UNIKASSEL VERSITÄT

Fraunhofer IEE

Energieversorgungssysteme für Neubau- und Bestandsquartiere: Technische und ökonomische Analyse anhand fiktiver Beispielquartiere

Masterarbeit

vorgelegt von

Stina Fox

Matrikelnummer: [redacted]

Universität Kassel

Fachbereich Maschinenbau

Studiengang: Regenerative Energien und Energieeffizienz

Erstprüfer: Prof. Dr.-Ing. Kurt Rohrig

Zweitprüfer: Prof. Dr.-Ing. Anton Maas

Betreuer: Dr.-Ing. Michael Krause

Kassel, den 16.01.2020

Zusammenfassung

Der von der Bundesregierung vorgelegte Klimaschutzplan 2050, in dem die Bundesregierung „[…] einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand 2050“ [BMU 2019b] fordert, schreibt dem Gebäudesektor in Verbindung mit der Energiewirtschaft eine zentrale Rolle für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen zu. Rund 30 Prozent der emittierten Treibhausgase entfallen auf den Gebäudesektor, der sowohl Wohn- als auch Nichtwohngebäude umfasst [vgl. BMU 2019a]. Daraus lässt sich die Notwendigkeit einer effizienten, ressourcenschonenden Wärmeversorgung ableiten. Neben der gebäudeinternen Bedarfssenkung durch Dämmmaßnahmen und der Senkung des Energieeinsatzes durch den Einsatz dezentraler Energieversorgungssysteme gewinnt die netzgebundene Wärme- und Stromversorgung auf Quartiersebene an Bedeutung. Hier sind für den Entscheidungsprozess rechtliche Rahmenbedingungen, technische Realisierbarkeit, Berücksichtigung der geltenden Klimaschutzziele und nicht zuletzt die Wirtschaftlichkeit relevante Parameter. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, in welchem Maße die genannten Parameter für verschiedene Versorgungsstrategien auf den Entscheidungsprozess Einfluss nehmen. Insbesondere spielt die Frage der Wirtschaftlichkeit für Energieversorgungssysteme in unterschiedlichen Quartieren eine zentrale Rolle, die im Rahmen der Arbeit näher beleuchtet wird.

Abstract

The Klimaschutzplan 2050 submitted by the German government that “calls for a virtually climate-neutral building stock by 2050” [BMU 2019b] attributes a major role to the building sector combined with the energy industry, regarding decarbonisation. Approximately 30 percent of the emitted greenhouse gases fall upon the building stock [BMU 2019a]. This leads to the necessity of an efficient, sustainable power supply. Besides a building related demand reduction by renovation and the decrease of energy input by decentralized power systems, netbased district heating systems and electrical power supply in residential areas become more important. At this point legal frame conditions, technical implementation, applicable climate targets and cost effectiveness are relevant parameters for the decision-making process. In this context the question arises, how much cost effectiveness influence the decision-making process for different supply systems in residential areas. Cost considerations, in particular, which are examined more closely in this work, play a major role.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis I

Abkürzungsverzeichnis III

Abbildungsverzeichnis VI

Tabellenverzeichnis VIII

1 Einleitung 1

1.1 Motivation 1

1.2 Zielsetzung und Methodik 2

2 Entwicklung der Beispiel-Quartiere 3

2.1 Definition „Quartier“ 3

2.2 Randbedingungen und Beschreibung der Beispiel-Quartiere 3

2.2.1 Baualtersklassen (BAK) 4

2.2.2 Gebäudetypen 5

2.2.3 Siedlungstypologien 6

2.2.4 Beispiel-Quartiere 7

2.3 Wärmebedarfsermittlung und Heizlastberechnung 9

3 Auslegung der Energieversorgungssysteme 14

3.1 Bilanzierungsmethodik 14

3.2 Wärmeerzeuger und Effizienzen 18

3.2.1 Blockheizkraftwerk 18

3.2.2 Luft-Wasser-Wärmepumpe 22

3.2.3 Photovoltaik 28

3.3 Nah- und Fernwärmenetze 30

3.4 Treibhausgas Bilanz 37

4 Kostenaufstellung der System-Komponenten 40

4.1 Blockheizkraftwerk 40

4.2 Gas-Spitzenlastkessel 41

4.3 Luft-Wasser-Wärmepumpe 42

4.4 Photovoltaik 42

4.5 Pufferspeicher 44

4.6 Wärmenetzkosten 44

5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nach VDI 2067 46

5.1 VDI 2067 Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen 46

5.2 Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung 49

5.3 Förderinstrumente und Marktanreizprogramme 53

6 Wirtschaftlichkeitsvergleich der Energieversorgungssysteme für die Beispielquartiere 61

7 Sensitivitätsanalyse der Wärmegestehungskosten 72

7.1 Sensitivität der Bebauungs- und Wärmebelegungsdichte 72

7.2 Sensitivität des Verhältnisses zwischen Ein- und Mehrfamilienhäusern innerhalb eines Quartiers 77

7.3 Sensitivität der Trassenlänge 79

7.4 Sensitivität der BHKW 82

7.5 Sensitivität bei reduzierten Investitionskosten für LW-WP und PV 85

7.6 Sensitivität durch Energiepreisentwicklungen 87

8 Fazit und Ausblick 94

9 Literaturverzeichnis VII

Anhang VII

Abkürzungsverzeichnis

Allgemeine Abkürzungen

A	Jahr
A_{NE}	Energiebezugsfläche
AN	Annuität
B	Breite
BAK	Baualtersklasse
BauNVO	Baunutzungsverordnung
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BHKW	Blockheizkraftwerk
COP	Coefficient Of Performance
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
EltVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EnEV	Energieeinsparverordnung
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EW	Einwohner
FD	Flachdach
FW	Fernwärme
GEMIS	Globales Emissions-Modell integrierter Systeme
GFZ	Geschossflächenzahl
GRZ	Grundflächenzahl
H	Höhe
HAST	Hausanschlusskosten
HKW	Heizkraftwerk
HÜS	Hausübergabestation
JAZ	Jahresarbeitszahl
JDL	Jahresdauerlinie
K	Kelvin
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
L	Länge
Ltm	Laufender Trassenmeter
LW-WP	Luft-Wasser-Wärmepumpe

MAP	Marktanreizprogramm
MFH	Mehrfamilienhaus
MWSt	Mehrwertsteuer
n_{inf}	Infiltrationsluftwechsel
n_L	energetisch wirksamer Luftwechsel
NW	Nahwärme
PEF	Primärenergiefaktor
PV	Photovoltaik
RH	Reihenhaus
RLT	raumlufttechnische Anlage
SD	Satteldach
SP	Speicher
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
Tm	Trassenmeter
Ts	teilsaniert
TWW	Trinkwarmwasser
Us	unsaniert
USt	Umsatzsteuer
U-Wert	Wärmedurchgangskoeffizient
V_e	Gebäudevolumen
V_L	wirksames Gebäudevolumen
VLT	Vorlauftemperatur
Vs	vollsaniert
WBD	Wärmebelegungsdichte
WE	Wohneinheit
WGK	Wärmegestehungskosten
WHH	Wohnhochhaus
WP	Wärmepumpe
WRG	Wärmerückgewinnung
WSVO	Wärmeschutzverordnung
x_{CO2}	CO_2-Äquivalente

Griechische Buchstaben

η	Energieeffizienz, Wirkungsgrad
θ_{HL}	Heizlast
λ	Wärmeleitfähigkeit
ρ	Dichte
Φ_L	Lüftungswärmeverlust
Φ_T	Transmissionswärmeverlust

Indizes

B	Betriebsgebunden
BE	Bewohner
E	Erlöse
El	Elektrisch
K	Kapitalgebunden
P	peak
S	Sonstige
Sp	Speicher
Sperr	Sperrzeit
Th	Thermisch
V	Bedarfsgebunden

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Grundstruktur der Beispiel-Quartiere (eigene Darstellung) 4
Abbildung 2-2: Anteile von Gebäude- und Wohneinheiten pro Quartier 8
Abbildung 3-1: Bilanzraum der Wärmeversorgungskette und Bedarfsentwicklung [SCHMIDT ET AL. 2011] 15
Abbildung 3-2: Nettostromerzeugung nach Energiequellen 2018 nach Fraunhofer ISE [BURGER 2019] (eigene Darstellung) 17
Abbildung 3-3: Aufbau und Funktionsweise eines BHKW nach [NOWAK ET AL. 2015] 19
Abbildung 3-4: Normierte, analytische Jahresdauerlinie JDL [MEIER 2016, S. 32] 21
Abbildung 3-5: Monoenergetische Betriebsweise eigene Darstellung nach [VIESSMANN 2011] 22
Abbildung 3-6: Verlauf der Außentemperaturen über ein Jahr für den Standort Kassel 23
Abbildung 3-7: Bilanzgrenzen für die Berechnung der JAZ [GÜNTHER ET AL. 2014] 24
Abbildung 3-8: JAZ für TWW und RH der einzelnen Gebäudetypologien 26
Abbildung 3-9: Bundesweite Durchschnittswerte der jährlichen Stromerträge [SOLARENERGIE FÖRDERVEREIN DEUTSCHLAND E.V. 2019] 29
Abbildung 3-10: Aufbau eines (Fern-)Wärmenetzes [HENSEL 2013] 31
Abbildung 3-11: Gegenüberstellung direkter und indirekter Hausanschluss [NUSSBAUMER ET AL. 2017, S. 100] 32
Abbildung 3-12: Typische Netzstrukturen [C.DÖTSCH ET AL. 1998, S. 37] 33
Abbildung 3-13: Schema: Ermittlung der Trassenlänge auf Grundlage der Quartiersstruktur (eigene Darstellung) 34
Abbildung 3-14: Prozentuale Netzverluste in Abhängigkeit der WBD und der VLT [Leuchtweis 2010] 35
Abbildung 3-15: Spezifische CO_2-Äquivalente der Fernwärme-Erzeugung aufgeteilt nach Bundesländern [LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN 2016] 38
Abbildung 3-16: Übersicht der CO_2-Emissionen der Beispielquartiere 39
Abbildung 4-1: Spezifische Richtpreise für Erdgas-BHKW in € pro kW_{el} [RUHNAU ET AL. 2011, S. 12] 41
Abbildung 4-2: Kosten für Gas-Spitzenlastkessel in Abhängigkeit der Leistung (nach Listenpreisen verschiedener Hersteller) 41
Abbildung 4-3: Darstellung der Investitionskosten für LW-WP nach verschiedenen Herstellern im Leistungsbereich 2,5 bis 25 kW_{el} 42
Abbildung 4-4: Investitionskosten (netto) von PV-Anlagen in Abhängigkeit der el. Nennleistung nach [DANNEL 2018] 43
Abbildung 4-5: Kostenzusammensetzung von PV-Anlagen nach [FINKE 2019] 43
Abbildung 4-6: Investitionskosten (netto) für Pufferspeicher verschiedener Hersteller in €/m³ 44
Abbildung 5-1 Entwicklung der spez. Vollkosten von Heizungssystemen [WOLF 2018] 50
Abbildung 5-2: Kostenbestandteile des Wärmepumpenstroms 51
Abbildung 5-3: Entwicklung der EEG-Umlage nach [BUNDESNETZAGENTUR 2019] 55
Abbildung 5-4: EEG-Umlagekriterien nach Art der Stromversorgung gemäß [BUNDESNETZAGENTUR 2016] 56
Abbildung 5-5: Vorgehen zur Ermittlung der Höhe des KWK-Zuschlags (eigene Darstellung) 58

Abbildung 6-1: Prozentuale Zusammensetzung der Gesamtannuität für die EVS im NBQ1 68
Abbildung 7-1: WGK in Abhängigkeit der GRZ für das NBQ1 73
Abbildung 7-2: WGK in Abhängigkeit der GRZ für das NBQ2 74
Abbildung 7-3: Vergleich der WGK in Abhängigkeit der GRZ für Mischquartiere 75
Abbildung 7-4: Vergleich der WGK in Abhängigkeit der GRZ für Bestandsquartiere 76
Abbildung 7-5: Sensitivität der WGK in Abhängigkeit der Gebäudezusammensetzung 78
Abbildung 7-6: Anteilige Zusammensetzung der Investitionskosten 80
Abbildung 7-7: WGK in Abhängigkeit der Trassenlänge für BSQ2 81
Abbildung 7-8: WGK in Abhängigkeit der zusätzlichen Trassenlänge für FW-Netze 82
Abbildung 7-9: WGK in Abhängigkeit der BHKW-Leistung 83
Abbildung 7-10: Jahresdauerlinie BHKW 100 kW_{el} (BSQ2) 84
Abbildung 7-11: Jahresdauerlinie BHKW 250 kW_{el} (BSQ2) 84
Abbildung 7-12: Investitionskosten des dezentralen Versorgungssystems 86
Abbildung 7-13: Kostenersparnis 2030 im Vergleich zu aktuellen Preisen [STANIASZEK ET AL. 2015, S. 31] 86
Abbildung 7-14: WGK in Abhängigkeit der Investitionskosten für LW-WP und PV für das NBQ1 87
Abbildung 7-15: Entwicklung der spez. Vollkosten von Heizungssystemen [WOLF 2018] 88
Abbildung 7-16: WGK in Abhängigkeit der Vorbezugskosten für Fernwärme 89
Abbildung 7-17: WGK in Abhängigkeit der Heizstromkosten für LW-WP 90
Abbildung 7-18: WGK in Abhängigkeit sinkender Erdgasbezugskosten für BHKW 91
Abbildung 7-19: WGK in Abhängigkeit der Erdgasbezugskosten für BHKW 92

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Gewählte Baualtersklassen 5
Tabelle 2-2: Außenmaße und Bauteilflächen der Gebäudetypen 5
Tabelle 2-3: Obergrenzen der Maße der baulichen Nutzung gemäß § 17 Abs. 1 BauNVO 6
Tabelle 2-4: Bebauungsdichte – reale Beispielgebiete [vgl. KLEPEL, S. 2], Luftbilder: Bing Karten 7
Tabelle 2-5: Zusammensetzung der Beispiel-Quartiere 9
Tabelle 2-6: Zusammenfassung der Nutz-Wärmebedarfe für die Beispiel-Quartiere 11
Tabelle 2-7: Wärmeverluste für Trinkwarmwasser- und Zirkulationsleitungen gemäß [DIN 4701 10:2003-08] 12
Tabelle 3-1: Primärenergiefaktoren nach DIN V 18559-10 17
Tabelle 3-2: Überschlägig ermittelte BHKW-Leistungen 20
Tabelle 3-3: Vergleich gebäudespezifischer Randbedingungen zur Bestimmung der JAZ 25
Tabelle 3-4: Wärmepumpenleistung der Gebäudetypologien in Abhängigkeit der verschiedenen energetischen Standards 28
Tabelle 3-5: Endenergiebedarfe (Wärme) für FW- und NW-Netz 36
Tabelle 3-6: CO_2-Äquivalente der Energieträger nach [BMVBS] 37
Tabelle 4-1: Zusammenstellung der Kosten für ein Wärmenetz nach [VAJEN ET AL. 2018] 45
Tabelle 5-1: Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung 53
Tabelle 5-2: Zusammenfassung der Förder- und Marktanreizprogramme für die Energieversorgungssysteme 60
Tabelle 6-1: Beispielhafte Berechnung der Gesamtannuität für das Neubauquartier 1 mit FW Versorgung 62
Tabelle 6-2: Beispielhafte Berechnung der Gesamtannuität für das Neubauquartier 1 mit NW+BHKW 63
Tabelle 6-3: Beispielhafte Berechnung der Gesamtannuität für das Neubauquartier 1 mit LW-WP + PV 64
Tabelle 6-4: Wärmegestehungskosten der Energieversorgungssysteme für die sechs Beispiel-Quartiere mit niedriger Bebauungsdichte 65
Tabelle 6-5: Wärmegestehungskosten der Energieversorgungssysteme für die sechs Beispiel-Quartiere mit hoher Bebauungsdichte 67
Tabelle 7-1: Variantenaufstellung der Gebäudeverteilung für Sensitivität 77
Tabelle 7-2: Gegenüberstellung BHKW 100 kW_{el} und BHKW 250 kW_{el} 85

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die durch die Bundesregierung formulierten Klimaschutzziele, die auf den Europäischen Energie- und Klimazielen fußen, sehen eine bis 2050 weitgehend treibhausgasneutrale Energieversorgung in Deutschland vor. Dabei beschreibt „Der Klimaschutzplan 2050 […] die Handlungsfelder Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie, Landwirtschaft sowie Landnutzung und Forstwirtschaft“ [BMU 2019b, S. 7]. Für diese Handlungsfelder werden Meilensteine und Maßnahmen getroffen, mithilfe derer Zwischenziele bis 2030 erreicht werden sollen. Der Sektor „Gebäude“, der mit einem Anteil von etwa 30 Prozent der gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland ein großes Einsparpotential in Hinblick auf die Treibhausgasemissionen birgt, ist in diesem Zusammenhang von besonderer Bedeutung [vgl. BMU 2019a]. Hier gewinnt neben der energetischen Sanierung einzelner Gebäude zunehmend der Einsatz neuer hocheffizienter Wärmenetze mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien und damit eine gebäudeübergreifende Betrachtung an Relevanz [vgl. BMU 2019b, S. 45]. Folglich kommt neben dezentralen Systemen auf Basis Erneuerbarer Energien der leitungsgebundenen Wärmeversorgung eine zentrale Rolle zu. Diese setzt die effiziente Nutzung nachhaltiger Energiequellen in Wärme- und Stromversorgungsnetzen voraus. Dabei ist bekannt, dass Ausbau und Einbindung regenerativer Energien in eben diese Versorgungssysteme unabdingbar sind und die Sektorenkopplung der Strom- und Wärmeversorgung im Quartier hierfür ein wichtiger Baustein ist, wobei hohe Investitionssummen anfallen [vgl. BMU 2019b, S. 45]. Zur Umsetzung der genannten Ziele spielt beim Entscheidungsprozess solcher Investitionen unter anderem das förderpolitische Umfeld eine tragende Rolle, um die Entwicklung nicht durch eine ökonomisch attraktivere konventionelle, nicht-erneuerbare Strom- und Wärmebereitstellung auszubremsen. Im Klimaschutzplan 2050 wird dieser Aspekt aufgegriffen und sowohl auf städtebaulicher, Quartiers- und Gebäudeebene als auch auf Ebene der Energiewirtschaft und des Wachstums diskutiert. Hier stellt sich die Frage, inwieweit durch die Bundesregierung finanzierte Förder- und Marktanreizprogramme die Ökonomie unterschiedlicher Energieversorgungsstrategien zugunsten einer Wärmeversorgung im Quartier unter effizienter Einbindung erneuerbarer Energiequellen beeinflussen. Wesentlich für den Neu- und Ausbau als auch für die Erneuerung und Sanierung bestehender Energieversorgungssysteme ist folglich die ökonomische Bewertung einer entsprechend zu tätigenden Investition.

Im Klimaschutzplan 2050 werden dabei zwei Wege aufgezeigt. Zum einen wird das Ziel des klimaneutralen Gebäudebestands durch energetische Sanierungsmaßnahmen und Erneuerung der Anlagentechnik genannt. Zum anderen wird auf den Neubau hocheffizienter Niedertemperatur-Wärmenetze fokussiert, nicht aber auf den Ausbau bestehender leitungsgebundener Systeme, wobei

zum Beispiel offen bleibt, wie mit den vorhandenen leitungsgebundenen Wärmenetzen umgegangen werden soll. Aus den Maßnahmen, die im Klimaschutzplan genannt werden, geht auch nicht hervor, inwieweit sich die bevorzugten Energiesysteme in ökonomischer Hinsicht von bestehenden Systemen unterscheiden. Selbiges gilt für die Unterscheidung zentraler und dezentraler Wärmeversorgungsstrategien. Es stellt sich die Frage, in welchen Fällen welche Strategie als wirtschaftlicher zu bewerten ist.

1.2 Zielsetzung und Methodik

Ziel dieser Arbeit ist die Identifikation spezifischer Parameter von Energieversorgungssystemen, welche die Wirtschaftlichkeit eines Quartierskonzeptes maßgeblich beeinflussen. Diese Parameter sollen künftig zu Beginn einer Quartiersplanung für erste Abschätzungen in Bezug auf das Versorgungssystem herangezogen werden. Betrachtet werden fiktiv zusammengestellte Siedlungen aus Neubauten sowie aus Bestandsgebäuden in Verbindung mit festzulegenden Wärmeversorgungssystemen.

Die zu untersuchende Leitfrage ist demnach, unter welchen Randbedingungen welches Versorgungssystem für welches Quartier am wirtschaftlichsten ist und wo entsprechende Kipppunkte liegen. Methodisch soll für diese Aussage ein Bearbeitungstool aufgebaut werden, mithilfe dessen durch Eingabe relevanter Randbedingungen Energiekennwerte für die Quartiere ausgegeben werden. Weiterhin soll durch das Tool die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgungssysteme für die einzelnen Quartiere ermittelt werden, um daraus einen Vergleich herstellen zu können.

Zunächst werden drei Beispielquartiere, die sich auf reine Wohnnutzung beschränken, in Anlehnung an bereits vorhandene Siedlungstypologien definiert [vgl. ERHORN-KLUTTIG ET AL. 2011]. Nichtwohngebäude bleiben unberücksichtigt, da die Komplexität in diesem Fall den Rahmen der Arbeit sprengen würde. Es werden Wohngebäude unterschiedlicher Baualtersklassen, deren spezifischen Energiebedarfe dem Projekt Tabula des Instituts Wohnen und Umwelt entnommen werden, ausgewählt [vgl. LOGA ET AL. 2015]. Im Weiteren werden Wärmeversorgungssysteme mit verschiedenen Energieerzeugern festgelegt und diese in Abhängigkeit der ermittelten Wärme- und gegebenenfalls Strombedarfe sowie der Heizlasten auf die Beispielquartiere ausgelegt. In diesem Schritt ist eine Effizienzbetrachtung der Versorgungssysteme eingebunden, durch die eine Bewertung in Hinblick auf die Endenergiebedarfe auf Erzeugerseite erfolgen kann. Weiterhin werden entsprechend der CO2-Äquivalente die Emissionen der Technologien ermittelt und als ökologische Bewertungsparameter herangezogen.

2 Entwicklung der Beispiel-Quartiere

Grundlage der Arbeit bilden unterschiedliche Beispiel-Quartiere, auf die verschiedene Energieversorgungssysteme angewendet werden. In diesem Kapitel werden die Beispiel-Quartiere zunächst definiert und die entsprechenden Wärmebedarfe sowie Heizlasten ermittelt.

2.1 Definition „Quartier“

Eine allgemeingültige Begriffsbestimmung eines Quartieres existiert nicht, weshalb für die Arbeit der Terminus „Quartier“ definiert wird.
Häufig steht die Bezeichnung in Zusammenhang mit Siedlungen, Stadtteilen oder urbanen Räumen. Im Rahmen einer Erhebung von bestehenden und neuen Stadtquartieren durch das Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) erfolgte die Festlegung der zu untersuchenden Quartiere anhand des Baualters, der Größe (Gebäudeanzahl, Einwohner), der Funktion und der Städtebaukonzeption [BBSR ET AL. 2012]. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Untersuchungen auf Quartiere mit folgenden Rahmenbedingungen beschränkt:

- Wohneinheiten ab 20
- Einwohner ab 40 (mind. zwei Bewohner pro Wohneinheit)
- reine Wohnnutzung
- räumliche Nähe der Gebäude zueinander
- identisches Energieversorgungssystem für alle Gebäude

Hier ist anzumerken, dass von Wohneinheiten ausgegangen wird und nicht von Gebäuden, da sowohl Einfamilien- und Reihenhäuser als auch Mehrfamilienhäuser berücksichtigt werden und die Anzahl der Wohneinheiten nicht für alle Gebäudetypen identisch ist. In Bezug auf die Anlagentechnik werden die Quartiere für die Untersuchungen und Analysen jeweils mit demselben Versorgungssystem ausgestattet.

2.2 Randbedingungen und Beschreibung der Beispiel-Quartiere

Die nachfolgend beschriebenen Beispiel-Quartiere unterscheiden sich in den zugewiesenen Baualtersklassen, den Siedlungstypologien sowie in der Zusammensetzung der Gebäudetypen und Gebäudeanzahl. Letztere definiert die jeweilige Quartiersgröße. Den Beispiel-Quartieren liegt eine rasterförmige Struktur zugrunde, bei der jeweils zehn quadratische Grundstücke, in Abbildung 2-1 mit *a* bezeichnet, aneinanderschließen. Die Skalierung bzw. Ausdehnung der Quartiere erfolgt analog zur

Gebäudeanzahl. In Abbildung 2-1 wird beispielhaft ein Quartier mit 100 identischen Gebäudetypen und somit 100 identischen Grundstücksgrößen mit den Außenmaßen *a* dargestellt. Der Abstand *b* zwischen den Gebäudereihen entspricht dem Regelquerschnitt von Stadtstraßen, der gemäß [BMV 2008] 7,50 m beträgt.

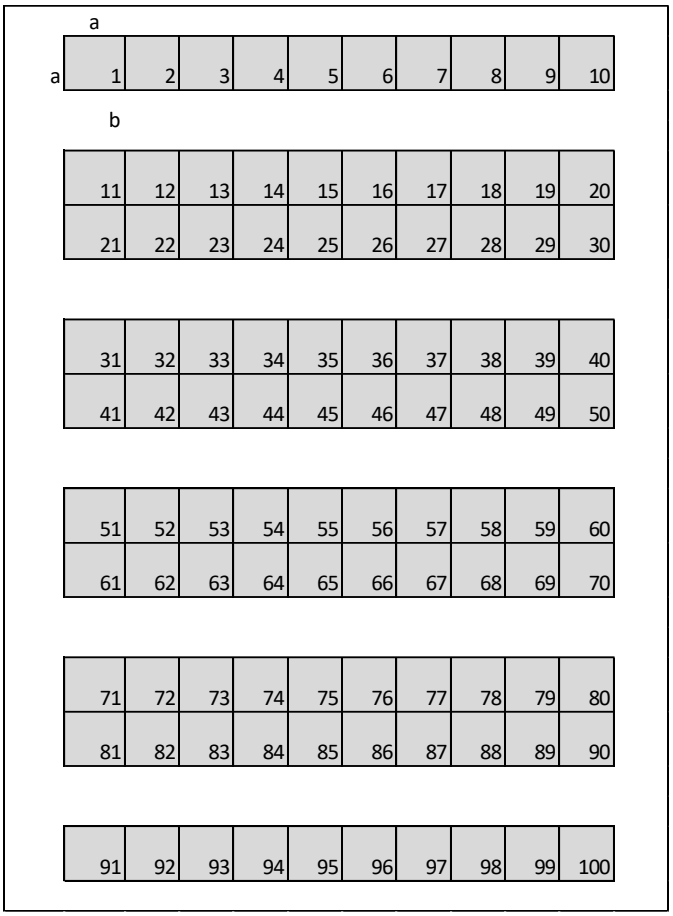


Abbildung 2-1: Grundstruktur der Beispiel-Quartiere (eigene Darstellung)

2.2.1 Baualtersklassen (BAK)

Die Einteilung in Baualtersklassen erfolgt in Anlehnung an die Deutsche Wohngebäudetypologie, die im Rahmen der EU-Projekte „Typology Approach for Building Stock Energy Assessment“ (TABULA) und „Energy Performance Indicator Tracking Schemes for the Continuous Optimisation of Refurbishment Processes in European Housing Stocks“ (EPISCOPE) vom Institut Wohnen und Umwelt (IWU) durchgeführt wurde. Hier werden Energiekennwerte von Gebäuden unterschiedlicher BAK festgelegt. „Das Niveau des rechnerischen Energiebedarfs wird dabei abgeglichen, um typischerweise in Bestandsgebäuden auftretende Verbrauchskennwerte abzubilden“ [LOGA ET AL. 2015]. Die Beispielgebäude umfassen Einfamilien-, Reihen-, kleine und große Mehrfamilienhäuser und sind in zwölf abgestufte BAK eingeteilt, welche sich an signifikanten Anhaltspunkten, wie zum Beispiel der Einführung der ersten Wärmeschutzverordnung 1977, orientieren. Den einzelnen BAK sind Referenzwerte für spezifische Heizwärmebedarfe für je drei Sanierungsstände hinterlegt. Diese

wiederum setzen sich aus den Außenbauteilen und deren energetischen Eigenschaften zusammen [vgl. LOGA ET AL. 2015]. Für die Untersuchungen in dieser Arbeit wurden die in Tabelle 2-1 aufgeführten BAK mit entsprechenden Kennwerten herangezogen.

Bezeichnung	**Baualtersklasse**	**Verordnung / Standard**	**spez. Heizwärmebedarf in kWh/(m²·a)**		
			EFH	**RH**	**MFH**
KfW 55	ab 2018	KfW 55	44,9	40	37,8
EnEV 16	ab 2016	EnEV 16	70,8	60,6	52
EnEV 07	2002 – 2009	EnEV 2007	78,7	70,3	58
WSVO 95	1995 – 2001	3. WSVO 95	110,5	78,8	91,1
keine Verordnung	1949 – 1957	keine	139,5	112,6	119,4

Tabelle 2-1: Gewählte Baualtersklassen

2.2.2 Gebäudetypen

Eine weitere Festlegung betrifft die Gebäudetypen innerhalb der Beispiel-Quartiere. Es sollen reine Neubau-, Misch- und Bestandsquartiere berücksichtigt werden, um die zu untersuchenden Parameter differenziert bewerten zu können. In Anlehnung an die Stadtraumtypen der TU Darmstadt werden freistehende Einfamilienhäuser (EFH), gekuppelte Einfamilienhäuser (Reihenhäuser, RH) und freistehende Mehrfamilienhäuser (MFH) betrachtet [vgl. HEGGER ET AL. 2015]. Die entsprechenden Gebäudemaße sowie Bauteil-, Grund- und Nutzflächen werden in Tabelle 2-2 festgesetzt.

Bezeichnung	**Einheit**	**EFH**	**RH**	**MFH**
Dach	-	Flachdach	Flachdach	Flachdach
Fensterflächenanteil	%	30 %	30 %	30 %
Anzahl der Wohneinheiten	WE/Geb	1	1	10
Außenmaße (l x h)	m	10 x 10	7,5 x 7,5	11,5 x 11,5
Geschosshöhe	m	3,00	3,00	3,00
Anzahl der Vollgeschosse	-	1,6	2,6	5
Bruttogeschossfläche	m²	160,00	146,25	661,25
Bruttogrundfläche pro Wohneinheit	m²	160,00	146,25	66,125
Fläche unterer Gebäudeabschluss	m	100,00	56,25	132,25
Fläche oberer Gebäudeabschluss	m	100,00	56,25	132,25
Hüllfläche gesamt	m²	392,00	346,50	954,4
Gebäudenutzfläche A_N nach EnEV: $A_N = 0{,}32 \cdot V_e$	m²	153,60	140,40	634,80
beheiztes Gebäudevolumen V_e	m³	480,00	438,75	1983,75
A/V-Verhältnis	-	0,82	0,79	0,48
Einwohner pro Wohneinheit	EW/WE	3	3	2

Tabelle 2-2: Außenmaße und Bauteilflächen der Gebäudetypen

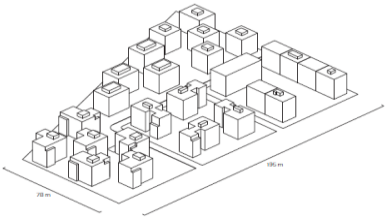
2.2.3 Siedlungstypologien

Neben Baualtersklassen und Gebäudetypen ist ferner die jeweilige Siedlungstypologie, also das Baugebiet für die Ausdehnung der Quartiere relevant, da den Typologien Grund- und Geschossflächenzahlen zugewiesen werden. Die Grundflächenzahl (GRZ) gibt den Anteil der bebaubaren Grundstücksfläche an. Durch die Geschossflächenzahl (GFZ) wird das Verhältnis zwischen der gesamten Geschossfläche im Gebäude zur Grundstücksfläche bestimmt. GRZ und GFZ werden in der aktuellen Baunutzungsverordnung (BauNVO) als Maß der baulichen Nutzung bezeichnet und den Baugebieten zugeordnet [vgl. BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND, § 17 Abs. 2 Satz 1 BauNVO]. In Tabelle 2-3 sind die Grenzwerte, die aus städtebaulichen Gründen aber auch überschritten werden können, entsprechend aufgeführt. Für die Bestands-Quartiere wird zunächst von Kleinsiedlungsgebieten ausgegangen, wobei eine Differenzierung der GRZ in Kapitel 3.3 beleuchtet wird.

Baugebiet	Abkürzung	GRZ	GFZ
Kleinsiedlungsgebiet	WS	0,2	0,4
reines Wohngebiet	WR	0,4	1,2
allgemeines Wohngebiet	WA	0,4	1,2
besonderes Wohngebiet	WB	0,6	1,6
Dorfgebiet	MD	0,6	1,2
Mischgebiet	MI	0,6	1,2
Kerngebiet	MK	1,0	3,0

Tabelle 2-3: Obergrenzen der Maße der baulichen Nutzung gemäß § 17 Abs. 1 BauNVO

Im weiteren Verlauf dieser Arbeit werden die Baugebiete „Kleinsiedlungsgebiet“, „Dorf-/Mischgebiet“ und „Kerngebiet“ betrachtet. Dadurch werden sowohl lockere Einfamilienhausgebiete als auch dicht bebaute Stadtgebiete in die Untersuchungen mit aufgenommen. Um die genannten Kennwerte zu verbildlichen, sind nachfolgend in Tabelle 2-4 auf Grundlage eines Stadt-Vergleichs von Dichten die Siedlungsgebiete als Skizze und Luftbild dargestellt [vgl. KLEPEL, S. 2].

Baugebiet	Beispielgebiet	
Kleinsiedlungsgebiet	 Beispiel: München, Theresienhöhe	

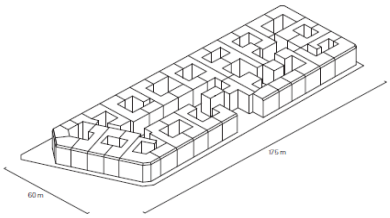
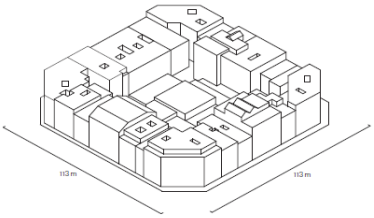
Dorf-/Mischgebiet	 Beispiel: Berlin, Prenzlauer Berg	
Kerngebiet	 Beispiel: Barcelona, Eixample	

Tabelle 2-4: Bebauungsdichte – reale Beispielgebiete [vgl. KLEPEL, S. 2], Luftbilder: Bing Karten

2.2.4 Beispiel-Quartiere

Insgesamt werden sechs Beispiel-Quartiere zusammengestellt. Dabei werden jeweils zwei Neubau-, Misch- und Bestandsquartiere definiert, welche sich untereinander in Gebäudetyp, in der Gebäudeanzahl sowie in den energetischen Baustandards, wie in Abbildung 2-2 dargestellt, unterscheiden. Dabei sollen die fiktiven Wohnquartiere möglichst differenziert aufgebaut sein, um eine möglichst große Bandbreite an realen Siedlungsgebieten widerzuspiegeln.

Das Neubauquartier 1 (NBQ1) setzt sich in Anlehnung an ein Quartiersprojekt des Fraunhofer IEE mit dem Titel *Geosolare Nahwärmeversorgung für die Neubausiedlung „Zum Feldlager“* aus insgesamt 200 Wohneinheiten (WE) zusammen, die sich auf 100 EFH und 10 MFH nach KfW55-Standard aufteilen [vgl. VAJEN ET AL. 2018]. Das zweite Neubauquartier (NBQ2) besteht aus 25 EFH nach KfW55-Standard und bildet damit eine typische Kleinbausiedlung durch Erschließung neuer Bauplätze im ländlichen Raum ab. Das Mischquartier 1 (MIQ1) setzt sich aus 150 Wohneinheiten mit 50 EFH nach EnEV 2007 und zehn MFH nach EnEV 16 zusammen, umfasst damit also ebenfalls 200 WE. Im zweiten Mischquartier (MIQ2) wird der Gebäudetyp Reihenhaus hinzugenommen. Analog zum MIQ1 werden 150 WE auf zehn MFH und in diesem Fall auf 25 EFH sowie auf 25 RH verteilt. Die energetischen Gebäudestandards variieren hierbei zwischen WSVO95 und EnEV16, um ein möglichst heterogenes Quartier abzubilden. Das Bestandsquartier 1 (BSQ1) umfasst 100 WE in 50 EFH und 5 MFH, das Bestandsquartier 2 (BSQ2) umfasst die identische Gebäudeaufteilung wie das MIQ2. Diesem Quartier werden die RH und MFH der BAK 6 (1969 – 1978) zugeordnet und unterliegen damit noch keiner Wärmeschutzverordnung, weshalb die spezifischen Energiebedarfe entsprechend hoch sind.

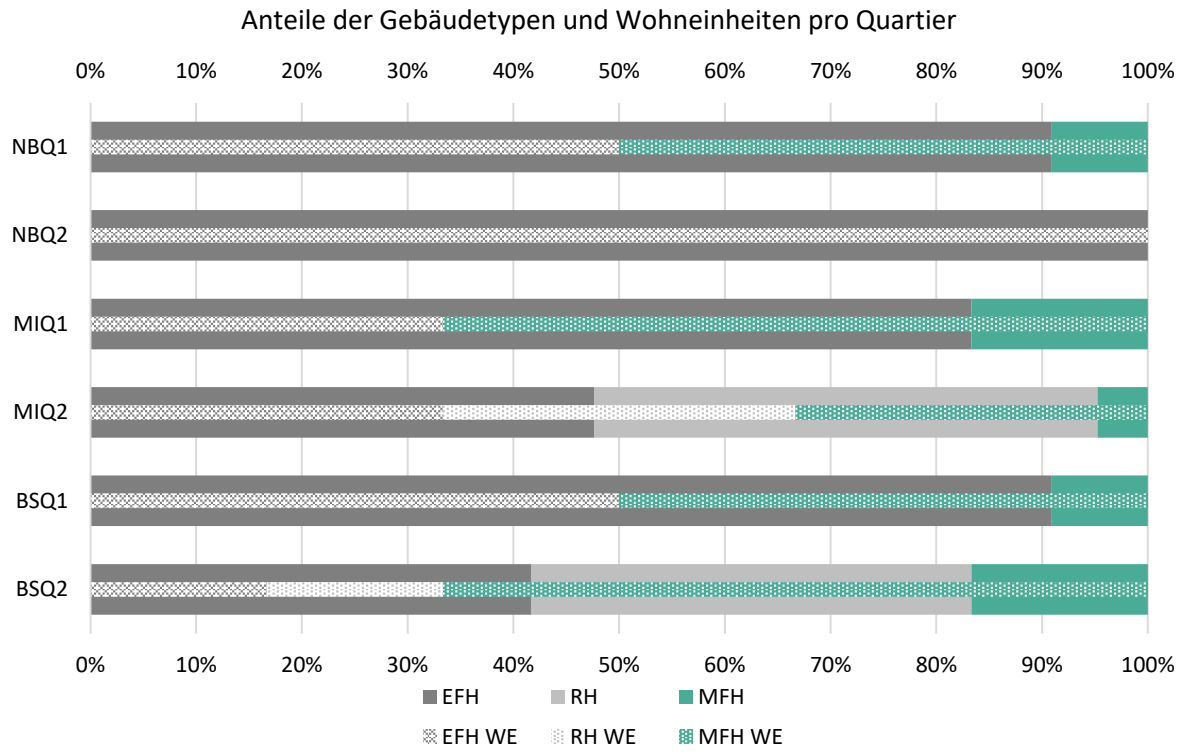


Abbildung 2-2: Anteile von Gebäude- und Wohneinheiten pro Quartier

An dieser Stelle ist anzumerken, dass bei den einzelnen Betrachtungen und Berechnungen die genannten Beispiel-Quartiere untersucht werden. Diese können mit dem in dieser Arbeit entwickelten Bearbeitungstool je nach Bedarf beliebig verändert und angepasst werden. Daraus lassen sich im Anschluss an die Arbeit sämtliche Siedlungsgebiete mit beliebigen Gebäudetypen, energetischen Standards und jedweder Anzahl abbilden. Die Piktogramme in Tabelle 2-5 für EFH, RH und MFH stellen die im Quartier vorhandenen Gebäude und deren energetische Standards dar. Zur Vereinfachung werden diese zusätzlich abgekürzt mit

- *55*: KfW 55
- *16*: EnEV 2016
- *07*: EnEV 2007
- *95*: 3. WSVO 1995
- oV: ohne zugrundeliegende Verordnung

Im Weiteren werden die folgenden Piktogramme den Quartiersbezeichnungen zum besseren Verständnis stets beigefügt. Die Gebäudeanzahl wird in den Piktogrammen der Übersichthalber nicht angegeben.

Gebäudetypen: EFH RH MFH

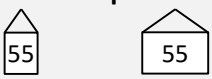
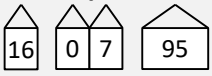
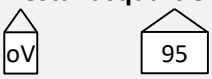
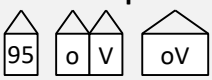
Bezeichnung des Quartiers	**Gebäudetyp**	**Anzahl von …**			**Energetischer Gebäudestandard**
		Gebäuden	Wohn-einheiten	Einwohner	
Neubauquartier 1 	EFH	100	200	500	KfW 55
	MFH	10			KfW 55
Neubauquartier 2	EFH	25	25	75	KfW 55
Mischquartier 1	EFH	50	150	350	EnEV 07
	MFH	10			EnEV 16
Mischquartier 2 	EFH	25	150	350	EnEV 16
	RH	25			EnEV 07
	MFH	10			WSVO 95
Bestandsquartier 1 	EFH	50	100	250	ohne Verordnung
	MFH	5			WSVO 95
Bestandsquartier 2 	EFH	25	150	350	WSVO 95
	RH	25			ohne Verordnung
	MFH	10			ohne Verordnung

Tabelle 2-5: Zusammensetzung der Beispiel-Quartiere

2.3 Wärmebedarfsermittlung und Heizlastberechnung

Die Gesamtwärmebedarfe Q_{ges} der vorgestellten Beispiel-Quartiere setzen sich aus den Heizwärme- und Trinkwarmwasserbedarfen Q_h und Q_{TWW} der Gebäude zusammen. Im Folgenden wird die Berechnung der gebäudespezifischen Bedarfe anhand Formel (2-1) vorgestellt und für die Quartiere angegeben. Die energetische Bewertung von Gebäuden erfolgt in der Regel über das Monatsbilanzverfahren nach DIN V 4108-6. Im Rahmen dieser Arbeit werden aufgrund des Detaillierungsgrades die Wärmebedarfe über die in Unterkapitel 2.2.1 aufgezeigten spezifischen Heizwärmebedarfe nach IWU sowie in Normen genannte spezifische TWW-Bedarfe ermittelt.

$$Q_{ges} = Q_h + Q_{TWW} \tag{2-1}$$

Heizwärmebedarf Q_h

Der Heizwärmebedarf beschreibt die Wärmemenge, die durch das Heizsystem bereitgestellt werden muss, um die entsprechende Raumtemperatur im Gebäude einzuhalten [HÄUPL ET AL. 2013]. Aus den in Abschnitt 2.2 zusammengestellten spezifischen Heizwärmebedarfen lassen sich die absoluten Heizwärmebedarfe unter Berücksichtigung der notwendigen Gebäudenutzflächen (s. Tabelle 2-2) berechnen. Die Heizwärmebedarfe werden unter Verwendung der Formel (2-2) zunächst gebäudeweise ermittelt und dann auf die Quartiere skaliert.

$$Q_h = q_h \cdot A_{Nutz} \quad (2\text{-}2)$$

mit A_{Nutz}: Nutzfläche des Gebäudes in m²,
q_h: spez. Heizwärmebedarf in kWh/(m²·a)

Trinkwarmwasserbedarf Q_{TWW}

Der Trinkwarmwasserbedarf beschreibt die Wärmemenge, die zum Erwärmen der entsprechenden Trinkwassermenge notwendig ist [HÄUPL ET AL. 2013]. Dieser wird in der DIN 4701-10 mit 12,5 kWh/(m²·A_N·a) angegeben, wobei sich die Nutzfläche A_N aus der Nettogrundfläche A_{NGF} errechnet [vgl. DIN 4701-10:2003-08]. In DIN V 18599-10:2016-10 werden spezifische TWW-Bedarfe genannt, die für EFH 11 kWh/(m²·A_{NGF}·a) und für MFH 15 kWh/(m²·A_{NGF}·a) betragen. In der Neuauflage der DIN V 18599-10:2018-09 werden die bisher fest definierten Bedarfe variabel über die Größe einer Wohneinheit ermittelt und weisen eine Bandbreite von 8,5 bis 13,5 kWh/(m²·A_{NGF}·a) auf. Es wird deutlich, dass für die TWW-Bedarfe unterschiedlich normierte Werte existieren und diese leicht voneinander abweichen. Auch in der Sekundärliteratur finden sich unterschiedliche Annahmen: „Ausgehend von einem täglichen Warmwasserbedarf von 23 Litern pro Person bei 50 °C Wassertemperatur wird für vereinfachte Berechnungen […] ein Wert von 12,5 kWh/(m²·a) pauschal vorgegeben“ [HÄUPL ET AL. 2013, S. 72]. Da in diesem Wert jedoch keine Unterscheidung der Belegungsdichten unterschiedlicher Gebäudetypen gemacht wird, wird für MFH ein Wert von 20 kWh/(m²·a) angenommen. Grundlage dafür bildet eine Studie des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), in der die Nutzenergiebedarfe zur Warmwasserbereitstellung verschiedener MFH abgefragt und untersucht wurden [BBSR 2017]. Daraus ergeben sich die folgenden Formeln, in denen Zirkulations- und Verteilverluste innerhalb des Gebäudes noch unberücksichtigt bleiben.

$$Q_{TWW,EFH} = q_{TWW,EFH} \cdot m^2_{Nutz,EFH} \quad (2\text{-}3)$$

mit $q_{TWW,EFH}$ = 12,5 kWh/(m²·A_N·a)

$$Q_{TWW,MFH} = q_{TWW,MFH} \cdot m^2_{Nutz,MFH} \quad (2\text{-}4)$$

mit: $q_{TWW,MFH}$ = 20 kWh/(m²·A_N·a)

Für die Beispiel-Quartiere lassen sich mit dieser Berechnung die in Tabelle 2-6 dargestellten gebäudeseitigen Nutzwärmebedarfe, die für die Raumheizung und die Trinkwarmwasser-Bereitung benötigt werden, ermitteln.

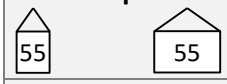
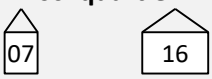
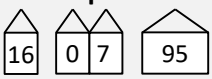
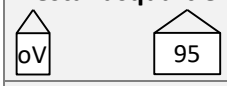
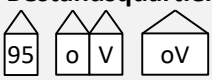
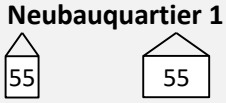
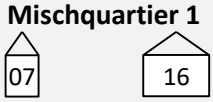
Quartier	Heizwärme-bedarf Q_h	Trinkwarmwasser-bedarf Q_{TWW}	Wärmebedarf gesamt (Nutzenergie)	Wärmebedarf (Nutzenergie)	
				pro WE	pro EW
	%	%	MWh/a	MWh/WE	MWh/EW
Neubauquartier 1 	73 %	27 %	1.206	6,0	2,4
Neubauquartier 2	77 %	23 %	206	8,2	2,7
Mischquartier 1 	80 %	20 %	1.187	7,9	3,4
Mischquartier 2 	80 %	20 %	1.157	7,7	3,3
Bestandsquartier 1 	89 %	11 %	1.507	15,1	6,0
Bestandsquartier 2 	86 %	14 %	1.645	11,0	4,7

Tabelle 2-6: Zusammenfassung der Nutz-Wärmebedarfe für die Beispiel-Quartiere

Zur Ermittlung der in Tabelle 2-7 zusammengefassten Endenergiebedarfe werden zusätzliche gebäudeinterne Trinkwarmwasser- und Zirkulationsverluste, die durch das Wärmeversorgungssystem gedeckt werden müssen, berücksichtigt. Dabei wird auf DIN V 4701-10:2003-08 zurückgegriffen, in der die flächenbezogenen Wärmeverluste $q_{TWW,d}$ für Trinkwarmwasser- und Zirkulationsleitungen angegeben werden. Es ergeben sich daraus folgende zusätzlichen Wärmeverluste:

- EFH (A_N: 153,60 m²): 11,49 kWh/(m²·a)
- RH (A_N: 140,40 m²): 12,18 kWh/(m²·a)
- MFH (A_N: 634,80 m²): 7,33 kWh/(m²·a)

Quartier	Wärmebedarf gesamt (Endenergie)	Wärmebedarf gesamt (Endenergie)		
		pro Geb	pro WE	pro EW
	MWh/a	MWh/Geb	MWh/WE	kWh/EW
Neubauquartier 1 	1.429	13,0	7,1	2,9
Neubauquartier 2	250	10,0	10,0	3,3
Mischquartier 1 	1.322	22,0	8,8	3,8

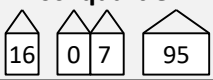
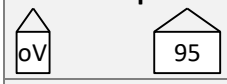
Mischquartier 2 	1.290	21,5	8,6	3,7
Bestandsquartier 1 	1.619	29,4	16,2	6,5
Bestandsquartier 2	1.779	29,6	11,9	5,1

Tabelle 2-7: Wärmeverluste für Trinkwarmwasser- und Zirkulationsleitungen gemäß [DIN 4701-10:2003-08]

Vereinfachte Heizlastberechnung in Anlehnung an DIN EN 12831

Als Grundlage für die Anlagenauslegung in Kapitel 3.1 dienen die Heizlasten der Quartiere. Für die Berechnung wurde eine vereinfachte Herangehensweise in Anlehnung an die DIN EN 12831 Beiblatt 1:2008-07 in Verbindung mit der Berichtigung 1:2010-11 angewendet. Vor dem Hintergrund des zugrundeliegenden Detaillierungsgrads der Arbeit wäre eine genauere Berechnung nicht zielführend, da die Ergebnisse der Arbeit zu einem frühen Zeitpunkt einer Projektbearbeitung herangezogen werden sollen, sodass die Heizlasten einer ersten Abschätzung dienen. Zur Ermittlung der Gebäudeheizlast wird in Anlehnung an DIN EN 12831 Bbl 2 ein vereinfachtes Hüllflächenverfahren angewendet. In dem Verfahren werden mögliche Wärmequellen sowie Wiederaufheizlasten nicht berücksichtigt. Demzufolge setzt sich die Norm-Heizlast Φ_{HL} aus den Norm-Transmissionswärmeverlusten Φ_T und den Norm-Lüftungswärmeverlusten Φ_V nach Gleichung (2-6) zusammen:

$$\Phi_{HL} = \Phi_T + \Phi_V \tag{2-5}$$

mit Φ_{HL}: Heizlast in W,
Φ_T: Transmissionsverluste in W,
Φ_V: Lüftungsverluste in W

Die Transmissionswärmeverluste Φ_T beschreiben die Wärmemenge, die aufgrund eines Temperaturgefälles über die thermische Hülle abgegeben wird. Gemäß DIN EN 12831 Bbl 2 werden die Transmissionswärmeverluste der einzelnen Außenbauteile aufsummiert. Neben den Bauteilflächen sind die entsprechenden U-Werte, welche in Abhängigkeit der genannten BAK angenommen wurden, relevant und gehen mit in die Berechnung nach Formel (2-6) ein. Die Wärmebrückenzuschläge ΔU_{WB}, die für die Ermittlung der Transmissionswärmeverluste zu berücksichtigen sind, werden gemäß DIN V 18599-2 und DIN V 4108-6 in Abhängigkeit des energetischen Gebäudestandards gewählt. Für Gebäude, die vor der ersten WSVO gebaut wurden, wird unter der Annahme, dass kein Nachweis erbracht wird, der in DIN V 18559-2 genannte pauschale Wärmebrückenzuschlag von 0,10 W/(m²·K)

bei Außenwanddämmung angesetzt. Ein verbesserter Wert von 0,05 W/(m²·K) kann unter der Bedingung gewählt werden, dass ein Gleichwertigkeitsnachweis nach DIN 4108 Bbl. 2 geführt wird. Dabei wird nachgewiesen, dass die jeweiligen Anschlussdetails der Kategorie A der Planungs- und Ausführungsbeispiele entsprechen. Dies ist für die Gebäude, die nach WSVO 95 und EnEV 2007 errichtet wurden, der Fall. Bei Umsetzung der Anschlussdetails nach Kategorie B der Ausführungsbeispiele DIN 4108 Bbl. 2 verringert sich ΔU_{WB} auf 0,03 W/(m²·K). Dieser Wärmebrückenzuschlag wird für die Neubauten herangezogen. Ein detaillierter Nachweis mittels eines geeigneten mehrdimensionalen Berechnungsverfahrens wird im Rahmen der Arbeit nicht verwendet. Der Temperaturkorrekturfaktor $f_{x,i}$ für Außenbauteile ist bereits in der Norm angegeben. Die Auslegungsaußentemperatur wird mit –12 °C und die Soll-Innentemperatur für Wohngebäude mit 20 °C angenommen. Dementsprechend beträgt die Differenz 32 K.

$$\Phi_T = \sum U_i \cdot A_i \cdot f_{x,i} \cdot (\theta_i - \theta_e) \tag{2-6}$$

mit U_i: U-Wert in W/m²K, A_i: Bauteilfläche in m², $f_{x,i}$: Korrekturfaktor

Die Lüftungswärmeverluste werden nach Gleichung (2-7) ermittelt. Ergänzend wurde die Formel um einen Term erweitert, der im Fall einer vorhandenen raumlufttechnischen Anlage (RLT) die Effizienz der Wärmerückgewinnung η_{WRG} berücksichtigt.

$$\Phi_V = V_L \cdot n_{Geb} \cdot (1 - \eta_{WRG}) \cdot \rho_L \cdot c_{p,L} \cdot (\theta_i - \theta_e) \tag{2-7}$$

mit V_L: wirksames Luftvolumen, n_{Geb}: Luftwechselrate, $\rho_L \cdot c_{p,L}$: 0,34 Wh/(m³·K)

Das wirksame Gebäude-Luftvolumen V_L wird mittels eines Umrechnungsfaktors von 0,76 für die EFH und RH sowie 0,8 für MFH berechnet. Die Gebäudeluftwechselrate n_{Geb} wird entsprechend Beiblatt 1 der DIN EN 12831 sowie die Lüftungsart wie folgt angesetzt:

- KfW 55 und EnEV 16: 0,25 n^{-1}, RLT (η_{WRG} = 0,8)
- voll-/teilsanierte Gebäude: 0,50 n^{-1}, Fensterlüftung
- unsanierte Gebäude: 1,00 n^{-1}, Fensterlüftung

Für die jeweiligen Beispiel-Quartiere wurden die Heizlasten gemäß des erläuterten Hüllflächenverfahrens nach DIN EN 12831 Bl 2 berechnet, wobei die Gebäudeheizlasten entsprechend der Gebäudeanzahl im Quartier skaliert wurden.

3 Auslegung der Energieversorgungssysteme

Neben den erläuterten Beispiel-Quartieren werden drei zu vergleichende Energieversorgungssysteme mit unterschiedlichen Wärmeerzeugern zusammengestellt.

In dieser Arbeit unterscheidet sich die Auswahl der Versorgungssysteme zunächst in leitungsgebundene und nichtleitungsgebundene Systeme. Die leitungsgebundenen Wärmenetze wiederum lassen sich in Bezug auf den Wärmeerzeuger aufgliedern. Ausgewählt wurde ein reines, „klassisches“ Fernwärmenetz (FW) mit vorgelagertem Heizkraftwerk sowie ein Nahwärmenetz (NW), das durch ein Blockheizkraftwerk (BHKW) und einen Spitzenlastkessel gespeist wird. Der dem Fernwärmenetz vorgelagerte Wärmeerzeuger stellt einen Sonderfall dar, denn hier kommen ganz allgemein Kraftwerke mit unterschiedlichen Brennstoffen infrage. Diese reichen von Stein- und Braunkohle über Atomenergie hin zu Müll und Biogas. Für die dezentrale Versorgungsvariante wurde eine Luft-Wasser-Wärmepumpe (LW-WP) ausgewählt. Aufgrund der höheren Kosten, die vor allem durch die Bohrkosten entstehen, werden keine Sole-Wasser Wärmepumpen eingesetzt. Optional kann die LW-WP mit eigenproduziertem Strom durch eine Aufdach-Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) oder aber mit dem allgemeinen Strommix gespeist werden.

Die betrachteten Wärmeversorgungssysteme werden wie folgt abgekürzt.

1. „klassisches“ Fernwärmenetz *FW*
2. Nahwärmenetz mit zentralem Blockheizkraftwerk (BHKW) *NW+BHKW*
3. Dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen (LW-WP) optional mit PV-Anlage *LW-WP(+PV)*

3.1 Bilanzierungsmethodik

Eine wesentliche Rolle für den Vergleich sowie für die ökonomische Bewertung der vorgestellten Versorgungssysteme spielt die Ermittlung der Energiebedarfe und damit einhergehend die Festlegung der Bilanzräume. Diese werden mit kleinen Änderungen in Anlehnung an IEA EBC Annex 49 definiert [vgl. SCHMIDT ET AL. 2011]. In Abbildung 3-1 sind die Energieflüsse nach Primärenergie-Umwandlung, Wärmeerzeugung, -verteilung und -übergabe veranschaulicht. Der finale Bedarf beschreibt die in Kapitel 2.3 erläuterte Endenergiebedarfe. Grau gestrichelt dargestellt sind hierbei die Bilanzgrenzen. Abweichend von IEA EBC Annex 49 werden interne Wärmegewinne durch Beleuchtung oder durch elektrische Geräte aus Gründen der Einfachheit und des Detaillierungsgrades in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Im Schaubild spiegeln die roten und blauen Pfeile den Vor- und Rücklauf wider. Die orangefarbenen Pfeile zeigen die Energieströme in Form von Wärme und Strom, wobei die Bilanzierung von Strommengen lediglich den Heizstrombedarf der dezentralen WP betrifft, nicht aber den Haushaltsstrom der jeweiligen Gebäude und Quartiere.

Für die NW stellt der Bilanzraum „Primärenergie Umwandlung“ im Schaubild das zentrale BHKW dar. Der Bilanzraum „Verteilung“ entspricht dem Verteilnetz und der Punkt „Übergabe“ dem Wärmeübergabepunkt an das Gebäude. Für die zwei leitungsgebundenen Systeme entspricht diese Bilanzgrenze demnach der Hausübergabestation (HÜS). Im Fall der dezentralen Wärmeversorgung wird die durch PV-Strom gespeiste LW-WP in den Bilanzraum aufgenommen.

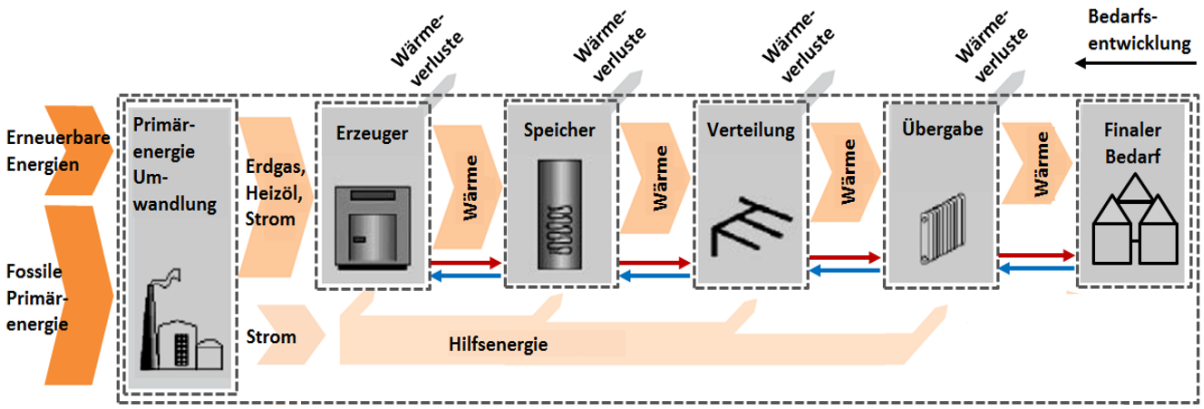


Abbildung 3-1: Bilanzraum der Wärmeversorgungskette und Bedarfsentwicklung [SCHMIDT ET AL. 2011]

Abbildung 3-1 ist weiterhin zu entnehmen, dass die Bedarfsentwicklung gegenläufig zu den Energieströmen erfolgt. Der Wärmebedarf wird entsprechend der vorgestellten Wärmebedarfsberechnung in Kapitel 2.3, bei der die Nutzenergiebedarfe durch überschlägige Trink- und Zirkulationsverluste zu Endenergiebedarfen umgerechnet wurden, ermittelt. Durch Implementierung der Versorgungssysteme kommen weitere Energiebedarfe wie die Netzwärmeverluste oder Heizstrom hinzu, die in den nachfolgenden Unterkapiteln näher beleuchtet werden.

Primärenergiebedarfe

Für den Fall, dass eine ökologische Bewertung unterschiedlicher Energieversorgungssysteme erfolgt, spielt der Jahres-Primärenergiebedarf Q_p neben den Treibhausgasemissionen, die in Kapitel 3.4 spezifiziert werden, eine zentrale Rolle. Laut EnEV 2016, Anlage 1 ist der Primärenergiebedarf für Wohngebäude gemäß DIN V 18599: 2011-12 zu berechnen. Dieser beschreibt die vorgelagerten Prozessketten der Wärme- bzw. Stromerzeugung und wird mithilfe sogenannter Primärenergiefaktoren (PEF), die in DIN V 18599 vorgegeben sind und auf den Daten des Globalen Emissions-Modells integrierter Systeme (GEMIS) basiert, ermittelt [vgl. BUNDESREGIERUNG]. In diesem Faktor werden neben der Energiebereitstellung inklusive der notwendigen Hilfsenergien, auch die Aufbereitung, Umwandlung und Transport der bereitgestellten Endenergie berücksichtigt. Der Faktor wird gemäß Formel (3-1) mit den in Kapitel 2.3 berechneten Endenergiebedarfen multipliziert.

$$Q_P = Q_E \cdot f_P \tag{3-1}$$

mit Q_P: Primärenergie,
Q_E: Endenergie,
f_P: PEF

Zur Ermittlung der Primärenergiebedarfe der Beispielquartiere wurden die in Tabelle 3-1 dargestellten PEF verwendet. Die Unterscheidung der Bilanzräume, das heißt, ob und wie sich der Brennstoff aus erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energiequellen zusammensetzt, werden in DIN V 18599-1:2018-09 berücksichtigt und finden sich in der Tabelle wieder. In DIN V 18599 Teil 1 wird neben den vordefinierten PEF ein zusätzliches Verfahren zur Ermittlung von PEF bei externer Wärme- und Kältelieferung genannt. Dieses sieht eine detailliertere Berechnung beim Anschluss von Gebäuden an Nah- und Fernwärmenetze vor. Hier heißt es: „Bei Anschluss eines Gebäudes […] an ein System der Nah- oder Fernwärme, aber auch bei Fernkälte können von den Festlegungen (in Tabelle A.1) abweichende Werte durch Berechnung nach untenstehendem Verfahren ermittelt werden“ [S. 79]. Im Rahmen der Arbeit wird dieses Verfahren jedoch nicht berücksichtigt, da es dem Aufwand des Detaillierungsgrades der Arbeit nicht gerecht würde. Denn wie bereits angedeutet, kann keine allgemeingültige Aussage bezüglich der Wärmeerzeuger in Wärmenetzen getroffen werden, da sich die Zusammensetzung der Wärmequellen für jedes Netz unterscheidet und unter anderem abhängig von örtlichen Gegebenheiten wie Anbieter, Betreiber, bereits vorhandene Kraftwerke, Baujahr, Brennstoff etc. ist. Es werden demnach die in Tabelle 3-1 aufgeführten PEF in Ansatz gebracht.

Energieträger		**Primärenergiefaktoren f_P**	
		insgesamt	nicht erneuerbarer Anteil
dem Bilanzraum zugeführte Endenergien			
fossiler Brennstoff	Erdgas H	1,1	1,1
biogener Brennstoff	Biogas	1,5	0,4
Nah-/Fernwärme	aus KWK, fossiler Brennstoff bzw. Energieträger	0,7	0,7
	aus KWK, erneuerbarer Brennstoff bzw. Energieträger	0,7	0,0
	aus Heizwerken, fossiler Brennstoff bzw. Energieträger	1,3	1,3
	allgemeiner Fall	individuelle Berechnung	
Strom	allgemeiner Strommix	2,8	1,8
innerhalb der Bilanzgrenzen nutzbar gemachte Endenergien			
Umweltenergie	PV-Strom	1,0	0,0

aus dem Bilanzraum abgeführte Endenergie			
Strom	Verdrängungsstrommix für KWK	2,8	2,8
	Verdrängungsstrommix für PV	2,8	1,8
thermische Energien	Wärme für andere Verbraucher	individuelle Berechnung	

Tabelle 3-1: Primärenergiefaktoren nach DIN V 18559-10

Beim Strom wird in zwei Fälle unterschieden, die ebenfalls aus einem erneuerbaren und einem nicht erneuerbaren Anteil bestehen. Der allgemeine Strommix beschreibt den gemittelten Energieträgermix der Nettostromerzeugung in Deutschland. Dieser setzt sich aus den fossilen Energieträgern Braun- und Steinkohle sowie Kernenergie, Gas und anderen zusammen und machte im Jahr 2018 laut einer Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) 59,7 % der gesamten Nettostromerzeugung aus [BURGER 2019]. Dementsprechend lag der erneuerbare Anteil bei 40,3 % und teilte sich wie in Abbildung 3-2 veranschaulicht in Windkraft, Biomasse, Wind- und Solarenergie auf [BURGER 2019]. Nach Novellierung der DIN V 18599-1:2011-12 wurde der nicht erneuerbare Anteil des PEF von 2,4 auf 1,8 reduziert. Damit wurde dem stetig zunehmenden Anteil an erneuerbarer Energien Rechnung getragen. „Der Verdrängungsstrommix [hingegen] bildet die durch eine zusätzliche KWK-Stromeinspeisung indizierte Veränderung im Stromerzeugungsmix für Deutschland ab“ [SAFNER 2015, S. 16]. Es wird also sowohl der Einspeisevorrang erneuerbarer Energien durch PV als auch der zusätzlich bereitgestellte Anteil fossiler Energieträger berücksichtigt [SAFNER 2015].

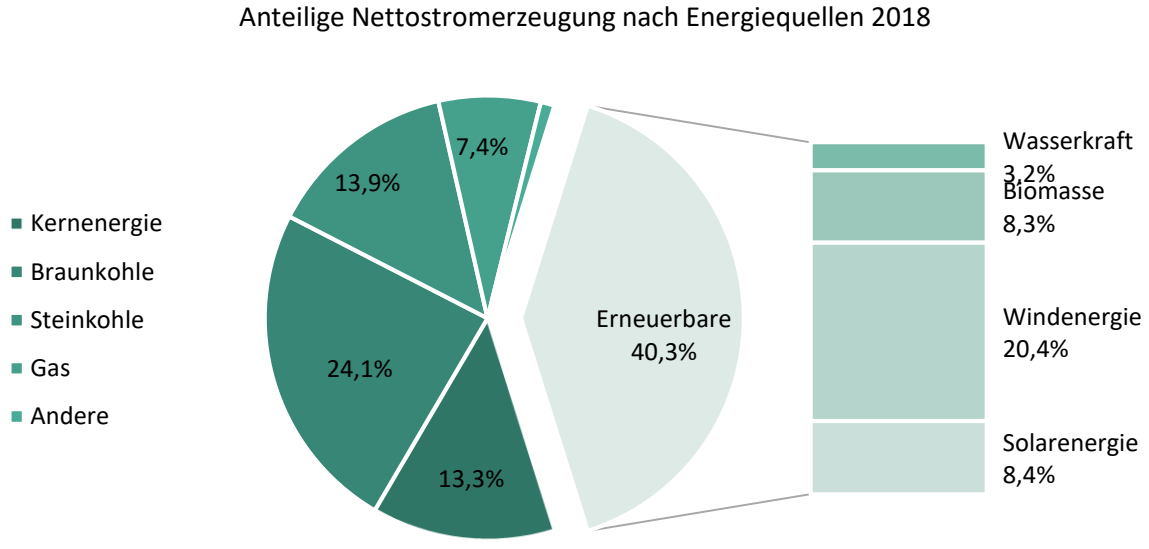


Abbildung 3-2: Nettostromerzeugung nach Energiequellen 2018 nach Fraunhofer ISE [BURGER 2019] (eigene Darstellung)

3.2 Wärmeerzeuger und Effizienzen

Wie in Abschnitt 3 *Auslegung der Energieversorgungssysteme* erläutert, wurden in dieser Arbeit zwei leitungsgebundene sowie ein dezentrales Wärmeversorgungssystem ausgewählt. Letzteres beschreibt eine dezentrale LW-WP für jedes Gebäude, wobei optional eine PV-Anlage zur Heizstromversorgung der Wärmepumpe eingesetzt werden kann. Das NW-Netz wird über ein mit Erdgas betriebenes BHKW mit Spitzenlastkessel gespeist. In den nachfolgenden Unterpunkten werden die Wärmeerzeuger der Systeme NW+BHKW und LW-WP (optional mit PV) vorgestellt. Außerdem wird erläutert, wie die entsprechenden Komponenten auf die Beispielquartiere ausgelegt werden.
Wie bereits erwähnt, kann der dem Fernwärmenetz vorgelagerte Wärmeerzeuger mit unterschiedlichen Brennstoffen wie Stein- und Braunkohle, Atomenergie, Müll und Biogas betrieben werden, wobei die entsprechende Zusammensetzung und der Aufbau der Heizkraftwerke für jedes Wärmenetz verschieden ist. Dies ist unter anderem abhängig von örtlichen Gegebenheiten wie Anbieter- und Versorgungsstrategie, Betreiber, bereits vorhandene Kraftwerke, Baujahr, Brennstoff etc. Dennoch können nach [PANOS 2018] durchschnittliche Nutzungsgrade für FW-Netze angenommen werden. In Kapitel 3.3 wird darauf näher eingegangen.

3.2.1 Blockheizkraftwerk

Blockheizkraftwerke (BHKW) werden den Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zugeordnet. Vorteilhaft durch die Kopplung zweier Technologien ist, dass verringerte CO_2-Emissionen und eine bessere energetische Ausnutzung von Primärenergien bei hohen Nutzungsgraden erreicht werden [vgl. NOWAK ET AL. 2015]. Die Relevanz von KWK-Anlagen spiegelt sich im KWKG wider, durch das u.a. die Neuerrichtung effizienter Anlagen gefördert, Zuschlagszahlungen und Vergütung von KWK-Strom geregelt werden. In Kapitel 5.3 werden entsprechende Förderinstrumente näher beleuchtet.

BHKW-Anlagen treiben mit einem Verbrennungsmotor einen Generator zur Stromerzeugung an. Die dabei entstehende Abwärme wird über einen Wärmeübertrager in ein angeschlossenes Wärmenetz eingespeist. Zu den Hauptkomponenten eines BHKW zählt ein Gasmotor, ein Generator zur Stromerzeugung sowie ein Wärmeübertrager, der zur Wärmeabgabe an das angeschlossene Wärmenetz notwendig ist. Die Anordnung der Komponenten und die Energieströme eines BHKW sind in Abbildung 3-3 dargestellt. Aufgrund der geringen Emissionen wird als Brennstoff in der Regel Erdgas, im Schaubild mit einem gelben Pfeil markiert, eingesetzt. Ein weiterer Grund ist, dass „für andere Energieträger wie Biogas und Holzpellets Potenziale vor Ort beziehungsweise regionale Produktionskapazitäten fehlen, während der Gasanschluss oft bereits vorhanden ist“ [WANGELIN 2014]. Dem Schaubild ist zu entnehmen, dass, sofern es die technische Realisierbarkeit und der ökonomische

Nutzen zulassen, die Wärmeenergie der bei der Verbrennung entstehenden Abgase ebenfalls über einen Wärmetauscher geführt und somit für die Wärmenetzversorgung nutzbar gemacht werden kann.

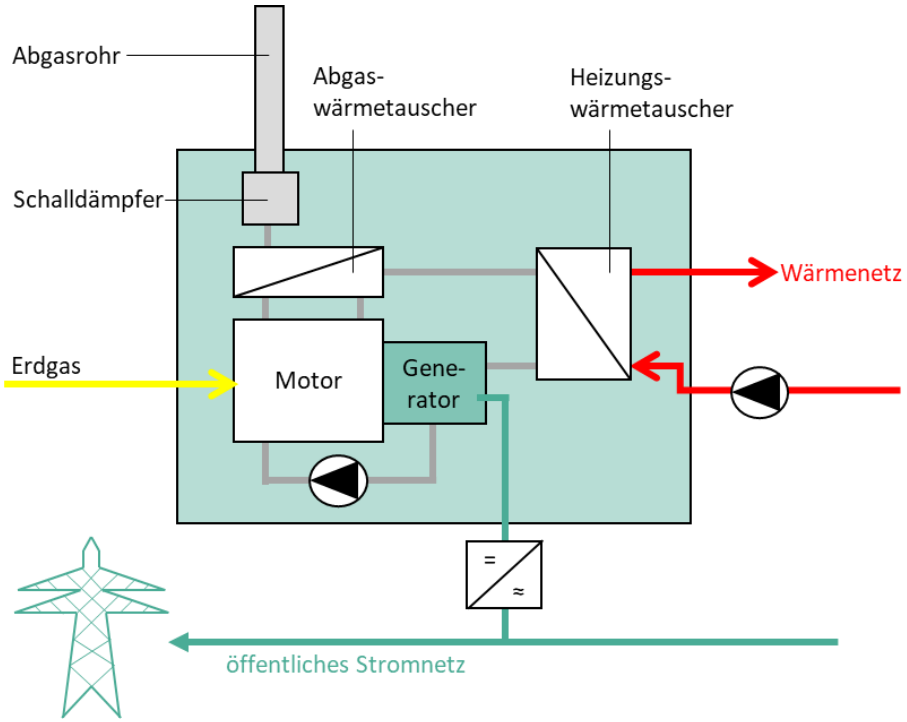


Abbildung 3-3: Aufbau und Funktionsweise eines BHKW nach [NOWAK ET AL. 2015]

Durch die Kraft-Wärme-Kopplung können für BHKW hohe Nutzungsgrade erreicht werden. Diese schwanken in Abhängigkeit der elektrischen Leistung. Für Leistungen von 5 kW bis 237 kW werden der Studie nach [NOWAK ET AL. 2015] folgende Wirkungsgrade berücksichtigt:

- η_{el} 26 – 35 %
- η_{th} 56 – 63 %

Der Gesamtwirkungsgrad η_{ges} liegt im Mittel bei rund 90 %.

BHKW können entweder strom- oder wärmegeführt betrieben werden. Diese bedeutet, eines der Endprodukte Strom und Wärme, die das BHKW in einem festen Verhältnis liefert, muss als Führungsgröße zur Auslegung herangezogen werden [NOWAK ET AL. 2015]. Im Rahmen der Arbeit wird eine wärmegeführte Betriebsweise eingesetzt, da diese für die im Fokus stehende Wärmeversorgung der Beispielquartiere relevant ist. Der erzeugte Strom wird als „Nebenprodukt“ betrachtet und ausschließlich in das öffentliche Netz eingespeist, um die Vergleichbarkeit der drei Energieversorgungssysteme zu gewährleisten.

Eine Randbedingung zum wirtschaftlichen Betrieb eines BHKW stellt die jährliche Mindestlaufzeit des BHKW dar. Nach [Eggersglüß 2017] sollte eine Laufzeit von mindestens 5.000 h/a angestrebt werden,

um die Wärmegrundlast zu decken. Die Spitzenlasten, die nicht durch das BHKW bereitgestellt werden können, werden unter Zuhilfenahme eines Gas-Spitzenlastkessels gedeckt. In Hinblick auf die Betriebszeit der Anlage im Jahr ist von Vorteil, dass neben der Heizwärme auch TWW für die Quartiere zur Verfügung gestellt werden soll. Aufgrund dessen sinkt der Wärmebedarf bei hohen Außentemperaturen in den Sommermonaten nicht auf null, was zu einer längeren Laufzeit der Anlage beiträgt [NOWAK ET AL. 2015]. Die BHKW-Auslegung erfolgt dementsprechend auf Grundlage der benötigten Wärmemenge der Beispielquartiere, die in Punkt 2.3 berechnet wurden und nicht auf Grundlage der maximalen Heizwärmeleistung. Für erste Abschätzungen der BHKW-Leistung können allgemeingültige Faustwerte herangezogen werden. Die Wärmeleistung der Anlage sollte 20 bis 25 %, die elektrische BHKW-Leistung sollte 10 bis 15 % der Gesamtwärmeleistung entsprechen, wobei diese Werte nicht als starre Grenzen, sondern als Richtwerte zu sehen sind [Eggersglüß 2017]. Danach ergeben sich die in Tabelle 3-2 aufgelisteten Leistungen für die sechs Beispielquartiere.

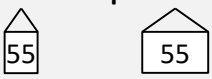
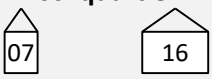
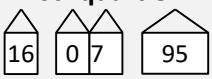
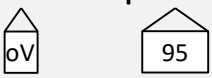
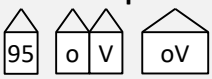
Bezeichnung des Quartiers	**BHKW-Leistung nach Faustwerten [Eggersglüß 2017]**		
	P_{el} in kW	P_{th} in kW	P_{Kessel} in kW
Neubauquartier 1 	102 - 153	205 - 256	1.022
Neubauquartier 2	157 - 196	78 - 118	785
Mischquartier 1 	222 - 277	111 - 166	1.108
Mischquartier 2 	51 - 64	25 - 38	254
Bestandsquartier 1 	139 - 174	70 - 104	695
Bestandsquartier 2 	134 - 168	67 - 100	672

Tabelle 3-2: Überschlägig ermittelte BHKW-Leistungen

Für eine detailliertere thermische Auslegung wird im Rahmen der Arbeit ein Tool des Ingenieurbüros Energiekontor Hannover herangezogen. Hier werden aus dem bereits bekannten Heizwärmebedarf und durch Eingabe von elektrischer bzw. thermischer Leistung und eigens festgelegten Wirkungsgraden die produzierte Wärme- und Strommenge sowie die jährlichen Volllaststunden ermittelt [MEIER 2016].

Der Bestimmung der Wärmebedarfsdeckung durch das BHKW liegt eine normierte, analytische Jahresdauerlinie (JDL) des Energiebedarfs zugrunde. Dabei wird die Modulierung eines BHKW-Moduls mit 60 bis 100 % angesetzt. In einem Vergleich von gemessenen, simulierten und analytisch berechneten JDL [MEIER 2016] zeigt sich, dass die Ergebnisse sehr gut übereinstimmen. Aufgrund dessen wird die analytische JDL entsprechend der Funktion 3-2 für die vorliegende Arbeit verwendet.

$$p(t) = 1 - \mathrm{b} \cdot t^{c} \tag{3-2}$$

mit p(t): Leistungsanteil pro Zeiteinheit in kW/h,
t: h/a, b: max. Heizleistung

$$c = \frac{m - m_0}{1 - m} \tag{3-3}$$

mit m_0: p_{min}/p_{max},
m: $W/(p_{max} \cdot ah)$,
ah: Stunden im Jahr

Abbildung 3-4 zeigt den qualitativen Verlauf, den die Funktion (3-2) einer analytisch ermittelten JDL beschreibt, mit Angabe der verwendeten Formeln und Bezeichnungen. Auf der Ordinate wird die Leistung in kW bzw. hier als Verhältnis zwischen gewählter Leistung p_B und maximaler Leistung p_{max} angegeben. Die maximale Heizleistung p_{max}, die durch einen Spitzenlastkessel bereitgestellt werden muss, beträgt demnach 100 % bzw. den Faktor 1. P_{min} hingegen liegt in der Regel bei null, kann aber je nach Anwendungsfall knapp darüber liegen. Dies ist zum Beispiel der Fall, wenn über das gesamte Jahr Heizlasten auftreten. Auf der Abszisse wird das Jahr in Stunden von 0 bis 8.760 h abgetragen, wobei hier der Wert 1 der 8.760 h/a entspricht. Das Integral unter der gesamten Kurve beschreibt die Wärmeenergie W in kWh/a, die in einem Jahr zur Bereitstellung von RH und TWW innerhalb eines Quartiers benötigt wird. Das gestrichelte Integral F_B stellt die Bedarfsdeckung des Wärmeerzeugers der Grundlast W_B, in diesem Fall das BHKW, dar. Die Volllaststunden des BHKW Bh ergeben sich aus der Wärmebedarfsdeckung und der thermischen Leistung p_B des BHKW.

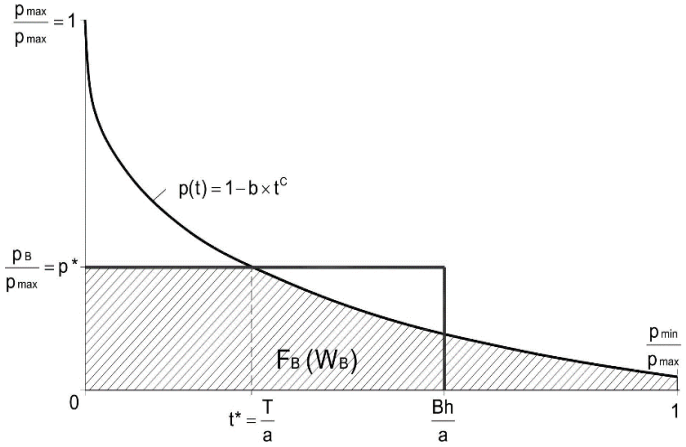


Abbildung 3-4: Normierte, analytische Jahresdauerlinie JDL [MEIER 2016, S. 32]

Das BHKW-Tool bietet die Option, mehrere in Kaskade geschaltete Module in Ansatz zu bringen. Dadurch erhöhen sich zwar die Investitionskosten, gleichzeitig steigt aber die zur Verfügung gestellte Wärmemenge und eine entsprechend größere produzierte Strommenge kann in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Der Frage, inwieweit bzw. ob die Verwendung mehrerer BHKW-Module in einem Quartier wirtschaftlich vorteilhaft ist, wird in Kapitel 7 nachgegangen.

3.2.2 Luft-Wasser-Wärmepumpe

Luft-Wasser-Wärmepumpen (LW-WP) nutzen die Außenluft als Wärmequelle zur Bereitstellung von Warmwasser für Raumheizung (RH) und optional für Trinkwarmwasser (TWW). Aufgrund der über das Jahr schwankenden Außenlufttemperaturen variiert die Heizleistung einer Wärmepumpe unterschiedlich stark. Dabei nimmt die Effizienz der LW-WP mit sinkenden Außenlufttemperaturen ab, wobei die Gebäudeheizlast ansteigt. Die in dieser Arbeit angesetzten LW-WP unterliegen einer monoenergetischen Betriebsweise, da die WP für einen rein monovalenten Betrieb sehr groß ausgelegt werden müsste, um die Bedarfsspitzen bei sehr niedrigen Außentemperaturen an wenigen Wintertagen im Jahr decken zu können. Beim monoenergetischen Betrieb wird bei Erreichen der maximalen Heizleistung der Anlage auf einen elektrischen Heizstab umgeschaltet, der die erforderliche Gebäudeheizlast deckt. Der Bivalenzpunkt definiert dabei die Außentemperatur, bei der der Heizstab zum Einsatz kommt. In Abbildung 3-5 wird die monoenergetische Betriebsweise dargestellt.

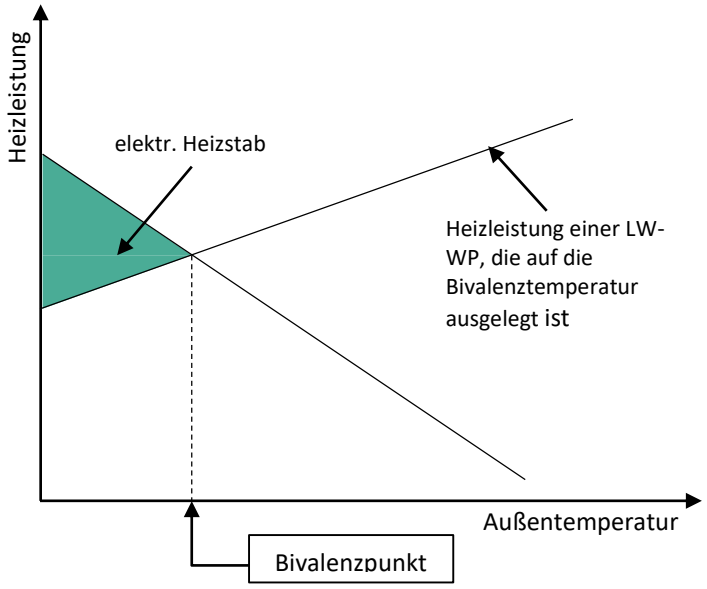


Abbildung 3-5: Monoenergetische Betriebsweise eigene Darstellung nach [VIESSMANN 2011]

Um einen hohen Deckungsanteil der LW-WP zu erreichen, sollte der Bivalenzpunkt möglichst niedrig angesetzt werden. Empfohlen wird die Festlegung zwischen -3 °C und -8 °C [VIESSMANN 2011]. Da die Heizleistung einer Wärmepumpe je nach Größe, Modell und Hersteller variiert und nicht unbedingt

genau der ermittelten Gebäudeheizlast entspricht, ändert sich der Bivalenzpunkt entsprechend. Dieser beschreibt, ab welcher Heizlast auf den elektrischen Heizstab umgeschaltet wird. Ziel einer wirtschaftlichen Betriebsweise ist eine lange Versorgung im hohen Leistungsbereich der WP sicherzustellen und den Einsatz des elektrischen Heizstabes möglichst gering zu halten. Der Bivalenzpunkt wird in der vorliegenden Arbeit mit -7 °C festgelegt. Aus Abbildung 3-6, in der die Außentemperaturen in Kassel über das Testreferenzjahr 2010 dargestellt werden, wird deutlich, dass die Temperaturen nur selten den Umschaltpunkt unterschreiten. Konkret betrifft das lediglich 122 Stunden im Jahr, an denen der elektrisch betriebene Heizstab zum Einsatz kommt und in denen die LW-WP bei der monoenergetischen Auslegung nicht decken kann. Der stromintensive Heizstab wird also vernachlässigbar wenig eingesetzt, sodass er nicht in die Ermittlung der benötigten Hilfsenergien der dezentralen Versorgungsvariante mit einfließt.

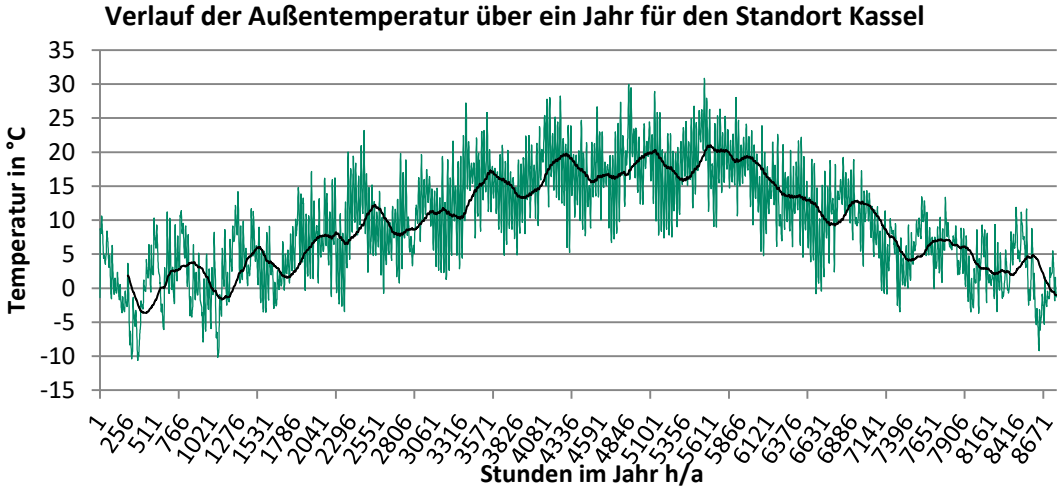


Abbildung 3-6: Verlauf der Außentemperaturen über ein Jahr für den Standort Kassel

COP und JAZ

Eine wichtige Rolle in Bezug auf die Wärmepumpen-Effizienz spielen darüber hinaus die Systemtemperaturen. Diese Abhängigkeit zwischen Effizienz und Vorlauftemperaturen (VLT) der WP spiegelt die Leistungszahl (kurz: COP für coefficient of performance) wider. Der COP gibt das gegenwärtige Verhältnis von Heizleistung zum elektrischen Leistungsbedarf an und kennzeichnet somit die Effizienz einer WP. Der COP wird überwiegend für den Vergleich von WP-Anlagen untereinander verwendet, da der stationäre Kennwert unter Standardtestbedingungen eruiert und zusätzlich eine Witterungsbereinigung durchgeführt wird.

Bei der Bilanzierung über einen längeren Zeitraum hingegen, der in der Regel einem ganzen Jahr entspricht, wird zur energetischen Effizienz-Bewertung von WP die Jahresarbeitszahl (JAZ) herangezogen. Dabei gibt die JAZ das Verhältnis zwischen abgegebener Nutzwärme und Jahresstromverbrauch wieder [GÜNTHER ET AL. 2014]. Im Rahmen der Arbeit wird die JAZ für die

verschiedenen energetischen Gebäudestandards ermittelt und in Ansatz gebracht, um das dezentrale Versorgungssystem mit den leitungsgebundenen Varianten vergleichbar zu machen. Hier ist die Bilanzierung der entsprechenden Strom- und Wärmebedarfe vordergründig, mithilfe derer die jeweiligen Annuitäten untersucht werden. In Kapitel 6 wird detailliert auf die Thematik eingegangen.

In der VDI 4650 Blatt 1 wird eine Vorgehensweise zur Ermittlung der JAZ von WP-Systemen erläutert. Es ist zu beachten, dass sowohl für die Trinkwarmwasserbereitstellung als auch für die Raumheizung jeweils eine JAZ zu ermitteln ist, aus der anteilig die Gesamt-Jahresarbeitszahl bestimmt wird [VDI]. Dabei werden über die Leistungszahlen mit unterschiedlichen Nennbedingungen einer WP in Anlehnung an die DIN EN 14511 (A-7/W35) die Temperaturdifferenz bei der Prüfstandmessung sowie über Korrekturfaktoren die JAZ ermittelt [vgl. VDI 4650 Blatt 1]. Um die beschriebene Methode anwenden zu können, müssen spezifische Prüfstandwerte der entsprechenden WP bekannt sein. Da dies im Rahmen der Arbeit nicht der Fall ist, wird auf eine Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) zurückgegriffen. Die Bilanzgrenze zur Ermittlung der JAZ wird gezogen zwischen dem Anlagenteil „Bereitstellung“ und dem Anlagenteil „Verteilung“. In Abbildung 3-7 ist die Definition entsprechend veranschaulicht. Zur Bereitstellung zählen die in der Abbildung als Primärantrieb bezeichneten Ventilatoren, die Wärmepumpe mit Verdichter und Steuereinheit sowie, falls vorhanden, der Heizstab. Diesen Komponenten wird elektrische Energie zugeführt, die über das Jahr betrachtet den Jahresstrombedarf ausmacht. Unter die abgegebene Nutzwärme fallen die Wärmemenge für Raumheizung und Trinkwarmwasser, die den jeweiligen Speichern zugeführt wird. Die Wärmeverluste, die bei der Verteilung auf der Sekundärseite anfallen, bleiben unberücksichtigt, da sie außerhalb der Bilanzgrenze liegen. Aus Abbildung 3-1 wird außerdem ersichtlich, dass die ins Verhältnis gesetzten Energiemengen den jeweiligen Bilanzräumen entsprechen. Anzumerken ist, dass bei der Ermittlung der JAZ das nutzerspezifische Verhalten keine Berücksichtigung findet.

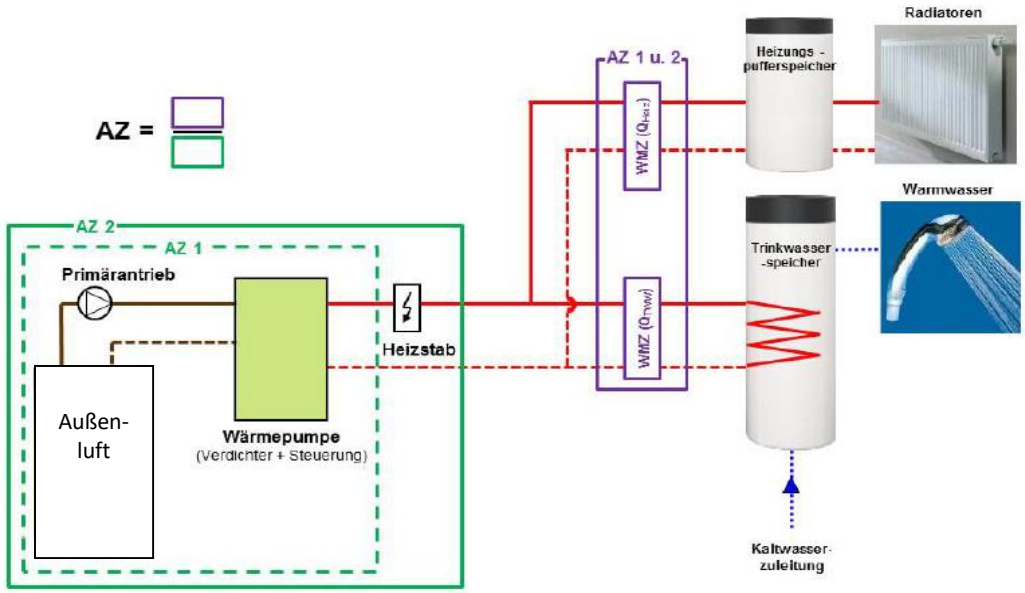


Abbildung 3-7: Bilanzgrenzen für die Berechnung der JAZ [GÜNTHER ET AL. 2014]

In Bezug auf die entwickelten Beispielquartiere bedarf es der Gesamt-JAZ für die zugrundeliegenden Gebäudetypologien. Die Bestimmung erfolgt in Anlehnung an das durch das ISE durchgeführte Projekt zur Feldmessung von Wärmepumpenanlagen „WP Monitor“. Hiernach beträgt der Mittelwert für EFH 3,09, wobei „Die gesamte Bandbreite […] von 2,27 bis 4,25 [reicht]“ [GÜNTHER ET AL. 2014]. Dabei wurden unter anderem Luft-Wärmepumpen, die Raumwärme sowie Trinkwasser bereitstellen, beleuchtet und über mehrere Jahre vermessen. Allerdings wurden die Gebäude nicht auf Basis von Baualtersklassen oder energetisch vorgegebenen Standards ausgewählt, wodurch eine direkte Übertragung der JAZ auf die in der Arbeit verwendeten Gebäudetypologien nicht möglich ist. Aufgrund dessen werden die Randbedingungen der einzelnen LW-WP, welche in Bezug auf die beheizte Gebäudefläche, die spezifischen Heizwärmebedarfe und Übergabesysteme im Wohngebäude variieren, als Vergleichsmaßstab angewendet. Durch Abgleich der spezifischen Heizwärmebedarfe und der WP-Leistung mit den Werten der energetischen Gebäudestandards konnten Übereinstimmungen gefunden werden. Beispielhaft wird das Vorgehen für ein EFH mit einem energetischen KfW 55 Standard in Tabelle 3-3 vorgestellt. Nach [GÜNTHER ET AL. 2014] liegt die über fünf Jahre gemittelte JAZ für ein EFH mit einer beheizten Wohnfläche von 145 m² und einem Heizenergiebedarf von 47,6 kWh/m²·a bei 3,4. Dieser Wert wird aufgrund der sehr ähnlichen Randbedingungen für KfW 55 Gebäude angenommen.

	Gegenüberstellung und Vergleich der Randbedingungen	
	Gebäudetypologie KfW 55 (EFH)	untersuchtes EFH nach [GÜNTHER ET AL. 2014]
beheizbare Wohnfläche	153,60 m²	145,00 m²
spez. Heizwärmebedarf	44,9 kWh/m²·a	47,6 kWh/m²·a
WP-Leistung	8,2 kW	8,4 kW

Tabelle 3-3: Vergleich gebäudespezifischer Randbedingungen zur Bestimmung der JAZ

In einer weiterführenden Studie des ISE werden zusätzlich Bestandsgebäude unter Berücksichtigung verschiedener Übergabesysteme mit den entsprechenden VLT in die Feldmessungen aufgenommen, sodass mehrere BAK abgebildet werden. Für unsanierte Gebäude (BAK 1949 – 1957) wurden drei und für teilsanierte zwei EFH (BAK 1995 – 2001) untersucht, wobei die Übergabe auf Radiatoren mit Fußbodenheizung (FBH) sowie auf reine FBH erfolgt. „Die Bandbreite der maximalen Vorlauftemperaturen reicht von 34 °C für eine Anlage mit gemischtem Wärmeübergabesystem bis 54 °C für eine Anlage, die ausschließlich über Radiatoren verfügt“ [ISE 2018]. Für die Bereitstellung von TWW werden Temperaturen von 42 °C bis 53 °C erreicht. Die Zwischenergebnisse der ermittelten JAZ liegen leicht über denen des WP Monitor Projekts und schwanken zwischen 2,6 und 3,7. Der Mittelwert über alle ausgewerteten JAZ beträgt 3,1 und ist im Vergleich zum vorangegangenen Projekt marginal angestiegen [ISE 2018].

Die unter Zuhilfenahme der beschriebenen Datengrundlage angenommenen JAZ für alle fünf definierten energetischen Gebäudestandards sind in Abbildung 3-8 dargestellt. Für vollsanierte Gebäude und Gebäude, die nach Standard der EnEV 16 erbaut sind, beträgt die Differenz der spezifischen Wärmebedarfe 7,9 kWh/m²·a, weshalb die JAZ sehr dicht beieinanderliegen. Für den unsanierten Fall wird die kleinste in der nach [GÜNTHER ET AL. 2014] eruierten Bandbreite angegebene JAZ gewählt. Zur Vereinfachung werden die Arbeitszahlen sowohl für EFH und RH als auch für MFH angesetzt und sind damit für die Gebäudetypologien allgemeingültig. Es wird davon ausgegangen, dass die LW-WP im Betrieb optimal eingestellt sind und somit die JAZ erzielt werden. Eine detailliertere Zusammenstellung der Studie des ISE ist im Anhang dieser Arbeit beigefügt.

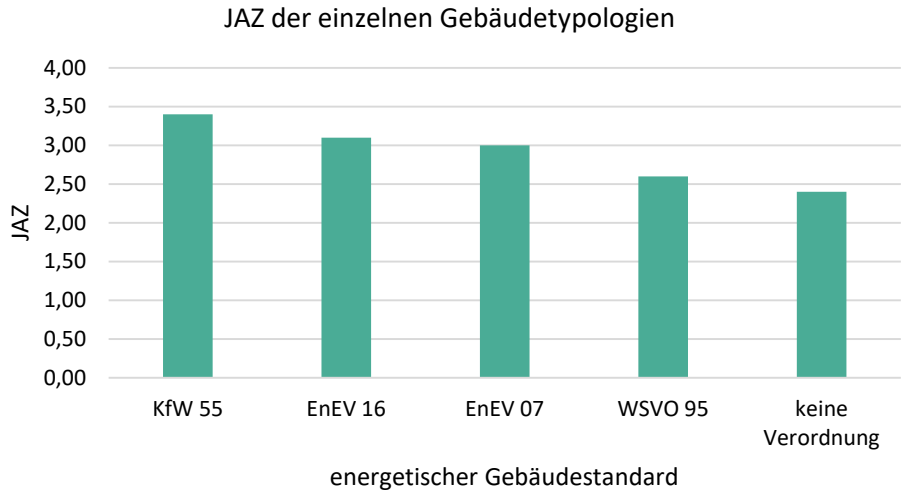


Abbildung 3-8: JAZ für TWW und RH der einzelnen Gebäudetypologien

Auslegung Puffer- und Trinkwasserspeicher

Wie im vorherigen Absatz angedeutet, kann, sofern die LW-WP Raumwärme und Trinkwasser bereitstellt, neben einem Pufferspeicher ein zusätzlicher TWW-Speicher installiert werden. Beide Speichertypen werden separat dimensioniert.

Zur Auslegung des erforderlichen Trinkwasserspeichers werden auf DIN EN 15450 basierende durchschnittliche Zapfprofile herangezogen. Die Zapfprofile geben den gemittelten Warmwasserverbrauch einer definierten Benutzergruppe pro Tag an. Dabei ist dem gewählten Profil die Bezugsperiode am Tag mit dem größten Energiebedarf für eine Wohneinheit zu entnehmen [VIESSMANN 2011], woraus sich durch Multiplikation entsprechend der Formel (3-4) die notwendige Energiemenge während der Bezugsperiode ergibt. Den weiteren Berechnungsschritten liegt das ausgewählte Zapfprofil einer dreiköpfigen Familie einschließlich Bade- und Duschvorgänge mit 200 Litern bei 60 °C zugrunde. In diesem Fall beträgt der Energiebedarf pro Wohneinheit 4,445 kWh.

$$Q_{DPB} = N_{WE} \cdot Q_{DPB\,N_{WE}} \tag{3-4}$$

mit Q_{DPB}: Energiebedarf in kWh,
N_{WE}: Anzahl der Wohneinheiten,
$Q_{DPB\,N\,WE}$: Energiebedarf einer Wohneinheit in kWh

Auf Basis des ermittelten Energiebedarfs wird die notwendige TWW-Menge V_{DP} berechnet wie in Gleichung (3-5) ersichtlich ist. Die spezifische Wärmekapazität von Wasser c_w beträgt 4.190 $J \cdot kg^{-1}K^{-1}$ bzw. 0,001163 kWh/kg·K. Die Kaltwassertemperatur wird mit 10 °C, die Solltemperatur des Speichers mit 60 °C angesetzt, wodurch eine Temperaturspreizung von 50 K erreicht wird.

$$V_{DP} = \frac{Q_{DPB}}{c_w \cdot (t_{soll} - t_{cw})} \tag{3-5}$$

mit c_w: spez. Wärmekapazität Wasser,
t_{soll}: Soll-Speichertemperatur in °C,
t_{cw}: Kaltwassertemperatur in °C

Bei Berücksichtigung der Speicherverluste von etwa 15 Prozent wird das Mindestspeichervolumen abschließend mit Gleichung (3-6) ermittelt:

$$V_{TWWSp,min} = V_{DP} \cdot 1{,}15 \tag{3-6}$$

mit $V_{TWWSP,min}$: Mindest-Speichervolumen in m^3

Daraus resultieren für EFH und RH Mindestspeichervolumina von rund 0,9 m³. Im Gegensatz dazu muss der Speicher für MFH zehnmal so hoch ausgelegt werden, da in einem MFH eben zehn WE untergebracht sind, in EFH und RH jeweils nur eine. Der Pufferspeicher für Heizwasser lässt sich je nach Funktion des Speichers dimensionieren. So gilt es, entweder den Mindestvolumenstrom im Verteilnetz sicherzustellen oder auftretende Sperrzeiten zu überbrücken [VIESSMANN 2011]. Die beim Bezug eines Wärmepumpenstrom-Tarifs auftretenden Sperrzeiten, die durch das jeweilige Energieversorgungsunternehmen (EVU) in Anspruch genommen werden können, werden mit zwei Stunden pro Tag angesetzt. Das empfohlene Mindestvolumen unter Berücksichtigung eines zweistündigen Sperrzeitraums beträgt 60 Liter pro Leistungseinheit der WP und wird für die Speicherauslegung in Ansatz gebracht. Demnach lässt sich das Volumen des Heizwasserspeichers V_{HS} durch einfache Multiplikation gemäß Gleichung (3-7) ermitteln ([VIESSMANN 2011].

$$V_{HS} = Q_{WP} \cdot V_{HS,Sperr} \tag{3-7}$$

mit V_{HS}: Pufferspeichervolumen in l,
Q_{WP}: WP-Nennwärmeleistung in kW,
$V_{HS,Sperr}$: Mindestvolumen bei 2h Sperrzeit in l/kW

Leistungsauslegung der LW-WP

Für den monoenergetischen Betrieb wird die LW-WP gemäß DIN EN 12831 als alleiniger Wärmeerzeuger ausgelegt [VIESSMANN 2011]. Hierbei wird auf die in Kapitel 1.2 ermittelten Gebäudeheizlasten zurückgegriffen. Dieser Wert wird um den Faktor f_{Sperr} erweitert, um mögliche Sperrzeiten durch den EVU abzubilden. Zur Bereitstellung des TWW wird nach [KIESOW 2010] pauschal eine Leistung von 0,2 kW pro Bewohner auf die berechnete Leistung addiert. Daraus resultiert die folgende Gleichung (3-8):

$$\dot{Q}_{LW-WP} = \Phi_{HL} + f_{Sperr} \cdot \Phi_{HL} + 0{,}2 \cdot N_{BE} \tag{3-8}$$

mit $\dot{Q}_{LW-WP}$: Wärmeleistung der LW-WP,
Φ_{HL}: Gebäudeheizlast,
f_{Sperr}: Sperrzeit-Faktor,
N_{BE}: Bewohneranzahl

Der Sperrzeit-Faktor ergibt sich aus dem Quotienten der Tagesstunden und der Stunden abzüglich der Sperrzeiten. Nach Gleichung (3-9) wird unter Annahme einer zweistündigen Sperrzeit am Tag ein Faktor von 1,1 berechnet.

$$f = \frac{24\ h}{24\ h - Sperrzeit} \tag{3-9}$$

Zusammenfassend sind in Tabelle 3-4 sämtliche WP-Leistungen sowie die Gebäudeheizlasten der Gebäudetypologien nach energetischem Standard angegeben.

energetischer Gebäudestandard	EFH		RH		MFH	
	$\dot{Q}_{LW-WP}$ in kW	Φ_{HL} in kW	$\dot{Q}_{LW-WP}$ in kW	Φ_{HL} in kW	$\dot{Q}_{LW-WP}$ in kW	Φ_{HL} in kW
KfW 55	8,2	6,8	7,9	6,6	20,5	14,6
EnEV 16	9,9	8,4	8,7	7,3	24,9	18,6
vollsaniert	12,4	10,6	12,3	10,5	26,7	20,3
teilsaniert	13,3	11,5	13,0	11,2	29,0	27,4
unsaniert	28,4	25,2	26,4	23,4	76,9	65,9

Tabelle 3-4: Wärmepumpenleistung der Gebäudetypologien in Abhängigkeit der verschiedenen energetischen Standards

3.2.3 Photovoltaik

Für das dezentrale Versorgungssystem ist eine optionale Variante vorgesehen, bei der die LW-WP mit Solarstrom einer Photovoltaik-Anlage versorgt wird. Die Auslegung der PV-Anlage erfolgt dabei auf Grundlage des Heizstrombedarfs der LW-WP, um die dezentrale mit den leitungsgebundenen Wärmeversorgungssystemen vergleichen zu können. Der Haushaltsstrom bleibt demnach unberücksichtigt. Nachfolgend werden die wesentlichen Grundlagen der Photovoltaik erläutert. Darauf aufbauend werden die für diese Arbeit getroffenen Annahmen sowie die Leistungsauslegung dargelegt.

Bei einer PV-Anlage wird Sonnenlicht durch den photoelektrischen Effekt innerhalb der einzelnen Solarzellen eines Moduls in elektrisch nutzbare Energie umgewandelt. Dabei wird die extraterrestrische Bestrahlungsintensität der Sonne als Solarkonstante E_0 bezeichnet, die bei Einstrahlung auf eine horizontal ausgerichtete Fläche 1.360 W/m² beträgt. Durch Multiplikation mit der Anzahl der Sonnenstunden innerhalb eines Jahres ergibt sich die jährliche Strahlungsenergie, welche in Deutschland zwischen 950 und 1.150 kWh/m²·a liegt [KIND 2017].

Aus einer monatlichen Bilanzierungsstudie durch den Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (kurz: SFV) ergeben sich die in Abbildung 3-9 dargestellten bundesweit durchschnittlichen Stromerträge über den Zeitraum von 2005 bis 2018. Die spezifischen Erträge beziehen sich auf die Nennleistung in kWp. Hier zeigt sich, dass der Stromertrag zwischen 900 und 1.000 kWh/kWp schwankt und in 2018 auf fast 1.050 kWh/kWp angestiegen ist. Als Annahme für weitere Berechnungsschritte wird ein bundesweiter Durchschnittswert über den genannten Betrachtungszeitraum von 962 kWh/kWp gewählt.

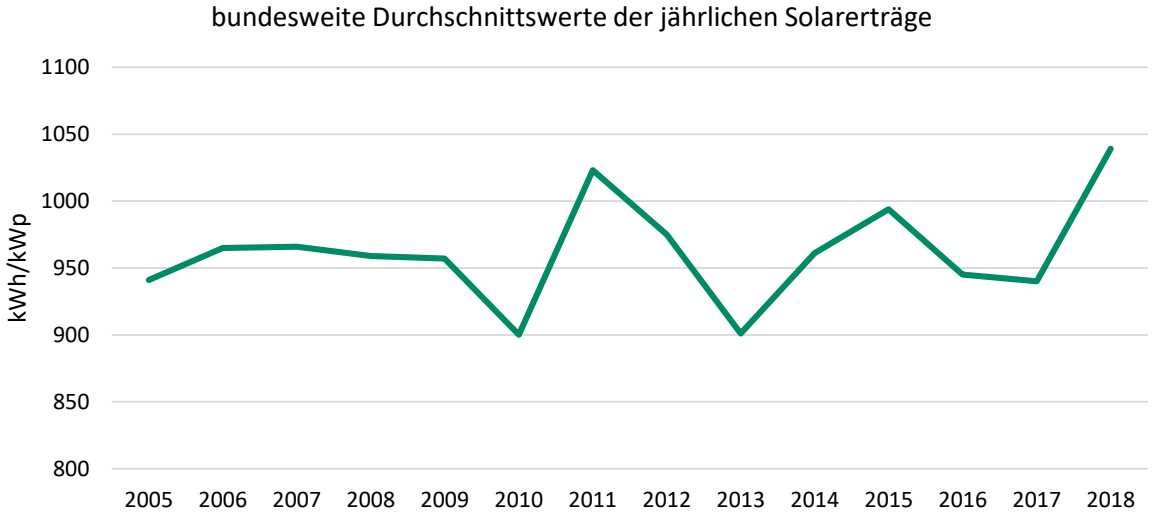


Abbildung 3-9: Bundesweite Durchschnittswerte der jährlichen Stromerträge [SOLARENERGIE-FÖRDERVEREIN DEUTSCHLAND E.V. 2019]

Die PV-Anlagenleistung wird in kWp angegeben, der unter Testbedingungen gemessenen Spitzenleistung, und richtet sich wie bereits erläutert nach dem Heizstrombedarf der LW-WP. Die bereitzustellende Energiemenge $Q_{el,WP}$ für die LW-WP wird über die JAZ, die Betriebsstunden und die WP-Leistung wie folgt ermittelt:

$$Q_{el,WP} = \frac{h_{Betrieb} \cdot P_{el,WP}}{JAZ} \tag{3-10}$$

mit $P_{el,WP}$: WP-Leistung in kW,
$h_{Betrieb}$: Betriebsstunden LW-WP in h/a,
$Q_{el,WP}$: Heizstrombedarf LW-WP in kWh/a

Durch Division von Heizstrombedarf in kWh/a und durchschnittlichem Stromertrag in kWh/kWp (962 kWh/kWp) ergibt sich die PV-Leistung $P_{el,PV}$ nach Formel (3-11).

$$P_{el,PV} = \frac{Q_{el,WP}}{Q_{Ertrag}} \tag{3-11}$$

Nach [KIND 2017] wird die Modulnennleistung mit 300 W angenommen, was bei 2,1 m² großen Modulen einem spezifischen Flächenbedarf von etwa 7 m²/kWp entspricht. Dieser Wert ist plausibel, da der Standard mit sinkender Tendenz zwischen 6 und 9 m²/kWp liegt [KIND 2017]. Folglich errechnet sich die notwendige Modulanzahl bzw. –fläche aus nachstehender Formel (3-12). Begrenzt wird die Größe der PV-Anlage durch die festgelegte maximale Dachfläche von 60 Prozent.

$$n_{Module} = \frac{P_{el,PV}}{P_{Modul}} \tag{3-12}$$

Eine weitere Annahme betrifft das Verhältnis die Eigenverbrauchsquote, die den selbstverbrauchten PV-Strom zum gesamten erzeugten PV-Strom in Relation setzt. Denn aufgrund der tages- und jahreszeitlichen schwankenden Verfügbarkeit von Solarenergie, die zudem nicht unbedingt deckungsgleich zum Lastprofil ist, kann der Stromertrag nicht vollständig der LW-WP zur Verfügung gestellt werden. Laut einem aktuellen Faktenblatt des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) beträgt die Eigenverbrauchsquote zwischen 20 und 40 Prozent [WIRTH 2019]. Für die Arbeit wird eine Quote von 30 Prozent in Ansatz gebracht.

3.3 Nah- und Fernwärmenetze

Wärmeversorgungsnetze dienen der leitungsgebundenen Verteilung von Wärme, die durch einen oder mehrere zentrale Erzeuger bereitgestellt wird, an mehrere angeschlossene Endverbraucher. Die in Abbildung 3-10 dargestellten Hauptbestandteile eines Wärmenetzes umfassen die Erzeugung, die Verteilung sowie die Übergabe an den Nutzer.

Darunter fallen im Einzelnen die

- Wärmeerzeugeranlage,
- Pumpstation (mit Druckerhaltungsanlage),
- Verteilnetz,
- Hausanschluss (HAS) sowie die
- Hausübergabestation (HÜS).

Als Wärmeträgermedium wird in der Regel Heißwasser in einem Zweileiter-System, bestehend aus Vor- und Rücklauf, eingesetzt. Der Wärmeträger Dampf wird aufgrund des Prozesswärmebedarfs in der Regel bei der Versorgung von Industriegebieten verwendet. Noch betriebene städtische Dampf-Wärmenetze werden auf Heißwasser umgestellt [vgl. PANOS 2018, S. 94]. Abhängig von den gegebenen

Randbedingungen können unterschiedliche Systemtemperaturen im Netz gefahren werden. Dabei variiert die Vorlauftemperatur in Abhängigkeit der Außentemperatur und der Art des Wärmeerzeugers zwischen 70 und 130 °C. Für klassische (Fern-)Wärmenetze ist „Die niedrigste Vorlauftemperatur von 70 °C […] notwendig, um eine Erwärmung von Brauchwarmwasser in den Hausstationen auf 60 °C zu gewährleisten. Die Rücklauftemperatur wird bei der Auslegung auf 70 °C, bei modernen Netzen auf 50 °C (z.B. Mannheim) festgelegt“ [PANOS 2018, S. 94]. Mit BHKW betriebene Nahwärme- oder Subnetze werden nach [PANOS 2018] auf niedrigeren Temperaturniveaus betrieben, wobei kostengünstigere Kunststoffrohre verwendet werden können.

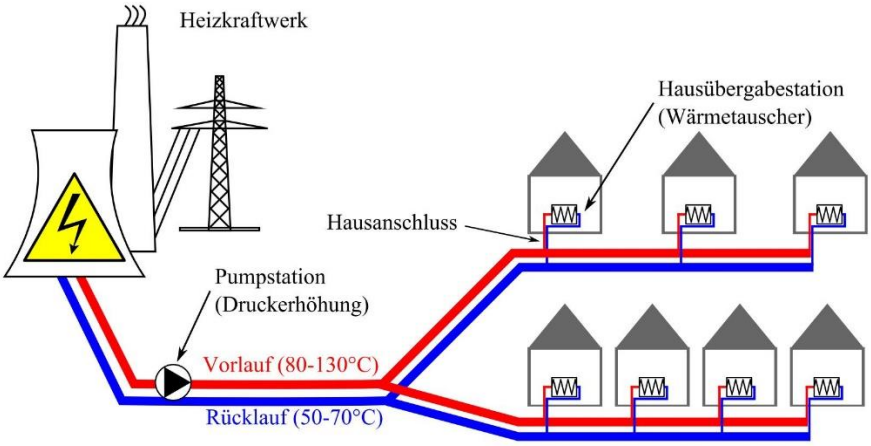


Abbildung 3-10: Aufbau eines (Fern-)Wärmenetzes [HENSEL 2013]

Als Erzeuger kommen in der Regel Anlagen zur gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung (KWK), die in Wärmeversorgungsnetzen als Heizkraftwerke (HKW) bezeichnet werden, in Frage. Die Nutzung der effizienten KWK, bei der übliche Gesamtwirkungsgrade von 80 bis 90 % erreicht werden, ist Voraussetzung für die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber dezentralen Versorgungssystemen [vgl. PANOS 2018, S. 33]. Die Pumpstationen im Vorlauf dienen der Umwälzung des Heizwassers und der Druckhaltung im Verteilnetz. Das in der Regel im Erdreich verlegte Rohrnetz wird über eine Hausanschlussleitung (HAS) mit der Hausübergabestation (HÜS) verbunden. Letztere regelt Druck, Temperatur und Volumenstrom des Heizwassers vor der Übergabe an die Hauszentrale, wobei es inzwischen üblich ist, „die Wärmeübergabestation nicht als selbstständige Einheit zu betrachten, sondern mit der Funktion der Hauszentrale zu verbinden, was als Kompaktstation [oder Hausstation] bezeichnet wird. Dennoch stellt die Übergabestation traditionell die Eigentumsgrenze zwischen Wärmelieferanten und Wärmeabnehmer dar“ [NUSSBAUMER ET AL. 2017, S. 98]. Der Hausanschluss (HAS) kann als direkter oder indirekter Anschluss ausgeführt werden und wird vom Wärmelieferanten im Rahmen der erhobenen technischen Anschlussvorschriften (TAV) festgelegt [NUSSBAUMER ET AL. 2017]. In Abbildung 3-11 werden die beiden Anschlussvarianten gegenübergestellt. Es wird deutlich, dass

beim direkten HAS (linke Abbildung) das Heißwasser aus dem Wärmenetz die Hausanlage direkt durchströmt. In diesem Fall ist der Wärmeversorger verantwortlich für die Wasserqualität, die Temperaturen und die Drücke. Diese Variante ist bei größeren Anlagen sinnvoll, da „Mit dieser zentralen Überwachungsmöglichkeit […] sowohl Fehler in der Parametrierung der einzelnen Regler als auch Optimierungsmöglichkeiten erfasst werden [können]“ [NUSSBAUMER ET AL. 2017, S. 98–99]. Bei einem indirekten HAS hingegen ist die Hausanlage durch einen Wärmeübertrager hydraulisch vom Wärmenetz entkoppelt. In diesem Fall sind zwei Heizkreise, der Primärkreis im Wärmenetz und der gebäudeseitige Sekundärkreis, vorhanden. Nach [NUSSBAUMER ET AL. 2017] ist diese Anschlussvariante für kleinere Anlagen das bevorzugte System, bei dem die Anschlussleitungen über Einzelregler gesteuert werden. Für die vorliegende Arbeit werden die Hausstationen indirekt betrieben.

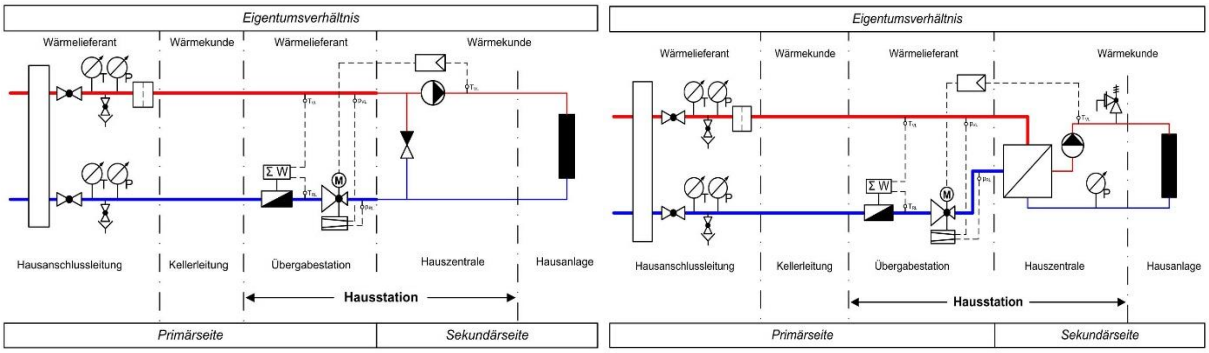


Abbildung 3-11: Gegenüberstellung direkter und indirekter Hausanschluss [NUSSBAUMER ET AL. 2017, S. 100]

In dieser Arbeit werden zwei leitungsgebundene Wärmenetze angesetzt, die in Nah- und Fernwärme unterschieden werden. Die Begriffe lassen sich nicht eindeutig voneinander trennen, können aber wie folgt beschrieben werden. Kleinere Netze, die durch eine KWK-Erzeugeranlage, beispielsweise einem BHKW, das direkte Umfeld versorgen, werden als Nahwärmenetze bezeichnet. Fernwärmenetze hingegen sind gekennzeichnet durch Wärmeerzeuger mit hoher Leistung, höheren Vorlauftemperaturen, größeren Versorgungsgebieten und damit größeren Distanzen [vgl. KRIMMLING 2011]. Die Wärmeträgertemperatur lässt ferner Rückschlüsse auf das Versorgungsnetz zu, da Fernwärmenetze mit höheren Temperaturen als Nahwärmenetze betrieben werden.

Die typischen Netzstrukturen von Verteilnetzen, die „vor allem durch städtebauliche Gegebenheiten (Straßenführung, räumliche Anordnung der Häuser), die Netzgröße und die Einbindung der Wärmeerzeuger bestimmt [werden]“ [C.DÖTSCH ET AL. 1998, S. 37], lassen sich in Strahlen-, Ring- und Maschennetz gliedern. In Abbildung 3-12 wird deutlich, dass Strahlennetze die geringste Trassenlänge aufweisen und damit am kostengünstigsten sind. Der Einsatz derselben ist bei kleinen und mittleren Fernwärmenetzen sinnvoll und leicht regelbar [vgl. PANOS 2018, S. 101]. Ringnetze hingegen sind aufgrund einer größeren Trassenlänge und größerer Rohrquerschnitte teurer, wobei die

Netzerweiterung in diesem Fall einfacher ist. Im Falle einer Trassenerweiterung oder von Reparaturen müssen nur Teilstrecken stillgelegt werden. Vor allem in Großstädten mit unterschiedlichen Einspeisepunkten mehrerer Wärmeerzeuger „ist es aus Gründen der Versorgungssicherheit sinnvoller und wirtschaftlicher, ein *Ringleitungsnetz* vorzusehen“ [PANOS 2018, S. 101]. Maschennetze bieten von den drei Strukturen die höchste Versorgungssicherheit und bieten sehr gute Erweiterungs- und Ausbaumöglichkeiten. Allerdings werden sie „wegen hoher Investitionskosten nur für große Wärmeverteilungsnetze eingesetzt“ [C.DÖTSCH ET AL. 1998, S. 37]. In dieser Arbeit werden sowohl das Fernwärme- als auch das Nahwärmenetz als Strahlennetz aufgebaut.

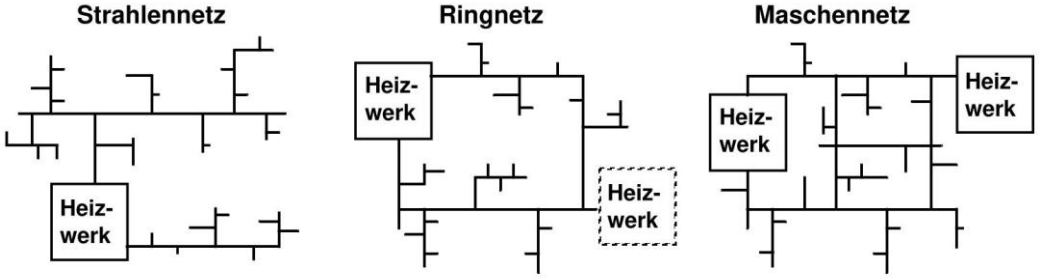


Abbildung 3-12: Typische Netzstrukturen [C.DÖTSCH ET AL. 1998, S. 37]

Die Trassenlänge wird unter Berücksichtigung der Quartiersstruktur (s. Kapitel 2.2, Abbildung 2-1) ermittelt. Wie in Abbildung 3-13 veranschaulicht, wird die Straßenbreite *b* zwischen den Grundstücken mit 7,50 m festgelegt. Für die Hausanschlussleitung auf den Grundstücken wird zusätzlich eine Strecke von pauschal 2,50 m angesetzt, sodass die Trasse zwischen zwei Gebäuden jeweils 12,50 m beträgt. An diese Querverbindungen schließt sich ein Nebenstrang an, der wiederum an den Hauptstrang des Verteilnetzes anbindet. Der Berechnungsansatz lässt sich anhand Abbildung 3-13 schematisch nachvollziehen. Für eine Siedlung mit 100 EFH setzt sich die Trassenlänge demnach folgendermaßen zusammen:

Bezeichnung	**Bestandteile/Anmerkung**	**Wert in m**	**Summe in m**
Grundstücksbreite und -länge	EFH mit Außenmaßen 10 m · 10 m, GRZ = 0,2	je 22,40	je 22,40
Teilstrang	(Straßenbreite + 2 · HAS + Gebäudebreite) · Gebäudeanzahl pro Nebenstrang	(5,50 + 2,50 · 2 + 22,40) · 10 Gebäude	349
Hauptstrang	Anzahl der Nebenstränge: 5	349 · 5	**1.745**
	(Straßenbreite + Grundstückslänge) · Anzahl der Nebenstränge	(12,50 + 2 · 22,40) · 5 Nebenstränge	**287**
		Summe	**2.032**

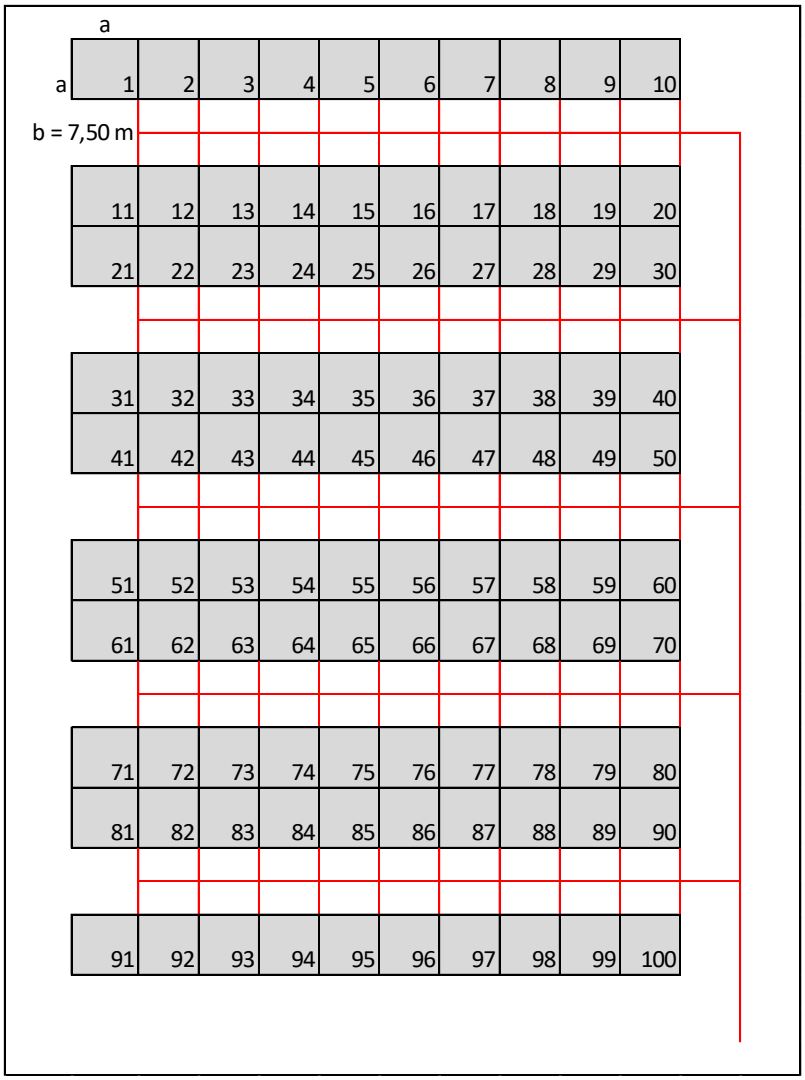


Abbildung 3-13: Schema: Ermittlung der Trassenlänge auf Grundlage der Quartiersstruktur (eigene Darstellung)

Laut einer Studie zur Sektoruntersuchung von Fernwärmenetzen durch das Bundeskartellamt beträgt die Netzlänge von 70 Prozent der dort untersuchten Wärmenetze unter einem Kilometer und weitere 20 Prozent unter 10 km [vgl. SCHWEIKARDT ET AL. 2012]. Die Trassenlängen der Beispiel-Quartiere variieren zwischen 490 m und 2.250 m und lassen sich in die Bandbreite nach Schweikardt et al. einordnen. Das ermöglicht eine technische und energetische Plausibilisierung der Ergebnisse.

Durch den Wärmetransport über das Verteilnetz entstehen Wärmeverluste, die in der Bilanzierung berücksichtigt und auf den Endenergiebedarf des Quartiers aufgeschlagen werden müssen. Diese nehmen unter anderem Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des EVS. Im Jahr 2014 lagen die durchschnittlichen Wärmenetzverteilverluste deutschlandweit bei etwa 13 % [vgl. PFNÜR WINIEWSKA OSCHATZ MAILACH, S. 49]. Die Verluste sind dabei abhängig von den Systemtemperaturen, der Betriebsdauer (Ganzjahres- oder Saisonbetrieb), Dimensionierung und Dämmung der Rohre sowie der Wärmebelegungsdichte (WBD) im Verteilnetz. In dieser Arbeit wird ein ganzjähriger Betrieb des

Wärmenetzes vorausgesetzt, um so dem bereitzustellenden TWW-Bedarf gerecht zu werden. Die Wärmebelegungsdichte beschreibt, welche thermische Energiemenge pro Trassenmeter und Jahr bereitgestellt werden muss, um den Gesamtwärmebedarf aller angeschlossenen Verbraucher bei Spitzenlast zu decken, und wird gemäß Formel (3-13) ermittelt.

$$WBD = \frac{Q_{End,Quartier}}{m_{Trasse}} \tag{3-13}$$

mit $Q_{End,Quartier}$: Endenergiebedarf Quartier (TWW und RH) in MWh/a,
$m_{Trassse}$: Trassenlänge in m

Die Belegungsdichten der Beispielquartiere ergeben sich folglich aus den in 2.2 *Siedlungstypologien* in Ansatz gebrachten Grundflächenzahlen (GRZ), welche die Siedlungsstruktur und somit die Trassenlänge beeinflussen, sowie aus den ermittelten Energiebedarfen der einzelnen Gebäude.

In Abbildung 3-14 sind in Anlehnung an eine Studie des C.A.R.M.E.N. e.V. die prozentualen Wärmeverluste für die vier VLT 40 °C (entspricht einem Niedertemperaturnetz, *„Nahwärmenetz 4.0“*), 70 °C, 80 °C und 90 °C in Abhängigkeit der WBD mit den resultierenden Ausgleichsfunktionen dargestellt. Die Netztemperaturen werden für das Fernwärmenetz mit 90 °C und für das Nahwärmenetz und BHKW mit 70 °C festgelegt. Gemäß der im Diagramm erstellten Ausgleichsfunktionen für die VLT 90 °C und 70 °C werden die Netzwärmeverluste nach Formel (3-14) und (3-15) für die Beispielquartiere ermittelt.

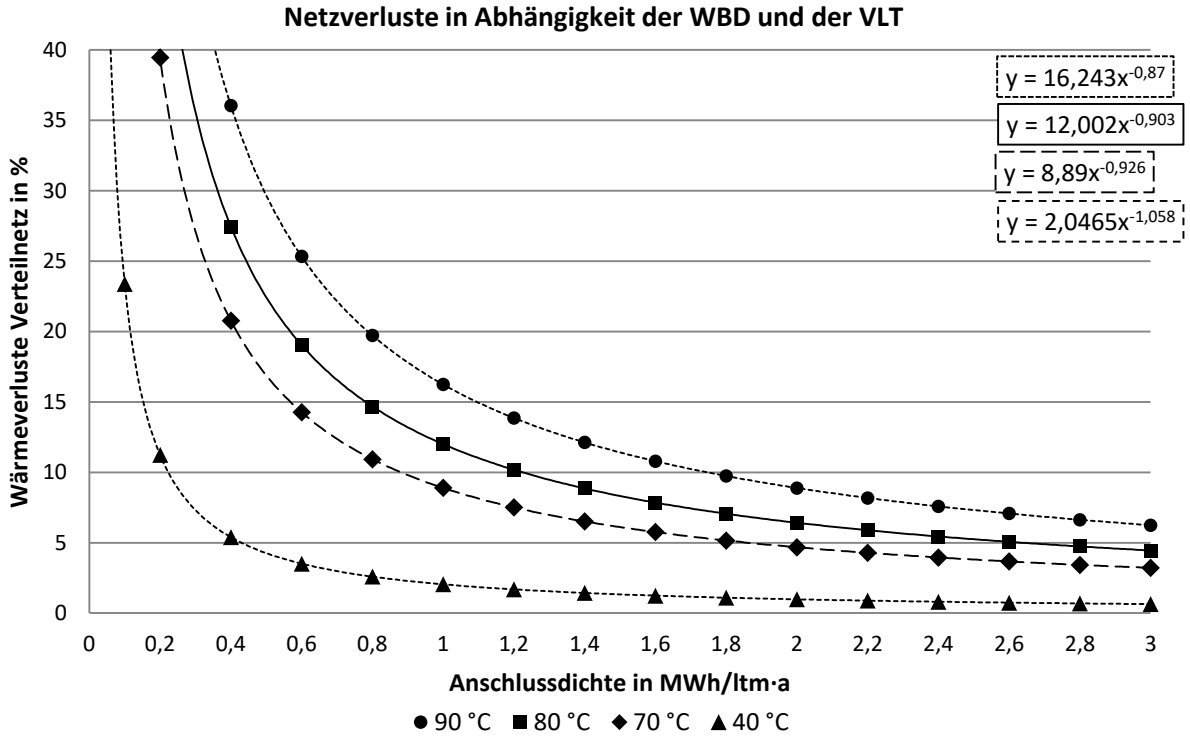


Abbildung 3-14: Prozentuale Netzverluste in Abhängigkeit der WBD und der VLT [Leuchtweis 2010]

VLT 90 °C $$y = 16{,}243\ x^{-0{,}87}$$ (3-14)

VLT 70 °C $$y = 8{,}89\ x^{-0{,}926}$$ (3-15)

Die Netzverluste der so ermittelten anteiligen Verluste können prozentual auf die in Kapitel 2.3 *Wärmebedarfsermittlung und Heizlastberechnung* Wärmebedarfe aufgeschlagen werden.

Dazu müssen WBD und VLT des Netzes bekannt sein. Der Grafik ist zu entnehmen, dass die Verluste bei niedrigeren Systemtemperaturen geringer sind. Grund dafür ist die abnehmende Temperaturdifferenz zwischen Trägermedium und Außenluft bzw. Erdreich. Nach [SCHWEIKARDT ET AL. 2012] liegt die durchschnittliche WBD bei Wärmenetzen, deren Länge unter 10 km beträgt, bei 1,891 MWh/m_{Trasse}. Für diesen Fall lassen sich aus Abbildung 3-14 die Netzverluste bei VLT von 40 °C bis 90 °C mit maximal 10 Prozent der Gesamtwärmeverluste ableiten. Ein weiterer Vorteil niedriger Netztemperaturen ist, dass „die Fernwärmeauskopplung in Heizkraftwerken bei niedrigerem Druck erfolgen kann und dadurch eine höhere Stromausbeute erzielt wird“ [PANOS 2018, S. 94].

Es resultieren für die zwei leitungsgebundenen Versorgungssysteme in Bezug auf die sechs Beispielquartiere folgende Endenergiebedarfe (Tabelle 3-5):

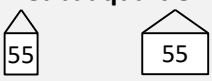
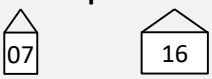
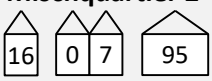
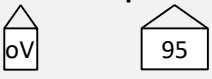
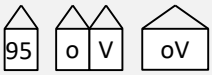
Quartier	GRZ	Endenergiebedarf für Wärme in MWh/a	
		Fernwärmenetz	Nahwärmenetz
Neubauquartier 1 	**0,2**	**1.699**	**1.550**
	0,4	1.642	1.516
	0,6	1.616	1.501
	0,8	1.600	1.492
Neubauquartier 2	**0,2**	**308**	**277**
	0,4	296	270
	0,6	291	267
	0,8	288	265
Mischquartier 1 	**0,2**	**1.455**	**1.365**
	0,4	1.422	1.346
	0,6	1.407	1.337
	0,8	1.398	1.332
Mischquartier 2 	**0,2**	**1.425**	**1.336**
	0,4	1.392	1.317
	0,6	1.377	1.308
	0,8	1.368	1.303
Bestandsquartier 1 	**0,2**	**1.712**	**1.626**
	0,4	1.681	1.608
	0,6	1.667	1.600
	0,8	1.659	1.595
Bestandsquartier 2 	**0,2**	**1.898**	**1.803**
	0,4	1.864	1.783
	0,6	1.848	1.774
	0,8	1.839	1.769

Tabelle 3-5: Endenergiebedarfe (Wärme) für FW- und NW-Netz

3.4 Treibhausgas Bilanz

Ein weiterer Aspekt, der im Rahmen einer ökologischen Betrachtung von Energieversorgungssystemen in Betracht gezogen werden kann, ist, wie im ersten Unterkapitel angedeutet, die Emissionen klimawirksamer Treibhausgase (THG) durch die Wärmeversorgungssysteme. Hierzu zählen neben Kohlenstoffdioxid, das vor allem durch die Verbrennung fossiler Energieträger entsteht, Methan, Lachgas sowie fluorierte Gase [vgl. UMWELTBUNDESAMT 2019]. Zur Vereinheitlichung und Bilanzierung der unterschiedlichen THG wurde durch das Intergouvernemental Panel on Climate Change (IPCC) das globale Erwärmungspotential bzw. global warming potential GWP definiert. Dieses „repräsentiert den kombinierten Effekt der unterschiedlichen Verweilzeiten [von THG], für welche diese Gase in der Atmosphäre verbleiben, und der relativen Wirksamkeit dieser Gase [im Vergleich zu CO_2]“ [INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC) 2013, 2014, S. 11]. Über die entsprechende Menge der emittierten THG kann das GWP somit in CO_2-Äquivalente x_{CO_2} umgerechnet werden. Diese sind bereits in DIN V 18599-1:2018-09 analog zu den PEF mit der Einheit g/kWh festgelegt. Die für die Arbeit relevanten Werte sind in Tabelle 3-6 zusammengefasst.

Energieträger		**CO_2-Äquivalente x_{CO_2} in g/kWh**
dem Bilanzraum zugeführte Endenergien		
fossiler Brennstoff	Erdgas H	240
biogener Brennstoff	Biogas	120
Nah-/Fernwärme	Fernwärme-Mix [LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN 2016]	228
Strom	allgemeiner Strommix	550
innerhalb der Bilanzgrenzen nutzbar gemachte Endenergien		
Umweltenergie	PV-Strom	0
aus dem Bilanzraum abgeführte Endenergie		
Strom	Verdrängungsstrommix für KWK	860
	Verdrängungsstrommix für PV	550
thermische Energien	Wärme für andere Verbraucher	individuelle Berechnung

Tabelle 3-6: CO_2-Äquivalente der Energieträger nach [BMVBS]

Für die Versorgung durch Nah- und Fernwärme werden keine genauen Standardwerte angegeben, da der Energieträgermix stark variieren kann und von Fall zu Fall unterschiedlich zusammengesetzt ist. Aus diesem Grund wird für das Versorgungssystem der Nah- und Fernwärme eine statistische Erhebung des Länderarbeitskreis Energiebilanzen (LAK) als Sekundärquelle herangezogen [LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN 2016]. Die Daten basieren auf einem Nationalen Inventarbericht von 2016, zum Teil aktualisiert in 2019, und spiegeln die gemittelten Äquivalente nach Bundesländern wider (s. Abbildung 3-15). Für die Bundesländer Bayern, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Saarland liegen keine CO_2-Äquivalente vor. Anzumerken ist, dass es sich um die gesamte Fernwärmeerzeugung handelt,

weshalb die genaue Zusammensetzung der Energieträger unbekannt ist. Für die Betrachtung in der Arbeit ist der Kennwert dennoch hinreichend genau. In der weiteren Bearbeitung wird daher der durchschnittliche Wert für Deutschland von rund 223 g/kWh angesetzt.

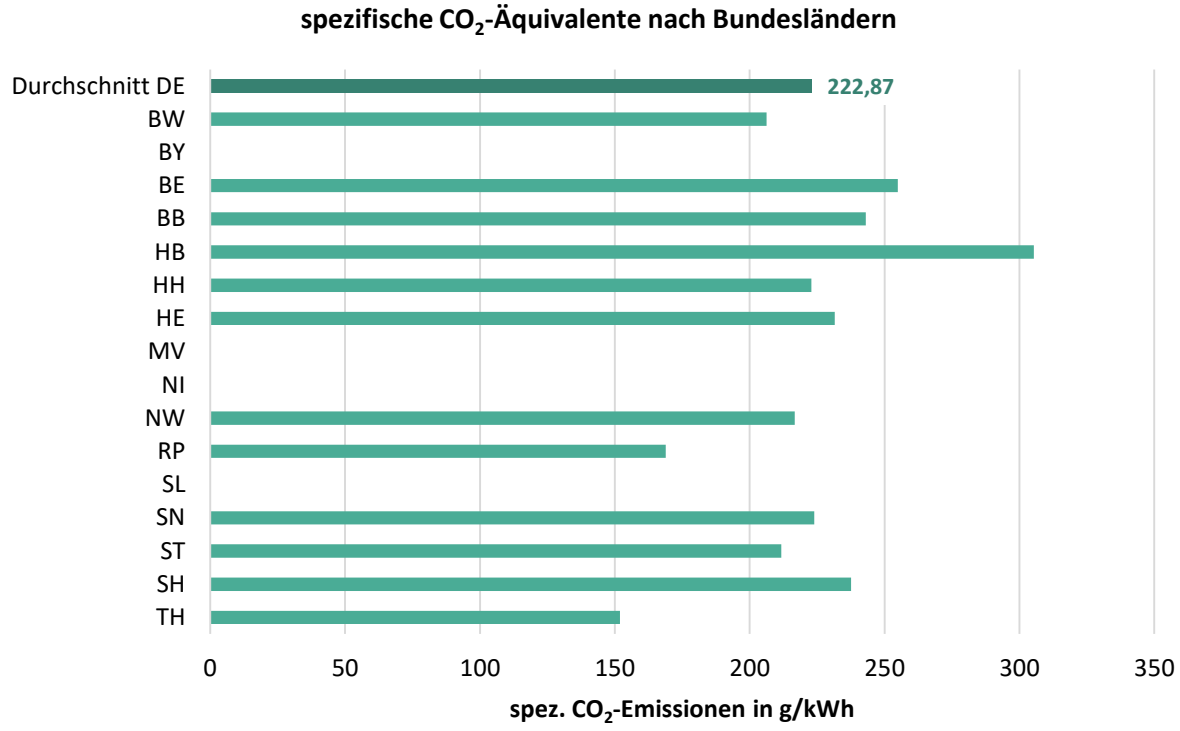


Abbildung 3-15: Spezifische CO_2-Äquivalente der Fernwärme-Erzeugung aufgeteilt nach Bundesländern [LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN 2016]

Laut der Studie „Daten zur Energiepreisentwicklung“ des statistischen Bundesamtes setzt sich der Energieträgermix für das Jahr 2014 in der FW-Erzeugung wie folgt zusammen. Gase machen mit 40 % den Hauptanateil aus, gefolgt von Stein- und Braunkohle mit 22 % bzw. acht Prozent. Mineralöle werden nur zu einem Prozent als Energiequelle genutzt. Die restlichen 29 % entfallen auf Müllverbrennung und den Einsatz Erneuerbarer Energien [vgl. STATISTISCHE BUNDESAMT (Destatis) 2019].

Die CO_2-Emissionen werden nach Formel (3-16) in t_{CO2}/a ermittelt und sind in Abbildung 3-16 übersichtlich zusammengestellt.

$$CO_2 = x_{CO_2} \cdot Q_{End} \tag{3-17}$$

mit x_{CO_2}: spez. CO_2-Äquivalente,
Q_{End}: Endenergiebedarf pro Quartier (und EVS) in kWh/a

Aus Abbildung 3-16 wird ersichtlich, dass die dezentrale Anlage, bei der lediglich der eingesetzte Heizstrom für die LW-WP abzüglich der Stromproduktion durch die PV-Anlage bilanziert wird, die geringsten THG Emissionen aufweist. Diese liegen im Mittel 40 % unter den Emissionen der Wärmeversorgung über das FW-Netz. Für das FW-Netz schwanken diese zwischen 400 t_{CO2}/a und 500

t_{CO2}/a. Aufgrund der gekoppelten Produktion von Strom und Wärme verringert sich die Menge ausgestoßener CO_2-Emissionen für das NW-Netz mit BHKW etwas und liegt durchschnittlich 11 % unter der der Fernwärmeversorgung. Das NBQ2 sticht bei der Betrachtung heraus, da aufgrund der geringen Gebäudeanzahl mit lediglich 25 WE absolute emittierte Menge an THG im Vergleich zu den übrigen Beispielquartieren wie zu erwarten nur sehr gering ist. Im weiteren Verlauf der Arbeit fließt die ökologische Bewertung der Versorgungssysteme über THG Emissionen nicht als zentrales Entscheidungskriterium hinsichtlich der Wärmeversorgung der einzelnen Quartiere ein. Dennoch wird aufgezeigt, dass vor dem Hintergrund der im Klimaschutzplan genannten Zielsetzung der Reduktion von THG Emissionen die Einbeziehung dieser neben der reinen Wirtschaftlichkeit als Entscheidungsparameter in Zukunft eine Rolle spielen wird. Auch die geplante CO_2-Bepreisung, die in Kapitel 7.6 erwähnt wird, kann auf dieses Entscheidungskriterium Einfluss nehmen.

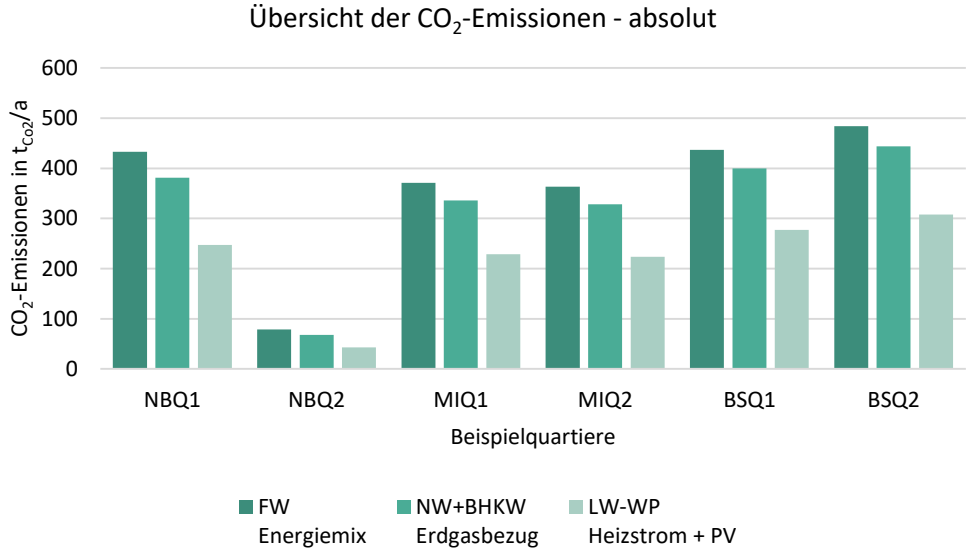


Abbildung 3-16: Übersicht der CO_2-Emissionen der Beispielquartiere

4 Kostenaufstellung der System-Komponenten

Für eine ökonomische Bewertung der Versorgungsstrategien in Anwendung auf die Beispielquartiere ist zunächst eine Kostenaufstellung notwendig. Dazu wurden als Grundlage für die in Kapitel 5 detailliert vorgestellte Wirtschaftlichkeitsberechnung zunächst die relevanten Kostenbestandteile der einzelnen System-Komponenten recherchiert und zusammengestellt. Alle beschriebenen Preise und Investitionskosten werden in Netto angegeben. Anhand der Daten wurden dann Ausgleichsfunktionen erstellt, mit denen jeweils die spezifischen Investitionskosten pro kW_{el} bzw. kWp ermittelt wurden.

In dieser Arbeit werden möglicherweise anfallende Kosten für Sanierungsmaßnahmen auf Gebäudeebene, die für einen sinnvollen Einsatz von Wärmepumpen im Gebäude notwendig sein können, nicht in den Bilanzraum einbezogen, da diese keine angemessene Vergleichbarkeit der EVS gewährleisten würden. Es wird davon ausgegangen, dass alle Gebäude zu Beginn des Betrachtungszeitraums an das entsprechende Wärmenetz angeschlossen oder durch die dezentrale Strategie mit den entsprechenden Vor- und Rücklauftemperaturen versorgt werden können.

4.1 Blockheizkraftwerk

Die Investitionskosten für Blockheizkraftwerke sind abhängig vom elektrischen Leistungsbereich der jeweiligen Anlage. In Anlehnung an die von der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE) durchgeführte Kostenabfrage unterschiedlicher BHKW können die Investitionskosten näherungsweise mit der Formel (4-1) ermittelt werden. Hierfür wird die in Abbildung 4-1 dargestellte Ausgleichsfunktion für den Leistungsbereich bis 2.000 kW_{el} herangezogen. In dieser Funktion sind Richtpreise für das KWK-Modul, Schalldämpfung, Katalysator, Schmierölver- und entsorgung, Schaltschrank, Be- und Entlüftung, Transport, Montage sowie Inbetriebnahme, Probebetrieb und Abnahme enthalten [RUHNAU ET AL. 2011]. Ein Vergleich zwischen den beiden angegebenen Ausgleichsfunktionen, die auf unterschiedlichen Datengrundlagen und Datenmengen beruhen, hat gezeigt, dass die Differenz der ermittelten spezifischen Investitionskosten bis zu einer Leistung von 200 kW bei der Auswahl der Funktion vernachlässigbar klein ist. Jedoch ist der Ausgleichsfunktion, die den Leistungsbereich von bis zu 2.500 kW_{el} abbildet, im Bereich zwischen null und 250 kW_{el} eine größere Anzahl an ausgewerteten BHKW hinterlegt, weshalb eben diese Ausgleichsfunktion (4-1) herangezogen wurde.

$$y = 9.332{,}6\, x^{-0{,}4611} \qquad (4\text{-}1)$$

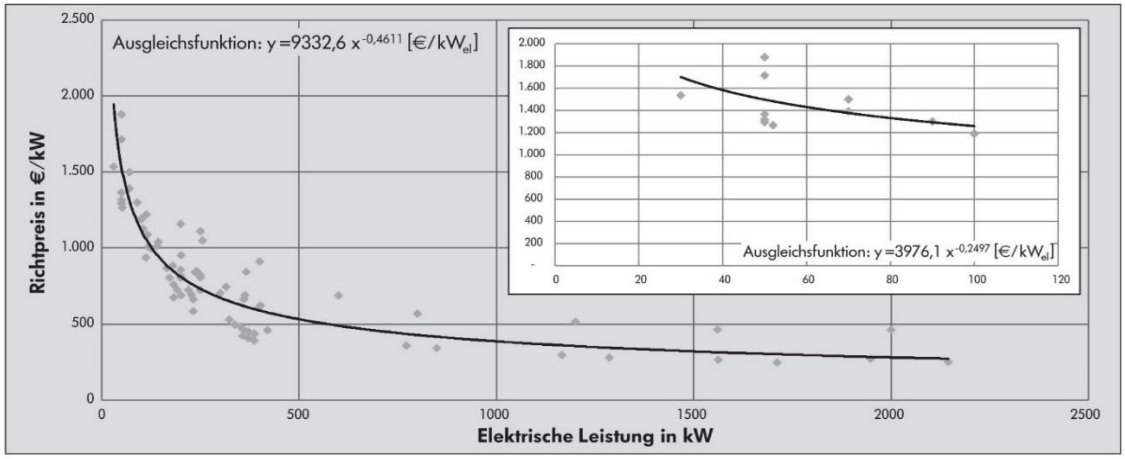


Abbildung 4-1: Spezifische Richtpreise für Erdgas-BHKW in € pro kW_{el} [RUHNAU ET AL. 2011, S. 12]

4.2 Gas-Spitzenlastkessel

Die Investitionskosten für die eingesetzten Gas-Spitzenlastkessel werden ebenfalls in Abhängigkeit der Leistung ermittelt. Grundlage hierfür bilden Listenpreise verschiedener Hersteller für unterschiedliche Leistungsangaben, wobei die meisten Datenpunkte bei einer Leistung von 0 – 50 kW liegen, gefolgt von der Leistungsbandbreite 50 – 250 kW (s. Abbildung 4-2) [STIEBEL ELTRON 2019; BUDERUS 2019]. Dabei nehmen die Kosten für den größeren Leistungsbereich linear zu. Die lineare Preisentwicklung deckt sich bei einem Vergleich mit weiteren Listenpreisen. Aus Abbildung 4-2 ergibt sich entsprechend die in Ansatz gebrachte Formel (4-2).

$$y = 60{,}532\mathrm{x} + 2.837{,}8 \qquad (4\text{-}2)$$

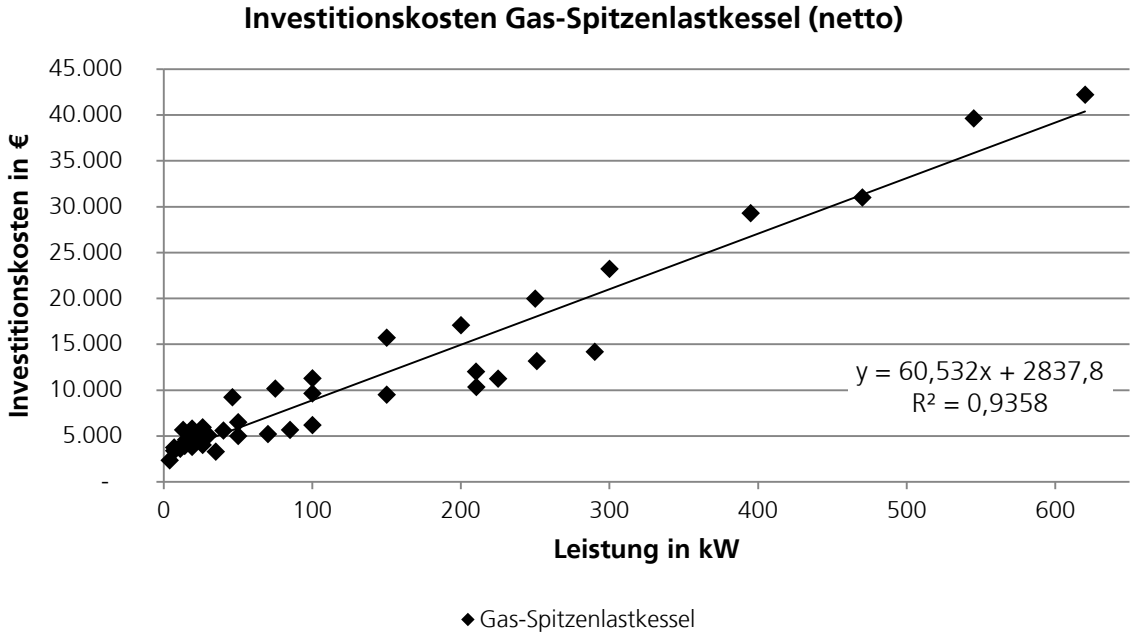


Abbildung 4-2: Kosten für Gas-Spitzenlastkessel in Abhängigkeit der Leistung (nach Listenpreisen verschiedener Hersteller)

4.3 Luft-Wasser-Wärmepumpe

Zur Ermittlung von spezifischen Investitionskosten für Luft-Wasser-Wärmepumpen (LW-WP) wurden Listenpreise (netto) verschiedener Hersteller herangezogen [BUDERUS 2019; STIEBEL ELTRON 2019; GLEN DIMPLEX DEUTSCHLAND GMBH; WOLF GMBH 2016; VIESSMANN 2011]. Kosten für Warmwasserspeicher sind hier nicht enthalten. Diese werden später separat aufgeführt. Die jeweiligen Gesamt-Investitionskosten werden mit der entsprechend ermittelten Ausgleichsfunktion (4-3) berechnet.

$$y = 4.321{,}2 \cdot \ln x - 1.059{,}3 \tag{4-3}$$

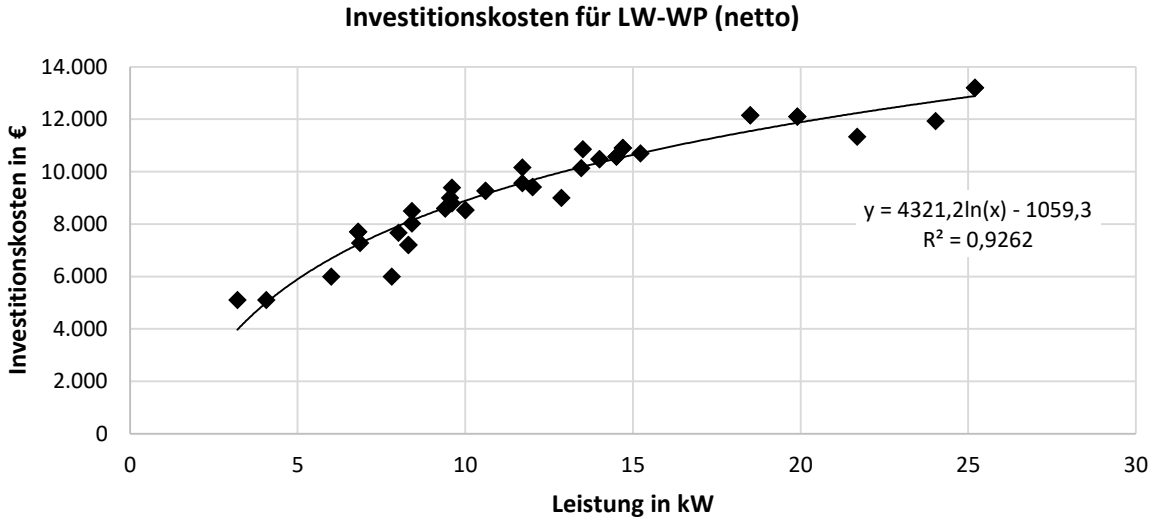


Abbildung 4-3: Darstellung der Investitionskosten für LW-WP nach verschiedenen Herstellern im Leistungsbereich 2,5 bis 25 kW_{el}

4.4 Photovoltaik

Die Kosten für Photovoltaik-Module sind in den vergangenen zehn Jahren stark zurückgegangen. Laut einer Stellungnahme des Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW Solar) zu einem Änderungsentwurf des EEG seien die Systemkosten jedoch zu niedrig angesetzt [DANNEL 2018]. Das liege an der Betrachtungsweise der Kostenzusammensetzung, bei der lediglich Modulkosten berücksichtigt werden. „Diese Herangehensweise ist jedoch nicht sachgerecht, da PV-Module in der Regel inzwischen nur noch etwa 45 Prozent der Systemkosten abbilden (zum Vergleich: Ende 2011 machten Module noch über 61 Prozent des Systempreises aus). Dies liegt daran, dass andere Kostenbestandteile wie z.B. die Lohnkosten für die Montage der Anlagen gleichzeitig steigen“ [DANNEL 2018]. Aufgrund der detaillierten Stellungnahme der BSW Solar wurden die Anlagenkosten für kristalline PV-Module für eine Aufdach-Anlage nach Formel (4-4) berechnet. Der in Abbildung 4-4 dargestellten Ausgleichsfunktion liegen die Kostendaten der BSW Solar Studie, in der neben den reinen Produktkosten auch die der Montage berücksichtigt werden, zugrunde. Diese sind abhängig von der elektrischen Nennleistung der jeweiligen PV-Anlage und decken den Leistungsbereich von fünf bis 500 kWp ab.

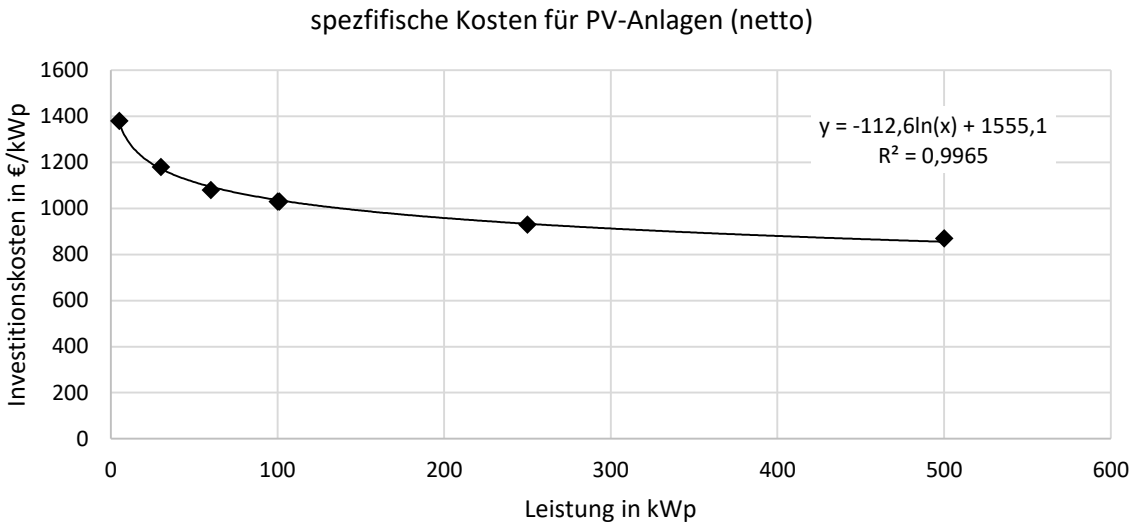


Abbildung 4-4: Investitionskosten (netto) von PV-Anlagen in Abhängigkeit der el. Nennleistung nach [DANNEL 2018]

$$y = -112{,}6\ln(x) + 1.555{,}1 \tag{4-4}$$

In der Funktion sind sowohl die Modulkosten der Kollektoren als auch Planungs-, Installations- und Netzanschlusskosten enthalten. Hinzu kommen Kosten für die individuelle Netzanbindung vor Ort, die mit fünf Euro pro Meter veranschlagt werden. Die daraus resultierenden Investitionskosten decken sich mit Mittelwerten einer weiteren Studie, nach der „Solarstromanlagen mit kristallinen Solarmodulen […] gegenwärtig zwischen 1.000 und 1.800 €/kWp [kosten]“ [FINKE 2019]. Die Preiszusammensetzung ist in Abbildung 4-5 dargestellt.

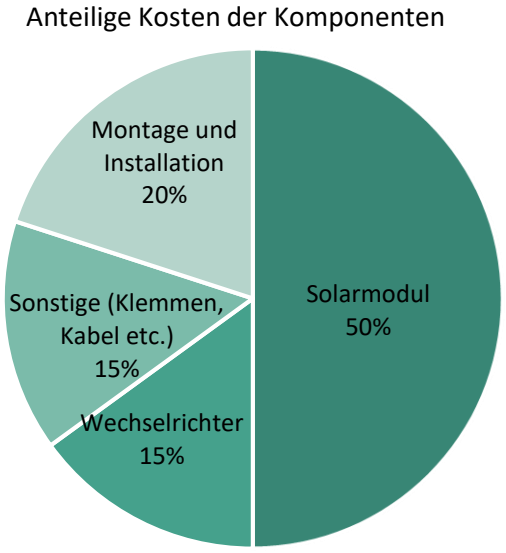


Abbildung 4-5: Kostenzusammensetzung von PV-Anlagen nach [FINKE 2019]

4.5 Pufferspeicher

Zur Bestimmung der Kosten für einen Pufferspeicher wurden Listenpreise unterschiedlicher Hersteller recherchiert und nach Speichervolumen sortiert (s. Abbildung 4-6). Die Spannweite reicht dabei von 0,40 bis 10,30 m³. Die spezifischen Kosten pro m³ Speicherinhalt lassen sich nach der Ausgleichsfunktion (4-5) ermitteln.

$$y = 1.708{,}7x^{-0{,}424} \tag{4-5}$$

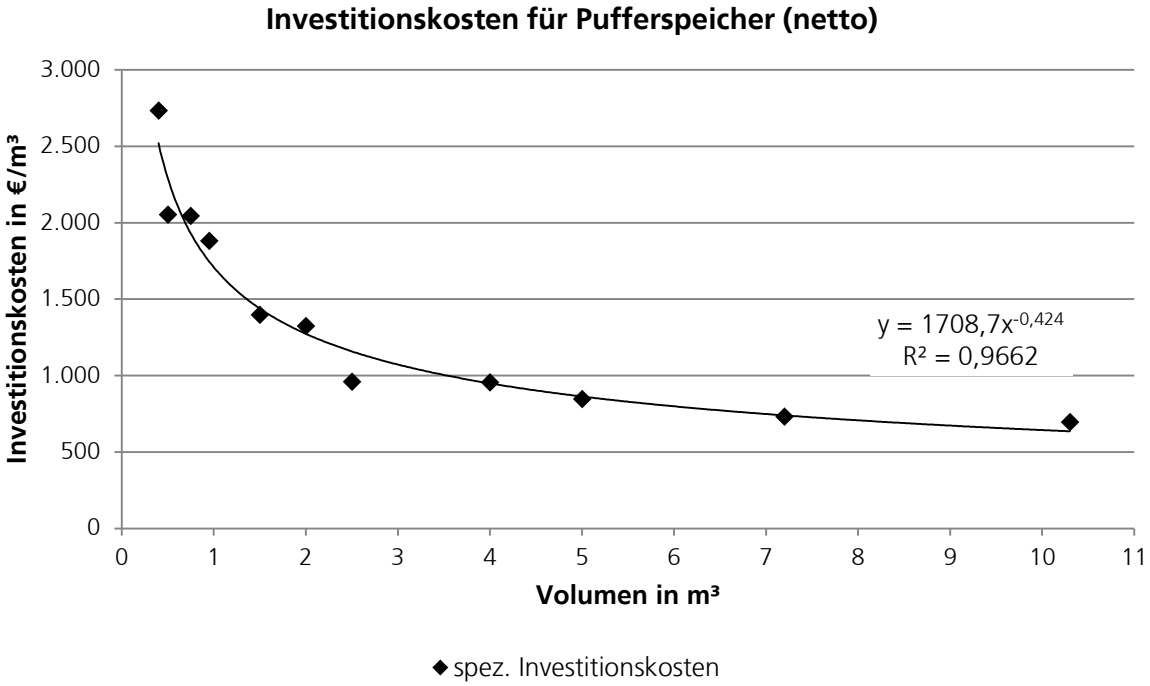


Abbildung 4-6: Investitionskosten (netto) für Pufferspeicher verschiedener Hersteller in €/m³

4.6 Wärmenetzkosten

Unter die Netzkosten fallen neben den reinen Leitungs- und Verlegungskosten auch die Netzpumpen, Hausanschlusskosten sowie Kosten für die Hausübergabestationen. Die Kostenbestandteile sind für die in dieser Arbeit als Nah- und Fernwärme definierten Netze identisch. Die Kosten für den Trassenbau eines Netzes, die in dieser Arbeit die Material- und Verlegekosten im Erdreich umfassen, schwanken in Abhängigkeit des Standortes, der Bodenbeschaffenheit und des Rohrmaterials erheblich. In Rücksprache mit verschiedenen Stadtwerken und Fernwärmeversorgern wurde eben dieser Punkt als kompliziert zu kalkulierender Kostenbestandteil genannt. Das macht es schwierig, einen allgemeingültigen Preis pro Trassenmeter festzulegen, weshalb eine Einteilung in niedrige, mittlere und hohe Kosten vorgenommen wird. Das gilt für die übrigen Kostenbestandteile, den Hausanschlussleitungen (HAS), Hausübergabestationen (HÜS) und Netzpumpen. In dem entwickelten

Berechnungstool können die Kosten entsprechend zu variiert werden. Die Bandbreite der spezifischen Trassenkosten bei Nenndurchmessern bis DN 150 bewegt sich nach [PANOS 2018] für unbefestigtes Gelände in Neubaugebieten zwischen 200 und knapp 500 €/m_{Trasse} und für innerstädtisch befestigtes Gelände zwischen 400 und 1.000 €/m_{Trasse}. Unter der Annahme, dass ein durchschnittlicher Nenndurchmesser DN 100 verwendet wird, stimmt diese Bandbreite mit den in Anlehnung an das Forschungsprojekt „Zum Feldlager“ festgelegten Trassenkosten überein. Hiernach schwanken die spezifischen Kosten zwischen 291 und 416 Euro pro erdverlegten Trassenmeter und betragen im Mittel rund 350 € [vgl. VAJEN ET AL. 2018].

Neben den reinen Trassenkosten kommen Kostenpunkte für Netzpumpen sowie für die jeweiligen Hausanschlussleitungen und für die Hausübergabestationen. Die HAS, die die Verbindung zwischen Wärmenetz und Übergabestation bildet, ist Teil der Betriebsanlage des Wärmelieferanten und ist daher den Investitionskosten des Verteilnetzes zuzuordnen [NUSSBAUMER ET AL. 2017]. Selbiges gilt für die HÜS, die direkt im Gebäude verbaut ist. Dabei „stellt die Übergabestation traditionell die Eigentumsgrenze zwischen Wärmelieferanten und Wärmeabnehmer dar“ [NUSSBAUMER ET AL. 2017, S. 98]. Die Netzpumpenkosten werden analog zum oben genannten Forschungsprojekt mit einem pauschalen Wert von 3.000 Euro pro Pumpe angesetzt [vgl. VAJEN ET AL. 2018].
Die angesetzten Preise sind abschließend in Tabelle 4-1 zusammengestellt. Hier ist anzumerken, dass für die Investitionskosten in der Kostenermittlung jeweils die hohen Preise angenommen wurden. Damit wird der ungünstigste Fall bezüglich der Wirtschaftlichkeit abgebildet.

Kostenpunkt	**Kosten (netto)**		
	niedrig	mittel	hoch
in €/Gebäude			
Hausanschlusskosten (HAS)	3.300	3.630	5.000
Hausübergabestation (HÜS)	3.100	4.000	4.710
in €/Stück			
Netzpumpen	3.000		
in €/m_{Trasse}			
Trassennetz	291	349	416

Tabelle 4-1: Zusammenstellung der Kosten für ein Wärmenetz nach [VAJEN ET AL. 2018]

5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nach VDI 2067

In der Investitionstheorie wird zwischen statischen und dynamischen Verfahren unterschieden. Ersteres wird auch als Hilfs- oder Annäherungsverfahren bezeichnet, da lediglich eine Durchschnittsperiode betrachtet und somit der Zeitwert von Geld, sprich der Wert zu einem bestimmten Zeitpunkt, ausgeblendet wird [vgl. SCHUSTER ET AL. 2017]. Bei Anwendung dynamischer Verfahren wird eben dieser Faktor berücksichtigt. Neben der Höhe ist also der Zeitpunkt der zu tätigen Zahlungen für eine realitätsnahe Abbildung der Investitionsbewertung relevant. Aufgrund zeitabhängiger Ein- und Auszahlungen, die durch Auf- und Abzinsung des Betrags zum jeweiligen Zeitpunkt ermittelt werden, wird der Betrachtungszeitraum einer Investition in mehrere Perioden eingeteilt [SCHUSTER ET AL. 2017]. Aufgrund der Aussagekraft des zeitlichen Effekts wird in dieser Arbeit ein dynamisches Bewertungsverfahren herangezogen und in diesem Kapitel vorgestellt. Anzumerken ist, dass durch Investitionsrechnungen eine Investition in der Regel als wirtschaftlich definiert wird, sofern diese gewinnbringend ist. Im Rahmen der Arbeit wird jedoch ein Vergleich durchgeführt, um die aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten günstigste Energieversorgungsvariante für das jeweilige Beispiel-Quartier feststellen zu können.
Neben dem Wirtschaftlichkeitsverfahren werden in diesem Kapitel die notwendigen Randbedingungen erläutert sowie die Förder- und Marktanreizprogramme beschrieben.

5.1 VDI 2067 Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen

Für die ökonomische Beurteilung der Energieversorgungssysteme wird die Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI 2067 Blatt 1 *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen*, die in der Praxis häufig Anwendung findet, als dynamisches Wirtschaftlichkeitsverfahren herangezogen. Hierbei werden einmalige Investitionskosten sowie laufende Kosten gleichmäßig auf einen einheitlichen Betrachtungszeitraum verteilt. Demnach ist eine Annuität eine Zahlung mit konstant bleibendem Betrag. Die Berücksichtigung von Restwerten erlaubt hier den Vergleich von Bauteilen unterschiedlicher Lebensdauern und Ersatzbeschaffungen [SCHUSTER ET AL. 2017]. Eine über die Energiebezugspreise zu erzielende Rendite seitens des Energielieferanten oder Betreibers, die laut einem Gespräch mit der ESWE Verosrgungs AG (Wiesbaden) dort mit sechs bis acht Prozent angesetzt wird, werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Gemäß der Annuitätenmethode werden sämtliche Kosten und Preise in Netto-Werten angegeben.

Nach VDI 2067 Blatt 1 werden die folgenden Kostenarten, die im nächsten Abschnitt einzeln näher erläutert werden, unterschieden:

1.	kapitalgebundene Kosten	$A_{N,K}$	Investitionen für Anlagen- und Bauteile
2.	bedarfsgebundene Kosten	$A_{N,V}$	Energie, Betriebsstoffe
3.	betriebsgebundene Kosten	$A_{N,B}$	Instandhaltung, Wartung und Inspektion, Bedienen
4.	sonstige Kosten	$A_{N,S}$	Versicherung, Verwaltung, zuvor nicht enthaltene Steuern
5.	Erlöse	$A_{N,E}$	Einnahmen, Zuschüsse

1. Kapitalgebundene Kosten $A_{N,K}$

Bei der Ermittlung kapitalgebundener Kosten werden sämtliche Investitionen und die Lebensdauer der einzelnen Systemkomponenten berücksichtigt. Das bedeutet, dass, sofern Ersatzbeschaffungen innerhalb des Betrachtungszeitraums notwendig sind, diese in Form von entstehenden Mehrkosten sowie Restwerten angerechnet werden. In Anhang A der VDI 2067 sind Lebensdauern für die Anlagen hinterlegt. Die Annuität der kapitalgebundenen Kosten lässt sich gemäß Gleichung (5-1) berechnen.

$$A_{N,K} = \left[\left(\sum A_n\right)) - R_W\right] \cdot a \tag{5-1}$$

mit A_n: Barwert der n-ten Ersatzbeschaffung,
R_W: Restwert,
a: Annuitätenfaktor

Der Barwert einer Ersatzbeschaffung *n* beschreibt den aktuellen Wert einer zukünftigen Zahlung und wird nach Gleichung (5-2) ermittelt.

$$A_n = A_0 \cdot \frac{r^{n \cdot T_N}}{q^{n \cdot T_N}} \tag{5-2}$$

mit A_0: Investitionsbetrag,
r: Preisänderungsfaktor,
q: Zinsfaktor,
n: Anzahl der Ersatzbeschaffungen
T_N: Nutzungsdauer der Komponente in Jahren

Falls eine Ersatzbeschaffung notwendig ist, der Betrachtungszeitraum T also größer ist als die Nutzungsdauer T_N der Systemkomponente, so ergibt sich der Restwert aus einer linearen Abschreibung der Ersatz-Investition bis zum Ende des Betrachtungszeitraums [vgl. SCHUSTER ET AL. 2017]. Ersatzbeschaffungen sind unter Angabe der jeweiligen Nutzungsdauer gemäß Anhang A VDI 2067 notwendig. Der Restwert wird der Anfangsinvestition der Komponente gutgeschrieben und wird folgendermaßen berechnet:

$$R_W = A_0 \cdot r^{n \cdot T_N} \cdot \frac{(n+1) \cdot T_N - T}{T_N} \cdot \frac{1}{q^T} \tag{5-3}$$

mit T: Betrachtungszeitraum in a
T_N: Nutzungsdauer der Systemkomponente

Der Annuitätenfaktor ist für die Umrechnung auf die einzelnen Jahre innerhalb des Betrachtungszeitraums relevant und ergibt sich gemäß Gleichung (5-4).

$$a = \frac{q^T \cdot (q-1)}{q^T - 1} \tag{5-4}$$

2. Bedarfsgebundene Kosten $A_{N,V}$

Wie bereits dargestellt unterliegen den Energie- und Brennstoffkosten Schwankungen. Daher wird der preisdynamische Barwertfaktor b_V für das erste Jahr in die Berechnung folgendermaßen aufgenommen.

$$A_{N,V} = A_{V1} \cdot a \cdot b_V \tag{5-5}$$

mit A_{V1}: bedarfsgebundene Kosten im 1. Jahr,
b_V: preisdyn. Barwertfaktor

Die bedarfsgebundenen Kosten im ersten Jahr setzen sich aus den End-Energiemengen der Wärmeerzeugung multipliziert mit dem entsprechenden Brennstoffpreis zusammen [SCHUSTER ET AL. 2017].

3. Betriebsgebundene Kosten $A_{N,B}$

Zu den betriebsgebundenen Kosten zählen Wartung, Inspektion sowie Personalkosten („Bedienen“). Diese werden anteilig an den Investitionskosten berechnet, wobei die Faktoren hierfür im Anhang A der VDI 2067 hinterlegt sind.

$$A_{N,B} = A_{B1} \cdot a \cdot b_B + A_{IN} \cdot a \cdot b_{IN} \tag{5-6}$$

mit A_{B1}: betriebsgebundene Kosten im 1. Jahr für Bedienen,
A_{IN}: betriebsgebundene Kosten im 1. Jahr für Wartung/Inspektion

Der Bedien-Aufwand wird mit Personalkosten pro Bedienstunde, welche ebenfalls in der VDI 2067 vorgegeben sind, ermittelt. Anfallende Wartungs- und Inspektionskosten werden über die in Gleichung (5-7) genannten Faktoren ermittelt.

$$A_{IN} = A_0 \cdot a \cdot (f_{Inst} + f_{W+Insp}) \tag{5-7}$$

4. Sonstige Kosten

Analog zu den bedarfsgebundenen Kosten werden die Annuitäten der übrigen Kosten errechnet. Als sonstige Kosten im ersten Jahr A_{S1} werden Versicherungen und Verwaltung bezeichnet.

$$A_{N,S} = A_{S1} \cdot a \cdot b_S \tag{5-8}$$

5. Erlöse

In die Annuität fließen zudem die jährlich zu erwartenden Gutschriften und Erlöse ein. Hier fallen insbesondere die Einspeisevergütungen und Zuschüsse ins Gewicht. Die Annuitäten für Erlöse werden nach Gleichung (5-9) berechnet.

$$A_{N,E} = E_1 \cdot a \cdot b_E \tag{5-9}$$

mit E_1: Erlöse im ersten Jahr

Die Annuität der Jahresgesamtzahlungen A_N wird abschließend mit der Differenz der Annuitäten aus Erlösen und den Annuitäten durch Zahlungen gemäß Gleichung (5-10) ermittelt. An dieser Stelle ist anzumerken, dass aufgrund der Anlagen innerhalb der Energieversorgungssysteme, durch die keine Erlöse erwirtschaftet werden, negative jährliche Annuitäten zu erwarten sind. In diesem Fall ist diejenige Variante am ökonomisch sinnvollsten, die am wenigsten Kosten erzeugt [vgl. SCHUSTER ET AL. 2017].

$$A_N = A_{N,E} - (A_{N,K} + A_{N,V} + A_{N,B} + A_{N,S}) \tag{5-10}$$

5.2 Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

Voraussetzung der wirtschaftlichen Vergleichbarkeit sind Randbedingungen, die für alle Versorgungssysteme identisch sind. Hierzu zählen die Festlegung des kalkulatorischen Zinssatzes, des Betrachtungszeitraums sowie der Preissteigerungsrate und der Energiekosten. Letztere betreffen den Gas-, Strom- und den Fernwärmepreis und werden nachfolgend erläutert. In Tabelle 5-1 werden schließlich die übrigen Randbedingungen übersichtlich aufgeführt.

Bezüglich der Energiekosten wird in Abbildung 5-1 die Entwicklung spezifischer Vollkosten (brutto) verschiedener Heizungssysteme und Brennstoffarten über den Zeitraum April 2010 bis Oktober 2018 veranschaulicht [vgl. WOLF 2018]. Dabei ist zu beachten, dass die Grafik durch den Effizienzverbandes für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) auf Grundlage von Brennstoffpreisen unterschiedlicher Studien erstellt wurde.

Abbildung 5-1 ist grundsätzlich zu entnehmen, dass sämtliche dargestellte Volkosten Schwankungen unterliegen. Der fossile Brennstoff Öl weist dabei die größte Kostenspanne von gut -30 % bis +35 % auf. In Hinblick auf die in der Arbeit verwendeten Energieversorgungssysteme sind die Verläufe für Fernwärme und BHKW mit Gasspitzenlastkessel besonders interessant. 2010 war die FW noch rund 5 ct/kWh günstiger als das BHKW. 2011 und 2012 nähern sich die Kurven mit steigenden Kosten an und

pendeln sich 2018 bei ungefähr 95 €/MWh ein. Es ist deutlich zu erkennen, dass die angegebenen Vollkosten für Oktober 2018 für die Versorgungsstrategien FW sowie BHKW mit Spitzenlastkessel identisch sind und sich die Kurven erstmals schneiden. Der weitere Verlauf lässt sich aus dem Diagramm jedoch nicht eindeutig ableiten. Vor dem Hintergrund dieser Kostenentwicklung werden in den folgenden Abschnitten die relevanten Brennstoffpreise näher betrachtet und Annahmen getroffen.

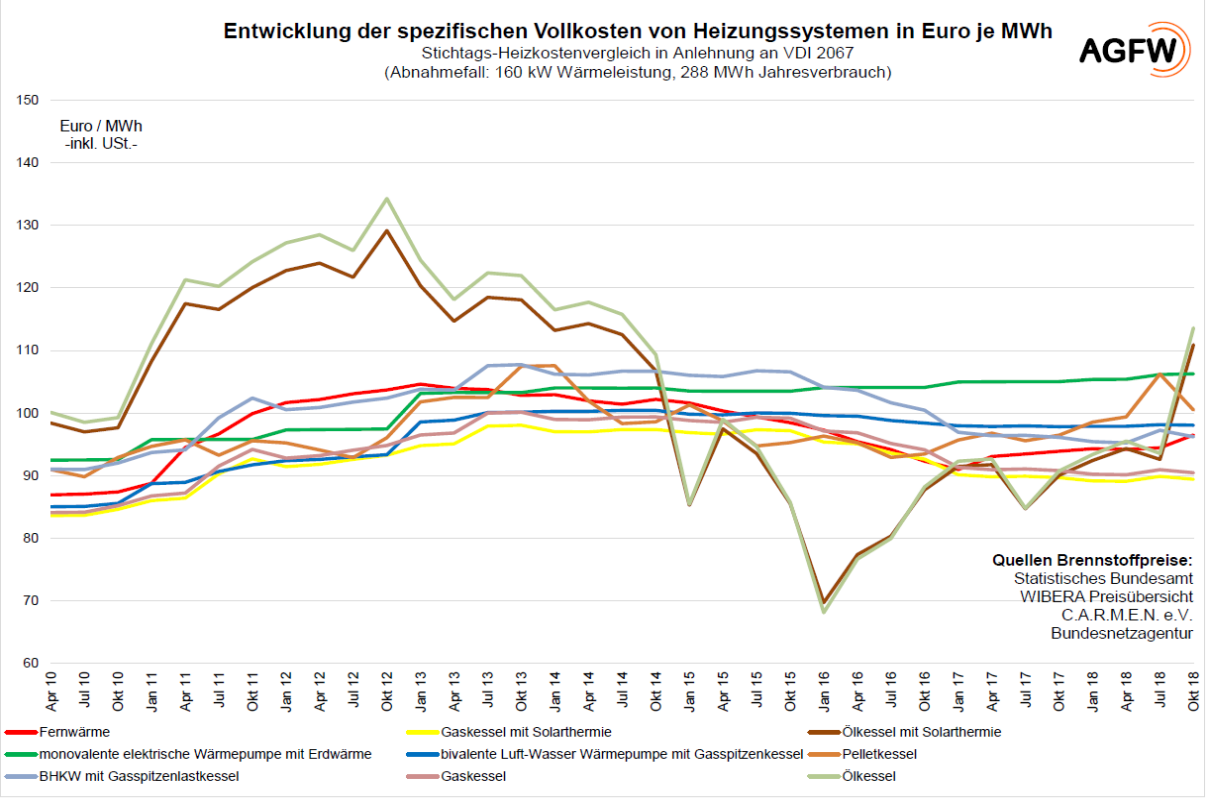


Abbildung 5-1 Entwicklung der spez. Vollkosten von Heizungssystemen [WOLF 2018]

Gaspreis

Der Erdgaspreis, der wie in Abbildung 5-1 zu erkennen ist, unterliegt leichten Schwankungen. Dieser Bezugspreis ist relevant für die BHKW-Versorgung im Nahwärmenetz. Als Grundlage dient hier der Monitoringbericht 2018 der Bundesnetzagentur, wonach der durchschnittliche Gesamtpreis für Nicht-Haushaltskunden 4,40 ct/kWh (netto) beträgt [BUNDESNETZAGENTUR ET AL. 2019b]. Dieser Wert wird für den Erdgasbezug der entsprechenden BHKW angesetzt.

Strompreis

Für den Betrieb der dezentralen Luft-Wasser-Wärmepumpe wird Heizstrom als Hilfsenergie benötigt. In dieser Arbeit wird der Wärmepumpen-Gesamtpreis von 21,67 ct/kWh (brutto) herangezogen, der im Monitoringbericht 2018 der Bundesnetzagentur erläutert wird 21,71 [vgl. BUNDESNETZAGENTUR ET AL. 2019b, S. 305]. Abzüglich der Umsatzsteuer von 16 % beträgt der Nettowert 18,24 ct/kWh$_{Strom}$. In der

Studie wurden 811 Verteilnetzbetreibern und 845 Heizstromlieferanten bezüglich der Vertragsarten und Zählpunkte befragt. Anhand dieser Datengrundlage wurden die spezifischen Heizstromkosten als arithmetisches Mittel aus Wärmepumpen-Tarifen sämtlicher Vertragsarten privater Haushalte errechnet. Die Zusammensetzung der dabei resultierenden Kostenpunkte für den Bezug von Heizstrom ist in Abbildung 5-2 dargestellt. Das für den Stichtag 1. April 2018 genannte Preisniveau bezieht sich auf Wärmepumpen mit einem Stromverbrauch von 7.500 kWh pro Jahr [BUNDESNETZAGENTUR ET AL. 2019b].

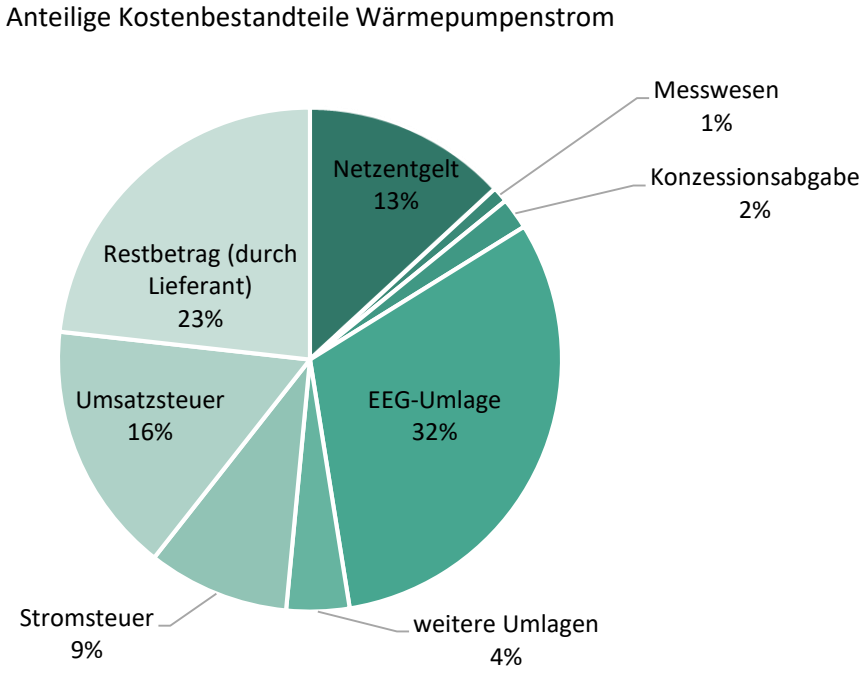


Abbildung 5-2: Kostenbestandteile des Wärmepumpenstroms

Für die gleiche Bezugsmenge beträgt der durchschnittliche Haushaltsstrompreis für das Jahr 2018 30,52 ct/kWh. Grund für den kostengünstigeren Wärmepumpenstrom durch reduzierte Netzentgelte sind dabei die sogenannten Sperrzeiten, die in dieser Arbeit mit zwei Stunden veranschlagt wird. Die Sperrzeiten ermöglichen es dem Netzbetreiber, die Stromzufuhr für Wärmepumpen zu unterbrechen, um so die Netzstabilität zu regulieren [RUTSCHMANN 2019].

Fernwärmepreis

Der Fernwärmepreis ist nicht gleichzusetzen mit reinen Brennstoffkosten, da dieser neben Brennstoff- auch kapitalgebundene Kosten beinhaltet. Dieser relevante Aspekt wird durch Verwendung der Annuitätenmethode berücksichtigt. Aufgrund der Differenzierung lässt sich auch die Zusammensetzung des Fernwärmepreises heterogen beschreiben. Die Kosten zur Wärmeerzeugung werden im Arbeitspreis abgebildet. Sie sind zum einen verbrauchsabhängig, zum anderen unterliegen

sie den Schwankungen der ständigen Energiepreisveränderungen. Außerdem ist zwischen Eigenerzeugung und Vorbezug der Versorgungsunternehmen zu differenzieren. Nach einer Sektoruntersuchung durch das Bundeskartellamt beziehen etwa ein Viertel der Fernwärmeversorger die Wärmemenge über einen Drittanbieter als fertiges Produkt. Eben dieser Brennstoff-Vorbezug wird in der Studie mit 2,3 ct/kWh für das Jahr 2008 angegeben [SCHWEIKARDT ET AL. 2012]. Im kommenden Monitoringbericht 2019 wird ein Beschaffungspreis von 3,13 ct/kWh, der um 5,7 % zum Vorjahr gestiegen ist. [BUNDESNETZAGENTUR ET AL. 2019b] Aufgrund der steigenden Tendenz wird für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in dieser Arbeit ein Vorbezug von 3,0 ct/kWh angesetzt.
Fixe Investitions-, Wartungs-, Betriebs- sowie Instandhaltungskosten hingegen bilden den Leistungs- bzw. Grundpreis, welcher sich nach dem vertraglich vereinbarten Anschlusswert des entsprechenden Gebäudes richtet [WOLF 2019]. In die kapitalgebundenen Kosten fließen neben den Trassenkosten beispielsweise auch Anschluss- und Erschließungskosten ein. Demnach ist ein Fernwärmeversorgungsunternehmen dazu „berechtigt, vom Anschlußnehmer die Erstattung der bei wirtschaftlicher Betriebsführung notwendigen Kosten für 1. die Erstellung des Hausanschlusses, 2. die Veränderungen des Hausanschlusses, zu verlangen“ [BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ, S. 4–5]. Zudem kann, ebenfalls in Abhängigkeit der angeschlossenen Leistung, ein Messpreis festgelegt werden, der zu festen Zeitpunkten zu entrichten ist. Der Fernwärmelieferant ist folglich dazu berechtigt, die Investitionskosten, die beim Neu- oder Ausbau eines Wärmenetzes anfallen, auf die Abnehmer umzulegen. Dabei ist es auch möglich, bei der jährlichen Tarifanpassung der Bestandskunden eben diese Kosten einzubinden. Beim Wirtschaftlichkeitsvergleich in Kapitel 6 wird diese Handhabung aufgegriffen.

Ein für die Preisbildung wichtiges Werkzeug ist die sogenannte Preisgleitklausel in § 24 IV AVBFernwärmeV [BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ]. Hiernach dürfen Preisänderungen unter bestimmten Bedingungen vorgenommen und auf den Endverbraucher umgelegt werden. Eine detailliertere Auseinandersetzung mit Fernwärmepreis-Gestaltung hat gezeigt, dass diese sehr komplex und teilweise intransparent ist. Dabei ist ein Aspekt besonders interessant.

Nach einer Fernwärme-Statistik des AGFW, einem Interessensverband der Fernwärmeversorgung, liegt der durchschnittliche Mischpreis für eine Anschlussleistung von 15 kW und einer Ausnutzungsdauer von 1.800 h/a bei 77,12 €/MWh. An dieser Stelle ist der Mischpreis als „eine rechnerische Größe, der eine einheitliche Basis der Bewertung schafft“ [WOLF 2019, S. 15] definiert und wird wie folgt ermittelt: „Zunächst werden die Jahreskosten (netto) der einzelnen Preisbestandteile ermittelt. […] Diese Jahreskosten werden durch die verbrauchte Wärmemenge geteilt und ergeben so den Mischpreis“ [WOLF 2019, S. 15]. Mischpreise enthalten keine Umsatzsteuer und werden demnach also

Nettowerte angegeben. Die FW-Preise schwanken in dieser Studie zwischen 67,52 €/MWh in Sachsen-Anhalt und 86,46 €/MWh in Sachsen. Die durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlichte Entwicklung von Energiepreisen in Deutschland gibt einen nominalen Preis von 83,40 Euro pro MWh an [BMWI 2019]. Diesem Kennwert liegt eine Anschlussleistung von 160 kW und eine Ausnutzungsdauer von 1.800 h/a zugrunde. Bei einem geringeren Anschlusswert liegen die Kosten analog zur Studie des AGFW etwas höher [vgl. WOLF 2019].Für den Wirtschaftlichkeitsvergleich der Energieversorgungssysteme in der vorliegenden Arbeit, die auf die Beispiel-Quartiere angewendet werden, werden diese zwei Fernwärmepreise als Referenzwerte angesetzt. Die Annuitäten und Wärmegestehungskosten der Versorgungssysteme für die einzelnen Beispielquartiere werden entsprechend der VDI 2067 ermittelt und mit den Referenzwerten verglichen (s. Kapitel 6).

Zinssatz

Der hier gewählte kalkulatorische Zinssatz setzt sich nach [VAJEN ET AL. 2018] anteilig aus Eigenkapital und Fremdkapital und den entsprechend angesetzten Zinsen zusammen. Der Anteil am Eigenkapital beträgt 30 % mit einem Zinssatz von zwölf Prozent wohingegen der Anteil am Fremdkapital 70 % mit einem Zinssatz von zwei Prozent beträgt. Daraus resultiert ein Kalkulationszinssatz von 5,00 %. Die Preisänderungsrate wird mit zwei Prozent angenommen (Tabelle 5-1).

Bezeichnung	**Abkürzung**	**Wert**	**Einheit**	**Quelle**
Betrachtungszeitraum	-	20	a	[VAJEN ET AL. 2018]
Kalkulationszinssatz	-	5,00	%	
Preisänderungsrate	-	2,00	%	
Annuitätenfaktor	AF	0,08024	-	Berechnung gemäß VDI 2067

Tabelle 5-1: Randbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

5.3 Förderinstrumente und Marktanreizprogramme

Um den Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmesektor und die Dekarbonisierung im Gebäudesektor voranzutreiben, werden mit Förderungen und Marktanreizprogrammen (MAP) auf verschiedenen Ebenen Anreize für entsprechende Investitionen geschaffen. Neben Privatpersonen werden auch Unternehmen und Kommunen mit MAP unterstützt, für die das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) sowie die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) zuständig sind. Die KfW bietet neben Investitionszuschüssen auch Kredite mit besonders niedrigen Zinsen an. In der vorliegenden Arbeit bleiben diese jedoch unberücksichtigt, da das Abbilden dieser sehr komplexen Kredit- und Finanzierungsstruktur über den Ansatz der Arbeit hinausgeht. Aufgrund dessen gehen lediglich

Investitionszuschüsse sowie Steuernachlässe und -vergünstigungen in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ein. Weiterhin gibt es in Gesetzen verankerte Einspeisevergütungen für den Verkauf von Strom und Wärme, die von Wärmeerzeugern mit regenerativen Energien produziert werden, sowie Möglichkeiten zur Verringerung von Steuern und Umlagen.

Marktanreizprogramme (MAP)

Im Förderkompass des BAFA werden sämtliche Förderprogramme vorgestellt. Das MAP „Erneuerbare Wärme“ des BAFA soll als energiepolitisches Instrument „dazu beitragen, dass bis zum Jahr 2020 14 % der Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien stammen“ [BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA) 2018]. Für die in dieser Arbeit definierten Energieversorgungssysteme sind diejenigen Förderungen relevant, die unter die Förderpakete Energieeffizienz und Wärme fallen. Hierzu gehören Förderungen für Wärmepumpen, KWK-Anlagen sowie für Wärmenetze und -speicher, die unter die Förderpakete Energieeffizienz und Erneuerbare Wärme fallen.

Effiziente Wärmepumpen werden dabei in Abhängigkeit der Nennwärmeleistung, welche maximal 100 kW betragen darf, mit einem Investitionszuschuss durch das BAFA gefördert [BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA) 2018]. Voraussetzung für eine Förderung ist neben der Maximalnennleistung die Bereitstellung von Trinkwarmwasser und Raumheizung durch die Wärmepumpe selbst. Dabei liegen die Festbeträge zwischen 1.300 und 15.000 Euro pro Anlage und werden sowohl für Bestandsgebäude als auch für Neubau bereitgestellt [BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE (BAFA) 2018]. Solaranlagen zur Stromerzeugung werden nicht gefördert.

Das KfW Programm Erneuerbare Energien „Premium“ sieht eine Förderung für Wärmenetze vor, die zum überwiegenden Teil aus regenerativen Energien gespeist werden. Pro zu errichtendem Trassenmeter werden 60 Euro ausgeschüttet, wobei der Höchstbetrag bei 1 Million Euro liegt. Zusätzlich werden für jede Hausübergabestation an Bestandsgebäuden weitere 1.800 Euro gezahlt, sofern kein Anschlusszwang besteht. Wichtig ist hier, dass der Förderanspruch nicht gilt, sofern für den Netz(aus)bau Zuschlagszahlungen gemäß § 20 KWKG zustehen [KFW 2019]. Dieser Fall wird im übernächsten Absatz *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)* beschrieben.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat zum Ziel, „den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch zu steigern“. [BUNDESMINISTERIUM FÜR JUSTIZ 21.07.2014]. Dabei werden folgende drei Ziele genannt, die durch stetigen, netzdienlichen und wirtschaftlich vertretbaren Ausbau von erneuerbaren Energien erreicht werden sollen:

- 40 – 45 Prozent bis 2025
- 55 – 60 Prozent bis 2035
- ≥ 80 Prozent bis 2050

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Nettostromproduktion betrug im Jahr 2018 bereits 40,3 % [BURGER 2019]. Im EEG werden die Einspeisevergütung, der Mieterstromzuschlag und die EEG-Umlage gesetzlich geregelt. Letztere ist Teil des Strompreises, der in Kapitel 5.2 bereits näher erläutert wurde, und beschreibt die Finanzierungskosten für den Ausbau erneuerbarer Energien. Grundsätzlich ist jeder Endverbraucher dazu verpflichtet, die Umlage entsprechend der Erhebung durch die Netzanbieter zu zahlen, sofern keine Ausnahmeregelungen greifen [BUNDESNETZAGENTUR 2016]. Die zu zahlenden EEG-Beiträge werden jedes Jahr, wie in Abbildung 5-3 dargestellt, durch die Übertragungsnetzbetreiber unter Annahme des erwarteten Börsenstrompreises und den Zubau von geförderten Anlagen neu berechnet. Als Berechnungsgrundlage dient die für das Jahr 2020 festgelegte EEG-Umlage in Höhe von 6,756 ct/kWh die damit im Vergleich zum Vorjahr leicht angestiegen ist [BUNDESNETZAGENTUR 2019].

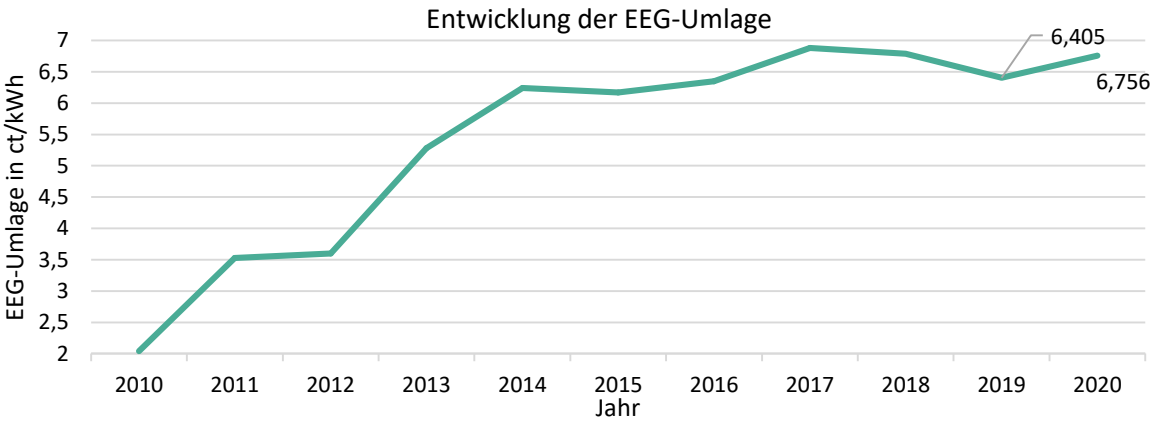


Abbildung 5-3: Entwicklung der EEG-Umlage nach [BUNDESNETZAGENTUR 2019]

Sonderregelungen hinsichtlich des zu entrichtenden Anteils gelten unter besonderen Bedingungen nach § 61 EEG. Von Bedeutung in Bezug auf die dezentrale Versorgungsvariante einer mit PV gekoppelte LW-WP ist hier die Anlagenleistung der installierten PV-Anlage. Denn die EEG-Umlage entfällt unter der Bedingung, dass „Strom aus Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 Kilowatt erzeugt wird, für höchstens 10 Megawattstunden selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr“ (§ 61 Abs. 4 EEG). Liegt die Leistung der PV-Anlage über zehn Kilowatt, so besteht nach § 61 Abs. 1 S.1 die Möglichkeit zur Reduktion der Umlage auf 40 Prozent. Das ist der Fall, sofern der Stromproduzent, also der klassische Eigenheimbesitzer, gleichzeitig Letztverbraucher ist. An dieser Stelle wird der Begriff der Eigenversorgung angewendet, der seit der Novellierung 2014 im EEG verankert ist [BUNDESNETZAGENTUR 2016]. Hier heißt es in § 3 Nr. 19: „Eigenversorgung“ [ist] der

Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt“ [BUNDESMINISTERIUM FÜR JUSTIZ 21.07.2014]. Für Wohngebäude mit mehr als einer Wohneinheit gilt der Betrieb einer gemeinsamen, ungeteilten PV-Anlage nicht als Eigennutzung, da zwischen der als Betreiber handelnde Gemeinschaft keine Personenidentität zu den Letztverbrauchern der einzelnen Wohnungen hergestellt werden kann. In dieser Arbeit wird jedoch die PV-Anlage auf die LW-WP ausgelegt, die zentral für alle Bewohner eingesetzt wird. Der überschüssige Strom wird in das öffentliche Netz eingespeist und wird nicht als Haushaltsstrom für die Bewohner bereitgestellt. Aufgrund dessen liegt eine Eigenversorgung vor, da die Personen den PV-Strom als Hilfsstrom für die LW-WP nutzen und somit die genannte Personenidentität zwischen Betreiber und Endverbraucher vorliegt [BUNDESNETZAGENTUR 2016, S. 31]. Demnach wird die Eigenversorgung neben den Einfamilienhäusern auch den Mehrfamilienhäusern im Quartier zugeschrieben. Zusammenfassend wird also mit einer auf 40 % reduzierten EEG-Umlage für eigenverbrauchten PV-Strom gerechnet.

Die recht komplexe Aufschlüsselung der zu entrichtenden EEG-Umlage in Abhängigkeit der individuellen Stromversorgung ist in Abbildung 5-4 dargestellt. Die Bedingung den Strom durch erneuerbare Energien bereitzustellen, ist durch die Nutzung von Solarenergie in diesem Fall immer gegeben. Weiterhin wird aus Abbildung 5-4 ersichtlich, dass unter die Regelung nach § 61 Abs. 1 S.1 EEG nicht nur PV-Anlagen, sondern auch KWK-Anlagen fallen. Jedoch tritt diese im vorliegenden Fall nicht in Kraft, da der KWK-Strom direkt und vollständig in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird.

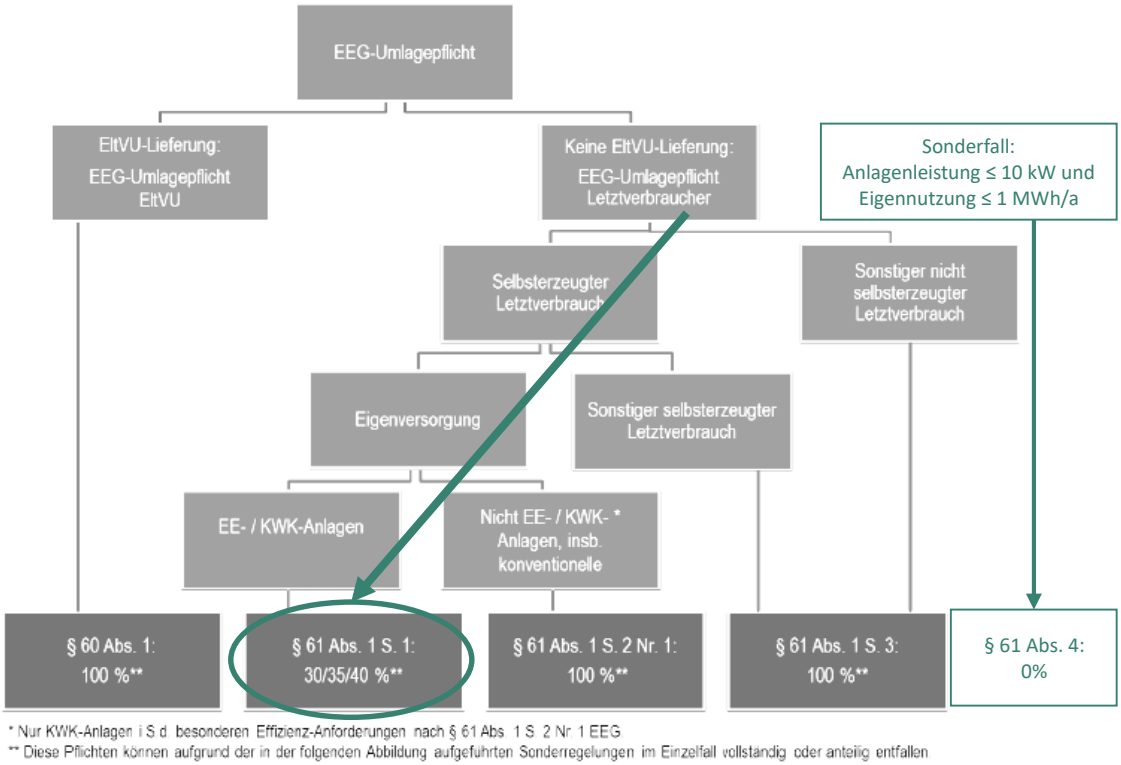


Abbildung 5-4: EEG-Umlagekriterien nach Art der Stromversorgung gemäß [BUNDESNETZAGENTUR 2016]

Für die dezentrale Versorgungsvariante regelt das EEG neben der EEG-Umlage zusätzlich die Einspeisevergütung. Nach § 19 Abs. 1 EEG haben Betreiber u.a. von PV-Anlagen gegenüber dem Netzbetreiber Anspruch auf eine Marktprämie, eine Einspeisevergütung oder einen Mieterstromzuschlag. Voraussetzung ist, dass „der Anlagenbetreiber für den Strom kein vermiedenes Netzentgelt nach […] der Stromnetzentgeltverordnung in Anspruch nimmt“ (§ 19 Abs. 2 EEG). Im Fall der dezentralen Versorgung besteht eben dieser Anspruch auf die Zahlung der Einspeisevergütung gemäß § 21 Abs. 1 S. 1 EEG. An dieser Stelle werden noch detailliertere Bedingungen gestellt, die im Rahmen der Arbeit vernachlässigt werden können.
Der durch gebäudeeigene Solaranlagen produzierte und eingespeiste Strom wird nun gemäß § 48 Abs. 2 EEG in Abhängigkeit der Anlagenleistung wie folgt vergütet [BUNDESMINISTERIUM FÜR JUSTIZ 21.07.2014]:

1. Installierte Leistung ≤ 10 kW 12,70 ct/kWh
2. Installierte Leistung ≤ 40 kW 12,36 ct/kWh
3. Installierte Leistung ≤ 750 kW 8,90 ct/kWh

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)
Nach dem KWKG, das zuletzt am 13.05.2019 geändert wurde, stehen Betreibern von KWK-Anlagen unter bestimmten Voraussetzungen Zuschlagszahlungen und Förderungen zu. Mögliche Zuschlagszahlungen beziehen sich auf neue, modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlagen, hier BHKW, auf Wärme- und Kältenetze sowie auf Wärme- und Kältespeicher. In Abschnitt 2 KWKG sind die Voraussetzungen für den Anspruch auf Zuschlagszahlungen definiert. Hier wird unterschieden zwischen innovativen KWK-Systemen sowie neuen, modernisierten und nachgerüsteten KWK-Anlagen. Die Zuschläge sind weiterhin abhängig davon, ob der KWKW-Strom in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird oder nicht und wie hoch die elektrische Nennleistung des BHKW ist.

Zur Ermittlung der Zuschlagshöhe ist in einem ersten Schritt zu klären, ob überhaupt ein Anspruch auf Zuschlagszahlung besteht. Das wird über die elektrische Nennleistung der KWK-Anlage entschieden, wobei auch mehrere BHKW als eine Anlage gelten, „soweit sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Dauerbetrieb genommen worden sind“ (§ 2 S. 14 KWKG). Wird eine elektrische Nennleistung von 1.000 kW überschritten, so besteht nach § 5 Abs. 1 S. 1 kein Anspruch auf Zuschlagszahlung.
Es wird angenommen, dass für die Versorgungsvariante durch ein zentrales BHKW dieses auch dann als eine Anlage definiert ist, wenn mehrere Module in Kaskade hintereinandergeschaltet sind.
Besteht Förderanspruch, so wird auf dieser Grundlage in einem weiteren Schritt die Dauer der gewährten Zuschläge in Vollbenutzungsstunden festgelegt. Diese beträgt bei KWK-Anlagen mit einer

Leistung von bis zu 50 kW 60.000 h, für die übrigen Anlagen jeweils 30.000 h. Bei einer durchschnittlichen Vollbenutzung von 5.000 h/a würde der Förderanspruch folglich für zwölf bzw. sechs Jahre gelten.

Im letzten Schritt wird geklärt, ob eine Einspeisung des KWK-Stroms stattfindet oder nicht. Im Rahmen der Arbeit wird vorausgesetzt, dass der gesamte BHKW-Strom eingespeist wird und damit nicht als Eigenverbrauch der Haushalte im Quartier definiert ist. Entsprechend der Nennleistung kann nun der Betrag der Zuschlagszahlung genau definiert werden. Das Verfahren zur Ermittlung des zu erwartenden KWK-Zuschlags, das im Bearbeitungstool implementiert ist, ist in Abbildung 5-5 zusammengefasst.

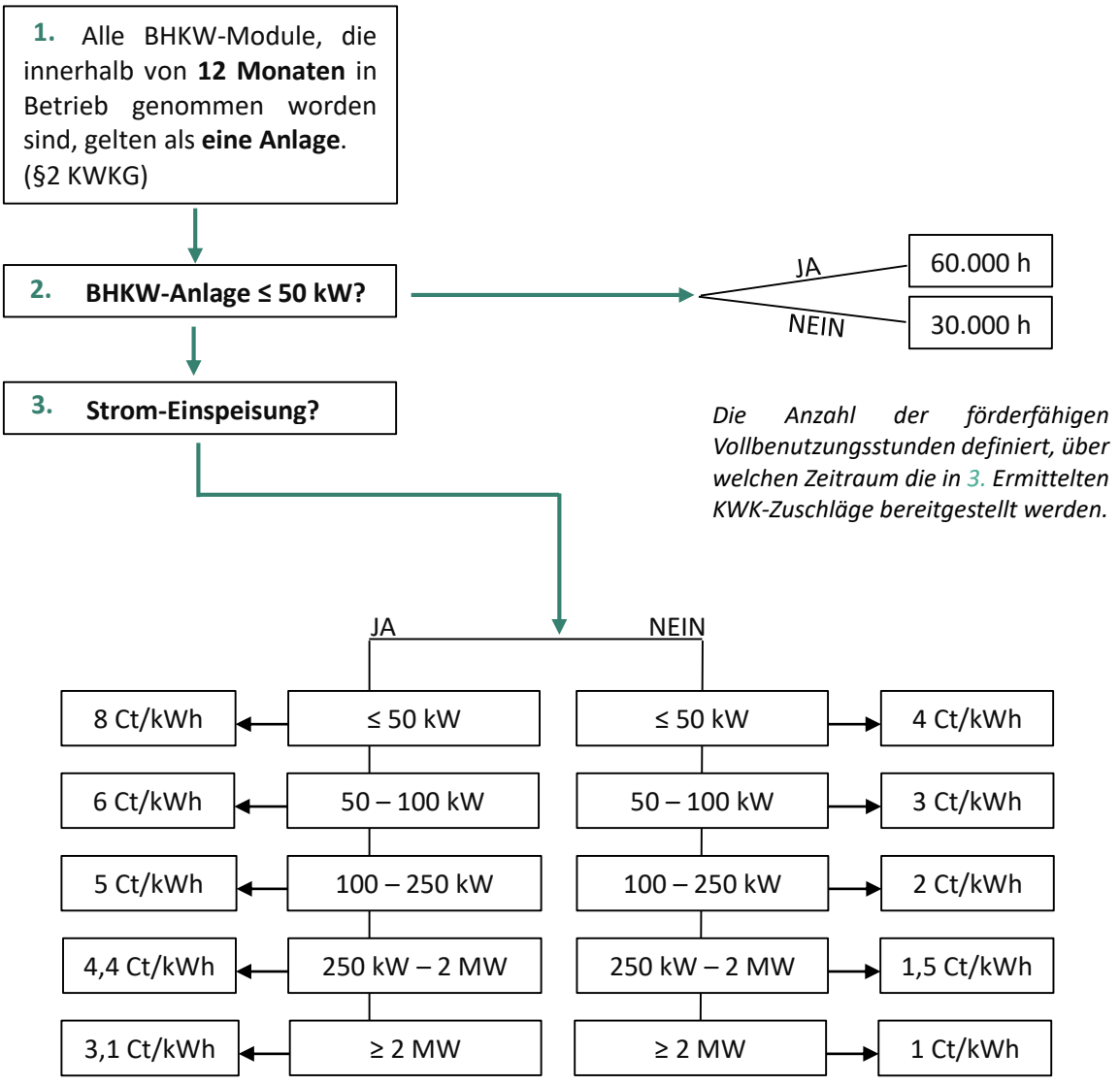


Abbildung 5-5: Vorgehen zur Ermittlung der Höhe des KWK-Zuschlags (eigene Darstellung)

Nach KWKG gibt es neben den Zuschlägen auch Investitionszuschüsse für Wärmenetz und Wärmespeicher. Für den Neu- oder Ausbau eines Wärmenetzes, das durch Wärme aus KWK-Anlagen gespeist wird, ist durch das KWKG eine Förderung vorgesehen. Diese ist abhängig vom mittleren Durchmesser der neu zu verlegenden Leitungen (DN), wobei der Grenzwert bei DN 100 liegt. In § 19

Abs. 1 S. 1 KWKG heißt es: „für neu verlegte Wärmeleitungen mit einem mittleren Nenndurchmesser von bis zu 100 Millimetern 100 Euro je laufenden Meter der neu verlegten Wärmeleitung, höchstens aber 40 Prozent der ansatzfähigen Investitionskosten“. Als Annahme wird ein mittlerer Wert von DN 100 gewählt, sodass ein Investitionszuschuss von 100 Euro pro Trassenmeter angesetzt werden kann. Zusätzlich können nach Abschnitt 5 KWKG Wärmespeicher gemessen am Volumen bezuschusst werden. Laut § 23 KWKG werden grundsätzlich 250 Euro pro m³ gezahlt, wobei der Maximalbetrag bei Speichern mit einem Volumen von mehr als 50 m³ bei 30 Prozent der Investitionskosten liegt [BUNDESMINISTERIUM FÜR JUSTIZ 21.12.2015].

Eine vollständige Erstattung der im Brennstoffbezugspreis gezahlten Energiesteuer an den Betreiber von KWK-Anlagen findet statt, wenn diese ≤ 2 MW_{el} und einen Nutzungsgrad ≥ 70 % aufweisen (für BHKW 10 Jahre). Nach Ablauf der 10 Jahre gibt es zwei Möglichkeiten. Zum einen kann die vollständige Erstattung fortgeführt werden, sofern die Hauptkomponenten der KWK-Anlage erneuert werden und dabei mindestens die Hälfte des theoretischen Neuanschaffungswertes an Kosten anfallen. Zum anderen wird, falls die zwei genannten Kriterien nicht erfüllt werden, auf eine Teil-Erstattung gewechselt, die der Absenkung auf den Mindeststeuersatz entspricht. Ferner „[gilt] Diese Regelung zur Entlastung des KWK-Stroms aus dezentraler Erzeugung von der Energiesteuer […] unabhängig davon, ob der erzeugte Strom ausschließlich in einer Kundenanlage erzeugt und dort verbraucht wird“ [BEHR ET AL. 2017, S. 42].

Stromsteuergesetz (StromStG)

Im Stromsteuergesetz, welches eine Mengensteuer darstellt, wird die Besteuerung des tatsächlich verbrauchten Stroms festgelegt. Die Stromsteuer macht wie in 5.2 erläutert knapp sieben Prozent des gesamten Strompreises für Haushaltskunden aus und liegt demnach zurzeit bei 2,05 ct/kWh. In § 9 StromStG werden Regelungen zur Steuerbefreiung oder Steuerermäßigung genannt. Eine Befreiung steht für eigenproduzierten Strom zu, der „vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger in räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird“ (§ 9 Abs. 1 S. 3 StromStG). Diese Voraussetzung trifft auf die Bereitstellung des PV-Stroms für die dezentrale Versorgungsvariante zu, weshalb die Stromsteuer in diesem Fall entfällt.

Energiesteuergesetz (EnergieStG)

Das EnergieStG regelt die Abgabe von Steuern für Energieerzeugnisse, also Kraft- und Heizstoffe. Hierunter fällt unter anderem der Brennstoff Gas, der für die Versorgungsvariante NW + BHKW benötigt wird, und bei 0,55 ct/kWh liegt. Gemäß § 3 Abs. 1 S. 2 EnergieStG werden KWK-Anlagen mit einem Nutzungsgrad von mindestens 60 Prozent von der Erdgassteuer befreit [BUNDESMINISTERIUM FÜR JUSTIZ 15.07.2006].

Die in diesem Kapitel vorgestellten Fördermöglichkeiten und steuerbedingten Anreizprogramme zur Investition in erneuerbare Energien sind abschließend in Bezug auf die Anlagenkomponenten, die für die drei vorgestellten Energieversorgungsvarianten relevant sind, in Tabelle 5-2 zusammengestellt. Weitere Förderungen, die auf Ebene der Bundesländer oder Kommunen gestellt werden, bleiben aufgrund der Komplexität und Unübersichtlichkeit in dieser Arbeit unberücksichtigt.

	BAFA	**KfW** Erneuerbare Energien „Premium“		**KWKG** Investitionszuschüsse
LW-WP wenn TWW + RH	1.300 €/Stück			
Wärmespeicher				250 €/m³ *max. 30 % der Investition*
Wärmenetz		60 €/m_{Trasse} *max. 1 Mio. €*		100 €/m_{Trasse} *max. 30 % der Investition*
		nicht kombinierbar!		
HÜS		1.800 €/Stück *Bestandsgebäude*		
WP+PV Kombinationszuschuss	500 €/Stück			
Zuschläge und Reduktion/Befreiungen von Zahlungen				
	StromStG	**EnergieStG**	**EEG**	**KWKG**
PV-Strom	Stromsteuer entfällt		Einspeisevergütung PV-Strom	
PV-Strom			EEG-Umlage-Befreiung	
BHKW-Strom				Zuschlagszahlungen BHKW-Strom
BHKW-Anlage		Energiesteuer-Befreiung		

Tabelle 5-2: Zusammenfassung der Förder- und Marktanreizprogramme für die Energieversorgungssysteme

6 Wirtschaftlichkeitsvergleich der Energieversorgungssysteme für die Beispielquartiere

Aufbauend auf der Kostenermittlung aller notwendigen Systemkomponenten für die Energieversorgungssysteme „klassische Fernwärme“, „Nahwärme mit BHKW“ und „dezentrale LW-WP optional mit PV“ werden in diesem Kapitel die jeweiligen Annuitäten unter Berücksichtigung der Fördermöglichkeiten, wie in Kapitel 5 beschrieben, berechnet. In einem weiteren Schritt werden darüber die als Vergleichswert heranzuziehenden Wärmegestehungskosten ermittelt.

In Tabelle 6-1 bis Tabelle 6-3 werden exemplarisch die Ergebnisse der Annuitätenmethode nach VDI 2067 für das Neubauquartier mit 100 EFH und 10 MFH (KfW55) in Anwendung auf das Fernwärmesystem, das Nahwärmesystem mit BHKW sowie die dezentrale Variante LW-WP mit PV-Anlage zusammengestellt.

Ermittlung der Gesamtannuität für das FW-System *(NBQ1)*			
Annuität der kapitalgebundenen Kosten $A_{N,K}$			
	Investitionsbetrag A_0 der Komponenten		Nutzungsdauer nach VDI 2067 in a
	$A_{0,FW\text{-}Netz}$	702.066 € (inkl. 134.397 € Förderung)	40
	$A_{0,Netzpumpen}$	6.000 €	15
	$A_{0,Hausanschlussleitung}$	399.300 €	30
	$A_{0,Hausübergabestation}$	440.000 €	30
	Investitionsbetrag Ersatzbeschaffung A_1		Anzahl *n* der Ersatzbeschaffungen nach VDI 2067
	$A_{1,FW\text{-}Netz}$	220.198 €	0
	$A_{1,Netzpumpen}$	3.884 €	1
	$A_{1,Hausanschlussleitung}$	167.350 €	0
	$A_{1,Hausübergabestation}$	184.408 €	0
	Restwert R_W		
	$R_{W,FW\text{-}Netz}$	132.301 €	
	$R_{W,Netzpumpen}$	2.029 €	
	$R_{W,Hausanschlussleitung}$	50.164 €	
	$R_{W,Hausübergabestation}$	55.277 €	
	$A_{N,K}$	**151.132 €/a**	
Annuität bedarfsgebundener Kosten $A_{N,V}$			
	bedarfsgebundene Kosten A_{V1} im 1. Jahr		
	$A_{V1,FW}$	53.181 €	FW-Vorbezug mit 3,0 ct/kWh
	$A_{V1,Strom}$	0 €	
	$A_{N,V}$	**62.583 €/a**	
Annuität betriebsgebundener Kosten $A_{N,B}$			
		Aufwand A_{In} für Instandhaltung f_{Inst}, für Wartung/Inspektion f_{W+Insp} nach VDI 2067	

		f_{Inst}	f_{W+Insp}
	Netz	1 %	2 %
	Netzpumpen	2 %	1 %
	HAS	2 %	1 %
	HÜS	2 %	1 %
	Aufwand A_B für Bedienen		
	Netz	100 h/a	
	Netzpumpen	0 h/a	
	HAS	0 h/a	
	HÜS	0 h/a	
	$A_{N,B}$	**54.209 €/a**	
Annuität sonstiger Kosten $A_{N,S}$			
	Verwaltungs- und Versicherungskosten A_S im 1. Jahr		
	$A_{S,1}$	15.474 €	1% der Investitionskosten nach VDI 2067
	$A_{N,S}$	**18.209 €/a**	
Erlöse $A_{N,E}$			
	mögliche Erlöse E_1 im 1. Jahr		
	$E_{1,Wärme}$	0 €	
	$E_{1,Strom}$	0 €	
	$E_{1,RückerstattungSteuern}$	0 €	
	$A_{N,E}$	**0 €/a**	
Gesamtannuität A_N	**-286.573 €/a**		

Tabelle 6-1: Beispielhafte Berechnung der Gesamtannuität für das Neubauquartier 1 mit FW-Versorgung

Ermittlung der Gesamtannuität für das NW-System + BHKW 100 kW_{el} *(NBQ1)*			
Annuität der kapitalgebundenen Kosten $A_{N,K}$			
	Investitionsbetrag A_0 der Komponenten		Nutzungsdauer nach VDI 2067 in a
	$A_{0,FW\text{-}Netz}$	612.468 € (inkl. 223.994 € Förderung KfW)	40
	$A_{0,Netzpumpen}$	6.000 €	15
	$A_{0,Hausanschlussleitung}$	399.300 €	30
	$A_{0,Hausübergabestation}$	440.000 €	30
	$A_{0,BHKW}$	111.636 €	15
	$A_{0,Pufferspeicher}$	2.080 € (inkl. 500 € Förderung KWKG)	40
	Investitionsbetrag Ersatzbeschaffung A_1		Anzahl n der Ersatzbeschaffungen nach VDI 2067
	$A_{1,FW\text{-}Netz}$	192.096 €	0
	$A_{1,Netzpumpen}$	3.884 €	1
	$A_{1,Hausanschlussleitung}$	167.350 €	0
	$A_{1,Hausübergabestation}$	184.408 €	0
	$A_{1,BHKW}$	72.271 €	1
	$A_{1,Pufferspeicher}$	652 €	0

	Restwert R_W		
	$R_{W,FW\text{-}Netz}$	115.416 €	
	$R_{W,Netzpumpen}$	2.029 €	
	$R_{W,Hausanschlussleitung}$	50.164 €	
	$R_{W,Hausübergabestation}$	55.277 €	
	$R_{W,BHKW}$	37.751 €	
	$R_{W,Pufferspeicher}$	392 €	
	$A_{N,K}$	**154.958 €/a**	
Annuität bedarfsgebundener Kosten $A_{N,V}$			
	bedarfsgebundene Kosten A_{V1} im 1. Jahr		
	$A_{V1,Gas}$	107.563 €	
	$A_{V1,Strom}$	0 €	
	$A_{N,V}$	**126.580 €/a**	
Annuität betriebsgebundener Kosten $A_{N,B}$			
		Aufwand A_{In} für Instandhaltung f_{Inst}, für Wartung/Inspektion f_{W+Insp} nach VDI 2067	
		f_{Inst}	f_{W+Insp}
	Netz	1 %	2 %
	Netzpumpen	2 %	1 %
	HAS	2 %	1 %
	HÜS	2 %	1 %
	BHKW	2 %	2 %
	Pufferspeicher	1 %	0 %
	Aufwand A_B für Bedienen		
	Netz	100 h/a	
	Netzpumpen	0 h/a	
	HAS	0 h/a	
	HÜS	0 h/a	
	BHKW	100 h/a	
	Pufferspeicher	0 h/a	
	$A_{N,B}$	**57.566 €/a**	
Annuität sonstiger Kosten $A_{N,S}$			
	Verwaltungs- und Versicherungskosten A_S im 1. Jahr		
	$A_{S,1}$	15.922 €	1% der Investitionskosten nach VDI 2067
	$A_{N,S}$	**18.736 €/a**	
Erlöse $A_{N,E}$			
	mögliche Erlöse E_1 im 1. Jahr		
	$E_{1,Wärme}$	0 €	
	$E_{1,Strom}$	64.158 €	
	$E_{1,RückerstattungErfgassteuer}$	14.366 €	
	$A_{N,E}$	**94.679 €/a**	
Gesamtannuität A_N	**-263.161 €/a**		

Tabelle 6-2: Beispielhafte Berechnung der Gesamtannuität für das Neubauquartier 1 mit NW+BHKW

Ermittlung der Gesamtannuität für die LW-WP + PV *(NBQ1)*			
Annuität der kapitalgebundenen Kosten $A_{N,K}$			
	Investitionsbetrag A_0 der Komponenten		Nutzungsdauer nach VDI 2067 in a
	$A_{0,LW-WP}$	590.875 € (inkl. 143.000 € Förderung BAFA)	18
	$A_{0,Pufferspeicher}$	48.269 €	40
	$A_{0,PV}$	618.341 € (inkl. 55.000 € Förderung BAFA)	20
	Investitionsbetrag Ersatzbeschaffung A_1		Anzahl *n* der Ersatzbeschaffungen nach VDI 2067
	$A_{1,LW-WP}$	350.664 €	1
	$A_{1,Pufferspeicher}$	15.139 €	0
	$A_{1,PV}$	346.294 €	0
	Restwert R_W		
	$R_{W,LW-WP}$	199.812 €	
	$R_{W,Pufferspeicher}$	9.096 €	
	$R_{W,PV}$	0 €	
	$A_{N,K}$	**141.281 €/a**	
Annuität bedarfsgebundener Kosten $A_{N,V}$			
	bedarfsgebundene Kosten A_{V1} im 1. Jahr		
	$A_{V1,Gas}$	0 €	
	$A_{V1,Strom}$	28.483 €	
	$A_{N,V}$	**35.519 €/a**	
Annuität betriebsgebundener Kosten $A_{N,B}$			
		Aufwand A_{In} für Instandhaltung f_{Inst}, für Wartung/Inspektion f_{W+Insp} nach VDI 2067	
		f_{Inst}	f_{W+Insp}
	LW-WP	1 %	2 %
	Pufferspeicher	1 %	0 %
	PV	0,5 %	1 %
	Aufwand A_B für Bedienen		
	LW-WP	5 h/a	
	Pufferspeicher	0 h/a	
	PV	5 h/a	
	$A_{N,B}$	**54.771 €/a**	
Annuität sonstiger Kosten $A_{N,S}$			
	Verwaltungs- und Versicherungskosten A_S im 1. Jahr		
	$A_{S,1}$	14.455 €	1% der Investitionskosten nach VDI 2067
	$A_{N,S}$	**17.010 €/a**	
Erlöse $A_{N,E}$			
	mögliche Erlöse E_1 im 1. Jahr		
	$E_{1,Wärme}$	0 €	
	$E_{1,Strom}$	35.282 €	
	$E_{1,RückerstattungEEG}$	2.458 €	
	$A_{N,E}$	**44.413 €/a**	
Gesamtannuität A_N	**-201.039 €/a**		

Tabelle 6-3: Beispielhafte Berechnung der Gesamtannuität für das Neubauquartier 1 mit LW-WP + PV

Die Gesamtannuität A_N wird als negativer Wert ausgegeben. Wie bereits angedeutet, wird die Wirtschaftlichkeit in dieser Arbeit zum Vergleich herangezogen und nicht als Kriterium für gewinnbringende Investitionen bewertet, weshalb die negative Annuität plausibel ist. Auch für die nachfolgend aufgestellten Annuitätsberechnungen für das NW-Netz und das dezentrale Versorgungssystem wurden negative Gesamtannuitäten ermittelt.

Die Gesamtannuitäten für alle drei Versorgungssysteme in Höhe von - 286.573 €/a, - 263.161 €/a und - 201.039 €/a fallen jährlich für den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren an und werden über den jährlich bestimmten Heizwärmebedarf des Quartiers in Wärmegestehungskosten (WGK) mit der Einheit ct/kWh umgerechnet. Die Heizwärmebedarfe (Endenergie) der Beispielquartiere betragen exklusive der Wärmeverluste im NBQ1 1.429 MWh/a. Nach Gleichung (6-1) ergeben sich für das Fernwärmenetz WGK in Höhe von 20,05 ct/kWh. Analog dazu wurden die WGK der übrigen Beispiel-Quartiere und Energieversorgungssysteme, welche in Tabelle 6-4 zusammengefasst sind, ermittelt.

$$WGK = \frac{A_N \cdot 100}{Q_{NBQ1} \cdot 1.000} \cdot (-1) \tag{6-1}$$

mit WGK in ct/kWh,
A_N: Gesamtannuität in €/a,
Q_{NBQ1}: Heizwärmebedarf Neubauquartier1 in MWh/a)

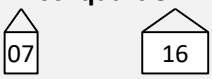
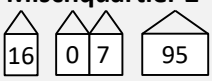
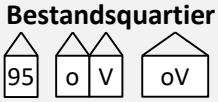
Quartier niedrige Bebauungs-dichte	**Wärmegestehungskosten** in ct/kWh						
	FW		**NW+BHKW**			**LW-WP**	
	mit Netz	*ohne Netz*	50 kW_{el}	100 kW_{el}	250 kW_{el}	mit PV	ohne PV
Neubauquartier 1	20,05	*15,35*	18,85	18,41	18,17	**14,06**	15,83
Neubauquartier 2	26,07	*18,68*	26,30	29,65	36,64	**16,27**	18,30
Mischquartier 1 	13,41	*10,52*	12,75	12,37	12,43	**11,93**	13,80
Mischquartier 2 	13,66	*10,69*	13,01	**12,68**	12,77	13,93	16,68
Bestandsquartier 1	10,97	*8,77*	10,75	10,39	**10,09**	14,48	19,13
Bestandsquartier 2 	10,90	*8,74*	10,76	10,39	**9,97**	15,51	20,15

Tabelle 6-4: Wärmegestehungskosten der Energieversorgungssysteme für die sechs Beispiel-Quartiere mit niedriger Bebauungsdichte

Es zeigt sich, dass für die Neubauquartiere mit niedriger Bebauungsdichte, die einer Kleinsiedlung entspricht, sowie für das Mischquartier 1 die dezentrale Versorgungsvariante mit einer durch Solarstrom gespeisten LW-WP am kostengünstigsten ist. Mit knapp 15 bzw. 17 ct/kWh sind die Wärmegestehungskosten (WGK) jedoch recht hoch. Das liegt daran, dass die PV-Anlage auf Grundlage des benötigten WP-Heizstrombedarfs ausgelegt wurde, um die Vergleichbarkeit der Energiesysteme zu gewährleisten. Daher wird, wie in Kapitel 3.2.2 erläutert, nicht die maximal nutzbare Dachfläche angesetzt. Nach einer Untersuchung der WGK verschiedener Typgebäude, die ähnlich zu den hier gewählten Gebäudetypen sind, durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. schwanken die WGK in Abhängigkeit der BAK und des Wärmebedarfs für LW-WP ohne PV in EFH zwischen 18,96 und 25,39 ct/kWh [vgl. CORRADINI ET AL. 2018, S. 84–89]. In einer weiteren Kurzstudie über Modellvorhaben erneuerbarer Energien in bestehenden Wärmenetzen bewegen sich die WGK für strombetriebene WP im Bereich von 12 bis 17 ct/kWh [PEHNT 2017]. Die in Tabelle 6-4 ermittelten WGK für LW-WP mit und ohne PV-Strom in Wohngebäuden liegen innerhalb dieser angegebenen Kostengrenzen und sind aufgrund dessen als plausibel zu bewerten.

Tabelle 6-4 ist weiterhin zu entnehmen, dass aus ökonomischer Sicht für das zweite Misch- sowie für die Bestandsquartiere bei den drei betrachteten Versorgungsvarianten unter den hier getroffenen Annahmen grundsätzlich die leitungsgebundenen Wärmesysteme sinnvoller sind. Dabei belaufen sich die WGK auf 14,17ct/kWh im ungünstigsten und auf 10,37 ct/kWh im günstigsten Fall. Auch diese Werte lassen sich durch Untersuchungsergebnisse der Studie, bei der der Betrachtungszeitraum 25 und nicht 20 Jahre beträgt, nach [PEHNT 2017] validieren. Mit einem zunehmenden Betrachtungszeitraum unter Anwendung der VDI 2067 sinken die WGK. Hiernach liegen „die ermittelten Wärmekosten der Beispielnetze […] zwischen rd. 6,6 und 19,7 ct/kWh“ [PEHNT 2017, S. 75] und weisen eine große Bandbreite auf.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass im Rahmen der Arbeit keine dezentralen Heizungsanlagen wie Öl-, Gas- oder Pelletkessel betrachtet wurden. Es wird die Annahme getroffen, dass ein Austausch aller bereits vorhandenen Wärmeerzeuger in Bestandsgebäuden zum ersten Jahr des Betrachtungszeitraums ausgetauscht werden. Dieses Szenario spiegelt die Realität jedoch nicht wider, da der Zeitpunkt zur Durchführung einer energetischen Gebäudesanierung von Fall zu Fall unterschiedlich ist. Dabei spielen Aspekte wie die Eigentümerstruktur, die soziodemografischen Eigenschaften und die damit verknüpfte Sanierungsbereitschaft des Eigentümers, der Kenntnisstand über Sanierungsmöglichkeiten, die Risikobereitschaft einer Investition aber auch gesetzliche Anforderungen und Instandsetzung bzw. Beseitigung von Baumängeln eine Rolle [vgl. VERHOOG 2017]. Aufgrund der Vielzahl an Entscheidungskriterien für eine energetische Gebäudesanierung, bei der

unter Umständen die Anlagentechnik erneuert wird, werden Wohngebäude nicht zu einem verbindlich festgelegten Zeitpunkt saniert. Zurzeit beträgt die jährliche Sanierungsrate lediglich ein Prozent [vgl. BMU 2019b]. Eine allgemeingültige Aussage, dass Wärmepumpen in Bestandsquartieren deutlich unwirtschaftlicher sind als leitungsgebundene Versorgungssysteme gilt demnach nicht.

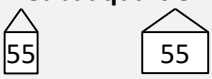
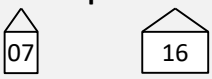
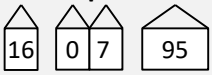
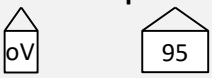
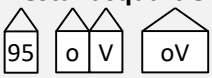
Quartier hohe Bebauungsdichte	**Wärmegestehungskosten** in ct/kWh						
	FW		**NW+BHKW**			**LW-WP**	
	mit Netz	*ohne Netz*	50 kW_{el}	100 kW_{el}	250 kW_{el}	mit PV	ohne PV
Neubauquartier 1 	17,43	*14,14*	16,63	16,22	16,06	**14,06**	15,83
Neubauquartier 2	22,86	*17,19*	23,79	27,10	33,91	**16,27**	18,30
Mischquartier 1 	11,89	*9,80*	11,45	**11,10**	11,20	11,93	13,80
Mischquartier 2 	12,09	*9,95*	11,69	**11,37**	11,51	13,93	16,68
Bestandsquartier 1 	9,82	*8,23*	9,78	9,43	**9,16**	14,48	19,13
Bestandsquartier 2 	9,75	*8,20*	9,79	9,43	**9,04**	15,51	20,15

Tabelle 6-5: Wärmegestehungskosten der Energieversorgungssysteme für die sechs Beispiel-Quartiere mit hoher Bebauungsdichte

In Tabelle 6-5 werden analog zu Tabelle 6-4 die nach Gleichung (6-1) ermittelten WGK der EVS für die Beispielquartiere aufgelistet. Mit steigender Bebauungsdichte nimmt für die leitungsgebundenen Systeme auch die Wärmeabnahmemenge pro Trassenmeter, Wärmebelegungsdichte (WBD) genannt, zu. Im Bearbeitungstool wird dies über die GRZ abgebildet. Entsprechend der GRZ verringert sich die Grundstücksfläche der Gebäudetypen. Die beheizte Nettogrundfläche und das beheizte Gebäudevolumen und folglich auch die Gebäudeheizlast bleiben konstant. Der Tabelle ist zu entnehmen, dass die WGK der leitungsgebundenen Versorgungssysteme aufgrund der höheren WBD grundsätzlich sinken. Die WGK der dezentralen LW-WP bleiben konstant und werden nicht durch die veränderte Bebauungsdichte beeinflusst. Im Fall einer hohen Bebauungsdichte ist die LW-WP mit PV für die Neubauquartiere noch immer am kostengünstigsten. Für das MIQ 1 hingegen ist die NW-Lösung mit einer BHKW Leistung von 100 kW_{el} um knapp 9 % wirtschaftlicher als die dezentrale Lösung. Auch die FW liegt in diesem Fall knapp unter den WGK der LW-WP mit PV.

Die Aussage, dass das NW-Netz mit BHKW für die Bestandsquartiere wirtschaftlich vorteilhaft gegenüber des FW-Systems ist, gilt auch bei höherer WBD. Im Vergleich zu einer GRZ von 0,2 sinken die WGK für NW+BHKW um 10 – 12 %, für FW um 11 – 14 %. Dass bei gleicher WBD der zwei leitungsgebundenen Wärmeversorgungssysteme die WGK der FW um ein bis zwei Prozent stärker abnehmen als die der NW ist auf die Wärme- und Stromproduktion des BHKW zurückzuführen. Hierbei bleiben Wärme- und Strommengen aufgrund der gleichen Leistung von 50 kW_{el}, 100 kW_{el} und 250 kW_{el} unabhängig von der WBD identisch.

Eine Ausnahme zu den vorgestellten Vergleichen stellt die Betrachtung der Fernwärmeversorgung dar, bei der das FW-Netz bereits vorhanden ist und die Wohngebäude an dieses lediglich angeschlossen werden müssen. Bei diesem Szenario entfallen die Investitionskosten des Rohrnetzes, sodass die Gesamtannuität demzufolge geringer ist als in den übrigen Anwendungsfällen. In Tabelle 6-4 sind die entsprechenden WGK kursiv dargestellt.
In Hinblick auf näher zu untersuchende Parameter (s. Kapitel 7) sind in Abbildung 6-1 die kapital-, bedarfs-, betriebsgebundenen und die sonstigen Annuitäten sowie die Erlöse prozentual für die drei Wärmeversorgungssysteme des Neubauquartiers 1 zusammengestellt.

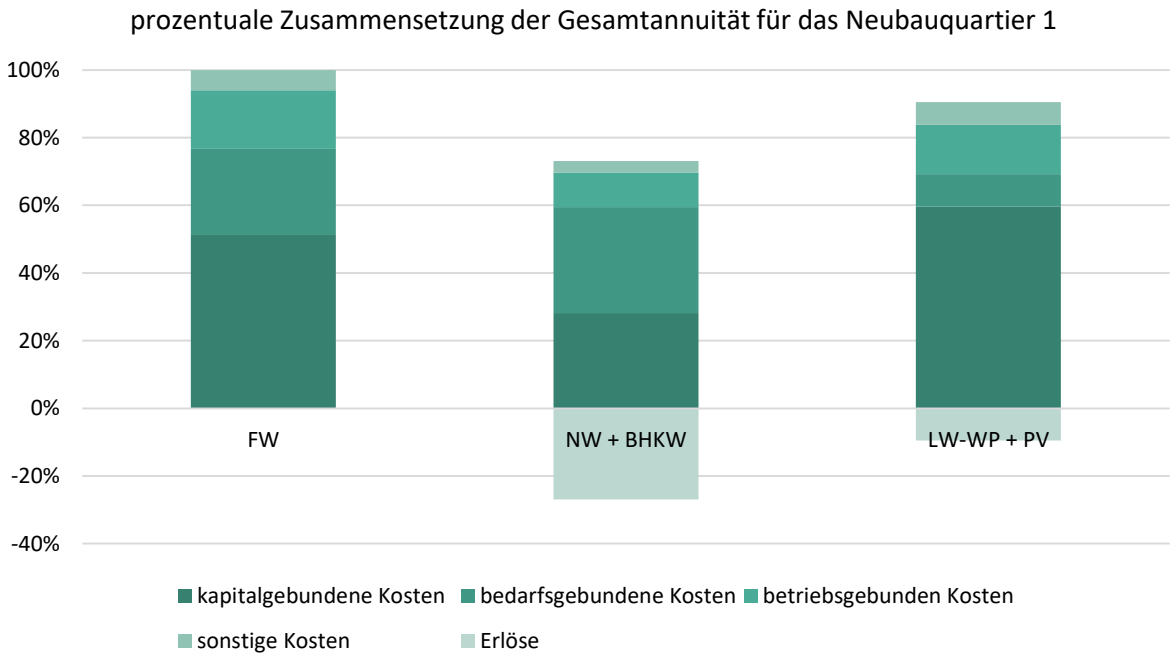


Abbildung 6-1: Prozentuale Zusammensetzung der Gesamtannuität für die EVS im NBQ1

Die FW setzt sich aus rund 45 % kapitalgebundenen und aus etwa je 20 % betriebs- und bedarfsgebundene Kosten zusammen. Erlöse werden bei der Betrachtung nicht erzielt. Für das NW-Netz mit zentralem BHKW übersteigt die Bedarfs-Annuität die Investitionskosten um rund zehn Prozent.

Aufgrund des Gaspreises, der mit 4,4 ct/kWh über den Vorbezugspreisen der FW liegt, und der hohen Gasbezugsmengen für BHKW und Spitzenlastkessel nimmt der prozentuale Anteil der Bedarfskosten zu. Demgegenüber stehen die Erlöse, die durch den Verkauf des BHKW-Stroms erzielt werden. Sie machen rund 20 % der Annuitäten aus. Die WGK des dezentralen LW-WP-Systems werden mit über 50 % durch die kapitalgebundene Annuität bestimmt, wobei in Abbildung 6-1 auch die Implementierung einer PV-Anlage berücksichtigt wird. Der Unterschied zwischen den Investitionskosten für LW-WP und PV ist dabei nur sehr gering. Aus dieser Beobachtung heraus lässt sich schließen, dass beide Systemkomponenten die Gesamtannuität wesentlich beeinflussen und mögliche Einsparpotentiale bieten. Die Einspeisevergütung des überschüssigen PV-Stroms, der nicht durch die Endverbraucher direkt genutzt werden kann, wirft Erlöse ab, die einem Gesamtanteil von etwa zehn Prozent entsprechen.

Die Annuität der sonstigen Kosten der Wärmeversorgungssysteme macht mit jeweils einem bis fünf Prozent der Investitionskosten den geringsten Anteil aus. Hierunter fallen *Sowiesokosten* wie zum Beispiel Ausgaben für Versicherungen, Verwaltung und Planung, die bei sämtlichen Investitionen anfallen und daher nicht beeinflusst werden können.

7 Sensitivitätsanalyse der Wärmegestehungskosten

In Kapitel 6 wurden die Wärmegestehungskosten für die drei Energieversorgungssysteme in Bezug auf das jeweilige Beispielquartier ermittelt. Mithilfe von Sensitivitätsanalysen soll nun geprüft werden, ob es Kipppunkte gibt, die in Abhängigkeit der Beschaffenheit der Quartiere eindeutige Empfehlungen für die EVS erlauben. Dieses beziehen sich auf die Analyse des Verhältnisses zwischen der Anzahl von EFH und MFH sowie die BAK in einem Quartier, der Bebauungsdichte, der Energiepreisentwicklung, der Trassenlänge, der Trassenkosten sowie Kosten für LW-WP und PV. Ersteres betrifft die WGK aller drei EVS, wohingegen die Bebauungs- und somit die Wärmebelegungsdichte lediglich die WGK der leitungsgebundenen Versorgungssysteme beeinflusst. Selbiges gilt für die Parameter der Trassenlänge und -kosten und den FW-Beschaffungspreis. Der Parameter Investitionskosten der LW-WP und PV tangiert die leitungsgebundenen Systeme nicht.

7.1 Sensitivität der Bebauungs- und Wärmebelegungsdichte

Die Entscheidung für oder wider den Bau bzw. Ausbau eines Wärmenetzes hängt von mehreren Faktoren ab. Neben der Anschlussquote, der Anschlussleistung, der Wärmeabnahmemenge und den Trassenkosten bildet die Wärmebelegungsdichte (WBD) ein Entscheidungskriterium. Hinsichtlich der Anschlussquote wird für diese Arbeit die Annahme getroffen, dass alle Wohngebäude an das Netz angeschlossen sind, die Anschlussquote demnach 100 % beträgt.

Um die WBD der Beispielquartiere zu ermitteln, wird der Jahreswärmebedarf zur Trassenlänge ins Verhältnis gesetzt. Für die Sensitivitätsanalyse wurden die Netzlängen durch Variieren der GRZ, die im Bearbeitungstool die Grundstücksflächen und somit die gesamte Quartiersfläche bestimmen, von 0,2 bis 0,8 verändert. In den nachfolgenden zwei Grafiken werden für die beiden Neubauquartiere die durch Verändern der GRZ entstehenden WGK für die drei Wärmeversorgungssysteme „klassische“ FW, NW+BHKW und LW-WP+PV gegenübergestellt. Für die Variante des Nahwärmenetzes werden zwei Kurven dargestellt, die auf unterschiedlichen BHKW-Leistungen basieren. Unter den GRZ sind die entsprechenden WBD für die leitungsgebundenen Wärmesysteme angegeben. Weiterhin sind zum besseren Verständnis wie in Kapitel 2.2.3 drei Luftbilder von typischen Siedlungsstrukturen analog zur Bebauungsdichte beigefügt.

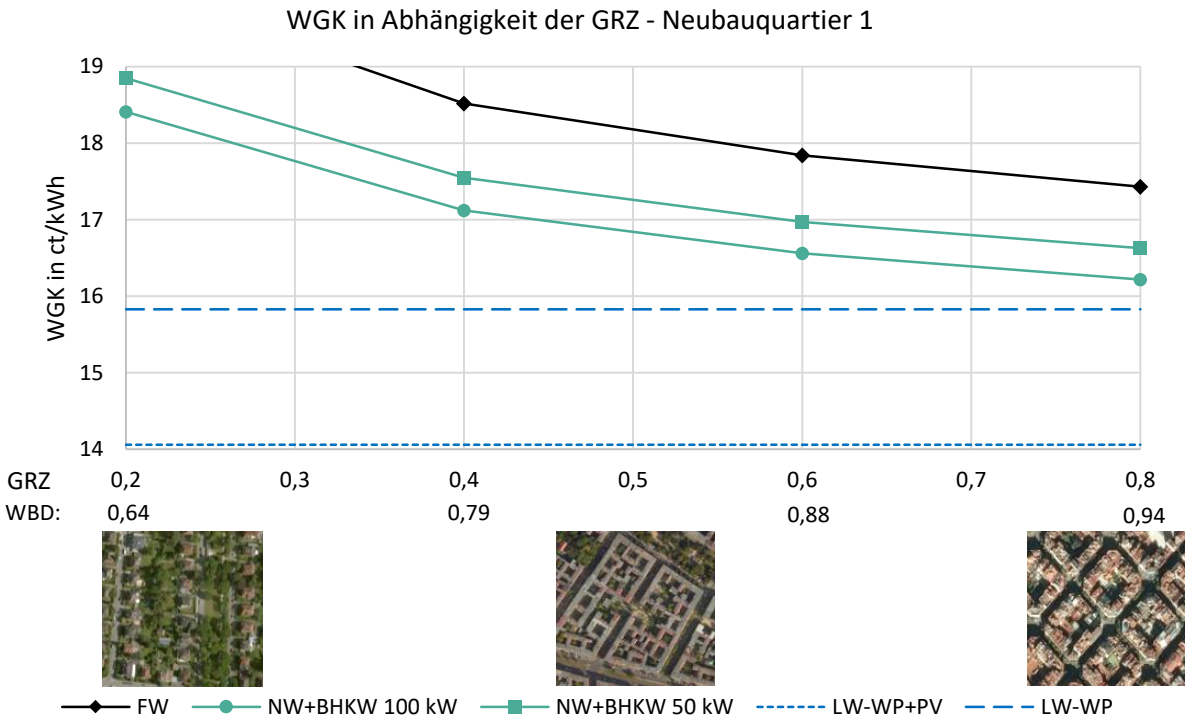


Abbildung 7-1: WGK in Abhängigkeit der GRZ für das NBQ1

Abbildung 7-1 ist zu entnehmen, dass die entstehenden WGK für die dezentrale Varianten LW-WP und LW-WP+PV konstant bleiben, da diese nicht durch die Bebauungsdichte beeinflusst werden. Für das NBQ1, bestehend aus 100 EFH und 10 MFH im KfW 55 Standard, zeigt sich, dass die Wärmeversorgungsvariante LW-WP+PV mit WGK in Höhe von 14,06 ct/kWh im Vergleich mit den übrigen Strategien ökonomisch vorteilhaft ist. Bei einer alleinigen Versorgung durch eine gebäudeinterne LW-WP erhöhen sich die WGK um knapp 2 ct/kWh auf 15,83 ct/kWh. Die WGK der leitungsgebundenen Strategien nehmen mit höherer GRZ und damit einhergehend einer größeren WBD ab. Dabei fallen die Kosten auf maximal 17,43 ct/kWh für das FW-Netz bzw. auf 16,22 ct/kWh für das System NW+BHKW. Die Differenz der WGK zwischen den beiden NW+BHKW Systemen mit 100 kW_{el} und 50 kW_{el} liegt bei knapp 0,4 ct/kWh. Für das BHKW mit einer Leistung von 50 kW_{el} wird der KWK-Zuschlag in Höhe von 8 ct/kWh über 60.000 Volllaststunden des BHKW gezahlt, bei einer Leistung von 100 kW_{el} sind es 6 ct/kWh über 30.000 Vollbenutzungsstunden. Hier liegt zunächst das BHKW mit einer Leistung von 50 kW_{el} im Vorteil. Unter Berücksichtigung der produzierten jährlichen Strom- und Wärmemenge wird deutlich, dass die größere Leistung von 100 kW_{el} rund ein Drittel mehr Strom produziert und der Wärmebedarf des gesamten Quartiers zu 66 % gedeckt werden kann. Bei der geringeren Leistung ist eine maximale Wärmebedarfsdeckung von 38 % möglich. In diesem Fall muss eine entsprechend größere Wärmemenge über den Spitzenlastkessel mit schlechterem Wirkungsgrad bereitgestellt werden. Aufgrund dessen entstehen höhere absolute Erdgasbezugskosten. Die Einflüsse hinsichtlich der BHKW Leistungen wirken sich folglich für jedes der Beispielquartiere anders aus.

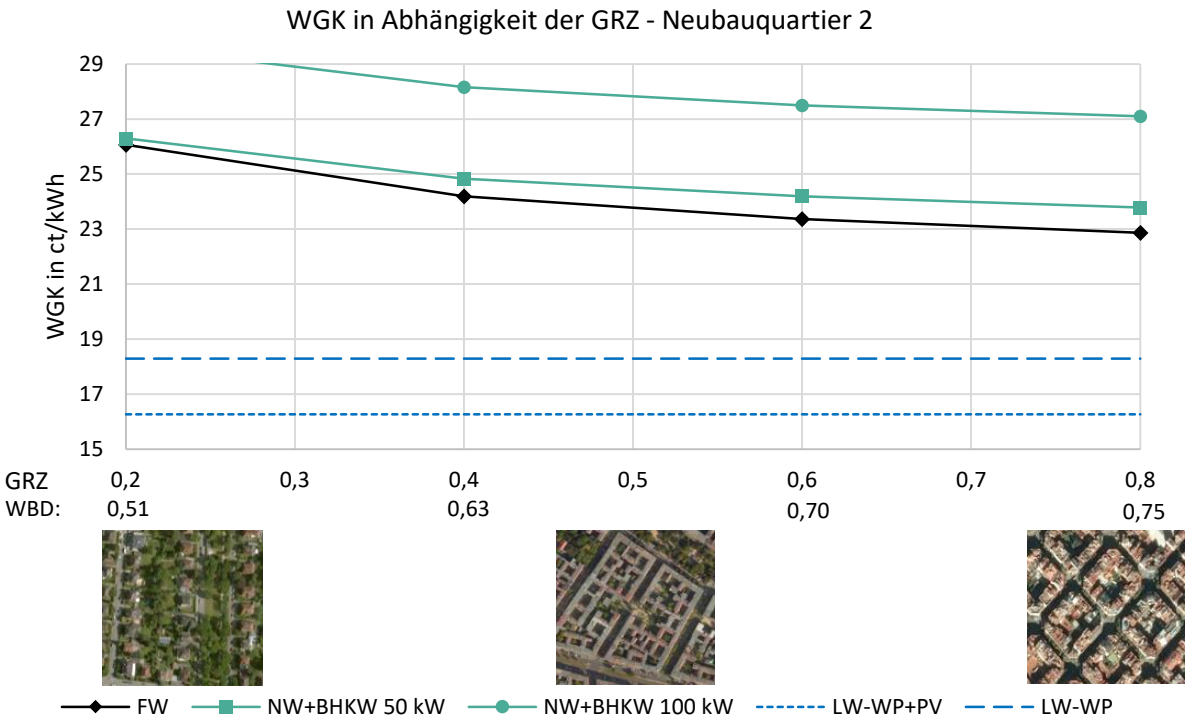


Abbildung 7-2: WGK in Abhängigkeit der GRZ für das NBQ2

Auch Abbildung 7-2 verdeutlicht zum einen, dass die LW-WP in Kombination mit einer PV-Anlage die als ökonomisch sinnvoller zu bewertende dezentrale Lösung darstellt und eine leitungsgebundene Versorgung unter den gegebenen Randbedingungen als unwirtschaftlich zu bezeichnen ist. Zum anderen zeigt sich, dass die WGK für alle drei Versorgungsstrategien im Vergleich zum NBQ1 um 15 % bis 50 % steigen. Für die dezentralen Lösungen steigen die WGK jeweils um 15 %. Die Investitionskosten einer LW-WP für ein EFH ist im Vergleich zum MFH etwas teurer, da die Kosten, wie in Kapitel 3.2.2 *Luft-Wasser-Wärmepumpe* beschrieben, mit zunehmender Leistung abnehmen. Selbiges gilt für die spezifischen Investitionskosten für PV-Anlagen. Daher fallen die WGK im reinen EFH-Quartier für die dezentralen Varianten höher aus.

In diesem Szenario wirkt sich die Wärme- und Stromerzeugung mittels eines BHKW im Vergleich zum FW-Netz unabhängig von der thermischen Leistung nicht gewinnbringend auf die WGK aus. Die Gesamtannuität des FW-Systems liegt 30 % unter denen der leitungsgebundenen Systeme, da die Investitionskosten etwa 17 % günstiger sind. Für das NBQ1 beträgt die Differenz nur sechs Prozent. Der Vergleich der WGK für NW+BHKW in Abhängigkeit der elektrischen Leistung des BHKW zeigt, dass im Gegensatz zum NBQ1 das BHKW mit einer Leistung von 50 kW_{el} vorteilhaft ist. Dies ist auf zwei Aspekte zurückzuführen. Einerseits ist die Gesamtheizlast des NBQ2 um 80 % niedriger als die des NBQ1. Andererseits wird bei einer maximalen Leistung von 50 kW_{el} die Laufzeit der KWK-Zuschläge auf 60.000 Vollbenutzungsstunden erhöht und der spezifische Zuschlag erhöht sich um 2 ct/kWh auf 8 ct/kWh. Der Erlös über die Einspeisung des Stroms in das öffentliche Netz steigt in diesem Fall um 12 %

verglichen mit derselben BHKW-Leistung im NBQ1. Der Stromerlös des BHKW mit 100 kW_{el} verringert sich hingegen um 28 %. Diese Abhängigkeiten werden in Kapitel 7.4 *Sensitivität der BHKW* beleuchtet. In Abbildung 7-3 und Abbildung 7-4 sind die resultierenden WGK durch Variieren der GRZ und WBD der vier übrigen Misch- und Bestandsquartiere gegenübergestellt.

Für das Mischquartier 1 ist die LW-WP mit PV-Anlage bei geringer Bebauungsdichte, die einem Kleinsiedlungsgebiet entspricht, am wirtschaftlichsten. Die WGK betragen in diesem Fall 11,93 ct/kWh. Die WGK für eine WP ohne Unterstützung durch PV-Strom liegen mit 13,80 ct/kWh um fast 2 ct/kWh höher. Das Versorgungssystem NW+BHKW unterschreitet die WGK ab einer WBD von 0,3 bzw. 0,4. Diese WBD sind als reines bzw. allgemeines Wohngebiet definiert. Die WGK schwanken hier zwischen 11,1 und 12,4 bzw. 11,5 und 12,7 ct/kWh. Hinsichtlich der BHKW-Leistung ist das System bei einer Leistung von 100 kW_{el} die wirtschaftlich sinnvollste Variante. Auch hier greifen die Erläuterungen des zuvor analysierten NBQ 1. Die FW hingegen erreicht die 11,93 ct/kWh erst bei einer GRZ von 0,8, was einem Kerngebiet entspricht. Der Unterschied der WGK zum NW-System beträgt rund 0,9 ct/kWh.

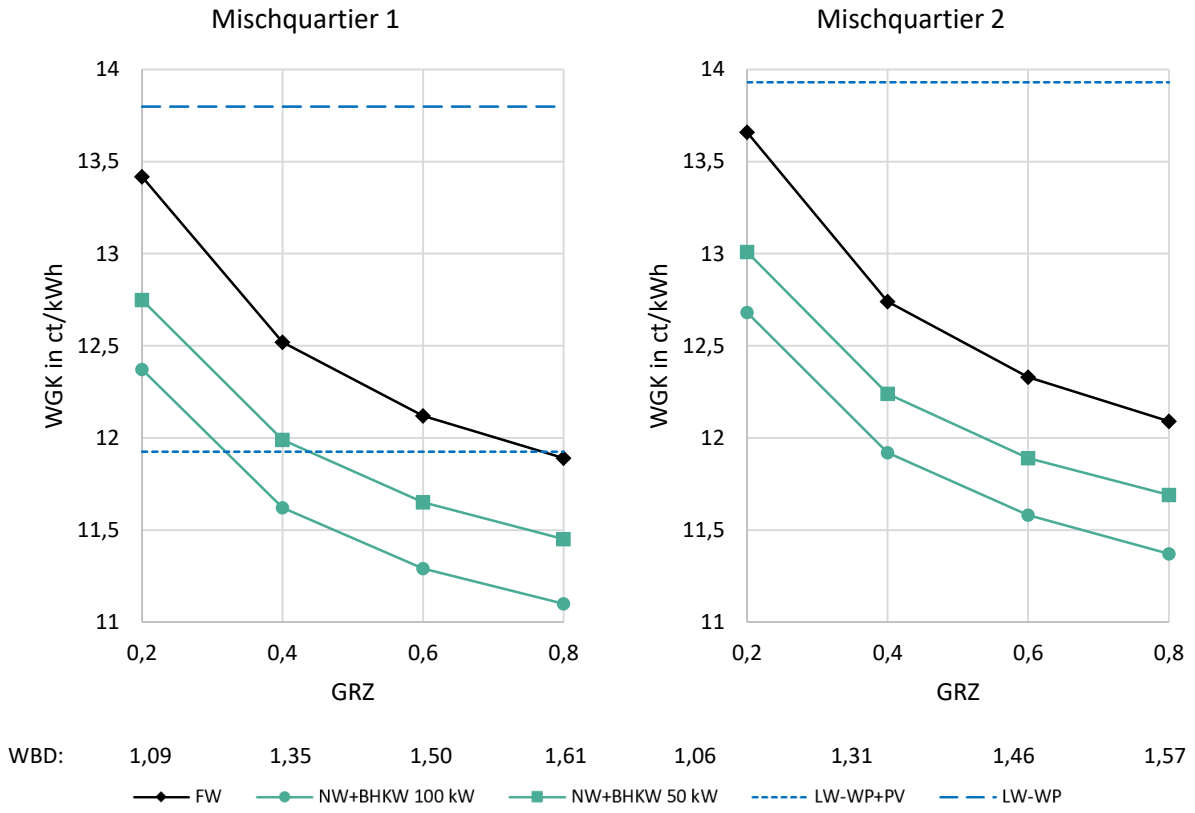


Abbildung 7-3: Vergleich der WGK in Abhängigkeit der GRZ für Mischquartiere

Bei Betrachtung des MIQ2 fällt zunächst auf, dass die WGK des dezentralen Versorgungssystems stark ansteigen, wohingegen sich die WGK der leitungsgebundenen Systeme nur leicht verändern. Das MIQ2 besteht aus 50 EFH, 50 RH und 5 MFH mit schlechteren energetischen Gebäudestandards. Bei entsprechend mehr Gebäuden und höheren Heizlasten entstehen deutlich höhere Investitionskosten

für LW-WP und PV, die die WGK beeinflussen. Auch die WGK der FW und NW+BHKW steigen leicht um maximal 0,5 ct/kWh.

Für die Bestandsquartiere, die nachfolgend in Abbildung 7-4 dargestellt sind, werden die WGK der dezentralen Variante nicht dargestellt, da diese weit über denen der leitungsgebundenen Varianten liegen (siehe Tabelle 6-4). Für die in dieser Arbeit getroffenen Annahmen ist die Versorgungsstrategie in Bestandsquartieren über eine LW-WP als unwirtschaftlich zu bewerten.

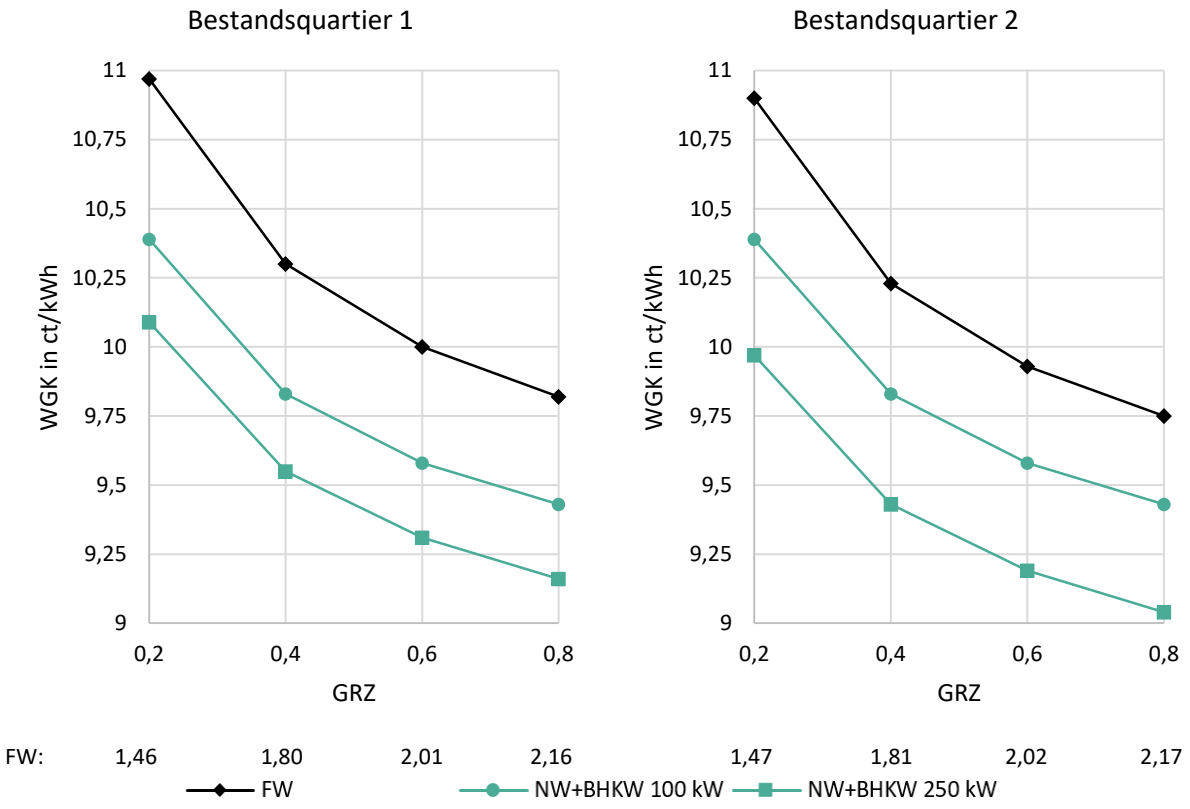


Abbildung 7-4: Vergleich der WGK in Abhängigkeit der GRZ für Bestandsquartiere

Aufgrund der höheren Wärmebedarfe und Heizlasten für die Bestandsquartiere wird in Abbildung 7-4 neben der BHKW-Leistung 100 kW_{el} ein BHKW mit einer elektrischen Leistung von 250 kW dargestellt. Im Vergleich zu den NBQ und MIQ nehmen die WGK im Bestand noch einmal stark ab. Hinsichtlich der WGK liegen die beiden Netzvarianten dicht beieinander, wobei die FW immer etwas teurer ist. Die Differenz zwischen FW und NW+BHKW (250 kW_{el}) beträgt maximal 0,8 ct/kWh. Demnach ist das NW-Netz mit BHKW in beiden Fällen etwas günstiger. Die WGK liegen jeweils unter 11,00 ct/kWh und erreichen als Minimalwert 9,16 ct/kWh bzw. 9,04 ct/kWh für eine GRZ von 0,8 im Bestandsquartier 2. Ein solches Quartier ist beispielsweise ein Stadt- oder Dorfkern im ländlichen Bereich. In Großstädten wäre die WBD aufgrund der durchschnittlich höheren Geschossanzahl und damit einhergehend die Wärmeabnahmemenge pro Trassenmeter entsprechend größer, sodass die Wärmepreise in einem solchen Quartier noch günstiger ausfallen würden.

7.2 Sensitivität des Verhältnisses zwischen Ein- und Mehrfamilienhäusern innerhalb eines Quartiers

Anhand der Modifizierung des Neubauquartiers 1 wurde untersucht, inwieweit das Verhältnis zwischen der Anzahl von Ein- und Mehrfamilienhäusern die entstehenden Wärmekosten beeinflusst. Dafür wurde die Struktur des NBQ 1, bestehend aus 100 EFH und 10 MFH, mit insgesamt 200 Wohneinheiten (WE) herangezogen. In Hinblick auf die WE beträgt das Verhältnis 1:1. In zwei weiteren Varianten wird das Verhältnis, wie in Tabelle 7-1 zusammengestellt, variiert:

	Gebäudeanzahl		Anzahl der WE		Verhältnis der WE
	EFH	MFH	EFH	MFH	zwischen EFH zu MFH
Variante 1	150	5	150	50	3:1
Variante 2	100	10	100	100	1:1
Variante 3	50	15	50	150	1:3

Tabelle 7-1: Variantenaufstellung der Gebäudeverteilung für Sensitivität

Ein zweiter Parameter beschreibt die BAK der Gebäude. Hier werden analog zu den Beispielquartieren Energiestandards für Neubau (KfW 55) und für Bestand (WSVO 95) sowie die BAK 10 (EnEV 2007) mit den folgenden spezifischen Heizwärmebedarfen ausgewählt [vgl. LOGA ET AL. 2015]:

energetischer Gebäude-Standard	spezifischer Heizwärmebedarf in kWh/(m²·a)	
	EFH	MFH
KfW 55	44,9	39,6
EnEV 07	78,7	70,3
WSVO 95	110,5	91,1

In Abbildung 7-5 sind die WGK für FW und NW+BHKW für die Varianten 1 bis 3 gegenübergestellt. Hierbei werden die energetischen Gebäudestandards KfW55 und WSVO95 betrachtet. Der Gebäudestandard nach EnEV07 wird aufgrund der Übersichtlichkeit nicht zusätzlich abgebildet. Die Werte lägen zwischen denen der ausgewählten Standards. Das linke Diagramm zeigt die ermittelten WGK für FW und im rechten Diagramm werden die WGK für NW+BHKW (100 kW_{el}) dargestellt. Auf der Abszisse werden jeweils die Wärmebelegungsdichten (WBD) entsprechend der GRZ, welche von 0,2 bis 0,8 variiert, abgetragen.

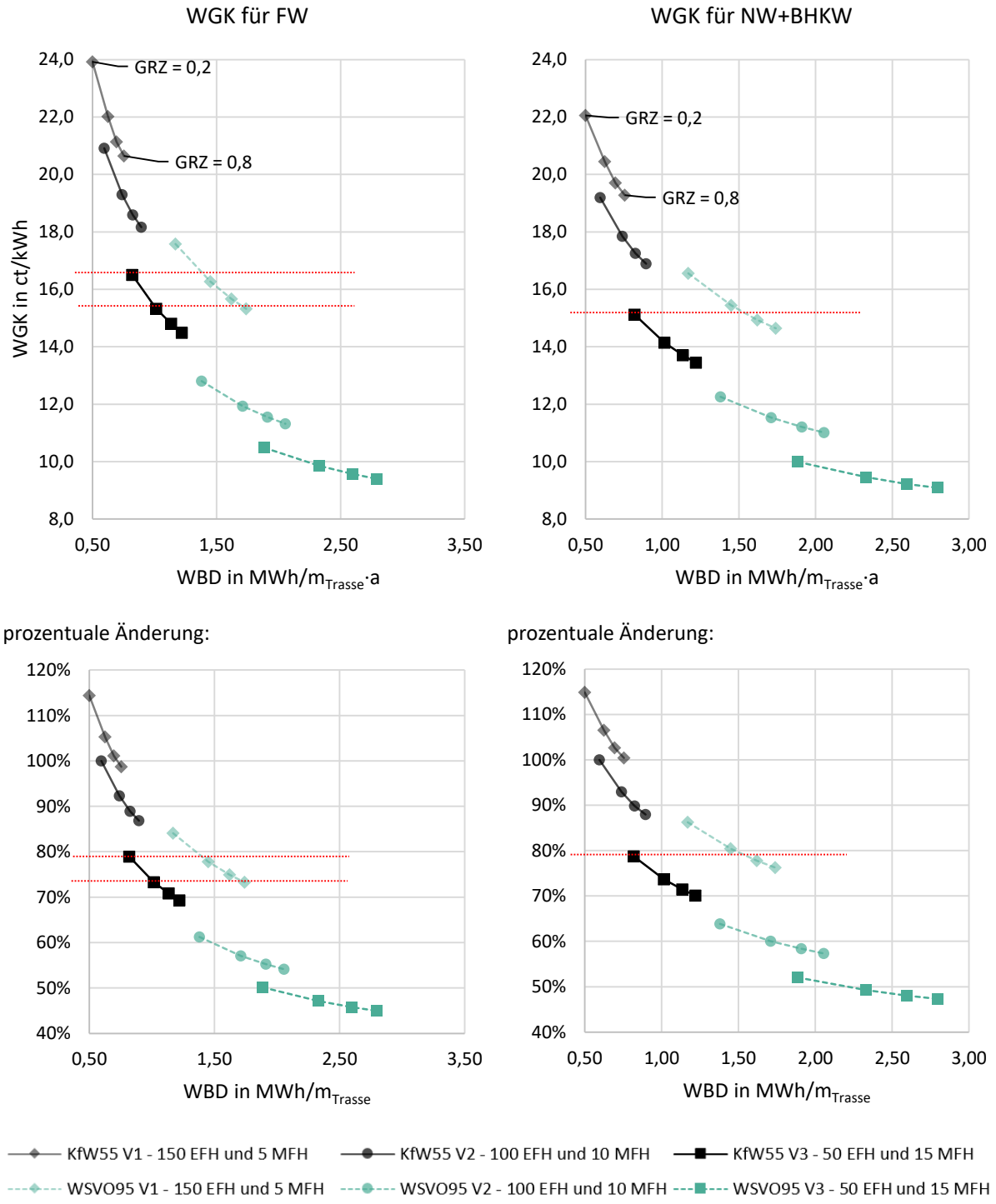


Abbildung 7-5: Sensitivität der WGK in Abhängigkeit der Gebäudezusammensetzung

Die Abbildung zeigt, dass die WGK mit steigender GRZ, was eine Zunahme der WBD bedeutet, grundsätzlich abnehmen. Diese Beobachtung ist darauf zurückzuführen, dass die geringeren Kosten durch Abnahme der Trassenlänge auf eine gleichbleibend große Wärmeabnahmemenge umgelegt werden. Durch die Gegenüberstellung der ermittelten WGK hinsichtlich der Varianten *V1*, *V2* und *V3* wird zudem deutlich, dass sich das Verhältnis zwischen EFH- und MFH-Anzahl auf die WGK auswirkt. Diese allgemeine Aussage lässt sich wie folgt spezifizieren.

Für die *Variante 1*, die einen größeren Anteil an EFH beschreibt, fallen im Gegensatz zu *Variante 3*, bei der der Anteil der WE in MFH im Quartier größer (*Variante 3*, Verhältnis 1:3) ist, höhere WGK an. Dies gilt sowohl für die nach KfW55 als auch für die nach WSVO95 errichteten Gebäude. Die WGK schwanken dabei nicht unerheblich zwischen den folgenden Werten:

KfW55:	FW: 24,00 bis 14,50 ct/kWh	NW+BHKW: 22,10 bis 13,50 ct/kWh
WSVO95:	FW: 17,50 bis 9,40 ct/kWh	NW+BHKW: 16,60 bis 9,10 ct/kWh

Dass sich die Anzahl der WE in MFH positiv auf die WGK auswirkt, hängt mit der Gesamtannuität beider Versorgungssysteme zusammen. Diese wird vorwiegend durch die Investitionskosten beeinflusst, welche für FW in *Variante 3* lediglich 42 % der Investitionskosten gegenüber *Variante 1* ausmachen. Dabei sinken die Trassenkosten stärker als die der HÜS und HAS, da letztere für EFH und MFH aufgrund der Gebäudestruktur und Bedarfe unterschiedlich sind. Die Gesamtannuität der FW liegt für eine GRZ von 0,8 53 % unter der Gesamtannuität mit einer GRZ von 0,2. Hinsichtlich der Versorgungsstrategie NW+BHKW greift derselbe Effekt, wobei hier die Investitionskoten der *Variante 3* 46 % der Kosten für *Variante 1* entsprechen. Bei der Betrachtung des NW-Systems wird davon ausgegangen, dass die BHKW-Leistung für die GRZ von 0,2 bis 0,8 konstant 100 kW_{el} beträgt, weshalb sich die Erzeugerkosten nicht ändern und die Gesamtannuität um 45 % verringert. In diesem Fall flacht die Kurve der WGK über die WBD etwas flacher ab als die der FW-Versorgung. Das zeigt sich auch in der unteren Darstellung der Abbildung 7-5. Für das Beispiel KfW55 der *Variante 3* beträgt der prozentuale Anteil der WGK zwischen GRZ = 0,2 und GRZ = 0,8 für FW 11 % und für NW+BHKW 9 %.

Aus Abbildung 7-5 lässt sich weiterhin ableiten, dass bezüglich des FW-Systems mit der *Variante 3* und KfW55-Standard in etwa die gleichen WGK erzielt werden wie mit der *Variante 2* und einem schlechteren energetischen Gebäudestandard. In der Abbildung wird die Beobachtung durch rote Markierungen hervorgehoben. Gleiches gilt für das System NW+BHKW, wobei hier die WGK der Differenz der WGK größer und die *Variante 3* im Neubaustandard damit weiter unter den WGK der *Variante 1* liegen.

7.3 Sensitivität der Trassenlänge

Abbildung 7-6 ist zu entnehmen, dass die Trassenkosten des FW-Netzes 45 % und die des NW-Netzes mit BHKW rund 35 % der Investitionskosten ausmachen. Die absoluten Trassenkosten sind, sofern für den Anschluss an ein bestehendes FW-Netz keine zusätzliche Stichleitung notwendig ist, für beide Wärmenetz identisch. Bei Veränderung der Trassenlänge ändern sich die WGK für die Wärmenetze demnach in gleicher Weise. Der prozentuale Anteil ist für das NW-Netz aufgrund der Investition in ein

BHKW niedriger. Gerade für die Versorgungsvariante Fernwärme haben die anteiligen Kosten des Verteilsystems also einen wesentlichen Einfluss auf die WGK. Inwieweit sich dieser Kostenpunkt auf die WGK bei variierender Trassenlänge auswirkt, wurde durch eine Parameterstudie untersucht.

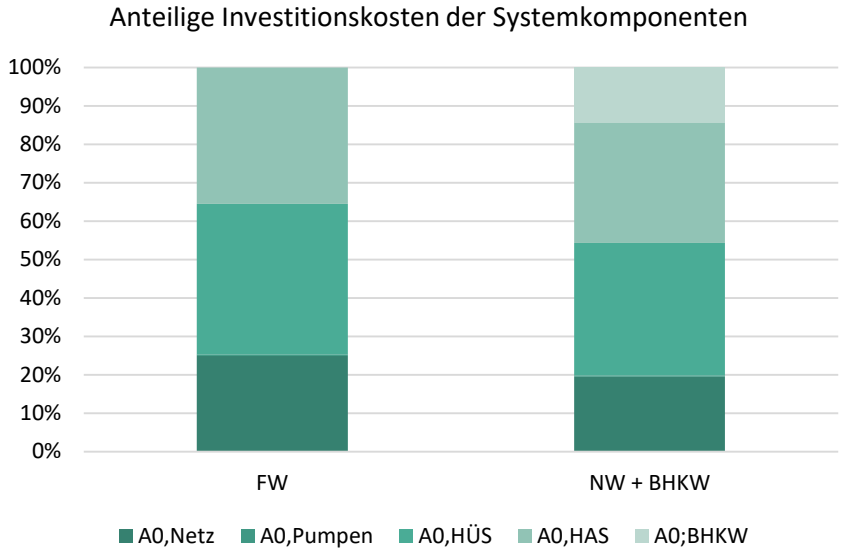


Abbildung 7-6: Anteilige Zusammensetzung der Investitionskosten

In Abbildung 7-7 sind zwei Graphen nebeneinander gestellt, die die Entwicklung der WGK für das Bestandsquartier 2 (bestehend aus 25 EFH WSVO95, 25 RH oV, 10 MFH oV) bei veränderter Trassenlänge und somit bei veränderter WBD darstellen. Es zeigt sich zunächst eine abnehmende Tendenz der entstehenden WGK bei zunehmender Wärmebelegungsdichte. Analog dazu steigen die WGK mit zunehmender Trassenlänge, da bei gleichbleibender Gebäudeanzahl und somit bei konstantem Wärmebedarf die Wärme pro Trassenmeter abnimmt. Wärmenetzverluste finden an dieser Stelle keine Berücksichtigung. Der Unterschied der WGK bei einer Trassenlänge von 50 % bis 150 % beträgt für NW+BHKW 4,0 ct/kWh, für FW sogar um 4,4 ct/kWh. Der Verläufe der beiden Kurven, die das Versorgungssystem NW+BHKW mit 50 kW_{el} und 250 kW_{el} darstellen, sind identisch. Hinsichtlich der FW wird deutlich, dass die Kurve schneller abfällt und sich die WGK denen der NW+BHKW annähern. Für eine BHKW-Leistung von 50 kW_{el} wird das FW-System ab einer Reduzierung der Trassenlänge um knapp 40 % günstiger. In diesem Fall beträgt die WBD 3,5 MWh/m_{Trasse}. Eine solch hohe WBD würde einem sehr dicht bebauten Kerngebiet entsprechen, wobei diese überwiegend aus mehrgeschossigen Nichtwohngebäuden mit GHD-Nutzung bestehen [vgl. BBSR ET AL. 2012]. Demnach werden in reinen Wohnsiedlungen solche WBD eher selten erreicht, weshalb davon ausgegangen werden kann, dass unter den genannten Randbedingungen in dieser Arbeit WGK unter 8 ct/kWh nicht erzielt werden können. Dennoch verdeutlicht die Abbildung, dass die WBD einen sehr großen Einfluss auf die resultierenden Kosten hat und somit ein wichtiger Parameter für Versorgungsunternehmen ist. Richtwerte liegen laut der ESWE Versorgungs AG Wiesbaden bei 1,5 bis 2 MWh/m_{Trass}. Dieser Bereich

liegt auch in der Bandbreite weiterer Sekundärquellen, die eine WBD von 1,35 bis 2,25 MWh/m_{Trasse} als notwendig bezeichnen [vgl. URBANSKY 2016].

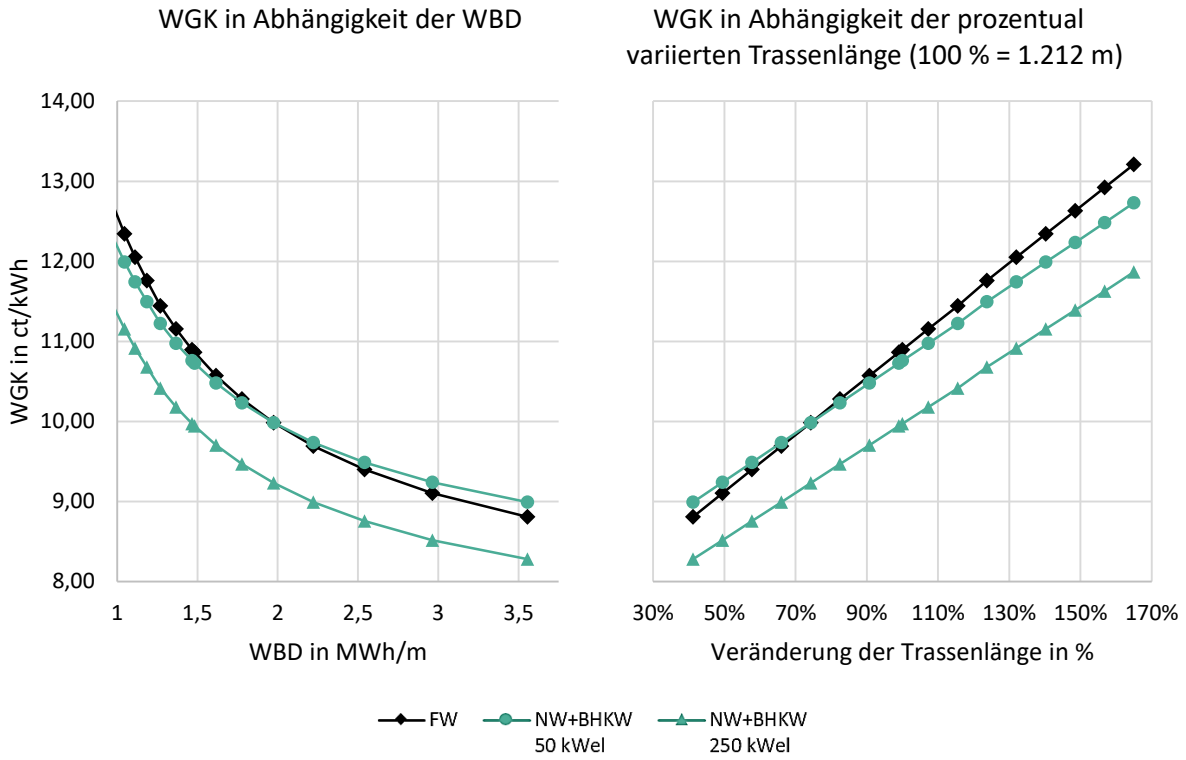


Abbildung 7-7: WGK in Abhängigkeit der Trassenlänge für BSQ2

Ein weiterer Aspekt, der im ersten Absatz des Unterkapitels genannt wurde, ist die Zuleitung, die unter bestimmten Randbedingungen notwendig sein kann, um ein neues Quartier an ein FW-Netz anschließen zu können. Ist das der Fall, so erhöhen sich die Trassenkosten um die benötigte Netzlänge. Damit gehen bei gleichbleibender Wärmeabnahmemenge des Quartiers höherer Wärmenetzverluste einher, die seitens des Betreibers gedeckt werden müssen. In Abbildung 7-8 sind die Ergebnisse einer kurzen Sensitivitätsstudie für die Quartiere NBQ2, MIQ2 und BSQ2 bei hoher Bebauungsdichte veranschaulicht. Hier werden die WGK in Bezug auf die zusätzliche Trassenlänge sowie in Bezug auf die dabei entstehenden WBD dargestellt. Letztere fallen mit zunehmender Trassenlänge ab, was eine Steigerung der WGK zur Folge hat. Je nachdem, welche WGK maximal erreicht werden dürfen, können keine großen Entfernungen an ein bestehendes FW-Netz eingehalten werden. Bereits in der Ausgangssituation liegen die WGK des BSQ2 und des MIQ2 knapp 2 ct/kWh auseinander. Dabei betragen die WGK für das MIQ2 12 ct/kWh und für das BSQ2 9,8 ct/kWh. Die WGK für das NBQ2 liegen bereits oberhalb von 20 ct/kWh, weshalb auf dieses Quartier nicht weiter eingegangen wird. Einen kleinen Spielraum bietet das BSQ2. Bei einer zusätzlichen Trassenlänge von 500 m steigen die WGK um 1,4 ct/kWh auf etwas mehr als elf ct/kWh. Eine Zusatzlänge des Wärmenetzes von 1.000 m erhöht die WGK auf 12,7 ct/kWh, bei zusätzlichen 2.000 m bereits auf 15,6 ct/kWh. Verglichen mit der in dieser

Arbeit vorgestellten dezentralen Versorgungsvariante ist dieser Wert konkurrenzfähig. Im Vergleich mit der Strategie NW+BHKW hingegen steigt mit zunehmender Trassenlänge auch die Differenz zum kostengünstigeren NW-Netz.

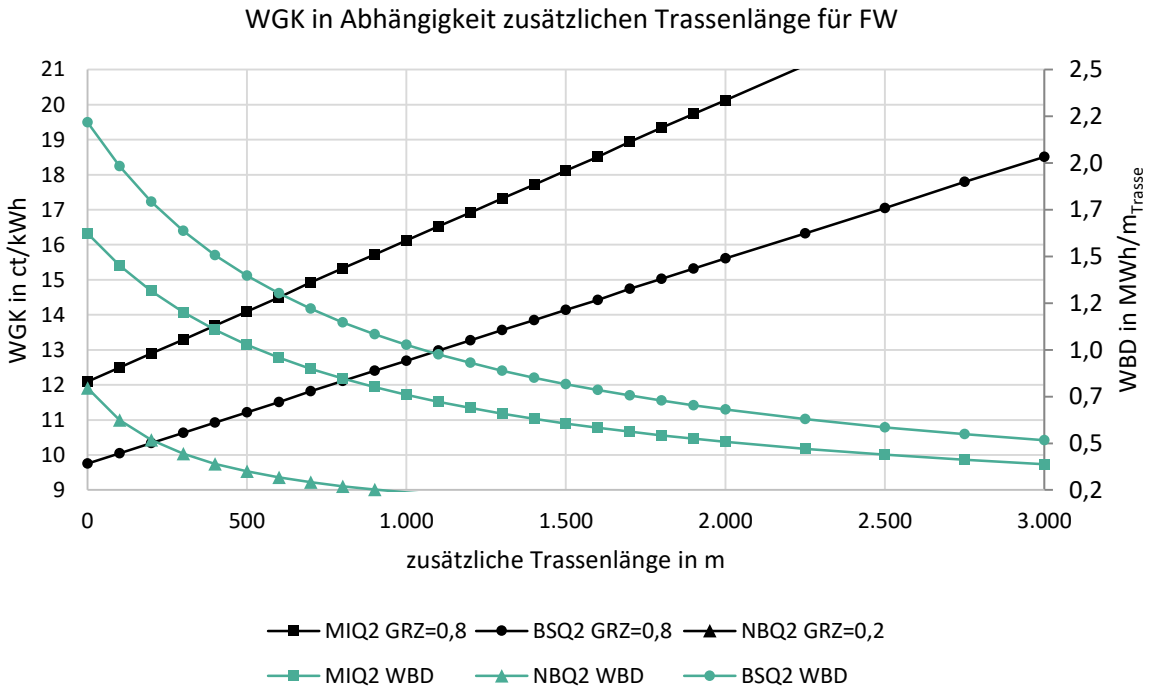


Abbildung 7-8: WGK in Abhängigkeit der zusätzlichen Trassenlänge für FW-Netze

7.4 Sensitivität der BHKW

Die in Kapitel 5.3 *Förderinstrumente und Marktanreizprogramme* vorgestellten KWK-Zuschläge für die Einspeisung von KWK-Strom in das öffentliche Stromnetz sind abhängig von der elektrischen Nennleistung der Anlage, in dieser Arbeit das BHKW. Für den Fall, dass ein Wohnquartier an mehrere BHKW Module angeschlossen ist, werden die Module als eine Anlage definiert, so dass die Leistungen der BHKW addiert für die Ermittlung des KWK-Zuschlags eingehen. In Abbildung 7-9 sind zunächst die WGK in Abhängigkeit der BHKW-Leistung für das BSQ2 dargestellt. Die elektrische Leistung, abgetragen auf der Abszisse, variiert zwischen 25 und 375 kW.

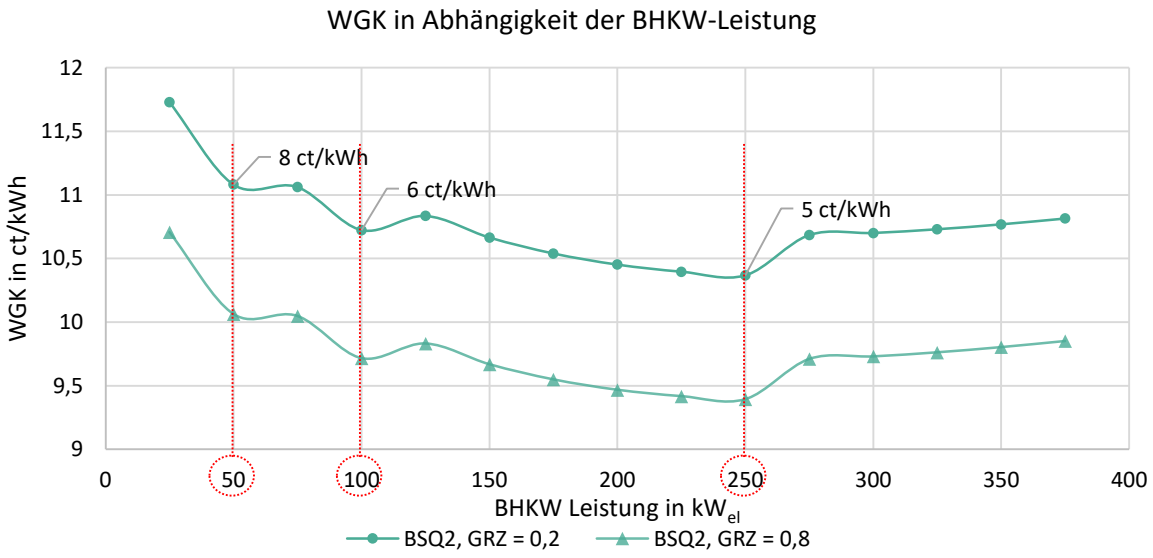


Abbildung 7-9: WGK in Abhängigkeit der BHKW-Leistung

Anhand der WGK lassen sich die im KWKG definierten Leistungsgrenzen, die für die entsprechenden Zuschlagszahlungen relevant sind, ablesen. Der höchste KWK-Zuschlag für eingespeisten Strom beträgt bei einer maximalen Leistung von 50 kWel 8 ct/kWh$_{Strom}$. Zwischen 50 und 100 kWel sind es 6 ct/kWh, zwischen 100 und 250 kWel 5 ct/kWh und darüber hinaus 4,4 ct/kWh.

Aus der Abbildung geht hervor, dass die WGK für die Bestandsquartiere bei 250 kW$_{el}$ am niedrigsten sind, obwohl hier die geringsten KWK-Zuschläge ausgezahlt werden. Diese Beobachtung ist durch die erzeugten Wärme- und Strommengen erklärbar. Die anteilige Wärmebedarfsdeckung durch das BHKW steigt mit zunehmender Leistung, wobei für ein BHKW Modul eine Modulierung von 60 % bis 100 % angenommen wird (s. Kapitel 3.2.1). Bei einer Leistung von 250 kW$_{el}$ wird der Wärmebedarf im BSQ2 zu knapp 90 %, bei 100 kW$_{el}$ zu 56 % und bei einer Leistung von 50 kW$_{el}$ nur noch zu 20 % durch das BHKW gedeckt. Die in Abbildung 7-10 und Abbildung 7-11 dargestellten Jahresdauerlinien (JDL) der beiden Leistungsauslegungen 100 kW$_{el}$ und 250 kW$_{el}$ veranschaulichen das Verhältnis der jährlich produzierten Wärme zum Jahreswärmebedarf des BSQ2. Die thermische Leistung des BHKW wird auf der Ordinate, die Stunden eines Jahres auf der Abszisse abgetragen. An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass der JDL keine Messdaten zugrunde liegen, sondern, wie in 3.2.1 *Blockheizkraftwerk* erläutert, eine analytische Berechnung in Ansatz gebracht wurde. Aus Abbildung 7-10 lässt sich ableiten, dass sich die Betriebszeit des BHKW auf knapp 6.500 h/a beläuft und eine thermische Leistung von maximal 100 kW$_{el}$ im Volllastbereich in 4.990 h/a erreicht wird. Durch die lange Laufzeit bei der entsprechenden Leistung muss der Gas-Spitzenlastkassel recht früh bei einer eher niedrigen Leistung in Betrieb genommen werden, wodurch der Wirkungsgrad des Kessels sinkt.

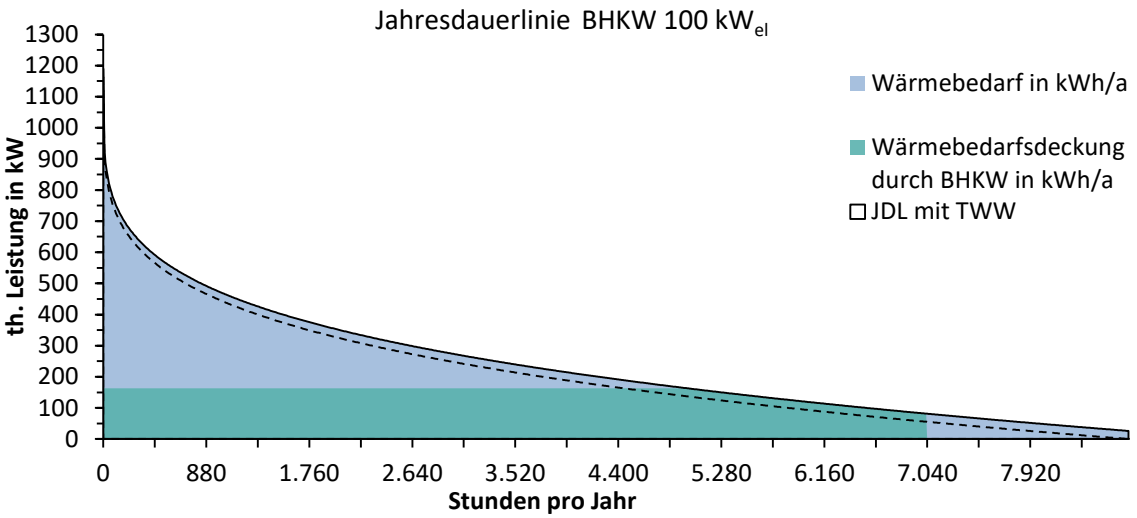


Abbildung 7-10: Jahresdauerlinie BHKW 100 kW$_{el}$ (BSQ2)

In Abbildung 7-11 wird die JDL bei einer Leistung von 250 kW$_{el}$ dargestellt. Der Gesamtwirkungsgrad η_{ges} des BHKW, der sich aus dem elektrischen η_{el} und thermischen η_{th} Wirkungsgrad zusammensetzt, beträgt rund 90 %.

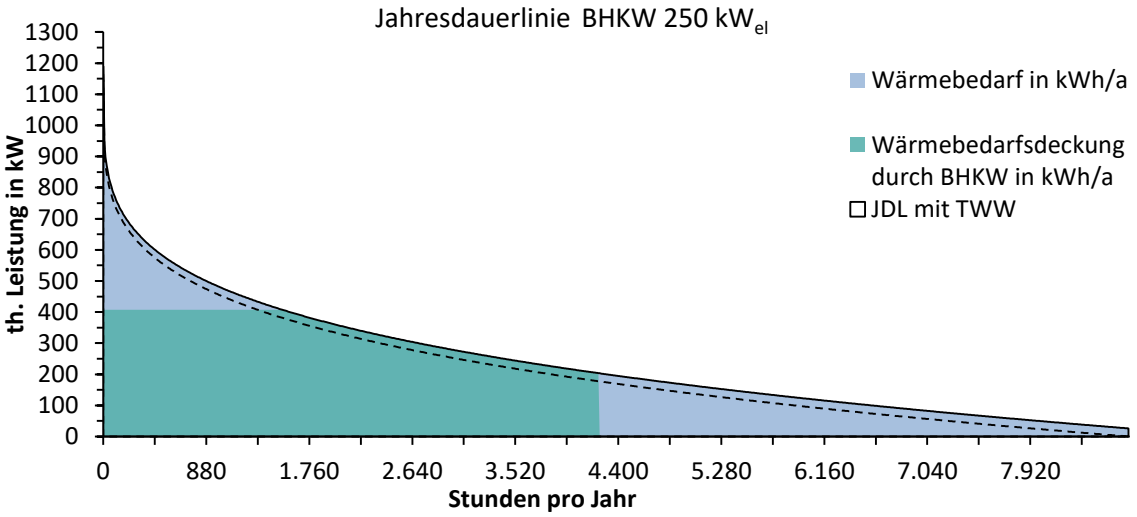


Abbildung 7-11: Jahresdauerlinie BHKW 250 kW$_{el}$ (BSQ2)

Abbildung 7-11 ist zu entnehmen, dass in diesem Fall die Betriebsstunden der Anlage etwa 4.200 h/a betragen. Obwohl die Laufzeit 500 bis 1.000 Stunden unter dem Richtwert liegen, ist diese Variante aufgrund des geringeren Wärmezusatzbezugs in Kombination mit dem Stromverkauf am wirtschaftlichsten. Hier werden rund 90 % des Wärmebedarfs gedeckt, sodass die Laufzeit des Spitzenlastkessels im Gegensatz zu einer BHKW-Leistung von 100 kW$_{el}$ geringer ausfällt. Zur Bereitstellung der Wärme übernimmt das BHKW mit einer thermischen Leistung von 407 kW$_{th}$ rund 35 % der Wärmeleistung.

Die den Abbildungen zugrundeliegenden Wärmebedarfe und bereitgestellte Wärmemengen sowie die daraus ermittelten Leistungs- und Deckungsanteile sowie die Betriebs- und Volllaststunden sind nachfolgend in Tabelle 7-2 zusammengefasst. Die JDL in Zusammenhang mit der Auslegung der BHKW für die übrigen Beispielquartiere sowie eine Zusammenfassung der Ergebnisse analog zu Tabelle 7-2 sind dem Anhang dieser Arbeit zu entnehmen.

Gegenüberstellung zweier BHKW mit unterschiedlichen Leistungen für BSQ2		
Jahreswärmebedarf	1.803 MWh/a	
maximale Heizlast (Quartier)	1.164 kW	
	Variante 1	**Variante 2**
elektrische Leistung des BHKW	100 kW_{el}	250 kW_{el}
thermische Leistung des BHKW	162,86 kW_{th}	407,14 kW_{th}
Anteil an der maximalen thermischen Leistung	14 %	35 %
bereitgestellte Wärmemenge durch das BHKW	1.052 MWh/a	1.704 MWh/a
Anteil der Wärmebedarfsdeckung durch BHKW	55,7 %	90,2 %
Wärmebezugsmenge für Spitzenlastkessel & BHKW	2.727 MWh/a	3.185 MWh/a
Gaskosten ($H_i \cdot 1{,}1 = H_S$)	119.981 €/a	140.128 €/a
Betriebsstunden BHKW	7.060 h/a	4.230 h/a
Volllaststunden BHKW	4.990 h/a	1.540 h/a
bereitgestellte Strommenge durch das BHKW	642 MWh/a	1.046 MWh/a
Erlöse durch Einspeisung des Stroms	65.613 €/a	98.472 €/a

Tabelle 7-2: Gegenüberstellung BHKW 100 kW_{el} und BHKW 250 kW_{el}

7.5 Sensitivität bei reduzierten Investitionskosten für LW-WP und PV

Die Gebäudeanzahl der entwickelten Beispielquartiere schwankt zwischen 25 und 110 Gebäuden. Unter der Annahme, dass für die dezentrale Versorgungsstrategie sämtliche Gebäude des Quartiers mit einer LW-WP und optionaler PV-Anlage ausgestattet werden, besteht die Möglichkeit, am Markt einen Preisnachlass für die Investition in entsprechend viele Produkte zu verhandeln. Aufgrund des hohen Anteils an den Investitionskosten der LW-WP von über 50 % wie in Abbildung 7-12 dargestellt, ist hier eine bedeutende Einsparung möglich. Selbiges gilt für PV-Anlagen, die über 40 % der Gesamtsumme entsprechen.

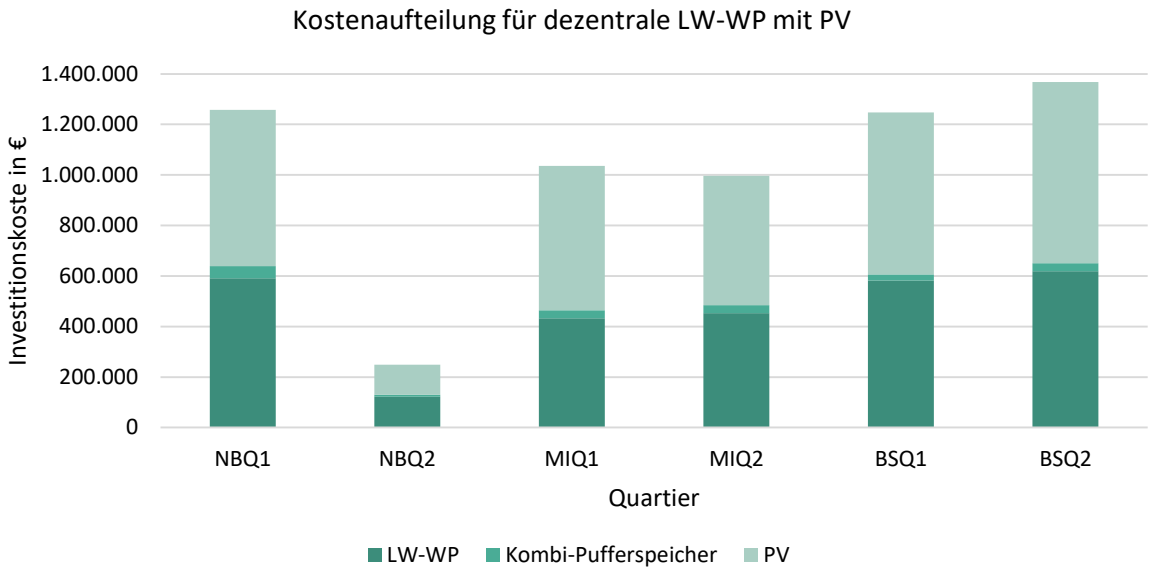


Abbildung 7-12: Investitionskosten des dezentralen Versorgungssystems

Um diesen Ansatz näher zu beleuchten, werden die Investitionsbeträge schrittweise prozentual gesenkt. In einer Studie zur Untersuchung wirtschaftlicher Durchführungen von Sanierungen aus Investor- sowie aus Eigentümersicht, die vom Buildings Performance Institute Europe (kurz: BPIE) durchgeführt wurde, werden mögliche Kostenersparnisse für das Bezugsjahr 2030 genannt. Diese sind in Abbildung 7-13 für verschiedene Technologien zusammengestellt. Als mittlere Einsparungen für Wärmepumpen, die an dieser Stelle nicht weiter spezifiziert werden, werden 6 %, für PV-Anlagen sogar 25 % angegeben.

Technologie \ Lernkurve	Kostenersparnis für 2030 im Vergleich zu den heutigen Preisen	
	mittel	hoch
Solarthermie	6%	9%
PV	25%	38%
Wärmepumpen	6%	9%

Abbildung 7-13: Kostenersparnis 2030 im Vergleich zu aktuellen Preisen [STANIASZEK ET AL. 2015, S. 31]

Die vorgegebenen prozentualen Kostenreduzierungen wurden in schrittweise für die Investitionskosten des NBQ 1 (bestehend aus 100 EFH und 10 MFH, je KfW55 Standard) eingesetzt. Die daraus resultierenden Gesamtannuitäten wurden entsprechend der Wärmebedarfe des Quartiers in WGK umgerechnet und sind nachfolgend in Abbildung 7-14 zusammengestellt.

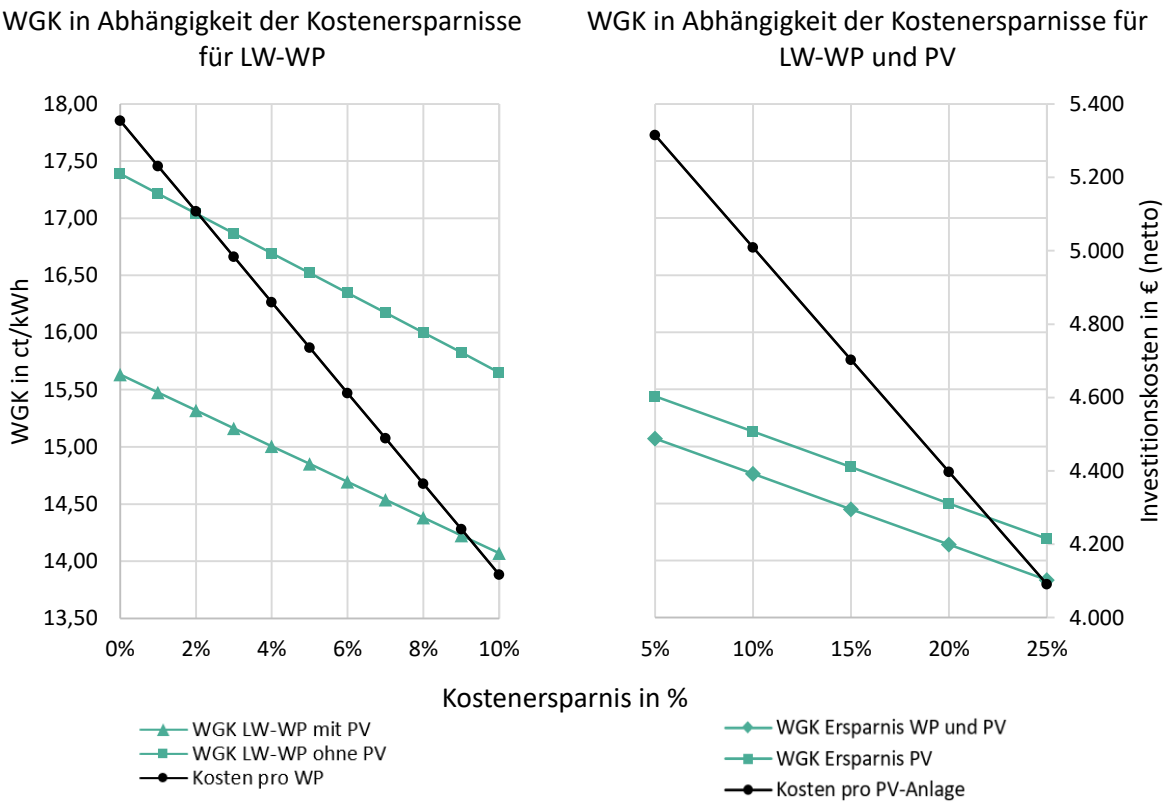


Abbildung 7-14: WGK in Abhängigkeit der Investitionskosten für LW-WP und PV für das NBQ1

Für die Gebäudeheizlast wurde in Kapitel 2.3 ein durchschnittlicher Wert von 5,05 kW/a ermittelt. Diese wird bereitgestellt durch LW-WP mit einer Leistung von 6,6 kW sowie mit einer optionalen PV-Anlage mit 3,8 kWp. Auf der Abszisse ist der jeweilige Preisnachlass in Prozent aufgetragen. Die Ordinate gibt die WGK in ct/kWh auf der Primär- sowie die Kosten pro LW-WP bzw. PV-Anlage auf der Sekundärachse an. Für die LW-WP werden nach [STANIASZEK ET AL. 2015] Kostenersparnisse von maximal zehn Prozent betrachtet. Entsprechend der Quelle werden für die PV-Anlagen, dargestellt im Graphen rechts, Einsparpotentiale von fünf bis 25 Prozent beleuchtet. Hier wird einmal der Fall angenommen, dass lediglich die PV-Kosten sinken, und einmal der Fall, dass sowohl die LW-WP- als auch die PV-Kosten abnehmen. Es zeigt sich, dass die WGK in beiden Fällen um etwa 1,7 ct/kWh auf 13,7 bzw. 14,3 ct/kWh sinken. Die Differenz zwischen den beiden Fällen bleibt konstant bei etwa 0,5 ct/kWh. Diese Spanne beträgt für die Betrachtung einer LW-WP mit und ohne PV knapp 2,5 ct/kWh. Dabei wird als niedrigster WGK ein Wert von 15 ct/kWh, wenn eine PV-Anlage zugeschaltet wird, und 17,25 ct/kWh für den reinen LW-WP Betrieb erreicht.

7.6 Sensitivität durch Energiepreisentwicklungen

In diesem Abschnitt wird auf anzunehmende zukünftige Veränderungen der Energiepreise aufgrund von Rohstoffpreisschwankungen eingegangen. Zunächst wird in Abbildung 7-15 die Entwicklung verschiedener Energiepreisindizes aufgezeigt. Für die vorliegende Arbeit sind die Preise für Erdgas und

Fernwärme, die der Abbildung entnommen werden können, interessant. Die hier dargestellte Strompreisentwicklung spielt für die Betrachtung der Arbeit keine Rolle, da Haushaltsstrom und kein Heizstrom abgebildet wird. Die FW-Preise sind seit 2010 bis 2013 um etwa 20 % gestiegen. Zwischen 2014 und 2016 sind die Kosten leicht gesunken und zeigen seitdem eine leicht steigende Tendenz. Die Entwicklung der Erdgaspreise ähnelt dem Verlauf der FW-Preise, wobei die schwächer ausgeprägten Schwankungen im Jahr 2013 einer maximalen Steigerung von knapp zwölf Prozent entsprachen.

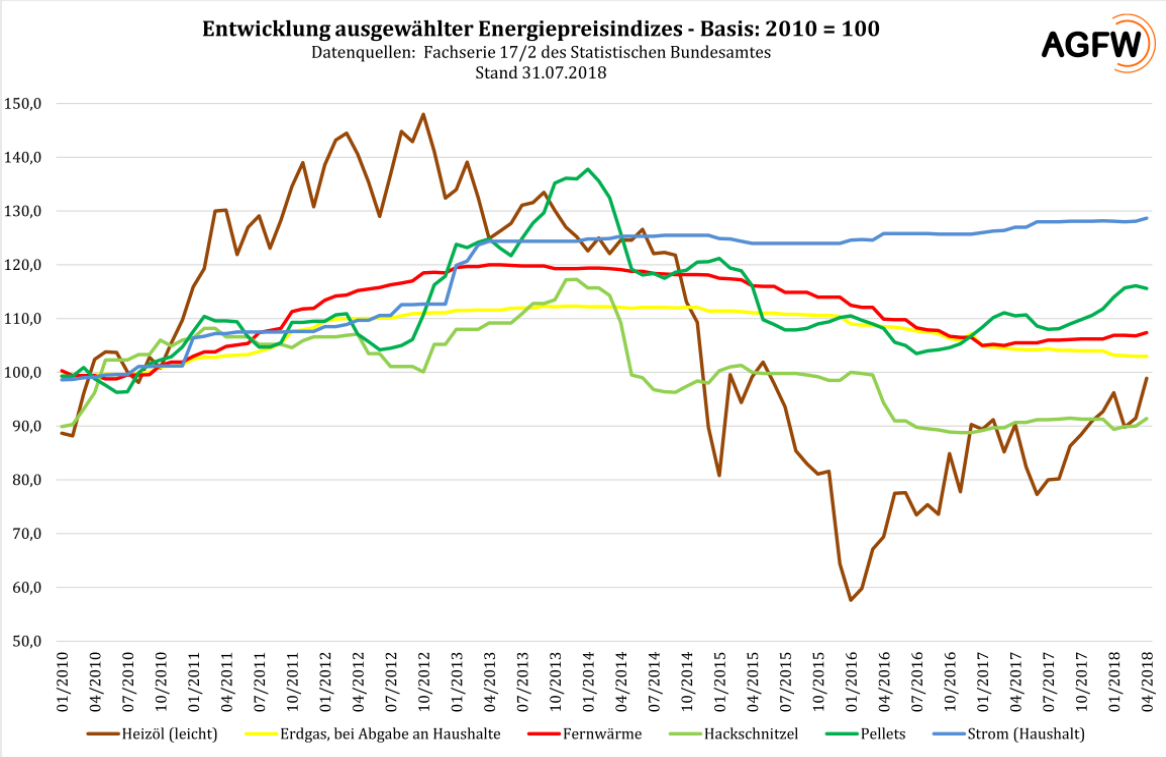


Abbildung 7-15: Entwicklung der spez. Vollkosten von Heizungssystemen [WOLF 2018]

Fernwärmevorbezugspreis

Wie in Kapitel 3.3 Nah- und Fernwärme erläutert, entrichten Fernwärmeversorger, die die Wärme von einem Dritten beziehen und an den Endverbraucher übergeben, einen Vorbezugs- bzw. Beschaffungspreis. Dieser lag 2007 bei 2,2 ct/kWh, im Jahr 2008 bei 2,3 ct/kWh [SCHWEIKARDT ET AL. 2012]. Gemäß des kommenden Monitoringberichts 2019 der Bundesnetzagentur ist der Beschaffungspreis 2019 von 2,96 ct/kWh auf 3,13 ct/kWh angestiegen [BUNDESNETZAGENTUR ET AL. 2019a]. Detailliert aufgeschlüsselte Kennwerte lassen sich in der Literatur dazu jedoch nicht finden. Um den Einfluss der Vorbezugskosten auf die WGK zu analysieren, wurden unterschiedliche Beschaffungskosten von 2,0 bis 3,2 ct/kWh für das FW-System in Abbildung 7-16 ausgewertet. Berücksichtigt wurden die Quartiere Neubauquartier 1 (NBQ1), Mischquartier 1 (MIQ1) und Bestandsquartier 1 (BSQ1) mit einer GRZ von 0,2 und 0,8.

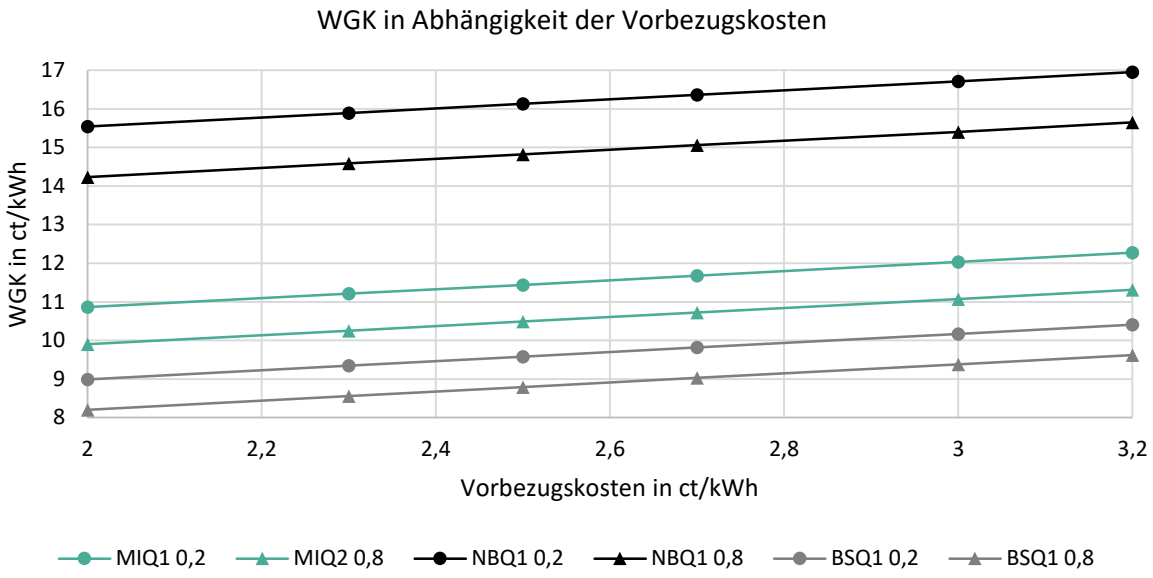


Abbildung 7-16: WGK in Abhängigkeit der Vorbezugskosten für Fernwärme

Für alle Beispielquartiere steigen die WGK mit zunehmenden FW-Beschaffungskosten mit gleicher Steigung linear an. Die Differenz der entstehenden WGK zwischen Vorbezugskosten von 2 und 3,2 ct/kWh beträgt für die Quartiere etwa 1,2 ct/kWh. Demnach steigen die WGK also um genau den Betrag, um den sich auch die Beschaffungskosten der FW erhöhen. Aufgrund der beobachteten Entwicklung eben dieser Kosten wird vermutet, dass diese auch in Zukunft steigen werden, sodass die WGK für FW im gleichen Maße stetig zunehmen. Betrachtet man die teilweise marginalen Unterschiede der Wärmekosten zwischen den zwei leitungsgebundenen Wärmeversorgungsvarianten, so zeigt sich, dass der Einfluss der Vorbezugskosten durchaus eine entscheidende Rolle hinsichtlich der WGK spielen kann. In Hinblick auf den Kohleausstieg, der durch die Bundesregierung festgelegt wurde, wird sich der bei der FW-Erzeugung in Ansatz gebrachte Energiemix verändern [vgl. BMWI ET AL. 2019]. Wie in Kapitel 3.4 beschrieben setzt sich der Mix aus 40 % Gas, 22 % Stein- und 8 % Braunkohle, 1 % Mineralöl sowie aus 29 % Abfall und Biomasse zusammen. Demnach wird bei rund einem Drittel der Wärmebereitstellung Kohle als Energiequelle genutzt [STATISTISCHE BUNDESAMT (Destatis) 2019]. Die durchschnittlichen Brennstoffkosten für Steinkohle liegen bei 1,1 ct/kWh, für Braunkohle bei 0,8 ct/kWh und sind mit Ausnahme von Biomasse die günstigsten Energiequellen [vgl. SCHWEIKARDT ET AL. 2012]. Auf Basis dieser Kennwerte lässt sich vermuten, dass der Vorbezugspreis für Fernwärme in den kommenden Jahren tendenziell ansteigen und dadurch die WGK zunehmen.

Heizstrompreis (LW-WP)

Im Klimaschutzplan 2050 wird die Wärmepumpe explizit als immer wichtigerer werdende Technologie in der Wärmeversorgung genannt und dezentrale WP-Systeme werden durch MAP und EEG gefördert [vgl. BMU 2019b]. Weiterhin ist von einer sinkenden EEG-Umlage auszugehen, da die EEG-Einspeisung

auslaufender PV- und Windanlagen abnehmen wird. Weiterhin sollen mit Einführung der zuvor beschriebenen CO2-Bepreisung die entsprechenden Einnahmen zur Senkung der EEG-Umlage verwendet werden [vgl. PRESSE- UND INFORMATIONSAMT DER BUNDESREGIERUNG 2019]. Unter diesen Gesichtspunkten wird die Annahme getroffen, dass die spezifischen Kosten für den Heizstrombezug in Zukunft abnehmen werden. Inwieweit sich die WGK von den hier betrachteten LW-WP verändern, wird in Abbildung 7-17 für das MIQ1 dargestellt.

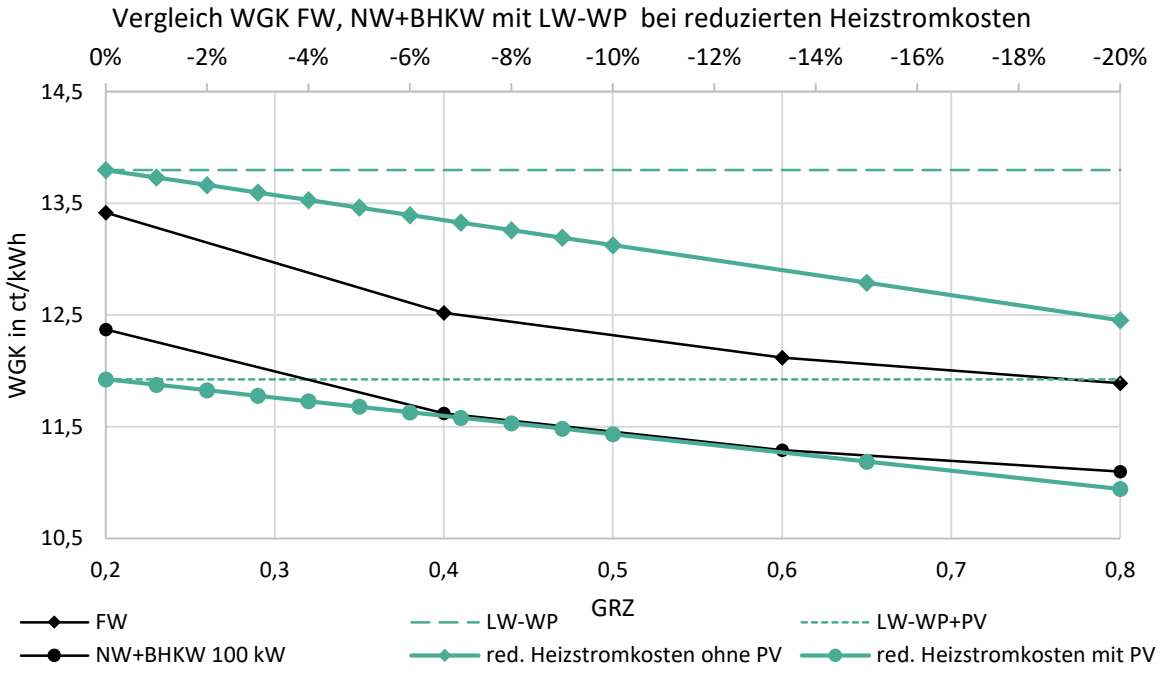


Abbildung 7-17: WGK in Abhängigkeit der Heizstromkosten für LW-WP

In der Abbildung 7-17 werden die Heizstrombezugspreise, die aktuell 21,71 ct/kWh brutto, also 18,24 ct/kWh netto betragen, schrittweise um bis zu 20 % reduziert. Dabei wird die Preissenkung auf die Varianten LW-WP mit und ohne PV angewendet. Die daraus resultierenden WGK sind denen der leitungsgebundenen Versorgungssysteme gegenübergestellt.

Aus der Abbildung 7-17 geht zunächst hervor, dass die WGK in Abhängigkeit der prozentual veränderten Heizstrompreise entsprechend linear sinken. Für den Fall, dass eine PV-Anlage in das System implementiert wird, sinken die WGK von rund 12 ct/kWh maximal auf knapp 11 ct/kWh. Der Grafik ist zu entnehmen, dass die FW auch bei hoher Bebauungsdichte bereits ab einer Reduzierung des Heizstrompreises um ein Prozent im Vergleich zur dezentralen Strategie marginal teurer wird. Bei einer Preissenkung um 20 % beträgt die Differenz genau 1 ct/kWh. Hinsichtlich der NW+BHKW mit einer Leistung von 100 kWel für eine GRZ zwischen 0,4 und 0,6 liegen die WGK mit denen der LW-WP+PV je nach Reduzierung des Heizstrombezugspreises gleich auf. Lediglich bei einer starken Preissenkung ab etwa 15 % wird die dezentrale Variante geringfügig günstiger. Die Differenz der WGK liegt gerade einmal bei 0,2 ct/kWh und ist damit unter den hier getroffenen Annahmen als verschwindend gering zu bewerten.

Erdgaspreis (BHKW)

Hinsichtlich des Erdgaspreises werden zwei gegensätzliche Preisentwicklungen betrachtet. Wie in Abbildung 7-15 dargestellt unterlagen die Erdgaspreise seit 2010 Schwankungen von rund 10 %. Seit Ende 2015 nimmt die Entwicklung sehr schwach aber stetig ab. Gleichzeitig ist aufgrund der kommenden CO_2-Bepreisung ein Anstieg zu erwarten. Eine eindeutige Tendenz ist nicht festzumachen.

1. *Sinkende Erdgasbezugspreise*

In Abbildung 7-18 werden die ermittelten WGK für eine Vergünstigung des Erdgaspreises um bis zu 20 % angesetzt und mit denen der FW verglichen, denn „Aufgrund der hohen Gesamtwirkungsgrade sind Blockheizkraftwerke besonders vorteilhaft im Hinblick auf die sparsame Verwendung fossiler Brennstoffe und die Verringerung von Schadstoffemissionen“ [NOWAK ET AL. 2015, S. 14].

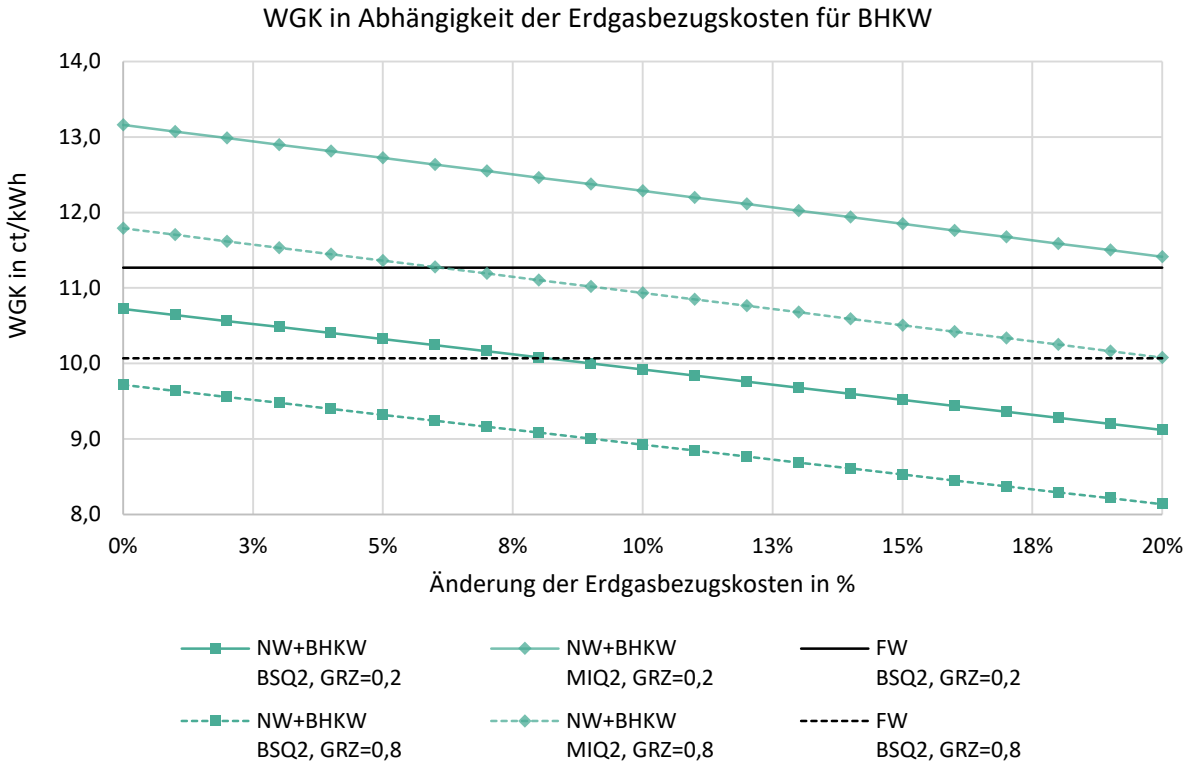


Abbildung 7-18: WGK in Abhängigkeit sinkender Erdgasbezugskosten für BHKW

Es zeigt sich, dass die WGK mitsinkenden Bezugskosten linear abnehmen. Die WGK fallen um knapp 2ct/kWh auf etwa 8 ct/kWh für das BSQ2 mit einer hohen Bebauungsdichte. Verglichen mit den WGK des FW-Systems, für das in diesem Szenario keine Energiepreisänderungen vorgenommen werden, vergrößert sich die Differenz analog zu den sinkenden Erdgaspreisen. Zu Beginn liegen die WGK sehr dicht beieinander, wobei sich die WGK um 0,3 ct/kWh unterscheiden. Durch den auftretenden Skalierungseffekt wird die Versorgungsstrategie NW+BHKW zunehmend wirtschaftlicher. Für das BSQ2

mit niedriger Bebauungsdichte, also einer GRZ von 0,2, beträgt die Differenz der zwei leitungsgebundenen Systeme anfangs etwa 0,45 ct/kWh, und ist damit größer als im Fall mit hoher Bebauungsdichte. Hier kommt zum Tragen, dass die Gesamtannuität aufgrund der höheren Netzkosten bei niedrigerer Bebauungsdichte für NW+BHKW um zehn Prozent, die der FW jedoch um zwölf Prozent steigt. Die gleichbleibenden Investitionskosten für das BHKW mit konstanter Leistung verursachen diesen Effekt, der sich auch für das MIQ2 abzeichnet.

2. Steigende Erdgasbezugspreise

In Hinblick auf das durch die Bundesregierung beschlossene Brennstoffemissionshandelsgesetz am 23. Oktober 2019, das im Rahmen des Klimaschutzprogrammes eine CO_2-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Gebäude ab 2021 vorsieht, wird ein Anstieg der Erdgasbezugskosten erwartet. Es heißt „Das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) startet 2021 mit einem Festpreissystem, das heißt, der Preis pro Tonne CO2 ist fix und politisch festgelegt. Dabei werden Zertifikate an die Unternehmen, die Heiz- und Kraftstoffe in Verkehr bringen, verkauft.“ [PRESSE- UND INFORMATIONSAMT DER BUNDESREGIERUNG 2019]. Dabei wird im ersten Jahr ein Festpreis von 25 €/t_{CO2} erhoben. Dieser steigert sich bis 2025 auf 55 €/t_{CO2} [vgl. PRESSE- UND INFORMATIONSAMT DER BUNDESREGIERUNG 2019]. In der nachfolgenden Abbildung 7-19 wird gezeigt, inwieweit sich Veränderungen der Erdgasbezugskosten auf die WGK auswirken. Die Preissteigerung beträgt dabei maximal 25 %.

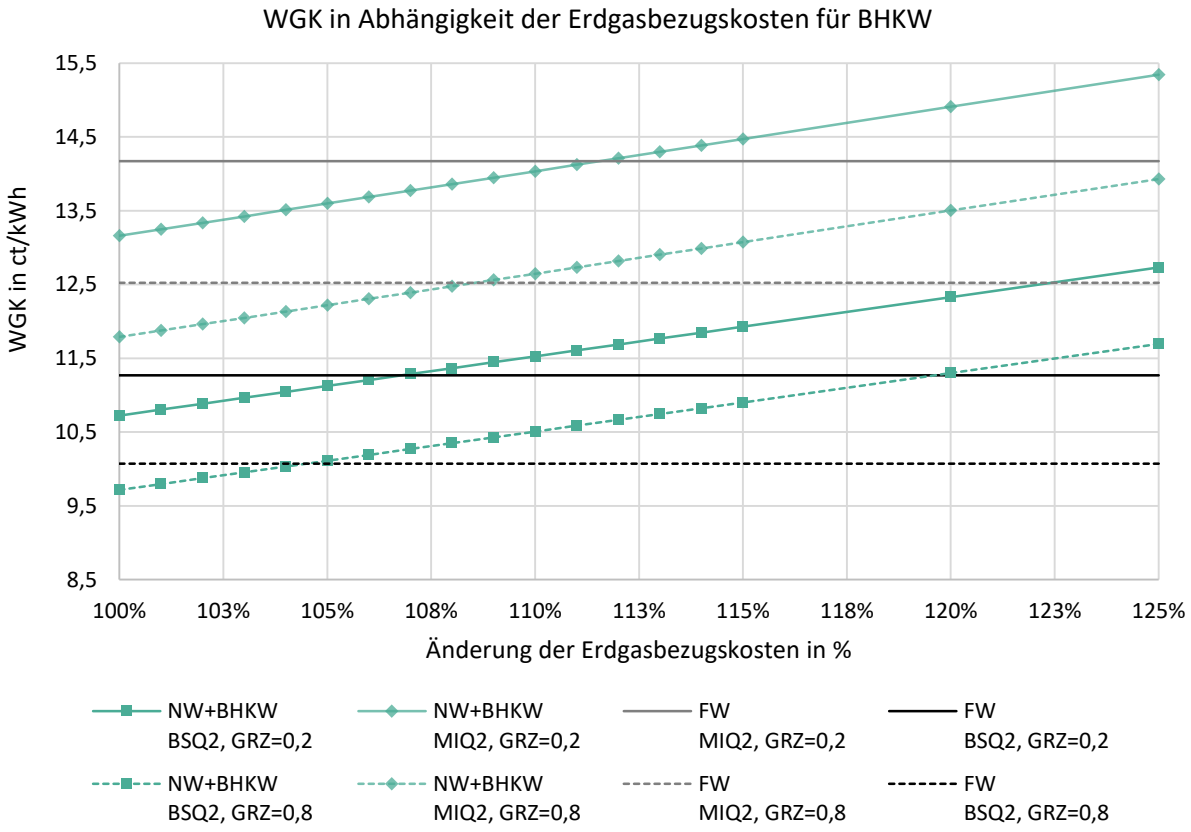


Abbildung 7-19: WGK in Abhängigkeit der Erdgasbezugskosten für BHKW

Aus der Abbildung 7-19 geht hervor, dass die WGK mit steigenden Bezugskosten wie zu erwarten linear zunehmen. Für das BSQ2 mit einer hohen Bebauungsdichte beträgt die Differenz zwischen 0 % und 25 % 2 ct/kWh und bei einer Steigerung um zehn Prozent beträgt diese rund 0,9 ct/kWh. Verglichen mit den WGK des FW-Systems, für das in diesem Szenario keine Energiepreisänderungen angenommen wurden, vergrößert sich die Differenz analog zu den steigenden Erdgaspreisen. Zu Beginn liegen die WGK sehr dicht beieinander, wobei sich die WGK um 0,3 ct/kWh unterscheiden. Der Schnittpunkt beider Systeme liegt bei einer Erdgasbezugspreissteigerung von vier Prozent. Bei zehn Prozent Preiserhöhung sind die WGK des FW-Systems um 0,5 ct/kWh günstiger. Durch den auftretenden Skalierungseffekt wird die Versorgungsstrategie NW+BHKW zunehmend unwirtschaftlicher. Für das BSQ2 mit niedriger Bebauungsdichte, also einer GRZ von 0,2, beträgt die Differenz der WGK der zwei Systeme zu Beginn bei etwa 0,45 ct/kWh, und ist damit größer verglichen mit der hohen Bebauungsdichte. Hier kommt zum Tragen, dass die Gesamtannuität für NW+BHKW um zehn Prozent zunimmt, die der FW aber um zwölf Prozent. Die gleichbleibenden Investitionskosten für das BHKW mit konstanter Leistung verursachen diesen Effekt. Derselbe Effekt zeichnet sich für das MIQ2 ab.

8 Fazit und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wurde untersucht, welche Parameter relevante Entscheidungskriterien für oder wider eines der drei vorgestellten Energieversorgungssysteme („klassische“ Fernwärme, Nahwärmenetz mit BHKW, Luftwasser-Wärmepumpe optional mit einer Photovoltaikanlage) kennzeichnen. Grundlage für die Untersuchung bildete die Entwicklung eines Bearbeitungs- bzw. Berechnungstools, mithilfe dessen alle relevanten Parameter variiert und diese hinsichtlich der Wärme- und, sofern vorhanden, Strombedarfe als Nutz-, End- und Primärenergie bewertet werden können. Es wurden Beispielquartiere mit modifizierten Randbedingungen, welche sich vor allem durch die Gebäudetypologien, die Gebäudeanzahl sowie durch die gewählten Baualtersklassen unterscheiden, definiert. Anschließend wurden die Versorgungssysteme und wirtschaftliche Kenngrößen der jeweiligen Versorgungssysteme in Anlehnung an die VDI 2067 ermittelt. Als Vergleichswert wurden final die Wärmegestehungskosten als Parameter zur Analyse bestimmt. Im Tool verändert werden können die Parameter Gebäudetyp (max. drei Gebäudetypen pro Quartier) mit entsprechender Gebäudeanzahl innerhalb eines Quartiers, die Baualtersklassen sowie die Grundflächenzahl. Für das System Nahwärmenetz mit Blockheizkraftwerk sind die elektrische Leistung des Blockheizkraftwerks sowie die Netztemperaturen modifizierbar. Letzteres gilt auch für das Fernwärmesystem. Anhand dieser Eingaben werden die genannten Bedarfe, Annuitäten und Kosten, aber auch die bereitgestellten Strommengen, Stromerlöse, Brennstoffbezugsmengen und –kosten ausgegeben.

Die in den Kapiteln 6 und 7 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass die Leitfrage, welches Energieversorgungssystem für welches Beispielquartier am ökonomisch sinnvollsten zu bewerten ist, unter den festgelegten Randbedingungen beantwortet werden kann. Für die zwei Neubauquartiere sowie das Mischquartier 1 ist die dezentrale Variante der Luftwasser-Wärmepumpe in Kombination mit einer Photovoltaikanlage am wirtschaftlichsten. Der Einsatz der leitungsgebundenen Versorgungsstrategien ist für das Mischquartier 2 sowie für die Bestandsquartiere vorteilhaft, wobei die resultierenden Wärmegestehungskosten des Nahwärmenetzes mit Blockheizkraftwerk jeweils unter denen der „klassischen“ Fernwärme liegen. Ausnahme bildet das Szenario, bei dem bereits ein Fernwärmenetz vorhanden ist, an welchem die Endverbraucher direkt angeschlossen werden können. Durch das Wegfallen der Netzkosten können die Wärmegestehungskosten in diesem Szenario um rund 40 % gesenkt werden.

Es ist festzuhalten, dass die zum Teil minimalen Unterschiede der Wärmegestehungskosten zwischen den zwei betrachteten leitungsgebundenen Versorgungsstrategien durch Variation der in der Arbeit untersuchten Parameter hinsichtlich der Wahl für oder wider eine der Strategien entscheidend sein können. Zu den Parametern zählen Fernwärmevorbezugspreis, Erdgasbezugspreis für das BHKW und

die Trassenkosten. Weitere Kenngrößen sind die Bebauungs- und Wärmebelegungsdichte sowie das anteilige Verhältnis zwischen Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern. Der in einer Studie des Statistischen Bundesamts genannte FW-Preis in Höhe von 8,34 ct/kWh kann unter den hier getroffenen Annahmen und gesetzten Rahmenbedingungen nicht erreicht werden. Dennoch liegen die ermittelten WGK innerhalb der Bandbreite verschiedener Studien [vgl. PEHNT 2017] [vgl. PANOS 2018, S. 137]. An dieser Stelle wird noch einmal die Intransparenz und Komplexität des Fernwärme-Preises deutlich. Hier ist als wesentlicher Einflussfaktor insbesondere der Fernwärmebezugspreis zu benennen, der in dieser Arbeit mit 3,0 ct/kWh angesetzt wurde. Es ist nicht absehbar, wie sich der Preis weiterhin entwickeln wird, wenngleich der Vorbezug von 2,3 ct/kWh im Jahr 2008 auf 3,13 ct/kWh in 2019 angestiegen ist [vgl. SCHWEIKARDT ET AL. 2012]. Auch die künftige Preisentwicklung für den Erdgasbezug durch das Blockheizkraftwerk kann nicht bestimmt werden. Es hat konnte aber gezeigt werden, dass auch diese den Einsatz entsprechender Wärmeerzeuger wesentlich beeinflussen können.

Aus den Arbeitsergebnissen lassen sich unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen und Randbedingungen die folgenden Kernaussagen ableiten:

- Je höher die Bebauungsdichte ist, desto niedriger fallen die Wärmegestehungskosten aus.
- Je höher die Wärmebelegungsdichte ist, desto niedriger fallen die Wärmegestehungskosten aus. Eine hohe Wärmebelegungsdichte kommt vor allem durch eine enge Bebauung oder durch hohe Anschlussleistung aufgrund hoher Wärmebedarfe un- oder teilsanierter Bestandsgebäude zustande.
- Für sehr energieeffiziente Neubauten ist eine dezentrale Versorgungsvariante wirtschaftlicher. Begrenzende Faktoren bilden hier vor allem die nutzbare Dachfläche für PV-Anlagen sowie die Bebauungsdichte.

Für den Fall, dass in einem Quartier Anschlusszwang, der nach [BIEDERMANN ET AL. 2014] häufig in Wohnquartieren besteht, an das neuverlegte oder bereits vorhandene Wärmeverteilnetzes besteht, ist der Vergleich von Wärmegestehungskosten aufgrund der fehlenden Handlungsoptionen irrelevant.

Durch die vielen Freiheitsgrade des entwickelten Berechnungstools bietet es die Möglichkeit, weitere Energieversorgungssysteme und Systemkomponenten, Gebäudetypen und -typologien sowie zusätzliche, bereits vollständig im Tool hinterlegte, Baualtersklassen zu implementieren. Hier wäre es sinnvoll, in einem nächsten Schritt die Komplexität der Wärmenetzpreise umfassender abzubilden, um noch differenziertere Aussagen über die Wirtschaftlichkeit in bestehenden Quartieren treffen zu können. Im Rahmen von Quartiers-Projekten ist es zudem nützlich, die reinen Wohnquartiere um

Nichtwohngebäude der Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistung und Industrie zu erweitern. Denn die Energiebedarfe von Nichtwohngebäuden sind überwiegend durch Kühlbedarfe gekennzeichnet. Beispielsweise liegt für den GHD-Sektor der größte Kältebedarf beim Einzel- und Großhandel, gefolgt von der Gastronomie und der Büronutzung [vgl. HENNING ET AL. 2012].

In Bezug auf die zu Beginn der Arbeit genannten Klimaschutzziele der Bundesregierung ist abschließend festzuhalten, dass die Wärmegestehungskosten als Teil des Entscheidungsprozesses für die Auswahl geeigneter Wärmeversorgungssysteme durch rechtliche Festlegungen und finanzielle Anreize maßgeblich beeinflusst werden können. Beispielsweise kommen dem Betrieb von Blockheizkraftwerken in wirtschaftlicher Hinsicht die Zuschläge für Kraft-Wärme-Kopplung zugute. Selbiges gilt für die durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz definierten Förderungen für den Ausbau von Wärmenetzen mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien sowie für die Förderungen von Wärmenetzen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Die Investition dezentraler Wärmeversorgungssysteme wird durch Zuschüsse des BafA unterstützt. Dies gilt zum Beispiel für den Einsatz von Luftwasser-Wärmepumpen, die sowohl Trinkwarmwasser als auch die Raumheizung in einem Gebäude bereitstellen. Kostenzuschüsse betreffen auch die energetische Sanierung im Gebäudebestand. Im Rahmen dieser Arbeit wurde davon ausgegangen, dass zu Beginn des Betrachtungszeitraums die Gebäude entsprechend der gewählten Baualtersklasse durch eine Luftwasser-Wärmepumpe sowie durch Wärmenetze mit einer Vorlauftemperatur von 70 °C versorgt werden können, wobei dieser Annahme niedrige Sanierungsraten gegenüberstehen. „Um [also] zu verhindern, dass die durch Klimaauflagen im Gebäudebereich entstehenden Kosten von einer Sanierung abhalten, sollten staatliche Anreize weiter verfolgt werden“ [BMU 2019b, S. 47]. Die Tendenz hin zu einer energieeffizienteren und ressourcenschonenderen Wärmeversorgung und damit einhergehend einer geringeren CO_2-Emission im Gebäudesektor kann zukünftig durch noch stärker verfolgte Förderungen und Marktanreizprogramme, die sich auch auf kurze Sicht als wirtschaftlich erweisen, sowie durch die Investition in energieeffiziente Technologien vorangetrieben werden. Entsprechende Anreize können im Rahmen der Investitions- oder der jährlichen bedarfsgebundenen Kosten geschaffen werden. So kann der Einsatz energieeffizienter dezentraler Wärmeversorgungssysteme wie Wärmepumpen, die Trinkwarmwasser und Raumwärme bereitstellen, durch stärker reduzierte Heizstrombezugspreise attraktiver gestaltet werden. Selbiges gilt für die Investition für die Kombination von Wärmepumpen und Photovoltaikanlagen, die zurzeit mit 500 € bezuschusst wird. Auch Wärmespeicher sollten in diesen Kombinationszuschuss eingehen. Auch eine Anhebung der Förderung zentraler Wärmeerzeuger innerhalb eines leitungsgebundenen Systems, wie das Blockheizkraftwerk, würde zusätzlich finanzielle Anreize schaffen.

9 Literaturverzeichnis

BBSR (2017): Nutzenergiebedarf für Warmwasser in Wohngebäuden.

BBSR; BREUER, B.; SCHMELL, R. (2012): Neue Stadquartiere. Hg. v. BBSR. Bonn.

BEHR, IRIS; GROßKLOS, MARC (2017): Praxishandbuch Mieterstrom. Fakten, Argumente und Strategien: Springer Vieweg.

BIEDERMANN, F.; KOLB, M. (2014): Nah-/Fernwärme.

BMU (2019a): Klimaschutz in Zahlen: der Sektor Gebäude.

BMU (2019b): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. 2. Aufl. BMU. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/#c8418.

BMV, BUNDESMINISTERIUM (2008): Richtlinien für die Anlagen von Stadtstraßen (RASt 06): Verkehrsblatt-Verlag, 03.11.2008.

BMVBS (Hg.): Systematische Datenanalyse im Bereich der Nichtwohngebäude - Erfassung und Quantifizierung von Energieeinspar- und CO2-Minderungspotenzialen. BMVBS-Online-Publikation 27/2013.

BMWI (2019): Entwicklung von Energiepreisen und Preisindizes zu nominalen Preisen Deutschland.

BMWI; KOMMISSION "WACHSTUM, STRUKTURWANDEL UND BESCHÄFTIGUNG" (2019): Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung". Abschlussbericht. Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/der-einstieg-in-den-kohleausstieg-1574264.

BUDERUS (2019): Katalog 2019. Katalogteil 1 Systeme und Pakete.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (Hg.) (2018): Förderkompass. Auf einen Blick: Die Förderprogramme des BAFA. 6. Aufl.

BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ: Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme. AVBFernwärmeV, vom 25.07.2013.

BUNDESMINISTERIUM FÜR JUSTIZ (15.07.2006): Energiesteuergesetz. EnergieStG, vom 26.06.2018.

BUNDESMINISTERIUM FÜR JUSTIZ (21.07.2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. EEG 2017, vom 17.12.2018.

BUNDESMINISTERIUM FÜR JUSTIZ (21.12.2015): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärne-Kopplung. KWKG, vom 17.12.2018.

BUNDESNETZAGENTUR (2016): Leitfaden zur Eigenversorgung.

BUNDESNETZAGENTUR (2019): Entwicklung der EEG-Umlage. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/EEGUmlage.html.

BUNDESNETZAGENTUR; BUNDESKARTELLAMT (2019a): kommender Monitoringbericht 2019.

BUNDESNETZAGENTUR; BUNDESKARTELLAMT (2019b): Monitoringbericht 2018. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

BUNDESREGIERUNG: Energieeinsparverordnung. EnEV 2016, vom nichtamtliche Leserfassung.

BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND: Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke (Baunutzungsverordnung). BauNVO, vom Bekanntmachung vom 21.11.2017.

BURGER, B. (2019): Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland 2018: Erneuerbare Energiequellen erreichen über 40 Prozent. ISE. Freiburg. Online verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2018/nettostromerzeugung-2018.html, zuletzt geprüft am 14.11.2019.

C.DÖTSCH; J.TASCHENBERGER; I.SCHÖNBERG (1998): Leitfaden Nahwärme. FRAUNHOFER UMSICHT.

CORRADINI, ROGER; CONRAD, JOCHEN; GREIF, SIMON (2018): Energierationalität im Eigenheim. Effiziente Energieversorgung von Wohngebäuden. Ludwigsburg: Wüstenrot-Stiftung.

DANNEL, M. (2018): Stellungnahme des Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar). Hg. v. BSW Solar.

2008: DIN EN 12831 Beiblatt 1:2008-07: Heizsysteme in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast - Nationaler Anhang NA.

DIN V 18599-1: 2018-09. Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung.

DIN 4701-10:2003-08: DIN V 4701-10. Energetische Bewertung heiz- und raumlufttechnischer Anlagen. Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung.

EGGERSGLÜß, H. (2017): Blockheizkraftwerke (BHKW) Grundlagen, technische Einführung und Wirtschaftlichkeit. UTEC GMBH. Bremen, 14.02.2017.

ERHORN-KLUTTIG, HEIKE; JANK, REINHARD; SCHREMPF, LUDGER; DÜTZ, ARMAND; RUMPEL, FRIEDRUN ET AL. (2011): Energetische Quartiersplanung. Methoden - Technologien - Praxisbeispiele: Fraunhofer IRB Verlag.

FINKE, S. (2019): Photovoltaik Kosten 2019/20. Online verfügbar unter https://photovoltaiksolarstrom.com/photovoltaik-kosten, zuletzt geprüft am 04.11.2019.

GLEN DIMPLEX DEUTSCHLAND GMBH: Preisliste 2018. Kalkulationsbasis für den Fachhandel und das Fachhandwerk. Online verfügbar unter http://www.elektro-schubert.de/pdfs/GDTS_Preisliste_D_2018.pdf, zuletzt geprüft am 21.11.2019.

GÜNTHER, D. ET AL. (2014): "WP Monitor" Feldmessung von Wärmepumpenanlagen. ISE. Freiburg.

HÄUPL, PETER; HOMANN, MARTIN; KÖLZOW, CHRISTIAN; RIESE, OLAF; MAAS, ANTON ET AL. (2013): Lehrbuch der Bauphysik. 7. Aufl. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

HEGGER, M.; DETTMAR, J. (2015): Schlussbericht - Anlage II. Kennwerte der Referenzgebäudetypen. FACHBEREICH ARCHITEKTUR (TU Darmstadt).

HENNING, H.-M. ET AL. (2012): Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie.

HENSEL, P. (2013): Optimierung des Ausbaus von Nah- und Fernwärmenetzen. Dissertation. UNIVERSITÄT PADERBORN, Paderborn. Wirtschaftsinformatik.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC) (2013, 2014): Klimaänderung 2013/2014 – Zusammenfassungen für politische Entscheidungsträger: Anhang.

ISE (2018): WPsmart im Bestand. Zwischenergebnisse Forschungsfrae 1. Online verfügbar unter https://wp-monitoring.ise.fraunhofer.de/wp-smart-im-bestand/german/index/ergebnisse.html, zuletzt aktualisiert am September 2018, zuletzt geprüft am 20.11.2019.

KFW (2019): Merkblatt: Erneuerbare Energien "Premium".

KIESOW, T. (2010): Planungshilfe Wärmepumpe.

KIND, JOACHIM (2017): Photovoltaikanlage und Blockheizkraftwerk (BHKW).

KLEPEL, J.: Dichte im internationalen Stadt-Vergleich. In: *StadtBauwelt* 2016, S. 64–70.

KRIMMLING, JÖRN (2011): Energieeffiziente Nahwärmesysteme : Grundwissen, Auslegung, Technik für Energieberater und Planer. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag. Online verfügbar unter http://deposit.d-nb.de/cgi-bin/dokserv?id=3556690&prov=M&dok_var=1&dok_ext=htm.

LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN (2016): Spezifische CO2-Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung. Hg. v. Statistisches Landesamt Bremen. Online verfügbar

unter http://www.lak-energiebilanzen.de/co2-bilanzen/, zuletzt geprüft am 15.11.2019.

LEUCHTWEIS, C. (2010): Biomasseheizwerke erfolgreich planen und umsetzen - Beispiele aus Bayern. C.A.R.M.E.N. E.V., 02.01.2010.

LOGA, T.; STEIN, B.; DIEFENBACH, N.; BORN, R. (2015): Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden ; erarbeitet im Rahmen der EU-Projekte TABULA - "Typology approach for building stock energy assessment", EPISCOPE - "Energy performance indicator tracking schemes for the continous optimisation of refurbishment processes in European housing stocks". 2., erw. Aufl. INSTITUT WOHNEN UND UMWELT. Darmstadt.

MEIER, U. (2016): Bericht zur Qualitätssicherung für das Blockheizkraftwerk (BHKW) im Wohn- und Geschäftshaus. INGENIEURBÜRO ENERGIEKONTOR HANNOVER.

NOWAK, W.; ARTHKAMP, J. (2015): BHKW-Fibel. Hg. v. ASUE.

NUSSBAUMER, T.; THALMANN, S.; JENNI, A.; KÖDEL, J. (2017): Planungshandbuch Fernwaerme.

PANOS, KONSTANTIN (2018): Praxisbuch der Fernwärmeversorgung. Systeme, Netzaufbauvarianten, Kraft-Wärme-Kopplung, Kostenstrukturen und Preisbildung: Springer Vieweg.

PEHNT, M. (2017): Wärmenetzsysteme 4.0 Endbericht. Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen“. IFEU - INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG HEIDELBERG GMBH. Heidelberg, zuletzt geprüft am 17.04.2019.

PFNÜR WINIEWSKA OSCHATZ MAILACH: Studie "Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt".

PRESSE- UND INFORMATIONSAMT DER BUNDESREGIERUNG (2019): CO2-Bepreisung. Online verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/co2-bepreisung-1673008, zuletzt aktualisiert am 19.12.2019, zuletzt geprüft am 06.01.2020.

RUHNAU, S.; FAY, P.; NOWAK, W.; ARTHKAMP, J. (2011): BHKW-Kenndaten 2011. Hg. v. ASUE.

RUTSCHMANN, I. (2019): Günstiger Strom für Wärmepumpen. Online verfügbar unter https://www.finanztip.de/stromvergleich/waermepumpe/, zuletzt geprüft am 19.11.19.

SAFNER, B. (2015): Grundlagenpapier Primärenerigefaktoren. Der Zusammenhang von Primärenergie und Endenergie in der energetischen Bewertung. Hg. v. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Berlin.

SCHMIDT, DIETRICH; TORIO, HERENA (2011): Low Exergy Systems fpr High-Performance Buildings and Communities. Annex 49 summary report. Exergy Assessment Guidebook for the Built Environment: Fraunhofer Verlag.

SCHUSTER, THOMAS; RÜDT VON COLLENBERG, LEONA (2017): Investitionsrechnung: Kapitalwert, Zinsfuß, Annuität, Amortisation: Springer Verlag.

SCHWEIKARDT, S.; DIDYCZ, M.; ENGELSING, F.; WACKER, K. (2012): Sektoruntersuchung Fernwaerme. Abschlussbericht gemäß § 32w GWB - August 2012. BUNDESKARTELLAMT.

SOLARENERGIE-FÖRDERVEREIN DEUTSCHLAND E.V. (2019): Bundesweite Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen. SOLARENERGIE-FÖRDERVEREIN DEUTSCHLAND E.V. Online verfügbar unter https://www.pv-ertraege.de/cgi-bin/pvdaten/src/bundes_uebersichten.pl, zuletzt geprüft am 02.10.2019.

STANIASZEK, DANIEL; ANAGNOSTOPOULOS, FILIPPOS; LOTTES, RALF (2015): Die Sanierung des deutschen Gebäudebestandes. Eine wirtschaftliche Bewertung aus Investorensicht. Online verfügbar unter 9789491143106.

STATISTISCHE BUNDESAMT (Destatis) (2019): Preise. Daten zur Energiepreisentwicklung. Hg. v. Destatis.

STIEBEL ELTRON (2019): Produkt- und Preisinformation 2019.

UMWELTBUNDESAMT (2019): Die Treibhausgase. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase.

URBANSKY, F. (2016): Wann Wärmenetze effizient sind. Online verfügbar unter https://www.springerprofessional.de/energieverteilung/energienutzung/wann-waermenetze-effizient-sind/10809762, zuletzt geprüft am 27.10.2019.

VAJEN, K. ET AL. (2018): Geosolare Nahwärmeversorgung für die Neubausiedlung "zum Feldlager", zuletzt geprüft am 17.04.2019.

VDI: Berechnung der Jahresarbeitszahl von Wärmepumpenanlagen - Elektrowärmepumpen zur Raumheizung und Trinkwassererwärmung. VDI 4650 Blatt 1, vom 2019-03.

VDI 4650 Blatt 1, März 2019: VDI 4650. Berechnung der Jahresarbeitszahl von Wärmepumpenanlagen.

VERHOOG, M. (2017): Steuerung von Akteuren und Entscheidungen in Baunetzwerken. Dissertation. SPRINGER FACHMEDIEN WIESBADEN GMBH.

VIESSMANN (2011): Planungshandbuch Wärmepumpen. Hg. v. Viessmann Deutschland GmbH.

WANGELIN, M. (2014): Aufbau von Wärmenetzen Praxisleitfaden. Frankfurt.

WIRTH, H. (2019): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. FRAUNHOFER ISE. Freiburg.

WOLF, M. (2018): Heizkostenvergleich (Stichtag: 01.04.2018) in Anlehnung an VDI 2067. Hg. v. AGFW. Frankfurt.

WOLF, M. (2019): Fernwärme - Preisübersicht (Stichtag 01.10.2018). Statistik Webexemplar. Hg. v. AGFW. AGFW. Frankfurt.

WOLF GMBH (2016): Preisliste Heizsysteme. Ausgabe März 2016. Online verfügbar unter https://www.vinz-heizsysteme.de/preisliste/Preisliste_WOLF.pdf, zuletzt geprüft am 21.11.2019.

Anhang

Zu Kapitel 2.2.1 *Baualtersklassen (BAK)*: Zusammenstellung der gewählten IWU Baualtersklassen [LOGA ET AL. 2015]

			BAK6			**BAK9**			**BAK10 S1**			**EnEV 16**	**KfW55**
			1969	bis	1978	1995	bis	2001	2002	bis	2009	2016	nach Tabula
Einfamilienhaus EFH			S1	S2	S3	S1	S2	S3	S1	S2	S3	EnEV 16	KfW55
spez. Heizwärmebedarf		[kWh/m²a]	139,5	90,4	64,2	110,5	97,6	63,8	78,7	72,9	60,9	78,7	44,9
Außenwand	U-Wert	[W/m²K]	1	0,22	0,13	0,3	0,15	0,14	0,3	0,15	0,14	0,24	0,2
	Dämmung λ = 0,35	[cm]	0	12	24	10	12	24	10	12	24	10	
Dach	U-Wert	[W/m²K]	0,5	0,18	0,09	0,35	0,41	0,14	0,25	0,41	0,14	0,3	0,14
	Dämmung λ = 0,35	[cm]	6	12	30	14	12	30	16	12	30	16	
Kellerdecke	U-Wert	[W/m²K]	1	0,3	0,23	0,4	0,21	0,17	0,28	0,17	0,17	0,2	0,12
	Dämmung λ = 0,35	[cm]	2	8	12	8	8	20	10	8	20	10	
Fenster	U-Wert	[W/m²K]	2,8	1,3	0,8	1,9	1,3	0,8	1,4	1,3	0,8	1,3	0
Mehrfamilienhaus MFH			S1	S2	S3	S1	S2	S3	S1	S2	S3	-	-
spez. Heizwärmebedarf		[kWh/m²a]	119,4	74	49,5	91,1	68,8	48,9	58	54	45,9	52	37,8
Außenwand	U-Wert	[W/m²K]	1	0,22	0,13	0,4	0,17	0,14	0,25	0,13	0,14	0,29	0,11
	Dämmung λ = 0,35	[cm]							14	12	24		
Dach	U-Wert	[W/m²K]	0,51	0,19	0,09	0,32	0,15	0,11	0,2	0,41	0,14	0,25	0,1
	Dämmung λ = 0,35	[cm]							18	12	30		
Kellerdecke	U-Wert	[W/m²K]	0,77	0,28	0,21	0,4	0,21	0,17	0,32	0,18	0,17	0,29	0,11
	Dämmung λ = 0,35	[cm]							10	8	20		
Fenster	U-Wert	[W/m²K]	3	1,3	0,8	1,9	1,3	0,8	1,4	1,3	0,8	1,1	1,1
Reihenhaus RH			S1	S2	S3	S1	S2	S3	S1	S2	S3	-	-
spez. Heizwärmebedarf		[kWh/m²a]	112,6	73,5	51,9	78,8	70,6	45,3	70,3	69,7	56,3	60,6	39,6
Außenwand	U-Wert	[W/m²K]	1	0,22	0,13	0,6	0,2	0,14	0,3	0,15	0,15	0,16	0,12
	Dämmung λ = 0,35	[cm]		12	24		12	24	10	12	24	22	28
Dach	U-Wert	[W/m²K]	0,51	0,19	0,09	0,35	0,41	0,14	0,2	0,41	0,14	0,13	0,14
	Dämmung λ = 0,35	[cm]	5	12	30	18	12	30	18	12	30	29	39
Kellerdecke	U-Wert	[W/m²K]	0,77	0,28	0,21	0,45	0,22	0,17	0,28	0,17	0,17	0,16	0,12
	Dämmung λ = 0,35	[cm]	2	8	12	8	8	20	10	8	20	22	29
Fenster	U-Wert	[W/m²K]	3	1,3	0,8	1,6	1,3	0,8	1,3	1,3	0,8	1,1	0,9

Zu Kapitel 3.2.2 *Luft-Wasser-Wärmepumpe:* Tabellarische Darstellung der JAZ für LW-WP in Bestandsgebäuden nach [vgl. GÜNTHER ET AL. 2014].

Gebäude	EFH, 145 m² beheizte, 47,6 kWh/m²a, 2 Bewohner Heizleistung 8,4 kW, Übergabe FBH, Heizungs-Speicher 70 l, TWW-Speicher 300 l							EFH, 185 m² beheizte, keine Angabe kWh/m²a, 2 Bewohner Heizleistung 17 kW, Übergabe FBH+Rad+Konvektoren, Heizungs-Speicher 300 l							EFH, 125 m² beheizte, 63,5 kWh/m²a, 2 Bewohner Heizleistung 8,4 kW, Übergabe FBH, k.A.						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Januar			3,1	3,3	3,3	3,5	3,5					3,9	4	4,1			3,2	3,3	3,3	3,4	3,4
Februar			3,3	2,9	3,1	3,5	3,2					3,9	4,3	3,8			3,1	2,9	3,2	3,5	3,2
März			3,3	3,6	3,3	3,7					5	3,8	4,9				2,8	3,6	3,4	3,6	
April			3,1	3,6	3,5	3,6					4,8	4,7	5,2				2,7	3,7	3,5	3,7	
Mai			2,7	3,2	3,5	3,7					4,9	5,4	5,2				2,4	3	3,6	3,6	
Juni			2,8	3,1	2,5	3,4					5,1	5,2	4,5				2,1	2,6	3,3	2,1	
Juli			2,7	2,9	2,7	3,3					4,1	4,4	3,1				2,4	2,1	2,4	2,3	
August			2,7	3	3,1	3,1					2,9	4,4	4,4				2,4	2,2	2,2	2,3	
September			2,6	3,2	3,7	3,4					5,1	5,4	4,6			3,1	2,9	3,5	3,6	3,2	
Oktober			3,5	3,6	3,8	3,8					5,1	5,5	5,5			3,5	3,5	3,3	3,9	4	
November			3,4	3,7	3,6	3,8					4,9	4,8	5			3,2	3,3	3,7	3,6	3,8	
Dezember			3,5	3,3	3,5	3,5					4,1	4,7	4,2			2,9	3,5	3,3	3,4	3,5	
Jahresmittelwert			3,3	3,3	3,3	3,6	3,4				4,7	4,4	4,5	4		3,1	3,1	3,3	3,4	3,5	3,3
arith. Mittel für ein	**3,4**							**4,4**							**3,3**						

Gebäude	EFH, 161 m² beheizte, AN 200 m², 47 kWh/m²a, 3 Bewohner Heizleistung 9 kW, Übergabe FBH, TWW-Speicher 300 l							EFH, 127 m² beheizte, AN 245 m², 55 kWh/m²a, 3 Bewohner Heizleistung 8 kW, Übergabe FBH+WH+RadiatorBad, Heizungs-Speicher 200 l unplausible Ergebnisse, da defekter Elektrozähler							EFH, 129 m² beheizte, 14,18 kWh/m²a, 3 Bewohner Heizleistung 8,4 kW, Übergabe FBH, Heizungs-Speicher 70 l, TWW-Speicher 200 l						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Januar		3,1	3,3	3,7	3,5	3,7				3	3,2	3	3,2	3,2			3,2	3,2	3,2	3,3	3,2
Februar		3,2	3,4	3,2	3,4	3,7				3	2,7	2,9	3,2	3,3			3,2	2,7	3,1	3,3	3,1
März		3,2	3,3	3,6	3,5	3,5				3,2	3,4	3,1	3,4	3,4			3,3	3,4	3,2	3,4	
April		3	2,5	3,7	3,7	3,2				3,4	3,5	3,4	3,6				2,5	3,5	3,2	3,1	
Mai		3,1	2,4	2,9	3,5	3,2				3,3	3,4	3,2	3,5				1,5	2,3	3	2,5	
Juni	1,6	2,3	2,5	2,6	2,5	2,1				3,3	2,9	3,4	2,9				2,3	2,2	2,8	2,2	
Juli	2,4	2,3	2,2	2,6	2,5	2,4			3	3,9	2,8	3,1	3,2				2,4	2,4	2,6	2,4	
August	2,3	2,4	2,5	2,5	2,4	2,4			3,1	4,1	3,1	2,9	3,1				2,4	2,3	2,3	2,5	
September	2,4	2,8	2,5	2,8	2,9	2,6			3,6	4	3,3	3,2	3,5			2,3	2,4	2,5	3,5	2,4	
Oktober	3,2	3,4	3,5	3,6	3,7	3,6			3,5	3,8	3,5	3,6	3,8			3,6	3,5	3,5	3,6	3,6	
November	4	3,5	3,8	4	3,5	4			3,2	3,3	3,3	3,3	3,5			3,5	3,4	3,6	3,5	3,6	
Dezember	3,3	3,1	3,9	3,7	3,5	3,6			2,9	3,3	3	3,1	3,2			3	3,5	3,2	3,3	3,3	
Jahresmittelwert	3,2	3,1	3,3	3,5	3,4	3,5			3,1	3,3	3,1	3,2	3,3			3,2	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2
arith. Mittel für ein	**3,3**							**3,2**							**3,2**						

Gebäude	EFH, 190 m² beheizte, k.A. kWh/m²a, 3 Bewohner Heizleistung 8 kW, Übergabe FBH, TWW-Speicher 300 l, Heizungsspeicher 100 l							EFH, 108 m² beheizte, AN 159 m², 53 kWh/m²a, 2 Bewohner Heizleistung 8 kW, Übergabe FBH, TWW-Speicher 300 l, Heizungsspeicher 200 l							EFH, 196 m² beheizte, AN 306 m², 43 kWh/m²a, 4 Bewohner Heizleistung 11 kW, Übergabe FBH, TWW-Speicher 300 l, Heizungsspeicher 200 l						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Januar			3,1	3,4	3,3	3,6				3,3	3,4	3,2			2,8	3	3,3	3,4	3,1		
Februar			3,2	3,1	3,3					3,3	3,1	3,2			3	3,2	3,3	2,8	3		
März			3,4	3,8	3,4					3,4	3,6	3,1			3,3	3,3	3,5	3,4	3,2		
April			3,6	3,8	3,8					3,7	3,6	3,4			3,6	3,4	3,6	3,5	3,6		
Mai			3,1	3,3	4,2					3,8	3,8	3,8			3,6	3,5	3,3	3,6	3,9		
Juni			2,9	3,3	3,6					3,7	3,7	3,8			2,3	2,9	2,8	2,9	3,7		
Juli			2,9	3,2	3,2					3,9	4,2	4,1			2,2	2,2	2,9	2,4	2,3		
August			3	3	2,8					4	4,2	4			2,2	2,1	2,5	1,8	2,2		
September			2,9	3,6	3,8					4	3,4	3,8			2	2,9	3,1	3,4	3,7		
Oktober			3,8	3,7	4,1					3,7	3,7	3,7			3,4	3,5	3,4	3,5	4,6		
November			3,5	3,7	3,6					3,6	3,6	3,4			3,6	3,4	3,3	3,4	4,1		
Dezember		2,2	3,6	3,4	3,5				2,9	3,5	3,2	3,3			3	3,2	3,4	3,5	4		
Jahresmittelwert		2,2	3,3	3,5	3,5	3,6			2,9	3,5	3,4	3,3			3,1	3,2	3,3	3,2	3,4		
arith. Mittel für ein	**3,2**							**3,3**							**3,2**						

Zu Kapitel 6 *Wirtschaftlichkeitsvergleich der Energieversorgungssysteme für die Beispielquartiere*: Zusammenstellung der Annuitätenberechnung nach VDI 2067 für die Beispielquartiere.

Berechnung der Gesamtannuität: FW

Fernwärme	NBQ1	NBQ2	MIQ1	MIQ2	BSQ1	BSQ2
Gesamtinvestition A_0	**1.681.762**	**374.403**	**913.257**	**913.257**	**836.706**	**913.257**
$A_{0,Netz}$	702.066	0	379.759	379.759	347.529	379.759
$A_{1,Netz,40a}$	220.198	0	119.109	119.109	109.000	119.109
n_{Netz}	0	0	0	0	0	0
$R_{W,Netz}$	132.301	0	71.564	71.564	65.490	71.564
$A_{0,Pumpen}$	6.000	0	3.000	3.000	3.000	3.000
$A_{1,Pumpen,15a}$	3.884	0	1.942	1.942	1.942	1.942
n_{Pumpen}	1	1	1	1	1	1
$R_{W,Pumpen}$	2.029	0	1.014	1.014	1.014	1.014
$A_{0,HÜS}$	440.000	100.000	240.000	240.000	220.000	240.000
$A_{1,HÜS,30a}$	184.408	41.911	100.586	100.586	92.204	100.586
$n_{HÜS}$	0	0	0	0	0	0
$R_{W,HÜS}$	55.277	12.563	30.151	30.151	27.639	30.151
$A_{0,HAS}$	399.300	90.750	217.800	217.800	199.650	217.800
$A_{1,HAS,30a}$	167.350	38.034	91.282	91.282	83.675	91.282
n_{HAS}	0	0	0	0	0	0
$R_{W,HAS}$	50.164	11.401	27.362	27.362	25.082	27.362
$A_{N,K}$	**151.132**	**19.798**	**82.119**	**82.119**	**75.249**	**82.119**
A_{V1}	53.181	9.700	45.635	44.661	54.234	59.562
$A_{V1,FW\text{-}Beschaffungspreis}$	53.181	9.700	45.635	44.661	54.234	59.562
$A_{N,V}$	62.583	11.415	53.703	52.557	63.822	70.092
A_{B1}	3.800	0	3.800	3.800	3.800	3.800
A_{IN}	38.444	8.510	20.849	20.849	19.097	20.849
$A_{N,B}$	54.649	11.107	31.684	31.684	29.397	31.684
A_{S1}	15.474	3.744	8.406	8.406	7.702	8.406
$A_{N,S}$	18.209	4.406	9.892	9.892	9.063	9.892
$E_{1,Stuernetc}$	0	0	0	0	0	0
$E_{3,Strom}$	0	0	0	0	0	0
A_{NE}	0	0	0	0	0	0
$A_{N,ges}$	**-286.573**	**-46.726**	**-177.398**	**-176.251**	**-177.532**	**-193.786**
WGK	**20,05**	**18,68**	**13,42**	**13,66**	**10,97**	**10,90**

Berechnung der Gesamtannuität: NW+BHKW (BHKW mit unterschiedlichen Leistungen)

	NBQ1	NBQ2	MIQ1	MIQ2	BSQ1	BSQ2
NW+BHKW	100 kW_{el}	50 kW_{el}	100 kW_{el}	100 kW_{el}	250 kW_{el}	250 kW_{el}
Gesamtinvestition A_0	**1.816.660**	**453.965**	**1.045.774**	**1.052.827**	**1.054.676**	**1.143.350**
$A_{0,Netz}$	612.468	134.473	331.294	331.294	303.177	331.294
$A_{1,Netz,40a}$	192.096	42.176	103.908	103.908	95.089	103.908
n_{Netz}	0	0	0	0	0	0
$R_{W,Netz}$	115.416	25.341	62.431	62.431	57.132	62.431
$A_{0,Pumpen}$	6.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
$A_{1,Pumpen,15a}$	3.884	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942
n_{Pumpen}	1	1	1	1	1	1
$R_{W,Pumpen}$	2.029	1.014	1.014	1.014	1.014	1.014
$A_{0,HÜS}$	440.000	100.000	240.000	240.000	220.000	240.000
$A_{1,HÜS,30a}$	184.408	41.911	100.586	100.586	92.204	100.586
$n_{HÜS}$	0	0	0	0	0	0
$R_{W,HÜS}$	55.277	12.563	30.151	30.151	27.639	30.151
$A_{0,HAS}$	399.300	90.750	217.800	217.800	199.650	217.800
$A_{1,HAS,30a}$	167.350	38.034	91.282	91.282	83.675	91.282
n_{HAS}	0	0	0	0	0	0
$R_{W,HAS}$	50.164	11.401	27.362	27.362	25.082	27.362
$A_{0,BHKW}$	111.636	76.838	111.636	111.636	182.916	182.916
$A_{1,BHKW}$	72.271	49.744	72.271	72.271	118.417	118.417
n_{BHKW}	1	1	1	1	1	1
$R_{W,BHKW}$	37.751	25.984	37.751	37.751	61.855	61.855
$R_{W,Speicher}$	392	392	392	392	392	392
$A_{N,K}$	**154.958**	**40.515**	**89.659**	**89.659**	**90.649**	**97.147**
A_{V1}	107.563	22.442	97.119	94.721	129.140	140.128
$A_{V1,FW\text{-}Beschaffungspreis}$	107.563	22.442	97.119	94.721	129.140	140.128
$A_{N,V}$	126.580	26.409	114.289	111.467	151.970	164.902
A_{B1}	8.360	8.360	8.360	8.360	8.360	8.360
A_{IN}	43.556	11.598	25.889	26.101	27.413	29.529
$A_{N,B}$	57.566	22.131	37.977	38.212	39.667	42.013
A_{S1}	15.922	4.043	9.241	9.312	9.433	10.217
$A_{N,S}$	18.736	4.758	10.875	10.958	11.101	12.023
$E_{1,Stuernetc}$	14.924	3.114	13.475	13.143	17.918	19.443
$E_{3,Strom}$	65.531	20.703	62.356	60.509	92.587	98.472
A_{NE}	94.679	28.027	89.237	86.673	130.042	138.761
$A_{N,ges}$	**357.840**	**93.812**	**252.799**	**250.295**	**293.387**	**316.086**
WGK	**18,41**	**26,30**	**12,37**	**12,68**	**10,09**	**9,97**

Berechnung der Gesamtannuität: LW-WP mit PV

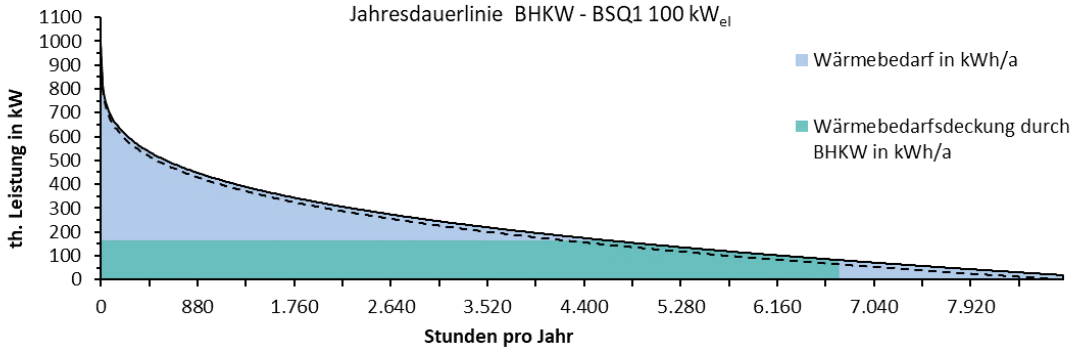
	NBQ1	NBQ2	MIQ1	MIQ2	BSQ1	BSQ2
Gesamtinvestition A_0	**1.445.451**	**161.443**	**1.125.413**	**1.102.539**	**677.890**	**727.931**
$A_{0,LW-WP}$	585.685	153.137	449.003	451.804	653.755	696.273
$A_{1,LW-WP,18a}$	347.584	90.882	266.468	268.130	387.981	413.214
n_{LW-WP}	1	1	1	1	1	1
$R_{W,LW-WP}$	198.057	51.785	151.836	152.783	221.075	235.454
$A_{0,Pufferspeicher}$	48.269	8.306	31.658	31.658	24.134	31.658
$A_{1,Pufferspeicher,40a}$	15.139	2.605	9.929	9.929	7.570	9.929
$n_{Pufferspeicher}$	0	0	0	0	0	0
$R_{W,Pufferspeicher}$	9.096	1.565	5.966	5.966	4.548	5.966
$A_{0,PV}$	613.496	0	536.752	511.077	0	0
$A_{1,PV,20a}$	343.581	0	300.602	286.223	0	0
n_{PV}	0	0	0	0	0	0
$R_{W,PV}$	0	0	0	0	0	0
$A_{N,K}$	**140.152**	**16.175**	**115.277**	**112.345**	**68.031**	**72.993**
A_{V1}	28.483	13.359	31.705	51.565	171.661	206.337
$A_{V1,FW-Beschaffungspreis}$	0	0	0	0	0	0
$A_{V1,Strom}$	28.483	13.359	31.705	51.565	171.661	206.337
$A_{N,V}$	33.519	15.721	37.310	60.681	202.009	242.815
A_{B1}	41.800	9.500	22.800	22.800	20.900	22.800
A_{IN}	14.723	3.832	11.353	11.409	16.347	17.410
$A_{N,B}$	54.771	12.505	33.095	33.148	34.938	37.717
A_{S1}	14.455	1.614	11.254	11.025	6.779	7.279
$A_{N,S}$	17.010	1.900	13.244	12.975	7.977	8.566
$E_{1,Stuernetc}$	2.458	450	2.285	2.052	2.813	3.141
$E_{3,Strom}$	35.282	0	32.777	31.416	0	0
A_{NE}	44.413	530	41.260	39.385	3.310	3.697
$A_{N,ges}$	**245.452**	**46.301**	**198.925**	**219.149**	**312.955**	**362.092**
WGK	**14,06**	**18,30**	**11,93**	**13,93**	**19,13**	**20,15**

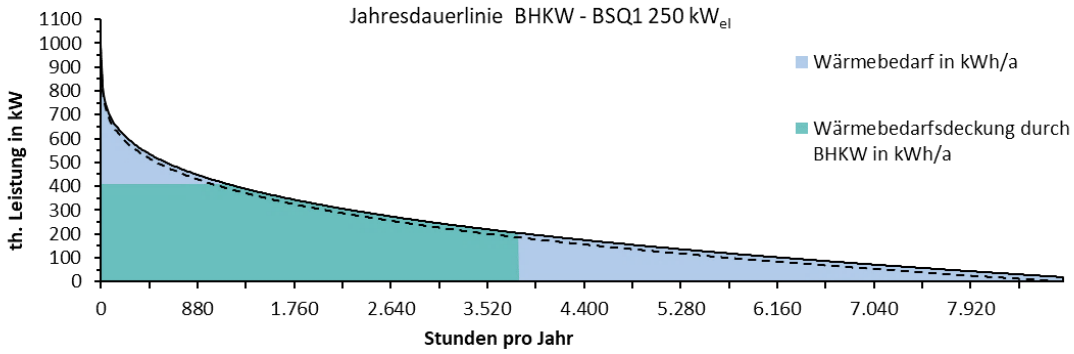
Zu Kapitel 7.2 *Sensitivität des Verhältnisses zwischen Ein- und Mehrfamilienhäusern innerhalb eines Quartiers*: Zusammenstellung der Wärmegestehungskosten der Sensitivitätsanalyse variierter Gebäudeanzahl bzw. der unterschiedlich anteiligen Zusammensetzung von EFH und MFH.

		V1 - 150 EFH und 5 MFH						**V2 - 100 EFH und 10 MFH**						**V3 - 50 EFH und 15 MFH**					
		KfW55		EnEV07		WSVO95		KfW55		EnEV07		WSVO95		KfW55		EnEV07		WSVO95	
EVS	GRZ		*WBD*		*WBD*		*WBD*		*WBD*		*WBD*		*WBD*		*WBD*		*WBD*		*WBD*
FW	0,2	22,83	*0,54*	16,72	*0,80*	13,66	*1,04*	20,05	*0,70*	14,92	*0,93*	12,27	*1,21*	15,86	*0,87*	12,22	*1,24*	10,17	*1,62*
FW	0,4	21,03	*0,67*	15,48	*0,98*	12,71	*1,28*	18,52	*0,79*	13,87	*1,15*	11,46	*1,50*	14,74	*1,07*	11,43	*1,53*	9,56	*2,00*
FW	0,6	20,20	*0,75*	14,92	*1,10*	12,28	*1,43*	17,84	*0,88*	13,40	*1,28*	11,10	*1,67*	14,24	*1,20*	11,07	*1,70*	9,29	*2,23*
FW	0,8	19,73	*0,80*	14,59	*1,18*	12,03	*1,54*	17,43	*0,94*	13,12	*1,37*	10,88	*1,79*	13,94	*1,29*	10,86	*1,83*	9,13	*2,40*
NW+BHKW	0,2	21,08	*0,54*	15,80	*0,80*	13,12	*1,04*	18,41	*0,70*	14,01	*0,93*	11,81	*1,21*	14,50	*0,87*	11,38	*1,24*	9,72	*1,62*
NW+BHKW	0,4	19,55	*0,67*	14,75	*0,98*	12,40	*1,28*	17,12	*0,79*	13,12	*1,15*	11,12	*1,50*	13,57	*1,07*	10,71	*1,53*	9,21	*2,00*
NW+BHKW	0,6	18,85	*0,75*	14,27	*1,10*	12,03	*1,43*	16,56	*0,88*	12,72	*1,28*	10,81	*1,67*	13,13	*1,20*	10,42	*1,70*	8,98	*2,23*
NW+BHKW	0,8	18,45	*0,80*	13,99	*1,18*	11,82	*1,54*	16,22	*0,94*	12,49	*1,37*	10,63	*1,79*	12,92	*1,29*	10,24	*1,83*	8,85	*2,40*
LW-WP	0,2	15,33		14,31		14,86		14,06		14,01		13,79		12,15		11,41		12,20	
LW-WP	0,4	15,33		14,31		14,86		14,06		14,01		13,79		12,15		11,41		12,20	
LW-WP	0,6	15,33		14,31		14,86		14,06		14,01		13,79		12,15		11,41		12,20	
LW-WP	0,8	15,33		14,31		14,86		14,06		14,01		13,79		12,15		11,41		12,20	
LW-WP+PV	0,2	17,27		16,54		18,33		15,83		15,23		17,08		13,65		13,30		15,23	
LW-WP+PV	0,4	17,27		16,54		18,33		15,83		15,23		17,08		13,65		13,30		15,23	
LW-WP+PV	0,6	17,27		16,54		18,33		15,83		15,23		17,08		13,65		13,30		15,23	
LW-WP+PV	0,8	17,27		16,54		18,33		15,83		15,23		17,08		13,65		13,30		15,23	

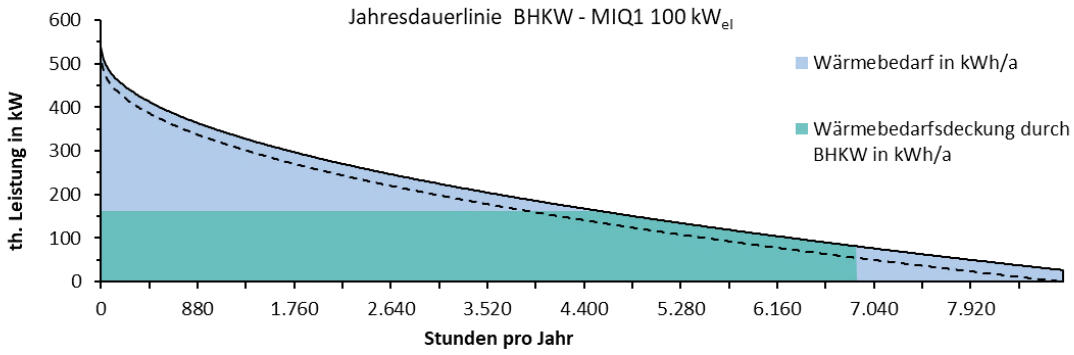
Zu Kapitel 7.4 *Sensitivität der BHKW*: Zusammenstellung der Kenndaten für NW+BHKW verschiedener Beispielquartieren mit den JDL.

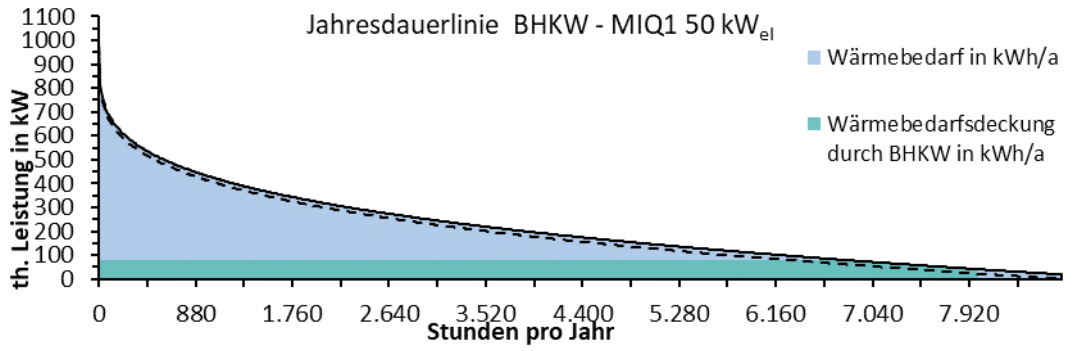
Gegenüberstellung zweier BHKW mit unterschiedlichen Leistungen für BSQ1		
Jahreswärmebedarf	1.720 MWh/a	
maximale Heizlast (Quartier)	977 kW	
	Variante 1	**Variante 2**
elektrische Leistung des BHKW	100 kW_{el}	250 kW_{el}
thermische Leistung des BHKW	162,86 kW_{th}	407,14 kW_{th}
Anteil an der maximalen thermischen Leistung	17 %	42 %
bereitgestellte Wärmemenge durch das BHKW	1.026 MWh/a	1.602 MWh/a
Anteil der Wärmebedarfsdeckung durch BHKW	59,6 %	93,2 %
Wärmebezugsmenge für Spitzenlastkessel & BHKW	2.530 MWh/a	2.935 MWh/a
Gaskosten ($H_i \cdot 1{,}1 = H_S$)	111.338 €/a	129.140 €/a
Betriebsstunden BHKW	6.720 h/a	3.800 h/a
Volllaststunden BHKW	4.650 h/a	1.160 h/a
bereitgestellte Strommenge durch das BHKW	630 MWh/a	984 MWh/a
Erlöse durch Einspeisung des Stroms	63.998 €/a	92.587 €/a
Gesamtannuität $A_{N,ges}$	-168.169 €/a	-163.346 €/a



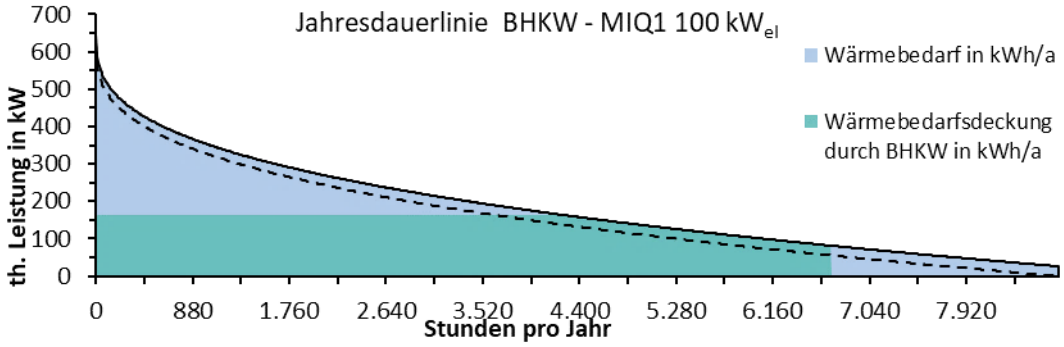


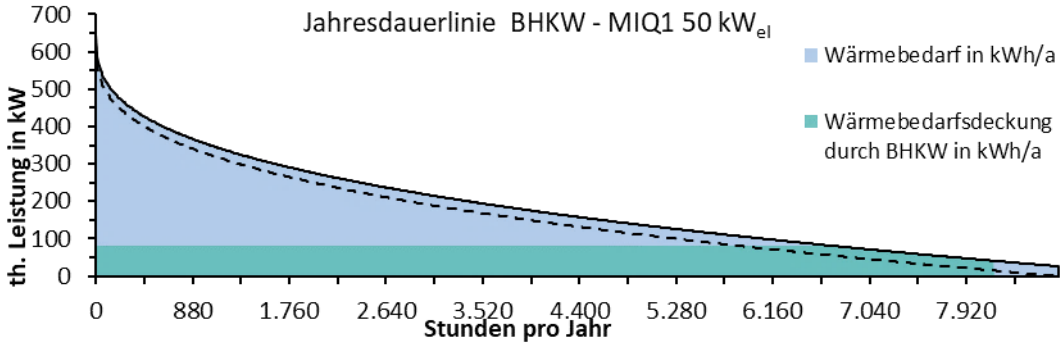
Gegenüberstellung zweier BHKW mit unterschiedlichen Leistungen für MIQ1		
Jahreswärmebedarf	1.431 MWh/a	
maximale Heizlast (Quartier)	513 kW	
	Variante 1	**Variante 2**
elektrische Leistung des BHKW	100 kW_{el}	50 kW_{el}
thermische Leistung des BHKW	162,86 kW_{th}	407,14 kW_{th}
Anteil an der maximalen thermischen Leistung	32 %	8 %
bereitgestellte Wärmemenge durch das BHKW	996 MWh/a	605 MWh/a
Anteil der Wärmebedarfsdeckung durch BHKW	69,9 %	35,1 %
Wärmebezugsmenge für Spitzenlastkessel & BHKW	2.207 MWh/a	2.235 MWh/a
Gaskosten ($H_i \cdot 1,1 = H_S$)	97.119 €/a	98.328 €/a
Betriebsstunden BHKW	6.137 h/a	7.990 h/a
Volllaststunden BHKW	4.520 h/a	6.720 h/a
bereitgestellte Strommenge durch das BHKW	614 MWh/a	371 MWh/a
Erlöse durch Einspeisung des Stroms	62.356 €/a	43.281 €/a
Gesamtannuität $A_{N,ges}$	-163.562 €/a	-173.993 €/a



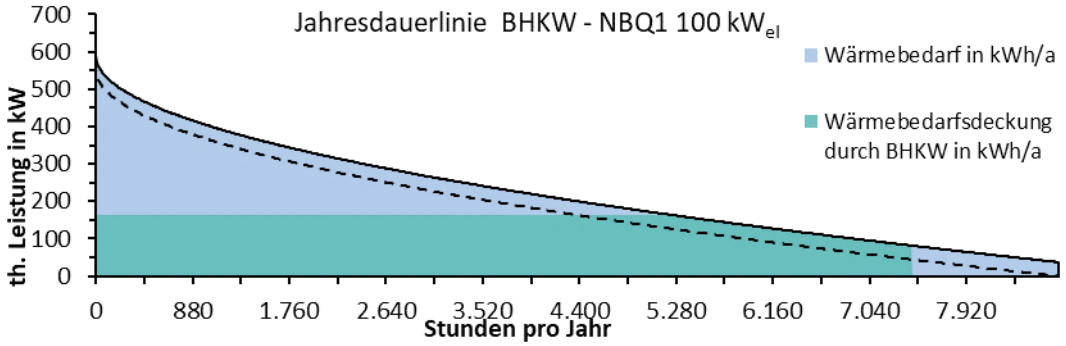


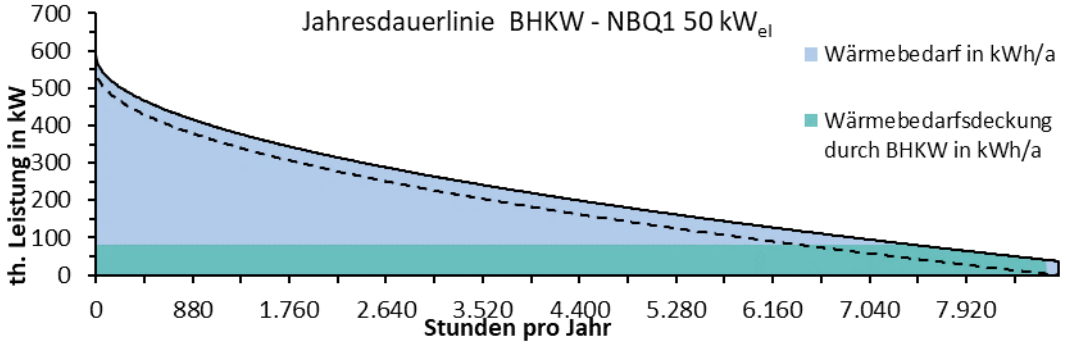
Gegenüberstellung zweier BHKW mit unterschiedlichen Leistungen für MIQ2		
Jahreswärmebedarf	1.399 MWh/a	
maximale Heizlast (Quartier)	622 kW	
	Variante 1	**Variante 2**
elektrische Leistung des BHKW	100 kW_{el}	50 kW_{el}
thermische Leistung des BHKW	162,86 kW_{th}	81,43 kW_{th}
Anteil an der maximalen thermischen Leistung	26 %	13 %
bereitgestellte Wärmemenge durch das BHKW	970 MWh/a	589 MWh/a
Anteil der Wärmebedarfsdeckung durch BHKW	69,4 %	42,1 %
Wärmebezugsmenge für Spitzenlastkessel & BHKW	2.153 MWh/a	1.885 MWh/a
Gaskosten ($H_i \cdot 1{,}1 = H_S$)	94.721 €/a	82.957 €/a
Betriebsstunden BHKW	6.680 h/a	8.170 h/a
Volllaststunden BHKW	4.260 h/a	6.680 h/a
bereitgestellte Strommenge durch das BHKW	596 MWh/a	362 MWh/a
Erlöse durch Einspeisung des Stroms	60.509 €/a	42.166 €/a
Gesamtannuität $A_{N,ges}$	-163.623 €/a	-167.915 €/a



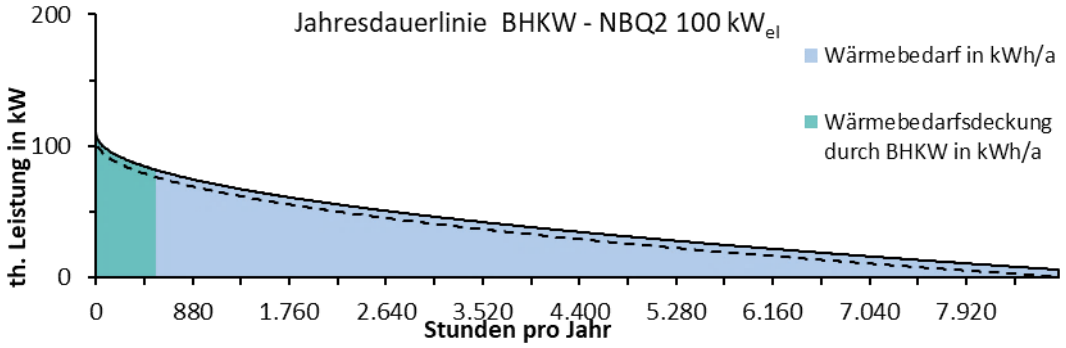


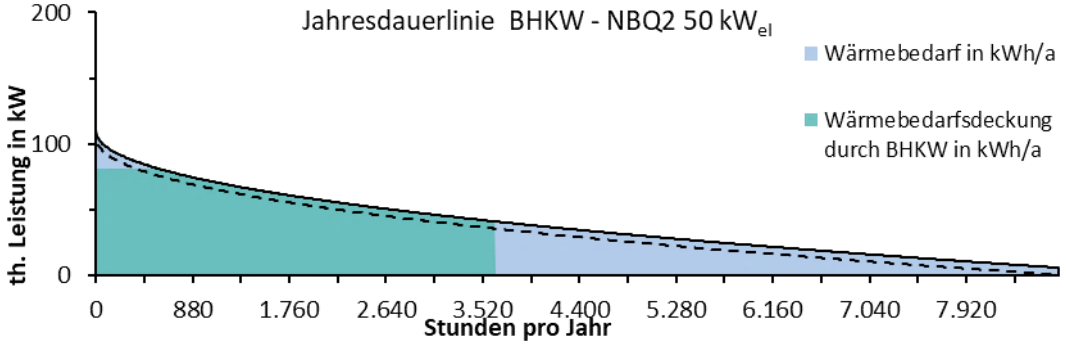
Gegenüberstellung zweier BHKW mit unterschiedlichen Leistungen für NBQ1		
Jahreswärmebedarf	1.622 MWh/a	
maximale Heizlast (Quartier)	550 kW	
	Variante 1	**Variante 2**
elektrische Leistung des BHKW	100 kW_{el}	50 kW_{el}
thermische Leistung des BHKW	162,86 kW_{th}	81,43 kW_{th}
Anteil an der maximalen thermischen Leistung	30 %	15 %
bereitgestellte Wärmemenge durch das BHKW	1.050 MWh/a	614 MWh/a
Anteil der Wärmebedarfsdeckung durch BHKW	64,8 %	37,9 %
Wärmebezugsmenge für Spitzenlastkessel & BHKW	2.445 MWh/a	2.139 MWh/a
Gaskosten ($H_i \cdot 1,1 = H_S$)	107.563 €/a	94.096 €/a
Betriebsstunden BHKW	7.420 h/a	8.640 h/a
Volllaststunden BHKW	5.250 h/a	7.420 h/a
bereitgestellte Strommenge durch das BHKW	645 MWh/a	377 MWh/a
Erlöse durch Einspeisung des Stroms	65.531 €/a	43.979 €/a
Gesamtannuität $A_{N,ges}$	-163.623 €/a	-269.503 €/a





Gegenüberstellung zweier BHKW mit unterschiedlichen Leistungen für NBQ2		
Jahreswärmebedarf	292 MWh/a	
maximale Heizlast (Quartier)	105 kW	
	Variante 1	**Variante 2**
elektrische Leistung des BHKW	100 kW_{el}	50 kW_{el}
thermische Leistung des BHKW	162,86 kW_{th}	81,43 kW_{th}
Anteil an der maximalen thermischen Leistung	100 %	78 %
bereitgestellte Wärmemenge durch das BHKW	292 MWh/a	289 MWh/a
Anteil der Wärmebedarfsdeckung durch BHKW	100 %	99,1 %
Wärmebezugsmenge für Spitzenlastkessel & BHKW	512 MWh/a	510 MWh/a
Gaskosten ($H_i \cdot 1,1 = H_S$)	22.522 €/a	22.442 €/a
Betriebsstunden BHKW	550 h/a	3.551 h/a
Volllaststunden BHKW	220 h/a	540 h/a
bereitgestellte Strommenge durch das BHKW	179 MWh/a	178 MWh/a
Erlöse durch Einspeisung des Stroms	18.202 €/a	20.703 €/a
Gesamtannuität $A_{N,ges}$	-74.181 €/a	-65.785 €/a





Erklärung

Hiermit versichere ich, Stina Fox, geboren am 02.09.1992 in Bad Arolsen, dass ich die vorliegende Masterarbeit selbständig und ohne die Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten und nicht veröffentlichten Schriften entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit hat in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegen.

Kassel, den 16.01.2020 _____