

Bewilligungsempfänger: Stadt Freiberg am Neckar

Nahwärmeversorgungskonzept Stadtquartier mit Integration Neubau Gesamtschule Oscar-Paret- Schule und solare Nahwärme

Abschlussbericht

**Gefördert unter dem AZ: 34115/01 von der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt**

von

Prof. Dipl.-Ing. Volkmar Bleicher (Transsolar Energietechnik GmbH)

M. Eng. Max Bauer (Transsolar Energietechnik GmbH)

M. Sc. Maximilian Kipp (Transsolar Energietechnik GmbH)

Dipl.-Ing. Thomas Schmidt (Solites)

Dipl.-Ing. Thomas Pauschinger (Solites)

In Zusammenarbeit mit der Stadt Freiberg am Neckar

Stuttgart den, 7. Januar 2019

Bezugsmöglichkeiten des Abschlussberichtes:

DBU Publikationen: <https://www.dbu.de/2433.html>

DBU Onlinekatalog: <https://www.dbu.de/2468.html>

Bewilligungsempfänger: Stadt Freiberg am Neckar

Nahwärmeversorgungskonzept Stadtquartier mit Integration Neubau Gesamtschule Oscar-Paret- Schule und solare Nahwärme

Abschlussbericht

**Gefördert unter dem AZ: 34115/01 von der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt**

von

Prof. Dipl.-Ing. Volkmar Bleicher (Transsolar Energietechnik GmbH)

M. Eng. Max Bauer (Transsolar Energietechnik GmbH)

M. Sc. Maximilian Kipp (Transsolar Energietechnik GmbH)

Dipl.-Ing. Thomas Schmidt (Solites)

Dipl.-Ing. Thomas Pauschinger (Solites)

In Zusammenarbeit mit der Stadt Freiberg am Neckar

Stuttgart den, 7. Januar 2019

Projektkennblatt
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt



Az	34115/01	Referat	25	Fördersumme	123.945€
Antragstitel	Nahwärmeversorgungskonzept Stadtquartier mit Integration Neubau Gesamtschule Oscar-Paret-Schule und solare Nahwärme				
Stichworte	Nahwärmeversorgungskonzept, Stadtquartier, solare Nahwärme, Langzeit-Wärmespeicher, Wirtschaftlichkeitsbetrachtung				
Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)		
13 Monate	17.07.2017	15.08.2018	1		
Zwischenberichte	Keine				
Bewilligungsempfänger	Stadt Freiberg am Neckar Marktplatz 2 71691 Freiberg a.N.			Tel	07141/278-615
				Fax	07141/278-146
				Projektleitung	Markus Wieland
				Bearbeiter	
Kooperationspartner	Transsolar Energietechnik GmbH Curiestraße 2 70563 Stuttgart Solites (Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme) Meitnerstr. 8 70563 Stuttgart				

Zielsetzung und Anlaß des Vorhabens

Ziel ist ein zukunftsorientiertes Nahwärmenetz basierend auf den bestehenden Komponenten, modulare Substitution der Anlagen und maximaler Einsatz regenerativer Energiequellen.

Im Nahwärmenetz soll ein Mix an (regenerativen-) Wärmequellen eingesetzt werden, wie es in dezentralen Systemen nicht (wirtschaftlich) möglich ist.

Auslegung, Optimierung und Integration von thermischem Solarfeld (ca. 2000 m²) und Langzeitspeicher (z.B. Erdsondenspeicher oder Aquiferspeicher, ca. 3000 m³).

Sicherstellung der maximalen energetischen Integration (Solarthermie, Langzeitspeicher, energetische Qualität) des Neubaus der Schule in das Gesamtkonzept.

Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden

Abbildung des aktuellen Energiebedarfs des Stadtzentrums über eine thermische Simulation.

Variantenuntersuchung zukünftiger Energiebedarfe für verschiedene Sanierungsszenarien des Stadtzentrums anhand thermischer Simulation.

Erarbeitung verschiedener Energieversorgungsmaßnahmen anhand thermischer Simulation.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der untersuchten Varianten.

Bewertung der Varianten anhand des Primärenergiebedarfes und CO₂-Ausstoß.

Detailuntersuchung der Zielvariante.

Sensitivitätsanalyse der solarthermischen Anlage und des Langzeit-Wärmespeichers.

Betrachtung einer alternativen Power-to-Heat Variante.

Technische Planung Nahwärmenetz (inkl. Solarthermisches Netz), stadtteiliges Elektronetz und Energiezentrale.

Ergebnisse und Diskussion

Um den Primärenergiebedarf sowie den CO₂-Ausstoß des neu zu entstehenden Nahwärmenetzes entscheidend senken zu können, erweist sich in den untersuchten Varianten der Einsatz eines Energieversorgungssystems mit Solarthermie und Langzeit-Wärmespeicher am effektivsten. Die Kombination eines solchen Systems mit BHKWs und Spitzenlastkesseln ermöglicht eine dauerhafte Versorgung des Nahwärmenetzes.

Aufgrund der beengten Platzverhältnisse im Stadtzentrum wurde die Größe der solarthermischen Anlage auf die Dachfläche der neuen Schule sowie der neuen Sporthalle angepasst. Es ergibt sich dadurch eine gesamte solarthermische Fläche von ca. 1.300m². Der zugehörige Langzeit-Wärmespeicher sollte ein Volumen von ca. 1.000m³ aufweisen.

Die Untersuchung verdeutlicht, dass durch die neuen Gebäude und die angenommene Sanierung von 50% der Bestandsgebäude auf EnEV-Standard die Grundlast des Nahwärmenetzes sinkt. Dies beeinflusst unter anderem den Primärenergiefaktor des Nahwärmenetzes entscheidend. Dieser liegt dann nach dem Berechnungsverfahren nach AGFW FW 309 Teil 1 bei ca. 0,8.

Mit der geplanten Energieversorgung und dem dafür vorgesehenen Wärmenetz konnte eine Amortisationszeit für die favorisierte Variante von ca. 12 Jahren ermittelt werden. Darüber hinaus konnte unter den getroffenen Annahmen ein Wärmepreis von ca. 49 €/MWh berechnet werden. Dadurch liegt dieser in einem von der Stadt angestrebten Bereich.

Für die angestrebte Variante können die CO₂-Emissionen gegenüber einem herkömmlichen System, welches nur ein BHKW und einen Gasspitzenlastkessel verwendet, um ca. 20% reduziert werden. Der Primärenergiebedarf kann dabei um über 10% reduziert werden.

Eine zentrale Lage der Energiezentrale sollte angestrebt werden, um die Verteilverluste so gering wie möglich zu halten. Darüber hinaus ist eine möglichst nahe Lage an der solarthermischen Anlage anzustreben.

Durch die interdisziplinäre Arbeit mit den Gewerken des Tiefbaus sowie der Bereiche der Elektroversorgung konnte ein gesamtheitliches Konzept für das Stadtzentrum entworfen werden. Es wurde auf Basis dessen ein Entwurf für eine Energiezentrale erarbeitet. Darüber hinaus wurden die jeweiligen Maßnahmen mit Kosten belegt um der Stadt Freiberg am Neckar eine gewisse Planungssicherheit zu geben. Fazit dieser Untersuchung ist, dass bei einer idealen Förderung Gesamtkosten von ca. 5 Mio. Euro für die Stadt entstehen sollten.

Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation

Vorstellung der Ergebnisse vor dem technischen Ausschuss des Gemeinderates der Stadt Freiberg am Neckar.

Vorstellung der Ergebnisse vor dem Gemeinderat der Stadt Freiberg am Neckar.

Fazit

Der Einsatz einer solarthermischen Anlage mit ca. 1.300m² in Kombination mit einem Langzeit-Wärmespeicher mit 1.000m³ in Verbindung mit einer Wärmepumpe und BHKWs sowie Gasspitzenlastkesseln wird für das Nahwärmenetz forciert.

Im Zuge des Neubaus der Schule und der Sporthalle soll auch der Umbau des bestehenden Nahwärmenetzes durchgeführt werden.

Im Zuge des Umbaus des Nahwärmenetzes soll ein Niedertemperaturnetz, ein Hochtemperaturnetz sowie ein solarthermisches Netz aufgebaut bzw. saniert werden.

Eine neue Energiezentrale soll im Zuge der Neugestaltung des Stadtzentrums entstehen um eine Zentrale Versorgung zu gewährleisten.

Inhaltsverzeichnis

1	Verzeichnis von Abbildungen und Tabellen.....	8
2	Kurzfassung des Gesamtbauvorhabens	11
3	Ausgangslage	13
3.1	Historie – Stadt Freiberg	13
3.2	Beschreibung der Ausgangssituation / Energetische Voruntersuchungen.....	15
3.3	Energetische Potentiale (Voruntersuchungen)	16
4	Ziel der Untersuchung.....	19
5	Zusammenfassung	20
6	Vorgehen	22
7	Thermische Simulationen der vorhandenen Gebäude	24
7.1	Grundlegendefinition der thermischen Simulation	24
7.2	Thermische Simulation des Bestandes	25
7.3	Verbesserung des Ist-Zustandes durch bauliche Maßnahmen.....	28
8	Variantenvergleich unterschiedlicher Energieversorgungsszenarien.....	32
8.1	Aufbau und Definitionen des Simulationsmodells für das Nahwärmenetz	33
8.2	Leistungsverteilung für die unterschiedlichen Betriebsvarianten	36
8.3	Bewertung der unterschiedlichen Varianten.....	40
8.3.1	Investitions- und Betriebskosten	40
8.3.2	Primärenergiefaktor nach DIN 18599-9 Verfahren B und daraus resultierender Primärenergiebedarf	46
8.3.3	CO ₂ -Emission	47
9	Anpassung Wärmebedarf und Detailuntersuchung abschließende Variante	48
9.1	Anpassung Wärmebedarf	48
9.2	Anpassung und Bewertung der unterschiedlichen Varianten	51
9.2.1	Anpassung Primärenergiefaktor nach DIN 18599-9 Verfahren B und daraus resultierender Primärenergiebedarf.....	51

9.2.2	Berechnung Primärenergiefaktor nach Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1 und daraus resultierender Primärenergiebedarf	52
9.2.3	Anpassung CO ₂ -Emission.....	54
9.2.4	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Nahwärmekonzept	54
9.2.5	Auswahl der Zielvariante	59
9.3	Sensitivitätsanalyse solarthermische Anlage und Langzeit-Wärmespeicher.....	61
9.4	Optimierung Laufzeit BHKW durch Alternative zu Power to Heat.....	63
10	Technische Planung Nahwärmenetz.....	65
11	Technische Planung Städteigene-Elektronetz.....	66
12	Energiezentrale.....	66
13	Gesamtheitliche Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Energiekonzept inklusive Elektromaßnahmen.....	67
14	Fazit.....	69
15	Literaturverzeichnis	70
16	Anhang	71

Beiträge von Solites (Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Meitnerstr. 8, 70563 Stuttgart, www.solites.de) sind in den Kapiteln 8 und 9 enthalten.

1 Verzeichnis von Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1: Wärmeleistung Bestandszenario: BHKW und Spitzenlastkessel.....	17
Abbildung 2: Wärmeleistung Szenario 1: Solarthermie + BHKW + Wärmepumpe + Spitzenlastkessel	18
Abbildung 3: Aufteilung Wärmeerzeugung Bestandszenario: BHKW und Spitzenlastkessel.	18
Abbildung 4: Aufteilung Wärmeerzeugung Szenario 1: Solarthermie + BHKW + Wärmepumpe + Spitzenlastkessel	18
Abbildung 5: Übersichtsplan zur Stadtquartiersentwicklung Freiberg am Neckar.....	23
Abbildung 6: Klimaregion 12 für TRY 2010 (1)	24
Abbildung 7: Lufttemperatur und Global Strahlung auf die Horizontale über ein Jahr für TRY12 - 2010	25
Abbildung 8: An Nahwärmenetz angeschlossene Gebäudeflächen Bestand Stadtzentrum FaN.....	27
Abbildung 9: An Nahwärmenetz angeschlossene Gebäudeflächen Neugestaltung Stadtzentrum FaN.....	28
Abbildung 10: Wärmebedarfe verschiedene Sanierungsvarianten Stadtzentrum.....	29
Abbildung 11: Unterteilung des Wärmebedarfs der verschiedenen Sanierungsvarianten in Nieder-und Hochtemperaturniveau	31
Abbildung 12: Schematische Darstellung eine Nahwärmnetzes in Verbindung mit Solarthermie und einem Langzeit-Wärmespeicher (nach © Solites).....	32
Abbildung 13: Schematische Darstellung des Simulationskonzeptes für die Wärmeerzeugung des zukünftigen Stadtzentrums (nach © Solites).....	34
Abbildung 14: Jahresdauerlinien Variante 1	36
Abbildung 15: Jahresdauerlinien Variante 2	37
Abbildung 16: Jahresdauerlinien Variante 3	38
Abbildung 17: Jahresdauerlinien Variante 4	39
Abbildung 18: Betriebskosten Übersicht	45
Abbildung 19: Vergleich der Primärenergiebedarfe nach DIN 18599-9 Verfahren B.	47
Abbildung 20: Vergleich der CO ₂ - Emissionen.....	48
Abbildung 21: Monatliche Wärmebedarfswerte nach Verbrauchsbereichen und angenommene Wärmenetz-Temperaturen (HT: Hochtemperatur-Wärmenetz, NT: Niedertemperatur-Wärmenetz)	50
Abbildung 22: Vergleich der angepasste Primärenergiebedarfe nach DIN 18599-9 Verfahren B.....	52
Abbildung 23: Vergleich der Primärenergiebedarfe nach Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1.	53
Abbildung 24: Vergleich der angepassten CO ₂ - Emissionen	54

Abbildung 25: Energieflussdiagramm für den Solarteil der ausgewählten Zielvariante mit 1300 m ² (Apertur) Hochtemperatur-Flachkollektoren und 1000 m ³ Wärmespeicher (Angaben in MWh/a)	59
Abbildung 26: Monatliche Anteile Solaranlage an der Wärmeversorgung in der HT-FK Zielvariante	60
Abbildung 27: Simulierter Jahresverlauf der Temperaturen im Langzeit-Wärmespeicher in der HT-FK Referenzvariante (1300 m ² Apertur-Kollektorfläche, 1000 m ³ Wärmespeicher und 100 kW Wärmepumpe; T1: Temperatur oben im Speicher, T5: Temperatur unten im Speicher)	60
Abbildung 28: Sensitivität des solaren Nutzwärmeertrags auf Änderungen bei den Untersuchungsparametern beim Hochtemperatur-Flachkollektor	62
Abbildung 29: Sensitivität des solaren Nutzwärmeertrags auf Änderungen bei den Untersuchungsparametern beim CPC-Vakuum-Röhren-Kollektor	63
Abbildung 30: Planausschnitt Energiezentrale und Langzeit-Wärmespeicher	72
Abbildung 31: Sensitivität des solaren Deckungsanteils auf Änderungen bei den Untersuchungsparameter beim Hochtemperatur-Flachkollektor	73
Abbildung 32: Energieflussdiagramm für den Solarteil der ausgewählten Zielvariante mit 900 m ² (Apertur) CPC Vakuum-Röhren-Kollektor und 1000 m ³ Wärmespeicher (Angaben in MWh/a)	73
Abbildung 33: Monatliche Anteile Solaranlage an der Wärmeversorgung in der CPC Zielvariante	74
Abbildung 34: Simulierter Jahresverlauf der Temperaturen im Langzeit-Wärmespeicher in der CPC-Vakuum-Röhren-Kollektor Zielvariante (900 m ² Apertur- Kollektorfläche, 1000 m ³ Wärmespeicher und 100 kW Wärmepumpe; T1: Temperatur oben im Speicher, T5: Temperatur unten im Speicher)	74
Abbildung 35: Sensitivität des solaren Deckungsanteils auf Änderungen bei den Untersuchungsparametern beim CPC-Vakuum-Röhren-Kollektor	75
Abbildung 36: Heizleistungen zukünftiges Stadtzentrum (kein Maßstab)	76
Abbildung 37: Geplantes Nahwärmenetz (kein Maßstab) © ISTW (6)	77
Abbildung 38: Hydraulisches Schema Energiezentrale (kein Maßstab)	78
Abbildung 39: Hydraulisches Schema Nahwärmenetz (kein Maßstab)	79
Abbildung 40: Geplantes Areal-Netz mit provisorischer Versorgung neue OPS (kein Maßstab) © ISTW (6)	80
Abbildung 41: Entwurf Energiezentrale (kein Maßstab)	81

Tabelle 1: Untersuchte Varianten	22
Tabelle 2: Bauphysikalische Eigenschaften Bestandsgebäude	26
Tabelle 3: Gebäudespezifische Anlagentechnik und Nutzungsszenarien Bestandsgebäude	26
Tabelle 4: Gemessene Wärmebedarfe für die Jahre 2010 – 2015 sowie für die Simulation..	27
Tabelle 5: Wärmebedarf zukünftiges Nahwärmenetz (50% Sanierung Bestand) inkl. Warmwasser	33
Tabelle 6: statische Kostenschätzung aller Positionen (Stand: 21.12.2017 / Preissteigerung nicht berücksichtigt)	41
Tabelle 7: Annahmen der Betriebskostenrechnung	43
Tabelle 8: Betriebskostenrechnung	44
Tabelle 9: Primärenergiefaktoren DIN 18599-9 Verfahren B.....	46
Tabelle 10: CO ₂ - Faktoren.....	47
Tabelle 11: Wärmebedarf zukünftiges Nahwärmenetz (50% Sanierung Bestand) inkl. Warmwasser Anpassung.....	49
Tabelle 12: Monatliche Wärmebedarfswerte nach Verbrauchsbereichen nach Wärmeverteilnetz (HT: Hochtemperatur-Wärmenetz, NT: Niedertemperatur- Wärmenetz; ohne Verteilverluste).....	50
Tabelle 13: Solare Deckungsanteile für verschiedene Größen von solarthermischer Anlage und Langzeit-Wärmespeicher-Volumen.....	51
Tabelle 14: Angepasster Primärenergiefaktoren DIN 18599-9 Verfahren B.....	52
Tabelle 15: Primärenergiefaktoren nach Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1.....	53
Tabelle 16: Investitionskostenschätzung für Solarthermie und Langzeit-Wärmespeicher für angepasster Heizenergiebedarf und entsprechende Anlagen Größe (Stand: 29.05.2018 / Preissteigerung nicht berücksichtigt).....	55
Tabelle 17: Investitionskostenschätzung zusätzliche Wärmeerzeugung, Nahwärmeleitungen und Energiezentrale für angepasster Heizenergiebedarf und entsprechende Anlagen Größe (Stand: 29.05.2018 / Preissteigerung nicht berücksichtigt)	56
Tabelle 18: Betriebskostenrechnung	58
Tabelle 19: Parameterfeld für die Sensitivitätsanalyse.....	61
Tabelle 20: Standort-Wetterdaten nach DWD TRY 2004.....	61
Tabelle 21: statische Kostenschätzung/-berechnung Energiekonzept (Stand: 30.05.2018 / Preissteigerung nicht berücksichtigt)	68
Tabelle 22: Detaillierte Berechnung Wärmepreis.....	71
Tabelle 23: Angesezte Förderungen für die statische Kostenschätzung/-berechnung Energiekonzept	72

2 Kurzfassung des Gesamtbauvorhabens

Die Stadt Freiberg am Neckar möchte im Rahmen der Neustrukturierung des Stadtzentrums ein nachhaltiges Stadtquartier entwickeln. Ziel soll es sein, neben der städtebaulichen Entwicklung, wie z.B. Schaffung von Wohnraum und attraktiver Gewerbe- und Einzelhandelsflächen im Zentrum, die Maximierung der Aufenthaltsqualität sowie das Thema Energie neu zu überdenken.

Das energetische Ziel soll die Minimierung der Primärenergie (bis hin zur primärenergetischen Nullenergie) für das Stadtquartier sein. Hierbei soll ein Optimum Regenerativen- bzw. Umweltenergien bei gleichzeitig optimiertem Dämmstandard erreicht werden.

Die Planungen zum Bau des Ortszentrums gehen auf die 70er Jahre des letzten Jahrhunderts zurück, als Freiberg a.N. entstand und damit einhergehend die Vision bzw. städtebaulichen Idee, eine neue und an den Bedürfnissen der Bürgerinnen und Bürger ausgerichtete Infrastruktur in zentraler Lage zu schaffen. In den vergangenen 40 Jahren gab es zahlreiche gesellschaftliche Veränderungen, insbesondere in den Bereichen Bildung, Wohnen, Freizeit und Einkaufsverhalten, energetische Versorgung und Klimaschutz, die auch neue Herausforderungen für die Struktur und Funktionalität des Zentrums darstellen.

Zum heutigen Stand haben alle öffentlichen Gebäude im Zentrum einen hohen Bedarf an baulicher und energetischer Sanierung.

In einer städtebaulichen Gesamtbetrachtung wurden auch am Bestandsgebäude der Oscar-Paret-Schule die notwendigen Maßnahmen für die bautechnische und energetische Sanierung, die Erweiterung um eine Mensa und Flächen für den Ganztages Schulbetrieb sowie die Umsetzung der aktuellen Brandschutzanforderungen untersucht.

Das Ergebnis führte zu der Erkenntnis, die bestehende Oscar-Paret-Schule für einen Neubau zurückzubauen. Der Neubau der Gesamtschule spielt, auch bedingt durch die Größe der Baumaßnahme, für den Energiebedarf des Stadtquartiers eine entscheidende Rolle. Neben einer städtebaulichen Masterplanentwicklung wurde ein architektonischer Wettbewerb durchgeführt, welcher nun planerisch umgesetzt wird.

Ein Ziel soll nun auch ein zukunftsorientiertes Nahwärmenetz, basierend auf bestehenden Komponenten, modulare Substitution der Anlagen und maximaler Einsatz regenerativer Energiequellen, beinhalten. Im Nahwärmenetz soll ein Mix an (regenerativen-) Wärmequellen

eingesetzt werden, wie es in dezentralen Systemen nicht (wirtschaftlich) möglich ist. Für das Konzept des Stadtquartiers sollen unterschiedliche nachhaltige und energieeffiziente Energieerzeugungsmethoden wie u.a. Solarthermie, Kraft- Wärme-Kopplung und eine Wärmepumpe in Kombination mit einem thermischen Langzeitspeicher maximiert werden. Auch das Potential von Power to Heat soll berücksichtigt werden. Der Neubau der Schule soll in das energetische Konzept bestmöglich integriert werden.

3 Ausgangslage

Die Stadt Freiberg am Neckar möchte im Rahmen der Neustrukturierung des Stadtzentrums ein nachhaltiges Stadtquartier entwickeln. Ziel soll es sein, neben der städtebaulichen Entwicklung, wie z.B. Schaffung von Wohnraum und attraktiver Gewerbe- und Einzelhandelsflächen im Zentrum, die Maximierung der Aufenthaltsqualität sowie das Thema Energie neu zu überdenken.

Das energetische Ziel soll die Minimierung der Primärenergie (bis hin zur primärenergetischen Nullenergie) für das Stadtquartier sein. Dies kann im Extremfall entweder rein durch Reduktion des Energieverbrauchs (z.B. Minimierung der Energieverluste durch erhöhten Standard) oder durch Maximierung der regenerativen- bzw. Umweltenergien bei gleichzeitig minimalem Dämmstandard erreicht werden.

3.1 Historie – Stadt Freiberg

Freiberg ist 1972 entstanden aus dem freiwilligen Zusammenschluss der eigenständigen Gemeinden Beihingen, Geisingen und Heutingsheim. In der geographischen Mitte der ehemaligen Gemeinden wurde die neue Stadtmitte entwickelt, räumlich den zentralen Marktplatz fassend: 1974 Rathaus, 1975 Schule mit Bibliothek, 1976 Hallenbad, 1977 Versorgungszentrum mit Geschäften, Arztpraxen und Wohnungen, 1978 Busbahnhof, 1980 die Stadthalle und 2000 das Kultur- und Veranstaltungszentrum Prisma. Den westlichen Abschluss der Stadtmitte bildet die über mehrere Bauphasen entstandene Oscar-Paret-Schule (OPS) als zusammenhängender Gebäudekomplex.

Die Planungen zum Bau des Ortszentrums gehen auf die 70er Jahre des letzten Jahrhunderts zurück, als Freiberg a.N. entstand und damit einhergehend die Vision bzw. städtebaulichen Idee, eine neue und an den Bedürfnissen der Bürgerinnen und Bürger ausgerichtete Infrastruktur in zentraler Lage zu schaffen.

In den vergangenen 40 Jahren gab es zahlreiche gesellschaftliche Veränderungen, insbesondere in den Bereichen Bildung, Wohnen, Freizeit- und Einkaufsverhalten, energetische Versorgung und Klimaschutz, die auch neue Herausforderungen für die Struktur und Funktionalität des Zentrums darstellen.

Die heutige Situation stellt sich zudem so dar, dass ein hoher baulicher und energetischer Sanierungsaufwand in allen öffentlichen Gebäuden des Stadtzentrums besteht.

Diese Ausführungen des „Grundsatzbeschlusses zur städtebaulichen Weiterentwicklung“, den der Gemeinderat der Stadt Freiberg bereits im Jahr 2014 beschlossen hat, zeigen die anstehenden Aufgaben, die für das Stadtzentrum zu bewältigen sind.

Als weitere Bausteine hin zu dem Ziel „durch bauliche Maßnahmen die Funktion des Zentrums als lebendige Stadtmitte zu stärken und gleichzeitig den mittel- bis langfristig drohenden Attraktivitätsrückgang mit einer damit verbundenen schwindenden Akzeptanz des Zentrums entgegen zu steuern“, wurden unterschiedliche Aspekte beleuchtet. Insbesondere mit Blick auf die verschiedenen Funktionen die das Stadtzentrum bereits erfüllt bzw. auch in Zukunft weiterhin erfüllen soll.

Als soziale Komponenten müssen neben dem Schulstandort und dessen Entwicklung auch die demographische Entwicklung und deren Auswirkungen auf das Wohnen sowie die veränderten Ansprüche in der Gesellschaft an Wohnen und Umfeld mitberücksichtigt werden.

Betrachtet man die veränderten ökologischen Anforderungen, so sind sowohl die Energieversorgung als auch die aktuellen energetischen Anforderungen an Gebäude von Bedeutung.

Als letzter aber nicht unwesentlicher Aspekt ist die ökonomische Seite zu berücksichtigen, die zum einen die innerörtliche, zentrale Grundversorgung und die Funktion der Stadt als Kleinzentrum gewährleisten soll und zum anderen ihren Beitrag zu einem lebendigen Ortszentrum leistet.

Einer der ersten Schritte im Rahmen von vorbereitenden Untersuchungen, war 2010 die Festlegung eines Sanierungsgebietes für den Planbereich. Weitere Untersuchungen folgten, so etwa die Ausarbeitung eines Einzelhandelsgutachtens oder auch die Ausarbeitung eines städtebaulichen Entwurfes in Varianten.

Aufgrund der innerörtlichen Lage und der sich daraus ergebenden Situationen wurden die Varianten des städtebaulichen Entwurfs von mehreren Seiten beleuchtet. So wurden 2014 Überlegungen zur verkehrlichen und schalltechnischen Situation abgefasst. Das Augenmerk lag dabei auf den Lärmemissionen der nahegelegenen Bundesautobahn A 81 und der Vereinbarkeit von Außenveranstaltungen/Außenbewirtschaftung mit den angrenzenden Wohnnutzungen. Bebauungsplan „Zentrum“.

Aus verkehrlicher Sicht erfolgten Betrachtungen der Parkierungssituation – sowohl öffentlich als auch privat –, des Fußgänger- und Radverkehrs, des durch das Schulzentrum hervorgerufenen Verkehrs und der Situation des (künftigen) Busbahnhofs.

Diese ersten Einschätzungen wurden 2015 um ein Verkehrskonzept ergänzt, welches aufgrund der Bestandsdaten die zwischenzeitlich favorisierte Variante „Plätze“ des städtebaulichen Entwurfes vertieft begutachtete. Neben einer Verkehrsprognose KFZ wurden Empfehlungen für den Rad- und Fußgängerverkehr ausgesprochen. In diesem Konzept sind zudem bereits Varianten für die angedachte Verlegung des Busbahnhofs nach Südwesten sowie für eine mögliche Ringerschließung des Zentrums aufgezeigt.

In dieser städtebaulichen Gesamtbetrachtung wurden auch am Bestandsgebäude der Oscar-Paret-Schule die notwendigen Maßnahmen für die bautechnische und energetische Sanierung, die Erweiterung um eine Mensa und Flächen für den Ganztages Schulbetrieb sowie die Umsetzung der aktuellen Brandschutzanforderungen untersucht.

Das Ergebnis führte zu der Erkenntnis, die bestehende Oscar-Paret-Schule für einen Neubau zurückzubauen. Der Neubau der Gesamtschule spielt, auch bedingt durch die Größe der Baumaßnahme, für den Energiebedarf des Stadtquartiers hierbei eine entscheidende Rolle.

Ein erster Schritt zur Umsetzung der vorgenannten Ziele war die Auslobung eines Wettbewerbs für den Neubau der Oscar-Paret-Schule mit Dreifeldersporthalle und Parkdeck. Die Anfang 2017 getroffene Wettbewerbs-Entscheidung bildet nun in Verbindung mit dem städtebaulichen Konzept „Plätze“ und den Voruntersuchungen die Grundlage für die anstehende Veränderung.

3.2 Beschreibung der Ausgangssituation / Energetische Voruntersuchungen

Das Stadtzentrum von Freiberg am Neckar (FaN) wird bereits seit einigen Jahren durch ein Nahwärmenetz mit Wärme versorgt. Die Wärmegewinnung erfolgt aus Erdgas mittels Kraftwärmekopplung (KWK) und zu Spitzenlastzeiten zusätzlich aus Gas-, bzw. Gas- Öl-Kesseln.

An das Nahwärmenetz sind neben einigen öffentlichen Gebäuden wie dem Rathaus, der Oscar-Paret-Schule (OPS), dem Hallenbad und dem Prisma diverse Wohn- und Geschäftsgebäude angeschlossen. Insgesamt werden aktuell ca. 38.570m² Bruttogeschossfläche (BGF) mit Wärme aus dem Nahwärmenetz versorgt.

Im Zuge einer Sanierung des Stadtzentrums soll das Nahwärmenetz, bestehend aus den Wärmeerzeugern und dem Verteilnetz, auf Grundlage ökonomischer und ökologischer Gesichtspunkte saniert werden.

Auf Basis dieser Erkenntnisse wurden energetische Vorbetrachtungen für den Neubau der Oscar-Paret-Schule und das Stadtquartier untersucht (siehe folgender Abschnitt 3.3 Energetische Potentiale (Voruntersuchungen)).

3.3 Energetische Potentiale (Voruntersuchungen)

Für das Stadtquartier und für die Oscar-Paret-Schule wurden energetische Voruntersuchungen bzgl. der Anlagenkomponenten und den zu fordernden Dämmstandard durchgeführt. Neben einem möglichen Energiemix und einem maximalen regenerativen Anteil war der Einfluss der Anlage auf einen sinnvollen Dämmstandard zu untersuchen.

Als erstes wurde die Auswirkung des Dämmstandards des Schulneubaus auf die Behaglichkeit hin untersucht.

Die Praxis hat gezeigt, dass bei höherem Dämmstandard das Risiko einer sommerlichen Überhitzung ansteigt. Daher wurde der Dämmstandard nach EnEV mit dem Passivhausdämmstandard verglichen.

Die Ergebnisse zeigen, dass für die Variante mit Passivhausdämmstandard die Überhitzungsstunden sehr viel höher sind als für den EnEV Standard. Für den Passivhausstandard kann dabei eine Überhitzung bereits während der Übergangszeit festgestellt werden. Im Sommer ist darüber hinaus eine starke Überhitzung des Raumes festzustellen. Ein Raum nach EnEV Standard erfährt hingegen nur eine leichte Überhitzung im Sommer. Für den Passivhausstandard kann daher der Schluss gezogen werden, dass eine Kühlung notwendig wäre, wohingegen im EnEV Standard nicht zwingend eine Kühlung vorgesehen werden muss. Auf Basis dieser Voruntersuchung wurde für den weiteren Verlauf der Einsatz einer Passivhauschule nicht weiter verfolgt.

Die Auswirkungen primärenergetischer Optionen (Biomasse) und der Dämmstandard auf die Wirtschaftlichkeit wurden im zweiten Schritt durchgeführt. Dabei wurde zum Vergleich nur Biogas und Pellets als Optionen verwendet.

Die Ergebnisse zeigen, dass Investition in die Anlagentechnik (Pelletkessel) für den gesamten Nahwärmeverbund primärenergetisch günstiger sein kann, als Investitionen in den Dämmstandard der Schule.

Auf Basis dieser Ergebnisse (Schule in EnEV Standard) wurden die Potentiale eines Nahwärmeconzeptes, mit minimalem Primärenergiebedarf und geringstmöglichem CO₂ Ausstoß überprüft.

Hierfür wurde der stündliche Wärmebedarf des Quartiers ermittelt und in zwei Szenarien gegenübergestellt:

- Bestandszenario: BHKW und Spitzenlastkessel
- Szenario 1: Solarthermie in Kombination mit einer Speicherung+ BHKW + Wärmepumpe + Spitzenlastkessel

Der Ansatz der Solarthermie wurde gewählt, da mit dieser der Primärenergiebedarf in Kombination mit einer Speicherung am effizientesten reduziert werden kann.

Nachfolgende Darstellungen verdeutlichen dieses Verhalten.

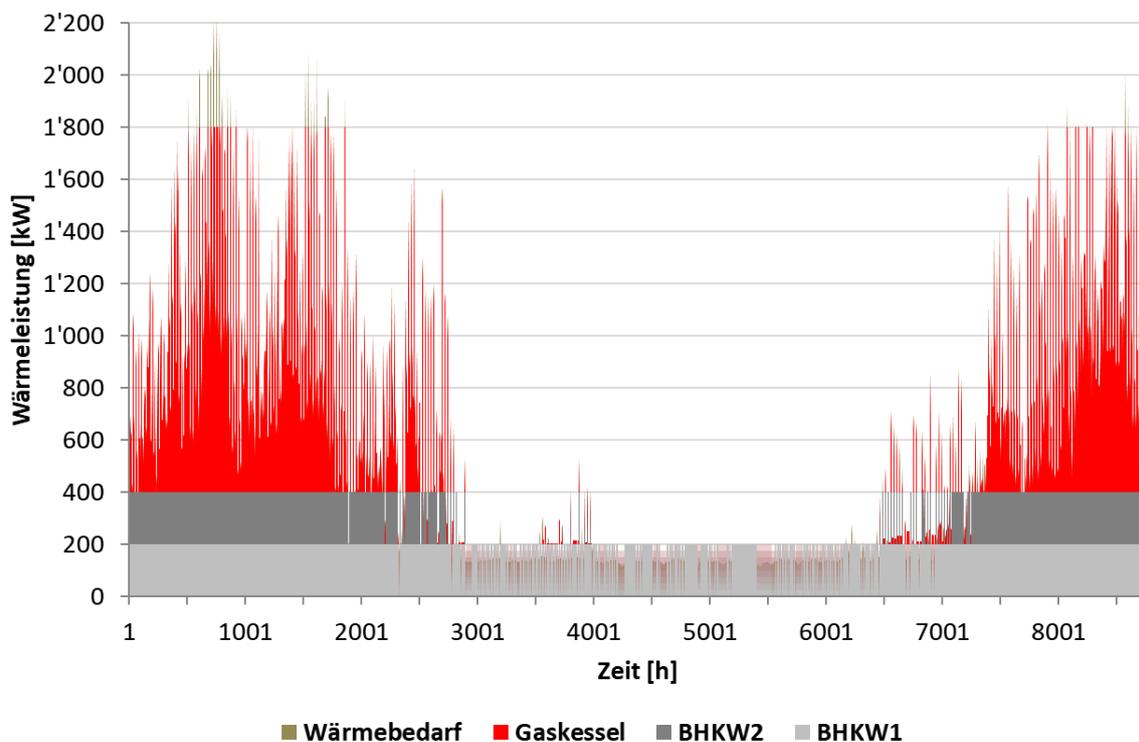


Abbildung 1: Wärmeleistung Bestandszenario: BHKW und Spitzenlastkessel

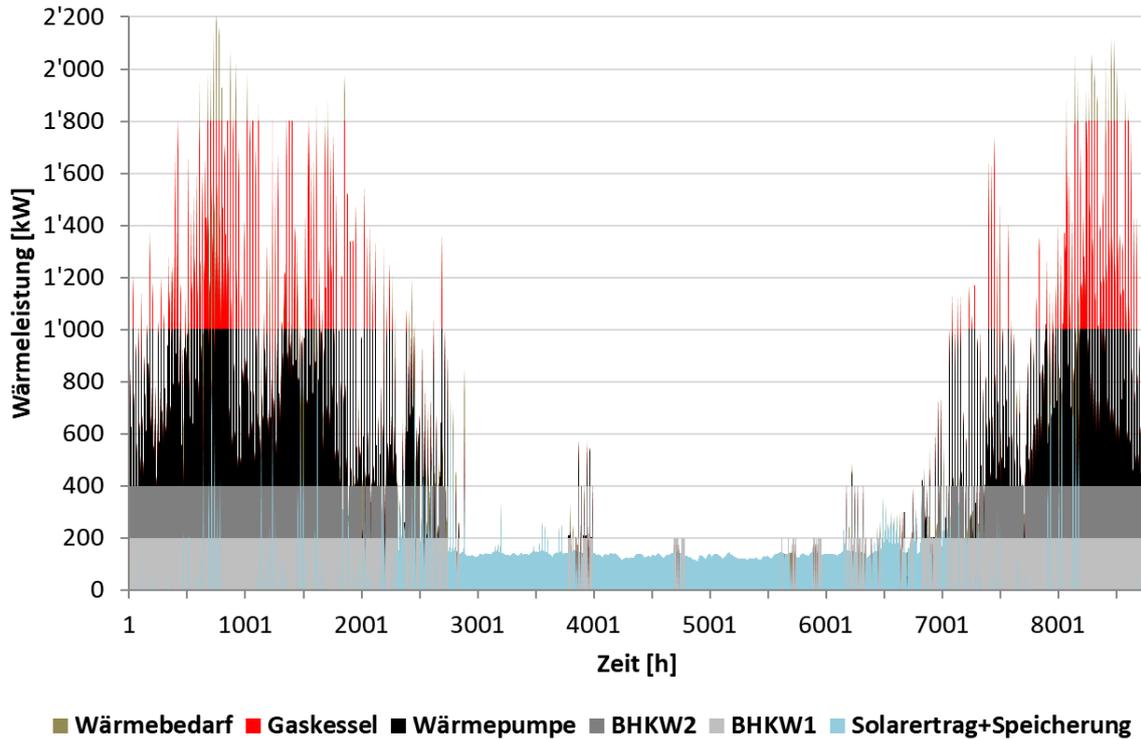


Abbildung 2: Wärmeleistung Szenario 1: Solarthermie + BHKW + Wärmepumpe + Spitzenlastkessel

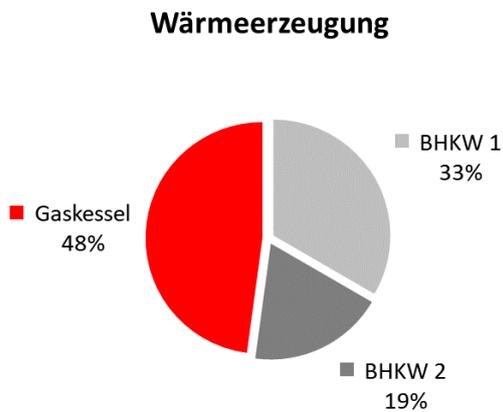


Abbildung 3: Aufteilung Wärmeerzeugung
Bestandszenario: BHKW und Spitzenlastkessel

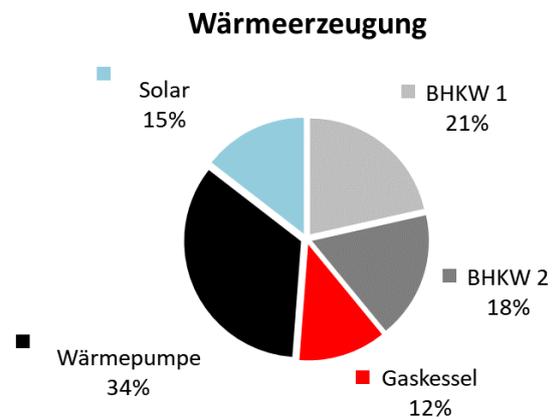


Abbildung 4: Aufteilung Wärmeerzeugung Szenario 1:
Solarthermie + BHKW + Wärmepumpe +
Spitzenlastkessel

Die Einbindung der Solarthermie und die Laufzeitverlängerung des BHKWs soll mit Hilfe eines Langzeitwärmespeichers und einer Wärmepumpe erfolgen. Die Solaranlage und der Speicher wurden als Vorgabe im Architekturwettbewerb gefordert.

Auf Basis dieser Voruntersuchung soll insbesondere die Anlagentechnik des Stadtquartiers gesamtheitlich entwickelt und optimiert werden. Weiteres Ziel ist die Sicherstellung der Umsetzung und des Betriebes.

4 Ziel der Untersuchung

Die im Antrag definierten energetischen Ziele für die Oscar-Paret-Schule und das Stadtquartier sind wie folgt:

- Ziel ist ein zukunftsorientiertes Nahwärmenetz basierend auf den bestehenden Komponenten, modulare Substitution der Anlagen und maximaler Einsatz regenerativer Energiequellen.
- Im Nahwärmenetz soll ein Mix an (regenerativen-) Wärmequellen eingesetzt werden, wie es in dezentralen Systemen nicht (wirtschaftlich) möglich ist.
- Thermischer Langzeitspeicher, Solarthermie, Geothermie, Abwärmequellen, KWK, Biomasse, überschüssiger Windstrom, etc.
- Strommarktgeführter Einsatz von KWK und Wärmepumpen in Kombination mit Speichern.
- KWK-Anlagen werden dann betrieben, wenn wenig erneuerbarer Strom im Netz ist.
- Wärmepumpen werden dann betrieben, wenn viel erneuerbarer Strom erzeugt wird (Power to Heat).
- Auslegung, Optimierung und Integration von thermischem Solarfeld (ca. 2000 m²) und Langzeitspeicher (z.B. Erdsondenspeicher oder Aquiferspeicher, ca. 3000 m³)
- Sicherstellung der maximalen energetischen Integration (Solarthermie, Langzeitspeicher, energetische Qualität) des Neubaus der Schule in das Gesamtkonzept.

5 Zusammenfassung

Im Zuge der definierten Ziele werden in einem Vorentwurf unterschiedliche Varianten einer Sanierung des Wärmenetzes untersucht. Dabei werden verschiedene Wärmeerzeuger in Bezug auf ihren Primärenergiebedarf, CO₂- Ausstoß, und der Wirtschaftlichkeit verglichen. Ebenso spielt die Möglichkeit der Integration in ein zeitgemäßes, zukunftsfähiges Energiekonzept und die Versorgungssicherheit der Wärmekunden eine entscheidende Rolle. In Absprache mit der Stadt Freiberg am Neckar ist als Grundlage der Energiebedarf für das zukünftige Stadtzentrum mit einem Sanierungsanteil des Bestandes von 50%, auf EnEV Standard, definiert.

Als Basisvariante dient eine Versorgung zu 50% aus KWK und 50% aus einem Gas-Brennwertkessel, welche den Mindestanforderungen nach dem erneuerbaren Energien Gesetz (EEG), Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) und dem in Baden-Württemberg gültigen Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG) genügt. Die weiteren Varianten beruhen auf der Integration einer großflächigen solarthermischen Anlage in das System. Dabei wird in Abhängigkeit der Kollektorfläche die Integration eines Langzeit-Wärmespeichers mitberücksichtigt. So wird beispielsweise eine solarthermische Anlage mit 2.000 m² Aperturfläche in Kombination mit einem 1.500 m³ Wasserspeicher, als Langzeit-Wärmespeicher untersucht. In einer weiteren Variante wird die solarthermische Anlage so ausgelegt, dass im Sommer eine Deckung des Wärmebedarfs von 100 % erreicht wird. Durch den Einsatz des Langzeit-Wärmespeichers können die thermischen Gewinne der Solaranlage in die Heizperiode überführt werden. In einer anderen Variante wird zusätzlich zu 2.000 m² Solarthermie und dem Langzeit-Wärmespeicher eine Wärmepumpe integriert, welche den Speicher unter das Temperaturniveau von Niedertemperaturheizsystemen auskühlen kann. Die Wärmepumpe ermöglicht es den Speicher auf ein geringeres Temperaturniveau abzukühlen und dadurch das Speichervolumen zu reduzieren. Dies führt zu einer Verringerung der Investitionskosten für den Speicher. Gleichzeitig wird durch das geringere Temperaturniveau auch der solare Deckungsanteil der solarthermischen Anlage gesteigert. Auf Basis der Untersuchungen des Vorentwurfes wird im Sinne der Stadt, in der Entwurfsphase, die letztgenannte Variante mit maximal umsetzbarer solarthermischer Fläche auf neuer OPS und Sporthalle detailliert untersucht. Die solarthermische Fläche dieser Untersuchung entspricht mit Großflächen-Flachkollektoren ca. 1.300 m² Apertur-Kollektorfläche in Verbindung mit einem 1.000m³ Langzeit-Wärmespeicher und Wärmepumpe. Insgesamt lässt sich durch dieses System ein solarer Deckungsanteil von ca. 15-16 % erreichen. Die Investitionskosten dieser Variante liegen zwar oberhalb der Kosten der Basisvariante, jedoch lässt sich auch diese Variante wirtschaftlich betreiben. Der große Vorteil

dieser Variante liegt in dem deutlich niedrigeren Primärenergiebedarf und den sehr viel geringeren CO₂- Emissionen in Bezug auf die Variante mit KWK und Gas- Brennwertkessel. In einer Sensitivitätsanalyse werden weitere Parameter wie u.a. der Einsatz von Vakuum-Röhren-Kollektoren untersucht. Dabei zeigte sich, dass die Wahl der Kollektoren die Wirtschaftlichkeit nur marginal beeinflusst. Darüber hinaus wird abschließend mit verschiedenen Parametern wie unterschiedlichen Wetterdatensätzen, Neigung der Kollektoren, etc. untersucht inwieweit die vorhergesagten Kenngrößen schwanken können. Ein Einbinden eines stromgeführten BHKWs in Verbindung mit Langzeit-Wärmespeicher kann als nicht effektiv eingestuft werden. Für diese Kombination konnte kein effektiver Power-to-Heat Betrieb nachgewiesen werden. Dieser Variante wurde der Option mit Wärmepumpe vorgezogen, da diese zu Zeiten arbeiten würde, in welchen viel erneuerbarer Strom erzeugt wird. Dies wurde gewählt, da im Laufe des Projektes deutlich wurde, dass in eben dieser Zeit der Langzeit-Wärmespeicher über die solarthermische Anlage ausreichend mit Wärme geladen wird. Dies ist dadurch zu begründen, dass viel erneuerbarer Strom im Süden Deutschlands durch Photovoltaik (PV) generiert wird. Dies ist der hohen Einstrahlung zu verdanken, die zugleich auch der Solarthermie ihren effektivsten Betriebspunkt ermöglicht. Neben der Erarbeitung einer angepassten Wirtschaftlichkeitsanalyse wird auf Entwurfsniveau die Leitungsführung der Nahwärmeleitungen für Hoch- und Niedertemperatur sowie das solarthermische Netz geplant. Daneben wird das hydraulische Schema für das zukünftige Netz erarbeitet.

Neben der Erarbeitung des Nahwärmekonzeptes ist auf der elektrischen Seite die Umsiedlung der bestehenden Trafostationen des bestehenden Areal-Stromnetzes, im Zuge des Rückbaus der alten OPS, Teil der Untersuchung. So wird parallel zur architektonischen Neugestaltung des Stadtzentrums eine sinnvolle Anordnung eines neuen Areal-Netzes erarbeitet.

Neben der Leitungsführung der Nahwärme mit Hoch- und Niedertemperaturnetz sowie solarthermischem Netz und der Versorgung mit Niederspannung wird der Aufbau der technischen Komponenten in einer möglichen Energiezentrale erarbeitet.

Das zu entstehende neue Areal-Netz wird in einer weiteren Kostenbetrachtung mit berücksichtigt um eine Abschätzung der Gesamtmaßnahme abgeben zu können.

Mit Abschluss dieser Untersuchung liegt der Stadt eine fundierte Ausarbeitung bezüglich einer möglichen Energieversorgung für ein Zukunftsszenario vor. Diese kann als Entscheidungsgrundlage für das zukünftige Vorgehen bezüglich der Energieversorgung im Stadtzentrum herangezogen werden.

6 Vorgehen

Der Ist-Zustand des Energiebedarfs wurde mittels thermischer Simulation abgebildet. Hierzu wurden exemplarische Gebäude auf Grundlage von bauphysikalischen Standards der Baujahre simuliert und der Gesamtheizwärmebedarf über die Grundflächen skaliert. Anschließend wurden die Ergebnisse anhand aktueller Messdaten des Heizwärmebedarfs abgeglichen und damit validiert.

Um den zukünftigen Heizwärmebedarf abzubilden wurde eine Sanierung des Gebäudebestands angenommen. In Absprache mit der Stadt FaN wurden eine Sanierung von 50 % der Bestandsflächen, auf Energie-Einsparverordnung (EnEV) -Standard, als realistisch angesehen. Zusätzlich wurde der Neubau der OPS, sowie die im Masterplan definierten Neubauten in den Heizwärmebedarf einbezogen. Für diese neu zu errichtenden Gebäude wurde ebenfalls der EnEV-Standard als Zielwert angesetzt. Die Versorgung mit Trinkwarmwasser (TWW) erfolgt im Gebäudebestand teilweise dezentral elektrisch, oder mittels Gasthermen. Zukünftig soll der TWW-Bedarf möglichst über das Nahwärmenetz abgedeckt werden. Hierfür wurden entsprechende Zapfprofile in den Heizwärmebedarf integriert.

Auf Grundlage dieser Abbildung des Heizenergiebedarfs erfolgte der Vergleich von vier Varianten. In einem letzten Schritt wurde die vierte Variante an die tatsächlich auf der neuen OPS und der neuen Sporthalle zur Verfügung stehenden Fläche angepasst. Die elementaren Bestandteile der Varianten werden in der folgenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 1: Untersuchte Varianten

Variante:	1	2	3	4	4a
Bestandteile:	BHKW, Gas- Brennwertkessel	Solarthermie (2.000m ²), Langzeit- Wärmespeicher (1.500m ³), BHKW, Gas- Brennwertkessel	Solarthermie (600m ²), Wärmespeicher (30m ³), BHKW, Gas- Brennwertkessel	Solarthermie (2.000m ²), Wärmepumpe, Langzeit- Wärmespeicher (1.200m ³), BHKW, Gas- Brennwertkessel	Solarthermie (1.300m ²), Wärmepumpe, Langzeit- Wärmespeicher (1.000m ³), BHKW, Gas- Brennwertkessel

Über eine thermische Simulation wurde jeweils der Deckungsanteil der unterschiedlichen Komponenten am Endenergiebedarf auf das Nahwärmenetz ermittelt. In Abhängigkeit des Endenergiebedarfs wurden der Primärenergiebedarf, Wirtschaftlichkeitsfaktoren sowie der CO₂-Ausstoß der Varianten betrachtet. Auf Basis dieser Faktoren konnte eine Entscheidungsgrundlage für eine der Variante erarbeitet werden.

Des Weiteren wurde der Einsatz eines stromgeführten BHKWs in Verbindung mit dem Langzeit-Wärmespeicher geprüft. Anhand dieser Untersuchung wurde untersucht, inwieweit ein BHKW in Verbindung mit einem Langzeit-Wärmespeicher genutzt werden kann, um Strom zu erzeugen und in der gleichen Zeit Wärme zu speichern. Dies wurde anstelle einer herkömmlichen Power-to-Heat Variante untersucht, da eine solche in Konkurrenz zur Solarthermie stehen würde.

Darüber hinaus wurden Planunterlagen für die Neugestaltung des Nahwärmenetzes in Abhängigkeit der neu zu entstehenden Gebäude im Stadtzentrum erarbeitet. Es wurden außerdem die Maßnahmen erarbeitet welche im Zuge des Neubaus der OPS auf das Nahwärmenetz anfallen.

Neben den Planungen für das Nahwärmenetz wurden auch die Auswirkungen auf das Areal-Stromnetz und die damit verbundenen Umbauarbeiten erarbeitet.

Nachfolgende Abbildung veranschaulicht das bestehende Stadtzentrum sowie das geplante Stadtzentrum welches untersucht wurde.

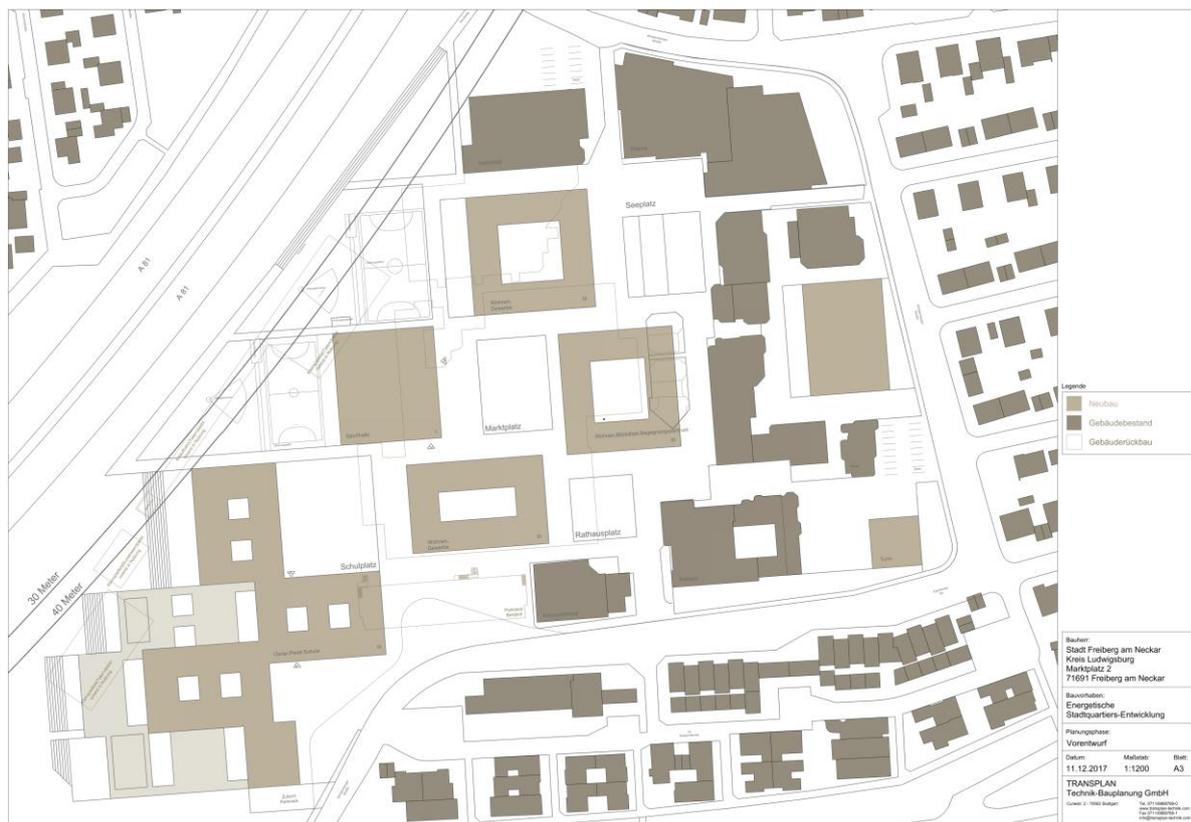


Abbildung 5: Übersichtsplan zur Stadtquartiersentwicklung Freiberg am Neckar

7 Thermische Simulationen der vorhandenen Gebäude

Um den aktuellen Lastverlauf des Heizwärmebedarfs sowie die Heizleistungen abzubilden, wurde der Gebäudebestand in einer thermischen Simulation erfasst. Hierzu wurden die vorhandenen Gebäude nach ihren jeweiligen Nutzungen unterschieden und demnach als Ein-Zonen Modell abgebildet.

7.1 Grundlegendefinition der thermischen Simulation

Die Simulationen wurden auf Basis des Wetterdatensatzes für das Testreferenzjahr (TRY) 2010 des Deutschen Wetterdienstes durchgeführt. Da Stuttgart (und damit auch Freiberg am Neckar) in der TRY-Klimaregion 12 liegt wurde dieser Wetterdatensatz ausgewählt. Nachfolgende Abbildung verdeutlicht die ausgewählte Klimaregion.

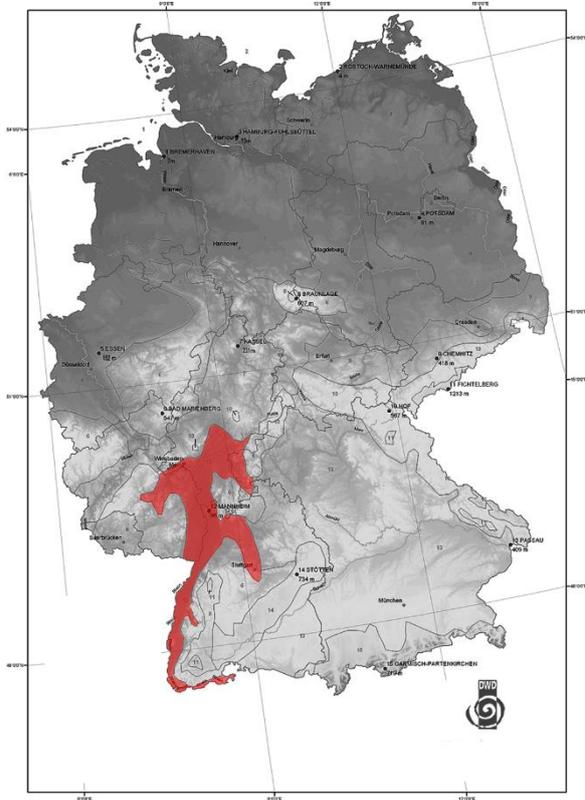


Abbildung 6: Klimaregion 12 für TRY 2010 (1)

Dieser Wetterdatensatz enthält für alle 8760 Stunden eines Jahres die meteorologischen Parameter für kurzwellige Strahlung, langwellige Strahlung, Temperatur, Windgeschwindigkeit, Feuchte, Windrichtung, Bedeckungsgrad des Himmels und Luftdruck. Diese Angaben beruhen auf Langzeitmessungen. Sie sollen einen mittleren, aber für das Jahr typischen Witterungsverlauf repräsentieren. Um Planern die Möglichkeit zu bieten die Wetterdatensätze für die Auslegung von raumluftechnische Anlagen nutzen zu können,

wurden unter anderem auch Daten für je ein Jahr mit einem sehr kalten Winterhalbjahr (Oktober bis März) und einem sehr warmen Sommerhalbjahr (April bis September) berücksichtigt. Die Temperatur sowie die Strahlung für das angesetzte Wetter sind nachfolgender Grafik zu entnehmen. Es lassen sich dabei folgende Werte festhalten:

Maximaltemperatur:	36,3°C
Minimaltemperatur:	-9,3°C
Mitteltemperatur:	11,1°C
Maximale Global Strahlung auf die Horizontale:	956 W/m ²
Mittlere Global Strahlung auf die Horizontale:	124 W/m ²

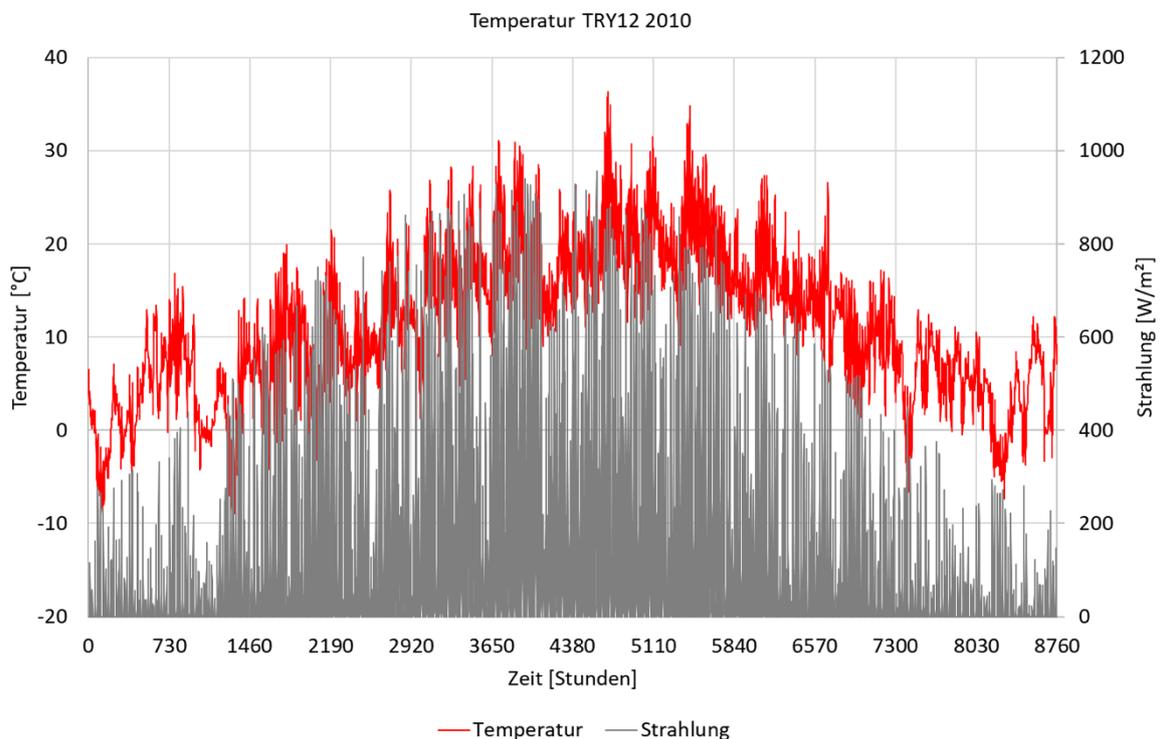


Abbildung 7: Lufttemperatur und Global Strahlung auf die Horizontale über ein Jahr für TRY12 - 2010

7.2 Thermische Simulation des Bestandes

Auf Basis dieses Wetterdatensatzes und definierter Eigenschaften für die unterschiedlichen Gebäudetypologien wurde der Heizenergiebedarf sowie die Heizleistung der einzelnen Gebäudetypologien ermittelt. Dieser Heizenergiebedarf wurde zunächst für den Bestand ermittelt. Dabei wurden nur die Gebäude berücksichtigt welche im Moment an das Nahwärmenetz angeschlossen sind.

Es wurden dabei die gleichen bauphysikalischen Eigenschaften für alle bestehenden Gebäudetypologien angenommen. Die bauphysikalischen Rahmenbedingungen der Bestandsgebäude sind in nachfolgender Tabelle vereinfacht dargestellt.

Tabelle 2: Bauphysikalische Eigenschaften Bestandsgebäude

Bauteil	Wert
Dach	U-Wert: 0,38 [W/m ² K]
Außenwand	U-Wert: 0,67 [W/m ² K]
Bodenplatte	U-Wert: 0,82 [W/m ² K]
Fenster	U-Wert: 3,00 [W/m ² K] g-Wert: 0,76 (Solarfaktor) T _{vis} : 0,80 (Lichttransmissionsgrad)

Bezüglich der gebäudetechnischen Ausstattung wurden die Modelle der jeweiligen Gebäude den unterschiedlichen Ausstattungen entsprechen angepasst. Diese wurden mit den unterschiedlichen Nutzungsszenarien überlagert um für das jeweilige Gebäude eine möglichst detaillierte Projektierung zu erreichen. Nachfolgende Tabelle verdeutlicht die im Bestand angesetzten Anlagentechniken sowie Nutzungsszenarien.

Tabelle 3: Gebäudespezifische Anlagentechnik und Nutzungsszenarien Bestandsgebäude

Gebäude	Betriebszeiten	Interne Lasten ¹	Lüftung	Inf. ²	Komfort	Heiz. ³	Kühl. ⁴
Öffentliche Einrichtung	8:00 - 18:00, Mo-Fr	10 W/m ²	11.539 m ³ /h (1,0 h ⁻¹)	0,25 h ⁻¹	21 - 28°C	Ja	Nein
OPS	8:00 - 16:00, Mo-Fr	11 W/m ²	Keine	0,16 h ⁻¹	21 - 28°C	Ja	Nein
Hallenbad	8:00 - 20:00, Mo-So	4 m ² /Pers. (300 Pers.) 36 W/m ²	4.800 m ³ /h (0,7 h ⁻¹)	0,1 h ⁻¹	21 - 30°C	Ja	Nein
Kreissparkasse	7:00 - 18:00, Mo-Sa	18 W/m ²	Keine	0,05 h ⁻¹	21 - 28°C	Ja	Nein
Wohnungen	7:00 - 23:00, Mo-So	25 m ² /Pers. (4 Pers. je 100m ²) 5 W/m ²	80 m ³ /h (0,3 h ⁻¹) FL ⁵	0,1 h ⁻¹	21 - 28°C	Ja	Nein
Sporthalle	8:00 - 22:00, Mo-So	84 m ² /Pers. (38 Pers.)	8.400 m ³ /h (0,4 h ⁻¹) FL ⁵	0,14 h ⁻¹	21 - 28°C	Ja	Nein

¹ Personen, Geräte und Beleuchtung / ² Inf. = Infiltration / ³ Heiz. = Heizung / ⁴ Kühl. = Kühlung / ⁵ FL = Fensterlüftung

Mit den getroffenen Definitionen kann anhand der thermischen Gebäudesimulation der Heizenergiebedarf sowie die Heizleistung der Gebäude ermittelt werden. Die für alle Gebäude ermittelte Fläche beträgt ca. 35.715m². Die für die Gebäude angesetzten Flächen sind in nachfolgender Grafik aufgeführt.



Abbildung 8: An Nahwärmenetz angeschlossene Gebäudeflächen Bestand Stadtzentrum FaN

Der für die einzelnen Gebäude ermittelte Heizenergiebedarf zusammengefasst, spiegelt den Wärmebedarf welcher über das Nahwärmenetz gedeckt werden muss wieder. Dieser beträgt für ein Jahr 3.538 MWh/a (90,0 kWh/m²a).

Um die simulierten Werte zu validieren wurde der Wärmebedarf mit gemessenen Werten der Stadt FaN abgeglichen. Nachfolgende Tabelle zeigt die gemessenen Wärmebedarfe von 2010 bis 2015.

Tabelle 4: Gemessene Wärmebedarfe für die Jahre 2010 – 2015 sowie für die Simulation

Jahr	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Simulation
Wärmebedarf [MWh/a]	3.595	2.919	3.193	3.522	2.670	3.233	3.518

Im Zuge der Analyse der Wärmebedarfe wurde festgestellt, dass die Wärmebedarfe für die Jahre 2011 und 2014 im Vergleich zu den restlichen Jahren deutlich niedriger waren. Eine Wetterdatenanalyse hatte gezeigt, dass dieses Verhalten dadurch begründet werden kann,

dass die Winter dieser Jahre wärmer waren als in den anderen Jahren. Im Zuge dessen wurde in Absprache mit der Stadt FaN das Jahr 2013 als repräsentative Jahr ausgewählt. Die Simulation zeigt, dass der gemessene Wärmebedarf für dieses Jahr sehr gut mit dem simulierten Wärmebedarf übereinstimmt.

7.3 Verbesserung des Ist-Zustandes durch bauliche Maßnahmen

Da die Sanierung des Nahwärmenetzes im Zuge der Neugestaltung des Stadtzentrums erfolgen soll, müssen für das neue Nahwärmenetz einige neue Gebäude berücksichtigt werden. Diese werden zum Teil Gebäude des bestehenden Stadtzentrums ersetzen und zum Teil ergänzen. Darüber hinaus kann im Zuge der Neugestaltung davon ausgegangen werden, dass einige der bestehenden Gebäude saniert werden.

Im Zuge der Neugestaltung werden die bestehende OPS sowie die Sporthalle abgerissen und anstelle dessen eine neue Schule sowie Sporthalle entstehen. Darüber hinaus werden unter anderem drei neue Gebäude entstehen welche in erster Linie Gewerbliche- sowie Wohnnutzung aufweisen werden. Des Weiteren soll in einem der Gebäude eine Bibliothek angeordnet werden. Diese Gebäude sollen an das neu zu entstehende Nahwärmenetz angeschlossen werden. Die für die Gebäude ermittelte Fläche des neuen Stadtzentrums beträgt 61.330m². Nachfolgende Darstellung verdeutlicht die Nutzung des zukünftigen Stadtzentrums.

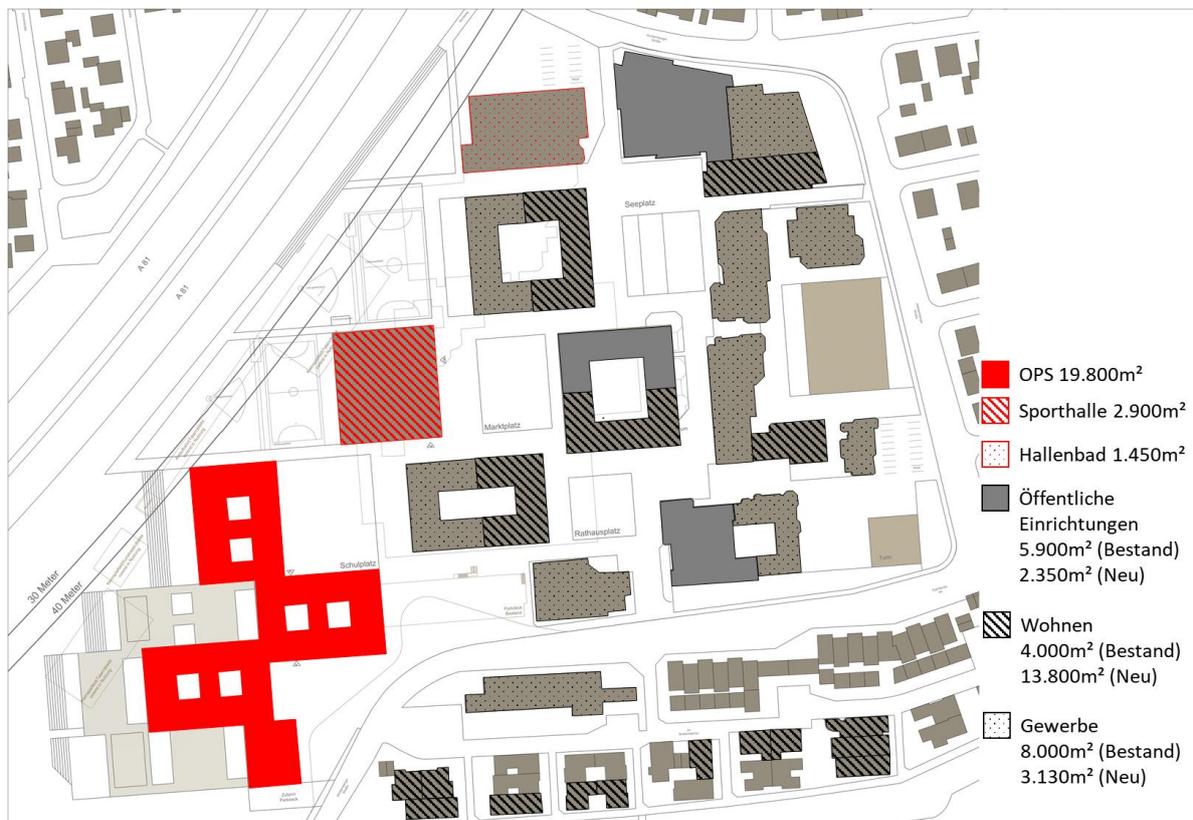


Abbildung 9: An Nahwärmenetz angeschlossene Gebäudeflächen Neugestaltung Stadtzentrum FaN

Für die neu zu entstehenden Gebäude wurde davon ausgegangen, dass diese im EnEV Standard errichtet werden, da dies der gesetzliche Mindest-Standard ist. Darüber hinaus wurde davon ausgegangen, dass eine Sanierung der bestehenden Gebäude vorgenommen wird. Dabei wurde von verschiedenen Sanierungsvarianten ausgegangen. Gegenüber der bestehenden Variante wurden neben der Variante mit den neu zu errichtenden Gebäuden zwei Sanierungsvarianten untersucht. Eine dieser Variante sieht 50% Sanierung der im Stadtzentrum bestehenden Gebäude vor. Die andere Variante sieht 80% Sanierung der im Bestand bestehenden Gebäude vor. Es wurde davon ausgegangen, dass die Gebäude auf den aktuellen EnEV-Standard saniert werden. In diesen Betrachtungen sind keine Netzverluste berücksichtigt. Des Weiteren ist der Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung nicht berücksichtigt. Die für die verschiedenen Varianten berechneten Wärmebedarfe sind in nachfolgender Grafik dargestellt.

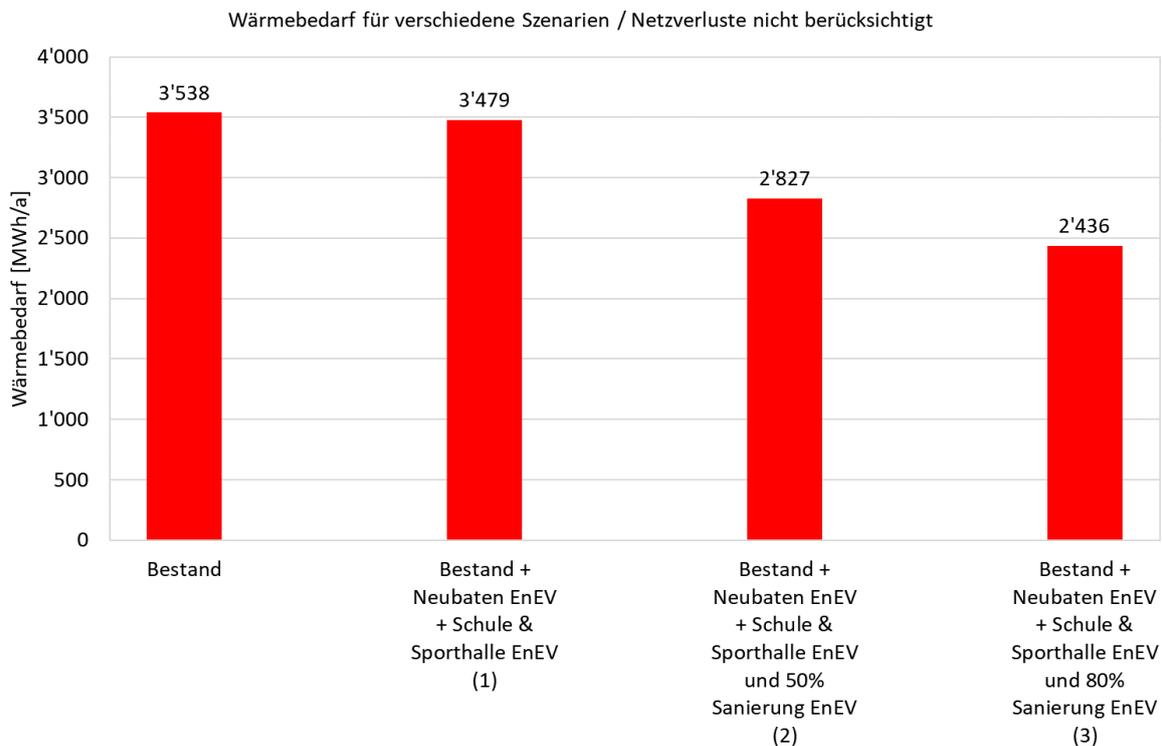


Abbildung 10: Wärmebedarfe verschiedene Sanierungsvarianten Stadtzentrum

- (1) Bestand sowie zukünftiges Stadtzentrum mit zukünftigen Gebäuden im EnEV-Standard sowie der neuen Schule und Sporthalle im EnEV-Standard
- (2) Bestand mit 50% sanierter Gebäude auf EnEV-Standard sowie zukünftiges Stadtzentrum mit zukünftigen Gebäuden im EnEV-Standard sowie der neuen Schule und Sporthalle im EnEV-Standard
- (3) Bestand mit 80% sanierter Gebäude auf EnEV-Standard sowie zukünftiges Stadtzentrum mit zukünftigen Gebäuden im EnEV-Standard sowie der neuen Schule und Sporthalle im EnEV-Standard

Trotz der deutlich größeren Fläche des neuen Stadtzentrums ist der Energiebedarf niedriger. Dies ist dadurch zu begründen, dass die neu zu bauende Schule sowie die Sporthalle einen

weitaus geringeren spezifischen Wärmebedarf aufweisen als die bestehende Schule und Sporthalle. Durch die Sanierung des restlichen Gebäudebestandes kann der Wärmebedarf weiter reduziert werden. Im Falle einer Sanierung von 50% der Bestandsgebäude kann der Wärmebedarf gegenüber der Variante mit Bestand sowie zukünftigem Stadtzentrum mit zukünftigen Gebäuden im EnEV-Standard sowie der neuen Schule und Sporthalle im EnEV-Standard um ca. 19% gesenkt werden. Werden 80% der Bestandsgebäude saniert, so kann gar eine Reduzierung des Wärmebedarfs um ca. 30% erzielt werden.

Für das neu zu entstehende Wärmenetz wird eine Unterscheidung in Niedertemperatur und Hochtemperatur vorgenommen. Dies hat den Hintergrund, dass die verschiedenen Temperaturniveaus entscheidenden Einfluss auf die Wärmeerzeugung haben. Dies hat zur Folge, dass ein zukünftiges Wärmenetz aus einem Niedertemperaturnetz und einem Hochtemperaturnetz bestehen wird. Dies ermöglicht sowohl die Wärmebereitstellung durch erneuerbare Energien wie zum Beispiel über Geothermie oder Solarthermie als auch die Nutzung von Langzeit-Wärmespeichern. Solche Gesamtkonzepte, die hocheffizient, langzeit-speichergestützt und mit beispielsweise einem hohen Anteil unterschiedlicher erneuerbarer Energien und/oder Prozessabwärme arbeiten, werden als Wärmenetze der vierten Generation bezeichnet. Niedertemperatur-Wärmenetze sind somit ein besonders geeignetes Instrument, das zum Erfolg der Energiewende beitragen kann.

Es wird aufgrund dessen davon ausgegangen, dass alle neu zu errichtenden Gebäude sowie die auf EnEV-Standard zu sanierenden Gebäude auf Niedertemperatur betrieben werden. Diese Temperaturniveaus werden bei der weiteren Simulation der Erzeugung des Wärmebedarfs berücksichtigt. Nachfolgende Grafik verdeutlicht die Aufteilung der unterschiedlichen Varianten in Nieder- und Hochtemperaturniveau. Je höher der Anteil an neuen und sanierten Gebäuden, desto größer ist demnach auch der Anteil an Niedertemperatur am Gesamtbedarf.

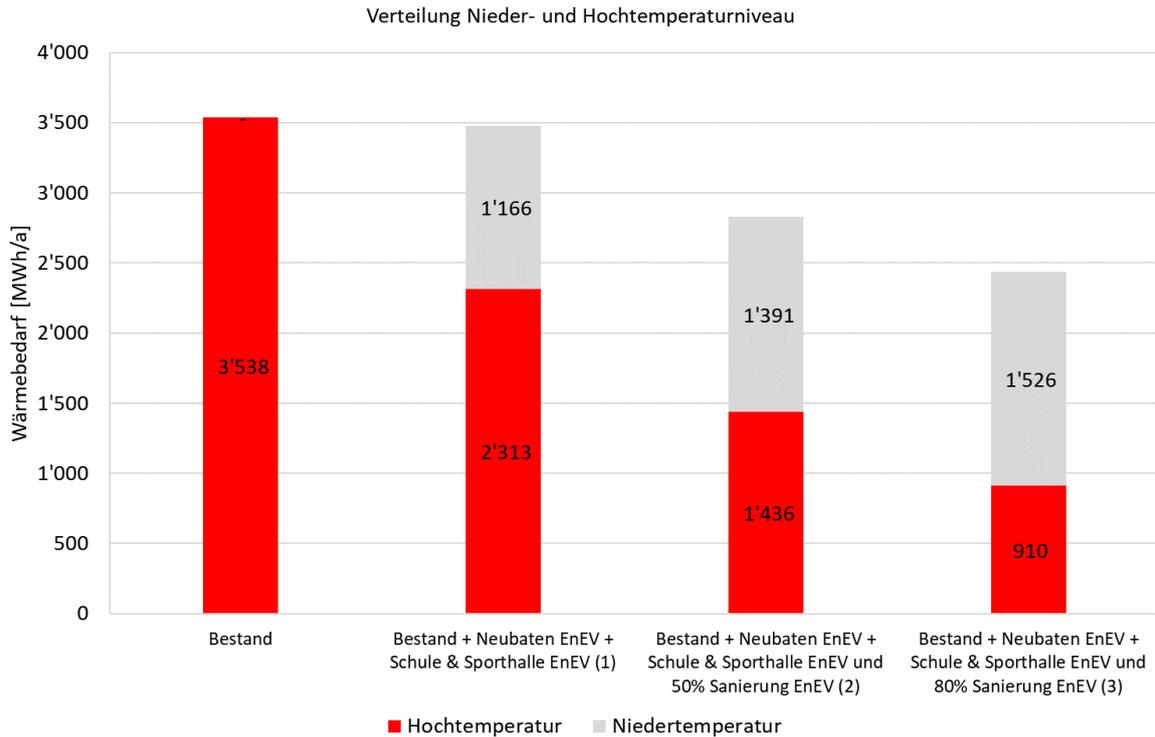


Abbildung 11: Unterteilung des Wärmebedarfs der verschiedenen Sanierungsvarianten in Nieder- und Hochtemperaturniveau

- (1) Bestand sowie zukünftiges Stadtzentrum mit zukünftigen Gebäuden im EnEV-Standard sowie der neuen Schule und Sporthalle im EnEV-Standard
- (2) Bestand mit 50% sanierter Gebäude auf EnEV-Standard sowie zukünftiges Stadtzentrum mit zukünftigen Gebäuden im EnEV-Standard sowie der neuen Schule und Sporthalle im EnEV-Standard
- (3) Bestand mit 80% sanierter Gebäude auf EnEV-Standard sowie zukünftiges Stadtzentrum mit zukünftigen Gebäuden im EnEV-Standard sowie der neuen Schule und Sporthalle im EnEV-Standard

In Absprache mit der Stadt FaN wurde definiert, dass die Variante mit 50% Sanierung für die nächsten Jahre als realistisch angesehen werden kann. Auf Basis dieser Entscheidung wird diese Variante für das weitere Vorgehen verfolgt.

8 Variantenvergleich unterschiedlicher Energieversorgungsszenarien

Auf Basis der Ergebnisse der thermischen Simulationen werden nachfolgend verschiedene Varianten der Energieversorgung untersucht und bewertet. Dieser Teil der Untersuchung basiert auf enger Zusammenarbeit mit dem Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme (Solites).

In allen Varianten erfolgt die Verteilung der Wärme durch das zukünftige und modernisierte Nahwärmenetz mit einer Sanierung des Bestandes von 50% auf EnEV-Standard.

Nachfolgende Grafik verdeutlicht schematisch den Aufbau eines Wärmenetzes mit der Integration eines Langzeit-Wärmespeichers sowie solarthermischen Anlagen. Wie die exemplarische Darstellung verdeutlicht, wird neben dem Niedertemperatur- und Hochtemperaturnetz ein Solarnetz zur Anbindung der Solarkollektorflächen an die Heizzentrale benötigt. Alle Netze werden aus einer Energiezentrale verteilt. Beim Aufbau eines solchen Netzes sollte das Ziel sein, dass sowohl die Energiezentrale als auch der Langzeit-Wärmespeicher möglichst zentral im Wärmenetz angeordnet werden. Darüber hinaus sollten lange Leitungswege von den solarthermischen Anlagen zum Speicher und der Energiezentrale vermieden werden. Je weiter die Systeme voneinander entfernt sind, umso größer werden die Leitungsverluste und umso geringer wird die Effizienz des Netzes.

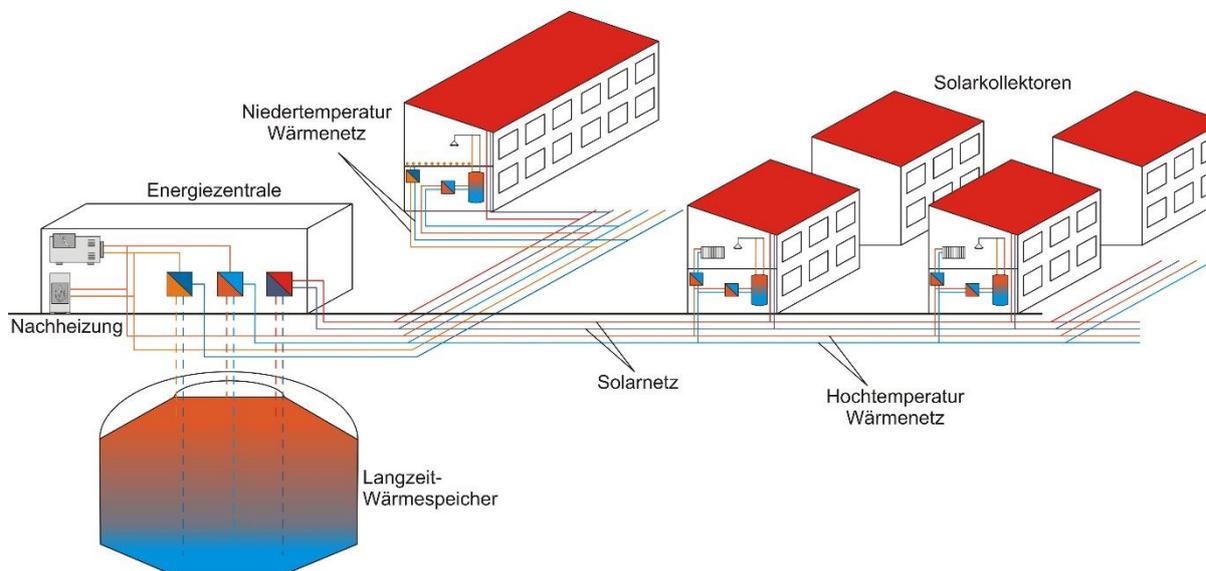


Abbildung 12: Schematische Darstellung eines Nahwärmenetzes in Verbindung mit Solarthermie und einem Langzeit-Wärmespeicher (nach © Solites)

8.1 Aufbau und Definitionen des Simulationsmodells für das Nahwärmenetz

Für die Simulation der Wärmeerzeugung des zukünftigen Wärmenetzes wurde der simulierte Wärmebedarf der Variante mit 50% auf EnEV-Standard sanierten Bestandsgebäude sowie zukünftigem Stadtzentrum mit Gebäuden im EnEV-Standard sowie der neuen Schule und Sporthalle im EnEV-Standard verwendet. Da im zukünftigen Wärmenetz auch der Warmwasserbedarf über das Nahwärmenetz gedeckt werden soll, wurde dieser mit in die Simulation einbezogen. Dieser Bedarf wurde teilweise auf Basis von gemessenen Daten der Stadt FaN ermittelt sowie zum Teil anhand von definierten Nutzungsszenarien.

Tabelle 5: Wärmebedarf zukünftiges Nahwärmenetz (50% Sanierung Bestand) inkl. Warmwasser

	Heizwärme Gebäude	Heizwärme Schwimmbecken	Warmwasser ohne Hallenbad	Warmwasser Hallenbad	Gesamtwärme
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Jan	469,98	28,38	24,98	55,11	578,5
Feb	485,03	25,96	22,86	40,84	574,7
Mrz	375,66	25,46	24,81	52,56	478,5
Apr	182,89	24,09	23,56	36,37	266,9
Mai	5,11	23,70	23,19	31,37	83,4
Juni	8,25	22,86	22,37	25,71	79,2
Jul	0,48	23,31	22,80	29,67	76,3
Aug	0,29	22,43	22,68	4,24	49,6
Sep	11,70	16,23	22,65	22,70	73,3
Okt	91,02	24,48	23,95	39,85	179,3
Nov	335,17	24,45	23,92	41,84	425,4
Dez	571,11	28,73	25,38	33,91	659,1
Summe	2.536,69	290,08	283,15	414,16	3.524,1
			Zzgl. 12% Verteilverluste:		3.947,0

Diese Daten werden als Bedarf im Simulationsmodell für die Wärmeerzeugung des Nahwärmenetzes genutzt. Für die Simulation der Erzeugung des Wärmebedarfs wird ein Simulationsmodell aufgebaut, in welchem über eine solarthermische Anlage, einen Langzeit-Wärmespeicher und eine Nachheizung untersucht wird, welche Möglichkeiten zur Deckung des Wärmebedarfs bestehen. In Abhängigkeit der Größe der solarthermischen Anlage wird die Größe des Langzeit-Wärmespeichers sowie der Nachheizung angepasst. Das grundsätzliche Konzept des Simulationsmodells verdeutlicht nachfolgende Darstellung.

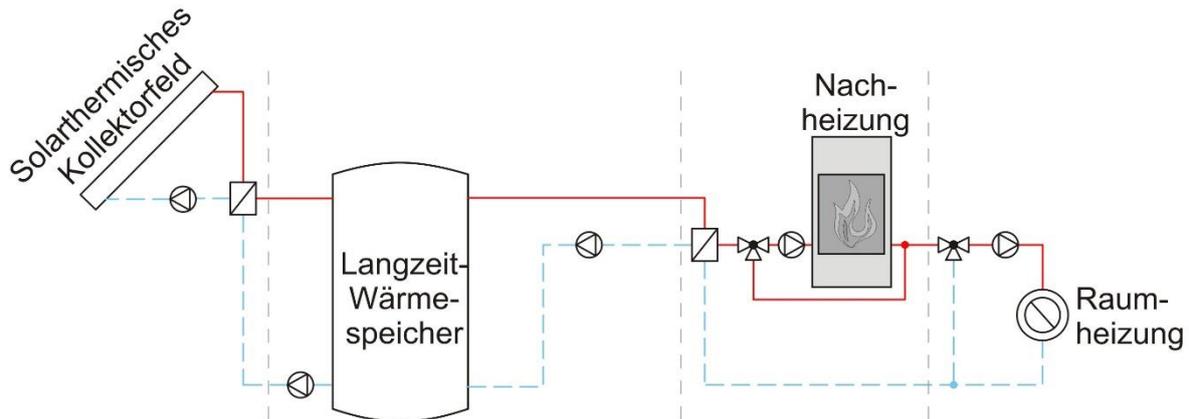


Abbildung 13: Schematische Darstellung des Simulationskonzeptes für die Wärmeerzeugung des zukünftigen Stadtzentrums (nach © Solites)

Für die solarthermischen Kollektoren wurde von folgenden Eigenschaften ausgegangen:

- Hochtemperatur-Flachkollektor (HT-FK) ($\eta_0 = 0,82$; $a_1 = 2,70$; $a_2 = 0,01$)
- CPC-Vakuum-Röhren-Kollektoren (CPC) ($\eta_0 = 0,68$; $a_1 = 0,58$; $a_2 = 0,003$)
- Südausrichtung, 40° geneigt
- Wärmespeicher als aufgeständerter Tank gegen Umgebungsluft, $H/D = 1,5$

Anhand dieses Modelles und den aufgeführten Eigenschaften wurden verschiedene Varianten untersucht. Nachfolgend werden vier Varianten, welche in Absprache mit der Stadt FaN genauer untersucht und verglichen wurden, aufgeführt.

1. In der Basisvariante (V1) erfolgt die Wärmeerzeugung zu 50 % aus Kraftwärmekopplung (KWK) durch ein Erdgasbetriebenes Blockheizkraftwerk (BHKW) und zu 50 % aus einem Gas- Brennwertkessel. Diese Variante orientiert sich an den Mindestanforderungen nach EEWärmeG.
2. Variante zwei besteht aus einer solarthermischen Anlage mit einer Aperturfläche von 2.000 m^2 . Durch diese wird ein Langzeit-Wärmespeicher mit einem Volumen von 1.500 m^3 gespeist. Der Langzeit-Wärmespeicher ermöglicht die im Sommer erzeugte Wärme der Solaranlage in die Heizperiode zu überführen. Zusätzlich werden ebenfalls ein BHKW und ein Gas- Brennwertkessel für die Lastspitzen integriert.
3. In Variante drei wird die solarthermische Anlage soweit verkleinert, dass sie nur auf dem Dach der Sporthalle Platz findet. Die Aperturfläche dieser Anlage liegt bei 600 m^2 mit einem Pufferspeicher von 30 m^3 . Auch hier werden ein BHKW und ein Gas- Brennwertkessel für die Lastspitzen integriert.
4. In der vierten Variante wird Variante zwei um eine Wärmepumpe ergänzt, welche das Temperaturniveau des Speichers weiter absenken kann. Dadurch kann das Volumen des Speichers auf 1.200 m^3 verringert werden.

Im Gegensatz zur ersten Voruntersuchung (siehe Kapitel 3.3) wurde von der Untersuchung einer Geothermie Wärmepumpe abgesehen. Dies ist dadurch zu begründen, dass eine geothermische Wärmepumpe ebenso wie die Solarthermie den Langzeit-Wärmespeicher beladen würde. Damit würden beide Systeme zumindest zeitweise in Konkurrenz zueinander stehen. Darüber hinaus würde eine geothermische Wärmepumpe (bei einer vertretbaren Leistungszahl) Wärme auf Niedertemperatur zur Verfügung stellen. Dieser Bedarf kann jedoch auch über eine solarthermische Anlage abgedeckt werden. Als weiterer Punkt ist zu erwähnen, dass der Einsatz einer geothermischen Wärmepumpe in Freiberg aufgrund der Untergrund Beschaffenheiten als sehr unwirtschaftlich angesehen wird, da bereits nach wenigen Metern Fels kommt. Dies würde die Kosten für geothermische Sonden deutlich in die Höhe treiben wodurch von einer Integration einer geothermischen Wärmepumpe abgesehen wurde. Um das Niedertemperaturniveau dennoch effektiver bedienen zu können wird in Variante 4 eine Wärmepumpe, welche an den Langzeit-Wärmespeicher angeschlossen wird, betrachtet. Der Einsatz einer geothermischen Wärmepumpe würde nur dann als effektiv bewertet werden, wenn das gesamte Nahwärmnetz auf Niedertemperatur betrieben werden würde und nur das Brauch-Warmwasser durch eine solarthermische Anlage erzeugt werden würde.

Außer den Solarkollektoren werden die Wärmeerzeuger aller Varianten, sowie der Pufferspeicher in Variante drei, in einer Energiezentrale platziert. Langzeit-Wärmespeicher sind eigene Bauwerke, welche nicht in der Energiezentrale platziert werden. Die Integration der solarthermischen Anlage erfolgt zu teilen auf den Dachflächen der neuen OPS und auf der ebenfalls neuen Sporthalle. Bei den betrachteten Varianten wurde zunächst davon ausgegangen, dass 2.000m² Solarthermie auf der neuen Schule und der Sporthalle genutzt werden könnten. Zu einem späteren Zeitpunkt wurde diese Fläche nach unten korrigiert, wodurch die Berechnungen in einem späteren Kapitel neu angepasst wurden.

8.2 Leistungsverteilung für die unterschiedlichen Betriebsvarianten

Bei Variante 1 handelt es sich um eine Erneuerung der Wärmeerzeuger, welche aktuell schon das Nahwärmenetz versorgen. Es wird also ein BHKW zur Erzeugung der Grundlast und ein Gas- Brennwertkessel zur Abdeckung der Spitzenlasten angesetzt. In dieser Untersuchung wurde die BHKW Leistung mit 320 kW angesetzt. Damit können ca. 4.000 Volllaststunden des BHKW erreicht werden, was in etwa dem unteren Limit eines wirtschaftlichen Betriebes entspricht. In dieser Betriebsweise werden 50 % der Wärme durch Kraft- Wärme- Kopplung und 50 % durch den Spitzenlastkessel erzeugt. Damit werden die Vorgaben nach dem EEWärmeG eingehalten. Abbildung 14 zeigt die Jahresdauerlinie der Wärmeerzeuger.

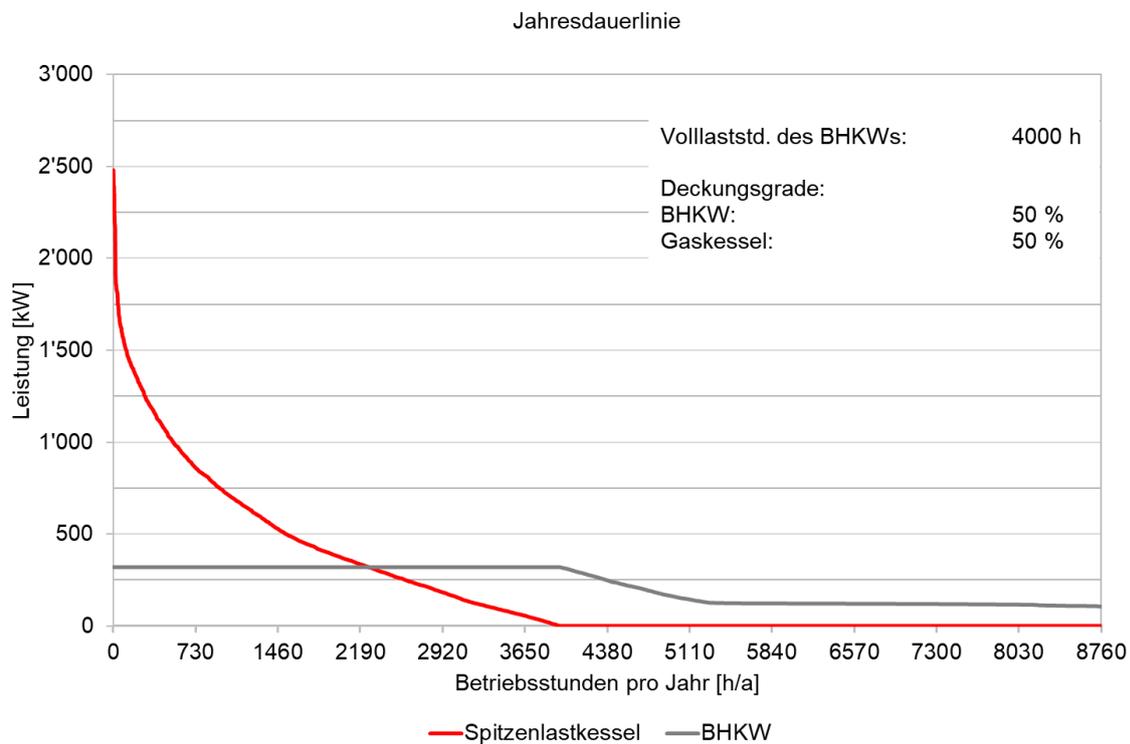


Abbildung 14: Jahresdauerlinien Variante 1

Durch die Integration der solarthermischen Anlage mit 2.000 m² Kollektorfläche und der Nutzung eines 1.500 m³ Langzeit-Wärmespeichers wird ein solarer Deckungsgrad von 19 % erreicht. Die BHKW- Größe wird anhand der zu erreichenden Volllaststunden ausgelegt. Bei einer Leistung von 255 kW erreicht dieses die geforderten 4.000 h/a. Mit 19 % solarem Deckungsanteil sind die gesetzlichen Vorgaben von mindestens 15 % Anteil erneuerbarer Energien eingehalten. Die vom Spitzenlastkessel abgedeckte Wärme liegt auch in dieser Variante bei etwa 50 %. Die Jahresdauerlinien von Variante 2 sind in Abbildung 15 dargestellt.

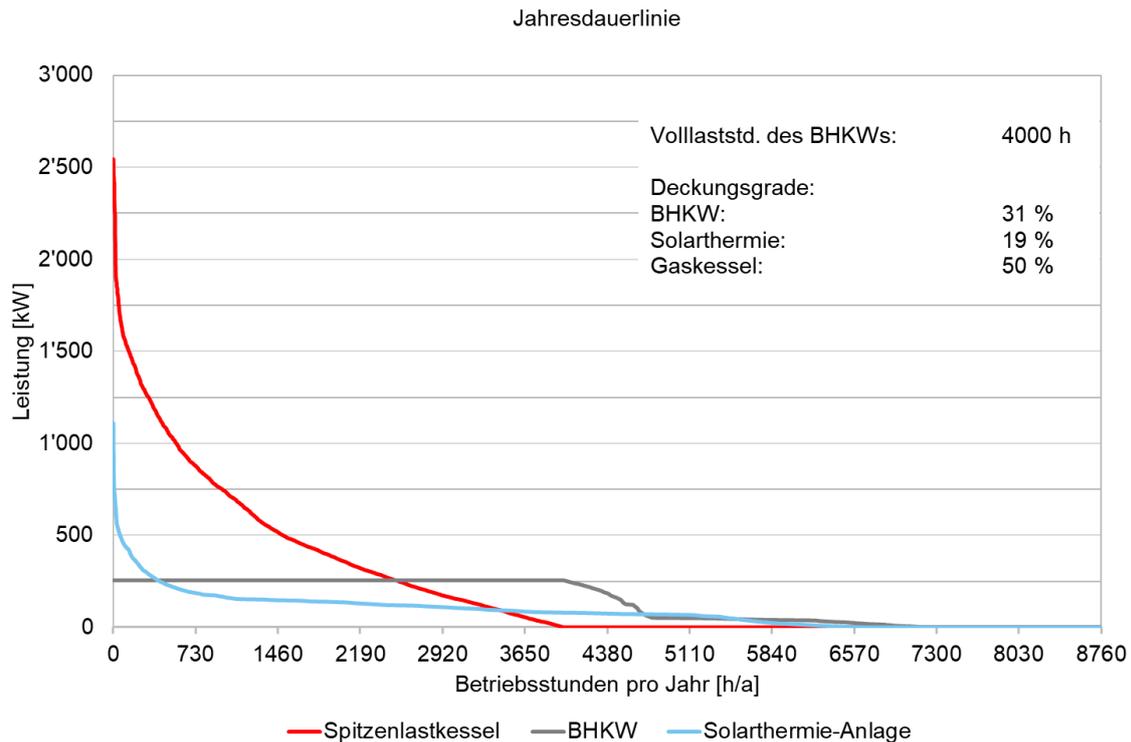


Abbildung 15: Jahresdauerlinien Variante 2

In Variante 3 wird die solarthermische Anlage auf einen sommerlichen solaren Deckungsgrad von ca. 100 % ausgelegt. Dadurch entfällt der Langzeit-Wärmespeicher und wird durch einen Kurzzeit-Puffer-Wärmespeicher ersetzt. Das Speichervolumen sinkt dadurch von 1.500 m³ auf 30 m³. In dieser Variante wird keine Wärme aus dem Sommer in die Heizperiode überführt. Es ergibt sich ein solarer Deckungsgrad von 7 %. Die BHKW-Größe wird erneut auf die Mindestlaufzeit von 4000 h/a ausgelegt. Das BHKW deckt in dieser Variante 42 % des Wärmebedarfs ab. Der Gas- Brennwertkessel kommt in einer ersten Betrachtung der Variante auf einen Deckungsanteil von 51 %. Damit ist diese Variante an der Grenze der Zulassung nach dem EEWärmeG und müsste in einer Umsetzung weiter angepasst werden. Die Jahresdauerlinien der Wärmeerzeuger in Variante 3 sind in Abbildung 16 dargestellt.

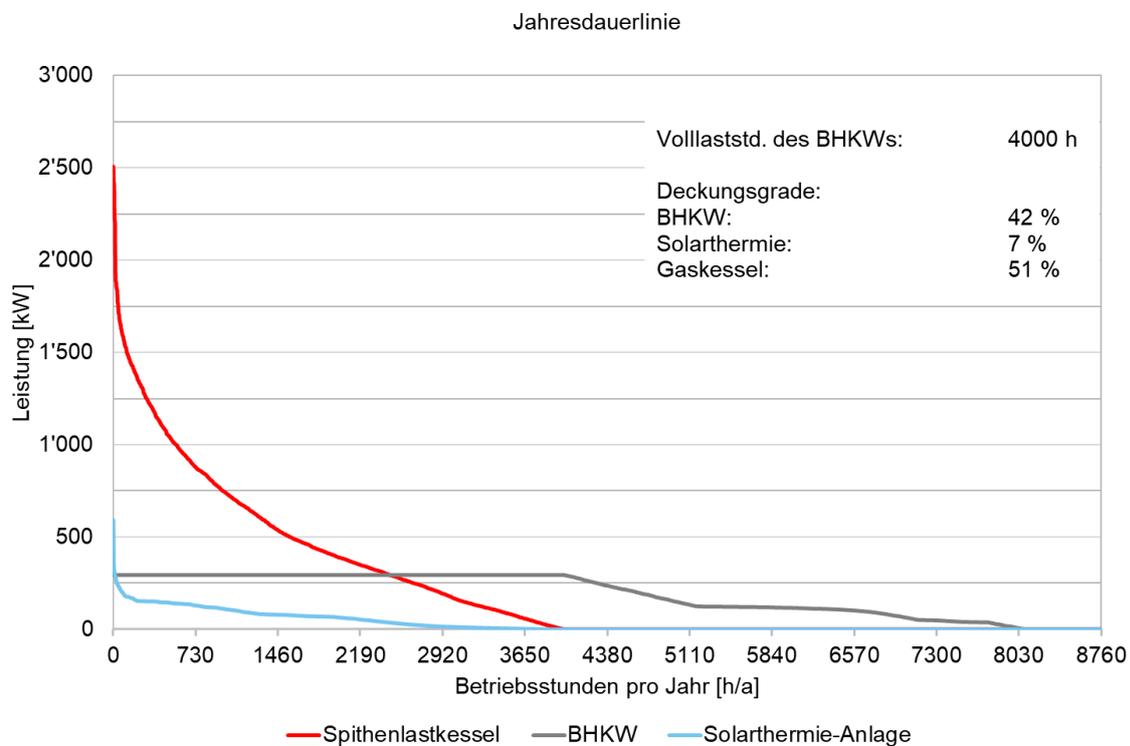


Abbildung 16: Jahresdauerlinien Variante 3

In Variante 4 wird die Variante 2 um eine Wärmepumpe erweitert. Die Wärmepumpe nutzt dabei den Langzeit-Wärmespeicher als Wärmequelle. Dadurch kann der Speicher in der Heizperiode tiefer ausgekühlt werden. Anstatt 30°C wird nun eine Speichertemperatur von 10°C erreicht. Dies hat eine Erhöhung des solaren Deckungsgrades, sowie die Möglichkeit einer Verringerung des Speichervolumens zur Folge. Die Kollektorfläche der solarthermischen Anlage bleibt in dieser Variante bei 2.000 m², das Volumen des Langzeit-Wärmespeichers kann auf 1.200 m³ reduziert werden. Der solare Deckungsgrad steigt auf 22 % an. 26 % der Wärme werden durch das BHKW erzeugt, der Anteil des Gas- Brennwertkessels sinkt auf 45 %. Die restlichen 7 % werden über die Wärmepumpe gedeckt. Dadurch, dass die Wärmepumpe stets zur gleichen Zeit wie das BHKW in Betrieb ist, kann in dieser Variante auch der Anteil der Eigennutzung am vom BHKW erzeugten Strom gesteigert werden. Dies hat einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Die Jahresdauerlinien der Wärmeerzeuger aus Variante 4 sind in Abbildung 17 dargestellt.

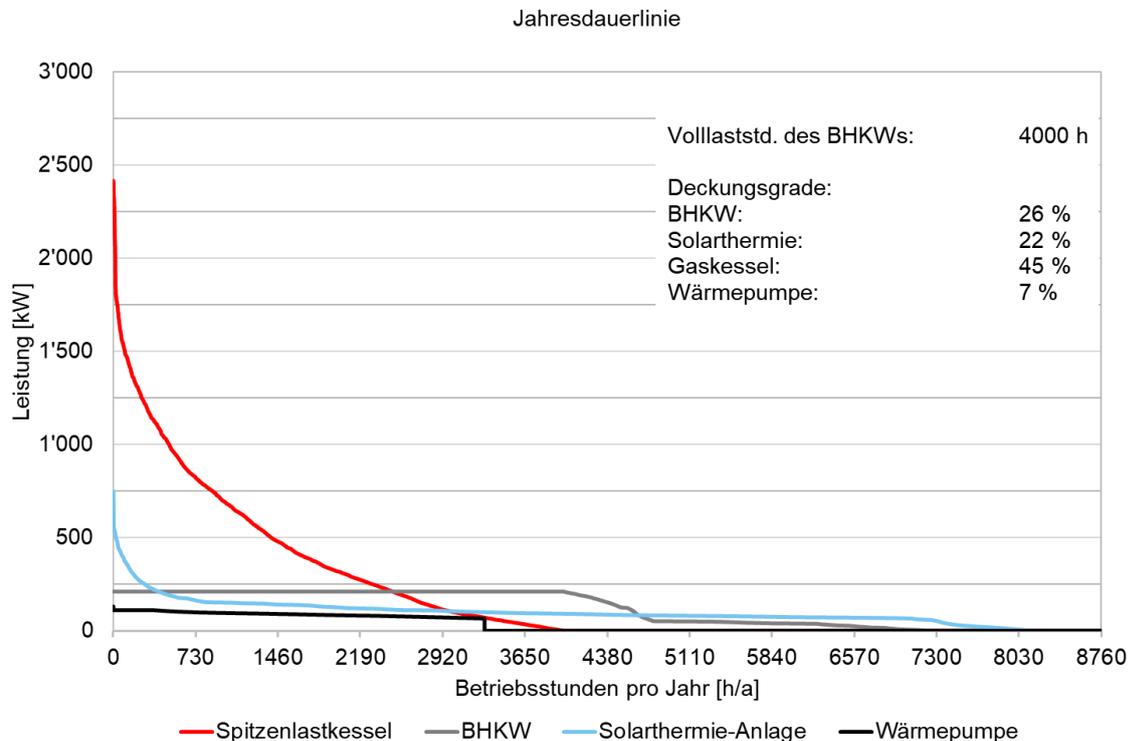


Abbildung 17: Jahresdauerlinien Variante 4

8.3 Bewertung der unterschiedlichen Varianten

Für die Bewertung der unterschiedlichen Energieversorgungsvarianten werden vier verschiedene Aspekte betrachtet: Investitions- und Betriebskosten, Primärenergiebedarf sowie CO₂-Emission. Diese Bewertungskriterien sollen dazu dienen, eine Entscheidung bezüglich einer Betriebsvariante zu ermöglichen. Alle Betrachtungen beziehen sich dabei auf den Energiebedarf, sowie die Leistungen, welche mittels thermischer Simulation für den geplanten Innenstadtausbau und der Verbesserung von 50 % der Gebäudehüllen der Bestandsgebäude auf EnEV- Standard ermittelt wurden.

Für die Bewertung der Varianten werden relevante Kosten, Vergütungen, Wirkungsgrade, Faktoren, Lebensdauern etc. aus Regelwerken und der Literatur, sowie aus Absprachen mit der Stadt Freiberg am Neckar herangezogen.

8.3.1 Investitions- und Betriebskosten

Anhand der im vorigen Kapitel aufgeführten Informationen bezüglich der Größe der jeweiligen Anlagentechnik und definierter Werte und Faktoren können die Investitionskosten für die jeweilige Variante berechnet werden. Diese Berechnungen, sowie definierte Werte und Faktoren für weiterführende Berechnungen, sind in nachfolgender Tabelle aufgeführt.

Tabelle 6: statische Kostenschätzung aller Positionen (Stand: 21.12.2017 / Preissteigerung nicht berücksichtigt)

	Kosten, inkl. 19 % MwSt. (€)			
Variante	BHKW + Gaskessel	BHKW + Gaskessel + 2000 m ² Solarthermie + 1500 m ³ Speicher	BHKW + Gaskessel + 600 m ² Solarthermie + 30 m ³ Speicher	BHKW + Gaskessel + Wärmepumpe + 2000 m ² Solarthermie + 1200 m ³ Speicher
Gesamtleistung [kW]	2'800	2'800	2'800	2'800
Leistung Gas-Brennwertkessel [kW]	2'400	2'545	2'506	2'545
Leistung BHKW [kW]	400	255	294	255
Wärmeerzeugung				
Gas-Brennwertkessel	180'000	180'000	180'000	180'000
BHKW	380'000	260'000	280'000	260'000
Wärmepumpe + Pufferspeicher	-	-	-	60'000
Montage	enthalten	enthalten	enthalten	Enthalten
Puffer	23'800	35'700	23'800	23'800
Kamin	59'500	59'500	59'500	59'500
Gasanschluss	41'650	41'650	41'650	41'650
Regelung	130'900	154'700	154'700	154'700
Zwischensumme	922'250	815'150	827'050	874'650
Nahwärme				
Leitung (Doppelrohr 350€/m, 450m HT, 450m HT+NT)	562'870	562'870	562'870	562'870
Tiefbau (450€/m ³ , ca. 18000m ³)	963'900	963'900	963'900	963'900
Pumpen, Regelung etc.	83'300	92'225	86'275	92'225
Zwischensumme	1'610'070	1'618'995	1'613'045	1'618'995
Energiezentrale	1'041'250	1'041'250	1'041'250	1'041'250
Solarthermie + Speicher				
Kollektoren	-	404'600	142'800	404'600
Unterkonstruktion Kollektoren	-	285'600	85'680	285'600
Wärmespeicher	-	517'650	21'420	428'400
Sonstiges (Verrohrung, Anlagentechnik, ohne Planung)	-	261'800	99'960	261'800
Zwischensumme	-	1'469'650	349'860	1'380'400
Planungskosten KG 700 (23%)	821'921	1'137'360	881'177	1'130'518
Gesamtsumme	4'395'491	6'082'405	4'712'382	6'045'813
Förderung				
Solar (ertragsbezogen 45% Deckelung) (19 % MwSt.)	-	360'000	124'200	360'000
Solar (ertragsbezogen ohne Deckelung) (19 % MwSt.)	-	500'000	150'000	500'000
Wärmespeicher (19 % MwSt.)	-	130'500	-	108'000
Kosten inklusive Förderung				
von:	4'395'491	5'332'110	4'533'882	5'322'293
bis		5'498'710	4'564'584	5'488'893

Tabelle 6 zeigt die gesamten Kosten für den Neubau der Wärmeversorgung im Ortsnetz FaN. Die Kosten für die Wärmeerzeuger sowie die damit verbundenen Installationen in der Nahwärmezentrale ergeben sich aus den unterschiedlichen Leistungen. Für das Nahwärmenetz und die Energiezentrale werden in allen Varianten die gleichen Kosten angesetzt. Die Kosten der solarthermischen Anlagen und thermischen Speicher ergeben sich wiederum aus den Kollektorflächen und Speichergrößen. Für die Varianten 2 bis 4 sind zusätzlich Förderungen für die solarthermische Anlage und den Speicher berücksichtigt.

Da das Thema Förderung eine entscheidende Rolle bei der Wirtschaftlichkeit eines Nahwärmenetzes mit erneuerbaren Energien spielt, sind nachfolgend die wesentlichen Punkte zu diesem Bereich aufgeführt. Im KfW-Programm „Erneuerbare Energien Premium 271“ werden *große Solarkollektoranlagen*, die ihre Wärme überwiegend in Wärmenetze einspeisen, mit bis zu 40 % der förderfähigen Nettoinvestitionskosten gefördert. Alternativ kann eine ertragsabhängige Förderung gewählt werden, die sich auf den in den sogenannten Solar-Keymark-Zertifikaten (Qualitätslabel für solarthermische Produkte) eines Kollektorproduktes ausgewiesenen jährlichen Kollektorwärmeertrag bezieht. Der im Zertifikat ausgewiesene Ertrag wird hierbei mit 0,45 Euro/kWh gefördert. Dies entspricht bei geeigneten Produkten einer Förderung in Höhe von bis zu 250 €/m² Kollektorfläche. Bei Großanlagen mit effizienter Kollektortechnologie führt die ertragsabhängige Förderung in der Regel zu höheren Fördersätzen als die pauschalierte Förderung.

Für *Wärmespeicher* mit einem Speichervolumen über 10 m³ beträgt der Tilgungszuschuss 250 Euro je m³, sofern sie überwiegend aus erneuerbaren Energien gespeist werden. Dabei ist die Förderung auf 30% der für den Wärmespeicher nachgewiesenen Nettoinvestitionskosten beschränkt. Der maximale Tilgungszuschuss je Wärmespeicher beträgt 1 Mio. Euro.

Wärmenetze, die überwiegend Wärme für den Gebäudebestand bereitstellen, werden mit einem Tilgungszuschuss von 60 Euro je errichtetem Meter Trassenlänge gefördert. Dabei muss die verteilte Wärme zu gewissen Anteilen aus erneuerbaren Energien gewonnen werden und der Mindestwärmeabsatz 500 kWh pro Trassenmeter und Jahr betragen. Der Förderhöchstbetrag beträgt 1 Mio. Euro. Diese Förderung wurde in Tabelle 6 nicht berücksichtigt, da der Mindestwärmeabsatz von 500 kWh pro Trassenmeter in der Untersuchung nicht untersucht wurde und daher eine Förderung nicht garantiert werden kann. Ebenfalls nicht berücksichtigt ist eine Förderung des Wärmenetzes durch die BAFA gemäß dem KWKG. Im Verlauf der weiteren Untersuchungen und der Konkretisierung des Nahwärmenetzes wurde diese Förderung berücksichtigt und eingearbeitet.

Hinsichtlich *Förderhöchstgrenzen* gelten die Festlegungen der AGVO (Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung): Für Großunternehmen liegt die Förderhöchstgrenze bei

45% der förderfähigen Nettoinvestitionskosten. Für mittlere Unternehmen (< 250 Mitarbeiter, < 50 Mio. Euro Umsatz) bei 55% und für Kleinunternehmen (< 50 Mitarbeiter, < 10 Mio. Euro Umsatz) bei 65%. Da die AGVO nur für am Markt wirtschaftlich Tätige gilt, können kommunale Eigenbetriebe davon ausgenommen sein und würden damit keiner Beihilfegrenze unterliegen. Weitere Hinweise zu möglichen Förderungen finden sich im „Förder - und Finanzierungsleitfaden für Freiflächen - Solarthermie-Anlagen mit Wärmespeicher und Anbindung an Wärmenetze“. (2)

Der Vergleich zeigt, dass die reinen Investitionskosten der Varianten mit großen Speichervolumina und großen Kollektorflächen etwa eine Millionen Euro über der Basisvariante liegen. Hier müssen für die gesamte Investition etwa 5,3 Millionen Euro einkalkuliert werden.

Die Investition in das Nahwärmenetz und die Energiezentrale liegt bei etwa 2,65 Millionen Euro. Für die Berechnung der Kosten des Nahwärmenetzes wurde eine zentrale Positionierung der Energiezentrale im Versorgungsgebiet angenommen. Um alle Gebäude anzuschließen werden damit etwa 450 m Hochtemperatur- und 450 m Hoch- und Niedertemperaturnetz benötigt.

Neben den Investitionskosten ist eine Betrachtung der Betriebskosten entscheidend für den Vergleich der Wirtschaftlichkeit der Varianten. Die folgende Tabelle zeigt die Annahmen für die Berechnung der Betriebskosten, welche in Absprache mit der Stadt Freiberg am Neckar getroffen wurden.

Tabelle 7: Annahmen der Betriebskostenrechnung

Gaspreis:	4,30	[ct/kWh]
Wärmepreis:	6,90	[ct/kWh]
Anschlusspreis:	29,00	[€/kW]
Preis Stromeinspeisung:	9,20	[ct/kWh]
Preis Strom Eigenverbrauch:	18,00	[ct/kWh]
Rückvergütung Gassteuer:	2,05	[ct/kWh]
Wartungskosten BHKW:	2,50	[ct/kWh]
Wartungskosten Gas-Brennwertkessel:	2,00	[ct/kWh]

Aus den unterschiedlichen Deckungsgraden der Varianten ergeben sich die in der folgenden Tabelle aufgeführten jährlichen Betriebskosten. Diese werden aufgeteilt in die Verbrauchskosten, die Kosten, welche jährlich für den Betrieb des Wärmenetzes aufgewendet werden müssen, und die Erträge aus den Wärme- und Stromverkäufen. Die Differenz aus Verbrauchskosten und Erträgen wird als jährliche Einnahmen angegeben. Die Amortisation gibt nun die Zeit an, in welcher die Anfangsinvestition durch die jährlichen Einnahmen abgegolten ist.

Tabelle 8: Betriebskostenrechnung

	BHKW + Gaskessel	BHKW + Gaskessel + 2000 m² Solarthermie + 1500 m³ Speicher	BHKW + Gaskessel + 600 m² Solarthermie+ 30 m³ Speicher	BHKW + Gaskessel + Wärmepumpe + 2000 m² Solarthermie+ 1200 m³ Speicher
VERBRAUCHSKOSTEN [€]				
Gaskosten Brennwertkessel	89'789	88'547	91'268	88'582
Gaskosten BHKW	150'806	94'794	127'522	80'914
Wartung	62'712	41'011	53'691	35'633
Summe	303'307	224'351	272'481	205'129
ERTRÄGE [€]				
Wärmeerzeugung	272'391	272'391	272'391	272'391
Anschlusspreis	81'200	81'200	81'200	81'200
Einspeisung Strom	27'426	17'239	23'191	0
Eigenverbrauch Strom	160'976	101'187	136'122	115'161
Rückvergütung Gaseinsatz	71'896	45'192	60'795	38'575
Summe	613'888	517'209	573'700	507'327
Einnahmen [€/a]	310'581	292'858	301'219	302'198
Investition [€]	4'395'491	5'332'110	4'527'456	5'322'293
Mehrkosten [€]		936'619	131'965	926'802
Amortisation [a]	14,2	18,2	15,0	17,6
Wärmepreis/ Wärmegestehungskosten mit Stromgutschrift [€/MWh]	49,7	65,4	54,9	65,7
Wärmepreis/ Wärmegestehungskosten ohne Stromgutschrift [€/MWh]	115,7	106,8	110,6	104,6
Annuitäten [€/a]	153'323	197'317	164'218	207'950

Es zeigt sich, dass die Amortisationszeit der Variante 1 mit 14.2 Jahren am kürzesten ausfällt, während Variante 2 mit 18 Jahren die längste Amortisationszeit aufzeigt. Anzumerken sei an dieser Stelle, dass die Laufzeit der Wärmeerzeuger etwa 20 Jahre beträgt. Die Energiezentrale, das Nahwärmenetz und die Speicher jedoch müssen erst nach ca. 40 Jahren erneuert werden.

Der Vergleich der Betriebskosten in Abbildung 18 zeigt, dass sich die Differenzen von Verbrauchskosten und Erträgen der Varianten in etwa ausgleichen. Die geringeren Ausgaben für den Gasbezug des BHKWs werden durch geringere Einnahmen durch den Stromverkauf ausgeglichen.

In den Varianten 1 bis 3 ist nach einer Analyse des bisherigen BHKW Betriebs davon ausgegangen worden, dass 75 % des produzierten Stroms vor Ort verbraucht werden können. In Variante 4 hingegen wird der gesamte vom BHKW erzeugte Strom entweder im lokalen Netz, oder durch die Wärmepumpe direkt verbraucht. Dadurch wird kein Strom ins Netz eingespeist.

Das beschriebenen Verhältnis der Betriebskosten ist auch in nachfolgender Abbildung aufgeführt.

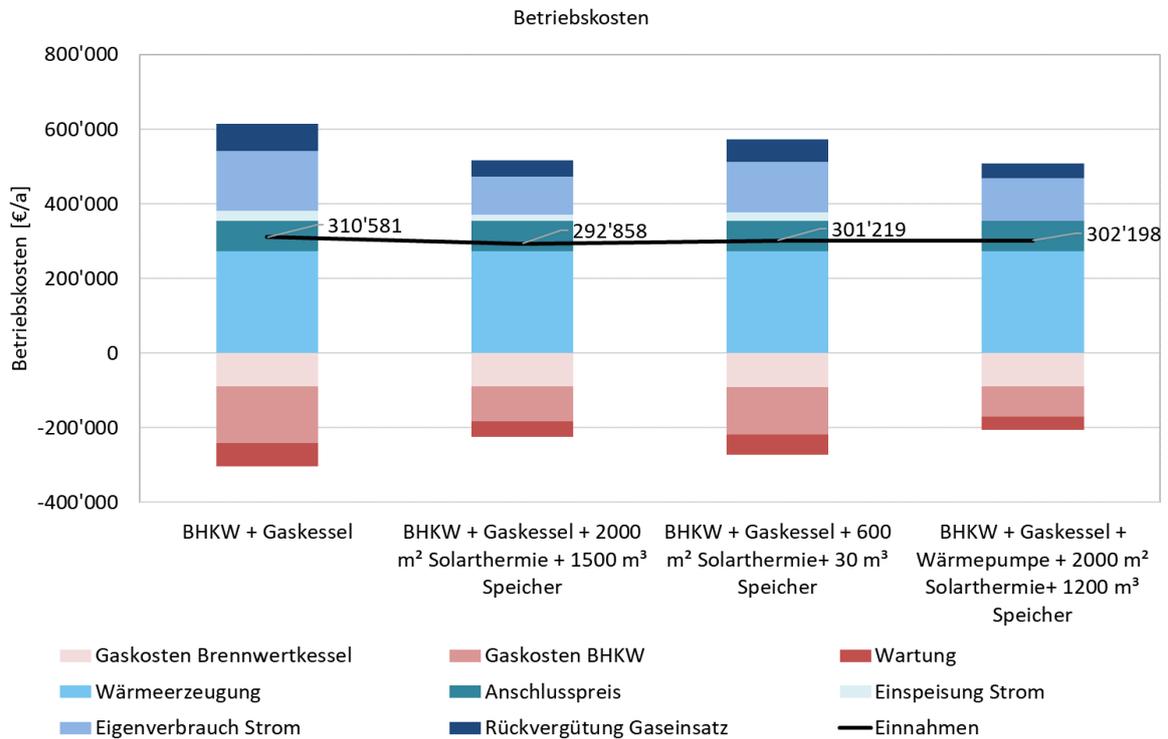


Abbildung 18: Betriebskosten Übersicht

8.3.2 Primärenergiefaktor nach DIN 18599-9 Verfahren B und daraus resultierender Primärenergiebedarf

Neben den Kosten wurde auch der Primärenergiebedarf (PE) der Varianten betrachtet. Die Primärenergiebedarfe der Varianten wurden anhand der Primärenergiefaktoren berechnet, welche nach der DIN 18599-9 Verfahren B (3) für die Kombination aus Gas- Brennkessel und BHKW ermittelt wurden. Der Anteil an solarthermisch erzeugter Wärme wurde mit dem PE- Faktor von 0 angesetzt. Da die Stadt Freiberg am Neckar zu 100 % Strom aus Wasserkraft bezieht wurde auf Bitten der Stadt Freiberg am Neckar für den Strombedarf der Wärmepumpe ebenfalls ein PE- Faktor von 0 angesetzt. Hieraus ergeben sich die in der folgenden Tabelle aufgeführten gesamten Primärenergiefaktoren.

Tabelle 9: Primärenergiefaktoren DIN 18599-9 Verfahren B.

	BHKW + Gaskessel	BHKW + Gaskessel + 2000 m² Solarthermie + 1500 m³ Speicher	BHKW + Gaskessel + 600 m² Solarthermie + 30 m³ Speicher	BHKW + Gaskessel + Wärmepumpe + 2000 m² Solarthermie + 1200 m³ Speicher
Primärenergiefaktor	0,969	0,841	0,932	0,837

Da die Grundlast im betrachteten Wärmenetz relativ niedrig ist, übernehmen die Gaskessel einen großen Anteil an der Wärmeerzeugung. Dadurch sind die berechneten Primärenergiefaktoren nach dem aufgeführten Berechnungsverfahren relativ hoch.

Abbildung 19 zeigt die Primärenergiebedarfe der Varianten. Es zeigt sich, dass insbesondere durch die Solarthermie der Primärenergiebedarf gesenkt werden kann. Generell zeigt sich, dass der PE-Bedarf mit steigendem solaren Deckungsgrad abnimmt. Variante 4 besitzt den geringsten PE-Bedarf und unterschreitet den Bedarf von Variante 1 um 19 %. Der Einfluss der Wärmepumpe auf den PE ist dabei berücksichtigt, allerdings aufgrund der oben aufgeführten Gründe mit 0 MWh/a bewertet.

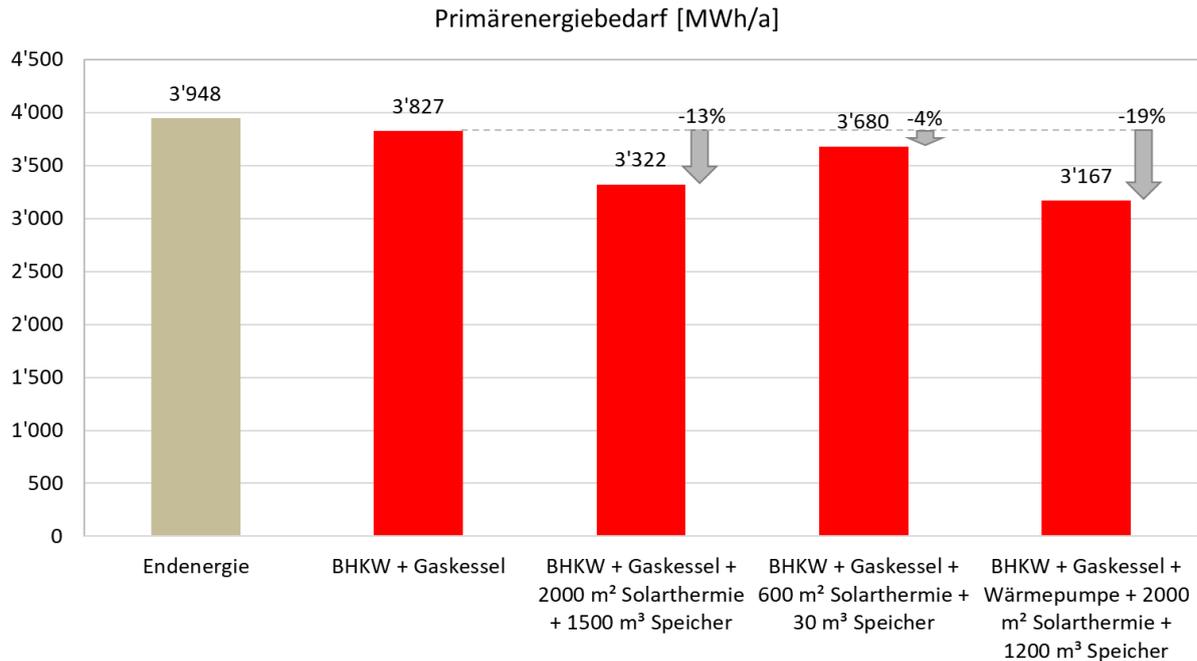


Abbildung 19: Vergleich der Primärenergiebedarfe nach DIN 18599-9 Verfahren B.

8.3.3 CO₂-Emission

Analog zur Berechnung des Primärenergiebedarfs wird auf Grundlage der Anteile der Wärmeerzeugung mittels CO₂- Faktoren der Jahres- CO₂- Ausstoß der einzelnen Varianten berechnet. Die folgende Tabelle zeigt diese Faktoren für die verwendeten Energieträger. Für den Strom wurde ein Faktor von 0,04 kgCO₂/kWh angesetzt. Dieser Wert wurde durch die Stadt definiert.

Tabelle 10: CO₂- Faktoren.

	Gas	Strom (Wasserkraft)	Solarthermie
CO ₂ - Faktor [kg_CO ₂ /kWh]	0,24	0,04	0,00

Abbildung 20 zeigt den Vergleich der CO₂- Emissionen der Varianten. Wie auch bei den Primärenergiebedarfen zeigt sich hier die positive Auswirkung der solarthermischen Anlagen, bzw. des solaren Deckungsgrades. Je höher der solare Deckungsgrad ist, desto größer ist die Einsparung an CO₂- Emissionen. Die Variante 4 besitzt die geringsten Emissionen, und liegt etwa 25 % unterhalb der Emissionen der Basisvariante.

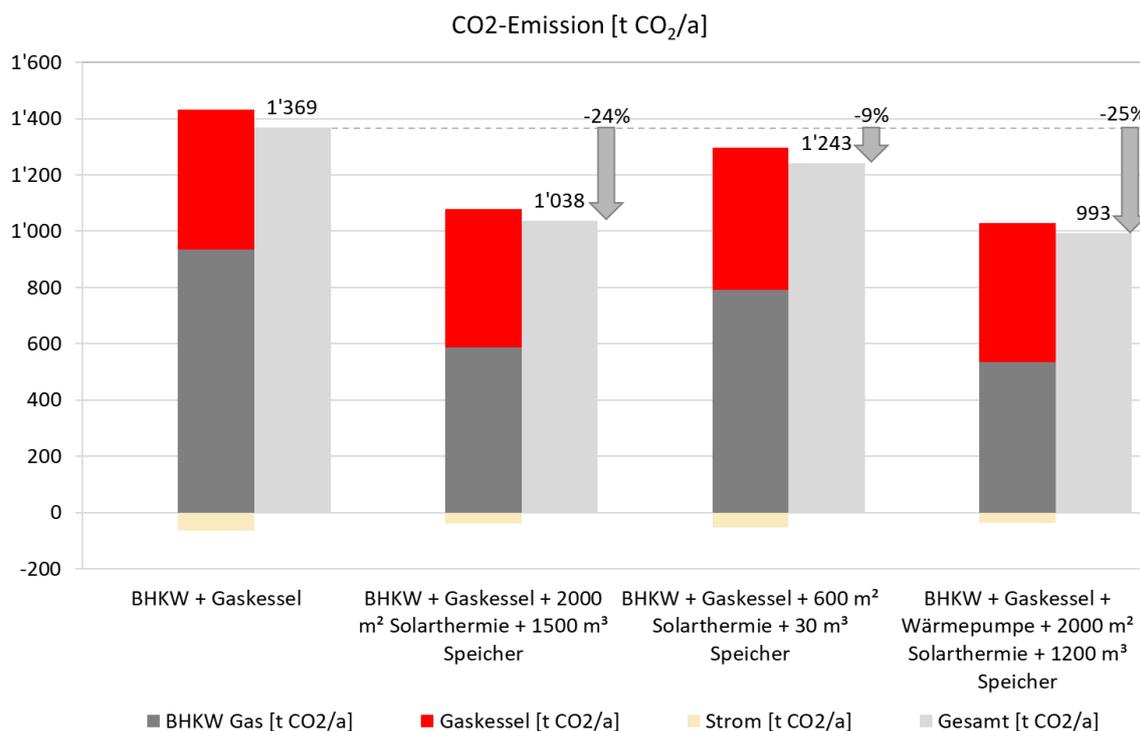


Abbildung 20: Vergleich der CO₂- Emissionen

9 Anpassung Wärmebedarf und Detailuntersuchung abschließende Variante

Auf Basis der angestellten Untersuchungen wurde Variante 4 detaillierter untersucht. Diese Variante wurde in Absprache mit der Stadt Freiberg am Neckar als die am sinnvollsten umzusetzende Variante gewählt. Dafür wurde in einem ersten Schritt der Wärmebedarf für das vorhandene Netz nochmals detaillierter simuliert. Darüber hinaus wurde der Warmwasserbedarf genauer betrachtet. Anschließend wurden die Größen der solarthermischen Anlage und des Langzeit-Wärmespeichers erneut berechnet und entsprechend angepasst. Dabei wurden unter anderem auch die auf der Schule und der Sporthalle tatsächlich möglichen solarthermischen Flächen nach den Angaben der Planung aktualisiert. Unter Berücksichtigung aller Aspekte wurde für die favorisierte Variante eine Sensitivitätsanalyse angestellt, um die Sensitivität der solaren Erträge auf Änderungen wichtiger Planungs- und Betriebsrandbedingungen aufzuzeigen. Auf Basis dieser Berechnungen wurde die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung angepasst.

9.1 Anpassung Wärmebedarf

Die Anpassung des Heizenergiebedarfs sowie des Warmwasserbedarfs erbrachte die Erkenntnis, dass der gesamte Wärmebedarf in der Voruntersuchung etwas überschätzt wurde. Insbesondere im Bereich des Warmwassers für das Hallenbad wurde der Bedarf überschätzt.

Nachfolgende Tabelle und Abbildung 21 verdeutlichen die angepassten Energiebedarfe unter Berücksichtigung von Verteilverlusten.

Tabelle 11: Wärmebedarf zukünftiges Nahwärmenetz (50% Sanierung Bestand) inkl. Warmwasser Anpassung

	Heizwärme Gebäude	Heizwärme Schwimmbecken	Warmwasser ohne Hallenbad	Warmwasser Hallenbad	Gesamtwärme
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Jan	499	19	25	10	553
Feb	469	17	23	9	518
Mrz	336	17	25	9	387
Apr	155	16	24	8	203
Mai	5	16	23	8	52
Juni	8	15	22	8	53
Jul	0	15	23	8	46
Aug	0	11	23	6	39
Sep	13	15	22	8	59
Okt	99	16	24	8	147
Nov	343	16	24	8	392
Dez	573	19	25	10	627
Summe	2502	191	283	100	3076
			Zzgl. 12% Verteilverluste:		3445

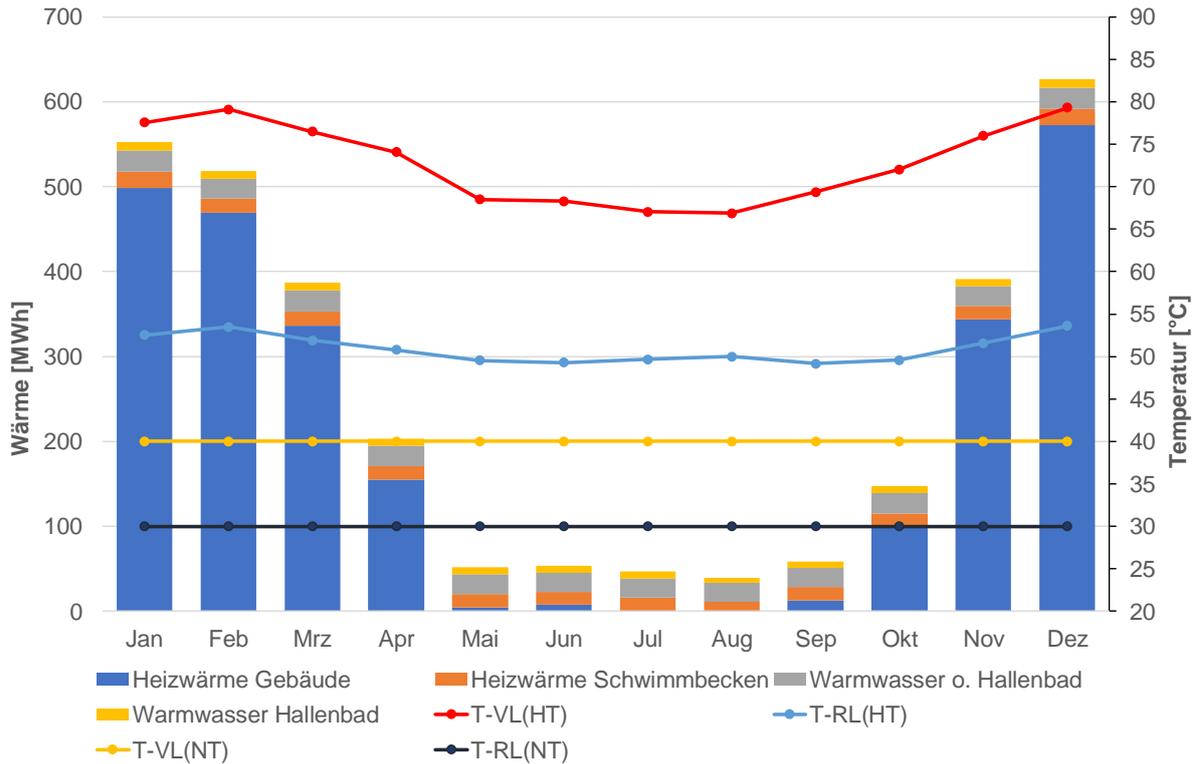


Abbildung 21: Monatliche Wärmebedarfswerte nach Verbrauchsbereichen und angenommene Wärmenetz-Temperaturen (HT: Hochtemperatur-Wärmenetz, NT: Niedertemperatur-Wärmenetz)

In Tabelle 12 ist die für das Szenario ermittelte Aufteilung des Wärmebedarfs in Hochtemperatur- und Niedertemperatur-Wärmenetz dargestellt.

Tabelle 12: Monatliche Wärmebedarfswerte nach Verbrauchsbereichen nach Wärmeverteilnetz (HT: Hochtemperatur-Wärmenetz, NT: Niedertemperatur-Wärmenetz; ohne Verteilverluste)

	HT			NT		
	Wärme (HT)	T-VL (HT)	T-RL (HT)	Wärme (NT)	T-VL (NT)	T-RL (NT)
Jan	262	78	53	290	40	30
Feb	256	79	53	262	40	30
Mrz	220	77	52	167	40	30
Apr	141	74	51	62	40	30
Mai	40	68	50	12	40	30
Jun	42	68	49	11	40	30
Jul	35	67	50	11	40	30
Aug	28	67	50	11	40	30
Sep	46	69	49	12	40	30
Okt	102	72	50	45	40	30
Nov	198	76	52	194	40	30
Dez	289	79	54	338	40	30
Summe	1661			1415		

Die Simulation bezüglich des Deckungsanteiles der Solarthermie unter Berücksichtigung eines Langzeit-Wärmespeichers verdeutlicht, dass das Verhältnis der Speichergröße mit zunehmender Größe der solarthermischen Anlagen steigt. Mit den betrachteten Anlagenkonfigurationen werden solare Deckungsanteile zwischen ca. 16% und 22% erzielt. Bei allen betrachteten Varianten kann festgehalten werden, dass ein solarer Deckungsanteil im Sommer von 100% erzielt werden kann.

Tabelle 13: Solare Deckungsanteile für verschiedene Größen von solarthermischer Anlage und Langzeit-Wärmespeicher-Volumen

Kollektorfläche	m²Apertur	1'300	1'400	1'700	2'000
Speichervolumen	m³	1'000	1'200	1'800	2'600
Verhältnis	m ³ /m ²	0.8	0.9	1.1	1.3
Wärmepumpe (WP)	kW	100	100	100	100
solarer Nutzwärmeertrag ^{*)}	MWh/a	567	595	678	763
solarer Nutzwärmeertrag ^{*)}	kWh/m ² a	435	425	396	380
Strombedarf WP	MWh/a	57	60	66	70
Wärmebedarf gesamt	MWh/a	3'445	3'445	3'445	3'445
Wärmebedarf HT	MWh/a	1'584	1'584	1'584	1'584
Wärmebedarf NT	MWh/a	1'861	1'861	1'861	1'861
solarer Deckungsanteil	%	16%	17%	20%	22%
solarer Deckungsanteil Sommer (Mai-Aug.)	%	100%	100%	100%	100%

^{*)}: vom Wärmespeicher an das System gelieferte solar erzeugte Wärme

9.2 Anpassung und Bewertung der unterschiedlichen Varianten

Die in Kapitel 8.3 aufgeführten Bewertungskriterien wurden auf Basis des angepassten Wärmebedarfs neu berechnet und anhand dessen eine Bewertung vorgenommen.

9.2.1 Anpassung Primärenergiefaktor nach DIN 18599-9 Verfahren B und daraus resultierender Primärenergiebedarf

Die in der ersten Betrachtung über das Verfahren nach DIN 18599-9 Verfahren B (3) bestimmte Primärenergiefaktoren werden auf den neuen Wärmebedarf für die verschiedenen Varianten angepasst. Dabei ergeben sich auf Basis der selben Annahmen wie unter 8.3.2 aufgeführt, folgende Primärenergiefaktoren für das Wärmenetz:

Tabelle 14: Angepasster Primärenergiefaktoren DIN 18599-9 Verfahren B.

	BHKW + Gaskessel + Wärmepumpe + 1300 m² Solarthermie + 1000m³ Speicher	BHKW + Gaskessel + Wärmepumpe + 1400 m² Solarthermie + 1200m³ Speicher	BHKW + Gaskessel + Wärmepumpe + 1700 m² Solarthermie + 1800m³ Speicher	BHKW + Gaskessel + Wärmepumpe + 2000 m² Solarthermie + 2600m³ Speicher
Primärenergiefaktor	0,868	0,862	0,841	0,820

Abbildung 22 zeigt die Primärenergiebedarfe der Varianten. Die Darstellung verdeutlicht, dass sich der Primärenergiebedarf zwischen den unterschiedlichen Varianten nur geringfügig unterscheidet.

Für die Wärmepumpe wurde davon ausgegangen, dass diese rein durch den Strom des BHKWs betrieben wird und dadurch kein Primärenergiebedarf dafür aufgebracht werden muss.

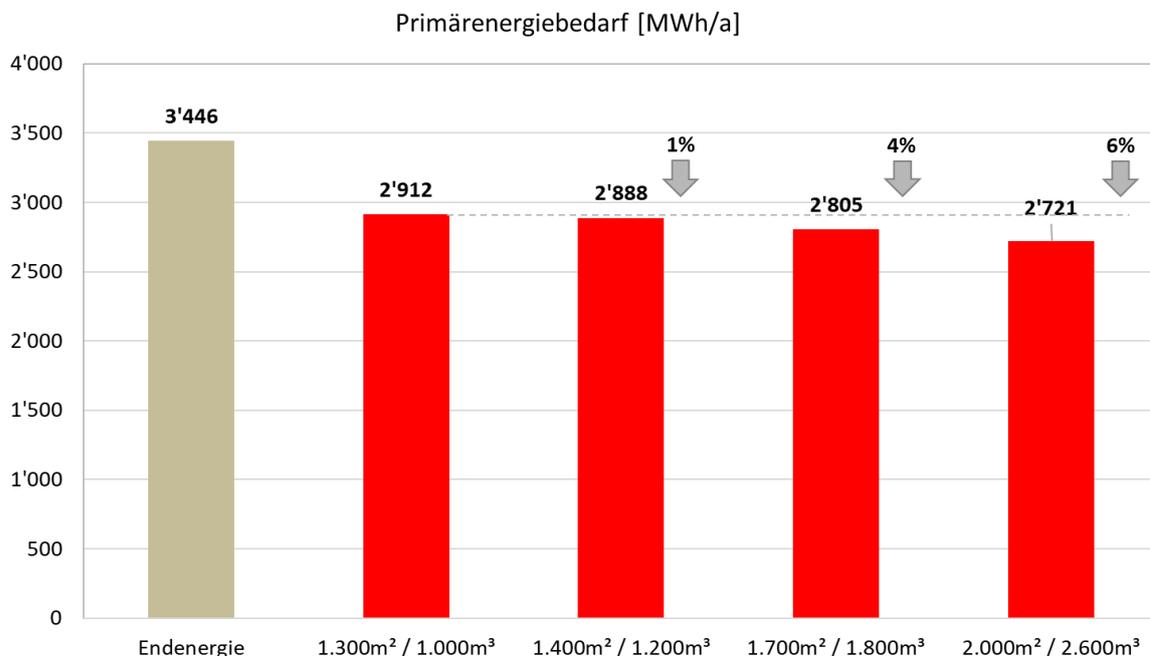


Abbildung 22: Vergleich der angepasste Primärenergiebedarfe nach DIN 18599-9 Verfahren B

9.2.2 Berechnung Primärenergiefaktor nach Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1 und daraus resultierender Primärenergiebedarf

Erfolgt eine Berechnung nach dem Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1 (4), so sind die Primärenergiefaktoren für die unterschiedlichen Varianten deutlich niedriger. Dies ist dadurch zu begründen, dass bei diesem Verfahren der erzeugte Strom deutlich besser bewertet wird. Es wurden dabei Definitionen bezüglich des Strombedarfs für den Betrieb des Nahwärmenetzes getroffen.

Diese Art der Berechnung wurde zusätzlich angestellt, um darzustellen, dass der Primärenergiefaktor und damit auch der Primärenergiebedarf nicht nur vom System abhängig ist, sondern auch vom gewählten Berechnungsverfahren.

Nachfolgende Tabelle verdeutlicht die Primärenergiefaktoren basierend auf dem besagten Berechnungsverfahren.

Tabelle 15: Primärenergiefaktoren nach Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1.

	BHKW + Gaskessel + Wärmepumpe + 1300 m² Solarthermie + 1000m³ Speicher	BHKW + Gaskessel + Wärmepumpe + 1400 m² Solarthermie + 1200m³ Speicher	BHKW + Gaskessel + Wärmepumpe + 1700 m² Solarthermie + 1800m³ Speicher	BHKW + Gaskessel + Wärmepumpe + 2000 m² Solarthermie + 2600m³ Speicher
Primärenergiefaktor	0,804	0,792	0,759	0,724

Werden die nach diesem Berechnungsverfahren ermittelten Primärenergiefaktoren für die Berechnung des Primärenergiebedarfs angesetzt, so ergeben sich auch dabei Unterschiede. Die berechneten Primärenergiebedarfe sind deutlich niedriger als die nach dem Verfahren nach DIN 18599-9 Verfahren B.

Abbildung 23 zeigt die Primärenergiebedarfe der Varianten. Die Darstellung verdeutlicht, dass sich der Primärenergiebedarf zwischen den unterschiedlichen Varianten nur geringfügig unterscheidet. Aufgrund der anderen Bewertungsmethode aber dennoch stärker als im vorherigen Kapitel.

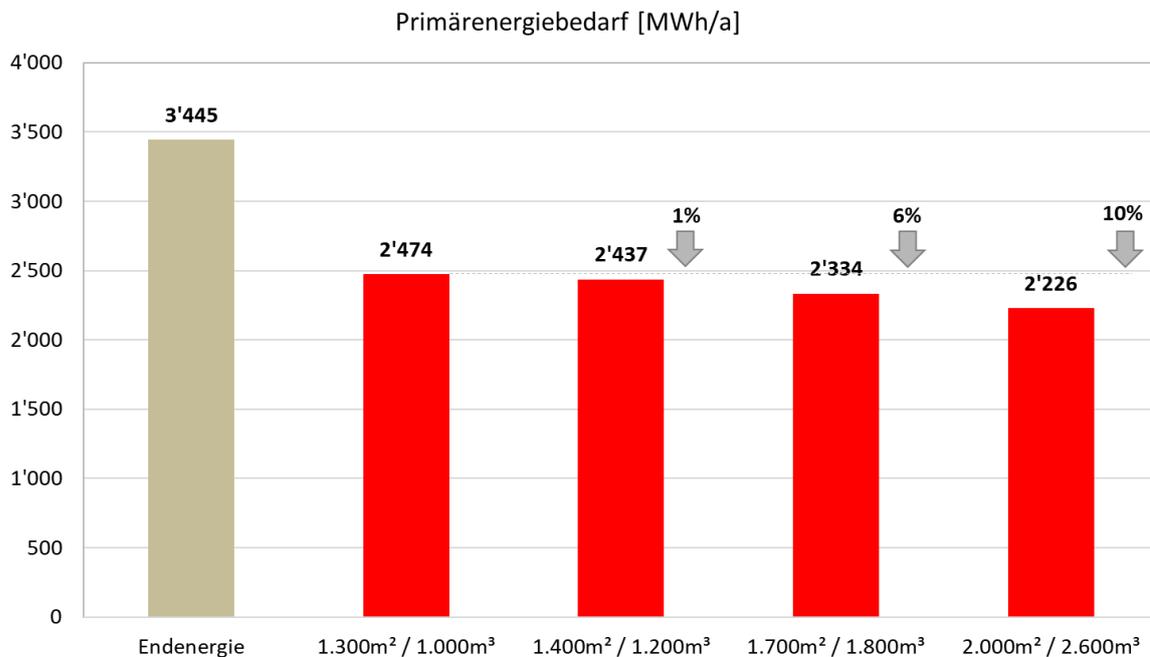


Abbildung 23: Vergleich der Primärenergiebedarfe nach Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1

9.2.3 Anpassung CO₂-Emission

Die Berechnung der CO₂-Emissionen erfolgte basierend auf den bereits in Tabelle 10 aufgeführten CO₂-Faktoren.

Wie die Darstellung verdeutlicht, sind die Unterschiede zwischen den einzelnen Varianten nicht all zu groß. Wie bereits zuvor erarbeitet, kann der CO₂-Austoß mit größerer solarthermischer Anlage und Langzeit-Wärmespeicher minimiert werden.

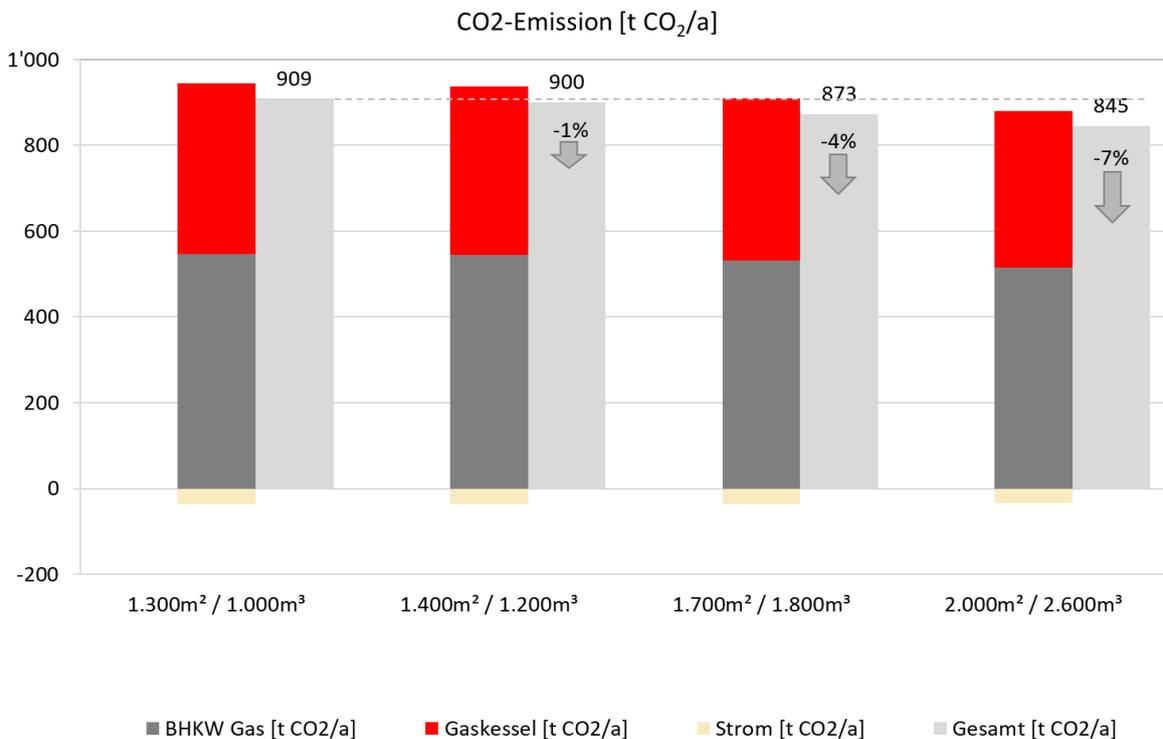


Abbildung 24: Vergleich der angepassten CO₂- Emissionen

9.2.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Nahwärmekonzept

Für den neu ermittelten Energiebedarf wurde auf Basis der untersuchten Anlagengrößen erneut eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für den Bereich der Nahwärmeversorgung angestellt. Diese Betrachtung wurde zunächst auf die Solarthermie und den Langzeit-Wärmespeicher bezogen.

Tabelle 16: Investitionskostenschätzung für Solarthermie und Langzeit-Wärmespeicher für angepasster Heizenergiebedarf und entsprechende Anlagen Größe (Stand: 29.05.2018 / Preissteigerung nicht berücksichtigt)

Kollektorfläche	m²Apertur	1'300	1'400	1'700	2'000
Speichervolumen	m³	1'000	1'200	1'800	2'600
Kostenschätzung					
Kollektoren	Euro	234'000	252'000	297'500	340'000
Unterkonstruktion Kollektoren	Euro	156'000	168'000	204'000	240'000
Sonstiges (Verrohrung, Anlagentechnik, ohne Planung)	Euro	169'000	175'000	200'600	220'000
<i>Summe Solar</i>		<i>559'000</i>	<i>595'000</i>	<i>702'100</i>	<i>800'000</i>
Wärmespeicher	Euro	310'000	360'000	504'000	689'000
Wärmepumpe + Puffer	Euro	60'492	60'492	60'492	60'492
gesamt:	Euro	929'492	1'015'492	1'266'592	1'549'492
Förderung					
Solar (pauschal 40%)	Euro	223'600	238'000	280'840	320'000
Solar (ertragsbezogen 45% Deckelung)	Euro	251'550	267'750	315'945	360'000
Solar (ertragsbezogen 45% Deckelung)	%	45.0%	45.0%	45.0%	45.0%
Solar (ertragsbezogen ohne Deckelung)	Euro	325'000	350'000	425'000	500'000
Solar (ertragsbezogen ohne Deckelung)	%	58.1%	58.8%	60.5%	62.5%
Wärmespeicher	Euro	93'000	108'000	151'200	206'700
Summe Förderung 45% Deckelung	Euro	344'550	375'750	467'145	566'700
	%	37.1%	37.0%	36.9%	36.6%
Summe Förderung ohne Deckelung	Euro	418'000	458'000	576'200	706'700
	%	45.0%	45.1%	45.5%	45.6%
Gesamt mit Förderung 45% Deckelung:	Euro	584'942	639'742	799'447	982'792
Gesamt mit Förderung ohne Deckelung:	Euro	511'492	557'492	690'392	842'792

Es wurden dabei wiederum die Faktoren der Förderung berücksichtigt (Beschreibung siehe Kapitel 8.3.1).

In einem weiteren Schritt wurden die weiteren Kosten für die zusätzliche Wärmeerzeugung, Nahwärmeleitungen und die Energiezentrale berücksichtigt. Dabei wurden für die Kosten der Leitungen sowie der Tiefbauarbeiten die Kosten der ISTW Planungsgesellschaft mbH (nachfolgend ISTW) berücksichtigt. Diese begleiteten das Projekt seitens des Tiefbaus und konnten die aufgerufenen Positionen genauer beziffern.

Tabelle 17: Investitionskostenschätzung zusätzliche Wärmeerzeugung, Nahwärmeleitungen und Energiezentrale für angepasster Heizenergiebedarf und entsprechende Anlagen Größe (Stand: 29.05.2018 / Preissteigerung nicht berücksichtigt)

Variante	Kosten (€)			
	1'300m ² Apertur	1'400m ² Apertur	1'700m ² Apertur	2'000m ² Apertur
	1'000m ³ Speicher	1'200m ³ Speicher	1'800m ³ Speicher	2'600m ³ Speicher
Gesamtleistung [kW]	2'800	2'800	2'800	2'800
Leistung Gas-Brennwertkessel [kW]	2'525	2'525	2'525	2'525
Leistung BHKW [kW]	275	275	275	275
Wärmeerzeugung				
Gas-Brennwertkessel	180'000	180'000	180'000	180'000
BHKW	280'000	280'000	280'000	280'000
Montage	enthalten	enthalten	enthalten	enthalten
Kamin	50'000	50'000	50'000	50'000
Gasanschluss	35'000	35'000	35'000	35'000
Regelung (80 Messpunkte, je 500 €)	40'000	40'000	40'000	40'000
Zeitweise Wärmebereitstellung durch zwei Hotmobile (je. 150 kW, ca. 5.000 €)	10'000	10'000	10'000	10'000
Zwischensumme	595'000	595'000	595'000	595'000
Nahwärme				
Nahwärmeleitungen und Tiefbau und Solarnetz / Angaben ISTW	672'825	672'825	672'825	672'825
Pumpen, Regelung etc.	77'500	77'500	77'500	77'500
Zwischensumme	750'325	750'325	750'325	750'325
Energiezentrale	875'000	875'000	875'000	875'000
Planungskosten (KG 700, 23%)	724'458	744'238	801'991	867'058
Gesamtkosten (Solarthermie, Saisonaler-Speicher, Wärmeerzeuger, Nahwärme, Energiezentrale und Planungskosten) ohne Förderung inkl. 19% MwSt.	4'610'387	4'736'265	5'103'800	5'517'881
BAFA Wärmenetz (bei Nachweis Finanzierungslücke)	500'000	500'000	500'000	500'000
Solar (ertragsbezogen ohne Deckelung)	325'000	350'000	425'000	500'000
Saisonaler-Wärmespeicher	93'000	108'000	151'200	206'700
Gesamtkosten (Solarthermie, Saisonaler-Speicher, Wärmeerzeuger, Nahwärme, Energiezentrale und Planungskosten) max. Förderung inkl. 19% MwSt.	3'692'387 (80%)	3'778'265 (79%)	4'027'600 (78%)	4'311'181 (77%)

Die Aufführung verdeutlicht, dass die Kosten für die Nahwärmeleitungen sowie den Tiefbau in der ersten Kostenschätzung deutlich höher angesetzt wurden.

Bei den aufgeführten Förderungen wird neben den Förderungen für die Solarthermie sowie den Langzeit-Wärmespeicher von einer Förderung für das Nahwärmenetz ausgegangen. Es wird von einer BAFA Förderung für Wärmenetze gemäß dem KWKG ausgegangen (5). Es wird von einer maximalen Förderung in Folge einer Finanzierungslücke von 500.000 Euro ausgegangen. Die angesetzten Förderungen sind im Anhang in Tabelle 23 aufgeführt.

Die Betrachtung verdeutlicht, dass in Abhängigkeit der Anlagengröße ca. 20-23% der Investitionskosten durch die Förderung gedeckt werden können.

Neben den Investitionskosten ist eine Betrachtung der Betriebskosten entscheidend für den Vergleich der Wirtschaftlichkeit der Varianten. Die Annahmen für die Berechnung der Betriebskosten, welche in Absprache mit der Stadt Freiberg am Neckar getroffen wurden, entsprechen den bereits in Tabelle 7 aufgeführten Annahmen.

Aus den unterschiedlichen solaren Deckungsgraden der Varianten ergeben sich die in der folgenden Tabelle aufgeführten, jährlichen Betriebskosten. Diese werden aufgeteilt in die Verbrauchskosten, die Kosten, welche jährlich für den Betrieb des Wärmenetzes aufgewendet werden müssen, und die Erträge aus den Wärme- und Stromverkäufen. Die Differenz aus Verbrauchskosten und Erträgen wird als jährliche Einnahmen angegeben. Die Amortisation gibt die Zeit an, in welcher die Anfangsinvestition durch die jährlichen Einnahmen abgegolten ist.

Tabelle 18: Betriebskostenrechnung

Variante	1'300m ² Apertur	1'400m ² Apertur	1'700m ² Apertur	2'000m ² Apertur
	1'000m ³ Speicher	1'200m ³ Speicher	1'800m ³ Speicher	2'600m ³ Speicher
	VERBRAUCHSKOSTEN [€]			
Gaskosten Brennwertkessel	75'702	74'608	71'895	69'265
Gaskosten BHKW	88'307	87'822	85'640	83'225
Wartung	25'057	24'943	24'429	23'861
SUMME	189'066	187'372	181'964	176'351
	ERTRÄGE [€]			
Wärmeerzeugung	238'261	238'261	238'261	238'261
Anschlusspreis	81'200	81'200	81'200	81'200
Einspeisung Strom	0	0	0	0
Eigenverbrauch Strom	125'683	124'993	121'887	118'450
Rückvergütung Gaseinsatz	42'100	41'868	40'828	39'677
Summe	487'244	486'322	482'177	477'588
Einnahmen [€/a]	298'178	298'950	300'212	301'237
Investition [€]	3'692'387	3'778'265	4'027'600	4'311'181
Amortisation [a]	12.4	12.6	13.4	14.3
Wärmepreis mit Rückvergütungen [€/MWh]	49.4	50.0	51.9	54.1
Wärmepreis ohne Rückvergütungen [€/MWh]	98.0	98.3	99.0	99.9

In Absprache mit der Stadt wurde dabei von einer 100%igen Eigenstromnutzung ausgegangen. Dies ist durch den Einsatz der Wärmepumpe in Verbindung mit dem Eigenbedarf des Stromnetzes zu begründen.

Die Aufführung verdeutlicht, dass eine überschaubare Amortisationszeit von ca. 12-14 Jahren erzielt werden kann.

Die Berechnung der Wärmepreise verdeutlicht, dass diese zwischen ca. 49 und 54 €/MWh liegen. Die aufgeführten Wärmepreise beinhalten Wartungskosten für die BHKWs und den Gas-Brennwertkessel. Für die anderen Komponenten müssen Wartungskosten vorgehalten werden.

Zum heutigen Stand verkauft die Stadt ihre Wärme zu einem Preis von 80 €/MWh. Demnach würde man mit dem angestrebten Konzept den bisherigen Wärmepreis halten können, auch wenn zusätzlich Instandhaltungskosten etc. berücksichtigt werden müssen. Tabelle 22 im Anhang verdeutlicht die detaillierten Annahmen zur Berechnung des Wärmepreises.

9.2.5 Auswahl der Zielvariante

Auf Basis der erarbeiteten energetischen Faktoren sowie der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde seitens der Stadt die Entscheidung getroffen, die Variante mit einer solarthermischen Anlagengröße von 1.300m² (HT-FK) und einem Langzeit-Wärmespeicher von 1.000m³ detaillierter zu untersuchen. Abbildung 25 zeigt ein Energieflussdiagramm dieser Zielvariante mit den nach den Simulationen zu erwartenden Energieströmen. In Abbildung 26 sind die monatlichen Anteile der Solaranlage an der Wärmeversorgung zu sehen. Die zugehörige Temperaturentwicklung im Langzeit-Wärmespeicher im Jahresverlauf ist in Abbildung 27 dargestellt.

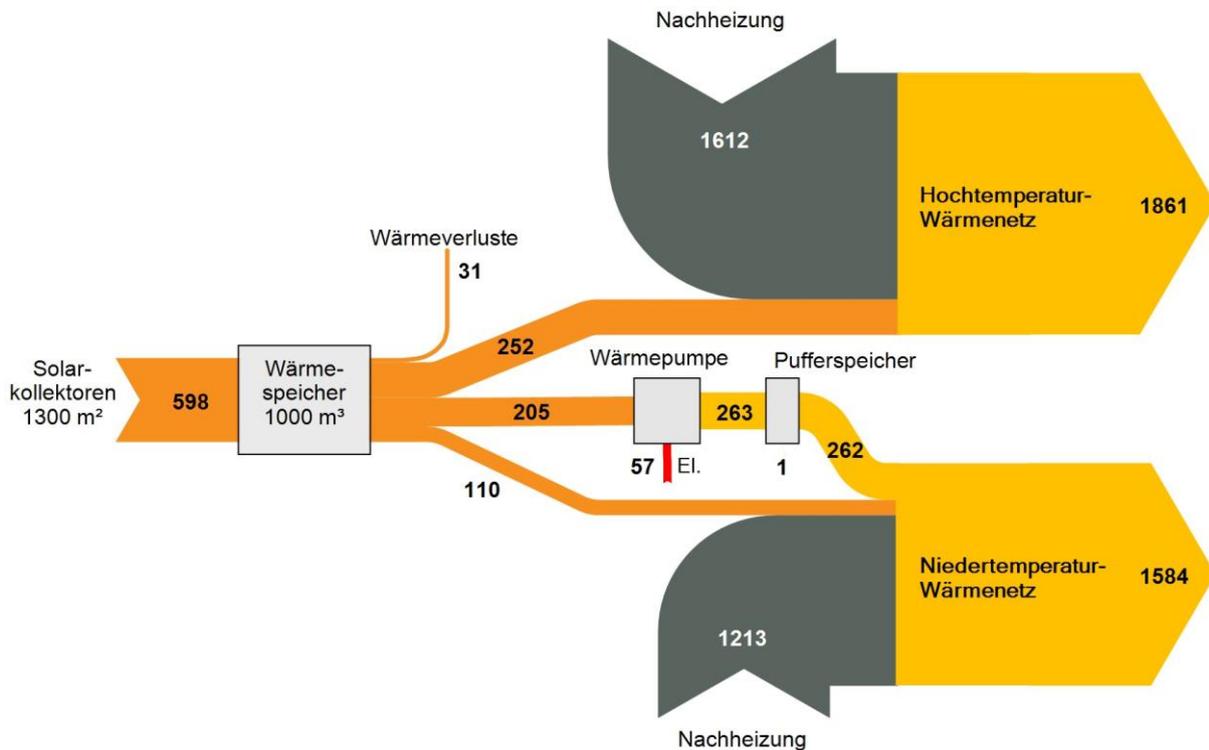


Abbildung 25: Energieflussdiagramm für den Solarteil der ausgewählten Zielvariante mit 1300 m² (Apertur) Hochtemperatur-Flachkollektoren und 1000 m³ Wärmespeicher (Angaben in MWh/a)

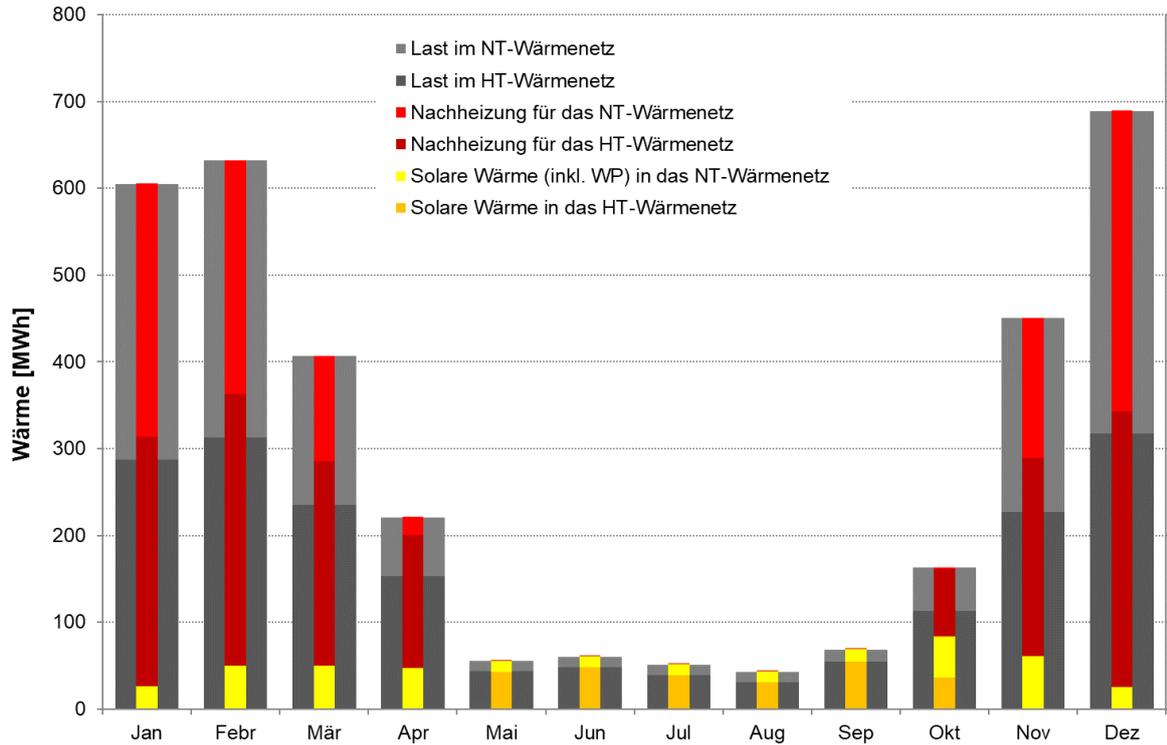


Abbildung 26: Monatliche Anteile Solaranlage an der Wärmeversorgung in der HT-FK Zielvariante

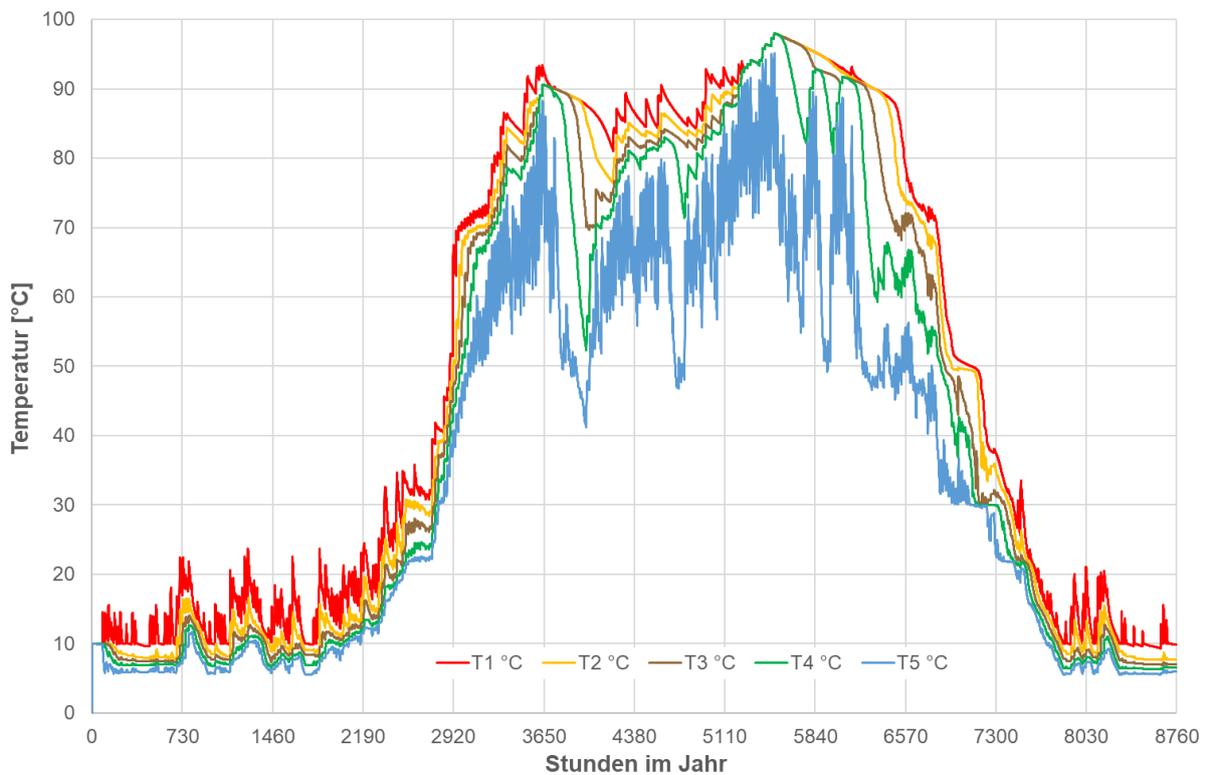


Abbildung 27: Simulierter Jahresverlauf der Temperaturen im Langzeit-Wärmespeicher in der HT-FK Referenzvariante (1300 m² Apertur-Kollektorfläche, 1000 m³ Wärmespeicher und 100 kW Wärmepumpe; T1: Temperatur oben im Speicher, T5: Temperatur unten im Speicher)

9.3 Sensitivitätsanalyse solarthermische Anlage und Langzeit-Wärmespeicher

Auf Basis des angepassten Wärmebedarfs wurde eine Sensitivitätsanalyse für die solarthermische Anlage und den Wärmespeicher durchgeführt. Diese wurde für die von der Stadt Freiberg am Neckar favorisierte Variante mit einer solarthermischen Anlage mit einer Größe von 1.300m² und einem Wärmespeicher von 1.000m³ durchgeführt.

Ziel der simulationsgestützten Sensitivitätsanalyse ist, den Einfluss zentraler Randbedingungen auf die zu erwartenden Erträge zu ermitteln. Die Untersuchung wurde für Änderungen der in Tabelle 19 dargestellten Parameter durchgeführt.

Tabelle 19: Parameterfeld für die Sensitivitätsanalyse

Parameter	Einheit	Varianz (Referenzfall <i>fett-kursiv</i> dargestellt)
Bauart der Solarkollektor	-	Großflächen-Hochtemperatur-Flachkollektor (HT-FK) , CPC-Vakuum-Röhren-Kollektor (CPC)
Kollektorneigung	°	30, 35, 40 , 45, 50
Kollektororientierung (Azimuth)	°	-20, -10, 0 , +10, +20 (0 = Südausrichtung, + = West, - = Ost)
Wärmebedarf	%	80, 90, 100 , 110, 120
Temperaturänderungen im HT-Wärmenetz	K	-10, -5, 0 , +5, +10
Wetterbedingungen / Standort	-	DWD TRY 06, 12 , 13 ¹⁾
Heizleistung Wärmepumpe	kW	50, 100 , 150, 200

¹⁾: siehe Tabelle 20

Für die Betrachtung des Einflusses unterschiedlicher Wetterbedingungen wurden stündliche Wetterdaten von zwei weiteren Standorten verwendet. Diese sind in Tabelle 20 aufgeführt.

Tabelle 20: Standort-Wetterdaten nach DWD TRY 2004

Standort	TRY-Nr.	Ort	Jahresmittel der Umgebungstemperatur °C	Globalstrahlungssumme horizontal kWh/m ²
1	06	Bad Marienberg	6,8	959 (-6 % im Vgl. zu 1017)
2	12	Mannheim	10,2	1017
3	13	Passau	8,0	1102 (+8 % im Vgl. zu 1017)

In den folgenden Abbildungen sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die beiden Kollektor-Bauarten Großflächen-Hochtemperatur-Flachkollektor (HT-FK, Abbildung 28) und CPC-Vakuum-Röhren-Kollektor (CPC, Abbildung 29) dargestellt. Die Referenz-Anlagenkonfiguration für die Varianten mit CPC-Vakuum-Röhren-Kollektor wurde ermittelt, indem die Größe des Wärmespeichers beibehalten wurde und die Kollektorfläche so gewählt wurde, dass der Wärmespeicher im Sommer maximal beladen ist, ohne dass zu viel Stagnation eintritt. Die resultierende CPC-Zielvariante besteht aus einer Solarkollektoranlage mit 900 m² Apertur-Kollektorfläche und einem Wärmespeicher mit ebenfalls 1000 m³. Die Simulationsergebnisse für die CPC-Zielvariante sind in Abbildung 32, Abbildung 33 und Abbildung 34 im Anhang dargestellt.

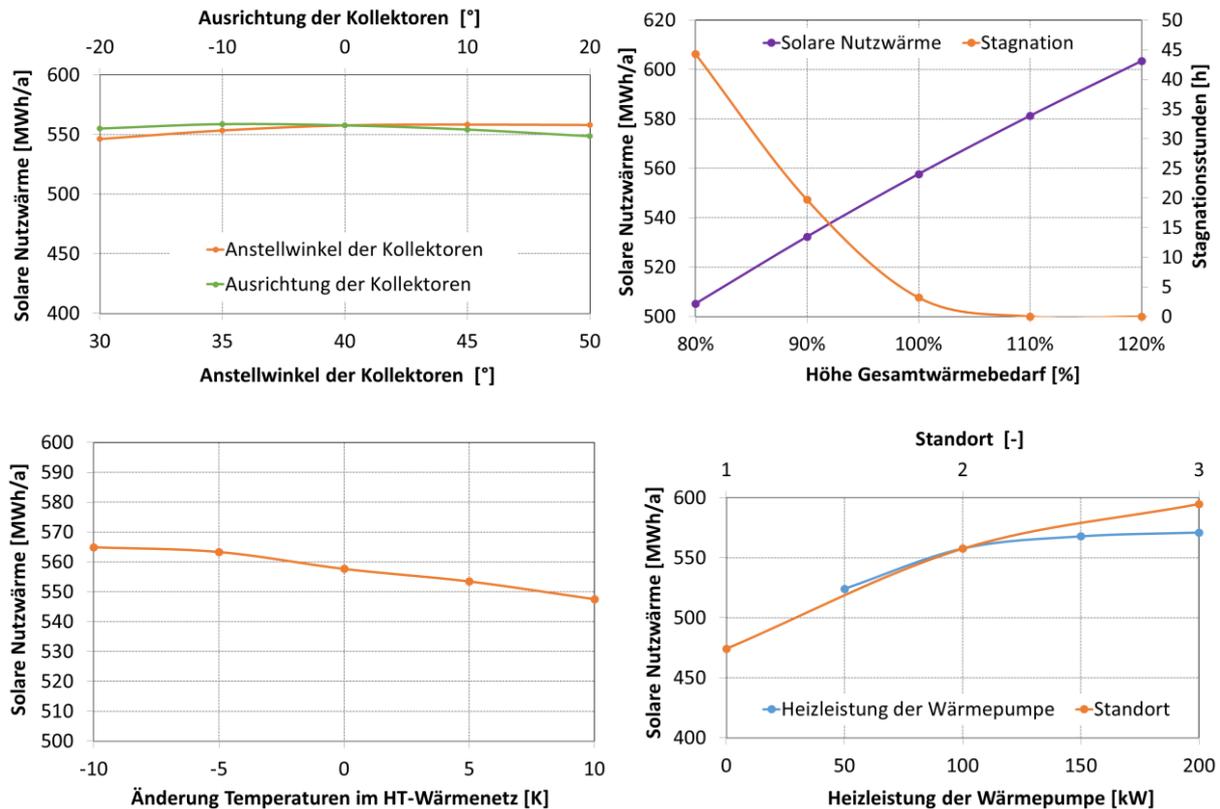


Abbildung 28: Sensitivität des solaren Nutzwärmeertrags auf Änderungen bei den Untersuchungsparametern beim Hochtemperatur-Flachkollektor

Abbildung 28 und Abbildung 29 zeigen grundsätzlich ähnliche Einflüsse der untersuchten Parameter auf die solaren Nutzwärmeerträge für beide Kollektorvarianten. Sie werden nachfolgend am Beispiel des HT-FK und Abbildung 28 diskutiert.

Was die Kollektororientierung betrifft, so liegt das Ertragsmaximum bei den in den Referenzkonfigurationen gewählten Ausgangswerten (Ausrichtung nach Süden mit 40° Kollektor-Anstellwinkel, oben links). Im untersuchten Varianzbereich sind die Ertragseinbußen durch geringfügige Abweichungen von diesem Optimum allerdings nicht sehr hoch. Verändert sich der Gesamtwärmebedarf um -20 % bzw. +20 % im Vergleich zur getroffenen Annahme, so reduzieren bzw. erhöhen sich die solaren Nutzwärmeerträge um -9 % bzw. +8 % (oben rechts). Ein geringerer Wärmebedarf hat dabei einen Anstieg der Stagnationsstunden zur Folge, da die von der Solaranlage erzeugte Wärme zu gewissen Zeiten nicht mehr von den Verbrauchern abgenommen wird. Eine Änderung der Vor-/und Rücklauftemperaturen im HT-Wärmenetz hat solare Mehr- bzw. Mindererträge von +/- 2 % zur Folge (unten links). Diese geringe Abhängigkeit ist auch auf die im System vorgesehene Wärmepumpe zurückzuführen. Schwankungen in den jährlichen Wetterbedingungen, die hier stellvertretend durch die Verwendung von Wetterdaten anderer Standorte betrachtet werden (unten rechts, siehe auch Tabelle 20), haben in den verwendeten Beispielen solare Minder- bzw. Mehrerträge zwischen

-15 % und + 7 % zur Folge. Eine Verringerung der Heizleistung der Wärmepumpe auf die Hälfte verringert den solaren Nutzwärmeertrag um ca. 6 %, eine Vergrößerung auf 150 bzw. 200 kW würde den solaren Nutzwärmeertrag um ca. 2 bzw. 2,5 % erhöhen.

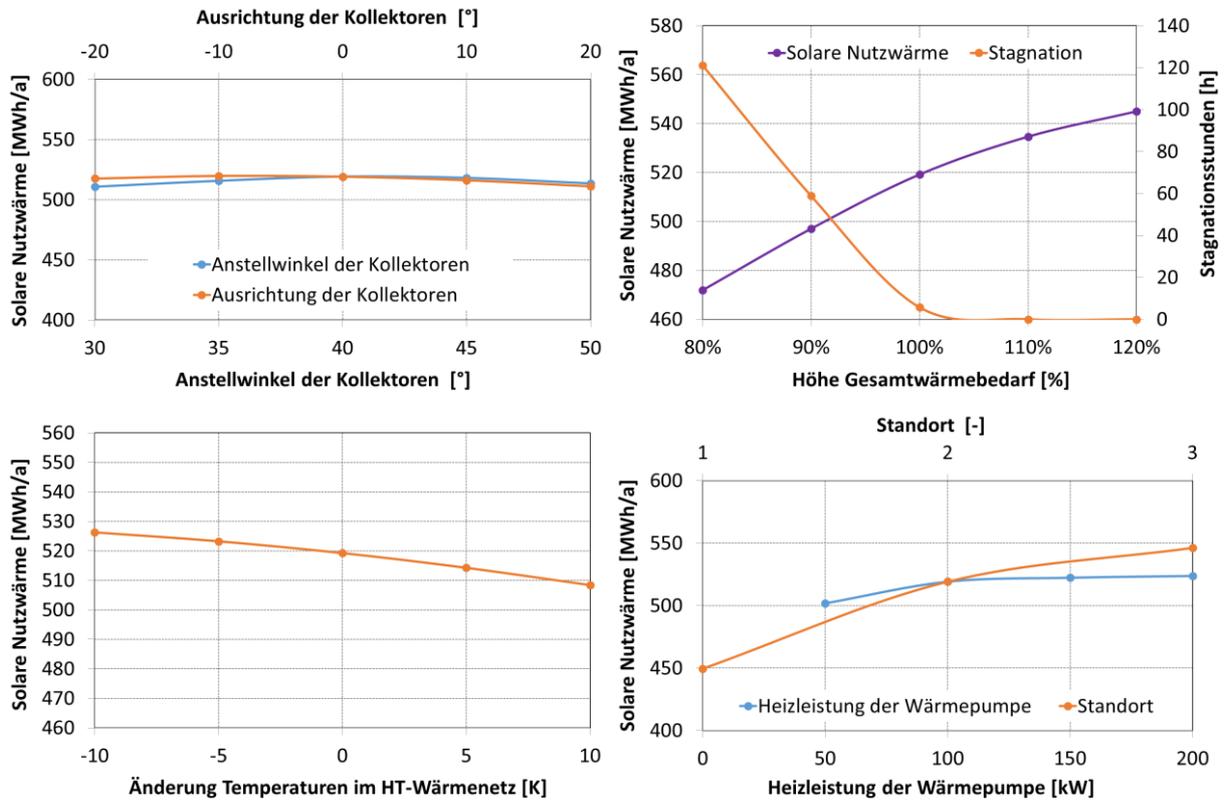


Abbildung 29: Sensitivität des solaren Nutzwärmeertrags auf Änderungen bei den Untersuchungsparametern beim CPC-Vakuum-Röhren-Kollektor

Im Anhang (Abbildung 31 und Abbildung 35) befinden sich die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bezogen auf den solaren Deckungsanteil.

9.4 Optimierung Laufzeit BHKW durch Alternative zu Power to Heat

Der konventionelle Einsatz von Power to Heat sieht vor, wenn überschüssiger erneuerbarer Strom im Netz vorhanden ist, diesen für die Wärmebereitstellung zu verwenden. Dieses Verfahren würde in Konkurrenz mit der Beladung des Langzeit-Wärmespeichers mit Wärme durch die Solarthermie stehen. Dies ist dadurch zu begründen, dass im Süden Deutschlands insbesondere zu Zeiten mit hoher Solarstrahlung viel erneuerbarer Strom im Netz vorhanden ist. In vorliegender Untersuchung wurde ein anderer Ansatz untersucht. Da das vorhandene Arealnetz der Stadt Freiberg insbesondere in der Übergangszeit sowie den Wintermonaten zusätzlich Strom vom lokalen Stromversorgungsunternehmen bezieht, wurde untersucht, in wie weit die eigene Stromerzeugung gesteigert werden kann und dabei gleichzeitig Wärme in den Wärmespeicher eingespeichert werden kann. Es wurde dafür betrachtet, inwieweit die

Laufzeit eines BHKWs verlängert werden kann, wenn dieses auch in Zeiten betrieben wird, in welchen kein Wärmebedarf besteht, der Langzeit-Wärmespeicher aber geladen werden könnte und davon ausgegangen wird, dass ein Strombedarf besteht.

Eine Potentialabschätzung durch die stündliche Aufsummierung der ungenutzten BHKW-Leistung im Zeitraum von Mitte Oktober bis Ende April zeigt ein thermisches Potential von 157 MWh/a. Dies entspricht einem elektrischen Potential von circa 95 MWh/a. Verglichen mit der elektrischen Energie welche über das gesamte Jahr ohne die Einbindung des BHKWs in den Wärmespeicher erzeugt wird entspricht dies 14%. Es wurde der Zeitraum von Mitte Oktober bis Ende April betrachtet, da das Temperaturniveau des Wärmespeichers (siehe Abbildung 27) in diesem Zeitraum das Potential aufweist, Energie einzusparen.

Eine Einbindung des BHKWs in den Speicher erfordert eine äußerst komplexe und zuverlässige Regelung. Es muss darauf geachtet werden, dass ein solarer Ertrag immer Vorrang hat und das BHKW nicht das Potential der Solarthermie verringert. Wird berücksichtigt, dass die Einbindung des BHKWs in den Speicher mit einem erheblichen regelungstechnischen Aufwand verbunden ist, wird deutlich, dass der Mehrgewinn nur dann gerechtfertigt ist, wenn eine reibungslose Integration ermöglicht werden kann.

Im weiteren Verlauf der Untersuchung wurde dieses Potential nicht berücksichtigt, da über eine Integration erst in einem späteren Projektstatus entschieden werden soll.

10 Technische Planung Nahwärmenetz

Auf Basis der erarbeiteten Energieversorgungsvariante wurde das zukünftige Nahwärmenetz geplant. Dabei wurde berücksichtigt, dass das Netz in verschiedenen Bauabschnitten errichtet werden soll und auch während der Phase, in welcher noch keine neue Energiezentrale besteht, eine Versorgungssicherheit gewährleistet wird. Es wurde dabei die Lage einer zukünftigen Energiezentrale und die Lage des Langzeit-Wärmespeichers in Absprache mit der Stadt Freiberg am Neckar definiert (siehe Abbildung 30). Von dort aus wurde eine zentrale Versorgung über ein Niedertemperaturnetz und ein Hochtemperaturnetz vorgesehen. Es wurde definiert, dass alle neu zu errichtenden Gebäude sowie die Schule auf Niedertemperaturniveau versorgt werden. Ein zusätzlicher Hochtemperaturanschluss wird bei den Wohn- und Gewerbegebäuden für die Versorgung mit Brauch-Warmwasser vorgesehen. Auf den Gebäuden der neuen OPS und der neuen Sporthalle wird die Integration der solarthermischen Anlage vorgesehen. Diese sind mit der Energiezentrale und dem Langzeit-Wärmespeicher verbunden. Die zugehörigen Leitungen wurden über die zu übertragenden Wärmeleistungen berechnet. Diese wurden durch die Stadt und durch die bearbeitenden Ingenieurbüros der OPS und der Sporthalle zur Verfügung gestellt. Abbildung 36 im Anhang verdeutlicht die angesetzten Heizleistungen, unterteilt in Niedertemperatur und Hochtemperatur. Die Dimensionierung der benötigten Nahwärmeleitungen wurde unter Berücksichtigung der aktuellen und simulierten Wärmeleistungen der Gebäude ermittelt. Die geplante Versorgung der Gebäude im Stadt Zentrum ist im Anhang in Abbildung 37 dargestellt.

Auf Basis der simulierten Wärmebedarfe und der Deckung über die Solarthermie wurden die Größen der BHKWs und der Spitzenlastkessel ermittelt. Es wurden dabei jeweils zwei Anlagen mit jeweils der Hälfte der Leistung dimensioniert um eine gewisse Versorgungssicherheit auch in Zeiten von Wartung und Reparaturen zu gewährleisten. Das dazu gehörende hydraulische Schema mit Einbindung der Solarthermie und des Langzeit-Wärmespeichers ist im Anhang dargestellt. Neben der detaillierten Darstellung der Energiezentrale (Abbildung 38) ist auch das gesamte Nahwärmenetz dargestellt (Abbildung 39).

11 Technische Planung Stadteigene-Elektronetz

Die Stadt Freiberg am Neckar betreibt ein Stadteigenes-Elektronetz. Es handelt sich dabei um eine Niederspannungsnetz. Dieses wird genutzt um die stadteigenen Gebäude (OPS, Prisma, Rathaus, etc.) mit Strom zu versorgen. Dieser wird unter anderem aus dem Betrieb der BHKWs erzeugt. Diese Art des Netzbetriebs bietet den Vorteil, dass nur ein Teil des Stromes für die stadteigenen Gebäude vom Stromversorgungsunternehmen zugekauft werden muss. Diese Art des Stromnetzes wird nachfolgend als Areal-Netz bezeichnet. Die Anbindung des Stromversorgungsunternehmens erfolgt durch ein Mittelspannungsnetz. Die Planung des Mittelspannungsnetzes sowie des nicht stadteigenen Niederspannungsnetzes unterliegt dem Stromversorgungsunternehmen.

Zum Betrieb des Areal-Netzes ist eine Trafostation notwendig. Die aktuelle Trafostation steht in der bisherigen OPS. Im Zuge des Abrisses der alten OPS muss auch die vorhandene Trafostation weichen. Eine neue Trafostation wird in der zukünftigen Energiezentrale geplant. Die Andienung der zukünftigen und bestehenden Gebäude, über die neue Energiezentrale in Verbindung mit dem Areal-Netz ist im Anhang dargestellt (Abbildung 40). Diese Planung beruht auf bestehenden und definierten Anschlussleistungen. Zusätzlich wurde berücksichtigt, dass die Baustelle der neuen OPS sowie der Betrieb der neuen OPS während der Zeit in welcher noch keine neue Energiezentrale besteht sichergestellt werden kann. Dafür wurde eine mobile Trafostation geplant.

12 Energiezentrale

Die Lage der Energiezentrale in Verbindung mit dem Langzeit-Wärmespeicher wurde zentrumsnah in unmittelbarer Umgebung der neuen OPS sowie Sporthalle vorgesehen. Eine zentrale Lage erweist sich als ideale Lage bezüglich der Nahwärmeverteilung. Um unnötig große Leitungsverluste zu vermeiden war eine Lage nahe der neuen OPS und Sporthalle notwendig. Abbildung 30 im Anhang verdeutlicht die geplante Lage der Energiezentrale und des Langzeit-Wärmespeichers.

Die Gestaltung und Aufteilung der neu zu entstehenden Energiezentrale wurde im Zuge der Planung des Nahwärmenetzes sowie des Areal-Netzes angestellt. Dabei wurde die Wärmeversorgung des Nahwärmenetzes, die Einspeisung der Solarthermie sowie die Versorgung des Areal-Netzes berücksichtigt. Die grafische Darstellung dieser Aufteilung ist dem Anhang zu entnehmen (Abbildung 41).

13 Gesamtheitliche Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Energiekonzept inklusive Elektromaßnahmen

Im Zuge der weiteren Untersuchungen sowie der Berücksichtigung des Areal-Netzes wurde außerdem eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bezüglich des Energiekonzeptes inklusive aller weiteren Maßnahmen für das Elektronetz angestellt. Neben den zusätzlichen Angaben bezüglich des Areal-Netzes wurden in diese Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Kosten von ISTW eingearbeitet. Diese beruhen auf genaueren Angaben bezüglich der in der ersten Untersuchung pauschal angesetzten Tiefbauarbeiten sowie den Kosten für die Nahwärme- und Solarthermie Leitungen. Darüber hinaus wurden Kosten der Netze BW bezüglich des Mittelspannungsnetzes und der durch das Unternehmen zu erbringenden Leistungen berücksichtigt. Damit wurden der Stadt Freiberg am Neckar Kosten für das gesamte Energiekonzept inklusive aller Tiefbaumaßnahmen sowie provisorischer Leistungen im Zuge des Umbaus dargelegt.

Es wurden Kosten für sowohl die Variante mit Vakuumröhrenkollektoren als auch mit Flachkollektoren angestellt. Die daraus resultierenden Investitionskosten sind in nachfolgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 21: statische Kostenschätzung/-berechnung Energiekonzept (Stand: 30.05.2018 / Preissteigerung nicht berücksichtigt)

Position	Bezeichnung	Definiert durch:	Stand:	Gesamt [netto]	Gesamt [brutto]
	Nahwärme				
W1	Nahwärmenetz	ISTW/TP	26.04.2018	750'325 €	892'887 €
W2.1	Solarthermie CPC-VRK	TP/Solites	24.05.2018	459'000 €	546'210 €
W2.2	Solarthermie HAT-FK	TP/Solites	24.05.2018	559'000 €	665'210 €
W3	Saisonaler Speicher	TP/Solites	24.05.2018	370'492 €	440'885 €
W4	Wärmeerzeugung	TP	30.05.2018	595'000 €	708'050 €
	Stromversorgung				
S1	Stromversorgung Außenanlagen (Beleuchtung)	ISTW	26.04.2018	43'362 €	51'601 €
S2	Stromnetz Areal	ISTW	26.04.2018	173'467 €	206'426 €
S3	Stromnetz Netze BW	Netze BW	26.04.2018	123'826 €	147'353 €
S4	Trafostationen, Anschlusskosten, etc.	TP/PP	28.05.2018	569'650 €	677'884 €
Z1	Energiezentrale	TP	30.05.2018	875'000 €	1'041'250 €
	Baunebenkosten (pauschal 23%)	FaN		922'328 €	1'097'570 €
	SUMME CPC-VRK, ohne Förderung			4'882'450 €	5'810'116 €
	SUMME HAT-FK, ohne Förderung			4'982'450 €	5'929'116 €
	Förderungen				
F1.1	Förderungen CPC-VRK	TP/Solites	von:	776'600 €	
			bis:	863'000 €	
F1.2	Förderungen HAT-FK	TP/Solites	von:	816'600 €	
			bis:	918'000 €	
	SUMME CPC-VRK inkl. Förderung		von:	4'019'450 €	4'783'146 €
			bis:	4'105'850 €	4'885'962 €
	SUMME HAT-FK inkl. Förderung		von:	4'064'450 €	4'836'696 €
			bis:	4'165'850 €	4'957'362 €

Wie bereits im Kapitel 9.2.4 aufgeführt, zeigt der Vergleich mit der ersten Kostenschätzung, dass bei dieser die Kosten für die Tiefbauarbeiten und die damit verbundenen Nahwärmeleitungen deutlich höher angesetzt wurden, als durch das ISTW. In der neuen Kostenbetrachtung sind die weiteren Maßnahmen für das Arealnetz etc. berücksichtigt. Insbesondere dadurch ist zu erklären, dass die Kosten im Vergleich zur ersten Schätzung in welcher diese Maßnahmen nicht berücksichtigt waren nur gering abweichen.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verdeutlicht, dass sich nur geringfügige Unterschiede zwischen der Variante mit Vakuum-Röhrenkollektoren und der Variante mit Flachkollektoren ergeben. Dies ist auf die jeweils benötigte Kollektorfläche und die Förderungen zurück zu führen.

Eine endgültige Entscheidung bezüglich der Kollektoren kann erst getroffen werden, wenn die tatsächliche Umsetzung der Maßnahme erfolgen soll und aktuelle Marktpreise vorliegen.

14 Fazit

Um den Primärenergiebedarf sowie den CO₂-Ausstoß des neu zu entstehenden Nahwärmenetzes entscheidend senken zu können, erweist sich in den untersuchten Varianten der Einsatz eines Energieversorgungssystems mit Solarthermie und Langzeit-Wärmespeicher am effektivsten. Die Kombination eines solchen Systems mit BHKWs und Spitzenlastkesseln ermöglicht eine dauerhafte Versorgung des Nahwärmenetzes.

Aufgrund der beengten Platzverhältnisse im Stadtzentrum wurde die Größe der solarthermischen Anlage auf die Dachfläche der neuen OPS sowie der neuen Sporthalle angepasst. Es ergibt sich dadurch eine gesamte solarthermische Fläche von ca. 1.300m². Der zugehörige Langzeit-Wärmespeicher sollte ein Volumen von ca. 1.000m³ aufweisen.

Die Untersuchung verdeutlicht, dass durch die neuen Gebäude und die angenommene Sanierung von 50% der Bestandsgebäude auf EnEV-Standard die Grundlast des Nahwärmenetzes sinkt. Dies beeinflusst unter anderem den Primärenergiefaktor des Nahwärmenetzes entscheidend. Dieser liegt dann nach dem Berechnungsverfahren nach AGFW FW 309 Teil 1 bei ca. 0,8.

Mit der geplanten Energieversorgung und dem dafür vorgesehenen Wärmenetz konnte eine Amortisationszeit für die favorisierte Variante von ca. 12 Jahren ermittelt werden. Darüber hinaus konnte unter den getroffenen Annahmen ein Wärmepreis von ca. 49 €/MWh berechnet werden. Dadurch liegt dieser in einem von der Stadt angestrebten Bereich.

Eine zentrale Lage der Energiezentrale sollte angestrebt werden, um die Verteilverluste so gering wie möglich zu halten. Darüber hinaus ist eine möglichst nahe Lage an der solarthermischen Anlage anzustreben.

Durch die interdisziplinäre Arbeit mit den Gewerken des Tiefbaus sowie der Bereiche der Elektroversorgung konnte ein gesamtheitliches Konzept für das Stadtzentrum entworfen werden. Es wurde auf Basis dessen ein Entwurf für eine Energiezentrale erarbeitet. Darüber hinaus wurden die jeweiligen Maßnahmen mit Kosten belegt um der Stadt Freiberg am Neckar eine gewisse Planungssicherheit zu geben. Fazit dieser Untersuchung ist, dass bei einer idealen Förderung Gesamtkosten von ca. 5 Mio. Euro für die Stadt entstehen sollten.

15 Literaturverzeichnis

1. **Wetterdienst, Deutscher.** Sommerlicher Wärmeschutz. [Online] 4. Juli 2018.
<https://docplayer.org/34766722-Sommerlicher-waermeschutz.html>.
2. **Hamburg Institut.** Förder- und Finanzierungsleitfaden für Freiflächen-Soalrthermie-Anlagen mit Wärmespeicher und ANbindung an Wärmenetze in Baden-Württemberg. [Online] Juni 2016. [Zitat vom: 15. November 2018.] https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2018/05/20160725_SolnetBWI_F%C3%B6rderleitfaden_2Auflage.pdf.
3. **DIN Deutsches Institut für Normung e. V.** *DIN V 18599 Energetische Bewertung von gebäuden.* Berlin : Beuth Verlag GmbH, 2017.
4. **AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.** *Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1 Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung der spezifischen Primärenergiefaktoren für Fernwärmeversorgungssysteme -*. Frankfurt am Main : AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., 2014.
5. **Wärme- und Kältenetze.** [Online] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. [Zitat vom: 5. Oktober 2018.]
http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft_Waerme_Kopplung/Waerme_Kaelteneetze/waerme_kaeltenetze_node.html.
6. **ISTW Planungsgesellschaft mbH. 2018.**

16 Anhang

Tabelle 22: Detaillierte Berechnung Wärmepreis

Variante	1'300m ² Apertur	1'400m ² Apertur	1'700m ² Apertur	2'000m ² Apertur
	1'000m ³ Speicher	1'200m ³ Speicher	1'800m ³ Speicher	2'600m ³ Speicher
<i>Laufzeit Wärmeerzeugung</i>	20	20	20	20
Zinssatz	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
ANF	0.061	0.061	0.061	0.061
Annuität Wärmeerzeugung BHKW + Kessel	43'302	43'302	43'302	43'302
<i>Wärmepreis [€/MWh]</i>	15.34	15.51	16.02	16.56
<i>Laufzeit Wärmenetz + Speicher + Energiezentrale</i>	40	40	40	40
Zinssatz	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
ANF	0.037	0.037	0.037	0.037
Annuität Nahwärmenetz	80'790	82'416	87'101	93'120
<i>Wärmepreis [€/MWh]</i>	23.40	23.87	25.22	26.97
<i>Laufzeit Solaranlage</i>	20	20	20	20
Zinssatz	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
ANF	0.061	0.061	0.061	0.061
Annuität Solaranlage + WP	25'209	26'300	29'507	32'045
<i>Wärmepreis [€/MWh]</i>	44.51	44.23	43.56	42.07
Verbrauchskosten (Wartung + Gaskosten / für BHKW und Gas-Brennwertkessel)	189'066	187'372	181'964	176'351
Annuitäten [€/a]	149'300	152'018	159'910	168'467
Wärmepreis mit Rückvergütungen [€/MWh]	49.4	50.0	51.9	54.1
Wärmepreis ohne Rückvergütungen [€/MWh]	98.0	98.3	99.0	99.9



Abbildung 30: Planausschnitt Energiezentrale und Langzeit-Wärmespeicher

Tabelle 23: Angesetzte Förderungen für die statische Kostenschätzung/-berechnung Energiekonzept

Position	Bezeichnung	Definiert durch:	Gesamt [netto]	Gesamt [brutto]
F1.1	Förderung CPC-VRK			
	Solar (pauschal 40%)	Solites	183'600 €	
	Solar (ertragsbezogen 45% Deckelung)	Solites	206'550 €	
	Solar (ertragsbezogen ohne Deckelung)	Solites	270'000 €	
F1.2	Förderung HT-FK			
	Solar (pauschal 40%)	Solites	223'600 €	
	Solar (ertragsbezogen 45% Deckelung)	Solites	251'550 €	
	Solar (ertragsbezogen ohne Deckelung)	Solites	325'000 €	
	Wärmespeicher	Solites	93'000 €	
	Nahwärmenetz	TP	500'000 €	
	SUMME CPC-VRK	von:	776'600 €	
		bis	863'000 €	
	SUMME HT-FK	von:	816'600 €	
		bis	918'000 €	

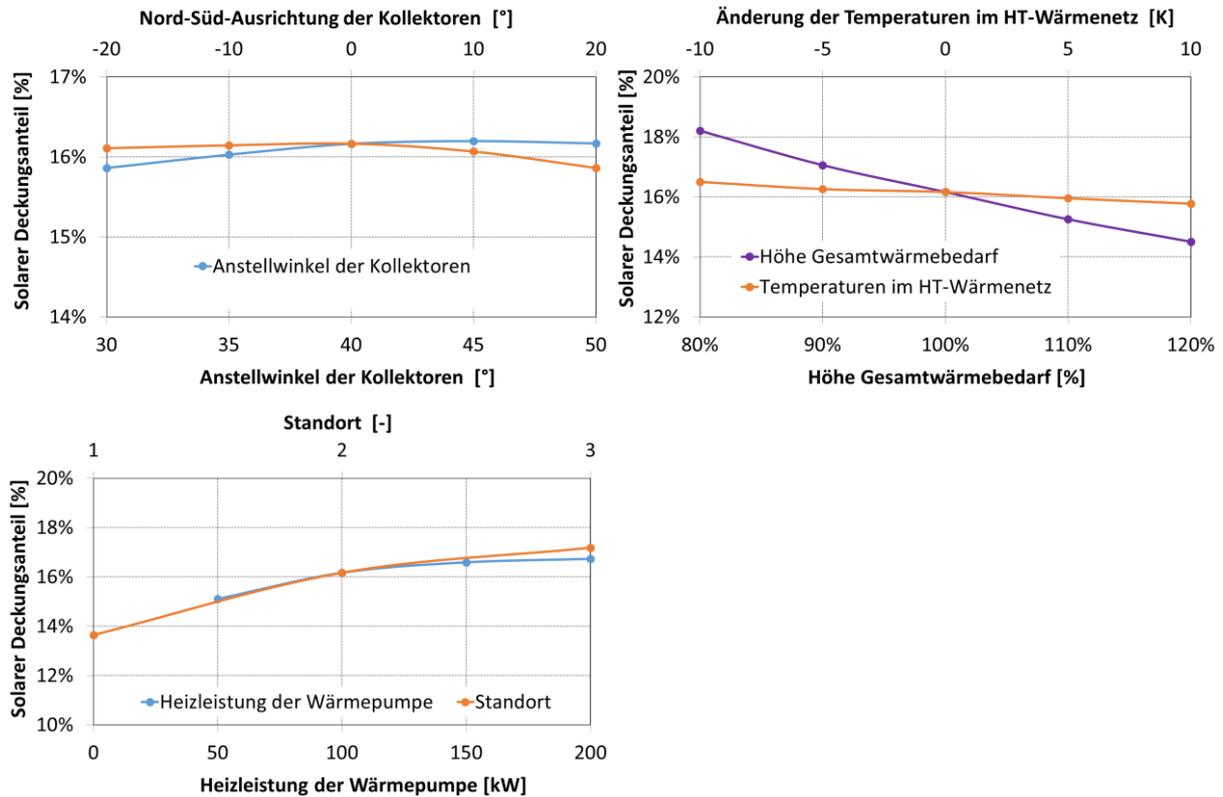


Abbildung 31: Sensitivität des solaren Deckungsanteils auf Änderungen bei den Untersuchungsparameter beim Hochtemperatur-Flachkollektor

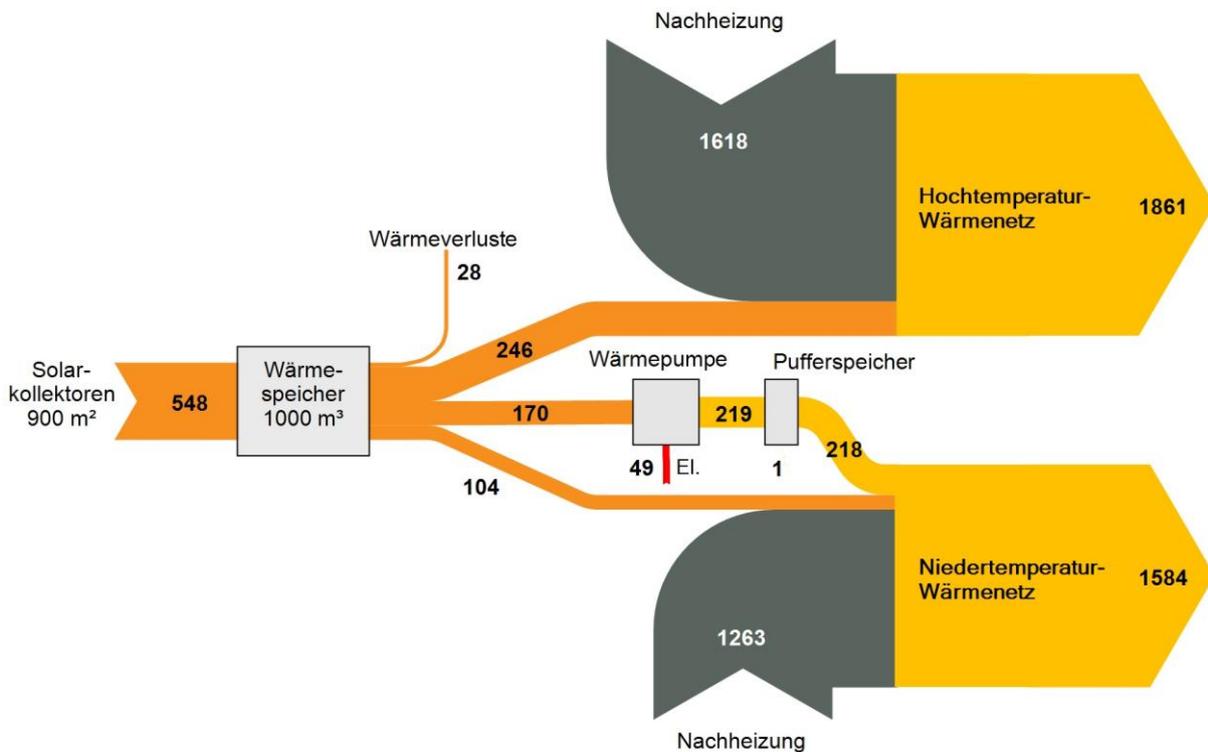


Abbildung 32: Energieflussdiagramm für den Solarteil der ausgewählten Zielvariante mit 900 m² (Apertur) CPC Vakuum-Röhren-Kollektor und 1000 m³ Wärmespeicher (Angaben in MWh/a)

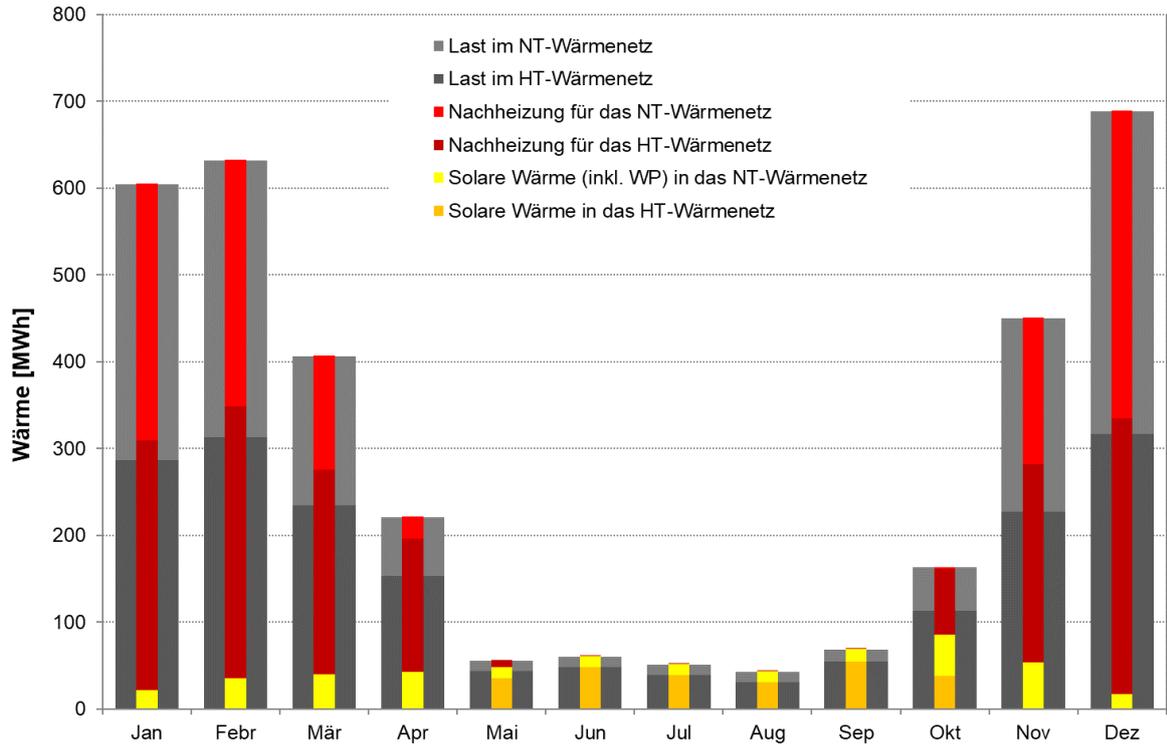


Abbildung 33: Monatliche Anteile Solaranlage an der Wärmeversorgung in der CPC Zielvariante

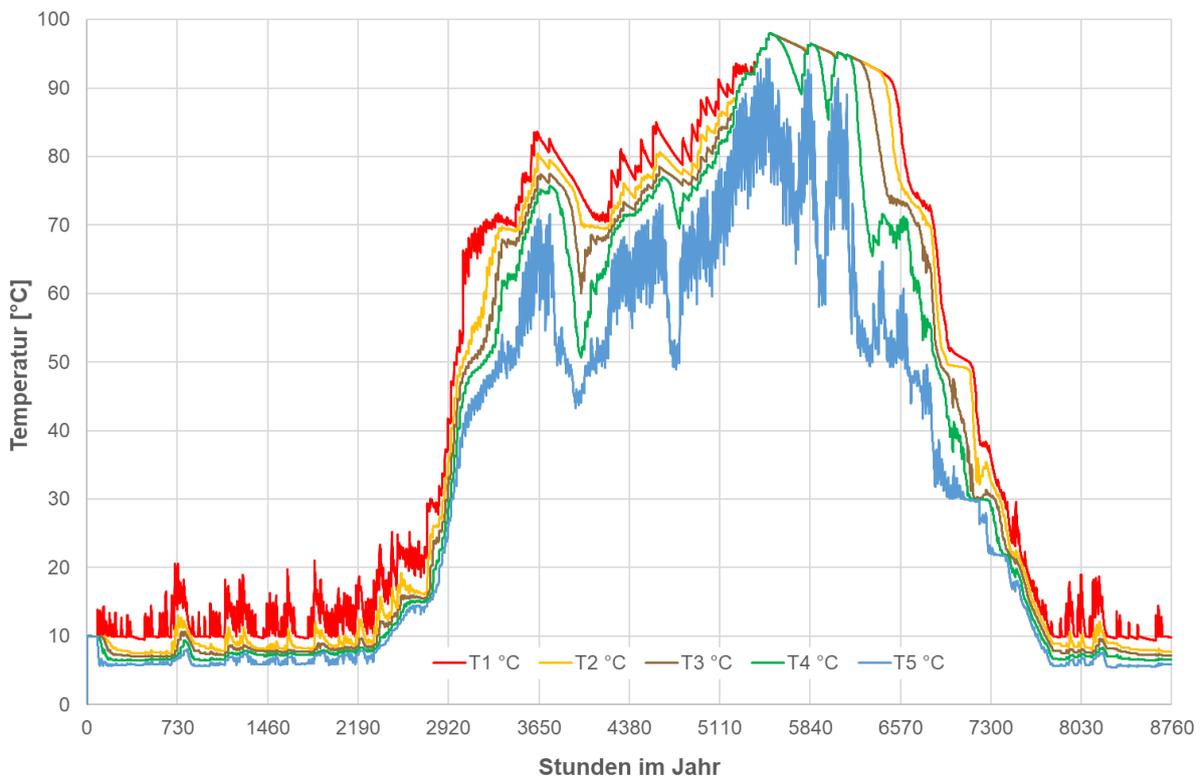


Abbildung 34: Simulierter Jahresverlauf der Temperaturen im Langzeit-Wärmespeicher in der CPC-Vakuum-Röhren-Kollektor Zielvariante (900 m² Apertur-Kollektorfläche, 1000 m³ Wärmespeicher und 100 kW Wärmepumpe; T1: Temperatur oben im Speicher, T5: Temperatur unten im Speicher)

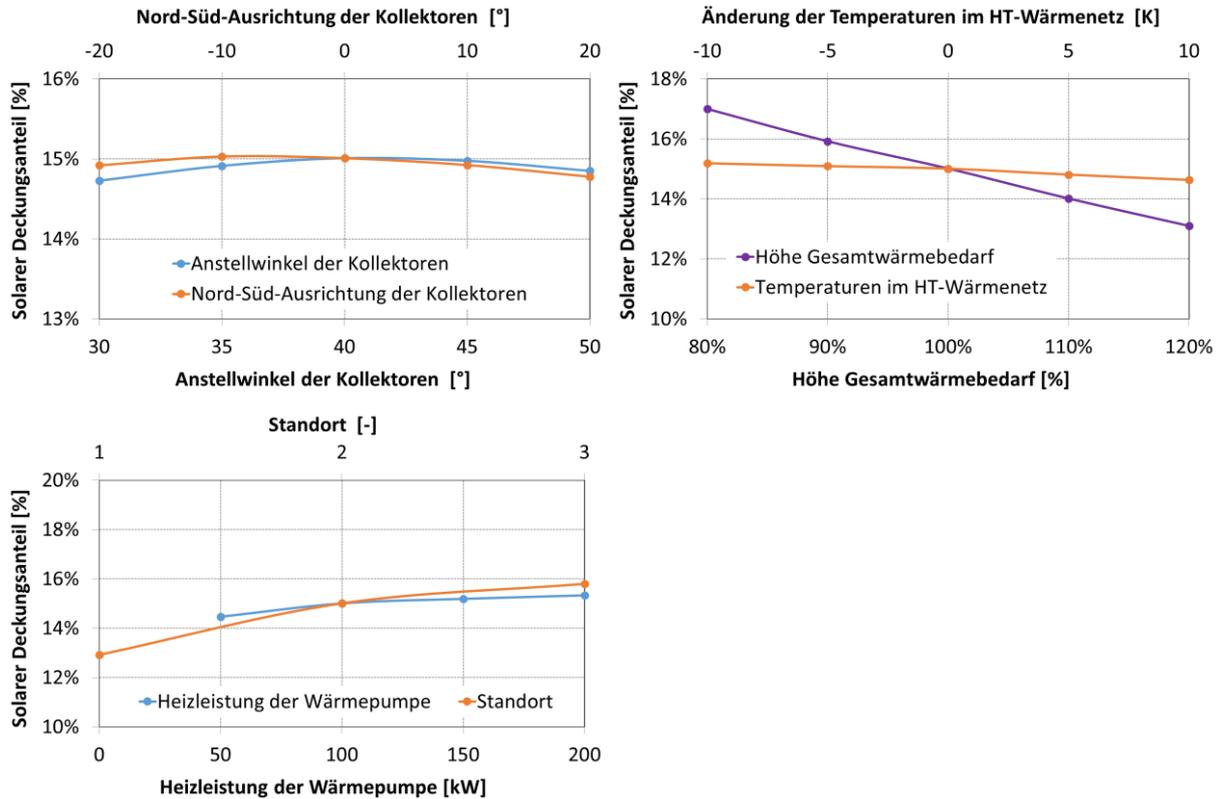


Abbildung 35: Sensitivität des solaren Deckungsanteils auf Änderungen bei den Untersuchungsparametern beim CPC-Vakuum-Röhren-Kollektor

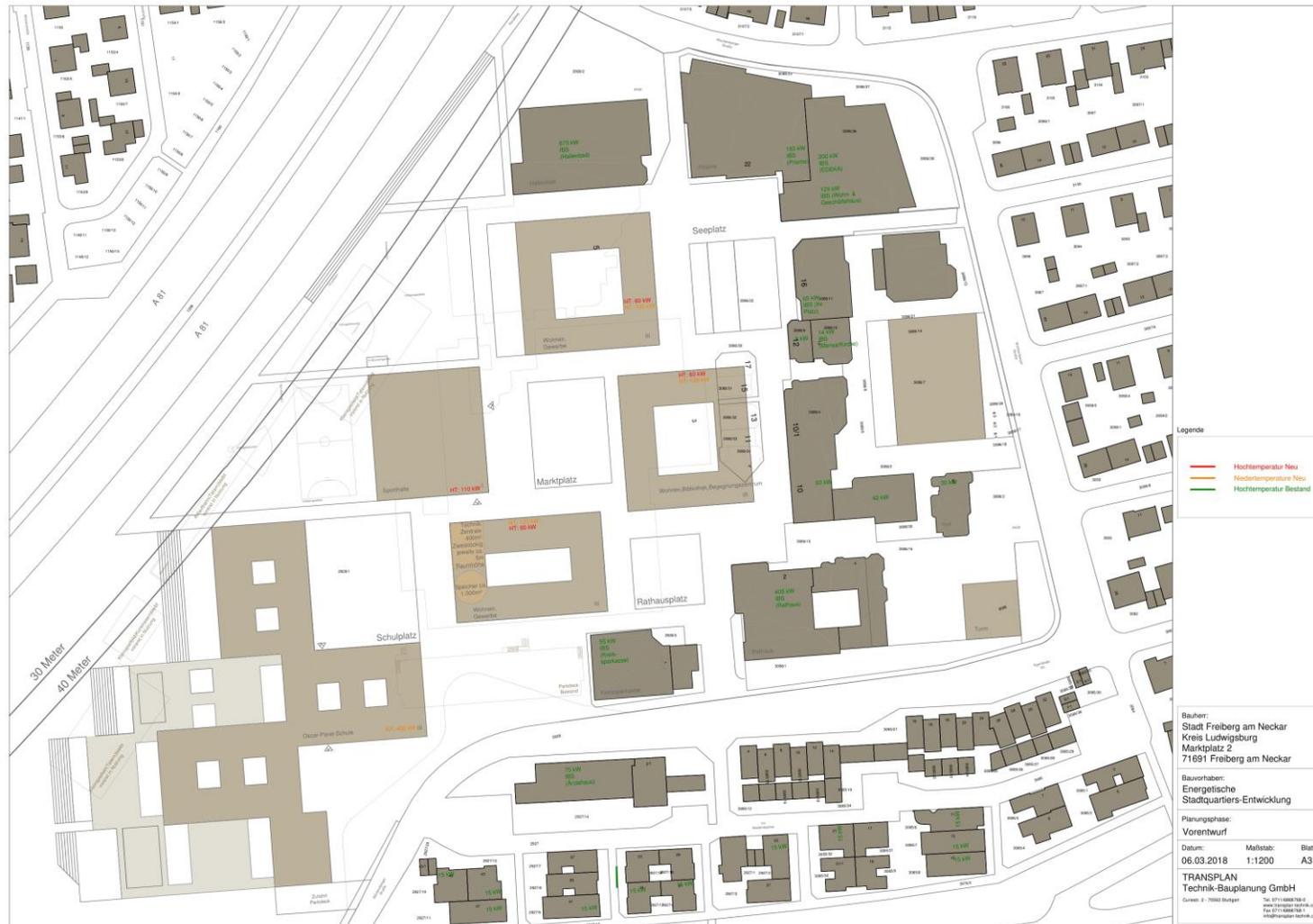


Abbildung 36: Heizleistungen zukünftiges Stadtzentrum (kein Maßstab)

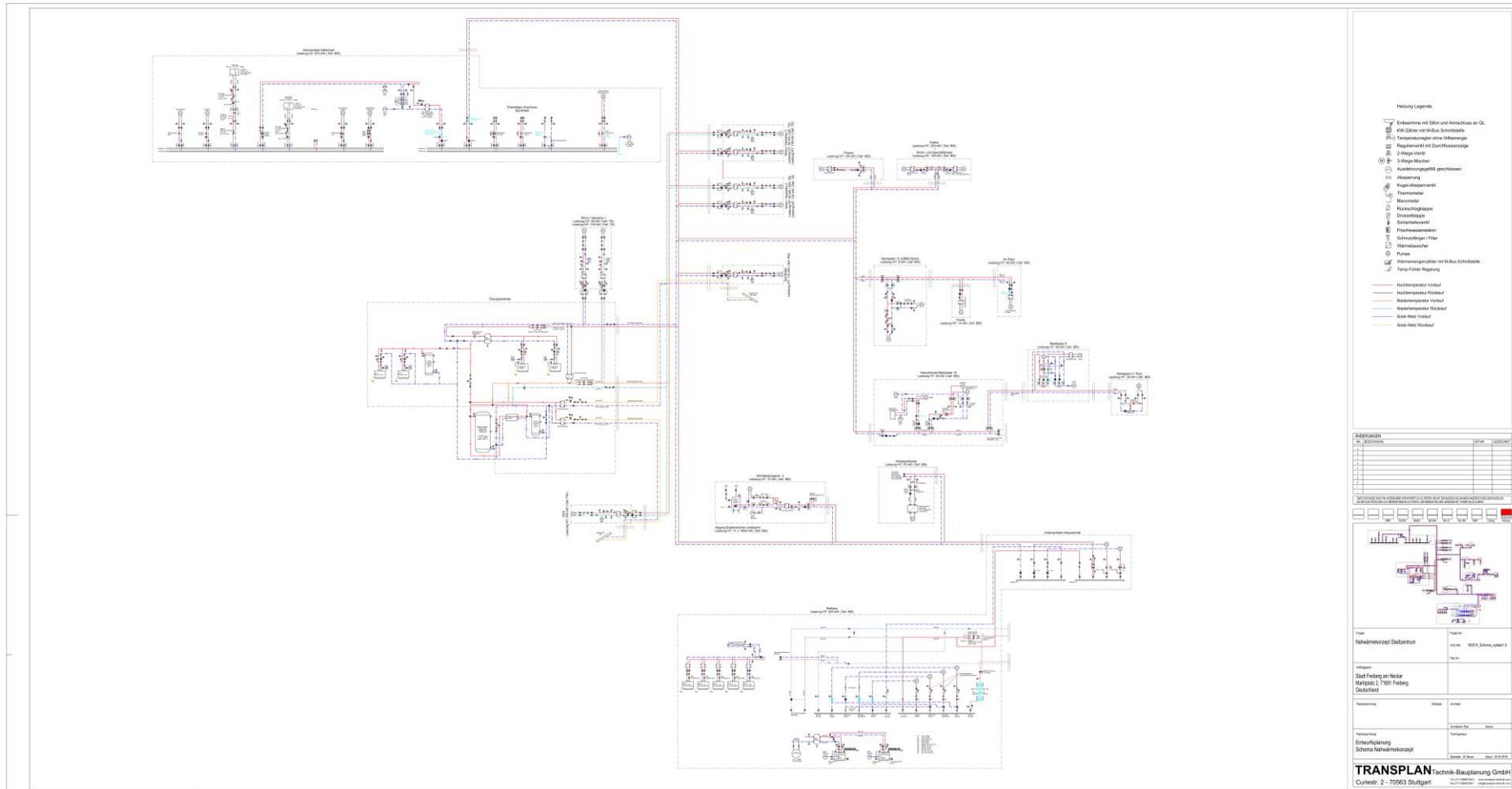


Abbildung 39: Hydraulisches Schema Nahwärmenetz (kein Maßstab)

