

Förderprogramm „Solarthermie2000plus“

Abschlussbericht für das Anlagenmonitoring

**Nahwärme Wiershäuser Weg Hann. Münden
Berichtszeitraum: bis Oktober 2010**

vorgelegt durch

ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH

Verbindungsstraße 19

40723 Hilden

www.zfs-energietechnik.de

Michael Mies

Ulrich Rehrmann

Dezember 2010

Dieser Bericht wurde im Rahmen des Monitoringprogramms „Projektbegleitendes Messprogramm zu Solarthermie-2000 und zu Solarthermie2000plus, Förderkennzeichen 032 9601Q“ des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) von der ZfS GmbH erstellt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Die Solaranlage in Hann.Münden selbst wurde im Rahmen des Programms „Solarthermie2000plus, Förderkennzeichen 032 9604F“ des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördert.

INHALTSVERZEICHNIS

1	EINLEITUNG	3
2	OBJEKTBESCHREIBUNG	4
3	TECHNISCHE DATEN UND HAUPTKOMPONENTEN DES SOLARSYSTEMS	9
4	CHRONOLOGIE	11
5	REGELUNGSTECHNIK	12
6	MESSTECHNIK	14
7	DEFINITION DER KENNZAHLEN DES SOLARSYSTEMS	16
8	MESSPERIODE 22.04. – 11.10.10	17
8.1	Ertragsbilanz und Betriebserfahrungen	17
8.1.1	Summenwerte der Messperiode	17
8.1.2	Messwerte als Tagesmittelwert der Wochensummen	18
8.2	Verhalten Kollektorkreis und Solarpufferspeicher beim Be- und Entladen	21
8.3	Verhalten Pelletkessel, Gasthermen und Wärmenetz	24
8.4	Stillstand der Solaranlage	25
9	GARANTIERTER SOLARERTRAG	27
10	KOSTEN SOLARSYSTEM	28
11	ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT	29
12	LITERATURHINWEISE	30
13	ADRESSEN	31

1 Einleitung

Das Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU) führte im Rahmen des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung mit der Fördermaßnahme „Solarthermie2000plus“ die langfristig angelegte Forschungsaktivität zur thermischen Nutzung der Sonnenenergie im Niedertemperaturbereich mit neuen Schwerpunkten weiter. Im Zuge dieser Fördermaßnahme wurde eine begrenzte Anzahl solarthermischer Pilot- sowie Forschungs- und Demonstrationsanlagen zur Teildeckung des Wärmebedarfs unterschiedlicher Verbraucher im Niedertemperaturbereich modellhaft gefördert.

Ausgehend von den bisher erreichten Ergebnissen konzentrierte sich die im Jahr 2008 ausgelaufene Fördermaßnahme „Solarthermie2000plus“ auf erweiterte und neue Lösungen in der Solarthermietechnik und den Abbau von rechtlichen und organisatorischen Markteintrittsbarrieren.

Vorrangiges Ziel war es, durch forschungsbegleitende Pilot- und Demonstrationsprojekte die wissenschaftlich-technischen und rechtlich-organisatorischen Voraussetzungen zu schaffen, dass die Solarthermie künftig einen deutlich höheren Beitrag am Wärmemarkt zur Substitution fossiler Brennstoffe leisten und damit auch ein wirksamer Klimaschutz erreicht werden kann. Angestrebt wurde, einen nahtlosen Übergang von der anwendungsorientierten Forschung bis hin zum Abbau von Hemmnissen bei der breiten Markteinführung der Solarthermie zu erreichen. Auch die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch die weitere Senkung der solaren Wärmekosten war dabei ein zentrales Ziel. Hierbei lag das größte Potenzial auf dem Gebiet der Systemtechnik, z.B. in der Erforschung effizienter und wartungsarmer Systemkonfigurationen (inkl. Verbraucher und konv. Wärmeerzeuger), der optimalen Anbindung des Solarsystems an das konventionelle Wärmeerzeugungs- und an das Verbrauchssystem oder der Komponentendimensionierung.

Aus Gründen des Klimaschutzes müssen solarthermische Anlagen künftig auch in neuen Einsatzgebieten einen höheren solaren Deckungsanteil ermöglichen als dies bisher möglich war. So wird inzwischen ein solarer Deckungsanteil von 10 – 30 % am Gesamtwärmebedarf bzw. bis 60 % für Anlagen mit saisonaler Speicherung vorgesehen, wobei sich die maximal zulässigen Wärmegestehungskosten am solaren Deckungsanteil orientieren. Die solaren Wärmekosten sind außer von der Anlagengröße, der Systemtechnik und den Randbedingungen der jeweiligen Anwendung ganz wesentlich vom solaren Deckungsanteil abhängig.

Insbesondere wurden folgende Konzepte der solarthermischen Nutzung mit dem Bau von größeren Pilot- und Demonstrationsanlagen erprobt:

- Solaranlagen zur kombinierten Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung (solare Kombianlagen) mit mittleren solaren Deckungsanteilen am Gesamtwärmebedarf der versorgten Gebäude,
- Solar unterstützte Wärmenetze und zentrale Wärmespeicherung, einschließlich deren Kombination mit anderen umweltfreundlichen Wärmequellen (Biomasse, Geothermie, Abwärme aus hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung, usw.) zur weitgehend CO₂-neutralen Wärmeversorgung,
- neue Anwendungsgebiete für die Solarthermie, wie z.B. die solarunterstützte Klimatisierung von Gebäuden (solares Kühlen) oder deren Einsatz für die Prozesswärme im Niedertemperaturbereich.

Gegenstand der Förderung waren insbesondere die Planung, Errichtung und Erprobung von Pilot-Forschungs- und Demonstrationsanlagen mit einer Mindestgröße von 100 m² Kollektorfläche und die intensive Begleitforschung für ca. 2- 3 Jahre nach Systemerrichtung, sowie die vereinfachte Langzeitbetreuung bis zum Auslaufen der Begleitforschung. Weitere Ziele des Programms sowie die Förder- und Auswahlkriterien sind in den Informationsschriften /1/ bis /3/ und /6/ beschrieben.

2 Objektbeschreibung

Im Rahmen dieses Vorhabens wurde die bestehende Wärmeversorgung für die Gebäude Wiershäuser Weg 25, 29 – 33 und 35 – 41 in Hann. Münden mit Pelletkessel und Gasthermen durch eine thermische Solaranlage mit Vakuumröhrenkollektoren /4/ ergänzt. Die in den Jahren 1928 bis 1929 errichteten Häuser befinden sich im Eigentum des Gemeinnützigen Bauvereins Münden und sind haustechnisch saniert und modernisiert. In Tabelle 1 sind die Gebäudedaten /7/ für den Zustand nach Sanierung und Modernisierung zusammengefasst. Der angegebene Wärmebedarf für die Warmwasserversorgung wurde aus einer Belegung mit 98 Personen und einem Verbrauch pro Person von 35 l/d bei einer Temperatur von 45 °C inkl. Speicher- und Zirkulationsverluste berechnet.

Wiershäuser Weg		Nr. 25	Nr. 29 - 33	Nr. 35 - 41	Summe
Wohneinheiten		6	18	25	49
Anzahl Personen		12	36	50	98
Wohnfläche	m ²	371	966	1.458	2.795
Nutzfläche A _N nach EnEV	m ²	458	1.135	1.620	3.213
Heizlast	kW	23	50	74	148
Wärmebedarf für Raumheizung	MWh/a	38	76	113	227
Wärmebedarf für Raumheizung	kWh/(m ² _{AN} *a)	82,3	67,2	69,9	./.
Energie für Warmwasser	MWh/a	9	26	36	71
Verluste Wärmenetz	MWh/a	./.	./.	./.	13
Gesamtenergiebedarf Netz	MWh/a	./.	./.	./.	311

Tabelle 1: Gebäudedaten

Im Erweiterungsbau des Verwaltungsgebäudes ist die Heizzentrale mit den Hauptkomponenten Pelletkessel (100 kW), Pelletlager (50 m³), Kesselpufferspeicher (2 x 1.500 l), Gasthermen (1 x 40 kW, 1 x 60 kW) und Solarpufferspeicher (4 x 1.500 l) untergebracht, die Solaranlage mit einer Fläche von 105 m² Röhrenkollektoren ist auf dem Flachdach installiert. Die Gebäude Wiershäuser Weg 25 und 29 – 41 werden von der Heizzentrale aus über ein Nahwärmenetz /5/ versorgt, während das Verwaltungsgebäude separat über hausinterne Versorgungsleitungen angeschlossen ist. Um den Text lesbarer zu machen, werden die Verbraucher im Folgenden vereinfacht (da auch so der Einbau der Messfühler konzipiert ist) bezeichnet als:

Haus 25

Häuser 29 – 41 (beinhaltet die Haus-Nr. 29 – 33 und 35 – 41)

Verwaltungsgebäude Bauverein

Der Pelletkessel gibt seine Wärme grundsätzlich in den Kesselpufferspeicher (der aus einer Gruppe von 2 x 1.500 l Behältern besteht, im Folgenden aber vereinfacht als Kesselpufferspeicher bezeichnet wird) ab, um längere Brennerlaufzeiten zu erreichen und häufiges Kesseltakten zu vermeiden. Die beiden Gasthermen können bei nicht ausreichender Leistung des Pelletkessels hinzu geschaltet werden, vorzugsweise soll aber der Pelletkessel die Wärmeversorgung alleine sicherstellen. Im ersten Sommer nach Inbetriebnahme der Anlage hat sich allerdings gezeigt, dass es für diesen Zeitraum bei wenig Wärmeverbrauch und hoher Einstrahlung sinnvoll ist, die Wärmeversorgung nur über die Solaranlage mit Unterstützung der Gasthermen zu fahren und den Pelletkessel komplett auszuschalten.

Die Wärme aus dem Kollektorfeld, das mit 105 m² Vakuumröhrenkollektoren ausgestattet ist, wird direkt, d.h. ohne separaten Kollektorkreislauf mit Frostschutzmittel und ohne Wärmetauscher in den Solarpufferspeicher (der aus einer Gruppe von 4 Behältern mit je 1.500 l Inhalt besteht, im Folgenden aber vereinfacht als Solarpufferspeicher bezeichnet wird) eingebracht. Bei diesem so genannten AquaSystem von Paradigma sind Solar- und Heizkreis zu einem gemeinsamen Kreislauf verbunden. Aus dem unteren Teil des Solarpufferspeichers wird Wasser entnommen, im Kollektorfeld auf eine in

der Regelung festgelegten Mindesttemperatur (Zieltemperatur) aufgeheizt und dann in den oberen Teil des Solarpufferspeichers transportiert. Da die Solaranlage infolge des definierten Aufheizvorganges taktet, wird dieses Verfahren auch als „Eimer-Prinzip“ bezeichnet, die Wärme aus dem Kollektorfeld gelangt schubweise stets mit der gewünschten Zieltemperatur (z.B. 78 °C) in den Solarpufferspeicher. Die Regelung ist mit einer Frostschutzfunktion ausgestattet, die bei entsprechenden Außentemperaturen im Winter durch kurzzeitiges in Betrieb setzen der Kollektorkreispumpe gerade so viel Wärme in das Kollektorfeld bringt, dass ein Einfrieren verhindert wird. Bei Abgabe des Angebotes für die Solaranlage hat die Firma Lebon einen Mindestsolaretrag von 44.058 kWh/a garantiert, was auf die Aperturfläche des Kollektorfeldes bezogen etwa 420 kWh/(m²*a) entspricht. Bei einem Gesamtbedarf der an das Wärmenetz angeschlossenen Verbrauchern von 311 MWh/a ergibt sich daraus ein solarer Deckungsanteil von 14,2 %.

Das Wärmenetz für die Häuser 25 – 41 wie auch das Verwaltungsgebäude sind über Zweileiter-Verrohrungen an die Heizzentrale angeschlossen. Um die Netzverluste zu reduzieren, werden in den beiden größeren Gebäude 29 – 33 und Nr. 35 – 41 Pufferspeicher mit je 1.000 l Inhalt, so genannte Satelliten-Übergabestationen, eingesetzt, welche im Sommer eine Teilabschaltung des Wärmenetzes ermöglichen und im Winter mit ihrem zusätzlichen Volumen eine Leistungsreserve darstellen. Der Puffer ist ein Heizungspuffer, der im oberen Bereich auf der für die Trinkwassererwärmung notwendigen Temperatur gehalten wird (ca. obere 2/5 des Puffers, darunter befindet sich der Bereich für die Heizung, der unabhängig von der Heizkurve nachgeladen wird). Die Verluste des Wärmenetzes werden mit 4,5 % des Gesamtwärmebedarfs angenommen. Das eingesetzte Satellitensystem versorgt jeweils einen außentemperaturabhängigen Heizkreis und eine Frischwasserstation (FWS). Die Vorteile einer FWS mit integriertem Plattenwärmetauscher sind der sehr hohe Hygienestandard sowie die sehr niedrige Rücklauftemperatur (20 – 30 °C). In Haus 25 ist davon abweichend keine FWS installiert, sondern ein Trinkwasserspeicher mit 200 l und Beladesystem.

Abbildung 1 zeigt einen stark vereinfachten Schaltplan der Komponenten in der Heizzentrale, ein detailliertes Schaltschema mit Regel- und Messfühlern wird in Abbildung 8 gezeigt.

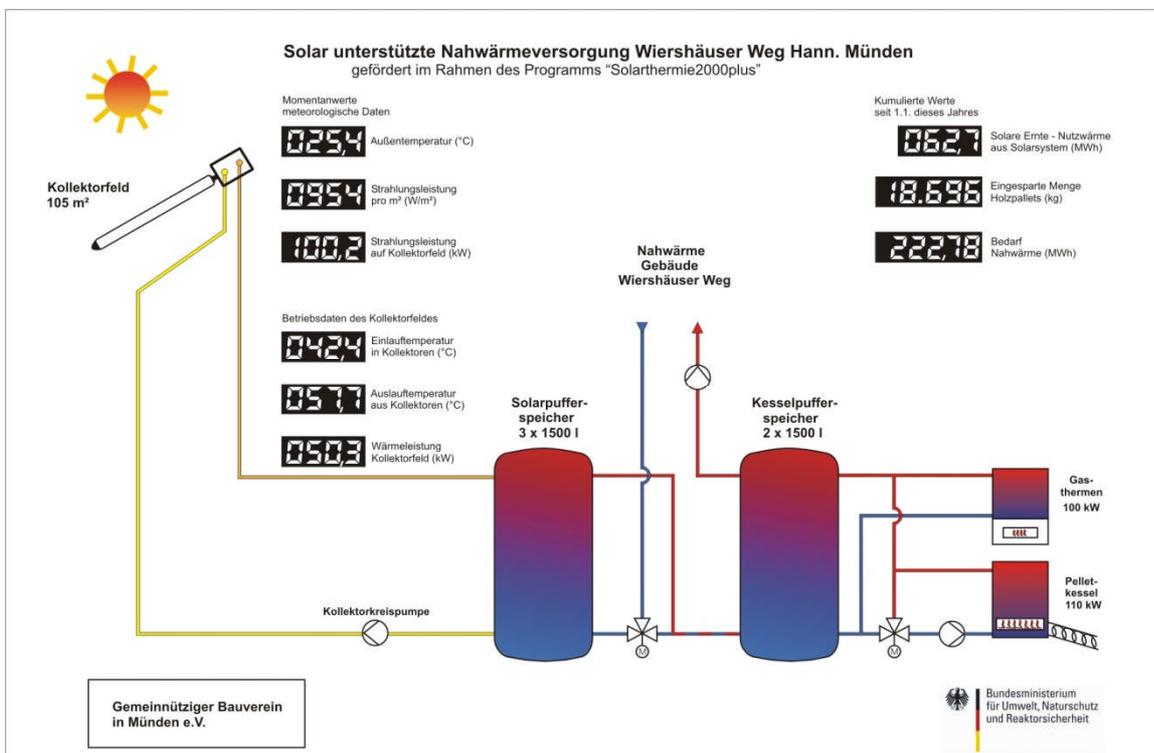


Abbildung 1: Vereinfachter Schaltplan Wärmeversorgung, hier als Entwurf der Anzeigetafel



Abbildung 2: Ansicht Verwaltungsgebäude des Gemeinnützigen Bauvereins in Münden



Abbildung 3: Eingangsbereich Verwaltungsgebäude des Gemeinnützigen Bauvereins in Münden mit Anzeigetafel



Abbildung 4: Aufstellraum der Solarpufferspeicher 4 x 1.500 l in einer ehemaligen Garage, links der Datenlogger in einem Schaltschrank



Abbildung 5: Detailansicht Schaltschrank Messtechnik

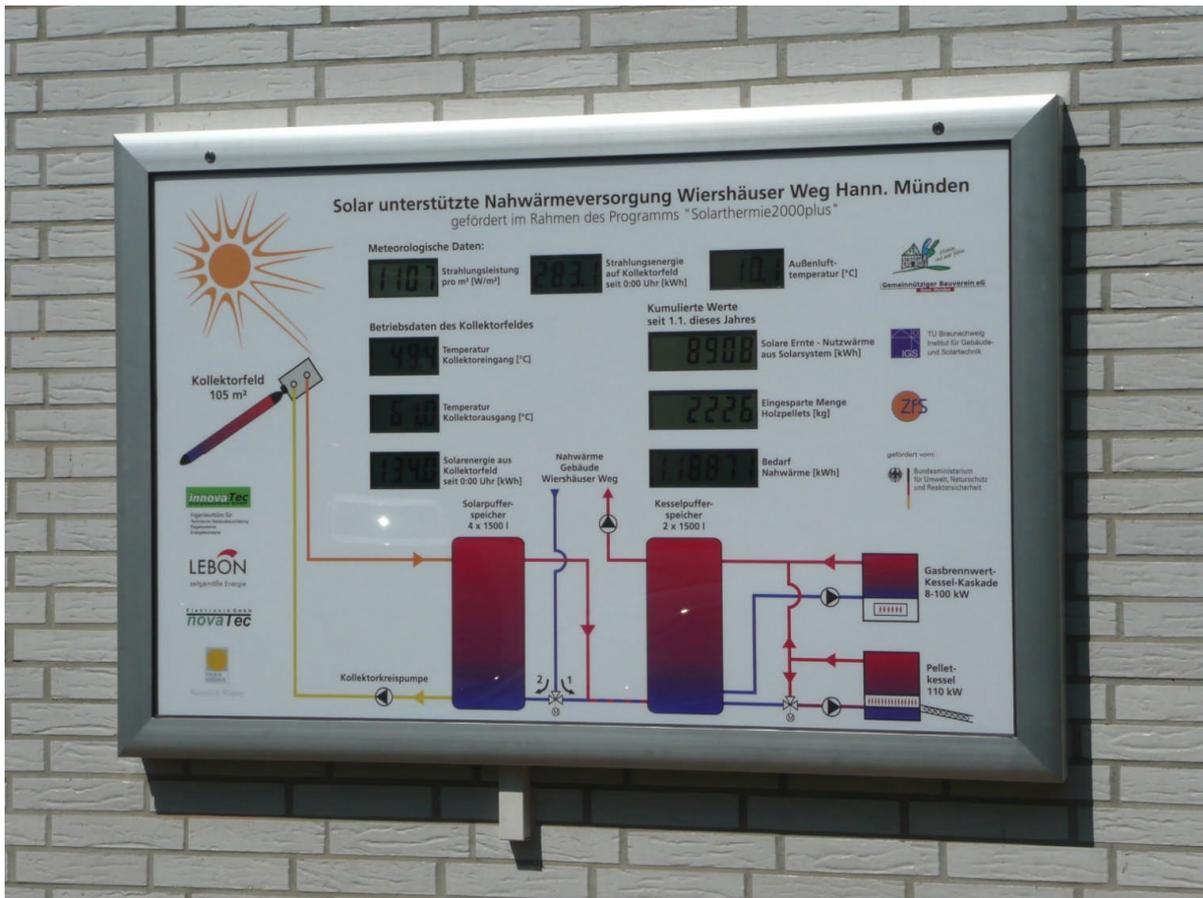


Abbildung 6: Anzeigetafel neben dem Eingang zum Bauverein



Abbildung 7: Teilansicht des Kollektorfeldes, der Montagerahmen ist auf Bordsteinen montiert

3 Technische Daten und Hauptkomponenten des Solarsystems

In den folgenden Tabellen sind die Hauptkomponenten des Solarsystems aufgelistet. Die Informationen wurden aus Angebotsangaben, Revisionsunterlagen und durch eigene Aufzeichnungen gewonnen, ein Ersatz für die beim Betreiber vorhandene Anlagendokumentation können sie jedoch nicht sein.

Kollektoren

Standort	Hann. Münden
Ausrichtung (Süd = 0°, Ost = -90°, West = +90°)	SSO
Neigung	45°
Anzahl Kollektormodule	5 Stück CPC 30 + 20 Stück CPC 45
Aperturfläche	105 m ²
Wärmeträgerinhalt	CPC 30: 2,7 l, CPC 45 4,1 l
Höhe Dach über Grund	5 m
Volumenstrom durch Kollektorfeld	21 l/(m ² *h)
Kollektorhersteller, Typ	Paradigma Vakuum-Röhrenkollektor CPC Star azzurro
Kennzeichnungen	Blauer Engel, Solar KEYMARK, DIN-geprüft
Beschichtung	Hochselektive Beschichtung
zul. Betriebsüberdruck	10 bar
Stillstandstemperatur	301 °C
Konversionsfaktor η_0 ^(*)	64,4 %
linearer Wärmeverlustkoeffizient ^(*)	0,749 W/(m ² *K)
quad. Wärmeverlustkoeffizient ^(*)	0,005 W/(m ² *K ²)
Winkelkorrekturfaktor	0,95/0,98

Rohrleitung vom Kollektorfeld zum Pufferspeicher (Steigleitung)

	Außenbereich
Material Rohr	Cu
Rohrabmessung	DN 32
einfache Länge Rohrleitung	1
Material der Wärmedämmung	Mineralwolle (Rockwool 800)
Dicke der Wärmedämmung	EnEV 100 %
Ummantelung	Feuerverzinktes Stahlblech
	Innenbereich
Material Rohr	Cu
Rohrabmessung	DN 32
einfache Länge Rohrleitung	20
Material der Wärmedämmung	Mineralwolle (Rockwool 800)
Dicke der Wärmedämmung	EnEV 100 %
Ummantelung	Feuerverzinktes Stahlblech

Umwälzpumpe Solarkreis

Hersteller	Grundfos
Typ	UPS 32-120 F
Anzahl	2 in Reihe
Anzahl der Stufen	3
Spannung	1 x 230 V
Leistungsaufnahme	320 – 380 W
max. zulässige Temperatur	110 °C

Expansionsgefäß

Gefäß	Expansionsgefäß
Hersteller	Reflex
Typ	Reflex N
Volumen	3 x 600 l
eingestellter Vordruck	1,5 bar
zul. Betriebsüberdruck	6,0 bar
max. zulässige Temperatur	Im Vorlauf: 120 °C, max. Dauerbetriebstemp. Membrane -10/70 °C

Solarpufferspeicher

Hersteller	Wikora PS 1502
Typ	Stehender zylindrischer Speicher
Anzahl	4
Volumen je Speicher	1.500 l
Material Behälterwand	Stahl 37-2
Material Wärmedämmung	Weichschaum
Dicke der Wärmedämmung	100 mm
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,04
Material Ummantelung	

Heizkessel

Kessel	Pelletkessel	Gasthermen
Hersteller	Fröling	Paradigma
Typ	Turbomatic 100	Modula II
Brennstoff	Pellets	Gas
Brennwertnutzung		Ja
Kesselgröße	100 kW	1 x 40 kW, 1 x 60 kW

4 Chronologie

18. August 2005

Eingang des Ideenpapiers (Fragebogen) bei der ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH.

02. März 2006

Vorortbesichtigung des Objektes

08. September 2006

Bewilligung des Projektes durch den Projektträger PtJ im Rahmen des Förderkonzeptes „Solarthermie2000plus“.

04. Oktober 2009

Angebotsschluss

22. April 2010

Offizielle Einweihung der Anlage, Aufnahme des Anlagenbetriebes, Erfassung der Messwerte durch die ZfS

11. Oktober 2010

Abschluss der Messperiode

5 Regelungstechnik

Die Regelung der Anlage besteht aus 3 Komponenten:

- Regelung des Kollektorkreises zur Einspeisung von Solarenergie in den Solarpuffer sowie regelungstechnische Vorkehrungen zum Frostschutz des Kollektorkreises
- Regelung des Ventils V4 zum Entladen der Solarenergie in den Nahwärmenetzrücklauf
- Einspeisung von Energie in den Kesselpufferspeicher

Kollektorkreis

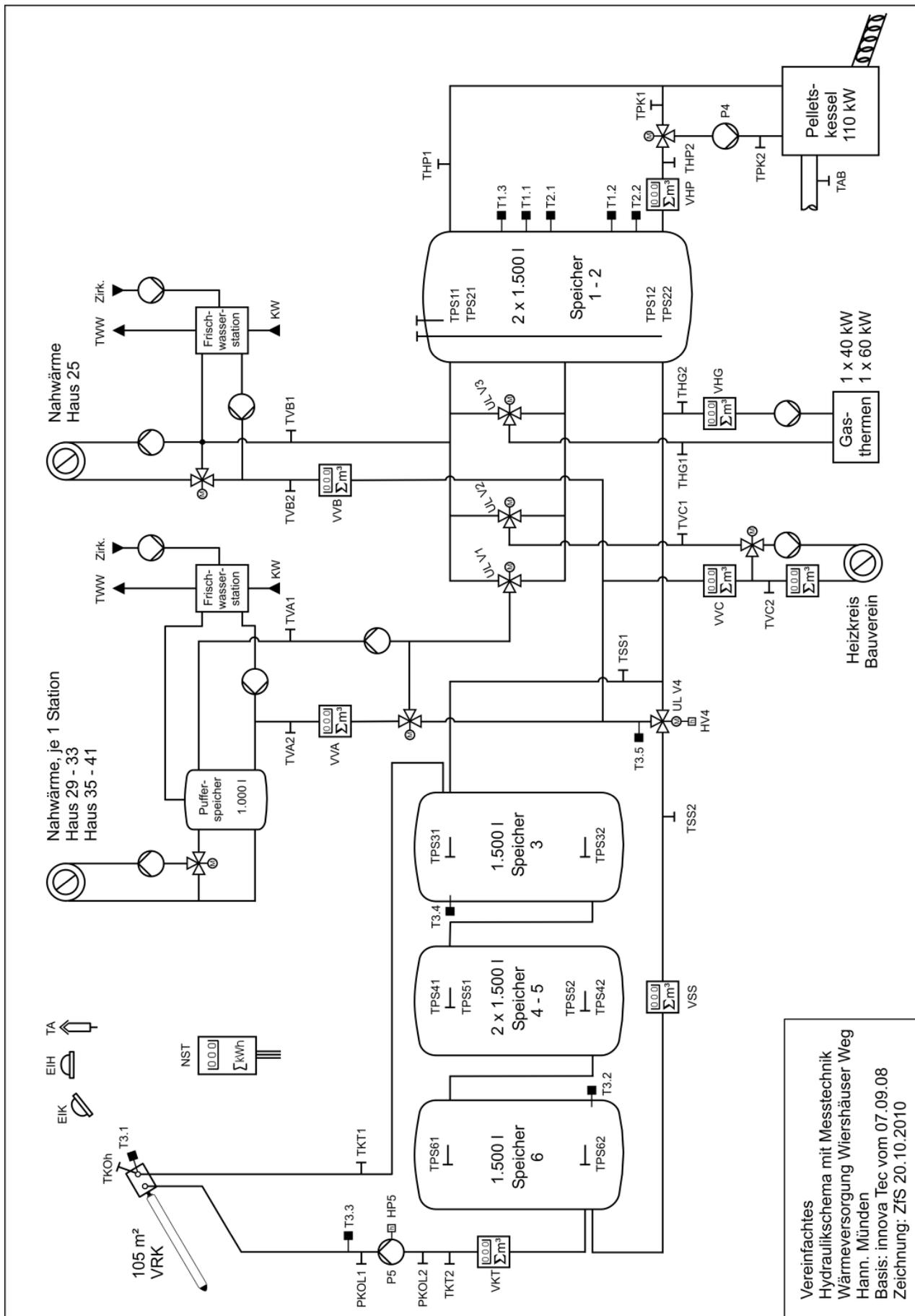
Die Regelung des Solarkreises von Paradigma /8/ unterscheidet sich von der Regelung vieler anderer Solaranlagen dadurch, dass hier kein Wärmetauscher zwischen Kollektorkreis und Solarpufferspeicher vorhanden ist. Das Kollektorfeld wird also mit normalem Heizwasser durchströmt, weshalb Maßnahmen erforderlich sind, um ein Einfrieren des Kollektorfeldes und der angeschlossenen Rohrleitungen bei Außentemperaturen unter 0 °C zu vermeiden. Ziel dieser Regelung ist es (so die Beschreibung von Paradigma) mit einem Minimum an elektrischem Stromverbrauch ein Maximum an Solarenergie bei einem bestmöglichen Gesamtwirkungsgrad der Solaranlage zu erreichen. Wesentlicher Bestandteil dieses Konzepts ist der Einsatz von CPC Vakuumröhrenkollektoren, die bei geringen Wärmeverlusten an die Umgebung das Kollektorfeld auch bei wenig Einstrahlung noch aufheizen, um dann die Solarenergie nach dem "Eimerprinzip" schubweise mit einer gewünschten Mindesttemperatur in den oberen Teil des Solarpufferspeichers einzubringen. Damit die erreichte Temperatur im Kollektorfeld stets genau genug gemessen werden kann, wird zusätzlich zu dem schon erwähnten Eimerprinzip die Kollektorkreispumpe kurzzeitig eingeschaltet (Anschieben) und der für die Regelung maßgebliche Temperaturfühler dadurch besser angeströmt. Der Frostschutz wird dadurch erreicht, dass immer dann, wenn die Temperatur im Kollektorkreis unter 7 °C sinkt, die Kollektorkreispumpe kurz anspringt und das Kollektorfeld mit warmem Wasser aus dem Solarpufferspeicher zwischen 3 und 10 °C hält. Sinkt die Kollektortemperatur unter 2 °C wird die Kollektorkreispumpe in den Dauerlauf geschaltet bis 4 °C wieder überschritten werden. Bedingung für diese Regelstrategie ist dabei, dass aus dem Solarpufferspeicher, der im Gebäudeinneren aufgestellt ist, immer genügend Wärme für die Frostfreihaltung des Kollektorfeldes entnommen werden kann.

Entladung Solarpufferspeicher

Der Solarpufferspeicher wird entladen, wenn die Temperatur im Solarpufferspeicher oben **höher** ist als der Nahwärmerücklauf plus einer einstellbaren Temperaturdifferenz. Zusätzlich muss die Temperatur des Nahwärmerücklaufes auch niedriger sein als die Temperatur im Solarpufferspeicher unten. Damit soll erreicht werden, dass der Solarpufferspeicher nur dann entladen wird, wenn er Wärme für eine Temperaturerhöhung des Netzzücklaufes abgeben kann und gleichzeitig sichergestellt ist, dass der Solarpufferspeicher unten, wo der Rücklauf zum Kollektorfeld entnommen wird, nicht durch den Nahwärmerücklauf aufgewärmt wird. Die Entladung wird durch das Ventil V4 geregelt, dass den Netzzücklauf entweder auf Solarpufferspeicherdurchströmung (Entladung) oder Pufferbypass umschalten kann.

Nachheizung durch Pelletkessel und Gasthermen

Im Nahwärmenetzvorlauf soll eine Temperatur von 70 °C eingehalten werden, da die Mindesttemperatur der Satelliten 65 °C beträgt. Reicht die Wärmelieferung der Solaranlage nicht aus, so können der Pelletkessel und auch die Gasthermen entweder separat oder auch gemeinsam die fehlende Energiemenge zuliefern. In der betrachteten Messperiode wurde so verfahren, dass in der Übergangszeit bis Anfang Juni und ab Mitte September der Pelletkessel in Kombination mit den Gasthermen betrieben wurde, in der übrigen Zeit, während des Sommers also, nur die Gasthermen in Bereitschaft gehalten wurden. Übermäßiges Takten und daraus resultierende ungünstige Betriebszustände des Pelletkessels sollten auf diese Weise vermieden werden.



Vereinfachtes
Hydraulikschemata mit Messtechnik
Wärmeversorgung Wiershäuser Weg
Hann. Münden
Basis: innova Tec vom 07.09.08
Zeichnung: ZfS 20.10.2010

Abbildung 8: Vereinfachtes Schaltschema mit Regelungs- und Messfühlern

6 Messtechnik

Die Position der Messfühler ist dem vereinfachten Schaltplan Abbildung 8 zu entnehmen.

Messstellenverzeichnis

Wärmeenergie (kWh)

EIH	Strahlungsenergie (Einstrahlung) in die horizontale Ebene
EIK	Strahlungsenergie (Einstrahlung) in die Kollektorfläche
QKT	Solarenergie aus Kollektorkreis
QSS	Solarenergie aus Entladung Solarpuffer
QHG	Energie aus Gasthermen
QHP	Energie aus Pelletkessel
QVA	Nutzenergie an Wärmenetz für Haus 29 -41
QVB	Nutzenergie an Haus 25
QVC	Nutzenergie an Bauverein
QVV	Nutzenergie an gesamte Verbraucher, berechnet aus

berechnet mit:

VKT, TKT1, TKT2
VSS, TSS1, TSS2
VHG, THG1, THG2
VHP, THP1, THP2
VVA, TVA1, TVA2
VVB, TVB1, TVB2
VVC, TVC1, TVC2
QVA, QVB, QVC

Volumenströme (m³/h)

VKT	Volumenstrom Kollektorkreis
VSS	Volumenstrom aus solaren Pufferspeichern
VHG	Volumenstrom Ladekreis Gasthermen
VHP	Volumenstrom Ladekreis Pelletkessel
VVA	Volumenstrom Wärmenetz Haus 29 - 41
VVB	Volumenstrom Versorgung Haus 25
VVC	Volumenstrom Versorgung Bauverein

Elektrische Energie für Solarsystem (kWh)

NST	Elektr. Energie für Solarsystem
-----	---------------------------------

Betriebsstunden (h)

HP5	Betriebsstunden Pumpe P5 (Kollektorkreis)
HV4	Betriebsstunden Ventil V4 (Rücklauf Wärmenetz)

Temperaturen (°C)

TKT1	Temperatur Kollektorkreis VL
TKT2	Temperatur Kollektorkreis RL
TSS1	Temperatur Entladung Solarpufferspeicher VL
TSS2	Temperatur Entladung Solarpufferspeicher RL
THG1	Temperatur Ladekreis Gasthermen VL
THG2	Temperatur Ladekreis Gasthermen RL
THP1	Temperatur Ladekreis Pelletkessel VL
THP2	Temperatur Ladekreis Pelletkessel RL
TVA1	Temperatur Wärmenetz Haus 29 – 41 VL
TVA2	Temperatur Wärmenetz Haus 20 – 41 RL
TVB1	Temperatur Versorgung Haus 25 VL
TVB2	Temperatur Versorgung Haus 25 RL
TVC1	Temperatur Versorgung Bauverein VL
TCV2	Temperatur Versorgung Bauverein RL
TPK1	Temperatur Kesselkreis Pelletkessel VL
TPK2	Temperatur Kesselkreis Pelletkessel RL
TAB	Temperatur Abgas Pelletkessel
TPS11	Temperatur Solarpufferspeicher 1 oben
TPS12	Temperatur Solarpufferspeicher 1 unten
TPS21	Temperatur Solarpufferspeicher 2 oben
TPS22	Temperatur Solarpufferspeicher 2 unten
TPS31	Temperatur Solarpufferspeicher 3 oben
TPS32	Temperatur Solarpufferspeicher 3 unten
TPS41	Temperatur Solarpufferspeicher 4 oben
TPS42	Temperatur Solarpufferspeicher 4 unten
TPS51	Temperatur Solarpufferspeicher 5 oben
TPS52	Temperatur Solarpufferspeicher 5 unten

TPS61 Temperatur Solarpufferspeicher 6 oben
TPS62 Temperatur Solarpufferspeicher 6 unten
TA Außentemperatur

Druck (bar)

PKOL1 Druck im Kollektorkreis hinter Kollektorkreispumpe
PKOL2 Druck im Kollektorkreis vor Kollektorkreispumpe

7 Definition der Kennzahlen des Solarsystems

Alle Kennwerte werden auf die Aperturfläche A_{Apert} bezogen.

Kollektorkreisnutzungsgrad brutto g_{KB}

Der Kollektorkreisnutzungsgrad g_{KB} drückt aus, welcher Anteil der Einstrahlungsenergie in die Kollektorfläche vom Kollektorkreis (ohne Berücksichtigung der benötigten elektrischen Energie des Kollektorkreises) an den Solarpufferspeicher abgegeben wird.

$$g_{\text{KB}} = \frac{\text{Solarenergie aus Kollektorkreis}}{\text{Strahlungsenergie in die Kollektorfläche}} * 100 \% = \frac{Q_{\text{KT}}}{E_{\text{IK}}} * 100 \%$$

Solarer Systemnutzungsgrad brutto g_{SB}

Der solare Systemnutzungsgrad g_{SB} zeigt auf, welcher Anteil der Einstrahlungsenergie in die Kollektorfläche vom Solarsystem einschl. Solarpufferspeicher (ohne Berücksichtigung der benötigten elektrischen Energie für das Solarsystem) an das konventionelle System abgegeben wird

$$g_{\text{SB}} = \frac{\text{Solarenergie aus Solarsystem}}{\text{Strahlungsenergie in die Kollektorfläche}} * 100 \% = \frac{Q_{\text{SS}}}{E_{\text{IK}}} * 100 \%$$

Solarer Deckungsanteil am Netzbedarf D_{Netz}

Der solare Deckungsanteil D_{Netz} gibt an, welcher Anteil am Energiebedarf des Wärmenetzes vom Solarsystem gedeckt wird.

$$D_{\text{Netz}} = \frac{\text{Solarenergie aus Solarsystem}}{\text{Nutzenergie an das Wärmenetz}} * 100 \% = \frac{Q_{\text{SS}}}{Q_{\text{VV}}} * 100 \%$$

Arbeitszahl Solarsystem A

Die Arbeitszahl A drückt das Verhältnis zwischen der aus dem Solarsystem gewonnenen solarthermischen Energie und der zu seinem Betrieb benötigten elektrischen Energie aus.

$$A = \frac{\text{Solarenergie aus Solarsystem}}{\text{Elektr. Energie für Solarsystem}} = \frac{Q_{\text{SS}}}{N_{\text{ST}}}$$

8 Messperiode 22.04. – 11.10.10

8.1 Ertragsbilanz und Betriebserfahrungen

8.1.1 Summenwerte der Messperiode

Die Anlage ging im 22.04.10 in Betrieb. Da sich sofort ein stabiles Betriebsverhalten einstellte, konnte der Beginn der Messperiode auf das gleiche Datum gelegt werden. Während der Messperiode gab es keine Störungen in der Messdatenaufzeichnung.

Bezeichnung	Abkürzung	Messwerte absolut	Messwerte bezogen
Strahlungsenergie in die horizontale Ebene	EIH	./.	727,8 kWh/m ²
Strahlungsenergie in die Kollektorfläche	EIK	75.235 kWh	716,5 kWh/m ²
Solarenergie aus Kollektorkreis	QKT	35.387 kWh	337,0 kWh/m ²
Solarenergie aus Pufferspeicher	QSS	32.880 kWh	313,1 kWh/m ²
Energie für Nahwärme Haus 29 – 41	QVA	78.732 kWh	./.
Energie für Nahwärme Haus 25	QVB	9.716 kWh	./.
Energie für Bauverein	QVC	75 kWh	./.
Energie für Nahwärme gesamt	QHK	88.523 kWh	./.
Betriebsstunden Kollektorkreispumpe P5	HP5	558,7 h	6,69 h/d
Betriebsstunden Umschaltventil V4	HV4	2.160 h	3,59 h/d
Elektrische Energie für das Solarsystem	NST	323,3 kWh	./.
Temperatur Wärmenetz Vorlauf, gemittelt über Messperiode	TPS11	69,8	./.
Temperatur Wärmenetz Rücklauf Haus 29 – 41 gemittelt über Messperiode	TVA2	53,8	./.
Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	g _{KB}	47,0 %	./.
Solarer Systemnutzungsgrad brutto	g _{SB}	43,7 %	./.
Solarer Deckungsanteil am Verbrauch Nahwärme	D _{Verbr}	37,1 %	./.
Arbeitszahl Solarsystem	A	102,0	./.
Ersparnis Pellets	kg	8.220	./.

Tabelle 2: Messwerte und Kennzahlen 22.04. – 11.10.2010

Tabelle 2 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Kennzahlen, die in der Messperiode vom 22.04. bis 11.10.2010 gewonnen wurden. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass sowohl die hier aufgelisteten Summenwerte als auch die Anlagenkennzahlen aus einem nicht vollständigen Messjahr (173 Tage) gewonnen wurden und keinesfalls mit Werten aus Anlagen verglichen werden dürfen, für die ein vollständiges Messjahr (365 Tage) vorliegt. Ein direkter Vergleich führt unweigerlich zu einer Fehlinterpretation der Messwerte.

Von der Strahlungsenergie in das Kollektorfeld (EIK) in Höhe von 75,2 MWh/a wurden 35,4 MWh/a vom Kollektorkreis an die solaren Pufferspeicher (QKT) abgegeben. Dabei wurde ein Kollektorkreisnutzungsgrad brutto (g_{KB}) von 47,0 % erreicht. Die Differenz zwischen Strahlungsenergie und der an

den Ladekreis abgebenen Solarwärme resultiert aus optischen Verlusten der Kollektoren und thermischen Verlusten im Kollektorkreis.

Aus den solaren Pufferspeichern wurden 32,9 MWh/a (QSS) abgegeben, die bei geeigneten Betriebszuständen über eine Ventilumschaltung (Ventil V4) in den Rücklauf der Nahwärmversorgung eingespeist wurde. Aus den Pelletkessel wurden 45,4 MWh an die Kesselpufferspeicher abgegeben. Die Gasthermen steuerten 21,5 MWh bei, wobei diese ihre Energie entweder direkt in die Wärmeversorgung abgegeben haben oder aber ebenfalls erst in den Kesselpufferspeicher einspeisten.

Auf der Verbraucherseite wurden insgesamt 88,5 MWh benötigt, wovon die Häuser 29 – 41 78,7 MWh verbrauchten. Auf Haus 25 entfielen 9,7 MWh, für die Versorgung des Bauvereins wurden 0,08 MWh bereitgestellt. Zum angegebenen Verbrauchswert des Bauvereins ist allerdings anzumerken, dass der Volumenzähler des zugehörigen Heizkreises während der Messperiode ausgetauscht werden musste, sodass die Messung an dieser Stelle nur eingeschränkt belastbar ist.

Der Kollektorkreisnutzungsgrad ist mit 47,0 % im Vergleich zu anderen Anlagen (für die dabei natürlich auch nur hier betrachtete verkürzte Messperiode herangezogen werden darf!) hoch, was für ein gutes Funktionieren der Anlage spricht. Auch der hohe Systemnutzungsgrad von 43,7 % unterstreicht dies. Als Erklärung für die guten Werte sind in erster Linie die geringen Verlusten der solaren Pufferspeicher (nur etwa 7 % der eingebrachten Energie QKT) zu nennen.

Die Arbeitszahl A ist einem gemessenen Wert von etwa 100 zeigt die gute Abstimmung der elektrischen Verbraucher des Solarsystems.

Während der Messperiode wurden insgesamt 8.220 kg Pellets durch den Einsatz von Solarenergie eingespart. Diesem Wert liegt zugrunde, dass 1kg Pellets etwa 4 kWh entsprechen. Daraus ergibt sich die Formel:

Energie aus dem Solarpuffer (QSS) 32.880 kWh * 0,25 = 8.220 kg Pellets.

8.1.2 Messwerte als Tagesmittelwert der Wochensummen

In Tabelle 2 sind bei den Energie- und Volumenwerten die Summenwerte angegeben, die in der Messperiode vom 22.04. bis 11.10.2010 gewonnen werden konnten, bei Temperaturen sind es die Mittelwerte über diese Periode. Um genauere Informationen über die Entwicklung der Mess- und Anlagenkennwerte im Verlauf der Messperiode zu geben, sind in den folgenden 3 Diagrammen die wichtigsten Energie- und Volumenstromwerte als Tagesmittel aus Wochensummen, sowie die Netztemperaturen als Wochenmittel angegeben.

Abbildung 9 zeigt für die Messperiode spezifische Wochenwerte für die Strahlungsenergie in die Kollektorfläche (EIT), die Solarenergie aus den Pufferspeichern (QSS) und den solaren Systemnutzungsgrad. Eingezeichnet sind auch der geplante (garantierte) Systemnutzungsgrad (40,2%) und der gemessene Nutzungsgrad im Mittel der Messperiode (43,7 %). Da die Messperiode bis jetzt nur aus 173 Tagen besteht, der Garantiewert sich aber auf 365 Tage bezieht, ist es noch nicht möglich zu beurteilen, ob das Solarsystem den Garantiewert erreichen wird. Da die Nutzungsgradkurve in der Messperiode aber meist zwischen 40 und 50 % liegt, besteht die realistische Chance, dass im Jahresmittel der Garantiewert in etwa erreicht werden kann.

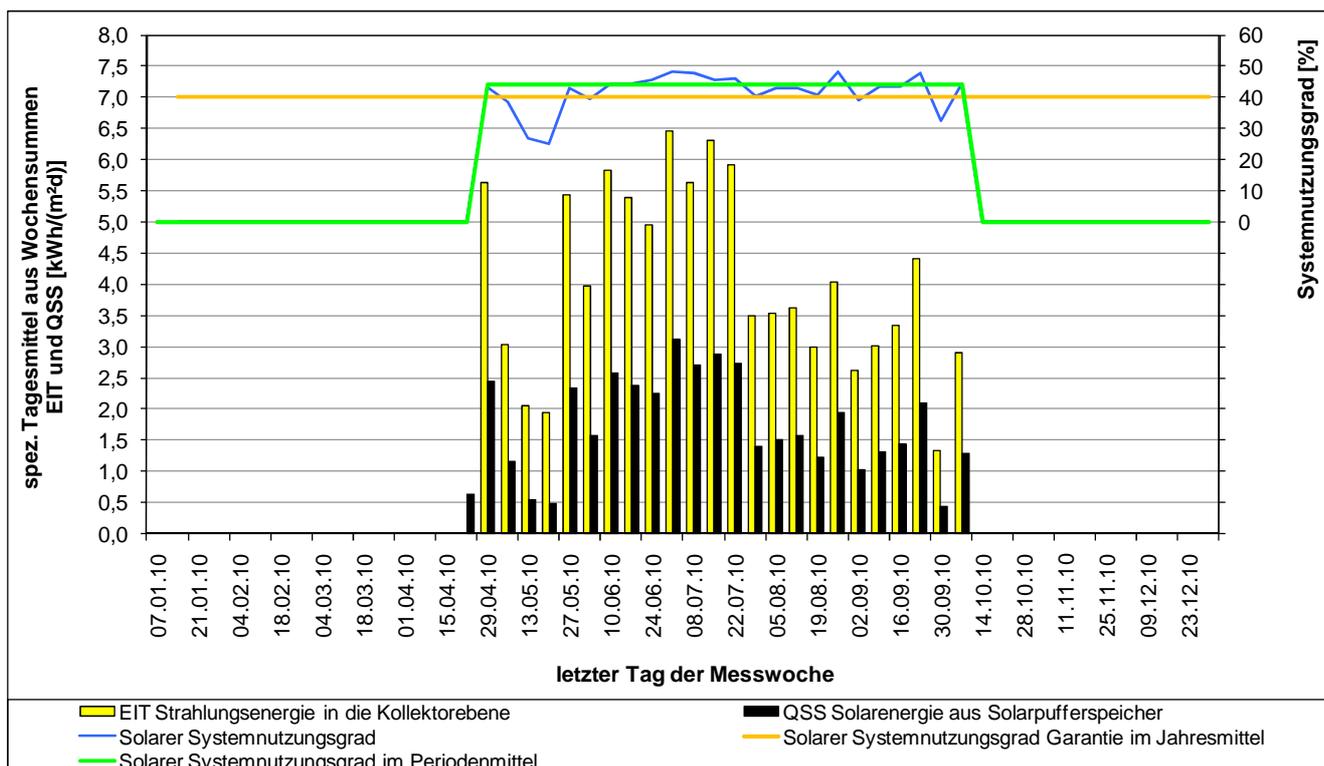


Abbildung 9: Strahlungsenergie in die Kollektorfläche, Solarenergie aus Solarsystem und Systemnutzungsgrade

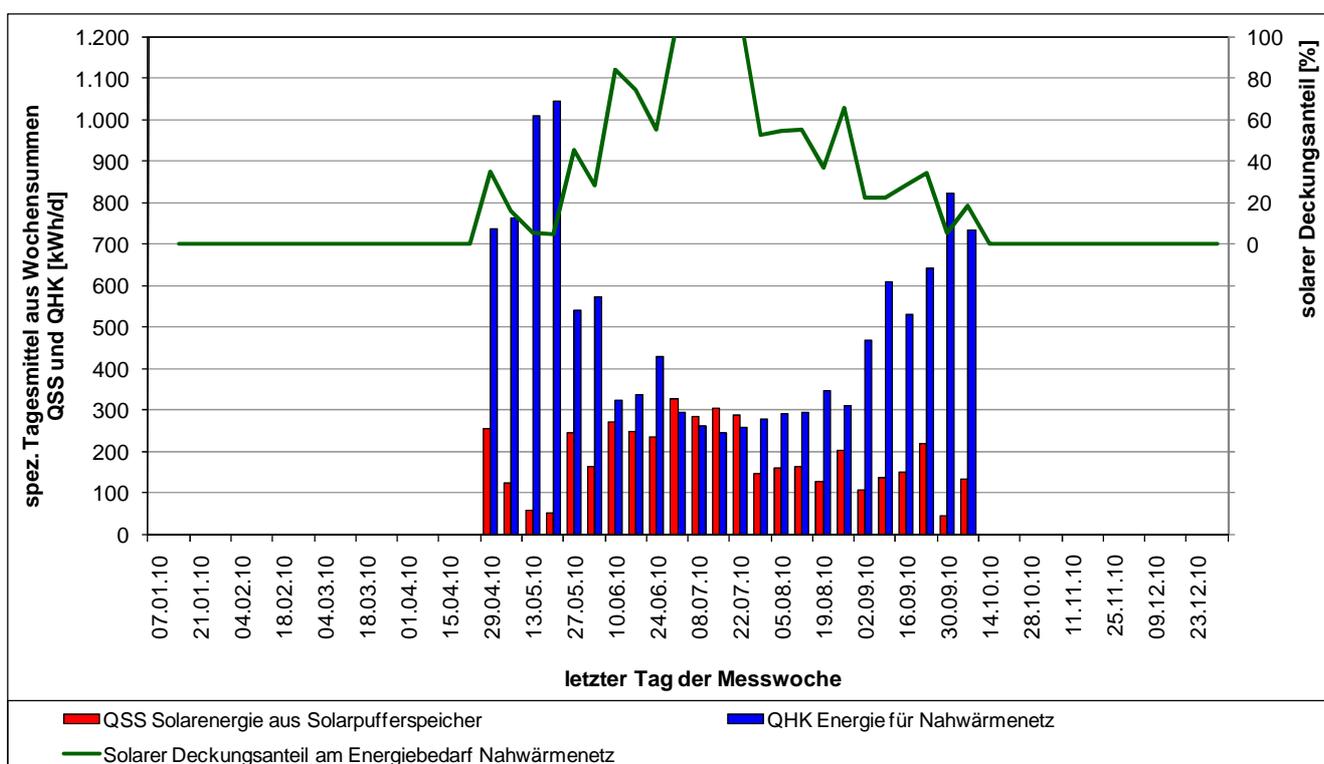


Abbildung 10: Ertrag aus Solarsystem, Energie für Netzbedarf und solarer Deckungsanteil am Netzverbrauch

Abbildung 10 zeigt die spezifischen Wochenwerte für die aus dem Pufferspeicher entnommene Solarenergie (Entladung) QSS, die Nutzenergie an die Verbraucher QHK und den daraus berechneten solaren Deckungsanteil am Energiebedarf aufgetragen über die Messperiode. In strahlungsreichen Wochen im Juli wird ein Deckungsanteil von über 100 % erreicht, was bedeutet, dass die Solaranlage in den Stillstand gegangen ist (wird im folgenden Kapitel noch näher beleuchtet). Der Deckungsanteil von etwas über 100 % erklärt sich dadurch, dass die Energie aus dem Solarpufferspeicher für den Nahwärmebedarf und den Wärmeverlust der Rohrleitungen verbraucht wird, messtechnisch aber nur der Bedarf der Verbraucher erfasst wird.

Abbildung 11 zeigt den Verlauf der Wärmenetztemperaturen TPS11 und TVA2 über die Messperiode im Wochenmittel /5/. Auf Grund der komplizierten Anlagenschaltung mit 3 Verbrauchern (Haus 29 – 41, Haus 25 und Bauverein) werden die Austrittstemperaturen aus dem Kesselpufferspeicher 1 oben (TPS11) als Wärmenetzvorlauftemperatur angesehen, die Temperatur im Rücklauf des größten Verbrauchers (Haus 29 – 41, TVA2) als Wärmenetzrücklauftemperatur. Die Vorlauftemperatur liegt recht konstant bei etwa 70 °C, obwohl mit Pelletkessel, 2 Gasthermen und in den strahlungsreichen Zeiten mit dem Solarsystem 4 Wärmeerzeuger einspeisen. Die Rücklauftemperatur liegt mit 50 °C (in der betrachteten Messperiode) für ein Wärmenetz sehr hoch (was wir jedoch häufig beobachten), in Zeiten mit dann größerem Verbrauch für die Raumheizung ist allerdings mit sinkenden Werten zu rechnen.

Für die strahlungsreichen Wochen im Juli ist zu beobachten, dass fast der gesamte rücklaufende Volumenstrom aus dem Wärmenetz für die 3 Verbraucher (VHK) durch den Solarpufferspeicher geführt wird und diesen entlädt (VSS), was mit der Aussage von weiter oben zusammenpasst, dass zu dieser Zeit eine solare Deckung von 100 % erzielt wird.

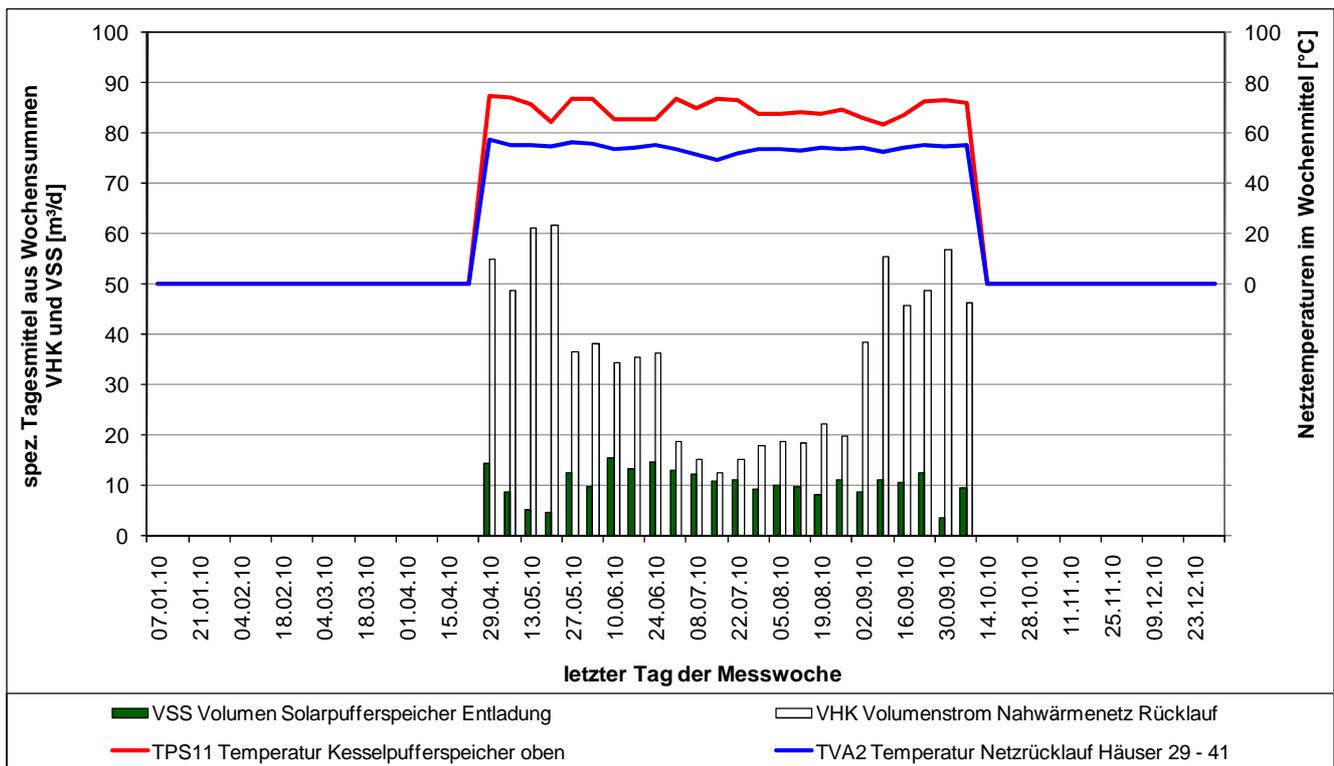


Abbildung 11: Temperaturen und Volumenströme Wärmenetz

8.2 Verhalten Kollektorkreis und Solarpufferspeicher beim Be- und Entladen

Die Kollektorkreispumpe wird durch die Paradigma-Regelung angesteuert. Ziel es ist, dem Solarpufferspeicher aus dem Kollektorkreis nur dann Wärme zuzuführen, wenn dort ein bestimmtes Temperaturniveau herrscht. Das führt dazu, dass der Solarpufferspeicher nicht kontinuierlich beladen wird sondern schubweise immer erst dann, wenn im Kollektorfeld das gewünschte Temperaturniveau (das dort von einem Temperaturfühler gemessen wird) erreicht worden ist. Der Kollektorhersteller Paradigma bezeichnet dieses Prinzip als „Eimerprinzip“.

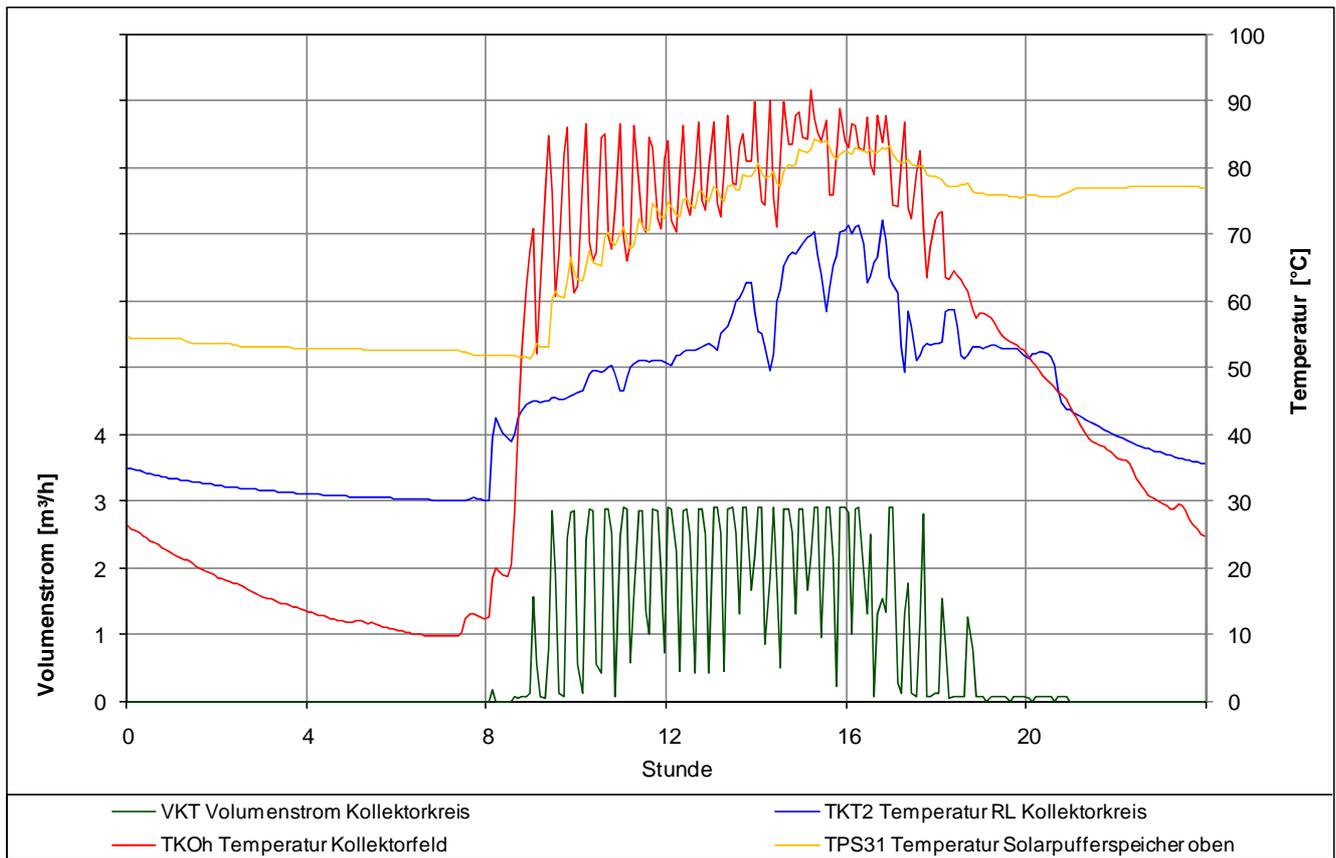


Abbildung 12: Temperaturen im Kollektorkreis und im Solarpufferspeicher, Volumenstrom Kollektorkreis am 20.08.2010

In Abbildung 12 ist das diesbezügliche Anlagenverhalten am Beispiel des 20.08 2010 dargestellt, einem Tag mit optimalen Strahlungsbedingungen, an dem deshalb eine gleichmäßige Beladung der Solarpufferspeicher mit Solarenergie gewährleistet war. Gegen 09:00 Uhr wird zum ersten Mal die Kollektorkreispumpe in Betrieb gesetzt. Das Wasser aus dem Kollektorfeld (TKOh) hat bereits eine Temperatur von 70 °C. Bei den danach folgenden Beladeschüben liegt die Temperatur beim Einschalten der Kollektorkreispumpe bei etwa 85 bis 90 °C noch höher. Die Pumpe wird wieder ausgeschaltet, sobald die Temperatur des in den Pufferspeicher eingespeisten Wassers ungefähr auf die Temperatur im Solarpufferspeicher oben (TPS31) abgesunken ist. Das zeigt, dass der Solarpufferspeicher grundsätzlich immer nur dann beladen wird, wenn der Kollektorkreis eine höhere Temperatur als die Temperatur im Solarpufferspeicher **oben** erreicht hat. In dieser Hinsicht unterscheidet sich das Regelungskonzept von vielen anderen Regelungen für Solaranlagen, die die Temperaturdifferenz zwischen Kollektorfeld und Temperatur im Solarpufferspeicher **unten** vergleichen und bei einer bestimmten Temperaturdifferenz (z.B. 5 K) die Kollektorkreispumpe in Betrieb setzen, unabhängig abhängig davon, ob die Temperatur im Kollektorkreis höher oder niedriger ist als die Temperatur im Solarpufferspeicher oben. Bis 19:00 Uhr können etwa 28 Beladeschübe gezählt werden. Die Temperatur TPS31 steigt während der Beladezeit von etwa 52 auf 84°C, obwohl während dieser Zeit gleichzeitig auch Wärme aus dem Solarpufferspeicher ausgespeichert wird. Der Pufferspeicher erfüllt also seine Funktion als Speicher, da er nach der Beladung (an dem hier ausgewählten strahlungsreichen Tag)

trotz gleichzeitiger Entladung am Ende eine höhere Temperatur aufweist, als zu Beginn des Beladevorgangs. Auch die Temperatur im Solarpufferspeicher unten (TPS61) steigt während des Tages an. Um 09:00 Uhr beträgt diese 45 °C, um 17:00 Uhr werden maximal 70 °C erreicht, die jedoch noch deutlich unter der Temperatur im Speicher oben von über 80 °C liegen. Es gelingt also nicht, den Solarpufferspeicher an diesem Tag ganz durchzuladen, was aber eher als Vorteil zu werten ist, da dann auch keine Stillstandverluste durch nicht nutzbare Solarenergie entstehen.

Eine wichtige Komponente des Solarsystems ist der Pufferspeicher, der in Hann. Münden aus vier Einzelspeichern zu je 1.500 l besteht. Neben einem auf Energieeintrag und -verbrauch abgestimmten Puffervolumen ist es genauso wichtig, dass die Speicher korrekt im und mit dem Gesamtsystem verschaltet sind, dass Be- und Entladevorgänge nachvollziehbar sind und dass sich eine über die Speicherhöhe günstige Temperaturschichtung ausbildet. Während der Messperiode waren die einzelnen Solarpuffer in Reihe verschaltet. Durch Ventilumstellung ist es aber auch möglich, eine Parallelverschaltung zu erzeugen.

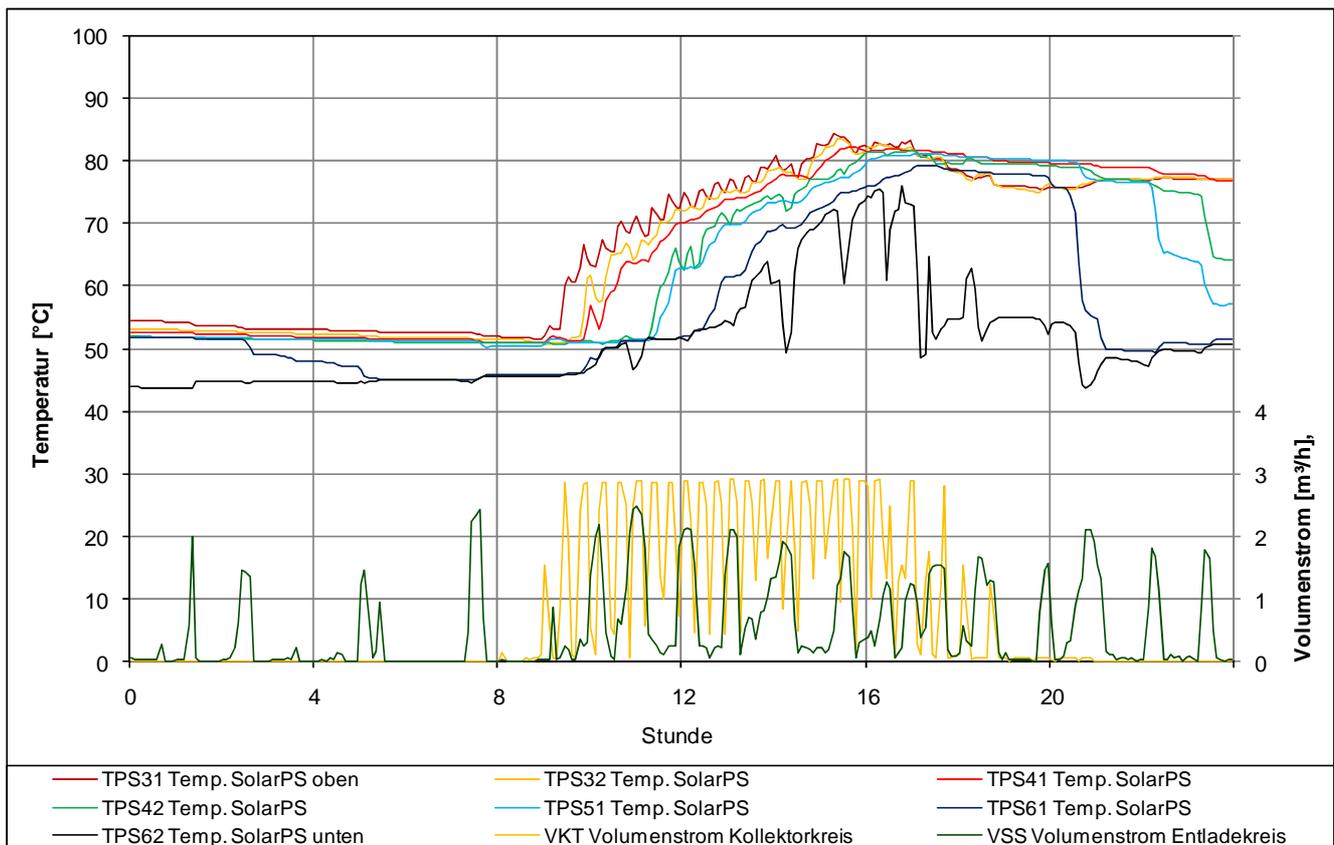


Abbildung 13: Temperaturen in den Solarpufferspeichern, Be- und Entladevolumenstrom, Betriebsstunden Ventil V4 am 20.08.2010

Abbildung 13 zeigt die Temperaturen in den vier Einzelspeichern oben und unten (insgesamt also 8 Temperaturen, von denen hier aber nur 7 gezeigt werden können, da am Fühler TPS52 ein Defekt aufgetreten ist), den Beladevolumenstrom im Solarkreis (VKT) und den Entladevolumenstrom in den Rücklauf des Wärmenetzes (VSS) am 20.08.2010. Deutlich ist zu erkennen, dass ab etwa 09:00 Uhr an diesem Tag der Solarpufferspeicher beladen wird. Die Temperaturen in den Einzelspeichern steigen an entsprechend der Reihung der Einzelspeicher: Höchste Temperatur TPS31, hier wird die Solarenergie eingespeichert bzw. ins Wärmenetz ausgespeichert, niedrigste Temperatur TPS62, hier ist zum einen der Rücklauf zur Solaranlage angebunden zum anderen wird hier der Rücklauf aus dem Wärmenetz eingespeist). Trotz der Zerlegung des Gesamtpufferspeichervolumens von 6.000 l in 4 in Reihe geschaltete Einzelspeicher zu 1.500 l bildet sich eine Temperaturschichtung fast wie in einem einzigen großen Speicher aus. Die Beladung durch die Solaranlage endet etwa gegen 18:00 Uhr, danach wird der Solarpufferspeicher nur noch entladen. Auch die Entladung erfolgt, ohne dass die Schichtung negativ beeinträchtigt wird, TPS31 bleibt immer die höchste Temperatur, TPS62 die niedrigste, dazwischen verteilen sich die Temperaturen entsprechend der Speicherreihung.

In Abbildung 14 sind neben der Temperatur im Solarpufferspeicher oben (TPS31) auch die Rücklauf-temperatur aus dem Nahwärmenetz (gemessen im Rücklauf des größten Verbrauchers Häuser 29 – 41, TVC2) und die Betriebsstunden für das Umschaltventil V4 (HV4), welches den Rücklauf des Netzes entweder durch den Solarpufferspeicher oder an ihm vorbei leiten kann, aufgetragen. Von 00:00 Uhr bis 10:00 Uhr pendelt die Rücklauf-temperatur TVC2 mehrfach um die Temperatur im Solarpuffer-speicher oben (TPS31). Während dieser Zeit sind kurzzeitige Entladungen zu beobachten. Ab 09:00 Uhr lädt die Solaranlage den Solarpufferspeicher auf, die Temperatur im Speicher oben steigt, bis etwa gegen 10:00 Uhr die Temperatur so weit gestiegen ist, dass sie dauerhaft oberhalb der Rück-lauf-temperatur aus dem Nahwärmenetz liegt. Ventil V4 bleibt bis 24:00 Uhr auf „Speicher entladen“ stehen. Die Rücklauf-temperaturen wie auch die Volumenströme aus dem Netz, die ab 10:00 Uhr durch den Solarpufferspeicher geleitet werden, schwanken stark. Die Temperaturen bewegen sich dabei zwischen 40 und 60 °C, der Volumenstrom nimmt Werte zwischen 0 und gut 2 m³/h an. Dieses zyklische Verhalten wird durch die (grundsätzlich) stoßweise Beladung der 2 Pufferspeicher mit je 1.000 l Inhalt in den Unterstationen der Häuser 29 – 33 bzw. 35 – 41 verursacht. Es sind allerdings zwei Regelzustände zu beobachten (03:00 und 04:30 h), die den obigen Erklärungen widersprechen. Obwohl TVA2 > TPS31, wird das Ventil V4 zu diesen Zeiten auf Entladung Solarpufferspeicher ge-stellt. Wir können uns dies nur so erklären, dass kein Volumenstrom VSS fließt und deshalb der Re-gelfühler T3.5 eine Stillstandstemperatur misst, die von der Temperatur TVA2 im Rücklauf Haus 29 – 41 abweicht. Obwohl das Ventil „falsch“ steht, ist dieser Zustand aber auch nicht schädlich, da kein Volumenstrom fließt.

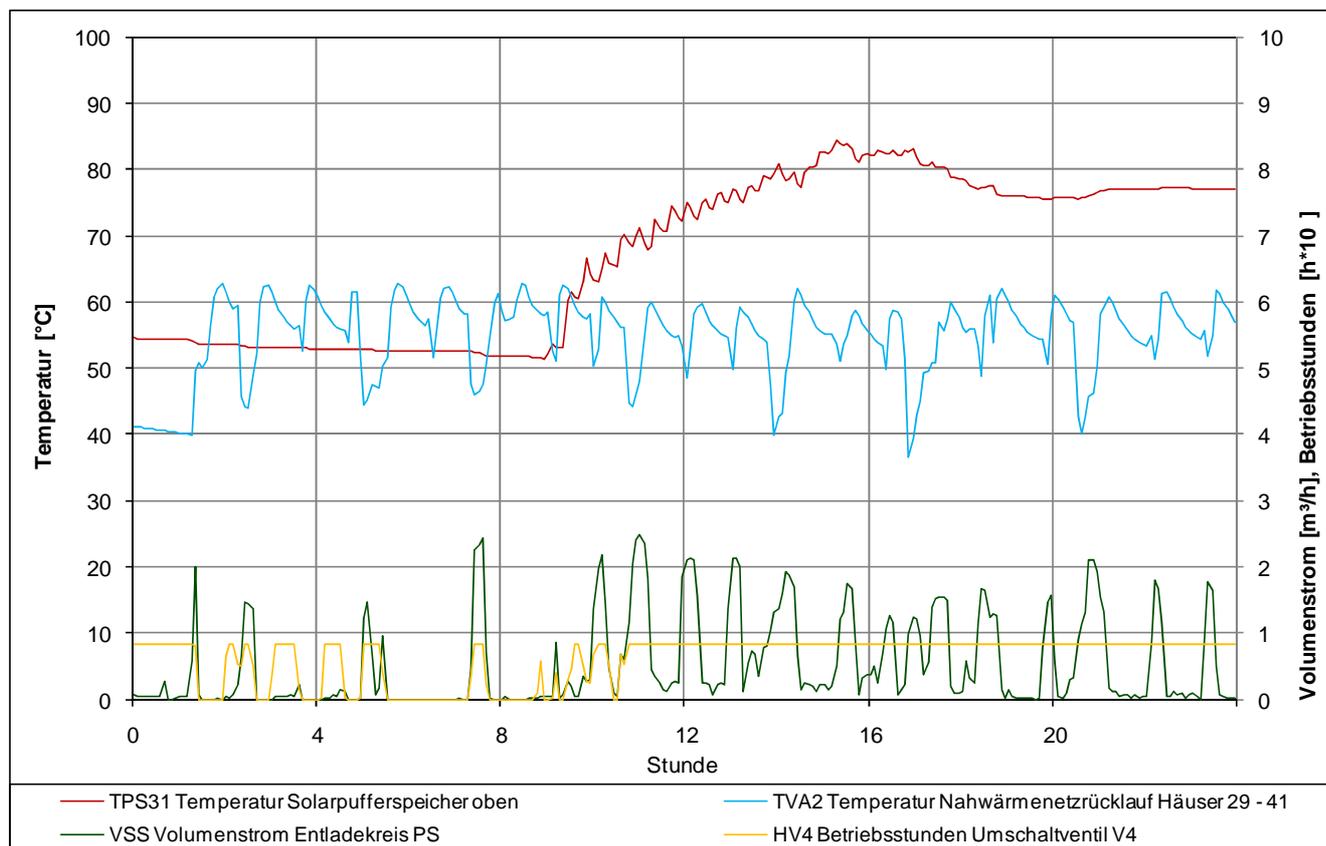


Abbildung 14: Temperatur oben im Solarpufferspeicher, Volumenströme Be- und Entladen, Betriebs-stunden Umschaltventil V4 am 20.08.2010

8.3 Verhalten Pelletkessel, Gasthermen und Wärmenetz

Abbildung 15 zeigt die Energien in kWh/d, die von den Energieerzeugern (Solarsystem, Pelletkessel und Gasthermen) geliefert wurden sowie die Energien, die an die Verbraucher abgeführt wurden. Bis Anfang Juni wird die Energie hauptsächlich vom Solarsystem und vom Pelletkessel geliefert, nur sporadisch tragen auch die Gasthermen zur Energielieferung bei. Auffällig sind allerdings die negativen Energiewerte, die durch die Gasthermen verursacht werden. Bis Anfang Juni wurden die Gasthermen ständig durchströmt, auch wenn kein Brennerbetrieb vorlag, sodass in den Thermen Verluste (Wärmesenken) auftraten. Der Fehler in der Regeleinstellung wurde erkannt und abgestellt. Ab Anfang Juni wurde der Pelletkessel dann ausgeschaltet, um kurze Laufzeiten und Kesseltakten zu vermeiden. Der Wärmebedarf wurde ab diesem Zeitpunkt nur vom Solarsystem und bei Bedarf für Zuheizung von den Gasthermen gedeckt. Mitte September stieg der Energiebedarf der Verbraucher wieder so weit an, dass der Pelletkessel wieder vorrangig die Zuheizung übernehmen konnte, wenn das Solarsystem nicht mehr ausreichend Energie lieferte. Die Gasthermen waren danach nur noch gelegentlich in Betrieb.

Der größte Teil der bereitgestellten Energie wurde für die Häuser 29 – 41 mit 43 Wohneinheiten benötigt, Haus 25 mit 6 Wohneinheiten benötigte nur einen Bruchteil davon. Der Bedarf für den Heizkreis des Verwaltungsgebäudes Bauverein ist so gering, dass in Abbildung 15 kaum ein sichtbarer Balken entsteht. Insgesamt wurde von Anfang Juli bis Ende August ein Energiebedarf für alle Verbraucher von etwa 250 bis 300 kWh/d gemessen. Diese Energie deckte ausschließlich den Bedarf für die Warmwasserbereitung (Zapfbedarf und Zirkulation) und für die nicht zu vermeidenden Netzverluste. In den Zeiträumen davor und danach kam der Bedarf für die Raumheizung hinzu.

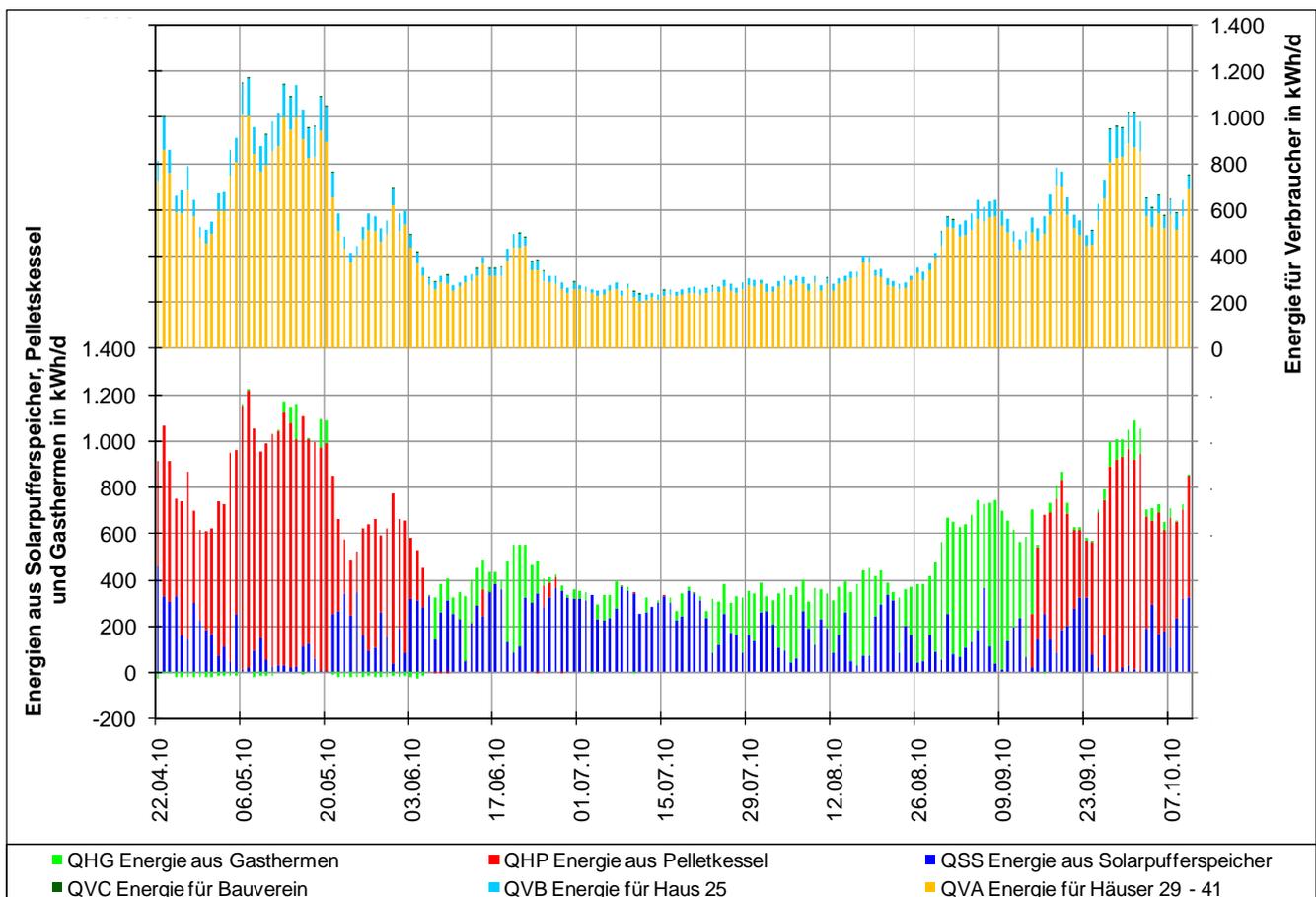


Abbildung 15: Energien von Erzeugern, Energie für Verbraucher

8.4 Stillstand der Solaranlage

Die Kollektorfläche der Solaranlage ist so ausgelegt, dass auch im Frühjahr bzw. Herbst noch Solar-energie in das Nahwärmenetz eingespeist werden kann. Gegenüber einer Solaranlage zur reinen Trinkwassererwärmung, die so ausgelegt wird, dass auch an strahlungsreichen Sommertagen möglichst kein Überschuss an Solarenergie entsteht, ist dies bei einer Anlage, die auch in der Übergangszeit noch Solarenergie abgeben soll, nicht vollständig zu vermeiden. Das drückt sich auch in für die betrachtete Messperiode ermittelten solaren Deckungsanteil am Bedarf des Nahwärmenetzes von 14,2 % aus. Ohne die Inkaufnahme von Anlagenstillständen an strahlungsreichen Sommertagen wäre dieser Wert nicht zu erreichen gewesen. Abbildung 16 zeigt den Wirkungsgrad des Kollektorkreises aufgetragen über der Einstrahlung in die Kollektorfläche in kWh/(m²*d). Die Wirkungsgrade (Tageswerte) sind für die Monate unterschiedlich dargestellt, so dass deutlich wird, zu welchen Zeiten im Jahr welche Wirkungsgrade aufgetreten sind. Die Punkteschar stellt sich (bei einer ohne Störungen laufen Solaranlage) als eine vom Ursprung des Diagramms aufsteigende gebogene Linie dar, die für höhere Strahlung dann weitgehend in der Horizontalen verläuft. Welche maximalen Wirkungsgrade dabei erzielt werden (hier bei Strahlungen von über 5 kWh/(m²*d) Wirkungsgrad von über 50 %), hängt im Wesentlichen von der Auslegung der Solaranlage und der Effizienz der eingesetzten Kollektoren ab. Auffällig in Abbildung 16 ist nun, dass es bei hohen Einstrahlungen (zwischen 6,5 und bis etwa 7,5 kWh/m²*d) einige Wirkungsgradpunkte gibt, die nicht mehr in der Punkteschar liegen, sondern sich deutlich darunter befinden. Ausgezählt sind dies 12 Punkte. Dieser Abstand von der Punkteschar wird verursacht durch einen zeitweiligen Stillstand des Kollektorkreises bei erreichter Maximaltemperatur des Solarpufferspeichers, was zu einer unvollkommenen Nutzung der angebotenen Einstrahlung und damit zu einem reduzierten Kollektorkreisnutzungsgrad führt. Anhand dieser Diagrammdarstellung lässt sich somit schnell erkennen, wie oft Anlagenstillstand aufgetreten ist. Allerdings muss im Detail immer nachverfolgt werden, ob kein Anlagendefekt vorgelegen hat, da diese sich in der gewählten Diagrammdarstellung ähnlich darstellen würden.

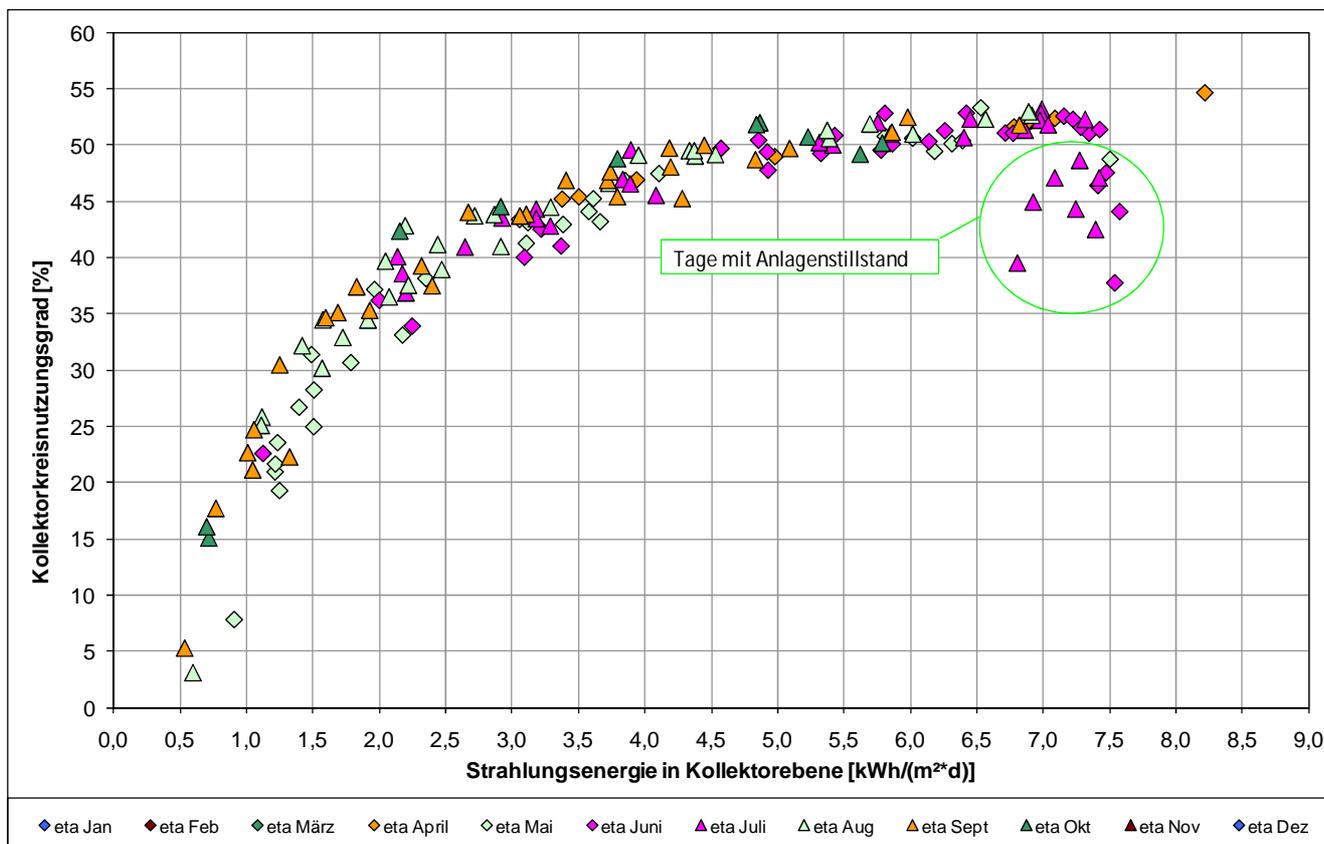


Abbildung 16: Kollektorkreiswirkungsgrad aufgetragen über der Strahlungsenergie in der Kollektorebene als Tageswerte

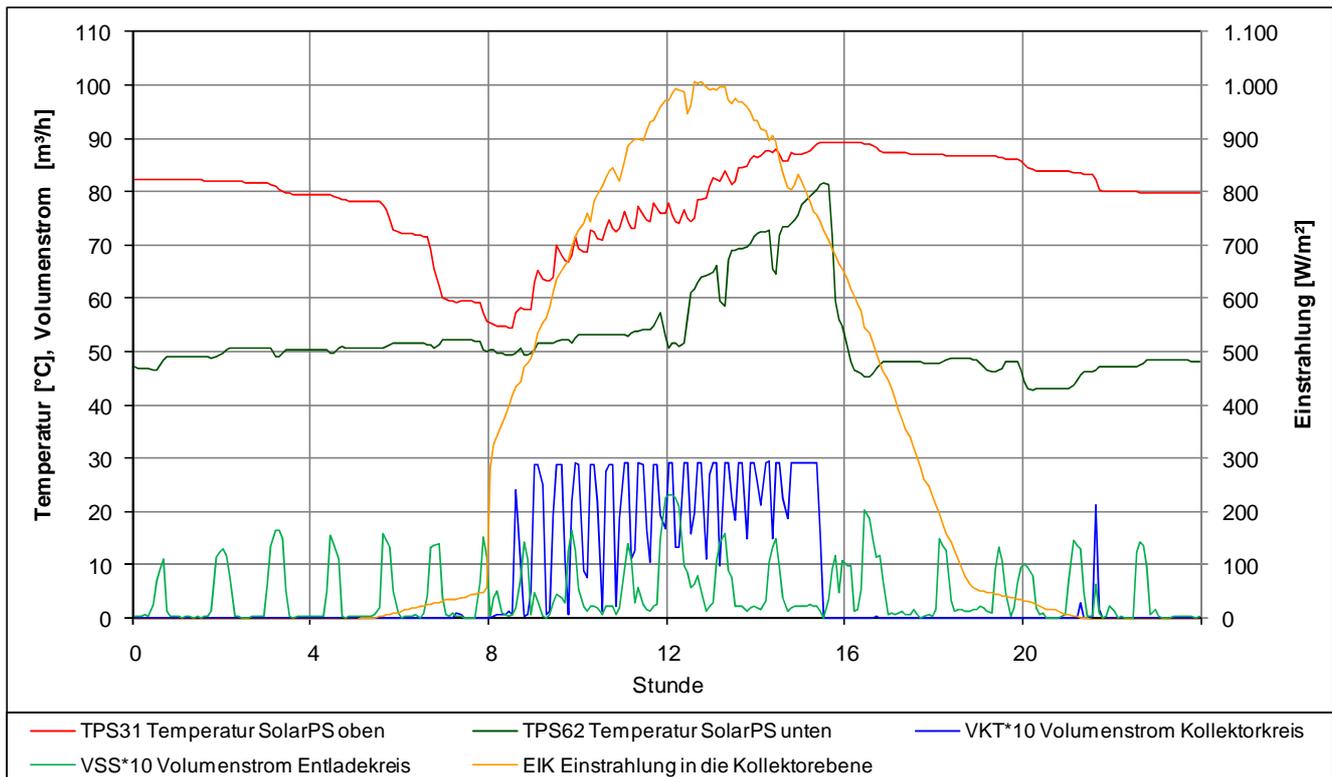


Abbildung 17: Einstrahlung ins Kollektorfeld, Temperaturen im Solarpufferspeicher und Be- und Entladevolumenströme am 20.07.10

Anhand eines Diagramms von einem ausgewählten Tag, an dem Anlagenstillstand aufgetreten ist, soll im Detail gezeigt werden, wie die Anlage bei Erreichen der maximalen Temperatur im Solarpufferspeicher reagiert. Abbildung 17 zeigt das Verhalten des Kollektorkreises am 20.07.10. Vom Vortag ist der Solarpufferspeicher oben (TPS31) noch auf 55 °C aufgeladen, unten (TPS62) sind es noch etwa 50 °C, wenn um 09:00 Uhr der Beladevorgang durch den Solarkreis (VKT) beginnt. Dies geschieht wie schon vorher beschrieben schubweise nach dem Eimerprinzip, sodass bei starker und von Wolken unbeeinflusster Einstrahlung und trotz zeitweiliger Entladung durch den Volumenstrom VSS um 15:30 Uhr im Solarpufferspeicher oben eine Temperatur von knapp 90 °C erreicht wird. Im unteren Speicherbereich beträgt die Temperatur zu diesem Zeitpunkt über 80 °C. Der Speicher ist somit also fast durchgeladen. Die Kollektorkreispumpe schaltet ab, obwohl zu diesem Zeitpunkt noch eine Einstrahlung in der Kollektorebene von etwa 700 W/m² vorliegt. Ein Vergleich mit anderen Tagen mit weniger intensiver Einstrahlung zeigt, dass der Kollektorkreis noch etwa bis 18:30 Uhr hätte weiter laufen und Solarenergie liefern können, wären nicht im Solarpufferspeicher oben (TPS31) 90 °C erreicht worden. Der mögliche Betrieb des Kollektorkreises wurde also durch Erreichen der Ausschalttemperatur von 90 °C um ca. 3 Stunden verkürzt. Der Kollektorkreisnutzungsgrad betrug an diesem Tag 42,5 %, ohne Anlagenstillstand wären es etwa 52 % gewesen. Es soll hier aber nochmals ausdrücklich betont werden, dass dies kein Mangel ist, sondern in der Auslegung der Solaranlage begründet liegt, um im Jahresmittel den gewünschten solaren Deckungsanteil von etwa 14 % zu erreichen.

9 Garantierter Solarertrag

Das Verfahren im Rahmen des Programms Solarthermie2000plus sieht vor, dass der Bieter für die Installation eines Solarsystems unter Zugrundelegung der im Leistungsverzeichnis genannten Randbedingungen (Netzurücklauftemperatur und Einstrahlung) den Energieertrag aus dem Solarsystem bei Angebotsabgabe garantiert. Da die Betriebsbedingungen während der Messphase nicht mit den in den Ausschreibungsunterlagen festgelegten Standardbedingungen übereinstimmen, wird der vom Anbieter garantierte Ertrag unter Berücksichtigung der realen Betriebsbedingungen mit Hilfe eines Simulationsprogramms korrigiert. Verschlechterungen der realen Betriebsbedingungen (geringere Einstrahlung, höhere Netzurücklauftemperaturen) oder Verbesserungen (höhere Einstrahlung, niedrigere Netzurücklauftemperaturen) gegenüber den vorgegebenen Werten werden also dem Anbieter weder angelastet noch gutgeschrieben, wohl aber werden sie – was die Rücklauftemperaturen betrifft – den an der Planung oder Errichtung der konventionellen Technik beteiligten Firmen "zur Last gelegt". Unvermeidliche Betriebsausfälle, die nicht auf einer fehlerhaften Installation beruhen, werden so berücksichtigt, als seien sie nicht aufgetreten. Für unvermeidliche Messfehler sowie Ungenauigkeiten in der Simulation werden vom garantierten Ertrag pauschal 10 % abgezogen.

Eine Berechnung, ob die solare Ertragsgarantie erfüllt worden ist oder nicht, ist allerdings erst möglich, wenn ein volles Messjahr vorliegt. Es liegen bisher aber nur 173 Messtage vor, so dass eine Berechnung nicht durchgeführt werden kann. Anhand der bisher vorliegenden Werte soll versucht werden, eine Tendenz anzugeben, ob mit einer Erfüllung der solaren Ertragsgarantie zu rechnen ist. Es wird aber ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es sich dabei um nicht mehr als einen Trend handelt, zumal der Einfluss der Wärmenetzurücklauftemperatur auf den Solarertrag unberücksichtigt bleiben muss.

	Garantie für volles Jahr	Messwerte vom 22.04. bis 11.10.10	Anteil von garantierten Werten
Einstrahlung in die Kollektorebene	109.725 kWh/a	75.235 kWh	69,0 %
Solarertrag ab Pufferspeicher	44.058 kWh/a, davon 90 % mind. zu erreichen: 39.652 kWh/a	32.880 kWh	82,9 %

Tabelle 3: Garantierte und gemessene Werte

Bei einer für die Garantie des Bieters angenommenen Strahlung von 109.725 kWh/a sind im realen Anlagenbetrieb 69,0 % „ausgeschöpft“ worden, von der garantierten Solarenergie aus dem Solarpufferspeicher reduziert um 10 % von 39.652 kWh/a sind aber schon 82,9 % erreicht worden. Aus diesem Verhältnis schließen wir, dass tendenziell die solare Ertragsgarantie erfüllt werden wird.

10 Kosten Solarsystem

Nach der Ausschreibung der Solaranlage erhielt die Firma Lebon den Zuschlag für die Errichtung der Solaranlage. Im Hinblick auf die Ermittlung der solaren Nutzenergiekosten setzen sich die Kosten für das Solarsystem (ohne Messtechnik) wie in Tabelle 4 gezeigt zusammen. Die aufgeführten Kosten wurden aus der Ausschreibung übernommen, die Kosten für die Planung aus einer Kostenschätzung, die im Rahmen der Planung aufgestellt wurde.

Komponente	Angebotspreis
Kollektoren	47.225,00 €
Befestigungs- und Aufständerungskonstruktion	2.902,00 €
Montage der Kollektoren	7.200,00 €
Verrohrung der Kollektoren untereinander	3.554,00 €
Verrohrung vom Kollektorfeld bis zum Solarspeicher	2.320,00 €
Solarspeicher mit Dämmung	5.700,00 €
Aufstellung und Verrohrung der Komponenten Keller	4.622,00 €
Regelung inkl. Pumpen und gesteuerte Ventile	3.777,90 €
Sonstige Komponenten (Material)	1.002,00 €
Sonstige Komponenten (Montage)	800,00 €
Inbetriebnahme	490,00 €
Summe Solaranlage	79.592,90 €
Planung	8.403,36 €
Summe Solarsystem	87.996,26 €
MWSt 19 %	16.719,29 €
Summe Solarsystem inkl. MWSt	104.715,55 €

Tabelle 4: Kosten für das Solarsystem nach Ausschreibung bei Vergabe

Bei einem garantierten Solarertrag von 44.058 kWh/a ergibt sich für das Solarsystem mit den oben angegebenen Kosten bei einer Verzinsung von 6 % und einer angenommenen Anlagenlebensdauer von 20 Jahren (daraus Annuität von 8,72 %) solare Nutzwärme­kosten von 0,207 €/kWh.

11 Zusammenfassung und Fazit

Da als Grundlage für diesen Bericht kein vollständiges Messjahr vorliegt sondern nur eine Messperiode vom 22.04. 11.10.2010, ist eine umfassende Beurteilung der Anlage schwierig. Insbesondere der Vergleich mit anderen Solaranlagen, für die Jahresmessperioden vorliegen, ist nicht möglich. Trotzdem kann gesagt werden, dass die hier gewählte Kombination aus Solarsystem, Pelletkessel, Gasthermen und Wärmenetz problemlos funktioniert hat. Grundlegende Auslegungs- und Konzeptionsfehler konnten während der Messperiode nicht festgestellt werden. Inwieweit das Paradigma Aquasystem (ohne Wärmetauscher zwischen Kollektorkreis und Solarpufferspeicher) zu einem Vorteil beim Stromverbrauch für das Solarsystem geführt hat, kann noch nicht beantwortet werden. Ebenso kann zum jetzigen Zeitpunkt keine Aussage gemacht werden, ob die Frostsicherung so wie geplant funktioniert und welchen Anteil des Solarertrags (über das Jahr gesehen) wieder zur Frostsicherung in das Solarsystem eingebracht werden muss.

Vergleicht man die Messwerte aus der Anlage in Hann. Münden mit den Messwerten (für die gleiche Messperiode) für eine ähnlichen Anlage auf Norderney, die ebenfalls zur Versorgung eines Nahwärmenetzes eingesetzt wird, jedoch anders als in Hann. Münden mit Flachkollektoren ausgerüstet ist, so kann man grob folgende Schlussfolgerungen ziehen:

Systemnutzungsgrad:	Hann. Münden = 43,7 %	Norderney = 21,6 %
Deckungsanteil:	Hann. Münden = 37,1 %	Norderney = 13,1 %
Netzurücklauftemperatur	Hann. Münden = 53,8 °C	Norderney = 59,3 °C

In Hann. Münden wird bei einem fast dreifachen Deckungsanteil und einer um ca. 5 K niedrigeren Netzurücklauftemperatur als in Norderney der doppelte Systemnutzungsgrad erreicht. Auch unter Berücksichtigung der in Hann. Münden verwendeten Vakuumkollektoren sowie einer im Durchschnitt geringeren vorherrschenden Windgeschwindigkeit kann man daraus abschätzen, dass die Solaranlage in Hann. Münden gut funktioniert. Gestützt wird diese Einschätzung auch dadurch, dass vom garantierten Jahressolarertrag 44.058 kWh/a, dem eine Einstrahlung in die Kollektorebene von 109.725 kWh zugrunde lag, nach 171 Tagen (wenn auch im Sommerhalbjahr, das naturgemäß den größten Teil des Jahresertrags beisteuert) bereits 32.880 kWh (74,6 % vom Garantiewert) erreicht worden sind, wobei die im selben Zeitraum gemessene Einstrahlung mit 75.235 kWh erst 68,6 % vom angenommenen Wert in der Garantierechnung betrug. Da der Garantiewert nach den Regularien des Förderprogramms ST2000plus zusätzlich auch noch pauschal um 10 % reduziert wird (um mögliche Mess- und Rechenfehler abzugelten), sind dann bei 68,6 % an „verbrauchter“ Strahlung schon 82,9 % des erforderlichen Solarertrages in Höhe von 39.652 kWh (=90 % von 44.058 kWh/a) erreicht worden. Wir sind deshalb optimistisch, dass die Solargarantie des Bieters (auf Ganzjahressicht gesehen) erfüllt wird.

12 Literaturhinweise

- /1/ Bundesministerium für Umweltschutz, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH
Förderkonzept „Solarthermie2000plus“
Auf Anfrage bei der ZfS zu beziehen oder
www.solarthermie2000plus
- /2/ Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH,
Solar- und Wärmetechnik Stuttgart SWT
ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH
Erläuterungen zum Förderkonzept „Solarthermie2000plus“ des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
Auf Anfrage bei der ZfS zu beziehen oder
www.solarthermie2000plus
- /3/ Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH,
ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH
Fragebogen zur Vorauswahl von Objekten
Solaranlagen zur Unterstützung der Wärmeversorgung in 2-Leiter-Wärmenetzen
(solare Nahwärme)
Auf Anfrage bei der ZfS zu beziehen oder
www.solarthermie2000plus
- /4/ VDI-Richtlinie 6002, Blatt 1
Solare Trinkwassererwärmung, Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im
Wohnungsbau
September 2004
- /5/ Peuser, F. A.; Croy, R., Mies, M., Rehrmann, U.:
Ursachen zu hoher Netzurücklauftemperaturen und deren Einflüsse auf das Betriebsverhalten von
Solaranlagen zur Nahwärmeunterstützung
Solarthermie-2000, Teilprogramm 2
Posterbeitrag zum 13. Symposium Thermische Solarenergie,
14. – 16. Mai 2003, Kloster Banz, Staffelstein
- /6/ Peuser, F. A.; Croy, R., Mies, M., Rehrmann, U., With, H. P.:
Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus
Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3)
Abschlussbericht zum Projekt 032 9601L, gefördert mit Mitteln des BMU
Teil I (veröffentlichter Teil): Wissenschaftlich-technische Ergebnisse
Auf Anfrage bei der ZfS zu beziehen oder
www.zfs-energietechnik
- /7/ Kühl, L.; Schlosser, M.:
Vorhabensbeschreibung CO₂-neutrale Wärmeversorgung Wiershäuser Weg Hann. Münden
Institut für Gebäude- und Solartechnik, TU Braunschweig
Juni 2006, erstellt zur Antragstellung des Betreibers: Gemeinnütziger Bauverein in Münden e.G.
www.igs.bau.tu-bs.de
- /8/ Paradigma, Ritter Energie- und Umwelttechnik GmbH & Co. KG:
Der Paradigma Solarregler, Systsolar XL für solare Großanlagen
Installation, Inbetriebnahme, Betriebsanleitung
TH-1077 V1.1 09/09

13 Adressen

Projektförderung

Projekträger Jülich
Geschäftsbereich Erneuerbare Energien
Forschungszentrum Jülich GmbH
Zimmerstraße 26 – 27
10969 Berlin
Ansprechpartner
Dr. Peter Donat
Tel: 030/20199-427/432
p.donat@fz-juelich.de

Betreiber

Gemeinnütziger Bauverein in Münden e.G.
Wiershäuser Weg 27
34346 Hann. Münden
Ansprechpartner
Jörg Wieland
Tel: 05541/956080
wielandjoerg@yahoo.de

Planung

InnovaTec Energiesysteme GmbH
Teichstr. 6
37133 Friedland
Ansprechpartner
Karl Emde
Tel: 05504/9360-40
innovaTec@emde.info

Installateur Solaranlage mit Kollektorfeld

Lebon GmbH
Dresdner Str. 1
34125 Kassel
0561/54461
Ansprechpartner
Dirk Lebon
info@lebon-solar-pellets.de

Wissenschaftliche Betreuung

TU Braunschweig
Institut für Gebäude- und Solartechnik
Mühlenpfordtstr. 23
38106 Braunschweig
Ansprechpartner
Dr.-Ing Lars Kühl
Tel. 0531/391-3553
kuehl@igs.bau.tu-bs.de

Mathias Schlosser
Tel.0531/391-3553
schlosser@igs.bau.tu-bs.de

Durchführung des Messprogramms

ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH

Verbindungsstraße 19

40723 Hilden

Ansprechpartner

Michael Mies

Tel.: 02103/244416

mies@zfs-energietechnik.de

Ulrich Rehrmann

Tel.: 02103/244414

rehrmann@zfs-energietechnik.de