bis BA IV wird ein Großteil der Bestandsbauten abgerissen und durch Neubauten ersetzt. Nur die besonders erhaltenswerten Bauten wie der ehemalige Reitstall auf dem AWS-Gelände, das Kesselhaus im Bauabschnitt BA IIa sowie das zurzeit als Flüchtlingsunterkunft genutzte Gebäude im Bauabschnitt BA IIb bleiben bestehen (siehe Bild 2).

Neuentwicklung der Areale Bürgerhospital und AWS

Bauabschnitte (Stand 01.04.2019)

Realisierungshorizont: Baubeginn-Fertigstellung

- I** ab 2018-2021
ohne Personalwohnungen Bau 1
- IIa** ab 2021-2023
mit Personalwohnungen
- IIb IIc** ab 2021 möglich (Umsetzung offen)
→ abhängig von Flüchtlingsunterbringung
- III** ab 2025-2027
abhängig von Verlagerung AWS
- IV** ab 2026 möglich
→ abhängig von Rückbau KITA
Tunzhofer Str. 24, Laufzeit bis
2035 (Verlagerung in
Bettenbau geplant)



Anlage 2k zu GRD's 478/2020

Bild 2:
Städtebauliche Neuentwicklung des Projektgebiets mit Realisierungshorizont
(Quelle: LH Stuttgart).

Der städtebauliche Entwurf sieht eine Gebäudehöhe von bis zu acht Vollgeschossen vor. In den einzelnen Bauabschnitten sind die Gebäude in Blockrandbebauung um innenliegende Freiflächen angeordnet, die in sich kleine Teilquartiere bilden. Das Mobilitätskonzept sieht ein autoarmes Quartier unter Berücksichtigung von alternativen Mobilitätsformen vor. Das Projektgebiet soll über Quartiersgaragen in den jeweiligen Bauabschnitten für den motorisierten Individualverkehr erschlossen werden.

Insgesamt sollen 44 Gebäude mit einer Brutto-Grundfläche (BGF) von rund 89.100 m² entstehen. Davon entfallen 72.900 m² auf Wohnnutzung und 12.200 m² auf Gewerbe, Dienstleistungen und soziale Einrichtungen. Weitere 4.100 m² befinden sich in thermisch nicht konditionierten Gebäudebereichen. Die BGF der thermisch konditionierten Nichtwohnnutzung teilt sich auf in 1.400 m² für Nahversorgung, 3.800 m² für Büro- und Gewerbeflächen, 4.800 m² für Kindertagesstätten, 900 m² für ein Gemeinschafts- und Versammlungsgebäude und 1.300 m² für eine Pflegeeinrichtung.

Die geplante Wohnbebauung soll eine beheizte Wohnfläche von 54.600 m² umfassen. Daraus ergibt sich ein Konstruktions- und Erschließungsflächenanteil von 25 %. Die konditionierte Netto-Raumfläche (NRF) in Nichtwohngebäuden wird mittels Umrechnungsfaktoren aus der BGF berechnet (siehe [BMW 2015]). Für die Supermarktnutzung wird ein Umrechnungsfaktor von

0,92 gemäß den Erkenntnissen aus dem Forschungsvorhaben EnOB:Supermarkt [Becker 2014] verwendet. Die Planungskenngrößen und Umrechnungsergebnisse sind in Tabelle 1 zusammengestellt.

Tabelle 1:
Geplante Flächenverteilung im Quartier nach Nutzung und Bauabschnitt.

Bauabschnitt	Brutto-Grundfläche gesamt [m ²]	Beheizte Wohnfläche [m ²]	Konditionierte Netto-Raumfläche Nichtwohngebäude [m ²]
BA I	20.962	13.928	1.978
BA IIa	11.728	6.176	2.853
BA IIb	10.234	6.501	974
BA IIc	12.209	7.811	767
BA III	22.168	12.374	3.383
BA IV	11.822	7.860	555
Gesamt	89.122	54.650	10.510

Knapp 30 % der gesamten Brutto-Grundfläche soll in Bestandsgebäuden entstehen, davon rund 21.000 m² im Bauabschnitt BA I. In diesem Bauabschnitt entstehen auch mit rund 14.000 m² ein Viertel der Gesamtwohnfläche. Der größte Flächenanteil der Nichtwohnnutzung ist im Bauabschnitt BA IIa zu finden, wo ein Gemeinschafts- und Versammlungsgebäude und ein größeres Bürogebäude angesiedelt sind. Der Bauabschnitt BA III ist durch einen Supermarkt und eine Pflegeeinrichtung geprägt.

3.2 Bettenhaus

Im bereits begonnenen Bauabschnitt BA I befindet sich das erhaltenswerte ehemalige Bettenhaus, das von der SWSG zu einem Wohngebäude umgebaut und energetisch modernisiert werden soll. Im Erdgeschoss soll ein neuer Kindergarten entstehen. Das Gebäude liegt mit seinen 8 Stockwerken und einer Gesamthöhe von mehr als 24 m über der Hochhausgrenze, somit unterliegt die Gefährdungsanalyse und das Brandschutzkonzept erhöhten Anforderungen.

Die vorliegende Planung des Ingenieurbüros egsPlan zur energetischen Modernisierung des Bettenhauses basiert auf der Vorgabe eines KfW-Effizienzhaus-100-Niveaus. Das Sanierungskonzept besteht aus einem Wärmedämmverbundsystem mit Mineralfaser der WLG 041, dessen Dämmschichtdicken an der Nordwestfassade mit 22 cm und an den restlichen Fassaden

mit 10–12 cm geplant wurden. Für die neuen Fenster werden U-Werte von 1,0 W/m²K angesetzt. Zur Zielerreichung der Klimaneutralität im Quartier Bürgerhospital ist aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht die geplante Fassadendämmung als zu wenig ambitioniert zu bewerten (siehe [Schrade 2019]). Die nicht erschlossenen Effizienzpotentiale müssen andernorts aufwändig kompensiert werden.

Die Wärmeversorgung des Bettenhauses soll nach Stilllegung des vorhandenen Nahwärmenetzes durch einen Anschluss an die Fernwärme sichergestellt werden mit der Option, das Gebäude im weiteren Projektverlauf in das neu zu errichtende Nahwärmenetz des Gesamtquartiers zu integrieren. Die Heizlast des Bettenhauses soll nach der geplanten Sanierung 460 kW betragen. Für die Dimensionierung der Heizflächen wird eine Systemtemperatur von 60 °C Vorlauf- und 40 °C Rücklauf-temperatur vorausgesetzt.

Die Trinkwarmwasserbereitung soll gemäß Planung in einem zentralen Warmwasserspeicher mit Zirkulation erfolgen. Mögliche Alternativen werden noch untersucht. Die Planungen des beauftragten Ingenieurbüros sehen in den Wohnbereichen Abluftanlagen vor, im Kindergarten soll eine RLT-Anlage mit Wärmerückgewinnung installiert werden.

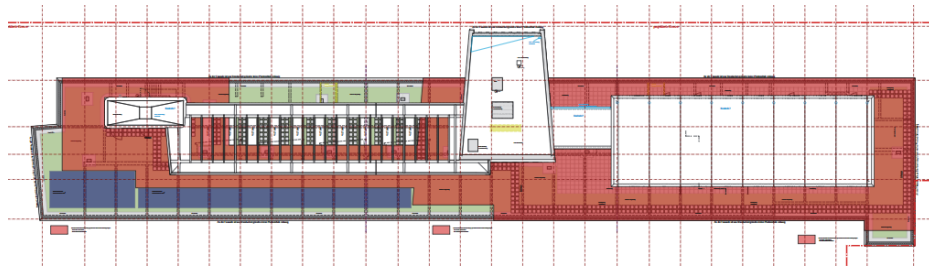


Bild 3:
Werkplanung zur Sanierung des Bettenhauses – Dachaufsicht (Quelle: SWSG).

Trotz großer Dachflächen und nach Süden orientierter Fassadenflächen sieht das vorliegende Gebäudekonzept nur eine sehr geringe Installationsfläche von 110 m² für Photovoltaik-Module vor (siehe Bild 3, blau schraffierte Fläche). Dies entspricht 5 % der Dachfläche des Bettenhauses. Die rotmarkierten Flächen, ebenso wie die Fassaden, wurden vom Planungsbüro als von Brandlasten freizuhalten Bereiche deklariert, die weißen Flächen sind aufgrund von Aufbauten nicht nutzbar.

3.3 Infrastruktur

Das ehemalige Bürgerhospital wurde bislang über ein quartierseigenes Nahwärmenetz mit Wärme versorgt. Die Heizzentrale bestehend aus einer Fernwärmeübergabestation soll nach derzeitigem Planungsstand abgerissen und

das bestehende Nahwärme- und Dampfnetz rückgebaut werden. Die Gebäude, die während der Umsetzungsphase noch genutzt werden, erhalten eine provisorische Wärmeversorgung durch einen Direktanschluss an die Fernwärme. Die im nördlichen Bereich des Bürgerhospitals liegenden Bauten 9 und 11 verfügen zusätzlich über einen Erdgasanschluss. Das angrenzende AWS-Areal wird zurzeit noch mit Gas versorgt, das zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird.

Das gesamte Projektgebiet inklusive AWS-Areal grenzt im Norden an den Bahndamm der Gäubahnstrecke, die nach derzeitigem Kenntnisstand zukünftig nur noch für den Nahverkehr und als Ausweichstrecke für den Fernverkehr Verwendung finden soll. Eigentümer der Gäubahntrasse ist die Stadt Stuttgart [Stuttgart 2011].

In unmittelbarer Nähe zum Projektgebiet verläuft außerdem ein Abwassersammelkanal, dessen Eignung für eine Abwasserwärmerückgewinnung untersucht wird (siehe Kap. 4.1.3).

Auf dem Areal des Bürgerhospitals befindet sich ein Notwasserbrunnen (GWM-Nr.: 0003/512-9). Der Brunnen ist Bestandteil des Trinkwassernotfallkonzeptes für die Landeshauptstadt Stuttgart. Die Zugänglichkeit und Funktionsfähigkeit des Notwasserbrunnens muss bei baulichen Veränderungen sichergestellt werden. Der Mindestabstand für Geothermie-Bohrungen beträgt 25 m.

Unter dem AWS-Areal wird im Rahmen des Bahnbauprojektes Stuttgart 21 ein neues Tunnelbauwerk errichtet. Eine Neubebauung in diesem Areal ist daher vorab mit der DB Projektbau GmbH abzustimmen. Die vom Tunnel unterbaute Fläche beträgt 1.270 m². Über dem Tunnelbauwerk ist ein Mindestabstand von 15 m einzuhalten. Da die minimale Überdeckung des Tunnelbauwerks bei 34 m liegt, sind Tiefenbohrungen in diesem Bereich nicht möglich. Eine geothermische Aktivierung des Tunnelbauwerks wurde von der DB Projektbau GmbH abgelehnt.

4 Methodik

4.1 Modellierung

Da eine architektonische Ausgestaltung für die geplanten Gebäude (ausgenommen Bettenhaus) noch nicht vorliegt, erfolgt die Modellierung des Stadtquartiers in erster Näherung anhand typischer Geometrien von Gebäuden, die dem städtebaulichen Plankonzept nahe kommen, und einer typischen Verteilung von Nutzungsbereichen. Die verwendeten Typgebäude wurden für den District Energy Concept Adviser (D-ECA) im Rahmen der Forschungsprogramme IEA ECBCS Annex 51 und EnEff:Stadt entwickelt

[D-ECA 2020]. Im weiteren Projektverlauf, wenn detaillierte Planungen verfügbar sind, sollen diese Gebäudemodelle verfeinert und an veränderte Randbedingungen angepasst werden. Für die Modellierung werden die Gebäude im Projektgebiet in Nutzungsarten und Baualtersklassen unterteilt, die Netto-Raumfläche der Gebäude zusammengefasst und den jeweiligen Typgebäuden zugewiesen.

Vereinfachend werden die Flächen des Gemeinschafts- und Versammlungsgebäudes in Bauabschnitt BA IIa dem Gebäudetyp Kita zugeordnet. Das Bestandsgebäude 9, das zukünftig als Kulturwerkstatt genutzt werden soll, wird als Bürogebäude modelliert. Gebäude, die mehrere Nutzungen aufweisen, werden als Mischgebäude mit Handel, Büro- und Wohnnutzung abgebildet. Da das dem Mischgebäude zugrundeliegende Typgebäude einen festen Wohnflächenanteil von 15 % aufweist, werden die betroffenen Gebäude unterteilt und für die übrige Wohnfläche ein separates Wohngebäudemodell erstellt. Trennwände und -decken zwischen diesen Gebäudeteilen werden herausgerechnet, indem der U-Wert dieser Bauteile zu Null gesetzt wird. Ein vergleichbares Vorgehen wird gewählt bei Gebäuden, deren unterschiedliche Nutzungen mit keinem Mischgebäude abgebildet werden können. Dieses Vorgehen wird beispielsweise bei der Modellierung der Pflegeeinrichtung und des Supermarkts in Bauabschnitt BA III oder des Kindergartens im Bettenhaus angewandt.

In der nachfolgenden Tabelle 2 sind die verwendeten Typgebäude zusammengestellt und deren Relevanz für das Stadtquartier anhand ihres Bezugsflächenanteils veranschaulicht. Als Bezugsfläche wird die konditionierte Netto-Raumfläche verwendet. Die beheizte Netto-Raumfläche in Wohngebäuden ist keine Planungsgröße, sondern ergibt sich aus den verwendeten Typgebäuden.

Mit 84 % weist der Typ „Großes Mehrfamilienhaus“ den mit Abstand größten Anteil an der Netto-Raumfläche auf, gefolgt vom Typ „Kindergarten“ mit 7 %. Der Flächenanteil der restlichen vier Typgebäude beträgt 2 bis 3 %. Die geometrischen Kenngrößen der verwendeten Typgebäude können dem Anhang A.1 entnommen werden.

Tabelle 2:
Verwendete D-ECA-Typgebäude für die Modellierung des Stadtquartiers mit Angabe ihrer Netto-Raumfläche.

Gebäudetyp	Netto-Raumfläche [m ²]	Anteil [%]
Großes Mehrfamilienhaus	58.227	84
Kindergarten (inkl. Versammlung, Gemeinschaftshaus)	4.863	7
Mischgebäude C (15 % Wohnen, Handel, Büro, Gewerbe)	2.128	3
Bürogebäude (inkl. Werkstatt)	1.431	2
Supermarkt	1.319	2
Pflegeheim	1.088	2
Gesamt	69.056	100

4.2 Bewertungsmethode

Die energetische Bewertung der Liegenschaft erfolgt nach dem Monatsbilanzverfahren gemäß DIN V 18599 [DIN 2018] unterstützt durch die Fraunhofer-IBP-Software District Energy Concept Adviser [D-ECA 2020]. In der Software-Umgebung werden die gebäudebedingten Energiebedarfe für Heizen, Kühlen und Lüften sowie die nutzerbedingten Energiebedarfe für Beleuchtung, Trinkwarmwassererzeugung, Prozesse und den Betrieb von Geräten für einzelne Gebäude ermittelt und über das Stadtquartier aufsummiert. Auf Basis des Gesamtenergiebedarfs des Quartiers werden anschließend die verursachten THG-Emissionen nach der Verursacherbilanz bestimmt. Aus den THG-Emissionen ergibt sich schließlich die notwendige Menge an zu erzeugender und zu exportierender (ins öffentliche Netz einzuspeisender, lokal generierter) erneuerbarer Energie, um bilanziell über das Jahr eine klimaneutrale Energieversorgung sicherstellen zu können.

Die Bewertung der Klimarelevanz erfolgt anhand von THG-Emissionsfaktoren nach DIN V 18599-1 [DIN 2018] (siehe Tabelle 3). Für Fernwärme wird der lokale THG-Emissionsfaktor vom Netzbetreiber nicht ausgewiesen, daher wird auf Basis des im Stuttgarter Kraftwerkpark eingesetzten Energieträgermixes ein THG-Emissionsfaktor abgeschätzt (siehe Anhang A.2). Die Berechnungsmethodik orientiert sich am AGFW-Arbeitsblatt FW 309-1 [AGFW 2010] zur Bestimmung des spezifischen Primärenergiefaktors von Fernwärme. Für die Einspeisung von Strom ins Netz wird in Abhängigkeit der Stromerzeugung ein Verdrängungsstrommix angesetzt, wobei der exportierte Strom der volatilen Energieerzeugung aus Photovoltaik (PV) mit dem

THG-Emissionsfaktor des nicht-erneuerbaren Anteils des Gesamtstrommix bewertet wird. Im Gegensatz dazu wird der exportierte, grundlastfähige Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bessergestellt und mit dem THG-Emissionsfaktor des Gesamtprimärenergieanteils im Stromnetz beaufschlagt.

Tabelle 3:
THG-Emissionsfaktoren und Energiepreise bzw. Einspeisevergütungen für untersuchte Energieträger.

Energieträger	CO ₂ -äquiv.-Faktor [g/kWh]	Energiepreis / Einspeisevergütung [Cent/kWh]
Strom	550	28,6
Fernwärme	245	10,7
Erdgas	240	5,8
Biogas	120	9,9
Biomasse	40	3,0
Verdrängungsstrommix KWK	860	4,1
Verdrängungsstrommix PV	550	10,0

Für die Kostenberechnung werden die aktuellen Energiepreise in Stuttgart (Stand: 2019) als Bruttokosten angesetzt. Strom-, Erdgas- und Fernwärmepreise entsprechen Angaben des Energieversorgers EnBW. Der Preis für 100 % Biogas ist dem aktuellen Angebot für Privatkunden des Energieversorgers Naturstrom [Naturstrom 2019] entnommen. Für Biomasse wurde ein Energiepreis aus dem Preisindex von C.A.R.M.E.N. e.V. [CARMEN 2019] für den süddeutschen Raum ermittelt. Die Einspeisevergütung für PV-Strom wird für Großanlagen mit einer Spitzenleistung größer 40 kW_p mit Stand Januar 2019 angesetzt [BNA 2019]. Für den eingespeisten KWK-Strom wird der Durchschnittspreis des 1. Quartals im Jahr 2019 verwendet [EEX 2019].

Für die energetische Bewertung werden die meteorologischen Daten des Standorts Mannheim (Region 12) gemäß DIN V 18599-10, Tabelle E.14, verwendet. Die Gradtagzahl für den Standort Mannheim beträgt 3.132 Kh bei einer Heizgrenztemperatur von 15 °C und einer Innenraumtemperatur von 20 °C. Die jährliche Strahlungsintensität auf horizontaler Fläche liegt bei 1.089 kWh/m²a und die mittlere jährliche Außentemperatur bei 11,1 °C (siehe DIN V 18599-10). Vergleicht man diese Klimadaten mit den langjährigen Mittelwerten in Stuttgart, so ergeben sich nur geringfügige Abweichungen von unter 3 %.

4.3 Modellparameter

Bei der Bilanzierung des Energiebedarfs der Siedlung werden verschiedene Modellparameter variiert. Hierzu gehören die baulichen Eigenschaften der Gebäude, deren technische Ausstattung, die Art der Wärmeversorgung sowie Steuerung, Regelung und Betrieb der Gebäudetechnik. Im Folgenden werden die einzelnen Parameter vorgestellt und ihre untersuchten Ausprägungen beschrieben. Eine komprimierte Übersicht kann dem Anhang A.3 entnommen werden.

U-Werte

Beim baulichen Wärmeschutz werden jeweils drei Anforderungsniveaus für den Neubau und die Bestandsanierung untersucht. Als Basisvariante wird im Neubau ein Wärmeschutzniveau gemäß KfW-Effizienzhaus 55 angesetzt, was der heute üblichen gehobenen Baupraxis entspricht. Für die Bestandsanierung wird in der Basisvariante von einem KfW-Effizienzhaus 100 ausgegangen. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wird ein ambitioniertes Wärmeschutzniveau für den Neubau mit KfW-Effizienzhaus 40 und für die Sanierung mit KfW-Effizienzhaus 70 untersucht und einer Variante mit EnEV-Mindestanforderungen für Sanierung und Neubau gegenübergestellt. Die angesetzten U-Werte können Tabelle 4 entnommen werden.

Tabelle 4:
Zugrunde gelegte Bauteilkennwerte für die unterschiedlichen untersuchten Wärmeschutzniveaus.

U-Werte [W/m²K]	Sanierung			Neubau	
	EnEV San	KfW 100	KfW 70	KfW 55	KfW40
Außenwand	0,50	0,25	0,20	0,17	0,11
Dach	0,30	0,20	0,15	0,13	0,07
Kellerdecke / Bodenplatte	0,60	0,30	0,25	0,21	0,12
Fenster	1,80	1,30	1,00	0,90	0,80

Weitere bauliche Kennwerte

Sämtliche Modellgebäude werden in einer mittelschweren Bauweise abgebildet. Die Zuschläge für Wärmebrückeneffekte werden in Abhängigkeit des Wärmeschutzniveaus angesetzt, ebenso wie die Infiltrationsluftwechselraten und die Teilbeheizungsfaktoren (siehe [D-ECA 2020]).

Kühlung

Alle Gebäude erhalten in der Basisvariante eine Jalousie als außenliegenden Sonnenschutz, auf eine aktive Kühlung wird verzichtet. Einzig im Supermarkt wird die Hauptnutzungszone über eine Kompressionskältemaschine gekühlt. In der Sensitivitätsanalyse entfällt der Sonnenschutz, stattdessen werden die Hauptnutzungsbereiche der Nichtwohngebäude und die Wohngebäude aktiv gekühlt. Dabei werden drei Varianten der Kühlung untersucht, eine mit dezentralen Split-Geräten (EER = 2,6) [DIN 2018] und zwei Varianten mit zentraler Kälteerzeugung, die die Gebäude über ein Kältenetz mit Kälte versorgen. Untersucht werden eine wassergekühlte Kompressionskältemaschine (EER = 4,0) [DIN 2018] und eine Absorptionskältemaschine (Nennwärmezahl $\zeta = 0,7$) [DIN 2018]. In den zentralen Versorgungsvarianten wird auch die Kälteerzeugung des Supermarktes angepasst.

Lüftung

In der Basisvariante erhalten alle Gebäude unabhängig von ihrer Nutzung und ihrem Baujahr eine Abluftanlage ohne Wärmerückgewinnung. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wird untersucht, welchen Einfluss eine reine Fensterlüftung bzw. eine Lüftung mit mechanischen Zu- und Abluftanlagen mit Wärmerückgewinnung (WRG 85 %) auf die Energieeffizienz des Quartiers besitzt.

Wärmeversorgung

Für die Wärmeversorgung werden in einem ersten Bearbeitungsschritt verschiedene Wärmeerzeuger hinsichtlich ihrer Klimawirkung gegenübergestellt. Dabei werden typische Jahresnutzungsgrade für unterschiedliche Technologien angesetzt und die entstehenden Emissionen je Kilowattstunde Erzeugerwärmeabgabe bestimmt. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass Verteil-, Speicher- und Übergabeverluste im Gebäude für alle untersuchten Wärmeerzeuger gleich sind.

In einem zweiten Schritt erfolgt eine Sensitivitätsanalyse für unterschiedliche Nahwärmekonzepte. Dabei werden die Einflüsse von Systemtemperatur, Dämmung, Wärmedichte und Betriebsweise analysiert und die Vor- und Nachteile einer zentralen Versorgungsvariante beleuchtet.

Abschließend werden unterschiedliche zentrale und dezentrale Versorgungsvarianten gegenübergestellt. Die Basisvariante sieht eine gebäudeweise Wärmeversorgung mit Fernwärme vor. Als dezentrale Lösungen werden der gebäudeweise Einsatz von Gas-Brennwertkesseln ($\eta_{th} = 1,03$), Luft-Wasser-Wärmepumpen (JAZ = 3,0) und Sole-Wasser-Wärmepumpen (JAZ = 4,0; vgl. [Bergmann 2017]) untersucht. Bei den zentralen Versorgungslösungen werden Wärmезentralen mit gasbefeuertem Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einem thermischen Wirkungsgrad $\eta_{th} = 50\%$ und einem elektrischen Wirkungsgrad $\eta_{el} = 37\%$ und einem Gas-Brennwertkessel zur Spitzenlastdeckung betrachtet. Der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Wärmeerzeugung wird mit 35% angenommen. Zudem wird je eine Variante mit Biomasseheizwerk ($\eta_{th} = 0,83$) und mit zentraler Sole-Wasser-Wärmepumpe (JAZ = 3,5) untersucht. Die thermischen Wirkungsgrade sind der DIN V 18599-5 entnommen.

Trinkwarmwasserbereitung

Die Trinkwarmwasserbereitung wird in der Basisvariante mit gebäudeweisen zentralen Trinkwarmwasserspeichern mit Zirkulation modelliert. Die Wärmeerzeugung erfolgt kombiniert mit der Wärmeenergie für die Gebäudebeheizung. In den Variantenrechnungen werden die Ergebnisse einer dezentralen Trinkwarmwasserbereitung mit elektrischen Durchlauferhitzern sowie der wohnungsweise Einsatz von Frischwasserstationen in Vergleich gebracht.

Thermische Solaranlagen

In der Basisvariante wird auf die Wärmegewinnung durch solarthermische Anlagen verzichtet, während in der Sensitivitätsanalyse die Wirkungen einer solaren Trinkwarmwasserbereitung sowie einer solaren Heizungsunterstützung untersucht werden. Die Dimensionierung der thermischen Solaranlagen für die Trinkwarmwasserbereitung erfolgt mittels dem pauschalierten Ansatz gemäß § 7 des EWärmeG für Wohngebäude mit 0,06 m² Kollektorfläche je m² Wohnfläche und gemäß § 14 EWärmeG für Nichtwohngebäude mit 0,06 m² Kollektorfläche je m²_{NRF} [Land BW 2015]. Die Kollektorfläche für die solare Heizungsunterstützung wird nach [BDH 2011] näherungsweise mit einem Aufschlag von 80% auf die Kollektorfläche für die solare Trinkwarmwasserbereitung ermittelt. Die angesetzte Gesamtkollektorfläche für die Trinkwarmwasserbereitung beträgt 3.912 m² und für die solare Heizungsunterstützung 7.041 m². In beiden Varianten werden nach Süden orientierte

Flachkollektoren verwendet. Für die Trinkwarmwasserbereitung wird ein Neigungswinkel von 30 ° angenommen, für die Heizungsunterstützung von 45 °.

Nutzerstrom und Beleuchtung

Bei der Geräteausstattung werden zwei Effizienzlevel untersucht. Während in der Basisvariante von einer Ausstattung mit Standardgeräten ausgegangen wird, werden in der Sensitivitätsanalyse die Einsparpotenziale durch eine Ausstattung mit besonders stromsparenden Geräten gegenübergestellt. Für die Vergleichsstudie wurden die Stromkennwerte aus [D-ECA 2020] übernommen (siehe Tabelle 5). Die Beleuchtung wird in der Basisvariante mit LED-Technik abgebildet, in der Sensitivitätsanalyse wird ein Beleuchtungssystem mit Energiesparlampen gegenübergestellt.

Tabelle 5:
Spezifische Nutzerstromkennwerte für unterschiedliche Ausstattungs-niveaus.

Gebäudenutzung	Spezifischer Nutzerstrom [kWh/m ² _{NRFA}]	
	Standardgeräte	Stromsparende Geräte
Großes Mehrfamilienhaus	25,5	19,2
Kindergarten	13,0	9,8
Mischgebäude	25,0	18,8
Bürogebäude	30,0	22,5
Pflegeheim	25,0	18,8
Supermarkt	300,0	225,0

Gebäudeautomation

Für die Gebäudeautomation wird in Analogie zur DIN V 18599-11 der Automatisierungsgrad untersucht. Die Basisvariante wird entsprechend der Automationsklasse C modelliert, die einem gewöhnlichen Automatisierungsgrad gleichzusetzen ist. Im Vergleich dazu werden die Auswirkungen eines erhöhten Automatisierungsgrades der Klasse A und B untersucht. Der Automatisierungsgrad B erfordert den Einsatz von Gebäude- und Raumautomationsfunktionen, so dass einzelne Regeleinrichtungen miteinander kommunizieren können. Für die Klasse A müssen zusätzlich auch Funktionen des energetischen Gebäudemanagements umgesetzt werden. Dazu gehören beispielsweise Verriegelung zwischen Heizung und Kühlung sowie Monitoring oder Sollwertoptimierung. Die Festlegungen zur Regelungstechnik können

für die einzelnen Gewerke und in Abhängigkeit des Automatisierungsgrades aus Tabelle 3 der DIN V 18599-11 entnommen werden.

4.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Für eine Wirtschaftlichkeitsbewertung werden die analysierten Maßnahmen mit Kosten versehen. Die Kostenabschätzung für Wärmedämmung erfolgt mittels bauteilspezifischer Kostenkennwerte in Abhängigkeit des U-Wertes. Die zugrundeliegenden Kostenfunktionen basieren auf den vorbereitenden Untersuchungen zur EnEV 2017 [BBSR 2017]. Die angesetzten Kosten für die Gebäudetechnik sind der Kostendatenbank des District Energy Concept Advisers [D-ECA 2020] entnommen. Sie basieren auf diversen Studien und Erfahrungswerten aus vergangenen Neubau- und Sanierungsprojekten, die vom Fraunhofer IBP wissenschaftlich begleitet und ausgewertet wurden. Eine Übersicht über die verwendeten Kostenwerte kann dem Anhang 0 entnommen werden. Um die baukonjunkturellen Besonderheiten im Raum Stuttgart zu berücksichtigen, werden die Kostenkennwerte mit einem Lokalfaktor von 1,147 gemäß Baukostenindex [BKI 2017] beaufschlagt.

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit erfolgt anhand der Annuitätenmethode. Sie ist besonders gut für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit langfristiger Investitionen geeignet, da sie Zins- und Zinseszinsseffekte berücksichtigt. Die Betrachtung erfolgt makroökonomisch, d. h. die Nutzer- und Investorenaufwände werden volkswirtschaftlich gemeinsam betrachtet. Der veränderte mittlere jährliche finanzielle Aufwand durch die Optimierung der Maßnahme ergibt sich aus den geringer anfallenden mittleren jährlichen Energiekosten und den infolge der verschärften Anforderungen an die Bauteile erhöhten mittleren jährlichen Investitionskosten. Als Randbedingungen werden folgende Annahmen getroffen, die sich an den vorbereitenden Untersuchungen [Schlitzberger 2018] zur Energieeinsparverordnung (EnEV) 2017 [Deutschland 2013] orientieren:

- Betrachtungszeitraum: 30 Jahre
- Mittlere Energiepreissteigerung: 1 % p. a.
- Mittlere Zinsen für Geldanlagen (EZB-Zinssatz): 0,1 % p. a.

5 Ergebnisse

5.1 EE-Potenzial

Ausgangspunkt für die Entwicklung eines klimaneutralen Versorgungskonzepts ist die Kenntnis des nutzbaren Potenzials lokal verfügbarer erneuerbarer Energieträger, auf dessen Basis die erforderlichen Energieeffizienzmaßnahmen für die Gebäude angepasst werden.

5.2 Solarenergie

Grundsätzlich kommen zwei Solaranlagenarten in Frage – thermische Solaranlagen und Photovoltaik – die jedoch um geeignete Flächen konkurrieren. Aufgrund der höheren Flexibilität und ganzjährigen Nutzbarkeit des PV-Stroms, der für alle Anwendungen zur Verfügung gestellt und dessen ungenutzter Überschuss bei geringer Nachfrage ins Netz eingespeist werden kann, wird bei der Umsetzung einer klimaneutralen Versorgung der Gebäude im Quartier eine Belegung mit PV-Anlagen gegenüber thermischen Solaranlagen häufig bevorzugt.

Um das Solarpotenzial im Projektgebiet abzuschätzen, wird die geplante Bebauung des Stadtquartiers mit dem dynamischen Simulationsprogramm PV*SOL [Valentin 2020] analysiert. Hierzu werden 3D-Modelle der Baukörper im Projektgebiet, der Nachbarbebauung und des großen Baumbestands im Patientengarten erstellt und eine Verschattungsanalyse von Dach- und Fassadenflächen vorgenommen.

Für die Erstellung des Berechnungsmodells werden die Grundrisse aus dem Lageplan zum städtebaulichen Konzept verwendet und die absoluten Gebäudehöhen bezogen auf den Meeresspiegel angesetzt. Die untere Begrenzung der Fassadenfläche bildet der Geländeverlauf. Die Orientierung der Fassadenflächen ergibt sich aus dem Lageplan (siehe Bild 4). Für die Potenzialabschätzung werden alle Dachflächen und Fassadenflächen mit einer Orientierung zwischen Südosten und Südwesten berücksichtigt.

Für die Potentialabschätzung auf Flachdächern wird aufgrund städtischer Vorgaben von einer gleichzeitigen Begrünung der Dächer ausgegangen. Die PV-Module werden unter einer Neigung von 10° und mit einer Orientierung nach Ost und West aufgeständert. Abzüglich sonstiger, nicht nutzbarer Dachaufbauten (20 %) und Abstandsflächen zwischen den Modulreihen und zur Dachkante von jeweils 50 cm liegt der nutzbare Dachflächenanteil bei rund 65 %. Des Weiteren wird den Berechnungen zugrunde gelegt, dass sämtlich Balkone in den obersten Etagen überdacht werden und somit als Montageflächen für PV zur Verfügung stehen. Der Anteil nicht nutzbarer Flächen an Fassaden wie Fenster, Türen und Balkone wird mit 70 % angenommen. Inwiefern Fassaden- und Dachflächen von Bestandsbauten aus statischer Sicht für die Montage einer PV-Anlage nutzbar sind, wurde in der vorliegenden Potenzialabschätzung nicht bewertet. Ausgenommen hiervon ist das Bettenhaus im Bauabschnitt BA I, bei dem bereits eine statische und brandschutzgutachterliche Bewertung vorgenommen wurde (siehe Kapitel 3.2).



Bild 4:
Modellierung des geplanten Stadtquartiers in PV*Sol zur Simulation des PV-
Ertrags.

Gemäß dem städtebaulichen Entwurf beträgt die Dachfläche im Gebiet überschlägig 18.000 m² und die Fassadenfläche inklusive Fenster 51.300 m². Die Verschattungsanalyse zeigt, dass aufgrund der engen, mehrgeschossigen Bebauung große Teile der Fassadenflächen erheblich verschattet werden. Insbesondere für die unteren Geschosse sind deutliche Ertragseinbußen festzustellen. Würde man beispielsweise einen jährlichen Ertragsrückgang von maximal 10 % tolerieren, so liegt der Anteil an nutzbarer, südorientierter Fassadenfläche bei rund 1.200 m². Auf weiteren 1.840 m² der Südfassade liegen die Ertragsminderungen bei bis zu 50 %.

Für die Dachflächen sind hingegen nur sehr geringe Verschattungsverluste festzustellen. Höhere Ertragsrückgänge von mehr als 10 % sind nur auf Teilflächen von Bau 1 im Bauabschnitt BA I zu erwarten, der vom angrenzenden Bettenhaus teilweise verschattet wird, sowie bei den niedriggeschossigen Anbauten und Zwischenbauten in den Bauabschnitten BA II und BA III. Die installierbare Kollektorfläche auf den Dächern im Projektgebiet liegt bei 8.700 m².

Zur Berechnung der installierbaren Leistung wird eine spezifische Flächenleistung von 200 W/m² Modulfläche angesetzt, was aus heutiger Sicht einem Spitzenmodul entspricht [Wirth 2020]. Der spezifische Ertrag inkl. Verluste durch erhöhte Betriebstemperatur, variable Einstrahlungsbedingungen, Verschmutzung und Leitungswiderstände sowie Wandlungsverluste des Wechselrichters liegt für ost-west-orientierte, 10 ° geneigte Dachanlagen bei

800 kWh je kW_p und bei südorientierten Fassadenanlagen bei 650 kWh je kW_p. PV-Anlagen auf südostorientierten Bereichen der Satteldächer mit einer Neigung von 30 ° erreichen einen spezifischen Ertrag von 950 kWh je kW_p. Die Ertragsminderung für verschattete Bereiche von Flachdächern und Südfassaden wird pauschal mit 30 % angesetzt.

Tabelle 6:
PV-Potenzial im Stadtgebiet auf Südfassaden und Dachflächen.

Bauteile	PV-Fläche [m ²]	PV-Leistung [kW _p]	PV-Ertrag [MWh/a]
Flachdach Bettenhaus	121	24	23
Satteldächer Bestand	1.030	206	196
Flachdächer Neubau	7.550	1.510	1.182
Fassade Bettenhaus	0	0	0
Fassaden leicht verschattet	1.215	243	164
Fassaden mäßig verschattet	1.839	368	162
Gesamt	11.756	2.351	1.727

Wie Tabelle 6 zeigt, liegt das abgeschätzte Gesamtpotenzial für die PV-Stromerzeugung bei 11.760 m² Kollektorfläche mit einer Spitzenleistung von 2.350 kW_p. Diese Anlagengröße erzeugt einen PV-Ertrag von 1.730 MWh pro Jahr. Umgerechnet auf die Netto-Raumfläche der Gebäude könnte damit ein spezifischer elektrischer Jahresverbrauch von 25,0 kWh/m²_{NRF} abgedeckt werden.

Wirft man einen genaueren Blick auf die räumliche Verteilung der PV-Potenziale im Projektgebiet, so sind die spezifischen PV-Erträge bezogen auf die Netto-Raumfläche in den einzelnen Bauabschnitten sehr unterschiedlich verteilt (siehe Tabelle 7). Bezogen auf die Netto-Raumfläche liegt der spezifische Ertrag im Bauabschnitt BA I deutlich unter dem des Gesamtquartiers, was auf die geringe für PV-Nutzung zur Verfügungen stehenden Installationsflächen am Bettenhaus sowie auf verschattete Dach- und Fassadenflächen am Bau 1 zurückzuführen ist. Der höchste spezifische Ertrag auf Dachflächen ist im Bauabschnitt BA IIb festzustellen, was durch einen hohen Erschließungsgrad der Dachflächen und niedrigere Gebäudehöhen begründet ist. Die höchsten spezifischen PV-Erträge durch Fassadenanlagen sind in den Bauabschnitten BA IIa und BA IV zu erwarten.

Tabelle 7:
Spezifische PV-Erträge auf Südfassaden und Dächern bezogen auf die Netto-Raumfläche je Bauabschnitt in [kWh/m²_{NRFA}].

Bauabschnitte	Spez. PV-Ertrag [kWh/m ² _{NRFA}]		
	Dach	Fassade	Gesamt
BA I	7,0	0,5	7,5
BA IIa	27,6	7,3	34,9
BA IIb	28,6	5,9	34,5
BA IIc	20,7	4,6	25,3
BA III	24,3	5,7	30,1
BA IV	22,2	7,2	29,4
Gesamt	20,3	4,7	25,0

Neben Dach- und Fassadenanlagen sind im Bürgerhospital Freiflächenanlagen am Bahndamm der Gäubahntrasse bzw. PV-Anlagen auf ggf. nachzurüstenden Lärmschutzwänden denkbar. Je nach Umsetzung könnten so bis zu 1.400 m² zusätzliche PV-Fläche mit einer Spitzenleistung von 280 kW_p untergebracht werden. Der zusätzliche PV-Ertrag würde rund 180 MWh pro Jahr betragen.

Weitere Potenziale ließen sich durch eine Anpassung des städtebaulichen Entwurfs und eine Priorisierung der PV-Nutzung im Bebauungsplan erzielen. So könnten auf leicht geneigten, südausgerichteten Pultdächern mit Dachüberstand ohne Aufbauten bei einer vollflächigen Belegung mit PV-Modulen bis zu 3.800 m² zusätzliche Kollektorfläche untergebracht werden. Dies entspricht einer Leistungszunahme von 760 kW_p. Aufgrund der größeren Fläche und günstigeren Ausrichtung könnten zusätzlich 840 MWh pro Jahr PV-Strom erzeugt werden. So könnte durch eine strikte Solarisierung des Quartiers ein Stromertrag von bis zu 2.750 MWh pro Jahr erzielt werden.

Der Wirkungsgrad von PV-Modulen ist temperaturabhängig. Je wärmer ein PV-Modul wird, umso geringer ist seine Leistung. Die relative Abnahme des Wirkungsgrades in Abhängigkeit der Zelltemperatur liegt bei 0,4 bis 0,5 % pro Kelvin für kristallines Silizium und zwischen 0,25 und 0,3 % pro Kelvin bei amorphem Silizium [Zondag 2018]. Für die Abführung der durch Absorption solarer Strahlung entstehenden Wärme könnte an der Rückseite des PV-Moduls ein Fluid durchströmter Wärmeabnehmer installiert werden. Je nach Temperaturniveau des Kühlmediums kann durch eine gezielte Kühlung der PV-Module eine Erhöhung des Stromertrags von bis zu 10 % erreicht werden [Zenhäuser 2017]. Die gewonnene thermische Energie kann in das Nahwärmenetz eingespeist oder zur Regeneration des Erdreichs verwendet werden.

Voraussetzung für eine Integration von sogenannten flüssiggekühlten, nicht abgedeckten PVT-Flachkollektoren in das Energiekonzept des Bürgerhospitals ist jedoch die Verfügbarkeit von Hochleistungsmodulen mit einer elektrischen Spitzenleistung von $> 200 \text{ W}_p/\text{m}^2$. Eine Reduktion des flächenspezifischen PV-Ertrags zu Gunsten solarthermischer Erträge würde dem Projektziel entgegenstehen. Zudem sind mit Zusatzkosten für die hydraulische Anbindung an das Nahwärmenetz bzw. Erdreich zu rechnen und die Eigentumsverhältnisse und Gewährleistungspflichten für die zusätzliche Verrohrung vertraglich zu klären.

5.3 Geothermie

Die Nutzung von Geothermie ist im Projektgebiet stark eingeschränkt. Dies liegt einerseits an den baurechtlichen Einschränkungen durch einen Notwasserbrunnen im Patientengarten (ca. 1.600 m^2 nicht nutzbar) und durch das Tunnelbauwerk, welches im Rahmen des Bahnprojekts S21 unter dem AWS-Areal errichtet werden soll (ca. 1.500 m^2 nicht nutzbar). Andererseits können die Flächen unter den erhaltenswerten Bestandsbauten nicht genutzt werden (ca. 4.700 m^2), ebenso wie die Freiflächen im Patientengarten, die aufgrund der zu erhaltenden Baumbepflanzung für die geothermische Erschließung nicht zur Verfügung stehen.

Zusätzlich erschwert werden geothermische Bohrungen durch Gipskeuper-Schichten in einer Tiefe von 35 bis 55 m unter der Erdoberfläche. Da das Anhydrit-Gestein bei Wassereintritt langanhaltend stark quellfähig ist, stellt eine Durchbohrung des oberen Horizonts des Gipskeupers ein erhebliches Risiko dar und wird daher nicht erwogen.

Weitere Einschränkungen sind durch die geplanten zweigeschossigen Quartiersgaragen gegeben, die eine Grundfläche von rund 20.000 m^2 umfassen. Inklusive Gründung reduziert sich die Bohrtiefe im Bereiche der Quartiersgaragen um ca. 7 m (siehe Bild 16).

Probebohrungen aus den Jahren 1996 und 1997 (Quelle: LH Stuttgart) lassen darauf schließen, dass im Projektgebiet vorwiegend ein Untergrund aus Ton und Tongestein anzutreffen ist. Die spezifische Entzugsleistung von Erdsonden in dieser Gesteinsart liegt gemäß VDI 4640-2 [VDI 2011] bei bis zu 40 W/m für eine Jahresbetriebszeit von 2.400 Volllaststunden und einem Mindestabstand von 6 m zwischen zwei Erdsonden. Setzt man einen Sicherheitszuschlag von 20 % für Abstände zu Gebäuden sowie für Straßen, Wege und Kanäle an, ergibt sich eine Wärmeentzugsleistung durch Erdsonden von 1.515 kW (siehe Tabelle 8). Mit 762 kW entfällt rund die Hälfte der Entzugsleistung auf Erdsonden in der Freifläche.

Tabelle 8:
Berechnung des Geothermepotenzials von Erdwärmesonden im Projektgebiet.

Bauabschnitt	Fläche	Nutzbare Fläche unter Neubauten	Nutzbare Freifläche	Mögliche Bohrtiefen	Entzugsleistung
	[m ²]	[m ²]	[m ²]	[m]	[kW]
BA I	10.800	0	1.000	37	34
BA IIa	9.500	6.100	3.000	45	324
BA IIb	6.000	3.300	4.600	52,5	320
BA IIc	6.700	3.000	1.100	45	159
BA IV	6.500	3.300	3.200	55	299
BA III	10.200	4.300	3.900	55	380
Gesamt	49.700	20.000	16.800	-	1.515

Ein weiteres Erdwärmepotenzial ergibt sich aus der Aktivierung der Bodenplatten (20.000 m²) und Wände der Tiefgaragen (18.000 m²). Geht man von einem trockenen, bindigen Boden aus, kann nach VDI 4640-2 [VDI 2011] für einen Jahresbetrieb von 2.400 Volllaststunden eine spezifische Entzugsleistung von 8 W/m² angenommen werden. Die Gesamtentzugsleistungen durch Aktivierung der erdberührten Bauteile der Tiefgaragen liegt somit bei 295 kW. Um eine gegenseitige Beeinflussung zwischen Bauteilkollektoren und Erdsonden zu verhindern, müssten die Erdwärmesonden unterhalb der Bodenplatten einen Mindestabstand von 3 Metern einhalten. Entsprechend verkürzte Sonden würden zu einer Leistungsreduktion von 51 kW führen. Folglich liegt das zusätzlich erschließbare Potenzial bei 245 kW. Das gesamte technisch erschließbare geothermische Potenzial im Projektgebiet liegt somit bei 1.760 kW, was einem jährlichen Wärmeertrag von 4.225 MWh entspricht.

Rund um das Projektgebiet könnten weitere Erdwärmepotenziale erschlossen werden, wie beispielsweise im südlich angrenzenden Gebiet „Grüne Spange“, das mit einer Fläche von rund 4.250 m² eine Entzugsleistung von 150 kW bietet. Durch eine geothermische Erschließung des nördlich angrenzenden Bahndamms könnten auf einer Fläche von 1.400 m² weitere 56 kW entzogen werden. Der zusätzliche Wärmeertrag beträgt 495 MWh pro Jahr.

Je grösser das Erdsondenfeld und je geringer die Sondenabstände, umso stärker behindern die Nachbarsonden das passive Nachfließen von Wärme aus der Umgebung. Insbesondere bei niedrigem Grundwasserspiegel kann

die spezifische Leistungsfähigkeit einer Erdsonde nur durch eine aktive Regenerierung sichergestellt werden. Eine Möglichkeit ist die Nutzung der Erdsonden zur passiven Kühlung der Gebäude oder als Rückkühler in Verbindung mit einem Kälteerzeuger (z. B. für den Supermarkt). Um das Erdreich vollständig zu regenerieren, reicht diese Wärmemenge jedoch zumeist nicht aus [Kriesi 2018], daher würden zusätzlichen Wärmegewinne z. B. aus PVT-Flachkollektoren benötigt, um das Erdreich im Sommer mit thermischer Energie zu beladen. Eine verbindliche Aussage zur langfristigen Entzugsleistung kann jedoch erst mittels Probebohrungen und Belastungstest (Thermal Response Test) vor Ort erfolgen.

5.4 Abwasserwärme

Potenziale zur Abwasserwärme stehen im Projektgebiet nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung, da die größeren Kanäle in der Wolframstraße zu weit entfernt liegen (siehe Bild 5). Die Temperaturen im angrenzenden Kanalnetz in der Tunzhoferstraße liegen nach Auskunft der Stadtentwässerung je nach Jahreszeit zwischen 10 und 25 °C. An sehr kalten Wintertagen können die Temperaturen auch unter 10 °C fallen, so dass die Mindesttemperatur, die im Kanalnetz nicht unterschritten werden sollte, bereits ohne zusätzlichen Wärmeentzug nicht gehalten werden kann. Als zusätzliche Wärmequelle für die Wärmepumpen fällt die Abwasserwärme an den Extremtagen im Winter folglich aus. Allerdings könnte die Abwasserwärme zur aktiven Regenerierung der Erdsonden in Betracht gezogen werden, falls eine passive Kühlung der Gebäude und Rückkühlung des Kälteerzeugers im Supermarkt für die Regeneration der Erdsonden nicht ausreichen sollte.

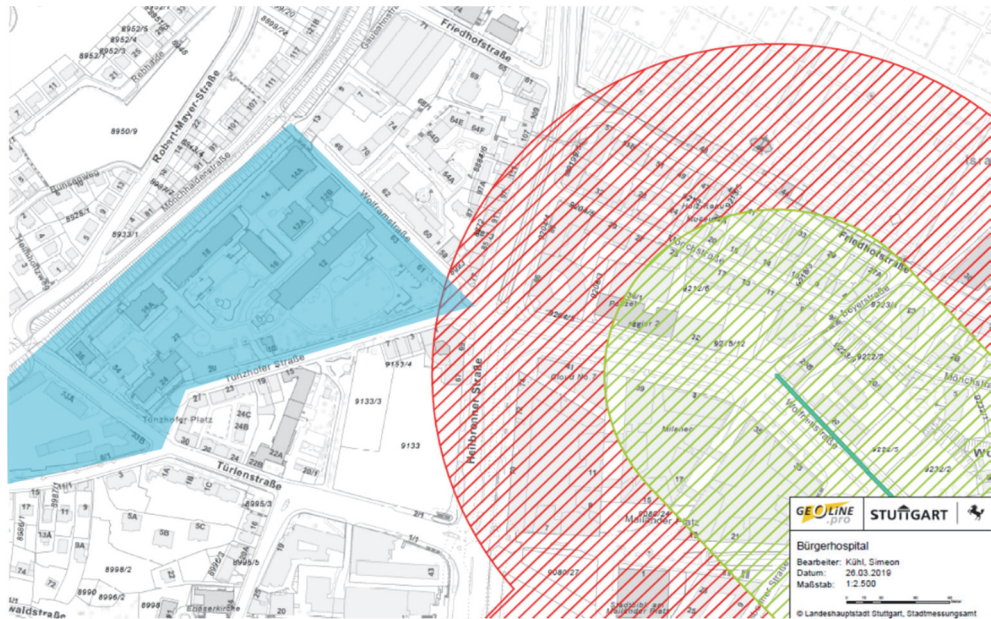


Bild 5:
Abwasserwärmepotenzial im Bereich des Bürgerhospitals mit Einschätzung der Standorteignung (grün: gut geeignet, rot: bedingt geeignet, blau: Projektgebiet).

5.5 Heizleistung

Die Grobdimensionierung der Wärmeerzeugung erfolgt auf Basis einer vereinfachten Heizlastberechnung nach DIN V 18599-2 und einer Abschätzung der benötigten Leistung für die Trinkwarmwasserbereitung in Abhängigkeit des täglichen Nutzenergiebedarfs für Trinkwarmwasser gemäß DIN V 18599-8.

Die Leistung für die Trinkwarmwasserbereitung (P_{TWW}) ergibt sich aus der Gleichung:

$$P_{TWW} = 0,42 \cdot \left(\frac{Q_{w,b,day}}{0,036} \right)^{0,7}$$

Der tägliche Nutzenergiebedarf für Trinkwarmwasser ($Q_{w,b,day}$) ist abhängig von der Gebäudenutzung und wird durch Multiplikation des spezifischen Trinkwarmwasserbedarfs nach Tabelle 7 der DIN V 18599-10 mit der Hauptnutzungsfläche der Typgebäude berechnet.

Die Heizlast der Gebäude (P_{Heiz}) ist abhängig vom umgesetzten Wärmeschutzniveau und Art der Belüftung. Solare und interne Gewinne sowie Einträge durch die Anlagentechnik werden bei der Dimensionierung nicht berücksichtigt. Die Heizlastberechnung erfolgt gemäß DIN V 18599-10 für eine mittlere Tagestemperatur von -12 °C am Auslegungstag.

Es wird davon ausgegangen, dass die Trinkwarmwasserbereitung im Vorrangbetrieb erfolgt. Die Nennleistung des Wärmeerzeugers (P_N) ergibt sich folglich aus dem Maximalwert der zu installierenden Leistung für die Trinkwarmwasserbereitung und der Heizlast der Gebäude gemäß folgender Gleichung:

$$P_N = \max(P_{Tww}; 1,1 \cdot P_{Heiz})$$

Mit dem Faktor 1,1 wird vereinfachend die notwendige zusätzliche Leistung für die Wiederaufheizung des Gebäudes nach Absenkbetrieb angesetzt. Die Fallunterscheidung erfolgt gebäudeweise unabhängig davon, ob eine zentrale oder dezentrale Wärmeversorgung dimensioniert wird. Für die Basisvariante bildet bei den meisten Gebäuden die notwendige Leistung für die Trinkwarmwasserbereitung den Maximalwert. Einzig in den Typgebäuden Supermarkt und Bürogebäude, die einen sehr geringen Trinkwarmwasserbedarf aufweisen, und in den sanierten Nichtwohngebäuden ist die Heizlast der Gebäude maßgebend.

Tabelle 9 zeigt die ermittelten Leistungen für Trinkwarmwasserbereitung und Raumheizung bei gleichzeitigem Betrieb und im Vorrangbetrieb für die Basisvariante. Es wird ersichtlich, dass durch den Vorrangbetrieb die zu installierende Leistung um mehr als 40 % reduziert werden kann. Während in den Bauabschnitten BA IIb, BA IIc und BA IV die notwendige Leistung für die Trinkwarmwasserbereitung maßgebend ist, sind in den Bauabschnitten BA I, BA IIa und BA III teilweise auch Gebäude vorhanden, bei denen die Dimensionierung der Heiztechnik durch die Heizlast des Gebäudes bestimmt wird.

Tabelle 9:
Dimensionierung der Wärmeerzeugung in der Basisvariante.

Bauabschnitte	P_{ww} [kW]	P_{Heiz} [kW]	$P_{Gleichzeitig}$ [kW]	$P_{Vorrang}$ [kW]
BA I	564	496	1.110	597
BA IIa	348	270	645	375
BA IIb	332	180	531	332
BA IIc	285	178	481	285
BA III	521	386	945	544
BA IV	280	174	472	280
Gesamt	2.331	1.685	4.185	2.413

Das Bettenhaus in Bauabschnitt BA I weist nach der Modellrechnung einen Leistungsbedarf von 446 kW auf, was 18 % der benötigten Gesamtwärme-

leistung des Quartiers entspricht. Vergleicht man das Ergebnis der Modellrechnung mit der geplanten Heizleistung des Bettenhauses von 460 kW (vgl. Kapitel 3.2), so beträgt die Abweichung nur rund 3 %.

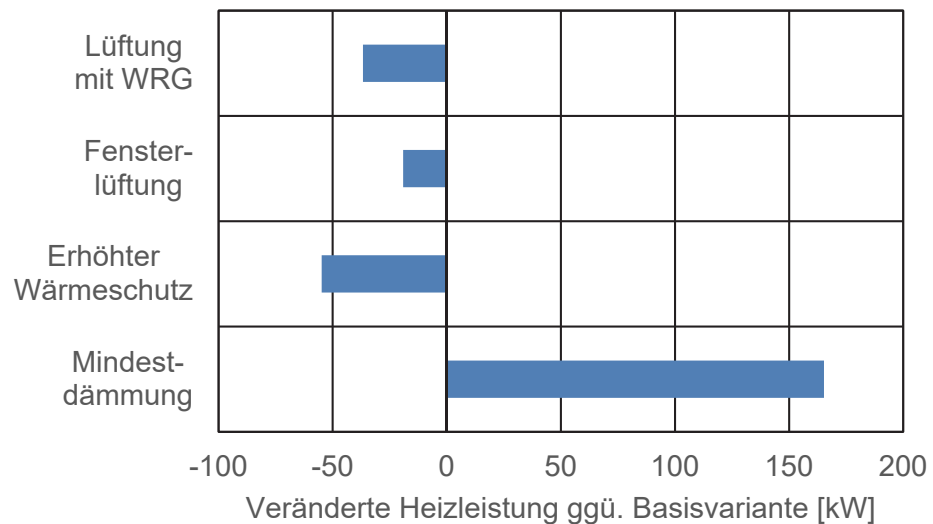


Bild 6: Gegenüberstellung der erforderlichen Heizleistung des Gesamtgebiets für unterschiedliche Varianten.

Ein Blick auf den Einfluss des Wärmeschutzes zeigt, dass eine Reduzierung des Wärmeschutzes auf Mindestanforderungen mit einem erheblichen Leistungsanstieg (165 kW) gegenüber der Basisvariante verbunden ist (siehe Bild 6). Eine Erhöhung des Wärmeschutzes auf KfW-Effizienzhaus-40-Niveau bewirkt hingegen nur eine Reduktion um 55 kW, da in den meisten Gebäuden bereits in der Basisvariante die Trinkwarmwasserbereitung maßgeblich für die Anlagendimensionierung ist. Die Wahl der Lüftung hat ebenfalls Auswirkungen auf den Leistungsbedarf der Heizung. So ergeben sich durch eine Umstellung auf Fensterlüftung in Nichtwohngebäuden geringerer Luftwechselraten, andererseits steigen die Lüftungswärmeverluste in den Wohngebäuden. Unter dem Strich lassen sich trotzdem knapp 20 kW Leistung einsparen. Eine konsequente Wärmerückgewinnung bei maschineller Lüftung könnte die Wärmeverluste in allen Gebäudetypen erheblich reduzieren, wodurch die Heizleistung um 37 kW reduziert werden könnte.

5.6 Sensitivitätsanalyse

5.6.1 Basisvariante

In der Basisvariante, wie sie in Kapitel 4.3 beschrieben ist, weisen die Gebäude einen mittleren spezifischen Wärmebedarf von 81,4 kWh/m²_{NRFA} auf

(siehe Bild 7), was einem absoluten Wärmebedarf von 5.621 MWh pro Jahr entspricht. Der Strombedarf der Gebäude für Lüftung, Beleuchtung, Kühlung und Hilfsenergien beträgt im Mittel 7,8 kWh/m²_{NRFA} bzw. 542 MWh pro Jahr. Der mittlere Nutzerstrom liegt bei 30 kWh/m²_{NRFA} bzw. 2.070 MWh pro Jahr und macht somit einen Anteil von rund 80 % des Gesamtstrombedarfs im Quartier aus.

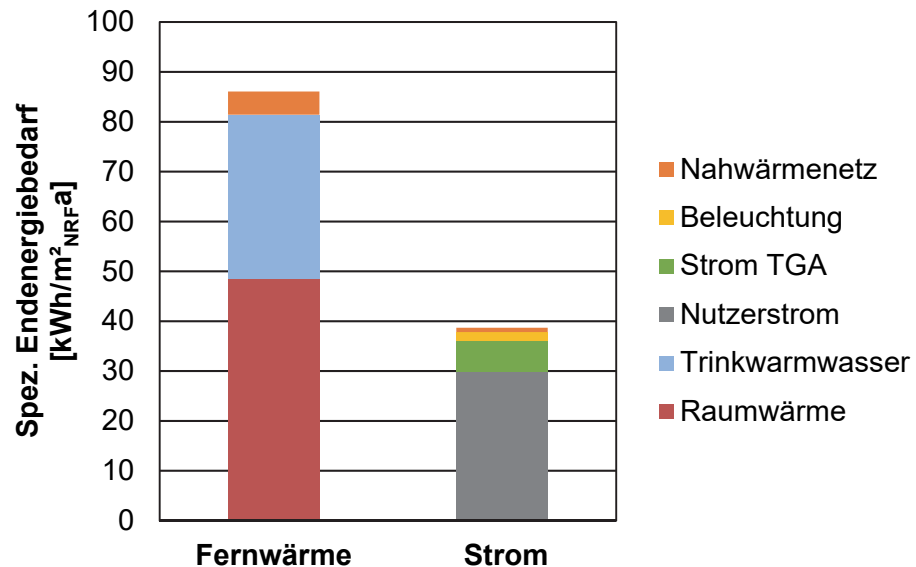


Bild 7: Spezifischer Endenergiebedarf des Stadtquartiers in der Basisvariante.

Beim Betrieb des Nahwärmenetzes entstehen Wärmeverluste in Höhe von 321 MWh pro Jahr, was einem Verlustanteil von 5,7 % entspricht. Bezogen auf die konditionierte Netto-Raumfläche beträgt der Wärmeverlust des Netzes 4,6 kWh/m²_{NRFA}. Die Pumpen, die für die Umwälzung des 3.220 m langen Nahwärmenetzes benötigt werden, haben einen Strombedarf von jährlich 59 MWh bzw. 0,9 kWh/m²_{NRFA}.

Addiert man den Endenergiebedarf der Gebäude und des Wärmenetzes, so ergibt sich ein Fernwärmebedarf von jährlich 5.942 MWh (86,0 kWh/m²_{NRFA}) und ein Strombedarf von 2.671 MWh pro Jahr (38,7 kWh/m²_{NRFA}) für das Gesamtquartier.

Die Energiekosten der Basisvariante belaufen sich auf 636.000 € pro Jahr für den Fernwärmebezug und 764.000 € pro Jahr für die Stromversorgung. Zusammen ergibt dies jährliche Energiekosten von 1,4 Mio € (Energiepreise siehe Tabelle 3).

Die durch die Energieversorgung des Quartiers emittierten THG-Emissionen betragen nach der Verursacherbilanz 2.925 t CO₂-Äquivalente pro Jahr. Die Emissionen teilen sich nahezu zu gleichen Teilen auf Fernwärme (1.456 t/a)

und Strom (1.469 t/a) auf (THG-Emissionsfaktoren siehe Tabelle 3). Der Anteil des Nutzerstroms an den Gesamtemissionen beträgt 39 %, der Betrieb des Nahwärmenetzes ist für 4 % der Emissionen verantwortlich. Auf Heizung und Trinkwarmwasserbereitung entfallen zusammen 47 % der THG-Emissionen, die verbleibenden 10 % werden durch Lüftung, Kühlung, Beleuchtung und Hilfsenergien verursacht (siehe Bild 8).

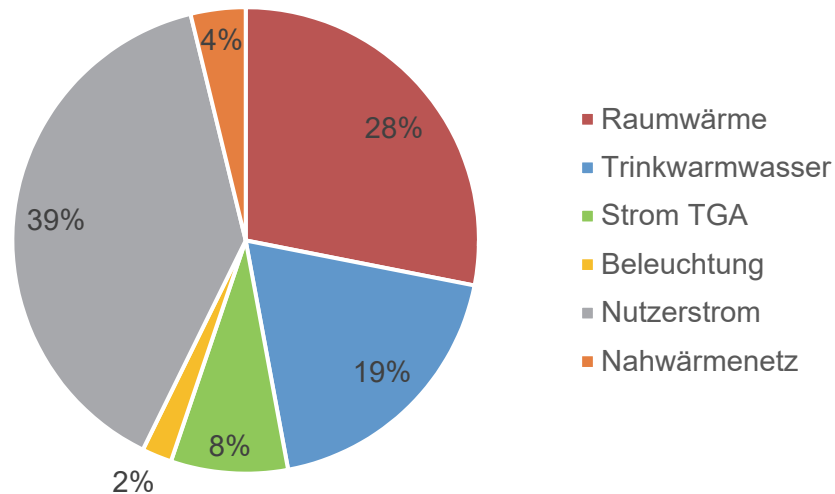


Bild 8:
Prozentuale Aufteilung der THG-Emissionen für die Basisvariante auf Basis einer Verursacherbilanz.

In Bild 9 sind die Anteile der einzelnen Bauabschnitte an der Netto-Raumfläche, am Endenergiebedarf für Wärme und Strom sowie an den THG-Emissionen dargestellt. Es zeigt sich, dass im Bauabschnitt BA I ein überproportional hoher Anteil an Wärme benötigt wird. Dies ist zurückzuführen auf den vergleichsweise großen Flächenanteil von Bestandsgebäuden, die in der Basisvariante auf das Niveau eines KfW-Effizienzhauses 100 saniert werden, während die Neubauten mit dem Niveau eines KfW-Effizienzhauses 55 deutlich weniger Heizenergie benötigen. Der größte Anteil am Strombedarf ist in Bauabschnitt BA III festzustellen, was in erster Linie durch den hohen Nutzerstrombedarf des Supermarkts begründet ist. Durch diesen überproportional hohen Anteil am Strombedarf ergeben sich auch überproportional hohe THG-Emissionen im Bauabschnitt BA III.

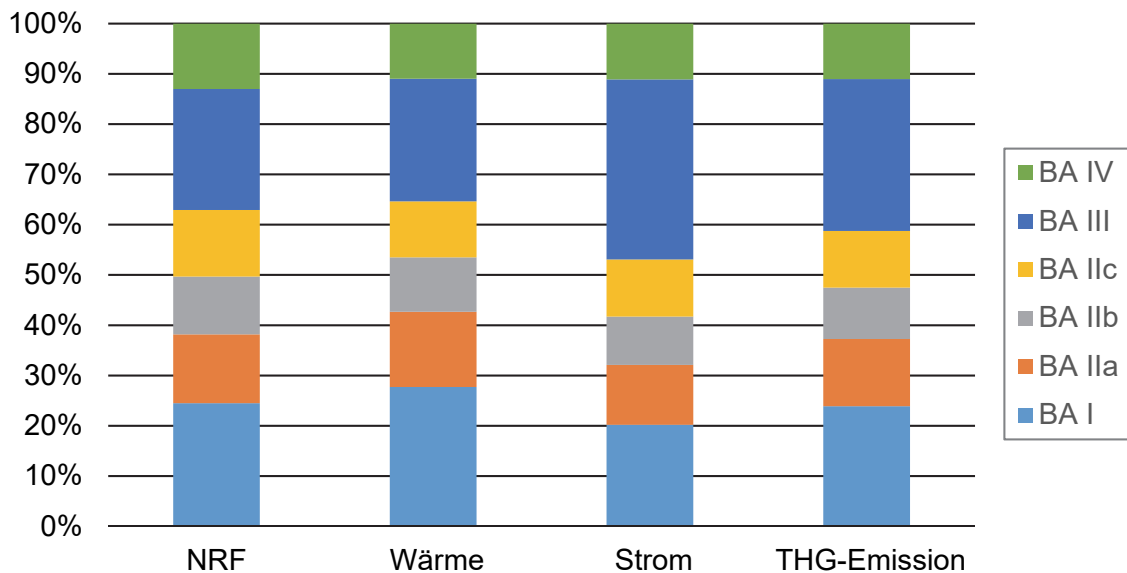


Bild 9:
Anteile der einzelnen Bauabschnitte an der Netto-Raumfläche, am Strom- und Wärmebedarf sowie an den THG-Emissionen.

Für eine klimaneutrale Energieversorgung müssten lokal 5.318 MWh pro Jahr Strom aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden. Da das lokale PV-Potenzial inklusive Bahndamm nur 1.910 MWh pro Jahr beträgt, müsste ein großer Teil des PV-Stroms außerhalb des Gebiets erzeugt werden.

Die Kosten für die PV-Anlagen inklusive Anlagen außerhalb des Quartiers belaufen sich auf 8,0 Mio € (angesetzte Preise siehe Tabelle 17). Geht man von einer vollständigen Einspeisung des PV-Stroms aus, beträgt die jährliche Einspeisevergütung 532.000 €. Durch ein entsprechendes Mieterstrommodell könnte der jährliche finanzielle Ertrag für den Anlagenbetreiber erhöht werden.

5.6.2 Wärmeerzeuger

Für die Beheizung und Trinkwarmwasserbereitung kommen grundsätzlich verschiedene Wärmeerzeuger in Frage, die jedoch sehr unterschiedliche THG-Emissionen aufweisen. Vereinfachend kann die Klimarelevanz anhand des thermischen Jahresnutzungsgrades des Wärmeerzeugers und den THG-Emissionsfaktoren der eingesetzten Energieträger bestimmt werden. Die verwendeten thermischen Nutzungsgrade entsprechen Kennwerten neuer Anlagentechnik [DIN 2018], wie sie derzeit am Markt verfügbar sind. Für die Wärmeerzeugung in KWK werden marktübliche elektrische Nutzungsgrade für große BHKW mit einer elektrischen Leistung von über 200 kW angesetzt (vgl. [Aschmann 2012]). Zum Vergleich wird ein Mikro-

BHKW mit einem thermischen Nutzungsgrad von 66 % und einem elektrischen Nutzungsgrad von 26 % bewertet [D-ECA 2020]. Der Anteil der in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Wärme wird variiert zwischen 35 %, was einer Auslegung des BHKW nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten entspricht, und 60 %, was zu einer reduzierten Volllaststundenzahl beim Betrieb des BHKW führt.

In Tabelle 10 sind die untersuchten Wärmeerzeuger sortiert nach ihrer Klimarelevanz dargestellt. Es zeigt sich, dass die in Stuttgart angebotene Fernwärme mit 245 g/kWh die höchsten THG-Emissionen der untersuchten Erzeuger aufweist, dicht gefolgt vom erdgasbefeuerten Gas-Brennwertkessel mit 233 g/kWh Wärme. Durch eine Umstellung auf Biogas könnten die THG-Emissionen des Brennwertkessels halbiert werden, wodurch dieser im Mittelfeld der untersuchten Wärmeerzeuger landet. Trotz geringerer Effizienz schneidet das Biomasse-Heizwerk von den einfachen Feuerungsanlagen ohne Stromerzeugung am günstigsten ab. Aufgrund der Feinstaubproblematik im Stadtgebiet sind Feststofffeuerungsanlagen im Projektgebiet jedoch nicht umsetzbar.

Beim Quellenbilanzansatz können Wärmepumpen thermische Energie erzeugen, ohne dass lokale Emissionen in Ansatz gebracht werden, jedoch liegen bei dem verwendeten Verursacherbilanzansatz ihre in Anrechnung zu bringenden THG-Emissionen je Kilowattstunde Wärme über dem Median der anderen untersuchten Wärmeerzeuger. Aufgrund der höheren Jahresarbeitszahl schneiden Sole-Wärmepumpen etwas günstiger ab als Luft-Wärmepumpen.

Tabelle 10:
THG-Emissionen je erzeugte Kilowattstunde Wärme für unterschiedliche
Wärmeerzeuger.

Wärmeerzeuger ¹⁾	CO ₂ -äquiv.- Faktor des eingesetzten Brennstoffs	Thermischer Nutzungs- grad	Spez. THG- Emission
	[g/kWh] ²⁾	[%]	[g/kWh]
Fernwärme	245	100	245
Gas-Brennwertkessel	240	103	233
Luft-Wärmepumpe	550	300	183
Gas-BHKW (Eigenver- brauch) ($\eta_{el} = 37 \%$, $\eta_{KWK} = 35 \%$)	240	50	177
Sole-Wärmepumpe	550	450	122
Mikro-BHKW (Einspeisung) ($\eta_{el} = 26 \%$, $\eta_{KWK} = 35 \%$)	240	66	122
Biogas-Brennwertkessel	120	103	116
Gas-BHKW (Einspeisung) ($\eta_{el} = 37 \%$, $\eta_{KWK} = 35 \%$)	240	50	97
Biomasse-Heizwerk	40	83	48
Gas-BHKW (Einspeisung) ($\eta_{el} = 37 \%$, $\eta_{KWK} = 60 \%$)	240	50	0
Biogas-BHKW (Einspeisung) ($\eta_{el} = 37 \%$, $\eta_{KWK} = 35 \%$)	120	50	-63

¹⁾ Alle Nutzungsgrade sind auf den Heizwert bezogen

²⁾ CO₂-Äquivalenzfaktoren sind auf den Heizwert bezogen

Einen Sonderfall stellt die Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung dar, da ihre Klimawirkung sehr stark vom Stromverbrauch, der Anlagendimensionierung und dem eingesetzten Brennstoff abhängig ist. Die höchsten THG-Emissionen sind mit 177 g/kWh bei einem Gas-BHKW festzustellen, dessen erzeugter Strom direkt im Quartier verbraucht wird, während dasselbe BHKW bilanztechnisch bedingt bei vollständiger Einspeisung des erzeugten Stroms mit 97/kWh wesentlich günstiger abschneidet. Grund hierfür ist der erhöhte Emissionsfaktor für den Verdrängungsstrommix, der mit 860 g/kWh deutlich über den 550 g/kWh des Bezugsstrommix liegt. Aufgrund des wesentlich geringeren elektrischen Wirkungsgrades schneidet das Mikro-BHKW trotz höherem thermischen Wirkungsgrad etwas schlechter ab und emittiert 122 g/kWh.

Eine weitere Reduzierung der THG-Emissionen ist durch eine Erhöhung des KWK-Anteils an der Wärmeerzeugung möglich. So kann ein Gas-BHKW, das seinen Strom vollständig ins Netz einspeist und einen KWK-Anteil am Wärmeverbrauch von 60 % aufweist, aufgrund des Bilanzansatzes klimaneutral betrieben werden. Am günstigsten schneidet in der vergleichenden Betrachtung jedoch das mit Biogas befeuerte BHKW ab. Aufgrund des geringen CO₂-Äquivalenzfaktors des eingesetzten Brennstoffes und dem hohen Emissionsfaktor des Verdrängungsstroms ergeben sich negative spezifische THG-Emissionen je erzeugter Kilowattstunde. Dies bedeutet, dass durch den Betrieb des Wärmeerzeugers das Klima sogar rechnerisch entlastet wird.

Diese Ergebnisse verstehen sich jedoch nur als Momentaufnahme, da mit sinkenden CO₂-Äquivalenten bei Strom, Fernwärme und Gas, wie dies im Energiekonzept der Bundesregierung für die Folgejahre vorgesehen ist, sich die Klimawirkungen der einzelnen Wärmeerzeuger verändern werden. Insbesondere die BHKW-Lösung mit vollständiger Einspeisung des erzeugten Stroms profitiert aktuell noch von der bilanziellen Begünstigung eines hohen, nicht erneuerbaren Anteils im Strom-Mix. Bis 2050 soll der THG-Emissionsfaktor für Strom jedoch auf nahe Null reduziert werden, womit das bisherige Bonussystem für die Verdrängung von nicht erneuerbarem Strom hinfällig wird. Für die folgenden Überlegungen wird mit einem CO₂-Äquivalenzfaktor des Stroms für Netzbezug und Einspeisung im Jahr 2050 von 21 g/kWh gerechnet [Fritsche 2018].

Auch der lokale Fernwärmemix wird sich zukünftig neu zusammensetzen. Gemäß den Annahmen des „Masterplans 100 % Klimaschutz“ [Schrade 2018] wird im Jahr 2050 ein Großteil der Fernwärmeezeugung durch Strom und Gas erfolgen, kombiniert mit Solarthermie, Biomasse und biogenen Reststoffen. Der in [Schrade 2018] angenommene THG-Emissionsfaktor für 2050 liegt bei 18,7/kWh Wärme.

Eine Unterscheidung zwischen Biogas und Gas ist für 2050 nicht mehr notwendig, da das dann noch verfügbare Gas nahezu klimaneutral sein wird. Für die Berechnung des CO₂-Äquivalenzfaktors wird von einem Gas-Mix mit 60 % Power-to-Gas (11,2 g/kWh), 20 % Biogas aus Mais (72,6 g/kWh) 10 % Biogas aus Gülle (9,4 g/kWh) und 10 % Biogas aus Biomüll (8,9 g/kWh) ausgegangen (vgl. [Fricke 2016]).

In Tabelle 11 sind die prognostizierten THG-Emissionen verschiedener Wärmeerzeuger für das Jahr 2050 dargestellt. Es zeigt sich, dass die spezifischen Emissionen der einzelnen Erzeuger deutlich enger beieinander liegen, wobei sich die Reihenfolge vollständig verändert hat. Während KWK-Anlagen im Jahr 2020 rechnerisch noch die geringsten Emissionen verursachen, werden BHKW im Jahr 2050 die Technologie mit den höchsten spezifischen Emissionen sein. Dies liegt in erster Linie daran, dass synthetisches Gas einen höheren Emissionsfaktor haben wird als Strom und damit die Stromgutschrift keine positive Wirkung mehr besitzt. Deshalb schneidet das BHKW

sogar schlechter ab als ein Gas-Brennwertkessel, der einen wesentlich höheren thermischen Wirkungsgrad aufweist. Dennoch ist zu erwarten, dass grundlastfähige KWK-Anlagen für den Energiemix der Zukunft weiterhin eine wichtige Rolle spielen werden.

Fernwärme erreicht in ihrer prognostizierten Zusammensetzung im Vergleich zum Gas-BHKW eine leicht niedrigere spezifische THG-Emission und liegt damit im Mittelfeld der betrachteten Technologien. Die Spitzenpositionen nehmen Wärmepumpen ein, die durch den nahezu klimaneutralen Strom bis 2050 stark profitieren. In der Studie wurde bewusst auf eine Steigerung der Wirkungsgrade für die einzelnen Technologien verzichtet, um die Auswirkungen der veränderten Randbedingungen ersichtlich zu machen. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass die höchsten technologischen Sprünge noch bei der Wärmepumpentechnik zu erzielen sind [Schmid 2014], während Brennwerttechnik und KWK-Anlagen nahezu ausgereizt sind.

Tabelle 11:
Prognostizierte Entwicklung der THG-Emissionen bis 2050 je erzeugte Kilowattstunde Wärme.

Wärmeerzeuger ¹⁾	CO ₂ -äquiv.- Faktor des eingesetzten Brennstoffs	Thermischer Nutzungsgrad	Spez. THG- Emission
	[g/kWh] ²⁾	[%]	[g/kWh]
Gas-BHKW (Einspeisung) ($\eta_{el} = 37 \%$, $\eta_{KWK} = 35 \%$)	23	50	25
Gas-Brennwertkessel	23	103	22
Fernwärme	19	100	19
Luft-Wärmepumpe	21	300	7
Sole-Wärmepumpe	21	400	5

¹⁾ Alle Nutzungsgrade sind auf den Heizwert bezogen

²⁾ CO₂-Äquivalenzfaktoren sind auf den Heizwert bezogen

Da im Jahr 2050 der THG-Emissionsfaktor des Verdrängungsstroms nahezu identisch sein wird mit denen von Gas und Fernwärme, wird sich die notwendige PV-Fläche zur Kompensation der verbleibenden THG-Emissionen gegenüber dem Jahr 2020 deutlich erhöhen. Dies trifft insbesondere die BHKW-Variante, bei der sich die PV-Fläche um den Faktor 5 vergrößern müsste, während bei Fernwärme eine Verdopplung notwendig wäre. Einzig für die Varianten mit strombetriebenen Wärmepumpen ergibt sich durch den Wechsel des Betrachtungshorizonts keine Veränderung bei der Dimensionierung der PV-Anlage.

5.6.3 Netzgebundene Wärmeversorgung

Eine netzgebundene Wärmeversorgung bringt gegenüber dezentralen Lösungen einige Vorteile. So sind beispielsweise positive Skaleneffekte bei den Investitionskosten zu erzielen, da mit steigender Anlagengröße die Kosten je installiertem Kilowatt Leistung rückläufig sind. Auch steigt mit der Anlagengröße häufig die Effizienz, was sich sowohl beim Energieverbrauch als auch bei den laufenden Kosten bemerkbar macht. Durch die Zentralisierung der Wärmeerzeugung fallen zudem die Kosten für Wartung und Reparaturen geringer aus. Weitere positive Eigenschaften sind eine einfachere Einbindung von Solarthermie oder Abwärme und der reduzierte Platzbedarf für die Gebäudetechnik in den einzelnen Gebäuden. Jedoch erfordert eine zentrale Wärmeerzeugung zusätzliche Investitionen in ein Wärmenetz. Die Wärmeverteilung im Quartier ist zudem mit höheren Verteilverlusten verbunden. Im Folgenden soll auf die Punkte der Anlagendimensionierung und die Auslegung des Wärmenetzes näher eingegangen werden.

Gleichzeitigkeit

Ein nicht zu vernachlässigender Aspekt bei der Dimensionierung von Wärmeerzeugern ist die Gleichzeitigkeit von Lasten. Aufgrund zeitlicher Streuung von individuellen Lastspitzen kommt es in Wärmenetzen zu einer Verringerung der maximalen Gesamtleistungsanforderung gegenüber der Summe der nominellen Nennleistungen der Einzelabnehmer. Durch Berücksichtigung dieses Gleichzeitigkeitseffekts bei der Anlagendimensionierung kann die zu installierende Leistung entsprechend reduziert und damit Investitionskosten eingespart werden.

Für homogene Versorgungsgebiete wurde in [Winter 2001] eine Näherungsfunktion zur Bestimmung des Gleichzeitigkeitsfaktors in Abhängigkeit der zu versorgenden Abnehmerzahl n empirisch hergeleitet:

$$GLF_{ges}(n) = 0,4497 + \frac{0,5512}{1 + \left(\frac{n}{53,8438}\right)^{1,7627}}$$

Geht man davon aus, dass jedes der 44 Gebäude im Projektgebiet eine eigene Übergabestation erhält, ergibt sich ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 77 %. Dies bedeutet, dass die zu installierende Leistung um 23 % geringer ausfallen würde im Vergleich zu gebäudeweisen Einzellösungen.

Wärmenetz

Die Verteilung der zentral erzeugten Wärme erfolgt über ein Nahwärmenetz, das mit zusätzlichen Kosten und Verteilverlusten einhergeht. Beide Größen sind in erster Linie von der Netzlänge abhängig, die anhand der Gebietsgröße und der Siedlungsform nach Blesl [Blesl 2002] grob abgeschätzt werden kann. Als Siedlungstyp wird eine Zeilenbebauung mit großen Mehrfamilienhäusern und Hochhäusern angenommen, die Größe des Stadtquartiers beträgt 5 ha. Nach [Blesl 2002] ergibt sich somit eine Trassenlänge von 870 m für die Hauptverteilung und 740 m für die Hausanschlussleitungen.

Für die Hauptverteiler wird von einem zweisträngigen Wärmenetz mit einer mittleren Heizleistung je Strang von 600 kW und einem Nenndurchmesser von DN = 65 mm ausgegangen. Bei den Hausanschlüssen wird eine mittlere Leistung von 55 kW und ein Nenndurchmesser DN = 25 mm angesetzt.

Die Bruttokosten für das Wärmenetz inklusive Erdarbeiten liegen bei rund 890.000 €. Zusätzlich entstehen Kosten durch Übergabestationen und Wärmespeicher in Höhe von etwa 290.000 €. Die angesetzten spezifischen Kosten können dem Anhang entnommen werden.

Mit einem jährlichen Wärmeverbrauch von rund 5.620 MWh pro Jahr liegt die Anschlussdichte des Stadtquartiers bei 3,5 MWh pro Trassenmeter (Trm) und Jahr bei einer Siedlungsdichte von 13.800 m²_{NRF}/ha. Aufgrund der vergleichsweise hohen Anschlussdichte ist das Projektgebiet gut geeignet für eine zentrale Wärmeversorgung (vgl. [Erhorn-Kluttig 2016]).

Die Verteilverluste des Nahwärmenetzes lassen sich in erster Näherung als Funktion der Anschlussdichte für verschiedene Betriebsweisen und Vorlauftemperaturen des Nahwärmenetzes bestimmen (vgl. [Nussbaumer 2018]). Für einen Jahresbetrieb des Nahwärmenetzes inkl. Trinkwarmwasserbereitung mit einer Vorlauftemperatur zwischen 70 und 90 °C ergeben sich bei einer Anschlussleistung von 3,5 MWh pro Meter Verteilverluste in Höhe von 5,7 %. Würde das Nahwärmenetz nur während der Heizperiode betrieben, ohne Trinkwarmwasserbereitung und bei einer reduzierten Vorlauftemperatur, so würden die Verteilverluste des Netzes auf 3,0 % zurückgehen.

Bei Kenntnis des eingesetzten Dämmmaterials für den Wärmeschutz der Nahwärmeleitungen kann die Verlustleistung des Rohrnetzes in Abhängigkeit der Vor- und Rücklauftemperatur, der Erdreichtemperatur und der Netzlänge nach folgender Gleichung berechnet werden.

$$Q_V = l \cdot U \left(\frac{\vartheta_{VL} - \vartheta_{RL}}{2} - \vartheta_{Erd} \right) [W] \text{ [Schubert 2013]}$$

Hierin bedeuten ϑ_{VL} die Vorlauftemperatur und ϑ_{RL} die Rücklauftemperatur des Wärmenetzes sowie ϑ_{Erd} die Temperatur des Erdreichs jeweils in [°C], U der längenspezifische Wärmedurchgangskoeffizient in [W/mK] und l die

Länge der Rohrleitungen in [m] bei einer Einzelrohrverlegung bzw. die Trassenlänge in [m] bei einer Doppelrohrverlegung. Geht man von einer mittleren Erdreichtemperatur von 10 °C, einem ganzjährigen Betrieb sowie einem U-Wert von 0,38 W/TrmK für die Hauptverteilung und von 0,25 W/TrmK für die Hausanschlussleitung aus, so liegen die Verteilverluste des Wärmenetzes bei einer Systemtemperatur von 80 °C bei 5,6 % und für eine Systemtemperatur von 42,5 °C bei 3,4 %.

5.6.4 Variantenrechnung

Die Ergebnisse des Kapitels 5.6.1 haben gezeigt, dass mit dem Energiekonzept der Basisvariante nur dann Klimaneutralität erreicht werden kann, wenn sehr große PV-Flächen zur Kompensation der verbleibenden THG-Emissionen installiert werden. Die notwendigen Installationsflächen stehen im Stadtquartier jedoch nicht zur Verfügung (vgl. Kapitel 5.2). Die folgende Variantenrechnung soll die möglichen Stellschrauben beleuchten, mit denen die benötigte PV-Fläche soweit reduziert werden kann, dass eine klimaneutrale Energieversorgung im Stadtquartier Bürgerhospital realisiert werden kann. Die Parameterstudie umfasst bauliche und technische Maßnahmen am Gebäude sowie unterschiedliche Varianten zur Wärmeversorgung. Für jede Maßnahme wird eine Wirtschaftlichkeitsbewertung vorgenommen, die die makroökonomischen Auswirkungen einer Investitionsentscheidung volkswirtschaftlich gegenüber der Basisvariante betrachtet.

Tabelle 12 zeigt die Auswirkungen der untersuchten Maßnahmen auf den PV-Ertrag, der für eine klimaneutrale Energieversorgung des Stadtquartiers benötigt wird. Ebenso werden die Wirkungen auf die Gesamtinvestitionskosten inkl. Kosten für bauliche Maßnahmen, für die technische Gebäudeausstattung, Heizzentrale, Wärmenetz und Photovoltaik dargestellt. Zusätzlich werden die Energiekosteneinsparungen für die Bewohner und die Veränderung der jährlichen Annuitätskosten der jeweiligen Variante gegenüber der Basisvariante ausgewiesen. Als Vergleichsgröße für die PV-Erträge werden gemäß der Basisvariante 5.318 MWh pro Jahr angesetzt. Die Vergleichsgröße der jährlichen Energiekosten beträgt in der Basisvariante 1,4 Mio € pro Jahr (vgl. Kapitel 5.6.1). Die Investitionen und die jährlichen Annuitätskosten werden als makroökonomische Kenngrößen über alle Investoren und Nutzer aufsummiert. Für eine verbesserte Nachvollziehbarkeit sind negative Auswirkungen rot markiert und positive Effekte mit grüner Farbe kenntlich gemacht.

Tabelle 12:
Auswirkungen gegenüber der Basisvariante veränderter Parameter auf die benötigten PV-Erträge, Investitionen, Energiekosten und die Annuität.

Varierte Parameter		PV-Fläche [%]	Investition [%]	Energiekosten [%]	Annuität [%]
Wärme-schutz	Mindestwärmeschutz (EnEV)	5	-2	5	0
	Ambitioniert (KfW 40 / KfW 70)	-6	6	-6	2
Lüftung	Fensterlüftung	-7	-5	-8	-6
	Mech. Lüftung mit WRG 85 %	-7	8	-5	3
Kühlung	Klimasplitgeräte	12	9	13	11
	Kältenetz mit Absorptions-KM	25	14	25	18
	Kältenetz mit Kompressions-KM	15	11	16	13
Gebäude-automation	Klasse B	-3	2	-3	0
	Klasse A	-5	2	-5	0
Ausstattung	Energiesparlampen	1	-1	1	0
	A++ Geräte	-8	0	-9	-3
Trinkwarm-wasser	Dez. elektr. Durchlauferhitzer	1	-2	4	1
	Frischwasserstationen	-6	2	-5	-1
Solarther-mie	Trinkwarmwasserbereitung	-12	4	-11	-1
	Heizungsunterstützung	-16	6	-14	-1
Gebäude-heizung	Gas-Brennwertkessel	-2	-1	-22	-13
	Luft-Wärmepumpen	-15	2	-8	0
	Sole-Wärmepumpen	-24	5	-17	-2
Heizzent-rale	Gas-BHKW (Einspeisung)	-28	-3	-16	-5
	Gas-BHKW (Eigenverbrauch)	-12	0	-43	-23
	Biogas-BHKW (Eigenverbrauch)	-45	-6	-19	-5
	Biomasse-Heizwerk	-39	-4	-29	-11
	Sole-Wärmepumpe	-19	5	-12	1

Die Ergebnisse der Tabelle 12 zeigen, dass die meisten untersuchten Varianten zu einer Reduzierung des benötigten PV-Ertrags beitragen. Einzig eine Verringerung des baulichen Wärmeschutzes sowie eine aktive Kühlung der Gebäude würde zu einer merklichen Erhöhung der benötigten PV-Erträge führen. Die aktive Kühlung der Gebäude resultiert zudem auch in einer deutlichen Erhöhung der Investitionen und wirkt sich negativ auf die Energiekosten der späteren Bewohner aus. Eine aktive Kühlung sollte folglich nur als absolute Notlösung in Betracht gezogen werden, falls die erforderlichen

Maßnahmen zum sommerlichen Wärmeschutz nicht ausreichend realisiert werden und die Kühllasten nicht durch eine freie Kühlung bspw. über Erdsonden abgeführt werden können.

Trotz geringerer Investitionen führt ein reduziertes Wärmeschutzniveau nicht zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit der Baumaßnahmen. Dies liegt in der Tatsache begründet, dass die jährlichen Energiekosten um 5 % steigen und sich damit die geringere Investitionssumme über die Nutzungsdauer der Bauteile (30 Jahre) nicht auszahlen wird. Durch einen besonders ambitionierten Wärmeschutz im Neubau und bei der Sanierung könnten 6 % der notwendigen PV-Erträge eingespart werden, wobei dies mit einer Steigerung der Investitionen um 6 % einhergeht. Da die jährlichen Energiekosteneinsparungen von 6 % nicht ganz ausreichen, um die Annuitätskosten gegenüber der Basisvariante zu reduzieren, liegt die Erhöhung des Wärmeschutzniveaus am Rande der Wirtschaftlichkeit.

Im Falle des Lüftungskonzeptes zeigt sich, dass die beiden untersuchten Varianten mit Fensterlüftung bzw. mit mechanischer Lüftung und Wärmerückgewinnung (WRG 85 %) hinsichtlich Klimaschutz und Energiekosten deutlich günstiger abschneiden als die Basisvariante mit reinen Abluftanlagen. Bei der Fensterlüftung kommt noch hinzu, dass die Investitionskosten um 5 % geringer ausfallen und damit auch die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung günstiger abschneidet. Insbesondere in Bereichen mit geringeren Anforderungen an die Raumluftqualität, wo der Mindestluftwechsel auch mit Fensterlüftung sichergestellt werden kann, ist diese Variante zu präferieren. Sollte eine mechanische Lüftungsanlage notwendig sein, ist aus Sicht des Projektziels zwingend eine Wärmerückgewinnung vorzusehen. Diese kann aber durchaus unterschiedlich (als Abluft- oder als Zu-/Abluftanlage) realisiert werden.

Mit einer Erhöhung der Güte und des Umfangs der Gebäudeautomation könnten 3 % bzw. 5 % der benötigten PV-Erträge eingespart werden. Aufgrund der um 2 % höheren Investitionskosten für die Gebäudeautomation bewegt sich die Maßnahme am Rande der Wirtschaftlichkeit. Die Bewohner der Gebäude würden von der Investition jedoch profitieren, da die jährlichen Energiekosten um 3 % bzw. 5 % zurückgehen würden.

Durch eine konsequente Ausstattung der Wohnungen und Gewerbeeinheiten mit energieeffizienten Geräten können die benötigten PV-Erträge um 8 % und die jährlichen Energiekosten um 9 % verringert werden. Dem stehen nur geringfügige Mehrkosten für die verbesserte Ausstattung gegenüber. Die Art der Geräteausstattung besitzt also einen großen Hebel, sie wird jedoch in erster Linie durch die späteren Gebäudenutzer beeinflusst. Gemäß einer Erhebung der EnergieAgentur.NRW [EnergieAgenturNRW 2011] entfällt rund die Hälfte des Stromverbrauchs in deutschen Haushalten auf Kühlen (12 %), Kochen (11 %), Licht (11 %), Umwälzpumpe (7 %), Spülen (6 %) und Gefrieren (5 %). Würden die Wohnungen mit vorinstallierter Beleuchtung und Küche vermietet bzw. verkauft, könnte bei einem signifi-

kanten Teil der Ausstattung bereits vor Bezug eine erhöhte Effizienz sichergestellt werden. Dies wurde beispielsweise von der AGB Frankfurt bei der Realisierung des Stadtaktivhauses Plus in der Speicherstraße in Frankfurt am Main umgesetzt [Wiege 2015].

Der Einfluss der Leuchtmittelwahl ist für die Gesamtbilanz von eher untergeordneter Bedeutung, allerdings sind LED-Leuchtmittel, wie sie in der Basisvariante vorgesehen sind, aus Sicht der Wirtschaftlichkeit, der Energiekosten und des Klimaschutzes die zu präferierende Technologie.

Die Variantenrechnungen zur Trinkwarmwasserbereitung zeigen, dass eine Versorgung über einen zentralen Warmwasserspeicher mit Zirkulation aus Sicht des Klimaschutzes nicht die beste Lösung darstellt. Insbesondere durch die Verwendung von Frischwasserstationen könnten die benötigten PV-Erträge und die Energiekosten der späteren Nutzer reduziert werden. Die Investitionskosten für Frischwasserstationen liegen zwar über der Variante mit zentralen Warmwasserspeichern, bezogen auf die Gesamtinvestition ist der Anstieg mit 2 % jedoch nicht sehr bedeutend. Aufgrund der Energiekostenreduktion liegen die Annuitätskosten sogar etwas günstiger im Vergleich zur Basisvariante. Die dezentrale Trinkwarmwasserbereitung mit elektrischen Durchlauferhitzern hat ihren Vorteil in den günstigen Anschaffungskosten, jedoch steigen die Energiekosten gegenüber der Basisvariante. Für Gebäudenutzungen mit besonders geringem Trinkwarmwasserbedarf wie Supermarkt, Büro- und Gewerbeflächen bietet sich dennoch eine dezentrale Trinkwarmwasserbereitung mit elektrischen Durchlauferhitzern an.

Eine signifikante Reduktion der THG-Emissionen und der benötigten PV-Erträge ergibt sich prinzipiell durch den Einsatz von solarthermischen Anlagen für die Trinkwarmwasserbereitung oder zur Heizungsunterstützung. Jedoch konkurrieren thermische Solaranlagen mit der Photovoltaik um geeignete Flächen. Vergleicht man den Gesamtsystemwirkungsgrad einer südorientierten, 60 ° geneigten thermischen Solaranlagen (30–40 %) [Corradini 2014] mit einer Kombination aus Sole-Wärmepumpe (JAZ = 4,5) und ost-west-orientierter PV-Anlage (ca. 11 %), so zeigt sich, dass die thermische Solaranlage aus Sicht des Klimaschutzes die ungünstigere Variante darstellt. Dies hat zur Folge, dass die notwendige Fläche für Solaranlagen (PV und Solarthermie) um 1,7 % bzw. 12,2 % gegenüber der Basisvariante ansteigen würde. Eine gemeinsame Nutzung der Installationsflächen durch sogenannte PVT-Anlagen wird in Kapitel 4.1.1 behandelt.

Bei der Art der Wärmeerzeugung zeigt sich, dass alle untersuchten Varianten sowohl bei der eingesparten PV-Fläche als auch bei den Energiekosten wesentlich günstiger abschneiden als die Basisvariante mit Fernwärmeversorgung (siehe auch Kapitel 5.6.2). Selbst eine gebäudeweise Wärmeerzeugung mit Gas-Brennwertkesseln wäre im Vergleich zur Basisvariante kostengünstiger, wirtschaftlicher und mit einer Reduzierung der erforderlichen PV-Erträge verbunden. Von den untersuchten gebäudeweisen Wärmeerzeugern schneidet die Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Blick auf die Reduktion der

notwendigen PV-Erträge am günstigsten ab. Allerdings ist diese Wärmeversorgung mit erhöhten Investitionskosten verbunden. Trotzdem erreichte diese Lösung aufgrund der hohen Energiekosteneinsparungen eine höhere Wirtschaftlichkeit als die Basisvariante. Die Luft-Wasser-Wärmepumpe ist eine etwas kostengünstigere dezentrale Versorgungsvariante im Vergleich zur Sole-Wasser-Wärmepumpe, allerdings fallen die Einsparungen beim notwendigen PV-Ertrag und bei den Energiekosten auch deutlich geringer aus, so dass die Wirtschaftlichkeit dieser Versorgungsvariante nur geringfügig besser bewertet ist als die der Basisvariante.

Würde die Wärmeerzeugung mit Sole-Wasser-Wärmepumpe zentral im Gebiet erfolgen und die Wärme über ein Nahwärmenetz als Zwei-Leiter-System verteilt, so ergäben sich gegenüber der dezentralen Variante nur geringfügig höhere Investitionskosten, da die Mehrkosten für den Bau des Wärmenetzes durch Einsparungen bei der Dimensionierung der Heizleistung durch Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit nahezu kompensiert werden. Allerdings fällt die Reduktion der notwendigen PV-Erträge auch deutlich geringer aus. Dies ist zurückzuführen auf zusätzliche Verteilverluste im Wärmenetz und eine geringere Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe aufgrund höherer Vorlauftemperaturen, die erforderlich sind, um ein ausreichendes Temperaturniveau für die Trinkwarmwasserbereitung in den Gebäuden sicherstellen zu können. Um die Effizienz der Wärmeerzeugung und -verteilung zu erhöhen, könnte auch ein Vier-Leiter-System umgesetzt werden, was aber zu Mehrkosten (40–50 %) führen würde (vgl. [Dunkelberg 2018]).

Die größten Reduktionen beim erforderlichen PV-Ertrag sind durch Heizzentralen mit BHKWs zu erzielen, wenn der erzeugte Strom vollständig ins Netz eingespeist wird. Würde der KWK-Strom hingegen selbst verbraucht, fiel die Reduktion des notwendigen PV-Ertrags wesentlich geringer aus. Dies liegt im anrechenbaren THG-Emissionsfaktor für den Verdrängungsstrommix begründet (vgl. 5.6.2). Aus Sicht der Energiekosten für die Bewohner und aus wirtschaftlicher Sicht ist diese Variante jedoch wesentlich günstiger als eine vollständige Einspeisung des erzeugten Stroms.

Eine weitere Reduzierung der notwendigen PV-Erträge ist durch eine Substitution von Erdgas durch Biogas in der Wärmezentrale möglich, allerdings ist dies mit höheren Energiekosten verbunden, was sich auf die Annuitätskosten niederschlägt. Nichtsdestotrotz ist die Variante mit Biogas-BHKW aus makroökonomischer Sicht günstiger als die Basisvariante mit Fernwärme, solange keine zusätzlichen Lagerstätten vorzuhalten sind. Ebenfalls sehr günstig schneidet das Biomasse-Heizwerk ab. Aufgrund der Feinstaubproblematik im Stadtgebiet sind Feststofffeuerungsanlagen im Projektgebiet jedoch nicht umsetzbar (siehe auch Kapitel 5.6.2).

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse eine Momentbewertung darstellen und sich mit fortschreitender Umsetzung des Energiekonzepts der Bundesregierung verändern werden (vgl. Kapitel 5.6.2). Die Versorgungssysteme, bei denen der Brennstoff Gas durch vor Ort generierten

erneuerbaren Strom substituiert wird, werden bei einem fallenden THG-Emissionsfaktor des Strommix Deutschland zukünftig wesentlich schlechter abschneiden. Unter Ansatz der prognostizierten THG-Emissionsfaktoren in Tabelle 11 müsste bis 2050 die PV-Fläche für ein Energiekonzept mit Gas-BHKW um den Faktor 5 erhöht werden. Durch die Nutzung von klimaneutralem Gas kann dieser Effekt deutlich abgemildert werden.

5.7 Klimaneutrale Versorgungskonzepte

Aus den vorangehenden Untersuchung lassen sich folgende Anforderungen an das Energiekonzept für das Bürgerhospital ableiten, die sowohl das Ziel der Klimaneutralität als auch die Wirtschaftlichkeit des Gesamtkonzepts im Auge behalten:

- **Wärmeschutz:** Für Neubauten ist ein Wärmeschutzniveau gemäß KfW-Effizienzhaus 40 und für Sanierungen gemäß KfW-Effizienzhaus 70 vorgesehen.
- **Lüftung:** Die Wohngebäude werden über die Fenster be- und entlüftet. In den Nichtwohngebäuden werden mechanische Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung bei einem Wärmerückgewinnungsgrad > 85 % angesetzt.
- **Trinkwarmwasserbereitung:** Für Nutzungen mit hohem Trinkwarmwasserbedarf wie Wohnen, Pflege und Kita werden wassersparende Armaturen (max. 9 Liter pro Minute) und Frischwasserstationen eingebaut. In den sonstigen Bereichen erfolgt die Trinkwarmwasserbereitung mit dezentralen, elektrischen Durchlauferhitzern.
- **Raumheizung:** Die Gebäudebeheizung erfolgt in den Neubauten über Fußbodenheizung mit einer Vorlauf-Temperatur von 35 °C, in den Bestandsbauten durch ein Heizungssystem mit einer Vorlauf-Temperatur von maximal 45 °C.
- **Kühlung:** Auf eine aktive Kühlung wird in allen Gebäuden, bis auf den Supermarkt, verzichtet. Um den sommerlichen Wärmeschutz sicherzustellen, werden entsprechende Sonnenschutzmaßnahmen vorgenommen.
- **Beleuchtung und Ausstattung:** Alle Gebäude werden mit LED-Beleuchtungstechnik, die Küchen in den Wohngebäuden mit energiesparenden Geräten ausgestattet. Im Supermarkt werden hocheffiziente Kühlmöbel eingesetzt.
- **Gebäudeautomation:** Die Gebäudeautomation wird in allen Gebäuden gemäß Automationsklasse B der DIN V 18599-11 ausgeführt.

Abweichend davon wird in Wohngebäuden nur eine manuelle Steuerung der Beleuchtungs- und Verschattungssysteme umgesetzt. Lüftungsanlagen sind mit einer CO₂-abhängigen Steuerung ausgestattet.

- **Wärmeerzeugung:** Für die Wärmeerzeugung werden folgende Varianten untersucht:
 - Kaltes Nahwärmenetz mit dezentralen Sole-Wasser-Wärmepumpen
 - Heizzentrale mit zentraler Sole-Wasser-Wärmepumpe
 - Heizzentrale mit Biogas-BHKW und Brennwertkessel zur Spitzenlastdeckung und Stromeigenverbrauch
 - Fernwärme mit solarthermischer Einspeisung in den Rücklauf

5.7.1 Energiebilanz und Treibhausgasemissionen

Die benötigte Heizleistung für die Wärmeversorgung des Projektgebiets beträgt für alle vier untersuchten Varianten 2.335 kW. Unter Berücksichtigung einer Gleichzeitigkeit von 77 % und einer Verlustleistung des Nahwärmenetzes von 20 kW ergibt sich eine Heizleistung für die zentralen Wärmeerzeuger der Varianten 2–4 von 1.830 kW.

Für die Variante 1 mit kalter Nahwärme wird eine Entzugsleistung aus dem Erdreich von 1.868 kW benötigt, sofern die dezentralen Wärmepumpen einen COP von 4,0 erreichen. In Variante 2 ist für die Heizzentrale mit Sole-Wasser-Wärmepumpe eine Entzugsleistung aus dem Erdreich von 1.304 kW bei einer Leistungszahl von 3,5 erforderlich. Das vorhandene Geothermiepotenzial im Projektgebiet liegt bei 1.960 kW, sofern auch die umliegenden Potenziale erschlossen werden.

In Variante 3 wird ein Biogas-BHKW zur Grundlastdeckung mit einer Heizleistung von 900 kW eingesetzt, für die Spitzenlastdeckung wird ein Gas-Brennwertkessel mit einer Heizleistung von 950 kW verwendet. Der elektrische Wirkungsgrad des BHKW bezogen auf den Heizwert des eingesetzten Gases beträgt 37 % bei einer Stromkennzahl von 0,74.

In Variante 4 wird ein Anschluss des Nahwärmenetzes an die Fernwärme mit einer Leistung von 1.830 kW vorgesehen. Auf den Gebäudedächern im Quartier werden 4.500 m² thermische Solaranlagen (solarer Deckungsgrad 30 %) installiert, die in den Rücklauf des Nahwärmenetzes einspeisen.

Der Wärmebedarf der Gebäude im Projektgebiet liegt bei 3.535 MWh pro Jahr. Rund zwei Drittel des Wärmebedarfs entfallen auf die Gebäudebeheizung, der Rest wird zur Trinkwarmwasserbereitung eingesetzt. Für den Strombedarf der Gebäude ergibt sich eine Gesamtmenge von 1.820 MWh pro Jahr, wovon 85 % für den Betrieb von elektrischen Geräten in Haushalten, Büros, Gewerbeeinheiten, Pflege- und Betreuungseinrichtungen eingesetzt werden. Der Anteil von Lüftung und Beleuchtung liegt zusammen bei 12 %. Der Strombedarf für die Trinkwarmwasserbereitung mit elektrischen Durchlauferhitzern, Kühlung und Hilfsenergien für die technische Gebäudeausrüstung (TGA) liegen zusammen bei 2 %.

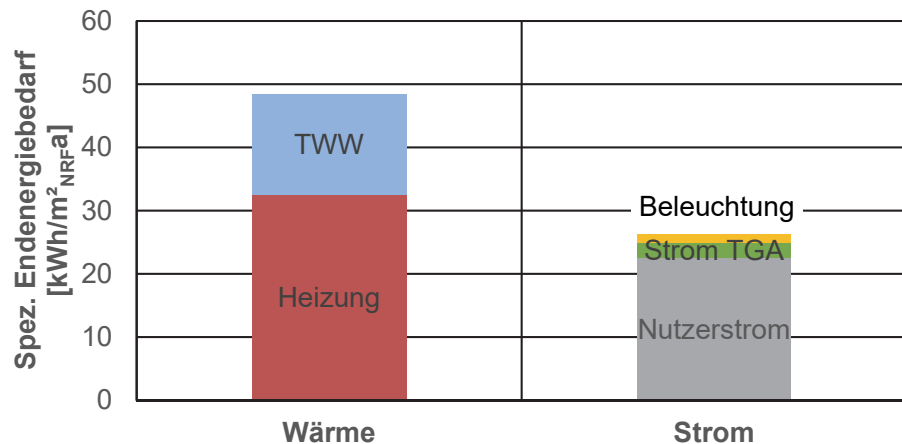


Bild 10: Spezifischer Endenergiebedarf im Projektgebiet unterteilt nach Verbraucher für die klimaneutralen Versorgungskonzepte.

Wie in Bild 10 dargestellt, liegt der mittlere spezifische Endenergiebedarf für Heizen bei 33 kWh/m²_{NRFa} und der spezifische Trinkwarmwasserbedarf bei 16 kWh/m²_{NRFa}. Durch den Einsatz von wassersparenden Armaturen in den Wohngebäuden, im Pflegeheim und in den Kitas konnte der spezifische Wärmebedarf für Trinkwarmwasser um 20 % reduziert werden. Der mittlere spezifische Strombedarf für elektrische Geräte liegt bei 22,5 kWh/m²_{NRFa}, während Lüftung und Beleuchtung mit 3,2 kWh/m²_{NRFa} eine eher untergeordnete Rolle spielen.

In den Varianten 2–4 mit zentraler Wärmeerzeugung kommen Verteilverluste des Nahwärmenetzes hinzu. Im Falle der Heizzentrale mit Wärmepumpe ergeben sich bei Systemtemperaturen von 55 / 30 °C Verteilverluste in Höhe von 3,5 % bzw. 1,71 kWh/m²_{NRFa}. In den Varianten 3 und 4 mit Biogas-BHKW bzw. solarunterstützter Fernwärme ergeben sich bei Systemtemperaturen von 75 / 50 °C Verteilverluste von 8,9 % bzw. 4,30 kWh/m²_{NRFa}.

Für die Umwälzung des Nahwärmenetzes werden in den Varianten 2 und 4 jeweils 0,53 kWh/m²_{NRFa} benötigt, was 1 % der verteilten Wärme inklusive Verteilverluste entspricht [Nussbaumer 2018]. Bei Variante 1 und 2 werden

zudem für die Umwälzung des kalten Nahwärmenetzes Hilfsenergien in Höhe von $0,91 \text{ kWh/m}^2_{\text{NRFa}}$ angesetzt, was einem Anteil von 2,5 % der entzogenen Wärmemenge aus dem Erdreich entspricht.

Variante 1 – Kaltes Nahwärmenetz mit dezentralen Sole-Wasser-Wärmepumpen

Bild 11 zeigt den Energiefluss der Variante 1 für ein Energiekonzept mit kaltem Nahwärmenetz und dezentralen Sole-Wasser-Wärmepumpen. Für die Wärmeerzeugung werden 836 MWh pro Jahr Strom benötigt und 2.508 MWh pro Jahr Wärme aus dem Erdreich entzogen. Für die Umwälzung des kalten Nahwärmenetzes werden zudem 63 MWh Strom pro Jahr benötigt. Da die Trinkwarmwasserbereitung mit Frischwasserstationen erfolgt, wird eine Vorlauftemperatur von mindestens 50 °C benötigt, was sich negativ auf die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe auswirkt (4,0).

Die benötigte Entzugsleistung aus dem Erdreich liegt bei 1.870 kW, das verfügbare Potenzial im Quartier beträgt jedoch nur 1.760 kW. Um den Bedarf dennoch decken zu können, müsste zusätzlich auch die Grüne Spange geothermisch erschlossen werden (+200 kW) oder andere Wärmequellen wie beispielsweise Abwasserwärme genutzt werden.

Der Strombedarf für den Gebäudebetrieb und den Nutzerstrom beträgt insgesamt 1.820 MWh pro Jahr. Zusammen würden sich somit die THG-Emissionen für den Strombezug auf jährlich 1.495 t CO_2 -Äquivalente belaufen. Die mit der PV-Anlage lokal zu generierende Strommenge zum Ausgleich der THG-Emissionen beträgt 2.719 MWh pro Jahr. Das PV-Potenzial im Stadtquartier inklusive Bahndamm liegt jedoch nur bei 1.910 MWh pro Jahr und reicht folglich nicht aus, um das Quartier klimaneutral zu stellen. Durch eine Umstellung auf extern generierten Ökostrom für den Betrieb der Wärmepumpen und des Pumpenstroms für die Umwälzung des kalten Nahwärmenetzes könnten die THG-Emissionen auf 1.001 t CO_2 -Äquivalente reduziert werden. Dadurch sinkt auch der benötigte, im Quartier zu generierende Strom aus erneuerbaren Energien auf 1.820 MWh pro Jahr, was durch das vorhandene PV-Potenzial gedeckt werden könnte.

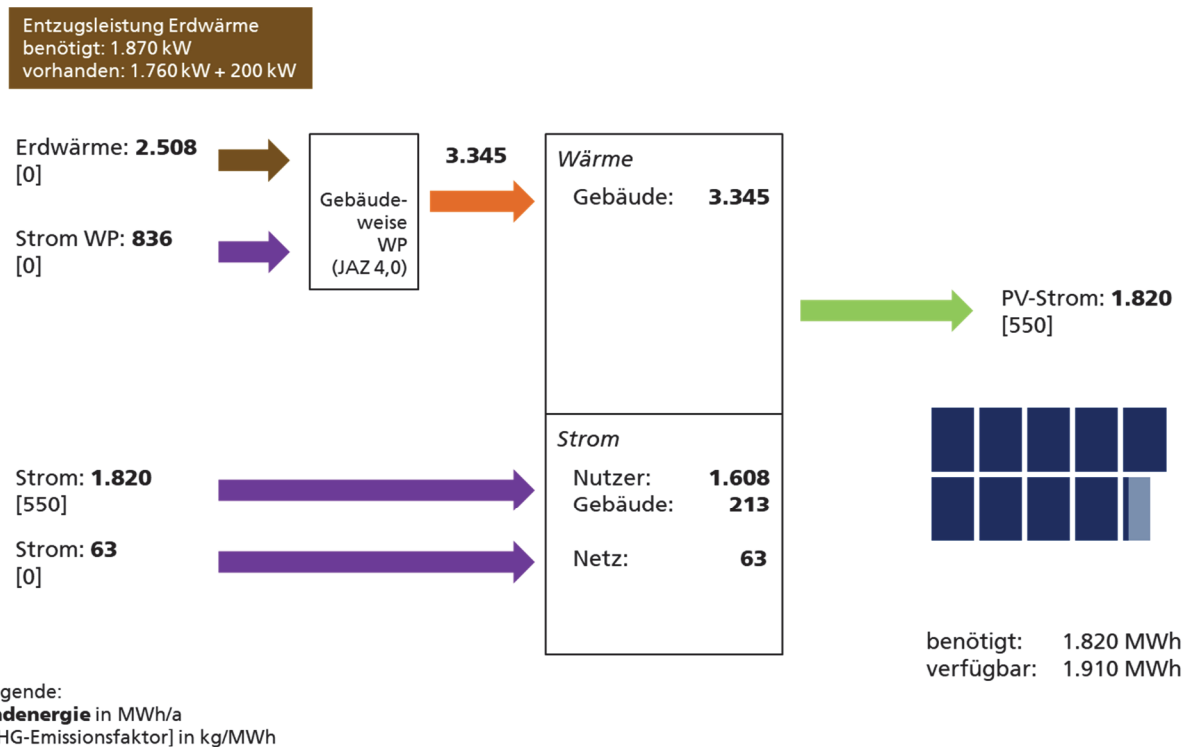


Bild 11:
Energiefluss der Versorgungsvariante 1 mit kaltem Nahwärmenetz und dezentralen Sole-Wasser-Wärmepumpen.

Variante 2 – Heizzentrale mit zentraler Sole-Wasser-Wärmepumpe

Wie aus Bild 12 ersichtlich wird, liegt der Strombedarf für die Wärmeerzeugung in Variante 2 für eine Heizzentrale mit Sole-Wasser-Wärmepumpe mit jährlich 1.010 MWh etwas höher als in Variante 1. Grund hierfür sind einerseits Verteilverluste im Nahwärmenetz in Höhe von 190 MWh pro Jahr bei einer Systemtemperatur von 55 / 30 °C. Zum anderen wird aufgrund der Verteil- und Übergabeverluste im Nahwärmenetz eine höhere Temperatur für die Bereitstellung der Wärme durch die Wärmepumpe benötigt, was zu einer Reduzierung der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe auf 3,5 führt. Die benötigte Wärmemenge aus dem Erdreich liegt mit jährlich 2.524 MWh geringfügig über der der Variante 1. Für den Pumpenbetrieb des Nahwärme- und des Solenetzes werden zudem jährlich 97 MWh Strom benötigt.

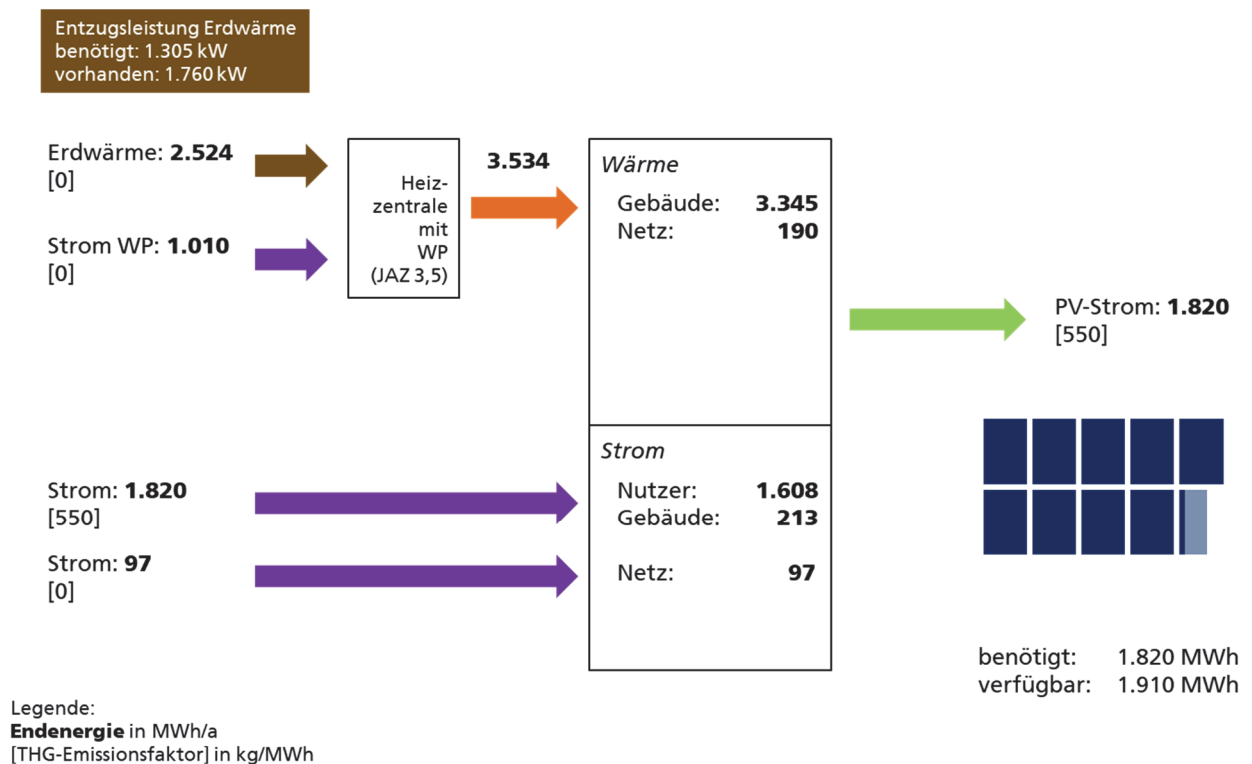


Bild 12:
Energiefluss der Versorgungsvariante 2 für eine Heizzentrale mit Sole-Wasser-Wärmepumpe.

Die benötigte Entzugsleistung aus dem Erdreich liegt mit 1.300 kW deutlich unterhalb der Variante 1, was sowohl auf den höheren Stromanteil bei der Wärmeerzeugung als auch auf die Gleichzeitigkeitseffekte bei zentralen Wärmeversorgern zurückzuführen ist. Das verfügbare Potenzial im Quartier mit 1.760 kW reicht folglich aus, um den Bedarf decken zu können.

Der Strombedarf für den Gebäudebetrieb und den Nutzerstrom beträgt wie in Variante 1 insgesamt 1.820 MWh pro Jahr. Zusammen würden sich somit THG-Emissionen für den Strombezug von jährlich 1.610 t CO₂-Äquivalente ergeben. Die benötigte PV-Fläche zum Ausgleich der THG-Emissionen beträgt jährlich 2.928 MWh und kann somit ebenfalls nicht vollständig im Stadtquartier bereitgestellt werden. Durch die Verwendung von extern erzeugtem Ökostrom für den Betrieb der Wärmepumpen und des Pumpenstroms für das Nahwärmenetz könnten die THG-Emissionen wie in Variante 1 auf 1.001 t CO₂-Äquivalente reduziert und somit sichergestellt werden, dass das vorhandene PV-Potenzial des Quartiers für eine klimaneutrale Energieversorgung ausreicht.

Variante 3 – Heizzentrale mit Biogas-BHKW und Spitzenlastkessel

Bild 13 zeigt den Energiefluss einer Heizzentrale mit Biogas-BHKW und Spitzenlastkessel und Stromeigenverbrauch. Aufgrund der höheren Systemtemperaturen im Nahwärmenetz (70 / 45 °C) ergeben sich höhere Verteilverluste gegenüber Variante 2, der Wärmebedarf in den Gebäuden bleibt hingegen unverändert. 35 % der bereitgestellten Wärme wird in Kraft-Wärme-Kopplung mit einem thermischen Wirkungsgrad von 50 % erzeugt, die restlichen 65 % werden durch einen Gas-Brennwertkessel bereitgestellt. Der mittels Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Strom wird zur Eigenbedarfsdeckung im Quartier eingesetzt. Für die Wärmeerzeugung werden jährlich 4.980 MWh Biogas benötigt. Falls kein leitungsgebundenes Biogas im Quartier verfügbar ist, müssen geeignete Lagerstätten eingeplant werden.

Für den Pumpenbetrieb des Nahwärmenetzes werden 36 MWh Strom pro Jahr benötigt. Der Strombedarf für den Gebäudebetrieb und den Nutzerstrom liegt in Analogie zu Variante 1 und 2 bei jährlich 1.820 MWh. Unter Berücksichtigung des selbstgenutzten KWK-Stroms ergeben sich Treibhausgasemissionen in Höhe von 1.103 t CO₂-Äquivalente. Um das Stadtquartier klimaneutral zu stellen, müssten zusätzlich zum KWK-Strom jährlich 1.970 MWh erneuerbarer Strom im Quartier erzeugt werden. Das vorhandene PV-Potenzial ist dafür jedoch nicht ausreichend.

Um dennoch eine klimaneutrale Energieversorgung zu erreichen, müssten jährlich 106 MWh des KWK-Stroms ins Netz eingespeist werden, was sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit des BHKWs auswirken würde. Alternativ müsste der Anteil der Wärmeerzeugung in KWK auf 40 % erhöht werden, was zu höheren Investitionskosten und zu längeren Stillstandzeiten für das BHKW führen wird und sich somit ebenfalls negativ auf die Wirtschaftlichkeit des BHKWs auswirken würde.

Es sei darauf hingewiesen, dass die erreichte Klimaneutralität mit fortschreitender Umsetzung des Energiekonzepts der Bundesregierung größer werdende PV-Flächen erfordert, da die THG-Emissionsfaktoren von Strom im Vergleich zu Gas künftig stärker sinken werden und damit die Kompensationswirkungen von KWK-Strom abnehmen. Alternativ könnte die Wärmeversorgung mit Biogas-BHKW nach Erreichen der Nutzungsdauer der Wärmeerzeuger auf eine andere Wärmeversorgung, beispielsweise klimaneutrale Fernwärme, umgestellt werden und somit als Brückentechnologie fungieren. Dieser Effekt tritt bei Nur-Strom-Lösungen, wie in Variante 1 und 2 beschrieben, nicht auf.

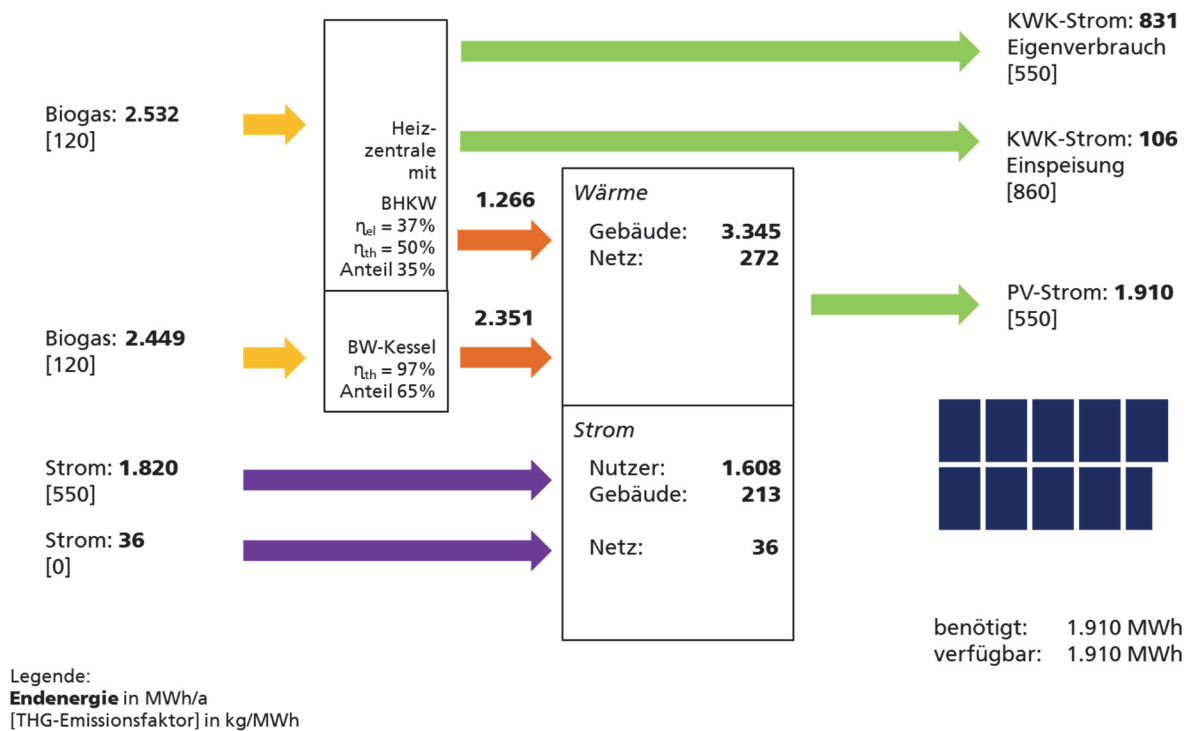


Bild 13:
Energiefluss der Versorgungsvariante 3 mit Biogas-BHKW und Spitzenlastkessel, Energiegehalt des Gases heizwertbezogen.

Variante 4 – Solarunterstützte Fernwärme

Bild 14 zeigt den Energiefluss der Versorgungsvariante 4 mit solarunterstützter Fernwärme. Mit 4.500 m² Kollektorfläche liefern die thermischen Solaranlagen 1.106 MWh pro Jahr, was einer solaren Deckungsrate von 30 % entspricht. Auf einen saisonalen Speicher kann verzichtet werden, da auch in den Sommer- und Übergangsmonaten noch genug Wärme im Quartier abgenommen wird, so dass keine Überschusswärme gespeichert werden muss. Die verbleibenden 70 % des Wärmebedarfs werden durch Fernwärme gedeckt (2.546 MWh/a). Die Verteilverluste im Wärmenetz liegen wie in Variante 3 bei 272 MWh pro Jahr.

Für den Pumpenbetrieb des Nahwärmenetzes werden jährlich 36 MWh Strom benötigt, der Strombedarf für den Gebäudebetrieb und den Nutzerstrom liegt in Analogie zu den anderen Varianten bei 1.820 MWh pro Jahr. Die THG-Emissionen dieser Versorgungsvariante belaufen sich auf jährlich 1.636 t CO₂-Äquivalente, davon entfallen 615 t auf Fernwärme und 1.021 t auf den Strombezug. Durch eine Umstellung des Pumpenstroms auf extern erzeugten Ökostrom könnten rund 20 t CO₂-Äquivalente eingespart werden. Zum Ausgleich der THG-Emissionen müssten somit im Stadtquartier jährlich

2.975 MWh Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Zur Verfügung stehen jedoch aufgrund der teilweisen Belegung mit thermischen Solaranlagen jährlich nur 1.270 MWh PV-Strom. Variante 4 ist folglich beim derzeitigen THG-Emissionsfaktor der Fernwärme nicht geeignet, um eine klimaneutrale Energieversorgung im Stadtquartier zu erreichen.

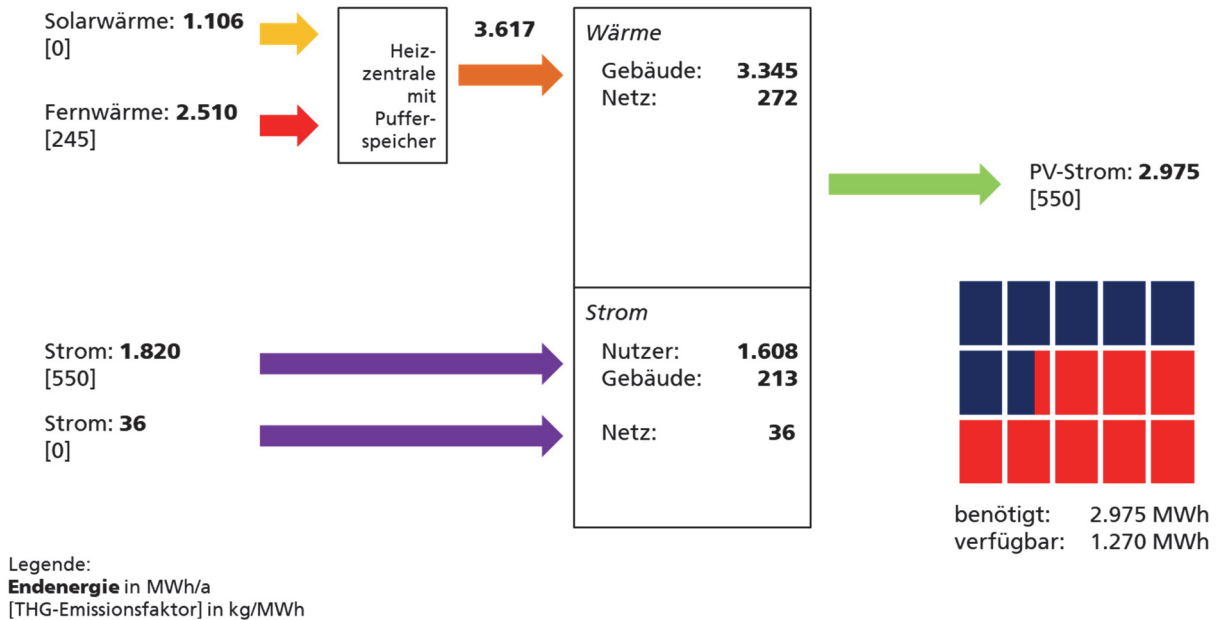


Bild 14:
Energiefluss der Versorgungsvariante 4 für solarunterstützte Fernwärme.

5.7.2 Wirtschaftlichkeitsbewertung

Im Vergleich zur Basisvariante, die die heute gängige Bauweise in Stuttgart abbildet (vgl. Kapitel 5.6.1), entstehen durch die Umsetzung der klimaneutralen Versorgungskonzepte Mehrkosten bei Neubau und Sanierung der Gebäude in Höhe von 7,8 Mio € (siehe Tabelle 13). Bei Variante 1 kommen zudem Kosten für die dezentralen Wärmepumpen in Höhe von rund 1,9 Mio € hinzu. Bezogen auf die Netto-Raumfläche liegen die Mehrkosten für die Baukostengruppe 300 bei 50 €/m²_{NRF} und für die Baukostengruppe 400 für die Varianten 2 bis 4 bei 63 €/m²_{NRF} bzw. bei 90 €/m²_{NRF} im Fall der Variante 1.

Der Aufbau einer Heizzentrale würde gegenüber der Fernwärmeversorgung in der Basisvariante ebenfalls zu Mehrkosten führen. Für das kalte Nahwärmenetz und das Erdsondenfeld in Variante 1 entstehen Mehrkosten von 2,3 Mio €. In Variante 2 ergeben sich für das Erdsondenfeld, das Soleverteilnetz und die zentrale Wärmepumpe Mehrkosten in Höhe von 2,7 Mio €. Für Variante 3 mit Biogas-BHKW und Brennwertkessel liegen die Mehrkosten für die Wärmezentrale bei nur 0,7 Mio € (ggf. sind zusätzliche Aufwendungen

für die Vorratshaltung einzuplanen), während in Variante 4 mit Mehrkosten von 2,8 Mio € zu rechnen ist, die in erster Linie auf die thermischen Solarkollektoren zurückzuführen sind. Dieser Kostenschätzung liegt die Annahme zugrunde, dass auch in der Basisvariante ein neues Wärmeverteilnetz im Stadtquartier errichtet werden muss.

Den Mehrkosten für Gebäude und Wärmezentrale stehen erhebliche Kosteneinsparungen bei der erforderlichen PV-Anlage gegenüber (siehe Tabelle 13). Dies liegt in der Tatsache begründet, dass die Energieversorgung der untersuchten Varianten wesentlich geringere Mengen Treibhausgase emittieren als dies in der Basisvariante der Fall ist. Dadurch ergibt sich eine deutliche Minderung der notwendigen PV-Flächen (vgl. Kapitel 5.7.1). Die Minderkosten für Variante 1 und 2 belaufen sich auf 5,3 Mio € und für Variante 3 auf 5,1 Mio €. Für Variante 4 ergeben sich Kosteneinsparungen bei der PV-Anlage von 3,5 Mio €, wobei ein Teil der notwendigen PV-Module außerhalb des Stadtquartiers errichtet werden müsste.

Aufgrund der zusätzlichen Investitionen in die Gebäude und die Wärmeversorgung sind Energieeinsparungen gegenüber der Basisvariante zu erzielen, die zu jährlichen Kosteneinsparungen von 213.000 € pro Jahr für Variante 2 bis zu 367.000 € pro Jahr für Variante 4 reichen. Die Einsparungen der Varianten 2 und 3 liegen bei jährlich 273.000 € bzw. 278.000 €. Eine Reduzierung der PV-Fläche hat andererseits zur Folge, dass die Einnahmen aus dem Stromverkauf gegenüber der Basisvariante zurückgehen. Der höchste Ertragsrückgang ist nach Tabelle 13 für die Varianten 1 und 2 zu erwarten, der geringste für die Variante 4.

Für die Wirtschaftlichkeitsbewertung werden aus diesen Ergebnissen die Annuitätskosten gebildet. Die gewählten Randbedingungen sind in Kapitel 4.4 dargelegt. Tabelle 13 zeigt, dass die Annuitätskosten der untersuchten Varianten alle unter denen der Basisvariante liegen. Dies bedeutet, dass aus volkswirtschaftlicher Sicht bei makroökonomischer Betrachtung alle untersuchten Varianten eine höhere Wirtschaftlichkeit aufweisen als eine Standardausführung, die durch umfangreiche Kompensationsmaßnahmen auf Klimaneutralität gebracht werden müsste.

Tabelle 13:
Wirtschaftlichkeitsbewertung der verschiedenen Versorgungsvarianten im Vergleich zur Basisvariante.

Wirtschaftlichkeitsparameter	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Differenzkosten Gebäude [Mio €]	9,7	7,8	7,8	7,8
Differenzkosten Wärmezentrale [Mio €]	2,3	2,7	0,7	2,8
Differenzkosten Photovoltaik [Mio €]	-5,3	-5,3	-5,1	-3,5
Energiekosten [€/a]	-273.000	-213.000	-278.000	-367.000
Ertrag PV-Strom [€/a]	-350.000	-350.000	-341.000	-235.000
Annuität [€/a]	-91.000	-72.300	-209.300	-188.200

6 Zusammenfassung und Fazit

Die Verwirklichung eines klimaneutralen Versorgungskonzeptes für das Bürgerhospital in Stuttgart ist unter den vorhandenen Randbedingungen besonders herausfordernd und bedarf der konsequenten Nutzung der vorhandenen Potentiale aus Energieeffizienz und erneuerbaren Energien. Einerseits weist das zukünftige Stadtquartier eine sehr hohe Siedlungsdichte auf, was zu einem ungünstigen Verhältnis zwischen verfügbarer Dachfläche für PV-Installationen und zu versorgender Netto-Raumfläche führt. Zudem ist die Verwendung der derzeit verfügbaren Fernwärme wegen ihres hohen CO₂-Äquivalenzfaktors für eine klimaneutrale Energieversorgung nicht sinnvoll. Aufgrund der hohen Feinstaubbelastung im Innenstadtbereich wird eine Verstromung von synthetischem Gas oder Biomasse in lokalen BHKWs kritisch bewertet.

Als besondere Herausforderung soll ein Großteil der neuen Wohnungen im Projektgebiet im Rahmen des geförderten Wohnungsbaus errichtet und identitätsstiftende Bauten erhalten werden, woraus sich enge Grenzen für den Kostenrahmen ergeben.

Im Rahmen dieser wissenschaftlichen Studie wurden auf Basis einer Parameteranalyse vier Varianten für eine klimaneutrale Energieversorgung des Bürgerhospitals untersucht. Dazu gehören ein dezentrales Versorgungskonzept mit Wärmepumpen und kaltem Nahwärmenetz und drei zentrale Konzepte mit Sole-Wärmepumpe, Biogas-BHKW und solarunterstützter Fernwärme. In allen vier Varianten wird lokal erzeugter PV-Strom zur Kompensation der verbleibenden THG-Emissionen benötigt.

Von den untersuchten Varianten erreichen die Versorgungsvarianten 1, 2 und 3 eine vollständige Klimaneutralität. Hierfür müssten alle Neubauten als

KfW-Effizienzhaus 40 realisiert und alle Bestandsgebäude auf das KfW Effizienzhaus 70 Niveau saniert werden. Zum Ausgleich der THG-Emissionen ist eine konsequente Solarisierung des Quartiers zwingend erforderlich. Unter den derzeitigen Vorgaben des Bebauungsplans liegt das vorhandene Potenzial bei 1.910 MWh pro Jahr. Hierfür sind neben Dachflächen auch geeignete Fassadenflächen und die Freiflächen am Bahndamm mit PV-Modulen zu bestücken.

Eine Wirtschaftlichkeitsbewertung der vier untersuchten Versorgungsvarianten hat gezeigt, dass aus makroökonomischer Sicht erhöhte Anstrengungen bei der Einsparung von Energie und bei der Vermeidung von THG-Emissionen wesentlich wirtschaftlicher sind als ein Standardvorgehen bei Neubau und Sanierung und ein Anschluss ans Fernwärmenetz mit Kompensation der THG-Emissionen durch PV-Strom, wie dies in der Basisvariante betrachtet wurde.

Sollten die in Kapitel 5.7 formulierten erhöhten Anforderungen an den Wärmeschutz der Gebäude und an die Gebäudetechnik nicht umgesetzt werden, kann auch mit den oben beschriebenen Versorgungsvarianten 1 bis 3 keine Klimaneutralität erreicht werden. Um die sich daraus ergebende Deckungslücke beim PV-Strom zu schließen, müssten folgende Maßnahmen ganz oder teilweise zusätzlich umgesetzt werden.

- Maximierung der PV-Flächen im Stadtquartier: Durch Vorgaben an die Gebäudearchitektur hinsichtlich Dachüberstände, Dachneigung und Dachorientierung sowie ein weitestgehender Verzicht auf Dachbegrünung könnte ein zusätzliches PV-Potenzial von bis zu 840 MWh pro Jahr erschlossen werden.
- Ausweitung des externen Ökostrombezugs auf den Haushaltsstrom: Damit sichergestellt werden kann, dass die Haushalte nachhaltig Ökostrom beziehen, müsste ein entsprechendes Anreizsystem geschaffen werden, z. B. durch ein vergünstigtes Angebot seitens der Stadtwerke. Das damit erzielbare Einsparpotenzial beträgt bis zu 950 t CO₂-Äquivalente.
- Bezug klimaneutraler Fernwärme: Zurzeit wird vom Wärmenetzbetreiber keine klimaneutrale Fernwärme angeboten. Es sollte auf politischer Ebene darauf hingewirkt werden, dass ein entsprechendes Angebot geschaffen wird.
- Nachhaltige Teilnahme an Carbon-Trading-Verfahren: Durch eine jährliche finanzielle Beteiligung an externen Klimaschutzprojekten, z. B. in Schwellen- und Entwicklungsländern, könnten die zusätzlichen THG-Emissionen global kompensiert werden (aktuell jährlich 23 €/t CO₂-Äquivalent [Atmosfair 2019]). Alternativ könnte eine einmalige Aufforstung von Bäumen (900 m²/t CO₂-Äquivalent [BaySF 2019])

vorgenommen oder in externe erneuerbare Energien-Anlagen (1,8 kW_p/t CO₂-Äquivalent) investiert werden.

7 Literaturverzeichnis

- [AGFW 2010] AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.: AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 1 – Energetische Bewertung von Fernwärme: Bestimmung der spezifischen Primärenergiefaktoren für Fernwärmeversorgungssysteme. 2010. Frankfurt.
- [Aschmann 2012] Aschmann, V.; Effenberger, M.: Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades biogasbetriebener BHKW über die Betriebsdauer. Abschlussbericht. 2012. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL). Freising.
- [Atmosfair 2019] Atmosfair: CO₂-Fußabdruck kompensieren. Online verfügbar unter: <https://www.atmosfair.de/de/kompensieren/wunschmenge>.
Letzter Zugriff: September 2019.
- [BaySF 2019] Bayrische Staatsforsten: Wald und CO₂. Online verfügbar unter: <https://www.baysf.de/de/wald-verstehen/wald-kohlendioxid.html>.
Letzter Zugriff: September 2019.
- [BBSR 2017] Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) (Hrsg.): EnEV 2017 – Vorbereitende Untersuchungen. September 2017. BBSR-Online-Publikation 16/2017. Bonn.
- [BDH 2011] Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e. V.: Solare Heizungsunterstützung. Teil 2: Praxistipps zu Planung und Installation. Informationsblatt 27. 2011. Köln.
- [Becker 2014] Becker, M. et al.: EnOB-Supermarkt, Untersuchungen zur integralen Systemkopplung von Gebäude, Gebäudetechnik und Gewerbekälte bei Supermärkten als Basis für „Niedrigstenergiegebäude“ bzw. „Nullenergiegebäude“. Abschlussbericht. 2014. Biberach.
- [Bergmann 2017] Bergmann, A.; Erhorn, H.: Energieeffizienz elektrisch angetriebener Wärmepumpen – Praxisergebnisse aus dem Monitoring. IBP-Mitteilung Nr. 549: Neue Forschungsergebnisse, kurzgefasst. 2017. Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP, Stuttgart (Hrsg.). Selbstverlag – 9990–1390 (ISSN). Stuttgart.

- [BKI 2017] Baukosteninformationszentrum (BKI): BKI-Baukosten 2017 Altbau – Statistische Kostenkennwerte für Gebäude. 2017. Stuttgart.
- [Blesl 2002] Blesl, M.: Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs. 2002. Forschungsbericht IER. Band 92. Stuttgart.
- [BMWi 2015] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchskennwerte und der Vergleichswerte im Nichtwohnungsbestand. 2015. Berlin.
- [BNA 2019] Bundesnetzagentur (BNA): Bestimmung der anzulegenden Werte für Solaranlagen § 49 EEG 2017 für die Kalendermonate Mai, Juni und Juli 2019. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html. Letzter Zugriff: Mai 2019.
- [CARMEN 2019] C.A.R.M.E.N. e. V.: Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln – der Energieholz-Index. Online verfügbar unter: <https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/hackschnitzel>. Letzter Zugriff: Mai 2019.
- [Corradini 2014] Corradini, R. et al.: Solarthermie – Technik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz für solarthermische Systeme in Einfamilienhäusern. 2014. Wüstenrot Stiftung (Hrsg.). Ludwigsburg.
- [D-ECA 2020] District Energy Concept Adviser (D-ECA): Energiekonzeptberater für Stadtquartiere – Planungssoftware zur beispielhaften Umsetzung und strategische Unterstützung bei der Quartiersplanung. Online verfügbar unter: <https://www.district-eca.de/index.php?lang=de>. Letzter Zugriff: Juni 2020.
- [Deutschland 2013] Regierung der Bundesrepublik Deutschland: Zweite Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung vom 18. November 2013. 2013. BGBlatt I Nr.67.
- [DIN 2018] DIN Deutsches Institut für Normung e. V.: Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung (DIN V 18599). Teile 1 bis 11. 2018. Beuth Verlag GmbH. Berlin.
- [Dunkelberg 2018] Dunkelberg, E. et al.: Wirtschaftlichkeit von Mehrleiter-Wärmenetzen – Ökonomische Bewertung von Mehrleiter-Wärmenetzen zur

Nutzung von Niedertemperaturwärme. 2018. Schriftenreihe des IÖW 215/18. Berlin.

- [EEX 2019] European Energy Exchange AG (EEX): KWK-Index (Deutschland), üblicher Strompreis gemäß KWK-Gesetz. Online verfügbar unter: <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/spotmarkt/kwk-index>. Letzter Zugriff: Mai 2019.
- [EnergieagenturNRW 2011] EnergieAgentur.NRW: Erhebung „Wo im Haushalt bleibt der Strom?“. Stromverbrauchsanteile verschiedener Anwendungsgebiete in Ein- bis Fünf-Personen-Haushalten – 2015 und 2011 im Vergleich. Online verfügbar unter: https://www.mission.nrw/couch/uploads/file/erhebung_wo_im_haushalt_bleibt_der_strom_20151126.pdf. Letzter Zugriff: Mai 2019.
- [Erhorn-Kluttig 2016] Erhorn-Kluttig, H.; Erhorn, H.: Energetische Bilanzierung von Quartieren, Ergebnisse und Benchmarks aus Pilotprojekten – Forschung zur energieeffizienten Stadt. 2016. Fraunhofer IRB Verlag. Stuttgart.
- [Fricke 2016] Fricke, B. et al.: Handbuch methodischer Grundfragen zur Masterplan-Erstellung. Kommunale Masterpläne für 100 % Klimaschutz. 2016. FH Aachen. Körperschaft des öffentlichen Rechts. Ausführende Stelle Solar-Institut Jülich der FH Aachen (SIJ) in Kooperation mit Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI) und Deutschem Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR). Wuppertal.
- [Fritsche 2018] Fritsche, U.; Greß, H.: Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2017 sowie Ausblicke auf 2020 bis 2050. 2018. Kurzstudie. IINAS. Darmstadt.
- [Kriesi 2018] Kriesi, R.: Regeneration für den beachtlichen Anteil unterkühlter Erdwärmesonden. 2018. HK-Gebäudetechnik 5/18. Aarau. Schweiz.
- [Land BW 2015] Regierung der Landes Baden-Württemberg: Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz – EWärmeG). 2015. Stuttgart.
- [Naturstrom 2019] Naturstrom: Biogaspreis für Privatkunden. Online verfügbar unter: <https://www.naturstrom.de/privatkunden/gas/>. Letzter Zugriff: Mai 2019.
- [Nussbaumer 2018] Nussbaumer, T. et al.: Planungshandbuch Fernwärme. 2018. Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme. EnergieSchweiz. Bundesamt

für Energie BFE. ISBN 3-908705-30-4. Bern. Online verfügbar unter: www.qmfernwaerme.ch. Letzter Zugriff: Juni 2020.

- [Schlitzberger 2018] Schlitzberger, S. et al.: Kurzgutachten zur Aktualisierung und Fortschreibung der vorliegenden Wirtschaftlichkeitsuntersuchung sowie zu Flexibilisierungsoptionen. Vorläufiger Endbericht. 2018. BMWi-Projekt-Nr.: 102/16-19. Kassel, Dresden, Stuttgart, Hamburg, Köln, Berlin.
- [Schmid 2014] Schmid, W.: Arbeitszahlen verdoppeln. Fachbeitrag in SBZ Sanitär. 2014. Heizung. Klima, Ausgabe 03-2014. Alfons W. Gentner Verlag GmbH. Stuttgart.
- [Schrade 2018] Schrade, J. et al.: Masterplan 100 % Klimaschutz der Landeshauptstadt Stuttgart. IBP-Bericht WB 198/2017. 2018. Stuttgart.
- [Schrade 2019] Schrade, J., Erhorn, H.: Stadtquartier 2050 – Wirtschaftlichkeitsbewertung von Optimierungsmaßnahmen zum Wärmeschutz am Bettenhaus (Bau2). Stellungnahme Fraunhofer IBP. 2019. Stuttgart.
- [Schubert 2013] Schubert, J.; Tschetschorke, K.: Strom- und Wärmeversorgung einer Siedlung bei unterschiedlichen Energieeffizienz-Standards. 2013. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter: <http://www.uba.de/uba-info-medien/4548.html>. Letzter Zugriff: Mai 2019.
- [Stuttgart 2011] Landeshauptstadt Stuttgart: Beantwortung zur Anfrage von Bündnis 90/DIE GRÜNEN-Gemeinderatsfraktion. 2011. SÖS und LINKE Fraktionsgemeinschaft. 306/2011. Stuttgart.
- [Stuttgart 2020] Beteiligungsportal Stuttgart meine Stadt. Online verfügbar unter: <https://www.stuttgart-meine-stadt.de/content/bbv/details/53/>, Zugriff: Juni 2020.
- [Valentin 2020] Valentin Software: PV*SOL. Webseite: <https://valentin-software.com/produkte/pvsol/>. Letzter Zugriff: Juli 2020.
- [VDI 2011] Verein Deutscher Ingenieure: Thermische Nutzung des Untergrunds – Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen (VDI 4640, Blatt 2). 2011. Beuth Verlag GmbH. Düsseldorf.
- [Wiege 2015] Wiege, A.: Aktiv-Stadthaus in Frankfurt am Main – im Effizienzhaus-Plus-Standard. 2015. 21. Internationales Holzbau-Forum IHF. Garmisch-Partenkirchen.

- [Winter 2001] Winter et al.: Untersuchung der Gleichzeitigkeit in kleinen und mittleren Nahwärmenetzen. Euroheat & Power 09 & 10/2001.
- [Wirth 2020] Wirth, H.: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Online verfügbar unter: www.pv-fakten.de. Letzter Zugriff: März 2019.
- [Zenhäuser 2017] Zenhäuser, D. et al.: PVT Wrap-Up – Energiesysteme mit photovoltaisch-thermischen Solarkollektoren. Schlussbericht. 2017. EnergieSchweiz. Bern. Online verfügbar unter: https://www.solar-thermalworld.org/sites/gstec/files/news/file/2017-06-01/pvt_switzerland_final.pdf. Letzter Zugriff: April 2020.
- [Zondag 2018] Zondag, H. A.: Flat-plate PV-Thermal Collectors and Systems: a Review. 2008. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Bd. 12.

Anhang

A.1 Geometrische Kenngrößen der verwendeten D-ECA-Typgebäude

Gebäudetyp	V_e	A_{Wfl}	A_{AW}	A_{Dach}	A_{Boden}	A_{Win}	A/V
	[m ³ /m ² _{NRF}]	[m ² /m ² _{NRF}]					[m ² /m ³]
MFH_groß	3,16	0,93	0,54	0,29	0,29	0,17	0,41
Kindergarten	6,05	-	0,86	1,10	1,10	0,53	0,59
Mischnutzung	3,71	0,14	0,41	0,19	0,19	0,18	0,26
Bürogebäude	4,17	-	0,53	0,33	0,33	0,35	0,37
Supermarkt	4,73	-	0,53	1,10	1,10	0,07	0,59
Pflegeheim	3,29	-	0,42	0,67	0,67	0,10	0,56

Quelle: District Energy Concept Adviser (D-ECA) [D-ECA 2020]

A.2 THG-Emissionsfaktor Fernwärme

Einsatz in Stuttgarter Kraftwerken [GWh] (W_{Br})					
	2008	2012	2013	2014	2015
Müll	1.125	1.176	1.207	1.185	1.203
Kohle	1.019	998	1.190	868	1.115
Heizöl	1	4	4	10	4
Erdgas	162	171	138	128	131
Gesamt	2.307	2.350	2.539	2.191	2.454

Quelle: Energiedaten des Kraftwerkbetreibers EnBW

THG-Emissionen durch Stuttgarter Kraftwerke [t]					
	2008	2012	2013	2014	2015
Müll	124.875	130.569	133.966	131.568	133.522
Kohle	435.176	426.183	508.222	370.826	476.126
Heizöl	282	1.302	1.334	3.160	1.381
Erdgas	40.500	42.850	34.550	31.879	32.850
Gesamt	602.841	602.916	680.085	539.447	645.894

Ausstoß aus Stuttgarter Kraftwerken [GWh]					
	2008	2012	2013	2014	2015
Fernwärme	1.101	1.168	1.223	1.047	1.164
Strom	274	373	358	252	399

Quelle: Energiedaten des Kraftwerkbetreibers EnBW

THG-Emissionsfaktor Fernwärme					
	2008	2012	2013	2014	2015
Fernwärme	334	242	305	308	260

$$f_{THG,FW} = \frac{\sum W_{Br} \cdot f_{THG,Br,i} - A_{Bne,KWK} \cdot f_{THG,Strom}}{Q_{FW,j}} \text{ nach [Naturstrom 2019]}$$

W_{Br} = Energiegehalt des Brennstoffeinsatzes

$f_{THG,Br,i}$ = THG – Emissionsfaktor des Brennstoffs

$f_{THG,Strom}$ = THG – Emissionsfaktor für Strom = 860 g / kWh

$A_{Bne,KWK}$ = Nettostromproduktion

$Q_{FW,j}$ = Fernwärmeabgabe an Gebäude

A.3 Parameterstudie

Tabelle 14:
Zusammenstellung untersuchter Parameter in der Sensitivitätsanalyse (Ausprägungen der Basisvariante sind gelb markiert).

Wärmeschutz im Neubau	EnEV	KfW 55	KfW 40	
Wärmeschutz im Bestand	EnEV	KfW 100	KfW 70	
Lüftung	frei	Abluft	RLT (WRG 85 %)	
Kühlung	Sonnenschutz	Split	Kältenetz mit KKM	Kältenetz mit AKM
Ausstattung (Geräte)	Standard	A++		
Beleuchtung	Energiesparlampen	LED-Technik		
Gebäudeautomation	C	B	A	

Wärmeversorgung dezentral	Gas-BW	Luft-Wasser-WP	Sole-Wasser-WP	
Wärmeversorgung zentral	Fernwärme	Gas-BHKW	Sole-Wasser-WP	Biomasse HW
Trinkwarmwasserbereitung	Kombiniert	dez. elektr.	Frischwasser	
Solarthermie	ohne	solares TWW	solar Heizen	

A.4 Kosten

Tabelle 15:
U-Wert-abhängige spezifische bauliche Kosten (Brutto) bezogen auf die Bauteilfläche (Bezugsjahr 2019).

Kosten [€/m ² _{Btl.}]	KfW 140	KfW 100	KfW 70	KfW 55	KfW 40
Wand	185	199	210	220	253
Dach	224	242	262	273	320
Boden	131	150	158	168	205
Fenster	289	291	336	396	479

Tabelle 16:
Spezifische, zusätzliche Bruttokosten für die Gebäudeautomation in Abhängigkeit der Automationsklasse (Bezugsjahr 2019).

Automationsgrad	C	B	A
Thermostat [€/m ² _{NRF}]	2	6	6
Heizungspumpe [€/Gebäude]	60	422	542
Kältepumpe [€/Gebäude]	1.204	1.204	1.807
Ventilatoren [€/m ² _{NRF}]	2	6	10
Beleuchtung [€/m ² _{NRF}]	6	12	12
Zirkulation [€/Gebäude]	60	422	542
Sonnenschutz [€/m ² _{Fenster}]	6	30	30

Tabelle 17:
Spezifische Bruttokosten für die technische Gebäudeausstattung (Bezugs-
jahr 2019) [D-ECA 2020].

Maßnahmenbeschreibung		Bezugsgröße für Kosten	Bruttokosten [€]
Heizzentrale (500 kW)	Biomasse-Kessel	[kW _{therm}]	648
	Fernwärme		120
	BHKW		518
	Sole-WP		574
Heizung im Gebäude (50 kW)	BW-Kessel	[kW _{therm}]	201
	Sole-Wasser-WP		937
	Luft-WP		1.030
	Nahwärmeübergabe		120
Wärme-/Kältenetz	Verteilnetz	[Trm]	420
	Hausanschluss	[kW _{therm}]	105
Wärmeverteilung und Übergabe im Gebäude	VL / RL: 70 / 55 °C	[m ² _{NRF}]	66
	VL / RL: 55 / 45 °C		78
	VL / RL: 35 / 28 °C		84
Gasanschluss	BW-Kessel	[Gebäude]	4.215
Trinkwarmwasserbereitung im Gebäude	Frischwasserstationen	[WE]	2.890
	Elektr. Durchlauferhitzer	[kW _{therm}]	60
Trinkwarmwasserverteilung im Gebäude	Verteilleitung	[m ² _{NRF}]	12
	Zirkulationspumpe	[m ² _{NRF}]	2
Speicher	Warmwasser	[m ³ _{Speicher}]	2.168
	Heizungspuffer ¹⁾	[kW _{therm}]	43
Kältezentrale	Absorptionskälte	[kW _{Kälte}]	602
	Kompression		361
Kälteerzeugung im Gebäude	Split-Gerät	[kW _{Kälte}]	2.409
	Nahkälteübergabe		120
Kälteverteilung im Gebäude	Verteilleitung, Übergabe	[m ² _{NRF}]	72
Solarthermie	Flachkollektor TWW	[m ² _{KF}]	783
	Flachkollektor Heizung		626
PV-Anlage	335 W Module, 1,67 m ² _{KF}	[m ² _{KF}]	300
Lüftung	Freie Lüftung	[m ² _{NRF}]	0
	Abluftanlage		30
	Lüftung ohne WRG		72
	Lüftung mit WRG 85		96
Beleuchtung	Energiesparlampen	[m ² _{NRF}]	36
	LEDs		42
Elektrische Geräte	Standard	[m ² _{NRF}]	72
	A+++		83

1) Aus den Kosten für Warmwasserspeicher berechnet mit 20 l/kW.

Die Kosten für die Erdsonden werden nach [Land BW 2015] wie folgt berechnet:

- für $P_{Entzug} \leq 50 \text{ kW}$: $1.122,4 \cdot P_{Entzug} + 914,4 \text{ [€]}$
- für $P_{Entzug} > 50 \text{ kW}$: $857,1 \cdot P_{Entzug} + 13.280 \text{ [€]}$

A.5 Geothermie

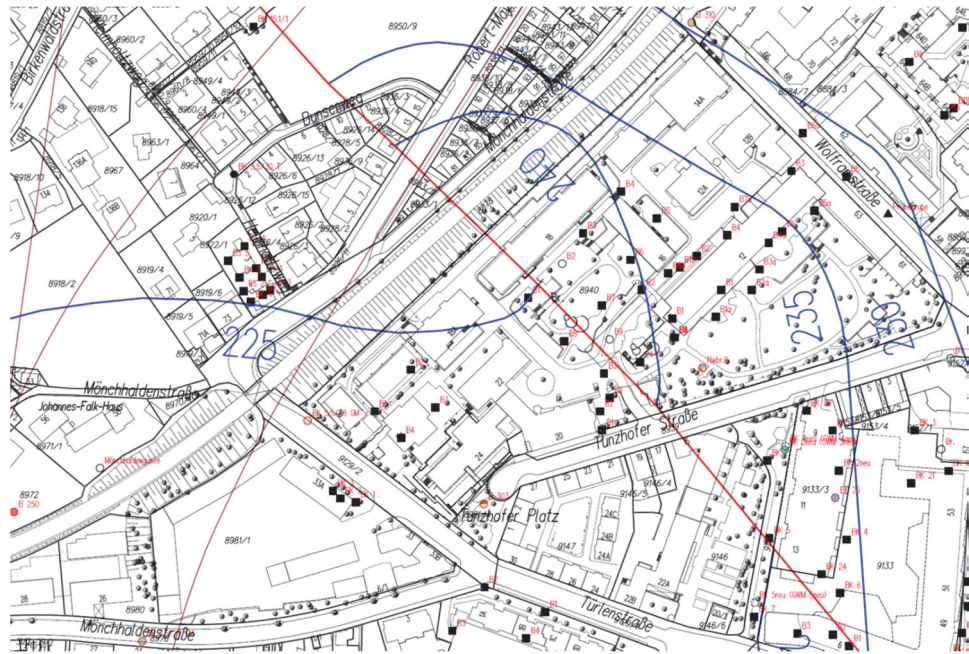


Bild 15:
Geologische Karte zum Horizont des Gipskeupers im Projektgebiet.

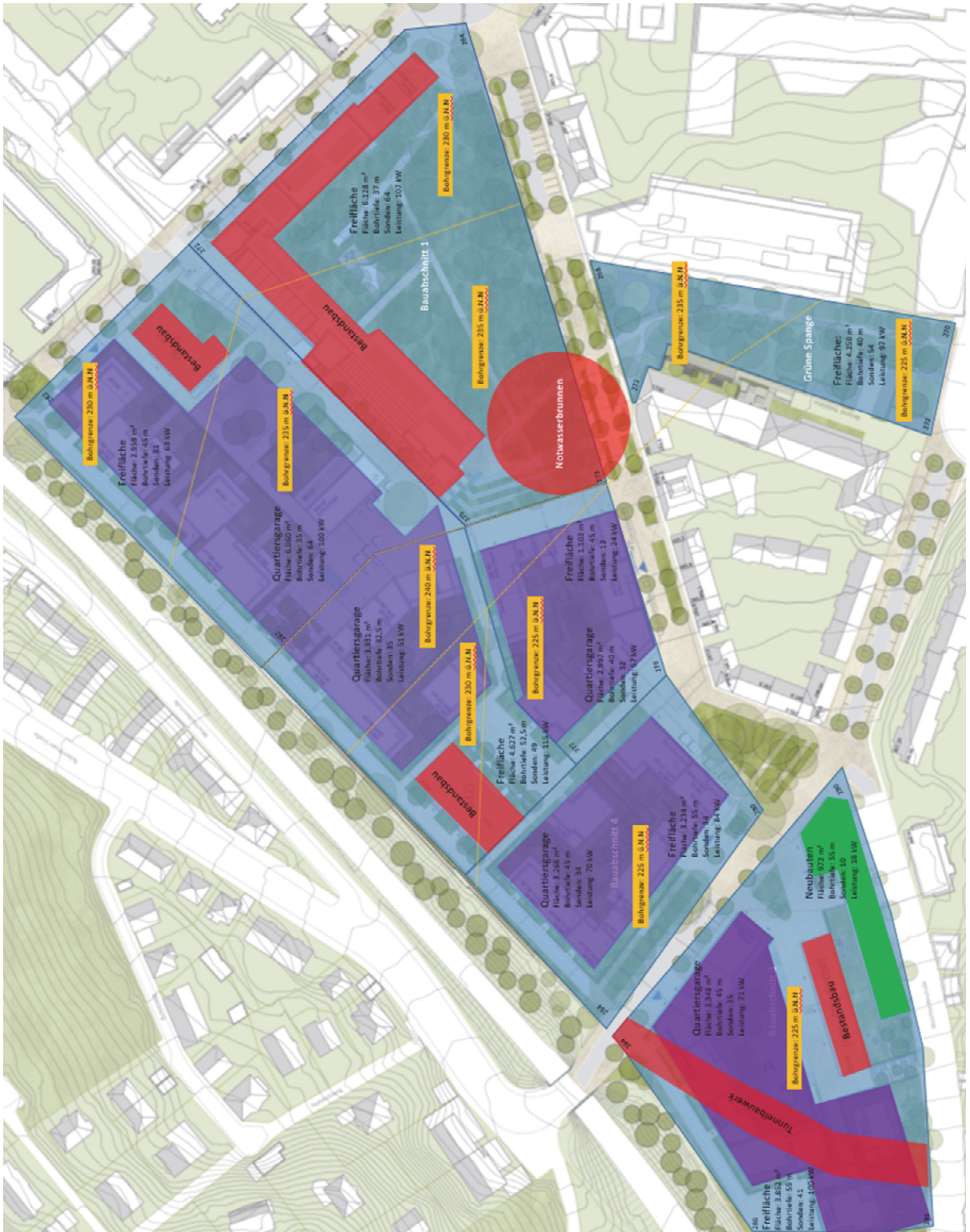


Bild 16:
Kartierung des Geothermiekonzents unter Berücksichtigung der geologischen und stadtplanerischen Randbedingungen.

A.6 Heizleistung

Tabelle 18:
Heizleistung der Gebäudemodelle bei Vorrangbetrieb der Trinkwarmwasser-
bereitung.

	Basis	Mindest- dämmung	Erhöhter Wärmeschutz	Fenster- lüftung	Lüftung mit WRG	Klimaneutrale Variante
BA1_MFH_Bettenhaus	310	410	310	315	310	310
BA1_Kita_Bettenhaus	135	172	109	128	122	103
BA1_MFH_Sanierung	151	153	151	151	151	151
BA2a_MFH_Neubau	218	218	218	218	218	218
BA2a_Kita_Neubau	88	94	81	82	81	81
BA2a_Büro_Sanierung	70	87	57	62	60	49
BA2b_Mixed_Neubau	18	18	18	18	18	18
BA2b_Kita_Neubau	45	45	45	45	45	45
BA2b_MFH_Neubau	181	181	181	181	181	181
BA2b_MFH_Sanierung	88	88	88	88	88	88
BA2c_Mixed_Neubau	31	31	31	31	31	31
BA2c_MFH_Neubau	254	254	254	254	254	254
BA4_Mixed_Neubau	25	25	25	25	25	25
BA4_MFH_Neubau	256	256	256	256	256	256
BA3_Kita_Neubau	57	57	57	57	57	57
BA3_SM_Neubau	44	47	34	41	36	25
BA3_Heim_Neubau	81	81	81	81	81	81
BA3_Mixed_Neubau	8	8	8	8	8	8
BA3_MFH_Neubau	354	354	354	354	354	354
Gesamt	2.413	2.579	2.359	2.394	2.377	2.335