

# Projektbericht KNW-Plus

## Energie- und kostenoptimierte Kalte Nahwärmenetze – Auslegung, Simulation und Online-Tool für innovative Systemvarianten

Nach den Vorgaben des Zuwendungsbescheids vom 19.08.2022, Punkte IV.2 und V.7

Prof. Dr. Stefan Lechner  
Constantin Völzel  
Johannes Eckhardt

Förderung nach §6 der Richtlinie des Landes Hessen zur energetischen Förderung im Rahmen des Hessischen Energiegesetzes (HEG)

Förderkennzeichen: E/531/71638254  
Projektlaufzeit: 19.08.2022 bis 31.12.2023  
Berichtszeitraum: 19.08.2022 bis 31.12.2023

Ausführende Stelle: Technische Hochschule Mittelhessen, Wiesenstraße 14, 35390 Gießen  
Projektpartner: IMAXX Projektentwicklungsgesellschaft mbH  
Unterauftragnehmer: Stadtwerke Bad Nauheim GmbH

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen (HMWEVW) gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.



22. April 2024

# Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	VII
<b>1 Ausgangslage und geplante Zielsetzung des Vorhabens</b>	<b>1</b>
<b>2 AP 1: Analyse und Beschreibung der Untersuchungsgebiete</b>	<b>3</b>
2.1 Methodiken	3
2.1.1 Auslegung des Verteilnetzes	3
2.1.2 Eignung angrenzender Flächen für die geothermische Nutzung des Untergrunds	5
2.2 Beschreibung des Untersuchungsgebiets A	6
2.2.1 Lage und klimatische Bedingungen	6
2.2.2 Verbraucherstruktur	7
2.2.3 Flächen mit Eignung für oberflächennahe Geothermie	8
2.2.4 Bodeneigenschaften	10
2.2.5 Netztopologie und Netzauslegung - AP 2	13
2.2.6 Definition der untersuchten Kalte Nahwärme (KNW)-Systemvarianten - AP 2	14
2.3 Beschreibung des Untersuchungsgebiets B	15
2.3.1 Lage und klimatische Bedingungen	15
2.3.2 Verbraucherstruktur	16
2.3.3 Flächen mit Eignung für oberflächennahe Geothermie	18
2.3.4 Bodeneigenschaften	18
2.3.5 Netztopologie und Netzauslegung - AP 2	20
2.3.6 Definition der untersuchten KNW-Systemvarianten - AP 2	22
2.4 Installation der Messtechnik in einer Realanlage	22
<b>3 AP 2: Stand der Technik Kalter Nahwärmenetze und Regenerationsmethoden für geothermische Wärmequellen</b>	<b>25</b>
<b>4 AP 3: Beschreibung des Simulationsmodells</b>	<b>29</b>
4.1 Modellierung der Prosumer	29
4.1.1 Modellierung des Wärmebedarfs der Prosumer	30
4.1.2 Wärmepumpe	32
4.1.3 Trinkwarmwasser- und Warmwasserspeicher	32
4.1.4 Passive Kühlung	33
4.2 Modell des horizontalen Erdwärmekollektors	33
4.2.1 Modellierung des Erdreichs	34
4.2.2 Diskretisierung	34
4.2.3 Wärmetransport im Erdreich	36
4.2.4 Wärmetransport ins Kollektorrohr	41
4.2.5 Entzugsenergie, eingespeiste Energie und effektive Belastung	41
4.2.6 Randbedingungen	42
4.3 Modellierung des Verteilnetzes	45
4.3.1 Hydraulisches Rohrleitungsmodell	45
4.3.2 Thermisches Rohrleitungsmodell	46
4.4 Modellierung der PVT-Anlagen	47
4.4.1 Berechnung der einfallenden Strahlungsleistung	47
4.4.2 Thermische Beschreibung	48
4.4.3 Elektrische Beschreibung	50
4.4.4 Hydraulische Beschreibung	51
4.5 Modellierung der Solarthermie-Anlagen	52
4.5.1 Thermische Beschreibung	52

4.5.2	Hydraulische Beschreibung . . . . .	53
<b>5</b>	<b>AP 3: Auslegung der KNW-Systeme und energetischer Vergleich der Systemvarianten</b>	<b>54</b>
5.1	Simulationsergebnisse in Untersuchungsgebiet A . . . . .	54
5.1.1	<i>Bilanzielle</i> Simulationen mit 2D-EWK-Modell . . . . .	54
5.1.2	Simulationen mit 1D-EWK-Modell und Verteilnetz . . . . .	59
5.2	Simulationsergebnisse in Untersuchungsgebiet B . . . . .	73
5.2.1	<i>Bilanzielle</i> Simulationen mit 2D-EWK-Modell . . . . .	73
5.2.2	Simulationen mit 1D-EWK-Modell und Verteilnetz . . . . .	76
<b>6</b>	<b>AP 3: Ökonomischer Vergleich der untersuchten Systemvarianten</b>	<b>90</b>
6.1	Wirtschaftlichkeitsberechnungen und ökonomischer Vergleich in Untersuchungsgebiet A . . . . .	91
6.2	Wirtschaftlichkeitsberechnungen und ökonomischer Vergleich in Untersuchungsgebiet B . . . . .	98
<b>7</b>	<b>AP 3: Online-Tool</b>	<b>105</b>
7.1	Beschreibung des Online-Tools . . . . .	105
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>109</b>

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Übersichtskarte zum Untersuchungsgebiet A nahe Bad Nauheim in Mittelhessen . . . . .	6
2.2	Visualisierung der Eingangsdaten für Umgebungslufttemperatur, Niederschlag und Globalstrahlung am Standort des Untersuchungsgebiets A (Datenbasis: Deutscher Wetterdienst (DWD), Einzelwerte gemittelt) . . . . .	7
2.3	Quartier im Untersuchungsgebiet A: Jahresverlauf des stündlichen Bedarfs für Raumheizung . . . . .	8
2.4	Quartier im Untersuchungsgebiet A: Monatliche Bilanzen des Wärmebedarfs für Raumheizung, für Trinkwarmwasser (TWW) und des Kühlbedarfs . . . . .	9
2.5	Darstellung der Nutzungstypen der Flächen in der Umgebung des Untersuchungsgebiets A. Visualisierung der Ausschlussflächen sowie der ermittelten Potenzialflächen für die geothermische Nutzung. . . . .	9
2.6	Untersuchungsgebiet A: Visualisierung der Bodenarten, die auf der Potenzialfläche für die geothermische Nutzung des Untergrunds angetroffen wurden - Längsschnitt der Implementierung im Simulationsmodell auf 1 m Breite, Kollektorrohre sind als rote Punkte gekennzeichnet . . . . .	12
2.7	Untersuchungsgebiet A: Darstellung der Trassenführung und Rohrdimensionen (Außendurchmesser DA) nach hydraulischen Netzberechnungen . . . . .	13
2.8	Untersuchungsgebiet A: Darstellung der Trassenführung und Rohrdimensionen (Außendurchmesser DA) im vereinfachten Netz für die Implementierung in das Simulationsmodell . . . . .	14
2.9	Visualisierung der Eingangsdaten für Umgebungslufttemperatur, Niederschlag und Globalstrahlung am Standort des Untersuchungsgebiets B (Datenbasis: DWD, Einzelwerte gemittelt) . . . . .	16
2.10	Quartier im Untersuchungsgebiet B: Jahresverlauf des stündlichen Bedarfs für Raumheizung . . . . .	17
2.11	Quartier im Untersuchungsgebiet B: Monatliche Bilanzen des Wärmebedarfs für Raumheizung, für TWW und des Kühlbedarfs . . . . .	18
2.12	Untersuchungsgebiet B: Visualisierung der Bodenarten, die auf der Potenzialfläche für die geothermische Nutzung des Untergrunds angetroffen wurden - Längsschnitt der Implementierung im Simulationsmodell auf 1 m Breite, Kollektorrohre sind als rote Punkte gekennzeichnet . . . . .	20
2.13	Untersuchungsgebiet B: Darstellung der Trassenführung und Rohrdimensionen (Außendurchmesser DA) nach hydraulischen Netzberechnungen . . . . .	21
2.14	Untersuchungsgebiet B: Darstellung der Trassenführung und Rohrdimensionen (Außendurchmesser DA) im vereinfachten Netz für die Implementierung in das Simulationsmodell . . . . .	22
2.15	Messkonzept und Positionierung der Sensorik in der instrumentierten Realanlage . . . . .	23
3.1	Schaubild zu Systemvarianten von KNW-Netzen mit zusätzlichen Komponenten zur Erdreichregeneration oder Energiespeicherung . . . . .	26
4.1	Icons der Prosumer-Modelle im entwickelten Simulationsmodell . . . . .	29
4.2	Modell eines EFH mit Aufdach-PVT-Anlage und weiterer technischer Gebäudeausstattung . . . . .	30
4.3	Sigmoid-Funktionen zur Skalierung des Heizwärmebedarfs in den Prosumer-Modellen . . . . .	31
4.4	Beispielhafte Darstellung einer witterungsabhängigen Funktion der Heizungsvorlauftemperatur . . . . .	32
4.5	Schematische Darstellung des Rechengebiets im EWK-Modell mit Koordinatensystem, Symmetrieebenen und Randbedingungen . . . . .	34
4.6	Detailldarstellung des Modellaufbaus und der Zonierung des Erdreichs im 2D-EWK-Modell; Bezeichnung der Wärmeströme in das Kollektorrohr . . . . .	35
4.7	Schematische Darstellung der variablen Diskretisierungssteuerung im 1D- und 2D-EWK-Modell . . . . .	36
4.8	Schematische Darstellung in x-Richtung benachbarter Erdreichzellen . . . . .	37
4.9	Repräsentation der thermischen Kapazität und der thermischen Widerstände in einer Erdreichzelle im EWK-Modell in <i>OpenModelica</i> . . . . .	37
4.10	Wärmeleitfähigkeit des ungefrorenen Bodens für tonigen Schluff in Abhängigkeit des volumetrischen Wassergehalts . . . . .	39
4.11	Exemplarischer Verlauf der modellierten spezifischen Wärmekapazität des Erdreichs für tonigen Schluff . . . . .	40
4.12	Exemplarische Darstellung bifilarer Kollektormatten für horizontale EWK in Verlegesituation . . . . .	44

4.13	Thermische Widerstands-Ersatzschaltung von erdverlegten Rohrleitungen . . . . .	46
4.14	Querschnitt eines Rohres mit drei unterschiedlichen Materialschichten/Isolierungen . . . . .	47
4.15	Schematische Darstellung der Modellierung eines PVT-Moduls . . . . .	49
4.16	Beispielhafter Verlauf der thermischen Ausgangsleistung eines PVT-Moduls bei unterschiedlichen Einstrahlungsleistungen und Modultemperaturen . . . . .	50
4.17	Beispielhafter Verlauf der thermischen Ausgangsleistung eines ST-Moduls bei unterschiedlichen Einstrahlungsleistungen und Modultemperaturen . . . . .	52
5.1	Verschaltung der Submodelle in der bilanziellen Simulation mit dem detaillierten 2D-EWK-Modell. Die abgebildeten Rohrleitungsmodelle dienen lediglich der Sicherung der numerischen Stabilität der Simulation. . . . .	55
5.2	Simulationsergebnisse aus dem 2D-EWK-Modell für Untersuchungsgebiet A (bilanziell, ohne Berücksichtigung von Verteilnetz und Verortung einzelner Prosumer, effektiver Rohrabstand 0,35 m); Systemvarianten <i>EWK</i> und <i>EWK + FC</i> . . . . .	56
5.3	Simulationsergebnisse aus dem 2D-EWK-Modell für Untersuchungsgebiet A (bilanziell, ohne Berücksichtigung von Verteilnetz und Verortung einzelner Prosumer, effektiver Rohrabstand 0,35 m); Systemvarianten <i>EWK + FC</i> , <i>EWK + ST</i> , <i>EWK + PVT (2 Mod./Geb.)</i> . . . . .	56
5.4	Tagesmittelwerte der Netzvorlauftemperaturen und der Eisphase zwischen den Kollektorrohren für die Systemvarianten <i>alleinige Versorgung aus dem EWK</i> , <i>EWK + FC</i> und <i>EWK + PVT, 2 Module/Gebäude</i> ; EWK-Fläche 5.250 m <sup>2</sup> ; Untersuchungsgebiet A . . . . .	58
5.5	Monatliche Auftragung der spezifischen Entzugsenergie und der spezifischen effektiven Belastung des EWK sowie der thermischen Erträge der PVT-Anlagen; EWK-Fläche 5.250 m <sup>2</sup> ; Untersuchungsgebiet A . . . . .	59
5.6	Verschaltung der Submodelle in der Simulation mit 1D-EWK-Modell, Aggregation gleichartiger benachbarter Prosumer und Verteilnetz in Untersuchungsgebiet A . . . . .	60
5.7	Simulationsergebnisse aus dem 1D-EWK-Modell für Untersuchungsgebiet A mit Berücksichtigung von Verteilnetz und Verortung der aggregierten Prosumer-Modelle, effektiver Rohrabstand 0,35 m; Systemvarianten <i>EWK + FC</i> , <i>EWK + FC + ST</i> , <i>EWK + FC + PVT</i> . . . . .	61
5.8	Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante <i>EWK + FC</i> ; Bilanzielle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche 4.500 m <sup>2</sup> . . . . .	62
5.9	Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet A; Systemvariante <i>EWK + FC</i> bei minimaler EWK-Fläche ( $E > 0$ : Wärmeeinspeisung in KNW-Netz; $E < 0$ : Wärmeabgabe an Umgebung oder Regeneration der Wärmequelle) . . . . .	63
5.10	Tagesmittelwerte der Netztemperaturen für die Systemvariante <i>EWK + FC</i> ; EWK-Fläche 4.500 m <sup>2</sup> ; Untersuchungsgebiet A . . . . .	63
5.11	Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante <i>EWK + FC + ST</i> ; Bilanzielle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche 4.250 m <sup>2</sup> . . . . .	64
5.12	Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet A; Systemvariante <i>EWK + FC + ST</i> bei minimaler EWK-Fläche . . . . .	65
5.13	Tagesmittelwerte der Netztemperaturen für die Systemvariante <i>EWK + FC + ST</i> ; EWK-Fläche 4.250 m <sup>2</sup> ; Untersuchungsgebiet A . . . . .	65
5.14	Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante <i>EWK + FC + PVT</i> mit durchschn. 2 Modulen PVT je Gebäude; Bilanzielle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche 4.250 m <sup>2</sup> . . . . .	66
5.15	Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet A; Systemvariante <i>EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)</i> bei minimaler EWK-Fläche ( $E > 0$ : Wärmeeinspeisung in KNW-Netz; $E < 0$ : Wärmeabgabe an Umgebung oder Regeneration der Wärmequelle) . . . . .	67
5.16	Tagesmittelwerte der Netztemperaturen für die Systemvariante <i>EWK + FC + PVT (2 Module/Gebäude)</i> ; EWK-Fläche 4.250 m <sup>2</sup> ; Untersuchungsgebiet A . . . . .	67
5.17	Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante <i>EWK + FC + PVT</i> mit durchschn. 4 Modulen PVT je Gebäude; bilanzielle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche 3.750 m <sup>2</sup> . . . . .	68

5.18	Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet A; Systemvariante <i>EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)</i> bei minimaler EWK-Fläche ( $E > 0$ : Wärmeeinspeisung in KNW-Netz; $E < 0$ : Wärmeabgabe an Umgebung oder Regeneration der Wärmequelle) . . . . .	69
5.19	Monatliche Aufteilung der quartiersweiten WP- und Systemarbeitszahlen im Untersuchungsgebiet A in allen Systemvarianten bei jeweils minimaler EWK-Fläche . . . . .	70
5.20	Monatliche quartiersweite Aufteilung des Anteils thermischer Erträge der ST-Anlage am TWW-Bedarf, des elektrischen Autarkiegrads des Wärmeversorgungssystems sowie des elektrischen Eigenverbrauchsanteils im Untersuchungsgebiet A in den Systemvarianten <i>EWK + FC + ST</i> , <i>EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)</i> bei jeweils minimaler EWK-Fläche . . . . .	71
5.21	Simulationsergebnisse aus dem 2D-EWK-Modell für Untersuchungsgebiet B (bilanziell, ohne Berücksichtigung von Verteilnetz und Verortung einzelner Prosumer, effektiver Rohrabstand 0,35 m); Systemvarianten <i>EWK</i> und <i>EWK + FC</i> . . . . .	73
5.22	Simulationsergebnisse aus dem 2D-EWK-Modell für Untersuchungsgebiet B (bilanziell, ohne Berücksichtigung von Verteilnetz und Verortung einzelner Prosumer, effektiver Rohrabstand 0,35 m); Systemvarianten <i>EWK</i> , <i>EWK + FC</i> , <i>EWK + ST</i> , <i>EWK + PVT</i> . . . . .	74
5.23	Tagesmittelwerte der Netzvorlauftemperaturen und der Eisphase zwischen den Kollektorrohren für die Systemvarianten <i>alleinige Versorgung aus dem EWK</i> , <i>EWK + FC</i> und <i>EWK + PVT</i> , 2 Module/Gebäude; EWK-Fläche 12.500 m <sup>2</sup> ; Untersuchungsgebiet B . . . . .	76
5.24	Verschaltung der Submodelle in der Simulation mit 1D-EWK-Modell, Aggregation gleichartiger benachbarter Prosumer und Verteilnetz in Untersuchungsgebiet B . . . . .	77
5.25	Simulationsergebnisse aus dem 1D-EWK-Modell für Untersuchungsgebiet B mit Berücksichtigung von Verteilnetz und Verortung der aggregierten Prosumer-Modelle, effektiver Rohrabstand 0,35 m; Systemvarianten <i>EWK + FC</i> , <i>EWK + FC + ST</i> , <i>EWK + FC + PVT</i> . . . . .	78
5.26	Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante <i>EWK + FC</i> ; Bilanzielle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche 10.500 m <sup>2</sup> . . . . .	79
5.27	Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet B; Systemvariante <i>EWK + FC</i> bei minimaler EWK-Fläche ( $E > 0$ : Wärmeeinspeisung in KNW-Netz; $E < 0$ : Wärmeabgabe an Umgebung oder Regeneration der Wärmequelle) . . . . .	80
5.28	Tagesmittelwerte der Netztemperaturen für die Systemvariante <i>EWK + FC</i> ; EWK-Fläche 10.500 m <sup>2</sup> ; Untersuchungsgebiet B . . . . .	80
5.29	Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante <i>EWK + FC + ST</i> ; Bilanzielle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche 9.000 m <sup>2</sup> . . . . .	81
5.30	Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet B; Systemvariante <i>EWK + FC + ST</i> bei minimaler EWK-Fläche ( $E > 0$ : Wärmeeinspeisung in KNW-Netz; $E < 0$ : Wärmeabgabe an Umgebung oder Regeneration der Wärmequelle) . . . . .	82
5.31	Tagesmittelwerte der Netztemperaturen für die Systemvariante <i>EWK + FC + ST</i> ; EWK-Fläche 9.000 m <sup>2</sup> ; Untersuchungsgebiet B . . . . .	82
5.32	Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante <i>EWK + FC + PVT</i> mit durchschn. 2 Modulen PVT je Gebäude; Bilanzielle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche 9.300 m <sup>2</sup> . . . . .	83
5.33	Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet B; Systemvariante <i>EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)</i> bei minimaler EWK-Fläche ( $E > 0$ : Wärmeeinspeisung in KNW-Netz; $E < 0$ : Wärmeabgabe an Umgebung oder Regeneration der Wärmequelle) . . . . .	84
5.34	Tagesmittelwerte der Netztemperaturen für die Systemvariante <i>EWK + FC + PVT (2 Module/Gebäude)</i> ; EWK-Fläche 9.300 m <sup>2</sup> ; Untersuchungsgebiet B . . . . .	84
5.35	Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante <i>EWK + FC + PVT</i> mit durchschn. 4 Modulen PVT je Gebäude; Bilanzielle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche 8.650 m <sup>2</sup> . . . . .	85
5.36	Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet B; Systemvariante <i>EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)</i> bei minimaler EWK-Fläche ( $E > 0$ : Wärmeeinspeisung in KNW-Netz; $E < 0$ : Wärmeabgabe an Umgebung oder Regeneration der Wärmequelle) . . . . .	86
5.37	Monatliche Aufteilung der quartiersweiten WP- und Systemarbeitszahlen im Untersuchungsgebiet B in allen Systemvarianten bei jeweils minimaler EWK-Fläche . . . . .	87

5.38	Monatliche quartiersweite Aufteilung des Anteils thermischer Erträge der ST-Anlage am Gesamtwärmebedarf, des elektrischen Autarkiegrads des Wärmeversorgungssystems sowie des elektrischen Eigenverbrauchsanteils im Untersuchungsgebiet B in den Systemvarianten $EWK + FC + ST$ , $EWK + FC + PVT$ (2 Mod./Geb.) bei jeweils minimaler EWK-Fläche . . . . .	88
6.1	Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante $EWK + FC$ mit 4.500 m <sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet A . . . . .	91
6.2	Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante $EWK + FC + ST$ mit 4.250 m <sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet A . . . . .	93
6.3	Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante $EWK + FC + PVT$ (2 Mod./Geb.) mit 4.250 m <sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet A . . . . .	94
6.4	Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante $EWK + FC + PVT$ (4 Mod./Geb.) mit 3.750 m <sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet A . . . . .	95
6.5	Annuitäten der Kostenkategorien in den untersuchten Systemvarianten (bei jeweils minimaler Auslegungsgröße des EWK) im Untersuchungsgebiet A, Kosten abzgl. Förderung und Baukostenzuschuss . . . . .	96
6.6	Annuitäten der Kostenkategorien in den untersuchten Systemvarianten (bei jeweils minimaler Auslegungsgröße des EWK) im Untersuchungsgebiet A, Kosten abzgl. Förderung - ohne Baukostenzuschuss . . . . .	97
6.7	Gegenüberstellung der Vollkosten von Wärmeversorgungssystemen aus Sicht der Anschlussnehmer; Beispiel für ein Einfamilienhaus (EFH) in der Systemvariante $EWK + FC$ . . . . .	97
6.8	Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante $EWK + FC$ mit 10.500 m <sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet B . . . . .	98
6.9	Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante $EWK + FC + ST$ mit 9.000 m <sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet B . . . . .	100
6.10	Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante $EWK + FC + PVT$ (2 Mod./Geb.) mit 9.300 m <sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet B . . . . .	101
6.11	Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante $EWK + FC + PVT$ (4 Mod./Geb.) mit 8.650 m <sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet B . . . . .	102
6.12	Annuitäten der Kostenkategorien in den untersuchten Systemvarianten (bei jeweils minimaler Auslegungsgröße des EWK) im Untersuchungsgebiet B, Kosten abzgl. Förderung und Baukostenzuschuss . . . . .	103
6.13	Annuitäten der Kostenkategorien in den untersuchten Systemvarianten (bei jeweils minimaler Auslegungsgröße des EWK) im Untersuchungsgebiet B, Kosten abzgl. Förderung - ohne Baukostenzuschuss . . . . .	104
7.1	Benutzeroberfläche in Microsoft-Excel . . . . .	106
7.2	Simulationsmodelle zur Berechnung der Lookup-Table Werte . . . . .	106
7.3	Flow-Chart: Bedeutung des Gesamtwärmebedarfs für die Parametrisierung des Simulationsmodells	107
7.4	Simulationsmodell zur Berechnung der zulässigen spezifischen Entzugsenergie mittels 2D-Erdwärmekollektormodell . . . . .	108

# Tabellenverzeichnis

1.1	Arbeitspaket (AP)-Struktur des Forschungsvorhabens KNW-Plus . . . . .	2
2.1	Getroffene Annahmen für die Definition des Maximallastpunkts zur Rohrdimensionierung . . . . .	4
2.2	Übersicht zur Verbraucherstruktur im Untersuchungsgebiet A . . . . .	8
2.3	Untersuchungsgebiet A: Beschreibung der Bodeneigenschaften in der Potenzialfläche für die geothermische Nutzung des Untergrunds für die Implementierung im Simulationsmodell . . . . .	11
2.4	Nennweiten und zugehörige Trassenlängen im Netz des Untersuchungsgebiets A . . . . .	14
2.5	Übersicht zur Verbraucherstruktur im Untersuchungsgebiet B . . . . .	17
2.6	Untersuchungsgebiet B: Beschreibung der Bodeneigenschaften in der Potenzialfläche für die geothermische Nutzung des Untergrunds für die Implementierung im Simulationsmodell . . . . .	19
2.7	Nennweiten und zugehörige Trassenlängen im Netz des Untersuchungsgebiets B . . . . .	21
3.1	Auswahl recherchierter KNW-Netze mit erdgebundener Wärmequelle oder Grundwasserentzug	28
4.1	Anteilige Zusammensetzungen aus Sand, Ton und Schluff und Van-Genuchten-Parameter 12 unterschiedlicher Bodenarten . . . . .	38
5.1	Untersuchungsgebiet A: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse bei minimaler EWK-Fläche	72
5.2	Untersuchungsgebiet B: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse bei minimaler EWK-Fläche	89
6.1	Parameter für die Wirtschaftlichkeitsanalysen . . . . .	90
6.2	Annuitäten und Wärmegestehungskosten in der Systemvariante <i>EWK + FC</i> in Untersuchungsgebiet A . . . . .	92
6.3	Annuitäten und Wärmegestehungskosten in der Systemvariante <i>EWK + FC + ST</i> in Untersuchungsgebiet A . . . . .	93
6.4	Annuitäten und Wärmegestehungskosten in der Systemvariante <i>EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)</i> in Untersuchungsgebiet A . . . . .	94
6.5	Annuitäten und Wärmegestehungskosten in der Systemvariante <i>EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)</i> in Untersuchungsgebiet A . . . . .	95
6.6	Annuitäten und Wärmegestehungskosten in der Systemvariante <i>EWK + FC</i> in Untersuchungsgebiet B . . . . .	99
6.7	Annuitäten und Wärmegestehungskosten in der Systemvariante <i>EWK + FC + ST</i> in Untersuchungsgebiet B . . . . .	100
6.8	Annuitäten und Wärmegestehungskosten in der Systemvariante <i>EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)</i> in Untersuchungsgebiet B . . . . .	101
6.9	Annuitäten und Wärmegestehungskosten in der Systemvariante <i>EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)</i> in Untersuchungsgebiet B . . . . .	102
7.1	Funktionsumfang des entwickelten Online-Tools . . . . .	105

# 1 Ausgangslage und geplante Zielsetzung des Vorhabens

Die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung stellt unter anderem die Wärmeversorgung für Wohngebäude in Deutschland in den Fokus für Untersuchungen zur zukünftigen regenerativen und energieeffizienten Gestaltung. In privaten Haushalten lag der Anteil von Wärme am Endenergieverbrauch 2017 bei 90 %, woraus die große Notwendigkeit für eine Reduzierung des (Raum-) Wärmebedarfs und die Hebelwirkung zur CO<sub>2</sub>-Einsparung bei der Transformation des Wärmesektors hin zu erneuerbaren Energien ersichtlich werden [1]. Im Jahr 2020 lag der Marktanteil von Luft-Wasser-Wärmepumpen an Heizsystemen in Neubauten nach Anzahl der Genehmigungen bereits bei über 50 %. Die elektrischen Systeme verdrängen damit zunehmend Gasheizungen [2]. Der Anteil von Luft-Wasser-Wärmepumpen an der Gesamtzahl aller Heizungs-Wärmepumpen betrug 2020 rund 80 %. Aufgrund der in kalten Wetterlagen erheblich niedrigeren Effizienz von Luft-Wasser-Wärmepumpen gegenüber Sole-Wasser- oder Wasser-Wasser-Wärmepumpen werden sich jedoch punktuell immer höhere Spitzenlasten im Stromnetz ergeben. Demgegenüber stehen bei erdgebundenen Wärmepumpen die grundstücksindividuellen Aufwendungen für die Erschließung der Wärmequelle (Platzbedarf, Mehrkosten). Die quartiersweise gemeinsame Nutzung einer regenerativ gespeisten Wärmequelle von mehreren effizient arbeitenden dezentralen Sole-Wasser-Wärmepumpen, die in einem hydraulischen Netz miteinander verbunden sind, macht das Konzept der KNW aus dieser Perspektive attraktiv. Die wenigen bisher ausgeführten Referenzvorhaben in Deutschland haben jedoch nicht dazu geführt, dass eine standardisierte Auslegungsweise entwickelt wurde oder systematische Untersuchungen von Verbesserungsmöglichkeiten und Effizienzsteigerungen rund um die KNW stattgefunden haben. Ziel des vorliegenden Projekts ist es, das Konzept der Kalten Nahwärme zu verbessern und allgemein zugänglicher zu machen. Hierzu wird durch die Technische Hochschule Mittelhessen (THM) eine simulationsgestützte Auslegung der erdgebundenen Wärmequelle für KNW vorgenommen und diese um Maßnahmen zur Effizienzsteigerung bzw. Kostenreduktion erweitert. Eine exemplarische Auslegung wird unter Einbeziehung örtlicher Gegebenheiten anhand zweier exemplarischer Wohngebiete in Mittelhessen durchgeführt. Das Projekt ist in die AP nach Tabelle 1.1 untergliedert:

Die nachfolgenden Kapitel dieses Abschlussberichts orientieren sich in Inhalt und Reihenfolge an der Struktur der Arbeitspakete aus dem Antrag zum Projekt. Bedingt durch die chronologische und logische Vorgehensweise für Teile der Aufgaben und die inhaltlichen Zusammenhänge werden einzelne Bestandteile der AP-Struktur an anderen Stellen genannt und ihre Bearbeitung beschrieben (bspw. die Definition der untersuchten KNW-Systemvarianten in den Untersuchungsgebieten und die Vorauslegung der Verteilnetze). Für das allgemeine Kapitel zur Erarbeitung des Stands der Technik wird auf Abschnitt 3 verwiesen.

Tabelle 1.1: AP-Struktur des Forschungsvorhabens KNW-Plus

AP 1: Gebietsanalyse und Datenerfassung AP-Verantwortlicher: THM, mitwirkend: Projektpartner, Unterauftragnehmer	
Zeitraum	07/2022 - 09/2022 (ursprünglich geplant, aber verschoben - siehe unten)
Kurzbeschreibung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Definition der Kriterien und Untersuchungsgebiete für die Erschließung mittels eines Kalten Nahwärmenetzes mit erdgebundener Wärmequelle</li> <li>▪ Erfassung und ggf. Prognose sämtlicher für die Auslegung eines Kalten Nahwärmenetzes notwendigen Informationen in den Untersuchungsgebieten (zeitlicher Verlauf des Wärmebedarfs, zur Verfügung stehende Flächen für die Verlegung der erdgebundenen Wärmequelle, bauliche und geographische Gegebenheiten/Eigentumsverhältnisse)</li> </ul>
AP 2: Stand der Technik und Auswahl der Systemvarianten AP-Verantwortlicher: THM, mitwirkend: Projektpartner, Unterauftragnehmer	
Zeitraum	09/2022 - 12/2022 (ursprünglich geplant, aber verschoben - siehe unten)
Kurzbeschreibung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Auflistung und Bewertung von Kombinationen erdgebundener Wärmequellen (Horizontalkollektoren und Sonden) mit zusätzlichen Komponenten zur Erreichregeneration (Gebäudekühlung, Solarthermie, Photovoltaisch-Thermisch(e) (PVT)-Hybrid-Kollektoren, Regenrückhaltebecken)</li> <li>▪ Definition von zu betrachtenden Systemvarianten für die Untersuchungsgebiete</li> </ul>
AP 3: Modellerstellung und Auslegung der KNW-Systeme AP-Verantwortlicher: THM	
Zeitraum	01/2023 - 12/2023
Kurzbeschreibung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aufbau eines Rechenmodells zur Simulation der thermischen Erdracheigenschaften im Jahresverlauf</li> <li>▪ Auslegung der Wärmequelle unter den gegebenen Randbedingungen</li> </ul>

## 2 AP 1: Analyse und Beschreibung der Untersuchungsgebiete

Im Folgenden Abschnitt werden die von den Projektpartnern definierten Untersuchungsgebiete (nachfolgend auch als Quartiere bezeichnet) beschrieben. Einführend wird noch auf angewendete Methodiken in diesem Zusammenhang eingegangen.

### 2.1 Methodiken

Für die von den Projektpartnern bzw. dem Unterauftragnehmer definierten Gebiete, die im Projekt exemplarisch untersucht werden sollen, wird das methodische Vorgehen zur Auslegung der Verteilnetze und zur Ausweisung der für oberflächennahe Geothermie geeigneten Flächen näher beschrieben.

#### 2.1.1 Auslegung des Verteilnetzes

Bestandteil der Charakterisierung der Untersuchungsgebiete sind die Festlegung der Trassenführung und die Auslegung der Rohrdimensionen im Verteilnetz anhand verfügbarer Nennweiten. Des Weiteren wird eine vereinfachte Netztopologie und eine Aggregation einzelner angeschlossener Prosumer<sup>1</sup> vorgenommen, um das Netz samt Anschlussnehmer im Simulationsmodell abzubilden und die Gesamtdauer der Simulationen aufgrund der notwendigen Parameterstudien in einem vertretbaren Rahmen zu halten.

Da es sich bei den Untersuchungsgebieten um Neubaugebiete handelt, bleibt hinsichtlich der Trassenführung die Freiheit, die Verlegung der Rohre statt in den Straßenzügen in freien Flächen außerhalb der zu bebauenden Grundstücke vorzusehen. Grundlegend bietet die Orientierung an Straßenzügen jedoch den Vorteil, dass dort auch weitere Infrastruktur wie Frisch- und Abwasserleitungen, Stromanschlüsse, Glasfaseranschlüsse etc. verlegt ist und somit Hausanschlüsse gesammelt von einer Seite geplant werden können, was die Tiefbauarbeiten vereinfacht. Insbesondere für KNW-Netze muss jedoch aufgrund der geringen Temperaturspreizung und den damit einhergehenden großen Rohrdurchmessern genügend Bauraum bei der Verlegung neben weiterer Infrastruktur in den Straßen vorgehalten werden. Bei der Festlegung der Trassenführung in den vorliegenden Untersuchungsgebieten wird eine Verlegung innerhalb der Straßenzüge vorgesehen.

Die Dimensionierung der Rohrnennweiten basiert auf einer hydraulischen Netzberechnung mit dem Ziel, einen definierten spezifischen Druckverlust pro Rohrmetere in einem Maximallastfall zu erreichen. Typische Werte für Wärmenetze mit Kunststoffmantelrohr (KMR) liegen bei  $60 \frac{\text{Pa}}{\text{m}}$  bis  $100 \frac{\text{Pa}}{\text{m}}$ . Bei KNW-Netzen kann noch ein zusätzlicher Vorteil größerer Nennweiten hinzukommen, um das Solevolumen im Netz und damit die thermische Speicherfähigkeit zu vergrößern oder um die Druckverluste und damit die Pumpleistungen dezentraler Solepumpen im Netz weiter zu verringern.

Vereinfachend wird für die hydraulische Netzauslegung davon ausgegangen, dass diese als passive Netze betrieben werden. Die Umwälzung des Netzmediums geschieht daher durch die Solepumpen in den dezentralen Wärmepumpen. Des Weiteren wird nicht explizit auf die realisierbaren Förderhöhen spezifischer Wärmepumpenfabrikate eingegangen, die in den Untersuchungsgebieten jeweils zum Einsatz kommen könnten.

Zunächst werden alle Informationen zu geplanten Bauplätzen und Gebäuden sowie deren Wärmebedarf im Untersuchungsgebiet gesammelt und in einer Geoinformationssystem (GIS)-Software verortet. Anschließend werden alle Gebäudepolygone mit einem Anschlusspunkt an der dem Netz zugewandten Hausseite versehen. Das Verteilnetz wird entlang der Straßenzüge als Linienzug konstruiert. Die Hausanschlussleitungen werden automatisiert als direkte Verbindungslinie zwischen den definierten Hausanschlusspunkten und dem Verteilnetz in die Netztopologie im GIS eingefügt. Gegebenenfalls vorhandene bauliche Hindernisse für eine Verlegung der Hausanschlussleitungen als Distanzlinie zwischen den Anschlusspunkten und dem Verteilnetz werden in

---

<sup>1</sup>Unabhängig davon, dass die Verbraucher in einem KNW-Netz entweder nur als Verbraucher oder als Prosumer auftreten können, wird nachfolgend die Begrifflichkeit *Prosumer* synonym für Anschlussnehmer, Gebäude oder Verbraucher verwendet.

dieser Phase der Planung nicht berücksichtigt. Danach wird die Menge aus Verteil- und Hausanschlussleitungen in einem eigens entwickelten Algorithmus in der Programmiersprache Python so verarbeitet, dass eine für Netzberechnungen nutzbare Topologie vorliegt. Hierzu gehören unter anderem die Auftrennung der Linienzüge an jeder Abzweigung und die Erstellung von Knoten im Netzmodell an diesen Stellen. Der Netzberechnungs-Software wird nur eine Ebene des Netzes - der Vorlauf - zugeführt, da eine symmetrische Topologie von Vorlauf- und Rücklaufleitungen im Netz angenommen wird. Darauf folgend wird an den Knoten, an denen ein Hausanschlusspunkt liegt, der Jahreswärmebedarf  $Q_{dem}$  auf eine Quell-Wärmeleistung  $\dot{Q}_{source}$  im Maximallastpunkt umgerechnet. Dies geschieht, indem von einer Zahl für die Vollbenutzungsstunden (VBH) der dezentralen Wärmepumpe(n) (WP) (zur Wärmeerzeugung) ausgegangen und a priori eine Abschätzung des Coefficient of Performance (COP) der dezentralen WP in diesem Maximallastpunkt getroffen wird. Als weitere Annahme fließt eine Temperaturspreizung im Solekreislauf der dezentralen WP mit ein, die sich an den Herstellerangaben der eingesetzten WP orientiert. Mit der spezifischen Wärmekapazität  $c_{p,Sole}$  der Sole kann anschließend für den Maximallastpunkt an jedem Hausanschluss ein Solemassenstrom abgeschätzt und als Randbedingung im Netzmodell für die hydraulische Netzberechnung eingetragen werden (siehe Gleichung 2.1).

$$\dot{m}_{brine,i} = \frac{\dot{Q}_{source,i}}{c_{p,brine} \cdot \Delta T} = \frac{Q_{dem,i}}{VBH_i} \cdot \frac{COP - 1}{COP} \cdot \frac{1}{c_{p,brine} \cdot \Delta T} \quad (2.1)$$

Tabelle 2.1 fasst die getroffenen Annahmen für das zuvor erläuterte Vorgehen zusammen. Zur Vereinfachung wird für alle Gebäude der gleiche COP angenommen. Der Wert von 3 stellt hierbei eine optimistische und hoch angesetzte Schätzung für eine Zeitpunkt mit kalter Witterung dar, um den Solemassenstrom im Maximallastfall möglichst nicht zu unterschätzen.

Tabelle 2.1: Getroffene Annahmen für die Definition des Maximallastpunkts zur Rohrdimensionierung

Bezeichnung	Wert/Annahme
COP	3
$\Delta T$	4 K
VBH	2.000 h
$c_{p,brine}$ (20 Vol %, 10°C)	$3.960 \frac{\text{J}}{\text{kgK}}$ [3]

Das rechenfähige Netzmodell wird anschließend an die open-source-Netzberechnungssoftware *pandapipes* übergeben [4]. Darin werden nach Definition der Randbedingungen im Maximallastpunkt (entzogene Massenströme an den Hausanschlüssen, Festlegung der Einspeisepunkte des Wärmeerzeugers wie Horizontale(r) Erdwärmekollektor(en) (EWK), Festlegung des Netzdrucks am Einspeisepunkt, geöffnete/geschlossene Stellung von Ventilen) iterativ hydraulische Netzberechnungen durchgeführt. Der eigens entwickelte Algorithmus passt in jedem Iterationsschritt ausgehend von Startwerten für die hinterlegten Rohreigenschaften die Nennweiten aller Rohre und alle damit verbundenen weiteren Eigenschaften so lange an, bis der spezifische Druckverlust dem Zielwert am nächsten ist. Für die Berechnung der Rohrreibungsfaktoren in Rohrströmungen existieren mehrere (empirische) Näherungsformeln, die jeweils Vor- oder Nachteile im laminaren oder turbulenten Strömungsregime haben oder mehr oder weniger rechenaufwendig sind. In der Software *pandapipes* ist unter anderem die implizite Näherungsformel nach Prandtl-Colebrook [5] nach Gleichung 4.33 implementiert, die sich besonders für den Übergangsbereich zwischen laminarer und turbulenter Strömung eignet und für die Rohrdimensionierung im vorliegenden Fall angewendet wird.

Der Rohrreibungsfaktor  $\lambda$  wird entsprechend Gleichung 2.2 für die Berechnung des spezifischen Druckverlustes  $\frac{\Delta p}{l}$  innerhalb eines Rohrs verwendet [6, S. B49].<sup>2</sup> Darin stehen  $\rho$  für die Dichte des strömenden Mediums,  $v$  für die mittlere Strömungsgeschwindigkeit,  $\dot{m}$  für den Massenstrom,  $l^*$  für die korrigierte Rohrleitungslänge<sup>3</sup> und  $d$  für den Innendurchmesser des Rohres.

$$\frac{\Delta p}{l} = \frac{\rho}{2} v^2 \lambda \frac{l^*}{d} = \frac{8 \lambda l^* \dot{m}^2}{d^5 \pi^2 \rho} \quad (2.2)$$

<sup>2</sup>Druckunterschiede aufgrund unterschiedlicher geodätischer Höhen an den Positionen der Knoten im Netz werden bei der Rohrdimensionierung nicht explizit berücksichtigt, da es sich um einen geschlossenen Fluidkreislauf handelt und die Sole im Netz kontinuierlich umgewälzt wird. Die Berechnung der maximal auftretenden Druckunterschiede ist jedoch ebenfalls möglich und wird einmalig angewendet, um eine Empfehlung für die Druckfestigkeit der zu verbauenden Leitungen zu geben.

<sup>3</sup>Die korrigierte Rohrleitungslänge wird zum 1,3-fachen der tatsächlichen Rohrleitungslänge gesetzt, um implizit den Druckverlust durch Einbauten, Umlenkungen und Armaturen zu berücksichtigen.

Die Variation der Nennweiten geschieht dabei in diskreten Schritten für handelsübliche und verfügbare Nennweiten von Polyethylen (PE)-Rohren.<sup>4</sup>

### 2.1.2 Eignung angrenzender Flächen für die geothermische Nutzung des Untergrunds

Eine weitere entwickelte und angewendete Methodik bei der Beschreibung der Untersuchungsgebiete behandelt die quantifizierbare Ausweisung von Flächen, die für eine thermische Nutzung des Untergrunds geeignet sind. Grundsätzlich **als nutzbar für oberflächennahe Geothermie** und damit als Kriterien für die Eignung zur Errichtung eines KNW-Netzes mit primärer geothermischer Wärmequelle eingestuft werden die folgenden Flächen (eingeleitet mit der Kennung des ATKIS-Objektartenkatalogs [7]):

- 43001: Landwirtschaftlich genutzte Flächen
- 43007: Unland (vegetationslose Fläche, die nicht dauerhaft landwirtschaftlich genutzt wird)

Flächen mit den nachfolgend aufgelisteten Nutzungstypen (eingeleitet mit der Kennung des ATKIS-Objektartenkatalogs [7]) werden **von der Nutzbarkeit für oberflächennahe Geothermie ausgeschlossen**:

- Bebaute Flächen/Ortschaften
  - 41001: Wohnbebauung
  - 41002: Industrieareal
  - 41007: Flächen besonderer funktioneller Prägung (Schulen, Gebäude für öff. Zwecke)
  - 41006: Fläche gemischter Nutzung
  - 42009: Platz
  - 41009: Friedhofsflächen
- Verkehr
  - 42002: Straßenflächen<sup>5</sup>
  - 42014 & 42010: Bahntrassen<sup>6</sup> & Bahnhofflächen
- Gewässer
  - 44006: Stehende Gewässer
  - 44001 & 44002: Fließgewässer und Wasserläufe
- Wald und Naturräume
  - 43002: Wald
  - 43006: Sumpf
  - 43005: Moor
  - 43003: Gehölz
  - 61006: Felsen
- Sonstige Flächen
  - 41008: Flächen für Sport, Freizeit und Erholung
  - 41005: Tagebau
  - 41004: Bergbaulich genutzte Flächen
  - 41003: Halden & Materiallagerflächen

---

<sup>4</sup>Der entwickelte Algorithmus enthält auch die Wahlmöglichkeit, KMR-Leitungen auf die gleiche Weise auszulegen. Entsprechende Rohreigenschaften sind hierfür ebenfalls im Code hinterlegt.

<sup>5</sup>Der Linienlayer der Straßenzüge wird mit einer konstanten Breite von 4 m beidseitig der Fahrbahnmittelachse gepuffert.

<sup>6</sup>Der Linienlayer der Bahntrassen wird mit einer konstanten Breite von 7,5 m beidseitig der Trassenmittelachse gepuffert.

Darüber hinaus werden Flächen ausgeschlossen, deren Neigung größer als 5 Grad ist und die damit erschwerte Bedingungen für den Einbau von großflächigen Rohrsystemen wie EWK oder für Tiefenbohrungen für Erdwärmesonde(n) (EWS) aufweisen. Sie werden anhand des digitalen Geländemodells identifiziert, aus dem die maximale Neigung in zwei Koordinatenrichtungen extrahiert wird [8]. Dieser Datensatz wird anschließend von einer Anfangsauflösung von 1 m auf eine Auflösung von 5 m mit Durchschnittswerten gefiltert.

Die Bewertung von Gebieten für die geothermische Nutzung des Untergrunds unter dem Aspekt der wasserwirtschaftlichen Eignung wird vom Hessisches Landesamt für Naturschutz, Umwelt und Geologie (HLNUG) gegeben. Es wird zwischen aus wasserwirtschaftlicher Sicht **unzulässigen** und **zulässigen** Gebieten unterschieden [9]. Erstgenannte umfassen die Schutzzonen I, II, IIIA von Wasserschutzgebieten (WSG I, II, III und IIIA) und quantitative Zone A sowie qualitative Schutzzonen I, III und III/1 von Heilquellenschutzgebieten (HQSG A, I, II, III und III/1) [9]. Erdwärmekollektoren und Grabenkollektoren bis zu einer Tiefe von 1 m über dem obersten Grundwasserspiegel sowie Erdwärmekörbe mit einer maximalen Einbautiefe von 3 m sind in diesen Gebieten explizit zulässig [10].

Die Bewertung der Eignung aus hydrogeologischer Sicht wird vom HLNUG in **geeignete** und **ungeeignete** Gebiete unterschieden. In ungeeigneten Gebieten liegen Grundwasser-, Mineralwasser- oder Heilwasservorkommen vor, „[...] die durch eine Grundwasserüberdeckung geschützt werden.“ [9] Außerdem können in diesen Gebieten eine hohe Wasserdurchlässigkeit mit Aufstiegszonen für  $CO_2$  oder hoch mineralisiertes Wasser sowie artesisch gespannte Grundwasserleiter vorliegen, wodurch das Wasser bei Bohrarbeiten unkontrolliert austreten kann. Diesem Umstand kann bei den Bohrarbeiten nur mit einem Mehraufwand, z. B. durch zusätzliche Hilfsverrohrungen entgegen gewirkt werden

## 2.2 Beschreibung des Untersuchungsgebiets A

Mit Untersuchungsgebiet A ist das Untersuchungsgebiet bezeichnet, das von den Stadtwerke Bad Nauheim GmbH (SWBN) für die Beschreibung und Berechnung im Forschungsprojekt definiert wird. Es befindet sich im Bad Nauheimer Stadtteil Rödgen, der etwas östlich des Stadtkerns liegt, wie aus Abbildung 2.1 ersichtlich ist.

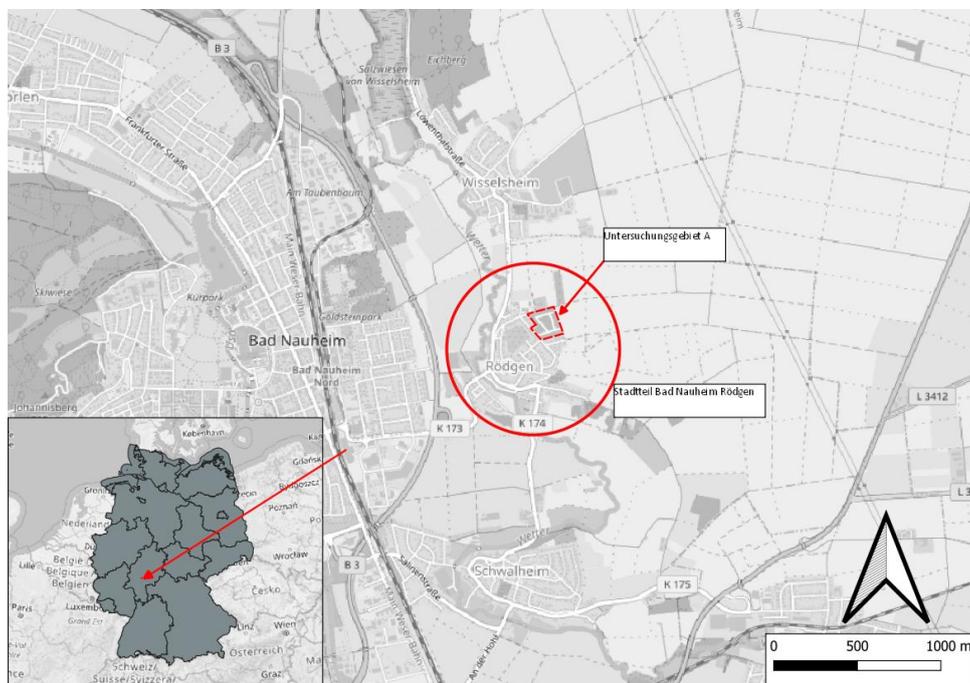
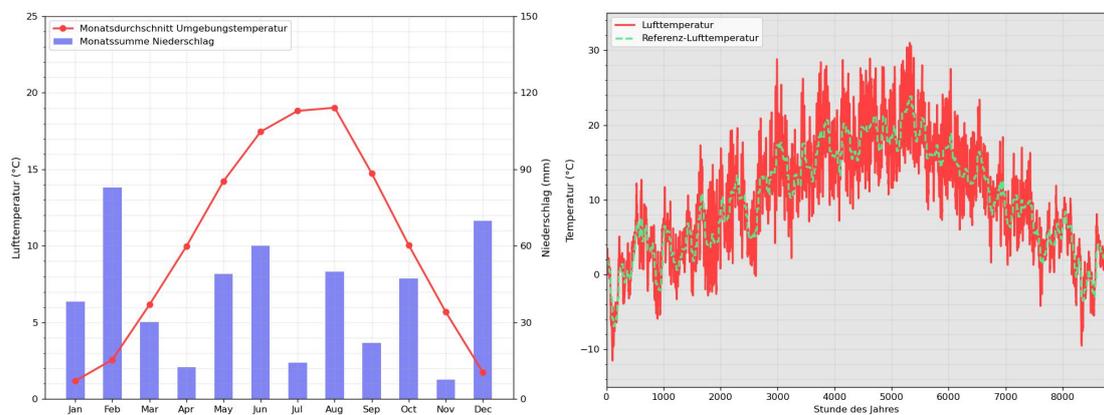


Abbildung 2.1: Übersichtskarte zum Untersuchungsgebiet A nahe Bad Nauheim in Mittelhessen

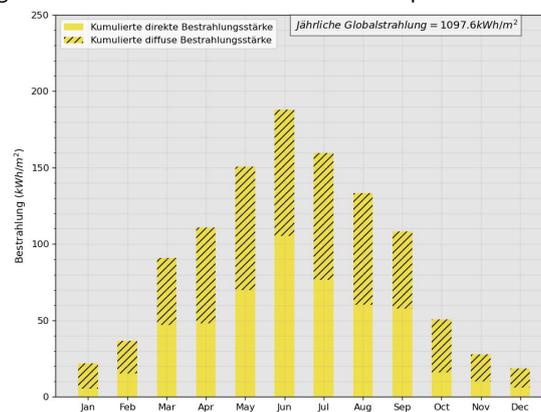
### 2.2.1 Lage und klimatische Bedingungen

Das Untersuchungsgebiet A liegt ca. 1,5 km östlich des Stadtkerns von Bad Nauheim in Mittelhessen und umfasst eine Fläche von ungefähr 2,4 ha, die für Baugrundstücke zur Verfügung steht. Sie lässt sich der

Klimazone 12 nach DIN 4710 zuordnen [11]. Abbildung 2.2 a) zeigt für den Standort die Monatsmittelwerte der Temperatur sowie des Niederschlags, die aus den Datensätzen der ortsgenauen Testreferenzjahre des DWD von 2015 für den Basiszeitraum 1995-2012 abgeleitet sind (Datensatz für mittleres Jahr mit Bezugskordinaten WGS84 50,369.20 °N, 8,770.0 °O, siehe [12]). Die Daten für die Niederschlagswerte sind den Messungen einer Wetterstation des DWD mit der Stations-ID 03442 für ein einzelnes Jahr 2020 entnommen [13]. Sie stellen somit eine Momentaufnahme für einen einzelnen Jahresdurchgang der Niederschlagswerte dar. Abbildung 2.2 b) zeigt einerseits den ungefilterten stündlichen Verlauf der Lufttemperatur aus dem Datensatz sowie die Referenztemperatur als gewichteten Mittelwert der vergangenen Tagesdurchschnittstemperaturen, die zur Berechnung der Wärmebedarfsprofile mittels einer Sigmoid-Funktion verwendet wird (siehe Abschnitt 4.1). In Abbildung 2.2 c) sind die Monatsmittelwerte für die Globalstrahlung auf die horizontale Ebene visualisiert. Im Vergleich zu einem deutschlandweiten Mittelwert von  $1.088,5 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$  jährlicher Globalstrahlung für die Dekade von 2001 bis 2010 zeigt sich, dass die Werte aus dem Test-Reference-Year (TRY)-Datensatz mit  $1.097,6 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$  leicht über dem Mittelwert für diese überlappende Dekade liegen [14]. Prinzipiell lässt sich aus den Daten des DWD ein Trend zu steigenden Globalstrahlungswerten in Deutschland über die vergangenen drei Dekaden feststellen mit einer Steigung von ca.  $3,4 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$  pro Jahr. Diese Entwicklung wird in der vorliegenden Arbeit jedoch nicht weiter berücksichtigt.



(a) Darstellung der Monatsmittelwerte für Lufttemperatur und Niederschlag (b) Darstellung der Lufttemperatur sowie der Referenztemperatur zur Wärmebedarfsberechnung



(c) Darstellung der Monatsmittelwerte für direkte und diffuse Bestrahlung

Abbildung 2.2: Visualisierung der Eingangsdaten für Umgebungslufttemperatur, Niederschlag und Globalstrahlung am Standort des Untersuchungsgebiets A (Datenbasis: DWD, Einzelwerte gemittelt)

### 2.2.2 Verbraucherstruktur

Im Untersuchungsgebiet A sind ausschließlich Wohngebäude als EFH vorhanden, die als ans Netz angeschlossene Verbraucher zu berücksichtigen sind. Tabelle 2.2 fasst die Informationen zusammen, die als Eingangsparameter für die energetische Charakterisierung des Quartiers in die Simulation sowie die Netzauslegung eingehen. Die Informationen entstammen Planungsgrundlagen der SWBN.

Tabelle 2.2: Übersicht zur Verbraucherstruktur im Untersuchungsgebiet A

Kategorie	Typ	Anzahl	Wärmebedarf gesamt ( $MWh$ )	Konditionierte Fläche gesamt ( $m^2$ )	spez. Bedarf Raumheizung ( $\frac{kWh}{m^2}$ )
EFH	Neubau	38	456,000	k.A.	k.A.
<b>Summe</b>		<b>38</b>	<b>456,000</b>		

Das Quartier besteht aus 38 EFH mit einem Gesamtwärmebedarf von jeweils 12.000 kWh für Heizwärme und TWW-Bereitung. Der energetische Standard der Gebäude kann überwiegend mit KfW-Effizienzhäusern 40 beschrieben werden [15]. Angaben zur beheizten Fläche der Gebäude werden nicht explizit angegeben, da diese auch abhängig von der jeweiligen Ausführung des Baus der Hauseigentümer ist. Insgesamt weist das Quartier einen Wärmebedarf für Raumheizung und TWW-Bereitung von 456 MWh auf. Die Verbrauchermodelle der EFH in dem Untersuchungsgebiet sind so modelliert, dass die WP dem angeforderten Wärmebedarf modulierend folgen und die gewünschte Vorlauftemperatur der Heizung entsprechend eines funktionalen Zusammenhangs zur Außentemperatur eingestellt wird (siehe auch Abschnitt 4.1). Zusätzlich besitzen die Verbrauchermodelle TWW-Speichersysteme, aus denen, einem Zapfprofil folgend, Brauchwarmwasser entnommen wird. Die Speicher sind so ausgelegt, dass sie mindestens einen gesamten Tagesbedarf vorhalten können.

Die Vorlauftemperaturen der Heizung in den EFH-Modellen wird witterungsgeführt zwischen 35 °C bei -12 °C Referenz-Außentemperatur und 26 °C bei 12 °C Referenz-Außentemperatur linear interpoliert. Oberhalb und unterhalb der Grenzen der Referenz-Außentemperatur bleibt die Vorlauftemperatur konstant, vgl. Abbildung 4.4. Die angestrebte TWW-Speichertemperatur wird konstant zu 50 °C definiert.

In Abbildung 2.3 ist der Jahresverlauf des Wärmebedarfs für die Raumheizung des Quartiers dargestellt. Abbildung 2.4 visualisiert zudem die Monatsmittelwerte für die Raumheizung, den Trinkwarmwasserbedarf sowie den Kühlbedarf des Quartiers.

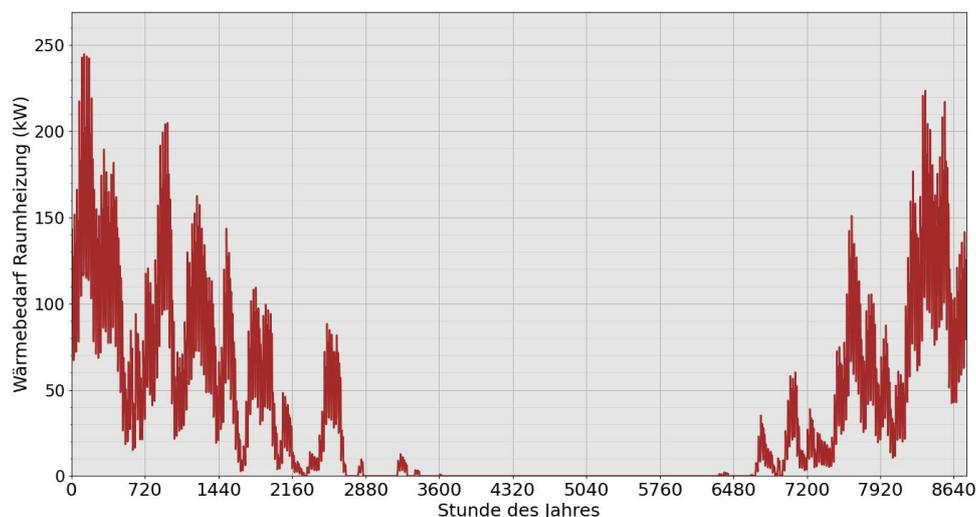


Abbildung 2.3: Quartier im Untersuchungsgebiet A: Jahresverlauf des stündlichen Bedarfs für Raumheizung

### 2.2.3 Flächen mit Eignung für oberflächennahe Geothermie

Das Quartier befindet sich in einem Gebiet, das vom HLNUG **hinsichtlich der wasserwirtschaftlichen Eignung als unzulässig für den Bau und Betrieb von EWS** eingestuft wird [16]. Die hydrogeologische Bewertung des HLNUG zeigt, dass das Untersuchungsgebiet A in einem **hydrogeologisch ungünstigen** Gebiet liegt [16], wie in Abbildung 2.5 ebenfalls zu erkennen ist. Der Nutzungstyp der zur Verfügung stehenden Flächen um das Baugebiet herum ist in Abbildung 2.5 anhand des digitalen Landschaftsmodells spezifiziert. Das Baugebiet ist in Abbildung 2.5 rot strichliert umkreist.

Flächen mit einer Neigung größer als 5 Grad sind in Abbildung 2.5 durch eine rote Schraffur gekennzeichnet. Es verbleibt nach Anwendung der in Abschnitt 2.1 beschriebenen Kriterien eine an das zu versorgende Wohngebiet **angrenzende Fläche von 91.500 m<sup>2</sup>, die für eine Erschließung mit oberflächennaher Geothermie**

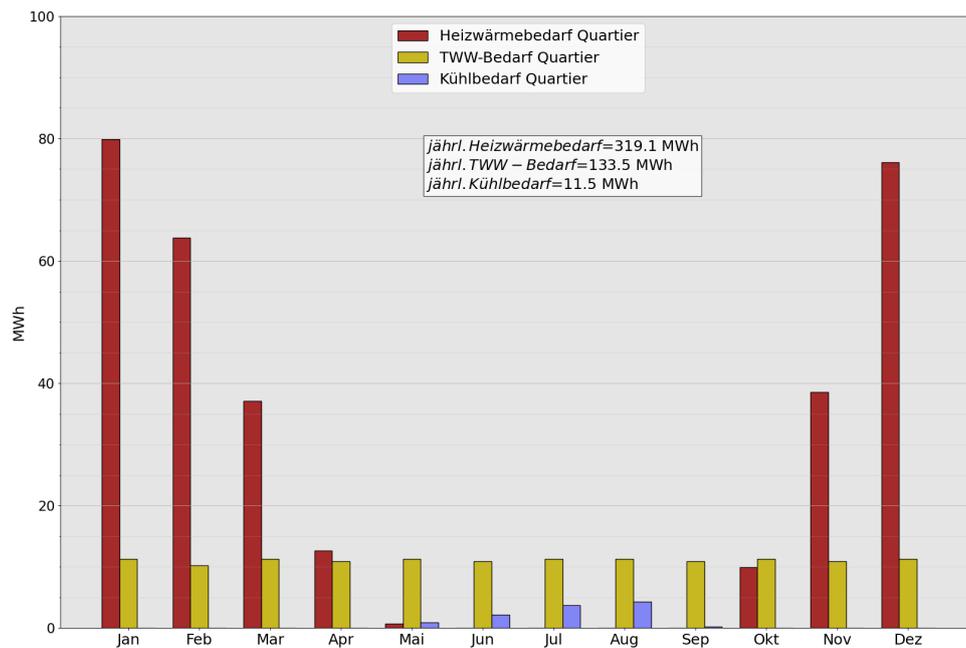


Abbildung 2.4: Quartier im Untersuchungsgebiet A: Monatliche Bilanzen des Wärmebedarfs für Raumheizung, für TWW und des Kühlbedarfs

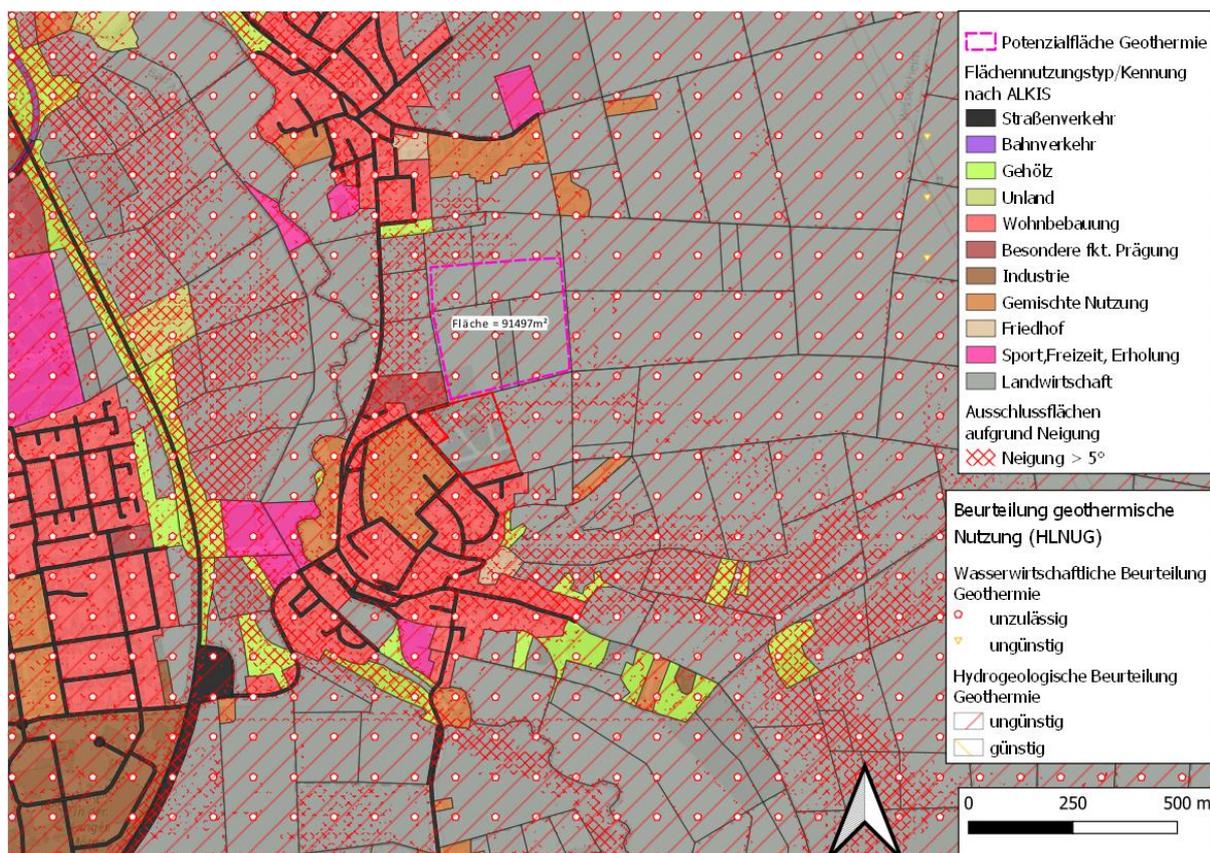


Abbildung 2.5: Darstellung der Nutzungstypen der Flächen in der Umgebung des Untersuchungsgebiets A. Visualisierung der Ausschlussflächen sowie der ermittelten Potenzialflächen für die geothermische Nutzung.

mittels EWK oder anderen flächigen Kollektorarten verfügbar ist. Diese ist als Potenzialfläche in Abbildung 2.5 ausgewiesen.

### 2.2.4 Bodeneigenschaften

Die Informationen zu im Untersuchungsgebiet A angetroffenen Bodeneigenschaften stammen aus einem vorliegenden Bodengutachten, das durch die SWBN in Auftrag gegeben und im Januar 2022 durchgeführt wurde. Aus diesen Informationen werden die Bodenarten sowie weitere thermische Erdreieigenschaften ausgelesen und soweit möglich für die Parametrierung des Erdreichs im Simulationsmodell in Abhängigkeit der Tiefe unter Geländeoberkante (GOK) verwendet. Sind für eine angetroffene Bodenart keine Werte für die spezifische Wärmekapazität, die Wärmeleitfähigkeit oder den Wassergehalt dokumentiert, wird auf die nächste Entsprechung der Bodenart aus der Bodenkundlichen Kartieranleitung der AG Boden [17] zurückgegriffen. Hieraus werden die Fraktionen der mineralischen Feststoffbestandteile mit ihrem Massenanteil ausgelesen und zur Berechnung der Wärmeleitfähigkeit und der spezifischen Wärmekapazität verwendet .

Das Gutachten im Untersuchungsgebiet A basiert auf drei Schurfen an unterschiedlichen Stellen auf der Potenzialfläche für geothermische Nutzung. Die Schurfe reichen bis zu einer Tiefe von 1,5 m. In den Abstufungen 0 m bis 0,3 m, 0,3 m bis 0,9 m und 0,9 m bis 1,5 m werden die Böden beschrieben und einer Bodenart zugeordnet. Für die tiefste Abstufung wird in allen drei Schurfen die Trockenrohddichte und der Wassergehalt einer Bodenprobe bestimmt. Für Tiefen größer als 1,5 m unter GOK liegen keine mit Messungen belastbaren Informationen vor. Daher wird die Annahme getroffen, dass unterhalb einer Tiefe von 4 m Basalt als Gestein ansteht. Insgesamt sind alle Proben aus den Schurfen als tonige Schluffe mit schwach sandigen bis sandigen Anteilen zu bezeichnen. Entsprechend der Bodenkundlichen Kartieranleitung [17] wird diesem die Bezeichnung *mittel toniger Schluff (Ut3)* zugewiesen. Da die Proben im Januar 2022 in einer Jahreszeit entnommen wurden, während und vor der nur geringe Evapotranspiration und ein vermehrtes Halten des Wassers in der Bodenmatrix zu erwarten ist, wird für den im Simulationsmodell als konstant angenommenen Wassergehalt ein niedrigerer Wert als der Durchschnitt aus den Schurfen im Gutachten angenommen. Für weiter oben liegende Bodenschichten wird dieser Wert noch weiter reduziert. In den obersten Schichten werden nahe der GOK Ackerböden mit unterschiedlichen massespezifischen Anteilen organischen Materials angenommen (10 % unterhalb der GOK bis 0,3 m Tiefe, 2 % zwischen 0,3 m bis 0,5 m Tiefe). Als Referenz für den volumetrischen Sättigungswassergehalt und damit das freie Porenvolumen wird auf den Wert 46 % für Schluff aus [18] zurückgegriffen. Die Trockenrohddichte entspricht dem Mittelwert der im Gutachten für die drei Schurfe angegebenen Werte. Die Wärmeleitfähigkeit des Bodens wird im Gutachten mit Verweis auf Werte für den Standort aus der Anwendung *ThermoMap* [19] zu  $1,09 \frac{\text{W}}{\text{mK}}$  angegeben. Im Vergleich zu den in [20] für 15 Referenzböden angegebenen Werten (nach dem rechnerischen Ansatz von Coté und Konrad [21]) liegt dieser deutlich niedriger. Für die vorliegende Arbeit wird deshalb ein Mittelwert der Ergebnisse aus dem rechnerischen Ansatz und dem Wert aus der Anwendung *ThermoMap* genutzt. In Tabelle 2.3 sind die für die Parametrierung des Bodens im Simulationsmodell letztlich verwendeten Erdreieigenschaften zusammengefasst. Die Bezeichnung der Bodenart bezieht sich auf die identische oder nächste Entsprechung aus der bodenkundlichen Kartieranleitung [17]. Ebenfalls angegeben sind die Massenanteile der Kornfraktionen am Bestandteil mineralischer Feststoffe  $x_{i, \text{Feststoff}}$  für Sand, Schluff und Ton, der volumetrische Wassergehalt  $w_{\text{vol}}$ , die Trockenrohddichte  $\rho_d$ , die spez. Wärmekapazität des ungefrorenen Bodens  $c_{p,u}$  und die Wärmeleitfähigkeit des ungefrorenen Bodens  $\lambda_u$ .

Abbildung 2.6 visualisiert die Verteilung der Bodenart in einer Querschnittsansicht des 1D-Simulationsgebiets für einen EWK.

Tabelle 2.3: Untersuchungsgebiet A: Beschreibung der Bodeneigenschaften in der Potenzialfläche für die geothermische Nutzung des Untergrunds für die Implementierung im Simulationsmodell

Tiefe unter GOK (m)	Bodenart	$x_{i,Feststoff}$ (%) Sand (S) / Schluff (U) / Ton (T)	$w_{vol}$ (%)	$\rho_d$ ( $\frac{kg}{m^3}$ )	$c_{p,u}$ ( $\frac{J}{kgK}$ )	$\lambda_u$ ( $\frac{W}{mK}$ )
0-0,3	Ut3 toniger Schluff, 10% Organik	7/75/18	28	1.517	1.365	1,18
0,3-0,5	Ut3 toniger Schluff, 2% Organik	7/75/18	28	1.517	1.500	1,18
0,5-1,1	Ut3	7/75/18	30	1.517	1.397	1,20
1,1-2,8	Ut3	7/75/18	34	1.517	1.459	1,23
2,8-8	Ut3	7/75/18	28	1.517	1.365	1,18
>8	Basalt	k.A.	k.A.	2.900	860	1,8

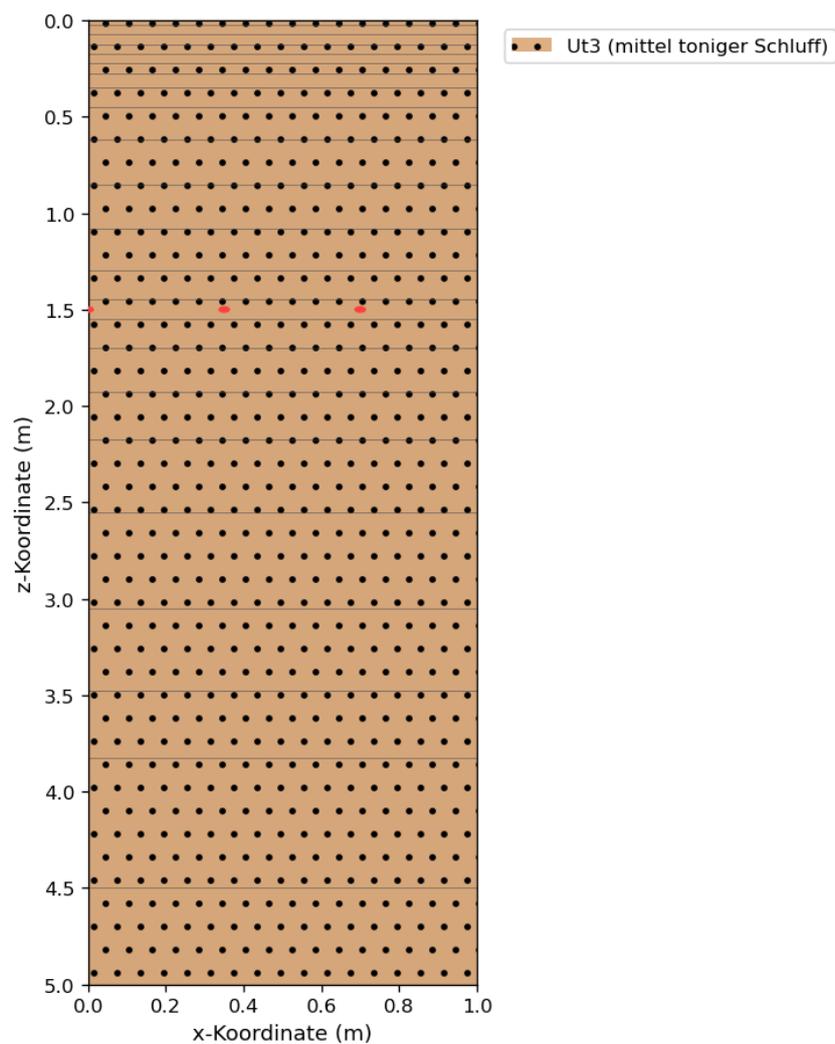


Abbildung 2.6: Untersuchungsgebiet A: Visualisierung der Bodenarten, die auf der Potenzialfläche für die geothermische Nutzung des Untergrunds angetroffen wurden - Längsschnitt der Implementierung im Simulationsmodell auf 1 m Breite, Kollektorrohre sind als rote Punkte gekennzeichnet

### 2.2.5 Netztopologie und Netzauslegung - AP 2

Entsprechend der in Abschnitt 2.1 erläuterten Methodik wird das Netz mit Verteil- und Hausanschlussleitungen als KNW-Netz mit PE-Rohren für einen spezifischen Druckverlust von  $60 \frac{\text{Pa}}{\text{m}}$  ausgelegt. Mit dem gegenüber typischen Werten für die Auslegung von KMR-Leitungen verringerten Wert für den spezifischen Druckverlust wird das Solevolumen im Netz erhöht, da größere Durchmesser als Ergebnis aus dem Auslegungs-Algorithmus ausgegeben werden. Da es sich um ein passives KNW-Netz handelt, wird zudem die notwendige Förderhöhe der einzelnen Solepumpen der dezentralen WP reduziert. Die Masche innerhalb des Netzes wird so modifiziert, dass sämtliche darin befindlichen Rohrleitungen die gleiche Nennweite erhalten. Diese wird zu jener Nennweite gewählt, die aus dem Auslegungs-Algorithmus als größte Nennweite einer einzelnen Rohrleitung innerhalb der Masche vorliegt.

In Abbildung 2.7 ist die Trassenführung des Netzes im Untersuchungsgebiet A dargestellt. Zu sehen sind die unterschiedlichen eingefärbten Nennweiten der Rohrleitungen sowie die Prosumer als Punkte und der Anschlusspunkt der primären geothermischen Quelle (EWK) am nördlichen Ende. Östlich neben dem Anschlusspunkt des EWK erstreckt sich die in Abbildung 2.5 identifizierte Potenzialfläche für die geothermische Nutzung. Tabelle 2.4 fasst zusätzlich die nennweitenabhängigen Trassenlängen (inkl. der Hausanschlussleitungen) zusammen. Die Differenz zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Wert der geodätischen Höhe innerhalb des Netzes wird aus dem digitalen Geländemodell zu ca. 14 m ausgelesen [8]. Die Druckfestigkeit für einen Nenndruck PN 16 der PE-Rohre mit der Standard Dimension Ratio (SDR)-Klasse 11 wird, unter Hinzurechnung der Druckverluste im Netz und das dadurch notwendige Mindestdruckniveau, als ausreichend angesehen.



Abbildung 2.7: Untersuchungsgebiet A: Darstellung der Trassenführung und Rohrdimensionen (Außendurchmesser DA) nach hydraulischen Netzberechnungen

Für die Implementierung des Netzes in das Simulationsmodell wird die Netztopologie vereinfacht und benachbarte, gleichartige Prosumer werden aggregiert, um die Anzahl der zu simulierenden Anschlussnehmer mitsamt Gebäudeausrüstung zu reduzieren. Wärme- und Kältebedarfe sowie Speichervolumina der aggregierten Prosumer werden summiert, PVT- und Solarthermieanlagen werden gezählt und gemeinsam bilanziert und die WP in ihrer Leistung zusammengefasst, sodass sich für aggregierte Prosumer dementsprechend größere Solemassenströme in der Simulation ergeben als für einen einzelnen Prosumer. Abbildung 2.8 zeigt die vereinfachte Netztopologie, wie sie im Simulationsmodell berücksichtigt und berechnet wird. Die Ringleitung wird mit ihren Nennweiten beibehalten, während die Hausanschlussleitungen vernachlässigt werden. Längen und Nennweiten der Rohrleitungen im Ring sind in Abbildung 2.8 markiert. Schwarze Querstriche markieren die

Tabelle 2.4: Nennweiten und zugehörige Trassenlängen im Netz des Untersuchungsgebiets A

Nennweite	Trassenlänge (m)	davon Verteilungen (m)
DA63	366,0	31,5
DA110	22,5	22,5
DA160	137,4	137,4
DA225	413,4	413,4
DA315	78,3	78,3
$\Sigma$	1.017,6	683,1

Trennstellen der Verteilungen, an denen im Simulationsmodell die (aggregierten) Prosumer angeschlossen sind. Insgesamt werden vier Aggregationszonen gebildet, die in Abbildung 2.8 mit Sternsymbolen gekennzeichnet sind. Drei davon beinhalten 10 Einzelgebäude und eine weitere 8 Gebäude.

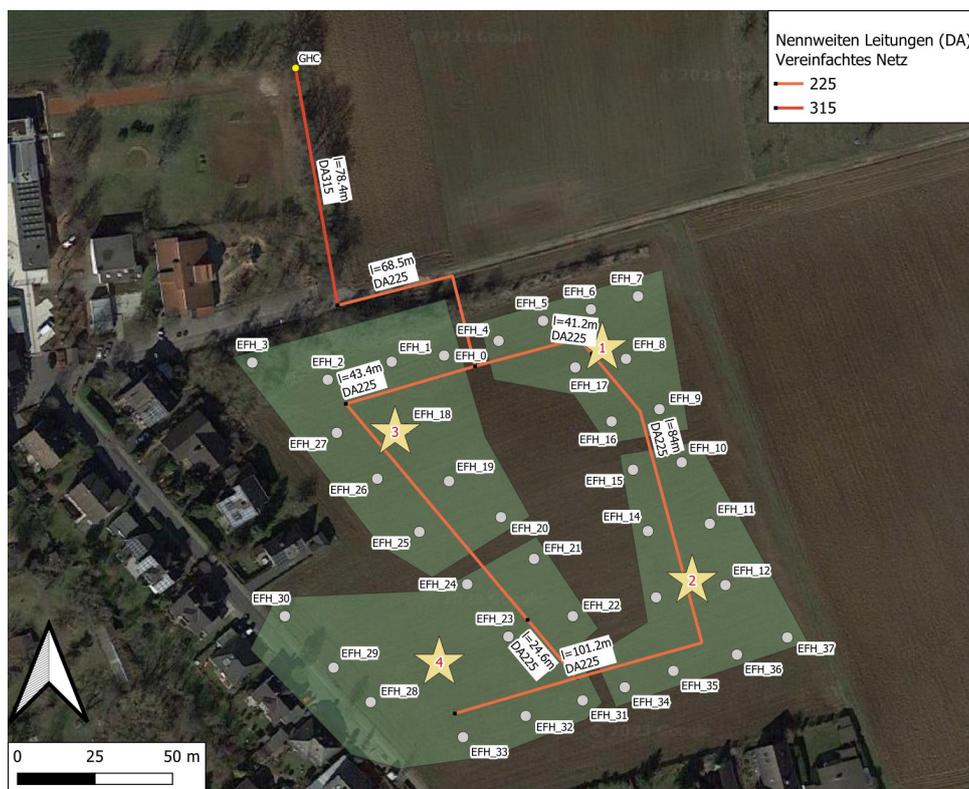


Abbildung 2.8: Untersuchungsgebiet A: Darstellung der Trassenführung und Rohrdimensionen (Außendurchmesser DA) im vereinfachten Netz für die Implementierung in das Simulationsmodell

### 2.2.6 Definition der untersuchten KNW-Systemvarianten - AP 2

Für das Untersuchungsgebiet A werden die folgenden Systemvarianten und Wärmequellen-Konstellationen betrachtet und im Simulationsmodell berechnet:

- EWK als alleinige Wärmequelle (EWK)
- EWK + passive Gebäudekühlung (FC) (EWK + FC)
- EWK + Aufdach-PVT (EWK + FC + PVT (2/4 Mod./Gebäude))
- EWK + Aufdach-Solarthermie (EWK + FC + ST)

Die passive Gebäudekühlung wird in den untersuchten Varianten als Standardfunktion des KNW-Netzverbunds vorausgesetzt und mit den anderen aufgeführten Konstellationen von Wärmequellen kombiniert, um einen

Kühlbedarf der ans Netz angeschlossenen Prosumer zu decken. Wird die passive Gebäudekühlung in einer Berechnung nicht betrachtet bzw. ausgeschaltet, so wird dies explizit erwähnt. Für eine Erläuterung der Funktionsweise von Teilkomponenten der Prosumer-Modelle wird auf Abschnitt 4.1 verwiesen.

Die Verlegung des EWK unterhalb eines Regenwasserrückhaltebeckens (RRB) wird für das Gebiet A nicht betrachtet. Es wäre nur eine partielle Überdeckung der notwendigen Kollektorfläche mit dem RRB möglich, was zu starken Asymmetrien in der Temperaturverteilung innerhalb des Kollektors führen würde und mit dem Simulationswerkzeug nicht abbildbar ist. Zudem bestehen bei partieller Überdeckung und aufgrund der Tiefe des RRB große geodätischer Höhenunterschiede zwischen der Sole des Beckens und der GOK der angrenzenden, nicht vom RRB überdeckten Flächen, was für den Energieeintrag von der GOK in den Kollektor sehr nachteilig ist. Eine Aufteilung der Kollektorflächen in jene unterhalb des RRB und jene außerhalb des RRB wäre mittels einer parallelen Modellierung und Simulation zweier EWK-Modelle im System möglich. Die zeitabhängige Vorgabe des volumetrischen Wassergehalts ist zum Zeitpunkt der Berichterstellung nicht Bestandteil des Submodells des EWK, wodurch auch die zeitlich variierenden Einträge von versickerndem Wasser unterhalb eines RRB nicht realitätsnah abgebildet werden könnten. Aus Zeitgründen wird daher auf die Umsetzung dieser Systemvariante im Rahmen des Projekts verzichtet.

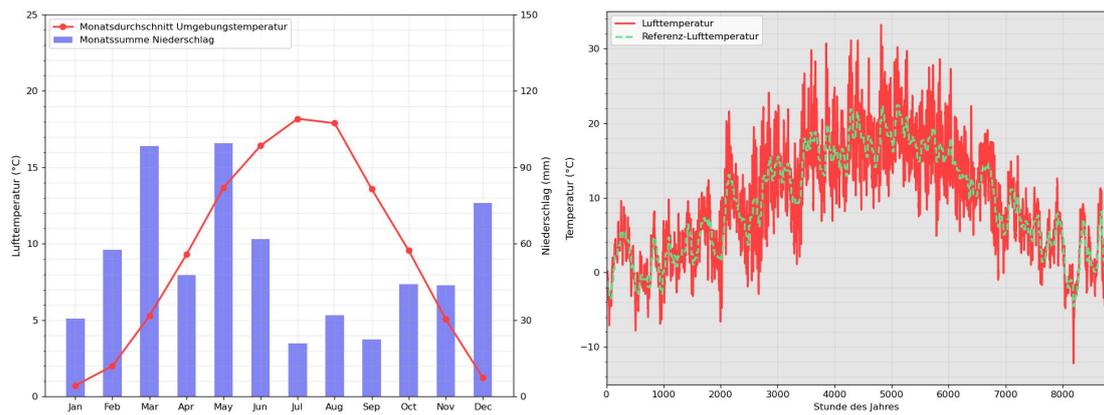
Die Simulation und Auswertung einer Systemvariante mit zentralem Solarthermiefeld und ans Netz angeschlossenen Pufferspeicher kann im Zeitrahmen des Projekts ebenfalls nicht abgeschlossen werden und wird daher nicht weiter betrachtet. Das entwickelte Simulationsmodell enthält bereits Teilmodelle für die Abbildung und funktionsfähige Verschaltung der notwendigen Komponenten wie dem in der Größe skalierbaren Solarthermiefeld, dem Pufferspeicher und einer logischen Verschaltung mit einer geothermischen Wärmequelle über eine hydraulische Weiche. Eine Testphase der Gesamtsystemsimulation für diese Variante kann jedoch innerhalb des Projekts zeitlich nicht mehr abgeschlossen werden.

## 2.3 Beschreibung des Untersuchungsgebiets B

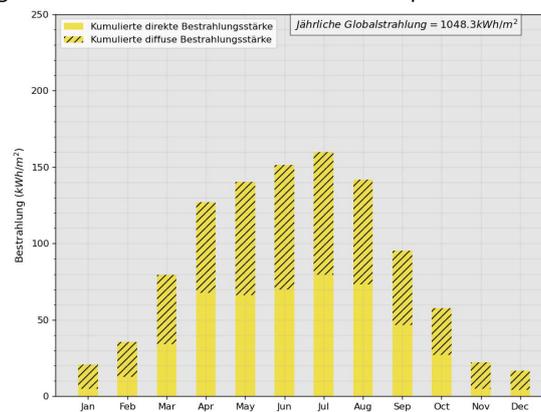
Mit Untersuchungsgebiet B ist das Untersuchungsgebiet bezeichnet, das vom Projektpartner IMAXX Projektentwicklungsgesellschaft mbH (im Folgenden IMAXX) für die Beschreibung und Berechnung im Forschungsprojekt definiert wird. Der exakte Standort des Gebiets wird auf Bitten des Projektpartners anonymisiert. Nachfolgend werden daher verkürzte Beschreibungen des Gebiets und des darin befindlichen Quartiers gegeben. Das Gebiet befindet sich im Raum Mittelhessen in einer ähnlichen großräumlichen Lage wie das Untersuchungsgebiet A.

### 2.3.1 Lage und klimatische Bedingungen

Das Untersuchungsgebiet B umfasst eine Fläche von ungefähr 2,4 ha, die für Baugrundstücke zur Verfügung steht. Sie lässt sich der Klimazone 10 nach DIN 4710 zuordnen [11]. Abbildung 2.2 a) zeigt für den Standort die Monatsmittelwerte der Temperatur sowie des Niederschlags, die aus den Datensätzen der ortsgenauen Testreferenzjahre des DWD von 2015 für den Basiszeitraum 1995-2012 abgeleitet sind (Datensatz für mittleres Jahr, siehe [12]). Die Daten für die Niederschlagswerte sind den Messungen einer Wetterstation des DWD mit der Stations-ID 1639 für ein einzelnes Jahr 2020 entnommen [13]. Sie stellen somit eine Momentaufnahme für einen einzelnen Jahresdurchgang der Niederschlagswerte dar. Abbildung 2.9 b) zeigt einerseits den ungefilterten stündlichen Verlauf der Lufttemperatur aus dem Datensatz sowie die Referenztemperatur als gewichteten Mittelwert der vergangenen Tagesdurchschnittstemperaturen, die zur Berechnung der Wärmebedarfsprofile mittels einer Sigmoid-Funktion verwendet wird (siehe Abschnitt 4.1). In Abbildung 2.9 c) sind die Monatsmittelwerte für die Globalstrahlung auf die horizontale Ebene visualisiert. Im Vergleich zu einem deutschlandweiten Mittelwert von  $1.088,5 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$  jährlicher Globalstrahlung für die Dekade von 2001 bis 2010 zeigt sich, dass die Werte aus dem TRY-Datensatz mit  $1.048,3 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$  unter dem Durchschnitt für diese überlappende Dekade liegen [14]. Verglichen mit dem Standort des Untersuchungsgebiets A wird deutlich, dass die Monatsdurchschnittstemperaturen im Untersuchungsgebiet B in den Wintermonaten Dezember und Januar  $0,5 \text{ K}$  und im März und in den Sommermonaten Jul und August um bis zu  $1 \text{ K}$  niedriger liegen.



(a) Darstellung der Monatsmittelwerte für Lufttemperatur und Niederschlag (b) Darstellung der Lufttemperatur sowie der Referenztemperatur zur Wärmebedarfsberechnung



(c) Darstellung der Monatsmittelwerte für direkte und diffuse Bestrahlung

Abbildung 2.9: Visualisierung der Eingangsdaten für Umgebungslufttemperatur, Niederschlag und Globalstrahlung am Standort des Untersuchungsgebiets B (Datenbasis: DWD, Einzelwerte gemittelt)

### 2.3.2 Verbraucherstruktur

Im Untersuchungsgebiet B liegt eine Variation von Gebäuden unterschiedlicher Nutzungskategorien vor. Tabelle 2.5 fasst die Informationen zusammen, die als Eingangsparameter für die energetische Charakterisierung des Quartiers in die Simulation sowie die Netzauslegung eingehen. Die Informationen entstammen Planungsgrundlagen des Projektpartners IMAXX und sind aufgrund der Entscheidungsfreiheit der letztendlich für den Bau verantwortlichen Grundstücksbesitzer mit Unschärfen behaftet. Grundlegend lassen sich dennoch geplante Wohnbaugrundstücke in jene für EFH, Doppelhaushälfte(n) (DH) und Mehrfamilienhaus (MFH) unterscheiden. Zudem ist mit einer geplanten Kindertagesstätte eine weitere Nutzungskategorie im Quartier vorhanden.

Das Quartier besteht aus 48 Gebäuden mit einem jährlichen Gesamtwärmebedarf von ca. 956.750 kWh. Der energetische Standard der Wohngebäude ist in drei Energieeffizienzklassen unterteilt, die sich in den Bezeichnungen der Gebäudetypen in Tabelle 2.5 wiederfinden. Klasse A+ entspricht einem KfW-Effizienzhaus 40, Klasse A entspricht einem KfW 55-Standard [15] und Klasse B einem Neubau mit nochmals höherem Wärmebedarf. Die angesetzten spezifischen Wärmebedarfe der einzelnen Nutzungskategorien und Effizienzklassen sind in Tabelle 2.5 aufgeführt. Angaben zur voraussichtlichen Größe der Gebäude und damit zur beheizten Fläche konnten vom Projektpartner IMAXX ebenfalls angegeben werden.

Die Modelle der EFH sind so gestaltet, dass die WP modulierend dem angefragten Wärmebedarf der Raumheizung oder zur Auffüllung eines TWW-Speichers zu den entsprechend eingestellten Zeiten folgt. MFH sind mit einem Kombi-Speichersystem ausgestattet, in dem ein zentraler Pufferspeicher und ein darin enthaltener TWW-Speicher die Wärmebedarfe der Raumheizungen oder der Warmwasser-Zapfstellen der einzelnen Wohneinheit(en) (WE) bedient. Belädt die WP den Pufferspeicher bei Absinken der Speichertemperatur unter einen festgelegten Schwellwert, was durch einen rein taktenden Betrieb der WP geschehen kann, wird folglich auch der Inhalt des TWW-Speichers vorgewärmt. Eine etwaige notwendige Nachheizung an den dezentralen Zapfstellen wird über elektrische Durchlauferhitzer modelliert und bilanziert. Das Modell der Kindertagesstätte

Tabelle 2.5: Übersicht zur Verbraucherstruktur im Untersuchungsgebiet B

Kategorie	Typ	Anzahl	Wärmebedarf gesamt (MWh)	Konditionierte Fläche gesamt (m <sup>2</sup> )	spez. Bedarf Raumheizung ( $\frac{kWh}{m^2}$ )
EFH	Neubau A+	4	28,080	864	20
	Neubau A	7	64,260	1.512	30
	Neubau B	6	74,520	1.296	45
EFH/DH	Neubau A+	7	98,280	3.024	20
	Neubau A	11	201,960	4.752	30
	Neubau B	10	248,400	4.320	45
MFH	Neubau A	2	93,750	2.700	25
Kita	Neubau B	1	150,200	2.000	57,5
<b>Summe</b>		<b>48</b>	<b>956,750</b>	20.468	

wird auf gleiche Weise wie ein MFH modelliert, jedoch mit anderen Lastprofilen.

Die Vorlauftemperaturen der Heizung in den EFH-Modellen der Klasse A+ wird witterungsgeführt zwischen 35 °C bei -12 °C Referenz-Außentemperatur und 26 °C bei 12 °C Referenz-Außentemperatur linear interpoliert. Für EFH-Modelle anderen energetischen Standards wird die obere Grenze der Referenz-Außentemperatur auf 15 °C gesetzt. Oberhalb und unterhalb der Grenzen der Referenz-Außentemperatur bleibt die Vorlauftemperatur konstant, vgl. Abbildung 4.4. Die angestrebte TWW-Speichertemperatur wird konstant zu 50 °C definiert.

In den MFH-Modellen beträgt die Zieltemperatur des Warmwasserspeichers für die Raumheizung konstant 40 °C. Damit wird einer zentralen Positionierung des Speichers in einem MFH sowie einer ggf. nicht ähnlich großzügigen Gestaltung der Heizflächen in den WE wie in einem EFH Rechnung getragen. Die Zieltemperatur des TWW-Speichers wird auf 55 °C gesetzt.

In der Kindertagesstätte liegen die Zieltemperatur für den Warmwasserspeicher für die Raumheizung bei 45 °C und die des TWW-Speichers ebenfalls bei 55 °C.

In Abbildung 2.10 ist der Jahresverlauf des Wärmebedarfs für die Raumheizung des Quartiers dargestellt. Abbildung 2.11 visualisiert zudem die Monatsmittelwerte für die Raumheizung und den Trinkwarmwasserbedarf sowie den Bedarf an passiver/freier Kühlung im Quartier.

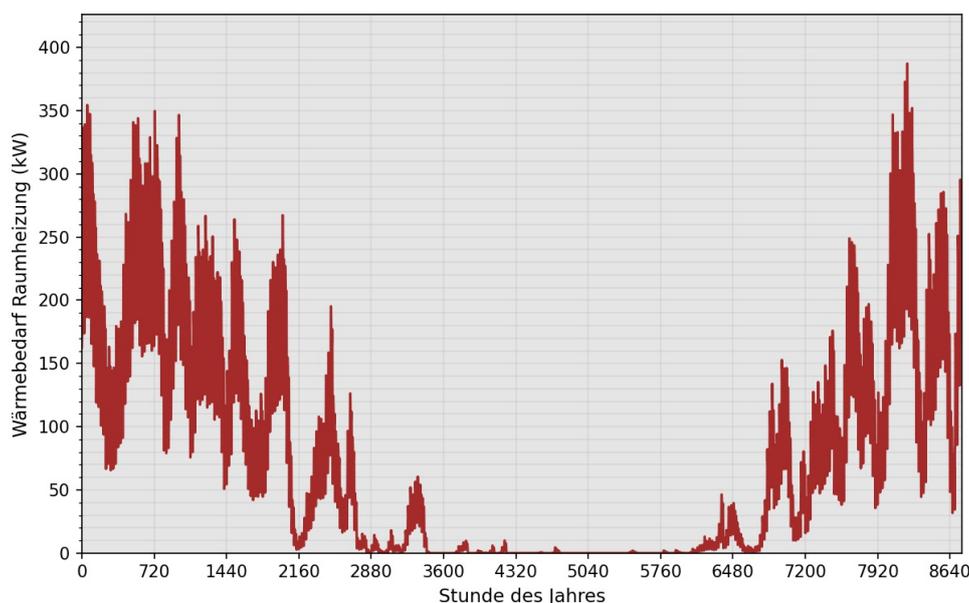


Abbildung 2.10: Quartier im Untersuchungsgebiet B: Jahresverlauf des stündlichen Bedarfs für Raumheizung

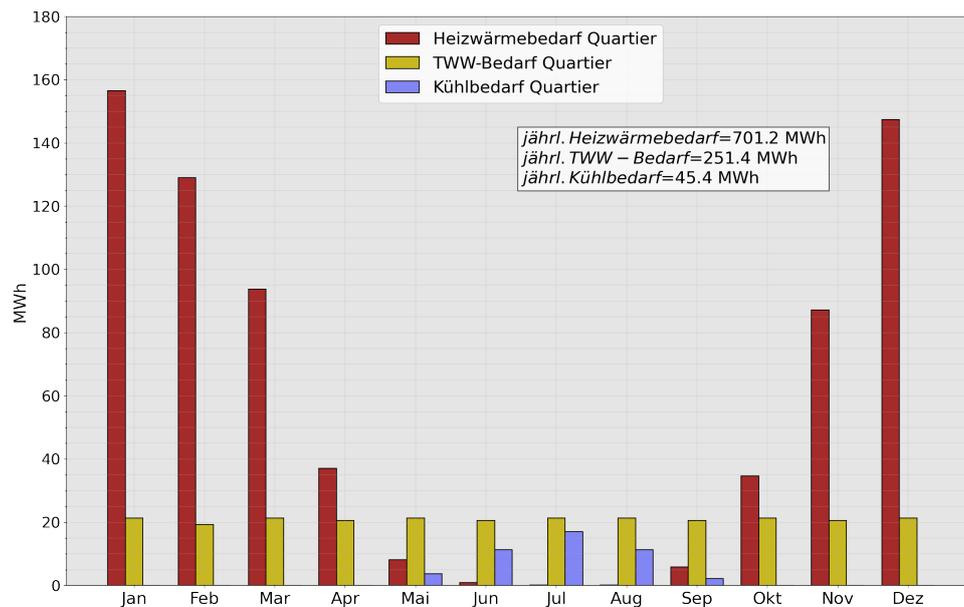


Abbildung 2.11: Quartier im Untersuchungsgebiet B: Monatliche Bilanzen des Wärmebedarfs für Raumheizung, für TWW und des Kühlbedarfs

### 2.3.3 Flächen mit Eignung für oberflächennahe Geothermie

Das untersuchte Quartier befindet sich in einem Gebiet, das vom HLNUG **hinsichtlich der wasserwirtschaftlichen Eignung als unzulässig für den Bau und Betrieb von EWS** eingestuft wird [16]. Die hydrogeologische Bewertung des HLNUG ordnet das Untersuchungsgebiet B einem **hydrogeologisch ungünstigen** Gebiet zu [16]. Der Nutzungstyp der um die für Wohn- und sonstige Bebauung vorgesehenen Flächen ist gemischt und grenzt die für die geothermische Nutzung des Untergrunds verfügbare Fläche ein, die nicht überbaut ist oder wird. Im Norden grenzt an das Gebiet ein durch Industrie- und Gewerbebetriebe genutztes Areal, das bereits vollständig bebaut ist. Östlich schließt sich an das Gebiet eine noch freie Fläche Ackerland an, die rein als landwirtschaftlich genutzte Fläche klassifiziert ist. Diese ist von ihrer Ausdehnung her Richtung Westen groß genug, um beispielsweise EWK von ausreichender Fläche nach einer vereinfachten Vorauslegung nach der VDI 4640 [22] zu verbauen. Die Größe kann mit bis zu 100.000 m<sup>2</sup> angegeben werden. Im Süden grenzt unmittelbar an die für Wohnbebauung ausgewiesenen Flächen ein ca. 3.800 m<sup>2</sup> großes RRB, an das sich eine Bahntrasse in West-Ost-Richtung verlaufend anschließt. Die Bahntrasse stellt eine enorm bauliche Hürde dar und begrenzt daher die verfügbare Fläche für die geothermische Nutzung. Das RRB könnte daher nur partiell von einem EWK überbaut werden - seine alleinige Fläche reicht nicht für die Versorgung des Quartiers mittels eines EWK aus. Unmittelbar westlich des Untersuchungsgebiets liegt eine Wohnsiedlung, in der bereits sämtliche Grundstücke bebaut sind und in der keine für zentrale geothermische Wärmequellen verfügbaren Flächen bestehen.

### 2.3.4 Bodeneigenschaften

Die Informationen zu im Untersuchungsgebiet B angetroffenen Bodeneigenschaften stammen aus einem vorliegenden Bodengutachten, das vom Projektpartner IMAXX übermittelt und im August 2019 durchgeführt wurde. Aus diesen Informationen werden die Bodenarten sowie weitere thermische Erdreieigenschaften ausgelesen und soweit möglich für die Parametrierung des Erdreichs im Simulationsmodell in Abhängigkeit der Tiefe unter GOK verwendet. Das Vorgehen für die Übertragung der hieraus bestimmten Bodeneigenschaften auf die Eingangsparameter für das Simulationsmodell entspricht den in Abschnitt 2.2 erläuterten Schritten. Aus dem Gutachten können Informationen mehrerer Rammkernsondierungen genutzt werden, um auf die thermischen Bodeneigenschaften zu schließen. Die Rammkernsondierungen wurden generell zur Beschreibung des Untergrunds im gesamten Untersuchungsgebiet, beispielsweise auch unterhalb geplanter Fahrwege, durchgeführt. Für die Potenzialfläche zur geothermischen Nutzung wird in der vorliegenden Arbeit daher auf die Informationen aus drei Rammkernsondierungen zurückgegriffen, die sich am nächsten an der genannten Fläche befinden. Die maximal erreichte Tiefe unter GOK beträgt 4 m und die Bestimmung der Bodenart erfolgt im Gutachten explizit für vier Zonen bis zu dieser Tiefe. Da in einer Tiefe von 2,8 m bis 4 m ein hoher Felsanteil im Boden aus verwittertem Basalt und Tuffstein angetroffen wurde, wird unterhalb einer Tiefe von 4 m für die Eingaben in

das Simulationsmodell von anstehendem Basalt ausgegangen. In den darüber liegenden Schichten werden nahe der GOK Ackerböden mit unterschiedlichen massespezifischen Anteilen organischen Materials angenommen (10 % direkt unterhalb der GOK, 2 % zwischen 0,3 m bis 0,5 m Tiefe). Dort werden schwach tonige Lehme angetroffen, ab einer Tiefe von etwa 0,5 m folgt toniger Schluff. In Tiefen zwischen ca. 1,1 m bis 2,8 m liegt stark toniger Schluff vor, gefolgt von einem lehmigen Felsersatz bis zu 4 m Tiefe. Dieser wird als schwach lehmiger Sand (SI2) als nächster Entsprechung aus der Bodenkundlichen Kartieranleitung [17] modelliert.

Der Wassergehalt in den gefundenen Böden wird im Gutachten nicht für alle Rammkernsondierungen und alle Tiefen dargestellt. Zudem variieren die Wassergehalte auch in drei benachbarten Rammkernsondierungen mit einem Abstand von jeweils 50 m bereits zwischen 20 % bis 44 % Wassermasse bezogen auf die Masse getrockneten Bodens. Repräsentativ wird die Probennahme einer Rammkernsondierung als Grundlage genommen, für die in einer Tiefe von 1,1 m bis 2,8 m unter GOK ein Wassergehalt von 23,8 % Wassermasse bezogen auf die Masse getrockneten Bodens ermittelt wird. Dies entspricht bei einer angenommenen Trockenrohdichte des Bodens von  $1.550 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$  [17] einem volumetrischen Wassergehalt im Boden von 27 %. Aufgrund der Probennahme im Monat August, vor und während dem von verstärkter Evapotranspiration und geringerem Wassergehalt im Boden ausgegangen werden kann, wird - ungeachtet einer weiteren Bereinigung der vor der Probennahme herrschenden Witterungsverhältnisse im Vergleich zum langjährigen Mittel - für diese Erdschicht und Tiefe ein Wert von 32 % für einen mittleren volumetrischen Wassergehalt zur Parametrierung in der Simulation genutzt. Da laut Gutachten zudem der obere Grundwasserspiegel in den drei betrachteten Rammkernsondierungen in Tiefen zwischen 1,6 m bis 3,6 m unter GOK angetroffen wird, wird für die Erdschicht zwischen 2,8 m bis 4 m nahezu Sättigung für die Parametrierung angenommen. In den oberen Erdschichten wird von einem gegenüber den Tiefen unterhalb von 1,1 m verringerten Wassergehalt ausgegangen und Werte von 22 % bis 25 % angenommen.

Analog zum Vorgehen in Abschnitt 2.2 werden die Wärmeleitfähigkeiten als Mittelwert aus den nach der rechnerischen Methode bestimmten Werten und dem Wert von  $1,07 \frac{\text{W}}{\text{mK}}$  aus der Anwendung *ThermoMap* [19] angenommen. Tabelle 2.6 fasst die Bodeneigenschaften zusammen, die daraus folgend als Parameter zur Beschreibung der Erdschichten im Simulationsmodell verwendet werden.

Tabelle 2.6: Untersuchungsgebiet B: Beschreibung der Bodeneigenschaften in der Potenzialfläche für die geothermische Nutzung des Untergrunds für die Implementierung im Simulationsmodell

Tiefe unter GOK (m)	Bodenart	$x_{i,\text{Feststoff}}$ (%) Sand (S) / Schluff (U) / Ton (T)	$w_{\text{vol}}$ (%)	$\rho_d$ ( $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ )	$c_{p,u}$ ( $\frac{\text{J}}{\text{kgK}}$ )	$\lambda_u$ ( $\frac{\text{W}}{\text{mK}}$ )
0-0,3	Lt2 schwach toniger Lehm, 10 % Organik	30/40/30	22	1.517	1.358	1,28
0,3-0,5	Lt2 schwach toniger Lehm, 2 % Organik	30/40/30	22	1.517	1.263	1,28
0,5-1,1	Ut3 toniger Schluff	7/75/18	25	1.517	1.315	1,15
1,1-2,8	Ut4 stark toniger Schluff	9/73/18	32	1.517	1.429	1,22
2,8-4,0	SI2 schwach lehmiger Sand	70/23/7	40	1.517	1.508	1,5
>4,0	Basalt	k.A.	k.A.	2.900	860	1,8

Abbildung 2.12 visualisiert die Verteilung der Bodenart in einer Querschnittsansicht des 1D-Simulationsgebiets

für einen EWK.

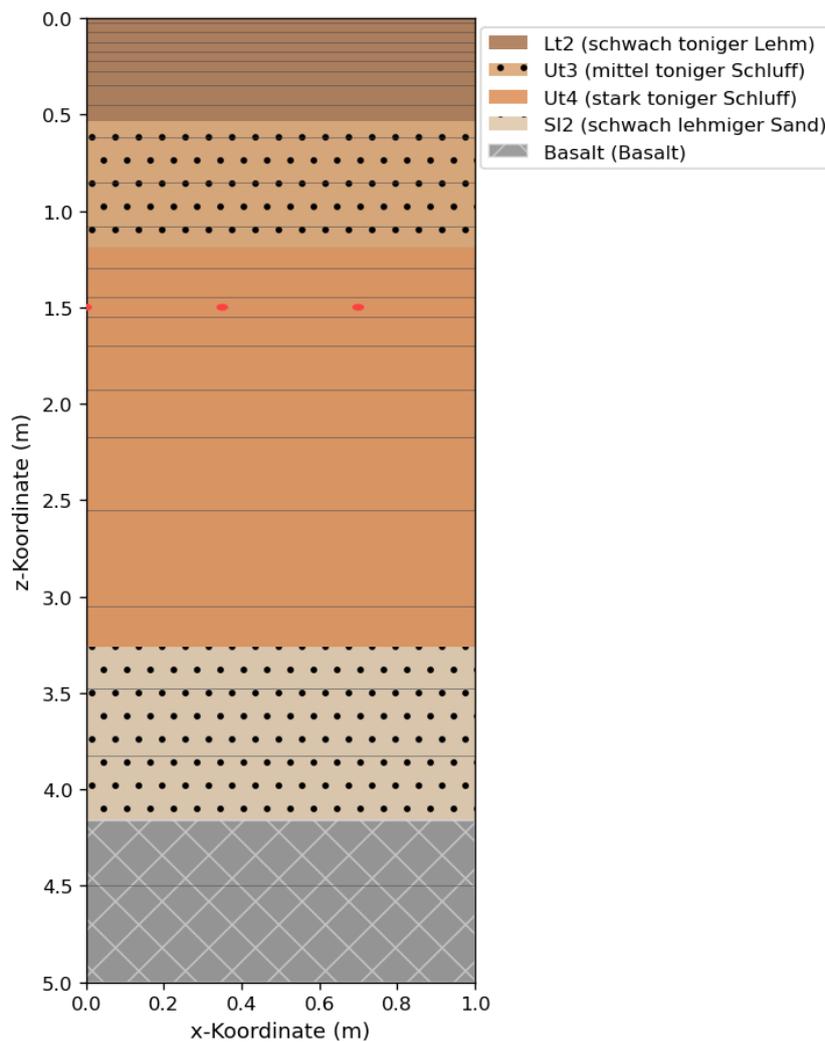


Abbildung 2.12: Untersuchungsgebiet B: Visualisierung der Bodenarten, die auf der Potenzialfläche für die geothermische Nutzung des Untergrunds angetroffen wurden - Längsschnitt der Implementierung im Simulationsmodell auf 1 m Breite, Kollektorrohre sind als rote Punkte gekennzeichnet

### 2.3.5 Netztopologie und Netzauslegung - AP 2

Das Netz im Untersuchungsgebiet B wird entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 2.1 als PE-Rohrnetz mit einem spezifischen Druckverlust von  $60 \frac{\text{Pa}}{\text{m}}$  ausgelegt. Beiden im Netz vorhandenen Maschen wird nachträglich an allen Rohrleitungsabschnitten die Nennweite DA200 einheitlich zugewiesen. Diese wird zu jener Nennweite gewählt, die aus dem Auslegungs-Algorithmus als größte Nennweite einer einzelnen Rohrleitung innerhalb der Masche vorliegt.

In Abbildung 2.13 ist die Trassenführung des Netzes im Untersuchungsgebiet A dargestellt. Zu sehen sind die unterschiedliche eingefärbten Nennweiten der Rohrleitungen sowie die Prosumer als Punkte und der Anschlusspunkt der primären geothermischen Quelle (EWK) am nördlichen Ende. Östlich neben dem Anschlusspunkt des EWK erstreckt sich die für die geothermische Nutzung zur Verfügung stehende Fläche Ackerland. Tabelle 2.7 fasst zusätzlich die nennweitenabhängigen Trassenlängen (inkl. der Hausanschlussleitungen) zusammen. Die Differenz zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Wert der geodätischen Höhe innerhalb des Netzes wird aus dem digitalen Geländemodell zu ca. 15 m ausgelesen [8]. Die Druckfestigkeit für einen Nenndruck PN 16 der PE-Rohre mit der SDR-Klasse 11 wird, unter Hinzurechnung der Druckverluste im Netz und das dadurch notwendige Mindestdruckniveau, als ausreichend angesehen.

Für die Implementierung des Netzes in das Simulationsmodell wird analog zum in Abschnitt 2.2 beschriebenen Vorgehen eine Aggregation energetisch ähnlich zu charakterisierender Prosumer vorgenommen. Abbildung

Tabelle 2.7: Nennweiten und zugehörige Trassenlängen im Netz des Untersuchungsgebiets B

Nennweite	Trassenlänge (m)	davon Verteilungen (m)
DA25	46,4	0
DA40	250,0	0
DA50	148,8	0
DA63	219,7	49,9
DA110	80,5	80,5
DA200	613,8	613,8
DA315	86,0	86,0
$\Sigma$	1.445,2	830,2

2.14 zeigt die vereinfachte Netztopologie, wie sie im Simulationsmodell berücksichtigt und berechnet wird. Die Ringleitung und einzelne daraus als Stichleitungen zur Versorgung mehrerer Gebäude heraus führende Leitungen werden mit ihren Nennweiten beibehalten, während die Hausanschlussleitungen vernachlässigt werden. Längen und Nennweiten der Rohrleitungen im Ring sind in Abbildung 2.14 markiert. Insgesamt werden 10 Aggregationszonen gebildet, um die einzelnen Nutzungstypen der Gebäude voneinander abzugrenzen und mit unterschiedlichen Lastprofilen und Gebäudeausstattungen versehen zu können. Diese Aggregationen sind in Abbildung 2.14 mit Sternsymbolen gekennzeichnet. Die Zonen 1, 2 und 8 enthalten ausschließlich den Nutzungstyp EFH/DH. Die Zonen 5 und 6 enthalten nur EFH und die Zonen 3, 9 und 7 enthalten sowohl EFH als auch EFH/DH. In Zone 10 sind zwei MFH aggregiert und in Zone 4 ist die Kindertagesstätte repräsentiert.

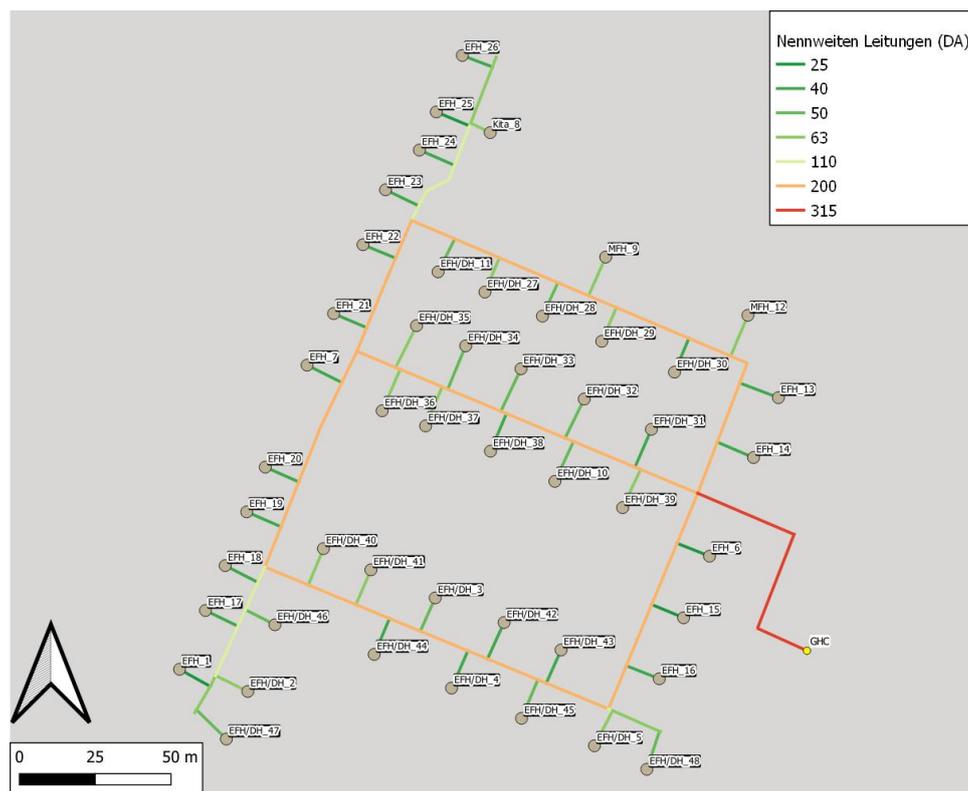


Abbildung 2.13: Untersuchungsgebiet B: Darstellung der Trassenführung und Rohrdimensionen (Außendurchmesser DA) nach hydraulischen Netzberechnungen



Abbildung 2.14: Untersuchungsgebiet B: Darstellung der Trassenführung und Rohrdimensionen (Außendurchmesser DA) im vereinfachten Netz für die Implementierung in das Simulationsmodell

### 2.3.6 Definition der untersuchten KNW-Systemvarianten - AP 2

Für das Untersuchungsgebiet B werden die folgenden Systemvarianten und Wärmequellen-Konstellationen betrachtet und im Simulationsmodell berechnet:

- EWK als alleinige Wärmequelle (*EWK*)
- EWK + passive Gebäudekühlung (*FC*) (*EWK + FC*)
- EWK + Aufdach-PVT (*EWK + FC + PVT (2/4 Mod./Gebäude)*)
- EWK + Aufdach-Solarthermie (*EWK + FC + ST*)

Es gelten analog die Ausführungen, die in Abschnitt 2.2 zu den definierten Systemvarianten verfasst sind. Auch im Untersuchungsgebiet B wäre nur eine partielle Überdeckung der Gesamtfläche des EWK durch das RRB möglich.

## 2.4 Installation der Messtechnik in einer Realanlage

Für die messtechnische Erfassung der Erdreichtemperatur und -feuchte sowie der energetischen Bilanzierung eines EWK wird im Rahmen des vorliegenden Projekts entsprechende Sensorik in einer Realanlage des Unterauftragnehmers SWBN eingebracht. Dabei handelt es sich um ein passiv betriebenes KNW-Netz mit einem horizontalen EWK als einziger zentraler Wärmequelle. Die angeschlossenen Gebäude können zudem mittels passiver Kühlung Wärme an das Netzmedium übergeben.

Das Messkonzept beinhaltet mehrere Messpositionen zur Aufnahme der Erdreichtemperatur und -feuchte innerhalb des Kollektors sowie eine Referenzmessstelle für die aufgenommenen physikalischen Größen außerhalb des Kollektors in möglichst ungestörtem Erdreich. Ergänzt wird das Konzept durch die Messung des Volumenstroms durch den Kollektor, die Ein- und Austrittstemperatur des Netzmediums am Kollektor und die Aufnahme der Umgebungsbedingungen mit einer Wetterstation. Die Sensorik zur Aufnahme der Erdreichtemperatur und -feuchte ist im Zuge der Tiefbauarbeiten an der Realanlage im Oktober 2022 verbaut worden.

Die Wetterstation liefert zeitaufgelöste Informationen zur Lufttemperatur, der direkten und diffusen Einstrahlungsleistung, zur Windgeschwindigkeit und -richtung sowie zur relativen Luftfeuchtigkeit. Diese Messwerte können zukünftig als Eingangsdaten für Simulationen der Realanlage im entwickelten Simulationsmodell genutzt werden. In Verbindung mit den aufgenommenen Messwerten der Erdreichtemperatur im und außerhalb des Kollektors sowie des Volumenstroms und der Temperaturen des Netzmediums wird eine Kalibration und damit eine Verbesserung der Genauigkeit der Berechnungen angestrebt.

In Abbildung 2.15 ist die Positionierung der Sensorik in der instrumentierten Anlage dargestellt. Der gesamte Kollektor ist in zwei parallel durchflossene Kollektorfelder (Kollektorfeld 1 und Kollektorfeld 2) aufgeteilt. Diese sind jeweils als parallel durchströmte Stränge bifilarer Kollektormatten der Firma Steinhäuser [23] ausgeführt, die in der Abbildung ebenfalls angedeutet sind. Die Volumenströme der Stränge der Kollektorfelder werden jeweils in einem Verteilerschacht zusammengeführt. Im vorliegenden Projekt sind Kollektorfeld 1 und der zugehörige Verteilerschacht 1 instrumentiert. Die Sensorik zur Messung der Temperatur und der Feuchte im Erdreich ist an vier unterschiedlichen Positionen verbaut. Zwei dieser Messpositionen beinhalten mehrere Sensoren in Tiefenrichtung. Dabei sind entlang eines GFK-Gitters in Tiefenrichtung Temperatur- und Feuchtefühler montiert, siehe Abbildung 2.15 rechts. Eine dieser Positionen befindet sich außerhalb des Kollektors mit einem Abstand von 2,5 m zur Außengrenze, die als Referenzmessstelle für ungestörtes Erdreich dienen soll. Die andere dieser Positionen ist innerhalb des Kollektors zu finden und in Abbildung 2.15 mit dem Schnitt A-A gekennzeichnet. Die übrigen beiden Messpositionen bestehen nur aus einem einzelnen Temperaturfühler in Kollektorebene, die jeweils mittig in eine der bifilaren Matten verlegt sind.

In Verteilerschacht 1 werden Temperaturfühler zur Messung der Vor- und Rücklauftemperatur der Sole unmittelbar zum bzw. vom Kollektorfeld 1 verwendet. In der weiter entfernten Energiezentrale wird der Gesamtvolumenstrom durch den Kollektor gemessen. Aufgrund der baulichen Gegebenheiten und der nachträglich zur Planung der Anlage entstandenen Instrumentierung ist die Positionierung der Sensorik zur Volumenstrommessung einzig in der Energiezentrale möglich. Dies bringt für die energetische Bilanzierung des gesamten EWK die Unsicherheit mit sich, dass Kollektorfeld 1 und Kollektorfeld 2 unterschiedliche Volumenströme im Verhältnis zur Anzahl der parallel durchflossenen, identischen Stränge von Matten aufweisen. Da Temperaturfühler nur für Kollektorfeld 1 als stellvertretend für den gesamten Kollektor angebracht sind, muss vereinfachend von dieser Planungsannahme identisch durchströmter Kollektorfelder ausgegangen werden.

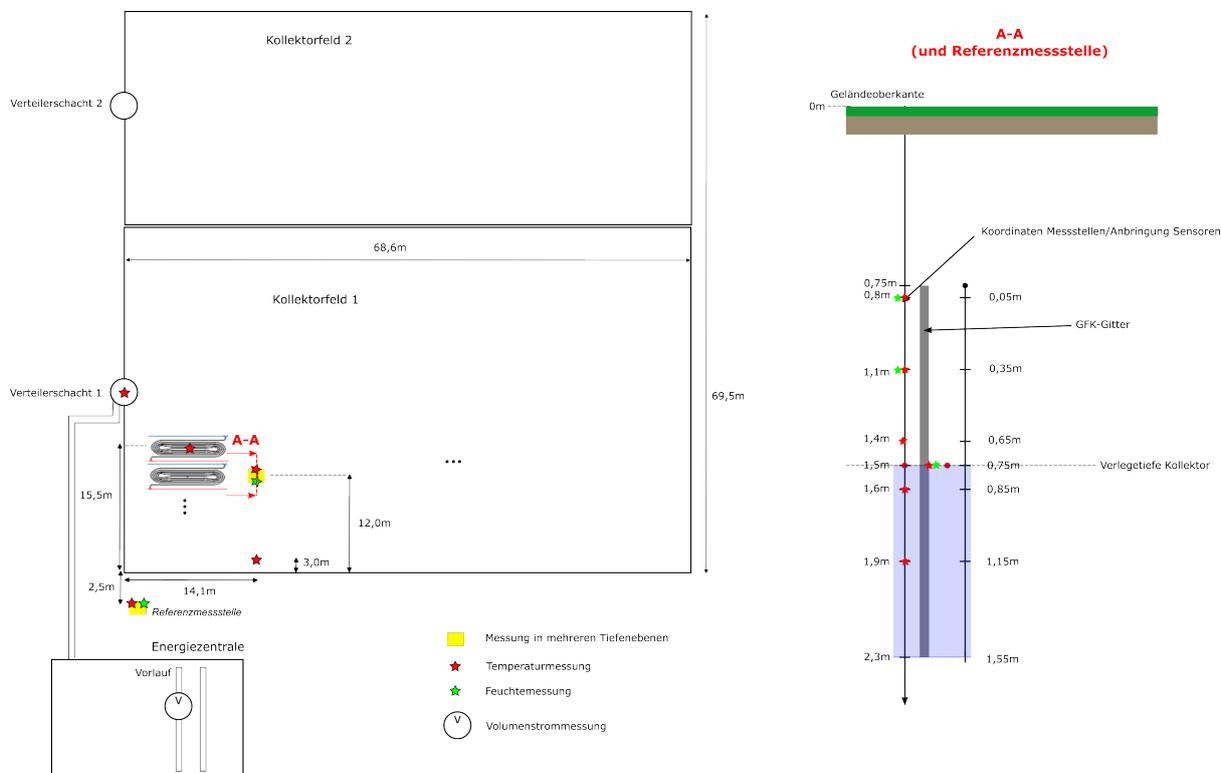


Abbildung 2.15: Messkonzept und Positionierung der Sensorik in der instrumentierten Realanlage

Die Installation der Sensorik zur Volumenstrommessung, der Einbau der Temperaturfühler im Verteilerschacht

zur Messung der Vorlauf- und Rücklauf­temperatur am Kollektor und die Aufstellung der Wetterstation erfolgten im Laufe des Jahres 2023. Da sich die Tiefbauarbeiten insgesamt witterungsbedingt verzögerten, konnte auch die Inbetriebnahme der im Erdreich positionierten Sensorik erst im Dezember 2023 abgeschlossen werden. Im zeitlichen Rahmen des Projekts ist der Vergleich zwischen Messdaten und Simulationsergebnissen nicht mehr möglich gewesen. Da die Realanlage sich zum Zeitpunkt des Projektendes noch in einem Hochlauf mit steigenden Zahlen von Anschlussnehmern befindet, ist zunächst auch noch kein stationärer bzw. eingeschwungener Zustand des Gesamtsystems in den nächsten zwei Jahren zu erwarten.

### 3 AP 2: Stand der Technik Kalter Nahwärmenetze und Regenerationsmethoden für geothermische Wärmequellen

Kalte Nahwärmenetze werden häufig als Wärmenetze 5. Generation (5GDHC-Netze) bezeichnet [24][25], wobei keine flächendeckend übereinstimmende Begriffsdefinition oder -verwendung besteht. Grundlegend zeichnen sich 5GDHC-Netze in den meisten realisierten Anlagen durch ein frei fluktuierendes Temperaturniveau aus, das nahe der Umgebungstemperatur liegt [24][25]. Das niedrige Temperaturniveau resultiert in vernachlässigbar geringen thermischen Verlusten an die Umgebung, weshalb auf eine Wärmedämmung der Netzleitungen verzichtet wird und sogar thermische Gewinne möglich sind [26].

Die Bereitstellung der Wärme bei den angeschlossenen Verbrauchern für Heizzwecke oder Trinkwarmwasserbereitung erfolgt mit einer dezentralen Sole-Wasser-Wärmepumpe (SWWP). 5GDHC-Netze werden nicht ausschließlich für einen unidirektionalen Transport von Wärmeenergie an einen Verbraucher über eine Netzinfrastruktur genutzt, sondern ihr Zweck und Vorteil ist die Möglichkeit zur Einrichtung bidirektionaler Energieflüsse zu und von Verbrauchern. Wärmeenergie wird demnach nicht nur in eine Richtung zu Verbrauchern, sondern auch von den Verbrauchern weg und ins Netz zurück transportiert. Auf Quartiersebene weisen unterschiedliche Verbraucherkategorien auch unterschiedliche Lastprofile für ihren Wärme- und Kältebedarf auf, wobei bidirektionale Energieflüsse den Austausch von simultan anfallenden Wärme- und Kältebedarfen in einem 5GDHC-Netz erleichtern [27]. Zusätzliche Speicherkomponenten (Wasserspeicher, Erdreichspeicher, Eisspeicher etc.) sorgen dabei für eine zeitliche Entkopplung sowohl von Wärme- und Kältebedarfen als auch von Angebot an erneuerbar erzeugtem Strom und dem Strombedarf zum Betrieb von Netz- und Wärmepumpen. Insbesondere für horizontale EWK als Wärmequelle und gleichzeitiger Speicher eines 5GDHC-Netzes ist ein energetisch ausgeglichener Betrieb nach einer Einschwingphase von wenigen Jahren wichtig [28][29]. Die thermische Regeneration eines EWK funktioniert vornehmlich durch energetische Gewinne aus solarer Einstrahlung außerhalb der Heizperiode (ohne Kontakt zu Grundwasser oder andere thermische Speichermassen mit Zufluss von Energie). Es sind jedoch – wie anhand der aufgeführten realisierten Beispiele deutlich wird – viele kalte Nahwärmenetze mit unterschiedlichen Kombinationen von Wärmequellen in Betrieb, die in Kombination mit einer erdgebundenen Wärmequelle auch zu deren thermischer Regeneration einen zusätzlichen Beitrag liefern und damit ihre Dimensionierung beeinflussen. In Abbildung 3.1 sind die im folgenden beschriebenen Komponenten, die zur Regeneration einer primären Wärmequelle in einem 5GDHC-Netz beitragen können, schematisch dargestellt.

Solarthermische Anlagen eignen sich für eine Einspeisung in kalte Wärmenetze, da sie auf niedrigem Temperaturniveau und damit in Bereichen besonders hoher Wirkungsgrade betrieben werden können. Dabei sind unterschiedliche topologische Varianten der Anordnung und Integration der Anlagen möglich. Befinden sie sich auf Dächern angeschlossener Gebäude und unterstützen beispielsweise die Trinkwarmwasserbereitung der Verbraucher, können energetische Überschüsse in das Netz eingespeist werden. Nachteilig bei solarthermischen Anlagen in Kombination mit Wärmenetzen ist die jahreszeitlich bedingte Diskrepanz zwischen hohem Wärmebedarf (Heizperiode, Winter) und hohem solarem Ertrag (Sommer). Perez-Mora et al. untersuchen in ihrer Arbeit diese verschiedenen topologischen Anordnungen zentraler Kollektorfelder, dezentral verteilter Kollektoren (Aufdachanlagen), zentraler Speicher und dezentraler Speicher in ihrer Eignung für die Einspeisung in konventionelle (Nah-)Wärmenetze [30]. Zentrale solarthermische Freiflächen-Kollektorfelder sind wirtschaftlich und technisch praktikabel umsetzbar und zentrale Wärmespeicher weisen im Verlauf der letzten Jahre sinkende Systemkosten auf. Perez-Mora et al. führen an, dass zentrale angeordnete Kollektorfelder in Kombination mit zentralen Saisonspeichern niedrigere Gesamtkosten aufweisen als dezentral verteilte Anlagen mit kleinen Pufferspeichern. Dezentral verteilte Anlagen mit direkter Einspeisung ohne Zwischenspeicher sind vorteilhaft hinsichtlich der Nutzbarkeit bestehender Infrastruktur und freier Dachflächen, sind jedoch verglichen mit zentralen Anlagen weniger oder nicht wirtschaftlich.

Hybride PVT-Kollektoren, die simultan Wärme und Strom liefern können, wurden in bisherigen Studien oftmals in ihrem Einfluss auf den Betrieb angeschlossener WP untersucht. Dahingehend optimierte PVT-

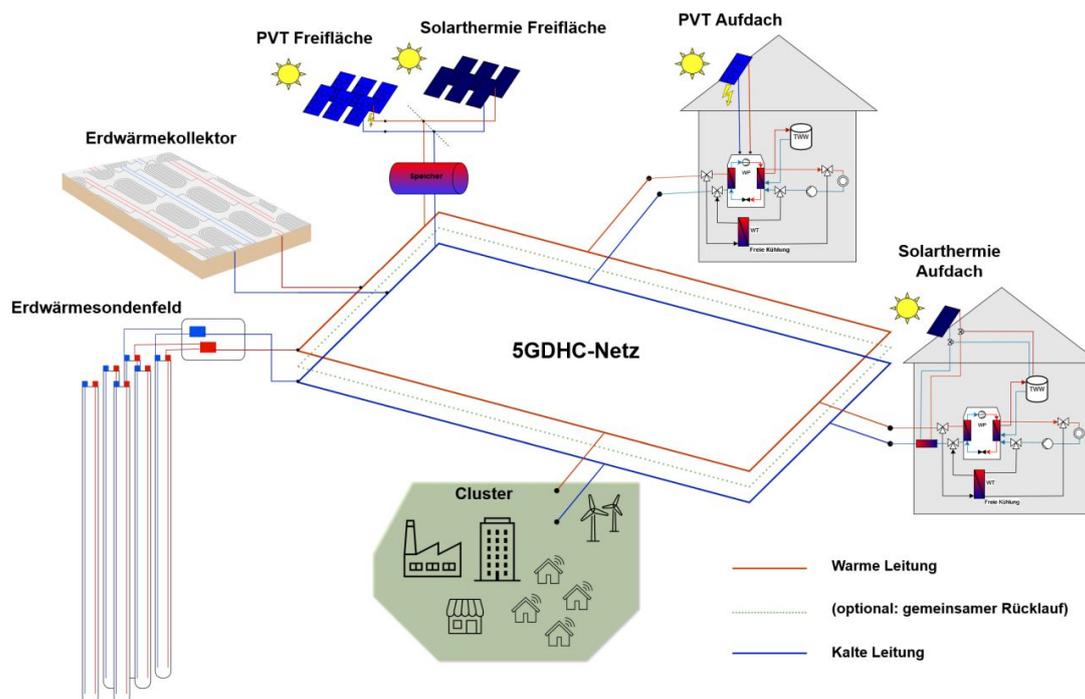


Abbildung 3.1: Schaubild zu Systemvarianten von KNW-Netzen mit zusätzlichen Komponenten zur Erdreichregeneration oder Energiespeicherung

Kollektoren besitzen keine Abdeckung auf der Rückseite, wo sich Absorber mit großer Wärme übertragender Oberfläche befinden, um in einem separaten Solekreislauf auch ohne solare Einstrahlung (z. B. nachts) Wärme für die Quellenseite einer im Kreislauf integrierten SWWP zu liefern. Bei Temperaturdifferenzen zwischen der mittleren Kollektortemperatur und der Außentemperatur von ca. 20 K können marktübliche PVT-Kollektoren dieser Bauart jedoch keine Wärmeleistung mehr liefern [31]. Eine Steigerung der Jahresarbeitszahlen von Sole-Wasser-WP für die Wärmeversorgung von Gebäuden mit zunehmender PVT-Kollektorfläche wird beispielsweise in einer Studie der Consolar GmbH bestätigt [32]. Integrationen von PVT-Kollektoren als Aufdachanlagen in Bestands-Mehrfamiliengebäuden als alleinige Wärmequelle für WP sind Bestandteil kürzlich durchgeführter Forschungsprojekte [33]. Weitere Bauformen von PVT-Kollektoren orientieren sich an der favorisierten Betriebsweise, die auf einen hohen Stromertrag oder einen hohen Wärmeertrag für die direkte Nutzung der Wärme abzielen kann und dementsprechende Isolierung aufweist [31]. Die Ökosiedlung Friedrichsdorf integriert PVT-Kollektoren in ihr Energiekonzept eines kalten Nahwärmenetzes, indem diese einerseits Strom für den Betrieb der Großwärmepumpe erzeugen und andererseits mit ihrem Wärmeertrag auf niedriger Temperatur zur Regeneration des Eisspeichers vor Beginn der Heizperiode beitragen [34]. Unterschiede zu den im Rahmen dieses Projekts betrachteten KNW-Netzen bestehen neben dem verwendeten Eisspeicher unter anderem im Temperaturniveau von über 50 °C im Netz, gedämmten Verteilungen und dem Einsatz von Verbrennungstechnik zur Wärmeerzeugung.

Die Kühlung von Gebäuden und Abgabe der dabei entzogenen Wärme an ein kaltes Nahwärmenetz ist eine weitere Möglichkeit, einer primären Wärmequelle im Netz thermische Energie zur Regeneration zuzuführen. Die passive Kühlung geschieht über einen separaten Wärmetauscher zwischen Solekreislauf des Netzes und dem Kühlkreislauf im angeschlossenen Gebäude (Kreislauf der Flächenheizungen). Dieser ist als Bypass zur Wärmepumpe im Gebäude verschaltet und ermöglicht die Kühlung im Gegensatz zur aktiven Gebäudekühlung ohne Nutzung einer invers betriebenen Wärmepumpe, die zwar höhere Kühlleistungen erzielen kann, jedoch zusätzlich zum Pumpstrom elektrische Energie zum Betrieb der WP benötigt [33]. Eine passive Kühlung ist bei Flächenheizungssystemen durchaus bis zu Netztemperaturen von 18 °C möglich. Liegen nutzungsbedingt besonders hohe Kühlbedarfe vor, die mit Wärmebedarfen anderer angeschlossener Verbraucher zeitlich zusammenfallen, kann ein hoher Grad des Wärmebedarfs ohne Rückgriff auf eine zentrale Wärmequelle wie Erdsondenfelder oder einen Erdwärmekollektor gedeckt werden (siehe Beispiele [35][27]).

Die Integration von prozess- oder nutzungsbedingt anfallender Abwärme von an ein Netz angeschlossenen Verbrauchern ist ein weiterer wichtiger Baustein vieler realisierter 5GDHC-Projekte. Aufgrund des Tempe-

---

raterniveaus des Netzes nahe der Umgebungstemperatur empfehlen sich besonders viele prozessbedingte Abwärmequellen, beispielsweise aus Kältemaschinen, die andernfalls Wärme gegen die Umgebungsluft abführen würden. Zu nennen sind hier neben Industrieprozessen auch die Abwärme aus Kältemöbeln/-maschinen in Supermärkten, die jahreszeitlich geringe Schwankungen der abzuführenden Wärme aufweisen und als Bestandteil der grundlegenden Infrastruktur oft unmittelbar innerhalb eines Wohnquartiers liegen. Weitere Abwärmequellen stellen zudem Ausflüsse aus Kläranlagen oder die anderweitig auch nicht ohne Temperaturhub nutzbare Abwärme aus Rechenzentren dar, die beispielsweise in den 5GDHC-Netzen am Campus der ETH Zürich [36] und dem Mijnwater-Projekt in Heerlen [27] genutzt wird.

Eine in den zuletzt genannten Netzen ausgeführte Aufteilung der Verbraucher in einzelne Verbünde (Cluster), die mittels Übergabestationen und Wärmetauscher an ein Hauptnetz und damit andere Verbünde angeschlossen sind, ermöglicht eine Optimierung der Deckung von Wärme- und Kühlbedarfen innerhalb abgeschlossener Abschnitte. Nur bei Überschüssen oder unzureichender Deckung der Wärme- und Kühlbedarfe wird entsprechend Energie zwischen den Clustern und dem Hauptnetz samt angeschlossener weiterer Cluster, Wärmequellen und Speicher ausgetauscht. Nachfolgend ist eine Auswahl der Ergebnisse zur Recherche von Best-Practice-Beispielen zu KNW-Netzen (unterstützt durch weitere Anlagen zur thermischen Regeneration des Erdreichs) tabellarisch anhand einiger realisierter Anlagen aufgeführt (siehe Tabelle 3.1). Umfangreiche Reviews zu bestehenden 5GDHC-Netzen finden sich in den Arbeiten von Buffa et al. [24] für Europa und von Wirtz et al. [37] für Deutschland (hierin werden insgesamt 53 in Deutschland betriebene 5GDHC-Netze beschrieben und klassifiziert).

Tabelle 3.1: Auswahl recherchierter KNW-Netze mit erdgebundener Wärmequelle oder Grundwasserentzug. Aufschlüsselung der Literaturquellen: a: [38], b: [39], c: [40], d: [41], e: [42], f: [24], g: [43], h: [44], i: [45]

Standort	Kollektoreigenschaften (Kollektoren)	Netz	Energiebedarfe	TGA Gebäude	Zusätzliche Komponenten	Betriebsdaten	Quelle
<b>KNW mit sehr oberflächennahen Wärmequellen (Kollektoren)</b>							
<b>Wüstenrot</b>							
Agrothermie-Kollektor (Kopfleitungen = Einzelleitungen, mit Schlitzfräse verlegt)	0,44 ha; 1,5m Tiefe; DN40 Rohre, parallel als Grabenkollektor	Passives Netz; 500m Trassenlänge (DN250)	Heizung + TWW-Bereitung; 240 MWh/a Wärmeentzug; 140 kW Entzugsleistung; Spez. Wärmeentzug 55 kWh/(m <sup>2</sup> *a); spez. Entzugsleistung 32 kW/m <sup>2</sup> ; 25 EFH	Warmwasserspeicher; PV 5-28 kWp; WP (6-22 kW)	Passive Direktkühlung aus dem Netz	JAZ 4,4	a
<b>Bad Nauheim Süd</b>							
Horizontalkollektor, zweilagig	22000 m <sup>2</sup> gesamt; 1,5m und 3m Tiefe	Aktives Netz; 6 km Trassenlänge; 600m Sammelleitung (DN400); 3 redundante Netzpumpen; D25mm PE-Xa Kollektormatten	Heizung + TWW; 2300 MWh/a Wärmeentzug; 400 Wohneinheiten	Warmwasserspeicher; WP (5-29 kW EFH; 56 kW MFH)	Passive Direktkühlung möglich		b
<b>Neustadt am Rübenberge</b>							
Horizontalkollektor	15400 m <sup>2</sup> ; davon 11500m <sup>2</sup> zweilagig unter Wiese; 3900m <sup>2</sup> einlagig unter Regenrückhaltebecken; Gesamt 64km Kollektorrohr	9 km Trassenlänge	3000 MWh/a; 72 EFH + 44 MFH + Liegenschaften Seniorenresidenz, Kita etc. (600 WE)	WP (OK Spreizung) mit Warmwasserspeicher (200 l)	Passive Kühlung möglich; Luftkühler, wenn Lufttemperatur > Soletemperatur in der Übergangszeit		c
<b>Schmius-Weide Nümbrecht</b>							
Horizontalkollektor	2m Tiefe	450m Trassenlänge (DN65)	200 MWh/a; 13 EFH (potenziell 20) mit 110-290m <sup>2</sup> Wohnfläche	WP (6-18 kW)	Vakuum-Röhrenkollektoren 43m <sup>2</sup> ; Regenwasser-Zisternen-Regeneration	JAZ = 4,3; Soletemperaturen Vorlauf 4-21°C	d
<b>Berender Reider</b>							
Horizontalkollektor	1,5m Tiefe	7,5 km Trassenlänge	123 Gebäude	WP			e
<b>KNW mit Grundwasserentzug</b>							
<b>Jenfelder Au (Hamburg)</b>							
Grundwasser-Brunnen	Unterirdische Aufbereitung zum Entzug von Eisen und Mangan aus dem Grundwasser		757 MWh/a Primärenergiebedarf (Umweltwärme + Strom); 700 Gebäude			10°C konstante Wassertemperatur	f
<b>Bulle (Schweiz)</b>							
3 dezentrale Grundwasser-Brunnen	50-65m tiefe Saug- und Schluckbrunnen		2 MW installierte Heizleistung; 3100 MWh/a Heizwärme; 1 MW installierte Kühlleistung; 650 MWh/a Kühlbedarf		Passive Kühlung möglich (Grundwasser über Wärmetauscher auf Gebäudekreislauf)	8-12°C Wassertemperatur; Heizungsvorlauf auf 35-40°C; Bis zu 240 m <sup>3</sup> /h Wasserentzug	g
<b>Dorsten-Wulfen</b>							
Grundwasser-Brunnen		1,2 km Trassenlänge	1, 1 MW installierte Heizleistung			10°C konstante Wassertemperatur	h
<b>Treibsdorf</b>							
Grundwasser-Brunnen	Jeweils zwei Saug- und Schluckbrunnen	5 km Trassenlänge	100 Wärmepumpen			10°C konstante Wassertemperatur	i

# 4 AP 3: Beschreibung des Simulationsmodells

## 4.1 Modellierung der Prosumer

Im Folgenden werden die Teilmodelle der Verbraucher bzw. Prosumer im Simulationsmodell näher beschrieben. Hinterlegte Parametersätze zur Charakterisierung des energetischen Gebäudestandards und des Nutzungsverhaltens werden ebenso erläutert wie die unterschiedlichen implementierten Komponenten für dezentrale Wärmeerzeugung und -versorgung.

Die Prosumer-Modelle bestehen aus folgenden Komponenten und weiteren Teilmodellen:

- Modellierung der Zeitreihen des Wärmebedarfs (Heizwärme und TWW)
- Wärmepumpe und Solepumpe
- Modul zur Abbildung der passiven Kühlung
- Energiemanagementsystem
- optional: PVT-Aufdachanlagen
- optional: solarthermische Aufdachanlagen
- optional: Trinkwarmwasser- und Warmwasserspeicher

Je nach Gebäudenutzung sind verschiedene Konfigurationen zur Wärmebereitstellung durch die technische Gebäudeausstattung in den Modellen umgesetzt. Grundlegend wird zwischen Modellen von EFH, MFH und Gebäude des gewerblichen Handels und Dienstleistungssektors (GHD) unterschieden. Die Konfigurationen der technischen Gebäudeausstattung sind in den Icons der Modelle angedeutet. Diese sind in Abbildung 4.1 dargestellt.

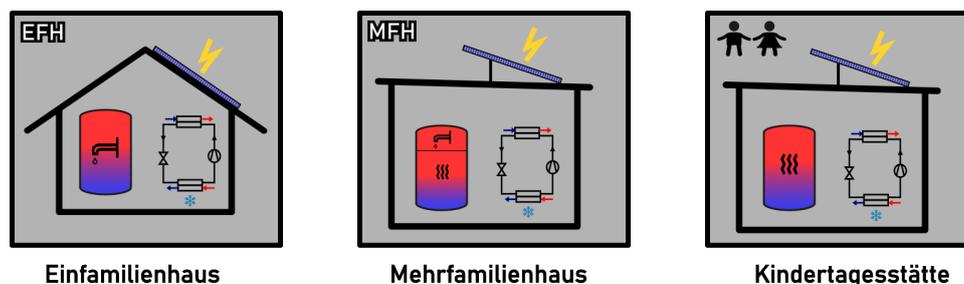


Abbildung 4.1: Icons der Prosumer-Modelle im entwickelten Simulationsmodell

Die Verschaltung der Komponenten am Beispiel eines EFH-Modells mit Aufdach-PVT-Anlage ist in Abbildung 4.2 zu sehen. Links zu erkennen ist der Anschluss des Gebäudemodells an das KNW-Netz. Breite farbige Linien repräsentieren einen Medienstrom, durchgezogene dünne Linien stellen Übertragungswege von (berechneten) Zwischenwerten und Eingangssignalen dar und gepunktete Linien deuten Messsignale an, die beispielsweise an die Steuerungen im Energiemanagementsystem (EMS) übertragen werden. Stromauf der WP ist die Solepumpe dargestellt, die separat von der WP modelliert wird. Stromab der WP im blau dargestellten Rücklauf zum Netz ist das Modul zur freien Kühlung als Wärmetauscher abgebildet. Weiter stromab befindet sich der Wärmetauscher, mit dem thermische Erträge der PVT-Anlage auf das Netzmedium übertragen werden. Auch wenn in kleinen Anlagen für Einzelgebäude und ohne Netzverbund häufig ein gemeinsamer Solekreislauf für PVT-Anlage und geothermische Wärmequelle umgesetzt wird, wird im vorliegenden Fall eine hydraulische Trennung sowie ein Wärmeübertrager vorgesehen. Dies erlaubt eine Definition verschiedener Betriebsmedien in Netz und PVT-Anlagen und erlaubt die Wiederverwendbarkeit großer Teile des Gebäudemodells für andere Systemkonfigurationen, in denen beispielsweise eine Trennung vorzusehen ist. Die Positionierung der Einspeisung

thermischer Energie aus den PVT-Anlagen stromab nach dem Austritt aus der WP orientiert sich an den Beschreibungen in [32]. Die PVT-Anlagen sind in dieser Anordnung überwiegend zu Regenerationszwecken der geothermischen Wärmequelle eingesetzt, es sind jedoch auch andere Anordnungen denkbar und für zukünftige Anwendungen und Erweiterungen des Simulationsmodells in Planung. Ebenfalls dargestellt ist das Modell eines Trinkwarmwasserspeichers oberhalb der Wärmepumpe. Dieser wird ähnliche wie die Solepumpe trotz der häufig anzutreffenden konstruktiven Integration in die WP getrennt von dieser modelliert, um die Wiederverwendbarkeit der Teilmodelle zu erlauben.

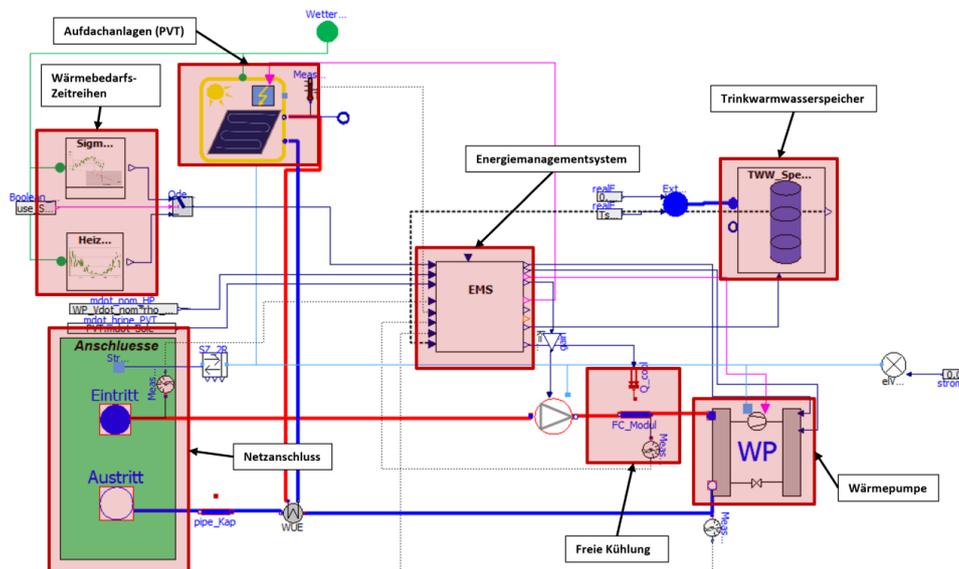


Abbildung 4.2: Modell eines EFH mit Aufdach-PVT-Anlage und weiterer technischer Gebäudeausstattung

Im Folgenden soll auf einige der abgebildeten Komponenten und deren Modellierung näher eingegangen werden. Für die Beschreibungen der PVT-Module und der solarthermischen Anlagen wird auf die Abschnitte 4.4 und 4.5 verwiesen.

#### 4.1.1 Modellierung des Wärmebedarfs der Prosumer

Der jährliche Gesamtwärmebedarf der Prosumer ist sowohl für Heizwärme als auch für TWW als Parameter vorzugeben. Für das Lastprofil der Heizwärmebereitstellung sind zwei Optionen verfügbar. Durch Vorgabe eines normierten Lastprofils für die Heizung kann dieses mit dem Wärmebedarf auf die jeweiligen Zeitschritte der Simulation skaliert und damit in Zeitreihen überführt werden. Der Ansatz zur zeitlichen Auflösung des Heizwärmebedarfs stützt sich auf die Methodik zur Abwicklung von Standardlastprofilen für Gasverbrauch des BDEW [46]. Hierbei wird abhängig von Wetterdaten und typspezifischen Parametern zur Steuerung des Wärmebedarfsprofils ein Lastprofil erzeugt. Somit kann ein Lastprofil in Abhängigkeit des Nutzungs- bzw. Gebäudetyps und der Witterungsbedingungen generiert werden. Zunächst ist hierfür eine Referenztemperatur  $t_m$  nach Gleichung 4.1 zu bestimmen. Diese berücksichtigt neben der Durchschnittstemperatur des aktuellen Tages die der drei zurückliegenden Tage mit abnehmender Gewichtung.

$$t_m = \frac{8 \cdot t_0 + 4 \cdot t_1 + 2 \cdot t_2 + 1 \cdot t_3}{15} \quad (4.1)$$

Anschließend kann mit dieser Temperatur durch eine Sigmoid-Funktion der h-Wert der Lastprofilfunktion bestimmt werden. Der h-Wert dient dazu dem jeweiligen Tag einen Heizwärmebedarf zuzuweisen. Er berechnet sich nach Gleichung 4.2.

$$h(t_m) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{t_m - 40}\right)^C} + D \quad (4.2)$$

Weiterhin kann durch einen Wochentagsfaktor abgebildet werden, dass an verschiedenen Wochentagen der Wärmebedarf auch unterschiedlich hoch ist. Somit kann der tägliche Wärmebedarf nach folgender Gleichung berechnet werden:

$$Q(d) = KW \cdot h(t_m) \cdot F(d). \quad (4.3)$$

Dabei ist  $KW$  der Kundenwert zur Quantifizierung des Wärmebedarfs und  $F(d)$  der Wochentagsfaktor. Der Kundenwert berechnet sich nach Gleichung 4.4. Dabei ist neben dem Wärmebedarf auch die Summe der  $h$ -Werte über das gesamte Jahr zu berücksichtigen. Um ein Lastprofil in stündlicher Auflösung zu erhalten, werden zuletzt die Stundenfaktoren nach [47] herangezogen, mit denen die Tageswärmebedarfe multipliziert werden.

$$KW = \frac{Q_{W\ddot{a}erme}}{\sum_{i=1}^{365} h(t_m)} \quad (4.4)$$

Die Sigmoid-Funktionen in [46] werden in der ebenda beschriebenen Methodik mit dem gesamten Wärmebedarf für Heizwärme und TWW gemeinsam verrechnet und verlaufen bei hohen Referenztemperaturen  $t_m$  nur asymptotisch gegen null. In der vorliegenden Untersuchung werden Parametersätze für die Sigmoid-Funktionen der beschriebenen Gebäudetypen definiert, die von den Werten in [46] leicht abweichen. Dies hat den Grund, dass in den modellierten Gebäudetypen mit diesen Anpassungen der Parameter eine Heizgrenztemperatur exakt eingestellt werden kann. Zudem wird im Simulationsmodell lediglich der Wärmebedarf für Raumheizung mit der typspezifischen Sigmoid-Funktion verrechnet, um die separate Modellierung des TWW-Bedarfs mittels (ebenfalls typspezifischen) Zapfprofilen zu ermöglichen. In die Software-Bibliothek werden Zapfprofile integriert, die aus der DIN EN 12831-3 entnommen sind [48]. Abbildung 4.3 stellt die in den Prosumer-Modellen für die vorliegende Untersuchung verwendeten Sigmoid-Funktionen graphisch gegenüber.

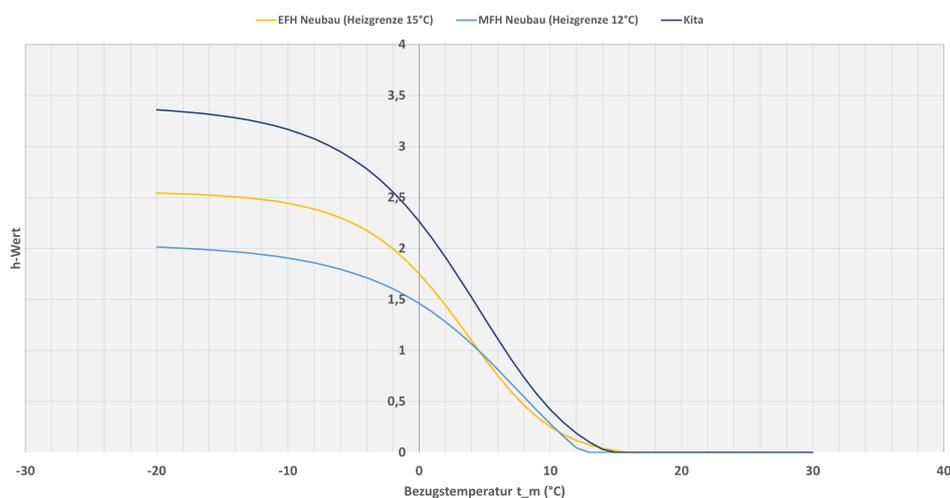


Abbildung 4.3: Basierend auf [46] angepasste Sigmoid-Funktionen zur Skalierung des Heizwärmebedarfs in den Prosumer-Modellen

Weiterhin wird für die EFH-Modelle eine witterungsgeführte Steuerung für die Vorlauftemperatur der Heizungssysteme berücksichtigt. Damit kann eine Temperaturabsenkung für die Übergangszeit von Winter zu Sommer abgebildet werden. In Abbildung 4.4 ist ein beispielhafter Verlauf dieser Funktion der Vorlauftemperatur dargestellt.

Durch die Absenkung der Vorlauftemperatur kann die Wärmepumpe die nachgefragte Wärme effizienter bereitstellen, da der zu leistende Temperaturhub geringer ist.

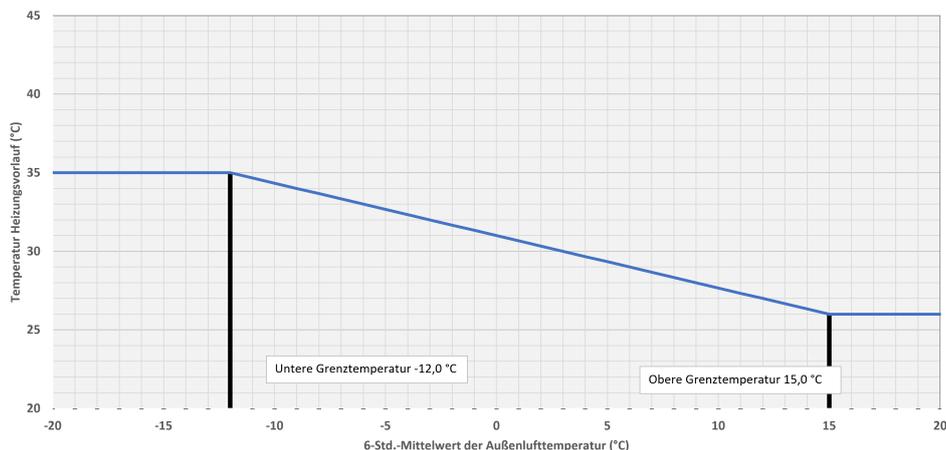


Abbildung 4.4: Beispielhafte Darstellung einer witterungsabhängigen Funktion der Heizungsvorlauftemperatur

### 4.1.2 Wärmepumpe

Das Modell der Wärmepumpe beschreibt ihre wärmetechnische Funktionsweise anhand einer temperatur- und leistungsabhängigen Effizienz. Zur Modellierung des Prozesses der Wärmebereitstellung werden hauptsächlich die Gleichungen 4.6 und 4.5 verwendet. In 4.5 wird die Leistungszahl  $COP$  aus der Temperatur  $T_{evap}$  am Verdampfer und der Temperatur  $T_{cond}$  am Kondensator der WP sowie einem Gütegrad  $\eta_g$  berechnet. Aus der Leistungszahl und der geforderten thermischen Leistung am Kondensator,  $\dot{Q}_{heat}$ , wird nach Gleichung 4.6 die aufgenommene elektrische Leistung  $P_{el}$  berechnet.

$$COP = \eta_g \cdot \frac{T_{cond}}{T_{cond} - T_{evap}} \quad (4.5)$$

$$COP = \frac{\dot{Q}_{heat}}{P_{el}} \quad (4.6)$$

Der Gütegrad  $\eta_g$  ist eine Rechengröße. Er kann aus Leistungsdaten realer Anlagen berechnet werden und ist nicht über den gesamten Leistungsbereich einer Wärmepumpe konstant. Typische Werte des Gütegrads von WP in Wohngebäudeanwendungen liegen zwischen 0,4 und 0,5. Im hier entwickelten Modell kann der Gütegrad entweder als konstant vorgegeben oder im Teillastbereich mit einer leichten Steigerung gegenüber dem Vollastbereich variabel gestaltet werden. Für die vorliegenden Untersuchungen wird der besseren Vergleichbarkeit halber von einem konstanten Gütegrad von 0,49 ausgegangen.

Des Weiteren wird im WP-Modell ein Heizstabbetrieb vorgesehen. Der Heizstab übernimmt die Bereitstellung der angeforderten Wärmeleistung, wenn die Eintrittstemperatur am Verdampfer der WP unterhalb eines einstellbaren Grenzwerts sinkt. Standardmäßig ist dieser in den vorliegenden Untersuchungen auf einen Wert von  $-5\text{ °C}$  eingestellt, der sich an gängigen Mindesteintrittstemperaturen von Wärmepumpen orientiert. Der Druckverlust, den die Sole beim Durchströmen des Verdampfers erfährt, wird durch einen Widerstandsbeiwert berechnet, der als Mittelwert aus Datenblättern gängiger WP für den Einsatz in EFH bestimmt wird. Das Modell besitzt insgesamt sechs Schnittstellen, welche die zu verarbeitenden Informationen zur Sole, Wärmebedarf, Vorlauftemperatur, Betriebsmodus der Wärmepumpe (Raumheizung oder TWW-Bereitung) und eine Kopplung zum Stromnetz bereitstellen.

### 4.1.3 Trinkwarmwasser- und Warmwasserspeicher

Zur Speicherung von Trinkwarmwasser und Heizungswasser sind in den Prosumer-Modellen Submodelle für Speicher integriert. Diese sind in ihrem Volumen parametrierbar und werden standardmäßig anhand des TWW- bzw. Heizwärmebedarfs des Prosumer-Modells automatisch dimensioniert. Modelliert sind die Speicher als Verschaltung thermischer Kapazitäten und thermischer Widerstände. Darüber hinaus kann gewählt werden, ob die Speicher als skalare Modelle mit einer einzigen Kapazität entsprechend ihres Volumens oder als Schichtspeicher und folglich als 1D-Modelle mit einer Reihenschaltung kleinerer Kapazitäten aufgebaut werden. Standardmäßig wird der Aufbau als Schichtspeicher für Prosumer-Modelle mit Aufdach-ST-Anlagen gewählt, um den realen Betrieb der Einspeisung solarer Erträge auf einem möglichst niedrigen Temperaturniveau im Speicher abzubilden. Die Temperatur des Speichers (bzw. die Temperatur der Kapazität(en)) sinkt

entsprechend der Zapfung von Trinkwarmwasser bzw. Wasser für den Heizungsvorlauf und dem nachströmenden Frischwasser bzw. kälteren Heizungsrücklauf. Thermische Verluste an die Umgebung werden über einen Wärmedurchgangskoeffizienten, die faktoriell über das Speichervolumen berechnete Außenfläche des Speichers und eine als konstant angenommene Umgebungstemperatur am Aufstellort berechnet.

Für die Dimensionierung der Speicher werden in der vorliegenden Untersuchung folgende Annahmen getroffen: TWW-Speicher ohne solarthermische Unterstützung werden so dimensioniert, dass das Volumen dem täglichen Zapfvolumen für TWW zuzüglich 20 % entspricht. Für TWW-Speicher mit solarthermischer Unterstützung beträgt der Zuschlag 80 %, das Speichervolumen für ein EFH beträgt jedoch mindestens 450 l. Für Heizwasser-Pufferspeicher ohne solarthermische Einspeisung wird ein Volumen von 50 l je 1 kW maximaler Heizleistung der WP veranschlagt. Für den Fall einer solarthermischen Unterstützung der Heizung wird das Volumen zu 80 l je Quadratmeter Kollektorfläche berechnet.

#### 4.1.4 Passive Kühlung

Die passive/freie Kühlung bezeichnet eine Art der Kühlung, die ohne den Einsatz einer reversiblen Wärmepumpe erzielt werden kann. Dabei wird das Netzmedium durch einen Wärmeübertrager parallel zur WP geleitet und nimmt Wärme vom Wasser im Kreislauf der Kühlflächen im Gebäude auf. Bei Gebäuden mit Flächenheizungssystemen kann der Heizkreislauf ebenfalls für die freie Kühlung verwendet werden.

Der jährliche Gesamtkühlbedarf wird als Parameter im Prosumer-Modell vorgegeben. Da die Höhe des Kühlbedarfs für Wohngebäude sehr vom individuellen Verhalten der Bewohner abhängig ist und weniger etablierte Verfahren zur Abschätzung des Bedarfs anhand von Energiestandards der Gebäude bestehen, wird auf Literaturangaben zurückgegriffen. Ruesch und Haller geben für ihre Untersuchungen in [49] für Niedrigenergiehäuser und Passivhäuser spezifische Kühlbedarf von  $5,5 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$  bis  $8,6 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$  an. In der vorliegenden Arbeit wird daher für EFH ein Wert von  $7 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$ , für MFH ein Wert von  $5,5 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$  sowie für Kindertagesstätten ein Wert von  $4 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$  angenommen. Für die Erstellung der Zeitreihe des Kühlbedarfs wird ein Ansatz der Gradstundenzahlmethode umgesetzt. Dabei wird eine Grenztemperatur der Außenluft bestimmt, oberhalb der ein Kühlbedarf bestehen kann. Für jede Stunde, in der die Temperatur der Außenluft oberhalb der Grenztemperatur liegt, wird die Differenz zwischen diesen Temperaturen berechnet. Anschließend werden alle Stundenwerte durch den Summenwert der Differenzen über ein Jahr geteilt. Auf diese Weise wird eine normierte Verteilung des Kühlbedarfs abgebildet. Das Modul zur passiven Kühlung wird im Prosumer-Modell stromab nach der Wärmepumpe geschaltet. Der Einsatz der passiven Kühlung ist durch einige Kriterien auf bestimmte Betriebsbedingungen beschränkt. Einerseits darf die Sole eine maximale Temperatur nicht überschreiten. Hintergrund ist, dass für die Wärmeübertragung an die Sole eine bestimmte Grädigkeit zur angenommenen Innentemperatur der Räume vorhanden sein muss. Für die Simulationen wird vereinfachend eine maximale Soletemperatur von  $18^\circ\text{C}$  als Grenzwert angenommen, unterhalb der ein Kühlbedarf gedeckt und die passive Kühlung aktiv werden kann. In realen Anlagen darf der für die freie Kühlung verwendete Solevolumenstrom zudem nicht zu kalt sein, damit die Taupunkttemperatur an den Kühlflächen im Gebäude nicht unterschritten wird. Zusätzlich ist die Kühlleistung der freien Kühlung durch die im Gebäude installierten Kühlflächen begrenzt. Daher muss hier eine Angabe zur spezifischen Kühlleistung und zur Fläche der Wärmeübertragungsfläche gemacht werden. Standardmäßig ist für die Simulationen eine maximale spezifische Kühlleistung von  $20 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  hinterlegt.

Mit der beschriebenen Methodik zur Erstellung von Zeitreihen für den Kühlbedarf in Wohngebäuden wird eine einfache Parametrierung für die freie Kühlung ermöglicht. Ein Nachteil ist, dass aufgrund der zusätzlichen Einschränkungen des Betriebs der freien Kühlung durch die Soletemperatur, die a priori bei Vorgabe eines Jahressummenwerts des Kühlbedarfs nicht bekannt sind, der schlussendlich gedeckte Kühlbedarf in der Jahressimulation vom angegebenen Jahressummenwert abweichen kann. Dieser Nachteil wird jedoch nicht als schwerwiegend eingeschätzt. Die in den durchgeführten Simulationen realisierte Deckung des Kühlbedarfs führt zu plausiblen Verhältnissen zwischen Kühl- und Wärmebedarf (vgl. Abschnitte 5.1 und 5.2).

## 4.2 Modell des horizontalen Erdwärmekollektors

Das EWK-Modell basiert auf der Repräsentation der thermischen Eigenschaften des Erdreichs, in das ein Kollektorrohr verlegt ist. Für die numerische Berechnung wird, wie in anderen beschriebenen Modellansätzen, das Erdreich um ein Kollektorrohr in einzelne Zellen diskretisiert [20][28][50]. Dabei werden Symmetrien genutzt und diverse Vereinfachungen getroffen, um die Berechnung handhabbar zu gestalten und die Simulationsdauer in einem vertretbaren Rahmen zu halten. Bei der Kompilierung des EWK-Modells wird anhand eingegebener Geometrien wie der Fläche des EWK, des Verlegeabstands der Kollektorrohre oder der Verlegetiefe ein Rechengebiet definiert, in dem das Erdreich in Zellen unterschiedlicher Größe aufgeteilt wird (Diskretisierung).

Die Diskretisierung kann in 2 Dimensionen (Breite  $x$  und Tiefe  $z$ ) oder in einer Dimension (nur Tiefe  $z$ ) erfolgen. Ziele der Berechnung sind die Temperaturverteilung im Erdreich unter dem Einfluss des Wärmeaustauschs mit der im Kollektorrohr zirkulierenden Sole sowie die saisonal schwankende Vorlauftemperatur der Sole für den Betrieb des Netzes. Im Falle des 2D-Modells kann zusätzlich eine Bewertung der örtlichen Ausbreitung der Eisradien um das Kollektorrohr erfolgen, da zu einer realitätsnahen Repräsentation der Eisphase eine feine Diskretisierung, insbesondere im Nahbereich des Kollektorrohres, notwendig ist [50]. Der Einfluss der latent gespeicherten Wärme aufgrund des Wassergehalts im Erdreich wird sowohl im 2D- als auch im 1D-Modell berücksichtigt.

#### 4.2.1 Modellierung des Erdreichs

Die im folgenden beschriebene Methodik zur Repräsentation des Erdreichs gilt sowohl für das 2D-Modell als auch für das 1D-Modell des EWK. Der Einfachheit halber wird, sofern nicht anders genannt, sprachlich nur eines der Modelle verwendet. Um die thermischen Eigenschaften des Erdreichs unter dem Einfluss des Wärmeaustauschs mit einem Kollektorrohr eines EWK abzubilden, wird dieses senkrecht zum Kollektorrohr von der GOK bis zu einem Maximalwert  $z_{max}$  in der Tiefe abgebildet. In der Breite  $x$  erstreckt sich das Rechengebiet im 2D-Modell von der Mitte eines Kollektorrohres bis zur mittleren Distanz eines benachbarten Kollektorrohres. Im 1D-Modell erstreckt sich das Rechengebiet über eine Breite von  $1m$ . Innerhalb der Ausdehnung in Tiefenrichtung  $z$  des Rechengebiets liegt die Verlegetiefe des Kollektorrohres. Die folgende, nicht maßstabgetreue Abbildung 4.5 gibt einen Überblick zu den Begrenzungen des Rechengebiets und den wichtigsten Randbedingungen bei der Modellierung des Erdreichs.

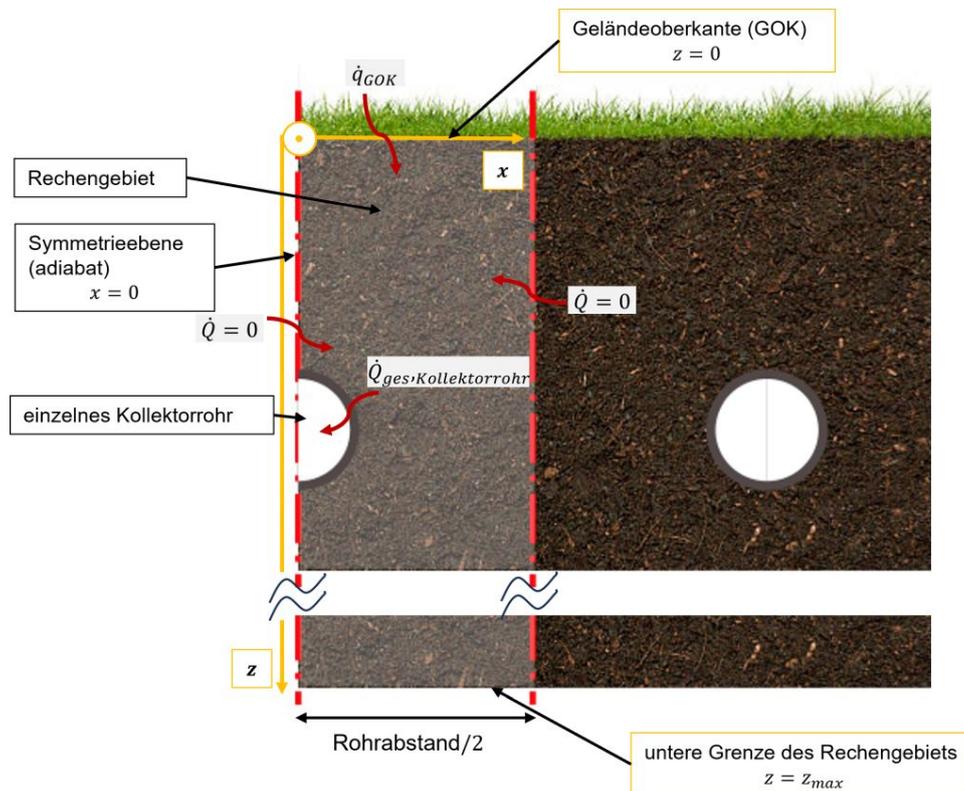


Abbildung 4.5: Schematische Darstellung des Rechengebiets im EWK-Modell mit Koordinatensystem, Symmetrieebenen und Randbedingungen

#### 4.2.2 Diskretisierung

Das Erdreich wird im Rechengebiet in einzelne Zellen unterschiedlicher Größe  $\Delta x$  in  $x$ - und  $\Delta z$  in  $z$ -Richtung diskretisiert. Benachbarte Zellen gleicher Größe (d.h. gleichartiger Diskretisierung) werden zu Zonen zusammengefasst. Innerhalb von Zonen gleicher  $z$ -Koordinate bestehen identische Bodenarten für alle Zellen. Insgesamt erlaubt das Simulationsmodell eine Aufteilung des Rechengebiets in 15 unterschiedliche Zonen in  $z$ -Richtung sowie 3 unterschiedliche Zonen in  $x$ -Richtung; es können folglich bis zu 15 unterschiedliche Bodenarten in

Tiefenrichtung definiert werden. Die Zonen im Bereich um das Kollektorrohr sowie die Wärmeströme in das Kollektorrohr sind in Abbildung 4.6 dargestellt.

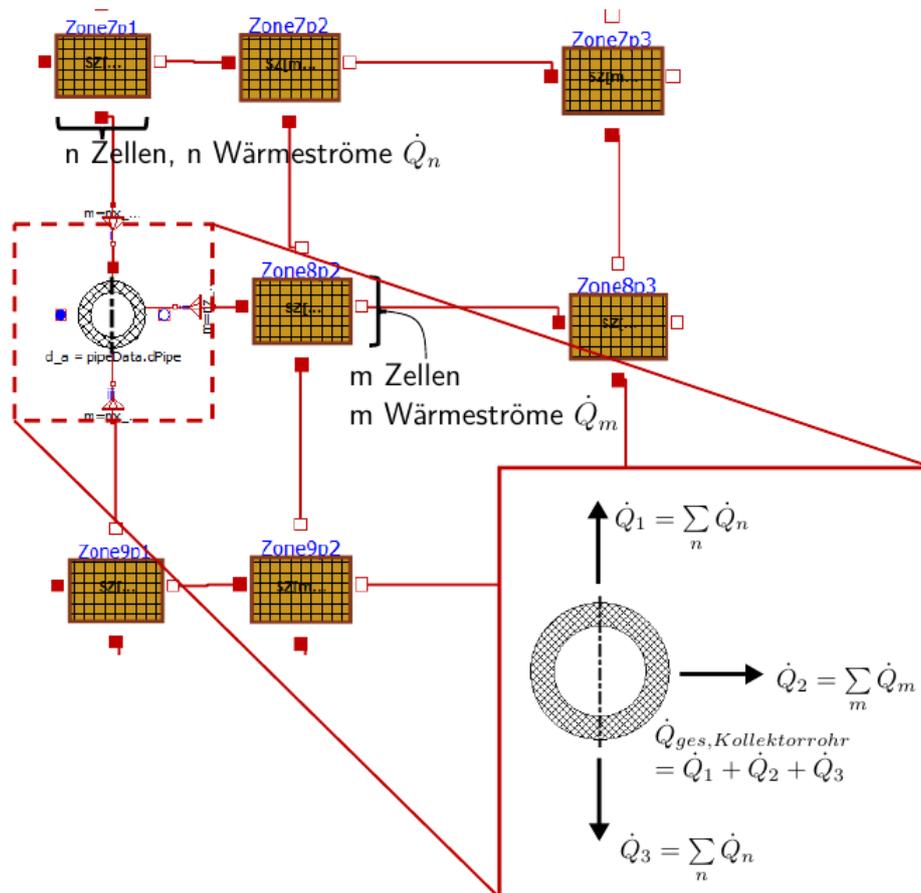


Abbildung 4.6: Detaildarstellung des Modellaufbaus und der Zonierung des Erdreichs im 2D-EWK-Modell; Bezeichnung der Wärmeströme in das Kollektorrohr

Die Diskretisierungssteuerung erfolgt automatisch anhand der eingegebenen Verlegtiefe des Kollektorrohrs. Im Nahbereich des Kollektorrohrs sowie nahe der GOK sind die größten Wärmeströme und Temperaturgradienten zu erwarten, weshalb die Diskretisierung in diesen Bereichen verfeinert wird, um eine kleinräumigere Auflösung der Ergebnisse zu erhalten. Ramming [20] und Hirsch [50] weisen darauf hin, dass die Zellgröße im Nahbereich des Kollektorrohrs essentiell für eine realitätsnahe Abbildung der Eisphase im Erdreich ist. Ramming nutzt eine Diskretisierungsweite im Nahbereich des Kollektors eines halben Rohrdurchmessers. In [50] ergibt eine Diskretisierungsstudie, dass eine zu grobe Diskretisierung außerdem zu einer Unterschätzung der Fluidtemperaturen führen kann und es wird folglich eine Diskretisierungsweite von  $\Delta x = \Delta z = \frac{d_{a,Rohr}}{6}$  genutzt. Als Kompromiss hinsichtlich der Simulationsdauer im Gesamtmodell wird im vorliegenden Fall eine Diskretisierungsweite für die Zellen im Nahbereich des Kollektors von  $\Delta x = \Delta z = d_{a,Rohr}$  verwendet. Das Simulationsmodell erlaubt jedoch auch die Eingabe feinerer Diskretisierungsweiten in diesem Bereich nach Formel 4.7 (vgl. [20]):

$$\Delta x = \Delta z = \frac{d_{a,Rohr}\pi}{4n} \quad (4.7)$$

mit  $n \in \mathbb{N}$

Dabei stellt  $n^2$  die Anzahl quadratischer Zellen dar, die den gleichen Flächeninhalt haben wie das Kollektorrohr. Mit zunehmendem Abstand von den Bereichen um das Kollektorrohr und oder der GOK wird die Diskretisierung gröber gestaltet und das Größenverhältnis  $\frac{\Delta z}{\Delta x}$  wächst mit zunehmender Tiefe. Nahe der unteren Grenze des Rechengebiets wächst die Zellgröße auf bis zu  $\Delta z = 1m$  an. Nachfolgende Abbildung 4.7 stellt die Diskretisierung des Erdreichs im 2D- und 1D-Modell exemplarisch dar.

Im 2D-Modell werden als linke und rechte Begrenzung des Rechengebiets Symmetrieebenen gewählt, indem

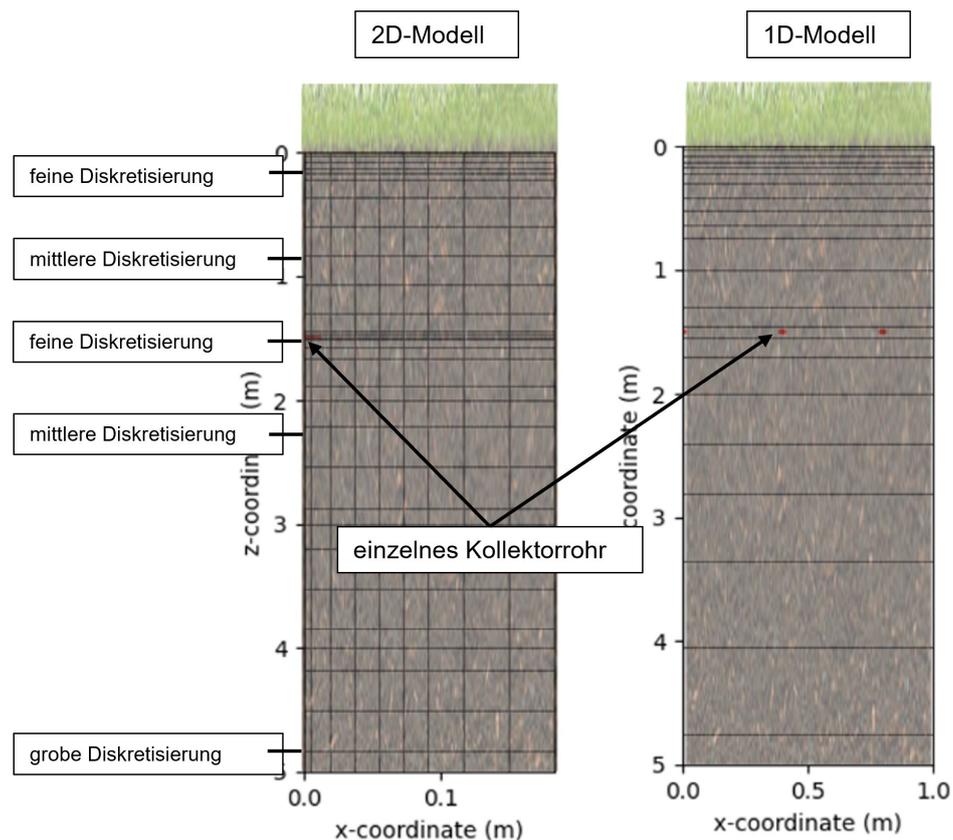


Abbildung 4.7: Schematische Darstellung der variablen Diskretisierungssteuerung im 1D- und 2D-EWK-Modell

das Gebiet sich von der Mitte eines Kollektorrohrs bis zur mittleren Distanz zwischen zwei Rohren, dem effektiven Verlegeabstand  $b_{eff,EWK}$ , erstreckt. An den Symmetrieebenen wird eine adiabate Randbedingung angenommen, sodass dort alle Wärmeströme gleich null sind. Das Kollektorrohr wird in die Widerstands-Kapazitäten-Verschaltung der benachbarten Zellen folglich nur hälftig bilanziell aufgenommen, tritt also nur mit der Hälfte der Wärme übertragenden Fläche in Kontakt mit benachbarten Zellen. Der erwähnte effektive Verlegeabstand ergibt sich aus dem Verhältnis der EWK-Fläche zur Gesamtlänge der am Energieaustausch mit dem Erdreich beteiligten Rohrleitungen im EWK (vgl. Abschnitt 4.2.6).

Im 1D-Modell wird das Rechengebiet ebenfalls links und rechts durch Symmetrieebenen begrenzt. Die Breite des Rechengebiets wird pauschal zu  $1m$  definiert. Anhand eines Submodells für den detailliert berechneten Wärmeübergang in die zirkulierende Sole im Kollektorrohr wird die ausgetauschte Wärmeleistung zwischen einem einzelnen Rohr und dem umgebenden Erdreich berechnet. Diese Wärmeleistung wird über den Verlegeabstand der Kollektorrohre auf die Breite von  $1m$  des Rechengebiets in der Rohrebene skaliert und an die benachbarten Zellen übertragen. Benachbarte Zellen liegen hierbei nur in z-Richtung oberhalb bzw. unterhalb der Rohrebene.

### 4.2.3 Wärmetransport im Erdreich

Jede Erdreichzelle ist als Verschaltung von thermischen Kapazitäten und thermischen Widerständen aufgebaut, wie in nachfolgender Abbildung 4.8 dargestellt ist. Durch die Verschaltung der Zellen untereinander lassen sich Wärmeleitungsgleichungen zwischen den Zellen formulieren, die vom Solver in *OpenModelica* gelöst werden.<sup>1</sup>

Die zweidimensionale Formulierung der instationären Wärmeleitungsgleichung unter Hinzuziehung weiterer externer Wärmeströme  $\dot{q}_{ext}$  lautet [52]

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \dot{q}_{ext} = \rho_{eff} c_{p,eff} \frac{\partial T}{\partial \tau} \quad (4.8)$$

Für zwei benachbarte diskretisierte Zellen in Tiefe  $z_i$  und an x-Koordinaten  $x_j$  und  $x_{j+1}$  wird die Wärmeleitungsgleichung (je Tiefeneinheit) im Simulationsmodell wie folgt formuliert (vgl. auch Abbildung 4.8):

<sup>1</sup>Für die Simulationen wird ein impliziter Solver mit variabler Zeitschrittweite verwendet, wodurch die aktive Anpassung der Zeitschrittweite zur Erhaltung numerischer Stabilität durch den Benutzer entfallen kann, siehe [51].

$$\dot{Q}_{x,j \rightarrow j+1} = \frac{T_j - T_{j+1}}{\frac{\Delta x_j}{2\lambda_j} + \frac{\Delta x_{j+1}}{2\lambda_{j+1}}} \cdot \Delta z_i \tag{4.9}$$

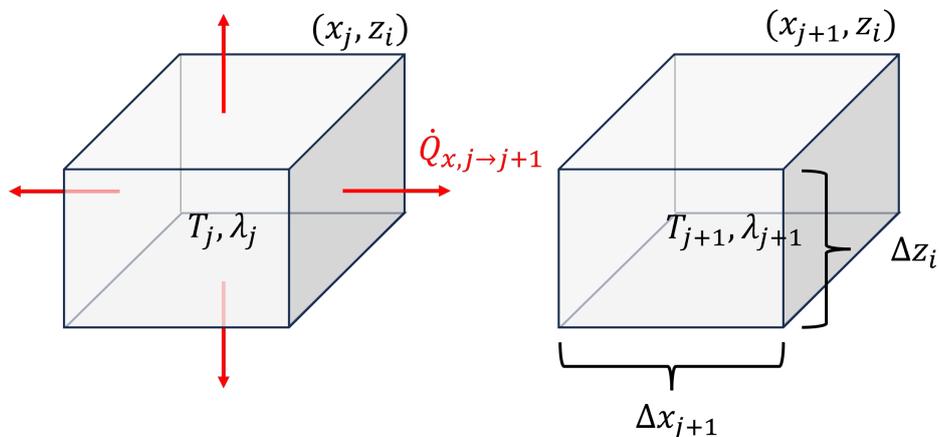


Abbildung 4.8: Schematische Darstellung in x-Richtung benachbarter Erdreichzellen

Die Formulierung der Gleichung in jeweils andere Richtungen zu den benachbarten Zellen geschieht analog. Die Komponenten der thermischen Kapazität und der thermischen Widerstände (hier als Leitfähigkeiten modelliert) basieren auf Bestandteilen der Modelica-Standardbibliothek. Sie sind in Abbildung 4.9 dargestellt.

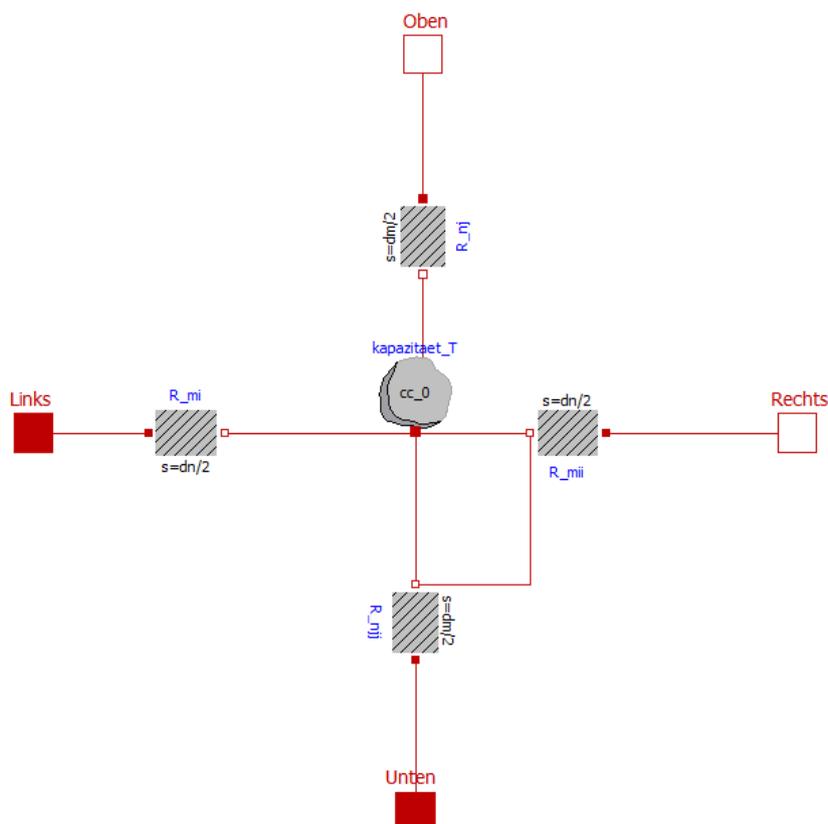


Abbildung 4.9: Repräsentation der thermischen Kapazität und der thermischen Widerstände in einer Erdreichzelle im EWK-Modell in *OpenModelica*

Die Zellen werden durch folgende thermischen und geometrischen Eigenschaften charakterisiert:

- Ausdehnung in x- und z-Richtung  $\Delta x$  und  $\Delta z$

Tabelle 4.1: Anteilige Zusammensetzungen aus Sand, Ton und Schluff und Van-Genuchten-Parameter 12 unterschiedlicher Bodenarten nach [18] (entnommen aus [53])

Soil	$P_{Silt}$	$P_{Sand}$	$P_{Clay}$	$\theta_{res}$	$\theta_{sat}$	$\alpha$	$n$	$K_{sat}$
	-	-	-	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	1/cm	-	cm/h
Sand	0.04	0.93	0.03	0.045	0.43	0.145	2.68	29.700
Loamy Sand	0.13	0.81	0.06	0.057	0.43	0.124	2.28	14.592
Sandy Loam	0.26	0.63	0.11	0.065	0.41	0.075	1.89	4.421
Loam	0.4	0.4	0.2	0.078	0.43	0.036	1.56	1.042
Silt	0.85	0.06	0.09	0.034	0.46	0.016	1.37	0.250
Silty Loam	0.65	0.17	0.18	0.067	0.45	0.02	1.41	0.450
Sandy Clay Loam	0.19	0.54	0.27	0.1	0.39	0.059	1.48	1.308
Clay Loam	0.37	0.3	0.33	0.095	0.41	0.019	1.31	0.258
Silty Clay Loam	0.59	0.08	0.33	0.089	0.43	0.01	1.23	0.071
Sandy Clay	0.11	0.48	0.41	0.1	0.38	0.027	1.23	0.121
Silty Clay	0.48	0.06	0.46	0.07	0.36	0.005	1.09	0.021
Clay	0.3	0.15	0.55	0.068	0.38	0.008	1.09	0.200

- spez. Wärmekapazität  $c_{p,eff}$
- Wärmeleitfähigkeit  $\lambda_{eff}$
- Dichte  $\rho_{eff}$
- vol. Wassergehalt  $w_{vol}$

Der volumetrische Wassergehalt  $w_{vol}$  wird in der aktuellen Version des Simulationsmodells als zeitlich invarianter Parameter für jede Erdreichzone vorgegeben. Stoff- bzw. Feuchtetransportvorgänge innerhalb des Erdreichs werden nicht modelliert, auch wenn saisonal variierenden Wassergehalten im Boden in anderen Untersuchungen und Simulationsmodellen ein Einfluss auf die erzielbaren thermischen Erträge eines EWK zugeschrieben wird [53]. Für die vorliegende Untersuchung ist die Modellierung der Stofftransportvorgänge jedoch zeitlich nicht mehr zu leisten gewesen.

Die effektive Dichte  $\rho_{eff}$  bleibt aufgrund des konstanten Wassergehalts in den Erdreichzellen ebenfalls konstant. Sie wird aus der Lagerungsdichte/Trockenrohddichte  $\rho_d$  des jeweiligen Bodentyps, dem Anteil organischer Bestandteile  $y_{org,vol}$  und dem Wassergehalt in der Zelle berechnet (unter Vernachlässigung der Dichte der Luft im nicht gefüllten Anteil der Porenräume).

$$\rho_{eff} = \rho_d + w_{vol}\rho_w + y_{org,vol}\rho_{org} \quad (4.10)$$

Dichteänderungen aufgrund der Eisbildung im gefrierenden Boden werden vernachlässigt. Diese Vereinfachung wird auch in den Simulationsmodellen in [28] und [20] getroffen. Hebungsprozesse durch Volumenänderungen in gefrierenden Böden werden in anderen Forschungsarbeiten separiert betrachtet, vgl. [53] und [54].

Zur Bestimmung der Wärmeleitfähigkeit der Bodenarten wird auf den etablierten Ansatz von Côté und Konrad zurückgegriffen [21]. Ausgehend von einer massenbezogenen Aufteilung der mineralischen Bodenbestandteile der Bodenmatrix in Sand ( $x_S$ ), Ton ( $x_T$ ) und Schluff ( $x_U$ ) nach der USDA Soil Taxonomy oder der Bodenkundlichen Kartieranleitung der Ad-hoc AG Boden [17] wird eine gemittelte Wärmeleitfähigkeit der mineralischen Bodenbestandteile  $\lambda_d$  berechnet.

$$\lambda_d = 4,5 \cdot x_S + 3,5 \cdot x_U + 2,5 \cdot x_T \quad (4.11)$$

Als Ergebnis der Methodik von Côté und Konrad, die mit Verweis auf die Arbeit der Autoren an dieser Stelle nicht weiterführend erläutert werden soll, liegen die Wärmeleitfähigkeiten  $\lambda_u(w_{vol})$  im ungefrorenen und im  $\lambda_f(w_{vol})$  gefrorenen Zustand in Abhängigkeit vom Wassergehalt für den untersuchten Bodentyp vor. Für die vollständige Berechnung wird zudem der volumetrische Wassergehalt des Boden bei Sättigung benötigt. Für übliche anzutreffende Bodenarten sind in [18] Werte für diesen Wassergehalt (ebenda  $\theta_{sat}$ ) angegeben, siehe auch nachfolgende Tabelle:

Im Temperaturbereich zwischen ungefrorenem und gefrorenem Zustand des Bodens wird die effektive Wärmeleitfähigkeit  $\lambda_{eff}$  aus linearer Interpolation zwischen den beiden Werten bestimmt. Die nachfolgende Abbildung 4.10 zeigt den feuchteabhängigen Verlauf der Wärmeleitfähigkeit des ungefrorenen Bodens exemplarisch für einen tonigen Schluff.

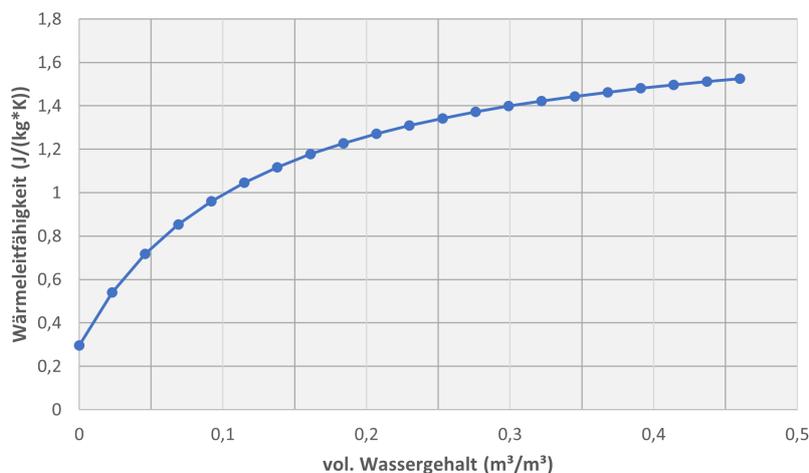


Abbildung 4.10: Wärmeleitfähigkeit des ungefrorenen Bodens für tonigen Schluff in Abhängigkeit des volumetrischen Wassergehalts

In jeder Zelle ist ein skalares Modell einer thermischen Kapazität platziert, dessen Kapazität  $C_{j,i}$  sich zu

$$C_{j,i} = V_{j,i} \cdot \rho_{eff,i,j} \cdot c_{p,eff,j,i} \quad (4.12)$$

berechnet. Die spezifische Wärmekapazität der Erdreichzellen im gefrorenen und ungefrorenen Zustand wird aus dem arithmetischen Mittel der Wärmekapazitäten der einzelnen Bestandteile des Bodens in Abhängigkeit vom Gehalt an mineralischen Bestandteilen, Wasser bzw. Eis, Luft und organischen Bestandteilen bestimmt. Der Einfluss der latent gespeicherten Wärme aufgrund des Gefrierens des im Boden enthaltenen Wassers wird im vorliegenden Modell durch den Ansatz einer scheinbaren Erhöhung der spezifischen Wärmekapazität zwischen Solidus- und Liquidustemperatur abgebildet [55]. Unterhalb der Solidustemperatur liegt das gesamte enthaltene Wasser in gefrorener Form vor. Oberhalb der Liquidustemperatur wiederum liegt jegliches enthaltene Wasser in flüssiger Form vor. Wie auch in [56] wird im vorliegenden Fall die Erhöhung der spezifischen Wärmekapazität durch eine Rayleigh-Funktion beschrieben. Der Anteil sensibler Wärme wird innerhalb des Bereichs gefrierenden Wassers in einem linear zwischen der Wärmekapazität des ungefrorenen Erdreichs und des gefrorenen Erdreichs interpolierten Wert zusammengefasst. Die effektive spezifischen Wärmekapazität der Erdreichzelle berechnet sich abschließend wie folgt:

$$c_{eff} = \begin{cases} c_u, & T \geq T_{liq} \\ c_f + \frac{c_u - c_f}{T_{liq} - T_{sol}} \cdot (T - T_{sol}) + h_{lat} \cdot \left(-2 \cdot \frac{T - T_{liq}}{\xi^2} \cdot e^{-\left(\frac{T - T_{liq}}{\xi}\right)^2}\right), & T_{sol} \leq T < T_{liq} \\ c_f + h_{lat} \cdot \left(-2 \cdot \frac{T - T_{liq}}{\xi^2} \cdot e^{-\left(\frac{T - T_{liq}}{\xi}\right)^2}\right), & T < T_{sol} \end{cases} \quad (4.13)$$

$$\xi = \left(\frac{T_{liq} - T_{sol}}{2}\right)^2$$

Die folgende Abbildung 4.11 stellt den Verlauf der effektiven spezifischen Wärmekapazität nach dem vorgestellten Ansatz exemplarisch für einen Bodentyp (toniger Schluff (Ut3), 10% organische Anteile) dar.

Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass es keinen residualen Anteil an ungefrorenem Wasser gibt, der auch bei großer Unterkühlung unterhalb der Solidustemperatur noch vorliegt. Das halboffene Integral des erhöhten Anteils der spezifischen Wärmekapazität zwischen Liquidustemperatur und  $-\infty$  entspricht der aufgrund des Wassergehalts enthaltenen spezifischen Erstarrungsenthalpie  $h_{lat}$  (spezifische Größen werden stets massespezifisch je kg Boden angegeben). Die Wahl der Solidus- und der Liquidustemperatur stellen eine Schwachstelle und Unsicherheit dieser Modellierung im Vergleich zu anderen dar (vgl. z. B. das Vorgehen in [53]). In internen Fachgesprächen mit Hydrogeologen wird eine Temperatur von ca.  $-6^\circ\text{C}$  genannt, unterhalb realen Anwendungen praktisch kein ungefrorenes Wasser im Boden mehr anzutreffen ist. Trotz dieser pauschalisierten und nicht bodenspezifischen Datenlage wird, auch angesichts der fehlenden detaillierten Bodenanalysen in der

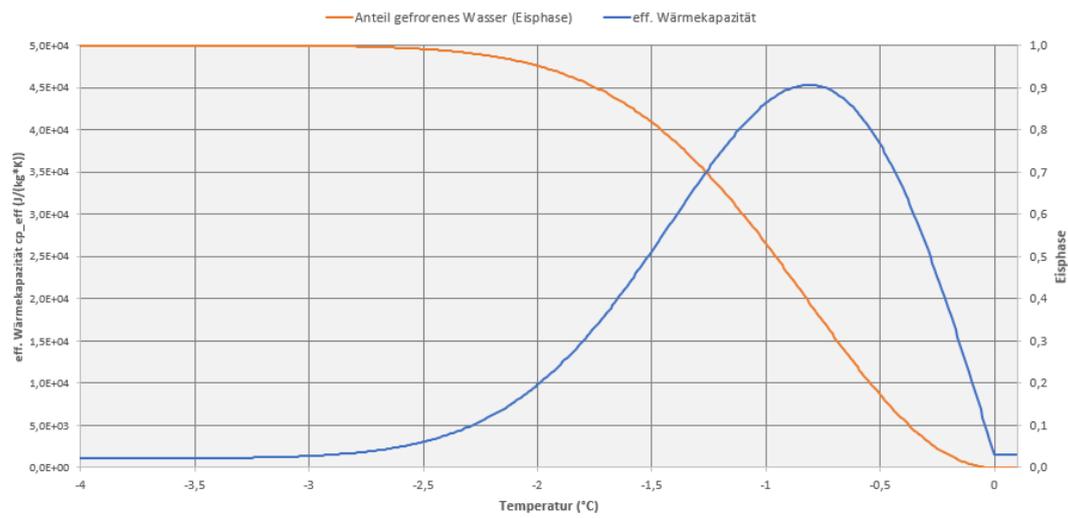


Abbildung 4.11: Exemplarischer Verlauf der modellierten spezifischen Wärmekapazität des Erdreichs für tonigen Schluff

vorliegenden Untersuchung und der Einfachheit des implementierten Verfahrens, eine Solidustemperatur von  $-2,3^{\circ}\text{C}$  für die Simulationen angenommen.

#### 4.2.4 Wärmetransport ins Kollektorrohr

Das Kollektorrohr tauscht mit den benachbarten Erdreichzellen Wärmeenergie aus. Diese wird durch im Rohr zirkulierende Sole zu- bzw. abgeführt, was zu einer Veränderung der Vorlauftemperatur am Austritt aus dem EWK führt. Der längenspezifische Wärmestrom zwischen einer in x-Richtung benachbarten Zelle des Kollektorrohrs und der im Rohr zirkulierenden Sole berechnet sich in Abhängigkeit der vorliegenden Strömungsverhältnisse nach folgender Gleichung (in anderen Richtungen bzw. zu anderen Zellen sind die Gleichungen analog formuliert):

$$\dot{q}_{coll,ij} = k_{ij} \Delta z_{ij} (T_{i,j} - T_f) \quad (4.14)$$

Darin sind  $\Delta z_{ij}$  die angepasste Kantenlänge des Gitters der benachbarten Zelle nach Formel 4.7,  $k_{ij}$  der Wärmedurchgangskoeffizient zwischen Fluid und der Kapazität der benachbarten Zelle,  $T_{i,j}$  die Temperatur der Zelle und  $T_f$  die Temperatur des Fluids. Der Wärmedurchgangskoeffizient ergibt sich aus dem konvektiven Wärmeübergang an der Rohrwand und der Wärmeleitung durch das Rohrmaterial, dessen thermische Kapazität vernachlässigt wird.

$$k_{ij} = \left( \frac{d_a}{\alpha_i d_i} + \frac{d_a \ln\left(\frac{d_a}{d_i}\right)}{2\lambda_p} + \frac{\Delta x_{ij}}{2\lambda_{ij}} \right)^{-1} \quad (4.15)$$

$\lambda_p$  bezeichnet die Wärmeleitfähigkeit des Rohrmaterials,  $d_a$  und  $d_i$  den Außen- und Innendurchmesser des Kollektorrohrs und  $\alpha_i$  den Wärmeübergangskoeffizienten an der Rohrwand. Dieser wird aus der Nusseltzahl  $Nu$  und der Wärmeleitfähigkeit des Fluids  $\lambda_f$  nach Gleichung 4.16 bestimmt.

$$\alpha_i = Nu \frac{\lambda_f}{d_i} \quad (4.16)$$

Die Beziehungen zur Berechnung der Nusseltzahl für laminare Strömungen mit Reynoldszahlen  $Re < 2300$ , für turbulente Strömungen mit  $Re > 10^4$  und für Strömungen im Übergangsbereich zwischen den beiden Reynoldszahlen sind aus [57] entnommen.

Da das Modell einen zweidimensionalen Schnitt durch das Erdreich auf halbem Strömungsweg durch ein Kollektorrohr abbilden soll, wird keine Wärmeleitung in Längsrichtung des Kollektorrohrs betrachtet. Der längenspezifische Wärmestrom zwischen Sole und Erdreich wird daher über die gesamte Länge der im Energieaustausch mit dem Erdreich stehenden Rohrleitungen gleich angenommen. Ramming argumentiert in [20], dass die Effekte aus der Wärmeleitung längs des Rohrs aufgrund der verhältnismäßig niedrigen Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs von  $\lambda_g < 3 \frac{W}{mK}$ , der geringen Temperaturspreizung  $\Delta T_f < 5K$  und der großen Länge eines Kollektorrohrs von 70 m bis 100 m vernachlässigbar sind. Insbesondere bei bifilar verlegten Kollektormatten, in denen nur ein geringer Verlegeabstand zwischen Rohrabschnitten am Anfang (kalter Eintritt in das bifilare Modul) und am Ende (warmer Austritt aus dem Modul) des Kollektorrohrs besteht, muss die Berechnung eines Temperaturprofils im Erdreich vereinfacht als ein in der Mitte einer Kollektormatte vorliegendes Profil erfolgen. Da in der vorliegenden Untersuchung zudem keine Daten zu Unterschieden in der Temperaturverteilung im Erdreich nahe des kalten Eintritts und nahe des warmen Austritts eines Kollektorrohrs recherchiert werden konnten, muss die vereinfachende Annahme für das simulierte Temperaturprofil weiter verfolgt werden. Die Messtechnik, mit der eine reale Anlage im Rahmen des Vorhabens bestückt wird, konnte bis zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichts keine Messdaten aus einem eingeschwungenen Betrieb liefern, um solche Temperaturunterschiede abschätzen zu können.

#### 4.2.5 Entzugsenergie, eingespeiste Energie und effektive Belastung

Entzogene und eingespeiste Wärmeleistungen werden im EWK-Modell aus dem Wärmestrom in das Submodell des einzelnen Kollektorrohres berechnet und führen folglich zu einer Temperaturänderung der darin zirkulierenden Sole. Das Integral des positiven bzw. negativen Wärmestroms über ein Betrachtungsjahr, hochskaliert auf die Gesamtlänge der am Energieaustausch beteiligten Rohrleitungen, ergibt die dem EWK jährlich entzogene oder in ihn eingespeiste Energiemenge. Die spezifische Entzugsenergie  $Q_{Entzug,EWK}$  des EWK für den Zeitraum  $\tau_1 \leq \tau < \tau_2$  berechnet sich nach Formel 4.17.

$$Q_{Entzug,EWK} = \int_{\tau_1}^{\tau_2} \min(\dot{Q}_{tot,EWK}; 0) d\tau \quad (4.17)$$

$\dot{Q}_{tot,EWK}$  bezeichnet darin den Wärmestrom zwischen  $1m$  Kollektorrohr und dem umgebenden Erdreich, multipliziert mit der Gesamtlänge  $l_{ges,EWK}$  der Kollektorrohre (vgl. Abschnitt 4.2.4 zum Wärmetransport ins Kollektorrohr). Die eingespeiste Energie  $Q_{Einspeisung,EWK}$  berechnet sich analog nach folgender Formel 4.18.

$$Q_{Einspeisung,EWK} = \int_{\tau_1}^{\tau_2} \max(\dot{Q}_{tot,EWK}; 0) d\tau \quad (4.18)$$

Die spezifischen Größen beziehen diese Energiemengen jeweils auf die Fläche  $A_{EWK}$  des Kollektors. Die spezifische effektive Belastung als Saldo aus entzogener und eingespeister Energie berechnet sich folglich nach Gleichung 4.19.

$$q_{spez.Belastung,EWK} = \frac{\int_{\tau_1}^{\tau_2} \dot{Q}_{tot,EWK} d\tau}{A_{EWK}} \quad (4.19)$$

## 4.2.6 Randbedingungen

Im Abschnitt 4.2.1 werden bereits die Symmetrierandbedingungen am linken und rechten Rand des Rechengebiets genannt. An den andern Begrenzungen des Rechengebiets werden noch weitere Randbedingungen vorgegeben, um z. B. externe Einflüsse aus Umgebungsbedingungen abzubilden, auf die im Folgenden eingegangen wird.

### Geländeoberkante

An der GOK werden Einflüsse aus der solaren Einstrahlung, dem konvektiven Wärmeübergang aus der Luft und thermische Energieeinträge aus dem Niederschlag berücksichtigt. Das Vorgehen orientiert sich an der in [20] beschriebenen Methodik.

#### Strahlungsbilanz

Die Strahlungsbilanz an der GOK setzt sich aus kurzwelliger solarer Einstrahlung, langwelliger atmosphärischer Einstrahlung und terrestrischer Rückstrahlung der Erdoberfläche zusammen. Die solare Einstrahlung aus direkter und diffuser Bestrahlung wird aus dem im Simulationsmodell hinterlegten TRY-Datensatz ausgelesen. Der flächenspezifische Wärmestrom aus der solaren Einstrahlung wird nach Formel 4.20 berechnet.

$$\dot{q}_{irr} = a_{sw} \cdot (e_{dir,hor} \cdot shielding + e_{diff,hor}) \quad (4.20)$$

Der Absorptionsgrad für kurzwellige Strahlung  $a_{sw}$  wird standardmäßig zu 0,75 für Grasland angenommen, kann aber beliebig bei der Eingabe im Simulationsmodell verändert werden. Eine etwaige anteilige Verschattung des direkten Bestrahlungsanteils kann mit dem Faktor *shielding* modelliert werden. Der flächenspezifische Wärmestrom aus langwelliger atmosphärischer Strahlung wird ebenfalls direkt aus dem hinterlegten TRY-Datensatz entnommen.

$$\dot{q}_{lw} = e_{lw} \quad (4.21)$$

Die terrestrische Rückstrahlung der Erdoberfläche wird mit einem Emissionskoeffizienten  $\epsilon_{lw} = 0,98$  für langwellige Strahlung, dem Strahlungskoeffizienten des schwarzen Strahlers  $C_b = 5,67 \frac{W}{m^2 K^4}$  und der Temperatur  $T_{GOK}$  an der Erdoberfläche zu

$$\dot{q}_{terr} = -\epsilon_{lw} \cdot C_b \cdot \frac{T_{GOK}^4}{100} \quad (4.22)$$

berechnet.

#### Konvektiver Wärmestrom

Der konvektiv an der GOK flächenspezifisch übertragene Wärmestrom wird nach folgender Formel berechnet, die aus [58] entnommen ist.

$$\dot{q}_{conv} = \left(2,3 + 3 \cdot v_{wind} \cdot 1 \frac{s}{m}\right) \cdot 1 \frac{W}{m^2 K} \quad (4.23)$$

Die Windgeschwindigkeit  $v_{wind}$  wird aus dem hinterlegten TRY-Datensatz eingelesen. Alternativ kann auch ein konstanter Wert vorgegeben werden.

### Einfluss des Niederschlags

Der Niederschlag wird im vorliegenden Simulationsmodell nur vereinfacht in seiner thermischen Wirkung auf die oberen Erdschichten berücksichtigt. Da kein Stoff- und damit Feuchtetransport modelliert ist, wird auch auf eine detaillierte Beschreibung von Sickerraten und Evapotranspiration an der Oberfläche verzichtet. Der implementierte Ansatz orientiert sich ebenfalls an den Ausführungen in [20]. Dabei wird angenommen, dass Niederschlag mit der Feuchtkugeltemperatur der Umgebungsluft auf die GOK trifft und in der obersten Erdschicht in ein thermisches Gleichgewicht mit den Erdschichten tritt. Dabei wird der Erdschicht die spezifische Wärmeleistung

$$\dot{q}_{precipitation} = \rho_w \cdot c_{p,w} \cdot (T_{GOK} - T_{wb}) \quad (4.24)$$

entzogen. Die Feuchtkugeltemperatur  $T_{wb}$  wird darin mit einer expliziten Näherungsformel aus [59] berechnet. Der Volumenstrom des Niederschlags wird ebenfalls aus dem hinterlegten TRY-Datensatz ausgelesen.

Insgesamt ergibt sich der flächenspezifische Wärmestrom ins Erdreich an der GOK zu

$$\dot{q}_{tot,GOK} = \dot{q}_{irr} + \dot{q}_{terr} + \dot{q}_{lw} - \dot{q}_{precipitation} + \dot{q}_{conv} \quad (4.25)$$

Soll bspw. eine temporäre Bedeckung der Erdoberfläche mit Schnee modelliert werden, können der dann stark gedämpfte konvektive Wärmestrom und der thermische Einfluss des Niederschlags aus der Berechnung entfernt werden. Der Absorptionsgrad für langwellige Strahlung wird auf 0,95 verringert, während der Absorptionsgrad im kurzwelligigen Bereich auf bis zu 0,05 sinkt.

$$\dot{q}_{tot,GOK} = 0,05 \cdot \frac{\dot{q}_{irr}}{a_{sw}} + \dot{q}_{terr} + 0,95 \cdot \dot{q}_{lw} \quad (4.26)$$

### Untere Grenze des Rechengebiets

An der unteren Begrenzung des Rechengebiets wird eine konstante Temperatur von  $10^\circ\text{C}$  als Randbedingung 1. Art angenommen. Um die Annahme einer konstanten Temperatur ohne Beeinflussung durch den Energieentzug des EWK zu rechtfertigen, wird das Rechengebiet auf eine maximale Tiefe von  $\Delta z_{max} = 25\text{m}$  festgelegt. Ähnliche Untersuchungen in [28] und [20] bestätigen die Festlegung einer Randbedingung 1. Art an dieser Stelle sowie die Wahl der Tiefe.

### Verlegeweisen des EWK

Grundlegend können sowohl mäanderförmig verlegte Kollektorrohre als auch bifilar verlegte Kollektorrohre in realen Umsetzungen gefunden werden. Während eine mäanderförmige Verlegung Symmetrien aufweist, die eine unmittelbare Bestimmung des Verlegeabstands der Kollektorrohre erlaubt, sind bei der Verlegung bifilarer Kollektormatten (Module) mit dem erstellten Simulationsmodell weitere Annahmen zur Vereinfachung zu treffen, da es prinzipiell keine Asymmetrien in einer flächig-zweidimensionalen Verlegesituation abbilden kann. Die sehr engen Verlegeabstände innerhalb einer bifilaren Kollektormatte von 10 cm bis 20 cm würden ohne zumindest bilanzielle Berücksichtigung der Randeffekte an den Außengrenzen eines Moduls dazu führen, dass im Rechengebiet Eisraden schnell und langfristig zusammenwachsen und die Funktion des EWK im Simulationsmodell nicht mehr realitätsnah abgebildet werden kann. Die nachfolgende Abbildung 4.12 zeigt ein Beispiel für typischerweise verwendete bifilare Kollektormatten.

Beide Verlegeweisen - mäanderförmig und bifilar - können im EWK-Modell angegeben und parametrisiert werden - für die Verlegung bifilarer Module gelten dann die im Folgenden ausgeführten Annahmen für den effektiven Verlegeabstand der Kollektorrohre und die Größe des Rechengebiets. Es wird die Annahme getroffen, dass die Zuleitungen zu den Modulen im selben Maße am Energieaustausch mit dem Erdreich teilnehmen wie die Kollektorrohre, d.h. es wird nicht von der Fläche der Zuleitungen und deren Wärmedurchgangskoeffizient auf eine äquivalente Rohraußenfläche der Kollektorrohre umgerechnet. Die Gesamtlänge der Kollektorrohre und der Zuleitungen berechnet sich zu

$$l_{tot,EWK} = n_{modules} \cdot l_{module} + l_{supply} \quad (4.27)$$

Darin bezeichnet  $n_{modules}$  die Anzahl der parallel durchflossenen Stränge von Kollektorrohren,  $l_{module}$  die Länge eines einzelnen Strangs bzw. Kollektorrohrs und  $l_{supply}$  die Länge der Zuleitungen, die explizit und unabhängig von der gewählten Verlegeweise vorzugeben ist. Der Gesamtmassenstrom durch den EWK teilt sich gleichmäßig auf alle Stränge auf.

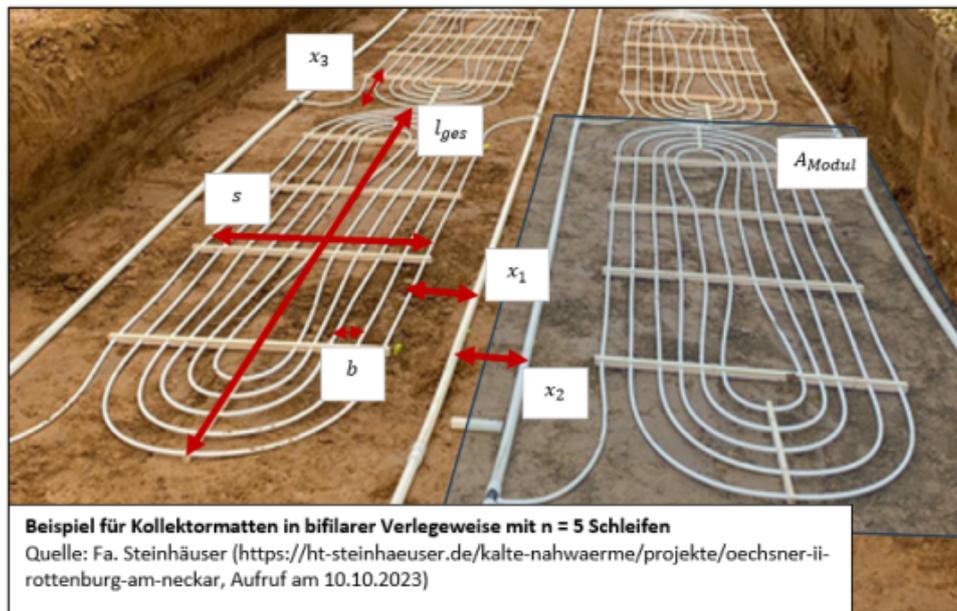


Abbildung 4.12: Exemplarische Darstellung bifilarer Kollektormatten für horizontale EWK in Verlegesituation

Der effektive Verlegeabstand  $b_{eff,EWK}$  der Kollektorrohre, der doppelten Breite des Rechengebiets für das diskretisierte Erdreich entspricht, berechnet sich nach folgender Formel 4.28.

$$b_{eff,EWK} = \frac{A_{EWK}}{l_{module} \cdot n_{modules} + l_{supply}} \quad (4.28)$$

Für den Fall ohne zusätzliche Verteilungen ( $l_{supply} = 0$ ) und mäanderförmiger Verlegeweise entspricht der effektive Verlegeabstand dem eingetragenen Verlegeabstand der Kollektorrohre. Bei der bifilaren Verlegeweise würde die Gesamtlänge an Kollektorrohren aus vorgegebener Länge Kollektorrohr je Modul sowie der Anzahl der Module gleichmäßig auf der EWK-Fläche  $A_{EWK}$  verteilt. Der effektive Verlegeabstand ist damit meistens größer als der tatsächliche Rohrabstand innerhalb der bifilaren Module.

In den vorliegenden Simulationen wird von einer Verlegung bifilarer Module als üblicherweise verwendete und fertig konfektionierte Lösung für EWK ausgegangen. Die Länge der Kollektorrohre mit typischen Durchmessern von DA20 oder DA25 beträgt in einem Modul mit einer Fläche von  $33,6 \text{ m}^2$  ca. 70 m. Unter Hinzurechnung einer anteiligen Länge an Zuleitungen für die Tichelmann-Verlegung der Module (typischerweise in DA65 und größer ausgeführt) von etwa  $0,5 \text{ m}$  je  $\text{m}^2$  EWK-Fläche wird ein effektiver Verlegeabstand der Kollektorrohre von  $0,35 \text{ m}$  bestimmt und in den Simulationen verwendet. Die Anzahl der verlegten Module und damit die Anzahl parallel durchflossener Stränge ergibt sich aus dem Verhältnis der EWK-Fläche und der Fläche eines einzelnen Moduls. An den Rändern des Rechengebiets werden im EWK-Modell Randbedingungen für die Berechnungsschritte zum Lösen der Wärmeleitungsgleichungen formuliert.

### Hydraulische Beschreibung

Hydraulisch wird die Durchströmung des EWK im Simulationsmodell über gängige Methoden zur Berechnung der Druckverluste in Rohrleitungen beschrieben. Carnot'sche Stöße und damit verbundene Druckverluste aufgrund von Einbauten, Aufweitungen und Umlenkungen im Strömungsweg werden pauschal mit einer faktoriellen Verlängerung der Rohrleitungen um 30 % zur Berechnung der Druckverluste abgebildet. Für nähere Erläuterungen hierzu wird auf den Abschnitt Rohrleitungsmodell Hydraulisches Rohrleitungsmodell verwiesen.

Der EWK kann als primäre Wärmequelle in einem KNW-Netzverbund auch mit einem beispielsweise auf die Erzwingung einer turbulenten Durchströmung der Kollektorrohre ausgelegten Volumenstrom unabhängig vom restlichen Netzverbund betrieben werden. Zu diesem Zweck ist ein Teilmodell einer hydraulischen Weiche zwischen EWK und Verteilnetz zu schalten sowie eine Pumpe für die Zirkulation eines vorgegebenen Volumenstroms durch den EWK zu integrieren. In realen Ausführungen übernehmen große Sammlerrohre die Funktion einer hydraulischen Weiche, um verschiedene Volumenströme auf Seite der Wärmequellen und auf Seite des Netzes oder der Verbraucher umzusetzen. Für passiv betriebene KNW-Netze ohne hydraulische

Weiche entspricht der Volumenstrom durch den EWK gerade dem im Netz zirkulierenden Volumenstrom, der von den dezentralen Solepumpen je nach Bedarf gefördert wird.

## 4.3 Modellierung des Verteilnetzes

Im Simulationsmodell sind die Verteilungen für das KNW-Netz mit Komponenten aus der Standardbibliothek [60] von *OpenModelica* modelliert. Dies erlaubt einerseits leichten Zugriff auf bereits tabellarisch hinterlegte Stoffeigenschaften für Netzmedien (bspw. Wasser oder verschiedene Wasser-Glykol-Gemische) oder deren Erweiterung um andere Medien. Andererseits wird so die Kompatibilität mit einer Vielzahl anderer veröffentlichter Teilmodelle für *OpenModelica* gewährleistet, die ebenfalls auf diese Standardbibliothek zugreifen. Alle Netzmedien, die Schnittstellen zur Bibliothek *FluidHeatFlow* aufweisen oder darin verwendet werden, können nur mit konstanten Stoffeigenschaften modelliert werden. Darüber hinaus sind keine Mischungen unterschiedlicher Medien abbildbar. Die *FluidHeatFlow*-Bibliothek ermöglicht jedoch eine einfach zu parametrierende Druckverlustberechnung in Rohrleitungen, die Umkehrung von Strömungsrichtungen in Netzverbänden und eine thermische Kopplung der Rohrleitungsmodelle mit anderen Teilmodellen.

### 4.3.1 Hydraulisches Rohrleitungsmodell

Der Druckverlust in geraden Rohrleitungen berechnet sich zu

$$\Delta p = \lambda \frac{l}{d_i} \cdot \frac{\rho \bar{v}^2}{2} \quad (4.29)$$

mit der Länge  $l$  und dem Innendurchmesser  $d_i$  der Rohrleitung, der Dichte  $\rho$  und der mittleren Strömungsgeschwindigkeit  $\bar{v}$  des Mediums [61]. Für die Rohrreibungszahl  $\lambda$  bestehen je nach Strömungsverhältnissen unterschiedliche empirische Berechnungsmethoden als Näherungsformeln. Diese stellen die Rohrreibungszahl in einen funktionalen Zusammenhang mit geometrischen Kennzahlen des durchströmten Rohrs und der Reynoldszahl  $Re$ .

$$Re = \frac{\bar{v} d_i}{\nu} \quad (4.30)$$

$\nu$  stellt hierin die kinematische Viskosität des strömenden Mediums dar. Für laminare Strömungsformen in Rohren bis zu einer Rohrrauigkeit von  $k = 0,07 \text{ mm}$  berechnet sich die Rohrreibungszahl nach folgender Gleichung.

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (4.31)$$

Für den hydraulisch rauen Bereich kann das Modell nach Nikuradse angewendet werden.

$$\lambda = \frac{1}{(-2 \cdot \log_{10}(\frac{k}{3,71 d_i}))^2} \quad (4.32)$$

Die Colebrook-Prandtl-Berechnungsvorschrift für turbulente Strömungen im glatten und rauen Bereich ist in nachfolgender Gleichung dargestellt.

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \log_{10} \left( \frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{k}{3,71 \cdot d_i} \right) \quad (4.33)$$

Diese ist implizit formuliert und bedarf einer iterativen Lösung, was sich in der Umsetzung im vorliegenden Simulationsmodell mit einem Netzverbund und angeschlossenen Prosumer-Modellen als nachteilig für die Simulationsdauer erwiesen hat. Die explizite Näherungsformel nach [62] hingegen erleichtert die Berechnung der Rohrreibungszahl und weist im Bereich von Reynoldszahlen  $5 \cdot 10^3 \leq Re \leq 10^8$  eine Abweichung von  $\pm 1\%$  gegenüber der Berechnung nach Colebrook-Prandtl auf.

$$\lambda = \frac{0,25}{(\log_{10}(\frac{k}{3,71 \cdot d_i} + \frac{5,74}{Re^{0,9}}))^2} \quad (4.34)$$

Für die vorliegenden Untersuchungen wird diese Näherungsformel für die hydraulische Beschreibung der Verteilungen im KNW-Netz verwendet. Im Simulationsmodell sind alle drei vorgestellten Ansätze implementiert und im Vorfeld der Simulationen auswählbar.

### 4.3.2 Thermisches Rohrleitungsmodell

Der Wärmeverlust in erdverlegten Verteilungen kann nach [63] für einzelne oder auch zwei parallel verlaufende Rohrleitungen mithilfe einer Widerstandsschaltung berechnet werden. Für einzelne Rohrleitungen berechnet sich der spezifische Wärmeverlust pro Meter Rohrleitung nach der Gleichung

$$q = 2\pi \cdot (T_1 - T_0) \cdot h_1 \left( \frac{H}{r_0}, \beta \right) \quad (4.35)$$

Dabei ist  $h_1$  ein dimensionsloser Wärmeverlustfaktor.  $T_1$  und  $T_0$  stellen die Temperaturen in der Rohrleitung bzw. an der Erdoberfläche dar.  $\beta$  kann als Verhältnis der Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs  $\lambda_g$  und der Rohrleitung  $\lambda_i$  (äquivalente Wärmeleitfähigkeit) sowie des logarithmischen Verhältnisses von Innen- und Außenradius berechnet werden, siehe nachfolgende Gleichung 4.36.

$$\beta = \frac{\lambda_g}{\lambda_i} \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_i}\right) \quad (4.36)$$

$h_1$  kann über eine Multipolentwicklung nullter, erster oder zweiter Ordnung approximiert werden. Der in dieser Arbeit verwendete Ansatz nullter Ordnung ist der folgenden Gleichung dargestellt.

$$h_1^{-1} = \ln\left(\frac{2H}{r_a}\right) + \beta \quad (4.37)$$

$H$  ist hierbei der Höhenunterschied zwischen der Rohrleitungsmitte und der Erdoberfläche. Der Wärmeverlust in Rohrpaaren kann wie in [64] beschrieben nach einer in folgender Abbildung dargestellten Widerstandsschaltung berechnet werden.

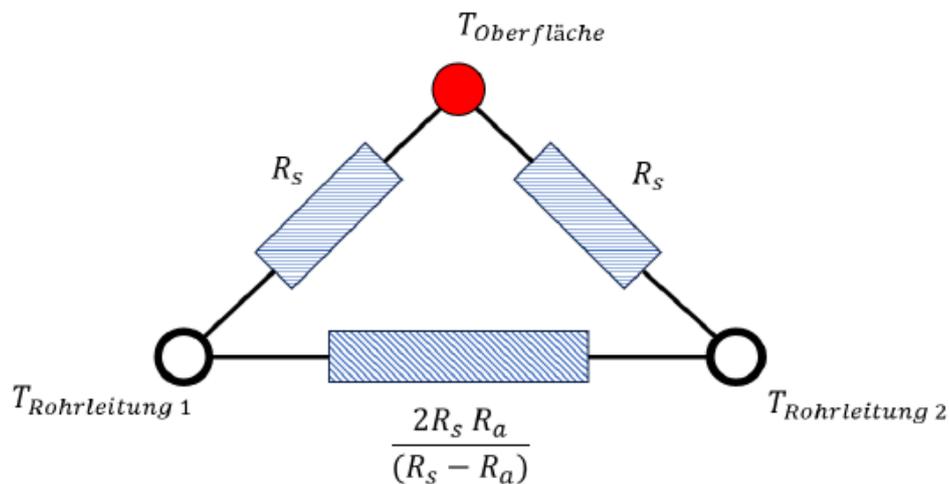


Abbildung 4.13: Thermische Widerstands-Ersatzschaltung von erdverlegten Rohrleitungen

Hierbei gibt es eine symmetrische und eine asymmetrische Komponente des längenspezifischen thermischen Widerstands, die nach wie folgt beschrieben werden können:

$$\begin{aligned} R_s &= \frac{1}{2\pi\lambda_g} \cdot \left( \ln\left(\frac{2H}{r_a}\right) + \beta + \ln\left(\sqrt{1 + \left(\frac{H}{C}\right)^2}\right) \right) \\ R_a &= \frac{1}{2\pi\lambda_g} \cdot \left( \ln\left(\frac{2H}{r_a}\right) + \beta - \ln\left(\sqrt{1 + \left(\frac{H}{C}\right)^2}\right) \right) \end{aligned} \quad (4.38)$$

$C$  ist hierbei der halbe Abstand zwischen den Rohrleitungsmittelpunkten. Für die thermische Beschreibung der Rohrleitungen wird im vorliegenden Fall ein vereinfachtes, stationäres Einzelrohrmodell verwendet. In der oben gezeigten Widerstandsschaltung entspricht dieser Ansatz einer jeweils einzelnen Betrachtung der beiden Rohrleitungen. Alle asymmetrischen Anteile der thermischen Widerstände werden folglich zu null gesetzt. Eine thermische Kopplung benachbart verlegter Rohrleitungen wird nicht betrachtet, um die Simulationsdauer möglichst kurz zu halten. Die Berechnung des längenspezifischen thermischen Widerstands zwischen der Temperatur in der Rohrleitung und der Erdoberfläche vereinfacht sich für den Fall eines Einzelrohrs zu

$$R_s = \frac{1}{2\pi\lambda_g} \cdot \left( \ln\left(\frac{2H}{r_a}\right) + \beta \right) \quad (4.39)$$

Die äquivalente Wärmeleitfähigkeit der Rohrleitung  $\lambda_i$ , die in den Faktor  $\beta$  einfließt, wird nach folgender Formel 4.40 berechnet.

$$\lambda_i = \lambda_{eq} = \frac{\ln\left(\frac{d_a}{d_i}\right)\lambda_1\lambda_2\lambda_3}{\lambda_2\lambda_3\ln\left(\frac{d_{a,1}}{d_{i,1}}\right) + \lambda_1\lambda_3\ln\left(\frac{d_{a,2}}{d_{i,2}}\right) + \lambda_1\lambda_2\ln\left(\frac{d_{a,3}}{d_{i,3}}\right)} \quad (4.40)$$

Diese kann für mehrschichtig aufgebaute, d.h. isolierte und nicht-isolierte Rohrleitungen mit unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeiten in den Materialschichten angewendet werden (siehe nachfolgende Abbildung 4.14 mit drei Schichten).

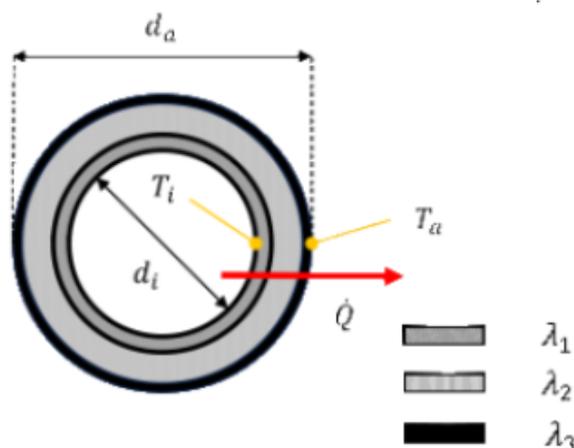


Abbildung 4.14: Querschnitt eines Rohres mit drei unterschiedlichen Materialschichten/Isolierungen

Ein konvektiver Wärmeübergang zwischen dem strömenden Medium und der Innenwand der Rohrleitung kann durch einen zusätzlichen Term im gesamten thermischen Widerstand berücksichtigt werden, sodass der gesamte längenspezifische thermische Widerstand zwischen Mediumtemperatur und der Erdoberfläche für das Einzelrohrmodell zu

$$R_{s,F-O} = \frac{1}{2\pi r_i \alpha_i} \cdot \frac{1}{2\pi\lambda_g} \cdot \left( \ln\left(\frac{2H}{r_a}\right) + \beta \right) \quad (4.41)$$

berechnet werden kann. Um den Berechnungsaufwand gering zu halten, wird im vorliegenden Fall der konvektive Wärmeübergang in der Rohrleitung nicht über Nusselt-Beziehungen abhängig von den Strömungsverhältnissen berechnet, sondern vereinfacht mit einem konstanten Wert von  $\alpha_i = 400 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$  für typische Strömungsgeschwindigkeiten bei oft anzutreffenden Durchmessern angenommen. Andere Ansätze mit vollständiger Modellierung des asymmetrischen Temperaturprofils im Erdreich und der thermischen Kopplung benachbarter warmer und kalter Leitungen finden sich beispielsweise in [53]. Ein stationäres Modell, d.h. ohne Modellierung von Kapazitäten als Repräsentation des Erdreichs, jedoch mit thermischer Kopplung benachbarter Rohrleitungsabschnitte, ist im Simulationsmodell ebenfalls implementiert, wird allerdings in den vorliegenden Untersuchungen nicht verwendet. Für die Randbedingung der vorgegebenen Temperatur an der Erdoberfläche in diesem stationären thermischen Rohrleitungsmodell wird eine 20-Tages-Mittelwert der Außentemperatur verwendet, um einerseits den Berechnungsaufwand im Netzverbund gering zu halten und andererseits einen gedämpften Verlauf der Temperaturen, wie er durch die Kapazitäten im Erdreich zu erwarten ist, näherungsweise abzubilden. Die Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs wird im vorliegenden Rohrleitungsmodell als konstant zu  $\lambda_g = 1,2 \frac{\text{W}}{\text{mK}}$  angenommen.

## 4.4 Modellierung der PVT-Anlagen

### 4.4.1 Berechnung der einfallenden Strahlungsleistung

Die Berechnung des Sonnengangs als Sonnenazimut  $\alpha_S$  und Sonnendeklination  $\delta_S$  erfolgt nach dem in [65] beschriebenen Verfahren, auf das an dieser Stelle verwiesen wird. In diesem Verfahren müssen die Koordinaten

des Standorts als Rechtswert  $lon$  und Hochwert  $lat$  vorgegeben werden. Aus der so berechneten Zeitreihe des Sonnengangs als effektivem Einfallswinkel  $\Theta_{S,hor}$  auf die horizontale Ebene sowie der Vorgabe der Ausrichtung der geneigten Fläche als Azimuthwinkel  $\alpha_{incl}$  und Neigungswinkel  $\gamma_{incl}$  kann die Zeitreihe des effektiven Einfallswinkels  $\Theta_{incl}$  der direkten Strahlung auf die geneigte Ebene bestimmt werden. Ausgehend von Zeitreihen für die direkte ( $e_{dir,hor}$ ) und diffuse Strahlungsleistung ( $e_{diff,hor}$ ) auf die horizontale Ebene, die aus den TRY-Datensätzen ausgelesen werden, können abschließend Zeitreihen für die direkte Bestrahlungsstärke  $e_{dir,incl}$ , die diffuse Bestrahlungsstärke  $e_{diff,incl}$  und die reflektierte Bestrahlungsstärke  $e_{ref,incl}$  auf die geneigte Ebene berechnet werden.

Die direkte Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene ergibt sich nach:

$$e_{dir,incl} = \frac{\cos(\Theta_{incl})}{\sin(\gamma_{incl})} \cdot e_{dir,hor} \cdot shielding \quad (4.42)$$

mit  $0 \leq shielding \leq 1$  als zeitlich variabler Vorgabe einer Verschattung der geneigten Ebene. Die Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene wird zudem auf einen Maximalwert mit  $e_{dir,incl} \leq e_{dir,max}$  begrenzt, um bei kleinen Azimuthwinkeln  $\alpha_S$  berechnungsbedingte Ausreißer zu korrigieren. Der Maximalwert kann im Modell als Parameter angepasst werden und wird in der vorliegenden Untersuchung zu  $1.200 \frac{W}{m^2}$  gewählt.

Für die diffuse Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene wird auf das Berechnungsmodell nach [66] zurückgegriffen:

$$e_{diff,incl} = e_{diff,hor} \cdot 0,5 \cdot (1 + \sin(\gamma_{incl})) \cdot (1 + F_{iv} \cdot \sin^3(\frac{\gamma_{incl}}{2})) \cdot (1 + F_{iv} \cdot \cos^2(\Theta_{incl}) \cdot \cos^3(\gamma_S)) \cdot shielding \quad (4.43)$$

mit

$$F_{iv} = 1 - \left( \frac{e_{diff,hor}}{e_{diff,hor} + e_{dir,hor}} \right)^2 \quad (4.44)$$

Liegt keine Aufdach-Anlage, sondern eine Freiflächenanlage vor, kann auch die reflektierte Strahlung einen Beitrag zur gesamten Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene haben. Diese wird unter Hinzuziehung eines Albedo-Wertes  $alb$  berechnet.

$$e_{ref,incl} = (e_{dir,hor} + e_{diff,hor}) \cdot alb \cdot 0,5 \cdot (1 - \cos(\gamma_{incl})) \cdot shielding \quad (4.45)$$

Die gesamte Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene,  $e_{tot,gen}$ , ergibt sich abschließend aus

$$e_{tot,incl} = e_{dir,incl} + e_{diff,incl} + e_{ref,incl} \quad (4.46)$$

#### 4.4.2 Thermische Beschreibung

Nach ISO 9806: 2017 [67] werden nicht abgedeckte solarthermische Kollektoren durch bis zu 8 Koeffizienten in ihrer thermischen Wirkungsweise beschrieben. Die Ausgangsleistung eines PVT-Moduls ist, zusätzlich zur einfallenden Strahlungsleistung, dabei sowohl linear als auch quadratisch und mit 4. Potenz von der Temperaturdifferenz zwischen dem Modul und der Umgebungstemperatur abhängig. Darüber hinaus haben konvektiv getriebene Wärmeströme an die Umgebung aufgrund des Windes ebenfalls einen Einfluss auf die thermische Kollektorleistung. Broetje [68] beschreibt die Anwendung der ISO 9806: 2017 zur quasi-dynamischen Modellierung eines PVT-Kollektors und gibt eine Umrechnungsmethode für die Koeffizienten nach der neueren Berechnungsmethode aus jenen der früheren ISO 9806: 2013 an. Das dort beschriebene Modell nach ISO 9806:2017 unter Vernachlässigung von Termen 4. Ordnung ist im vorliegenden Simulationsmodell implementiert. Der Modellierungsansatz ist in nachfolgender Skizze 4.15 dargestellt.

Die spezifische Ausgangsleistung  $P_{th,PVT}$  eines PVT-Moduls, bezogen auf die Aperturfläche  $A_{gross,PVT}$ , wird nach folgender Formel berechnet:

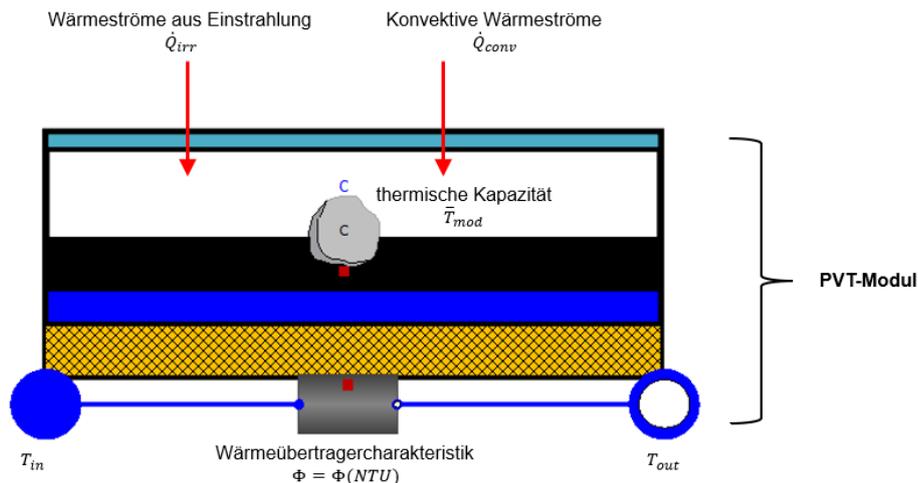


Abbildung 4.15: Schematische Darstellung der Modellierung eines PVT-Moduls

$$\begin{aligned}
 \frac{P_{th,PVT}}{A_{gross,PVT}} &= e_{dir,incl} \cdot \eta_b \cdot K_b(\Theta_{incl}) \\
 &+ (e_{diff,incl} + e_{ref,incl}) \cdot \eta_b \cdot K_d \\
 &+ (T_{hem}^4 - T_{amb}^4) \cdot \frac{\epsilon}{a} \cdot \sigma \cdot \eta_{hem} \\
 &- \eta_{hem} \cdot b_u \cdot v_{wind} \cdot (e_{dir,incl} + e_{diff,incl}) \\
 &- a_1 \cdot (\bar{T}_{mod} - T_{amb}) \\
 &- a_2 \cdot (\bar{T}_{mod} - T_{amb})^2 \\
 &- a_3 \cdot v_{wind} \cdot (\bar{T}_{mod} - T_{amb}) \\
 &- a_5 \cdot \frac{d\bar{T}_{mod}}{d\tau}
 \end{aligned} \tag{4.47}$$

Darin sind:

$\eta_b$	Konversionsfaktor für direkte Einstrahlung bei $(\bar{T}_{mod} - T_{amb}) = 0$
$K_b(\Theta_{incl})$	Korrekturwinkelfaktor für direkte Einstrahlung
$K_d$	Korrekturwinkelfaktor für diffuse Einstrahlung
$\eta_{hem}$	Konversionsfaktor für hemisphärische Einstrahlung bei $(\bar{T}_{mod} - T_{amb}) = 0$
	$\eta_{hem} = \eta_b \cdot K_b(\Theta_{gen}) \cdot \frac{e_{dir,gen}}{e_{tot,gen}} + \eta_b \cdot K_d \cdot \frac{e_{diff,gen}}{e_{tot,gen}}$
$T_{hem}$	schwarze Himmelskörpertemperatur (Annahme $T_{hem} = T_{amb} - 10K$ )
$T_{amb}$	Umgebungslufttemperatur
$\epsilon$	hemisphärische Emissivität des PV-Glases
$a$	Absorptionskoeffizient des PV-Glases
$\sigma$	Stefan-Boltzmann-Konstante ( $5,6704 \cdot 10^{-8} \frac{W}{m^2 K^4}$ )
$b_u$	Windabhängigkeitskoeffizient des unabgedeckten Kollektors
$\bar{T}_{mod}$	mittlere Kollektortemperatur
$v_{wind}$	Windgeschwindigkeit
$a_1 \dots a_3$	Verlustkoeffizienten des thermischen Kollektormodells nach ISO 9806: 2017
$a_5$	spez. thermische Kapazität des Kollektors ( $\frac{J}{m^2 K}$ )

Das durch die Wärmeübertrager in den PVT-Modulen strömende Betriebsmedium tauscht Energie mit den Modulen aus. Die Temperaturdifferenz zwischen dem eintretenden Betriebsmedium und der Kapazität des PVT-Moduls wird im Simulationsmodell als treibende Temperaturdifferenz zur Übertragung der Wärmeleistung gewählt. Die Austrittstemperatur des Betriebsmediums wird mittels einer modellierten Wärmeübertragercharakteristik stets auf einen Wert unterhalb der Temperatur der Kapazität des PVT-Moduls begrenzt. Damit wird auch bei kleinen Volumenströmen des Betriebsmediums verhindert, dass die Austrittstemperatur des Betriebsmediums in diesem skalaren Modellansatz oberhalb der Temperatur des PVT-Moduls liegt. Ein- oder

zweidimensionale Temperaturverteilungen auf dem PVT-Modul, die zu einer erhöhten Austrittstemperatur im Vergleich mit einer flächengemittelten Temperatur des PVT-Modus führen können, werden nicht berücksichtigt. Die implementierte Wärmeübertragercharakteristik mit dem dimensionslosen Übertragungsgrad  $\Phi$ , der Ein- und Austrittstemperatur des Betriebsmediums  $T_{in}$  und  $T_{out}$ , und der dimensionslosen Kennzahl der Übertragereinheiten  $NTU$  ist in den nachfolgenden Gleichungen dargelegt.

$$NTU = \frac{kA_W}{\dot{C}_{in}} = \frac{T_{out} - T_{in}}{\Delta T_m}$$

$$\dot{C}_{in} = \dot{V}_{mod} \cdot \rho \cdot c_p \quad (4.48)$$

$$\Phi = \frac{T_A - T_E}{\bar{T}_{mod} - T_E}$$

Die implementierte Charakteristik ist

$$\Phi = \min\left(\frac{2NTU}{NTU + 2}; 0,9\right) \quad (4.49)$$

$\dot{C}_{in}$  beschreibt den Wärmekapazitätsstrom des Betriebsmediums und  $\Delta T_m$  die mittlere Temperaturdifferenz zur Berechnung des Wärmestroms zwischen Betriebsmedium und PVT-Modul. Das Produkt aus Wärmeübergangskoeffizient  $k$  und der Wärmeübertragerfläche  $A_W$  wird im Modell zu einem sehr hohen Wert gewählt (ca.  $10^8 \frac{W}{K}$ ), um die maximale Austrittstemperatur des Betriebsmediums nahe der Temperatur der Kapazität des PVT-Moduls einzustellen. Der Volumenstrom  $\dot{V}_{mod}$  des Betriebsmediums je Kollektormodul wird aus einem feststehenden vorgegebenen Parameter für einen flächenspezifischen Durchfluss berechnet. Folgende Abbildung 4.16 zeigt einen beispielhaften Verlauf der thermischen Ausgangsleistung eines PVT-Moduls mit  $2,18 \text{ m}^2$  Aperturfläche, aufgetragen über der Temperaturdifferenz zur Umgebung. Als Scharparameter wird die gesamte Einstrahlungsleistung auf die Modulebene zwischen  $1.000$ ,  $800$  und  $500 \frac{W}{\text{m}^2}$  variiert. Es ist erkennbar, dass selbst bei hoher Einstrahlungsleistung Temperaturdifferenzen von  $15 - 20 \text{ K}$  zur Umgebungstemperatur dazu führen, dass die PVT-Module nahezu keine thermische Ausgangsleistung mehr liefern können. Diese Ergebnisse stehen in qualitativer Übereinstimmung mit den in [68] gezeigten Beispielen für PVT-Kollektoren.

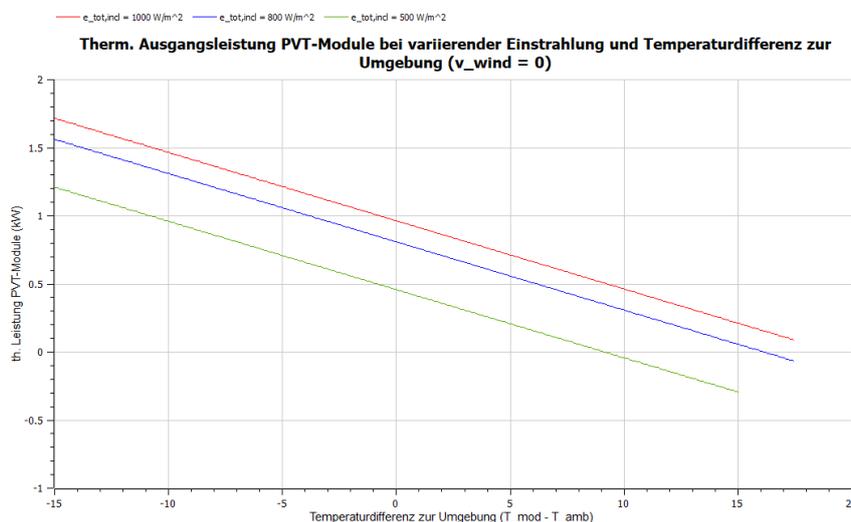


Abbildung 4.16: Beispielhafter Verlauf der thermischen Ausgangsleistung eines PVT-Moduls bei unterschiedlichen Einstrahlungsleistungen und Modultemperaturen

### 4.4.3 Elektrische Beschreibung

Die Modellierung des elektrischen Ertrags  $P_{el,PVT}$  der PVT-Module folgt der Beschreibung in [69]. Darin werden grundlegend drei überlagernde Effekte umgesetzt, die zur Reduzierung der elektrischen Ausgangsleistung eines PVT-Moduls beitragen und damit den Gesamtwirkungsgrad  $\eta_{el,tot}$  beschreiben.

$$\frac{P_{el,PVT}}{A_{PVT}} = \eta_{el,tot} \cdot e_{tot,mod} = \eta_{el,ref} \cdot \eta_{el,loss} \cdot e_{tot,mod} \quad (4.50)$$

Dabei sind

- $\eta_{el,ref}$  el. Wirkungsgrad bei Referenzbedingungen (STC)
- $\eta_{el,loss}$  Wirkungsgradfaktor gegenüber Referenzbedingungen aufgrund der Abhängigkeiten vom Einfallswinkel, von weiteren Strahlungsverlusten und aufgrund der Modultemperatur

Die Bestandteile von  $\eta_{el,loss}$  setzen sich aus Verlusten aufgrund der Winkelabhängigkeit der Einstrahlung, weiteren Einstrahlungsverlusten und der Abhängigkeit der des elektrischen Ertrags von der Modultemperatur  $\bar{T}_{mod}$  zusammen.

$$\eta_{el,loss} = \eta_{el,loss,\Theta} \cdot \eta_{el,loss,irr} \cdot \eta_{el,loss,T} \quad (4.51)$$

Verluste aufgrund der Winkelabhängigkeit der Einstrahlungsleistung werden im vorliegenden Simulationsmodell bereits durch die Koeffizienten  $K_b(\Theta_{incl})$  und  $K_d$  beschrieben (s.o.), sodass die damit korrigierte Einstrahlungsleistung  $e_{tot,mod}$  auf das Modul mit

$$e_{tot,mod} = e_{dir,incl} \cdot K_b(\Theta_{incl}) + e_{diff,incl} \cdot K_d + e_{ref,incl} \quad (4.52)$$

angegeben wird.  $\eta_{el,loss,\Theta}$  wird zu 1 gesetzt und  $\eta_{el,loss}$  ergibt sich folglich aus dem Produkt der beiden verbleibenden Einflüsse auf Verluste. Die weiteren Strahlungsverluste werden nach Formel 4.53 berechnet.

$$\eta_{el,loss,irr} = a_{el} \cdot e_{tot,mod} + b_{el} \cdot \ln(e_{tot,mod} + 1) + c_{el} \cdot \left[ \frac{(\ln(e_{tot,mod} + e))^2}{e_{tot,mod} + 1} - 1 \right] \quad (4.53)$$

Darin sind  $a_{el}$ ,  $b_{el}$  und  $c_{el}$  modulspezifische Parameter und  $e$  die Eulersche Zahl. Die Abhängigkeit von der Modultemperatur wird schließlich mit

$$\eta_{el,loss,T} = 1 - \beta \cdot (\bar{T}_{mod} - T_{ref}) \quad (4.54)$$

bestimmt.  $T_{ref}$  steht hierin für die Temperatur bei Referenzbedingungen (STC),  $\beta$  ist ein modulspezifischer Parameter zur Beschreibung der Temperaturabhängigkeit.

#### 4.4.4 Hydraulische Beschreibung

Die PVT-Module können sowohl parallel in Tichelmann-Verlegeweise als auch seriell verschaltet werden. Ebenfalls besteht die Möglichkeit, mehrere in Serie geschaltete Module als parallele Stränge zu verschalten, um die Austrittstemperatur aus dem PVT-System bei geringer solarer Einstrahlung zu erhöhen. Als Betriebsmedium wird ein Wasser-Glykol-Gemisch mit einem Glykolanteil von mindestens 30 % verwendet, um den Betrieb auch bei niedrigen Außentemperaturen zu ermöglichen und Frostfreiheit im System zu gewährleisten. Dieses kann aus den im Simulationsmodell hinterlegten Daten zu unterschiedlichen Betriebsmedien gewählt werden. Um die Druckverluste im Simulationsmodell abzubilden, die beim Durchströmen des Betriebsmediums durch die PVT-Module auftreten, wird eine vereinfachte Hochrechnung der Druckverluste aus dem Datenblatt eines hinterlegten PVT-Moduls angewendet [70]. Aus dem Datenblatt lässt sich für eine variierte Anzahl parallel in Tichelmann-Verlegeweise verschalteter Module bei einem Referenzvolumenstrom von  $\dot{V}_{ref} = 100 \frac{1}{h}$  pro Kollektor der Druckverlust über die gesamte Anlage ermitteln. Es zeigt sich, dass aufgrund von für die Installation notwendigen Formteilen und größer werdenden Leitungslängen der Druckverlust über die gesamte Anlage bei paralleler Verschaltung quadratisch mit der Anzahl der Kollektormodule steigt. Der abgeleitete funktionale Zusammenhang  $f_{\Delta p}(n_{parallel})$  für den Druckverlust über das Kollektorfeld in Abhängigkeit der Anzahl parallel verschalteter Module wird im Simulationsmodell mit der eingegebenen Anzahl parallel verschalteter Module  $n_{parallel}$  und der Anzahl seriell verschalteter Module  $n_{series}$  verrechnet.

$$\Delta p_{ges,PVT} = f_{\Delta p}(n_{parallel}) \cdot n_{series} \cdot \left( \frac{\dot{V}_{mod}}{\dot{V}_{ref}} \right)^2 \quad (4.55)$$

Der Druckverlust in der modellierten Anlage im Simulationsmodell wird dabei auf den vorherrschenden Volumenstrom über die Beziehung

$$\Delta p_2 = \Delta p_{ref} \cdot \left( \frac{\dot{V}_2}{\dot{V}_{ref}} \right)^2 \quad (4.56)$$

umgerechnet.

## 4.5 Modellierung der Solarthermie-Anlagen

### 4.5.1 Thermische Beschreibung

Das Modell der solarthermischen Anlagen ist als klassisches Flachkollektormodell mit linearer und quadratischer Abhängigkeit der thermischen Ausgangsleistung von der Temperaturdifferenz zwischen Modul und Umgebung aufgebaut [65]. Nachfolgende Gleichung 4.57 formuliert den Zusammenhang zwischen der spezifischen thermischen Ausgangsleistung der Module und der einfallenden Strahlungsleistung sowie der erwähnten Temperaturdifferenz.

$$\begin{aligned} \frac{P_{th,ST}}{A_{gross,ST}} &= \eta_{th,tot} \cdot e_{tot,mod} \\ &= (e_{dir,incl} \cdot K_b(\Theta_{incl}) + [e_{diff,incl} + e_{ref,incl}] \cdot K_d) \cdot \eta_b \\ &\quad - a_1 \cdot (\bar{T}_{mod} - T_{amb}) \\ &\quad - a_2 \cdot (\bar{T}_{mod} - T_{amb})^2 \\ &\quad - a_5 \cdot \frac{d\bar{T}_{mod}}{d\tau} \end{aligned} \quad (4.57)$$

Darin sind:

$\eta_b$	Konversionsfaktor für direkte Einstrahlung bei $(\bar{T}_{mod} - T_{amb}) = 0$
$K_b(\Theta_{incl})$	Korrekturwinkelfaktor für direkte Einstrahlung
$K_d$	Korrekturwinkelfaktor für diffuse Einstrahlung
$T_{amb}$	Umgebungslufttemperatur
$\bar{T}_{mod}$	mittlere Kollektortemperatur
$a_1, a_2$	Verlustkoeffizienten des thermischen Kollektormodells
$a_5$	spez. thermische Kapazität des Kollektors $(\frac{J}{m^2 K})$

Für die Berechnung der einfallenden Strahlungsleistung wird an dieser Stelle auf Abschnitt 4.4.1 verwiesen. Die Modellierung des Wärmeübergangs an das Betriebsmedium mittels Betriebscharakteristik eines Wärmeübertragers entspricht der im Abschnitt zu den 4.4.2 beschriebenen Methodik. Nachfolgende Abbildung 4.17 zeigt den Verlauf des Gesamtwirkungsgrads  $\eta_{th,tot}$  der ST-Module in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz zwischen ST-Modul und Umgebung. Als Scharparameter wird die gesamte Einstrahlungsleistung zwischen 1000, 800 und 500  $\frac{W}{m^2}$  auf die Modulebene variiert.

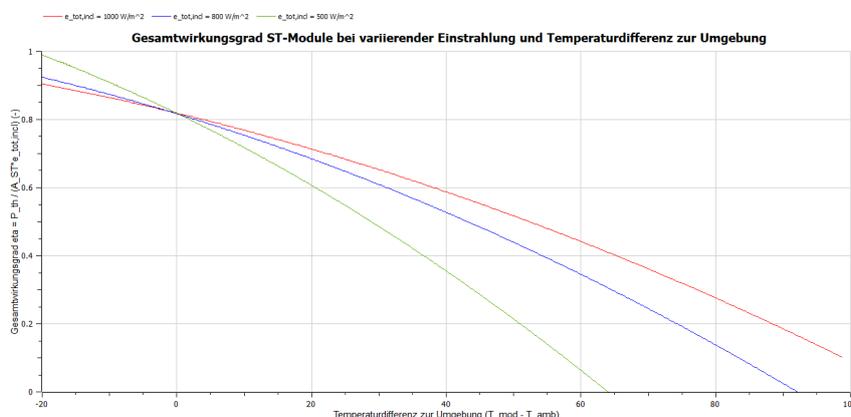


Abbildung 4.17: Beispielhafter Verlauf der thermischen Ausgangsleistung eines ST-Moduls bei unterschiedlichen Einstrahlungsleistungen und Modultemperaturen

### 4.5.2 Hydraulische Beschreibung

Die ST-Module können sowohl parallel in Tichelmann-Verlegeweise als auch seriell verschaltet werden. Ebenfalls besteht die Möglichkeit, mehrere in Serie geschaltete Module als parallele Stränge zu verschalten, um die Austrittstemperatur aus dem ST-System bei geringer solarer Einstrahlung zu erhöhen. Die ST-Aufdachanlagen können darüber hinaus in zwei Betriebsmodi betrieben werden, um den thermischen Ertrag der Anlagen weiter zu erhöhen. Im ersten Betriebsmodus wird ein konstanter Volumenstrom pro Strang seriell verschalteter Module aufgeprägt, wann immer die Anlage in Betrieb sein soll. Die Austrittstemperatur der Anlage ergibt sich daher aus der Eintrittstemperatur und dem nach allen Randbedingungen gegebenen Gesamtwirkungsgrad. Der vorgegebene Wert des Volumenstroms kann sich etwa an einer Unterscheidung des Betriebs als *low-flow*-Anlage mit ca.  $25 \frac{1}{\text{h}\cdot\text{m}^2}$  oder als *high-flow*-Anlage mit ca.  $50 \frac{1}{\text{h}\cdot\text{m}^2}$  orientieren. Der zweite Betriebsmodus ermöglicht die Vorgabe einer Ziel-Austrittstemperatur für die ST-Anlage. Dabei wird innerhalb gewisser Grenzen (bspw. für einen maximalen Volumenstrom durch die Anlage, der als Parameter übergeben wird) der Volumenstrom anhand der übertragbaren thermischen Leistung so eingeregelt, dass die Ziel-Austrittstemperatur erreicht wird. Dieser Betriebsmodus ähnlich einer *matched-flow*-Anlage ermöglicht es, der ST-Anlage entweder für die TWW-Bereitung oder auch zur Heizungsunterstützung einen zeitlich varianten Zielwert inkl. Grädigkeit vorzugeben und den Betrieb damit bedarfsangepasst zu steuern. Dieser Betriebsmodus wird für die im Simulationsmodell untersuchten Systemvarianten mit dezentralen ST-Aufdachanlagen verwendet.

Die Methodik für die hydraulische Beschreibung der ST-Module und der aus dem Betrieb resultierenden Druckverluste der Anlage entspricht der im Abschnitt 4.4.4 zu den PVT-Modulen dargelegten Herangehensweise. Die Druckverluste werden auf die im Simulationsmodell eingestellte Konfiguration eines Kollektorfeldes mit parallel und seriell durchströmten Modulen sowie variablen Volumenströmen umgerechnet. Parameter zur Bestimmung der Druckverluste bei einem Referenzvolumenstrom und für ein einzelnes Kollektormodul sind aus einem Datenblatt eines handelsüblichen Flachkollektors entnommen [71].

## 5 AP 3: Auslegung der KNW-Systeme und energetischer Vergleich der Systemvarianten

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Auslegungsrechnungen für die beiden exemplarischen Untersuchungsgebiete dargestellt. Es wird auf die Ergebnisse der Simulationen unter den in den vorigen Abschnitten beschriebenen Randbedingungen eingegangen und ein energetischer Vergleich zwischen den Systemvarianten angestellt. Einleitend werden noch die Definitionen der in den Analysen verwendeten Effizienzkennzahlen angegeben.

Die **Jahresarbeitszahl (JAZ) des reinen WP-Betriebs** wird in den folgenden Abschnitten zumeist für das gesamte Quartier angegeben. Das Simulationsmodell ermöglicht darüber hinaus auch die nach einzelnen Prosumer-Modellen getrennte Aufschlüsselung dieser Größen. Für die Berechnung der JAZ wird die von den WP bereitgestellte Wärmemenge  $Q_{WP}$  zur benötigten elektrischen Energie  $W_{el,WP}$  ins Verhältnis gesetzt, vgl. Gleichung 5.1.

$$JAZ_{WP} = \frac{Q_{WP}}{W_{el,WP}} \quad (5.1)$$

Demgegenüber setzt die **JAZ des Gesamtsystems** die insgesamt vom Wärmeversorgungssystem bereitgestellte Wärme- und Kältemenge  $Q_{System}$  als Nutzenergie (Nutzen) ins Verhältnis zur benötigten elektrischen Energiemenge  $W_{el,System}$  (Aufwand) nach Gleichung 5.2. Die gesamte Nutzwärmemenge  $Q_{Nutz,H}$  setzt sich aus den Anteilen zusammen, die von der WP und optional in den Systemvarianten von elektrischer TWW-Nachheizung und den ST-Anlagen bereitgestellt wird. Die Kältemenge  $Q_{Nutz,K}$  entspricht der durch passive Kühlung bereitgestellte Kühlenergie. Der gesamte elektrische Aufwand wird als Netzbezug elektrischer Energie aus einem vorgelagerten Stromnetz definiert. Darin enthalten sind zusätzlich zum Strombedarf der WP auch die Strombedarfe der Solepumpen, der elektrischen TWW-Nachheizung sowie der Zirkulationspumpen der ST- und PVT-Anlagen, abzüglich der Deckung durch ggf. simultan erzeugten Strom aus PVT-Anlagen im Quartier. Es wird dabei davon ausgegangen, dass Überschüsse innerhalb des Quartiers erzeugten Stroms für alle Prosumer zeitgleich in einem Quartiersnetz zur Verfügung stehen.

$$JAZ_{System} = \frac{Q_{Nutz,System}}{W_{el,System}} \quad (5.2)$$

$$= \frac{Q_{Nutz,H} + Q_{Nutz,K}}{(W_{el,WP} + W_{el,Solepumpen} + W_{el,Nachheizung} + W_{el,Zirkulationspumpen})_{Netzbezug}}$$

### 5.1 Simulationsergebnisse in Untersuchungsgebiet A

#### 5.1.1 Bilanzielle Simulationen mit 2D-EWK-Modell

Das 2D-EWK-Modell wird zunächst für Simulationen verwendet, um Rückschlüsse auf die maximale spezifische Entzugsenergie und Belastung des EWK unter den gegebenen Randbedingungen im Untersuchungsgebiet zu ziehen. Im 2D-EWK-Modell kann die Ausbreitung der Eisphase, d.h. des gefrorenen Erdreichvolumens um die Kollektorrohre herum, abgebildet werden. Damit wird ermöglicht, Auslegungskriterien für eine minimal notwendige EWK-Fläche nicht nur anhand der minimalen auftretenden Netztemperaturen zu definieren, sondern auch das Zusammenwachsen der Eisradien zwischen den Kollektorrohren zu kontrollieren. In den Simulationsläufen mit dem detaillierten 2D-EWK-Modell ist das Verteilnetz nicht implementiert, da dies zu einer starken Vergrößerung des zu lösenden Gleichungssystems für den Solver und somit zu einem enorm hohen Simulationsaufwand führt. Verteilungen sind weder hydraulisch noch thermisch modelliert. Zudem sind sämtliche Gebäude im Netz auf ein einziges Modell eines Prosumers aggregiert, wie in der Verschaltung der Submodelle des EWK und des Prosumers in Abbildung 5.1 zu erkennen ist. Diese Simulationen mit dem 2D-EWK-Modell werden im Folgenden als *bilanzielle Simulationen* bezeichnet.

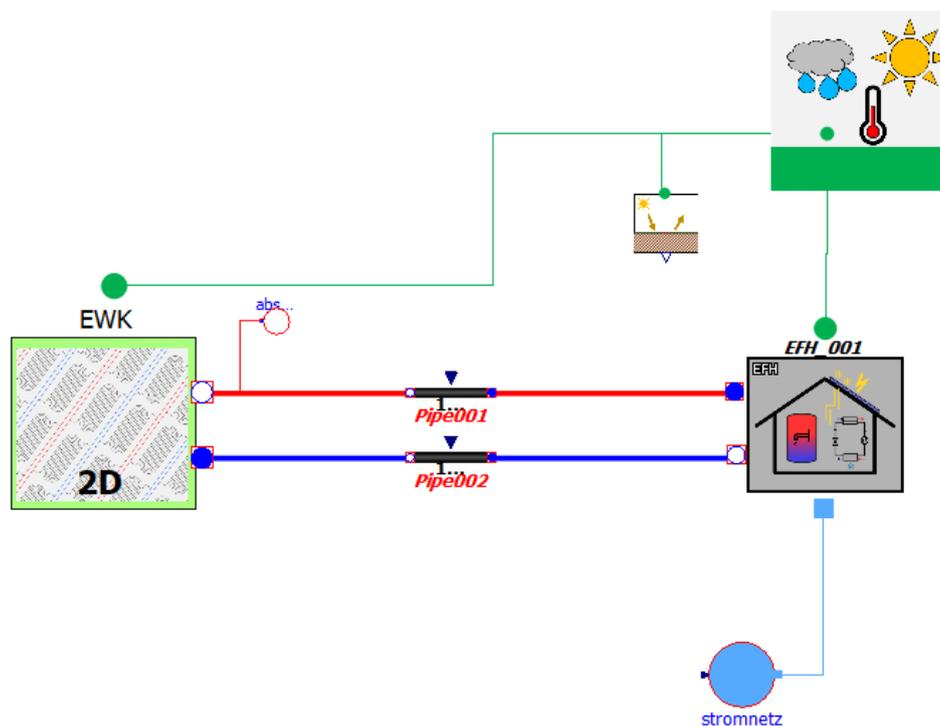


Abbildung 5.1: Verschaltung der Submodelle in der bilanziellen Simulation mit dem detaillierten 2D-EWK-Modell. Die abgebildeten Rohrleitungsmodelle dienen lediglich der Sicherung der numerischen Stabilität der Simulation.

Abbildung 5.2 zeigt Simulationsergebnisse für das Untersuchungsgebiet A unter Verwendung des 2D-EWK-Modells. Dargestellt sind die Ergebnisse für die Systemvarianten *alleinige Versorgung aus dem EWK* (Referenzfall) sowie *EWK + freie/passive Kühlung (FC)* unter zusätzlicher Berücksichtigung der passiven Kühlung. In der Grafik (wie auch in der folgenden Abbildung 5.3) sind die JAZ der Wärmepumpen sowie die JAZ des Gesamtsystems über der variierten EWK-Fläche aufgetragen. Die JAZ des Gesamtsystems berücksichtigt zusätzlich zum Betrieb der Wärmepumpen die energetischen Aufwendungen für Umwälzpumpen zum Betrieb des EWK, zur Bereitstellung der passiven Kühlung sowie zur Zirkulation der Arbeitsmedien in etwaig vorhandenen PVT- oder ST-Anlagen. Zudem beinhaltet die System-JAZ die bereitgestellte Kühlenergie als zusätzlichen Nutzen neben der bereitgestellten Wärme (vgl. Beginn des Abschnitts 5).

Ebenfalls in der Grafik dargestellt sind die spezifische Entzugsenergie und die spezifische effektive Belastung des EWK auf der rechten Ordinate. Zudem wird anhand punktueller Symbole auf den simulierten Variationen die ggf. vorliegende Verletzung von Auslegungskriterien für den EWK markiert. Diese sind als kritische Frostzustände (FZ) zwischen den Kollektorrohren und oberhalb der Kollektorrohre sowie die Unterschreitung einer minimalen Soletemperatur im Vorlauf zu den Wärmepumpen definiert. Die FZ weisen somit aus, ob ein Zusammenwachsen der Eistradien zwischen den Kollektorrohren oder oberhalb der Kollektorrohre mit dem Oberflächenfrost stattfindet.

Abbildung 5.3 erweitert die Darstellung um die Systemvarianten *EWK + PVT* und *EWK + ST*. Für die Variante mit dezentralen PVT- und ST-Anlagen sind in der Abbildung der Übersichtlichkeit halber nur die Ergebnisse mit durchschnittlich 2 Modulen je Gebäude dargestellt. Außerdem wird die Systemvariante *alleinige Versorgung aus dem EWK* aus Gründen der Übersichtlichkeit ebenfalls in dieser Abbildung ausgelassen.<sup>1</sup> Die ST-Anlagen werden im implementierten Prosumer-Modell im Untersuchungsgebiet A nur zur Unterstützung der TWW-Bereitung eingesetzt, da es sich dabei ausschließlich um EFH handelt.

Folgende Erkenntnisse für den allgemeinen Verlauf der JAZ lassen sich aus den Abbildungen ziehen:

- Die JAZ der Wärmepumpen wie auch die des Gesamtsystems **steigen mit zunehmender EWK-Fläche an und bleiben oberhalb einer bestimmten Grenze nahezu konstant**. Anders formuliert lässt sich konstatieren, dass die JAZ unterhalb einer bestimmten Grenze der EWK-Fläche stark abfallen und der

<sup>1</sup>In den noch folgenden Auswertungen mit dem 1D-EWK-Modell wird die passive Kühlung ohnehin als standardmäßig verwendete Funktion betrachtet und in allen Systemvarianten hinzugefügt.

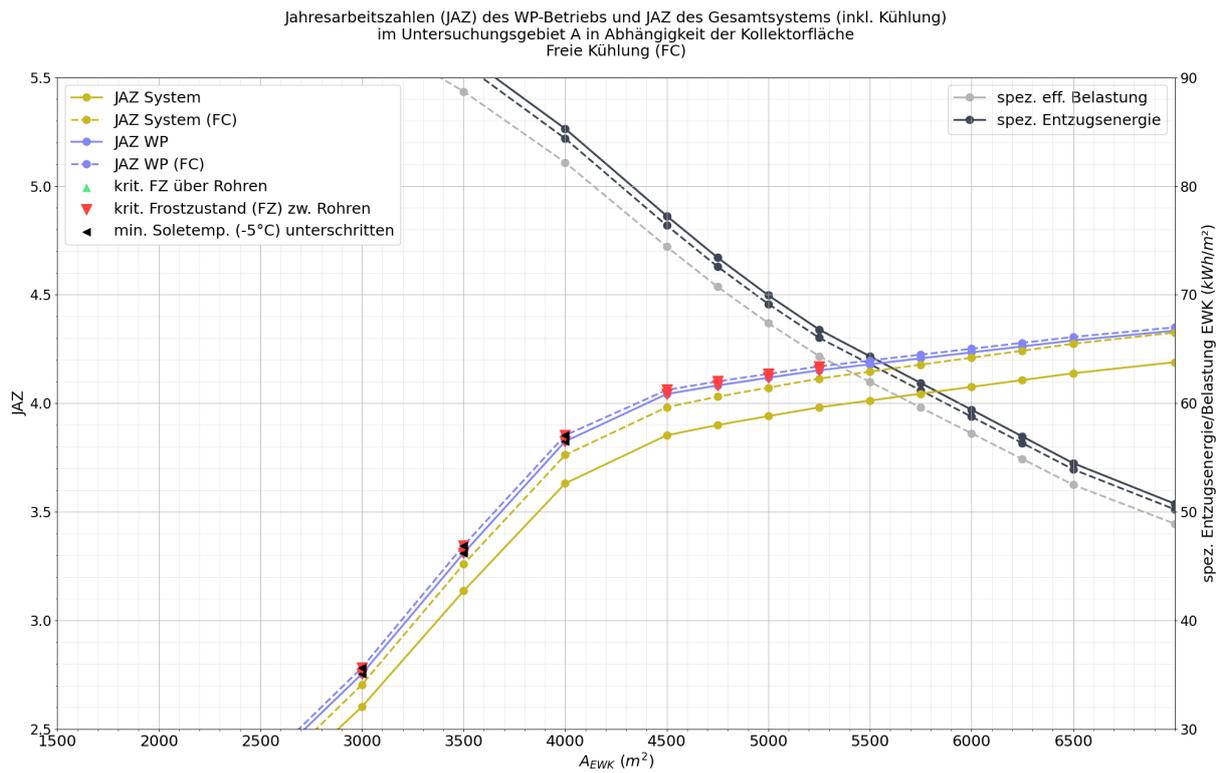


Abbildung 5.2: Simulationsergebnisse aus dem 2D-EWK-Modell für Untersuchungsgebiet A (bilanziell, ohne Berücksichtigung von Verteilnetz und Verortung einzelner Prosumer, effektiver Rohrabstand 0,35 m); Systemvarianten  $EWK$  und  $EWK + FC$

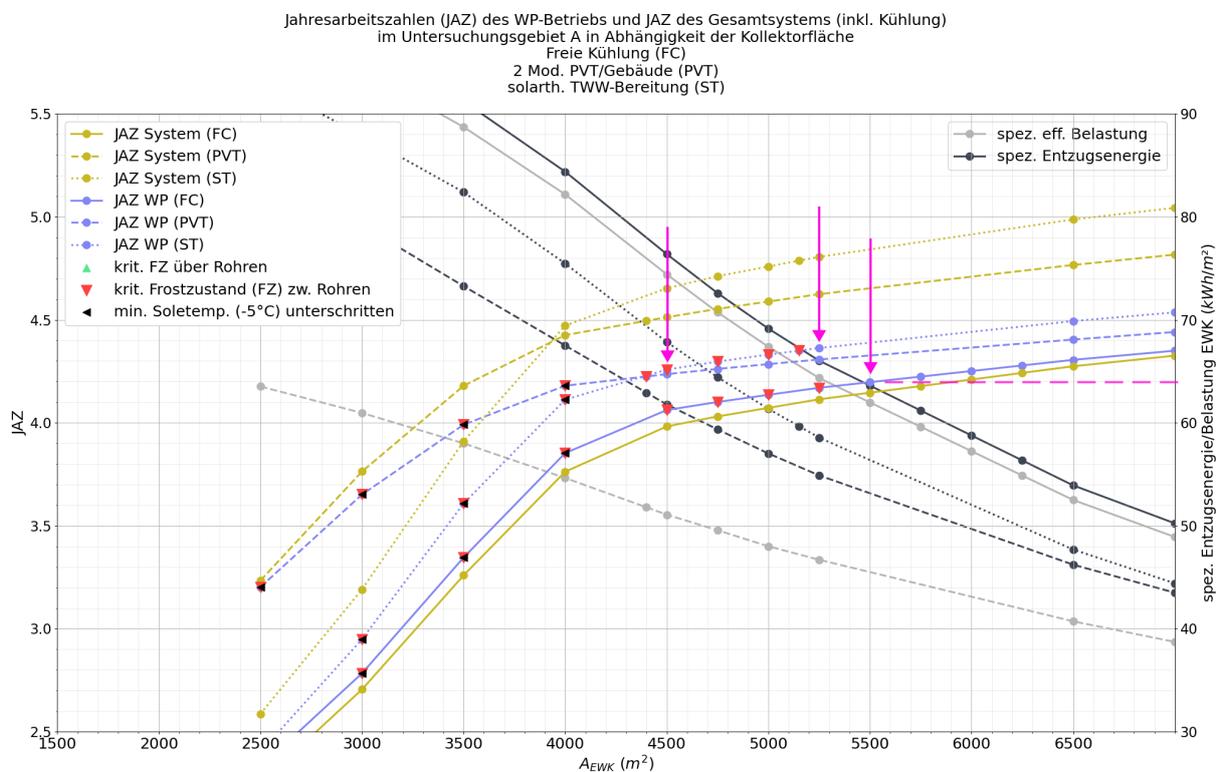


Abbildung 5.3: Simulationsergebnisse aus dem 2D-EWK-Modell für Untersuchungsgebiet A (bilanziell, ohne Berücksichtigung von Verteilnetz und Verortung einzelner Prosumer, effektiver Rohrabstand 0,35 m); Systemvarianten  $EWK + FC$ ,  $EWK + ST$ ,  $EWK + PVT$  (2 Mod./Geb.)

Betrieb der WP ineffizient wird. Fällt die JAZ besonders stark ab (für EWK-Flächen kleiner als ca.  $4.000\text{ m}^2$ ), ist der EWK nicht ausreichend groß dimensioniert.

- Die starke Reduktion der JAZ des WP-Betriebs geht in den simulierten Punkten mit der Unterschreitung der minimalen Soletemperatur einher. Das lässt sich unter anderem auf einen vermehrten Einsatz des Heizstabes zur Deckung des Wärmebedarfs bei zu niedriger quellseitiger Soletemperatur der WP erklären.
- Es treten kritische FZ zwischen den Kollektorrohren in einigen der simulierten Punkte auf. Diese sind durch rote Dreiecke in den Abbildungen gekennzeichnet. **Die FZ treten früher, d. h. bereits bei größeren EWK-Flächen, auf als die Unterschreitung der minimalen Soletemperatur.** Der Übergangsbereich, in dem kritische FZ gerade nicht mehr auftreten, ist mit einer engeren Variation der EWK-Flächen simuliert worden.
- Im Referenzfall mit alleiniger Versorgung aus dem EWK ohne passive Kühlung oder weitere Wärmequellen sind die Werte der spezifischen Entzugsenergie und der spezifischen effektiven Belastung erwartungsgemäß deckungsgleich. Hier sei nochmals angemerkt, dass in den *bilanziellen Simulationen* mit dem 2D-EWK-Modell in den Abbildungen 5.2 und 5.3 das Verteilnetz mit thermischen Gewinnen oder Verlusten nicht abgebildet ist.

Mit Bezug auf die untersuchten unterschiedlichen Systemvarianten lassen sich folgende Erkenntnisse aus den Simulationsergebnissen gewinnen:

- Aus Abbildung 5.2 ist ersichtlich, dass die **passive Kühlung für den Betrieb der WP nur eine geringe Effizienzsteigerung** bringt. Diese ist auf die Regeneration des EWK in der Sommerzeit mit Kühlbedarf zurückzuführen, wodurch die Soletemperaturen zu Beginn der Heizperiode im Oktober geringfügig höher liegen als im Referenzfall ohne passive Kühlung, wie in Abbildung 5.4 dargestellt ist. Die System-JAZ hingegen wird durch die Miteinbeziehung der Kühlenergie zum Nutzen des Systems positiv beeinflusst. Die passive Kühlung im betrachteten Ausmaß kann die minimal notwendige EWK-Fläche nicht reduzieren und auch das Auftreten kritischer FZ nicht verhindern. Dies ist vermutlich durch den Eintrag der zur Kühlung abgeführten Wärme ins Erdreich allein in den Sommermonaten und dem damit vorliegenden zeitlichen Versatz zur Heizperiode mit großem Energieentzug aus dem EWK zu erklären. Die **passive Kühlung hat im abgebildeten Ausmaß daher keine saisonal wirksamen Einflüsse auf die bedarfsgerechte Dimensionierung** des EWK.
- Aus Abbildung 5.3 geht hervor, dass die **JAZ für den WP-Betrieb und für das Gesamtsystem durch den Einsatz dezentraler ST-Anlagen gegenüber der Systemvariante mit passiver Kühlung gesteigert** werden können. Die Steigerung der JAZ für den WP-Betrieb beträgt gegenüber der Variante nur mit passiver Kühlung etwa 0,2 bei EWK mit Flächen größer als  $4.000\text{ m}^2$ . Das Auftreten kritischer FZ und die Unterschreitung der minimalen Soletemperatur werden hingegen nicht verhindert, wie an den simulierten Punkten bei EWK-Flächen ab  $5.250\text{ m}^2$  und kleiner zu erkennen ist. Der positive Einfluss der ST-Anlagen auf die JAZ der WP verringert sich mit abnehmender EWK-Fläche, insbesondere für in ihrer Leistungsfähigkeit erschöpfte EWK mit Flächen kleiner als ca.  $3.000\text{ m}^2$  ist der Einfluss gering und resultiert nur mehr in einer Steigerung der JAZ um 0,1.
- Im Bereich ausreichend dimensionierter EWK-Flächen größer als  $4.500\text{ m}^2$ , in dem die JAZ nur noch geringfügig mit zunehmender EWK-Fläche steigen, **weist die Systemvariante mit solarthermischer TWW-Bereitung Effizienzvorteile gegenüber den anderen Systemvarianten auf.** Sowohl die JAZ des WP-Betriebs als auch des Gesamtsystems liegen in diesem Bereich am höchsten unter den untersuchten Varianten. Dies ist durch den im Sommer erhöhten Anteil der solarthermischen Erträge an der TWW-Bereitung und den damit einhergehenden geringeren Strombedarf zu begründen. Die solarthermischen Anlagen erfordern lediglich Stromaufwendungen zum Betrieb der Umwälzpumpe und erlauben damit eine effizientere TWW-Bereitung, als durch die WP möglich ist.
- Für die **Systemvariante mit dezentralen Aufdach-PVT-Anlagen** ist in Abbildung 5.3 zu erkennen, dass die **JAZ für den WP-Betrieb und für das Gesamtsystem gegenüber den Systemvarianten mit passiver Kühlung oder mit solarthermischer TWW-Unterstützung für EWK-Flächen nahe und kleiner der Erschöpfungsgrenze erhöht** werden können. Verglichen mit der Variante nur mit passiver Kühlung steigen die JAZ des WP-Betriebs um etwa 0,35 von 3,85 auf 4,2 bei einer EWK-Fläche von  $4.000\text{ m}^2$ ; die JAZ des Gesamtsystems erhöht sich dabei um 0,65 von 3,75 auf 4,4. Der Einfluss der PVT-Anlagen auf die Effizienz von WP und Gesamtsystem vergrößert sich insbesondere bei nicht ausreichend dimensionierten EWK-Flächen kleiner als etwa  $4.000\text{ m}^2$  und verringert sich mit zunehmender

EWK-Fläche. Diese Entwicklung wird qualitativ in den Untersuchungen von Hüsing et al. bestätigt [72]. Das Auftreten kritischer FZ und die Unterschreitung der minimalen Soletemperatur können durch die PVT-Anlagen zu kleineren EWK-Flächen verschoben und die minimal notwendige EWK-Fläche kann somit reduziert werden.

- Durch den Einsatz von PVT-Anlagen wird die Differenz zwischen der (jährlichen) spezifischen effektiven Belastung des EWK, d. h. dem Saldo aus entzogener und eingespeister Energie nach Gleichung 4.19, und der spezifischen entzogenen Energie gegenüber den anderen dargestellten Systemvarianten vergrößert. Aufgrund des zeitlichen Versatzes zwischen der Heizperiode mit hohem Wärmebedarf und der Frühjahrs- und Sommerzeit, in der die höchsten thermischen PVT-Erträge für die Regeneration des Erdreichs zu verzeichnen sind, führt die Verringerung der spezifischen effektiven Belastung in der Jahressumme nicht etwa zu einer Vermeidung des Auftretens kritischer Frostzustände. In Abbildung 5.3 sind mit violetten Pfeilen die Simulationsläufe der Systemvariante mit passiver Kühlung und mit PVT gekennzeichnet, bei denen kein kritischer Frostzustand mehr auftritt. Es ist zu erkennen, dass in diesen Simulationsläufen die spezifische effektive Belastung des EWK für die verglichenen Systemvarianten unterschiedlich ausfällt, die spezifische Entzugsenergie jedoch nahezu identisch ist. Das ist auf den erwähnten Effekt der zeitlichen Diskrepanz zwischen Energieentzug in der Heizperiode, während der die kritischen Frostzustände auftreten, und der zunehmenden Möglichkeit der Regeneration durch thermische Erträge der PVT-Anlagen im Frühjahr und Sommer zurückzuführen.<sup>2</sup> Dieser Sachverhalt ist in Abbildung 5.5 für den Simulationslauf mit durchschnittlich 2 Modulen PVT je Gebäude bei einer EWK-Fläche von  $5.250 \text{ m}^2$  dargestellt. In den Monaten April, Mai und Juni weist der EWK einen insgesamt höheren Energieeintrag durch die PVT-Erträge auf, als ihm an Energie zur Deckung des Wärmebedarfs im Quartier entzogen wird, sodass in diesen Monaten die effektive Belastung negative Werte annimmt.
- Bei spezifischen **Entzugsenergien kleiner als ca.  $64 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$**  treten in keiner der untersuchten Systemvarianten kritische FZ auf und die minimale Soletemperatur im Netzvorlauf wird nicht unterschritten (vgl. Abbildung 5.3). Dieser Wert wird im Folgenden als oberer Grenzwert für die Einhaltung des Auslegungskriteriums für den EWK in den 1D-Simulationen im Untersuchungsgebiet A angesetzt.

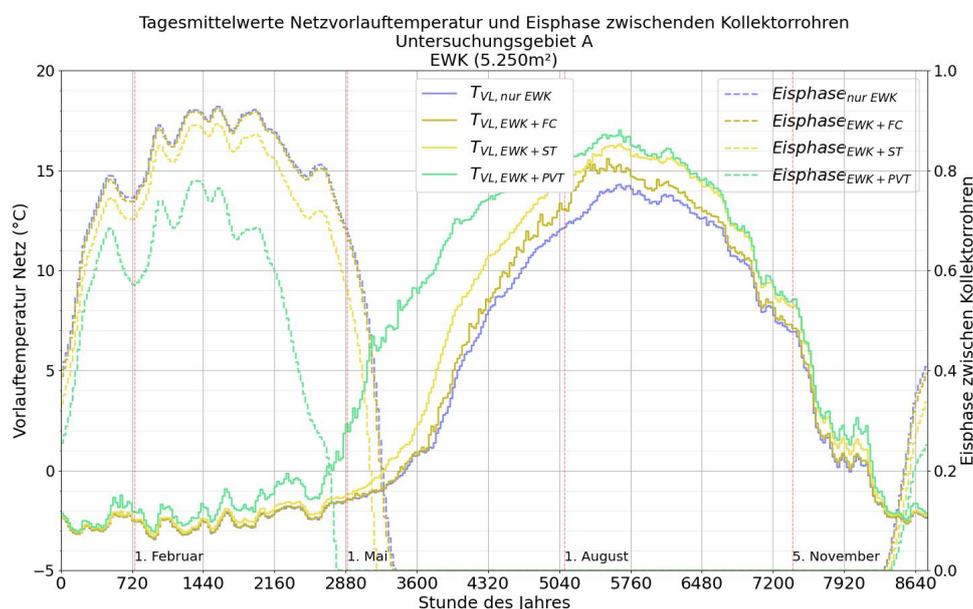


Abbildung 5.4: Tagesmittelwerte der Netzvorlauftemperaturen und der Eisphase zwischen den Kollektorrohren für die Systemvarianten *alleinige Versorgung aus dem EWK*, *EWK + FC* und *EWK + PVT*, 2 Module/Gebäude; EWK-Fläche  $5.250 \text{ m}^2$ ; Untersuchungsgebiet A

<sup>2</sup>Der Extremfall eines solchen zeitlichen Versatzes wäre beispielsweise eine vollständige Verschiebung des Wärmeentzugs aus dem EWK in die Heizperiode und eine vollständige Regeneration des EWK durch ebenso hohe PVT-Erträge in den anderen Monaten des Jahres. Die spezifische effektive Belastung in der Jahressumme läge bei 0, während jedoch das auftreten kritischer FZ in der Heizperiode nicht sicher vermieden werden könnte bei zu kleiner Dimensionierung der EWK-Fläche.

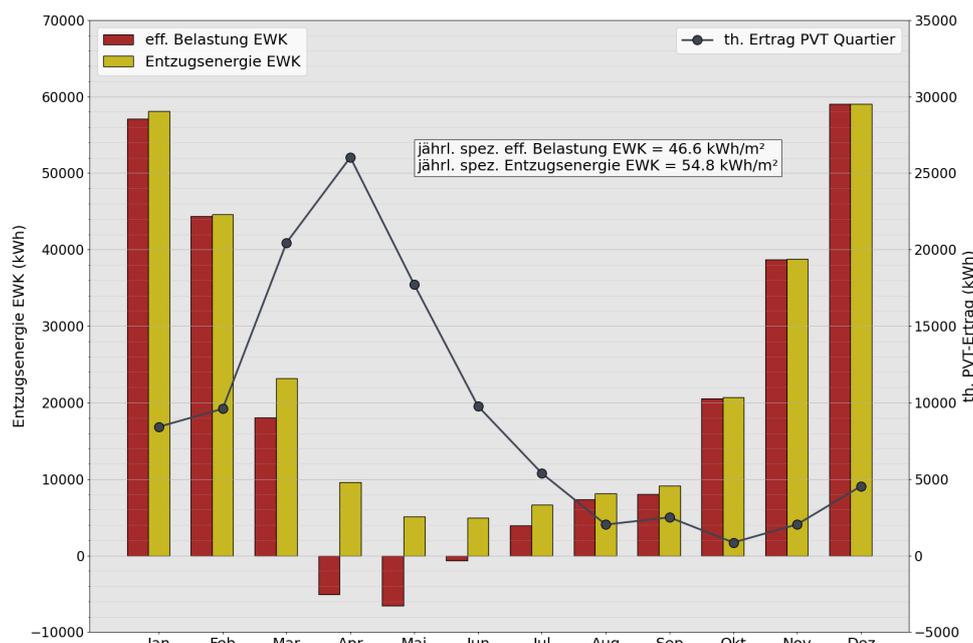


Abbildung 5.5: Monatliche Auftrugung der spezifischen Entzugsenergie und der spezifischen effektiven Belastung des EWK sowie der thermischen Erträge der PVT-Anlagen; EWK-Fläche 5.250 m<sup>2</sup>; Untersuchungsgebiet A

### 5.1.2 Simulationen mit 1D-EWK-Modell und Verteilnetz

Das Simulationsmodell mit 1D-EWK-Modell und unter Berücksichtigung der örtlichen Verteilung der Prosumer-/Gebäudemodelle und des Verteilnetzes in Untersuchungsgebiet A ist in Abbildung 5.6 dargestellt.

Die Ergebnisse der Simulationen für Untersuchungsgebiet A in den Systemvarianten *EWK + FC*, *EWK + FC + PVT*, *2 Module/Gebäude* und *EWK + FC + ST* mit dem 1D-EWK-Modell sowie unter Berücksichtigung des hydraulisch und thermisch abgebildeten Verteilnetzes sind in Grafik 5.7 zu sehen. Violett markiert ist die spezifische Entzugsenergie von ca.  $64 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$ , die aus den bilanziellen Simulationen mit dem detaillierten 2D-EWK-Modell als oberer Grenzwert für die Vermeidung kritischer FZ definiert wird.

- Im Vergleich mit den Simulationsergebnissen der *bilanziellen Simulation* mit 2D-Modell des EWK und ohne modellhafte Abbildung des Verteilnetzes in Abbildung 5.2 wird deutlich, dass die markanten Reduktionen der JAZ des WP-Betriebs erst bei kleineren EWK-Flächen auftreten. **Dies ist auf die Funktion des Verteilnetzes als zusätzlicher Kollektor für im Erdreich gespeicherte Wärme zurückzuführen**, welches in den Simulationen berücksichtigt wird. Die Notwendigkeit, das Verteilnetz thermisch abzubilden und in die Auslegung der Wärmequellen in KNW-Netzen mit einzubeziehen, wird auch in anderen simulations- und experimentell gestützten Untersuchungen bestätigt, vgl. [53].
- Bei nicht ausreichend dimensionierten EWK mit Flächen kleiner als ca. 3.000 m<sup>2</sup> liegen die JAZ des WP-Betriebs in der Systemvariante mit dezentralen Aufdach-PVT-Anlagen am höchsten unter den untersuchten Varianten. Für ausreichend dimensionierte EWK mit Flächen größer als etwa 4.000 m<sup>2</sup> werden die Unterschiede in der Effizienz des WP-Betriebs zwischen den Varianten wie schon bei den *bilanziellen Simulationen* geringer - Der energetische Vorteil dezentral verteilter PVT-Anlagen verringert sich folglich. Dies ist umso mehr daraus ersichtlich, dass bei der vorliegenden Verschaltung der PVT-Anlagen zur hauptsächlichen Regeneration der geothermischen Wärmequelle, d.h. der Einspeisung der Wärme ins KNW-Netz im Rücklauf von der WP zum Netz, ein Energieaustausch mit dem umgebenden Erdreich stattfindet. Im Falle eines Wärmeeintrags vom Rücklauf des Netzes in das umgebende Erdreich wird die Regenerationswirkung der PVT-Anlagen für den EWK gemindert. Es ist daher zu erwarten, dass **unterschiedliche Platzierungen der PVT-Anlagen im Verteilnetz oder eine andere Regelstrategie zur Einspeisung, beispielsweise im Vorlauf zu den WP, um die Soletemperatur des Netzes weiter zu erhöhen, zu anderen Ergebnissen und Effizienzen führen**.
- Bei EWK-Flächen größer 3.500 m<sup>2</sup> bis 4.000 m<sup>2</sup> ist ein flacher Verlauf der Arbeitszahlen der WP und des Gesamtsystems für alle dargestellten Systemvarianten zu erkennen. Erst unterhalb von 3.000 m<sup>2</sup>

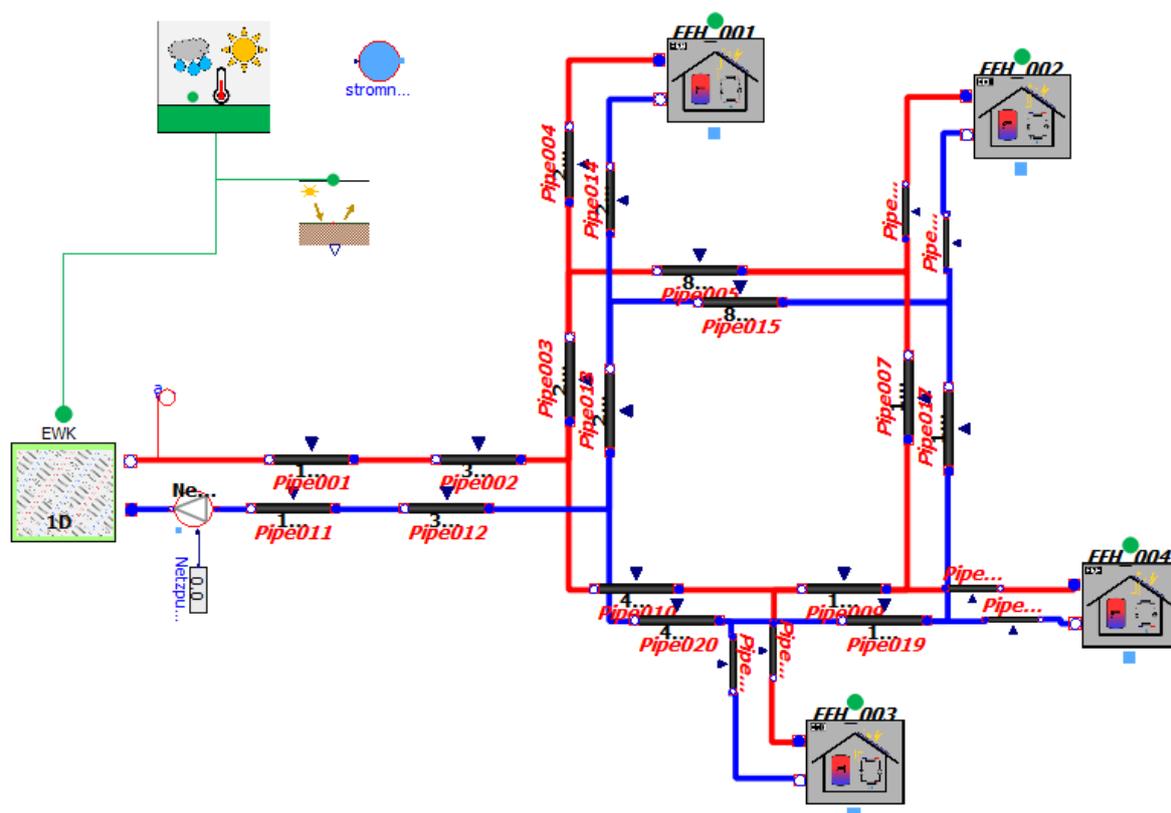


Abbildung 5.6: Verschaltung der Submodelle in der Simulation mit 1D-EWK-Modell, Aggregation gleichartiger benachbarter Prosumer und Verteilnetz in Untersuchungsgebiet A

EWK-Fläche tritt ein signifikanter Abfall der Effizienz auf. Für die Systemvariante *EWK + FC* sinkt die JAZ des WP-Betriebs zunächst von 4,25 auf 4,05 bei Reduktion der EWK-Fläche von  $3.500 \text{ m}^2$  auf  $3.000 \text{ m}^2$  und anschließend um fast 0,6 auf 3,5 bei weiterer Reduktion der EWK-Fläche auf  $2.500 \text{ m}^2$ . Insgesamt liegen die JAZ des WP-Betriebs für alle Varianten, verglichen mit den *bilanziellen Simulationen*, bei einer EWK-Fläche von  $4.000 \text{ m}^2$  um ca. 0,5 höher. Bei einer EWK-Fläche von  $5.000 \text{ m}^2$  liegen die Werte noch um 0,2 bis 0,3 höher. Die Effizienz des WP-Betriebs in den Systemvarianten *EWK + FC + PVT* und *EWK + FC* gleichen sich bei zunehmender EWK-Fläche ab  $3.500 \text{ m}^2$  an.

- Die Systemvariante mit dezentralen ST-Anlagen weist wie schon in den *bilanziellen Simulationen* in Abbildung 5.3 die höchste Effizienz des WP-Betriebs und des Gesamtsystems bei ausreichend dimensionierten EWK mit Flächen größer als  $4.000 \text{ m}^2$  auf. Dies ist durch den hohen Anteil solarthermischer Erträge an der TWW-Bereitung zu erklären. Der energetische Vorteil der Solarthermieanlagen übersteigt in den Untersuchungen zudem jenen der dezentralen PVT-Anlagen, die einen systemimmanenten und lokalen Verbrauch des erzeugten Stroms erlauben.
- Die Systemvarianten *EWK + FC* und *EWK + FC + ST* zeigen bei EWK-Flächen kleiner als  $3.500 \text{ m}^2$  eine Unterschreitung der minimal zulässigen Soletemperatur. Bei der Systemvariante *EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)* tritt diese Unterschreitung bei EWK-Flächen keiner als  $3.000 \text{ m}^2$  auf. Hierbei sei angemerkt, dass die Schrittweite der simulierten EWK-Flächen von  $500 \text{ m}^2$  zu grob für die exakte Angabe einer EWK-Fläche mit erstmaliger Verletzung dieses Temperaturkriteriums ist. Aufgrund des zusätzlichen Kriteriums einer maximalen Entzugsenergie, basierend auf den kritischen Frostzuständen aus den *bilanziellen Simulationen*, die bereits bei größeren EWK-Flächen auftreten, besteht jedoch nicht das Risiko einer aufgrund der Temperaturunterschreitung zu gering gewählte minimale EWK-Fläche in der Auslegung der Systemvarianten.
- Der Verlauf der spezifischen Entzugsenergie, abgetragen auf der rechten Ordinate, kreuzt für die unterschiedlichen Systemvarianten die festgelegte Grenze von  $64 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$  bei jeweils anderen EWK-Flächen. Für die Systemvariante mit alleiniger Versorgung aus dem EWK und passiver Kühlung *EWK + FC* liegt der Schnittpunkt bei ca.  $4.450 \text{ m}^2$ . **Die Auslegungsgröße des EWK wird für die Variante nur mit**

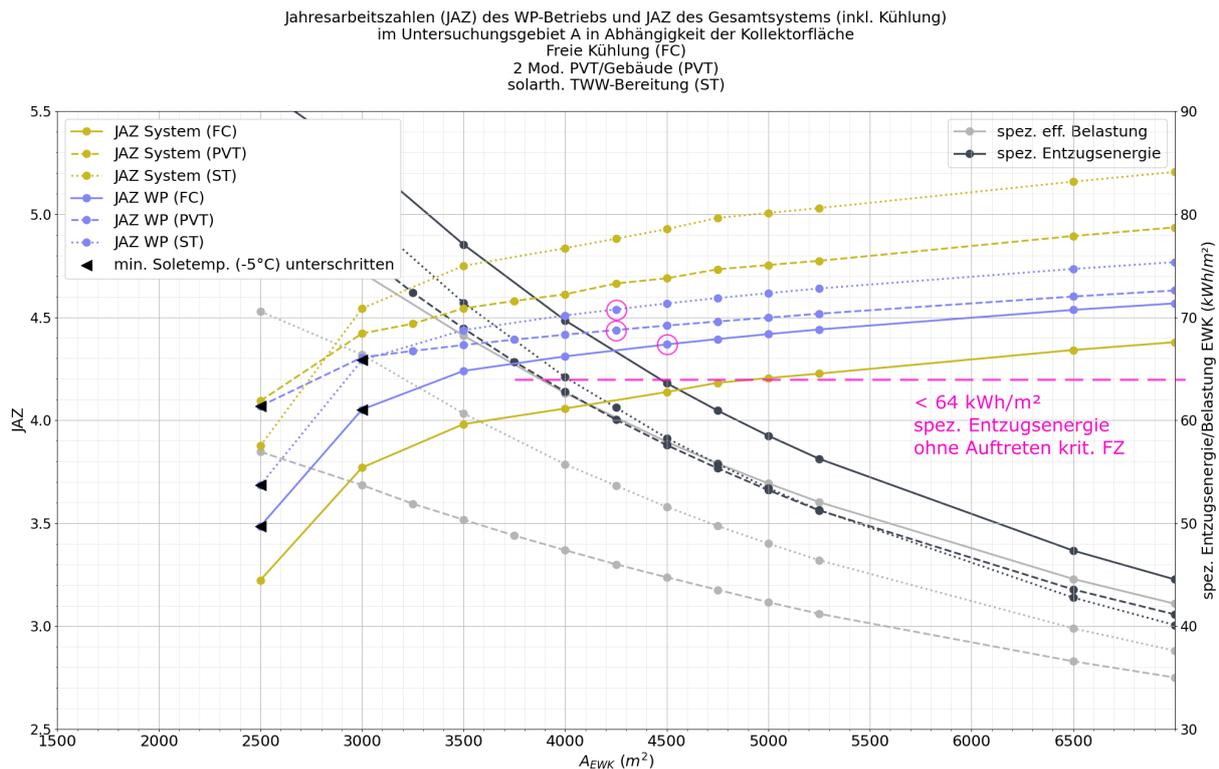


Abbildung 5.7: Simulationsergebnisse aus dem 1D-EWK-Modell für Untersuchungsgebiet A mit Berücksichtigung von Verteilnetz und Verortung der aggregierten Prosumer-Modelle, effektiver Rohrabstand 0,35 m; Systemvarianten EWK + FC, EWK + FC + ST, EWK + FC + PVT

**passiver Kühlung auf den Punkt der nächst größeren simulierten EWK-Fläche unter Einhaltung aller Auslegungskriterien zu  $4.500 \text{ m}^2$  festgelegt.**

Für die Systemvariante mit dezentralen ST-Anlagen *EWK + FC + ST* liegt der Schnittpunkt bei ca.  $4.000 \text{ m}^2$ . **Die Auslegungsgröße des EWK wird für diese Variante auf den Punkt der nächst größeren simulierten EWK-Fläche unter Einhaltung aller Auslegungskriterien zu  $4.250 \text{ m}^2$  festgelegt.**

Für die Systemvariante mit dezentralen PVT-Anlagen *EWK + FC + PVT* (2 Mod./Geb.) liegt der Schnittpunkt bei  $3.900 \text{ m}^2$ . **Die Auslegungsgröße des EWK wird für diese Variante unter Einhaltung aller Auslegungskriterien ebenfalls zu  $4.250 \text{ m}^2$  festgelegt, um einen Sicherheitszuschlag zu berücksichtigen.**

In den folgenden Abschnitten wird jeweils auf weitere Simulationsergebnisse aus den simulierten Punkten mit minimaler EWK-Fläche als Auslegungsgröße eingegangen.

### Systemvariante *EWK + FC*

Abbildung 5.8 zeigt die anteilige Deckung des Gesamtwärmebedarfs im Untersuchungsgebiet A durch die einzelnen Wärmequellen in der Systemvariante *EWK + FC* bei der Auslegungsgröße des EWK von  $4.500 \text{ m}^2$  (in den folgenden Erläuterungen auch synonym mit Referenzfall bezeichnet). Die Bereitstellung der Nutzwärme in den Heizkreisen und den TWW-Speichern erfolgt in dieser Variante allein durch die dezentralen WP. Der Wert der Wärmebereitstellung durch die WP liegt aufgrund modellierter thermischer Speicherverluste etwas höher als der eigentliche Wärmebedarf. Die Wärmebereitstellung durch die WP teilt sich auf den Anteil zugeführter elektrischer Energie sowie den der Quellwärme auf. Bei einer JAZ des WP-Betriebs von 4,37 werden ca. 356,8 MWh Quellwärme durch die unterschiedlichen Wärmequellen gedeckt. Thermische Erträge aus dem Verteilnetz liefern 23,8% der Quellwärme. Der Beitrag der passiven Kühlung addiert sich zu 3,2% der Quellwärme. Die restlichen 73,0% (ca. 260,5 MWh) werden vom EWK bereitgestellt. Es wird eine JAZ des Gesamtsystems von 4,13 erreicht.

Die aus dem EWK entzogenen und in ihn eingespeisten Energiemengen sowie die effektive Belastung als Differenz der beiden Größen sind in Abbildung 5.9 in monatlicher Aufteilung dargestellt. Ebenso ist die effektiv

den Rohrleitungen des Verteilnetzes aus dem umgebenden Erdreich zugeführte Energiemenge aufgetragen. Effektive Belastung und entzogene Energiemenge des EWK sind in den Monaten November bis Februar nahezu identisch. Während dieses Zeitraums mit hoher Wärmebedarfsanforderung im Quartier verlässt das Netzmedium den EWK beinahe ausschließlich mit höherer Temperatur, als es beim Eintritt in den EWK aufgewiesen hat. Das Netzmedium entzieht demnach im EWK wie auch im Verteilnetz dem umgebenden Erdreich Wärme. Aufgrund der Auslegung des EWK auf eine minimal notwendige Fläche zur Erfüllung der zuvor genannten Kriterien können Eisradien um die Kollektorrohre bestehen. Dadurch können auch bis in die Frühjahrsmonate April und Mai hinein niedrige Netzvorlauftemperaturen vorliegen, die in Abbildung 5.10 dargestellt sind. In diesen Frühjahrsmonaten steigen sowohl die Lufttemperaturen als auch die solare Einstrahlungsleistung an der GOK, wodurch die über das Verteilnetz an das noch kalte Netzmedium übertragene Wärmemenge aus dem umgebenden Erdreich steigt. Zeitgleich verringert sich der Heizwärmebedarf im Quartier mit steigenden Außentemperaturen, sodass der EWK ab Mai effektiv eine Regeneration durch das Netzmedium erfährt. Die gegenüber der Vorlauftemperatur erhöhte Rücklauftemperatur im Verteilnetz aufgrund der Wärmezufuhr aus dem umgebenden Erdreich kann auch in Abbildung 5.10 abgelesen werden. In den Sommermonaten Juli und August liegt zusätzlich ein Bedarf an passiver Kühlung vor, die Netztemperaturen steigen und gleichen sich zunehmend der Erdreichtemperatur an, sodass die thermischen Erträge aus dem Verteilnetz sinken. Zu Beginn der Heizperiode im Oktober steigt die effektive Belastung des EWK dann wieder stark an.

Der Anteil der aus dem Verteilnetz stammenden Wärmemenge von 23,8% bezogen auf die gesamte Quellwärme stellt trotz des vereinfachten stationären thermischen Rohrnetzmodells einen plausiblen und in der Realität erreichbaren Wert für nicht isolierte KNW-Netze dar, auch bei im Mittel höheren Netztemperaturen als hier vorliegend [37, S. 9][73]. Dass das Verteilnetz in den Herbstmonaten, in denen das umgebende Erdreich von sommerlicher Einstrahlung und hohen Lufttemperaturen aufgewärmt ist, geringere Erträge liefert, wird mit dem verwendeten Modellierungsansatz eines quasi-stationären Rohrleitungsmodells erklärt. In anderen simulationsgestützten Untersuchungen unter Hinzunahme thermischer Kapazitäten im Erdreich um die Verteilnetze zeigen Ergebnisse, dass das Verteilnetz bei einem klassischen EWK vermehrt in den Frühjahr- und Herbstmonaten seinen Anteil an der Wärmebereitstellung erhöht.

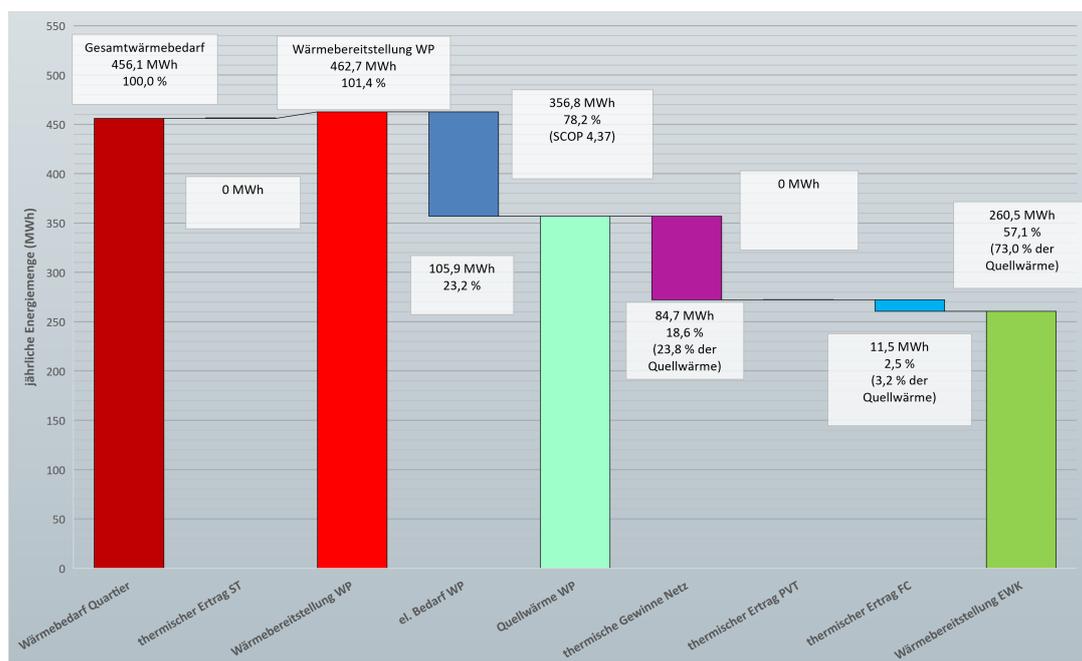


Abbildung 5.8: Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante *EWK + FC*; Bilanzielle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche  $4.500 \text{ m}^2$

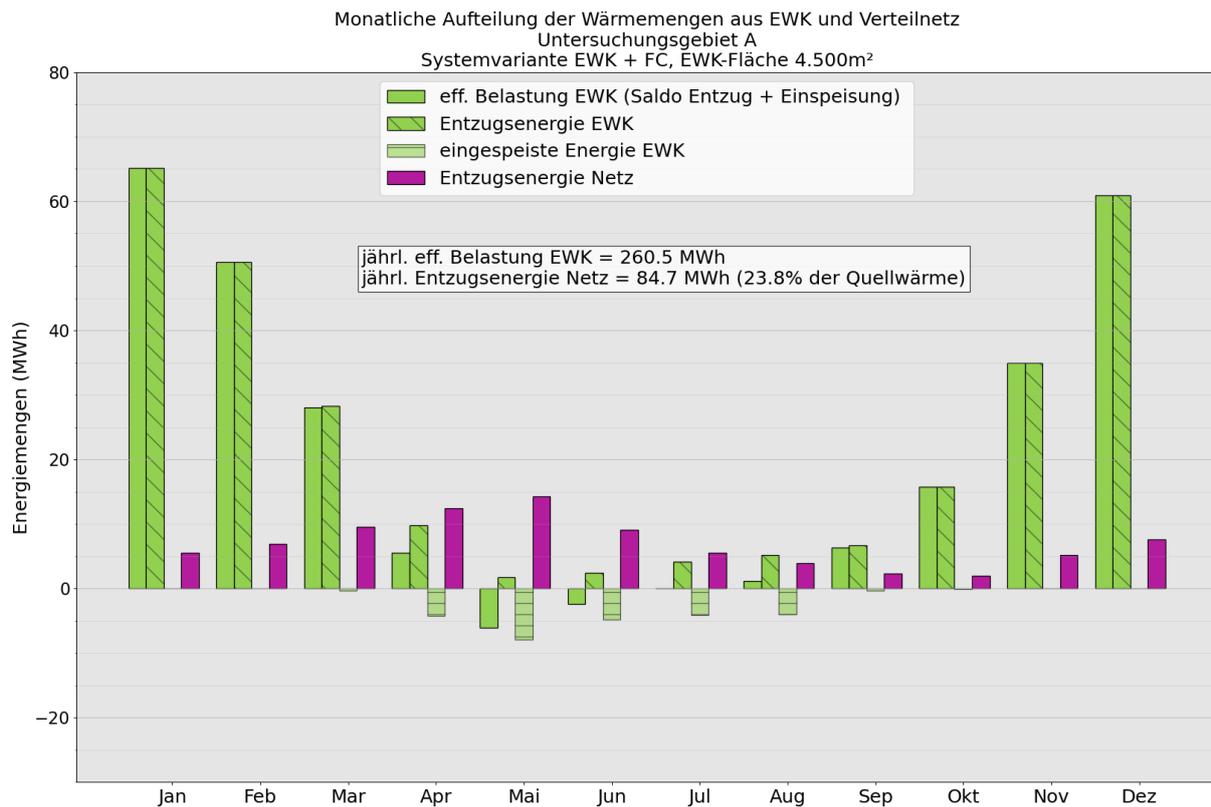


Abbildung 5.9: Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet A; Systemvariante *EWK + FC* bei minimaler EWK-Fläche ( $E > 0$ : Wärmeeinspeisung in KNW-Netz;  $E < 0$ : Wärmeabgabe an Umgebung oder Regeneration der Wärmequelle)

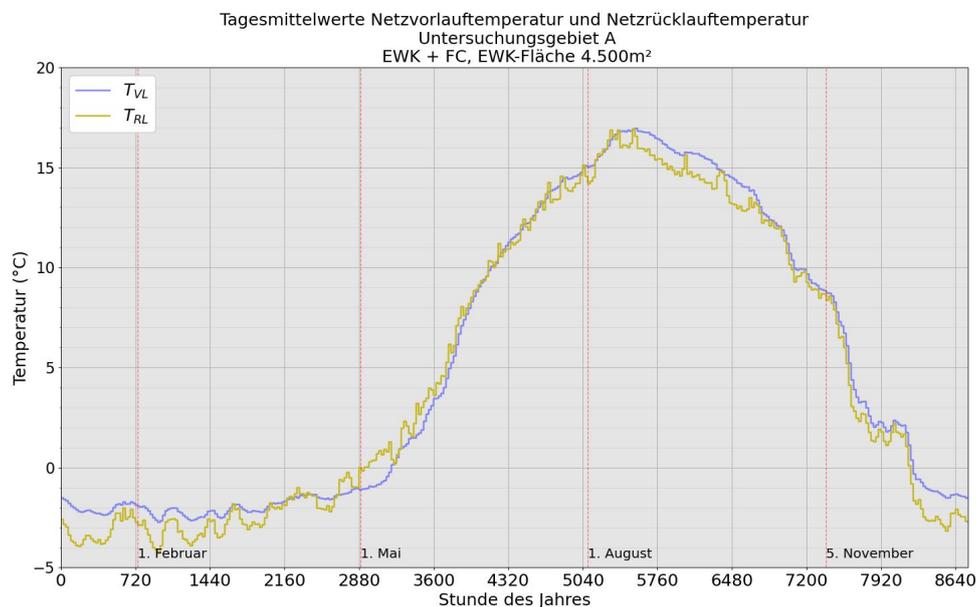


Abbildung 5.10: Tagesmittelwerte der Netztemperaturen für die Systemvariante *EWK + FC*; EWK-Fläche 4.500 m<sup>2</sup>; Untersuchungsgebiet A

### Systemvariante *EWK + FC + ST*

Für die Systemvariante *EWK + FC + ST* mit dezentralen Aufdach-ST-Anlagen zur TWW-Unterstützung ist die Aufteilung der Quellwärme im Quartier in Abbildung 5.11 visualisiert. Der thermische Ertrag der solarthermischen Anlagen beläuft sich auf 62,5 MWh und trägt zu 45,6% zur Deckung des TWW-Bedarfs bei.

Die Anlagen weisen somit einen spezifischen Ertrag von  $353 \frac{\text{kWh}}{\text{m}}$  auf.<sup>3</sup>

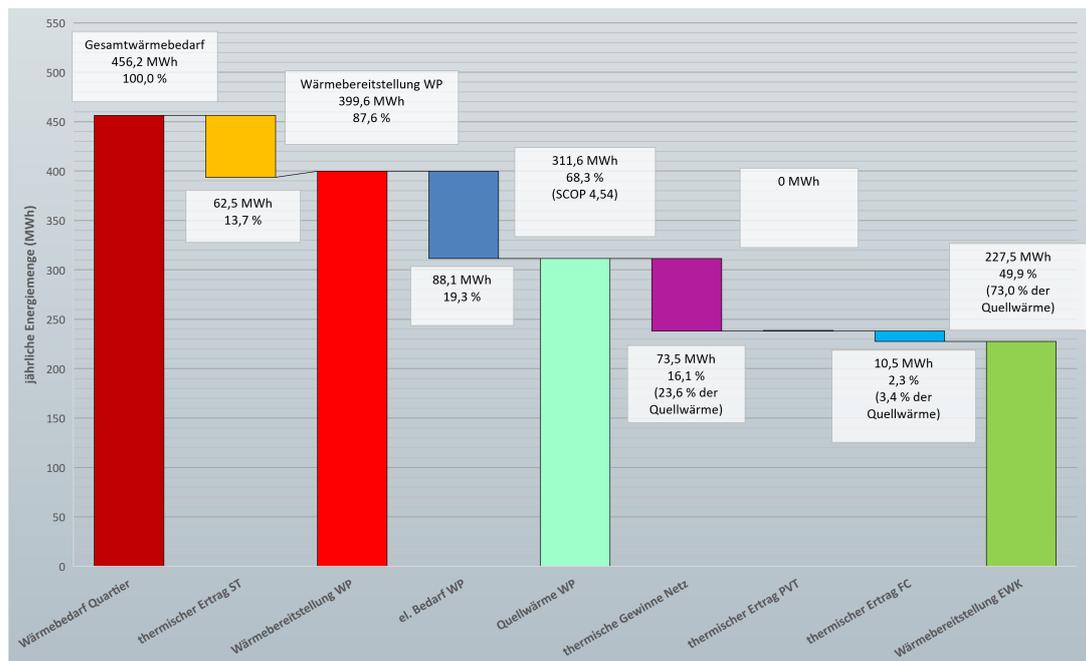


Abbildung 5.11: Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante *EWK + FC + ST*; Bilanzielle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche  $4.250 \text{ m}^2$

Die Anteile der thermischen Erträge aus dem Verteilnetz sowie aus dem EWK sind vergleichbar mit jenen aus der Systemvariante *EWK + FC*. Die JAZ des WP-Betriebs beträgt 4,54 und die des Gesamtsystems liegt bei 4,88. Auch die Analyse der monatlichen Aufteilung der Entzugsenergien aus EWK und Verteilnetz in Abbildung 5.12 zeigt qualitativ und quantitativ ähnliche Ergebnisse zum Referenzfall *EWK + FC*. Der grundsätzliche Anstieg der thermischen Erträge aus dem Verteilnetz bis Mai mit ca. 13 MWh ist in den Ergebnissen für diese Variante ebenfalls zu erkennen. Aus dem Verlauf der tagesgemittelten Netztemperaturen in Abbildung 5.13 ist ersichtlich, dass der Höchstwert der Tagesdurchschnitte der Vorlauftemperatur mit  $18^\circ\text{C}$  um 1 K höher liegt als im Referenzfall. Dies ist auf den erhöhten Anteil der Deckung des TWW-Bedarfs durch die solarthermischen Anlagen zurückzuführen (vgl. Abbildung 5.20 weiter unten). Effizienzvorteile gegenüber dem Referenzfall sind trotz geringerer EWK-Fläche aufgrund des höheren Beitrags der solarthermischen Anlagen zur TWW-Bereitung und eines entsprechend verringerten Strombedarfs in den Frühjahrs- und Sommermonaten zu erwarten.

<sup>3</sup>Bezogen auf die gesamte Aperturfläche der Anlagen.

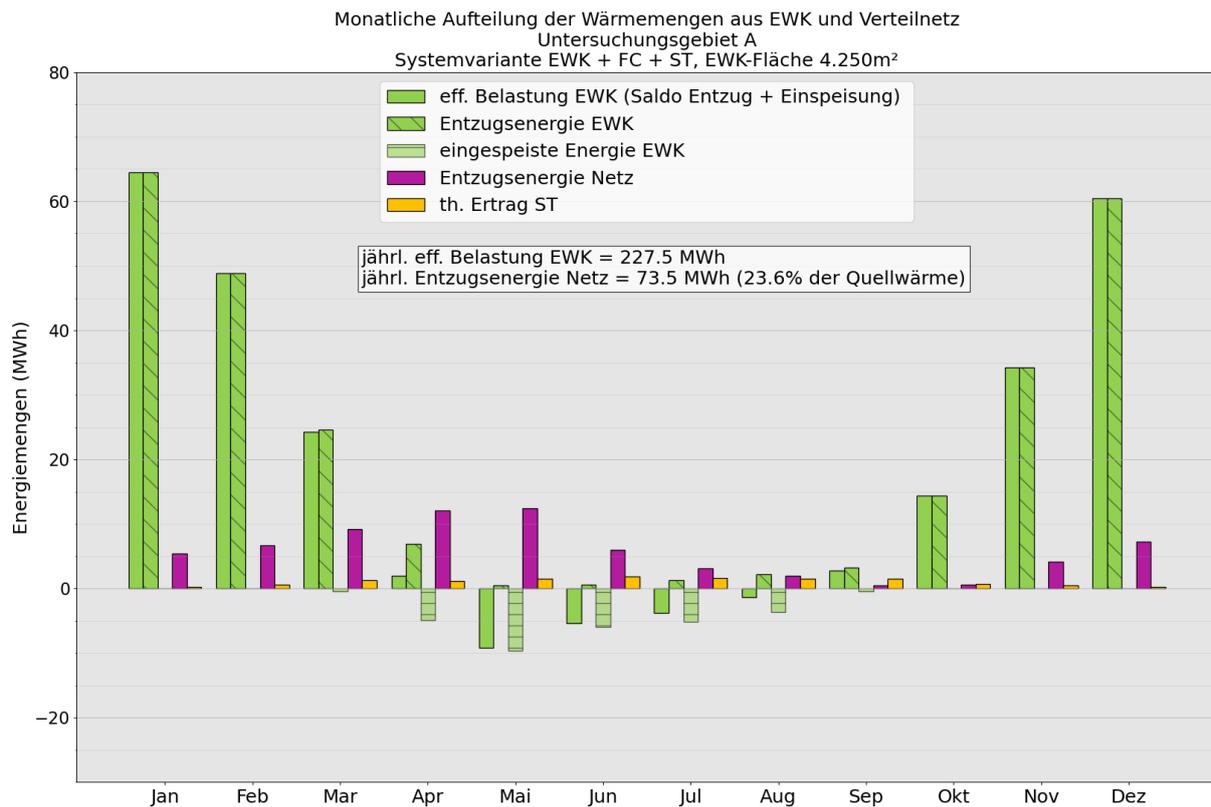


Abbildung 5.12: Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet A; Systemvariante  $EWK + FC + ST$  bei minimaler EWK-Fläche ( $E > 0$ : Wärmeeinspeisung in KNW-Netz;  $E < 0$ : Wärmeabgabe an Umgebung oder Regeneration der Wärmequelle)

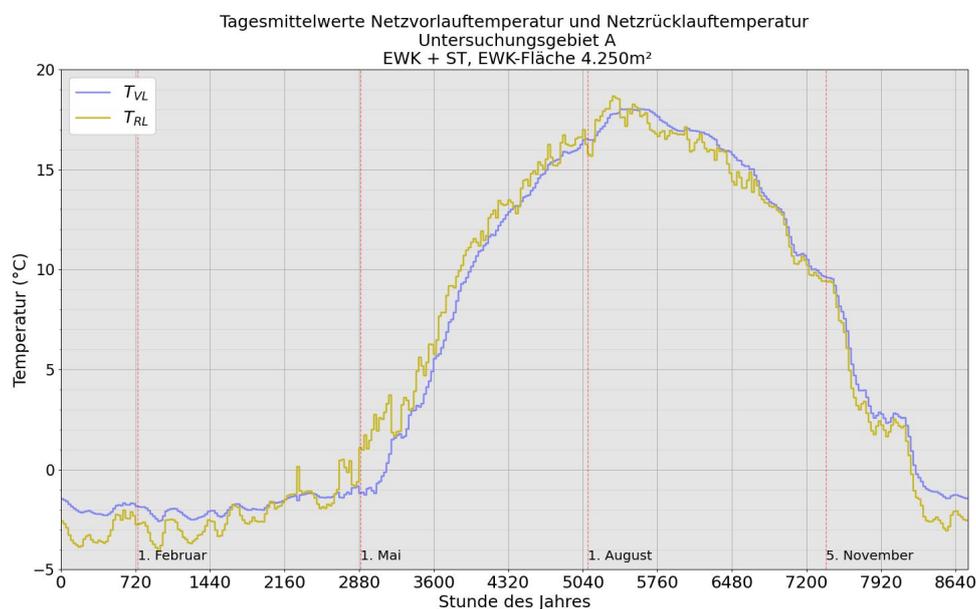


Abbildung 5.13: Tagesmittelwerte der Netztemperaturen für die Systemvariante  $EWK + FC + ST$ ; EWK-Fläche 4.250 m<sup>2</sup>; Untersuchungsgebiet A

### Systemvariante $EWK + FC + PVT$

Ergebnisse der Simulationen für die Systemvariante  $EWK + FC + PVT$  (2 Mod./Geb.) mit durchschnittlich 2 PVT-Modulen je Gebäude und bei minimaler Auslegungsgröße der EWK-Fläche sind in den nachfolgenden Abbildungen zusammengefasst. Aus der Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs in Abbildung 5.14 ist ersichtlich, dass der Anteil der thermischen Erträge aus dem Verteilnetz an der gesamten Quellwärme für die Wärmepum-

pen gegenüber den vorigen Systemvarianten reduziert ist. Das lässt sich einerseits durch die Einspeisung der thermischen Erträge der PVT-Anlagen in den Rücklauf nach den dezentralen WP erklären, wodurch sich deren Funktion auf die Regeneration des EWK fokussiert. Andererseits führt die Einspeisung aus den PVT-Anlagen zu einer temporären Erhöhung der Rücklauftemperatur im Netz, sodass die Differenz zur Temperatur des umgebenden Erdreichs im Verteilnetz gegenüber den anderen Varianten sinkt oder sich in manchen Fällen dahingehen umkehrt, dass thermische Verluste ins Erdreich auf dem Verteilweg auftreten. Insbesondere im Mai liegen die Tagesmittelwerte der Rücklauftemperatur erkennbar über den Werten für die zuvor vorgestellten Systemvarianten. Gegenüber der Variante mit Aufdach-ST-Anlagen steigen die Tagesmittelwerte der Netzzücklauftemperatur beispielsweise um bis zu 4 K, siehe Abbildung 5.16. Davon wird auch die Vorlauftemperatur beeinflusst und erhöht. Die Tagesmitteltemperatur Ende Mai liegt mit ca.  $9,5^{\circ}\text{C}$  um 6 K höher als im Referenzfall.

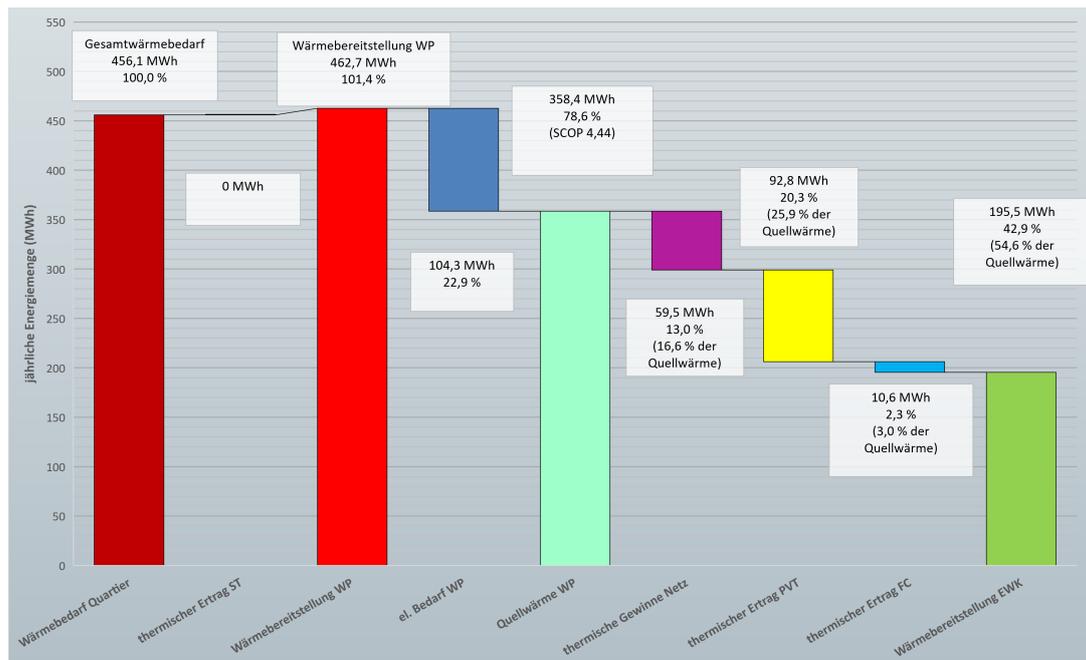


Abbildung 5.14: Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante *EWK + FC + PVT* mit durchschn. 2 Modulen PVT je Gebäude; Bilanzielle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche  $4.250\text{ m}^2$

In Abbildung 5.15 ist zu erkennen, dass die dezentralen PVT-Anlagen besonders in den Frühjahrsmonaten März bis Mai die höchsten Erträge erzielen. Aufgrund der zu diesem Zeitpunkt am Ende der Heizperiode noch niedrigen Netzvorlauftemperaturen aus dem EWK, können die PVT-Anlagen die bereits gestiegenen Außenlufttemperaturen von bis zu  $15^{\circ}\text{C}$  bis  $20^{\circ}\text{C}$  und die höhere solare Einstrahlung ab März (vgl. Abbildung 2.2) nutzen und weisen in diesen Monaten die meisten Betriebsstunden des Jahres auf. Insgesamt decken die dezentralen PVT-Anlagen einen Anteil von 25,9 % der Quellwärme im Jahresverlauf ab.

Die JAZ des WP-Betriebs liegt bei 4,44, während die JAZ für das Gesamtsystem auf 4,66 gegenüber dem Referenzfall steigt, was auf den Anteil des Eigenverbrauchs an erzeugtem Strom aus den PVT-Anlagen und damit verringerter, aus dem externen Stromnetz bezogener Energie zurückzuführen ist (vgl. Tabelle 5.1).

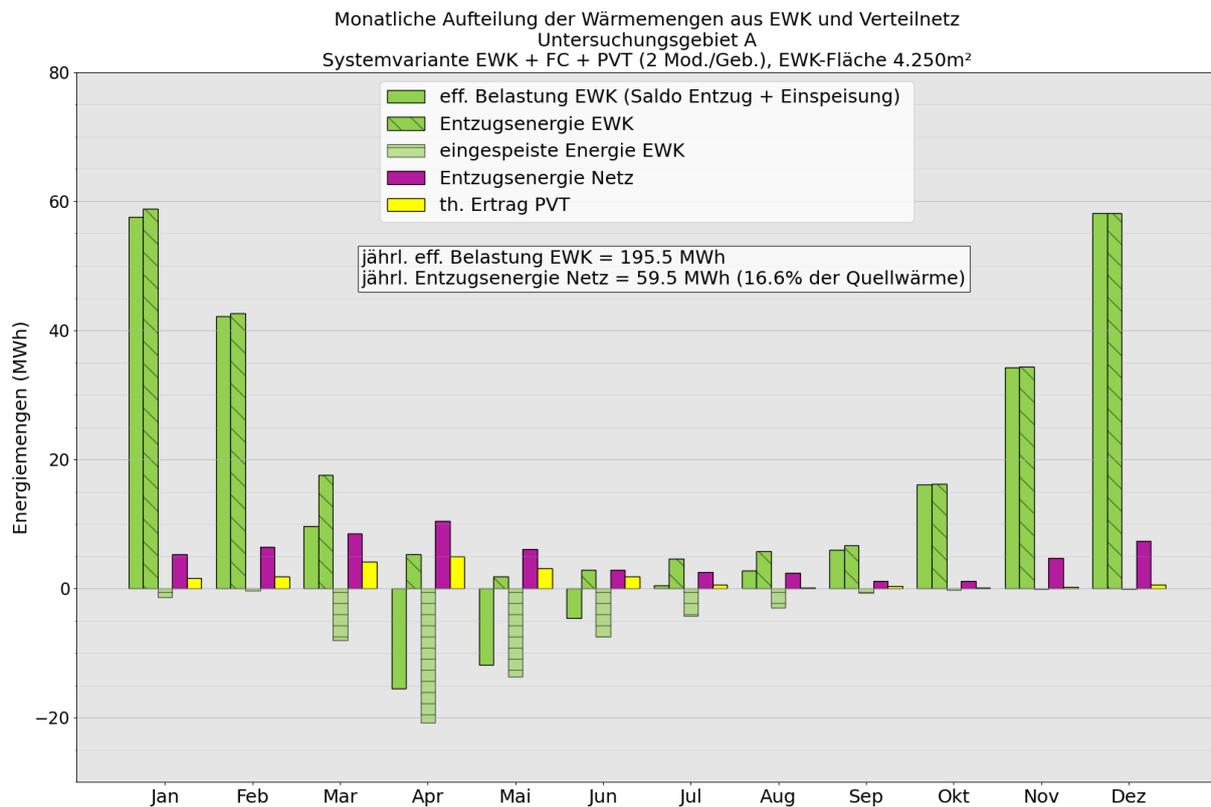


Abbildung 5.15: Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet A; Systemvariante *EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)* bei minimaler EWK-Fläche ( $E > 0$ : Wärmeinspeisung in KNW-Netz;  $E < 0$ : Wärmeabgabe an Umgebung oder Regeneration der Wärmequelle)

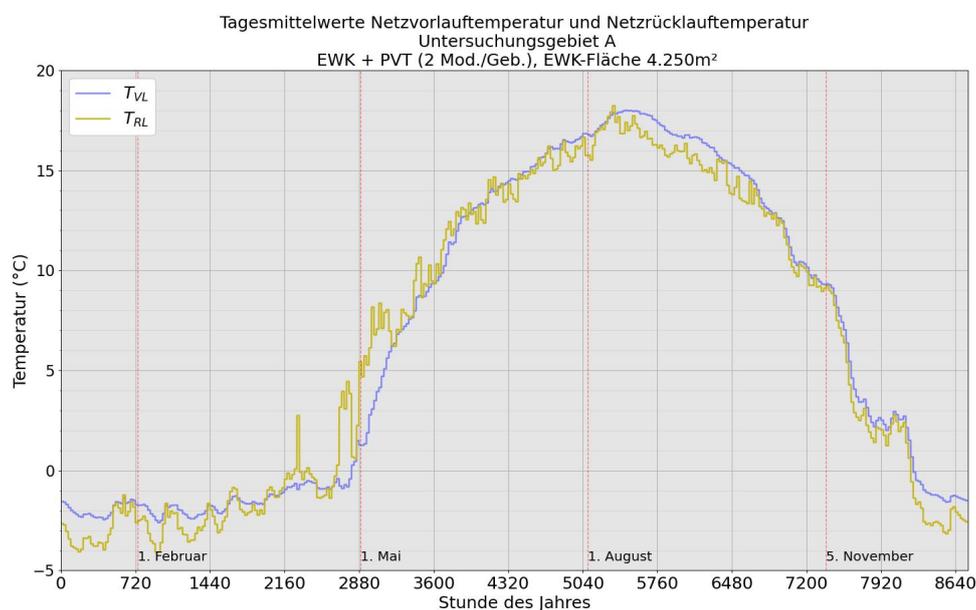


Abbildung 5.16: Tagesmittelwerte der Netztemperaturen für die Systemvariante *EWK + FC + PVT (2 Module/Gebäude)*; EWK-Fläche 4.250 m<sup>2</sup>; Untersuchungsgebiet A

Für die Systemvariante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* mit durchschnittlich 4 Modulen PVT je Prosumer-Modell verstärken sich die für die vorige Systemvariante erläuterten Effekte. Der Anteil der thermischen Erträge aus dem Verteilnetz an der Bereitstellung der Quellwärme sinkt weiter auf 14,4%, während der Anteil der dezentralen PVT-Anlagen auf 39,2% ansteigt, was in Abbildung 5.17 dargestellt ist. Die JAZ des WP-Betriebs

beträgt 4,45 und die des Gesamtsystems steigt auf 4,93 an.

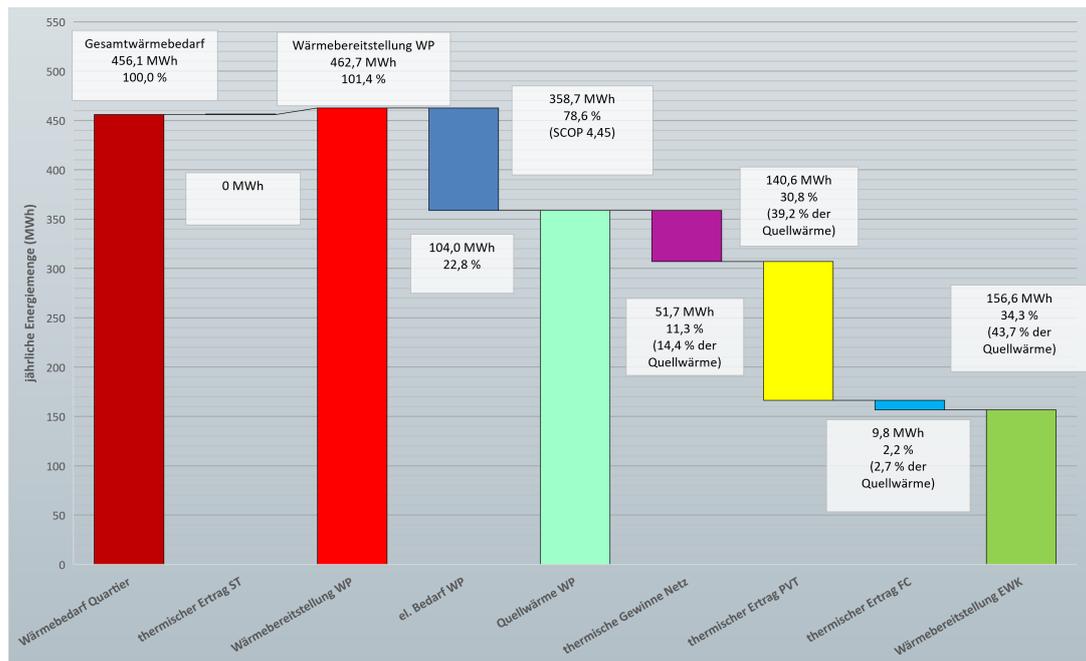


Abbildung 5.17: Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante *EWK + FC + PVT* mit durchschn. 4 Modulen PVT je Gebäude; bilanzielle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche  $3.750 \text{ m}^2$

In Abbildung 5.18 ist zudem erkennbar, dass bereits ab März die effektive Belastung des EWK im Monatsmittel negativ ist, d.h., dass eine aktive Regeneration durch eine netto verbleibende Einspeisung ins Erdreich des EWK geschieht. Aufgrund der hohen thermischen Erträge der PVT-Anlagen bleibt dieser Effekt bis Juni vorhanden. In den Sommermonaten liegt die Netztemperatur bedeutend höher als in den Frühjahrsmonaten, sodass der mögliche thermische Ertrag der PVT-Anlagen sinkt, da höhere Systemtemperaturen in den Kollektoren für die Einspeisung notwendig wären.

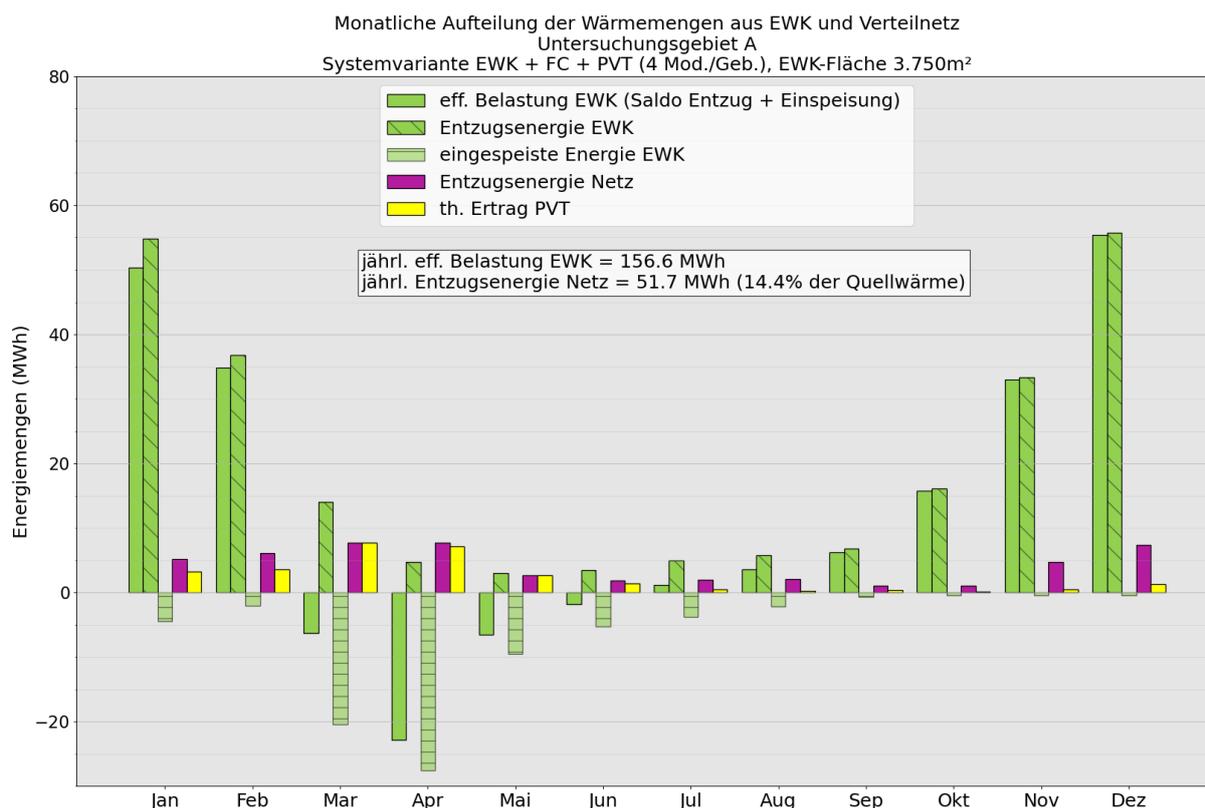


Abbildung 5.18: Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet A; Systemvariante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* bei minimaler EWK-Fläche ( $E > 0$ : Wärmeinspeisung in KNW-Netz;  $E < 0$ : Wärmeabgabe an Umgebung oder Regeneration der Wärmequelle)

### Diskussion der Ergebnisse

Abbildung 5.19 zeigt eine Gegenüberstellung der monatlichen Arbeitszahl (AZ) für alle untersuchten Systemvarianten sowie die monatlichen Bedarfe für Heizwärme, TWW-Wärme und Kühlung, wie sie schon aus Abbildung 2.4 bekannt sind. Es zeigt sich, dass die AZ des Gesamtsystems in den Sommermonaten mit keinem Heizwärmebedarf und lediglich TWW- und Kühlbedarf in den Systemvarianten mit solarthermischer TWW-Bereitung besonders hoch sind und Werte weit über 10 erreichen. Der Übersichtlichkeit halber sind die Werte nur bis zu AZ von 11 aufgetragen. Die TWW-Bereitung erfolgt in dieser Zeit im Monatsmittel zu 65 % bis 78 % rein aus den solarthermischen Erträgen - die WP arbeitet zudem aufgrund der Netzvorlauftemperaturen von 15 °C bis 18 °C besonders effizient (vgl. Abbildung 5.20). Die elektrischen Aufwendungen für die TWW-Bereitung durch die ST-Anlagen beschränken sich hierbei auf den Betrieb der Umwälzpumpen mit jährlich ca. 0,5 % der thermischen Erträge.

Zu Beginn der Heizperiode im Oktober zeigt sich außerdem, dass die AZ des WP-Betriebs für die Systemvariante mit Aufdach-ST-Anlagen mit ca. 5,6 am höchsten unter den verglichenen Varianten liegen. Dies kann mit Verweis auf den Anteil der ST-Anlagen an der TWW-Bereitung von noch 30 % in Abbildung 5.20 und den um durchschnittlich 1 K höheren tagesgemittelten Netztemperaturen im Vergleich zur Variante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* erklärt werden. Die geringere Belastung des EWK in den Sommermonaten aufgrund des hohen Anteils solarthermischer TWW-Bereitung führt zu Beginn der Heizperiode zu Effizienzvorteilen im WP-Betrieb.

Ebenfalls in Abbildung 5.20 dargestellt sind monatliche Auftragungen des elektrischen Autarkiegrads des Wärmeversorgungssystems, d.h. inkl. der elektrischen Aufwendungen für Solepumpen, WP-Betrieb und Betrieb der Umwälzpumpen für Aufdachanlagen, sowie des Eigenverbrauchsanteils des erzeugten Stroms in der Variante mit durchschnittlich 2 PVT-Modulen je Gebäude. Erwartungsgemäß liegt der Autarkiegrad in den Frühjahrsmonaten bei steigender solarer Einstrahlung und noch vorliegendem Heizwärmebedarf mit knapp über 20 % am höchsten. Über die Sommermonate liegt der Autarkiegrad bei ca. 15 % und aufgrund des

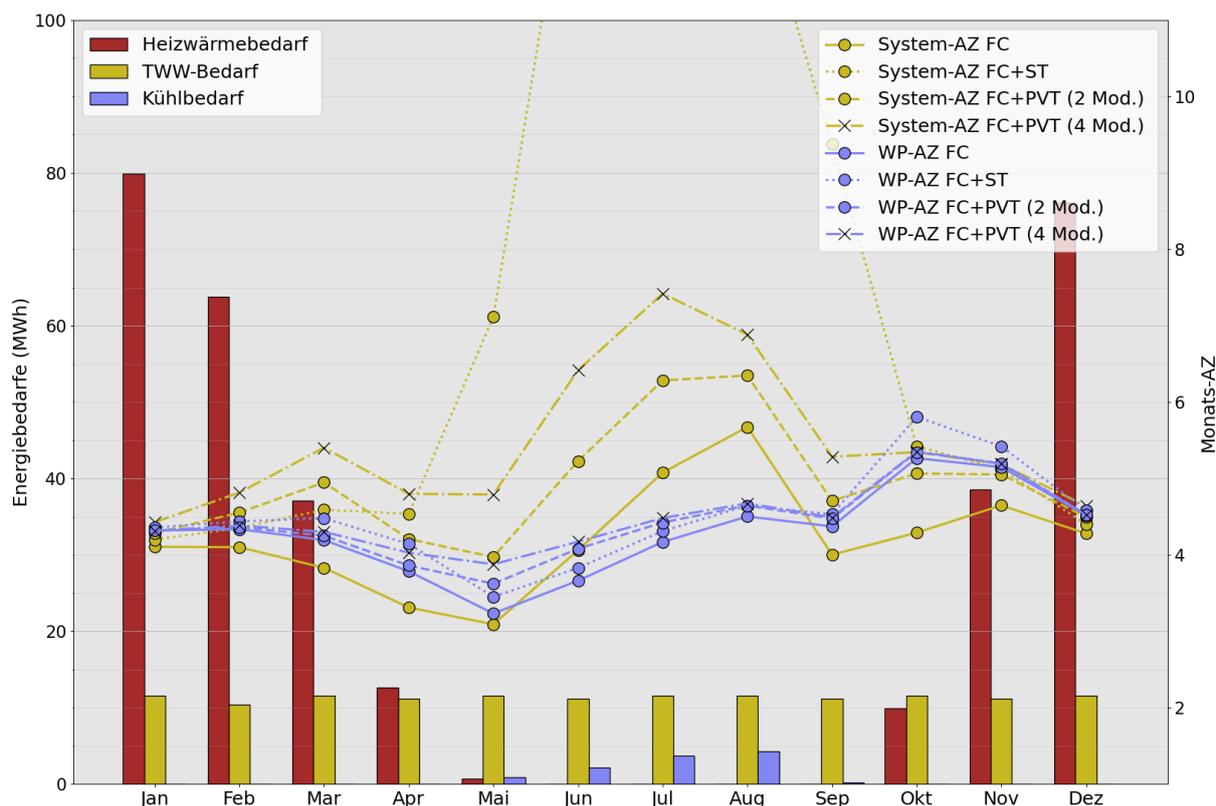


Abbildung 5.19: Monatliche Aufteilung der quartiersweiten WP- und Systemarbeitszahlen im Untersuchungsgebiet A in allen Systemvarianten bei jeweils minimaler EWK-Fläche

zeitlichen Versatzes zwischen TWW-Erwärmung durch die WP und Stromerzeugung in den PVT-Anlagen etwas niedriger. Eine Steuerung des WP-Betriebs zur Eigenverbrauchsmaximierung könnte diesen Anteil ebenso erhöhen wie einer zusätzlichen Speicherung des erzeugten Stroms in einer Batterie. Die Modellierung dieser beiden Komponenten konnte in der Bearbeitungszeit des Projekts nicht mehr umgesetzt werden und wird Bestandteil nachfolgender Arbeiten am Simulationsmodell sein. Tabelle 5.1 fasst die Simulationsergebnisse für alle untersuchten Systemvarianten bei jeweils minimaler EWK-Fläche als Auslegungsgröße zusammen.

Aus energetischer Sicht lassen sich den Simulationsergebnissen die Systemvarianten  $EWK + FC + PVT$  (4 Mod./Geb.) und  $EWK + FC + ST$  als vorteilhafteste unter den untersuchten Varianten entnehmen. Die Variante  $EWK + FC + PVT$  (4 Mod./Geb.) weist den höchsten Autarkiegrad und den geringsten notwendigen Bezug elektrischer Energie aus vorgelagerten Netzen auf. Der Betrieb des Gesamtsystems läuft in dieser Variante am effizientesten. Allerdings sind die Effizienzvorteile gegenüber der Variante  $EWK + FC + ST$  mit solarthermischer Unterstützung der TWW-Bereitung nur gering - der Betrieb der dezentralen Wärmepumpen ist in der Systemvariante  $EWK + FC + ST$  sogar effizienter darstellbar. Es ist zu erwarten, dass bei ausreichenden Dachflächen und ggf. noch höher ausfallenden TWW-Anteilen am Gesamtwärmebedarf, als in der vorliegenden Untersuchung angenommen wird, die Variante mit solarthermischer Unterstützung der TWW-Bereitung noch höhere Effizienzen aufweisen kann. Die Simulationsergebnisse aus Abbildung 5.15 beispielsweise deuten darauf hin, dass hohe thermische Erträge der PVT-Anlagen in der Übergangszeit nach der Heizperiode bei bereits hohen Luft- und noch niedrigen Erdreichtemperaturen auch durch kostengünstigere Luftwärmetauscher in Verbindung mit dem EWK erzielt werden könnten. Wenn die Luftwärmetauscher als zentrale Anlagen im Netzverbund installiert und zu Regenerationszwecken oder in der Übergangszeit zur Erhöhung der Vorlauftemperaturen eingesetzt werden und solarthermische Aufdachanlagen den WP-Betrieb durch die Deckung des TWW-Bedarfs positiv beeinflussen, sind weitere Effizienzsteigerungen denkbar.

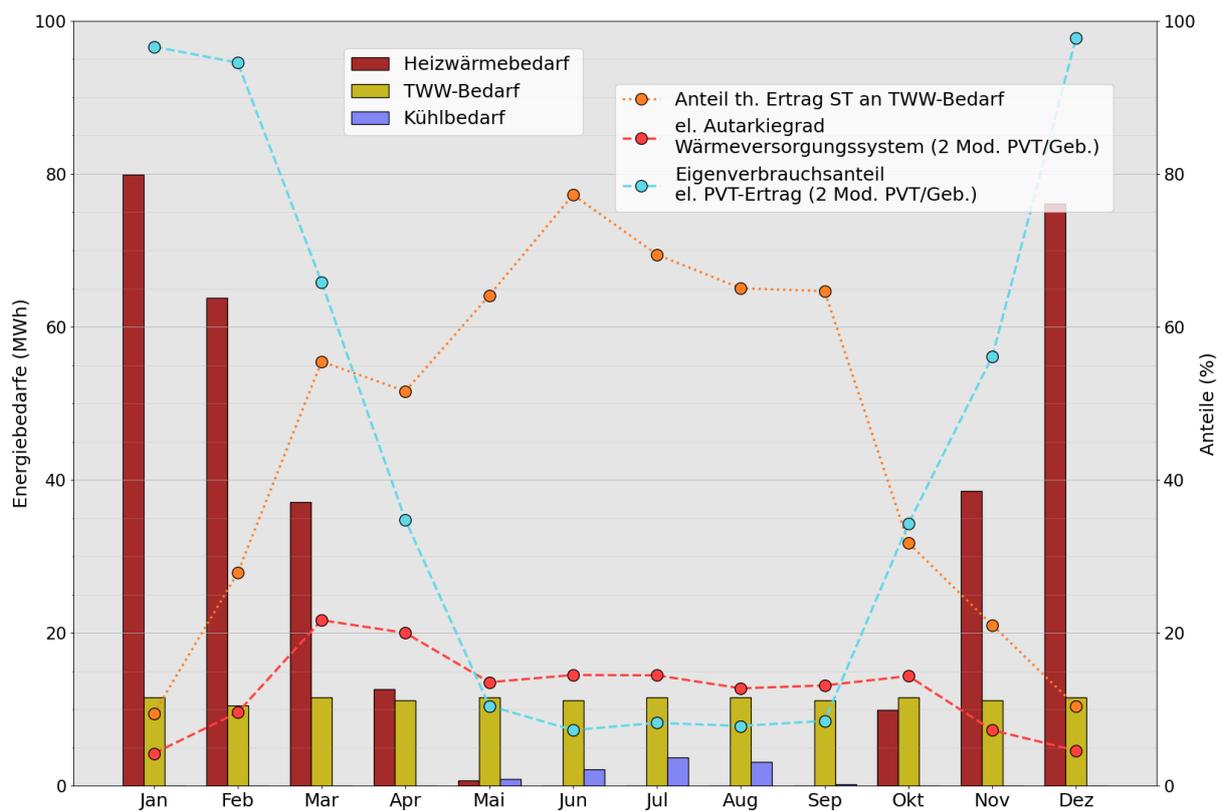


Abbildung 5.20: Monatliche quartiersweite Aufteilung des Anteils thermischer Erträge der ST-Anlage am TWW-Bedarf, des elektrischen Autarkiegrads des Wärmeversorgungssystems sowie des elektrischen Eigenverbrauchsanteils im Untersuchungsgebiet A in den Systemvarianten *EWK + FC + ST*, *EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)* bei jeweils minimaler EWK-Fläche

Tabelle 5.1: Untersuchungsgebiet A: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse bei minimaler EWK-Fläche

Systemvariante		EWK + FC	EWK + FC + ST	EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)	EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)
<b>Wärmebedarf</b>					
Heizwärmebedarf	(MWh)	319,195	319,196	319,202	319,202
TWW-Bedarf	(MWh)	136,928	137,004	136,909	136,914
<b>Wärmequelle</b>					
min. Fläche EWK	(m <sup>2</sup> )	4.500	4.250	4.250	3.750
spez. Entzugsenergie EWK	(kWh/m <sup>2</sup> )	63,6	61,2	60,1	62,8
eff. spez. Belastung EWK	(kWh/m <sup>2</sup> )	57,9	53,6	46,0	41,8
min. Netzvorlauftemperatur	(°C)	-2,9	-3,0	-2,8	-3,1
<b>Netz</b>					
th. Ertrag Verteilungen	(MWh)	84,746	73,532	59,502	51,717
el. Pumparbeit Solepumpen	(MWh)	7,104	7,318	7,179	8,108
Anteil an Wärmebedarf	(%)	1,6%	1,6%	1,6%	1,8%
<b>Prosumer / Wärmepumpen</b>					
Nutzwärme WP	(MWh)	462,683	399,644	462,668	462,672
Strombedarf WP	(MWh)	105,929	88,072	104,254	103,958
JAZ WP	(-)	4,37	4,54	4,44	4,45
JAZ System (inkl. FC)	(-)	4,14	4,88	4,66	4,93
th. Ertrag PVT	(MWh)	0,000	0,000	92,763	140,578
el. Ertrag PVT (netto)	(MWh)	0,000	0,000	40,245	80,079
ges. Netto-Absorberfläche PVT	(m <sup>2</sup> )	354,2	0,0	177,1	354,2
Gesamtzahl Module PVT	(-)	152	0	76	152
th. Ertrag ST	(MWh)	0,000	62,473	0,000	0,000
ges. Netto-Absorberfläche ST	(m <sup>2</sup> )	0,0	165,7	0,0	0,0
Gesamtzahl Module ST	(-)	0	76	0	0
th. Ertrag FC	(MWh)	11,481	10,548	10,584	9,833
Strombezug aus Stromnetz	(MWh)	113,034	95,626	100,070	94,584
Einspeisung ins Stromnetz	(MWh)	0,000	0,000	28,882	62,596
Eigenverbrauchsanteil Stromerzeugung	(%)	0	0	28,2	21,8
Autarkiegrad (nur Wärmeversorgungssystem)	(%)	0	0	10,2	15,7

## 5.2 Simulationsergebnisse in Untersuchungsgebiet B

### 5.2.1 Bilanzielle Simulationen mit 2D-EWK-Modell

Wie bereits in Abschnitt 5.1.1 erläutert, wird das 2D-EWK-Modell für Detailuntersuchungen der Temperatur und Eisphasenausbreitung im Erdreich verwendet. Aus den Ergebnissen der *bilanziellen Simulationen* werden anschließend minimal notwendige EWK-Flächen zur Einhaltung der Auslegungsgrenzen bestimmt (keine zusammenwachsenden Eisraden im EWK, keine Unterschreitung einer minimalen Netzvorlauftemperatur).

Abbildung 5.21 zeigt Simulationsergebnisse für das Untersuchungsgebiet B unter Verwendung des 2D-EWK-Modells. Dargestellt sind die Ergebnisse für die Systemvarianten *alleinige Versorgung aus dem EWK* (Referenzfall) sowie *EWK + FC*. In der Grafik (wie auch in der folgenden Abbildung 5.22) sind die JAZ der Wärmepumpen sowie die JAZ des Gesamtsystems über der variierten EWK-Fläche aufgetragen. Die JAZ des Gesamtsystems berücksichtigt zusätzlich zum Betrieb der Wärmepumpen die energetischen Aufwendungen für Umwälzpumpen zum Betrieb des EWK, zur Bereitstellung der passiven Kühlung sowie zur Zirkulation der Arbeitsmedien in etwaig vorhandenen PVT- oder ST-Anlagen. Zudem beinhaltet die System-JAZ die bereitgestellte Kühlenergie als zusätzlichen Nutzen neben der bereitgestellten Wärme (vgl. Beginn des Abschnitts 5). Ebenfalls in der Grafik dargestellt sind die spezifische Entzugsenergie und die spezifische effektive Belastung des EWK auf der rechten Ordinate. Zudem wird anhand punktueller Symbole auf den simulierten Variationen die ggf. vorliegende Verletzung von Auslegungskriterien für den EWK markiert. Diese sind als kritische FZ zwischen den Kollektorrohren und oberhalb der Kollektorrohre sowie die Unterschreitung einer minimalen Soletemperatur im Vorlauf zu den Wärmepumpen definiert. Die FZ weisen somit aus, ob ein Zusammenwachsen der Eisraden zwischen den Kollektorrohren oder oberhalb der Kollektorrohre mit dem Oberflächenfrost stattfindet.

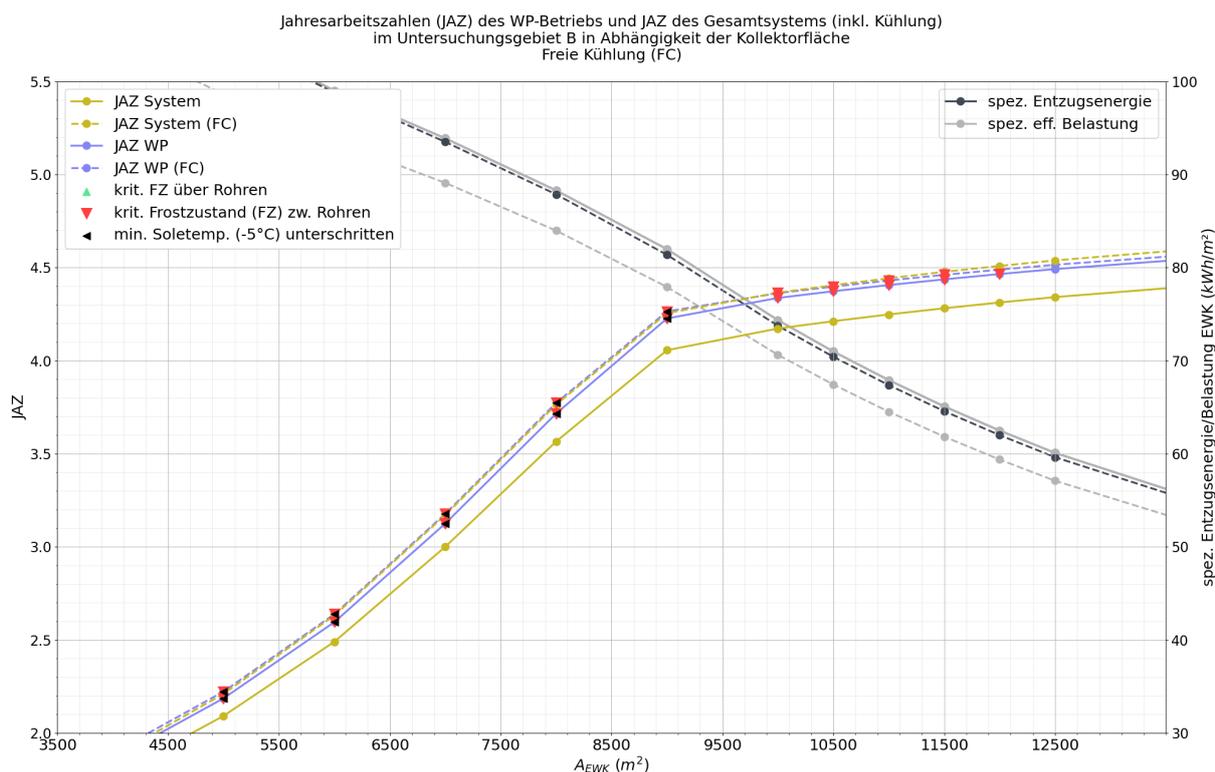


Abbildung 5.21: Simulationsergebnisse aus dem 2D-EWK-Modell für Untersuchungsgebiet B (bilanziell, ohne Berücksichtigung von Verteilnetz und Verortung einzelner Prosumer, effektiver Rohrabstand 0,35 m); Systemvarianten *EWK* und *EWK + FC*

Abbildung 5.22 erweitert die Darstellung um die Systemvarianten *EWK + PVT* und *EWK + ST*. Für die Variante mit dezentralen PVT- und ST-Anlagen sind hierbei durchschnittlich 2 Module je EFH und 4 Module PVT bzw. 8 Module ST je MFH bilanziell in der Simulation einberechnet worden.<sup>4</sup> Die Systemvariante *alleinige Versorgung aus dem EWK* ist aus Gründen der Übersichtlichkeit in dieser Abbildung ausgelassen.

<sup>4</sup>Die ST-Anlagen werden im implementierten Prosumer-Modell nur zur Unterstützung der TWW-Bereitung eingesetzt.

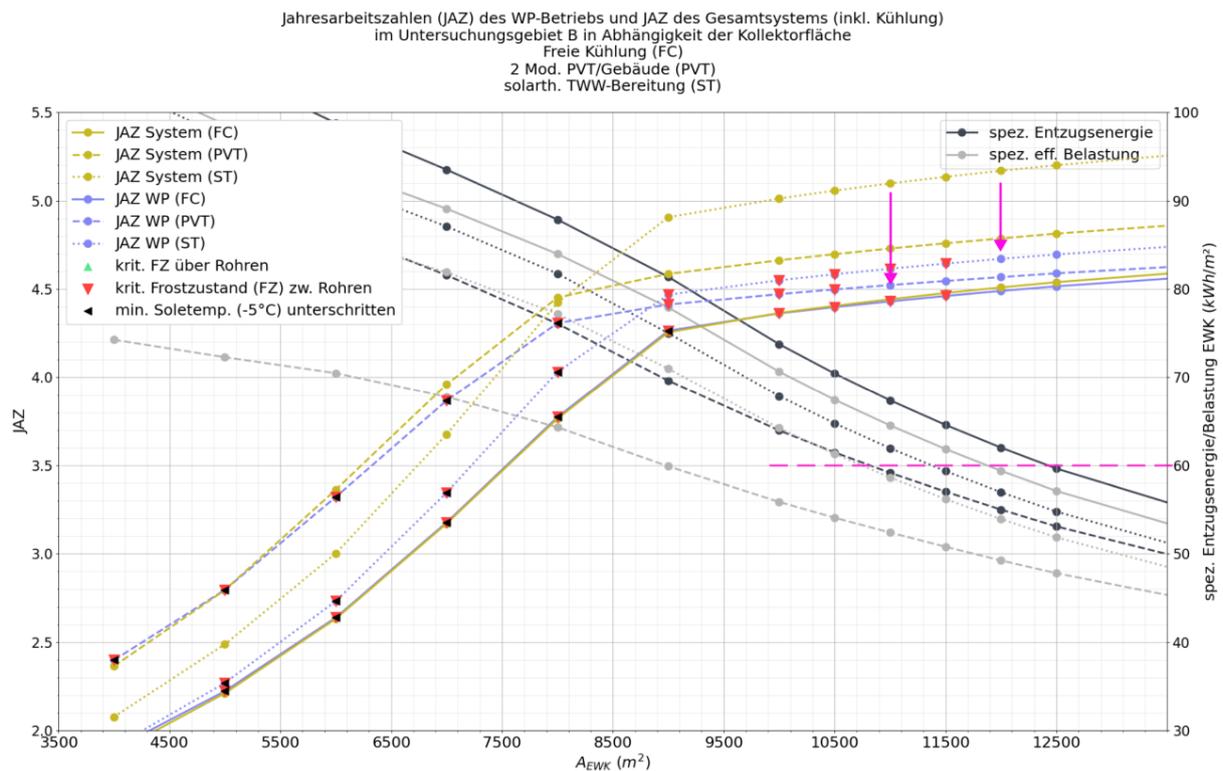


Abbildung 5.22: Simulationsergebnisse aus dem 2D-EWK-Modell für Untersuchungsgebiet B (bilanziell, ohne Berücksichtigung von Verteilnetz und Verortung einzelner Prosumer, effektiver Rohrabstand 0,35 m); Systemvarianten  $EWK$ ,  $EWK + FC$ ,  $EWK + ST$ ,  $EWK + PVT$

Folgende Erkenntnisse für den allgemeinen Verlauf der JAZ lassen sich aus den Abbildungen ziehen (Die Ausführungen aus Abschnitt 5.1 gelten entsprechend qualitativ auch für die nachfolgend beschriebenen Ergebnisse):

- Die JAZ der Wärmepumpen wie auch die des Gesamtsystems **steigen mit zunehmender EWK-Fläche an und bleiben oberhalb einer bestimmten Grenze nahezu konstant**. Die JAZ des WP-Betriebs fällt für EWK-Flächen kleiner als ca.  $8.000 \text{ m}^2$  stark ab, sodass davon auszugehen ist, dass der EWK in diesem Bereich nicht ausreichend groß dimensioniert. Beide Effekte lassen sich qualitativ wie in den Ergebnissen für das Untersuchungsgebiet A erkennen.
- Kritische FZ treten in den simulierten Punkten zwischen den Kollektorrohren auf und bereits bei größeren EWK-Flächen. **Die FZ treten früher, d. h. bereits bei größeren EWK-Flächen, auf als die Unterschreitung der minimalen Soletemperatur**. Der Übergangsbereich, in dem kritische FZ gerade nicht mehr auftreten, ist mit einer engeren Variation der EWK-Flächen simuliert worden.

Mit Bezug auf die untersuchten unterschiedlichen Systemvarianten lassen sich folgende Erkenntnisse aus den Simulationsergebnissen gewinnen:

- Aus Abbildung 5.21 ist ersichtlich, dass die passive Kühlung für den Betrieb der WP nur eine geringe Effizienzsteigerung bringt. Diese ist auf die Regeneration des EWK in der Sommerzeit mit Kühlbedarf zurückzuführen, wodurch die Soletemperaturen zu Beginn der Heizperiode im Oktober geringfügig höher liegen als im Referenzfall ohne passive Kühlung, wie in Abbildung 5.23 dargestellt ist. Die System-JAZ hingegen wird durch die Miteinbeziehung der Kühlenergie zum Nutzen des Systems positiv beeinflusst. Die passive Kühlung im betrachteten Ausmaß kann die minimal notwendige EWK-Fläche nicht reduzieren und auch das Auftreten kritischer FZ nicht verhindern. Dies ist vermutlich durch den Eintrag der zur Kühlung abgeführten Wärme ins Erdreich allein in den Sommermonaten und dem damit vorliegenden zeitlichen Versatz zur Heizperiode mit großem Energieentzug aus dem EWK zu erklären. Die passive Kühlung hat im abgebildeten Ausmaß daher keine saisonal wirksamen Einflüsse auf die bedarfsgerechte Dimensionierung des EWK. Diese Erkenntnisse sind qualitativ auch für das Untersuchungsgebiet A in Abschnitt 5.1 beschrieben.

- Aus Abbildung 5.22 geht hervor, dass die JAZ für den WP-Betrieb und für das Gesamtsystem durch den Einsatz dezentraler ST-Anlagen gegenüber der Systemvariante mit passiver Kühlung gesteigert werden können. Das Auftreten kritischer FZ und die Unterschreitung der minimalen Soletemperatur werden hingegen nicht verhindert. Der positive Einfluss der ST-Anlagen auf die JAZ verringert sich mit abnehmender EWK-Fläche, insbesondere für in ihrer Leistungsfähigkeit erschöpfte EWK mit Flächen kleiner als ca.  $8.000 \text{ m}^2$  ist der Einfluss sehr gering und es liegt nur noch eine um etwa 0,2 höhere JAZ für den WP-Betrieb als in der Variante mit passiver Kühlung vor. Da in der bilanziellen Simulation mit 2D-EWK-Modell alle Prosumermodelle in einem einzigen Teilmodell aggregiert sind und für dieses ein EFH mit solarthermischer TWW-Bereitung gewählt wird, fallen die Effizienzvorteile in der JAZ des Gesamtsystems der Variante mit ST-Anlagen gegenüber den anderen Systemvarianten hoch aus. Der Anteil der rein solarthermischen TWW-Bereitung liegt in den Sommermonaten bei über 80%, sodass die Ergebnisse denen aus Grafik 5.3 ähneln.
- Für die Systemvariante mit dezentralen Aufdach-PVT-Anlagen ist in Abbildung 5.22 zu erkennen, dass die JAZ für den WP-Betrieb und für das Gesamtsystem gegenüber den Systemvarianten mit passiver Kühlung oder mit Aufdach-ST-Anlagen für EWK-Flächen nahe und kleiner der Erschöpfungsgrenze erhöht werden können. Der Einfluss der PVT-Anlagen auf die Effizienz von WP und Gesamtsystem vergrößert sich insbesondere bei nicht ausreichend dimensionierten EWK-Flächen kleiner als etwa  $8.500 \text{ m}^2$  und verringert sich mit zunehmender EWK-Fläche. Diese Entwicklung wird qualitativ in den Untersuchungen von Hüsing et al. bestätigt [72]. Verglichen mit der Variante nur mit passiver Kühlung steigen die JAZ des WP-Betriebs um etwa 0,6 von 3,5 auf 4,1 bei einer EWK-Fläche von  $7.000 \text{ m}^2$ ; die JAZ des Gesamtsystems erhöht sich dabei um 0,7 von 3,5 auf 4,2. **Das Auftreten kritischer FZ und die Unterschreitung der minimalen Soletemperatur können durch die PVT-Anlagen zu kleineren EWK-Flächen verschoben und die minimal notwendige EWK-Fläche kann somit reduziert werden.**
- Durch den Einsatz von PVT-Anlagen wird die Differenz zwischen der (jährlichen) spezifischen effektiven Belastung des EWK, d. h. dem Saldo aus entzogener und eingespeister Energie nach Gleichung 4.19, und der spezifischen entzogenen Energie gegenüber den anderen dargestellten Systemvarianten vergrößert. Die Ausführungen aus Abschnitt 5.1 und in Grafik 5.5 zum zeitlichen Versatz von Wärmebedarf und Regeneration durch die PVT-Anlagen gelten analog. In Abbildung 5.22 sind mit violetten Pfeilen die Simulationsläufe der Systemvariante mit passiver Kühlung und mit PVT gekennzeichnet, bei denen kein kritischer Frostzustand mehr auftritt. Es ist zu erkennen, dass in diesen Simulationsläufen die spezifische effektive Belastung des EWK für die verglichenen Systemvarianten unterschiedlich ausfällt, die spezifische Entzugsenergie allerdings in einem engen Bereich zwischen  $59 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$  bis  $62 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$  liegt.
- **Bei spezifischen Entzugsenergien kleiner als ca.  $60 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$  treten in den untersuchten Systemvarianten keine kritische FZ auf und die minimale Soletemperatur im Netzvorlauf wird nicht unterschritten (vgl. Abbildung 5.22). Dieser Wert wird im Folgenden als oberer Grenzwert für die Einhaltung des Auslegungskriteriums für den EWK in den 1D-Simulationen im Untersuchungsgebiet B angesetzt.**

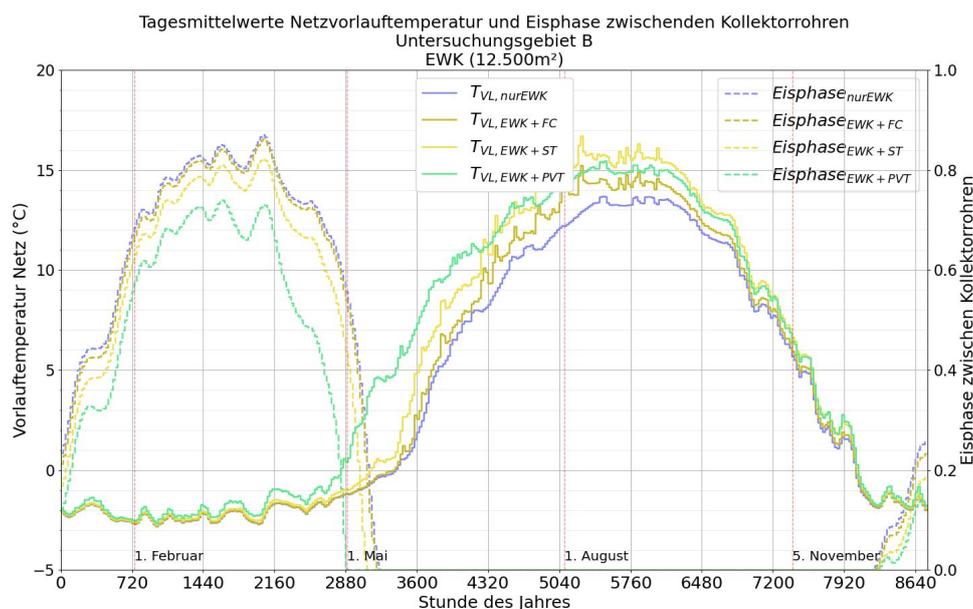


Abbildung 5.23: Tagesmittelwerte der Netzvorlauftemperaturen und der Eisphase zwischen den Kollektorrohren für die Systemvarianten *alleinige Versorgung aus dem EWK*, *EWK + FC* und *EWK + PVT*, 2 Module/Gebäude; EWK-Fläche 12.500 m<sup>2</sup>; Untersuchungsgebiet B

### 5.2.2 Simulationen mit 1D-EWK-Modell und Verteilnetz

Das Simulationsmodell mit 1D-EWK-Modell und unter Berücksichtigung der örtlichen Verteilung der Prosumermodelle und des Verteilnetzes in Untersuchungsgebiet B ist in Abbildung 5.24 dargestellt.

Die Ergebnisse der Simulationen für Untersuchungsgebiet B in den Systemvarianten *EWK + FC*, *EWK + FC + PVT*, 2 Module/Gebäude und *EWK + FC + ST* mit dem 1D-EWK-Modell sowie unter Berücksichtigung des hydraulisch und thermisch abgebildeten Verteilnetzes sind in Grafik 5.25 zu sehen. Violett markiert ist die spezifische Entzugsenergie von ca.  $60 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$ , die aus den bilanziellen Simulationen mit dem detaillierten 2D-EWK-Modell als oberer Grenzwert für die Vermeidung kritischer FZ definiert wird.

- Im Vergleich mit den Simulationsergebnissen der *bilanziellen Simulation* mit 2D-Modell des EWK und ohne modellhafte Abbildung des Verteilnetzes in Abbildung 5.22 wird ersichtlich, dass die markanten Reduktionen des WP-Betriebs erst bei kleineren EWK-Flächen auftreten. **Dies ist auf die Funktion des in diesen Ergebnissen berücksichtigten Verteilnetzes als zusätzlicher Kollektor für im Erreich gespeicherte Wärme zurückzuführen.**
- Bei nicht ausreichend dimensionierten EWK mit Flächen kleiner als ca. 7.000 m<sup>2</sup> liegen die JAZ des WP-Betriebs in der Systemvariante mit dezentralen Aufdach-PVT-Anlagen am höchsten unter den untersuchten Varianten. Für ausreichend dimensionierte EWK mit Flächen größer als etwa 8.000 m<sup>2</sup> werden die Unterschiede in der Effizienz des WP-Betriebs zwischen den Varianten wie schon bei den *bilanziellen Simulationen* geringer - Der energetische Vorteil dezentral verteilter PVT-Anlagen verringert sich folglich. Diese Erkenntnisse decken sich qualitativ mit den in Abschnitt 5.1 dargestellten Ergebnissen.
- Die JAZ des WP-Betriebs wie auch des Gesamtsystems liegen tendenziell niedriger als in den *bilanziellen Simulationen* für das Untersuchungsgebiet B. Dies ist auf die bereits erwähnte Aggregation aller Prosumer-Modelle im Quartier auf ein einzelnes mit bilanziellem gleichem Wärmebedarf zurückzuführen. Da dieses einzelne Modell als EFH mit Flächenheizung und außentemperaturgesteuerter Heizungs-vorlauftemperatur einen besonders effizienten WP-Betrieb ermöglicht, sinken die JAZ bei Betrachtung der realen Verbraucherstruktur. Beispielsweise betragen die Gesamtwärmebedarfe des MFH und der Kindertagesstätte mit rund 244 MWh ca. 25% des Gesamtwärmebedarfs des Quartiers. Aufgrund der gewählten technischen Ausrüstung der Gebäude und der definierten, fixen Warmwasser-Speichertemperaturen in diesen Gebäuden senken diese Verbrauchermodelle die Effizienz der Wärmeversorgung im Quartier gegenüber dem einzelnen Modell in der *bilanziellen Simulation*.
- Bei EWK-Flächen größer 7.000 m<sup>2</sup> bis 8.000 m<sup>2</sup> ist ein flacher Verlauf der Arbeitszahlen der WP und des Gesamtsystems für alle dargestellten Systemvarianten zu erkennen. Erst unterhalb von 6.000 m<sup>2</sup> EWK-

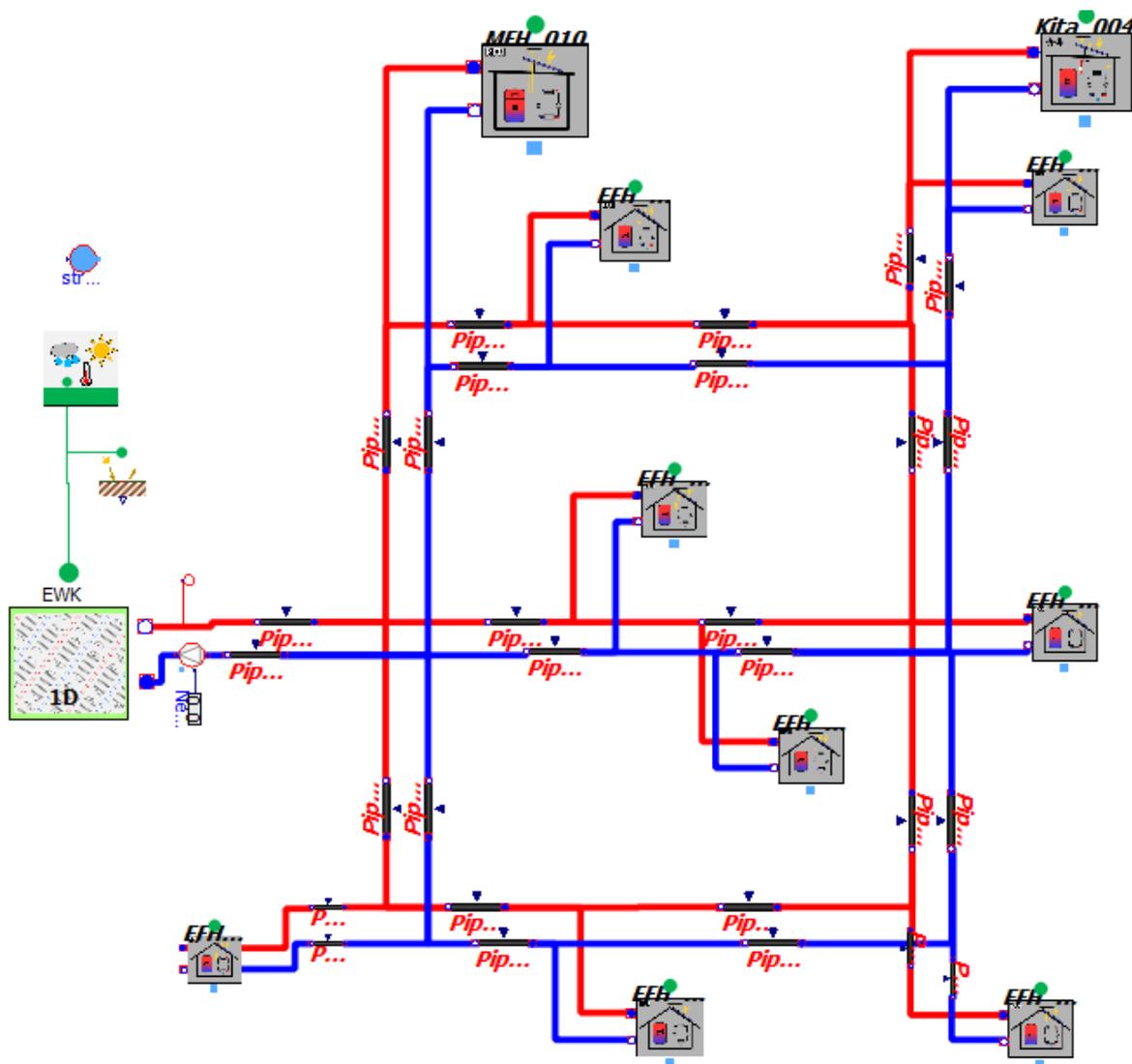


Abbildung 5.24: Verschaltung der Submodelle in der Simulation mit 1D-EWK-Modell, Aggregation gleichartiger benachbarter Prosumer und Verteilnetz in Untersuchungsgebiet B

Fläche tritt ein signifikanter Abfall der Effizienz auf. Die Effizienz des WP-Betriebs in den Systemvarianten *EWK + FC + PVT* und *EWK + FC* gleicht sich bei zunehmender EWK-Fläche ab  $9.000\text{ m}^2$  mehr und mehr an.

- Die Systemvariante mit dezentralen ST-Anlagen weist gegenüber den Ergebnissen der *bilanziellen Simulation* mit einem EFH-Modell als Prosumer niedrigere JAZ im WP-Betrieb und für das Gesamtsystem auf. Das ist durch den vergleichsweise niedrigen Deckungsgrad des Gesamtwärmebedarfs durch die ST-Anlagen zu erklären. In der *bilanziellen Simulation* und dem darin enthaltenen EFH mit solarthermischer TWW-Bereitung wird das tatsächliche Verhältnis von Wärmebedarf zur TWW-Bereitung und zu Heizzwecken in den einzelnen Gebäuden im Netzverbund nicht abgebildet. Der tatsächliche Deckungsgrad des Gesamtwärmebedarfs durch die ST-Anlagen in den Gebäudetypen MFH und Kindertagesstätte liegt deutlich niedriger als in den EFH-Modellen.

Einerseits scheinen die Anzahl der ST-Aufdachanlagen für die Verbrauchermodelle MFH und Kindertagesstätte noch zu niedrig gewählt zu sein, um die Effizienz des Gesamtsystems positiv zu beeinflussen. Andererseits ist dieser fehlende Effizienzvorteil auch auf die gewählte technische Ausrüstung der Gebäudetypen MFH und Kindertagesstätte zurückzuführen. Die ST-Anlagen speisen darin in einen gemeinsamen Kombi-Pufferspeicher für Heizzwecke und für die Vorheizung des Trinkwarmwassers ein. Die Solltemperatur des Speichers liegt jedoch unterhalb der Solltemperatur für die TWW-Zapfung. Eine elektrische Nachheizung dient zur Erreichung dieser Solltemperatur für die TWW-Zapfung. Insbesondere in den

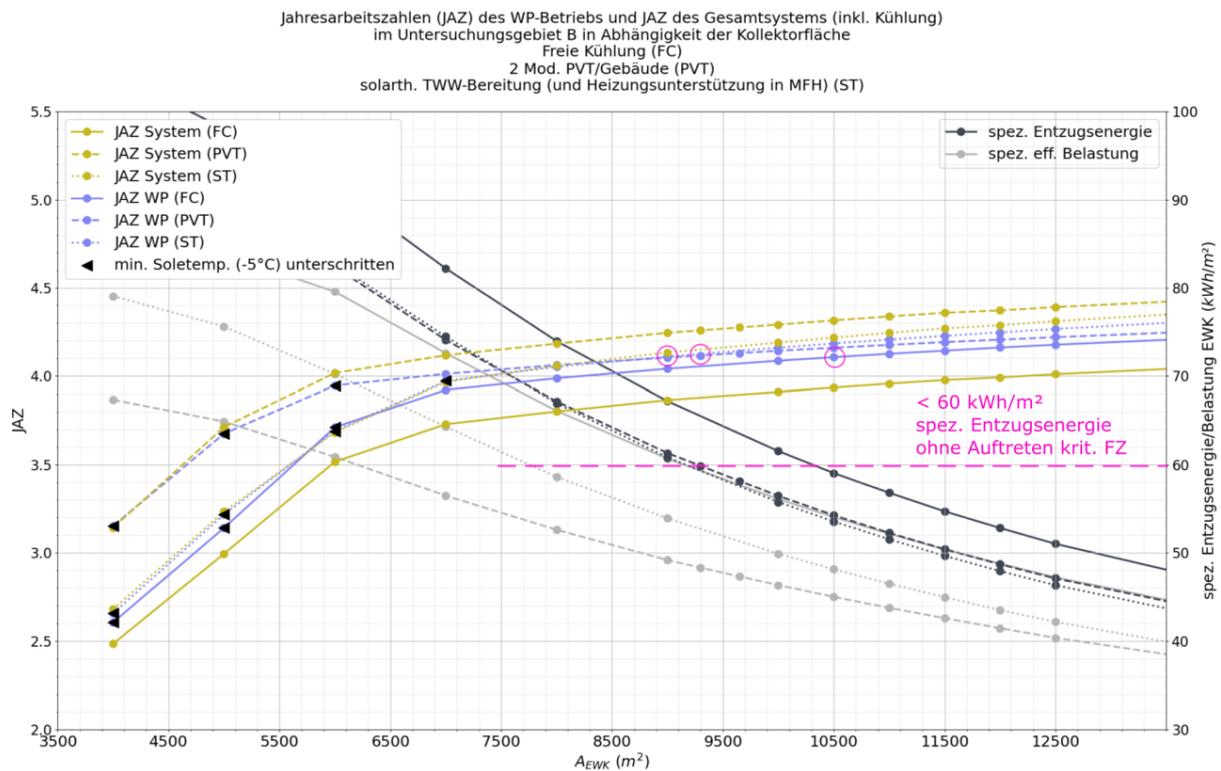


Abbildung 5.25: Simulationsergebnisse aus dem 1D-EWK-Modell für Untersuchungsgebiet B mit Berücksichtigung von Verteilnetz und Verortung der aggregierten Prosumer-Modelle, effektiver Rohrabstand 0,35 m; Systemvarianten EWK + FC, EWK + FC + ST, EWK + FC + PVT

Monaten ohne thermische Erträge aus den ST-Anlagen wird so ein größerer Temperaturhub durch die elektrische Nachheizung notwendig.

- Die Systemvariante *EWK + FC* zeigt bei EWK-Flächen kleiner als 6.500 m<sup>2</sup> eine Unterschreitung der minimal zulässigen Soletemperatur; die Systemvariante *EWK + FC + ST* zeigt dies bei EWK-Flächen kleiner als 7.000 m<sup>2</sup>. Bei der Systemvariante *EWK + FC + PVT* (2 Mod./Geb.) tritt diese Unterschreitung bei EWK-Flächen keiner als 6.500 m<sup>2</sup> auf. Hierbei sei angemerkt, dass die Schrittweite der simulierten EWK-Flächen von 1.000 m<sup>2</sup> zu groß für die exakte Angabe einer EWK-Fläche mit erstmaliger Verletzung dieses Temperaturkriteriums ist. Aufgrund des zusätzlichen Kriteriums einer maximalen Entzugsenergie, basierend auf den kritischen Frostzuständen aus den *bilanziellen Simulationen*, die bereits bei größeren EWK-Flächen auftreten, besteht jedoch nicht das Risiko einer aufgrund der Temperaturunterschreitung zu gering gewählte minimale EWK-Fläche in der Auslegung der Systemvarianten.
- Der Verlauf der spezifischen Entzugsenergie, abgetragen auf der rechten Ordinate, kreuzt für die unterschiedlichen Systemvarianten die festgelegte Grenze von 60  $\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$  bei jeweils anderen EWK-Flächen. Für die Systemvariante mit alleiniger Versorgung aus dem EWK und passiver Kühlung *EWK + FC* liegt der Schnittpunkt bei ca. 10.300 m<sup>2</sup>. **Die Auslegungsgröße des EWK wird für die Variante nur mit passiver Kühlung auf den Punkt der nächst größeren simulierten EWK-Fläche unter Einhaltung aller Auslegungskriterien zu 10.500 m<sup>2</sup> festgelegt.** Für die Systemvariante mit dezentralen ST-Anlagen *EWK + FC + ST* liegt der Schnittpunkt bei ca. 9.100 m<sup>2</sup>. **Die Auslegungsgröße des EWK wird für diese Variante zu 9.000 m<sup>2</sup> festgelegt.** Für die Systemvariante mit dezentralen PVT-Anlagen *EWK + FC + PVT* (2 Mod./Geb.) liegt der Schnittpunkt bei 9.300 m<sup>2</sup>. **Die Auslegungsgröße des EWK wird für diese Variante zu 9.300 m<sup>2</sup> festgelegt.**

In den folgenden Abschnitten wird jeweils auf weitere Simulationsergebnisse aus den simulierten Punkten mit minimaler EWK-Fläche als Auslegungsgröße eingegangen.

### Systemvariante *EWK + FC*

In Abbildung 5.26 ist die anteilige Deckung des Gesamtwärmebedarfs in Untersuchungsgebiet B durch die Wärmequellen in der Systemvariante *EWK + FC* bei minimaler Auslegungsgröße des EWK von  $10.500\text{ m}^2$  dargestellt (im Folgenden auch synonym als Referenzfall bezeichnet). In den EFH wird die Nutzwärme gänzlich durch die WP bereitgestellt, während in den Modellen der MFH und der Kindertagesstätte zusätzlich eine elektrische Nachheizung zur TWW-Bereitung zum Einsatz kommen kann. Die JAZ des WP-Betriebs liegt bei 4,11 und die des Gesamtsystems bei 3,94. Die Summe der Wärmebereitstellung durch die WP und die elektrische Nachheizung beträgt durch die modellierten Speicherverluste etwas mehr als der eigentliche Nutzwärmebedarf. Die von der WP bereitgestellte Wärmemenge abzüglich des elektrischen Bedarfs für den WP-Betrieb ergibt die Quellwärme, die vom KNW-Netz und allen angeschlossenen Wärmequellen gedeckt wird. Die gesamte Quellwärme von  $727,2\text{ MWh}$  teilt sich zu  $15,7\%$  auf thermische Erträge aus dem Verteilnetz,  $6,2\%$  aus der Regeneration durch passive Kühlung und zu  $78,1\%$  aus dem Energieentzug im EWK auf. Es fällt auf, dass der Anteil der thermischen Erträge aus dem Verteilnetz an der Quellwärme gegenüber dem Untersuchungsgebiet A insgesamt verringert ist, was auch für die nachfolgenden Systemvarianten gilt. Ursächlich hierfür kann der höhere, auf die Netzlänge bezogene Wärmebedarf (Wärmebedarfsdichte) sein.

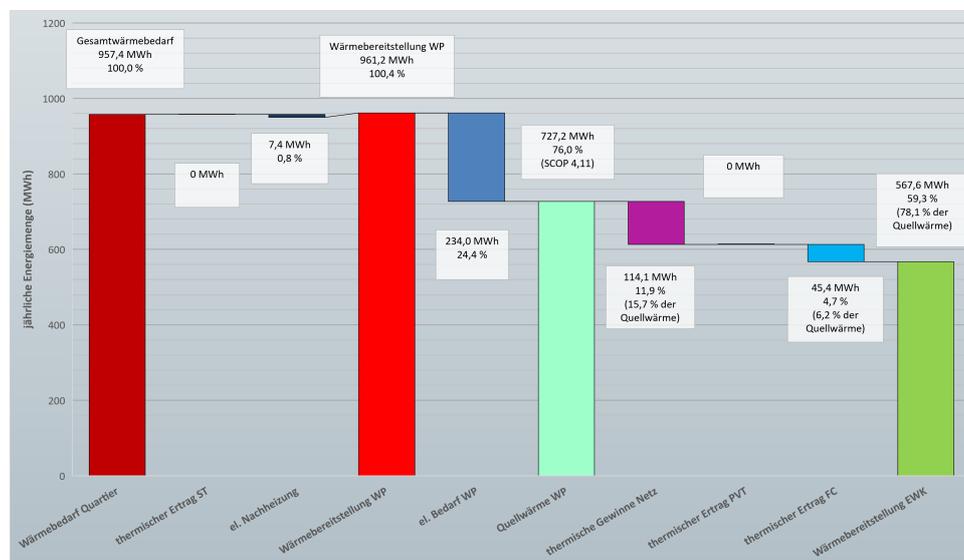


Abbildung 5.26: Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante *EWK + FC*; Bilanzielle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche  $10.500\text{ m}^2$

Ähnlich den Ergebnissen in Untersuchungsgebiet A mit einer ausschließlich aus EFH mit hohem Effizienzstandard bestehenden Verbraucherstruktur lässt sich in Abbildung 5.27 erkennen, dass zwischen Oktober und Februar die effektive Belastung und die entzogene Energie aus dem EWK im Monatsmittel jeweils identisch sind. Daraus folgt, dass der EWK in dieser Zeit hohen Wärmebedarfs im Quartier vollständig zur Wärmebereitstellung verwendet wird und keine Regeneration erfährt. In den Frühjahrsmonaten ab März bis Mai steigen die thermischen Erträge aus dem Verteilnetz bis auf ca.  $22\text{ MWh}$  an, was auf die steigenden Außentemperaturen und die damit erhöhten Erdreichtemperaturen rund um die Verteilnetzleitungen zurückzuführen ist. Die Vorlauftemperaturen des EWK liegen zu dieser Zeit am Ende der Heizperiode tagesgemittelt noch unter  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Ab Mai erfährt der EWK dann eine negative effektive Belastung im Monatsmittel. Das bedeutet, dass mehr Energie ins Erdreich des EWK eingetragen wird, als ihm entzogen wird und der EWK bis August eine aktive Regeneration erfährt. Mit Beginn der Heizperiode im September steigt dann die Belastung des EWK wieder an. Die Überlegungen zur Begründung des zeitlichen Versatzes der thermischen Erträge aus dem Verteilnetz gegenüber anderen simulations- und experimentell gestützten Untersuchungen aus Abschnitt 5.1 gelten hier analog. Der im Vergleich zu den Ergebnissen im Untersuchungsgebiet A in die Sommermonate verschobene Zeitpunkt der höchsten Wärmeeinspeisung in den EWK (vgl. Abbildung 5.9) kann durch den insgesamt höheren Kühlbedarf in den Sommermonaten begründet sein (hier  $4,7\%$  des Gesamtwärmebedarfs, in Untersuchungsgebiet A  $2,5\%$ ). Es sei darauf hingewiesen, dass die Modellierung des Kühlbedarfs so angelegt ist, dass eine passive Kühlung nur dann möglich ist und der ggf. vorliegende Bedarf gedeckt werden kann, wenn die Netztemperaturen innerhalb gewisser Grenzen liegen. Dies hat die Gründe, einerseits eine Taupunktunterschreitung an den Kühlflächen

zu vermeiden und andererseits eine vereinfachte obere Begrenzung der Soletemperatur für passive Kühlung zu realisieren, mit der noch eine genügend hohe Temperaturdifferenz zur Zieltemperatur in den Gebäuden bestehen kann (vgl. Abschnitt 4.1).

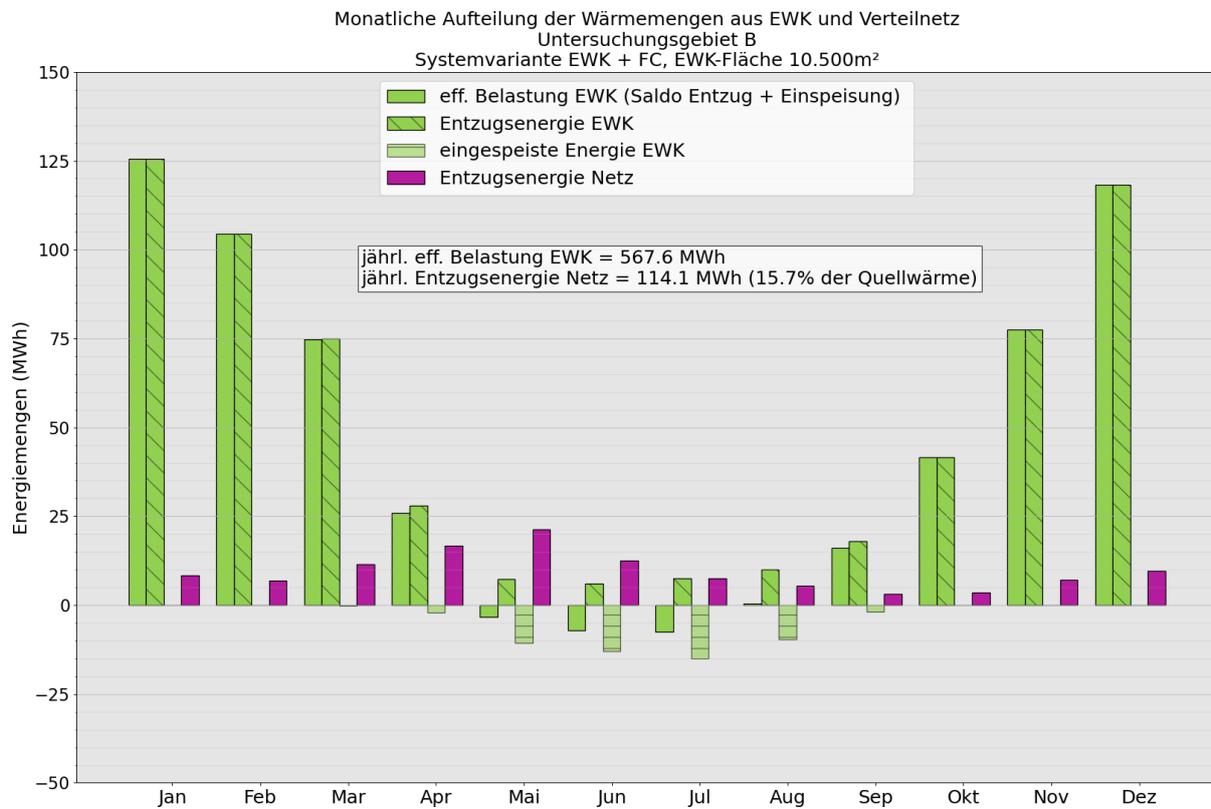


Abbildung 5.27: Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet B; Systemvariante *EWK + FC* bei minimaler EWK-Fläche ( $E > 0$ : Wärmeeinspeisung in KNW-Netz;  $E < 0$ : Wärmeabgabe an Umgebung oder Regeneration der Wärmequelle)

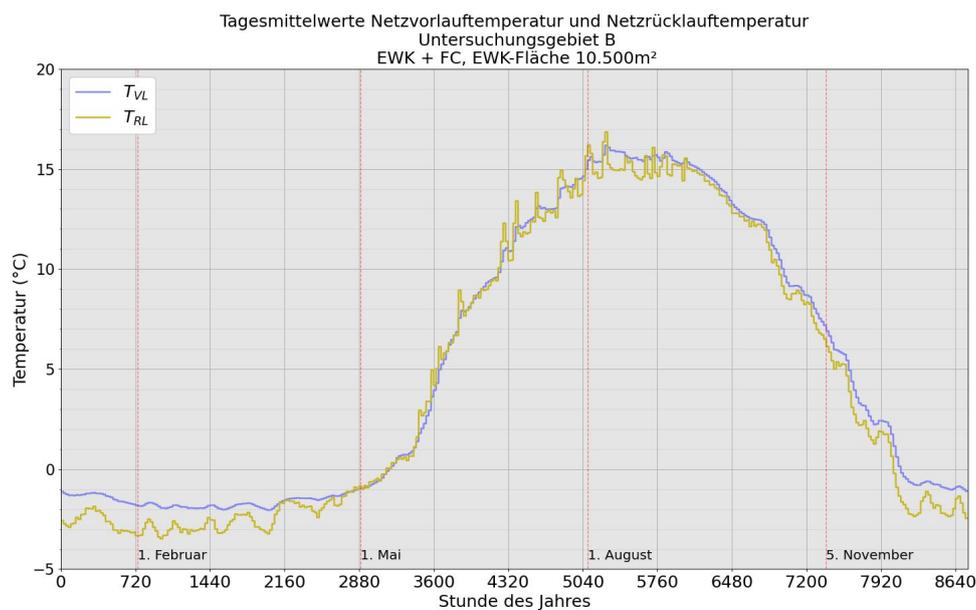


Abbildung 5.28: Tagesmittelwerte der Netztemperaturen für die Systemvariante *EWK + FC*; EWK-Fläche 10.500 m<sup>2</sup>; Untersuchungsgebiet B

### Systemvariante *EWK + FC + ST*

Für die Systemvariante *EWK + FC + ST* mit dezentralen ST-Anlagen ist die Aufteilung der Deckung des Gesamtwärmebedarfs in Abbildung 5.29 zu sehen. Dargestellt sind die Simulationsergebnisse für die Auslegungsgröße des EWK auf  $9.000 \text{ m}^2$ . Die ST-Anlagen dienen in den EFH-Modellen zur TWW-Bereitung, in den MFH-Modellen und der Kindertagesstätte speisen sie in einen gemeinsamen Pufferspeicher für Heizung und zur TWW-Vorheizung ein. Insgesamt decken die ST-Anlagen mit  $96,5 \text{ MWh}$  einen Anteil von  $10,1\%$  des Gesamtwärmebedarfs. Der spezifische Ertrag der ST-Anlagen beträgt quartiersweit durchschnittlich  $250 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$ . Die JAZ des WP-Betriebs liegt bei  $4,11$ , die des Gesamtsystems bei  $4,13$ .

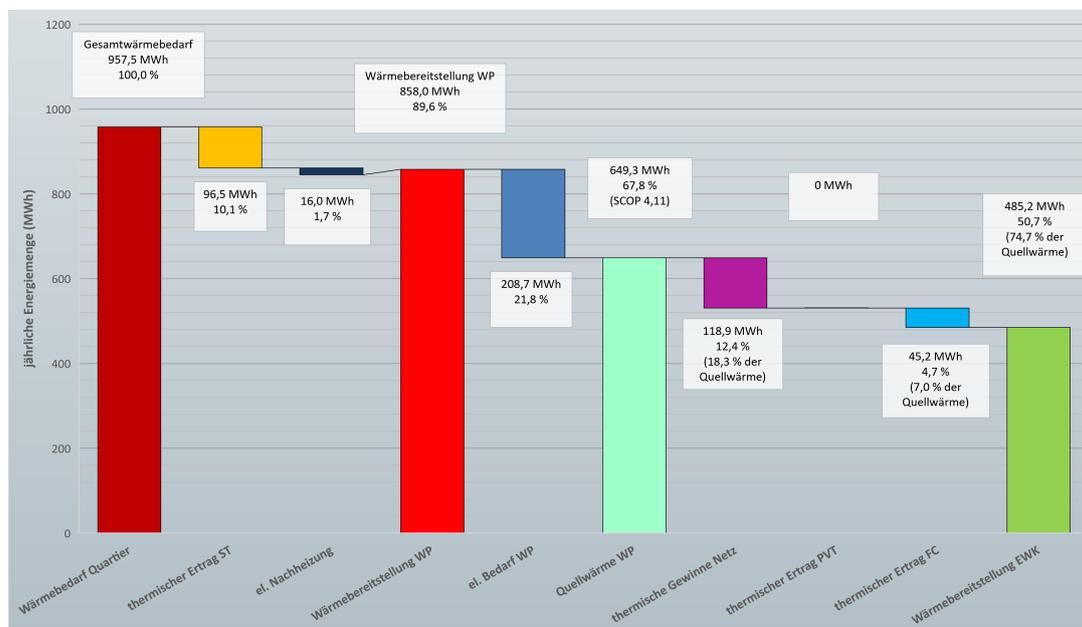


Abbildung 5.29: Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante *EWK + FC + ST*; Bilanzelle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche  $9.000 \text{ m}^2$

Die thermischen Erträge aus dem Verteilnetz betragen mit  $118,9 \text{ MWh}$  etwa  $18,3\%$  der Quellwärme und liegen damit etwas höher als im Referenzfall. Ursächlich hierfür kann die zwischen März und Mai etwas niedrigere Netztemperatur sein, die sich aufgrund des kleiner dimensionierten EWK einstellt.

Die höchsten Tagesmittelwerte der Netztemperaturen im Sommer liegen im Vergleich zum Referenzfall um  $0,5 \text{ K}$  bis  $1 \text{ K}$  höher. Wie bereits zuvor beschrieben ist die gewählte Anzahl an ST-Modulen in den MFH- und Kita-Verbrauchermodellen offenbar zu niedrig gewählt und die thermische Verschaltung mit dem Pufferspeicher nicht optimal eingestellt, um einen Effizienzvorteil und höhere Netztemperaturen bis in den Beginn der Heizperiode fortzuführen. Gerade aufgrund des großen Anteils des Wärmebedarfs der MFH und der Kindertagesstätte am Gesamtwärmebedarf des Quartiers sind hier für zukünftige Untersuchungen Nacharbeiten in der Modellierung geplant, um eine bessere Ausnutzung der Aufdach-ST-Anlagen in den Simulationen zu erreichen. Letztlich kann die JAZ des Gesamtsystems dennoch gegenüber dem Referenzfall um fast  $0,2$  erhöht werden.

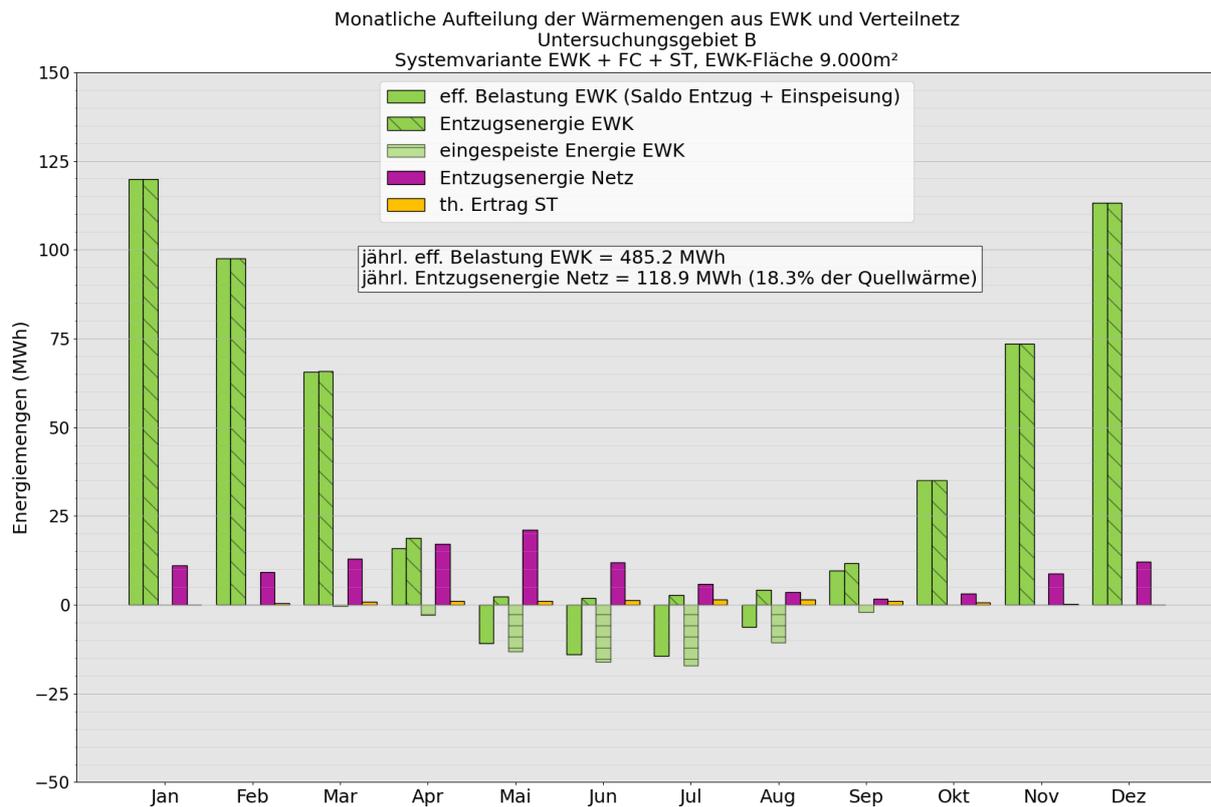


Abbildung 5.30: Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet B; Systemvariante *EWK + FC + ST* bei minimaler EWK-Fläche ( $E > 0$ : Wärmeeinspeisung in KNW-Netz;  $E < 0$ : Wärmeabgabe an Umgebung oder Regeneration der Wärmequelle)

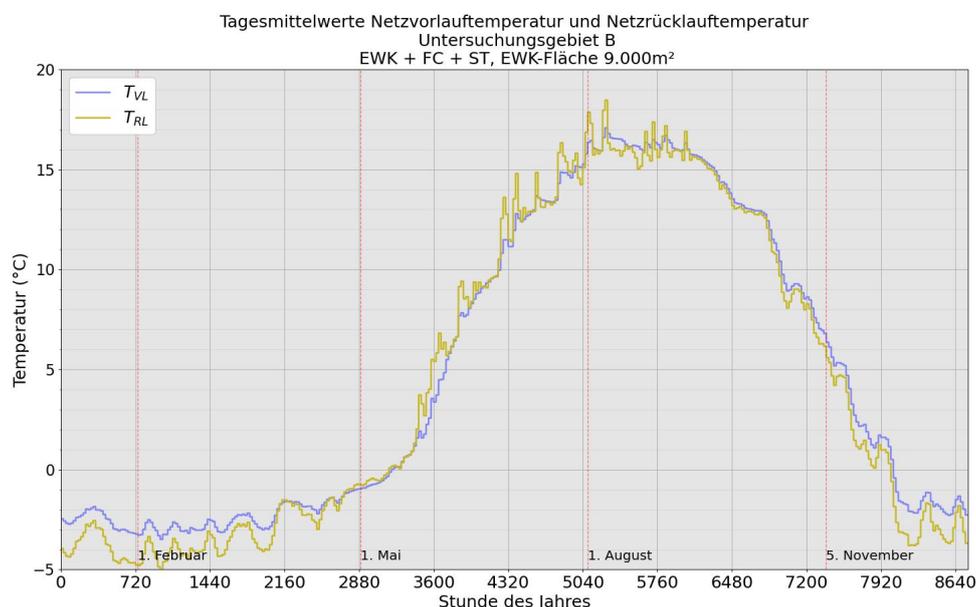


Abbildung 5.31: Tagesmittelwerte der Netztemperaturen für die Systemvariante *EWK + FC + ST*; EWK-Fläche 9.000 m<sup>2</sup>; Untersuchungsgebiet B

### Systemvariante *EWK + FC + PVT*

Die Ergebnisse des Simulationslaufs in der Variante *EWK + FC + PVT (2Mod./Geb.)* mit 2 PVT-Modulen je EFH, 4 Modulen je MFH und 10 PVT-Modulen im Kita-Modell sind in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt. Die Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs auf die einzelnen Wärmequellen in Abbildung 5.32 zeigt, dass der Anteil thermischer Erträge aus dem Verteilnetz an der Quellwärme gegenüber den vorigen Varianten auf

13,2% sinkt. Dieser Effekt ist qualitativ ebenfalls in den Ergebnissen in Untersuchungsgebiet A zu beobachten, siehe Abschnitt 5.1. Die JAZ des WP-Betriebs beträgt 4,11, während die des Gesamtsystems mit 4,26 höher liegt als im Referenzfall und in der Variante mit Aufdach-ST-Anlagen. Die dezentralen PVT-Anlagen tragen mit 137,3 MWh zu 18,9% zur Bereitstellung der Quellwärme für die WP im Netzverbund bei. Sie weisen damit einen quartiersweiten durchschnittlichen Ertrag von rund  $580 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$  auf.

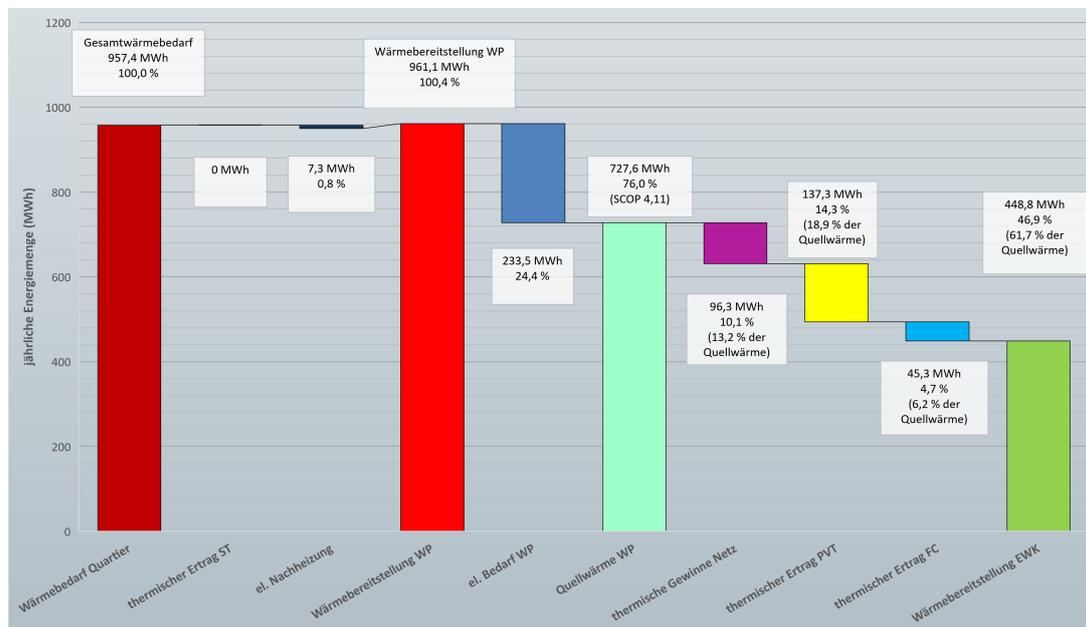


Abbildung 5.32: Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante *EWK + FC + PVT* mit durchschnittlich 2 Modulen PVT je Gebäude; Bilanzelle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche  $9.300 \text{ m}^2$

Wie auch in Untersuchungsgebiet A können die Aufdach-PVT-Anlagen durch ihre Betriebsstunden in den Frühjahrsmonaten die Netztemperatur ab April gegenüber dem Referenzfall anheben. Ende Mai liegen Tagesmittelwerte der Netztemperaturen von  $8,5 \text{ }^\circ\text{C}$  bis  $9 \text{ }^\circ\text{C}$  vor, was einer Steigerung von  $4 \text{ K}$  bis  $5 \text{ K}$  verglichen mit dem Referenzfall entspricht. Während im Referenzfall im Monatsmittel eine Regeneration des EWK nur zwischen Mai und Juli auftritt, kann diese in der Systemvariante mit Aufdach-PVT-Anlagen ab April und fast bis August beobachtet werden, siehe Abbildung 5.33.

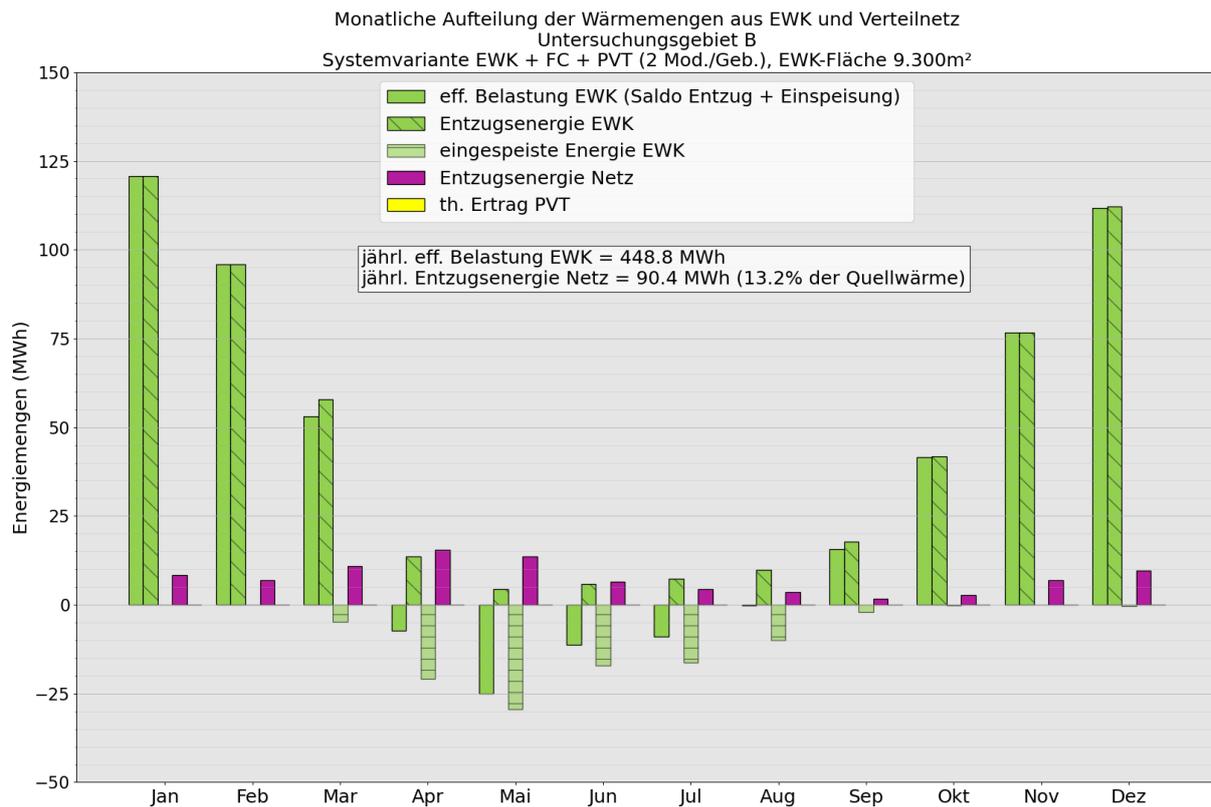


Abbildung 5.33: Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet B; Systemvariante *EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)* bei minimaler EWK-Fläche ( $E > 0$ : Wärmeinspeisung in KNW-Netz;  $E < 0$ : Wärmeabgabe an Umgebung oder Regeneration der Wärmequelle)

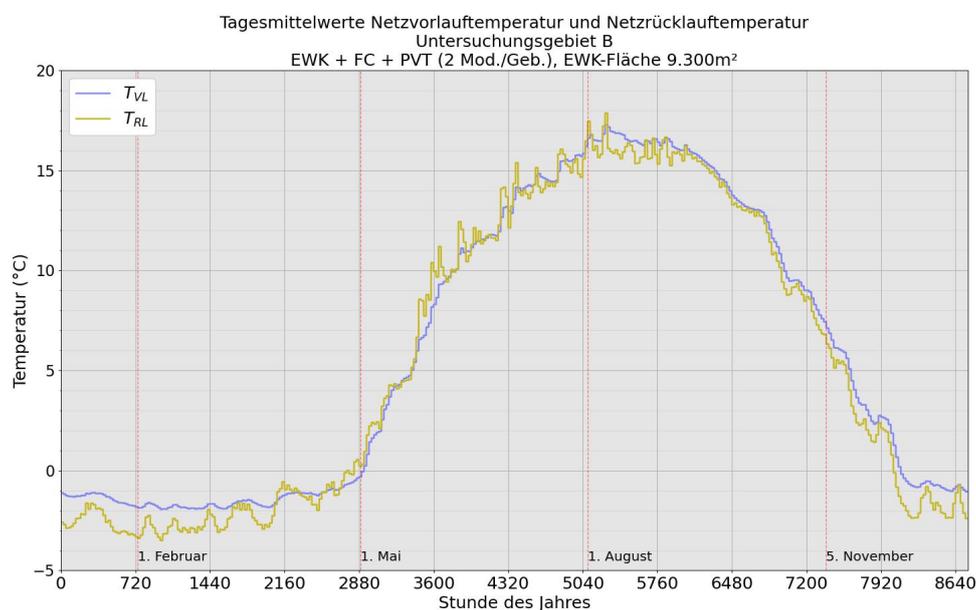


Abbildung 5.34: Tagesmittelwerte der Netztemperaturen für die Systemvariante *EWK + FC + PVT (2 Module/Gebäude)*; EWK-Fläche 9.300 m<sup>2</sup>; Untersuchungsgebiet B

Entsprechend den Ausführungen zu den Ergebnissen in Untersuchungsgebiet A kann auch für die Variante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* mit durchschnittlich 4 PVT-Modulen je EFH sowie 7 Modulen je MFH und 16 Modulen auf der Kindertagesstätte konstatiert werden, dass die Systemeffizienz durch die höhere Anzahl an PVT-Modulen zunehmend positiv beeinflusst wird. Die JAZ des WP-Betriebs liegt mit 4,11 auf

gleichem Niveau wie in der Variante *EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)*, die JAZ des Gesamtsystems steigt jedoch auf 4,45, was unter anderem durch die erhöhten elektrischen Erträge der PVT-Module und den damit verringerten Strombezug aus dem externen Netz begründet werden kann. Aus Abbildung 5.35 geht hervor, dass der Anteil thermischer Erträge der PVT-Anlagen an der Quellwärme erwartungsgemäß steigt (30,1 %), während der Anteil der Erträge aus dem Verteilnetz sinkt (11,5 %).

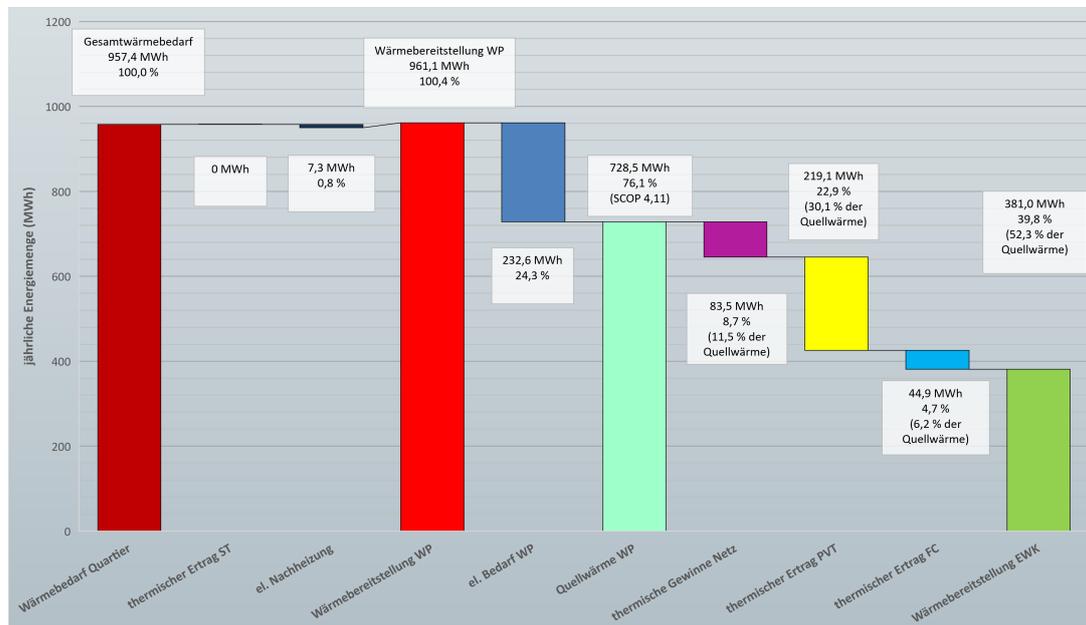


Abbildung 5.35: Ergebnisse der Simulation für die Systemvariante *EWK + FC + PVT* mit durchschn. 4 Modulen PVT je Gebäude; Bilanzielle Aufteilung des Gesamtwärmebedarfs und der Quellwärme der Wärmepumpen im Netzverbund bei minimaler EWK-Fläche  $8.650 \text{ m}^2$

In Abbildung 5.36 ist erkennbar, dass die thermischen Erträge der PVT-Anlagen sich wiederum in den Frühjahrsmonaten häufen, wenn die Außenlufttemperaturen gegenüber der Netz- und Erdreichtemperatur deutlich erhöht sind und die zunehmende solare Einstrahlung den Betrieb der PVT-Anlagen weiter begünstigt.

### Diskussion der Ergebnisse

In Abbildung 5.37 sind monatliche AZ für die beschriebenen Systemvarianten in Untersuchungsgebiet B bei einer EWK-Fläche in Auslegungsgröße dargestellt. Die Wärmebedarfe für Raumheizung und TWW-Bereitung sowie die Kühlbedarfe sind ebenfalls im Diagramm hinterlegt (vgl. auch Abbildung 2.11). Während die Systemvariante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* in allen Monaten die höchsten AZ des Gesamtsystems aufweist, liegt die Effizienz der Variante mit Aufdach-ST-Anlagen in den Sommermonaten oberhalb der verbleibenden Varianten. Das kann durch den erhöhten Anteil der solarthermischen Erträge am Gesamtwärmebedarf erklärt werden, der in Abbildung 5.38 dargestellt ist. Quartiersweit liegt der Deckungsanteil des Gesamtwärmebedarfs durch die Aufdach-ST-Anlagen zwischen Juni und August bei 45 % bis 55 %.

Wie auch in Abschnitt 5.1 bereits erläutert, können die Aufdach-ST-Anlagen zu Beginn der Heizperiode bewirken, dass der WP-Betrieb effizienter als in den anderen untersuchten Systemvarianten abläuft. Mit der in diesen Monaten noch vorhandenen solaren Einstrahlung können die WP durch den Deckungsanteil der ST-Anlagen an der TWW-Bereitung in den EFH-Modellen und an der TWW-Vorheizung in den anderen Verbrauchermodellen entlastet werden und weisen einen geringeren Strombedarf auf.

In Abbildung 5.38 sind zusätzlich der quartiersweite elektrische Autarkiegrad des Wärmeversorgungssystems sowie der Eigenverbrauchsanteil am erzeugten Strom für die Systemvariante *EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)* aufgetragen. Der im Vergleich zu den Ergebnissen aus Untersuchungsgebiet A erhöhte Eigenverbrauchsanteil in den Sommermonaten lässt sich durch den insgesamt weniger effizienten Betrieb der Wärmepumpen erklären, der zu einem höheren spezifischen Strombedarf bezogen auf den Wärmebedarf führt. Grundsätzlich kann auch für diese Untersuchung konstatiert werden, dass eine Implementierung von Regelstrategien des WP-Betriebs zur Optimierung des Eigenverbrauchs sowie von Batteriespeichern in die Teilmodelle der Simulation für zukünftige Untersuchungen sinnvoll ist.

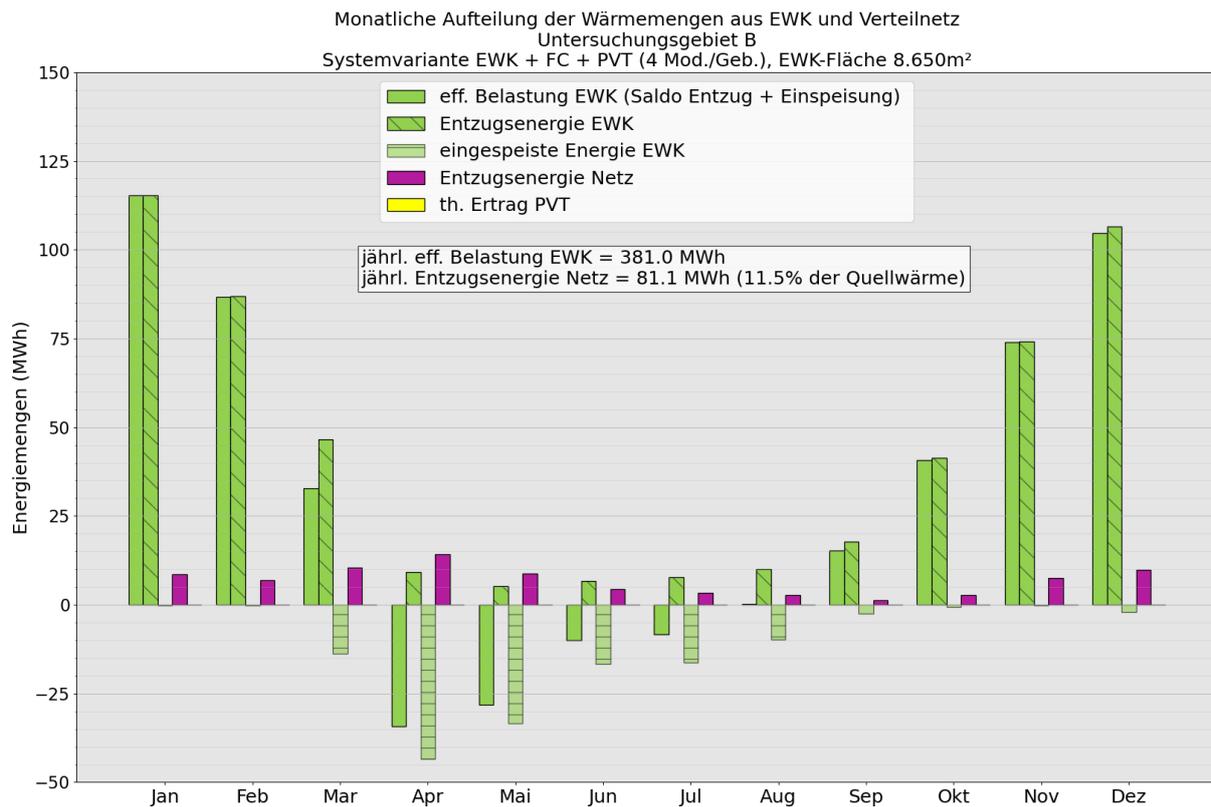


Abbildung 5.36: Monatliche Aufteilung der Wärmemengen aus EWK und Verteilnetz im Untersuchungsgebiet B; Systemvariante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* bei minimaler EWK-Fläche ( $E > 0$ : Wärmeinspeisung in KNW-Netz;  $E < 0$ : Wärmeabgabe an Umgebung oder Regeneration der Wärmequelle)

Tabelle 5.2 gibt einen Überblick über die Simulationsergebnisse für alle untersuchten Systemvarianten bei Auslegungsgröße des EWK. Als Vorzugsvariante ist im Untersuchungsgebiet B *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* herauszustellen. Diese Systemvariante weist die höchsten Effizienzen des Gesamtsystems und des WP-Betriebs auf. Dies führt parallel zum geringsten Bedarf elektrischer Energie aus einem vorgelagerten Netz unter den untersuchten Varianten.

Es bleibt jedoch festzuhalten, dass die Speichervolumina in den Modellen der MFH und der Kita nicht optimal gewählt sind, um den höchstmöglichen thermischen Ertrag der solarthermischen Anlagen für die Heizungsunterstützung und die Vorwärmung des TWW zu erreichen. Mit einer veränderten Modellierung der technischen Gebäudeausstattung und Ersatz einer direktelektrischen Nachheizung des TWW sind vor allem für die Kindertagesstätte mit dem vergleichsweise hohen Wärmebedarf im Quartier einerseits generell höhere Effizienzen des WP-Betriebs und andererseits speziell für die solarthermischen Anlagen höhere Erträge zu erwarten. Bezugnehmend auf die Ausführungen am Ende des Abschnitts 5.1 wird auch für das Untersuchungsgebiet B ein Einsatz von Luftwärmetauschern im Vergleich zu kostenintensiven PVT-Aufdachanlagen als eine Alternative gesehen, deren Untersuchung zusätzlich zu den betrachteten Varianten aus energetischer und ökonomischer Sicht lohnenswert erscheint.

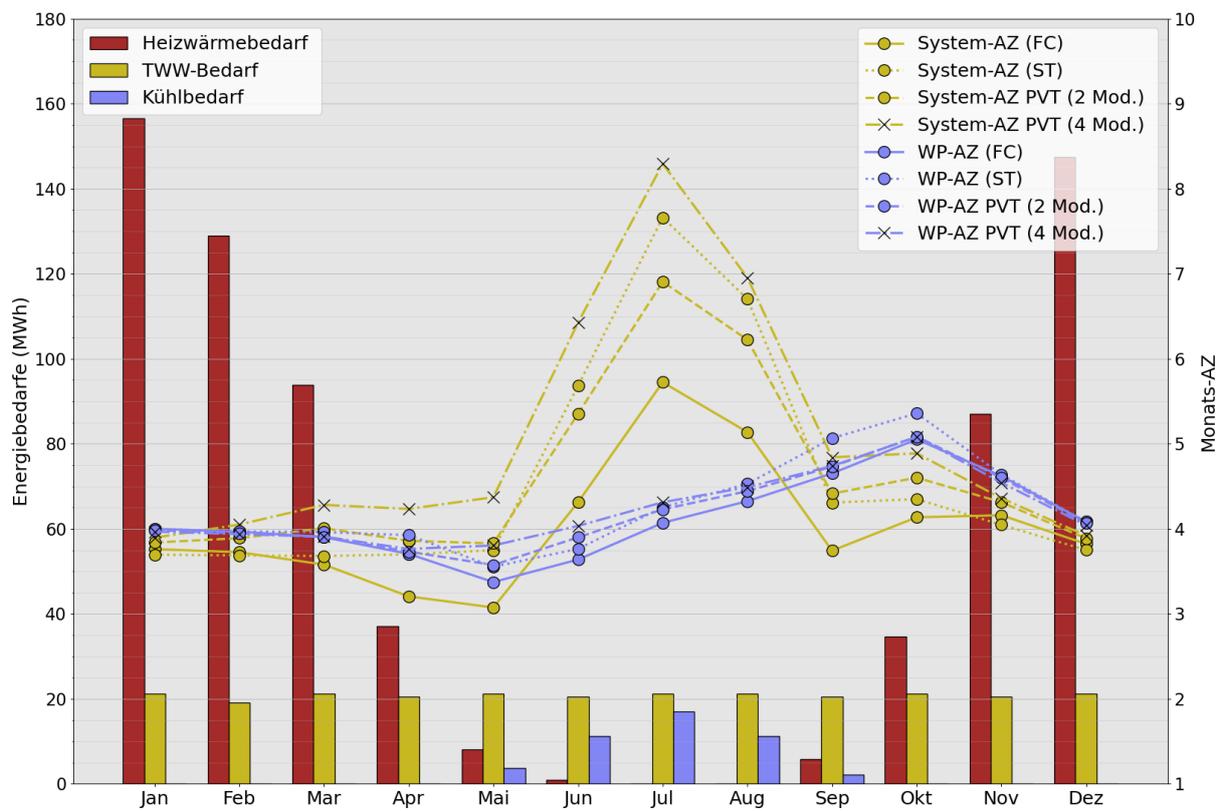


Abbildung 5.37: Monatliche Aufteilung der quartiersweiten WP- und Systemarbeitszahlen im Untersuchungsgebiet B in allen Systemvarianten bei jeweils minimaler EWK-Fläche

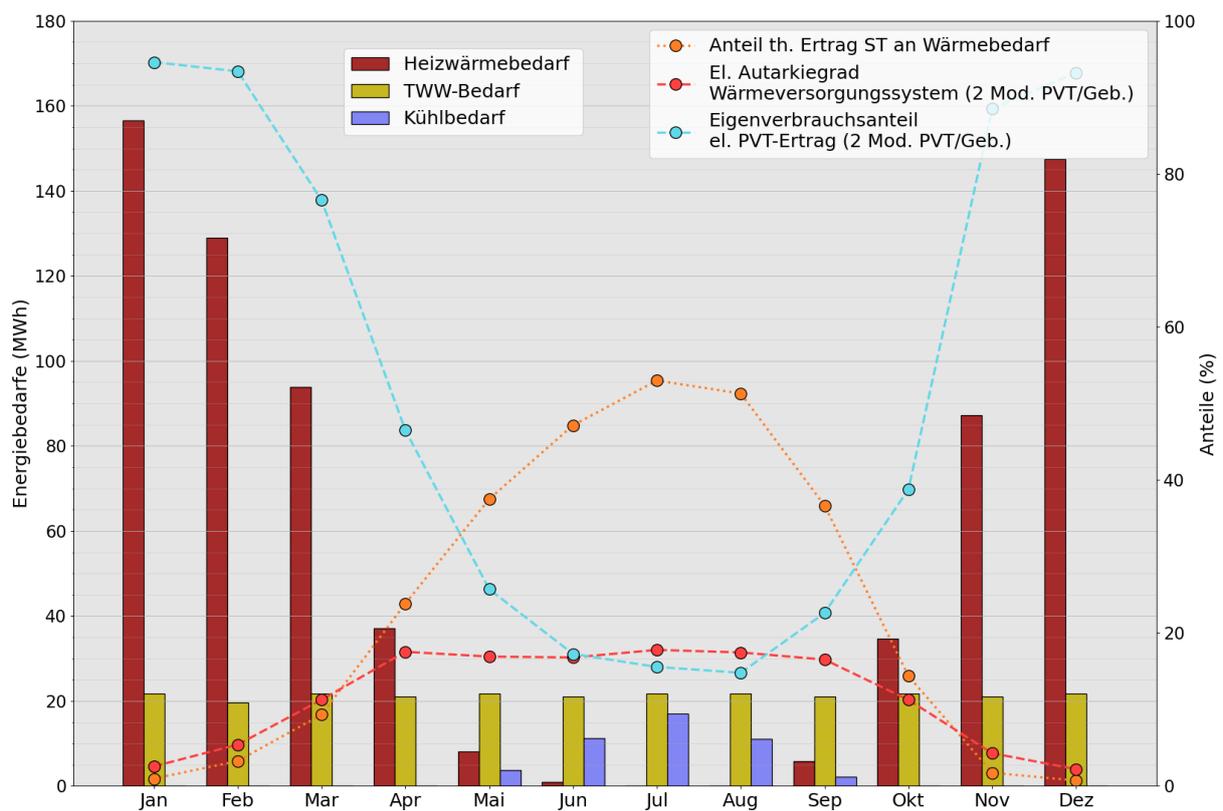


Abbildung 5.38: Monatliche quartiersweise Aufteilung des Anteils thermischer Erträge der ST-Anlage am Gesamtwärmebedarf, des elektrischen Autarkiegrads des Wärmeversorgungssystems sowie des elektrischen Eigenverbrauchsanteils im Untersuchungsgebiet B in den Systemvarianten *EWK + FC + ST*, *EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)* bei jeweils minimaler EWK-Fläche

Tabelle 5.2: Untersuchungsgebiet B: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse bei minimaler EWK-Fläche

Systemvariante		EWK + FC	EWK + FC + ST	EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)	EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)
<b>Wärmebedarf</b>					
Heizwärmebedarf	(MWh)	701,339	701,340	701,353	701,352
TWW-Bedarf	(MWh)	256,045	256,135	256,008	256,014
<b>Wärmequelle</b>					
min. Fläche EWK	(m <sup>2</sup> )	10.500	9.000	9.300	8.650
spez. Entzugsenergie EWK	(kWh/m <sup>2</sup> )	59,1	60,8	59,9	60,6
eff. spez. Belastung EWK	(kWh/m <sup>2</sup> )	54,1	53,9	48,3	44,1
min. Netzvorlauftemperatur	(°C)	-2,2	-3,9	-2,4	-2,6
<b>Netz</b>					
th. Ertrag Verteilungen	(MWh)	114,136	118,868	96,257	83,452
el. Pumparbeit Solepumpen	(MWh)	13,334	15,982	14,055	14,596
Anteil an Wärmebedarf	(%)	1,4%	1,7%	1,5%	1,5%
<b>Prosumer / Wärmepumpen</b>					
Nutzwärme WP	(MWh)	961,189	858,045	961,101	961,105
Strombedarf WP	(MWh)	234,038	208,733	233,482	232,637
JAZ WP	(-)	4,11	4,11	4,12	4,13
JAZ System (inkl. FC)	(-)	3,94	4,13	4,26	4,45
th. Ertrag PVT	(MWh)	0,000	0,000	137,256	219,115
el. Ertrag PVT (netto)	(MWh)	0,000	0,000	52,651	101,826
ges. Netto-Absorberfläche PVT	(m <sup>2</sup> )	256,3	0,0	251,6	489,3
Gesamtzahl Module PVT	(-)	110	0	108	210
th. Ertrag ST	(MWh)	0,000	96,457	0,000	0,000
ges. Netto-Absorberfläche ST	(m <sup>2</sup> )	0,0	357,5	0,0	0,0
Gesamtzahl Module ST	(-)	0	164	0	0
th. Ertrag FC	(MWh)	45,431	45,247	45,304	44,869
Strombezug aus Stromnetz	(MWh)	254,821	242,582	235,437	225,026
Einspeisung ins Stromnetz	(MWh)	0,000	0,000	33,106	72,170
Eigenverbrauchsanteil Stromerzeugung	(%)	0	0	37,1	29,1
Autarkiegrad (nur Wärmeversorgungssystem)	(%)	0	0	7,7	11,7

## 6 AP 3: Ökonomischer Vergleich der untersuchten Systemvarianten

Die untersuchten Systemvarianten werden in den folgenden Abschnitten einem ökonomischen Vergleich unterzogen. Zu diesem Zweck wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse basierend auf der Annuitätenmethode nach VDI 2067 durchgeführt [74]. Diese Methode erlaubt durch die Abzinsung der Kosten und Erträge über einen Betrachtungszeitraum einen wirtschaftlichen Vergleich zwischen Investitionsentscheidungen unterschiedlicher Ausprägung von kapitalintensiven Kostenpunkten und hohen variablen Kosten.

Grundlegend wird in der Methodik in die Kategorien kapital-, bedarfs-, betriebs- und sonstige Kosten sowie Erlöse unterschieden. Für alle Kategorien können Annuitäten, sprich jährlich wiederkehrende und auf den Anfangszeitpunkt des Betrachtungszeitraums abgezinste Zahlungsströme berechnet werden. Unter Hinzunahme von Investitionsförderungen oder Einspeisevergütungen können die annuitätisch notwendigen Erlöse aus dem Verkauf der Wärme berechnet werden, die zur Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke gebraucht werden. Bezogen auf die gesamte bereitgestellte Wärmemenge sind diese als Wärmegestehungskosten definiert. Gleichung 6.1 beschreibt den mathematischen Zusammenhang.

$$c_{spec} = \frac{A_{cap} + A_{dem} + A_{op} + A_{misc} - A_{ret}}{Q_{Nutz, System}} \quad (6.1)$$

Darin sind

$c_{spec}$	Wärmegestehungskosten
$A_{cap}$	Annuität der kapitalgebundenen Kosten
$A_{dem}$	Annuität der bedarfsgebundenen Kosten
$A_{op}$	Annuität der betriebsgebundenen Kosten
$A_{misc}$	Annuität der sonstigen Kosten
$A_{ret}$	Annuität der Erlöse
$Q_{Nutz, System}$	jährlicher Gesamtwärmebedarf

Als Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsanalysen werden die Werte aus Tabelle 6.1 verwendet. Preisannahmen sind als Netto-Preise ohne Umsatzsteuer zu verstehen, sofern nicht anders ausgewiesen. Zusätzlich zur Investitionskostenförderung von 40 % nach der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) wird auch eine Betriebskostenförderung für solarthermische Anlagen und PVT-Hybrdridkollektoren nach dem Förderprogramm in Höhe von  $1 \frac{ct}{kWh}$  einberechnet [75].

Tabelle 6.1: Parameter für die Wirtschaftlichkeitsanalysen

Betrachtungszeitraum	25 a	Preisänderungsfaktor kapitalgebundene Kosten	1,02
Kapitalzins	4 %	Preisänderungsfaktor bedarfsgebundene Kosten	1,02
Annuitätsfaktor	0,064012	Preisänderungsfaktor betriebsgebundene Kosten	1,02
Förderquote Investitionskosten	40 %	Preisänderungsfaktor sonstige Kosten	1,01
Strompreis	$17,5 \frac{ct}{kWh}$	Preisänderungsfaktor Erlöse	1,01
Einspeisevergütung Strom (Teileinspeisung)	$6 \frac{ct}{kWh}$		

Die Kosten für das Verteilnetz und die Hausanschlussleitungen werden ohne nachträgliche Wiederherstellung der Oberfläche und Straßendecke eingepreist. Insbesondere in Neubaugebieten mit gleichzeitiger Erschließung durch z. B. Wasser- und Strominfrastruktur verzerrt eine alleinige Aufteilung der Kosten für diese Arbeiten auf

das Wärmenetz die Verhältnisse der Gesamtkosten für die Erschließung, was die getroffene Annahme rechtfertigt. Da zur Erlangung der Förderung für Investitionskosten nach der BEW beim Neubau von Wärmenetzen der Versorger auch Eigentümer aller Wärme erzeugenden Anlagen sein muss, werden die Kosten für dezentrale WP, Aufdach-ST- und Aufdach-PVT-Anlagen und für die Warmwasserspeicher in den Gebäuden der Seite des Versorgers zugeordnet. Gleiches gilt entsprechend für die Zuordnung der Betriebskosten dieser Komponenten. Die Investitionskosten für dezentrale WP und dezentrale Warmwasserspeicher werden mit einem Mengenrabatt von 8% aufgrund der Beschaffung in einer größeren Anzahl reduziert. Als Wärmegegostungskosten sind im Folgenden die spezifischen Kosten für die bei den ans Netz angeschlossenen Verbrauchern abgesetzte Wärmemenge (Raumheizung und Trinkwarmwasser) zu verstehen. Es werden zudem keine verbrauchsunabhängigen und regelmäßigen Vergütungen durch Leistungspreise für die installierte Anlagentechnik in den Gebäuden berücksichtigt. Die mittels passiver Kühlung abgeführte Kühlenergie wird als kostenfrei betrachtet.

Es werden zudem zwei Fälle der Einpreisung von Baukostenzuschuss/-zuschüsse (BKZ) unterschieden, die als pauschale Beträge beim Anschluss für den Bau der Wärmenetzinfrastruktur von den Verbrauchern an den Versorger gezahlt werden und so die initialen Investitionskosten verringern.<sup>1</sup> Im ersten Fall betragen die BKZ durchschnittlich 12.500€ je angeschlossenes Gebäude.<sup>2</sup> Im zweiten Fall wird kein BKZ von den Verbrauchern an den Versorger gezahlt, was sich in erhöhten Investitionskosten aus Sicht des Versorgers niederschlägt.

## 6.1 Wirtschaftlichkeitsberechnungen und ökonomischer Vergleich in Untersuchungsgebiet A

### Systemvariante *EWK + FC*

In Systemvariante *EWK + FC* liegen die Investitionskosten mit 483.740€ abzgl. Förderung und BKZ am niedrigsten unter den untersuchten Varianten, wie in Abbildung 6.1 dargestellt ist. Der größte Anteil der Investitionskosten entfällt auf den EWK mit 34%, etwa gleichauf mit 30% bzw. 28% folgen das Verteilnetz inkl. Hausanschlussleitungen und die dezentralen SWWP. Der Anteil der Energiezentrale samt Ausstattung mit Druckausgleichsbehälter beläuft sich auf 6%. Kosten für dezentrale TWW-Speicher summieren sich nach Abzug des BKZ und der Förderung zu 8.044€.

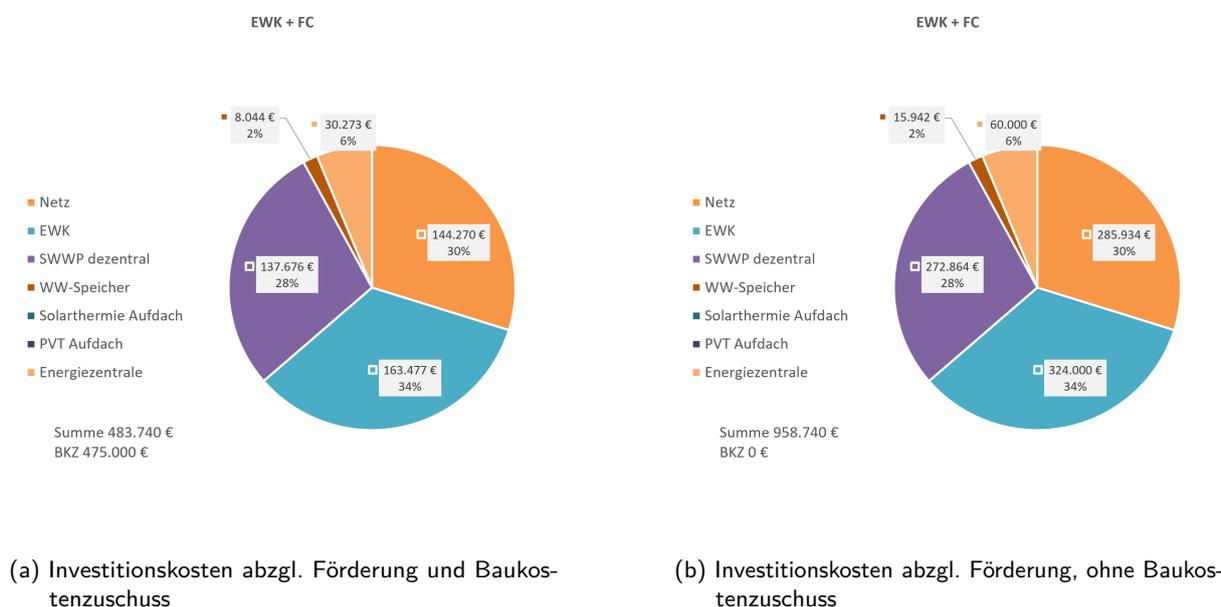


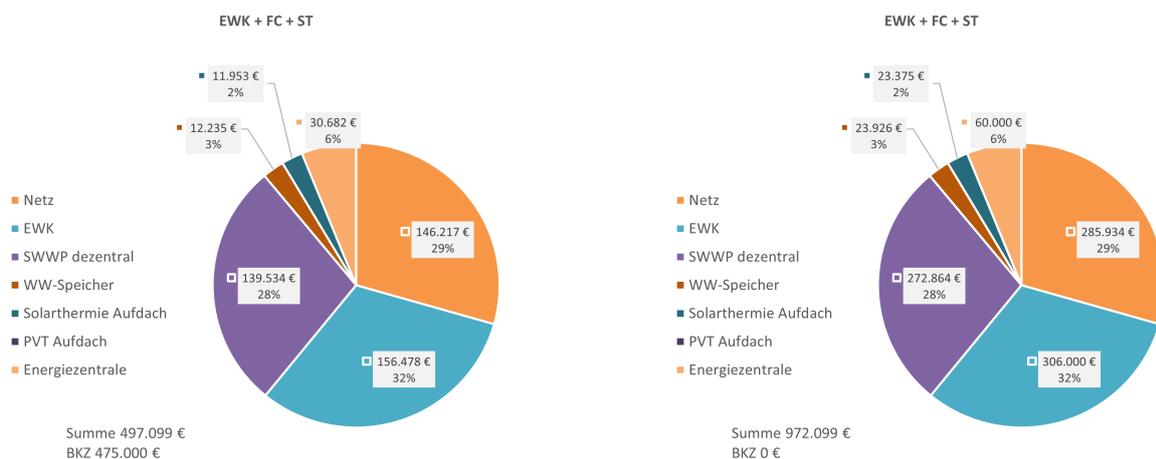
Abbildung 6.1: Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante *EWK + FC* mit 4.500 m<sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet A

Tabelle 6.2 fasst die Verteilung der annuitätischen Kosten auf die unterschiedlichen Kostenkategorien

<sup>1</sup>Der BKZ wird für die Wirtschaftlichkeitsberechnung nach der Annuitätenmethode als Reduktion auf die Investitionen nach deren Anteil an den Gesamtinvestitionskosten aufgeteilt.

<sup>2</sup>Im Untersuchungsgebiet B wird von einem verringerten Betrag von 6.000€ für jede Wohneinheit in den MFH ausgegangen. Für die Kindertagesstätte wird ein Betrag von 15.000€ einkalkuliert.





(a) Investitionskosten abzgl. Förderung und Baukostenzuschuss

(b) Investitionskosten abzgl. Förderung, ohne Baukostenzuschuss

Abbildung 6.2: Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante *EWK + FC + ST* mit 4.250 m<sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet ATabelle 6.3: Annuitäten und Wärmegestehungskosten in der Systemvariante *EWK + FC + ST* in Untersuchungsgebiet A

Annuitäten	Förderung und BKZ		Wärmebedarf	
	Förderung und BKZ	nur Förderung		
kapitalgebunden	30.634€	59.906€	Gesamtwärmebedarf	456,200 MWh
betriebsgebunden	26.797€	26.797€		
bedarfsgebunden	20.598€	20.598€		
sonstige	0€	0€		
Erlöse	692€	692€	<b>Kosten der Wärmeerzeugung</b>	
Summe	77.337€	106.609€	Netto-Wärmegestehungskosten	16,95 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ 23,37 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
			Brutto-Wärmegestehungskosten	20,17 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ 27,81 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
			(inkl. 19% UmSt.)	

**Systemvariante *EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)***

Abbildung 6.3 zeigt die Investitionskosten in der Systemvariante *EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)* bei minimaler Auslegungsgröße des EWK mit 4.250 m<sup>2</sup>. Die Investitionskosten liegen in Summe bei 504.010€ abzgl. Förderung und BKZ und bei 979.010€ einzig bei Reduktion durch die Förderung. Der größte Anteil der Investitionskosten entfällt auch in dieser Variante auf den EWK mit 31%. Die Kosten für die dezentralen WP belaufen sich auf 28% der gesamten Investitionskosten, die des Verteilnetzes stellen 29% der Gesamtinvestitionen dar. Der Anteil der Energiezentrale liegt bei 6%. Kosten für dezentrale TWW-Speicher summieren sich nach Abzug des BKZ und der Förderung zu 8.206€ und die Kosten für PVT-Aufdächanlagen mit einer Gesamtfläche von ca. 177 m<sup>2</sup> betragen 19.703€ - jeweils inkl. Installation. Diese Beträge entsprechen 2% bzw. 4% der Gesamtinvestitionskosten.

Tabelle 6.4 gibt die Verteilung der annuitätischen Kosten auf die unterschiedlichen Kostenkategorien an. Bei Reduktion der Investitionskosten durch einen BKZ in Höhe von 475.000€ liegt der Anteil der Annuitäten kapitalgebundener Kosten bei ca. 39%, im Fall ohne BKZ liegt ihr Anteil bei etwa 56%. Erlöse werden in der Systemvariante *EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)* ebenfalls in Form einer Betriebskostenförderung der PVT-Aufdächanlagen nach der BEW in Höhe von 1  $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  eingespeister thermischer Energie erzielt. Hinzu kommen Erlöse aus dem Verkauf von Überschussstrom, der nicht im Quartiersnetz verbraucht wird. Diese Posten betragen in Summe 2.946€ jährlich.

Die annuitätischen Gesamtkosten belaufen sich - abzüglich der erzielten Erlöse - auf 76.722€ mit BKZ und Förderungen und auf 106.112€ ohne BKZ und nur mit Förderungen. Die Netto-Wärmegestehungskosten

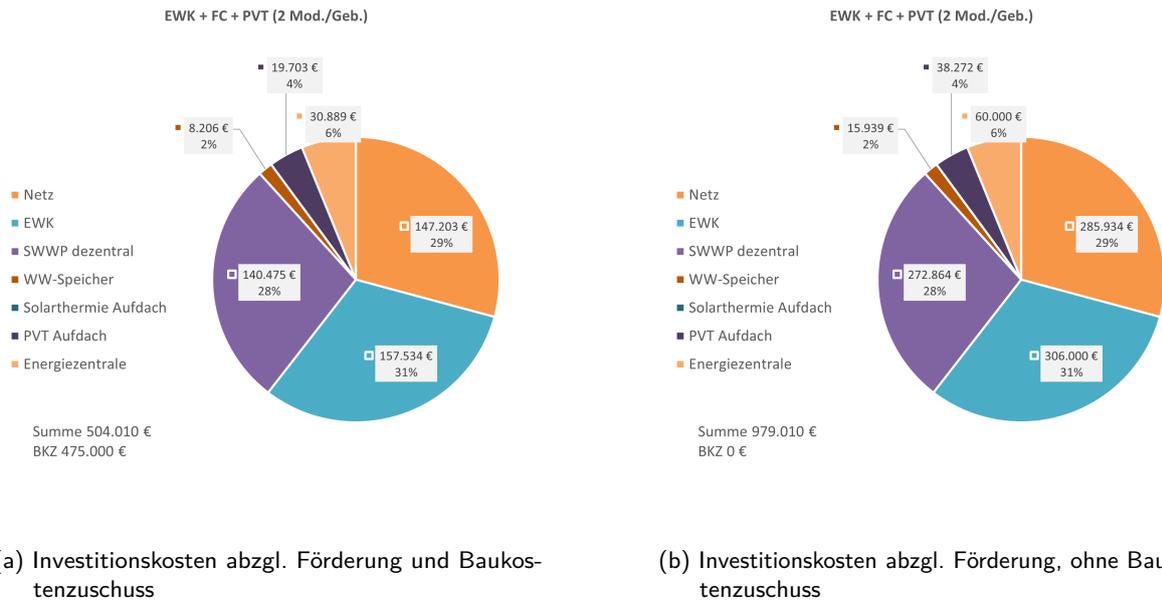


Abbildung 6.3: Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante *EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)* mit 4.250 m<sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet A

betragen für den Fall mit BKZ auf  $16,82 \frac{ct}{kWh}$  und für den Fall ohne BKZ und nur mit Investitionsförderung auf  $23,26 \frac{ct}{kWh}$ . Diese liegen damit etwa 0,8% über denen der Referenzvariante *EWK + FC* und auch unterhalb der für die Systemvariante *EWK + FC + ST* ausgewiesenen Kosten.

Tabelle 6.4: Annuitäten und Wärmegestehungskosten in der Systemvariante *EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)* in Untersuchungsgebiet A

Annuitäten	Förderung und BKZ		Wärmebedarf	
	Förderung und BKZ	nur Förderung		
kapitalgebunden	31.185€	60.575€	Gesamtwärmebedarf	456,111 MWh
betriebsgebunden	26.927€	26.927€		
bedarfsgebunden	21.556€	21.556€		
sonstige	0€	0€	<b>Kosten der Wärmeerzeugung</b>	
Erlöse	2.946€	2.946€		
Summe	76.722€	106.112€	Netto-Wärmegestehungskosten	$16,82 \frac{ct}{kWh}$ $23,26 \frac{ct}{kWh}$
			Brutto-Wärmegestehungskosten	$20,02 \frac{ct}{kWh}$ $27,68 \frac{ct}{kWh}$
			(inkl. 19% UmSt.)	

**Systemvariante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)***

Abbildung 6.4 zeigt die Investitionskosten in der Systemvariante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* bei minimaler Auslegungsgröße des EWK mit 3.750 m<sup>2</sup>. Die Investitionskosten summieren sich zu 506.283€ abzgl. Förderung und BKZ und bei 981.283 einzig bei Reduktion durch die Förderung und liegen damit am höchsten unter den vier untersuchten Varianten. Der Anteil der Kosten für den EWK beläuft sich auf 27%. Die Kosten für die dezentralen WP betragen 28% der gesamten Investitionskosten. Das Verteilnetz und die Hausanschlussleitungen stellen mit 29% den größten Anteil dar. Kosten für dezentrale TWW-Speicher summieren sich nach Abzug des BKZ und der Förderung zu 8.224€. Die Kosten für PVT-Aufdachanlagen mit einer Gesamtfläche von ca. 354 m<sup>2</sup> betragen 39.492€ inkl. Installation, was einem Anteil von 8% an den Gesamtkosten entspricht. Es zeigt sich, dass die Verschiebung der Kosten zu den investitionsintensiven PVT-Aufdachanlagen die Auslegungsgröße des EWK zwar verringern, jedoch im untersuchten Fall zu höheren Investitionskosten führt.

Aus Tabelle 6.5 ist ersichtlich, dass die annuitätischen Gesamtkosten in der Variante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* mit 74.571€ (mit BKZ und Förderung) bzw. 104.620€ (ohne BKZ) dennoch am niedrigsten

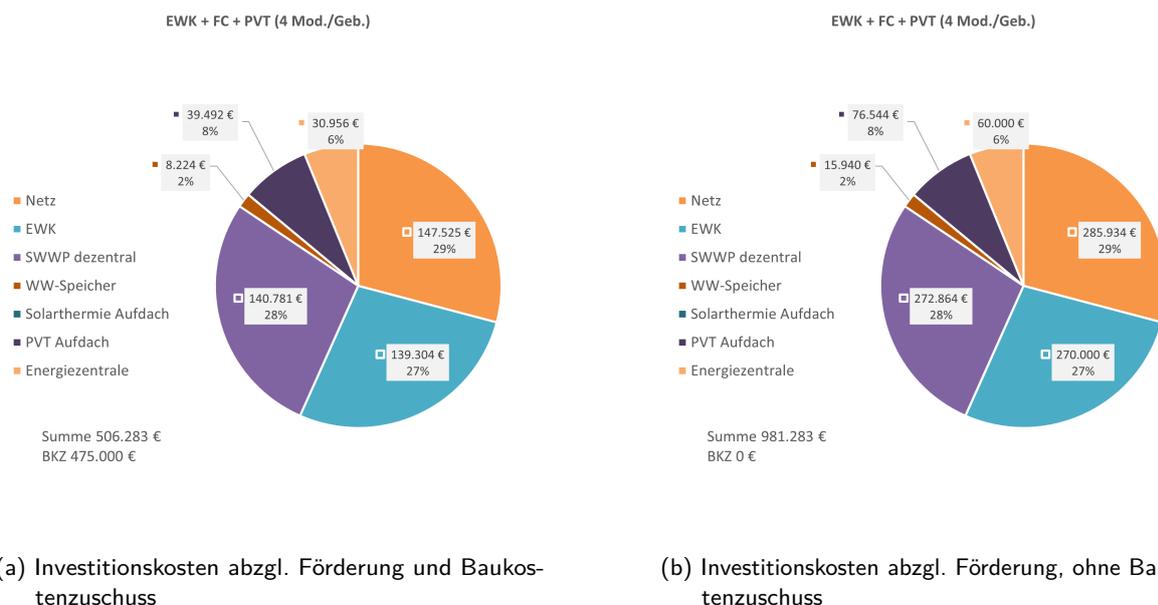


Abbildung 6.4: Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* mit 3.750 m<sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet A

unter den untersuchten Systemvarianten sind. Bei Reduktion der Investitionskosten durch einen BKZ liegt der Anteil der Annuitäten kapitalgebundener Kosten bei ca. 40%, im Fall ohne BKZ liegt ihr Anteil bei etwa 56%. Die erzielten Erlöse aus der Betriebskostenförderung und dem Verkauf überschüssigen Stroms der PVT-Aufdachanlagen belaufen sich auf jährlich 5.715€. Die Netto-Wärmegestehungskosten betragen für den Fall mit BKZ auf  $16,35 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  und für den Fall ohne BKZ und nur mit Investitionsförderung auf  $22,94 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ . Diese liegen damit etwa 2% niedriger als die der Referenzvariante *EWK + FC*.

Tabelle 6.5: Annuitäten und Wärmegestehungskosten in der Systemvariante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* in Untersuchungsgebiet A

Annuitäten	Förderung und BKZ		nur Förderung	
	kapitalgebunden	32.028€	62.078€	
betriebsgebunden	27.883€	27.883€		
bedarfsgebunden	20.374€	20.374€		
sonstige	0€	0€		
Erlöse	5.715€	5.715€		
<b>Summe</b>	<b>74.571€</b>	<b>104.620€</b>		

Wärmebedarf	Förderung und BKZ		nur Förderung	
	Gesamtwärmebedarf	456,117 MWh		
<b>Kosten der Wärmeerzeugung</b>				
Netto-Wärmegestehungskosten	16,35	$\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$	22,94	$\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
Brutto-Wärmegestehungskosten (inkl. 19% UmSt.)	19,46	$\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$	27,30	$\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$

### Diskussion der Ergebnisse

Die Abbildungen 6.5 und 6.6 fassen die zuvor erläuterten Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs der Systemvarianten zusammen. Abbildung 6.5 zeigt die Annuitäten der Kategorien kapitalgebundener, betriebsgebundener und bedarfsgebundener Kosten sowie der Erlöse bei Berücksichtigung eines BKZ. Die Einpreisung eines BKZ, der von den Anschlussnehmern an den Versorger zu leisten ist, reduziert in allen Varianten die kapitalgebundenen Kosten um etwa die Hälfte. Dadurch liegen die Annuitäten kapitalgebundener Kosten statt mehr als 30.000€ nur noch ca. 5.000€ über den betriebsgebundenen Kosten als zweit kostenintensivste Kategorie. Aufgrund des effizienten Betriebs der dezentralen WP im KNW-Netz stellen die bedarfsgebundenen Kosten die Kategorie mit den niedrigsten Annuitäten dar. Höhere Anteile betriebsgebundener Kosten an der Gesamtannuität sind zudem durch deren anteilige Berechnung an den Investitionskosten für die Komponenten zu begründen: Die effizienten EFH mit niedrigen Heizlasten im Untersuchungsgebiet sind mit WP kleiner

Leistungsstufen ausgestattet. Bei geringeren Nennleistungen liegen die spezifischen Investitions- und damit auch die anteiligen Betriebskosten tendenziell höher als bei hohen Nennleistungen der Anlagen. Die Effizienz der Gesamtsysteme spiegelt sich innerhalb der bedarfsgebundenen Kosten auch zwischen den Systemvarianten wider: Die Variante *EWK + FC* weist bei der Auslegungsgröße des EWK die geringste Effizienz des WP-Betriebs und des Gesamtsystems auf (vgl. auch Abschnitt 5.1). Der Strombezug aus dem externen Netz ist in dieser Variante dadurch am höchsten, was sich in den gegenüber den anderen Varianten gesteigerten bedarfsgebundenen Kosten niederschlägt.



Abbildung 6.5: Annuitäten der Kostenkategorien in den untersuchten Systemvarianten (bei jeweils minimaler Auslegungsgröße des EWK) im Untersuchungsgebiet A, Kosten abzgl. Förderung und Baukostenzuschuss

Wegen der generell hohen initialen Investitionskosten bei Errichtung eines KNW-Netzes wirkt sich eine finanzielle Unterstützung durch einen BKZ vorteilhaft auf die Wärmegestehungskosten aus Sicht des Versorgers aus. Dies ist auch beim Wechsel der Perspektive hin zum Anschlussnehmer zu erkennen, wie die Abbildung 6.7 zeigt. Darin sind die Vollkosten (inkl. MwSt.) aus Verbrauchersicht für einen Anschluss an das KNW-Netz der Referenzvariante *EWK + FC* den Kosten für ein dezentrales Wärmeversorgungssystem mit Luft-Wasser-Wärmepumpe bzw. einer erdgebundenen Sole-Wasser-Wärmepumpe (Anlage zur Einzelversorgung eines Gebäudes) gegenübergestellt. Es wird von einem EFH mit 10 kW notwendiger Heizleistung des Wärmeerzeugers und einem jährlichen Gesamtwärmebedarf von ca. 13.000 kWh ausgegangen. Die Brutto-Wärmegestehungskosten des KNW-Netzes, zuzüglich einer Gewinnmarge von 5%, werden als spezifischer Preis für die von den Wärmepumpen gelieferte Wärmemenge angenommen. Der BKZ in Höhe von 14.875 € inkl. MwSt. wird als kapitalgebundener Beitrag aus Sicht der Anschlussnehmer in den Ergebnissen in Abbildung 6.7 verrechnet. Betriebsgebundene Kosten fallen nicht an, da sie im Wärmepreis für das KNW-Netz inkludiert sind. In den Systemen mit dezentraler Versorgung wird eine Investitionskostenförderung nach der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) in Höhe der Grundförderung von 30% für die Luft-Wasser-WP sowie von 35% für die Sole-Wasser-WP ausgegangen [77]. Energie- und anlagenspezifische Preisannahmen entstammen Recherchen für marktübliche Werte von Januar 2024.

Die höheren annuitätischen Gesamtkosten im Fall ohne Zahlung eines BKZ durch die Anschlussnehmer an den Versorger führen folglich zu einer deutlichen Steigerung der spezifischen (Brutto-)Kosten der Nutzwärme von  $25,55 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  auf  $30,18 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ . Gegenüber der dezentralen Wärmeversorgung mit einer Sole-Wasser-WP weist die Variante mit Berücksichtigung eines BKZ lediglich etwa 1,9% höhere spezifische Kosten auf.<sup>4</sup> Grundsätzlich lässt sich die Systemvariante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* aus dem ökonomischen Ver-

<sup>4</sup>Je nach Konstellation des Neueinbaus oder Ersatzes alter Heizungssysteme sind nach dem BEG noch höhere Förderquoten als die hier angenommene Grundförderung von 30% für die dezentralen Wärmeversorgungssysteme möglich [77].

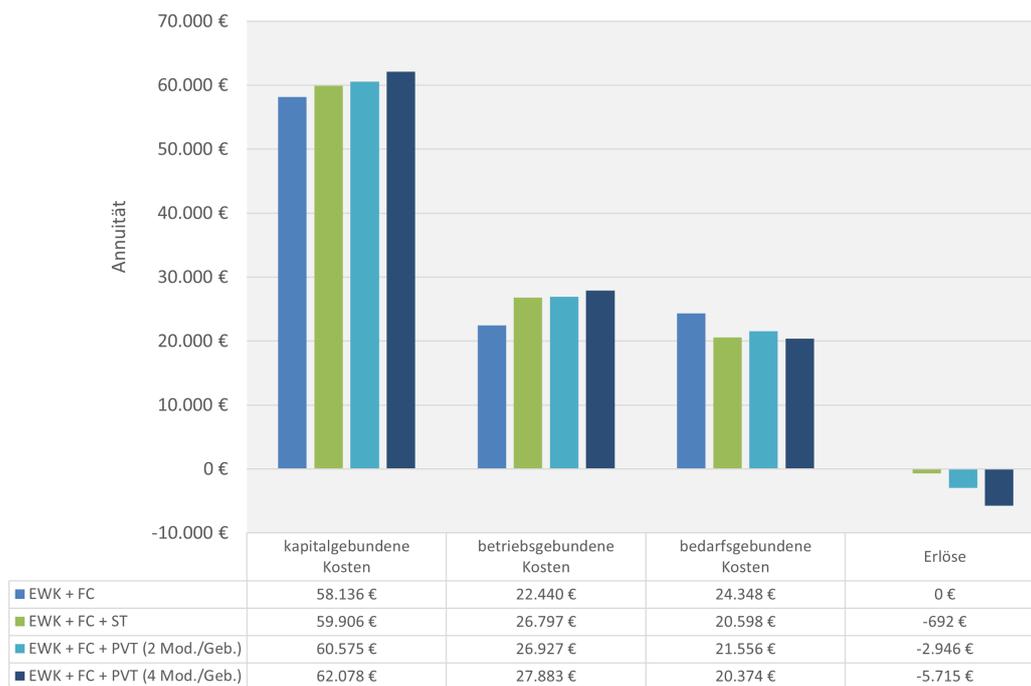


Abbildung 6.6: Annuitäten der Kostenkategorien in den untersuchten Systemvarianten (bei jeweils minimaler Auslegungsgröße des EWK) im Untersuchungsgebiet A, Kosten abzgl. Förderung - ohne Baukostenzuschuss

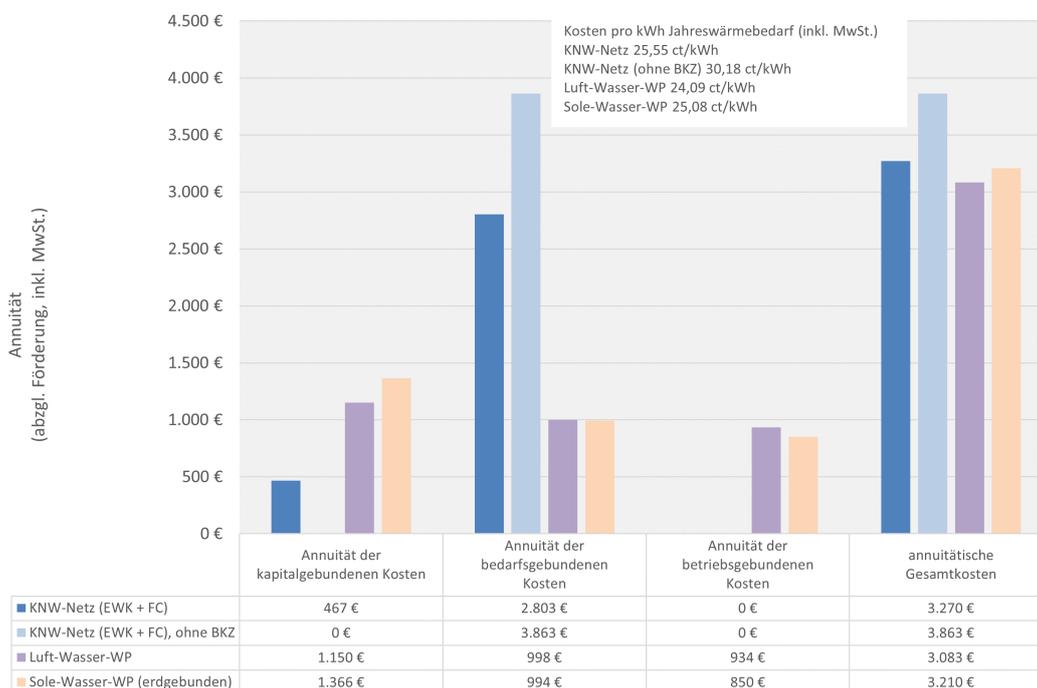


Abbildung 6.7: Gegenüberstellung der Vollkosten von Wärmeversorgungssystemen aus Sicht der Anschlussnehmer; Beispiel für ein EFH in der Systemvariante *EWK + FC*

gleich als die wirtschaftlich vorteilhafteste im Untersuchungsgebiet A bezeichnen. Zukünftig könnten außerdem die spezifischen Kosten für hybride PVT-Module bei einer stärkeren Verbreitung der Technologie weiter sinken, was die Gesamtkosten des Systems zusätzlich verringert. Es bleibt allerdings unter Bezugnahme auf die jahreszeitliche Verteilung der thermischen Erträge der Aufdach-PVT-Anlagen im Netzverbund (vgl. Abschnitt 5.1 und Grafik 5.18) die Frage, ob auch kostengünstigere Luftwärmetauscher, die nicht als Aufdachanlagen

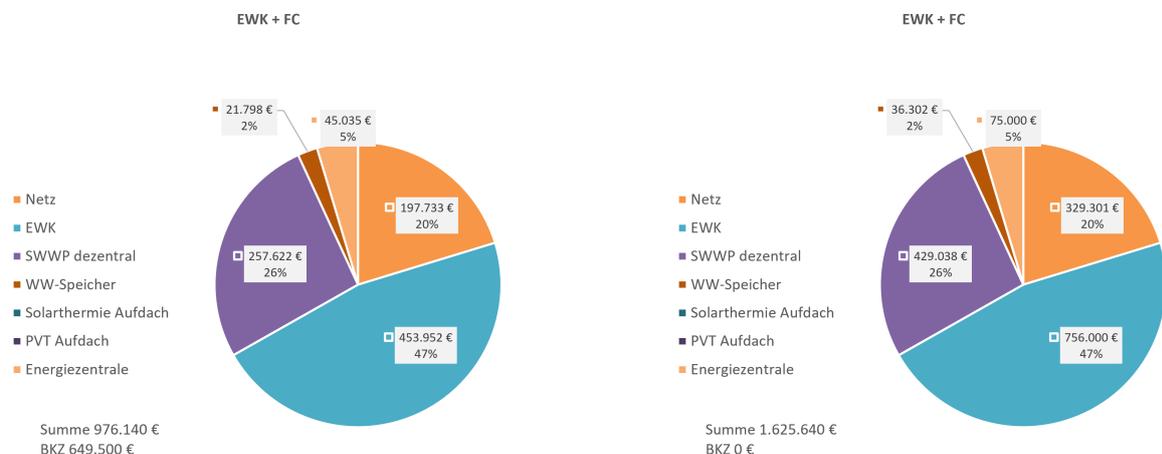
installiert sein müssen, einen ähnlichen Beitrag zur Regeneration des EWK und damit zur Verringerung seiner notwendigen Auslegungsgröße leisten können. Zudem sind Erlöse aus überschüssigem Strom auch von kostengünstigeren dezentralen PV-Anlagen im gleichen Umfang zu erwarten, die, unter Zugrundelegung eines anderen Geschäftsmodells, auch Haushaltsstrombedarfe decken und so zu allgemein geringerem Strombezug aus einem externen Netz führen können.

Die kostenminimale Konfiguration, die aus allen Simulationsläufen gefunden werden kann, ist in keiner der vorgestellten Systemvarianten deckungsgleich mit der vorgestellten Auslegung des EWK auf die minimal notwendige Größe. Aus ökonomischer Sicht kann ein Optimum für kleinere EWK-Flächen gefunden werden, was jedoch zur Verletzung der zuvor definierten Auslegungskriterien für die geothermische Wärmequelle führt und daher zugunsten des Kompromisses aus energetischer und ökonomischer Betrachtung nicht mehr betrachtet wird. Bei kleineren EWK-Flächen und damit einhergehender Erschöpfung des EWK ist zudem nicht sicher, dass die simulierte Zeit von 3 Jahren als Einschwingphase ausreichend bemessen ist. Möglicherweise würde in diesem Fall bei längerer simulierter Zeit ein weiterer Temperaturdrift und eine langfristige Verschlechterung der Effizienz des WP-Betriebs und des Gesamtsystems auftreten.

## 6.2 Wirtschaftlichkeitsberechnungen und ökonomischer Vergleich in Untersuchungsgebiet B

### Systemvariante *EWK + FC*

In Systemvariante *EWK + FC* liegen die Investitionskosten bei 976.140€ abzgl. Förderung und BKZ, wie in Abbildung 6.8 zu sehen ist. Der größte Anteil der Investitionskosten entfällt auf den EWK mit 47%, darauf folgen die dezentralen WP mit 26% und das Verteilnetz sowie die Hausanschlussleitungen mit 20%. Der gegenüber Untersuchungsgebiet A verringerte Anteil der Kosten des Netzes liegt in der höheren Wärmebedarfsdichte begründet. Der Anteil der Energiezentrale samt Ausstattung mit Druckausgleichsbehälter beläuft sich mit 45.035€ nach Abzug der Förderung und des BKZ auf 5% der gesamten Investitionskosten. Kosten für dezentrale WW- und TWW-Speicher summieren sich nach Abzug der Förderung und des BKZ zu 21.798€.



(a) Investitionskosten abzgl. Förderung und Baukostenzuschuss

(b) Investitionskosten abzgl. Förderung, ohne Baukostenzuschuss

Abbildung 6.8: Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante *EWK + FC* mit 10.500 m<sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet B

Tabelle 6.6 fasst die Verteilung der annuitätischen Kosten auf die unterschiedlichen Kostenkategorien zusammen. Der größte Anteil entfällt in beiden Fällen, mit und ohne Berücksichtigung eines BKZ, auf die kapitalgebundenen Kosten. Im Falle einer Reduktion der Investitionskosten durch einen BKZ in Höhe von 649.500€ liegt der Anteil der Annuitäten kapitalgebundener Kosten bei ca. 40%, im Fall ohne BKZ liegt ihr Anteil bei etwa 53%. Erlöse werden in der Systemvariante *EWK + FC* nicht erzielt, da keine Betriebskostenförderung und kein Verkauf von Überschussstrom aus lokaler Erzeugung vorliegt.

Die annuitätischen Gesamtkosten belaufen sich auf 146.616€ mit BKZ und auf 185.722€ ohne BKZ und nur mit Förderungen. Die Netto-Wärmegestehungskosten belaufen sich für den Fall mit BKZ auf  $15,31 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  und für den Fall ohne BKZ, sondern nur mit Investitionsförderung auf  $19,40 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ . Auch an dieser Stelle sei auf die vergleichbaren recherchierten Werte für Wärmegestehungskosten bestehender KNW-Netze verwiesen, wie sie beispielhaft in [76, S. 122] aufgeführt sind.

Tabelle 6.6: Annuitäten und Wärmegestehungskosten in der Systemvariante *EWK + FC* in Untersuchungsgebiet B

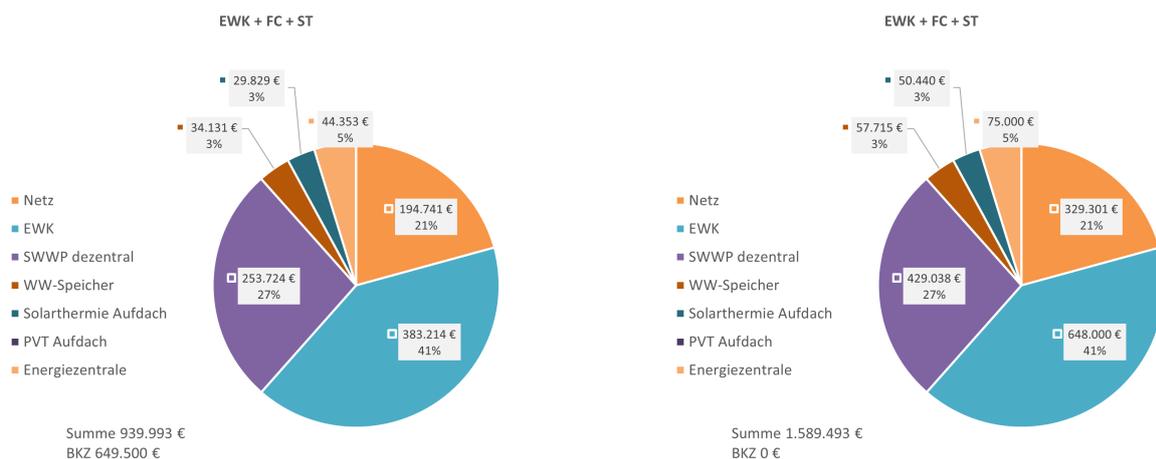
Annuitäten	Förderung und BKZ		nur Förderung		Wärmebedarf		
kapitalgebunden	58.772€		97.878€		Gesamtwärmebedarf	957,385 MWh	
betriebsgebunden	32.954€		32.954€				
bedarfsgebunden	54.890€		54.890€				
sonstige	0€		0€		<b>Kosten der Wärmeerzeugung</b>	Förderung und BKZ	nur Förderung
Erlöse	0€		0€		Netto-Wärmegestehungskosten	$15,31 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$	$19,40 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
Summe	146.616€		185.722€		Brutto-Wärmegestehungskosten (inkl. 19% UmSt.)	$18,22 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$	$23,08 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$

### Systemvariante *EWK + FC + ST*

In Systemvariante *EWK + FC + ST* betragen die Investitionskosten in Summe 939.993€ abzgl. Förderung und BKZ, wie aus Abbildung 6.9 ersichtlich ist. Ohne den BKZ in Höhe von 649.500€, jedoch unter Berücksichtigung der abgezogenen Fördersumme, liegen die Investitionskosten bei 1.589.493€. Der größte Anteil der Investitionskosten entfällt auch in dieser Variante auf den EWK mit 41%. Diese Systemvariante weist damit die geringsten initialen Investitionskosten unter den analysierten Varianten auf. Die Kosten für die dezentralen WP belaufen sich auf 27% der gesamte Investitionskosten, die des Verteilnetzes stellen 21% der Gesamtinvestitionen dar.<sup>5</sup> Der Anteil der Energiezentrale samt Ausstattung beläuft sich in dieser Variante ebenfalls auf 5%. Kosten für dezentrale WW- und TWW-Speicher summieren sich nach Abzug des BKZ und der Förderung zu 34.131€ und die Kosten für Solarthermie-Aufdachanlagen mit einer Gesamtfläche von ca. 358 m<sup>2</sup> betragen 29.829€ - jeweils inkl. Installation. Die Anteile der Komponenten an den Gesamtkosten betragen folglich jeweils 3%. Die gegenüber der Referenzvariante *EWK + FC* höheren Kosten für die dezentralen Speichersysteme sind auf die größeren Speichervolumina aufgrund der solarthermischen Unterstützung der TWW-Bereitung und der Heizungsunterstützung in den MFH-Modellen und der Kita zurückzuführen.

In Tabelle 6.7 ist zu erkennen, dass der größte Anteil in beiden Fällen, mit und ohne Berücksichtigung eines BKZ, auf die kapitalgebundenen Kosten entfällt. Im Falle einer Reduktion der Investitionskosten durch einen BKZ in Höhe von 649.500€ liegt der Anteil der Annuitäten kapitalgebundener Kosten bei ca. 39%, im Fall ohne BKZ liegt ihr Anteil bei etwa 52%. Erlöse werden in der Systemvariante *EWK + FC + ST* in Form einer Betriebskostenförderung der Solarthermieanlagen nach der BEW in Höhe von  $1 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  eingespeister thermischer Energie erzielt. Diese betragen in Summe 1.068€ jährlich. Es verbleiben nach Gutschrift der Erlöse annuitätische Gesamtkosten von 148.439€ mit BKZ und auf 188.663€ ohne BKZ und nur mit Förderungen. Die Netto-Wärmegestehungskosten belaufen sich für den Fall mit BKZ auf  $15,50 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  und für den Fall ohne BKZ und nur mit Investitionsförderung auf  $19,70 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ . Damit liegen die Wärmegestehungskosten etwa 1,2% über denen der Referenzvariante *EWK + FC*. Die Einsparungen in der notwendigen Fläche des EWK und damit verbundene geringere initiale Investitionskosten kompensieren in dieser Variante daher nicht die erhöhten betriebsgebundenen Kosten durch die solarthermischen Aufdachanlagen. Ebenso fallen die Annuitäten der kapitalgebundenen Kosten trotz geringerer Anfangsinvestitionen höher aus als in der Referenzvariante, was auf den großen Anteil der Investitionskosten für den EWK mit einer angenommenen Lebensdauer von 50 Jahren wie das Verteilnetz zurückgeführt wird.

<sup>5</sup>Die Unterschiede in den nominellen Kosten für identische Komponenten wie das Verteilnetz oder die Wärmepumpen zwischen den Systemvarianten sind auf die Verrechnung des BKZ zurückzuführen. Wird eine BKZ mit einberechnet, so wird dieser auf die einzelnen Komponenten entsprechend ihres Anteils an den Gesamtinvestitionskosten aufgeteilt, bevor die Annuitäten nach der vorgestellten Methodik bestimmt werden.



(a) Investitionskosten abzgl. Förderung und Baukostenzuschuss

(b) Investitionskosten abzgl. Förderung, ohne Baukostenzuschuss

Abbildung 6.9: Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante *EWK + FC + ST* mit 9.000 m<sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet BTabelle 6.7: Annuitäten und Wärmegestehungskosten in der Systemvariante *EWK + FC + ST* in Untersuchungsgebiet B

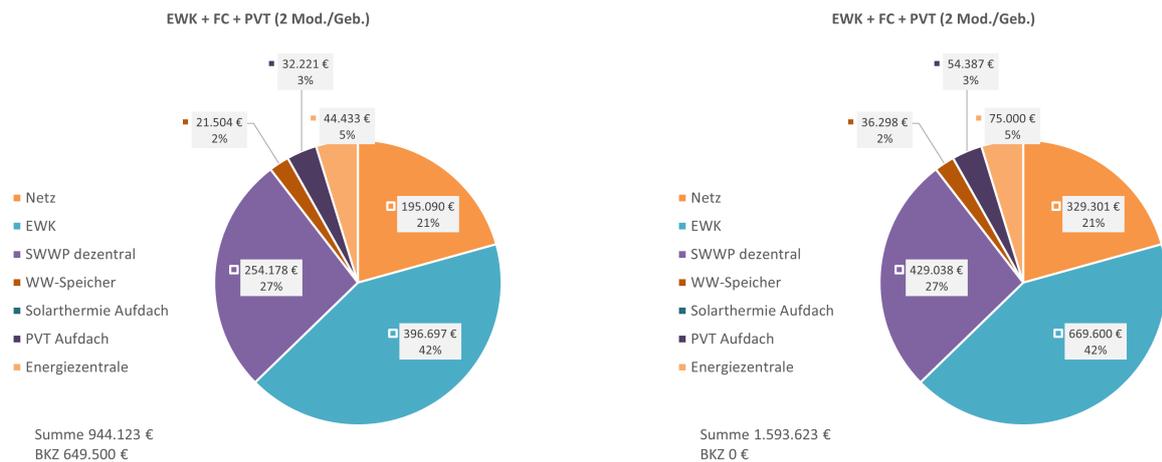
Annuitäten	Förderung und BKZ		Wärmebedarf	
	Förderung und BKZ	nur Förderung		
kapitalgebunden	58.213€	98.437€	Gesamtwärmebedarf	957,475 MWh
betriebsgebunden	39.041€	39.041€		
bedarfsgebunden	52.254€	52.254€		
sonstige	0€	0€		
Erlöse	1.068€	1.068€	<b>Kosten der Wärmeerzeugung</b>	
Summe	148.439€	188.663€		
			Förderung und BKZ	nur Förderung
			15,50 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$	19,70 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
			18,45 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$	23,45 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$

**Systemvariante *EWK + FC + PVT***

Abbildung 6.10 zeigt die Investitionskosten in der Systemvariante *EWK + FC + PVT* (2 Mod./Geb.) bei minimaler Auslegungsgröße des EWK mit 9.300 m<sup>2</sup>. Die Investitionskosten liegen in Summe bei 944.123€ abzgl. Förderung und BKZ und bei 1.593.623€ einzig bei Reduktion durch die Förderung. Der größte Anteil der Investitionskosten entfällt auch in dieser Variante auf den EWK mit 42%. Die Kosten für die dezentralen WP belaufen sich auf 27% der gesamte Investitionskosten, die des Verteilnetzes stellen 21% der Gesamtinvestitionen dar. Kosten für dezentrale TWW-Speicher summieren sich nach Abzug des BKZ und der Förderung zu 21.504€ und die Kosten für PVT-Aufdachanlagen mit einer Gesamtfläche von ca. 252 m<sup>2</sup> betragen 32.221€ - jeweils inkl. Installation. Diese Beträge entsprechen 2% bzw. 3% der Gesamtinvestitionskosten.

Tabelle 6.8 zeigt, dass bei Reduktion der Investitionskosten durch einen BKZ in Höhe von 649.500€ der Anteil der Annuitäten kapitalgebundener Kosten bei ca. 40% liegt. Im Fall ohne BKZ beträgt ihr Anteil bei etwa 52%. Erlöse werden in der Systemvariante *EWK + FC + PVT* (2 Mod./Geb.) ebenfalls in Form einer Betriebskostenförderung der PVT-Aufdachanlagen nach der BEW in Höhe von 1  $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  eingespeister thermischer Energie erzielt. Hinzu kommen Erlöse aus dem Verkauf von Überschussstrom, der nicht im Quartiersnetz verbraucht wird. Diese Posten betragen in Summe 3.719€ jährlich.

Die annuitätischen Gesamtkosten belaufen sich - abzüglich der erzielten Erlöse - auf 143.577€ mit BKZ und auf 183.592€ ohne BKZ und nur mit Förderungen. Die Netto-Wärmegestehungskosten betragen für den Fall mit BKZ auf 15,00  $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  und für den Fall ohne BKZ und nur mit Investitionsförderung auf 19,18  $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ . Diese liegen damit etwa 2% niedriger als in der Referenzvariante *EWK + FC*.



(a) Investitionskosten abzgl. Förderung und Baukostenzuschuss

(b) Investitionskosten abzgl. Förderung, ohne Baukostenzuschuss

Abbildung 6.10: Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante *EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)* mit 9.300 m<sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet B

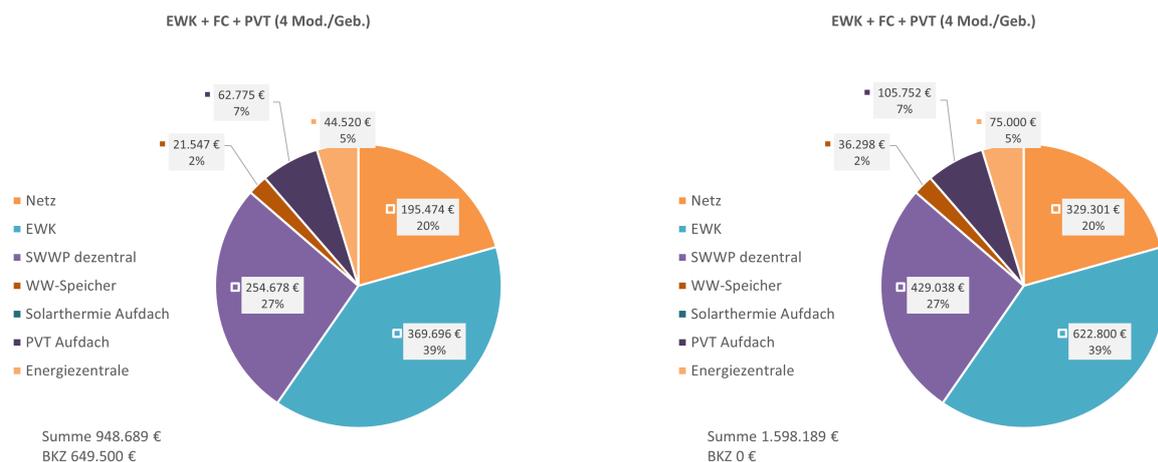
Tabelle 6.8: Annuitäten und Wärmegestehungskosten in der Systemvariante *EWK + FC + PVT (2 Mod./Geb.)* in Untersuchungsgebiet B

Annuitäten	Förderung und BKZ		Wärmebedarf	
	Förderung und BKZ	nur Förderung		
kapitalgebunden	58.166€	98.180€	Gesamtwärmebedarf	957,361 MWh
betriebsgebunden	38.416€	38.416€		
bedarfsgebunden	50.714€	50.714€		
sonstige	0€	0€		
Erlöse	3.719€	3.719€	<b>Kosten der Wärmeerzeugung</b>	
<b>Summe</b>	<b>143.577€</b>	<b>183.592€</b>	Netto-Wärmegestehungskosten	15,00 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ 19,18 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
			Brutto-Wärmegestehungskosten	17,85 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ 22,82 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
			(inkl. 19% UmSt.)	

### Systemvariante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)*

Abbildung 6.11 zeigt die Investitionskosten in der Systemvariante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* bei minimaler Auslegungsgröße des EWK mit 8.650 m<sup>2</sup>. Die Investitionskosten summieren sich zu 948.689€ abzgl. Förderung und BKZ und bei 1.598.189 € einzig bei Reduktion durch die Förderung und liegen damit am höchsten unter den vier untersuchten Varianten. Der Anteil der Kosten für den EWK beläuft sich auf 39%. Die Kosten für die dezentralen WP liegen bei 27%. Das Verteilnetz und die Hausanschlussleitungen stellen 20% der gesamten Investitionskosten dar. Kosten für dezentrale TWW-Speicher summieren sich nach Abzug des BKZ und der Förderung zu 21.547€. Die Kosten für PVT-Aufdächanlagen mit einer Gesamtfläche von ca. 489 m<sup>2</sup> betragen 62.775€ inkl. Installation, was einem Anteil von 7% an den Gesamtkosten entspricht.

Aus Tabelle 6.9 ist ersichtlich, dass die annuitätischen Gesamtkosten in der Variante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* mit 140.484€ (mit BKZ und Förderung) bzw. 181.236€ (ohne BKZ) schließlich am niedrigsten unter den untersuchten Systemvarianten sind. Bei Reduktion der Investitionskosten durch einen BKZ liegt der Anteil der Annuitäten kapitalgebundener Kosten bei ca. 40%, im Fall ohne BKZ liegt ihr Anteil bei etwa 53%. Die erzielten Erlöse aus der Betriebskostenförderung und dem Verkauf überschüssigen Stroms der PVT-Aufdächanlagen belaufen sich auf jährlich 7.221€. Die Netto-Wärmegestehungskosten betragen für den Fall mit BKZ auf 14,67  $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  und für den Fall ohne BKZ und nur mit Investitionsförderung auf 18,93  $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ . Diese liegen unter den untersuchten Systemvarianten am niedrigsten und etwa 4,2% niedriger als die der Referenzvariante *EWK + FC*.



(a) Investitionskosten abzgl. Förderung und Baukostenzuschuss

(b) Investitionskosten abzgl. Förderung, ohne Baukostenzuschuss

Abbildung 6.11: Aufteilung der Investitionskosten in der Systemvariante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* mit 8.650 m<sup>2</sup> EWK-Fläche im Untersuchungsgebiet BTabelle 6.9: Annuitäten und Wärmegestehungskosten in der Systemvariante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* in Untersuchungsgebiet B

Annuitäten	Förderung und BKZ		Wärmebedarf
	Förderung und BKZ	nur Förderung	
kapitalgebunden	59.524€	100.276€	Gesamtwärmebedarf 957,366 MWh
betriebsgebunden	39.709€	39.709€	
bedarfsgebunden	48.472€	48.472€	
sonstige	0€	0€	
Erlöse	7.221€	7.221€	<b>Kosten der Wärmeerzeugung</b> Förderung und BKZ      nur Förderung Netto-Wärmegestehungskosten      14,67 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ 18,93 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ Brutto-Wärmegestehungskosten      17,46 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ 22,53 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ (inkl. 19% UmSt.)
Summe	140.484€	181.236€	

### Zusammenfassung

Die Abbildungen 6.12 und 6.13 fassen die zuvor erläuterten Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs der Systemvarianten zusammen. Abbildung 6.12 zeigt die Annuitäten der Kategorien kapitalgebundener, betriebsgebundener und bedarfsgebundener Kosten sowie der Erlöse bei Berücksichtigung eines BKZ. Die Einpreisung eines BKZ, der von den Anschlussnehmern an den Versorger zu leisten ist, reduziert in allen Varianten die kapitalgebundenen Kosten um gut 40%. Der weniger effiziente Betrieb der dezentralen WP im KNW-Netz und des Gesamtsystems führt dazu, dass die bedarfsgebundenen Kosten die Kategorie mit den zweithöchsten Annuitäten darstellt. Dies wird außerdem durch die Skaleneffekte der Investitions- und anteiligen Betriebskosten für die dezentralen WP verstärkt. Die Verbraucherstruktur im Untersuchungsgebiet B besteht aus weniger effizienten und zudem größeren Gebäuden mit durchschnittlich höheren Wärmebedarfen, Heizlasten und folglich Nennleistungen der WP als Untersuchungsgebiet A, was zu etwas geringeren spezifischen Investitions- und Betriebskosten der Anlagen führt (vgl. Abschnitt 6.1). Die anteiligen Betriebskosten, die auf das Verteilnetz entfallen, liegen aufgrund des höheren Wärmeabsatzes je Trassenmeter ebenfalls niedriger als in Untersuchungsgebiet A. Die Effizienz der Gesamtsysteme spiegelt sich innerhalb der bedarfsgebundenen Kosten auch zwischen den Systemvarianten wider: Die Variante *EKW + FC* weist bei der Auslegungsgröße des EWK die geringste Effizienz des WP-Betriebs und des Gesamtsystems auf (vgl. auch Abschnitt 5.2). Der Strombezug aus dem externen Netz ist in dieser Variante dadurch am höchsten, was sich in den gegenüber den anderen Varianten gesteigerten bedarfsgebundenen Kosten niederschlägt.

Die Systemvariante *EWK + FC + PVT (4 Mod./Geb.)* lässt sich wie bereits in Untersuchungsgebiet A aus



Abbildung 6.12: Annuitäten der Kostenkategorien in den untersuchten Systemvarianten (bei jeweils minimaler Auslegungsgröße des EWK) im Untersuchungsgebiet B, Kosten abzgl. Förderung und Baukostenzuschuss

dem ökonomischen Vergleich als die wirtschaftlich vorteilhafteste ablesen. Zukünftig könnten außerdem die spezifischen Kosten für hybride PVT-Module bei einer stärkeren Verbreitung der Technologie weiter sinken, was die Gesamtkosten des Systems zusätzlich verringert. Die Überlegungen zu zukünftigen Preisentwicklungen der PVT-Module und dem Einsatz von PV-Anlagen und kostengünstigen Luftwärmetauschen in Kombination mit einem EWK seien hier analog angemerkt, vgl. Abschnitt 6.1.

Die kostenminimale Konfiguration, die aus allen durchgeführten Simulationsläufen mit variiertem EWK-Fläche gefunden werden kann, ist wie auch in Untersuchungsgebiet A in keiner der vorgestellten Systemvarianten deckungsgleich mit der vorgestellten Auslegung des EWK auf die minimal notwendige Größe. Aus ökonomischer Sicht kann ein Optimum für kleinere EWK-Flächen gefunden werden, was jedoch zur Verletzung der zuvor definierten Auslegungskriterien für die geothermische Wärmequelle führt und daher zugunsten des Kompromisses aus energetischer und ökonomischer Betrachtung nicht mehr betrachtet wird. Bei kleineren EWK-Flächen und damit einhergehender Erschöpfung des EWK ist zudem nicht sicher, dass die simulierte Zeit von 3 Jahren als Einschwingphase ausreichend bemessen ist. Möglicherweise würde in diesem Fall bei längerer simulierter Zeit ein weiterer Temperaturdrift und eine langfristige Verschlechterung der Effizienz des WP-Betriebs und des Gesamtsystems auftreten.

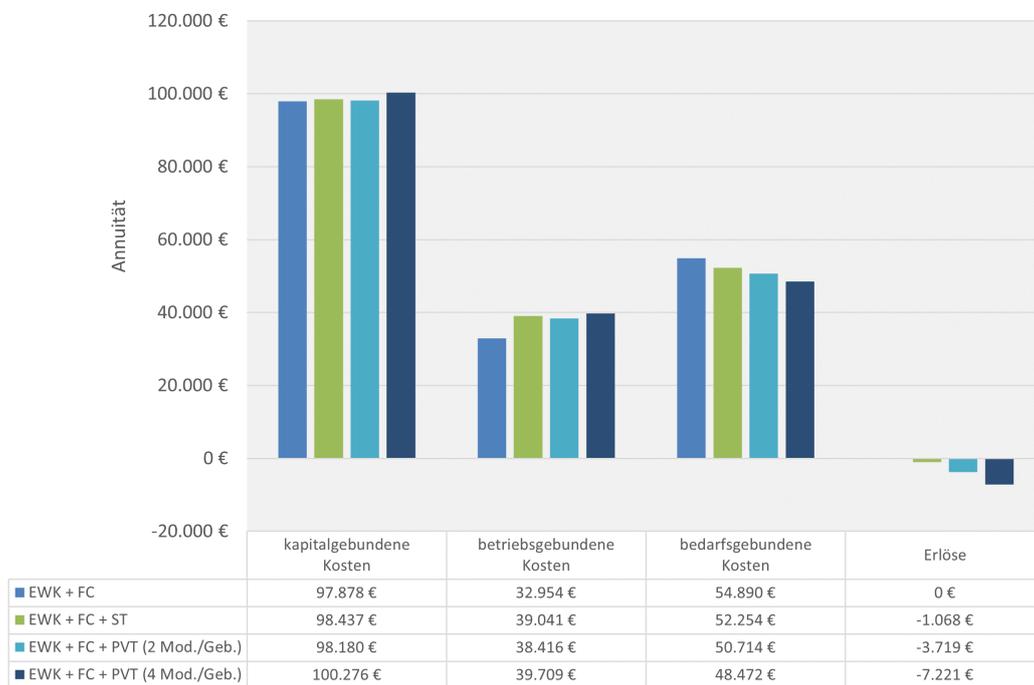


Abbildung 6.13: Annuitäten der Kostenkategorien in den untersuchten Systemvarianten (bei jeweils minimaler Auslegungsgröße des EWK) im Untersuchungsgebiet B, Kosten abzgl. Förderung - ohne Baukostenzuschuss

# 7 AP 3: Online-Tool

Zur Vorauslegung von Wärmenetzen fünfter Generation werden die im vorliegenden Projekt gewonnenen Erkenntnisse und exemplarische Ergebnisse des entwickelten Rechenmodells in eine Excel-Anwendung überführt. Aufgrund der Komplexität und der Vielzahl an Einstellungsmöglichkeiten der Berechnungsmodelle in *Open-Modelica* ist es nicht möglich, den entwickelten Programmcode als simultan arbeitendes Software-backend umzusetzen. Aus diesem Grund wird der Ansatz einer Lookup-Tabelle gewählt. Dabei werden Ergebniswerte anhand von Eingabewerten aus einer Tabelle abgerufen oder dazwischen interpoliert. Zur Generierung der Ergebnistabelle werden Simulationen mit den entwickelten Rechenmodellen für EWK, EWS-Felder, Verteilnetz und Prosumer in einem Netzverbund durchgeführt.

Das Online-Tool wird auf der Internetseite des Instituts für Thermodynamik, Energieverfahrenstechnik und Systemanalyse (THESA) der Technischen Hochschule Mittelhessen frei zugänglich als herunterladbare Datei zur Verfügung gestellt.

## 7.1 Beschreibung des Online-Tools

Im Online-Tool können Vorgaben entsprechend des zu untersuchenden Gebietes bzw. Netzes gemacht werden und zum anderen Randbedingungen für die **zentralen Wärmequellen EWK und EWS** festgelegt werden. Ein Überblick zum Funktionsumfang ist in Tabelle 7.1 gegeben.

Tabelle 7.1: Funktionsumfang des entwickelten Online-Tools

KNW-Plus Online-Tool	
Parameter Verbraucherstruktur und dezentrale Wärmequellen	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ variabel wählbarer Wärmebedarf zwischen 500 MWh und 5.000 MWh</li> <li>▪ Integration dezentraler Wärmequellen <i>PVT als optionale Wärmequelle, Passive Kühlung für alle Varianten berücksichtigt</i></li> <li>▪ unterschiedliche Netzlängen <i>hohe oder niedrige Bebauungsdichte (25 m oder 50 m Trasse je Gebäudeanschluss)</i></li> </ul>	
Parameter zentrale Wärmequelle	
Erdwärmesondenfeld	Erdwärmekollektorfeld
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Auswahl aus drei mittleren Wärmeleitfähigkeiten des Untergrunds</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Auswahl aus drei üblichen Bodenarten in Anlehnung an VDI 4640 [22]</li> <li>▪ Standortauswahl aus drei Klimazonen in Deutschland (Norden, Mitte, Süden)</li> <li>▪ Auswahl aus zwei Verlegetiefen des Kollektors</li> </ul>

Zur **Charakterisierung der Verbraucherstruktur** sind **Gesamtwärmebedarf, spezifische Netzgröße und Implementierung von dezentralen Wärmequellen** anzugeben. Für den Gesamtwärmebedarf können Werte von 500 MWh bis 5.000 MWh vorgegeben werden. Als dezentrale Wärmequelle kann die Verwendung von Aufdach-PVT-Anlagen berücksichtigt werden. Da es sich um eine stark vereinfachte Abbildung von Wärmenetzen handelt, ist der Funktionsumfang hinsichtlich der Netzbeschaffenheit stark eingeschränkt. Es kann zwischen einem großen und einem kleinen Netz anhand einer durchschnittlichen Trassenlänge je Hausanschluss gewählt werden. Weiterhin wird für jedes Versorgungsszenario davon ausgegangen, dass die Funktion der passiven/freien Kühlung den Verbrauchern zur Verfügung steht und genutzt wird.

Neben den Einstellmöglichkeiten für die Verbraucherstruktur können auch die zentralen Wärmequellen Erdwärmesondenfeld und Erdwärmekollektor parametrisiert werden. Für die EWS-Felder kann eine Vorgabe für

die mittlere Wärmeleitfähigkeit des Bodens mit Werten von  $1,5 \frac{W}{mK}$ ,  $2,5 \frac{W}{mK}$  oder  $3,5 \frac{W}{mK}$  gemacht werden. Bei einem EWK-Feld können Angaben zu Erdreichigenschaften, Klimazone und Verlegetiefe gemacht werden. Es stehen drei typische Bodentypen zur Auswahl: Lehm, lehmiger Sand und schluffiger Ton, die sich an der VDI 4640 orientieren [22]. Auch für die Klimazone gibt es drei Optionen: Nord-, Mittel- und Süddeutschland, die auf drei repräsentativen TRY-Datensätzen dieser Regionen (Emden, Würzburg und Landshut) basieren. Die Verlegetiefe des EWK kann zu 1,2 m oder 1,5 m gewählt werden.

Die Benutzeroberfläche ist aufgeteilt in zwei Excel Arbeitsblätter, siehe Abbildung 7.1. Neben den gängigen energetischen Kennzahlen sind ausführliche Angaben zur thermischen Bilanzierung als Ergebnisse zu finden. Des Weiteren findet eine Einordnung der ausgegebenen Ergebnisse zu tatsächlich realisierten Projekten statt.



Abbildung 7.1: Benutzeroberfläche in Microsoft-Excel

Die Ergebnisse werden aus einer hinterlegten Tabelle ausgelesen oder ggf. interpoliert. Hierzu wurden entsprechend des Funktionsumfangs und der Einstellmöglichkeiten insgesamt 464 Simulationen durchgeführt und ausgewertet. Auf die Konstellationen mit EWS-Feld entfallen 32 und auf die Konstellationen mit EWK-Feld 416 Simulationen. Die große Zahl an notwendigen Simulationsdurchläufen ergibt sich durch die Anzahl an unterschiedlicher Parameter hinsichtlich Wärmequelle und Betrachtungsgebiet und die resultierenden Kombinationsmöglichkeiten.

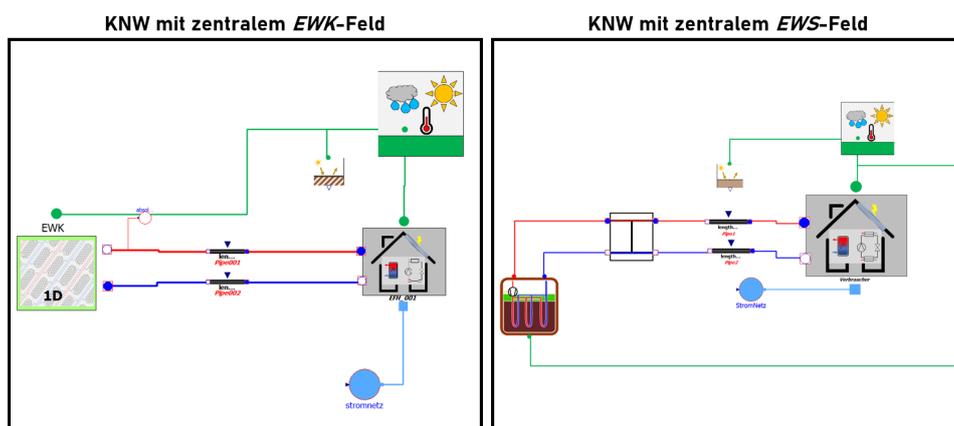


Abbildung 7.2: Simulationsmodelle zur Berechnung der Lookup-Table Werte

Die notwendigen Simulationen werden mit den Modellen aus Abbildung 7.2 durchgeführt. Um den Simulationsaufwand zu reduzieren, werden alle Netzleitungen und alle Verbraucher durch Aggregation jeweils in einem Modell zusammengefasst. Eine entsprechende Einstellung innerhalb der Teilmodelle der Netzleitungen sieht vor, dass nur ein übliche maximale Anzahl an Verbrauchern an einem Netzstrang angeschlossen sind.

Wird diese Anzahl überschritten, wird von mehreren parallelen Netzsträngen der Verteilungen ausgegangen. Somit ist gewährleistet, dass die Druckverluste in den Verteilungen trotz Aggregation in einem einzelnen Modell realitätsnah abgebildet werden.

Die maßgebliche Größe zur Parametrisierung der verbraucherseitigen Modelle ist der Gesamtwärmebedarf des Versorgungsgebiets. Aus diesem lassen sich viele weitere Randbedingungen ableiten. In Abbildung 7.3 wird die Bedeutung des Gesamtwärmebedarfs für die simulierten und mit Ergebnissen hinterlegten Konstellationen in einem Flow-Chart dargestellt.

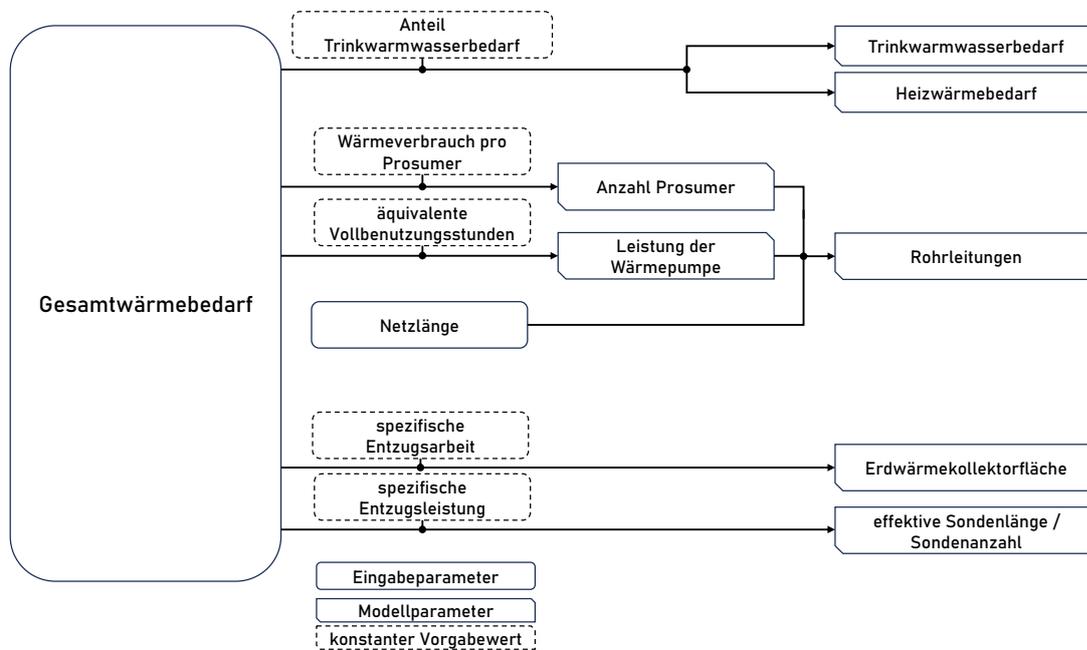


Abbildung 7.3: Flow-Chart: Bedeutung des Gesamtwärmebedarfs für die Parametrisierung des Simulationsmodells

Des Weiteren wird hier dargestellt, wie die Auslegung der jeweiligen Wärmequelle erfolgt ist. Für die Erdwärmesonde wird ausgehend von Tabellenwerten der VDI 4640 [22], dem Gesamtwärmebedarf, 1.800 Vollbenutzungsstunden und einer Ziel-JAZ eine Sondenanzahl für das EWS-Feld bestimmt. Mit dieser Sondenanzahl wird eine Simulation mit einer Laufzeit von 10 Jahren durchgeführt. Diese wird ausgewertet und entsprechend der minimalen auftretenden Eingangstemperatur in die Sonde bewertet. Hierbei wird für die Auslegung ein Zielwert zwischen  $0^{\circ}\text{C}$  und  $2^{\circ}\text{C}$  gewählt. Wird dieser Temperaturbereich verfehlt, wird die Sondenanzahl entsprechend verringert oder vergrößert und eine erneute Simulation durchgeführt. Somit kann abhängig von den Eingabeparametern eine Auslegung gefunden werden, die das erwähnte Kriterium der Eintrittstemperatur in das Sondenfeld nicht verletzt. Um die Zahl an notwendigen Simulationen zu reduzieren, wird für jede Kombination aus Wärmebedarf und Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs eine Sondenanzahl gefunden, die anschließend für die Variation weiterer Eingabeparameter wie zusätzlicher dezentraler Wärmequellen konstant gehalten wird. Somit schlägt sich die Verwendung von dezentralen Wärmequellen nicht in einem kleineren EWS-Feld sondern in einer besseren Jahresarbeitszahl als Ergebnis nieder. Des Weiteren sind für die EWS-Felder folgende Einschränkung bzw. Randbedingungen zu nennen:

- Die Sondenlänge beträgt 100 m für alle berechneten Konstellationen,
- der Abstand zwischen den Sonden beträgt 15 m,
- es besteht eine rechteckige Anordnung der Sonden im Feld (entlang der Achsen eines kartesischen Koordinatensystems),
- jeweils 2 Sonden werden hydraulisch in Reihe geschaltet und
- jede Sonde wird turbulent durchströmt.

Die Betrachtung der EWK-Felder macht sich zu Nutze, dass hierfür sowohl ein detailliertes 2D-Modell als auch ein weniger rechenzeitintensives 1D-Modell zur Verfügung stehen. Zunächst wird für die Auslegung

der EWK-Flächen mittels 2D-Modell eine spezifische Entzugsenergie für jede Kombination aus Verlegetiefe, Erdreichseigenschaft und Klimazone durch eine Simulation mit 3 Jahren simulierter Zeit bestimmt. Das Modell für diesen Fall wird stark vereinfacht und berücksichtigt kein Wärmenetz, siehe Abbildung 7.4.

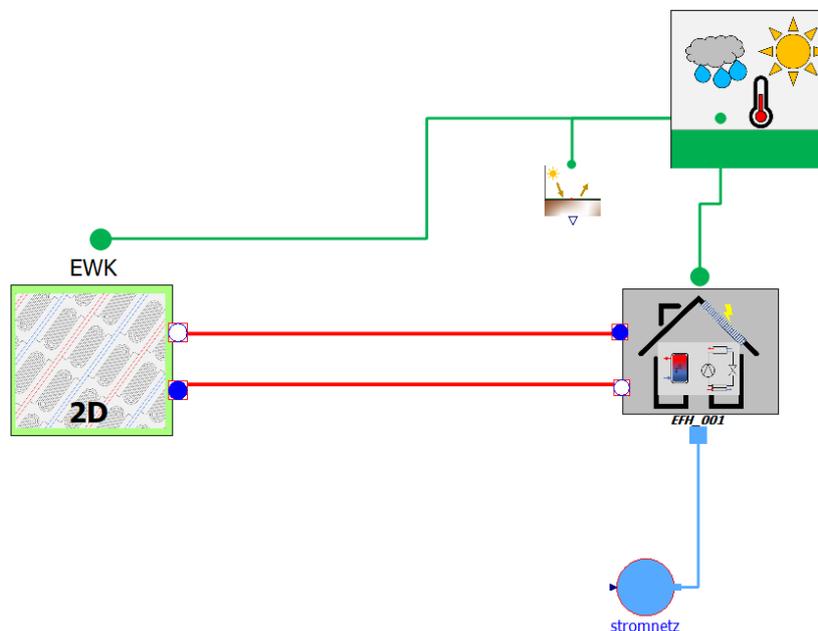


Abbildung 7.4: Simulationsmodell zur Berechnung der zulässigen spezifischen Entzugsenergie mittels 2D-Erdwärmekollektormodell

Hieraus resultiert eine maximale Entzugsenergie, die weder zur Unterschreitung einer minimalen Soletemperatur am Eintritt der WP noch zum Zusammenwachsen der Eisradien im Kollektor führt (vgl. Abschnitt 5). Ausgehend von der EWK-Fläche, bei der diese maximal zulässige Entzugsenergie im Jahresverlauf erreicht wird, werden weitere Simulationen mit dem 1D-EWK-Modell bei schrittweise verringerten EWK-Flächen durchgeführt. Diese Simulationen berücksichtigen das Verteilnetz in zwei spezifischen Größen, wie es für die EWS-Felder zuvor beschrieben wurde, sowie die PVT-Aufdachanlagen und passive Kühlung als dezentrale Wärmequellen. Die Ergebnisse dieser Simulationen werden in der Lookup-Table zum Auslesen oder Interpolieren je nach Benutzereingabe hinterlegt.

## 8 Zusammenfassung und Ausblick

### Zusammenfassung

Im Forschungsprojekt *KNW-Plus* wird für zwei exemplarische Untersuchungsgebiete in Mittelhessen eine Auslegung von primär durch geothermische Wärmequellen gespeiste KNW-Netze vorgenommen. Diese Auslegung geschieht mithilfe eines eigens entwickelten Simulationsmodells in der Softwareumgebung *OpenModelica*.

Zum Zweck der Charakterisierung der Gebiete werden zunächst geeignete Flächen für die geothermische Nutzung des Untergrunds anhand GIS-basierter Analysen und unter Berücksichtigung natur- und gewässerschutzrechtlicher sowie praktisch konstruktiver Einschränkungen definiert. Auf Grundlage realer Planungsdaten der beteiligten Projektpartner zur Erschließung der Gebiete und der zu erwartenden Verbraucherstruktur werden die Wärme- und Kühlbedarfe der unterschiedlichen Gebäudekategorien bestimmt und zu Simulationszwecken im Gebiet verortet und in Zeitreihen überführt. Des Weiteren werden die thermischen Eigenschaften des Untergrunds in den Gebieten, soweit verfügbar ebenfalls auf Basis realer Planungsdaten, zusammengefasst und in das Simulationsmodell überführt. Die Vorauslegung des Verteilnetzes für den Transport des Wärme übertragenden Mediums wird zunächst GIS-basiert (Verlegewege der Trasse) und anschließend mit einem selbst entwickelten Algorithmus zur Dimensionierung der Rohrleitungen vorgenommen. Anschließend an die Definition der zu untersuchenden Systemvarianten der KNW-Netze mit weiteren dezentralen Wärmequellen werden Simulationen durchgeführt, um die Auswirkungen der zusätzlichen Wärmequellen auf die notwendige Dimensionierung der primären geothermischen Wärmequelle sowie die Effizienz des WP-Betriebs und des Gesamtsystems im Netzverbund zu bestimmen.

Das entwickelte Simulationsmodell beinhaltet als Teilmodelle für zentrale, an das Netz angeschlossene, geothermische Wärmequellen horizontale Edwärmekollektoren (EWK) und Erdwärmesondenfelder (EWS). Darüber hinaus sind Teilmodelle für zentrale Solarthermie- und PVT-Anlagen hinterlegt sowie etwaig notwendige Modelle für netzgebundene Wärmespeicher, hydraulische Weichen zur Entkopplung verschiedener Volumenströme durch die Anlagen und Modelle für zentrale Netzpumpen in der Softwarebibliothek verfügbar. Zur Abbildung des Verteilnetzes ist ein hydraulisch-thermisches Rohrleitungsmodell implementiert. Dieses kann sowohl für nicht isolierte PE-Rohrleitungen in KNW-Netzen als auch für isolierte KMR-Leitungen parametrisiert werden. Teilmodelle für Prosumer weisen die Möglichkeit auf, Wärme- und Kühlbedarfe anhand etablierter Verfahren in standort- und witterungsabhängige Zeitreihen zu überführen oder extern erstellte Lastprofile einzupflegen. Wärmebedarfe lassen sich zudem in Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitung separieren. Zum Zeitpunkt des Projektendes sind vorgefertigte und auf flexible Weise parametrisierbare Modelle für Ein- und Mehrfamilienhäuser, Kindertagesstätten und Gebäude zur Nutzung im Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor implementiert.

Darüber hinaus sind solarthermische und PVT-Aufdachanlagen sowie ein Modul zur Einspeisung von Wärme aus passiver Gebäudekühlung als dezentrale Wärmequellen Bestandteil der Prosumer-Modelle. Das Simulationsmodell nutzt für die Kopplung zwischen den Teilmodellen der Wärmequellen, des Verteilnetzes und der Prosumer / Gebäude Schnittstellen aus Standardbibliotheken der Softwareumgebung *OpenModelica*. Es ist daher grundlegend offen für Erweiterungen um Teilmodelle konventioneller Wärmeerzeugungsanlagen. Die Erweiterbarkeit und Parametrisierbarkeit der Prosumer-Modelle erlaubt zukünftig außerdem die Bearbeitung von in Bestandsgebieten typischen Fragestellungen und Anwendungen.

Für die Untersuchungsgebiete kommen aufgrund gewässerschutzrechtlicher Vorgaben keine Erdwärmesonden als geothermische Wärmequelle in Frage. Die Untersuchungen konzentrieren sich daher auf Edwärmekollektoren als oberflächennächste geothermische Wärmequelle. Es ergeben sich für jedes der Untersuchungsgebiete vier unterschiedliche Systemvarianten, die detaillierter untersucht werden. Die Referenzvariante *EWK + FC* berücksichtigt zusätzlich zur primären geothermischen Wärmequelle eines EWK lediglich die durch passive Kühlung in den Gebäuden ins Netz eingespeiste Wärmemenge. Die Variante *EWK + FC + ST* erweitert die Prosumer-Modelle um solarthermische Aufdachanlagen zur Unterstützung der Trinkwarmwasser- und Heizwärmebereitung. Die Varianten *EWK + FC + PVT* berücksichtigen die Einspeisung thermischer Energie aus PVT-Aufdachanlagen in zwei Ausbaustufen mit unterschiedlichen Anlagengrößen je Gebäude.

Die Ergebnisse des energetischen Vergleichs aus Kapitel 5 zeigen in beiden Untersuchungsgebieten, dass eine Reduzierung der minimal notwendigen Größe des EWK durch dezentrale Wärmequellen möglich ist. Grundlegend zeigt sich, dass durch passive Gebäudekühlung in der betrachteten typischen Größenordnung keine bis marginale Effizienzvorteile für den WP-Betrieb im Jahresverlauf und für die Auslegung der EWK-Fläche erzielbar sind. Die passive Kühlung sollte daher nicht als maßgebende dezentrale Wärmeinspeisung zur Dimensionierung einer geothermischen Wärmequelle herangezogen werden und eine standardmäßig zur Verfügung gestellte (Komfort-)Funktion von KNW-Netzen sein.

Für Untersuchungsgebiet A mit ausschließlicher Wohnbebauung als Einfamilienhäusern kann durch den Einsatz von solarthermischen Aufdachanlagen mit ca. 50% Deckungsanteil der Trinkwarmwasserbereitung die notwendige EWK-Fläche von  $4.500 \text{ m}^2$  in der Referenzvariante auf  $4.250 \text{ m}^2$  reduziert werden. Gleiches Ergebnis wird für die Variante mit einer kleinen Anzahl von durchschnittlich 2 Modulen je dezentraler PVT-Aufdachanlage auf den Gebäuden erzielt. Die Effizienz des WP-Betriebs und des gesamten Netzbetriebs lässt sich durch den Einsatz der Aufdachanlagen gegenüber der Referenzvariante steigern, was zu Verringerungen des notwendigen Strombezugs aus einem externen Netz von bis zu 15% führt. Bei weiterer Vergrößerung der Fläche der PVT-Aufdachanlagen können Reduktionen bis zu einer EWK-Fläche von  $3.750 \text{ m}^2$  erzielt werden. Der Bedarf an extern zugeführter elektrischer Energie zum Betrieb des Gesamtsystems verringert sich in dieser Variante um 16% (vgl. Tabelle 5.1).

In Untersuchungsgebiet B mit einem weniger effizienten energetischen Gebäudestandard und einer Durchmischung von Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie einer Kindertagesstätte kann die notwendige EWK-Fläche mit Unterstützung durch solarthermische Aufdachanlagen von  $10.500 \text{ m}^2$  in der Referenzvariante auf  $9.000 \text{ m}^2$  verkleinert werden. Die Varianten mit PVT-Aufdachanlagen weisen mögliche Reduktionen der EWK-Fläche auf  $9.300 \text{ m}^2$  bzw.  $8.650 \text{ m}^2$  auf. Die Effizienz des Betriebs der Wärmepumpen wird bei gleichzeitiger Reduktion der EWK-Fläche gegenüber der Referenzvariante weniger deutlich verbessert als in Untersuchungsgebiet A. Die Effizienz des Gesamtsystems wird jedoch in einem Maße erhöht, durch das Einsparungen an extern zugeführter elektrischer Energie in Höhe von 4% beim Einsatz solarthermischer Aufdachanlagen bzw. von 12% beim Einsatz von durchschnittlich 4 Modulen je PVT-Aufdachanlage erzielt werden (vgl. Tabelle 5.2).

Der ökonomische Vergleich der untersuchten Systemvarianten aus Sicht des Versorgers und Netzbetreibers wird auf Basis eines Geschäftsmodells angestellt, in der sämtliche Wärme erzeugenden Komponenten und Speichersysteme sowie das Netz im Besitz des Betreibers liegen. Aktuelle Fördermöglichkeiten für Investitions- und Betriebskosten der Wärmenetzbetreiber werden unter den gegebenen rechtlichen Rahmenbedingungen einberechnet. Die Zahlung von Baukostenzuschüssen der Anschlussnehmer an den Betreiber wird ebenfalls mit in die Berechnungen aufgenommen.

Es werden Wärmegestehungskosten bezogen auf die abgesetzte Nutzwärmemenge bei den Anschlussnehmern zwischen den Systemvarianten verglichen. Die Ergebnisse sind in Kapitel 6 beschrieben. Sie zeigen auf, dass in beiden Untersuchungsgebieten die Variante mit den größer ausgebauten PVT-Aufdachanlagen die niedrigsten Wärmegestehungskosten unter den untersuchten Varianten aufweist. Die reinen Investitionskosten für PVT-Aufdachanlagen werden teilweise von den Einsparungen durch eine verkleinerte EWK-Fläche kompensiert. Zudem beeinflussen die erhöhte Gesamteffizienz des Systems sowie Vergütungen für Rückeinspeisungen überschüssigen und lokal erzeugten Stroms die erzielten Erlöse positiv.

Im Untersuchungsgebiet A werden (Netto-)Wärmegestehungskosten zwischen  $16,69 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  in der Referenzvariante und  $16,35 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  in der Variante mit größer ausgelegten PVT-Aufdachanlagen und verringerter EWK-Fläche berechnet (unter Berücksichtigung der Förderungen und eines Baukostenzuschusses). Ein Vollkostenvergleich aus Verbrauchersicht zeigt, dass die Kosten bei Anschluss an ein KNW-Netz nach der Referenzvariante wirtschaftlich konkurrenzfähig zu dezentralen Wärmepumpen-basierten Heizungssystemen (ebenfalls unter den dafür gegebenen Förderbedingungen) sind.

Für das Untersuchungsgebiet B liegen die ermittelten Wärmegestehungskosten zwischen  $15,31 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  in der Referenzvariante und  $14,67 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$  in der Variante mit größer ausgelegten PVT-Aufdachanlagen und verringerter EWK-Fläche. Es zeigt sich, dass die kapitalintensiven KNW-Netze insbesondere durch Baukostenzuschüsse der Anschlussnehmer sowohl aus Betreiber- als auch aus Verbrauchersicht wirtschaftliche Vorteile ziehen können und zeitgleich auch auf Beiträge aus Förderprogrammen zur Erreichung ökonomischer Konkurrenzfähigkeit zu anderen Wärmeversorgungssystemen angewiesen sind.

### Ausblick

Das entwickelte Simulationsmodell wird in zukünftigen Arbeiten am verantwortlichen Institut THESA mitsamt der aufgebauten Software-Bibliothek erweitert und angewendet werden. Es wird eine steigende Anzahl von Anwendungsgebieten im Kontext kommunaler Wärmeplanungen und Aufträgen kommunaler Energieversorger erwartet und bereits beobachtet.

Erweiterungen der Software-Bibliothek sollen unter anderem die verfügbare Auswahl an Verbraucherkategorien mit typischen Gebäudeausstattungen sowie die Möglichkeit zur simplen Parametrierung der Einspeisung von bspw. aktiv abzuführender Kühlenergie umfassen. Weiterentwicklungen sind außerdem durch die Einpflegung reversibel arbeitender Wärmepumpen und die Möglichkeiten zur wahlweisen und energetisch sinnvollen Entnahme des Netzmediums aus kaltem oder warmem Leiter des Netzes, je nach Heiz- oder Kühlanwendung, geplant. Die Simulationsergebnisse lassen zudem darauf schließen, dass andere hydraulische Verschaltungen der dezentralen PVT-Aufdachanlagen, bspw. stromauf vor den Wärmepumpen, weitere Vorteile gegenüber der hier implementierten Anordnung aufweisen können. Parametersätze für die Einstellung eines eigenbedarfsoptimierten Betriebs der Wärmepumpen bei gleichzeitiger Ausstattung mit PVT- oder PV-Aufdachanlagen und Batteriespeichern sollen ebenfalls in die Prosumer-Modelle implementiert werden.

Für das Teilmodell des EWK sind weitere Anpassungen zur Abbildung eines zeitlich variablen Wassergehalts des Bodens und der damit verbundenen Änderung thermischer Eigenschaften im Erdreich geplant. Die Methodik zur Berechnung der latent gespeicherten Wärme soll in ein Vorgehen mit unmittelbarer Bestimmung des Anteils ungefrorenen Wassers in Abhängigkeit der Temperatur verändert werden und so den Rückgriff auf Gefrierkurven mit Freiheitsgraden in Solidus- und Liquidustemperatur ersetzen. Es sollen zudem Funktionalitäten zur Abbildung temporärer Überdeckungen, etwa durch stehendes Wasser in Regenwasserrückhaltebecken, weiter ausgearbeitet werden.

Weitere Anpassungen sind auch in der Entwicklung von Regelstrategien und deren programmtechnische Umsetzung für die Koordination mehrerer zentraler Wärmequellen im Netzverbund angedacht. Die Ergänzung erdgebundener Wärmequellen durch (bereits im Simulationsmodell implementierte) Solarthermiefelder oder Luftwärmetauscher lässt sich aus den generierten Simulationsergebnissen und den ökonomischen Untersuchungen als vorteilhaft erwarten.

Die Simulationen sind unter Berücksichtigung realer planerischer Angaben zu Verbraucherstruktur und standortspezifischen Daten für die Eignung zur geothermischen Nutzung des Untergrunds in exemplarisch durch die Projektpartner ausgewählten Gebieten durchgeführt worden. Daraus und aus dem erstellten ökonomischen Vergleich der Systemvarianten können den beteiligten Partnern für zukünftige Projekte fundierte Informationen zur Abschätzung des energetischen und ökonomischen Mehrwerts von Systemvarianten für KNW-Netze mit EWK und mit zusätzlichen dezentralen Wärmequellen bereitgestellt werden. Die Kooperation mit den Stadtwerken Bad Nauheim wird für den fortlaufenden Austausch der generierten Messdaten aus der instrumentierten Realanlage fortgeführt. Die Auswertung dieser Messdaten wird für die Genauigkeit der Berechnung thermischer Eigenschaften des Erdreichs im Simulationsmodell einen wichtigen Beitrag leisten.

# Literatur

- [1] Umweltbundesamt. *Wärmeverbrauch nach Sektoren und Anwendungsbereichen 2017*. abgerufen am 20.10.2021. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#warmeerzeugung-aus-erneuerbaren-energien>.
- [2] Bundesverband Wärmepumpen. *Wärmepumpen-Marktanteile in Deutschland*. abgerufen am 17.11.2021. 2021. URL: <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/>.
- [3] Wittig Umweltchemie GmbH. *Glysofor N-Spezifikation*. abgerufen am 20.08.2023. URL: <https://www.glysofor.de/glysofor-n/>.
- [4] Lohmeier, D., Cronbach, D., Drauz, S. R., Braun, M., Kneiske, T. M. „Pandapipes: An open-source piping grid calculation package for multi-energy grid simulations“. In: *Sustainability* 12.23 (2020). DOI: 10.3390/su12239899. URL: <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/23/9899>.
- [5] Eberhard, R., Hüning, R. *Handbuch der Gasversorgungstechnik*. 2. Aufl. Oldenburg, 1990.
- [6] Grote, K., Feldhusen, J. (Hrsg.) *Dubbel, Taschenbuch für den Maschinenbau*. 23. Aufl. 2011.
- [7] Hessische Verwaltung für Bodenmanagement und Geoinformation. *Modellierung der Geoinformationen des amtlichen Vermessungswesens (GeoInfoDok)*. Version 6.0.1. URL: [https://gds.hessen.de/INTERSHOP/static/WFS/HLBG-Geodaten-Site/-/HLBG-Geodaten/de\\_DE/Downloadcenter/Daten/Digitales%20Landschaftsmodell/Objektartenkatalog%20\(OK\)%20Hessen%20f%C3%BCr%20das%20Basis-DLM.pdf](https://gds.hessen.de/INTERSHOP/static/WFS/HLBG-Geodaten-Site/-/HLBG-Geodaten/de_DE/Downloadcenter/Daten/Digitales%20Landschaftsmodell/Objektartenkatalog%20(OK)%20Hessen%20f%C3%BCr%20das%20Basis-DLM.pdf).
- [8] [Datensatz] Hessische Verwaltung für Bodenmanagement und Geoinformation. *Digitales Geländemodell*. zuletzt abgerufen am 30.08.2023. URL: [https://gds.hessen.de/INTERSHOP/web/WFS/HLBG-Geodaten-Site/de\\_DE/-/EUR/ViewDownloadcenter-Start?path=3D-Daten/Digitales%20Gel%C3%A4ndemodell%20\(DGM1\)](https://gds.hessen.de/INTERSHOP/web/WFS/HLBG-Geodaten-Site/de_DE/-/EUR/ViewDownloadcenter-Start?path=3D-Daten/Digitales%20Gel%C3%A4ndemodell%20(DGM1)).
- [9] Hessisches Landesamt für Naturschutz, Umwelt und Geologie (HLNUG). *Wasserschutzgebiete*. zuletzt abgerufen am 28.02.2022. URL: <https://www.hlnug.de/themen/wasser/wasserschutzgebiete>.
- [10] Hessisches Ministerium für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. *Verwaltungsvorschrift: Anforderungen des Gewässerschutzes an Erdwärmesonden, Fassung vom 19.12.2021*. zuletzt abgerufen 28.02.2022. URL: <https://www.rv.hessenrecht.hessen.de/bshe/document/VVHE-VVHE000018149/part/F>.
- [11] Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN). *DIN4710:2003-01 Statistiken meteorologischer Daten zur Berechnung des Energiebedarfs von heiz- und raumluftechnischen Anlagen in Deutschland*. Berlin, 2003.
- [12] Deutscher Wetterdienst (DWD). *Handbuch: Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse*. abgerufen am 18.08.2023. URL: [https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2013/testreferenzjahre/try-handbuch.pdf;jsessionid=32F96E889EBF9043C884BC440CF32493.1ive21301?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2013/testreferenzjahre/try-handbuch.pdf;jsessionid=32F96E889EBF9043C884BC440CF32493.1ive21301?__blob=publicationFile&v=1).
- [13] Deutscher Wetterdienst (DWD). *Open Data Bereich des Climate Data Center*. letzter Zugriff am 28.03.2023. URL: [https://opendata.dwd.de/climate\\_environment/CDC/observations\\_germany/climate/](https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/).
- [14] Püschel, A., Winzig, W., Theel, M. *Entwicklung der Globalstrahlung 1983-2020 in Deutschland*. abgerufen am 15.09.2023. Deutscher Wetterdienst (DWD), 2023. URL: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/download\\_dekadenbericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/download_dekadenbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=6).
- [15] Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). *Maßstab für Energieeffizienz: Das Effizienzhaus beim Neubau*. abgerufen am 21.08.2023. URL: <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Neubau/Das-Effizienzhaus/index.html>.
- [16] Hessisches Landesamt für Naturschutz, Umwelt und Geologie (HLNUG). *Geologie-Viewer*. zuletzt abgerufen am 28.02.2022. URL: <https://geologie.hessen.de/mapapps/resources/apps/geologie/index.html?lang=de>.

- [17] Eckelmann, W. (Hrsg.) *Bodenkundliche Kartieranleitung KA5, 5. erweiterte Auflage*. 2005.
- [18] Carsel, R. F., Parrish, R. S. „Developing Joint Probability Distributions of Soil Water Retention Characteristics“. In: *Water Resources Research* 24.5 (1988), S. 755–769.
- [19] Bertermann, D. *ThermoMap Viewer*. URL: <https://www.thermomap.eu/>.
- [20] Ramming, K. *Bewertung und Optimierung oberflächennaher Erdwärmekollektoren für verschiedene Lastfälle*. Technische Universität Dresden, 2007.
- [21] Coté, J., Konrad, J.-M. „Thermal conductivity of base-course materials“. In: *Canadian Geotech. Journal* 42 (2005), S. 61–78.
- [22] Verein Deutscher Ingenieure. *VDI 4640: Thermische Nutzung des Untergrunds, Blatt 2*. 2019.
- [23] Steinhäuser GmbH und Co. KG. *Kalte Nahwärme*. letzter Abruf am 21.03.2024. URL: <https://ht-stehauser.de/kalte-nahwaerme>.
- [24] Simone Buffa, Marco Cozzini, Matteo D’Antoni, Marco Baratieri, Roberto Fedrizzi. „5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 104 (2019), S. 504–522. DOI: 10.1016/j.rser.2018.12.059.
- [25] Pellegrini, M., Bianchini, A. „The Innovative Concept of Cold District Heating Networks: A Literature Review“. In: *Energies* 11.236 (2018).
- [26] Zeh, R., Stockinger, V. „Kalte Nahwärme: Wärme- und Kälteversorgung der Zukunft für Quartiere“. In: *Ingenieurspiegel* 1 (2018), S. 26–28.
- [27] Stef Boesten, Wilfried Ivens, Stefan C. Dekker, Herman Eijdens. „5th generation district heating and cooling systems as a solution for renewable urban thermal energy supply“. In: *Advances in Geosciences* 49 (2019), S. 129–136. DOI: 10.5194/adgeo-49-129-2019.
- [28] Glück, B. *Simulationsmodell Erdwärmekollektor für wärmetechnischen Beurteilung von Wärmequellen, Wärmesenken und Wärme-/Kältespeichern*. 2009.
- [29] Jonas Lindhe, Saqib Javed, Dennis Johansson, Hans Bagge. „A review of the current status and development of 5GDHC and characterization of a novel shared energy system“. In: *Science and Technology for the Built Environment* 28.5 (2022), S. 595–609. DOI: 10.1080/23744731.2022.2057111.
- [30] Nicolas Perez-Mora, Federico Bava, Martin, Andersen, Chris Bales, Gunnar Lennermo, Christian Nielsen, Simon Furbo. „Solar district heating and cooling: A review“. In: *International Journal of Energy Research* 42.4 (2017), S. 1419–1441. DOI: 10.1002/er.3888.
- [31] Zenhäusern, D. „PVT Wrap-Up: Energy Systems with Photovoltaic-Thermal Solar Collectors-Technology, Market, Experiences“. In: *ISES Solar World Congress 2017* (2017).
- [32] Leibfried, U., Wagner, A., Abdul-Zahra, A. *Hocheffiziente, auf intelligenter Verknüpfung von PVT- und Wärmepumpentechnik basierende Wärmeversorgung für Gebäudebestand und Neubau Teil 1: Funktionsentwicklung und Aufbau eines Anwender-Konsortiums*. Consolar GmbH, 2017.
- [33] Lämmle, M. *Projekt SSmartes Quartier Karlsruhe-Durlach: Wärmepumpen für ein energieeffizientes und wirtschaftliches Energiekonzept*. Fraunhofer ISE, 2020.
- [34] Frank Beteiligungsgesellschaft mbH. *Eine schonende Wärme- und Energiegewinnung*. letzter Aufruf am 21.10.2022. URL: <https://www.frankundfrieda.de/energetisches-konzept/>.
- [35] Zeh, R., Stockinger, V., Ohlsen, B. „Kalte Nahwärmenetze: Regenerative Heiz- und Kühllösung für Passivhäuser“. In: *Passivhaus Kompendium* (2021), S. 126–128.
- [36] ETH Zürich. *The energy of tomorrow Energy Grid Campus Hönggerberg – a dynamic underground storage system*. letzter Aufruf am 21.10.2022. URL: [https://ethz.ch/content/dam/ethz/main/eth-zurich/nachhaltigkeit/Dokumente/Anergienetz/200129\\_Anergienetz\\_A4\\_6s\\_Einzel\\_EN\\_RZ.pdf](https://ethz.ch/content/dam/ethz/main/eth-zurich/nachhaltigkeit/Dokumente/Anergienetz/200129_Anergienetz_A4_6s_Einzel_EN_RZ.pdf).
- [37] Marco Wirtz, Thomas Schreiber, Dirk Müller. „Survey of 53 Fifth-Generation District Heating and Cooling (5GDHC) Networks in Germany“. In: *Energy Technology* (2022), S. 2200749. DOI: 10.1002/ente.202200749.
- [38] K. König. *Oberflächennahe Geothermie speist kaltes Nahwärmenetz Agrothermie: Wärme aus dem Acker*. abgerufen am 21.10.2021. URL: <http://www.envisage-wuestenrot.de/images/aktuelles/agrothermie-ivv.pdf>.

- [39] N. Weinhold. *22.000 qm Erdwärmekollektoren für größtes deutsches Kalte-Nahwärme-Netz*. letzter Aufruf am 08.03.2024. URL: <https://www.erneuerbareenergien.de/transformation/netze/waermewende-22000-qm-erdwaermekollektoren-fuer-groesstes-deutsches-kalte-nahwaerme-netz>.
- [40] I. Schlei. *Kalte Wärme: Herausforderung Zukunft am Beispiel Hüttengelände Neustadt*. letzter Aufruf am 08.03.2024. URL: [https://www.norddeutsche-geothermietagung.de/vortraege/2021/NGT21\\_Schlei.pdf](https://www.norddeutsche-geothermietagung.de/vortraege/2021/NGT21_Schlei.pdf).
- [41] J. Meyer. *Kaltes Nahwärmenetz versorgt Neubaugebiet*. letzter Aufruf am 08.03.2024. URL: <https://www.sonnewindwaerme.de/solarthermie-waermepumpe/kaltes-nahwaermenetz-versorgt-neubaugebiet>.
- [42] J. Jürgensen. *Kalte Nahwärme für Neubaugebiete*. letzter Aufruf am 08.03.2024. 2021. URL: [https://www.norddeutsche-geothermietagung.de/vortraege/2021/NGT21\\_Juergensen.pdf](https://www.norddeutsche-geothermietagung.de/vortraege/2021/NGT21_Juergensen.pdf).
- [43] Bless, C., Vetterli, N., Hangartner, D. *Dokumentation Fallbeispiel Suurstoffi-Areal, Rotkreuz*. Studie im Auftrag von EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE, 2017.
- [44] Energieagentur NRW. *Kalte Nahwärme in Dorsten: Pionierprojekt mit Wärmepumpen läuft seit vier Jahrzehnten und bleibt weiter im Rennen*. letzter Aufruf am 08.03.2024. URL: <https://www.ee-news.ch/de/article/42466/kalte-nahwar-me-in-dorsten-pionierprojekt-mit-waermepumpen-lauft-seit-vier-jahrzehnten-und-bleibt-weiter-im-rennen>.
- [45] B. Sanner. *Geothermische Fernwärme: Ergebnisse des EU-Projekts GeoDH, und der Weg zu Geothermie in Smart Thermal Grids*. letzter Aufruf am 08.03.2024. 2015. URL: [https://geothermie-schweiz.ch/wp\\_live/wp-content/uploads/2016/01/04\\_Sanner\\_EGEC\\_GeoDH\\_Projekt\\_und\\_Smart\\_Thermal\\_Grids.pdf](https://geothermie-schweiz.ch/wp_live/wp-content/uploads/2016/01/04_Sanner_EGEC_GeoDH_Projekt_und_Smart_Thermal_Grids.pdf).
- [46] BDEW e.V., VKU e.V. *BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*. 2016.
- [47] BDEW e.V. *Praxisinformation P 2007,13 Gastransport, Betriebswirtschaft, Abwicklung von Standardlastprofilen*. Berlin, 2007.
- [48] Deutsches Institut für Normung (DIN). *DIN EN 12831-3:2017 Energetische Bewertung von Gebäuden: Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast, Teil 3: Trinkwassererwärmungsanlagen, Heizlast und Bedarfsbestimmung*. 2017.
- [49] Ruesch, F., Haller, M. „Potential and limitations of using low-temperature district heating and cooling networks for direct cooling of buildings“. In: *CISBAT 2017 International Conference: Future Buildings and Districts, Energy Efficiency from Nano to Urban Scale* (2017).
- [50] Hirsch, H., Hüsing, F., Rockendorf, G. „Modellierung oberflächennaher Erdwärmeübertrager für Systemsimulationen in TRNSYS“. In: *Konferenzbeitrag bei der Tagung BauSIM 2016, Dresden* (2016).
- [51] OpenModelica Consortium. *Solving Modelica Models, DASSL Solver*. zuletzt abgerufen am 25.02.2024. URL: <https://openmodelica.org/doc/OpenModelicaUsersGuide/latest/solving.html>.
- [52] Baehr, H. D., Stephan, K. *Thermodynamik*. 16. Aufl. Springer Vieweg Berlin, Heidelberg, 2016.
- [53] Ohlsen, B., Horzella, J., Bock, T., Lucki, P., Bertemann, D., Wagner, J., Grunewald, J., Petzold, H., Müller, D., Schreiber, T., Stockinger, V. *Abschlussbericht ErdEis II: Erdeisspeicher und oberflächennahe Geothermie*. Energie PLUS Concept GmbH, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, 2023. DOI: 10.13140/RG.2.2.19555.32808.
- [54] Kellner, C. *Frosthebungsverhalten von Böden infolge tief liegender Vereisungskörper*. Technische Universität München, 2007.
- [55] Muhieddine, M., Canot, E., March, R. „Various Approaches for Solving Problems in Heat Conduction with Phase Change“. In: *International Journal on Finite Volumes* 6.1 (2009).
- [56] Mottaghy, Darius, Ziegler, Martin, Rath, Volker, Baier, Ch. „Numerische Simulation des Gefrierprozesses bei der Baugrundvereisung im durchströmten Untergrund“. In: *Bauingenieur* (2008).
- [57] Windisch, H. *Thermodynamik: Ein Lehrbuch für Ingenieure*. 4. Aufl. Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2012.
- [58] Duffie, J. A., Beckman, W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley and Sons, Ltd, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781118671603>.
- [59] Stull, R. „Wet-Bulb Temperature from Relative Humidity and Air Temperature“. In: *Journal of Applied Meteorology and Climatology* 50 (2011), S. 2267–2269.

- [60] OpenModelica Consortium. *OpenModelica FluidHeatFlow Library*. abgerufen am 17.11.2023. URL: <https://build.openmodelica.org/Documentation/Modelica.Thermal.FluidHeatFlow.html/>.
- [61] Verein Deutscher Ingenieure. *VDI-Wärmeatlas*. 11. Aufl. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2013.
- [62] Swamee, P., Jain, A. K. „Explicit equations for pipe-flow problems“. In: *Journal of the Hydraulics Division* 102 (1976), S. 657–664.
- [63] Wallentén, P. *Steady-state heat loss from insulated pipes*. 1991.
- [64] Abugabbara, Marwan, Javed, Saqib, Johansson, Dennis. „A simulation model for the design and analysis of district systems with simultaneous heating and cooling demands“. In: *Energy* 261 (2022), S. 125245. DOI: 10.1016/j.energy.2022.125245.
- [65] Quaschnig, V. *Regenerative Energiesysteme: Technologie, Berechnung, Simulation*. 8. 2013.
- [66] Klucher, T. M. „Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces“. In: *Solar Energy* 23 (1979), S. 111–114.
- [67] Deutsches Institut für Normung (DIN). *Solarenergie, Thermische Sonnenkollektoren, Prüfverfahren (ISO 9806:2017); Deutsche Fassung EN ISO 9806:2017*. 2017.
- [68] Broetje, S., Kirchner, M., Schabbach, T., Giovannetti, F. „Performance Assessment of a Photovoltaic-Thermal Roof with Modular Heat Exchanger“. In: *EuroSun 2018 Conference Proceedings* (2018).
- [69] Jonas, Danny, Manuel, Theis, Danjana, Schneider, Sebastian, Frey, Georg. „Performance modeling of PVT collectors: Implementation, validation and parameter identification approach using TRNSYS“. In: *Solar Energy* 193 (2019), S. 51–64. DOI: 10.1016/j.solener.2019.09.047.
- [70] Consolar Solare Energiesysteme GmbH. *Technische Dokumentation SOLINK 450 LH*. zuletzt abgerufen am 30.01.2024. URL: <https://www.wagner-solar.com/de/waerme/produkte-waerme/solink-pvt-kollektor#downloads>.
- [71] Viessmann. *Datenblatt Vitosol 200-FM Flachkollektor*. zuletzt abgerufen am 30.01.2024. URL: <https://www.viessmann.de/de/produkte/solarthermie/vitosol-200-fm.html#Downloads>.
- [72] Hüsing, F., Mercker, O., Hirsch, H., Kuntz, D., Walker-Hertkorn, S., Sabel, M. *Erdwärmekollektoren und Sonnenkollektoren als optimierte bivalente Quelle für hocheffiziente Wärmepumpensysteme*. Forschungsber. ISFH, tewag, BWP, 2018. URL: [https://isfh.de/wp-content/uploads/2018/03/2-Terra-Solar-Quelle\\_ISFH\\_1.pdf](https://isfh.de/wp-content/uploads/2018/03/2-Terra-Solar-Quelle_ISFH_1.pdf).
- [73] Fuchs, M. *Digitaler Zwilling für Wärme- und Kältenetze. Planung, Umsetzung und Monitoring im Reallabor TransUrban.NRW*. Vortrag im Rahmen der online-Veranstaltungsreihe Energiewendebauen-Stunde am 06.04.2023. 2023.
- [74] Verein Deutscher Ingenieure. *VDI 2067: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Grundlagen und Kostenberechnung, Blatt 1*. 2012.
- [75] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). *Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)*. 2022. URL: <https://www.bundesanzeiger.de/pub/de/amtliche-veroeffentlichung?1>.
- [76] Heissler, K. M. *5th Generation District Heating Networks: Potentials for Reducing CO2-Emissions and Increasing the Share of Renewable Energies in Residential Districts*. Technische Universität München, 2021. DOI: 10.14459/2021md1577768.
- [77] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. *Förderübersicht: Bundesförderung für effiziente Gebäude, Einzelmaßnahmen*. 2023. URL: [https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/beg\\_em\\_foerderuebersicht.html?nn=1463514](https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/beg_em_foerderuebersicht.html?nn=1463514).