

**Endbericht zum Projekt**

**WISSENSCHAFTLICHE  
BEGLEITFORSCHUNG ZUM  
FÖRDERPROGRAMM  
„SOLARTHERMIE – SOLARE  
GROßANLAGEN 2011“**

**Autoren**

Christian Fink, Projektleitung  
Samuel Knabl  
Waldemar Wagner  
Roman Stelzer

**AEE – Institut für Nachhaltige Technologien**

Bernd Windholz  
Franz Helminger

**Austrian Institut of Technology (AIT)**

**Gleisdorf, im Oktober 2016**

## Auftraggeber

### Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22  
1060 Wien



**Beauftragt im Rahmen des Förderprogramms „Solarthermie – Solare Großanlagen“.**

## Programmabwicklung:

### Kommunkredit Public Consulting

Türkenstraße 9  
1092 Wien



## Auftragnehmer und Projektleitung:

### AEE - Institut für Nachhaltige Technologien

A-8200 Gleisdorf, Feldgasse 19  
Tel.: +43-3112 5886 -14  
Fax: +43-3112 5886 -18  
E-Mail: [c.fink@aee.at](mailto:c.fink@aee.at)  
[www.aee-intec.at](http://www.aee-intec.at)



## Projektpartner:

### Austrian Institut of Technology (AIT)

A-1210 Wien, Giefinggasse 2  
[www.ait.ac.at](http://www.ait.ac.at)



### Austria Solar Innovation Center (ASiC)

A-4600 Wels, Roseggerstraße 12  
[www.asic.at](http://www.asic.at)



## Inhalt

<b>1</b>	<b>KURZFASSUNG .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>EINLEITUNG .....</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>ÜBERBLICK ÜBER DIE BEGLEITFORSCHUNGSPROJEKTE .....</b>	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>BESCHREIBUNG DER TÄTIGKEITEN IN VERBINDUNG MIT DEN MESSANLAGEN .....</b>	<b>9</b>
<b>5</b>	<b>VERBREITUNGSAKTIVITÄTEN .....</b>	<b>11</b>
<b>6</b>	<b>KENNZAHLEN AUS SIMULATION UND MESSUNG IM ANLAGENVERGLEICH ....</b>	<b>14</b>
<b>7</b>	<b>BESCHREIBUNG DER PROJEKTE UND DARSTELLUNG DER RELEVANTEN MESSERGEBNISSE.....</b>	<b>17</b>
7.1	<b>Kral Pumpen Lustenau, Vbg. ....</b>	<b>17</b>
7.2	<b>Biowärme Hirscheegg, Stmk. ....</b>	<b>29</b>
7.3	<b>Sozialzentrum Rankweil, V.....</b>	<b>39</b>
7.4	<b>Krankenhaus der Elisabethinen Graz, Stmk.....</b>	<b>52</b>
7.5	<b>Nahwärme Eibiswald, Stmk.....</b>	<b>61</b>
7.6	<b>Obstsaftproduktion Krispel, Stmk. ....</b>	<b>74</b>
7.7	<b>Salzburg Lehen, Sbg.....</b>	<b>89</b>
7.8	<b>Amtshaus Scharnstein, OÖ.....</b>	<b>108</b>
7.9	<b>Fernheizwerk II Graz, Stmk. ....</b>	<b>126</b>
7.10	<b>Pfarrzentrum Rif, S .....</b>	<b>139</b>
7.11	<b>Ökoenergiepark Bergheim, S.....</b>	<b>153</b>
7.12	<b>Hotelrestaurant Liebnitzmühle, NÖ .....</b>	<b>168</b>
<b>8</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS.....</b>	<b>184</b>

## 1 Kurzfassung

Österreich kann im Bereich kleiner Heizung-Warmwasser-Kombinations-Anlagen auf eine lange und sehr erfolgreiche Historie verweisen. Große Solarthermieanlagen stellen hingegen ein bisher wenig genutztes Potential dar. Um eine verstärkte Erschließung dieses Potentials erreichen zu können, bedarf es technologischer Weiterentwicklungen und eine Reduktion der Endkundenpreise.

Vor diesem Hintergrund definierte der Klima- und Energiefonds im Arbeitsprogramm 2010 erstmals einen Förderschwerpunkt für große solarthermische Anlagen in gewerblichen Anwendungen („Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben“, „Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung“, „Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden“ und „Kombinierte Anwendungen zum solaren Kühlen und Heizen“). Bisher wurden sieben erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an rund 280 Projekte vergeben. Als zentrale Instrumente des Förderprogramms wurden einerseits eine spezielle Anreizförderung und andererseits eine wissenschaftliche Programmbegleitung gewählt.

Die Hauptaufgabe der wissenschaftlichen Programmbegleitung liegt dabei in der Durchführung von Einreichberatungen für die Förderwerber, der technischen Unterstützung im Umsetzungsprozess sowie der nachfolgenden messtechnischen Begleitung ausgewählter Projekte über zumindest ein Jahr. Neben der Einleitung von Optimierungsschritten bei den konkreten Projekten, galt es die Erkenntnisse aus dem Messprogramm gezielt in der Weiterentwicklung der Technologieschwachstellen und beim Aufzeigen von weiterführendem Forschungsbedarf einzusetzen.

Im gegenständlichen Projektbericht werden speziell die Ergebnisse der im Programmjahr 2011 vom Team der Begleitforschung behandelten und untersuchten Anlagen dargestellt. Das Begleitforschungsteam war in dem gegenständlichen Projektzeitraum (Februar 2012 bis Oktober 2016) mit den 12 Förderwerbern im Monitoringprogramm in intensivem Kontakt. Dabei galt es im ersten Schritt neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) insbesondere die technischen Details (wie z.B. Anlagenhydraulik) und die Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Bei allen 12 Projekten konnte das definierte Monitoring durch das Begleitforschungsteam über ein Kalenderjahr erfolgreich abgeschlossen werden.

Die durchgeführten Arbeiten und Resultate können wie folgt zusammengefasst werden:

- Kontakthaltung mit 12 Förderwerbern im Monitoringprogramm und dessen Partnern (Anlagenbetreiber, Planer, ausführende Unternehmen, Regelungsfirmen, etc.)
- Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“)
- Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern
- Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems
- Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- Messdatengestützte Analyse und Bewertung des solarthermischen Anlagenbetriebs und des solarunterstützten Wärmeversorgungssystems über ein volles Betriebsjahr
- Durchführung von Systemsimulationen, sofern relevante Abweichungen im Vergleich zu den Einreichunterlagen auftraten (Erstellung von Benchmarks)

- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse zu allen 12 Messanlagen
- Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern (47 Optimierungsmaßnahmen wurden detektiert und davon konnten bei 24 deren Umsetzung bzw. Auswirkung nachgewiesen werden).
- Die technologierelevanten Erkenntnisse des gegenständlichen Projekts bildeten in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“, für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2015, die Basis für zahlreiche Technologieentwicklungen bei Unternehmen, führten zu einer Vielzahl kooperativer Forschungsprojekte und gaben gezielten Input zu bestehendem Forschungsbedarf.
- Durch das Begleitforschungsteam konnten die gewonnenen Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden
- 38 Beiträge bei einschlägigen Veranstaltungen sowie vier Artikel in Fachzeitschriften (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2012 bis 2015) zeigen deutlich die geleisteten Beiträge des Begleitforschungsteams zur Verbreitung der gewonnenen Erkenntnisse in der Branche und tragen damit gleichzeitig zur Steigerung des Bekanntheitsgrades des Förderprogramms bei.

## 2 Einleitung

Österreich kann im Bereich kleiner Heizung-Warmwasser-Kombinations-Anlagen auf eine lange und sehr erfolgreiche Historie verweisen. Große Solarthermieanlagen stellen hingegen ein bisher wenig genutztes Potential dar. Um eine verstärkte Erschließung dieses Potentials erreichen zu können, bedarf es technologischer Weiterentwicklungen und eine Reduktion der Endkundenpreise.

Vor diesem Hintergrund definierte der Klima- und Energiefonds im Arbeitsprogramm 2010 erstmals einen Förderschwerpunkt für große solarthermische Anlagen in gewerblichen Anwendungen. Bisher wurden sieben erfolgreiche Ausschreibungen durchgeführt und es wurden Förderzusagen an 280 Projekte vergeben. Als zentrale Instrumente des Förderprogramms wurden einerseits eine spezielle Anreizförderung und andererseits eine wissenschaftliche Programmbegleitung gewählt.

### Das Förderprogramm

Das Förderprogramm richtete sich an gewerbliche Anwendungen in vier speziellen Kategorien und Systemgrößen zwischen 100 und 2.000 m<sup>2</sup> (im Jahr 2016 erstmals bis 10.000 m<sup>2</sup>) Bruttokollektorfläche:

- Solare Prozesswärme in Produktionsbetrieben
- Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgung
- Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe und Dienstleistungsgebäuden (>20%)
- Kombinierte Anwendungen zum solarunterstützten Kühlen und Heizen
- Seit 2014 auch die Kategorie „Neue Technologien“

Das Interesse am Programm erwies sich in den jeweiligen Programmausschreibungen als enorm. Insgesamt wurden zwischen 2010 und 2016 rund 280 Projektanträge eingereicht, was gleichzeitig das große Interesse am Förderprogramm zeigt. Im Programmjahr des gegenständlichen Projektberichts wurden 58 Anlagen zur Förderung eingereicht.

### Die wissenschaftliche Programmbegleitung

Ziel der wissenschaftlichen Programmbegleitung ist die Umsetzung von Anlagen nach dem letzten Stand der Technik sowie die Funktionalität und Effizienz der Anlagen in einem einjährigen Monitoringprozess zu bestimmen, Optimierungspotenziale zu detektieren und umzusetzen sowie basierend auf den Erfahrungen und Erkenntnissen gezielt Anstöße für die strukturierte Weiterentwicklung der Technologie zu geben. Nachfolgend sind die wesentlichen Aktivitäten der Programmbegleitung zusammengefasst:

- Durchführung von technischen Beratungen vor Fördereinreichung (verpflichtend für jeden Förderwerber)
- Prüfung der Systemhydraulik und ggf. Rückmeldung von Verbesserungsmaßnahmen – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern
- Definition eines Monitoringkonzeptes (Input-Output Bilanzierung) und Spezifikation der Messtechnik
- Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“ und des Monitoringkonzeptes)
- Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoring-systems

- Laufende Verbesserungen betreffend Messkonzept und Messtechnik (Sensorik, Datenlogger, Schnittstellen mit Regelungsgeräten, Datentransfer, automatisierte Ausleseroutine, Datenbankintegration, Plausibilitätsprüfungen, etc.)
- Messdatengestützte Analyse des Anlagenbetriebs über die Monitoringphase von einem Jahr. Üblicherweise stellte sich in den ersten Betriebsmonaten eine höhere Analyseintensität (detaillierte Prüfung des Verhaltens aller hydraulischer Kreisläufe und ggf. Detektion von Optimierungspotenzialen) ein.
- Durchführung von Systemsimulationen, sofern relevante Abweichungen im Vergleich zu den Einreichunterlagen auftraten (Erstellung von Benchmarks)
- Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse – regelmäßige Darstellung aller bereits in Betrieb befindlichen Messanlagen.
- Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial in Zusammenarbeit mit den Förderwerbern bzw. mit dessen Partnern.
- Gespräche mit Technologieanbietern und Haustechnikplanern im Zuge der Optimierungsarbeiten – In diesem Zuge konnte eine Vielzahl von Erkenntnissen als Basis für zahlreiche Technologieentwicklungen bei Unternehmen eingesetzt werden bzw. führten zu einzelnen kooperativen Forschungsprojekten.
- Regelmäßige Gespräche mit der Programmleitung beim Klima- und Energiefonds – Dadurch kann einerseits direkt Rückmeldung zum Status Quo der Technologie gegeben werden sowie können andererseits gewonnene Erkenntnisse in Neuauflagen des gegenständlichen Förderprogramms eingebracht werden.
- Disseminierungsaktivitäten in der Branche (Workshops und Tagungen der Branche) - Insgesamt konnten 38 Beiträge innerhalb des Projektzeitraums (Februar 2012 bis Oktober 2016) bei einschlägigen Veranstaltungen geleistet sowie vier Artikel in einer Fachzeitschrift veröffentlicht werden (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2015).
- Aufzeigen von bestehendem Forschungsbedarf und Kommunikation an die ASTTP (Austrian Solar Thermal Technology Plattform) bzw. dem Klima- und Energiefonds betreffend die Möglichkeit der Auslobung in zukünftigen Forschungsausschreibungen.

Im gegenständlichen Endbericht werden die Aktivitäten und Erfahrungen zur Programmausschreibung 2011 im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zusammengefasst. Dieser wurde aufbauend auf den drei vorangegangenen Zwischenberichten (Fink et al. 2013, Fink et al., 2014 bzw. Fink et al., 2015) erstellt.

### 3 Überblick über die Begleitforschungsprojekte

Seitens des Begleitforschungsteams wurde zu Beginn des Berichtszeitraums mit allen Förderwerbern (19 innovative Projekte wurden von einer internationalen Jury für die Begleitforschung ausgewählt) Kontakt aufgenommen. Dabei galt es neben dem Projektstatus (Umsetzungszeitplan) auch technische Details (wie z.B. die schlussendliche Anlagenhydraulik) und Details zum Monitoringkonzept abzuklären. Bei einigen Projekten war eine wiederholte Kontaktaufnahme für den Erhalt der notwendigen Informationen erforderlich. Schlussendlich wurden von den 19 zur Förderung vorgeschlagenen Projekten 12 solarthermische Anlagen definitiv umgesetzt und ein Jahr lang messtechnisch begleitet (siehe Abbildung 1).

<b>Einspeisung in Wärmenetz</b>		<b>m<sup>2</sup></b>
Biowärme Hirschegg, Stmk.		102
Nahwärme Eibiswald, Stmk.		2450
Salzburg Lehen, Sbg.		2048
Ökoenergiepark Bergheim, Sbg.		412
Amtshaus Scharnstein, OÖ		239
Fernheizwerk II Graz, Stmk.		1887
Stadtwerke Kapfenberg, Stmk.		334
Nahwärme Tillmitsch, Stmk.		287
Fernwärme Oberlech, Vbg.		621
Fernwärme St.Lambrecht, Stmk.		1025

<b>Hohe solare Deckungsgrade</b>		<b>m<sup>2</sup></b>
Sozialzentrum Rankweil, Vbg.		143
Hotelrestaurant Liebnitzmühle, NÖ		294
Krankenhaus der Elisabethinen, Stmk.		804
Pfarrzentrum Rif, Vbg.		111

<b>Klimatisierung</b>		<b>m<sup>2</sup></b>
Kral Pumpen Lustenau, Vbg.		553
Obstsaftproduktion Krispel, Stmk.		100
AVL List, Stmk.		1576

<b>Solare Prozesswärme</b>		<b>m<sup>2</sup></b>
Winkler Pulverbeschichtung, Vbg.		118
EDER Werbematten, OÖ		454

Anlage wurde realisiert

Anlage wird nicht realisiert.

Abbildung 1: Von 12 der 19 für die Begleitforschung ausgewählten Förderwerber wurde der Fördervertrag schlussendlich angenommen und die Anlagen umgesetzt (Darstellung nach vier Einreichkategorien)

Im Zusammenhang mit der Auszahlung von Förderraten durch die KPC übernimmt die Begleitforschung zu zwei Zeitpunkten die Bestätigung zum Status Quo des Anlagenmonitorings. Die erste Bestätigung wird von der Begleitforschung ausgestellt, wenn der Förderwerber das Monitoringkonzept wie vereinbart umgesetzt hat und die Messdaten vollständig und plausibel über einen Zeitraum von zwei bis drei Wochen beim jeweils zuständigen Institut der Begleitforschung eintreffen. Ab diesem Zeitpunkt startet dann die offizielle, einjährige Monitoringphase. Den zweiten relevanten Zeitpunkt bildet der Abschluss der einjährigen Monitoringphase, der ebenso vom Team der Begleitforschung bestätigt wird. Wie aus Abbildung 2 zu entnehmen, konnte bei allen 12 realisierten Projekten die Monitoringphase über ein Betriebsjahr abgeschlossen werden. Bei AEE INTEC wurden 7 Projekte begleitet, bei AIT waren es 5.

<b>AEE INTEC</b>				
Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Kral Pumpen Lustenau, Vbg.			Aug. 12	Jul. 13
Biowärme Hirschegg, Stmk.			Aug. 12	Jul. 13
Krankenhaus der Elisabethinen, Stmk.			Mai. 13	Apr. 14
Nahwärme Eibiswald, Stmk.			Mai. 13	Apr. 14
Obstsaftproduktion Krispel, Stmk.			Jun. 13	Mai. 14
Salzburg Lehen, Sbg.			Aug. 13	Jul. 14
Fernheizwerk II Graz, Stmk.			Jul. 15	Jun. 16

<b>AIT</b>				
Projektname	Bestätigung		Start	Ende
	1.	2.		
Sozialzentrum Rankweil, Vbg.			Apr. 13	Mai. 14
Amtshaus Scharnstein, Sbg.			Okt. 13	Sep. 14
Ökoenergiepark Bergheim, Sbg.			Dez. 14	Feb. 16
Pfarrzentrum und Kirche Rif, Sbg.			Apr. 15	Feb. 16
Hotelrestaurant Liebnitzmühle, NÖ			Nov. 14	Apr. 16

Abbildung 2: Dokumentation der ausgestellten offiziellen Bestätigungen zu den 12 Messprojekten - unterteilt in Zuständigkeiten von AEE INTEC oder AIT (Förderprogramm 2011)

## **4 Beschreibung der Tätigkeiten in Verbindung mit den Messanlagen**

### **Kontakthaltung mit Anlagenbetreibern und dessen Partnern**

Um die Basis für die Durchführung der wissenschaftlichen Begleitforschung zu schaffen (Hydraulik- und Messkonzept, Spezifikation der Messtechnik, Bestellung und Montage, Inbetriebnahme, erste Auswertungen, etc.), mussten zahlreiche Informationen zu den Messanlagen gesammelt werden sowie ein reger Austausch zwischen den Anlagenbetreibern und dessen Partnern (Haustechnikplaner, Installationsbetrieb, Elektriker, etc.) betrieben werden.

### **Unterstützungsleistungen bei der technischen Projektumsetzung (Umsetzung des „Stand der Technik“)**

Die von den Anlagenbetreibern übermittelten Hydraulikkonzepte und Unterlagen wurden analysiert, gegebenenfalls vorhandenes Verbesserungspotenzial definiert und mit den Anlagenbetreibern Rücksprache gehalten. In zahlreichen Projekten gelang es, Verbesserungsvorschläge auch tatsächlich umzusetzen, in manchen Projekten aber auch nicht (z.B. wenn das Projekt zeitlich in einer fortgeschrittenen Phase; Mehrkosten angefallen wären; bauliche Maßnahmen notwendig wären, etc.)

### **Systemhydraulik und Monitoringkonzept – Erstellung von harmonisierten Blockschaltbildern**

Des Weiteren erfolgte für die 12 Messprojekte aus dem Begleitforschungsprogramm 2011 die Festlegung des Monitoringkonzeptes und die Spezifikation der Messtechnik in Anlehnung an die Vorgaben im speziell definierten Monitoringleitfaden (Fink et al., 2010). Basierend auf diesem Wissensstand wurden zwecks einheitlicher Darstellung im gegenständlichen Forschungsprojekt harmonisierte Blockschaltbilder der gesamten Wärmeversorgungsanlage inkl. eingezeichneter Messpunkte erstellt.

### **Begleitung bei der Umsetzung und Durchführung der Inbetriebnahme des Monitoringsystems**

Die Anlageneigentümer und deren Partner wurden hinsichtlich der Beschaffung, der richtigen Positionierung, der Montage als auch der Verkabelung umfangreich betreut. Es erfolgte die Inbetriebnahme des Anlagenmonitorings, was Arbeitsschritte wie z.B. Prüfung der Sensorpositionen, die Programmierung der Datenloggersoftware, das Klemmen aller Sensorkabel am Datenlogger, die Inbetriebnahme des Datenloggings, die Aufzeichnungsüberprüfung aller Sensoren, die Überprüfung der Datenübertragung (Fernübertragung), etc. erforderlich machte. Im Zuge des für die Messtechnik-inbetriebnahme notwendigen Vororttermins erfolgte auch der Vergleich der seitens der Anlagenbetreiber übermittelten Hydraulikkonzepte mit den tatsächlich erfolgten Installationen. Gegebenenfalls vorhandene Abweichungen werden am Planstand vermerkt und auch an den Anlageneigentümer kommuniziert.

### **Herstellung einer automatisierten Ausleseroutine und Integration in eine Datenbank**

Die Messdaten der Anlagen aus dem Begleitforschungsprogramm wurden am Datenlogger zwischengespeichert und einmal täglich per Fernzugriff (je nach örtlicher Gegebenheit über Festnetz, GSM-Netz, Internet) ausgelesen und in weiterer Folge in einer eigens definierten Datenbank für Messdaten abgelegt. Beim Einspielen in die Datenbank erfolgte eine erste automatisierte Plausibilitätsprüfung der Messdaten (Vollständigkeit, Messdatenformat, Grenzwertüberschreitung, etc.)

### **Messdatengestützte Analyse des Anlagenbetriebs**

Ziel der messdatengestützten Anlagenanalyse ist eine Plausibilitätsüberprüfung der Vorgänge in allen hydraulischen Kreisläufen (Solarsystem, Nachheizung und Wärmeverbraucher). Zu diesem Zwecke werden Temperaturverläufe als auch Energiebilanzen erstellt und analysiert. In den ersten Betriebsmonaten (der sogenannten Optimierungsphase) erfolgten diese Analysen sehr detailliert. Danach gingen die Anlagen in die Phase der Routineüberwachung über.

### **Durchführung von Systemsimulationen, sofern relevante Abweichungen im Vergleich zu den Einreichunterlagen auftraten (Erstellung von Benchmarks)**

Da nicht bei allen Projekten die Dimensionierungsdaten aus der Einreichphase (Kollektorfläche, Verbrauchsangaben, etc.) auch tatsächlich in der Realität eingehalten werden konnten, entschied sich das Team der Begleitforschung im Bedarfsfall Simulationsrechnungen (T-SOL, Polysun) durchzuführen. Das bedeutet, dass schlussendlich die gemessenen Werte mit den Prognosewerten aus den Einreichunterlagen oder aus Simulationsrechnungen der Begleitforschung verglichen wurden.

### **Entwicklung bzw. Weiterentwicklung von standardisierten Darstellungen und Abbildungen zur Visualisierung der Messergebnisse**

Hinsichtlich einer harmonisierten Darstellung der Messergebnisse zu den einzelnen Messanlagen wurden einzelne standardisierte Darstellungen und Abbildungen definiert. Zu erwähnen sind dabei insbesondere die Darstellungen „Energiebilanz – Input/Output/Analyse“, „Spezifischer Jahressolarertrag – Vergleich Messung und Simulation“, „Solarer Deckungsgrad – Messung vs. Simulation“, „Verbraucherverhalten – Messung vs. Simulation“ sowie eine Vielzahl „Ausgewählter Temperaturverläufe“.

### **Aufzeigen und Umsetzung von Optimierungspotenzial**

Ergeben sich aus den Anlagenanalysen Verbesserungspotenziale, wurde in weiterer Folge versucht, diese in Zusammenarbeit mit den Anlageneigentümern und deren Partnern (Haustechnikplaner, Installateure, Regelungsunternehmen, Elektriker, etc.) auch zu erschließen. Die Messdatenanalyse schafft hier gute Möglichkeiten, getätigte Modifikationen hinsichtlich ihrer Wirkung zu überprüfen. Immerhin konnten so 47 Optimierungsmaßnahmen detektiert und davon bei 24 deren Umsetzung bzw. Auswirkung nachgewiesen werden.

## 5 Verbreitungsaktivitäten

Das Team der wissenschaftlichen Begleitforschung hat innerhalb des Projektzeitraums 38 Vorträge bei einschlägigen Veranstaltungen gehalten (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2015).

In der nachfolgenden Tabelle können die kumulierten Disseminierungsaktivitäten (Veranstaltungen inkl. Vortragstitel und Teilnehmerzahlen) entnommen werden.

Tabelle 1: Übersicht zu durchgeführten Vortragsaktivitäten im Projektzeitraum

Art der Veranstaltung	Titel der Veranstaltung	Vortragstitel	Teilnehmer
Symposium	Sonnensymposium 1. Februar 2012, Graz, Österreich	Solarthermische Großanlagen - Ergebnisse aus dem Förderprogramm des Klima- und Energiefonds	ca. 80
Workshop	Treffen der österreichischen Solarthermie-Technologieplattform (ASTTP) 23. April 2012, Wien, Österreich	Das Förderprogramm „Solarthermische Großanlagen“ Erste Ergebnisse und Schwerpunkte der Ausschreibung 2012	ca. 40
Symposium	22. Symposium Thermische Solarenergie 9. bis 11. Mai 2012, Bad Staffelstein, Deutschland	Große solarthermische Anlagen in Österreich – Erste Ergebnisse zu einem Förderprogramm inkl. wissenschaftlicher Begleitung	ca. 500
Themenveranstaltung	Themenveranstaltung des Klimafonds zum Förderprogramm 20. Juni 2012, Wien, Österreich	Einführung in solarthermische Großanlagen	ca. 20
Themenveranstaltung	Themenveranstaltung des Klimafonds zum Förderprogramm 20. Juni 2012, Wien, Österreich	Große solarthermische Anlagen in Österreich – Erste Ergebnisse zu einem Förderprogramm inkl. wissenschaftlicher Begleitung	ca. 20
Infoveranstaltung	Energy Lunch – Eine Veranstaltung des Netzwerks Ökoenergie Steiermark 20. Juni 2012, Graz, Österreich	Ergebnisse und steirische Beteiligungen am Förderprogramm „Solare Großanlagen“	ca. 50
Symposium	Symposium Gleisdorf Solar 12. bis 14. September 2012, Gleisdorf, Österreich	Große solarthermische Anlagen in Österreich – Ergebnisse zum Förderprogramm und aus der	ca. 200
Symposium	Solarforum St. Veit 24. bis 25. Jänner 2013 St. Veit an der Glan, Österreich	Solarthermische Großanlagen in gewerblichen Anwendungen – Aktivitäten in Österreich	ca. 120
Anwenderforum	Oberflächennahe Geothermie 19. bis 20. März 2013 Neumarkt i.d.Opf., Deutschland	Solarthermische Großanlagen kombiniert mit Wärmepumpen	ca. 50
Themenveranstaltung	Themenveranstaltung der WKO Vorarlberg 23. Mai 2013, Dornbirn, Österreich	Solarthermische Großanlagen in gewerblichen Anwendungen – Aktivitäten in Österreich	ca. 40
Themenveranstaltung	Energy Talk – Eine Veranstaltung des Unternehmens Odörfer und des TB Hammer 16. Oktober 2013, Graz, Österreich	Solarthermische Großanlagen – Märkte, Potenziale und Chancen für österreichische Unternehmen	ca. 300
Wokshop	IEA Workshop 24. Oktober 2013, Leoben-Göss Österreich	Solarthermische Großanlagen in Österreich- Ergebnisse zu einem Förderprogramm inkl. wissenschaftlicher Begleitung	ca. 50
Symposium	Sonnensymposium- eine Veranstaltung des Unternehmens Odörfer 15. Jänner 2014 Graz, Österreich	Umsetzungserfahrungen und messtechnisch unterstützte Betriebsanalysen zu großen Solarwärme-anlagen in österreichischen Industriebetrieben	ca. 80
Symposium	24. Symposium „Thermische Solarenergie“ 7. Mai bis 9. Mai 2014, Bad Staffelstein, Deutschland	Ergebnisse zu einem 4 Jahre laufenden Förderprogramm „Große solarthermische Anlagen in Österreich“ inkl. der Vorstellung ausgewählter Anlagen	ca. 400
Symposium	2nd International Solar District Heating Conference Hamburg, 3. bis 4. Juni 2014	Analysis of Austrian SDH plants constructed in the framework of a national funding programme	ca. 100
Symposium	Symposium Gleisdorf Solar 25. bis 27. Juni 2014, Gleisdorf, Österreich	Prozessintegrationen, Betriebserfahrungen und Messergebnisse zu solarthermischen Anlagen in österreichischen Industriebetrieben	ca. 200
Symposium	Symposium Gleisdorf Solar 25. bis 27. Juni 2014, Gleisdorf, Österreich	Monitoringergebnisse und systemische Detailanalysen zu beispielhaften solaren Wärmenetzintegrationen in Österreich	ca. 200
Symposium	Symposium Gleisdorf Solar 25. bis 27. Juni 2014, Gleisdorf, Österreich	Solarthermische Großanlagen mit Wärmepumpen - zwei Beispiele aus der Praxis	ca. 200

Anwenderforum	Oberflächennahe Geothermie 1. bis 2. Juli 2014, Neumarkt i.d.Opf., Deutschland	Wärmepumpen in solarthermischen Großanlagen von Gewerbegebäuden - Monitoring-Ergebnisse	ca. 30
Workshop	InnErTech Spezialisierungs- Workshop: Kombianlagen 25. August 2014, Wien, Österreich	Wärmepumpen in solarthermischen Großanlagen	ca. 15
Workshop	InnErTech Spezialisierungs- Workshop: Expert Solar 25. August 2014, Wien, Österreich	Expert Solar - Solarthermische Großanlagen	ca. 15
Themenveranstaltung	AIT Weiterbildungstag 18. März 2015, Wien, Österreich	Betriebserfahrungen mit Wärmepumpen-Kombianlagen	ca. 15
Symposium	3rd International Solar District Heating Conference 17. bis 18. Juni 2015, Toulouse, Frankreich	Findings from monitoring and system analysis of four SDH plants in Austria	ca. 150
Themenveranstaltung	Experten-Tagung: Förderprogramm „Solare Großanlagen“ 19. Juni 2015, Perg, Österreich	Erkenntnisse aus 4 Jahren wissenschaftlicher Begleitung des Förderprogramms „Solare Großanlagen“	ca. 50
Themenveranstaltung	Experten-Tagung: Förderprogramm „Solare Großanlagen“ 19. Juni 2015, Perg, Österreich	Solare Netzeinspeisung im Praxistest – Messergebnisse und Betriebserfahrungen	ca. 50
Themenveranstaltung	Experten-Tagung: Förderprogramm „Solare Großanlagen“ 19. Juni 2015, Perg, Österreich	Solarthermie, Erdspeicher und Wärmepumpe für hohe solare Deckungsgrade im Gewerbe	ca. 50
Themenveranstaltung	Experten-Tagung: Förderprogramm „Solare Großanlagen“ 19. Juni 2015, Perg, Österreich	Solarwärme für die Industrie - solare Prozesswärme – Messergebnisse und Betriebserfahrungen	ca. 50
Themenveranstaltung	Biomassenahwärme: Mit Kondensations- und Solaranlagen fit für die Zukunft? 26. Juni 2015, Gleisdorf, Österreich	Monitoringergebnisse und Betriebsanalysen zu solaren Wärmenetz-integrationen	ca. 100
Workshop	Stratego 2nd Coaching Session Austria/Croatia 22. Oktober 2015, Wien, Österreich	Solar thermal integration into DH networks– practical examples	21
Workshop	Stratego 2nd Coaching Session Austria/Croatia 22. Oktober 2015, Wien, Österreich	Increasing the return flow with HP – a practical example	21
Symposium	International Conference on SHC for Buildings and Industry 2015 2. bis 4. Dezember 2015, Istanbul, Türkei	Findings from monitoring and system analysis of combined solar thermal and heat pump systems in Austria	ca. 200
Themenveranstaltung	Das Heizwerk 2.0 15. März 2016, Ebenthal	Messergebnisse und Betriebserfahrungen zu solaren Netzeinspeisungen aus dem Förderprogramm „Solare Großanlagen“	ca. 100
Symposium	Symposium Gleisdorf Solar 8. bis 10. Juni 2016, Gleisdorf, Österreich	Monitoringergebnisse von drei messtechnisch untersuchten solarthermischen Großanlagen im Bereich der Wärmenetzintegration	ca. 200
Anwenderforum	Oberflächennahe Geothermie 18. bis 19. April 2016, Bad Staffelstein, Deutschland	Größtenteils erneuerbare Wärme für Gebäude mit gemischter Nutzung durch Geothermie, Solarthermie und Betonkernaktivierung	35
Symposium	26. Symposium „Thermische Solarenergie“ 20. bis 22. April 2016, Bad Staffelstein, Deutschland	Betriebserfahrungen von 4 Anlagen zur solarthermischen Netzeinspeisung	ca. 250
Symposium	Symposium Gleisdorf Solar 8. bis 10. Juni 2016, Gleisdorf, Österreich	Ergebnisbericht zu sechs Jahren messtechnische Begleitung zum Förderprogramm „Solarthermische Großanlagen“ in Österreich	ca. 200
Symposium	Solare Wärme und Wärmenetz, C.A.R.M.E.N.-Symposium 12. Juli 2016, Würzburg	Solare Wärme und Wärmenetz - Monitoringergebnisse und Betriebsanalysen zu solaren Wärmenetz- integrationen	ca. 200
Symposium	4th International Solar District Heating Conference Billund, 21. bis 22. September 2016	Operational analysis and detailed monitoring results of measurements taken from large-scale solar thermal plants integrated into district heating	ca. 170

Weiters wurden, wie in Tabelle 2 angeführt, vier Beiträge in einschlägigen Fachzeitschriften veröffentlicht (in unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2015).

Tabelle 2: Übersicht zu durchgeführten Publikationen im Projektzeitraum

Art der Veröffentlichung	Name der Zeitschrift	Titel der Veröffentlichung
Artikel	Erneuerbare Energie – Zeitschrift für nachhaltige Energiezukunft 2013-4	Solarthermische Großanlagen zur Erzeugung von Prozesswärme – Erster Erfahrungsbericht zum Förderprogramm des Klima- und Energiefonds
Artikel	Umweltschutz Nr. 05/2013	Nachhaltigkeit im großen Maßstab
Artikel	energie:bau Mai 14	Energieautonom einmal ganz anders
Artikel	Erneuerbare Energie – Zeitschrift für nachhaltige Energiezukunft 2015-3	Ergebnisse zu messtechnisch begleiteten solaren Großanlagen in österreichischen Wärmenetzen

In unmittelbarem Zusammenhang mit den Projekten „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm „Solarthermie – Solare Großanlagen“ für die Ausschreibungsjahre 2010 bis 2015 wurden, wie in Tabelle 3 angeführt, innerhalb des Projektzeitraums sechs akademische Arbeiten verfasst.

Tabelle 3: Übersicht zu durchgeführten Master- und Diplomarbeiten im Projektzeitraum

Titel der Master- und Diplomarbeiten	Name DiplomandIn	Universität / Fachhochschule
Solarthermische Großanlagen-Betriebsdatenanalyse und Optimierung	Hui Ye 2013	FH Joanneum
Messdatenanalyse und Betriebsoptimierung solarthermischer Großanlagen	Samuel Knabl 2014	KF-Universität Graz
Betriebsdatenanalyse und Benchmarking solarthermischer Großanlagen	Christian Tauber 2014	KF-Universität Graz
Technisch-wirtschaftliche Bewertung von solarthermischen Großanlagen	Nadine Pirker 2014	Universität für Bodenkultur Wien
Solarthermische Großanlagen Betriebsanalyse, Systemevaluation, Bewertungsmethoden, Benchmarking	Daniel Tschopp 2015	FH Burgenland
Messdatengestützte Analyse solarthermischer Großanlagen	Maria Moser 2015	FH Technikum Wien

## 6 Kennzahlen aus Simulation und Messung im Anlagenvergleich

Zur Darstellung der Ergebnisse der 12 messtechnisch begleiteten Projekte aus dem Großanlagenprogramm 2011 sind in den nachfolgenden drei Abbildungen die wesentlichen Kennzahlen bei solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen dargestellt. Abbildung 3 zeigt dazu die jährlichen spezifischen Solarerträge (kWh/m<sup>2</sup>a Aperturfläche und Jahr), Abbildung 4 die solaren Deckungsgrade und Abbildung 5 die Wärmeverbräuche aus der einjährigen Monitoringphase.

Da nicht bei allen Projekten die Dimensionierungsdaten aus der Einreichphase (Kollektorfläche, Verbrauchsangaben, etc.) auch tatsächlich in der Realität eingehalten werden konnten, entschied sich das Team der Begleitforschung im Bedarfsfall Simulationsrechnungen (T-SOL, Polysun) durchzuführen. Das bedeutet, dass schlussendlich die gemessenen Werte mit den Prognosewerten aus den Einreichunterlagen oder aus Simulationsrechnungen der Begleitforschung verglichen wurden.

Grundsätzlich zeigten die Projekte hinsichtlich der wichtigen energetischen Kennzahlen gute Ergebnisse. Verantwortlich für vereinzelte Abweichungen sind neben dem Aspekt einer nicht ganz richtigen Einschätzung der tatsächlichen Verbrauchswerte, geringere Strahlungswerte als auch projekt- bzw. anlagenspezifische Details. Zu beachten ist zudem, dass eine isolierte Interpretation bzw. ein direkter Vergleich des spezifischen Solarertrags der untersuchten Anlagen nicht möglich ist. Vielmehr müssen die speziellen Rahmenbedingungen jedes Projektes (Höhe des solaren Deckungsgrades, Temperaturniveau der Anwendung, Kollektortype, etc.) genauso berücksichtigt werden wie die tatsächlichen Verbrauchs- und Einstrahlungsverhältnisse.

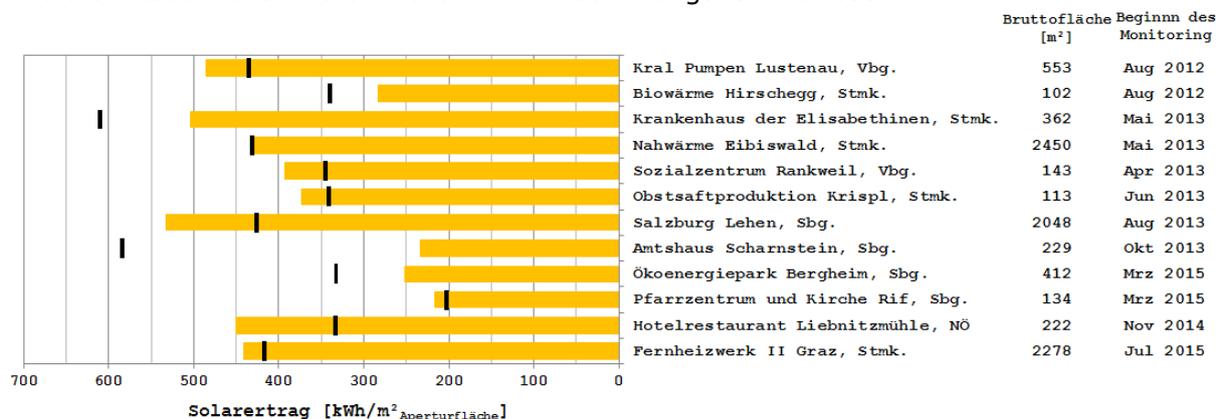


Abbildung 3: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge (orange Balken) mit den prognostizierten spezifischen Solarerträgen (schwarze Striche) der messtechnisch begleiteten Projekte aus dem Großanlagenprogramm 2011.

Betreffend die Darstellung des solaren Deckungsgrades wurde für den Großteil der Projekte die gleiche mathematische Definition verwendet, nämlich wie folgt:

$$SD = \frac{Q_{Solar}}{Q_{konv We} + Q_{Solar}}$$

Gleichung 1

$Q_{Solar}$  jährlicher Wärmeinput des Solarsystems, gemessen auf der Sekundärseite des Solarkreises

$Q_{konv We}$  jährlicher Wärmeinput des konventionellen Wärmeerzeugers, gemessen zwischen Energiespeicher und Wärmeerzeuger

Bei zwei Anlagen („Salzburg Lehen“ und „Pfarrzentrum Rif“), bei denen solare Wärme als Wärmequelle für den Verdampfer der installierten Wärmepumpen dient, wurde neben

dem solaren Deckungsgrad (Gleichung 1) auch der indirekte solare Deckungsgradanteil ermittelt. Nach dieser Definition wird nur der Anteil der Solarwärme für die Berechnung herangezogen, welcher als Wärmequelle für den Verdampfer verwendet wird:

$$SD_{\text{indirekt}} = \frac{Q_{\text{Solar-indirekt}}}{Q_{\text{konv We}} + Q_{\text{Solar-gesamt}}} \quad \text{Gleichung 2}$$

$Q_{\text{Solar-indirekt}}$  jährlicher Wärmeinput des Solarsystems welcher als Wärmequelle für den Verdampfer dient, gemessen auf der Verdampferseite der Wärmepumpe

$Q_{\text{Solar-gesamt}}$  jährlicher Wärmeinput des gesamten Solarsystems, gemessen auf der Sekundärseite des Solarkreises

$Q_{\text{konv We}}$  jährlicher Wärmeinput des konventionellen Wärmeerzeugers, gemessen zwischen Energiespeicher und Wärmeerzeuger

Bei drei Anlagen war aufgrund der umgesetzten Hydraulik bzw. aus Komplexitäts- und Kostengründen eine Messung aller Wärmein- bzw. Wärmeoutputs nicht möglich („Amtshaus Scharnstein“, „Fernheizwerk II Graz“, „Ökoenergiepark Bergheim“). In solchen Fällen wurde keine Berechnung des solaren Deckungsgrads durchgeführt. Bei zwei Anlagen mit Wärmepumpennachheizung, bei denen solare Wärme als Wärmequelle für den Verdampfer dient („Salzburg Lehen“ und „Pfarrzentrum Rif“), wurde sowohl der indirekte Anteil des solaren Deckungsgrades als auch der direkte Anteil ( $SD - SD_{\text{indirekt}}$ ) ermittelt.

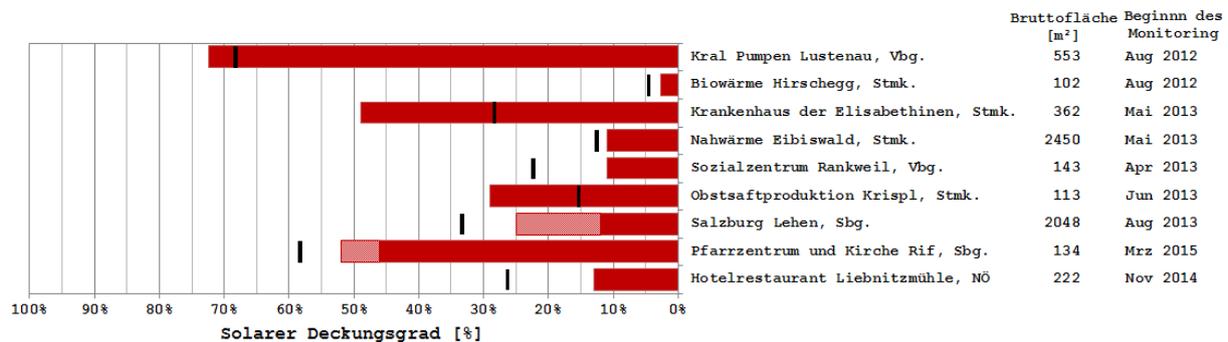


Abbildung 4: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade (rote Balken - direkt, hellrot Balken - indirekt) mit den prognostizierten solaren Deckungsgraden (schwarze Striche) der messtechnisch begleiteten Projekte aus dem Großanlagenprogramm 2011.

Eine entscheidende Einflussgröße auf die vorherigen Kennzahlen für solarunterstützte Wärmeversorgungs-systeme bildet der tatsächlich vorherrschende Wärmeverbrauch. Abbildung 5 zeigt hierzu den Vergleich der tatsächlich aufgetretenen Wärmeverbräuche im Vergleich mit den Prognosewerten zu 9 Projekten bei denen eine Messung aller Wärmein- bzw. Wärmeoutputs möglich war. Bei drei Anlagen war dies aufgrund der umgesetzten Hydraulik bzw. aus Komplexitäts- und Kostengründen nicht möglich („Amtshaus Scharnstein“, „Fernheizwerk II Graz“, „Ökoenergiepark Bergheim“). Faktum ist, dass teilweise gute Übereinstimmungen (z.B. Nahwärme Eibiswald oder Kral Pumpen) und bei einigen Anlagen (Krankenhaus der Elisabethinen oder Obstsaftproduktion Krispel) Abweichungen von über 100% festgestellt wurden.

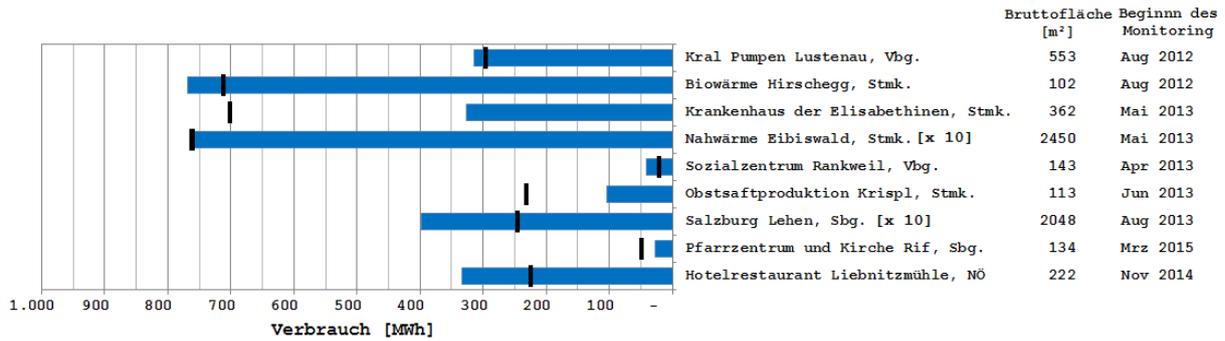


Abbildung 5: Vergleich der gemessenen Wärmeverbräuche (blaue Balken) mit den prognostizierten Wärmeverbräuchen (schwarze Striche) der messtechnisch begleiteten Projekte aus dem Großanlagenprogramm 2011.

Hintergründe und Details zu den einzelnen Anlagen können dem nachfolgenden Kapitel entnommen werden.

## 7 Beschreibung der Projekte und Darstellung der relevanten Messergebnisse

Wie in Tabelle 1 beschrieben, konnte bei allen 12 Projekten die ein Betriebsjahr umfassende Monitoringphase abgeschlossen werden. Nachfolgend sind dazu sowohl allgemeine Anlagenbeschreibungen als auch die wesentlichen Messergebnisse dargestellt.

### 7.1 Kral Pumpen Lustenau, Vbg.

#### 7.1.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Kral Pumpen Lustenau
<u>Adresse:</u>	6890 Lustenau
<u>Art der Anwendung:</u>	Solarunterstützte Klimatisierung (Kühlung, Warmwasseraufbereitung und Heizung)
<u>Verbraucher:</u>	Kühlung (Neubau): Produktionshalle, Lager, Maschinenkühlung (insg. ca. 260 kW) Raumheizung und WW-Bereitung (Neubau): Produktionshalle, Lager, Sozialtrakt, Lackieranlage, (insg. ca. 400 kW)
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	553 m <sup>2</sup> auf dem Sheddach, Vakuumröhrenkollektor (Ritter XL Solar)
<u>Ausrichtung:</u>	45° nach Westen
<u>Neigung:</u>	30°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	15 m <sup>3</sup> Wärmespeicher, 10 m <sup>3</sup> Kältespeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	Druckluftabwärme 20,2 kW, Ölkessel 240 kW, Reversible Wärmepumpe (115 kW)
<u>Kältemaschine:</u>	Absorptionskältemaschine 150 kW (Cofely HRXZ 150), Kompressionskältemaschine 150 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	Heizen und Kühlen: 72 % (Messung)
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	487 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Juli 2013
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Die 1950 gegründete KRAL AG fertigt am Standort Lustenau Pumpen und Durchflussmessgeräte für Flüssigkeiten basierend auf dem Schraubenspindelprinzip. Im Zuge einer Erweiterung des Produktionsareals im Jahr 2012 war es auch erklärtes Ziel der Unternehmensleitung, für den Neubau ein zukunftsfähiges und nachhaltiges Energieversorgungskonzept umzusetzen. Dabei kam schlussendlich ein Konzept zur Umsetzung, das eine thermische Aktivierung der Fundamentplatte sowohl zum Kühlen als auch zum Heizen ermöglicht. Hinsichtlich der Versorgungstechnologien standen ein 240 kW Ölkessel und eine reversible Wärmepumpe mit 115 kW Wärmeleistung (149 kW Kälteleistung) zur Verfügung. Aufgrund der zu erwartenden hohen Kühlleistungen in der neuen Produktionshalle (ca. 260 kW) bestand auch auf der Versorgungsseite Handlungsbedarf. Hier entschied sich die Betriebsleitung eine Kombination aus thermischer Kühlung (150 kW Absorptionsmaschine zur Abdeckung der Grundlast, siehe Abbildung 7) und Kompressionskältemaschine (Kaltwassersatz zur Spitzenlastkühlung mit ca. 150 kW) umzusetzen. Die notwendige Wärme sollte dabei zum überwiegenden Teil aus einer thermischen Solaranlage kommen, weshalb auf den 45° nach Westen orientierten Sheddächern des Neubaus 553 m<sup>2</sup> direkt durchströmte Vakuumröhrenkollektoren installiert wurden (siehe hierzu Abbildung 6). In Verbindung mit der Abwärme aus

Druckluftanlagen (20 kW) und dem bestehenden Ölkessel mit 240 kW übernimmt das Solarsystem die Wärmeversorgung für die thermische Kühlung als auch für Warmwasserbereitung und Raumwärme. Dabei beträgt der prognostizierte solare Deckungsgrad über ein Kalenderjahr rund 68%.



Abbildung 6: Ansicht des Kollektorfelds der Anlage „Kral Pumpen Lustenau“ (links) und des Betriebsgebäudes (rechts), Bildquelle: AEE INTEC



Abbildung 7: Ansicht der neuen Produktionshalle der Anlage „Kral Pumpen Lustenau“ (links) und 150 kW Absorptionskältemaschine (rechts), Bildquelle: AEE INTEC

### 7.1.2 Hydraulik- und Messkonzept

Abbildung 8 zeigt das Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Kral Pumpen Lustenau“. Das Solarsystem wurde direkt (ohne Systemtrennung) mit dem Pufferspeicher und der restlichen Wärme- und Kälteversorgung des Neubaus verbunden. Der Wärmeträger ist aus diesem Grund Wasser, was ein Systemspezifikum des Solaranlagenbauers Ritter XL darstellt. Um Frostschäden in Wintermonaten zu vermeiden, wird eine spezielle Frostschutzschaltung (Wärme aus dem Speicher wird temperaturorientiert zum Kollektor rückgeführt) betrieben. Bei einem Stromausfall sorgt eine unterbrechungsfreie Stromversorgung für den Frostschutz der Anlage. Um das Dampfvolument im Stagnationsfall zu reduzieren, wird bei dieser Anlage ein Zwei-Wege-Ventil geöffnet, das den Vorlauf und den Rücklauf verbindet und somit das Leerdrücken des Kollektors über beide Anschlüsse ermöglicht. Neben dem Solarsystem sind auch die Abwärmen aus den Druckluftaggregaten und der Nachheizungsanteil des Ölkessels für den Neubau in den Pufferspeicher eingebunden. Die hydraulische Verbindung zwischen neu errichteten Anlagen und bestehenden Anlagen erfolgt sowohl bei der Wärme- als auch der Kälteversorgung über externe Wärmetauscher. Aus dem zentralen 15 m<sup>3</sup> fassenden Pufferspeicher erfolgt einerseits die Versorgung der Heizkreisläufe und der Warmwasserbereitung und andererseits die Versorgung des Austreiberkreislaufs der

thermischen Kühlung. Zur verbesserten Nutzung des Solarertrags besteht seit April 2013 weiters die Möglichkeit, überschüssige Wärmeenergie in den Pufferspeicher des Altbaus einzuspeisen. Sowohl die thermische Kühlmaschine als auch die Kompressionskühlmaschine (zur Spitzenlastabdeckung) speisen in einen 10 m<sup>3</sup> fassenden Kältespeicher, von wo aus die Kühlkreisläufe versorgt werden. Alle Kühlgeräte sowie auch der Abwärmekreislauf (Druckluftkompressoren) besitzen eine Verbindung zum zentralen Rückkühler (Nasskühlturm) am Dach der neuen Produktionshalle. Die Produktionshalle (18°C) und der Sozialtrakt werden überwiegend mittels Fußbodenheizung (aktiver Betonkern) und über die Lüftung mit Wärme versorgt. Punktuell stellen in einzelnen Räumen (Meisterbüros, Umkleiden, Duschen, Büroräume, etc.) Radiatoren Raumtemperaturen zwischen 20 und 22°C sicher. Die Kälteübertragung erfolgt über den aktiven Betonkern (Fundamentplatte), über die Lüftungsanlage sowie über Direktkühlsysteme an den Bearbeitungsmaschinen.

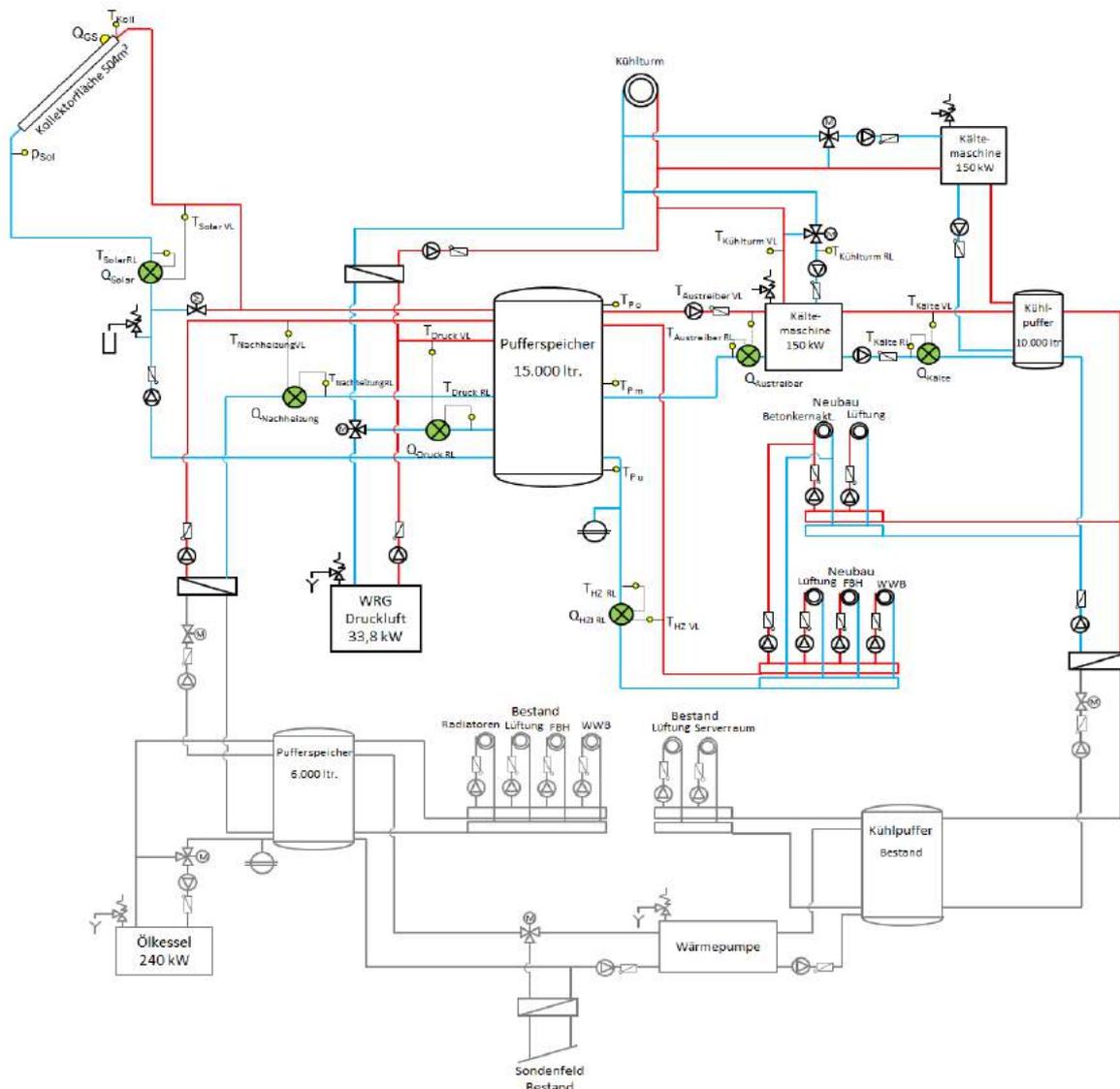


Abbildung 8: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Kral Pumpen Lustenau“, wobei der grau gezeichnete Teil den Haustechnikbestand darstellt (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Das Monitoringkonzept für das Begleitforschungsprogramm umfasst die erforderlichen Mindestmesspunkte für die Betrachtung der solarunterstützten Klimatisierung (lt. Monitoringleitfaden zum Förderprogramm solarthermische Großanlagen) sowie die wärmeinputseitige Bilanzierung der neu errichteten Gebäudeteile.

Konkret kommen sechs Wärmemengenzähler, 18 Temperatursensoren, fünf Stromzähler (zur Bestimmung des elektrischen COP der thermischen Kältemaschine), ein Drucksensor im Solarprimärkreislauf sowie ein Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene zum Einsatz. Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

### Solarkreis & Speicher

$Q_{GS}$	Globalstrahlungssensor
$T_{Koll}$	Kollektortemperatur
$p_{sol}$	Drucksensor Solarkreis
$T_{Solar\ VL}$	Solarvorlauftemperatur
$T_{Solari\ RL}$	Solarrücklauftemperatur
$Q_{Solar}$	Wärmemengenzähler Solar
$T_{P\ o}$	Pufferspeichertemperatur Oben
$T_{P\ m}$	Pufferspeichertemperatur Mitte
$T_{P\ u}$	Pufferspeichertemperatur Unten

### Nachheizung

$T_{Nachheizung\ VL}$	Vorlauftemperatur Nachheizung
$T_{Nachheizung\ RL}$	Rücklauftemperatur Nachheizung
$Q_{Nachheizung}$	Wärmemengenzähler Nachheizung
$T_{Druck\ VL}$	Vorlauftemperatur WRG Druckluftanlage
$T_{Druck\ RL}$	Rücklauftemperatur WRG Druckluftanlage
$Q_{Druck}$	Wärmemengenzähler WRG Druckluftanlage

### Kältekreis

$T_{Austreiber\ VL}$	Austreiberkreis-Vorlauftemperatur
$T_{Austreiber\ RL}$	Austreiberkreis-Rücklauftemperatur
$Q_{Austreiber}$	Wärmemengenzähler Austreiberkreis
$T_{Kälte\ VL}$	Kältekreis-Vorlauftemperatur
$T_{Kälte\ RL}$	Kältekreis-Rücklauftemperatur
$Q_{Kälte}$	Wärmemengenzähler Kältekreis
$T_{Kühlturm\ VL}$	Kühlturm-Vorlauftemperatur
$T_{Kühlturm\ RL}$	Kühlturm-Rücklauftemperatur
$E_{PU-Austreiber}$	Stromzähler Austreiber-Pumpe
$E_{PU-Rückkühler}$	Stromzähler Rückkühler-Pumpe
$E_{PU-Ventilator}$	Stromzähler Ventilator-Pumpe
$E_{PU-Kältekreis}$	Stromzähler Kältekreis-Pumpe
$E_{Kältemaschine}$	Stromzähler Kältemaschine

### Verteilerkreis

$T_{HZ\ VL}$	Verteilerkreis-Vorlauftemperatur
$T_{HZ\ RL}$	Verteilerkreis-Rücklauftemperatur
$Q_{HZ}$	Wärmemengenzähler Verteilerkreis

## 7.1.3 Energiebilanz

Abbildung 9 zeigt die Input-Output-Bilanz rund um den neu errichteten 15 m<sup>3</sup> Wärmespeicher im Projekt „Kral Pumpen Lustenau“. Der Wärmeeintrag findet über die Solaranlage (gelb), die Abwärme aus den Druckluftkompressoren (grün) als auch über die Ölkesselanlage (rot) statt. Verbraucher bilden die Absorptionskältemaschine (Austreiberkreis – dunkelblau), der Heizungskreis (grau) sowie die Einspeisung in den Altbau (violett). Die von der thermischen Kühlmaschine generierte Kälte wird aus Vollständigkeitsgründen dargestellt (hellblau), ist aber nicht bilanzrelevant.

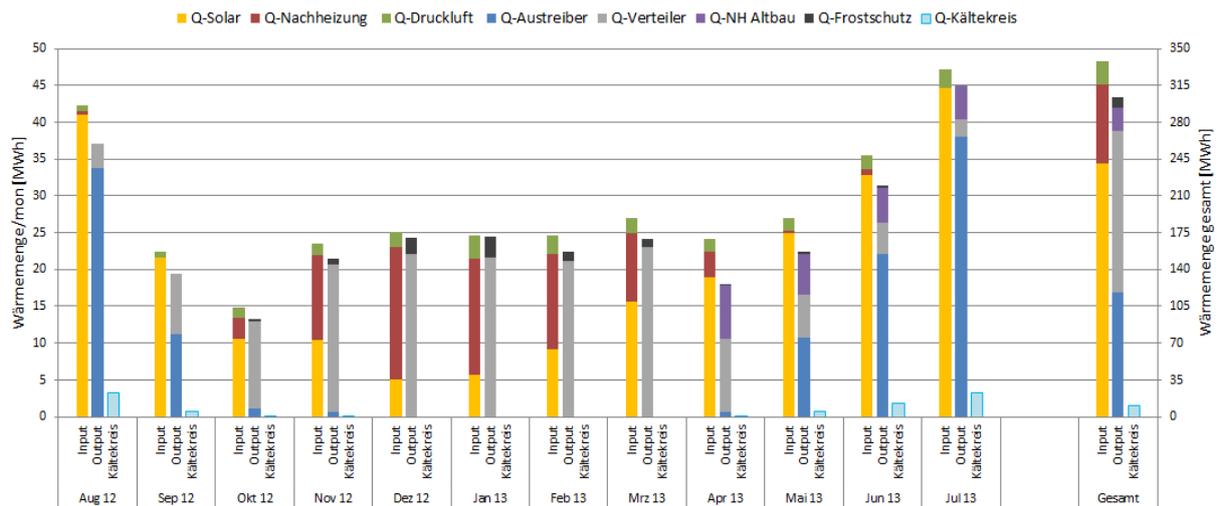


Abbildung 9: Energiebilanz der Anlage „Kral Pumpen Lustenau“ (August 2012 bis Juli 2013)

Die Differenz zwischen den Wärmeinputs und Wärmeoutputs ergibt sich aufgrund von Wärmeverlusten des Energiespeichers sowie durch Rohrleitungsverluste zwischen den jeweiligen Wärmemengenzählern und dem Energiespeicher. Diese betragen beim Projekt „Kral Pumpen Lustenau“ zwischen August 2012 und Juli 2013 rund 13 % des Gesamtenergieeintrags.

### 7.1.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Im Zuge der Einreichung wurde vom Förderwerber in den beigelegten Simulationsrechnungen als Verbraucher nur der Kältebedarf berücksichtigt. Wie deutlich in Abbildung 9 ersichtlich, entfällt ein zentraler Verbraucher aber auch auf die Raumheizung und Warmwasserbereitung in Zeiten ohne Kühlbedarf. Um für die einjährige Monitoringphase ein belastbares Benchmark (Vergleichswert) zur Verfügung zu haben, führte das Begleitforschungsteam angepasste Simulationsrechnungen (angepasste Verbräuche für Raumheizung, Warmwasser als auch Kälte) durch.

Wie in Abbildung 10 ersichtlich, liegt der gemessene Solarertrag der Anlage „Kral Pumpen Lustenau“, nach Beendigung des einjährigen Beobachtungszeitraums (August 2012 bis Juli 2013), etwas über dem simulierten Solarertrag und spiegelt damit einen stabilen Anlagenbetrieb wider.

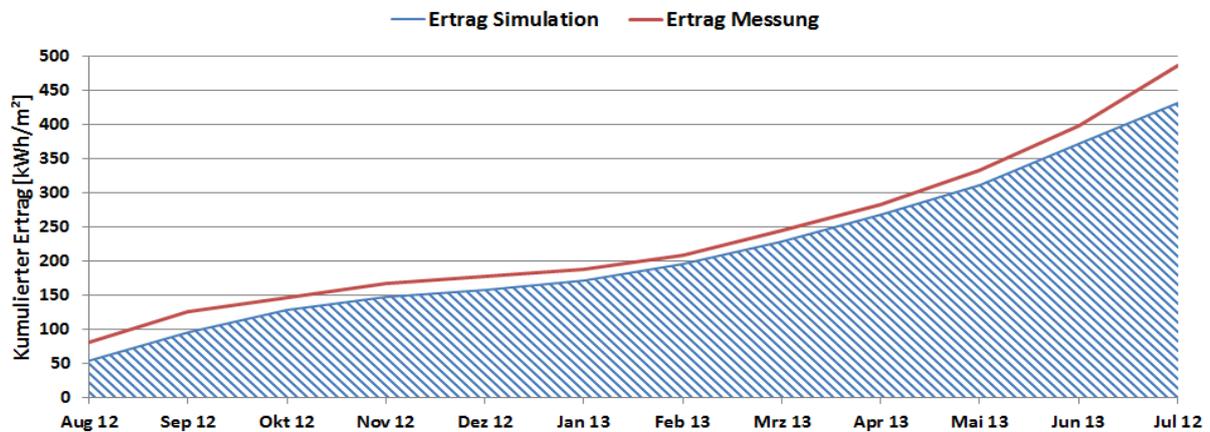


Abbildung 10: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „Kral Pumpen Lustenau“ (August 2012 bis Juli 2013)

Ein Vergleich des simulierten solaren Deckungsgrads (Definition: Solarertrag dividiert durch Gesamtwärmeinput in den Pufferspeicher) mit dem gemessenen solaren Deckungsgrad ist in Abbildung 11 dargestellt. Es ist gut ersichtlich, dass der gemessene

solare Deckungsgrad mit 72% etwas über den Prognosewerten (68%) liegt. Trotz des zufriedenstellenden Betriebs bedeuten solare Deckungsgrade in den Sommermonaten von knapp 100% aber auch einige Stagnationszeiten, sprich Zeiten, in denen die Solareinstrahlung nicht genutzt werden kann. Da im Bestandsgebäude zu diesen Zeiten auch Wärmebedarf besteht (Warmwasserbereitung) und zur Erreichung einer verbesserten Nutzung der Solareinstrahlung, wurde im April 2013 eine hydraulische Verbindung zum ursprünglich bestehenden Wärmeversorgungssystem realisiert.

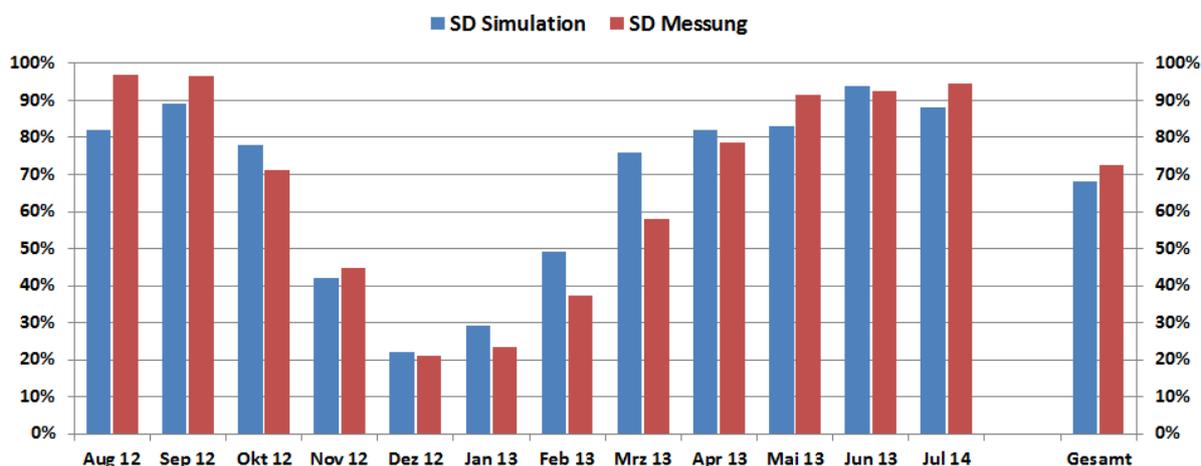


Abbildung 11: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationwert für die Anlage „Kral Pumpen Lustenau“ (August 2012 bis Juli 2013)

Abbildung 12 zeigt einen Vergleich des in der Simulation berücksichtigten Wärmeverbrauchs mit den tatsächlich von den Verbrauchern nachgefragten Wärmemengen. Da die im Rahmen des Einreichprozesses vom Betreiber beigestellte Anlagensimulation auf einer Verbrauchsannahme beruhte, die nur den Kältebedarf berücksichtigte, wurde für eine neuerliche Anlagensimulation und die Generierung von Benchmarks auch der Raumwärme- und der Warmwasserbedarf durch das Begleitforschungsteam berücksichtigt. Der zusätzliche Verbrauch ab April 2013 (Verbindung mit dem Bestandsgebäude) wurde dabei in der Simulation nicht berücksichtigt.

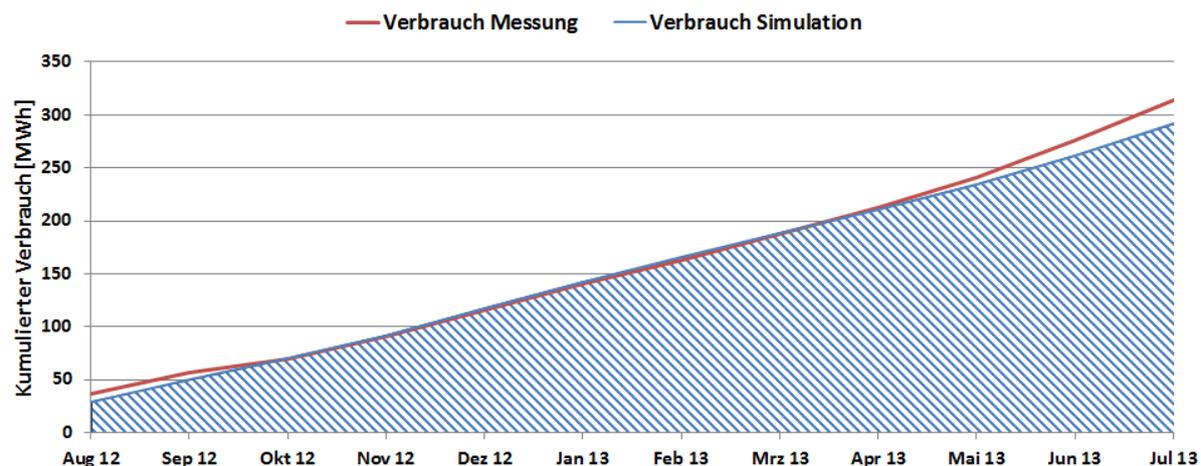


Abbildung 12: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem Simulationwert für die Anlage „Kral Pumpen Lustenau“ (August 2012 bis Juli 2013)

Zur Bewertung der Effizienz der Kältemaschine, wird für Anlagen im Anwendungsbereich „Solare Kühlung“ (eigene Kategorie Förderprogramm des Klima- und Energiefonds) der thermische als auch der elektrische „Coefficient of performance“ (COP) ermittelt. Der thermische COP einer Absorptionskältemaschine ist über den Quotient der Kälteleistung

am Verdampfer zur Heizleistung am Austreiber definiert. Der elektrische COP gibt das Verhältnis der von der Absorptionskältemaschine abgegebenen Kälteenergie zur aufgenommenen elektrischen Energie an. Die elektrische Energie beinhaltet die Summe der Stromverbraucher der Kältemaschine, des Kühlturms sowie den Strombedarf durch den Betrieb von Pumpen im Austreiberkreis, im Rückkühlerkreis und im Kältekreis. Als Qualitäts-Benchmark wurden in der Ausschreibung zum Förderprogramm des Klima- und Energiefonds elektrische COPs größer 5 bzw. thermische COPs größer 0,6 definiert.

In Monaten mit erhöhtem Kühlbedarf (Juli 2012, August 2012 sowie Juni 2013 und Juli 2013) bzw. bei Vollastbetrieb der Kältemaschine wurden elektrische COPs zwischen 4,52 (Juni 2013) und 5,25 (Juli 2012 sowie Juli 2013) erreicht. In Zeiten mit nicht durchgehendem Kühlbedarf bzw. im Teillastbetrieb der Kälteanlage (September und Oktober), kommt es zu einer Verringerung des elektrischen aber auch des thermischen COPs. Der thermische COP der Absorptionskältemaschine lag in den Monaten Juli 2012 und August 2012 bei 0,59 und 0,66 sowie im Juni 2013 und Juli 2013 bei 0,60 und 0,66. Beide Kennzahlen zeigen ein grundsätzlich zufriedenstellendes Betriebsverhalten.

Zu berücksichtigen ist hierbei, dass der Rückkühler nicht nur direkt mit der thermischen Kühlmaschine gekoppelt ist, sondern auch für die Kompressionskältemaschine und das Wegkühlen der Kompressorabwärme (wenn kein Wärmebedarf besteht) verwendet wird. Da es parallele Betriebszeiten der Aggregate gibt, kann der Stromverbrauch des Ventilators aber nicht unmittelbar nur der thermischen Kühlmaschine zugerechnet werden, weshalb die Ergebnisse betreffend den elektrischen COP in der Tendenz noch günstiger liegen.

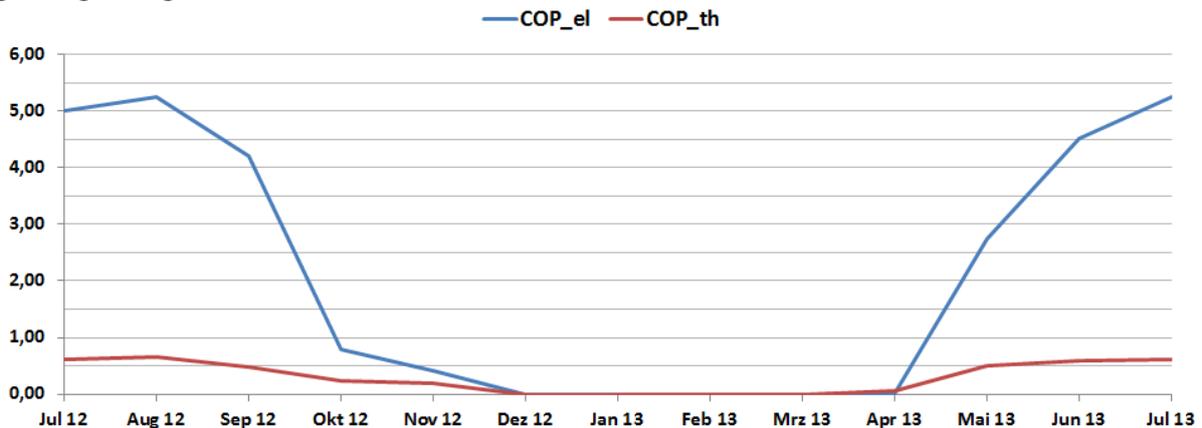


Abbildung 13: Verlauf des elektrischen sowie des thermischen COP (Juli 2012 bis Juli 2013)

### 7.1.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Das gesamte Wärmeversorgungssystem „Kral Pumpen Lustenau“ zeigte im Betrachtungszeitraum ein weitgehend unauffälliges Betriebsverhalten. Einzig im Bereich der Betriebsweise des Solarsystems sind hinsichtlich Einschaltregelung und Frostschutzschaltung Fragestellungen aufgetaucht, die seitens des Begleitforschungsteams mit dem Systemlieferanten Ritter XL Solar diskutiert wurden. Zur Verdeutlichung der speziellen Betriebsweise des rein wassergeführten solarthermischen Systems zeigt Abbildung 14 beispielhaft den Tagesverlauf des Solarkreises der Anlage „Kral Pumpen Lustenau“ vom 26. Juli 2012. Die darin vermerkten Nummern zeigen die speziellen Eigenheiten des Systems.

#### Punkt 1: Einschalten der Solaranlage um ca. 4:00 Uhr morgens

Deutlich kann erkannt werden, dass die Solarpumpe um 4 Uhr morgens in Betrieb genommen wird. Laut „Ritter XL Solar“ hat das den Hintergrund, dass bei abgeschalteter Solarpumpe die Temperatur in den CPC-Röhrenkollektoren nicht exakt gemessen werden

kann. Damit die Solarpumpe nicht mit zu großer Verzögerung eingeschaltet wird (Stagnationsgefahr), wird diese abhängig von der Kollektortemperatur immer wieder kurz eingeschaltet. Aufgrund der Möglichkeit, dass in den Sommermonaten auch nachts die Kollektoraustrittstemperatur nicht unter 30 °C abkühlt wird dieses als „Anschieben“ bezeichnete Starten der Pumpe auf 4:00 Uhr und 20:00 Uhr begrenzt. Eine Reduktion des Zeitfensters könnte zwar unnötige Startvorgänge (bei der Anlage Kral Pumpen Lustenau kein Solarertrag zu diesen Zeitpunkt) verhindern, aufgrund des geringen Energieverbrauchs durch diese „Anschiebefunktion“ ist eine Umstellung jedoch nicht zwingend erforderlich.

#### Punkt 2: Schwingende Vor- und Rücklauftemperaturen der solarthermischen Anlage

Eine weitere Eigenheit des Systems von Ritter XL Solar stellt die taktende Betriebsweise der Solarpumpe auch unter Einstrahlung dar. Im Gegensatz zu einer unter Einstrahlung kontinuierlich laufenden Pumpe (Standardregelung bei konventionellen Systemkonzepten), wird der Energiespeicher nach dem Prinzip Ritter XL Solar alternierend beladen. Sobald die Solltemperatur inkl. einer entsprechenden Schalthysterese im Kollektor erreicht wurde, wird der komplette Kollektorinhalt in den Speicher gepumpt und durch kühles Medium aus dem Speicher soweit abgekühlt, dass die Pumpe wieder ausschaltet. Dieser Prozess wiederholt sich regelmäßig.

#### Punkt 3: Stagnationsverhalten der solarthermischen Anlage.

Bei der Anlage Kral Lustenau wurde eine maximale untere Speichertemperatur von 75 °C und eine maximale obere Speichertemperatur von 95°C festgelegt. Ausgehend von einem maximalen Temperaturhub von 20 K (lt. Ritter XL Solar) kann so sichergestellt werden, dass einerseits im oberen Speicherbereich nicht die Siedetemperatur überschritten wird und andererseits ungünstige Regelungseinstellungen die Anlage ungewollt außer Betrieb setzen. Konkret bedeutet das, dass beim Erreichen von 75°C im Speicher unten die Solarpumpe abgeschaltet wird (siehe Abbildung 14, Punkt 3 um ca. 16 Uhr). Neben dem Abfallen des Volumenstroms im Solarkreis kann man dieses Verhalten an einer rasch ansteigenden Kollektortemperatur erkennen. An diesem Tag im Juli 2012 reichte die Einstrahlung aber nicht mehr aus, um den Kollektorinhalt zu verdampfen, was anhand der maximalen Kollektortemperatur von 120°C und dem durchwegs konstanten Anlagendruck deutlich wird.

#### Punkt 4: Einschalten der Solaranlage in den frühen Abendstunden

Die Solarpumpe bleibt in Folge eines Stagnationszustands solange ausgeschaltet, bis die Kollektortemperatur 65 °C unterschreitet. Im dargestellten Beispiel in Abbildung 14 ist das anhand eines nochmaligen kurzen Einschaltens der Solarpumpe um ca. 22 Uhr ersichtlich. Da es sich zu dieser Betriebszeit nur um gespeicherte Wärme im Kollektor handelt, ist die Laufzeit auch nur von kurzer Dauer. Konkret könnte hier die Anhebung der Kollektoreinschaltemperatur nach Anlagenstagnation auf z.B. 90°C angedacht werden.

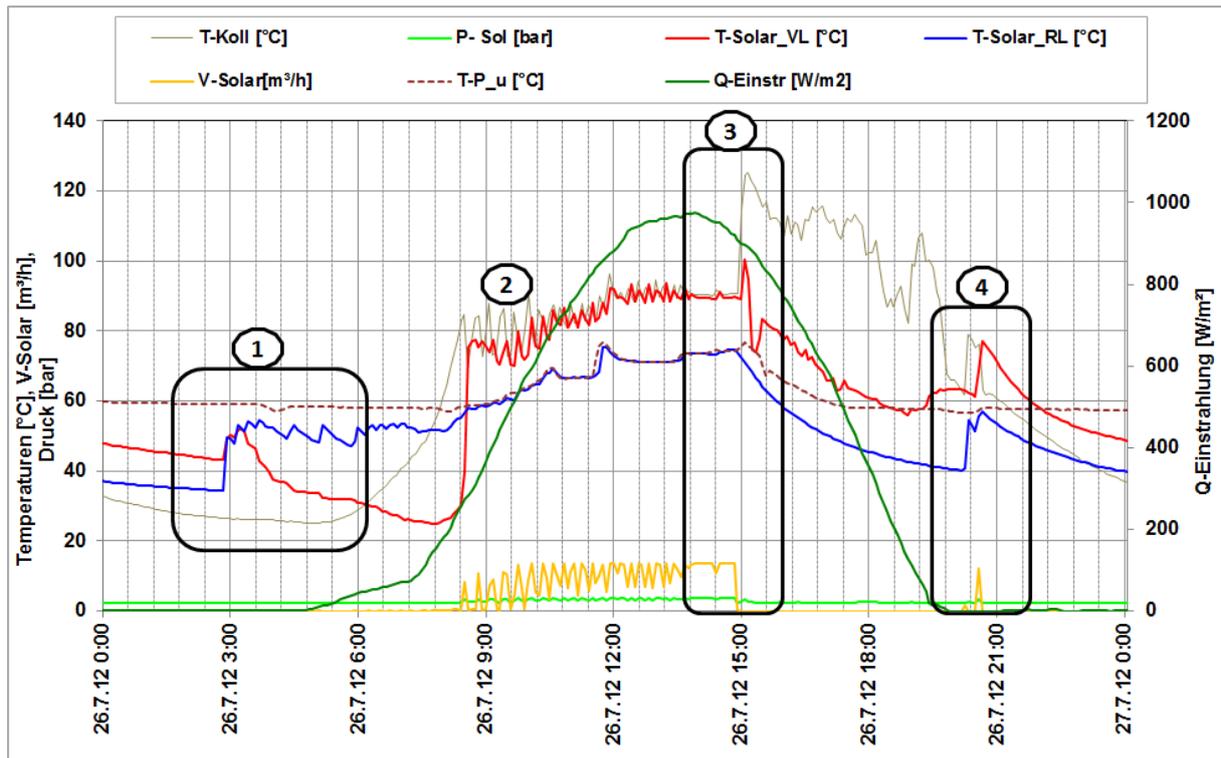


Abbildung 14: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises zuzüglich des Verlaufs des Drucks, des Volumenstroms, der Pufferspeichertemperatur und der Globalstrahlung (26.07.2012)

Da, wie bereits erwähnt, bei diesem Anlagenprinzip das System mit Wasser als Wärmeträger betrieben wird, wurde vom Systemanbieter Ritter XL Solar eine spezielle Frostschutzregelung implementiert. Die Regelung sieht vor, dass durch temperaturabhängiges, kurzes Einschalten der Solarpumpe Kollektoren und Rohrleitungen frostfrei gehalten werden. Immer wenn die Kollektortemperatur unter 7 °C sinkt, wird die Frostschutzfunktion aktiv. Die Intervallregelung hält die Kollektortemperatur im Temperaturbereich zwischen 3 °C und 10 °C. Sinkt die Kollektortemperatur unter 3 °C, so läuft die Solarpumpe dauerhaft bis die Kollektortemperatur 4 °C wieder übersteigt. Erst wenn die Kollektortemperatur für mehr als 24 Stunden 10 °C übersteigt, wird die Frostschutzfunktion beendet.

Abbildung 15 zeigt das Prinzip Frostschuttschaltung beispielhaft dargestellt für den 2. Jänner 2013. Deutlich ersichtlich ist die aktive Frostschutzfunktion an dem Umstand, dass die Solarrücklauftemperatur (blau) wärmer ist als die Solarvorlauftemperatur (rot). Weiters zeigt auch die Darstellung der Wärmemengen, ob es sich bei Pumpenbetrieb um einen positiven Wärmeeintrag (grün) oder um einen Wärmeverlust (violett) handelt. Die Frostschutzfunktion ist an diesem Tag in den Morgenstunden zwischen ca. 4:00 Uhr und 5:00 Uhr. Die Anlage wird dann ab ca. 13:00 Uhr in Betrieb genommen, was zu positiven Wärmeeinträgen bis ca. 17:30 führt. Ab diesem Zeitpunkt setzt trotz einer Kollektortemperatur von 20°C bereits wieder die Frostschuttschaltung ein. Das führt zu unnötigen Wärmeverlusten, wie an den negativ dargestellten Wärmemengen (violett) deutlich zu erkennen ist. Ein ähnliches Ein- bzw. Ausschaltverhalten in Folge der Frostschuttschaltung konnte an einer Vielzahl von Tagen beobachtet werden.

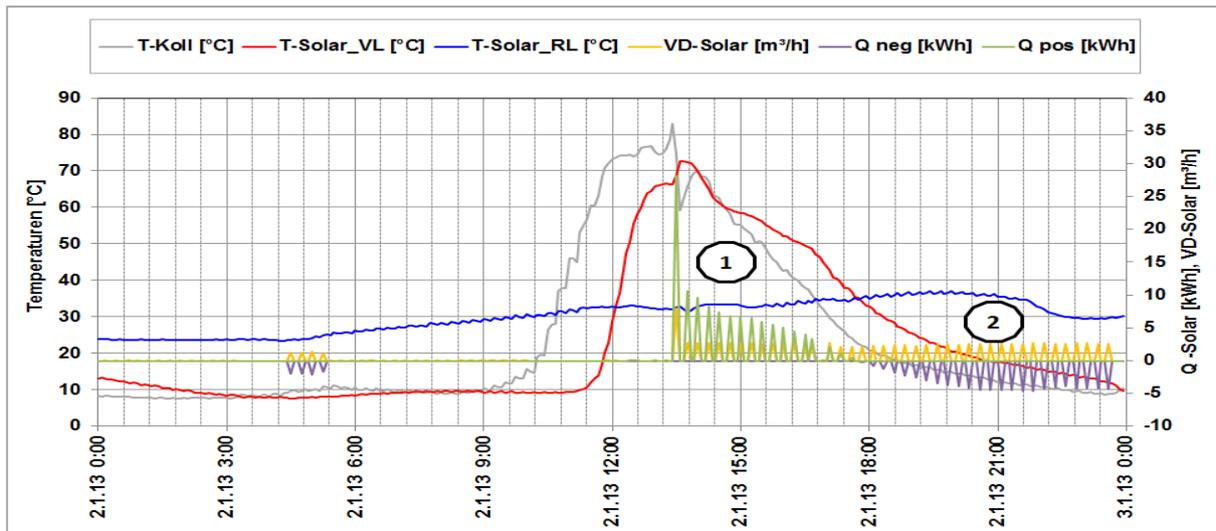


Abbildung 15: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms und der von der solarthermischen Anlage produzierten positiven bzw. negativen Wärmeinträge (21.01.2013)

Nach Rücksprache mit der Fa. Ritter XL Solar wurde deutlich, dass die Frostschutzfunktion des Kollektorfeldes in der Regelung mittels vier Sensoren durchgeführt wird. An das Monitoringsystem der Begleitforschung ist jedoch nur ein Kollektorfühler gekoppelt. Wie vermutet, zeigte sich bei den weiteren Nachprüfungen durch Ritter XL Solar, dass sich jeweils einer von den vier Temperatursensoren immer unter dem Schwellenwert befindet und somit die Frostschutzfunktion aktiv hält. Eine aus dieser Erkenntnis resultierende Überprüfung der Temperatursensoren, gemeinsam mit Mitarbeitern von Ritter XL Solar, ergab jedoch keine fehlerhaften Sensoren.

Abbildung 16 zeigt einen Vergleich der monatlich generierten Solarerträge mit den Wärmeverlusten in Folge der Frostschutzschaltung. Gut erkennbar ist, dass in den Monaten August 2012, September 2012 sowie in den Monaten Mai 2013 bis Juli 2013 keine Wärme für die Frostfreihaltung aufgewendet wurde. Erst bei tieferen Außentemperaturen (November 2012, Dezember 2012 und Jänner 2013) muss ein durchaus beträchtlicher Anteil des solaren Wärmeeintrags für die Frostfreihaltung eingesetzt werden. Beispielsweise betrug der Wärmeverlust für Frostschutz im Dezember 2012 47% und im Jänner 2013 rund 52 % der generierten solarthermischen Wärme. Über den gesamten Betrachtungszeitraum von August 2012 bis Ende Juli 2013 betrug der Verlustanteil 4%.

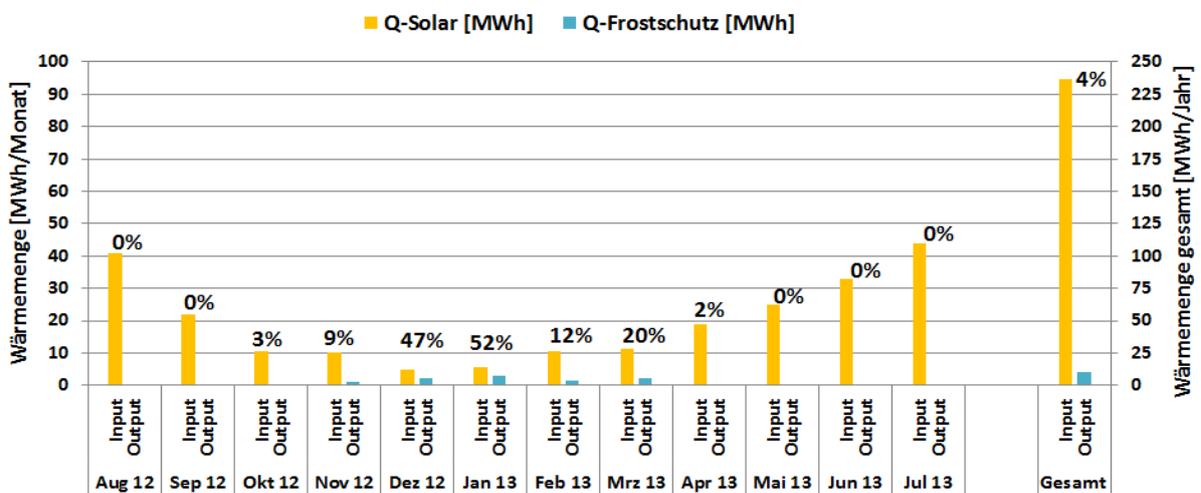


Abbildung 16: Vergleich der monatlich solarthermisch produzierten Wärme mit der für die Frostschutzschaltung aufgewendeten Wärme ( August 2012 bis Juli 2013)

Das Betriebsverhalten des Abwärmenutzungskreislaufs aus den Druckluftkompressoren ist über mehrere Wintertage in Abbildung 17 dargestellt. Der Betrieb der Kompressoranlage liefert Leistungen zwischen 10 und 18 kW. Am Verlauf der Leistung der Abwärmenutzung über den Wochenverlauf, ist deutlich der 2-Schichtbetrieb (Montag bis Freitag) als auch der Betriebsstillstand an den Wochenenden erkennbar.

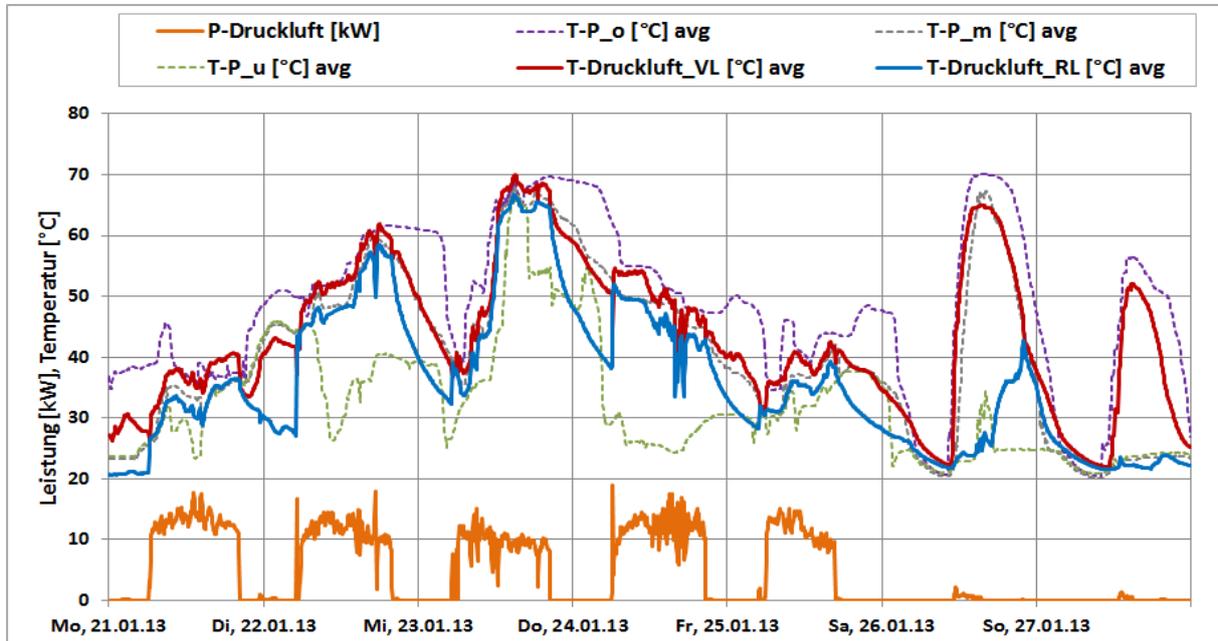


Abbildung 17: Beispielhafter Temperatur- und Leistungsverlauf im hydraulischen Kreislauf der Abwärmenutzung aus den Druckluftkompressoren zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen (21.01.2013 bis 27.01. 2013)

Beispielhaft für die Betriebsweise der Kältemaschine und des Kältekreislaufes ist in Abbildung 18 der Tagesverlauf des Kältekreislaufes vom 31.07.2012 dargestellt. Die bisherigen Analysen dazu zeigten einen plausiblen Anlagenbetrieb ohne spezielle Auffälligkeiten.

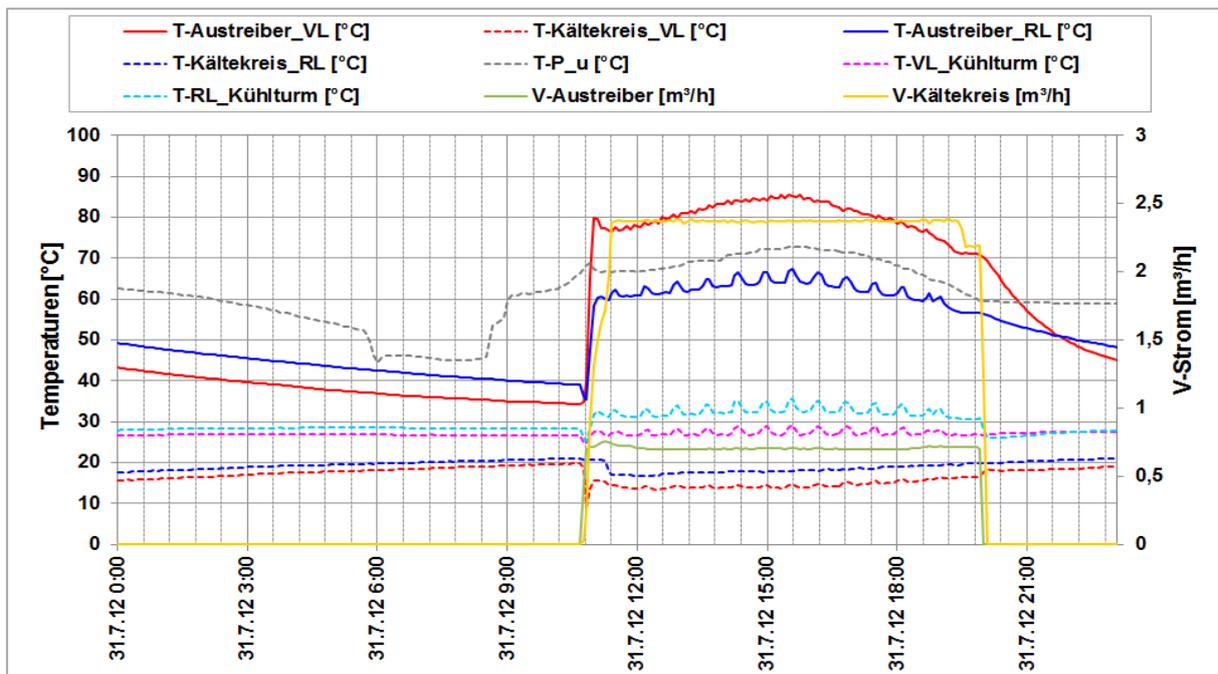


Abbildung 18: Beispielhafter Temperatur- und Volumenstromverlauf rund um die thermische Kühlmaschine (31.07.2012)

### **7.1.6 Anlagen Status Quo**

Das gesamte Wärmeversorgungssystem der neuen Produktionshalle inkl. der thermischen Kühlmaschine zeigte im einjährigen Betrachtungszeitraum ein unauffälliges und grundsätzlich zufriedenstellendes Betriebsverhalten. Einzig das Verhalten des Solarsystems im Modus der Frostschutzschaltung zeigte speziell in den Wintermonaten Potenziale, die dafür benötigte Wärmemenge zu senken. Da nach der Überprüfung der Messeinrichtung keine Fehler festgestellt werden konnten, wurde der Kontakt mit Verantwortlichen des Solarsystemanbieters Ritter XL Solar gesucht. Im Zuge dessen wurden Anpassungen bzw. noch offene Fragen zu Regelungseinstellungen („Anschiefefunktion“, Starttemperatur aus dem Stagnationszustand, etc.) behandelt und mögliche Optionen zur Verminderung des benötigten Wärmebedarfs der Frostschutzschaltung besprochen. Eine etwaige Optimierung wäre bei dieser Anlage laut Hersteller durch den Einbau einer neuen Regelung, welche zusätzlich die Außentemperatur mit einbezieht, möglich. Die Umstellung der Regelung wurde dem Betreiber als weitere Optimierungsmöglichkeit vorgeschlagen, eine entsprechende Umsetzung erfolgte jedoch nicht mehr vor Ende der Monitoringphase.

## 7.2 Biowärme Hirscheegg, Stmk.

### 7.2.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Biowärme Hirscheegg
<u>Adresse:</u>	8584 Hirscheegg
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein Wärmenetz (kommunales Nahwärmenetz Hirscheegg)
<u>Wärmeverbraucher:</u>	16 Nahwärmenetzanschlüsse mit insg. ca. 400 kW (Volksschule, Gasthaus, Kleinkaufhaus, Gemeindeamt und Wohnungen)
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	102 m <sup>2</sup> , Flachkollektor (Riposol P2600)
<u>Ausrichtung:</u>	Süd
<u>Neigung:</u>	30° auf dem Heizhausdach aufgeständert
<u>Energiespeichervolumen:</u>	20 m <sup>3</sup>
<u>Hauptheizungssystem:</u>	Biomassekessel 400 kW (manuell zündend), Ölkessel 80 kW (Sommer und Spitzenlast, Notkessel)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	2,7 % (Messung)
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	283 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung bezogen auf die Apertur- fläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Juli 2013
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Das Nahwärmenetz Hirscheegg umfasste zum Zeitpunkt des Monitorings 16 Abnehmer, beispielsweise die örtliche Volksschule, das Gemeindeamt, Gasthäuser, ein Kleinkaufhaus sowie einzelne Privatwohnungen. Die Länge des Nahwärmenetzes wird seitens des Betreibers mit 2.000 m angegeben, die prognostizierten Versorgungstemperaturen in der Heizperiode liegen bei 85/60°C bzw. bei 65/40°C in den Sommermonaten. Die Wärmeversorgungsanlage wurde im September 2011 in Betrieb genommen und im Juli 2012 um eine solarthermische Anlage erweitert. Eine Vergrößerung des Nahwärmenetzes ist in Planung und sollte in den nächsten Jahren schrittweise erfolgen. Die einjährige Monitoringphase des solarunterstützten Wärmeversorgungssystems wurde mit August 2013 beendet. Wie in

Abbildung 19 ersichtlich, wurden auf dem Dach des Heizhauses Flachkollektoren mit einer Bruttokollektorfläche von insgesamt 102 m<sup>2</sup> installiert. In Kombination mit einem 20 m<sup>3</sup> fassenden Energiespeicher und einem 80 kW Ölkessel (Sommer- und Spitzenlastkessel) soll ein sowohl ökologisch als auch ökonomisch optimierter Sommerbetrieb der Wärmeversorgungsanlage (Vermeidung von Teillastbetriebsstunden des manuell zündenden Biomassekessels) erreicht werden.



Abbildung 19: Ansicht des Heizwerks der Anlage „Biowärme Hirscheegg“ mit den aufgeständerten Kollektoren (links) sowie eine Detailaufnahme der vorderen Kollektorreihen (rechts), Bildquelle: AEE INTEC

## 7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „Biowärme Hirshegg“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 20 dargestellt. Dabei bildet der 20 m<sup>3</sup> fassende Pufferspeicher die hydraulische Zentrale, denn sowohl alle Wärmeinputs (Solaranlage, Biomasse- und Ölkessel) als auch der Wärmeoutput (Verbrauch im Nahwärmenetz) erfolgen über den Speicher. Alle Wärmeerzeuger sind dabei hinsichtlich der hydraulischen Anschlüsse am Speicher völlig entkoppelt. Die Solaranlage verfügt über drei Anschlüsse in der oberen Speicherhälfte. Die beiden anderen Wärmeerzeuger speisen oben in den Pufferspeicher ein und entnehmen den Rücklauf im untersten Bereich des Speichers. Die Versorgung der Wärmeverbraucher erfolgt über ein für diese Anwendung typisches Zwei-Leiter-Netz. Das Monitoringkonzept umfasst vier Wärmemengenzähler, 14 Temperatursensoren und einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf sowie einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene.

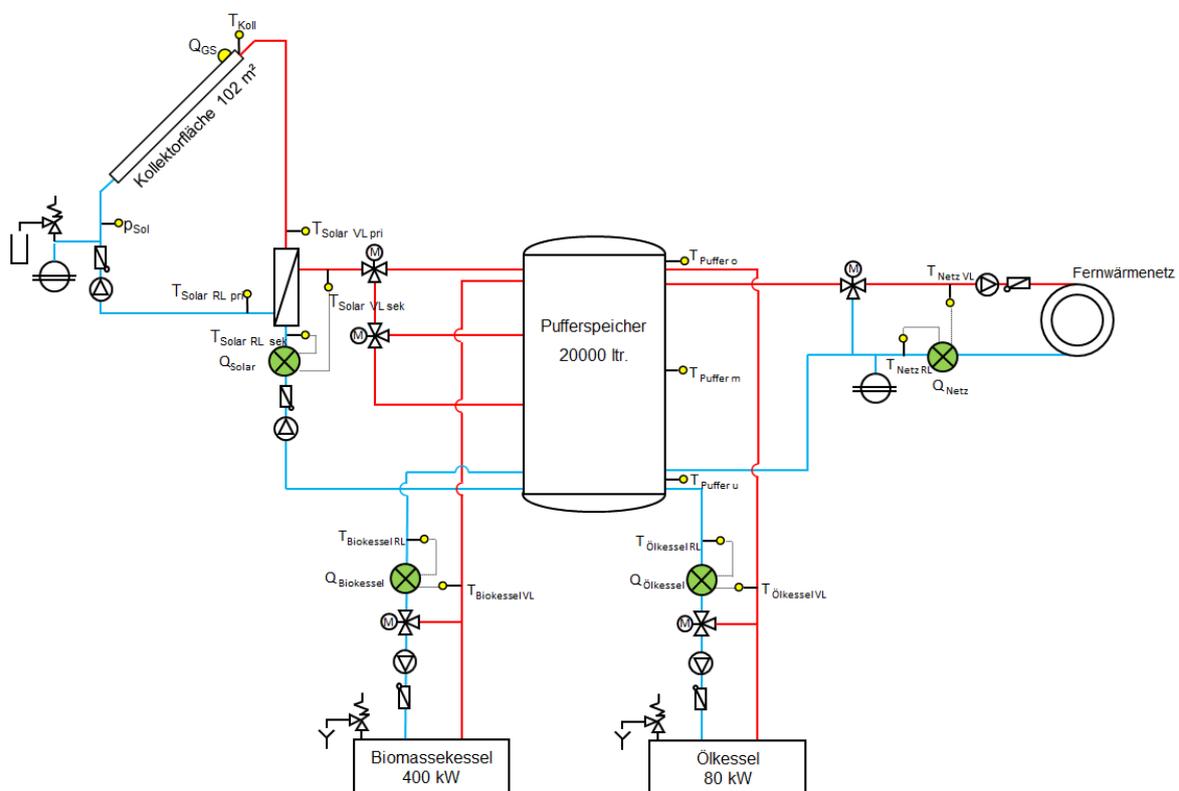


Abbildung 20: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Biowärme Hirshegg“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

### Solar-Primärkreis

$Q_{GS}$	Globalstrahlungssensor
$T_{Koll}$	Kollektortemperatur
$p_{sol}$	Drucksensor Primärkreis
$T_{Solar\ VL\ pri}$	Solarvorlauftemperatur Primärkreis
$T_{Solari\ RL\ pri}$	Solarrücklauftemperatur Primärkreis

### Solar-Sekundärkreis & Speicher

$T_{Solar\ VL\ sek}$	Solarvorlauftemperatur Sekundärkreis
$T_{Solar\ RL\ sek}$	Solarrücklauftemperatur Sekundärkreis
$Q_{Solar}$	Wärmemengenzähler Solar
$T_{Puffer\ o}$	Pufferspeichertemperatur Oben

$T_{\text{Puffer m}}$  Pufferspeichertemperatur Mitte  
 $T_{\text{Puffer u}}$  Pufferspeichertemperatur Unten

**Nachheizung**

$T_{\text{Biokessel VL}}$  Vorlauftemperatur Biomassekessel-Nachheizung  
 $T_{\text{Biokessel RL}}$  Rücklauftemperatur Biomassekessel-Nachheizung  
 $Q_{\text{Biokessel}}$  Wärmemengenzähler Biomassekessel-Nachheizung  
 $T_{\text{Ölkessel VL}}$  Vorlauftemperatur Ölkessel-Nachheizung  
 $T_{\text{Ölkessel RL}}$  Rücklauftemperatur Ölkessel-Nachheizung  
 $Q_{\text{Ölkessel}}$  Wärmemengenzähler Ölkessel-Nachheizung

**Fernwärmenetz**

$T_{\text{Netz VL}}$  Vorlauftemperatur Fernwärmenetz  
 $T_{\text{Netz RL}}$  Rücklauftemperatur Fernwärmenetz  
 $Q_{\text{Netz}}$  Wärmemengenzähler Fernwärmenetz

**7.2.3 Energiebilanz**

In Abbildung 21 ist der gesamte Wärmeinput in den Energiespeicher als auch der Wärmeoutput (Wärmemenge ans Nahwärmenetz) gegenübergestellt. Dabei ist der Wärmeeintrag durch die solarthermische Anlage (gelb), durch den Biomassekessel (grün) und durch den Ölkessel (grau) dargestellt. Der violette Balken zeigt die ins Nahwärmenetz eingespeiste Wärmemenge.

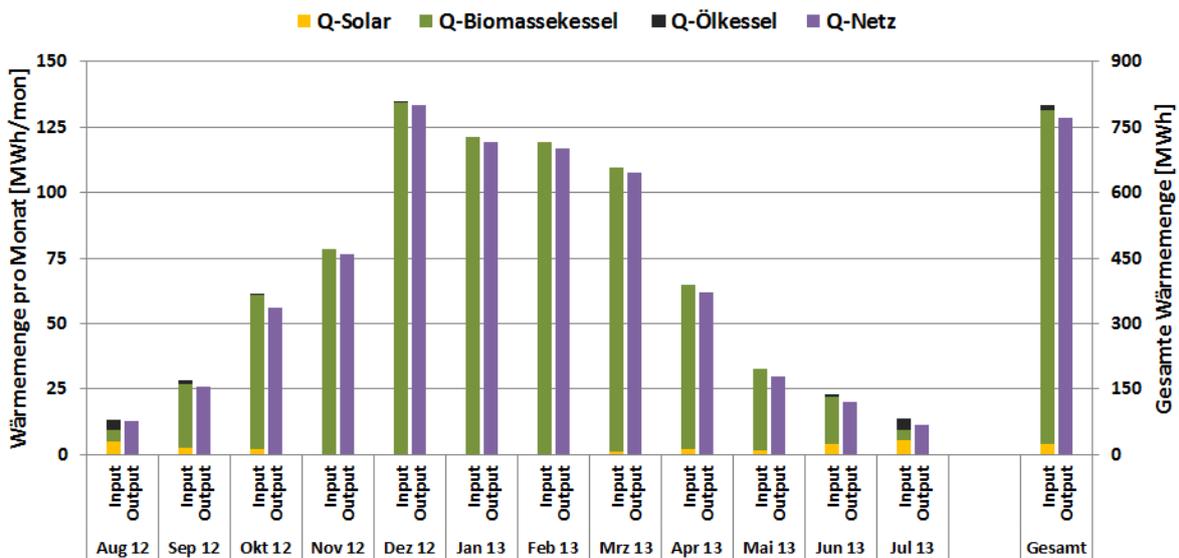


Abbildung 21: Energiebilanz der Anlage „Biwärme Hirschegg“ (August 2012 bis Juli 2013)

Die Differenz zwischen den Wärmeinputs und Wärmeoutputs ergibt sich aufgrund von Wärmeverlusten des Energiespeichers sowie durch Rohrleitungsverluste zwischen den jeweiligen Wärmemengenzählern und dem Energiespeicher. Diese betragen beim Projekt „Biwärme Hirschegg“ im Monatsmittel 2,3 MWh bzw. rund 4 % des Gesamtenergieeintrags.

**7.2.4 Vergleich Simulation - Messwerte**

Die im Rahmen des Einreichprozesses vom Betreiber beigestellte Anlagensimulation basierte auf einer Verbrauchsannahme mit konstantem wöchentlichen Wärmebedarf (rund. 10 MWh) über ein Kalenderjahr. Da diese Annahme nicht annähernd den realen Betriebsbedingungen entspricht (Sommerschwachlast, Winterspitzenlast) und somit ein Vergleich der Messergebnisse mit den Benchmarks aus der Einreichphase keinen Sinn

ergeben würde, wurde seitens des Begleitforschungsteams eine neuerliche Simulationsrechnung, angepasst an den tatsächlichen zeitlichen Verlauf des Wärmebedarfs, mit Hilfe des Simulationsprogramms T\*Sol, durchgeführt.

Abbildung 22 zeigt einen Vergleich des simulierten solaren Ertrags (rote Linie) mit dem gemessenen solaren Ertrag (blau schraffierte Fläche). Die Ergebnisse der Simulation prognostizierten einen kumulierten Jahressolarertrag von 337 kWh/m<sup>2</sup>a (bezogen auf die Aperturfläche). Der gemessene solare Ertrag nach Ende der einjährigen Monitoringphase beträgt 287 kWh/m<sup>2</sup>a. Wie in Abbildung 22 deutlich ersichtlich, sind die solarthermischen Erträge speziell in den Monaten November bis Februar hinter den Prognosewerten zurückgeblieben. Die Ursache dieser Abweichung kann auf die wesentlich geringeren realen Einstrahlungsleistungen in diesem Zeitraum zurückgeführt werden. Dies zeigt ein Vergleich der gemessenen Einstrahlung mit den Einstrahlungsdaten aus der Simulation, der eine sehr ähnliche Abweichung wie beim spezifischen Solarertrag ergibt (Abbildung 22, blau strichliert und orange strichliert). Konkret basiert die Simulation auf einem Wetterdatensatz mit langjährigen Durchschnittswerten am Standort Hirschegg, der im Zeitraum von August bis Februar eine Einstrahlung von 650 kWh/m<sup>2</sup> vorsieht. Tatsächlich beträgt die gemessene Einstrahlung im selben Zeitraum nur 504 kWh/m<sup>2</sup>, sprich um rund 22% weniger. Ab Juni ist zwar ein Ansteigen der gemessenen Einstrahlung sowie des solaren Ertrags erkennbar, die gemessene Einstrahlung bleibt bis zum Ende der Monitoringphase trotzdem rund 17% hinter den langjährigen Durchschnittswerten zurück und beträgt 1121 kWh/m<sup>2</sup>a. Da Differenz zwischen gemessenen und simulierten solaren Ertrag beträgt 16%, weshalb als Ursache für den geringen Messwert zu großen Teilen die reduzierte Einstrahlungsleistung schuld trägt, unter dem Prognosewert.

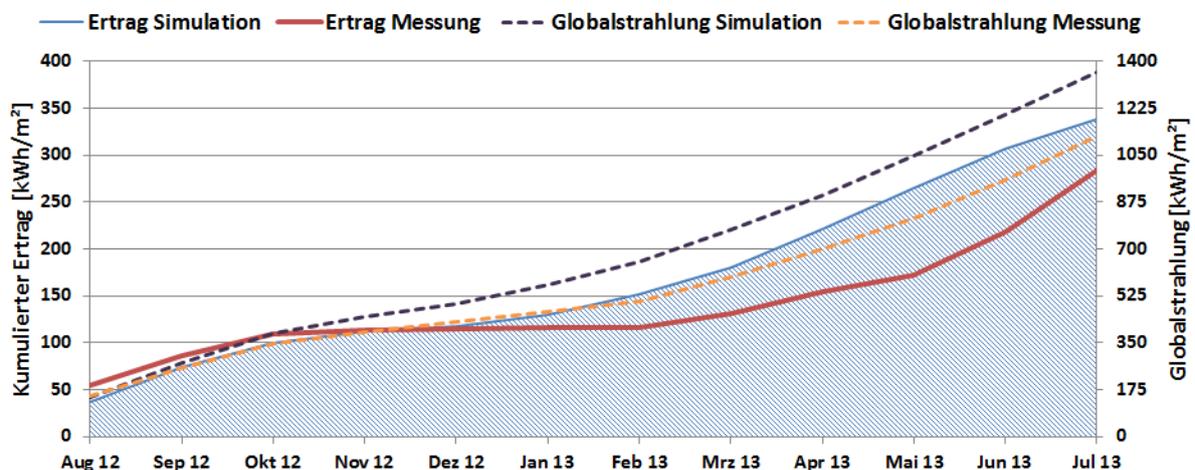


Abbildung 22: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags und der gemessenen Globalstrahlung mit dem Simulationswert des spezifischen Ertrags bzw. dem Klimadatensatz aus der Simulation für die Anlage „Biomasse Hirschegg“ (August 2012 bis Juli 2013)

Abbildung 23 zeigt eine Gegenüberstellung des prognostizierten, simulierten solaren Deckungsgrades (roter Balken) mit dem gemessenen solaren Deckungsgrad (blauer Balken). Basierend auf den Ergebnissen der Simulation wurde ein Jahresdeckungsgrad von 4,2 % prognostiziert. Nach Abschluss der einjährigen Monitoringphase konnte ein etwas niedriger solarer Deckungsgrad von 2,7% erreicht werden. Zu Beginn des Monitoringszeitraums, im August 2012, wurde der erwartete solare Deckungsgrad aufgrund eines geringeren tatsächlichen Wärmeverbrauchs und eines etwas höheren spezifischen Solarertrags deutlich überschritten. In der Kernheizperiode sowie in den Monaten April, Mai und Juni lag der gemessene Deckungsgrad aufgrund der stark reduzierten Einstrahlung bzw. aufgrund eines erhöhten Wärmeverbrauchs deutlich hinter

den Prognosen zurück. Im Juli 2013 konnte, bedingt durch die vergleichsweise hohe Einstrahlung, die Prognose wieder deutlich überschritten werden.

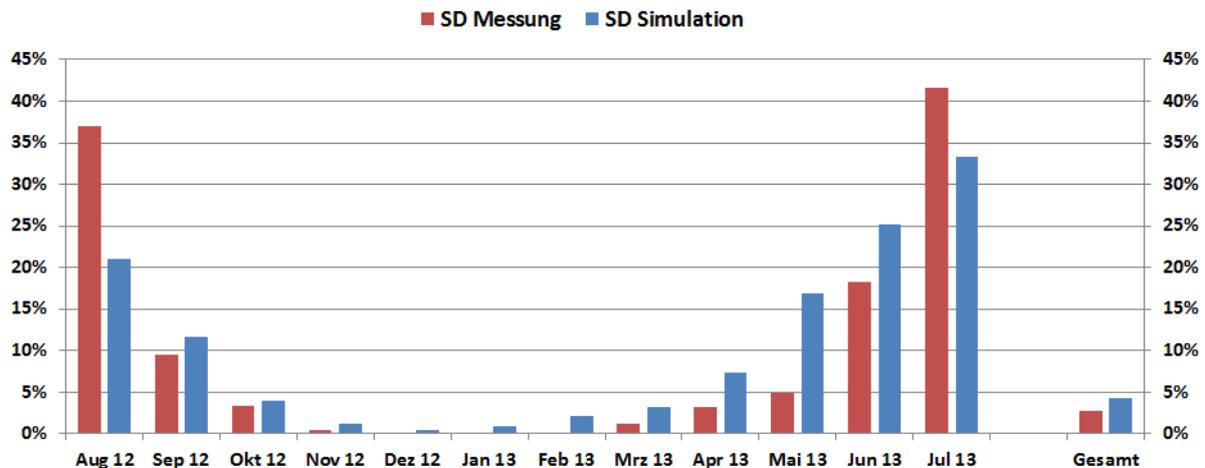


Abbildung 23: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Biowärme Hirschegg“ (August 2012 bis Juli 2013)

Abbildung 24 zeigt einen Vergleich des in der Simulation berücksichtigten Wärmeverbrauchs mit dem tatsächlich aus dem Wärmenetz nachgefragten Verbrauch. Da die im Rahmen des Einreichprozesses vom Betreiber beigestellte Anlagensimulation auf einer Verbrauchsannahme mit konstantem wöchentlichen Wärmebedarf (rund 10 MWh) über ein Kalenderjahr basierte, wurde für eine neuerliche Anlagensimulation und die Generierung von Benchmarks eine realistische Verteilung des Wärmeverbrauchs durch das Begleitforschungsteam durchgeführt. Bis Februar 2013 zeigten Prognose und reale Messwerte des Wärmeverbrauchs eine sehr gute Übereinstimmung. Ein erhöhter Wärmeverbrauch konnte speziell in den Monaten März 2013 bis Juni 2013 gemessen werden. Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums liegt der gemessene Verbrauch bei 770 MWh bzw. rund 8% über dem Prognosewert.

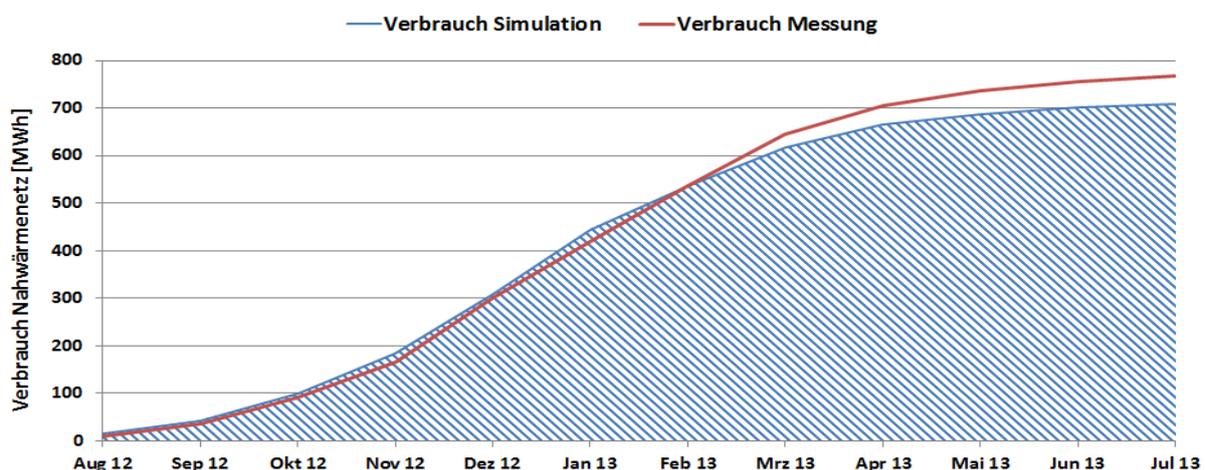


Abbildung 24: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem Simulationswert für die Anlage „Biowärme Hirschegg“ (August 2012 bis Juli 2013)

### 7.2.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt. Abbildung 25 zeigt hierzu eine Detailbetrachtung des Solarsystems an einem wolkenlosen Tag im September 2012 (7. September). Die dargestellten Messergebnisse zeigen dabei auf den ersten Blick

einen durchwegs zufriedenstellenden Betrieb. Bei Pufferspeichertemperaturen um die 50°C betragen die Vorlauftemperaturen auf der Sekundärseite des Solarsystems knapp über 80°C. Die etwas kleineren Temperaturdifferenzen auf der Vorlaufseite (bis zu ca. 5 K) deuten im Vergleich zu den Temperaturdifferenzen an den Rückläufen (bis zu ca. 12 K) auf einen etwas kleineren Massendurchsatz im Sekundärkreis (im Vergleich zum Primärkreis) hin, unbedingter Handlungsbedarf ist dadurch aber nicht gegeben. Bei genauer Betrachtung sticht aber ein Detail ins Auge. Die Solarpumpen schalten erst ein, wenn die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektorfühler und dem Pufferspeicher im unteren Bereich ca. 28 K übersteigt. Das Ausschalten erfolgt bei Unterschreitung der Kollektortemperatur von ca. 70°C, obwohl die Pufferspeichertemperatur im unteren Bereich mit ca. 50°C deutlich darunter liegt. Auch bei den üblichen Taktungsvorgängen in der Start- bzw. in der Abschaltphase trat das Phänomen wiederholt auf.

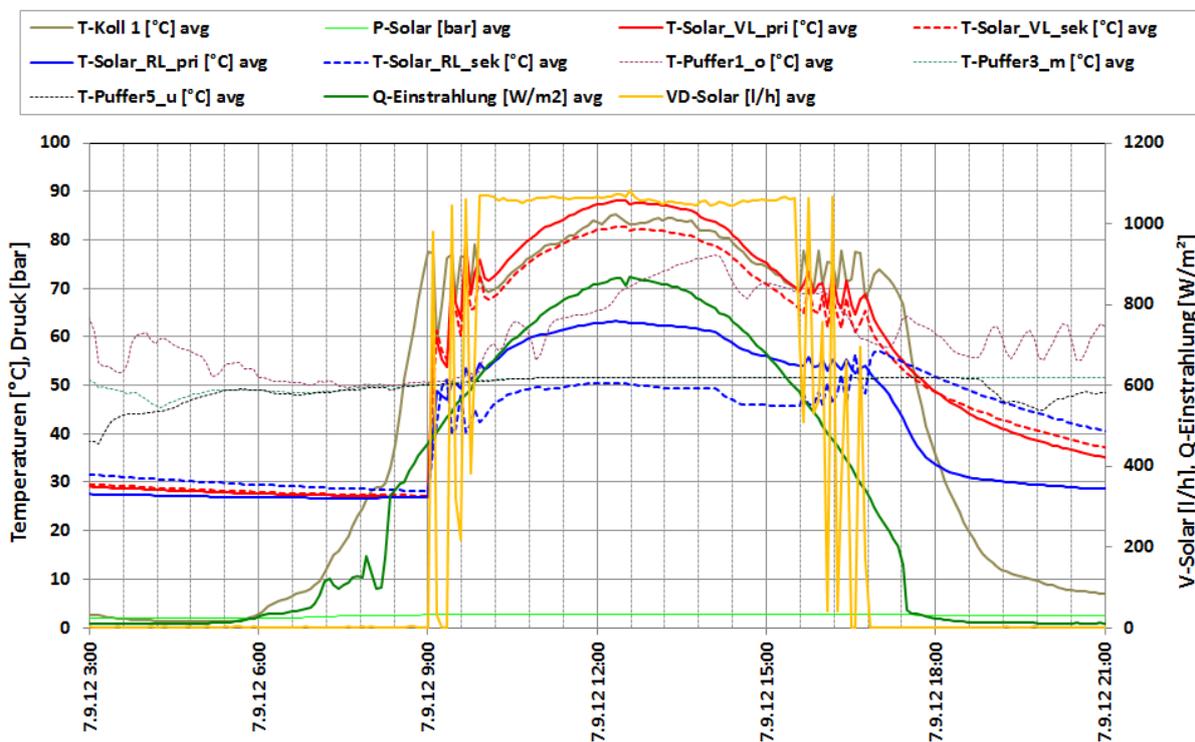


Abbildung 25: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs des Drucks, der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms im Sekundärkreis (07.09.2012)

Im Rahmen der Problemanalyse wurden drei einstrahlungsreiche Septembertage nebeneinander dargestellt (9.9. bis 11.9., siehe Abbildung 26, linke Seite). Deutlich ist ersichtlich, dass die Solaranlage immer bei einer fixen Kollektortemperatur (ca. 78°C) und unabhängig von der Speichertemperatur im unteren Bereich eingeschaltet wird. So wird beispielsweise die Solaranlage am 9.9. bei einer Kollektortemperatur von 78°C eingeschaltet, obwohl der Pufferspeicher auch im unteren Speicherteil bereits 90°C aufweist.

Diese festgestellte Optimierungsmaßnahme (Änderung des Regelalgorithmus in einer Weise, sodass Ein- und Ausschaltzeitpunkte in Abhängigkeit von Kollektortemperatur und Speichertemperatur bestimmt werden), wurde seitens des Begleitforschungsteams an den Betreiber kommuniziert und vom zuständigen Regelungsunternehmen in Verbindung mit anderen Regelungsanpassungen (Änderung der Speicherbeladung durch die beiden Kessel – Lastmanagement) Anfang März 2013 umgesetzt. Die Wirkung nach der durchgeführten Regelanpassung ist in Abbildung 26, rechte Seite, dargestellt. An den drei dargestellten Tagen (19.6. bis 21.6.) ist deutlich die Änderung des Regelalgorithmus

erkennbar. Das Ein- und Ausschalten findet seit der Optimierung in Abhängigkeit von der Kollektortemperatur und Speichertemperatur statt. Liegt die Kollektortemperatur 10 K über der Puffertemperatur-Unten ( $T_{\text{Puffer5\_u}}$ ), startet die solarthermische Anlage. Ist der Temperaturunterschied Kollektortemperatur zu Puffertemperatur-Unten ( $T_{\text{Puffer5\_u}}$ ) geringer als 2 K, stoppt die Einspeisung der solarthermischen Anlage.

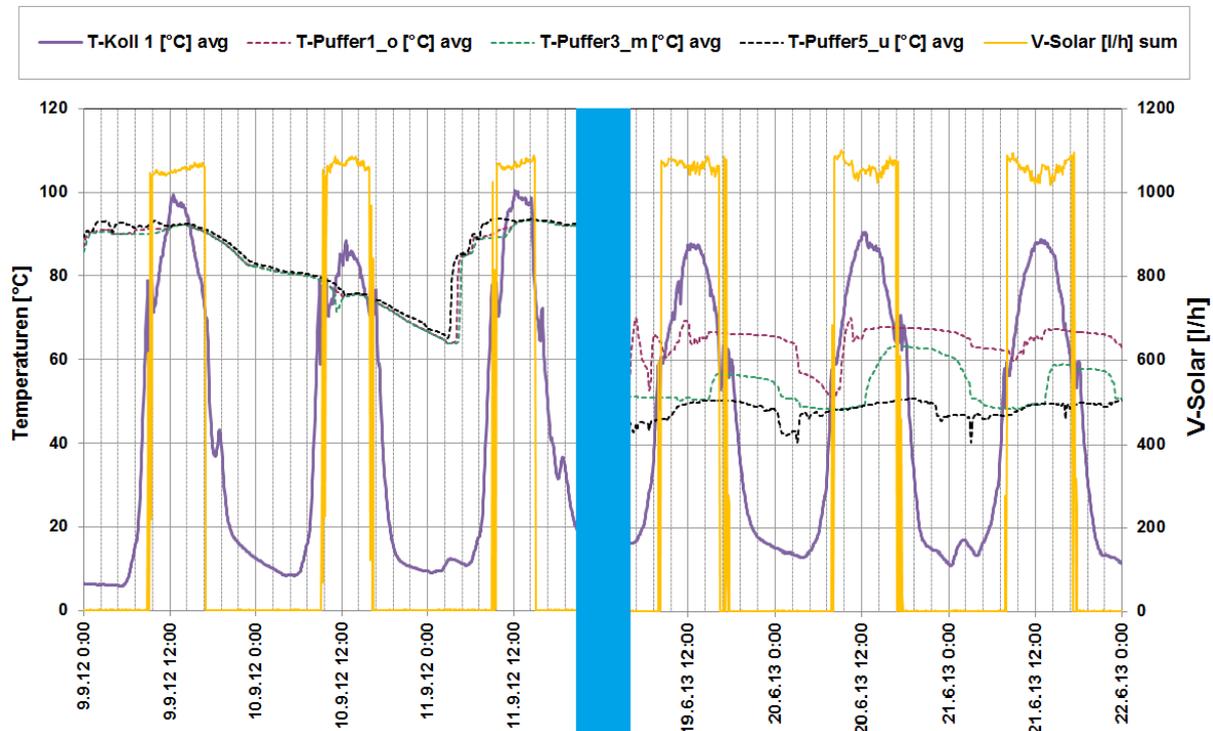


Abbildung 26: Beispielhafter Temperaturverlauf des Kollektors und des Pufferspeichers, zuzüglich des Volumenstroms im Solarsekundärkreis (09.09.2012 bis 11.09.2012 vor der Optimierung und, 19.06.2013 bis 21.06.2013 nach der Optimierung)

Durch die Analyse des Gesamtanlagenbetriebsverhaltens in der Kernheizperiode konnte eine Optimierungsmaßnahme betreffend den Ladezustand des Pufferspeichers durch den Biomassekessel festgestellt werden. Abbildung 27, linke Seite, zeigt dazu von 16. bis 31. Dezember 2012 die Betriebssituation des Biomassekessels, des Nahwärmenetzes sowie die Temperaturen im Pufferspeicher. Aus dem Volumenstromverlauf ist eine nahezu konstante Betriebsweise des Biomassekessels über diesen Zeitraum zu erkennen. Dabei beträgt der Volumenstrom konstant rund  $19 \text{ m}^3/\text{h}$  und die Temperaturdifferenz liegt zwischen 5 und 10 K. Neben dem Dauerbetrieb des Biomassekessels mit geringer Leistungsbandbreite (110 bis 220 kW) ist besonders auffällig, dass der gesamte Pufferspeicher vom Biomassekessel durchgehend auf  $85^\circ\text{C}$  gehalten wird. Neben dem Effekt, dass die Solaranlage aufgrund des heißen Pufferspeichers keine, oder nur reduziert Wärme in das System einbringen kann, stellt der dauerhaft auf hohen Temperaturen gehaltene Speicher erhebliche Wärmeverluste dar. Zusätzlich verzichtet der Betreiber der Wärmeversorgungsanlage bei dieser Betriebsweise auf die Vorteile, welche ein dynamisches Lastmanagement mit sich bringen würde. Die Ursache dieses Betriebsverhaltens bildete ein spezieller Regelalgorithmus, der sich an den Durchschnittstemperaturen aller fünf Speichersensoren über die gesamte Speicherhöhe orientiert.

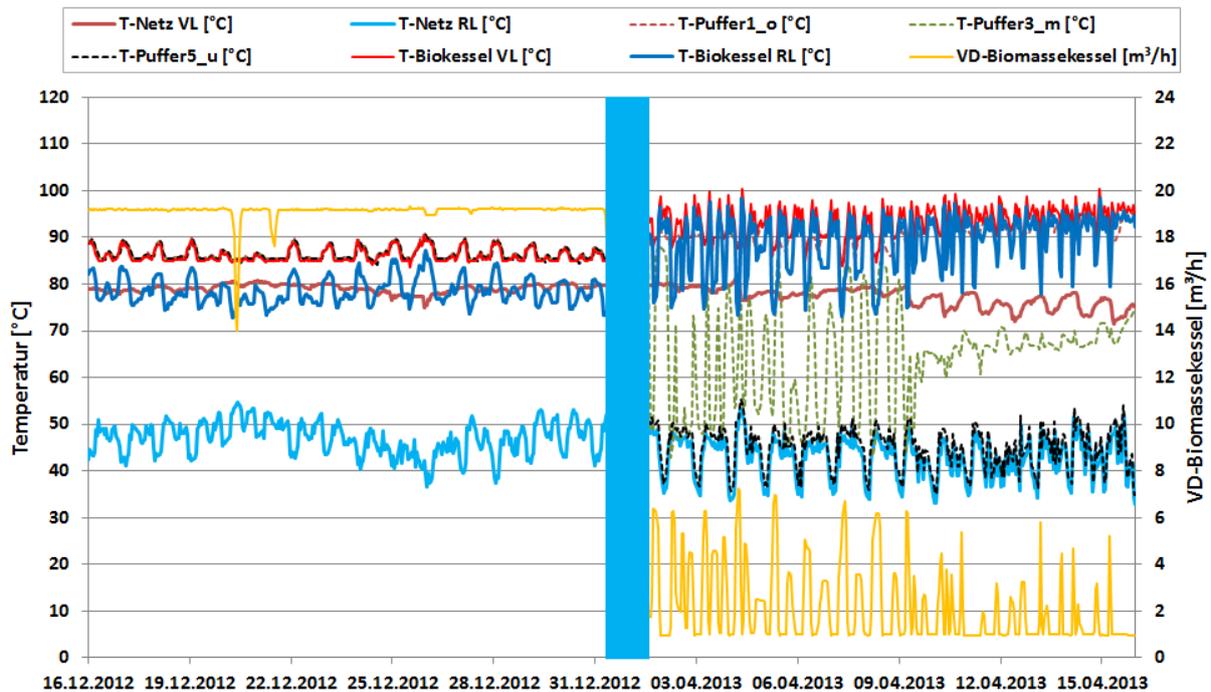


Abbildung 27: Beispielhafter Temperaturverlauf des Biomassekesselkreislaufs, des Netzes und des Pufferspeichers zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms des Biomassekessels (16.12.2012 bis 31.12.2012 vor der Optimierung und, 01.04.2013 bis 16.04.2013 nach der Optimierung)

Diese festgestellte Optimierungsmaßnahme (Änderung des Regelalgorithmus betreffend die Beladung des Pufferspeichers durch die beiden Kessel - Lastmanagement) wurde in Verbindung mit anderen Regelungsanpassungen (Regelung des Solarsystems) Anfang März 2013 umgesetzt. Nach Rücksprache mit dem Betreiber wurde das Regelkonzept dahingehend umgestellt, dass sich die Beladung des Pufferspeichers nur mehr an den beiden obersten Sensoren orientiert. Nur zu Spitzenlastzeiten (bei tiefen Außentemperaturen bzw. zur Deckung der Morgenspitze) werden weitere Teile des Pufferspeichers für die Beladung freigegeben. Die Einbindung des Ölkessels wurde in ähnlicher Form angepasst, nur dass sich der Ölkessel aufgrund der raschen Reaktionszeiten alleine am obersten Speichersensor orientiert. Der Nachweis der Wirkung der Maßnahme ist in Abbildung 27, rechte Seite (Zeitraum vom 1. bis 16. April), dargestellt. Der Volumenstrom des Biomassekessels liegt nicht mehr konstant bei rund  $19 \text{ m}^3/\text{h}$  sondern ist variabel und liegt je nach Anforderung zwischen  $1 \text{ m}^3/\text{h}$  und  $7 \text{ m}^3/\text{h}$ . Weiters wird nicht mehr der gesamte Pufferspeicher auf Temperatur gehalten. Deutlich sind Temperaturdifferenzen zwischen den unterschiedlichen Pufferspeicherhöhen erkennbar.

Ist der Biomassekessel in Betrieb, schaltet sich der Ölkessel nur zu, wenn die Temperaturen im Pufferspeicher oben durch die Biomasseanlage nicht gehalten werden können, sprich bei sehr kalten Tagen. In diesem, in der Heizperiode sehr häufig auftretenden Betriebszustand, konnte eine hydraulische Fehlströmung über den Ölkessel festgestellt werden (Abbildung 28, linke Seite). Diese hatte zur Folge, dass trotz ausgeschaltetem Ölkessel Temperaturen bis zu  $45^\circ\text{C}$  am Ölkesselvorlauf gemessen wurden. Das Auftreten von Wärmeverlusten in Folge der Fehlströme konnte nach Rücksprache mit dem Betreiber durch die Aktivierung eines Zwei-Wege-Ventils in diesem hydraulischen Kreislauf vermieden werden. (Abbildung 28, rechte Seite).

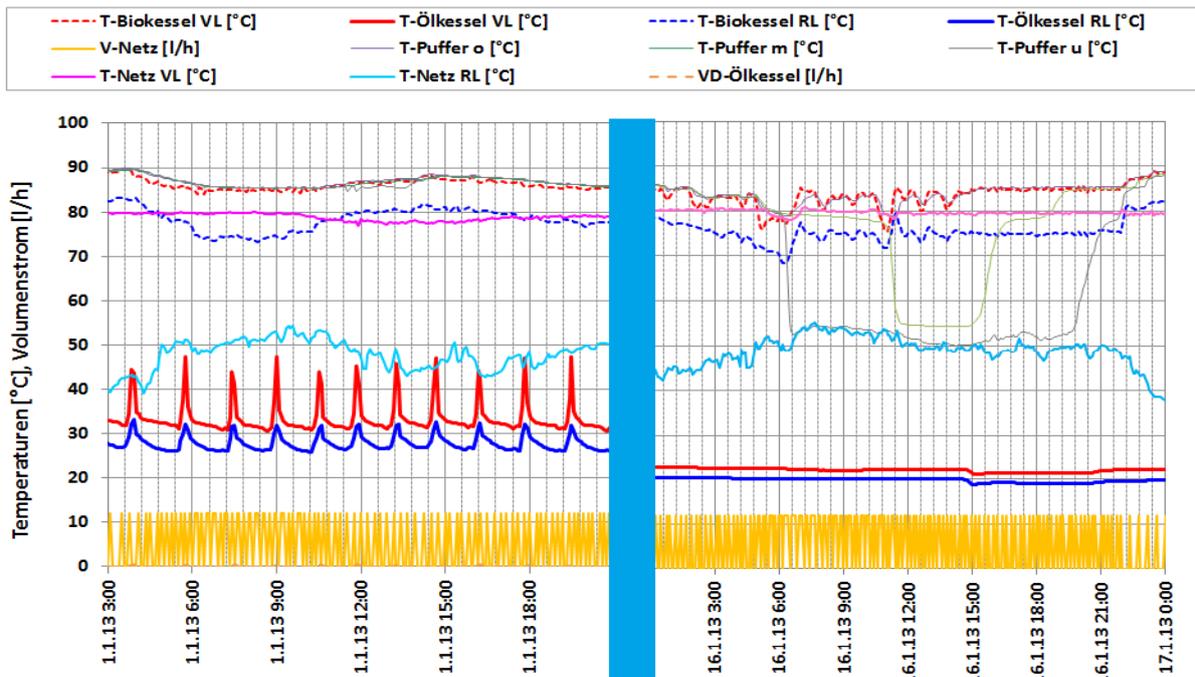


Abbildung 28: Beispielhafter Temperaturverlauf der beiden Nachheizungskreisläufe (Biomasse und Öl) zuzüglich des Verlaufs der Netz- und Pufferspeichertemperaturen sowie der Volumenströme im Nahwärmenetz- und Ölkesselkreislauf vor (01.01.2013, links) und nach (16.01.2013, rechts) der Optimierung

Eine weitere Auffälligkeit, nämlich stark schwankende Vorlauftemperaturen am Eintritt in das Nahwärmenetz, konnte bereits im ersten Monat der einjährigen Monitoringphase festgestellt werden. Die Ursache für Vorlauftemperaturschwankungen zwischen 60°C und 85°C im August 2012 bildete ein fehlerhafter Vorlauftemperaturmischer. Nach Rücksprache mit dem Betreiber erfolgte der Tausch des Mischers, was schlussendlich zur Lösung des Problems führte. Abbildung 29 zeigt hierzu die Netzbetriebsweise vor und nach der Optimierung.

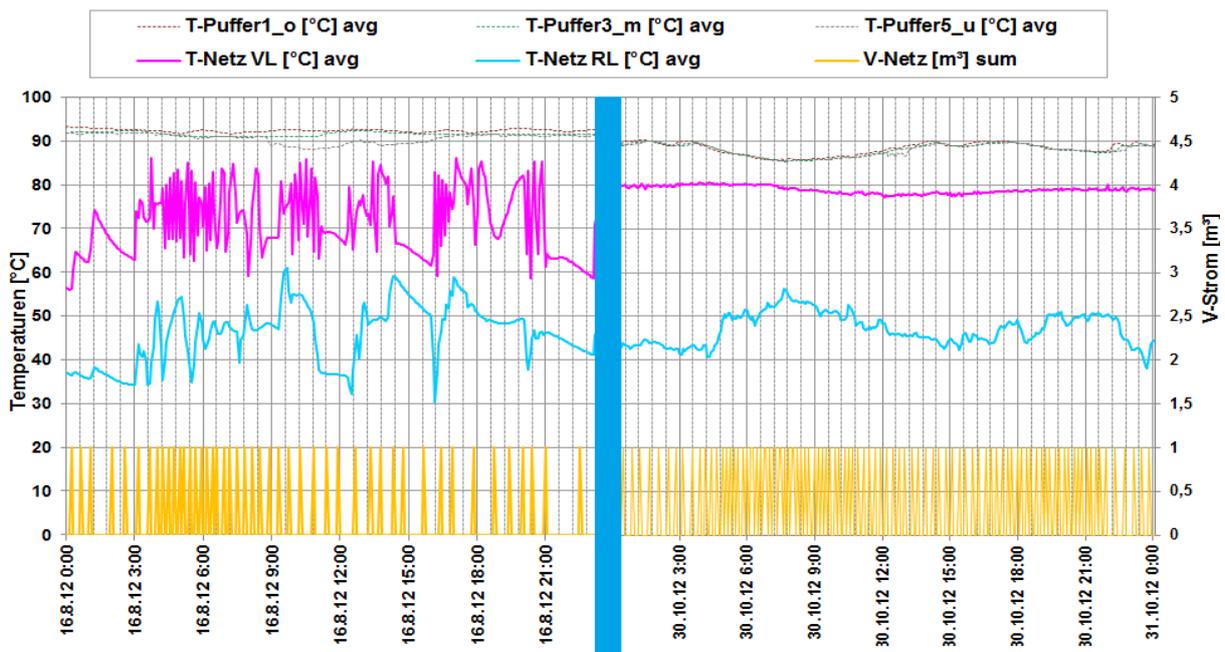


Abbildung 29: Temperaturverlauf der Vor- und Rücklauftemperatur des Nahwärmenetzes und des Pufferspeichers zuzüglich des Verlaufs des Netzvolumenstroms vor (16.08.2013, links) und nach (30.10.2013, rechts) der Optimierung

Der Jahresverlauf der durchschnittlich, täglichen Netzvorlauf- und Netzurücklauf-temperaturen sind in folgender Abbildung 30 dargestellt. Des Weiteren ist der Leistungsverlauf über das Jahr der einzelnen Wärmeerzeuger auf Basis von Tagesmittelwerten angeführt. Deutlich erkennbar ist das sich über den Jahresverlauf hinweg ändernde Temperaturniveau des Netzes. Liegt die Rücklauf-temperaturniveau ganzjährig zwischen 40 °C und 50 °C, so ändert sich das Temperaturniveau der Netzvorlauf-temperatur im Jahresverlauf. Die durchschnittliche Netzvorlauf-temperatur erreicht ihr Maximum in den Wintermonaten mit rund 80 °C und ihr Minimum in den Sommermonaten mit unter 70 °C. Weiters ist am Leistungsverlauf der Eintrag der einzelnen Wärmeerzeuger erkennbar. In der Zeit zwischen September und Juni kommt dieser hauptsächlich vom Biomassekessel. In den Monaten Juli und August erfolgt der Eintrag über die Solaranlage, den Ölkessel als auch über den Biomassekessel. Laut Betreiber ist der Einsatz des Biomassekessels in den Sommermonaten (Juli, August) im Allgemeinen nicht vorgesehen. Die Gründe für die Inbetriebnahme des Biomassekessels in den Monaten Juli und August des Betrachtungszeitraums ergaben sich laut Anlagenbetreiber aufgrund von einzelnen ungeplanten Gegebenheiten (bspw. konnte durch Bauarbeiten kein Öl geliefert werden, etc.)

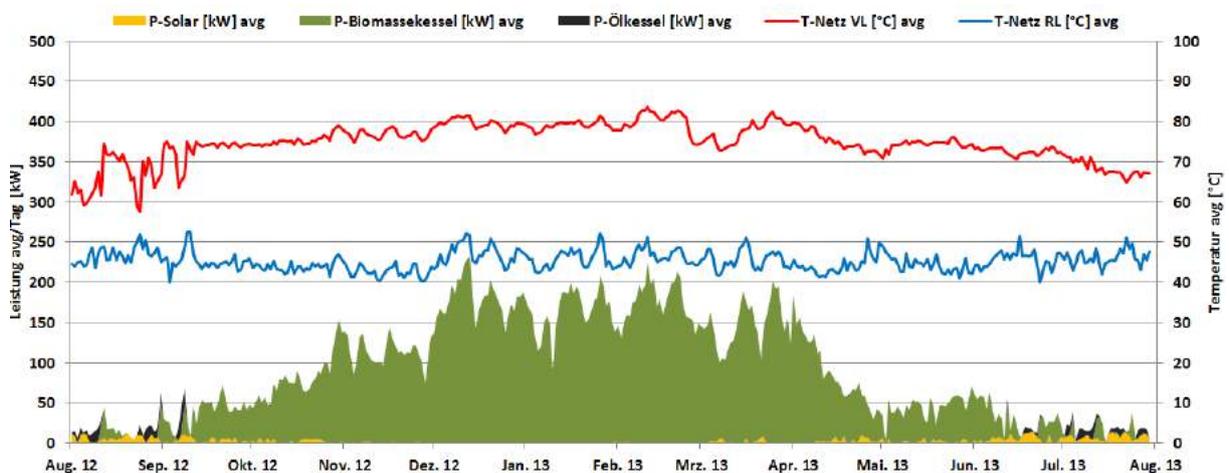


Abbildung 30: Verlauf der Netzvor- und Netzurücklauf-temperaturen zuzüglich des Leistungsverlaufs der einzelnen Wärmeerzeuger im Betrachtungszeitraum auf Basis von Tagesmittelwerten (August 2012 bis Juli 2013).

### 7.2.6 Anlagen Status Quo

Aufgrund der umgesetzten Optimierungsmaßnahmen zeigt der Anlagenbetrieb des Projekts „Biowärme Hirschegg“ nach Abschluss der einjährigen Monitoringphase einen soliden Betriebszustand. Neben zwei kleineren Optimierungen (hydraulischer Fehlstrom über den Ölkessel; starkes Schwingen der Netzvorlauf-temperatur) wurden noch zwei weitere, schwerwiegendere Verbesserungspotenziale detektiert und deren Umsetzung veranlasst. Zum einen betraf das den Regelalgorithmus für die Solarkreisläufe (Ein- und Ausschaltverhalten) und zum anderen die optimierte Beladung des Pufferspeichers durch die beiden Kesselsysteme (Lastmanagement). Diese wurden in der Anleitung des Begleitforschungsteams seitens des Betreibers behoben und die Wirkung dieser umgesetzten Optimierungsmaßnahmen konnte messtechnisch deutlich nachgewiesen werden.

Das zum Zeitpunkt der Einreichung angestrebte Ziel, die Einsatzzeit des Ölkessels auf annähernd null Stunden zu reduzieren (solarer Sommerdeckungsgrad rund 32%), konnte mit der aktuell installierten Kollektorfläche nicht erreicht werden. Um zukünftig die Verwendung des fossilen Energieträgers Öl im Sommer weiter zu verringern, müsste daher eine Erweiterung der solarthermischen Anlage angedacht werden.

## 7.3 Sozialzentrum Rankweil, V

### 7.3.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Sozialzentrum Rankweil
<u>Adresse:</u>	6830 Rankweil
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Warmwasserbereitung und Zirkulationsleitung, Raumheizung (Fußbodenheizung und Lüftungsheizkreise)
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	143 m <sup>2</sup> , Flachkollektor (AKS Doma): 98 m <sup>2</sup> auf dem Flachdach und 45 m <sup>2</sup> auf dem Sheddach
<u>Ausrichtung:</u>	20° aus der Südrichtung nach Süd-West ausgerichtet
<u>Neigung:</u>	45° auf dem Flachdach, 41° auf dem Sheddach
<u>Energiespeichervolumen:</u>	15 m <sup>3</sup> Pufferspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	Nahwärmeübergabestation, Abwärmenutzung der Kühl- und Tiefkühlanlagen
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	11%
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	392 kWh/(m <sup>2</sup> *a) (bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring abgeschlossen
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Sozialzentrum Rankweil“ handelt es sich um die Einspeisung einer 143 m<sup>2</sup> großen solarthermischen Anlage in die Wärmeversorgung eines Pflegeheims mit 60 Betten im Bundesland Vorarlberg. Das Pflegeheim besteht aus 5 Wohngruppen mit jeweils 12 Einzelzimmern. Jede Wohngruppe hat eine Essküche, ein Wohnzimmer und Nebenräume. In dem Sozialzentrum befinden sich außerdem Dienst- und Therapieräume, Zentralküche, Waschküche, ein Mehrzwecksaal, eine Kapelle, etc. Das Sozialzentrum ist seit Dezember 2011 in Betrieb.

Wie in Abbildung 31 ersichtlich, sind die Solarthermie-Kollektoren auf dem Flach- und auf dem Sheddach des Gebäudes montiert. Die Kollektorfläche beträgt 98 m<sup>2</sup> auf dem Flachdach und 45 m<sup>2</sup> auf dem Sheddach. Die Kollektoren sind um 20° aus der Südrichtung nach Süd-West orientiert. Die Neigung der Kollektorfelder beträgt 45° auf dem Flachdach und 41° auf dem Sheddach. Die Solaranlage reduziert den Wärmebezug aus der Biomassenahwärmeversorgung.



Abbildung 31: Ansicht des Gebäudes „Sozialzentrum Rankweil“ mit Blick auf die Solarthermie-Kollektoren am Flachdach (links) und am Sheddach des Gebäudes (Mitte rechts). Auf dem Flachdach außerdem die kleineren Photovoltaik-Module (Mitte links im Hintergrund und ganz rechts im Hintergrund)

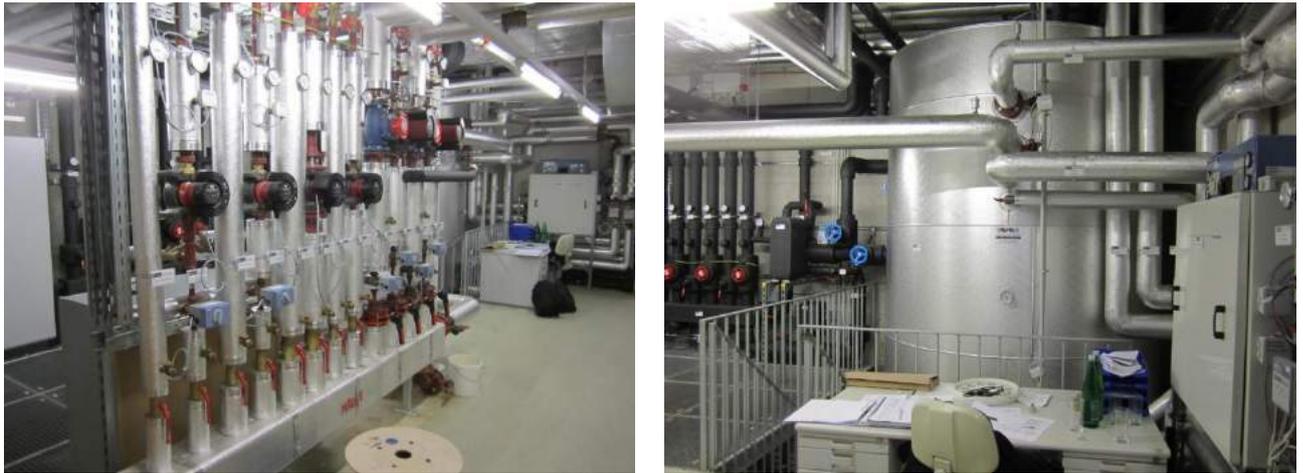


Abbildung 32: Heizungsverteiler und Nahwärmeübergabestation (linkes Bild), Pufferspeicher, der über zwei Etagen reicht, sowie Kälteverteiler im Technikraum der Anlage „Sozialzentrum Rankweil“ (rechtes Bild)

### 7.3.2 Hydraulik- und Messkonzept

Auf den unterschiedlichen Dachflächen „Flachdach“ und „Sheddach“ sind insgesamt acht parallel geschaltete Kollektorfelder montiert, die um  $20^\circ$  aus der Südrichtung nach Südwesten orientiert sind. Die Neigung der Kollektorfelder beträgt  $45^\circ$  auf dem Flachdach und  $41^\circ$  auf dem Sheddach. Auf dem Flachdach sind sechs parallele Stränge zu jeweils zwei Flachkollektoren montiert ( $14 \text{ m}^2$  Aperturfläche je Strang), auf dem Sheddach sind die beiden letzten parallelen Stränge zu jeweils zwei größeren Flachkollektoren aufgebaut ( $18,8 \text{ m}^2$  Aperturfläche je Strang). Die Solarthermie-Kollektoren speisen in zwei unterschiedlichen Höhen in den Puffer ein und substituieren Biomasse-Nahwärme. Die Abwärme von Kühl- und Tiefkühlzellen wird in den unteren Bereich des Puffers eingespeist. Die Abwärmenutzung ist allerdings von untergeordneter Bedeutung, da die Anbindung der Kältemaschinen an den Pufferspeicher vor allem der Notkühlung dient, für den Fall, dass die Kältemaschinen ausfallen. Aus dem Energiespeicher erfolgt die Versorgung der Frischwasserstation mit Zirkulationsanschluss. Je nach Temperatur wird das aus der Frischwasserstation rücklaufende Medium in die Mitte oder den unteren Bereich des Speichers geleitet. Die Energieversorgung für die Raumwärme (Fußbodenheizung und Lüftung) erfolgt ebenfalls aus dem Pufferspeicher, siehe Abbildung 32.

Acht Wärmemengenzähler, zweiundzwanzig Temperatursensoren sowie ein Globalstrahlungssensor und ein Drucksensor im Solarprimärkreis bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung.

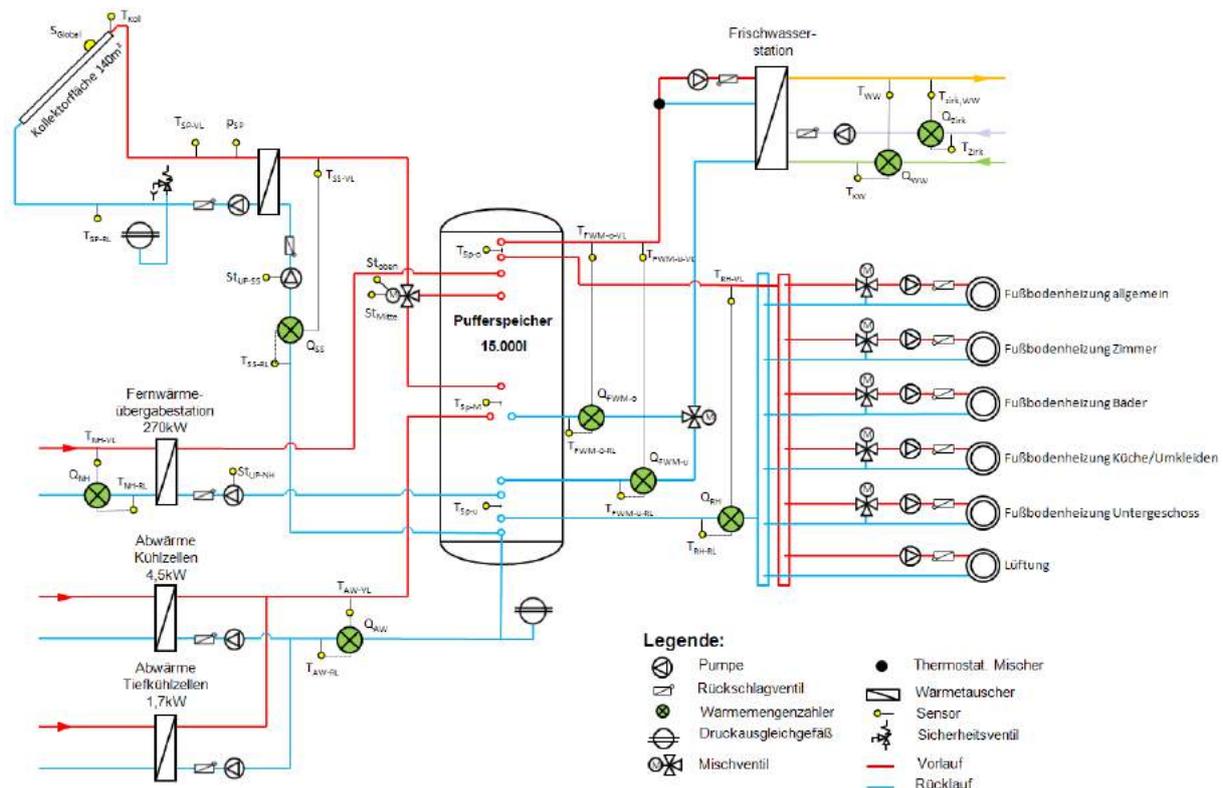


Abbildung 33: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Sozialzentrum Rankweil“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Statusmeldungen)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

#### Solar-Primärkreis

$S_{Global}$	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
$T_{Koll}$	Kollektortemperatur
$T_{SP-VL}$	Solarvorlauftemperatur primär
$T_{SP-RL}$	Solarrücklauftemperatur primär
$P_{SP}$	Drucksensor im Solar-Primärkreis

#### Solar-Sekundärkreis

$Q_{SS}$	Wärmemengenzähler Solar (Sekundärkreis gesamt)
$T_{SS-VL}$	Solarvorlauftemperatur sekundär
$T_{SS-RL}$	Solarrücklauftemperatur sekundär
$St_{UP-SS}$	Status der Solarpumpe im Sekundärkreis
$St_{Ladung}$	Status des Umschaltventils zur Pufferladung

#### Pufferspeicher (15000 Liter)

$T_{Sp-o}$	Temperatur im Speicher oben
$T_{Sp-m}$	Temperatur im Speicher in der Mitte
$T_{Sp-u}$	Temperatur im Speicher unten

#### Nachheizung (Fernwärme)

$Q_{NH}$	Wärmemengenzähler der Wärmeübergabestation (Primärseite)
$T_{NH-VL}$	Vorlauftemperatur der Wärmeübergabestation (Primärseite)
$T_{NH-RL}$	Rücklauftemperatur der Wärmeübergabestation (Primärseite)
$St_{UP-NH}$	Status der Umwälzpumpe der Wärmeübergabestation (Sekundärseite)

### Abwärmenutzung (Kühl- und Tiefkühlzellen)

$Q_{AW}$	Wärmemengenzähler im Abwärmekreis
$T_{AW-VL}$	Vorlauftemperatur im Abwärmekreis
$T_{AW-RL}$	Rücklauftemperatur im Abwärmekreis

### Versorgung der Frischwasserstation

$Q_{FWo}$	Wärmemengenzähler mit Rücklauf in mittleren Pufferbereich
$T_{FWo-VL}$	Vorlauftemperatur zum Frischwassermodul (Pufferseite)
$T_{FWo-RL}$	Rücklauftemperatur bei Rücklauf in mittleren Pufferbereich
$Q_{FWu}$	Wärmemengenzähler mit Rücklauf in unteren Pufferbereich
$T_{FWu-VL}$	Vorlauftemperatur zum Frischwassermodul (Pufferseite)
$T_{FWu-RL}$	Rücklauftemperatur bei Rücklauf in unteren Pufferbereich

### Verbraucherkreis Warmwasser und Zirkulation

$Q_{WW}$	Wärmemengenzähler Verbrauch Warmwasser
$T_{WW}$	Warmwasser
$T_{KW}$	Kaltwassertemperatur
$Q_{Zirk}$	Wärmemengenzähler Verbrauch Zirkulationsleitung
$T_{Zirk,WW}$	Vorlauftemperatur Warmwasser
$T_{Zirk}$	Rücklauftemperatur Zirkulationsleitung

### Raumheizungskreis

$Q_{RH}$	Wärmemengenzähler im Raumheizungskreis
$T_{RH-VL}$	Vorlauftemperatur Raumheizungskreis
$T_{RH-RL}$	Rücklauftemperatur Raumheizungskreis

## 7.3.3 Energiebilanzen

Die in Abbildung 34 dargestellte Energiebilanz zeigt einerseits die drei Wärmeinputs in das Gesamtsystem (hellblau: Solarwärme; rot: Nachheizung mittels Fernwärme; braun: Abwärmenutzung) und andererseits die drei Outputs (grün: Raumheizung; orange: Zirkulationsleitung; violett: Warmwasserverbrauch). Aus dem Unterschied zwischen Input und Output können die Rohrleitungs- und Pufferverluste abgeschätzt werden, die insgesamt etwa 16% des Inputs betragen.

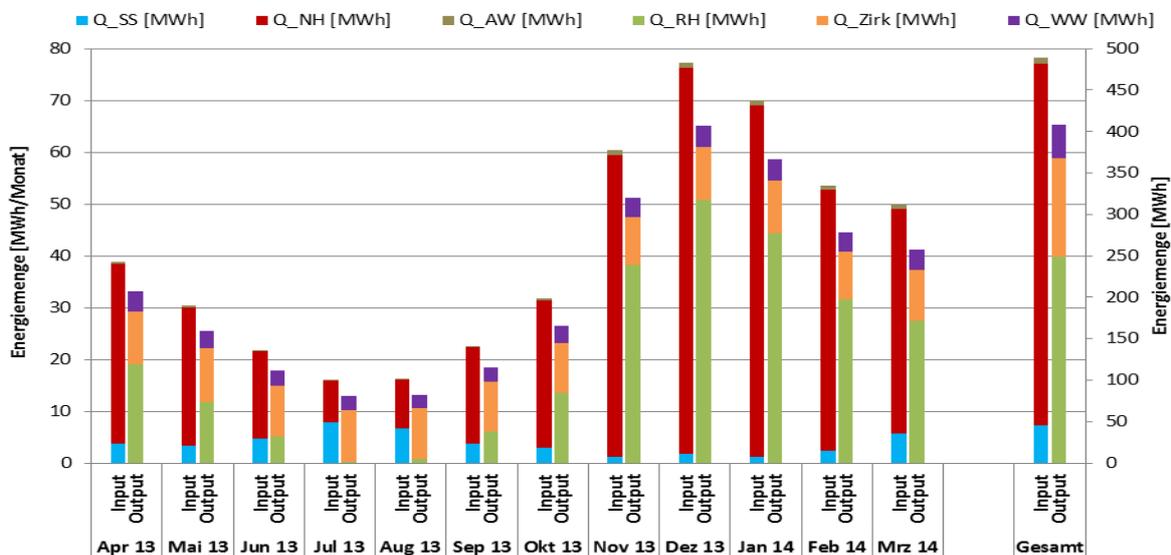


Abbildung 34: Energiebilanz zum Projekt „Sozialzentrum Rankweil“, Stand: 1.Apr.2014

Die in Abbildung 35 dargestellte Energiebilanz über die Frischwasserstation zeigt einerseits die zwei Wärmeinputs (hellblau: Versorgung mit Rücklauf in den mittleren Pufferbereich; dunkelblau: Versorgung mit Rücklauf in den unteren Pufferbereich) und andererseits die zwei Outputs (orange: Zirkulationsleitung; violett: Warmwasserverbrauch). Aus dem Unterschied zwischen Input und Output können die Rohrleitungsverluste abgeschätzt werden, die insgesamt rund 9% des Inputs betragen.

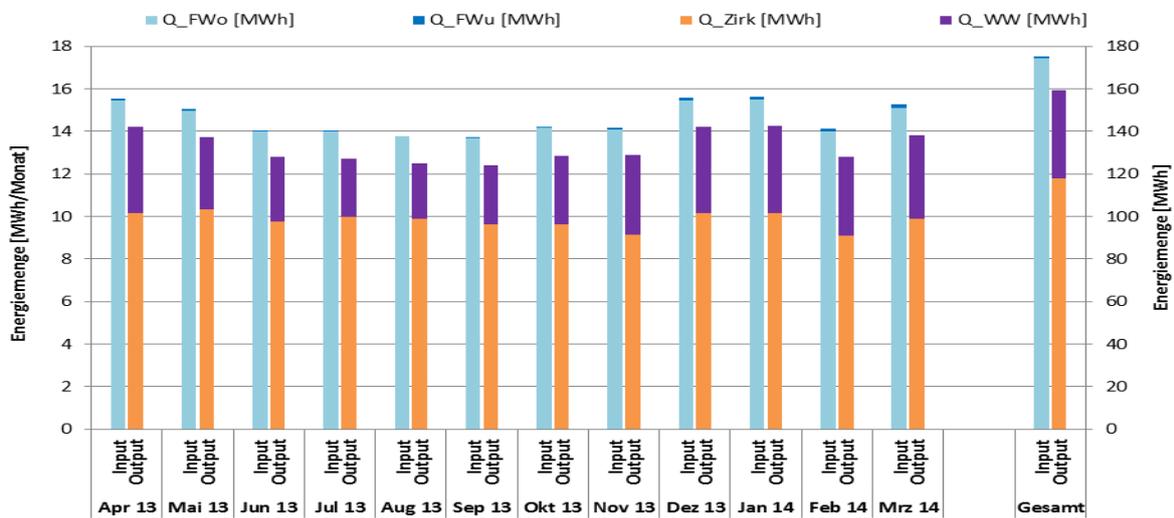


Abbildung 35: Energiebilanz über die Frischwasserstation im Projekt „Sozialzentrum Rankweil“, Stand: 1.Apr.2014

### 7.3.4 Vergleich von Messung und Planung

Um den Solarertrag in der Monitoringphase richtig einschätzen zu können (Vergleichswert), ist die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen worden. Die im Programm T\*SOL durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Abbildung 36 zeigt hierzu die Simulationsergebnisse (blaue Linie). Der simulierte spezifische Jahresertrag wurde zu 343 kWh/m<sup>2</sup> berechnet. Der gemessene Solarertrag übertrifft die Planung um 14 % (50 kWh/m<sup>2</sup>a).

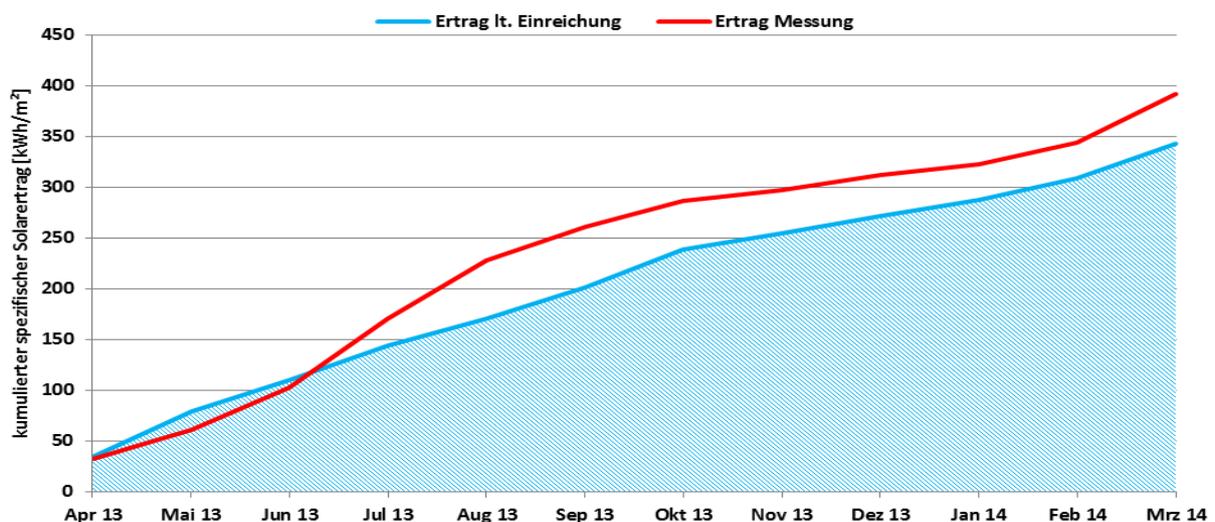


Abbildung 36: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationsergebnis für die Anlage „Sozialzentrum Rankweil“, Stand: 1.Apr.2014

Der mithilfe der eingereichten Simulationsrechnung ermittelte solare Deckungsgrad ist in Abbildung 37 dargestellt. Es wurde ein Jahresdeckungsgrad von 22% prognostiziert. Aufgrund des im Vergleich zur Planung höheren Verbrauchs war der Einsatz der Nachheizung öfter als geplant notwendig. Daher liegt der gemessene solare Deckungsgrad hinter den Erwartungen auf 11%.

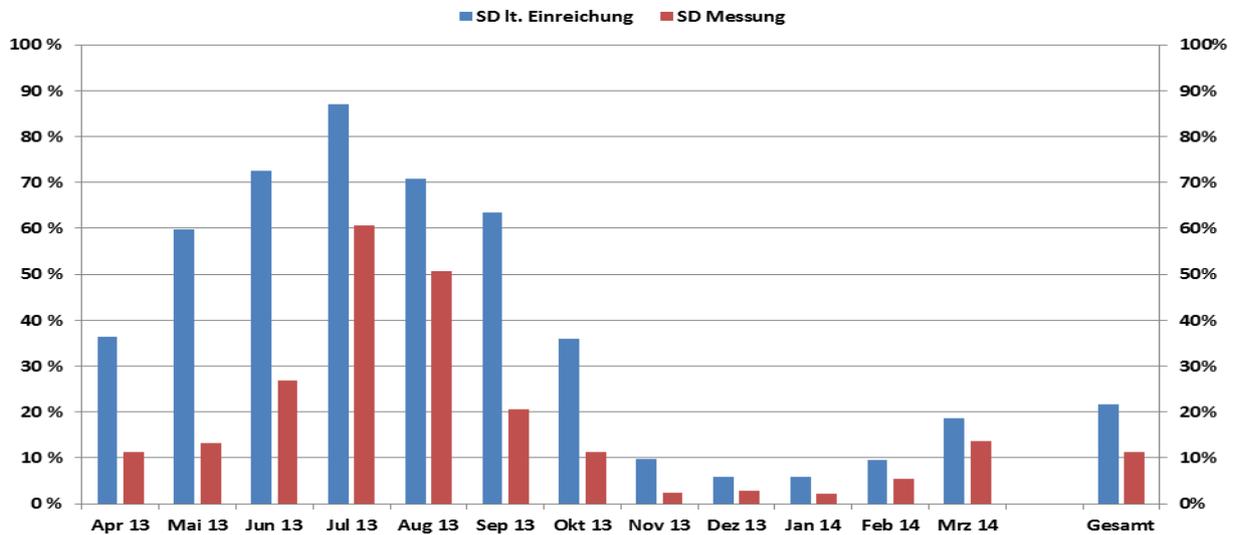


Abbildung 37: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrads mit dem Simulationswert für die Anlage „Sozialzentrum Rankweil“, Stand: 1.Apr.2014

Abbildung 38 zeigt den in der Simulation zugrunde gelegten Wärmeverbrauch für die Raumheizung und die Warmwasserbereitung der Anlage. Die Messergebnisse zeigen für alle Monate einen höheren gemessenen Verbrauch als geplant war. Der gemessene Verbrauch von 409 MWh übersteigt den geplanten Jahresverbrauch (183 MWh) um mehr als das Doppelte.

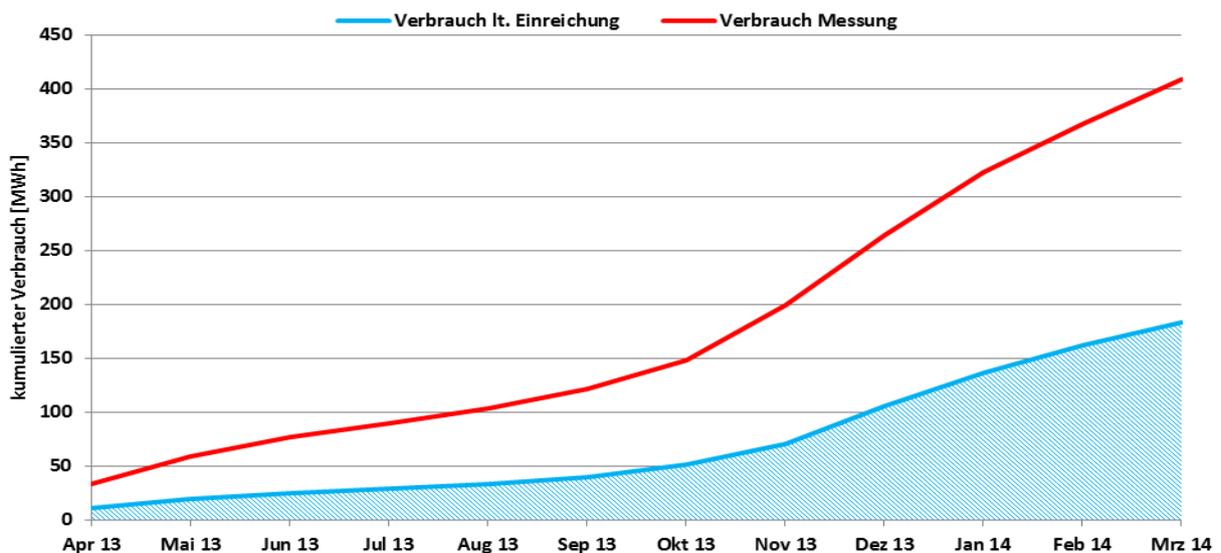


Abbildung 38: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem in der Simulation zugrundegelegten Verbrauch für die Anlage „Sozialzentrum Rankweil“, Stand: 1.Apr.2014

### 7.3.5 Detailbetrachtung der Messwertverläufe

Das Betriebsverhalten ist exemplarisch in Abbildung 39 für einen Schönwettertag (1. April 2013) dargestellt. Die Solaranlage schaltet sich nach einer Startphase um 11:00 Uhr ein, wodurch die Temperaturen im Pufferspeicher ansteigen. Die Kollektortemperatur zeigte sich oft geringer als die Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis. Das deutet auf ungünstige Montage, oder auf Beimischung anderer, paralleler und heißerer Kollektorfelder hin.

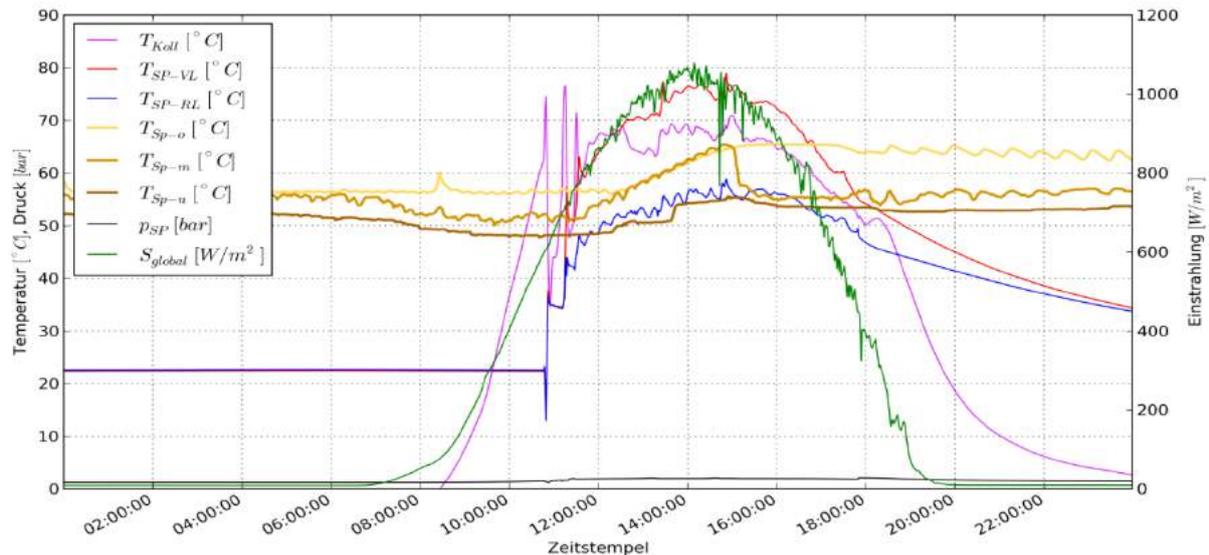


Abbildung 39: Beispielhafte Kollektortemperatur, Temperaturen im Primärkreis des Solarsystems sowie in drei Bereichen des Pufferspeichers, Druck im Solarprimärkreis und Globalstrahlung in Kollektorebene (Zeitraum: 1.4.2013)

Die Umwandlung der Globalstrahlung von den Kollektoren in den Solarprimärkreis und über den Solarwärmetauscher in den Sekundärkreis ist in Abbildung 40 exemplarisch dargestellt. Der daraus berechnete Wirkungsgrad erreicht Maximalwerte von etwa 60 %.

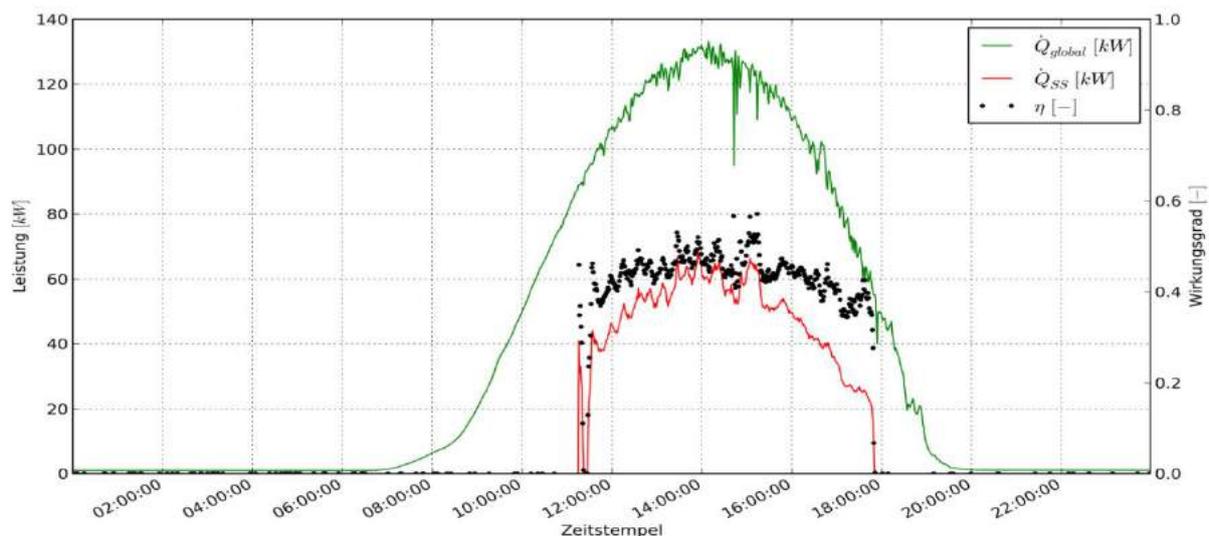


Abbildung 40: Beispielhafte Einstrahlung in Kollektorebene und Leistung im Solarsekundärkreis sowie daraus berechneter Wirkungsgrad (Zeitraum: 1.4.2013)

Die Leistungen der Wärmequellen in den Pufferspeicher sind in Abbildung 41 exemplarisch dargestellt. Die Nachheizung mittels Fernwärmeübergabestation erfolgt im Taktbetrieb, die Vorlauftemperatur (auf der Netzseite) beträgt dabei etwa 90°C. Nur für

etwa 3 Stunden ist die Solaranlage Hauptlieferant. Die Abwärmenutzung der Kühl- und Tiefkühlanlagen ist den ganzen Tag über immer wieder mit sehr geringer Leistung in Betrieb, wobei die Vorlauftemperatur zwischen 35 und 40°C liegt. Die Abwärmenutzung hat an diesem Tag 22 Wh, die Solaranlage 312 kWh und die Nachheizung 1,8 MWh eingespeist. Die praktisch konstante Vorlauftemperatur im Solarprimärkreis bis etwa 11:00 Uhr hat sich nur durch Wärmeleitung eingestellt. Das zeigt, dass keine messbaren Zirkulations- bzw. Innenrohr-Strömungen auftreten.

Die zugehörigen Durchflüsse sind in Abbildung 42 dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass der Durchfluss der Nachheizung auf der Netzseite der Fernwärmeübergabestation gemessen worden ist.

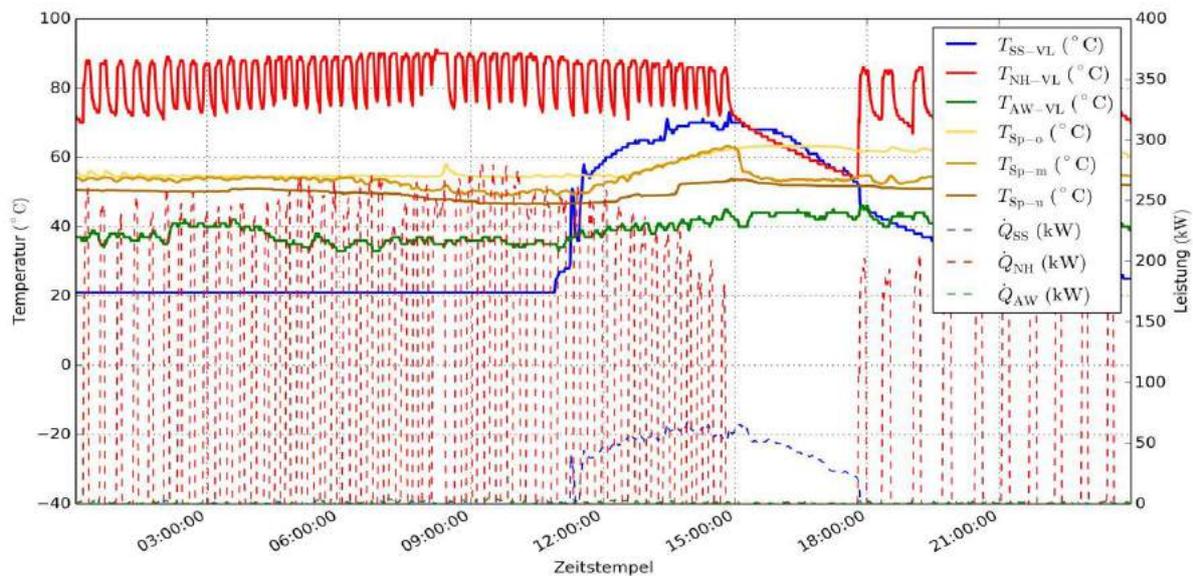


Abbildung 41: Beispielhafte Einspeisung in den Pufferspeicher anhand von Vorlauf- und Speichertemperaturen sowie Leistungen (Zeitraum: 1.4.2013)

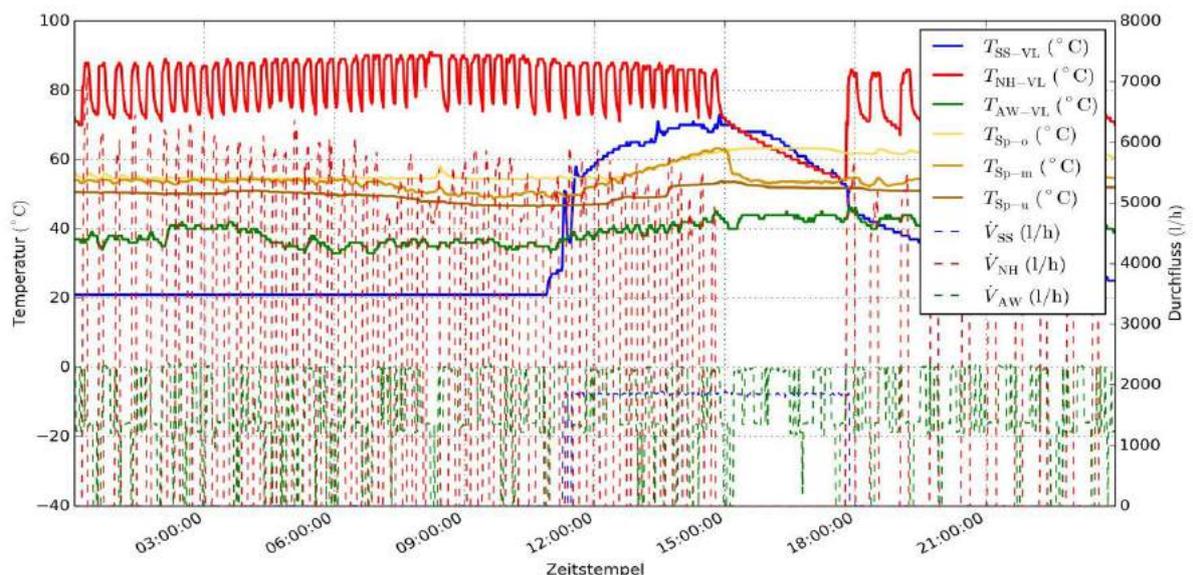


Abbildung 42: Beispielhafte Einspeisung in den Pufferspeicher anhand von Vorlauf- und Speichertemperaturen sowie Durchflüssen (Zeitraum: 1.4.2013)

Wie Abbildung 43 zeigt, ist der Maximaldurchfluss bei der Nutzung der Abwärme am 18. Oktober 2013 zu Mittag reduziert worden (grün strichlierte Linie). Das spart elektrischen Strom für die Umwälzung. Die übertragene Wärmeleistung hat sich dadurch nicht



Die Entnahmelistung im Raumheizungskreis ist exemplarisch in Abbildung 45 dargestellt. Daran ist erkennbar, dass die Leistungsspitze am frühen Vormittag entsteht. Die Spitzen in der Vorlauftemperatur spiegeln die getaktete Einspeisung der Nachheizung in den Pufferspeicher wider. Eine Beimischung erfolgt in den einzelnen Raumheizungskreisen, die messtechnisch erfasst wurden. Mithilfe der Beimischschaltungen wird die Vorlauftemperatur der einzelnen Fußbodenheizungskreise von den dargestellten etwa 60°C auf geringere Temperaturen heruntergemischt. Die Rücklauftemperatur zum Pufferspeicher liegt immer unter 40°C. An diesem Tag wurden 1,35 MWh Wärme in das Wärmeverteilsystem geliefert.

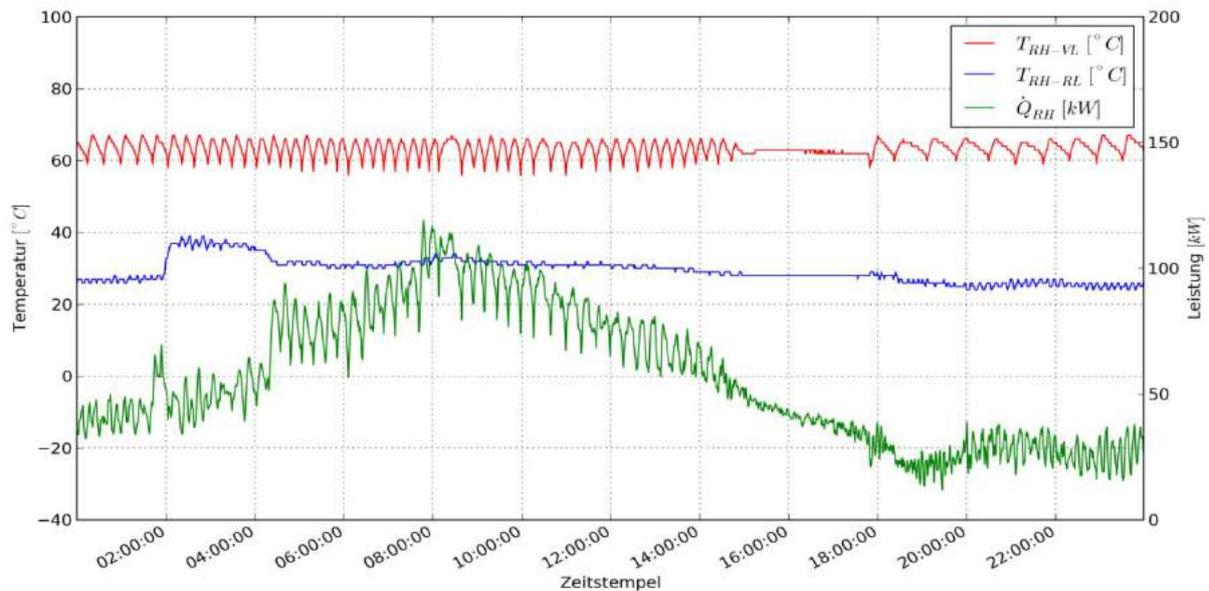


Abbildung 45: Beispielhafte Temperaturverläufe und Heizleistung im Raumheizungskreis (Zeitraum: 1.4.2013)

Aufgrund der konsequenten Niedertemperaturlösung der Heizkreise stellt sich die Rücklauftemperatur des Systems auf etwa 30 °C ein. Der zugehörige Volumenstrom auf der Verbraucherseite ist in Abbildung 46 dargestellt. Er variiert zwischen etwa 500 und 3300 l/h.

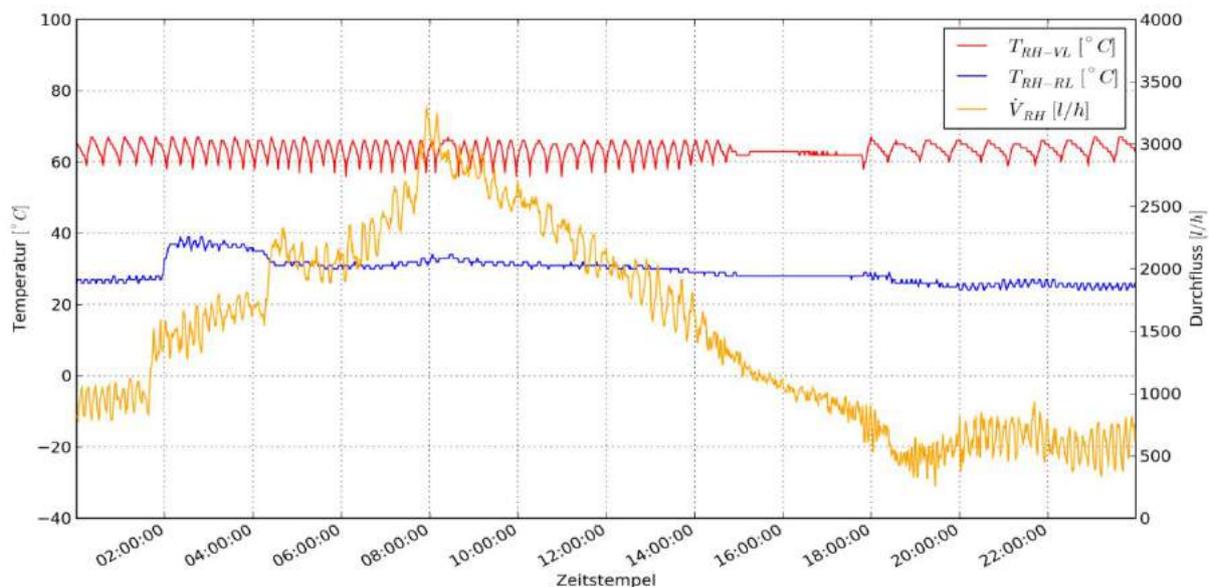


Abbildung 46: Beispielhafte Temperaturverläufe und Volumenstrom im Raumheizungskreis (Zeitraum: 1.4.2013)

Die Frischwasserstation wird ununterbrochen in Betrieb, wobei die stark schwankende Leistung im Mittel rund 19 kW beträgt, siehe Abbildung 47 und Abbildung 48. Nur selten sinkt die Rücklauftemperatur soweit ab, dass eine Rückführung in den unteren Teil des Puffers möglich ist (braune bzw. graue Leistungsbzw. Durchflussspitzen in den Abbildungen). Eine Anpassung der Warmwasserbereitung zur Erreichung niedriger Rücklauftemperaturen in den Pufferspeicher stellt dementsprechend ein deutliches Optimierungspotential dar und wurde dem Betreiber kommuniziert. Im Betrachtungszeitraum konnte jedoch keine Anpassungen mehr erreicht werden.

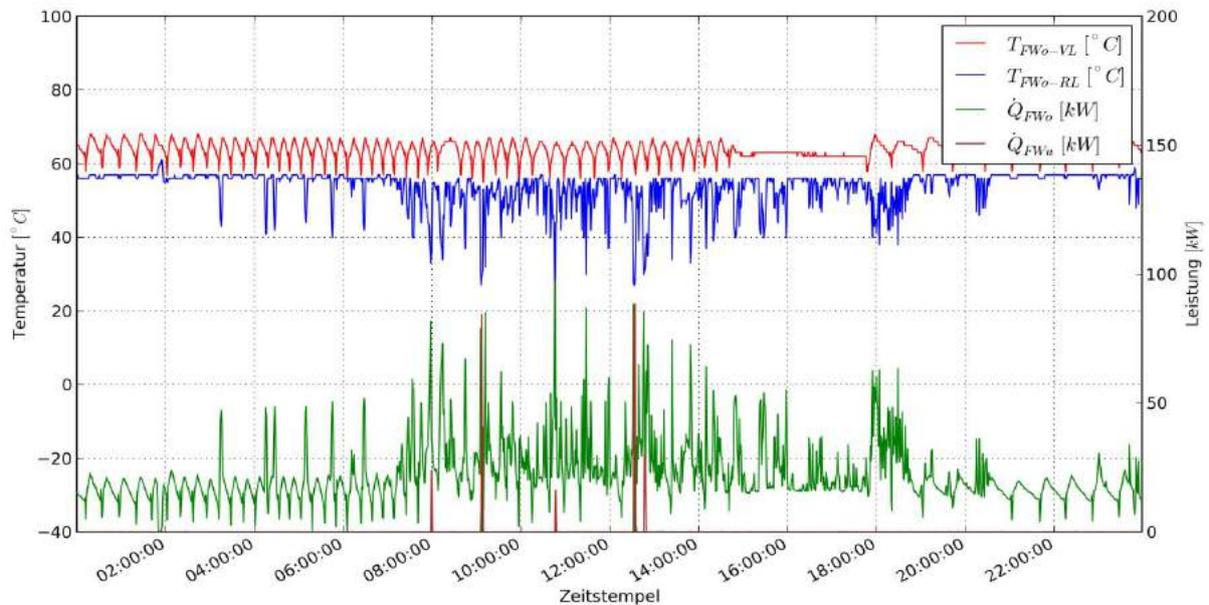


Abbildung 47: Beispielhafte Temperatur- und Leistungsverläufe zwischen Pufferspeicher und Frischwasserstation (Zeitraum: 1.4.2013)

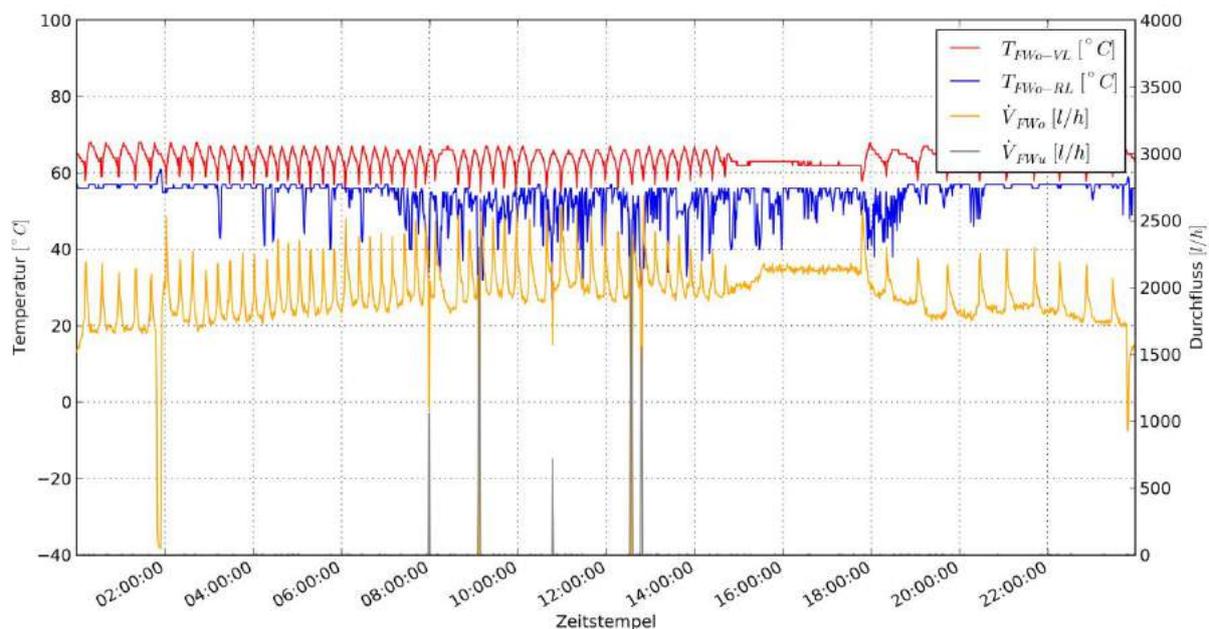


Abbildung 48: Beispielhafte Temperatur- und Volumenstromverläufe zwischen Pufferspeicher und Frischwasserstation (Zeitraum: 1.4.2013)

An der Entnahmeseite der Frischwasserstation zeigen sich sehr konstante Temperaturen trotz schwankender Leistungen, siehe Abbildung 49. Es gibt weder in der Warmwassertemperatur, noch in der Rücklauftemperatur der Zirkulationsleitung nennenswerte Schwankungen. Aufgrund des hohen Durchflusses von etwa 5000 l/h ist die Temperaturdifferenz zwischen Warmwasser- und Zirkulationsleitung sehr gering,

siehe Abbildung 50. Die Verlustleistung liegt im Mittel bei 13,9 kW. Da die Zirkulationspumpe ständig in Betrieb ist, beträgt der Energieaufwand an diesem Tag 330 kWh. Demgegenüber steht ein Warmwasserverbrauch von 160 kWh an diesem Tag. Dabei wurde Kaltwasser von etwa 8 auf knapp 60°C aufgewärmt. Eine Anpassung der Warmwasserbereitung inkl. Zirkulationsbetrieb stellt, wie bereits angeführt, ein dementsprechendes großes Optimierungspotential dar.

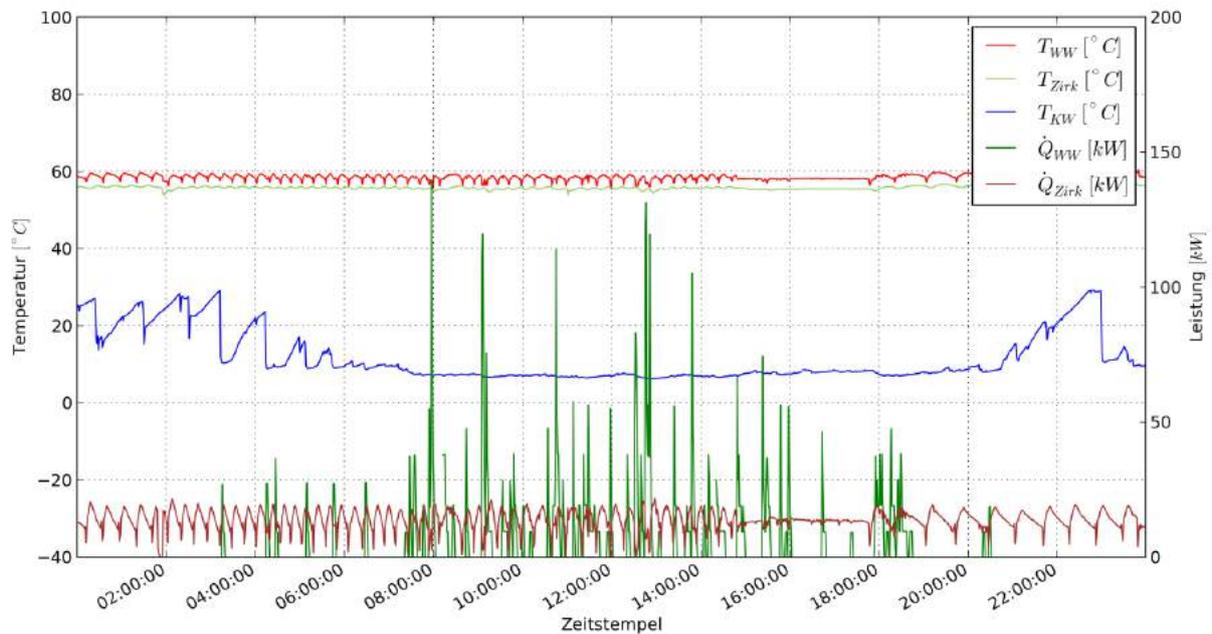


Abbildung 49: Beispielhafte Temperatur- und Leistungsverläufe bei der Warmwasserzapfung und an der Zirkulationsleitung (Zeitraum: 1.4.2013)

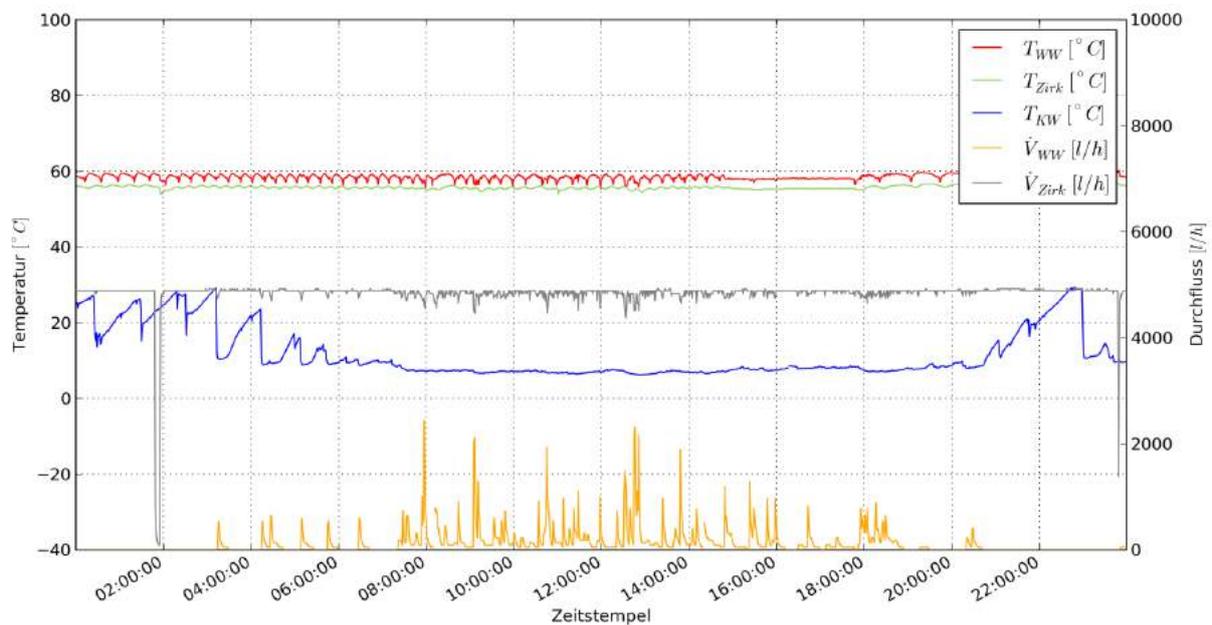


Abbildung 50: Beispielhafte Temperatur und Volumenstromverläufe bei der Warmwasserzapfung und an der Zirkulationsleitung (Zeitraum: 1.4.2013)

### 7.3.6 Anlagen Status Quo

Die Anlage zeigt nach Beendigung der einjährigen Monitoringphase ein stabiles Betriebsverhalten und der prognostizierte Solarertrag konnte im Betrachtungszeitraum aufgrund des mehr als doppelt so hohen tatsächlichen Wärmeverbrauchs deutlich

übertroffen werden. Der solare Deckungsgrad blieb dementsprechend unter dem Prognosewert.

Im Betrachtungszeitraum konnten einzelne Optimierungsmaßnahmen detektiert und umgesetzt werden. So konnte im Zuge der messtechnischen Analysen ein deutlich zu niedriger Anlagendruck im Solarprimärkreis detektiert und nach Rücksprache mit dem Anlagenbetreiber behoben werden.

Nach Abschluss der einjährigen Monitoringphase wurden noch nicht alle detektierten Optimierungsmaßnahmen umgesetzt. Insbesondere der Systemabschnitt Warmwasserbereitung und Zirkulationsbetrieb bietet hier noch Potenziale zur Senkung der Betriebstemperaturen (insbesondere die Rücklauftemperaturen) und somit zur Steigerung der Solarerträge und der Minimierung der Wärmeverluste. Nach Rücksprache mit dem Betreiber ist eine Anpassung in Zusammenarbeit mit den zuständigen Firmen vorgesehen, eine entsprechende Umsetzung erfolgte jedoch nicht mehr vor Ende der Monitoringphase.

## 7.4 Krankenhaus der Elisabethinen Graz, Stmk.

### 7.4.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Krankenhaus der Elisabethinen
<u>Adresse:</u>	8020 Graz
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein Wärmenetz (Mikronetz Elisabethinenspital Graz)
<u>Verbraucher:</u>	Warmwasserbereitung und Raumheizung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	362 m <sup>2</sup> , Flachkollektor (GREENoneTEC GKH10-HP)
<u>Ausrichtung:</u>	8° nach Osten
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Hauptheizungssystem:</u>	Fernwärme (250 kW)
<u>Energiespeichervolumen:</u>	20 m <sup>3</sup>
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	49% (Messung)
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	504 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit April 2014
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Im Zuge der Errichtung eines neuen Bettentraktes inkl. Intensivzimmer wurde seitens der Krankenhausleitung des in Graz befindlichen „Krankenhaus der Elisabethinen“ auch die Installation einer solarthermischen Anlage beschlossen. Das 2013 in Betrieb genommene 362 m<sup>2</sup> große Kollektorfeld unterstützt dabei, in Verbindung mit einem 20 m<sup>3</sup> fassenden Energiespeicher, die Raumheizung im Neubau als auch im Bestandsgebäude (Rücklaufanhebung der Fußbodenheizung) sowie die Frischwasservorwärmung innerhalb der zentralen Warmwasserbereitung für das gesamte Areal. Abbildung 51 zeigt hierzu Bilder zur am Flachdach aufgeständerten Solaranlage. Die Komplementärenergiequelle bildet für diese Wärmeversorgungseinheit im Krankenhausareal die städtische Fernwärme (250 kW Anschlussleistung).



Abbildung 51: Ansicht Kollektorfeld der Anlage „Krankenhaus der Elisabethinen“, Bildquelle: AEE INTEC

### 7.4.2 Hydraulik- und Messkonzept

Wie in Abbildung 52 dargestellt, speist die solarthermische Anlage je nach Temperaturniveau in zwei unterschiedlichen Höhen des 20.000 Liter fassenden Pufferspeichers ein. Die Einspeisung der Fernwärme findet im obersten Bereich des Pufferspeichers statt. Durch die Anordnung des Rücklaufanschlusses zur Fernwärme-station im oberen Drittel des Pufferspeichers, stehen die restlichen zwei Speicherdrittel dem Solarsystem zur Verfügung.

Die Wärmeversorgung aus dem Pufferspeicher heraus erfolgt über ein Mikronetz mit zwei Hauptsträngen. Auf einem Verteilerkreis hängt dabei der Raumheizungskreislauf im Neubautrakt (156 kW Radiatorheizung 70/50°C; 50 kW Fußbodenheizung 40/30°C). Die

Rückläufe dieser Verbraucher mit unterschiedlichen Wärmeabgabesystemen werden getrennt zum Pufferspeicher zurückgeführt und auch in unterschiedlichen Anschlüssen eingebracht. Ein zweiter Versorgungsstrang des Mikronetzes führt einerseits zur zentralen Warmwassererwärmung (Vorwärmung des Frischwassers) und andererseits zur Rücklaufanhebung des Fußbodenheizungskreislaufes für die Bestandsgebäude. Im Rahmen des Monitorings werden die Globalstrahlung und der Druck im Solarprimärkreis gemessen. Der Wärmeinput als auch der Wärmeoutput der einzelnen Kreise wird mit insgesamt fünf Wärmemengenzählern erfasst. Insgesamt dienen 16 Temperatursensoren der Betriebsanalyse.

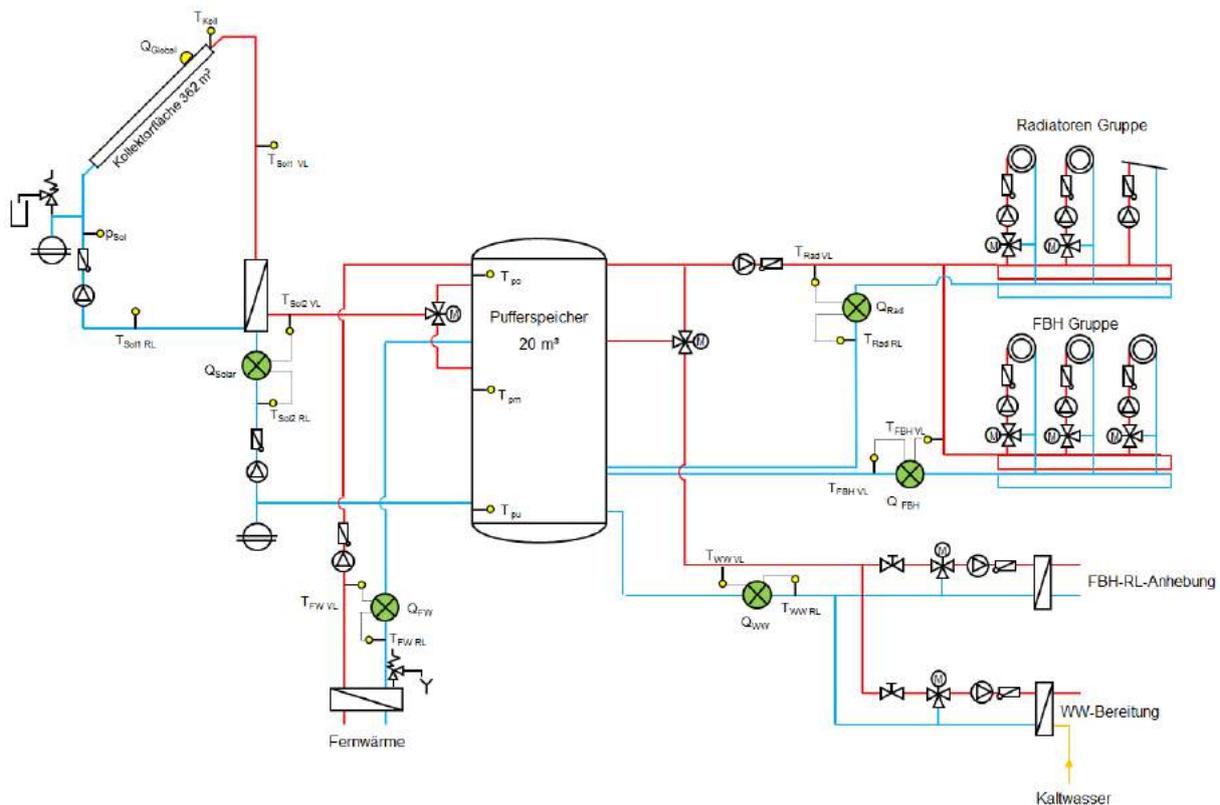


Abbildung 52: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Krankenhaus der Elisabethinen“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

### Solarkreis

$Q_{Global}$	Globalstrahlungssensor
$T_{Koll}$	Kollektortemperatur
$P_{Sol}$	Drucksensor Primärkreis
$T_{Sol1 VL}$	Solarvorlauftemperatur Primärkreis
$T_{Sol1 RL}$	Solarrücklauftemperatur Primärkreis
$Q_{solar}$	Wärmemengenzähler Solar
$T_{Sol 2 VL}$	Solarvorlauftemperatur Sekundärkreis
$T_{Sol 2 RL}$	Solarrücklauftemperatur Sekundärkreis

### Pufferspeicher

$T_{Po}$	Pufferspeichertemperatur Oben
$T_{Pm}$	Pufferspeichertemperatur Mitte
$T_{Pu}$	Pufferspeichertemperatur Unten

### Fernwärme

$T_{FW VL}$	Vorlauftemperatur für Fernwärme
-------------	---------------------------------

$T_{FW, RL}$  Rücklauf­temperatur für Fernwärme  
 $Q_{FW}$  Wärmemengenzähler für Fernwärme

WW-Bereitung / FBH-RL-Anhebung

$T_{WW, VL}$  Vorlauf­temperatur für WW-Bereitung / FBH-RL-Anhebung  
 $T_{WW, RL}$  Rücklauf­temperatur für WW-Bereitung / FBH-RL-Anhebung  
 $Q_{WW}$  Wärmemengenzähler für WW-Bereitung / FBH-RL-Anhebung

Fußbodenheizung

$T_{FBH, VL}$  Vorlauf­temperatur für Fußbodenheizung  
 $T_{FBH, RL}$  Rücklauf­temperatur für Fußbodenheizung  
 $Q_{FBH}$  Wärmemengenzähler für Fußbodenheizung

Radiatoren

$T_{Rad, VL}$  Vorlauf­temperatur für Radiatoren  
 $T_{Rad, RL}$  Rücklauf­temperatur für Radiatoren  
 $Q_{Rad}$  Wärmemengenzähler für Radiatoren

**7.4.3 Energiebilanz**

Abbildung 53 zeigt die Input-Output-Bilanz rund um den neu errichteten 20 m<sup>3</sup> Wärmespeicher im Projekt „Krankenhaus der Elisabethinen“. Der Wärmeeintrag findet zum einen über die Solaranlage (gelb) als auch über den Fernwärmanschluss (rot) statt. Verbraucher bilden der Raumheizungskreis für die Radiatorenheizung (blau) und für die Fußbodenheizung (violett) sowie die Warmwassererwärmung (Vorwärmung des Frischwassers) und die Rücklaufanhebung des Fußbodenheizungskreislaufes für die Bestandsgebäude (grün). Wie an der Energiebilanz erkennbar, überstieg in den Monaten März bis September der kumulierte Eintrag solarer Wärme den Wärmebedarf des Raumheizungskreises (Radiatorenheizung und Fußbodenheizung des Neubaus). In diesen Monaten konnte die restliche zur Verfügung stehende solare Wärme zur Warmwasserbereitung (Vorwärmung des Frischwassers) und zur Rücklaufanhebung der Fußbodenheizung der Bestandsgebäude verwendet werden.

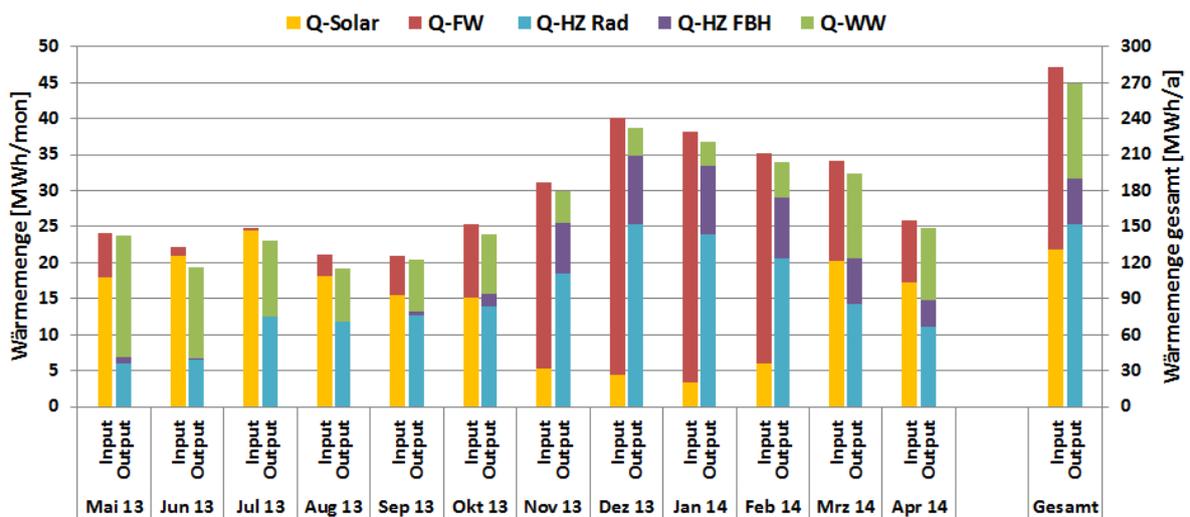


Abbildung 53: Energiebilanz der Anlage „Krankenhaus der Elisabethinen“ (Mai 2013 bis April 2014)

Die Differenz zwischen den Wärmeinputs und Wärmeoutputs ergibt sich aufgrund von Wärmeverlusten des Energiespeichers sowie durch Rohrleitungsverluste zwischen den jeweiligen Wärmemengenzählern und dem Energiespeicher. Diese betragen beim Projekt „Krankenhaus der Elisabethinen“ im einjährigen Betrachtungszeitraum rund 5 % des Gesamtenergieeintrags.

#### 7.4.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 54 bis Abbildung 56) geben einen Vergleich über die, bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse mit dem im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings ermittelten Messergebnisse der relevanten Kennzahlen (spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie der Wärmeverbrauch) betreffend die Anlage „Krankenhaus der Elisabethinen“.

Der laut Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung prognostizierte Jahressolarertrag betrug rund 608 kWh/m<sup>2</sup>a. Diese Annahme suggerierte jedoch einen beinahe linearen Anstieg des Ertrags über dem Jahresverlauf hinweg (siehe Abbildung 54). Nach Abschluss des einjährigen Monitoringzeitraums konnte ein kumulierter Solarertrag von 504 kWh/m<sup>2</sup>a messtechnisch nachgewiesen werden.

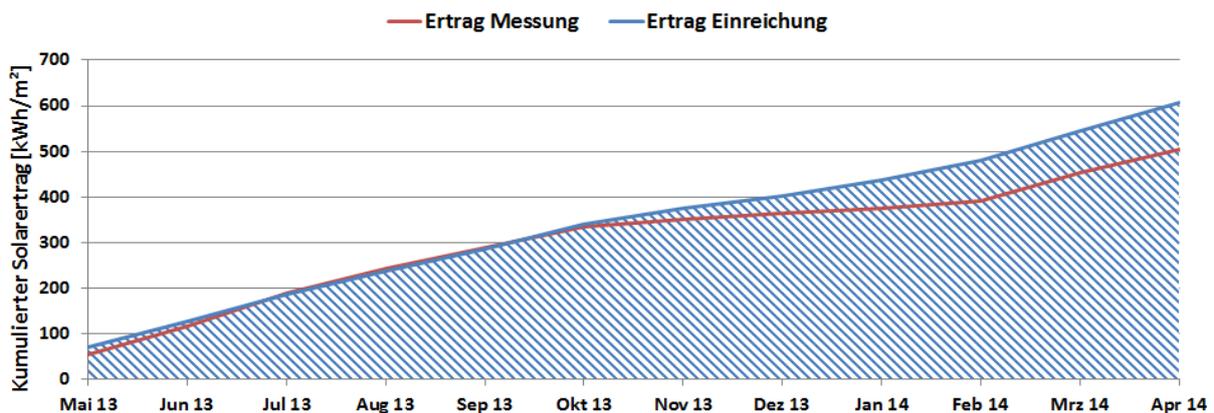


Abbildung 54: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Krankenhaus der Elisabethinen" (Mai 2013 bis April 2014)

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 28 % angegeben (siehe Abbildung 55). Obwohl eine prognostizierte 100% Abdeckung in den Monaten Juni, Juli und August knapp nicht erreicht werden konnte, liegt der jährlich gemessene solare Deckungsgrad mit 49 % deutlich über dem Prognosewert. Die Gründe hierfür ergeben sich aus dem geringeren Wärmebedarf im Zeitraum November 2013 bis April 2014 im Vergleich mit dem Prognosewert. Bemerkenswert ist, dass in den Monaten März bis September hohe solare Deckungsgrade von über 60 % erreicht werden konnten. In den Monaten Juni und Juli konnten solare Deckungsgrade von über 90 % ermittelt werden.

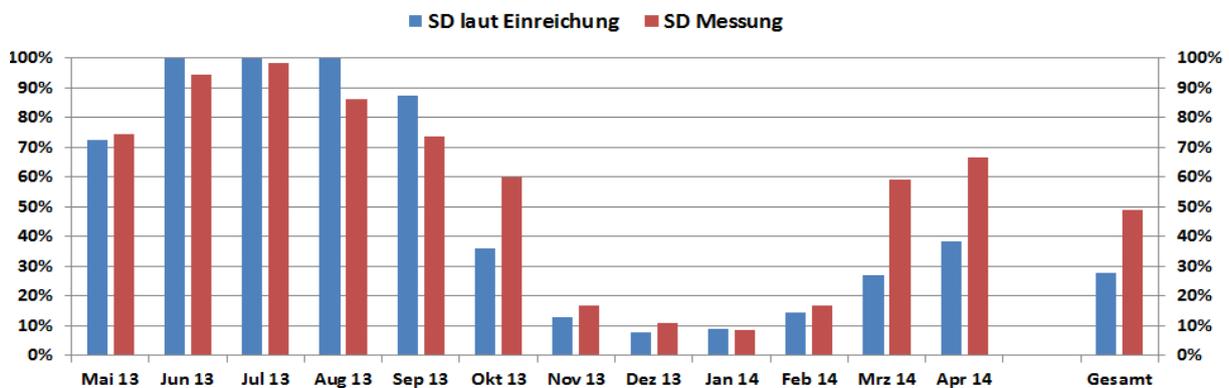


Abbildung 55: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Krankenhaus der Elisabethinen" (Mai 2013 bis April 2014)

Der prognostizierte jährliche Gesamtwärmebedarf (697 MWh) des untersuchten Versorgungsteiles im „Krankenhaus der Elisabethinen“ als auch der tatsächlich gemessene Gesamtwärmebedarf ist in Abbildung 56 dargestellt. Deutlich erkennbar,

liegen die Messwerte bis zum Einsetzen der kälteren Jahreszeit relativ nahe an den prognostizierten Werten. Mit Beginn der Heizsaison fällt jedoch der Verbrauch stark hinter die erwarteten Werte zurück; was sich auch in höheren solaren Deckungsgraden widerspiegelt (siehe Abbildung 55). Vom Anlagenbetreiber wurde bestätigt, dass die prognostizierten Verbrauchsdaten nicht korrekt angesetzt wurden. Der lineare Verlauf des messtechnisch ermittelten Verbrauchs ergibt sich aus dem Analgenkonzept. So kann im Sommer solare Wärme, welche nicht zur Abdeckung der Raumheizungskreise des Neubaus benötigt wird, zur Warmwasserbereitung und Rücklaufanhebung der Fußbodenheizung im Bestandsgebäude herangezogen werden. Die Verwendung für die Warmwasserbereitung und Rücklaufanhebung der Fußbodenheizung orientiert sich an der zur Verfügung stehenden solaren Wärme, welche nicht zur Abdeckung der Raumheizungskreise des Neubaus benötigt wird. Diese ist im Sommer höher und im Winter geringer.

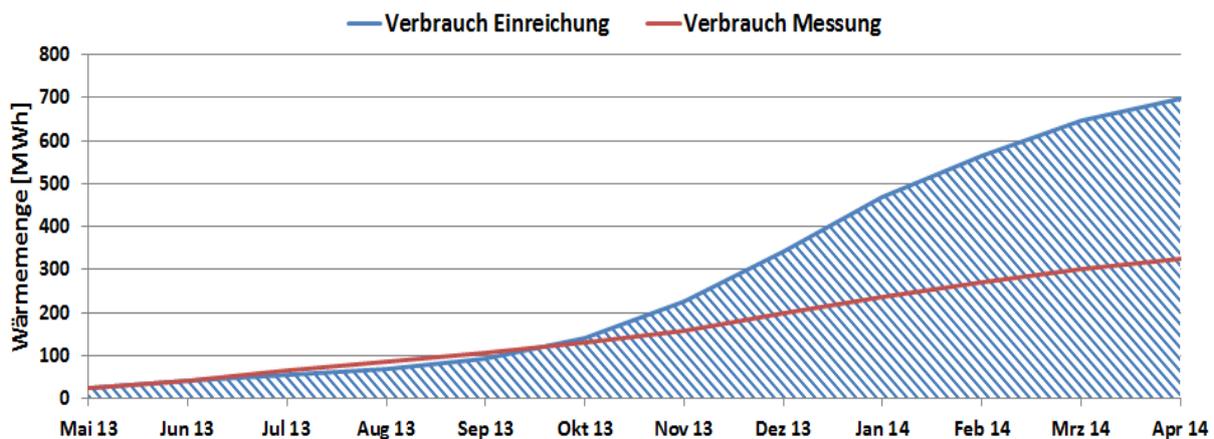


Abbildung 56: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Verbrauch für die Anlage "Krankenhaus der Elisabethinen" (Mai 2013 bis April 2014)

#### 7.4.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Abbildung 57 zeigt den Solarkreis der Solarthermieanlage beim Projekt „Krankenhaus der Elisabethinen“ an einem einstrahlungsreichen Sommertag. Die Solarkreispumpe schaltet um ca. 7 Uhr morgens ein. Die unteren beiden Speichertemperaturen (Mitte und unten) betragen ca. 40 °C, während im oberen Bereich bereits über knapp 60 °C herrschen. Der Volumenstrom steigt bis ca. 9 m<sup>3</sup>/h und lädt den Speicher auf allen Niveaus auf über 75 °C.

Die Pumpe regelt die Temperatur im Sekundärvorlauf auf 60 °C. Aufgrund des sich im Tagesverlauf erhöhenden Pufferspeichertemperaturniveaus und gleichzeitig hoher Einstrahlungswerte steigt der Volumenstrom ständig an bis er um ca. halb 11 Uhr das Maximum von 9 m<sup>3</sup>/h erreicht. Ab diesem Zeitpunkt steigen die Vorlauftemperaturen weiter an, erreichen jedoch kein für Stagnation kritisches Niveau.

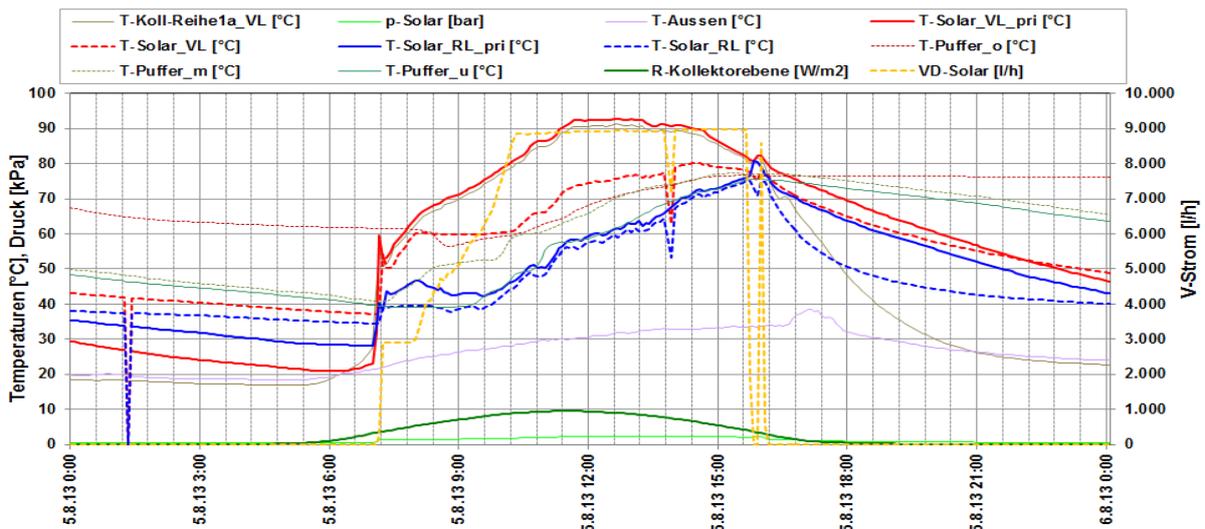


Abbildung 57: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises zuzüglich des Verlaufs des Drucks, des Volumenstroms, der Pufferspeichertemperaturen, der Aussentemperatur und der Globalstrahlung (05.08.2013)

Der Solarkreis weist für diesen Tag als auch für den gesamten Betrachtungszeitraum insgesamt eine sehr solide Funktionsweise auf. Anlagenstagnation, aufgrund zu hoher Speichertemperaturen, ist im bisherigen Betrachtungszeitraum rund sieben Mal aufgetreten. Abbildung 58 zeigt dies am Beispiel des 03.08.2013. Die Sekundärkreispumpe läuft von ca. 8 bis 12:30 Uhr auf voller Leistung, da bereits am Morgen Temperaturen über 60 °C im Primärvorlauf herrschen, welche auf über 100 °C ansteigen. Die Speichertemperaturen betragen beim Einschalten im oberen Bereich 86 °C, in der Mitte und unten ca. 60 °C. Die Einspeisung erfolgt im mittleren Bereich und führt zu einer Durchladung auf ca. 90 °C um 12:30 Uhr. Zu diesem Zeitpunkt schaltet sich die Solarpumpe aus und die Anlage geht in Stagnation, was sowohl an den hohen Kollektortemperaturen (bis 160 °C) als auch an dem steigenden Druck im Kollektor (bis zu knapp 6 bar) sichtbar ist.

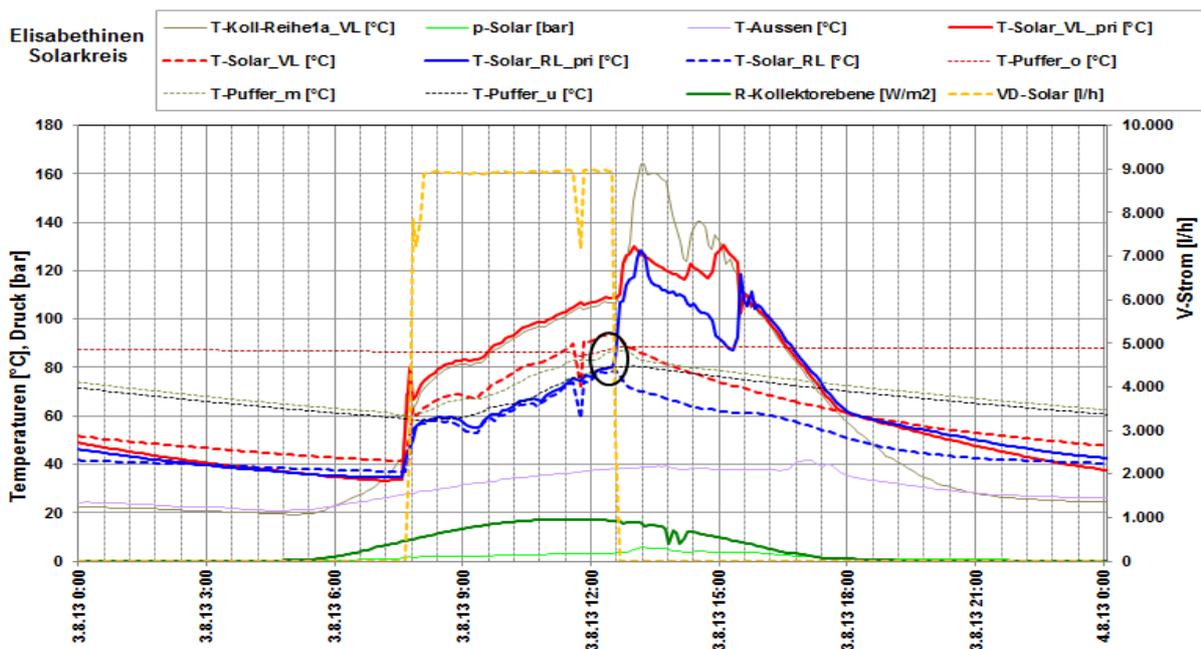


Abbildung 58: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises bei Anlagenstagnation zuzüglich des Verlaufs des Drucks, des Volumenstroms, der Pufferspeichertemperaturen, der Aussentemperatur und der Globalstrahlung (03.08.2013)

In Abbildung 59 sind beispielhaft Messdaten zur Fernwärme Nachheizung an einem Novembertag zu sehen. Da an diesem Tag die Solarthermieanlage wegen zu geringer Einstrahlung nicht in Betrieb ging, wurde die gesamte Wärme über die Nachheizung bereitgestellt.

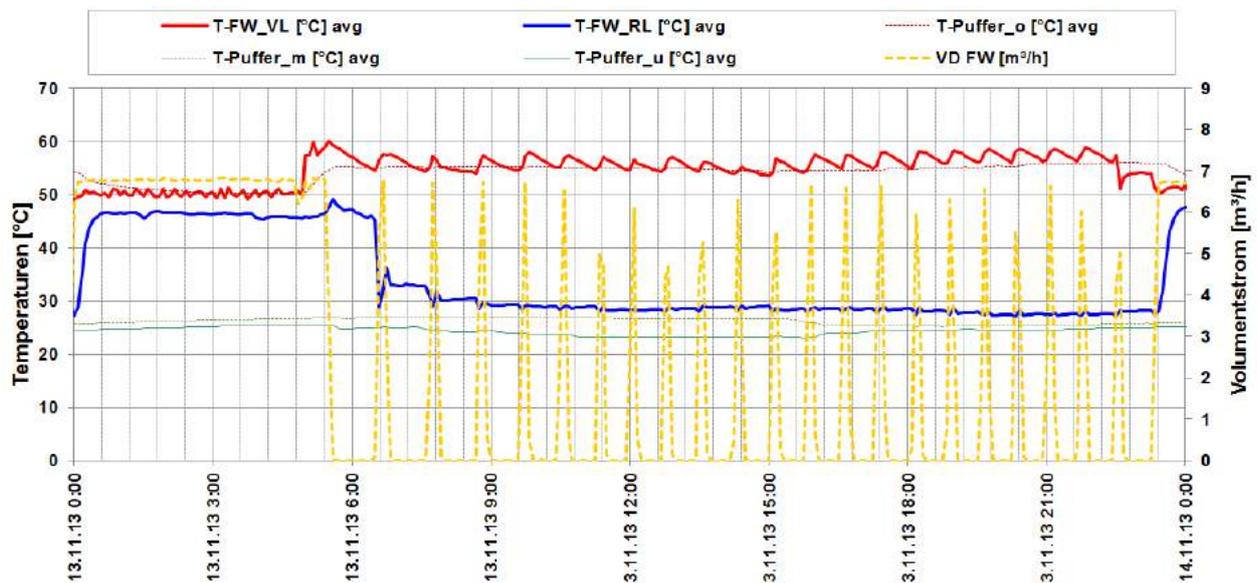


Abbildung 59: Beispielhafter Temperaturverlauf des Nachheizungskreises zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Außentemperatur und des Volumenstroms des Nachheizungskreises (03.11.2013)

Laut Information vonseiten des Anlagenbetreibers schaltet sich die Fernwärmehinzu, sobald der obere Speicherbereich auf 50 °C sinkt. Der Temperaturfühler für diese Regelung befindet sich ca. 20 bis 30 cm unterhalb des Temperaturfühlers „T-Puffer oben“. Die Abnahme sorgt dafür, dass es zu mehreren Starts der Fernwärmehinzu im Abstand von ca. 1 Stunde kommt. Der Temperaturunterschied zwischen Vorlauf und Rücklauf (ca. 26 K) ist dabei relativ groß, während in der Nacht bis ca. 6:00 Uhr die Fernwärme mit einem konstanten Volumenstrom von ca. 7 m<sup>3</sup>/h läuft und hierbei ein geringes  $\Delta T$  zwischen Vorlauf und Rücklauf von nur ca. 6 K aufweist. Dies ist laut Anlagenbetreiber mit der Nachtabsenkung der Fernwärmehinzu zu erklären. Diese liefert niedrigere Temperaturen (ca. 50 °C in der Nacht während es Tagsüber rund 60 °C sind) und läuft daher mit einem kontinuierlichen Volumenstrom. Durch diesen nicht notwendigen kontinuierlichen Betrieb der Fernwärmehinzu kommt es zu einem erhöhten Pumpenstrombedarf der durch eine Anpassung der Regelung (Verringerung der Temperatur für die Inbetriebnahme der Fernwärmehinzu geringfügig unter die Fernwärmehinzu) verringert werden könnte. Dem Betreiber wurde das vorhandene Optimierungspotential kommuniziert. Eine Abänderung konnte aber im Betrachtungszeitraum nicht mehr erreicht werden.

In Abbildung 60 und in Abbildung 61 sind Temperaturverläufe zu den Verbraucherkreisen an einem Sommertag (05.08.2013) und an einem kälteren Novembertag (05.11.2013) abgebildet. Die Verbraucher teilen sich auf in einerseits einen Strang mit Heizungsverteilern (Radiatoren- und Fußbodenheizungsverteiler) sowie einen zweiten Strang für die Frischwasservorwärmung und Rücklaufanhebung der Fußbodenheizung).

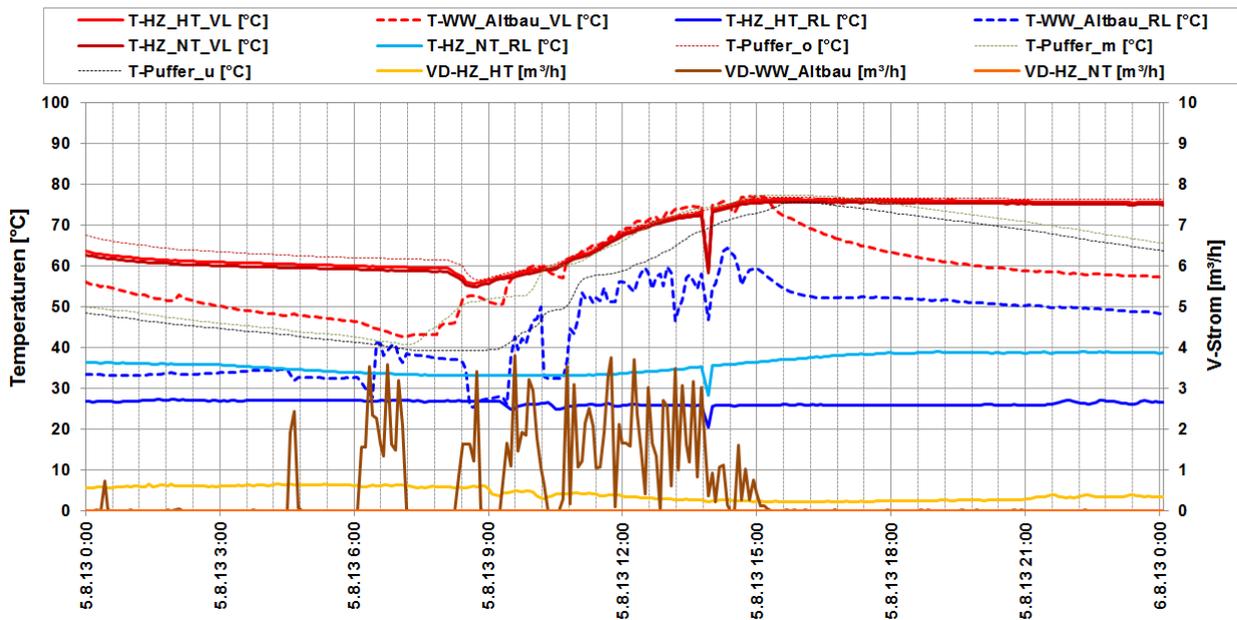


Abbildung 60: Beispielhafter Temperaturverlauf im Verbraucherkreis bei Sommer- und Winterbetrieb zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Aussentemperatur und der Volumenströme (05.08.2013)

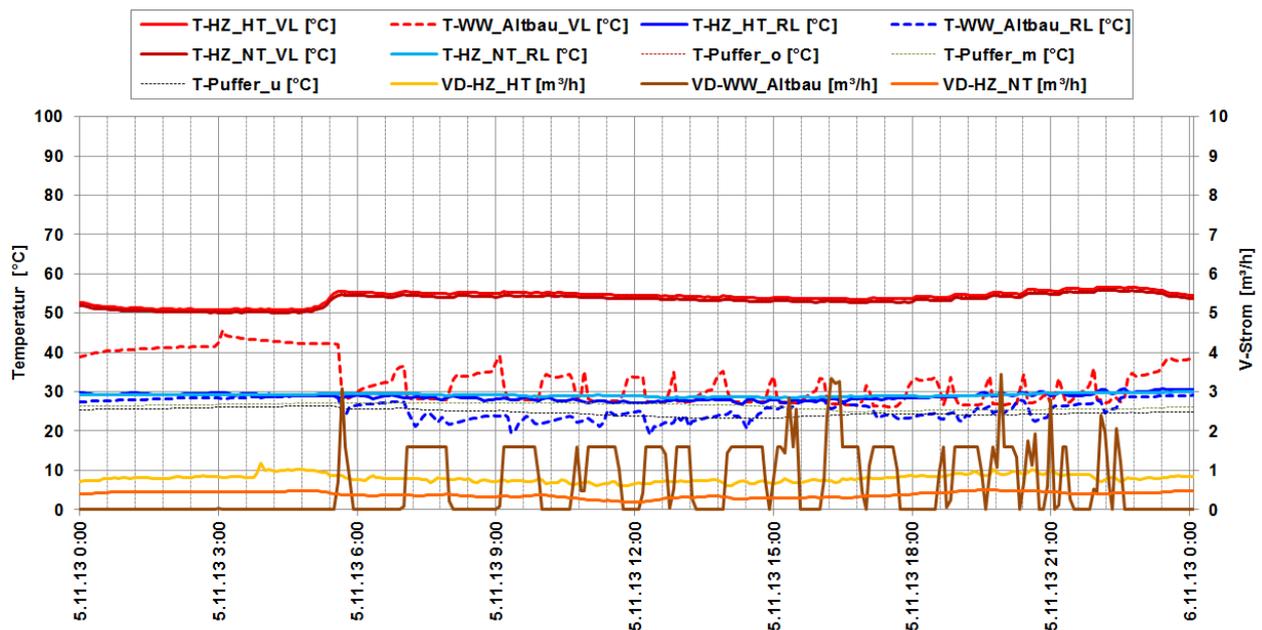


Abbildung 61: Beispielhafter Temperaturverlauf im Verbraucherkreis bei Sommer- und Winterbetrieb zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, der Aussentemperatur und der Volumenströme (05.11.2013)

Zu erkennen ist, dass der Hochtemperaturkreis im Sommer als auch im Winter in Betrieb ist und zu beiden Zeiten einen relativ konstanten Volumenstrom aufweist (im Winter bewegt sich der Volumenstrom auf einem etwas höheren Niveau). Der Niedertemperaturkreis benötigt im Sommer (Juni, Juli, August) keine bzw. sehr wenig Wärme (vgl. Abbildung 53). Das Rücklaufniveau liegt für beide Kreise auf einem vergleichbaren Niveau von rund 30 °C im Winter und rund 35°C im Sommer (Hochtemperaturkreis).

Der Warmwasserkreis weist hohe, aber unregelmäßige Abnahmen auf. Das Temperaturniveau des Rücklaufs folgt dabei ganzjährig der Vorlauftemperatur und liegt im Mittel rund 8 K unter dieser. Bei einem Vergleich der Rücklauftemperaturen des

Warmwasserkreises mit denen der Raumheizungskreise zeigte sich, dass die Rücklauftemperaturen des Warmwasserkreises im Winter unter jenen der Raumheizungskreise liegen, im Sommer jedoch darüber. Der Anschluss des WW-Rücklaufs befindet sich jedoch unterhalb der beiden anderen Rückläufe, was im Sommer zu ungünstigen Bedingungen (Durchmischung des Speichers) führt. Der Einbau eines Dreiwegeventils für die geregelte Einspeisung der Rückläufe der Verbraucher würde eine verbesserte Einschichtung außerhalb der Heizsaison ermöglichen.

#### **7.4.6 Anlagen Status Quo**

Die Anlage weist im Betrachtungszeitraum eine stabile Betriebsweise bei hohen spezifischen solaren Erträgen und hohen solaren Deckungsgraden von fast 50 % auf. Neben tiefen Rücklauftemperaturen der Raumheizungskreise können das Anlagenkonzept und das Pufferspeichermanagement als Grund für das Erreichen hoher spezifischer Solarerträge angesehen werden. Das Anlagenkonzept ermöglicht das Einspeisen überschüssiger solarer Erträge (bei geringem Raumheizungsbedarf im Neubau) zur Rücklaufanhebung der Fußbodenheizung als auch zur Warmwasserbereitung im Bestandsgebäude. Des Weiteren wird für die Nahheizung über die Fernwärme nur der oberste Speicherteil geladen und das restliche zur Verfügung stehende Speichervolumen kann von der Solaranlage genutzt werden.

Optimierungspotentiale konnten im Bereich der Nachheizung über die Fernwärme in den Nachtstunden sowie bei den Pufferspeicheranschlüssen der Verbraucherrückläufe detektiert werden. Im Bereich der Nachheizung durch die Fernwärme kommt es aufgrund eines ungünstigen Regelkriteriums zu einem durchgehend Betrieb in den Nachtstunden. In Hinblick von erzielbaren Einsparungen von Pumpenstrom und Wärmeverlusten wurde eine Anpassung der Regelung dem Anlagenbetreiber empfohlen. Im Betrachtungszeitraum konnte jedoch keine Anpassung messtechnisch festgestellt werden.

Des Weiteren würde eine Anpassung der Einspeisehöhen der Wärmeverbraucher in Abhängigkeit des Temperaturniveaus in den Pufferspeicher ungünstige Speicherdurchmischungen verhindern. Dem Betreiber wurden die messtechnischen Ergebnisse kommuniziert, aufgrund des Investitionsbedarfs für diese Maßnahme konnte jedoch bis zum Ende der einjährigen Monitoringphase keine endgültige Entscheidung getroffen werden.

## 7.5 Nahwärme Eibiswald, Stmk.

### 7.5.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Nahwärme Eibiswald
<u>Adresse:</u>	8552 Eibiswald
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein Wärmenetz (kommunales Nahwärmenetz Eibiswald)
<u>Verbraucher:</u>	Nahwärmenetz mit insg. ca. 8 GWh Jahreswärmebedarf, max. 4 MW Heizlast
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	Bestand: 1.250 m <sup>2</sup> , Flachkollektor (Ökotech GM) Neubau: 1.200 m <sup>2</sup> , Flachkollektor (Ökotech GS und Ökotech HT)
<u>Neigung</u>	30° (Bestand), 25° (Neubau)
<u>Ausrichtung</u>	Süd
<u>Energiespeichervolumen:</u>	105 m <sup>3</sup> (Bestand), 68,5 m <sup>3</sup> (Neubau)
<u>Hauptheizungssystem:</u>	2 x Biomassekessel (700 kW, 2300 kW)
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	12% (Messung)
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	431 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung bezogen auf die Apertur- fläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit April 2014
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Seit 1994 betreibt die Nahwärme Eibiswald ein Biomasse-Heizwerk zur Wärmeversorgung verschiedener Gebäude in Eibiswald. Zur Optimierung des Sommerbetriebes wurde 1997 eine Solaranlage mit einer Kollektorfläche von rund 1.250 m<sup>2</sup> und ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 105 m<sup>3</sup> in Betrieb genommen. Die Solaranlage wurde damals auf eine 90% solare Deckung des Netzes in den Monaten Juli und August ausgelegt. Inzwischen ist aufgrund von erfolgreichen Neukundenakquisen der Sommerbedarf des Netzes (und auch der Winterbedarf) stark angestiegen. Dementsprechend ist der Solaranteil bei gleichbleibendem Solarenergieertrag in den Sommermonaten gesunken. Vor diesem Hintergrund wurde von der Nahwärmegesellschaft eine Vergrößerung der solaren Erzeugungskapazität beschlossen. Die Kollektorfläche der neu errichteten Anlage beträgt 1.200 m<sup>2</sup> (herkömmliche 1-fach abgedeckte Flachkollektoren als auch 2-fach abgedeckte Flachkollektoren). Wie in Abbildung 62 (rechts) ersichtlich, wurden die Kollektoren auf dem Dach des neu errichteten Hackgutlagerraums installiert. Dabei wurden sowohl einzelne Teilfelder zur Gänze mit 1-fach bzw. 2-fach abgedeckten Flachkollektoren installiert als auch kaskadische Verschaltungen (der erste Teil eines seriellen Strangs mit 1-fach abgedeckten und der zweite Teil mit 2-fach abgedeckten) (siehe Abbildung 63) umgesetzt.



Abbildung 62: Ansicht der beiden Kollektorfelder als Panoramafoto (links: 1.250 m<sup>2</sup> Altbestand; rechts: 1.200 m<sup>2</sup> Neubau) der Anlage "Nahwärme Eibiswald", Bildquelle: AEE INTEC



Abbildung 63: Hydraulische Kombination der 1- und 2-fach abgedeckten Flachkollektoren. HT Kollektor steht dabei für einen 2-fach abgedeckten und GS Kollektor für einen 1-fach abgedeckten Flachkollektor (Quelle: Nahwärme Eibiswald)

Zusätzlich zum Bestandsspeicher von 105 m<sup>3</sup> fassenden Pufferspeicher wurde ein neuer 68,5 m<sup>3</sup> großer Pufferspeicher integriert. Das Lastenmaximum des Netzes wurde von Seiten des Betreibers mit 4 MW angegeben. Im Betrachtungszeitraum konnte eine maximale Netzleistung von 3,3 MW gemessen werden. Der prognostizierte Wärmebedarf pro Jahr liegt bei rund 8 GWh. Bei sommerlichen Wärmeüberschüssen kann die solarthermisch generierte Wärme aus der Bestandsanlage über einen Luft-Wasser-Wärmetauscher in den Trocknungskreislauf für Hackgut eingespeist werden.



Abbildung 64: Ansicht der beiden Pufferspeicher (links: 68,5 m<sup>3</sup> Neuerrichtung; rechts: 105 m<sup>3</sup> Bestand) der Anlage "Nahwärme Eibiswald", Bildquelle: Ökotech (links), AEE INTEC (rechts)



Abbildung 65: Ansicht des Wärmeverteilers (links) und Ansicht des kleineren der beiden Hackgutkessel (700 kW, rechts) der Anlage "Nahwärme Eibiswald", Bildquelle: AEE INTEC

### 7.5.2 Hydraulik- und Messkonzept

In Abbildung 66 ist das Hydraulik- und Messkonzept der Anlage Nahwärme Eibiswald dargestellt. Beide Kollektorfelder verfügen über getrennte Solarprimärkreisläufe und über getrennte Wärmetauscher. Im Sekundärkreislauf werden sie zusammengefasst und speisen in den größeren der beiden in Serie geschalteten Pufferspeicher (105 m<sup>3</sup>) ein. Je nach Temperaturniveau besteht mittels Umschaltventil die Möglichkeit, den Pufferspeicher in drei unterschiedlichen Höhen zu beschicken. In Gegensatz zu den beiden Hackgutkesseln, denen nur der Bestandsspeicher zur Verfügung steht, kann die Solaranlage beide Pufferspeicher beladen. Der Hackguttrockner wird direkt aus dem Primärkreis der Bestandssolaranlage beaufschlagt. Zur Steigerung der Ausfallssicherheit steht neben den beiden Hackgutkesseln noch ein bestehender Ölkessel im naheliegenden Hauptschulgebäude zur Verfügung.

Im Rahmen des Monitorings werden für jede Anlage die Globalstrahlung und der Druck im Solarprimärkreis gemessen. Der Wärmeinput als auch der Wärmeoutput der einzelnen Kreise wird mit insgesamt sechs Wärmemengenzählern erfasst. Insgesamt dienen 27 Temperatursensoren der Betriebsanalyse.

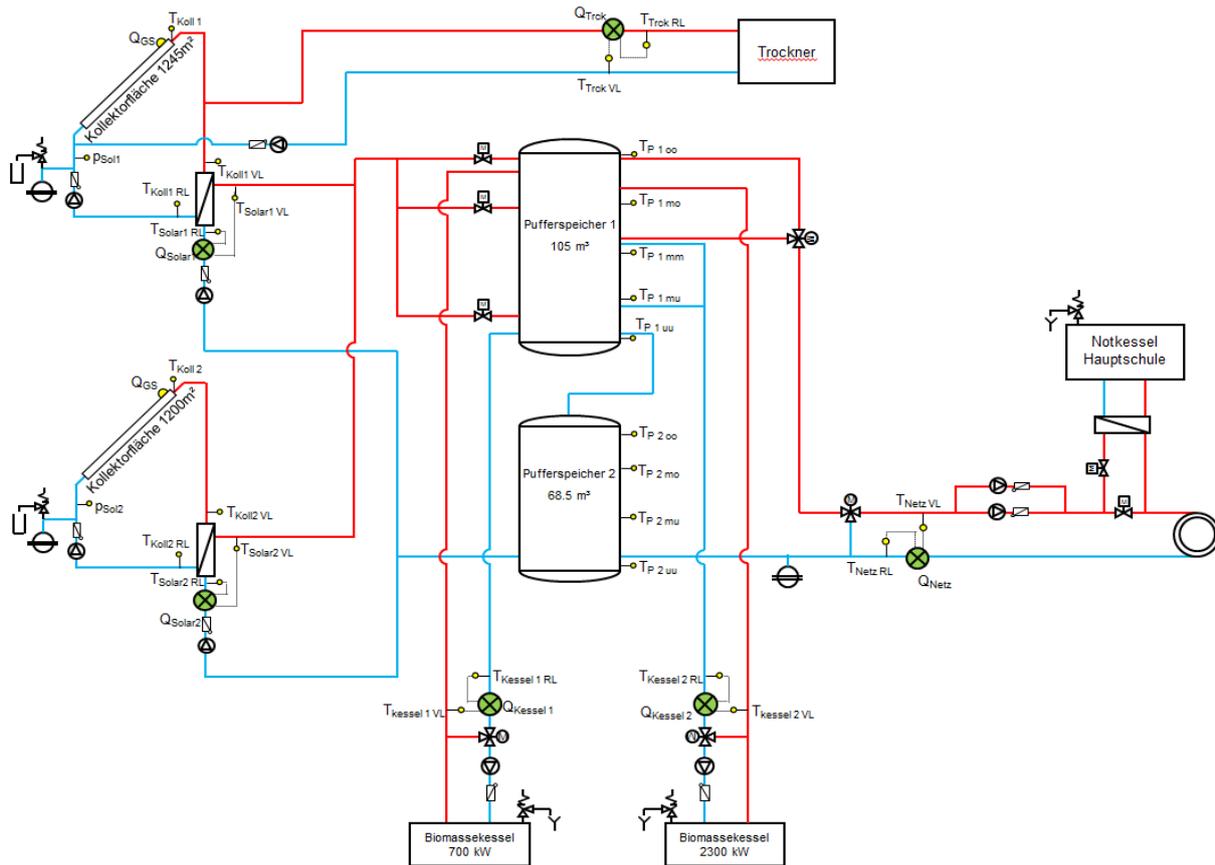


Abbildung 66: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Nahwärme Eibiswald“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solarkreis**

- |            |  |
|------------|--|
| Q Global   | Globalstrahlungssensor                 |
| T Koll1    | Kollektortemperatur1                   |
| P Sol1     | Drucksensor1 Primärkreis               |
| T Koll1 VL | Solarvorlauftemperatur1 Primärkreis    |
| T Koll1 RL | Solarrücklauftemperatur1 Primärkreis   |
| Q solar1   | Wärmemengenzähler Solar1               |
| T Sol1 VL  | Solarvorlauftemperatur1 Sekundärkreis  |
| T Sol1 RL  | Solarrücklauftemperatur1 Sekundärkreis |
| T Koll2    | Kollektortemperatur2                   |
| P Sol2     | Drucksensor2 Primärkreis               |
| T Koll2 VL | Solarvorlauftemperatur2 Primärkreis    |
| T Koll2 RL | Solarrücklauftemperatur2 Primärkreis   |
| Q solar 2  | Wärmemengenzähler Solar2               |
| T Sol2 VL  | Solarvorlauftemperatur2 Sekundärkreis  |
| T Sol2 RL  | Solarrücklauftemperatur2 Sekundärkreis |

**Pufferspeicher**

- |         |                                      |
|---------|--------------------------------------|
| T P1 oo | Pufferspeichertemperatur1 Oben       |
| T P1 mo | Pufferspeichertemperatur1 Mitteoben  |
| T P1 mm | Pufferspeichertemperatur1 Mitte      |
| T P1 mu | Pufferspeichertemperatur1 Mitteunten |
| T P1 uu | Pufferspeichertemperatur1 Unten      |
| T P2 oo | Pufferspeichertemperatur2 Oben       |
| T P2 mo | Pufferspeichertemperatur2 Mitteoben  |
| T P2 mu | Pufferspeichertemperatur2 Mitteunten |

T<sub>p2 uu</sub> Pufferspeichertemperatur2 Unten

### Trockner

T<sub>Trok VL</sub> Vorlauftemperatur für Trockner  
 T<sub>Trok RL</sub> Rücklauftemperatur für Trockner  
 Q<sub>Trok.</sub> Wärmemengenzähler Trockner

### Kessel

Q<sub>Kessel 1</sub> Wärmemengenzähler Kessel 1  
 T<sub>Kessel1 VL</sub> Vorlauftemperatur für Kessel 1  
 T<sub>Kessel1 RL</sub> Rücklauftemperatur für Kessel 1  
 Q<sub>Kessel 2</sub> Wärmemengenzähler Kessel 2  
 T<sub>Kessel2 VL</sub> Vorlauftemperatur für Kessel 2  
 T<sub>Kessel2 RL</sub> Rücklauftemperatur für Kessel 2

### Netz

T<sub>Netz VL</sub> Vorlauftemperatur für Netz  
 T<sub>Netz RL</sub> Rücklauftemperatur für Netz  
 Q<sub>Netz</sub> Wärmemengenzähler Netz

## 7.5.3 Energiebilanz

Abbildung 67 zeigt die Energiebilanz der Anlage „Nahwärme Eibiswald“. Die jeweils linken Balken stellen die addierten Wärmeinputs (Solar 1 und 2, Hackgutkessel 1 und 2) pro Monat dar, während die rechten Balken die Verbraucherseitig (Netz, Trockner) gemessenen Wärmemengen zeigen. Die Differenz aus Input und Output ergibt die Verluste.

Obwohl der Anlage aufgrund der Temperaturverläufe (siehe unten) eine solide Betriebsweise nachgewiesen wurde, kam es mit fortschreitender Betrachtungsdauer zu einer Erhöhung der gemessenen Verluste. Der Anlagenbetreiber wurde informiert und war bestrebt, das Problem zu beheben. Überprüfungen der Speicher bzw. der Verrohrungen mittels einer Wärmebildkamera führten zu keinen Ergebnissen. Letztendlich konnte ein fehlerhafter Wärmemengenzähler im Nachheizungskreis als Fehlerquelle detektiert werden. Der Wärmemengenzähler wurde ausgebaut und neu kalibriert. Der im Monat Jänner 2014 erkennbare höhere Wärmeverbrauch im Vergleich zum Wärmeeintrag rührt von dem Ausbau des Wärmemengenzählers (siehe Abbildung 67). In diesem Zeitraum Die Wärmeverluste betragen vor dem Tausch des Wärmemengenzählers (Mai 2013 bis Dezember 2013) rund 9% bzw. nach dem Tausch (ab Februar 2014) rund 4,5%.

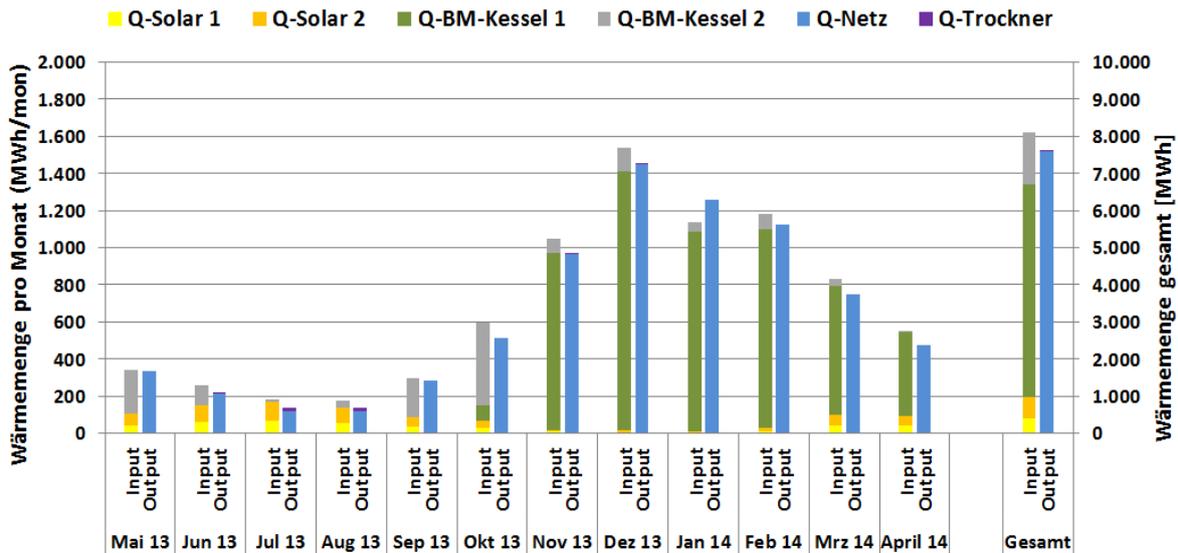


Abbildung 67: Energiebilanz der Anlage „Nahwärme Eibiswald“ (Mai 2013 bis April 2014)

### 7.5.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Abbildung 68 zeigt den Vergleich des kumulierten spezifischen Solarertrags von beiden Kollektorfeldern (Feld 1: Bestand mit 1.250 m<sup>2</sup>, Feld 2: Neu mit 1.200 m<sup>2</sup>) mit den Simulationen aus der Einreichung. Im einjährigen Beobachtungszeitraum konnte durchgehend eine sehr hohe Übereinstimmung zwischen Prognose- und Messwert beobachtet werden. Der gemessene Jahresertrag liegt mit 431 kWh/m<sup>2</sup>a auf Höhe des prognostizierten Jahresertrags.

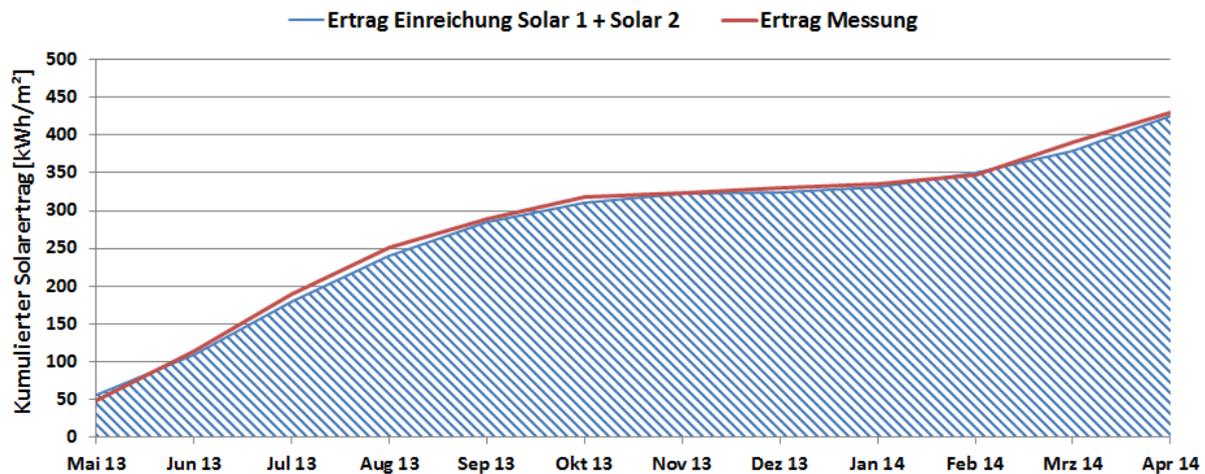


Abbildung 68: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags (Feld 1 und 2) der Anlage „Nahwärme Eibiswald“ (Mai 2013 bis April 2014)

Eine getrennte Betrachtung der spezifischen Solarerträge beider Kollektorfelder (Feld 1: Bestand mit 1.250 m<sup>2</sup>, Feld 2: Neu mit 1200 m<sup>2</sup>) ist in Abbildung 69 dargestellt. Deutlich erkennbar sind die Unterschiede in den gemessenen spezifischen Solarerträgen. So konnte bei dem neu in Betrieb genommenen Kollektorfeld, mit 507 kWh/m<sup>2</sup>a, ein um rund 40 % höherer Solarertrag, im Vergleich zu der bereits seit 1997 in Betrieb befindlichen Anlage, gemessen werden. Die Ertragsunterschiede zwischen den beiden Kollektorfeldern liegen einerseits in der Umsetzung von Flachkollektoren der neuesten Generation bzw. einem Flächenanteil von 45% 2-fach abgedeckten Flachkollektoren sowie andererseits in der Alterung des 15 Jahre alten Flachkollektors begründet. Wobei zu erwähnen ist, dass beide Kollektorfelder ausgezeichnete Ergebnisse liefern.

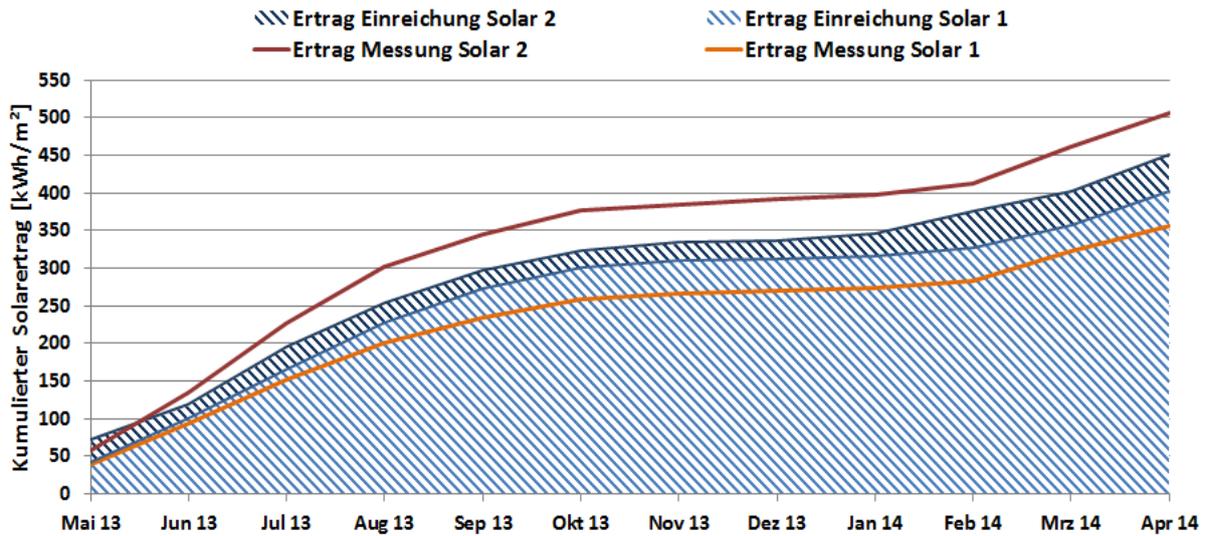


Abbildung 69: Vergleich der gemessenen spezifischen Solarerträge getrennt nach Kollektorfeld (Feld 1: Bestand, Feld 2: Neuerrichtung) der Anlage „Nahwärme Eibiswald“ (Mai 2013 bis April 2014)

Abbildung 70 zeigt die Mess- und Simulationsdaten zur Kennzahl solarer Deckungsgrad. Wie in der Darstellung erkennbar liegt der gemessene solare Deckungsgrad nach Beendigung der einjährigen Monitoringphase auf Höhe des Prognosewertes von 12 %. Bemerkenswert sind die hohen solaren Deckungsgrad insbesondere in den Sommermonaten Juni, Juli und August mit jeweils über 50 %. Im Juli konnten Spitzenwerte des solaren Deckungsgrades von über 90 % erreicht werden.

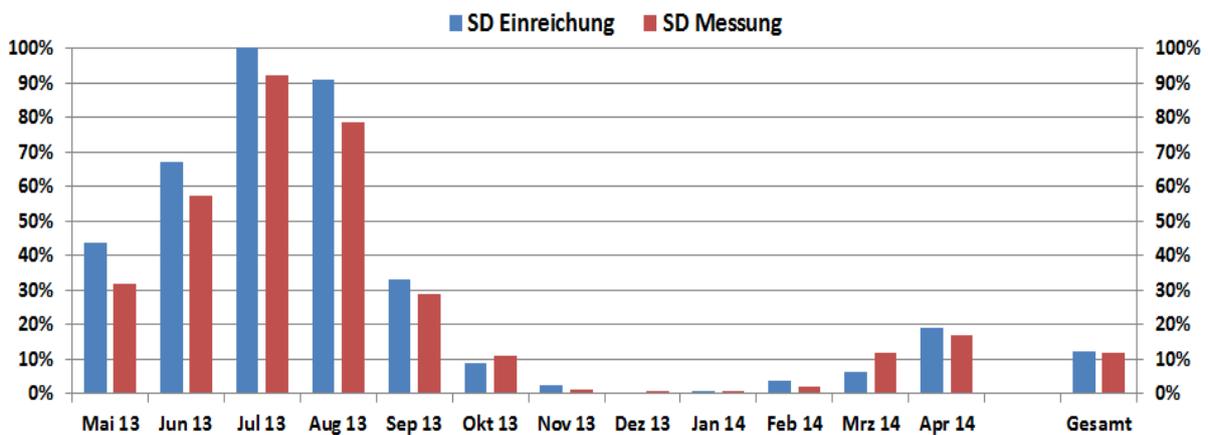


Abbildung 70: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationwert für die Anlage „Nahwärme Eibiswald“ (Mai 2013 bis April 2014)

Der Vergleich zwischen prognostizierten und gemessenen Verbrauchsdaten ist in Abbildung 71 zu sehen und zeigt eine gute Übereinstimmung. Insgesamt konnte ein tatsächlicher Verbrauch von rund 7,6 MWh messtechnisch erfasst werden.

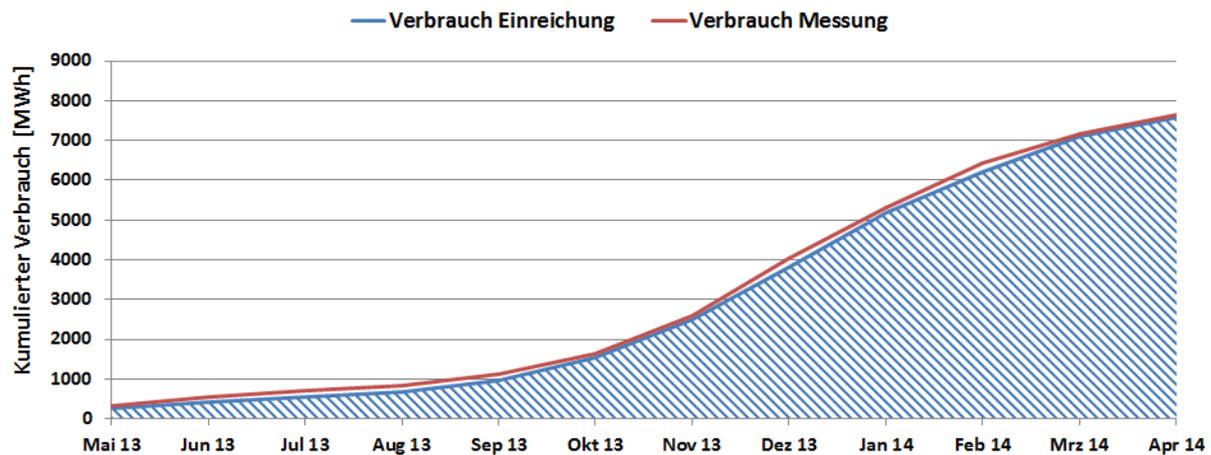


Abbildung 71: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem in der Simulation zugrunde gelegte Verbrauch der Anlage „Nahwärme Eibiswald“ (Mai 2013 bis April 2014)

### 7.5.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise durchgeführt. Im Folgenden die Anlage „Nahwärme Eibiswald“ anhand von Tagestemperaturkurven analysiert und beschrieben. Außerdem wird auf einzelne Komponenten und Besonderheiten bei der Anlagenregelung eingegangen.

Abbildung 72 zeigt die Temperaturverläufe sowie Volumenströme, Globalstrahlung und Druckmessung des Solarkreises des Kollektorfeldes 1 (Bestand) sowie der Trocknungsanlage und der Pufferspeicher für den 02.07.2013. Es handelt sich um einen einstrahlungsreichen Sommertag. Wie in der Darstellung erkennbar, wird um ca. 6:00 Uhr für rund 2 Stunden aufgrund der abfallenden Speicher-Oben-Temperatur (T-Puffer1\_O) der 700 kW – Biomassekessel in Betrieb genommen. Die solarthermische Anlage speist ab ca. 7:30 bis ca. 16:00 in die Pufferspeicher Wärme ein. Wie in der Abbildung erkennbar, wird ab 11 Uhr die Trocknungsanlage in Betrieb genommen und solarthermische Energie wird über die Hackgut-trocknung abgeführt. Die Wärme für die Trocknung wird über einen Luft/Wasser-Wärmetauscher und ein Gebläse an die auf einem Gitterrost liegenden Hackschnitzel abgegeben. Im Sommer 2013 konnte so bei ca. 18 Trocknungs-Durchgängen rund 75 srm Hackschnitzel solarthermisch getrocknet werden.

Für die Regelung der Trocknung gibt es allgemein 3 mögliche Stufen:

- Stufe 0: die gesamte Wärme aus dem Kollektorfeld 1 geht in den Speicher
- Stufe 1: die gesamte Wärme aus dem Kollektorfeld 1 geht in die Trocknung
- Stufe 2: die Wärme geht parallel sowohl in den Speicher, als auch in den Trockner

Abbildung 72 stellt Stufe 2 dar: die Wärme geht sowohl in den Speicher, als auch in den Trockner. Beispielhaft für Stufe 0 als auch Stufe 1 sind in Abbildung 73 die Temperaturverläufe sowie Volumenströme, Globalstrahlung und Druckmessung des Solarkreises der Trocknungsanlage für den 09.07.2013 angeführt. Die solarthermische Anlage wird um 7:30 in Betrieb genommen und speist bis ca. 11:00 in die Pufferspeicher solarthermische Wärme ein. Ab ca. 11:00 Uhr wird die Beladung der Pufferspeicher außer Betrieb genommen und die solarthermische Energie aus dem Kollektorfeld 1 wird rein für die Hackgut-trocknung herangezogen.

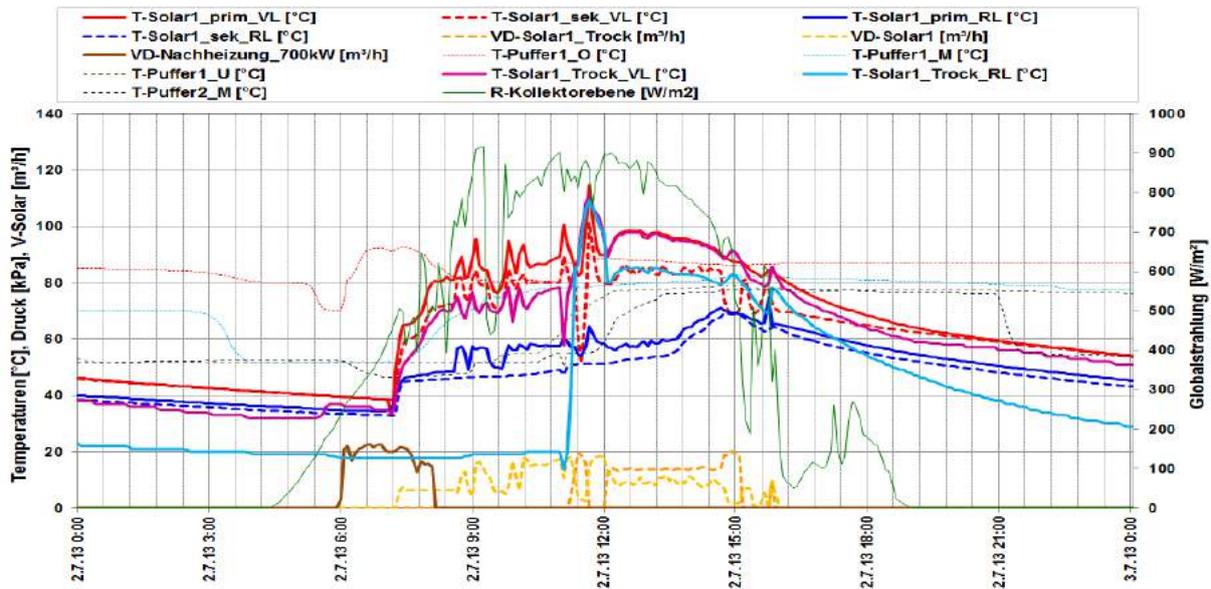


Abbildung 72: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises 1 und des Trockners zuzüglich der Verläufe der Drücke, der Volumenströme, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung (02.07.2013)

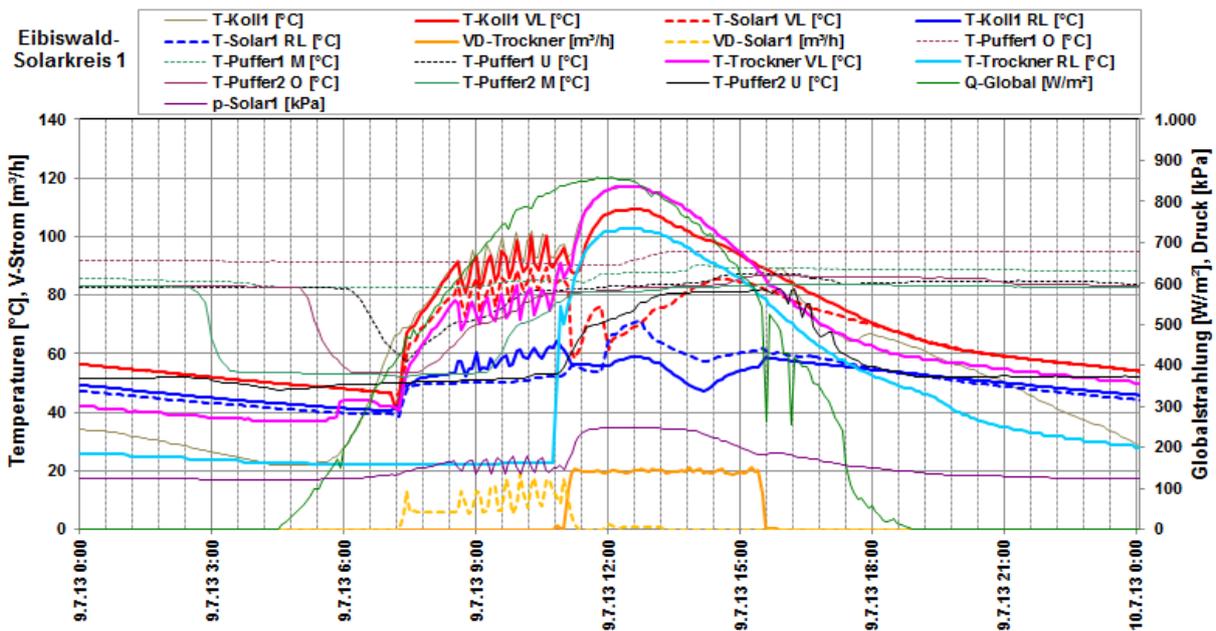


Abbildung 73: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises 1 und des Trockners zuzüglich der Verläufe der Drücke, der Volumenströme, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung (09.07.2013)

Zur Verdeutlichung der Betriebsweise des neu errichteten Solarkreises 2 sind in Abbildung 74 die Temperaturverläufe sowie Volumenströme, Globalstrahlung und der Druck für den 09.07.2013 dargestellt. Die Regelung der Anlage sieht ein Erreichen einer Vorlauftemperatur in den Energiespeicher durch Anpassung der Durchflussmenge von rund 80 °C vor. Im Tagesverlauf erhöht sich durch das Einspeisen von Wärme aus Kollektorfeld 1 als auch Kollektorfeld 2 das Temperaturniveau in den Pufferspeichern und dementsprechend in den Solarkreisen. Wie in der Abbildung erkennbar, kann in weiterer Folge das angestrebte Vorlauftemperatur bis ca. 11:00 gewährleistet werden, danach wird der maximal mögliche Durchfluss erreicht und die Vorlauftemperatur steigt im tagesverlauf auf eine Höchsttemperatur von ca. 100 °C an.

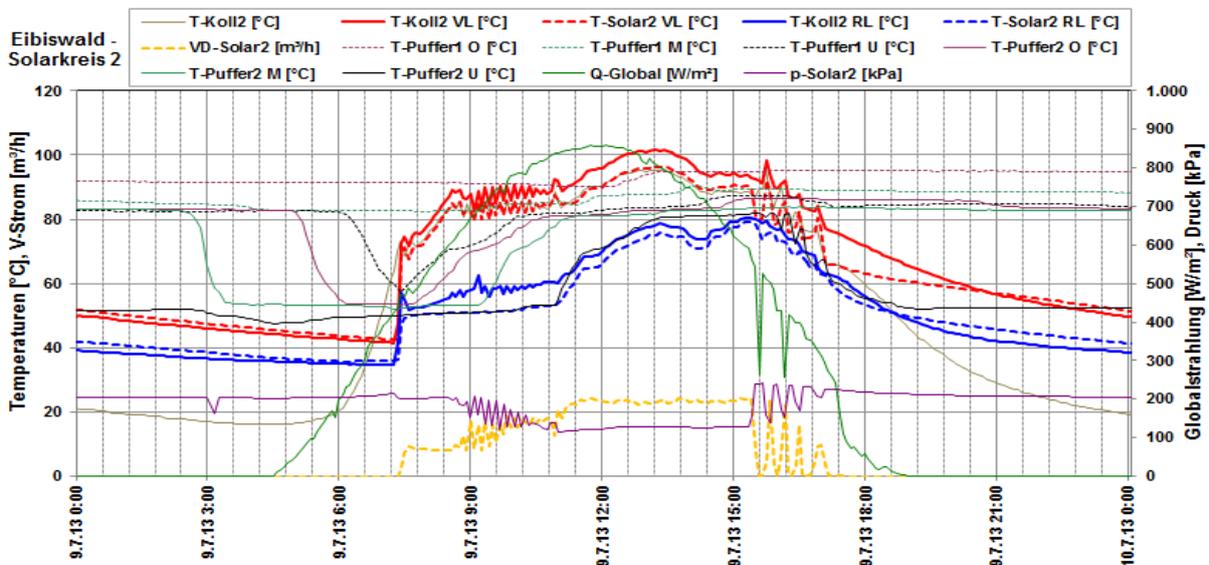


Abbildung 74: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises 2 zuzüglich des Verlaufs des Drucks, des Volumenstroms, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung (09.07.2013)

Die Temperatur- sowie Volumenstromverläufe des Wärmenetzes, ebenfalls für den 09.07.2013, sind in Abbildung 75 dargestellt. Die Temperaturen des Netzes weisen auf einen stabilen Betrieb hin, mit ca. 75 °C Vorlauf und 52 °C im Rücklauf. Wie bereits oben beschrieben, wird der Vorlauf des Netzes nach der Außentemperatur geregelt. Bei 20 °C Außentemperatur sind dies 70 °C, bei -20 °C sind es 95 °C. Der Rücklauf bewegt sich je nach Last zwischen ca. 45 °C bis 55 °C (vgl. Abbildung 78 und Abbildung 79).

In Abbildung 75 ist weiters zu erkennen, dass es um ca. 3 bis 4 Uhr morgens zu einer Spitze im Netz mit ca. 12 m³/h Volumenstrom kommt. Das Ansteigen der Volumenströme um 3 bis 4 Uhr morgens ist laut Auskunft des Betreibers darauf zurück zu führen, dass zu dieser Zeit einige größere Abnehmer ihre dezentralen Speicher aufladen, um die klassische Morgenspitze zu reduzieren.

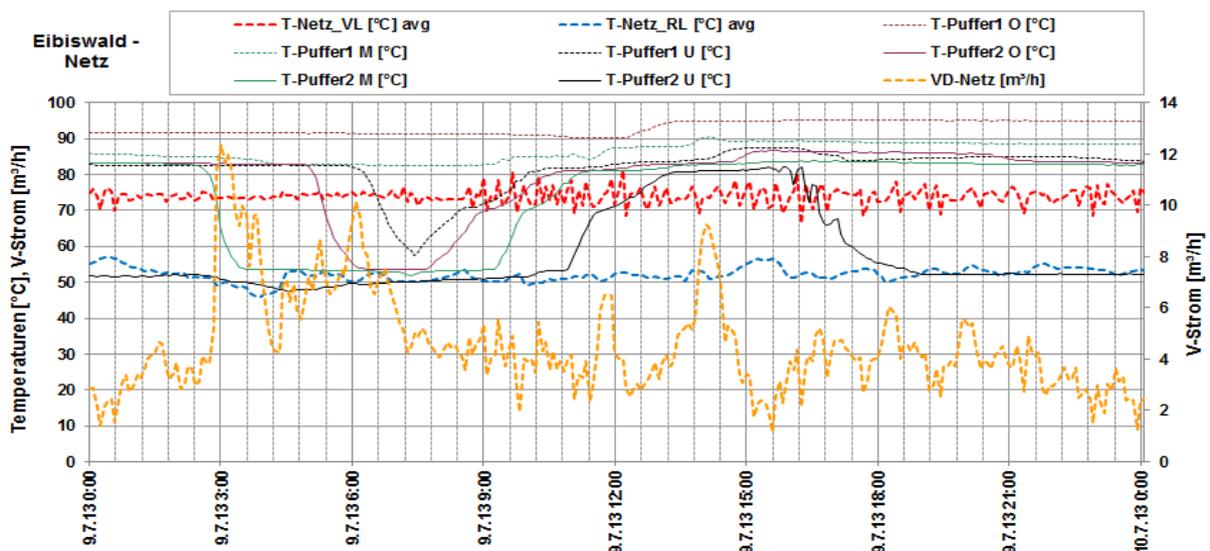


Abbildung 75: Beispielhafter Temperaturverlauf des Netzes zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und des Volumenstroms (09.07.2013)

Die Nachheizung wird anhand Tages in der Übergangszeit (06.09.2013, siehe Abbildung 76) und eines Wintertages (01.12.2013, Abbildung 77) analysiert. In der Sommer bzw. teilweise in der Übergangszeit erfolgt die Nachheizung über den selbstzündenden

700 kW Kessel, während im Winter hauptsächlich der größere (2.300 kW, nicht selbstzündende) Kessel eingesetzt wird. Die Vorlauftemperaturen bewegen sich an beiden Tagen bei eingeschalteter Pumpe bei ca. 90 °C, die Volumenströme sind wie zu erwarten im Dezember höher (bis zu 45 m<sup>3</sup>/h) als im September (rund 21 m<sup>3</sup>/h). An dem Septembertag sieht man zwischen ca. 6 und 8 Uhr morgens, dass die Vorlauftemperaturen auf ca. 60 °C absinken, während die Pumpe zu takten beginnt. Auch um ca. 17 und 24 Uhr zeigen sich kurzfristige Einschaltungen der Pumpe. Dies liegt laut Auskunft des Anlagenbetreibers daran, dass zum Abtransport von Restwärme aus dem Kessel die Pumpe kurzfristig eingeschaltet wird. Der Kessel wird dabei nicht erneut angefeuert. Beim Wintertag hingegen läuft die Pumpe des 2300 kW Kessels fast durchgehend und außerdem in den Nachtstunden, ab ca. 21:00 Uhr, der zweite Kessel in Betrieb genommen wird. An den Speichertemperaturen ist erkennbar, dass an beiden Tagen die Nachheizung nicht alleine für Wärmeinput sorgt, sondern durch die Kollektorfelder unterstützt wird.

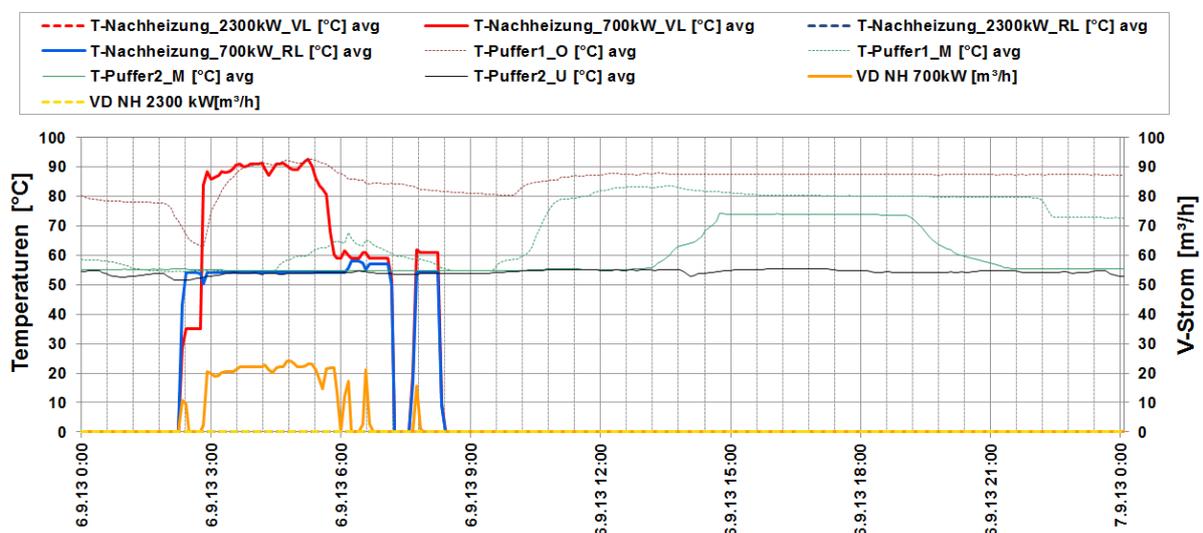


Abbildung 76: Beispielhafter Temperaturverlauf des Nachheizungskreises zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und der Volumenströme (06.09.2013)

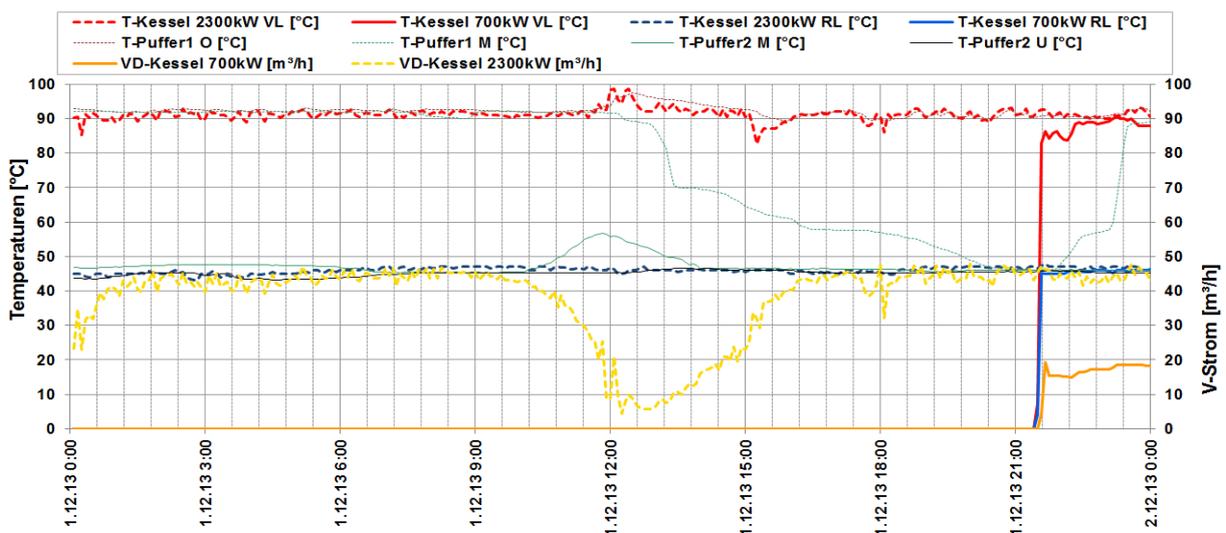


Abbildung 77: Beispielhafter Temperaturverlauf des Nachheizungskreises zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und der Volumenströme (01.12.2013)

Abbildung 78 zeigt den Verlauf der mittleren täglichen Leistungen der Wärmeerzeuger zuzüglich der Außentemperatur sowie Netz-Vorlauf- und Rücklauftemperatur im Jahresverlauf der Anlage „Nahwärme Eibiswald“ über den Untersuchungszeitraum (der

graue Balken im August 2013 stellt eine Messperiode mit fehlerhafter Datenübertragung dar und konnte daher nicht berücksichtigt werden). Die kumulierten Leistungswerte geordnet gereiht nach der Abnahmeleistung des Fernwärmenetzes zuzüglich der Außentemperatur, Netz-Vorlauf- und Rücklauf-temperatur sind in Abbildung 79 angeführt. Wie bereits angeführt, zeigte sich, dass der größere der beiden Biomassekessel (mit 2.300 kW Leistung) hauptsächlich in der Kernheizperiode eingesetzt wird, während der 700 kW Kessel die Übergangszeit übernimmt. An Tagen mit geringer Wärmeleistung (Sommer) kann der Großteil solar abgedeckt. Solare Überschüsse konnten in diesem Zeitraum zur Trocknung von Hackgut herangezogen werden. Die Nachheizung übernimmt bei Bedarf der kleinere 700 kW Kessel.

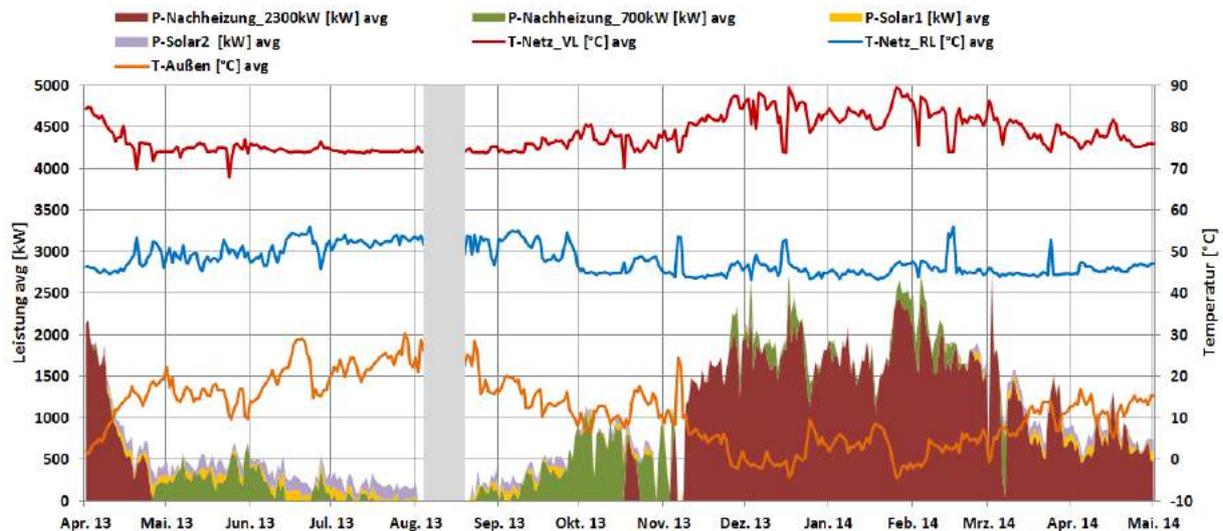


Abbildung 78: Verlauf der mittleren täglichen Leistungen der Wärmeerzeuger zuzüglich der Außentemperatur sowie Netz-Vorlauf- und Rücklauf-temperatur im Jahresverlauf (April 2013 bis Mai 2014). Der graue Balken im August 2013 stellt eine Messperiode mit fehlerhafter Datenübertragung dar.

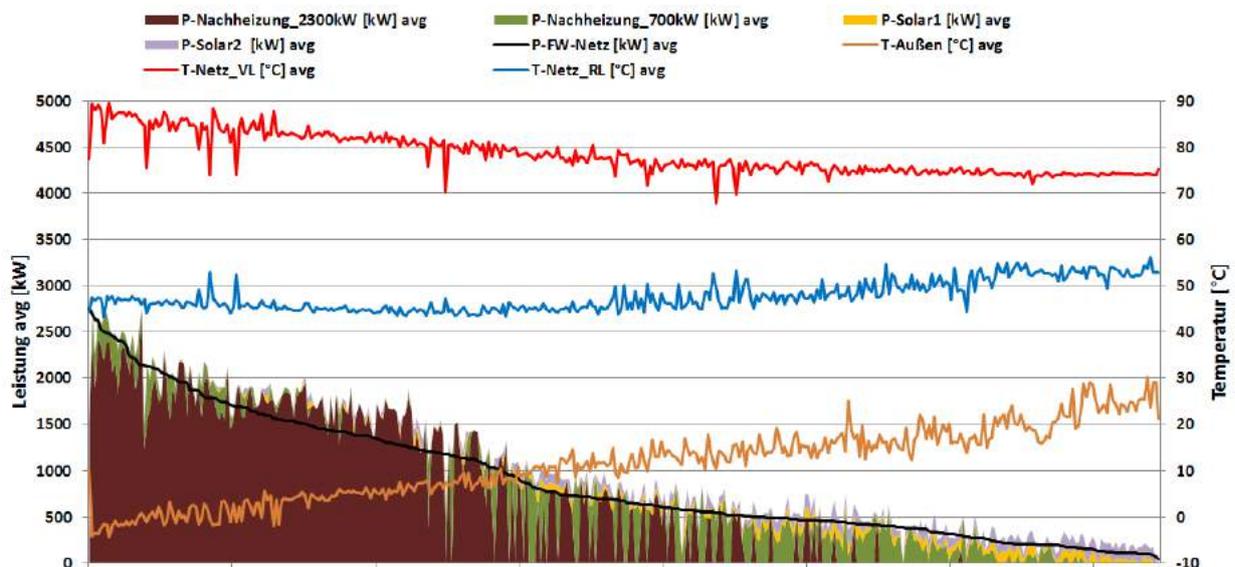


Abbildung 79: Verlauf der kumulierten mittleren täglichen Leistungen der Wärmeerzeuger gereiht nach der Abnahmeleistung sowie des Wärmenetzes zuzüglich der Außentemperatur, Netz-Vorlauf- und Rücklauf-temperatur (April 2013 bis Mai 2014)

### 7.5.6 Anlagen Status Quo

Der Betrieb der solarthermischen Anlage kann als stabil und zufriedenstellend bei hohen spezifischen solaren Erträgen und hohen solaren Deckungsgraden im Sommer bezeichnet

werden. Bei der Analyse der Kollektorfelder (Neubau und Bestand) konnten deutliche Unterschiede bei den spezifischen solaren Erträgen gemessen werden. Die deutlich höheren solaren Erträge des neuerrichteten Kollektorfelds liegen insbesondere in der technischen Weiterentwicklung der Solarkollektoren in den letzten 15 Jahren begründet (2-fach abgedeckter Kollektor). Dennoch demonstrierte auch die „Altanlage“ eine zuverlässige Leistungsfähigkeit nach bereits mehr als 15 Jahren. Bemerkenswert ist des Weiteren das Erreichen hoher solarer Deckungsgrade, speziell in den Sommermonaten von bis 91 %. Solare Überschüsse in den Sommermonaten konnten durch die Einbindung einer Hackgutttrocknung genutzt werden. Das Pufferspeichermanagement als auch der Einsatz der Kesselbelegung zeigten kein Optimierungspotential. Die Netzzrücklauf-temperaturen liegen im Jahresmittel bei knapp unter 50 °C, bieten also noch gewisses Verbesserungspotenzial.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Analyse der Tagestemperaturverläufe sowie die berechneten Kennzahlen aus den Messdaten eine stabile Betriebsweise des Heizwerkes „Nahwärme Eibiswald“ bestätigten.

## 7.6 Obstsaftproduktion Krispel, Stmk.

### 7.6.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Obstsaftproduktion Krispel
<u>Adresse:</u>	8311 Markt Hartmannsdorf
<u>Art der Anwendung:</u>	Solarunterstützte Klimatisierung (Kühlung und Prozesswärme in der Obstsaft- produktion)
<u>Verbraucher:</u>	Kühlung: Obst- bzw. Saft-Lagerraum, Saftabfüllung, Tankkühlung Prozesswärme: Pasteurisierung, Saftabfüllung, Flaschenwaschmaschine Raumheizung, Warmwasserbereitung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	100 m <sup>2</sup> , Flachkollektor (Ökotech HT 16,7)
<u>Ausrichtung:</u>	Süd
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	20 m <sup>3</sup>
<u>Kältemaschine:</u>	Absorptionskältemaschine 19 kW (Pink Chiller PC19)
<u>Hauptheizungssystem:</u>	Hackgutkessel 100 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	30 % (Messung)
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	374 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung bezogen auf die Apertur- fläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Mai 2014
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Auf dem „Köglerhof“ der Familie Krispel in Markt Hartmannsdorf, werden nunmehr seit drei Generationen Obstbäume angepflanzt und in weiterer Folge Tafelobst und Obstprodukte in Premiumqualität produziert. Jährlich werden ca. 250.000 l Apfelsaft und 100.000 l Cider hergestellt.

Ende 2012 wurden für die Kühlung, zur Gewinnung von Prozesswärme sowie zur Warmwasserbereitung und zur Raumheizungsunterstützung auf dem Dach der Safterei 100 m<sup>2</sup> Hochtemperaturkollektoren (2-fach abgedeckte Flachkollektoren) der Fa. Ökotech (siehe Abbildung 80) und eine Absorptionskältemaschine der Fa. Pink (Pink Chiller PC19) installiert. Eine Kühlung wird vornehmlich für den frischen Saft sowie für den Obst- bzw. Saft-Lageraum als auch der Safttanks benötigt (siehe Abbildung 81). Besteht kein Kühlbedarf, wird die solarthermisch generierte Wärme sowohl für die Prozessversorgung in der Safterei (Pasteurisierung, Flaschenwaschmaschine) als auch zur Heizungsunterstützung und Warmwasserbereitung im Wohnhaus genutzt.



Abbildung 80: Ansicht des Kollektorfeldes der Anlage „Obstsaftproduktion Krispel“, Bildquelle: AEE INTEC



Abbildung 81: Ansicht der Flaschenwaschmaschine, des Rohrwärmetauschers (Safterwärmung und -kühlung) sowie der Abfüllanlage der Anlage „Obstsaftproduktion Krispel“, Bildquelle: Krispel

### 7.6.2 Hydraulik- und Messkonzept

Abbildung 82 zeigt das Hydraulikschema und die Messpunkte für die Anlage „Obstsaftproduktion Krispel“ als Blockschaltbild.

Die Solarkollektoren sowie die Nachheizung (100 kW Hackgutkessel) speisen in den zentralen, neu errichteten 20 m<sup>3</sup> Pufferspeicher ein. Der Vorlauf des Solarsekundärkreises verfügt über eine Schichtladelanze sowie Rückläufe auf zwei unterschiedlichen Höhen. Damit kann bei Bedarf der obere Speicherbereich schnell geladen werden. Die Nachheizung bringt bei zu wenig Solarertrag den oberen Speicherbereich auf Temperatur und entnimmt den Rücklauf auf zwei unterschiedlichen Höhen (Mitte/Oben und Unten). Die einzelnen Verbraucher (Safterei, Austreiber für die Kühlanlage und Heizkreis für das Wohnhaus) werden über den oberen Speicherbereich versorgt, wobei der Austreiber- und Heizkreis über einen gemeinsamen Vorlaufanschluss verfügen. Die Rückläufe der Verbraucher werden gesammelt und gemeinsam über eine Schichtladelanze zurück in den Speicher geführt. Ein weiterer Verbraucher (Flaschenwaschmaschine) wurde vom Anlagenbetreiber nachträglich in die Hydraulik integriert und wird, wie abgebildet, über den Vorlauf der Safterei mit Wärme versorgt, bzw. ist dessen Rücklauf an den Rücklauf des Heizungskreises angeschlossen. Dieser Bypass war notwendig geworden, da die Leitungsquerschnitte in der Safterei nicht ausreichten. Durch den nachträglichen Einbau, konnten die Wärmemengen dieses Verbrauchers im aktuellen Betrachtungszeitraum nicht korrekt erfasst werden. Dieser Umstand spiegelt sich sowohl in der Energiebilanz wie auch bei der Analyse der Temperaturverläufe der Verbraucher wieder. Bedingt durch weitere geplante Umbauten im Sommer 2014 bzw. dem Ende der „Abfüllsaison“ mit Oktober 2013 und einer nicht erneuten Inbetriebnahme der Flaschenwaschmaschine vor dem Ende des einjährigen Monitoringzeitraums, wurde von einem Einbau eines zusätzlichen Wärmemengezählers abgesehen.

Für die Pasteurisierung in der Safterei bzw. auch für die Versorgung der Flaschenwaschmaschine werden im Vorlauf Temperaturen von ca. 83 °C bis 84 °C benötigt. Die Kühlung erfolgt über eine 19 kW Absorptionskältemaschine, welche mit dem Arbeitspaar Ammoniak/Wasser betrieben wird. Für den Austreiberkreis werden Temperaturen von 80°C und höher benötigt, weshalb der Vorlauf hierfür aus dem obersten Speicherbereich entnimmt. Die Rückkühlung erfolgt über einen Tischkühler (geschlossene Kühlung) mit 50 kW Leistung. Im Rahmen des Monitorings wurden hier die Stromverbräuche der Kältemaschine, im Austreiberkreis (Austreiberkreispumpe), Kältekreis (Kaltwasserpumpe) und im Rückkühlkreis (Kühlturmventilator, Rückkühlkreispumpe) erfasst und den produzierten Kältemengen gegenübergestellt, um den COP<sub>elektrisch</sub> zu erhalten.

Die im Hydraulikschema eingezeichneten Kühlräume befinden sich erst in Bau und werden im Sommer 2014 in Betrieb genommen. Derzeit versorgt die Kältemaschine die

Tankkühlung des frischen Saftes (notwendig zur Verhinderung von Gärung) und im Sommer die Wandheizung des Wohnhauses. Außerdem kann der Rohrwärmetauscher der Safterei beim Abfüllen der Säfte mit kaltem Wasser beaufschlagt werden. Bei der Abfüllung des frischen Saftes muss dieser für Apfelsaft auf ca. 10 °C bis 15 °C und für Cider auf 2 °C heruntergekühlt werden.

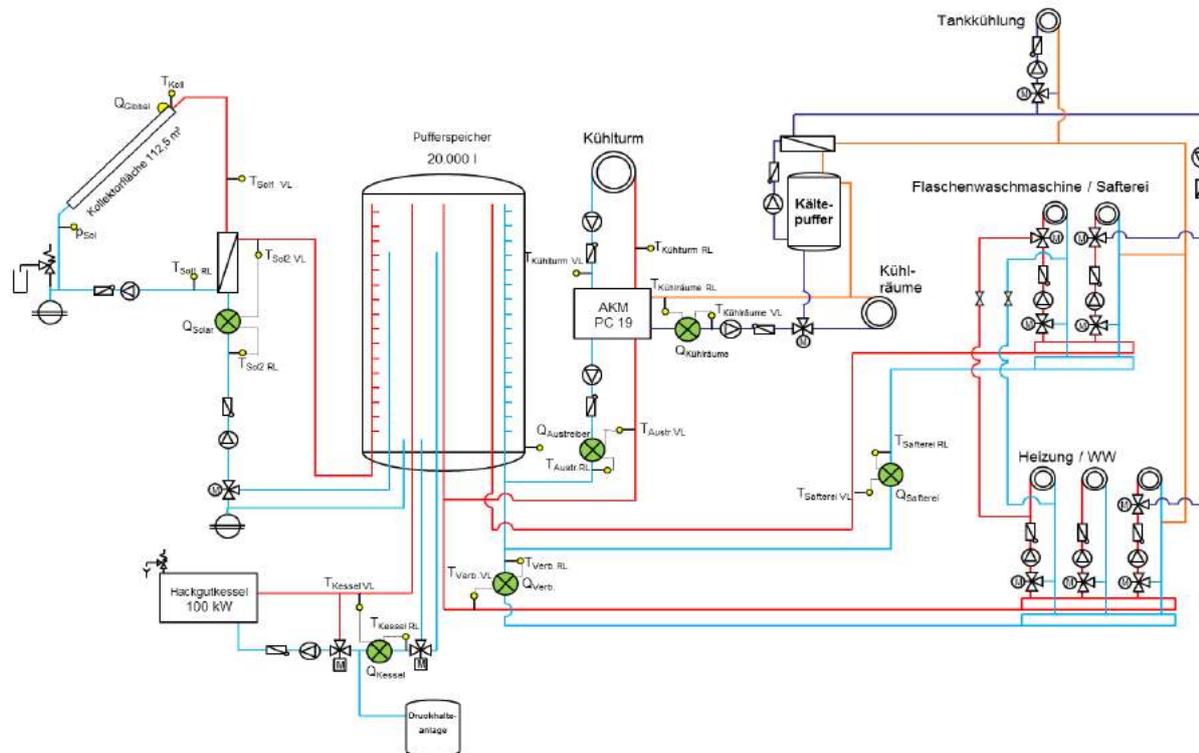


Abbildung 82: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Obstsaftproduktion Krispel“

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgende zusammengefasst:

**Solarkreis**

- |                  |                                       |
|------------------|---------------------------------------|
| Q Global         | Globalstrahlungssensor                |
| T Koll           | Kollektortemperatur                   |
| P Sol            | Drucksensor Primärkreis               |
| T Solar prim. VL | Solarvorlauftemperatur Primärkreis    |
| T Solar prim. RL | Solarrücklauftemperatur Primärkreis   |
| Q Solar          | Wärmemengenzähler Solar               |
| T Solar sek. VL  | Solarvorlauftemperatur Sekundärkreis  |
| T Solar sek. RL  | Solarrücklauftemperatur Sekundärkreis |

**Schichtladespeicher**

- |             |  |
|-------------|--|
| T Puffer O  | Schichtladespeichertemperatur Oben         |
| T Puffer MO | Schichtladespeichertemperatur Mitteoben    |
| T Puffer M  | Schichtladespeichertemperatur Mitte        |
| T Puffer MU | Schichtladespeichertemperatur Mitteenunten |
| T Puffer U  | Schichtladespeichertemperatur Unten        |

**Nachheizung**

- |             |                                      |
|-------------|--------------------------------------|
| T Kessel VL | Vorlauftemperatur für Hackgutkessel  |
| T Kessel RL | Rücklauftemperatur für Hackgutkessel |
| Q Kessel    | Wärmemengenzähler Hackgutkessel      |

**Verbraucher**

- |                 |  |
|-----------------|--|
| T Heizkreis. VL | Vorlauftemperatur für Heizkreis inkl. Warmwasser |
|-----------------|--|

T Heizkreis RL	Rücklauf­temperatur für Heizkreis inkl. Warmwasser
Q Heizkreis	Wärmemengenzähler Heizkreis inkl. Warmwasser

### Safterei

T Safterei VL	Vorlauf­temperatur für Safterei
T Safterei RL	Rücklauf­temperatur für Safterei
Q Safterei	Wärmemengenzähler Safterei

### Kältekreis

T Austr. VL	Vorlauf­temperatur für Austreiber
T Austr. RL	Rücklauf­temperatur für Austreiber
Q Austr.	Wärmemengenzähler Austreiber
T Kühlräume VL	Vorlauf­temperatur für Kühlräume
T Kühlräume RL	Rücklauf­temperatur für Kühlräume
Q Kühlräume	Wärmemengenzähler Kühlräume
T Kühlturm VL	Vorlauf­temperatur für Kühlturm
T Kühlturm RL	Rücklauf­temperatur für Kühlturm
E <sub>PU</sub> -Austreiber	Stromzähler Austreiber-Pumpe
E <sub>PU</sub> -Rückkühler	Stromzähler Rückkühler-Pumpe
E <sub>PU</sub> -Ventilator	Stromzähler Ventilator-Pumpe
E <sub>PU</sub> -Kältekreis	Stromzähler Kältekreis-Pumpe
E Kältemaschine	Stromzähler Kältemaschine

### 7.6.3 Energiebilanz

Abbildung 83 zeigt die Energiebilanz der Anlage für den einjährigen Betrachtungszeitraum vom Juni 2013 bis Mai 2014. Dabei ist der Wärmeeintrag durch die solarthermische Anlage (gelb) und durch den Biomassekessel (rot) dargestellt. Der grüne Balken zeigt die für die Safterei aufgewendete, der violette Balken die an den Austreiberkreis abgegebene Wärmemenge. Die benötigte Wärme für die Heizungsunterstützung und Warmwasserbereitung des Wohnhauses ist in hellblau dargestellt. Wie bereits eingangs angeführt konnten aufgrund kurzfristiger hydraulischer Anpassungen nicht alle Wärmeoutputs (Flaschenwaschmaschine) im Bereich der Produktion erfasst werden. Dementsprechend ergaben sich in Monaten mit erhöhter Saftproduktion (September 2013 und Oktober 2013) höhere Abweichungen zwischen Wärmemengeninput und Wärmemengenoutput (September: 41%, Oktober: 30%) im Vergleich mit dem restlichen Betrachtungszeitraum. Vor bzw. nach dem Ende der Saftproduktion konnten keine größeren Abweichungen festgestellt werden.

Bei der Betrachtung der Energiebilanz ist weiters deutlich der erhöhte Energiebedarf der Anlage zu Zeiten der Ernte bzw. im Zuge der Saftproduktion erkennbar. So stieg der Verbrauch in der Safterei im Oktober 2013 stark an. Die Kühlung weist dagegen vor allem in den Sommermonaten hohe Wärmeverbräuche auf (2,6 bis 3,4 MWh). Der Verbrauch für Heizung und Warmwasser weist saisonal typische Muster auf.

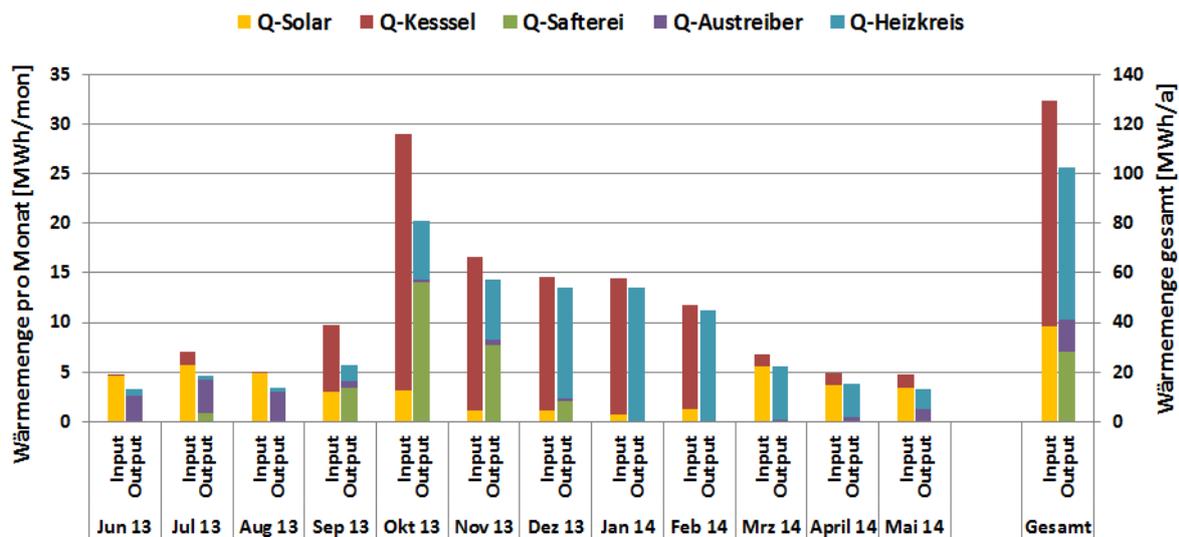


Abbildung 83: Energiebilanz der Anlage „Obstsaftproduktion Kripel“ (Juni 2013 bis Mai 2014)

### 7.6.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Folgende Abbildungen (Abbildung 84 bis Abbildung 86) geben einen Vergleich über die bei der Einreichung angegebenen Simulationsergebnisse mit dem gemessenen bzw. ermittelten Anlagenkennzahlen. Verglichen werden im Rahmen des einjährigen Anlagenmonitorings die Simulationsergebnisse mit den Messergebnissen der relevanten Kennzahlen spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad sowie Wärmeverbrauch.

Laut der Anlagensimulation des Betreibers war zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit einem Jahressolarertrag von 339 kWh/m<sup>2</sup> zu rechnen. Nach Abschluss der einjährigen Monitoringphase liegt der gemessene Ertrag mit 374 kWh/m<sup>2</sup>a über dem Prognosewert.

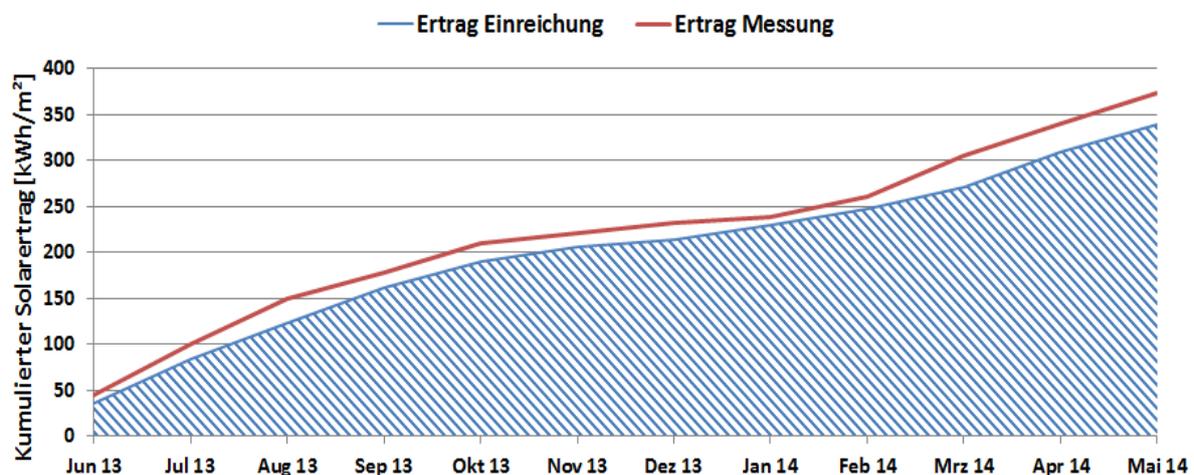


Abbildung 84: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Obstsaftproduktion Kripel" (Juni 2013 bis Mai 2014)

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad wurde laut Simulationsrechnung des Betreibers mit rund 15 % angegeben. Die durchgeführten Messungen zeigen einen durchgängig höheren gemessenen solaren Deckungsgrad als prognostiziert. Speziell im Monat August, in dem nahezu 100 % solare Deckung erreicht werden konnte, liegt der gemessene Wert über der Prognose (siehe Abbildung 85). Die Gründe hierfür liegen zu einem in dem etwas erhöhten solaren Ertrag, vornehmlich aber im den doch deutlich geringeren Verbrauch der Anlage. Der jährliche Gesamtdeckungsgrad liegt bei rund 30%.

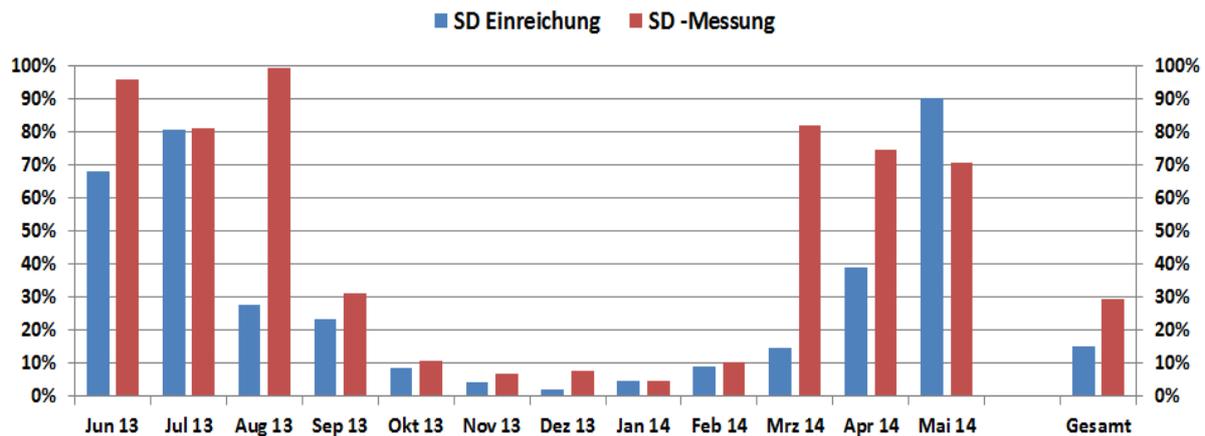


Abbildung 85: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Obstsaftproduktion Kripel" (Juni 2013 bis Mai 2014)

Der jährliche Gesamtwärmebedarf der Anlage „Obstsaftproduktion Kripel“ wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 230 MWh abgeschätzt. Der gemessene kumulierte Verbrauch liegt deutlich unter den Prognosewerten bei rund 103 MWh.

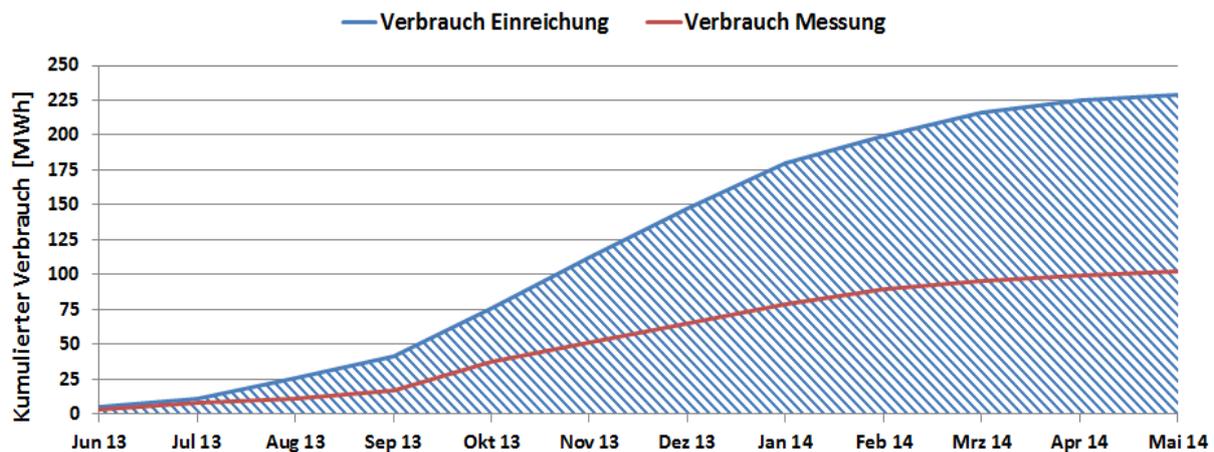


Abbildung 86: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Obstsaftproduktion Kripel" (Juni 2013 bis Mai 2014)

Zur Bewertung der Effizienz der Kältemaschine, wird für Anlagen im Anwendungsbereich „Solare Kühlung“ (eigene Kategorie Förderprogramm des Klima- und Energiefonds) der thermische als auch der elektrische „Coefficient of performance“ (COP) ermittelt. Der thermische COP einer Absorptionskältemaschine ist über den Quotient der Kälteleistung am Verdampfer zur Heizleistung am Austreiber definiert. Der elektrische COP gibt das Verhältnis der von der Absorptionskältemaschine abgegebenen Kälteenergie zur aufgenommenen elektrischen Energie an. Die elektrische Energie beinhaltet die Summe der Stromverbraucher der Kältemaschine, des Kühlturms sowie den Strombedarf durch den Betrieb von Pumpen im Austreiberkreis, im Rückkühlerkreis und im Kältekreis. Als Qualitäts-Benchmark wurden in der Ausschreibung zum Förderprogramm des Klima- und Energiefonds elektrische COPs größer 5 bzw. thermische COPs größer 0,6 definiert.

Zur Bestimmung der Effizienz der Kältemaschine wurde der Monatsmittelwert des  $COP_{\text{elektrisch}}$  und  $COP_{\text{thermisch}}$  berechnet (siehe Abbildung 87). Neben der Darstellung der COP wurden in Abbildung 87 weitere Einflussfaktoren (Stromverbrauch der Rückkühlung, Kältemenge, Wärmemenge des Austreibers sowie durchschnittliche Außentemperatur) mit aufgetragen. Die COP-Werte in Abbildung 87 ( $COP_{\text{thermisch}}$  in Rot,  $COP_{\text{elektrisch}}$  in Blau) spiegeln die Ergebnisse der Untersuchung der Rückkühlung wider (siehe Kapitel 7.6.5).

Detailbetrachtung). In den Sommermonaten mit hohen Außentemperaturen sind die COP-Werte, sowohl thermisch als auch elektrisch, niedriger als im Herbst/Winter. Die niedrigeren Außentemperaturen ermöglichen eine bessere Kälteleistung bei gegebenem Stromverbrauch der Rückkühlung und dementsprechend höheren  $COP_{\text{elektrisch}}$ . Der  $COP_{\text{thermisch}}$  liegt in den Monaten Juni, Juli und August im Mittel bei 0,37, der elektrische COP bei 3,4. In den Monaten September, Oktober und November deutlich höher bei 5,8 für den elektrischen COP und 0,42 für den thermischen COP. Im Jänner war die Kälteanlage nicht in Betrieb. Im einjährigen Betrachtungszeitraum wurde im Mittel ein  $COP_{\text{elektrisch}}$  von 3,5 sowie ein  $COP_{\text{thermisch}}$  von 0,4 erreicht.

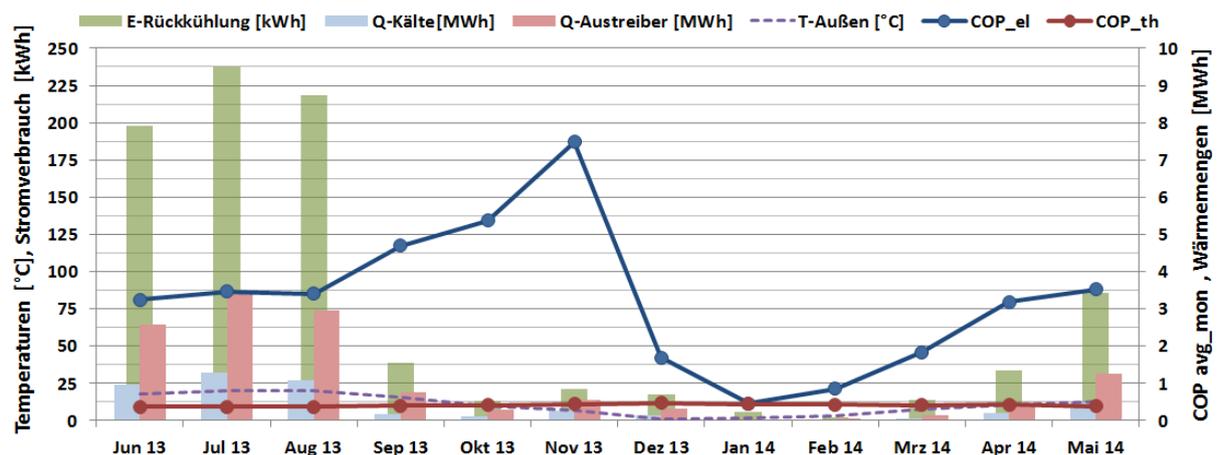


Abbildung 87: Monatsmittelwerte des COP elektrisch und thermisch sowie Summe des monatlichen Stromverbrauchs der Rückkühlung, Kältemenge, Wärmemenge des Austreibers und durchschnittliche Außentemperatur und Kälteleistung der Anlage „Obstsaftproduktion Krispel“ (Juni 2013 bis Mai 2014)

### 7.6.5 Detailbetrachtung

Im Folgenden werden einzelne Kreisläufe und Komponenten der Anlage „Krispel“ anhand der Temperaturkurven analysiert und beschrieben.

Wie bereits angeführt, werden für den Betrieb der Absorptionskältemaschine bzw. für den Austreiberkreis Temperaturen größer 80 °C benötigt. Um dieses Temperaturniveau erreichen zu können, wurden zum einen Mitteltemperaturkollektoren (2-fach abgedeckt) installiert und zum anderen die Regelung der solarthermischen Anlage an die Erfordernisse angepasst. Durch den drehzahlgeregelten Betrieb der Solarpumpe konnten vergleichsweise hohe Temperaturen von bis zu 100 °C im Solarprimärvorlauf über einen längeren Zeitraum erreicht werden. Neben den drehzahlgeregelten Betrieb der Anlage erfolgt die Entnahme für den Rücklauf (siehe Hydraulikschema) aus dem mittleren/oberen Bereich des Speichers. Durch die Entnahme aus dem mittleren/oberen Bereich des Speichers stellen sich vergleichsweise hohe Rücklauftemperaturen ein und die erforderlichen hohen Temperaturen sind dementsprechend schneller erreichbar.

Abbildung 88 sowie Abbildung 89 zeigt den Solarkreis der Anlage „Obstsaftproduktion Krispel“ jeweils für einen einstrahlungsreichen Sommertag (17.06.2013, Abbildung 88) sowie für einen Tag mit geringer Einstrahlungsleistung (25.09.2013, Abbildung 89). In beiden Darstellungen ist die drehzahlgeregelte Betriebsweise der solarthermischen Anlage deutlich erkennbar.

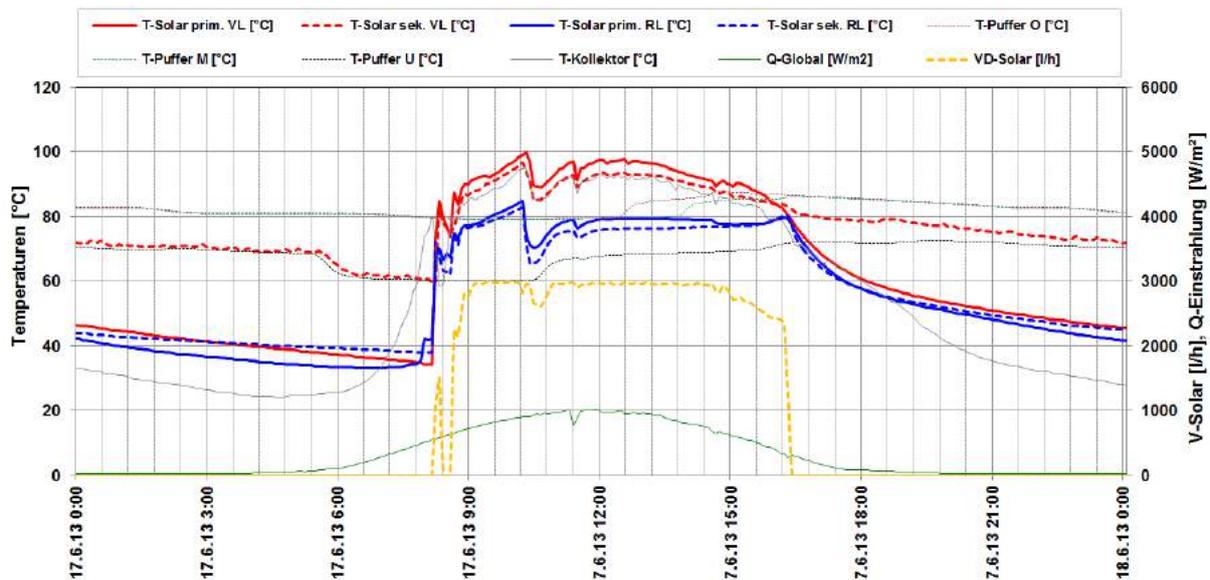


Abbildung 88: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises zuzüglich des Verlaufs des Drucks, des Volumenstroms, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung (07.06.2013)

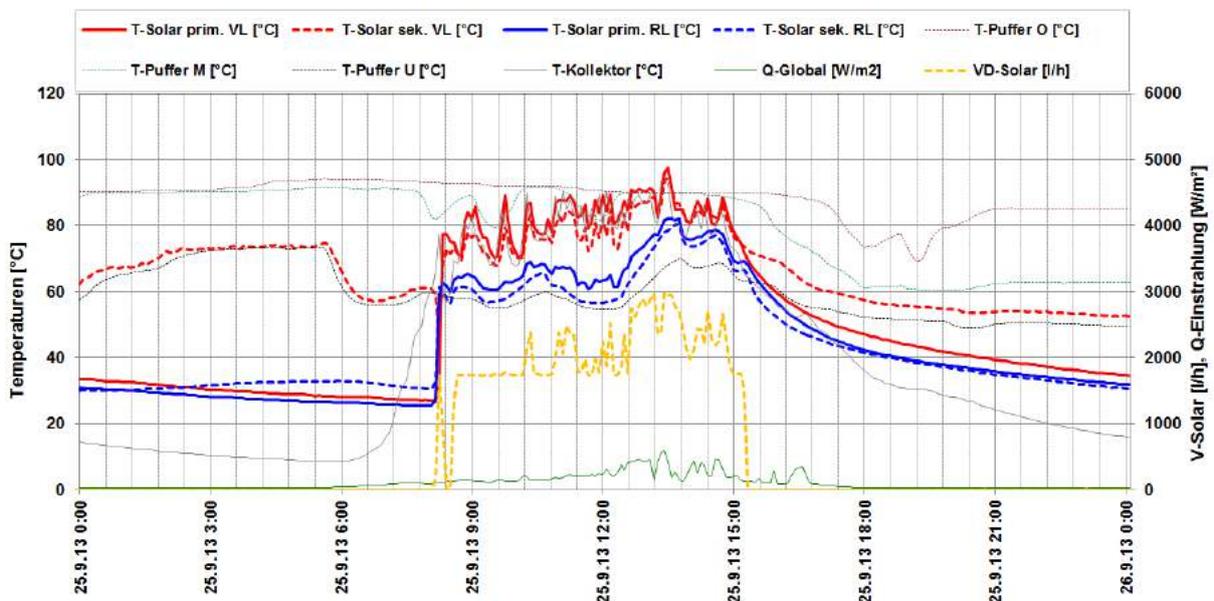


Abbildung 89: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises zuzüglich des Verlaufs des Drucks, des Volumenstroms, der Pufferspeichertemperaturen und der Globalstrahlung (25.09.2013)

Hohe solare Deckungsgrade bedingen im Allgemeinen ein vermehrtes Auftreten von Stagnation. Im Betrachtungszeitraum konnte das Auftreten von Stagnation mehrmals beobachtet werden. Insgesamt kam es an 22 Tagen des Betrachtungszeitraums zu Anlagenstagnation. Eine detaillierte Auswertung des Stagnationsverhaltens zeigte jedoch, dass Stagnation nur an 8 Tagen aufgrund eines vollständig geladenen Speichers auftrat. An 14 Tagen trat Stagnation auf, obwohl der Speicher noch nicht durchgeladen war, bzw. auch gleichzeitig hohe Wärmeabnahme bestand (siehe Abbildung 90). Am 17.10.2013 beispielsweise ging die Anlage in Stagnation, obwohl genügend Wärmeabnahme bestand und die Speichertemperaturen nicht besonders hoch waren. Wie in Abbildung 90 zu erkennen ist, befindet sich die Anlage am 17.10.2013 zwischen ca. 12 und 14:30 Uhr in Stagnation. Die Kollektortemperatur steigt auf bis zu 146 °C an. Die Speichertemperaturen betragen um 12 Uhr im oberen Bereich ca. 65 °C, im unteren 48 °C. Es kann also nicht von einer vollständigen Beladung des Speichers gesprochen werden. Des Weiteren war eine hohe Wärmeabnahme gegeben bei gleichzeitig in Betrieb

befindlicher Nachheizung (1,4 MWh über den gesamten Tag). Als Ursache konnte ein defekter Fehlerstromschutzschalter (FI-Schalter), welcher zum Ausfall der Solarpumpe führte, detektiert werden. Nach Rücksprache mit dem Betreiber konnte die störungsanfällige Stromversorgung der Solarpumpe in Ordnung gebracht werden. Anlagenstagnation bei vollständig geladenem Pufferspeicher der Anlage konnte seitdem nicht mehr beobachtet werden. Darüber hinaus zeigten die Solarkreisläufe einen stabilen Anlagenbetrieb.

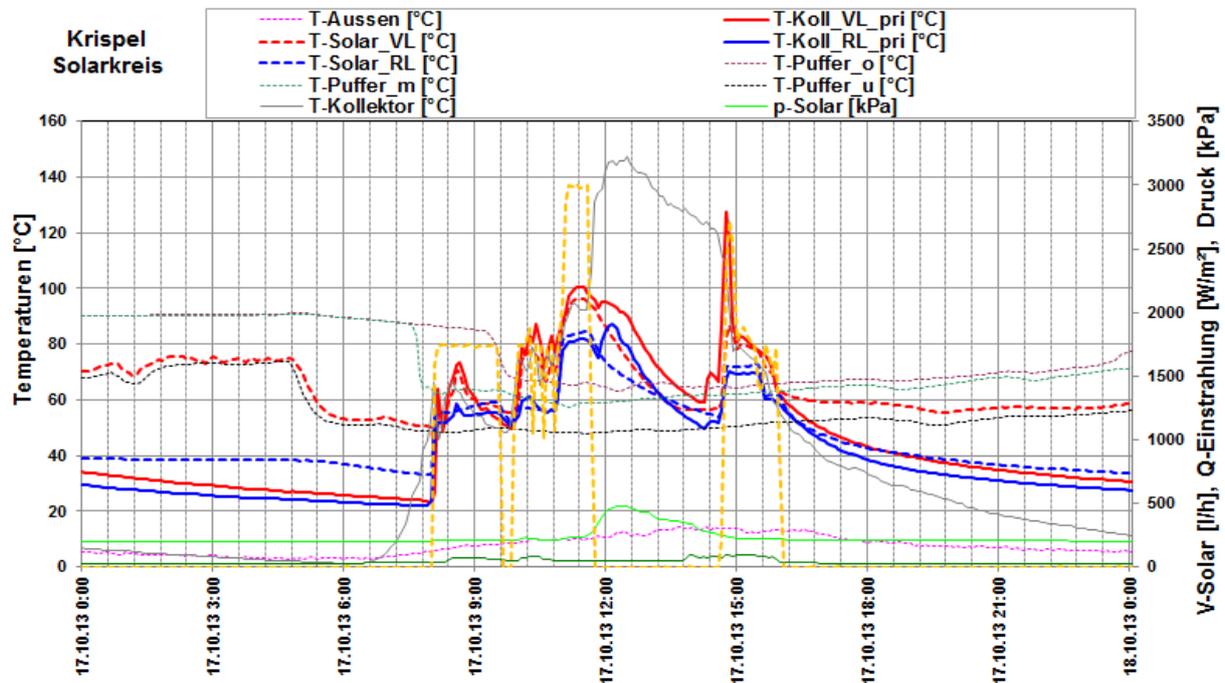


Abbildung 90: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises bei Anlagenstagnation zuzüglich des Verlaufs des Drucks, des Volumenstroms, der Pufferspeichertemperaturen, der Aussentemperatur und der Globalstrahlung (17.10.2013)

Für die Kühlung wird eine Absorptionskältemaschine auf Basis von Ammoniak/Wasser eingesetzt. Da der Anlagenbetreiber eine hohe Ausfallsicherheit wünscht, wurde als Rückkühlösung ein geschlossener Rückkühler mit einer Rückkühlleistung von rund 50 kW installiert. Bei der Anlage „Obstsaftproduktion Krispel“ wird die Kälte zur Kühlung des Saftes bei der Abfüllung im Herbst und anschließenden Lagerung verwendet. Neben der Kühlung der Saftproduktion kann die erzeugte Kälte im Sommer auch für die Kühlung des Wohngebäudes über eine Wandheizung (15 °C) eingesetzt werden.

Abbildung 91 stellt beispielhaft für die Betriebsweise der Kälteanlage den Tagestemperaturverlauf des Austreiber-, Kälte- und Rückkühlkreises inkl. der Durchflüsse am 7. August 2013 (Sommertag mit hohen Einstrahlungswerten sowie hohen Außentemperaturen) dar. Die Kühlanlage war in Betrieb und wurde rein mit solarer Wärme betrieben. Erkennbar ist, dass im Austreibervorlauf hohe (und somit günstige) Temperaturen von über 80 °C herrschten. Der Kältekreisvorlauf wurde über die Absorptionskältemaschine bis 6 Uhr morgens auf ca. 5,6 °C hinunter gekühlt, mit einer durchschnittlichen Kälteabnahme von 7 kW. Die Kühlleistung sinkt zwischen 10 und 15 Uhr auf 4 kW und zwischen 15 und 21 Uhr auf 3 kW, wobei die durchschnittlichen Vorlauftemperaturen im Kältekreis für diese Zeiträume 8,8 °C und 5,2 °C betragen. Eine Analyse des Rückkühlkreises ergab, dass sich bis 6 Uhr morgens eine Temperaturdifferenz von ca. 4,7 K zwischen Vorlauf und Rücklauf, von 10 bis 15 Uhr ca. 3 K und nur noch 2,3 K zwischen 15 und 21 Uhr einstellte. Diese hohe Abhängigkeit der Rückkühlleistung mit der Außentemperatur konnte im Betrachtungszeitraum fortwährend detektiert werden. Abbildung 92 zeigt hierzu das durchschnittliche  $\Delta T$  aus Vor- und

Rücklauf der Rückkühlung (blaue Linie) sowie die jeweilige elektrische Leistung (rote Linie) in Abhängigkeit der Außentemperatur. Man erkennt deutlich, dass die Temperaturdifferenzen mit steigenden Außentemperaturen geringer werden, während die Stromleistung der Rückkühlung (Rückkühlkreispumpe und -ventilator) auf einem annähernd gleich hohen Niveau bleibt. Während eine verstärkte Abhängigkeit der Temperaturdifferenzen mit der Außentemperatur üblich ist, zeigte sich, dass die Rückkühlung ab Juni 2013 kontinuierlich im Volllastbetrieb, d.h. mit hohen Volumenströmen und somit hohem Stromverbrauch, betrieben wurde.

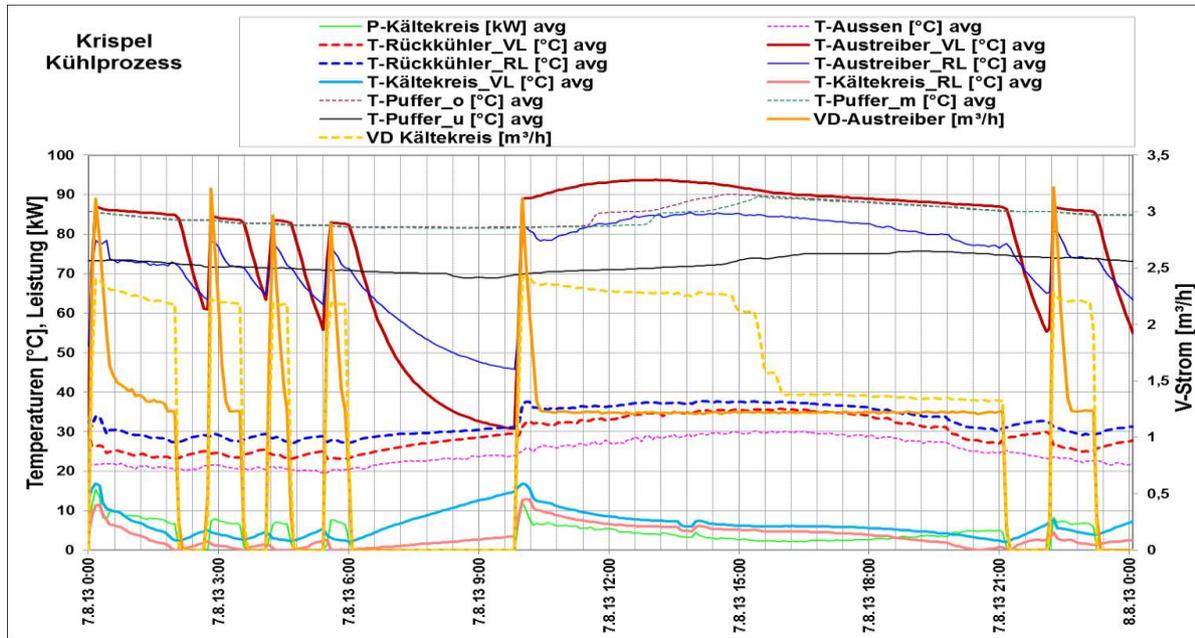


Abbildung 91: Beispielhafter Temperaturverlauf des Kühlprozesses zuzüglich der Leistung, der Volumenströme, der Pufferspeichertemperaturen und der Außentemperatur (07.08.2013)

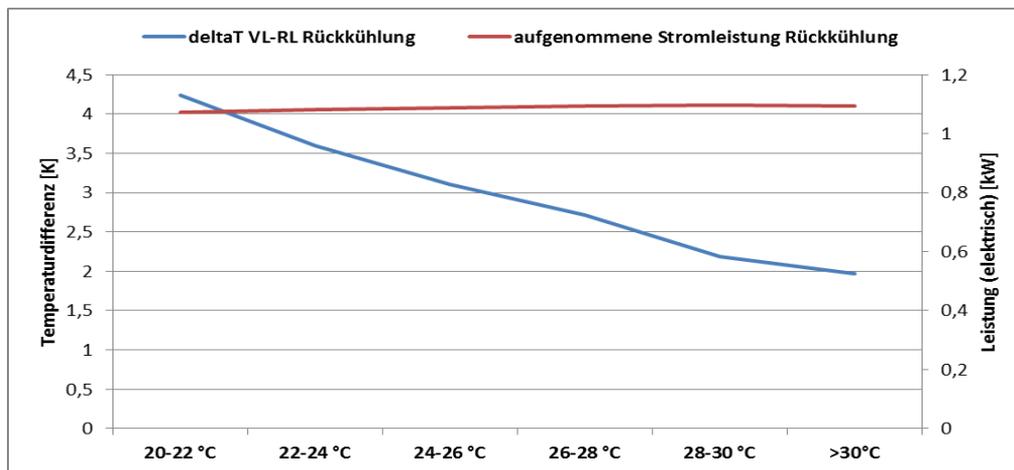


Abbildung 92:  $\Delta T$  VL-RL der Rückkühlung der Kältemaschine in Abhängigkeit der Außentemperatur

Eine in diesem Zusammenhang durchgeführte Analyse der einzelnen Stromverbräuche der Kühlung ist in Abbildung 93 dargestellt. Für diese Auswertung konnte auf Daten der Kälteanlage, ab April 2013, zurückgegriffen werden, die vor der Fertigstellung des gesamten Monitoringsystems übermittelt wurden. Man erkennt deutlich, dass der Anteil der Rückkühlung am gesamten Stromverbrauch im Sommer stark anstieg (von 48% und 46% im April und Mai auf 67% im Juni). Da der Rückkühler es nicht schafft, die Temperaturdifferenz zu halten, fällt bei höheren Außentemperaturen die Kälteleistung stark ab. In Kombination mit dem fortwährenden Volllastbetrieb des Rückkühlers kam es

zu Verringerung des elektrischen COPs (siehe Abbildung 87). Die Gründe für den fortwährenden Vollastbetrieb des Rückkühlers, ab Juni 2013, sind auf Nachfrage beim Hersteller darauf zurück zu führen, dass die notwendigen Vorlauftemperaturen im Kältekreis nicht erreicht wurden und es versucht wurde, mit volllaufender Rückkühlung diese zu erreichen. Als Folge des erhöhten Stromverbrauchs bei sinkender Kälteleistung wurde eine deutliche Verringerung des elektrischen COPs in Kauf genommen. Von Seiten des Begleitforschungsteams wurde empfohlen, eine ausreichend dimensionierte und drehzahlgeregelte Rückkühlung zu implementieren. Das Optimierungspotential wurde dem Betreiber mitgeteilt, bis zum Ende des Begleitforschungszeitraums jedoch nicht mehr umgesetzt. Nach Rücksprache mit dem Betreiber ist eine Anpassung erst im Rahmen eines weiteren Ausbaus bzw. der Errichtung eines Kühlraums erfolgen.

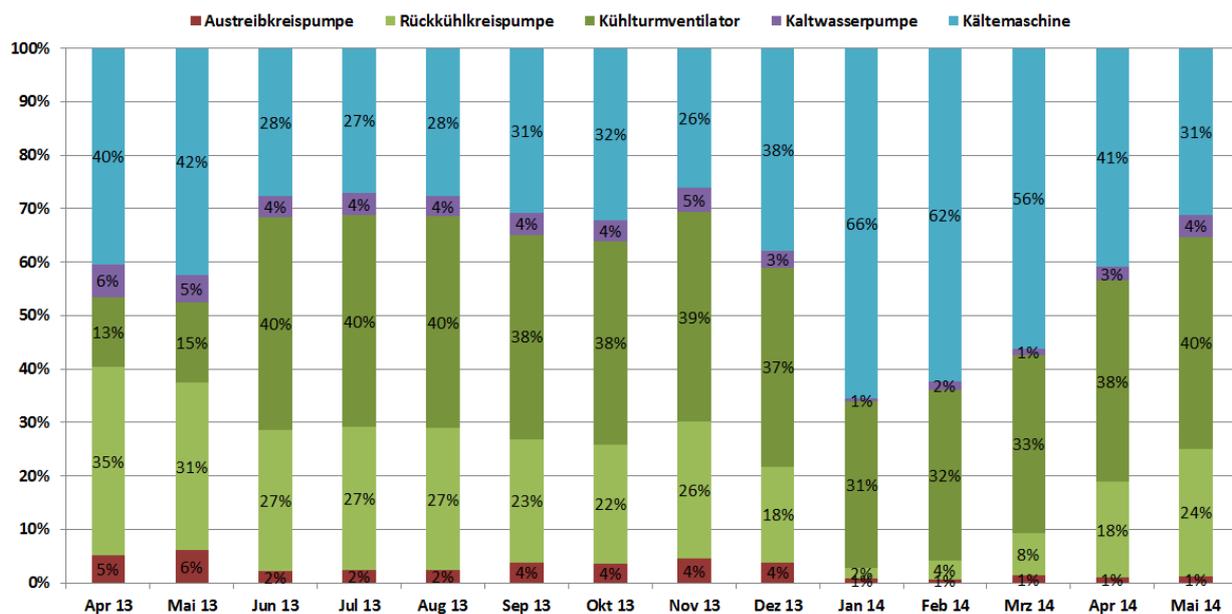


Abbildung 93: Stromanteile der Pumpen, des Kühlturmventilators und der Kältemaschine (April 2013 bis Mai 2014)

Neben Optimierungen im Bereich der Rückkühlung konnte im Zuge des Anlagenmonitoring ein Defekt an einem Temperaturfühler, welcher für das Ausschalten der Kälteanlage sorgen sollte, festgestellt werden. Nach Rücksprache mit dem Betreiber wurde der Temperaturfühler ausgetauscht und das Problem konnte infolge behoben werden.

Die Nachheizung bei dem Projekt „Obstsaftproduktion Kripel“ erfolgt über einen Hackgutkessel mit 100 kW Leistung. Wie im Hydraulikschema (siehe Abbildung 82) zu sehen ist, stehen für den Rücklauf Anschlüsse auf zwei unterschiedlichen Höhen zur Verfügung: Mitte, Oben und Unten. Laut Information des Anlagenbetreibers erfolgt die Zuschaltung und Einstellung der Regelungsparameter der Nachheizung von Hand. Wenn für den folgenden Tag ein großer Bedarf an Wärme auf hohen Temperaturen besteht (resultierend aus einem Bedarf bei der Produktion), wird der Hackgutkessel über Nacht bzw. am Tag davor zugeschaltet. In nachfolgender Abbildung sind die Temperaturverläufe und der Volumenstrom des Nachheizungskreises sowie die Speichertemperaturen für einen Oktobertag mit geringer Wärmeabnahme dargestellt, welcher laut Information des Anlagenbetreibers zum Aufheizen des Speichers diente. Am Folgetag kam es zu hohen Wärmeverbräuchen. Die Temperaturen des Vor- und Rücklaufs des Hackgutkessels bewegen sich über einen längeren Zeitraum beinahe auf demselben Temperaturniveau mit einem konstanten Volumenstrom von 3 m<sup>3</sup>/h. Die Temperaturen im Pufferspeicher steigen von ca. 80 °C zu Beginn auf über 90 °C, während der untere

Speicherbereich ebenfalls ansteigt (von ca. 50 °C auf 73 °C). Wie jedoch an dem geringen  $\Delta T$  zwischen Vor- und Rücklauf des Nachheizkreises zu erkennen ist, wird hier nur sehr wenig Wärme tatsächlich eingespeist. Die Pumpe läuft konstant durch, was einen sehr ineffizienten Betrieb darstellt. Dies ist dem Anlagenbetreiber bewusst. Er nimmt diese Betriebsweise aber trotzdem in Kauf, da es sich hierbei um die Hauptproduktionszeit handelt und er die Wärmeversorgung unbedingt sicherstellen will.

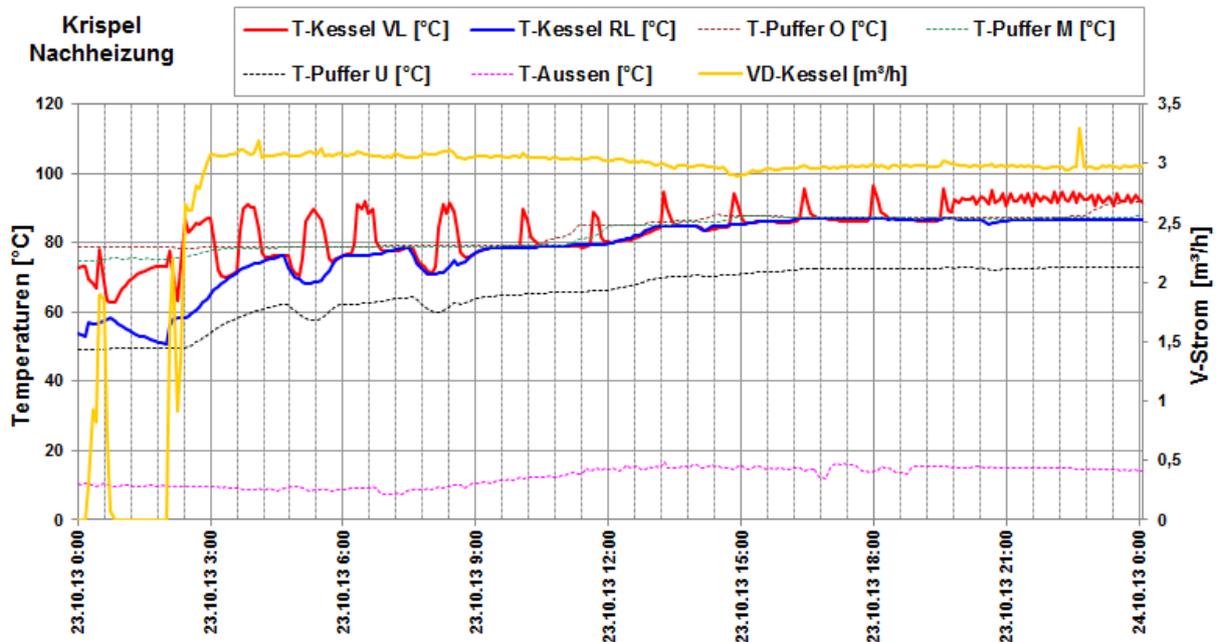


Abbildung 94: Beispielhafter Temperaturverlauf der Nachheizung im Dauerbetrieb zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen, des Volumenstroms und der Aussentemperatur (23.10.2013)

Abbildung 95 zeigt die Temperaturverläufe des Safterei-Wärmeverteilungskreises am 01.10.2013 an einem Tag in der Saftproduktionszeit. Die Wärme in der Produktion zur Pasteurisierung und für die Flaschenwaschmaschine als auch für die Reinigung verwendet. Wie in der Abbildung erkennbar sind die Produktionszeiten auf die Zeit zwischen 5:00 Uhr und 21:00 Uhr begrenzt. Die Vorlauftemperaturen hin zum Verteiler liegen während den Produktionszeiten bei rund 80 °C, das Rücklauftemperaturniveau schwankt stark je nach Abnahme und aufgrund der unterschiedlichen Verbrauchertemperaturniveaus. Ein vergleichbares Verbrauchsprofil zeigt sich bei der Betrachtung des Saftereikreises über einen längeren Zeitraum, beispielhaft dafür ist in Abbildung 96 sechs Tage in der Saftproduktionszeit dargestellt. Der erkennbare Zyklus, je ein Tag mit hohem Wärmebedarf und je ein Tag mit geringem Wärmebedarf, erklärt sich nach Auskunft des Betreibers durch den Produktionszyklus in der Safterei.

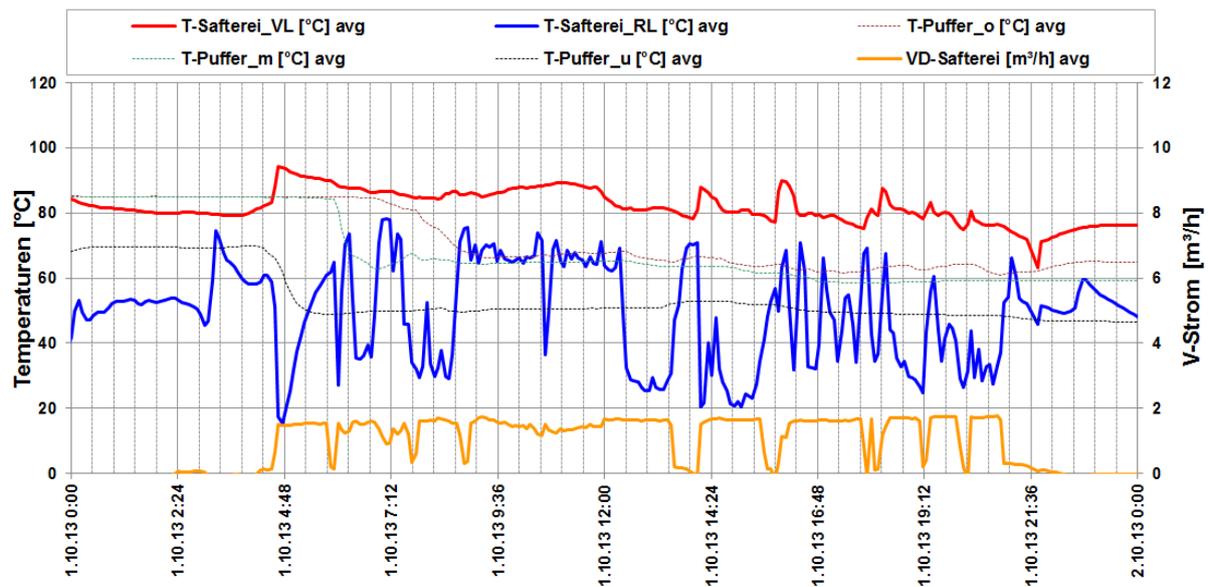


Abbildung 95: Beispielhafter Temperaturverlauf im Verbraucherkreis der Safterei zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und des Volumenstroms (1.10.2013)

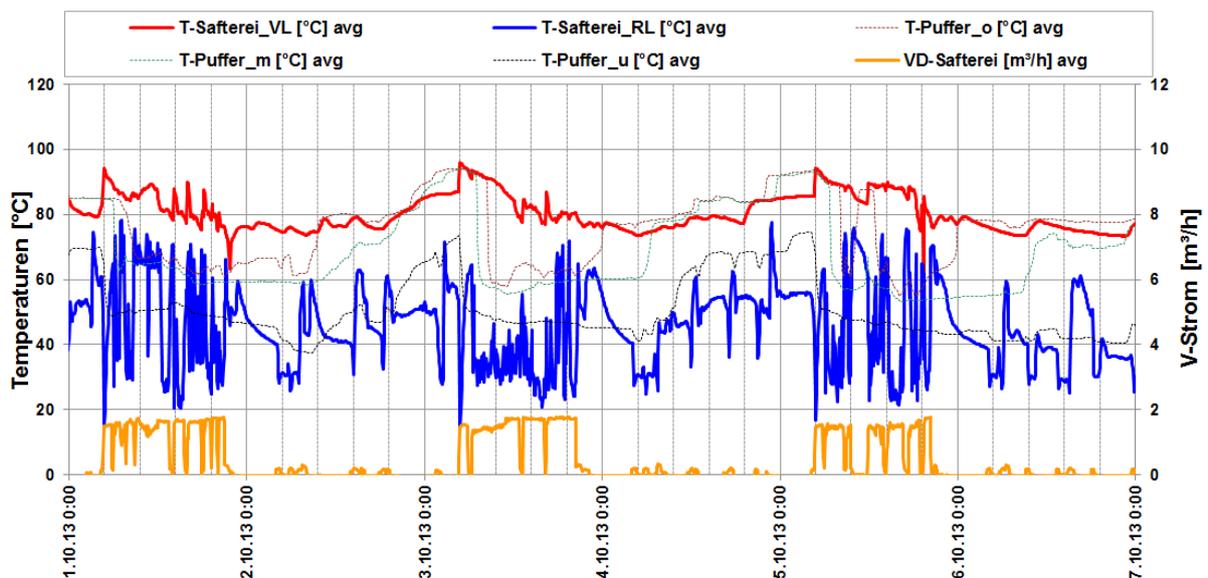


Abbildung 96: Beispielhafter Temperaturverlauf im Verbraucherkreis der Safterei zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und des Volumenstroms im Wochenverlauf (1.10.2013 bis 7.10.2013)

Beispielhaft für die Betriebsweise des Heizungskreises sind die Temperaturverläufe zuzüglich des Volumenstroms für einen Tag bzw. eine Woche in der Heizperiode in Abbildung 97 und Abbildung 98 dargestellt. Wie in beiden Abbildungen erkennbar ist Nachheizung in dem betrachteten Zeitraum durchgängig in Betrieb und es kommt zu einzelnen Abnahmespitzen im Tagesverlauf durch die Warmwasserbereitung. Weiters ist in den Darstellungen das relativ hohe Vor- als auch Rücklaufniveaus bzw. die geringe Temperaturdifferenz zwischen dem Vor- und Rücklauf des Heizungskreises erkennbar. Das vorhandene Wärmeabgabesystem (Radiatorheizung) bedingt zwar im Vergleich zu Niedertemperaturheizsystemen (Bspw. Fußbodenheizung) höhere Rücklaufniveaus, dennoch sollte das Temperaturniveau durch eine verbesserte hydraulische Einregulierung gesenkt werden können.

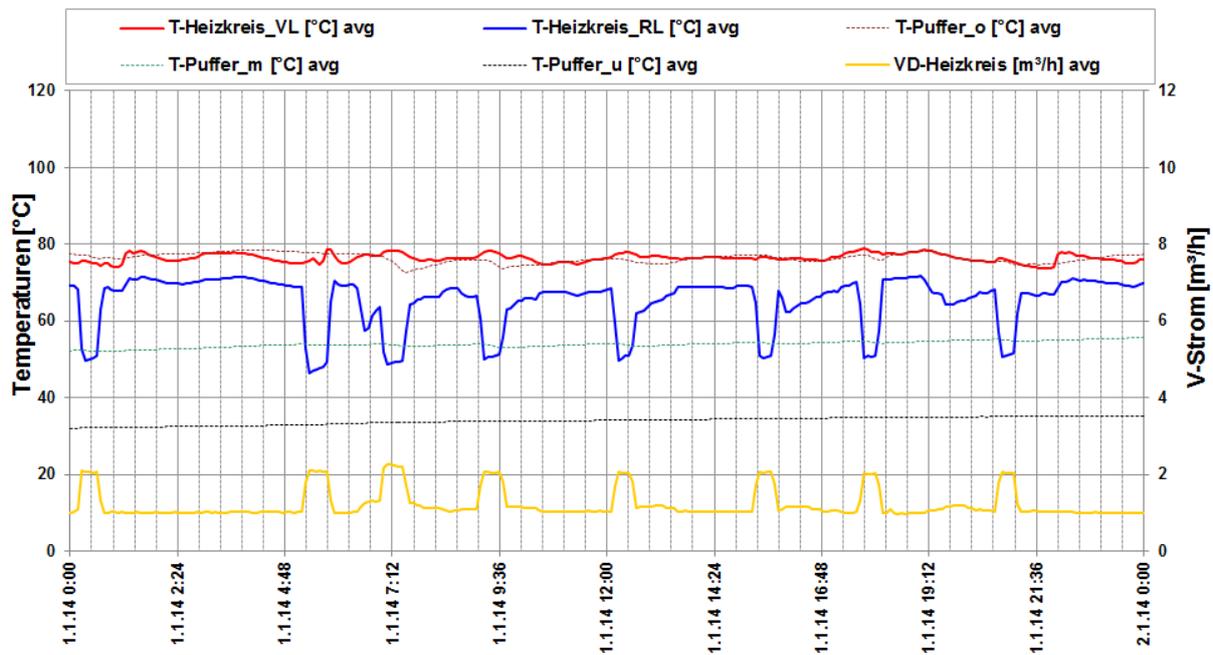


Abbildung 97: Beispielhafter Temperaturverlauf im Verbraucherkreis des Heizkreises zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und des Volumenstroms im Tagesverlauf (1.1.2014)

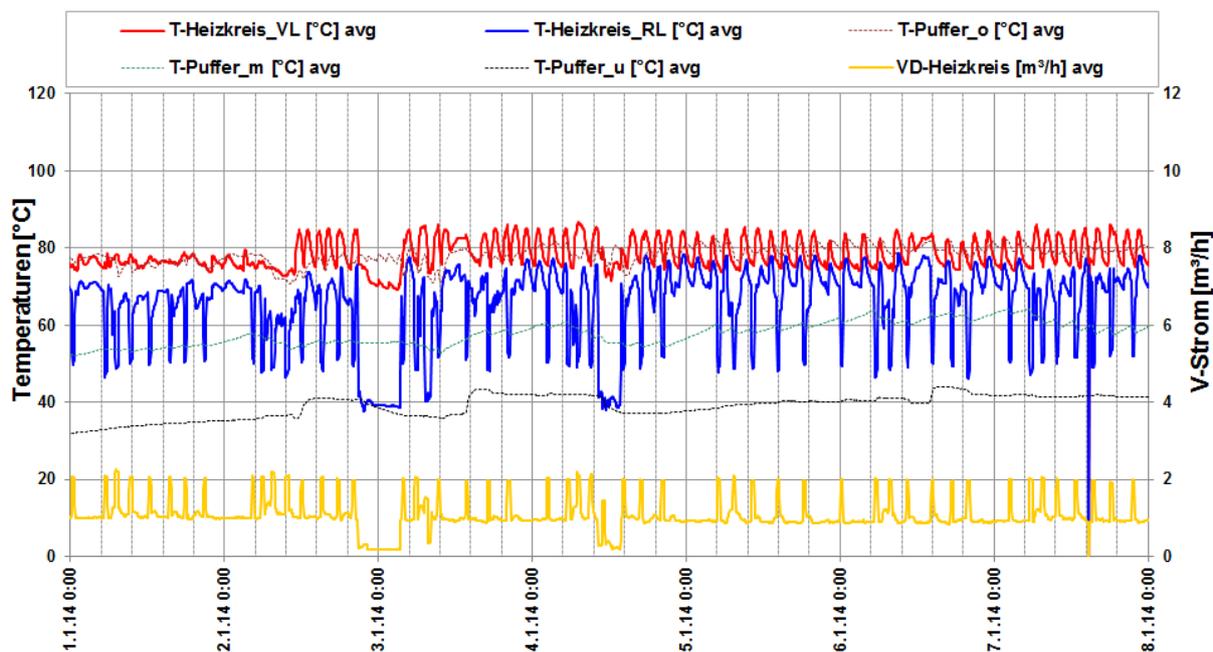


Abbildung 98: Beispielhafter Temperaturverlauf im Verbraucherkreis des Heizkreises zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen und des Volumenstroms im Wochenverlauf (1.1.2014 bis 7.1.2014)

### 7.6.6 Anlagen Status Quo

Die Betriebsweise bzw. die Regelung der solarthermischen Anlage wurde bei dem Projekt „Obstsaftproduktion Kripel“ auf die Erfordernisse für den Betrieb einer Absorptionskälteanlage (Bereitstellung von Wärme auf Temperaturen >80 °C) abgestimmt. Die gemessenen spezifischen solaren Erträge sind entsprechend dieser Betriebsbedingungen (vergleichsweise hohe Kollektormitteltemperaturen) zufriedenstellend. Optimierungspotential konnte im Bereich der Stromversorgung der Solarpumpe detektiert und im Laufe der Monitoringphase behoben werden.

Im Zuge der Analyse der Betriebsweise der Kälteversorgungssysteme konnten mehrere Optimierungspunkte detektiert und an dem Anlagenbetreiber bzw. dem Hersteller der Kältemaschine kommuniziert werden. Durch fehlerhafte Temperaturfühler im Austreiberkreis kam es zu einem ineffizienten Betrieb der Absorptionskälteanlage auch bei niedrigen Austreibertemperaturen. Der Temperaturfühler konnte getauscht und das Problem noch im Betrachtungszeitraum behoben werden. Im Bereich der Rückkühleinheit konnte weiteres Optimierungspotential detektiert werden. Aufgrund des auch bei kleinen Kühllasten der Kälteanlage durchgehenden Volllast-Betriebs der Rückkühleinheit kam es im Betrachtungszeitraum zu einem ineffizienten Betrieb der Absorptionskälteanlage und einer Verschlechterung des elektrischen COP's. Ein Umbau bzw. eine Anpassung der Regelung der Rückkühleinheit wurde dem Betreiber empfohlen, bis zum Ende des Begleitforschungszeitraums jedoch nicht mehr umgesetzt.

Die Nachheizung wurde über einen Hackgutkessel bewerkstelligt, bei dem insbesondere im Bereich der Regelung Optimierungspotential besteht. Aufgrund der umgesetzten teilautomatisierten Regelung der Nachheizung über den Hackgutkessels, kam es wiederholt zu ungünstigen Betriebsbedingungen für die solarthermische Anlage (durchgehend hohes Temperaturniveau im Pufferspeicher). Generell wurde empfohlen, eine vollständig automatisierte Regelung der Nachheizung zu implementieren.

Der Betreiber bestätigte eine Anpassung bzw. Neuüberprüfung der kommunizierten Optimierungspunkte. Diese werden nach Rücksprache aber erst im Rahmen der Neuerrichtung eines weiteren Kühlraumes durchgeführt (Baubeginn Sommer 2015).

## 7.7 Salzburg Lehen, Sbg.

### 7.7.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Salzburg Lehen
<u>Adresse:</u>	5020 Salzburg
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein Wärmenetz (Wärmenetz Salzburg Lehen)
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Wärmeversorgung von insg. 38.000 m <sup>2</sup> Wohn- und Gewerbefläche (300 Wohneinheiten)
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	2.048 m <sup>2</sup> , Flachkollektor (TISUN)
<u>Ausrichtung:</u>	Süd
<u>Neigung:</u>	45°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	200 m <sup>3</sup>
<u>Hauptheizungssystem:</u>	Fernwärme 1,8 MW, speichergekoppelte Wärme- pumpe 160 kW
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	25 % (Messung)
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	533 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung bezogen auf die Apertur- fläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Juli 2014
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Auf dem ehemaligen Betriebsstandort der Stadtwerke Salzburg, im Stadtteil „Lehen“, wurden in 2- bis 8-geschoßigen Mehrfamilienhäusern knapp 300 Wohnungen, ein Kindergarten, ein Studentenheim sowie Büro- und Geschäftslokale mit einer gesamten Wohn- und Gewerbefläche von rund 38.000 m<sup>2</sup> errichtet. Die Wärmeversorgung dieses Areals erfolgt über ein neu errichtetes Mikronetz. Über das Mikronetz werden des Weiteren an das Areal angrenzende Bestandsgebäude mit Wärme versorgt. Mehr als ein Viertel der Wärmeversorgung erfolgt dabei durch eine Solarthermieanlage mit einer Kollektorfläche von insgesamt 2.048 m<sup>2</sup> in Verbindung mit einem 200 m<sup>3</sup> fassenden Energiespeicher erfolgen. Die Kollektorfelder sind dabei auf den Flachdächern der 13 Gebäude untergebracht und speisen zentral in den Speicher ein.

Weitere Wärmequellen stellen die städtische Fernwärme und eine speichergekoppelte Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 160 kW, deren Verdampferenergie ausschließlich durch den Pufferspeicher bereitgestellt wird, dar. Die drei Bereiche des Areals werden durch ein zentrales Mikronetz über jeweils eine eigene Verteilergruppe (Netz Wohnen, Netz Gewerbe, Netz Sanierung) versorgt. Abbildung 100 zeigt die Ansicht einzelner Wohngebäude inkl. aufgeständerter Kollektoren (links) sowie den frei stehenden Energiespeicher (rechts).



Abbildung 99: Panoramaansicht der neu errichteten Geschosswohnbauten im Stadtteil „Salzburg Lehen“ mit den Kollektorfeldern auf den Dächern, Bildquelle: AEE INTEC



Abbildung 100: Ansicht einiger Geschößwohnbauten mit Kollektorfeld am Flachdach (links) sowie des Pufferspeichers (rechts) der Anlage "Salzburg Lehen", Bildquelle: Salzburg AG

Einen Übersichtsplan zum Projekt (Anzahl und Lage der über das Mikronetz versorgten Gebäude, Position des zentralen Energiespeichers, Lage der Anschlussmöglichkeit an die städtische Fernwärme, etc.) zeigt Abbildung 101.

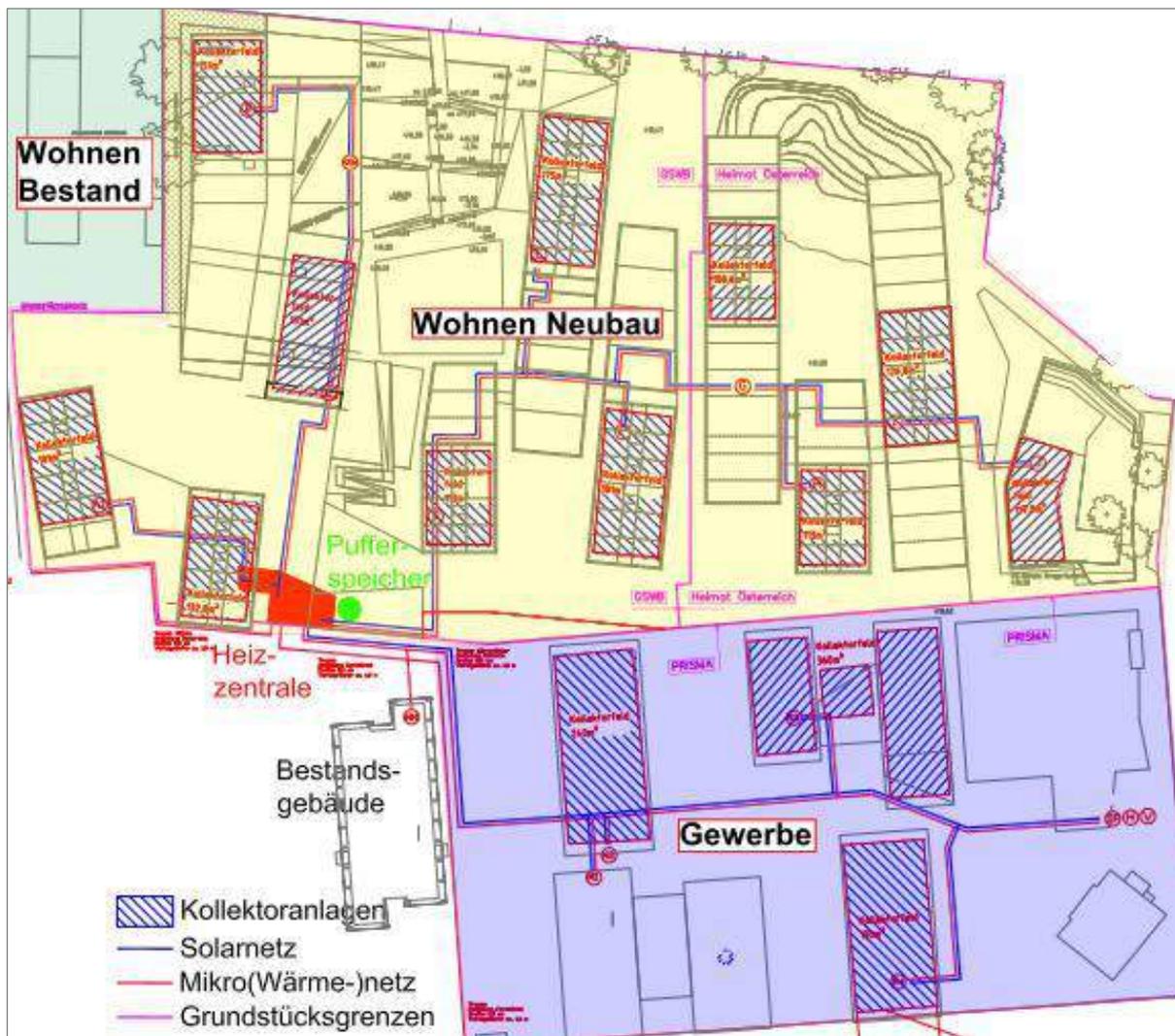


Abbildung 101: Lageplan der Anlage „Salzburg Lehen“. Bildquelle: Salzburg AG

## 7.7.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Hydraulik- bzw. Messkonzept der Anlage „Salzburg-Lehen“ ist in Abbildung 102 dargestellt. Zentraler Bestandteil der Anlage ist der zentrale Energiespeicher, ein Stahltank mit ca. 200 m<sup>3</sup>, der als Mehrtagespeicher ausgeführt ist. Sowohl die solarthermische Anlage, die Nachheizung mittels Fernwärme als auch die Wärmepumpe sind hydraulisch an den zentralen Energiespeicher gekoppelt. Das Verteilnetz des Mikronetzes ist als Niedertemperaturnetz ausgelegt mit einer Vorlauftemperatur von rund 65 °C und einem Rücklauf temperaturniveau zwischen 35 °C und 50 °C in Abhängigkeit der Abnehmer (Wohnen Neubau, Wohnen Bestand oder Gewerbe).

Im Rahmen des Monitorings werden die Globalstrahlung und der Druck im Solarprimärkreis gemessen. Der Eintrag aller Kollektoranlagen wird zentral im Heizhaus mittels eines Wärmemengenzählers erfasst. Des Weiteren ein Wärmemengenzähler für den Input der Fernwärmenachheizung in den Pufferspeicher bzw. das Mikronetz und zwei Wärmemengenzähler zur Erfassung der Wärmepumpe-Energieströme. Um die Leistungszahl bzw. die Betriebsweise der Wärmepumpe zu analysieren, wird auch der Stromverbrauch während des Wärmepumpenbetriebs aufgezeichnet. Der Wärmebedarf der Abnehmer wird mittels drei Wärmemengenzähler erfasst. Je ein Wärmemengenzähler für den Mikronetzstrang „Wohnen Neubau“, „Wohnen Sanierung“ (Bestandsgebäude) und „Gewerbe“.

Des Weiteren ermöglichen dem Begleitforschungsteam zehn Temperaturfühler im Pufferspeicher sowie neun Temperaturfühler im Solarprimärkreis, Wärmepumpenkreis und Nachheizungskreis eine Analyse des Betriebsverhaltens und der Systemeffizienz der Anlagen „Salzburg Lehen“.

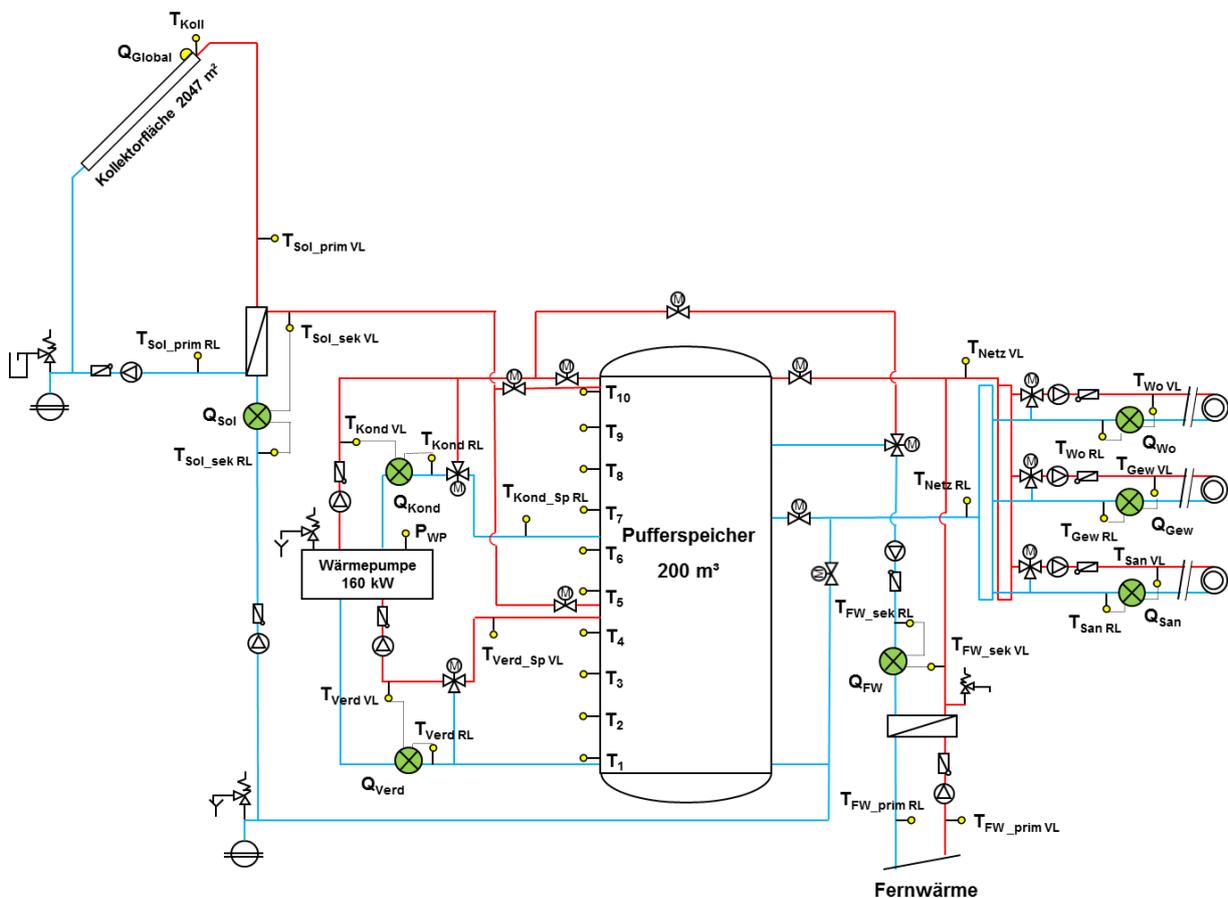


Abbildung 102 Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Salzburg Lehen“ (grün: Volumenströmungszähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Nachfolgende sind die Beschreibungen der einzelnen Messpunkt angeführt:

### Solarkreis

Q <sub>Global</sub>	Globalstrahlungssensor
T <sub>Koll</sub>	Kollektortemperatur (Mittelwert aus drei Kollektor- temperaturfühlern)
P <sub>Sol</sub>	Drucksensor Primärkreis
T <sub>Sol prim VL</sub>	Solarvorlauftemperatur Primärkreis
T <sub>Sol prim RL</sub>	Solarrücklauftemperatur Primärkreis
Q <sub>solar</sub>	Wärmemengenzähler Solar
T <sub>Sol sek VL</sub>	Solarvorlauftemperatur Sekundärkreis
T <sub>Sol sek RL</sub>	Solarrücklauftemperatur Sekundärkreis

### Pufferspeicher

T <sub>1</sub>	Pufferspeichertemperatur Unten 1
T <sub>2</sub>	Pufferspeichertemperatur Unten 2
T <sub>3</sub>	Pufferspeichertemperatur Mitteunten 3
T <sub>4</sub>	Pufferspeichertemperatur Mitteunten 4
T <sub>5</sub>	Pufferspeichertemperatur Mitteunten 5
T <sub>6</sub>	Pufferspeichertemperatur Mitteoben 6
T <sub>7</sub>	Pufferspeichertemperatur Mitteoben 7
T <sub>8</sub>	Pufferspeichertemperatur Mitteoben 8
T <sub>9</sub>	Pufferspeichertemperatur Oben 9
T <sub>10</sub>	Pufferspeichertemperatur Oben 10

### Wärmepumpe

T <sub>kond. VL</sub>	Vorlauftemperatur Kondensatorkreis
T <sub>kond. RL</sub>	Rücklauftemperatur Kondensatorkreis
Q <sub>kond.</sub>	Wärmemengenzähler Kondensatorkreis
T <sub>Kond_Sp RL</sub>	Rücklauftemperatur Kondensatorkreis gesamt
T <sub>Verd_Sp VL</sub>	Vorlauftemperatur Verdampferkreis gesamt
T <sub>Verd. VL</sub>	Vorlauftemperatur Verdampferkreis
T <sub>Verd. RL</sub>	Rücklauftemperatur Verdampferkreis
Q <sub>verd.</sub>	Wärmemengenzähler Verdampferkreis
P <sub>WP</sub>	Stromzähler (Leistung, Energie)

### Fernwärmenetz

T <sub>FW_prim VL</sub>	Vorlauftemperatur Fernwärmenetz Primärseitig
T <sub>FW_prim RL</sub>	Rücklauftemperatur Fernwärmenetz Primärseitig
T <sub>FW_ sek VL</sub>	Vorlauftemperatur Fernwärmenetz Sekundärseitig
T <sub>RL sek</sub>	Rücklauftemperatur Fernwärmenetz Sekundärseitig
Q <sub>FW_ sek</sub>	Wärmemengenzähler Fernwärmenetz Sekundärseitig

### Verbraucher-Netz

T <sub>Netz VL</sub>	Vorlauftemperatur Netz gesamt
T <sub>Netz RL</sub>	Rücklauftemperatur Netz gesamt
T <sub>Wo VL</sub>	Vorlauftemperatur Netz „Wohnen-Neubau“
T <sub>Wo RL</sub>	Rücklauftemperatur Netz „Wohnen-Neubau“
Q <sub>Wo</sub>	Wärmemengenzähler Net „Wohnen-Neubau“
T <sub>Gew VL</sub>	Vorlauftemperatur Netz „Gewerbe“
T <sub>Gew RL</sub>	Rücklauftemperatur Netz „Gewerbe“
Q <sub>Gew</sub>	Wärmemengenzähler Net „Gewerbe“
T <sub>San VL</sub>	Vorlauftemperatur Netz „Wohnen-Bestand“
T <sub>San RL</sub>	Rücklauftemperatur Netz „Wohnen -Bestand“
Q <sub>San</sub>	Wärmemengenzähler Net „Wohnen -Bestand“

### 7.7.3 Energiebilanz

Abbildung 103 zeigt die Energiebilanz der Anlage „Salzburg Lehen“. Die jeweils linken Balken stellen die addierten Wärmeinputs (Solar, WP-Kondensator und Fernwärme) pro Monat dar, während die rechten Balken die bei den Verbrauchern (Wohnen-Neubau, Gewerbe/Hochhaus, Wohnen-Bestand, WP-Verdampfer) gemessenen Wärmemengen zeigen. Zur Vermeidung von Anlagenstagnation und zur Kühlung des Energiespeichers in den Nachtstunden wurde bei der Anlage eine Nachtkühlungsfunktion implementiert. Die so umgesetzten Wärmemengen sind in der Energiebilanz auf der Verbraucherseite berücksichtigt. Vom jährlichen Gesamtverbrauch werden ca. 2300 MWh durch die Fernwärme und die Wärmepumpe bereitgestellt, ca. 1150 MWh werden durch die Solaranlage abgedeckt. In den Sommermonaten erfolgt die Netzversorgung fast ausschließlich durch die Solaranlage und die Wärmepumpe. Im Betrachtungszeitraum wurden für die Nachtkühlung insgesamt 10,1 MWh Wärmeenergie aus dem Speicher eingesetzt. Dies entspricht rund 1% des gesamt gemessenen Solarertrags.

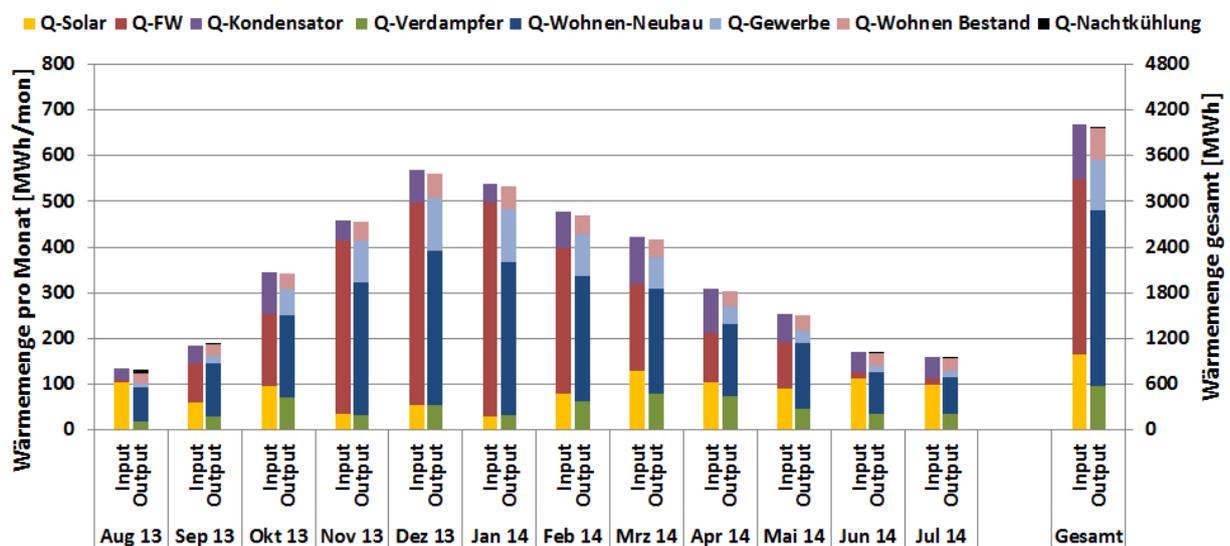


Abbildung 103: Energiebilanz der Anlage „Salzburg Lehen“ (August 2013 bis Juli 2014)

### 7.7.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 104 bis Abbildung 105) zeigen einen Vergleich der Messdaten mit den bei der Einreichung von Seiten des Betreibers angegebenen Simulationsergebnissen. Es handelt sich hierbei um die Kennzahlen spezifischer Solarertrag, solarer Deckungsgrad und Verbrauch. Die Simulationsergebnisse sind jeweils blau schraffiert dargestellt, die Messwerte als rote Linie.

Laut Prognose des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung konnte ein Jahressolarertrag von 423 kWh/m<sup>2</sup> erwartet werden. Im Verlauf des einjährigen Monitoringzeitraums (August 2013 bis Juli 2014) konnte der Prognosewert jedoch deutlich überschritten werden und liegt nach Abschluss bei rund 534 kWh/m<sup>2</sup>a.

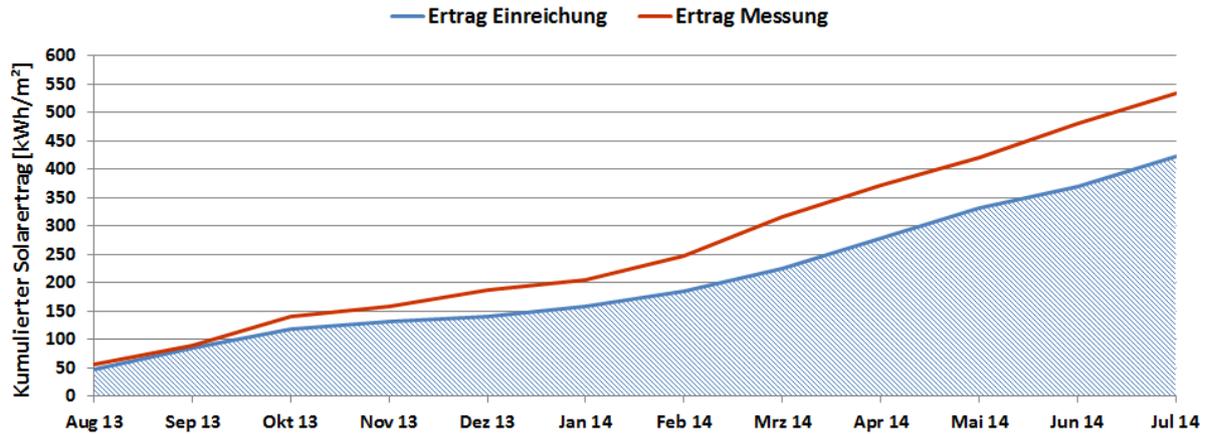


Abbildung 104: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „Salzburg Lehen“ (August 2013 bis Juli 2014)

Der prognostizierte solare Jahresdeckungsgrad wurde im Rahmen der Fördereinreichung mit rund 34% angegeben (siehe Abbildung 105). Trotz eines höheren gemessenen Solarertrags, im Vergleich zum Prognosewert, konnte der erwartete solare Deckungsgrad nicht erreicht werden und liegt nach Abschluss des einjährigen Betrachtungszeitraums bei rund 25 %. Der Anteil solarer Wärme, welcher direkt in das Netz eingespeist werden kann (Solarvorlauftemperaturniveau größer Netztemperaturniveau) beträgt dabei rund 12 %, der indirekte (nutzbar über die WP) 13%. Die Abweichungen zum Prognosewert können durch einen deutlich erhöhten Verbrauch, im Vergleich zur Annahme, begründet werden (siehe Abbildung 106).

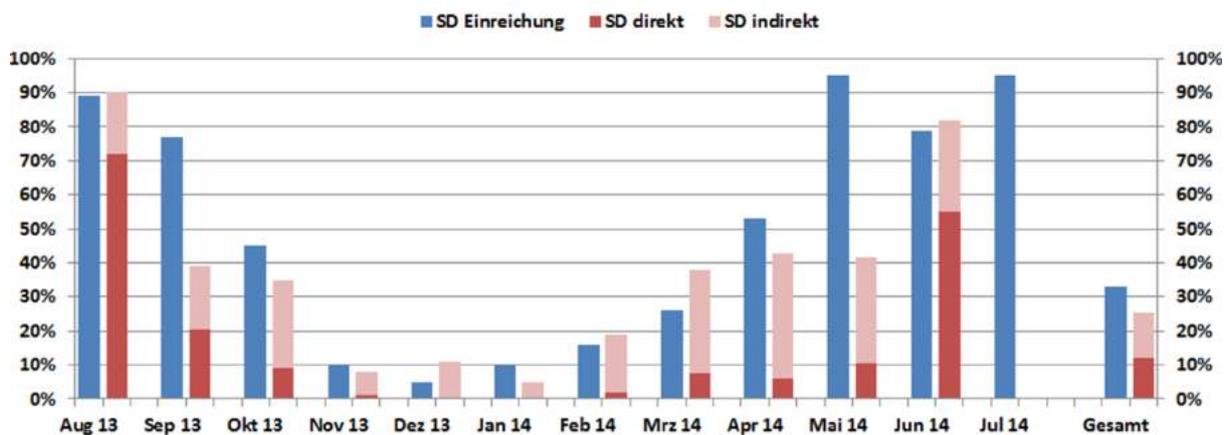


Abbildung 105: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Salzburg Lehen“ (August 2013 bis Juli 2014)

Der jährliche Gesamtwärmebedarf des Mikronetzes wurde zum Zeitpunkt der Fördereinreichung mit 2.400 MWh abgeschätzt. Wie bereits angeführt, liegt der tatsächlich gemessene Verbrauch deutlich über den Annahmen zum Zeitpunkt der Einreichung (siehe Abbildung 106).

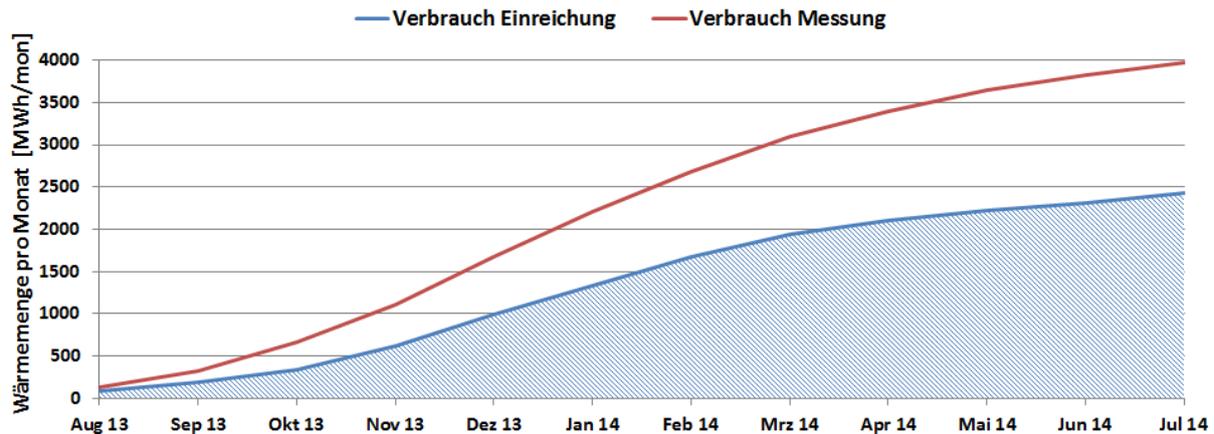


Abbildung 106: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem Simulationswert für die Anlage „Salzburg Lehen“ (August 2013 bis Juli 2014)

### 7.7.5 Detailbetrachtung und Optimierung

Im Folgenden werden einzelne Kreisläufe der Anlage „Salzburg Lehen“ anhand von Tagestemperaturkurven analysiert und beschrieben. Außerdem wird auf einzelne Komponenten und Besonderheiten bei der Anlagenregelung eingegangen.

Abbildung 107 zeigt die Temperaturverläufe des Solarkreislaufs und die Volumenströme auf der Primärachse, sowie die Globalstrahlungswerte auf der Sekundärachse. Die Messwerte des Primärkreises werden in durchgezogenen Linien dargestellt (Vorlauf rot, Rücklauf blau), jene des Sekundärkreises in strichlierten Linien. Es handelt sich bei dem in Abbildung 107 dargestellten Zeitraum um einen einstrahlungsreichen Tag (04.09.2013). Deutlich erkennbar ist das Einschalten der solarthermischen Anlage von ca. 9:00 Uhr morgens bis ca. 17:00 Uhr.

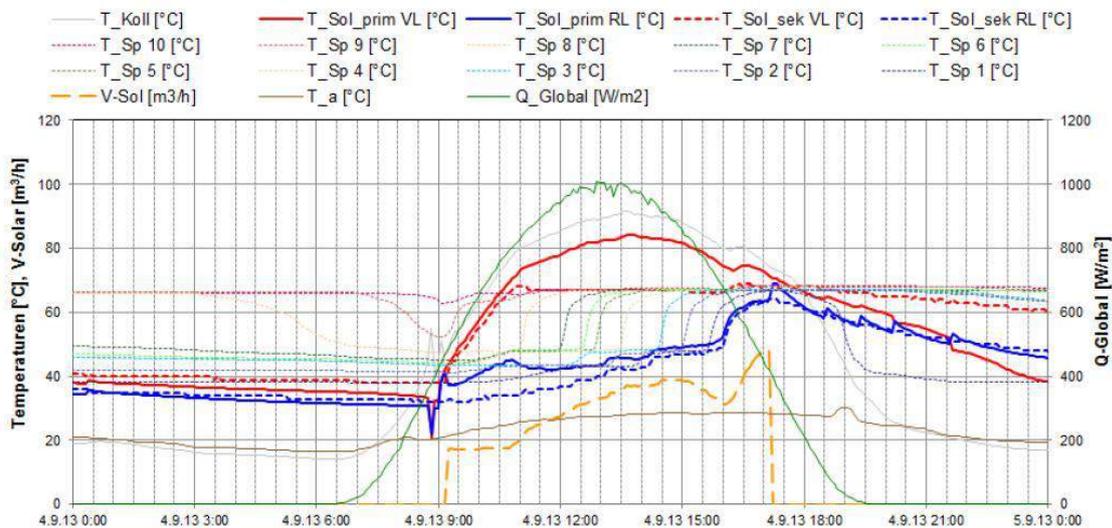


Abbildung 107: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Puffertemperaturen und der Globalstrahlung (04.09.2013)

Die Solarkreispumpe wird eingeschaltet, wenn der Mittelwert der Kollektortemperaturen um 7 K größer ist als die unterste Speichertemperatur.

Da die Solarenergie auf zwei unterschiedlichen Speicherrhöhen eingespeist werden kann, gilt hierfür folgendes Regelkriterium: die grundsätzliche Inbetriebnahme der Anlage erfolgt bei einer Temperaturdifferenz von mehr als 5 K zwischen Solarprimärvorlauf und unterster Speichertemperatur T1. Eine Einspeisung im oberen Bereich des

Pufferspeichers (ca. auf Höhe von T10) erfolgt wenn die Differenz weniger als 1 K beträgt, sonst wird die Solarwärme in den mittleren Teil des Speichers geschickt. Die Drehzahl der Solarsekundärkreispumpe ist so geregelt, dass der Solarsekundärvorlauf stets der Solltemperatur im Vorlauf des Wärmeverteilnetzes (65 °C) plus 1 K entspricht, während der Solarprimärkreis nicht drehzahlregelt ist. Dies ist in Abbildung 107 deutlich zu sehen; der Sekundärvorlauf bleibt nach Erreichen von ca. 66 °C konstant, während der Primärvorlauf mit der Einstrahlungsstärke mitansteigt. Es kommt so zu einem größeren Temperaturunterschied zwischen Solarprimär- und Solarsekundärvorlauf und einer hohen Grädigkeit.

Zur Verhinderung von ungewolltem Anlagenstillstand wurde bei der Anlage „Salzburg Lehen“ eine sogenannte Nacht-Speicherkühlung implementiert. Hierbei werden bei Erreichen einer Temperatur von 85 °C beim Speicher unten (T2) und gleichzeitig einer Differenz von mindestens 7 K zwischen T2 und Kollektormitteltemperatur die Solarprimär- und -sekundärpumpen eingeschaltet und die Motorventile so gestellt, dass der mittlere Speicherbereich gekühlt wird. Damit wird erreicht, dass für den folgenden Tag wieder ausreichend kühles Speichervolumen für die Solarthermieanlage zur Verfügung steht. Abbildung 108 zeigt die Temperaturverläufe bei Speicherkühlung in der Nacht. Deutlich sichtbar ist das Absinken der Speichertemperaturen T6 und T9 (orange hinterlegt) in der Nacht vom 02.08.2013 auf 03.08.2013, sowie das Einschalten der Solarsekundärpumpe (Volumenstrom in Gelb) und die Wärmeflüsse in die Kollektoren (Ansteigen der Temperaturen im Solarprimär- und -sekundärkreislauf sowie der Kollektoren). Stagnation konnten so am 03.08.2013 trotz hoher Einstrahlungswerte und geringer Wärmeabnahme verhindert werden; der Speicher erreicht oben (T10) nur ca. 86 °C.

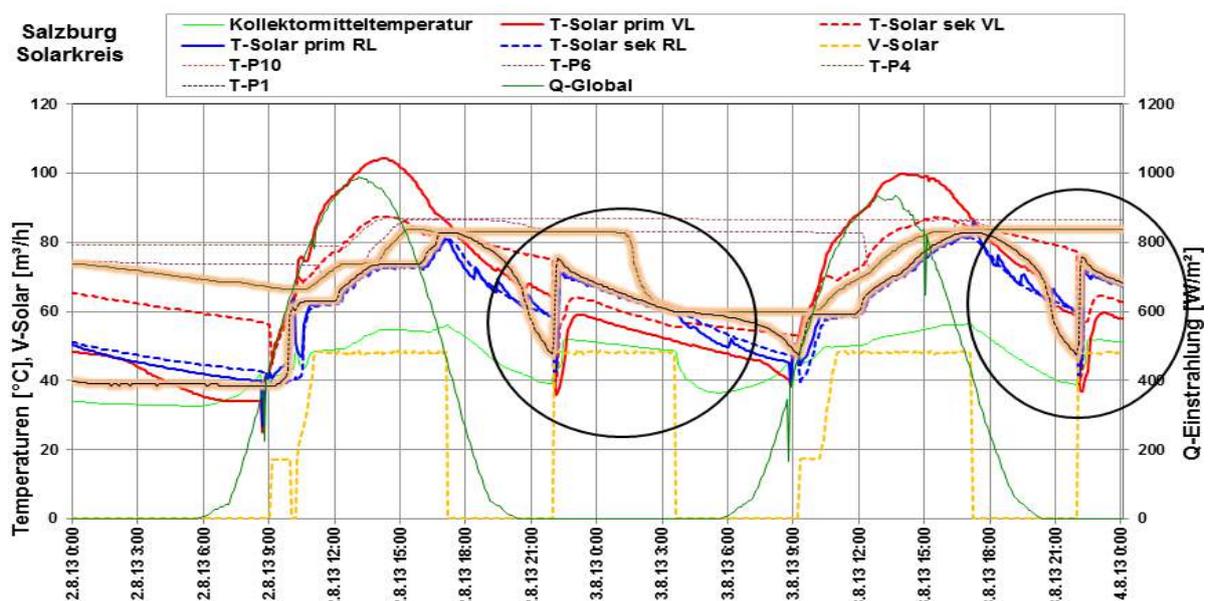


Abbildung 108: Beispielhafter Temperaturverlauf bei Speicherkühlung zuzüglich des Verlaufs der Globalstrahlung (02.08.2013 bis 03.08.2013)

Abbildung 109 zeigt die Leistungsverläufe der Solarthermieanlage sowie der Wärmepumpe und Fernwärme über einen Zeitraum von einer Woche (Anfang August, mit sehr hohen Einstrahlungswerten) aufgetragen. Die graue Linie kennzeichnet die kumulierte Leistung der Wärmeabnahme durch die Verbraucher (Wohnen-Neubau, Gewerbe, Wohnen-Bestand). Man erkennt, dass es an 5 Tagen zur Einschaltung der Nachtkühlung (hellgrün hinterlegt) kommt. Zu sehen ist, dass in diesem Zeitraum die Wärmebereitstellung rein solar erfolgte, also keine Nachheizung notwendig war bzw. auch keine Zusatzenergie weggekühlt werden musste.

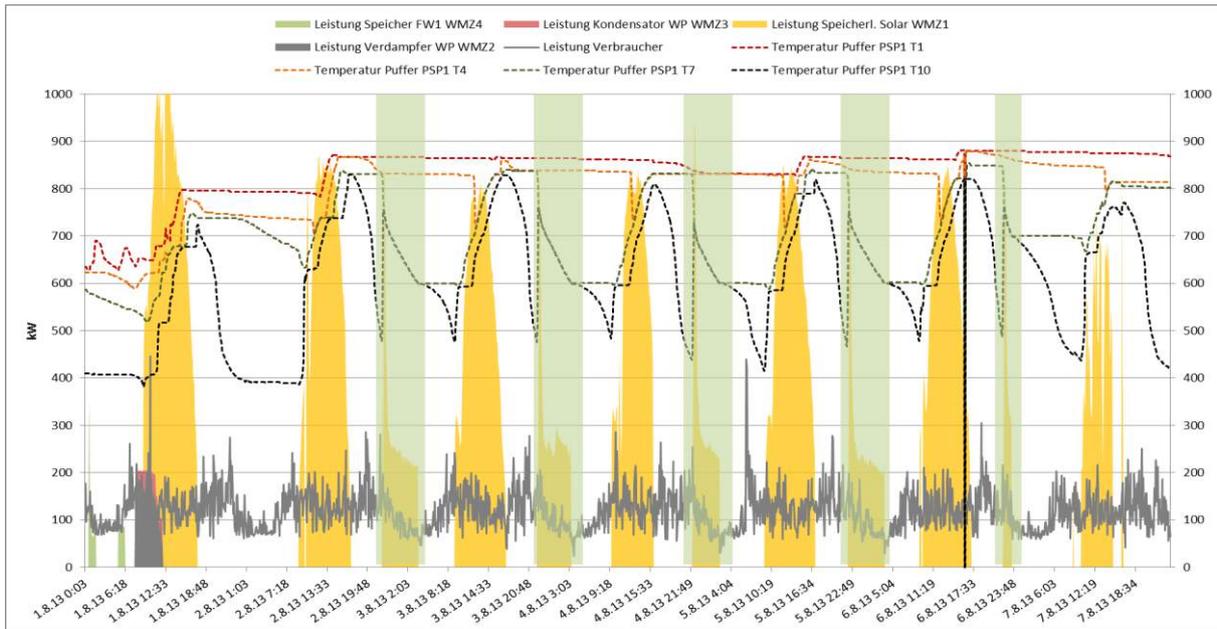


Abbildung 109: Leistungsverläufe der Solarthermieanlage und der Nachheizung zuzüglich des Verlaufs der Pufferspeichertemperaturen (01.08.2013 bis 07.08.2013)

Der Solarkreis für einen typischen Wintertag ist in Abbildung 110 dargestellt. Die Rücklauftemperatur beträgt bei der Einschaltung der Solarpumpe rund 10 °C. Diese niedrigen Rücklauftemperaturen werden im Winter speziell durch den Betrieb der Wärmepumpe ermöglicht. Dementsprechend wird die Solaranlage in der Kernheizperiode auf einem relativ niedrigen Temperaturniveau betrieben. Die maximale Vorlauftemperatur ist dementsprechend auch vergleichsweise gering und liegt beispielsweise am 29.1.2014 (siehe Abbildung 110) primärseitig immer unter 60 °C.

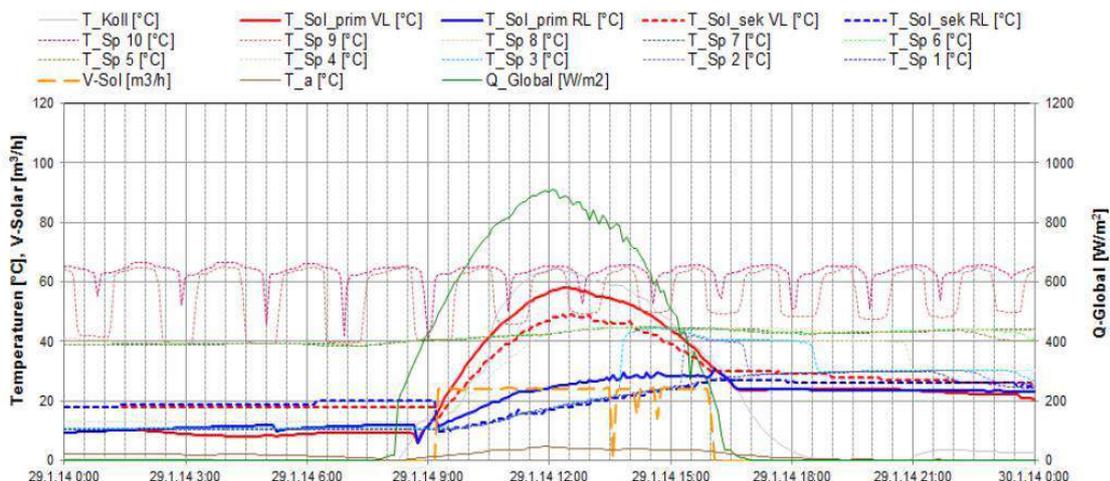


Abbildung 110: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Puffertemperaturen, der Grädigkeit und der Globalstrahlung (29.01.2014)

Bedingt durch die geringen Speichertemperaturen und demzufolge tiefen Rücklauftemperaturniveau können selbst bei geringer Einstrahlungsleistung Solarerträge erzielt werden. Wie in Abbildung 111 ersichtlich kann, am 4.3.2014, bei sehr niedriger Einstrahlungsleistung und einer Solarvorlauftemperatur von nur 20 °C (ca. 10K über der Außentemperatur) eine Solarleistung von über 100 kW erreicht werden.

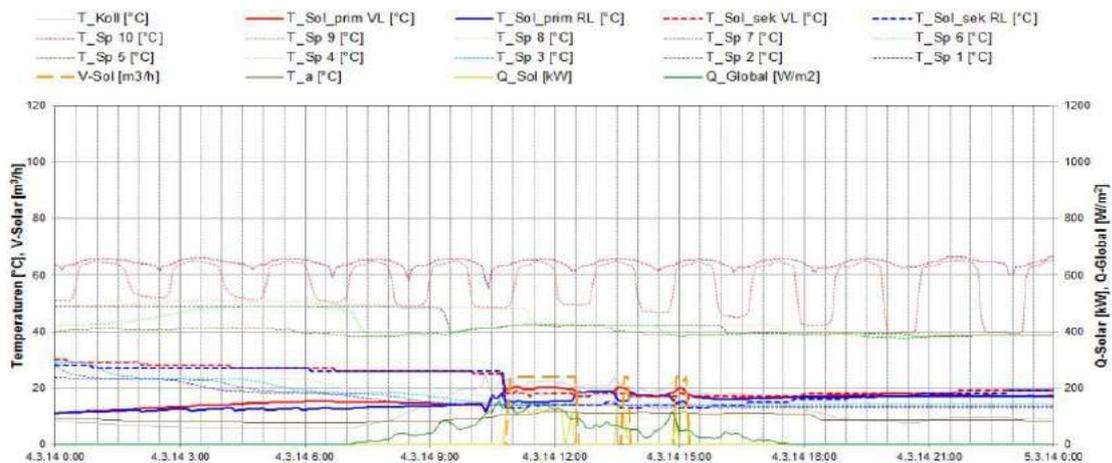


Abbildung 111: Beispielhafter Temperaturverlauf des Solarkreises zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms, der Puffertemperaturen, der Grädigkeit und der Globalstrahlung (04.03.2014)

Bei der Betriebsweise der Wärmepumpe kann zwischen Sommer- und Winterbetrieb unterschieden werden. Das Umschalten zwischen Sommer- und Winterbetrieb erfolgt über die Außentemperatur (erreichen eines Grenzwertes z.B. 13°C) bzw. manuell. In Sommer- als auch im Winterbetrieb wird eine minimale Verdampfertemperatur als auch ein Sollwert für die Kondensatorvorlauftemperatur festgelegt. Um die geforderte Kondensatorvorlauftemperatur zu erreichen, wird anhand einer Kennlinie für eine gegebene Verdampfeintrittstemperatur  $T_{\text{Verd}}$  die Kondensatoreintrittstemperatur  $T_{\text{Kond\_RL}}$  reguliert. Die maximale Verdampfeintrittstemperatur ist auf 37 °C begrenzt. Bei zu hohen Verdampferzulauftemperaturen erfolgt eine Absenkung durch Beimischung des Verdampferücklaufs. Ein Abschalten der Wärmepumpe erfolgt einerseits bei Erreichen einer maximalen Verdampferzulauftemperatur sowie andererseits bei einer maximalen Kondensatorzulauftemperatur (wird über die Kennlinie festgelegt) um eine zu hohe Erwärmung des Speichers zu verhindern. Die Betriebsweisen unterscheiden sich hinsichtlich der Einspeisehöhe in den Speicher bzw. ob der Kondensatorvorlauf direkt über den Fernwärme-Wärmetauscher geführt wird, der geforderten Kondensatorvorlauftemperatur und der Festlegung der minimalen Verdampfertemperatur.

Im Sommerbetrieb speist der Kondensatorvorlauf in den oberen Pufferspeicherbereich (oberhalb von TSp10) ein. Die geforderte Vorlauftemperatur liegt etwas über der Netztemperatur (65°C). Die Regelung sieht dabei ein Einschalten der Wärmepumpe bei unterschreiten einer festgelegten Solltemperatur im oberen Pufferspeicherbereich (65 °C) vor. Die Speichertemperatur TSp4 muss gleichzeitig über der minimalen festgelegten Verdampfertemperatur(37°C) liegen.

Im Winterbetrieb wird der Kondensatorvorlauf auf der Speicherhöhe zwischen TSp8 und TSp9 eingespeist bzw. als Rücklaufanhebung über den Fernwärmetauscher geleitet. Das Einschalten der Wärmepumpe erfolgt, wenn die Speichertemperatur TSp8 um 0 K niedriger als die Soll-Kondensatorvorlauftemperatur ist. Folgend werden diese Unterschiede in der Betriebsweise exemplarisch an Hand typischer Tages- und Wochenprofile verdeutlicht.

Der Betrieb der Wärmepumpe für einen typischen Sommertag (16.07.2014) ist in Abbildung 112 dargestellt. Die Wärmepumpe geht aufgrund sinkender Speichertemperaturen auf Höhe der Verdampfer- und Kondensatorentnahme (ca. 55 °C) um 2:30 Uhr in Betrieb. Das Ausschalten erfolgt um ca. 13:00 nachdem die Solarthermieanlage und die Wärmepumpe das Speichertemperaturniveau gehoben haben. Die Kondensatorvorlautemperatur beträgt wie in der Darstellung erkennbar

durchgehend ca. 65 °C. Das Rücklauftemperaturniveau des Kondensators liegt unter 55°C und auf Höhe der Verdampfervorlauftemperatur bei der Speicharentnahme. Um die maximal mögliche Temperatur des Verdampfers einzuhalten, wird am Mischventil die Vorlauftemperatur auf maximal 37 °C heruntergemischt. Die Rücklauftemperatur des Verdampfers liegt bei rund 30 °C und kühlt in weiterer Folge den unteren Speicherbereich ab. Bei einer relativ konstanten Kondensatorleistung von 200 kW konnte im Tagesverlauf eine Wärmepumpenarbeitszahl von 4,4 ermittelt werden. Dieser Wert kann als typisch für den Sommerbetrieb der Wärmepumpe angesehen werden.

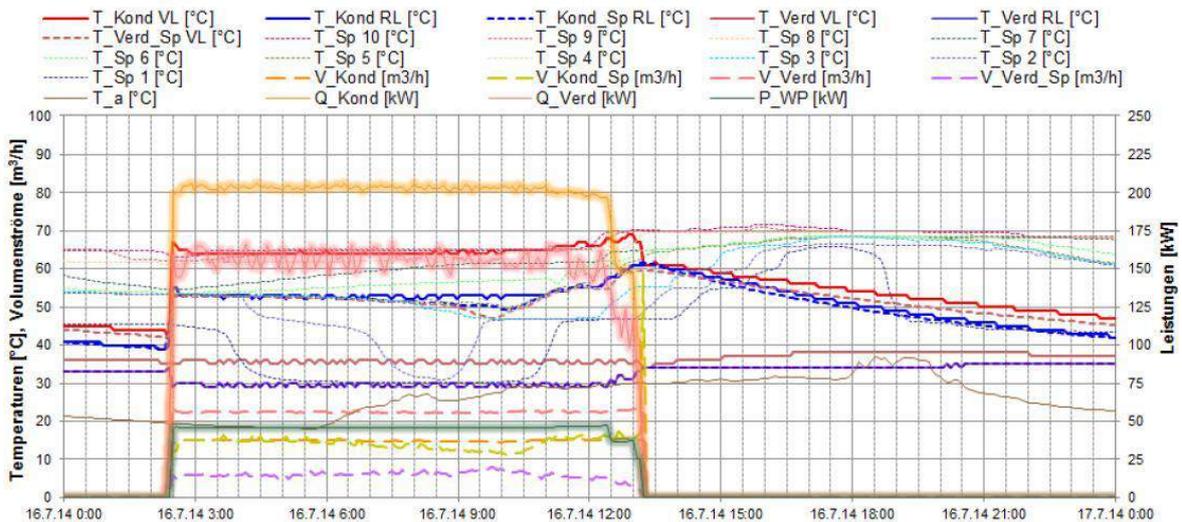


Abbildung 112: Beispielhafter Temperaturverlauf der Wärmepumpenkreise zuzüglich des Volumenstroms, der Leistung und der Puffertemperaturen (16.07.2013)

Eine Darstellung der Sommerbetriebsweise über eine Woche ist in Abbildung 113 dargestellt. Deutlich erkennbar sind die Betriebszyklen der Wärmepumpe. Das Einschalten erfolgt in der Nacht bzw. frühen Morgenstunden. Das Ausschalten erfolgt aufgrund hoher Speichertemperaturen, verursacht durch das Einbringen solarer Wärme, zu Mittag oder aber am frühen Nachmittag.

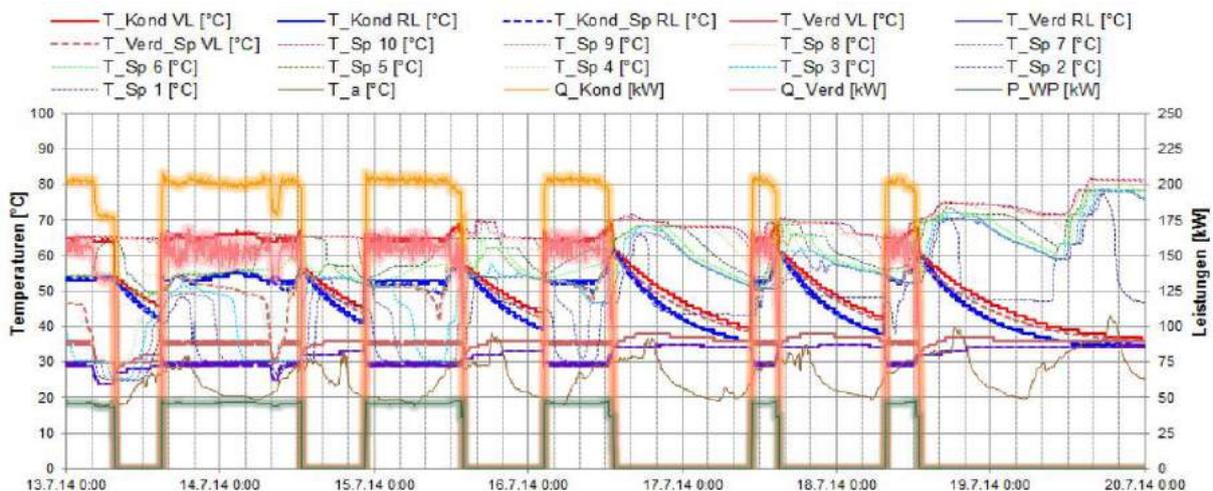


Abbildung 113: Beispielhafter Wochenverlauf der Wärmepumpenkreise zuzüglich des Volumenstroms, der Leistung und der Puffertemperaturen (13.07.2013 bis 20.07.2013)

Der Betrieb der Wärmepumpe für einen typischen Wintertag (16.07.2014) ist in Abbildung 114 dargestellt. Im Gegensatz zum Sommerbetrieb schaltet die Wärmepumpe erst ein, nachdem die Solaranlage Speichertemperaturen auf Verdampferentnahmehöhe durch die Solarthermieanlage gehoben wurde. Dies ist am (22.12.2013) um ca. 11:30

Uhr der Fall. Um 21:00 Uhr sinken die Speichertemperaturen soweit ab und die Wärmepumpe geht wieder außer Betrieb. Die Kondensatorvorlauftemperatur beträgt rund 45 °C und ist um damit um rund 20 K niedriger als in Abbildung 112 dargestellten Sommerbetrieb. Die Arbeitszahl beträgt im Tagesverlauf 4,8 bzw. beim günstigsten Betriebspunkt um 14:00 Uhr 5,9.

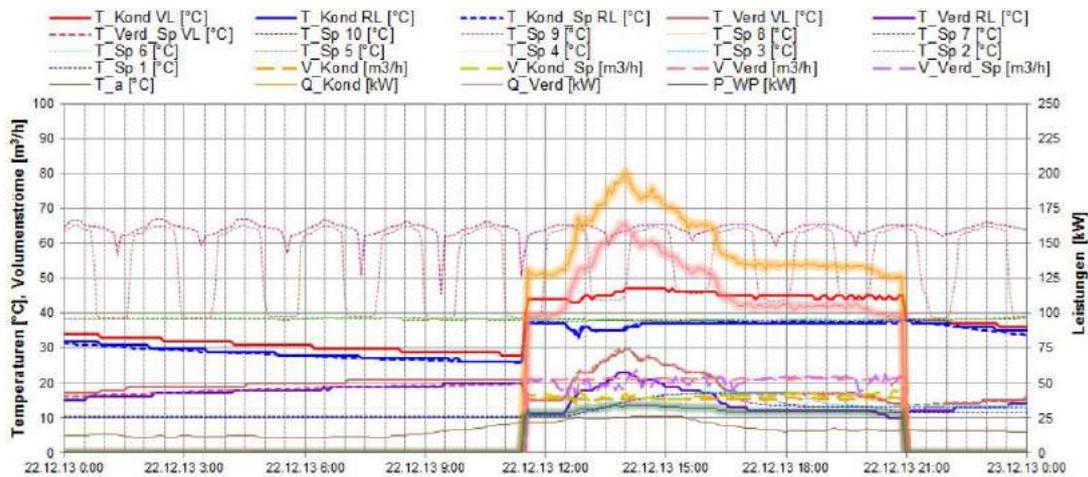


Abbildung 114: Beispielhafter Temperaturverlauf der Wärmepumpenkreise zuzüglich des Volumenstroms, der Leistung und der Puffertemperaturen (16.07.2013)

Eine Darstellung der Betriebsstunden der Wärmepumpe eingeteilt nach Sommer- und Winterbetrieb ist in Abbildung 115 angeführt. Die Wärmepumpe war im Monitoringzeitraum insgesamt 4000 Stunden im Betrieb. 43% davon entfielen auf den Sommerbetrieb und 57% der Stunden auf den Winterbetrieb. Wie in der Darstellung ersichtlich, kam es insbesondere in der Übergangszeit sowohl zu Winter- als Sommerbetriebsstunden der Wärmepumpe. In den Monaten Dezember, Jänner Februar wird die Anlage fast ausschließlich im Heiz- bzw. Winterbetriebs geführt. In den Monaten Juni, Juli und August typischerweise mehrheitlich im Sommerbetrieb.

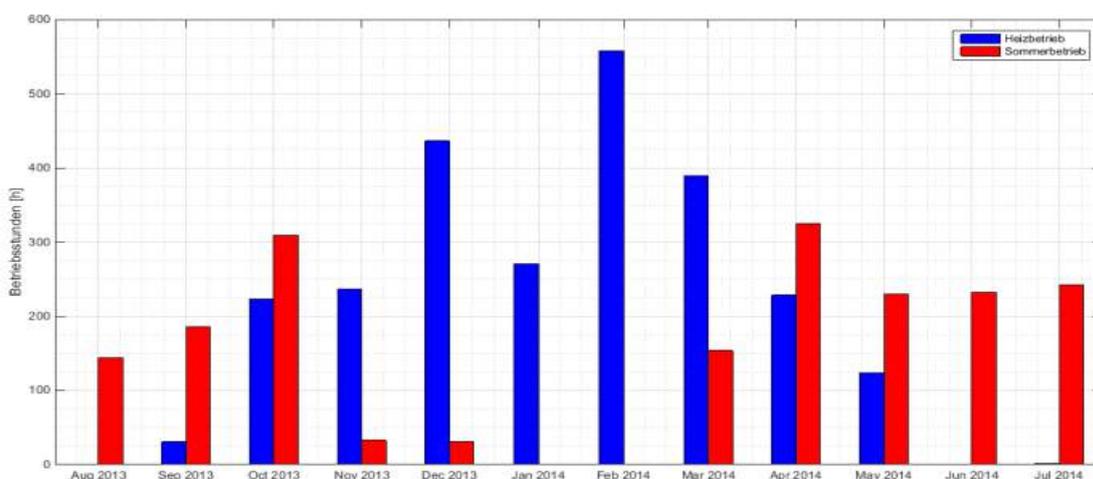


Abbildung 115: Anzahl der Betriebsstunden der Wärmepumpe nach Heiz- und Sommerbetrieb.

Speziell wenn die Wärmepumpe im Sommerbetrieb geführt wird, bringt dies für ein solar unterstütztes Wärmesystem einen großen Vorteil mit sich. Durch die Entnahme von Niedertemperaturwärme für den Verdampferkreis wird der untere Speicherbereich abgekühlt und es steht somit kälteres Volumen für den Rücklauf der Solarthermieanlage zur Verfügung. Ein häufiges Problem bei solarer Einspeisung in Nahwärmenetze sind zu hohe Rücklauftemperaturen aus dem Netz, genau dies wird durch die Wärmepumpe jedoch entschärft. Niedrigere Speichertemperaturen wirken sich vorteilhaft auf den

Kollektorsertrag und den solaren Deckungsgrad aus. So kann auch in der Übergangszeit (April, Mai) Solarwärme genutzt werden, da von einem niedrigen Temperaturniveau ausgehend auch bei geringer Einstrahlung solare Wärme gewonnen werden kann. Nach einer vorab durchgeführten Studie der Salzburg AG kann auf diese Weise eine Verbesserung des Solarertrags um 17% sowie des Jahresdeckungsgrads um 13% erreicht werden. Außerdem ist es so möglich, beim Speichervolumen zu sparen, da es zu einer besseren Ausnutzung der Temperaturdifferenz im Speicher kommt. Die Wärmepumpe wurde schließlich mit 160 kW (im Betriebspunkt 30 °C/65 °C) dimensioniert. Ein Vergleich Prognosewert zu Messung der Wärmemengeneinträge der Fernwärme, Wärmepumpe als auch solarthermischen Anlage ist in Abbildung 116/Abbildung 108 dargestellt.

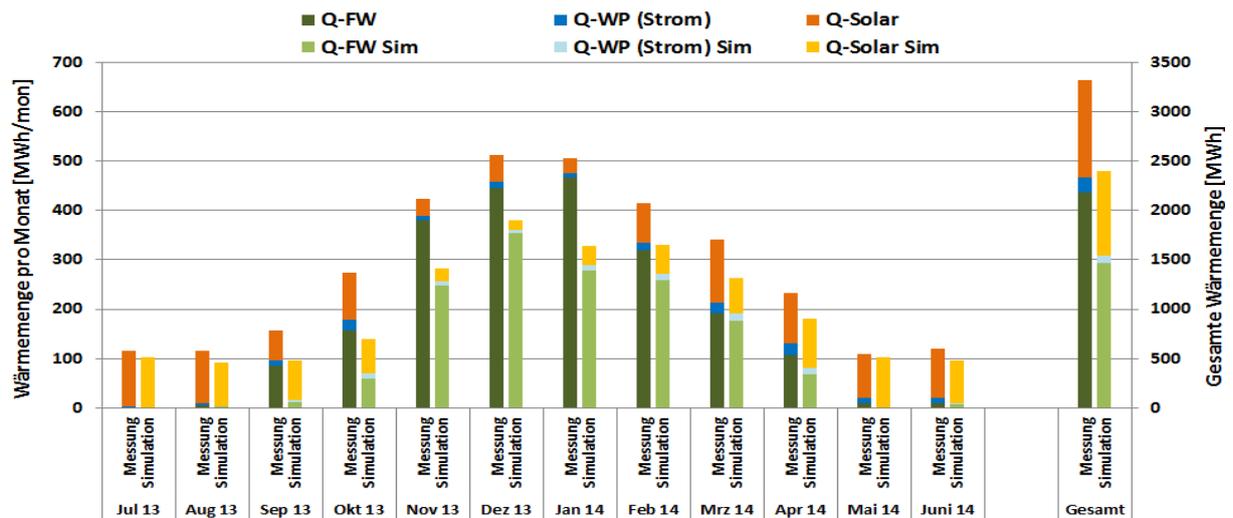


Abbildung 116: Vergleich der gemessenen Wärmeinputs mit dem Simulationwert der Anlage „Salzburg Lehen“ (Juli 2013 bis Jänner 2014)

Gut erkennbar ist, dass der Wärmeeintrag im Betrachtungszeitraum zwar etwas (rund 23%) über den Prognosewert liegt, jedoch der Verlauf sowie die Anteile der gemessenen Wärmemenge der unterschiedlichen Wärmeerzeuger mit denen der Simulation gut übereinstimmen. Die Prognose der Einreichungssimulation, dass es zu einer Erhöhung des Solarertrags aufgrund der Einbindung einer Wärmepumpe kommen wird, ist daher zulässig.

Abbildung 117 zeigt die Solarerträge, Rücklauftemperaturen solarsekundär und den Einstrahlungsleistung für den 01.08.2013 und 02.08.2013 bei sehr ähnlichen Einstrahlungsverhältnissen (siehe grüne Linien der Solareinstrahlung) zwischen ca. 9 und 12 Uhr, wobei die Wärmepumpe während dieses Zeitraums am 01.08.2013 lief, am 02.08.2013 jedoch nicht. Man erkennt, dass die Rücklauftemperaturen von einem ähnlich hohen Niveau aus starten (ca. 40 °C und 43 °C), jedoch mit der Zeit jene des 02.08.2013 (ohne Wärmepumpe) deutlicher ansteigen und gegen Ende bei 63 °C liegen, während mit Wärmepumpe nur 48 °C erreicht werden. Die Solarerträge (hier kumuliert dargestellt) steigen mit Einsatz der Wärmepumpe höher an und liegen um ca. 12 Uhr bei 1.726 kWh mit und bei 1.383 kWh ohne Wärmepumpe. Durch das niedrigere Rücklauftemperaturniveau wird kann das Kollektorfeld auf einem für den Wirkungsgrad niedrigeren Temperaturniveau betrieben werden und in Folge können höhere solare Erträge erreicht werden.

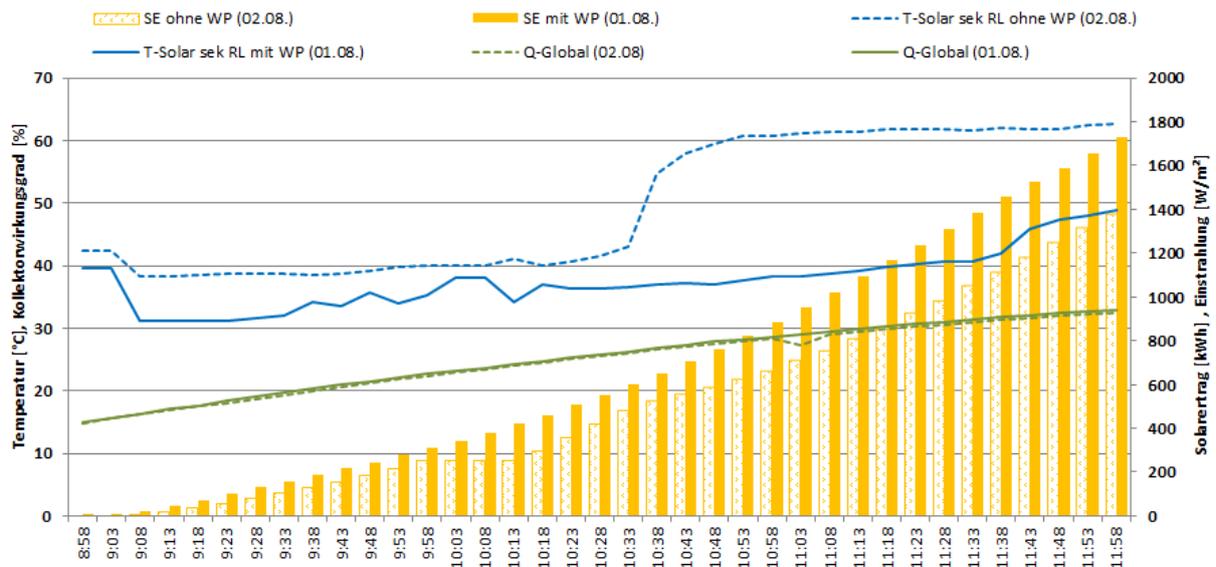


Abbildung 117: Vergleich des Solarertrags, des Solarkreiswirkungsgrades und der Rücklauftemperatur des Solarsekundärkreises mit und ohne Wärmepumpe (01.08.2013 und 02.08.2013)

Es sind also deutlich bessere Betriebsbedingungen mit Wärmepumpe feststellbar. Zur Untermauerung der Ergebnisse, wurde dieselbe Untersuchung für weitere zwei Tage mit ähnlichen Einstrahlungsverhältnissen (durchschnittlich 681 W/m<sup>2</sup> am 07.08.2013 und 651 W/m<sup>2</sup> am 10.08.2013) und mit und ohne Wärmepumpe durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 118 abgebildet und weisen für den Untersuchungszeitraum (ca. 10 bis 13 Uhr) wieder auf eine bessere Funktionsweise mit Wärmepumpe (10.08.2013) hin. Der Solarsekundärücklauf liegt ohne Wärmepumpe deutlich höher (durchschnittlich 57°C ohne und 35 °C mit Wärmepumpe) und der Solarertrag kumuliert ist um 427 kWh höher mit Wärmepumpeneinsatz.

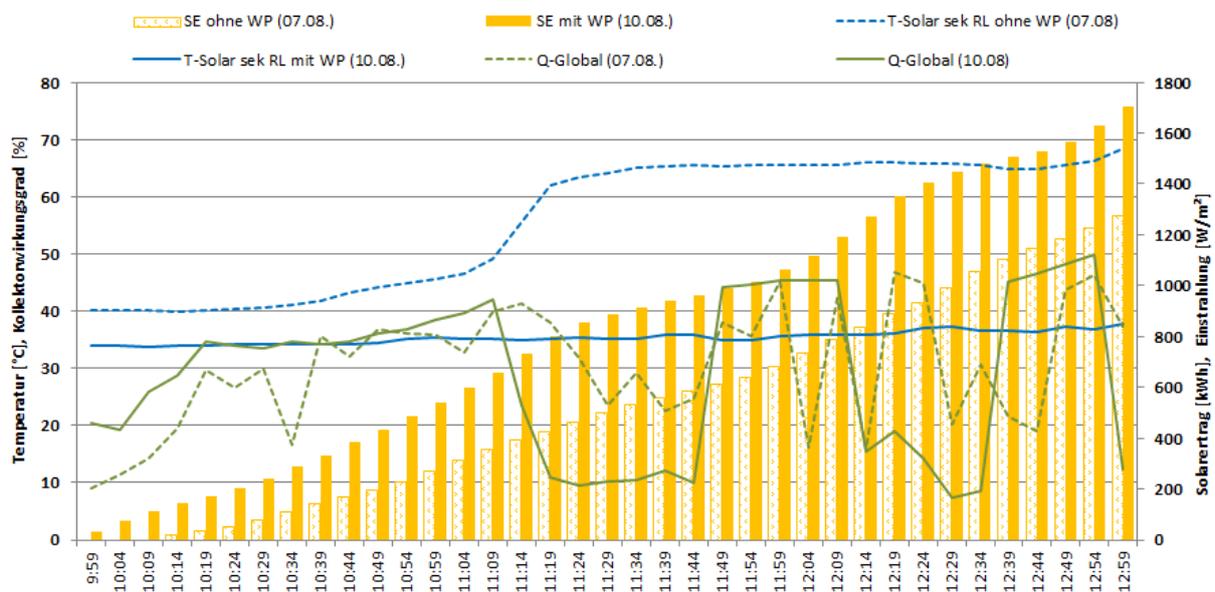


Abbildung 118: Vergleich des Solarertrags, des Solarkreiswirkungsgrades und der Rücklauftemperatur des Solarsekundärkreises mit und ohne Wärmepumpe (07.08.2013 und 10.08.2013)

In folgender Abbildung 119 sind die Arbeitszahlen und die Leistungszahlen der Wärmepumpe im Jahresverlauf dargestellt.

Zur Beurteilung der Wärmepumpe wurden die Kenngrößen die Leistungszahl und die Arbeitszahl berechnet. Die Leistungszahl für elektrische Wärmepumpen ist definiert als das Verhältnis von Kondensatorleistung  $Q_{\text{cond}}$  zu eingesetzter elektrischer Leistung  $P_{\text{el}}$ .

$$\varepsilon_{hp} = \frac{Q_{\text{cond}}}{P_{\text{el}}} \quad \text{Gleichung 3}$$

Werden Energien statt Leistungen herangezogen erhält man die Arbeitszahl. Die Arbeitszahl berücksichtigt instationäre Betriebspunkte (Leistungsschwankungen, Ein- und Ausschalten) über einen definierten Betrachtungszeitraum (Heizperiode, Betriebsjahr).

$$\gamma_{hp} = \frac{Q_{\text{Solar}}}{Q_{\text{konv We}} + Q_{\text{Solar}}} \quad \text{Gleichung 4}$$

Wie in der Boxplot-Darstellung erkennbar, sind die Leistungszahlen im Sommer in der Regel zwischen 4 und 4,5. Im Winter konnte tendenziell leicht höhere Werte erreicht werden. Ursache hierfür ist, dass im Sommerbetrieb die Temperaturdifferenz zwischen Kondensator- und Verdampfertemperatur größer ist. Die Arbeitszahlen weisen mit 4,06 (August) bis 5,13 (Februar) gute Werte auf. Insgesamt konnte im Betrachtungszeitraum eine Jahresarbeitszahl von 4,6 gemessen werden. Laut den Berechnungen der Salzburg AG sollte die Wärmepumpe über das Jahr eine Jahresarbeitszahl von 4,5 erreichen. Vom Hersteller (Walter Meier GmbH) werden Leistungszahlen je nach Temperaturniveau und -hub zwischen 3,01 und 5,26 garantiert.

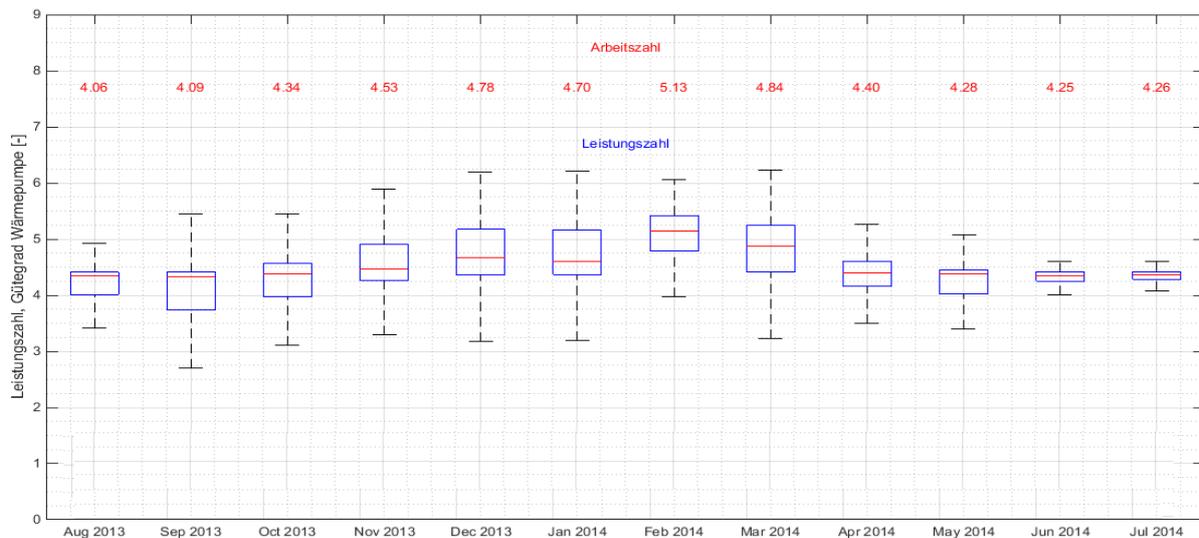


Abbildung 119: Leistungszahl und Arbeitszahl der Wärmepumpe. Im Boxplot der Leistungszahl ist der Median rot eingezeichnet und die Box durch das obere und untere Quantil begrenzt. Der Whisker ist maximal das 1,5-fache des Interquartilsabstands.

Optimierungspotential konnte bereits vor dem Start der einjährigen Monitoringphase detektiert werden. Bei der Auswertung der Daten konnte festgestellt werden, dass der Verdampferkreis beinahe über den gesamten Monat Juni einen Durchfluss von ca. 21 bis 24 m<sup>3</sup>/h aufwies, während der Kondensator nur fallweise, bei Bedarf angeschaltet war. Nach Rücksprache mit dem Betreiber konnte dies abgeklärt werden. Es handelte sich um einen Defekt der Verdampferkreispumpe, welcher behoben wurde.

Die Betriebsweise der Fernwärme an einem typischen Tag im Sommer als auch im Winter sind in Abbildung 120 und Abbildung 121 dargestellt. Im Sommer als auch im Winter

dient die Fernwärme zur Temperaturerhaltung im obersten Speicherbereich. Die Nachheizung über die Fernwärme erfolgt, wenn die Speicherobentemperatur unter 65 °C fällt. Wie in den Darstellung erkennbar führt dies zu typischen Aufheizzyklen. Unterschiede zwischen Sommer- und Winterbetrieb liegen in der Leistung und dem Temperaturniveau. Die Leistung liegt im Sommer, siehe Abbildung 120, bei rund 400 kW; im Winter, siehe Abbildung 121, bei über 1000 kW bzw. in dem einjährigen Betrachtungszeitraum im Mittel bei rund 800 kW und Spitzen von bis 1400 kW. Das Vorlauftemperaturniveau liegt im Sommer um ca. 10K unter dem im Winter, 102°C zu 89°C. Das Rücklauftemperaturniveau liegt bei 45 °C im Winter bzw. 55 °C im Sommer.

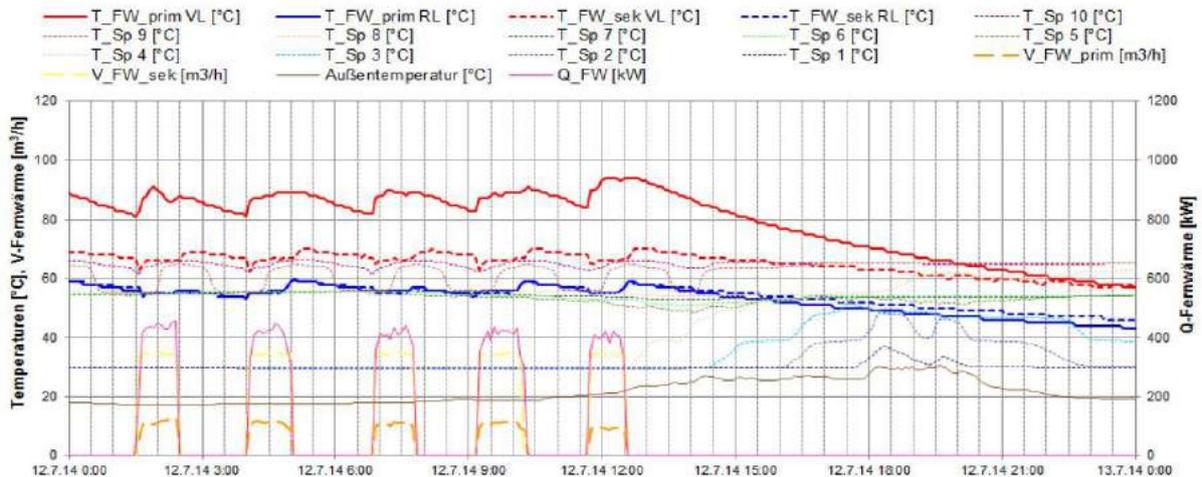


Abbildung 120: Tagestemperatur- und Leistungsverlauf der Fernwärme für einen typischen Sommertag am 12.07.2014

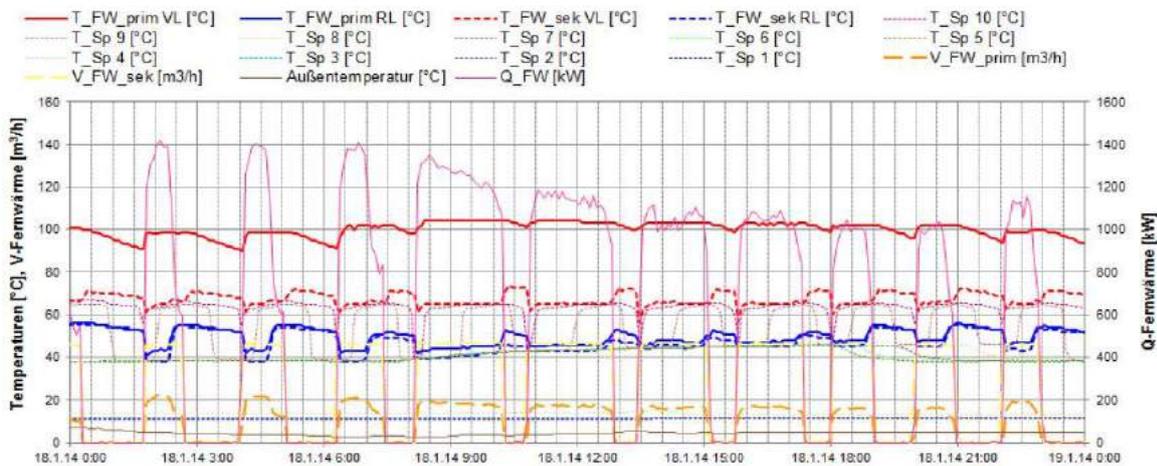


Abbildung 121: Tagestemperatur- und Leistungsverlauf der Fernwärme für einen typischen Wintertag am 18.01.2014

Die Leistung und das Temperaturniveau der Verbrauchernetze für einen typischen Tag in der Übergangszeit (12.05.2014) bzw. in der Kernheizperiode sind in Abbildung 122 und Abbildung 123 dargestellt. Die Netzurücklauftemperatur liegt in der Übergangszeit im Mittel bei rund 41 °C. Die Lastspitzen betragen liegen in dieser Phase bei rund 500 kW. In der Kernheizperiode liegt das Rücklauftemperaturniveau auf dem Niveau der Übergangszeit, jedoch bei Lastspitzen von bis zu 1300 kW. Deutlich zu erkennen sind die unterschiedlichen Rücklauftemperaturniveaus der einzelnen Verteilergruppen. So weist das Netz „Wohnen-Neubau“ aufgrund des vorhandenen Nieder temperaturheizsystems (Fußbodenheizungen) Rücklauftemperaturen um 35 °C auf. Bedingt durch Radiatorenheizungen liegen die Rücklauftemperaturen im Netz „Sanierung“ (Wohnen-Bestand) bei rund 50 °C in der Heizperiode und bei rund 55 °C in der Übergangszeit.

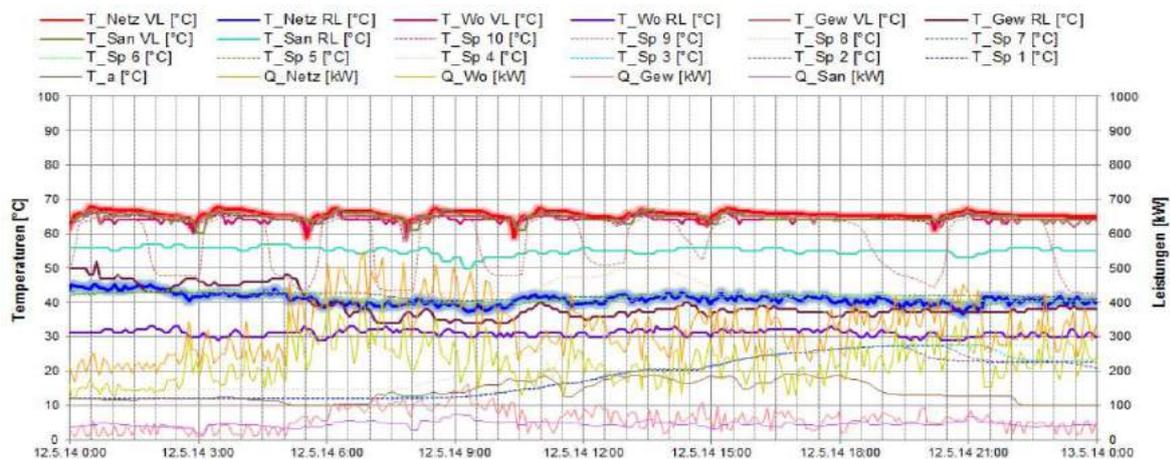


Abbildung 122: Beispielhafter Temperaturverlauf und Leistungsverlauf des Verbrauchernetzes in der Übergangszeit 12.05.2014

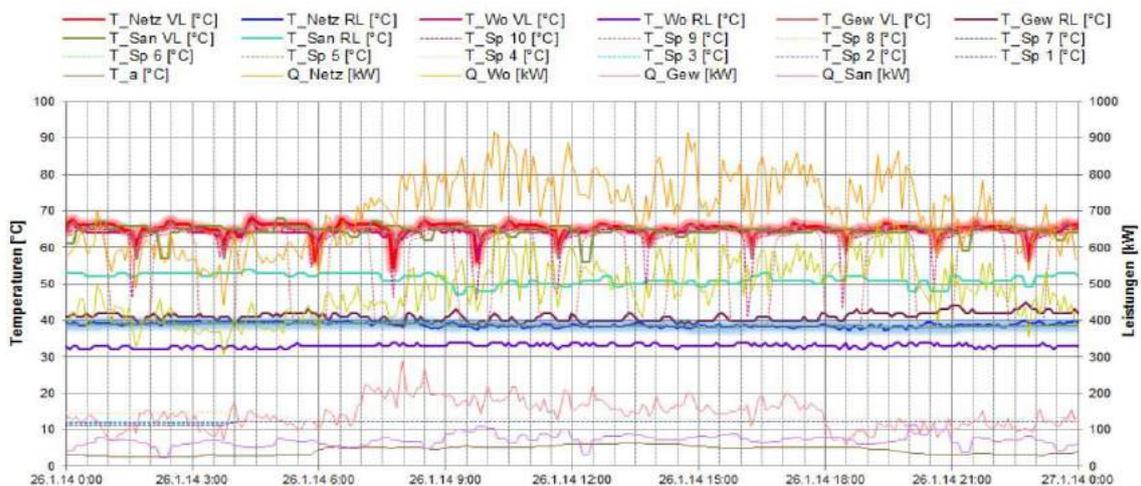


Abbildung 123: Beispielhafter Temperaturverlauf und Leistungsverlauf des Verbrauchernetzes für einen typischen Wintertag 26.01.2014

Die Leistung und das Temperaturniveau der Verbrauchernetze für einen typischen Sommertag ist in Abbildung 124 dargestellt. Die Vorlauftemperatur des Netzes liegt bei rund 66°C. Das Temperaturniveau des Netzurücklaufs liegt in der Sommerzeit deutlich über dem in der Winter- und Übergangszeit und schwankt zwischen 50 °C und 58 °C (im Mittel bei ca. 54 °C). In der Verteilergruppe „Wohnen-Neubau“ liegen die Rücklauftemperaturen unter 40 °C. Die Rücklauftemperaturen in den Verteilergruppen „Sanierung“ und „Gewerbe“ hingegen liegen deutlich höher zwischen 58 °C und 64 °C.

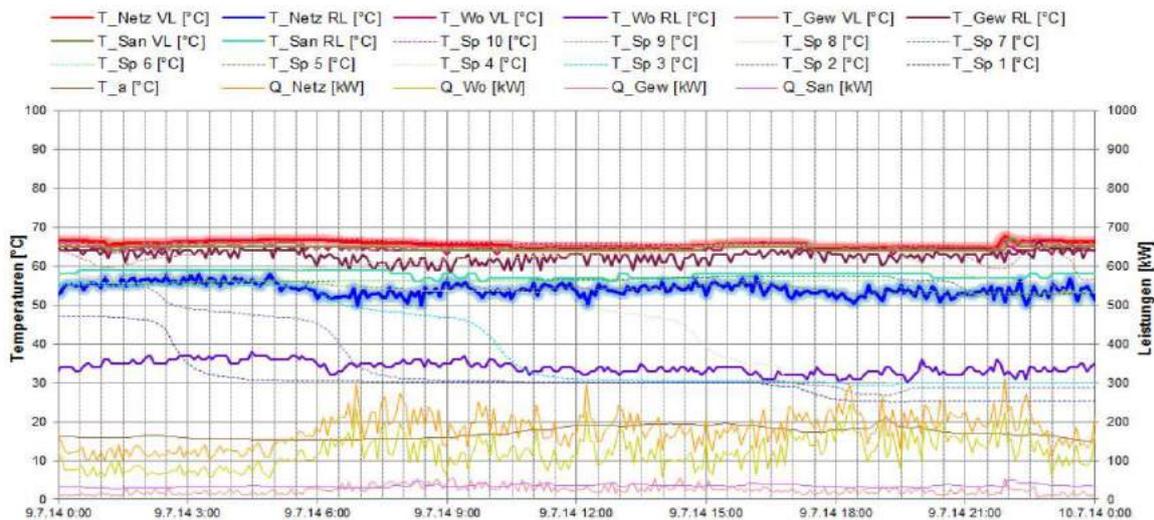


Abbildung 124: Beispielhafter Temperaturverlauf und Leistungsverlauf des Verbrauchernetzes für einen typischen Sommertag 09.07.2014

Der Verlauf des mittleren täglichen Vor- bzw. Rücklauftemperaturniveaus als auch die mittlere tägliche Leistung der einzelnen Verbrauchernetze (Wohnen, Gewerbe und Sanierung) im einjährigen Betrachtungszeitraum sind in folgender Abbildung 125 dargestellt. Die fehlenden Werte im Dezember 2013 als auch im Februar 2014 sind auf Probleme bei der Datenübertragung zurückzuführen. Deutlich erkennbar ist in der Darstellung einerseits, dass alle Verbrauchernetze das gleiche Vorlauftemperaturniveau aufweisen und andererseits die deutlichen Unterschiede im Rücklauftemperaturniveau der verschiedenen Verbraucherstränge. Im Jahresmittel konnten im Netz „Wohnen“ relativ konstant Rücklauftemperaturen von unter 40 °C erreicht werden. In den Netzteil „Sanierung“ bzw. „Gewerbe“ liegen diese Werte bei rund 50 °C, wobei im Netz „Gewerbe“ starke Schwankungen erkennbar sind. zu 55 °C konnte insbesondere im August gemessen werden was auf einem

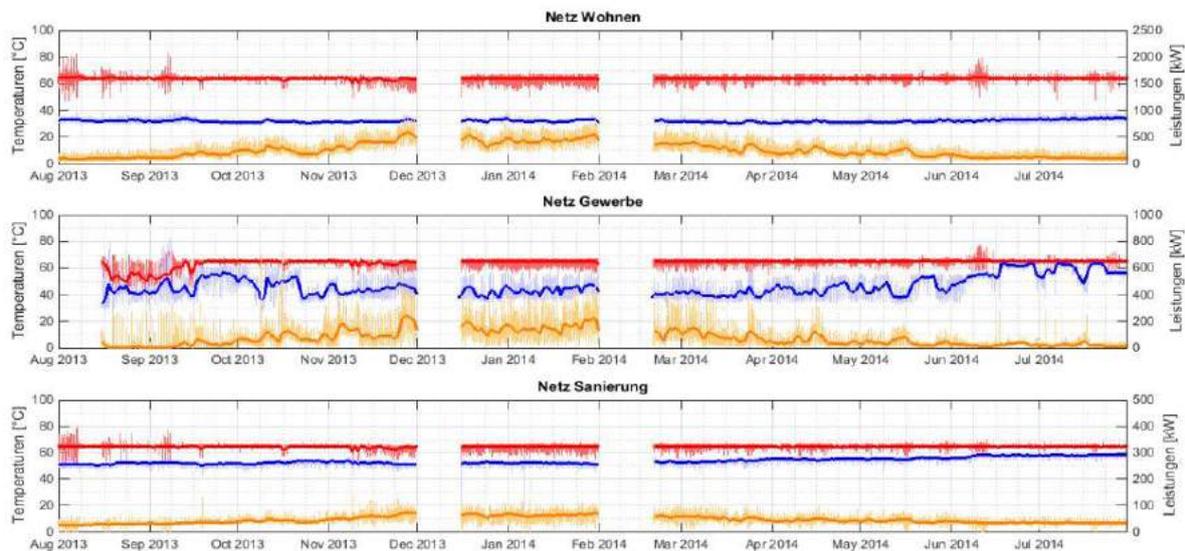


Abbildung 125: Temperatur- und Leistungsverlauf der Verteilergruppen Netz „Wohnen“, „Gewerbe“ und „Sanierung“ (August 2013 bis Juli 2014)

### 7.7.6 Anlagen Status Quo

Nach Abschluss der einjährigen Monitoringphase kann der gesamten Anlage ein gutes Betriebsverhalten attestiert werden. So konnten solare Erträge von über 500 kWh/m<sup>2</sup>a und solare Deckungsgrade in den Sommermonaten von über 70 % erreicht werden.

Die Gründe für die vergleichsweise hohen solaren spezifischen Erträge liegen einerseits in dem günstigen niedrigen Rücklauf temperaturniveau des Mikronetzes und andererseits in der speichergekoppelten Einbindung der Wärmepumpe begründet.

Die Netzurücklauf temperaturen liegen im Jahresmittel bei rund 40 °C, die Netzvorlauf temperaturen bei rund 65 °C. Durch die spezielle Einbindung der Wärmepumpe in den Pufferspeicher, sprich durch die Entnahme von Niedertemperaturwärme für den Verdampferkreis wurde der untere Speicherbereich abgekühlt, was zu sehr günstigen Rücklauf temperaturniveaus für die Solaranlage führte.

Die ermittelten Arbeitszahlen der Wärmepumpe von 4,1 (August) bis 5,1 (Februar) weisen gute Werte auf. Die gemessene Jahresarbeitszahl im Betrachtungszeitraum liegt mit 4,7 etwas über der angestrebten Jahresarbeitszahl von 4,5.

## 7.8 Amtshaus Scharnstein, OÖ

### 7.8.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Amtshaus Scharnstein
<u>Adresse:</u>	4644 Scharnstein
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein Fernwärmenetz
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Wärmenetz mit aktuell 240 Abnehmern (8,5 MW, VL/RL Winter: 100/45°C)
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	228,5 m <sup>2</sup> , Flachkollektor (Solution)
<u>Ausrichtung:</u>	106,5 m <sup>2</sup> um 12° aus der Südrichtung nach Osten, 122,1 m <sup>2</sup> um 50° aus der Südrichtung nach Westen.
<u>Neigung:</u>	17°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	6 x 1,5 m <sup>3</sup> Pufferspeicher parallel geschaltet
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	Nicht ermittelbar wegen dezentraler Einspeisung
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	233 kWh/m <sup>2</sup> (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit September 2014
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Amtshaus Scharnstein“ handelt es sich um die dezentrale Einspeisung einer 228,5 m<sup>2</sup> großen Solarthermieanlage in die Wärmeversorgung eines Fernwärmenetzes im Almtal im Bundesland Oberösterreich. Versorgt werden über das Wärmenetz aktuell 240 Abnehmer (größtenteils Ein- und Mehrfamilienhäuser, aber auch Gewerbebauten und öffentliche Gebäude, z. B. eine Schule) mit einer Spitzenheizlast von etwa 8,5 MW.

Am Einspeisepunkt „Amtshaus Scharnstein“ ist die Solarthermieanlage der einzige Wärmeerzeuger. Bemerkenswert dabei ist, dass die Solarthermieanlage ohne Einsatz weiterer Wärmeerzeuger direkt in die Vorlaufleitung des Wärmenetzes einspeisen soll. Wie in Kapitel 7.8.2 näher ausgeführt wird, ist dieses Konzept kritisch zu hinterfragen.

Das Wärmenetz wird von vier weiteren Einspeisepunkten aus versorgt:

- **Biomasseheizwerk Almau 1 (siehe Abbildung 128):** 1 MW Nennleistung (Sägerestholz, Holzspäne, Holzstaub), gemeinsam mit Almau 2 60 m<sup>3</sup> Pufferspeicher. Die Abwärme von 11 dieselbetriebenen Notstromaggregaten kann zusätzlich ins Netz eingespeist werden. Als Spitzenlastkessel kann ein Ölkessel in Betrieb genommen werden (bisher unter 1 % Beitrag an gesamter Wärmeerzeugung).
- **Biomasseheizwerk Almau 2 (siehe Abbildung 129):** 1,6 MW Nennleistung (Sägerestholz, Industrie- und Waldhackgut), gemeinsam mit Almau 1 60 m<sup>3</sup> Pufferspeicher
- **Biomasseheizwerk und Solaranlage Mühldorf (siehe Abbildung 130 und Abbildung 131):** 1,2 MW Nennleistung (Industrie- und Waldhackgut), 225 m<sup>2</sup> Indach-Solarthermiekollektoren, 48 m<sup>3</sup> Pufferspeicher
- **Solaranlage Kindergarten Scharnstein (siehe Abbildung 131 und Abbildung 132):** 232 m<sup>2</sup> Flachkollektoren, 19 m<sup>3</sup> Pufferspeicher, zwei Luftwärmepumpen

Die Vor- und Rücklauftemperaturen an den Einspeisepunkten liegen im Sommer bei etwa 70/50 °C und im Winter bei etwa 100/45 °C. Die Trasse der Netzleitungen ist etwa 20 km lang, die gemessenen Netzverluste betragen laut Betreiber etwa 30 %.

Die Regelung der Einspeisepunkte erfolgt für die Haupteinspeisepunkte Biomasseheizwerk Almau 1, Biomasseheizwerk Almau 2 und Biomasseheizwerk und Solaranlage Mühldorf mit einer Differenzdruckregelung an den Einspeisepunkten. Die weiteren Einspeisepunkte Solaranlage Kindergarten Scharnstein und Amtshaus Scharnstein werden in Abhängigkeit der Netzvorlauftemperatur geregelt.

Die Flachkollektoren sind auf zwei unterschiedlich ausgerichteten Dachflächen des Gebäudes montiert, siehe Abbildung 126 und Abbildung 127. Das Kollektorfeld mit 106,5 m<sup>2</sup> ist um 12° aus der Südrichtung nach Osten orientiert, das Kollektorfeld mit 122,1 m<sup>2</sup> ist um 50° aus der Südrichtung nach Westen orientiert. Die Neigung der Kollektorfelder beträgt 17°. Die Solaranlage substituiert dabei den Energieträger Biomasse (Sägerestholz, Holzspäne, Holzstaub, Industrie- und Waldhackgut).

Die Abrechnung des Grundpreises mit den Kunden erfolgt im Gegensatz zu den meisten Wärmenetzen nicht nach Anschlussleistung, sondern nach maximal zur Verfügung gestelltem Durchfluss. Um Geld zu sparen, versuchen die Kunden, die notwendige Energie mit möglichst wenig Durchfluss zu übertragen, beispielsweise mittels Nieder-temperaturheizsystemen. Dadurch sinkt die Netzurücklauf-temperatur, was für den Netzbetreiber die Betriebsbedingungen der Wärmeezeuger und speziell die Einbindung der Solarthermie verbessert.



Abbildung 126: Frontansicht des Gebäudes „Amtshaus Scharnstein“ auf dessen Dachflächen die unterschiedlich orientierten Flachkollektorfelder montiert sind



Abbildung 127: Nach Südwesten (links) und Süd-Südosten (rechts) orientierte Flachkollektorfelder auf den verschiedenen Dachteilen des Amtshauses Scharnstein

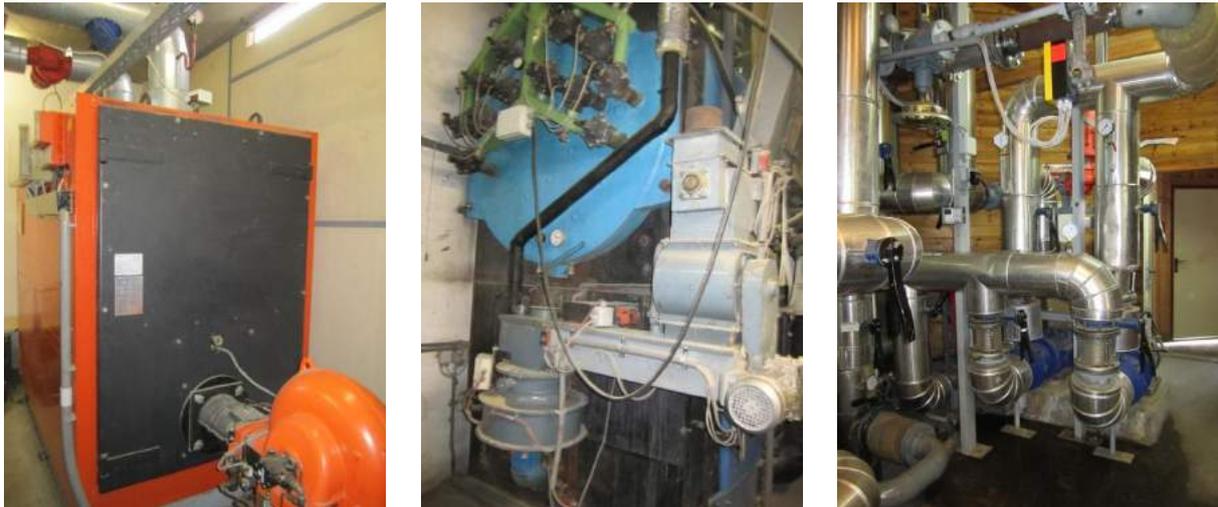


Abbildung 128: Ölkessel (linkes Bild), Biomasseheizkessel (mittleres Bild) sowie Verrohrung im Biomasseheizwerk Almau 1 (rechtes Bild)



Abbildung 129: Blick in den für Reparaturen geöffneten Biomasseheizkessel im Biomasseheizwerk Almau 2



Abbildung 130: Indach-Solarthermiekollektoren auf dem Dach des Biomasseheizwerks Mühldorf



Abbildung 131: Hackgutkessel im Biomasseheizwerk Mühldorf (linkes Bild); oberer Teil (mittleres Bild) und unterer Teil des Puffers sowie Ausdehnungsgefäße und Sammelbehälter im Kindergarten Scharnstein



Abbildung 132: Flachkollektoren auf dem Dach des Kindergartens Scharnstein



Abbildung 133: Linkes Bild: Solarprimärpumpen (rechts oben), Solarwärmetauscher (unten) sowie Solarsekundärpumpe (links) und Wärmehähler im Solarsekundärkreis (oben) im Amtshaus Scharnstein; Rechtes Bild: Drei-Weg-Ventil mit Stellmotor (links) und Netzpumpe (rechts) im Amtshaus Scharnstein



Abbildung 134: Linkes Bild: Sechs parallel geschaltete Pufferspeicher im Amtshaus Scharnstein; Rechtes Bild: Abgleichventil im Solarprimärkreis



Abbildung 135: Monitoring-Box mit Eingangsbaugruppen (oben) und Industrie-PC (rechts)

### 7.8.2 Hydraulik- und Messkonzept

Zwei parallel geschaltete Kollektorfelder, die nach Süden und Südwesten ausgerichtet sind, werden separat mithilfe drehzahl geregelter Pumpen durchströmt und liefern über den Solarwärmetauscher Energie in den Solarsekundärkreis. Die Solarenergie wird mit einer ebenfalls drehzahl geregelten Pumpe vom Solarsekundärkreis in den Pufferspeicher eingebracht.

Der Pufferspeicher ist eine Parallelschaltung von sechs 1,5 m<sup>3</sup> Pufferspeichern. Das ergibt ein relativ kleines Speichervolumen von rund 39 l/m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche. Je nach Vorlauftemperaturniveau im Solarsekundärkreis wird mittels Umschaltventil in unterschiedlicher Höhe in den Pufferspeicher eingespeist. Der Rücklauf im Solarsekundärkreis wird immer aus dem untersten Teil des Pufferspeichers entnommen.

Aus dem Pufferspeicher erfolgt die Wärmeeinspeisung in die Netzvorlaufleitung. Je mehr der Pufferspeicher durchgeladen ist, desto weiter unten wird Medium zur Netzeinspeisung

aus dem Puffer gesaugt (Umschaltventil). Der Netzurücklauf wird in Abhängigkeit seiner Temperatur mittels Umschaltventil in verschiedene Höhen in den Pufferspeicher eingeleitet. Um eine gleichmäßige Durchströmung des Pufferspeichers zu gewährleisten, sind die Vor- und Rücklaufleitungen sowohl des Solarsekundärkreises als auch des Wärmenetzes möglichst weit voneinander entfernt am Pufferspeicher angeschlossen.

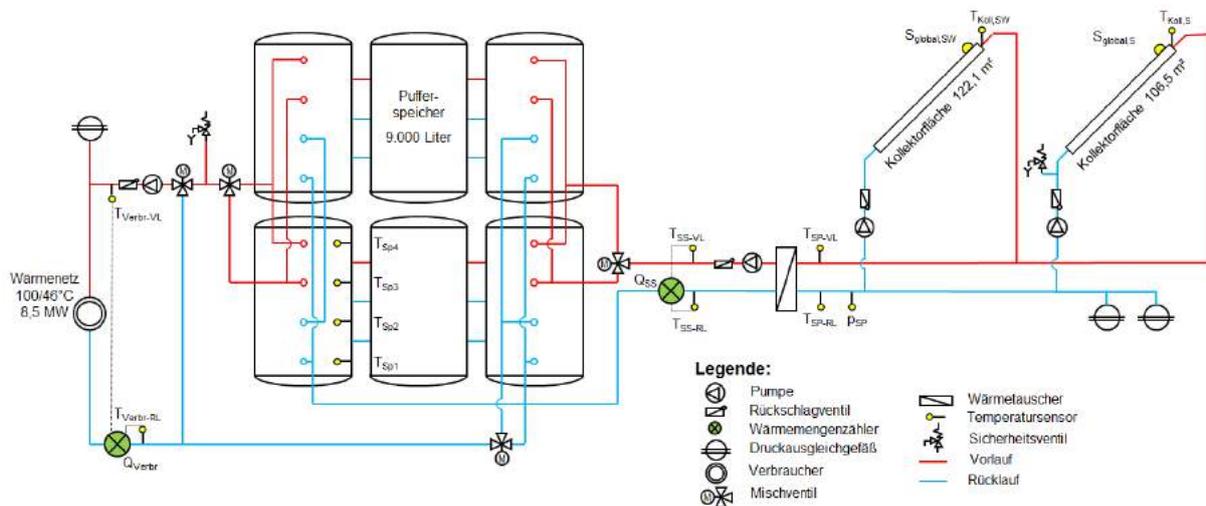


Abbildung 136: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Amtshaus Scharnstein“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

### Optimierungspotenzial: Solare Rücklaufanhebung

Jeder Netzbetreiber muss je nach Außenlufttemperatur eine Mindesttemperatur des Netzzvorlaufs sicherstellen. Daher erfolgen übliche solare Netzeinspeisungen an einem zentralen Wärmespeicher, in welchem der Netzurücklauf von der Solaranlage soweit wie möglich vorgewärmt wird und gegebenenfalls von der Nachheizung, beispielsweise einem Biomassekessel, auf die notwendige Netzzvorlauftemperatur gebracht wird.

Ursprünglich war bei der Anlage „Amtshaus Scharnstein“ als Nachheizung eine Wärmepumpe vorgesehen, die das Temperaturniveau im unteren Bereich des Pufferspeichers absenkt, um damit den oberen Teil des Pufferspeichers auf über die Netzzvorlauftemperatur anzuheben. Im Zuge der Detailplanung konnte kein Wärmepumpenhersteller gefunden werden, der eine Wärmepumpe mit einer Quelltemperatur von über 25°C und einer Senktemperatur von bis zu 100°C liefern kann. Auf dieses Nachheizungssystem musste daher verzichtet werden.

Obwohl in der Anlage „Amtshaus Scharnstein“ daher keine Nachheizung vorhanden ist, kann mit dem umgesetzten Hydraulikschema nur in die Netzzvorlaufleitung eingespeist werden. Um Solarenergie überhaupt ins Wärmenetz einspeisen zu können, muss daher die Solarthermieanlage die Netzzvorlauftemperatur überschreiten. Dies ist vor allem im Winter, wenn die Netzzvorlauftemperatur mit bis zu 100°C am höchsten ist, und die Solaranlage aufgrund der tiefen Außenlufttemperatur die größten Verluste hat, nicht möglich. Der geringe Solarertrag im Winter kann nicht ins Netz eingespeist werden, und wird zufolge von Speicher- und Rohrleitungsverlusten an die Umgebung abgegeben.

Besser wäre, die Solarenergie in die Rücklaufleitung einzuspeisen (Vorwärmung durch Rücklaufanhebung). Das Temperaturniveau des Netzzrücklaufs kann von der Solarthermieanlage viel eher überschritten werden, wodurch mehr Solarenergie ins Netz eingespeist wird. Dadurch reduziert sich an den anderen Einspeisepunkten die notwendige Nachheizung. Aufgrund des tieferen Temperaturniveaus (im Gegensatz zur Einspeisung in die Vorlaufleitung) arbeitet die Solaranlage mit höherem Wirkungsgrad, was den Solarertrag erhöht.

Eine solare Rücklaufanhebung ist von Anlagenbetreiber und -planer bereits in der frühen Planungsphase ausgeschlossen worden und wird auch in Zukunft nicht umgesetzt werden. Beide gehen davon aus, dass die angehobene Rücklauftemperatur die Rohrleitungsverluste soweit erhöht, dass die eingespeiste Solarenergie aufgebraucht ist, ehe sie die weit entfernten anderen Einspeisepunkte erreicht. Es wäre demnach besser, die elektrische Energie für die Umwälzpumpen einzusparen und mit den Rohrleitungs- und Speicherverlusten die Technikräume des „Amtshauses Scharnstein“ aufzuwärmen. Käme es allerdings zur solaren Netzeinspeisung, so würden die sehr nahe gelegenen Wärmeverbraucher im Wärmenetz ohne zu große Wärmeverluste die Solarenergie direkt über die Netzvorlaufleitung nutzen können.

### Umgesetzte Optimierungsmaßnahme nach dem Monitoringzeitraum (April 2015)

Um eine direkte Einspeisung der Solarenergie ins Wärmenetz ohne vollständige Durchströmung des Puffers zu ermöglichen, wurden die Vorlaufleitungen auf derselben Seite des Pufferspeichers angeschlossen sind, siehe Abbildung 137.

Im Zuge dessen wurden die sechs Pufferbehälter in eine Parallelschaltung von jeweils drei in Serie geschalteten Behältern zusammengefasst. Dadurch soll unkontrollierte Durchmischung der Puffer vermieden werden und die Temperaturschichtung stabiler bleiben. Um Wärmeverluste zu minimieren, wurden in die Vorlaufleitungen Thermosiphone eingebaut.

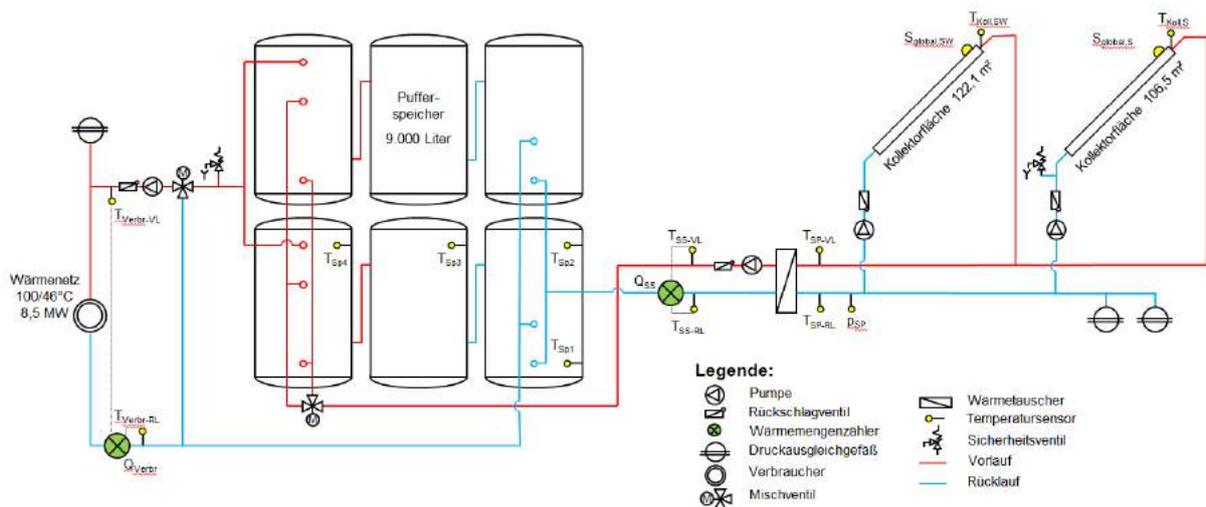


Abbildung 137: Nach dem Monitoringzeitraum (April 2015) umgebautes Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Amtshaus Scharnstein“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

### **Monitoringkonzept**

Das Monitoringkonzept bei dieser Anlage ist vergleichsweise einfach. Zwei Wärmemengenzähler, zwölf Temperatursensoren sowie zwei Globalstrahlungssensoren und ein Drucksensor im Solarprimärkreis bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung (Abbildung 136). Die Monitoring-Box zeigt Abbildung 135.

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

#### Solarprimärkreis

$S_{\text{global,S}}$	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene Feld Süd
$S_{\text{global,SW}}$	Globalstrahlungssensor in Kollektorebene Feld Südwest
$T_{\text{Koll,S}}$	Kollektortemperatur Feld Süd
$T_{\text{Koll,SW}}$	Kollektortemperatur Feld Südwest
$T_{\text{SP-VL}}$	Solarvorlauftemperatur primär
$T_{\text{SP-RL}}$	Solarrücklauftemperatur primär

P<sub>SP</sub> Drucksensor im Solarprimärkreis

### Solarsekundärkreis

Q<sub>SS</sub> Wärmemengenzähler Solar-Sekundärkreis  
 T<sub>SS-VL</sub> Solarvorlauftemperatur sekundär  
 T<sub>SS-RL</sub> Solarrücklauftemperatur sekundär

### Speicher

T<sub>Sp1</sub> Temperatur im Pufferspeicher (unten)  
 T<sub>Sp2</sub> Temperatur im Pufferspeicher (Mitte unten)  
 T<sub>Sp3</sub> Temperatur im Pufferspeicher (Mitte oben)  
 T<sub>Sp4</sub> Temperatur im Pufferspeicher (oben)

### Verbraucher – Fernwärmenetz

Q<sub>Verbr</sub> Wärmemengenzähler im Fernwärmenetz  
 T<sub>Verbr-VL</sub> Vorlauftemperatur Fernwärmenetz  
 T<sub>Verbr-RL</sub> Rücklauftemperatur Fernwärmenetz

### **Kollektorfelder**

Auf den unterschiedlichen Dachflächen sind zwei Kollektorfelder montiert, die nach Süden und Südwesten ausgerichtet sind. Das nach Süden ausgerichtete Feld besteht aus acht parallelen Strängen zu zwei bis sieben seriell verschalteten Kollektoren. Das nach Südwesten ausgerichtete Feld besteht aus zehn parallelen Strängen zu drei bis sechs seriell verschalteten Kollektoren. Jeder der seriellen Stränge in den Kollektorfeldern ist mit einem separaten Abgleichventil am Kollektoreintritt ausgestattet, mit dem der Durchfluss eingestellt worden ist, siehe rechtes Bild in Abbildung 134.

Eine kurze Internet-Recherche hat ergeben, dass die Abgleichventile für eine Einsatztemperatur von maximal 100 °C geeignet sind. Sollte das stimmen, besteht die Gefahr, dass die Abgleichventile im Stagnationsfall (z. B. wg. defekter Umwälzpumpen oder Stromausfall) beschädigt werden, da dabei mit weit höheren Temperaturen zu rechnen ist. Dem Anlagenbetreiber wurde seitens des Installationsunternehmens versichert, dass die Ventile die Anforderungen erfüllen und bei vielen Anlagen ohne Probleme eingesetzt werden. Aus diesem Grund wurden die Abgleichventile von Seiten des Betreibers nicht getauscht, eine regelmäßige Überprüfung aber durchgeführt.



Abbildung 138: Pumpen, Armaturen und wärmegeädämmte Rohrleitungen



Abbildung 139: Kollektorfeld mit wärmegeädämmten Rohrleitungen

Zu Beginn der Monitoringphase waren die Rohrleitungen zwischen den Kollektoren und dem Pufferspeicher sowie zum Wärmenetzabgang nicht wärmegeädämmt (siehe Abbildung 127, Abbildung 133 und Abbildung 134). Auf Intention des Begleitforschungsteam,

wurden die Rohrleitungen im Herbst 2013 wärmegeädmt (siehe Abbildung 138 und Abbildung 139).

### 7.8.3 Energiebilanz

Beim Projekt „Amtshaus Scharnstein“ hat die Anlageninbetriebnahme im September 2013 stattgefunden, das Anlagenmonitoring begann mit Oktober 2013.

Die in Abbildung 140 dargestellte Energiebilanz zeigt einerseits die Solarwärmeeinspeisung in die Pufferspeicher (blau) und andererseits die aus dem Energiespeicher den Verbrauchern im Fernwärmenetz zur Verfügung gestellte Wärmemenge (grün). Im Zeitraum Oktober 2013 bis einschließlich Februar 2014 ist der Wärmeinput der Solaranlage in den Energiespeicher deutlich höher als der Wärmeoutput aus den Pufferspeichern ins Fernwärmenetz. In den Monaten März 2014 bis einschließlich September 2014 zeigt sich ein relativ ausgewogenes Verhältnis.

Damit Energie ins Netz eingespeist wird, muss das Temperaturniveau im Pufferspeicher hoch genug sein und auch Wärmebedarf im Wärmenetz vorhanden sein. In den Wintermonaten ist eine Energieeinspeisung ins Wärmenetz wegen der hohen Vorlauftemperatur des Wärmenetzes von bis zu 100°C mit der bestehenden Anlage kaum möglich. Erst bei Absenkung der Netzvorlauftemperatur im Frühjahr (auf 70 °C) kann aus den Pufferspeichern Wärme ins Wärmenetz eingebracht werden. Diese Randbedingung verringert den erzielbaren Solarertrag im Vergleich zu einer solaren Rücklaufanhebung erheblich.

Aus dem Unterschied zwischen Input und Output über möglichst große Zeiträume lassen sich die Rohrleitungs- und Speicherverluste abschätzen, wobei dazu der unterschiedliche Energieinhalt der Speicher am Anfang und am Ende vernachlässigt wird. In den Monaten Oktober 2013 bis Februar 2014 betragen die so abgeschätzten Rohrleitungs- und Speicherverluste etwa 99 % des gesamten Inputs. Im Zeitraum März 2014 bis September 2014 liegen diese Verluste zwischen 11% und 31%.

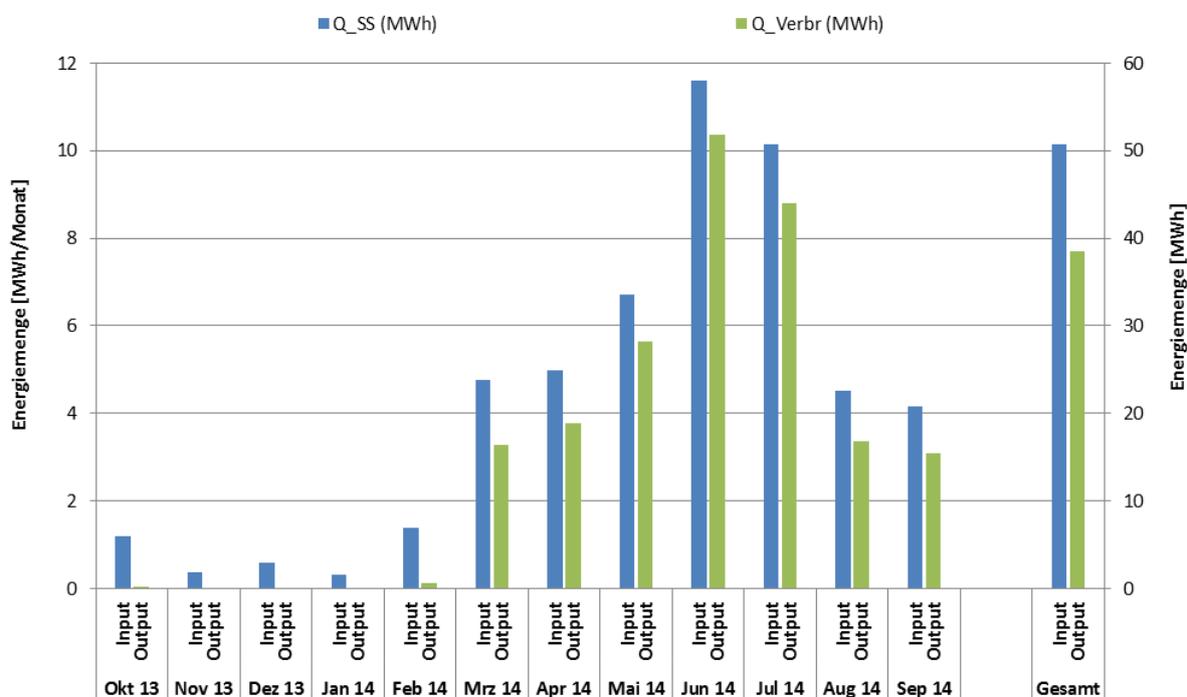


Abbildung 140: Energiebilanz zum Projekt „Amtshaus Scharnstein“ (Oktober 2013 bis September 2014)

### 7.8.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Um den Solarertrag in der Monitoringphase einschätzen zu können (Vergleichswert), wurde die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen. Die mit der Software T\*SOL durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort Würzburg. Abbildung 141 zeigt den Vergleich der simulierten Globalstrahlung in Kollektorebene mit den Messwerten (blau: Simulation; rot: Messung). Die aus den Messwerten ermittelte eingestrahelte Energie liegt mit etwa 1033 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) um 15 % unter dem Simulationswert. Im gesamten Monitoringzeitraum fehlen jedoch etwa 5 % der Messwerte beider Globalstrahlungssensoren (in W/m<sup>2</sup>). Das bedeutet, dass die reale Einstrahlung (in kWh/m<sup>2</sup>) etwas höher war und damit noch näher an den simulierten Wert kommt.

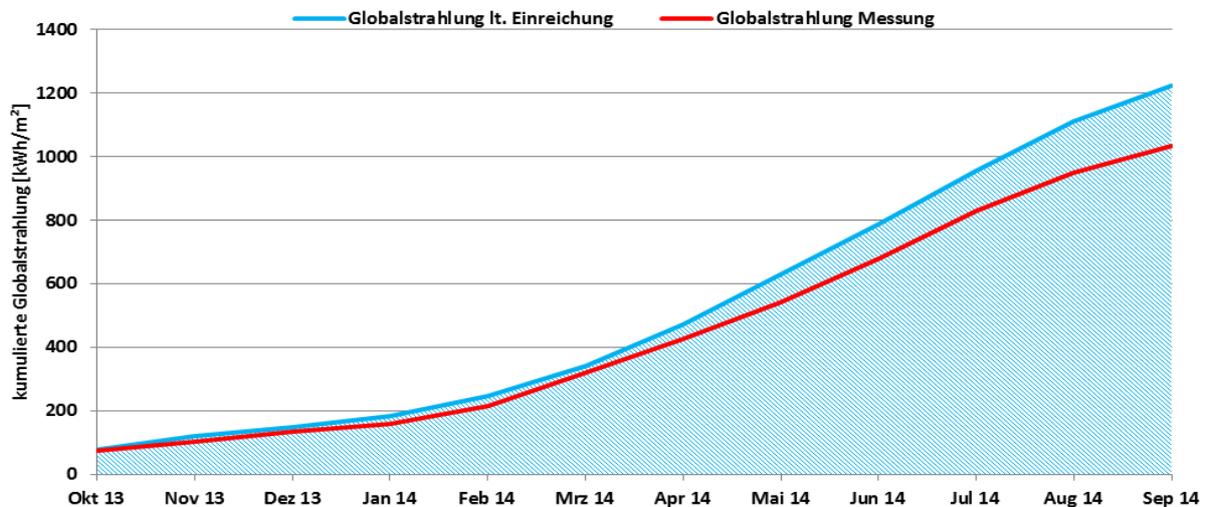


Abbildung 141: Vergleich der gemessenen Globalstrahlung mit dem Simulationswert für die Anlage „Amtshaus Scharnstein“ (Oktober 2013 bis September 2014)

Abbildung 142 zeigt den Vergleich der Simulationsergebnisse (blaue Linie) mit den Messergebnissen (rote Linie) für den spezifischen Solarertrag der Anlage. Der gemessene spezifische Solarertrag ist deutlich geringer als der Simulationswert. Nachdem in den Monaten Oktober und November 2013 der gemessene Solarertrag deutlich hinter der Simulationsberechnung bleibt, verändert sich der Unterschied bis März 2014 kaum. Ab April 2014 bleibt die Anlage weiter hinter den Simulationswerten und erreicht schließlich einen Endwert von 233 kWh/m<sup>2</sup> für den gesamten Monitoring-Zeitraum.

Dieser spezifische Jahresertrag liegt nicht nur deutlich unter dem Prognosewert sondern auch unter den üblichen Erträgen betreffend eine solarthermische Netzeinspeisung. Hauptursache für den hinter den Erwartungen gebliebenen spezifischen Solarertrag bildet die hydraulische Integration der Solaranlage als Vorlaufeinspeisung in Verbindung mit dem gewählten Kollektorprodukt.

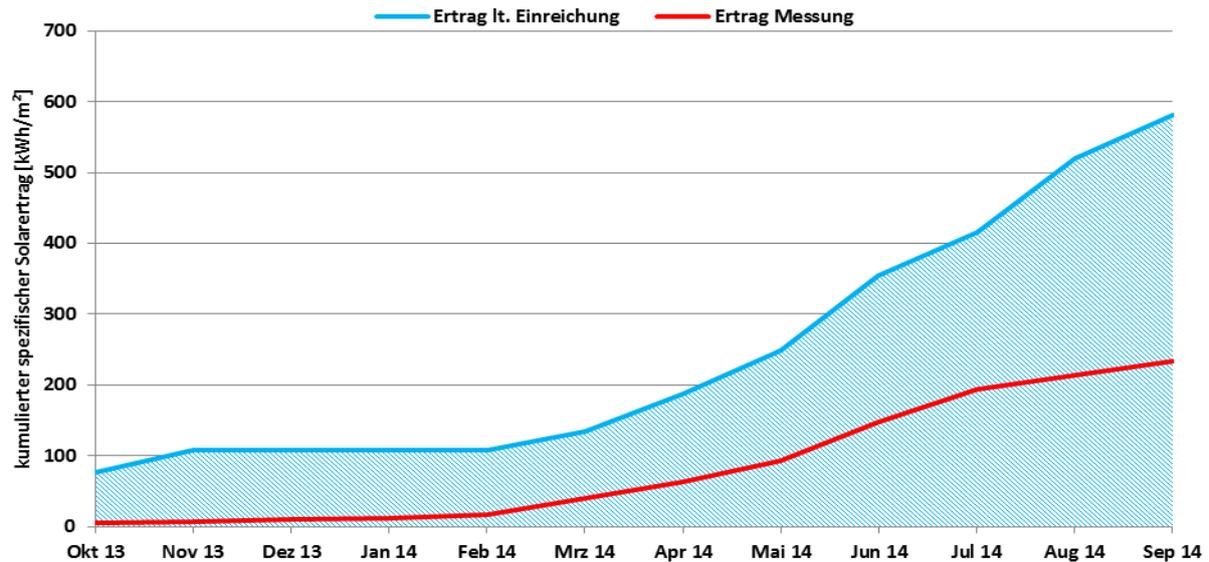


Abbildung 142: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem Simulationswert für die Anlage „Amtshaus Scharnstein“ (Oktober 2013 bis September 2014)

### 7.8.5 Detailbetrachtung und Optimierung

Die folgenden Betrachtungen und Abbildungen enthalten Uhrzeitangaben, die unabhängig vom Datum immer in mitteleuropäischer Winterzeit (MEZ=UTC+1) angegeben sind.

Abbildung 143 und Abbildung 145 zeigen beispielhaft das Verhalten der Solaranlage an zwei überwiegend wolkenlosen Tagen. Abbildung 143 zeigt den 25.9.2013, Abbildung 145 den 18.7.2014. Die Verschiebung der Einstrahlungsspitze zwischen dem nach Süden und dem nach Südwesten ausgerichteten Kollektorfeld ermöglicht theoretisch eine zeitliche Ausdehnung des Solarbetriebs.

Wenn die Kollektortemperaturen (violette Linien) mit der Globalstrahlung steigen, schaltet sich die Solaranlage ein, was an steigenden Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimärkreis erkennbar ist (rote und blaue Linien). Im Solarprimärkreis ergibt sich mithilfe der Regelung ein Temperaturhub von etwa 15 bis 20 K.

Die Kollektortemperatur des nach Süden ausgerichteten Feldes ist am 25.9.2013 um bis zu etwa 20 K höher als die Kollektortemperatur auf dem nach Südwesten ausgerichteten Feld (violette Linien), obwohl die Einstrahlung vergleichbar hoch ist (etwa 14:00 Uhr). Dies ist eine Auswirkung des zu diesem Zeitpunkt unvollständigen Regelungssystems: Beide Kollektorfelder haben eine eigene Umwälzpumpe. Durch Anpassung ihrer Drehzahl wird die Austrittstemperatur aus den Kollektorfeldern geregelt. Zu Beginn des Monitoring-Zeitraums (Herbst 2013) hat es nur einen statt zwei Austrittstemperaturfühler gegeben. Dieser ist auf die gemeinsame Vorlaufleitung im Solarprimärkreis montiert worden. Die Drehzahl beider Pumpen ist aufgrund dieses Sensors gemeinsam statt unabhängig voneinander geregelt worden. Wie am Durchfluss im Solarsekundärkreis in Abbildung 144 (orange Linie) erkennbar ist, ergab sich dadurch ein sehr unruhiges Verhalten mit häufigen Start-Stop-Vorgängen vor allem in Zeiträumen, in denen die Einstrahlung auf die unterschiedlich ausgerichteten Kollektorfelder stark unterschiedlich war.

Die Vervollständigung und Versetzung der Sensoren sowie die zugehörige Einstellung der Regelung fanden im März 2014 statt. Dabei wurden auch die beiden Kollektorfelder neuerlich hydraulisch besser abgeglichen. An Abbildung 145 und Abbildung 146 ist der verbesserte Betrieb der Solaranlage deutlich erkennbar. Die Kollektortemperaturen sind niedriger als die Vorlauftemperaturen der Solaranlage. Das zeigt, dass die

Kollektortemperaturmessungen nicht an den heißesten Stellen des jeweiligen Kreislaufes positioniert sind.

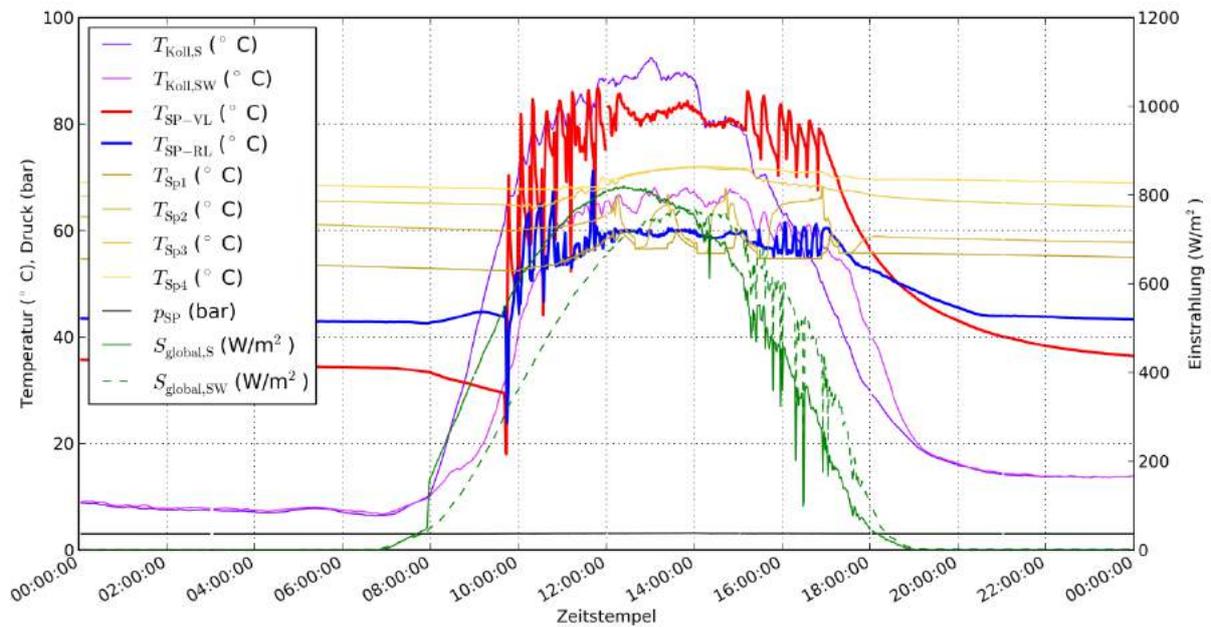


Abbildung 143: Beispielhafte Kollektortemperaturen, Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimärkreis, Temperaturen im Pufferspeicher, Druck im Solarprimärkreis sowie Globalstrahlung in Kollektorebene für südliches und südwestliches Kollektorfeld (Zeitraum: 25.9.2013)

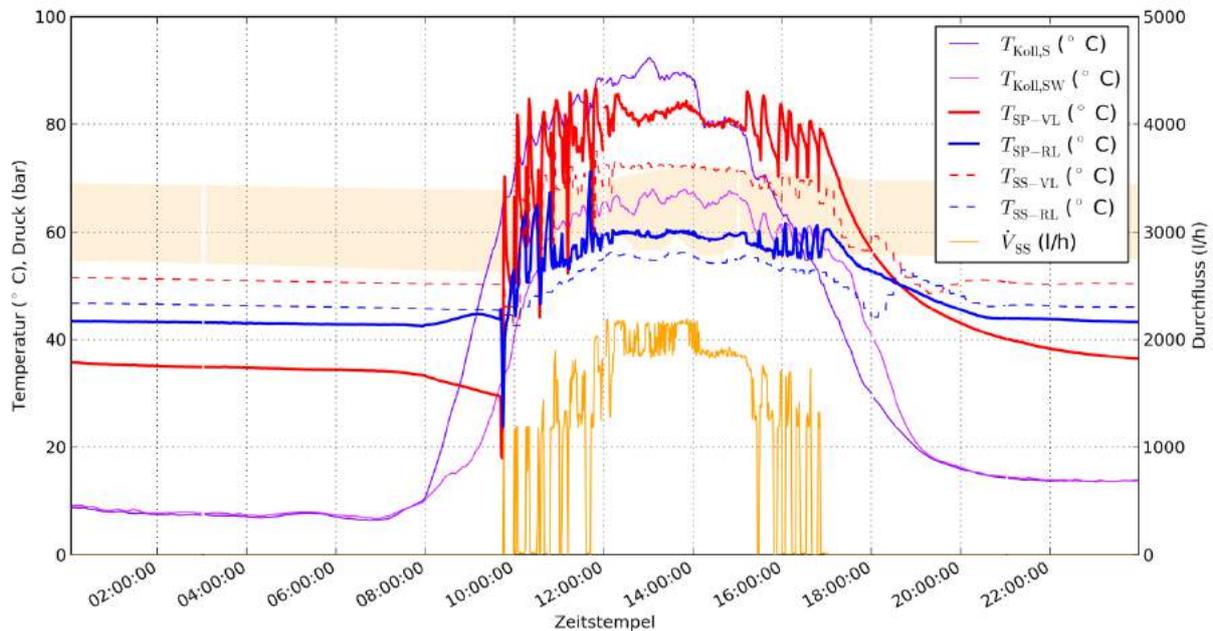


Abbildung 144: Beispielhafte Kollektortemperaturen, Vor- und Rücklauftemperaturen in Solarprimär- und -sekundärkreis, Durchfluss im Solarsekundärkreis. Rot hinterlegt: Temperatur auf vier verschiedenen Höhen im Pufferspeicher (Zeitraum: 25.9.2013)

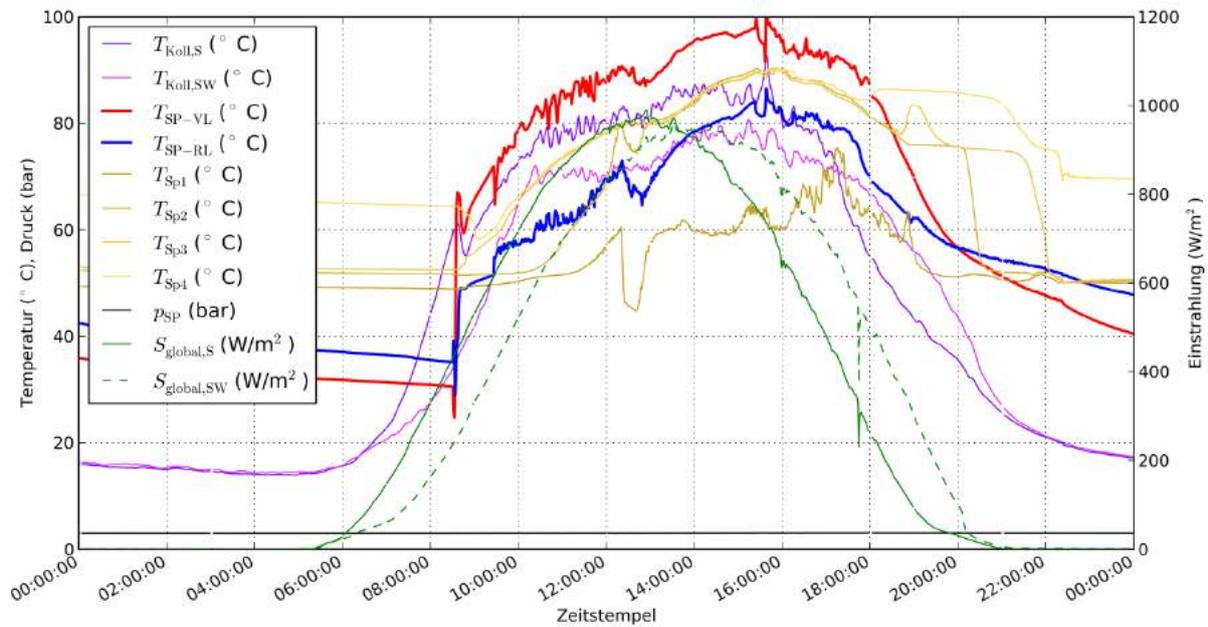


Abbildung 145: Beispielhafte Kollektortemperaturen, Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimärkreis, Temperaturen im Pufferspeicher, Druck im Solarprimärkreis sowie Globalstrahlung in Kollektorebene für südliches und südwestliches Kollektorfeld (Zeitraum: 18.7.2014)

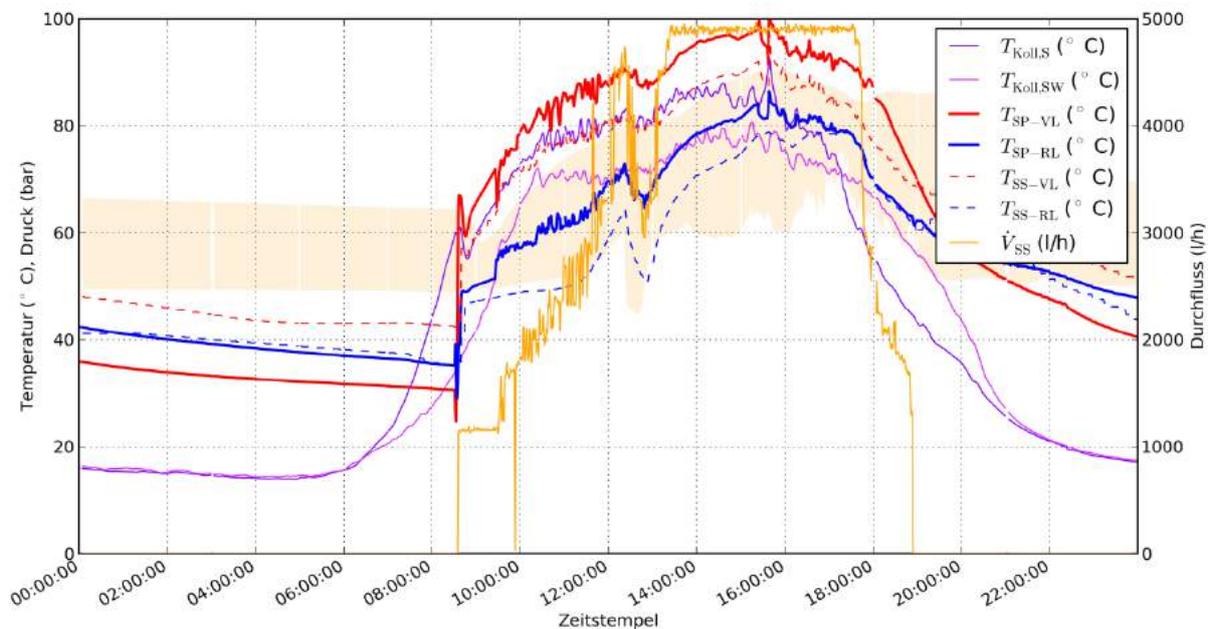


Abbildung 146: Beispielhafte Kollektortemperaturen, Vor- und Rücklauftemperaturen in Solarprimär- und -sekundärkreis, Durchfluss im Solarsekundärkreis. Rot hinterlegt: Temperatur auf vier verschiedenen Höhen im Pufferspeicher (Zeitraum: 18.7.2014)

Die Energie der Globalstrahlung wird teilweise von den Kollektoren in den Primärkreis übertragen. Über den Solarwärmeübertrager wird ein Teil dieser Solarenergie weiter in den Sekundärkreis und damit in den Pufferspeicher übertragen. In Abbildung 147 und Abbildung 148 sind die gesamte Einstrahlung auf die Kollektorflächen (grün) sowie die in den Pufferspeicher (rot) übertragene Wärmeleistung exemplarisch für die betrachteten Schönwettertage dargestellt. Die schwarzen Punkte stellen den berechneten Wirkungsgrad von der Globalstrahlung bis in den Solarsekundärkreis dar. Stark schwankende Wirkungsgradwerte, die für die Solaranlage berechnet werden, entstehen hauptsächlich, wenn sich die Messgrößen sehr schnell ändern (Schaltvorgänge, durchziehende Wolken), und sind für die Analyse nicht relevant.

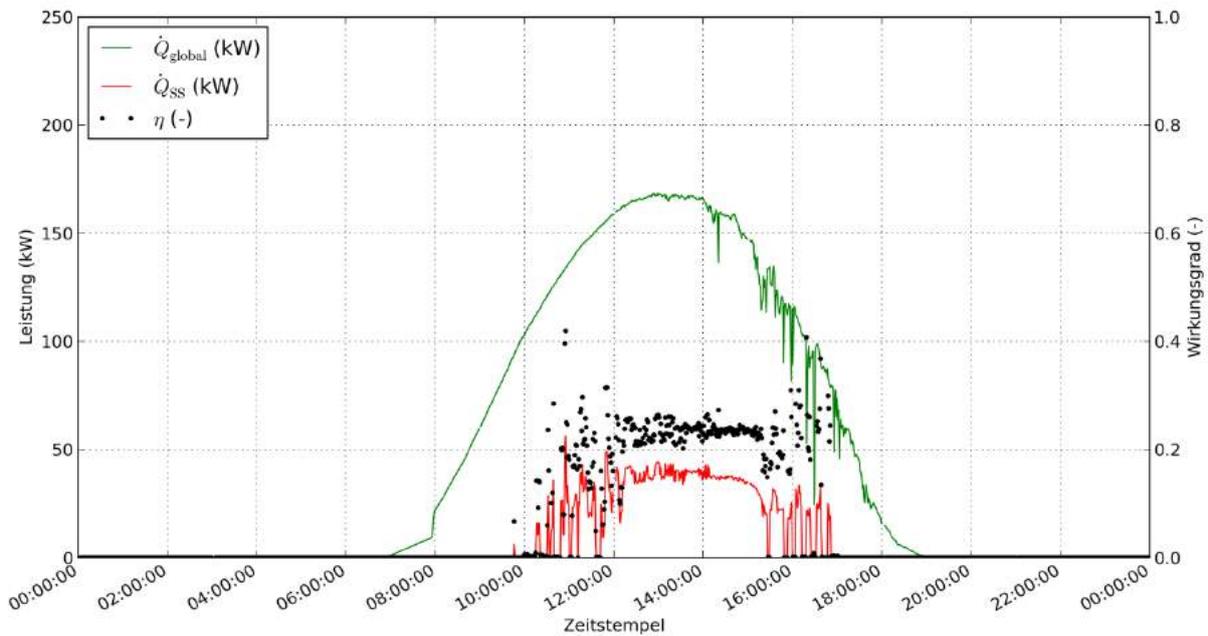


Abbildung 147: Beispielhafte Verläufe von Strahlungsdargebot auf die Kollektoren (grün) und Einspeicherung (rot) sowie Wirkungsgrad der Energieumwandlung (schwarz) (Zeitraum: 25.9.2013)

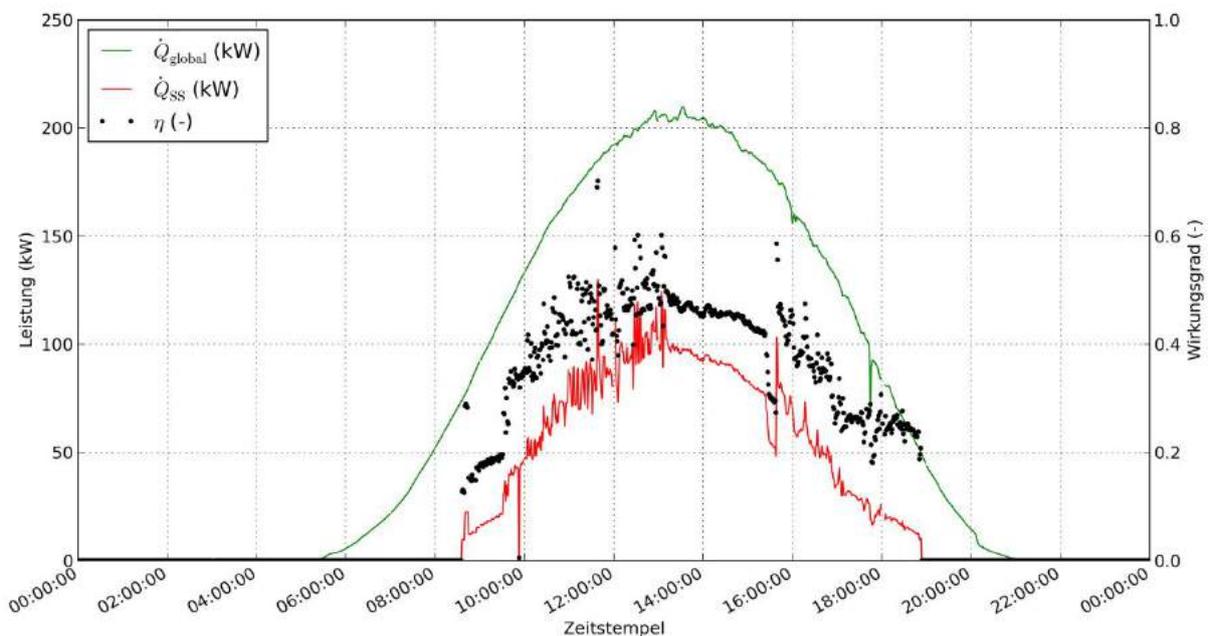


Abbildung 148: Beispielhafte Verläufe von Strahlungsdargebot auf die Kollektoren (grün) und Einspeicherung (rot) sowie Wirkungsgrad der Energieumwandlung (schwarz) (Zeitraum: 18.7.2014)

Die Temperaturverläufe im sowie die Volumenströme am Pufferspeicher sind exemplarisch für die oben beschriebenen Schönwettertage in Abbildung 149 bis Abbildung 152 dargestellt. Ist nur die Solaranlage in Betrieb, erkennbar jeweils an den roten Linien, erhöhen sich erwartungsgemäß die Puffertemperaturen (gelbe und braune Linien), siehe 25.9.2013 ab ca. 10:00 Uhr und am 18.7.2014 ab ca. 9:00 Uhr. Sobald aus dem Pufferspeicher Wärme ins Wärmenetz geliefert wird, sinken die Temperaturen im Puffer, beginnend mit den unteren Bereichen (25.9.2013 ab ca. 12:00 Uhr und am 18.7.2014 ab ca. 12:30 Uhr). Wird mehr Energie von der Solaranlage im Speicher abgelegt als ins Netz eingespeist wird, steigen die Temperaturen im Speicher weiter an

(18.7.2014 ab etwa 12:00 Uhr). Die Netzpumpe (grüne Linie) läuft manchmal mehrmals am Tag an (25.9.2013), ist an einzelnen Tagen aber auch durchgehend in Betrieb (18.7.2014).

#### Regelung der dezentralen, untergeordneten Einspeisepunkte

Der Betreiber versucht, Wärmenetz und Einspeisepunkte hinsichtlich mehrerer Kriterien optimal zu betreiben:

- Reduktion der Kosten für die Lagerhaltung von Ersatzteilen: Es wird bei allen Einspeisepunkten die gleiche Pumpe mit denselben Dimensionen eingebaut. Für den Einspeisepunkt „Amtshaus Scharnstein“ ist dabei der Nenndurchfluss im Verhältnis zur Einspeiseleistung zu groß. Zusätzlich ist die Druckdifferenz zwischen Vor- und Rücklaufleitung am Einspeisepunkt „Amtshaus Scharnstein“ vergleichsweise gering, daher ergibt sich selbst bei geringster Drehzahl der Netzpumpe ein relativ großer Durchfluss von etwa 2500 l/h. Bei Einschaltvorgängen ist der Durchfluss noch viel größer, was die Dynamik des Systems erhöht, die stabile Regelung erschwert und damit häufige Ein/Ausschaltvorgänge fördert.
- Vermeidung von häufigen Ein/Ausschaltvorgängen: Die Regelung des gesamten Wärmenetzes funktioniert nur unter Berücksichtigung aller Einspeisepunkte. Aufgrund der Differenzdruckregelung an den beiden Haupteinspeisepunkten (siehe Kapitel 7.1.1) kam es bei ungünstiger Regelung der dezentralen, untergeordneten Einspeisepunkte, wie dem „Amtshaus Scharnstein“, zu instabilem Regelverhalten sowie zu häufigen Ein- und Ausschaltvorgängen aller Netzpumpen (bis zu vier Mal pro Stunde).

Daher wird die Umwälzpumpe zur Netzeinspeisung bei der Anlage „Amtshaus Scharnstein“ erst eingeschaltet, wenn die Puffertemperatur auf einer bestimmten Höhe im Puffer zumindest 10 K höher als die gewünschte Netzvorlauftemperatur (bspw. 65 ° in den Sommermonaten) ist. Je größer allerdings der eingestellte Temperaturunterschied zwischen Puffer- und Netzvorlauftemperatur ist, desto höher ist das Temperaturniveau im Solarprimärkreis, wodurch Kollektorwirkungsgrad und Solarertrag sinken.

Zugunsten der Regelstabilität des Gesamtsystems wurde die Energieeffizienz der dezentralen Teilsysteme also etwas reduziert.

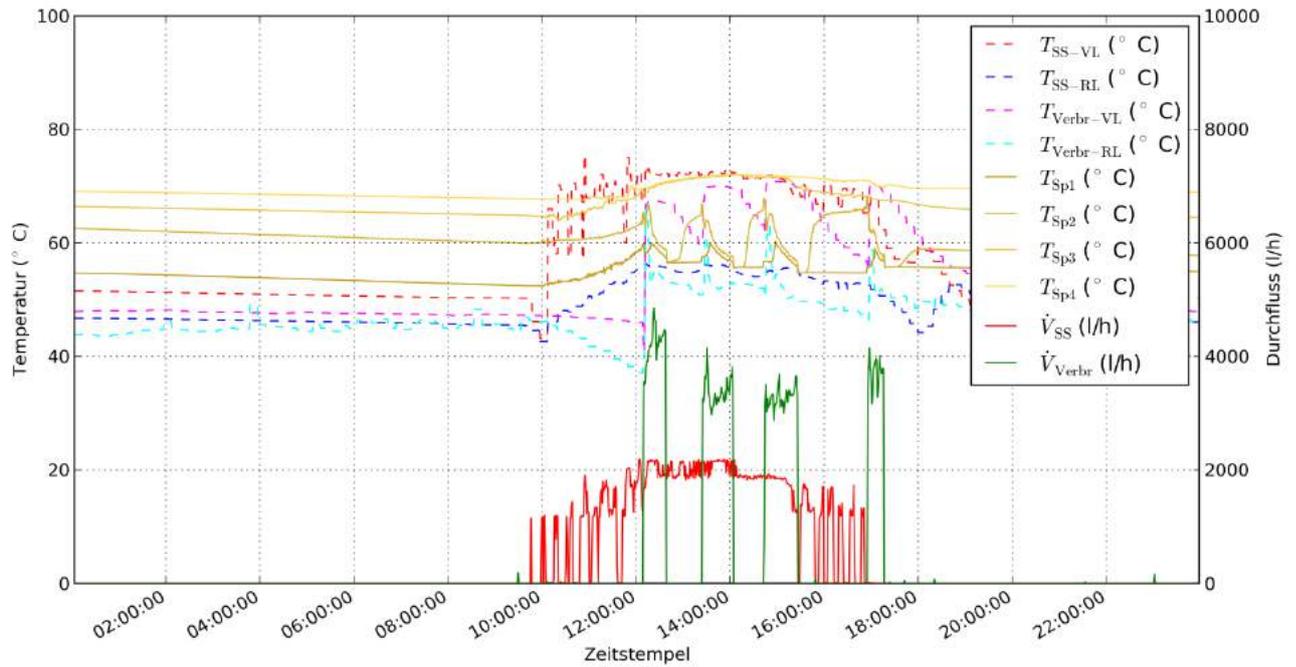


Abbildung 149: Beispielhafte Verläufe der Vorlauftemperaturen im Solarsekundär- und im Verbraucherkreis, der Temperaturen im Pufferspeicher sowie der Durchflüsse im Solarsekundärkreis und in der Netzanbindung (Zeitraum: 25.9.2013)

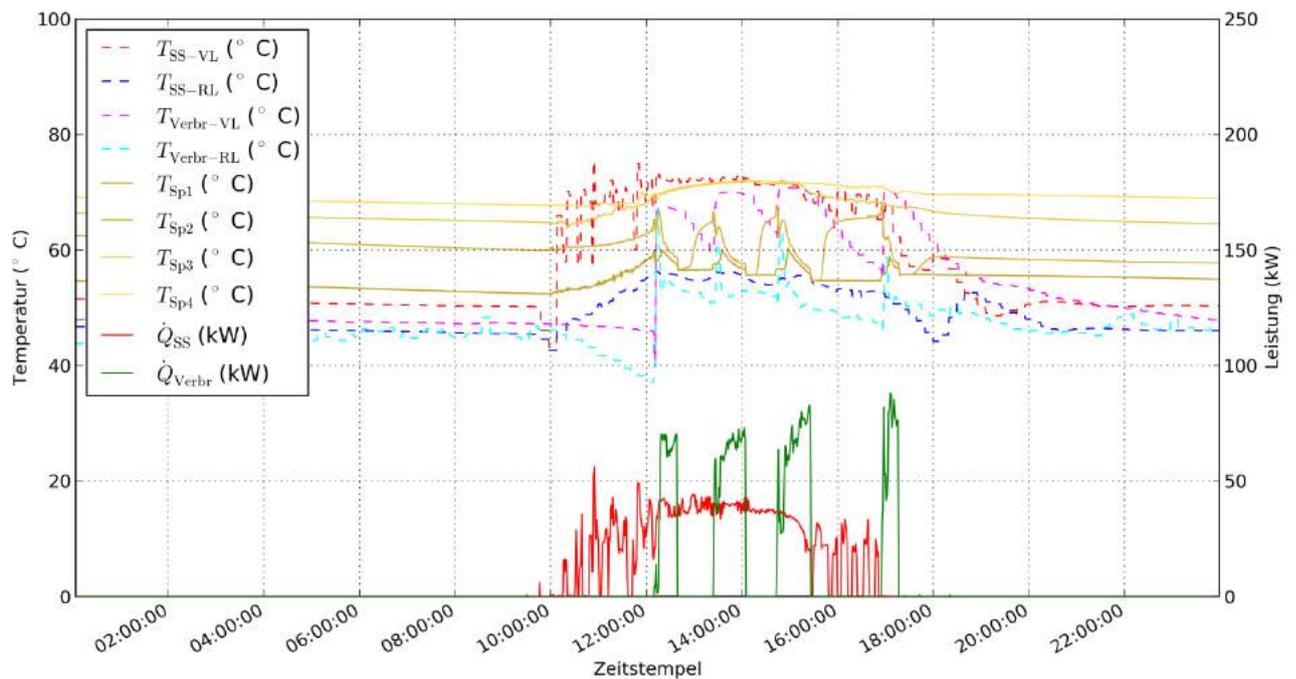


Abbildung 150: Beispielhafte Verläufe der Vorlauftemperaturen im Solarsekundär- und im Verbraucherkreis, der Temperaturen im Pufferspeicher sowie der Leistungen im Solarsekundärkreis und in der Netzanbindung (Zeitraum: 25.9.2013)

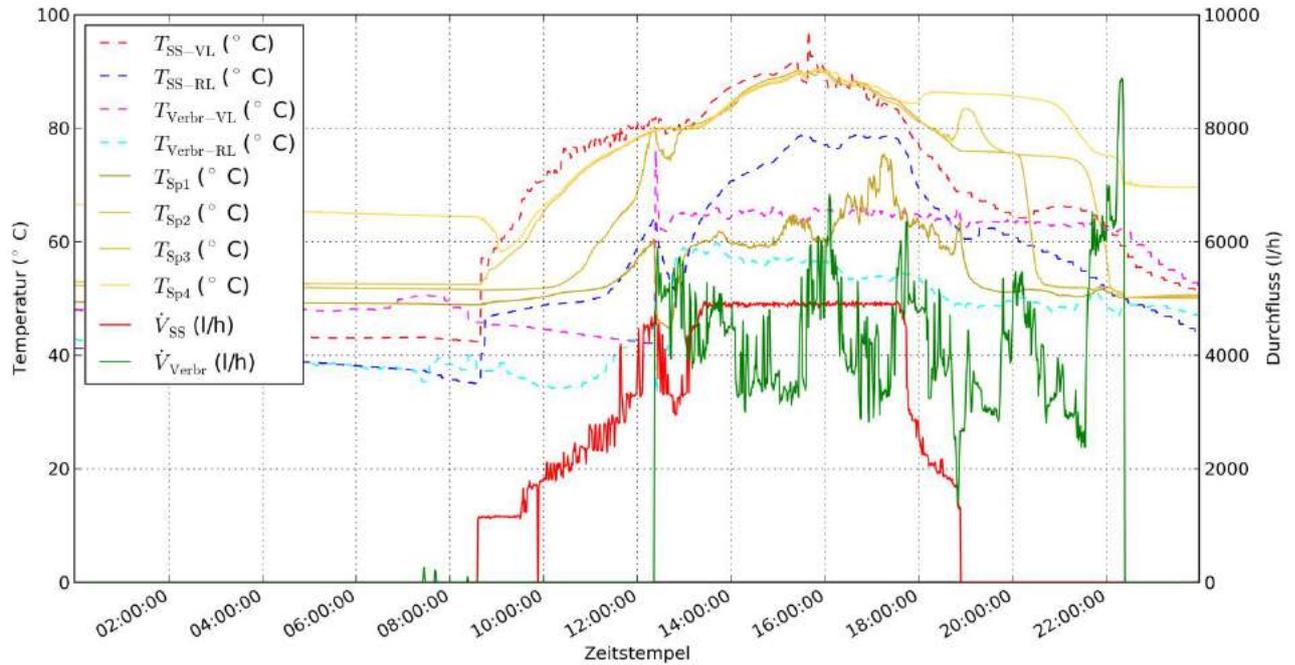


Abbildung 151: Beispielhafte Verläufe der Vorlauftemperaturen im Solarsekundär- und im Verbraucherkreis, der Temperaturen im Pufferspeicher sowie der Durchflüsse im Solarsekundärkreis und in der Netzanbindung (Zeitraum: 18.7.2014)

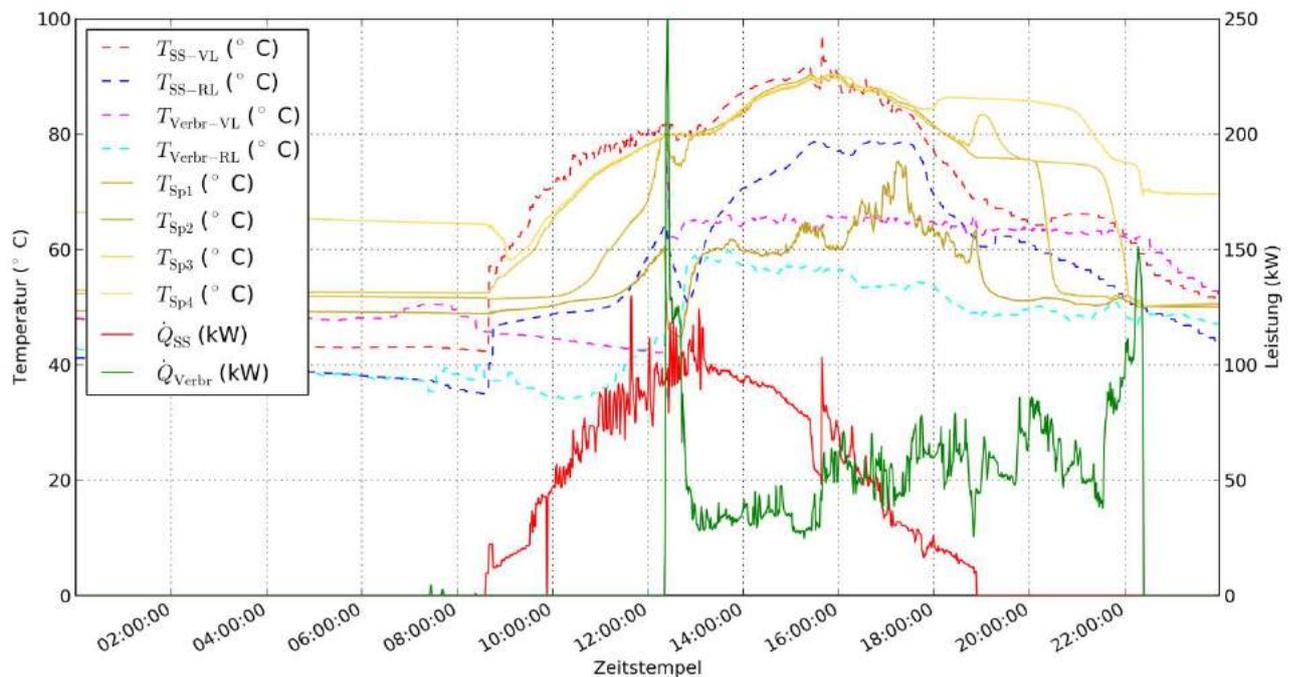


Abbildung 152: Beispielhafte Verläufe der Vorlauftemperaturen im Solarsekundär- und im Verbraucherkreis, der Temperaturen im Pufferspeicher sowie der Leistungen im Solarsekundärkreis und in der Netzanbindung (Zeitraum: 18.7.2014)

Der Vorlauf der Solaranlage sollte auf die gleiche Temperatur wie der Netzvorlauf geregelt werden, indem die Drehzahl der Solarpumpen angepasst wird. Ist die Vorlauftemperatur der Solaranlage höher, steigt die Mitteltemperatur der Solarkollektoren und Wirkungsgrad und Solarertrag sinken. Ist die Vorlauftemperatur der Solaranlage kleiner als der Netzvorlauf, kann die Solarenergie nicht ins Netz eingespeist werden und muss im Puffer zwischengespeichert werden. Das erhöht die

Speicherverluste. Um Solarenergie ohne Umwege ins Netz einspeisen zu können, sollte der Vorlauf der Solaranlage zusätzlich zum Pufferanschluss auch direkt an den Netzvorlauf angeschlossen werden. Diese Maßnahme ist nach dem Monitoringzeitraum (April 2015) umgesetzt worden. Das zugehörige Hydraulikschema zeigt Abbildung 137.

An Abbildung 151 und Abbildung 152 ist erkennbar, dass die Rücklauftemperatur der Solaranlage am Nachmittag weit höher liegt als der Rücklauf des Wärmenetzes. Diese ungeplante Temperaturverteilung im Puffer entsteht durch die komplexe Querdurchströmung der sechs einzelnen Pufferbehälter, die über einzelne Rohre miteinander verbunden sind. Die hohe Rücklauftemperatur der Solaranlage erhöht die Mitteltemperatur der Solarkollektoren und senkt damit Wirkungsgrad und Solarertrag. Der Umbau der Speicheranschlüsse ist nach dem Monitoringzeitraum (April 2015) umgesetzt worden.

### **7.8.6 Anlagen Status Quo**

Auf Intention des Begleitforschungsteams konnten bei der Anlage „Amtshaus Scharnstein“ einzelne Optimierungsmaßnahmen (Wärmedämmung zwischen Kollektoren und Pufferspeicher, hydraulischer Abgleich der Kollektorfelder, Verschaltung der Einzelspeicherbatterie, Herstellung einer direkten Netzeinspeisung, etc.) detektiert und umgesetzt werden.

Dennoch ist nach Abschluss des Monitoringzeitraums, insbesondere bei der Anlagenhydraulik und der Einbindung solarer Wärme in das Netz, Optimierungspotential vorhanden. Die Anlage „Amtshaus Scharnstein“ sieht nach dem umgesetzten Hydraulikschema eine Einspeisung von Solarenergie nur in die Netzvorlaufleitung vor. Dementsprechend muss, um Solarenergie überhaupt ins Wärmenetz einspeisen zu können, das Vorlauftemperaturniveau der solarthermischen Anlage im Primärkreis die Netzvorlauftemperatur überschreiten. Dies stellt vor allem im Winter, wenn die Netzvorlauftemperatur mit bis zu 100°C am höchsten ist, und die Solaranlage aufgrund der tiefen Außenlufttemperatur die größten Verluste hat, eine ziemliche Herausforderung für die Anlage dar. Insbesondere deswegen bleiben Solarertrag und Nutzungsgrad deutlich hinter den Erfahrungswerten üblicher solarthermischer Netzeinspeisungen zurück. Eine Abänderung bzw. Anpassung der Einbindung solarer Wärme in das Netz, sodass Solarenergie in die Rücklaufleitung (Rücklaufanhebung) eingespeist werden kann, wäre für den optimalen Betrieb der Anlage erforderlich.

Dem Anlagenbetreiber wurde eine Anpassung der Einbindung als deutliches Optimierungspotential kommuniziert, eine Veränderung konnte im Monitoringzeitraum nicht festgestellt werden.

## 7.9 Fernheizwerk II Graz, Stmk.

### 7.9.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Fernheizwerk II Graz (FHW II Graz)
<u>Adresse:</u>	8020 Graz
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in ein Wärmenetz (Einspeisung in das Fernwärmenetz Graz)
<u>Verbraucher:</u>	Fernwärmenetz Graz
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	2.490 m <sup>2</sup> , Flachkollektor (Ökotech, KBB, Arcon, GREENoneTEC)
<u>Neigung:</u>	30°
<u>Ausrichtung:</u>	Süd
<u>Spezifischer Ertrag:</u>	489 kWh/m <sup>2</sup> a (Messung bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Abschluss der Monitoringphase mit Juli 2016
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AEE INTEC

Bereits 2007 wurde nahe dem Standort der Energie Steiermark in der Grazer Puchstraße (ein wichtiger Versorgungspunkt im Fernwärmenetz der Stadt Graz) von der Fa. S.O.L.I.D. GmbH die größte österreichische solarthermische Anlage mit einer Kollektorfläche von rund 5.000 m<sup>2</sup> errichtet.

Ende September 2014 wurde diese Anlage um ein Kollektorfeld mit einer Bruttokollektorfläche von rund 2.490 m<sup>2</sup> erweitert. Das neue Kollektorfeld wurde hierfür nördlich der bestehenden Anlage direkt auf dem Gelände des angrenzenden Fernheizwerks installiert (siehe Abbildung 153). Die gewonnene solarthermische Wärme der gesamten Anlage (Bestand und Erweiterung) wird mittels einer Sammelleitung (teils erdverlegt, teils frei verlegt) zunächst zur Technikzentrale transportiert und über zwei Wärmetauscher in das Fernwärmenetz der Stadt Graz eingespeist. Die Technikzentrale beinhaltet die hierfür notwendigen Komponenten wie Pumpengruppen, Wärmetauscher sowie Ausdehnungs- und Sicherheitsarmaturen und ist in einem Technikcontainer (siehe Abbildung 155) auf dem Gelände des Fernheizwerks untergebracht. Im Rahmen der Erweiterung wurden Großkollektoren unterschiedlicher Hersteller, jedoch mit identischer Ausrichtung, Aufstellung und Anbindung verbaut. Das Temperaturniveau des Fernwärmenetzes liegt im langjährigen Mittel nach Informationen des Netzbetreibers bei ca. 120/70°C in der Kernheizperiode bzw. bei ca. 80/50°C in den Sommermonaten.

Finanzierung, Errichtung und Betrieb der Anlage erfolgt durch die Fa. S.O.L.I.D. über ein „Contracting-Modell“. Die solarthermisch generierte Wärme wird an den Betreiber des Wärmenetzes (Energie Steiermark) verkauft.



Abbildung 153: Ansicht im Zuge der Errichtung des Kollektorfeldes (linke Abbildung, Bildquelle: SOLID) und Ansicht des fertig errichteten Kollektorfeldes auf dem Gelände des Fernheizwerks Graz (rechte Abbildung, Bildquelle: „Kleine Zeitung“)



Abbildung 154: Ansicht des Kollektorfeldes auf dem Gelände des Fernheizwerks Graz im Vordergrund. Im Hintergrund ist das Fernheizwerk inkl. Kesselhaus erkennbar. Rechts neben dem Kollektorfeld ist die Fernwärmeleitung zwischen dem Kraftwerk Mellach sowie dem Standort des Fernheizwerks in der Graz-Puchstraße erkennbar (Bildquelle: Picfly.at Thomas Eberhard)



Abbildung 155: Blick in den Technikcontainer und Ansicht der beiden Umwälzpumpen sowie der beiden Wärmetauscher der Anlage.

Eine Tabelle der unterschiedlichen Kollektortypen, deren verbaute Bruttokollektorfläche als auch die in den Kollektoren eingesetzte Abdeckungsart sowie der verwendete Absorbentyp sind in Tabelle 4 angeführt. Insgesamt wurden im Rahmen der Erweiterung sechs unterschiedliche Großkollektortypen von vier Herstellern (Arcon, GREENoneTEC, KBB und Ökotech) installiert. Dabei sind die verbauten Kollektoren durchgehend mit zweifacher Abdeckung, Doppelglas als auch Folie, ausgeführt.

Eine Darstellung der Wirkungsgradkennlinien der bei der Anlage zum Einsatz kommenden Kollektoren ist in Abbildung 156 dargestellt. Hierbei ist deutlich die Bandbreite der erreichbaren Wirkungsgrade (unter Laborbedingungen nach DIN EN ISO 9806:2014) bzw. der thermischen Leistungsfähigkeit bei unterschiedlichen mittleren Kollektortemperaturniveaus erkennbar (Datenbasis: Solar Keymark (Einstrahlung: 1000 W/m<sup>2</sup>; Umgebungstemperatur: 20°C; Bezugsfläche: Bruttokollektorfläche)). Die maximale Differenz im theoretisch erreichbaren Wirkungsgrad beträgt bei bspw. 75 °C mittlerer Kollektortemperatur 5,6%.

Tabelle 4: Übersicht über die bei der Anlage „FHW II“ zum Einsatz kommenden Kollektoren inkl. Bruttokollektorfläche, Absorber- und Abdeckungstyp.

Hersteller	Arcon	GoT	KBB	Ökotech	Ökotech	Ökotech
Handelsname	HT-S 35/10	GK 3003	K5 Giga+	HT2014	HT2012	HT2009
Bruttokollektorfläche	1032 m <sup>2</sup>	211 m <sup>2</sup>	522 m <sup>2</sup>	475 m <sup>2</sup>	50 m <sup>2</sup>	200 m <sup>2</sup>
Absorber	Harfe	Mäander	Harfe	Harfe	Harfe	Harfe
Abdeckung	Folie	Doppelglas	Folie	Doppelglas	Folie	Folie

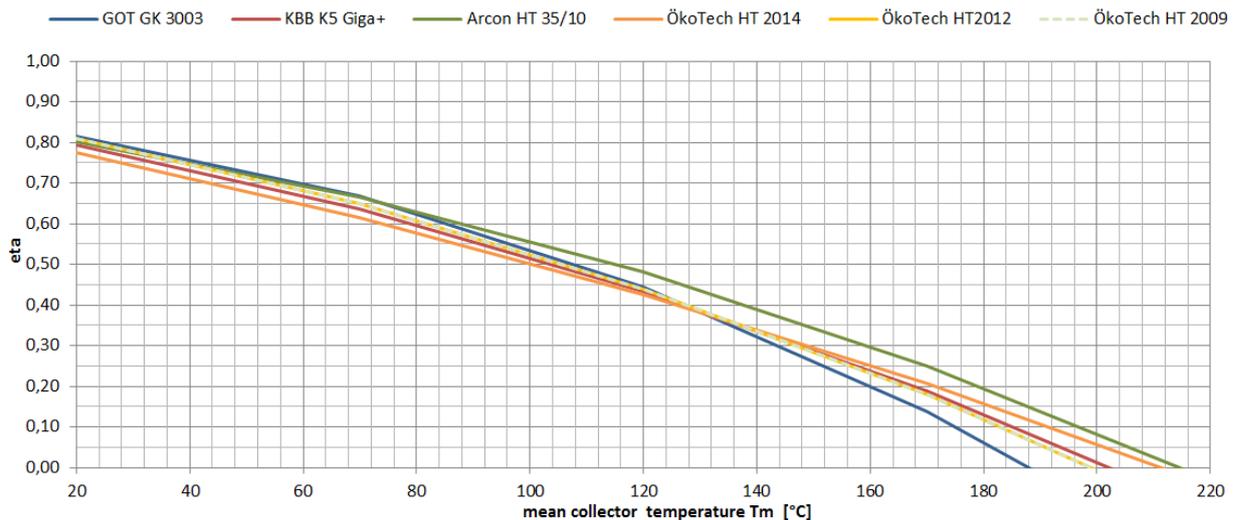


Abbildung 156: Darstellung der Wirkungsgradkennlinien der bei der Anlage „FHW II“ zum Einsatz kommenden Kollektoren. Datenbasis: Solar Keymark (Einstrahlung:  $1000 \text{ W/m}^2$ ; Umgebungstemperatur:  $20^\circ\text{C}$ ; Bezugsfläche: Bruttokollektorfläche).

### 7.9.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Hydraulik- bzw. Messkonzept der Anlage „Fernheizwerk II Graz“ (FHW II) in Kombination mit der seit 2007 bestehenden Anlage „Fernheizwerk I Graz“ (FHW I) sowie der am Standort des Fernheizwerks Graz befindlichen Gasspitzenlastkessel und die Anbindung dieser an das Fernwärmenetz ist in Abbildung 157 dargestellt.

Dabei speist das gesamte Kollektorfeld der Anlage FHW II in die bereits für die Anlage FHW I errichtete Sammelleitung ein. Die Wärme aus beiden Kollektorfeldern wird dann in der rund 100 Meter Entfernung errichteten Übergabestation über zwei Wärmetauscher in das Fernwärmenetz der Stadt Graz eingespeist. Dabei wird aus dem Rücklauf entnommen und solare Wärme dem Vorlauf des Netzes beigemischt. Aufgrund des geringen Mengenanteils der solaren Wärme im Vergleich zur im Netz transportierten Wärmemenge ergibt sich für das Solarsystem auch die Möglichkeit, solare Wärme in den Wintermonaten auf einem niedrigeren Temperaturniveau als das Netzvorlauftemperaturniveau einzuspeisen. Weiters befinden sich am Standort des Fernheizwerks Graz noch weitere Gasspitzenlastkessel, welche nach Bedarf Wärme in das Fernwärmenetz einspeisen können.

Wie bereits angeführt, wurden bei der Anlage FHW II Kollektoren unterschiedlicher Kollektorhersteller verbaut. Das Kollektorfeld besteht insgesamt aus sieben Subfeldern, jeweils bestehend aus ein bis max. vier parallel verschalteter Reihen. In jedem Subkollektorfeld bzw. Kollektorreihe befinden sich jeweils Kollektoren des gleichen Typs, wobei in Summe 19 Kollektorreihen umgesetzt wurden (vgl. Abbildung 158).

Das Monitoring wurde nach dem Standard des Begleitforschungsprogramms ausgeführt, wobei ausschließlich das zur Förderung eingereichte, neu errichtete Kollektorfeld (FHW II - Neubau) messtechnisch erfasst wurde. Hierfür wurden jeweils die Vor- und Rücklauftemperatur für jedes Subkollektorfeld sowie die Wärmemenge inkl. Volumenstrom und Vor- bzw. Rücklauftemperatur der Anlage FHW II messtechnisch erfasst. Weiters wurde für die Anlage ein Außentemperaturfühler und Globalstrahlungssensor verbaut.

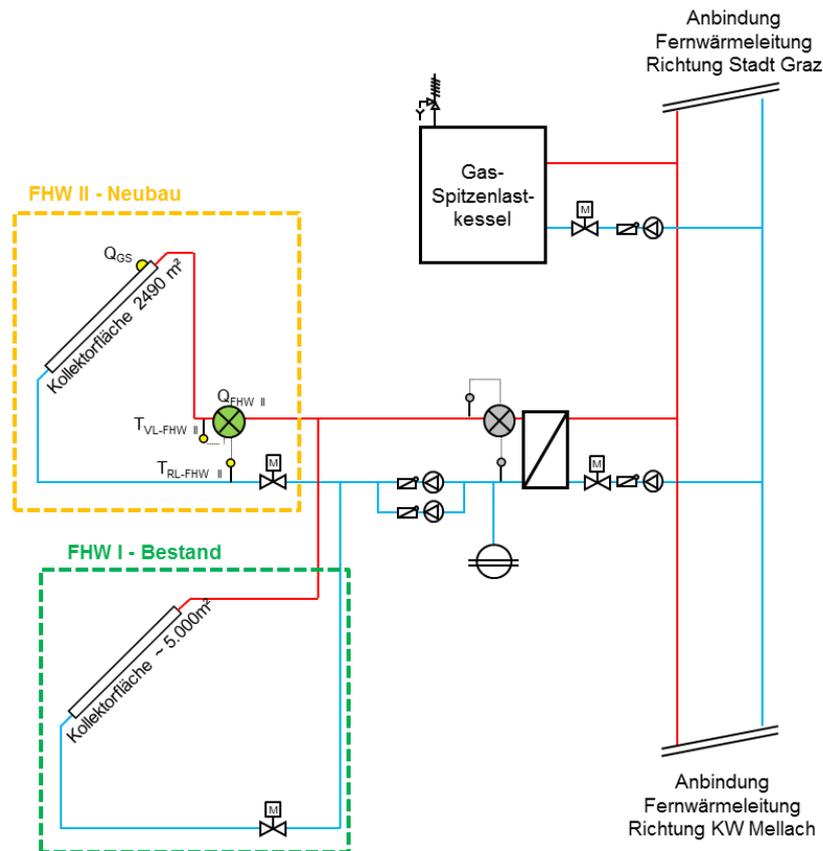


Abbildung 157: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „FHW Graz“ im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitforschung (grün/grau: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der in Abbildung 157 angeführten Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

### Allgemein

$Q_{\text{Global}}$  Globalstrahlungssensor

### Kollektorfeld FHW II - Neubau

$T_{\text{VL-FHW II}}$  Solarvorlauftemperatur FHW II - Neubau  
 $T_{\text{RL-FHW II}}$  Solarrücklauftemperatur FHW II - Neubau  
 $Q_{\text{FHW II}}$  Wärmemengenzähler FHW II - Neubau

Unmittelbar nach dem Ende der Messperiode des Begleitforschungsprogramms wurde, neben dem in Abbildung 157 dargestellten Messkonzept, eine erweiterte Bestückung der Anlage mit zusätzlichen Messpunkten vorgenommen. Hintergrund war der Start des 3-jährigen Forschungsprojekts MeQuSo (Methodenentwicklung für Qualitätsnachweise solarthermischer Großanlagen unter realen Betriebsbedingungen – aus Programmlinie „Energieforschung 2014“), in dessen Mittelpunkt die Themen Planungssicherheit und Qualitätsbeurteilung von solaren Großanlagen stehen. Wesentliche Ziele des Projekts sind dabei (A) die Entwicklung einer Methode zum quasidynamischen Kollektortest von Kollektoren in solaren Großanlagen und (B) die Entwicklung von Methoden zum einfachen Leistungs- und Ertragsnachweis für solare Großanlagen. Der zentrale Nutzen der Projektergebnisse besteht in der Erhöhung der technischen und damit der ökonomischen Planungssicherheit für Investoren und Anlagenbetreiber (speziell im Segment solarer Großanlagen).

Um die angeführten Fragestellungen beantworten bzw. um eine detailliertere Analyse der einzelnen Subkollektorfelder durchführen zu können, wurden bei der Anlage zusätzliche

Messpunkte implementiert. Das Messkonzept für das Projekt umfasst Wärmemengenzähler (inkl. Vor- und Rücklauftemperatur, Wärmemenge, Durchfluss) für sechs der sieben Subkollektorfelder sowie zusätzlich einzelne Temperaufühler zwischen den einzelnen Reihen bzw. Kollektoren. In einem der Subkollektorfelder wurde kein Wärmemengenzähler installiert, da sich dieses aus unterschiedlichen Kollektortypen zusammensetzt und dementsprechend für die Beantwortung der Fragestellung nicht geeignet ist. Des Weiteren wurde ein Pyrheliometer (direkte Bestrahlungsstärke), ein Pyranometer (Globalstrahlung) eine Windmessanlage und eine Webcam zur Erfassung der Verschattung installiert. Die Messpunkte zum beschriebenen Messkonzept der Anlage sind in Abbildung 158 dargestellt.

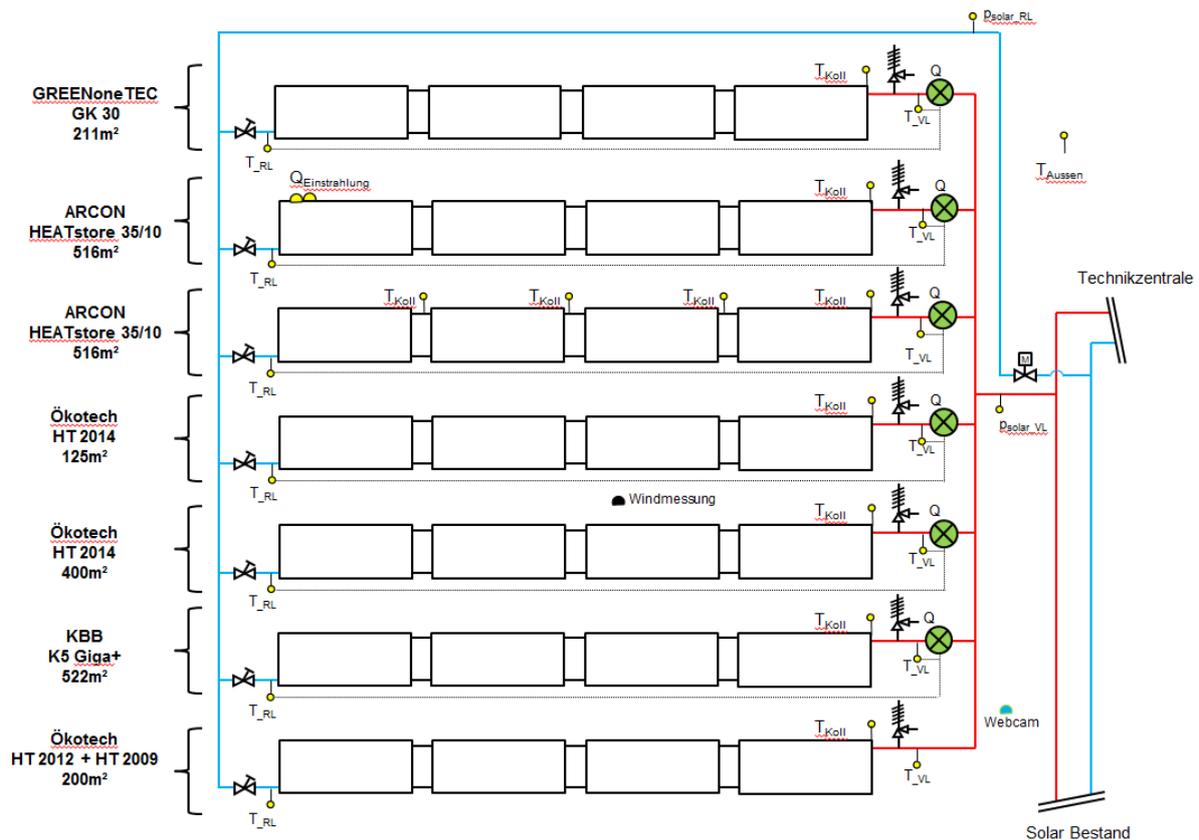


Abbildung 158: Erweitertes Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „FHW II Graz“ für das Projekt MeQuSo (grün/grau: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur- und Einstrahlungssensoren)

### 7.9.3 Vergleich Simulation – Messwerte

Im Rahmen des einjährigen Monitorings wurde bei der Anlage FHW II der solare Ertrag des gesamten Kollektorfelds mit der Anlagensimulation des Betreibers zum Zeitpunkt der Fördereinreichung verglichen.

Wie in Abbildung 159 ersichtlich, wurde von Seiten des Betreibers ein Jahressolarertrag von 414 kWh/m<sup>2</sup> prognostiziert. Nach Abschluss des einjährigen Monitoring konnte für das Kollektorfeld der Anlage FHW II ein deutlich höherer spezifischer Solarertrag von 489 kWh/m<sup>2</sup> gemessen werden. Insbesondere im Vergleich mit den bisher im Begleitforschungsprogramm untersuchten Fernwärmenetzeinspeisungen (Mittelwert liegt hier bei 376 kWh/m<sup>2</sup>a aus 15 untersuchten Projekten) und in Anbetracht des verfügbaren Temperaturniveaus des Fernwärmenetzes (Rücklauf temperaturniveau im

Mittel bei rund 64 °C, vgl. Abbildung 163) kann der gemessene spezifische Solarertrag als sehr gut eingestuft werden.

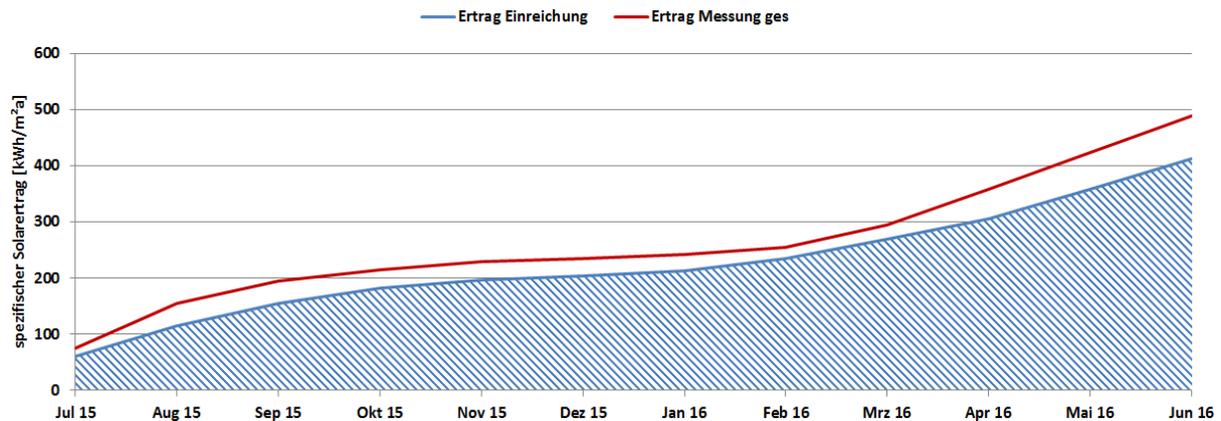


Abbildung 159: Prognostizierter und gemessener Verlauf des spezifischen Solarertrags und des Simulationsertrags der Anlage „FHW II Graz“

Der solare Jahresdeckungsgrad als auch der Verbrauch der Anlage „FHW II Graz“ konnten aufgrund der Hydraulik der Anlage bzw. der Anbindung (Direkteinspeisung in das Fernwärmenetz Graz) am Standort nicht bestimmt werden. Auf Basis der Verbrauchsdaten des Fernwärmenetzes der Stadt Graz aus dem Jahr 2013 von rund 935 GWh/a (Green Paper Wärmeversorgung Graz 2020/2030), kann der solare Anteil am Fernwärmeenergieverbrauch der Stadt Graz abgeschätzt werden. Der solare Anteil liegt unter dieser Annahme, für die im Begleitforschungsprogramm befindliche Anlage FHW II, bei rund 0,12%. Unter der Annahme eines gleichen hohen spezifischen Solarertrags für die Gesamtanlage am Standort (FHW I und FHW II), ergibt sich ein solarer Anteil von rund 0,36%.

#### 7.9.4 Detailbetrachtung und Optimierung

Bei der Analyse der Betriebsweise der solarthermischen Anlage konnten bereits vor dem Start der einjährigen Monitoringphase im Jänner 2015, im Zuge der Plausibilitätsprüfung der Daten, einzelne Optimierungspunkte detektiert werden. Das Betriebsverhalten des Solarsystems ist exemplarisch hierfür in Abbildung 160 dargestellt. Es ist deutlich erkennbar, dass sich die zentrale Solarpumpe der Anlage im Tagesverlauf neben dem erwartungsgemäßen Betrieb zwischen ca. 9:30 Uhr und 16:00 Uhr mehrmals auch zu Zeiten ohne Einstrahlung, sprich in den Nachtstunden (0:00 Uhr bis 4:00 Uhr) und frühen Abendstunden (18:00 Uhr bis 22:00 Uhr), einschaltet. Nach Rücksprache mit dem Anlagenbetreiber konnte als Ursache hierfür ein Problem in der Regelung der Anlage identifiziert werden. Das zuständige Regelungstechnikunternehmen wurde informiert und konnte die Probleme bei der Regelung beheben.

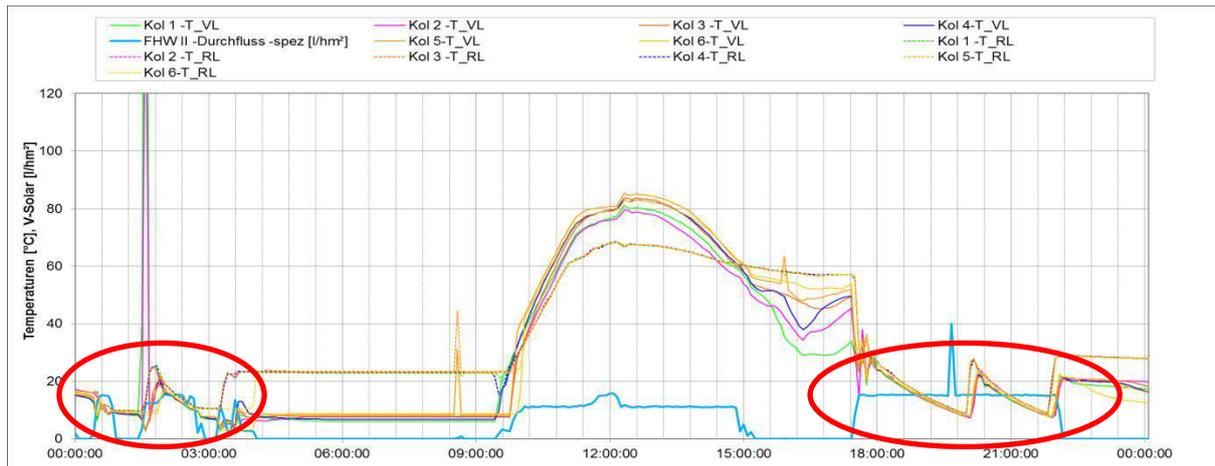


Abbildung 160: Beispielhafter Temperaturverlauf der Kollektortemperaturen der einzelnen Subfelder inkl. Verlaufs des spezifischen Volumenstroms und der Globalstrahlung der Anlage „FHW II Graz“ (28.01.2015).

Beispielhaft für das Betriebsverhalten der Anlage im Betrachtungszeitraum vom Juli 2015 bis Juni 2016 ist in Abbildung 161 der Tagestemperaturverlauf vom 10. Juli 2015 dargestellt. In den Darstellungen sind die Vor- und Rücklauftemperaturen der einzelnen Teilkollektorfelder als auch der mittlere spezifische Volumenstrom des gesamten Kollektorfeldes dargestellt. Wie systembedingt erwartet werden darf, liegen alle Rücklauftemperaturen der Teilkollektorfelder über den Tagesverlauf hinweg auf gleich hohem Temperaturniveau. Die Vorlauftemperaturen weisen leichte Unterschiede, speziell zu Tageszeiten mit hoher Einstrahlungsleistung, auf. Im Maximum liegen diese Temperaturdifferenzen unter 4 K, wobei sie sich in Zeiten geringerer Einstrahlung weiter verringern. Dieser Effekt tritt trotz hydraulischer Einregulierung mittels Strangregulierventilen auf und hat die Ursache einerseits im Toleranzbereich der Regulierelemente und andererseits in den unterschiedlichen Kollektoreffizienzen.

Bei der Betrachtung des Verlaufs des spezifischen Volumenstroms des Kollektorfeldes ist deutlich die Betriebsweise der zwei parallel installierten Umwälzpumpen erkennbar. Zu Beginn als auch am Ende des Betriebstages der Anlage ist nur eine der beiden Pumpen in Betrieb. Der Volumenstrom beträgt in diesem Zeitraum (zwischen ca. 6:30 und 8:00 bzw. zwischen 16:00 und 17:30) rund 11,5 l/hm<sup>2</sup>. Bei höher werdender Einstrahlungsleistung wird die zweite Pumpe in Betrieb genommen und der spezifische Volumenstrom steigt, zwischen 8:00 und 16:00, auf rund 16,5 l/hm<sup>2</sup>. Die Anpassung des Volumenstroms an die Einstrahlungsleistung erfolgt hier nicht drehzahl geregelt, sondern als Stufenschaltung mit 2 Stufen. Durch die Implementierung einer Drehzahlregelung könnte jedoch eine verbesserte Anpassung des Volumenstroms an die schwankende Globalstrahlung erreicht werden, was eine konstantere Vorlauftemperatur und somit ein höheres Potenzial zur Netzeinspeisung bedeuten würde. Dieses detektierte Optimierungspotential wurde mit dem Betreiber besprochen und in Folge wurde eine weitere Drehzahlstufe im September 2016 umgesetzt. Wie in der Abbildung 162 erkennbar, konnten ab dem Zeitpunkt der Umstellung die erste Umwälzpumpe in zwei unterschiedlichen Drehzahlbereichen betrieben und als Resultat das gesamte Kollektorfeld mit drei unterschiedlichen Durchflussmengen (rund 7 l/hm<sup>2</sup>, 11,5 l/hm<sup>2</sup> und 16,5 l/hm<sup>2</sup>; dargestellt durch rote Kreise in Abbildung 162) beaufschlagt werden.

Weiters konnte ein Hydraulikphänomen in der Anlage detektiert werden. Bereits zu Beginn der einjährigen Monitoringphase zeigte sich, dass nach Abschalten der Anlage unerwünschte Strömungen im Gesamtkollektorfeld auftraten. Deutlich wird dies an dem Verlauf der Vor- als auch Rücklauftemperaturen. Wie in der Abbildung 161 erkennbar, bleibt das Temperaturniveau der Vor- als auch Rücklauftemperaturen rund eine Stunde nach Abschalten der Anlage relativ konstant. Danach ist ein starkes Abfallen der

Rücklauftemperaturen, bis auf Außentemperaturniveau in den Morgenstunden, erkennbar. Die Vorlauftemperaturen sinken etwas geringer ab und weisen zudem in den Morgenstunden, je nach Distanz zur Sammelleitung, zueinander unterschiedliche Verläufe auf.

Erklärbar ist dies dadurch, dass sich nach Abschalten der Anlage eine Rohr-inrohrzirkulation einstellt und das warme Wärmeträgerfluid aus den Leitungen über die Kollektoren abgekühlt wird. Aufgrund der zu erwartenden negativen Effekte hinsichtlich der entstehenden Wärmeverluste des Solarprimärkreises als auch aus Gründen möglicher thermischer Entladungen über die Übergabestation wurde das detektierte Verhalten dem Betreiber kommuniziert. Mögliche negative Auswirkungen auf die Übergabestation bestätigten sich nicht bzw. konnten durch weiterführende Analysen des Betreibers ausgeschlossen werden. Zur Verhinderung der internen Strömungen bzw. zur Minimierung der Wärmeverluste wurde der Einbau von Sperrventilen im Kollektorkreis besprochen und eine Umsetzung dieser wird vom Betreiber im Winter 2016 (einstrahlungsarmer Zeitraum) angestrebt.

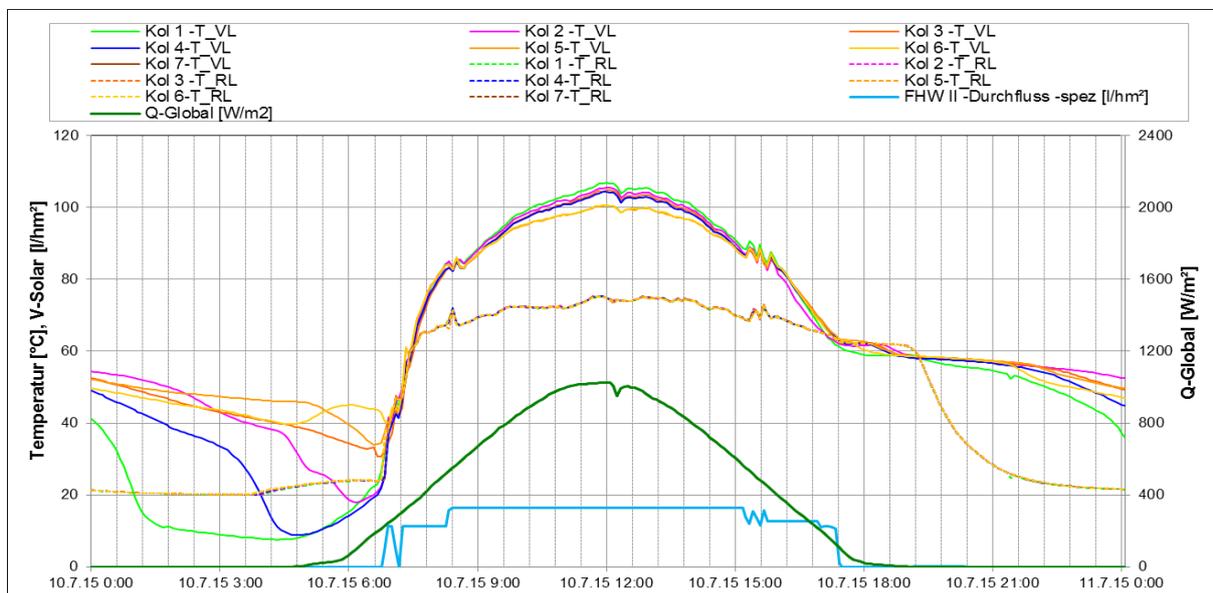


Abbildung 161: Beispielhafter Temperaturverlauf der Kollektortemperaturen der einzelnen Subfelder inkl. Verlaufs des spezifischen Volumenstroms und der Globalstrahlung der Anlage „FHW II Graz“ (10.07.2015).

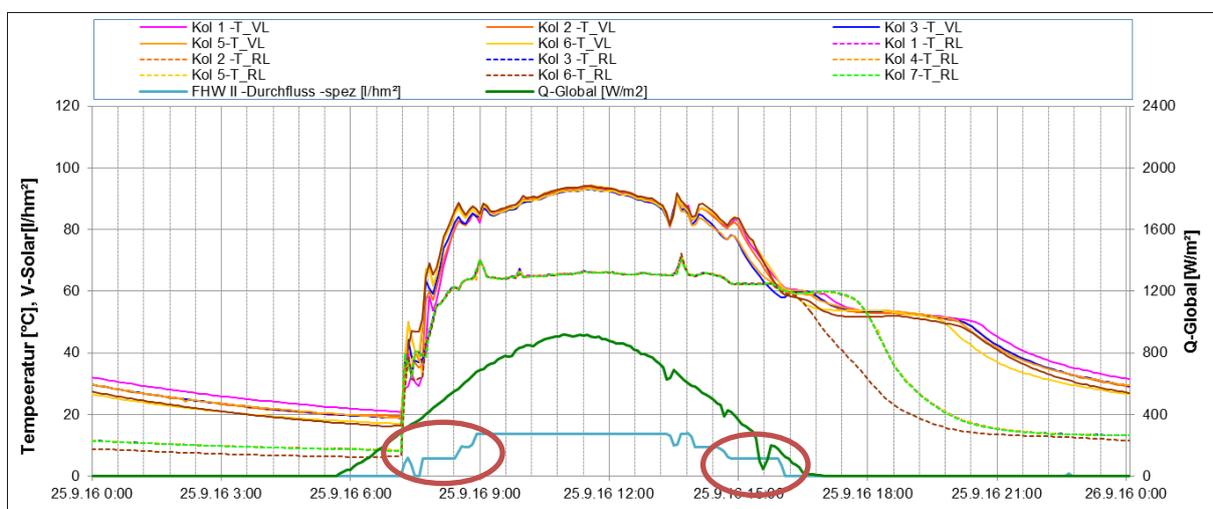


Abbildung 162: Beispielhafter Temperaturverlauf der Kollektortemperaturen der einzelnen Subfelder inkl. Verlaufs des spezifischen Volumenstroms und der Globalstrahlung der Anlage „FHW II Graz“ (25.09.2015)

In folgender Abbildung 163 sind der tägliche spezifische Solarertrag der FHW II-Anlage zuzüglich der mittleren gewichteten Vor- (rote Punkte) und Rücklauftemperaturen (blaue Punkte) als auch die maximale tägliche Leistung dargestellt. Die Einspeisung solarer Wärme in das Fernwärmenetz erfolgt als Beimischung in den Vorlauf. Aufgrund des geringen Mengenanteils der solaren Wärme im Vergleich zur im Netz transportierten Wärmemenge ergibt sich für das Solarsystem auch die Möglichkeit, solare Wärme in den Wintermonaten auf einer niedrigeren Temperatur als das Netzvorlauftemperaturniveau (120/70°C) einzuspeisen.

Wie in der Abbildung dargestellt liegen, die durchschnittlichen Rücklauftemperaturen im Monitoringjahr bei rund 64°C und die durchschnittlichen Vorlauftemperaturen bei rund 83°C. Daraus ergibt sich eine Durchschnittliche Hebung des Temperaturniveaus um 19 K. Deutlich ist in der Darstellung der Jahresverlauf der eingespeisten solaren Wärmemengen erkennbar, wobei die maximalen Leistungen im Betrachtungszeitraum bei rund 1.500 kW liegen.

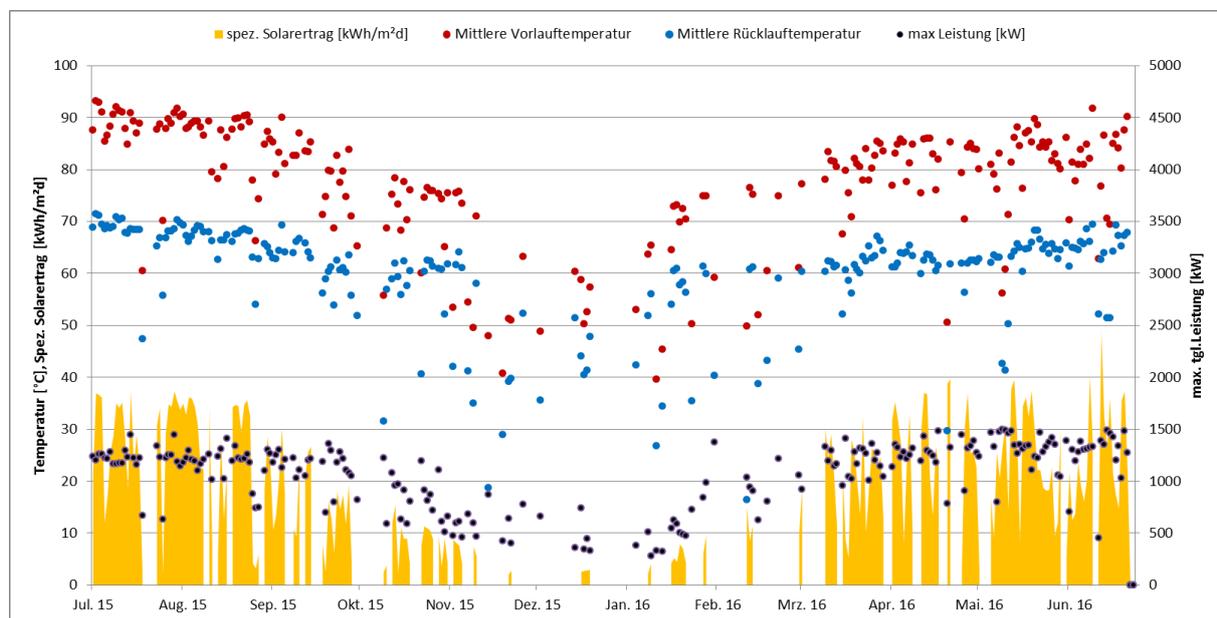


Abbildung 163: Darstellung der täglichen Wärmemenge der FHW II-Anlage zuzüglich mittleren gewichteten Vor- (rote Punkte) und Rücklauftemperaturniveaus (blaue Punkte) und maximalen täglichen Leistungen (schwarze Punkte) (Juli 2015 bis Juni 2016).

Wie bereits einführend angeführt, wurde im Anschluss an das gegenständliche Anlagenmonitoring in Verbindung mit der Anlage FHW II ein weiteres Forschungsprojekt (MeQuSo - Methodenentwicklung für Qualitätsnachweise solarthermischer Großanlagen unter realen Betriebsbedingungen) gestartet. Das Ziel des Projekt MeQuSo ist (A) die Entwicklung einer Methode zum quasidynamischen Kollektortest von Kollektoren in solaren Großanlagen und (B) die Entwicklung von Methoden zum einfachen Leistungs- und Ertragsnachweis für solare Großanlagen. Der zentrale Nutzen der Projektergebnisse besteht in der Erhöhung der technischen und damit der ökonomischen Planungssicherheit im Segment solarer Großanlagen. Dazu wurde zwischen Juli 2016 und August 2016 im Kollektorfeld der Anlage FHW II ein erweitertes Messtechnikkonzept umgesetzt. Dieses erlaubt eine wesentlich detailliertere Interpretation des Feldverhaltens und insbesondere auch der unterschiedlichen Kollektortypen. Die zeitnahe Fertigstellung ermöglichte es in weiterer Folge, dass weiterführende Analysen zur Anlage, über den Zeiträumen der einjährigen Monitoringphase hinaus, durch das Begleitforschungsteam durchgeführt und in diesen Bericht integriert werden konnten. Die Bestimmung der thermischen Leistungsfähigkeit unterschiedlicher Kollektortypen ist grundsätzlich von großer Bedeutung für Anlagenbetreiber als auch Investoren. Aus diesem Grund entschloss sich

das Begleitforschungsteam für einen Monat (September 2016) erste Analysen hierzu für die einzelnen Subkollektorfelder durchzuführen.

Die spezifische Leistung ( $\text{W/m}^2$ ) der sechs Subkollektorfelder am 25.09.2016 ist in Abbildung 164 dargestellt. Wie in der Abbildung erkennbar, sind deutliche Unterschiede in den spezifischen Leistungsverläufen der einzelnen Subkollektorfelder zueinander festzustellen. Zum Zeitpunkt der höchsten Anlagenleistung konnten Differenzen von rund 17 % gemessen werden. Eine Differenz, die für Anlagenbetreiber als auch Investoren eine durchaus hohe Relevanz besitzt. Zusätzlich zu Abbildung 164 wurde ein Vergleich der mittleren spezifischen Leistungswerte über den Tagesverlauf (auf Basis der gemessenen 5-Minutenintervalle) des Monats September 2016 ermittelt und in Abbildung 165 dargestellt. Vergleichbar mit Abbildung 164 konnten deutliche Unterschiede im Leistungsverlauf der einzelnen Subkollektorfelder detektiert werden.

Die im September 2016 analysierten, realen thermischen Leistungsfähigkeiten zeigen dabei deutlich höhere Differenzen als die Ergebnisse nach der Methodik des Norm-Einzelkollektortests (vgl. Abbildung 156) erwarten ließen. Wobei eine belastbare Interpretation der Leistungsfähigkeit von Kollektortypen schwierig ist, denn neben unterschiedlichen Kollektoreffizienzen können die gemessenen Abweichungen noch andere Ursachen haben, wie z.B. unterschiedliche Betriebsbedingungen von Kollektoren im Feld und beim Test (Temperaturniveaus, Massendurchfluss), feldspezifische Einflussfaktoren (zusätzliche Wärmekapazitäten durch Feldverrohrung, eventuell auftretende Teilverschattung oder unterschiedliche Windverhältnisse um das Kollektorfeld, etc.) aber auch größere Messunsicherheiten im Vergleich zu den Testbedingungen im Labor.

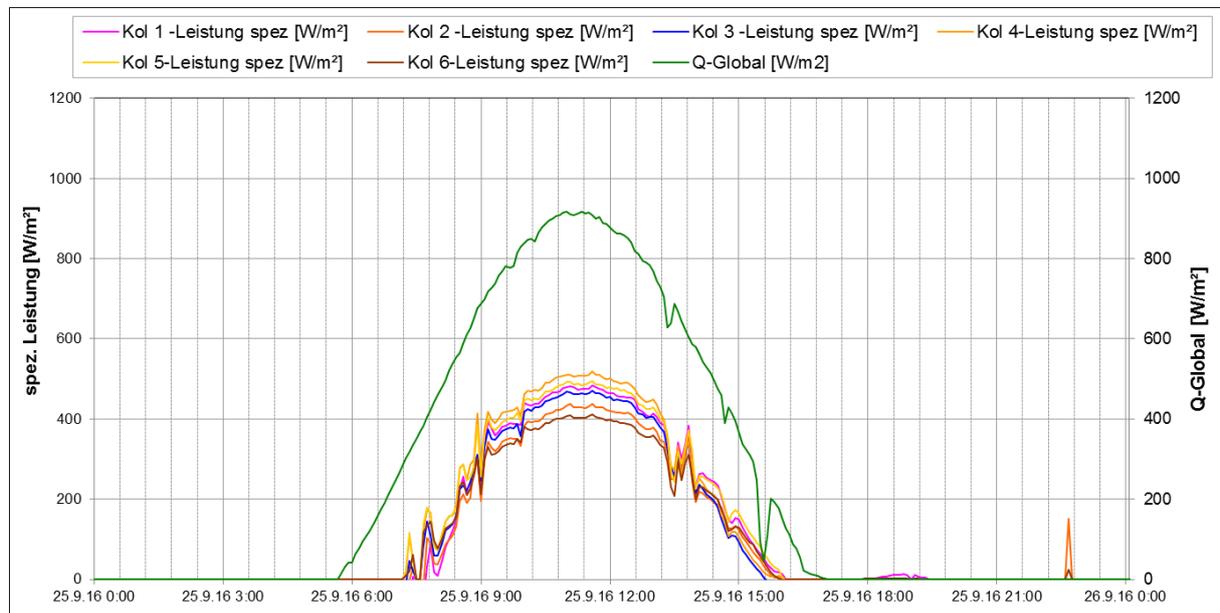


Abbildung 164: Beispielhafter Verlauf der spezifischen Leistungen der einzelnen Subkollektorfelder und der Globalstrahlung der Anlage „FHW II Graz“ (25.09.2015)

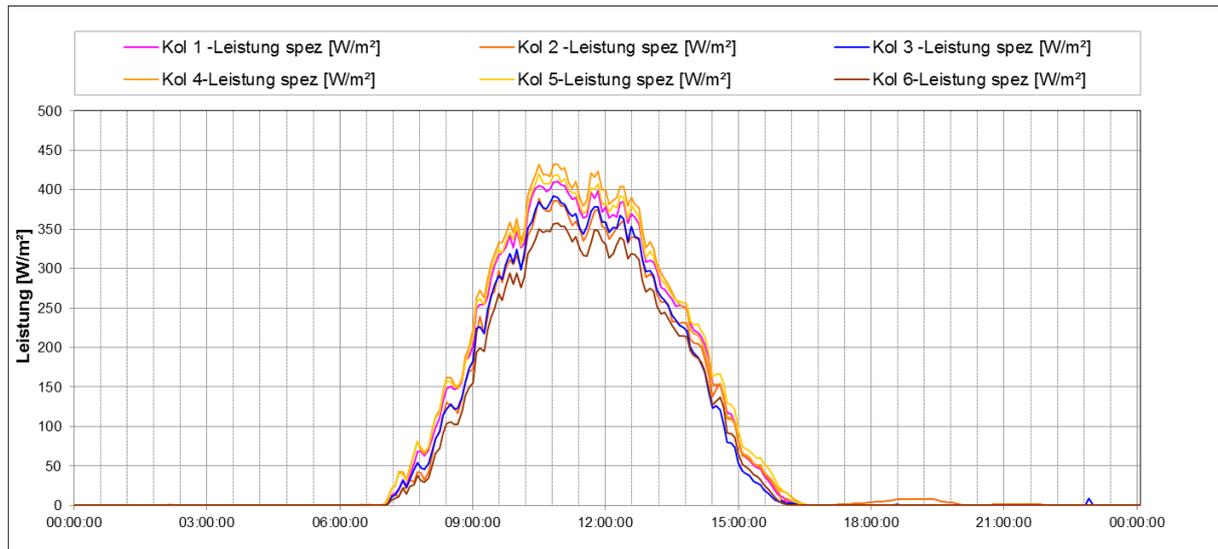


Abbildung 165: Beispielhafter Verlauf der mittleren spezifischen Leistungen über den Tagesverlauf (auf Basis der gemessenen 5-Minutenintervalle) des Monats September 2016 der einzelnen Subkollektorfelder der Anlage „FHW II Graz“.

Im Zuge dieser und weiterer Forschungsfragen bleibt das Kollektorfeld der Anlage FHW II im Rahmen des 3-jährigen Forschungsprojekts MeQuSo auch noch nach Abschluss der einjährigen Monitoringphase Gegenstand detaillierter Untersuchungen.

### 7.9.5 Anlagen Status Quo

Die Anlage „FHW-Graz“ stellt die größte solarthermische Anlage Österreichs dar, bei der im Rahmen der Erweiterung 2014 2.490 m<sup>2</sup> Kollektoren unterschiedlicher Hersteller verbaut wurden.

Durch die wissenschaftliche Begleitung konnte bei der Anlage bereits vor dem Start der einjährigen Monitoringphase Optimierungspotential im Bereich der Regelung festgestellt, dem Betreiber kommuniziert und in weiterer Folge behoben werden. Das Auftreten von Rohrinrohrzirkulationen nach dem Abschalten der Anlage, welche zu erhöhten Wärmeverlusten führen, wurde dem Anlagenbetreiber kommuniziert. Notwendige Umbauten werden im Dezember 2016 (einstrahlungsarmer Zeitraum) durchgeführt werden. Weiteres Optimierungspotential konnte im Bereich der Regelung der Durchflussmengen festgestellt werden, da die Anpassung des Volumenstroms an die Einstrahlungsleistung bei der Anlage nicht drehzahl geregelt, sondern als Stufenschaltung mit 2 Stufen erfolgt. Eine Verbesserung durch Implementierung einer Drehzahlregelung wurde mit dem Betreiber besprochen und konnte in weiterer Folge, durch die Umsetzung einer weiteren (dritten) Drehzahlstufe, im September 2016 teilweise erreicht werden.

Über diese angeführten Auffälligkeiten hinaus, zeigte die Anlage ein stabiles Betriebsverhalten. Dieser allgemein zufriedenstellende Betrieb spiegelt sich im gemessenen spezifischen solarthermischen Ertrag wieder, der nach Beendigung des einjährigen Monitoringzeitraums deutlich über den prognostizierten Wert, bei rund 489 kWh/m<sup>2</sup>a, liegt.

Unmittelbar nach dem Ende der einjährigen Messperiode des Begleitforschungsprogramms wurde insbesondere das Kollektorfeld mit zusätzlicher Messtechnik ausgestattet. Hintergrund war der Start des 3-jährigen Forschungsprojekts MeQuSo (Methodenentwicklung für Qualitätsnachweise solarthermischer Großanlagen unter realen Betriebsbedingungen), in dessen Mittelpunkt die Themen Planungssicherheit und Qualitätsbeurteilung von solaren Großanlagen stehen. Erste, auf Basis des erweiterten Messkonzepts, vom Begleitforschungsteam durchgeführte Analysen der thermischen Leistungsfähigkeit der einzelnen Subkollektorfelder zeigen dabei interessante Ergebnisse

(deutlich höhere Differenzen der realen thermischen Leistungsfähigkeit der einzelnen Subkollektorfelder zueinander als nach der Methode des Einzelkollektortests). Aufgrund dieses Forschungsvorhabens bleibt die Anlage FHW II auch noch nach dem Abschluss der einjährigen Monitoringphase, bis 2019, Gegenstand detaillierter Untersuchungen.

## 7.10 Pfarrzentrum Rif, S

### 7.10.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Pfarrzentrum Rif
<u>Adresse:</u>	5400 Hallein
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Raumheizung, Warmwasserbereitung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	134 m <sup>2</sup> , Flachkollektor (ökoTech), hinter einer Glasfassade montiert
<u>Ausrichtung:</u>	Süden (109 m <sup>2</sup> ), Westen (25 m <sup>2</sup> )
<u>Neigung:</u>	70°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	Betonkernaktivierung (609 t Beton), 2 m <sup>3</sup> Pufferspeicher
<u>Nachheizungssystem:</u>	Sole-Wasser-Wärmepumpe (17,4 kW bei BOW35 dT5K) mit drei Erdsonden (je 120 m lang) und Solarthermie (Nachwärmung) als Quelle
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	52 % (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	216 kWh/(m <sup>2</sup> *a) (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase beendet mit Februar 2016
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Projekt „Pfarrzentrum Rif“ handelt es sich um den Neubau einer Kirche mit etwa 235 m<sup>2</sup> Nutzfläche und eines Veranstaltungszentrums mit etwa 458 m<sup>2</sup> Nutzfläche (Abbildung 166). Der bestehende Pfarrhof wurde thermisch saniert und die bestehende Gasheizung demontiert. Die bestehenden Heizkörper werden allerdings weiterhin genutzt. Der Neubau erhielt eine Glasfassade und die 70° geneigten, nach Süden und Westen ausgerichteten Kollektoren (134 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche) wurden hinter der Glasfassade installiert (Abbildung 167). Zwischen der Glasfassade und den Kollektoren ist ein Zwischenraum, in dem Verschmutzungen auftreten, aber keine Reinigung durch Regen erfolgen kann. Die Glasfassade verringert also die Effizienz der Solaranlage, ermöglicht aber ihre architektonisch unauffällige Integration in das Gebäude.



Abbildung 166: Ansicht des Gebäudes „Pfarrzentrum Rif“ mit Blick auf den bestehenden Pfarrhof im Vordergrund links und die neugebaute Kirche im Hintergrund rechts



Abbildung 167: Ansicht des nach Westen ausgerichteten Kollektorfeldes (linkes Bild) und des nach Süden ausgerichteten Kollektorfeldes (rechtes Bild), jeweils hinter der Glasfassade montiert

Die Warmwasserbereitung und die Raumheizung können mithilfe der Solaranlage und einer Sole-Wasser-Wärmepumpe als Nachheizung bewerkstelligt werden. Die Wärmepumpe bezieht im Heizbetrieb Wärme von drei Erdsonden (jeweils 120 m lang). Dabei wird die Sole nach Möglichkeit mit Solarenergie nacherwärmt, um die Arbeitszahl der Wärmepumpe zu erhöhen. Als Wärmeabgabesysteme kommen Betonkernaktivierungen und Heizkörper aus dem Bestand zum Einsatz.

Für die Warmwasserbereitung sind zwei Frischwasserstationen vorgesehen, zwei bestehende, elektrisch betriebene Untertischboiler in Erd- und Kellergeschoss werden weiterhin genutzt. Für den Kühlbetrieb wird Wärme mithilfe der Betonkernaktivierung abgeführt und über einen Wärmetauscher auf die Sole und damit in die Erdsonden übertragen („Stille Kühlung“).

### 7.10.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gewählte Hydraulikschema ist zur Energiebereitstellung für die Brauchwasserbereitung und die Raumheizung sowie Raumkühlung konzipiert, siehe Abbildung 168. Die beiden separat angesteuerten Kollektorfelder der Solaranlage speisen dabei je nach Temperaturniveau in eine von zwei Ebenen eines 2.000 l Pufferspeichers ein. Reicht das Temperaturniveau im Pufferspeicher nicht aus, um die Verbraucher zu bedienen, so wird der Pufferspeicher mithilfe einer Sole-Wasser-Wärmepumpe nachgeheizt. Reicht das Temperaturniveau der Solaranlage nicht aus, um den Pufferspeicher zu beladen, kann Solarenergie je nach ihrem Temperaturniveau die Sole auf der Quellenseite der Wärmepumpe vorwärmen.

Aus dem Pufferspeicher können zwei Frischwassermodule sowie der Raumheizungsverteiler versorgt werden. Die Betriebsweise der Anlage wurde auf die Funktion zur Raumheizung optimiert und die Temperaturen im Pufferspeicher möglichst niedrig gehalten. Deshalb ist eine durchgehende Warmwasserbereitung nicht gewährleistet und das erforderliche Warmwasser wird zusätzlich von dezentralen, elektrisch betriebenen Untertischboilern in den Wohneinheiten weiter aufgewärmt (Näheres dazu in den Detailbetrachtungen). Für die Betonkernaktivierung wurden Kunststoffrohre (Außendurchmesser 25 mm) über der Unterbewehrung der Beton-Bodenplatte bzw. der Zwischendecke in einem Verlegeabstand von 10 bis 15 cm eingelegt. Drei parallel geschaltete Heizkörperkreise aus dem Bestand (KG-DG, EG Gruppenraum 1, KG Gruppenraum 2) ergänzen das Wärmeabgabesystem.

Zur Raumkühlung wird Wärme aus den hydraulischen Kreisläufen der Betonkernaktivierung abgeführt und über einen Wärmetauscher an die Erdsondenkreise abgegeben. Zusätzlich steht ein Kühlregister in der Lüftungsanlage zur Verfügung, das direkt mit der Sole aus der Erdsonden-Anlage gekühlt werden kann. Diese Funktion wurde jedoch im Monitoringzeitraum nicht genutzt.

Das Monitoringkonzept bei dieser Anlage ist vergleichsweise umfangreich. Zehn Wärme-, ein Stromzähler, 29 Temperatursensoren, ein Drucksensor sowie zwei Globalstrahlungssensoren bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung (Abbildung 168). Der Globalstrahlungssensor des nach Süden orientierten Kollektorfeldes ist hinter der Glasfassade montiert und liefert somit einen reduzierten Messwert. Diese Reduktion wurde bei allen Berechnungen und Diagrammen um den Transmissionsgrad der Glasfassade korrigiert.

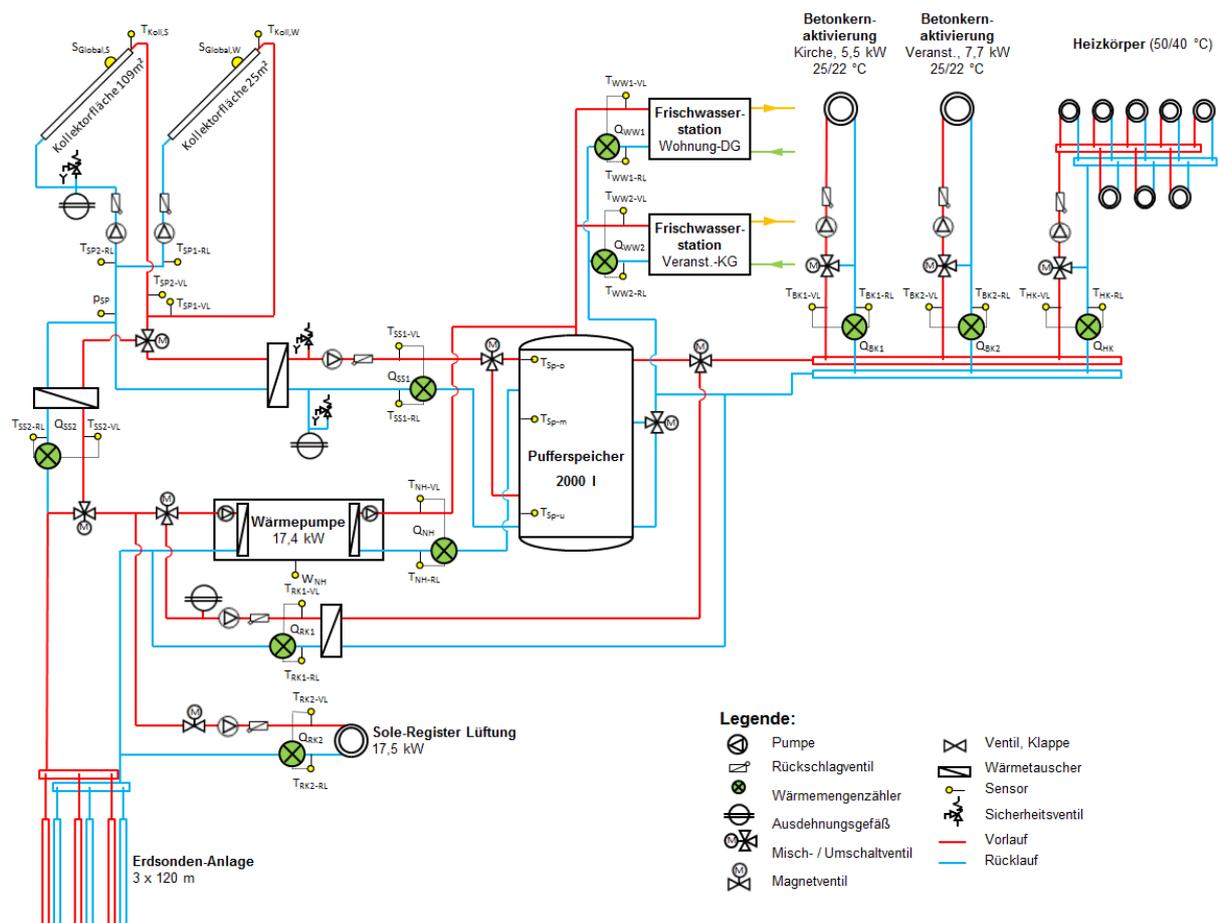


Abbildung 168: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Pfarre Rif“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren sowie Stromzähler)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solar-Primärkreis**

- $S_{Global,S}$  Globalstrahlungssensor zwischen Glasfassade und Kollektoren in Kollektorebene des nach Süden ausgerichteten Felds
- $T_{Koll,S}$  Kollektortemperatur des nach Süden ausgerichteten Felds
- $S_{Global,W}$  Globalstrahlungssensor außerhalb der Glasfassade in Kollektorebene des nach Westen ausgerichteten Felds
- $T_{Koll,W}$  Kollektortemperatur des nach Westen ausgerichteten Felds
- $T_{SP1-VL}$  Solarvorlauftemperatur primär am Wärmetauscher zum Pufferspeicher

$T_{SP1-RL}$	Solarrücklauf­temperatur primär am Wärmetauscher vom Pufferspeicher
$T_{SP2-VL}$	Solarvorlauf­temperatur primär am Wärmetauscher vor Solenachwärmung
$T_{SP2-RL}$	Solarrücklauf­temperatur primär am Wärmetauscher nach Solenachwärmung
$p_{SP}$	Drucksensor im Solar-Primärkreis

#### Solar-Sekundärkreis zum Pufferspeicher

$Q_{SS1}$	Wärmemengenzähler im Solar-Sekundärkreis zum Pufferspeicher
$T_{SS1-VL}$	Solarvorlauf­temperatur sekundär zum Pufferspeicher
$T_{SS1-RL}$	Solarrücklauf­temperatur sekundär vom Pufferspeicher

#### Solar-Sekundärkreis zur Solenachwärmung

$Q_{SS2}$	Wärmemengenzähler im Solar-Sekundärkreis zur Solenachwärmung
$T_{SS2-VL}$	Solarvorlauf­temperatur sekundär nach Solenachwärmung
$T_{SS2-RL}$	Solarrücklauf­temperatur sekundär vor Solenachwärmung

#### Nachheizung des Pufferspeichers mittels Wärmepumpe

$Q_{NH}$	Wärmemengenzähler Nachheizung
$W_{NH}$	Stromzähler Nachheizung
$T_{NH-VL}$	Vorlauf­temperatur von der Nachheizung
$T_{NH-RL}$	Rücklauf­temperatur zur Nachheizung

#### Pufferspeicher

$T_{Sp-o}$	Temperatur Pufferspeicher oben
$T_{Sp-m}$	Temperatur Pufferspeicher mitte
$T_{Sp-u}$	Temperatur Pufferspeicher unten

#### Brauchwassererwärmung in der Wohnung im DG mittels Frischwasserstation

$Q_{WW1}$	Wärmemengenzähler Brauchwassererwärmung 1
$T_{WW1-VL}$	Vorlauf­temperatur zur Brauchwassererwärmung 1
$T_{WW1-RL}$	Rücklauf­temperatur von der Brauchwassererwärmung 1

#### Brauchwassererwärmung im Veranstaltungsraum (KG) mittels Frischwasserstation

$Q_{WW2}$	Wärmemengenzähler Brauchwassererwärmung 2
$T_{WW2-VL}$	Vorlauf­temperatur zur Brauchwassererwärmung 2
$T_{WW2-RL}$	Rücklauf­temperatur von der Brauchwassererwärmung 2

#### Betonkernaktivierung in der Kirche

$Q_{BK1}$	Wärmemengenzähler Betonkernaktivierung Kirche
$T_{BK1-VL}$	Vorlauf­temperatur zur Betonkernaktivierung Kirche
$T_{BK1-RL}$	Rücklauf­temperatur von der Betonkernaktivierung Kirche

#### Betonkernaktivierung im Veranstaltungsraum

$Q_{BK2}$	Wärmemengenzähler Betonkernaktivierung Veranstaltungsraum
$T_{BK2-VL}$	Vorlauf­temperatur zur Betonkernaktivierung Veranstaltungsraum
$T_{BK2-RL}$	Rücklauf­temperatur von der Betonkernaktivierung Veranstaltungsraum

#### Heizkörper vom KG bis zum DG sowie im Gruppenraum 1 (EG) und Gruppenraum 2 (KG)

$Q_{HK}$	Wärmemengenzähler Heizkörper
$T_{HK-VL}$	Vorlauf­temperatur zu den Heizkörpern
$T_{HK-RL}$	Rücklauf­temperatur von den Heizkörpern

#### Kühlung der Betonkernaktivierung mittels Erdsonden-Anlage

$Q_{RK1}$	Wärmemengenzähler Betonkernkühlung
$T_{RK1-VL}$	Vorlauf­temperatur zur Betonkernkühlung
$T_{RK1-RL}$	Rücklauf­temperatur von der Betonkernkühlung

#### Kühlung über Soleregister in der Lüftungsanlage

$Q_{RK2}$	Wärmemengenzähler Luftkühlung
$T_{RK2-VL}$	Vorlauf­temperatur zur Luftkühlung

T<sub>RK2-RL</sub>

Rücklauftemperatur von der Luftkühlung

### 7.10.3 Energiebilanz

Die in Abbildung 169 dargestellte Energiebilanz zeigt einerseits die Wärmeinputs in das Gesamtsystem (blau: Solarwärme an Pufferspeicher; rot: Solarwärme als Wärmequelle zur Nachwärmung der Sole für die Wärmepumpe, dunkelrot: Erdsonden als Wärmequelle für Wärmepumpe, orange: elektrische Energie der Wärmepumpe) und andererseits die Outputs (hellgrün: Betonkernaktivierung in der Kirche, grün: Betonkernaktivierung im Veranstaltungsraum und dunkelgrün: Heizkörper; hellviolett: Brauchwassererwärmung in der Wohnung im DG und violett: Brauchwassererwärmung im Veranstaltungsraum). Aus dem Unterschied zwischen Input und Output können die Rohrleitungs- und Pufferverluste abgeschätzt werden, die insgesamt etwa 11 % des Inputs betragen.

Im gesamten Betrachtungszeitraum werden von der Solaranlage 23,0 MWh direkt ( $Q_{SS1}$ ) und 3,2 MWh unter Einsatz der Wärmepumpe ( $Q_{SS2}$ ) bereitgestellt. Von den Erdsonden werden 17,7 MWh entzogen ( $Q_{Sonden}$ ) und der elektrische Energieverbrauch der Wärmepumpe ( $W_{WP}$ ) liegt bei 6,4 MWh. Die Raumwärmeversorgung bildet den größten Teil des Output mit etwa 44,5 MWh und einem Anteil von etwa 98,2%), wobei die über die Heizkörper abgegebene Energie fast gleich groß ist wie die Wärme, die über die Betonkernaktivierung abgegeben wurde. Zur Warmwasserbereitung wurden 0,83 MWh aufgewendet, was einen Anteil von etwa 1,8% am gesamten Output entspricht.

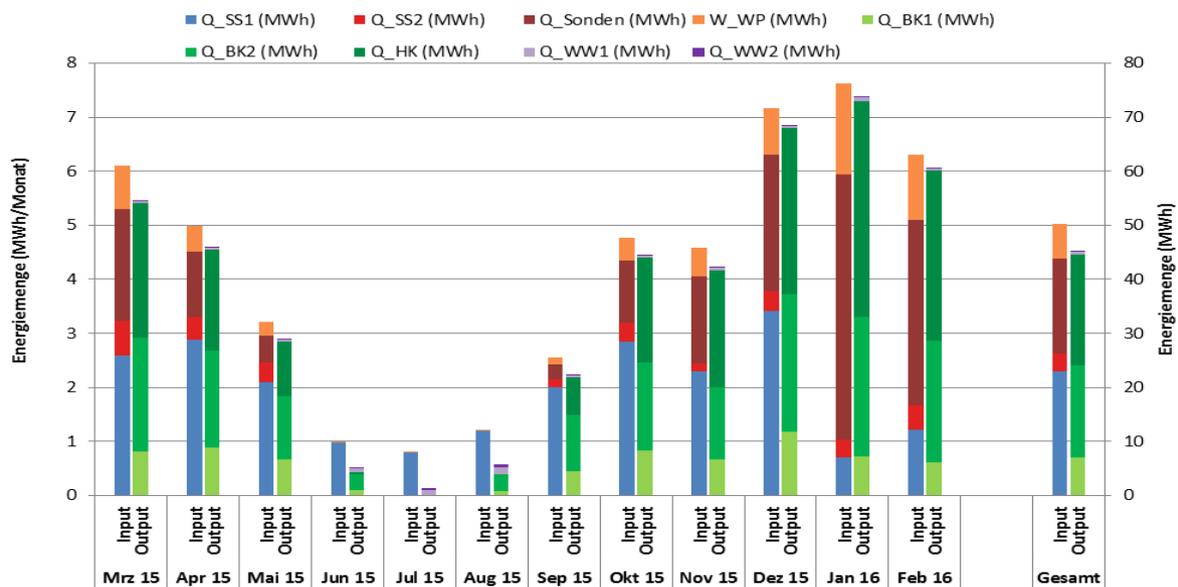


Abbildung 169: Energiebilanz zum Projekt „Pfarrzentrum Rif“ (Zeitraum: März 2015 bis Feb. 2016)

Die in Abbildung 170 dargestellte Energiebilanz der Wärmepumpe zeigt die elektrische Energieaufnahme (blau), die abgegebene thermische Energie (rot) und die Arbeitszahl (Kreuze) der Wärmepumpe je Monat und im gesamten Betrachtungszeitraum. Die Arbeitszahl zeigt ein grundsätzlich zufriedenstellendes Betriebsverhalten. Der elektrische Energieverbrauch betrug im gesamten Betrachtungszeitraum 6,4 MWh mit dessen Einsatz 27,3 MWh thermische Energie bereitgestellt wurde.

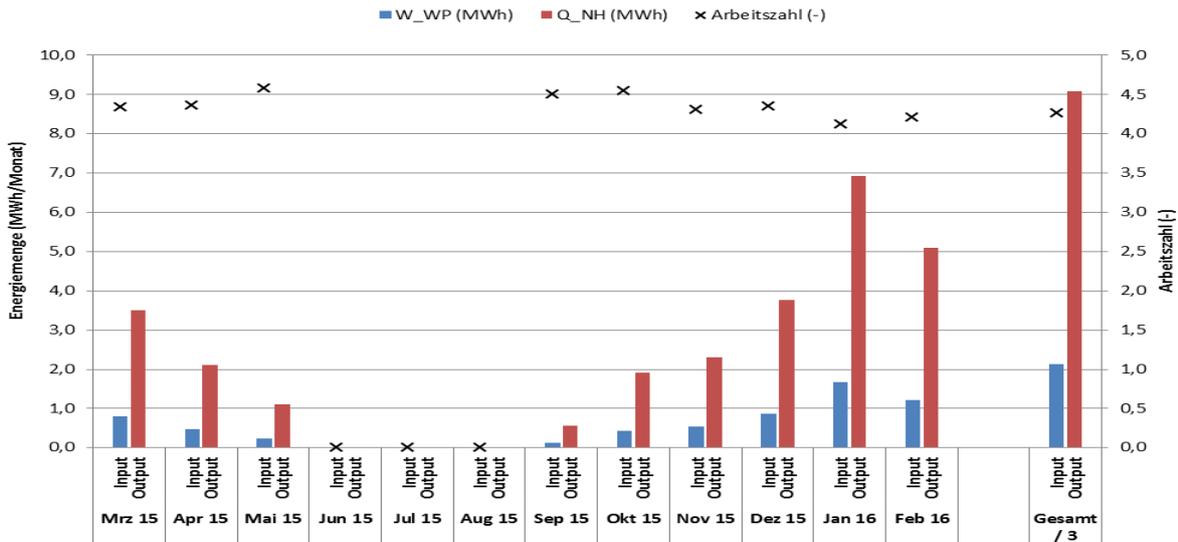


Abbildung 170: Energiebilanz samt Arbeitszahl der Wärmepumpe (Zeitraum: März 2015 bis Feb. 2016)

### 7.10.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Abbildung 171 zeigt den Vergleich des simulierten spezifischen Solarertrags aus der Einreichung mit dem gemessenen spezifischen Solarertrag im Betrachtungszeitraum von März 2015 bis einschließlich Februar 2016. Die Anlagensimulation wurde für jedes der beiden Kollektorfelder getrennt durchgeführt und die Annahme getroffen, dass der gesamte solare Ertrag die Summe der beiden Kollektorfelderträge ist. Der laut Anlagensimulation des Planers prognostizierte spezifische Solarertrag beträgt rund 200 kWh/m<sup>2</sup>a (bezogen auf die Aperturfläche). Nach Abschluss des Monitorings im Betrachtungszeitraum konnte ein kumulierter spezifischer Solarertrag von 216 kWh/m<sup>2</sup>a (bezogen auf die Aperturfläche) messtechnisch nachgewiesen werden.

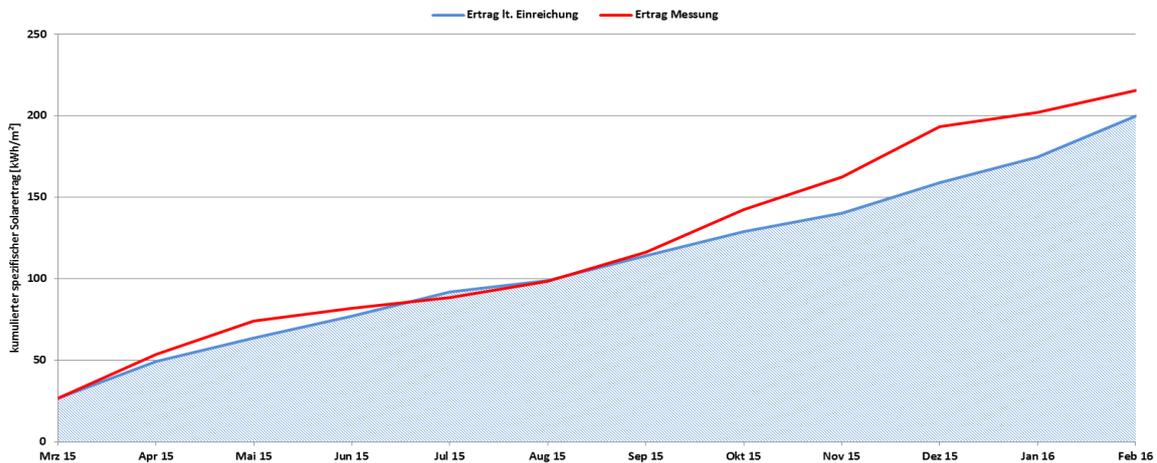


Abbildung 171: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Pfarrzentrum Rif" (März 2015 bis Februar 2016)

Der mithilfe der eingereichten Simulationsrechnung und der aus Messergebnissen anhand von Gleichung Abbildung 172 errechnete solare Deckungsgrad ist in Abbildung 172 dargestellt. Es wurde ein Jahresdeckungsgrad von etwa 58 % prognostiziert, der gemessene solare Deckungsgrad liegt mit 52 % geringfügig darunter. Im Betrachtungszeitraum beträgt der direkte Anteil (SD-SS1) rund 46%, der Anteil bei welchen die Solarwärme als Wärmequelle für den Verdampfer verwendet wurde (indirekter Anteil: SD-SS2) beträgt 6%.

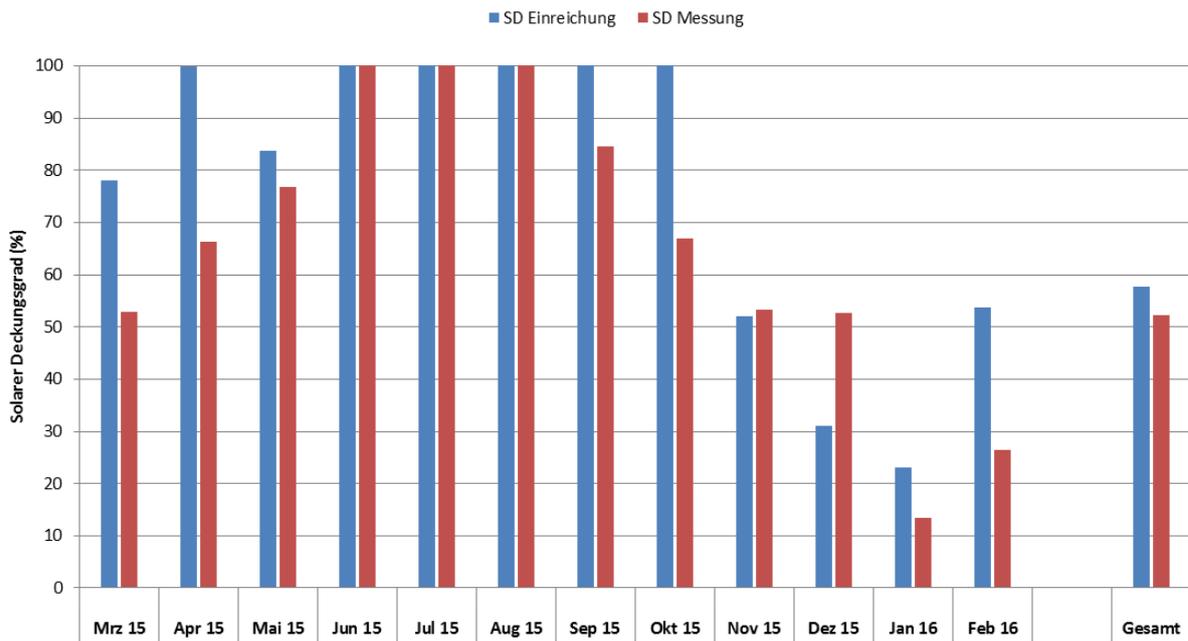


Abbildung 172: Vergleich des gemessenen Solaren Deckungsgrades mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Pfarrzentrum Rif" (März 2015 bis Februar 2016)

Abbildung 173 zeigt den in der Simulation zugrunde gelegten Wärmeverbrauch für die Raumheizung und die Warmwasserbereitung der Anlage. Die Messergebnisse zeigen für die meisten Monate einen höheren gemessenen Verbrauch als geplant war. Der gemessene Verbrauch von etwa 45 MWh übersteigt den geplanten Jahresverbrauch (27,3 MWh) um 64 %.

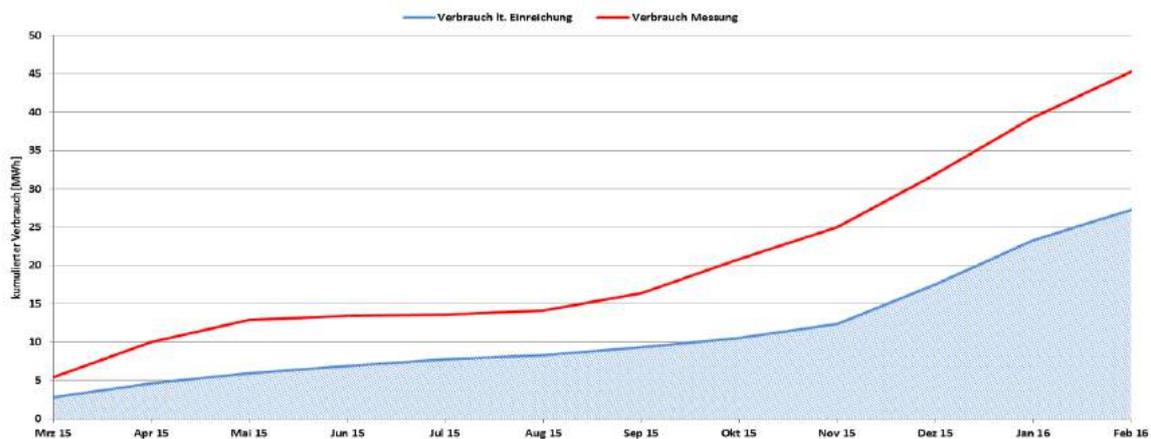


Abbildung 173: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem prognostizierten Wert für die Anlage "Pfarrzentrum Rif" (März 2015 bis Februar 2016)

### 7.10.5 Detailbetrachtung und Optimierung

Das Betriebsverhalten der Solaranlage ist exemplarisch in Abbildung 174 für einen Schönwettertag dargestellt. Anhand der Maximalwerte der Globalstrahlung ist einerseits der Unterschied zwischen der Einstrahlung außerhalb der Glasfassade ( $S_{global,s}$ ) und zwischen Glasfassade und den Kollektoren erkennbar ( $S_{global,w}$ ), andererseits treten die Maximalwerte zu unterschiedlichen Zeitpunkten auf, weshalb die beiden Kollektorfelder dieser Anlage nacheinander betrieben werden. Die Solaranlage schaltet sich um 9:00 Uhr ein und die Temperaturen im Pufferspeicher steigen an, die Wärmepumpe ist an diesem

Tag nicht in Betrieb. Die beiden Kollektorfelder speisen nacheinander je nach verfügbarer Leistung bei Temperaturen von etwa 80 °C in den Pufferspeicher ein. Anhand der Temperaturen der beiden Kollektorfelder erkennt man deutlich die Umschaltung im Solarprimärkreis von dem nach Süden auf das nach Westen ausgerichtete Kollektorfeld nach etwa 13:00 Uhr. Mit einem starken Abfall der Solarstrahlung auf das nach Westen orientierte Kollektorfeld endet der Betrieb der Solaranlage und die Temperatur im Pufferspeicher unten beginnt zu sinken.

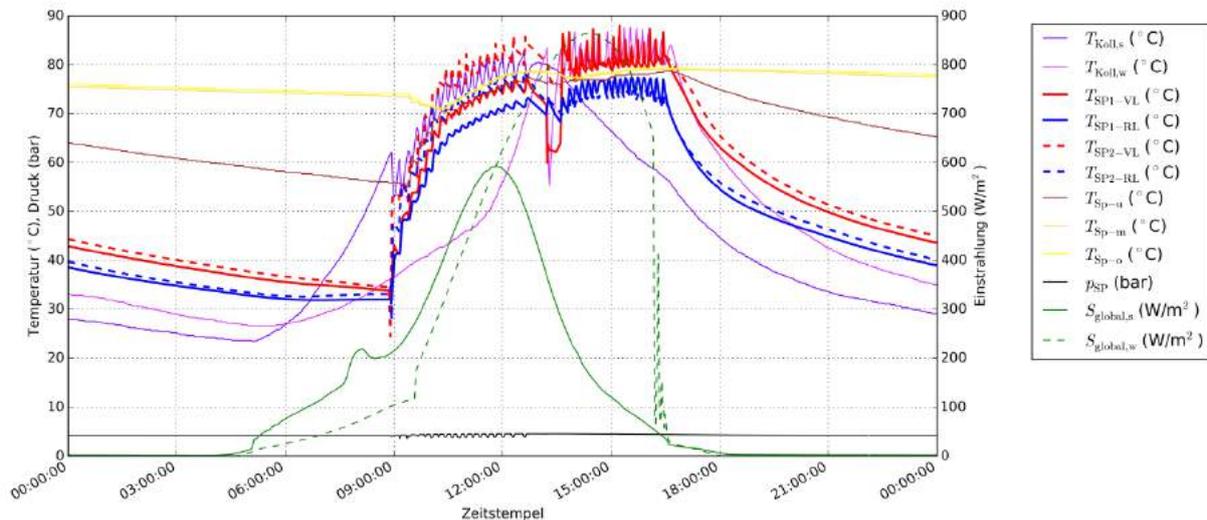


Abbildung 174: Beispielhafte Kollektortemperaturen, Temperaturen im Primärkreis des Solarsystems sowie in drei Bereichen des Pufferspeichers, Druck im Solarprimärkreis und Globalstrahlung in Kollektorebene der Kollektorfelder (Zeitraum: 29.8.2015)

Die Umwandlung der Globalstrahlung von den Kollektoren in den Solarprimärkreisen und über die Solarwärmetauscher in die Sekundärkreise ist in Abbildung 175 exemplarisch dargestellt. Der daraus berechnete Wirkungsgrad der Solaranlage erreicht Maximalwerte von etwa 40 %. Die Kollektoren sind hinter einer Glasfassade montiert und zwischen den Kollektoren und der Glasfassade ist ein Zwischenraum, in den Staub und teilweise auch Laub eindringt, in dem aber keine Reinigung durch Regen erfolgen kann. Die Glasfassade verringert also die Effizienz der Solaranlage, ermöglicht aber ihre architektonisch unauffällige Integration in das Gebäude.

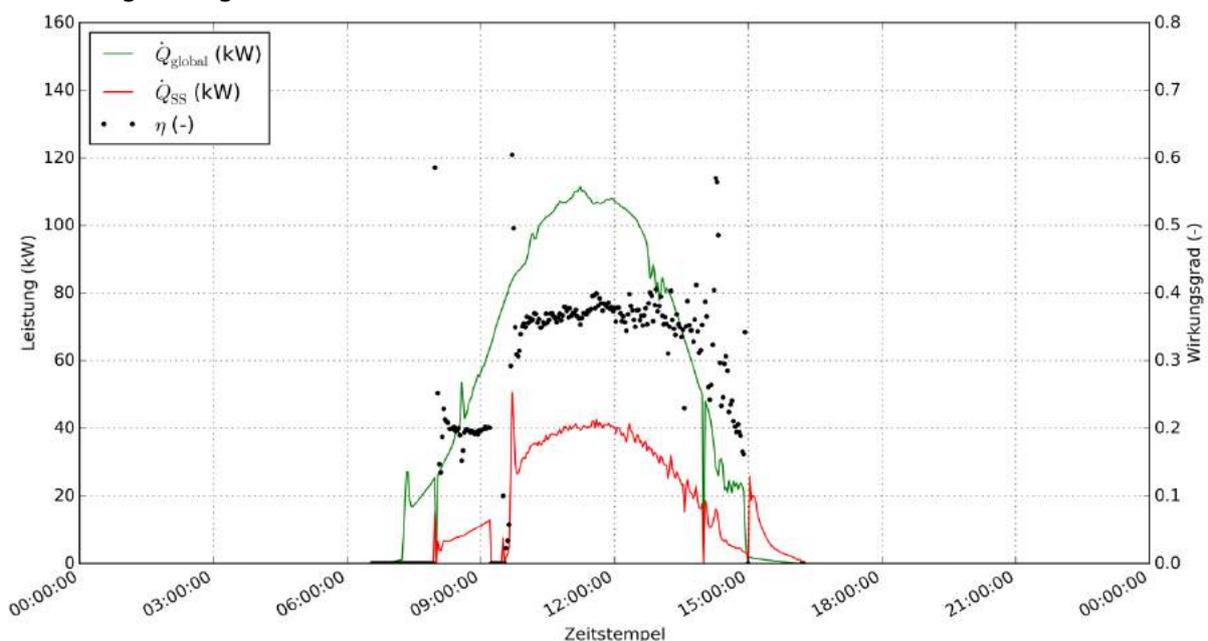


Abbildung 175: Beispielhafte Einstrahlung in Kollektorebene beider Kollektorfelder und Summe der Leistungen in Solarsekundärkreisen sowie daraus berechneter Wirkungsgrad (Zeitraum: 22.1.2016)

Die Energiebilanz der Wärmepumpe weist eine zufriedenstellende Arbeitszahl für den betrachteten Zeitraum auf. Die Betriebsweise der Wärmepumpe zeigt jedoch, dass sie sehr häufig aktiviert wird und vergleichsweise kurz läuft. Im Betrachtungszeitraum wurde die Wärmepumpe 2720-mal aktiviert bei einer gesamten Laufzeit von insgesamt 1380 Stunden. Dabei ist die Wärmepumpe in den Monaten Juni, Juli und August außer Betrieb. Abbildung 176 und Abbildung 177 zeigen die Laufzeiten der Wärmepumpe unterteilt in 15-Minuten-Intervalle für einen Zeitraum in der Übergangszeit (März 2015) und für einen Wintermonat (Jänner 2016) (weiß hinterlegte Flächen stellen Zeiten dar, in denen aufgrund von Problemen in der Datenübertragung keine Messdaten übermittelt werden konnten). Ein durchgehender Betrieb von mehreren Stunden (dunkelrote Felder) ist nur an wenigen Tagen im Jänner 2016 ersichtlich. Im März 2015 (geringerer Wärmebedarf) sind kürzere Laufzeiten bei ungefähr gleich vielen Aktivierungen aufgetreten.

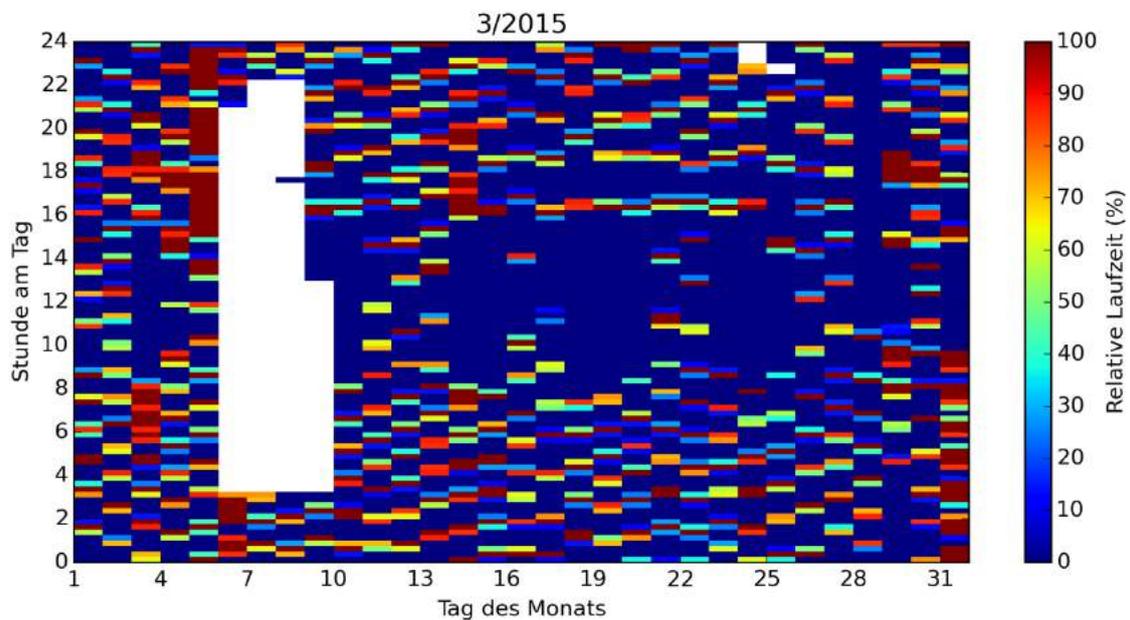


Abbildung 176: Laufzeiten der Wärmepumpe in 15-Minuten-Intervallen im März 2015; Stand 1.3.2016

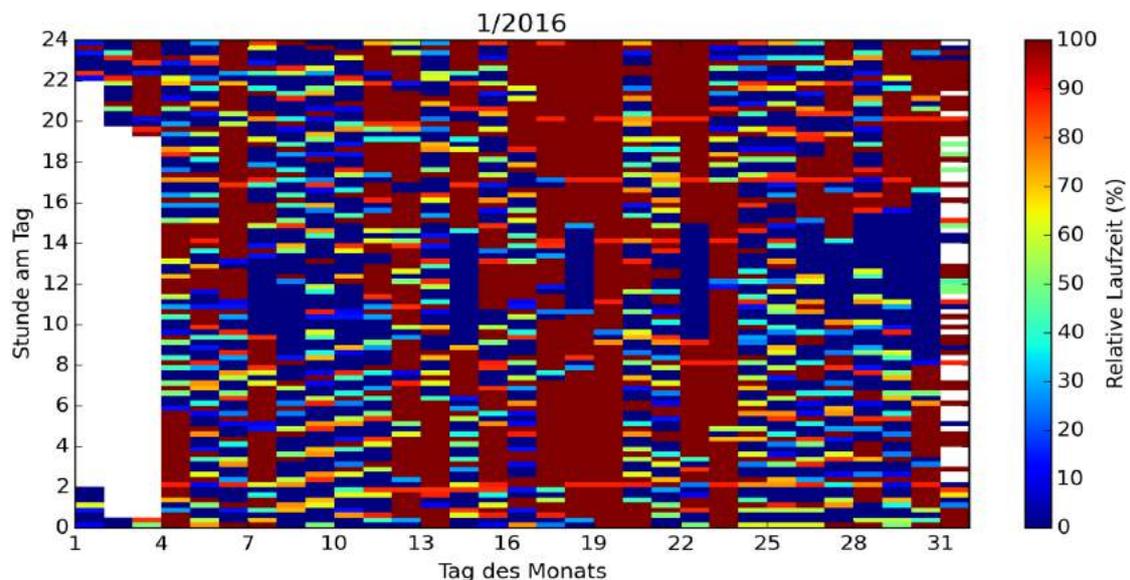


Abbildung 177: Laufzeiten der Wärmepumpe in 15-Minuten-Intervallen im Dezember 2015; Stand 1.3.2016

Die hohe Anzahl von Aktivierungen führt in der Regel zu einer reduzierten Gesamteffizienz des Systems aufgrund erhöhter Verluste beim Hochfahren. Außerdem steigt der Verschleiß des Verdichters, da sich Schmierfilme immer erst neu aufbauen müssen. Die Schalthäufigkeit der Wärmepumpe könnte reduziert und durch längere Laufzeiten die Effizienz der Wärmepumpe erhöht werden, indem die maximale Temperatur im Speicher während des Wärmepumpenbetriebs etwas erhöht würde, oder die erlaubte Hysterese um diese Temperatur vergrößert würde. Wird die Solltemperatur im Speicher jedoch zu weit angehoben, sinkt die Effizienz der Wärmepumpe aufgrund des Temperaturunterschieds zur Wärmequelle (Erdsonden) wieder. Dem Betreiber wurde dieses mögliche Optimierungspotential dargestellt, eine Anpassung konnte jedoch bis zum Ende der Monitoringphase nicht erreicht werden.

Zur weiteren Analyse wurde der thermodynamische Gütegrad  $f_0$  der Wärmepumpe ermittelt. Dieser gibt an, wie nahe die gemessene Leistungszahl COP des realen Kreisprozesses an die theoretisch mögliche Leistungszahl eines idealen Kreisprozesses, der unter den gleichen Randbedingungen abläuft, herankommt. Die Leistungszahl COP des realen Kreisprozesses ist gemäß Gleichung (1) das Verhältnis der abgegebenen thermischen Leistung auf der Nutzerseite  $\dot{Q}_{NH}$  zur elektrischen Leistungsaufnahme  $P_{WP}$ . Als idealer Vergleichsprozess dient der Carnot-Prozess, dessen Leistungszahl  $COP_{Carnot}$  lt. Gleichung (2) nur von Verdampfungs- und Kondensationstemperatur ( $T_0$  und  $T_C$ ) abhängt. Um die ideale Leistungszahl  $COP_{Carnot}$  ermitteln zu können, werden Verdampfungs- und Kondensationstemperatur ( $T_0$  und  $T_C$ ) aus verfügbaren Messwerten gemäß den Gleichungen (3) und (4) genähert.

$$COP = \frac{\dot{Q}_{NH}}{P_{WP}} \quad (1) \quad COP_{Carnot} = \frac{T_C}{T_C - T_0} = \frac{T_C}{\Delta T} \quad (2)$$

$$T_0 \approx T_{WP-VL} - 3K \quad (3) \quad T_C \approx T_{NH-VL} \quad (4)$$

$$T_{WP-VL} = T_{SS2-VL} \quad (5) \quad f_0 = \frac{COP}{COP_{Carnot}} \quad (6)$$

Die quellenseitige Eintrittstemperatur in die Wärmepumpe  $T_{WP-VL}$  wird von der Austrittstemperatur aus den Erdsonden und der etwaigen Nachwärmung durch die Solaranlage bestimmt. Bei Wärmeübertragung von der Solaranlage auf die Wärmepumpe gilt Gleichung (5), sonst wurde sie anhand von Messwerten von  $T_{SS2-RL}$  genähert. Der thermodynamische Gütegrad  $f_0$  ergibt sich gemäß Gleichung (6) aus dem Verhältnis von realer Leistungszahl zu idealer Leistungszahl des Vergleichsprozesses.

Abbildung 178 und Abbildung 179 zeigen für die Monate März 2015 und Jänner 2016 im 2D-Histogramm (Farbskala), wie oft ein bestimmter Gütegrad  $f_0$  bei einem bestimmten Temperaturhub  $\Delta T$  auftritt. Man erkennt mithilfe der Balkendiagramme oben (Verteilung des Temperaturhubs  $\Delta T$  in rot) und auf der rechten Seite (Verteilung des Gütegrads  $f_0$  in hellbraun), dass sich der Gütegrad  $f_0$  zwischen 0,4 und 0,45 bei einem Temperaturhub  $\Delta T$  zwischen 27 und 36 K häuft. Im Vergleich zu ähnlichen Wärmepumpenanlagen ist dieser Gütegrad unterdurchschnittlich, aber nicht schlecht.

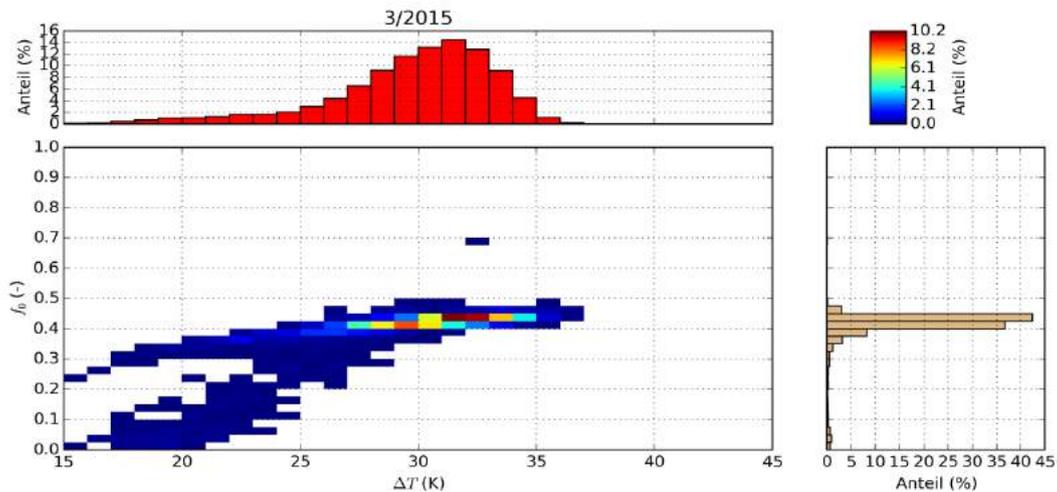


Abbildung 178: Auswertung des Gütegrades über dem Temperaturhub für März 2015

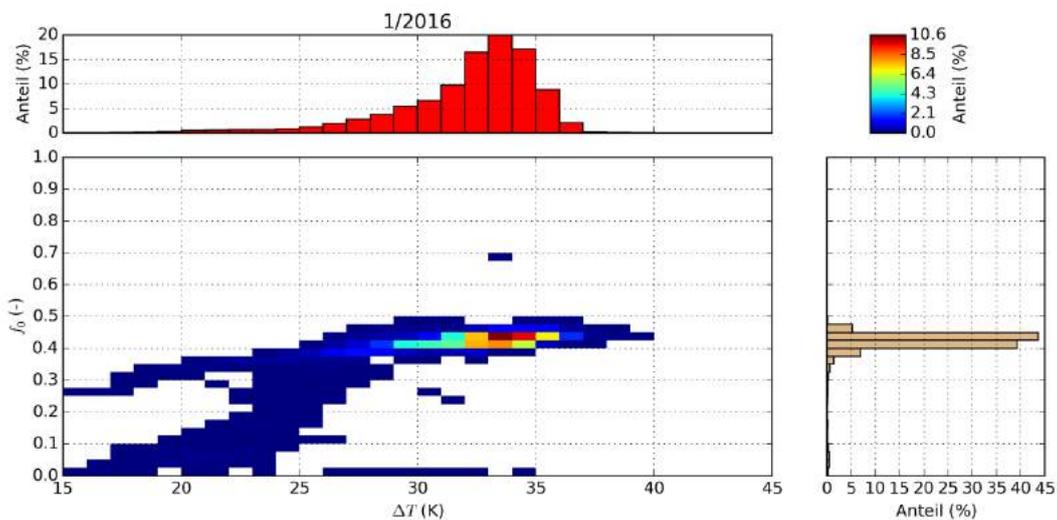


Abbildung 179: Auswertung des Gütegrades über dem Temperaturhub für Jänner 2016

Die in den Pufferspeicher eingespeisten Leistungen der Wärmequellen sind in Abbildung 180 exemplarisch für einen Tag mit kontinuierlichem Betrieb der Solaranlage dargestellt. Die Nachheizung mittels Wärmepumpe erfolgt in den Morgenstunden im Taktbetrieb, gefolgt von einer durchgehenden Phase bis zur Unterbrechung während einer Phase mit solarer Einspeisung. Die Nutzung der Solarenergie hat die höchste Priorität. Erkennbar sind Phasen der Übertragung solarer Wärme an die Wärmepumpe als zusätzliche Wärmequelle ( $\dot{Q}_{SS2}$ , indirekte Nutzung) vor und nach der direkten Einspeisung solarer Wärme in den Pufferspeicher ( $\dot{Q}_{SS1}$ ). Für etwa 5 Stunden ist die Solaranlage alleiniger Wärmelieferant. Die Vorlauftemperaturen der Wärmeverbraucher in den Phasen des Betriebs der Wärmepumpe liegen zwischen 35 und 40 °C. In der Phase der Einspeisung solarer Energie wird die Wärme direkt an das Wärmeverteilsystem geführt, der Pufferspeicher dient hierbei praktisch als hydraulische Weiche.

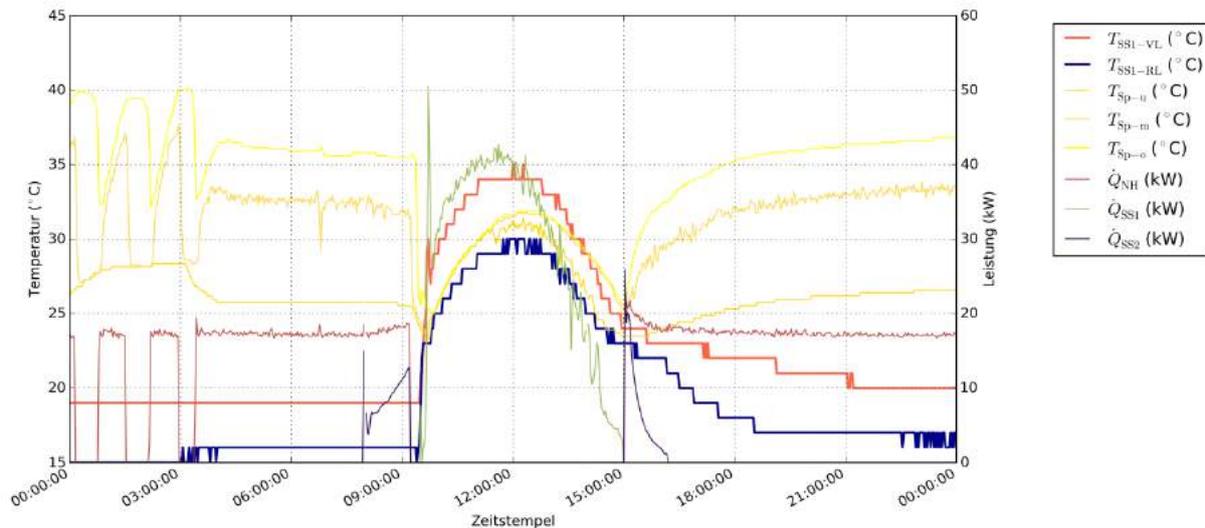


Abbildung 180: Beispielhafte Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarsekundärkreis SS1, Pufferspeichertemperaturen sowie Leistung der Nachheizung und der beiden Solarsekundärkreise (Zeitraum: 22.1.2016)

Die Entnahmeleistung der jeweiligen Raumheizungskreise aus dem Pufferspeicher ist exemplarisch in Abbildung 181 dargestellt. Daran ist erkennbar, dass die Wärmeverteilssysteme morgens mit Wärme aus dem Pufferspeicher versorgt werden, der in diesem Zeitraum zyklisch von der Wärmepumpe gespeist wird (siehe Abbildung 180). Die Spitzen in der Vorlauftemperatur des Heizkreises der Heizkörper im Bestand spiegeln die getaktete Einspeisung der Wärmepumpe in den Pufferspeicher wider. Ab dem Zeitpunkt der Aktivierung der Solaranlage (kurz nach 9:00 Uhr) folgt eine nahezu direkte Übertragung der solaren Wärme an die Wärmeverteilssysteme mit Leistungsspitzen kurz nach der Leistungsspitze der Solaranlage. Die Rücklauftemperaturen aller drei Heizkreise zum Pufferspeicher liegen immer unter 30 °C, dabei ist die Rücklauftemperatur der Heizkörper fast immer um mindestens 5 K höher als die der Betonkernaktivierungen.

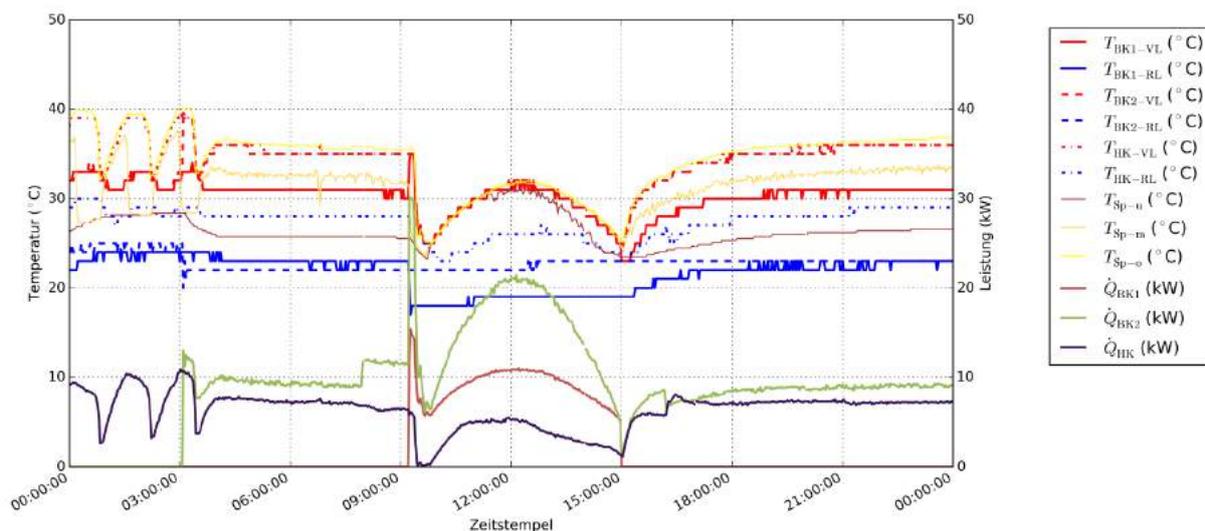


Abbildung 181: Beispielhafte Raumheizung aus dem Pufferspeicher anhand von Vorlauf- und Speichertemperaturen sowie Leistungen (Zeitraum: 22.1.2016)

Aufgrund des geringen Warmwasserbedarfs entschloss sich der Betreiber zur Optimierung des Raumheizungsbetriebs noch vor dem Start der Monitoringphase die Funktionsweise der Frischwasserstationen teilweise außer Kraft zu setzen. Hierfür wurden zur Warmwasserbereitung zusätzliche elektrisch betriebenen Untertischboilern verbaut. Die Frischwasserstationen dienen nur mehr zur Vorwärmung des Wassers im Zulauf der

Untertischboiler. Die autarke Regelung der Frischwasserstationen bewirkt, dass es bei Warmwasserzapfungen zu Strömungen in den Frischwasserstationen kommt (Volumenstrom zwischen 200 und 250 l/h in Abbildung 182). Zwischen den Warmwasserzapfungen wurde auf der Heizungswasserseite eine natürliche Zirkulation durch die Frischwasserstationen beobachtet (Volumenströme zwischen 30 und 50 l/h in Abbildung 182), welche die Bereitschaftsverluste erhöhen. Es wurde außerdem festgestellt, dass bei Warmwasserzapfungen an einer Frischwasserstation zumeist eine ungewollte Rückwärtsströmung durch die andere, inaktive Frischwasserstation auftritt. Diese Rückwärtsströmung vom kalten Rücklauf in den warmen Vorlauf verringert die Temperatur im Vorlauf der zapfenden Frischwasserstation. Da die Verluste im Gegensatz zum gesamten Wärmebedarf der Anlage äußerst gering sind, ist aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht kein Handlungsbedarf gegeben. Informativ wurden dem Fördernehmer dennoch Maßnahmen zur Reduktion der natürlichen Zirkulation sowie einer Unterbindung der gegenseitigen Beeinflussung der Frischwasserstationen vorgeschlagen.

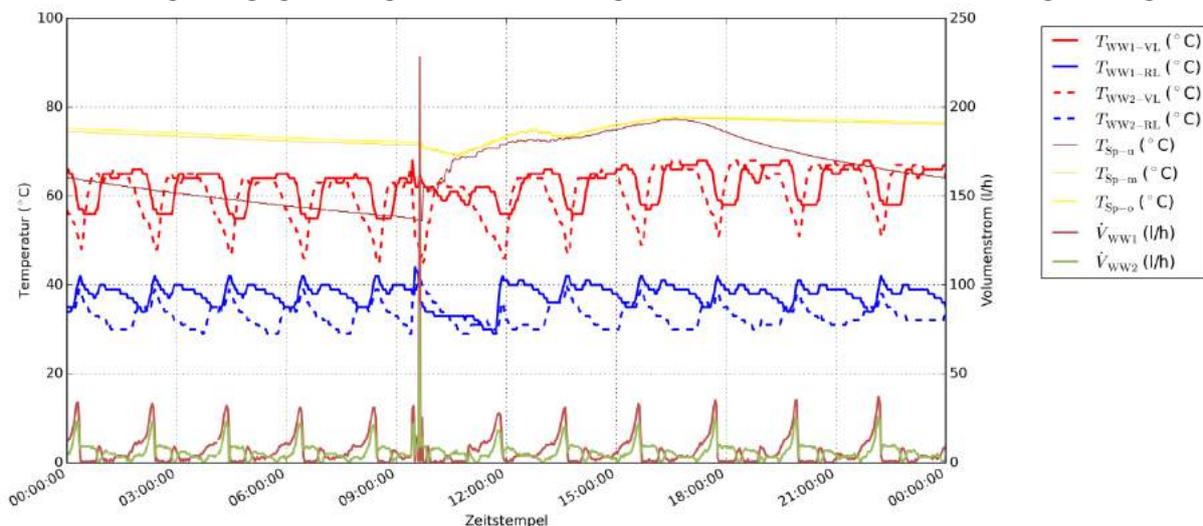


Abbildung 182: Beispielhafte Warmwasserversorgung aus dem Pufferspeicher anhand von Vorlauf- und Speichertemperaturen sowie Leistungen (Zeitraum: 8.8.2015)

### 7.10.6 Anlagen Status Quo

Die Anlage zeigt nach Beendigung der einjährigen Monitoringphase ein stabiles Betriebsverhalten und der prognostizierte Solarertrag konnte im Betrachtungszeitraum aufgrund des erhöhten tatsächlichen Wärmeverbrauchs übertroffen werden.

Im Betrachtungszeitraum konnten einzelne Optimierungsmaßnahmen detektiert werden. Fehler bspw. bei Temperaturmessungen, des Stromzählers und eines korrodierten Mischventils wurden bereits frühzeitig erkannt und vor Beginn der Monitoringphase dem Betreiber kommuniziert und behoben.

Die Anlage wurde ursprünglich zur Versorgung sowohl mit Raumwärme als auch Warmwasser konzipiert. Die Betriebsweise wurde jedoch seitens des Betreibers vor Beginn der Monitoringphase auf möglichst effizienten Betrieb zur Bereitstellung der Raumwärme angepasst und die Warmwasserbereitung großteils außer Kraft gesetzt. Trotz der Montage der Solarkollektoren hinter einer Glasfassade und des daraus resultierenden Minderertrags trägt die Solaranlage einen hohen Anteil zum Gesamtwärmebedarf bei. Der solare Deckungsgrad ist zufriedenstellend und liegt bei rund 52 %. Der auf Vorwärmung von Trinkwarmwasser reduzierte Betrieb der Frischwasserstationen bietet Optimierungspotential hinsichtlich unerwünschter Strömungen und daraus resultierender, vergleichsweise minimaler Wärmeverluste. Die Wärmepumpe läuft zufriedenstellend, es wurde aber festgestellt, dass die Schalthäufigkeit der Wärmepumpe hoch ist. Dieses Verhalten ist auf das angepasste Betriebsverhalten mit niedrigen Temperaturen im Speicher zurückzuführen. Die

Schalzhäufigkeit der Wärmepumpe könnte durch Anpassung der Regelung reduziert und durch längere Laufzeiten bis zu einem gewissen Grad die Effizienz der Wärmepumpe erhöht werden. Zudem verringert sich der Verschleiß des Verdichters. Dem Betreiber wurde eine Erhöhung der aktuellen umgesetzten Speichertemperaturbegrenzung als Optimierungspotential dargestellt, eine Anpassung konnte jedoch bis zum Ende der Monitoringphase nicht erreicht werden.

Zusammenfassend kann die Betriebsweise der solarthermischen Anlage, der Wärmepumpe als auch des gesamten Wärmeversorgungssystems als stabil und zufriedenstellend bezeichnet werden.

## 7.11 Ökoenergiepark Bergheim, S

### 7.11.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Ökoenergiepark Bergheim
<u>Adresse:</u>	5101 Bergheim
<u>Art der Anwendung:</u>	Solare Einspeisung in netzgebundene Wärmeversorgungen
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Gewerbegebiet und Ortsnetz mit Raumheizung und Warmwasserbereitung mit einer maximalen Spitzenlast von 9,5 MW
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	215 m <sup>2</sup> , Flachkollektor (Viessmann)
<u>Ausrichtung:</u>	Süden
<u>Neigung:</u>	35°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	5 m <sup>3</sup> hydraulische Weiche, 30 m <sup>3</sup> Pufferspeicher (Netz)
<u>Weitere Heizsysteme:</u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2 dreistufige Wärmepumpen (1,1 MW, Solarthermie und Niedertemperaturabwärme des BHKW sowie Rauchgaskondensation als Quelle)</li> <li>• Biogas-Blockheizkraftwerk (0,565 MW<sub>th</sub>; 0,4 MW<sub>el</sub>)</li> <li>• Biomasse-Hauptlast-Heizkessel (3 MW)</li> <li>• Spitzenlast-Erdgaskessel (5 MW)</li> <li>• Rauchgas-ECO (0,3 MW)</li> </ul>
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	252 kWh/(m <sup>2</sup> *a) (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoringphase mit Februar 2016 beendet
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Bei dem Gesamtkonzept des Projekts „Ökoenergiepark Bergheim“ handelt es sich um die Fernwärmeversorgung des Ortes Bergheim mit einer Kombination aus folgenden Energiesystemen:

- Biomasse-Heizkessel (Hauptlast)
- Biogas-BHKW
- Rauchgas-Economizer
- Rost-/Zonenkühlung des Biomassekessels
- Erdgaskessel (Spitzenlast)
- 2 Wärmepumpen

Als Wärmequelle für die Wärmepumpen dienen folgende Anlagenteile:

- Solarthermische Anlage
- Rauchgaskondensation
- Niedertemperatur-Gemischkühlung des BHKW

Mit dem Ökoenergiepark Bergheim werden das Gewerbegebiet und das Ortsnetz mit Wärme für die Warmwasserbereitung und Gebäudeheizung versorgt. Wie die Energiebilanz später noch genauer zeigt, wird der Großteil der erzeugten Wärme vom Biomassekessel und dem Biogas-Blockheizkraftwerk aufgebracht, danach folgen der Erdgas-Spitzenlastkessel und die Wärmepumpen. Die Einbindung der Solarthermieanlage, der Rauchgaskondensation und der Niedertemperatur-Gemischkühlung des BHKW als Wärmequellen für die Wärmepumpen ist neuartig und wird zur Netzurücklaufanhebung eingesetzt. Während der Monitoringphase wurde die Anlage umgestaltet, sodass die Solarthermieanlage wahlweise auch direkt in den Netzzvorlauf einspeisen kann. Das Kollektorfeld ist auf dem Dach des Biomasse-

Lagergebäudes montiert. Es besteht aus 10 parallel geschalteten Strängen (4 Stränge zu je 8 Kollektoren, 6 Stränge zu je 9 Kollektoren), ist nach Süden ausgerichtet und die Kollektoren haben eine Neigung von 35°.

Das Betriebsgelände des Ökoenergieparks ist in Abbildung 183 dargestellt, darauf ist auf dem Biomasse-Lagergebäude die vorderste Reihe des Kollektorfeldes erkennbar. Das gesamte Ausmaß des Daches des Biomasse-Lagergebäudes ist anhand der Dachkonstruktion in Abbildung 184 erkennbar. Der Ökoenergiepark Bergheim liegt im Norden des Plainbergs am Plainbach (siehe Abbildung 185) nahe an einem Gewerbegebiet. Daher liegt das Kollektorfeld in den Monaten zwischen Oktober und März im Schatten des Plainbergs. Trotz dieser nicht optimalen Lage des Betriebsgeländes hat man sich dazu entschlossen, eine große Solaranlage umzusetzen, um dem Begriff eines Ökoenergieparks gerecht zu werden.



Abbildung 183: Frontansicht des Betriebsgebäudes mit dem Biomasse-Lagergebäude im Hintergrund. Quelle: Salzburg AG



Abbildung 184: Biomasse-Lagergebäude. Quelle: Salzburg AG



Abbildung 185: Lageplan. Die Solarthermie-Anlage (rote Markierung im Zentrum des Bildes) wird zeitweise vom südlich gelegenen Plainberg verschattet. Quelle: <http://www.salzburg.gv.at>

### 7.11.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das Heizwerk ist zur zentralen Energieeinspeisung in das Fernwärmenetz (Gewerbegebiet und Ortschaft) konzipiert. Zu Beginn der Monitoringphase war die Solaranlage ausschließlich als einer der Wärmeerzeuger für die Wärmepumpen über eine hydraulische Weiche (5 m<sup>3</sup>) eingebunden. Im Zuge von Optimierungsarbeiten wurde die Einbindung der Solaranlage angepasst, sodass auch direkt ins Netz eingespeist werden kann. Ab dem Zeitpunkt dieser Anpassungen wird für die Solaranlage zwischen „Sommerbetrieb“ und „Winterbetrieb“ unterschieden. Der Winterbetrieb kann nur erfolgen, wenn die Wärmepumpen in Betrieb sind. Dies ist vom Netzdurchfluss abhängig, da die Wärmepumpen nicht unter 28 m<sup>3</sup>/h Durchfluss betrieben werden können. Ist der Netzdurchfluss unter diesem Minimum, arbeitet die Solaranlage im Sommerbetrieb und speist direkt in den Netzvorlauf ein. Im Hydraulikschema in Abbildung 186 sind bereits beide Betriebsvarianten eingezeichnet.

Die Wärmepumpen dienen zur Rücklaufanhebung im Wärmenetz. Die hydraulische Weiche, die an die Quellenseite der Wärmepumpen angeschlossen ist, wird neben der Solaranlage vom Niedertemperatur-Gemischkühler des Biogas-BHKW und der Rauchgaskondensation gespeist. Nach den Wärmepumpen erfolgen weitere Netzurücklaufanhebungen durch eine Rost-/Zonenkühlung des Biomassekessels und den Rauchgas-ECO. Das Biogas-BHKW kann entweder als weitere Netzurücklaufanhebung eingesetzt werden, oder in den Netzvorlauf einspeisen. Der Biomasse-Hauptlast-Kessel und der Erdgas-Spitzenlast-Kessel sind zwischen Netzurück- und -vorlauf parallel eingebunden. Die Unterschiede zwischen Wärmeerzeugung und Wärmebedarf des Netzes soll ein 30 m<sup>3</sup> großer Pufferspeicher ausgleichen.

Die Regelungsstrategie ist kaskadiert aufgebaut. Je nach momentan vom Netz geforderter Wärmeleistung werden die einzelnen Wärmeerzeuger aktiviert. Vorrangig wird Energie der Solaranlage mittels Wärmepumpen genutzt. Danach werden der Reihe nach das Biogas-BHKW, der Biomassekessel und zur Abdeckung der Spitzenlast der Erdgaskessel zugeschaltet. Die Netzvorlauftemperatur liegt auch im Sommer bei mindestens 85 °C, da für einzelne Abnehmer diese Temperatur gewährleistet werden muss. Zur Temperaturregelung des Solarvorlaufs sowie des Vorlaufs vom Rauchgas-Kondensator wird die Drehzahl der jeweiligen Umwälzpumpen angepasst. Ebenso werden

die vier Netzpumpen (zwei für Schwach-, zwei für Nennlast) sowie die Umwälzpumpe auf der Quellenseite der Wärmepumpen mittels Frequenzumrichter angesteuert.

Aufgrund der hohen Anzahl an Wärmeerzeugern in dem komplexen Gesamtsystem hat sich das Team der Begleitforschung in Abstimmung mit dem Fördernehmer auf das Monitoring der solarthermischen Netzeinspeisung konzentriert (Netzrücklaufenhebung mittels Wärmepumpen und direkte Einspeisung der Solaranlage in den Vorlauf). Das Monitoringkonzept entspricht jenem für die Einspeisung in „größere“ Wärmenetze gemäß dem Leitfadens zum Monitoringkonzept, ergänzt um den Wärmezähler im Solarprimärkreis. 7 Wärmemengenzähler, 17 Temperatursensoren, ein Drucksensor sowie ein Globalstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung (Abbildung 186). Für die Darstellung der Gesamtenergiebilanz wurden vom Betreiber der Anlage weitere Messdaten zur Verfügung gestellt.

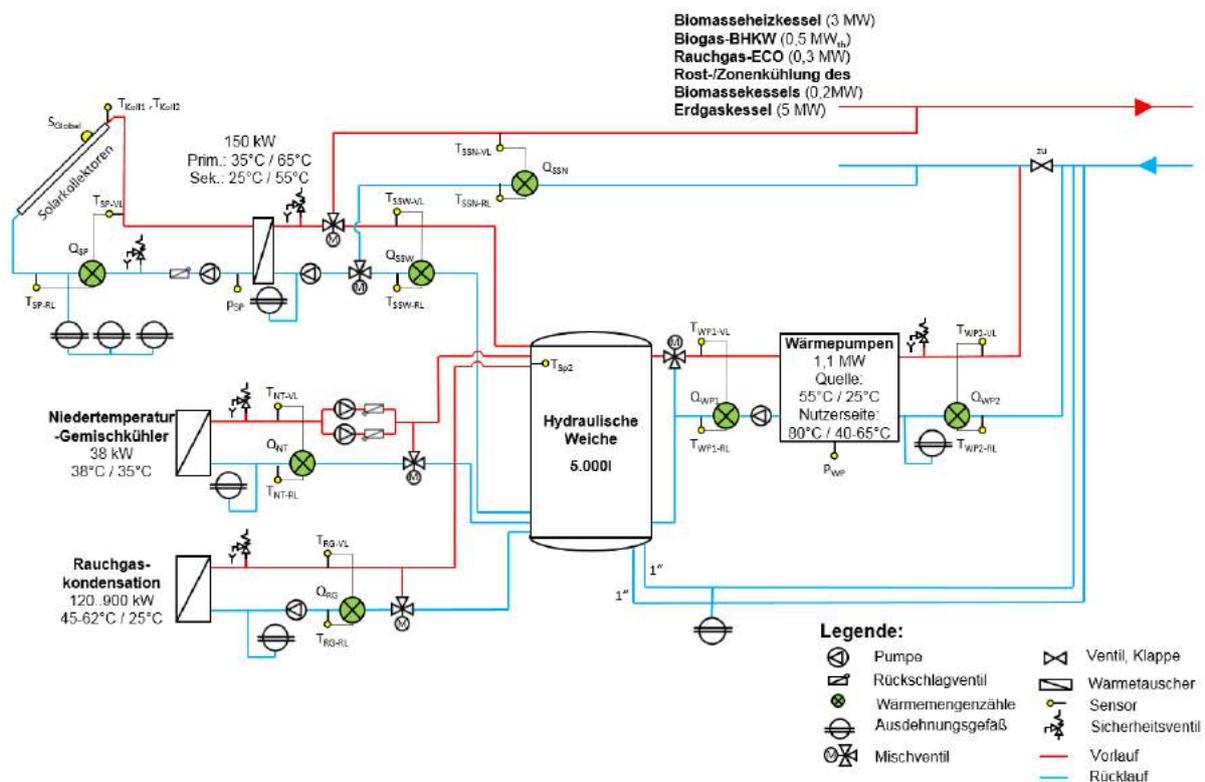


Abbildung 186: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Ökoenergiepark Bergheim“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solar-Primärkreis**

- S<sub>Global</sub> Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
- T<sub>Koll1</sub> Kollektortemperatur 1
- T<sub>Koll2</sub> Kollektortemperatur 2
- T<sub>SP-VL</sub> Solarvorlauftemperatur primär
- T<sub>SP-RL</sub> Solarrücklauftemperatur primär
- p<sub>SP</sub> Drucksensor im Solar-Primärkreis
- Q<sub>SP</sub> Wärmemengenzähler im Solar-Primärkreis

**Solar-Sekundärkreise**

- Q<sub>SSN</sub> Wärmemengenzähler im Solar-Sekundärkreis Netz

$T_{SSN-VL}$	Solarvorlauftemperatur sekundär Netz
$T_{SSN-RL}$	Solarrücklauftemperatur sekundär Netz
$Q_{SSW}$	Wärmemengenzähler im Solar-Sekundärkreis Weiche
$T_{SSW-VL}$	Solarvorlauftemperatur sekundär Weiche
$T_{SSW-RL}$	Solarrücklauftemperatur sekundär Weiche

#### Rauchgaskondensation

$Q_{RG}$	Wärmemengenzähler im Rauchgaskondensationskreis
$T_{RG-VL}$	Vorlauftemperatur im Rauchgaskondensationskreis
$T_{RG-RL}$	Rücklauftemperatur im Rauchgaskondensationskreis

#### Niedertemperatur-Gemischkühler

$Q_{NT}$	Wärmemengenzähler im Niedertemperatur-Gemischkühlungskreis
$T_{NT-VL}$	Vorlauftemperatur im Niedertemperatur-Gemischkühlungskreis
$T_{NT-RL}$	Rücklauftemperatur im Niedertemperatur-Gemischkühlungskreis

#### Hydraulische Weiche

$T_{Sp2}$	Temperatur hydraulische Weiche oben
-----------	-------------------------------------

#### Wärmepumpen

$Q_{WP1}$	Wärmemengenzähler auf der Quellenseite der Wärmepumpen
$T_{WP1-VL}$	Vorlauftemperatur auf der Quellenseite der Wärmepumpen
$T_{WP1-RL}$	Rücklauftemperatur auf der Quellenseite der Wärmepumpen
$Q_{WP2}$	Wärmemengenzähler auf der Nutzerseite der Wärmepumpen
$T_{WP2-VL}$	Vorlauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpen
$T_{WP2-RL}$	Rücklauftemperatur auf der Nutzerseite der Wärmepumpen
$P_{WP}$	Zugeführte elektrische Leistung

### **7.11.3 Energiebilanz**

Die in Abbildung 187 dargestellte Energiebilanz für die Netzeinspeisung zeigt einerseits die Energiequellen (hellgrün: Biomasse; schwarz: Erdgas; mittelblau: Biogas-BHKW; grau: Rauchgas-ECO; rot: Rost-/Zonenkühlung des Biomassekessels; rosa: Stromaufnahme der Wärmepumpen; dunkelgrün: Niedertemperatur-Gemischkühler; violett: Rauchgaskondensation; hellblau: Solare Einspeisung in den Netzvorlauf; dunkelblau: Solarenergie an die Weiche) und andererseits die ins Fernwärmenetz eingespeiste Wärmemenge (orange). Der Großteil der erzeugten Wärme wird vom Biomassekessel (50 %) und dem Biogas-Blockheizkraftwerk (20 %) aufgebracht, danach folgt der EG-Spitzenlastkessel (14 %) und die über die Wärmepumpen nutzbar gemachte Energie der Rauchgas-Kondensation (9 %). Deutlich geringer sind die Anteile des Rauchgas-Economizer (2,5 %), der elektrischen Leistungsaufnahme der Wärmepumpen (2,0 %) und des Biomasse-Rostes (1,1 %). Der Anteil der direkten solaren Einspeisung in den Netzvorlauf beträgt nur 0,20 % des gesamten Input, auch weil im Zuge von Optimierungsarbeiten diese Betriebsvariante erst im Juli 2015 realisiert wurde. Die gesamte direkt und indirekt eingespeiste Solarenergie beträgt 0,42 % des Inputs.

Die Differenz zwischen den Wärmeinputs und Wärmeoutputs ergibt sich aufgrund von Wärmeverlusten an den Energiespeichern sowie Rohrleitungen zwischen den jeweiligen Wärmemengenzählern und den Energiespeichern. Diese Verluste betragen 1,2 % der Inputs, sind also etwa dreimal so groß wie die eingespeiste Solarenergie. In den Monaten Dezember 2015 bis Februar 2016 scheint mehr Energie ins Netz eingespeist zu werden, als die einzelnen Wärmeerzeuger liefern. Diese geringe Abweichung (maximal 0,1 % des Input) entsteht durch die Messunsicherheit der Wärmezähler und ist für die weitere Analyse der Anlage unwesentlich.

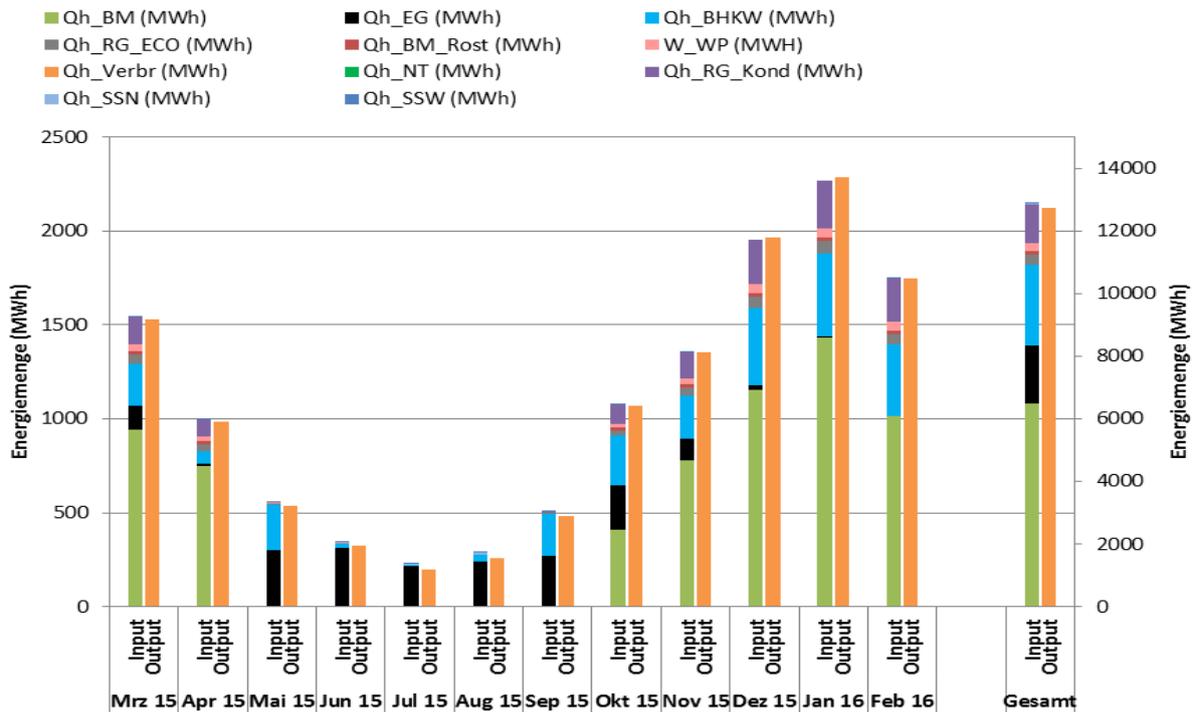


Abbildung 187: Energiebilanz zum Projekt „Ökoenergiepark Bergheim“ (Zeitraum: März 2015 bis Februar 2016)

Die in Abbildung 188 dargestellte Energiebilanz für die hydraulische Weiche zeigt einerseits die Wärmequellen (blau: Niedertemperatur-Gemischkühler; hellblau: Rauchgaskondensation; hellgrün: Solarenergie) und andererseits die an die Quellenseite der Wärmepumpen abgegebene Energie (braun). Quellenseitig werden die Wärmepumpen im betrachteten Zeitraum hauptsächlich von der Rauchgaskondensation gespeist (etwa 1893 MWh). Niedertemperatur-Gemischkühlung und Solaranlage lieferten nur geringe Beiträge. Die an die Wärmepumpen abgegebene thermische Energie betrug etwa 1913 MWh.

Die Solaranlage wird zwischen Mitte Oktober und Ende Februar vom Plainberg verschattet und liefert in diesem Zeitraum kaum Wärme. Allerdings ist in dieser Zeit die Rauchgaskondensation bei relativ hoher Temperatur eine gute Wärmequelle für die Wärmepumpen. Von Mai bis September 2015 konnten die Wärmepumpen nicht in Betrieb gehen, weil der Durchfluss im Wärmenetz kleiner war als der geforderte Mindestdurchfluss der Wärmepumpen. Dadurch konnte auch der Solarertrag dieses Zeitraums nicht genutzt werden. Um in Zukunft bei Stillstand der Wärmepumpen nicht auf möglichen Solarertrag verzichten zu müssen, wurde die Anlage so umgebaut, dass Solarenergie auch direkt in die Vorlaufleitung des Wärmenetzes eingespeist werden kann. Die Speicher- und Rohrleitungsverluste (Differenz zwischen den Wärmeinputs und Wärmeoutputs) sind mit 1,6 % sehr gering, was auch auf das niedrige Temperaturniveau (obere Speichertemperatur liegt bei Betrieb bei etwa 50 bis 55 °C) in der hydraulischen Weiche zurückzuführen ist.

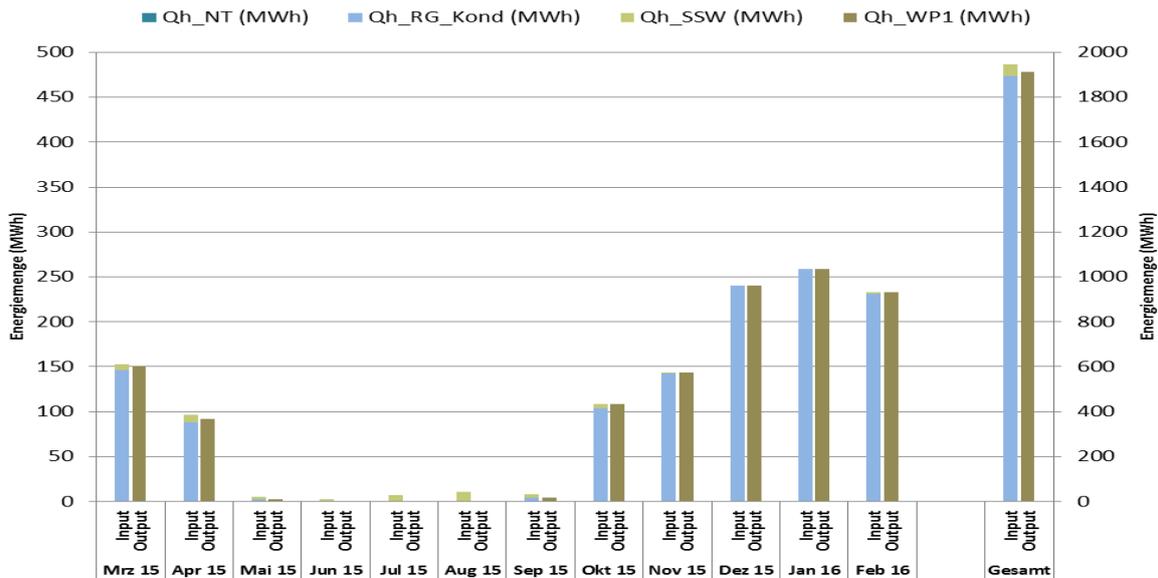


Abbildung 188: Energiebilanz der hydraulischen Weiche im Projekt „Ökoenergiepark Bergheim“ (Zeitraum: März 2015 bis Februar 2016)

#### 7.11.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Um den Solarertrag in der Monitoringphase einschätzen zu können (Vergleichswert), wurde die Anlagensimulation des Förderwerbers herangezogen. Abbildung 189 zeigt den Vergleich der simulierten und der gemessenen Globalstrahlung (blaue und rote kurz gestrichelte Linie) und den Vergleich des spezifischen Solarertrags der Simulationsergebnisse (blaue, durchgezogene Linie) mit den ermittelten Messergebnissen des Monitorings (rote, durchgezogene Linie: Gesamtertrag gemessen; rote, lang gestrichelte Linie: indirekt genutzter Solarertrag) im Betrachtungszeitraum von März 2015 bis einschließlich Februar 2016. Die Simulation bezieht sich gemäß der Einreichung ausschließlich auf indirekte Nutzung der Solarenergie als Wärmequelle für die Wärmepumpen. Bei der Simulation war jedoch kein Mindestdurchfluss der Wärmepumpen hinterlegt, sodass der Solarertrag im Gegensatz zur Realität vollständig indirekt genutzt werden konnte. In der Realität waren die Wärmepumpen zwischen Mai und September wegen der Unterschreitung des netzseitigen Mindestdurchflusses fast immer außer Betrieb. Dadurch konnte möglicher Solarertrag nicht indirekt genutzt werden. Die schon länger geplante Erweiterung der Anlage auf direkte Nutzung der Solarenergie (Einspeisung in die Netzvorlaufleitung) konnte dieses Problem teilweise ausgleichen. Da die mittlere Kollektortemperatur bei direkter Nutzung jedoch höher ist als bei indirekter Nutzung, sind die Effizienz und damit der Ertrag der Solaranlage im Vergleich zur Simulation prinzipiell geringer. Der laut Anlagensimulation prognostizierte spezifische Solarertrag betrug rund 330 kWh/m<sup>2</sup>a (bezogen auf die Aperturfläche). Nach Abschluss des Monitorings konnte ein kumulierter spezifischer Solarertrag von 252 kWh/m<sup>2</sup>a (bezogen auf die Aperturfläche) messtechnisch nachgewiesen werden. Zwischen Mitte Oktober und Februar liefert die Solaranlage keinen Ertrag, da die Kollektoren vom Plainberg verschattet werden.

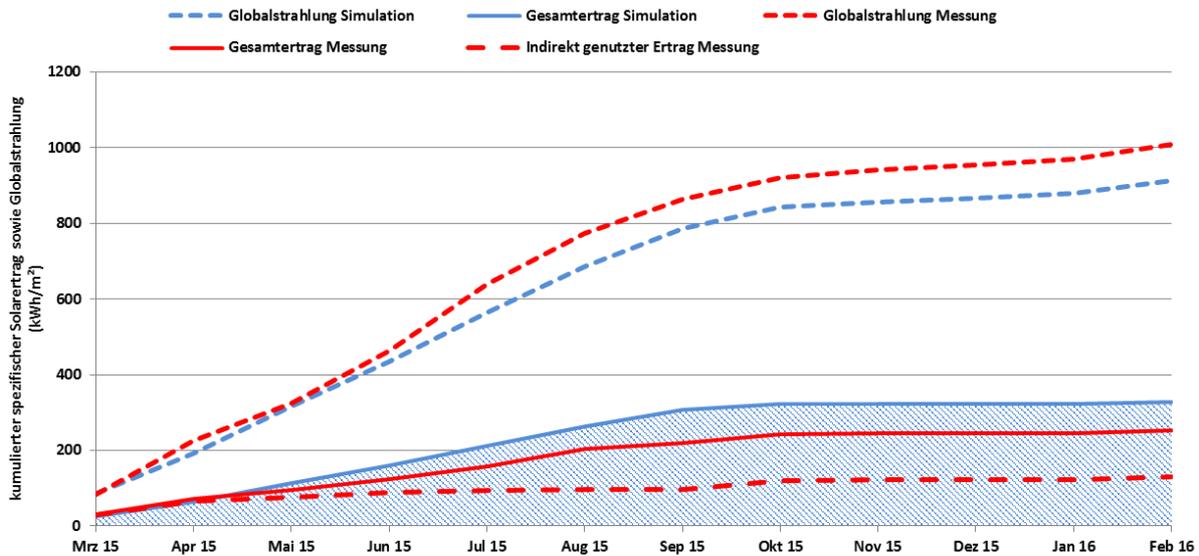


Abbildung 189: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags (indirekt und gesamt) mit dem Simulationswert für die Anlage „Ökoenergiepark Bergheim“ (Zeitraum: März 2015 bis Februar 2016)

### 7.11.5 Detailbetrachtung und Optimierung

An der Solaranlage haben während der Monitoringphase mehrere Optimierungen stattgefunden. Neben Anpassungen der eingesetzten Komponenten wie Globalstrahlungssensor und einem Magnetventil zur Unterbindung von Zirkulationsverlusten haben Anpassungen des Regelungsverhaltens frühzeitig stattgefunden. Dadurch konnte ein diskontinuierlicher Betrieb der Solaranlage (Abbildung 190) verbessert werden und führte zu einer kontinuierlichen Betriebsweise (Abbildung 191).

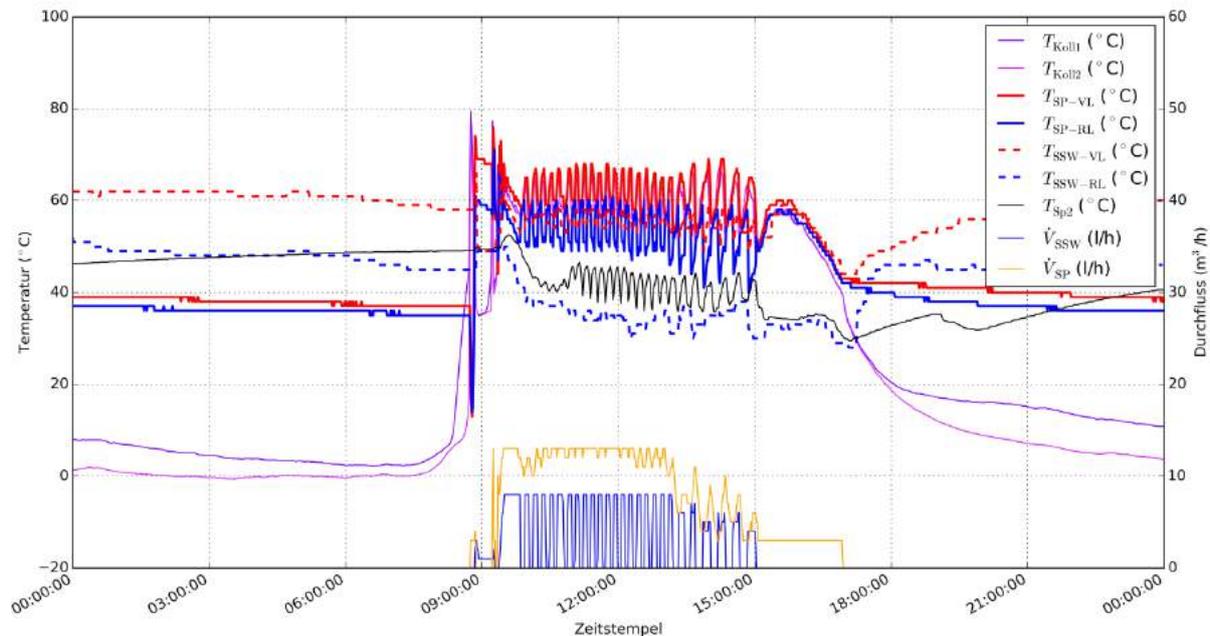


Abbildung 190: Kollektortemperaturen, Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimär- und Sekundärkreis, Temperatur in der Weiche, Volumenströme im Solarprimär- und Sekundärkreis (Zeitraum: 8.3.2015)

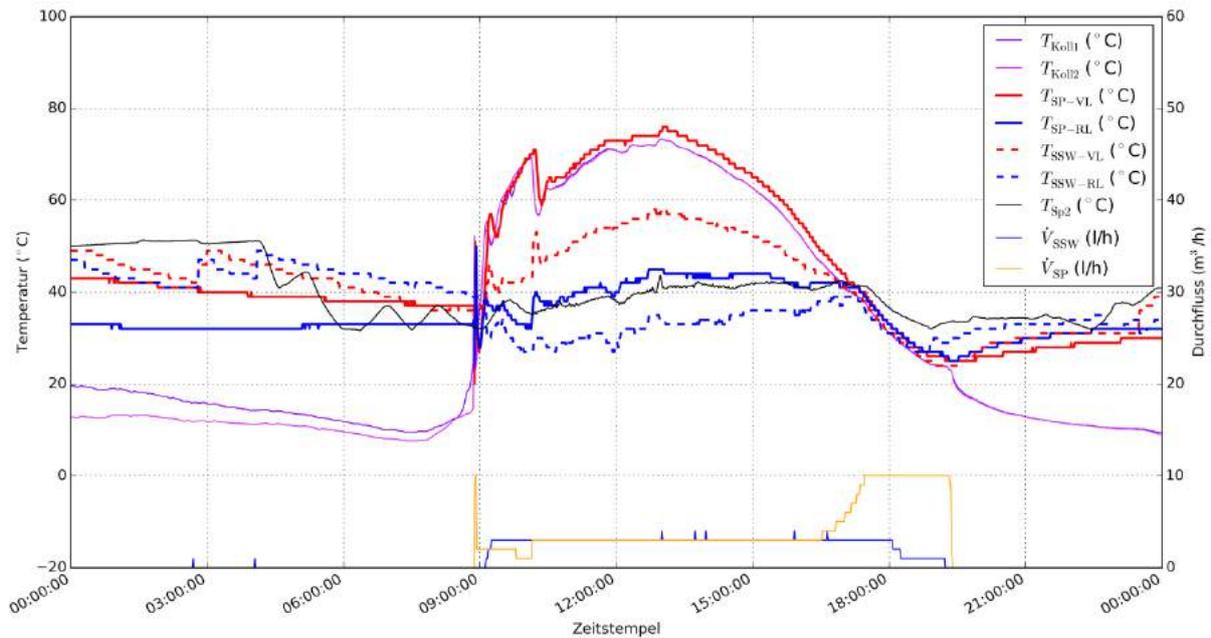


Abbildung 191: Kollektortemperaturen, Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimär- und Sekundärkreis, Temperatur in der Weiche, Volumenströme im Solarprimär- und Sekundärkreis (Zeitraum: 1.10.2015)

Anfang Juli 2015 erfolgten weitere Änderungen an der Anlage. So wurden Anpassungen des Solarprimärkreises (bspw. Positionierung der Entlüftungen der Solarkollektoren), der hydraulischen Einbindung der Solaranlage (Optimierung „Sommerbetrieb“ mit direkter Einspeisung in den Netzvorlauf, Einbau Rückschlagklappen im Vorlauf um einen hydraulischen Kurzschluss zu vermeiden) und Optimierungen der Regelstrategie des gesamten Ökoenergieparks vorgenommen. Weitere Anpassungen in geringerem Umfang (Rückschlagklappe bei Netzbeimischung vom Hauptkreis; Regelung Solarprimärkreis einstellbar via Globalstrahlungssensor oder Kollektortemperaturfühler; Regelung Solarsekundärkreis aus Status von Solarprimärkreis) hat Ende November 2015 stattgefunden. Die daraus resultierenden Auswirkungen werden jedoch erst nach Ende der Monitoringphase erkennbar werden, da das Kollektorfeld bis Februar verschattet ist.

Das Betriebsverhalten der Solaranlage wird exemplarisch jeweils für den Winterbetrieb und für den Sommerbetrieb analysiert und dargestellt. In Abbildung 192 ist der Winterbetrieb am 1.10.2015 dargestellt. Die Solaranlage schaltet sich um 9 Uhr ein, die Wärmepumpen sind an diesem Tag in Betrieb. Das Kollektorfeld speist je nach verfügbarer Leistung bei Temperaturen von etwa 50 °C bis 55 °C in die hydraulische Weiche ein. Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz  $\Delta T_{m-SSW}$  des Solarwärmeübertragers liegt bei etwa 12 bis 15 K.

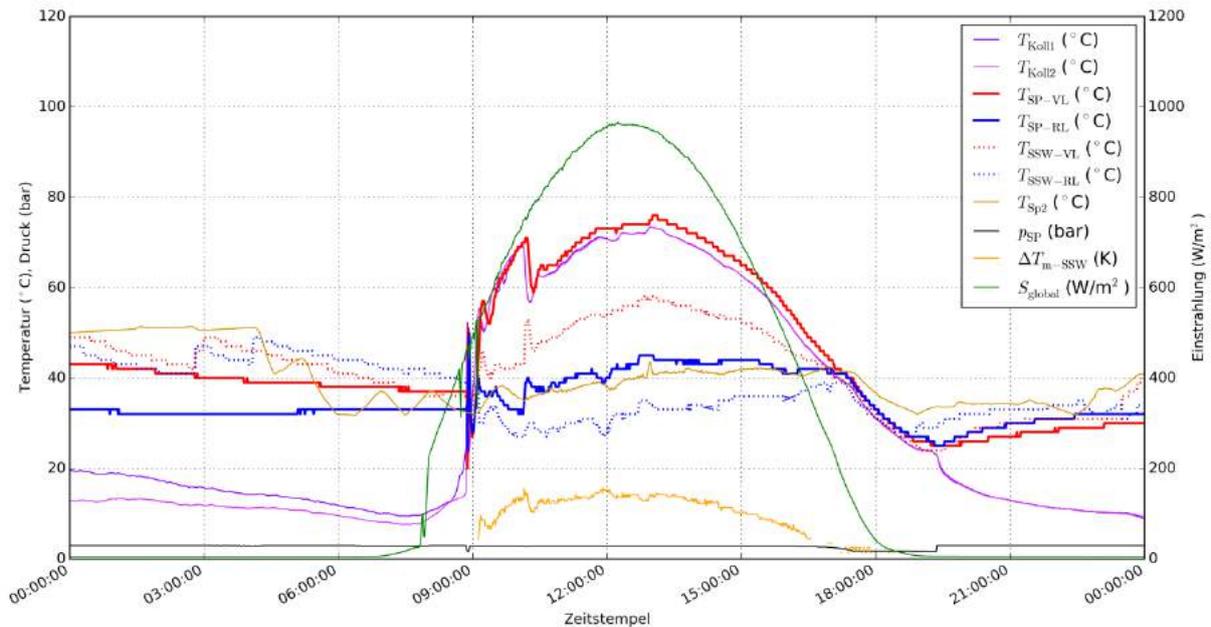


Abbildung 192: Kollektortemperaturen, Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimär- und Sekundärkreis, Temperatur in der Weiche, Druck im Solarprimärkreis, Grädigkeit des Solarwärmeübertragers sowie Globalstrahlung (Zeitraum: 1.10.2015)

In Abbildung 193 ist exemplarisch der Sommerbetrieb dargestellt. Die Solaranlage schaltet sich um 9 Uhr ein, die Einspeisung in den Netzvorlauf startet mit Überschreitung der geforderten Temperatur ab etwa 10:30 Uhr. Das Kollektorfeld speist je nach verfügbarer Leistung bei Temperaturen von etwa 90 °C direkt ins Netz ein. Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz  $\Delta T_{m-SSN}$  des Solarwärmeübertragers liegt bei etwa 10 K.

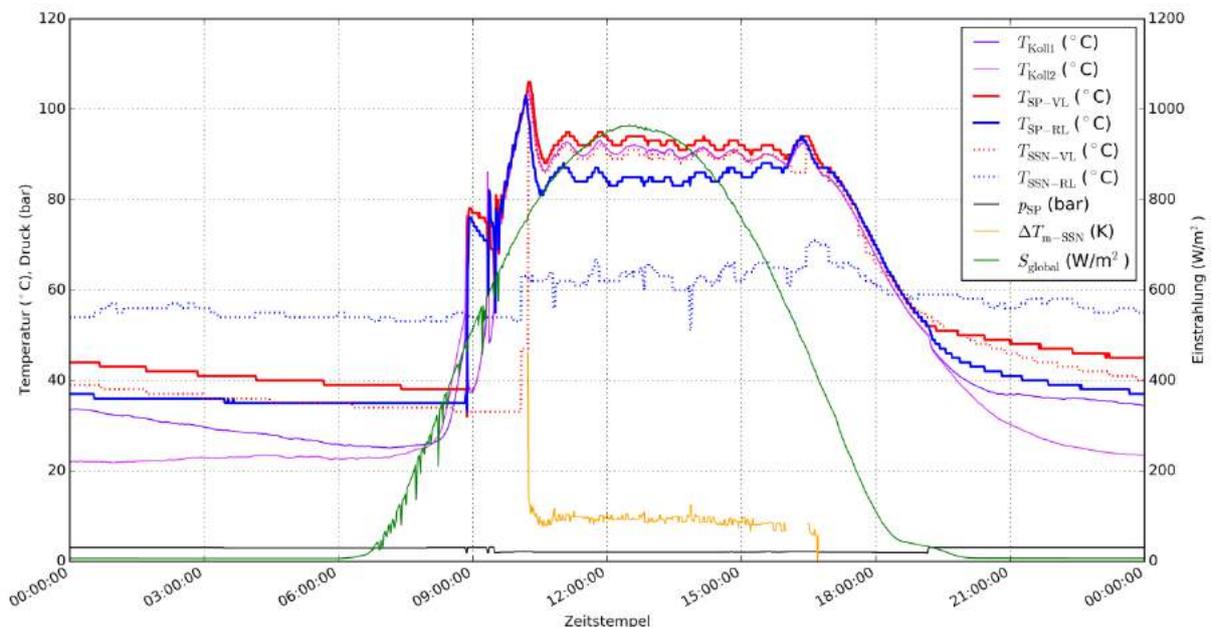


Abbildung 193: Kollektortemperaturen, Vor- und Rücklauftemperaturen im Solarprimär- und Sekundärkreis, Temperatur in der Weiche, Druck im Solarprimärkreis, Grädigkeit des Solarwärmeübertragers sowie Globalstrahlung (Zeitraum: 30.8.2015)

Die Umwandlung der Globalstrahlung von den Kollektoren im Solarprimärkreislauf und über den Solarwärmeübertrager in die hydraulische Weiche ist in Abbildung 194 exemplarisch für den Winterbetrieb (die Wärmepumpen sind an diesem Tag in Betrieb) dargestellt. Der daraus berechnete Wirkungsgrad der Solaranlage liegt bei etwa 55 %.

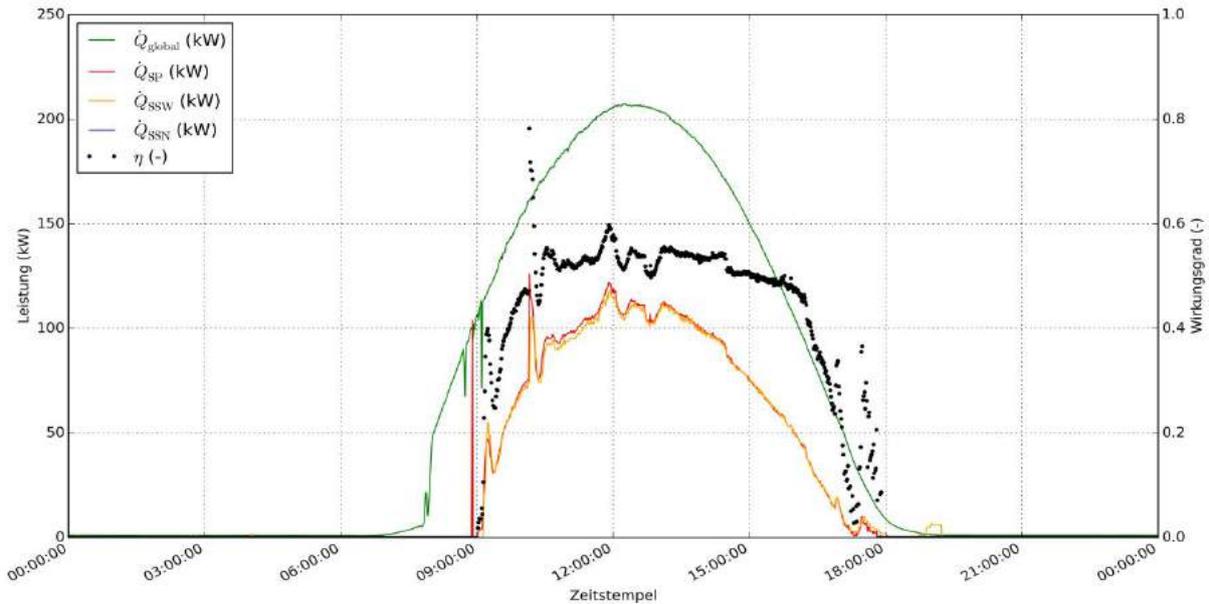


Abbildung 194: Beispielhafte Einstrahlung in Kollektorebene und Leistungen in Solarprimär- und Solarsekundärkreisen sowie daraus berechneter Wirkungsgrad (Zeitraum: 1.10.2015)

Die Umwandlung der Globalstrahlung von den Kollektoren im Solarprimärkreislauf und über den Solarwärmeübertrager in den Netzevorlauf ist in Abbildung 195 exemplarisch für den Sommerbetrieb (30.08.2015) dargestellt. Der berechnete Wirkungsgrad der Solaranlage liegt bei etwa 50 %.

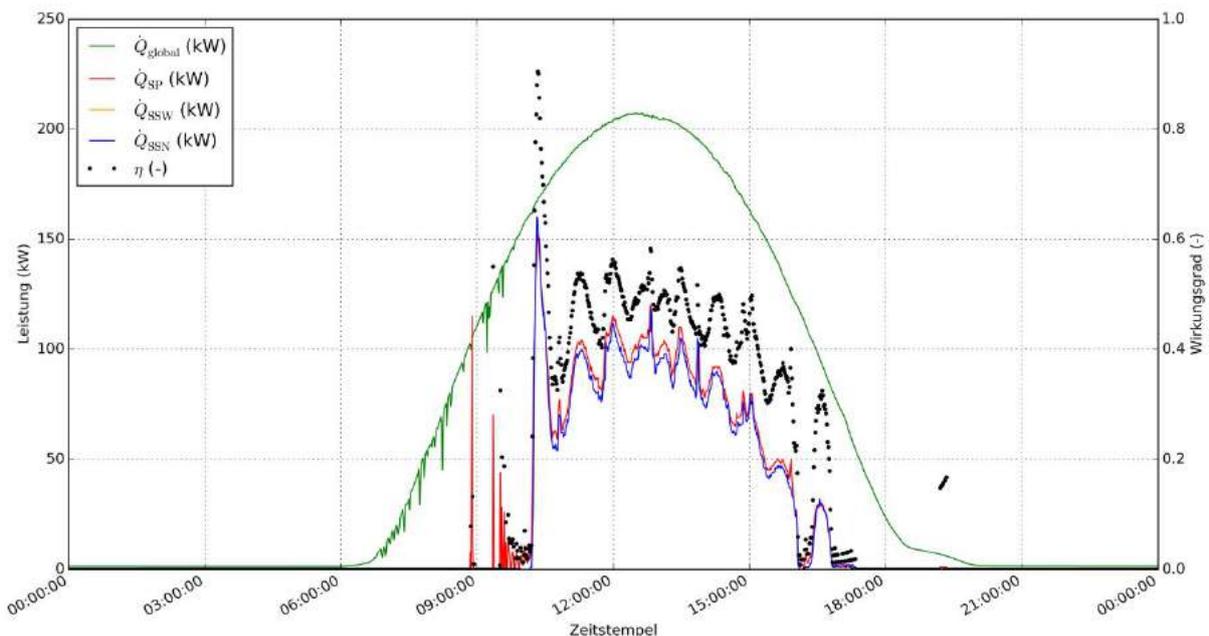


Abbildung 195: Beispielhafte Einstrahlung in Kollektorebene und Leistungen in Solarprimär- und Solarsekundärkreisen sowie daraus berechneter Wirkungsgrad (Zeitraum: 30.8.2015)

Abbildung 196 zur Betrachtung der Wärmepumpen zeigt einerseits die elektrisch zugeführte Energie (rosa) und andererseits die von den Wärmepumpen an das Wärmenetz abgegebene Energie (violett). Aus dem Verhältnis von thermischen Nutzen zu elektrischem Aufwand ergibt sich die Arbeitszahl, die mit einem Wert von etwa 5,9 im betrachteten Zeitraum bemerkenswert hoch ist. Der elektrische Energieverbrauch betrug im gesamten Betrachtungszeitraum etwa 391 MWh, mit dem 2304 MWh thermische

Energie bereitgestellt wurde. Zwischen Mai und September wurden die Wärmepumpen nicht bzw. nur sehr wenig betrieben, da der Mindestdurchfluss der Wärmepumpen unterschritten war. Eine detaillierte Analyse der Betriebsweise der Wärmepumpen ist weiter unten ausgeführt und zeigt einen zufriedenstellenden Gütegrad.

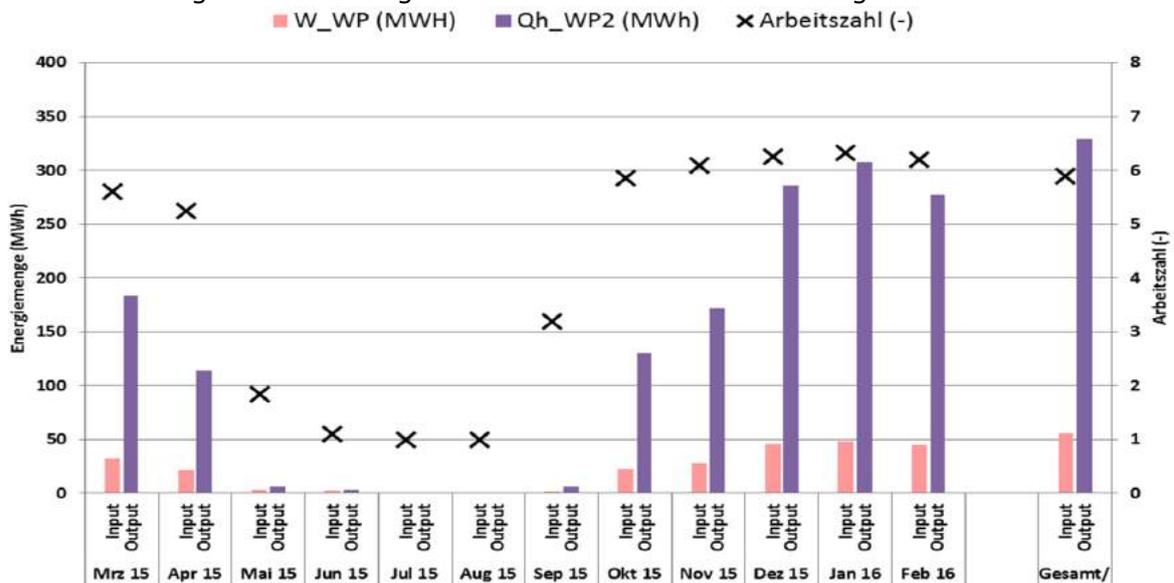


Abbildung 196: Energiebilanz der Wärmepumpen im Projekt „Ökoenergiepark Bergheim“ (Zeitraum: März 2015 bis Februar 2016)

Die Energiebilanz der Wärmepumpen (Abbildung 196) weist eine zufriedenstellende Arbeitszahl von 5,9 für den betrachteten Zeitraum auf. Die Wärmepumpen liefern im Betriebsmodus „Winterbetrieb“ des Heizwerks fast kontinuierlich durch und standen im „Sommerbetrieb“ still. In den Übergangszeiten gab es zeitweisen Betrieb der Wärmepumpen, wenn der erforderliche Mindestdurchfluss überschritten war. Abbildung 197 zeigt beispielhaft den kontinuierlichen Betrieb der Wärmepumpen. Quellenseitig ist der Volumenstrom nahezu konstant bei einer Spreizung zwischen 15 und 25 K, sekundärseitig liegt die Spreizung trotz variablem Volumenstrom im Wärmenetz sehr konstant zwischen 5 und 9 K. Die Netzzrücklaufanhebung erfolgt von etwa 52 °C auf etwa 59 °C mit einer Leistung von 300 bis 600 kW.

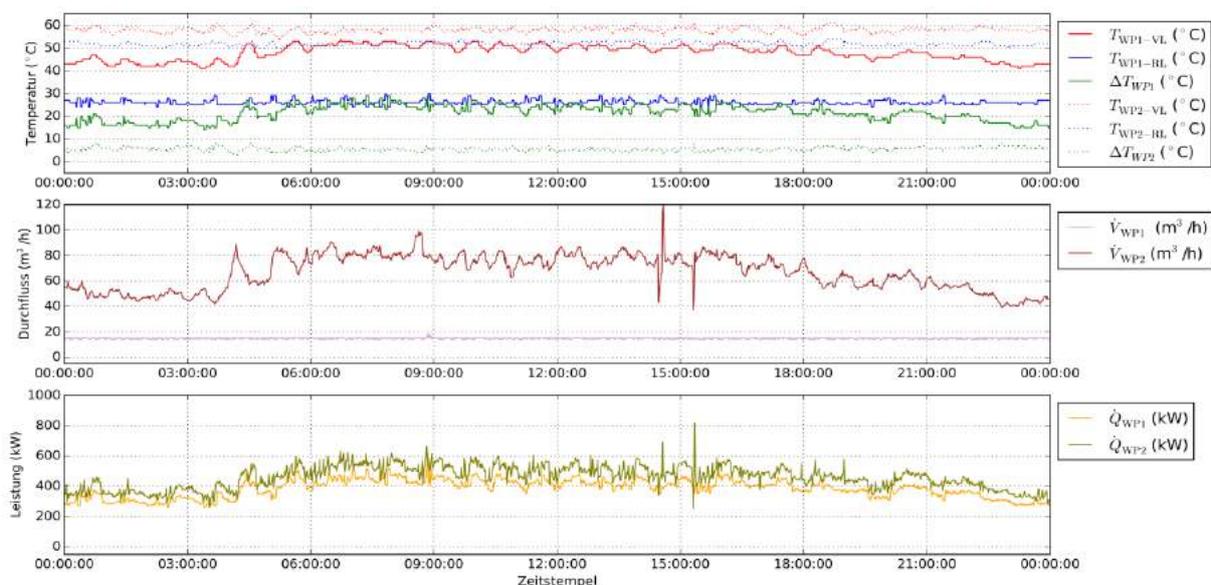


Abbildung 197: Beispielhafte Vor-, Rücklauftemperaturen sowie Temperaturdifferenzen, Volumenströme und Leistungen auf der Quellen- und der Nutzerseite der Wärmepumpen (Zeitraum: 26.11.2015)

Für eine detaillierte Bewertung des Winterbetriebs wird der thermodynamische Gütegrad  $f_0$  der Wärmepumpen herangezogen. Dieser gibt an, wie nahe die gemessene Leistungszahl des realen Kreisprozesses an die maximal mögliche Leistungszahl eines idealen Kreisprozesses, der unter den gleichen Randbedingungen abläuft, herankommt.

Die Leistungszahl COP (engl. Coefficient of Performance) des realen Kreisprozesses ist das Verhältnis der abgegebenen thermischen Leistung auf der Nutzerseite  $\dot{Q}_{WP2}$  zur elektrischen Leistungsaufnahme  $P_{WP}$ :

$$\text{COP} = \frac{\dot{Q}_{WP2}}{P_{WP}}$$

Als idealer Vergleichsprozess dient der Carnot-Prozess, dessen Leistungszahl  $\text{COP}_{\text{carnot}}$  nur von Verdampfungs- und Kondensationstemperatur ( $T_0$  und  $T_c$ ) abhängt:

$$\text{COP}_{\text{carnot}} = \frac{T_c}{T_c - T_0} = \frac{T_c}{\Delta T}$$

Um die ideale Leistungszahl  $\text{COP}_{\text{carnot}}$  ermitteln zu können, werden Verdampfungs- und Kondensationstemperatur ( $T_0$  und  $T_c$ ) aus den Messwerten folgend approximiert:

$$\begin{aligned} T_c &\approx T_{\text{WP2-VL}} \\ T_0 &\approx T_{\text{WP1-RL}} - 3 \end{aligned}$$

Der thermodynamische Gütegrad  $f_0$  ergibt sich aus dem Verhältnis von realer Leistungszahl zu idealer Leistungszahl des Vergleichsprozesses:

$$f_0 = \frac{\text{COP}}{\text{COP}_{\text{carnot}}}$$

Die Auswertung erfolgt monatsweise und Abbildung 198 und Abbildung 199 zeigen als 2D-Histogramm (Farbskala), wie oft ein bestimmter Gütegrad  $f_0$  bei einem bestimmten Temperaturhub  $\Delta T$  zwischen Verdampfungs- und Kondensationstemperatur aufgetreten ist. Weiße Bereiche im 2D-Histogramm bedeuten, dass bei diesem bestimmten Temperaturhub dieser bestimmte Gütegrad kein einziges Mal gemessen worden ist. Im darüber liegenden Balkendiagramm ist die Verteilung des Temperaturhubs  $\Delta T$  dargestellt (rot). Das Balkendiagramm auf der rechten Seite zeigt die Verteilung des Gütegrades (hellbraun).

Man erkennt, dass die Wärmepumpen im November 2015 vorwiegend mit einem Gütegrad  $f_0$  zwischen 0,40 und 0,50 bei einem Temperaturhub  $\Delta T$  zwischen 28 und 32 K gearbeitet hat. Im Jänner 2016 häuft sich der Betrieb mit einem Gütegrad  $f_0$  zwischen 0,45 und 0,50 bei einem Temperaturhub  $\Delta T$  zwischen 27 und 31 K. Der etwas geringere Gütegrad  $f_0$  im November 2015 lässt sich auf die häufigere Unterbrechung des Wärmepumpenbetriebs zurückführen. Die Betriebsweise der Wärmepumpen ist auch hinsichtlich des Gütegrades  $f_0$  als zufriedenstellend zu bewerten.

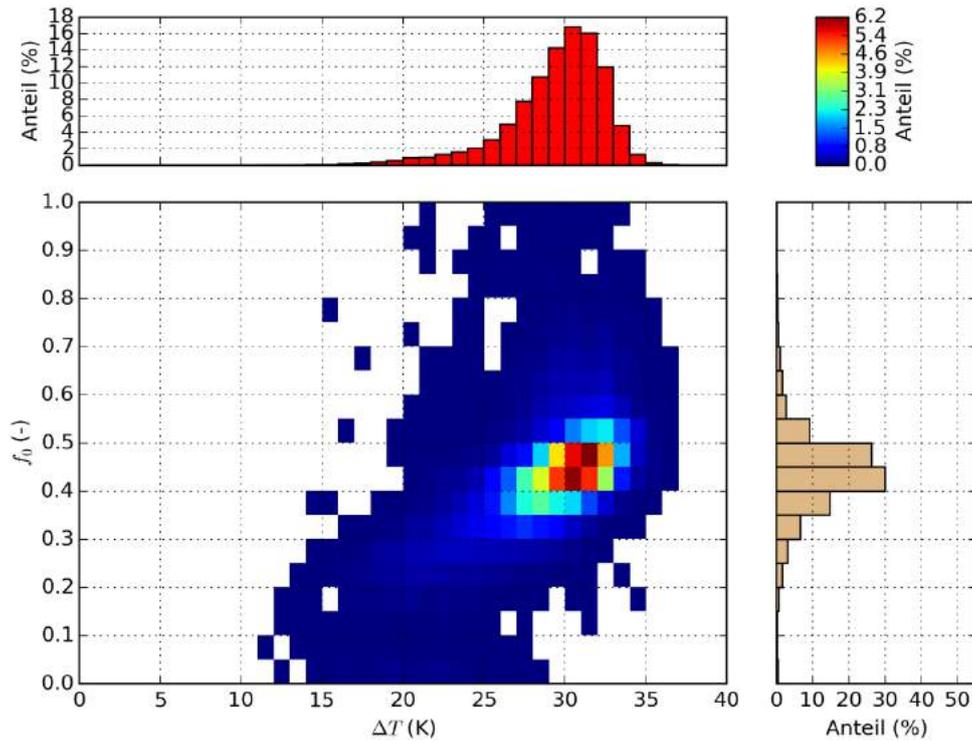


Abbildung 198: Beispielhaftes 2D-Histogramm des thermodynamischen Gütegrads  $f_0$  samt Balkendiagramm des Temperaturhubes  $\Delta T$  (rot) und des thermodynamischen Gütegrads (hellbraun) der Wärmepumpen (Zeitraum: November 2015)

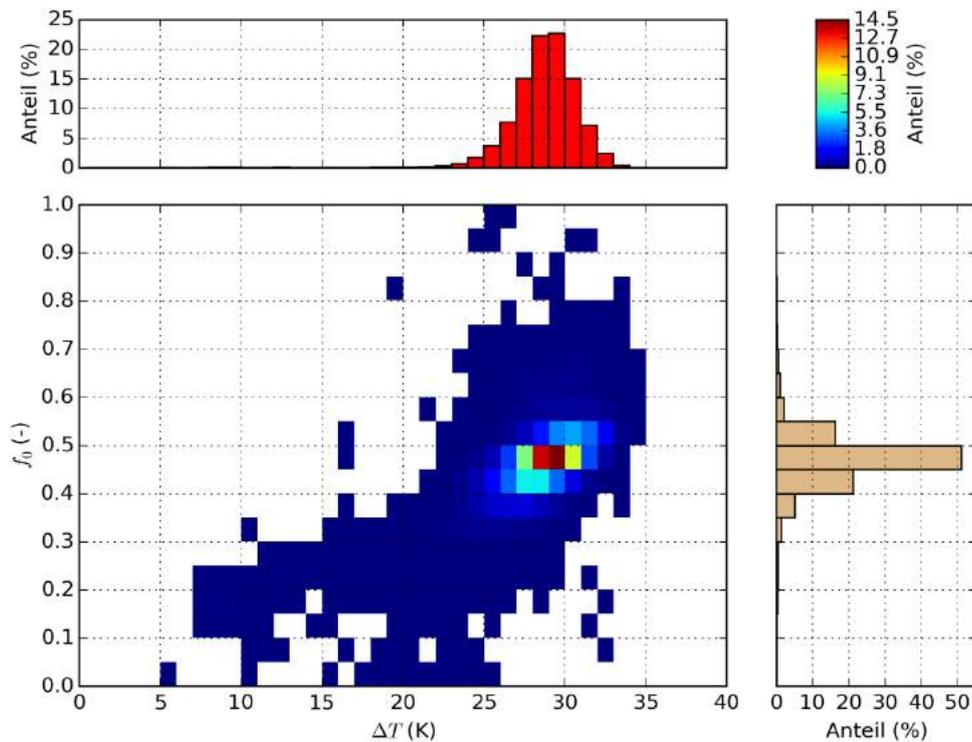


Abbildung 199: Beispielhaftes 2D-Histogramm des thermodynamischen Gütegrads  $f_0$  samt Balkendiagramm des Temperaturhubes  $\Delta T$  (rot) und des thermodynamischen Gütegrads (hellbraun) der Wärmepumpen (Zeitraum: Jänner 2016)

### 7.11.6 Anlagen Status Quo

Mithilfe der umgesetzten Optimierungsmaßnahmen zeigt die Solaranlage des Projekts „Ökoenergiepark Bergheim“ nach Ende der einjährigen Monitoringphase einen zufriedenstellenden Betrieb. Neben anfänglicher Verbesserungen (wiederholte Ausfälle des Solarstrahlungssensors, nächtliche Zirkulation im Kollektorfeld) wurden noch weitere Optimierungen in Zusammenarbeit mit dem Betreiber veranlasst und umgesetzt. Zum einen betraf das den Regelungsalgorithmus für die Solarkreisläufe (Ein- und Ausschaltverhalten, pulsierender Betrieb) und zum anderen die hydraulische Einbindung des Kollektorfeldes aufgrund der Unterschreitung des minimalen Volumenstroms der Wärmepumpen. Zu Beginn der Monitoringphase war die Solaranlage ausschließlich über eine hydraulische Weiche (5 m<sup>3</sup>) als einer der Wärmeerzeuger für die Wärmepumpen eingebunden. Im Zuge der Optimierungsarbeiten wurde die Einbindung der Solaranlage angepasst, sodass Solarenergie auch direkt ins Netz eingespeist werden kann. Diese wesentlichen Umbauarbeiten und Anpassungen wurden im Juli 2015 durchgeführt und damit die Betriebsart „Sommerbetrieb“ ermöglicht.

Die Solaranlage trägt in Summe nur einen sehr geringen Anteil am gesamten Netzbedarf bei. Dies entspricht dem ursprünglichen Plan des Betreibers und ist in Anbetracht der Netzgröße nicht anders möglich. Zur weiteren Optimierung des Solarertrags wird empfohlen, die Solaranlage möglichst durchgehend als Quelle für die Wärmepumpen zu betreiben, sofern die Wärmepumpen in Zukunft auch im Sommer betrieben werden können. Das Betriebsverhalten der Wärmepumpen wird als zufriedenstellend eingestuft.

## 7.12 Hotelrestaurant Liebntzmühle, NÖ

### 7.12.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

<u>Projektname:</u>	Hotelrestaurant Liebntzmühle
<u>Adresse:</u>	3820 Raabs an der Thaya
<u>Art der Anwendung:</u>	Hohe solare Deckungsgrade in Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben
<u>Wärmeverbraucher:</u>	Warmwasserbereitung, Raumheizung und Schwimmbaderwärmung
<u>Bruttokollektorfläche:</u>	222 m <sup>2</sup> , CPC-Flachkollektor (Solarfocus)
<u>Ausrichtung:</u>	Süd-Südwest
<u>Neigung:</u>	40°
<u>Energiespeichervolumen:</u>	3x5 m <sup>3</sup> Pufferspeicher im Heizhaus, 500 und 1000 l WW-Speicher im Hotel sowie 300 l WW-Speicher im Restaurant
<u>Nachheizungssystem:</u>	Hackgutkessel (180 kW) und als Reserve Gaskessel (90 kW) sowie mobile Ölheizstation
<u>Solarer Deckungsgrad:</u>	13 % (Messung)
<u>Spezifischer Solarertrag:</u>	212 kWh/(m <sup>2</sup> a) (Messwert bezogen auf die Aperturfläche)
<u>Projektstatus:</u>	Monitoring beendet mit April 2016
<u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u>	AIT

Beim Projekt „Hotelrestaurant Liebntzmühle“ handelt es sich um eine Erweiterung der bestehenden Wärmeversorgung durch eine Solarthermieanlage. Das Hotelrestaurant besteht im Wesentlichen aus zwei Gebäudekomplexen – dem Hotel (Abbildung 200) und dem Restaurantgebäude (Abbildung 202 links) - die vom Heizhaus aus mit Wärme versorgt werden (Abbildung 202 rechts). Ein Luftbild der Anlage zeigt Abbildung 201. Das Hotel selbst besteht aus dem Herrenhaus, dem Mühlenhaus und dem Schwimmbadbereich. Die 222 m<sup>2</sup> große Solaranlage ist nach Süd-Südwest ausgerichtet und auf der Wiese vor dem Hotel errichtet worden (Abbildung 200). Als Nachheizung dient ein 180 kW Hackgutkessel. Als Notheizung kann ein Gaskessel (90 kW) in Verbindung mit einer mobilen Ölheizstation eingesetzt werden. Die Wärmeverbraucher im Hotel sind die Raumheizung (Radiatoren, Fußbodenheizung, Heizregister in der Lüftungsanlage), die Trinkwarmwasserbereitung samt Zirkulationsleitungen sowie die Schwimmbaderwärmung (Wasservorwärmung und Einströmdüsen).

Die Wärmeverbraucher im Restaurant sind die Raumheizung (Fußbodenheizung, Radiatoren, Lüftung) und die Trinkwarmwasserbereitung samt Zirkulationsleitung.



Abbildung 200: Ansicht des Hotelgebäudes im Projekt "Hotelrestaurant Liebnitzmühle", davor die aufgeständerten Kollektorfelder. Quelle: AIT

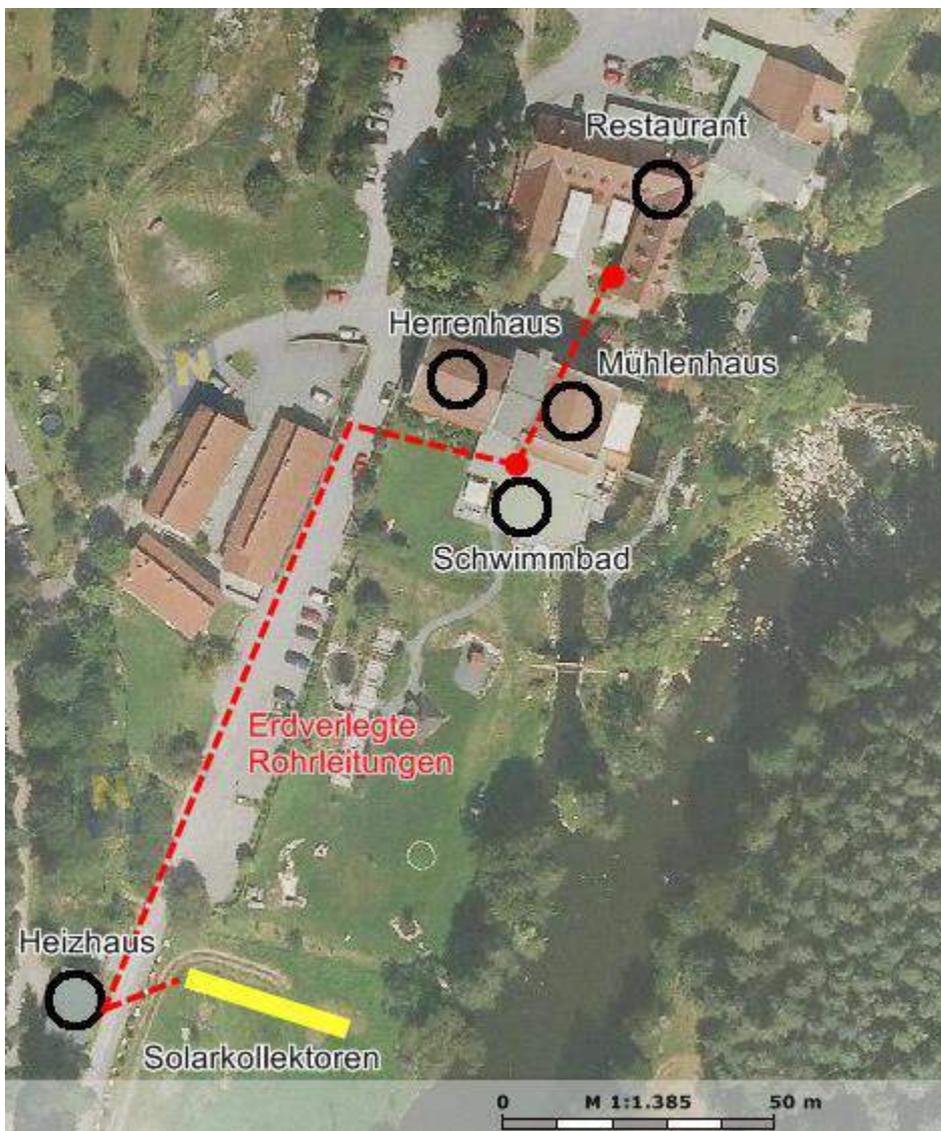


Abbildung 201: Luftbild der Anlage "Hotelrestaurant Liebnitzmühle" mit ungefähre Lage der Solarkollektoren (gelb) und der erdverlegten Rohrleitungen (rot). © Land Niederösterreich, NÖ Atlas



Abbildung 202: Restaurantgebäude (linkes Bild), aufgeständerte Kollektoren und Heizhaus (rechtes Bild). Quelle: AIT



Abbildung 203: Solarwärmetauscher, Umwälzpumpen im Solarsekundär- und -primärkreis, Wärmezähler im Solarsekundärkreis sowie Anschluss an erdverlegte Leitungen zu den Kollektoren. Quelle: AIT



Abbildung 204: Die drei, zum Zeitpunkt des Fotos noch nicht wärmegeämmten Pufferspeicher der Solaranlage im Heizhaus (linkes Bild), Warmwasserspeicher und Heizungsverteiler im Technikraum des Restaurantgebäudes (rechtes Bild). Quelle: AIT

### 7.12.2 Hydraulik- und Messkonzept

Seit Beginn der Arbeiten durch das Team der Begleitforschung (2012) ist die Hydraulik des Wärmeverteilsystems zur Umsetzung von Optimierungen nach und nach verändert worden. Der aktuellste Stand (Mitte 2016) ist in Abbildung 206 dargestellt. Wie in der Darstellung erkennbar handelt es sich bei der Anlage um ein grundsätzlich sehr komplexes Wärmeversorgungssystem, welches über Jahre in mehreren Schritten erweitert wurde.

Die Solaranlage (222 m<sup>2</sup> Bruttokollektorfläche) entnimmt aus dem unteren Bereich der Pufferspeicher bzw. dem Rücklauf der Verbraucher und speist oben in drei parallel geschaltete Pufferspeicher (3x5 m<sup>2</sup>) (Abbildung 204 links) ein.

Bereits zu Beginn der Monitoringphase wurde der Betreiber auf das Fehlen von Wärmedämmungen in Teilen des Wärmeversorgungssystems hingewiesen. Nach wiederholter Kontaktaufnahme wurden im Oktober 2013 die Rohrleitungen im Solarprimärkreis wärmegeklämt, und die Solarpuffer mit 20 cm Mineralwolle geklämt und mit OSB-Platten verkleidet (im Kantenbereich bis zu 40 cm Dämmstärke). Im Februar 2014 ist die Wärmedämmung der Versorgungsleitung zwischen Hotel und Restaurant erneuert worden.

Die Nachheizung über den Hackgutkessel (180 kW) hat einen eigenständigen Pufferspeicher (4 m<sup>3</sup>). Als Notheizung kann ein Gaskessel (90 kW) in Verbindung mit einer mobilen Ölheizstation eingesetzt werden. Der Wechsel zwischen „Nachheizung“ und „Solarpufferentladung“ zur Versorgung des Hotelrestaurants wird mittels Umschaltventil bewerkstelligt. Im Zuge der Messdatenauswertung durch das Team der Begleitforschung zeigte sich jedoch, dass die Solaranlage praktisch keinen Beitrag zur Wärmeversorgung des Hotelrestaurants leisten konnte. Grund dafür waren Defekte des angeführten Umschaltventils (Bruch der Welle des Stellmotors). In Folge verblieb das Ventil in der Stellung „Nachheizung“, obwohl der Stellmotor in der Stellung „Solarpufferentladung“ war. Dieser Fehler wurde durch die Datenanalyse erkannt und dem Betreiber kommuniziert. Im Zuge der Reparaturen bzw. des Austausches des Umschaltventils wurde zusätzlich eine Festwertregelung implementiert, die eine einstellbare Vorlauftemperatur für die Anlage „Hotelrestaurant Liebnitzmühle“ sicherstellt.

Hydraulisch teilt sich das Hotelrestaurant in erster Linie in die beiden Verbraucher „Hotel“ und „Restaurant“ auf.

Die Wärmeverbraucher im „Hotel“ sind die Raumheizung, die Trinkwarmwasserbereitung samt Zirkulationsleitungen sowie die Schwimmbaderwärmung. Diese sind an einen Verteiler mit Differenzdruck angeschlossen. Die Raumheizung erfolgt über Radiatoren- und Fußbodenheizkreise sowie über ein Heizregister in der Lüftungsanlage. Die Trinkwarmwasserbereitung erfolgt im Herrenhaus über einen 500 l-Speicher. Am Anfang der Begleitforschungsarbeiten (2012) waren im Mühlenhaus zwei Warmwasserspeicher (jeweils 500 l) im Einsatz, die zu dem früher verwendeten Wärmepumpensystem gehörten. Das Wärmepumpensystem war bei einer Überschwemmung unwiederbringlich beschädigt worden, die Warmwasserspeicher, ein externer Wärmetauscher mit Förderpumpe sowie Teile der Verrohrung konnten aber weiterhin verwendet werden.

Die Wärmeverbraucher des „Restaurants“ sind die Raumheizung im Restaurant und im Reitstall sowie die Trinkwarmwasserbereitung samt Zirkulationsleitung. Diese sind an einen druckarmen Verteiler angeschlossen, dessen Kurzschlussleitung die hydraulische Weiche in der Anbindung zum Heizhaus ist. Die Raumheizung erfolgt über Radiatoren- und Fußbodenheizkreise in Beimischschaltung, für den Reitstall ohne Mischung. Ein weiterer Radiatorenheizkreis sowie Heizregister in der Lüftungsanlage werden über einen Wärmetauscher versorgt, ebenfalls ohne Regelung der Vorlauftemperatur. Die Trinkwarmwasserbereitung samt Zirkulationsleitung erfolgt in einem 300 l Warmwasserspeicher (Abbildung 204 rechts).

Zehn Wärmezähler, 26 Temperaturfühler, ein Drucksensor und ein Globalstrahlungssensor bilden in diesem Projekt die gesamte messtechnische Bestückung, siehe Abbildung 8.

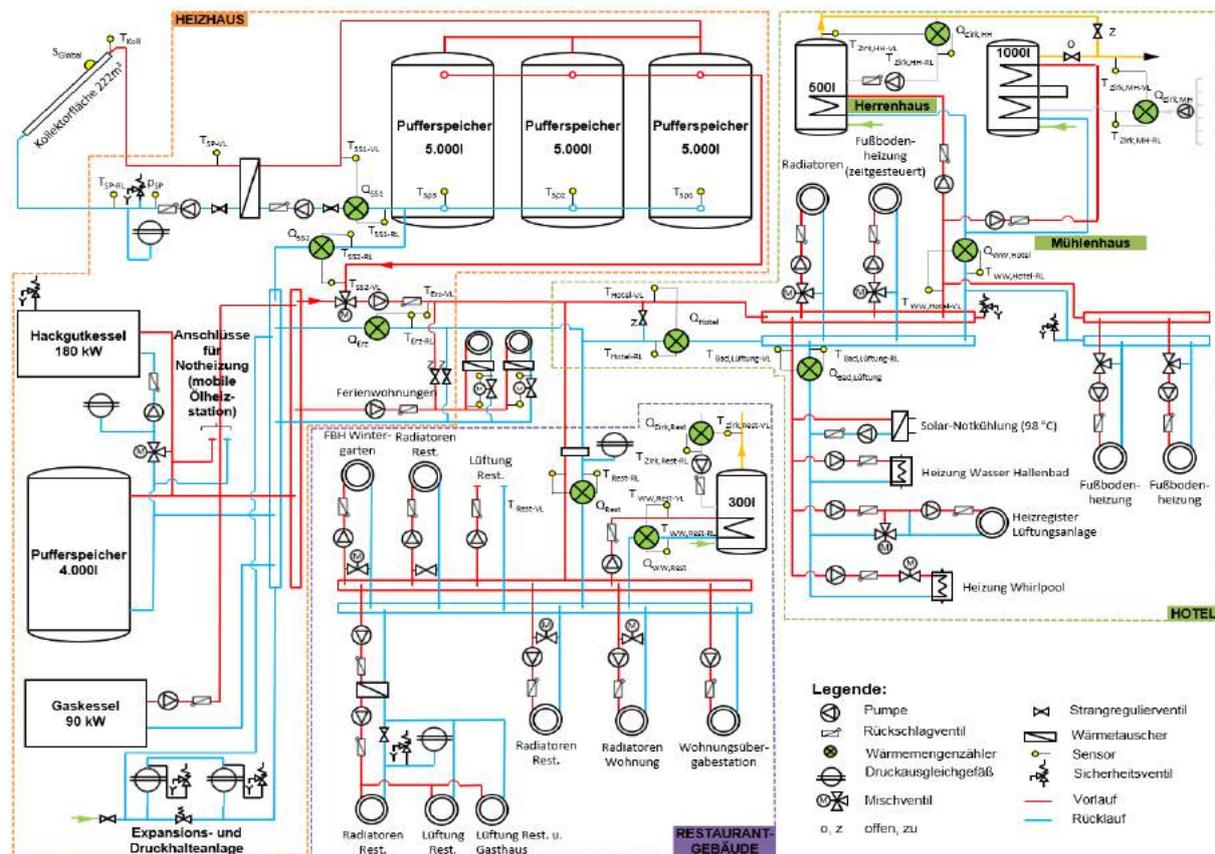


Abbildung 205: Hydraulik- und Messkonzept zum Projekt „Hotelrestaurant Liebnitzmühle“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

**Solar-Primärkreis**

- $S_{Global}$  Globalstrahlungssensor in Kollektorebene
- $T_{Koll}$  Kollektortemperatur
- $T_{SP-VL}$  Solarvorlauftemperatur primär
- $T_{SP-RL}$  Solarrücklauftemperatur primär
- $p_{SP}$  Drucksensor im Solar-Primärkreis

**Pufferspeicher der Solaranlage**

- $Q_{SS1}$  Wärmemengenzähler Einspeisung Solarenergie in Pufferspeicher der Solaranlage
- $T_{SS1-VL}$  Solarvorlauftemperatur sekundär 1
- $T_{SS1-RL}$  Solarrücklauftemperatur sekundär 1
- $Q_{SS2}$  Wärmemengenzähler Entnahme aus Pufferspeicher der Solaranlage
- $T_{SS2-VL}$  Solarvorlauftemperatur sekundär 2
- $T_{SS2-RL}$  Solarrücklauftemperatur sekundär 2
- $T_{Sp1}$  Temperatur im Speicher 1 unten
- $T_{Sp2}$  Temperatur im Speicher 2 unten
- $T_{Sp3}$  Temperatur im Speicher 3 unten

**Wärmeerzeugung (Summe aus Solarthermie, Biomasse und Gaskessel mit Ölheizstation)**

- $Q_{Erz}$  Wärmemengenzähler Erzeugung
- $T_{Erz-VL}$  Vorlauftemperatur Erzeugung
- $T_{Erz-RL}$  Rücklauftemperatur Erzeugung

### Verbraucherkreis Hotel

$Q_{\text{Hotel}}$	Wärmemengenzähler Verbrauch Hotel
$T_{\text{Hotel-VL}}$	Vorlauftemperatur Hotel
$T_{\text{Hotel-RL}}$	Rücklauftemperatur Hotel
$Q_{\text{Bad,Lüftung}}$	Wärmemengenzähler Schwimmbaderwärmung und Lüftung
$T_{\text{Bad,Lüftung-VL}}$	Vorlauftemperatur Schwimmbaderwärmung und Lüftung
$T_{\text{Bad,Lüftung-RL}}$	Rücklauftemperatur Schwimmbaderwärmung und Lüftung
$Q_{\text{WW,Hotel}}$	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung Hotel
$T_{\text{WW,Hotel-VL}}$	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung Hotel
$T_{\text{WW,Hotel-RL}}$	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung Hotel
$Q_{\text{Zirk,HH}}$	Wärmemengenzähler Zirkulationsleitung Herrenhaus
$T_{\text{Zirk,HH-VL}}$	Vorlauftemperatur Zirkulationsleitung Herrenhaus
$T_{\text{Zirk,HH-RL}}$	Rücklauftemperatur Zirkulationsleitung Herrenhaus
$Q_{\text{Zirk,MH}}$	Wärmemengenzähler Zirkulationsleitung Mühlenhaus
$T_{\text{Zirk,MH-VL}}$	Vorlauftemperatur Zirkulationsleitung Mühlenhaus
$T_{\text{Zirk,MH-RL}}$	Rücklauftemperatur Zirkulationsleitung Mühlenhaus

### Verbraucherkreis Restaurantgebäude und Reitstall

$Q_{\text{Rest}}$	Wärmemengenzähler Verbrauch Restaurantgebäude und Reitstall
$T_{\text{Rest-VL}}$	Vorlauftemperatur Restaurantgebäude und Reitstall
$T_{\text{Rest-RL}}$	Rücklauftemperatur Restaurantgebäude und Reitstall
$Q_{\text{WW,Rest}}$	Wärmemengenzähler Warmwasserbereitung Restaurantgebäude
$T_{\text{WW,Rest-VL}}$	Vorlauftemperatur Warmwasserbereitung Restaurantgebäude
$T_{\text{WW,Rest-RL}}$	Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung Restaurantgebäude
$Q_{\text{Zirk,Rest}}$	Wärmemengenzähler Zirkulationsleitung Restaurantgebäude
$T_{\text{Zirk,Rest-VL}}$	Vorlauftemperatur Zirkulationsleitung Restaurantgebäude
$T_{\text{Zirk,Rest-RL}}$	Rücklauftemperatur Zirkulationsleitung Restaurantgebäude

### **7.12.3 Energiebilanz**

Die in Abbildung 206 dargestellte Energiebilanz des Projekts „Hotelrestaurant Liebnitzmühle“ zeigt einerseits die beiden Wärmeinputs in das Gesamtsystem (rot: Nachheizung; blau: Solarwärme) und andererseits die Outputs (Hotel: Warmwasserbereitung inkl. Zirkulationsleitung (hellgrün), Schwimmbaderwärmung und Raumheizung über die Lüftung (mittelgrün), Raumheizung über die Fußbodenheizung und die Radiatoren (dunkelgrün); Restaurant: Warmwasserbereitung inkl. Zirkulationsleitung (hellorange), Raumheizung (dunkelorange)). Über den dargestellten Zeitraum übersteigt der Heizwärmebedarf den Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung inkl. Zirkulationsleitung deutlich. Im Sommer reduziert sich der Heizwärmebedarf zwar praktisch nur noch auf die Beheizung des Schwimmbads, ist aber immer noch größer als der Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung, der das ganze Jahr über sehr konstant ist.

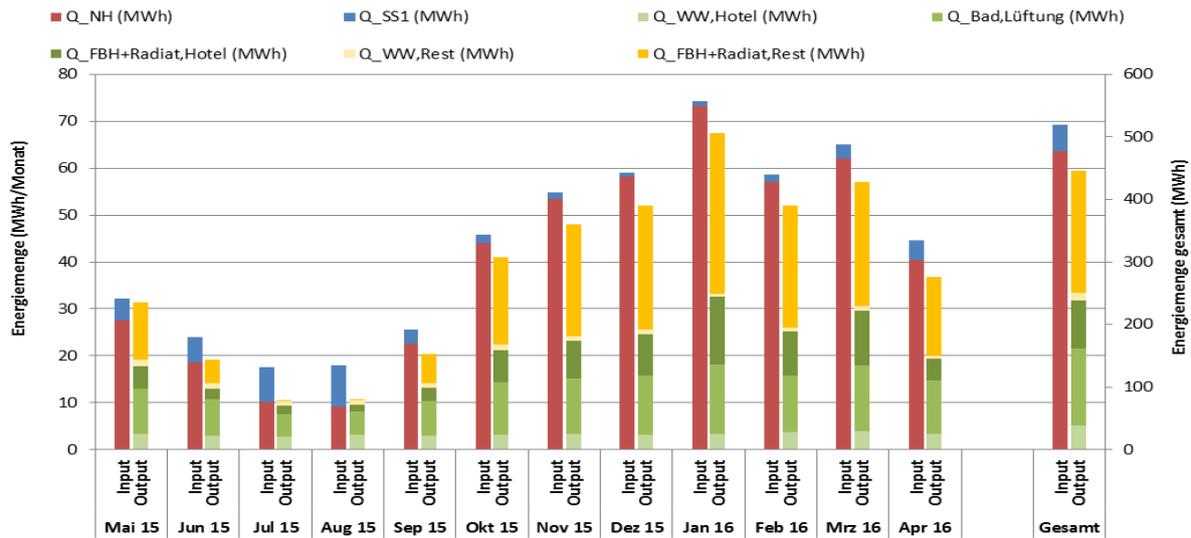


Abbildung 206: Energiebilanz Gesamtsystem zum Projekt „Hotelrestaurant Liebnitzmühle“ (Mai 2015 bis April 2016)

Im Juli und August 2015 ist zu erkennen, dass die Rohrleitungs- und Speicherverluste (Differenz zwischen Input und Output) sowohl relativ als auch absolut am größten sind. Abbildung 207 zeigt für eine Woche im Juli exemplarisch, wie die Umwälzpumpen der Solaranlage vor allem im Juli und August oft ganze Nächte lang eingeschaltet waren und Energie über die Kollektoren an die Umgebung abgegeben haben. In der dargestellten Woche waren die Pumpen in fünf von sieben Nächten in Betrieb (oberes Diagramm) und haben um etwa 50 % mehr Energie aus dem System befördert als eingespeist (unteres Diagramm). Je nach Größe der Durchflüsse an den Puffern wurde die Energie den Puffern bzw. dem Rücklaufmassenstrom entzogen, der von den Verbrauchern kommt. Die Ursache für die nächtlichen Betriebsstunden war ein elektrotechnischer Defekt (ausgelöst durch zu hohe Aufnahmeleistungen der Umwälzpumpen), in dessen Folge die Umwälzpumpen der Solaranlage oft eingeschaltet waren, obwohl sie von der korrekt arbeitenden Regelung nicht freigegeben waren. Das Solartechnikunternehmen korrigierte dieses Fehlverhalten im Oktober 2015, seitdem wurde keine nächtliche Pufferentladung mehr festgestellt.

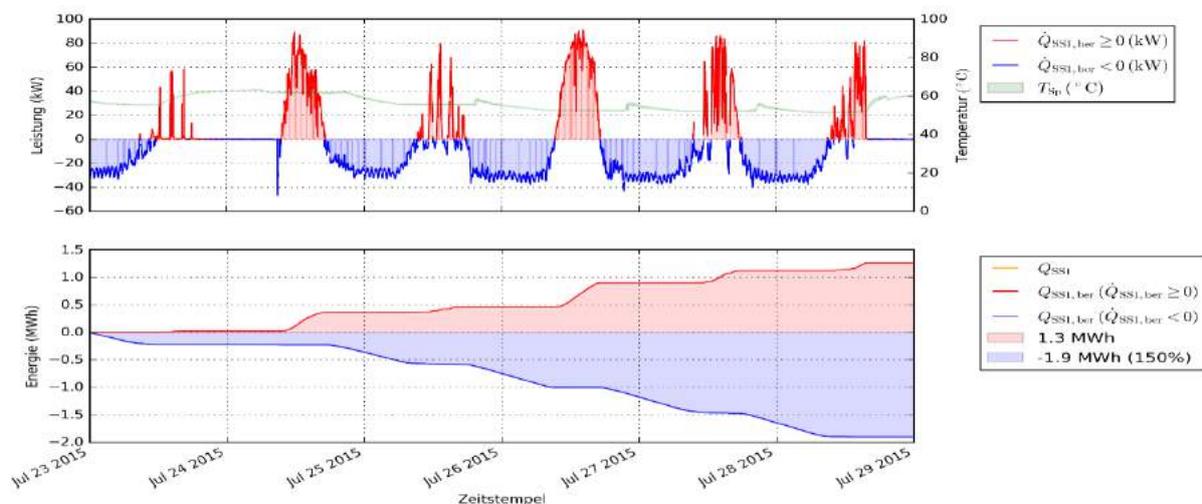


Abbildung 207: Beladung (rot) und Entladung (blau) der Puffer durch die Solaranlage. Oben: Leistung und gemittelte Temperatur im unteren Bereich der Pufferspeicher; Unten: Kumulierte Beladung (rot) und Entladung (blau). Zeitraum: 23.-29. Juli 2015

### 7.12.4 Vergleich Simulation – Messwerte

Um den Solarertrag in der Monitoringphase einschätzen zu können (Vergleichswert), ist die Anlagensimulation des Förderwerbers aus der Einreichphase herangezogen worden. Die im Programm T\*SOL durchgeführte Simulation basiert auf den Auslegungsannahmen und auf einem durchschnittlichen Klimadatensatz für den Standort. Abbildung 142 zeigt hierzu die Simulationsergebnisse (blaue Linie) und die Messergebnisse. Der simulierte spezifische Jahresertrag wurde zu 331 kWh/m<sup>2</sup> berechnet. Der gemessene Solarertrag von 212 kWh/(m<sup>2</sup>a) ist trotz vergleichbarer Jahreseinstrahlung um 36 % geringer als die Prognose. Vor allem in den einstrahlungsschwächeren Monaten (Okt. bis Feb.) liegt der gemessene Solarertrag weit hinter den Erwartungen.

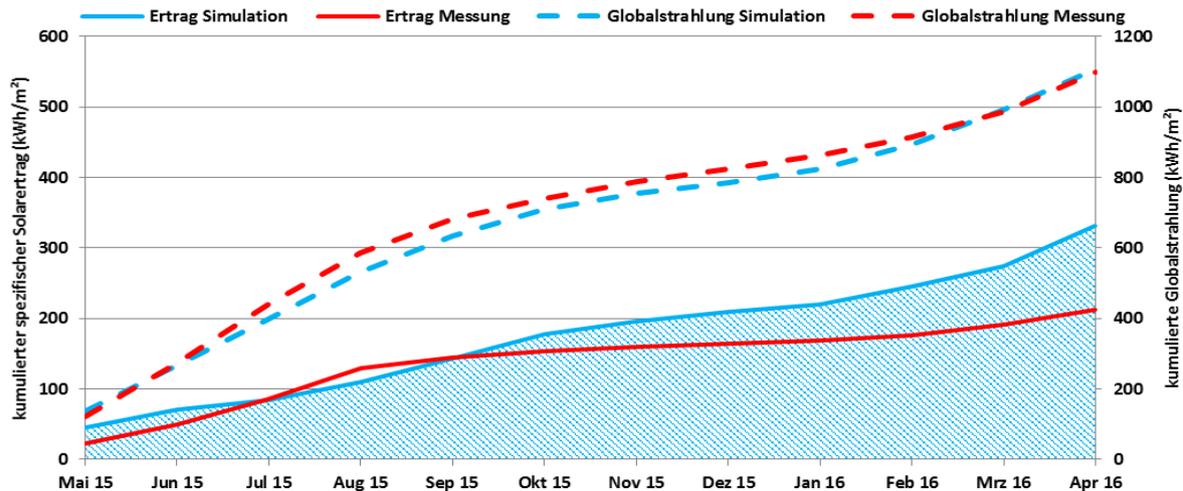


Abbildung 208: Kumulierte Simulations- und Messwerte von spezifischem Solarertrag und Globalstrahlung der Anlage „Hotelrestaurant Liebnitzmühle“ (Mai 2015 bis April 2016)

Um mögliche Ursachen feststellen zu können, wurde der Wirkungsgrad der Kollektoren berechnet. Dazu wurden aus den Messdaten verschiedener Monate Zeitpunkte ausgewählt, an denen an den Kollektoren quasistationäre Betriebsbedingungen herrschten. Den Vergleich mit den Wirkungsgradwerten, die den Labor-Prüfberichten entnommen wurden, zeigt Abbildung 209. Die festgestellten Abweichungen der Effizienz zwischen der realen Anlage und den Laborwerten des CPC-Kollektors (in vertikaler Richtung) können nicht dezidiert dem Kollektor zugeordnet werden, da einerseits Rohrleitungsverluste (sowohl gegen Außenluft als auch Erdreich) auftreten, gewisse Speichereffekte im Kollektorfeldverbund vorhanden sind als auch die Messgenauigkeiten zwischen Labor- und Feldmessung nicht unmittelbar miteinander verglichen werden können. Andererseits sind die im Diagramm eingezeichneten Punkte auch sehr empfindlich auf Abweichungen der Außentemperatur-Messwerte, was eine Abweichung der Punkte in horizontaler Richtung mit sich bringt. Da kein eigener Außentemperatursensor im Monitoringkonzept enthalten ist, wurden die jeweiligen Tageshöchsttemperaturen einer Wetterdatenbank entnommen, deren Messung nicht direkt bei der Anlage und im Allgemeinen nicht zur gleichen Zeit durchgeführt wurde. Aufgrund der nur geringfügigen Abweichungen zwischen der realen Anlage und den Laborwerten konnte ein Mangel an den Kollektoren ausgeschlossen werden.

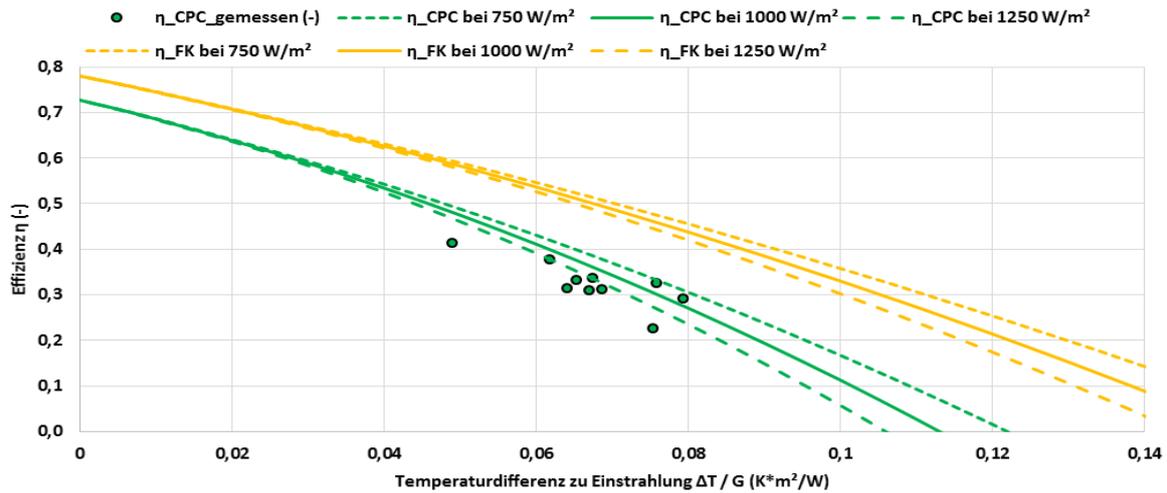


Abbildung 209: Wirkungsgrad des eingesetzten CPC-Kollektors (grün) in der Anlage „Hotelrestaurant Liebnitzmühle“ und im Labor, sowie Wirkungsgrad des simulierten Flachkollektors (gelb) im Labor jeweils bei unterschiedlicher Einstrahlung

Die Ergebnisse aus der vereinfachten Simulationsberechnung des Solartechnikunternehmens (der Versuch, die Realität detailliert nachzubilden, ist für den Standardplanungsfall zu aufwendig) wurden vom Team der Begleitforschung als zu optimistisch eingestuft. Zum einen wurde bei der Einreichung mit effizienteren Kollektoren gerechnet als in der Realität verbaut sind. Entscheidend ist aber, dass die Betriebstemperaturen des Wärmeverteilsystems und damit der Solaranlage in der eingereichten Simulationsrechnung stark unterschätzt wurden. Wie Abbildung 210 zeigt, liegen die gemessenen Vor- und Rücklauftemperaturen des Hotelrestaurants das ganze Jahr über deutlich höher als alle Simulationswerte (Radiatoren mit 60/40 °C, FBH mit 35/25 °C, WW mit 45 und KW mit 8..12 °C). Deutlich sichtbar ist auch der Einfluss der realisierten Festwertregelung ( $T_{\text{Erz-VL}}$ ), deren Sollwert Anfang November aufgrund von Problemstellung in der Warmwasserbereitung im gesamten Areal von 65 °C auf etwa 75 °C hochgesetzt wurde. In der Simulation wird der Rücklauf der Verbraucher in unterschiedliche Höhen des Pufferspeichers eingespeist, sodass die simulierte Solaranlage in den Sommermonaten das geringstmögliche Temperaturniveau von annähernd der Kaltwassertemperatur nutzen kann. Das real gemessene geringstmögliche Temperaturniveau liegt jedoch praktisch immer über 40 °C. Dadurch steigt das Temperaturniveau der Solaranlage insgesamt und ihr Wirkungsgrad sinkt. Bei den eingesetzten CPC-Kollektoren fällt der Wirkungsgrad mit steigender Kollektormitteltemperatur im Vergleich zu den simulierten Flachkollektoren noch stärker ab, vergleiche Abbildung 209, wodurch die Prognose des Solarertrags zusätzlich weiter nach unten korrigiert werden muss.

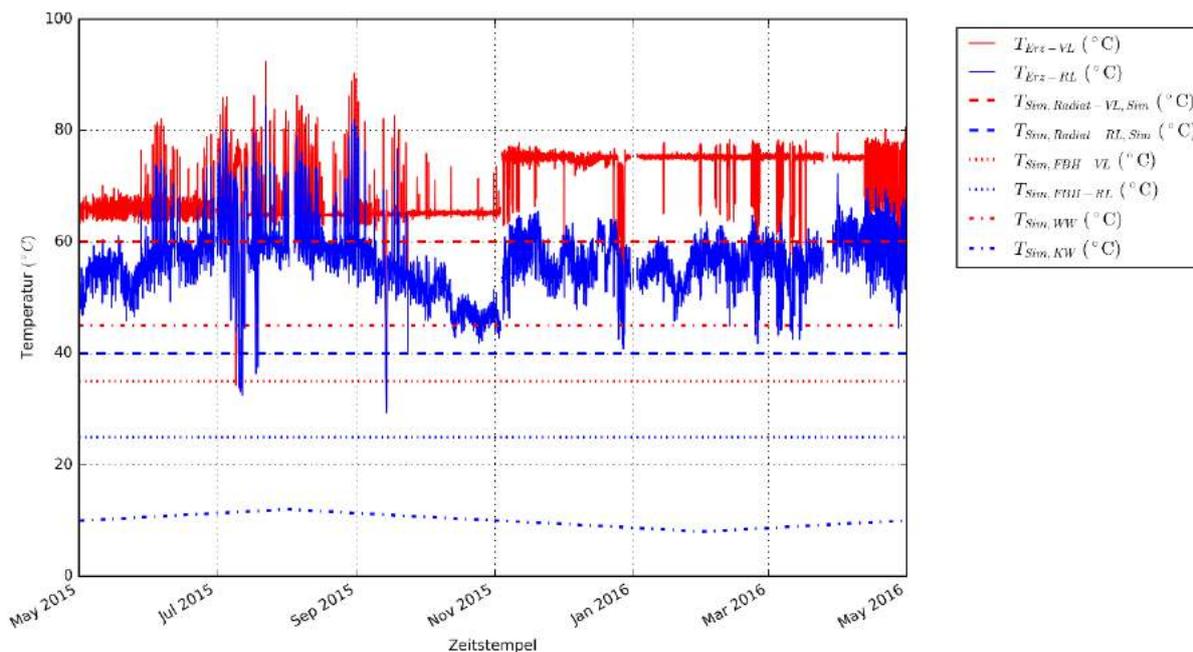


Abbildung 210: Reale Vor- und Rücklauf­temperatur der Verbraucher am Wärm­zähler „Erz“ sowie Einstellwerte in der eingereichten Simulationsberechnung von Vor- und Rücklauf­temperat­uren der Radiatoren und der Fußbodenheizung sowie des Trinkwarmwassers und Kaltwassers (Stundenmittelwerte, Zeitraum: Mai 2015 bis April 2016)

Angesichts der hohen Versorgungs- und Rücklauf­temperat­uren von den Verbrauchern wäre ein Kollektortyp mit einer höheren Effizienz die bessere Entscheidung gewesen (siehe hierzu auch den Vergleich in Abbildung 209, gelbe Linien).

Der simulierte Wärmeverbrauch ist in Abbildung 211 kumuliert dargestellt. Der simulierte Jahresverbrauch beträgt rund 334 MWh. Abbildung 211 zeigt den gemessenen Verbrauch für das Monitoring-Jahr. Der gemessene Jahresverbrauch von 446 MWh übersteigt die Prognose um 34 % bzw. um rund 112 MWh.

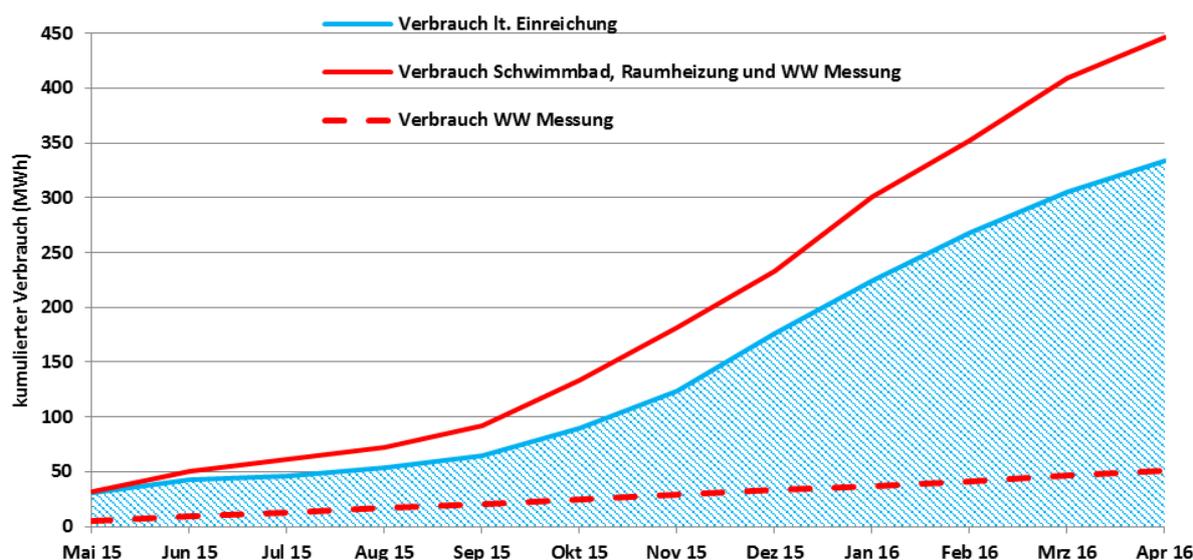


Abbildung 211: Simulations- und Messwerte des Wärmeverbrauchs der Anlage „Hotelrestaurant Liebnitzmühle“ (Mai 2015 bis April 2016)

Der mithilfe der eingereichten Simulationsrechnung ermittelte solare Deckungsgrad (Solarertrag bezogen auf den Gesamtverbrauch) im Vergleich zu den mithilfe der

verfügbaren Messdaten ermittelten Schranken für den solaren Deckungsgrad sind in Abbildung 212 dargestellt (blau: Simulation; hellrot: Messung Obergrenze; dunkelrot: Messung Untergrenze). Die Schranken ergeben sich aufgrund der Fragestellung zur Berücksichtigung des Wärmebedarfs zur Beheizung des Schwimmbads. Wird dieser Wärmebedarf berücksichtigt, ergibt sich die Untergrenze, andernfalls die Obergrenze des solaren Deckungsgrads. Es wurde ein Jahresdeckungsgrad von 26 % prognostiziert. Gemäß Abbildung 212 liegt der gemessene solare Deckungsgrad im betrachteten Zeitraum zwischen 10 und 13 %.

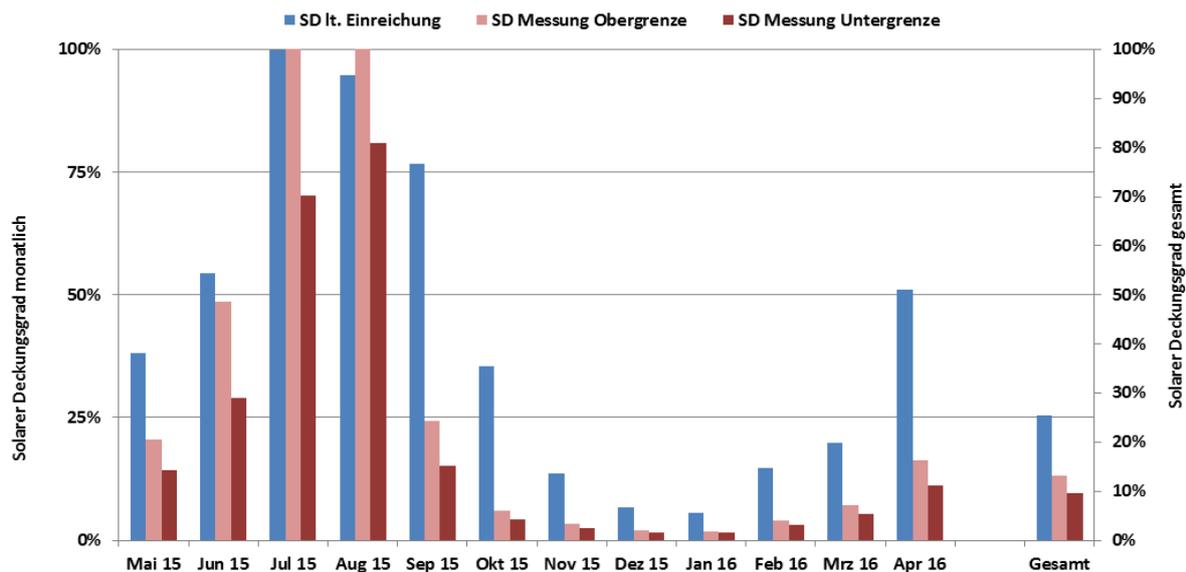


Abbildung 212: Vergleich der gemessenen solaren Deckungsgrade mit dem Simulationwert für die Anlage „Hotelrestaurant Liebnitzmühle“ (Mai 2015 bis April 2016)

### 7.12.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Wie bereits ausgeführt ist der gemessene Jahressolarertrag im Vergleich zur Simulation geringer. Hauptgrund dafür ist das ungünstig hohe Temperaturniveau des komplexen Wärmeversorgungssystems in Kombination mit der Verwendung eines Kollektortyps mit geringerer Effizienz. Dabei verschlechtert bspw. die hydraulische Anbindung des Solarsystems an den Pufferspeicher diese Situation weiter, da der Rücklauf der Verbraucher direkt mit der Rücklaufleitung der Solaranlage verbunden ist (Abbildung 204). Wie [Abbildung 213](#) exemplarisch für den 7.8.2015 zeigt, ergeben sich dadurch sekundärseitige Eintrittstemperatur in den Solarwärmetauscher von bis zu etwa 75 °C ( $T_{SS1-RL}$ , gestrichelt blau), obwohl die drei Pufferspeichertemperaturen um 20 K kleiner sind ( $T_{Sp1}$ ,  $T_{Sp2}$ ,  $T_{Sp3}$ , gelb bis braun). Als Optimierungsmaßnahme wurde dem Betreiber ein hydraulischer Umbau angeraten, sprich der Rücklauf der Verbraucher sollte über einem eigenen Anschluss direkt in die Pufferspeicher eingeleitet werden können. Diese Optimierung ist aus Kostengründen im Monitoringzeitraum nicht umgesetzt worden. Neben den Allgemein ungünstigen Betriebsbedingungen konnte auch beim Betrieb der Anlage Optimierungspotential detektiert werden. Wie bereits einleitend erwähnt, waren die Umwälzpumpen der Solaranlage wegen eines Defekts der Elektronik oft nicht notwendiger Weise, bspw. in den Nachtstunden, eingeschaltet. Zeitpunkte, zu denen dadurch Energie aus den Pufferspeichern oder aus dem Rücklauf der Verbraucher über die Kollektoren an die Umgebung abgegeben wurde, sind im [Abbildung 213](#) rot hinterlegt. In dieser Zeit ist die Kollektortemperatur ( $T_{Koll}$ , schwarz) deutlich höher als aufgrund der Einstrahlung und der Lufttemperatur zu erwarten wäre.

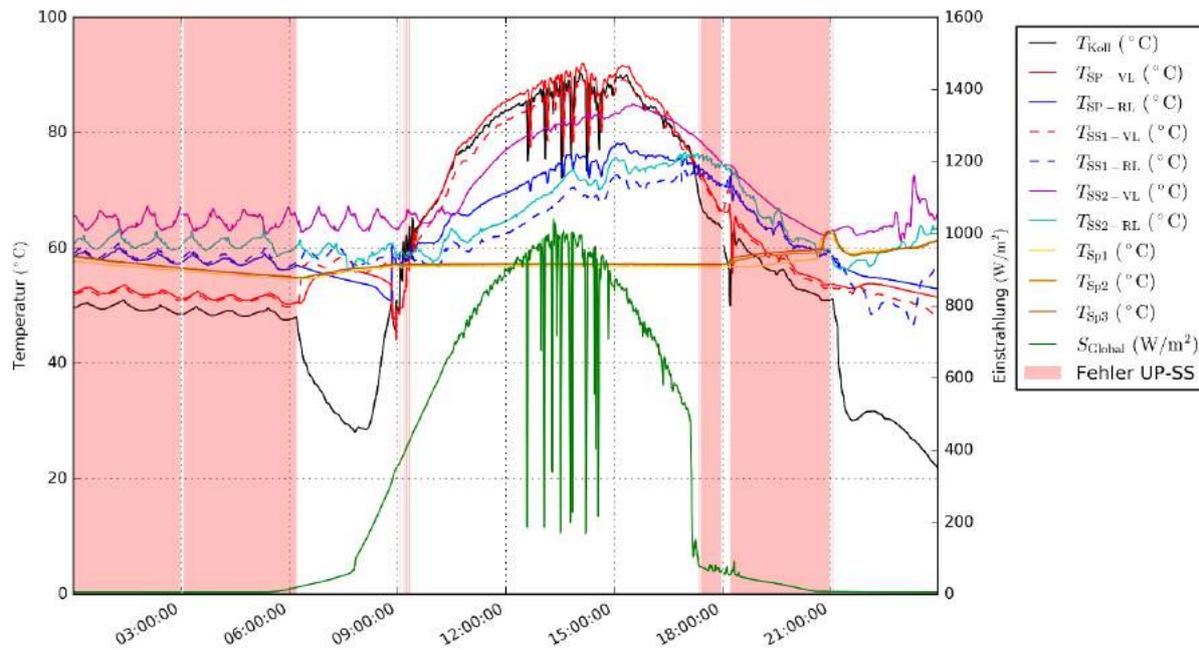


Abbildung 213: Beispielhafte Kollektortemperatur, Temperaturen im Primärkreis und den Sekundärkreisen des Solarsystems und in den drei Speichern, Globalstrahlung in Kollektorebene. Rot hinterlegt: Zeiträume in denen die Solaranlage wegen eines Defekts der Elektronik nicht notwendigerweise eingeschaltet war (Zeitraum: 7.8.2015)

In Abbildung 214 sind die Einstrahlung auf die Kollektorfläche (grün) sowie die in die drei Pufferspeicher (rot) übertragene Wärmeleistung dargestellt. Man erkennt, dass die nächtliche Verlustleistung im Solarsekundärkreis bis zu 30 kW beträgt. Der Energiegewinn aus dem Solarprimärkreis beträgt am dargestellten Tag 0,4 MWh, die Verluste betragen 0,2 MWh. In diesem Fall wird die Hälfte der gewonnenen Solarenergie eines Schönwettertages wieder an die Umgebung abgegeben. Die schwarzen Punkte im Diagramm stellen den berechneten Wirkungsgrad der Solaranlage dar. Bis auf Ausreißer in Folge von instationären Betriebsphasen liegt der berechnete Wirkungsgrad der Solaranlage nicht höher als etwa 42 %.

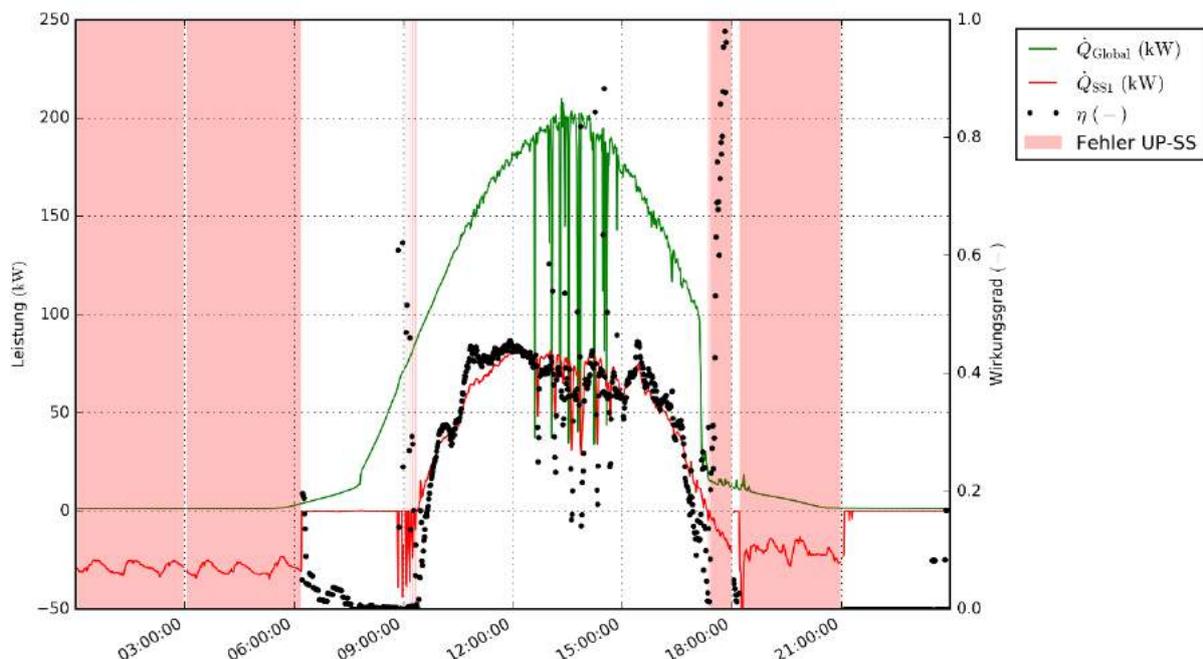


Abbildung 214: Beispielhafte Einstrahlung in Kollektorebene und Leistung im Solarsekundärkreis sowie daraus berechneter Wirkungsgrad. Rot hinterlegte Flächen: Zeiträume in denen die

*Solaranlage wegen eines Defekts der Elektronik unnötiger Weise eingeschaltet war (Zeitraum: 7.8.2015)*

Detektierte Optimierungspunkte aus dem Nachheizungskreis und der Warmwasserbereitung die beispielhaft für die grundsätzlichen Probleme des komplexen, über Jahre in mehreren Schritten erweiterten Wärmeversorgungsystems sind, werden folgend detaillierter betrachtet.

Hierfür sind in Abbildung 215 die Vorlauftemperaturen im Nachheizungskreis und den Kreisläufen zum Hotel und zum Restaurant sowie die Rücklauftemperatur des Restaurants, die Durchflüsse im Nachheizungskreis und den Kreisläufen zum Hotel und zum Restaurant (Zeitraum: 6.11.2015) dargestellt. Wie in der Abbildung erkennbar, liegt die Vorlauftemperatur ( $T_{\text{Erz-VL}}$ , rot) aus dem Heizhaus nur um etwa 1,5 K unter der Vorlauftemperatur des Hotesl ( $T_{\text{Hotel-VL}}$ , grün). Dieser geringe Temperaturunterschied zeigt, dass die Wärmeverluste an der erdverlegten Leitung relativ klein sind. Die Vorlauftemperatur des Restaurants ( $T_{\text{Rest-VL}}$ , durchgezogen gelb) hingegen liegt durchwegs erheblich, teilweise jedoch um bis zu 15 K unter der Vorlauftemperatur ( $T_{\text{Erz-VL}}$  - rot) aus dem Heizhaus. Grund dafür ist der verbraucherseitige Durchfluss an der hydraulischen Weiche ( $\dot{V}_{\text{Rest}}$ , gelb), der praktisch immer größer ist als der Durchfluss auf der Erzeugerseite ( $\dot{V}_{\text{Erz}} - \dot{V}_{\text{Hotel}}$ , blau). Ursache sind die Regler der Verbraucherabgänge, die zur Erreichung ihrer Sollwerte die Pumpendrehzahlen hochstellen. Je weiter der verbraucherseitige Durchfluss den erzeugerseitigen Durchfluss übersteigt, umso mehr sinkt die Vorlauftemperatur auf der Verbraucherseite in Richtung Rücklauftemperatur ( $T_{\text{Rest-RL}}$ , gestrichelt gelb) ab. In weiterer Folge führte dies teilweise zu Betriebszuständen (zu niedrige Vorlauftemperaturen) entgegen der Hygienevorschriften für Trinkwasser (ÖNORM B 5019) als auch teilweise zu niedrigen Vorlauftemperaturen für die Raumheizung. Nach Abschluss des einjährigen Monitoringzeitraums besteht dieses Problem jedoch weiterhin, da eine echte Sanierung des Wärmeversorgungsystems des Restaurants laut Betreiber aus Kostengründen aktuell nicht durchgeführt werden kann.

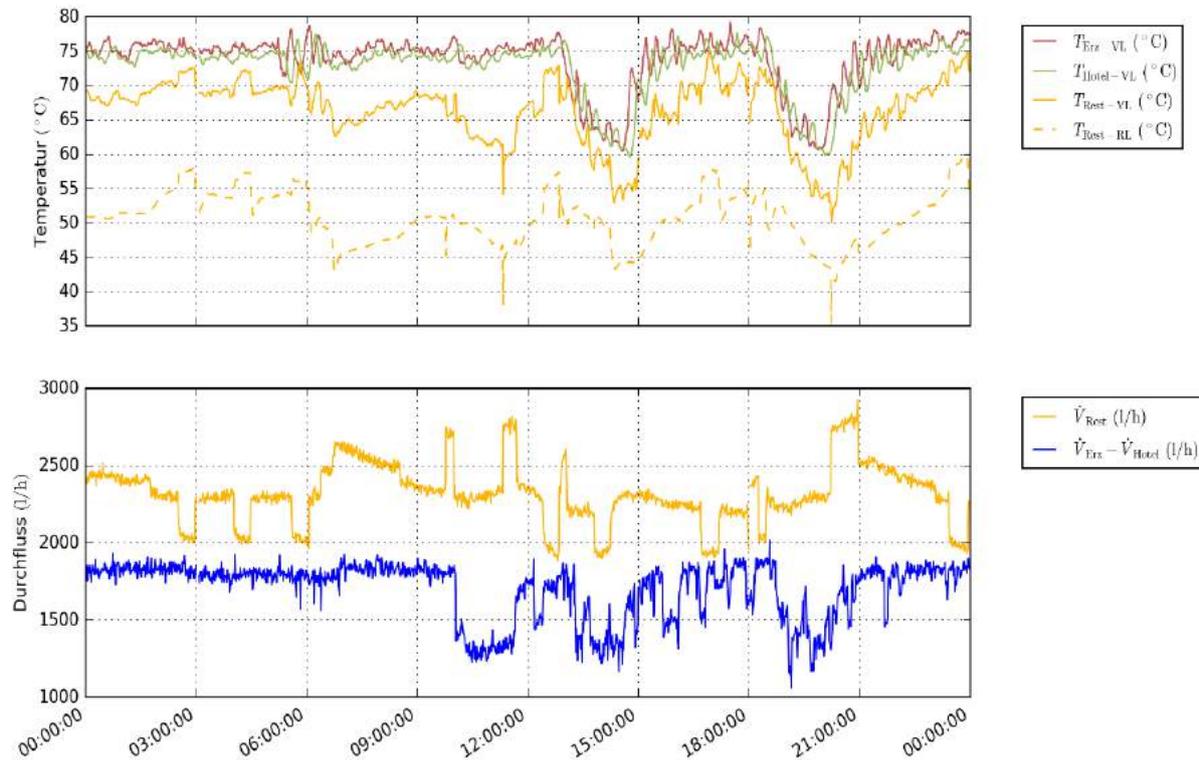


Abbildung 215: Vorlauftemperaturen aus dem Heizhaus und zu den Wärmeabgabesystemen im Hotel und dem Restaurant, Rücklauftemperatur des Restaurants, sowie verbraucher- und erzeugerseitiger Durchfluss an der hydraulischen Weiche im Restaurant (Zeitraum: 6.11.2015)

Die Auswirkungen dieser Systemkonstellation auf die Warmwasserbereitung des Restaurants werden folgend mithilfe von Abbildung 216 für den 9.9.2015 dargestellt. Wie in der Darstellung erkennbar, ist der Durchfluss in der Vorlaufleitung der Warmwasserbereitung ( $\dot{V}_{WW,Rest}$  - blau) deutlich größer als der Gesamtdurchfluss des Restaurants ( $\dot{V}_{Rest}$  - gelb). Das ist nur möglich, wenn unerwünschte Rückströmungen über die anderen Verbraucherabgänge erfolgen, beispielsweise wegen undichter oder fehlender Rückschlagventile. Vom Anlagenerrichter wurden zwar einige undichte Rückschlagventile ausgetauscht, aber die unerwünschten Strömungen konnten damit nicht vollständig beseitigt werden. In Folge zeigte sich, dass ab etwa 10:00 Uhr die Vorlauftemperatur der Warmwasserbereitung ( $T_{WW,Rest-VL}$ , blau) kleiner als die Vorlauftemperatur des Restaurants ( $T_{Rest-VL}$ ) war, da der kalte Rücklauf der Warmwasserbereitung über andere Verbraucherabgänge dem Vorlauf der Warmwasserbereitung zugemischt wird. Als weiteres Resultat werden dadurch auch die Mindesttemperaturen gemäß der Hygienevorschriften für die Trinkwarmwasserbereitung nicht erreicht.

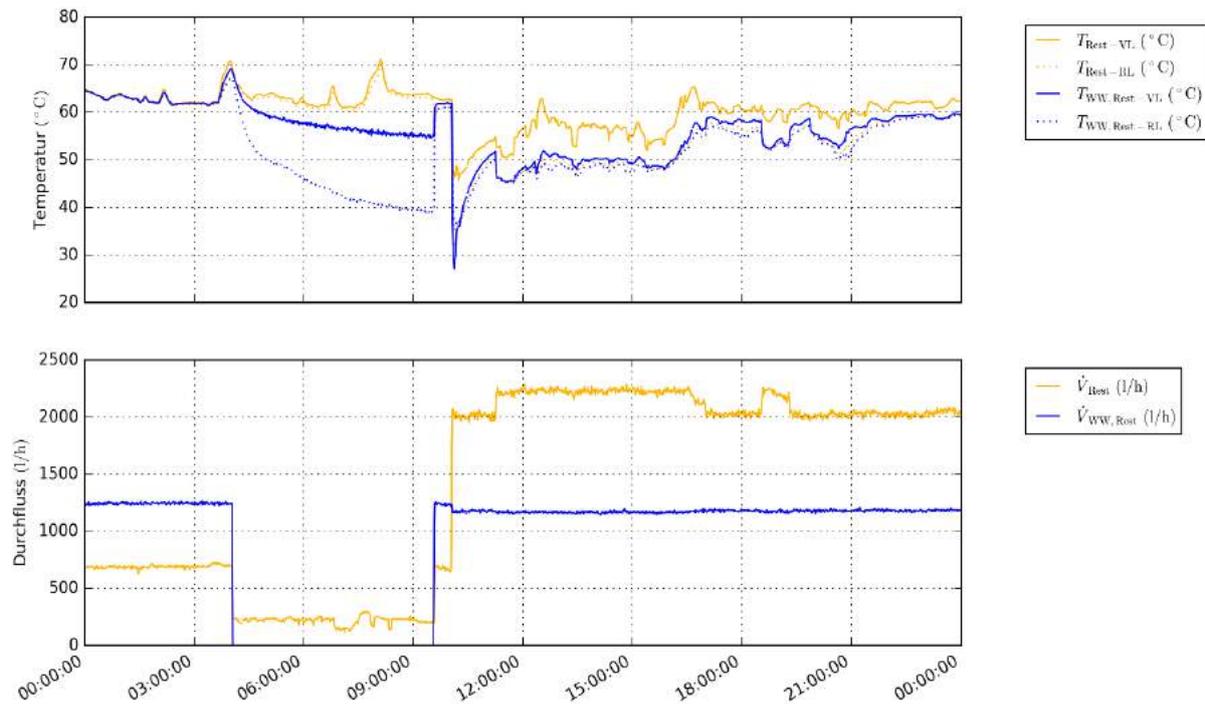


Abbildung 216: Vor- und Rücklauftemperaturen sowie Durchflüsse an der Zuleitung zum Restaurant und am Abgang zur Warmwasserbereitung (Zeitraum: 9.9.2015)

Die in Abbildung 215 und Abbildung 216 angeführten Optimierungspunkte sind beispielhaft für das komplexe, über die Jahre in mehreren Schritten erweiterte Wärmeversorgungssystem. Notwendige fortlaufende Anpassungen dieses Wärmeversorgungssystem, an die im Zuge der Erweiterungen geänderten Betriebsbedingungen, wurden jedoch nur in geringem Maße durchgeführt.

Das ungünstige Betriebsverhalten des Wärmeversorgungssystem inkl. der detektierten Optimierungspotenziale wurde dem Betreiber mitgeteilt. In einem ersten Schritt wurden vom ihm bzw. den zuständigen Personen eine Überprüfung der hydraulischen Einregulierung von einzelnen Verbrauchern durchgeführt, mit dem Ziel ggf. ein Absenken der Vorlauftemperaturen des Wärmeabgabesystems erreichen zu können. Eine danach durchgeführte Absenkung der Vorlauftemperaturen aus dem Heizhaus auf 65 °C, konnte jedoch nicht beibehalten werden, da wiederholt Beschwerden, über den hinsichtlich Komfortkriterien nicht zufriedenstellenden Betrieb der Raumheizung und der Warmwasserbereitung in Teilen des Hotelrestaurants erfolgten. Des Weiteren wurden durch die Absenkung, Probleme bei der Einhaltung der Hygienevorschriften für Trinkwasser (ÖNORM B 5019) festgestellt. Im weiteren Verlauf entschloss sich der Betreiber die Vorlauftemperatur aus dem Heizhaus dauerhaft wieder auf 75 °C anzuheben. Als Folge beträgt die Rücklauftemperatur zum Heizhaus im Mittel deutlich über 50 °C (Abbildung 210).

Da aus Sicht des Begleitforschungsteams die Ursachen für die hohen notwendigen Temperaturniveaus und die ungünstigen Betriebsbedingungen des gesamten Wärmeversorgungssystem in der Gesamthydraulik begründet liegen, wird eine insgesamt nachhaltigere Lösung empfohlen, die eine Absenkung der Betriebstemperaturen erlaubt und die zu diesem Zwecke im ersten Schritt eine detaillierte Bestandsaufnahme des gesamten Wärmeversorgungssystem als auch der eingesetzten hydraulischen Komponenten inklusive der umgesetzten Regelung vorsieht. In einem zweiten Schritt gilt es, einen Vorschlag für die Verbesserung der Systemhydraulik unter Berücksichtigung aller bereits eingebauten hydraulischen Regulierelemente auszuarbeiten und diesen ggf. um weitere notwendige hydraulische Komponenten (bspw. Differenzdruckventil, Strangreguliertventil, Pumpen, etc.) zu erweitern. Der dritte Schritt

beinhaltet die konsequente Umsetzung des Vorschlags, sprich die Durchführung der hydraulischen Einregulierung des gesamten Wärmeversorgungssystems. In einem letzten Schritt müssten dann die Regelungskriterien der bestehenden Regelung angepasst oder ggf. auch hier Erweiterungen durchgeführt werden. Der Betreiber wurde über den Befund des Begleitforschungsteams informiert und über mögliche Unterstützungsleistungen seitens des Begleitforschungsteams in Kenntnis gesetzt. Eine Anpassung am Wärmeversorgungssystem konnte im Monitoringzeitraum jedoch nicht mehr durchgeführt werden.

#### **7.12.6 Anlagen Status Quo**

Das Wärmeversorgungssystem der Anlage „Hotelrestaurant Liebnitzmühle“ ist über die Jahre in mehreren Schritten erweitert worden und stellt sich dementsprechend komplex dar. Notwendige fortlaufende Anpassungen dieses Wärmeversorgungssystems an die im Zuge der Erweiterungen geänderten Betriebsbedingungen, wurden jedoch nur in geringem Maße durchgeführt. Als Folge konnten im Zuge der Analysen des Begleitforschungsteams in mehreren Teilen dieses Wärmeversorgungssystems Optimierungspotentiale (Fehlströmungen in unterschiedlichen Hydrauliksträngen, undichte Rückschlagklappen als auch hydraulisch nicht ausreichend einregulierte Abgabesysteme und daraus resultierende hohe Vorlauf- und Rücklauftemperaturen) detektiert werden.

Die einzelnen detektierten Optimierungspotentiale wurden dem Betreiber kommuniziert, wobei vereinzelt Verbesserungen erreicht werden konnten. Insgesamt sollten, um eine deutliche Verbesserung des Betriebs des Wärmeversorgungssystems schaffen zu können, weitere strukturierte Optimierungen (Bestandsaufnahme des gesamten Wärmeversorgungssystems und der eingesetzten hydraulischen Komponenten inklusive der umgesetzten Regelung, Einregulierung des gesamten Wärmeversorgungssystems und ggf. Erweiterung um hydraulische Komponenten, Anpassungen der Regelung) durchgeführt werden.

Im Bereich der solarthermischen Anlage zeigte sich, dass der gemessene Solarertrag mit  $212 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$  deutlich unter dem Prognosewert lag. Hauptgrund dafür ist das ungünstig hohe Temperaturniveau des Wärmeversorgungssystems in Kombination mit der Verwendung eines Kollektortyps mit geringerer Effizienz. Neben den ungünstigen Betriebsbedingungen konnten bereits zu Beginn der Monitoringphase weitere Anlagen-defizite (teilweise nicht vorhandene Wärmedämmung an Rohrleitungen, Funktionsstörung am Einspeiseventil für die Solaranlage, nächtliche Entwärmung der solar erwärmten Pufferspeicher über die Kollektoranlage, etc.) detektiert werden. Diese wurden dem Betreiber kommuniziert, größtenteils repariert und auch deren schlussendliche Funktion messtechnisch nachgewiesen.

## 8 Literaturverzeichnis

Fink et al., 2010:

Christian Fink, Waldemar Wagner,: Leitfaden zum Monitoringkonzept im Rahmen des Begleitforschungsprogramms zur Förderaktion des Klima- und Energiefonds "Solarthermie - solare Großanlagen"; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2010

Fink et al., 2013:

Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz, Petra Schöfmann, Michael Hartl: 1. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2011“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2013

Fink et al., 2014:

Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Bernd Windholz, Franz Helminger: 2. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2011“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2014

Fink et al., 2015:

Christian Fink, Samuel Knabl, Waldemar Wagner, Roman Stelzer, Bernd Windholz Franz Helminger: 3. Zwischenbericht zum Projekt „Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Solarthermie-Solare Großanlagen 2011“; AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich, 2015