SWD.SOL

Dezentrale Einbindung von Wärme aus erneuerbaren Energien in das KWK-Fernwärmesystem der Stadtwerke Düsseldorf AG FKZ 03ET1269 A-D

Endbericht

30.06.2019



Gefördert durch:



Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Projektinformation:

Zuwendungsgeber:	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)	
Projektträger:	Projektträger Jülich (PTJ)	
Förderschwerpunkt:	EnEff: Wärme	
Verbundprojekt:	SWD.SOL - Dezentrale Einbindung von Wärme aus erneuer- baren Energien in das KWK-Fernwärmesystem der Stadt- werke Düsseldorf AG	
Förderkennzeichen:	03ET1269 A-D	
Projektkoordination: Stadtwerke Düsseldorf AG, Dr. Ralf Schramedei		
Projektlaufzeit: 05/2015 bis 12/2018		

Autoren:

Autor	Unternehmen / Forschungsinstitut	Kapitel
Ralf Schramedei	Stadtwerke Düsseldorf AG	2.1.6, 2.2, 3.1, 5.4, 8
Rainer Schwutke		
Max Seier	AGFW-Projektgesellschaft für	2.2
Heiko Huther	Rationalisierung, Information und	
	Standardisierung mbH	
Kai Schäfer	Solites	1, 2.1 (außer 2.1.6), 3
Thomas Schmid		(außer 3.1), 4, 5 (außer
		5.4), 6, 8
Ralf Hincke	Rheinwohnungsbau GmbH	3.1

Projektpartner:



Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Die Autoren danken für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren.

INHALT

Kı	urzfass	sung	1
1	Einlei	eitung	4
2	Grun	ndlagenermittlung	6
	2.1	Technische Grundlagen	6
	2.1.	.1 Prinzipielle Varianten der dezentralen Einbindung	6
	2.1.	.2 Technische Randbedingungen an der Einspeise- und Entnahmestelle	
		dezentral einspeisender Solarthermieanlagen	7
	2.1.	.3 Forderungen an die Betriebscharakteristik	9
	2.1.	.4 Herausforderungen der dezentralen solaren Wärmeeinspeisung	10
	2.1.	.5 Lösungsansätze und Praxiserfahrungen	11
	2.1.	.6 SWD-Rahmenbedingungen	15
	2.2	Rechtliche und betriebswirtschaftliche Grundlagen	16
	2.2.	.1 Rechtliche Grundlagen	16
	2.2.	.2 Betriebswirtschaftliche Grundlagen	18
3	Versu	uchsanlage	18
	3.1	Gebäudeseitige Aspekte	19
	3.2	Solarkollektoranlage	21
	3.3	Einspeisestation	22
	3.3.	.1 Hydraulikschema	22
	3.3.	.2 Zusätzliche Versuchseinrichtungen	23
	3.3.	.3 Hydraulische Hauptkomponenten	24
	3.4	Messtechnik	25
	3.4.	.1 Installierte Sensoren und deren Messwerte	25
	3.4.	.2 Zusätzlich erfasste Größen des Anlagenbetriebs	26
	3.4.	.3 Datenzugriff	27
	3.4.	.4 Blitzschutz	29
	3.5	Regelung	29
	3.5.	.1 Solarkreis	30
	3.5.	.2 Einspeisekreis Lösungsansatz 1	31
	3.5.	.3 Einspeisekreis Lösungsansatz 2	32
	3.5.	.4 Einspeisekreis Lösungsansatz 3	33
	3.5.	.5 Einspeisekreis Lösungsansatz 4	34
4	Simu	Ilationsmodelle	35
	4.1	Aufbau der Simulationsmodelle	35

4.2	2	Implementierte Regelung	. 36		
4.3	3	Plausibilitätsprüfung			
4.4	1	Ausblick	. 38		
5 E	rget	onisse	. 39		
5.1	1	Erfahrungen mit Bau und Betrieb der Pilotanlage	. 39		
5.2	2	Erste Betriebsergebnisse	. 46		
	5.2.	1 Vorstellung erster Betriebsergebnisse	. 46		
	5.2.	2 Verbesserungspotential und Ausblick	. 48		
5.3	3	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	. 49		
5.4	1	Solarwärme-Nutzungskonzepte für die SWD	. 51		
6 Z	lusar	nmenfassung	. 53		
7 L	itera	tur	. 56		
8 Ir	n Ra	ahmen des Vorhabens SWD.SOL erarbeitete Veröffentlichungen und			
d	urch	geführte Informationsvorträge	. 57		
8.1	1	Veröffentlichungen	. 57		
8.2	2	Vorträge	. 57		
9 A	nha	ng	. 59		
9.1	1	Realisierte Anlagenbeispiele mit dezentraler Einspeisung von solarer Wärm 59	e		
9.2	2	Detailliertes Hydraulikschema der Solarkollektoranlage	. 61		
9.3	3	Detailliertes Hydraulikschema der Einspeisestation	. 62		
9.4	1	Ergänzende Angaben zur Solarkollektoranlage	. 63		
	9.4.	1 Solar Keymark Zertifikate der installierten Kollektoren	. 63		
	9.4.2	2 Belegungsplan des Gebäudedachs mit Kollektoren	. 65		
	9.4.3	3 Unterkonstruktion und Aufnahmepunkte	. 65		
	9.4.	4 Installation der Kollektoren	. 66		
	9.4.	5 Anschlusspunkt des Kollektorfeldes an die Steigleitungen	. 67		
9.5	5	Produktinformationen installierter Anlagenkomponenten	. 68		
	9.5.	1 Kennfelder der installierten Pumpen	. 68		
	9.5.	1.1 Kennlinienfeld der Pumpe SP1	. 68		
	9.5.	1.2 Kennlinienfeld der Pumpe EP2	. 69		
	9.5.1.3 Kennlinienteld der Pumpe EP3				
0.0	9.5.	Masstachnik Sansarlieta	. /1		
9.0	, ,		. 1 Z		
9.7		Biltzschutzeinrichtung der Datenerrassung auf dem Gebaudedach	. 74		

9.8	Erfahrungen mit dem Betrieb der Pilotanlage – Ergänzende Informationen	75
9.9	Erste Betriebsergebnisse ausgewählter Beispieltage	76
9.10	Zertifikat Fernwärmeversorgungssystem Düsseldorf Innenstadt	79

KURZFASSUNG

Die dezentrale Einbindung von solarer Wärme in Wärmenetze stellt eine vielversprechende Möglichkeit zur Dekarbonisierung von neu entstehenden sowie existierenden Wärmenetzen im urbanen Kontext dar. Allerdings bestehen bezüglich diesem Ansatz der Einbindung von solarer Wärme in Wärmenetze noch zahlreiche ungeklärte technische und organisatorische Fragestellungen. Entsprechend stehen viele Betreiber von Wärmenetzsystemen der dezentralen Einbindung von solarer Wärme zurückhaltend gegenüber. An dieser Stelle setzt das BMWi-Vorhaben SWD.SOL an und trägt durch die erfolgreiche Realisierung einer Pilotanlage im Realmaßstab (150 kW_{th}) zur Aufarbeitung des umfangreichen Themengebiets bei.

Das im Mai 2015 gestartete Vorhaben wurde im Verbund der fünf Projektpartner Stadtwerke Düsseldorf AG, AGFW (Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.), Rheinwohnungsbau GmbH Düsseldorf, Umweltamt Landeshauptstadt Düsseldorf (begleitend) und Solites bearbeitet. Das Hauptziel des Vorhabens ist die Untersuchung der technischen Machbarkeit dezentraler Wärmeeinspeisung am Beispiel einer mittelgroßen Solarthermieanlage. Hierfür wurde eine Versuchsanlage bestehend aus dem Prototyp einer Einspeisestation und einem Kollektorfeld mit 218 m²_{Apertur} (232 m²_{Brutto}) an bzw. in einem mit Fernwärme versorgten Mehrfamilienhaus installiert. Das Betriebsverhalten der Anlage wird messtechnisch erfasst und ausgewertet. Umgesetzt wurde die Versuchsanlage in Düsseldorf. Der Projektablauf sowie der nachfolgende Bericht lassen sich in sechs fachliche Abschnitte unterteilen, welche nachfolgend kurz vorgestellt werden.

1. Grundlagenermittlung

Im Rahmen einer umfangreichen Grundlagenanalyse werden zunächst die Rahmenbedingungen von dezentral eingebundenen Solarthermieanlagen vorgestellt. Hierauf aufbauend findet die Identifikation der technischen Herausforderungen statt, welche bei der dezentralen Einbindung von solaren Wärmeerzeugern bestehen. Des Weiteren werden im Rahmen der Grundlagenermittlung bereits realisierte Beispielanlagen analysiert und deren Lösungsansätze im Kontext der identifizierten technischen Herausforderungen vorgestellt. In diesem Zusammenhang werden ebenfalls Praxiserfahrungen aufgeführt, welche bereits mit den einzelnen Lösungsansätzen gesammelt wurden.

2. Umsetzung der Versuchsanlage

Basierend auf der Grundlagenermittlung wurde im ersten Schritt zur Umsetzung der Versuchsanlage ein Anlagenkonzept erarbeitet. Das Anlagenkonzept zielt darauf ab, das Betriebsverhalten von vier hydraulischen Lösungsansätzen zum Aufbau des Ein-

speisekreislaufs separat erproben zu können. Um diese Erprobung mit einer Einspeisestation zu ermöglichen, müssen einzelne Anlagenteile und Komponenten im Einspeisekreis (z.B. Bypassstrang) mittels Ventilen zu- bzw. weggeschalten werden können. Aufbauend auf dem erarbeiteten Anlagenkonzept wurde eine technische Beschreibung der Versuchsanlage als Grundlage für die Ausschreibung angefertigt. Anschließend erfolgte die Ausschreibung der Versuchsanlage. Nach sorgfältig geführten Bietergesprächen wurde die Bauleistung beauftragt. Die Inbetriebnahme der solaren Wärmeeinspeisung fand im Mai 2017 statt. Aufgrund zahlreicher technischer Probleme verzögerte sich die Abnahme der Versuchsstation und konnte erst im Dezember 2018 erfolgen.

3. Testbetrieb der Versuchsanlage

Während des Zeitraums zwischen Inbetriebnahme der solaren Wärmeeinspeisung und Abnahme der Versuchsstation (05.2017 – 12.2018) wurde die Anlage im Testbetrieb gefahren. Wie die Auswertung erster Messergebnisse belegt, ist die Einspeisestation in der Lage, die solare Wärme in den Vorlauf des Wärmenetzes (Temperaturniveau im Sommer ca. 85 °C) einzuspeisen, siehe Kapitel 5.2. Eine Optimierung der Regelung konnte im Projektverlauf nicht erfolgen, weshalb in den bisher aufgearbeiteten Beispieltagen mit solaren Wärmeeinspeisungen noch nicht gehobene Verbesserungspotentiale hinsichtlich des Betriebsverhaltens bestehen.

4. Solarwärme-Nutzungskonzepte für die Stadtwerke Düsseldorf

Die Fernwärme der Stadtwerke Düsseldorf AG wird durch hocheffiziente KWK und Abwärme aus der Müllverbrennungsanlage in Düsseldorf-Flingern erzeugt. Derzeit hat die in diesen Anlagen erzeugte Wärme den Primärenergiefaktor "0" und ist damit regenerativ erzeugter Wärme gleichgestellt. Es ist aber die Bestrebung der Stadtwerke Düsseldorf in die Fernwärme weitere Abwärmequellen und dezentrale regenerative Erzeugung einzubeziehen.

Eine vorläufige Wirtschaftlichkeitsanalyse (s. Kapitel 5.3) zeigt, dass die Wärmegestehungskosten für solare erzeugte dezentrale Wärme im Bereich zwischen 40 \in /MWh und 69 \in /MWh liegen. Somit ist bei einer rein wirtschaftlichen Betrachtung der Wärmegestehungskosten die Konkurrenz zwischen dezentral einspeisender Solarthermie und Gaskessel sehr groß. Berücksichtigt man die Auswirkung der Solarthermie auf den Primärenergiefaktor des Netzes sowie die klimapolitische Forderung nach grüner Fernwärme, so ergibt sich ein differenzierteres Bild. Für das Düsseldorfer Netz ist die Einspeisung dezentraler Solarthermie, aufgrund des derzeitigen Primärenergiefaktors von "0", mittel- bis langfristig eine interessante Option.

Die Einspeisung der Solarthermie erfolgt wie die Einspeisung von Abwärmequellen in den Fernwärmevorlauf des Fernwärmesystems. Eine Einspeisung in den Rücklauf

hätte bei der Solarthermie den Vorteil höherer Wirkungsgrade, würde aber negative Auswirkungen auf die Stromkennzahl der KWK-Anlage haben. Jedwede Einspeisung, wenn diese eine gewissen Größenordnung übersteigt (ca. >1MW) würde einer detaillierten hydraulischen Netzprüfung über die Auswirkung der

Einspeisung unterzogen werden.

5. Simulationsmodelle

Parallel zur Umsetzung der Versuchsanlage wurden Systemmodelle in der Simulationsumgebung TRNSYS erstellt. Diese Systemmodelle erlauben es, das thermische Verhalten der Versuchsstation abzubilden. In Summe wurden vier eigenständige Simulationsmodelle erstellt, um die in der Versuchsstation realisierten vier hydraulischen Varianten des Einspeisekreises in der erforderlichen Weise abzubilden. Eine erste Plausibilitätskontrolle der Systemmodelle belegt deren Grundfunktionalität, siehe Kapitel 4.

1 EINLEITUNG

Fernwärme, die in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugt wird, stellt eine effiziente Methode zur Gebäudebeheizung, Warmwasserversorgung und zur Bereitstellung von Prozesswärme dar. Die Zunahme der Stromproduktion aus regenerativen Energien, insbesondere aus Wind- und Photovoltaikanlagen, führt mittelfristig zu Laufzeitverkürzungen für konventionelle KWK-Anlagen. Hieraus entsteht ein Bedarf an zusätzlicher Wärme für den Betrieb von Fernwärmesystemen, der heute meist durch Spitzenlastkessel gedeckt werden muss. Thermische Solaranlagen können hier die fehlenden Wärmemengen kurzfristig (tageweise) oder, in Kombination mit Wärmespeicherung, mittel- und langfristig (saisonal) zur Verfügung stellen. Die Solaranlagen ersetzen hierbei die kostenintensive Wärmeerzeugung durch heute meist fossil befeuerte Spitzenlastkessel mit erneuerbarer und emissionsfreier Solarwärme.

Ein Blick nach Dänemark, das schon einen deutlich höheren regenerativen Stromanteil als Deutschland hat, zeigt mögliche zukünftige Entwicklungen auch für den deutschen Energiemarkt: regenerative Energien ersetzen vermehrt die (sommerliche) Stromproduktion aus KWK vollständig. Dies führt dazu, dass die vorhandenen Fernwärmesysteme, die seither durch die Abwärme von Erzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wurden, ihre Wärmequelle verlieren. Hier zeigt sich, dass je nach technisch-wirtschaftlichen Randbedingungen der Einsatz von Wärmenetzen in Kombination mit großvolumigen Wärmespeichern und großen Solarthermieanlagen eine bereits heute machbare, wirtschaftliche und flexible Lösung zur Sicherstellung der Wärmeversorgung ganzer Siedlungen und Städte darstellt.

Die in diesem Kontext entstandenen dänischen Systeme weisen zusammenhängende Kollektorfelder im Größenbereich von ca. 10.000 m² bis 150.000 m² auf. Hierbei erfolgt die Errichtung der Kollektorfelder üblicherweise in örtlicher Nähe zur primären Wärmeerzeugung (z.B. Heizkraftwerk) und die Überführung der solaren Wärme in das Wärmenetz findet am Ort des primären Wärmeerzeugers statt (zentrale Einbindung). Dieser Ansatz der Einbindung solarthermischer Anlagen ist in Regionen mit ausreichend Freiflächen gut geeignet, kann jedoch im urbanen Raum aufgrund fehlender Freiflächen im Umfeld der primären Wärmeerzeugung nur selten zur Anwendung kommen. Insbesondere für derartige Ausgangssituationen (z.B. städtische Fernwärmesysteme) bietet sich die Alternative der dezentralen Einbindung thermischer Solaranlagen an. Bei diesem alternativen Ansatz werden die Solarthermieanlagen dezentral an geeigneten Orten im Versorgungsgebiet errichtet und die solare Wärme in näherer Umgebung zur Solarthermieanlage in das Wärmenetz eigespeist. Mit diesem Ansatz der Einbindung werden primär kleinere bis mittlere Anlagengrößen adressiert (100 m² bis wenige 1.000 m²), welche z.B. auf Gebäudedächern sind. Durch die Einbindung mehrerer Anlagen können in Summe ebenfalls sehr große Kollektorflächen in ein Wärmenetzsystem integriert werden. Beide Ansätze zur Einbindung solarthermischer Anlagen (zentral vs. dezentral) sind in Bild 1 veranschaulicht.



Bild 1: Zentrale (links) vs. dezentrale (rechts) Einbindung solarthermischer Anlagen in ein Wärmenetz (schematische Darstellung); orange eingefärbte Flächen stellen die Kollektorfläche dar, die Pfeile deuten auf den Ort der Wärmeeinspeisung hin

Bezüglich des Ansatzes der dezentralen Einbindung solarthermischer Anlagen in bestehende städtische Fernwärmesysteme existieren bisher nur wenig praktische Erfahrungen und wissenschaftlich abgesicherte Erkenntnisse. Hier setzt das Vorhaben SWD.SOL an und demonstriert die technische sowie organisatorische Machbarkeit des Ansatzes in einer realen Pilotumsetzung im Fernwärmesystem der Stadtwerke Düsseldorf.

2 GRUNDLAGENERMITTLUNG

2.1 Technische Grundlagen

Im Folgenden werden die technischen Grundlagen der dezentralen solaren Wärmeeinspeisung in Wärmenetze aufgeführt. Hierbei werden sowohl theoretische Zusammenhänge erörtert als auch bereits realisierte Anlagenbeispiele genannt.

2.1.1 Prinzipielle Varianten der dezentralen Einbindung

Die dezentrale Einbindung solarer Wärme in Wärmenetze ist mittels drei prinzipieller Varianten möglich. Diese sind schematisch in Bild 2 dargestellt, eine kurze Erörterung der jeweiligen Variante ist anschließend aufgeführt.



Bild 2: Schematische Darstellung der drei prinzipiellen Varianten zur Einbindung von dezentral einspeisenden solaren Wärmeerzeugern in ein Wärmenetz mit einheitlicher Verwendung einer Pumpe im Einspeisekreis (RL: Rücklauf; VL: Vorlauf)

Varianten der dezentralen Einbindung:

a) Entnahme aus dem Rücklauf und Einspeisung in den Vorlauf - RL/VL

Bei dieser Variante der Einbindung wird dem Wärmenetz aus dem Rücklauf Wärmeträgermedium entnommen, erwärmt und in den Vorlauf eingespeist. Die aufzuprägende Temperaturdifferenz ist vom Betriebszustand des Wärmenetzes sowie den Vorgaben des Wärmenetzbetreibers abhängig und demnach Veränderungen unterworfen. Der in der Einspeisestation geförderte Volumenstrom ist zu variieren und entsprechend dem solaren Leistungseintrag (Übertragungsleistung am Wärmeübertrag) sowie der notwendigen Temperaturdifferenz anzupassen. Die zu überwindenden Differenzdrücke im Einspeisekreis sind für diese Einspeisevariante am größten und können abhängig vom Wärmenetz sowie der Position im Wärmenetz durchaus mehrere Bar betragen.

b) Entnahme aus dem Rücklauf und Einspeisung in den Rücklauf - RL/RL

Es wird dem Rücklauf des Wärmenetzes Wärmeträgermedium entzogen und diesem nach einer Erwärmung wieder zurückgeführt. Die Grenzen der Temperaturanhebung werden meist vom Wärmenetzbetreiber vorgeschrieben (in der Regel 5 K - 15 K). Die große Dynamik des solaren Leistungseintrags erfordert erneut eine Variation des Volumenstroms entsprechend der festgelegten Temperaturdifferenz. Die zu überwindenden Differenzdrücke an der Einspeisestelle sind gering.

c) Entnahme aus dem Vorlauf und Einspeisung in den Vorlauf - VL/VL

Anstelle des Rücklaufs wird in dieser Variante der Einbindung dem Vorlauf Wärmeträgermedium entzogen, weiter erwärmt und erneut in den Vorlauf eingespeist. Gleich wie im Fall der RL/RL-Einspeisung wird die zulässige Temperaturanhebung vom Wärmnetzbetreiber vorgeschrieben und es sind geringe Differenzdrücke an der Einspeisestelle zu überwinden.

2.1.2 Technische Randbedingungen an der Einspeise- und Entnahmestelle dezentral einspeisender Solarthermieanlagen

Im Folgenden werden die technischen Randbedingungen an der Einspeise- und Entnahmestelle dezentral eingebundener Solarthermieanlagen vorgestellt. Zur Veranschaulichung der Begrifflichkeiten wird auf Bild 3 verwiesen.



Bild 3: Schematische Darstellung einer beispielhaften solarthermischen Anlagenvariante mit dezentraler Einbindung

In Summe werden die technischen Randbedingungen an der Einspeise- und Entnahmestelle sowohl vom hydraulischen Druck als auch von der Temperatur des Wärmeträgermediums bestimmt. Nachfolgend findet eine separate Betrachtung statt, welche ausschließlich auf die Variante der RL/VL-Einbindung Bezug nimmt.

a) Thermische Randbedingungen

• Temperaturniveau

Das Temperaturniveau an der Einspeisestelle wird von der Temperaturfahrweise des zentralen Wärmeeinspeisers bestimmt. Weit verbreitet ist eine von der Umgebungstemperatur abhängige Anpassung der Vorlauftemperatur. Demzufolge ist das Temperaturniveau an der Einspeisestelle Veränderungen unterworfen, welche als Träge zu klassifizieren sind. Entsprechend dem Wärmenetzsystem und der Positionierung in diesem sind im Sommerzeitraum Vorlauftemperaturen zwischen 70 °C bis 100 °C üblich.

Temperaturspreizung

Gleich dem Temperaturniveau ist ebenfalls die Temperaturspreizung zwischen der Einspeise- und Entnahmestelle im Jahresgang Veränderungen unterworfen. Übliche Beträge für den Sommerzeitraum variieren zwischen 20 K bis 30 K. In der Übergangszeit steigt die Temperaturdifferenz weiter an. Für eine Vielzahl von großen Wärmenetzsystemen (Fernwärme) sind Beträge im Winterzeitraum von > 50 K keine Seltenheit.

b) Hydraulische Randbedingungen

Druckniveau

Das Druckniveau an der Einspeise- und Entnahmestelle besitzt bezüglich der dezentralen Einbindung keine wesentliche Relevanz. Von dieser Größe ist lediglich die Auslegung der Druckstufe verwendeter Komponenten abhängig. Weitaus wichtiger für den Einspeisefall ist der Differenzdruck zwischen Einspeise- und Entnahmestelle sowie dessen zeitliche Veränderung.

Differenzdruck

Der Differenzdruck zwischen Einspeise- und Entnahmestelle wird maßgeblich von der Position im Wärmenetzsystem bestimmt und variiert zwischen dem Betrag am hydraulischen Schlechtpunkt des Wärmenetzes (ca. 1 bar) und dem der zentralen Pumpe zur Druckerhöhung (durchaus größer 10 bar). Des Weiteren kann der zeitliche Verlauf des Differenzdrucks sehr dynamischen Veränderungen unterliegen.

Nicht selten sind dem Wärmenetzbetreiber die tatsächlichen Schwankungen des Differenzdrucks an potentiellen Einbindestellen nicht bewusst. Dies haben die Untersuchungen von [Lennermo 2015 a] ergeben. Beispielhaft zeigt Bild 4 einen Ausschnitt einer durchgeführten Messreihe. Bei den aufgeführten Resultaten handelt es sich um den Differenzdruck zwischen den Anschlussleitungen eines Abnehmers im Wärmenetzsystem von Malmö, an welcher der Wärmenetzbetreiber weitgehend konstante Differenzdrücke vermutet hatte.



Bild 4: Momentanwerte des Differenzdrucks zwischen Vor- und Rücklaufstrang einer Anschlussstelle im Wärmenetzsystem von Malmö, Schweden; Zeitschrittweite der Messung 10 s; Quelle [Lennermo 2015 b]

2.1.3 Forderungen an die Betriebscharakteristik

Die Arbeiten des Forschungsvorhabens DEZENTRAL [DEZENTRAL 2015] haben als wesentliche Forderungen von Seiten des Fernwärmeverbands AGFW bezüglich der Betriebscharakteristik dezentral einspeisender Solarthermieanlagen die folgenden beiden Punkte identifiziert:

- geringe Anzahl an Anfahrvorgängen der Pumpe im Einspeisekreis dezentraler Wärmeeinspeiser,
- geringe Temperaturabweichung der eingespeisten solaren Wärme vom geforderten Zieltemperaturniveau (± 3 K).

Diese beiden Forderungen können jedoch entsprechend den Auffassungen der jeweiligen Wärmenetzbetreiber erheblich variieren. Die Ergebnisse der Recherchearbeiten aus [Schäfer 2014] belegen dies. 2.1.4 Herausforderungen der dezentralen solaren Wärmeeinspeisung Entsprechend den vorausgehend erörterten technischen Randbedingungen und Forderungen an die Betriebscharakteristik ergeben sich die nachfolgend aufgeführten Herausforderungen. Diese sind entsprechend dem in Bild 3 dargestellten Aufbau einer dezentral einspeisenden Solarthermieanlage unterteilt.

<u>a) Einspeisekreis</u>

Grundsätzlich muss die hydraulische Regelung im Einspeisekreis zwei gegensätzliche Aufgaben lösen. Zum einen ist die veränderliche Druckdifferenz an der Einspeisestelle zu überwinden, um einen Volumenstrom im Einspeisekreis zu erzeugen. Zum anderen ist der geförderte Volumenstrom zur Einhaltung der geforderten Zieltemperaturvorgabe entsprechend der am Wärmeübertrager anliegenden, variierenden solaren Leistung anzupassen.

Weisen beide Einflussgrößen (Druckdifferenz und abzuführende solare Wärmeleistung) schnelle zeitliche Veränderungen auf (häufig zutreffend), so resultiert daraus eine anspruchsvolle regelungstechnische Aufgabe. Dementgegen ist bei der Veränderung von lediglich einer der beiden Einflussgröße die geforderte Zieltemperaturregelung als unproblematisch zu bewerten.

Des Weiteren führt der Vorgang einer diskontinuierlichen Einspeisung von Wärme in Stillstandzeiten zu einer Auskühlung des Volumeninhaltes der Anschlussleitungen, welche zwischen Netzwärmeübertrager und Einspeisestelle bzw. Entnahmestelle verlaufen. Folglich birgt jeder Anfahrvorgang der dezentralen Einspeisung das Potential, ein begrenztes Volumen mit unterkühlten Fernwärmewasser (Inhalt der Anschlussleitung) in den Wärmenetzstrang einzuspeisen. Durch das ergreifen geeigneter technischer Maßnahmen, vergleichbar den Lösungsansätzen bei konventionellen Hausanschlussstationen, kann die Einspeisung von unterkühlten Fernwärmewasser in den Wärmenetzstrang vermieden werden.

b) Solarkreis

Die in großen Wärmenetzen üblichen Temperaturbedingungen erfordern eine geeignete Kollektor- und Regeltechnik. Sowohl das Temperaturniveau als auch die Temperaturspreizung ist für solarthermische Anlagen als hoch zu klassifizieren. Um die Anforderung nach einer geringen Anzahl an Anfahrvorgängen der dezentralen Einspeisung einhalten zu können, müssen auch bei mittleren bis geringen Einstrahlungsverhältnissen die von der Solarthermieanlage geforderten Temperaturspreizungen bei zum Teil hohen Vorlauftemperaturen aufrecht erhalten bleiben. Des Weiteren ist die Durchströmungsgeschwindigkeit des Wärmeträgermediums im Solarkreis nicht beliebig variabel. Die obere Grenze wird durch die tolerierbare maximale Druckdifferenz im Kreislauf definiert, die untere Grenze bestimmt das Strömungsverhalten des Wärmeträgermediums im inneren der Kollektoren. Für gewöhnlich nimmt der Turbulenzgrad einer Strömung mit sinkender Strömungsgeschwindigkeit ab. Aus thermischen und hydraulischen Gründen ist ein Umschlagen der Strömung im inneren des Kollektors in den laminaren Strömungsbereich zu vermeiden. Erhebliche Reduktionen des Kollektorwirkungsgrads und der hydraulischen Reibungsdruckverluste im Kollektor wären die Folge. Letzteres kann zu einer ungleichmäßigen Durchströmung der einzelnen Kollektorfeldreihen im Kollektorfeld führen, da deren hydraulischer Abgleich in der Regel für turbulente Strömungsverhältnisse erfolgt.

2.1.5 Lösungsansätze und Praxiserfahrungen

Die im Folgenden vorgestellten Lösungsansätze für die technischen Herausforderungen dezentral einspeisender Solarthermieanlagen basieren auf den Ergebnissen einer Analyse realisierter Anlagenbeispiele [Schäfer 2014] und den Simulationsergebnissen aus dem Forschungsvorhaben DEZENTRAL [DEZENTRAL 2015]. Sofern möglich, werden ergänzend zu den Lösungsansätzen bisher erlangte Praxiserfahrungen genannt. Erneut findet eine Unterteilung der Ausführung entsprechend den beiden Hydraulikkreisen (Einspeise- und Solarkreis, siehe Bild 3) statt. Einschränkend wird nur auf die RL/VL-Einbindung eingegangen. Ergänzend zu der nachfolgenden Ausführung sind im Anhang (Kapitel 9.1) die analysierten Analgenbeispiele aufgelistet.

a) Einspeisekreis

Zur Lösung der regeltechnischen Anforderungen im Einspeisekreis gibt es in den aufgearbeiteten Anlagenbeispielen vier prinzipielle Lösungsansätze, siehe auch [Schäfer 2014]. Diese sind als schematische Darstellungen in Bild 5 aufgezeigt und werden anschließend einzeln beschrieben. Die Kombination mehrerer Lösungsansätze in einer Einspeisestation ist möglich und wird bereits für Lösungsansatz L2 und L3 praktiziert.



Bild 5: Schematische Darstellung der technischen Lösungsansätze im Einspeisekreis bisher realisierter Anlagenbeispiele (hyd: hydraulisch; M: Motorsteuerung)

Lösungsansatz L1: Pumpe

<u>Funktion:</u> Lediglich die Pumpe im Einspeisekreis wird als Regelorgan verwendet. Abhängig von den Gradienten der einzuspeisenden solaren Wärmeströme und den Gradienten zu überwindender Differenzdrücke zwischen Einspeiseund Entnahmestelle muss die Pumpe auf schnelle Änderungen von Störeinflüssen reagieren können.

<u>Praxiserfahrung:</u> Der Lösungsansatz ist nur bei Anschlussstellen im Wärmenetz ohne ausgeprägte Gradienten der Differenzdrücke zwischen Einspeise- und Entnahmestelle zielführend. Andernfalls sind zur Aufrechterhaltung der geforderten Zieltemperatur eingespeister Wärmemengen eine Vielzahl von An- und Abfahrvorgängen der Pumpe notwendig.

• Lösungsansatz L2: Pumpe + Ventil

<u>Funktion</u>: Hierbei wird die Regelfunktion der Pumpe durch ein schnellregelndes Steuerventil unterstützt. Die Pumpe wird primär für die Aufgabe der Differenzdrucküberwindung verwendet. Die Feinregelung des Volumenstroms zur Einhaltung der geforderten Zieltemperatur bei veränderlichen solaren Wärmeströmen erfolgt mit Hilfe des Steuerventils.

<u>Praxiserfahrung</u>: Selbst bei schnellen Änderungen des Differenzdrucks zwischen Einspeise- und Entnahmestelle kann eine sehr gute Einhaltung der geforderten Zieltemperatur und eine geringe Anzahl an Anfahrvorgängen der Pumpe erreicht werden. Nachteilig ist der erhöhte elektrische Energieaufwand der Pumpe, welcher aus der Drosselfunktion des Steuerventils resultiert (erhöhter Strömungswiderstand im Einspeisekreis).

• Lösungsansatz L3: Pumpe + Bypass

<u>Funktion:</u> Die Verwendung eines Bypasses im Einspeisekreis ermöglicht die anteilige Zirkulation des Förderstroms der Pumpe. Die Aufteilung zwischen beiden Förderströmen (eingespeister Förderstrom und zirkulierter Förderstrom) erfolgt stufenlos. Entsprechend resultiert aus der Limitierung des zu fördernden Mindestvolumenstroms der Pumpe (Grund: Selbstkühlung) keine Beschränkung hinsichtlich der in das Wärmenetz eingespeisten Förderströme. <u>Praxiserfahrung:</u> Die Erweiterung des Variationsbereichs eingespeister Förderströme kann die Anzahl von An- und Abfahrvorgängen der Pumpe insbesondere bei mittleren und geringen Strahlungsverhältnissen reduzieren. Im Fall schneller Änderungen des Differenzdrucks zwischen Einspeise- und Entnahmestelle treten jedoch die gleichen Probleme wie bei Lösungsansatz L1 auf.

• Lösungsansatz L4: hydraulische Weiche

<u>Funktion:</u> Der Einspeisekreis wird über die Verwendung einer hydraulischen Weiche in zwei Hydraulikkreisläufe aufgeteilt. Diese Maßnahme entschärft die Regelaufgabe der Einspeisung deutlich. Die Pumpe im Hydraulikkreis, welche sich zwischen Solarkreis und hydraulischer Weiche befindet, kann rein auf die Zieltemperaturhaltung bei veränderlichen Wärmeleistungen geregelt werden. Zur Überwindung der variierenden Differenzdrücke zwischen Einspeise- und Entnahmestelle wird die zusätzliche Pumpe verwendet (Hydraulikkreis zwischen hydraulischer Weiche und Anschlussstelle im Wärmenetz). <u>Praxiserfahrung:</u> Mit dem Lösungsansatz werden sehr gute Resultate bei der Zieltemperatureinhaltung erreicht. Dies trifft auch für den Fall stark schwankender Differenzdrücke zwischen Einspeise- und Entnahmestelle zu. Jedoch ergeben sich aufgrund des erhöhten Komponentenaufwands nachteilige Auswirkungen für die Gesamtkosten des Systems.

b) Solarkreis

Die realisierten Anlagenbeispiele sowie die Simulationsergebnisse des Vorhabens DEZENTRAL [DEZENTRAL 2015] verdeutlichen, dass die resultierenden Anforderungen an den Solarkreis mit marktverfügbaren Kollektoren erfüllt werden können. Allerdings sind diesbezüglich drei Aspekte besonders zu beachten:

Auswahl des Kollektors

Die Auswahl des Kollektors hat unter Berücksichtigung des geforderten Temperaturniveaus an der Einspeisestelle zu erfolgen. Eine ungünstige Produktauswahl erschwert die Einhaltung der aufgestellten Forderungen hinsichtlich der Betriebscharakteristik von dezentral einspeisenden Solarthermieanlagen erheblich (geringe Anzahl an Anfahrvorgängen der Pumpe im Einspeisekreis und Zieltemperatureinhaltung im engen Hystereseband, siehe Kapitel 2.1.3).

• Betriebsweise des Solarkreises

Die in Kapitel 2.1.3 aufgeführten Forderungen führen aufgrund der naturbedingten Schwankungen der im Solarkreis eingetragenen Leistungen zur Notwendigkeit der stufenlosen Variation der Leistungen, welche aus dem Solarkreis abgeführt werden. Äußerst zielführend erscheint der Ansatz, die Förderströme im Kollektor- und Einspeisekreis mittels stufenloser Zieltemperaturregelung an die veränderlichen Systembedingungen anzupassen. Hierbei sind jedoch insbesondere bei mittleren bis geringen solaren Einstrahlungsleistungen verhältnismäßig geringe Förderströme notwendig, welche den in der Solarthermiebranche als low-flow etablierten Regelbereich (Förderstrom ca. 14 kg/(hm²_{Apertur})) zum Teil deutlich unterschreiten können.

Verschaltung des Kollektorfeldes

Die Betriebsweise des Solarkreises mit geringen Förderströmen birgt die Gefahr von laminaren Strömungszuständen im inneren der Kollektoren des Kollektorfeldes. Zur sicheren Vermeidung laminarer Strömungsverhältnisse ist die hydraulische Verschaltung des Kollektorfeldes entsprechend anzupassen. Die Praxiserfahrungen realisierter Anlagenbeispiele lassen erkennen, dass insbesondere bezüglich der Betriebsweise des Solarkreises noch ein deutliches Verbesserungspotential vorhanden ist. Häufig werden dem Solarkreis während der Einspeisevorgänge zu hohe Wärmeleistungen entzogen, wodurch eine unerwünscht hohe Anzahl an Anfahrvorgängen der Pumpe im Einspeisekreis resultiert (pulsender Einspeisebetrieb).

2.1.6 SWD-Rahmenbedingungen

Die Stadtwerke Düsseldorf AG betreiben in Düsseldorf zwei große Fernwärmenetze (Innenstadt und Garath) sowie mehrere Nahwärmenetze. Insgesamt sind dies ca. 242 km mit über 6.000 Kunden.

Für das Fernwärmenetz Innenstadt, in welches auch die für dieses Forschungsvorhaben errichtete Solarthermieanlage einspeist, wurde im Jahr 2018 insgesamt 903.683 MWh Wärme erzeugt. Der KWK-Anteil betrug dabei 89 Prozent. Der EE-Anteil, aus der Fernwärmeeinspeisung der Müllverbrennungsanlage, betrug 8 Prozent. Der derzeitige Primärenergiefaktor des Netzes ist "0". Die Temperaturen sowie Drücke des Fernwärmenetzes gemessen an der Versorgungsschnittstelle sind in Bild 6 und Bild 7 für einen Beispielzeitraum aufgeführt.



Bild 6: Temperaturverlauf des Fernwärmenetzes gemessen an der Versorgungsschnittstelle für einen Beispielzeitraum



Bild 7: Druckverlauf des Fernwärmenetzes gemessen an der Versorgungsschnittstelle für einen Beispielzeitraum

Die zukünftige Strategie der Stadtwerke Düsseldorf ist es, den Anteil der regenerativen Wärme zu erhöhen. Vorgesehen ist auch, die im Bereich der Fernwärmenetze vorhandene industrielle Abwärme einzubinden und das Netz dadurch dezentraler und zukunftssicherer aufzustellen.

2.2 Rechtliche und betriebswirtschaftliche Grundlagen

2.2.1 Rechtliche Grundlagen

Für den Bezug von Fernwärme im Versorgungsgebiet der Stadtwerke Düsseldorf AG gelten die AVBFernwärmeV (Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme) und für die auf Seiten der Bezugnehmenden einzuhaltenden technischen Bedingungen, die technischen Anschlussbedingungen für Heizwasser (Fernwärme) (TAB Fernwärme).

Bei diesem Forschungsprojekt findet hingegen eine Einspeisung von Wärme statt für die bisher von Seiten des Netzbetreibers noch keine vertraglichen und technischen Bedingungen aufgestellt wurden. Die Bedingungen, vornehmlich der Sicherheitseinrichtungen mussten daher individuell mit den zuständigen Fachabteilungen abgestimmt werden.



Legende

- 1. Vorlauftemperatur Fernwärme
- 2. Max. zulässige Rücklauftemperatur für Altanlagen
- 3. Max. zulässige Rücklauftemperatur für Neuanlagen
- 4. Max. zulässige Rücklauftemperatur für RLT-Anlagen

Bild 8: Temperaturkurven der Vor- und Rücklauftemperaturen der Düsseldorfer Fernwärme, abhängig von den Außentemperaturen

Durch die vornehmlich im Sommer stattfindende Einspeisung der Solarenergie in das Fernwärmesystem, wurden folgende Parameter für die Auslegung der Netz-Einspeisestation (NEST) vereinbart. Bezug von Rücklaufwasser mit einer Temperatur von ca. 60 °C und Einspeisung dieses mittels Solarthermie aufgeheizten Wassern mit 90 °C +/- 3K in den Fernwärme-Vorlauf.

Nach derzeitigem Stand werden Einspeisungen von industrieller Abwärme und regenerativer Wärme im Einzelfall betrachtet und auf ihre Netzwirkung hin untersucht. Dann erfolgt eine vertragliche Regelung zwischen Einspeiser und SWD.

2.2.2 Betriebswirtschaftliche Grundlagen

Die Entscheidung zur Investition in eine Wärmeerzeugungstechnologie muss stets die jeweiligen Rahmenbedingungen im Erzeugerpark des Netzbetreibers berücksichtigen. Die Solarthermie stellt mit dem im Tagesgang fluktuierenden Erzeugungsprofil einen besonderen Fall dar. Aufgrund der an das Klima gebundenen Wärmeerzeugung der Solarthermie lässt sich diese nicht bedarfsgerecht in einen Erzeugerpark integrieren. Aus diesem Grund müssen die übrigen (steuerbaren, also in der Regel fossile/biomassebetriebenen Kessel oder BHKW) Erzeuger (und ggf. Speicher) sich nach der Netzlast und der erneuerbaren Erzeugung an die jeweilige Netzsituation anpassen und entsprechend betrieben werden.

Die Planungen zum Umgang mit diesen technischen Restriktionen müssen begleitet werden von Überlegungen mit dem Einfluss der erneuerbaren Erzeugung der Solarthermieanlage auf den Primärenergiefaktor des Wärmeversorgungssystems.

3 VERSUCHSANLAGE

Errichtet wurde die Versuchsanlage in bzw. auf einem Mehrfamiliengebäude der Rheinwohnungsbau GmbH in Düsseldorf (Pariser Straße 97, 40549 Düsseldorf). Das Gebäude ist in Niedrigenergiebauweise errichtet und zur Wärmeversorgung an das städtische Fernwärmenetz angeschlossen. Die bauliche Fertigstellung der Versuchsstation erfolgte im Mai 2017, die Abnahme konnte erst im Dezember 2018 erfolgen, siehe auch Kapitel 5.1. An der Umsetzung der Versuchsstation waren mehrere ausführende Firmen beteiligt. Das Kollektorfeld wurde von der Firma Wagner Solar GmbH geplant und installiert, welche für die Anlage einen doppelverglasten Flachkollektor verwendete. Die hydraulische Detailplanung der Einspeisestation sowie deren Anfertigung erfolgte durch die Firma Kring TWT GmbH, die Anlagenregelung und das Monitoringsystem wurde von der Firma Samson AG programmiert und umgesetzt. In Bild 9 und Bild 10 sind das Kollektorfeld sowie die Einspeisestation der Versuchsstation gezeigt. Nachfolgend wird auf Details und besondere Aspekte der Bereiche Gebäude, Solarkollektoranlage und Einspeisestation eingegangen.



Bild 9: Kollektorfeld der Versuchsstation



Bild 10: Einspeisestation der Versuchsstation

3.1 Gebäudeseitige Aspekte

Das Projekt RKM740 – Rheinkilometer 740 – zu Bauzeiten eines der größten Wohnbauprojekte in Düsseldorf. Das Quartier liegt im Düsseldorfer Stadtteil Heerdt. Hier – in Nachbarschaft zum traditionsreichen Dominikus-Krankenhaus und mit Sichtachse zur Düsseldorfer Altstadt – entstand ein bunter Mix aus Wohnungstypen, Wohnformen, einem Ärztehaus und einem Wohnhochhaus.

Das Neubauprojekt RKM740 der Rheinwohnungsbau ist ein gutes Beispiel für die Praxistauglichkeit des Handlungskonzepts "Zukunft Wohnen. Düsseldorf": Entlang der Pariser Straße realisierte das Wohnungsunternehmen bis zum Frühjahr 2016 117 Wohnungen - für Singles, Paare, Familien und Senioren. Darunter Sozialwohnungen, frei finanzierte Mietwohnungen und Eigentumswohnungen.

Hinzu kommen zwei Wohngruppen für Demente, eine Tagespflege für Senioren und eine Großtagespflege "U3" für 18 Kinder.

Es entstand ein nachhaltiges Wohnquartier in bester Lage am Rhein, das die unterschiedlichen Lebensverhältnisse der Stadt widerspiegelt, gut durchmischt ist und beste Voraussetzungen für eine gute Nachbarschaft schafft.

Nachhaltige, ganzheitliche Neubaukonzepte realisieren – so lautet der Anspruch der Rheinwohnungsbau und ist der Grund, warum das Wohnungsunternehmen dem Bau einer Solarhochtemperaturanlage mit 200 m² Solarfläche und 108 kW Leistung auf dem Dach des RKM740 zugestimmt hat.

Die Mietwohnungen wurden im Passivhausstandard erstellt, die Eigentumswohnungen als KfW-Effizienzhaus 55. Die Versorgung der Gebäude mit Heizung und Warmwasser erfolgt über die Düsseldorfer Fernwärme. Die Gebäude sind mit hoch gedämmten Flachdächern ausgerüstet. Eine einfache Aufdachlösung für die Solarthermieanlage war daher aus statischen Gründen für die Dämmung nicht umsetzbar. Die Dämmung musste mit nach EnEV berechneten und gedämmten Stützen durchdrungen werden. Die Stützen konnten so die Last der Solarthermieanlage direkt auf das Betondach geben, ohne die Dämmwirkung des Passivhausdaches zu gefährden.

Die Anbindung der Solarthermieanlage an die Netz-Einspeisestation (NEST) erfolgt mit gedämmten Rohrleitungen in einem Versorgungsschacht.

In einem gesonderten Vertrag zwischen Stadtwerke Düsseldorf und Rheinwohnungsbau wurden folgende Vereinbarungen geregelt:

- Zugangsmöglichkeiten
- Dachnutzung (Haftung bei Beschädigung etc.)
- Zurverfügungstellung und Nutzung eines Steigschachtes für die Anschlussleitungen
- Zurverfügungstellung und Nutzung eines ausreichend großen Technikraums für die Installation der NEST-Testanlage

In der Planungsphase des Gebäudes musste das Dach für die Aufnahme des zusätzlichen Gewichts der Solarthermieanlage statisch aufgewertet werden. Um den Passivhauscharakter des Hauses durch die erforderliche Durchdringung der Dachhaut mit den Aufnahmepunkten der Unterkonstruktion der Kollektoren nicht zu gefährden, wurden diese thermisch berechnet und entsprechend konstruiert.

Die Installation der Aufnahmepunkte für die Unterkonstruktion der Solarthermieanlage und die Anschlussleitungen von der Einspeisestation zum Kollektorfeld (Steigschacht) mussten in der Bauphase koordinierend begleitet werden.

Weiterhin war es erforderlich, den Blitzschutz des Gebäudes auf die errichtete Solarthermieanlage mit anzupassen.

3.2 Solarkollektoranlage

Die Solarkollektoranlage weist eine Kollektorfläche von 232 m²_{Brutto} (218 m²_{Apertur}) auf und besteht aus insgesamt 22 Einzelkollektoren des Typs WGK133 plus AR bzw. WGK80 plus AR. Um die vorhandene Dachfläche bestmöglich auszunutzen, wurden vom ausführenden Unternehmen Wagner Solar GmbH zwei unterschiedliche Kollektorgrößen (13,2 m²_{Brutto} und 7,9 m²_{Brutto}) verwendet. Die Solar-Keymark-Zertifikate beider Kollektoren sind dem Anhang beigefügt (siehe Kapitel 9.4.1, Seite 63). Bei den verbauten Kollektoren handelt es sich um doppelverglaste Flachkollektoren, welche im Vergleich zu einfach verglasten Flachkollektoren geringere Wärmeverluste aufweisen. Eine Illustration der Belegung des Gebäudedachs mit den insgesamt 22 Einzelkollektoren ist im Anhang (Kapitel 9.4.2, Seite 65) gezeigt. Befüllt ist der Solarkreis mit einem 40 % Glykol-Wasser-Gemisch.

Wie in Bild 9 zu erkennen ist, sind die Kollektoren auf einem Gebäude mit Flachdach installiert. Das Gebäude wurde im Jahr 2015 in niedrigenergiebauweise errichtet. Zur Montage der Kollektoren ist eine Unterkonstruktion erforderlich. Diese erlaubt es, die Kollektoren mit dem beabsichtigten Anstellwinkel (30°) auf dem Gebäudedach zu installieren. Ein Bild der Unterkonstruktion ist im Anhang (Kapitel 9.4.3, Seite 65) aufgeführt. Für die Anbringung der Unterkonstruktion auf dem Gebäudedach wurden bereits während der Bauphase des Gebäudes verzinkte Stützen auf dem Gebäudedach angebracht und in die vorhandene Dachdämmung und Dachabdichtung integriert (Bild siehe Kapitel 9.4.3, Seite 65). Die hydraulische Anbindung des Kollektorfeldes an die Einspeisestation im Keller erfolgt über zwei Rohrleitungen, welche in einem Steigschacht verlegt wurden (Bild siehe Kapitel 9.4.5, Seite 67).

Der hydraulische Aufbau des Solarkreislaufs entspricht dem Stand der Technik und ist im Hydraulikschema (Anhang 9.2, Seite 61) gezeigt. Wie für größere Kollektorfelder üblich, erfolgt die technische Absicherung gegen zu hohe Anlagendrücke zweistufig. Die erste Absicherungsstufe sieht ein ansprechen des Überströmventil (ÜV1) vor, die zweite Absicherungsstufe ein ansprechen der Sicherheitsventile (SV1 oder SV2). Der Ansprechdruck beider Absicherungsstufen unterscheidet sich um ca. 2 bar. Diese zweistufige Sicherheitskette hat den Vorteil, dass nach dem Ansprechen des Überströmventils eine automatisierte Wiederbefüllung des Solarkreislaufs ausgeführt werden darf. Wird stattdessen das Sicherheitsventil angesprochen, muss vor der erneuten Inbetriebnahme der Anlage eine Inspektion der Anlage vor Ort erfolgen (geltende Regel der Technik). Auftreten können unerwünscht hohe Drücke im Betrieb der Versuchsanlage verhältnismäßig häufig. Findet beispielsweise keine Abnahme der Wärme aus dem Solarkreis statt (z.B. keine Einspeisung in das Fernwärmenetz), steigt die Temperatur des Wärmeträgermediums im Solarkreis an. Bei einem voreingestellten Überdruck beginnt ein geringer Teil des Wärmeträgermediums im Kollektorfeld zu verdampfen, wodurch im Solarkreis eine erhebliche Zunahme des Betriebsdrucks resultiert. In diesem Fall wird durch das Ansprechen des Überströmventils das Wärmeträgermedium aus dem Solarkreis in einen Auffangbehälter (B5) entleert. Eine Wiederbefüllung des Solarkreislaufs ist erst nach einer ausreichenden Abkühlung des Kollektorfeldes vorzunehmen, da andernfalls Dampfschläge im Solarkreislauf auftreten können. Üblicherweise erfolgt die automatisierte Wiederbefüllung im auf ein Stagnationsereignis folgenden Nachtzyklus. Hierfür wird die Pumpe SP5 von der Regelung freigegeben. Entgegen dem Verfahren zur Vermeidung überhöhter Anlagendrücke werden die Druckschwankungen, welche aufgrund von Temperaturveränderungen des Wärmeträgermediums resultieren, durch Membranausdehnungsgefäße kompensiert (Druckhaltung).

3.3 Einspeisestation

3.3.1 Hydraulikschema

Die Konzeption der Versuchsstation zielt darauf ab, mehrere hydraulische Lösungsansätze zur Einspeisung von solarer Wärme separat erproben zu können. In diesem Kontext wurden insgesamt vier Lösungsansätze im Einspeisekreis der Versuchsstation realisiert. Diese vier Lösungsansätze wurden bereits in Kapitel 2.1.5 (Bild 5) vorgestellt. Der hydraulische Aufbau der Versuchsstation ist in Bild 11 gezeigt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird im gezeigten Schaubild der Solarkreis nicht vollständig aufgeführt und die Messsensoren ausgespart. Zur besseren Identifikation der einzelnen hydraulischen Lösungsansätze sind diese mittels Umrandung (Iila) hervorgehoben und entsprechend der in Bild 5 aufgeführten Bezeichnung (L1, L2, L3 und L4) gekennzeichnet. Der erarbeitete Aufbau der Versuchsstation erlaubt es, die vier hydraulischen Lösungsansätze separat sowie in Kombination zu erproben. Eine Darstellung des vollständigen Hydraulikschemas (mit Sensoren) ist im Anhang unter Kapitel 9.3 (Seite 62) aufgeführtt.



Bild 11: Vereinfachtes Hydraulikschema der Einspeisestation

3.3.2 Zusätzliche Versuchseinrichtungen

Um während des Versuchsbetriebs der Anlage zusätzliche Störgrößen im Einspeisekreis aufprägen zu können und somit die Zieltemperaturregelung weitergehend testen zu können, wurden die im detaillierten Hydraulikschema (Bild 20, Seite 62) eingezeichneten zusätzlichen Versuchseinrichtungen installiert. Hierbei handelt es sich um (I) eine Möglichkeit zur Beeinflussung der Rücklauftemperatur und (II) eine Möglichkeit zur Generierung von Druckschwankungen im Einspeisekreis. Die Funktion der Versuchseinrichtungen sowie die resultierenden Effekte werden nachfolgend kurz beschrieben.

a) Temperaturbeeinflussung:

Für die kontrollierte Beeinflussung der Rücklauftemperatur im Einspeisekreis ist eine Kühlung mittels Wärmeübertrager WT2 vorgesehen. Hierfür ist der Wärmeübertrager WT2 an das Kaltwassernetz des Gebäudes angeschlossen. Im Betriebsfall der Versuchseinrichtung (lediglich kurze Zeiträume) wird das über den Wärmeübertrager WT2 strömende Kaltwasser in den Abwasserkanal abgeleitet. Durch die gezielte Abkühlung des Rücklaufs wird die im Einspeisekreis zu erbringende Temperaturdifferenz erhöht. Als Folge muss die Zieltemperaturregelung eine Anpassung der Regelsignale für die Regelorgane durchführen (z.B. Drehzahlveränderung der Pumpe).

b) Druckbeeinflussung:

Eine kontrollierte Beeinflussung der Druckdifferenz zwischen Vor- und Rücklaufstrang im Einspeisekreis wird über den Bypass B ausgeführt. Das in Bypass B verbaute Motorventil (MV3) kann in frei auswählbaren Zyklen angesteuert werden. Mit zunehmendem Öffnungsgrad des Ventils reduziert sich die Druckdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf, worauf die Regelung zur Aufrechterhaltung der Zieltemperatur reagieren muss. Durch eine kontinuierliche Veränderung des Öffnungsgrads (öffnen/schließen) tritt eine fortwährende Druckbeeinflussung im Einspeisekreis auf. Der über den Bypass B strömende Vorlauf führt zu einer Temperaturzunahme im Rücklauf. Um die hierdurch bedingte zusätzliche Beeinflussung der Regelung zeitlich von der ausgelösten Druckbeeinflussung zu entkoppeln, wird der Rücklaufstrom über den Behälter B1 geleitet. Dieser Behälter weist ein Volumen von 120 Liter auf und kann die Zeitdauer zwischen (I) Erhöhung der Rücklauftemperatur und (II) Einflussnahme auf die Regelung im Bereich von ca. 1 bis 2 Minuten verzögern.

3.3.3 Hydraulische Hauptkomponenten

Die Typenbezeichnung der verbauten Hauptkomponenten ist in Tabelle 1 ausgewiesen. Weitere Produktinformationen dieser Komponenten (z.B. Kennlinienfelder der Pumpen) sind dem Anhang beigefügt.

Komponente	Typenbezeichnung	Zusätzliche Produktinformationen
SP1	Grundfos TPE 32-380/2	siehe Anhang Kapitel 9.5.1.1
EP2	Grundfos CRE 5-16	siehe Anhang Kapitel 9.5.1.2
EP3	TPE3 32-80-S	siehe Anhang Kapitel 9.5.1.3
EP4	CRE 3-17	siehe Anhang Kapitel 9.5.1.4
WT1	Danfoss XB59 mit 180 Platten -	
HW	Sonderanfertigung,	_
	Volumen von 300 Liter	

Tabelle 1: Typenbezeichnung der Hauptkomponenten

3.4 Messtechnik

Die installierte Messtechnik hat zwei wesentliche Anwendungsziele. Zum einen können mittels dieser Aussagen über Systemzustände getroffen und zum anderen die Energieströme der Versuchsanlage erfasst werden. Beide Ziele sind für die Beurteilung des Anlagenbetriebs sowie die Aufarbeitung von Optimierungspotentialen notwendig. Im Nachfolgenden werden die installierten Sensoren vorgestellt sowie die zusätzlich ermittelten Größen aufgeführt, welche zur Beurteilung des Anlagenverhaltens notwendig sind. Des Weiteren werden die umgesetzten Möglichkeiten zur Datenauswertung erörtert.

3.4.1 Installierte Sensoren und deren Messwerte

Analog zu den beiden genannten Anwendungszielen der Messtechnik können die verbauten Messsensoren in zwei Kategorien unterteilt werden. Kategorie A dient zur Erfassung von Energieströmen, Kategorie B zur Erfassung von Systemzuständen. Zusätzlich sind für die Beurteilung der Systemzustände die klimatischen Bedingungen (z.B. Umgebungstemperatur) erforderlich. Diese werden am Standort der Versuchsanlage auf dem Gebäudedach erfasst. Eine Auflistung der Messsensoren sowie der erfassten Größen zeigt Tabelle 13 (Anhang Kapitel 9.6, Seite 72). Die in Tabelle 13 aufgeführte Bezeichnung der Sensoren ist identisch mit der verwendeten Bezeichnung im detaillierten Hydraulikschema (Bild 19 auf S. 61 und Bild 20 auf S. 62). Hinsichtlich der Messgenauigkeit der Sensoren werden die in Tabelle 2 aufgeführten Anforderungen eingehalten.

Sensor	Genauigkeit
Temperatursensoren	Genauigkeitsklasse AA (DIN EN 60751)
Durchflussmessgeräte	±0,5 % vom Messwert im relevanten
	Messbereich
Druckmesser	±0,3 % im relevanten Messbereich
Strahlungssensoren für Regelung	±2,5 % vom Messwert (vertikaler Lichteinfall)
Strahlungssensoren für Referenzmessung	±2 % vom Messwert (vertikaler Lichteinfall)
Stromzähler	Genauigkeitsklasse B (MPE = ±2 %)

Tabelle 2: Messgenauigkeit der ve	erbauten Sensoren
-----------------------------------	-------------------

3.4.2 Zusätzlich erfasste Größen des Anlagenbetriebs

Zusätzlich zu den in Kapitel 3.4.1 vorgestellten Messgrößen der Sensoren werden vom Regler weitere Werte zur Beurteilung des Betriebsverhaltens berechnet und ausgegeben. Diese sind in Tabelle 3 aufgelistet. Darüber hinaus werden auch Stellsignale der Regelung und Antwortsignale der Komponenten erfasst (z.B. Stellung eines Motorventils). Die hierüber erlangten Informationen sind für eine fundierte Analyse des Betriebsverhaltens erforderlich. Tabelle 4 stellt die erfassten Stell- und Antwortsignale vor.

Nr.	Bez.	Komponente	Größe	Einheit
1	SP1-ET	SP1	Strombedarf pro Tag	kWh/Tag
2	SP1-ST	SP1	Anzahl Starts pro Tag	Anz./Tag
3	SP1-LZT	SP1	Betriebszeit pro Tag	Minuten/Tag
4	EP2-ET	EP2	Strombedarf pro Tag	kWh/Tag
5	EP2-ST	EP2	Anzahl Starts pro Tag	Anz./Tag
6	EP2-LZT	EP2	Betriebszeit pro Tag	Minuten/Tag
7	EP3-ET	EP3	Strombedarf pro Tag	kWh/Tag
8	EP3-ST	EP3	Anzahl Starts pro Tag	Anz./Tag
9	EP3-LZT	EP3	Betriebszeit pro Tag	Minuten/Tag
10	EP4-ET	EP4	Strombedarf pro Tag	kWh/Tag
11	EP4-ST	EP4	Anzahl Starts pro Tag	Anz./Tag
12	EP4-LZT	EP4	Betriebszeit pro Tag	Minuten/Tag
13	EP5	∑ NEST	Strombedarf NEST pro Tag	kWh/Tag
14	W1-T	W1	Wärme pro Tag	kWh/Tag
15	W2-T	W2	Wärme pro Tag	kWh/Tag
16	W3-T	W3	Wärme pro Tag	kWh/Tag
17	W4-T	W4	Wärme pro Tag	kWh/Tag
18	W5-T	W5	Wärme pro Tag	kWh/Tag
19	G1-T300	G1	Einstrahlung pro Tag über 300 W/m ²	kWh/Tag
20	G1-Op	G1	Einstrahlung pro Tag wenn EP2 in Betrieb	kWh/Tag
21	G2-T300	G2	Einstrahlung pro Tag über 300 W/m ²	kWh/Tag
22	G2-Op	G2	Einstrahlung pro Tag wenn EP2 in Betrieb	kWh/Tag

Tabelle 3: Berechnete Werte

Nr.	Komponente / Bezeichnung	Messung	Einheit	Wert	Ort
1	SP1	Pumpendrehzahl	%	Ist- und Soll-Wert	Solarkreis
2	EP2	Pumpendrehzahl	%	Ist- und Soll-Wert	Einspeisekreis
3	EP3	Pumpendrehzahl	%	Ist- und Soll-Wert	Einspeisekreis
4	EP4	Pumpendrehzahl	%	Ist- und Soll-Wert	Einspeisekreis
5	SP5	Pumpendrehzahl	%	Ist- und Soll-Wert	Solarkreis
6	MV1	Ventil-Öffnungsgrad	%	Ist- und Soll-Wert	Solarkreis
7	MV2	Ventil-Öffnungsgrad	%	Ist- und Soll-Wert sowie errechneter fortlaufender Mittel- wert	Einspeisekreis
8	MV3	Ventil-Öffnungsgrad	%	Ist- und Soll-Wert	Einspeisekreis, Bypass B)
9	MV4	Ventil-Öffnungsgrad	%	Ist- und Soll-Wert sowie errechneter fortlaufender Mittel- wert	Einspeisekreis, Bypass A)
10	MV5	Ventil-Öffnungsgrad	%	Ist- und Soll-Wert	Einspeisekreis
11	MV6	Ventil-Öffnungsgrad	%	Ist- und Soll-Wert	Einspeisekreis
12	MV7	Ventil-Öffnungsgrad	%	Ist- und Soll-Wert	Einspeisekreis

Tabelle 4: Erfasste Stell- und Antwortsignale

3.4.3 Datenzugriff

Die Messdaten der aufgeführten Sensoren, die berechneten Werte sowie die abgegriffenen Stell- und Antwortsignale werden kontinuierlich erfasst und können vor Ort sowie mittels Fernzugriff eingesehen werden. Parallel zur Ausgabe der Live-Messdaten werden im Zeitraster von 5 Sekunden alle erfassten Werte in einen Datenspeicher abgelegt. Dies ermöglicht es, Messdaten aus vergangenen Zeiträumen für die Analyse des Anlagenverhaltens bereit zu stellen. Nachfolgend findet eine Vorstellung der drei Möglichkeiten für die Auswertung von Messdaten vor.

1. Auswertemöglichkeit von Live-Messdaten

Über eine grafische Oberfläche werden die aktuell erfassten Messdaten dem Nutzer angezeigt. Bild 12 zeigt die umgesetzte Visualisierung.



Bild 12: Beispielhafte Darstellung der grafischen Oberfläche zur Visualisierung von Live-Messdaten

2. <u>Auswertemöglichkeit von aufgezeichneten Messwerten mit dem Regler</u> Die Auswertemöglichkeit der aufgezeichneten Messwerte erfolgt mittels eines Zusatzprogramms, welches auf dem PC der Regelung installiert ist. Dieses Programm läuft parallel zur Auswertemöglichkeit von Live-Messwerte und erlaubt dem Nutzer ein zweiachsiges Diagramm mit maximal acht Messwerten zu konfigurieren. Die Auswahl des Darstellungszeitraums ist frei wählbar. In Bild 13 ist die grafische Oberfläche des von der Samson AG verwendeten Auswerteprogramms (InTouch) gezeigt.



Bild 13: Beispielhafte Darstellung der grafischen Oberfläche zur Visualisierung von aufgezeichneten Messdaten (Software: InTouch) 3. <u>Datenexport und Nutzung externer Programme zur Messdatenauswertung</u> Für Archivierungszwecke und für eine Auswertung der aufgezeichneten Messwerte mit externen Programmen besteht die Möglichkeit eines Datenexports. Hierbei können einzelne Messgrößen oder der gesamte Satz an Messgrößen für einen vom Nutzer wählbaren Zeitraum in eine CSV-Datei exportiert werden. Eine nachgelagerte Auswertung mittels Datenverarbeitungsprogramm (z.B. MS Excel) ist möglich.

3.4.4 Blitzschutz

Einige der in Kapitel 3.4.1 vorgestellten Messstellen befinden sich auf dem Gebäudedach. Um die dort montierten Sensoren mit der Regelung im Technikraum (Keller des Gebäudes) zu verbinden, wurde eine Datenleitung in einem Steigschacht installiert. Diese Datenleitung muss an der Stelle, an welcher die Gebäudehülle durchdrungen wird, für den Fall einer Überspannung durch Blitzschlag abgesichert werden. Nach Rücksprache mit einem Fachbetrieb ist für den Verwendungszweck der Datenleitung (Übertragung von 4 – 20 mA Signalen) eine Absicherung mit Blitzduktoren ausreichend. Bei der Umsetzung ist darauf zu achten, dass jede Ader der Datenleitung durch einen separaten Blitzduktor abgesichert werden muss. Die errichtete Blitzschutzeinrichtung zur Absicherung der betroffenen Datenleitung ist in Bild 31 im Anhang (Seite 74) gezeigt.

3.5 Regelung

Die in der Versuchsanlage umgesetzte Regelung basiert auf theoretischen Überlegungen, Praxiserfahrungen von Anlagenbeispielen und ersten Resultaten aus dem Testbetrieb der Pilotanlage. Entsprechend ist die umgesetzte Regelung als Ausgangsvariante aufzufassen, welche im Rahmen einer Optimierung adaptiert werden kann/sollte. Die Positionierung der für die Regelung verwendeten Sensoren ist in Bild 19 und Bild 20 (Seite 61 u. 62) dargestellt. Nachfolgend wird die Regelung entsprechend der Hydraulikkreise und Hydraulikvarianten vorgestellt. Des Weiteren werden die Variationsbereiche des Förderstroms einzelner Pumpen ausgewiesen. Die hier enthaltenen Angaben entsprechen den zu Projektende in der Regelung hinterlegten Parametern. Abweichungen zwischen den nachfolgend aufgeführten Regelkonzepten und den in Kapitel 5.1 dargestellten Betriebsresultaten beruhen auf einer ersten Parameteranpassung der Regelung, welche im Rahmen des Testbetriebs der Pilotanlage stattgefunden hat.

3.5.1 Solarkreis

Tabelle 5 fasst die wesentliche Parametrierung der Regelung des Solarkreislaufs zusammen. Diese ist für alle vier hydraulischen Lösungsansätze des Einspeisekreislaufs einheitlich.

Tabelle 5: Wesentliche Parametrierung der umgesetzten Regelung des Solarkreislaufs

Solarkreis			
Regelansatz		stufenlose Zieltemperaturregelung über Anpassung des Förderstroms der Pumpe SP1	
Führungsgröße		Soll-Volumenstrom	
Soll-Volumenstrom (V _{SP1, soll})		$\frac{\eta_{Koll} * G * A_{Koll} * 3,6}{(T_{VL,Soll,Solarkreis} - T1) * c_p * \rho}$	
Zieltemperatur (T _{VL, soll, Solarkreis})		mittels Temperaturfahrkurve vorgegeben; überwacht an der Temperaturmessstelle T52	
Kollektorwirkungsgrad (η _{κοιι})		$\eta_0 - c_1 * \frac{(T_{52} + T_1)/2}{G} - c_2 * \frac{[(T_{52} + T_1)/2]^2}{G}$	
Inbetriebnahme der Pumpe SP1		G3 > Grenzwert aus temperaturabhängiger Kennlinie	
Außerbetriebnahme der Pumpe SP1		G3 < Grenzwert aus temperaturabhängiger Kennlinie und T2 < (T _{VL, soll, Solarkreis} – 3 K)	
Freigabe der Regelung des Förderstroms von Pumpe SP1		mit Beginn der Wärmeabnahme im Einspeisekreis (EP2 oder EP3 in Betrieb)	
Förderstrom bis zur Freigabe der Regelung		2,5 m³/h	
Variationsbereich des	von	2,0 m³/h	
Forderstroms der Pumpe SP1	bis	8,0 m³/h	
3.5.2 Einspeisekreis Lösungsansatz 1

In Lösungsansatz 1 wird der eingespeiste Volumenstrom ausschließlich mittels des Förderstroms der Pumpe EP2 geregelt. Tabelle 6 fasst die wesentliche Parametrierung der Regelung zusammen.

Tabelle 6: Wesentliche Parametrierung der umgesetzten Regelung des Einspeisekreislaufs in Lösungsansatz 1

Einspeisekreis Lösungsansatz 1	
Regelansatz	stufenlose Zieltemperaturregelung über Anpassung des Förderstroms der Pumpe EP2
Führungsgröße	Soll-Temperatur
Soll-Temperatur (TvL, soll, Einspeisekreis)	mittels Temperaturfahrkurve vorgegeben; überwacht an der Temperaturmessstelle T4
Inbetriebnahme der Pumpe EP2	T2 > T _{VL, soll, Einspeisekreis} + 5 K mit einer konstanten Drehzahl (65 %)
Außerbetriebnahme der Pumpe EP2	V _{DM2} < 0,5 m³/h oder T4 < T _{VL, soll, Einspeisekreis} − 10 K oder Außerbetriebnahme der Pumpe SP1
Variationsbereich des Förderstroms der Pumpe EP2	Abhängig von der Druckdifferenz zwischen der Wär- menetzanschlussstelle ∆p3 und dem Pumpenkenn- feld

3.5.3 Einspeisekreis Lösungsansatz 2

In Lösungsansatz 2 wird der eingespeiste Volumenstrom mittels Drosselung über MV2 geregelt. Die Pumpe EP2 wird in der umgesetzten Regelvariante mit einer variablen Drehzahl betrieben. Diese Drehzahl der Pumpe wird auf Basis des Pumpenkennfelds ermittelt und resultiert aus der Forderung nach dem maximalen Volumenstrom bei einer Förderhöhe gleich der an der Anschlussstelle vorhandenen Druckdifferenz. Tabelle 7 führt die wesentliche Parametrierung der Regelung auf.

Tabelle 7: Wesentliche Parametrierung der umgesetzten Regelung des Einspeisekreislaufs in
Lösungsansatz 2

Einspeisekreis Lösungsansat	Einspeisekreis Lösungsansatz 2							
Regelansatz		stufenlose Zieltemperaturregelung über Anpassung des eingespeisten Volumenstroms mittels Drosselfunktion von MV2						
Führungsgröße		Soll-Temperatur						
Soll-Temperatur (TvL, soll, Einspeiser	kreis)	mittels Temperaturfahrkurve vorgegeben; überwacht an der Temperaturmessstelle T4						
Inbetriebnahme der Pumpe EP2 der Regelung von MV2	2 und	$T2 > T_{VL, soll, Einspeisekreis} + 5 K$						
Außerbetriebnahme der Pumpe und der Regelung von MV2	EP2	V _{DM2} < 0,5 m³/h oder T4 < T _{VL, soll, Einspeisekreis} − 10 K oder Außerbetriebnahme der Pumpe SP1						
Drehzahl der Pumpe EP2		variabel (die vorgegebene Drehzahl resultiert aus der Druck- differenz an der Wärmenetzanschlussstelle (∆p3) und der Forderung nach dem maximalen Förder- strom der Pumpe bei dieser Druckdifferenz)						
Öffnungsgrad von MV2 zum Beginn der Regelung		70 %						
Variationsbereich des	von	20 %						
Öffnungsgrad von MV2	bis	100 %						

3.5.4 Einspeisekreis Lösungsansatz 3

In Lösungsansatz 3 wird der eingespeiste Volumenstrom mittels Zirkulation über einen Bypass geregelt. Die Pumpe EP2 wird in der umgesetzten Regelvariante mit einer variablen Drehzahl betrieben. Diese Drehzahl wird auf Basis des Pumpenkennfelds ermittelt und resultiert aus der Forderung nach dem maximalen Volumenstrom bei einer Förderhöhe gleich der an der Anschlussstelle vorhandenen Druckdifferenz (identisch mit Lösungsansatz 2). In Tabelle 8 ist die wesentliche Parametrierung der Regelung zusammengefasst.

Tabelle 8: Wesentliche Parametrierung der umgesetzten Regelung des Einspeisekreislaufs ir	۱
Lösungsansatz 3	

Einspeisekreis Variante 3							
Regelansatz		stufenlose Zieltemperaturregelung über Anpassun des eingespeisten Volumenstroms mittels Zirkulatio über Bypass A (MV4)					
Führungsgröße		Soll-Temperatur					
Zieltemperatur (T _{VL, soll, Einspeisekre}	is)	mittels Temperaturfahrkurve vorgegeben; überwacht an der Temperaturmessstelle T4					
Inbetriebnahme der Pumpe EP2 der Regelung von MV4	2 und	$T2 > T_{VL, soll, Einspeisekreis} + 5 K$					
Außerbetriebnahme der Pumpe EP2 und der Regelung von MV4		MV4 war maximal geöffnet für einen Zeitraum länger als 10 min oder T4 < T _{VL, soll, Einspeisekreis} – 10 K oder Außerbetriebnahme der Pumpe SP1					
Drehzahl der Pumpe EP2		variabel (die vorgegebene Drehzahl resultiert aus der Druck- differenz an der Wärmenetzanschlussstelle (∆p3) und der Forderung nach dem maximalen Förder- strom der Pumpe bei dieser Druckdifferenz)					
Öffnungsgrad von MV4 zum Beginn der Regelung		80 %					
Variationsbereich des	von	0 %					
Öffnungsgrad von MV4	bis	100 %					

3.5.5 Einspeisekreis Lösungsansatz 4

Die Einspeisung in Lösungsansatz 4 weist zwei Hydraulikkreise auf. In der umgesetzten Regelung wird der Förderstrom der Pumpe im Einspeisekreis (EP4) dem Förderstrom im Speicherbeladekreis angepasst (Ziel: $\dot{V}_{Einspeisekreis} = \dot{V}_{Speicherbeladekreis}$). Weiter ist der Variationsbereich des Förderstroms von EP4 durch das Pumpenkennfeld und der Druckdifferenz zwischen Einspeise- und Entnahmestelle limitiert. Die ebenfalls auf der Fernwärmeseite installierte Pumpe EP3 wird mit einer Anpassung des Förderstroms zur Einhaltung einer vorgegebenen Zieltemperatur betrieben. Tabelle 9 führt eine Zusammenfassung der wesentlichen Parametrierung auf.

Tabelle 9: Wesentliche Parametrierung der umgesetzten Regelung des Einspeise- und Speicherbeladekreislaufs in Lösungsansatz 4

.

Einspeisekreis Losungsansa	(Z 4						
Regelansatz		Volumenstromregelung über Anpassung des Förder- stroms der Pumpe EP4					
Führungsgröße		Volumenstrom im Beladekreislauf					
Soll-Volumenstrom (V _{EP4, soll})		Volumenstrom im Beladekreislauf überwacht an DM3					
Zieltemperatur (TvL, soll, Einspeisekre	is)	mittels Temperaturfahrkurve vorgegeben; überwacht an der Temperaturmessstelle T4					
Inbetriebnahme der Pumpe EP	4	T12 > TVL, soll, Einspeisekreis + 2 K					
Außerbetriebnahme der Pumpe	EP4	$T4 < T_{VL, \text{ soll, Einspeisekreis}} - 3 \text{ K}$					
Variationsbereich des Förderstroms von EP4		bestimmt durch das Kennfeld der Pumpe und der Druckdifferenz an der Wärmenetzanschlussstelle (Δp3)					
Beladekreislauf							
Regelvariante		stufenlose Zieltemperaturregelung über Anpassung des Förderstroms der Pumpe EP3					
Führungsgröße		Soll-Temperatur					
Zieltemperatur (TvL, soll, Beladekreis)		mittels Temperaturfahrkurve vorgegeben; überwacht an der Temperaturmessstelle T14					
Inbetriebnahme der Pumpe EP:	3	$T2 > T_{VL, soll, Beladekreis} + 5 K$					
Außerbetriebnahme der Pumpe	e EP3	V _{DM5} < 0,5 m³/h und T2 < T∨L, soll, Beladekreis + 5 K oder Außerbetriebnahme der Pumpe SP1					
Variationsbereich des	von	0,2 m³/h					
Förderstroms von EP3	bis	7,0 m ³ /h					

Finspeisekreis Lösungsans:

4 SIMULATIONSMODELLE

4.1 Aufbau der Simulationsmodelle

Die in der Versuchsanlage realisierten vier Einspeisekonzepte wurden jeweils in ein eigenständiges Systemmodell überführt. Die hierfür verwendete Simulationsumgebung ist TRNSYS in der Version 17.1. Eine schematische Darstellung des Aufbaus der vier Systemmodelle ist in Bild 14 gezeigt. Wie ersichtlich, beschränkt sich die Unterscheidung im Aufbau der vier Systemmodelle auf den Einspeisekreis. Die Benennung der jeweiligen Systemmodelle ist an die Benennung der Hydraulikvarianten (siehe Kapitel 2.1.5) angelehnt.



Bild 14: Schematische Darstellung der erstellten Systemmodelle (jede Hydraulikvariante ist in einem separaten Systemmodell in TRNSYS abgebildet)

Zur Trennung der beiden Hydraulikkreisläufe wird ein Wärmeübertrag (Type 5) verwendet. Die Rohrleitungen werden ausschließlich als überirdisch verlegte Rohrleitungen mittels Type 31 berücksichtigt. Des Weiteren werden die Pumpen mit Type 110 und die Zweiwege-Ventile mit Type 11 abgebildet. Neben diesen Standard-Komponenten werden zwei Zusatzkomponenten (sogenannte Non-Standard Types) für die Abbildung des Kollektors (Type 832) und der hydraulischen Weiche (Type 340) verwendet. Um die komplexe Regelung der Versuchsanlage in den einzelnen Simulationsmodellen berücksichtigen zu können, ist die Verschaltung mehrerer Komponenten erforderlich (z.B. Hystereseregler, Gleichungsblöcke etc.). Wie die in Bild 14 dargestellte Systemgrenze verdeutlicht, ist das Wärmenetz nicht Bestandteil der erstellten Systemmodelle. Die an der Schnittstelle erforderlichen Größen (Rücklauftemperatur und Volumenstrom im Wärmenetz) werden den Anlagenmodellen mittels definierten Kurvenverläufen oder Messdaten aufgeprägt. Ähnliches gilt für die Klimadaten (solare Einstrahlung, Umgebungstemperatur etc.). Auch diese müssen dem Systemmodell an der Systemgrenze über Messdaten oder Klimadatensätze (z.B. Meteonorm von Meteotest [Meteotest]) vorgegeben werden.

4.2 Implementierte Regelung

Die Regelvarianten der einzelnen Systemmodelle basierten auf der in der Versuchsstation umgesetzten Regelung (siehe Kapitel 3.5). Schaltgrenzen für Regelbausteine sowie Ein- und Ausschaltkriterien wurden übernommen. Des Weiteren wurde der Variationsbereich des Förderstroms der einzelnen Pumpen entsprechend den real verbauten Pumpen angepasst.

4.3 Plausibilitätsprüfung

Die Grundfunktion der erstellten Simulationsmodelle wurde in einer ersten Plausibilitätsprüfung kontrolliert. Exemplarisch wird die durchgeführte Prüfung am Beispiel des Simulationsmodells mit Hydraulikvariante L1 (siehe Bild 14) vorgestellt. Die im Simulationsmodell umgesetzte Regelung entspricht den Angaben aus Kapitel 4.2. Des Weiteren wurden dem Simulationsmodell folgende Randbedingungen und Konfigurationen aufgeprägt:

- Klimadaten: standortspezifischer Witterungsverlauf (Düsseldorf),
- Temperaturen an der Netzanschlussstelle: gemittelte Stundenwerte basierend auf den Messwerten an der Versorgungsschnittstelle des Fernwärmenetzes (siehe Bild 6, Seite 15),
- Parametrierung der Anlagenkomponenten (z.B. Rohrleitungen): gleich der realisierten Versuchsanlage.

In Bild 15 sind ausgewählte Simulationsergebnisse für einen wolkenlosen Sommertag dargestellt. Die in der Darstellung aufgetragene Tageszeit bezieht sich auf die mitteleuropäische Zeitzone ohne Berücksichtigung der Sommerzeit (UTC + 1 h). Das Betriebsverhalten der Anlage am aufgezeigten Sommertag wird nachfolgend diskutiert.



Bild 15: Simulationsergebnisse des Simulationsmodells mit Hydraulikvariante L1 für einen beispielhaften Sommertag

Wie im Regelkonzept beschrieben (Kapitel 3.5), wird die Inbetriebnahme der Pumpe im Solarkreis durch eine einstrahlungsabhängige Kennlinie bestimmt. Gegen 7:15 Uhr wird der Grenzwert der Kennlinie überschritten und die Pumpe geht in Betrieb. Aufgrund der steigenden solaren Einstrahlung und der fehlenden Wärmeabnahme über den Einspeisekreis steigt die Vorlauftemperatur im Solarkreis kontinuierlich an. Um 8:20 Uhr überschreitet die Vorlauftemperatur im Solarkreis einen definierten Grenzwert (90 °C) und die Pumpe im Einspeisekreis beginnt mit der Fluidförderung. Ab diesem Zeitpunkt wird auch die Zieltemperaturregelung im Solarkreis freigegeben. Nach einer kurzen Anlaufphase wird die jeweilige Zieltemperatur in den beiden Kreisläufen (Solarund Einspeisekreis) erreicht. Die hierfür erforderliche Variation der Förderströme in beiden Kreisläufen ist deutlich in Bild 15 ersichtlich. Ab 16:00 Uhr ist die solare Einstrahlung zu gering, um trotz minimalem Förderstrom die geforderte Zieltemperatur im Einspeisekreis aufrecht zu erhalten. In den darauffolgenden Betriebsminuten sinkt die eingespeiste Vorlauftemperatur markant ab. Die Einspeisung stoppt, sobald der Grenzwert von 75 °C im Einspeisekreis unterschritten oder die Fluidförderung im Solarkreislauf beendet wird. Letzteres ist am aufgezeigten Beispieltag der Auslöser für den Stopp des Einspeisebetriebs gegen 16:48 Uhr. Im weiteren Darstellungszeitraum

(17 – 19 Uhr) tritt eine Temperaturabnahme in den Vorlaufleitungen beider Hydraulikkreisläufe (Solar- und Einspeisekreislauf) ein. Ersichtlich findet in der Vorlaufleitung des Solarkreislaufs eine schnellere Temperaturabnahme statt. Diese Feststellung wird wesentlich durch die unterschiedlichen Rohrdurchmesser im Solarkreislauf (DN40) und Einspeisekreislauf (DN65) bedingt.

4.4 Ausblick

Für die wissenschaftlich abgesicherte Anwendung der erstellten Systemmodelle steht eine Überprüfung mit Messdaten aus. Diese Überprüfung ist erforderlich, um die Abbildungsgenauigkeit der Systemmodelle bewerten zu können. Erst im Anschluss ist die Verwendung der Systemmodelle zur Aufarbeitung technischer Fragestellungen sinnvoll. Primär sollen die vorgestellten Systemmodelle die Arbeiten im Zusammenhang mit der angestrebten Optimierung der Regelansätze unterstützen, welche in der realen Versuchsanlage implementiert sind. Die Durchführung beider aufgeführten Schritte (Überprüfung der Systemmodelle und deren Anwendung) sollen im Rahmen des beantragten Folgevorhabens (Akronym: SWD.SOL II) erfolgen.

5 ERGEBNISSE

5.1 Erfahrungen mit Bau und Betrieb der Pilotanlage

Nachfolgend werden zunächst die wesentlichen Erfahrungen mit dem Bau der Pilotanlage geschildert und im Anschluss die Erfahrungen mit dem Testbetrieb¹.

Erfahrungen mit dem Bau der Pilotanlage

1. Ausschreibung und Vergabe

Die Ausschreibung der Pilotanlage erfolgte in zwei Teilen. Zum einen wurde das Solarkollektorfeld inklusive Unterkonstruktion und Druckhaltung ausgeschrieben, zum anderen die Einspeisestation selbst. Die Ausschreibung und Vergabe des Kollektorfeldes erfolgte entsprechend den Erwartungen ohne hervorzuhebende Besonderheiten. Durchgeführt wurde die Ausschreibung des Solarkollektorfeldes im Dezember 2015 über den Einkauf der Stadtwerke Düsseldorf. Nach Auswertungen der insgesamt sechs eingegangenen Angebote lagen die (Netto-) Angebotspreise zwischen 98.000 Euro und 182.000 Euro bzw. zwischen 437 und 1.017 Euro/m²(Bruttokollektorfläche) für solare Wärmeerträge zwischen 78 und 131 MWh/a. Im März 2016 wurden Verhandlungen mit zwei Anbietern geführt. Im April 2016 wurden 232 m² Bruttokollektorfläche Solarkollektoren an die Firma Wagner Solar GmbH beauftragt.

Ein stark gegensätzliches Bild zeigte sich im Rahmen der Ausschreibung der Einspeisestation. Aufgrund des Forschungscharakters der Pilotanlage war es für diesen Teil überraschend schwierig geeignete Angebote zu erhalten. Viele potentielle Anbieter (renommierte Stationsbauer für Hausübergabestationen) haben trotz direkter Kontaktaufnahme und Vorgesprächen kein oder kein beauftragbares Angebot abgegeben. Als Hauptgrund hierfür wurde die komplexe Regelung der Pilotanlage identifiziert. Bedingt durch die im Forschungsvorhaben

¹ Als Testbetrieb wird die Betriebsphase der Pilotanlage bezeichnet, welche sich vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme (05.2017) bis zum Zeitpunkt der Abnahme (12.2018) der Anlage erstreckt. Diese Betriebsphase der Pilotanlage dient primär zur Überprüfung der Grundfunktionalität sowie zur Parametrierung der Regelung (z.B. PID-Anteile). Eine Erprobung der unterschiedlichen hydraulischen Lösungsansätze findet im Rahmen des Versuchsbetriebs statt. Diese Betriebsphase beginnt aus haftungsrechtlichen Gründen frühestens nach erfolgreicher Abnahme der Anlage.

definierten Ziele hinsichtlich der Aufarbeitung dezentraler solarer Wärmeeinspeisung kombiniert der Prototyp vier hydraulische Lösungsansätze in einer Einspeisestation (L1, L2, L3 und L4, siehe Kapitel 3.3.1). Um diese vier hydraulischen Lösungsansätze unter technischen Aspekten im Praxisbetrieb angemessen erproben zu können, sind für jeden der vier Lösungsansätze mehrere Regelstrategien erforderlich. In Summe resultieren für den Einspeisekreis 15 Regelstrategien, welche im Regler der Pilotanlage abgebildet werden müssen. Die sich daraus ergebene Regelaufgabe übersteigt die Möglichkeiten der üblicherweise von Stationsbauern verwendeten Kompaktregler und erfordert eine frei programmierbare Regelung. Für deren Programmierung haben die Stationsbauer nur selten eigene Personaloptionen, weshalb im geschilderten Fall die Auslagerung der Regelaufgabe an ein Subunternehmen notwendig wird. Diese Ausgangssituation war für viele potentielle Anbieter nicht attraktiv, weshalb auch nach Verlängerung der Frist auf die Ausschreibung nur drei gültige Angebote eingereicht wurden. Die (Netto-) Angebotspreise lagen zwischen 91.000 Euro und 125.000 Euro, inklusive Zusatzkosten für die für das Forschungsvorhaben notwendige erweiterte Messtechnik.

Die Gesamtkosten der Pilotanlage setzen sich wie in Tabelle 10 gezeigt zusammen.

	Kosten (ohne Förde- rung und ohne MwSt.)
Vorbereitung Gebäude	39.428 €
Unterkonstruktion Kollektoren	22.250 €
Kollektoranlage	73.144 €
Einspeisestation	62.494* €
Planung	39.378€
	236.694 €

Tabelle 10: Aufstellung der Kosten für die Pilotanlage

*: ohne Zusatzkosten für zusätzlichen Pumpentausch

Die Kollektoranlage inkl. Unterkonstruktion erhielt eine Förderung in Höhe von 40% aus dem Marktanreizprogramm (MAP), die restlichen Positionen aus Tabelle 10 wurden innerhalb SWD.SOL gefördert.

2. Umsetzung des Kollektorfeldes

Die Umsetzung des Kollektorfeldes erfolgte in zwei Phasen. In der ersten Phase wurde die Unterkonstruktion der Kollektoren auf dem Gebäudedach installiert (siehe Bild 24, Seite 65). In der zweiten Phase erfolgte die Installation des Kollektorfeldes (siehe Bild 25, Seite 66). Beide Phasen der Umsetzung erfolgten ohne hervorzuhebende Vorkommnisse. Lediglich beim hydraulischen Anschluss des Kollektorfeldes an die bereits installierten Rohrleitungen im Steigschacht (siehe Bild 26, Seite 67) wurde der Vor- und Rücklauf vertauscht. Eine nachträgliche Korrektur konnte mit geringem Aufwand durchgeführt werden.

3. Umsetzung der Einspeisestation

Die Umsetzung der Einspeisestation kann in folgende Teilaufgaben unterteilt werden: Umsetzung der Hydraulik, Installation der Messtechnik, Umsetzung der Regelung und Umsetzung der Datenverarbeitung.

Der hydraulische Teil der Einspeisestation wurde modular vorgefertigt und entsprechend den Erwartungen im geplanten Zeitraum umgesetzt. Probleme hierbei traten lediglich bei der Abdichtung des Solarkreislaufs auf. Mehrfach musste der Stationsbauer die Verschraubungen nachziehen, bis die Leckagen vollständig behoben wurden. Dem entgegen liefen die Installation der Messtechnik, die Umsetzungen der Regelung und die Umsetzung der Datenverarbeitung sehr schwerfällig. Bei der Installation der Messtechnik war auffällig, dass, zumindest unter den zuvor definierten erhöhten Anforderungen eines Forschungsvorhabens, zum einen die für die Umsetzung der Messtechnik notwendige Sorgsamkeit nur in Ansätzen praktiziert wurde und zum anderen Anforderungen an die Messtechnik fehlinterpretiert wurden. Entsprechend häufig musste nachgearbeitet werden. Bei der Umsetzung der Regelung war es insbesondere die Programmierung, welche erst nach mehreren Nachbesserungen die geforderte Funktionalität erreichte. Auch bei der Datenerfassung und der Darstellung der Messdaten waren mehrere Überarbeitungen bis zum Erreichen der Abnahmereife erforderlich.

Sowohl die Probleme mit der Messtechnik als auch die Probleme mit der Regelung und der Datenerfassung führten zu einem erheblichen Verzug im Projektablauf. Für die zukünftige Umsetzung von vergleichbaren Anlagen außerhalb von Forschungsvorhaben sollte daher auf eine weitgehende Standardisierung und die Verwendung von vorkonfektionierten Kompaktreglern hingearbeitet werden.

4. Abnahme der Bauleistung

Die Abnahme des Kollektorfeldes erfolgte zielführend an einem Termin. Für die erfolgreiche Abnahme der Einspeisestation waren hingegen mehrere Termine notwendig. Anlass war die unzureichende eigenständige Prüfung der erbrachten Leistung des Auftragnehmers. Beispielsweise wurden bei den Abnahmeterminen folgende Mängel identifiziert:

- Ventile konnten nicht über die Regelung angesteuert werden,
- erfasste Messdaten standen nicht in der Software zur Messdatenauswertung zur Verfügung,
- einige der zu erfassenden Messdaten wurden nicht erfasst (da Sensoren nicht angeschlossen waren),
- frei definierbare Regelparameter standen nicht im Auswahlmenü des Reglers zur Verfügung (somit war keine Modifikation durch den Anwender möglich),
- geforderte Fernzugriffsmöglichkeit auf die Anlage war nicht umgesetzt,
- Exportfunktionen für die Messdaten waren nicht praxistauglich.

5. Dokumentation der Anlage

Verstärkt durch den innovativen Charakter der Pilotanlage ist eine aussagekräftige Dokumentation der verbauten hydraulischen Komponenten sowie der Funktionalität der Regelung und der Datenverarbeitung sehr wichtig. Insbesondere bei Letzteren wies die Dokumentation lange Zeit erhebliche Lücken auf.

Erfahrung mit dem Testbetrieb der Pilotanlage

1. <u>Temperaturniveau an der Anschlussstelle</u>

Nach Inbetriebnahme der Versuchsanlage im Mai 2017 wurde die Anlage in den Testbetrieb genommen. Hierbei zeigten sich über den gesamten Sommerzeitraum unerwartet hohe Rücklauftemperaturen an der Anschlussstelle im Wärmenetz. Statt der für die Planung der Versuchsstation zugrunde gelegten Netzrücklauftemperatur von 60 °C wurden während des Einspeisebetriebs der Versuchsstation Temperaturen von 80 – 90 °C festgestellt. Ein Beispieltag ist in Bild 16 gezeigt.



Bild 16: Beispieltag mit deutlich höheren Netzrücklauftemperaturen als in der Planung berücksichtigt

Erste Bemühungen die Ursache der unerwartet hohen Netzrücklauftemperaturen aufzufinden blieben erfolglos. Als Folge der gravierenden Temperaturabweichung zwischen dem Realzustand und der Planungsgrundlage konnte die im Kollektorfeld generierte Wärme nicht auf dem vorgesehenen Zieltemperaturniveau (Sommer: 90 °C) eingespeist werden. Hierfür war der von den Pumpen (Kollektor- und Einspeisekreis) erreichte maximale Volumenstrom zu gering. Um dennoch die solare Wärme auf einem akzeptablen Temperaturniveau in das Wärmenetz einzuspeisen und die im Vorhaben angestrebten Erprobungen des Einspeisebetriebs durchführen zu können, mussten die installierten Pumpen (Kollektor- und Einspeisekreis) gegen leistungsfähigere Pumpen ausgetauscht werden. Dies konnte aufgrund der Verzögerungen bei der Abnahme der Einspeisestation erst im Mai 2018 erfolgen. Die durch den Pumpentausch entstandenen Mehrkosten lagen bei ca. 14.000 Euro (o. MwSt.). Ergänzung: Die Versuchsanlage ist in einem Nebenstrang des Wärmenetzes installiert. Während der Planung der Versuchsanlage waren aus diesem Nebenstrang keine Temperaturen bekannt, da sich die heute angeschlossenen Gebäude noch in der Bauphase befanden. Für die Planung der Versuchsanlage wurden daher die Netzrücklauftemperaturen des Hauptstrangs zugrunde gelegt, welcher den betroffenen Nebenstrang versorgt. Um vergleichbare Probleme in

zukünftigen Realisierungsprojekten zu vermeiden, kann es sinnvoll sein, ausreichende Leistungsreserven bei der Pumpenauslegung vorzusehen. Sind anstatt dem beschriebenen Fall bereits Wärmeabnehmer an den Wärmenetzstrang angeschlossen, empfiehlt es sich, die wärmenetzseitigen Temperaturen einzelner Hausanschlussstationen auszuwerten und diese im Rahmen der für die Planung notwendigen Temperaturermittlung zu berücksichtigen.

2. Kollektorscheibe gesprungen

Nach wenigen Wochen im Testbetrieb der Anlage ist die Glasabdeckung eines Kollektors gebrochen (siehe Bild 32, Seite 75). Der Schaden hat zu keiner merklichen Beeinträchtigung der thermischen Leistung des Kollektorfeldes geführt. Der Testbetrieb konnte ohne Einschränkungen aufrecht gehalten werden. Ein Austausch der beschädigten Glasscheibe war problemlos möglich.

3. Notwendigkeit von Fachpersonal vor Ort

Im Rahmen des Testbetriebs wurde die grundsätzliche Funktionalität der Versuchsanlage geprüft und Grenzbereiche des Anlagenbetriebs ermittelt. Hierbei kam es des Öfteren zum Ansprechen der hydraulischen Sicherheitseinrichtungen (Sicherheitstemperaturbegrenzer und Sicherheitsdruckbegrenzer), worauf die Anlage entsprechend der Sicherheitskette außer Betrieb genommen wird. Die Freischaltung der Sicherheitsarmaturen (z.B. Entriegeln des Sicherheitsdruckbegrenzers) muss manuell Vorort erfolgen. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit, dass in der näheren Umgebung zum Standort der Versuchsanlage eingelerntes Fachpersonal kurzfristig zur Verfügung steht. Andernfalls muss mit erheblichen Stillstandzeiten der Anlage gerechnet werden. Durch die gute Zusammenarbeit von SWD und Solites konnten die im Testbetrieb der Versuchsanlage eigetretenen Stillstandzeiten auf ein Minimum reduziert werden.

4. Automatisierte Wiederinbetriebnahme der Anlage nach Stagnation

Treten in den Stunden mit solarer Einstrahlung zu hohe Temperaturen im Solarkreis auf (z.B. fehlende Wärmeabnahme über den Einspeisekreis), werden die Pumpe im Solarkreis sowie die Pumpe im Einspeisekreis kontrolliert außer Betrieb genommen. Der daraufhin eintretende Systemzustand wird üblicherweise als Stagnation bezeichnet. Als Folge der Stagnation wird die in das Kollektorfeld eingetragene Wärme nicht mehr über den Einspeisekreis abgeführt. Die resultierende Temperaturzunahme im Kollektorfeld führt zum Verdampfen einer geringen Menge an Wärmeträgermedium. Aufgrund des Verdampfungsvorgangs und der damit einhergehenden Volumenzunahme wird das verbleibende flüssige Wärmeträgermedium aus dem Kollektorfeld gedrückt. Das verdrängte Wärmeträgermedium wird zu großen Teilen in den Membranausdehnungsgefäßen aufgenommen, der verbleibende Anteil gelangt über ein Überströmventil (ÜV1, siehe Bild 19 auf Seite 61) in einen Auffangbehälter (B5, siehe Bild 19 auf Seite 61). Damit das Wärmeträgermedium aus dem Auffangbehälter nach Abkühlen des Kollektorfelds in den Solarkreislauf rückgespeist werden kann, muss die Pumpe SP5 freigeschalten werden. Die Freigabe der Pumpe SP5 wird durch die Regelung der Versuchsanlage gesteuert, wodurch eine Schnittstelle zwischen zwei Gewerken besteht (SP5: Wagner Solar GmbH, Regelung: Samson AG). Trotz mehreren Abstimmungen zwischen den beiden Gewerken und entsprechenden Nacharbeiten hat die Rückspeisung mittels der Pumpe SP5 über mehrere Monate nicht zuverlässig funktioniert.

5. Fußbodenentwässerung bzw. Pumpensumpf

Es empfiehlt sich, im Technikraum eine Fußbodenentwässerung bzw. einen Pumpensumpf vorzusehen. In den ersten Monaten nach Inbetriebnahme kam es gelegentlich zum Austritt kleinerer Wassermengen (Wartungsarbeiten oder Leckagen der Anlage). Da im Technikraum keine Fußbodenentwässerung vorgesehen ist, war die Beseitigung der Wassermenge umständlich. Darüber hinaus kam es bisher einmalig zum Austritt einer größeren Wassermenge, welche durch eine defekte Komponente im Einspeisekreis der Versuchsstation verursacht wurde. Die ausgetretene Wassermenge ist über den Technikraum in den Vorraum und die Tiefgarage vorgedrungen (siehe Bild 33, Seite 76). Auch in diesem Fall war die Beseitigung der ausgetretenen Wassermenge aufgrund der fehlenden Fußbodenentwässerung umständlich.

6. Brandmelder im Technikraum

Aus Gründen des Brandschutzes ist im Technikraum ein Brandmelder vorzusehen. Bei der Produktauswahl des Brandmelders ist darauf zu achten, dass der Brandmelder nicht durch größere Mengen Flüssigkeitsdampf ausgelöst werden kann. Diese größeren Dampfmengen können entstehen, falls es zum Ansprechen eines Sicherheitsventils in der Versuchsstation kommt.

5.2 Erste Betriebsergebnisse

In diesem Unterkapitel werden zunächst erste Betriebsergebnisse der Versuchsstation vorgestellt und anschließend das identifizierte Verbesserungspotential diskutiert. In beiden Fällen findet eine Beschränkung auf den hydraulischen Lösungsansatz L3 (siehe Bild 5) statt. Betriebsresultate für die weiteren drei Lösungsansätze (L1, L2 und L4) können bisher nicht vorgestellt werden. Messergebnisse von zusätzlichen Beispieltagen für den Lösungsansatz L3 finden sich im Anhang unter 9.9 (Seite 76ff.). Die Ergebnisdarstellungen im Anhang weichen geringfügig von der Darstellung in Bild 17 ab, da weitere Ergebnisgrößen in den Diagrammen gezeigt werden.

<u>Hinweis:</u> Bei den Ergebnisdarstellungen handelt es sich ausdrücklich um erste Betriebsergebnisse. Die Anlagenregelung weist noch ein erhebliches Verbesserungspotential auf, welches im Anschluss an die Ergebnisdarstellung diskutiert wird.

5.2.1 Vorstellung erster Betriebsergebnisse

Für einen Sommertag ohne starke Dynamiken im Verlauf der solaren Einstrahlung (keine Bewölkung) sind in Bild 17 die Betriebsresultate aufgeführt. Die Diskussion der dargestellten Betriebsresultate erfolgt in Abhängigkeit der Betriebsphasen, welche in Bild 17 mit Hilfslinien abgegrenzt und zusätzlich mit der Ziffer 1 bis 5 benannt sind.



Bild 17: Messdaten eines Beispieltags (07.08.2018); verwendeter hydraulischer Lösungsansatz: L3 (Pumpe + Bypass)

Diskussion der Betriebsresultate:

<u>Phase 1 (Aufheizvorgang Solarkreis)</u>: Die Inbetriebnahme der Pumpe im Solarkreis erfolgt über eine einstrahlungsabhängige Kennlinie. Gegen 8:00 Uhr wird der Grenzwert der Kennlinie überschritten und die Pumpe beginnt mit der Fluidförderung. Die Förderleistung der Pumpe ist in dieser Betriebsphase konstant. Erst mit Anfahren der Pumpe im Einspeisekreis kann die Förderleistung der Pumpe im Solarkreis erhöht werden. Des Weiteren steigt im Aufheizvorgang des Solarkreislaufs dessen Temperatur deutlich an (siehe Vorlauftemperatur Solarkreis).

Phase 2 (Anfahrvorgang Einspeisekreis): Überschreitet die Vorlauftemperatur im Solarkreislauf einen definierten Grenzwert (88 °C) startet die Pumpe im Einspeisekreis mit der Fluidförderung. Die Drehzahl der Pumpe wird im Lösungsansatz L3 ausschließlich über die Druckdifferenz zwischen der Einspeise- und Entnahmestelle geregelt. Somit ist die Förderleistung der Pumpe ein Resultat der Betriebsbedingungen des Wärmenetzes. Die zur Zieltemperaturregelung notwendige Variation des eingespeisten Volumenstroms erfolgt im Lösungsansatz L3 ausschließlich mittels der Beimischung über den Bypass. Hierfür wird das im Bypass installierte Motorventil (MV4) entsprechend der Zieltemperaturabweichung von der Regelung angesteuert. In der am Beispieltag verwendeten Konfiguration der Regelung lässt sich durch diese Art der Volumenstromregelung eine Variation des eingespeisten Volumenstroms von 2200 bis 5000 Liter/h erreichen. Sollte die Einspeisung die Zieltemperatur trotz minimalem Einspeisevolumenstrom (maximale Zirkulation über Bypass) nicht aufrecht erhalten können, stoppt der Einspeisebetrieb. Dies ist in Phase 2 um 9:50 Uhr, 10:15 Uhr und um 10:40 Uhr der Fall. Im Resultat findet in der Phase 2 eine intermittierende Einspeisung statt, welche Potential für Verbesserungen bietet.

Phase 3 (kontinuierliche Eispeisung): In Phase 3 ist die solare Einstrahlung ausreichen hoch, um mit der verfügbaren Variation des Volumenstroms die Einspeisung über einen längeren Zeitraum aufrecht zu erhalten. Zu Beginn (10:50 bis 11:50 Uhr) gibt es merkliche Über- und Unterschreitungen der Zieltemperatur. Sowohl die Regelung des Solarkreislaufs als auch die Regelung des Einspeisekreislaufs reagieren hierauf mit einer Anpassung des jeweiligen Volumenstroms. Durch diesen Eingriff der Regelung kann die eingespeiste Vorlauftemperatur im Temperaturband von ±5 K eingehalten werden. Ab 12:00 Uhr reduziert sich die Abweichung zwischen dem Ist- und dem Sollwert der eingespeisten Vorlauftemperatur deutlich. Lediglich gegen 13:50 Uhr kommt es zu einer auffälligen Überschreitung der Zieltemperatur. Zur Vermeidung dieser Temperaturüberschreitung müsste ein höherer Einspeisevolumenstrom aufgebracht werden, welcher am Beispieltag mit der vorgegebenen Reglerkonfiguration nicht vorgesehen war.

Phase 4 (Abklingvorgang Einspeisekreis): Ab ca. 16:30 Uhr ist die solare Einstrahlung zu gering, um trotz minimalen Einspeisevolumenstrom die vorgegebene Zieltemperatur im Einspeisekreis aufrecht zu erhalten. Mit zunehmender Reduktion der solaren Einstrahlung fällt die eingespeiste Vorlauftemperatur weiter ab. Um 17:00 Uhr unterschreitet die eingespeiste Vorlauftemperatur einen festgelegten Grenzwert (80 °C) und die Einspeisung wird außer Betrieb genommen. Aufgrund der fehlenden Wärmeabnahme aus dem Solarkreislauf über die Einspeisung erwärmt sich der Solarkreis erneut (siehe Vorlauftemperatur im Solarkreis). Dies führt um 17:30 Uhr zu einer erneuten kurzzeitigen Einspeisung. Im Anschluss bleibt die Einspeisung für den restlichen Tagesverlauf außer Betrieb.

<u>Phase 5 (Abklingvorgang Solarkreis)</u>: Die solare Einstrahlung reduziert sich mit voranschreitender Tageszeit weiter. Als Folge reduzieren sich die solaren Gewinne im Kollektorfeld. Unterschreiten die solaren Gewinne die Wärmeverluste des Solarkreislaufs sinkt die Vorlauftemperatur im Solarkreislauf ab. Dieser Vorgang ist ab ca. 18:15 Uhr festzustellen. Um 19:10 Uhr wird der Grenzwert der im Regler hinterlegten Einstrahlungskennlinie unterschritten und die Fluidförderung im Solarkreis wird gestoppt.

5.2.2 Verbesserungspotential und Ausblick

Verbesserungspotential besteht insbesondere in Phase 2 und zu Beginn von Phase 3. Entsprechend den technischen Möglichkeiten kann bei den aufgeführten Strahlungsbedingungen aus Bild 17 der intermittierende Betrieb aus Phase 2 vollständig vermieden werden. Dies haben Simulationen in TRNSYS gezeigt. Für die Umsetzung sind geringere Förderströme im Einspeisekreis notwendig, welche aktuell in der Versuchsstation nicht realisiert werden können (Zielwert: ca. 1 m³/h, aktuelle Limitierung: 2,2 m³/h). Diesbezüglich wurden bereits Lösungsvorschläge erarbeitet, welche im Rahmen eines Anschlussvorhabens an SWD.SOL erprobt werden sollen.

Des Weiteren zeigen die zu Beginn von Phase 3 ersichtlichen Über- und Unterschreitungen der Zieltemperatur ein klar erkennbares Verbesserungspotential auf. Zum einen kann das Temperaturband der Über- und Unterschreitungen reduziert werden (Simulationserkenntnisse), zum anderen kann die Dauer des Einschwingvorgangs (in Bild 17 von 10:50 Uhr bis 11:50 Uhr) verkürzt werden. Entsprechend der Simulation ist für beide Verbesserungsoptionen einerseits eine Feinabstimmung der Parametrierung des Reglers (PID-Anteile) notwendig, andererseits eine schnellere Veränderung der Volumenströme im Einspeisekreis erforderlich. Inwiefern letzteres durch eine Modifikation der Parametrierung des Reglers erreicht werden kann, soll ebenfalls im Rahmen des Anschlussvorhabens zu SWD.SOL untersucht werden. Zusätzlich ist die Zeitdauer der Phase 3 am aufgezeigten Beispieltag nur moderat. Das Ende der Phase 3 (16:30 Uhr) könnte durch eine Reduktion des minimalen Volumenstroms im Solarkreis (aktuell 5.000 Liter/h) zeitlich verzögert werden. Diese Maßnahme würde es ermöglichen, sowohl die Zieltemperatur im Solarkreis als auch die Zieltemperatur im Einspeisekreis bei geringeren Einstrahlungsverhältnissen aufrecht zu erhalten.

5.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die in Kapitel 5.1 dargestellten Kosten der Pilotanlage sind aufgrund der Zusatzaufwendungen, welche im Rahmen des Forschungsvorhabens aufgelaufen sind (z.B. umfangreiche Messtechnik), für eine Prognose von erzielbaren Wärmekosten ungeeignet. Tabelle 11 zeigt auf Basis der Kosten der Pilotanlage sowie den Erfahrungen von Solites und SWD eine Kostenschätzung für zukünftige, auf Flachdächern installierte und dezentral in Wärmenetze einspeisende Solarthermieanlagen, in denen gebäudeseitige Einsparpotentiale und vorgefertigte Netz-Einspeisestationen mit Kompaktreglern berücksichtigt sind. Um auch Skaleneffekte zu berücksichtigen wurden neben der Anlagengröße der Pilotanlage drei weitere Anlagengrößen mit 500, 1000 und 2000 m² Brutto-Kollektorfläche (BKF) berücksichtigt.

Anlagengröße (Brutto-Kollektorfläche)	233 m²	500 m²	1000 m²	2000 m ²
Vorbereitung Gebäude	20.000€	30.000€	45.000€	55.000€
Unterkonstruktion Kollektoren	22.000 €	44.000€	84.000€	159.000€
Kollektoranlage	73.000€	148.000€	280.000€	530.000€
Einspeisestation	10.000€	15.000€	23.000€	32.000€
Planung	12.000€	24.000€	43.000€	77.000€
Gesamtkosten	137.000 €	261.000 €	475.000 €	853.000 €
Förderung*	61.650 €	117.450 €	213.750€	383.850 €
Gesamtkosten inkl. Förderung#	75.350 €	143.550 €	261.250 €	469.150 €
Cesamirosten mki. i Orderung	323 €/m²	287 €/m²	$45.000 \in$ $55.000 \in$ $84.000 \in$ $159.000 \in$ $280.000 \in$ $530.000 \in$ $23.000 \in$ $32.000 \in$ $43.000 \in$ $77.000 \in$ $475.000 \in$ $853.000 \in$ $213.750 \in$ $383.850 \in$ $261.250 \in$ $469.150 \in$ $261 €/m^2$ $235 €/m^2$	

Tabelle 11: Kostenprognose für zukünftige dezentral in Wärmenetze einspeisende Solarthermieanlagen (Angaben ohne MwSt.)

*: ertragsbezogenen Förderung nach Marktanreizprogramm (MAP), gedeckelt bei 45%

#: Bezugsfläche Brutto-Kollektorfläche

Mit diesen Kosten wurde eine Berechnung der Wärmegestehungskosten auf Basis der VDI 2067 durchgeführt. Diese basiert auf der Annuitätenmethode, in der sowohl Kapital-, Verbrauchs-, Betriebs- und sonstige Kosten als auch solare Erträge diskontiert werden. Bild 18 zeigt die berechneten potentiellen solaren Wärmegestehungskosten für vier exemplarische Anlagengrößen und als Funktion des solaren Wärmeertrages, der durch die Solarthermieanlage pro Jahr an das Wärmenetz geliefert wird. Der Wärmeertrag einer Solaranlage wird neben der Qualität des eingesetzten Kollektorproduktes beeinflusst von den Wetterbedingungen und den Systemtemperaturen. Der angegebene Varianzbereich von 400 bis 500 kWh/(m²_{BKF}·a) beschreibt den zu erwartenden Wärmeertragsbereich für fernwärmegeeignete Großflächen-Flachkollektoren.

Bei allen drei in Bild 18 betrachteten Anlagengrößen wurde von einer Flachdachmontage ausgegangen. Bei bodenaufgeständerten Kollektoren reduzieren sich die Kosten der Solaranlage zunächst, da die Befestigungstechnik einfacher und kostengünstiger wird und auch keine kostenintensiven Anpassungs- und Verlegearbeiten am Gebäude notwendig sind. Allerdings kommen gegebenenfalls Kosten für den Kauf oder die Miete der Grundflächen hinzu. Weitere Informationen hierzu finden sich auch in [SolnetBW 2015].



Bild 18: Solare Wärmegestehungskosten für drei Anlagengrößen und verschiedene solare Wärmeertrage (inklusive Förderung, ohne MwSt., Bezug Brutto-Kollektorfläche, Kalkulationszinssatz: 5% Nutzungsdauer Kollektoranlage: 25 Jahre)

Es zeigt sich, dass die Wärmegestehungskosten bei den betrachteten Anlagengrößen und einem mittleren solaren Wärmeertrag von 450 kWh/(m²_{BKF}a) im Bereich zwischen 44 €/MWh und 61 €/MWh liegen. Bei höheren solaren Erträgen von 500 kWh/(m²_{BKF}a) verschiebt sich dieser Bereich nach unten auf 40 – 55 €/MWh, bei niedrigeren solaren Erträgen von 400 kWh/(m²_{BKF}a) nach oben auf 49 – 69 €/MWh.

Somit kann die Solarthermie unter heutigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Vergleich zu bspw. einem Gaskessel bei geeigneter Größe und Rahmenbedingungen wirtschaftlich konkurrenzfähig sein (angesetzter Vergleichspreis: 42€/MWh_{th})². Allerdings müssen neben dem reinen Wirtschaftlichkeitsvergleich gegenüber einer Gasversorgung auch weitere Gesichtspunkte einer langfristigen Versorgungsstrategie wie Zukunftsfähigkeit, Preissteigerungen bei fossilen Energieträgern, Minimierung von Kostenrisiken, Primärenergiefaktor der gesamten Wärmeerzeugung, CO₂-Minderung, Erhöhung von Anteilen an erneuerbaren Energien etc. Berücksichtigung finden.

5.4 Solarwärme-Nutzungskonzepte für die SWD

Derzeit ist nach den vorliegenden Ergebnissen nicht mit der Errichtung eines größeren Solarparks in Düsseldorf zu rechnen, da der Grund und Boden derzeit zu teuer ist. Der Bodenrichtwert beträgt für den Düsseldorfer Innenstadtbereich über 2.000 EUR/m². Aufdachanlagen sind nur bei der Erreichung von PEF-Anforderungen sinnvoll. Für das Fernwärmenetz Innenstadt wurde von der TU Dresden ein Primärenergiefaktor (PEF) von "0" bescheinigt (siehe Anhang 9.10). Die Bescheinigung ist bis zum 22.09.2023 gültig. Ein Erfordernis des kurzfristigen Ausbaus der Solarthermie ist daher nicht erkennbar.

In neu zu konzipierenden Nahwärmesystemen wird die Solarthermie hingegen eine wichtige Rolle spielen, da hier der PEF eine entscheidende Rolle spielt.

Geschäftsmodelle

Die Geschäftsmodellentwicklung für die Solarthermie bei den Stadtwerken Düsseldorf gestaltet sich derzeit schwierig. Zum einen ist, wie in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus Kapitel 5.3 dargestellt, die Konkurrenz zur Gasversorgung so groß, dass sich Modelle mit Allgemeingültigkeit nicht realisieren lassen, zum anderen ist das erhobene Datenmaterial auch noch nicht belastbar genug, um marktreife Modelle zu erstellen. Da die Fernwärmeproduktion der bestehenden KWK-Erzeugungsanlagen bei stetigem

² Quelle. Eigene Berechnungen: Wärmeleistung= 175 kW, Wirkungsgrad thermisch = 95%, jährl. Erzeugung: 3.500 MWh; spez. Investkosten: 150 €/kW; Erdgaspreis: 26 €/MWh; Energiesteuer: 5,50 €/MWh; CO₂-Zertifikatskosten: 20 €/t CO₂; jährliche Betriebskosten: 3% der Investitionskosten; Kalkulationszinssatz: 5% Betrachtungszeitraum: 20 Jahre.

Netzausbau langfristig an die Kapazitätsgrenze stoßen wird und die Klimapolitik zudem grüne Fernwärme fordert, ist die Entwicklung von Geschäftsmodellen weiter im Fokus des Unternehmens.

6 ZUSAMMENFASSUNG

Das Vorhaben SWD.SOL (Dezentrale Einbindung von Wärme aus erneuerbaren Energien in das KWK-Fernwärmesystem der Stadtwerke Düsseldorf AG) wurde im Verbund der fünf Projektpartner Stadtwerke Düsseldorf AG, AGFW (Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.), Rheinwohnungsbau GmbH Düsseldorf, Umweltamt Landeshauptstadt Düsseldorf (begleitend) und Solites erarbeitet. Das erreichte Hauptziel des Vorhabens ist die erfolgreiche Realisierung einer Pilotanlage zur dezentralen Einspeisung von solarer Wärme in das Fernwärmenetz der Stadtwerke Düsseldorf. Die realisierte Pilotanlage weist eine Kollektorfläche von 232 m²_{Brutto} auf und speist die solare Wärme als vollwertiger Wärmeerzeuger in den Vorlauf des Fernwärmenetzes ein (Sommer: > 85 °C). Errichtet wurde die Pilotanlage in und auf einem Mehrfamilienwohnhaus, welches an das Fernwärmenetz angeschlossen ist. Um dieses Hauptziel des Vorhabens zu ermöglichen, mussten im Projektablauf mehrere Teilziele erarbeitet werden. Diese Teilziele sowie die im Vorhaben durchgeführten weiteren Arbeiten werden nachfolgend zusammengefasst.

1. Grundlagenermittlung

Für die Umsetzung der Pilotanlage wurden im ersten Schritt des Vorhabens die Grundlagen der dezentralen solaren Wärmeeinspeisung aufgearbeitet. In diesem Rahmen erfolgte zunächst die Analyse der technischen Randbedingungen, welche für dezentral einspeisende Wärmeerzeuger bestehen. Hervorzuheben sind zum einen die thermohydraulischen Bedingungen an der Anschlussstelle im Wärmenetz (z.B. Druckverlauf) und zum anderen die Anforderungen an die Charakteristik der Einspeisung (z.B. zulässige Abweichung von der Soll-Einspeisetemperatur). Aufbauend auf die ermittelten Randbedingungen wurden die bestehenden technischen Herausforderungen für dezentral einspeisende Wärmeerzeuger erarbeitet und Lösungsansätze von bereits realisierten Anlagenbeispielen vorgestellt. Bei beiden Punkten liegt der Fokus auf dem Einspeisekreis, in welchem die größeren Herausforderungen zu bewerkstelligen sind. Diese Herausforderungen resultieren einerseits aus der Notwendigkeit, die bestehende Druckdifferenz zwischen Wärmenetzvor- und Wärmenetzrücklauf zu überwinden (teils mehrere Bar und schwankender Verlauf) und andererseits den eingespeisten Volumenstrom entsprechend dem fluktuierenden Wärmeangebot der Solarthermieanlage zur Einhaltung einer vorgegebenen Zieltemperatur anzupassen.

2. Umsetzung der Pilotanlage

Basierend auf den ermittelten Grundlagen wurde ein Konzept für die Pilotanlage erstellt. Dieses zielt darauf ab, vier der in der Praxis realisierten Lösungsansätze für den hydraulischen Aufbau des Einspeisekreislaufs unter vergleichbaren Randbedingungen erproben zu können. Hierfür wurden die vier Lösungsansätze in einer Einspeisestation

kombiniert. Durch die gezielte Zu- und Wegschaltung einzelner Anlagenteile bzw. Komponenten (z.B. Bypassstrang) ermöglicht das Konzept den separaten Betrieb der einzelnen Lösungsansätze ohne einen Umbau im Einspeisekreis vornehmen zu müssen. Aufbauend auf dem erarbeiteten Konzept der Pilotanlage wurden die erforderlichen Ausschreibungsunterlagen erstellt. Hierbei wurde eine Aufteilung der Bauleistung in zwei Teile vorgenommen. Zum einen wurde das Kollektorfeld inklusive Unterkonstruktion und Druckhaltung ausgeschrieben, zum anderen die Einspeisestation selbst. Nach geführten Bietergesprächen und je einem Auswahlverfahren konnten die zwei Aufträge vergeben werden. Mit der Errichtung des Kollektorfeldes wurde die Firma Wagner Solar GmbH beauftragt, welche für das Vorhaben einen doppeltverglasten Flachkollektor verwendete. Der Auftrag zur Realisierung der Einspeisestation wurde an die Firma Kring TWT GmbH vergeben. Für die Umsetzung der im Leistungsverzeichnis formulierten Regelung der Pilotanlage sowie des Monitoringsystems holte sich die Kring TWT GmbH Unterstützung bei der Firma Samson AG, welche im Unterauftrag in die Realisierung eingebunden wurde. Die Errichtung der Pilotanlage erfolgte zügig, die Inbetriebnahme konnte im Mai 2017 stattfinden. Die anschließende Abnahme der Pilotanlage verzögerte sich aufgrund einer Vielzahl von technischen Problemen erheblich. Insbesondere die Umsetzung der komplexen Regelaufgabe gestaltete sich als herausfordernd.

3. Erste Betriebsergebnisse der Pilotanlage

Aufgrund der Herausforderungen im Rahmen der Umsetzung und der damit einhergehenden Projektverzögerung konnte die Erprobung der vier hydraulischen Varianten des Einspeisekreislaufs noch nicht erfolgen. Allerdings ist es im bisherigen Testbetrieb der Pilotanlage gelungen (05.2017 – 12.2018), erste Betriebsergebnisse zu generieren und diese auszuwerten. Wie beispielhaft durch die Messdatenauswertung mehrerer Tage gezeigt, kann die Pilotanlage die generierte solare Wärme auf dem Vorlauftemperaturniveau (Sommer: ca. 85 °C) in das Wärmenetz einspeisen (siehe Kapitel 5.2). Allerdings besteht mit Blick auf die Einspeisecharakteristik der Pilotanlage noch ein erhebliches Verbesserungspotential, welches in den aufgezeigten Messdaten klar ersichtlich wird. Beispielsweise könnte die Anzahl der Einspeisezyklen pro Tag durch eine Optimierung der Regelung reduziert werden, wodurch sich die Beeinflussung des Druckprofils im Wärmenetz verringern würde. Die Erschließung dieser und weiterer Verbesserungsmöglichkeiten des Betriebsverhaltens der Pilotanlage ist im Rahmen des beantragten Anschlussvorhabens SWD.SOL II angestrebt. Beginnen soll das Anschlussvorhaben im Sommer 2019.

4. Erstellte Simulationsmodelle

Parallel zur Realisierung der Pilotanlage wurden deren Lösungsansätze in die Simulationsumgebung TRNSYS überführt. Die unterschiedlichen hydraulischen Varianten im Einspeisekreis der Pilotanlage machten es erforderlich, ein jeweils eigenständiges Systemmodell zu erstellen. Nach einer ersten Plausibilitätsprüfung sind die erstellten vier Systemmodelle in der Lage das thermische Verhalten der Pilotanlage abzubilden. Eine darauf aufbauende Überprüfung der Systemmodelle mit Messdaten steht jedoch noch aus und soll ebenfalls im Rahmen des Anschlussvorhabens SWD.SOL II stattfinden. Das vorgesehene Anwendungsziel der Systemmodelle ist die Unterstützung der ausstehenden Betriebsoptimierung der Pilotanlage.

7 LITERATUR

- [DEZENTRAL 2015] Schäfer K., Rühling K., Mangold D., Gnüchtel S., et al.; 2015; Dezentrale Einspeisung in Nah- und Fernwärmesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Solarthermie; BMWi gefördertes Forschungsvorhaben [FKZ: 03ET1039]; Abschlussbericht; herausgegeben und verlegt durch AGFW [ISBN 3-89999-064-1]
- [Lennermo 2015 a] Lennermo G., Lauenburg P.; 2015; Variation in differential pressure at a district heating prosumer substation; Mälardalen University und Lund University; Schweden; Veröffentlichung; veröffentlicht im digitalen Tagungsband der 3. SDH-Konferenz [stattgefunden in Toulouse, Frankreich]
- [Lennermo 2015 b] Lennermo G. 2015; Variation in differential pressure at a district heating prosumer substation; Mälardalen University; Schweden; Präsentation; präsentiert bei der 3. SDH-Konferenz [stattgefunden in Toulouse, Frankreich]
- [Meteotest] Meteotest AG; Bern, Schweiz; weitere Informationen [Zugriff am 25.06.2019]: www.meteotext.ch
- [Schäfer 2014] Schäfer K., Schlegel F., Pauschinger T.; 2014; Dezentrale Einspeisung von Solarthermie in Wärmenetze – technische Analyse von realisierten Anlagen; Solites – Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme; Stuttgart; Veröffentlichung; veröffentlicht beim 24. Symposium Thermische Solarenergie [stattgefunden in Bad Staffelstein]
- [SolnetBW 2015] Solites [Steinbeis Forschungsinstitut], AGFW [Fernwärmeverband], Hamburg Institut [Forschungsinstitut], IER der Universität Stuttgart, Klimaschutz- und Energieagentur Baden Württemberg [KEA]; 2016; Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg – Grundlagen, Potenziale, Strategien; Studie des Vorhabens SolnetBW [FKZ BWE13030]; Verfügbarkeit [zugriff 06.2019]: https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2018/05/201507_SolnetBWI_Studie.pdf

8 IM RAHMEN DES VORHABENS SWD.SOL ERARBEITETE VERÖF-FENTLICHUNGEN UND DURCHGEFÜHRTE INFORMATIONSVOR-TRÄGE

8.1 Veröffentlichungen

Schäfer K., Schmidt T.; 2018; Experimental plant for analyzing the technical feasibility of decentralized solar heat feed-in; Solites – Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme; Stuttgart; Veröffentlichung im Rahmen der International Conference on Solar Energy for Buildings an Industry [EuroSun] 2018; stattgefunden in Rapperswil [Schweiz, Veranstalter: ISES]

Schäfer K., Schmidt T.; 2017; Versuchsstation zur Analyse der technischen Machbarkeit dezentraler solarer Wärmeeinspeisung im Forschungsvorhaben SWD.SOL; Solites – Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme; Stuttgart; Veröffentlichung im Rahmen des 27. Symposiums Thermische Solarenergie, stattgefunden in Bad Staffelstein [Veranstalter: OTTI]

Schäfer K., Schmidt T.; 2016; Technical challenges for solar thermal plants with decentralized feed-in into district heating networks and deduced plant concept for the experimental feed-in station in the SWD.SOL project; Solites – Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme; Stuttgart; Veröffentlichung im Rahmen der 4. International Solar District Heating Conference, stattgefunden in Billund [Dänemark, Veranstalter: Dansk Fjernvarme]

8.2 Vorträge

Schäfer K., Schmidt T.; 2018; Experimental plant for analyzing the technical feasibility of decentralized solar heat feed-in; Solites – Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunfts-fähige thermische Energiesysteme; Stuttgart; Vortrag und Postervorstellung im Rahmen der 5. International Solar District Heating Conference, stattgefunden in Graz [Österreich, Veranstalter: AEE Intec]

Schramedei R.; 2018; Vorstellung SWD.SOL im Rahmen der Praxiswerkstatt "Effiziente erneuerbare & solare Wärmenetze" am 28.09.2017 in Frankfurt [Veranstalter: Deutsches Institut für Urbanistik (difu)]

57

Schwutke R.; 2018; Vorstellung SWD.SOL im Rahmen der Veranstaltung Klimasalon am 20.09.2018 in Gelsenkirchen [Veranstalter: Klimadiskurs NRW]

Schramedei R., Schäfer K., Schmidt T.; 2017; SWD.SOL – Dezentrale Solarthermie-Einspeisung in das Fernwärmenetz der Stadtwerke Düsseldorf; Stadtwerke Düsseldorf AG und Solites [Steinbeis Forschungsinstitut]; Düsseldorf und Stuttgart; Vortrag im Rahmen des Status-Workshop Solarthermie in der Fernwärme; stattgefunden in Dresden [ausgerichtet durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie]

Schwutke R.; 2017; Vorstellung SWD.SOL im Rahmen eines Besuches der Stadtwerke Düsseldorf AG durch eine russische Delegation am 16.02.2017

Schramedei R.; 2017; Vorstellung SWD.SOL im Rahmen des 1. Kongresses ENER-GIEWENDEBAUEN am 31.01.2017 in Berlin

Schmidt T., Schäfer K.; 2016; Beispiele dezentraler Solarthermie-Einbindung in Nahund Fernwärmenetze; Solites – Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme; Stuttgart; Vortrag im Rahmen des Fachforums Dezentrale Einbindung von Wärme in Nah- und Fernwärmenetze, stattgefunden in Frankfurt [Veranstalter: Otti]

Schramedei R.; 2016; Vorstellung des Pilotprojektes Solarwärme – Einbindung in das Fernwärmenetz der Stadtwerke Düsseldorf (SWD.SOL); Stadtwerke Düsseldorf AG; Düsseldorf; Vortrag im Rahmen des Fachforums Dezentrale Einbindung von Wärme in Nah- und Fernwärmenetze, stattgefunden in Frankfurt [Veranstalter: Otti]

Schramedei R.; 2016; Herausforderungen bei der dezentralen Integration von Solarthermie in städtische Fernwärmesysteme; Stadtwerke Düsseldorf AG; Düsseldorf; Vortrag im Rahmen des Forums Solare Wärmenetze in Stuttgart [Veranstalter: AGFW und Solites]

Schwutke R.; 2015; Vorstellung SWD.SOL im Rahmen der Veranstaltung "Nacht der Wissenschaft" am 25.09.2015 in Düsseldorf [Veranstalter: Heinrich Heine Universität Düsseldorf]

9 ANHANG

9.1 Realisierte Anlagenbeispiele mit dezentraler Einspeisung von solarer Wärme Die nachfolgende Tabelle listet realisierte Anlagenbeispiele mit dezentraler solarer Wärmeeinspeisung auf. Zum Teil konnte die Bezugsfläche der recherchierten Kollektorfeldgröße (Apertur bzw. Brutto) nicht abschließend geklärt werden.

	Standort	Einspeisestelle	Inbetrieb- nahme	Anlagenbetreiber	Netzbetreiber/ Energiekunde	Kollektor- fläche in m ²
Öst	terreich			L	L	I
1	Wels	Messezentrum Wels	2011	Elektrizitätswerk Wels AG	MEA SOLAR GmbH	3.388 (B)
2	Graz	Wasserwerk Andritz	2009	solar.nahwaerme.at Energiecontracting GmbH	Energie Graz GmbH & Co. KG	3.855 _(B)
3	Graz	Berliner Ring	2004	solar.nahwaerme.at Energiecontracting GmbH	Lokaler Betreiber	2.480
4	Graz	Stadion Lie- benau	2002	solar.nahwaerme.at Energiecontracting GmbH	Energie Graz GmbH & Co. KG	1.420 _(B)
Scl	nweden					
5	Molkom	Molkom	2011	Karlstad Kummun	Molkom Biovärme	501 _(A)
6	Göteborg	Gårdsten	2010	Gårdstenbostäder	Göteborg Energi	150 (A)
7	Helsingborg	Björka/Ödåkra	2010	Helsingborgshem	Öresundskraft	106 _(A)
8	Stockholm	Glottran	2010	SKB	Fortum	202 _(A)
9	Timrå	Brf Örnen	2009	Brf Örnen (HSB)	E.ON	262 (A)
10	Växjö	Vislanda	2009	Allbohus	Alvesta Energi	344 (A)
11	Eskilstuna	Måsta	2009	Eskilstuna kommun	Eskilstuna Energi	230 (A)
12	Karlstad	Nya Järpen	2009	KBAB	Karlstad Energi	227 (A)
13	Malmö	Stensjön	2008	Malmö stad	E.ON	46 (A)
14	Malmö	Sege Park	2008	Malmö stad	E.ON	230 (A)
15	Malmö	Helenholm	2007	Malmö stad	E.ON	1.128 (A)
16	Malmö	Augustenborg	2005	Malmö stad	E.ON	426 (A)
17	Malmö	Kockum	2002	E.ON		1.050 (A)
18	Malmö-Bo01	M-Propellern 1:1	2001	E.ON		218 _(A)
19	Malmö-Bo01	M-Propellern 1:2	2001	E.ON		42 _(A)
20	Malmö-Bo01	M-Propellern 2	2001	E.ON		132 _(A)
21	Malmö-Bo01	M-Propellern 3	2001	E.ON		403 (A)
22	Malmö-Bo01	M-Salongen 5	2001	E.ON		62 (A)
23	Malmö-Bo01	M-Salongen 9:1	2001	E.ON		62 (A)
24	Malmö-Bo01	M-Salongen 9:2	2001	E.ON		166 (A)
25	Malmö-Bo01	M-Salongen 11	2001	E.ON		56 (A)

Tabelle 12: Übersicht realisierter dezentral einspeisender Solarthermieanlagen

	Standort	Einspeisestelle	Inbetrieb- nahme	Anlagenbetreiber	Netzbetreiber/ Energiekunde	Kollektor- fläche in m ²
26	Malmö-Bo01	M-Salongen 12	2001	E.ON		150 (A)
Däi	nemark	•		•		
27	Hillerød	Kongens Vænge	2010	Hillerodforsyning		315
28	Avedore	Store Hus	2009	-	-	750
29	Hillerød	Elmegården	2009	Hillerodforsyning		798 (A)
30	Skive	Hoeslev School	1994	Kommune Skive	Højslev Fjernva- rme	375 _(B)
De	utschland					
31	Hamburg	Heizwerk Berne	2011	E.ON Hanse Wärme	•	114 (B)
32	Pirna	E-Schule Pirna	2011	-	Stadtwerke Pirna	150
33	Pirna	L-Schule-Pirna	2011	-	Stadtwerke Pirna	240

(A): Kollektoraperturfläche; (B): Kollektorbruttofläche



9.2 Detailliertes Hydraulikschema der Solarkollektoranlage

Bild 19: Detailliertes Hydraulikschema der Solarkollektoranlage



9.3 Detailliertes Hydraulikschema der Einspeisestation

Bild 20: Detailliertes Hydraulikschema der Einspeisestation

9.4 Ergänzende Angaben zur Solarkollektoranlage

9.4.1 Solar Keymark Zertifikate der installierten Kollektoren

👗 τί	JVRheinla	and®					0				
	NCERTCO						1	L H	V	Р	age 1/2
Summary of EN 12975	Test Result	s,				Licence	e Numb	er	011-75	2597 F	
annex to Solar KEYMA	RK Certifica	ate				Issued			2015-1	0-13	
Company holding the	Wagner Sol	ar GmbH				Country	Deutsch	and			
Brand (optional)	wagner sola	aronon				Website www.wagner-solar.com					
Street, street number	Sonnenallee	2				E-mail	info@v	vagner-	solar.co	m	
Postal Code / City, provinc	e 35274	Kirchhai	n			Tel/Fax	+49	6421 80	07 0 / 64	21 8007 2	2
Collector Type (flat plate gl	azed/un-glaze	d; evacua	ate tubul	ar)		Flat plat	e collecto	r - glazed			
Thermal / photo voltaic hyb	oid collector? {	PVT collec	tor)			No					
Integration in the roof poss	ible ? (manufa	cturers de	claration	1) •		No					
		9 🙃				្រា	Pow	/er outpu	t per coll	ector mo	dule
		A A	s £	t s	s £	N A	<u> </u>	0 = 850 W	Tm-Ta	= 150 ₩/1	n-
		Ape	Gro	wid ⁴	Gro heig	Gro	ОК	10 K	30 K 50 K 70 P		
Collector name		m²	mm	mm	mm	m²	W	W	W	W	W
WGK 80 AR		7.41	2 224	3 557	135	7.91	6 272	6 0 3 4	5 500	4 889	4 2 0 1
WGK 133 AR		12.35	2 224	5 920	135	13.17	10 454	10 057	9 167	8 1 4 9	7 0 0 2
					<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>		
					<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>		
				<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>		<u> </u>		
Performance test method			Liquid h	eating col	lector - q	uasi-dyna	mic - out	door			
Performance parameters r	elated to aper	ture	η0b	c1	c2	c3	c4	c6	KƏd		
Units Test regults - Elevy rate and	fluid coo not	1	- 0.957	W/(m²K)	₩/(m²K²)	J/(m*K)	-	s/m	- 0.019		
Pi diserti se lissi dense and	nulu see note	- 1	0.657	5.065	0.013	0.000	0.000	0.000	0.310		
Bi-directional incidence an	gie KA(A)	NO Angle	10°	20°	30°	An ^a	re obliga	60°	70°	80°	90°
incidence angle modifiers	10(0)	K0(0)	1.00	0.99	0.97	0.95	0.91	0.83	0.68	0.21	0.00
Incidence angle modifier n	ot bi-										
directional - leave fields bla	ank										
Stagnation temperature - }	Neather cond	itions see	note 2			-	Tstg		214	°C	
Effective thermal capacity							ceff = C/	AAp	9.985	kJ/(m²K)	
Max. intende operation te	mperature - se	e note 3					Tmax,op)	- °C		
Max. operation pressure -	see note 3						pmax,op	>	1000	kPa	
Pressure drop table - for a	collector fami	ly, the val	ues shall	be for th	e module	e with hig	hest ΔP p	per m² ap	erture ar	ea	
Flow rate	kg/(s m²)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pressure drop, ∆P	Pa				-						-
Optional weather data	Location				Link						
Testing Laboratory		TZS, ITW	Universi	ty Stuttga	art						
Website		http://w	ww.itw.u	ini-stuttg	art.de	Data of	last real	-1	2015 10	12	
rest report la. number		1500112570	EWI01, 19CO	Lize/QUEM0)		Date of	test repo	n	2015.10	.15	
During the test GDIF/GTOT	was always be	tween	0	and	1	I					
none	atory:										
Note 1 Flow outs	0.020	1 // 31	et. 14	Water				land and	Terreturnet, and		50.1
Note 1 Flow rate	0.020	Kg/(s m²)	Fluid	water			{	IZS	Testavetrum für Boleranlagtit	-	
Note 2 Given by menu ford	o w/m*; Amb	ient temp	erature	, 1a=30°(-		1	- Lohn	Tota Sutian	-	
Note 3 Given by manufact	urer							Datashe	et version:	4.06, 2014	4- 01-1 5
Tel: +49 30 7562-11	DIN 0 31 • Fax: +	CERTC 49 30 7	0 • All 7562-1	boinstr 141 • E	aße 56 -Mail:	• 1210 info@d)3 Berl lincert	in co.de •	www.	dincert	co.de

Bild 21: Solar Keymark Zertifikat der installierten Kollektoren, Seite 1

٨	TÜV Rh	einla	and	0						-	1	223		
A		TCO								1	l	N		Page 2
Annual collector out	put base	ed on	EN 12	2975	Test F	Result	s,		Licer	ice Ni	umbe	r	011-	7S2597
annex to Solar KEYM	ARK Cer	tifica	te						lssue	d			13.1	0.2015
		Δ	nnua		ector	outru	1+ k\A/	h/mc	dule					
			innua	reone	Locat	ion an	d coll	ector	tempe	eratur	e (Tm)	}		
					0		64		1		(2)			
Collector name	25°C	50°C	s 75°C	25°C	50°C	75°C	25°C	50°C	75°C	25°C	50°C	rg 75°C	-	
WGK 80 AR	9 975	7 622	5 443	7 883	5 851	4 055	5 741	4 071	2 719	6 2 3 3	4 406	2 901		
WGK 133 AR	16 624	12 704	9 072	13 138	9 751	6 758	9 568	6 784	4 532	10 389	7 344	4 834		
					-			-			_		<u> </u>	
					-			-					-	
					_						_			
Collector mounting: Fixed	l or tracki	ng				Fixed	; slope	e = lat	itude -	· 15° (rounde	ed to r	eares	t 5°)
				0	verviev	v of lo	cations	5						
Location	Latiti	ude °	Gto kWh/	t m²	Ta °C			Collec	tor ori	entatio	on or t	racking	; mode	1
Athens	3	8	176	5	18.5					Sout	h, 25°			
Davos	4	7	1 71	.4	3.2					Sout	h, 30°			
Stockholm	5	9	1 16	6	7.5					Sout	h, 45°			
Würzburg	5	0	1 24	4	9.0			South, 35°						
C														1.000
Gtot Annual total irradia	ation on co	oilecto	r plane	5										kWh/r
Ta Mean annual ambi	ent air ter	nperat	ure											*C
Im Constant collector	operating	tempe	erature	e (mea	n of in	- and o	utlet t	emper	atures)				-C
The calculation of the a tool ScenoCalc. The col	annual co lector ou	llecto Itput i	r perf s calc	ormai ulated	nce is I hour	perfor by ho	med w ur acc	with the sording	he offi g to th	cial So ne effi	olar Ke ciency	eymarl / paral	k sprea meters	adsheet s from th
available at http://www	w.sp.se/e	n/ind	ex/ser	vices	/solar/	Scence	Calc/	Sidor/	defaul	t.aspx	iption	orthe	carcu	ations is
		,												
r		- 001	Albo	instra	Be 56	• 121	03 B4	erlin				Dat	asheet	version:
Tel: +49 30 7562	-1131 • F	ax: +	49 30	7562	-1141	• E-M	ail: in	fo@d	lincert	co.de	•		4.06, 2	014-01-15
		•	www.o	lincer	tco.d	е		-				Sce	noCalc	version:
i													ver. 4.0	o (Jan, 2014

Bild 22: Solar Keymark Zertifikat der installierten Kollektoren, Seite 2

64

Dachfläche des Gebäudes			G. 9		G. 10	G. 11
G. 1 G. 4 G. 5	G. 6	G. 7		G. 8		
G. 3 G. 2		Grund	dfläche des (Gebäudes		- i

9.4.2 Belegungsplan des Gebäudedachs mit Kollektoren

Bild 23: Belegung des Gebäudedachs mit Kollektoren (die gezeigten Kollektorgruppen (Abkürzung G.) bestehen zum Teil aus mehreren Einzelkollektoren; installiert wurden zwei Kollektorgrößen (13,2 m²_{Brutto}) und 7,9 m²_{Brutto}))

9.4.3 Unterkonstruktion und Aufnahmepunkte



Bild 24: Darstellung einer Stütze für die Aufnahme der Unterkonstruktion (links) und der Unterkonstruktion zur Aufnahme der Kollektoren (rechts)



9.4.4 Installation der Kollektoren

Bild 25: Installation der Kollektoren auf die zuvor installierte Unterkonstruktion (aus Datenschutzgründen wurden die Gesichter der abgebildeten Personen geschwärzt)


9.4.5 Anschlusspunkt des Kollektorfeldes an die Steigleitungen

Bild 26: Anschlussstelle der Hauptleitungen des Kollektorfeldes an die Rohrleitungen im Steigschacht

9.5 Produktinformationen installierter Anlagenkomponenten

9.5.1 Kennfelder der installierten Pumpen



9.5.1.1 Kennlinienfeld der Pumpe SP1

Bild 27: Kennlinienfeld der SP1 (Grundfos TPE 32-380)



9.5.1.2 Kennlinienfeld der Pumpe EP2

69



9.5.1.3 Kennlinienfeld der Pumpe EP3



9.5.1.4 Kennlinienfeld der Pumpe EP4

9.6 Messtechnik – Sensorliste

Tabelle 13: Sensorliste

Nummer	Bezeich- nung	Messung	Einheit	Ort	
1	W1	Leistung	kW	Solarkreis	
	14/5	Wärme	kWh	Solarkreis	
	vvarme- zähler	Durchfluss (DM1)	m³/h	Solarkreis	
	Zarnor	Fluid-Menge	m³	Solarkreis	
		Vorlauftemperatur (T2)	°C	Solarkreis	
		Rücklauftemperatur (T1)	°C	Solarkreis	
		Temperaturdifferenz	К	Solarkreis	
2	W2 Wärme- zähler	Leistung	kW	Einspeisekreis, nahe WT1	
		Wärmemenge	kWh	Einspeisekreis, nahe WT1	
		Durchfluss (DM2)	m³/h	Einspeisekreis, nahe WT1	
		Wassermenge	m³	Einspeisekreis, nahe WT1	
		Vorlauftemperatur (T4)	°C	Einspeisekreis, nahe WT1	
		Rücklauftemperatur (T5)	°C	Einspeisekreis, nahe WT1	
		Temperaturdifferenz	К	Einspeisekreis, nahe WT1	
3	W3	Leistung	kW	Einspeisekreis, zu Wärmenetz	
		Wärmemenge	kWh	Einspeisekreis, zu Wärmenetz	
	vvarme- zähler	Durchfluss (DM3)	m³/h	Einspeisekreis, zu Wärmenetz	
		Wassermenge	m³	Einspeisekreis, zu Wärmenetz	
		Vorlauftemperatur (T11)	°C	Einspeisekreis, zu Wärmenetz	
		Rücklauftemperatur (T8)	°C	Einspeisekreis, zu Wärmenetz	
		Temperaturdifferenz	К	Einspeisekreis, zu Wärmenetz	
4	W4	Leistung	kW	Einspeisekreis, von Wärmenetz	
	Wärme- zähler	Wärmemenge	kWh	Einspeisekreis, von Wärmenetz	
		Durchfluss (DM4)	m³/h	Einspeisekreis, von Wärmenetz	
		Wassermenge	m³	Einspeisekreis, von Wärmenetz	
		Vorlauftemperatur (T11)	°C	Einspeisekreis, von Wärmenetz	
		Rücklauftemperatur (T8)	°C	Einspeisekreis, von Wärmenetz	
		Temperaturdifferenz	К	Einspeisekreis, von Wärmenetz	
5	W5	Leistung	kW	Einspeisekreis, zu hyd. Weiche	
	Wärme- zähler	Wärmemenge	kWh	Einspeisekreis, zu hyd. Weiche	
		Durchfluss (DM5)	m³/h	Einspeisekreis, zu hyd. Weiche	
		Wassermenge	m³	Einspeisekreis, zu hyd. Weiche	
		Vorlauftemperatur (T14)	°C	Einspeisekreis, zu hyd. Weiche	
		Rücklauftemperatur (T13)	°C	Einspeisekreis, zu hyd. Weiche	
		Temperaturdifferenz	К	Einspeisekreis, zu hyd. Weiche	
6	T1	Temperatur	°C	Solarkreis	
7	T2	Temperatur	°C	Solarkreis	
8	Т3	Temperatur	°C	Solarkreis	
9	T4	Temperatur	°C	Einspeisekreis	
10	T5	Temperatur	°C	Einspeisekreis	
11	T6	Temperatur	°C	Einspeisekreis	

Nummer	Bezeich- nung	Messung	Einheit	Ort	
12	T7	Temperatur	°C	Einspeisekreis	
13	T8	Temperatur	°C	Einspeisekreis	
14	Т9	Temperatur	°C	Einspeisekreis, B)	
15	T10	Temperatur	°C	Einspeisekreis	
16	T11	Temperatur	°C	Einspeisekreis	
17	T12	Temperatur	°C	Einspeisekreis, hyd. Weiche	
18	T13	Temperatur	°C	Einspeisekreis	
19	T14	Temperatur	°C	Einspeisekreis	
20	T41	Temperatur	°C	Dach, Vorlauftemperatur Reihe K1	
21	T42	Temperatur	°C	Dach, Vorlauftemperatur Reihe K2	
22	T43	Temperatur	°C	Dach, Vorlauftemperatur Reihe K3	
23	T44	Temperatur	°C	Dach, Vorlauftemperatur Reihe K4	
24	T45	Temperatur	°C	Dach, Vorlauftemperatur Reihe K5	
25	T46	Temperatur	°C	Dach, Vorlauftemperatur Reihe K6	
26	T47	Temperatur	°C	Dach, Vorlauftemperatur Reihe K7	
27	T52	Temperatur	°C	Dach, Vorlauftemperatur Feld	
28	frei				
29	DM1	Durchfluss	m³/h	Solarkreis	
30	DM2	Durchfluss	m³/h	Einspeisekreis	
31	DM3	Durchfluss	m³/h	Einspeisekreis	
32	DM4	Durchfluss	m³/h	Einspeisekreis	
33	DM5	Durchfluss	m³/h	Einspeisekreis	
34	∑V1	Wassermenge	m³	Einspeisekreis, kalte Seite von WT2	
35	P1	Druck	bar	Solarkreis	
36	P2	Druck	bar	Einspeisekreis	
37	P3	Druck	bar	Einspeisekreis, A)	
38	P4	Druck	bar	Einspeisekreis	
39	P5	Druck	bar	Einspeisekreis, B)	
40	P6	Druck	bar	Einspeisekreis	
41	P7	Druck	bar	Einspeisekreis	
42	P8	Druck	bar	Einspeisekreis	
43	frei				
44	ΔP1	Druckdifferenz	bar	Solarkreis	
45	ΔP2	Druckdifferenz	bar	Einspeisekreis	
46	ΔP3	Druckdifferenz	bar	Einspeisekreis	
47	G1	Einstrahlung	W/m²	Dach, Einstrahlung 1 (geneigt, Bestandteil der Regelung)	
48	G2	Einstrahlung	W/m²	Dach, Einstrahlung 2 (geneigt, Bestandteil der Regelung)	
49	G3	Einstrahlung	W/m²	Dach, Einstrahlung 3 (geneigt, separate Referenzmessung)	
50	G4	Einstrahlung	W/m²	Dach, Einstrahlung 4 (horizontal)	
51	Tamb	Temperatur	°C	Dach, Umgebungstemperatur	
52	wind	Windgeschwindigkeit	m/s	Dach, Windgeschwindigkeit	
53	E1	Strombedarf	kWh	Solarkreis, SP1	

Nummer	Bezeich- nung	Messung	Einheit	Ort		
54	E2	Strombedarf	kWh	Einspeisekreis, EP2		
55	E3	Strombedarf	kWh	Einspeisekreis, EP3		
56	E4	Strombedarf	kWh	Einspeisekreis, EP4		
57	E5	Strombedarf	kWh	Gesamte Station (alle Pumpen, Ventile, Regelung etc.)		
Anzeigegeräte						
Nummer	Bez.	Messung	Einheit	Ort		
58	TI1	Temperatur	°C	Solarkreis, Anzeige		
59	TI2	Temperatur	°C	Solarkreis, Anzeige		
60	TI4	Temperatur	°C	Einspeisekreis, Anzeige		
61	TI5	Temperatur	°C	Einspeisekreis, Anzeige		
62	TI6	Temperatur	°C	Einspeisekreis, Anzeige		
63	TI7	Temperatur	°C	Einspeisekreis, Anzeige		
64	PI2	Druck	bar	Solarkreis, Anzeige		
65	PI6	Druck	bar	Einspeisekreis, Anzeige		
66	PI7	Druck	bar	Einspeisekreis, Anzeige		

9.7 Blitzschutzeinrichtung der Datenerfassung auf dem Gebäudedach



Bild 31: Blitzschutzeinrichtung für die Datenleitung, welche die Messtechnik auf dem Gebäudedach mit dem Technikraum verbindet (Anschlusskasten und installierte Blitzduktoren)



9.8 Erfahrungen mit dem Betrieb der Pilotanlage – Ergänzende Informationen

Bild 32: Glasbruch an einem Kollektor im Kollektorfeld (vermutete Ursache: Produktionsfehler im Glas verursachte zu große Spannungen)



Bild 33: Wasseraustritt nach einem Defekt am Vakuumbrecher der hydraulischen Weiche

9.9 Erste Betriebsergebnisse ausgewählter Beispieltage

Im Anschluss werden die Messdaten von zwei weiteren ausgewählten Beispieltagen dargestellt. Die grundlegenden Zusammenhänge, welche die Temperaturverläufe prägen, sind in Kapitel 5.2.1 erörtert und ebenfalls für die beiden nachfolgenden Diagramme zutreffend. Bild 34 zeigt die Messdaten eines nahezu wolkenlosen Sommertages (27.07.2018). In den Mittagsstunden (ca. 11 – 16 Uhr) wird die vorgegebene Zieltemperatur zufriedenstellend erreicht. Ab ca. 16 Uhr kann aufgrund der abnehmenden solaren Einstrahlung die vorgegebene Zieltemperatur im Einspeisekreis nicht mit dem aktuell möglichen minimalen Einspeisevolumenstrom von 2200 Liter/h aufrecht erhalten werden. Verursacht durch ein Regelproblem stoppt die Einspeisung an diesem Tag nicht bei einer Unterschreitung der Zieltemperatur um 10 K (ca. 16:30 Uhr), sondern erst bei einer deutlich größeren Temperaturabweichung (ca. 19 Uhr). Verbesserungspotential:

- 1. Zur zeitlichen Verlängerung des Einspeisebetriebs mit der geforderten Zieltemperatur müsste der eingespeiste Volumenstrom weiter als bisher reduziert werden. Hierbei ist darauf zu achten, dass für eine Einspeisung stets die bestehende Druckdifferenz zwischen Wärmenetzvorlauf und Wärmenetzrücklauf überwunden werden muss.
- 100 1.000 eingespeiste Wärme (Tageszähler) in kWh 900 90 Temperatur in °C / Durchfluss in $m^{3/h}$ 80 800 Einstrahlung in W/m², 70 700 600 60 50 500 400 40 30 300 sol. 20 200 10 100 0 0 21.1.18,12:00 21.1.1820:00 21.7.186:00 21.7.1810:00 21.7.1814.00 21.7.18,16,00 21.1.1818:00 21.7.88:00 sol. Einstrahlung Vorlauf-Rücklauf-Ziel-Volumen-Wärmeeinspeisung temperatur temperatur temperatur strom Solarkreis nicht gezeigt nicht gezeigt Einspeisekreis
- 2. Das Regelproblem beim Abschaltvorgang der Einspeisung ist zu beheben.

Bild 34: Messdaten eines Beispieltags (27.07.2018); verwendeter hydraulischer Lösungsansatz: L3 (Pumpe + Bypass)

In Bild 35 ist ein sonniger Wintertag (25.02.2019) dargestellt. Um vorteilhaftere Bedingungen für einen Einspeisebetrieb zu ermöglichen, wurde die Zieltemperatur im Einspeisekreis auf 75 °C reduziert. Auch an diesem Tag kann in den Mittagstunden die vorgegebene Zieltemperatur erreicht werden. Die Einspeisedauer ist aufgrund der Jahreszeit (Winter) deutlich kürzer als am gezeigten Sommertag (vergleiche Bild 34). Dies führt am dargestellten Wintertag zu einer wesentlich geringeren täglichen Wärmeeinspeisung (450 kWh/Tag vs. 830 kWh/Tag).



Bild 35: Messdaten eines Beispieltags (25.02.2019); verwendeter hydraulischer Lösungsansatz: L3 (Pumpe + Bypass)

9.10 Zertifikat Fernwärmeversorgungssystem Düsseldorf Innenstadt

	Fakultät Maschinenwesen In Professur für Gebäudeenergiet	stitut für Energietechnik technik und Wärmeversorgung				
Zertifikat						
Hiermit wird bescheinigt, dass auf Grundlage der im Zertifizierungsbericht ¹ genannten Planungsdaten						
das Fernwärmeversorgungssystem Düsseldorf Innenstadt der Stadtwerke Düsseldorf AG						
	durch das					
Institut für Energietechnik der TU Dresden, Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung						
geprüft und nach AG folgenderm	geprüft und nach AGFW Arbeitsblatt FW 309 - Teil 1 folgendermaßen bewertet wurde:					
Primärenergiefaktor des Fernwärr	neversorgungssystems:	0,00				
Die Wärmebereitstellung erfolgte aus in Kraft-Wärme-Kopplung erz	mit einem Anteil von eugter Wärme.	96,7 %				
Die Wärmebereitstellung erfolgte mit einem Anteil von 19,5 % aus mit Abfallenergie bereitgestellter Wärme.						
Diese Bescheinigung ist gültig bis zum 22.09.2023.						
C. Flan Technisc Insti Professur für Gebäu Prof. Dr.	he Universität Dresden Iltät Maschinenwesen Lut für Energietechnik deenergietechnik und Wärmeversorgu -Ing. Clemens Felsmann 01062 Dresden	ing the Si				
Prof. DrIng. C. Felsmann Leiter der Professur	Stempel	<u>DrIng. T. Sander</u> Bearbeiter				
Dres	den, 23.09.2016	f⊳-Gutachter-Nr.: FW 609-010				
¹ Bericht – Zertifizierung des Primärenergiefaktors nach AGFW FW 309 Teil 1 für das Fernwärmever- sorgungssystem Innenstadt der Stadtwerke Düsseldorf AG vom 23.09.2016						