



Technische Hochschule  
Ingolstadt

Institut für  
neue Energie-Systeme

## Verbundprojekt: smartSOLgrid

-

## Solares Smart Grid im Wärmebereich

### - Abschlussbericht -

Berichtszeitraum: 01.03.12 – 31.12.16  
Zuwendungsempfänger: Technische Hochschule Ingolstadt  
Förderkennzeichen: 0325537  
Autoren: Dipl.-Ing. (FH) Daniel Beckenbauer  
Dr. Michael Klärner  
Mathias Ehrenwirth, M.Eng.  
Marie Hüneke, M.Sc.  
Prof. Dr. Wilfried Zörner  
Alexander Bendzko  
Hanns Koller

## Kurzfassung

Zur Erreichung des Ziels, eine auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung aufzubauen, ist die Betrachtung des Wärmesektors von besonderer Bedeutung. Etwa ein Drittel des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland entfallen auf Raumwärme und Warmwasser. Zur Versorgung dicht bebauter städtischer Gebiete bieten sich Wärmenetze besonders an. Gleichzeitig ist die Solarthermie bisher aus wirtschaftlicher Sicht nur eingeschränkt konkurrenzfähig mit anderen Erzeugungstechnologien und die Einbindung in Wärmenetze befindet sich in Deutschland noch in einem frühen Stadium.

Vor diesem Hintergrund wurden im Projekt *smartSOLgrid* in Zusammenarbeit zwischen der *Technischen Hochschule Ingolstadt*, *Citrin Solar* und der *Gemeinnützigen Wohnungsbaugesellschaft Ingolstadt* Ansätze erarbeitet, wie dezentrale Solarthermieanlagen in Wärmenetze im urbanen Geschosswohnungsbau integriert werden können. Fokus der Untersuchung war die Nachrüstung in Bestandsquartieren. Gerade hier ist eine Kombination von hohen Wärmeabnahmedichten und gleichzeitig eingeschränkten Dachflächen vorzufinden. Auch ist die Installation von Kollektorfeldern auf Freiflächen und die Integration großer Speicher oft nicht möglich.

Das Projekt ermöglichte den Vergleich mehrerer Einbindungskonzepte in Bestandsquartiere. Dazu wurden drei verschiedene Anlagentypen in ein Wärmenetz in Ingolstadt integriert und auf Simulationsbasis sowie messtechnisch untersucht. Folgende Anlagen wurden aufgebaut:

- Reine Einspeisung der solaren Wärme in den Wärmenetzrücklauf
- Reine solare Trinkwasservorwärmung
- Kombinierte Lösung zur primären lokalen Versorgung mit Trinkwarmwasser und der Möglichkeit, Überschusswärme in das Wärmenetz abzugeben

Für die drei Konzepte wurde je eine Anlage mit 71 m<sup>2</sup> Flachkollektoren installiert, für die kombinierte Lösung eine zusätzliche Anlage mit West- statt Südausrichtung der Kollektoren und zusätzlicher Einbindung einer bereits vorhandenen Vakuumröhrenanlage. Die Ergebnisse des bisherigen Betriebs und der Systemsimulationen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Anlage zur reinen Netzeinspeisung ist sehr einfach in Aufbau und Regelung und hat einen geringen Platzbedarf im Gebäude. Die Erträge nach bisherigen Messwerten liegen bei 238 kWh/m<sup>2</sup>a. Eine Ertragssteigerung durch Optimierungen des Netzbetriebs auf bis zu 305 kWh/m<sup>2</sup>a scheint realistisch. Die damit erreichbaren solaren Wärmegegostehungskosten liegen bei 8,7 Ct/kWh.
- Die Anlage zur reinen Trinkwasservorwärmung kann aufgrund der Dimensionierung mit ca. 15 % Deckungsanteil hohe Erträge von 595 kWh/m<sup>2</sup>a bei Wärmegegostehungskosten von 8,5 Ct/kWh erreichen.
- Die beiden Anlagen zur kombinieren Nutzung erreichen Erträge von 364 kWh/m<sup>2</sup>a im Falle der Südausrichtung und 346 kWh/m<sup>2</sup>a für die Westausrichtung und die zusätzlich integrierten Vakuumröhrenkollektoren. Dabei werden lokale Warmwasserdeckungsanteile von 73 % bzw. 49 % erreicht. In den Sommermonaten steigt die Deckung auf bis zu 140 %. Die installierte Überschusseinspeisung führt dabei die Wärme zuverlässig in das Wärmenetz ab und die erreichbaren Wärmegegostehungskosten liegen bei 10,4 Ct/kWh bzw. 8,3 Ct/kWh.

Wichtig für die Integration und den Betrieb solcher Anlagen ist, im Falle einer Einspeisung in das Wärmenetz, eine angepasste Betriebsweise des Netzes. Dabei ist auf möglichst geringe Vorlauftemperaturen zu achten und eine Volumenstromregelung vorzusehen, die eine hohe Auskühlung in den Unterstationen ermöglicht. Nur so können an den Rücklauf angebundene Solarthermieanlagen ausreichend hohe Erträge erwirtschaften. Eine weitere Untersuchung des Objekts in Ingolstadt wäre hier wünschenswert, um die möglichen Ertragssteigerungen in Realität testen zu können.

Fällt die Entscheidung für die Integration von Solarthermieanlagen, sollte diese möglichst in Kombination mit anderen Sanierungsmaßnahmen durchgeführt werden, um Kosten für z.B. Gerüste oder Kräne zu sparen. Eines der Haupthindernisse bei der Umsetzung im Projekt *smartSOLgrid* war ein Personalengpass bei Handwerksbetrieben und der *Gemeinnützigen Wohnungsbaugesellschaft Ingolstadt* durch umfangreiche Neubauaktivitäten. Weiter vorgefertigte Module für diesen speziellen Anwendungsfall könnten hier zukünftig Abhilfe schaffen und den Zeitaufwand der Installation minimieren. Hiermit könnten die Kosten sinken und die Bereitschaft zur Investition in eine Solarthermieanlage steigen.



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie



**Das diesem Bericht zugrundeliegende Forschungsvorhaben wurde aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und dem Projektträger Jülich unter dem Förderkennzeichen 0325537 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.**

# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	i
<b>1 Einführung .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 Solarthermie in der künftigen Energieversorgung .....</b>	<b>1</b>
<b>1.2 Ziele des Vorhabens .....</b>	<b>4</b>
<b>1.3 Kooperation .....</b>	<b>5</b>
<b>1.4 Projektablauf .....</b>	<b>6</b>
<b>2 Stand der Wissenschaft und Technik .....</b>	<b>9</b>
<b>2.1 Solarthermie .....</b>	<b>9</b>
<b>2.1.1 Solarthermische Kollektoren .....</b>	<b>9</b>
<b>2.1.2 Solarthermische Systeme .....</b>	<b>10</b>
<b>2.2 Wärmenetze .....</b>	<b>12</b>
<b>2.2.1 Systemansätze .....</b>	<b>12</b>
<b>2.2.2 Unterstationen .....</b>	<b>15</b>
<b>2.3 Forschungsaktivitäten und existierende Konzepte solarer Nahwärmesysteme</b>	<b>17</b>
<b>2.3.1 Dezentrale Anlagen für Warmwasser und Raumheizung .....</b>	<b>18</b>
<b>2.3.2 Zentrale solare Nahwärme .....</b>	<b>19</b>
<b>2.3.3 Dezentrale solare Nahwärme .....</b>	<b>19</b>
<b>2.3.4 Konzepte mit saisonalen Speichern .....</b>	<b>23</b>
<b>2.3.5 Low-Ex Systeme .....</b>	<b>24</b>
<b>2.4 Kennzahlen bestehender Anlagen .....</b>	<b>26</b>
<b>2.4.1 Untersuchungsmethodik .....</b>	<b>26</b>
<b>2.4.2 Ergebnisse .....</b>	<b>28</b>
<b>2.5 Zwischenfazit .....</b>	<b>36</b>
<b>3 Konzeptentwicklung und Auslegung .....</b>	<b>38</b>
<b>3.1 Beschreibung des vorhandenen Wärmenetzes .....</b>	<b>38</b>
<b>3.2 Konzeptionelle Möglichkeiten der Einbindung .....</b>	<b>42</b>
<b>3.2.1 Methodik der Konzeptionierung .....</b>	<b>42</b>

3.2.2	Voruntersuchung zu Integrationsvarianten	44
3.2.3	Voruntersuchung zu Kollektortypen	47
3.2.4	Ergebnisse der Voruntersuchung	49
3.2.5	Auswahl der umzusetzenden Anlagenkonzepte	53
3.3	Simulationsbasierte Auslegung	57
3.4	Aufbau der realen Anlagen	61
3.4.1	Darstellung der Umsetzung	61
3.4.2	Herausforderungen beim Aufbau	65
3.5	Messtechnikkonzept	67
3.5.1	Übersicht	67
3.5.2	Beschreibung der verwendeten Messtechnik	76
3.5.3	Messgenauigkeit	84
3.6	Monitoringkonzept für Betreiber	85
3.6.1	Ertragsüberwachung	87
3.6.2	Funktionskontrolle	89
3.7	Regelungskonzept der Anlagen	91
3.7.1	Hindenburgstraße 36	91
3.7.2	Hindenburgstraße 57	92
3.7.3	Schubertstraße 12	93
3.7.4	Schubertstraße 21	95
4	Messtechnische Untersuchung	98
4.1	Betriebserfahrungen und Messergebnisse	98
4.1.1	Hindenburgstraße 36	98
4.1.2	Hindenburgstraße 57	101
4.1.3	Schubertstraße 12	103
4.1.4	Schubertstraße 21	103
4.2	Modellvalidierung	107
4.2.1	Hindenburgstraße 36	108
4.2.2	Hindenburgstraße 57	111
4.2.3	Schubertstraße 21	113

<b>5</b>	<b>Ableitung von Optimierungsmaßnahmen</b> .....	116
<b>5.1</b>	<b>Jahressimulationen der validierten Modelle</b> _____	116
5.1.1	Hindenburgstraße 57 _____	117
5.1.2	Hindenburgstraße 36 _____	118
5.1.3	Schubertstraße 12 _____	119
5.1.4	Schubertstraße 21 _____	120
<b>5.2</b>	<b>Optimierung des Betriebs</b> _____	121
<b>5.3</b>	<b>Parameterstudie der Solarthermieanlagen</b> _____	122
<b>6</b>	<b>Ökonomische und Ökologische Bewertung</b> .....	124
<b>6.1</b>	<b>Ökonomische Bewertung</b> _____	124
<b>6.2</b>	<b>Ökologische Bewertung</b> _____	126
<b>7</b>	<b>Fazit und Ausblick</b> .....	127
<b>8</b>	<b>Veröffentlichungen</b> .....	129
<b>9</b>	<b>Fortschreibung des Verwertungsplans</b> .....	131
<b>10</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	134

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Endenergieverbrauch in Deutschland 2012 nach [1] _____	1
Abbildung 1-2: Aktuelle (2010, 136,1 TWh) und erwartete (2050, 359,8 TWh) erneuerbare Wärmeproduktion in Deutschland _____	2
Abbildung 1-3: Beheizte Wohnfläche in Mehrfamilienhäusern unterschiedlichen Alters. Die Werte neben den Säulen zeigen den durchschnittlichen jährlichen Wärmebedarf des Gebäudes in kWh/m <sup>2</sup> . _____	2
Abbildung 1-4: Aufteilung der Arbeitspakete auf die Projektpartner _____	5
Abbildung 1-5: Projektzeitplan _____	8
Abbildung 2-1: Wirkungsgradkurven verschiedener Kollektortypen [8] _____	10
Abbildung 2-2: System für Trinkwarmwasserbereitung und Raumheizung [9] _____	10
Abbildung 2-3: 2-Leiter und 4-Leiter-Architektur eines Wärmenetzes _____	13
Abbildung 2-4: Exemplarische Struktur einer Heizzentrale _____	14
Abbildung 2-5: Vorlauftemperatur in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur [13] _____	15
Abbildung 2-6: Direkte Unterstation (links) und indirekte Unterstation mit Plattenwärmetauscher (rechts) _____	16
Abbildung 2-7: Warmwasserbereitung im Durchlaufprinzip, Speicherprinzip und Speicherladeprinzip _____	17
Abbildung 2-8: Typischer Aufbau einer großen Solarthermieanlage zur Warmwasserbereitung _____	18
Abbildung 2-9: Heizzentrale mit zusätzlicher solarer Wärmeerzeugung _____	19
Abbildung 2-10: 2+2 und 2+1 Netzwerk mit dezentralen Solarthermieanlagen _____	20
Abbildung 2-11: Einspeiseprinzipien dezentraler Solarthermieanlagen _____	21
Abbildung 2-12: Jährliche Erträge dezentraler solar Wärmenetze in Schweden [18] _____	21
Abbildung 2-13: Zentrale Einspeisung solarer Wärme in ein Nahwärmenetz mit saisonalem Speicher [15] _____	23
Abbildung 2-14: Relativer jährlicher Solarertrag in Abhängigkeit der durchschnittlichen Temperatur des Wärmetausches zum Nahwärmenetz [15] _____	24
Abbildung 2-15: Deckungsanteil in Abhängigkeit der spezifischen Kollektorfläche _____	29
Abbildung 2-16: Deckungsanteil in Abhängigkeit des spezifischen Speichervolumens _____	30
Abbildung 2-17: Spezifische Anlageninvestitionskosten in Abhängigkeit der Kollektorfläche _____	31
Abbildung 2-18: Spezifische Anlageninvestitionskosten in Abhängigkeit des Speichervolumens _____	32
Abbildung 2-19: Systemnutzungsgrad in Abhängigkeit der spezifischen Kollektorfläche _____	33
Abbildung 2-20: Systemnutzungsgrad in Abhängigkeit des spezifischen Speichervolumens _____	34
Abbildung 2-21: System- und Kollektorkreisnutzungsgrad in Abhängigkeit des spezifischen Speichervolumens _____	34



<i>Abbildung 2-22: Solare Wärmegegengestehungskosten in Abhängigkeit der spezifischen Kollektorfläche</i>	35
<i>Abbildung 3-1: Übersicht bestehender Wärmenetze der GWG in Ingolstadt</i>	38
<i>Abbildung 3-2: Bestehendes Wärmenetz im "Komponistenviertel" in Ingolstadt</i>	39
<i>Abbildung 3-3: Aufnahme des Viertels Richtung Nordwest mit älteren Gebäuden (Ziegeldach) und neueren Gebäuden (Blechfalzdach)</i>	40
<i>Abbildung 3-4: Blechfalzdach der Hindenburgstraße 57 (Westseite)</i>	40
<i>Abbildung 3-5: Heizzentrale (links) und beispielhafte Unterstation (rechts)</i>	41
<i>Abbildung 3-6: Hydraulischer Aufbau der Bestandsanlagen</i>	42
<i>Abbildung 3-7: Modell des gesamten Wärmenetzes in CARNOT mit Gebäuden (orange), Solarthermieanlagen (gelb), Vor- und Rücklaufleitungen (hellrot/blau) sowie Netzknoten (rot)</i>	43
<i>Abbildung 3-8: Mögliche Anlagenkonzepte</i>	43
<i>Abbildung 3-9: Erfassung des Warmwasser-Zapfprofils durch Clamp-On Ultraschall-Durchflusszähler am Kaltwasserzulauf zum Vorwärmespeicher</i>	45
<i>Abbildung 3-10: Einzelanlage zur Warmwasserbereitung</i>	45
<i>Abbildung 3-11: Einzelanlage zur Heizungsunterstützung</i>	46
<i>Abbildung 3-12: Zentrale Rücklauf-Einspeisung in Wärmenetz</i>	47
<i>Abbildung 3-13: Kollektorwirkungsgrade bei verschiedenen Einstrahlungen</i>	48
<i>Abbildung 3-14: Deckungsanteil und Nutzungsgrad bisher errichteter großer Solaranlagen mit verschiedenen Kollektortypen</i>	49
<i>Abbildung 3-15: Jahresdauerlinien der Einstrahlung für die betrachteten Ausrichtungen</i>	51
<i>Abbildung 3-16: Nutzungsgrad und Deckungsanteil der simulierten Anlagen</i>	52
<i>Abbildung 3-17: Spezifischer Ertrag in Abhängigkeit des mittleren Temperaturniveaus der Wärmesenke</i>	53
<i>Abbildung 3-18: Anlagenschema zur Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf</i>	55
<i>Abbildung 3-19: Anlagenschema zur lokalen Trinkwasservorwärmung</i>	56
<i>Abbildung 3-20: Anlagenschema zur kombinierten Vor-Ort-Nutzung solarer Erträge und Einspeisung von Überschüssen</i>	57
<i>Abbildung 3-21: Gegenüberstellung von Deckungsanteil und Systemnutzungsgrad der entwickelten Konzepte mit bestehenden großen Solarthermieanlagen</i>	60
<i>Abbildung 3-22: HB36 vier parallele Kollektorfelder auf Satteldach (links), Solarstation zwischen Primärkreis und Nahwärmerücklauf (rechts), Gesamtansicht (unten)</i>	62
<i>Abbildung 3-23: HB57 40° aufgeständertes Kollektorfeld auf Flachdach (links), Solarstation (oben rechts), kommunizierende Pufferspeicher (mitte rechts) im Keller sowie Gesamtansicht des Objekts (unten)</i>	63

Abbildung 3-24: SB12 neu installierte Flachkollektoren (links oben), bestehende Vakuurröhrenkollektoren (rechts oben) auf Westdach sowie Gesamtansicht (unten)	64
Abbildung 3-25: SB21 40° aufgeständerte Kollektoren auf Süddach (links oben), Regler, Messtechnik und Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf des Gebäudes (rechts oben) sowie Gesamtansicht (unten)	65
Abbildung 3-26: SB21 Außenliegende Kollektorkreisverrohrung (Vorlauf, Rücklauf und Leerrohr für Sensorkabel)	66
Abbildung 3-27: Messstellen im Untersuchungsobjekt	68
Abbildung 3-28: Schema der Datenaufzeichnung und -übertragung	70
Abbildung 3-29: Messstellenplan Hindenburgstraße 36	72
Abbildung 3-30: Messstellenplan Hindenburgstraße 57	73
Abbildung 3-31: Messstellenplan Schubertstraße 12	74
Abbildung 3-32: Messstellenplan Schubertstraße 21	75
Abbildung 3-33: Zwei Anlegefühler am Trennsystem	79
Abbildung 3-34: CS10 Einstrahlungssensor	79
Abbildung 3-35: SMP10 Pyranometer	80
Abbildung 3-36: Volumenmessteil V40	81
Abbildung 3-37: VFS-Sensoren am Kaltwassereinlass zum Pufferspeicher in der Schubertstraße 12	82
Abbildung 3-38: Ultraschall-Durchflusszähler am Hauptrücklauf des Wärmenetzes der Hindenburgstraße 57	83
Abbildung 3-39: RPS-Sensor im Kollektorkreisrücklauf der Vakuurröhrenkollektoren der Schubertstraße 12	83
Abbildung 3-40: Maximaler Messfehler der Kombination 2 x PT1000 und Flügelradzähler zur thermischen Leistungsmessung des Sekundärkreises	85
Abbildung 3-41: Prozess des Monitorings (oben) sowie exemplarische Darstellung der im Monitoringtool integrierten Übersicht zum Zustand der Solarthermieanlagen (unten)	86
Abbildung 3-42: Live-System der Hindenburgstraße 57 in VBus.net mit aktuellen Messwerten	87
Abbildung 3-43: Solarerträge der einzelnen Tage über tageweise aufsummierte Einstrahlungswerte der HB57	88
Abbildung 4-1: HB36 Tageserträge Auslegung (gesamtes Jahr) und Messung vom 07.11.2016 bis 28.05.2017	99
Abbildung 4-2: HB36 Leistung und Erträge über eine Woche im März 2017	100

<i>Abbildung 4-3: HB36 Temperaturen im Sekundärkreis (Nahwärmeseite) über eine Woche im März 2017</i>	100
<i>Abbildung 4-4: HB57 Tageserträge Auslegung (gesamtes Jahr) und Messungen vom 07.11.2016 bis 31.01.2017 (rot) sowie nach Umstellung der thermischen Desinfektion vom 01.02.2017 bis 28.05.2017 (grün)</i>	101
<i>Abbildung 4-5: Temperaturen zwischen Puffer- und Bereitschaftsspeicher sowie am Ausgang des Bereitschaftsspeichers; Umschichtung durch Legionellenpumpe</i>	103
<i>Abbildung 4-6: SB21 Tageserträge Auslegung (gesamtes Jahr) und Messungen vom 07.11.2016 bis 31.01.2017 (rot) sowie nach Umstellung der thermischen Desinfektion vom 01.02.2017 bis 28.05.2017 (grün bzw. gelb)</i>	105
<i>Abbildung 4-7: Ausschnitt Hydraulikschema Schubertstraße 21 mit Motorstellventil und Rückschlagklappe (grün markiert)</i>	106
<i>Abbildung 4-8: SB21 Pufferspeichertemperaturen und Abfuhr von Überschusswärme über Umschichtung und Netzeinspeisung im Laufe einer Woche im März</i>	107
<i>Abbildung 4-9: Simulierte und gemessene Leistungen und Erträge im Sekundärkreis HB36 in KW20</i>	110
<i>Abbildung 4-10: Simulierte und gemessene Vorlauftemperaturen und Volumenströme im Sekundärkreis HB36 in KW20</i>	110
<i>Abbildung 4-11: Simulierte und gemessene Leistungen und Erträge im Sekundärkreis HB57 in KW20</i>	112
<i>Abbildung 4-12: Simulierte und gemessene Vorlauftemperaturen und Volumenströme im Sekundärkreis HB57 in KW20</i>	112
<i>Abbildung 4-13: Simulierte und gemessene Pufferspeichertemperaturen HB57 in KW20</i>	113
<i>Abbildung 4-14: Simulierte und gemessene Leistungen und Erträge im Sekundärkreis SB21 in KW16</i>	114
<i>Abbildung 4-15: Simulierte und gemessene Vorlauftemperaturen und Volumenströme im Sekundärkreis SB21 in KW16</i>	115
<i>Abbildung 4-16: Simulierte und gemessene Pufferspeichertemperaturen SB21 in KW16</i>	115
<i>Abbildung 5-1: Validiertes Modell der Schubertstraße 21</i>	116
<i>Abbildung 5-2: Jahresprognose des monatlichen Solarertrags und Warmwasser-Deckungsanteils HB57</i>	117
<i>Abbildung 5-3: Monatliche Solarerträge Hindenburgstraße 36</i>	118
<i>Abbildung 5-4: Jahresprognose des monatlichen Solarertrags, der Einspeisung in das Wärmenetz und des lokalen Warmwasser-Deckungsanteils SB12</i>	119
<i>Abbildung 5-5: Jahresprognose des monatlichen Solarertrags, der Einspeisung in das Wärmenetz und des lokalen Warmwasser-Deckungsanteils SB21</i>	120

*Abbildung 6-1: Prozentualer Anteil an den Gesamtkosten einzelner Komponenten für alle Anlagen*

---

126

## Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 2-1: Auswahl ausgewerteter großer deutscher Solarthermieanlagen bzw. solarer Wärmenetze zu Projektbeginn</i>	27
<i>Tabelle 3-1: Jährliche Energieverbräuche der Unterstationen</i>	41
<i>Tabelle 3-2: Kennwerte der verwendeten Kollektoren</i>	50
<i>Tabelle 3-3: Spezifische Erträge der betrachteten Varianten in kWh/(m<sup>2</sup>a)</i>	51
<i>Tabelle 3-4: Daten des gewählten Flachkollektors</i>	54
<i>Tabelle 3-5: Auswahl von Varianten der Anlagendimensionierungen mit Erträgen für Freiflächenanlage (FF), Hindenburgstraße 36 (HB36), Hindenburgstraße 57 (HB57), Schubertstraße 12 (SB12) und Schubertstraße 21 (SB21)</i>	58
<i>Tabelle 3-6: Für die Regelung der solarthermischen Systeme benötigte Sensoren</i>	71
<i>Tabelle 3-7: Übersicht über Sensortypen</i>	76
<i>Tabelle 3-8: Aufstellung der Messgenauigkeiten der eingesetzten Sensoren</i>	84
<i>Tabelle 3-9: Für die Funktionskontrolle betrachteten Sensoren und deren Bedingungen des Gebäudes HB57</i>	89
<i>Tabelle 4-1: Temperaturen und Einstrahlung in KW16 und KW20 2017</i>	108
<i>Tabelle 4-2: Werte zur Modellvalidierung Hindenburgstraße 36</i>	109
<i>Tabelle 4-3: Werte zur Modellvalidierung Hindenburgstraße 57</i>	111
<i>Tabelle 4-4: Werte zur Modellvalidierung Schubertstraße 21</i>	113
<i>Tabelle 5-1: Jährliche Erträge aller Solaranlagen im Wärmenetz</i>	117
<i>Tabelle 5-2: Ertragsteigerung HB36, SB12 und SB21 durch angepasste Betriebsweise des Wärmenetzes</i>	121
<i>Tabelle 5-3: Jährliche Erträge der vergrößerten Solaranlagen</i>	123
<i>Tabelle 6-1: Wirtschaftlichkeit der umgesetzten und optimierten Solarthermieanlagen mit und ohne Einrechnung der Förderung</i>	125

## Abkürzungen und Symbole

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSS	Bereitschaftsspeicher
BSW	Bundesverband der Solarwirtschaft
CPC	Compound Parabolic Concentrator
Ct	Euro-Cent
CS	Citrin Solar
DA	Deckungsanteil
EnEV	Energieeinsparverordnung
EP	Einspeisepumpe
ES	Einspeisung
FF	Freifläche
FK, FPC	Flachkollektor
FOL	Flachkollektor mit Folie als Konvektionsbremse
GMFH	Großes Mehrfamilienhaus
GWG	Gemeinnützige Wohnungsbaugesellschaft Ingolstadt
HB28	Hindenburgstraße 28
HB36	Hindenburgstraße 36
HB42	Hindenburgstraße 42
HB46	Hindenburgstraße 46
HB57	Hindenburgstraße 57
HM8	Hindemithstraße 8
HU	Heizungsunterstützung
InES	Institut für neue Energie-Systeme
KF	Kollektorfeld
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
Koll	Kollektor
KW	Kaltwasser / Kalenderwoche
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MAP	Marktanreizprogramm
MFH	Mehrfamilienhaus
MWh	Megawattstunde
NW	Nahwärme
PA	Poolabsorber
RH	Raumheizung
PK	Primärkreis
PS	Pufferspeicher

R-R	Rücklauf-Rücklauf	
R-V	Rücklauf-Vorlauf	
RW	Raumwärme	
RL	Rücklauf	
SB5	Schubertstraße 5	
SB19	Schubertstraße 19	
SK	Sekundärkreis	
spez	spezifisch	
SDH	Solar District Heating	
th	Thermisch	
THI	Technische Hochschule Ingolstadt	
TRNSYS	Transient Systems Simulation Software	
TWh	Terawattstunde	
US_DFZ	Ultraschall-Durchflusszähler	
VBA	Visual Basics for Applications	
VDI	Verein Deutscher Ingenieure	
VL	Vorlauf	
V-R	Vorlauf-Rücklauf	
VRK, ETC	Vakuumröhrenkollektor	
V-V	Vorlauf-Vorlauf	
WGK	Wärmegestehungskosten	
(T)WW	(Trink)warmwasser	
A	Fläche	[m <sup>2</sup> ]
E	Energie	[kWh / MWh]
$\eta_0$	Optischer Wirkungsgrad	[-]
V	Volumen	[m <sup>3</sup> ]

# 1 Einführung

## 1.1 Solarthermie in der künftigen Energieversorgung

Die Reduktion von Treibhausgasemissionen und fossilem Energieverbrauch ist eines der in den letzten Jahren meistdiskutierten Themen in Gesellschaft und Wissenschaft. Nach Daten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) [1] lag der gesamte Endenergieverbrauch in Deutschland im Jahre 2012 demnach bei 2.500 TWh (Abbildung 1-1). Der Anteil der Energie für Raumwärme und Trinkwarmwasser macht rund 34 % dieses Gesamtverbrauchs aus. Da Raumwärme und Trinkwarmwasser bei Temperaturen unter 100 °C bereitgestellt werden, könnte ein nennenswerter Teil dieser Energie von Niedertemperaturwärmequellen, wie z.B. Solarthermie, erzeugt werden, um eine größere Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern zu erreichen und damit die Kohlendioxidemissionen zu reduzieren.

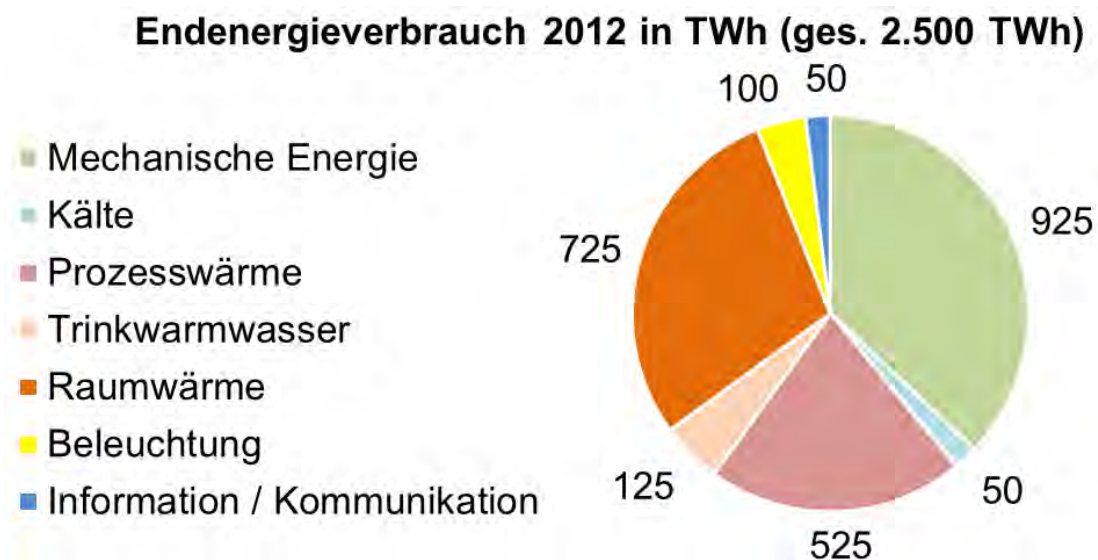


Abbildung 1-1: Endenergieverbrauch in Deutschland 2012 nach [1]

Um die Regierungsziele einer Reduktion der Kohlendioxidemissionen um 80 % von 1990 bis zum Jahr 2050 zu erreichen, wäre nach Szenarien von Nitsch et al. [2] bis dahin eine jährliche erneuerbare Wärmeproduktion von mehr als 350 TWh notwendig. Die aktuelle erneuerbare Wärmebereitstellung wird dominiert von Biomasseanlagen und der solarthermische Anteil ist kleiner als 4 % (Abbildung 1-2). Nachdem die Biomasseressourcen jedoch begrenzt sind und demnach nur ein kleines Potenzial für einen weiteren Ausbau besteht, müssen die Bereiche Geothermie und Solarthermie deutlich gefördert werden. Hierbei sind die größten Anstrengungen im Bereich der Solarthermie zu unternehmen, da durch diese Technologie mehr als 25 % der erneuerbaren Wärme im Jahr 2050 erzeugt werden müssten. Innerhalb dieses



Ausbau verdient vor allem der Bereich der solar unterstützten Wärmenetze besondere Aufmerksamkeit. Hier müsste zur Erreichung der Zielgrößen ein Ausbau um den Faktor 200 stattfinden. Diese Notwendigkeit wird zusätzlich verstärkt durch den notwendigen Ausbau von Wärmenetzen als Lastausgleich für eine flexiblere Gestaltung der Stromnetze (z.B. [2], [3]).

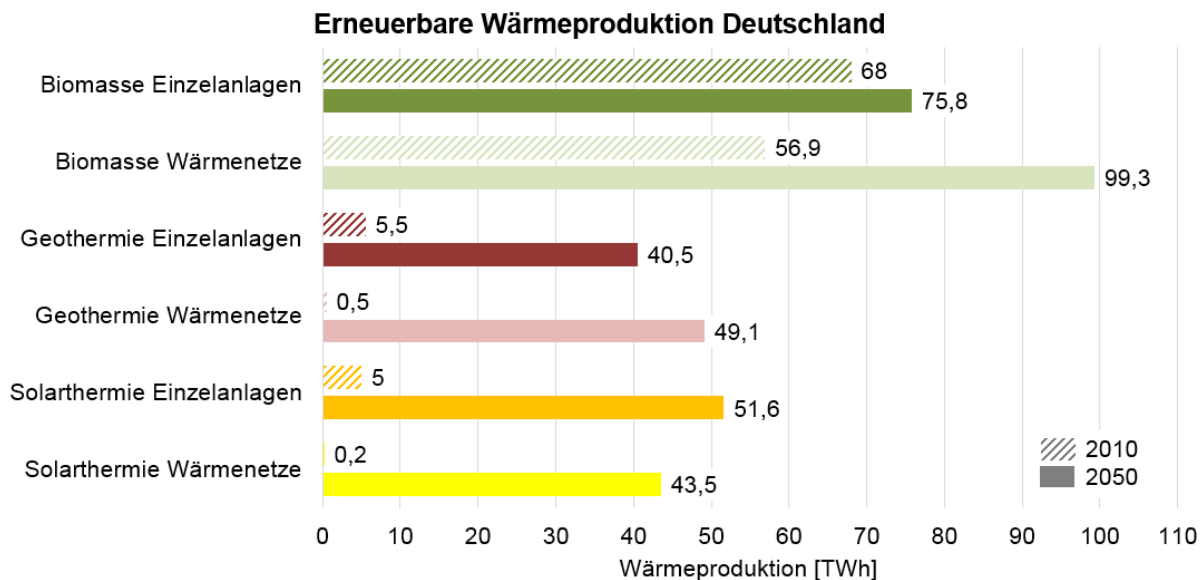


Abbildung 1-2: Aktuelle (2010, 136,1 TWh) und erwartete (2050, 359,8 TWh) erneuerbare Wärmeproduktion in Deutschland

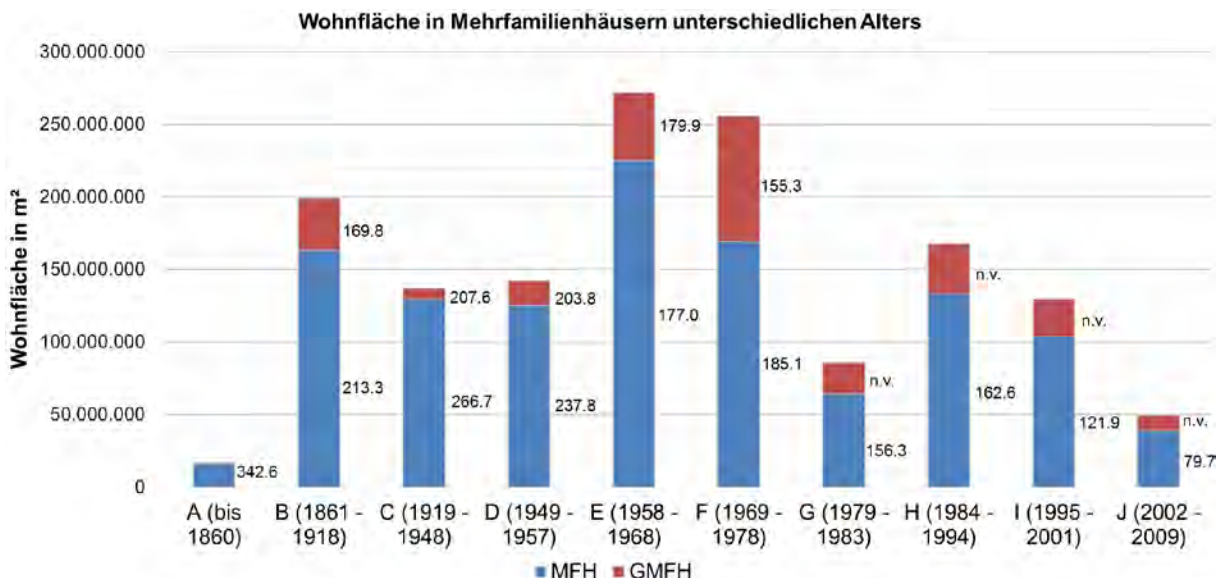


Abbildung 1-3: Beheizte Wohnfläche in Mehrfamilienhäusern unterschiedlichen Alters. Die Werte neben den Säulen zeigen den durchschnittlichen jährlichen Wärmebedarf des Gebäudes in kWh/m².

Loga et al. [4] haben ermittelt, dass 18 % der Wohngebäude in Deutschland Mehrfamilienhäuser mit 3 oder mehr Wohnungen sind. In diesen Gebäuden befinden

sich 54 % aller Wohneinheiten. In größeren Städten ist der Anteil noch höher. Die Hälfte der Wohngebäude wurde vor 1970 gebaut. Abbildung 1-3 zeigt die detaillierte Verteilung der beheizten Wohnfläche in Mehrfamilienhäusern (MFH) mit 3 bis 12 Wohneinheiten beziehungsweise großen Mehrfamilienhäusern (GMFH) mit 13 oder mehr Wohneinheiten für unterschiedliche Baujahre (Klasse A bis J).

Es ist ersichtlich, dass sich ein hoher Anteil der Wohnfläche in Gebäuden mit einem hohen spezifischen Wärmebedarf befindet. Deshalb haben Mehrfamilienhäuser, insbesondere Bestandsgebäude, eine hohe Relevanz für die Wärmewende. Auf der anderen Seite sind bisher nur 5,4 % aller Gebäude an ein Wärmenetz angeschlossen [5] und der Anteil von Mehrfamilienhäusern, die über Wärmenetze versorgt werden liegt bei 13 % [4]. Da neue Gebäude im Rahmen der Energieeinsparverordnung (EnEV) [6] strengere Regeln in Bezug auf Wärmedämmung und Primärenergiebedarf erfüllen müssen, wird der Bedarf an Raumwärme in Zukunft sinken. Das gleiche gilt für Sanierungen von bestehenden Gebäuden, bei denen Maßnahmen an der Gebäudehülle Wärmeverluste reduzieren. Jedoch liegt die Sanierungsquote aktuell nur bei rund 1 %. So wird es voraussichtlich mehrere Jahrzehnte in Anspruch nehmen, bis sich die Gesamtheit der Gebäude auf einem energetisch ähnlich guten Niveau wie aktuelle Neubauten befindet. Darüber hinaus gibt es im Bereich der Trinkwarmwasserversorgung nur geringes Einsparpotenzial, da diese mehr vom Verhalten der Bewohner und weniger von der technischen Ausführung der Trinkwassererwärmungsanlagen oder der Bauwerke bestimmt wird. So kann davon ausgegangen werden, dass zukünftig der relative Anteil am Trinkwarmwasser am Gesamtwärmebedarf in Wohngebäuden zunimmt, während der gesamte Wärmebedarf um fast 50 % abnimmt [2].

Es gibt nur wenige Daten zur Nutzung von Solarthermie in Mehrfamilienhäusern. Jedoch zeigten Stryi-Hipp et al. [7] im Jahre 2007, dass nur 1 % der neu gebauten Solarthermieanlagen, welche im Rahmen des Marktanreizprogramms (MAP) gefördert wurden, in dieser Zeit in Mehrfamilienhäusern installiert wurden. Die Gründe hierfür sind in technischen Hürden, wie beispielsweise dem geringen Platzangebot zur Installation von Speichern, auf der einen Seite und in wirtschaftlichen Herausforderungen auf der anderen Seite zu sehen. Viele Wohnungen in diesen Gebäuden sind vermietet. Die Eigentümer der Gebäude haben ein geringes Interesse an energetischen Sanierungsmaßnahmen, da die Kosten hierfür nur teilweise auf die Mieter umgelegt werden können, andererseits jedoch höhere Energiekosten vom Mieter alleine getragen werden. Wenn es zur Installation neuer Heizungen kommt, werden konventionelle Technologien wie Gas- oder Öl-basierte Systeme bevorzugt, da diese als einfacher in der Planung und verlässlicher gelten.

Basierend auf diesen Faktoren kann geschlussfolgert werden, dass die Untersuchung von Solarthermieanlagen sowie Wärmenetzen in urbanen Wohngebieten ein wichtiges Forschungsfeld ist. Während Aufbau und Betrieb kleiner Anlagen in Einfamilienhäusern seit langem bekannt sind, befindet sich die Einbindung solarer Wärme in Wärmenetzen nach wie vor in einem anfänglichen, nicht ausgereiften Stadium und sieht sich somit technologischen und ökonomischen Herausforderungen gegenüber.

## 1.2 Ziele des Vorhabens

Das Vorhaben „smartSOLgrid“ zielte darauf ab, solar unterstützte Mikrowärmenetze durch die Entwicklung neuer Lösungsansätze für Hydraulik und Regelungstechnik mit mehr Intelligenz auszustatten. Vor dem Hintergrund vorrangig solare Energie zu nutzen, sollten Erzeuger, Speicher, und Verbraucher in einem solaren Smart Grid im Wärmebereich unter Einsatz moderner Informationstechnik miteinander interagieren können. Im Unterschied zu bestehenden Anlagen sollte erstmals ein intelligentes Mikrowärmenetz mit dezentralen, kleinvolumigen Speichern konzipiert werden, welches an die Anforderungen des urbanen Geschosswohnungsbaus angepasst ist.

Die zu Projektstart gesetzten Teil-Ziele lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Umrüstung eines Mikrowärmenetzes des Projektpartners *Gemeinnützige Wohnungsbaugesellschaft Ingolstadt* anhand der aus Simulationsstudien gewonnenen Erkenntnisse
- Anschluss von bis zu 350 Wohneinheiten im Geschosswohnungsbau mit mehreren Einzelobjekten an das Wärmenetz
- Integration von bis zu 500 m<sup>2</sup> (350 kW<sub>th</sub>) Kollektorfläche in das Mikrowärmenetz, verteilt auf mehrere Gebäude
- Einsatz mehrerer kleinvolumiger Kurzzeitspeicher mit Einzelspeicherkapazitäten von bis zu 5 m<sup>3</sup> in den zu versorgenden Gebäuden
- Wärmebereitstellung ohne fossile Nachheizung in den Sommermonaten zur Erreichung eines solaren Deckungsanteils von ca. 60 % für die Brauchwarmwassererwärmung und 7-20 % am gesamten Wärmeenergiebedarf
- Minimierung der solaren Wärmegestehungskosten auf 8-12 Ct/kWh
- Durchführung einer wissenschaftlichen Begleituntersuchung über einen Zeitraum von ca. 6 Monaten und anschließende Rückspiegelung der gewonnenen Erkenntnisse in das Simulationsmodell zur Validierung der Optimierungsmaßnahmen

Da die Ziele zu Beginn des Projekts sehr allgemein gehalten waren und nicht auf ein spezifisches Objekt bezogen, sind die einzelnen genannten Größen in Abhängigkeit der vorzufindenden Rahmenbedingungen schwer einzuhalten. Das in Kapitel 3 beschriebene Objekt erfüllt die Anforderungen an die Anzahl der Wohneinheiten exakt. Da es jedoch aus weitestgehend unsanierten Gebäuden mit hohem Raumwärmebedarf besteht, ist der Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf geringer ausgefallen. Aus Kostengründen wurde eine Beschränkung der neu installierten Kollektorfläche auf insgesamt 280 m<sup>2</sup> vorgenommen. Speichervolumina in einzelnen Objekten blieben auf 2 m<sup>3</sup> je Anlage beschränkt, was sich als wirtschaftliches Optimum und ausreichend für die gewählten Kollektorflächen und den tatsächlichen Wärmeverbrauch erwies.

### 1.3 Kooperation

Das Forschungsvorhaben war als Verbundprojekt der Partner *Citrin Solar GmbH Energie- und Umwelttechnik (CS)*, *Gemeinnützige Wohnungsbau-Gesellschaft Ingolstadt GmbH (GWG)* und dem *Institut für neue Energie-Systeme (InES)* der *Technischen Hochschule Ingolstadt (THI)* angesetzt. Zur Unterstützung bei der Weiterentwicklung von Reglern und Anlagenmonitoring war die Firma *RESOL – Elektronische Regelungen GmbH (RESOL)* im Unterauftrag von *Citrin Solar* eingebunden. Damit waren in das Konsortium Industriepartner aus allen für das Projekt relevanten Bereichen involviert (Wohnungswirtschaft/Anlagenbetrieb, solarthermische Systeme und Komponenten, Regler-Hard- und Software).

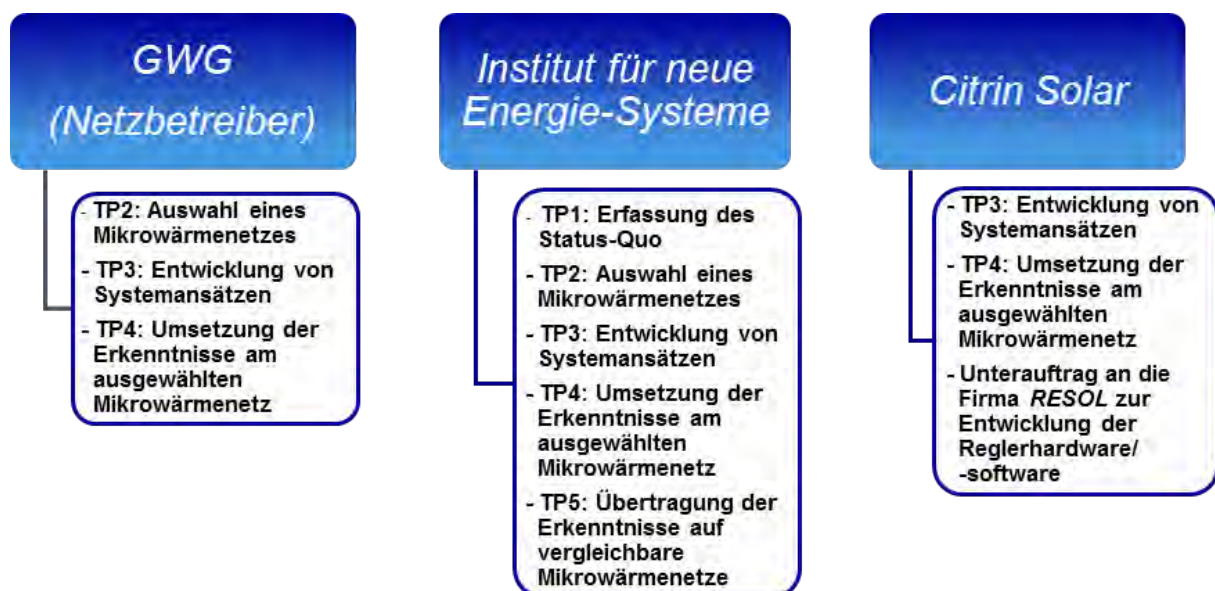


Abbildung 1-4: Aufteilung der Arbeitspakete auf die Projektpartner

Unmittelbarer Anwender und Nutzer der Solarthermieanlagen ist die *GWG*, die als kommunales Wohnungsbauunternehmen zahlreiche Wärmenetze im Großraum Ingolstadt betreibt, welche ähnliche Grundvoraussetzungen für die Integration von Solarthermieanlagen bieten. Die Koordination des Projekts wurde vom *InES* durchgeführt, welches ebenfalls für die Verbreitung der Erkenntnisse verantwortlich ist. Die Aufteilung der Arbeitspakete ist in Abbildung 1-4 dargestellt.

## 1.4 Projektablauf

Als erstes Arbeitspaket des Projekts wurde, neben der Recherche zu bestehenden technischen Konzepten der solaren Nahwärmeversorgung, eine Übersicht existierender solarer Wärmenetze und großer Solaranlagen in Europa erstellt. Es wurden Daten aus bestehenden Zusammenstellungen und Berichte zu großen Solarthermie-Projekten ausgewertet sowie Informationen bei den Anlagenbetreibern erhoben. Aus diesen Daten wurden Kennzahlen und Diagramme entwickelt, um das grundsätzliche Potenzial bestehender Lösungen aufzuzeigen. Dieses Arbeitspaket fand schwerpunktmäßig an der *THI* statt.

Anschließend erfolgte eine Begutachtung verschiedener Wärmenetze der *GWG*, um geeignete Objekte für die Umsetzung des Projekts zu identifizieren. Die *GWG* erstellte hierzu eine Dokumentation der vorhandenen Netze mit den jeweiligen Randbedingungen und der bisher verbauten Anlagentechnik. Anhand der durch die *THI* entwickelten Kennzahlen bestehender großer Solarthermieanlagen wurde die Eignung der Objekte durch alle beteiligten Projektpartner analysiert und ein Wärmenetz festgelegt.

An diesem Objekt erfolgte die Entwicklung passender Einbindungskonzepte für dezentrale Solarthermieanlagen. Hierbei wurde eine Anpassung der Hydraulik- als auch der Regelungsstrategie unter ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten durchgeführt. Die Anlagen wurden mithilfe von Systemsimulationen in MATLAB/Simulink unter Zuhilfenahme der CARNOT-Toolbox dimensioniert. Beitrag der *GWG* hierbei war die Unterstützung bei der Analyse der bestehenden Anlagentechnik und bisheriger Betriebserfahrungen. Außerdem waren *GWG*-Mitarbeiter an der Planung der netzseitigen Hydraulik beteiligt. *Citrin Solar* unterstützte das Arbeitspaket durch eine detaillierte Planung der solarseitigen Komponenten im System sowie der Integration der Kollektoren und die Weiterentwicklung von Regelungs- und Messtechnik. Hierbei erfolgte die Einbindung der Firma *RESOL* zur Integration von Wetterdaten und erweiterten Monitoringmöglichkeiten im Unterauftrag durch *Citrin Solar*. Die *THI* führte die einzelnen Beiträge zusammen und entwickelte die Gesamtkonzepte der Anlagen auf Basis umfangreicher Simulationen.



Nach Festlegung der Konzepte und der zu errichtenden Anlagen begann die Planung von Umrüstung und Messtechnikausrüstung. Hier wurde Wert auf eine umfassende Analyse aller relevanten Energieflüsse im Wärmenetz und in den einzelnen Gebäuden gelegt. Das finale Messtechnikkonzept wurde primär durch die *THI* geplant. Die Planung der eigentlichen Umrüstung sowie die Umsetzung selbst erfolgte durch die *GWG* und *Citric Solar*, die Integration und Inbetriebnahme der Messtechnik und Regler in enger Zusammenarbeit aller Projektpartner. Parallel zur Messtechnik wurde ein Monitoringkonzept für den Anlagenbetreiber ausgearbeitet, das eine langfristige Sicherstellung der Funktion und damit der solaren Erträge ermöglicht. Der zugehörige Kontrollprozess wurde an der *THI* in Absprache mit der *GWG* entwickelt und durch die seitens *Citric Solar* und *RESOL* verbesserten Datenerfassungsmöglichkeiten in *VBus.net* unterstützt.

Nach Aufbau der Anlagen erfolgten eine von der *THI* geleitete wissenschaftliche Monitoringphase und die Validierung der Simulationsmodelle anhand der Messdaten. In einer zweiten Simulationsstudie wurden Anhand der validierten Modelle weitere Optimierungen durchgeführt und aus den Erfahrungen aller Projektpartner allgemeine Empfehlungen für vergleichbare Objekte abgeleitet.

In Abbildung 1-5 ist der Projektzeitplan mit den einzelnen Arbeitspaketen dargestellt.



## 2 Stand der Wissenschaft und Technik

Um die Ausführungen dieses Projektberichts besser einordnen zu können, wird in diesem Kapitel ein kurzer Abriss zur grundlegenden Funktionsweise von Solarthermieanlagen sowie Wärmenetzen vorgestellt. Darüber hinaus wird auf aktuelle internationale Forschungsaktivitäten im Bereich der solaren Nahwärme eingegangen. Erkenntnisse zu Dimensionierung und Messwerte bisher aufgebauter großer Solarthermieanlagen in ganz Europa schließen das Kapitel ab.

### 2.1 Solarthermie

#### 2.1.1 Solarthermische Kollektoren

Ein solarthermischer Kollektor ist ein Gerät, um die Energie des Sonnenlichts für unterschiedliche Zwecke in Wärme umzuwandeln. In häuslichen Anwendungen sind dies entweder Warmwasserbereitung oder Raumheizung. Es gibt verschiedene Arten von Kollektoren: Flachkollektoren, Vakuumröhrenkollektoren und unabgedeckte (Pool)absorber. Abbildung 2-1 zeigt Wirkungsgradkurven mehrerer verschiedener Kollektoren [8]. Es ist ersichtlich, dass bei einer zunehmenden Temperaturdifferenz zur Umgebung der Wirkungsgrad geringer wird. Dies ist auf die zunehmenden thermischen Verluste durch das Kollektorgehäuse zurückzuführen. Der Wert auf der x-Achse wird als reduzierte Temperatur bezeichnet und beschreibt die Temperaturdifferenz in K dividiert durch die Sonneneinstrahlung in  $W/m^2$ . Die Sonneneinstrahlung ist der zweite wichtige Faktor für die thermische Leistung des Kollektors. Eine höhere Bestrahlung führt zu einer höheren Leistungsaufnahme des Kollektors und erhöht infolge die Wärmeleistung. Bei einem näheren Blick auf die drei verschiedenen Kollektortypen wird klar, dass die unabgedeckten Poolabsorber den höchsten Wirkungsgrad haben, wenn sie bei einer mittleren Temperatur gleich der Umgebungstemperatur arbeiten. Dieser Punkt wird als optischer Wirkungsgrad bezeichnet ( $\eta_0$ ), da er primär von den optischen Eigenschaften des Kollektors beeinflusst wird. Auf der anderen Seite ist die Abnahme der Effizienz bei höheren Temperaturen und bei geringerer Bestrahlung sehr steil. Die Vakuumröhrenkollektoren haben den niedrigsten  $\eta_0$ -Wert aber auch geringere Verluste bei höheren Betriebstemperaturen oder geringer Bestrahlung. Flachkollektoren sind dazwischen einzuordnen. Aus diesem Verhalten lässt sich ableiten, dass es am besten ist, auf einem niedrigen Temperaturniveau zu arbeiten, um den Nutzungsgrad eines solarthermischen Systems zu erhöhen.



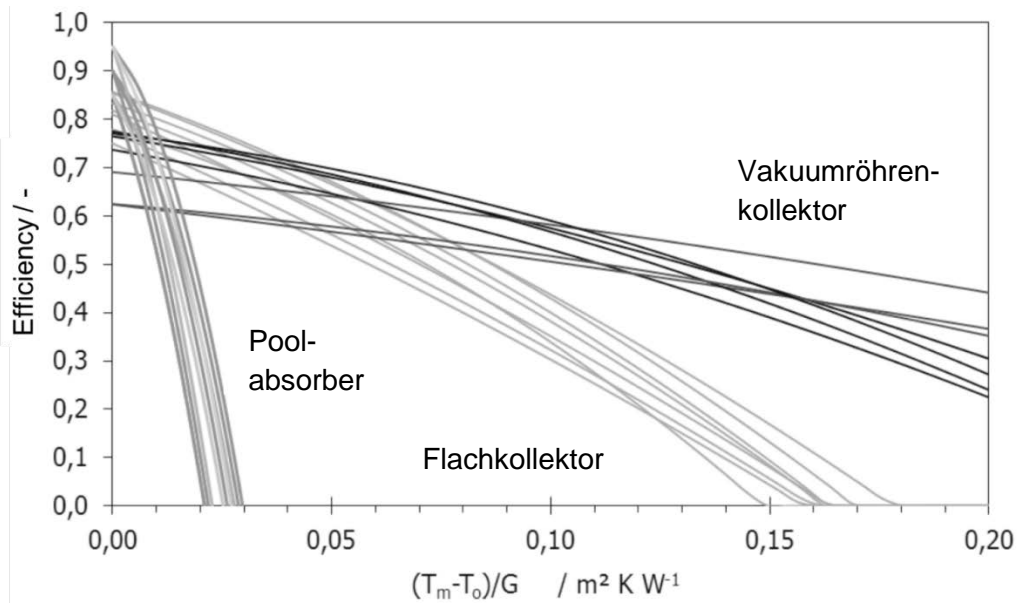


Abbildung 2-1: Wirkungsgradkurven verschiedener Kollektortypen [8]

### 2.1.2 Solarthermische Systeme

Abbildung 2-2 zeigt ein Schema eines beispielhaften Solarthermiesystems für die Warmwasserbereitung [9]. Die nachfolgend beschriebene Funktionsweise ähnelt allen Solarthermieanlagen für Wohnzwecke.

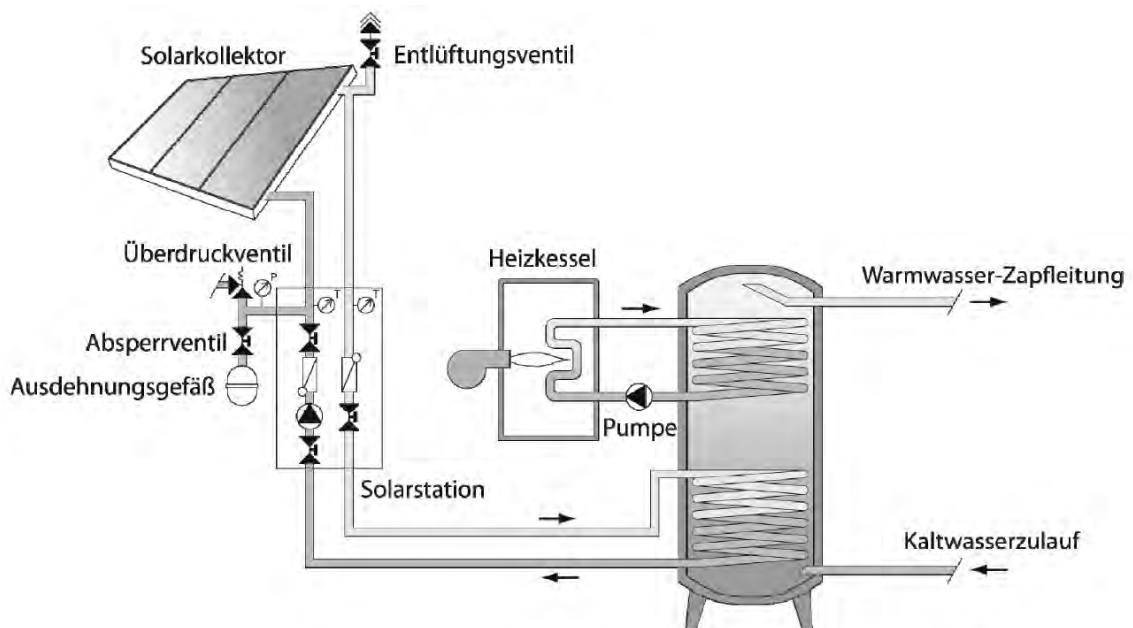


Abbildung 2-2: System für Trinkwarmwasserbereitung und Raumheizung [9]

In diesem exemplarischen System wird die Wärme aus den Kollektoren auf das Fluid im Kollektorkreis übertragen. Dieses Fluid wird von der Pumpe durch den Rohrwärmetauscher im Solarspeicher geleitet. Dieser Heißwassertank dient als Puffer zur Speicherung von Solarwärme, wenn diese nicht sofort verbraucht werden kann.

Bei Warmwasserzapfung fließt kaltes Wasser aus der Zuleitung in den Speicher und das bereits erwärmte Wasser wird an die Zapfstellen weitergeleitet. Wenn die Temperatur dieses Wassers unterhalb der eingestellten Solltemperatur liegt, wird eine zusätzliche Nachheizung (z.B. Heizkessel oder Nahwärme) eingesetzt, um diese Differenz auszugleichen. Bei Solarthermieanlagen im Wohnbereich ist es üblich, die vom Kollektor absorbierte Energie auf eine Wärmeübertragungsflüssigkeit zu übertragen. Je nach System kann dies Wasser oder ein Gemisch aus Wasser und einem Frostschutzmittel wie Glykol sein. Es gibt darüber hinaus Luftkollektoren, die die Energie auf einen Luftstrom übertragen, der durch den Kollektor strömt. Dieser Typ wird in dieser Studie nicht berücksichtigt, da eine Relevanz lediglich für energieeffiziente Neubauten mit Luftheizungssystemen und nicht für Nachrüstprojekte ohne umfassender energetischer Sanierung mit Lüftungsanlage gegeben ist, welche im Mittelpunkt dieser Untersuchung stehen.

Die Aufgaben des Reglers für eine große Solarthermie für die Warmwasserbereitung können folgende Punkte umfassen [10]:

- Wärme aus dem Kollektorfeld abführen
- Beladung des Speichers
- Entladung des Speichers
- Aufheizen des Trinkwarmwassers
- Thermische Desinfektion (Legionellen) und Temperaturregelung

Für die Regelung des Kollektorfelds werden Temperatur- und Einstrahlungssensoren verwendet, wobei die Einstrahlung eher ein Regelparameter in größeren Systemen oder bei Vakuumröhrenkollektoren sein kann. Bei der Verwendung von Temperatursensoren am Kollektor wird die Pumpe aktiviert, wenn die Kollektortemperatur ( $T_{\text{Koll}}$ ) größer als die Speichertemperatur ( $T_{\text{Speicher}}$ ) plus einer gewissen Differenz für Wärmeverluste in den Rohren ist. Wenn ein Einstrahlungssensor vorhanden ist, wird überprüft, ob die Bestrahlung höher als ein vordefinierter Schwellenwert ist, z.B.  $200 \text{ W/m}^2$ . In diesem Fall wird die Pumpe im Kollektorkreis eingeschaltet. Hier kann eine Trennung zwischen Kollektor und Speicher über einen zusätzlichen Plattenwärmetauscher erfolgen bzw. ein Bypass installiert sein. In diesen Fällen kann ein Temperatursensor in der Nähe des Plattenwärmetauschers zum Starten der Speicherladepumpe bzw. zum Umschalten des Bypassventils verwendet werden. Alle anderen Pumpen im System haben ein ähnliches Verhalten und beginnen zu arbeiten, wenn eine ausreichende Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke vorhanden ist. Zur thermischen Desinfektion wird in der Regel eine zeitgesteuerte Erwärmung des gesamten Trinkwassers im System bis  $60 \text{ }^\circ\text{C}$  einmal täglich durchgeführt. Um die

Effizienz zu erhöhen, können zusätzliche Prüfungen durchgeführt werden, um festzustellen, ob die Temperatur bereits während der letzten 24 h aufgrund von Solargewinnen bereits erreicht wurde. In diesem Fall darf die Desinfektion übersprungen werden.

## 2.2 Wärmenetze

### 2.2.1 Systemansätze

Fernwärme bzw. Nahwärme ist eine Technologie, um mehrere Gebäude oder sogar komplette Quartiere oder Städte mit Wärme von einem oder mehreren großen Heizanlagen zu versorgen. Diese Anlagen sind entweder in einem der versorgten Gebäude oder in einer eigenen Heizzentrale untergebracht. Dabei ist keine exakte Unterscheidung von Fern- und Nahwärme möglich. Typischerweise wird bei kleineren Systemen zur Versorgung einzelner Quartiere oder kleinerer Ortschaften von Nahwärme gesprochen. Im Folgenden wird immer der Begriff Nahwärme verwendet, da das Forschungsprojekt auf Quartiersebene angesiedelt ist. Die drei wesentlichen Elemente von Nahwärmesystemen sind [11]:

- Wärmeerzeuger
- Verteilnetz
- Unterstationen

Die Gründe für die Errichtung von Nahwärmenetzen können in folgenden Punkten gesehen werden:

- Nutzung von Überschusswärme (aus Kraftwerken oder Industrieprozessen)
- Nutzung von Wärmequellen, welche mit Kleinanlagen schwer erschließbar sind (z.B. tiefe Geothermie, Hackschnitzel, Biogas)
- Größere Flexibilität für Kraft-Wärme-Kopplung
- Höhere Effizienz eines großen im Vergleich zu vielen kleinen Wärmeerzeugern
- Geringerer Platzbedarf in den versorgten Gebäuden im Vergleich zu Einzelheizungen
- Einfachere Behandlung von Abgasen
- Einfachere Optimierung und Wartung einer großen Anlage im Vergleich zu vielen kleinen Anlagen

Fossile und Biomasse-Fernwärme sind etablierte Technologien. Für Standard-Nahwärmenetze gibt es zwei Grundprinzipien der Rohrleitungsarchitektur, das 2-Leiter-Netzwerk und das seltener verwendete 4-Leiter-Netzwerk (Abbildung 2-3). Das 2-Leiter-Netz hat eine Vorlaufleitung und eine Rücklaufleitung. Diese Rohre sind mit

Heizwasser oder Dampf gefüllt und die Erzeugung von Warmwasser erfolgt in den Unterstationen in einem separaten Kreislauf. Ein 4-Leiter-Netz verfügt über eine Vorlauf- und Rücklaufleitung für die Raumheizung sowie eine weitere Rohrleitung, welche die Unterstationen direkt mit heißem Trinkwasser versorgt sowie einer dazugehörigen Zirkulationsleitung, die zurück zur Heizzentrale führt. Ein 2-Leiter-Netz ist weniger investitionsintensiv, dafür können in einem 4-Leiter-Netzwerk die Temperaturen und die Massenströme der Raumheizung und der Warmwasserversorgung separat geregelt werden, was unter Umständen zu einer erhöhten Systemeffizienz und einfacher aufgebauten Unterstationen führt [12].

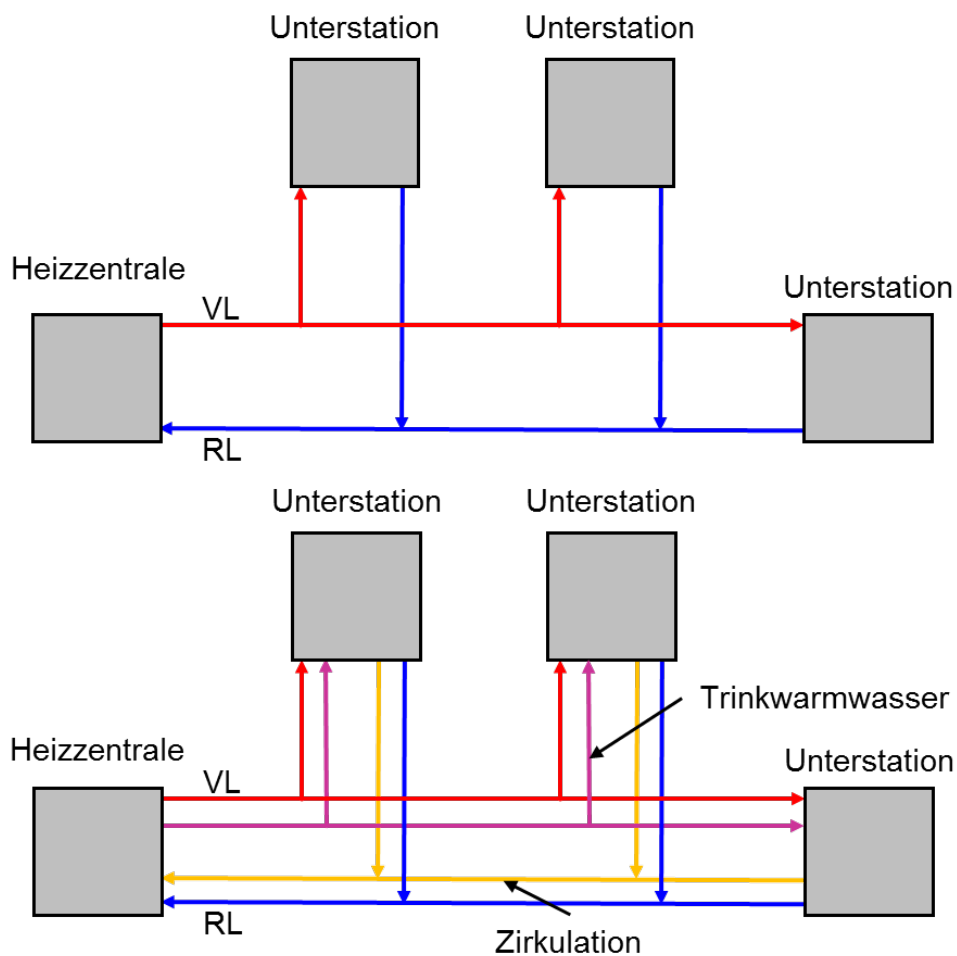


Abbildung 2-3: 2-Leiter und 4-Leiter-Architektur eines Wärmenetzes

### 2.1.1 Heizzentralen

Eine exemplarische Struktur für eine Heizzentrale ist in Abbildung 2-4 dargestellt. Ein Wärmeerzeuger ist über eine hydraulische Weiche mit dem Wärmenetz verbunden. Pumpen auf der Primär- und Sekundärseite steuern den Massendurchfluss durch den Erzeuger sowie im Netz. Wenn die Heizleistung des Erzeugers schwer zu regeln ist,

z.B. für holzbefeuerte Anlagen oder andere Sonderanforderungen wie eine stromgetriebene Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), kann die hydraulische Weiche durch einen größeren Pufferspeicher ersetzt werden, um eine größere Leistungsdifferenz zwischen Erzeugung und Verbrauch zu kompensieren. Eine Alternative zur hydraulischen Weiche ist ein regelbares Dreiwegeventil zur Umgehung des Netzes. Dies ermöglicht eine bessere Temperaturregelung für den Wärmeerzeuger. Anstelle eines einzelnen Wärmeerzeugers können mehrere installiert werden, um die Leistung der Heizzentrale zu erhöhen oder um die Kombination von beispielsweise einer KWK-Anlage und eines zusätzlichen Gaskessels zur Deckung der Spitzenlast zu ermöglichen. Diese Erzeuger können parallel oder in Serie geschaltet werden. Eine Gruppe von Niedertemperatur-Gaskesseln kann einen höheren Wirkungsgrad haben, wenn alle Geräte in Teillast arbeiten, wohingegen eine KWK-Anlage oder ein Brennwärmtessel von einer seriellen Verbindung direkt zum Rücklauf profitieren können, da hier das Temperaturniveau im System am niedrigsten ist.

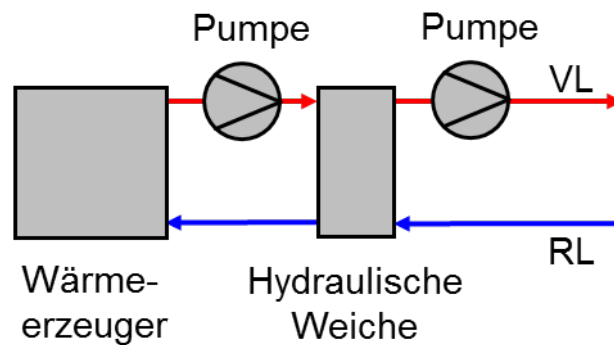


Abbildung 2-4: Exemplarische Struktur einer Heizzentrale

Zur Regelung der thermischen Leistung von Nahwärmenetzen können sowohl die Temperatur als auch der Massenstrom variiert werden. Ein verbreiteter Ansatz ist es, die Vorlauftemperatur abhängig von der Umgebungstemperatur zu ändern (Abbildung 2-5). Während der Heizperiode wird die Temperatur erhöht, um die Energiemenge zu erhöhen, die pro Flüssigkeitsvolumen übertragen wird. Die Modifikation der Temperatur ist ein langsamer Prozess, da alle Kapazitäten wie Wärmeübertragungsflüssigkeit, Rohre und andere Geräte im System aufgeheizt bzw. ausgekühlt werden müssen. Um kurzfristige Schwankungen auszugleichen, ist es daher üblich, die Durchflussmenge zur Leistungsregelung zu ändern.

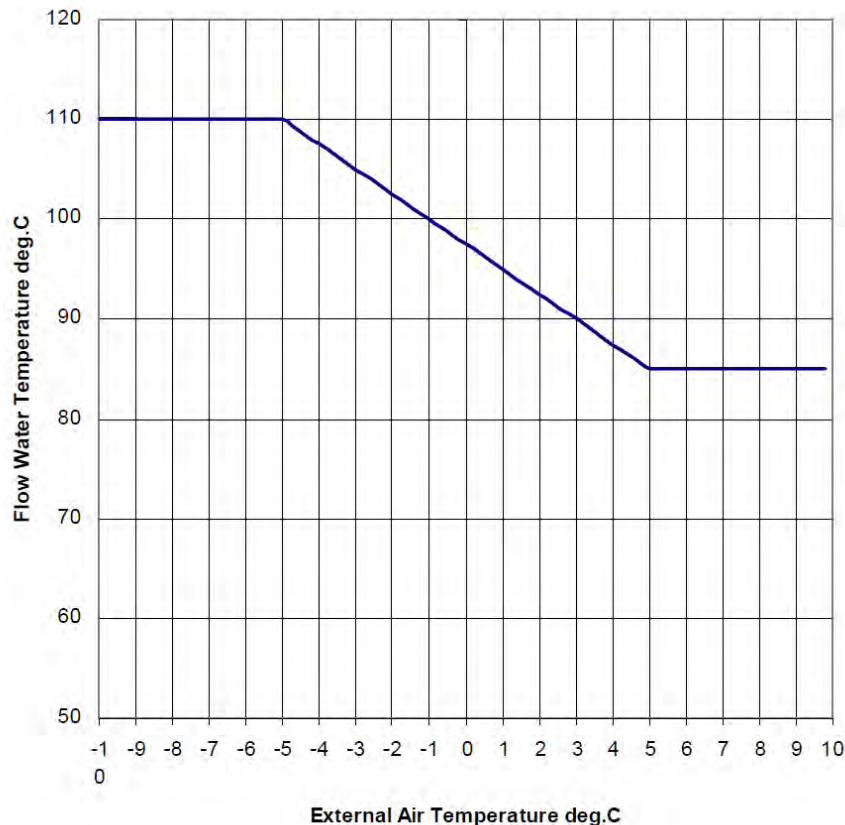


Abbildung 2-5: Vorlauftemperatur in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur [13]

Der Transport des erwärmten Heizwassers zum Verbraucher erfolgt durch gedämmte Rohre. Diese Rohre werden heute häufig aus einem inneren Stahlrohr aufgebaut, die mit Polyurethanschaum gedämmt und mit einer äußeren Kunststoffoberfläche verkleidet ist, um zu verhindern, dass von außen eindringende Feuchtigkeit die Dämmung beeinflusst. Für Niedertemperatursysteme gibt es darüber hinaus Rohre, die komplett aus Kunststoff bestehen. Die Rohre sind entweder klein im Durchmesser, flexibel und können direkt von Rollen installiert werden oder kommen als einzelne gerade Rohre, die beispielsweise durch Schweißen verbunden werden. In der Regel werden die Rohre unterirdisch verlegt. Es gibt aber auch Systeme, bei denen die Rohre auf der Oberfläche liegen oder in Betonkanälen untergebracht sind.

Die Druckdifferenz in den Rohren ist die treibende Kraft, um das Wasser im System zu bewegen. Neben dem statischen Systemdruck erzeugt die zentrale Netzpumpe eine Druckdifferenz zwischen Pumpeneinlass und Pumpenauslass. Der Verbraucher mit dem längsten Rohrleitungsabstand zur Heizzentrale hat die höchste Druckdifferenz und definiert somit den Mindestdruck, welcher von der Pumpe zu halten ist.

### 2.2.2 Unterstationen

Die Unterstationen können direkt mit dem Fernwärmenetz verbunden werden, wobei die gleiche Flüssigkeit im Netz und in den Gebäuden zirkuliert. Jedoch ist ein häufiger



vorzufindender Ansatz die indirekte Verbindung über einen Plattenwärmetauscher (Abbildung 2-6). Dies ermöglicht unterschiedliche Druckniveaus und eine Trennung der Flüssigkeiten in den Gebäuden und im Netz. Somit haben Probleme in einzelnen Gebäuden, wie Leckagen oder Verunreinigungen, keinen Einfluss auf das gesamte Wärmenetz. Direkte Verbindungen verursachen keine Temperaturdifferenz zwischen Wärmenetz und Gebäudesystem und sind weniger kostspielig, da Komponenten eingespart werden können. Dieser Ansatz ist weit verbreitet in kleinen Systemen zur Versorgung von einigen Gebäuden oder kleinen Quartieren. Für den Heizkreis der Raumwärme gibt es üblicherweise ein Mischventil, um die Vorlauftemperatur entsprechend der Heizkurve des jeweiligen Gebäudes unabhängig von der Netzvorlauftemperatur zu regulieren.

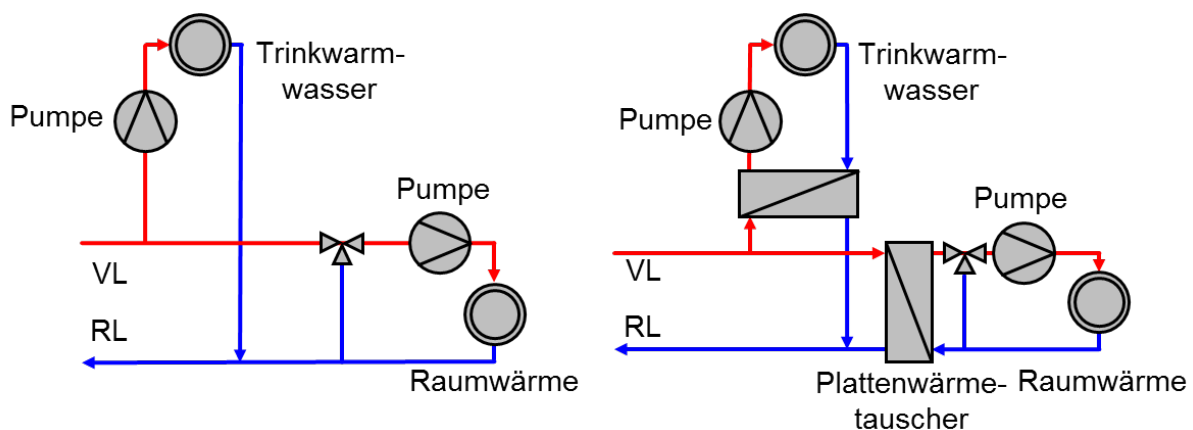


Abbildung 2-6: Direkte Unterstation (links) und indirekte Unterstation mit Plattenwärmetauscher (rechts)

Unabhängig von der Art der Anbindung sind relevante Komponenten der Unterstation neben Sicherheitseinrichtungen:

- Absperrhahn, um das Gebäude vom Netz trennen zu
- Filter, um Verunreinigungen aus dem Heizwasser zu entfernen
- Wärmemengenzähler, um den Verbrauch des Gebäudes zu erfassen
- Differenzdruckregler, um den Volumenstrom durch das Gebäude zu regulieren
- Pumpen für Raumwärme- und Warmwasserkreislauf
- Regler

Die Warmwasserversorgung erfolgt in der Regel durch einen Wärmetauscher, einen Vorratsbehälter oder eine Kombination aus beiden (Abbildung 2-7). Die Variante mit Wärmetauscher hat hygienische Vorteile, da nur wenig Trinkwasser bevorratet und die Legionellenbelastung minimiert wird. Der Platzbedarf und die Wärmeverluste sind ebenfalls sehr gering. Auf der anderen Seite wird ein großer Wärmetauscher benötigt, da die Warmwasser-Zapfleistung des Gebäudes zu jedem Zeitpunkt vollständig von

diesem Wärmetauscher abgedeckt werden muss. Wenn das Trinkwasser sehr kalkhaltig ist, kann es zu Ablagerungen im Plattenwärmetauscher kommen. Systeme mit zusätzlichen Speichern bieten die Möglichkeit, Wärme zu puffern. Daher kann die maximale Wärmeübertragungsleistung an der Unterstation reduziert werden. Für alle Anlagen mit einem Volumen größer als 400 l insgesamt oder 3 l in den einzelnen Rohren zwischen Wärmeerzeugung und Zapfstelle sollte die Temperatur mindestens einmal pro Tag zur Desinfektion 60 °C erreichen [14]. Ein System mit Wärmetauschern für jede einzelne Wohnung im Gebäude und entsprechend geringen Volumina ist daher aus energetischer Sicht vorteilhaft, da die Warmwasserversorgungstemperatur dauerhaft auf unter 60 °C gehalten werden kann, was ein geringeres Temperaturniveau im Gesamtsystem ermöglicht.

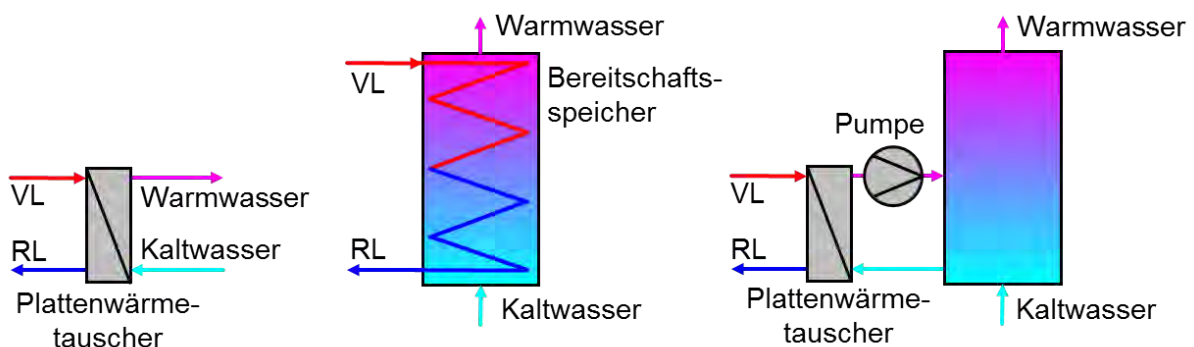


Abbildung 2-7: Warmwasserbereitung im Durchlaufprinzip, Speicherprinzip und Speicherladeprinzip

## 2.3 Forschungsaktivitäten und existierende Konzepte solarer Nahwärmesysteme

Für die Integration von Solarthermie in städtische Wärmeversorgungssysteme wurden in der Vergangenheit verschiedene Ansätze entwickelt.

Im Rahmen des Forschungsprojekts "SDHtake-off - Solar District Heating in Europe" von 2009 bis 2012 und dem Folgeprojekt "SDHplus - New Business Opportunities for Solar District Heating and Cooling" (2012 - 2015) sollte die Umsetzung großer Solaranlagen in ganz Europa gefördert werden. Rund 200 große solarunterstützte Wärmenetze in Europa sind derzeit auf der Projektwebsite (<http://solar-district-heating.eu>) gelistet. Auch wurden hier Leitfäden aus technologischer und ökonomischer Sicht für Planung und Betrieb derartiger Anlagen geschaffen [15].

Die meisten Anlagen wurden in Dänemark, Schweden, Österreich und Deutschland gebaut. Während in all diesen Ländern die Umsetzung großer Solarthermieanlagen Anfang der 80er Jahre begann, starteten die deutschen Bemühungen in dieser



Technologie in den 1990er Jahren, vor allem im Rahmen von (Bundes-) Forschungsprogrammen (z.B. "Solarthermie 2000" und "Solarthermie 2000plus"). In diesen Projekten wurden mehrere Pilotanlagen realisiert und wissenschaftlich analysiert.

Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über die Konzepte und die Forschung an effizienten Lösungen für die Integration großer Solarthermie in Wärmeversorgungssysteme.

### 2.3.1 Dezentrale Anlagen für Warmwasser und Raumheizung

Die meisten Systeme des Programms "Solarthermie 2000" waren Anlagen für die Warmwasserversorgung und hatten einen ähnlichen hydraulischen Aufbau wie in Abbildung 2-8 gezeigt [16].

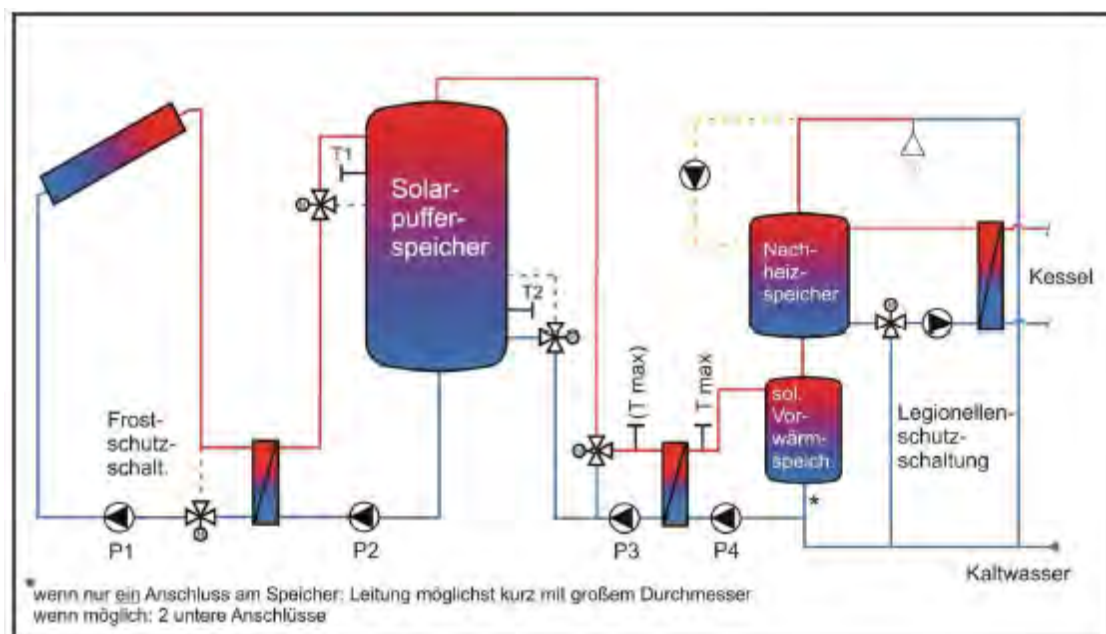


Abbildung 2-8: Typischer Aufbau einer großen Solarthermieanlage zur Warmwasserbereitung

Hier wird die Sonnenwärme zur Vorwärmung des Warmwassers verwendet. Mit einigen Modifikationen könnte das System verwendet werden, um zusätzlich die Zirkulationsverluste zu decken, und damit einen höheren Solaranteil zu erreichen. Der Anschluss der Solarkollektoren an einen Pufferspeicher würde es dem System darüber hinaus ermöglichen, den Raumwärmebedarf teilweise abzudecken. Im Allgemeinen verwenden diese Anlagen die gleichen Prinzipien wie kleinere Anlagen, die aus Einfamilienhäusern bekannt sind, jedoch mit größeren Speichervolumina und Kollektorflächen.

### 2.3.2 Zentrale solare Nahwärme

Um die Größe des Kollektorfelds weiter erhöhen zu können, ist eine Verbindung zu einem Wärmenetz sinnvoll. Zentrale solare Nahwärmesysteme waren Teil der Untersuchung in "Solarthermie 2000plus". Zentral bedeutet, dass sich die Kollektorflächen direkt an der Heizzentrale befinden, entweder auf dem Dach der Heizzentrale selbst, einem nahegelegenen Gebäude oder auf dem Boden neben der Zentrale. Während in Deutschland und Österreich die dachmontierte Variante häufiger ist, sind in Dänemark und Schweden auf dem Boden aufgeständerte Anlagen etabliert.

Für solare Nahwärmesysteme ist die Nutzung von Pufferspeichern üblich. Neben der Nachheizung (fossil oder mit Biomasse) ist der Solarkreis an den Puffer angeschlossen (Abbildung 2-9). Eine weitere Möglichkeit besteht darin, den Speicher nur für die Solarwärme zu nutzen und die Nachheizung über eine zusätzliche hydraulische Weiche an der aus dem Puffer austretenden Vorlaufleitung anzubinden. Der Speicher kann entweder ein Kurzzeitpuffer zur Speicherung von Energie für mehrere Stunden oder Tage oder bei saisonalen Konzepten ein größerer Tank sein, dessen Kapazität ausreichend ist, um den Wärmebedarf für mehrere Monate zwischenzuspeichern (siehe Abschnitt 2.3.4).

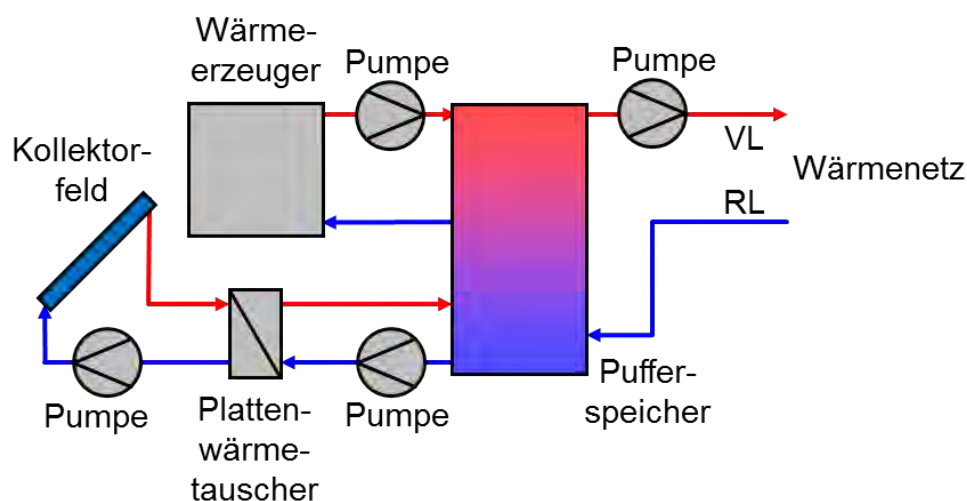


Abbildung 2-9: Heizzentrale mit zusätzlicher solarer Wärmeerzeugung

### 2.3.3 Dezentrale solare Nahwärme

Es existieren unterschiedliche Ansätze für die dezentrale Integration von Solarthermieanlagen in Nahwärmesysteme. Im Allgemeinen bedeutet "dezentral", dass die Kollektoren nicht neben oder auf dem Dach der Heizzentrale installiert sind. Zusätzliche Rohrleitungen können verwendet werden, um die Solarwärme von dezentralen Anlagen zurück zur Heizzentrale zu übertragen. In diesem Fall kann der

Solarkreis seine eigene Vorlauf- und Rücklaufleitung (2+2-System) oder nur eine Vorlaufleitung haben, während der solare Rücklauf aus dem Netzzücklauf gespeist wird (2+1-System). Die beiden Ansätze sind in Abbildung 2-10 dargestellt.

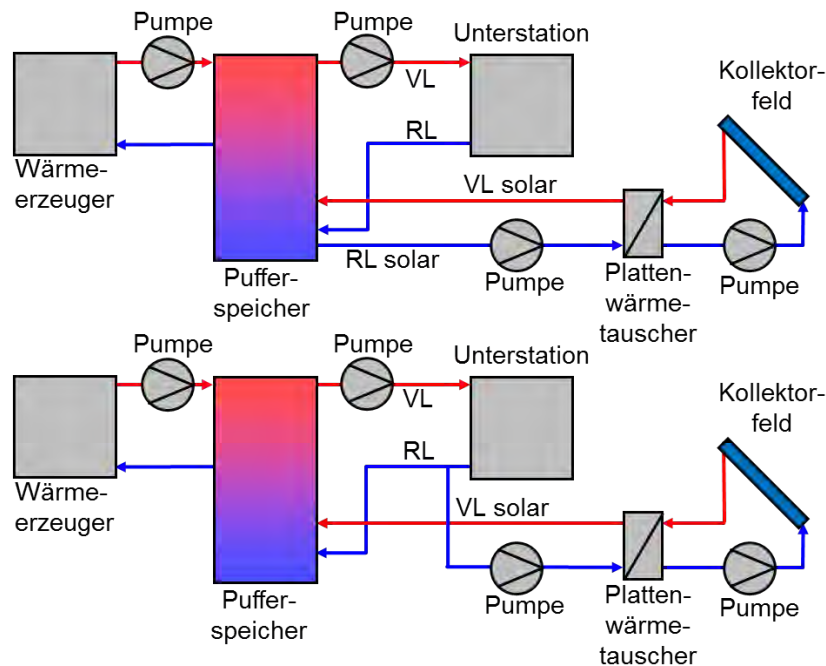


Abbildung 2-10: 2+2 und 2+1 Netzwerk mit dezentralen Solarthermieanlagen

Eine weitere Möglichkeit, eine dezentrale Einspeisung umzusetzen, ist der Verzicht auf zusätzliche Solarleitungen und die Nutzung der bestehenden Vor- und Rücklaufrohre des eigentlichen Wärmenetzes. Die Grundprinzipien für eine derartige Einspeisung sind Rücklauf-Rücklauf (R-R), Rücklauf-Vorlauf (R-V), Vorlauf-Vorlauf (V-V) und Vorlauf-Rücklauf (V-R). Die hydraulischen Schemata dieser Prinzipien sind in Abbildung 2-11 dargestellt. Schäfer et al. [17] haben anhand dieser Einspeisearten einen Überblick über dezentrale Solare Nahwärmanlagen in Europa erstellt. Sie fanden heraus, dass nur 2 von 31 analysierten Anlagen zu einer R-R-Einspeisung in der Lage sind, was im Allgemeinen zur höchsten Effizienz unter diesen Konzepten führen kann, da das Temperaturniveau hier am niedrigsten ist. Die häufigste Lösung ist die R-V-Einspeisung, auf die die meisten Fernwärmebetreiber bestehen, da hiermit konstante Temperaturen im Wärmenetz ermöglicht werden. Da sich die Strömungsrichtung in den Nahwärmeleitungen ändert, wird die Einspeisen von Solarenergie mittels dieses Konzepts als "bidirektional" bezeichnet. Während die Kontrolle von Druck, Temperatur und Durchfluss des Ansatzes sehr komplex ist, ist das Energiemanagement oft einfach und es wird lediglich ein Überschuss an Solarwärme eingespeist, wenn der Solarertrag höher ist als der aktuelle lokale Verbrauch plus die Aufnahmefähigkeit lokaler Speicher. Einige Anlagen speisen die

gesamte solare Wärme ein. Die V-V- und V-R-Lösungen sind energetisch nachteilig und werden weder von den Eigentümern der Solarthermie noch von den Fernwärmebetreibern bevorzugt.

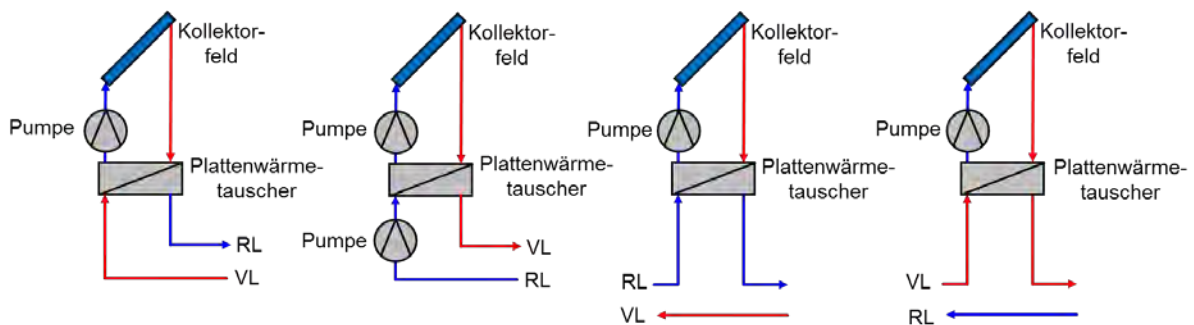


Abbildung 2-11: Einspeiseprozesse dezentraler Solarthermieanlagen

Während lokale und zentrale Konzepte umfangreich wissenschaftlich analysiert wurden (z. B. im "Solarthermie 2000"-Programm), gibt es kaum Informationen über die detaillierte Gestaltung und den Betrieb bestehender Anlagen mit bidirektionaler Einspeisung. Dies ist bemerkenswert, da die meisten dezentralen Anlagen ohne zusätzliche Solarleitungen diese Einspeisung verwenden. Dalenbäck [18] erstellt einen Überblick über die jährlichen Erträge mehrerer dieser Anlagen (Abbildung 2-12). Diese liegen im Bereich von 100 bis 300 kWh/m<sup>2</sup>, was im Vergleich zu anderen Anlagen in Abschnitt 2.4 sehr gering ist. Dies deutet darauf hin, dass hier wahrscheinlich ein großes Potenzial vorhanden ist, die Effizienz dezentraler Einspeisung weiter zu steigern.

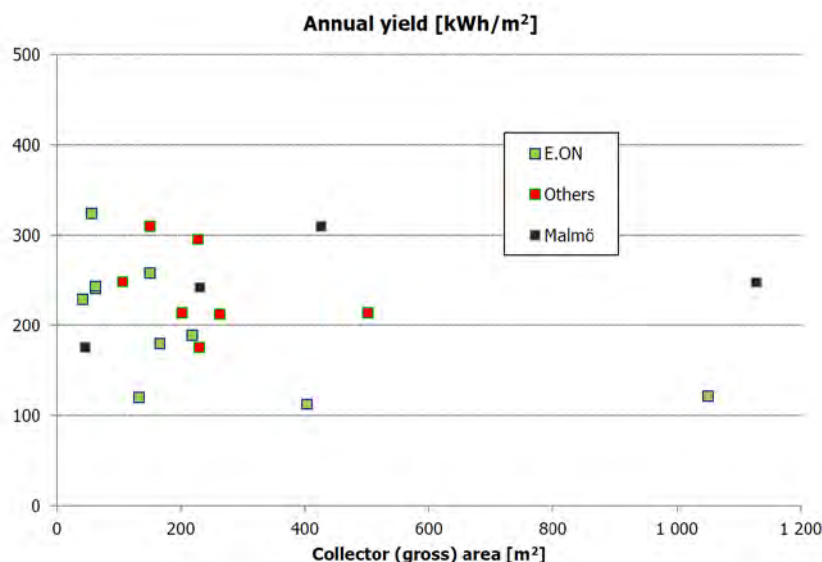


Abbildung 2-12: Jährliche Erträge dezentraler solar Wärmenetze in Schweden [18]

Ein weiteres Beispiel für die Erforschung dezentraler Einspeisung ist die Arbeit von Papillon und Paulus [19], die eine Untersuchung von verschiedenen Unterstationskonzepten und Netzwerkarchitekturen für ein dezentral solarunterstütztes Nahwärmenetz in Frankreich durchführten. Sie bauten ein Modell eines Netzwerks aus 12 Unterstationen in der TRNSYS-Simulationsumgebung auf und verglichen verschiedene Designprinzipien:

- Keine lokale Nutzung von Solarwärme
- Trinkwasservorwärmung mittels Wärmetauscher
- Trinkwasservorwärmung mittels Speicher
- Solare Vorheizung des Wärmenetzrücklaufs
- Solare Vorheizung des Wärmenetzrücklaufs vor Vorheizung des Gebäuderücklaufs
- Solare Vorheizung des Wärmenetzrücklaufs nach Vorheizung des Gebäuderücklaufs

Zusätzlich verglichen sie ein 2-Leiter-System mit einem 3-Leiter-System. Das 3-Leiter-System verfügt über ein zusätzliches Rohr vom zentralen Solarpufferspeicher zu den dezentralen Kollektorflächen. Dies ist vorteilhaft, da die Einlasstemperatur und der Massendurchfluss der Kollektoren unabhängig von den aktuellen Bedingungen im Fernwärmenetz sind. Im 2-Leiter-System wird die zurückströmende Flüssigkeit, die die Solaranlagen näher an die Zentralheizungsanlage speisen, bereits von weiter entfernten Anlagen vorgewärmt und begrenzt deren Effizienz. Dies ist besonders auffällig, wenn Niedrigenergiegebäude versorgt werden und im Sommer eine hohe solare Deckung erreicht wird. In diesem Fall ist die 3-Leiter-Architektur besser als die 2-Leiter-Variante. Unter Berücksichtigung eines leistungsstarken (doppelt verglasten) und eines konventionellen Flachkollektors wurde bestätigt, dass die Solarleistung in erster Linie von der Rücklaufstemperatur des Netzes abhängt. Dennoch ermöglicht der Hochleistungs-Kollektor höhere Erträge bei höheren Netztemperaturen.

Im Projekt DEZENTRAL, führten Schäfer et al. [20] Untersuchungen zur dezentralen Einspeisung von fluktuierenden Wärmeerzeugern in Wärmenetze durch. Der Fokus dabei lag auf der Solarthermie. Im Rahmen des Projekts wurde für Anlagen mit und ohne thermischen Speicher ein Simulationsmodell in TRNSYS entwickelt. Neben der Erarbeitung passender Regelungsstrategien, die den Anforderungen an Druck- und Temperaturregelung für eine Einspeisung aus dem Netzzücklauf in den Netzvorlauf genügen, wurden Simulationsstudien anhand eines konkreten Wärmenetzes zur Versorgung kleinerer Mehrfamilienhäuser durchgeführt. An einer an der TU Dresden installierten Hausanschluss- und Netzeinspeisestation wurden die Methoden an einer realen Anlage erprobt. Es wurde festgestellt, dass bei der Einspeisung sogenannte



kalte Knoten im Wärmenetz entstehen können, zu deren Vermeidung weitere Regeleingriffe nötig sind.

### 2.3.4 Konzepte mit saisonalen Speichern

Da in Europa die Sonnenenergie vor allem im Sommer verfügbar ist, besteht die einzige Möglichkeit, den Solaranteil über ein bestimmtes Niveau zu erhöhen darin, große Wärmespeicher einzusetzen, welche in der Lage sind, Energie für mehrere Monate zu puffern. Hierfür gibt es neben großen Wassertanks die Möglichkeit, Aquiferspeicher, Erdsondenspeicher oder Erdbeckenspeicher zu verwenden, die je nach den geologischen Bedingungen einfacher und kostengünstiger zu bauen sein können als große Behälter-Wärmespeicher [15].

Die typische Struktur eines solaren Nahwärmenetzes mit saisonaler Speicherung ist in Abbildung 2-13 dargestellt. Zentrale und dezentrale Kollektorflächen speisen in einen Speicher ein, der mit der Heizzentrale verbunden ist. Aufgrund der hohen Kapazität dieses Speichers ist die Solarwärme auch während der Wintersaison verfügbar.

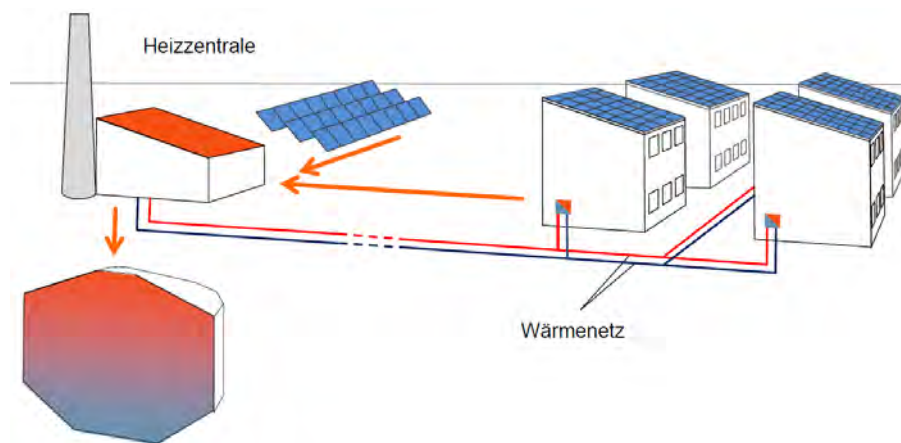


Abbildung 2-13: Zentrale Einspeisung solarer Wärme in ein Nahwärmenetz mit saisonalem Speicher [15]

Untersuchungen von saisonalen Speichern wie Aquiferspeichern, Erdsondenspeichern, Erdbeckenspeichern und Warmwasserspeichern haben in der aktuellen Forschung nach wie vor eine hohe Priorität. In der Vergangenheit wurden bereits mehrere Prototypen gebaut und die Entwicklung der Speichertechnologie geht weiter. Ein Beispiel ist die Arbeit von Lundh und Dalenbäck [21], die zum ersten Mal einen 60.000 m<sup>3</sup> Erdsondenspeicher zur Unterstützung eines solaren Nahwärmenetzes mit 50 Wohneinheiten in Schweden messtechnisch untersuchten. Dieser Speicher bietet eine hohe Kapazität und günstige Bedingungen für das angeschlossene 2.400 m<sup>2</sup>

Kollektorfeld. In diesem Beispiel wurde eine solare Deckung von etwa 70 % angestrebt.

Ein Beispiel für einen großen Warmwasserspeicher ist der Ackermannbogen in München. Hier wird zusätzlich eine Wärmepumpe verwendet, die den Speicher auf Temperaturen unter 10 °C abkühlen soll, um die solaren Erträge weiter zu erhöhen. Dezentrale Kollektorflächen werden über ein 2+2-Leiternetz mit dem Speicher verbunden. Optimierte Unterstationen reduzieren die Rücklauftemperatur durch einen seriellen Anschluss von Heizkörpern und Fußbodenheizung sowie dezentraler Warmwasserbereitung in den einzelnen Wohnungen. Trotz einiger unerwarteter Probleme mit den Kollektorerträgen, der Schichtung im Speicher und der Regelung beträgt der Deckungsanteil in diesem System etwa 45 % [22].

### 2.3.5 Low-Ex Systeme

Neben dem Ansatz der saisonalen Speicher zur Erhöhung der Solarerträge gibt es weitere Forschungsaktivitäten zur allgemeinen Verbesserung der Effizienz von Nahwärmesystemen und deren Komponenten sowie, damit einhergehend, zur dezentralen Integration von Kollektorfeldern.

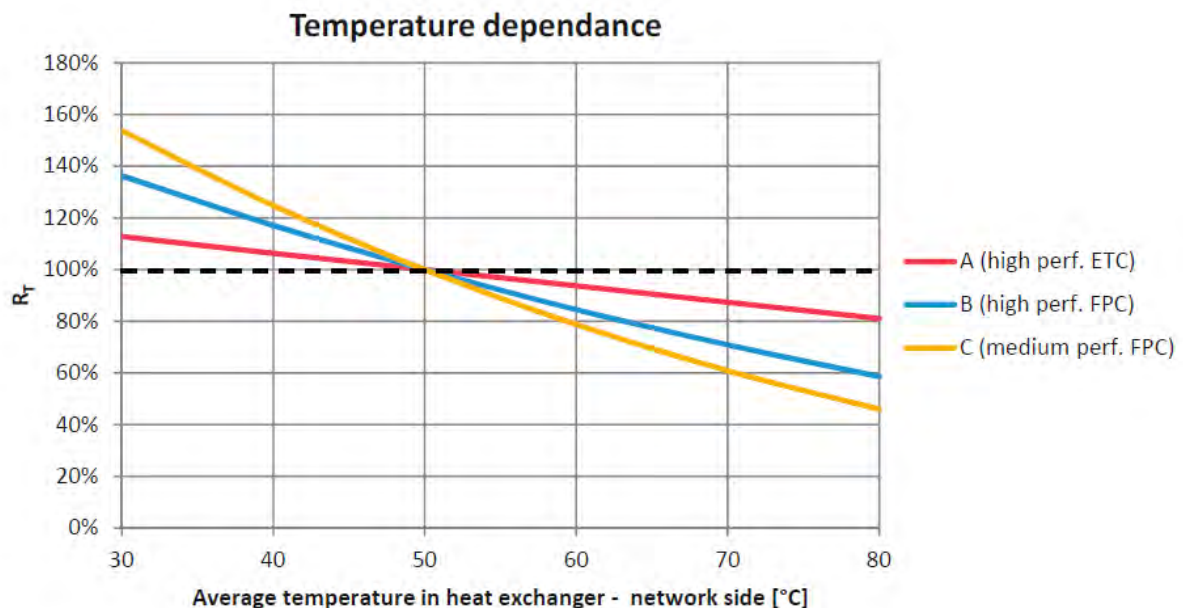


Abbildung 2-14: Relativer jährlicher Solarertrag in Abhängigkeit der durchschnittlichen Temperatur des Wärmetausches zum Nahwärmenetz [15]

Einer der Schlüsselfaktoren für einen angemessenen Solarertrag ist die Reduzierung des Temperaturniveaus im Wärmeversorgungssystem. Neben der Einstrahlung hängt die Leistung der solarthermischen Kollektoren vor allem von der Differenz zwischen Kollektortemperatur und Umgebungstemperatur ab. Die mittlere Kollektortemperatur

wiederum wird bestimmt durch den Massenstrom der Wärmeträgerflüssigkeit und vor allem durch die Eintrittstemperatur. Die Verringerung der Temperatur des ankommenden Fluides kann die Energieabgabe eines Kollektors deutlich erhöhen. Abbildung 2-14 zeigt die beispielhaften jährlichen Erträge unterschiedlicher Kollektortypen (evakuierter Röhrenkollektor (high perf. ETC), konventioneller (medium perf. FPC) und Hochleistungs- (high perf. FPC) Flachkollektor) in Abhängigkeit vom Eintrittstemperaturniveau.

Da die Temperaturdifferenz ein entscheidender Punkt bei der Optimierung eines solaren Nahwärmenetzes ist, gibt es Anstrengungen, die Netztemperaturen auf verschiedenste Weise zu reduzieren. Gustafsson et al. [23] diskutierten die Auswirkungen einer verbesserten Raumheizungsregelung von Gebäuden, die von einem Nahwärmenetz versorgt werden. Durch eine Massenstromregelstrategie der Heizkörper wurden im Heizungsnetz ein geringerer Pumpenergieverbrauch und eine reduzierte Rücklauftemperatur erreicht. Dies führt zu einem höheren Wirkungsgrad des Wärmeerzeugers und zu geringeren Wärmeverlusten des Rohrleitungssystems.

Felsmann et al. [24] untersuchten die Möglichkeiten und Wirkungen von reduzierten Vorlauf- und Rücklauftemperaturen bei Niedrig-Exergie- (LowEx) Nahwärmenetzen. Standard-Nahwärmenetze arbeiten mit Vorlauftemperaturen von 70 °C bis 100 °C. Durch die Nutzung von Niedertemperatur-Raumheizungssystemen, dezentraler Warmwasserbereitung über Plattenwärmetauscher oder Integration von dezentralen Zusatzwärmepumpen und Elektroheizungen können die notwendigen Vorlauftemperaturen auf ca. 50 °C gesenkt werden. Dies ermöglicht den Betrieb von KWK-Anlagen und solarthermischen Anlagen mit höheren Wirkungsgraden. Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden Software-Tools zur Optimierung der Netzwerkarchitektur (STEFaN) und der Regelungsstrategie (FreeOpt) entwickelt.

Ebenfalls mit dem Ziel niedriger Systemtemperaturen, um günstige Bedingungen für solarthermische Anlagen zu schaffen, untersuchte Szablinski [12] die Auswirkungen unterschiedlicher hydraulischer Konzepte auf die Solarleistung und mögliche Energieeinsparungen. Dazu wurden an der Heizzentrale und den Unterstationen Konfigurationen wie serielle und parallele Kesseleinbindung, Durchfluss- und Speicherladesysteme oder Rücklaufmischung in die Vorlaufleitung untersucht. Die Studie basierte auf der Simulation eines Nahwärmenetzes mit zentraler Einspeisung der Solarenergie und einer variierenden Anzahl von Gebäuden sowie unterschiedlichen solarthermischen Anlagengrößen. In den betrachteten Systemen konnte der Solarertrag durch einzelne Maßnahmen um bis zu 15 % gesteigert werden.



## 2.4 Kennzahlen bestehender Anlagen

Einige der obenstehend aufgeführten Forschungsarbeiten beschäftigen sich auf theoretischer oder Laborebene mit der Integration großer Solarthermieanlagen in Gebäude und Wärmenetze. Um eine Idee von der Leistungsfähigkeit bisher tatsächlich umgesetzter Konzepte zu erhalten und damit die Ergebnisse des vorliegenden Forschungsprojekts besser einordnen zu können, wird im Folgenden ein Überblick über Kennzahlen existierender großer Solaranlagen gegeben.

### 2.4.1 Untersuchungsmethodik

Als erstes Arbeitspaket des Projekts wurde eine wissenschaftliche Dokumentation existierender solarer Wärmenetze und großer Solaranlagen in Europa erstellt. Hierzu wurden Daten aus bestehenden Zusammenstellungen und Berichte zu großen Solarthermie-Projekten ausgewertet sowie Informationen bei den Anlagenbetreibern erhoben. In den folgenden Grafiken werden 28 deutsche Systeme mit 47 Anlagen aus Dänemark, den Niederlanden und Frankreich verglichen. In Tabelle 2-1 ist eine Übersicht deutscher Anlagen zu Projektbeginn zu finden, zu denen ausführlichere Kennwerte zur Verfügung standen.

Die Untersuchung beschränkt sich dabei bewusst auf Anlagen zur Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme im Wohnbereich ab ca. 100 m<sup>2</sup> Kollektorfläche. Projekte zur primären Versorgung von Industrie, Gewerbe oder öffentlichen Einrichtungen wurden nicht betrachtet. Mit Hilfe dieser Datenbasis wurden Kennzahlen definiert und in Grafiken visualisiert. Im Gegensatz zu bisherigen Zusammenstellungen bietet dies einen übersichtlicheren und schneller zu erfassenden Benchmark. Die Ergebnisse können für eine erste Abschätzung des solaren Potenzials von Sanierungs- und Neubauprojekten herangezogen werden.

Zu Beginn wurden relevante, allgemeine Objektparameter identifiziert. Dazu gehören unter anderem die beheizte Fläche, Anzahl der Bewohner, Heizwärme- und Warmwasserverbrauch oder die Vor- und Rücklauftemperaturen des Heizsystems.

Für bestehende Solaranlagen wurden im nächsten Schritt zusätzliche Daten erfasst. Dies beinhaltet beispielsweise die Kollektorfläche, das Speichervolumen oder die zur Verfügung stehende Einstrahlung. Als weiterer Punkt wurden betriebswirtschaftliche Daten ermittelt. Von Interesse sind hier vor allem die Investitionskosten, die daraus berechnete Annuität und die solaren Wärmegestehungskosten. Mit Hilfe dieser Ausgangsdaten wurden weitere Kennzahlen wie solarer Nutzungsgrad und Deckungsgrad, verbaute Kollektorfläche im Verhältnis zum Wärmeverbrauch oder das Verhältnis von Speichervolumen zu Kollektorfläche abgeleitet.

*Tabelle 2-1: Auswahl ausgewerteter großer deutscher Solarthermieanlagen bzw. solarer Wärmenetze zu Projektbeginn*

<b>Name</b>	<b>Baujahr</b>	<b>Aperturfläche in m<sup>2</sup></b>
Fellbach Bühelstraße	2000	230
Hennigsdorf Cohnsches Viertel	2001	856
Hannoversch Münden	2010	105
Heilbronn, Badener Hof	2001	376
Magdeburger Str. Hannover	2006	124
Stuttgart Burgholzof	2000	1543
Speyer Schlachthof	2007	553
Speyer Normand	2007	286
Norderney	2007	195
Holzgerlingen Hülben	2005	249
Kugelberg Weißenfeld	2002	104
München Ackermannbogen	2007	2761
Friedrichshafen Wiggenhausen 1	1996	2701
Wilmsdorfer Str., Freiburg	2001	228
Hamburg Bramfeld	1996	2920
Gelsenkirchen Lindenhof	2003	90
Steinfurt Borghorst	1999	510
Crailsheim Hirtenwiesen 2, 1. Bauabschnitt	2002	5714
Lungwitzer Str. Glauchau	2001	114
Windthorstraße Frankfurt	2006	252
Baumgartner/Ganghoferstr. München	1997	109
„Karl Marx“ Potsdam eG	2000	222
Attenkirchen	2001	764
Rostock Brinkmannshöhe	2000	980
Gradestraße 6 Berlin Britz	2000	100
Gaußstraße Leinefelde	1999	164
Juri-Gagarin-Ring Erfurt	2001	119
Warschauer Straße Weimar	2002	117

In einem letzten Schritt wurden die Kennzahlen grafisch aufbereitet um deren Zusammenhänge zu visualisieren. Durch derartige Darstellungen lassen sich auf einen Blick Trends und Grenzen erfassen, denen Ausgangsdaten und Wunschgrößen zukünftiger Solarprojekte gegenübergestellt werden können. So wird es Unternehmen der Wohnungswirtschaft ermöglicht, erste Ideen für energetische Sanierungsprojekte einzuordnen und die Realisierbarkeit anhand bisheriger Erfahrungen abzuschätzen. Dies erlaubt die Definition sinnvoller Zielgrößen bezüglich Umweltentlastung und Kosten für eine nachfolgende genauere Planung.

Anlagen, die aus dieser Übersicht mit guter Wirtschaftlichkeit und hohen solaren Erträgen hervorstechen wurden genauer analysiert. Ziel war es, daraus Erkenntnisse für eine optimierte Auslegung des Forschungsobjekts zu erlangen.

## 2.4.2 Ergebnisse

Besonders relevant für potenzielle Anlagenbetreiber ist die Frage nach der Anlagengröße bezüglich Kollektorfläche und Speichervolumen, den Einsparungen an konventioneller Energie sowie den entstehenden Kosten einer solaren Nachrüstung. Als übliche Bewertungsgrößen für diese Aspekte haben sich der solare Deckungsanteil (DA) und die solaren Wärmegestehungskosten (WGK) etabliert.

$$DA = \frac{E_{solar}}{E_{gesamt}} \quad (2.1)$$

$$WGK = \frac{Annuität}{E_{solar}} \quad (2.2)$$

DA	Deckungsanteil	[%]
WGK	Wärmegestehungskosten	[Ct/kWh]
$E_{solar}$	Von der Solaranlage abgegebene Energie	[MWh/a]
$E_{gesamt}$	Gesamtenergie für Wärmeversorgung des Objekts	[MWh/a]

Um Objekte unterschiedlicher Größe miteinander vergleichen zu können, werden in den Betrachtungen teilweise die Kollektorflächen und Speichervolumina auf den Wärmeverbrauch des jeweiligen Objekts bezogen. Es ergeben sich die spezifische Kollektorfläche beziehungsweise das spezifische Speichervolumen zu:

$$A_{spez} = \frac{A_{koll}}{E_{gesamt}} \quad (2.3)$$

$$V_{spez} = \frac{V_{speicher}}{E_{gesamt}} \quad (2.4)$$

$A_{spez}$	Spezifische Kollektorfläche	[m <sup>2</sup> a/MWh]
$V_{spez}$	Spezifischen Speichervolumen	[m <sup>3</sup> a/MWh]
$A_{koll}$	Installierte Kollektorfläche	[m <sup>2</sup> ]

$V_{\text{speicher}}$

Installiertes Speichervolumen

[m<sup>3</sup>]

Bei Anlagen zur Heizungsunterstützung bzw. Nahwärmesystemen entspricht der Energieverbrauch dem gesamten Wärmeverbrauch des Objekts. Bei Anlagen zur reinen Warmwasserbereitung wird nur der Trinkwarmwasserverbrauch herangezogen.

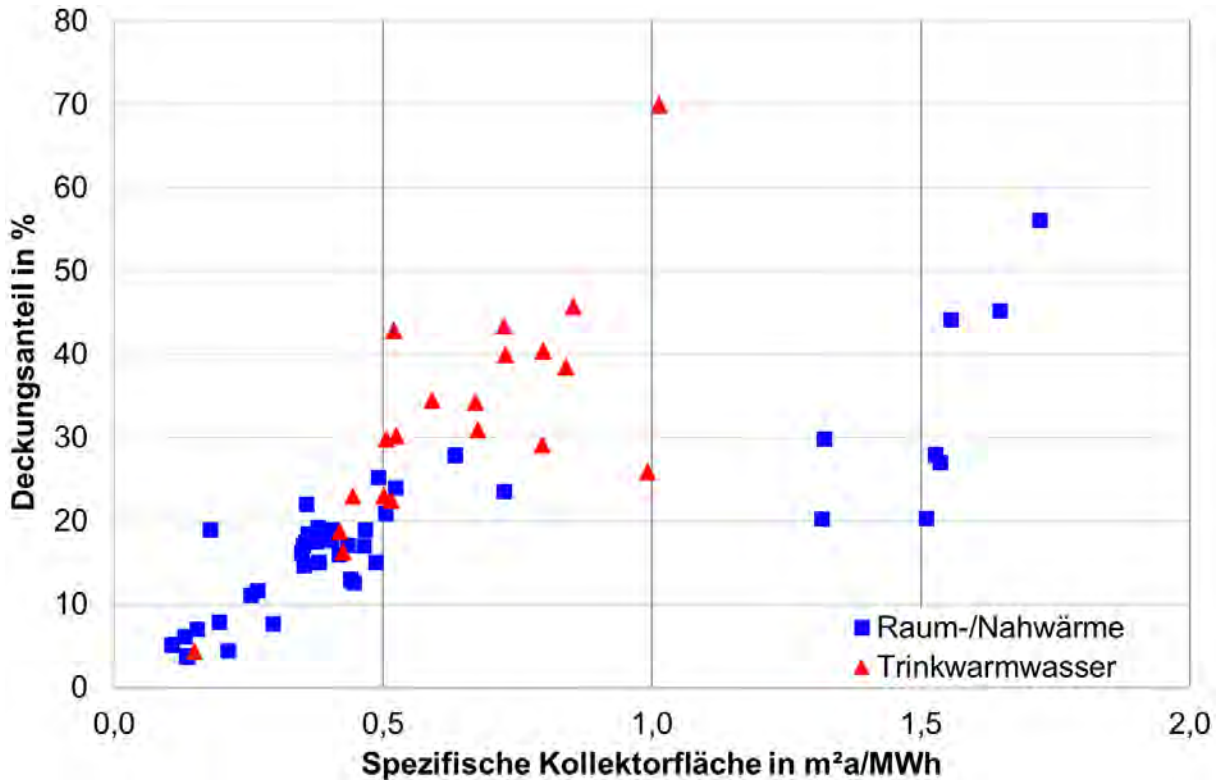


Abbildung 2-15: Deckungsanteil in Abhängigkeit der spezifischen Kollektorfläche

Der Zusammenhang zwischen installierter Kollektorfläche und erreichbarer solarer Deckung ist in Abbildung 2-15 dargestellt. Während bei Warmwasseranlagen ein nahezu linearer Trend zu erkennen ist, benötigen Anlagen zur Heizungsunterstützung und Nahwärmesysteme überproportional große Kollektorfelder um Deckungsgrade von mehr als 30 % zu erreichen. Auffällig ist, dass einige Anlagen mit spezifischen Kollektorflächen im Bereich von 1,5 m<sup>2</sup>a/MWh kaum höhere Deckungsanteile erreichen als andere Anlagen mit 0,5 m<sup>2</sup>a/MWh.

Abbildung 2-16 zeigt den Zusammenhang zwischen dem spezifischen Speichervolumen und der erreichten solaren Deckung. Bei den Anlagen zur Heizungs- und Nahwärmeunterstützung fällt der geringe Anstieg der Deckung mit zunehmendem Speichervolumen auf. Die besten erreichten Werte liegen bei etwa 50 % Deckungsanteil. Anlagen mit Kurzzeitspeichern erreichen Deckungsanteile von ca. 20 %, jedoch sind die hier verwendeten Speicher um den Faktor 100 bis 1.000 kleiner dimensioniert. Besonders solarunterstützte Wärmenetze in Dänemark verzichten

häufig komplett auf einen zusätzlichen Pufferspeicher. In größeren Wärmenetzen, die mehrere hundert Wohneinheiten versorgen, ist durch das Volumen der Wärmeleitungen bereits eine gewisse Puffermöglichkeit vorhanden. Die Systeme zur reinen Warmwasserbereitung haben erwartungsgemäß eine geringere Bandbreite an Speichergrößen. Hier ist ein deutlich steilerer Anstieg der erreichbaren Warmwasserdeckung bei zunehmendem Speichervolumen zu beobachten als bei den heizungsunterstützenden Systemen. Die Gründe hierfür liegen im kontinuierlichen Verbrauch des Warmwassers. Ein Großteil der solaren Erträge wird direkt in den Sommermonaten ohne längere Zwischenspeicherung genutzt.

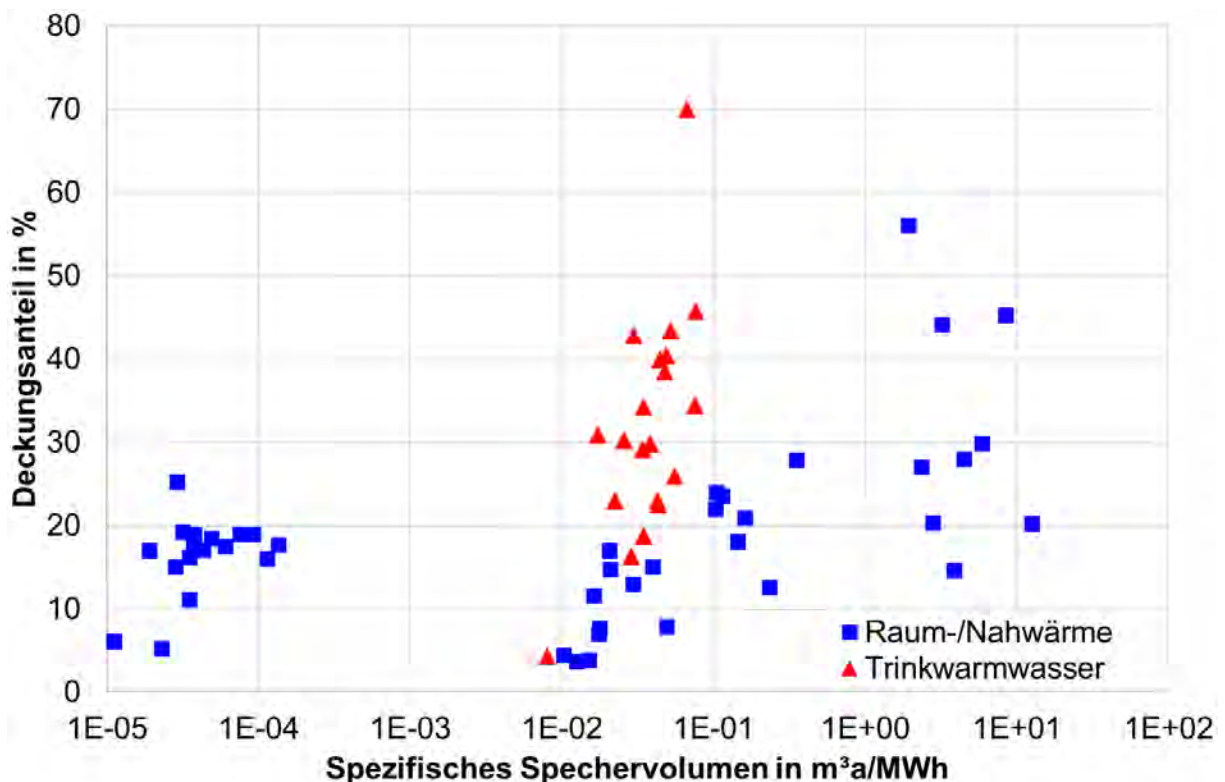


Abbildung 2-16: Deckungsanteil in Abhängigkeit des spezifischen Speichervolumens

Die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten, bezogen auf die gesamten Anlagenkosten, in Abhängigkeit der Kollektorfläche ist in Abbildung 2-17 dargestellt. Klar ist hier ein abnehmender Trend zu erkennen. Während bei wenigen hundert Quadratmetern Kollektorfläche Investitionskosten von bis zu 1.600 €/m<sup>2</sup> getätigt wurden, liegt dieser Wert für Anlagen mit mehr als 10.000 m<sup>2</sup> im Bereich von 200 bis 400 €/m<sup>2</sup>. Dieser Verlauf bei großen Anlagen wird primär von den dänischen Systemen bestimmt. Diese zeichnen sich durch einen einfachen Aufbau und, wie bereits erwähnt, durch den weitestgehenden Verzicht auf große, investitionsintensive Speicher sowie auf dem Boden aufgeständerte Kollektorfelder aus.

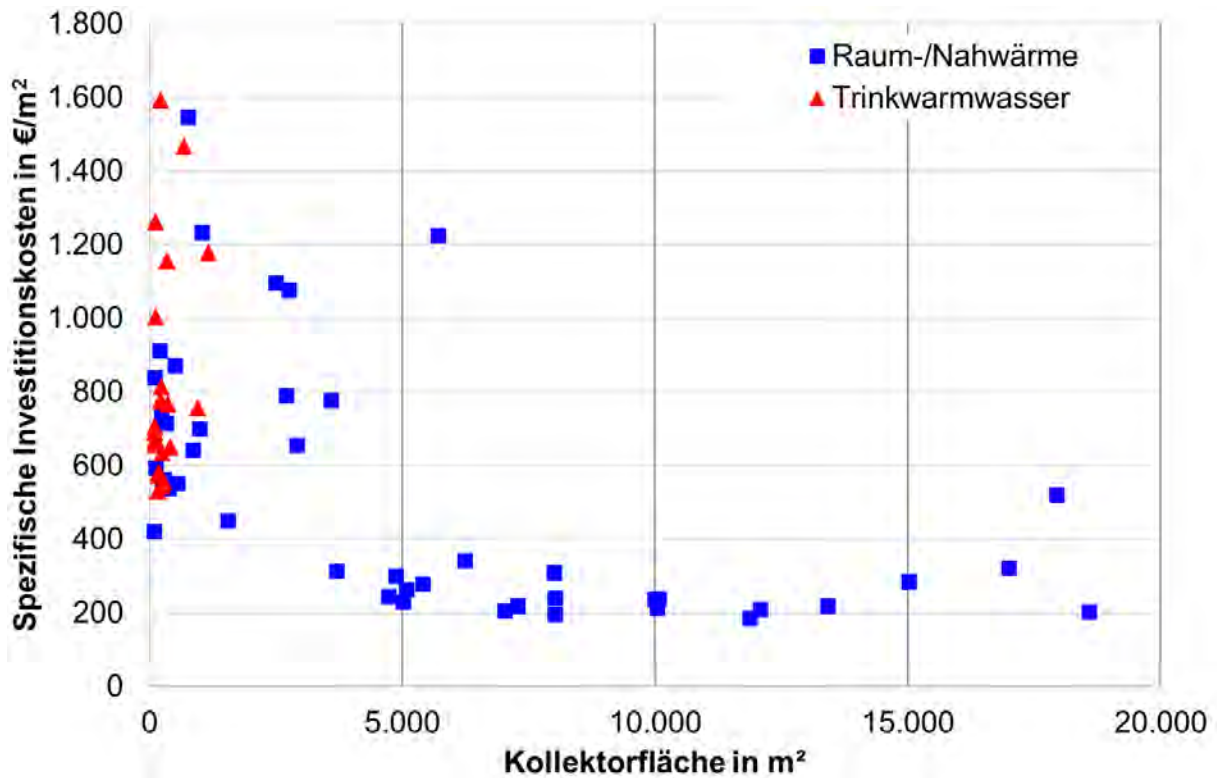


Abbildung 2-17: Spezifische Anlageninvestitionskosten in Abhängigkeit der Kollektorfläche

Führt man diese Betrachtung in Abhängigkeit des Speichervolumens durch, ist wie in Abbildung 2-18 dargestellt, zu erkennen, dass bei großen Speichervolumina die spezifischen Kosten der Anlage ebenfalls deutlich sinken. Dies bestätigt die u.a. von Mangold et al. [25] beschriebenen Zusammenhänge.



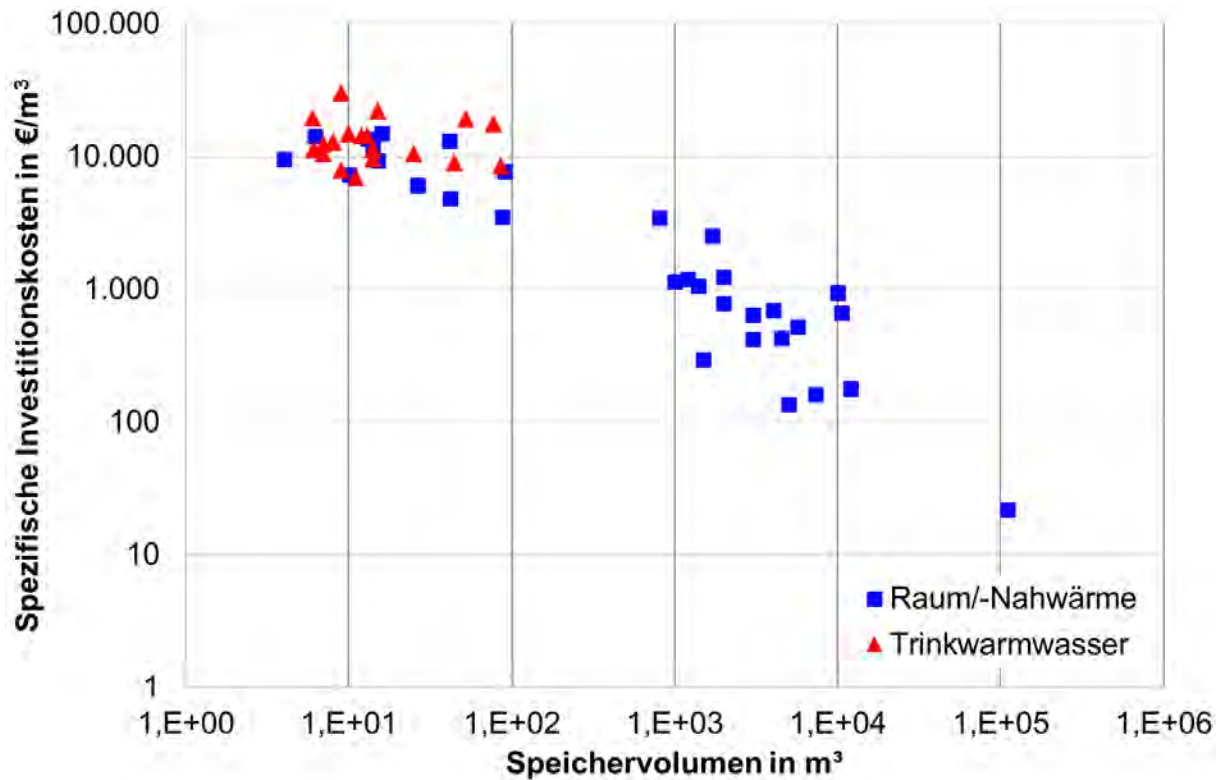


Abbildung 2-18: Spezifische Anlageninvestitionskosten in Abhängigkeit des Speichervolumens

Aus den genannten Beobachtungen lässt sich erwartungsgemäß eine vorteilhafte Entwicklung des solaren Deckungsanteils als auch der spezifischen Kosten mit zunehmender Anlagengröße ableiten. Für die Berechnung der solaren Wärmegestehungskosten ist neben einer möglichst geringen Investitionssumme jedoch auch der Systemertrag entscheidend. Dieser hängt bei gegebener Anlagengröße und klimatischen Verhältnissen vom Systemnutzungsgrad ab. Der Systemnutzungsgrad beschreibt die an das Wärmenetz beziehungsweise die Verbraucher abgegebene solare Nutzwärme  $E_{solar}$  im Verhältnis zur eingestrahlt Energie auf die Kollektoren  $E_{einstrahlung}$ .

$$\eta = \frac{E_{solar}}{E_{einstrahlung}} \quad (2.5)$$

$\eta$	Systemnutzungsgrad	[%]
$E_{solar}$	Von der Solaranlage abgegebene Nutzwärme	[MWh/a]
$E_{einstrahlung}$	Eingestrahlte Energie auf Kollektorflächen	[MWh/a]

Eine Betrachtung der Abhängigkeit des Nutzungsgrades von der Kollektorfläche führt, wie in Abbildung 2-19 zu sehen, zur Erkenntnis, dass eine große Streuung des Nutzungsgrades ohne eindeutigen Zusammenhang mit der Kollektorfläche besteht. Diese Aussage bezieht sich auf die Anlagen in der linken Hälfte des Diagramms. Eine Gruppe weiterer Anlagen mit deutlich höheren spezifischen Kollektorflächen fällt mit sehr niedrigen Nutzungsgraden auf.

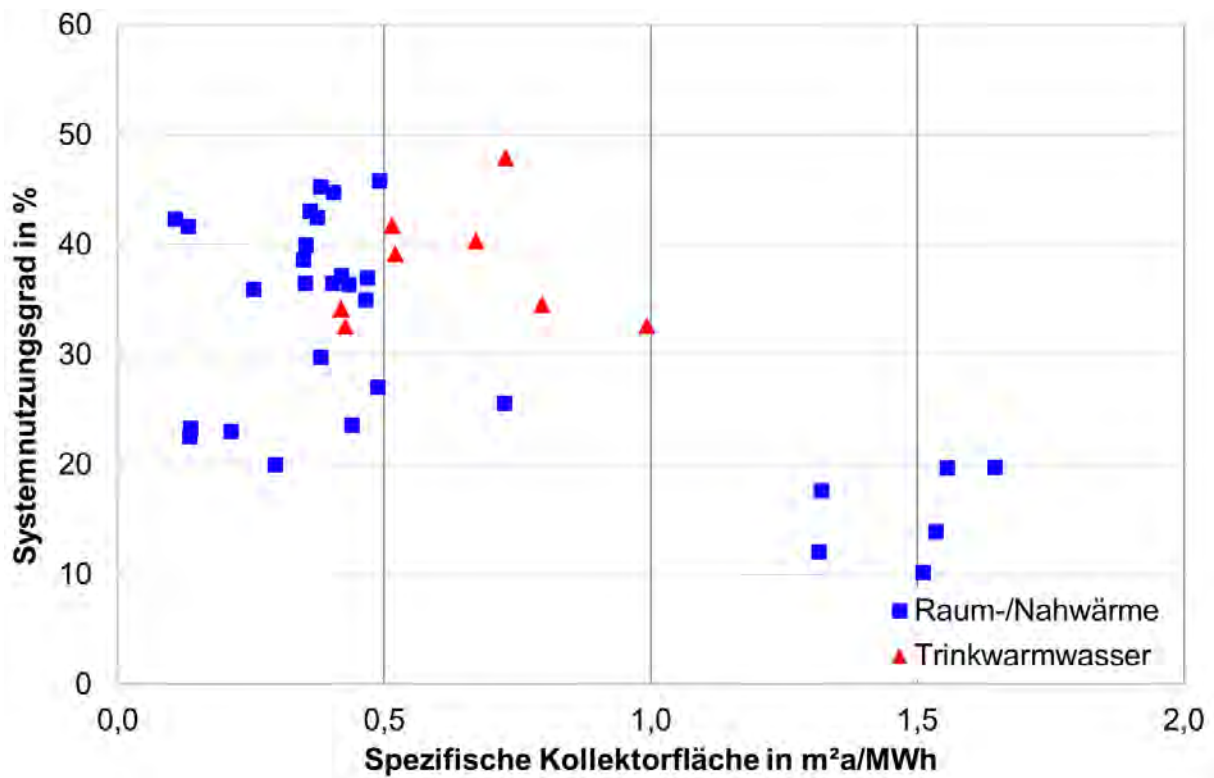


Abbildung 2-19: Systemnutzungsgrad in Abhängigkeit der spezifischen Kollektorfläche

Wird die Betrachtung wie vorher zusätzlich in Abhängigkeit des spezifischen Speichervolumens vorgenommen (Abbildung 2-20), ist zu erkennen, dass in diesen 6 Anlagen ebenso die größten Speicher verbaut sind. Eine genauere Betrachtung verdeutlicht die Verlustanteile dieser großen saisonalen Speicher. Abbildung 2-21 zeigt hierzu die Entwicklung des Kollektorkreisnutzungsgrades, also des Nutzungsgrades exklusive Speicherverluste, und des Systemnutzungsgrades, in den die Speicherverluste mit eingerechnet sind.



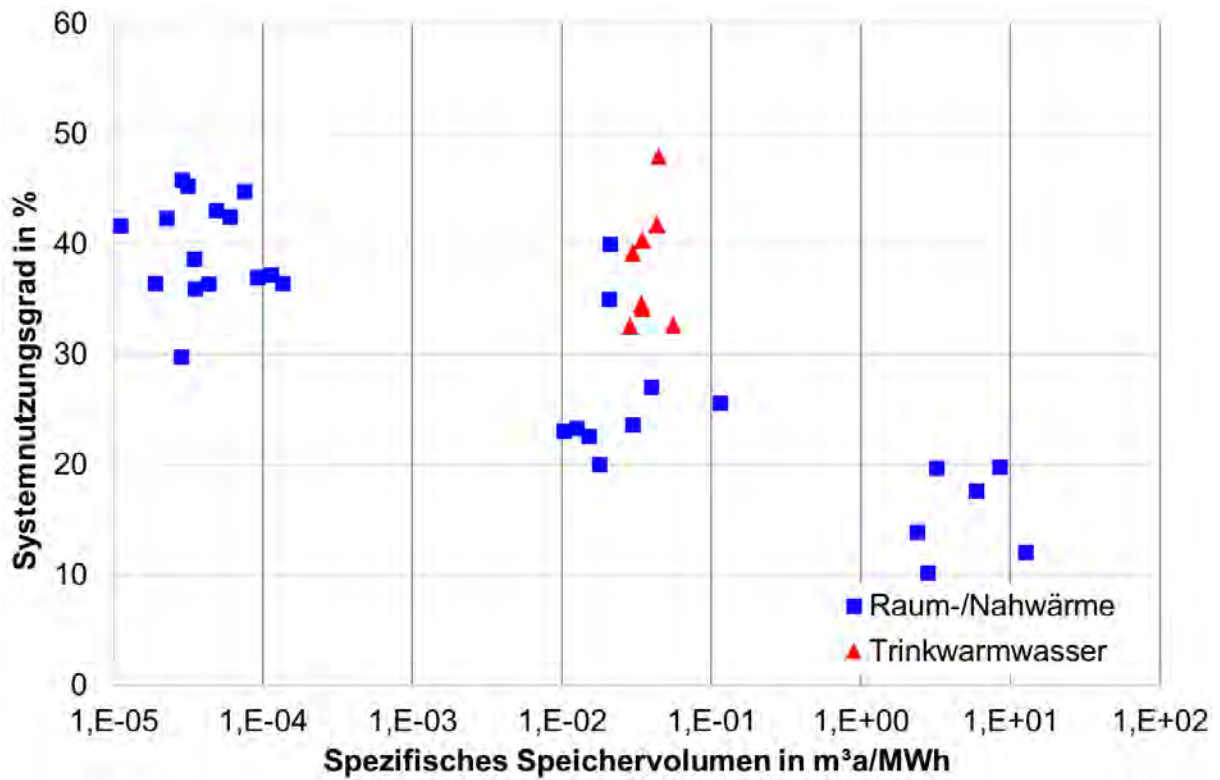


Abbildung 2-20: Systemnutzungsgrad in Abhängigkeit des spezifischen Speichervolumens

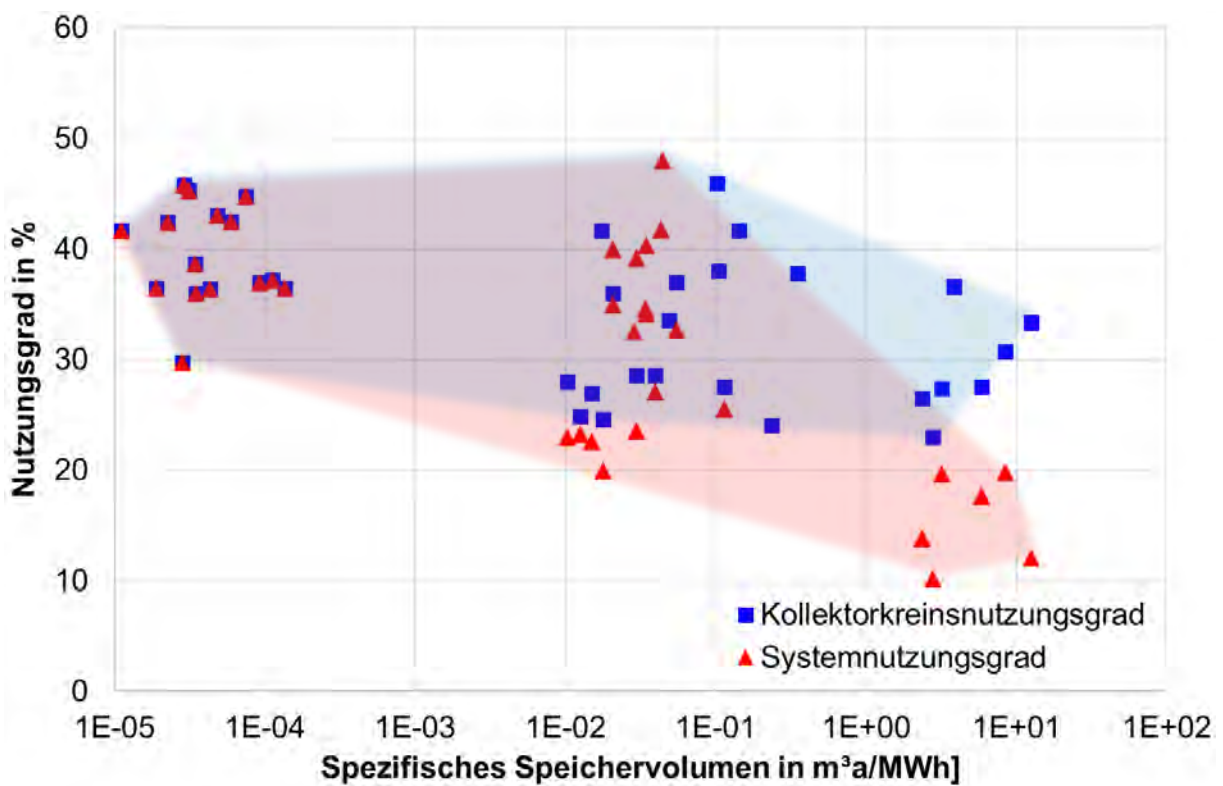


Abbildung 2-21: System- und Kollektorkreisnutzungsgrad in Abhängigkeit des spezifischen Speichervolumens

Die Punktpaare bei gleichem spezifischem Speichervolumen stellen jeweils eine einzelne Anlage dar. Die Differenz dieser Punktpaare in den beiden Nutzungsgraden ist im Kern den Speicherverlusten zuzurechnen. Diese sind trotz günstiger Oberflächen-Volumen-Verhältnisse groß dimensionierter Speicher aufgrund der langen Speicherdauer sehr ausgeprägt. Während der Kollektorkreisnutzungsgrad mit zunehmender Speichergröße nur leicht abfällt, sinkt der Systemnutzungsgrad deutlicher.

Für die Wärmegestehungskosten, die in Abbildung 2-22 in Abhängigkeit des Deckungsanteils dargestellt sind, ergibt sich kein eindeutiges Trendverhalten wie für die energetischen Größen. Zwar wird deutlich, dass Anlagen mit zunehmendem Deckungsanteil tendenziell höhere Wärmegestehungskosten haben, die Streuung der Werte ist jedoch sehr ausgeprägt. Entsprechend den niedrigen spezifischen Investitionskosten in Abbildung 2-15 fallen die dänischen Anlagen im linken unteren Bereich der beiden Grafik auch durch geringe Wärmegestehungskosten auf. Deutlich ist jedoch eine untere Grenze der bisher erreichten Kosten (grüne Linie) zu erkennen, welche mit zunehmendem Deckungsanteil ansteigt.

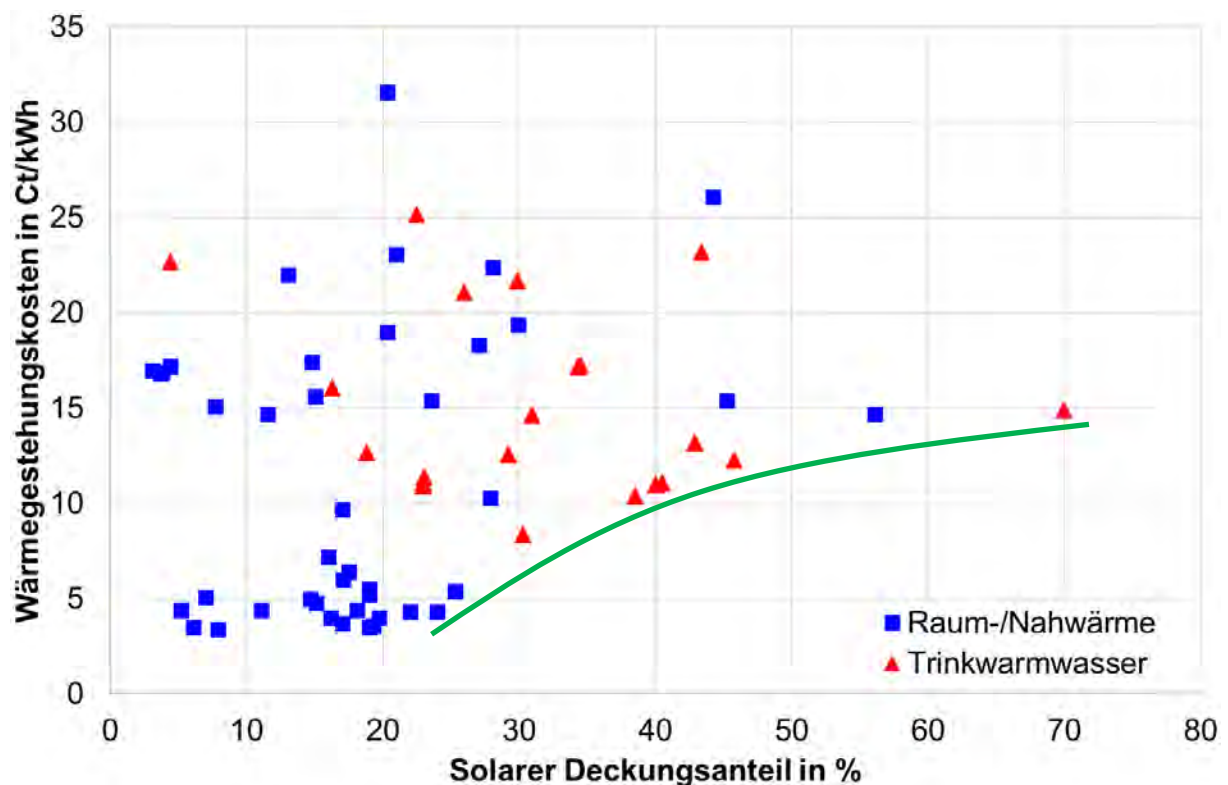


Abbildung 2-22: Solare Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der spezifischen Kollektorfläche

Die Berechnung der Wärmegestehungskosten orientiert sich für diese Betrachtung an der Methode aus dem Solarthermie2000-Programm. Diese errechnet die

Wärmegestehungskosten aus der jährlichen Annuität der Solaranlage auf Basis von 20 Jahren Laufzeit und 6 % Zinsniveau. Förderungen und Steuern wurden zur besseren Vergleichbarkeit von Anlagen aus unterschiedlichen Baujahren und Ländern nicht betrachtet. In Abhängigkeit von aktuellen Marktzinsen, staatlichen Förderungen und Steuerhöhe sowie der tatsächlichen Anlagenlebensdauer können die anfallenden Kosten stark schwanken. Ferner fallen erfahrungsgemäß circa 1 bis 2 % der Investitionskosten als jährliche Betriebs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten an, welche bei der Auslegung eines Systems miteinzuberechnen sind. Die festgestellten Trends sind von diesen Faktoren jedoch unabhängig.

## 2.5 Zwischenfazit

Die durchgeführte Untersuchung zeigt, dass unter aktuellen Rahmenbedingungen die Etablierung solarer Unterstützung in deutschen Nahwärmenetzen ökonomisch herausfordernd ist. Anlagen zur saisonalen Speicherung sind hiervon oft stärker betroffen als kleinere Systeme mit geringeren Deckungsgraden. Große Solaranlagen mit saisonaler Speicherung sind weitestgehend ambitionierten Neubauprojekten vorbehalten, bei denen die Auslegung der gesamten Wärmeerzeugung und der Gebäude von Beginn an auf solare Unterstützung ausgerichtet wird. Zusätzlich sind hier durch den verhältnismäßig geringeren Anteil des Raumwärmeverbrauchs eine höhere solare Deckung und ein weniger divergenter Zusammenhang von solarem Strahlungsangebot und Wärmebedarf zu erwarten.

Gleichwohl zeigen erstaunlich viele Beispiele mit geringeren Deckungsgraden das generelle Potenzial der solaren Nahwärme im Hinblick auf die Wärmegestehungskosten. Es erscheint sinnvoll, mehr Betreiber größerer Wohnobjekte auf die Vorteile überschaubar dimensionierter Solaranlagen hinzuweisen. Viele Wohnobjekte im Bestand verfügen über keine geeigneten Dachflächen beziehungsweise Freiflächen für die Installation eines zentralen, zusammenhängenden Kollektorfelds. Die Unterbringung von großen Pufferspeichern oder gar saisonalen Speichern ist ebenfalls oft unmöglich. Trotzdem bietet gerade dieser typische urbane Geschosswohnungsbau durch die im Vergleich zum Einfamilienhaus größer skalierbaren Anlagen mit entsprechend geringeren spezifischen Kosten und die konstantere Wärmeabnahme ein beachtliches Potenzial für den Betrieb von Solaranlagen.

Um diese Wärmeverbraucher für die Solarthermie zu erschließen, bedarf es angepasster Konzepte, die eine Einbindung von Solaranlagen unter eingeschränktem Planungsfreiraum und zu wettbewerbsfähigen Kosten ermöglicht. Die Entwicklung von Standardsystemen, die mit überschaubarem Planungsaufwand errichtet werden

können, würde in einem Umfeld von kaum sinkenden Komponentenkosten weitere Vorteile bringen. Immerhin entfielen im Durchschnitt 12 % der Gesamtkosten bei den betrachteten Anlagen in Deutschland auf diesen Posten.



### 3 Konzeptentwicklung und Auslegung

#### 3.1 Beschreibung des vorhandenen Wärmenetzes

Für die Umsetzung galt es, ein bestehendes Wärmenetz der GWG zu finden, welches die erschwerten Randbedingungen abbildet, auf die das Projekt abzielt. Dazu standen mehrere Objekte im Raum Ingolstadt zur Verfügung, die erfasst und dokumentiert wurden (Abbildung 3-1).

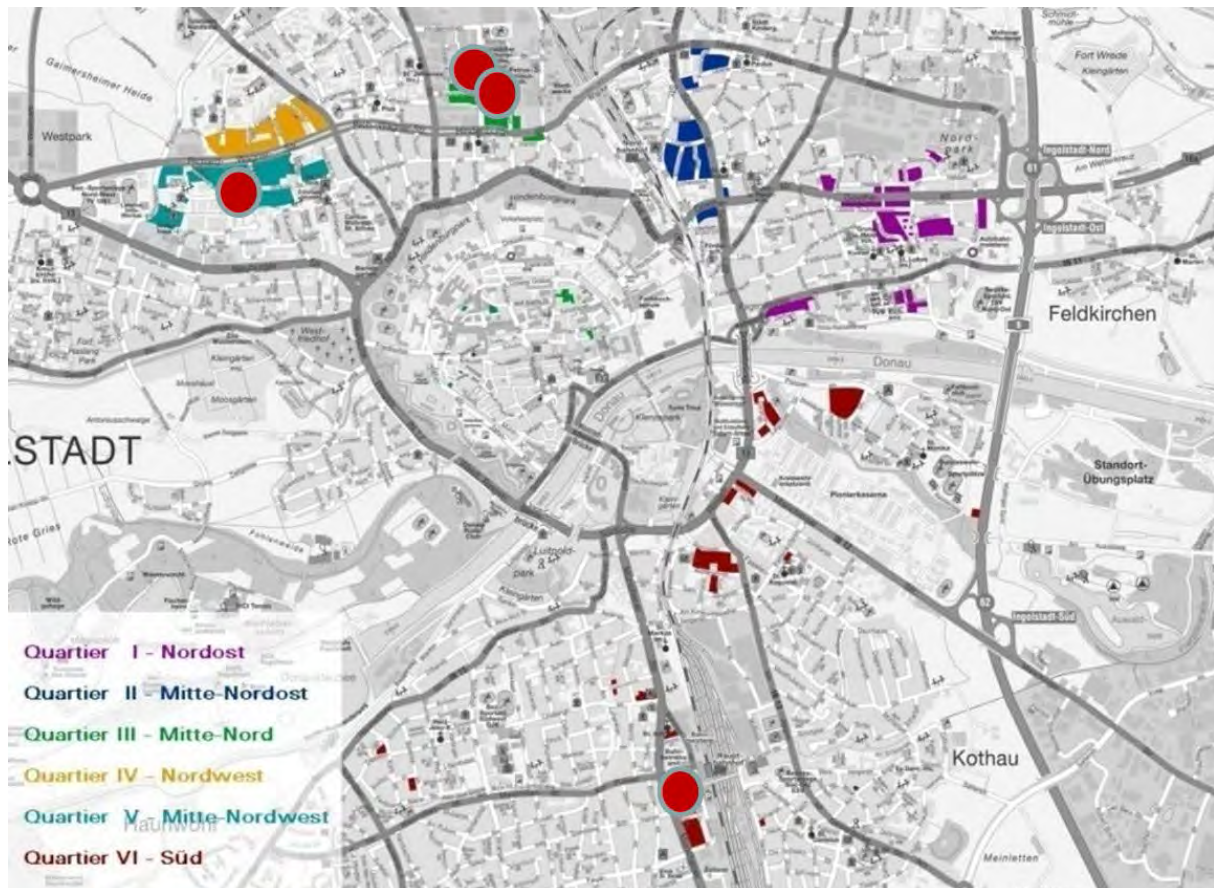


Abbildung 3-1: Übersicht bestehender Wärmenetze der GWG in Ingolstadt

Nach der Gegenüberstellung der vorhandenen Wärmenetze bezüglich Integrationsmöglichkeiten und geplanter Ausbaumaßnahmen und der Abwägung mittels einfacher Systemsimulationen gegen ein anderes Objekt südlich der Donau, wurde durch die Projektpartner im sogenannten „Komponistenviertel“ in Ingolstadt (Quartier III - grün markiert) das in Abbildung 3-2 dargestellte Wärmenetz ausgewählt. Ausschlaggebend für die Auswahl des Objekts waren die ungünstige Struktur, insbesondere das Gebäudealter und der damit einhergehende hohe Wärmeverbrauch. So sollte die Umsetzbarkeit eines derartigen Vorhabens auch unter den hier vorliegenden erschwerten Rahmenbedingungen nachgewiesen werden. Darüber

hinaus bietet die Versorgung des Quartiers mit Gas – gegenüber der weit verbreiteten Fernwärmeanschlüsse oder Blockheizkraftwerke vieler anderer Objekte – ein hohes CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial. PV-Flächen sind nur in begrenztem Maße vorhanden, sodass für solarthermische Installationen ausreichend Dachflächen zur Verfügung standen.

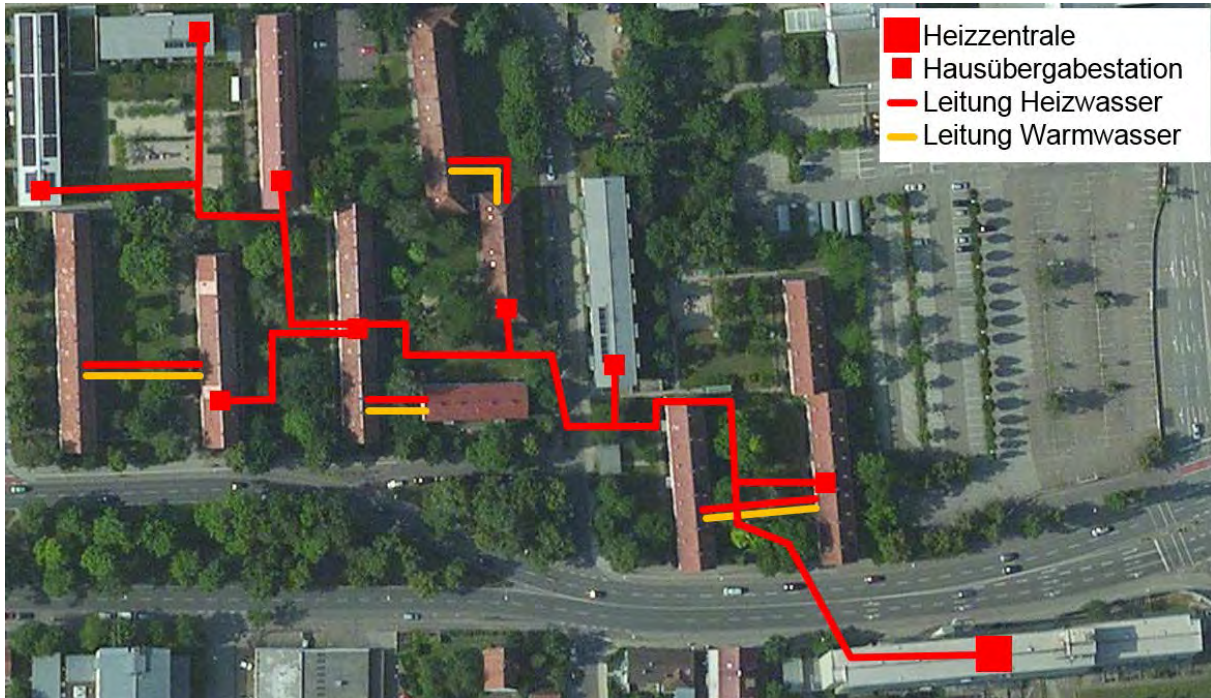


Abbildung 3-2: Bestehendes Wärmenetz im "Komponistenviertel" in Ingolstadt

Das Objekt besteht aus insgesamt 14 Gebäuden, welche über 8 Unterstationen mittels eines 2-Leiter-Systems (rote Linie) aus dem Wärmenetz versorgt werden. Einige Gebäude werden mittels eines 4-Leiter Subnetzes aus dem Nachbargebäude versorgt (rot/orange Linie für Heizungsvorlauf und -rücklauf sowie Trinkwarmwasser und Zirkulation). In der Hindenburgstraße 57, im äußersten Südosten des Quartiers, ist die Heizzentrale des Wärmenetzes untergebracht, die aus 3 Gaskesseln mit einer Gesamtleistung von 1.945 kW besteht. Die Trassenlänge des Wärmenetzes beträgt ca. 500 m. Abbildung 3-2 zeigt eine Aufnahme des Viertels vom Dach der Hindenburgstraße 57. Gut zu erkennen sind hier die steilen Satteldächer (ca. 40° Neigung) mit Ziegeleindeckung, über die die meisten der angeschlossenen Gebäude verfügen. Diese haben mit einer Ausnahme eine Ost-West-Ausrichtung. Dazwischen befinden sich drei Gebäude mit flacheren Blechfalz-Satteldächern (10° Neigung in Ost-West- als auch Nord-Süd-Ausrichtung). Die Hindenburgstraße 57 verfügt als einziges Gebäude über ein Blechfalz-Flachdach (Abbildung 3-3). Das Dach der Hindemithstraße 8 war bereits mit einer bestehenden Solarthermieanlage zur Warmwasserbereitung und einer Photovoltaikanlage voll belegt. Ebenso waren in der



Schubertstraße 12 und der Schubertstraße 21 kleinere Solarthermieanlagen zu lokalen Trinkwasservorwärmung vorhanden.



*Abbildung 3-3: Aufnahme des Viertels Richtung Nordwest mit älteren Gebäuden (Ziegeldach) und neueren Gebäuden (Blechfalzdach)*



*Abbildung 3-4: Blechfalzdach der Hindenburgstraße 57 (Westseite)*

In den Gebäuden sind, entsprechend der Bauweise der 50er Jahre, überwiegend sehr eingeschränkte Platzverhältnisse in den Heizungskellern vorzufinden, sodass eine Nachrüstung weiterer heizungstechnischer Komponenten schwer möglich ist.



Abbildung 3-4 zeigt links die Heizzentrale mit den 3 Gaskesseln sowie exemplarisch den Heizungskeller mit der Unterstation in der Hindenburgstraße 28.



Abbildung 3-5: Heizzentrale (links) und beispielhafte Unterstation (rechts)

In Tabelle 3-1 sind die über 3 Jahre gemittelten gemessenen Energieverbräuche der einzelnen Unterstationen des Wärmenetzes gelistet.

Tabelle 3-1: Jährliche Energieverbräuche der Unterstationen

	<b>Wohneinheiten</b>	<b>Heizwärme in MWh</b>	<b>Warmwasser in MWh</b>	<b>Zirkulation in MWh</b>
<b>Hindenburgstraße 57</b>	85	906	145	135
<b>Hindenburgstraße 28</b>	30	759	57	34
<b>Hindenburgstraße 42</b>	48	444	37	42
<b>Hindenburgstraße 46</b>	60	472	46	52
<b>Hindemithstraße 8</b>	24	78	38	23
<b>Schubertstraße 5</b>	36	240	42	39
<b>Schubertstraße 12</b>	24	69	39	25
<b>Schubertstraße 19</b>	24	281	19	23
<b>Schubertstraße 21</b>	12	34	22	14
<b>Summe</b>	343	3.282	447	387
<b>Gesamtverbrauch</b>				4.116
<b>Wärmeproduktion Heizzentrale</b>				4.400

Die eingeschränkten Platzverhältnisse sowie die ungünstigen Dachausrichtungen in den meisten Gebäuden führten zu einer Fokussierung auf wenige potenzielle Solarthermieanlagen. Hierbei handelt es sich um die Gebäude Hindenburgstraße 57 (HB57), Hindenburgstraße 36 (HB36), Schubertstraße 12 (SB12) und Schubertstraße 21 (SB21). Unter diesen ist in der Hindenburgstraße 57 bedingt durch die hohe Anzahl an Wohneinheiten ein hoher Wärmeverbrauch vorzufinden. Schubertstraße 12 und 21 sind neuere Gebäude mit weniger Wohneinheiten, die um die Jahrtausendwende errichtet wurden. Hier fallen aufgrund der geringeren Bewohneranzahl der Warmwasserverbrauch und durch den höheren energetischen

Standard der Gebäudehülle insbesondere der Raumwärmeverbrauch deutlich geringer aus. Das Objekt Hindenburgstraße 36 stammt, wie die restlichen Gebäude, aus den 50er Jahren und verfügt wie einige andere Gebäude über keine eigene Unterstation, sondern wird vom Nachbargebäude über ein 4-Leiter-Netz versorgt.

Der Aufbau der Unterstationen ist in allen Gebäuden im Wesentlichen identisch und wird in Abbildung 3-5 schematisch dargestellt. Es findet eine direkte Anbindung an das Nahwärmenetz ohne dazwischengeschalteten Plattenwärmetauscher statt. Die in den Objekten verbauten Radiatorheizungen werden also unmittelbar vom Heizwasser des Wärmenetzes durchströmt. Eine Variation der Regelung der Temperatur im Wärmenetz selbst findet nicht statt. Die Vorlauftemperatur der Raumheizung in den einzelnen Gebäuden wird jedoch über eine Rücklaufbeimischung in der Unterstation geregelt. Die Beladung des in allen Unterstationen vorhandenen Trinkwarmwasserspeichers findet über im Speicher integrierte Rohrwärmetauscher beziehungsweise über ein Tank-in-Tank-System statt. Eine Regelung der Vorlauftemperatur zum Speicher hin erfolgt nur in einigen Anlagen.

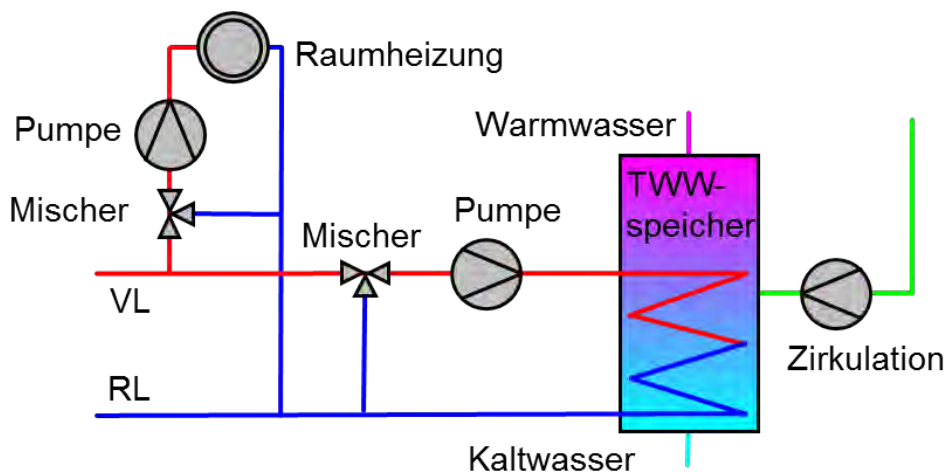


Abbildung 3-6: Hydraulischer Aufbau der Bestandsanlagen

## 3.2 Konzeptionelle Möglichkeiten der Einbindung

### 3.2.1 Methodik der Konzeptionierung

Unter den beschriebenen Rahmenbedingungen (Dachgrößen, -ausrichtungen und Raumangebot in den Heizungskellern) wurden an dem bestehenden Nahwärmenetz Lösungen entwickelt, die unterschiedliche Wege der Wärmenutzung ermöglichen. Dazu wurde das Wärmenetz detailliert erfasst und in MATLAB/Simulink unter Verwendung der CARNOT-Toolbox nachgebildet [26]. Eine Simulationsstudie zu unterschiedlichen Nachrüstlösungen diente als Basis für eine Optimierung der

Anlagengrößen unter Berücksichtigung des Raumangebots und der Wirtschaftlichkeit. Abbildung 3-7 zeigt das CARNOT-Modell des gesamten Wärmenetzes.

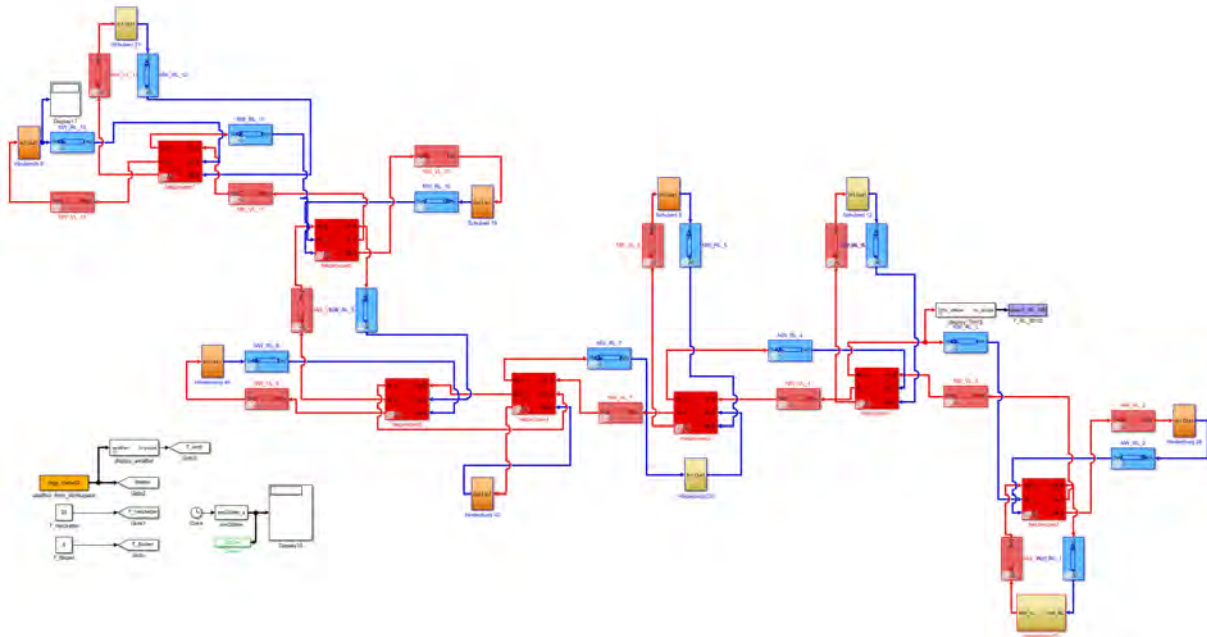


Abbildung 3-7: Modell des gesamten Wärmenetzes in CARNOT mit Gebäuden (orange), Solarthermieanlagen (gelb), Vor- und Rücklaufleitungen (hellrot/blau) sowie Netzknoten (rot)

Für die Nachrüstung solarthermischer Anlagen in bestehende Geschosswohnungsbauten bieten sich verschiedene Anlagenkonzepte an. Grundsätzlich kann unterschieden werden in Anlagen zur reinen Trinkwasserbereitung, zur Heizungsunterstützung und zur Einspeisung der Energie in ein angeschlossenes Nahwärmenetz (Abbildung 3-7). Hierbei stehen für dezentrale Anlagen als gängigste Möglichkeiten die Einspeisung der Solarwärme auf dem Temperaturniveau des Netzvorlaufs (Vorlauf-Vorlauf beziehungsweise Rücklauf-Vorlauf Einspeisung) oder in Form einer Einspeisung auf Rücklauf-Temperaturniveau (Rücklauf-Rücklauf Einspeisung beziehungsweise Vorlauf-Rücklauf Einspeisung) zur Verfügung. Für unmittelbar in die Heizzentrale integrierte Kollektorfelder kann analog eine Parallelschaltung zum konventionellen Erzeuger oder eine Vorwärmung des Rücklaufs mit anschließender Temperaturerhöhung durch die Nachheizung (serielle Einbindung) stattfinden.

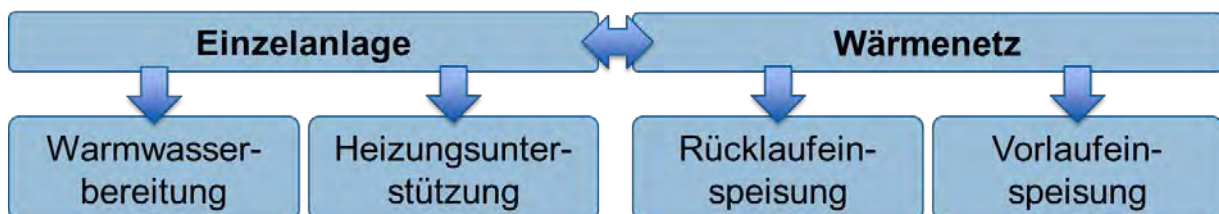


Abbildung 3-8: Mögliche Anlagenkonzepte

### 3.2.2 Voruntersuchung zu Integrationsvarianten

Je nach gewähltem Konzept werden verschiedene Temperaturniveaus, Speicherkapazitäten und Verbraucher erschlossen. Entsprechend der Einbindungsmöglichkeiten in Abbildung 3-7, wurden für eine erste Abschätzung des Potenzials mit in bisherigen Projekten verwendeten Ansätzen 3 Anlagentypen als Simulationsmodell aufgebaut. Hierbei wurde die tatsächliche Umsetzbarkeit im realen Objekt noch nicht im Detail betrachtet, da die Betrachtung lediglich als allgemeingültige Referenz für die später realisierten Konzepte dienen sollte. Das heißt, die genauen Begrenzungen der Dachflächen und Heizkeller bzgl. der Kollektorfläche und des Speichervolumens wurden in diesem Schritt zunächst ignoriert.

Das versorgte Gebäude für die exemplarische Betrachtung einer Einzelanlage ist ein Mehrfamilienhaus aus dem untersuchten Wärmenetz (Schubertstraße 21). Dieses verfügt über 12 Wohneinheiten, 660 m<sup>2</sup> Wohnfläche, einen Zapfwarmwasserverbrauch von 385 m<sup>3</sup>/a bei 60 °C und einen Energiebedarf für die Zirkulation von 13.500 kWh/a. Der Bedarf für die Raumheizung beträgt ca. 34.000 kWh/a und wird über Radiatoren zur Verfügung gestellt. Abbildung 3-8 zeigt eine einfache Anlage zur Vorwärmung des Brauchwarmwassers (Variante WW). Die Vorwärmung erfolgt über einen solaren Pufferspeicher und einen externen Plattenwärmetauscher (Frischwasserstation). So wird ein Aufheizen des Speichers durch die thermische Desinfektion zur Legionellenbekämpfung vermieden. Die betrachtete Anlage verfügt über 20 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und 1 m<sup>3</sup> Pufferspeichervolumen, was den bisher bei der GWG installierten Anlagenkonzepten entspricht. Dabei stehen 50 l Speichervolumen je Quadratmeter Kollektorfläche zur Verfügung, was einen typischen Auslegungswert für solche Anlagen darstellt [9]. Das Speichervolumen deckt dabei in etwa den Tagesbedarf an Zapfwarmwasser. Das Profil der Warmwasserentnahme wurde aus einer, wie in Abbildung 3-9 dargestellten, Vor-Ort-Messung des Zapfvolumenstroms auf Wochenbasis, ermittelt mit einem Clamp-On-Durchflusszähler, und einer Überlagerung mit saisonalen Effekten nach VDI 6002 [27] gebildet.





Abbildung 3-9: Erfassung des Warmwasser-Zapfprofils durch Clamp-On Ultraschall-Durchflusszähler am Kaltwasserzulauf zum Vorwärm Speicher

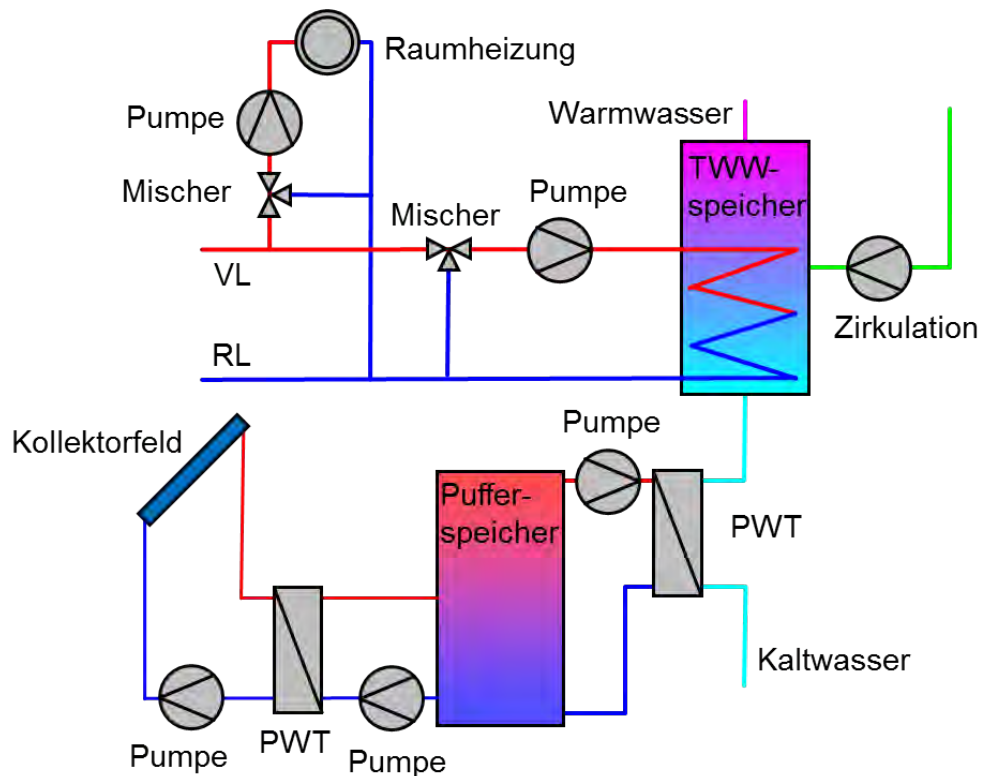


Abbildung 3-10: Einzelanlage zur Warmwasserbereitung

Abbildung 3-9 zeigt ein Anlagenkonzept für das gleiche Gebäude zur zusätzlichen Unterstützung der Raumheizung (Variante HU). Hierbei ist der solare Pufferspeicher parallel an den Heizkreis der Raumheizung und an die Warmwasserbereitung angeschlossen. Diese Anlage ist größer dimensioniert und verfügt über 50 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und 5 m<sup>3</sup> Pufferspeichervolumen. Die Berechnung der Leistung der Raumheizung basiert auf einer Jahressimulation des Gebäudes mit dem in CARNOT verfügbaren Ein-Knoten-Gebäudemodell (simple house). Die Gebäudegeometrie wurde nach der realen Bebauung und die Dämmung der Gebäudehülle der

Baualtersklasse entsprechend gewählt. Um den in Realität gemessenen Jahresverbrauch zu erreichen, folgten geringfügige Modifikationen der Wärmeverluste durch die Gebäudehülle durch Feinanpassung der Wärmedurchgangskoeffizienten der Außenhülle.

Bei den beiden Modellen zur dezentralen Einbindung wird das Gebäude einzeln betrachtet, das heißt, das Wärmenetz wird nicht simuliert. Die Rückwirkung auf das Netz ist für diesen Fall nicht von Bedeutung. Die Versorgung aus dem Netzvorlauf wird vereinfacht über einen Heizwasser-Massenstrom mit konstanter Temperatur dargestellt.

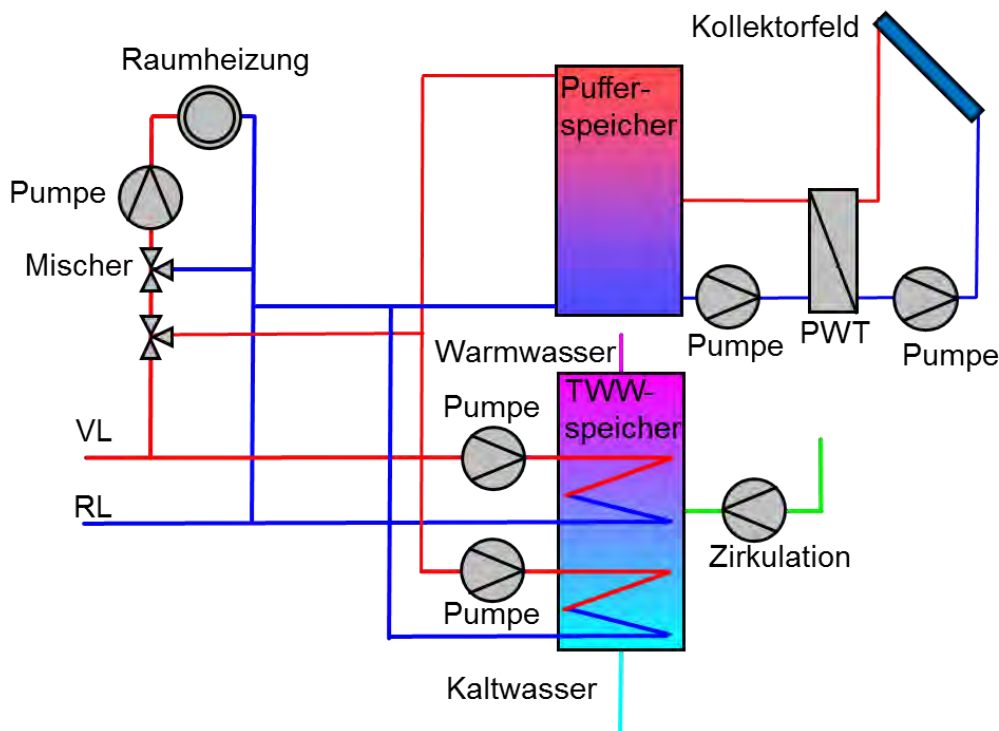


Abbildung 3-11: Einzelanlage zur Heizungsunterstützung

Für die Variante zur Versorgung eines Nahwärmenetzes (Variante NW), wird eine zentrale Solarthermieanlage zur Einbindung in einen Pufferspeicher in der Heizzentrale betrachtet. Basis des Modells ist ebenfalls das untersuchte Wärmenetz. Wie im realen Objekt wird die Netzvorlauftemperatur durch die Regelung konstant bei 80 °C gehalten. Hierbei wird die Vorheizung des Netzzücklaufs, das heißt eine serielle Einbindung der konventionellen Wärmeerzeugung, untersucht. Durch diese Rücklauf-Einpeisung wird bereits bei einem Temperaturniveau des Pufferspeichers ab ca. 60 °C eine solare Unterstützung möglich. Die integrierte solarthermische Anlage verfügt über 500 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und ein Pufferspeichervolumen von 50 m<sup>3</sup>. Das Hydraulikschema ist in Abbildung 3-10 zu sehen. Die Last der Verbraucher, welche an das Netz angeschlossen sind, wird am Netzvorlauf entnommen und der abgekühlte

Volumenstrom des Netzurücklaufs der Heizzentrale wieder zugeführt. Die Last wurde in einer Jahressimulation analog zu den vorher beschriebenen Varianten für alle angeschlossenen Gebäude bestimmt. Die Betrachtung der Wärmeverluste im Nahwärmenetz von ca. 500 m Trassenlänge wurde dabei mitsimuliert und ist im Lastprofil enthalten.

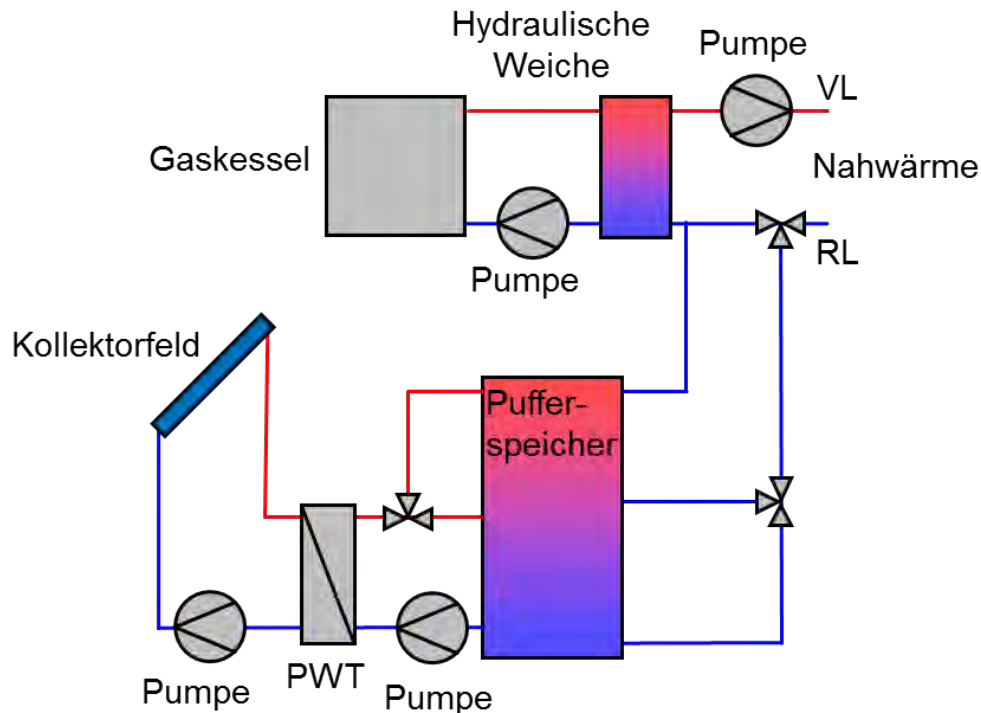


Abbildung 3-12: Zentrale Rücklauf-Einspeisung in Wärmenetz

### 3.2.3 Voruntersuchung zu Kollektortypen

In den bisher in Deutschland errichteten großen Solaranlagen im Wohnbereich werden hauptsächlich konventionelle Flachkollektoren eingesetzt. Nur wenige Anlagen arbeiten mit Vakuumröhrenkollektoren ([15], [16]). Dies spiegelt sich auch auf dem Gesamtmarkt der Solarthermie wider [28]. Bei größeren zentralen Kollektorfeldern, wie zum Beispiel in dänischen Wärmenetzen, werden teilweise Flachkollektoren mit zusätzlichen Konvektionsbremsen in Form von transparenten Folien zwischen Absorber und Abdeckung eingesetzt [29]. Diese sollen die vorderseitigen Verluste begrenzen. Dieses für gewöhnlich als Großflächenkollektor ausgeführte Prinzip wird zusätzlich mit starken rückseitigen Dämmungen ausgestattet. Die Vorteile solcher Lösungen liegen in der erhöhten Effizienz bei höheren Kollektortemperaturen beziehungsweise bei geringerer Einstrahlung. Für die in der Studie verwendeten Kollektoren ist hierzu in Abbildung 3-11 der Kollektorwirkungsgrad eines Flachkollektors (FK), eines Folienkollektors (FOL) sowie eines Vakuumröhrenkollektors als Compound Parabolic Concentrator (CPC) bei verschiedenen Einstrahlung dargestellt.



Während bei hohen Einstrahlungen von  $1.000 \text{ W/m}^2$  erst bei höheren Temperaturdifferenzen ab ca.  $45 \text{ }^\circ\text{C}$  ein Vorteil des CPC-Kollektors gegenüber dem Flachkollektor zu sehen ist, stellt sich bei einer für Deutschland typischen geringeren Einstrahlung von  $500 \text{ W/m}^2$  bereits bei geringeren Temperaturdifferenzen ab ca.  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  eine Mehrleistung ein.

Bei Sanierungsprojekten, wie im gegebenen Fall, müssen häufig höhere Temperaturniveaus in den Wärmenetzen beziehungsweise in den Kreisläufen der Raumheizung akzeptiert werden als bei energieeffizienten Neubauten. Auch die Ausrichtung der Kollektorfelder kann nicht immer optimal gewählt werden, was die durchschnittliche Einstrahlungsstärke reduziert. Daher ist die Einordnung des Mehrertrags durch Verwendung verschiedener Kollektorbauarten eine interessante Fragestellung bei der Konzeptentwicklung von Nachrüstlösungen.

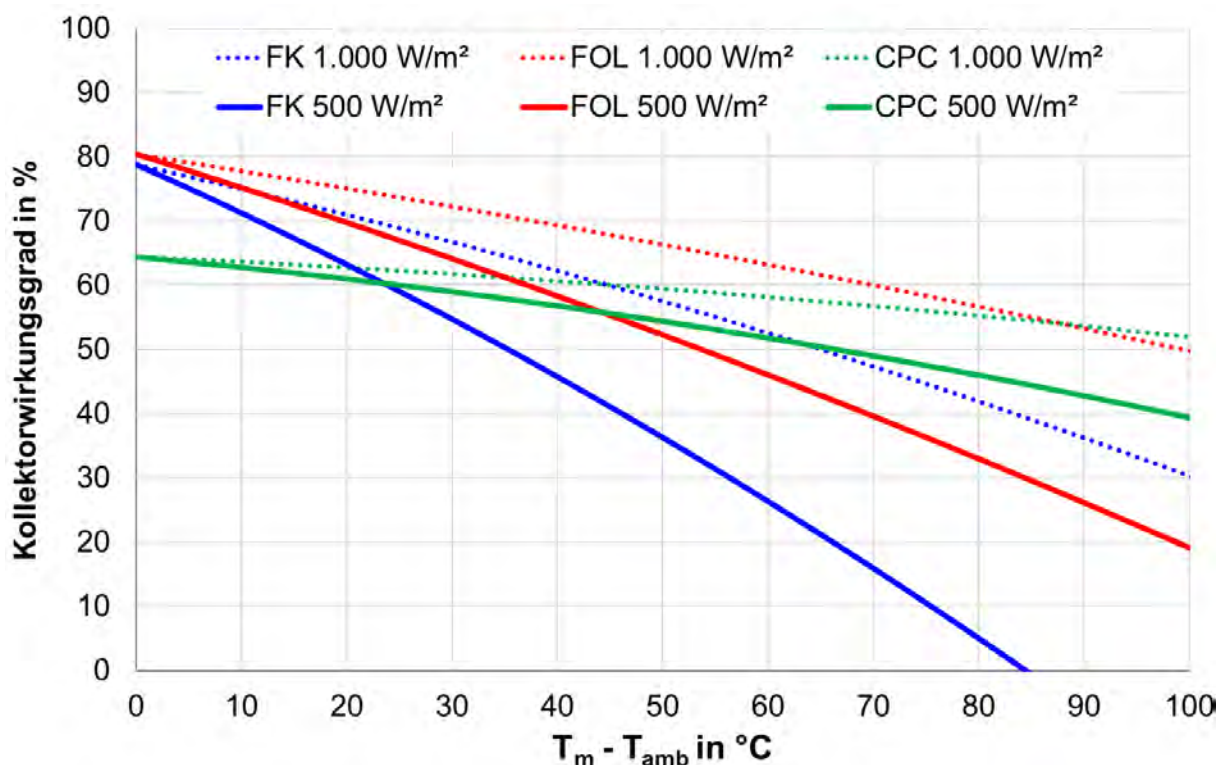


Abbildung 3-13: Kollektorwirkungsgrade bei verschiedenen Einstrahlungen

Abbildung 3-12 zeigt Nutzungsgrad und Deckungsgrad einiger Bestandsanlagen aus Deutschland und Dänemark ([16], [30]). Es ist zu sehen, dass ein eindeutiger Trend bezüglich der Leistungsverbesserung durch effizientere Kollektoren nicht zu erkennen ist. Bei den dänischen Anlagen (grün markiert) mit und ohne Folienkollektoren bewegt sich der Nutzungsgrad auf annähernd gleichem Niveau. Die erfasste deutsche Vakuumröhren-Anlage (VRK) zur Heizungsunterstützung zeigt einen besseren Nutzungsgrad als die anderen Systeme. Jedoch sind ebenso Flachkollektor-Anlagen

mit deutlich höheren Deckungsgraden vorhanden. Bei den Anlagen zur reinen Warmwasserbereitung zeigen die Flachkollektor-Anlagen im oberen rechten Bereich der Darstellung die höchsten Deckungsanteile bei gleichzeitig hohen Nutzungsgraden. Hier bezieht sich der ermittelte Deckungsgrad im Gegensatz zu den Anlagen zur Heizungsunterstützung lediglich auf den Warmwasserbedarf und nicht auf den Gesamtenergiebedarf des Objekts.

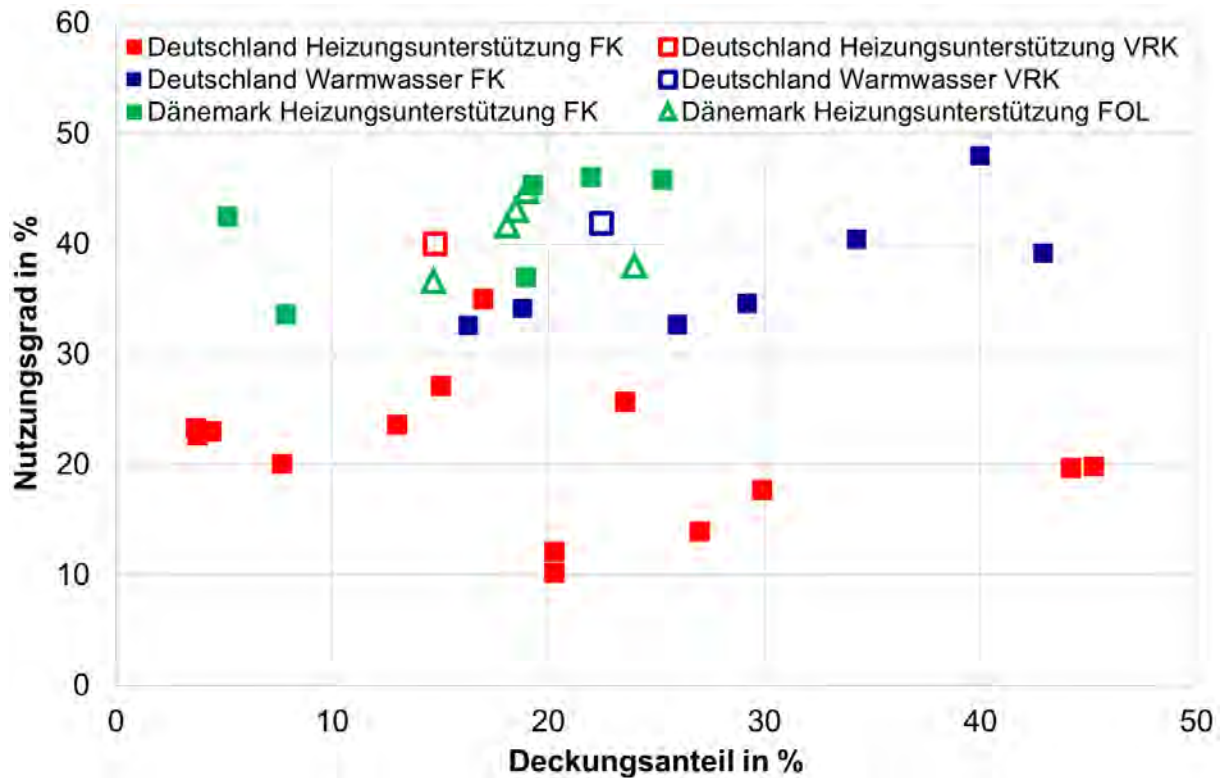


Abbildung 3-14: Deckungsanteil und Nutzungsgrad bisher errichteter großer Solaranlagen mit verschiedenen Kollektortypen

### 3.2.4 Ergebnisse der Voruntersuchung

Aus einer Betrachtung der existierenden Anlagen allein ist eine eindeutige Wertung der verschiedenen Integrationsvarianten und Kollektortypen nicht möglich. Die unterschiedlichen Einbindungskonzepte und Anlagenauslastungen in den erfassten Systemen verhindern einen einfachen Vergleich. Weitere Unterschiede ergeben sich aus den klimatischen Randbedingungen und den Abweichungen in den Erträgen durch Planungs- und Umsetzungsproblemen bei einigen Prototypen-Anlagen aus der frühen Phase der Forschung auf diesem Gebiet. Darüber hinaus ist die Menge der verfügbaren Informationen zu realen Messwerten von Bestandsanlagen mit Vakuumröhrenkollektoren sehr gering.

Für alle vorgestellten Varianten werden daher auf Simulationsbasis die im realen Objekt gegebenen Dachausrichtungen (Süd, West) und Dachneigungen (10°, 40°)



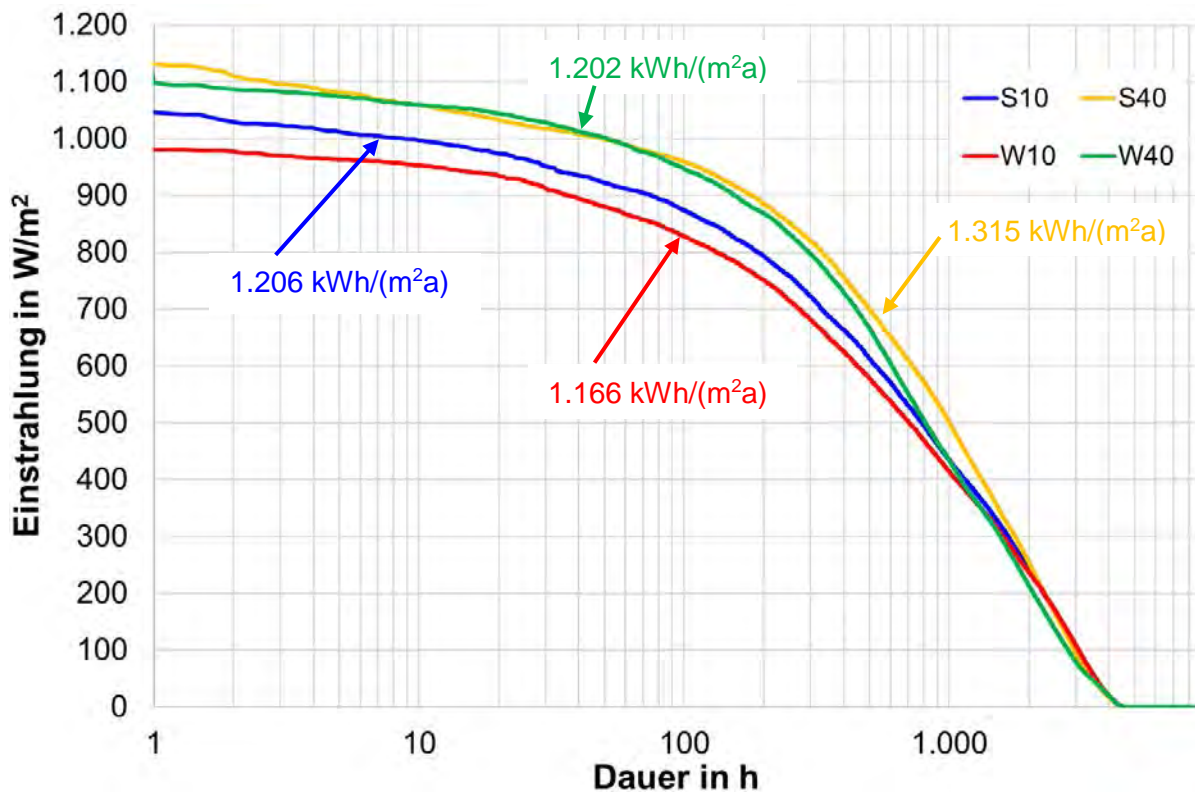


Abbildung 3-15: Jahresdauerlinien der Einstrahlung für die betrachteten Ausrichtungen

Tabelle 3-3 zeigt die spezifischen Erträge der verschiedenen Varianten.

Tabelle 3-3: Spezifische Erträge der betrachteten Varianten in kWh/(m²a)

Ausrichtung, Azimut	Kollektortyp	Hydraulische Einbindung		
		WW	HU	NW
Süd, 10°	FK	552	302	250
Süd, 10°	FOL	609	394	356
Süd, 10°	CPC	592	455	426
Süd, 40°	FK	628	367	334
Süd, 40°	FOL	699	466	436
Süd, 40°	CPC	666	523	496
West, 10°	FK	513	274	222
West, 10°	FOL	575	367	321
West, 10°	CPC	562	429	396
West, 40°	FK	574	320	258
West, 40°	FOL	626	397	337
West, 40°	CPC	598	456	407

In Abbildung 3-14 sind Nutzungsgrad und Deckungsanteil aller Varianten abgebildet. Aus den Ergebnissen der Simulation lässt sich erkennen, dass im Bereich der Warmwasserbereitung der Vorteil von Hochleistungskollektoren gegenüber einfachen

Flachkollektoren begrenzt ist. Während der Folienkollektor in Abhängigkeit der Ausrichtung zwischen 9 und 12 % Mehrertrag bringt, beschränkt sich dies beim CPC-Kollektor auf 4 bis 10 %. Hier wirkt sich der geringere Konversionsfaktor negativ aus und kompensiert im vorliegenden Temperaturbereich die geringeren Wärmeverluste.

Bei der Heizungsunterstützung beträgt der Mehrertrag des CPC-Kollektors 43 bis 57 %, der des Folienkollektors 24 bis 34 %.

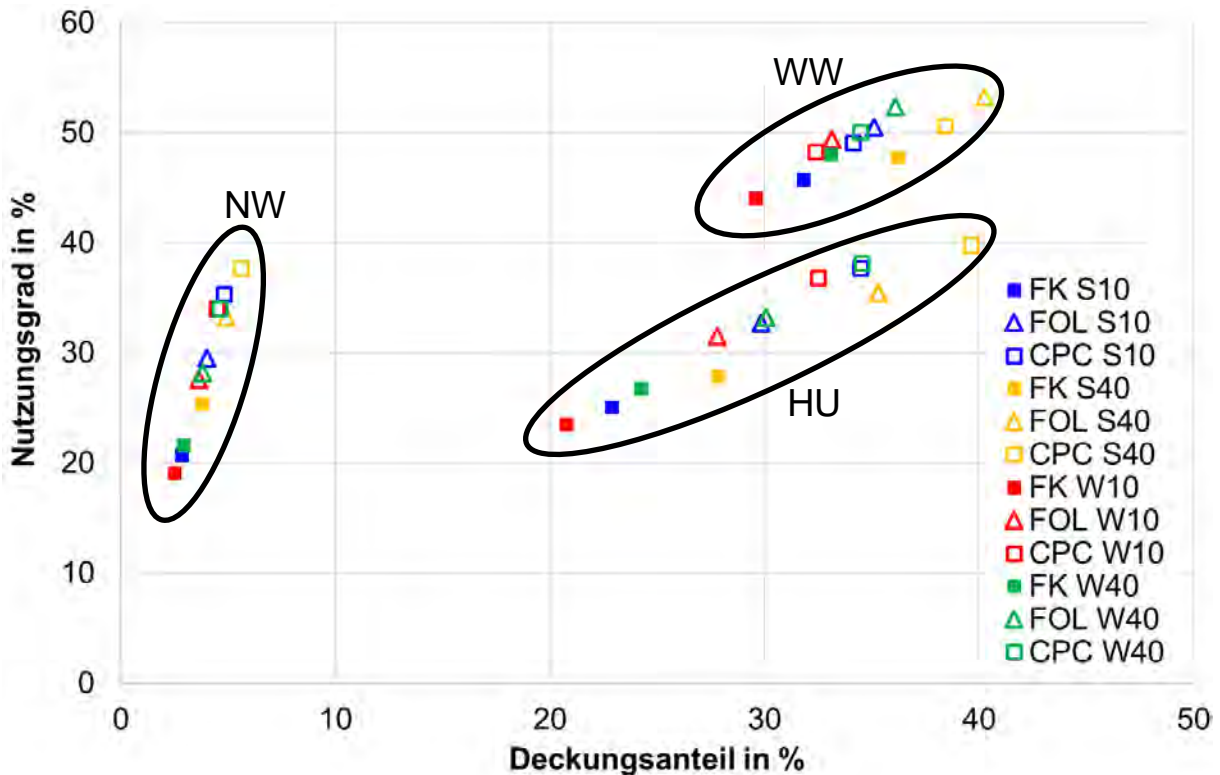


Abbildung 3-16: Nutzungsgrad und Deckungsanteil der simulierten Anlagen

Ein ähnliches Bild ergibt sich im Falle der direkten Unterstützung des Nahwärmenetzes. Hier ist beim CPC-Kollektor ein noch deutlicherer Mehrertrag von 49 bis 78 % gegenüber dem Flachkollektor zu beobachten. Auch der Folienkollektor erreicht Erträge, die 31 bis 55 % höher liegen. Aufgrund der reinen Einbindung in das Wärmenetz ist das mittlere Temperaturniveau der Wärmesenke, also des Pufferspeichers, mit ca. 64 °C höher als bei der Heizungsunterstützung (60 °C) und der Warmwasservorwärmung (32 °C). Der Zusammenhang zwischen Temperaturniveau und Ertrag der 3 Kollektoren ist in Abbildung 3-15 dargestellt.

Wie zu erwarten, werden in allen Varianten die maximalen Erträge im Falle einer Südausrichtung mit 40° Neigung erreicht. Die größte Sensitivität gegenüber einer weniger optimalen Ausrichtung zeigen die Ergebnisse zu Nahwärmeunterstützung im Falle einer West-Ausrichtung mit 10° Neigung. Im Mittel reduziert sich bei den



ungünstigeren Ausrichtungen beim Flachkollektor der Ertrag um 20 %, beim Folienkollektor um 18 % und beim CPC-Kollektor um 15 %.

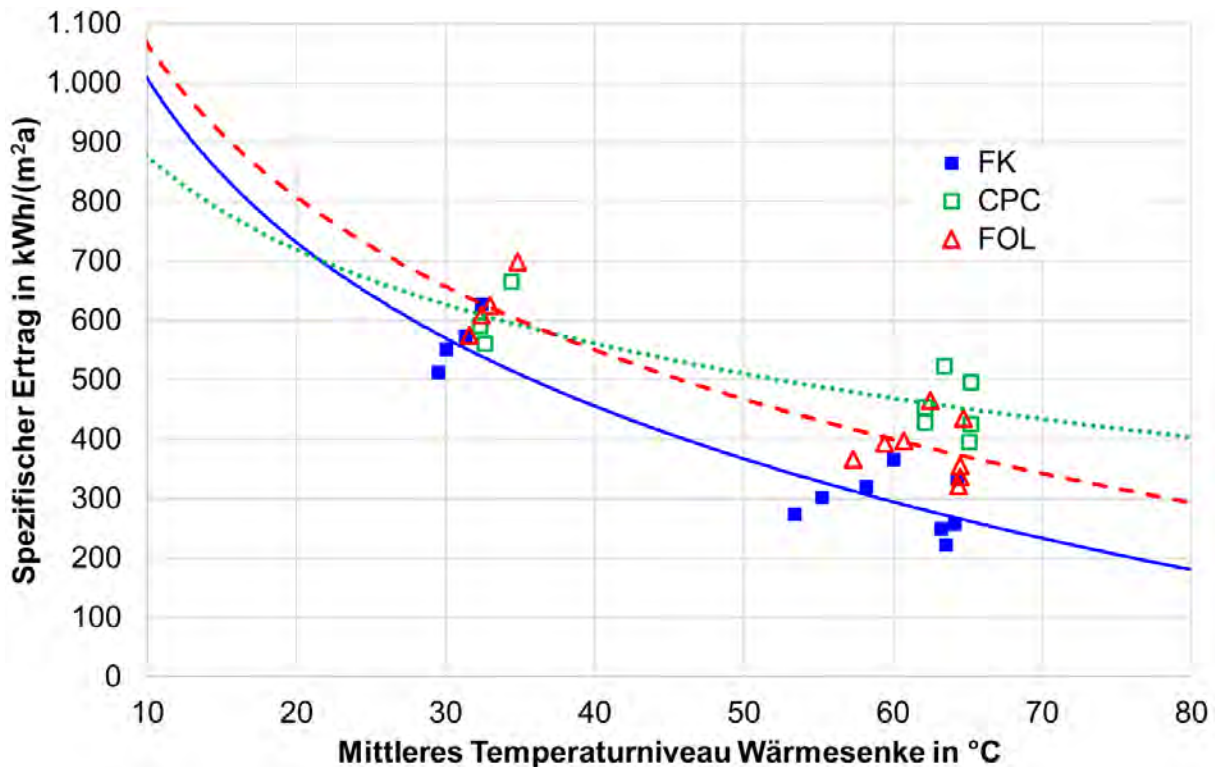


Abbildung 3-17: Spezifischer Ertrag in Abhängigkeit des mittleren Temperaturniveaus der Wärmesenke

Es kann festgehalten werden, dass unter den betrachteten Rahmenbedingungen die Einbindung der Solaranlagen in die Trinkwasserbereitung generell zu bevorzugen ist. Eine verstärkte Nutzung zur Raumheizung, beziehungsweise zur Einspeisung in das Wärmenetz würde ohne vorhergehende energetische Sanierung weniger Sinn machen. Die Nutzung von Niedertemperatur-Heizsystemen in sanierten Gebäuden und eine damit einhergehende abgesenkte Netztemperatur, eventuell mit einer zusätzlichen dezentralen Nachheizung des Trinkwarmwassers wären hierfür geeignet. Wird dennoch in unsanierten Gebäuden eine solare Unterstützung der Raumheizung oder eine Einspeisung in ein angeschlossenes Wärmenetz angestrebt, ist die Betrachtung von Vakuumröhren oder im Falle größerer Kollektorfelder von Folienkollektoren zu empfehlen. Vor allem bei ungünstigen Ausrichtungen der Felder können sich hierdurch deutliche Mehrerträge ergeben.

### 3.2.5 Auswahl der umzusetzenden Anlagenkonzepte

Basierend auf den Ergebnissen der Voruntersuchung und unter Berücksichtigung der beschränkten verfügbaren Dachflächen wurde entschieden, den Fokus auf die Anbindung der Anlagen an die Trinkwarmwasserbereitung zu setzen. Darüber hinaus

mussten die Konzepte bzgl. der Dimensionierung an die bestehenden Randbedingungen angepasst werden. Ziel bei der Auswahl der Konzepte war in erster Linie eine kostengünstige und einfach umzusetzende Nachrüstlösung für möglichst viele bestehende Wärmenetze im urbanen Umfeld zu finden. Wunsch der GWG war, aufgrund bisheriger Erfahrungen mit der Solarthermie, eine geringe Komplexität und hohe Betriebssicherheit der Anlagen. Deshalb war die Untersuchung einer Freiflächenanlage nördlich des Gebäudes Schubertstraße 12 zur reinen Netzeinspeisung über einen Plattenwärmetauscher ebenfalls Teil der Betrachtung. Die in die nähere Auswahl genommenen Konzepte werden im Folgenden beschrieben.

Für die Freiflächenanlage und die Hindenburgstraße 36 (in der keine Unterstation vorhanden ist) wurde eine einfache Rücklaufeinspeisung in das Wärmenetz untersucht, die in Abbildung 3-16 dargestellt ist. Da die GWG sowohl die Gebäude, als auch die Solaranlagen und das Wärmenetz betreibt, ergibt sich hier im Gegensatz zur Einspeisung in ein fremdbetriebenes Wärmenetz kein Konflikt bzgl. der Aufteilung von Erträgen und Verlusten auf Anlagen- und Netzbetreiber. Das Wärmenetz wurde bisher mit einer Vorlauftemperatur von 80 °C betrieben. Die Rücklauftemperatur lag je nach Auslastung zwischen 60 und 70 °C. Durch die reine Rücklaufeinbindung kann dieses für solarthermische Anlagen relativ hohe Temperaturniveau gegenüber einer Einspeisung in den Netzvorlauf teilweise kompensiert werden, da bereits Kollektortemperaturniveaus ab ca. 65 °C zu einem Nutzwärmeertrag führen. Bei allen Konzepten wurden Citrin Solar Flachkollektoren vom Typ CS500 bzw. CS550 für die Quermontage sowie das Trennsystem XL verwendet. Die Daten der Kollektoren sind in Tabelle 3-4 aufgeführt. Damit ist der Kollektor leistungsfähiger als der Flachkollektor der Voruntersuchung und stellt einen guten Kompromiss für die angestrebten Konzepte dar.

*Tabelle 3-4: Daten des gewählten Flachkollektors*

<b>Kollektortyp</b>	<b>CS500/CS550</b>
<b>Aperturfläche in m<sup>2</sup></b>	2,38
<b>Optischer Wirkungsgrad</b>	0,825
<b>Linearer Verlustkoeffizient a<sub>1</sub> in W/(m<sup>2</sup>K)</b>	3,49
<b>Quadratischer Verlustkoeffizient a<sub>2</sub> in W/(m<sup>2</sup>K<sup>2</sup>)</b>	0,0184



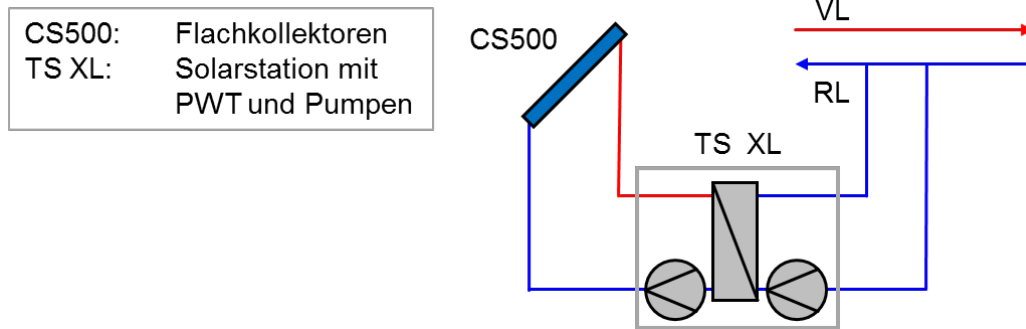


Abbildung 3-18: Anlagenschema zur Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf

Da im 9-stöckigen Gebäude Hindenburgstraße 57 das Verhältnis von Dachfläche zu Wärmeverbrauch gering ist, stand eine reine Trinkwasseranlage im Fokus. Wie bei den bereits vorhandenen Solarthermieanlagen der Wohnungsbaugesellschaft stellt der Einsatz eines Vorwärmerspeicher hierfür eine effiziente Lösung dar. Im Gegensatz zu den Bestandsanlagen wurde jedoch auf die Verwendung eines Trinkwasserspeicher für diesen Zweck verzichtet und stattdessen ein Hygiene-Pufferspeicher mit Edelstahl-Wellrohrwärmetauscher eingesetzt. Hierdurch wird die Reduktion der Anlagenerträge durch die täglich durchzuführende thermische Desinfektion minimiert. Obwohl das Trinkwasservolumen innerhalb der Wellrohre lediglich 60 l beträgt und damit eine sehr kurze Verweildauer im Vorwärmerspeicher gegeben ist, wurde aus Sicherheitsgründen eine Umwälzung vorgesehen (Abbildung 3-17). Gegenüber dem Pufferspeicher mit Frischwasserstation aus der Voruntersuchung bietet dieser Ansatz zusätzliche eine geringere Komplexität der Regelung sowie einen niedrigeren Stromverbrauch durch die Zwangsdurchströmung des Rohrwärmetauschers bei Wasserzapfung.

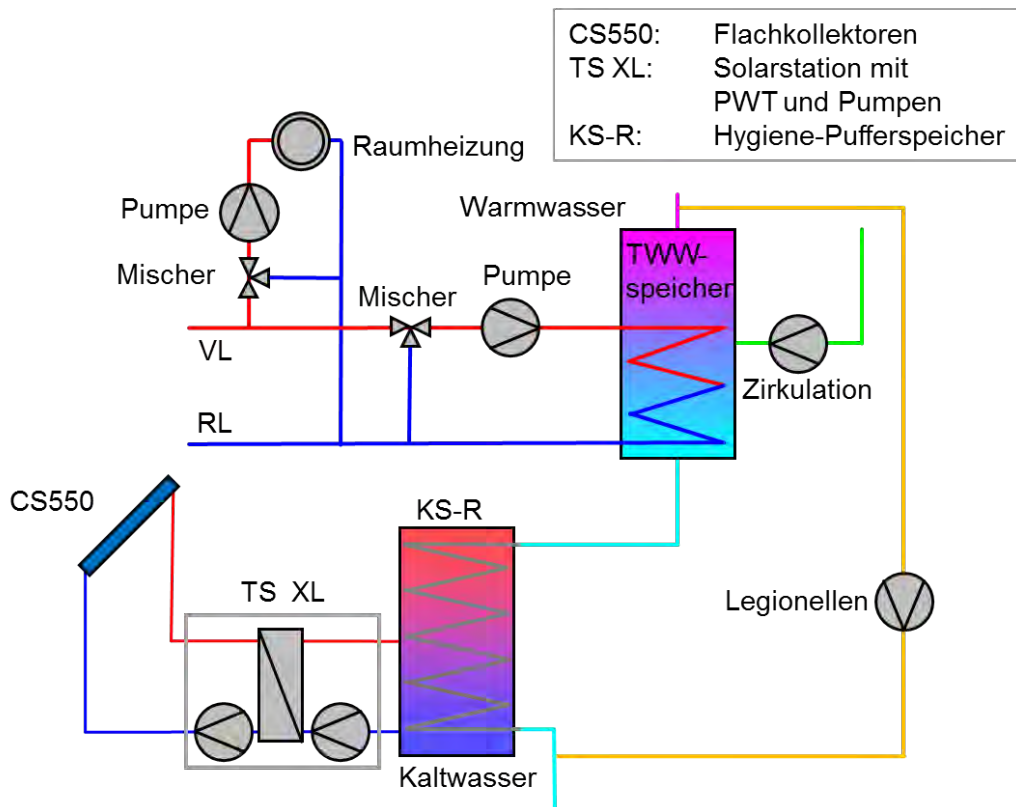


Abbildung 3-19: Anlagenschema zur lokalen Trinkwasservorwärmung

Die Objekte Schubertstraße 12 und 21 sind, abgesehen von Dachausrichtung und Anzahl der Wohneinheiten, sehr ähnlich aufgebaut. In beiden Gebäuden ist eine Bestandsanlage vorhanden, die aus einem 750 l Vorwärmespeicher und 21 m<sup>2</sup> Vakuumröhrenkollektoren im Falle der Schubertstraße 12 bzw. 17 m<sup>2</sup> Flachkollektoren in der Schubertstraße 21 bestehen. In diesen Gebäuden ist das Verhältnis von Dachfläche zu Wärmeverbrauch deutlich höher als in der Hindenburgstraße 57. So stellt sich bei Ausnutzung der vorhandenen Dachflächen im Sommer schnell ein Überschuss an Solarwärme ein. Die naheliegende Lösung war daher, die Bestandsanlagen zur lokalen Trinkwasservorwärmung zu optimieren bzw. zu erweitern und die Überschüsse analog der Anlage in der Hindenburgstraße 36 in das Wärmenetz einzuspeisen. Auf eine Heizungsunterstützung wurde verzichtet, da die Überschüsse vor allem im Sommer entstehen und dann im Heizungssystem nicht genutzt werden können. Das Hydraulikschema dieses Konzepts ist in Abbildung 3-18 dargestellt. Bei anfallenden solaren Überschüssen wird der Pufferspeicher über eine zusätzliche Einspeisepumpe in den Netzurücklauf entladen. Damit wird eine Stagnation der Anlage vermieden und trotz Überdimensionierung ein durchgehender Betrieb während des Sommers gewährleistet. Im Winter erhöht sich entsprechend der Deckungsanteil der Anlage bei der Trinkwassererwärmung.

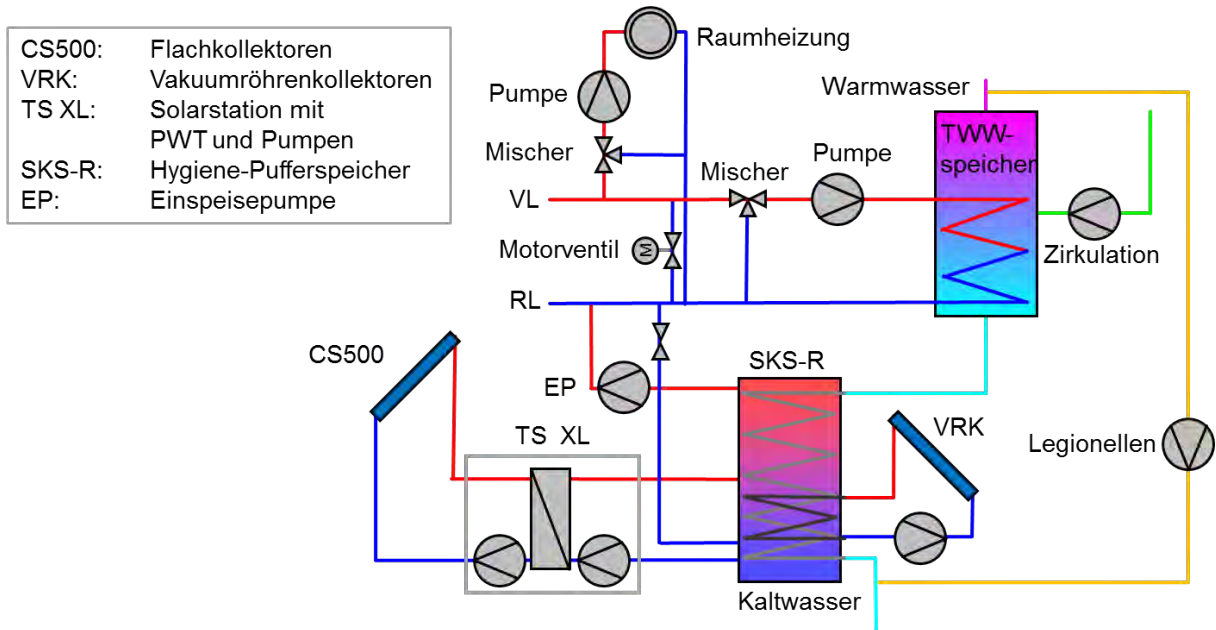


Abbildung 3-20: Anlagenschema zur kombinierten Vor-Ort-Nutzung solarer Erträge und Einspeisung von Überschüssen

### 3.3 Simulationsbasierte Auslegung

Basis der simulationsbasierten Auslegung sind die in 3.2 beschriebenen Modelle der Einzelanlagen sowie des Wärmenetzes. Eine Optimierung der Einzelanlagen erfolgte in Submodellen, die nur die jeweils betrachtete Anlage enthalten. Als Maximalgröße der Kollektorflächen, unter Berücksichtigung von Verschattung und Dachaufbauten, standen 150 m<sup>2</sup> auf der Hindenburgstraße 57, 100 m<sup>2</sup> auf der Südseite der Hindenburgstraße 36, 450 m<sup>2</sup> auf der Schubertstraße 12 (Ost- und Westseite) und 100 m<sup>2</sup> auf der Schubertstraße 21 zur Verfügung. Für die Freiflächenanlage (FF) wurde eine Maximalgröße von 160 m<sup>2</sup> ermittelt. Die maximalen Speichergrößen wurden aufgrund der Platzverhältnisse in den Heizungskellern je nach Gebäude auf 2 bis 4 m<sup>3</sup> festgelegt.

Tabelle 3-5 zeigt eine Übersicht einiger ausgewählter Varianten für alle Objekte und die berechneten spezifischen Anlagenerträge. Die zur Umsetzung gebrachten Anlagen sind grau hinterlegt.

Tabelle 3-5: Auswahl von Varianten der Anlagendimensionierungen mit Erträgen für Freiflächenanlage (FF), Hindenburgstraße 36 (HB36), Hindenburgstraße 57 (HB57), Schubertstraße 12 (SB12) und Schubertstraße 21 (SB21)

Variante	Kollektorfläche in m <sup>2</sup>	Neigung in °	Speichervolumen in m <sup>3</sup>	Spez. Ertrag in kWh/m <sup>2</sup> a
FF_01	142	30	0	188
FF_02	71	30	0	172
FF_03	71	40	0	180
HB36_01	95	40	0	274
HB36_02	71	40	0	276
HB57_01	114	30	4	587
HB57_02	114	30	2	506
HB57_03	71	30	4	694
HB57_03	71	30	2	649
HB57_03	71	40	2	658
SB12_01	114	10	2	338
SB12_02	71	10	2	388
SB12_03	71	10	1	373
SB12_04	92	10	1	368
SB21_01	95	40	2	371
SB21_02	95	10	2	306
SB21_03	71	40	2	393
SB21_04	71	40	1	412

Für die Freiflächenanlage konnte aufgrund der langen Leitungswege zum nächstmöglichen Anbindungspunkt an das Wärmenetz und der damit verbundenen Wärmeverluste keine zufriedenstellende Effizienz erreicht werden und die Erträge bewegten sich unter 200 kWh/m<sup>2</sup>a. Unter Berücksichtigung der Herausforderungen bei Erschließung und Sicherstellung der notwendigen Vorlauftemperaturen, wurde die Anlage daher verworfen.

Die Anlage der Hindenburgstraße 36 verfolgt das gleiche Konzept. Hier ist jedoch die Hauptrücklaufleitung des Wärmenetzes lediglich 5 m vom Gebäude entfernt. Ein zusätzlicher Übertragungsverlust wird so fast vollständig vermieden. Entsprechend bewegen sich die spezifischen Erträge auf einem höheren Niveau von bis zu 276 kWh/m<sup>2</sup>a. Eine Änderung der Kollektorfläche hat, aufgrund der hiervon durch den geringen Deckungsanteil weitestgehend unabhängigen Netzurücklauftemperatur, keinen Einfluss auf den spezifischen Ertrag. Um die Anlage einfach und die Investitionskosten gering zu halten, wurde die Variante mit 71 m<sup>2</sup> Kollektorfläche gewählt, die mit einer Standardsolarstation (Trennsystem XL) angebunden werden kann.

Das Flachdach der Hindenburgstraße 57 erlaubt einen größeren Spielraum für die Auslegung der Anlage. Hier zeigen die Simulationsergebnisse, dass mit ebenfalls 71 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und 2 m<sup>3</sup> Pufferspeicher ein stagnationsfreier Betrieb im Sommer möglich ist. So können sehr hohe spezifische Erträge erreicht werden, die für die gewählte Variante bei 658 kWh/m<sup>2</sup>a liegt. Die Aufständigung um 40° statt der standardmäßigen 30° führt ohne Mehrkosten zu geringfügig höheren Erträgen. Da hierdurch zusätzlich ein direkter Konzeptvergleich zur identisch ausgerichteten und dimensionierten Anlage Hindenburgstraße 36 möglich ist, wurde diese Variante gewählt. Um eine gegenseitige Verschattung zu reduzieren, wurden in dieser Anlage liegend zu montierende Kollektoren vom Typ CS 550 verwendet, die jedoch bzgl. des Wirkungsgrades dem CS 500 entsprechen. Eine Vergrößerung des Speichervolumens würde die Erträge nochmals erhöhen. Um die Investitionskosten und den Installationsaufwand gering zu halten wurde jedoch die Variante mit 2 m<sup>2</sup> gewählt. So konnten beide Speicher zusammen mit der sonstigen Systemtechnik in einem Aufstellraum untergebracht werden.

In der Schubertstraße 12 ist aufgrund der Westausrichtung mit 10° Dachneigung und den vorhandenen Vakuumröhrenkollektoren eine Sondersituation gegeben. Eine Belegung der Osthälfte des Daches ist durch die häufigen Morgennebel an der nahegelegenen Donau weniger effizient. Das bestehende Vakuumröhren-Kollektorfeld wurde in die neue Anlage integriert. Durch die geringere Fläche von ca. 21 m<sup>2</sup> kann die Einbindung in den Pufferspeicher über einen innenliegenden Rohrwärmetauscher mit gegenüber dem Trennsystem geringerer Übertragungsleistung erfolgen. Da, wie bereits erwähnt, eine Fläche der neu zu installierenden Flachkollektoren von 71 m<sup>2</sup> einen guten Kompromiss aus Anlagengröße und Verwendung von Standardkomponenten ermöglicht, wurde auch hier diese Größe festgelegt. Eine Vergrößerung würde darüber hinaus zu einem erhöhten Anteil an Netzeinspeisung führen, die im Vergleich zur Trinkwasservorwärmung bei einer geringeren Effizienz erfolgt. So könnte unter der Zielvorgabe eines maximierten Solarertrags zwar die solare Deckung des gesamten Wärmenetzes erhöht werden, dem hier gegebenen Wunsch des Betreibers nach kostengünstigen und einfachen Anlagen würde dies jedoch entgegenstehen. Eine Vergrößerung des Pufferspeichervolumens ergibt nur einen geringen Mehrertrag, da das Pufferspeicher- und das Bereitschaftsspeichervolumen in etwa dem Tagesbedarf an Trinkwarmwasser entsprechen. Um die Rohrwärmetauscher für die Vakuumröhrenanlagen unterbringen zu können, wurde trotzdem mit 2 m<sup>3</sup> geplant.

Das gleiche Konzept wird in der Schubertstraße 21 angewandt. Hier findet jedoch keine Einbindung der vorhandenen Kollektoren statt. Dies wurde zwar zu Beginn

angestrebt, aufgrund des schlechten Zustands der Kollektoren aber letztendlich zugunsten einer einfacheren Montage des neuen Kollektorfelds verworfen. Die alte Kollektoranlage wurde abgebaut. Der Warmwasserbedarf des Gebäudes liegt bei ca. 60 % des Bedarfs der Schubertstraße 12. Ein Pufferspeicher von 1 m<sup>3</sup> Volumen ist deshalb hier ausreichend. Eine Vergrößerung würde in diesem Fall durch die höheren Speicherverluste sogar zu einem geringfügigen Minderertrag des Systems führen.

Abbildung 3-19 zeigt die Simulationsergebnisse für die 4 konzeptionierten Anlagen im Vergleich mit Messwerten der recherchierten bestehenden großen Solaranlagen aus Kapitel 2. Der Deckungsanteil bezieht sich, wie in den dortigen Betrachtungen, bei den Anlagen zur Heizungsunterstützung auf den Gesamtverbrauch des Gebäudes und bei den Warmwasseranlagen auf Zapf- und Zirkulationsverbrauch.

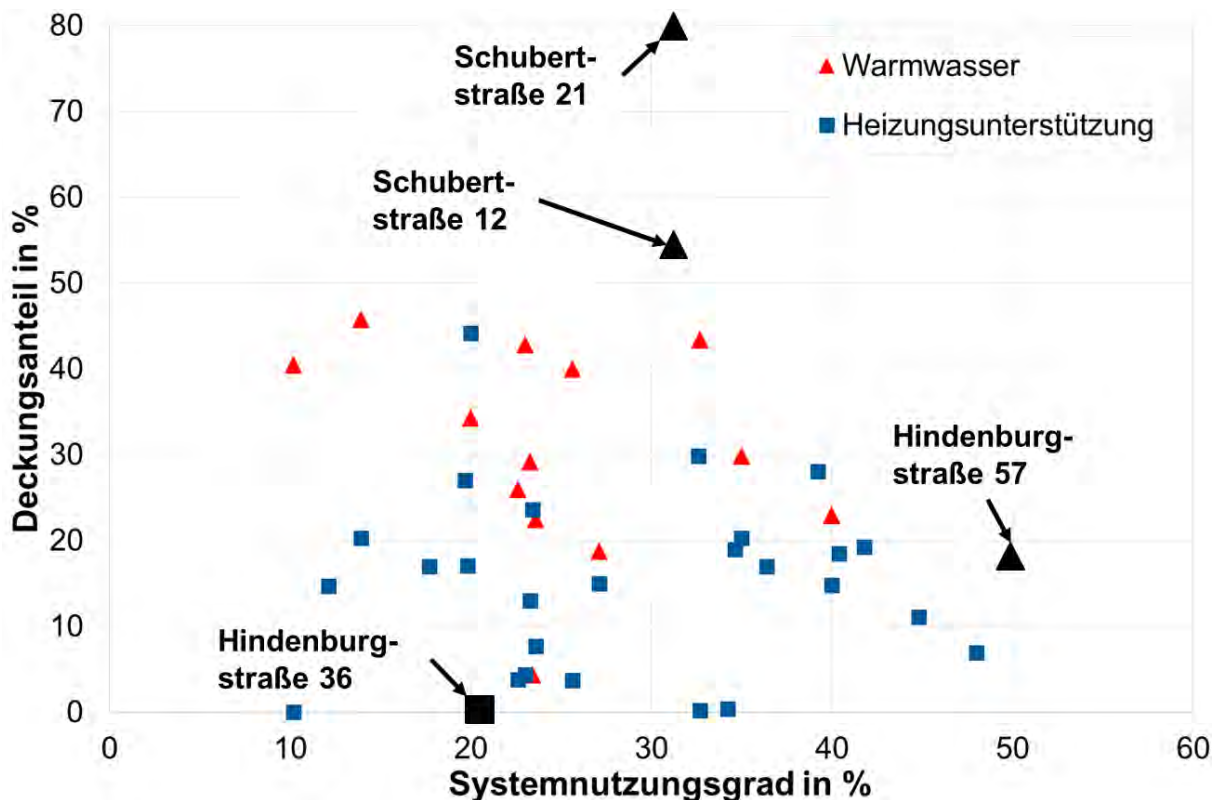


Abbildung 3-21: Gegenüberstellung von Deckungsanteil und Systemnutzungsgrad der entwickelten Konzepte mit bestehenden großen Solarthermieanlagen

Hier ist zu erkennen, dass sich das Objekt Hindenburgstraße 57 durch einen hohen Nutzungsgrad und die beiden Anlagen in der Schubertstraße durch einen hohen Deckungsanteil auszeichnen. Durch die zusätzliche Netzeinspeisung kann hier der solare Ertrag des Systems gegenüber gleich dimensionieren Anlagen ohne Einspeisung um bis zu 60 % gesteigert werden. Die Anlage in der Hindenburgstraße 36 stellt bezogen auf den Wärmeverbrauch des Gesamtnetzes einen nur geringen Deckungsanteil bereit. Durch die geringe Komplexität der Anlage



ist die Untersuchung von Installationsaufwand und Betriebssicherheit im direkten Vergleich zu den anderen Anlagenkonzepten trotzdem von Interesse.

Die Simulationsstudie beinhaltete eine Untersuchung zur Anwendung einer prädiktiven Regelung unter Berücksichtigung von Wettervorhersagen. Hierzu wurde ein Regelalgorithmus getestet, der die Beladung des Bereitschaftsspeichers in Abhängigkeit der zu erwartenden Einstrahlung auf das Kollektorfeld variiert. Bei Überschreitung von entsprechenden Schwellenwerten wird hierbei die Solltemperatur des Speichers für die Beladung aus dem Wärmenetz reduziert und so mehr Speicherkapazität für die Solarthermie geschaffen. Dabei wurde ein idealisierter Vorhersageprozess angewandt, der auf bekannten Wetterdaten basiert und so eine zu 100 % exakte Vorhersage mit Auswertung der maximal möglichen Ertragssteigerungen erlaubt. Die Auswertung der Simulationen zeigte, dass für den gegebenen Anwendungsfall unter Berücksichtigung der verfügbaren Speicherkapazitäten und der einzuhaltenden Temperaturen des Trinkwarmwassers die Implementierung einer Wettervorhersage Ertragssteigerungen von deutlich weniger als 1 % ermöglicht. Auf der anderen Seite ist hiermit jedoch ein erhöhter zeitlicher und finanzieller Aufwand verbunden, welcher seitens der GWG nicht wünschenswert war. Daher wurde dieses Konzept für die reale Umsetzung verworfen.

## **3.4 Aufbau der realen Anlagen**

### **3.4.1 Darstellung der Umsetzung**

In Abbildung 3-20, Abbildung 3-21, Abbildung 3-22 und Abbildung 3-23 werden einige Fotoaufnahmen gezeigt, welche während, beziehungsweise nach der Installation entstanden und einen Eindruck der obenstehend beschriebenen Anlagen vermitteln.



Hindenburgstraße 36



*Abbildung 3-22: HB36 vier parallele Kollektorfelder auf Satteldach (links), Solarstation zwischen Primärkreis und Nahwärmerücklauf (rechts), Gesamtansicht (unten)*



Hindenburgstraße 57



*Abbildung 3-23: HB57 40° aufgeständertes Kollektorfeld auf Flachdach (links), Solarstation (oben rechts), kommunizierende Pufferspeicher (mitte rechts) im Keller sowie Gesamtansicht des Objekts (unten)*



Schubertstraße 12



*Abbildung 3-24: SB12 neu installierte Flachkollektoren (links oben), bestehende Vakuumröhrenkollektoren (rechts oben) auf Westdach sowie Gesamtansicht (unten)*



Schubertstraße 21



*Abbildung 3-25: SB21 40° aufgeständerte Kollektoren auf Süddach (links oben), Regler, Messtechnik und Einspeisung in den Wärmenetzrücklauf des Gebäudes (rechts oben) sowie Gesamtansicht (unten)*

### 3.4.2 Herausforderungen beim Aufbau

Bei Aufbau und Inbetriebnahme der Anlagen stellten sich als größte Herausforderungen weniger die anlagentechnischen Aspekte als vielmehr die baulichen und organisatorischen Rahmenbedingungen heraus. So führte ein durch den aktuellen Boom im Baugewerbe und der Notwendigkeit, Unterkünfte für Geflüchtete bereitzustellen, hervorgerufener Engpass an verfügbaren MitarbeiterInnen

seitens der GWG sowie bei externen Handwerksbetrieben, zu Verzögerungen von mehreren Monaten. Ein weiterer Aspekt war die Kollektormontage auf den Dächern. Auf dem Ziegeldach der Hindenburgstraße 36 stellte, nach einer durch Arbeiten an der Stromversorgung hervorgerufenen Verzögerung (ein Strommast musste entfernt und der Hausanschluss in den Keller verlegt werden), die Befestigung der Kollektoren selbst kein Problem dar. Hingegen führten durch frühere Erfahrungen mit Photovoltaikanlagen hervorgerufene Zweifel an der dauerhaften Dachdichtheit nach Installation der Kollektorfelder zu einer zeitlichen Verschiebung der Kollektormontage bei den Blechfalzdächern von Schubertstraße 12 und Schubertstraße 21. Diese konnten schließlich durch eine Garantiezusage des Lieferanten der Unterkonstruktion ausgeräumt werden. Das Montagesystem ist in Abbildung 3-23 zu sehen. Aufgrund der in die Jahre gekommenen und nicht genauer dokumentierten Konstruktion des Flachdachs der Hindenburgstraße 57 wurde im Zuge der Installation der Kollektorfelder eine Dacherneuerung durchgeführt. Die Kollektorkreisverrohrung wurde bei drei Gebäuden an der Fassade in den Keller geführt, um Kernbohrungen im Gebäude und damit einhergehende Herausforderungen, wie zum Beispiel beim Brandschutz und der Belästigung der MieterInnen zu umgehen (Abbildung 3-24). In der Hindenburgstraße 36 konnte ein nicht mehr genutzter Schornstein für die Rohrführung verwendet werden, was für diesen Zweck einen häufig vorzufindenden Vorteil älterer Geschosswohnungsbauten darstellt.



*Abbildung 3-26: SB21 Außenliegende Kollektorkreisverrohrung (Vorlauf, Rücklauf und Leerrohr für Sensorkabel)*

Die nach dem vollständigen hydraulischen Aufbau durchgeführte Inbetriebnahme der Anlagen selbst gestaltete sich weitestgehend reibungslos. Ein erhöhter Arbeits- und Zeitaufwand entstand lediglich durch die umfangreiche Messtechnikausrüstung, die für die wissenschaftliche Begleituntersuchung mitinstalliert und konfiguriert werden musste.

Erwähnenswert ist der geringe Platzbedarf der reinen Netzeinspeisung in der Hindenburgstraße 36, der in Abbildung 3-20 zu sehen ist und in dieser Form die Erschließung vieler weiterer Gebäude möglich machen könnte. In den beiden Objekten in der Schubertstraße konnte der Raum der bereits vorhandenen Vorwärm- und Bereitschaftsspeicher für die neuen Pufferspeicher und die Solarstationen verwendet werden. In der Hindenburgstraße 57 wurde wiederum durch die Demontage eines alten und nicht mehr genutzten Notstromaggregats der Platz für die Speicher und die sonstige Systemtechnik im Keller geschaffen.

## **3.5 Messtechnikkonzept**

### **3.5.1 Übersicht**

Ziel bei der Erstellung des Messtechnikkonzepts war es, sowohl ausreichend genaue Ergebnisse für die wissenschaftliche Begleituntersuchung des Projekts zu erhalten, als auch dem Anlagenbetreiber ein einfaches und übersichtliches Langzeitmonitoring zu ermöglichen. Während für den Betreiber in erster Linie die Erträge der Anlagen und deren langfristige Sicherstellung von Bedeutung sind, werden für die Validierung der Simulation weitergehende Daten benötigt. Dazu zählen die Temperaturen und Volumenströme in allen relevanten Kreisläufen der Systeme. Die thermische Leistungsbilanz des gesamten Wärmenetzes ist aufgrund fehlender Information zu Aufbau und Zustand der Nahwärmeleitungen mit einer Unsicherheit behaftet. Um für eine weitere Optimierung ein exakteres Modell zur Verfügung zu haben, wird eine kontinuierliche Erfassung der übertragenen Leistung an allen an das Wärmenetz angeschlossenen Übergabestationen durchgeführt. Hierzu wurden die entsprechenden Gebäude mit Clamp-On Ultraschall-Durchflusszählern und Anlegetemperaturfühlern versehen. Durch die Wahl außen angebrachter Sensoren wird ein Eingriff in das laufende System vermieden. Darüber hinaus sind die Leitungen des Wärmenetzes aufgrund der Rohrdurchmesser für die gängigsten fest eingebauten Durchflusszähler zu groß dimensioniert. Eine Aufzeichnung der Wärmeleistung erfolgt über Impulsausgabe der Durchflusszähler und die Zusammenführung mit den Werten von Vor- und Rücklauftemperatur über Wärmemengenzähler. Datenlogger speichern die Werte auf SD-Karten. Da diese Werte lediglich für die Bilanzierung und Validierung von Interesse sind und keine kontinuierliche Überwachung erfordern, reicht hier ein



regelmäßiges Auslesen der SD-Karten aus. Eine externe Ultraschall-Durchflusszählung ist zwar ebenfalls mit Messunsicherheiten behaftet, jedoch ist eine genauere Ableitung des qualitativen Verlaufs der Wärmeleistung über das Jahr hinweg und der Abgleich von Vorlauf- und Rücklauftemperaturen an verschiedenen Punkten des Systems möglich. In Kombination mit den Jahreswärmebilanzen der Nebenkostenabrechnung ermöglicht dies eine ausreichend genaue Nachbildung.

Abbildung 3-25 zeigt das Wärmenetz mit den umgesetzten Messpunkten. Weiß hervorgehoben sind dabei die Solarthermieanlagen mit umfangreicher Überwachung aller Energieströme im Gebäude. In Gelb sind die Messungen an den Unterstationen des Netzes dargestellt, die lediglich über Clamp-On-Messtechnik erfolgt.

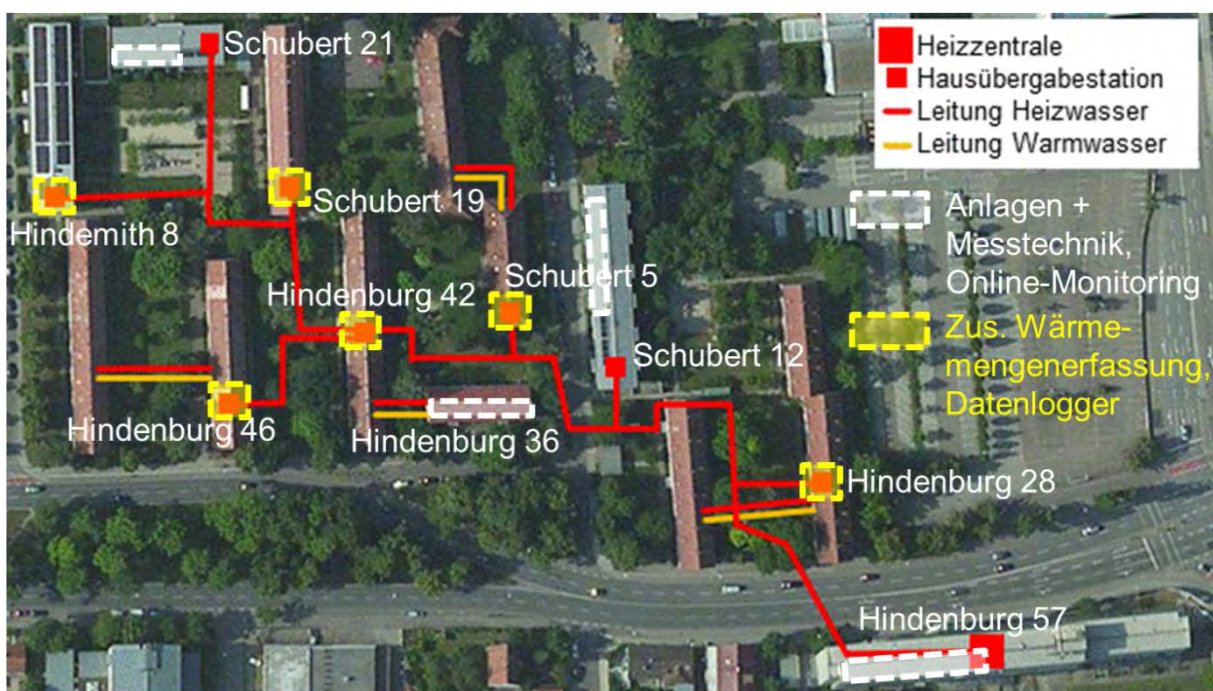


Abbildung 3-27: Messstellen im Untersuchungsobjekt

In den Objekten mit Solarthermieanlagen ist ein Echtzeitmonitoring mit Online-Zugriff auf die Anlagendaten verfügbar. Hier wurde deshalb eine Internetverbindung der Datenlogger über einen Router aufgebaut. Die Überwachung erfolgt über die Online-Plattform VBus.net von RESOL, die im Rahmen des Projekts um Funktionen zur Wärmemengenaufzeichnung erweitert wurde. Die in den Anlagen aufgezeichneten Daten beinhalten:

- Erfassung aller Wärmeströme in den Anlagen
  - Abnahme/Einspeisung Wärmenetz
  - Verbrauch Raumwärme
  - Verbrauch Warmwasser

- Verbrauch Zirkulation
- Ertrag Kollektorkreis
- Ertrag Solaranlage
- Erfassung Stromaufnahme Pumpen und Regelung
- Einstrahlungssensoren in Kollektorebene (40° Süd und 10° West) auf Hindenburgstraße 57 und Schubertstraße 12
- Außentemperatur, solare Einstrahlung, Windgeschwindigkeiten durch Wetterstation an der *THI*
- Überwachung Kollektorfeld Schubertstraße 12 mit Kamera

In den so ausgestatteten Gebäuden ist damit eine zeitaufgelöste Bilanzierung aller Wärmeströme möglich. Diese Aufzeichnung erfolgt im 5-Minuten-Intervall, kann bei Bedarf jedoch auch weiter reduziert werden, um höher aufgelöste Verläufe der Messgrößen zu erhalten. Um den Verbrauch an elektrischer Energie zu erfassen und somit auf die Arbeitszahl zurückrechnen zu können, wurden die neu installierten Regler, Pumpen und Ventile der Anlagen über einen eignen Stromzähler angeschlossen. Dieser erlaubt über einen Impulsausgang ebenfalls ein kontinuierliches Aufzeichnen der Momentanleistungen. Die Ermittlung der solaren Nutzungsgrade wird über die Verwendung von Pyranometern in den beiden vorhandenen Kollektorebenen (40° Süd und 10° West) sichergestellt. Darüber hinaus stehen Informationen von der Wetterstation der *THI* zur Verfügung, welche sich lediglich einen Kilometer Luftlinie von der Heizzentrale des Wärmenetzes entfernt befindet. Um genauere Erkenntnisse über das Beschlag- bzw. Belüftungsverhalten der sehr flach geneigten Kollektoren auf dem Dach der Schubertstraße 12 zu gewinnen, wurde dieses Kollektorfeld zusätzlich mit einer Kamera ausgestattet. Hieraus sollen Schlüsse für die Anwendung der Kollektoren auf derart flachen Dächern gezogen werden. Abbildung 3-26 zeigt das Schema der Datenaufzeichnung von den einzelnen Sensoren bis zur Auswertung am PC.

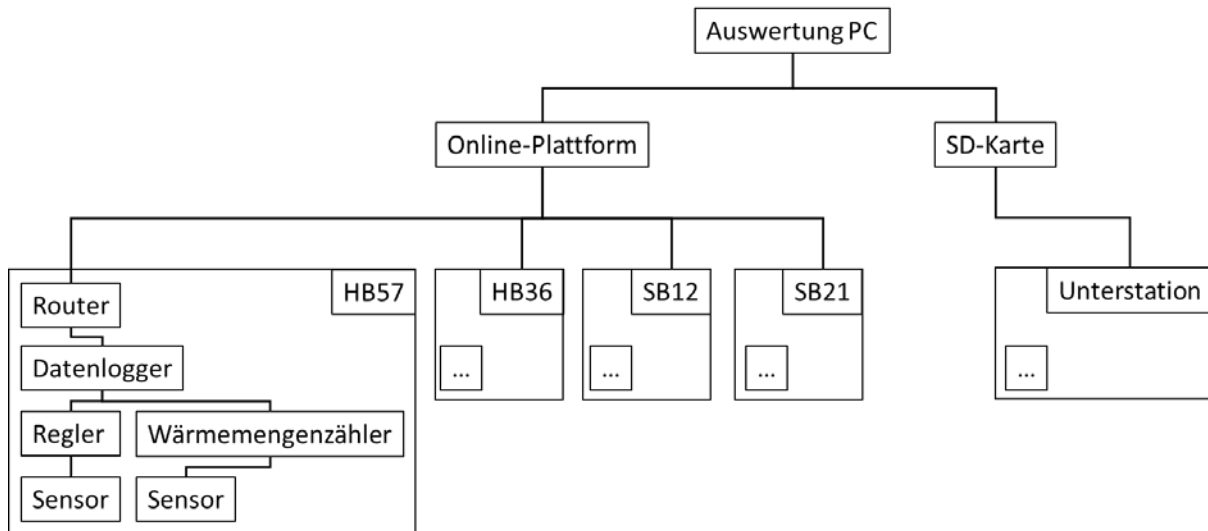


Abbildung 3-28: Schema der Datenaufzeichnung und -übertragung

Zur Erfassung der relevanten Größen im Anlagenbetrieb ist eine Vielzahl unterschiedlicher Sensoren nötig. In den folgenden Abbildungen sind die Messtechnikpläne für die einzelnen Anlagen zu sehen. Zur eindeutigen Zuordnung der Sensoren zu den jeweiligen Positionen im Messtechnikplan und den Messgrößen wurde ein eindeutiges Schema für die Sensorbezeichnung entwickelt. Ein Beispiel hierfür ist folgender Sensor:

HB57\_SK\_PS\_PT1000\_04

1. 2. 3. 4. 5.

1. Gebäude (hier: Hindenburgstraße 57)
2. Kreislauf im Gebäude (hier: Sekundärkreis)
3. Position im Kreislauf (hier: Pufferspeicher)
4. Sensortyp (hier: PT1000 Temperaturfühler)
5. Sensornummer, falls mehrere an Position (hier: Pufferspeichersensor 4 – vierter Temperaturfühler von oben)

Die für die Anlagenregelung relevanten Sensoren sind fett umrahmt. Alle anderen Sensoren dienen lediglich der wissenschaftlichen Begleituntersuchung. Eine Übertragung der Anlagenkonzepte auf andere Objekte könnte demnach mit deutlich geringerem Aufwand seitens der messtechnischen Ausstattung erfolgen. Die in den einzelnen Gebäuden für die Regelung vorhandenen Sensoren in der folgenden Tabelle 3-6 und in Abbildung 3-27, Abbildung 3-28, Abbildung 3-29 sowie Abbildung 3-30 dargestellt.

*Tabelle 3-6: Für die Regelung der solarthermischen Systeme benötigte Sensoren*

<b>Gebäude</b>	<b>Für die Regelung benötigten Sensoren</b>
<b>Hindenburgstraße 36</b>	HB36_PK_KF1_CS10 HB36_PK_KF1_PT1000 HB36_PK_VL_PT1000 HB36_SK_RL_PT1000
<b>Hindenburgstraße 57</b>	HB57_PK_KF1_CS10 HB57_PK_KF1_PT1000 HB57_PK_VL_PT1000 HB57_SK_PS_PT1000_04 HB57_SK_PS_PT1000_05 HB57_WW_BSS_PT1000
<b>Schubertstraße 12</b>	SB12_PK_KF1_CS10 SB12_PK_KF1_PT1000 SB12_PK_VL_PT1000 SB12_SK_PS_PT1000_01 SB12_SK_PS_PT1000_04 SB12_SK_PS_PT1000_05 SB12_WW_BSS_PT1000 SB12_BA_KF_PT1000 SB12_NW_HA_RL_PT1000
<b>Schubertstraße 21</b>	SB21_PK_KF1_CS10 SB21_PK_KF1_PT1000 SB21_PK_VL_PT1000 SB21_SK_PS_PT1000_01 SB21_SK_PS_PT1000_04 SB21_SK_PS_PT1000_05 SB21_WW_BSS_PT1000 SB21_NW_HA_RL_PT1000





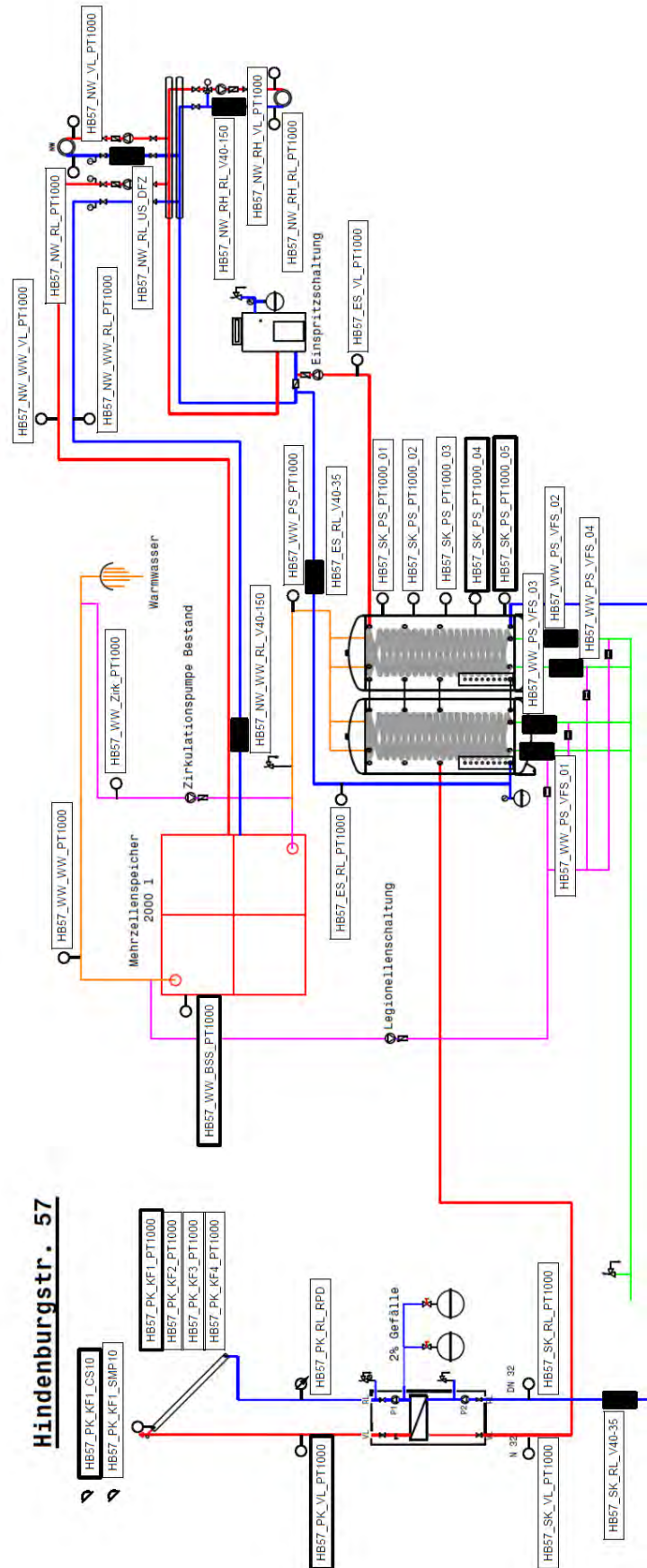


Abbildung 3-30: Messstellenplan Hinderburgstraße 57














### 3.5.2 Beschreibung der verwendeten Messtechnik

Eine Übersicht aller verwendeten Sensortypen findet sich in Tabelle 3-7.

*Tabelle 3-7: Übersicht über Sensortypen*

Abkürzung	Beschreibung	Symbol
V40-XX	Flügelradzähler für Durchfluss	
US_DFZ	Ultraschall-Durchflusszähler für Durchfluss	
VFD, VFS	Grundfos Direct Sensor (digital/ analog) für Durchfluss und Temperatur	
RPD, RPS	Grundfos Direct Sensor (digital / analog) für Druck und Temperatur	
PT1000	PT1000 Temperaturfühler	
SMP10	Pyranometer für Einstrahlung	
CS10	Solarzelle für Einstrahlung	

Im Folgenden werden die in den Anlagen verbauten Komponenten wie Datenlogger, Solarregler, Erweiterungsmodule und Wärmemengenzähler beschrieben. Neben der Temperatur werden die Einstrahlung, der Volumenstrom und der Druck gemessen. Bei der Sensortechnik wurde darauf geachtet, dass möglichst wenige Eingriffe in das bestehende System vorgenommen werden müssen. Deshalb wurde bei einem Großteil der Sensortechnik auf Clamp-on-Messtechnik gesetzt. Das bedeutet, dass die Messtechnik nicht direkt in das System eingreift, sondern außen an die Rohre und Speicher angebracht wird. Bei den V40 Volumenstromzählern, sowie den RPD, RPS, VFD und VFS konnte dieser Ansatz nicht umgesetzt werden.

#### Systemregler DeltaSol MX

Der Systemregler DeltaSol MX wird für die Regelung der solarthermischen Anlagen eingesetzt. Dieser Regler verfügt über zwölf Eingänge für Temperatursensoren, drei Eingänge, welche entweder ein Impulssignal oder Widerstandstemperaturfühler verarbeiten können, sowie einen Eingang für den CS10 Einstrahlungssensor. Des Weiteren können vier Grundfos Direct Sensors angeschlossen werden (2x digital und 2x analog). Der Systemregler hat 14 Relaisausgänge und vier PWM-Ausgänge für die Ansteuerung von drehzahlgeregelten Pumpen. Die damit vorhandenen Ein- und Ausgänge wären für die Regelung des Systems ohne zusätzliche Messdatenerfassung ausreichend.

## Erweiterungsmodul EM

Das Erweiterungsmodul EM kommt in den HB57, SB12 und SB21 zum Einsatz, da hier eine größere Anzahl an Sensoreingängen für die wissenschaftliche Begleituntersuchung benötigt wird. Das Erweiterungsmodul stellt weitere sechs Anschlüsse für Temperaturfühler und fünf Relaisausgänge zur Verfügung. An den oben beschriebenen Systemregler können über eine Busleitung bis zu fünf Erweiterungsmodule angeschlossen werden.

## Wärmemengenzähler WMZ

Der Wärmemengenzähler (WMZ) dient zur Berechnung der thermischen Energie beziehungsweise Leistung. Die Eingangsgrößen sind der Volumenstrom aus einem Volumenstromzähler mit Impulsausgang sowie die Vor- und Rücklauftemperatur des betrachteten Kreislaufs. Neben der Erweiterung der Sensorik der neu errichteten Solarthermieanlagen kommt der Wärmemengenzähler als Aufnahme für die Sensoren zum Monitoring der bestehenden Unterstationen zum Einsatz. Die aufgezeichneten und errechneten Werte können über eine Busleitung an andere Komponenten, wie beispielsweise Datenlogger, übertragen werden.

## Wärmemengenzähler WMZ-G1

Der WMZ-G1 kann genau wie der WMZ die Wärmemenge berechnen und ausgeben. Anstelle von zwei PT1000 und einem Volumenstromzähler können an den WMZ-G1 zwei Grundfos Direct Sensors angeschlossen werden. Abhängig von den angeschlossenen Sensoren können so neben der Temperatur und dem Volumenstrom auch der Druck oder die Druckdifferenzen gemessen und ausgeben werden.

## Datenlogger DL3

Der Datenlogger DL3 wird in den Gebäuden HB57, SB12 und SB21 eingesetzt. Die Hauptaufgabe des Datenloggers ist das Aufzeichnen und die Weitergabe der gemessenen Daten. Zusätzlich bietet der DL3 die Möglichkeit der Temperaturmessung und -aufzeichnung über die integrierten Sensor- und Impulseingänge sowie der Konfiguration der Live-Daten. Außerdem besitzt der DL3 einen 0-20 mA bzw. 4-20 mA Eingang für ein Pyranometer oder andere Komponenten mit Stromsignal. Alle drei Temperatursensoreingänge können zur Aufnahme von Impulssignalen umgestellt werden. Für die Weitergabe der Messdaten gibt es zwei verschiedene Möglichkeiten. Zum können die Messdaten direkt auf eine SD-Karte übertragen werden, zum anderen können diese unter Verwendung der integrierten LAN-Schnittstelle an einen PC oder einen Router weitergegeben werden. Der Router ermöglicht die Übermittlung der Daten auf die Internetseite VBus.net. Von dort aus können die Messdaten online

visualisiert oder heruntergeladen und für die Anlagenüberwachung oder für die Begleitforschungen weiterverarbeitet werden.

### Datenlogger DL2

Der Datenlogger DL2 wird in der Hindenburgstraße 36 sowie in den restlichen Unterstationen eingesetzt. Wie der DL3 dient der DL2 ebenfalls der Aufzeichnung und Übermittlung der Messdaten. Auch hier werden die Daten mithilfe der LAN-Schnittstelle und eines Routers auf die Internetseite VBus.net übermittelt beziehungsweise per SD-Karte ausgelesen. Der DL2 bietet im Vergleich zum DL3 kein Vollgrafik-Display sowie keine zusätzlichen Sensor- und Impulseingänge.

### PT1000 Temperaturfühler

Der Platin-Temperaturfühler 1000 (PT1000) gehört zu den Widerstandsthermometern und hat bei 0 °C einen Widerstand von 1.000 Ohm. Diese Art der Temperaturmessung macht sich die Abhängigkeit des elektrischen Widerstandes von der Temperatur zu Nutze. Für den Einsatz in den Gebäuden wurden je nach Montagemöglichkeiten zwei verschiedene Fühlergeometrien verwendet, welche in Abbildung 3-31 abgebildet sind. Der erste Temperaturfühler ein sogenannter Kabelfühler, der eingesetzt wird, um die Temperatur an den Kollektoren sowie an den Pufferspeichern zu messen. Der zweite Temperaturfühler ist der Anlegefühler, welcher für das Messen der Temperatur an den Außenseiten von Rohrleitungen benutzt wird. Die verwendeten Sensoren haben die Toleranzklasse 1/3 B mit Abweichungen von  $\pm(0,10+0,0017 \times T)$ . Um den prinzipbedingten Fehler des durch die Verbindungsleitung gegebenen Offsets auf den realen Messwert bei der Zwei-Leiter-Technik auszugleichen, wurden alle verbauten Fühler mit den Anschlussleitungen vorab im Labor gegen Referenzfühler abgeglichen und entsprechende Offsets in den Reglern, Wärmemengenzählern und Datenloggern hinterlegt.



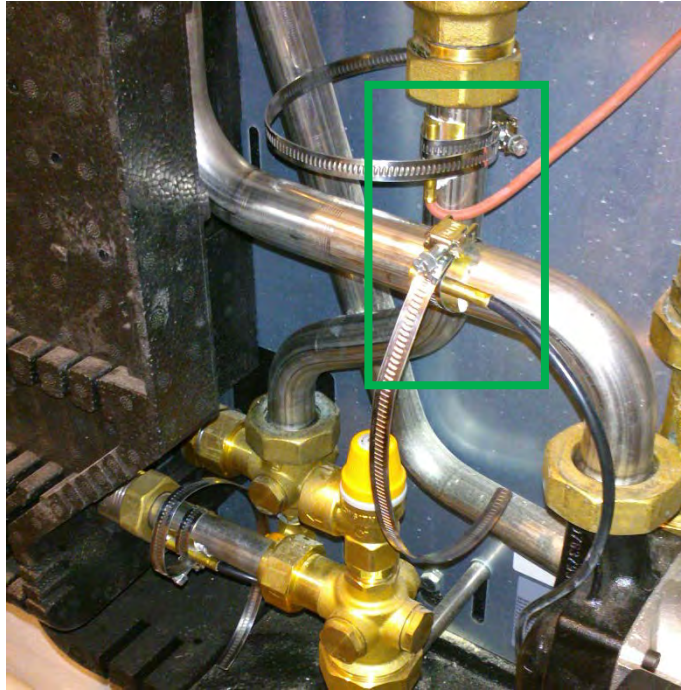


Abbildung 3-33: Zwei Anlegefühler am Trennsystem

#### Solarzelle CS10



Abbildung 3-34: CS10 Einstrahlungssensor

Die in der Abbildung 3-32 dargestellte Solarzelle CS10 dient zur Messung der momentanen Einstrahlung in der Kollektorebene. Der ausgegebene Kurzschlussstrom der Solarzelle steigt direkt proportional mit der Strahlungsintensität an, worüber Im Regler auf die Einstrahlung in  $W/m^2$  zurückgerechnet wird. Die CS10-Zelle dient nur der einstrahlungsabhängigen Regelung der Primärkreise. Für die Auswertung werden die Messwerte der genaueren SMP10 Pyranometer herangezogen.

## Pyranometer SMP10

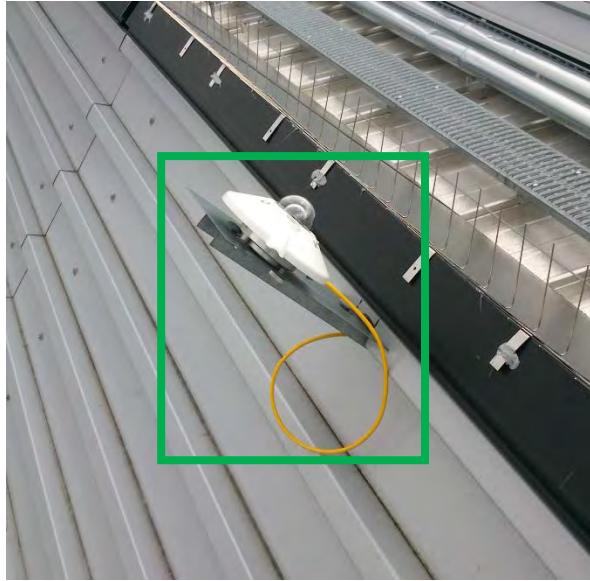


Abbildung 3-35: SMP10 Pyranometer

Abbildung 3-33 zeigt ein Pyranometer, das zur Messung der aktuellen Einstrahlung in der Kollektorebene für die Ertragsüberwachung und die Modellvalidierung dient. Die eintreffende Strahlungsenergie wird in dem Pyranometer auf einer geschwärzten Empfangsfläche absorbiert und in Wärmeenergie umgewandelt. Die von der Empfängerfläche absorbierte Sonnenstrahlung führt zu einer Temperaturdifferenz zwischen der Empfängerfläche und einer Wärmesenke wie beispielsweise dem Gehäuse. Die Temperaturdifferenz wiederum wird von einer Thermosäule erfasst und in ein elektrisches Signal umgewandelt und zur Auswertung an den Datenlogger übertragen. Die Position des gezeigten Pyranometers wurde später nach oben korrigiert, um Einflüsse des am Kollektor angebrachten Taubenschutzes zu vermeiden.

## Volumenmessteil V40

Für alle Kreisläufe, die neu installiert wurden oder mit vertretbarem Aufwand geöffnet werden konnten, wurden Flügelradzähler zur Volumenstrommessung verbaut. Mittels des Flügelrades wird die Durchflussmenge des Fluides erfasst. Nach dem Durchströmen einer bestimmten Menge an Wasser sendet dieser Sensor über einen Reedkontakt einen Impuls an den Wärmemengenzähler bzw. Regler oder Datenlogger. Anhand des Impulsintervalls kann auf den Volumenstrom zurückgerechnet werden. Je nach Anforderung des Kreislaufs wurden verschiedene Größen des Volumenmessteils V40 verbaut. Diese unterscheiden sich vor allem in der Menge des maximalen Durchflusses.

Abbildung 3-34 zeigt ein Volumenmessteil V40 im Netzeinspeisestrang der Schubertstraße 21 neben der Einspeisepumpe. Das Flügelrad befindet sich dabei im hinteren Teil des Volumenmessteils. Im vorderen Teil ist das Kabel zu sehen, welches mit dem Regler verbunden ist.



Abbildung 3-36: Volumenmessteil V40

### Grundfos Direct Sensor VFD und VFS

Die Grundfos Direct Sensoren VFD und VFS messen neben dem Volumenstrom zusätzlich die Temperatur. Anders als beim Volumenmessteil V40 wird hier der Volumenstrom mithilfe eines Wirbelzählers (Vortex) gemessen. Ein typischer Wirbelzähler besteht aus einem Messrohr, in dem mittels eines Staukörpers Wirbel erzeugt werden. Des Weiteren befindet sich ein Wirbeldruckaufnehmer in dem Messrohr, der die Wirbeldruckschwankungen in ein elektrisch auswertbares Signal umwandelt. Die Frequenz der Wirbelablösung links und rechts des Staukörpers und damit die Druckschwankungen erlauben einen Rückschluss auf den Volumenstrom. In Abbildung 3-35 ist ein paar VFS Sensoren dargestellt, die parallel in der Kaltwasserzuleitung zu Pufferspeicher in der Schubertstraße 12 integriert sind. Die parallele Integration mehrerer Sensoren wurde angewandt, um zu hohe Druckverluste in der Trinkwasserleitung zu verhindern. Alternativ könnte hier ein Flügelrad-Wasserzähler mit Impulsausgang eingesetzt werden. Der VFS ist ein Analogsensor, während der VFD ein Digitalsensor ist. Der Unterschied besteht demnach nur in der Art der Signalübertragung und nicht im Messprinzip bzw. in der Messgenauigkeit.

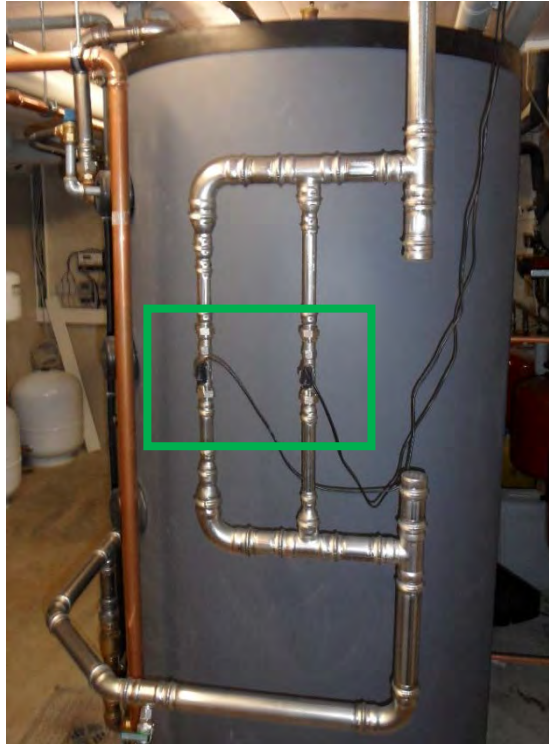


Abbildung 3-37: VFS-Sensoren am Kaltwassereinlass zum Pufferspeicher in der Schubertstraße 12

### Ultraschall-Durchflussmessung

Neben dem Volumenmessteil V40 und den Grundfos Direct Sensoren VFD und VFS wird eine weitere Möglichkeit der Durchflussmessung angewandt. Anders als bei den V40- sowie den VFD- und VFS-Sensoren, bei welchen eine direkte Umströmung mit dem Fluid und damit eine Einbringung ins Rohrsystem nötig ist, wird der Ultraschall-Durchflussmesser außen an dem Rohr angebracht und greift somit nicht in das System ein (Clamp-on-Messtechnik). Bei diesem Verfahren werden fortlaufend Ultraschallwellen erzeugt, welche von dem durchströmenden Medium beeinflusst werden. Die Ultraschallwellen durchströmen dabei das Rohr zwischen dem Sende- und Empfangsort sowohl in als auch gegen Strömungsrichtung. Anhand des Laufzeitunterschieds dieser beiden Signale und unter Verwendung von physikalischen Modellen können daraus die Volumenströme errechnet werden. Abbildung 3-36 zeigt einen solchen Sensor am Hauptrücklauf der Nahwärme in der Hindenburgstraße 57. Die Sensoren wurden mithilfe einer Montageschiene an das Rohr angebracht.

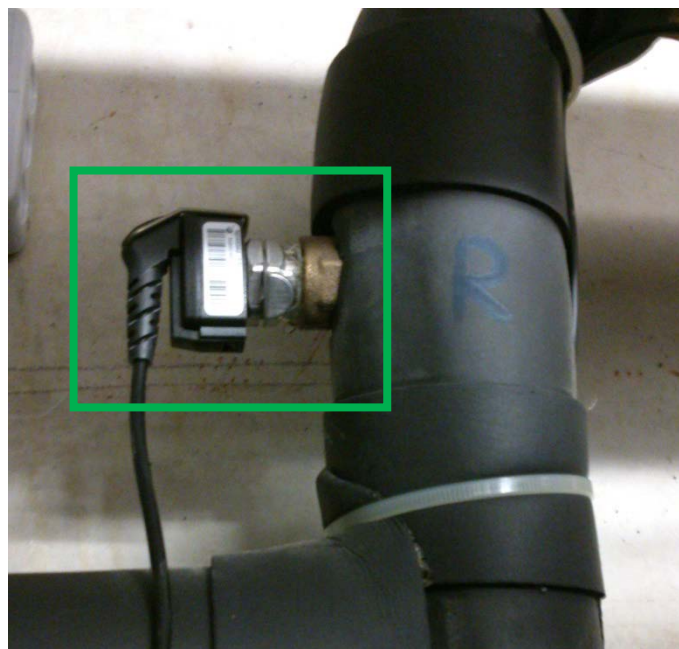




*Abbildung 3-38: Ultraschall-Durchflusszähler am Hauptrücklauf des Wärmenetzes der Hindenburgstraße 57*

### Grundfos Direct Sensor RPD und RPS

Anders als die Grundfos Direct Sensoren VFD und VFS messen die Grundfos Direct Sensors RPD und RPS den Druck und die Temperatur anstelle des Volumenstroms und der Temperatur. Ein solcher RPS Sensor ist in Abbildung 3-37 im Rücklauf der Vakuumröhrenanlage in der Schubertstraße 12 dargestellt. Bei den Grundfos Direct Sensoren wurde bei jedem Gebäude je nach Bedarf (Anschlussmöglichkeiten an Regler und Wärmemengenzählern) analoge und digitale Sensoren verwendet.



*Abbildung 3-39: RPS-Sensor im Kollektorkreisrücklauf der Vakuumröhrenkollektoren der Schubertstraße 12*



### 3.5.3 Messgenauigkeit

Um für die Modellvalidierung und zur Bewertung der realen Anlagen den Vertrauensbereich der Messwerte zu kennen, ist nachfolgend eine Abschätzung der Messgenauigkeit angegeben. Tabelle 3-8 Zeigt die Messgenauigkeiten der einzelnen Komponenten, welche für die Auswertung der thermischen Leistung bzw. Energie verwendet werden.

*Tabelle 3-8: Aufstellung der Messgenauigkeiten der eingesetzten Sensoren*

Sensor	Messgröße	Fehler
<b>PT1000</b>	Temperatur	$0,1+0,0017 \cdot T$ °C
<b>VFS/VFD</b>	Temperatur	+/- 2 °C, +/- 1 °C @ 25...80 °C
<b>VFS</b>	Volumenstrom	1,5...5 %
<b>VFD</b>	Volumenstrom	+/- 2 %
<b>V40</b>	Volumenstrom	2,1 % (eigene Vergleichsmessung)
<b>US-DFZ</b>	Volumenstrom	1 % bzw. 0,003 m/s
<b>RPS/RPD</b>	Druck	+/- 0,25 bar, +/- 0,2 bar @ 25...80 °C
<b>RPS/RPD</b>	Temperatur	+/- 3 °C, +/- 1 °C @ (25...80 °C)

Eine Betrachtung der Auswirkung dieser Abweichungen auf die berechnete Leistung an den typischen Positionen zur Wärmemengenerfassung mit der Kombination PT1000-Fühler plus Flügelradzähler ergibt die in Abbildung 3-38 dargestellten maximalen Messfehler in Abhängigkeit der Solarleistung, gemessen im Sekundärkreis. Die anderen Kreisläufe sind analog zu bewerten. Es ist erkennbar, dass über den relevanten Leistungsbereich der Fehler maximal zwischen 4 % und 6 % liegt. Dies stellt den maximal zu erwartenden Fehler im Falle ungünstiger, gegenläufiger Abweichungen der Temperaturfühler dar. Alle PT1000-Fühler wurden jedoch vorab im Labor der *THI* mit Referenzsensoren abgeglichen und für die Wärmemengenerfassung Paare mit ähnlichen Widerstandskennlinien gebildet. Etwaige Abweichungen wurden in den Reglern, Wärmemengenzählern und Datenloggern mit einem Offset korrigiert. Die realen Abweichungen können daher als geringer als der dargestellte Maximalwert angenommen werden.

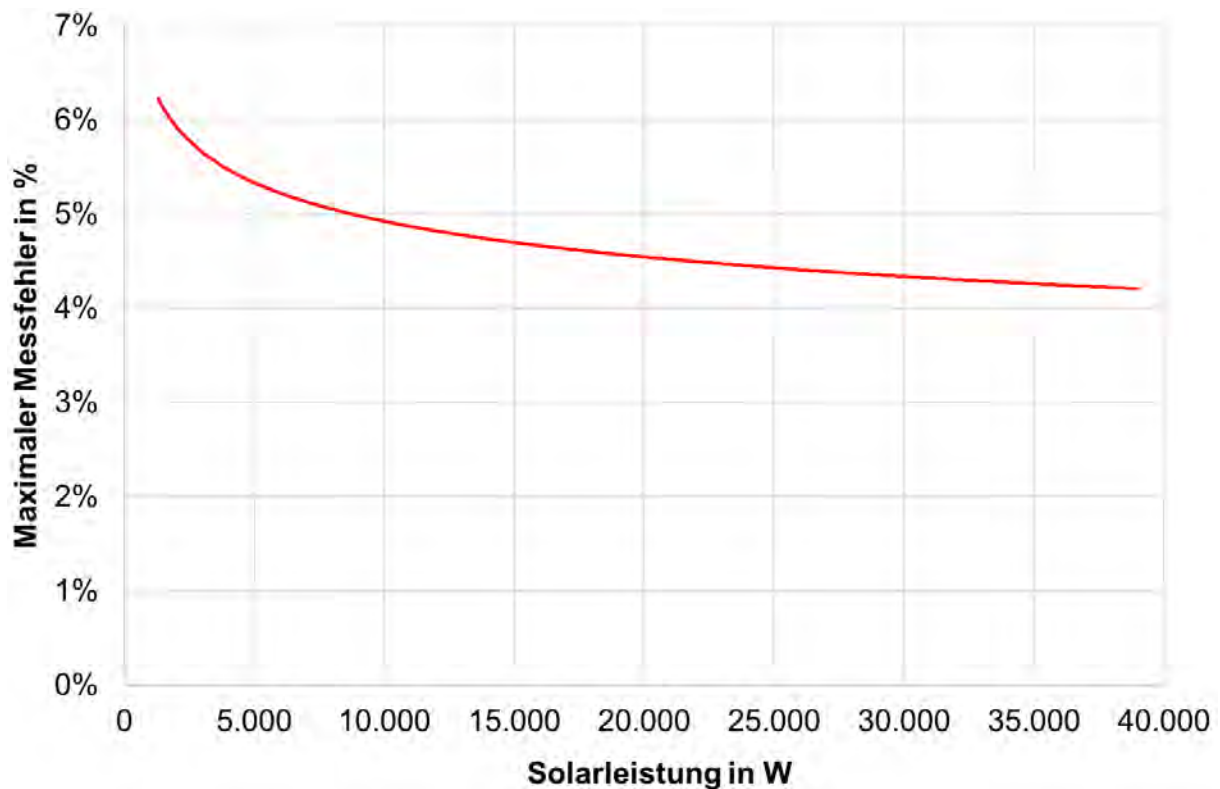


Abbildung 3-40: Maximaler Messfehler der Kombination 2 x PT1000 und Flügelradzähler zur thermischen Leistungsmessung des Sekundärkreises

### 3.6 Monitoringkonzept für Betreiber

Um dem Betreiber die Auswertung und Interpretation der Messergebnisse zu erleichtern, wurde ein angepasstes Monitoringkonzept und ein zugehöriger Monitoringprozess entwickelt. Hierbei wurde besonderer Wert auf die Einfachheit der Benutzung und die Aussagekraft der Ergebnisse gelegt. Um die Anwendung auch für ungeübte Nutzer zu ermöglichen, wurde eine Realisierung des Monitoringkonzepts in Excel gewählt. Die für das Monitoringkonzept benötigten Makros wurden in der Programmiersprache Visual Basic for Applications (VBA) umgesetzt. Excel stellt eine geeignete Lösung dar, da das Programm sehr weit verbreitet ist und viele Personen bereits Erfahrungen im Umgang mit Excel haben. Ein weiterer Vorteil, den Excel bietet, ist, dass sich die Arbeitsmappen sehr leicht auf veränderte Anforderungen anpassen lassen. Bei Bedarf lassen sich ohne große Vorkenntnisse zum Beispiel weitere Diagramme und Tabellenblätter erstellen oder Werte berechnen. Das erstellte und umgesetzte Monitoringkonzept ist teilautomatisiert. Das bedeutet, dass die programmierten Makros einen Großteil der Arbeit übernehmen, gewisse Tätigkeiten jedoch noch vom Benutzer ausgeführt werden müssen. Abbildung 3-41 zeigt den für die Mitarbeiter der GWG umgesetzten Prozess zur Ausführung des Tools sowie exemplarisch die Übersicht der Auswertung für die vier Solarthermieanlagen. Die



Neben dieser Auswertung steht durch die Weiterentwicklung des Online-Monitorings durch die gemeinsame Entwicklung von *Citrin Solar* und *RESOL* eine weitere Möglichkeit zur Verfügung, die Anlagen zu überwachen. Hier können neben Diagrammen der wesentlichen Betriebsparameter und der täglichen Erträge Live-Systeme visualisiert und Fehlerbenachrichtigungen ausgegeben werden (Abbildung 3-42). Die über VBus.net ausgelesenen Daten dienen ebenfalls als Eingabedaten für das Excel-basierte Monitoringtool.

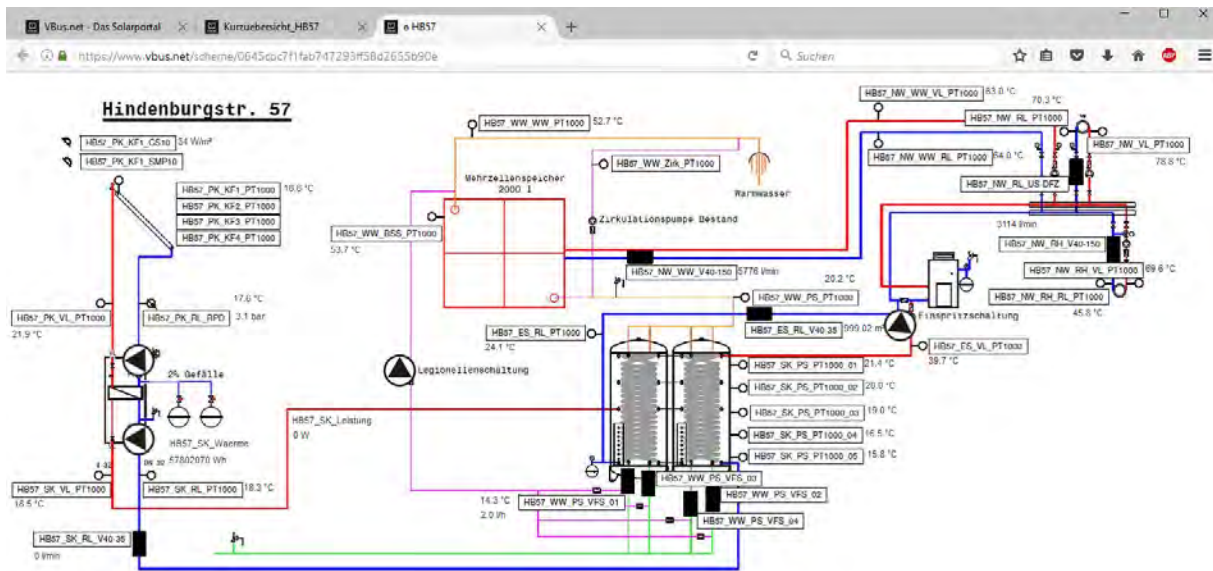


Abbildung 3-42: Live-System der Hindenburgstraße 57 in VBus.net mit aktuellen Messwerten

### 3.6.1 Ertragsüberwachung

Die erste wesentliche Komponente des Monitoringkonzepts ist die Ertragsüberwachung. Diese ist aus zwei Gründen besonders wichtig. Zum einen können mit Unterstützung der Ertragsüberwachung die Ist-Erträge besser beurteilt werden, da berechnete Soll-Erträge als Referenzwerte zur Verfügung stehen. Der zweite Grund besteht darin, dass durch die Ertragsüberwachung andere Fehlzustände als bei der Funktionskontrolle aufgedeckt werden können. Somit kann bei einer kontinuierlichen Abweichung der Solarerträge von beispielsweise  $\leq -30$  kWh oder  $\geq 30$  kWh über mehrere Tage von einem Anlagenfehler ausgegangen werden. Dieser Fall kann auch eintreten, wenn durch die Funktionskontrolle keine Überschreitung bzw. Unterschreitung der zulässigen Sensorwerte festgestellt wird. Die Ertragsüberwachung basiert auf dem Prinzip des Soll-Ist-Vergleichs. Dabei werden die tatsächlich erzeugten Ist-Erträge mit berechneten Soll-Erträgen tageweise verglichen.

Die Ist-Erträge werden mittels Wärmemengenzähler an den Anlagen ermittelt. Um die Genauigkeit des Ergebnisses der thermischen Leistung weiter zu erhöhen, wird die

Leistung nur gezählt, wenn das Sekundärkreisrelais einen Wert  $> 0$  besitzt. Dies hat den Hintergrund, das vom Wärmemengenzähler erst 0 ausgegeben wird, nachdem der Flügelradzähler über einen bestimmten Zeitraum keinen Impuls mehr gesendet hat. Bis dahin wird der letzte ermittelte Wert für den Volumenstrom angezeigt, was einen Nachteil dieses Messkonzepts darstellt. Der Soll-Ertrag wird mittels der tageweise aufsummierten Einstrahlung und der Gleichung einer Regressionsgeraden gebildet. Für die Bildung der Regressionsgeraden wurden die Simulationsdaten der solarthermischen Anlagen herangezogen.

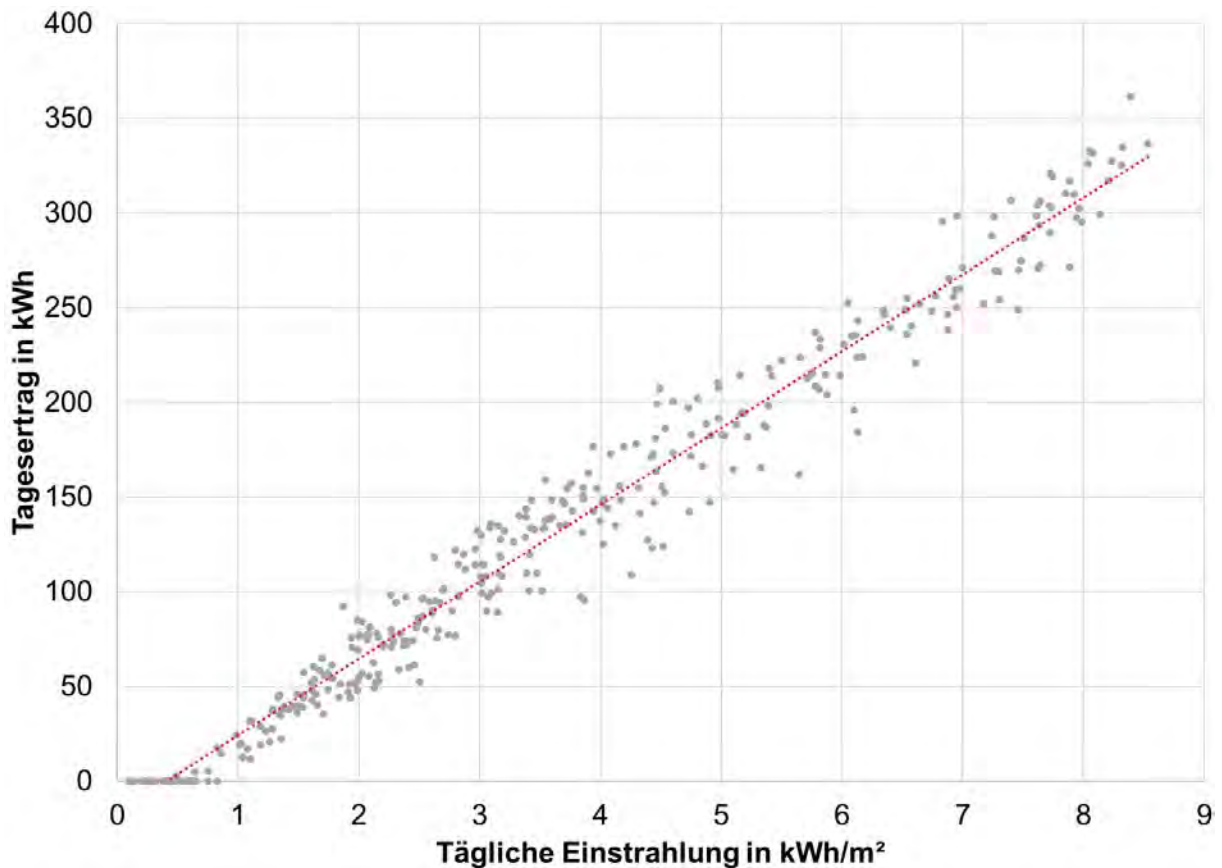


Abbildung 3-43: Solarerträge der einzelnen Tage über tageweise aufsummierte Einstrahlungswerte der HB57

In Abbildung 3-39 sind die Ergebnisse der Erträge des solarthermischen Systems der Hindenburgstraße 57 über die tageweise aufsummierte Einstrahlung zu erkennen. Der dargestellte Zeitraum beträgt hierbei ein Jahr. Anhand der Punktwolke wurde eine Regressionsgerade ermittelt, mit welcher die Soll-Erträge unter Verwendung der Einstrahlung ermittelt werden können. Um Anlagenfehler feststellen zu können, wird nach der Berechnung der Soll- und der Ist-Erträge die Abweichung dieser beiden Erträge zueinander ermittelt.

Der zulässige Bereich von  $-30 \text{ kWh} \leq \text{Sollertrag} \leq 30 \text{ kWh}$  darf an einzelnen Tagen über- bzw. unterschritten werden, da vereinzelt Abweichungen, die außerhalb des



zulässigen Bereichs liegen, nicht zwangsläufig auf eine Fehlfunktion hinweisen. Erst wenn die Werte der Abweichung an mindesten drei aufeinanderfolgenden Tagen den zulässigen Bereich über- oder unterschreiten, weist das auf eine Fehlfunktion hin.

### 3.6.2 Funktionskontrolle

Bei der Funktionskontrolle geht es wie auch bei der Ertragsüberwachung darum, Fehlzustände zu erkennen. Bei der Funktionskontrolle wird geprüft, ob sich die Sensorwerte innerhalb eines definierten Bereichs befinden. Nachdem die Sensorwerte mit diesem Bereich abgeglichen wurden, tritt einer die vier nachfolgend beschriebenen Zustände ein:

1. **i.O.:** Dieser Zustand wird ausgegeben, wenn sich die Sensorwerte innerhalb des festgelegten Bereiches befinden.
2. **n.i.O.:** Dieser Zustand wird ausgegeben, wenn sich die Sensorwerte außerhalb des festgelegten Bereiches befinden.
3. **Sensorfehler:** Dieser Zustand wird ausgegeben, wenn ein Sensor die Werte +/- 888,8 oder +/- 999,9 ausgibt. Diese Werte werden vom Regler ausgegeben, wenn kein oder ein fehlerhaftes Signal eintrifft.
4. **Leere Zelle:** Die Zelle bleibt leer, wenn der Sensorwert nicht in den hinterlegten Tabellen vorkommt und wenn die Messwerte ungleich +/- 888,8 oder +/- 999,9 sind.

In der folgenden Tabelle sind exemplarisch für die Hindenburgstraße 57 die Sensoren zu sehen, welche entweder den ersten Zustand (i.O.) oder den zweiten Zustand (n.i.O.) zur Folge haben. Diese Sensoren werden betrachtet, weil sie teilweise für die Regelung der solarthermischen Anlage verantwortlich sind. Fehlfunktionen oder Ausfälle der für die Regelung verantwortlichen Sensoren haben große Auswirkungen auf den Betrieb des solarthermischen Systems.

*Tabelle 3-9: Für die Funktionskontrolle betrachteten Sensoren und deren Bedingungen des Gebäudes HB57*

Sensortyp	Position	Bedingung
<b>PT1000 Temperatursensor</b>	Kollektorfeld	< 135 °C
<b>RPD Drucksensor</b>	Kollektorkreis	3 bar < x < 5 bar
<b>PT1000 Temperatursensor</b>	Pufferspeicher	< 95 °C
<b>VFS Durchflusssensor</b>	Kaltwasseranschluss	0 bis 40 l/min

Die solarthermische Anlage der HB57 weist im Durchschnitt einen Systemdruck von ca. 3,3 bar auf. Der somit festgelegte Bereich, in welchem keine Fehlermeldung ausgehen wird, ist:  $3 \text{ bar} < x < 5 \text{ bar}$ . Die maximalen und minimalen Temperaturen liegen für das Kollektorfeld bei  $< 135 \text{ °C}$  (noch keine Stagnation) und den Pufferspeicher  $< 95 \text{ °C}$  (kein unzulässiges Überhitzen).

Unter Verwendung der oben genannten Sensoren können verschiedene Fehlzustände festgestellt werden. Fehlzustände im Primärkreis und Sekundärkreis sollen mithilfe der sich im Primärkreis befindenden Temperatur- und Drucksensoren detektiert werden. Ein Defekt im Primärkreis oder im Sekundärkreis, der die Umwälzung des Wärmeträgerfluids zum Pufferspeicher oder im Falle der Hindenburgstraße 36 zum Nahwärmenetz verhindert, führt mit einer hohen Wahrscheinlichkeit zu einer Überhitzung des Primärkreises sowie zu einem unzulässigen Druckanstieg und somit zu einer Fehlermeldung (n.i.O.).

Des Weiteren wird sowohl der Volumenstrom des Pufferspeicherzulaufes als auch die Temperatur im Pufferspeicher überwacht. Eine Überschreitung der zulässigen Temperatur von  $95 \text{ °C}$  kann verschiedene Ursachen haben. Zum einen könnte eine fehlende Abfuhr des Warmwassers an den Bereitschaftsspeicher verantwortlich sein. Andererseits würde eine Funktionsstörung der Wärmeabgabe an das Wärmenetz (sofern vorhanden) ebenfalls zu einer Überhitzung führen.

Die Heizkreisläufe, das Nahwärmenetz sowie die Kreisläufe, die Warmwasser für die Verbraucher bereitstellen, werden nicht separat überwacht, da ein Fehlzustand oder ein Ausfall dieser für die Verbraucher spürbar ist (keine Heizung oder kein Warmwasser). Diese Fehler werden somit zeitnah von den Bewohnern der Häuser entdeckt und an die GWG weitergeleitet. Auf eine Temperaturuntergrenze wurde ebenfalls verzichtet, da die Unterschreitung einer solchen nicht zwangsläufig auf einen Fehlzustand hinweist. In einer Winternacht ist es beispielsweise durchaus möglich, dass die Temperaturen im Kollektor Minusgrade erreichen. Dies hat allerdings keine Auswirkungen auf die Funktionsfähigkeit des solarthermischen Systems.

Der durchschnittliche Druck in der Hindenburgstraße 57 liegt bei ca. 3,3 bar. Wenn der Druck unter 3 bar fällt, deutet dies auf ein Leck hin oder darauf, dass die Anlage zuvor in Stagnation gegangen ist und zum Beispiel Flüssigkeit über das Überdruckventil abgegeben wurde. Der Druck sollte ebenso wenig über 5 bar steigen, da dies eine deutliche Veränderung zum Normalzustand wäre und im Rahmen der Auslegung der Ausdehnungsgefäße nicht vorkommen sollte.

Die oben genannten Ursachen für Fehlermeldungen sind nur einige mögliche Beispiele und keine abschließende Aufzählung aller möglichen Ursachen. Zusammenfassend

lässt sich sagen, dass es zwei verschiedene Fehlzustände gibt (Sensorfehler und n.i.O.). Sensorfehler weisen dabei auf einen Fehler hin, der unmittelbar mit dem Sensor zu tun hat. Mögliche Ursachen könnten zum Beispiel ein Sensordefekt oder ein Wackelkontakt sein. Der Zustand n.i.O. hingegen weist auf einen Anlagenfehler hin. Anhand dieser Fehlermeldungen und des dazugehörigen Sensors lässt sich der Fehler auf verschiedene Bereiche eingrenzen.

### **3.7 Regelungskonzept der Anlagen**

Im Folgenden werden die grundlegenden Regelungskonzepte der 4 Anlagen veranschaulicht. Dabei wird für jedes System der für das Verständnis der Regelstrategie relevante Teil aufgezeigt. Dies stellt keine vollständige Beschreibung aller Systemfunktionen dar. Während der Inbetriebnahme wurden die Reglereinstellungen mehrmals optimiert. Die hier aufgelisteten Werte stellen den Zustand während der Erstellung dieses Berichts dar. Weitere Verbesserungen sollen jedoch kontinuierlich eingearbeitet werden. Die Positionen der Sensoren können den Messtechnikplänen in Abschnitt 3.5 entnommen werden.

#### **3.7.1 Hindenburgstraße 36**

##### Primärkreis

Der Primärkreis wird über zwei Schaltbedingungen angesteuert: Die Einstrahlung am CS10-Sensor HB36\_PK\_KF1\_CS10 übersteigt für mehr als 120 s einen Wert von 300 W/m<sup>2</sup> oder die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektortemperaturfühler HB36\_PK\_KF1\_PT1000 und der Sekundärkreisrücklauffühler HB36\_SK\_RL\_PT1000 übersteigt 6 K. Wird eine der beiden Bedingungen erfüllt, schaltet die Primärkreispumpe an. Sobald die Pumpe läuft, setzt die Drehzahlregelung ein. Damit wird versucht, eine Temperaturdifferenz von 6 K zwischen HB36\_PK\_KF1\_PT1000 und HB36\_SK\_RL\_PT1000 zu halten. Wird der Sollwert der Temperaturdifferenz um mehr als 2 K überschritten, erhöht sich die Drehzahl um 10 %. Wird der Sollwert um mehr als 2 K unterschritten, reduziert sich die Drehzahl entsprechend um 10 %. Die Pumpe arbeitet mit minimal 30 % und maximal 100 %. Zum Aktivieren der Pumpe muss die Kollektortemperatur mindestens 60 °C erreicht haben.

Zum Ausschalten der Primärkreispumpe muss die Einstrahlung am CS10-Sensor HB36\_PK\_KF1\_CS10 für mehr als 120 s einen Wert von 300 W/m<sup>2</sup> unterschreiten UND die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektortemperaturfühler HB36\_PK\_KF1\_PT1000 und dem Temperaturfühler im Sekundärkreisrücklauf HB36\_SK\_RL\_PT1000 2 K unterschreiten oder HB36\_PK\_KF1\_PT1000 unter 60 °C fallen.

## Sekundärkreis

Der Sekundärkreis kann nur aktiviert werden, wenn die Temperatur im Primärkreisvorlauf HB36\_PK\_VL\_PT1000 60 °C übersteigt. Ab einer Temperaturdifferenz von 6 K zwischen HB36\_PK\_VL\_PT1000 und HB36\_SK\_RL\_PT1000 wird R3 aktiviert und versucht, die Temperaturdifferenz zu halten. Wird der Sollwert der Temperaturdifferenz um mehr als 2 K überschritten, erhöht sich die Drehzahl um 10 %. Wird der Sollwert um mehr als 2 K unterschritten, reduziert sich die Drehzahl entsprechend um 10 %. Die Pumpe arbeitet mit minimal 30 % und maximal 100 %.

### **3.7.2 Hindenburgstraße 57**

#### Primärkreis

Der Primärkreis wird über zwei Schaltbedingungen angesteuert: Die Einstrahlung am CS10-Sensor HB57\_PK\_KF1\_CS10 übersteigt für mehr als 120 s einen Wert von 300 W/m<sup>2</sup> oder die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektortemperaturfühler HB57\_PK\_KF1\_PT1000 und dem Pufferspeichertemperaturfühler HB57\_SK\_PS\_PT1000\_04 übersteigt 6 K.

Wird eine der beiden Bedingungen erfüllt, schaltet sich die Primärkreispumpe an. Sobald die Pumpe läuft, setzt die Drehzahlregelung ein. Damit wird versucht, eine Temperaturdifferenz von 6 K zwischen HB57\_PK\_KF1\_PT1000 und HB57\_SK\_PS\_PT1000\_04 zu halten. Wird der Sollwert der Temperaturdifferenz um mehr als 2 K überschritten, erhöht sich die Drehzahl um 10 %. Wird der Sollwert um mehr als 2 K unterschritten, reduziert sich die Drehzahl entsprechend um 10 %. Die Pumpe arbeitet mit minimal 30 % und maximal 100 %.

Zum Ausschalten der Primärkreispumpe muss die Einstrahlung am CS10-Sensor HB57\_PK\_KF1\_CS10 für mehr als 120 s einen Wert von 300 W/m<sup>2</sup> unterschreiten und die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektortemperaturfühler HB57\_PK\_KF1\_PT1000 und dem Temperaturfühler im Sekundärkreisrücklauf HB57\_SK\_PS\_PT1000\_04 2 K unterschreiten.

#### Sekundärkreis

Ab einer Temperaturdifferenz von 6 K zwischen HB57\_PK\_VL\_PT1000 und HB57\_SK\_PS\_PT1000\_04 wird die Sekundärkreispumpe aktiviert. Anschließend wird versucht, diese Temperaturdifferenz zu halten. Wird der Sollwert der Temperaturdifferenz um mehr als 2 K überschritten, erhöht sich die Drehzahl um 10 %. Wird der Sollwert um mehr als 2 K unterschritten, reduziert sich die Drehzahl entsprechend um 10 %. Die Pumpe arbeitet mit minimal 30 % und maximal 100 %.

### Umschichtung Pufferspeicher – Bereitschaftsspeicher

Übersteigt die Temperaturdifferenz zwischen Pufferspeicher unten (HB57\_SK\_PS\_PT1000\_05) und Bereitschaftsspeicher (HB57\_WW\_BSS\_PT1000) 5 K und ist die Temperatur des Pufferspeichers unten größer 65 °C, schaltet Relais 12 ein. Wird eine Temperaturdifferenz von 2 K unterschritten, schaltet das Relais ab. Die Funktion ist nur bei Temperaturen des Bereitschaftsspeichers unter 70 °C und Pufferspeichertemperaturen über 65 °C aktiv.

### Zirkulation Legionellenpumpe

Zur thermischen Desinfektion des Trinkwassers in den Wellrohrwärmetauschern der Pufferspeicher und der Legionellenleitung über die Legionellenpumpe wird Relais 13 montags und donnerstags jeweils von 17:00 Uhr bis 17:30 Uhr aktiviert.

### Aktivierung Legionellenpumpe

Über eine Oder-Kopplung wird die Legionellenpumpe aktiviert, sobald Relais 12 (Umschichtung von Puffer- in Bereitschaftsspeicher) oder Relais 13 (Zirkulation) aktiviert sind. Die Legionellenpumpe ist nicht drehzahl geregelt.

## **3.7.3 Schubertstraße 12**

### Primärkreis

Der Primärkreis wird über zwei Schaltbedingungen angesteuert: Die Einstrahlung am CS10-Sensor SB12\_PK\_KF1\_CS10 übersteigt für mehr als 120 s einen Wert von 300 W/m<sup>2</sup> oder die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektortemperaturfühler SB12\_PK\_KF1\_PT1000 und dem Pufferspeichertemperaturfühler SB12\_SK\_PS\_PT1000\_04 übersteigt 6 K.

Wird eine der beiden Bedingungen erfüllt, schaltet sich die Primärkreispumpe an. Sobald die Pumpe läuft, setzt die Drehzahlregelung ein. Damit wird versucht, eine Temperaturdifferenz von 6 K zwischen SB12\_PK\_KF1\_PT1000 und SB12\_SK\_PS\_PT1000\_04 zu halten. Wird der Sollwert der Temperaturdifferenz um mehr als 2 K überschritten, erhöht sich die Drehzahl um 10 %. Wird der Sollwert um mehr als 2 K unterschritten, reduziert sich die Drehzahl entsprechend um 10 %. Die Pumpe arbeitet mit minimal 30 % und maximal 100 %.

Zum Ausschalten der Primärkreispumpe muss die Einstrahlung am CS10-Sensor SB12\_PK\_KF1\_CS10 für mehr als 120 s einen Wert von 300 W/m<sup>2</sup> unterschreiten und die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektortemperaturfühler



SB12\_PK\_KF1\_PT1000 und dem Temperaturfühler im Sekundärkreisrücklauf SB12\_SK\_PS\_PT1000\_04 2 K unterschreiten.

### Sekundärkreis

Ab einer Temperaturdifferenz von 6 K zwischen SB12\_PK\_VL\_PT1000 und SB12\_SK\_PS\_PT1000\_04 wird die Sekundärkreispumpe aktiviert. Anschließend wird versucht, diese Temperaturdifferenz zu halten. Wird der Sollwert der Temperaturdifferenz um mehr als 2 K überschritten, erhöht sich die Drehzahl um 10 %. Wird der Sollwert um mehr als 2 K unterschritten, reduziert sich die Drehzahl entsprechend um 10 %. Die Pumpe arbeitet mit minimal 30 % und maximal 100 %.

### Bestandsanlage

Die Bestandsanlage (Vakuumröhrenkollektoren) wird über zwei Schaltbedingungen angesteuert: Die Einstrahlung am CS10-Sensor SB12\_PK\_KF1\_CS10 übersteigt für mehr als 120 s einen Wert von 300 W/m<sup>2</sup> oder die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektortemperaturfühler SB12\_BA\_KF\_PT1000 und dem Pufferspeichertemperaturfühler SB12\_SK\_PS\_PT1000\_04 übersteigt 6 K.

Wird eine der beiden Bedingungen erfüllt, schaltet sich die Solarpumpe an. Sobald die Pumpe läuft, setzt die Drehzahlregelung ein. Damit wird versucht, eine Temperaturdifferenz von 6 K zwischen SB12\_BA\_KF\_PT1000 und SB12\_SK\_PS\_PT1000\_04 zu halten. Wird der Sollwert der Temperaturdifferenz um mehr als 2 K überschritten, erhöht sich die Drehzahl um 10 %. Wird der Sollwert um mehr als 2 K unterschritten, reduziert sich die Drehzahl entsprechend um 10 %. Die Pumpe arbeitet mit minimal 30 % und maximal 100 %.

Zum Ausschalten der Pumpe muss die Einstrahlung am CS10-Sensor SB12\_PK\_KF1\_CS10 für mehr als 120 s einen Wert von 300 W/m<sup>2</sup> unterschreiten und die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektortemperaturfühler SB12\_BA\_KF\_PT1000 und dem Temperaturfühler im Sekundärkreisrücklauf SB12\_SK\_PS\_PT1000\_04 2 K unterschreiten.

### Umschichtung Pufferspeicher – Bereitschaftsspeicher

Übersteigt die Temperaturdifferenz zwischen den Pufferspeichern unten (SB12\_SK\_PS\_PT1000\_05) und dem Bereitschaftsspeicher (SB12\_WW\_BSS\_PT1000) 5 K und ist die Temperatur der Pufferspeicher unten größer 65 °C, schaltet Relais 12 ein. Wird eine Temperaturdifferenz von 2 K unterschritten, schaltet das Relais ab. Die Funktion ist nur bei Temperaturen des Bereitschaftsspeichers unter 70 °C aktiv.

### Zirkulation Legionellenpumpe

Zur thermischen Desinfektion des Trinkwassers in den Wellrohrwärmetauschern der Pufferspeicher und der Legionellenleitung über die Legionellenpumpe wird Relais 13 montags und donnerstags jeweils von 17:00 Uhr bis 17:30 Uhr aktiviert.

### Aktivierung Legionellenpumpe

Über eine Oder-Kopplung wird die Legionellenpumpe aktiviert, wenn Relais 12 (Umschichtung von Puffer- in Bereitschaftsspeicher) oder Relais 13 (Zirkulation) aktiviert sind. Die Legionellenpumpe ist nicht drehzahlregelt.

### Einspeisung Rücklauf Nahwärme

Übersteigt die Temperaturdifferenz zwischen Pufferspeicher oben (SB12\_SK\_PS\_PT1000\_01) und der Rücklauftemperatur der Nahwärme (SB12\_NW\_RL\_PT1000) 5 K, schaltet die Einspeisepumpe ein. Wird eine Temperaturdifferenz von 2 K unterschritten, schaltet die Einspeisepumpe ab. Die Funktion ist nur bei Temperaturen des Nahwärmerücklaufs unter 95 °C und Temperaturen der Pufferspeicher oben über 60 °C aktiv. Die Einspeisepumpe ist analog der Pumpen im Primär- und Sekundärkreis drehzahlregelt und erhöht die Drehzahl um 10 % je 2 K Zieltemperaturüberschreitung.

Parallel zur Einspeisepumpe wird der Motorkugelhahn im Rücklauf der Einspeiseleitung geöffnet. Dieser fährt bis zur Endstellung und schließt automatisch wieder, wenn die Einspeisepumpe deaktiviert wird. So wird ein ungewolltes durchströmen des Pufferspeichers verhindert.

Um während einer Einspeisung den Durchfluss durch die Unterstation und damit die Pufferspeicher auch im Falle einer fehlenden Abnahme durch die Verbraucher sicherzustellen, kann ein Stellventil angesteuert werden. Eine Mischerfunktion zielt darauf ab, die Temperatur im Pufferspeicher oben (SB12\_SK\_PS\_PT1000\_01) auf dem Zielwert 75 °C zu halten. Dazu wird bei einer Überschreitung der Zieltemperatur das Ventil intervallweise aufgefahren. Die nun einsetzende verstärkte Durchströmung kühlt den Pufferspeicher auf das Zielniveau. Wird dieses wieder unterschritten, fährt das Ventil zu und die Wärme bleibt zur lokalen Versorgung des Gebäudes gespeichert.

## **3.7.4 Schubertstraße 21**

### Primärkreis

Der Primärkreis wird über zwei Schaltbedingungen angesteuert: Die Einstrahlung am CS10-Sensor SB21\_PK\_KF1\_CS10 übersteigt für mehr als 120 s einen Wert von

300 W/m<sup>2</sup> oder die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektortemperaturfühler SB21\_PK\_KF1\_PT1000 und dem Pufferspeichertemperaturfühler SB21\_SK\_PS\_PT1000\_04 übersteigt 6 K.

Wird eine der beiden Bedingungen erfüllt, schaltet sich die Primärkreispumpe an. Sobald die Pumpe läuft, setzt die Drehzahlregelung ein. Damit wird versucht, eine Temperaturdifferenz von 6 K zwischen SB21\_PK\_KF1\_PT1000 und SB21\_SK\_PS\_PT1000\_04 zu halten. Wird der Sollwert der Temperaturdifferenz um mehr als 2 K überschritten, erhöht sich die Drehzahl um 10 %. Wird der Sollwert um mehr als 2 K unterschritten, reduziert sich die Drehzahl entsprechend um 10 %. Die Pumpe arbeitet mit minimal 30 % und maximal 100 %.

Zum Ausschalten der Primärkreispumpe muss die Einstrahlung am CS10-Sensor SB21\_PK\_KF1\_CS10 für mehr als 120 s einen Wert von 300 W/m<sup>2</sup> unterschreiten und die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektortemperaturfühler SB21\_PK\_KF1\_PT1000 und dem Temperaturfühler im Sekundärkreisrücklauf SB21\_SK\_PS\_PT1000\_04 2 K unterschreiten.

#### Sekundärkreis

Ab einer Temperaturdifferenz von 6 K zwischen SB21\_PK\_VL\_PT1000 und SB21\_SK\_PS\_PT1000\_04 wird die Sekundärkreispumpe aktiviert. Anschließend wird versucht, diese Temperaturdifferenz zu halten. Wird der Sollwert der Temperaturdifferenz um mehr als 2 K überschritten, erhöht sich die Drehzahl um 10 %. Wird der Sollwert um mehr als 2 K unterschritten, reduziert sich die Drehzahl entsprechend um 10 %. Die Pumpe arbeitet mit minimal 30 % und maximal 100 %.

#### Umschichtung Pufferspeicher – Bereitschaftsspeicher

Übersteigt die Temperaturdifferenz zwischen Pufferspeichern unten (SB21\_SK\_PS\_PT1000\_05) und Bereitschaftsspeicher (SB21\_WW\_BSS\_PT1000) 5 K und ist die Temperatur der Pufferspeicher unten größer 65 °C, schaltet Relais 12 ein. Wird eine Temperaturdifferenz von 2 K unterschritten, schaltet das Relais ab. Die Funktion ist nur bei Temperaturen des Bereitschaftsspeichers unter 70 °C aktiv.

#### Zirkulation Legionellenpumpe

Zur thermischen Desinfektion des Trinkwassers in den Wellrohrwärmetauschern der Pufferspeicher und der Legionellenleitung über die Legionellenpumpe wird Relais 13 montags und donnerstags jeweils von 17:00 Uhr bis 17:30 Uhr aktiviert.

#### Aktivierung Legionellenpumpe

Über eine Oder-Kopplung wird die Legionellenpumpe aktiviert, wenn Relais 12 (Umschichtung von Puffer- in Bereitschaftsspeicher) oder Relais 13 (Zirkulation) aktiviert sind. Die Legionellenpumpe ist nicht drehzahl geregelt.

### Einspeisung Rücklauf Nahwärme

Übersteigt die Temperaturdifferenz zwischen Pufferspeicher oben (SB21\_SK\_PS\_PT1000\_01) und der Rücklauftemperatur der Nahwärme (SB21\_NW\_RL\_PT1000) 5 K, schaltet die Einspeisepumpe ein. Wird eine Temperaturdifferenz von 2 K unterschritten, schaltet die Einspeisepumpe ab. Die Funktion ist nur bei Temperaturen des Nahwärmerücklaufs unter 95 °C und Temperaturen der Pufferspeicher oben über 60 °C aktiv. Die Einspeisepumpe ist analog der Pumpen im Primär- und Sekundärkreis drehzahl geregelt und erhöht die Drehzahl um 10 % je 2 K Zieltemperaturüberschreitung.

Parallel zur Einspeisepumpe wird der Motorkugelhahn im Rücklauf der Einspeiseleitung geöffnet. Dieser fährt bis zur Endstellung und schließt automatisch wieder, wenn die Einspeisepumpe deaktiviert wird. So wird ein ungewolltes durchströmen des Pufferspeichers verhindert.

Um während einer Einspeisung den Durchfluss durch die Unterstation und damit die Pufferspeicher auch im Falle einer fehlenden Abnahme durch die Verbraucher sicherzustellen, kann ein Stellventil angesteuert werden. Eine Mischerfunktion zielt darauf ab, die Temperatur im Pufferspeicher oben (SB21\_SK\_PS\_PT1000\_01) auf dem Zielwert 75 °C zu halten. Dazu wird bei einer Überschreitung der Zieltemperatur das Ventil intervallweise aufgefahren. Die nun einsetzende verstärkte Durchströmung kühlt den Pufferspeicher auf das Zielniveau. Wird dieses wieder unterschritten, fährt das Ventil zu und die Wärme bleibt zur lokalen Versorgung des Gebäudes gespeichert.

## 4 Messtechnische Untersuchung

### 4.1 Betriebserfahrungen und Messergebnisse

Nachfolgend werden Messergebnisse dargestellt, die während der ersten Betriebsmonate der Anlagen aufgezeichnet wurden. Diese dienen zur Beurteilung der in Realität erreichten Erträge sowie des Systemverhaltens.

#### 4.1.1 Hindenburgstraße 36

Die Anlage in der Hindenburgstraße 36 ging im November 2016 in Betrieb. Da es sich beim hier umgesetzten Konzept um eine reine Einspeisung in das Wärmenetz handelt, sind deutlich höhere Kollektortemperaturen nötig, um einen Solarertrag zu erzielen. Abbildung 4-1 zeigt die tagesweisen Solarerträge in Abhängigkeit der Einstrahlung je Quadratmeter Kollektorfläche für die Auslegungssimulation sowie die bis einschließlich Mai aufgezeichneten Messwerte. Im betrachteten Messzeitraum werden während des Winters (rot markiert) meist Erträge in der unteren Hälfte des Erwartungskorridors der Auslegungssimulation (graue Punkte) erreicht. Bei steigenden Außentemperaturen und Einstrahlungswerten ab dem Frühjahr sind deutlich höhere Erträge zu beobachten (grün markiert). Zu erkennen ist auch, dass bei täglichen Einstrahlungswerten unterhalb von  $1,5 \text{ kWh/m}^2$  kein Ertrag erzielt wird. Der Betrieb der Anlage läuft jedoch, nicht zuletzt durch den einfachen hydraulischen Aufbau und die damit einhergehende einfache Regelung, ohne Komplikationen und erfüllt damit nach bisherigen Erfahrungen den Anspruch der *GWG* nach einem simplen und wenig störanfälligen Konzept.



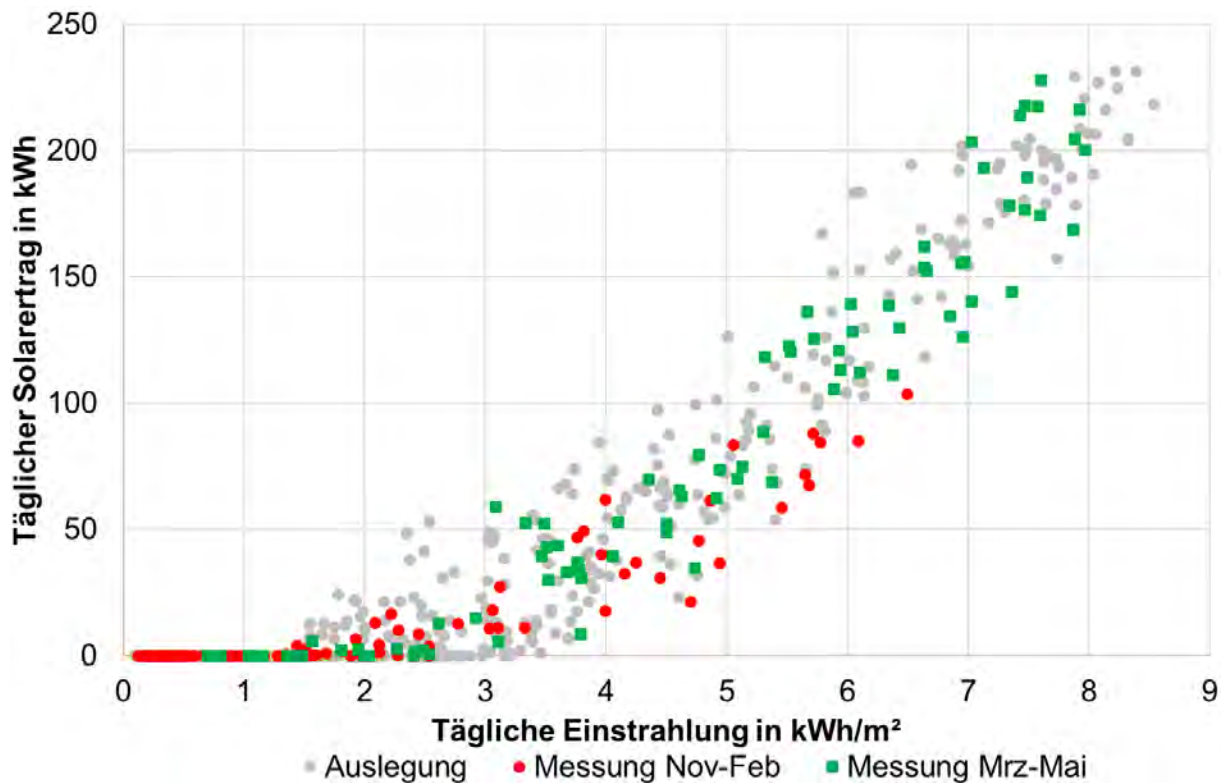


Abbildung 4-1: HB36 Tageserträge Auslegung (gesamtes Jahr) und Messung vom 07.11.2016 bis 28.05.2017

Abbildung 4-2 und Abbildung 4-3 zeigen den Betrieb während einer Woche im März 2017. Deutlich ist hier zu erkennen, dass an Tagen mit geringer Einstrahlung (18. und 19. März) kein Solarertrag erwirtschaftet werden kann, da die hierfür notwendigen Vorlauftemperaturen von ca. 80 °C nicht erreicht werden. An sonnigeren Tagen (13. bis 17. März) stellen sich die erwarteten Leistungswerte und Erträge ein. Die Regelung aktiviert dabei ab einer Kollektortemperatur von 60 °C den Primärkreis und versucht in einer zweiten Stufe über die Drehzahlregelung der Sekundärkreispumpe eine definierte Temperaturdifferenz zwischen Primärkreisvorlauf und Nahwärmerücklauf zu halten. Außerdem ist hier zu sehen, dass die Rücklauftemperaturen des Wärmenetzes auf einem sehr hohen Niveau von ca. 73 °C liegen.



Abbildung 4-2: HB36 Leistung und Erträge über eine Woche im März 2017

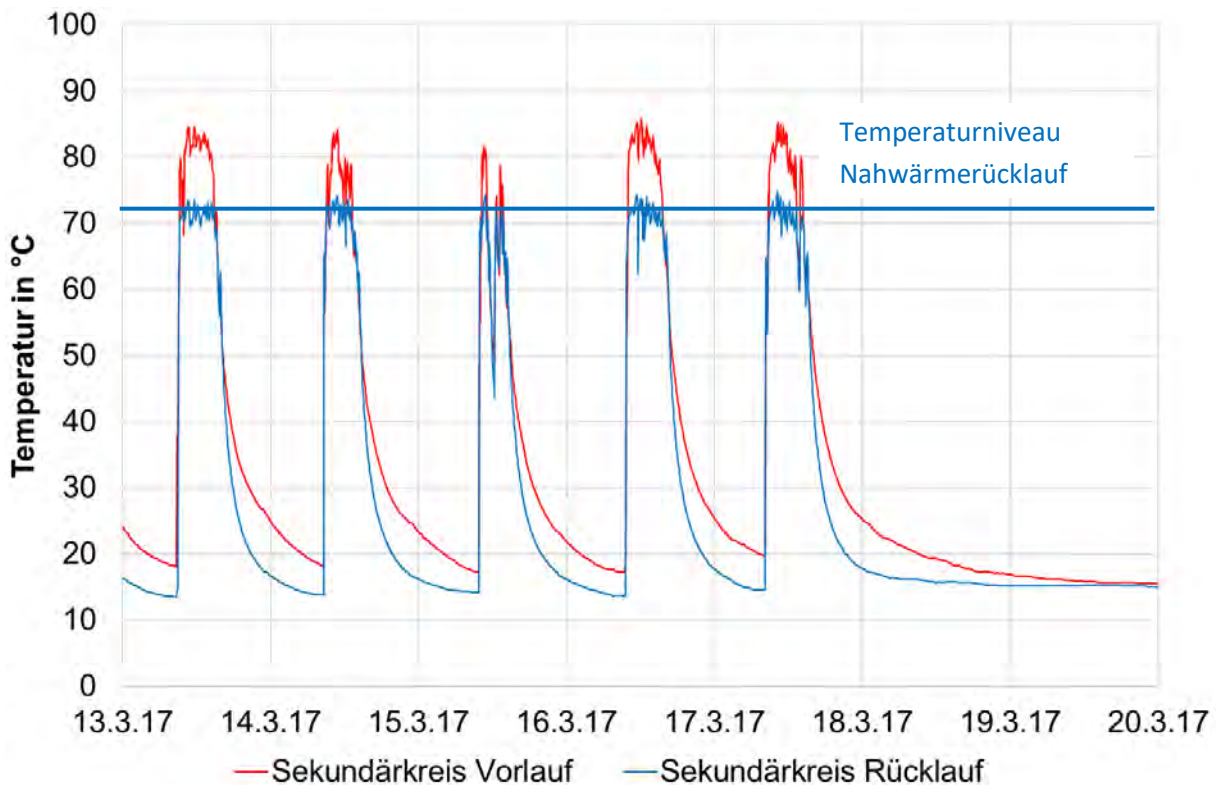


Abbildung 4-3: HB36 Temperaturen im Sekundärkreis (Nahwärmeseite) über eine Woche im März 2017

#### 4.1.2 Hindenburgstraße 57

Die grauen Punkte in Abbildung 4-4 stellen die während der Auslegung simulierten Erträge, die roten Punkte die tatsächlichen Messwerte im Zeitraum vom 07.11.2016 bis 31.01.2017 dar. Hier ist zu erkennen, dass die Messwerte deutlich unter der Punktwolke der Erwartungswerte liegen. Dies lässt sich über die Regelung der thermischen Desinfektion erklären. Zu Beginn des Anlagenbetriebs wurde eine tägliche Aufheizung des gesamten Pufferspeichers durchgeführt, was dessen Temperatur bis in die Morgenstunden erhöhte und damit, vor allem im Winter, zu entsprechend geringeren Erträgen führte. Nach Umstellung der thermischen Desinfektion auf ein kurzes Durchspülen der Leitungen haben sich die solaren Erträge deutlich verbessert. Dies ist an den grünen Punkten im Graph zu erkennen, welche die Messwerte vom 01.02.2017 bis zum 28.05.2017 darstellen. Diese liegen in etwa im Erwartungsbereich der Anlagenauslegung. Ein Offset nach unten lässt sich mit im Jahresmittel etwa 3 °C höheren Kaltwassertemperaturen erklären, als während der Auslegung angenommen wurde.

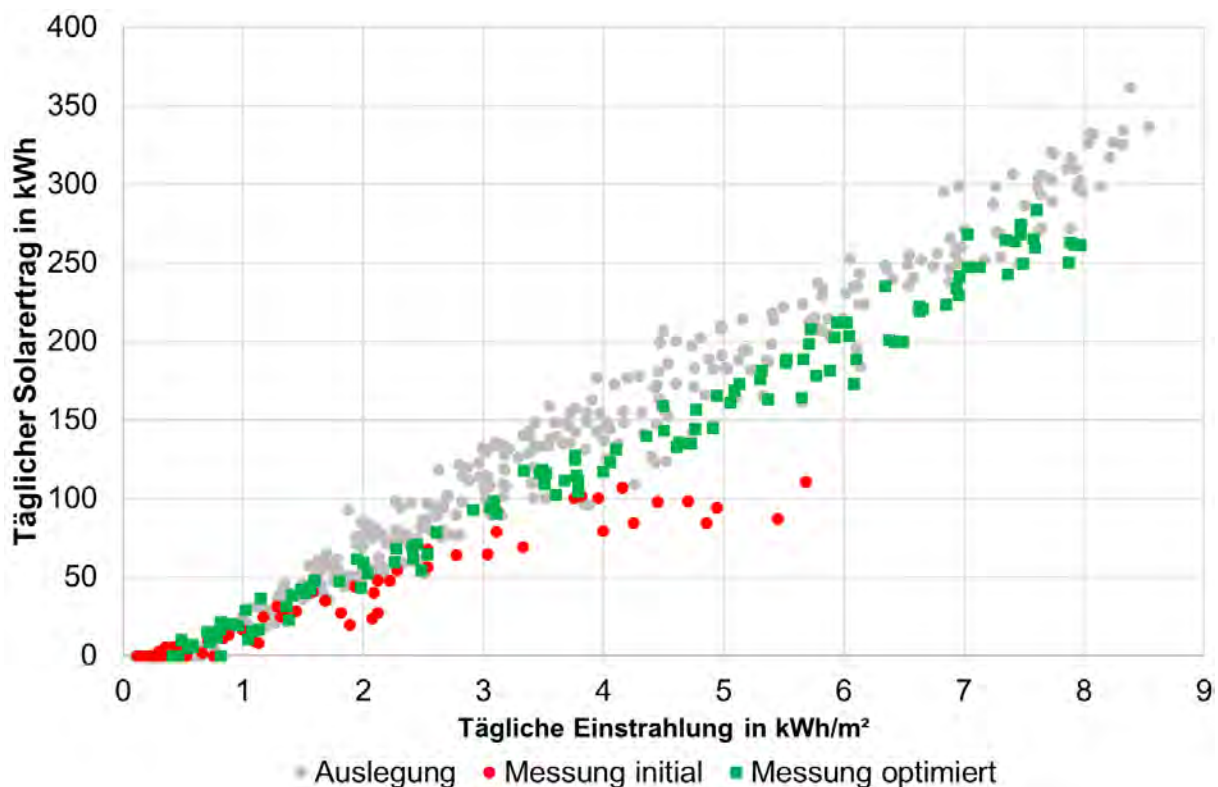


Abbildung 4-4: HB57 Tageserträge Auslegung (gesamtes Jahr) und Messungen vom 07.11.2016 bis 31.01.2017 (rot) sowie nach Umstellung der thermischen Desinfektion vom 01.02.2017 bis 28.05.2017 (grün)

Um einer Überhitzung des Pufferspeichers vorzubeugen, wurden sowohl eine über die Legionellenpumpe erzwungene Umschichtung von warmem Trinkwasser aus dem Pufferspeicher in den Bereitschaftsspeicher, als auch die Möglichkeit der Abgabe in

die Rücklaufleitung der Nahwärme direkt vor den Gaskesseln in der Heizzentrale vorgesehen. Letztere sollte nach den Simulationsergebnissen nie zum Einsatz kommen müssen, wurde aber als zusätzliches Backup integriert. Die Auswertung der Messergebnisse im bisherigen Anlagenbetrieb zeigen, dass die Realität der Vorhersage entspricht. Es wurden keine Pufferspeichertemperaturen jenseits der 80 °C erreicht. Die wenigen kurzen Temperaturspitzen wurden von der Umschichtung über die Legionellenpumpe abgefangen. Dies ist beispielhaft in Abbildung 4-5 dargestellt. Hier ist der Betrieb während einer Woche mit sehr hohen Erträgen (bis zu 265 kWh täglich) dargestellt. Die rote Kurve zeigt die Temperaturen des vorgewärmten Trinkwassers am Ausgang des Pufferspeichers, die orange Kurve die Temperatur am Ausgang des Bereitschaftsspeichers, welche den NutzerInnen im Gebäude zugeführt wird. Es ist zu sehen, dass an mehreren Tagen die Legionellenpumpe aktiviert wird, um während der unzureichenden Zapfung am Tag die Speichertemperaturen zu senken. Obwohl während dieser Zeit vorgewärmtes Wasser mit bis zu 78 °C dem Bereitschaftsspeicher zugeführt wird, kommt es zu keiner kritischen Temperaturerhöhung auf Verbraucherseite. Ein weiterer Effekt kann während der Nacht und frühen Morgenstunden beobachtet werden. Zu dieser Zeit ist eine Temperaturerhöhung im oberen Bereich des Pufferspeichers zu erkennen. Dies resultiert vermutlich aus einer durch die Zirkulationspumpe hervorgerufenen Rückströmung in Kombination mit einer nicht ordnungsgemäß funktionierenden Rückschlagklappe. Eine Erhöhung der Temperatur ist jedoch nur in der obersten gemessenen Schicht des Speichers gegeben und hat daher kleinen relevanten Einfluss auf den Solarertrag des Folgetages, da bereits in den frühen Morgenstunden durch die beginnende Zapfung durch die Bewohner eine erneute Auskühlung stattfindet. Dies kann am Temperaturabfall am Pufferspeicheraustritt auf ca. 20 °C abgelesen werden, der dem erneuten Temperaturanstieg durch die Solarerträge vorausgeht.



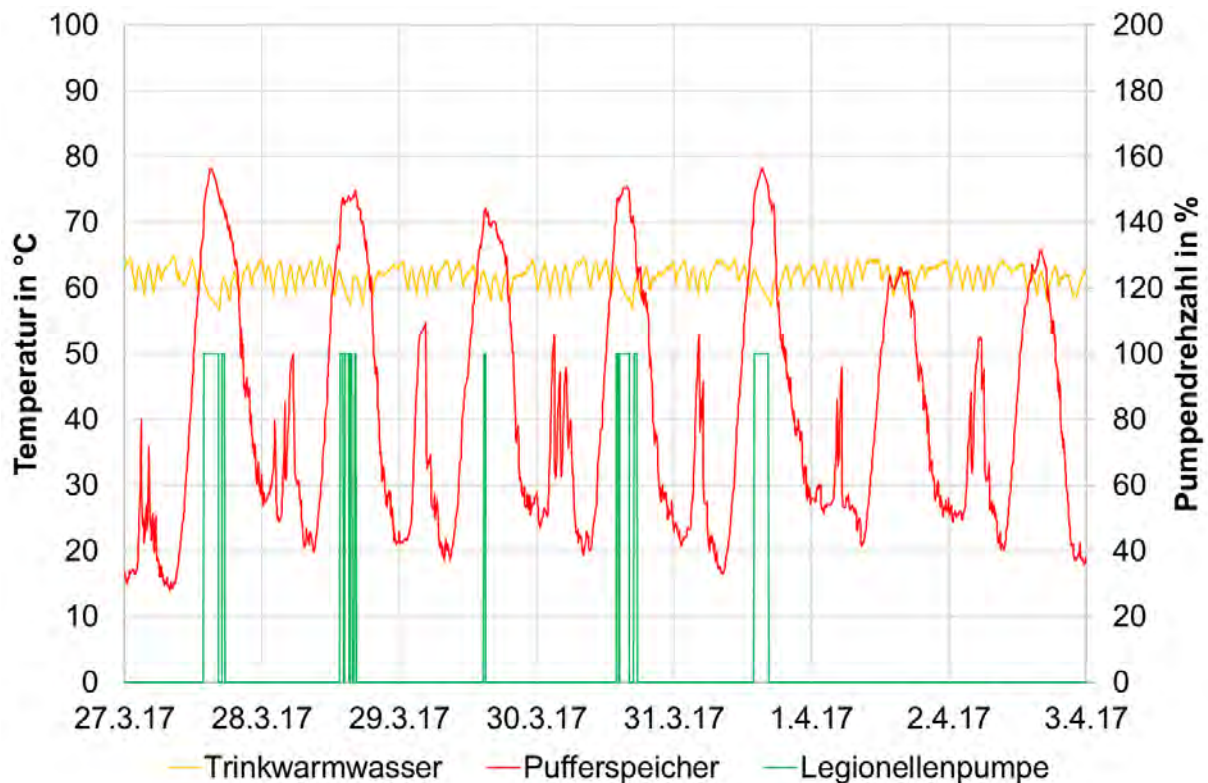


Abbildung 4-5: Temperaturen zwischen Puffer- und Bereitschaftsspeicher sowie am Ausgang des Bereitschaftsspeichers; Umschichtung durch Legionellenpumpe

#### 4.1.3 Schubertstraße 12

Die Anlage in der Schubertstraße 12 ist die hydraulisch und regelungstechnisch komplexeste sowie die am spätesten errichtete. Der hydraulische Aufbau wurde weitestgehend im Dezember 2016 abgeschlossen. Bis zur Erreichung eines normalen Betriebs mit entsprechender Messdatenaufzeichnung vergingen jedoch weitere Wochen. Durch die flache Ausrichtung der Kollektoren nach Westen ist diese Anlage darüber hinaus in den Wintermonaten weniger ertragreich als die anderen drei Systeme. Eine langfristige Aussage über das Verhalten der Anlage lässt sich daher noch nicht ableiten und wird in diesem Bericht nicht weiter dokumentiert. Die Funktion der kaskadierten Lösung kann jedoch an den Messergebnissen zur nachfolgend dargestellten Schubertstraße 21 eingesehen werden.

#### 4.1.4 Schubertstraße 21

Zur Schubertstraße 12 unterscheidet sich die Schubertstraße 21 lediglich durch die Ausrichtung nach Süden, das Fehlen der zusätzlichen Vakuumröhrenkollektoren sowie der Tatsache, dass ein 1 m<sup>3</sup> Pufferspeicher statt zweier verbaut sind. Die ebenfalls im November 2016 in Betrieb genommene Anlage arbeitete zu Beginn ohne Schwierigkeiten. In der Zeit bis Anfang Februar 2017 wurden einige Anpassungen an der Regelung vorgenommen. Darunter fällt auch die Umstellung der thermischen



Desinfektion analog der Hindenburgstraße 57. Die in Abbildung 4-6 gezeigten Erträge fallen etwas geringer als in der Auslegung aus. Durch eine weitere Verbesserung der Reglerparameter, insbesondere der Temperaturschwellen und Volumenströme zur Netzeinspeisung während des Sommers soll diese Abweichung minimiert werden.

Um die Überschusseinspeisung der Anlage zu analysieren sind einige Tage Ende Februar und Anfang März 2017 interessant, an denen im Rahmen von Wartungsarbeiten der bestehende Bereitschaftsspeicher entkalkt und hierfür die Solarthermieanlage von der Trinkwasserversorgung des Gebäudes getrennt wurde. Die in Abbildung 4-6 dargestellten Punkte „Abschaltung WW“, zeigen den Betrieb der Anlage während dieser Phase der reinen Netzeinspeisung. Hier konnte über den Zeitraum der Wartungsarbeiten hinweg eine längerfristige Stagnation und damit eine erhöhte Belastung des Systems vermieden werden. Es wurden dabei Solarerträge erreicht, die in etwa der Hälfte des Auslegungswerts im Normalbetrieb entsprechen. Die Temperaturschwellen für den Beginn der Einspeisung waren in diesem Objekt höher gewählt als in der Hindenburgstraße 36, da bevorzugt eine lokale Nutzung der solaren Wärme stattfinden sollte. Daher fallen die Erträge in diesem Betriebszustand vergleichsweise geringer aus. Einzelne Ausreißer unter den Messpunkten sind durch Arbeiten an der Anlage beziehungsweise Regelung und Messdatenaufzeichnung und damit einhergehender Ungenauigkeiten an diesen Tagen zu erklären.

Während die Überschusseinspeisung bis März ohne Probleme funktionierte, stellten sich bei steigenden Außentemperaturen erhöhte Abweichungen von den Erwartungswerten ein (eingekreiste Punkte rechts unten in Abbildung 4-6). Eine genauere Analyse zeigte, dass bei fehlender Durchströmung der Raumheizung des Gebäudes kein genügend hoher Durchfluss durch den Netzeinspeisekreis entstand. Dies sollte eigentlich durch ein Öffnen eines zusätzlich eingebauten Motorstellventils zwischen Vorlauf und Rücklauf im Gebäude kompensiert werden. Bei einer fehlenden Durchströmung der Unterstation und einer darauffolgenden Temperaturerhöhung im Einspeisekreis, sollte dieses stufenweise auffahren und damit einen Durchfluss aus dem Netzvorlauf ermöglichen, um die Temperatur im Einspeisekreis auf einem vorgegebenen Niveau zu halten.

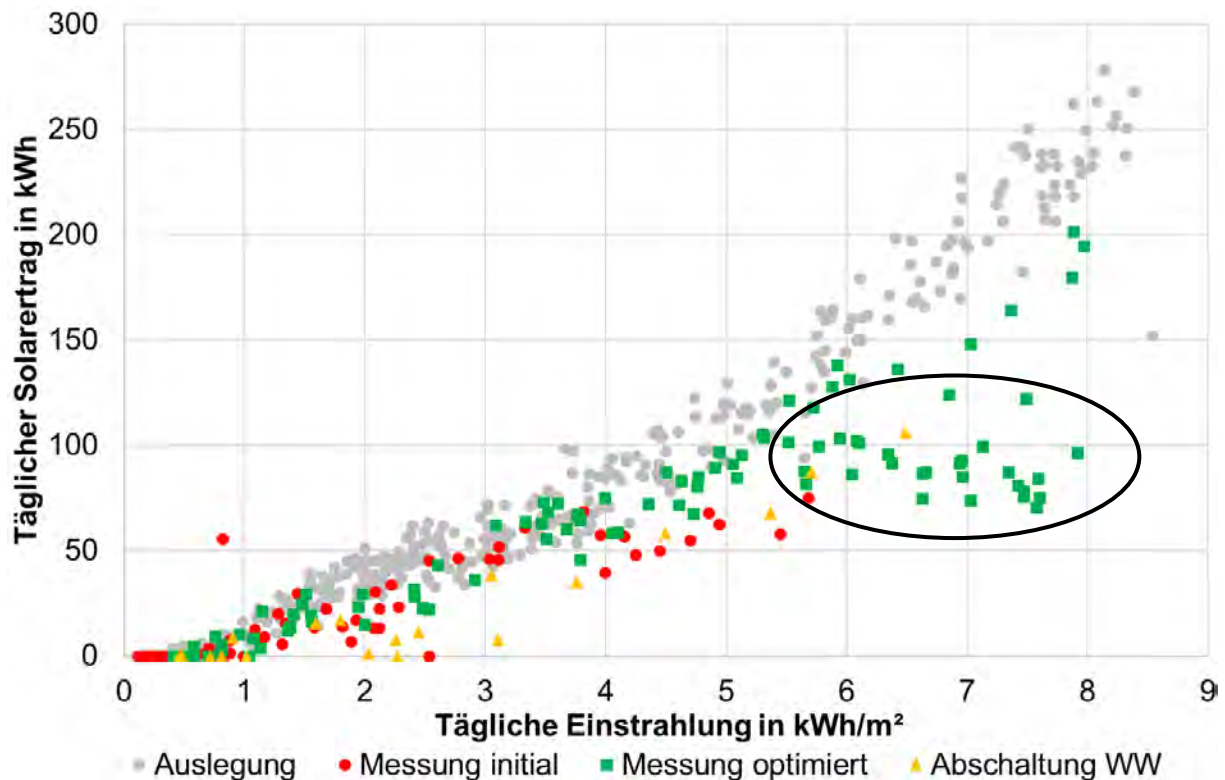


Abbildung 4-6: SB21 Tageserträge Auslegung (gesamtes Jahr) und Messungen vom 07.11.2016 bis 31.01.2017 (rot) sowie nach Umstellung der thermischen Desinfektion vom 01.02.2017 bis 28.05.2017 (grün bzw. gelb)

Eine Begutachtung der Anlage vor Ort zeigte, dass zwischen Entnahme und Einspeisung aus dem Rücklauf eine Rückschlagklappe eingebaut wurde, welche hier nicht geplant war (siehe Abbildung 4-7). Diese verhindert in diesem kurzen Rohrstück eine rückwärtige Durchströmung durch die Einspeisepumpe. Um das Problem zu umgehen, wurde die Regelung des Motorventils abgeändert, sodass nicht mehr eine Solltemperatur in der Einspeiseleitung gehalten wird, sondern eine Solltemperatur im Pufferspeicher. Wenn der oberste Speichersensor 90 °C überschreitet, fährt das Ventil intervallweise auf und versucht, diese Temperatur zu halten. Unter 90 °C wird es wieder geschlossen. Diese geänderte Betriebsweise erwies sich als ebenso funktionstüchtig wie die ursprünglich geplante und führte die neuesten Messwerte wieder in die Nähe des Erwartungsbereichs zurück. Die bei 90 °C gewählte Temperatur stellt eine Variante zur bevorzugten lokalen Nutzung der Erträge dar. Mit geringer gewählten Solltemperaturen können die Erträge durch eine frühere Auskühlung durch das Wärmenetz demgegenüber erhöht werden.

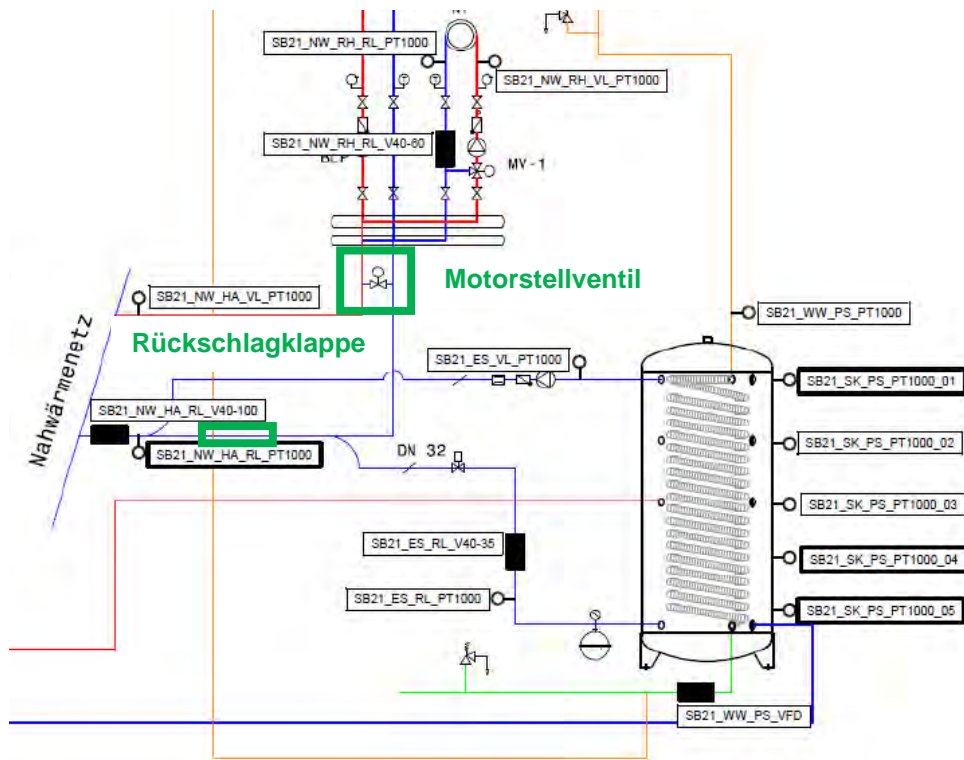


Abbildung 4-7: Ausschnitt Hydraulikschema Schubertstraße 21 mit Motorstellventil und Rückschlagklappe (grün markiert)

Bei einem genaueren Blick auf die aufgezeichneten Temperaturkurven kann das kaskadierte Verhalten der Anlage mit der Warmwasservorheizung, der Umschichtung in den Bereitschaftsspeicher und der Netzeinspeisung zur Stagnationsvermeidung sehr gut beobachtet werden. Wie in Abbildung 4-8 zu sehen, wurden am 13., 16. und 17. März die zulässigen Maximaltemperaturen des Pufferspeichers erreicht. Zu Beginn versuchte die Legionellenpumpe über eine Umschichtung in den Bereitschaftsspeicher die Wärme abzuführen (grüne Kurve). Dies fand ebenfalls am 15. März statt, an dem die Temperaturen jedoch nur auf 80 °C stiegen. Nach einer weiteren Erwärmung schaltete sich die Einspeisepumpe dazu und führte Energie in den Rücklauf des Gebäudes und damit in das Nahwärmenetz ab. Die maximale Kollektortemperatur kann so auf ca. 100 °C limitiert werden, was eine Verhinderung von Stagnation und damit eine Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebs über den gesamten Tag hinweg ermöglicht. Dieser Betriebszustand der Anlage wird im Sommer vermehrt erwartet, wenn die Erträge weiter steigen und nicht mehr vollständig im Gebäude verbraucht werden können.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob Temperaturen im Pufferspeicher von über 90 °C zu einer Überhitzung des nachgeschalteten Bereitschaftsspeichers führen können. Im bisherigen Betrieb ist zu beobachten, dass weder durch die Vorwärmung des Kaltwassers im Pufferspeicher, noch bei beginnender Umschichtung durch die

Legionellenpumpe eine signifikante Temperaturerhöhung des Trinkwassers auf der Verbraucherseite stattfindet. Durch die Durchmischungsvorgänge im Bereitschaftsspeicher ist vielmehr eine leichte Abkühlung während der Umschichtung zu beobachten. Bei geringer eingestellten Temperaturschwellen zur Einspeisung wird die Gefahr weiter reduziert. Das Verhalten wird über die Sommermonate hinweg weiter analysiert, um hier gesicherte Aussagen treffen zu können.

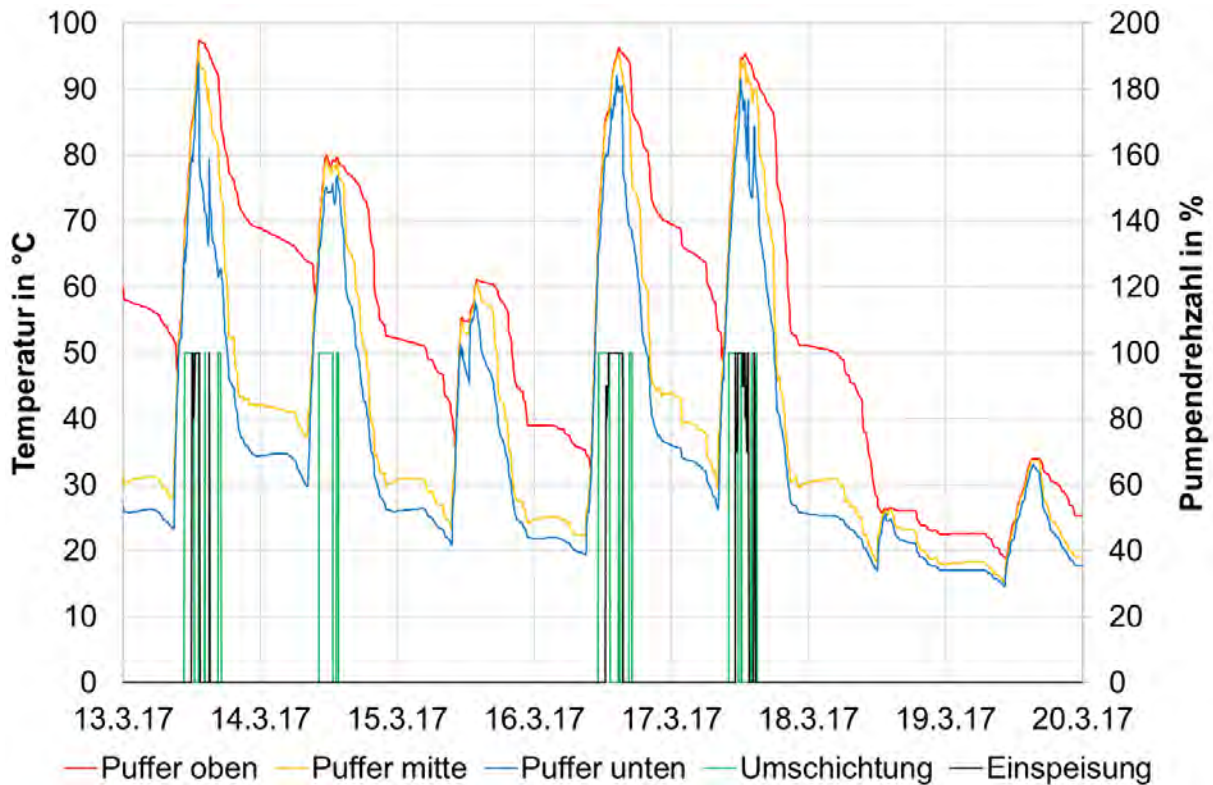


Abbildung 4-8: SB21 Pufferspeichertemperaturen und Abfuhr von Überschusswärme über Umschichtung und Netzeinspeisung im Laufe einer Woche im März

## 4.2 Modellvalidierung

Um weitere Maßnahmen zur Regleroptimierung sowie zur Auswirkung geänderter Anlagengrößen beziehungsweise zur Hinzunahme weiterer Anlagen im untersuchten Objekt ableiten zu können, wurden die Simulationsmodelle mit den verfügbaren Messdaten validiert und für eine bessere Übereinstimmung mit der Realität modifiziert. So können darüber hinaus genauere Vorhersagen zu den durchschnittlichen Jahreserträgen abgeleitet werden, die für die nachfolgende wirtschaftliche Bewertung der Systemansätze nötig sind.

Die Validierung der Modelle wird anhand zweier exemplarischer Wochen (KW16 und KW20) 2017 dargestellt. Diese beiden Wochen bilden sowohl höhere als auch niedrigere Außentemperaturen und hohe sowie mittlere Einstrahlungssummen in

Kollektorebene ab (Tabelle 4-1). Hierdurch wird sichergestellt, dass in all diesen Fällen eine ausreichende Genauigkeit der Modelle erreicht wird. Es erfolgte sowohl ein Abgleich der einzelnen Komponenten, als auch des Gesamtsystems und die Nachbildung der realen Regelung im Simulationsmodell. In allen Gebäuden sind die gleichen Kollektoren und Solarstationen verbaut. Eine Unterscheidung liegt lediglich in der Länge der Kollektorfeldverrohrung, der Feldverschaltung und der Ausrichtung der Kollektoren vor. Darüber hinaus sind die nachgeschalteten Komponenten, wie z.B. Pufferspeicher und die Anschlüsse an das vorhandene Nahwärme- bzw. Warmwassersystem in den Kellern, unterschiedlich gestaltet.

*Tabelle 4-1: Temperaturen und Einstrahlung in KW16 und KW20 2017*

KW	Mittlere Außentemperatur in °C	Einstrahlungssumme in kWh/m <sup>2</sup>
16	4,6	23,9
20	16,1	46,1

Um eine gesicherte Aussage über alle umgesetzten Konzepte der Solarthermieanlagen treffen zu können, werden die drei verschiedenen Anlagentypen „Lokale Warmwassernutzung“, „Netzeinspeisung“ und „Kaskadierte Lösung“ anhand der Gebäude HB57, HB36 und SB21 vorgestellt. Die Übereinstimmung sowie die durchgeführten Anpassungen sind nachfolgend dargestellt. Von besonderer Bedeutung sind hier die Abweichungen der Solarerträge zwischen Messung und Simulation über eine Woche, die wie folgt definiert werden:

$$\text{Abweichung in \%} = \frac{E_{\text{solar,simuliert}} - E_{\text{solar,gemessen}}}{E_{\text{gsolar,gemessen}}} \quad (4.1)$$

Als Randbedingung für die Simulationen wurden die real gemessenen Netztemperaturen, Kaltwassertemperaturen und Trinkwarmwasserverbräuche sowie die Einstrahlung in Kollektorebene und die Umgebungstemperatur vorgegeben.

#### 4.2.1 Hindenburgstraße 36

Tabelle 4-2 zeigt die Messwerte der Solarerträge der realen Anlage HB36 und die gegenübergestellten Simulationswerte des Modells auf Basis der angepassten Komponenten. Hierzu mussten gegenüber den Auslegungsmodellen leichte Korrekturen der Wärmeübertragerleistung sowie der Wärmeverluste des Wärmetauschers und der Verrohrung durchgeführt werden. Darüber hinaus wurden die Pumpenvolumenströme in Abhängigkeit der momentanen Pumpendrehzahl an die realen Messwerte angepasst. Es sind Abweichungen bis 0,8 % erkennbar, wobei in der Woche mit geringeren Einstrahlungswerten die Simulation etwas geringere Erträge prognostiziert. Diese Nachbildung durch das Modell kann im Rahmen der Messgenauigkeit der Realanlage als hinreichend gut betrachtet werden.



*Tabelle 4-2: Werte zur Modellvalidierung Hindenburgstraße 36*

Messgröße	Messung in kWh	Simulation in kWh	Abweichung in %
<b>Solarertrag KW16 (Sekundärkreis)</b>	253	250,9	-0,8
<b>Solarertrag KW20 (Sekundärkreis)</b>	1033	1041	0,8

Abbildung 4-9 stellt die gemessenen und simulierten Leistungen und Erträge, Abbildung 4-10 die Vorlaufemperaturverläufe und Volumenströme im Sekundärkreis der Anlage beispielhaft in der KW20 vom 15.05.2017 bis 21.05.2017 dar. Hier ist festzustellen, dass sowohl die Leistungen als auch die Erträge unter Verwendung des validierten Modells sehr gut mit den real gemessenen Kurven übereinstimmen. An einzelnen Tagen sind geringe Mehr- oder Mindererträge festzustellen, welche sich über die Zeit jedoch wieder kompensieren. Für die angedachten Jahressimulationen können diese Abweichungen daher akzeptiert werden. An den Temperaturkurven ist zu erkennen, dass das Modell auch im Detail die Realität präzise nachbildet. Lediglich die Auskühlkurven der Komponenten (Rohre und Wärmetauscher) zeigen ein abweichendes Verhalten. Da diese Effekte jedoch außerhalb der Betriebszeiten des Kollektorfeldes liegen, hat dies keinen nennenswerten Einfluss auf die Ertragsbewertung. An den Kurven der Volumenströme im Sekundärkreis lässt sich die Funktion der Regelung nachweisen. Das An- und Abschalten der Pumpen sowie die Drehzahlregelung entsprechen im Modell weitestgehend der realen Anlage.

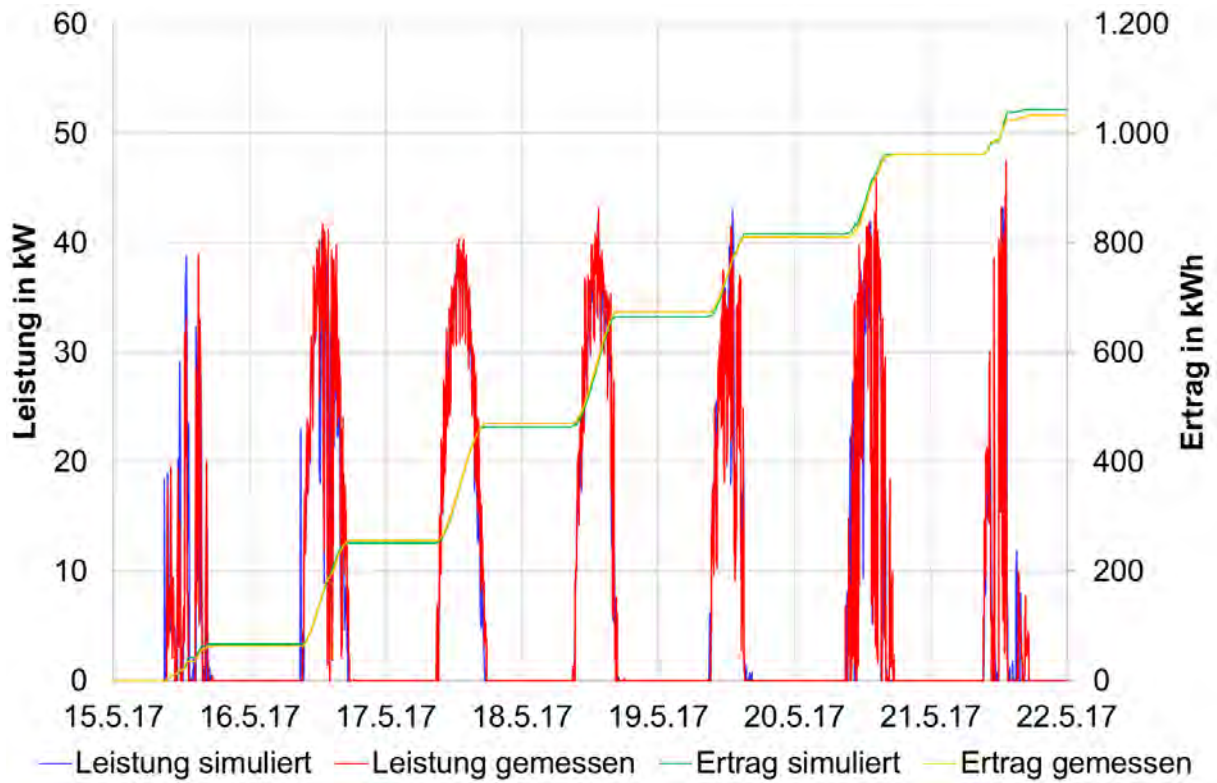


Abbildung 4-9: Simulierte und gemessene Leistungen und Erträge im Sekundärkreis HB36 in KW20

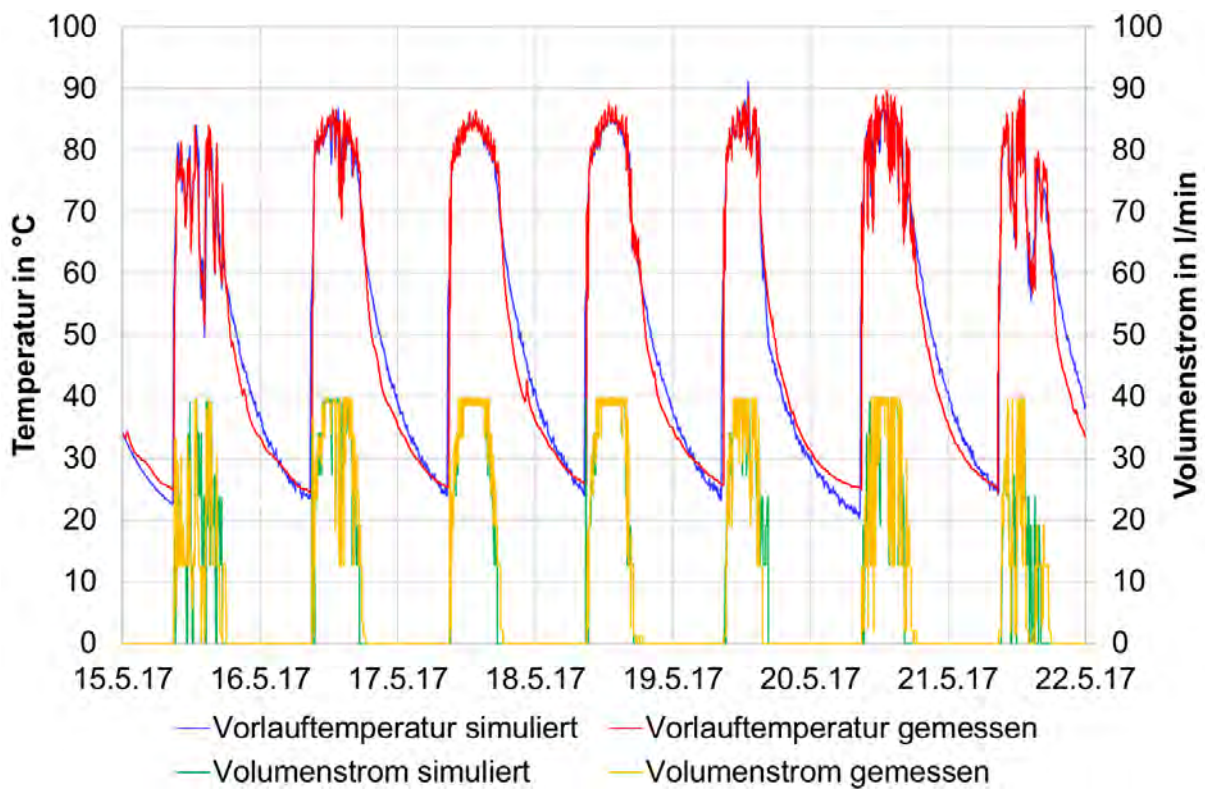


Abbildung 4-10: Simulierte und gemessene Vorlauftemperaturen und Volumenströme im Sekundärkreis HB36 in KW20

#### 4.2.2 Hindenburgstraße 57

In der Hindenburgstraße 57 ist ein komplexeres System gegeben als in der Hindenburgstraße 36 mit reiner Netzeinspeisung. Tabelle 4-3 zeigt die gemessenen solaren Erträge dieses Objekts und die zugehörigen simulierten Werte. In KW16 ist eine größere Abweichung als in KW20 zu beobachten. Diese liegt jedoch lediglich bei 3,3 % und befindet sich daher ebenso in einem akzeptablen Rahmen. Abbildung 4-11 zeigt exemplarisch für KW20 die simulierten und gemessenen Kurven von Solarleistung und Ertrag, Abbildung 4-12 die Temperaturen im Sekundärkreisvorlauf mit den zugehörigen Volumenströmen. In Abbildung 4-13 sind die Temperaturen im Pufferspeicher oben, in der Mitte und unten aufgetragen. Auch diese Werte zeigen eine gute Übereinstimmung zwischen Realität und Simulationsmodell. Erkennbare Unterschiede liegen lediglich bei den Speichertemperaturen vor. Diese laufen auf den verschiedenen Speicherhöhen zeitweise etwas auseinander. Für den Speicher wurde ein Modell mit 5 Rechenknoten über der Speicherhöhe verwendet, welches die reale Temperaturverteilung und Durchmischung besser abbildet als das ursprünglich eingesetzte 15-Knoten-Modell mit geringerem Wärmeleitkoeffizienten zwischen den Knoten. Bei diesem war eine zu positive Bewertung des Schichtverhaltens gegeben. Die ungewollte Temperaturerhöhung im oberen Speicherbereich durch die Zirkulationspumpe wurde im Modell vernachlässigt. Darüber hinaus wurde gegenüber dem Modell zur ursprünglichen Auslegung ein Verschattungsmodell für die zweite Kollektorreihe eingeführt, welches in den Wintermonaten die Einstrahlung reduziert. In der Auslegung war diese Verschattung noch nicht eingeplant, da von einer anderen Verteilung der Kollektoren auf dem Dach ausgegangen wurde. Der Einfluss der Verschattung liegt bei ca. 2 % Ertragsminderung pro Jahr. Darüber hinaus wurde durch die kontinuierliche Temperaturmessung festgestellt, dass die Kaltwassertemperatur einem deutlichen Jahreszeitlichen Wechsel unterliegt. Am Einlass zum Pufferspeicher schwankt diese zwischen Minimalwerten von 9 °C im Februar bis zu Maximalwerten von 21 °C im Juli.

*Tabelle 4-3: Werte zur Modellvalidierung Hindenburgstraße 57*

Messgröße	Messung in kWh	Simulation in kWh	Abweichung in %
<b>Solarertrag KW16 (Sekundärkreis)</b>	671	693	3,3
<b>Solarertrag KW20 (Sekundärkreis)</b>	1492	1499	0,5

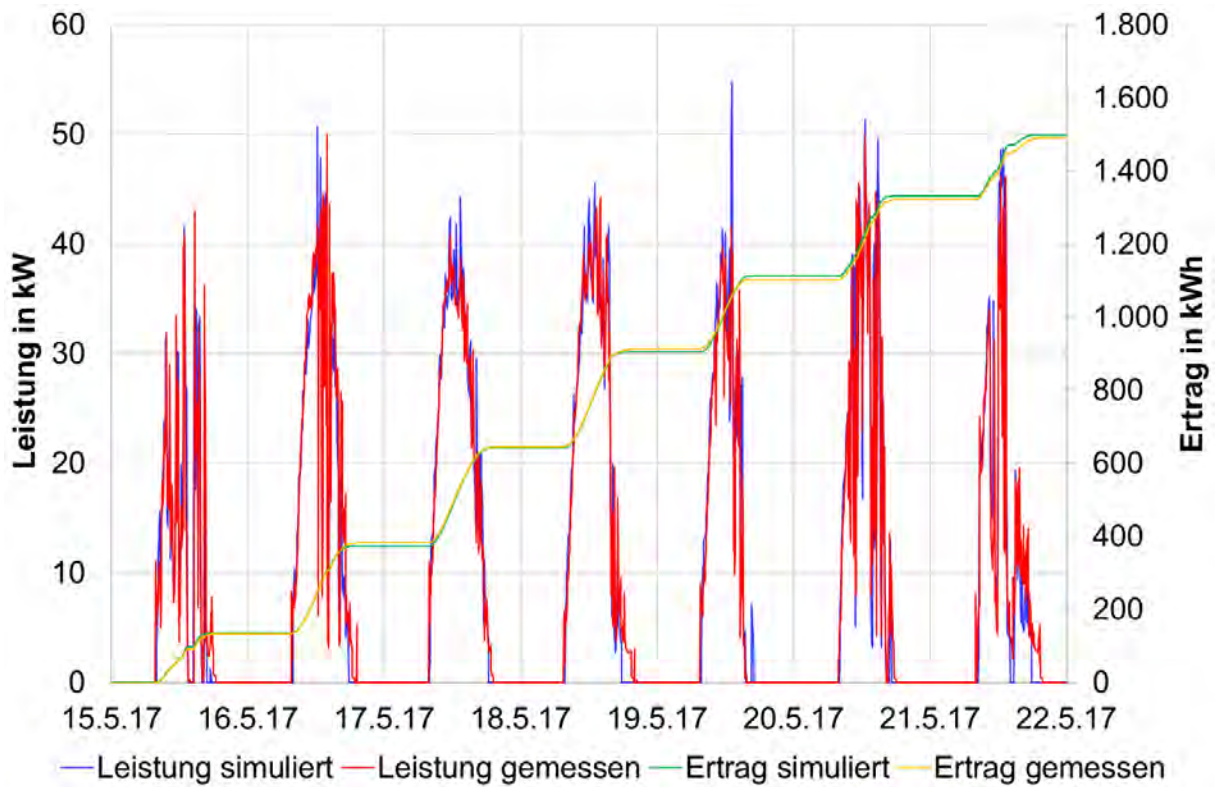


Abbildung 4-11: Simulierte und gemessene Leistungen und Erträge im Sekundärkreis HB57 in KW20

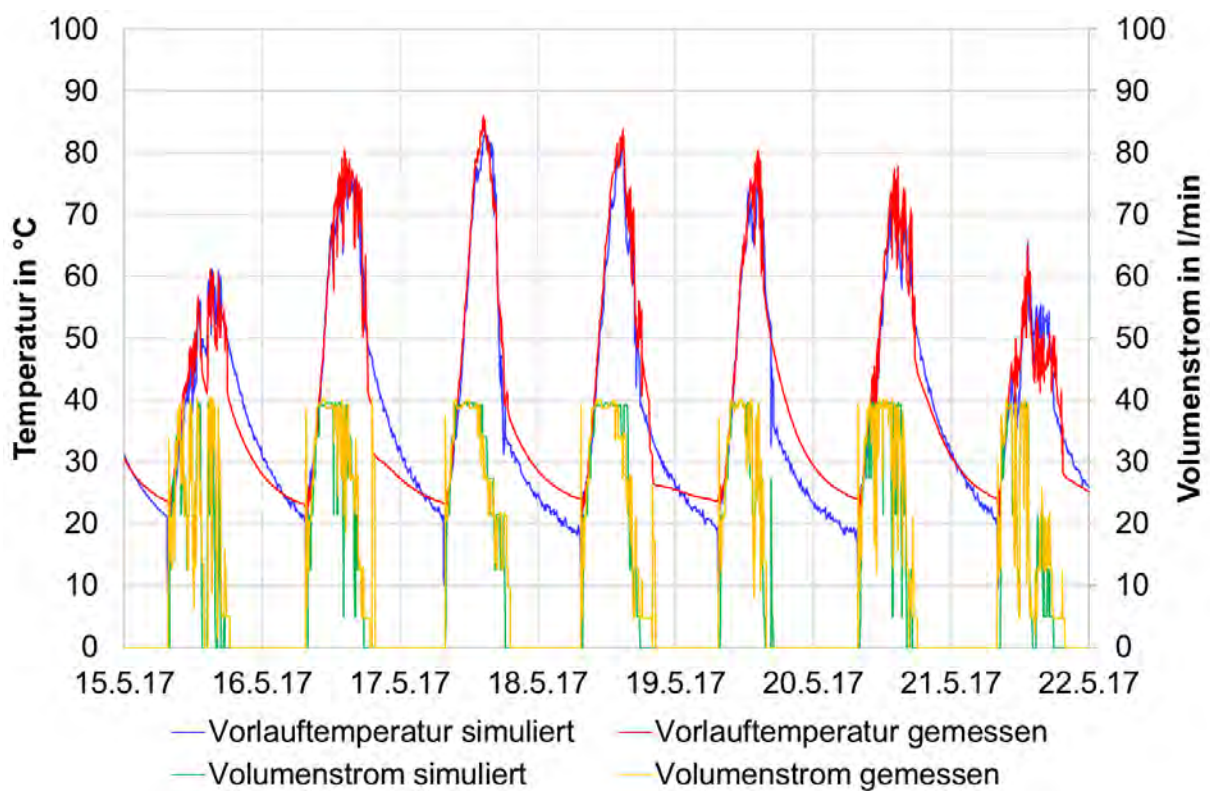


Abbildung 4-12: Simulierte und gemessene Vorlauftemperaturen und Volumenströme im Sekundärkreis HB57 in KW20



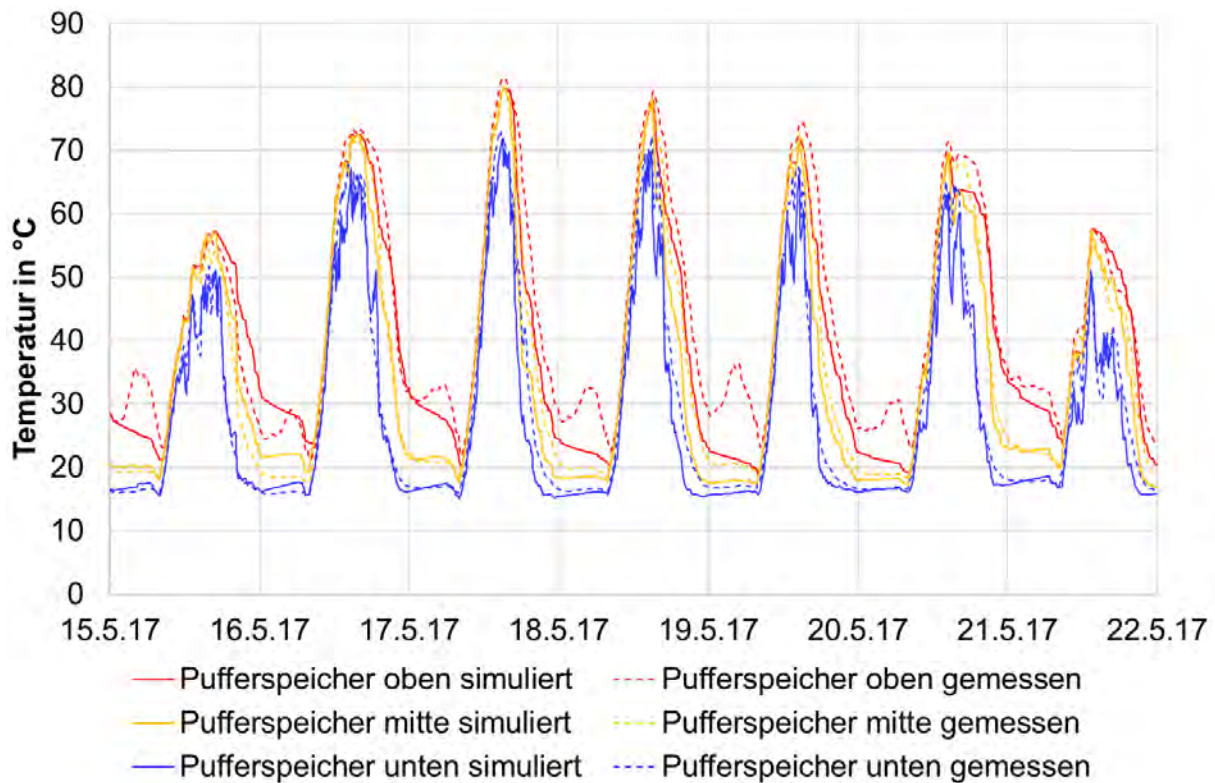


Abbildung 4-13: Simulierte und gemessene Pufferspeichertemperaturen HB57 in KW20

#### 4.2.3 Schubertstraße 21

Die Schubertstraße 21 ist im Vergleich zur Hindenburgstraße 57 nochmals komplexer und mit entsprechend mehr Unsicherheiten und potenziellen Fehlerquellen in der Modellierung verbunden. Wie vorher im Abschnitt zur messtechnischen Untersuchung beschreiben, arbeitete die Anlage aufgrund der Rückschlagklappe an der Einspeisung in der KW16 und KW20 nicht vollkommen stagnationsfrei. Trotzdem werden diese beiden Wochen zur Validierung herangezogen und die fehlende Möglichkeit zur Einspeisung bei Abschaltung der Heizung mitmodelliert. Tabelle 4-4 zeigt hierzu die gemessenen und simulierten Erträge. Auch in dieser Anlage können die Abweichungen als akzeptabel eingestuft werden.

Tabelle 4-4: Werte zur Modellvalidierung Schubertstraße 21

Messgröße	Messung in kWh	Simulation in kWh	Abweichung in %
Solarertrag KW16 (Sekundärkreis)	386	381	-1,3
Solarertrag KW20 (Sekundärkreis)	591	611	3,4



Ein Blick auf die Solarleistung und Erträge in KW16 zeigt, dass an einzelnen Tagen Unterschiede in den Erträgen auftreten, die sich jedoch langfristig wieder kompensieren (Abbildung 4-14).

Bei einem Blick auf die Vorlauftemperaturen wird klar, dass diese meist gut übereinstimmen, jedoch zeitweise etwas voneinander abweichen (Abbildung 4-12). Sieht man diese Beobachtung in Verbindung mit den Pufferspeichertemperaturen aus Abbildung 4-13, wird klar, dass die Ursache für die teilweise abweichenden Erträge und Temperaturen im Sekundärkreis von hier herrühren. Offensichtlich ist die Messgenauigkeit des Kaltwasserzulaufs mit nur einem VFS-Sensor geringer als der gemittelte Wert der 4 parallelen Sensoren, die in der Hindenburgstraße 57 zum Einsatz kamen. Da dieser als Randbedingung auf den Pufferspeicher aufgegeben wird, kann es hier zu Abweichungen kommen. Dies stellt jedoch keine Unzulänglichkeit des Modells dar.

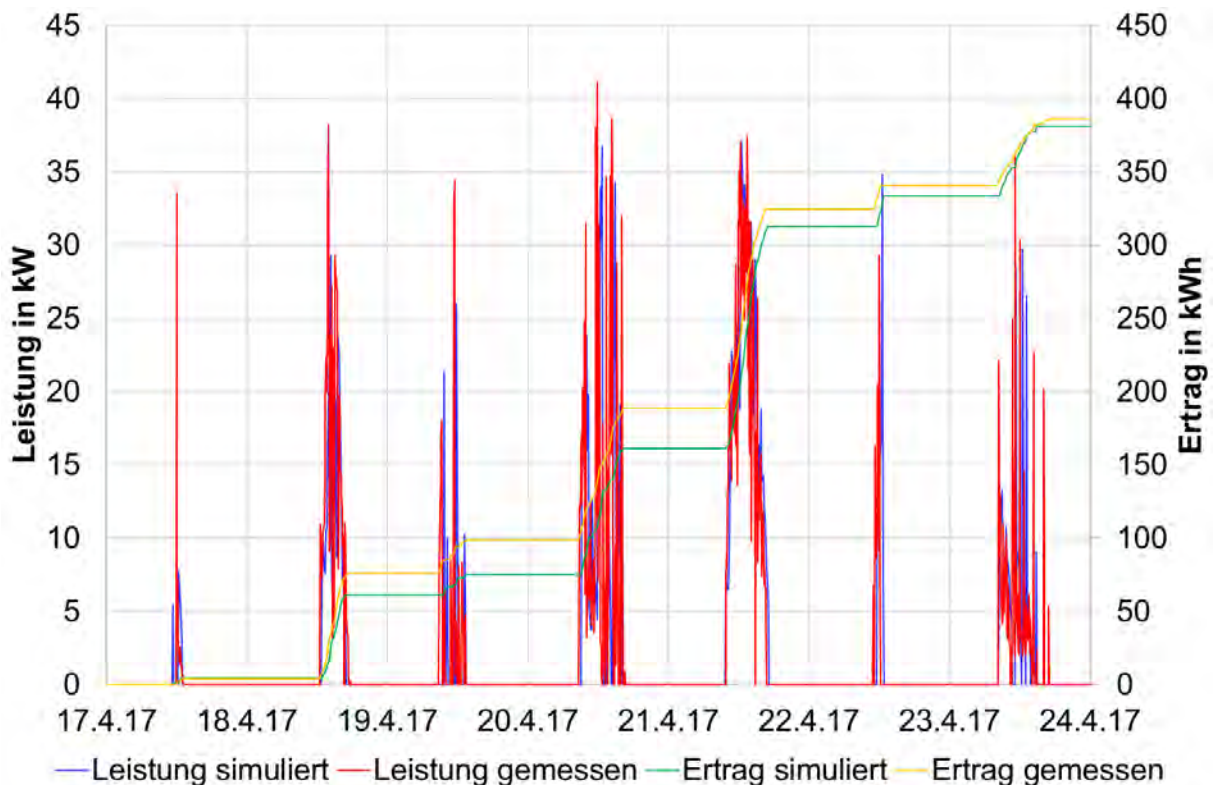


Abbildung 4-14: Simulierte und gemessene Leistungen und Erträge im Sekundärkreis SB21 in KW16

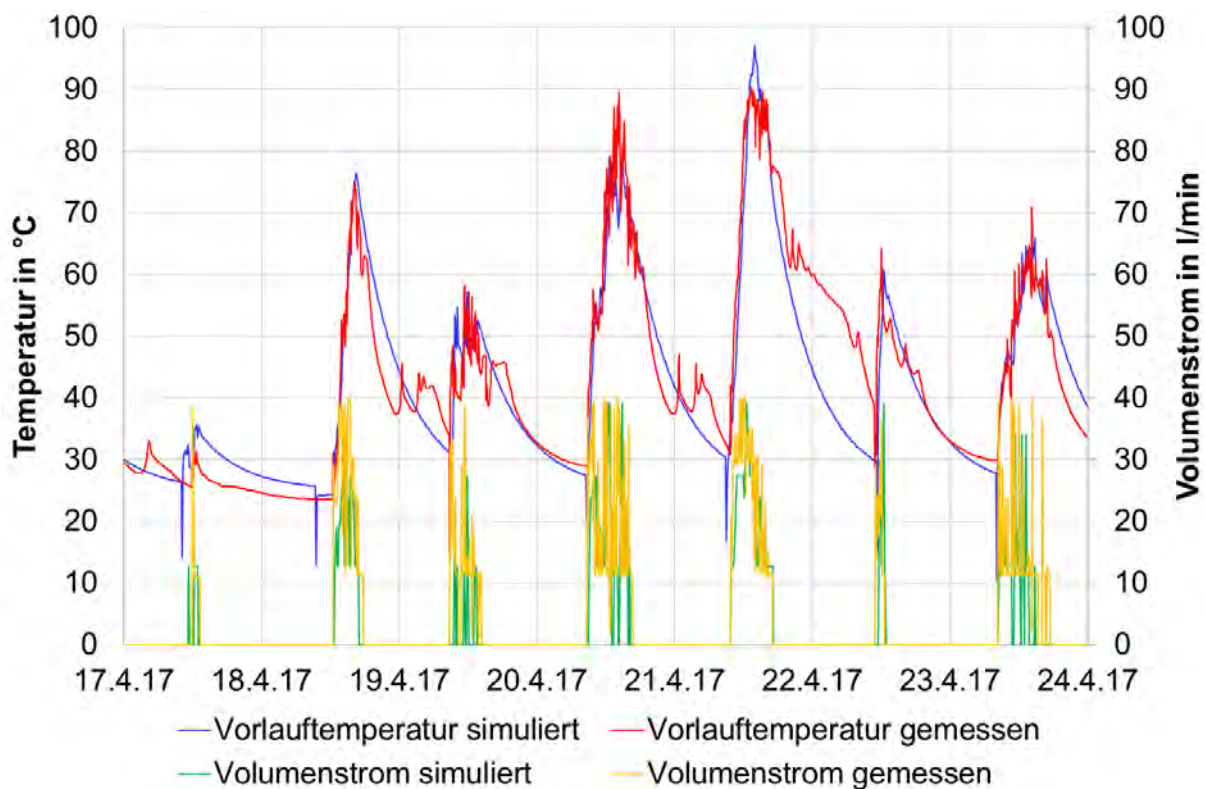


Abbildung 4-15: Simulierte und gemessene Vorlauftemperaturen und Volumenströme im Sekundärkreis SB21 in KW16

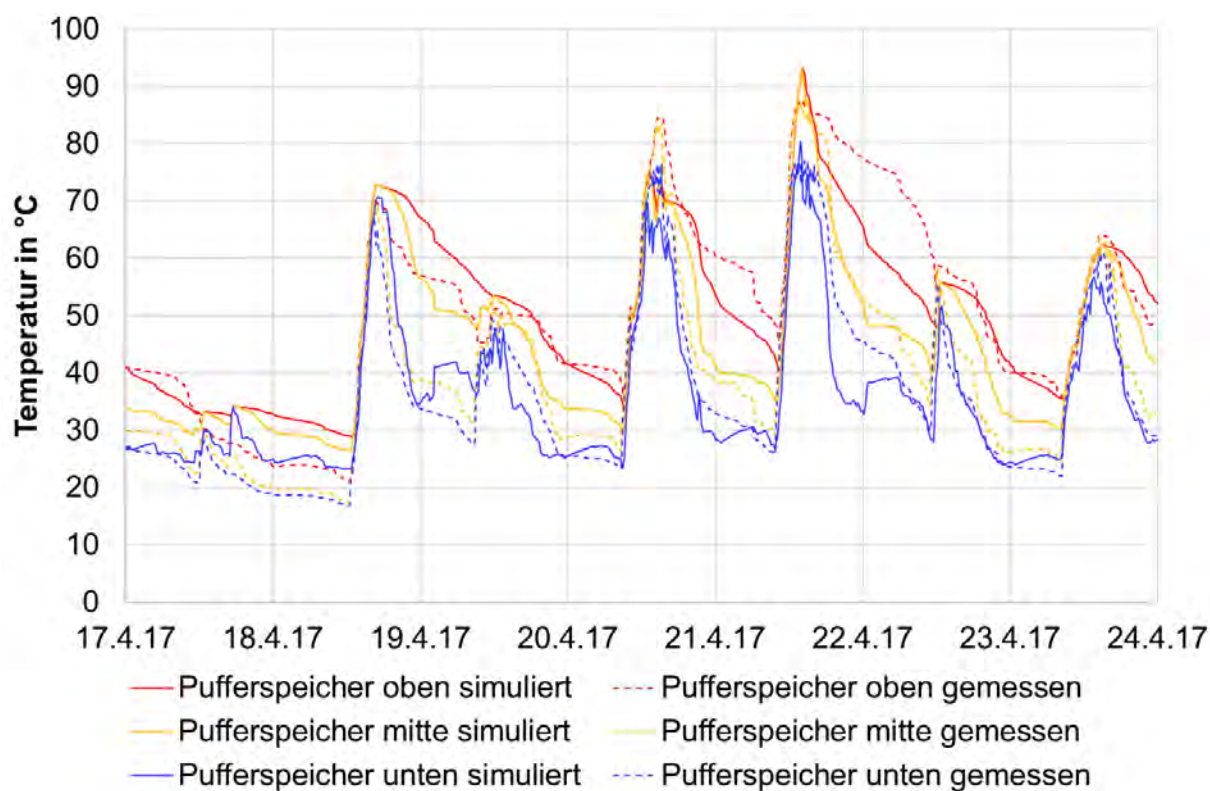


Abbildung 4-16: Simulierte und gemessene Pufferspeichertemperaturen SB21 in KW16

## 5 Ableitung von Optimierungsmaßnahmen

### 5.1 Jahressimulationen der validierten Modelle

Basierend auf den auf Wochenbasis validierten Modellen wurden die sich aus Jahressimulationen ergebenden Erträge ausgewertet, um einen Ausblick auf ein durchschnittliches Betriebsjahr der Realanlage geben zu können. Hierfür wurden analog zur Auslegungssimulation die mittleren Wetterdaten der Auslegung zugrunde gelegt sowie die mittleren Jahreswärmeverbräuche der Objekte. Abbildung 5-1 zeigt exemplarisch das validierte Modell der Schubertstraße 21. Diese Modelle wurden sowohl einzeln als auch im Verbund des Wärmenetzes betrachtet, um gegenseitige Wechselwirkungen erfassen zu können.

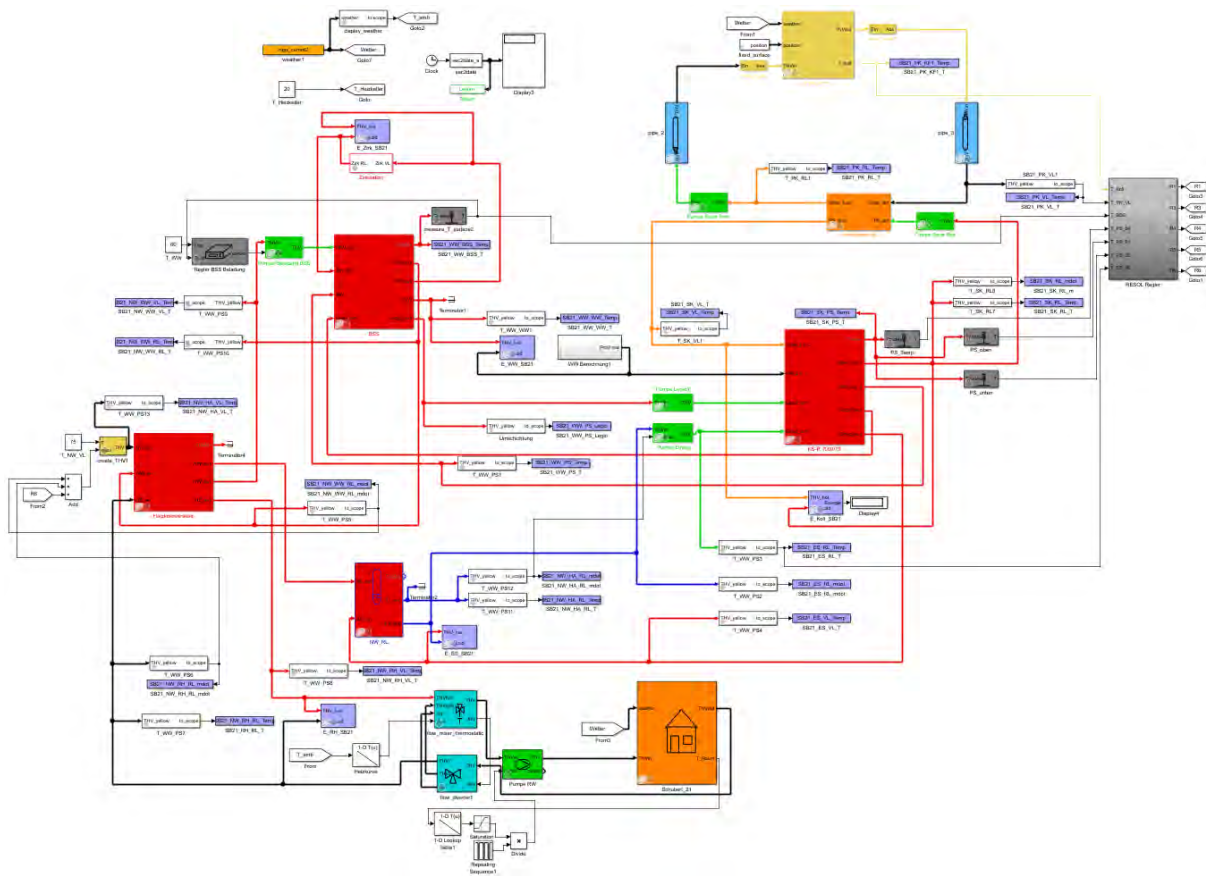


Abbildung 5-1: Validiertes Modell der Schubertstraße 21

Tabelle 5-1 zeigt die gesamten Solarerträge der vier Anlagen in einem Betriebsjahr mit den jeweiligen lokalen Nutzungsanteilen und der Netzeinspeisung. Insgesamt werden 117.500 kWh bzw. 383 kWh/m<sup>2</sup> solare Wärme erzeugt.



Tabelle 5-1: Jährliche Erträge aller Solaranlagen im Wärmenetz

	Lokale Nutzung in kWh/a	Einspeisung in kWh/a
<b>HB36</b>	-	17.000
<b>HB57</b>	42.500	-
<b>SB12</b>	26.000	6.000
<b>SB21</b>	19.200	6.800
<b>Gesamt</b>	<b>87.700</b>	<b>29.800</b>

### 5.1.1 Hindenburgstraße 57

Bei der reinen Vorwärmung in der Hindenburgstraße 57 stellt sich ein prognostizierter Ertrag von 42.500 kWh/a bzw. 595 kWh/m<sup>2</sup>a ein. Dies liegt 10 % unter der ursprünglichen Auslegung von 658 kWh, was vor allem durch die erhöhten Kaltwassertemperaturen im Sommer und zu einem geringeren Teil durch die gegenseitige Verschattung der Kollektorfelder begründet werden kann. Trotzdem ist der Ertrag zufriedenstellend hoch und der Anlagenbetrieb bisher zuverlässig. Abbildung 5-2 zeigt die monatsweise prognostizierten Erträge und die Deckungsanteile am Trinkwarmwasserverbrauch des Objekts inklusive Zirkulationsverluste. Der jährliche Deckungsanteil beträgt dabei 15 %.

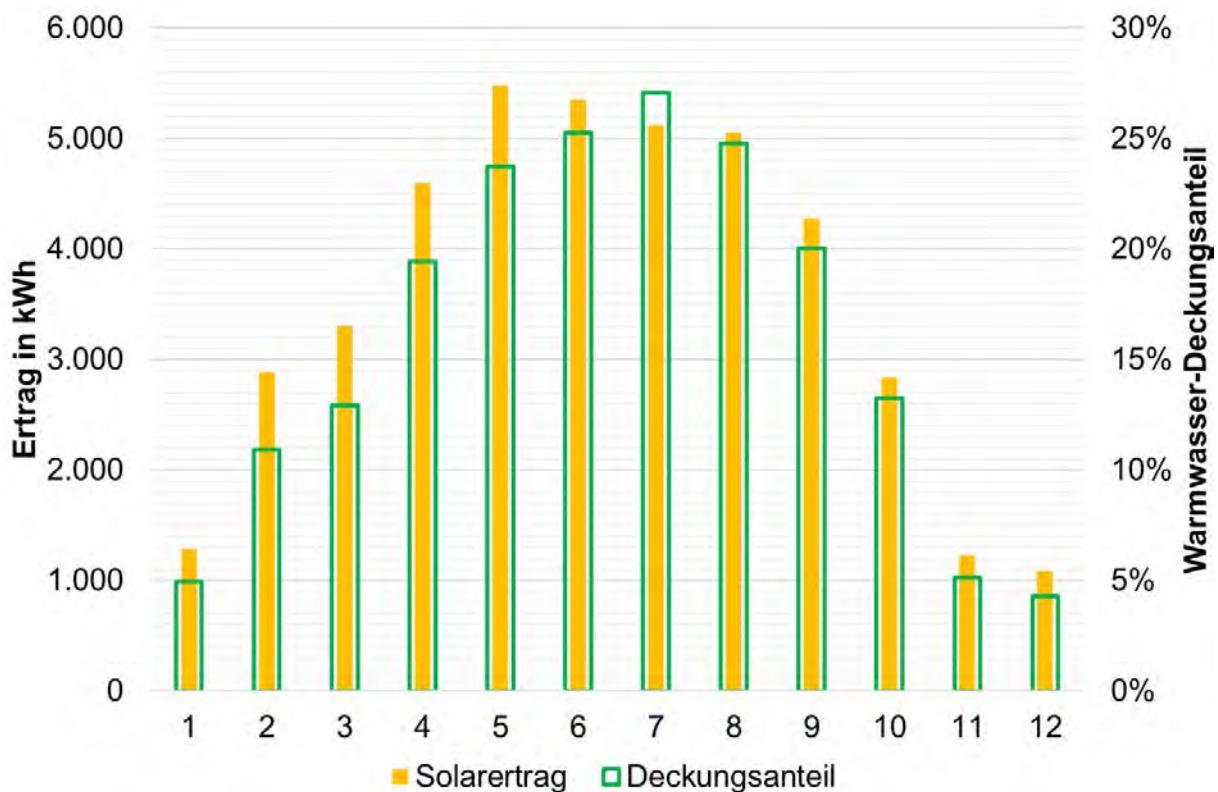


Abbildung 5-2: Jahresprognose des monatlichen Solarertrags und Warmwasser-Deckungsanteils HB57

### 5.1.2 Hindenburgstraße 36

Im bisherigen Messzeitraum sind aufgrund einer nicht optimal eingestellten Regelung des Wärmenetzes Rücklauftemperaturen von im Mittel 73 °C bei Vorlauftemperaturen von 78 °C zu beobachten. Bei der Auslegung wurde aufgrund der damals vorhandenen Daten im Jahresmittel von 70 °C ausgegangen, wobei die Temperaturen im derzeitigen Betrieb außerhalb der Heizperiode niedriger, während der Heizperiode jedoch höher liegen. Auch die Anhebung der Rücklauftemperatur durch eine Einspeisung der Schubertstraße 21 wirkt sich auf den Ertrag im Sommer aus. Abbildung 5-3 zeigt die monatsweise aufgetragenen prognostizierten Erträge der Anlage. Der Deckungsanteil am Gesamtbedarf des Quartiers liegt dabei in den einzelnen Monaten zwischen nahe null und beinahe 3 %. Über ein durchschnittliches Betriebsjahr ist von Erträgen von 17.000 kWh gegenüber den geplanten 19.800 kWh auszugehen. Dies entspricht einem spezifischen Ertrag von 238 gegenüber 276 kWh/m<sup>2</sup>a und einem Jahresdeckungsanteil von 0,4 %.

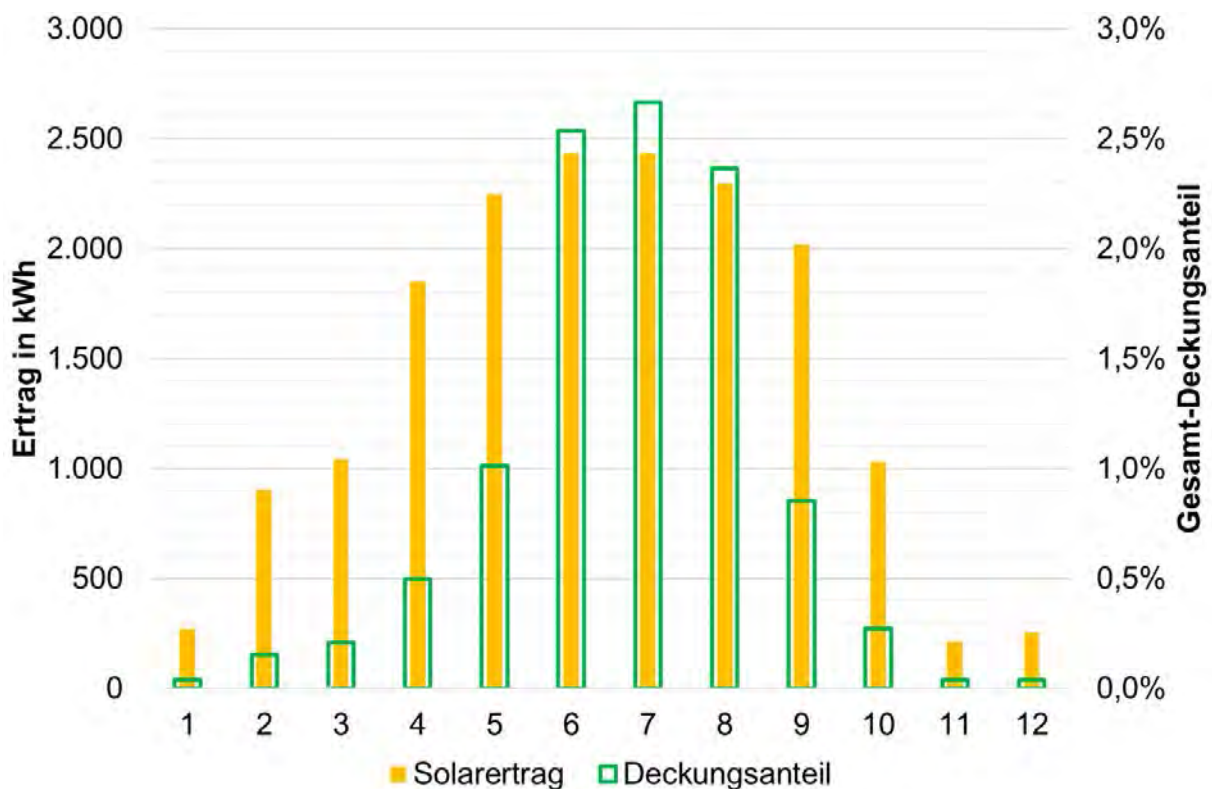


Abbildung 5-3: Monatliche Solarerträge Hindenburgstraße 36



### 5.1.3 Schubertstraße 12

Bei der Schubertstraße 12 ist die Aufteilung der Nutzung der Solarerträge auf Einspeisung und lokalen Verbrauch interessant. Abbildung 5-4 zeigt die Solarerträge sowie den lokalen Trinkwarmwasser-Deckungsanteil und die in das Wärmenetz eingespeiste Energie im Jahresverlauf. In Summe erzeugen die Flachkollektoren und die bereits vorhandenen Vakuumröhrenkollektoren 32.000 kWh bzw. 346 kWh/m<sup>2</sup>a. 6.000 kWh werden in das Wärmenetz abgegeben. Hierfür wurde eine optimierte Variante der Einspeiseregulierung angewandt, welche bereits bei Pufferspeichertemperaturen ab 75 °C arbeitet, was Nahe an den Auslegungswerten liegt. Die ersten Betriebswochen und die Modellvalidierungen erfolgten noch bei Temperaturen von 90 °C. Der Deckungsanteil in den Sommermonaten beträgt bis über 110 % des Trinkwarmwasserverbrauchs inklusive Zirkulation. Der gesamte Deckungsanteil liegt bei 49 %. Gegenüber den Auslegungswerten von 34.200 kWh reduziert sich der Ertrag um 6 %.

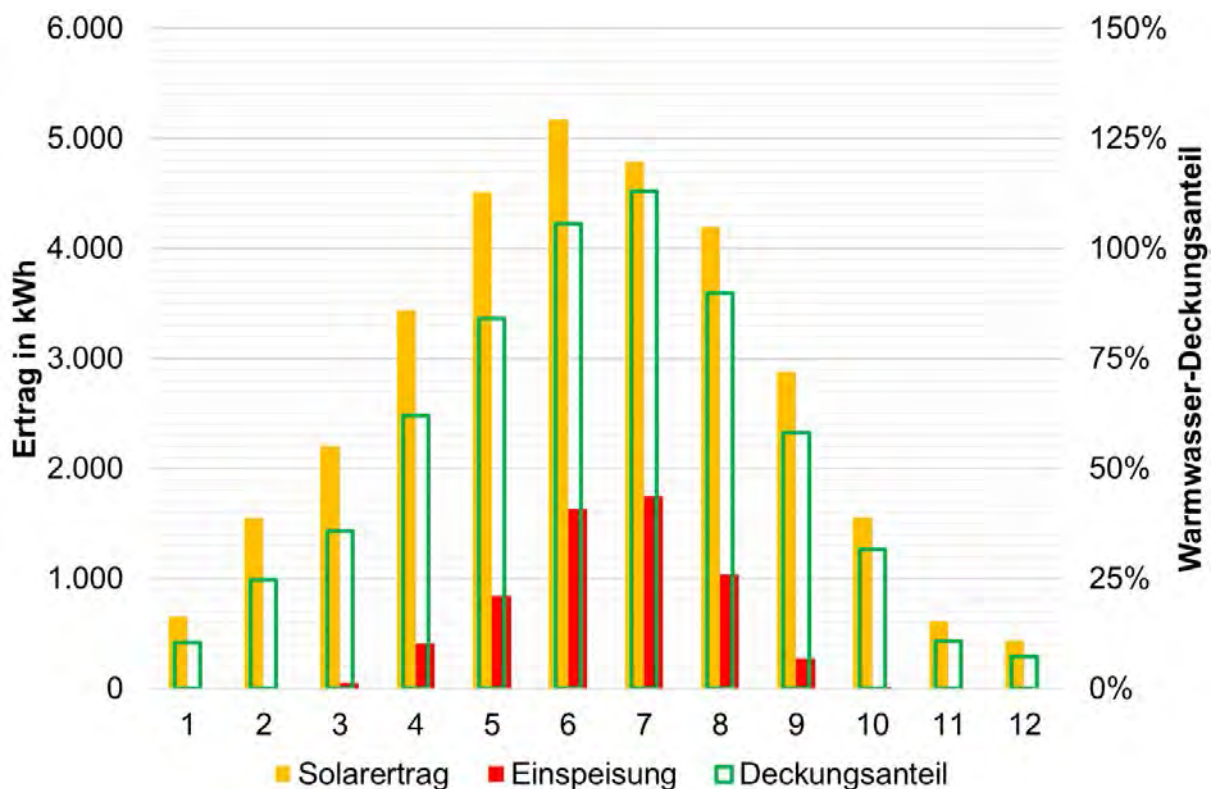


Abbildung 5-4: Jahresprognose des monatlichen Solarertrags, der Einspeisung in das Wärmenetz und des lokalen Warmwasser-Deckungsanteils SB12

### 5.1.4 Schubertstraße 21

Abbildung 5-5 zeigt die Solarerträge sowie den lokalen Trinkwarmwasser-Deckungsanteil und die in das Wärmenetz eingespeiste Energie im Jahresverlauf. Dabei werden von den 26.000 kWh bzw. 364 kWh/m<sup>2</sup>a, welche die Solarthermieanlage erzeugt, 6.800 kWh in das Wärmenetz abgegeben. Der Deckungsanteil in den Sommermonaten bewegt sich teilweise im Bereich bis über 140 % des Trinkwarmwasserverbrauchs inklusive Zirkulation, der jährliche Deckungsanteil beträgt 73 %. Im Vergleich zur Auslegung mit 29.400 kWh reduziert sich der Ertrag um 12 %. Auch hier ist die erhöhte Kaltwassertemperatur hauptverantwortlich für den Minderertrag gegenüber der Auslegung.

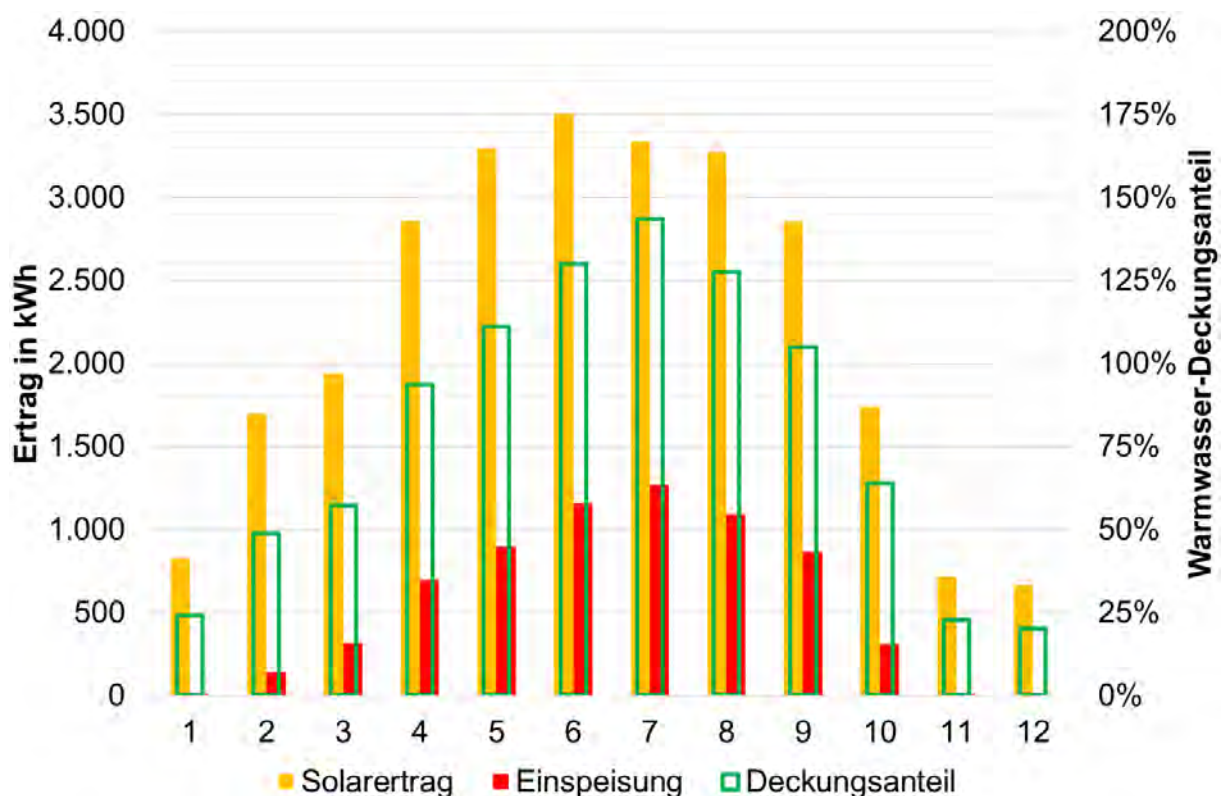


Abbildung 5-5: Jahresprognose des monatlichen Solarertrags, der Einspeisung in das Wärmenetz und des lokalen Warmwasser-Deckungsanteils SB21

## 5.2 Optimierung des Betriebs

Um die Erträge der umgesetzten Anlagen weiter zu erhöhen, können Anpassungen an der Betriebsweise des Wärmenetzes bzw. an der Regelung der Solarthermieanlagen vorgenommen werden. Wie bereits angemerkt, resultiert ein Teil der Mindererträge gegenüber der Auslegungssimulation aus der Tatsache, dass die Rücklauftemperaturen im Wärmenetz höher als erwartet sind. Dies kann zwei Gründe haben:

1. Die Vorlauftemperatur ist zu hoch gewählt oder
2. Die Massenströme im Wärmenetz sind zu hoch.

Der Vorlauf ist das gesamte Jahr über auf eine Solltemperatur von 80 °C geregelt. Dies ist ein typischer Wert für eine solche Anlagen, kann aber gegebenenfalls weiter reduziert werden. Aktuelle Messwerte zeigen eine mittlere Vorlauftemperatur von 78 °C. Die Rücklauftemperatur schwankt dabei zwischen 72 und 75 °C innerhalb und außerhalb der Heizperiode. Der Volumenstrom liegt typischerweise bei 60 bis 50 m<sup>3</sup>/h innerhalb und außerhalb der Heizperiode. Auf Basis des Wärmenetzmodells wurde untersucht, wie sich eine reduzierte Vorlauftemperatur auf die Solarerträge auswirkt.

Ein noch entscheidenderer Ansatz zur Temperatursenkung im Rücklauf ist die Erhöhung der Spreizung in den Unterstationen durch einen angepassten Volumenstrom der zentralen Netzpumpe sowie einer besseren Regelung der Unterstationen selbst. Daher wurde eine optimierte Regelung im Modell getestet, die die Rücklauftemperaturen durch Anpassung des Volumenstroms durch die Unterstation auf einen Mittelwert von 60 °C reduziert. Tabelle 5-2 zeigt hierzu die Änderungen der Erträge für die einzelnen Varianten.

*Tabelle 5-2: Ertragsteigerung HB36, SB12 und SB21 durch angepasste Betriebsweise des Wärmenetzes*

	<b>Ertragssteigerung bei aktueller Volumenstromregelung in kWh/a</b>	<b>Ertragssteigerung bei optimierter Volumenstromregelung in kWh/a</b>
<b>HB36 Vorlauf 80 °C</b>	-	+4.800
<b>SB12 Vorlauf 80 °C</b>	-	-200
<b>SB21 Vorlauf 80 °C</b>	-	0
<b>HB36 Vorlauf 75 °C</b>	+1.500	+6.200
<b>SB12 Vorlauf 75 °C</b>	+800	+500
<b>SB21 Vorlauf 75 °C</b>	+700	+600

Bei der Hindenburgstraße 36 zeigen Simulationen eine mögliche Ertragssteigerung der Einspeisung von derzeit prognostizierten 238 kWh/m<sup>2</sup>a im aktuellen Betriebszustand auf 305 kWh/m<sup>2</sup>a bei besser eingestellten Rücklauftemperaturen. Der Einfluss der Vorlauftemperatur hat bei einer Anpassung auf 75 °C im Sommerbetrieb mit 259 kWh/m<sup>2</sup>a weniger Einfluss.

Da die Anlage der Hindenburgstraße 57 nicht in das Wärmenetz einspeist, erübrigt sich eine genauere Betrachtung für dieses Objekt. Die Erträge liegen unabhängig von den Netztemperaturen und -volumenströmen auf demselben Niveau.

Die Anlagen Schubertstraße 12 und Schubertstraße 21 zur kaskadierten Nutzung zeigen, wie erwartet, weniger Änderung in Abhängigkeit des Netzbetriebs. Dabei wirkt sich eine Änderung des Netzvolumenstroms kaum auf den Ertrag aus. Die beste Variante für eine weitere Optimierung ist hier die Vorlauftemperaturabsenkung. Dies kann durch folgende Punkte erklärt werden:

- Die Anlagen speisen nur einen Teil der erzeugten Solarwärme in das Wärmenetz ein. Die lokale Nutzung ist wie bei der HB57 unabhängig vom Netzbetrieb.
- Die Einspeisung der Anlagen ist vor allem in der Übergangszeit von der Rücklauftemperatur des Gebäudes selbst abhängig und nicht von der gesamten Netztemperatur.
- Wenn eine Einspeisung stattfindet, für die der Rücklaufvolumenstrom des Gebäudes nicht ausreicht, findet eine Beimischung aus dem Netzvorlauf statt. Dieser hat also den bedeutendsten Einfluss auf das Betriebsverhalten.

### **5.3 Parameterstudie der Solarthermieanlagen**

Nachdem das bestehende System bzgl. einer Optimierung der Betriebsweise betrachtet wurde, gilt es zu klären, wie sich eine Erweiterung der umgesetzten Anlagen auswirken würde. Die zur Verfügung stehenden Dachflächen wurden bisher nicht voll ausgenutzt, um vorhandene Standardkomponenten verwenden, sowie eine bessere Vergleichbarkeit der Anlagen durch gleiche Dimensionierung sicherstellen zu können. Deshalb wurde eine weitere Simulationsstudie zur Dimensionierung der Anlagen durchgeführt. Hierzu wurden die maximalen Dachflächen der Gebäude belegt und schließlich die Auswirkung auf den Ertrag und den Netzbetrieb unter diesen geänderten Bedingungen untersucht. Ein wichtiger Punkt dieser Betrachtung liegt in der Ermittlung von Wechselwirkungen zwischen den Anlagen. Dies ist vor allem in den Sommermonaten von Bedeutung, wenn die Solarleistung tagsüber in der

Größenordnung der Wärmeabnahme des Quartiers liegt, was bei den bisher umgesetzten Anlagen noch nicht der Fall ist.

Folgende Konfigurationen wurden untersucht:

- HB57 mit 3 mal 71,4 m<sup>2</sup> Kollektorfläche und Nutzung der Überschusseinspeisung in das Wärmenetz
- SB12 mit 3 mal 71,4 m<sup>2</sup> auf dem Westdach (Demontage Vakuumröhren)
- SB21 mit 3 mal 71,4 m<sup>2</sup>

Die Speichergrößen blieben bei der Betrachtung unverändert, da hier im Gegensatz zu den Dachflächen kein relevantes Potenzial für eine Vergrößerung vorhanden ist. Tabelle 5-3 zeigt die jährlichen Erträge dieser Studie aufgeteilt in lokale Nutzung und Netzeinspeisung.

*Tabelle 5-3: Jährliche Erträge der vergrößerten Solaranlagen*

	<b>Lokale Nutzung in kWh/a</b>	<b>Einspeisung in kWh/a</b>
<b>HB36</b>	-	20.000
<b>HB57</b>	83.900	4.800
<b>SB12</b>	35.600	17.500
<b>SB21</b>	25.900	37.300
<b>Gesamt</b>	145.400	79.600

Der Anteil der Einspeisung steigt für die größer dimensionierten Anlagen deutlich an. Im Falle der Schubertstraße 12 steigt dabei der Deckungsanteil in den Sommermonaten auf bis zu 205 %, bei der Schubertstraße 21 auf 365 %. Selbst in den Wintermonaten findet nun eine geringfügige Netzeinspeisung statt. Während bei der real umgesetzten Anlage in der Hindenburgstraße 57 noch keine Überschüsse eingespeist werden müssen, steigt der Deckungsanteil nun auf 55 % im Sommer und der Anteil der Einspeisung am Gesamtertrag der Anlage liegt bei 5 %. Bei Verwendung größerer Speicher oder Duldung gelegentlicher Stagnation könnte hier bei gleicher Kollektorfläche ohne Einspeisung gearbeitet werden. Im Sommer stellen sich im Wärmenetz Betriebszustände ein, in denen die Leistung der Solarthermieanlagen die Abnahmeleistung der Verbraucher im Wärmenetz übersteigt. In diesen Fällen findet ein bilanzieller Wärmetransport in die Heizzentrale statt. Dieser erreicht kurzzeitige Spitzenwerte von 60 kW.



## 6 Ökonomische und Ökologische Bewertung

### 6.1 Ökonomische Bewertung

Eines der Hauptziele des Projekts war es, die Wärmegestehungskosten dezentral integrierter Solarthermieranlagen im urbanen Gebäudebestand auf ein Niveau von 8 bis 12 Ct/kWh zu reduzieren. Anhand der Investitions- und Betriebskosten der umgesetzten Anlagen und der Hochrechnung der durchschnittlichen Jahreserträge wurde eine Wirtschaftlichkeitsbewertung nach der in der VDI 2067 erarbeiteten Annuitätenmethode durchgeführt [31].

Den Berechnungen wurden folgende Annahmen zu Grunde gelegt:

- Kalkulatorische Zinsen 1,5 %
- Preissteigerungsrate Komponenten 2 %
- Preissteigerungsrate Gas und Elektrizität 3 %
- Preissteigerungsrate Personalkosten 2 %

Dabei stellt eine Preissteigerung von 2 % typische langfristige Inflationswerte dar. Für die Steigerung der Energiepreise wurde ein Aufschlag um 1 % eingerechnet, da diese mit größeren Volatilitäten und einem langfristig sinkenden Angebot fossiler Energieträger verbunden sind. Dies entspricht darüber hinaus dem mittleren Anstieg der Gaspreise in den letzten 15 Jahren. Dabei ist zu beachten, dass für die reine Berechnung der solaren Wärmegestehungskosten der Gaspreis nicht eingerechnet wird. Als kalkulatorische Zinsen wurden 1,5 % angesetzt. Dies entspricht dem aktuellen Zinssatz des KfW Programms 271. Für solarthermische Kollektoren wird in der VDI 2067 eine Lebensdauer von 20 Jahren angenommen. Dies wurde in den Berechnungen beibehalten, obwohl Erfahrungen zeigen, dass die tatsächliche Lebensdauer solarthermischer Anlagen länger ist. Darüber hinaus werden die Berechnungen mit und ohne Förderung betrachtet. Für die Variante mit Förderung wurde das Programm „Erneuerbare Energien Premium“ (271) in der aktuellen Version (08/2016) angesetzt. Dabei ist ein Tilgungszuschuss von 30 % für Großanlagen möglich, bzw. 40 %, wenn diese einen überwiegenden Teil der Wärme in ein Wärmenetz einspeisen.

Bei den bedarfsgebundenen Kosten fällt bei Solarthermieranlagen lediglich der Stromverbrauch der Pumpen und Regler an. Im Projekt wurden die installierten Stromzähler eingesetzt, um diesen Stromverbrauch zu ermitteln. Dabei ergeben sich im bisherigen Betrieb im Winter und Frühjahr für die einzelnen Anlagen Arbeitszahlen im Bereich von 45 bis 103. Hier ist zu beachten, dass für die wissenschaftliche

Messtechnik ein geringfügig höherer Stromverbrauch gegeben ist, als für die reinen Solarthermieanlagen nötig wäre. Außerdem fällt die Anlaufphase mit den damals noch geringeren Erträgen in den Betrachtungszeitraum. Vereinfacht wurde daher für alle Anlagen ein langfristiger Strombedarf von 1 % des Solarertrags angenommen. Die aktuellen Stromkosten wurden für die Wirtschaftlichkeitsbewertung mit 28 Ct/kWh angenommen.

In die Betrachtung fließen neben den aktuellen Erträgen der Anlagen ein Ausblick auf die in Kapitel 5.2 untersuchten Optimierungen des Betriebs mit ein. In Tabelle 6-1 sind hierzu die Investitionskosten, der Solarertrag und die daraus berechneten solaren Wärmegegestehungskosten der umgesetzten, sowie der auf Simulationsbasis optimierten Anlagen angegeben. Hier wurde die Maximallösung mit angepasster Vorlauftemperatur und angepasstem Netzvolumenstrom betrachtet.

*Tabelle 6-1: Wirtschaftlichkeit der umgesetzten und optimierten Solarthermieanlagen mit und ohne Einrechnung der Förderung*

	Investitionskosten in €	Solarertrag in kWh	Wärmegegestehungskosten in Ct/kWh	
			ohne Förderung	mit Förderung
<b>HB36</b>	52.755	17.000	18,9	11,9
<b>HB36 opt.</b>		23.200	13,8	8,7
<b>HB57</b>	82.727	42.500	11,8	8,5
<b>HB57 opt.</b>		42.500		
<b>SB12</b>	59.443	32.000	11,7	8,4
<b>SB12 opt.</b>		32.500	11,5	8,3
<b>SB21</b>	62.527	26.000	14,8	10,7
<b>SB21 opt.</b>		26.600	14,4	10,4

Eine Betrachtung der Kostenstruktur der Anlagen gibt Aufschluss über die relevanten Ansatzpunkte zur weiteren Kostenreduzierung. Dazu sind in Abbildung 6-1 für alle vier Anlagen die prozentualen Investitionen für die einzelnen Komponenten sowie die Arbeitskosten aufgeschlüsselt. Hier wird deutlich, dass weniger in den Materialkosten für die Kollektoren an sich, sondern vielmehr im Verrohrungsaufwand Einsparungen zu erzielen sind. Einfachere Montagethoden oder ein höherer Vorfertigungsgrad könnten hier zielführend sein, da ein beträchtlicher Teil der Kosten in der Position „Hydraulik“ auf Personal entfällt. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurden Investitionen, die nicht unmittelbar mit den Solarthermieanlagen verbunden sind, aber im Zuge des Aufbaus durchgeführt wurden, vernachlässigt. Dazu zählen z.B. die Erneuerung des Daches auf der Hindenburgstraße 57 oder die Verlegung des Hausstromanschlusses vom Dach in den Keller der Hindenburgstraße 36. Darüber

hinaus ist zu beachten, dass der zusätzlich entstandene Arbeitsaufwand durch die Integration der wissenschaftlichen Messtechnik in bestehende und neu verlegte Rohrleitungen in den Kosten der Hydraulik enthalten ist. Auch die Planungskosten seitens der GWG fallen stark ins Gewicht. Hier sind jedoch einige Maßnahmen enthalten, die ebenfalls nicht den Solarthermieanlagen, sondern der Gebäudesanierung zuzurechnen sind, die jedoch nicht genauer aufgeschlüsselt werden konnten, enthalten. Beim Aufbau weiterer Anlagen im Zuge sowieso anstehender Sanierungen würden hier voraussichtlich geringere Kosten anfallen. In der Hindenburgstraße 57 ist die installierte Netzeinspeisung enthalten, die für die aktuelle Dimensionierung der Anlage eigentlich nicht notwendig wäre.

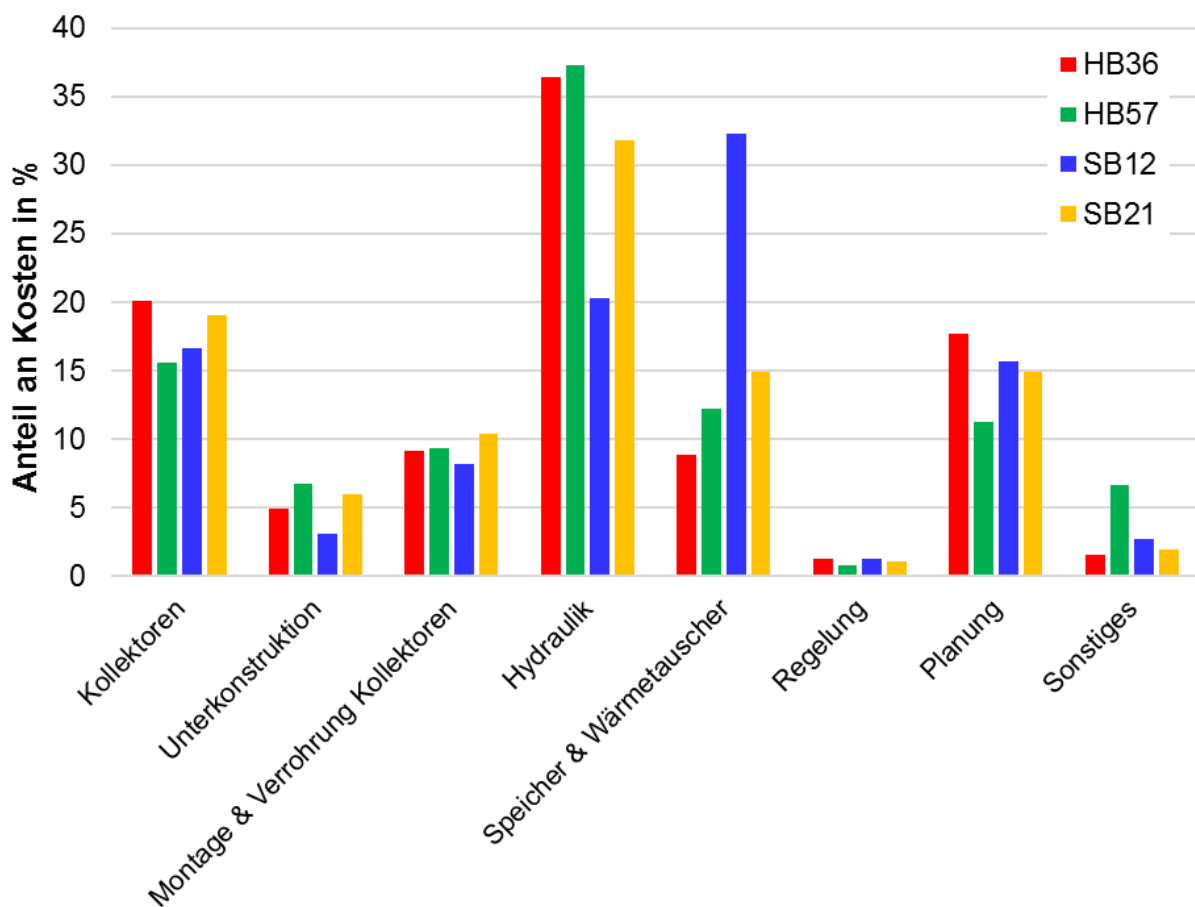


Abbildung 6-1: Prozentualer Anteil an den Gesamtkosten einzelner Komponenten für alle Anlagen

## 6.2 Ökologische Bewertung

Insgesamt werden durch die Anlagen im momentanen Betriebszustand 117.500 kWh Wärme im Jahr erzeugt, welche nicht mehr über Erdgas zur Verfügung gestellt werden müssen. Dadurch werden 23,5 t CO<sub>2</sub> jährlich eingespart. Durch die vorgestellten Betriebsoptimierungen könnte dieser Wert auf 124.800 kWh bzw. 25 t CO<sub>2</sub> steigen.

## 7 Fazit und Ausblick

Aus den bisherigen Erfahrungen kann festgehalten werden, dass die dezentrale Integration von Solarthermieanlagen in ein Bestandsnetz auf technischer Seite weitestgehend reibungslos durchgeführt werden konnte. Herausforderungen lagen eher im Bereich der Organisation des Vorhabens und wurden stark von anderen Rahmenbedingungen beeinflusst. Die Montage solarthermischer Anlagen im urbanen Gebäudebestand sollte demnach idealerweise in Kombination mit weiteren Sanierungsmaßnahmen durchgeführt werden. So können Arbeitskräfte und Material leichter organisiert und Kosten reduziert werden. Außerdem ist eine exakte Dokumentation der baulichen Gegebenheiten von Vorteil, um spätere Unsicherheiten, zum Beispiel über die Tragfähigkeit der Dachkonstruktion, auszuschließen.

Der Vergleich der unterschiedlichen Konzepte zeigt, wie erwartet, Vorteile für eine reine Netzeinspeisung bezüglich der geringen Komplexität und des ebenso geringen Raumbedarfs. Eine Installationswand im Keller ist ausreichend, um alle Hydraulik- und Regelungskomponenten unterzubringen. Die Erträge sind jedoch stark von der Netzurücklaufemperatur abhängig und eine zukünftige Optimierung des Netzbetriebs im Untersuchungsobjekt, auch zur Reduzierung der Verteilverluste im Netz, dringend zu empfehlen. Dazu zählen vor allem die Optimierung der Netzpumpenregelung sowie die Erhöhung der Temperaturspreizung in den Unterstationen sowie eine geringfügige Absenkung der Vorlaufemperatur im Sommer.

Eine reine Trinkwasservorwärmung ist bei entsprechender Auslegung die effizienteste Integrationsvariante, erlaubt in diesem Fall jedoch nur einen begrenzten Beitrag zur Wärmeversorgung des Gesamtobjekts. Die simulationsbasierte Untersuchung eines größer dimensionierten Kollektorfeldes mit Nutzung der Rücklaufeinspeisung in der Heizzentrale zeigte hier mit 55 % gegenüber 15 % deutlich höhere Deckungsanteile, könnte jedoch bei gelegentlich auftretender Stagnation auch ohne Einspeisung betrieben werden.

Die dezentralen Einspeiser mit zusätzlicher Nutzung der Solarerträge vor Ort stellen die komplexeste Konfiguration in der Untersuchung dar. Für eine finale Bewertung werden vor allem die Messdaten im Sommerbetrieb interessant sein, da während dieser Zeit mit einer vermehrten Nutzung der Überschusseinspeisung in den Rücklauf zu rechnen ist. Ein wichtiger Ansatzpunkt zur weiteren regelungsseitigen Verbesserungen sind hier die Temperaturschwellen und Volumenströme der Überschusseinspeisung.

Die Kosten, welche bisher mit den Anlagen erreicht wurden, bewegen sich zwischen 11,7 Ct/kWh und 18,9 Ct/kWh. Damit wurde das ursprünglich gesteckten Ziel von 8 bis 12 Ct/kWh leicht überschritten. Unter Berücksichtigung der Förderung und realistischer Betriebsoptimierungen des Wärmenetzes, lassen sich die Kosten jedoch auf 8,3 bis 10,4 Ct/kWh reduzieren. Für eine darüberhinausgehende Verbesserung ist in erster Linie der Personalaufwand für den Aufbau der Anlagen effizienter zu gestalten.



## 8 Veröffentlichungen

Im Rahmen dieses Projekts sind folgende Veröffentlichungen entstanden:

### 2017

Beckenbauer, Daniel; Klärner, Michael; Zörner, Wilfried (2017): *Nachrüstung dezentraler Solarthermieanlagen in ein Wärmenetz – Erfahrungen aus dem Projekt smartSOLgrid*. In: 27. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 10.-12.5.2017. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Inst. e.V. (OTTI).

### 2016

Beckenbauer, Daniel; Klärner, Michael; Zörner, Wilfried (2016): *Konzeptvorstellung der Nachrüstung dezentraler Solarthermieanlagen in ein Wärmenetz*. In: 26. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 20.-22.04.2016. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI).

Beckenbauer, Daniel; Klärner, Michael; Zörner, Wilfried (2016): *Konzeptvorstellung der Nachrüstung dezentraler Solarthermieanlagen in ein Wärmenetz*. In: Gleisdorf Solar 2016. 12. Internationale Konferenz für Solares Heizen und Kühlen. Gleisdorf (A), 08.-10.06.2016. AEE INTEC.

Beckenbauer, Daniel; Klärner, Michael; Zörner, Wilfried; Cheng, Vicky (2016): *Decentralised Integration of Solar Thermal Plants into an Existing District Heating System*. In: 4th Solar District Heating Conference, Billund, Denmark, 21.09.2016-22.09.2016.

### 2015

Beckenbauer, Daniel; Becker, Michael; Zörner, Wilfried (2015): *Solare Nachrüstung im Geschosswohnungsbau - Auswirkung des Kollektortyps auf den Ertrag*. In: 25. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 06.-08.05.2015. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI).

Beckenbauer, Daniel; Klärner, Michael; Zörner, Wilfried; Cheng, Vicky (2015): *Solar Retrofitting in Urban District Heating Networks - Influence of the Collector Type on the Solar Yield*. In: 3rd Solar District Heating Conference, Toulouse, France, 17.-18.06.2015.

## 2014

Beckenbauer, Daniel; Brandmayr, Sebastian; Zörner, Wilfried (2014): *Einfluss des Kollektortyps auf den Jahresertrag großer Solaranlagen im Wohnbereich*. In: Solarkollektor-Forum Ingolstadt, Ingolstadt, 23.10.2014.

Beckenbauer, Daniel; Brandmayr, Sebastian; Zörner, Wilfried (2014): *Erfassung und Vergleich von Kennzahlen großer europäischer Solaranlagen für Wohngebäude - Geschosswohnungsbau*. In: Gleisdorf Solar 2014. 11. Internationale Konferenz für Solares Heizen und Kühlen. Gleisdorf (A), 25.-27.06.2014. AEE INTEC.

Beckenbauer, Daniel; Brandmayr, Sebastian; Zörner, Wilfried (2014): *Erfassung und Vergleich von Kennzahlen grosser europäischer Solaranlagen im Wohnbereich*. In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI) (Hg.): 24. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 07.-09.05.2014. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI).

Beckenbauer, Daniel; Zörner, Wilfried; Brandmayr, Sebastian (2014): *Simulation Study for the Solar Retrofitting of a District Heating System*. In: Proceedings of the EuroSun 2014. Aix-les-Bains (F), 16.-19.09.2014.

## 9 Fortschreibung des Verwertungsplans

*Erfindungen/Schutzrechtsanmeldungen und erteilte Schutzrechte, die vom Zuwendungsempfänger oder von am Vorhaben Beteiligten gemacht oder in Anspruch genommen wurden, sowie deren standortbezogene Verwertung (Lizenzen u.a.) und erkennbare weitere Verwertungsmöglichkeiten.*

Keine Anmeldungen

*Wirtschaftliche Erfolgsaussichten nach Projektende (mit Zeithorizont) – z.B. auch funktionale/wirtschaftliche Vorteile gegenüber Konkurrenzlösungen, Nutzen für verschiedene Anwendergruppen/-industrien am Standort Deutschland, Umsetzungs- und Transferstrategien (Angaben, soweit die Art des Vorhabens dies zulässt):*

Die im Projekt erarbeiteten Lösungen zur Integration von Solarthermieanlagen in bestehende Geschosswohnungsbauten sowie die Anbindung an Wärmenetze bieten eine Möglichkeit, zu akzeptablen Wärmegestehungskosten erneuerbare Energieerzeugung in dicht bebauten Gebieten zu integrieren. Die aktuell erreichten Kosten bewegen sich dabei im Bereich von 8,4 Ct/kWh bis 11,9 Ct/kWh. Weitere Kostenreduzierungen sind durch Betriebsoptimierungen des Wärmenetzes umsetzbar. Da andere alternative Wärmeerzeuger, wie Biomasse oder Wärmepumpen, aufgrund von nötigen Lagerflächen, logistischem Aufwand oder Schallschutzrichtlinien im urbanen Umfeld noch größeren Herausforderungen gegenüberstehen, stellt die Solarthermie eine aussichtsreiche Option zur Erschließung solcher Strukturen durch die Wohnungswirtschaft dar. Der Deckungsanteil an der Energieversorgung wird jedoch stark von der energetischen Qualität der versorgten Gebäude und dem Betrieb der Anlagen, insbesondere der Wärmenetze bestimmt. Die Versorgung eines Quartiers in den Sommermonaten mit wenigen größer dimensionierten Solarthermieanlagen ist mit dem gewählten Ansatz jedoch möglich.

Mit heute üblichen Montagesystemen eine Nachrüstung von Solarthermieanlagen oft nur in Zusammenhang mit weiteren Renovierungs- oder Modernisierungsarbeiten sinnvoll. So können Kosten beispielsweise für Dachaufbauten, Gerüste und Handwerkerstunden eingespart werden. Die momentan stattfindenden umfassenden Bauaktivitäten in vielen Städten, schränken einerseits das Potenzial für Nachrüstungen von Solarthermieanlagen in den nächsten Jahren ein, da Investitionen eher für die Schaffung von neuem Wohnraum getätigt werden. Andererseits kann die Integration von Solarthermie gerade für diese neuen Gebäude mit entsprechend geringem Wärmebedarf sehr sinnvoll sein.

Unter diesen Voraussetzungen ist die *Gemeinnützige Wohnungsbaugesellschaft Ingolstadt* bei zukünftigen Maßnahmen in der Lage, die Erfahrungen aus dem Forschungsprojekt in die Sanierungs- und Neubauplanung mit einzubeziehen und die Integration von Solarthermieanlagen in weitere Quartiere während der nächsten Jahre zu prüfen. Damit würde neben der Umweltentlastung eine bessere Planbarkeit der Mietnebenkosten für die Bewohner geschaffen werden. Im Quartier, in dem die Solarthermieanlagen umgesetzt wurden, hat sich die Abhängigkeit von Energiepreisen bereits entsprechend reduziert und weitere Anlagen könnten mit deutlich reduziertem Planungs- und Installationsaufwand umgesetzt werden.

*Citrin Solar* hat die Grundlage geschaffen, die erarbeiteten Anlagenschemata und Erfahrungen für die Planung und Umsetzung solcher Großanlagen für Mehrfamilienhäuser und zur Integration in Wärmenetze zu verwenden. So wird neben den klassischen Kleinanlagen ein weiterer wichtiger Absatzmarkt erschlossen.

Das *Institut für neue Energie-Systeme* hat durch das vorliegende Projekt in erster Linie ein Forschungs- und Entwicklungsumfeld geschaffen, das neben der Durchführung öffentlich geförderter Vorhaben auch verstärkt die Bearbeitung von Drittmittelprojekten in Form von industriellen Entwicklungsaufträgen ermöglicht. Die Bearbeitung weiterer Projekte im Bereich großer Solarthermieanlagen und Wärmenetz ist damit wahrscheinlich.

*Wissenschaftliche und/oder technische Erfolgsaussichten nach Projektende (mit Zeithorizont) - u.a. wie die geplanten Ergebnisse in anderer Weise (z.B. für öffentliche Aufgaben, Datenbanken, Netzwerke, Transferstellen etc.) genutzt werden können. Dabei ist auch eine etwaige Zusammenarbeit mit anderen Einrichtungen, Firmen, Netzwerken, Forschungsstellen u.a. einzubeziehen:*

Die *GWG* kann die gewonnenen Erfahrungen nach Projektende im Rahmen von Workshops an Unternehmen aus dem Bereich der Wohnungswirtschaft sowie an sonstige Interessenten weitervermitteln. Letztendlich unterstützt dieses Forschungsvorhaben das ökologisch nachhaltige Image der *GWG* und die Verbreitung von Solarthermieanlagen im urbanen Geschosswohnungsbau.

*Citrin Solar* hat als Hersteller von Systemkomponenten die notwendigen Erfahrungen gewonnen, um die Produktpalette um Lösungen für Anlagen in Geschosswohnungsbauten zu erweitern und dieses Angebot mit Referenzen zu hinterlegen. Dazu zählen beispielsweise größere standardisierte Trennsysteme für den einfachen Anschluss von Kollektorfelder bis über 100 m<sup>2</sup> oder auch größerer Kollektoren zur Reduzierung des Montage- und Verrohrungsaufwand in diesen

Feldern. Auch eine weitere Effizienzsteigerung zur Anpassung der Kollektoren an höhere Temperaturbereiche ist für diese Anwendungen aussichtsreich.

Das *Institut für neue Energie-Systeme* hat sich durch das Projekt Kompetenzen auf dem Gebiet solar unterstützter Wärmenetze erschlossen und damit in der Vergangenheit erarbeitetes Know-How im Bereich der Komponentenentwicklung sinnvoll ergänzt. Zusammen mit den Projektpartnern besteht durch die umgesetzten Anlagen und die verbaute Messtechnik die Möglichkeit, diese Erfahrungen durch langfristige Beobachtungen und Optimierungen weiter zu vertiefen. Die validierten Simulationsmodelle können für zukünftige Forschungsprojekte herangezogen werden.

*Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit für eine mögliche notwendige nächste Phase bzw. die nächsten innovatorischen Schritte zur erfolgreichen Umsetzung der Ergebnisse:*

Das *Institut für neue Energie-Systeme* hat durch den Aufbau von weiteren Spezialkompetenzen in den Bereichen Anlagenplanung, Simulation und Vor-Ort-Messtechnik mittel- und langfristig die Möglichkeit, für die Solarindustrie und Wohnungswirtschaft wissenschaftlich fundierte Entwicklungen und Untersuchungen durchzuführen. Dazu gehört insbesondere der Ansatz, bestehende Wärmenetze, beispielsweise der *GWG*, durch Optimierung der Betriebsweise in der Effizienz zu steigern. Weitere Forschungsprojekte im Bereich der Quartiersversorgung und der solaren Unterstützung von Wärmenetzen sind bereits in Vorbereitung. Besonderer Fokus wird hier auf effiziente Kollektoren und eine einfache Montage und Inbetriebnahme der Systeme inklusive kontinuierlicher Betriebsüberwachung gelegt. Die *GWG* und *Citrin Solar* sind in diese Aktivitäten involviert. Eine weitere Beteiligung an internationalen Aktivitäten, wie beispielsweise im Rahmen der Solar District Heating Konferenzen, sind vorgesehen.



## 10 Literaturverzeichnis

- [1] BMWi (2014) *Energiedaten: Gesamtausgabe*. Bonn: p. 14
- [2] Nitsch, J. et al. (2012) *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Abschlussbericht BMU-Vorhaben 03MAP146. Stuttgart
- [3] Wünsch, M. et al. (2011) *Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien*.
- [4] Loga, T. et al. (2015) *Deutsche Wohngebäudetypologie: Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden*. Darmstadt: Wohnen und Umwelt.
- [5] Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2014) *Zensus Kompakt*. Stuttgart.
- [6] Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz (2016) *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV)*.
- [7] Stryi-Hipp, G. et al. (2007) *GroSol Studie zu großen Solarwärmeeanlagen*. Bundesverband Solarwirtschaft e.V. Berlin.
- [8] Duffie J. A.; Beckman W. A. (2013) *Solar engineering of thermal processes*. 4<sup>th</sup> ed. Hoboken: Wiley.
- [9] Eicker, U. (2012) *Solare Technologien für Gebäude: Grundlagen und Praxisbeispiele*. 2. Ausgabe. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, Wiesbaden.
- [10] Bollin, E. et al. (2009) *Automation regenerativer Wärme und Kälteversorgung von Gebäuden: Komponenten, Systeme, Anlagenbeispiele*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag.
- [11] Krimmling, J. (2011) *Energieeffiziente Nahwärmesysteme : Grundwissen, Auslegung, Technik für Energieberater und Planer*. Stuttgart: Fraunhofer-IRB-Verlag.
- [12] Szablinski, D. (2004) *Energetische Optimierung von solar unterstützten Nahwärmesystemen*. Selbstverlag des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum.
- [13] Skagestad, B.; Mildenstein, P. (2002) *District Heating and Cooling Connection Handbook*.
- [14] Gerhardy, K. (2012) *Das DVGW-Arbeitsblatt W 551 und die 3-Liter-Regel*. energie / wasser praxis, Nr. 2, S. 42–45.
- [15] SDH (2012) *Solar district heating guidelines*
- [16] Peuser, F. et al. (2009) *Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus, Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3)*. Abschlussbericht, ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH.

- [17] Schäfer, K. et al. (2014) *Dezentrale Einspeisung von Solarthermie in Wärmenetze - technische Analyse von realisierten Anlagen*. 24. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 07.-09.05.2014.
- [18] Dalenbäck J.-O. (2013) *Decentralised SDH Systems - Swedish Experience*. 3<sup>rd</sup> Solar District Heating Conference, Malmö, Schweden, 9.-10.04.2013.
- [19] Papillon P.; Paulus C. (2013) *Design and Recommendations for Decentralized Solar District Heating Systems in France*. 13<sup>th</sup> Conference of International Building Performance Simulation Association, Chambéry, Frankreich, 26.-28.8.2013.
- [20] Schäfer, K. et al. (2015) *DEZENTRAL – Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Solarthermie*. Abschlussbericht.
- [21] Lundh, M.; Dalenbäck. J.-O. (2007) *Swedish solar heated residential area with seasonal storage in rock: Initial evaluation*. Renewable Energy, vol. 33, no. 4, S. 703–711.
- [22] Spliethoff, H. et al. (2010) *Begleitforschung Solare Nahwärme Am Ackermannbogen in München – SNAB*. Abschlussbericht.
- [23] Gustafsson, J. et al. (2010) *Improved district heating substation efficiency with a new control strategy*. Applied Energy, vol. 87, no. 6, S. 1996–2004.
- [24] Felsmann, C. et al. (2012) *TRNSYS-TUD Simulation von Wärmenetzen*. Symposium Integrale Planung und Simulation in Bauphysik und Gebäudetechnik, Dresden.
- [25] Mangold, D. et al. (2012) *Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung*. Abschlussbericht BMU-Vorhaben 0329607N.
- [26] Hafner, B. et al. (1999) *Carnot Blockset Version 1.0 - Conventional and renewable energy systems optimization blockset - User's guide*. Solar-Institut Jülich, Fachhochschule Aachen.
- [27] VDI 6002 Part 1 (2014) *Solar heating for potable water. Basic principles. System technology and application in residential buildings*. Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- [28] BSW (2014) *Statistikpapier Solarthermie*. [WWW] Erhältlich: [www.solarwirtschaft.de](http://www.solarwirtschaft.de) [Zugriff 22. Februar 2015]
- [29] ARCON (2014) *Selected References*. [WWW] Erhältlich: [www.arcon.dk/sitecore/content/ARCON/Home/NY\\_Reference/Udvalgte\\_ref.aspx](http://www.arcon.dk/sitecore/content/ARCON/Home/NY_Reference/Udvalgte_ref.aspx) [Zugriff 15. Dezember 2014]
- [30] Solvarmedata (2014) [WWW] Erhältlich: [www.solvarmedata.dk/index.asp?secid=228](http://www.solvarmedata.dk/index.asp?secid=228) [Zugriff 15. Dezember 2014]
- [31] VDI 2067 - Blatt 1. (2012) *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen*.