

# **Masterthesis**

**von**

**Ruben Keus**

**Matrikel-Nr.: 11086230**

**Konzept für ein Niedertemperatur-Wärmenetz einer  
Wohnsiedlung**

**Concept for a Low-Temperature Heat Grid of a  
Housing Complex**

Referent: Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt  
Korreferent: Dipl.-Ing. (FH) Stefan Baginski  
Ausgabe: 12.09.2018  
Abgabe: 14.09.2018  
Register-Nr.: 950

Köln, 12.09.2018

Name: Ruben Keus  
Matrikel-Nummer.: 11086230

**Thema der Masterarbeit:**

Konzept für ein Niedertemperatur-Wärmenetz einer Wohnsiedlung

**Erklärung zum eigenständigen Verfassen**

Hiermit erkläre ich an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst habe. Ich habe keine anderen außer den von mir angegebenen Quellen und Hilfsmitteln verwendet.

Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch nicht veröffentlicht.

---

Ruben Keus

**Sperrvermerk**

Ich bin damit einverstanden, dass meine Abschlussarbeit ausgeliehen werden darf. Sie darf von meinem Betreuer im Internet veröffentlicht werden.

---

Ruben Keus

**Bestätigung**

Herrn Ruben Keus, Matr.-Nr. 11086230 wird hiermit bestätigt, dass er seine Abschlussarbeit bei mir abgegeben hat.

---

Datum, Unterschrift

# Konzept für ein Niedertemperatur-Wärmenetz einer Wohnsiedlung

Concept for a Low-Temperature Heat Grid of a  
Housing Complex

Register-Nr.: 950  
**Ruben Keus**

am Cologne Institute for Renewable Energy der TH Köln

In Zusammenarbeit mit der Energie- und Wasserversorgung  
Bonn/Rhein-Sieg GmbH

Abgabe: 14.09.2018

Referent: Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt  
Korreferent: Dipl. Ing. (FH) Stefan Baginski

Keywords: Wärmenetz, Niedertemperaturwärme, energetische Bilanzierung,  
wirtschaftliche Bilanzierung

## **Kurzfassung**

Das Ziel der vorliegenden Masterarbeit ist es, zu prüfen, ob innovative Niedertemperaturwärmenetze wirtschaftlich und energetisch eine sinnvolle Alternative zu konventionellen Wärmenetzen darstellen. Zu diesem Zweck wird das bestehende, konventionelle Wärmenetz der Liegenschaft „Im Rebhuhnfeld“ in Sankt Augustin mit einem, im Rahmen der Masterarbeit entwickelten, Konzept eines Niedertemperaturwärmenetzes wirtschaftlich und energetisch, unter Betrachtung verschiedener Szenarien, bilanziert und verglichen.

Es kann festgehalten werden, dass Wärmenetze an neue Baustandards angepasst werden müssen. Niedertemperaturnetze können, sofern die passenden Rahmenbedingungen vorliegen, schon heute eine sinnvolle Alternative zu konventionellen Wärmenetzen darstellen. Der Ressourcenverbrauch und die Treibhausgasemissionen können um rund 60 % gesenkt werden. Wirtschaftlich tragbar ist das Konzept der Niedertemperaturwärme momentan nur durch Fördermittel. Für eine erfolgreiche Wärmewende müssen die politischen Rahmenbedingungen angepasst werden. Hierfür sollten fossile Energieträger stärker besteuert und Anreize für innovative Systeme geschaffen werden.

## **Abstract**

The aim of the present master thesis is to examine whether innovative low-temperature heat grids represent economical and energetic alternatives to conventional heat grids. For this purpose, an existing, conventional heating grid in Sankt Augustin will be compared economically and energetically with a concept of a low-temperature heat grid developed in the context of this master thesis. The existing heat supply is analyzed and optimized. In the next step, a low-temperature grid is designed for the same area taking local conditions into account. Finally, both heat supply concepts will be compared economically and energetically, considering different scenarios.

It can be said that heat grids must be adapted to the change of building standards. Low-temperature grids can be a sensible alternative to conventional heat grids if suitable conditions exist. Resource consumption and greenhouse gas emissions can be reduced by around 60%. The concept of low-temperature heat is currently only through subsidies economically sustainable. For a successful warming change, the political framework conditions need to be adjusted. For this purpose, fossil fuels should be taxed more heavily and incentives for innovative systems should be created.

## Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung .....	II
Abstract .....	III
Inhaltsverzeichnis .....	IV
Abbildungsverzeichnis .....	VII
Tabellenverzeichnis .....	VIII
Abkürzungsverzeichnis .....	IX
1 Einleitung .....	1
2 Technische Rahmenbedingungen .....	3
2.1 Definition von Fern- und Nahwärmenetzen .....	3
2.2 Entwicklungsprozess von Wärmenetzen .....	3
2.3 Kenngrößen von Wärmenetzen .....	4
2.4 Wärmeerzeuger .....	5
2.5 Blockheizkraftwerk .....	5
2.6 Geothermische Nutzung des Grundwassers mit Brunnenanlagen .....	5
2.7 Einbindung erneuerbarer Energien in ein Wärmenetz .....	6
2.8 Frischwasserstation .....	7
3 Rechtliche Rahmenbedingungen .....	9
3.1 Energieeinsparverordnung (EnEV) .....	9
3.2 Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) .....	9
3.3 Wasserhaushaltsgesetz (WHG) .....	9
3.4 Bundesberggesetz (BBergG) .....	10
3.5 Trinkwasserverordnung/ DVGW-Arbeitsblatt W 551 .....	10
4 Stand der Technik .....	11
4.1 Wissenschaftliche Arbeiten .....	11
4.2 Bestehende Projekte .....	11
5 Beschreibung und Analyse der bestehenden Wärmeversorgung der Liegenschaft „Im Rebhuhnfeld“ in Sankt Augustin .....	13
5.1 Auslegung der bestehenden Wärmeversorgung .....	14
5.2 Heizzentrale .....	15
5.3 Wärmenetz .....	17
5.4 Energieanalyse aus dem Verbrauch (EAV) .....	18
5.5 Energiebedarfsanalyse und –prognose .....	21
6 Optimierung der bestehenden Wärmeversorgung .....	27
7 Energetische Potentialanalyse der untersuchten Liegenschaft .....	31

7.1	Solarthermisches Potential.....	31
7.2	Geothermisches Potential .....	33
7.2.1	Geothermisches Potential von Erdwärmekollektoren.....	33
7.2.2	Geothermisches Potential von Erdwärmesonden .....	35
7.2.3	Thermische Nutzung des Grundwassers mit Brunnenanlagen .....	38
7.3	Fazit der Potentialanalyse .....	39
8	Konzeptionierung eines Niedertemperaturnetzes für die betrachtete Liegenschaft.....	41
8.1	Sekundärseite .....	41
8.2	Primärkreislauf .....	43
8.3	Dimensionierung der wichtigsten Komponenten.....	44
8.3.1	Wärmepumpen Sekundärseite .....	44
8.3.2	Warmwasserspeicher Sekundärseite .....	47
8.3.3	Umwälz- und Förderpumpen .....	49
8.3.4	Verrohrung Wärmenetz .....	50
9	Bilanzierung .....	55
9.1	Energetische Bilanzierung.....	57
9.1.1	Ressourcenverbrauch .....	61
9.1.2	Treibhausgasemission .....	63
9.1.3	Exergiewirkungsgrad.....	64
9.2	Wirtschaftliche Bilanzierung .....	67
9.2.1	Investitionskosten.....	67
9.2.2	Kapitalkosten.....	68
9.2.3	Betriebsführungskosten.....	69
9.2.4	Bedarfsgebundene Kosten.....	70
9.2.5	Zusammenstellung der Erlöse.....	70
9.2.6	Förderungen .....	71
9.2.7	Dynamische Investitionsrechnung.....	72
9.3	Ergebnisse der Bilanzierung.....	74
10	Zusammenfassung und Fazit.....	78
11	Ausblick .....	80
	Literaturverzeichnis .....	81
	Anhang A .....	86
	Anhang B .....	87
	Anhang C .....	88
	Anhang D .....	89

---

Anhang E .....90

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1 Entwicklung des Wärmenetzes [6] .....	3
Abbildung 2-2 Thermische Grundwassernutzung [12] .....	6
Abbildung 2-3 Zentrale Einbindung solar- und geothermischer Energie [13].....	7
Abbildung 2-4 Dezentrale Einbindung solar- und geothermischer Energie [13] .....	7
Abbildung 2-5 Prinzip einer Frischwasserstation [15].....	8
Abbildung 5-1 Lageplan der Liegenschaft.....	13
Abbildung 5-2 Trassenplan der Liegenschaft.....	17
Abbildung 5-3 Jahreslastgang der Liegenschaft aus der RL-Messung .....	19
Abbildung 5-4 Tagesbedarfsgang der Liegenschaft, Typtagkategorie WSH .....	24
Abbildung 5-5 Aufteilung der Jahresdauerlinie in Grund- und Spitzenlast.....	25
Abbildung 5-6 Gleichzeitigkeitsfaktor dezentraler Wärmeübergabestationen [33].....	25
Abbildung 6-1 Querschnitt des gedämmten Hauptrohres der konventionellen Wärmeversorgung [34] .....	28
Abbildung 7-1 Solares Potential der untersuchten Liegenschaft [38] .....	31
Abbildung 7-2 Nutzbare Dachflächen innerhalb der betrachteten Liegenschaft .....	32
Abbildung 7-3 Geothermisches Potential von Erdwärmekollektoren der untersuchten Liegenschaft [42] .....	34
Abbildung 7-4 Potentielle Anordnung der Erdwärmesonden in der untersuchten Liegenschaft .....	36
Abbildung 7-5 Grundwasserstrom im Einzugsgebiet der unteren Sieg [44].....	38
Abbildung 8-1 Schaltbild Sekundärseite EFH [12] .....	42
Abbildung 8-2 Schaltbild Sekundärseite MFH [12].....	43
Abbildung 8-3 Jahresdauerlinie 2017 basierend auf der RL-Messung .....	50
Abbildung 8-4 Druckverlustdiagramm für Wasser [56] .....	52
Abbildung 8-5 Dimensionierung der Wärmenetzinfrastruktur [12] .....	54
Abbildung 9-1 Temperaturabhängiger Exergiegehalt von Wärme [68].....	65
Abbildung 9-2 Ergebnisse der Bilanzierung Szenario 1 .....	74
Abbildung 9-3 Ergebnisse der Bilanzierung Szenario 2 .....	75
Abbildung 9-4 Ergebnisse der Bilanzierung Szenario 3 .....	76
Abbildung 9-5 Vergleich des Niedertemperaturnetzes in Abhängigkeit der jeweiligen Stromherkunft.....	77
Abbildung Anhang 1 Hydraulikschema der Heizzentrale .....	86



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 5-1 Auslegungsdaten Bebauung .....	14
Tabelle 5-2 Angenommene Kenndaten zur Auslegung der Wärmeversorgung .....	15
Tabelle 5-3 Technische Daten der Gasbrennwertkessel .....	16
Tabelle 5-4 Technische Daten BHKW .....	16
Tabelle 5-5 Kenndaten aus dem Verbrauch der Liegenschaft .....	20
Tabelle 5-6 Berechnungen aus dem Verbrauch der Liegenschaften .....	20
Tabelle 5-7 Empfehlungen energetische Grenzwerte .....	21
Tabelle 5-8 Wärmeenergiebedarf unterteilt nach Heizwärme (RLM) und Trinkwarmwasserbedarf (EnEV) .....	22
Tabelle 5-9 Systematik der Typtagkategorien [27] .....	22
Tabelle 5-10 Faktoren für den Energiebedarf je Typtag für Ein- und Mehrfamilienhäuser in der Klimazone 05 [27] .....	23
Tabelle 5-11 Tagesenergiebedarf der Wohnsiedlung [27] .....	23
Tabelle 6-1 Maßnahmen zur Optimierung der bestehenden Wärmeversorgung .....	27
Tabelle 6-2 Kenndaten zur Bestimmung der erforderlichen Isolierung des Nahwärmenetzes .....	29
Tabelle 6-3 Rahmenbedingungen zur Optimierung der bestehenden Wärmeerzeuger .....	30
Tabelle 7-1 Berechnung des Solar-Ertrags .....	33
Tabelle 7-2 Horizontale Erdwärmekollektoren, flächenspezifische Maximalwerte für PE-Rohr 32mm x 2,9 mm [9] .....	34
Tabelle 7-3 Mindestabstände von Erdwärmesonden .....	35
Tabelle 7-4 Wärmepumpenverdampferleistung in Abhängigkeit der Sondenanzahl .....	37
Tabelle 7-5 Einflussgrößen zur Berechnung von SCOP der Erdwärmesondenanlage .....	37
Tabelle 8-1 Heizlast und -wärmebedarf der einzelnen Gebäudetypen .....	45
Tabelle 8-2 Erforderliche Wärmepumpenleistung der einzelnen Haustypen .....	45
Tabelle 8-3 Technische Daten Viessmann Vitocal 200-G .....	46
Tabelle 8-4 Technische Daten Viessmann Vitocal 300-G .....	46
Tabelle 8-5 Berechnete Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen Sekundärseite .....	47
Tabelle 8-6 Erforderliche Speichervolumen nach Haustypen .....	48
Tabelle 8-7 Erforderliches Grundwasservolumen der einzelnen Hausanschlüsse .....	51
Tabelle 8-8 Erforderliches Rohrsystem der jeweiligen Hausanschlüsse .....	53
Tabelle 9-1 Szenarien zur systematischen Auswertung .....	55
Tabelle 9-2 Bewertung der Energieträger .....	56
Tabelle 9-3 Lebensdauern der einzelnen Komponenten .....	57
Tabelle 9-4 Annahmen und Berechnungsgrundlagen der energetischen Bilanzierung .....	58
Tabelle 9-5 Umgewandelte Energiemengen der Versorgungskonzepte .....	61
Tabelle 9-6 Bilanzierung der Exergien zur Bestimmung des Ressourcenverbrauches .....	62
Tabelle 9-7 Bilanzierung der Treibhausgasemissionen .....	63
Tabelle 9-8 Bestimmung des Exergiewirkungsgrades .....	66
Tabelle 9-9 Übersicht Investitionskosten 2018 ohne Berücksichtigung der Förderungen .....	68
Tabelle 9-10 Übersicht Betriebsführungskosten .....	69
Tabelle 9-11 Übersicht Bedarfskosten 2018 .....	70
Tabelle 9-12 Förderung der einzelnen Komponenten .....	71

## Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bezeichnung
°C	Grad Celsius
a	Jahr
BHKW	Blockheizkraftwerk
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EFH	Einfamilienhaus
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
K	Kelvin
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l	Liter
m	Meter
m <sup>2</sup>	Quadratmeter
MFH	Mehrfamilienhaus
mm	Millimeter
MWh	Megawattstunde
Pa	Pascal
PE-HD	Polyethylen-high density
PE-LD	Polyethylen-low density
RLM	registrierende Leistungsmessung
s	Sekunde
W	Watt

## 1 Einleitung

Während die regenerative Stromerzeugung in den letzten Jahren große Fortschritte gemacht hat, basiert die Wärmeerzeugung weiterhin größtenteils auf fossilen Energieträgern [1]. Da Wärme 56 Prozent des Endenergieverbrauches in Deutschland ausmacht [2], ist eine erfolgreiche Energiewende nur in Verbindung mit einer Wärmewende möglich. Das langfristige Ziel ist die Kopplung von Wärme- und Stromsektor, um eine vollständige Dekarbonisierung des Wärmesektors zu erreichen [3].

Gerade in urbanen Gebieten, wo viele Menschen auf kleinem Raum wohnen, ist die Erschließung mit regenerativen Energiequellen aufgrund des Platzmangels erschwert. Das Ziel der Bundesregierung, bis 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudestand zu erreichen, kann jedoch nur gelingen, wenn für dieses Problem Lösungen gefunden werden.

Der Zugang urbaner Räume zu regenerativen Wärmequellen wird besonders gut durch Wärmenetze ermöglicht. Heutige Wärmenetze nutzen neben der Verbrennung von Müll und Abwärme großer Industriebetriebe überwiegend fossile Energieträger. Der Energieträger wird in Kraftwerken mittels Kraft-Wärme-Kopplung in mechanische oder elektrische Energie und nutzbare Wärme umgewandelt. Gefördert durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) ist die Wärmeerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in den letzten Jahren weiter gestiegen. Als Energieträger kommt überwiegend Erdgas zum Einsatz. [4]

Vor dem Hintergrund der steigenden Gebäudestandards und damit verbunden sinkenden Heizlasten, wird insgesamt weniger Wärme abgenommen. Da für die Warmwasserbereitung durchgehend hohe Temperaturen vorgehalten werden müssen, steigen die Verteilverluste bei der herkömmlichen leitungsgeführten Wärmeversorgung mit Vorlauftemperaturen zwischen 80-130°C deutlich an. Da mittel- und langfristig mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Anstieg der Weltmarktpreise für fossile Energieträger zu erwarten ist, wird eine Energieversorgung auf dem Stand von heute im Jahr 2050 deutlich teurer sein als ein im Wesentlichen auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem [5]. Die leitungsgeführte Wärmeversorgung steht aufgrund geringer Wärmebedarfsdichten, steigender Brennstoffpreise und der Forderung nach regenerativen Energien neuen Problemstellungen gegenüber.

Aus ökologischer und energiewirtschaftlicher Sicht sollten neben den konventionellen Netzkonzepten zukünftig innovative Konzepte, wie solar- und geothermisch unterstützte Nahwärmenetze, sowie Kombinationen aus diesen und anderen Technologien Anwendung finden. Die sogenannten Niedertemperaturnetze weisen Vorlauftemperaturen unter 30°C auf. Aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus kann die Energie durch regenerative Energiequellen bereitgestellt und mittels dezentraler Wärmepumpen nutzbar gemacht werden [3]. Aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus weisen Niedertemperaturwärmenetze minimale bis keine Wärmeverluste auf. Das senkt das Risiko für den Betreiber und ermöglicht die wirtschaftliche Erschließung von Gebieten mit geringer Wärmebedarfsdichte.

Aufgrund der oben genannten Probleme lässt sich der wirtschaftliche Betrieb konventioneller Nahwärmenetze in Neubaugebieten nur schwer darstellen. Die Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH (EnW) will daher in Zukunft neben Gas, Fernwärme und konventioneller Nahwärme Niedertemperaturwärme zur energetischen Wärmeversorgung bereitstellen.

Die vorliegende Arbeit soll die ökologische wie ökonomische Sinnhaftigkeit eines Niedertemperaturwärmenetzes prüfen. Dafür wird im ersten Schritt ein bestehendes, konventionelles Wärmenetz untersucht und gegebenenfalls optimiert. Im nächsten Schritt wird für dieselbe Liegenschaft, also innerhalb derselben Peripherie, ein Niedertemperaturnetz unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten konzipiert. Final werden beide Wärmeversorgungskonzepte wirtschaftlich und energetisch, unter Betrachtung verschiedener Szenarien, bilanziert und verglichen.

## 2 Technische Rahmenbedingungen

Im Folgenden wird auf technische Rahmenbedingungen eingegangen, die für die Umsetzung eines Wärmenetzes relevant sind. Neben den entscheidenden Kenngrößen zur Konzeptentwicklung werden die wichtigsten Komponenten eines Wärmenetzes beschrieben. Einleitend werden Fern- und Nahwärmenetze definiert.

### 2.1 Definition von Fern- und Nahwärmenetzen

Von Wärmenetzen ist immer dann die Rede, wenn thermische Energie zentral erzeugt und über ein Rohrleitungsverteilstrecknetz entfernter gelegenen Verbrauchern zur Verfügung gestellt wird. Über das Wärmenetz können beispielsweise Wohnsiedlungen, Gewerbegebiete, ganze Stadtteile sowie kleine Gemeinden versorgt werden.

Die Unterteilung in Fern- und Nahwärme, hinsichtlich der Weglänge des Verteilstrecknetzes, ist nicht klar definiert. Wenn sich die Verteilung thermischer Energie auf relativ kurze Strecken beschränkt und die Erzeugung zentral in der versorgten Liegenschaft stattfindet, wird von Nahwärme gesprochen.

### 2.2 Entwicklungsprozess von Wärmenetzen

In Bezug auf Wärmenetze wird von vier Generationen gesprochen.

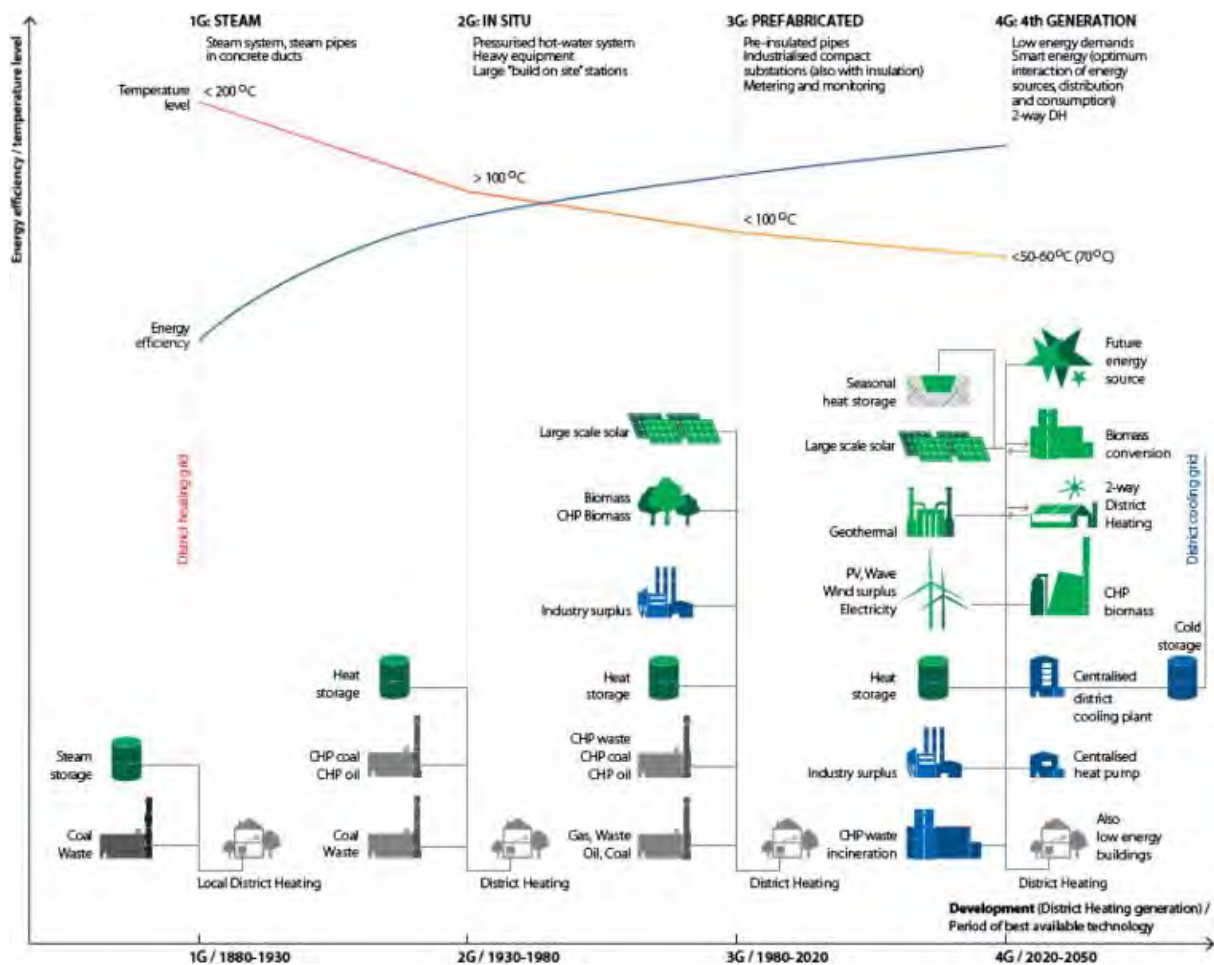


Abbildung 2-1 Entwicklung des Wärmenetzes [6]

Wie Abbildung 2-1 zeigt, ist bei der Entwicklung des Wärmenetzes eine Tendenz zu niedrigeren Temperaturen und dadurch steigender Energieeffizienz zu erkennen. Die vorliegende Arbeit thematisiert die vierte Generation der Wärmenetze.

**1G:** Die erste Generation von Wärmenetzen ist zwischen 1880 und 1930 verwirklicht worden. Als Wärmeträgermedium kommt Wasserdampf mit Temperaturen über 200 °C zum Einsatz. Die thermische Energie wird überwiegend durch Kohlekraftwerke bereitgestellt. Aufgrund der hohen Netztemperaturen und schlecht gedämmten Rohrleitungen sind die Verteilverluste sehr hoch, wodurch die Energieeffizienz niedrig ist.

**2G:** Die zweite Generation Wärmenetze werden mit Heißwasser über 100 °C betrieben. Durch sinkende Temperaturen konnte die Effizienz gesteigert werden. Zusätzlich zur Kohle kommen Ölkraftwerke zur Wärmebereitstellung zum Einsatz.

**3G:** Die dritte Generation wird mit Temperaturen zwischen 80 – 130 °C betrieben und nutzt verschiedene Energiequellen wie Gaskraftwerke, Müllverbrennungsanlagen, industrielle Abwärme, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Biomasseprodukte. Sie ist die am weitesten verbreitete Form der leitungsgeführten Wärmeversorgung.

**4G:** Die vierte Generation Wärmenetze, auch Niedertemperaturwärmenetze, Low-Ex-Netze oder kalte Wärmenetze genannt, die vereinzelt schon in Anwendung sind, weisen ein niedriges Temperaturniveau von < 30°C auf. Durch die geringeren Wärmeverteilverluste wird die Effizienz der Netze gesteigert und die Einbindung regenerativer Energien ermöglicht. [6]

## 2.3 Kenngrößen von Wärmenetzen

Die für die Auslegung eines Wärmenetzes relevanten Kenngrößen [7] werden im Folgenden aufgelistet:

- Wärmebedarf
- Lastprofil der Wärmeabnehmer
- Wärmeleistungsliniendichte
- Trassenbezogene Wärmeabnahmeliniendichte
- Netzwirkungsgrad
- Anteil an gelieferter Wärmeenergie aus KWK (falls vorhanden)
- Wohnflächenbezogene Netzverluste

Die genannten Kenngrößen lassen früh erkennen, welches Konzept aus wirtschaftlicher Betrachtungsweise vorteilhaft ist. Die Wärmeleistungsliniendichte gibt die erforderliche Leistung bezogen auf die Trassenlänge wieder. Die trassenbezogene Wärmeabnahmedichte bezieht sich auf die Wärmeabnahme der Verbraucher pro Jahr. Umso mehr thermische Energie pro Meter Trassenlänge abgenommen wird, desto effizienter kann das Wärmenetz betrieben werden. Basierend auf den oben aufgeführten Kenngrößen wird ein passendes Konzept definiert sowie die Auslegung für eine effiziente rohrleitungsgeführte Wärmeversorgung durchgeführt. Folgende, für ein Wärmenetz charakteristische, Größen müssen definiert werden:

- Netztemperatur
- Netzdruck
- Trassenlänge
- Trassenmaterial
- Leistung des Erzeugers/der Erzeuger

Die Netztemperatur und der Netzdruck variieren je nach Art der Wärmeerzeugung. Je nach Temperatur- und Druckniveau kommen verschiedene Trassenmaterialien zum Einsatz. Die konventionellen Stahlrohre können bei der vierten Generation Wärmenetze durch Polyethylenrohre ersetzt werden.

## **2.4 Wärmeerzeuger**

Bei Wärmenetzen wird die thermische Energie zentral bereitgestellt. Aus verfahrenstechnischer Sicht unterscheidet sich die zentrale nicht grundsätzlich von der dezentralen Wärmeerzeugung. Zusätzlich zu den dezentralen Lösungen ermöglicht das Wärmenetz die Erschließung neuer Wärmequellen wie Abwärme aus Kraftwerks-, Gewerbe- und Industrieprozessen sowie Müllverbrennungsanlagen. In den folgenden zwei Kapiteln werden das Blockheizkraftwerk und die thermische Nutzung des Grundwassers erläutert, da diese Technologien in der vorliegenden Arbeit thematisiert werden und sich von den bekannten dezentralen Wärmeerzeugern unterscheiden.

## **2.5 Blockheizkraftwerk**

Das BHKW arbeitet nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Neben Wärme wird hierbei auch mechanische Energie (Kraft) gewonnen. BHKW's beruhen in der Regel auf Verbrennungsmotoren, welche mit einem meist fossilen Kraftstoff wie Erdgas betrieben werden. Die Abwärme wird mittels Wärmeübertrager für Heizzwecke nutzbar gemacht. Die mechanische Energie des Verbrennungsmotors wird in den meisten Fällen mit einem Generator in elektrische Energie umgewandelt.

Die gewonnene Wärme wird ins Wärmenetz eingespeist und für Heizzwecke verwendet. Die elektrische Energie kann vor Ort verbraucht oder ins öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Durch die Kopplung von Kraft und Wärme erreichen BHKW's hohe Wirkungsgrade von 80 bis 90 Prozent [8].

## **2.6 Geothermische Nutzung des Grundwassers mit Brunnenanlagen**

Aufgrund seiner hohen spezifischen Speicherkapazität ist Wasser ein guter Wärmeträger. Bei entsprechenden Rahmenbedingungen kann die geothermische Nutzung des Grundwassers mit Brunnenanlagen eine effiziente Form der thermischen Nutzung des Untergrundes darstellen. [9]

Zur thermischen Nutzung des Grundwassers sind mindestens ein Förder- und ein Schluckbrunnen beziehungsweise ein Sickerschacht, bei der Nutzung des oberen Grundwasserleiters, erforderlich. Über den Förderbrunnen wird das Grundwasser erschlossen und mit einer Unterwasserpumpe zur Wärmepumpe gefördert. Nach der thermischen Nutzung wird das Wasser über den Schluckbrunnen oder den Sickerschacht wieder ins Grundwasser geführt. Grundsätzlich wird bei solchen Anlagen verlangt, dass das geförderte Grundwasser nach der Nutzung in dasselbe Gewässer zurückgeleitet wird. Damit das abgekühlte Wasser nicht erneut gefördert wird, muss bei den Bohrungen die Grundwasserfließrichtung und ein ausreichender Abstand zwischen Förder- und Schluckbrunnen von mindestens 15 Metern berücksichtigt werden [10]. Die Temperatur der Wärmequelle liegt zwischen acht und zwölf Grad Celsius und kann das ganze Jahr konstant genutzt werden [11].

### Vorteile der thermischen Nutzung des Grundwassers

- Regenerative Energiequelle
- Sehr kleiner Platzbedarf an der Oberfläche
- Heizen und kühlen mit der gleichen Anlage möglich
- Über das gesamte Jahr konstant hohe Quelltemperaturen
- Einfach in der Auslegung
- Geringe jährliche Kosten über die Lebensdauer
- Hohe Zuverlässigkeit

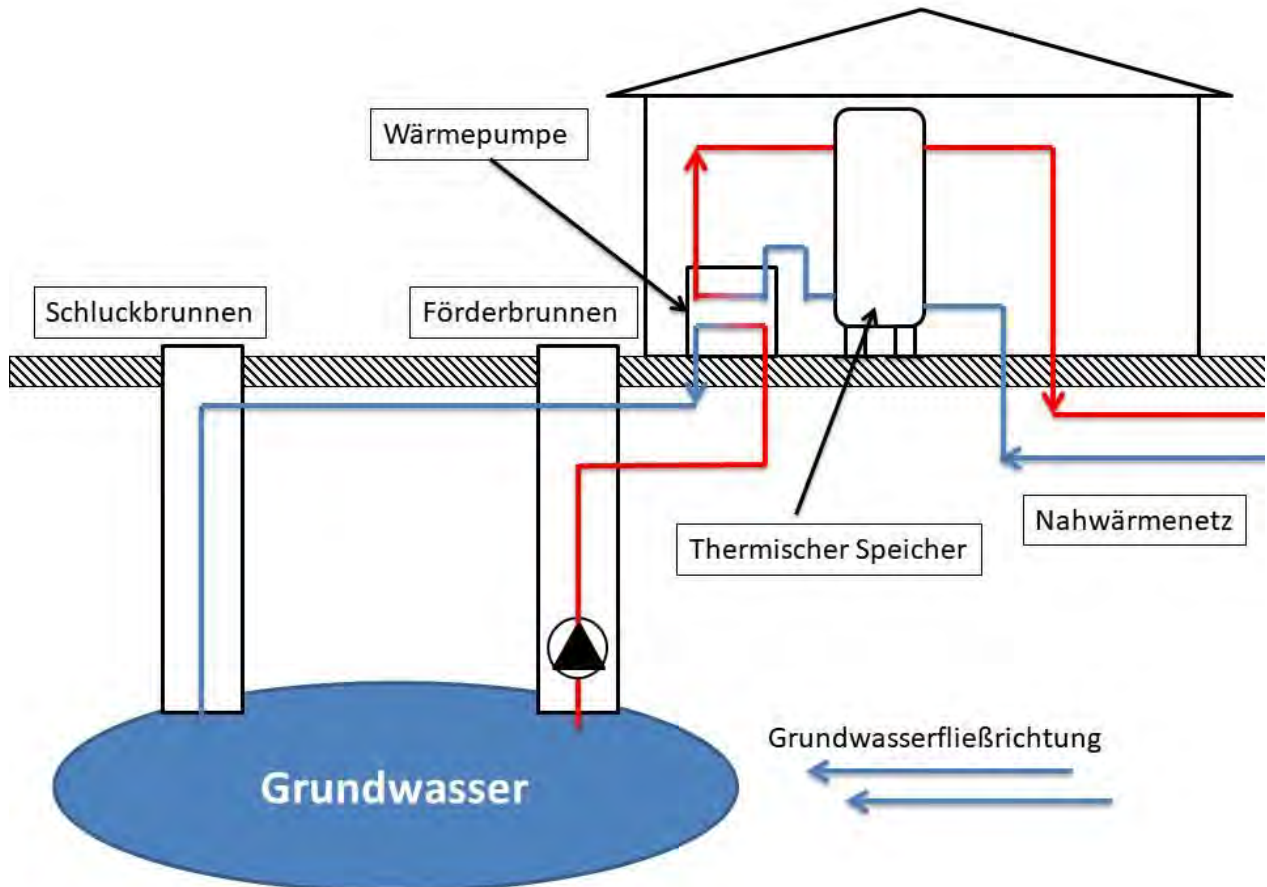


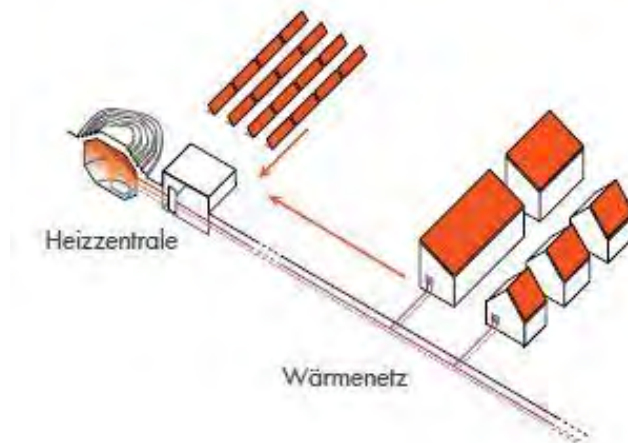
Abbildung 2-2 Thermische Grundwassernutzung [12]

## 2.7 Einbindung erneuerbarer Energien in ein Wärmenetz

Durch die Einbindung regenerativer Energien in ein Wärmenetz tragen diese zur Wärmeversorgung von Quartieren, Dörfern und Städten bei. Bei der Integration solar- und geothermischer Anlagen in ein Wärmenetz wird zwischen zentraler und dezentraler Einbindung differenziert.

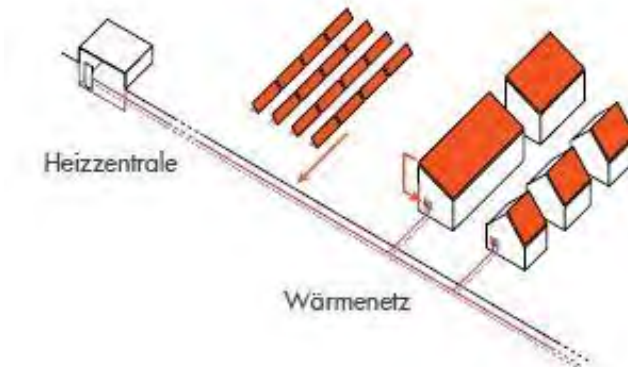
Bei der zentralen Einbindung wird die in einer Großanlage umgewandelte thermische Energie in die Heizzentrale geführt und von dort direkt ins Netz oder, bei geringem Bedarf, in die thermischen Speicher eingespeist. Die Einbindung eines saisonalen Speichers ist ebenfalls möglich, um die Anlage größer dimensionieren zu können und so den Deckungsgrad zu erhöhen. [13]





**Abbildung 2-3** Zentrale Einbindung solar- und geothermischer Energie [13]

Bei der dezentralen Einbindung werden mehrere kleine Anlagen innerhalb des Wohngebietes oder eine Freiflächenanlage in einiger Entfernung zur Heizzentrale installiert. Die thermische Energie wird direkt in das Wärmenetz eingespeist [13]. Die dadurch gegebenenfalls hervorgerufenen Temperaturschwankungen im Netz müssen bei der Auslegung und Regelung des Wärmenetzes berücksichtigt werden. Bei Projekten mit dezentraler Einspeisung stellt sich daher immer die Frage, wie viel Dezentralität das Netz aushält.

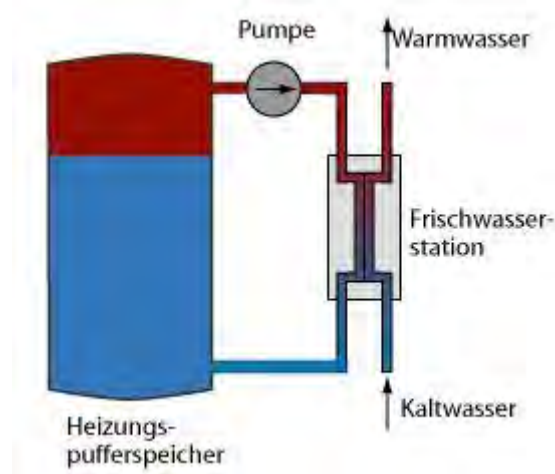


**Abbildung 2-4** Dezentrale Einbindung solar- und geothermischer Energie [13]

## 2.8 Frischwasserstation

Bei einer Frischwasserstation wird frisches Kaltwasser außerhalb des Speichers im Durchlaufprinzip sekundenschnell auf das erforderliche Temperaturniveau angehoben. Dadurch, dass sich im Trinkwasserkreislauf frisches Wasser befindet und, falls kein Bedarf besteht, die Temperatur auf Frischwasserniveau sinkt, stellt dieses System aus hygienischer Sicht einen Vorteil dar. Durch den hohen Wasseraustausch im Kreislauf werden Legionellen vermieden. Das Wasser muss nicht auf 60 °C erwärmt werden, wodurch der effiziente Betrieb von regenerativen Energiesystemen möglich wird. Die Frischwasserstation besteht aus einem leistungsstarken Wärmeübertrager, einer drehzahlgesteuerten Heizungspumpe, einem Volumensensor, einem Temperatursensor sowie einem elektronischen Regelmodul [14].

Sobald ein Benutzer eine Warmwasserentnahmestelle öffnet, wird dies vom Volumensstromsensor registriert und die Heizungspumpe läuft an. Dabei wird ständig die aktuelle Warmwassertemperatur mit dem eingestellten Sollwert verglichen. Um die Wassertemperatur ohne Beimischung von kaltem Wasser konstant zu halten, wird die Drehzahl der Heizungspumpe stufenlos dem aktuellen Bedarf angepasst. Diese Temperaturregelung sorgt für möglichst niedrige Rücklauftemperaturen im Heizungskreislauf, da nur so viel Heizungswasser durch den Wärmetauscher gepumpt wird, wie erforderlich ist. Das Prinzip einer Frischwasserstation ist in Abbildung 2-5 dargestellt.



**Abbildung 2-5** Prinzip einer Frischwasserstation [15]

Frischwasserstationen werden in Einfamilienhäusern zentral am Speicher, in Mehrfamilienhäusern dezentral in den einzelnen Wohneinheiten installiert, um den Trinkwarmwasserkreislauf so klein wie möglich zu halten.

### **3 Rechtliche Rahmenbedingungen**

Die Politik hat sich zum Ziel gesetzt, den Wärmemarkt bis 2050 fast vollständig zu dekarbonisieren. Mit diesem Hintergrund wurden verschiedene Gesetze und Verordnungen erlassen, die regenerative Energien auf dem Wärmemarkt unterstützen sollen.

Im Folgenden wird auf die im Rahmen dieser Arbeit wesentlichen Verordnungen und Gesetze eingegangen.

#### **3.1 Energieeinsparverordnung (EnEV)**

Die EnEV ist im Februar 2002 in Kraft getreten und dient der Umsetzung der Gebäuderichtlinien der Europäischen Union. Durch die EnEV wird erstmals die energetische Betrachtung von Wärmeschutz und Anlagentechnik vereint. Sie löste die bis dahin geltende Wärmeschutz-Verordnung und Heizungsanlagen-Verordnung ab. Mithilfe der EnEV sollen Energieeffizienz und Klimaschutzziele im Gebäudesektor erreicht werden. Die energetische Bewertung der EnEV ist sowohl auf den energetischen Standard als auch auf die Heizungstechnik und den Energieträger bezogen und differenziert hierbei nach Neubau und Bestandsgebäuden sowie nach Wohn- und Nichtwohngebäuden. Die EnEV beeinflusst somit die Wahl von Heizungstechnologie und Energieträger entscheidend. Durch den Primärenergiefaktor werden unterschiedliche Energieträger vergleichbar gemacht.

Seit der EnEV 2014 werden Gebäude, je nach Endenergiebedarf, in Energieklassen eingeteilt. Sie berücksichtigen den Primärenergieaufwand von Heizungssystemen und Energieträgern, wodurch ein primärenergetischer Vergleich verschiedener Systeme ermöglicht ist. [16]

#### **3.2 Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)**

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz ist zum 1. Januar 2009 in Kraft getreten und schreibt nach §3 die verpflichtende Nutzung eines Mindestanteils an regenerativ erzeugter Energie im Neubau und bei Modernisierungsmaßnahmen im Bestand öffentlicher Einrichtungen vor. Ziel des Gesetzes ist die Schonung endlicher Ressourcen im Interesse des Klimaschutzes. Der Anteil regenerativer Wärmeerzeugung soll bis zum Jahr 2020 auf 14 Prozent steigen [17]. Als regenerative Energiequellen kommen Solarstrahlung, Geothermie, Umweltwärme oder Biomasse in Frage. Es dient dem Ziel des Ausbaus der regenerativen Energien im Gebäudesektor.

Alternativ zur regenerativen Wärmeversorgung werden Ersatzmaßnahmen zugelassen. Im Rahmen des Gesetzes kommen hierfür die Nutzung von Abwärme oder Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Betracht, insofern diese 50 Prozent des Wärmeenergiebedarfes decken. Des Weiteren sind zusätzliche Dämmmaßnahmen oder die Nutzung von Nah- oder Fernwärmeversorgung zulässig.

#### **3.3 Wasserhaushaltsgesetz (WHG)**

Das Wasserhaushaltsgesetz sieht Gewässer als Bestandteil des Naturhaushalts und als Lebensraum für Tiere und Pflanzen an, welcher zu sichern ist. Nach § 2 Abs. 1 gilt dieses Gesetz ebenfalls für Grundwasservorkommen, welche nach § 5 allgemeinen Sorgfaltspflichten unterliegen. Bei der thermischen Nutzung des Untergrundes müssen daher wasserrechtliche Regelungen beachtet werden. Das Wasserhaushaltsgesetz sieht nach § 48 vor, dass Grundwasser durch dessen thermische Nutzung weder mengenmäßig noch in dessen chemischer Zusammensetzung verändert werden darf [18].

Eine thermische Nutzung des Grundwassers in Einzugsgebieten von Trinkwassergewinnungsanlagen ist in den Trinkwasserschutzzonen I und II ausgeschlossen, da die Trinkwasserversorgung uneingeschränkten Vorrang vor der thermischen Gewässerbenutzung hat [19].

### **3.4 Bundesberggesetz (BBergG)**

Ziel des BBergG ist es, einheitliche Grundlagen für das Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von Bodenschätzen zu schaffen, um die Rohstoffversorgung sicherzustellen. Paragraph 3 Abs. 3 Satz 2 Nr. 2b des BBergG besagt, dass Erdwärme ein bergfreier Bodenschatz ist, dessen Eigentum sich nicht an Grundstücken erstreckt. Die Gewinnung von Erdwärme bedarf somit grundsätzlich einer Bewilligung nach §8 BBergG.

Bei der Nutzung von Erdwärme in der Verbindung mit einer Erdbohrung sind unter bestimmten Bedingungen bergrechtliche Regelungen zu beachten. Nach §4 BBergG, Abs. 2 Satz 1 sowie § 127 BBergG Abs. 1 sind Anlagen, bei denen die Gewinnung und Nutzung von Erdwärme auf unterschiedlichen Grundstücken stattfindet und diese nicht zur Beheizung eines Gebäudes oder einer sonstigen städtebaulichen Nutzung verwendet wird, sowie Bohrungen tiefer als 100 m nach dem Bergrecht zu behandeln. Brunnenanlagen und Bohrungen unter 100 m werden nicht bergrechtlich behandelt. [20]

### **3.5 Trinkwasserverordnung/ DVGW-Arbeitsblatt W 551**

Die Trinkwasserverordnung ist eine Verordnung über die Qualität von Wasser für den menschlichen Gebrauch und regelt nach § 2 Abs. 1 unter anderem die Qualität von Trinkwasser. Damit bei der konventionellen Trinkwarmwasserbereitstellung eine Vermehrung von Legionellen verhindert wird, schreibt die Trinkwasserverordnung vor, dass eine Speicheraustrittstemperatur von mindestens 60 °C erreicht werden muss. Seit 2004 nimmt die Trinkwasserverordnung Bezug auf das DVGW-Arbeitsblatt W 551.

Das DVGW-Arbeitsblatt W 551 formuliert Vorgaben und Anforderungen, die notwendig sind, um eine massenhafte Vermehrung der Legionellen in Warmwassersystemen in Trinkwasserinstallationen zu verhindern. Zusätzlich wird im genannten Arbeitsblatt mit der sogenannten 3-Liter-Regel eine Unterscheidung zwischen Groß- und Kleinanlagen vorgenommen. Ist das Wasservolumen zwischen dem Trinkwassererwärmer und den Entnahmestellen kleiner oder gleich drei Liter liegt per Definition eine Kleinanlage vor. Bei Kleinanlagen verhindern der hohe Wasseraustausch und das schnelle Absenken der Trinkwassertemperatur eine massenhafte Vermehrung von Legionellen. [21]

Dezentrale Durchfluss-Trinkwassererwärmer können ohne weitere Anforderungen betrieben werden, wenn das nachgeschaltete Leitungsvolumen von 3 l im Fließweg nicht überschritten wird. [10]

## 4 Stand der Technik

Um die vorliegende Arbeit besser einordnen zu können, werden in den folgenden Kapiteln bereits umgesetzte Projekte mit Niedertemperaturwärmenetzen sowie wissenschaftliche Arbeiten, die sich mit der Thematik auseinandersetzen, vorgestellt.

### 4.1 Wissenschaftliche Arbeiten

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie haben im April 2017 verschiedene Institute und Firmen die Arbeit **Wärmenetzsysteme 4.0 Endbericht – Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen“** verfasst. In diesem Bericht wird das Wärmenetz 4.0 und dessen technische Mindestanforderungen definiert. Die Ergebnisse bilden die Rahmenbedingungen für die Detailausgestaltung für das Förderprogramm „Wärmenetzsysteme 4.0“. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass Wärmenetze der 4. Generation innovative Wärmeinfrastrukturen auf der Basis verlust- und temperaturoptimierter Wärmenetze sind, die tendenziell einen hohen Förderbedarf aufweisen [3].

Die Dissertation **LowEx-Fernwärme - Vergleichende Bewertung von Maßnahmen für eine effiziente, multifunktionale Fernwärmeversorgung** von Steffen Robbi wurde im Mai 2013 an der TU Dresden eingereicht und ist eine Simulationsstudie, bei der verschiedene Fahrweisen von Fernwärmenetzen verglichen werden. Er kommt zu dem Ergebnis, dass im Nahwärmebereich durch niedrige Netztemperaturen keine Effizienzvorteile erkennbar sind. Ziel dieser Versorgungsstruktur sei es, das Temperaturniveau der Wärmeversorgung zu senken, ohne dass eine dezentrale Nachheizung erforderlich ist. [22]

In dem Bericht **Die Nutzung von Exergieströmen in kommunalen Strom-Wärme-Systemen zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Neutralität von Kommunen bis zum Jahr 2050**, der im Auftrag des Umweltbundesamtes verfasst wurde, werden kommunale Energiesysteme auf deren Effizienz untersucht. Sie empfiehlt die exergiebasierte Betrachtungsweise von Bauprojekten zur Wärmeversorgung. Die Studie kommt in Bezug auf Wärmenetze zu dem Ergebnis, dass sich nur mit der Einbindung regenerativer Energie auf einem niedrigen Temperaturniveau exergetisch vorteilhafte und damit ressourcensparende Konzepte umsetzen lassen. [23]

### 4.2 Bestehende Projekte

Wie in Kapitel 2.2 erläutert sind Niedertemperaturwärmenetze noch kein Standard bei der Umsetzung einer leitungsgeführten Wärmeversorgung. Sie wurden bisher nur selten und in kleinem Maßstab umgesetzt. Im Folgenden werden einige umgesetzte Projekte vorgestellt.

In der **Gemeinde Wüstenrot** werden 25 Gebäude (KfW 55) mit Wärme aus einem Niedertemperaturwärmenetz versorgt. Als Wärmequelle dienen geothermische Flachkollektoren, die in 1,5 bis 2 m Tiefe unter einer landwirtschaftlich genutzten Fläche installiert sind. Dieses Verfahren wird als Agrothermie bezeichnet. Dezentrale Wärmepumpen heben die Temperatur auf ein nutzbares Niveau an. [24]

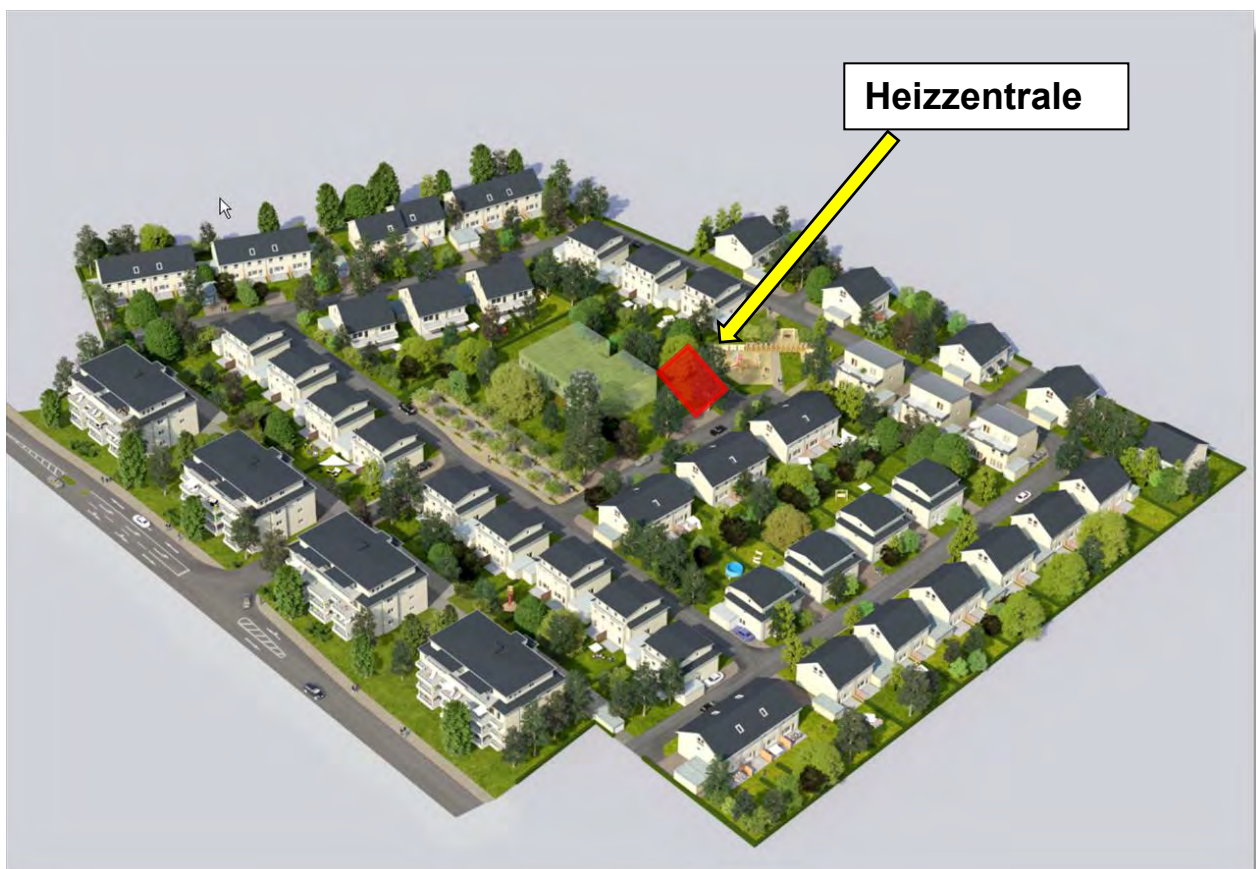
Im Neubaugebiet **Sohnius-Weide in Nümbrecht** wurde 2012 ein Niedertemperaturnetz mit ungedämmten Nahwärmeleitungen verwirklicht. Als Wärmequelle wird Regenwasser, welches

in einer Zisterne gespeichert wird, sowie eine 43 m<sup>2</sup> große Solaranlage genutzt. Die gewonnene Wärme wird mit dezentralen, elektrischen Wärmepumpen nutzbar gemacht. Gegenüber der klassischen Verbrennung von Öl und Gas werden 40 t CO<sub>2</sub> eingespart. [25]

Ein Wohngebiet bestehend aus mehreren Dutzend Ein- und Mehrfamilienhäusern wird in der **Gemeinde Biberbach** mit geothermischer Wärme aus 34 Sonden mit Tiefen bis 200 m versorgt. Das Wärmeträgermedium erreicht damit ganzjährig 12°C und wird dezentral mit elektrischen Wärmepumpen auf Temperaturen bis 65 °C angehoben. [26]

## 5 Beschreibung und Analyse der bestehenden Wärmeversorgung der Liegenschaft „Im Rebhuhnfeld“ in Sankt Augustin

Die Liegenschaft „Im Rebhuhnfeld“ befindet sich in Sankt Augustin-Menden an der Meindorfer Straße. Das Wohngebiet besteht aus 95 Einfamilienhäusern, vier Mehrfamilienhäuser und insgesamt 141 Wohneinheiten sowie einem Kindergarten. Das Wohngebiet ist 2014 durch den Bauträger Montana Wohnungsbau GmbH fertiggestellt worden und wird seitdem überwiegend von jungen Familien bewohnt. Wie in Abbildung 5-1 erkennbar, befindet sich die Heizzentrale zwischen einem Spielplatz und dem Kindergarten.



**Abbildung 5-1** Lageplan der Liegenschaft

Die Wärmeversorgung wird über konventionelle Nahwärme bestehend aus Wärmeerzeugern, Pufferspeichern, dem nachgeführten Wärmenetz und dezentralen Übergabestationen sichergestellt. Alle Wohngebäude sowie der Kindergarten sind an die Nahwärme angeschlossen. In den folgenden Kapiteln wird erläutert, wie und unter welchen Rahmenbedingungen die bestehende Wärmeversorgung ausgelegt worden ist und wie eine energetische Analyse auf Basis der Verbrauchsdaten durchgeführt wurde. Da es in den ersten Jahren nach der Fertigstellung zu einem erhöhten Wärmebedarf aufgrund der noch vorhandenen Neubaufeuchte kommen kann, wird für die Untersuchung der Liegenschaft das Jahr 2017 betrachtet.

## 5.1 Auslegung der bestehenden Wärmeversorgung

Für die Konzeptionierung einer Wärmeversorgung der Liegenschaft ist der Wärmebedarf des Versorgungsgebietes ermittelt worden. Die Daten basieren teils auf Berechnungen, teils auf Annahmen. Die Heizlasten sind durch ein Planungsbüro berechnet worden, der spezifische Wärmeenergiebedarf beruht auf Annahmen. Die energietechnischen Daten, die als Grundlage für die Auslegung der Nahwärme verwendet worden sind, werden in Tabelle 5-1 aufgeführt.

**Tabelle 5-1** Auslegungsdaten Bebauung

Haustyp	Anzahl	Wohnfläche [m <sup>2</sup> ]	spez. Heizleistung [W/m <sup>2</sup> ]	spez. Wärmeenergiebedarf [kWh/m <sup>2</sup> *a]
MFH 10 WE	1	1.103,08	55	58,93
MFH 12 WE	3	1.003,21	55	58,93
Eckhaus Typ Ennert	10	129,8	55	56
Mittelhaus Typ Ennert	10	129,8	55	56
Eckhaus Typ Ölberg	28	130,5	55	56
Eckhaus Typ Alasio	36	132,1	55	56
Eckhaus/Mittelhaus Typ Weilberg	6/3	102,9	55	56
Eckhaus Achat	2	128	55	56
<b>Summe:</b>	<b>99</b>	<b>16.300,41 m<sup>2</sup></b>	<b>896,52 kW</b>	<b>924.873,2 kWh</b>

Aus dem spezifischen Jahresheizwärmebedarf sowie der zu beheizenden Wohnfläche ergibt sich der angenommene jährliche Heizwärmebedarf von rund 925 MWh pro Jahr.

$$Q_{\text{Heiz}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right] = q_{\text{Heiz}} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 * \text{a}} \right] * A [\text{m}^2] \quad \text{Gleichung 5-1 Jährlicher Heizwärmebedarf}$$

$$Q_{\text{Heiz,a}} = 58,93 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} * 4.112,71 \text{ m}^2 + 56 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} * 12.187,7 \text{ m}^2 = 924.873,2 \text{ kWh}$$

Die maximal erforderliche Heizleistung ergibt sich aus der spezifischen Wärmeleistung und der zu beheizenden Fläche und liegt bei rund 900 kW.

$$P_{\text{Heiz,max}} [\text{kW}] = p_{\text{Heiz,max}} \left[ \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right] * A [\text{m}^2] \quad \text{Gleichung 5-2 Maximale Heizleistung}$$

$$P_{\text{Heiz,max}} = 55 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} * 16.300,41 \text{ m}^2 = 896.522 \text{ W} \hat{=} 896,52 \text{ kW}$$

Zusätzlich zur Bereitstellung von Heizwärme wird Energie zur Trinkwarmwasserbereitung benötigt. Für die Festlegung des Jahresenergiebedarfs für die Trinkwassererwärmung wird die



EnEV herangezogen. Für Einfamilienhäuser ergibt sich hieraus ein Jahresbedarf von 500 kWh pro Person, für Mehrfamilienhäuser ein Jahresbedarf von 1.000 kWh pro Wohneinheit. [27] Es wird angenommen, dass die Einfamilienhäuser von durchschnittlich 3,5 Personen bewohnt werden. Die Mehrfamilienhäuser bestehen insgesamt aus 46 Wohneinheiten. Daraus ergibt sich ein jährlicher Trinkwarmwasserwärmebedarf von 212.500 kWh. Durch die zusätzlich erforderliche Energie steigt auch die erforderliche Heizleistung des Gesamtsystems. Die erforderliche Heizlast ist auf 1.000 kW festgelegt worden.

Der jährliche Energiebedarf des Endkunden setzt sich aus dem Heizwärme- und Trinkwarmwasserbedarf zusammen. Unter den getroffenen Annahmen liegt der Energiebedarf bei 1.137,37 MWh/a.

Da Verteilung und Erzeugung nicht ideal realisierbar sind, entsteht ein zusätzlicher Energieaufwand. Zusammen mit dem Energiebedarf für das Gebäude ergibt sich der Gesamtenergiebedarf, der durch das Erzeugungssystem bereitgestellt werden muss. Bei der Liegenschaft ist auf Erfahrungswerte früherer Projekte sowie Daten aus der Fernwärmeversorgung in Bonn zurückgegriffen worden. Die Verteilverluste werden mit 15 Prozent angenommen, wodurch der beim Erzeugersystem auftretende Energiebedarf bei 1.338,082 MWh liegt. Die erforderliche Leistung beträgt 1.176 kW. Die wichtigsten Kenndaten sind in Tabelle 5-2 aufgeführt.

**Tabelle 5-2** Angenommene Kenndaten zur Auslegung der Wärmeversorgung

<b>Größe</b>	<b>Wert</b>
Angenommener Jahresenergiebedarf	1.338.082 kWh
Angenommene maximale Wärmleistung	1.176 kW
Vorlauftemperatur	80 °C
Rücklauftemperatur	60 °C

## 5.2 Heizzentrale

Die Heizzentrale befindet sich im Zentrum der Liegenschaft. Die Wärme wird durch ein BHKW (siehe Kapitel 2.3) und zwei Gasbrennwertkessel erzeugt. Das BHKW mit zwei in Reihe geschalteter Pufferspeicher stellt die Grundlast sicher. (siehe Anhang A)

Als Grundversorger erreicht das BHKW eine hohe Anzahl an Vollbenutzungsstunden und kann somit wirtschaftlich betrieben werden. Überschreitet der Bedarf die Wärmeerzeugung des BHKW's werden die Gaskessel redundant zugeschaltet. Als Endenergie wird konventionelles Erdgas zur Wärmegewinnung eingesetzt.

Um die Taktung des BHKW's zu reduzieren und dadurch die Langlebigkeit zu steigern und Lastspitzen abfangen zu können, werden die Erzeugung und der Verbrauch durch zwei Pufferspeicher mit jeweils fünf Kubikmeter Fassungsvermögen zeitlich entkoppelt. Die Wärmeversorgung ist auf ein Temperaturniveau von 80 °C im Vorlauf und 60 °C im Rücklauf ausgelegt worden.

Die technischen Daten der Gasbrennwertkessel und des Blockheizkraftwerkes sind in Tabelle 5-3 dargestellt.

**Tabelle 5-3** Technische Daten der Gasbrennwertkessel

Hersteller	Remeha
Modell	Gas 610-1000 ECO-PRO
Nennwärmeleistung bei 80/60 °C	122-922 kW
Nennwärmeleistung bei 50/30 °C	122-994 kW
Kesselwirkungsgrad bezogen auf die Hi	
bei 80/60 °C	98 %
bei 50/30 °C	105,2 %

Der Kesselwirkungsgrad wird auf den Heizwert  $H_i$  bezogen. Der Heizwert gibt die bei einer Verbrennung maximal nutzbare Wärmemenge an, wenn der in den Abgasen enthaltene Wasserdampf nicht kondensiert. Bei veralteter Heizungstechnik muss die Abgaskondensation durch hohe Temperaturen vermieden werden, um Schäden am Kessel oder der Abgasführung zu verhindern. Moderne Heizungstechnik, die sogenannte Brennwerttechnik, nutzt auch die Energie im Wasserdampf und kann somit effizienter betrieben werden.

Ein Wirkungsgrad von über 100 Prozent ist physikalisch nicht möglich. Er kommt bei der Beurteilung von Gasbrennwertgeräten rechnerisch zustande, weil der Brennwert genutzt, die Berechnung des Wirkungsgrades jedoch auf den niedrigeren Heizwert bezogen wird.

**Tabelle 5-4** Technische Daten BHKW

Modell	OEKO 50 G
Otto-Gas-Motor	MAN E 0834 E 302
Generatorspannung	400 V
Elektrische Leistung am Generator	50 kW el
Thermische Leistung	78 kW th
Energieeinsatz	144 kW

Die Wärmeerzeuger leisten somit maximal ein Megawatt. Direkte oder indirekte Wärmespeicher müssen berücksichtigt werden, da sie zu einer zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch führen. Die Puffer in der Heizzentrale haben ein Gesamtvolumen von zehn Kubikmetern. Zusätzlich befinden sich im BHKW 32 Liter Heizungswasser, die vernachlässigt werden können. Die Speichertemperatur beträgt 80 °C, die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf beträgt 20 K. Die gespeicherte Wärmemenge wird nach Gleichung 5-3 berechnet.

$$Q_{\text{gespeichert}} = V * c_{p,v} * \Delta T$$

**Gleichung 5-3** Gespeicherte Wärmemenge [28]

$$V = 10 \text{ m}^3$$

$$c_{p,v} = 4.175 \frac{\text{kJ}}{\text{m}^3 * \text{K}}$$

$$\Delta T = 20 \text{ K}$$

$$Q_{\text{gespeichert}} = 835.000 \text{ kJ} \hat{=} 231,94 \text{ kWh}$$

Die maximal speicherbare Wärmeenergie in den Pufferspeichern beträgt somit rund 232 kWh. Diese thermische Energiemenge kann das BHKW innerhalb von rund drei Stunden bereitstellen. Durch die parallel eingebundenen Pufferspeicher kommt es zu weniger Taktungen des BHKW's, wodurch die Lebensdauer gesteigert wird.

### 5.3 Wärmenetz

Das Wärmenetz dient der Verteilung der Wärme von der Heizzentrale zu den einzelnen Verbrauchern. Wie in Abbildung 5-2 erkennbar, ist das Wärmenetz als einfaches Strahlennetz ausgeführt. Von der Heizzentrale aus führen Leitungen zu den Übergabestationen der einzelnen Wohngebäude. Das Hauptrohr des Nahwärmenetzes ist ein vorgefertigtes Kunststoffmantelrohr-Verbundsystem bestehend aus einem geschweißten Stahlrohr, einer Wärmedämmung aus Polyurethan-Hartschaum mit einer spezifischen Wärmeleitfähigkeit von  $\lambda = 0,028 \text{ W}/(\text{m} * \text{K})$  bei 50 °C und einem Mantelrohr aus Polyethylen-HD. Vom Hauptrohr führen Casaflex Rohre zu den einzelnen Gebäuden. Hierbei handelt es sich um ein werkseitig vorgefertigtes Edelstahlrohrsystem bestehend aus einem gewellten Edelstahlinnenrohr, Überwachungsadern, einer Wärmedämmung aus Polysiocyanurat-Hartschaum (PIR) und einem PE-LD Außenmantel [29].

Das Wärmenetz von der Heizzentrale bis zu den Hausstationen hat eine Länge von 2.073 m. Unter Berücksichtigung des Vor- und des Rücklaufes sind 4.146 m Rohrleitung verlegt worden.

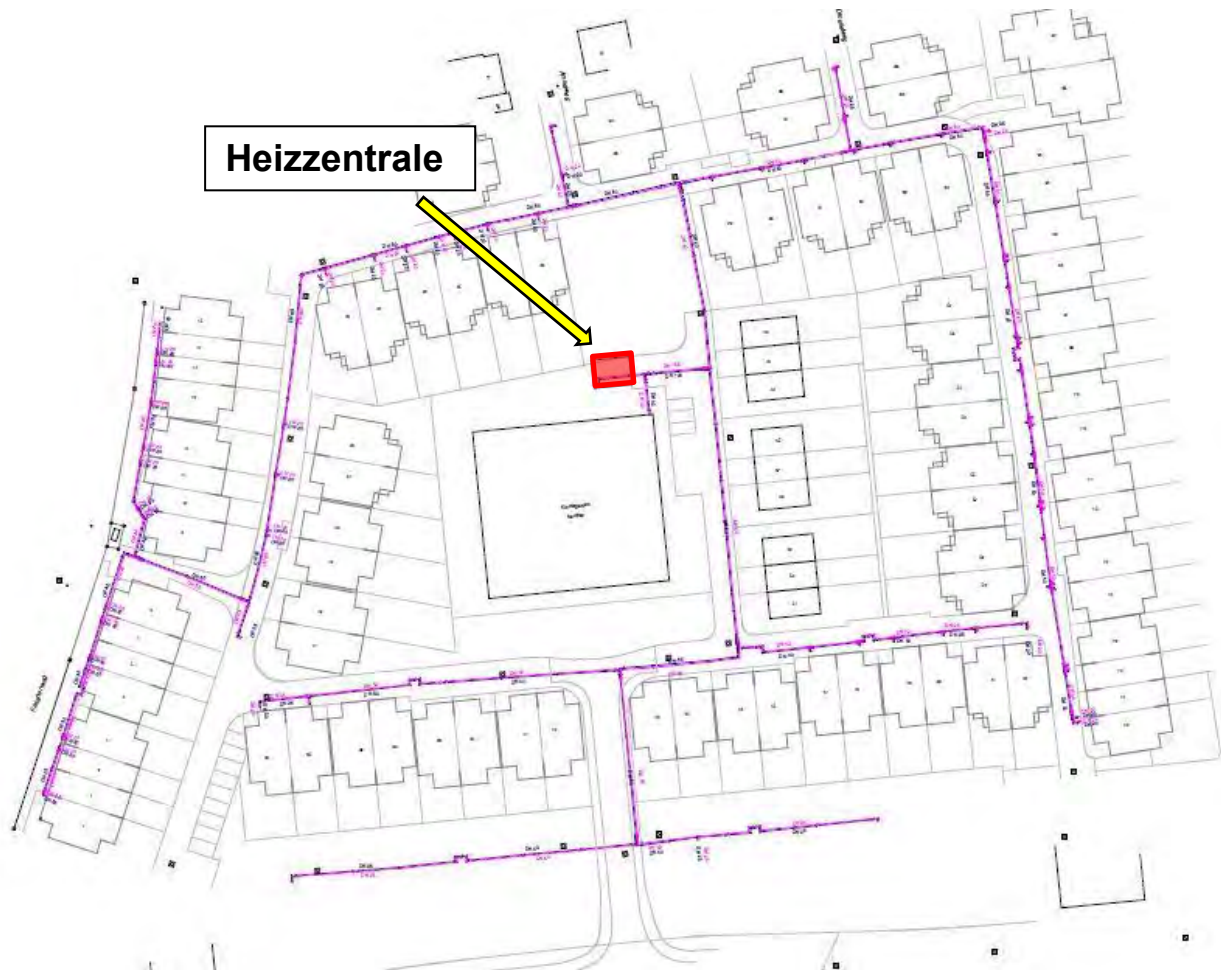


Abbildung 5-2 Trassenplan der Liegenschaft

Das Wärmenetz fasst 7.269,64 l Warmwasser, die Hausstationen weitere 1500 l. Beide Komponenten können als indirekte Wärmespeicher angesehen werden. Mit der Annahme, dass die Temperaturspreizung 20 K beträgt, ist im Netz und den Hausstationen, nach Gleichung 5-3, eine Wärmeenergie von 203,42 kWh gespeichert.

$$Q_{\text{gespeichert}} = 8,77 \text{ m}^3 * 4.175 \frac{\text{kJ}}{\text{m}^3 * \text{K}} * 20 \text{ K} = 732.295 \text{ kJ} \triangleq 203,42 \text{ kWh}$$

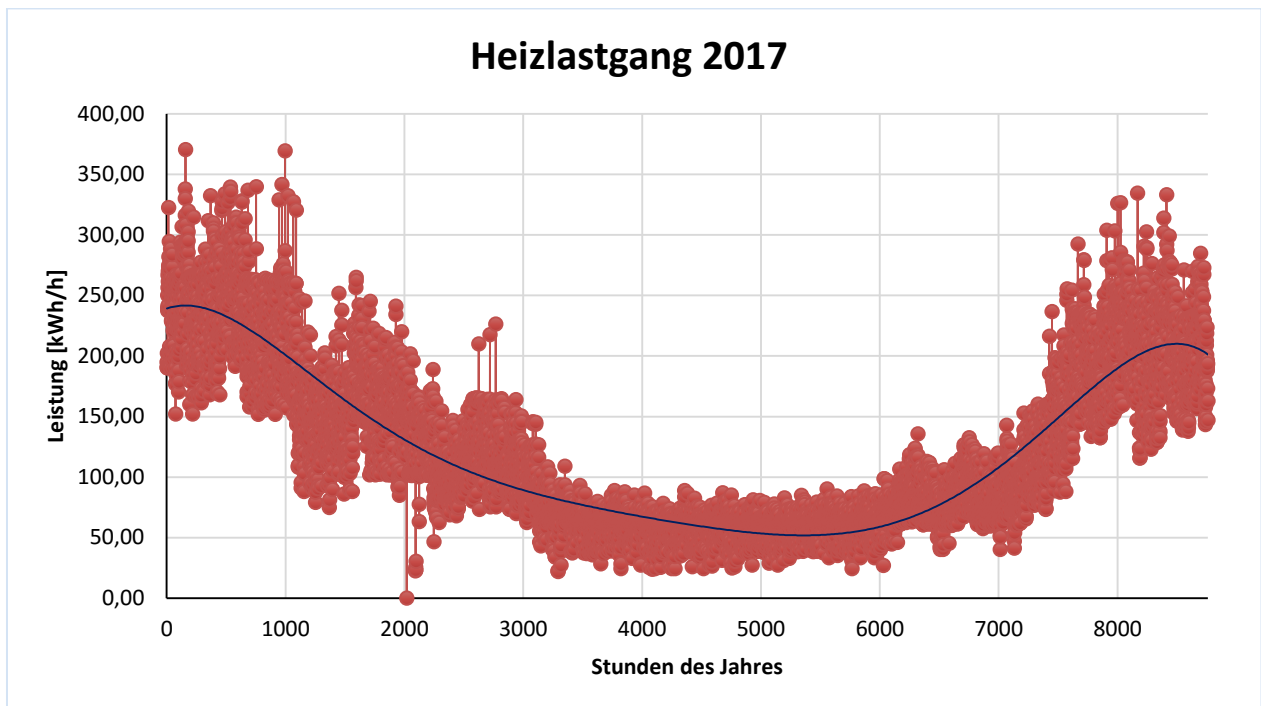
Zusammen mit der in den Pufferspeichern enthaltenen Energie werden im System 435,36 kWh Wärmeenergie gespeichert. Ohne Berücksichtigung der Entladeleistung, der Häuser als Speichermasse, Verteilverlusten und einem angenommenen jährlichen Energiebedarf von 1.338.082 kWh kann ein Ausfall der Wärmeerzeugung über einen Zeitraum von rund 2 h 51 min überbrückt werden.

#### **5.4 Energieanalyse aus dem Verbrauch (EAV)**

Um energetische Schwachstellen zu detektieren und gegebenenfalls Optimierungen am bestehenden Netz durchzuführen, wird eine Energieanalyse auf Basis der Verbrauchsdaten des Jahres 2017 vorgenommen. Eine optimal ausgelegte konventionelle Wärmeversorgung der Liegenschaft ist Grundvoraussetzung für einen fairen energetischen und wirtschaftlichen Vergleich der Wärmeversorgungskonzepte.

Für die energetische Analyse aus dem Verbrauch werden im ersten Schritt die Systemgrenzen der betrachteten Liegenschaft festgelegt. Da es sich hierbei um ein konkretes Gebiet handelt, ist die Systemgrenze rund um das zu versorgende Gebiet inklusive aller Gebäude, siehe Abbildung 5-1, zu legen. Betrachtet werden alle Energieflüsse, die über und innerhalb der Systemgrenzen fließen. Im Rahmen dieser Arbeit werden daher die Energieflüsse Wärme, die eingesetzte Endenergie Erdgas und Strom betrachtet.

Für das Jahr 2017 kann sowohl auf die Verbrauchswerte als auch auf die Daten der registrierenden Leistungsmessung (RLM) zugegriffen werden. Da sich die Liegenschaft in Sankt Augustin – Menden befindet, liegt sie nicht im Versorgungsgebiet der Bonn-Netz GmbH. Die Daten der RL-Messung wurden durch die Rhein-Sieg Netz GmbH zur Verfügung gestellt. Registrierende Leistungsmessungen nehmen stündlich die gelieferte Energie auf.



**Abbildung 5-3** Jahreslastgang der Liegenschaft aus der RL-Messung

Abbildung 5-3 zeigt den Jahresheizlastgang der gesamten Liegenschaft im Jahr 2017. Während in den Wintermonaten Heizlasten von über 370 kW auftreten, liegt der Durchschnitt in den Sommermonaten bei knapp über 50 kW. Dies muss bei der Auslegung der Wärmeversorgung berücksichtigt werden. Bei einer maximalen Heizlast von 370 kW und einer beheizten Fläche von 16.300 m<sup>2</sup> liegt die spezifische Heizlast der Liegenschaft bei durchschnittlich rund 23 W/m<sup>2</sup>. Das bestehende Wärmenetz basiert auf einer angenommenen spezifischen Heizlast von 55 W/m<sup>2</sup>. Die mittlere Außentemperatur des Jahres 2017 liegt 0,7 °C über dem 30 jährigen Mittelwert der Jahre 1981 bis 2010 [30]. Die deutlich niedrigere Heizlast ist somit nicht auf einen milden Winter zurückzuführen.

An den Wärmeübergabestationen sowie in der Heizzentrale sind Wärmemengenzähler installiert. Somit sind die in der Heizzentrale erzeugte Wärmemenge sowie die Verbräuche der einzelnen Abnehmer bekannt. Da der Stromverbrauch nicht nachvollziehbar ist, wird ein Verbrauch von 1.000 kWh pro Jahr pro Kopf sowie ein Stromverbrauch des Kindergartens von 26 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) [31] angenommen. Die wichtigsten Werte aus diesen Daten sind in Tabelle 5-5 aufgeführt.

Cologne Institute for Renewable Energy  
Beschreibung und Analyse der bestehenden Wärmeversorgung der Liegenschaft „Im  
Rebhuhnfeld“ in Sankt Augustin

**Tabelle 5-5** Kenndaten aus dem Verbrauch der Liegenschaft

	<b>Wert</b>	<b>Einheit</b>
Verbrauch Strom	419.500	kWh
Verbrauch Gas Kessel & BHKW	2.167.854,25	kWh
Verbrauch Gas BHKW	1.099.333,37	kWh
Maximale Gasbezugsleistung	747,06	kWh/h
Durchschnittliche Gasbezugsleistung	247,44	kWh/h
Erzeugte Wärme Kessel & BHKW	1.393.290,00	kWh
Erzeugte Wärme BHKW	498.139,50	kWh
Erzeugter Strom BHKW	315.670,99	kWh
Erzeugte Energie Kessel & BHKW	1.708.960,99	kWh
Verbrauchte Wärme Kunde	1.074.825,00	kWh
Betriebsstunden BHKW	6.386	h
Netzlänge	4.146	m
Versorgungsfläche	38.240	m <sup>2</sup>
Beheizte Fläche der Gebäude (inkl. Kindergarten)	16.450	m <sup>2</sup>
Zahl der Hausstationen	100	-

Aus den Kenndaten der Verbräuche, der RL-Messung, sowie den Planungsdaten werden die Nutzungsgrade und Verluste der bestehenden Wärmeversorgung berechnet und in Tabelle 5-6 aufgelistet. Mit den so gewonnenen Daten kann die Wärmeversorgung auf Optimierungspotential untersucht werden.

**Tabelle 5-6** Berechnungen aus dem Verbrauch der Liegenschaften

<b>Größe</b>	<b>Wert</b>	<b>Einheit</b>
Wärmeleistungsliniendichte	0,18	MW/km
Trassenbezogene Wärmeabnahmeliniendichte	259,24	kWh/(a*m)
Netzverluste total	314,465	MWh/a
Netzwirkungsgrad	77,14	%
Anteil an KWK an Jahresenergiemenge	47,62	%
Anteil gelieferte Wärmeenergie aus KWK	35,75	%
Wohnflächenbezogene Netzverluste	19,12	kWh/(m <sup>2</sup> *a)
thermischer Nutzungsgrad BHKW	45,31	%
elektrischer Nutzungsgrad BHKW	28,71	%
thermischer Nutzungsgrad Heizzentrale	64,27	%
energetischer Nutzungsgrad Heizzentrale	78,83	%
thermischer Nutzungsgrad Gesamtsystem	49,58	%
energetischer Nutzungsgrad Gesamtsystem	64,14	%

Um Optimierungspotential detektieren zu können, werden in Tabelle 5-7 Grenzwerte [7] [32] aufgelistet, die eingehalten werden sollten, um einen wirtschaftlichen Betrieb konventioneller Wärmenetze sicherzustellen.

**Tabelle 5-7** Empfehlungen energetische Grenzwerte

Größe	Grenzwerte	Einheit
Wärmeleistungsliniendichte	1 – 1,5	MW/km
Trassenbezogene Wärmeabnahmeliniendichte	>1.800	kWh/(m*a)
Netzwirkungsgrad	>90	%
Anteil gelieferte Wärmeenergie aus KWK	>25-50	%
Wohnflächenbezogene Netzverluste	10 - 15	kWh/(m <sup>2</sup> *a)

Die Empfehlungen ergeben sich in erster Linie aus der wirtschaftlichen Betrachtungsweise. Gleichzeitig bedeutet ein Über- bzw. Unterschreiten der Empfehlungen einen unverhältnismäßig hohen Ressourcenverbrauch. Bei der Wärmeversorgung der Liegenschaft wird nur die Empfehlung bezüglich des aus KWK gelieferten Anteils an Wärmeenergie eingehalten. Alle anderen Empfehlungen werden verfehlt.

## 5.5 Energiebedarfsanalyse und -prognose

Für die Erstellung eines Heizkonzeptes und die Dimensionierung der einzelnen Komponenten bedarf es einer möglichst genauen Ermittlung des Wärmebedarfes und der erforderlichen Heizlasten über das Jahr. Eine falsche Auslegung der Komponenten kann zum unwirtschaftlichen Betrieb und im schlimmsten Fall zu einer nicht ausreichenden Deckung des Wärmebedarfes führen. Für die Dimensionierung der Wärmeerzeuger ist die Heizleistung mit der entsprechenden Jahresdauerlinie erforderlich, um Maximallast und Grundlast sinnvoll abzudecken. Da die Ermittlung der Jahresdauerlinie im Vorfeld des Projektes nicht stattgefunden hat, werden in diesem Kapitel die Lastgänge und die Jahresdauerlinie mittels der VDI Richtlinie 4655 bestimmt und mit den realen Messwerten verglichen. Dieses Kapitel soll Auskunft darüber geben, inwiefern die Auslegung, basierend auf der VDI Richtlinie 4655, von der Realität abweicht. Für die Auslegung der Wärmeerzeuger werden daher die realen Verbrauchsdaten und nicht die Annahmen aus Kapitel 5.1 verwendet. Falls die berechneten mit den realen erforderlichen Werten übereinstimmen, kann dieses Verfahren für zukünftige Projekte angewendet werden.

Da der Trinkwarmwasserbedarf unabhängig vom Gebäudestandard ist, werden die Werte aus der EnEV herangezogen. Damit ergeben sich die in Tabelle 5-8 angegebenen Verbräuche innerhalb der Liegenschaft.

**Tabelle 5-8** Wärmeenergiebedarf unterteilt nach Heizwärme (RLM) und Trinkwarmwasserbedarf (EnEV)

Energieform	Verbrauch [kWh]
Heizwärme	865.825
davon Heizwärmebedarf EFH	651.859
davon Heizwärmebedarf MFH	213.966
Wärme für Trinkwasser	209.000
davon Wärme für TW EFH	163.000
davon Wärme für TW MFH	46.000

Um aus dem Jahresenergiebedarf ein Lastprofil erstellen zu können, müssen der Gebäudestandort und die damit verbundenen klimatischen Bedingungen berücksichtigt werden.

Der deutsche Wetterdienst teilt Deutschland in 15 klimatische Zonen ein (siehe Anhang E), bei denen die Jahresmittelwerte der meteorologischen Messgrößen Temperatur und Bedeckungsgrad mit denen der dreißigjährigen Mittelwerte annähernd identisch sind. Die verschiedenen klimatischen Bedingungen in den einzelnen Klimazonen werden bei der Berechnung des Energiebedarfs berücksichtigt [27]. Das Stadtgebiet Bonn befindet sich in Klimazone 5.

Die DIN 4710 fasst das verfügbare meteorologische Datenmaterial zusammen. Darauf basierend können die wichtigsten energetischen Berechnungen an raumluftechnischen Anlagen unter vereinheitlichten äußeren Randbedingungen durchgeführt werden.

Für jede Klimazone liegen Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes vor. Hierbei handelt es sich um die meteorologischen Messgrößen Temperatur und Bedeckungsgrad für jede Stunde eines Jahres. Um die klimatischen Bedingungen in den einzelnen Klimazonen unterscheiden zu können, wird jeder Tag nach Bedeckungsgrad, Jahreszeit und der Unterscheidung zwischen Werk- und Sonntagen kategorisiert.

Für die Sommerzeit wird keine Differenzierung zwischen heiter und bewölkt vorgenommen, weil der Heizwärmebedarf, unabhängig vom Bedeckungsgrad, sehr gering ist.

**Tabelle 5-9** Systematik der Typtagkategorien [27]

Jahreszeit	Werktag W		Sonntag S	
	Heiter H	Bewölkt B	Heiter H	Bewölkt B
Übergang Ü	ÜWH	ÜWB	ÜSH	ÜSB
Sommer S	SWX		SSX	
Winter W	WWH	WWB	WSH	WSB

Der Tagesenergiebedarf der einzelnen Typtage wird anteilig vom Jahresenergiebedarf nach Gleichung 5-4 und Gleichung 5-5 berechnet.

$$Q_{Heiz,TT} = Q_{Heiz,a} * F_{Heiz,TT}$$

**Gleichung 5-4** Tagesheizenergiebedarf der Typtage

$$Q_{TWW,TT} = Q_{TWW,a} * \left( \frac{1}{365} + N_{Pers/WE} * F_{TWW,TT} \right)$$

**Gleichung 5-5** Tagestrinkwasserwärmebedarf der Typtage

Zur Ermittlung des Tagesenergiebedarfes für Ein- und Mehrfamilienhäuser sind je Klimazone Faktoren für jeden Typtag und die einzelnen Energieformen angegeben.



Cologne Institute for Renewable Energy  
Beschreibung und Analyse der bestehenden Wärmeversorgung der Liegenschaft „Im Rebhuhnfeld“ in Sankt Augustin

**Tabelle 5-10** Faktoren für den Energiebedarf je Typtag für Ein- und Mehrfamilienhäuser in der Klimazone 05 [27]

EFH	ÜWH	ÜWB	ÜSH	ÜSB	SWX	SSX	WWH	WWB	WSH	WSB
$F_{\text{Heiz,T}}$ T	1,6855 E-03	2,6847 E-03	1,8530 E-03	2,7470 E-03	0,0000E+ 00	0,0000E+ 00	5,2114E -03	5,3066 E-03	5,1848 E-03	4,6805 E-03
$F_{\text{TWW,TT}}$ TT	- 1,2580 E-04	- 6,0922 E-05	3,1768 E-04	3,7093 E-04	-2,0423E- 04	1,5210E- 04	8,2383E -05	3,2033 E-05	7,5824 E-04	4,0966 E-04

MFH	ÜWH	ÜWB	ÜSH	ÜSB	SWX	SSX	WWH	WWB	WSH	WSB
$F_{\text{Heiz,T}}$ T	1,8053 E-03	2,5558 E-03	1,5617 E-03	2,1884 E-03	3,4775E- 04	2,6626E- 04	6,1810E -03	5,0846 E-03	5,4435 E-03	4,2850 E-03
$F_{\text{TWW,TT}}$ TT	1,2899 E-05	4,0047 E-06	4,0047 E-06	1,6853 E-05	-5,3317E- 05	-4,4422E- 05	2,8712E -05	2,7724 E-05	2,0806 E-05	1,4876 E-05

Ø Tages-temperatur	12,2	9,7	12,8	9,7	16,6	17,3	0,5	3,2	3,2	3,7
Anzahl	42	99	9	19	69	12	19	73	1	22

Nach Gleichung 5-4 sowie Gleichung 5-5 und den Faktoren aus Tabelle 5-10 lässt sich der Tagesenergiebedarf der einzelnen Energieformen für alle zehn Typtagkategorien ermitteln. Diese Berechnung wird beispielhaft für die Typtagkategorie ÜWH, ein Einfamilienhaus und ein Mehrfamilienhaus der Liegenschaft in Anhang durchgeführt.

Diese Berechnung ist mit allen Gebäuden und für die anderen Typtagkategorien durchzuführen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5-11 dargestellt.

**Tabelle 5-11** Tagesenergiebedarf der Wohnsiedlung [27]

Typtagkategorie	$Q_{\text{Heiz,TT}}$ [kWh]		$Q_{\text{TWW,TT}}$ [kWh]		Summe
	EFH	MFH	EFH	MFH	
ÜWH	1.092,81	386,27	382,73	132,89	1.994,70
ÜWB	1.740,65	546,85	420,60	128,16	2.836,26
ÜSH	1.201,41	334,15	641,61	128,16	2.305,33
ÜSB	1.781,04	468,24	672,69	134,99	3.056,97
SWX	0,00	74,41	336,95	97,66	509,01
SSX	0,00	56,97	544,95	102,39	704,32
WWH	3.378,86	1.322,52	504,26	141,30	5.346,94
WWB	3.440,58	1.087,93	474,86	140,78	5.144,15
WSH	3.361,61	1.164,72	898,79	137,10	5.562,22
WSB	3.034,64	916,84	695,30	133,94	4.780,73

Der höchste Energiebedarf der Wohnsiedlung entsteht mit 5.562,22 kWh am Typtag WSH. Dieser Typtag wird daher im Folgenden näher betrachtet. Da die Referenzlastprofile für EFH und MFH unterschiedlich sind, werden diese zwei Gebäudetypen im ersten Schritt getrennt voneinander betrachtet.

Der nicht kumulierte Tagesbedarfsgang der gesamten Liegenschaft (siehe Abbildung 5-4) spiegelt den sprunghaften Anstieg des Warmwasserbedarfes der Einfamilienhäuser wider.

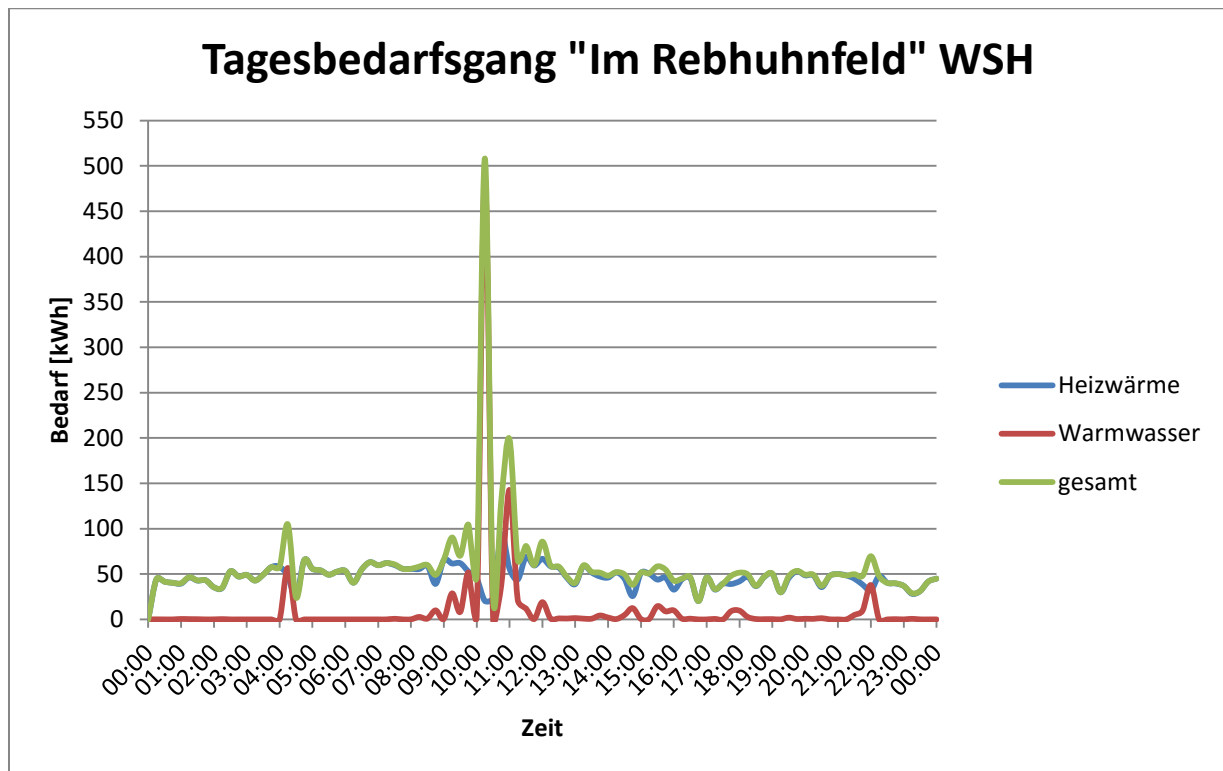
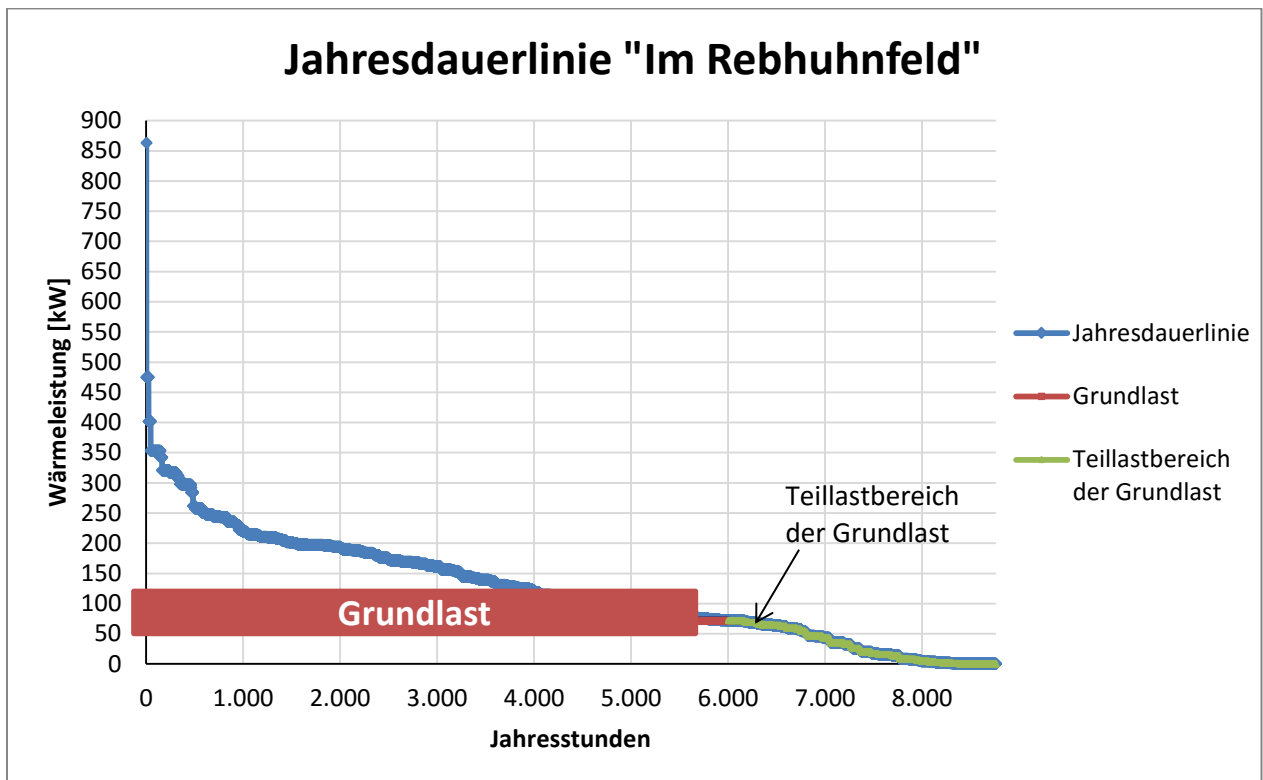


Abbildung 5-4 Tagesbedarfsgang der Liegenschaft, Typtagkategorie WSH

Laut der VDI 4655, basierend auf den gemessenen Warmwasserverbräuchen von fünf Einfamilienhäusern, wird an einem heiteren Sonntag im Winter in der Zeit zwischen 10:03 Uhr und 10:10 Uhr 53,7 Prozent des Tagesbedarfes an Warmwasser verbraucht. Dadurch kommt es in diesem Zeitraum zu einem stark erhöhten Wärmebedarf.

Da es sich bei der Liegenschaft um 95 Einfamilienhäuser handelt, ist dieser Effekt im betrachteten Neubaugebiet nicht zu erwarten.

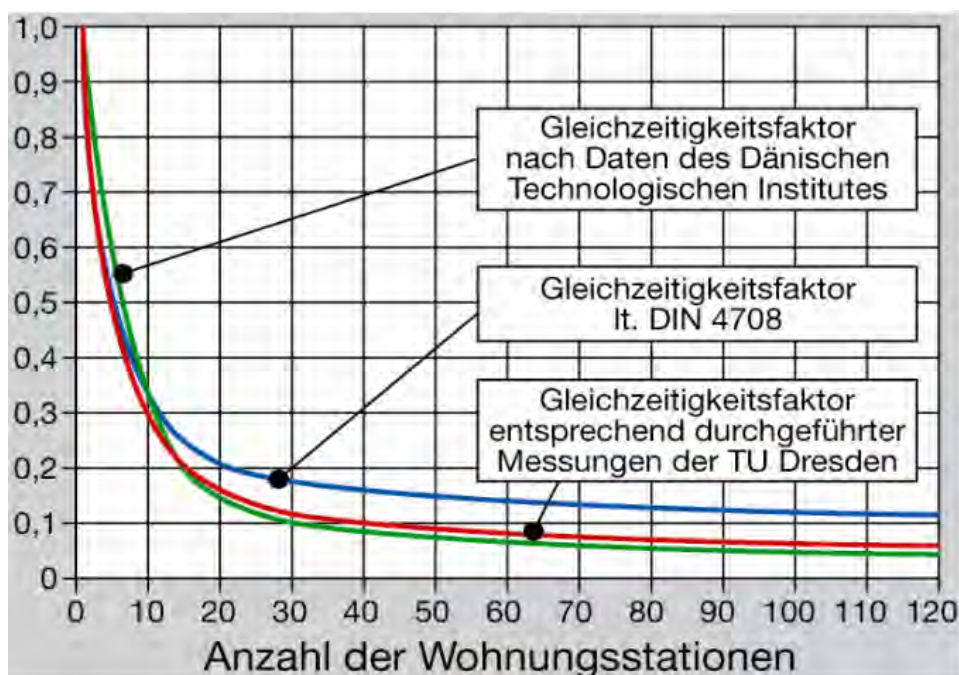
Zur Bestimmung der benötigten Leistung der Wärmequellen wird die Jahresdauerkennlinie erstellt. Da für jede Typtagkategorie der viertelstündige Wärmebedarf berechnet wurde, kann die Leistung, die zu der jeweiligen Viertelstunde benötigt wird, berechnet werden. Über die Anzahl der einzelnen Typtage kann so, für jede Viertelstunde des Jahres, die benötigte Leistung bestimmt werden. Zur Vereinfachung werden die Leistungswerte stündlich betrachtet.



**Abbildung 5-5** Aufteilung der Jahresdauerlinie in Grund- und Spitzenlast

Die maximale Leistung ist auf den hohen Gleichzeitigkeitsfaktor beim Tagesbedarf an Warmwasser der EFH am Typtag WSH zurückzuführen. Der zweithöchste Leistungswert der Datenreihe liegt bei rund 474 kW.

Da der Gleichzeitigkeitsfaktor mit der Anzahl der Häuser abnimmt (siehe Abbildung 5-6), ist dieser Effekt in der hier betrachteten Liegenschaft nicht zu erwarten.



**Abbildung 5-6** Gleichzeitigkeitsfaktor dezentraler Wärmeübergabestationen [33]

Der Gleichzeitigkeitsfaktor sinkt von 60 Prozent auf rund elf Prozent. Wird der Gleichzeitigkeitsfaktor beim Warmwasserwärmebedarf der EFH berücksichtigt, so sinkt die erforderliche Leistung der Liegenschaft innerhalb dieser Stunde von den ursprünglichen 862,83 auf 468,79 kW. Die maximal benötigte Heizleistung liegt nach der VDI 4655 somit bei rund 474 kW. Verteilverluste des Nahwärmenetzes sind hierbei nicht berücksichtigt. Mit dem in Kapitel 5.4 ermittelten Netzwirkungsgrad ergibt sich eine erforderliche Heizleistung von 622,25 kW.

Im Jahr 2017 liegt die maximale Gasbezugsleistung bei 747,06 kW (siehe Tabelle 5-5). Bei einem thermischen Wirkungsgrad der Heizzentrale von 64,27 Prozent (siehe Tabelle 5-6) liegt die maximal bereitgestellte Wärmeleistung bei 480,14 kW. Dies weicht um fast 23 Prozent von dem errechneten Wert ab. Da diese Diskrepanz nicht auf einen milden Winter zurückzuführen ist [30], ist die VDI für die Auslegung von Liegenschaften nur bedingt geeignet.

## 6 Optimierung der bestehenden Wärmeversorgung

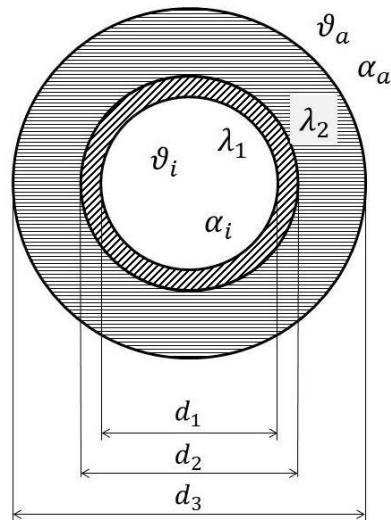
Das Ziel dieser Arbeit ist es, einen ökonomischen und ökologischen Vergleich zweier unterschiedlicher Versorgungskonzepte durchzuführen. Um diese Gegenüberstellung so fair und realistisch wie möglich zu gestalten, wird im Folgenden die bestehende, konventionelle Wärmeversorgung optimiert.

Die bestehende Wärmeversorgung ist nicht ideal ausgelegt. Zum einen ist die Wärmeerzeugung überdimensioniert, zum anderen sind die Verteilverluste höher als angenommen. Die hohen Wärmeverluste basieren auf dem Umstand, dass trotz niedrigem Heizbedarf der Liegenschaft permanent Wärme zur Trinkwarmwasserbereitung vorgehalten wird. Der energetische Gesamtwirkungsgrad liegt dementsprechend bei nur rund 64 Prozent. Eine Anpassung der Vorlauftemperatur und der Dämmstärke des Verteilsystems kann die Verteilverluste verringern. Die Wärmeversorgung wird mithilfe der in Tabelle 6-1 aufgeführten Maßnahmen optimiert.

**Tabelle 6-1** Maßnahmen zur Optimierung der bestehenden Wärmeversorgung

Größe	Wert	Zielwert (Tabelle 5-7)	Maßnahme
Wärmeleistungsliniendichte	0,18 MW/km	1-1,5 MW/km	Nicht möglich
Trassenbezogene Wärmeabnahmeliniendichte	259,24 kWh/(a*m)	>1.8000 kWh/(a*m)	Nicht möglich
Netzwirkungsgrad	77,14%	>90%	Wärmedämmung anpassen; VL-Temp.anpassen
Netzverluste total	314,465 MWh/a	119,425 MWh	
Anteil an gelieferter Wärmeenergie aus KWK	35,75 %	>25-50	Nicht erforderlich
Wohnflächenbezogene Netzverluste	19,12 kWh/(m <sup>2</sup> *a)	10-15 kWh/(m <sup>2</sup> *a)	Wärmedämmung anpassen
Leistung Wärmeerzeuger	1.000 kW	berechnen	Dimensionierung anpassen

Der erste Schritt besteht in der Optimierung der Wärmedämmung des Nahwärmenetzes, um die Netzverluste zu verringern und einen Netzwirkungsgrad von >90 Prozent zu erreichen. Hierzu wird die erforderliche Dicke der Isolierung bestimmt. Durch die geringe Wärmeleistungsliniendichte und trassenbezogene Wärmeabnahmeliniendichte wird die Erreichung des Zielwertes erschwert.



**Abbildung 6-1** Querschnitt des gedämmten Hauptrohres der konventionellen Wärmeversorgung [34]

Das Wärmerohr besteht aus einem Medianrohr aus Edelstahl mit dem Innendurchmesser  $d_1$ , dem Außendurchmesser  $d_2$  sowie einer Wärmedämmung. Entscheidend für die Wärmeverluste, die an isolierten Rohrleitungen auftreten, sind die Wärmeübergangskoeffizienten  $\alpha$  zwischen dem Rohrinneren und dem Edelstahl sowie am Übergang zum Erdreich, die Wärmeleitfähigkeiten  $\lambda$  der einzelnen Materialien sowie die Temperaturdifferenz zwischen Wärmeträgermedium und Umgebung. Der Wärmeverlust von isolierten Rohrleitungen wird nach Gleichung 6-1 berechnet.

$$\frac{\dot{Q}}{l} = \frac{\pi * (\vartheta_i - \vartheta_a)}{\frac{1}{\alpha_i * d_1} + \frac{1}{2 * \lambda_1} * \ln\left(\frac{d_2}{d_1}\right) + \frac{1}{2 * \lambda_2} * \ln\left(\frac{d_3}{d_2}\right) + \frac{1}{\alpha_a * d_3}}$$

**Gleichung 6-1** Wärmeverlust von isolierten Rohrleitungen [34]

Da die Wärmeübergabekoeffizienten nicht bekannt sind, werden diese im Vorfeld bestimmt. Es wird davon ausgegangen, dass der Wärmeübergangskoeffizient im Rohr bei  $\alpha_i = 3.500 \frac{W}{m^2 * K}$  [35] und die Wärmeleitfähigkeit des Stahls bei  $\lambda_1 = 51 \frac{W}{m * K}$  [36] beträgt. Nach Gleichung 6-1 und den in Kapitel 5.4 berechneten Kenndaten wird  $\alpha_a$  bestimmt. Als Grundlage wird das Rohr DN 80/160 gewählt, welches im bestehenden Nahwärmenetz das meiste Wasser trägt.

**Tabelle 6-2** Kenndaten zur Bestimmung der erforderlichen Isolierung des Nahwärmenetzes

Größe	Wert
$\dot{Q}$	35.898 W
$l$	4.146 m
$\vartheta_i$	70 °C
$\vartheta_a$	10 °C
$\alpha_i$	3.500 W/(m <sup>2</sup> *K)
$d_1$	82,5 mm
$d_2$	88,9 mm
$d_3$	160 mm
$\lambda_1$	51 W/(m*K)
$\lambda_2$	0,028 W/(m*K)
$\alpha_a$	0,554 W/(m <sup>2</sup> *K)

Um die Netzverluste von 314.465 kWh/a auf 119.425 kWh/a, also um rund 62 Prozent zu senken, müsste, mit sonst identischen Werten, der Außendurchmesser der Isolierung bei rund 2.100 mm liegen.

Da dies unrealistisch ist, wird eine Kombination von Maßnahmen durchgeführt. Die mittlere fühlbare Wärme wird auf 55 °C gesenkt, es wird ein anderes Dämmmaterial mit einer Wärmeleitfähigkeit von 0,026 W/(m\*K) verwendet und der Außendurchmesser wird von 160 mm auf 200 mm erhöht. Dies entspricht einem gut gedämmten Rohr in Standardausführung [37]. Somit können die Netzverluste nach Gleichung 6-1 auf 208.533 kWh gesenkt werden.

Auf Basis des optimierten Wärmenetzes wird die Wärmeerzeugung nach den Werten in Tabelle 6-3 ausgelegt. Begründet durch die niedrige thermische Leistung des BHKW im Vergleich zum Wärmebedarf der Liegenschaft wird davon ausgegangen, dass sich trotz des sinkenden Wärmebedarfs, die Betriebsstunden des BHKW und damit die erzeugte Strommenge nicht verringern.

**Tabelle 6-3** Rahmenbedingungen zur Optimierung der bestehenden Wärmeerzeuger

	<b>Wert</b>	<b>Einheit</b>
verbrauchte Wärme Kunde	1.074.825,00	kWh
Sicherheitsaufschlag	10	%
Sicherheitsaufschlag total	107.482,50	kWh
Zu liefernde Wärme	1.182.307,50	kWh
Netzverluste total	208.533	kWh/a
ins Netz eingespeiste Wärme	1.390.841	
Speicherverluste	3	%
Speicherverluste total	43.016	kWh/a
erforderliche Wärmeerzeugung Kessel & BHKW	1.433.856	kWh/a
erzeugte Wärme BHKW	498.139,50	kWh/a
erzeugter Strom BHKW	315.670,99	kWh/a
erzeugte Energie Kessel & BHKW	1.749.527,18	kWh/a
thermischer Nutzungsgrad Heizzentrale	64,27	%
elektrischer Nutzungsgrad BHKW	28,71	%
erforderlicher Gaseinsatz	2.230.988	kWh
energetischer Nutzungsgrad Gesamtsystem	67,14	%
thermischer Nutzungsgrad Gesamtsystem	52,99	%
thermischer Nutzungsgrad Gesamtsystem vor der Optimierung	49,58	%
maximale Gasbezugsleistung	698,92	kW
Maximale Heizleistung Erzeuger	449,20	kW
Maximale Heizleistung Kunde	370,39	kW

Die Wärmeerzeuger müssen demnach bei einer maximalen Leistung von 450 kW Wärmeenergie in Höhe von 1.433.860 kWh bereitstellen. Das BHKW produziert zusätzlich eine Strommenge von 315.671 kWh.



## 7 Energetische Potentialanalyse der untersuchten Liegenschaft

Aufgrund der niedrigen Netztemperatur ermöglichen Niedertemperaturwärmenetze eine Wärmegewinnung aus regenerativen Energien. Neben Solar- und Geothermie sowie der thermischen Grundwassernutzung können biogasbetriebene KWK-Anlagen, Industrieabwärme und Power-to-Heat aus erneuerbaren Energien in ein Niedertemperaturwärmenetz integriert werden.

Um entscheiden zu können, welche dieser Energiequellen im betrachteten Gebiet eingesetzt werden können, wird in den folgenden Kapiteln eine Potentialermittlung regenerativer Energien und anderer, in der Region nutzbarer, Wärmequellen durchgeführt. Ziel der Wärmepotentialanalyse ist es, ein gesichertes Wissen über das realisierbare Anschlusspotential zu erhalten.

### 7.1 Solarthermisches Potential

Für die Errichtung einer solarthermischen Anlage, eingebunden in ein Wärmenetz, sind zwei Faktoren entscheidend. Zum einen muss das solarthermische Potential des Standortes einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage sicherstellen, zum anderen ist für die Errichtung einer solarthermischen Anlage eine nutzbare Fläche in ausreichender Größe erforderlich.

Das solare Potential der untersuchten Liegenschaft ist noch nicht im Solarkataster der Stadt Sankt Augustin eingepflegt. Wie in Abbildung 7-1 zu erkennen, ist solarthermisches Potential vorhanden. Die roten Bereiche der Dachflächen signalisieren eine hohe Sonneneinstrahlung. Nach Norden ausgerichtete oder verschattete Dachflächen sind grün bis blau eingefärbt und weisen eine schwache Sonneneinstrahlung auf.



Abbildung 7-1 Solares Potential der untersuchten Liegenschaft [38]

Bezüglich der benötigten Fläche muss zwischen zwei Arten der solarthermischen Einbindung in das Wärmenetz unterschieden werden (siehe Kapitel 2.7). Die zentrale Einbindung einer solarthermischen Anlage in ein Wärmenetz stellt in städtischen Gebieten oft ein Problem dar. Aufgrund der begrenzt zur Verfügung stehenden Flächen, besteht oft nicht die Möglichkeit eine ausreichend große Anlage in direkter Nähe zur Heizzentrale zu errichten. Bei der dezentralen Einbindung mehrerer Kleinanlagen wird keine große Freifläche benötigt, sondern mehrere kleine Flächen werden zur Wärmegewinnung genutzt.

Wie in Abbildung 7-1 zu erkennen, handelt es sich bei der Liegenschaft und der näheren Umgebung um ein dicht bebautes Gebiet. Die einzige in Frage kommende Freifläche zur Errichtung einer solarthermischen Großanlage befindet sich im Süden des Wohngebietes auf der gegenüberliegenden Seite der Meindorfer Straße. Da es sich hierbei um eine landwirtschaftliche Nutzfläche handelt und diese möglicherweise in den nächsten Jahren ebenfalls bebaut wird, ist eine Großanlage hier nicht sinnvoll.

Für eine dezentrale Einbindung solarthermischer Wärmegewinnung sind alle Gebäude der Wohnsiedlung geeignet (siehe Abbildung 7-2).



**Abbildung 7-2** Nutzbare Dachflächen innerhalb der betrachteten Liegenschaft

Die zur Verfügung stehende Dachfläche wird mittels TIM-Online ermittelt. Die nach Süden ausgerichteten Dachflächen haben eine Größe von rund 740 m<sup>2</sup>, die Dachflächen mit

Ost/West-Ausrichtung weisen eine Größe von rund 2.040 m<sup>2</sup> auf. In TIM-Online wird die Dachfläche aus der Vogelperspektive betrachtet. Die reale, geneigte Dachfläche ist größer. Bei einer Dachneigung von 40 Grad ergibt sich eine Flächenzunahme von 23,4 Prozent. Die reale, nutzbare Dachfläche der EFH beträgt somit 913,16 m<sup>2</sup> mit Südausrichtung und 2.517 m<sup>2</sup> mit einer Ost/West-Ausrichtung. Die Flächen der MFH, der Heizzentrale, sowie des Kindergartens betragen in Summe circa 1.424 m<sup>2</sup>. Bei Flachdächern werden die Solarmodule aufgeständert. Der dadurch hervorgerufene Schattenwurf verhindert die Nutzung der gesamten Dachfläche. Rund die Hälfte der Dachfläche ist für solarthermische Zwecke nutzbar [39]. Die für eine solarthermische Nutzung zur Verfügung stehende Fläche der Liegenschaft beträgt somit circa 4.142 m<sup>2</sup>.

Mit den Daten aus Tabelle 7-1 ergibt sich ein potentieller Ertrag von 1.867.344 kWh pro Jahr.

**Tabelle 7-1** Berechnung des Solar-Ertrags

Wert	Größe	Einheit
Solarstrahlung	1.000	W/m <sup>2</sup>
Kollektorleistung	600 [40]	W/m <sup>2</sup>
Sonnenstunden	800	h/a
Kollektorertrag Südausrichtung	480	kWh/(m <sup>2</sup> *a)
Kollektorertrag Ost/West-Ausrichtung	432 [41]	kWh/(m <sup>2</sup> *a)
Kollektorfläche Südausrichtung	1.625	m <sup>2</sup>
Kollektorfläche Ost/West-Ausrichtung	2.517	m <sup>2</sup>
gesamter Ertrag	1.867.344	kWh/a

## 7.2 Geothermisches Potential

Für den Bau einer geothermischen Anlage bietet sich innerhalb der Liegenschaft einzig die Freifläche südlich des Kindergartens an. Ist dieser geöffnet, wird die Fläche als Außenanlage des Kindergartens genutzt. Da die Fläche nicht überbaut ist und keine übermäßige Belastung durch den Kindergarten zu erwarten ist, wird die Leistungsfähigkeit nicht negativ beeinflusst. Die zur Verfügung stehende Fläche beträgt rund 1.500 m<sup>2</sup>.

### 7.2.1 Geothermisches Potential von Erdwärmekollektoren

In der Liegenschaft und in der näheren Umgebung liegt laut dem geologischen Dienst NRW eine mittlere geothermische Ergiebigkeit für Erdwärmekollektoren vor (siehe Abbildung 7-3). Eine detailliertere Beschreibung der Legende ist nicht vorhanden.

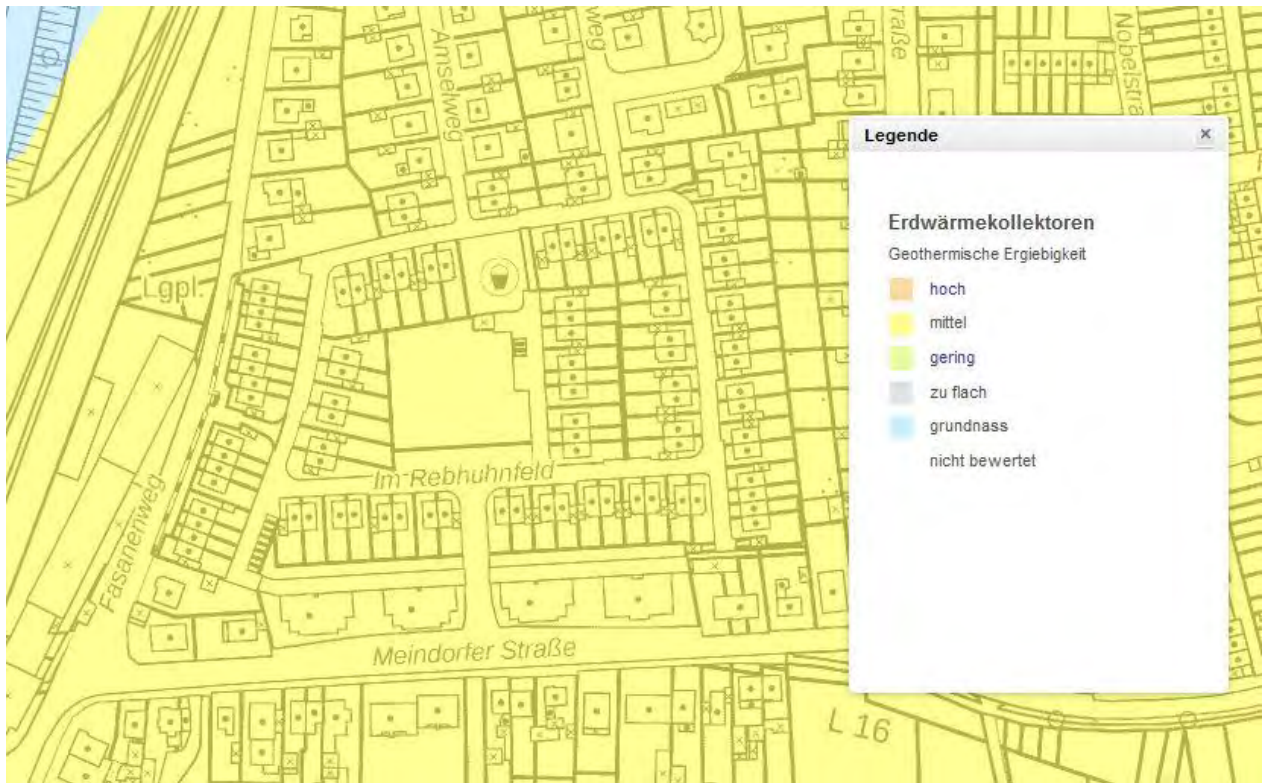


Abbildung 7-3 Geothermisches Potential von Erdwärmekollektoren der untersuchten Liegenschaft [42]

Für die Bestimmung der Entzugsleistung und der Entzugsenergie aus dem Erdreich wird Deutschland in 15 Klimazonen für die Belange der Heiz- und Raumlufttechnik eingeteilt [43]. Die Regionen Bonn, Rhein-Sieg und Köln fallen in die Klimazone fünf. Für Erdwärmekollektoren in dieser Zone sind, abhängig von der Bodenart, die in Tabelle 7-2 aufgeführten Werte ermittelt worden.

Tabelle 7-2 Horizontale Erdwärmekollektoren, flächenspezifische Maximalwerte für PE-Rohr 32mm x 2,9 mm [9]

	Sand	Lehm	Schluff	Sandiger Ton
Entzugsleistung [W/m <sup>2</sup> ]	29	37	38	41
Entzugsarbeit [kWh/a]	49	62	64	69
Volllaststunden [h/a]	1700	1700	1700	1700
Rohrabstand [m]	0,2 – 0,3	0,2 – 0,3	0,2 – 0,3	0,2 – 0,3

Die Liegenschaft befindet sich in einer Region mit einem hohen Lehmanteil im Boden. Unter Berücksichtigung der Grenzabstände von einem Meter zu benachbarten Grundstücken, Straßen und Gebäuden [19] liegt die effektiv zur Verfügung stehende Fläche bei circa 1.420 m<sup>2</sup>. Die maximale Entzugsleistung wird nach Gleichung 7-1 berechnet.

$$P_{Entzug,max} = p_{Entzug} * A$$

Gleichung 7-1 Maximale Entzugsleistung  
 Erdwärmekollektor

$$P_{Entzug,max} = 37 \frac{W}{m^2} * 1.420 m^2 = 52.540 W \triangleq 52,54 kW$$

Die maximale Entzugsarbeit wird nach Gleichung 7-2 ermittelt und liegt bei 88.040 kWh pro Jahr. Dies entspricht 8,19 Prozent des Jahreswärmeverbrauchs des Jahres 2017.

$$W_{Entzug,max} = w_{Entzug} * A$$

**Gleichung 7-2** Maximale Entzugsarbeit

$$W_{Entzug,max} = 62 \frac{kWh}{m^2 * a} * 1.420 m^2 = 88.040 \frac{kWh}{a}$$

## 7.2.2 Geothermisches Potential von Erdwärmesonden

Das geothermische Potential von Erdwärmesonden am Standort Sankt Augustin wird in fünf Klassen und insgesamt elf Unterklassen unterteilt. Für Erdwärmesonden innerhalb des untersuchten Gebietes liegt eine mittlere geothermische Ergiebigkeit vor [42].

Neben dem energetischen Potential des betrachteten Gebietes sind die örtlichen Bedingungen bezüglich Bebauung und Verrohrung zu berücksichtigen. Bei der Errichtung einer Erdwärmesondenanlage müssen laut VDI-Richtlinie folgende Mindestabstände zu Ver- und Entsorgungsleitungen, zu Gebäuden und benachbarten Erdwärmesonden eingehalten werden.

**Tabelle 7-3** Mindestabstände von Erdwärmesonden

Objekt/ Grenze	Mindestabstand
Ver- und Entsorgungsleitungen	0,7 m
Gebäude	2 m
Erdwärmesonde	6 m

Damit das Wärmepotential des Nachbargrundstückes genutzt werden kann, ist somit ein Abstand von drei Metern zur Grundstücksgrenze einzuhalten. Unter Berücksichtigung der Mindestabstände verringert sich die nutzbare Fläche von ursprünglich 1.500 m<sup>2</sup> auf 1.271,25 m<sup>2</sup>. Mit einem Abstand von mindestens sechs Metern zwischen den einzelnen Sonden ist die betrachtete Fläche für die Einbringung von 48 Sonden geeignet.

Da es zu einem Wärmetransport im Grundwasser kommt, beeinflussen sich die Sonden, je nach Fließrichtung, gegenseitig und es kommt zu Wechselwirkungen mit Grundwasserströmungen, die vermieden werden müssen. Das Grundwasser bewegt sich in 15 bis 20 m Tiefe in süd-westlicher Richtung auf den Rhein zu [44]. Um Wechselwirkungen zu vermeiden, wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit nur das Potential von einer in süd-östlicher Richtung verlegten Reihe von Erdwärmesonden untersucht.

Wie in Abbildung 7-4 erkennbar, ist in der betrachteten Liegenschaft die Installation von Erdwärmesonden auf einer Länge von circa 58 Metern möglich.

Am Verteiler werden die einzelnen Sonden zusammengeführt. Von dort führen Vor- und Rücklauf in die Heizzentrale des Wohngebietes. Die Erdwärmesonden müssen so miteinander verbunden werden, dass ein möglichst gleichmäßiger Wärmeentzug aus dem Erdreich sichergestellt ist. Der Verteiler dient des Weiteren als Entlüftung der Erdwärmesonden. Dies ist erforderlich, da das Sondenmaterial PE nicht absolut luftdicht ist. Um Druckunterschiede und damit verbunden Luftblasen zu vermeiden, sollten die Sonden die gleiche Länge und den gleichen Abstand zum Verteiler haben. [45] Da dies hier nicht möglich ist, wäre im Falle einer Umsetzung ein hydraulischer Abgleich erforderlich.



**Abbildung 7-4** Potentielle Anordnung der Erdwärmesonden in der untersuchten Liegenschaft

Die Auslegung von großen Anlagen (> 30 kW) muss mit einschlägigen Berechnungs- und Simulationsverfahren erfolgen. Da die dafür erforderliche Software kostenpflichtig ist, kann dies im Rahmen der Masterarbeit nicht erfolgen. Dies muss bei der Auslegung nach der VDI 4640 Blatt 2 berücksichtigt und bei der Umsetzung durch genauere Berechnungen überprüft werden. Für eine erste Potentialanalyse reicht dieses vereinfachte Verfahren aus.

Für die Potentialanalyse wird eine Sondentiefe von maximal 200 m vorgesehen. Mit der vorgesehenen Sondenlänge und den Daten aus der VDI 4640, Blatt 2 kann nach Gleichung 7-3 die Wärmepumpenverdampferleistung und anschließend die Heizleistung der Wärmesondenanlage bestimmt werden.

$$l_{EWS} = \frac{P_{ENT}}{n_{EWS} * P_{EWS}}$$

**Gleichung 7-3** Mittlere Länge der Erdwärmesonde(n) [9]

$$P_{ENT} = n_{EWS} * P_{EWS} * l_{EWS}$$

- $l_{EWS}$  (mittlere) Länge einer Erdwärmesonde (EWS) in m
- $n_{EWS}$  Anzahl Erdwärmesonden
- $P_{ENT}$  Wärmepumpenverdampferleistung in W
- $P_{EWS}$  spezifische Erdwärmesondenleistung in W/m

In Tabelle 7-4 werden die Wärmepumpenverdampferleistungen in Abhängigkeit der Sondenanzahl bei einer mittleren Sondentiefe von 200 m aufgelistet.

**Tabelle 7-4** Wärmepumpenverdampferleistung in Abhängigkeit der Sondenanzahl

Anzahl Sonden	$P_{EWS}$ [W/m]	$P_{ENT}$ [kW]
1	42,35	8,47
2	38,45	15,38
3	35,9	21,54
4	34	27,2
5	32,8	32,8

Bei einer maximalen Anzahl von zehn Bohrungen ergibt sich eine maximale Verdampferleistung von rund 65 kW. Aus der Verdampferleistung kann die Heizleistung nach Gleichung 7-4 ermittelt werden.

$$P_{ENT} = \frac{P_{HZG}}{SCOP} * (SCOP - 1)$$

**Gleichung 7-4** Wärmepumpenverdampferleistung [9]

$P_{HZG}$  Wärmepumpenheizleistung in W oder kW  
 $SCOP$  Jahresarbeitszahl

Da die Wärmepumpe in der Realität nicht unter Normbedingungen nach DIN EN 14511 betrieben wird, ändert sich in Abhängigkeit aller technisch bedeutenden Einflussgrößen die Jahresarbeitszahl.  $SCOP$  ist die berechnete Jahresarbeitszahl und muss im Vorfeld bestimmt werden. Da die umgewandelte Wärme lediglich dem Wärmenetz zugeführt und nicht direkt als Raumwärme oder zur Trinkwarmwasserbereitung abgerufen wird, müssen keine Temperaturen von  $\geq 50$  °C erreicht werden. Bei einem Niedertemperaturnetz kann die Wärmepumpe durch die geringe Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke in einem guten Arbeitsbereich betrieben werden. Dadurch liegt die errechnete über der nach DIN EN 14511 bestimmten Jahresarbeitszahl.

$$SCOP = \frac{COP_N * F_{\Delta\vartheta} * F_{\vartheta}}{F_P}$$

**Gleichung 7-5** Errechnete Jahresarbeitszahl [46]

Für die Bestimmung der errechneten Jahresarbeitszahl wird der Mittelwert der unter Normbedingungen ermittelten Jahresarbeitszahl aller sekundärseitigen Wärmepumpen herangezogen (siehe Tabelle 8-5).

**Tabelle 7-5** Einflussgrößen zur Berechnung von  $SCOP$  der Erdwärmesondenanlage

Größe	Wert
Jahresarbeitszahl unter Normnennbedingungen nach DIN EN 14511	$COP = 4,41$
Temperaturdifferenz bei der Prüfstandmessung	$\Delta\vartheta_M = 4K$
Auslegung der Temperaturen: VL 50°C RL 40°C	$\Delta\vartheta_B = 10K$
Korrekturfaktor für abweichende Temperaturdifferenzen bei Messung und Betrieb am Verflüssiger (Tab. 1)	$F_{\Delta\vartheta} = 1,061$
Minimale Eintrittstemperatur	$\vartheta_{B,min} = 2^{\circ}C$
Maximale Vorlauftemperatur	$\vartheta_{vorl,max} = 30^{\circ}C$
Korrekturfaktor bei unterschiedlichen Betriebsbedingungen (Tab. 2)	$F_{\vartheta} = 1,099$
Korrekturfaktor zur Berücksichtigung der Wärmequellenpumpe	$F_P = 1,035$

Unter den hier herrschenden Randbedingungen erreicht die Wärmepumpe eine Jahresarbeitszahl von  $SCOP = 4,97$ . Daraus ergibt sich nach Gleichung 7-4 eine Heizleistung der Erdwärmesondenanlage von 81,37 kW.

Die Potentialanalyse einer Erdwärmesondenanlage ergibt, dass eine Heizleistung von rund 80 kW im untersuchten Gebiet möglich ist.

### 7.2.3 Thermische Nutzung des Grundwassers mit Brunnenanlagen

Aufgrund der hohen spezifischen Wärmekapazität eignet sich Wasser sehr gut als Wärmeträgermedium. Bei passenden Rahmenbedingungen kann die thermische Nutzung des Grundwassers daher eine effiziente Wärmegegewinnung darstellen.

Um die Effizienz der Anlage zu maximieren und aufgrund des Grundwasserschutzes wird bei der Auslegung nur oberflächennahes Grundwasser mit freiem Grundwasserspiegel berücksichtigt. Die Brunnen müssen so dimensioniert werden, dass dauerhaft der, für die Deckung des Wärmebedarfes, erforderliche Volumenstrom gefördert und rückgeführt werden kann.

Die Dimensionierung von Förder- und Schluckbrunnen hängt von den örtlichen geologischen Gegebenheiten ab und muss durch Pumpversuche nachgewiesen werden. Das Grundwasser fließt in südwestlicher Richtung auf den Rhein zu und liegt in 15 bis 20 m Tiefe [44].

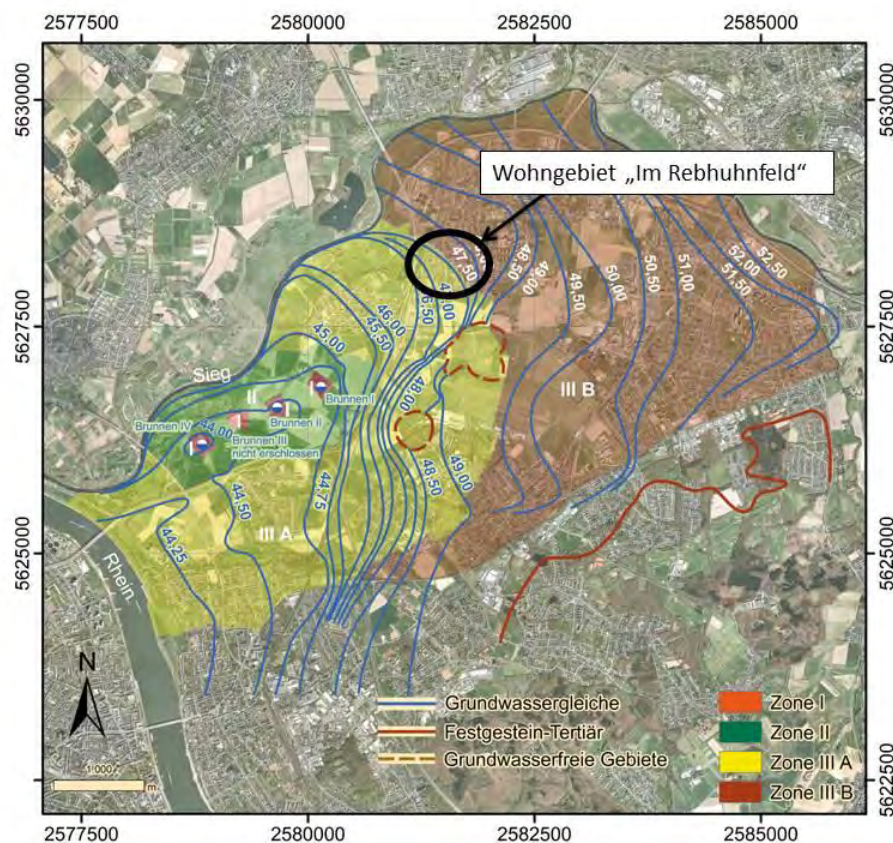


Abbildung 7-5 Grundwasserstrom im Einzugsgebiet der unteren Sieg [44]

Wie in Abbildung 7-5 zu erkennen, liegt das Wohngebiet in einem, für die thermische Nutzung des Grundwassers, vorteilhaften Gebiet, da hier früher das Bett des Ur-Rheins und der Sieg verlaufen ist und die kies- und sandhaltige Schicht durchgehend viel Wasser trägt. [47].



Bei der thermischen Nutzung des Untergrundes von Grundwasser müssen wasserrechtliche Grundlagen beachtet werden. Abbildung 7-5 zeigt, dass sich die untersuchte Liegenschaft in der Trinkwasserschutzzone III befindet und somit eine thermische Nutzung des Grundwassers möglich ist (siehe Kapitel 3.3). Für die weitere Betrachtung wird davon ausgegangen, dass für die Wärmeversorgung der Liegenschaft ausreichend thermisches Potential vorhanden ist.

### 7.3 Fazit der Potentialanalyse

In den Kapiteln 7.1 bis 7.2.3 wurde das energetische Potential der Liegenschaft analysiert. Die Betrachtung hat gezeigt, dass die solarthermische Nutzung, aufgrund der dichten Bebauung, nur auf den Dächern der Wohnsiedlung möglich ist. Da es sich um viele kleine Anlagen handelt, ist nur eine dezentrale Integration der solarthermischen Energie in das Nahwärmenetz umsetzbar. Die dadurch hervorgerufenen Temperaturschwankungen im Wärmenetz müssen regelungstechnisch abgefangen werden. Die zeitliche Diskrepanz zwischen solarthermischer Wärmeengewinnung und Wärmeabnahme erschwert die Regelung zusätzlich. Die Einbindung eines Saisonspeichers würde hier Abhilfe schaffen. Aufgrund der dezentralen Einbindung der Solarthermie sowie des unzureichenden Platzangebotes ist die Installation eines Langzeitspeichers jedoch nicht umsetzbar. Ein Wärmekonzept mit der Einbindung solarthermischer Anlagen wird als zu kompliziert angesehen und in der weiteren Betrachtung nicht berücksichtigt.

Das geothermische Potential für Erdwärmekollektoren ist laut dem geologischen Dienst NRW in der Liegenschaft mit „mittel“ zu bewerten. Die Quellentemperatur liegt ganzjährig zwischen circa zwei Grad Celsius und minus fünf Grad Celsius [10]. Ein Nachteil von Erdwärmekollektorfeldern ist der hohe Platzbedarf. Aufgrund der engen Bebauung des Wohngebietes ist nur eine kleine Anlage realisierbar. Hier stehen Aufwand und geothermischer Deckungsbeitrag von 8,19 Prozent in einem nicht vertretbaren Verhältnis. Von der Umsetzung einer geothermischen Erdwärmekollektoranlage wird daher Abstand genommen.

Das geothermische Potential von Erdwärmesonden wird ebenfalls mit „mittel“ bewertet. Die Größe der geothermischen Anlage richtet sich im Wesentlichen nach dem energetischen Potential des betrachteten Gebietes und dem angestrebten Deckungsbeitrag am jährlichen Gesamtwärmebedarf. Die Berechnung hat gezeigt, dass die Gegebenheiten vor Ort die Anlagengröße begrenzt. Mit einer Heizleistung der Erdwärmesondeanlage von 60 kW, 144.000 kWh maximalen Entzugsarbeiten bei 2.400 Betriebsstunden pro Jahr, erreicht die Anlage einen Deckungsanteil von circa 13,4 Prozent des jährlichen Wärmebedarfs. Aufgrund der hohen Kosten für Bohrungen und dem niedrigen Deckungsanteil wird von der Umsetzung einer Sondenanlage abgesehen.

Ab Anlagenleistungen von rund zehn Kilowatt Heizleistung bietet die thermische Nutzung des Grundwassers wirtschaftliche Vorteile gegenüber Erdwärmesonden [48]. Mit steigender Heizleistung müssen tiefere oder mehr Bohrungen für Erdwärmesonden durchgeführt werden, wodurch die Kosten steigen. Da oberflächennahes Grundwasser in Tiefen von 15 bis 20 m anzutreffen ist, sind die zu errichtenden Investitionskosten für den Brunnenbau geringer. Die Wirtschaftlichkeit hängt stark von der hydrogeologischen Situation im betrachteten Gebiet ab. Das hier nutzbare Grundwasser steht in einem Kies-Grundwasserleiter zur Verfügung. Die hydrogeologische Situation lässt somit eine wirtschaftliche Förderung des Grundwassers zu. Für den Betreiber des Wärmenetzes bedeutet die thermische Nutzung des Grundwassers ein minimiertes Risiko, da die Wärmeengewinnung dezentral stattfindet und der Netzbetreiber „nur“

das Grundwasser bereitstellt. Falls keine Wärme benötigt wird, findet eine Anpassung der Fördermenge statt. So entstehen für den Betreiber nur verschwindend geringe Kosten. Dies liegt hauptsächlich an den niedrigen Verteilverlusten.

Aufgrund des eingeschränkten Potentials anderer regenerativer Wärmequellen innerhalb der Liegenschaft und weil die thermische Nutzung des Grundwassers eine effiziente Form der geothermischen Nutzung des Untergrundes darstellt, wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit die thermische Grundwassernutzung weiter betrachtet.

## **8 Konzeptionierung eines Niedertemperaturnetzes für die betrachtete Liegenschaft**

Im Folgenden wird das Konzept für ein Niedertemperaturnetz ausgearbeitet. Dies bildet die Grundlage für die anschließende Bilanzierung.

Die Konzeptionierung wird auf Basis der energetischen Potentialanalyse aus Kapitel 7 und der Verbrauchsdaten der Liegenschaft aus Kapitel 5.4 und 6 durchgeführt.

Da die Warmwasserbereitung aufgrund des sinkenden Raumwärmebedarfs eine immer wichtigere Rolle auf dem Wärmemarkt spielt, wird neben dem Heizwarmwasser- auch der Trinkwarmwasserbedarf im Konzept berücksichtigt. Um eine hohe Effizienz der Wärmepumpe zu erreichen, wird die Temperatur sekundärseitig möglichst niedrig gehalten. Da die untersuchte Liegenschaft bezüglich ihres Potentials an regenerativen Energiequellen begrenzte Möglichkeiten aufweist, wird die einzig sinnvoll nutzbare, regenerative Energiequelle, das Grundwasser, als Wärmequelle betrachtet.

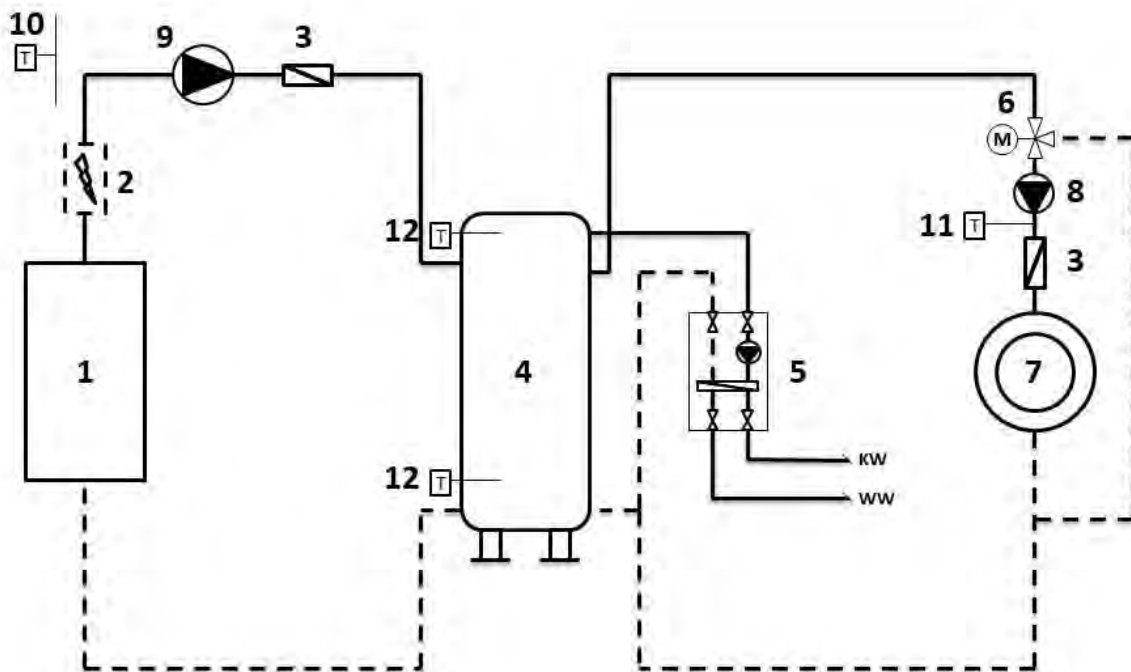
Beginnend bei den Verbrauchern wird die Konzeptionierung und Dimensionierung der wichtigsten Komponenten mit dem Wärmenetz fortgeführt und mit der Wärmequelle beendet.

### **8.1 Sekundärseite**

Beim Sekundärkreis handelt es sich um die dezentralen Heizkreisläufe der einzelnen Wohnobjekte. Die Sekundärseite besteht aus einer Wärmepumpe mit elektrischer Zusatzheizung, einem parallel eingebundenen Pufferspeicher und einer Trinkwassererwärmung mit Frischwasserstation.

Die Wärmepumpe hebt die im Netz vorhandene Temperatur auf ein nutzbares Niveau an und belädt den Pufferspeicher. Der Pufferspeicher dient der hydraulischen Entkopplung von Wärmepumpen- und Heizkreis. Durch die zeitliche Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch können Stillstands- und Unterbrechungszeiten überbrückt werden. Der Puffer sorgt des Weiteren dafür, dass die Wärmepumpe weniger oft taktet, wodurch Effizienz und Langlebigkeit gesteigert werden.

Der Heizkreis wird aus dem Pufferspeicher gespeist und in Abhängigkeit von der Vorlauftemperatur geregelt. Im Speicher wird ausschließlich Heizwasser gespeichert, wobei ein Teil als Energievorrat für die Trinkwassererwärmung vorgesehen ist. Vorrangig zur Raumheizung erfolgt die Trinkwassererwärmung mittels Frischwasserstation. Die elektrische Zusatzheizung wird lediglich bei Engpässen zugeschaltet und ist im Speicher integriert. Das Schaltbild der Sekundärseite ist in Abbildung 8-1 dargestellt.



**Abbildung 8-1** Schaltbild Sekundärseite EFH [12]

Aufgrund der hygienischen Vorteile der Frischwasserstation (siehe Kap.2.8 und Kap.3.5) kann das System auf einem niedrigeren Temperaturniveau betrieben werden. Durch die geringere Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und -senke erreicht die Wärmepumpe eine hohe Jahresarbeitszahl. Die nach DIN EN 806-2 empfohlene, maximale Hahnaustrittstemperatur von Trinkwarmwasser liegt bei 43 °C. Die Vorlauftemperatur im Pufferspeicher wird auf 50 °C ausgelegt.

In den Mehrfamilienhäusern werden ebenfalls Frischwasserstationen zur Trinkwarmwasserbereitung installiert. Um den Trinkwasserkreislauf so klein wie möglich zu halten und damit die hygienischen Vorteile der Frischwasserstation nutzen zu können, werden diese dezentral innerhalb der einzelnen Wohneinheiten installiert. Das Schaltbild zum Sekundärkreislauf innerhalb der MFH ist in Abbildung 8-2 dargestellt.

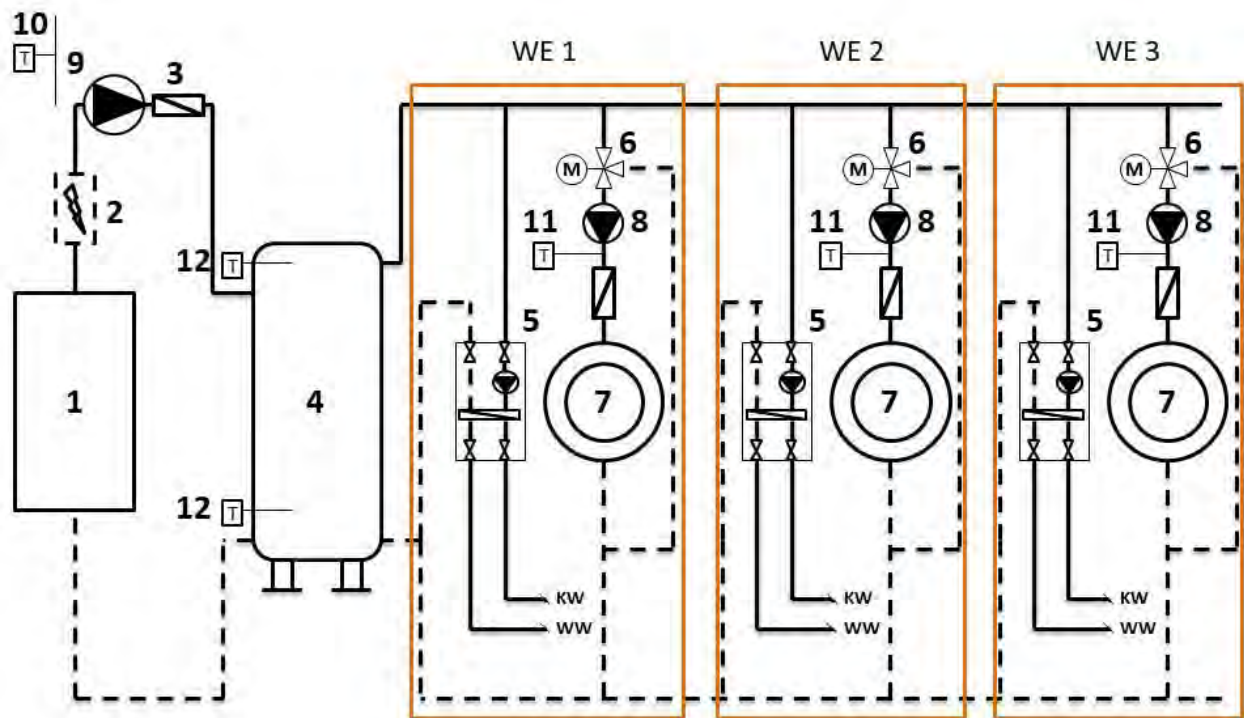


Abbildung 8-2 Schaltbild Sekundärseite MFH [12]

- |    |                              |
|----|------------------------------|
| 1  | Wärmepumpe                   |
| 2  | Elektrischer Heizer          |
| 3  | Wärmemengenzähler            |
| 4  | Pufferspeicher               |
| 5  | Frischwasserstation          |
| 6  | Dreibegeventil               |
| 7  | Wärmesenke                   |
| 8  | Pumpe                        |
| 9  | Umwälzpumpe Wärmepumpenkreis |
| 10 | Außentemperaturfühler        |
| 11 | Thermostat Heizkreis         |
| 12 | Thermostat Pufferspeicher    |

## 8.2 Primärkreislauf

Unter dem Primärkreislauf wird das eigentliche Wärmenetz bestehend aus Wärmequelle, Regelung, Überwachung und den Rohrleitungen bis zu den jeweiligen Hausanschlüssen verstanden.

Bei der hier untersuchten Liegenschaft dient Grundwasser als thermische Energiequelle. Diesem wird mit dezentralen Wasser/Wasser Wärmepumpen Energie entzogen, um das Temperaturniveau sekundärseitig auf 50 °C anzuheben.

Aufgrund der niedrigen Netztemperaturen ist der Einsatz flexibler Polymerrohre für die Wärmenetzinfrastruktur möglich [49]. Neben den deutlich geringeren Anschaffungskosten ist die

Installation weniger aufwändig als bei den heute üblichen Rohrsystemen aus vorisolierten starken Stahlrohren. Auf die Überwachung und Regelung der Primärseite wird im Rahmen der Masterarbeit nicht weiter eingegangen. In der wirtschaftlichen Bilanzierung werden die Investitionskosten berücksichtigt.

### 8.3 Dimensionierung der wichtigsten Komponenten

Für die abschließende wirtschaftliche und energetische Bilanzierung werden die wichtigsten Komponenten des erarbeiteten Wärmekonzeptes ausgelegt und dimensioniert. Hierzu zählen die dezentralen Wärmepumpen und Speichereinheiten, die Förderpumpen und die Wärmenetzinfrastruktur.

#### 8.3.1 Wärmepumpen Sekundärseite

Beim Sekundärkreis ist eine monovalente Betriebsweise der Wärmepumpe vorgesehen. Bei dem monovalenten Betrieb einer Wärmepumpe deckt die Wärmepumpe die gesamte Heizlast sowie die Trinkwassererwärmung unter Berücksichtigung aller eventuell notwendigen Zuschläge für Unterbrechungszeiten ab. Die Unterbrechungszeiten können auftreten, da Wärmepumpen in der Regel separat über einen Sondervertrag mit Strom versorgt werden und der Netzbetreiber berechtigt ist, die Stromzufuhr zur besseren Planung der Netzbelastung zu unterbrechen. Die erforderliche Wärmepumpenleistung wird nach Gleichung 8-1 berechnet.

$$\dot{Q}_{WP,erf} = \frac{d * \dot{Q}_{H,AP} + Q_{DP,AP} + Q_{sonst}}{d - \sum t_{SD}} \quad \text{Gleichung 8-1} \quad \text{Erforderliche Wärmepumpenleistung [10]}$$

$\dot{Q}_{WP,erf}$	erforderliche Wärmepumpenleistung in kW
$d$	Bezugszeitraum (24 h)
$\dot{Q}_{H,AP}$	Gebäudeheizlast im gewählten Auslegungspunkt
$Q_{DP,AP}$	Zuschlag für die Trinkwassererwärmung im gewählten Auslegungspunkt in kWh über den Bezugszeitraum von 24 h
$Q_{sonst}$	Zuschlag für sonstige Verbraucher im gewählten Auslegungspunkt
$\sum t_{SD}$	Summe der Sperrdauern gemäß Liefervertrag des Energieversorgers über 24 h in h

Die Gebäudeheizlast im gewählten Auslegungspunkt ergibt sich aus der Gebäudeheizlast bei Normaußentemperatur. Die Normaußentemperatur ist das tiefste Zweitagesmittel der Lufttemperatur, das zehnmal in 20 Jahren erreicht oder unterschritten wird. Im Raum Sankt Augustin liegt die Normaußentemperatur bei minus 12 °C [50].

Für die MFH sowie für den Haustyp Achat liegen keine Heizlastberechnungen vor. Da die Heizlasten bei MFH im Vergleich zu EFH gleichen Baustandards, aufgrund des energetisch vorteilhaften Verhältnisses von umbauten Raum zu Fläche Gebäudehülle, geringer sind, wird die Heizlast des Mittelhauses Typ Ennert als Anhalt für die weitere Berechnung angenommen. Für das Eckhaus Achat werden die Heizlasten des Eckhauses Typ Alasio verwendet. Die Gebäudeheizlasten nach DIN EN 12831 sowie der Heizwärmebedarf der einzelnen Häusertypen sind in Tabelle 8-1 aufgelistet. Die Auslegungstemperatur der Berechnung liegt nach VDI 4645 bei 50 °C. Dies entspricht den, für dieses Konzept gewählten, Vorlauftemperaturen aller Häuser.

**Tabelle 8-1** Heizlast und -wärmebedarf der einzelnen Gebäudetypen

Haustyp	spez. Heizlast nach DIN EN 12831 [W/m <sup>2</sup> ]	Wohnfläche [m <sup>2</sup> ]	Heizlast [kW]	maximaler Heizwärmebedarf (d=24h) [kWh]
MFH 10 WE	41,4	1.103,08	45,67	1.096,08
MFH 12 WE	41,4	1.003,21	41,53	996,72
Eckhaus Typ Ennert	41,4	129,8	5,37	128,88
Mittelhaus Typ Ennert	36,0	129,8	4,67	112,08
Eckhaus Typ Ölberg	41,5	130,5	5,42	130,08
Eckhaus Typ Alasio	50,5	132,1	6,67	160,08
Eckhaus Typ Weilberg	54,7	102,9	5,63	135,12
Mittelhaus Typ Weilberg	38,3	102,9	3,94	94,56
Eckhaus Achat	50,5	128	6,46	155,04

Da alle Typen der EFH die Räumlichkeiten für zwei Kinderzimmer bieten [51], wird zur Bestimmung der Wärmepumpenleistung im Vergleich zu Kapitel 5.1 ein Sicherheitsaufschlag berücksichtigt und mit vier Personen pro EFH gerechnet. Bei den MFH wird für die Warmwasserbereitung pro Wohneinheit mit 1.000 kWh pro Jahr gerechnet (siehe Kap. 5.1). Für den Bezugszeitraum von 24 h liegt der Trinkwasserwärmebedarf demnach für die EFH bei 5,48 kWh für die MFH bei 27,40 beziehungsweise 32,88 kWh.

Laut Liefervertrag ist der Energieversorger berechtigt, die Stromzufuhr zu den Wärmepumpen dreimal täglich für bis zu zwei Stunden pro Tag zu unterbrechen. Im Anschluss an eine Unterbrechung muss der Strom mindestens für die Dauer des unterbrochenen Zeitraums wieder zur Verfügung stehen [52]. Die Summe der Sperrdauern im Zeitraum von 24 h liegt demnach bei sechs Stunden. Die erforderlichen Wärmepumpenleistungen der jeweiligen Häusertypen sind in Tabelle 8-2 aufgelistet.

**Tabelle 8-2** Erforderliche Wärmepumpenleistung der einzelnen Haustypen

Haustyp	erforderliche Wärmepumpenleistung [kW]
MFH 10 WE	62,42
MFH 12 WE	57,20
Eckhaus Typ Ennert	7,46
Mittelhaus Typ Ennert	6,53
Eckhaus Typ Ölberg	7,53
Eckhaus Typ Alasio	9,2
Eckhaus Typ Weilberg	7,81
Mittelhaus Typ Weilberg	5,56
Eckhaus Typ Achat	8,92

In Summe erbringen die Wärmepumpen aller Häuser eine Heizleistung von 1.066,8 kW. Dies ist auf den Sicherheitsaufschlag bei der Personenzahl und die Sperrzeit von täglich sechs

Stunden durch den Netzbetreiber zurückzuführen. Durch die dezentrale Temperaturerhöhung hat der geringe Gleichzeitigkeitsfaktor keinen Einfluss auf die Heizleistungen der Wärmepumpen. Mit der erforderlichen Wärmepumpenleistung erfolgt eine erste Auswahl der Geräte nach den Herstellerangaben. Dabei müssen die Einsatzgrenzen der jeweiligen Wärmepumpe berücksichtigt werden.

Für die EFH ist die Viessmann Wärmepumpe Vitocal 200-G, für die Mehrfamilienhäuser Viessmann Vitocal 300-G vorgesehen. In beiden Fällen handelt es sich um eine bodenstehende Wasser/Wasser-Wärmepumpe. Die technischen Daten der Wärmepumpen passen gut zu dem Anforderungsprofil der Liegenschaft.

**Tabelle 8-3** Technische Daten Viessmann Vitocal 200-G

<b>Vitocal 200-G</b>	<b>BWC 201.A06</b>	<b>BWC 201.A08</b>	<b>BWC 201.A10</b>	<b>BWC 201.A13</b>	<b>BWC 201.A17</b>
Leistungsdaten (nach EN 14511, B0/W35°C, Spreizung 5K)					
Nenn-Wärmeleistung [kW]	5,6	7,6	9,7	13	17,2
Leistungszahl $\varepsilon$ (COP) bei Heizbetrieb	4,4	4,4	4,4	4,5	4,5
Maximale Vorlauftemperatur [°C]	60	60	60	60	60

**Tabelle 8-4** Technische Daten Viessmann Vitocal 300-G

<b>Vitocal 300-G</b>	<b>BWC 301.A21</b>	<b>BWC 301.A29</b>	<b>BWC 301.A45</b>
Leistungsdaten (nach EN 14511, B0/W35°C, Spreizung 5K)			
Nenn-Wärmeleistung [kW]	21,2	28,8	42,8
Leistungszahl $\varepsilon$ (COP) bei Heizbetrieb	4,7	4,8	4,6
Maximale Vorlauftemperatur [°C]	60	60	60

In zweistufiger Ausführung als Kaskade erreicht die Vitocal 300-G eine Nennleistung von 42,4 bis 85,6 kW.

Um die energetische Effizienz beurteilen zu können, wird im Folgenden die Jahresarbeitszahl nach Gleichung 8-2, unter Berücksichtigung aller technischen Einflussgrößen, bestimmt.

$$SCOP = \frac{COP_N * F_{\Delta\vartheta} * F_{\vartheta}}{F_P}$$

**Gleichung 8-2** Errechnete Jahresarbeitszahl [46]

$COP_{N,Vitocal\ 200-G} = 4,4 - 4,5$	Jahresarbeitszahl unter Normnennbedingungen nach DIN EN 14511
$COP_{N,Vitocal\ 300-G} = 4,6 - 4,8$	
$\Delta\vartheta_M = 4K$	Temperaturdifferenz bei der Prüfstandmessung
$\Delta\vartheta_B = 10K$	Auslegung der Temperaturen
$F_{\Delta\vartheta} = 1,061$	Korrekturfaktor für abweichende Temperaturdifferenzen bei Messung und Betrieb am Verflüssiger (Tab. 1)
$\vartheta_{W, ein} = 11^{\circ}C$	Wassereintrittstemperatur
$\vartheta_{vorl, max} = 50^{\circ}C$	Maximale Vorlauftemperatur
$F_{\vartheta} = 0,954$	Korrekturfaktor bei unterschiedlichen Betriebsbedingungen (Tab. 6)



$F_p = 1,14$

Korrekturfaktor zur Berücksichtigung der Wärmequellenpumpe (Tab. 9)

Aus der analog zu Kapitel 7.2.2 erfolgten Berechnung ergeben sich die in Tabelle 8-5 aufgeführten Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen für die einzelnen Häusertypen.

**Tabelle 8-5** Berechnete Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen Sekundärseite

Haustyp	erf. Wärmepumpenleistung [kW]	WP	Wärmepumpenleistung [kW]	COP <sub>N</sub>	SCOP
MFH 10 WE	62,42	Vitocal 300-G BW 301.A45 zweistufig	85,6	4,6	4,1
MFH 12 WE	57,2	Vitocal 300-G BW 301.A29 zweistufig	57,6	4,8	4,3
Eckhaus Typ Ennert	7,46	Vitocal 200-G BWC 201.A08	7,6	4,4	4
Mittelhaus Typ Ennert	6,53	Vitocal 200-G BWC 201.A08	7,6	4,4	4
Eckhaus Typ Ölberg	7,53	Vitocal 200-G BWC 201.A08	7,6	4,4	4
Eckhaus Typ Alasio	9,2	Vitocal 200-G BWC 201.A10	9,7	4,4	4
Eckhaus Typ Weilberg	7,81	Vitocal 200-G BWC 201.A10	9,7	4,4	4
Mittelhaus Typ Weilberg	5,56	Vitocal 200-G BWC 201.A06	5,6	4,4	4
Eckhaus Typ Achat	8,92	Vitocal 200-G BWC 201.A10	9,7	4,4	4

Die hier berechneten Jahresarbeitszahlen decken sich mit den Jahresarbeitszahlen, die bei im Betrieb bestehenden Projekten ermittelt worden sind [53].

### 8.3.2 Warmwasserspeicher Sekundärseite

Durch die Nutzung von Speichereinheiten werden Wärmeerzeugung und Wärmeabnahme zeitlich entkoppelt, Lastspitzen geglättet und die übrigen Komponenten können kleiner dimensioniert werden. Da dies einen effizienteren Betrieb des Wärmenetzes zur Folge hat, werden Speicher als erforderlich angesehen.

Für die Wärmepumpen im Sekundärkreislauf bedeutet der Speicher eine Verringerung der Taktung und dadurch eine Verlängerung der Lebensdauer. Der Speicher muss im monovalenten Betrieb die Sperrdauern der Wärmepumpe überbrücken können.

Für kleine und mittlere Anlagengrößen monovalenter Betriebsweise haben sich folgende Dimensionierungen von Wärmespeichern bewährt. Unter Berücksichtigung der verzögerten Gebäudeabkühlung sind pro Kilowatt Wärmepumpenleistung (Tabelle 8-5) und je Stunde Sperr-

dauer am Tag 30 bis 40 Liter erforderliches Speichervolumen anzusetzen [10]. Sicherheitshalber wird mit 40 l/kW gerechnet. Die Sperrdauer liegt laut Stromliefervertrag bei maximal sechs Stunden täglich [52]. Daraus ergeben sich die in Tabelle 8-6 aufgeführten Speichervolumen.

**Tabelle 8-6** Erforderliche Speichervolumen nach Haustypen

Haustyp	Volumen Wärmespeicher [l]
MFH 10 WE	3.664
MFH 12 WE	2.544
Eckhaus Typ Ennert	544
Mittelhaus Typ Ennert	544
Eckhaus Typ Ölberg	544
Eckhaus Typ Alasio	628
Eckhaus Typ Weilberg	628
Mittelhaus Typ Weilberg	464
Eckhaus Achat	628

Bei diesem Konzept ist ausschließlich die Speicherung von Heizwasser vorgesehen, wobei ein Teil der Energie zur Trinkwassererwärmung vorgesehen ist. Dem gespeicherten Heizwasser wird über einen Wärmetauscher Energie zur Trinkwassererwärmung entzogen. Bei der Speicherung von Heizwasser für Frischwassersysteme zur Trinkwassererwärmung muss der gesamte Trinkwarmwasserenergiebedarf während der Bezugsperiode berücksichtigt werden. Im Folgenden wird der Anteil, der für die Trinkwarmwasserbereitung benötigt wird, nach Gleichung 8-3 bestimmt.

$$V_{DPB} = \frac{Q_{DPB}}{c_W * (\vartheta_{Puffer} - \vartheta_{RL})}$$

**Gleichung 8-3** Erforderliche Puffervolumen zur Trinkwarmwasserbereitstellung

- $Q_{DPB}$  Energiebedarf für die Trinkwassererwärmung während der gewählten Bezugsperiode in kWh
- $c_W$  spezifische Wärmekapazität Wasser: 1,163 Wh/(l\*K)
- $\vartheta_{Puffer}$  notwendige Pufferspeichertemperatur in °C
- $\vartheta_{RL}$  Rücklauftemperatur des Frischwassersystems in °C

Die Bezugsperiode für die Auslegung der Wärmepumpe und des Speichers beträgt 24 Stunden. Der Trinkwarmwasserenergiebedarf liegt demnach bei den EFH bei 5,48 kWh, bei drei Mehrfamilienhäusern bei 27,40 kWh, beim vierten Mehrfamilienhaus bei 32,88 kWh. Die benötigte Pufferspeichertemperatur liegt bei 50 °C, die Rücklauftemperatur ist möglichst gering zu wählen und liegt bei 25 °C. Auftretende Verluste sind mit der Rücklauftemperatur abgegolten.

Die erforderliche Heizwassermenge zur Trinkwassererwärmung während der gewählten Bezugsperiode beträgt demnach für die Einfamilienhäuser 188,5 l und bei den Mehrfamilienhäusern 942,4 l beziehungsweise 1.130,9 l.

Somit werden 30 bis 40 Prozent des Speichervolumens benötigt, um Trinkwarmwasser bereitstellen zu können.

### 8.3.3 Umwälz- und Förderpumpen

Pumpen können mehr als zehn Prozent des Stromverbrauches der Anlage verursachen [10]. Die richtige Dimensionierung und ein effizienter Betrieb der Pumpen wirken sich daher auf den wirtschaftlichen Betrieb der Anlage aus.

Da die Durchflussmenge über das Jahr variiert, macht die Verwendung von Hocheffizienzpumpen mit einer selbsttätigen elektronischen Regelung Sinn. Für die Dimensionierung der Grundwasserförderpumpe muss der erforderliche Volumenstrom bei maximaler Heizlast bekannt sein. Dieser wird nach Gleichung 8-4 ermittelt.

$$\dot{V} = \frac{P}{\Delta T * \rho * c_p}$$

**Gleichung 8-4** Erforderlicher Wasserbedarf thermische Grundwasserernutzung [9]

$\dot{V}$  Nenndurchfluss in m<sup>3</sup>/h

$P$  Verdampferleistung in kW

$\Delta T$  Temperaturspreizung oder –änderung des Wassers in der Wärmepumpe

$\rho * c_p$  volumetrische spezifische Wärmekapazität des Wasser in kJ/(m<sup>3</sup>\*K)

Mit dem in Kapitel 5.4 berechneten thermischen Gesamtwirkungsgrad von 49,58 Prozent und der maximalen Gasbezugsleistung in 2017 von 747,06 kW beträgt die maximale Heizleistung rund 371 kW (siehe Abbildung 8-3).

Die Wärmepumpenverdampferleistung wird analog zu Kapitel 7.2.2 ermittelt. Für die Bestimmung der errechneten Jahresarbeitszahl wird der Mittelwert der SCOP aller sekundärseitigen Wärmepumpen herangezogen (siehe Tabelle 8-5). Dieser beträgt  $SCOP = 4,01$ . Daraus ergibt sich nach Gleichung 7-4 eine Verdampferleistung von 278,48 kW.

Die übliche Temperaturspreizung liegt bei drei bis vier Kelvin [9]. Bei der Auslegung wird von einer Temperaturabnahme von vier Kelvin ausgegangen. Wasser besitzt eine spezifische Wärmekapazität von 4,19 kJ/(kg\*K). Dies entspricht einer volumetrischen spezifischen Wärmekapazität von 4.190 kJ/(m<sup>3</sup>\*K). Daraus ergibt sich folgender Wasserbedarf:

$$\dot{V} = \frac{278,48 \text{ kW} * m^3 * K}{4K * 4.190 \text{ kJ}} = 0,017 \frac{m^3}{s} \triangleq 59,82 \frac{m^3}{h}$$

Der erforderliche maximale Nenndurchfluss unter diesen Randbedingungen beträgt somit 59,82 m<sup>3</sup>/h. Diese Heizleistung wird jedoch nur zu einer Stunde des Jahres benötigt. Mit einer leistungsgeregelten Brunnenförderpumpe kann die Förderleistung dem Wärmebedarf angepasst werden.

Um die Förderpumpe ideal auslegen zu können, wird der bei Grundlast erforderliche Durchfluss bestimmt.

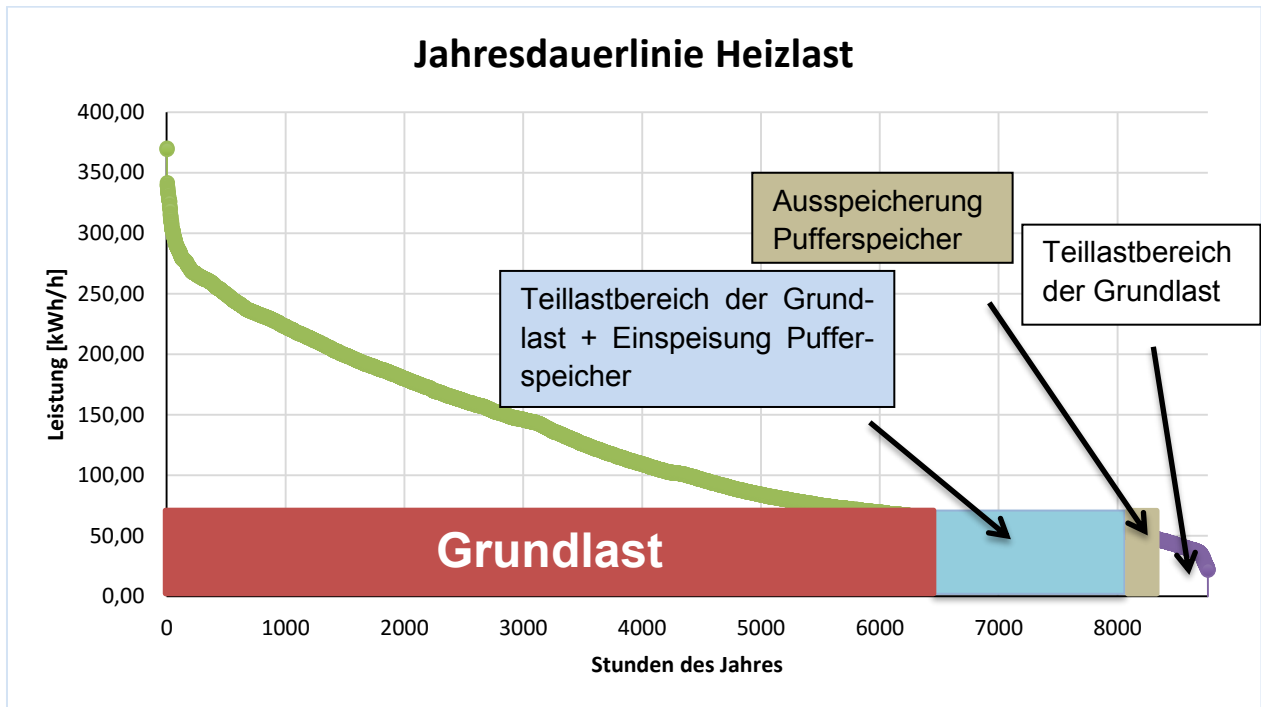


Abbildung 8-3 Jahresdauerlinie 2017 basierend auf der RL-Messung

Wie in Abbildung 8-3 zu erkennen ist, beträgt die Grundlast bei 6.500 Vollbenutzungsstunden rund 65 kW. Aufgrund der dezentralen Wärmespeicher wird die Grundlast zeitlich ausgedehnt. Daraus ergibt sich ein erforderlicher Wasserbedarf von 13,96 m<sup>3</sup>/h, der bei Grundlast gefördert werden muss.

Um eine Redundanz bei der Förderung von Grundwasser zu erreichen, werden zwei Pumpen mit einer Förderleistung von jeweils 35 m<sup>3</sup>/h bei einer Förderhöhe von 28,8 m ausgewählt. Es handelt sich hierbei um die 6 Zoll Tiefbrunnenpumpe 6BHE 48-3/4,0 von EBARA [54]. Mit einer maximalen Förderleistung von 70 m<sup>3</sup> in der Stunde ist ein Sicherheitsaufschlag von 16,4 Prozent integriert. Dies entspricht einer Verdampferleistung von 325,89 kW und einer maximalen Heizleistung von 443,97 kWh in den Haushalten.

Die Umwälzpumpe befördert das Brunnenwasser zu den einzelnen Haushalten und gleichzeitig von dort das abgekühlte Wasser aus dem Rücklauf zurück zum Schluckbrunnen. Bei der Umwälzpumpe, die das gleiche Volumen bewegt wie die Brunnenförderpumpe, wird sich für die Kreiselpumpe Ebara MATRIX 18-6T/4,00 entschieden. Mit einer maximalen Förderleistung von 27 m<sup>3</sup>/h werden drei Pumpen redundant in das System integriert [55].

Die Nassläuferpumpen im Sekundärkreis werden nicht näher betrachtet und als in den Sekundärkreis integriert angesehen.

### 8.3.4 Verrohrung Wärmenetz

Das bestehende Wärmenetz ist als einfaches Strahlennetz ausgeführt. Die Trassenführung wird aus der bestehenden Wärmeversorgung übernommen. Eine Trassenfindung muss daher nicht vorgenommen werden. Das Nahwärmenetz muss so dimensioniert werden, dass die Haushalte bis an das Ende der einzelnen Strahlen mit Wärme versorgt werden. Daher startet die Dimensionierung an den besagten Endpunkten und wird bis zur Heizzentrale fortgeführt.

Der Transport der maximalen Durchflussmenge von 70 m<sup>3</sup>/h muss gewährleistet sein. Zu Beginn werden die erforderlichen Wassermengen der einzelnen Hausanschlüsse nach Gleichung 8-4 bestimmt und in Tabelle 8-7 aufgelistet.

**Tabelle 8-7** Erforderliches Grundwasservolumen der einzelnen Hausanschlüsse

Haustyp	WP-Leistung [kW]	COP <sub>N</sub>	SCOP	Verdampferleistung [kW]	erforderlicher Volumenstrom [m <sup>3</sup> /h]
MFH 10 WE	85,6	4,6	4,1	64,72	13,90
MFH 12 WE	57,6	4,8	4,3	44,20	9,50
Eckhaus Typ Ennert	7,6	4,4	4	5,70	1,22
Mittelhaus Typ Ennert	7,6	4,4	4	5,70	1,22
Eckhaus Typ Ölberg	7,6	4,4	4	5,70	1,22
Eckhaus Typ Alasio	9,7	4,4	4	7,28	1,56
Eckhaus Typ Weilberg	9,7	4,4	4	7,28	1,56
Mittelhaus Typ Weilberg	5,6	4,4	4	4,20	0,90
Eckhaus Typ Achat	9,7	4,4	4	7,28	1,56

Aus dem erforderlichen Volumenstrom kann anschließend, mithilfe des Druckverlustdiagramms (siehe Abbildung 8-4), die Rohrdimensionierung der einzelnen Hausanschlüsse vorgenommen werden. Das Druckverlustdiagramm ist für PE-Rohre von DN 20 – DN 125 zulässig. Die Rauigkeit des PE100 beträgt 0,01 Millimeter.

DN 20 - DN 125 / SDR 11

Mediumtemperatur 10 °C

Rauhigkeit  $\epsilon = 0.01$  mm (PE100)  
 (1 mmWS = 9.81 Pa)

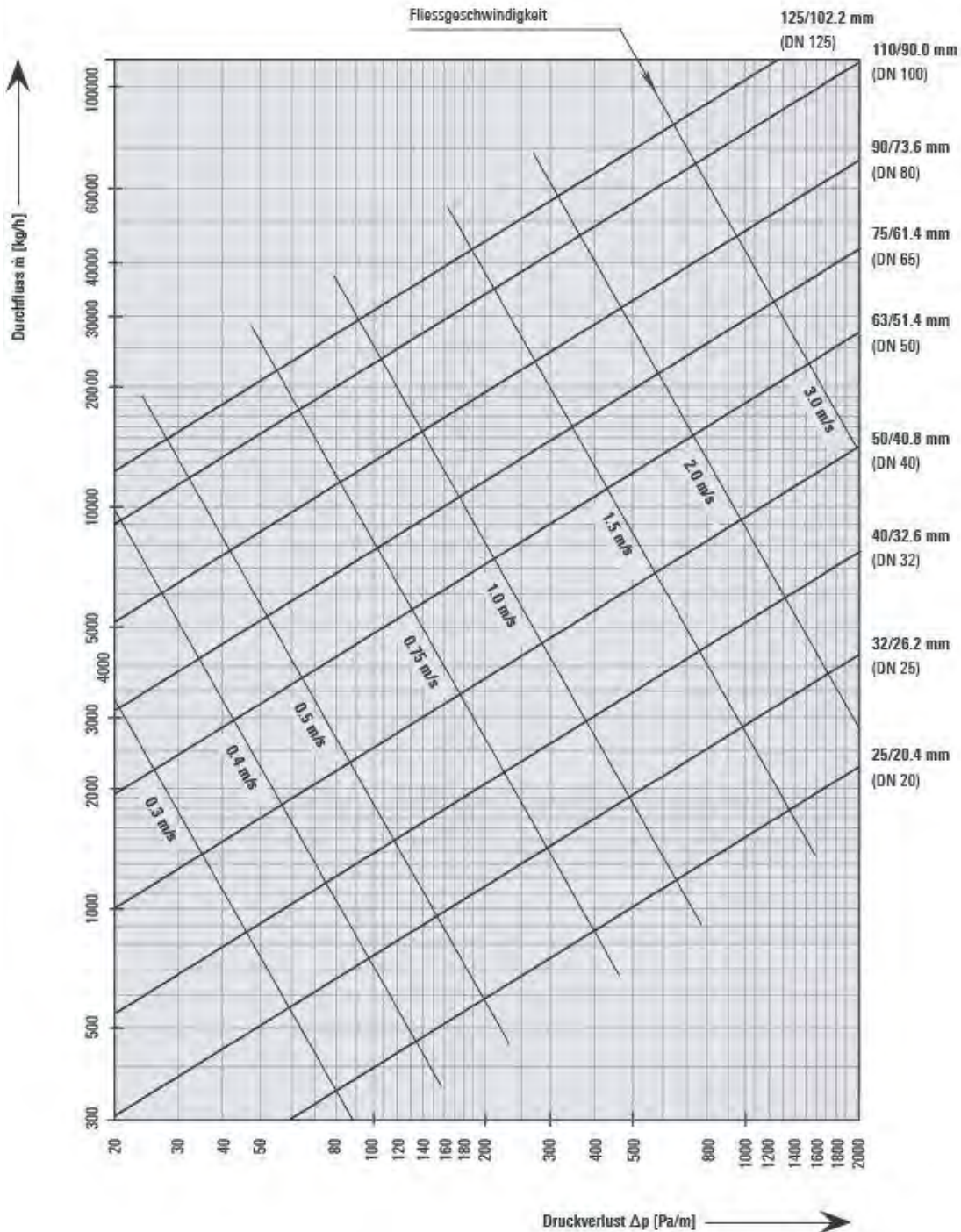


Abbildung 8-4 Druckverlustdiagramm für Wasser [56]

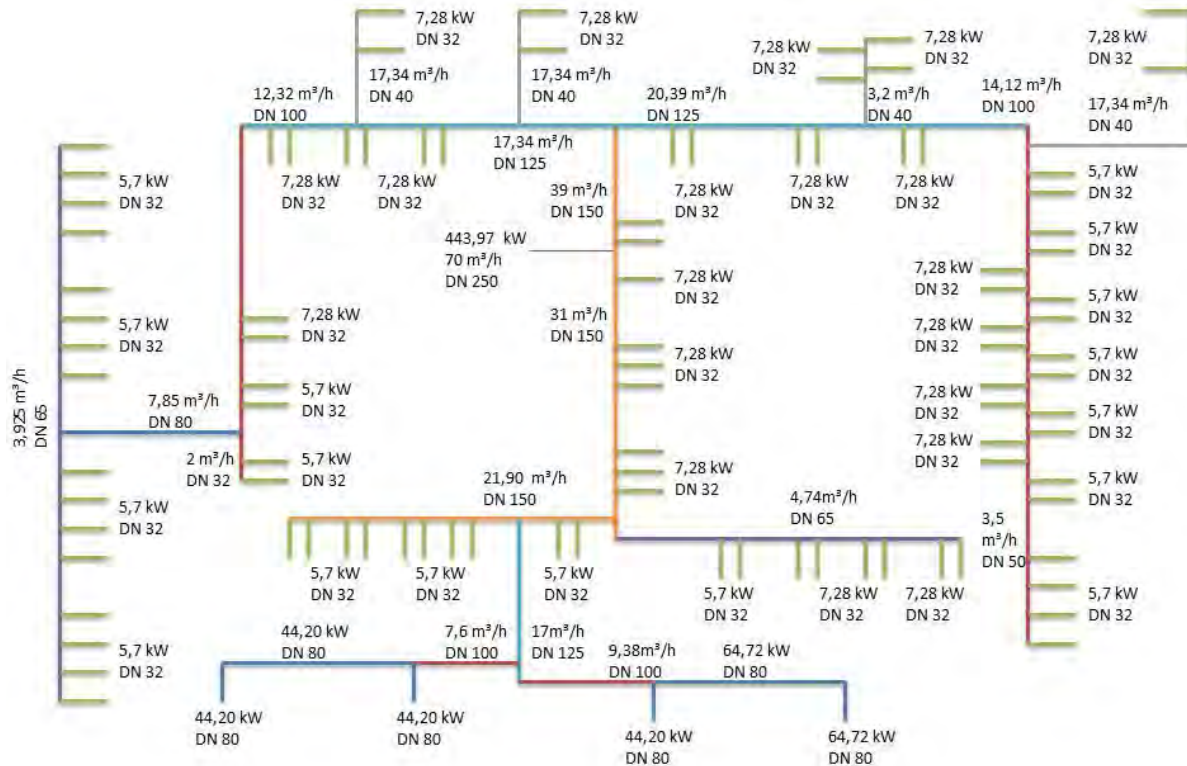
Es wird von einer Dichte von  $1.000 \text{ kg/m}^3$  ausgegangen. Als Druckverlust werden  $100 \text{ Pa/m}$  angenommen. Dieser Wert gilt als Standard bei den Systemherstellern und hat sich in der Vergangenheit als zutreffend herausgestellt [49]. Bei einem Volumenstrom von  $1,56 \text{ m}^3/\text{h}$  für

den Haustypen Alasio und einem zulässigen Druckverlust von 100 Pa/m kann aus der Abbildung 8-4 ein Rohr mit den Abmaßen 40/32,6, dies entspricht DN 32, abgelesen werden.

**Tabelle 8-8** Erforderliches Rohrsystem der jeweiligen Hausanschlüsse

<b>Haustyp</b>	<b>erforderliches Rohrsystem</b>
MFH 10 WE	DN 80
MFH 12 WE	DN 80
Eckhaus Typ Ennert	DN 32
Mittelhaus Typ Ennert	DN 32
Eckhaus Typ Ölberg	DN 32
Eckhaus Typ Alasio	DN 32
Eckhaus Typ Weilberg	DN 32
Mittelhaus Typ Weilberg	DN 25
Eckhaus Typ Achat	DN 32

Da das Druckverlustdiagramm nur für Rohrsysteme bis zur Nennweite DN 125 zulässig ist, werden die Leitungsquerschnitte des Wärmenetzes vereinfacht über den Volumenstrom und die Fließgeschwindigkeit bestimmt. Um turbulente Strömungen und damit hohe Strömungswiderstände zu vermeiden wird zu Beginn eine Strömungsgeschwindigkeit von 0,5 m/s angesetzt. Dieser Wert wurde bei der Auslegung des jetzigen Rohrsystems ebenfalls gewählt. Die Dimensionierung des Wärmenetzes ist in Abbildung 8-5 dargestellt. Aus Gründen der Übersicht ist das Wärmenetz als Einleiter-System dargestellt.



**Abbildung 8-5** Dimensionierung der Wärmenetzinfrastruktur [12]

Wie in Abbildung 8-5 zu erkennen, geht von der Heizzentrale aus ein DN 250 Rohr strahlenförmig zu den einzelnen Verbrauchern und bildet das Wärmenetz aus. Der Durchmesser des Rohres wird volumenstromabhängig kleiner.

Die Differenz zwischen Vor- und Rücklauftemperaturen ( $12^{\circ}\text{C}/8^{\circ}\text{C}$ ) und der Erdreichtemperatur (ca.  $10^{\circ}\text{C}$ ) beträgt zwei Kelvin, im Mittel null Kelvin. Wärmeverluste treten daher kaum auf. Sie liegen bei rund drei Prozent im Jahresmittel [57]. Aus diesem Grund können bei Niedertemperaturwärmenetzen nicht isolierte Leitungen verwendet werden. Dies ist durch einen Geschäftsführer der RBG- Rohrsystem-Beratungsgesellschaft GmbH bestätigt worden [58]. Im Rahmen der Masterarbeit wird sich für ein PEHD – Rohrsystem PE 100 DIN 8074 PN 16 - SDR 11 - SF 1,25 entschieden.



## 9 Bilanzierung

Die energetische und wirtschaftliche Bilanzierung soll Auskunft geben, ob das erarbeitete Konzept des Niedertemperaturnetzes eine ökologisch und ökonomisch sinnvolle Alternative zu konventionellen Wärmenetzen darstellt. Im Rahmen dieser Arbeit wird aus diesem Grund ein energetischer und wirtschaftlicher Vergleich der Versorgungskonzepte durchgeführt.

Als Vergleichskriterien werden bei der energetischen Bilanzierung für beide Konzepte der Ressourcenverbrauch basierend auf einer Exergiebilanzierung, die verursachten Treibhausgasemissionen sowie der Exergiewirkungsgrad des Gesamtsystems ermittelt. Bei der wirtschaftlichen Bilanzierung soll der Wärmepreis als Vergleichsgröße dienen. Dieser setzt sich aus den Grundpreisen sowie dem Arbeitspreis für die verbrauchte Wärme zusammen und wird mit einer dynamischen Investitionsrechnung bestimmt.

Für eine systematische Untersuchung werden im Folgenden einige Rahmenbedingungen festgelegt, die einen möglichst fairen und realistischen Vergleich sicherstellen sollen. Im ersten Schritt werden verschiedene Szenarien erarbeitet, die verglichen werden. Neben der heutigen Betrachtung soll auch ein Zukunftsszenario untersucht werden, um Auswirkungen einer möglichen Energiewende darzustellen. Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit untersuchten Szenarien sind in Tabelle 9-1 dargestellt.

**Tabelle 9-1** Szenarien zur systematischen Auswertung

	<b>Szenario 1</b>	<b>Szenario 2</b>	<b>Szenario 3</b>
Bewertung der Energieträger	heute	heute	künftig 2050
Preisentwicklung der Betriebskosten	heute (keine Preissteigerung)	heute (keine Preissteigerung)	moderate Preissteigerung (3%/a)
Bedarf der Gebäude	konstant		
Art der Versorgung	zentral		
Zusammensetzung der Energieträger	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Strom nach deutschem Strommix</li> <li>• Gas → 100 % fossil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Strom aus Grenzkraftwerk</li> <li>• Gas → 100 % fossil</li> </ul>	Höherer regenerativer Anteil für Gas und Strom
Art der Erzeugung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Konventionell Niedertemperatur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Konventionell Niedertemperatur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Konventionell Niedertemperatur</li> </ul>

Des Weiteren müssen Systemgrenzen festgelegt werden. Innerhalb dieser Systemgrenzen werden alle Energieflüsse betrachtet und auf ökologische und ökonomische Relevanz geprüft. Alle relevanten Energieflüsse innerhalb der Systemgrenzen werden nach Tabelle 9-2 betrachtet. Da es sich um ein konkretes Gebiet handelt, ist die Systemgrenze rund um das versorgte Gebiet inklusive aller Gebäude, siehe Abbildung 5-1, zu legen. Betrachtet werden alle Energieflüsse, die über und innerhalb der Systemgrenzen fließen.

**Tabelle 9-2** Bewertung der Energieträger

Energieträger	Energiefluss		Bewertung	Relevanz der Endenergie	
	konventionelles Konzept	Niedertemperatur		...für Ressourcenverbrauch und THG-Emission	...für Wirtschaftlichkeit
Erdgas für Gasbrennwertkessel und KWK	zu	-	Endenergie des Brennstoffs, Brennwertbezug	ja	ja
Grundwasser	-	zu	Wärmestrom	nein	ja
Strom für die allg. Versorgung sowie Wärmepumpen oder andere Wärmeanwendungen	zu	zu	Energiestrom; Endenergie, die für diesen Energiestrom eingesetzt wird	ja	ja
produzierter Strom	ab	-	Energiestrom; Endenergie, die für diesen Energiestrom eingesetzt wird	ja	ja

Da bei dem konventionellen Wärmenetz mit KWK-Anlage die Wärmegewinnung mit einer Stromgewinnung einhergeht und beim Konzept der Niedertemperaturwärme Exergie in Form von Strom erforderlich ist, um die im Grundwasser vorhandene thermische Energie zu nutzen, muss neben den Wärmeströmen auch der elektrische Strom berücksichtigt werden. Im Rahmen dieser Arbeit werden daher die Energieflüsse Wärme, dessen Endenergie Gas und Strom betrachtet.

Zusätzlich werden Rahmenbedingungen für die Komponenten der Wärmeversorgungskonzepte festgelegt. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass sich der Betrachtungszeitraum vom Nutzungszeitraum vieler Komponenten unterscheidet. Da dies sowohl auf die energetische als auch auf die wirtschaftliche Bilanzierung Einfluss nimmt, werden für die Betrachtung des Jahres 2050 die Lebensdauern der einzelnen Komponenten nach VDI 2067 und deren Entwicklung bezüglich Energieeffizienz berücksichtigt. Die Daten sind in Tabelle 9-3 zusammengefasst.

**Tabelle 9-3** Lebensdauern der einzelnen Komponenten

Komponente	angenommene Lebensdauer [a] [10]	Energieeffizienz
Wärmeerzeuger (Geräte, hydraulisches Anschlusszubehör, Montagezubehör, Kamin/Abgasanlage)	20	-10% Gasverbrauch JAZ WP = 5
Energieversorgung (Hausanschluss, Versorgungsleitungen, Fördereinrichtungen)	30	-15% Stromverbrauch
Wärmequellenanlage (Brunnenanlage, Erdarbeiten)	50	-
Pufferspeicher (Behälter, hydraulisches Anschlusszubehör, Montagezubehör)	30	-3% Wärmeverluste

Auf Basis der oben festgelegten Bedingungen wird in den folgenden Kapiteln die energetische und wirtschaftliche Bilanzierung durchgeführt.

## 9.1 Energetische Bilanzierung

Zur energetischen Bilanzierung werden die Versorgungskonzepte einer exergiebasierten Untersuchung des Ressourcenverbrauches sowie des Treibhausgasausstoßes unterzogen. Da Energie eine Erhaltungsgröße ist, stellt sich unweigerlich die Frage, wie etwas verschwendet, aber nicht weniger werden kann. Im Gegensatz zur Energie kann Exergie verbraucht werden und ist für einen anschaulichen Vergleich daher besser geeignet.

Vereinfacht kann Exergie als Produkt aus Energie und ihrer Qualität verstanden werden. Während Energie ein ausschließliches Maß für die Größe eines Transfers darstellt, erlaubt es die Exergie zusätzlich die Nutzbarkeit der betrachteten Energieform zu berücksichtigen. Exergie ermöglicht damit umfassendere Analysen und Bewertungen im Vergleich zu ausschließlich energiebasierten Betrachtungen. Mit der exergiebasierten Betrachtung der Versorgungssysteme kann somit das Optimierungspotential, auch von Versorgungssystemen mit großem Anteil an regenerativen Energien und damit verbunden niedrigem Treibhausgasausstoß, besser identifiziert werden. Um das Optimierungspotential der zwei Versorgungskonzepte zu verdeutlichen, wird zusätzlich die Exergieausnutzung der jeweiligen Wärmeversorgung untersucht und verglichen.

Aufgrund der politischen Einflussnahme und der Beliebigkeit bei der Berechnung von Primärenergiefaktoren, werden diese bei der energetischen Bilanzierung nicht berücksichtigt. Gerade für die Bewertung von Wärme aus KWK-Anlagen spielt die politische Färbung eine gewichtete Rolle. Für Fernwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird in der EnEV häufig ein Primärenergiefaktor kleiner eins angegeben. Durch diese Festlegung ist die Primärenergie kleiner als die benötigte Endenergie, wodurch der Energieerhaltungssatz der Physik verletzt wird. Im Rahmen der Masterarbeit wird daher auf eine Untersuchung des Primärenergiefaktors verzichtet.

Um die Berechnungen durchführen zu können, werden im Vorfeld alle erforderlichen Berechnungsgrundlagen und Annahmen aufgelistet und festgelegt. Die exergetische Bilanzierung der Versorgungskonzepte basiert auf den in Tabelle 9-4 und Tabelle 9-5 aufgeführten Daten.

**Tabelle 9-4** Annahmen und Berechnungsgrundlagen der energetischen Bilanzierung

Größe	Wert		Einheit	Beschreibung	Quelle
	heute	2050			
<b>Niedertemperaturwärmenetz</b>					
Temperatur des kalten Nahwärmenetzes	10		°C	Mittlere Temperatur im kalten Nahwärmenetz	siehe Kap. 8
Wärmeverluste dezentraler Wärmespeicher	5		%	Wärmespeicherverluste bezogen auf die erzeugte Wärme.	
Jahresarbeitszahl der dezentralen Wärmepumpen	4	5	-	Mittlerer SCOP der Wärmepumpen sekundärseitig.	Kap. 8.3.1
Hilfsstrom kalte Nahwärme	2,5		%	Hilfsstrom, der für den Betrieb des kalten Nahwärmenetzes erforderlich ist. Er ist auf die Wärmelieferung bezogen.	
Strom Brunnenpumpe	3		%	Strom, der für die Förderung des Grundwassers benötigt wird. Er ist auf die Wärmelieferung bezogen.	
Strom Wärmepumpen	Berechnung über den SCOP		%	Exergie, die für die Nutzung des thermischen Potentials des Grundwasser erforderlich ist.	
Wärmeverteilverluste	3		%	Wärmeverteilverluste	[57]
spez. CO <sub>2</sub> -Emission für den deutschen Strommix als Endenergie	0,567	0,02	kg/kWh	spez. Treibhausgasemission, die durch die Erzeugung von Strom nach dem deutschen Strommix entsteht.	[59]
spez. CO <sub>2</sub> -Emission für Strom aus Grenzkraftwerken als Endenergie	0,949	-	kg/kWh	spez. Treibhausgasemission, die durch die Erzeugung von Strom in Grenzkraftwerken entsteht.	[60]
Kumulierter Energieverbrauch für den Strommix Deutschland	2,55	1,15	-	Aufgewendete Energie, um eine Einheit Strom bereitzustellen.	[59]
Kumulierter Energieverbrauch für den Strom aus Grenzkraftwerken	3	-	-	Aufgewendete Energie, um eine Einheit Strom aus einem Grenzkraftwerk bereitzustellen.	[59]
Heizwert/ Brennwert der fossilen Brennstoffe für die Stromgewinnung	0,96		-	Die mit den fossilen Brennstoffen verbundene Exergie entspricht näherungsweise dem Brennwert.	

<b>Konventionelles Wärmenetz</b>					
Temperatur des konventionellen Wärmenetzes	55		°C	Mittlere Temperatur im optimierten, konventionellen Wärmenetz mit dem Temperaturniveau 65/45 °C.	siehe Kap.5.4
Wärmeverluste zentrale Wärmespeicher	3		%	Wärmespeicherverluste bezogen auf die erzeugte Wärme.	
Hilfsstrom konventionelles Wärmenetz	2		%	Hilfsstrom, der für den Betrieb des konventionellen Wärmenetzes erforderlich ist. Er ist auf die Wärmelieferung bezogen.	
Wärmeverteilverluste	10		%	Verluste, die beim Transport der Wärme von der Heizzentrale zu den einzelnen Verbrauchern auftreten.	[57]
spez. CO <sub>2</sub> -Emission für den deutschen Strommix als Endenergie	0,567	0,02	kg/kWh	spez. Treibhausgasemission, die durch die Erzeugung von Strom nach dem deutschen Strommix entsteht.	[59]
spez. CO <sub>2</sub> -Emission für konventionelles Erdgas	0,242	0,03	kg/kWh	spez. Treibhausgasemission, die durch die Verbrennung von Erdgas entsteht.	[61]
elektrischer Nutzungsgrad BHKW	0,29		-	elektrischer Wirkungsgrad bezogen auf die verbrauchte Menge Gas	Tabelle 5-6
thermischer Nutzungsgrad BHKW	0,45		-	thermischer Wirkungsgrad bezogen auf die verbrauchte Menge Gas	Tabelle 5-6
elektrischer Jahresnutzungsgrad eines Steinkohle-Heizkraftwerks	0,38		-	elektrischer Wirkungsgrad bezogen auf den Heizwert von Steinkohle	[62]
Kumulierter Energieverbrauch für Erdgas	1,13	1,10	-	Aufgewendete Energie, um eine Einheit Erdgas bereitzustellen.	[63]
Heizwert/ Brennwert Erdgas	0,9		-	Die mit dem Brennstoff verbundene Exergie entspricht näherungsweise dem Brennwert.	
Kumulierter Energieverbrauch für den Strommix Deutschland	2,55	1,15	-	Aufgewendete Energie, um eine Einheit Strom bereitzustellen.	[59]
Heizwert/ Brennwert der fossilen Brennstoffe für die Stromgewinnung	0,96		-	Die mit den fossilen Brennstoffen verbundene Exergie entspricht näherungsweise dem Brennwert.	

Mit dem Ziel der Bundesregierung den Primärenergieverbrauch bis 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber dem Referenzjahr 1990 zu senken [64], wird von höheren Anteilen regenerativer Energien ausgegangen. Für den Gasbezug wird angenommen, dass sich die Zusammensetzung langfristig ändern wird. In den nächsten Jahrzehnten muss der Brennstoff Erdgas durch CO<sub>2</sub>-neutrales, regenerativ erzeugtes Gas ersetzt werden. Die Sektorkopplung bietet eine gute Möglichkeit der regenerativen Gasgewinnung.

Während Erdgas heute ein zu 100 Prozent fossiler Rohstoff ist, wird angenommen, dass im Jahr 2050 ein Großteil des Gases regenerativ gewonnen wird. Auch der regenerative Anteil der Bruttostromerzeugung wird sich bis zum Jahr 2050 deutlich erhöhen. Während diese heutzutage noch zu rund 63,8 Prozent auf fossilen Rohstoffen wie Braun- und Steinkohle basiert [65], wird sich der regenerative Anteil laut EEG 2017 bis zum Jahr 2050 auf 95 Prozent erhöht haben. Dies schlägt sich im Ressourcenverbrauch nieder. Der kumulierte Energieverbrauch von Erdgas reduziert sich von 1,13 auf 1,1, der von Strom von 2,55 auf 1,15. Für die Stromversorgung der Wärmepumpen werden zwei Szenarien betrachtet. Zum einen wird davon ausgegangen, dass die Wärmepumpen mit Strom aus dem deutschen Strommix betrieben werden. Da zusätzlicher Strombedarf im deutschen Strommarkt, wie hier durch den Betrieb der Wärmepumpen verursacht, durch Grenzkraftwerke kompensiert wird und es sich hierbei meist um Steinkohlekraftwerke handelt [66], wird zum anderen die Stromnutzung aus Steinkohlekraftwerken betrachte [67].

Um mit den in Tabelle 9-4 aufgeführten relativen und spezifischen Werten die gesuchten, absoluten Werte bestimmen zu können, müssen die Verbräuche der zwei Versorgungskonzepte an Strom und Gas bekannt sein. Um einen fairen Vergleich durchführen zu können, werden die Daten des optimierten, konventionellen Wärmenetzes (siehe Kapitel 6) für die Untersuchung verwendet. Da das Wohngebiet erst vor wenigen Jahren errichtet worden ist, wird davon ausgegangen, dass der Wärmebedarf in den kommenden 30 Jahren konstant ist. Die Lebensdauer der einzelnen Komponenten sowie deren Entwicklung bezüglich Energieeffizienz nach Tabelle 9-3 werden bei der Betrachtung des Jahres 2050 berücksichtigt.

**Tabelle 9-5** Umgewandelte Energiemengen der Versorgungskonzepte

Größe	Wert		Einheit	Quelle
	heute	2050		
<b>Niedertemperaturwärmenetz</b>				
Erzeugte Wärme unter Berücksichtigung aller Verluste und einem Sicherheitsaufschlag (10%)	1.283,024		MWh	Tabelle 5-5 Tabelle 9-4
Hilfsstrom kalte Nahwärme	32.075.624	27.264.280	kWh	Tabelle 9-4
Strom Brunnenpumpe	38.490.749	32.717.136	kWh	Tabelle 9-4
Strom Wärmepumpen	320,756	256,604	MWh	Berechnung
<b>Konventionelles Wärmenetz</b>				
Erzeugte Wärme unter Berücksichtigung aller Verluste und einem Sicherheitsaufschlag (10%)	1.433,856		MWh	Tabelle 6-3
Gasverbrauch	2.230,988	2.007,889	MWh	Tabelle 6-3
Hilfsstrombedarf	28.677	24.375	kWh	Tabelle 9-4
Stromproduktion	315,671		MWh	Tabelle 6-3
Strombezug	28.677	2.437	kWh	Erfahrungswert der letzten Jahre
Eigenverbrauch Strom	0	21.002	kWh	Erfahrungswerte der letzten Jahre

Mit den aufgeführten Grundlagen können in den folgenden Kapiteln die gesuchten Größen berechnet werden.

### 9.1.1 Ressourcenverbrauch

Der Ressourcenverbrauch ist eine andere Bezeichnung für die Exergie des kumulierten Energieverbrauches (KEV). Exergiebilanzen spiegeln daher die ökologische Relevanz der Energieversorgung besser wider als Energiebilanzen.

Bei der exergetischen Betrachtung regenerativer Energien kommt es zu einem Konflikt. Einerseits weisen alle regenerativen Primärenergien eine hohe Energiequalität auf. Daraus ist zu schließen, dass die Nutzung regenerativer Energien einen hohen Ressourcenverbrauch zur Folge hat. Andererseits muss jedoch berücksichtigt werden, dass nur bei Biomasseprodukten wie Holz und Biogas eine effiziente Nutzung unbedingt erforderlich ist, weil es sich hierbei um begrenzt nachwachsende Rohstoffe handelt. Auch eine effiziente Nutzung von Sonne und Wind ist erstrebenswert. Da die Energieeinheiten aus Wind, Sonne und Strömung, die heute zur Verfügung stehen, morgen wieder verloren sind, ist es jedoch wichtiger, sie überhaupt zu nutzen als effizient.

Im Rahmen dieser Arbeit wird daher erst die Sekundärenergie Strom aus regenerativen Energiequellen als Primärenergie angesehen. So sind diese in der rechnerischen Bilanzierung des Ressourcenverbrauches effizienter als die fossilen Alternativen.

**Tabelle 9-6** Bilanzierung der Exergien zur Bestimmung des Ressourcenverbrauches

Einheit	Wert [kWh]		Exergie- gehalt	Exergiegehalt total [kWh]	
	Heute	2050		Heute	2050
<b>Niedertemperaturwärmenetz</b>					
Verbrauch Wärme Kunde	1.074.825		0,08	85.986	
Erzeugte Wärme	1.283.024		0,08	102.642	
Aufgewendeter Strom	391.323	316.586	1	391.322	316.586
Kumuliert (Strommix D)	997.873	364.074	0,96	957.958	349.511
Kumuliert (Grenzkraft- werk)	1.173.968	-	0,96	1.127.009	-
Exergieverbrauch (Strommix D)				871.972	263.525
Exergieverbrauch (Grenzkraftwerk)				1.041.023	-
<b>Konventionelles Wärmenetz</b>					
Verbrauch Wärme Kunde	1.074.825		0,08	85.986	
Erzeugte Wärme	1.443.856		0,08	114.708	
Erdgasverbrauch	2.230.988	2.007.889	0,9	2.007.889	1.807.100
Gas kumuliert	2.521.016	2.208.678	0,96	2.420.176	2.120.331
Aufgewendeter Strom	28.677	24.376	1	28.677	24.376
Produzierter Strom	315.671		1	315.671	
Strombezug aus dem Netz	28.677	2.438	1	28.677	2.438
Strom kumulierter (Strommix Deutsch- land)	73.127	2.803	0,96	70.202	2.691
Eigenverbrauch Strom	0	21.938	1	0	21.938
kumuliert gesamt	2.594.143	2.211.481		2.490.377	2.123.022
Exergiebilanz				2.174.706	1.807.351
Exergieverbrauch				2.088.720	1.721.365

Beim Konzept der Niedertemperaturwärme wird unter den hier angenommenen Bedingungen knapp 872.000 kWh Exergie verbraucht, wenn davon ausgegangen wird, dass der zusätzliche Strombedarf, verursacht durch den Betrieb der Wärmepumpen, aus dem deutschen Strommarkt gedeckt werden kann, ohne dass sich Grenzkraftwerke einschalten müssen. Bei Verwendung von Strom aus Grenzkraftwerken liegt der Exergieverbrauch bei 1.041.000 kWh. Im Jahr 2050 liegt der Exergieverbrauch dank höheren regenerativen Anteils am Strommix bei deutlich geringeren 263.500 kWh.

Bei der konventionellen Wärmeversorgung liegt der Exergieverbrauch deutlich höher. Im Jahr 2018 liegt dieser bei rund 2.090.000 Kilowattsstunden. Da sich der kumulierte Energieverbrauch



bis zum Jahr 2050 nur geringfügig verbessert, sinkt der Exergieverbrauch vergleichsweise wenig auf 1.721.365 kWh.

### 9.1.2 Treibhausgasemission

Neben der exergetischen Untersuchung werden die Treibhausgasemissionen der Versorgungskonzepte untersucht. Da Treibhausgase eine gewichtete Rolle im Klimawandel einnehmen, erlaubt die Untersuchung einen zentralen Aspekt der Umweltverschmutzung zu bewerten.

**Tabelle 9-7** Bilanzierung der Treibhausgasemissionen

Einheit	Wert		Einheit	Exergiegehalt	Exergiegehalt total [kWh]	
	Heute	2050			Heute	2050
<b>Niedertemperaturwärmenetz</b>						
Erzeugte Wärme	1.283.024		kWh	0,08	102.642	
Aufgewendeter Strom	391.323	316.586	kWh	1	391.322	316.586
Treibhausgasemission (Strommix D)	221,88	6,33	t CO <sub>2</sub>			
Treibhausgasemission (Grenzkraftwerk)	371,37	-	t CO <sub>2</sub>			
<b>Konventionelles Wärmenetz</b>						
Erzeugte Wärme	1.443.856		kWh	0,08	114.708	
Erdgasverbrauch	2.230.988	2.007.889	kWh	0,9	2.007.889	1.807.100
Aufgewendeter Strom	28.677	24.376	kWh	1	28.677	24.376
Produzierter Strom	315.671		kWh	1	315.671	
Strombezug aus dem Netz	28.677	2.438	kWh	1	28.677	2.438
Eigenverbrauch Strom	0	21.938	kWh	1	0	21.938
Treibhausgasemission Strom	16.260	48,75	kg CO <sub>2</sub>			
Treibhausgasemission Gas	539,90	60,24	t CO <sub>2</sub>			
Treibhausgasemission gesamt	556,16	60,29	t CO <sub>2</sub>			

Die Betrachtung des Ausstoßes an Kohlenstoffdioxid hat ergeben, dass bei den Niedertemperaturnetzen die Herkunft des Stromes eine entscheidende Rolle spielt. Wird für die Berechnung der deutsche Strommix des Jahres 2018 zugrunde gelegt, werden 221,9 Tonnen CO<sub>2</sub>

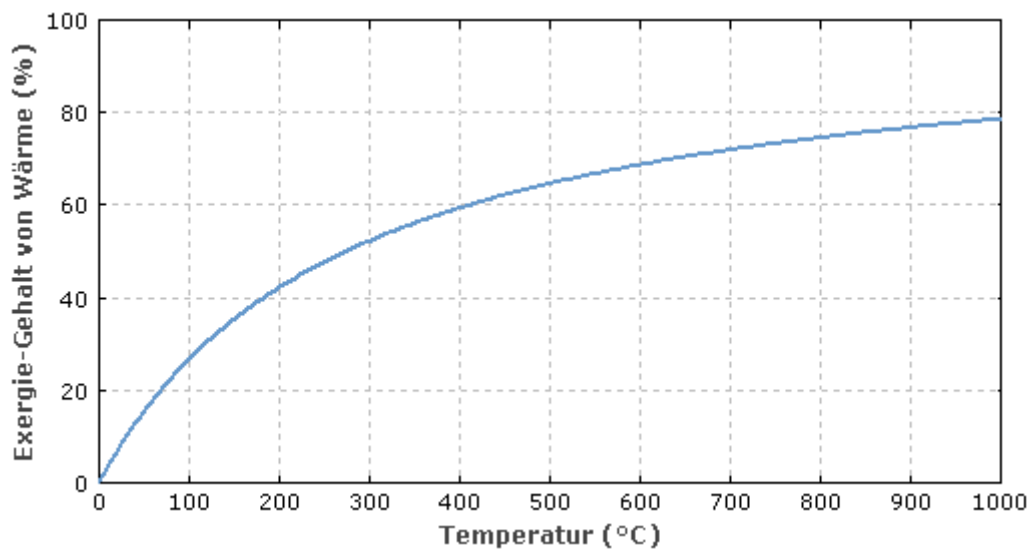
an die Atmosphäre abgegeben. Wird mit Strom aus Kohlekraftwerken kalkuliert, liegt der CO<sub>2</sub> – Ausstoß bei 371,4 Tonnen jährlich. Das konventionelle Wärmenetz weist einen deutlich höheren Ausstoß von 556,2 Tonnen CO<sub>2</sub> im Jahr 2018 auf.

Aufgrund der erhöhten regenerativen Anteile der Energieträger im Jahr 2050 sinken die Treibhausgasemissionen. Durch die Nutzung von fast ausschließlich Ökostrom sowie effizienterer Pumpen im Jahr 2050 können die Treibhausgasemissionen um rund 97 Prozent auf 6,33 Tonnen CO<sub>2</sub> gesenkt werden. Durch die Verwendung von regenerativ erzeugtem Gas kann der Treibhausgasausstoß um rund 90 Prozent auf 60,29 Tonnen konventionelle Wärmenetz CO<sub>2</sub> gesenkt werden. Dies zeigt das enorme Einsparpotential, welches die Wärmeversorgung aufweist.

### **9.1.3 Exergiewirkungsgrad**

Wenn aus elektrischer oder chemischer Energie lediglich Niedertemperaturwärme erzeugt wird, geht Exergie verloren, da die Arbeitsfähigkeit elektrischer oder chemischer Energie nur zu einem geringen Teil genutzt wird. Neben der Bestimmung des Ressourcenverbrauches und der Treibhausgasemissionen soll daher auch der Exergiewirkungsgrad betrachtet werden. Der Exergiewirkungsgrad zeigt, wie viel von der aufgewendeten Exergie tatsächlich in nutzbare Exergie umgewandelt wird und ist damit ein Maß für die Effizienz des Ressourcenverbrauches. Fossile Energieträger wie Gas und Öl besitzen eine sehr hohe Energiequalität, da sie fast komplett in elektrische oder mechanische, also physikalisch nutzbare, Energie umgewandelt werden können. Die daraus gewonnene Wärme weist jedoch eine niedrige Energiequalität, also einen niedrigen Exergieanteil, auf. Die deutlich höhere Energiequalität für die Versorgung im Vergleich zum erforderlichen Bedarf hat eine unnötige Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und eine vermeidbare Verknappung fossiler Energieträger zur Folge. Dies liegt daran, dass ein Verlust von Exergie einen Verlust von Möglichkeiten für weitere Umwandlungen oder Energienutzungen bedeutet. Eine Anpassung der Energiequalität der Versorgung an den erforderlichen Bedarf kann maßgeblich zur Verringerung des Primärenergieverbrauches von Gebäuden beitragen [23].

Um den Exergiewirkungsgrad berechnen zu können, muss der Exergiegehalt von Wärme bestimmt werden. Da Wärme auf niedrigem Temperaturniveau nicht ohne externe Exergie in andere Energieformen umgewandelt werden kann, besitzt sie eine niedrige Energiequalität.



**Abbildung 9-1** Temperaturabhängiger Exergiegehalt von Wärme [68]

Abbildung 9-1 zeigt, dass Wärme mit einer Temperatur von 20 °C einen Exergiegehalt von rund acht Prozent aufweist. Während Wärme auf höherem Temperaturniveau einen hohen Anteil an physikalisch nutzbarer Energie enthält, ist die Nutzung von Wärme auf dem Niveau der Umgebungstemperatur nur durch die Zuführung externer Exergie wie Strom nutzbar. Dies wird beim Prinzip der Wärmepumpe ausgenutzt.

**Tabelle 9-8** Bestimmung des Exergiewirkungsgrades

Einheit	Wert [kWh]		Exergiegehalt	Exergiegehalt total [kWh]	
	Heute	2050		Heute	2050
<b>Niedertemperaturwärmenetz</b>					
Verbrauch Wärme Kunde	1.074.825		0,08	85.986	
Erzeugte Wärme	1.283.024		0,08	102.642	
Aufgewendeter Strom	391.323	316.586	1	391.322	316.586
Kumuliert (Strommix D)	997.873	364.074	0,96	957.957,75 6	349.511,39 5
Kumuliert (Grenzkraftwerk)	1.173.968	-	0,96	1.127.009	-
exergetischer Wirkungsgrad (Strommix D)				9 %	25 %
exergetischer Wirkungsgrad (Grenzkraftwerk)				8 %	
<b>Konventionelles Wärmenetz</b>					
Verbrauch Wärme Kunde	1.074.825		0,08	85.986	
Erzeugte Wärme	1.443.856		0,08	114.708	
Erdgasverbrauch	2.230.988	2.007.889	0,9	2.007.889	1.807.100
Gas kumuliert	2.521.016	2.208.678	0,96	2.420.176	2.120.331
Aufgewendeter Strom	28.677	24.376	1	28.677	24.376
Produzierter Strom	315.671		1	315.671	
Strombezug aus dem Netz	28.677	2.438	1	28.677	2.438
Strom kumulierter (Strommix Deutschland)	73.126,66	2.803	0,96	70.202	2.691
Eigenverbrauch Strom	0	21.938	1	0	21.938
kumuliert gesamt	2.594.143	2.211.481		2.490.377	2.123.022
Exergiebilanz				2.174.706	1.807.351
exergetischer Wirkungsgrad				4 %	5 %

Das Niedertemperaturnetz weist bessere Exergiewirkungsgrade auf als das konventionelle Wärmenetz. Der Unterschied wird mit den Jahren deutlicher, da der kumulierte Energieaufwand für Strom stärker sinkt als bei Gas. Während das konventionelle Wärmenetz einen exergetischen Wirkungsgrad von vier bis fünf Prozent aufweist, erreicht das Niedertemperaturnetz

im Jahr 2018 einen Exergiewirkungsgrad von acht bis neun Prozent. Im Jahr 2050 wird besonders schonend mit den vorhandenen Ressourcen umgegangen. Der Exergiewirkungsgrad liegt bei 25 Prozent.

## 9.2 Wirtschaftliche Bilanzierung

Die Wirtschaftlichkeit ist neben der ökologischen Entscheidungsfindung das wichtigste Kriterium für oder gegen ein Versorgungskonzept.

Auf Basis der Gesamtkosten wird eine dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnung für das Jahr 2018 und das Jahr 2050 durchgeführt. Die Gesamtkosten setzen sich aus folgenden Kostengruppen zusammen:

- Kapitalgebundene Kosten
- Bedarfsgebundene Kosten
- Betriebsgebundene Kosten

Die Wirtschaftlichkeit eines Projektes ergibt sich aus den Kosten und Erlösen, die der Betreiber mit dem Projekt erzielt. Der Betreiber investiert zu Beginn des Projektes in die Anlagentechnik, Wärmenetzinfrastruktur und alle weiteren Komponenten, die für den Betrieb einer leitungsgeführten Wärmeversorgung erforderlich sind und deckt diese Kosten mittels Eigenkapital oder Fremdkapital. Wird Fremdkapital eingesetzt, kommt es zu einer Verzinsung des aufgenommenen Kapitals, die zu Kapitalkosten führen, die in der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt werden müssen. Hinzu kommen jährlich anfallende betriebs- und bedarfsgebundene Kosten. Die Betriebskosten setzen sich aus verbrauchsunabhängigen Kosten wie Wartung, Instandhaltung, Versicherung und Miete für Wärmemengen- und Gaszähler sowie Gebäudeunterhalt zusammen. Die Bedarfskosten richten sich nach dem Verbrauch der Energieträger und sind somit von der Anlagengröße, vom Verbrauch der Kunden und der Effizienz der Anlage abhängig.

Bei der konventionellen rohleitungsgeführten Wärmeversorgung trägt der Betreiber alle Kosten. Das Konzept des Niedertemperaturwärmenetzes ermöglicht, durch die dezentralen Komponenten wie Wärmepumpen, Frischwasserstationen und Pufferspeicher, eine Aufteilung der Investitionen sowie der bedarfsgebundenen Kosten und damit auch des Risikos zwischen dem Betreiber des Wärmenetzes und den Verbrauchern. Durch die geringeren Kosten kann der Betreiber die thermische Energie günstiger anbieten. Der Kunde sorgt für die dezentrale Temperaturerhöhung. Die kundenseitig getragenen Kosten müssen in der Gesamtbilanzierung berücksichtigt werden.

In den folgenden Abschnitten wird genauer auf die Zusammensetzung der Investitions-, Kapital-, Betriebsführungs- und Bedarfskosten sowie der finanziellen Förderungen durch den Staat eingegangen.

### 9.2.1 Investitionskosten

Bei beiden Versorgungskonzepten tragen den maßgeblichen Anteil an Investitionskosten die Wärmeerzeuger und die Wärmenetzinfrastruktur. Bei beiden Versorgungskonzepten liegt deren Anteil bei knapp über 70 Prozent der Investitionskosten. Hierbei sind die Installation der Erzeuger sowie die Tiefbauarbeiten für die Verlegung des Wärmenetzes mit inbegriffen. Im Rahmen der Masterarbeit werden die zwei Versorgungskonzepte für das Jahr 2018 mit und

ohne Fördermittel sowie 2050 ohne Förderungen verglichen. Um die Investitionskosten für das Jahr 2050 bestimmen zu können, wird eine jährliche Preissteigerung in Höhe der durchschnittlichen Inflationsrate der letzten zehn Jahre angesetzt. Diese liegt bei rund 1,30 Prozent [69]. Im Idealfall sind für die Investitionen Preise aus Angeboten zu verwenden. Die aus der bestehenden Wärmeversorgung bekannten Investitionskosten werden an die Optimierung aus Kapitel 6 angepasst. Die Investitionskosten für das Niedertemperaturnetz werden aus bestehenden Projekten abgeleitet oder durch Recherche bestimmt.

**Tabelle 9-9** Übersicht Investitionskosten 2018 ohne Berücksichtigung der Förderungen

Komponente	Investition [€]	
	konventionelles Wärmenetz	Niedertemperatur
Erzeuger inkl. aller Armaturen, Zubehör, etc.	261.182	684.000
Nahwärmenetz und Hausanschlüsse	1.036.500	740.000
Brunnenbau	-	20.000
Speicher	17.838	64.350
Nahwärmekomplettstationen/ Frischwasserstation	260.000	169.200
Gebäude Heizzentrale	36.000	6.000
Elektro + MSR-Technik	35.000	35.000
Planung, Bauleitung, Sicherheitsaufschlag	113.000	195.000
<b>Summe</b>	<b>1.760.000</b>	<b>1.922.000</b>

### 9.2.2 Kapitalkosten

Bei den Kapitalkosten handelt es sich um die Kosten, die bei einer Investition durch den Einsatz von Fremdkapital entstehen. Für das zur Verfügung gestellte, gebundene Kapital erwartet der Fremdkapitalgeber eine Rendite in Höhe des angesetzten Zinssatzes. Neben den Kosten zur Tilgung des Fremdkapitals fallen somit weitere Kosten an, um den Fremdkapitalgeber für die Bereitstellung des Kapitals zu entschädigen. Diese müssen bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt werden.

Bei der wirtschaftlichen Betrachtung wird angenommen, dass die jährliche Rate über die Nutzungsdauer von 15 Jahren konstant ist. Die jährlich anfallenden Kapitalkosten werden mit Hilfe der Annuitätengleichung bestimmt:

$$R = S_0 * \frac{(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

**Gleichung 9-1** Annuitätenrate pro Periode [70]

- $R$  Annuitätenrate
- $S_0$  Kreditsumme
- $i$  Zinssatz
- $n$  Rückzahlungszeitraum in Jahren

Die Annuitätenrate ermöglicht es, die Finanzierungskosten in der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu berücksichtigen. Die Annuität setzt sich dabei aus dem Zins- und Tilgungsanteil zusammen. Da bei jeder Rate ein Teil des Kredits zurückgezahlt wird, sinkt über die Laufzeit der Zinsanteil und der Tilgungsanteil steigt an. Nach Ablauf der Rückzahlungen sind das eingesetzte Fremdkapital sowie die anfallenden Zinsen bezahlt.

Die SWB Energie und Wasser setzt für die Finanzierung ausschließlich Fremdkapital ein. Wärmelieferverträge haben in der Regel eine Laufzeit von 15 Jahren. Werden alle Anlagenkomponenten, auch diejenigen, die eine lange Nutzungsdauer und ein großes Investitionsvolumen aufweisen, über den Zeitraum von 15 Jahren abgeschrieben, hätte dies hohe Kapitalkosten zur Folge, die sich in einem hohen Grundpreis für den Kunden widerspiegeln. Aus diesem Grund werden einzelne Komponenten über einen längeren Zeitraum abgeschrieben, beziehungsweise haben nach Ablauf des Wärmeliefervertrages einen Restwert. Dies birgt ein gewisses Risiko, welches bei der Entscheidung zur Durchführung eines Projektes berücksichtigt werden muss. Der hier verwendete Zinssatz auf den Invest ist mit der Finanzabteilung der Stadtwerke besprochen worden und liegt bei drei Prozent.

### 9.2.3 Betriebsführungskosten

Bei den Betriebsführungskosten handelt es sich um jährlich anfallende Kosten über den Betrachtungszeitraum. Die Betriebsführungskosten setzen sich aus verbrauchsunabhängigen Kosten zusammen, die für Wartungsarbeiten, Instandhaltungen, Gebäudeunterhalt, Versicherung, Miete für Wärmemengen- und Gaszähler sowie die Fernüberwachung und dem damit verbundenen Internetanschluss anfallen. Die Kosten, die durch Wartung und Instandhaltung entstehen, werden nach der VDI 2067 prozentual zum Anschaffungspreis der einzelnen Komponenten bestimmt. Für die konventionelle Wärmeversorgung liegen die Kosten bei rund 16.900 €/a, beim Niedertemperaturnetz bei rund 22.900 €/a. Dies ist im Wesentlichen auf die dezentralen Wärmepumpen zurückzuführen. Des Weiteren werden Kosten für die Verwaltung und den damit verbundenen Personalaufwand verrechnet. Der Anteil bezogen auf die Investitionskosten liegt bei beiden Versorgungskonzepten bei rund drei Prozent.

**Tabelle 9-10** Übersicht Betriebsführungskosten

Komponente	Kosten [€/Jahr]	
	konventionelles Wärme- netz	kalte Nahwärme
Wartung/ Instandhaltung	16.865	22.933
Fernüberwachung	270	270
Gebäudeunterhalt/ Winterdienst	3.600	3.600
Schornsteinfeger	270	-
Versicherung	7.039	7.686
Telekom	600	600
Miete WMZ	7.672	7.672
Miete Gaszähler BHKW (Smart Meter)	9.000	9.000
Verwaltung/ Personalaufwand	1.500	1.500
<b>Summe</b>	<b>46.816</b>	<b>53.261</b>

### 9.2.4 Bedarfsgebundene Kosten

Bei bedarfsgebundenen Kosten handelt es sich um jährlich anfallende Kosten, die durch den Verbrauch von Energieträgern wie Gas und Strom entstehen. Bedarfskosten sind abhängig vom eingesetzten Energieträger, dem spezifischen Preis des Energieträgers, der produzierten Wärmemenge und der Effizienz der Anlage.

Anders als bei dezentralen Heizungskonzepten wird dem Kunden kein Energieträger, sondern Wärmeenergie verkauft. Der Betreiber kalkuliert im Vorfeld alle bedarfsgebundenen Kosten und ermittelt daraus einen Arbeitspreis, den der Kunde pro Kilowattstunde Wärmeenergie zahlt.

**Tabelle 9-11** Übersicht Bedarfskosten 2018

Komponente	bedarfsgebundene Kosten [€/a]	
	konventionelles Wärmenetz	kalte Nahwärme
Wartungskosten BHKW (0,42 €/Bh)	2.683	-
Erdgasbedarf	85.447	-
Energiesteuererstattung	-5.172	-
KWK-Zuschlag Stromeinspeisung	-25.035	-
Strombedarf Hilfsstrom	5.912	16.037
Strombedarf Wärmepumpe	-	64.150
<b>Summe</b>	<b>63.837</b>	<b>80.187</b>

Für das Jahr 2050 wird mit einer moderaten Steigerung des Gaspreises von drei Prozent pro Jahr kalkuliert. Für den Strompreis wird angenommen, dass sich dieser bis zum Jahr 2050 leicht auf rund 270 €/MWh erhöht. Bis 2020 sinkt der Strombörsenpreis aufgrund steigender Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Der anschließende Anstieg des Strompreises ist auf erhöhte Kosten für Brennstoffbezug und CO<sub>2</sub>-Zertifikate zurückzuführen. Wegen des Ausbaus regenerativer Energien sowie sinkender Großhandelspreise ist mit einer höheren EEG-Umlage zu rechnen. Nach 2025 ist die EEG-Umlage rückläufig. [71]

### 9.2.5 Zusammenstellung der Erlöse

Die Erlöse setzen sich aus Grundpreis I, Grundpreis II sowie dem Arbeitspreis Wärme zusammen. Grundpreis I ergibt sich aus den fixen Kapital- und Betriebskosten, Grundpreis II aus den variablen Bedarfskosten und der Arbeitspreis aus den Kosten, die aufgrund des Verbrauches an Energieträgern entstehen.

Der Netzbetreiber beliefert den Kunden mit Wärmeenergie und erhält für jede Kilowattstunde einen festgeschriebenen Arbeitspreis. Beim konventionellen Wärmenetz mit KWK wird neben der Wärme auch Strom produziert, der in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Die KWK-Zuschläge in Höhe von acht Cent pro Kilowattstunde senken den Arbeitspreis für den Kunden. Zusätzlich zum Arbeitspreis wird anteilmäßig der Grundpreis I berechnet. Die Summe aus dem Arbeitspreis und dem anteilmäßigen Grundpreis ergeben die Wärmekosten, die beim



Kunden anfallen. Zusätzlich wird der Grundpreis II auf die Wohneinheiten aufgeteilt, sowie die Netznutzungsentgelte bestimmt. Hieraus ergeben sich die Gesamtkosten für den Kunden.

### 9.2.6 Förderungen

Für einen fairen Vergleich der Versorgungskonzepte wird die wirtschaftliche Bilanzierung für das Jahr 2018 sowohl unter Berücksichtigung von Investitionszuschüssen und Förderprogrammen sowie eine alternative Berechnung ohne Zuschüsse durchgeführt. So kann festgestellt werden, ob nur aus Gründen der Förderung Entscheidungen getroffen werden.

Um den Prozess der Förderung zu vereinfachen, hat das Land Nordrhein-Westfalen die förderpolitischen Aktivitäten zur Energiepolitik in dem Programm **progres.nrw** gebündelt. Das Programm umfasst vier grundlegende Programmbereiche.

- Markteinführung
- Innovation
- KWK
- Wärme- und Kältenetze

Mit dem Programmbereich Wärme- und Kältenetze fördert das Land den Neu- und Ausbau energieeffizienter Wärme- und Kältenetze. Diese werden in Abhängigkeit des Durchmessers mit einem Festbetrag je Trassenmeter gefördert. [72].

Mit dem Programmbereich KWK werden Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 50 kW sowie Wärmeübergabestationen bzw. Hausanschlüsse gefördert. Da für die Förderung der Wärmeübergabestationen die Wärme zu mindestens 15 Prozent aus regenerativen Energien oder 50 Prozent aus KWK-Anlagen stammen muss, kann eine Förderung der Wärmeübergabestationen bei der konventionellen Wärmeversorgung nicht in Anspruch genommen werden. Das BHKW wird mit 9.200 € sowie weiteren 25 €/kW<sub>el</sub> gefördert. [73]

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle fördert die Installation von Wärmepumpen. Grundwasserwärmepumpen werden mit je 4.000 € je Anlage subventioniert. Nach EEWärmeG Anlage 3 Satz 1 ist eine Wärmepumpe, die zusätzlich Warmwasser bereitstellt, ab einer Jahresarbeitszahl von 3,8 förderfähig. Da die berechnete Jahresarbeitszahl für das entwickelte Konzept im Durchschnitt vier beträgt, ist die technische Voraussetzung zum Erhalt der Förderung gegeben. Um die Auswirkung der Förderung darzustellen wird eine Berechnung unter Berücksichtigung der vollen Förderhöhe durchgeführt.

**Tabelle 9-12** Förderung der einzelnen Komponenten

Gegenstand	Förderhöhe gesamt [€]
Wärmetrasse	139.600
BHKW	10.450
Wärmepumpen	396.000

Seit dem 1 Juli 2017 liegt ein weiteres Förderprogramm vor, welches im Programm **progres.nrw** noch keine Berücksichtigung findet. Mit dem Förderprogramm „**Modellvorhaben Wärmenetzsystem 4.0**“ werden erstmals nicht nur Einzeltechnologien und –komponenten

gefördert, sondern Gesamtsysteme. Diese Förderung richtet sich an innovative Wärmenetze mit einem hohen Anteil regenerativer Energiequellen.

Förderfähig sind Wärmenetze, die folgende Anforderungen erfüllen:

- Mindestanteil an regenerativen Energien oder Abwärme muss 50 Prozent betragen
- Mindestens 100 Abnahmestellen oder eine Wärmeabnahme von mindestens 3 GWh
- Vorlauftemperaturen zwischen 95 und 20 °C, außer es kann nachgewiesen werden, dass durch eine Unterschreitung Kosten, Energie oder CO<sub>2</sub> eingespart werden
- Strommarktdienlicher Betrieb von wärmeproduzierenden Stromverbrauchern wie Wärmepumpen
- Die bereitgestellte Wärme darf nicht teurer als 12 Cent brutto pro kWh sein [74]

Die Förderung unterteilt sich in zwei Module. Modul I fördert Machbarkeitsstudien mit 60 Prozent der anfallenden Kosten. Das zweite Modul fördert die Umsetzung des Netzes mit maximal 50 Prozent der Nettoinvestitionskosten und maximal 15 Millionen Euro. [75]

Für die wirtschaftliche Bilanzierung der Versorgungskonzepte unter Berücksichtigung der Förderungen werden für das konventionelle Wärmenetz das Förderprogramm progress.nrw und für das Niedertemperaturnetz die Förderungen aus dem Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0 angesetzt. Falls die geforderte Kosteneffizienz von 12 Cent brutto pro kWh nicht eingehalten werden kann, wird für das Niedertemperaturnetz ebenfalls die Förderung der Einzelkomponenten nach progres.nrw als Grundlage verwendet.

### **9.2.7 Dynamische Investitionsrechnung**

Als Investitionsrechnung werden Verfahren bezeichnet, die eine rationale Bewertung von Investitionen aus wirtschaftlicher Sicht ermöglichen. Sie helfen bei der Entscheidungsfindung hinsichtlich der Frage, ob eine Investition vorteilhaft ist oder welche Investition aus mehreren Alternativen aus wirtschaftlicher Sicht am attraktivsten ist. Bei der Investitionsrechnung wird zwischen statischen und dynamischen Verfahren unterschieden. Bei statischen Verfahren handelt es sich in der Regel um vereinfachte Berechnungsmethoden. Die Ergebnisse von statischen Verfahren basieren auf Eingangsgrößen, die für eine durchschnittliche Periode ermittelt werden. Bei schwankenden Zahlungsstrukturen und längeren Zeiträumen kann dieses Verfahren zu Ungenauigkeiten im Ergebnis führen. Bei den dynamischen Verfahren werden Ein- und Auszahlungen für jede Periode des Betrachtungszeitraums gegenübergestellt. Die Berechnung der Kosten erfolgt somit zeitlich aufgelöst und kann auf einen in der Zukunft liegenden Zeitabschnitt mit den dann zu erwartenden Kostenanteilen bezogen werden. Dadurch kann in der Berechnung der Umstand berücksichtigt werden, dass wirtschaftlich relevant ist, zu welchem Zeitpunkt Zahlungsströme stattfinden. Dabei wird berücksichtigt, dass Geld, welches heute zur Verfügung steht, mehr Wert ist als der entsprechende Geldbetrag in der Zukunft. Der Wertverfall beruht auf der möglichen Verzinsung des Kapitals. Durch die Verzinsung wird davon ausgegangen, dass ein jetziger Geldbetrag in Zukunft einen höheren Betrag angenommen hat.

Der aktuelle Wert zukünftiger Zahlungen wird als Barwert bezeichnet. Die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallenden Zahlungen können durch Diskontierung miteinander verglichen werden [76]. Der Barwert wird wie folgt ermittelt.

$$K_0 = K_n * \frac{1}{(1+i)^n}$$

**Gleichung 9-2** Barwert [76]

$K_0$	Barwert
$K_n$	Zahlung im Jahr $n$
$i$	Kalkulationszinssatz
$n$	Jahr

Für die dynamische Investitionsrechnung können verschiedene Rechenmethoden angewandt werden. Um zu entscheiden, welche Methode für diese Arbeit am geeignetsten ist, werden diese kurz beschrieben.

Bei der **Kapitalwertmethode** wird für eine Investition der Kapitalwert, also der absolute Wert der Gegenüberstellung aller Investitionen und Barwerte über den Betrachtungszeitraum, berechnet. Ist der Kapitalwert größer Null, ist die Investition vorteilhaft. Ist der Kapitalwert gleich Null, wird die Mindestrendite in Höhe des Kalkulationszinssfußes erwirtschaftet. Bei einem negativen Kapitalwert ist die Investition unvorteilhaft und sollte nicht getätigt werden.

Beim **internen Zinsfuß** handelt es sich um den Kalkulationszinssfuß, bei dem der Kapitalwert Null ergibt. Die interne Zinsfußmethode und die Kapitalwertmethode sind daher in gewisser Weise verknüpft. Während der Kapitalwert als absoluter Wert schwierig zu interpretieren ist, gibt die interne Zinsfußmethode Auskunft über die Rendite einer Investition. Mithilfe der internen Zinsfußmethode werden die Renditen des Gesamt- und des Eigenkapitals berechnet. Der Investor erhält sein eingesetztes Kapital zurück und erzielt eine Verzinsung in Höhe des internen Zinsfußes. Für den Investor kann der interne Zinsfuß daher auch als mittlere jährliche Rendite interpretiert werden. Demnach ist eine Investition dann vorteilhaft, wenn der interne Zinsfuß größer als der Kalkulationszinssfuß ist. Mithilfe dieser Methode können die zwei Versorgungskonzepte mit unterschiedlichen Investitionskosten fair verglichen werden. Der interne Zinsfuß muss durch Interpolation ermittelt werden. Es wird der Kalkulationszinssfuß gesucht, bei dem der Kapitalwert Null ergibt.

$$C = -a_0 + \sum_{t=1}^n d_n * \frac{1}{(1+i)^n} = 0$$

**Gleichung 9-3** Kalkulationszinssfuß bei dem der Kapitalwert Null ergibt [77]

$C$	Kapitalwert
$a_0$	Investition zum Zeitpunkt $n_0$
$d_n$	Zahlungsstrom zum Zeitpunkt $n$
$i$	Kalkulationszinssfuß

Die Lösung der Gleichung wird per Iteration bestimmt. In der Praxis bieten Programme wie Microsoft-Excel Funktionen an, um den internen Zinsfuß zu bestimmen. Mit Hilfe der Zielwert-suche kann die Nullstelle einer Funktion mit einer veränderbaren Variablen ermittelt werden. In diesem Fall wird der Kapitalwert als Ergebnis der Funktion gleich Null gesetzt und der Kalkulationszinssfuß als veränderbare Größe vorgegeben. Alternativ kann in Excel die IKV-Funktion (Interne-Kapitalverzinsungs-Funktion) verwendet werden, um den internen Zinsfuß zu bestimmen.

Sowohl bei der Kapitalwertmethode, als auch bei der internen Zinsfußmethode wird davon ausgegangen, dass die während des Betrachtungszeitraums anfallenden Überschüsse zum Kalkulationszinssfuß wiederangelegt werden.

Beim wirtschaftlichen Vergleich des konventionellen Wärmenetzes mit dem Niedertemperaturwärmenetz soll als Ausgangskriterium die Rendite, also der interne Zinsfuß, dienen. Die Berechnungen werden mit einer Renditeerwartung von sechs Prozent durchgeführt und somit ein vergleichbarer Wärmepreis der Konzepte ermittelt. Hierbei spielt der Anteil an eingesetztem Eigenkapital keine Rolle. Die wirtschaftliche Betrachtung der Konzepte wird mit der internen Zinsfußmethode durchgeführt.

Hierfür werden die Daten aus den Kapiteln 9.2.1 bis 9.2.6 in einer Zahlungsreihe für den betrachteten Zeitraum von 15 Jahren aufgenommen. Mithilfe der Barwerte für Ein- und Auszahlungen kann im Anschluss der interne Zinsfuß, also die Rendite für den betrachteten Zeitraum bestimmt werden. Hierfür wird im Rahmen dieser Arbeit die Software Microsoft Excel verwendet.

### 9.3 Ergebnisse der Bilanzierung

Die Ergebnisse der energetischen und wirtschaftlichen Bilanzierung werden in den folgenden Grafiken dargestellt. Somit können die Vor- und Nachteile der jeweiligen Konzepte besser erkannt und ausgewertet werden.

Abbildung 9-2 stellt die Ergebnisse der Bilanzierung des ersten Szenarios dar. Da der Wärmepreis sowohl mit als auch ohne staatliche Förderung ermittelt worden ist, zeigt dieses Szenario, wie die politischen Ziele und Maßnahmen Einfluss auf die Entscheidungsfindung nehmen.

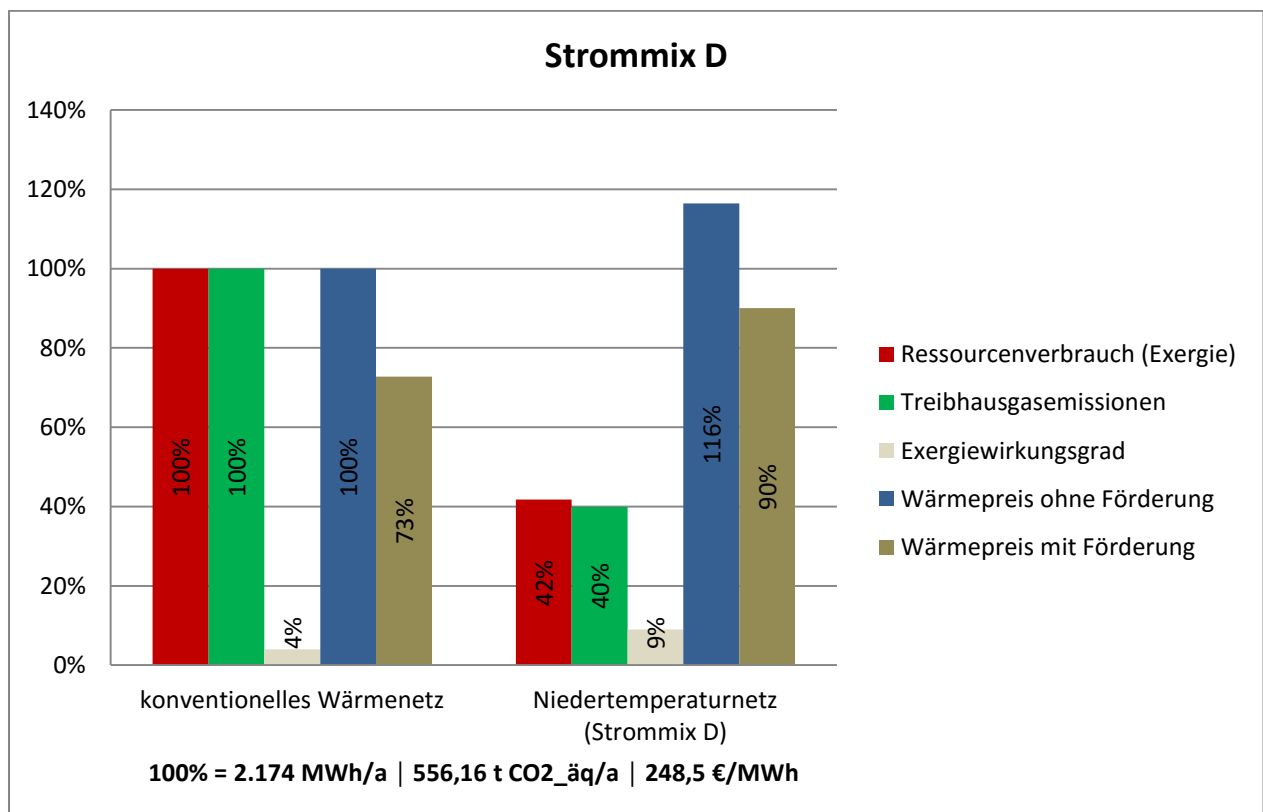


Abbildung 9-2 Ergebnisse der Bilanzierung Szenario 1

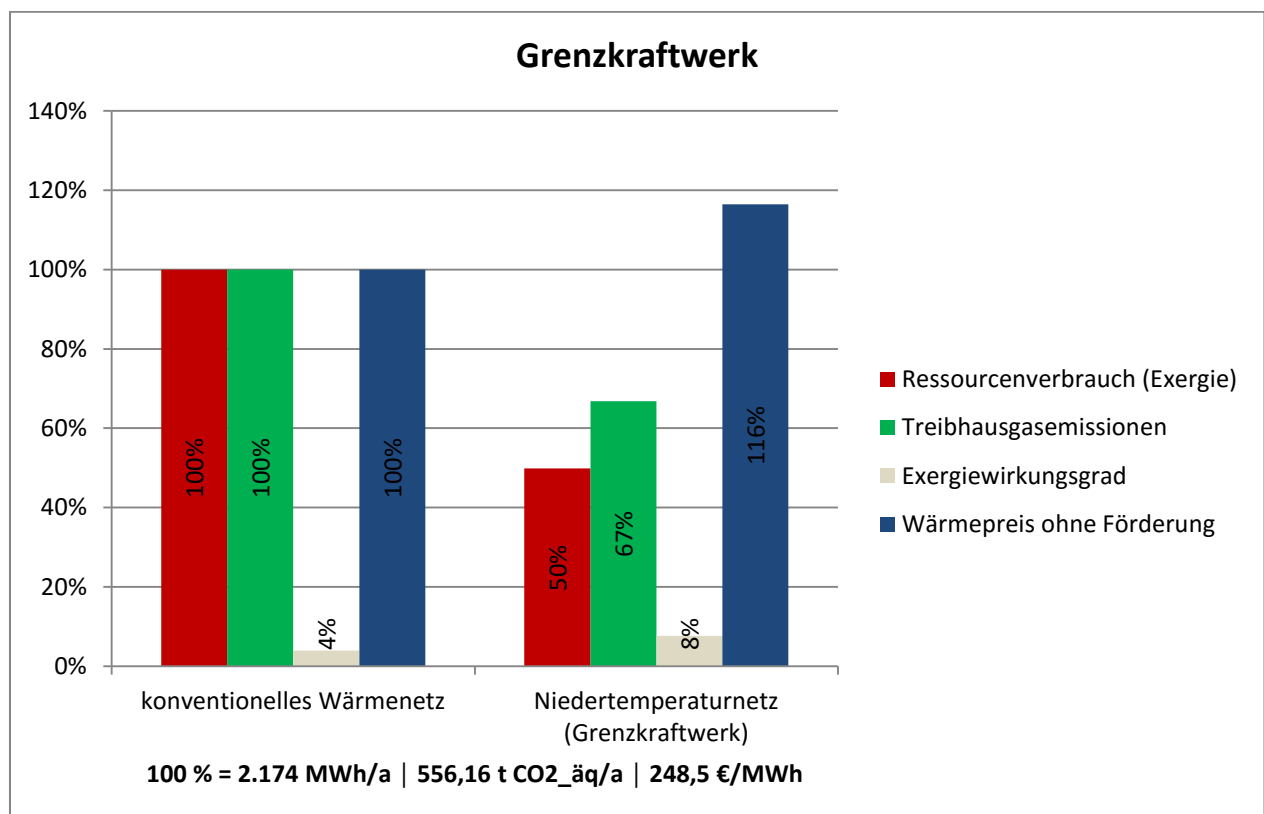
Das Szenario 1 zeigt, dass Niedertemperaturnetze schon heute weniger Ressourcen verbrauchen und einen geringeren Emissionsausstoß aufweisen als konventionelle Wärmenetze. Die niedrigen Materialkosten für die Trasse der Niedertemperaturnetze haben aufgrund der teuren

Tiefbauarbeiten keinen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes. Aus ökonomischer Sicht sind Niedertemperaturnetze nur durch finanzielle Förderungen seitens des Bundes tragbar. Andernfalls liegt der Wärmepreis 16 Prozent über dem des Referenznetzes.

Aufgrund der enormen finanziellen Förderung des Niedertemperaturnetzes durch das Förderprogramm „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“ konnte die Vorgabe, dass der Betreiber die Wärme für maximal 12 ct/kWh anbietet, eingehalten werden. Zu berücksichtigen ist, dass der reale Wärmepreis durch die kundenseitigen Investitionen sowie den Betrieb der Wärmepumpe deutlich ansteigen.

Das Niedertemperaturnetz wird bei dieser Betrachtung mit rund 900.000 Euro gefördert. Würden Projekte mit derart hohen Förderungen massenhaft umgesetzt, wäre dies volkswirtschaftlich nicht tragbar.

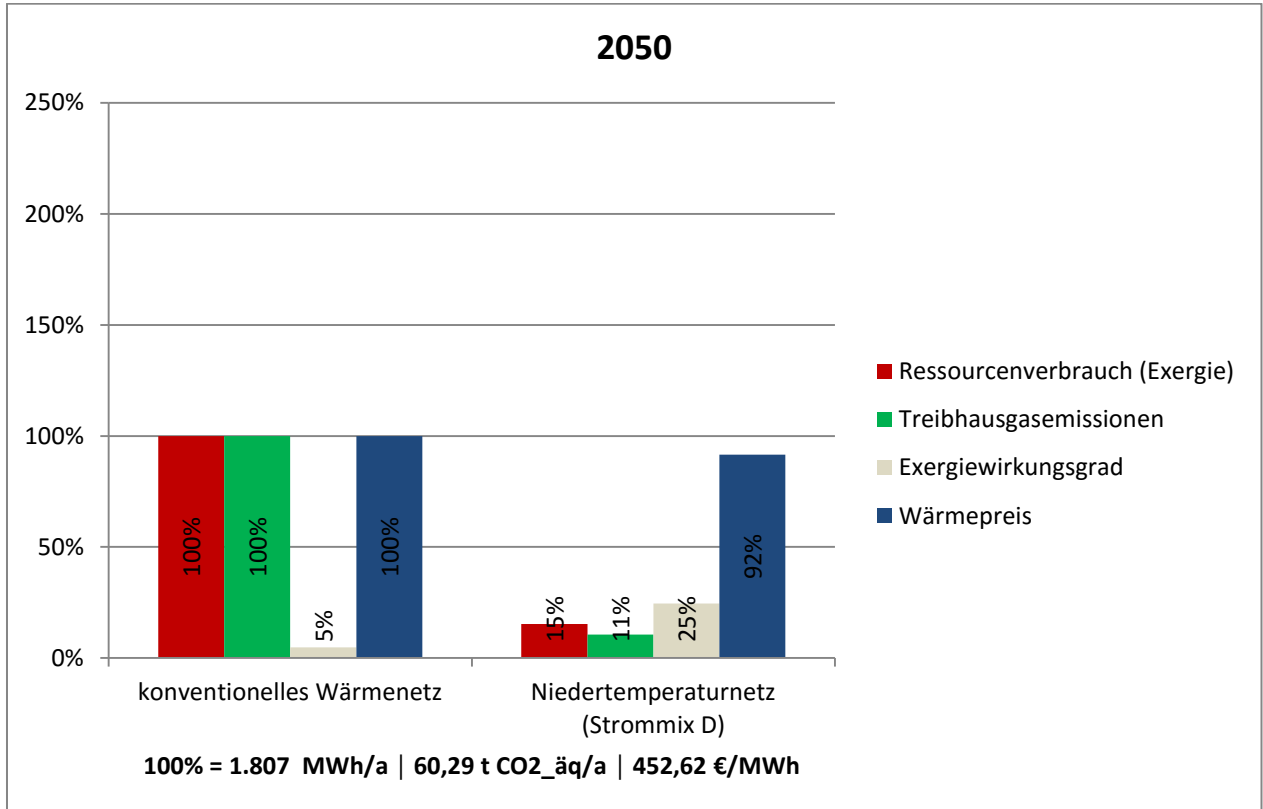
Im Szenario 2 werden die Konzepte ebenfalls für das Jahr 2018 betrachtet. Hier wird der Strom zum Betrieb der Wärmepumpen jedoch aus Kohlekraftwerken bezogen. Wie in Abbildung 9-3 erkennbar, wirkt sich die Stromherkunft auf die ökologische Bilanz des Niedertemperaturnetzes aus.



**Abbildung 9-3** Ergebnisse der Bilanzierung Szenario 2

Auch wenn der Ressourcenverbrauch, die Treibhausgasemissionen sowie der Exergiewirkungsgrad im Vergleich zu Szenario 1 ansteigen, liegen diese immer noch unter den Werten des konventionellen Wärmenetzes und verdeutlichen das ökologische Potential der Niedertemperaturnetze.

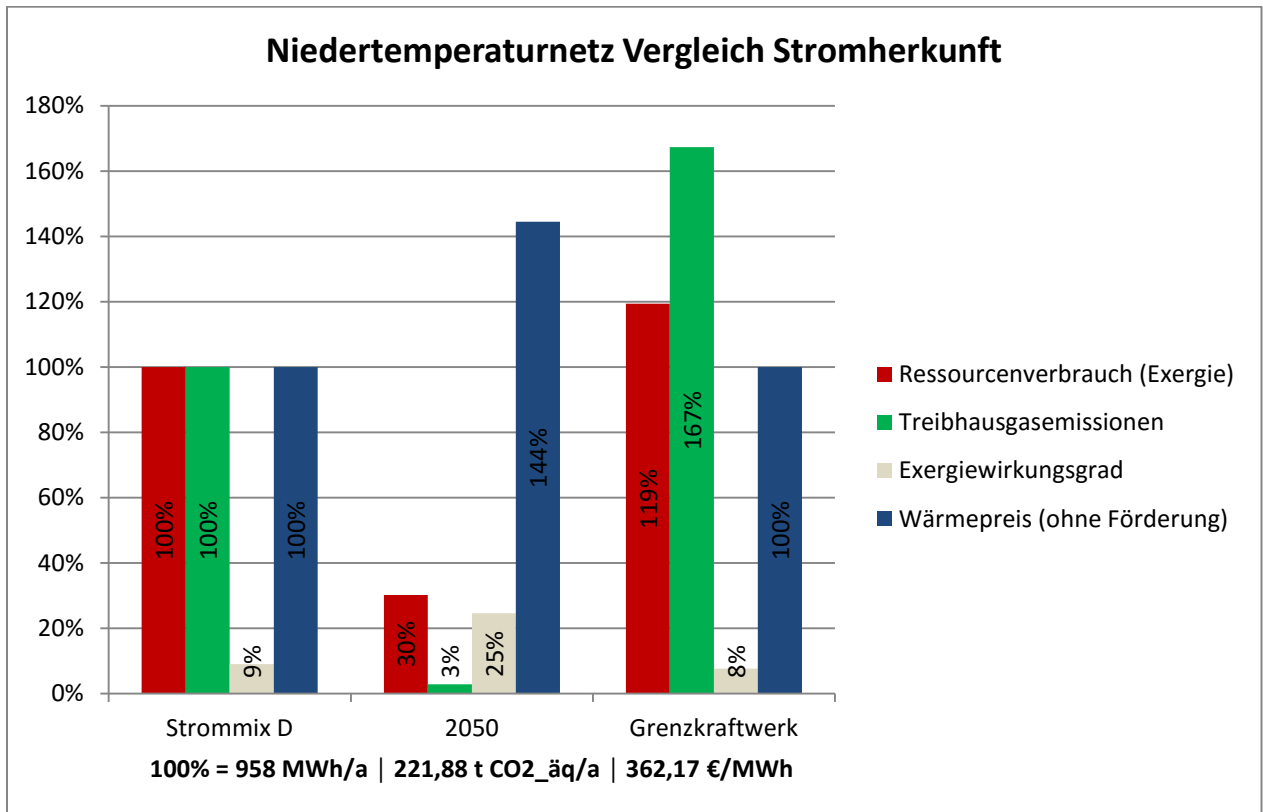
Abbildung 9-4 stellt eine Prognose für das Jahr 2050 dar (Szenario 3). Hierbei wurde von deutlich höheren regenerativen Anteilen der Energieträger ausgegangen. Des Weiteren wird damit gerechnet, dass die Kosten für die Energieträger und somit auch für die Nutzenergie Wärme steigen werden.



**Abbildung 9-4** Ergebnisse der Bilanzierung Szenario 3

Durch den höheren regenerativen Anteil verbessern sich aus ökologischer Sicht beide Konzepte deutlich. Auch bei diesem Szenario ist ein deutlicher Vorteil beim Niedertemperaturnetz feststellbar. Dies spiegelt sich auch im Exergiewirkungsgrad von 25 Prozent wider. Die Wärmepreise steigen, nähern sich aber vom Niveau an, wodurch das Niedertemperaturnetz auch ohne staatliche Fördergelder eine attraktive Alternative zum konventionellen Wärmenetz darstellt.

Um die Bedeutsamkeit der Stromherkunft und damit den regenerativen Anteil des Stroms auf die Ökologie des Konzeptes Niedertemperaturnetz zu zeigen, wird ein Vergleich der Niedertemperaturnetze in Abhängigkeit durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 9-5 dargestellt.



**Abbildung 9-5** Vergleich des Niedertemperaturnetzes in Abhängigkeit der jeweiligen Stromherkunft

Der Vergleich zeigt, wie wichtig die regenerative Energieerzeugung ist und was für Einsparpotentiale vorhanden sind. Strom aus Kohlekraftwerken hat stark erhöhte Treibhausgasemissionen und Ressourcenverbräuche zur Folge. Das Szenario 2050 zeigt, dass die Zielsetzung der Bundesregierung, einen annähernd emissionsfreien Energiemarkt zu erreichen, der richtige Weg ist, um Ressourcen zu schonen und die Umwelt zu entlasten.

## 10 Zusammenfassung und Fazit

Durch Maßnahmen zur Verringerung des Wärmebedarfs sowie aufgrund des steigenden Baustandards werden konventionelle Nah- und Fernwärmenetze mit Vorlauftemperaturen zwischen 80-130 °C zunehmend ineffizienter und unwirtschaftlicher.

Niedertemperaturwärmenetze mit Vorlauftemperaturen kleiner 30 °C ermöglichen die Einbindung regenerativer Energien und können somit einen entscheidenden Beitrag zum Klimaschutz leisten.

Im Rahmen der vorliegenden Masterarbeit ist ein energetischer und wirtschaftlicher Vergleich zwischen einem konventionellen und einem Niedertemperaturnetz durchgeführt worden. Hierfür wurde ein bestehendes, konventionelles Wärmenetz in Sankt Augustin-Menden untersucht und optimiert. Zum Zwecke eines fairen Vergleichs wurde für die untersuchte Liegenschaft ein Niedertemperaturnetz konzipiert und im Anschluss wirtschaftlich und energetisch, unter Berücksichtigung von drei unterschiedlichen Szenarien, mit dem konventionellen Netz verglichen.

Die Untersuchung des bestehenden Netzes hat gezeigt, dass die rohrlungsgeführte Wärmeversorgung an den demografischen Wandel angepasst werden muss. Dies wird durch die Berechnungen in Kapitel 6 verdeutlicht. Trotz einer Optimierung des Dämmstandards beim konventionellen Wärmenetz konnten die Verteilverluste nicht auf den geforderten Zielwert von maximal zehn Prozent gesenkt werden. Der Netzwirkungsgrad liegt trotz einer Kombination aus Optimierungsmaßnahmen bei nur rund 85 Prozent. Dies zeigt, dass konventionelle Wärmenetze den Anforderungen im Neubau und im energetisch sanierten Bestand nicht gerecht werden.

Dass konventionelle Wärmenetze und die sich ändernden Anforderungen nicht vereinbar sind, hat die energetische Bilanzierung bestätigt. Die Untersuchung des Ausstoßes an Kohlenstoffdioxid der zwei Versorgungskonzepte zeigt, dass Niedertemperaturnetze unter den hier vorherrschenden Rahmenbedingungen schon heute eine ökologisch sinnvolle Alternative zu herkömmlichen Wärmenetzen darstellen. Die Verteilverluste sinken von rund 15 auf drei Prozent. Schon heute können der Ressourcenverbrauch und die Treibhausgasemissionen um rund 60 Prozent gesenkt werden. Bei der Verwendung reinen Ökostroms, wie im Szenario 2050 dargestellt, wird dieser Effekt verstärkt und führt zu einer Verringerung des Ressourcenverbrauchs um rund 85 Prozent.

Beim Konzept der Niedertemperaturwärme beeinflusst die Stromherkunft die ökologische Bilanz entscheidend. Dies zeigt der Vergleich des Niedertemperaturnetzes in Abhängigkeit der Stromherkunft. Strom aus Kohlekraftwerken verursacht, im Vergleich zu Strom aus dem deutschen Strommix, um 67 Prozent erhöhte Treibhausgasemissionen und einen 20 Prozent erhöhten Ressourcenverbrauch. Grüner Strom hingegen verursacht kaum Emissionen und benötigt weniger als ein Drittel der Ressourcen.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist die Niedertemperaturwärme bei der hier untersuchten Liegenschaft nur dank Fördermittel konkurrenzfähig. Ohne Fördermittel liegt der Wärmepreis heute um rund 16 Prozent über dem des konventionellen Wärmenetzes. Dies ist auf die große Diskrepanz zwischen Gas- und Strompreis zurückzuführen. Eine Kilowattstunde Gas ist rund 83 Prozent günstiger als eine Kilowattstunde Strom. Hier können nur Impulse von Seiten der Politik helfen.



Um eine vollständige Dekarbonisierung des Wärmemarktes zu erreichen, muss der Strompreis wettbewerbsfähig werden. Dazu sollte die Steuer auf Strom gesenkt und für fossile Energieträger erhöht werden. Des Weiteren sollte eine CO<sub>2</sub>-Steuer eingeführt werden, um innovative Konzepte und Technologien zu stärken.

Um die Wirtschaftlichkeit des Niedertemperaturnetzes zu verbessern, können neue Tarifstrukturen eingeführt werden. Zur Senkung der Betriebsführungs- und Wartungskosten können unter passenden Rahmenbedingungen Wärmeplatrates angeboten werden. Verbrauchergruppen können zusammengefasst werden, wodurch weniger und effizienter arbeitende dezentrale Wärmeerzeuger erforderlich sind. Sekundärseitige Wärmemengenzähler sind bei Wärmeplatrates überflüssig, wodurch die Betriebsführungskosten sinken.

Der Vorteil für den Betreiber von Niedertemperaturnetzen liegt, zumindest unter den heutigen Rahmenbedingungen, nicht im Wärmepreis, sondern im möglicherweise geringeren Risiko für den Netzbetreiber, wenn mit niedriger Wärmebelegungsdichte, einer unsicheren Bedarfsstruktur und einer eventuell verzögerten Aufsiedelung gearbeitet werden muss. Das Konzept der Niedertemperatur ist daher eher für Neubaugebiete geeignet.

## 11 Ausblick

Das Ziel der Bundesregierung den Wärmebedarf im Gebäudebereich bis 2020 um 20 % zu senken, wird nicht mehr zu erreichen sein. Die Bundesregierung hatte geplant als Vorbild zu fungieren und klimafreundliches Bauen und Sanieren der Öffentlichkeit näherzubringen. Hierzu sollten 2.200 Bundesliegenschaften, unter anderem das Regierungsgebäude in Berlin, energetisch saniert werden. Bis heute wurde nicht eine einzige Bundesliegenschaft vollständig saniert.

Die bereits zweimal im Bundestag gescheiterte steuerliche Förderung für Sanierungsmaßnahmen würde neben den bekannten Förderprogrammen neue Anreize schaffen und damit neue Zielgruppen für die Wärmewende gewinnen.

Das GebäudeEnergieGesetz (GEG) soll bis zum Ende des Jahres die EnEV, das EnEG und das EEWärmeG ablösen. Mit der Zusammenführung der Regelungen bezüglich der Energieeffizienz und dem Einsatz von regenerativen Energien im Gebäudebereich würden Anwendung und Vollzug erleichtert.

Die Bundesregierung muss die Wärmewende nun endlich kraftvoll vorantreiben, damit die deutschen Emissionsziele bis 2030 erreicht werden können und das große Potenzial an Energieeffizienz sowohl im Bestand als auch im Neubaubereich in Zukunft ausgeschöpft wird.

## Literaturverzeichnis

- [1] Statistisches Bundesamt, „Statista,“ 2016. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/250059/umfrage/waermeerzeugung-in-deutschland-nach-energietraeger/>.
- [2] V. Quaschnig, „Sektorkopplung durch die Energiewende,“ Hochschule für Wirtschaft und Technik Berlin, Berlin, 2016.
- [3] D. M. Pehnt, „Wärmenetzsysteme 4.0 - Endbericht-Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme "Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen",“ Heidelberg, 2017.
- [4] Statista, „Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland,“ 2018.
- [5] A. P. Hans-Martin Henning, „Energiesystem Deutschland 2050,“ Fraunhofer ISE, 2013.
- [6] H. Lund, 4th Generation District Heating: Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems, 2014.
- [7] P. D.-I. D. Wolff und D.-I. K. Jagnow, „Untersuchung von Nah- und Fernwärmenetzen,“ Braunschweig, 2011.
- [8] ASUE, „BHKW-Grundlagen,“ 2010.
- [9] V. D. Ingenieure, „VDI 4640, Blatt 2 - Thermische Nutzung des Untergrunds, Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen,“ Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2015.
- [10] Verein Deutscher Ingenieure, „VDI 4645 - Heizungsanlagen mit Wärmepumpen in Ein- und Mehrfamilienhäusern Planung, Errichtung, Betrieb,“ Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2015.
- [11] GEOTHERMIE.CH, „Alles über Grundwasser-Nutzung,“ 20 01 2016. [Online]. Available: [http://geothermie-schweiz.ch/wp\\_live/wp-content/uploads/2016/01/GEOTHERMIE-FACTSHEET-GRUNDWASSER.pdf](http://geothermie-schweiz.ch/wp_live/wp-content/uploads/2016/01/GEOTHERMIE-FACTSHEET-GRUNDWASSER.pdf). [Zugriff am 31 05 2018].
- [12] „Eigene Darstellung“.
- [13] SolanetBW, „Solare Wärmenetze,“ Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Stuttgart, 2016.
- [14] REHAU, „Frischwasserstation SFS,“ 2018.
- [15] D. R. Paschotta, „RP-Energie-Lexikon,“ 07 05 2018. [Online]. Available: <https://www.energie-lexikon.info/frischwasserstation.html>. [Zugriff am 18 05 2018].
- [16] Viessmann Deutschland GmbH, „Fachreihe EnEV 2014,“ 2015.
- [17] Bundesumweltministerium, *Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich*, 2008.

- [18] D. G.-M. Knopp, Wasserhaushaltsgesetz, Abwasserabgabengesetz, München: C.H.Beck oHG, 2017.
- [19] Verein Deutscher Ingenieure, „VDI 4640 Blatt 1 - Thermische Nutzung des Untergrunds,“ Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2010.
- [20] D. U. Kullmann, Bundesberggesetz, Nomos, 2012.
- [21] D.-I. (. A. v. Ahnen, „Anforderungen an die Trinkwasserhygiene nach DVGW W 551,“ FACH.JOURNAL, 2014.
- [22] S. Robbi, „LowEx-Fernwärme - Vergleichende Bewertung von Maßnahmen für eine effiziente, multifunktionale Ferwärmeversorgung,“ Dresden, 2013.
- [23] D. A. J. Hans Hertle, „Die Nutzung von Exergieströmen in kommunalen Strom-Wärme-Systemen zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Neutralität von Kommunen bis zum Jahr 2050,“ Umwelt Bundesamt, 2016.
- [24] U. Pietzsch, „Abschlussbericht EnEff:Stadt-Projekt EnVisaGe Kommunale netzgebundene Energieversorgung - Vision 2020 am Beispiel der Gemeinde Wüstenrot,“ 2018.
- [25] „Public Manager,“ 03 03 2017. [Online]. Available: <https://www.public-manager.com/aktuelles/einzelansicht/archive/2017/march/article/kaltes-nahwaermenetz-spart-40000-kg-co2-im-jahr.html>. [Zugriff am 20 06 2018].
- [26] H.-C. Neidlein, „Energiezukunft,“ 04 01 2016. [Online]. Available: <https://www.energiezukunft.eu/erneuerbare-energien/waerme/geothermie-kalte-nahwaerme-in-biberach/>. [Zugriff am 31 08 2018].
- [27] Verein Deutscher Ingenieure, „VDI 4655 - Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen,“ Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2008.
- [28] B. Weigand, Thermodynamik kompakt, Springer Vieweg, 2016.
- [29] Holthausen GmbH, „Leistungsverzeichnis,“ Köln, 2012.
- [30] „WetterKontor,“ 2018. [Online]. Available: <https://www.wetterkontor.de/de/wetter/deutschland/monatswerte-station.asp>. [Zugriff am 10 08 2018].
- [31] A. D. H. E. Heike Kluttig, „Energieverbräuche von Bildungsgebäuden in Deutschland,“ Fraunhofer-Institut für Bauphysik, Stuttgart, 2016.
- [32] D. E. P. Jeremias, „Energetische Stadtsanierung - Neuruppin,“ tetra ingenieure GmbH, Neuruppin, 2015.
- [33] Solvis Vital, „Warmwasseraufbereitung im großen Stil,“ 2016.
- [34] Verein Deutscher Ingenieure, VDI-Wärmeatlas, Berlin Heidelberg: Springer, 2013.

- [35] H. Kuchling, Taschenbuch der Physik, Hanser Verlag, 2014.
- [36] ThyssenKrupp Materials International GmbH, „Werkstoffdatenblatt,“ Beuth Verlag, Berlin, 2011.
- [37] Brugg, „Brugg Pipesystems,“ 2015. [Online]. Available: [https://www.pipesystems.com/domains/pipesystems\\_com/data/free\\_docs/Premant/PR\\_E\\_UNO\\_Katalog\\_D\\_INT.pdf](https://www.pipesystems.com/domains/pipesystems_com/data/free_docs/Premant/PR_E_UNO_Katalog_D_INT.pdf). [Zugriff am 11 08 2018].
- [38] E. S. Augustin, „Solare-Stadt,“ 2018. [Online]. Available: <http://www.solare-stadt.de/sankt-augustin/Solarpotenzialkataster>. [Zugriff am 22 04 2018].
- [39] D.-I. M. M. Dipl.-Ing. Michael Münch, „30% Regenerativstrom Mainz 2020,“ Institut für Innovation, Transfer, Beratung GmbH, Bingen am Rhein, 2011.
- [40] V. D. Ingenieure, „VDI 6002 Solare Trinkwassererwärmung,“ Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2014.
- [41] „Solarthermie.net,“ [Online]. Available: <http://www.solarthermie.net/ausrichtung/dachausrichtung>. [Zugriff am 02 09 2018].
- [42] G. D. Nordrhein-Westfalen, „Geothermie in NRW,“ 23 02 2016. [Online]. Available: [http://www.geothermie.nrw.de/geothermie\\_basisversion/?lang=de](http://www.geothermie.nrw.de/geothermie_basisversion/?lang=de). [Zugriff am 28 04 2018].
- [43] V. D. Ingenieure, „DIN 4710 - Statistiken meteorologischer Daten zur Berechnung des Energiebedarfs von heiz- und raumluftechnischen Anlagen in Deutschland,“ DIN Deutsches Institut für Normen e.V., Berlin, 2003.
- [44] Wahnachtalsperrenverband, „Wahnbach,“ 27 04 2014. [Online]. Available: <https://www.wahnbach.de/trinkwasserversorgung/trinkwassergewinnung/grundwasser-untersiege.html>. [Zugriff am 03 05 2018].
- [45] Kunze, „Erdwärme Brunnenbau,“ 01 2018. [Online]. Available: <http://erdwaerme-brunnenbau-kunze.de/info>. [Zugriff am 06 05 2018].
- [46] V. D. Ingenieure, „VDI 4650, Blatt 1 - Berechnung der Jahresarbeitszahl von Wärmepumpenanlagen,“ Beuth Verlag, Berlin, 2016.
- [47] H. Schmitt, „Vom Brunnen ins Wasserglas,“ *General-Anzeiger*, Nr. 24.09.2017.
- [48] K. Hofmann, „Erdwärmesonden - Informationsbroschüre zur Nutzung oberflächennaher Geothermie,“ Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG), 2015.
- [49] G. R.-R.-B. GmbH, Interviewee, [Interview]. 11 07 2018.
- [50] „DIN EN 12831 Bbl 1 Energetische Bewertung von Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast,“ 2017.
- [51] Montana Wohnungsbau, 2018. [Online]. Available: <https://www.montana-wohnungsbau.de/haustypen/>. [Zugriff am 15 06 2018].

- [52] RheinEnergie AG, „Vertragsbedingungen Wärmepumpe,“ Köln, 2014.
- [53] „EnergieAgentur.NRW,“ 03 2017. [Online]. Available: [https://www.energieagentur.nrw/eanrw/kaltes\\_nahwaermenetz](https://www.energieagentur.nrw/eanrw/kaltes_nahwaermenetz). [Zugriff am 25 07 2018].
- [54] „BSO Pumpentechnik,“ 2018. [Online]. Available: <https://www.brunnenpumpen.com/navi.php?qs=6BHE+48-3>. [Zugriff am 11 07 2018].
- [55] Ebara, „BSA Pumpentechnik,“ 2018. [Online]. Available: [https://www.brunnenpumpen.com/Ebara-Matrix-Drehstrom-3230-400V\\_s2](https://www.brunnenpumpen.com/Ebara-Matrix-Drehstrom-3230-400V_s2). [Zugriff am 12 07 2018].
- [56] Brugg Pipesystems, „Pipesystems,“ 2018. [Online]. Available: [https://www.pipesystems.com/domains/pipesystems\\_com/data/free\\_docs/CoolflexCoolmant/CLX\\_Katalog\\_D.pdf](https://www.pipesystems.com/domains/pipesystems_com/data/free_docs/CoolflexCoolmant/CLX_Katalog_D.pdf). [Zugriff am 12 07 2018].
- [57] P. D. h. U. Eicker, *Integration erneuerbarer Energien in die dezentrale Wärmeversorgung*, 2012.
- [58] G. RGB-Rohrsystem-Beratungsgesellschaft-GmbH, Interviewee, *Niedertemperaturwärmenetze*. [Interview]. 20 06 2018.
- [59] U. R. Fritsche und H.-W. Greß, „Der nicht erneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2016 sowie Ausblicke auf 2020 bis 2050,“ IINAS, 2018.
- [60] Öko-Institut, „Statista,“ 2009. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38910/umfrage/hoehe-der-co2-emissionen-nach-kraftwerk/>. [Zugriff am 04 08 2018].
- [61] ITG Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH, „DVGW,“ 07 04 2016. [Online]. Available: <https://www.klimakoenner.de/docs/BDEW%20Grundlagenpapier%20Prim%C3%A4rennergiefaktoren.pdf>. [Zugriff am 16 07 2018].
- [62] P. Icha, „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emission des deutschen Strommix,“ Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2013.
- [63] M. Großklos, „Kumulierter Energieaufwand und CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und -versorgungen,“ Institut Wohnen und Umwelt, 2014.
- [64] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 22 04 2015. [Online]. Available: <https://www.klimakoenner.de/docs/BDEW%20Grundlagenpapier%20Prim%C3%A4rennergiefaktoren.pdf>. [Zugriff am 16 07 2018].
- [65] Umwelt Bundesamt, 2018. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#statusquo>. [Zugriff am 15 07 2018].
-

- [66] D. R. Paschotta, „RP-Energie-Lexikon,“ 09 11 2017. [Online]. Available: <https://www.energie-lexikon.info/grenzkraftwerk.html>. [Zugriff am 05 08 2018].
- [67] D. R. Paschotta, „RP-Energie-Lexikon,“ 22 02 2017. [Online]. Available: <https://www.energie-lexikon.info/oekostrom.html>. [Zugriff am 05 08 2018].
- [68] D. R. Paschotta, „RP-Energie-Lexikon,“ 21 02 2017. [Online]. Available: <https://www.energie-lexikon.info/exergie.html>. [Zugriff am 25 07 2018].
- [69] Statistisches Bundesamt, „DESTATIS,“ 2017. [Online]. Available: [https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Tabellen\\_/VerbraucherpreiseKategorien.html;jsessionid=7E971C41FDC1BF749F2E3427AFDFDB07.InternetLive2?cms\\_gtp=145110\\_slot%253D2](https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Tabellen_/VerbraucherpreiseKategorien.html;jsessionid=7E971C41FDC1BF749F2E3427AFDFDB07.InternetLive2?cms_gtp=145110_slot%253D2). [Zugriff am 25 07 2018].
- [70] P. D. J. Arrenberg, Finanzmathematik, Oldenbourg: Wissenschaftsverlag GmbH, 2013.
- [71] Prognos AG; EWI; GWS, „Entwicklung der Energiemärkte-Energierferenzprognose,“ Köln, 2014.
- [72] Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz NRW, „Wärme- und Kältenetze - Richtlinie über die Gewährung von Zuwendungen aus dem Program progres.nrw,“ Bezirksregierung Arnsberg, 2016.
- [73] Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucher-schutz NRW, „KWK-Anlagen und KWK bezogene Maßnahmen,“ Bezirksregierung Arnsberg, 2015.
- [74] Bundesministerium für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Merkblatt zu den technischen Anforderungen an ein Wärmenetzsystem 4.0,“ 2018.
- [75] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Modellvorhaben Wärmenetzsystem 4.0,“ Leitungsstab Presse- und Öffentlichkeitsarbeit, Eschborn, 2018.
- [76] H. Schlink, Wirtschaftlichkeitsrechnung für Ingenieure, Wiesbaden: Springer Gabler, 2014.
- [77] H. L. Grob, Einführung in die Investitionsrechnung, Münster: Franz Wahlen, 2006.

# Anhang A

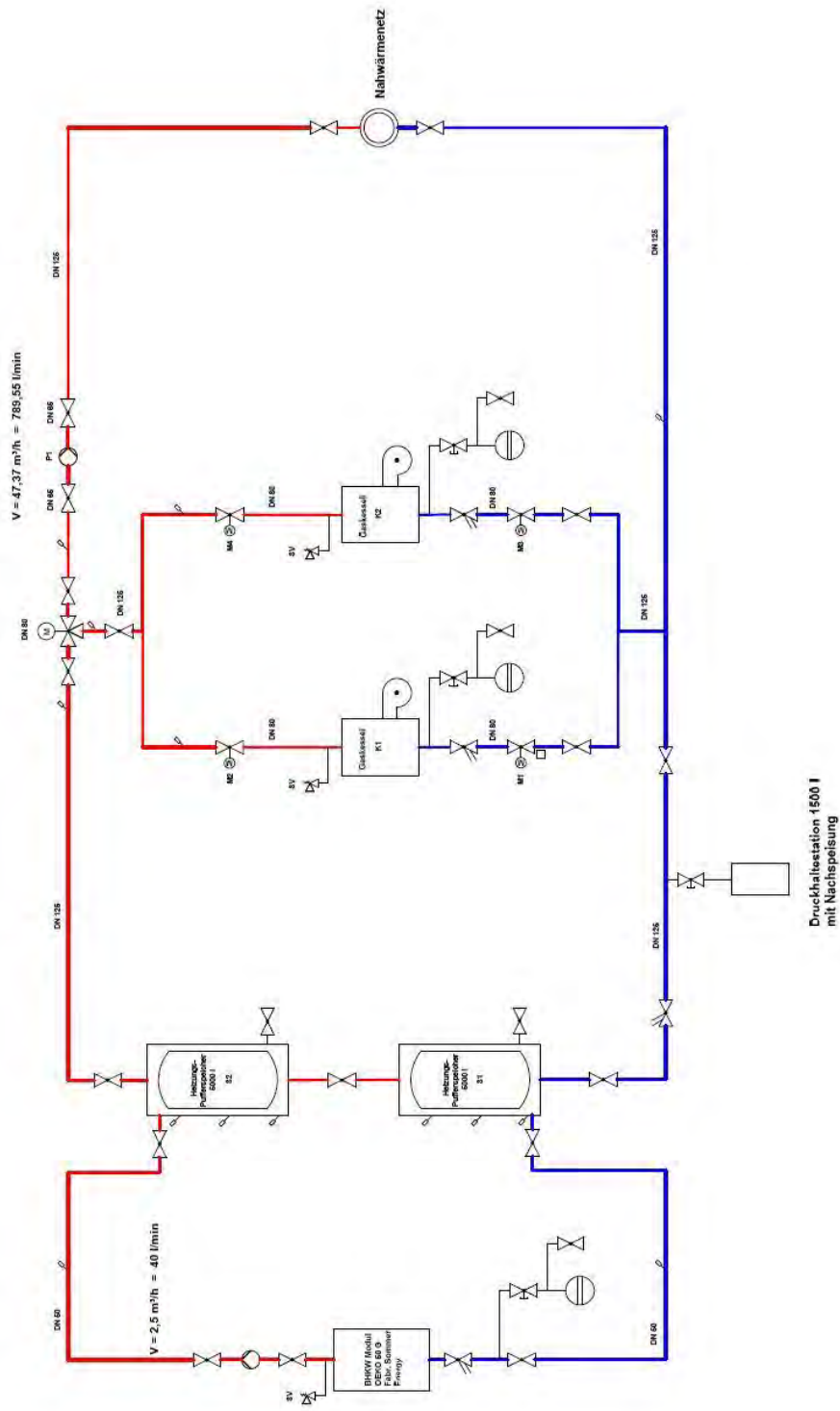


Abbildung Anhang 1 Hydraulikschema der Heizzentrale



## Anhang B

Berechnungen zur Energieanalyse aus dem Verbrauch

### Wärmeleistungsliniendichte

$$p_{\text{Liniendichte}} = \frac{P_{\text{Wärme,max}}}{l_{\text{Netz}}}$$

$$P_{\text{Wärme,max}} = 1,035 \text{ MW}$$

$$l_{\text{Netz}} = 4,146 \text{ km}$$

$$p_{\text{Liniendichte}} = 0,25 \frac{\text{MW}}{\text{km}}$$

### Trassenbezogene Wärmeabnahmeliniendichte

$$q_{\text{Liniendichte}} = \frac{Q_{\text{Kunde}}}{l_{\text{Netz}}}$$

$$Q_{\text{Kunde}} = 1.074,825 \text{ MWh}$$

$$q_{\text{Liniendichte}} = 259,24 \frac{\text{kWh}}{\text{m} * \text{a}}$$

### Netzverluste total

$$Q_{\text{Verlust,Netz}} = Q_{\text{erzeugt,gesamt}} - Q_{\text{Verbrauch,Kunde}} = 318.465 \text{ kWh}$$

$$Q_{\text{erzeugt,gesamt}} = 1.393.290 \text{ kWh}$$

$$Q_{\text{Verbrauch,Kunde}} = 1.074.825 \text{ kWh}$$

### Netzwirkungsgrad

$$\eta_{\text{Netz}} = 1 - \frac{Q_{\text{Verlust,Netz}}}{Q_{\text{erzeugt,gesamt}}} = 0,7714$$

## Anhang C

$$Q_{\text{Heiz,EFH/MFH,ÜWH}} = Q_{\text{Heiz,a}} * F_{\text{Heiz,EFH/MFH,ÜWH}}$$

$$Q_{\text{Heiz,EFH,ÜWH}} = 5.997 * 1,6855 * 10^{-3}$$

$$Q_{\text{Heiz,EFH,ÜWH}} = 10,11 \text{ kWh}$$

$$Q_{\text{Heiz,MFH,ÜWH}} = 59.849 * 1,8053 * 10^{-3}$$

$$Q_{\text{Heiz,MFH,ÜWH}} = 108,04 \text{ kWh}$$

$$Q_{\text{TWW,EFH/MFH,TT}} = Q_{\text{TWW,a}} * \left( \frac{1}{365} + N_{\text{Pers/WE}} * F_{\text{TWW,EFH/MFH,TT}} \right)$$

$$Q_{\text{TWW,EFH,TT}} = 1.500 \text{ kWh} * \left( \frac{1}{365} + 3 * (-1,258 * 10^{-4}) \right)$$

$$Q_{\text{TWW,EFH,TT}} = 3,54 \text{ kWh}$$

$$Q_{\text{TWW,MFH,TT}} = 12.000 \text{ kWh} * \left( \frac{1}{365} + 12 * 1,2899 * 10^{-5} \right)$$

$$Q_{\text{TWW,MFH,TT}} = 34,73 \text{ kWh}$$

## Anhang D

Berechnung des erforderlichen Heizwassers zur Trinkwarmwasserbereitstellung

$$V_{DPB,EFH} = \frac{5,48 * 10^3 Wh}{1,163 \frac{Wh}{l * K} * 25 K} = 188,48 l$$

$$V_{DPB,MFH1} = \frac{27,40 * 10^3 Wh}{1,163 \frac{Wh}{l * K} * 25 K} = 942,39 l$$

$$V_{DPB,MFH2} = \frac{32,88 * 10^3 Wh}{1,163 \frac{Wh}{l * K} * 25 K} = 1130,87 l$$

## Anhang E

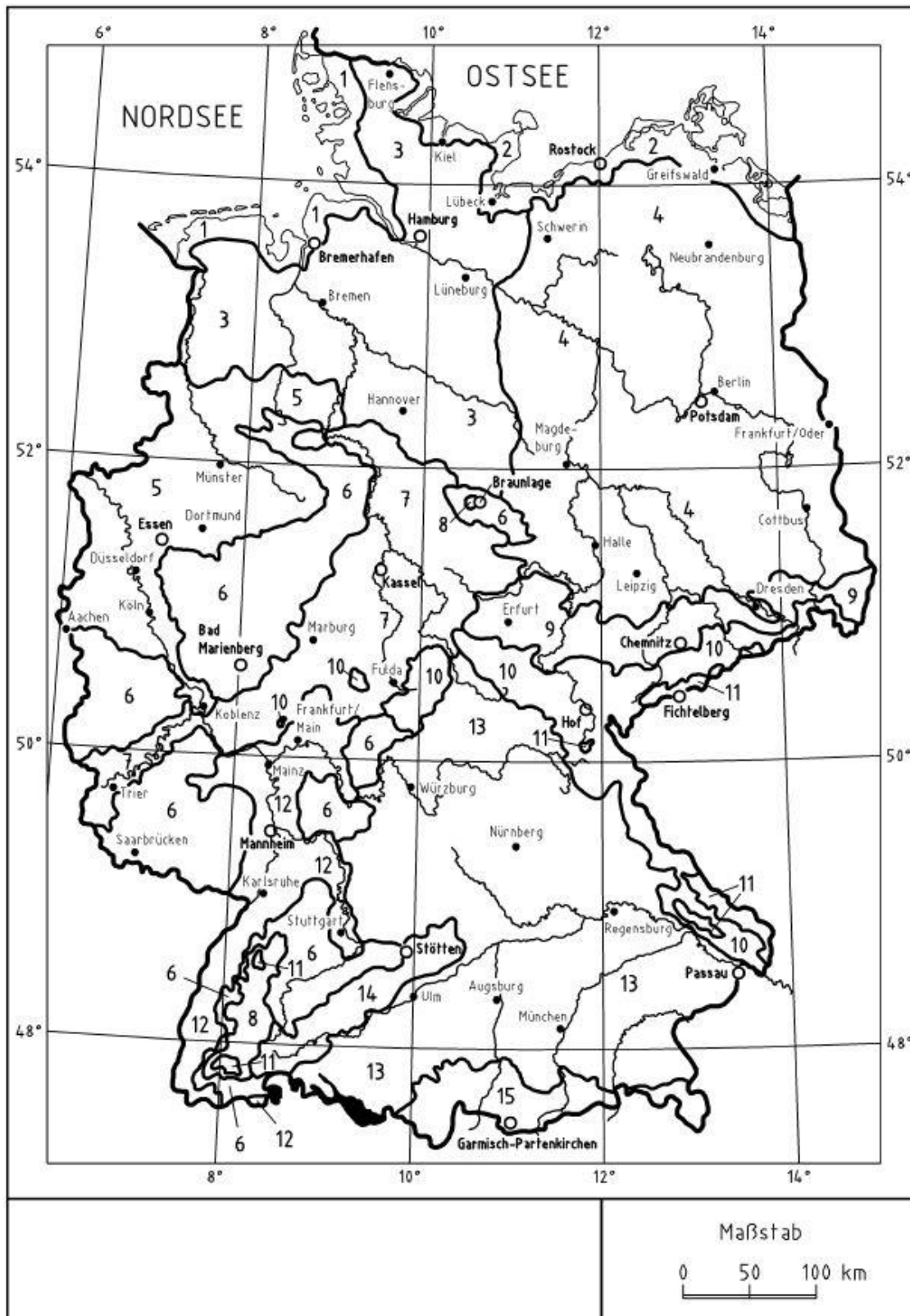


Abbildung Anhang 2 Klimazonen Deutschland [27]