

Förderprogramm „Solarthermie2000plus“

Abschlussbericht für das Projekt

Nahwärme Gorch-Fock-Weg Norderney Berichtszeitraum: bis Dezember 2009

vorgelegt durch

ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH

Verbindungsstraße 19

40723 Hilden

www.zfs-energietechnik.de

Michael Mies

Ulrich Rehrmann

September 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 Norderney selbst wurde im Rahmen des Programms „Solarthermie2000plus, Förderkennzeichen 032 9604H“ des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördert.

INHALTSVERZEICHNIS

1	EINLEITUNG	3
2	OBJEKTBESCHREIBUNG	4
3	TECHNISCHE DATEN UND HAUPTKOMPONENTEN DES SOLARSYSTEMS	7
4	CHRONOLOGIE	10
5	BESCHREIBUNG DES WÄRMEVERSORGUNGSSYSTEMS	11
6	REGELUNGSTECHNIK	12
7	MESSTECHNIK	15
8	DEFINITION DER KENNZAHLEN DES SOLARSYSTEMS	16
9	MESSJAHR 01.01. – 31.12.08 (1. MESSPERIODE)	17
9.1	Ertragsbilanz und Betriebserfahrungen	17
9.1.1	Summenwerte der Messperiode	17
9.1.2	Messwerte als Tagesmittelwert der Wochensummen	19
9.2	Verhalten Pufferspeicher beim Be- und Entladen	21
9.3	Verhalten des Kollektorkreises bzw. des Beladekreises	23
9.4	Verhalten des Umschalt/Regelventils V2 (Entladung Pufferspeicher)	24
10	MESSJAHR 01.01. – 31.12.09 (2. MESSPERIODE)	26
10.1	Ertragsbilanz und Betriebserfahrungen	26
10.1.1	Summenwerte der Messperiode	26
10.1.2	Messwerte als Tagesmittelwert der Wochensummen	28
11	GARANTIERTER SOLARERTRAG	32
12	DETAILUNTERSUCHUNGEN	34
12.1	Überprüfung der Kollektorkennlinie anhand von Messwerten	34
12.2	Leistungsfähigkeit des Wärmetauschers Kollektorkreis/ladekreis	37
12.3	Thermische Verluste Pufferspeicher	39
13	KOSTEN SOLARSYSTEM	42
14	ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT	43
15	LITERATURHINWEISE	44
16	ADRESSEN	45

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/ beschrieben.

2 Objektbeschreibung

Auf dem Weg vom Hafen zur Ortsmitte der Nordseeinsel Norderney gelegen befindet sich das im Jahr 2002 neu erstellte Nahwärmenetz Gorch-Fock-Weg. Die Wärmeversorgung erfolgt zentral für alle angeschlossenen Verbraucher komplett über eine im Bauhof der Wirtschaftsbetriebe Norderney untergebrachte Heizzentrale. Aufgrund seiner massiven Bauweise war der Bauhof, ein ehemaliges Bunkergebäude, auch für die Aufstellung eines Kollektorfeldes auf dem Gebäudedach gut geeignet.

An das Nahwärmenetz sind 23 Reihenhäuser und ein Mehrfamilienhaus angeschlossen. Zusätzlich sind noch weitere Wohn- und Gewerbegebäude angeschlossen, die aber, da die Solaranlage nur auf den Netzurücklauf eines Teilnetzes mit den o.g. Häusern wirkt, nicht Gegenstand der Untersuchungen in diesem Bericht sind. Die Anschlussstationen sind mit Rücklauftemperaturbegrenzern ausgestattet, die auf 50 °C eingestellt sind.

Bei der Planung der Solaranlage wurde von einer Belegung der Reihenhäuser mit je 4 Personen und der Wohnungen im Mehrfamilienhaus mit 2,3 Personen ausgegangen. Insgesamt ergeben sich damit rechnerisch 124 Personen. Der Warmwasserverbrauch wurde vom Planer mit 28 l/Person bei 60 °C angenommen. Es ergibt sich damit ein Gesamtbedarf von 3,5 m³/d bei 60 °C. In jedem Reihenhaus befindet sich ein Warmwasserspeicher mit 120 l Inhalt, im Mehrfamilienhaus ein Speicher mit 400 l Inhalt. Die zu beheizende Nutzfläche beträgt etwa 2.960 m², der Heizbedarf rund 100 kWh/(m²*a). Aus diesen Werten wurde vom Planer folgender Energiebedarf des Nahwärmenetzes berechnet:

Heizenergiebedarf RH + MFH:	300 MWh/a
Energiebedarf für Warmwasser inkl. Zirkulation und Speicherverluste:	100 MWh/a
Verluste Nahwärmenetz:	40 MWh/a
 Summe:	 440 MWh/a

In der Heizzentrale im Bauhof sind 2 Gaskessel mit einer Leistung von je 300 kW aufgestellt, hinzu kommt die Solaranlage mit einer Kollektorfläche 195 m² und einem Pufferspeichervolumen von 2 x 5.000 l. Das Kollektorfeld hat eine Neigung von 30° (vordere Kollektorreihe) bzw. 35° (hintere Reihe) und ist nach Südsüdwesten ausgerichtet.

Die Planung sah vor, dass durch die Solaranlage etwa 17 % des Gesamtwärmebedarfs gedeckt werden kann.



Abbildung 1: Hafen Norderney, eingekreist der Bauhof der Wirtschaftsbetriebe Norderney (noch ohne Kollektorfeld), auf der gegenüberliegenden Straßenseite die Siedlung Gorch-Fock-Weg, Luftbild: Horst Wirdemann, Norderney



Abbildung 2: Ansicht Bauhof Wirtschaftsbetriebe Norderney, mit 2 Reihen Kollektoren auf dem Dach Luftbild: Horst Wirdemann, Norderney



Abbildung 3: Solarpufferspeicher 2 x 5.000 l, Foto während der Montage aufgenommen, deshalb noch keine Wärmedämmung auf den Rohrleitungen



Abbildung 4: Ansicht Bauhof Wirtschaftsbetriebe Norderney

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	Norderney, östl. Länge: 7,2°, nördl. Breite 53,7°
Ausrichtung (Süd = 0°, Ost = -90°, West = +90°)	+ 26° (SSW)
Neigung	30° vordere Kollektorreihe, 35° hintere Kollektorreihe
Anzahl Kollektormodule	84
aktive Kollektorfläche	84 x 2,32 m ² = 194,88 m ² Aperturfläche
Wärmeträgerinhalt	84 x 1,83 l = 153,7 l
Höhe Dach über Grund	6,8 m
Höhe Koll.-oberkante über Manometer	13,0 m
Höhe Koll.-oberkante über Kellersohle	14,5 m
Volumenstrom durch Kollektorfeld	Eingestellt: 22,6 l/(m ² *h), entspricht 4,4 m ³ /h
Kollektorhersteller, Typ	Viessmann, Vitosol 100 SH1
Kennzeichnungen	Blauer Engel nach RAL UZ 73, CE
Absorbermaterial	Kupferabsorber
Beschichtung	Sol-Titan
Material Kollektorkasten	Rahmen aus Al, Bodenblech aus Al-Zn
zul. Betriebsüberdruck	6 bar
Stillstandstemperatur	221 °C
Konversionsfaktor η_0 ^(*)	0,803, bezogen auf Aperturfläche
linearer Wärmeverlustkoeffizient ^(*)	3,45 W/(m ² *K), bezogen auf Aperturfläche
quad. Wärmeverlustkoeffizient ^(*)	0,01626 W/(m ² *K ²), bezogen auf Aperturfläche
Winkelkorrekturfaktor	0,93

Rohrleitung vom Kollektorfeld zum Wärmetauscher (Steigleitung)

	Außenbereich
Material Rohr	Cu
Rohrabmessung	div.
einfache Länge Rohrleitung	ca. 10 m
Material der Wärmedämmung	Armaflex
Dicke der Wärmedämmung	100 % EnEV
Abdeckung	V2A-Blech
	Innenbereich
Material Rohr	Cu
Rohrabmessung	54 x 2,0
einfache Länge Rohrleitung	ca. 40 m
Material der Wärmedämmung	Armaflex
Dicke der Wärmedämmung	100 % EnEV
Abdeckung	Keine

Wärmeträger im Solarkreis

Hersteller	Tyforop
Markenname	Viessmann Tyfocor G-LS
Volumenverhältnis Wärmeträger/Wasser	Fertigmischung bis – 28 °C, 43/57 %
Basisstoff	Tyfocor L (Propylenglykol)

Umwälzpumpe Solarkreis

Hersteller	Wilo
Typ	Stratos 32/1-12
Anzahl	1
Anzahl der Stufen	Eingestellt auf 70% mit 4,4 m³/h
Spannung	1 x 230 V
Leistungsaufnahme	16 – 310 W
max. zulässige Temperatur	-10 °C bis 110 °C

Sicherheitsventil und Auffanggefäß Solarkreis

Hersteller	Simplex
Typ	TÜV SV, 07-2013, SOL, 200.6 CE 036 1249 33 907
Anzahl	1
Abblasedruck	6 bar _ü
Einbauort	Keller
Ablauf	In Auffanggefäß mit Wrasenabzug
Volumen Entspannungstopf	10 l
Volumen Auffanggefäß	180 l
Material Auffanggefäß	St beschichtet

Vorschaltgefäß und Expansionsgefäß

Gefäß	Vorschaltgefäß	Expansionsgefäß
Hersteller	Reflex	Reflex
Typ	Reflex V	Reflex S
Bauartzulassung	07H0526 50008	07H0606 50026
Volumen	300 l	2 x 400 l
eingestellter Vordruck	./.	2,0 bar _ü
zul. Betriebsüberdruck	10 bar _ü	10 bar _ü
max. zulässige Temperatur	-10/120 °C	-10/70 °C Membran
Aufstellort	Keller	Keller

Wärmetauscher Solarkreis/Speicherladekreis

Hersteller	Reflex
Typ	RHC 85/80 G2“ WP 7M-80 (TB1, TB2)
Wege	1
Fläche	10,73 m²
Material Tauscherplatten	1.4404 (X2 Cr Ni Mo 17 13 2), Lot Cu

Ladepumpe Pufferspeicher

Hersteller	Wilo
Typ	Stratos 25/1-8
Anzahl	1
Anzahl der Stufen	Eingestellt auf 75 % mit 4,2 m³/h
Spannung	1 x 230 V
Leistungsaufnahme	9 – 130 W
max. zulässige Temperatur	110 °C

Pufferspeicher

Hersteller	Feuron
Typ	ESP 5000 mit 3 Standfüßen
Anzahl	2
Volumen je Speicher	5.000 l
Material Behälterwand	St (Kesselblech H11)
Material Wärmedämmung	PU-Weichschaum
Dicke der Wärmedämmung	160 mm
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,039 W/(m*K) bei 40 °C
Material Ummantelung	PVC Ummantelung

Heizkessel

Kessel	Kessel 1	Kessel 2
Hersteller	Buderus	Buderus
Typ	Logano GE 515	Logano plus SB 615
Brennstoff	Gas	Gas
Brennwertnutzung	Nein	Ja
Kesselgröße	295 kW	310 kW
Brenner	Weishaupt	Weishaupt
Typ, Ausführung	G1/1-E, ZMD	G1/1-E, ZMD
Leistung	60 kW min., 335 kW max.	60 kW min., 335 kW max.

4 Chronologie

24. April 2006

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

09. August 2006

Vorortbesichtigung des Objektes

24. Januar 2007

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

05. April 2007

Angebotsschluss

03. Juli 2007

Die Lieferung und Installation der gesamten Solaranlage mit Kollektorfeld, Verrohrung, Pufferspeicher und Regelung sowie die Lieferung und der Einbau der Messsensoren wird an die Firma Rosenboom in Norderney vergeben.

20. September 2007

Der Probetrieb der Solaranlage mit Erfassung der Messwerte durch die ZfS beginnt.

01. Januar 2008

Das Messjahr zur Überprüfung der vom Lieferanten des Kollektorfeldes abgegebenen solaren Ertragsgarantie beginnt.

31. Dezember 2008

Messjahr ohne größere Datenausfälle bei stabilem Anlagenbetrieb beendet.

31. Dezember 2009

Messjahr ohne größere Datenausfälle bei stabilem Anlagenbetrieb beendet.

5 Beschreibung des Wärmeversorgungssystems

Abbildung 5 zeigt ein vereinfachtes Hydraulikschema des Wärmeversorgungssystems. Das Kollektorfeld auf dem Dach des Betriebshofes mit einer Aperturfläche von 194,9 m² (Neigung: 30° bzw. 35°, Ausrichtung: + 26°; SSW) führt die Solarenergie über eine Steigleitung, die an der Innenseite der Fahrzeughallenaußenwand verlegt wurde, dem gelöteten Plattenwärmetauscher zwischen Kollektorkreis mit Wärmeträger und dem Speicherladekreis zu. Der Speicherladekreis lädt die beiden in Reihe geschalteten solaren Pufferspeicher mit je 5 m³ Volumen. Die Kollektorkreispumpe wird bei Über- und Unterschreiten vorgegebener Einstrahlungswerte ein- bzw. wieder ausgeschaltet. Hierzu mehr im Kapitel Regelungstechnik.

Der Rücklauf aus dem Wärmenetz wird durch Umschalten eines Ventils immer dann durch die Solarpuffer geleitet, wenn die Temperatur oben im solaren Pufferspeicher 1 um eine einstellbare Temperaturdifferenz größer ist als die Rücklauftemperatur aus dem Wärmenetz. Die Solarpuffer werden dann entladen und die Temperatur des Wärmenetzrücklaufs auf diese Weise angehoben. Das Umschaltventil ist in der Lage, auch als Beimischventil zu arbeiten, sodass die Temperatur in der Rücklaufleitung zum Gaskessel (nach Einspeisung der Solarenergie) auf nicht mehr als 75 °C ansteigt.

Die zwei Gaskessel mit je 300 kW Leistung, die von einem Rücklaufsammler gespeist werden, heben die Temperatur des Netzzücklaufes in Abhängigkeit von einer Heizkurve wieder auf die gewünschte Vorlauftemperatur an, eine separate Beimischregelung für den Netzzvorlauf durch ein Ventil existiert nicht. Zu erwähnen ist, dass die Gaskessel noch weitere Verbraucher außerhalb des Nahwärmenetzes Gorch-Fock-Weg versorgen. Da aber der Rücklauf dieser Verbraucher nicht durch die Solaranlage angehoben werden kann (Zusammenführung Rücklauf Nahwärmenetz und Rücklauf weiterer Verbraucher erst in einem Sammler direkt vor den Gaskesseln), sind diese auch nicht Gegenstand der hier gemachten Ausführungen. Dies ist insbesondere bei der Bildung eines solaren Deckungsanteils zu berücksichtigen.

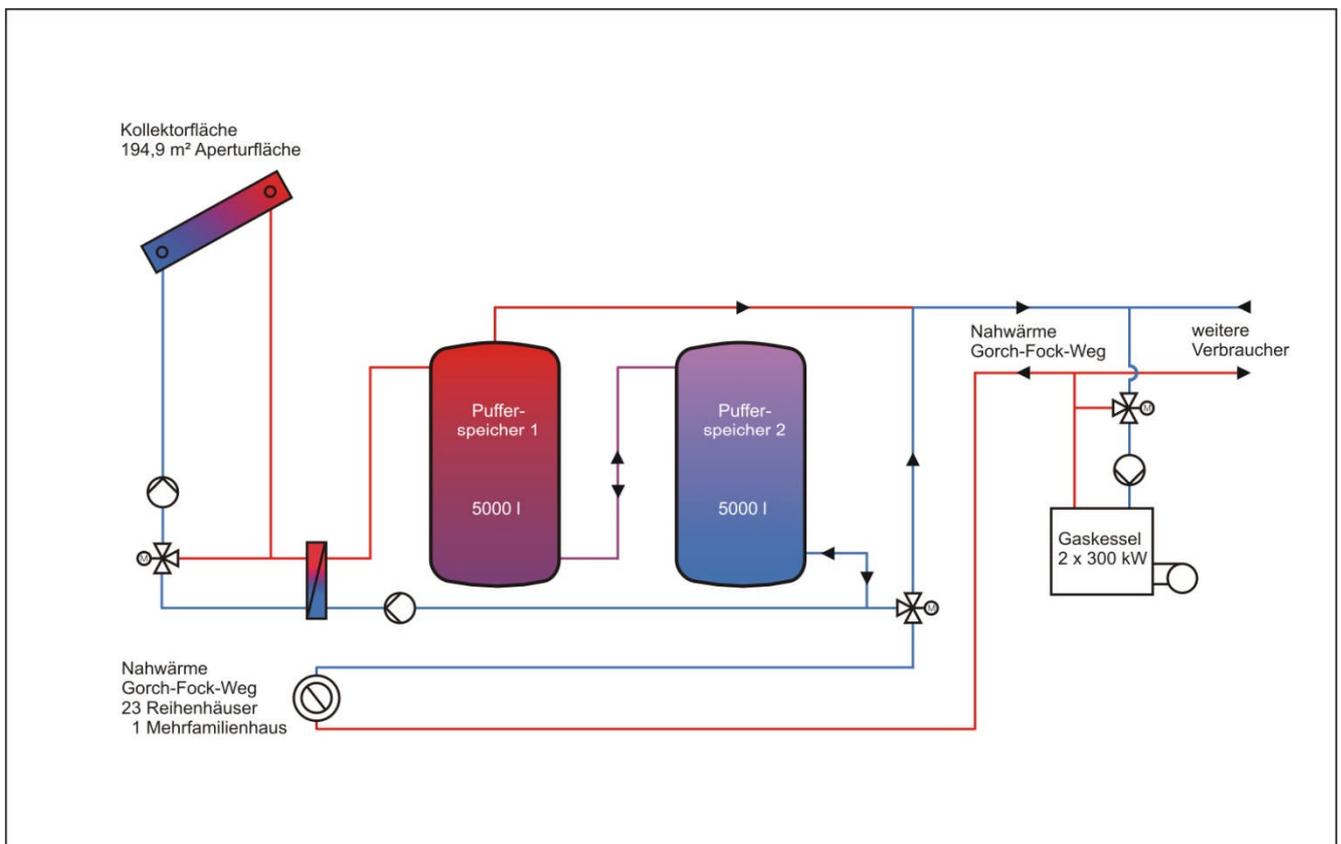


Abbildung 5: Vereinfachter Schaltplan Wärmeversorgung Gorch-Fock-Weg

6 Regelungstechnik

Die Regelungsfunktionen sowie die aktuellen Einstellwerte sind in Tabelle 1 aufgelistet. Die Einbaupositionen der erforderlichen Fühler können aus dem Schaltschema Abbildung 6 entnommen werden. Grundgedanke bei der Konzeption der Regelungstechnik war, eine möglichst kostengünstige und einfache Regelung aufzubauen, die in die bestehende DDC zu integrieren war.

Die Regelbedingungen sind im Wesentlichen:

- Kollektorkreispumpe P1 und Ladekreispumpe P2 freigegeben, wenn mehr als 0,5 bar Druck im Kollektorfeld.
- Kollektorkreispumpe P1 freigegeben, wenn die Temperatur im Kollektorkreisvorlauf nicht höher als 120 °C bzw. im Pufferspeicher 1 oben nicht höher als 95 °C.
- Umschaltventil im Kollektorkreis zum Umschalten auf Speicherbeladung freigegeben, wenn Temperatur im Kollektorkreisvorlauf höher als 5 °C (Frostschutz)
- Kollektorkreispumpe P1 EIN, wenn Einstrahlung größer als 200 W/m², AUS wenn Einstrahlung kleiner als 180 W/m²
- Beladepumpe P2 EIN, wenn Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektorvorlauf und Pufferspeicher 2 unten größer als 5 K, AUS wenn kleiner als 3 K.
- Umschaltventil im Netzurücklauf auf Durchfluss Pufferspeicher, wenn Temperatur im Pufferspeicher 1 oben 3 K höher als im Netzurücklauf. Wenn Temperaturdifferenz kleiner als 1 K, Umschaltung auf Bypass Pufferspeicher.

Regelfühler	Regelfunktion	Messtechnikfühler
Freigaben		
PMN01 < 0,5 bar _ü	P1, P2 aus	p _{Koll} < - 0,5 bar _ü
PMN01 > 0,5 bar _ü	P1, P2 freigegeben	p _{Koll} > - 0,5 bar _ü
STW01 > 120 °C	P1 aus	≈ TKT1 > 120 °C
STW01 < 120 °C	P1 freigegeben	≈ TKT1 < 120 °C
STW02 > 95 °C	P1 aus	≈ TPS11 > 95 °C
STW02 < 95 °C	P1 freigegeben	≈ TPS11 < 95 °C
TSK02 > 5 °C	V1 Durchgang freigegeben	≈ TKT1 > 5 °C
TSK02 < 5 °C	V1 Bypass	≈ TKT1 < 5 °C
Kollektorkreis		
SFS01 > 200 W/m ²	P1 ein; 4,6 m ³ /h	EIK > 200 W/m ²
SFS01 < 180 W/m ²	P1 aus	EIK < 180 W/m ²
Pufferspeicherbeladung		
TSK02 – TPS02 > 5 K	P2 ein, 4,2 m ³ /h	≈ TKT1 – TPS23 > 5 K
TSK02 – TPS02 < 3 K	P2 aus	≈ TKT1 – TPS23 < 3 K
TSK02 – TPS02 > 5 K	V1 Durchgang WT	≈ TKT1 – TPS23 > 5 K
TSK02 – TPS02 < 3 K	V1 Bypass WT	≈ TKT1 – TPS23 < 3 K
Pufferspeicherentladung		
TPS01 – TFW01 > 3 K	V2 Durchfluss PS	TPS11 – TVV2 > 3 K
TPS01 – TFW01 < 1 K	V2 Bypass PS	TPS11 – TVV2 < 1 K
TFW02 ≤ 70 °C	V2 regelt auf max. 70 °C	TVSL ≤ 70 °C

Tabelle 1: Regelfunktionen

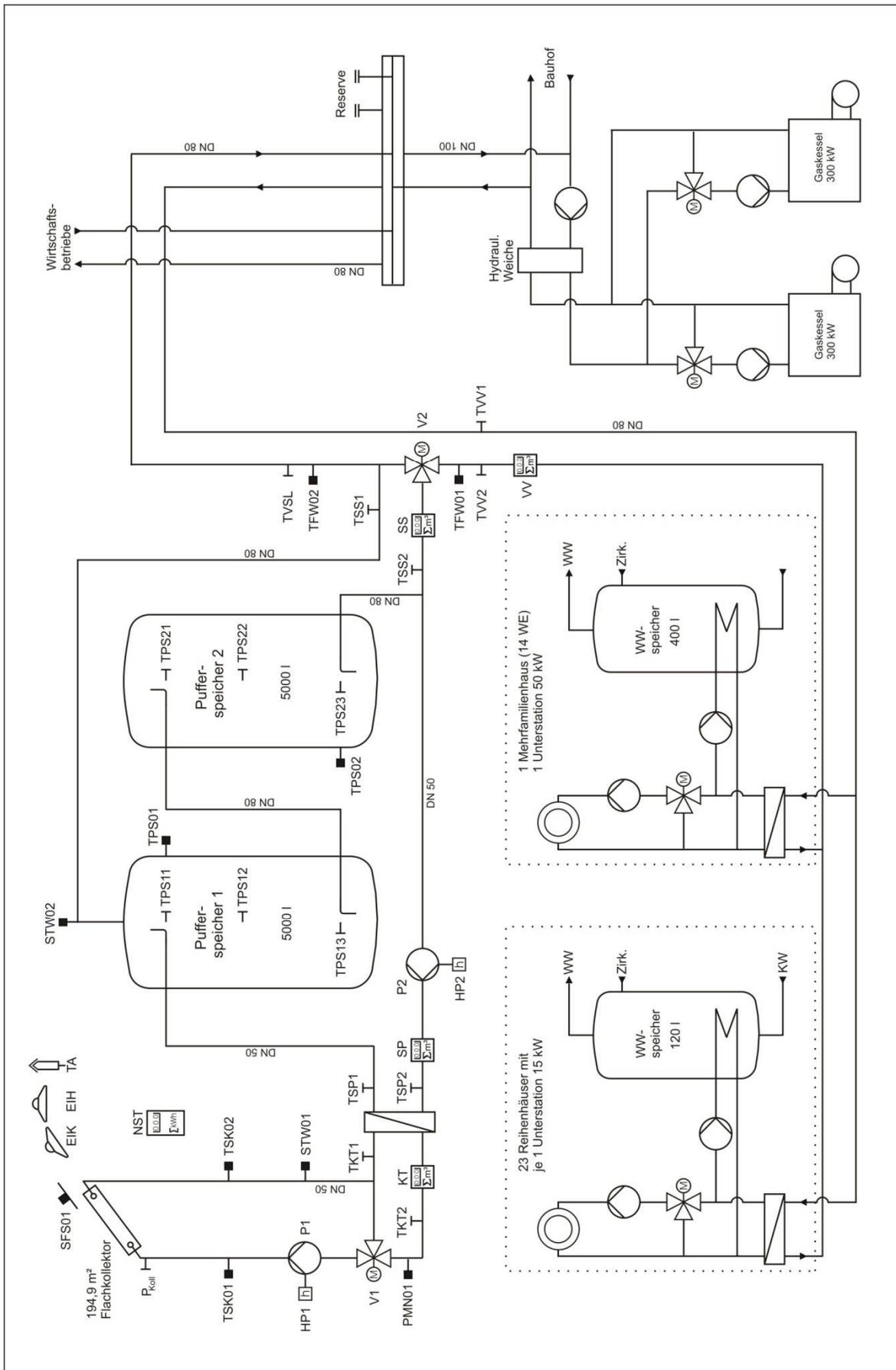


Abbildung 6: Vereinfachtes Schaltschema mit Regelungs- und Messfühlern

7 Messtechnik

Die Position der Messfühler ist dem vereinfachten Schaltplan Abbildung 6 zu entnehmen.

Messstellenverzeichnis

Wärmeenergie (kWh)

EIH	Strahlungsenergie (Einstrahlung) in die horizontale Ebene	
EIK	Strahlungsenergie (Einstrahlung) in die Kollektorfläche	
QKT	Solarenergie aus Kollektorkreis (Primärseite WT)	VKT, TKT1, TKT2
QSP	Solarenergie aus Kollektorkreis (Sekundärseite WT) bzw. Solarenergie zur Beladung Solarpuffer	VSP, TSP1, TSP2
QSS	Solarenergie aus Entladung Solarpuffer	VSS, TSS1, TSS2
QVV	Nutzenergie an Wärmenetz bzw. Energiebedarf Wärmenetz	VVV, TVV1, TVV2

berechnet mit:

Volumenströme (m³/h)

VKT	Volumenstrom Kollektorkreis
VSP	Volumenstrom Wärmetauscher Kollektorkreis Sekundärseite bzw. Beladung Solarpuffer
VSS	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher
VVV	Volumenstrom Wärmenetz (Durchsatz im Netz)

Elektrische Energie für Solarsystem (kWh)

NST	Elektr. Energie für Solarsystem (Strombedarf Pumpen P1 und P2)
-----	--

Betriebsstunden (h)

HP1	Betriebsstunden Pumpe P1
HP2	Betriebsstunden Pumpe P2

Temperaturen (°C)

TKT1	Temperatur Kollektorkreis Vorlauf, WT Primärseite (Warmseite)
TKT2	Temperatur Kollektorkreis Rücklauf, WT Primärseite (Kaltseite)
TSP1	Temperatur Ladekreis Vorlauf, WT Sekundärseite (Warmseite) bzw. Temperatur Beladung Solarpuffer Vorlauf (Warmseite)
TSP2	Temperatur Ladekreis Rücklauf, WT Sekundärseite (Warmseite) bzw. Temperatur Beladung Solarpuffer Rücklauf (Kaltseite)
TSS1	Temperatur Entladung Solarpuffer Vorlauf (Warmseite) bzw. Temperatur Vorlauf aus Solarpuffer
TSS2	Temperatur Entladung Solarpuffer Rücklauf (Kaltseite) bzw. Temperatur Rücklauf zum Solarpuffer
TVV1	Temperatur Wärmenetz Vorlauf, Netzvorlauftemperatur
TVV2	Temperatur Wärmenetz Rücklauf, Netzurücklauftemperatur
TVSL	Temperatur Wärmenetz Rücklauf, nach Beimischung von Solarenergie
TPS11	Temperatur Pufferspeicher 1 oben
TPS12	Temperatur Pufferspeicher 1 mittig
TPS13	Temperatur Pufferspeicher 1 unten
TPS21	Temperatur Pufferspeicher 2 oben
TPS22	Temperatur Pufferspeicher 2 mittig
TPS23	Temperatur Pufferspeicher 2 unten
TA	Außentemperatur

Druck (bar)

PKoll	Druck Im Kollektorfeld
-------	------------------------

8 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 Solarpuffer abgegeben wird.

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

Solarer Systemnutzungsgrad brutto g_{SB}

Der solare Systemnutzungsgrad g_{SB} zeigt auf, welcher Anteil der Einstrahlungsenergie in die Kollektorfläche vom Solarsystem (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.

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

9 Messjahr 01.01. – 31.12.08 (1. Messperiode)

9.1 Ertragsbilanz und Betriebserfahrungen

9.1.1 Summenwerte der Messperiode

Die Anlage ging im September 2007 in den Probetrieb. Nachdem sich ein stabiles Betriebsverhalten eingestellt hatte, konnte zum 01.01.2008 das Messjahr für die Nachrechnung der solaren Ertragsgarantie des Lieferanten beginnen. Während des Messjahres gab es nur sehr vereinzelt Störungen in der Messdatenaufzeichnung. Die entstandenen Datenlücken konnten problemlos ersetzt bzw. repariert werden, sodass für die Auswertung ein komplettes und belastbares Messjahr zur Verfügung steht.

Bezeichnung	Abkürzung	Messwerte absolut	Messwerte bezogen
Strahlungsenergie in die horizontale Ebene	EIH	./.	1.020 kWh/(m ² *a)
Strahlungsenergie in die Kollektorfläche	EIK	243,7 MWh/a	1.250 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Kollektorkreis (Primärseite WT)	QKT	68,22 MWh/a	350,1 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Kollektorkreis (Sekundärseite WT) bzw. Solarenergie zur Beladung Pufferspeicher	QSP	69,21 MWh/a	355,1 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Entladung Pufferspeicher	QSS	55,79 MWh/a	286,3 kWh/(m ² *a)
Nutzenergie an das Wärmenetz	QVV	442,9 MWh/a	./.
Betriebsstunden Kollektorkreispumpe P1	HP1	2.449 h/a	6,69 h/d
Betriebsstunden Ladekreispumpe P2	HP2	1.313 h/a	3,59 h/d
Elektrische Energie für das Solarsystem	NST	359,6 kWh/a	1,845 kWh/(m ² *a)
Temperatur Wärmenetz Vorlauf im Jahresmittel	TVV1	69,1 °C	./.
Temperatur Wärmenetz Rücklauf im Jahresmittel	TVV2	57,0 °C	./.
Temperatur Wärmenetz Rücklauf im Jahresmittel nach Beimischung Solarenergie	TVSL	58,8 °C	./.
Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	g _{KB}	28,4 %	./.
Solarer Systemnutzungsgrad brutto	g _{SB}	22,9 %	./.
Solarer Deckungsanteil am Netzbedarf	D _{Netz}	12,6 %	./.
Arbeitszahl Solarsystem	A	155,0	./.

Tabelle 2: Messwerte und Kennzahlen 01.01. – 31.12.2008

Tabelle 2 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Kennzahlen, die im ersten Messjahr gewonnen wurden. Von der Strahlungsenergie in das Kollektorfeld (EIK) in Höhe von 243,7 MWh/a wurden 69,21 MWh/a vom Kollektorkreis über den Wärmetauscher (sekundärseitig) an die Pufferspeicher (QSP) abgegeben. Dabei wurde ein Kollektorkreisnutzungsgrad brutto (g_{KB}) von 28,4 % erreicht. Die Differenz zwischen Strahlungsenergie und der an den Ladekreis abgegebenen Solarwärme resultiert aus optischen Verlusten der Kollektoren und thermischen Verlusten im Kollektorkreis. Die gemessene Solarenergie aus dem Kollektorkreis, die dem Wärmetauscher primärseitig zugeführt wurde (QKT), wird in der Tabelle nur der Vollständigkeit halber aufgeführt. Für weitere Bewertungen wird QKT hingegen nicht verwendet, da wir den Messwert auf der Sekundärseite des Wärmetauschers (Wasser und kein Wasser/Glykol-Gemisch als Wärmeträger!) für belastbarer halten.

Theoretisch sollte QSP, was hier nicht der Fall ist, wegen der geringen Verluste des WT geringfügig niedriger sein als QKT.

Aus den Pufferspeichern wurden 55,79 MWh/a (QSS) abgegeben, die über die Reihenschaltung der Pufferspeicher wieder dem Netzurücklauf zugeführt wurden. Als Garantiewert wurden hier 73,0 MWh/a angegeben - deutlich mehr als tatsächlich gemessen wurden. Die weiteren Ausführungen werden die Gründe hierfür aufzeigen.

Nach Aufheizung durch die Gaskessel (sofern erforderlich) wurden bei einer Temperatur des Wärmenetzes Vorlauf (TVV1) von im Jahresmittel 69,1 °C insgesamt 442,9 MWh/a (QVV) an das Wärmenetz abgegeben. Als Planwert für den Energiebedarf des Netzes war mit 444 MWh/a bei einer Netzurücklauf-temperatur von 50,0 °C gerechnet worden. Der Planwert wird somit ziemlich exakt durch die Messwerte bestätigt, obwohl die gemessene Netzurücklauf-temperatur TVV2 mit 57,0 °C trotz Rücklauf-temperaturbegrenzer in den Häusern deutlich höher als der Planwert liegt. Die Wirtschaftsbetriebe haben mehrfach versucht, die Übergabestationen in den angeschlossenen Gebäuden auf eine niedrigere Rücklauf-temperatur einzustellen. Die Eingriffsmöglichkeiten waren, obwohl auch einige Regelfehler gefunden wurden, letztendlich aber begrenzt, da die Übergabestationen im Besitz der Haus- und Wohnungseigentümer sind und keine Verschlechterung der Versorgungsqualität (immer ausreichend hohe Warmwassertemperaturen) eintreten durfte. Die höhere tatsächliche Rücklauf-temperatur hatte Auswirkungen auf die Effizienz der Solaranlage und muss bei der Berechnung der solaren Ertragserfüllung entsprechend berücksichtigt werden.

Der solare Deckungsanteil am Energiebedarf des Netzes D_{Netz} betrug 12,6 %. Die Werte aus der Planung sahen hier etwa 17 % vor.

Die Arbeitszahl A ist mit einem gemessenen Wert von 155 ist sehr hoch und zeigt die gute Abstimmung der elektrischen Verbraucher des Solarsystems.

9.1.2 Messwerte als Tagesmittelwert der Wochensummen

In Tabelle 2 sind bei den Energie- und Volumenwerten Jahressummen, bei Temperaturen die Jahresmittelwerte angegeben. Um genauere Informationen über die Entwicklung der Mess- und Anlagenkennwerte im Verlauf des Messjahres zu geben, sind in den folgenden 3 Diagrammen die wichtigsten der Energie- und Volumenstromwerte als Tagesmittel aus Wochensummen, sowie Netztemperaturen als Wochenmittel angegeben.

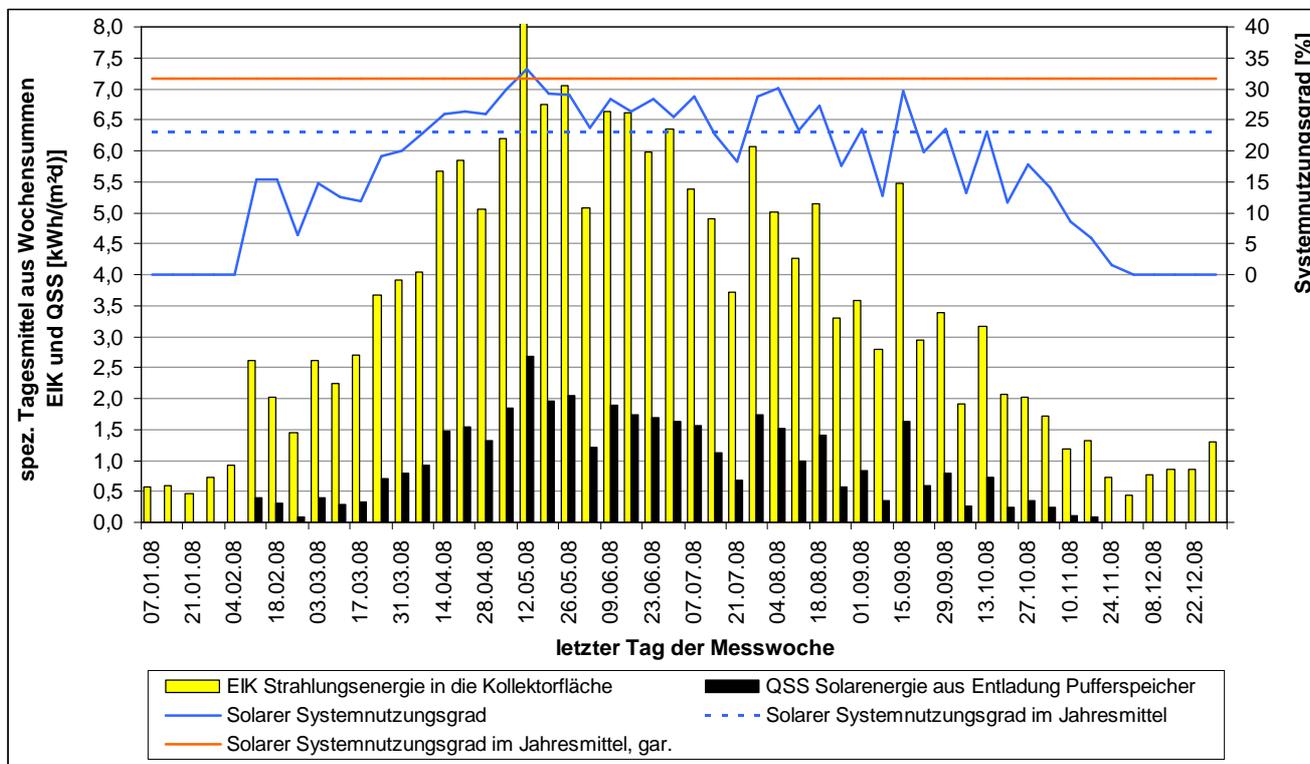


Abbildung 7: Strahlungsenergie in die Kollektorfläche, Solarenergie aus Solarsystem und Systemnutzungsgrade

Abbildung 7 zeigt für die komplette Messperiode den Verlauf der Strahlungsenergie in die Kollektorfläche (EIK), die Solarenergie aus den Pufferspeichern (QSS) und den solaren Systemnutzungsgrad. Deutlich erkennbar ist, dass der Zeitraum ab Anfang November bis Mitte Februar kaum etwas zum Solarertrag beiträgt, was bei Nahwärmenetzen wie in Norderney wegen des dort im Vergleich zu Trinkwasservorwärmanlagen höheren Temperaturniveaus, auf das die Solarenergie aufgesattelt werden muss, besonders ausgeprägt ist. Eingezeichnet sind auch der geplante (garantierte) Systemnutzungsgrad (31,6 %) und der gemessene Nutzungsgrad im Jahresmittel (22,9 %). Absolut betrachtet werden die Planwerte somit um 8,7 %-Punkte verfehlt oder anders ausgedrückt, die Anlage hat im betrachteten Zeitraum nur etwa 72 % des Garantiewertes erreicht. Diese Werte ergeben sich, wenn man die Garantiewerte direkt mit den Messwerten vergleicht, ohne dabei die jeweiligen Randbedingungen für den Betrieb (die bei der Garantieabgabe zugrunde gelegt wurden bzw. die sich während der Messperiode einstellen) zu berücksichtigen. In Kap. 12 wird das spezielle Verfahren zur Nachrechnung der solaren Ertragsgarantie unter Berücksichtigung der **realen** Randbedingungen während der Messperiode aufgezeigt und der aus dieser Korrekturrechnung resultierende Wert für den Solarertrag genannt, der gegenüber dem Bieter zur Beurteilung der Vertragserfüllung hinsichtlich der abgegebenen Ertragsgarantie ausschlaggebend ist.

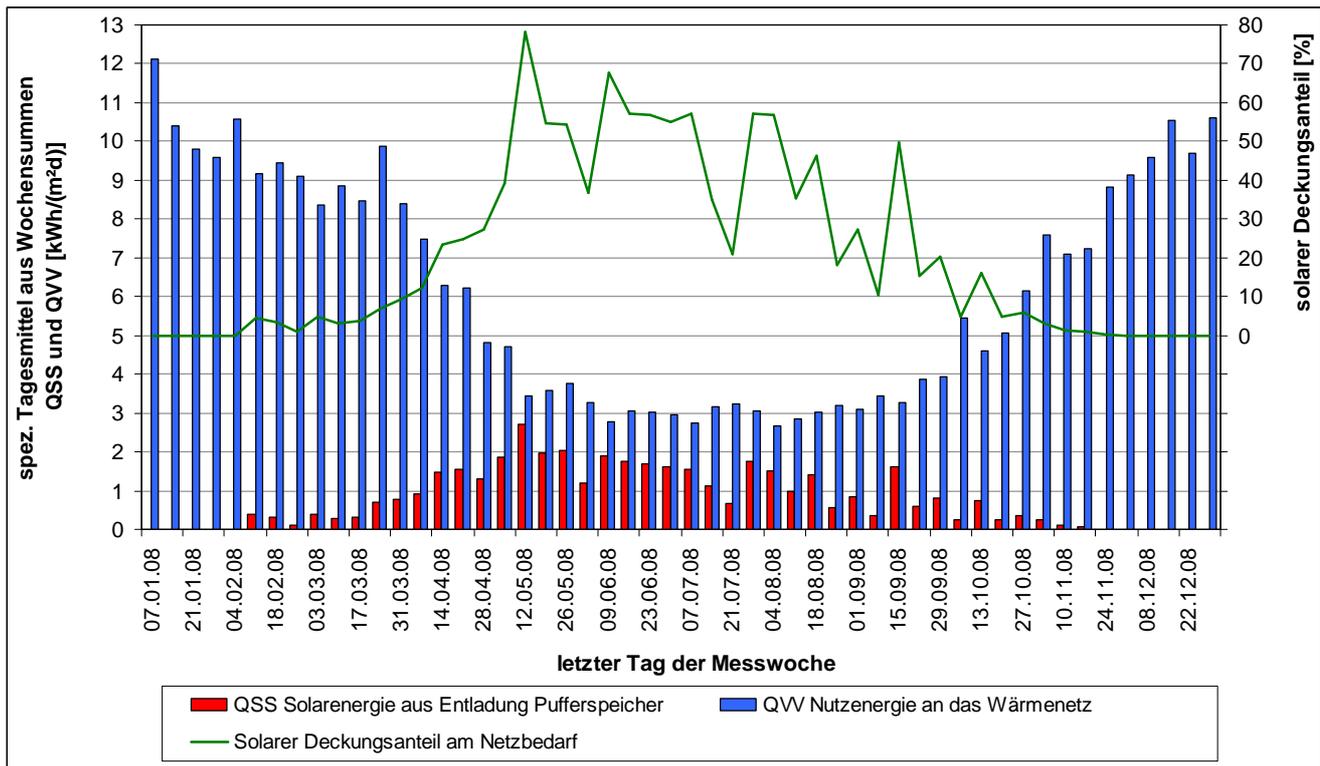


Abbildung 8: Ertrag aus Solarsystem, Energie für Netzbedarf und solarer Deckungsanteil am Netzverbrauch

Abbildung 8 zeigt den Verlauf der aus dem Pufferspeicher entnommenen Solarenergie (Entladung) QSS, die Nutzenergie an das Nahwärmenetz QVV über das Jahr und den daraus berechneten solareren Deckungsanteil am Netzbedarf. In strahlungsreichen Wochen wird ein Deckungsanteil von knapp 60 bis über 70 % erreicht. Ein Angebotsüberschuss an Solarenergie ist im Wochenmittel in nicht einer einzigen Woche zu erkennen. Dies gilt auch für kürzere Betrachtungszeiträume, wie eine Durchsicht von Diagrammen in 5-min-Auflösung ergab. Hinweise auf einen Anlagenstillstand durch Abschaltung der Kollektorkreispumpe P1 fanden sich somit nicht, auch die max. Solarpufferspeichertemperatur oben von 95 °C wurde nie erreicht.

Abbildung 9 zeigt den Verlauf der Wärmenetztemperaturen TVV1 und TVV2 über das Jahr im Tagesmittel /5/. Bis auf die Wintermonate Januar bis März beträgt die Netzvorlauftemperatur TVV1 recht konstant 68 °C im Wochenmittel, dennoch ist in den Sommermonaten ein Ansteigen der Netzurücklauftemperatur TVV2 von etwa 55 °C bis auf 60 °C zu beobachten. Dieser Effekt tritt immer dann auf, wenn die Gebäudeheizung nicht mehr benötigt wird und das Netz nur noch die Trinkwasserbereitung zu versorgen hat. Eine die Rücklauftemperatur dämpfende Wirkung der Heizkreise entfällt dann. Interessant ist der Verlauf der Temperatur im Rücklauf Wärmenetz hinter der Einspeisestelle der Solarenergie (Temperaturfühler TVSL). Während der Sommermonate gelingt es, die Netzurücklauftemperatur durch Einspeisen von Solarenergie im Wochenmittel etwa um 5 K anzuheben. Ob das Beimischventil, das auch als Regelventil arbeiten soll, die vorgesehene Begrenzung der Vorlauftemperatur auf max. 70 °C zuverlässig bewerkstelligt, wenn die Temperatur in den Pufferspeichern höher als 70 °C ist, wird im folgenden Kapitel noch genauer untersucht.

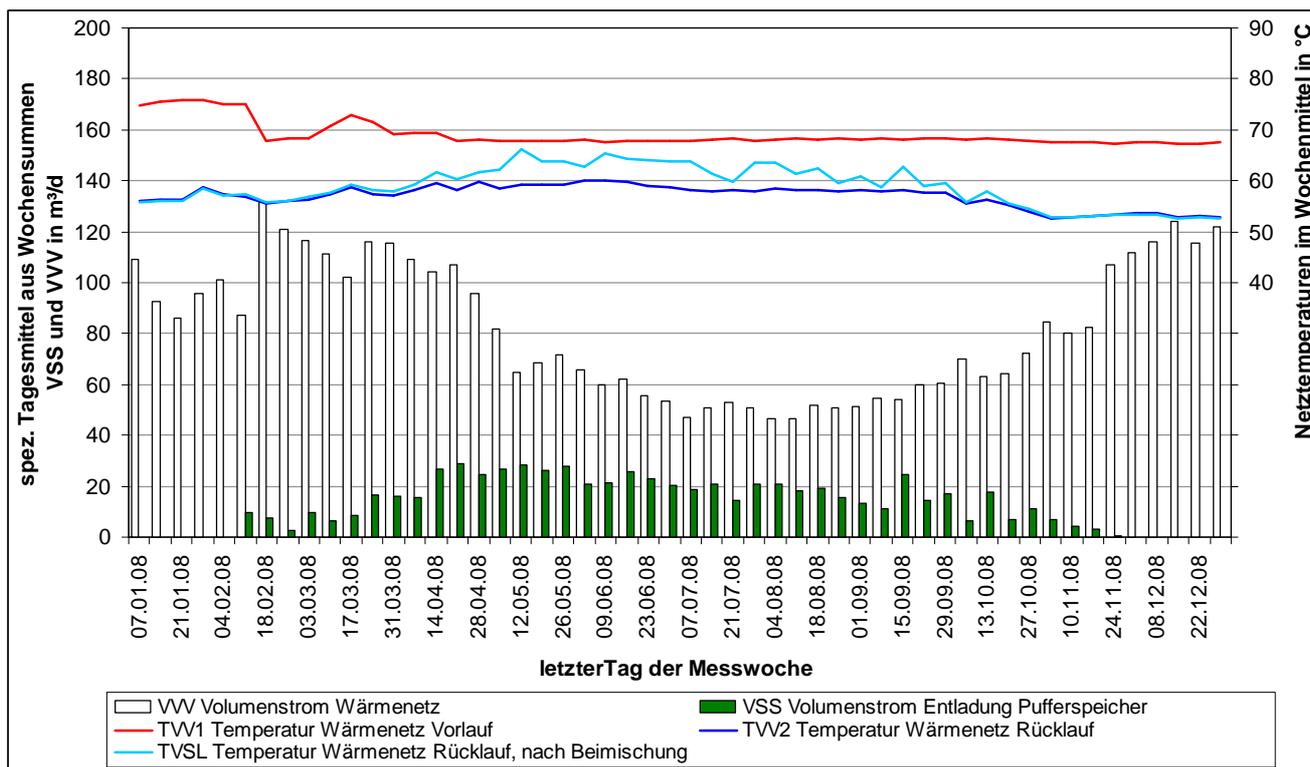


Abbildung 9: Temperaturen und Volumenströme Wärmenetz

9.2 Verhalten Pufferspeicher beim Be- und Entladen

Eine wichtige Komponente des Solarsystems ist der Pufferspeicher, der in Norderney aus zwei Einzelspeichern 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.

An den Daten eines ausgewählten Tages soll untersucht werden, ob der Pufferspeicher in der Anlage Gorch-Fock-Weg diesen Anforderungen genügt. Als geeigneter Tag mit einer starken Beladung der Pufferspeicher durch die Solaranlage und gleichzeitigen Entladung wurde der 31.07.08 ausgewählt (Abbildung 10).

An diesem Tag ist zu erkennen, dass die Pufferspeicher bereits ab Tagesbeginn durch den Volumenstrom VSS entladen werden. Dieser Vorgang dauert bis etwa 6:30 Uhr an, bis die Temperatur im PS 1 oben von 85 auf 55 °C gesunken ist. Der Volumenstrom Entladung VSS kommt zum Erliegen, der Entladevorgang ist beendet, da keine verwertbare Temperaturdifferenz zum Netzurücklauf mehr vorhanden ist. Um 09:00 Uhr beginnt die Beladung durch die Solaranlage. Die Temperatur im Pufferspeicher 1 oben TPS11 beginnt zu steigen und erreicht um 14:00 Uhr wieder etwa 85 °C. Zeitgleich steigen auch die anderen Temperaturen in den Pufferspeichern an, bis diese gegen 17:30 Uhr auch im Pufferspeicher 2 unten (TPS23) 85 °C beträgt. Die Pumpe für den Beladevolumenstrom VSP schaltet noch einige Male aus- und wieder ein, was für An- und Anfahrvorgänge im Kollektorkreis normal ist, bevor sie gegen 17:30 Uhr endgültig ausschaltet. Das gesamte Pufferspeichervolumen ist nun vollständig auf 85 °C aufgeladen. Bereits ab 09:30 Uhr hat zeitgleich mit der Beladung auch wieder die Entladung eingesetzt, zu erkennen an dem Entladestrom VSS, der bis 24:00 Uhr anhält. In der Zeit von 09:30 bis 17:30 wird also gleichzeitig be- und entladen. Die Temperaturen in den Pufferspeichern während der Be- und Entladephasen zeigen sich im Diagramm sehr schön harfenförmig, was für eine gute Schichtung in den reihenverschalteten Pufferspeichern spricht.

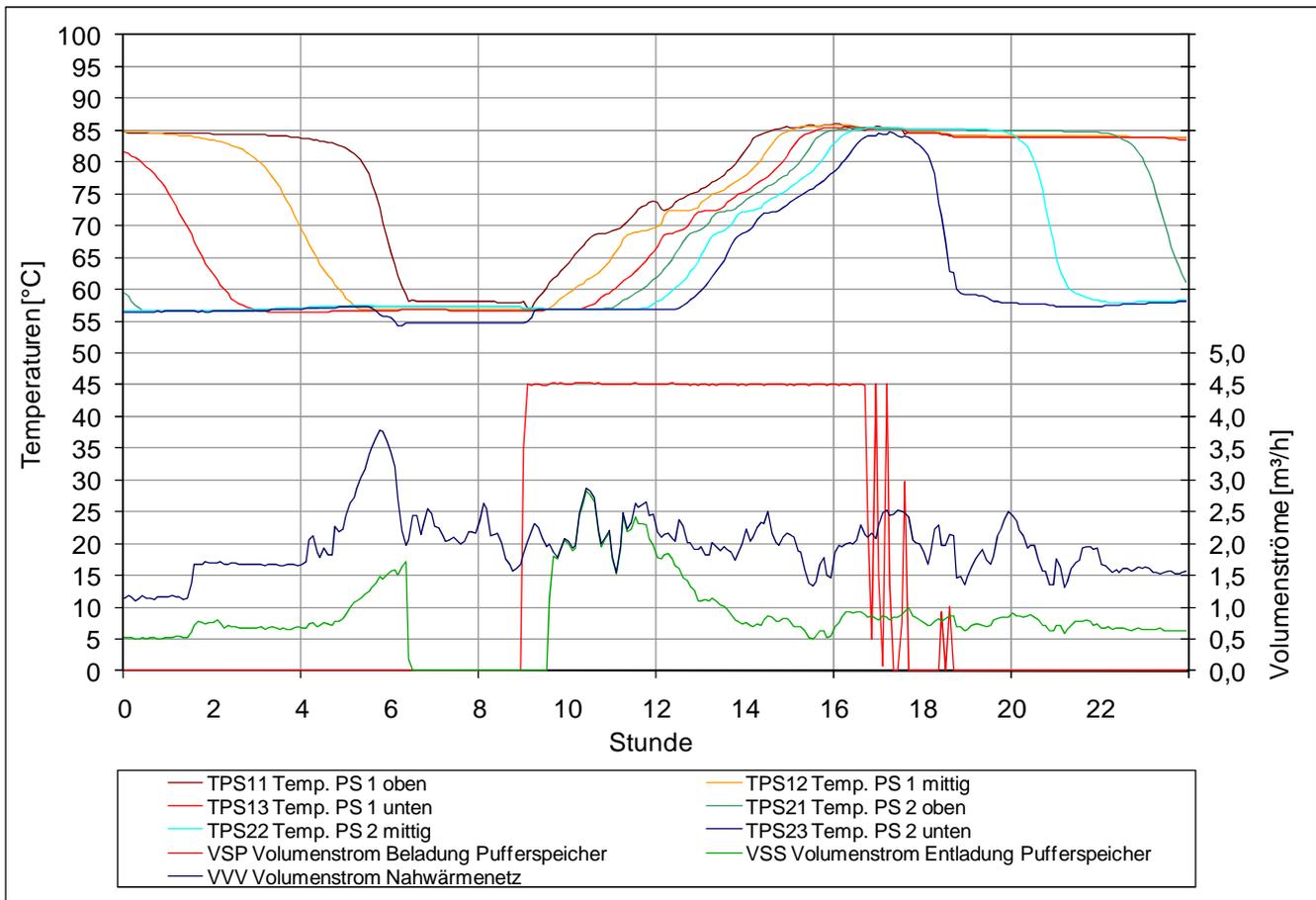


Abbildung 10: Temperaturen in den Pufferspeichern, Volumenströme durch Be- und Entladen der Pufferspeicher und Volumenstrom im Wärmenetz am 31.07.2008

Für den gleichen Tag wird in Abbildung 11 gezeigt, wie sich die Be- und Entladung der Pufferspeicher darstellt, wenn die Wärmeleistungen betrachtet werden. Aus dem Pufferspeicher wird fast während des gesamten Tages die vom Netz benötigte Wärmeleistung PVV bereitgestellt, lediglich in der Zeit von 06:30 bis 09:30 Uhr erfolgt die Versorgung allein durch die Gaskessel. Auffallend ist, dass die Wärmeleistung aus den Pufferspeichern PSS zeitweise höher ist als der Netzbedarf PVV. Das kann eigentlich nicht sein. Wir führen das aber darauf zurück, dass es zum einen im Bereich der Kessel zeitweise Abstrahlverluste gibt, wenn diese nicht in Betrieb sind und die dann aus dem Solarsystem ausgeglichen werden und zum anderen auch noch ein zusätzlicher Bedarf an Wärmeleistung von Verbrauchern besteht, die zwar an das Wärmeversorgungssystem, nicht aber an das Nahwärmenetz Gorch-Fock-Weg angeschlossen sind. Da aber sowohl die Kessel als auch die zusätzlichen Verbraucher messtechnisch nicht erfasst werden, kann diese Vermutung nicht durch Messwerte belegt werden.

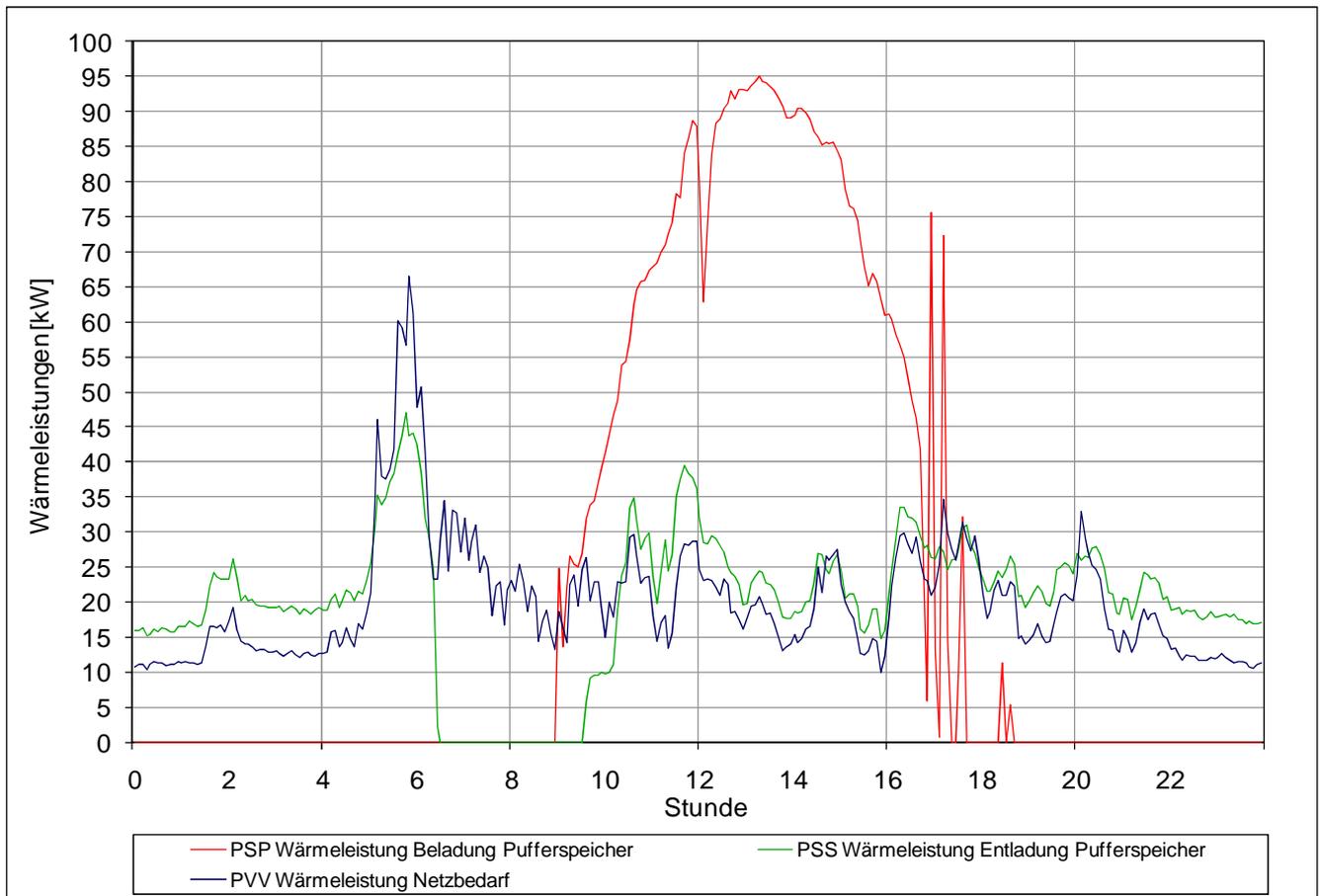


Abbildung 11: Wärmeleistungen beim Be- und Entladen der Pufferspeicher sowie der Bedarf des Wärmenetzes am 31.07.2008

9.3 Verhalten des Kollektorkreises bzw. des Beladekreises

Das Regelkonzept sieht vor, dass die Kollektorkreispumpe P1 bei einer Einstrahlung von mehr als 200 W/m² einschaltet. Wenn dann eine Temperaturdifferenz zwischen Kollektorkreisvorlauf TKT1 und Temperatur im Pufferspeicher 2 unten TPS23 von mehr als 5 K erreicht wird, schaltet auch die Beladepumpe P2 ein und das Frostschutzventil V1 um. Abbildung 12 zeigt in einem Diagramm für den 31.07.08 diesen Zusammenhang. Um 07:15 Uhr schaltet die Kollektorkreispumpe P1 ein (zu erkennen an den Betriebsstunden HP1), es wird aber noch kein Volumenstrom VKT gemessen, da das Ventil V1 noch auf Bypass zum Wärmetauscher steht. Um 09:00 Uhr übersteigt die Temperatur im Kollektorvorlauf TKT1 die Temperatur im Pufferspeicher 2 unten (TPS23). Das Ventil V1 öffnet und gibt den Weg über den Wärmetauscher Kollektorkreis frei, gleichzeitig schaltet auch die Beladepumpe P2 ein. Im Diagramm ist nun der Volumenstrom VKT für den Kollektorkreis und VSP für den Beladekreis zu sehen. Dieser Zustand hält bis etwa 17:00 Uhr an, dann beginnen die P2 und das Ventil 1 zu takten, bis um 18:00 Uhr endgültig die Pumpe 2 aufgrund der nicht mehr ausreichenden Temperaturdifferenz zwischen Kollektorkreis und Pufferspeicher 2 unten ausgeschaltet wird. Zeitgleich schaltet auch das Ventil V1 wieder auf Bypass zum Wärmetauscher. Die Kollektorkreispumpe P1 läuft jedoch bis 19:00 Uhr weiter (zu erkennen an den Betriebsstunden), da die Strahlung immer noch über der Ausschaltsschwelle von 180 W/m² liegt. Das hier beobachtete Regelverhalten entspricht den Vorgaben.

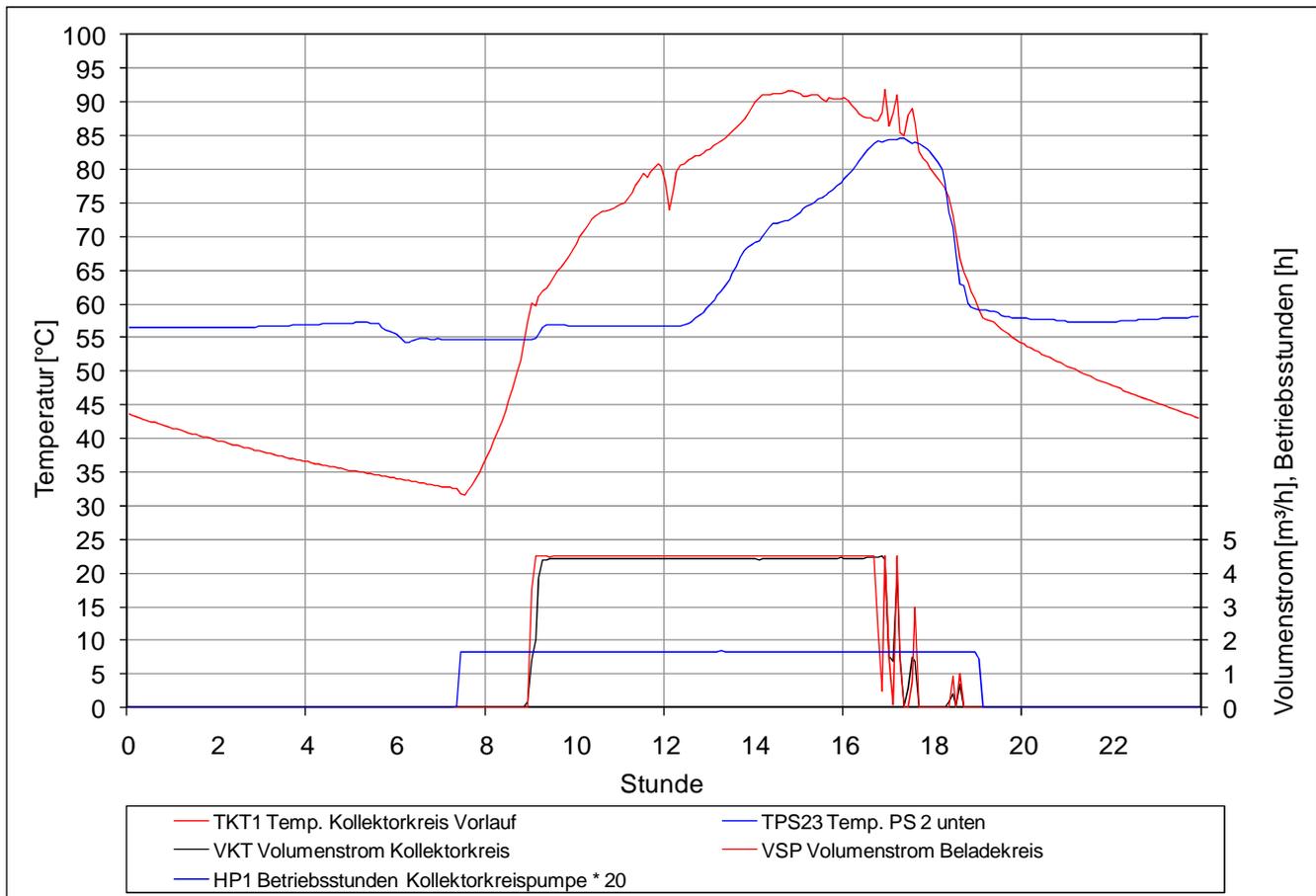


Abbildung 12: Temperaturen im Kollektorvorlauf, im Pufferspeicher 2 unten, Volumenströme für Kollektorkreis und Beladekreis sowie die Betriebsstunden der Kollektorkreispumpe am 31.07.08

9.4 Verhalten des Umschalt/Regelventils V2 (Entladung Pufferspeicher)

Die Regelung sieht vor, dass der Rücklauf des Wärmenetzes immer dann durch die Pufferspeicher geführt wird (um diese zu entladen), wenn die Temperatur im Pufferspeicher 2 oben (TPS21) um 3 K größer ist, als die Temperatur Wärmenetz Rücklauf TVV2. Das Ventil wird wieder zurückgeschaltet (keine Entladung der Solarpuffer mehr, Netzzrücklauf im Bypass), wenn die Temperaturdifferenz unter 1 K sinkt. Gleichzeitig soll das Ventil durch Beimischung verhindern, das nach dem Zuführen von Solarenergie die Temperatur im Netzzrücklauf TVSL über 75 °C ansteigt. Abbildung 13 zeigt für den 31.07.08 eine Entladung der Pufferspeicher über den gesamten Tag mit Ausnahme der Zeit von 06:30 bis 09:30 Uhr (Volumenstrom Entladung VSS = 0, Volumenstrom Wärmenetz VVV aber ca. 2 m³/h). Die Temperatur im Pufferspeicher 1 oben schwankt zwischen 60 und 85 °C. Dem Mischventil V2 gelingt es aber, die Temperatur im Netzzrücklauf nach der Beimischung von Solarenergie (TVSL) auf etwa 70 °C zu halten. Das Ventil erfüllt also die Erwartungen, sowohl die Umschaltung zwischen Bypassbetrieb und Pufferspeicherentladung als auch die Regelung der Rücklauftemperatur auf etwa 70 °C max. zu bewerkstelligen. Die Netzzvorlauftemperatur TVV1, die nur durch die Brennerleistungen und -laufzeiten der Gaskessel geregelt werden kann (kein Beimischventil im Wärmenetz), wird dadurch auf etwa 70 °C gehalten und schwingt nicht über. Die Regelung der Netzzvorlauftemperatur durch die Gaskessel lässt sich gut in der Zeit von 06:30 bis 09:30 Uhr beobachten, da in dieser Zeit keine Solarenergie eingespeist wird. Während dieser Zeit takten die Gaskessel 15mal, die Netzzvorlauftemperatur TVV1 schwankt dabei zwischen 67 und 70 °C.

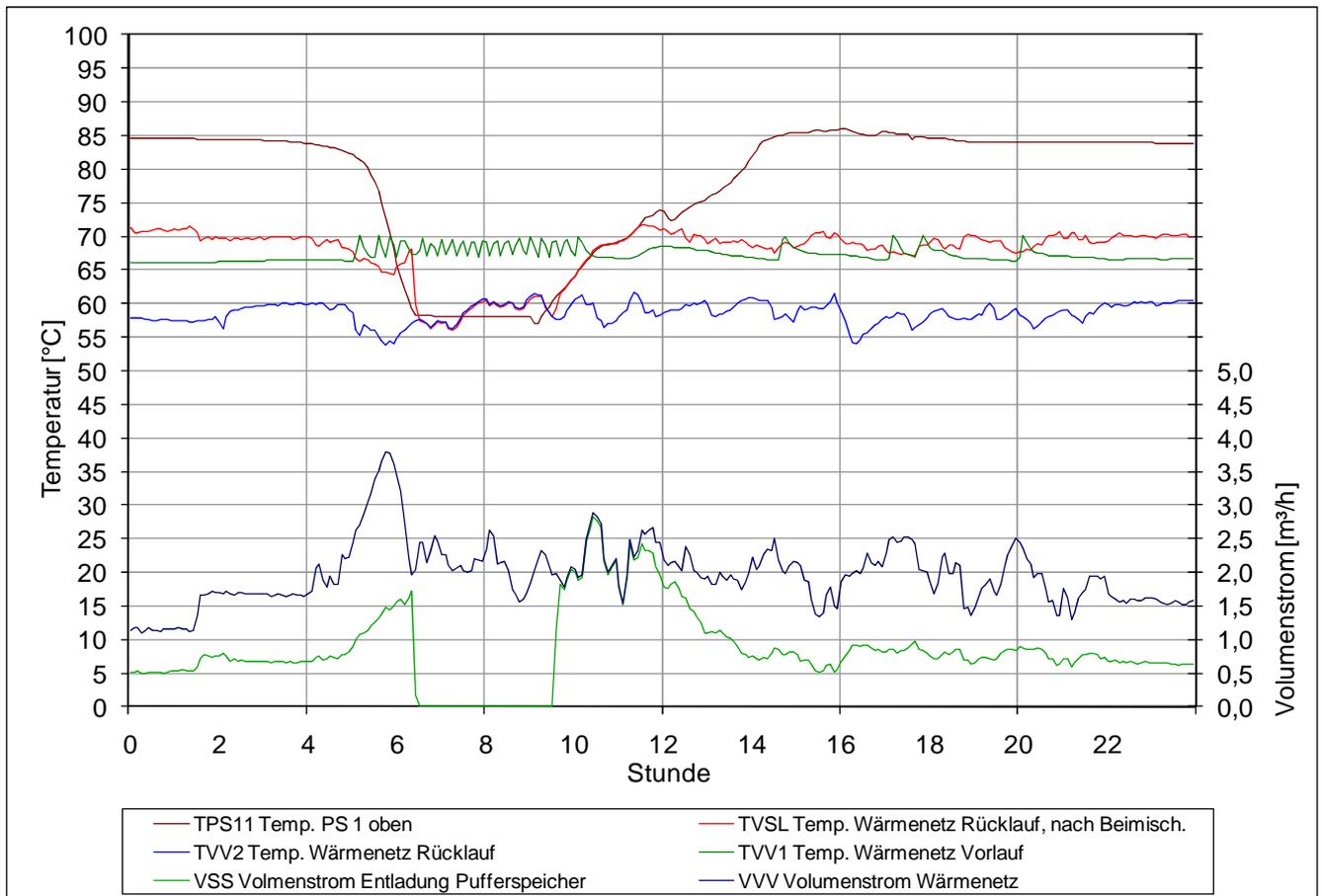


Abbildung 13: Temperaturen im Pufferspeicher 1 oben, Netzvorlauf, Netzurücklauf, Netzurücklauf nach Beimischung, Volumenströme Entladung Pufferspeicher und Wärmenetz am 31.07.08

10 Messjahr 01.01. – 31.12.09 (2. Messperiode)

10.1 Ertragsbilanz und Betriebserfahrungen

10.1.1 Summenwerte der Messperiode

Während des Messjahres 2009 gab es nur sehr vereinzelt Störungen in der Messdatenaufzeichnung. Die entstandenen Datenlücken konnten problemlos ersetzt bzw. repariert werden, sodass für die Auswertung ein komplettes und belastbares Messjahr zur Verfügung steht.

Bezeichnung	Abkürzung	Messwerte absolut	Messwerte bezogen
Strahlungsenergie in die horizontale Ebene	EIH	./.	1.059 kWh/(m ² *a)
Strahlungsenergie in die Kollektorfläche	EIK	248,1 MWh/a	1.273 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Kollektorkreis (Primärseite WT)	QKT	70,85 MWh/a	363,6 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Kollektorkreis (Sekundärseite WT) bzw. Solarenergie zur Beladung Pufferspeicher	QSP	71,66 MWh/a	367,7 kWh/(m ² *a)
Solarenergie aus Entladung Pufferspeicher	QSS	60,16 MWh/a	308,7 kWh/(m ² *a)
Nutzenergie an das Wärmenetz	QVV	445,9 MWh/a	./.
Betriebsstunden Kollektorkreispumpe P1	HP1	2.418 h/a	6,63 h/d
Betriebsstunden Ladekreispumpe P2	HP2	1.390 h/a	3,81 h/d
Elektrische Energie für das Solarsystem	NST	361,6 kWh/a	1,855 kWh/(m ² *a)
Temperatur Wärmenetz Vorlauf im Jahresmittel	TVV1	66,8 °C	./.
Temperatur Wärmenetz Rücklauf im Jahresmittel	TVV2	55,4 °C	./.
Temperatur Wärmenetz Rücklauf im Jahresmittel nach Beimischung Solarenergie	TVSL	57,3 °C	./.
Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	g _{KB}	28,9 %	./.
Solarer Systemnutzungsgrad brutto	g _{SB}	24,3 %	./.
Solarer Deckungsanteil am Netzbedarf	D _{Netz}	13,5 %	./.
Arbeitszahl Solarsystem	A	166,4	./.

Tabelle 3: Messwerte und Kennzahlen 01.01. – 31.12.2009

Tabelle 3 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Kennzahlen, die im zweiten Messjahr gewonnen wurden. Von der Strahlungsenergie in das Kollektorfeld (EIK) in Höhe von 248,1 MWh/a wurden 71,66 MWh/a vom Kollektorkreis über den Wärmetauscher (sekundärseitig) an die Pufferspeicher (QSP) abgegeben. Dabei wurde ein Kollektorkreisnutzungsgrad brutto (g_{KB}) von 28,9 % erreicht. Die Differenz zwischen Strahlungsenergie und der an den Ladekreis abgegebenen Solarwärme resultiert aus optischen Verlusten der Kollektoren und thermischen Verlusten im Kollektorkreis. Die gemessene Solarenergie aus dem Kollektorkreis, die dem Wärmetauscher primärseitig zugeführt wurde (QKT), wird in der Tabelle nur der Vollständigkeit halber aufgeführt. Für weitere Bewertungen wird QKT hingegen nicht verwendet, da wir den Messwert auf der Sekundärseite des Wärmetauschers (Wasser und kein Wasser/Glykol-Gemisch als Wärmeträger!) für belastbarer halten. Auch in diesem Jahr wurde ein gegenüber QSP geringfügig größeres QKT gemessen, was theoretisch eigentlich ausgeschlossen ist (s. MP1).

Aus den Pufferspeichern wurden 60,16 MWh/a (QSS) abgegeben, die über die Reihenschaltung der Pufferspeicher wieder dem Netzurücklauf zugeführt wurden. Der Garantiewert betrug wie bereits an gleicher Stelle bei MP1 erwähnt 73,0 MWh/a; dieser wurde somit auch in MP2 deutlich verfehlt. Die weiteren Ausführungen werden die Gründe hierfür aufzeigen.

Nach Aufheizung durch die Gaskessel (sofern erforderlich) wurden bei einer Temperatur des Wärmenetzes Vorlauf (TVV1) von im Jahresmittel 66,8 °C insgesamt 445,9 MWh/a (QVV) an das Wärmenetz abgegeben. Als Planwert für den Energiebedarf des Netzes war mit 444 MWh/a bei einer Netzurücklauftemperatur von 50,0 °C gerechnet worden. Der Planwert wird somit auch in der 2. Messperiode wie im Vorjahr wieder bestätigt, obwohl die gemessene Netzurücklauftemperatur TVV2 mit 55,4 °C deutlich höher als der Planwert liegt. Die Möglichkeiten der Wirtschaftsbetriebe diesbezüglich eine Verbesserung der Betriebsbedingungen zu erreichen waren und sind, wie schon in Kap. 9.11 zur 1. MP beschrieben, gering. Die höhere tatsächliche Rücklauftemperatur hat negative Auswirkungen auf die Effizienz der Solaranlage und muss bei der Berechnung der solaren Ertragserfüllung entsprechend berücksichtigt werden.

Der solare Deckungsanteil am Energiebedarf des Netzes D_{Netz} betrug 13,5 %. Die Werte aus der Planung sahen hier etwa 17 % vor.

Die Arbeitszahl A ist mit einem gemessenen Wert von 166 ist sehr hoch und zeigt die gute Abstimmung der elektrischen Verbraucher des Solarsystems.

10.1.2 Messwerte als Tagesmittelwert der Wochensummen

In Tabelle 3 sind bei den Energie- und Volumenwerten Jahressummen, bei Temperaturen die Jahresmittelwerte angegeben. Um genauere Informationen über die Entwicklung der Mess- und Anlagenkennwerte im Verlauf des Messjahres zu geben, sind in den folgenden 3 Diagrammen die wichtigsten der Energie- und Volumenstromwerte als Tagesmittel aus Wochensummen, sowie Netztemperaturen als Wochenmittel angegeben.

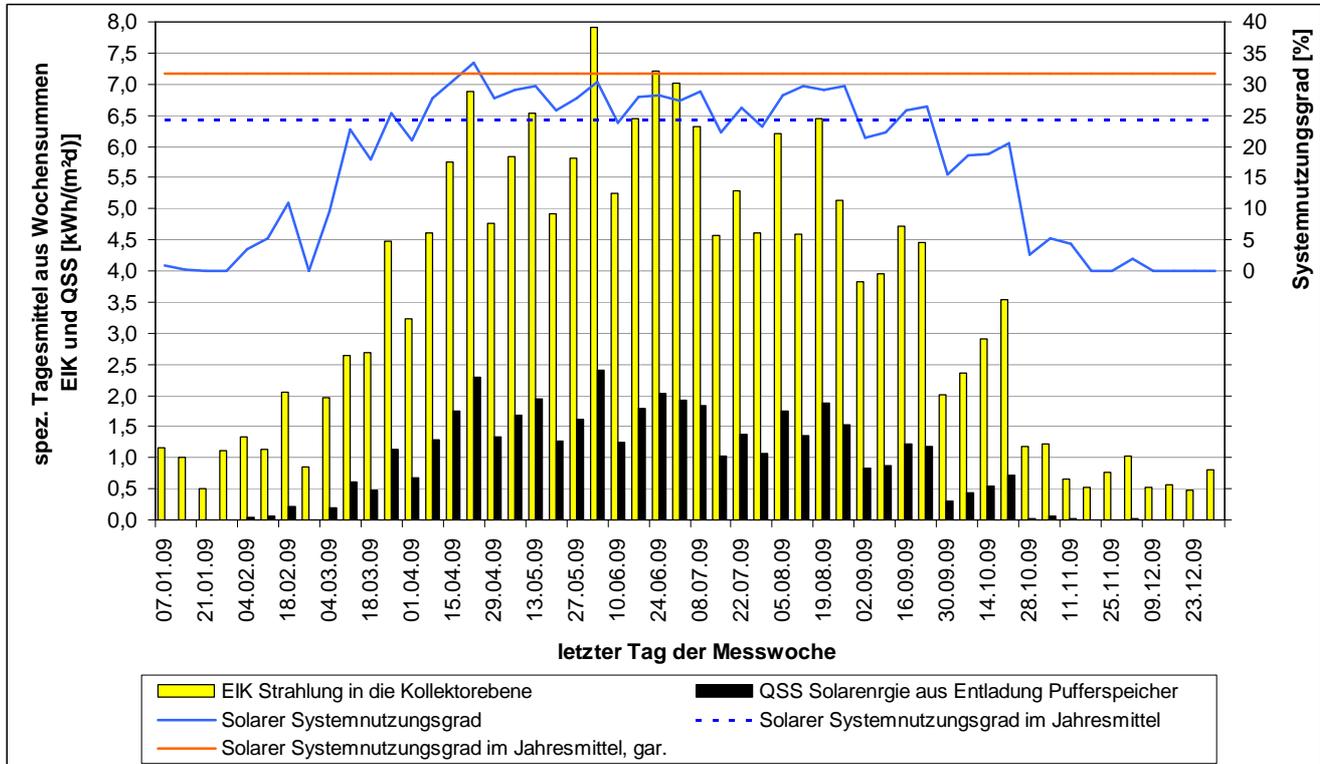


Abbildung 14: Strahlungsenergie in die Kollektorfläche, Solarenergie aus Solarsystem und Systemnutzungsgrade

Abbildung 14 zeigt für die komplette Messperiode den Verlauf der Strahlungsenergie in die Kollektorfläche (EIK), die Solarenergie aus den Pufferspeichern (QSS) und den solaren Systemnutzungsgrad. Deutlich erkennbar ist, dass der Zeitraum ab Ende Oktober bis Mitte Februar kaum etwas zum Solarertrag beiträgt, was bei Nahwärmenetzen wie in Norderney wegen des dort im Vergleich zu Trinkwasservorwärmanlagen höheren Temperaturniveaus, auf das die Solarenergie aufgesattelt werden muss, besonders ausgeprägt ist. Eingezeichnet sind auch der geplante (garantierte) Systemnutzungsgrad (31,6 %) und der gemessene Systemnutzungsgrad im Jahresmittel (24,3 %). Absolut betrachtet werden die Planwerte somit um 7,3 %-Punkte verfehlt oder anders ausgedrückt, die Anlage hat im betrachteten Zeitraum nur etwa 77 % des Garantiewertes erreicht. Diese Werte ergeben sich, wenn man die Garantiewerte direkt mit den Messwerten vergleicht, ohne dabei die jeweiligen Randbedingungen für den Betrieb (die bei der Garantieabgabe zugrunde gelegt wurden bzw. die sich während der Messperiode einstellten) zu berücksichtigen. In Kap. 12 wird das spezielle Verfahren zur Nachrechnung der solaren Ertragsgarantie unter Berücksichtigung der **realen** Randbedingungen während der Messperiode aufgezeigt und der aus dieser Korrekturrechnung resultierende Wert für den Solarertrag genannt, der gegenüber dem Bieter zur Beurteilung der Vertragserfüllung hinsichtlich der abgegebenen Ertragsgarantie ausschlaggebend ist.

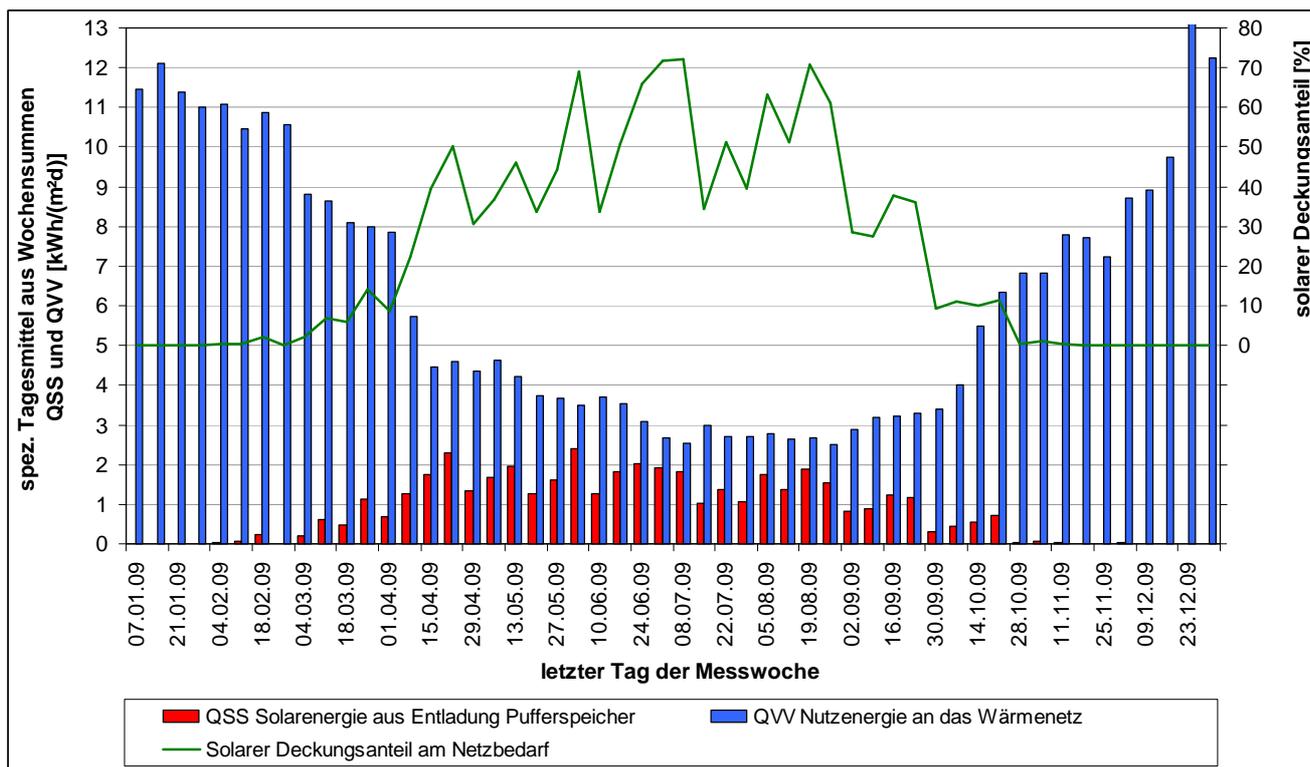


Abbildung 15: Ertrag aus Solarsystem, Energie für Netzbedarf und solarer Deckungsanteil am Netzverbrauch

Abbildung 15 zeigt den Verlauf der aus dem Pufferspeicher entnommenen Solarenergie (Entladung) QSS, die Nutzenergie an das Nahwärmenetz QVV über das Jahr und den daraus berechneten solarer Deckungsanteil am Netzbedarf. In strahlungsreichen Wochen wird ein Deckungsanteil von etwa 70 % erreicht. Es fanden sich auch in dieser Messperiode keine Hinweise auf einen Anlagenstillstand durch Abschaltung der Kollektorkreispumpe P1, auch die max. Solarpufferspeichertemperatur oben von 95 °C wurde nie erreicht.

Abbildung 16 zeigt den Verlauf der Wärmenetztemperaturen TVV1 und TVV2 über das Jahr im Tagesmittel /5/. Bis auf die Wintermonate Dezember bis März beträgt die Netzvorlauftemperatur TVV1 recht konstant 66 °C im Wochenmittel, dennoch ist in den Sommermonaten ein Ansteigen der Netzrücklauftemperatur TVV2 von etwa 54 °C bis auf 58 °C zu beobachten. Dieser Effekt tritt immer dann auf, wenn die Gebäudeheizung nicht mehr benötigt wird und das Netz nur noch die Trinkwasserbereitung zu versorgen hat. Eine die Rücklauftemperatur dämpfende Wirkung der Heizkreise entfällt.

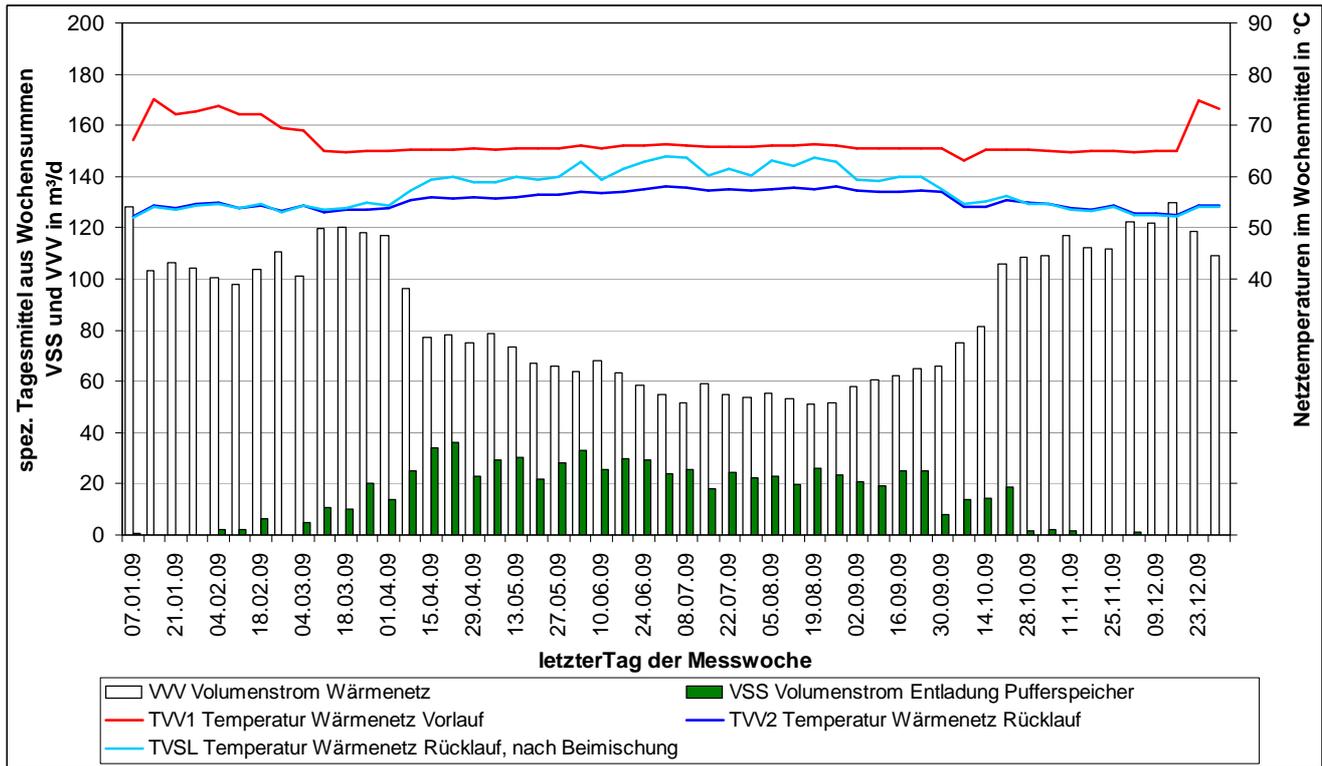


Abbildung 16: Temperaturen und Volumenströme Wärmenetz

11 Vergleich Messperioden

Tabelle 4 zeigt auszugsweise die Messwerte und Kennzahlen aus der 1. und 2. Messperiode. Die Werte für die solare Einstrahlung, die Messwerte für die Erträge aus dem Solarsystem wie auch der Energieverbrauch im Wärmenetz liegen in beiden Jahren so dicht beieinander, dass aus den geringen Unterschieden kein verändertes Anlagenverhalten abgeleitet werden kann. Das leichte Absinken der viel zu hohen Netzurücklauftemperatur von 57,0 °C im Jahresmittel in 2008 auf 55,4 °C im Jahresmittel in 2009 hat möglicherweise zu einem geringfügigen Anstieg des Systemnutzungsgrades von 22,9 % auf 24,3 % geführt. Da die Unterschiede zwischen den Jahren aber wie gesagt äußerst gering sind, ist dies eher Spekulation.

Bezeichnung	Abkürzung		Messwerte 01.01. - 31.12.2008	Messwerte 01.01. – 31.12.2009
Strahlungsenergie in die Kollektorfläche	EIK	MWh/a	243,7	248,1
Solarenergie aus Kollektorkreis (Primärseite WT)	QKT	MWh/a	68,22	70,85
Solarenergie aus Kollektorkreis (Sekundärseite WT) bzw. Solarenergie zur Beladung Pufferspeicher	QSP	MWh/a	69,21	71,66
Solarenergie aus Entladung Pufferspeicher	QSS	MWh/a	55,79	60,16
Nutzenergie an das Wärmenetz	QVV	MWh/a	442,9	445,9
Betriebsstunden Kollektorkreispumpe P1	HP1	h	2.449	2.418
Betriebsstunden Ladekreispumpe P2	HP2	h	1.313	1.390
Elektrische Energie für das Solarsystem	NST	kWh	359,6	361,6
Temperatur Wärmenetz Vorlauf im Jahresmittel	TVV1	°C	69,1	66,8
Temperatur Wärmenetz Rücklauf im Jahresmittel	TVV2	°C	57,0	55,4
Temperatur Wärmenetz Rücklauf im Jahresmittel nach Beimischung Solarenergie	TVSL	°C	58,8	57,3
Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	g _{KB}	%	28,4	28,9
Solarer Systemnutzungsgrad brutto	g _{SB}	%	22,9	24,3
Solarer Deckungsanteil am Netzbedarf	D _{Netz}	%	12,6	13,5
Arbeitszahl Solarsystem	A		155,0	166,4

Tabelle 4: Zusammenstellung Messwerte und Kennzahlen im Auszug für die 1. und 2. Messperiode

12 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.

In Tabelle 5 ist das Ablaufschema wiedergegeben, wie die vom Bieter abgegebene Ertragsgarantie auf die tatsächlichen Betriebsbedingungen umgerechnet wird. Die Spalten mit den Werten repräsentieren die Ergebnisse im Messjahr 2008.

Zeile	Wert	Solarertrag ab Pufferspeicher	Systemnutzungsgrad ab Pufferspeicher
1	Garantie des Bieters auf Grund der Randbedingungen LV	73,00 MWh/a	31,61 %
2	Ergebnis Simulation ZfS mit Randbedingungen aus dem Leistungsverzeichnis	64,71 MWh/a	28,02 %
3	Faktor Garantie/ZfS-Simulation [Zeile 1/Zeile 2]	1,1281 (Überschätzung Ertrag durch den Anbieter)	1,1281 (Überschätzung Systemnutzungsgrad durch den Anbieter)
4	Ergebnis Simulation ZfS mit realen Betriebsbedingungen	54,57 MWh/a	23,67 %
5	korrigierte Simulation ZfS mit realen Betriebsbedingungen [Zeile 4 * Faktor Zeile 3]	61,56 MWh/a (Überschätzung durch den Anbieter eingearbeitet, da garantiert)	26,70 % (Überschätzung durch den Anbieter eingearbeitet, da garantiert)
6	Messergebnis ZfS 01.01. bis 31.12.2008	55,79 MWh/a	22,90 %
7	Verhältnis Messergebnis zu korrigierter Simulation [(Zeile 6/Zeile 5)*100 %]	90,63 %	85,75 %

Tabelle 5: Berechnung der Garantierfüllung

Das Verfahren sieht vor, zunächst die Ertragsgarantie des Bieters mit einem möglichst realistischen T*SOL-Simulationsmodell des Solarsystems und den Randbedingungen aus dem Leistungsverzeichnis nachzurechnen (Zeile 2). Daraus ergibt sich ein Faktor, der zeigt, um wie viel der Anbieter die Systemeffizienz gegenüber der Rechnung der ZfS über- oder unterschätzt hat (Zeile 3). In einem zweiten Schritt erfolgt eine nochmalige Simulation, diesmal mit den tatsächlichen Messwerten für Strahlung, Netzdurchfluss und Netzurücklauftemperatur (Zeile 4). Das dabei erzielte Ergebnis wird mit dem Faktor aus der ersten Simulation bewertet (Zeile 5) und mit dem tatsächlich erzielten Energieer-

trag (Messwert, Zeile 6) verglichen (Zeile 7). Die Garantie ist erfüllt, wenn einer der beiden Werte in Zeile 7 größer oder gleich 90 % ist.

	Einheit	Garantie des Bieters	Nachrechnung ZfS mit Werten aus Randbedingung	Nachrechnung ZfS mit realen Betriebsbedingungen (Messwerte)	Beaufschlagung der Nachrechnung unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren	Messung ZfS 01.01. bis 31.12.2008
Einstrahlungsenergie in Kollektorebene	MWh/a	230,9	230,9	230,5	./.	243,7
Solarertrag ab PS (QSS)	MWh/a	73,00	64,71	54,57	61,56	55,79
Systemnutzungsgrad	%	31,61	28,02	23,67	26,70	22,90
Mittlere Netzurücklauf-temperatur	°C	50,0	50,0	57,0	./.	57,0
Garantieerfüllung für Solarertrag aus Pufferspeicher in %						90,63
Garantieerfüllung für Systemnutzungsgrad in %						85,75

Tabelle 6: Werte zur Berechnung der Garantieerfüllung

In Ergänzung zur Tabelle 5 gibt Tabelle 6 zusätzliche Werte an, aus der sich der Ablauf der Garantieberechnung im Detail erkennen lässt. Insbesondere sieht man, wie die Netzurücklauf-temperatur, die auf den Ertrag der Solaranlage einen entscheidenden Einfluss hat, in die Rechnung eingeht. Bei der Garantie des Bieters wurde von einer Netzurücklauf-temperatur TVV2 von 50,0 °C im Jahresmittel ausgegangen. Die Nachrechnung der ZfS mit den tatsächlichen Messwerten bei einer Netzurücklauf-temperatur von 57,0 °C ergab dann einen Solarertrag aus den Pufferspeichern von 54,57 MWh/a. Unter Anwendung der oben genannten Faktoren ergibt sich ein korr. Simulationsergebnis für den realen Betrieb von 61,56 MWh/a entsprechend einem Kollektorkreisnutzungsgrad von 26,70 %. Das Verhältnis zwischen diesem korr. Simulationsergebnis und den tatsächlichen Messwerten führt zur Feststellung der solaren Ertragsgarantie, die mit 90,63 % für den solaren Ertrag und mit 85,75 % für den Systemnutzungsgrad knapp erfüllt wurde.

13 Detailuntersuchungen

13.1 Überprüfung der Kollektorkennlinie anhand von Messwerten

Da die Anlage die solare Ertragsgarantie nur knapp erfüllt hat, haben wir trotz des für uns erhöhten Bearbeitungsaufwandes eine Detailuntersuchung zum Leistungsverhalten des Kollektorfeldes durchgeführt. So wurden für den Kollektorkreis (Kollektoren und Verrohrung) mit Hilfe der gewonnenen Daten aus dem Messjahr 2008 Wirkungsgrade gebildet und mit den theoretischen Kennlinien der in Norderney eingesetzten Kollektoren verglichen. Diese erhält man aus den bekannten Testberichten zertifizierter Prüfinstitute.

Die Kennlinie bezeichnet den Verlauf des Kollektorwirkungsgrades (Energieabgabe aus dem Kollektor bezogen auf das Energieangebot in Abhängigkeit von der Temperaturdifferenz zwischen der mittleren Kollektortemperatur (Ein- und Austritt) und der Außentemperatur bezogen auf die Strahlung). Ermittelt wird die Kennlinie unter genormten Bedingungen in Prüfstandsversuchen. Die Kenntnis der Kollektorkennlinie und der sich daraus ableitenden Kollektorkennwerte ist notwendig, um eine thermische Solaranlage mit Hilfe eines Simulationsprogramms berechnen zu können. Mit Hilfe von gewonnenen Messwerten lässt sich durch Vergleich mit der theoretischen Kennlinie die tatsächliche Leistungsfähigkeit der Kollektoren bestimmen. In der Anlage in Norderney ist dabei zu beachten, dass die zur Ermittlung des Wirkungsgrades benötigten Temperaturen aus baulichen Gründen am Wärmetauscher Kollektorkreis im Keller des Gebäudes (Heizzentrale) und nicht, wie es nach den Testverfahren der Prüfinstitute richtig wäre, direkt am Kollektor auf dem Dach abgegriffen werden.

In die gemessenen Temperaturen gehen deshalb nicht nur die Verluste am Kollektor (die durch die Kennlinie aufgezeigt werden), sondern zusätzliche thermische Verluste ein, die durch die Verrohrung des Kollektorfeldes und durch die Steigleitung vom Kollektorfeld bis zum Wärmetauscher zwischen Kollektorkreis und Ladekreis verursacht werden. Die aus den Messdaten gewonnenen Wirkungsgradpunkte stellen somit Kennlinienpunkte für den Kollektorkreis dar. Trägt man diese tatsächlichen Betriebspunkte trotzdem in ein Diagramm für die theoretische Kollektorkennlinie ein, so äußern sich die **zusätzlich** darin enthaltenen Rohrleitungsverluste in einem Abstand zur vorgegebenen Wirkungsgradkurve des Kollektors. Realistischerweise muss also von einer Differenz zwischen Kollektorkennlinie und den Wirkungsgradpunkten für den Kollektorkreis ausgegangen werden. Unter Berücksichtigung der baulichen Gegebenheiten (Kollektorfeld auf dem Flachdach des Betriebshofes, keine Indachmontage der Kollektoren, starker Windangriff, ca. 15 m Höhendifferenz zwischen Kollektorfeld und Wärmetauscher) sollte der Abstand bei der Anlage in Norderney höchstens etwa 16 % betragen.

Die Tabelle 7 zeigt in knapper Übersicht die Formeln zur Berechnung der Kollektorkennlinie, die Kollektorkennwerte aus den Prüfberichten, daraus berechnete Stützwerte für die Kollektorkennlinien und die für die Auswertung der Messwerte notwendigen Formeln.

Nachrechnung Kollektorkennlinie Viessmann Vitosol SH1			
a) Formel für Kollektorkennlinie		$\eta_{\text{theor}} = \eta_0 - (c_1 \cdot x) - (c_2 \cdot EI \cdot x^2)$	
b) Kollektorkennwerte aus Prüfbericht: Werte aus Ertragsgarantie Bieter			
			Die hier angegebenen Kollektorkennwerte sind auf die Aperturfläche bezogen.
η_0	0,803		
C_1	3,45		
C_2	0,01626		
c) Berechnung der Kollektorkennlinien für Diagramme mit Kollektorkennwerten			
	Vitosol SH1		Die theoretische Kollektorkennlinie ist hier für eine Einstrahlung von 1.000 W/m ² berechnet.
x	η_{theor}		
0,0000	0,8030		
0,0200	0,7275		
0,0400	0,6390		
0,0600	0,5375		
0,0800	0,4229		
0,1000	0,2954		
d) Berechnung der Wirkungsgradpunkte für Diagramm aus Messwerten			
T_m	=	$(TKT1 + TKT2) / 2$	
x	=	$(T_m - T_A) / EIK$	
η	=	QSP/EIK = Solarertrag aus Kollektorkreis/Einstrahlung in Kollektorebene	

Tabelle 7: Nachrechnung Kollektorkennlinie

Abbildung 17 zeigt die Verhältnisse am 24.05.08. Dieser Tag wurde ausgewählt, da er von allen Tagen in der Messperiode die gleichmäßigste Einstrahlung aufwies (glockenförmige Strahlungskurve) und somit von einem möglichst gleichmäßigen Betrieb ohne mehrfaches An- und Abfahren der Solaranlage ausgegangen werden konnte. Eingetragen sind die Kennlinie aus dem Prüfbericht des eingebauten Kollektors sowie Punkte von Wirkungsgraden des Kollektorkreises, bei denen die notwendigen Voraussetzungen für eine zuverlässige Wirkungsgradermittlung erfüllt waren. Dies ist nämlich auch an einem ausgewählt guten Tag wie dem 24.05.2008 nicht für sämtliche verfügbaren 5-min-Messwerte der Fall. Im Einzelnen müssen folgende Kriterien erfüllt sein:

1. Stabiler Betriebszustand der Solaranlage ohne An- und Abfahrvorgänge, was nur bei einer glockenförmigen Einstrahlung über den Tag erreicht werden kann.
2. Die Kollektorkreis- und Ladepumpe müssen während des gesamten Messintervalls dauerhaft eingeschaltet sein.
3. Die Einflüsse der Strahlungsreflexion an der Glasscheibe des Kollektors und eine dadurch verursachte Wirkungsgradreduzierung sollen möglichst gering sein. Dies bedingt Betriebsphasen mit ungefähr senkrechter Einstrahlung auf die Kollektoren, wie dies auch bei der Ermittlung der Kennlinie im Prüfinstitut stets eingehalten wird (nach DIN EN 12975-2 darf der Win-

kelkorrekturfaktor nicht größer als $\pm 2\%$ werden). Das bedingt, dass die Einstrahlung nicht mehr als 20° von der Senkrechten auf die Kollektorebene abweicht. Dieses Kriterium ist dadurch zu erfüllen, dass eine vom Datum der Messwerte abhängige Sonnenstandsanalyse durchgeführt wird, die dann zu einer Uhrzeiteinschränkung der verwendeten Messwerte führt. Grobe Faustformel: Für nach Süden ausgerichtete und etwas geneigte Kollektorflächen gilt als brauchbares Zeitfenster etwa 11.00 bis 13.00 Uhr. Da das hier betrachtete Kollektorfeld eine Ausrichtung nach SSW hat, verschiebt sich das Zeitfenster in den Nachmittag von 12:01 bis 14:52 Uhr MEZ.

4. Die Betriebseinflüsse von der konventionellen Anlagenseite sollen nicht zu stark auf die Solaranlage rückwirken und dort ein unstabiles Betriebsverhalten verursachen (keine zu starken Volumen- oder Temperaturschwankungen vom Netzurücklauf beim Entladen der Solarpuffer).

Angewandt auf die Messwerte vom 24.05.08 müssen folgende Filterungen durchgeführt werden:

1. Einstrahlung in die Kollektorebene (EIK) mehr als 950 W/m^2
2. Volumenstrom Kollektorkreis VKT $4,4 \text{ m}^3/\text{h}$, Volumenstrom Beladung Pufferspeicher VSS $4,5 \text{ m}^3/\text{h}$ weitgehend konstant ohne Schwankungen
3. Zeitfenster 12:01 bis 14:52 h MEZ
4. Temperatur im Pufferspeicher unten steigt ohne starke Schwankungen (im Zeitfenster kontinuierlicher Anstieg von 55 auf $75 \text{ }^\circ\text{C}$)

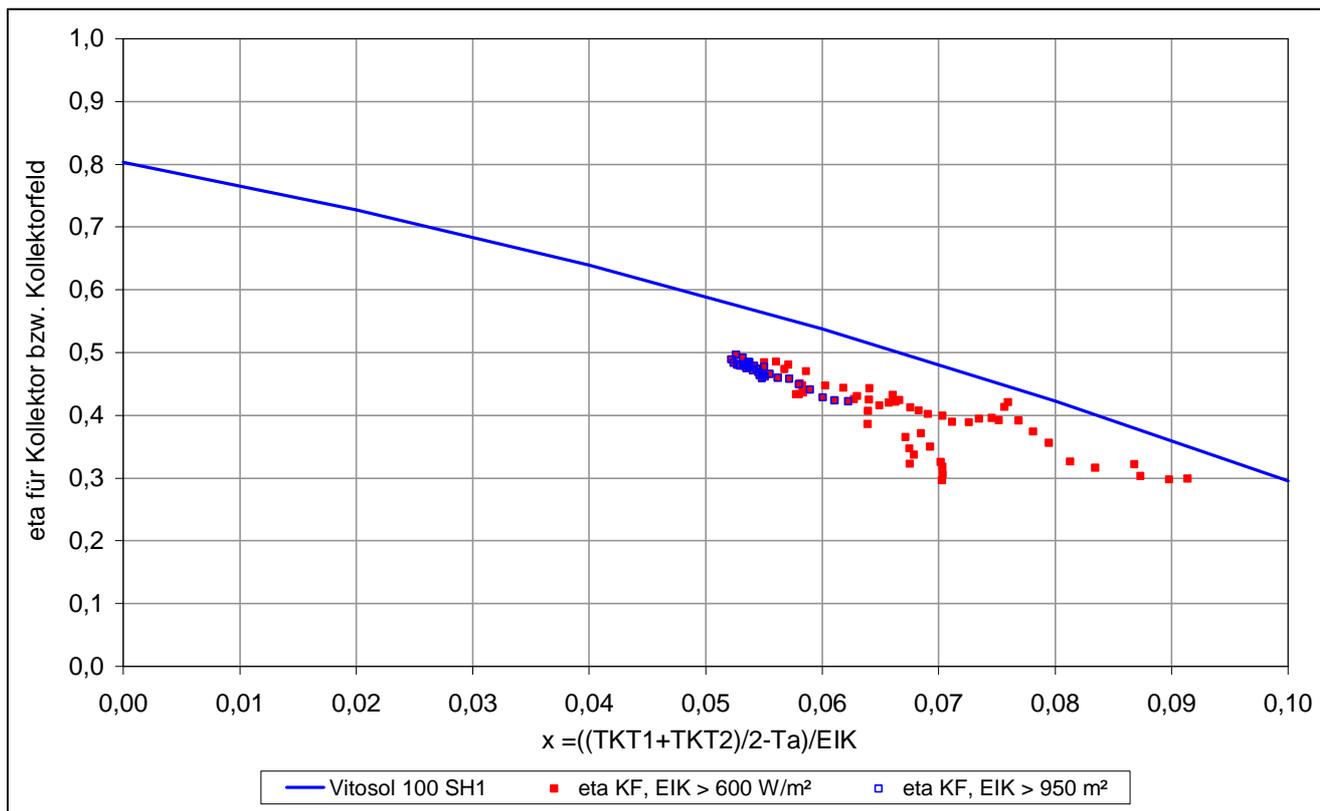


Abbildung 17: Kollektorkennlinie und Messwerte am 24.05.2008

In Abbildung 17 sind nun Wirkungsgrade für den Kollektorkreis über dem Kennwert

$$x = (T_m - T_A) / EIK$$

aufgetragen. Zu erkennen sind zwei unterschiedlich gefärbte Punktgruppen, blau für Messwerte bei einer Einstrahlung von mehr als 950 W/m^2 , rot für Messwerte bei einer Einstrahlung von mehr als 600 W/m^2 . Die roten Punkte genügen **nicht** der scharfen Filterung bzgl. der maximal zulässigen Ab-

weichung des Einstrahlungswinkels von der Flächennormalen zur Kollektorebene, d.h. das eingangs festgelegte Zeitfenster 12:01 Uhr bis 14:52 Uhr MEZ ist hierbei **nicht** berücksichtigt. Trotz der dadurch bedingten Qualitätseinschränkungen für Werte bei Einstrahlungen von 600 – 950 W/m² (im Vergleich zur strikten Filterung der Werte, die bei Einstrahlungen > 950 W/m² ermittelt wurden) wurden diese hier trotzdem mit aufgenommen, um den Verlauf der Messwerte über einen größeren x-Bereich zu zeigen.

Betrachtet man die Messwerte bei einer Einstrahlung > 950 W/m² (blau), so ergibt sich zwischen dem Schwerpunkt der Messpunkte und der Kollektorkennlinie eine Abweichung von 10 %-Punkten (oder ca. 16 % relativ bezogen auf den Wert des Kollektorwirkungsgrades). Dieser Wert liegt knapp über dem Bereich des Zulässigen (s. o.) und zeigt, dass die Kollektoren die in den Prüfberichten ermittelten Werte erreichen. Dabei ist berücksichtigt, dass die Messwerte wie oben ausgeführt für den gesamten Kollektorkreis inkl. Verrohrung gelten und gegenüber einem Prüfstandsversuch folgende weitere leistungsmindernde Faktoren auftreten können:

- Einstrahlung trifft nicht immer senkrecht auf die Kollektorfläche (max. zulässige Abweichung von der Senkrechten: 20°, siehe oben)
- Leichte Verschmutzung der Kollektorfläche trotz Selbstreinigung durch Regen
- Reihenaufstellung der Kollektoren führt zu einer (geringen) Verschattung untereinander

Die Ergebnisse für Messwerte zwischen 600 und 950 W/m² Einstrahlung (rot) weichen nur unwesentlich vom Ergebnis für die Messwerte > 950 W/m² Einstrahlung ab und zeigen, dass eine Abweichung zwischen Messwerten und theoretischer Kollektorkennlinie von etwa 16 % im Mittel auch über einen größeren x-Bereich eingehalten wird. Die Ergebnisse lassen erkennen, dass trotz der exponierten Aufstellung des Kollektorfeldes mit einem damit einhergehenden stärkeren Windangriff als in Bodennähe sich dies in den Messwerten erfreulicherweise nicht negativ niederschlägt.

13.2 Leistungsfähigkeit des Wärmetauschers Kollektorkreis/ladekreis

Die Leistungsfähigkeit einer Solaranlage hängt nicht unerheblich von der richtigen Auslegung des Wärmetauschers zwischen Kollektorkreis und Ladekreis ab. Für die richtige Auslegung eines außen liegenden Plattenwärmetauschers können die folgenden Werte empfohlen werden:

- Wärmedurchgang im Wärmetauscher:
 $k \cdot A\text{-Wert} \approx 100 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}} \cdot \text{K})$, KF = Kollektorfläche
- Mittl. log. Temperaturdifferenz am Wärmetauscher:
 $(\Delta T_{\log}) \approx 5 \text{ K}$ (bei einer spez. Wärmeleistung von 500 W pro m² Kollektorfläche)

Im Leistungsverzeichnis für die Anlage in Norderney wurde gefordert:

- Leistung Wärmetauscher:
 $\text{PSP} = 96,0 \text{ kW}$ bzw. $\text{PSP}_{\text{KF}} = 493 \text{ W}/\text{m}^2_{\text{KF}}$
- Wärmedurchgang im Wärmetauscher:
 $\text{PSP}_{\text{KF}}/(\Delta T_{\log}) = k \cdot A\text{-Wert} = (493 \text{ W}/\text{m}^2_{\text{KF}})/5 \text{ K} = 98,6 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}} \cdot \text{K})$
- Mittl. log. Temperaturdifferenz am Wärmetauscher:
 $(\Delta T_{\log}) = 5 \text{ K}$

Die im Leistungsverzeichnis geforderten Werte für den Wärmetauscher entsprachen somit den Empfehlungen der ZfS.

Durch eine Detailanalyse soll untersucht werden, ob die Werte der Auslegung des Wärmetauschers durch den Planer nach den Empfehlungen der ZfS in der Praxis auch erreicht werden.

Für die Überprüfung, ob die angestrebte Leistungsfähigkeit des Wärmetauschers auch mit Messwerten belegt werden kann, gilt wieder (wie bei der Analyse des Kollektorkreises), dass nur Messwerte aus Zeiträumen ausgewertet werden dürfen, bei den sich die Anlage im stabilen Betriebszustand be-

find. Ausgewählt wurde der 24.05.2008, ein Tag mit idealer glockenförmiger Einstrahlung. Abbildung 18 zeigt die Verhältnisse am Wärmetauscher für diesen Tag.

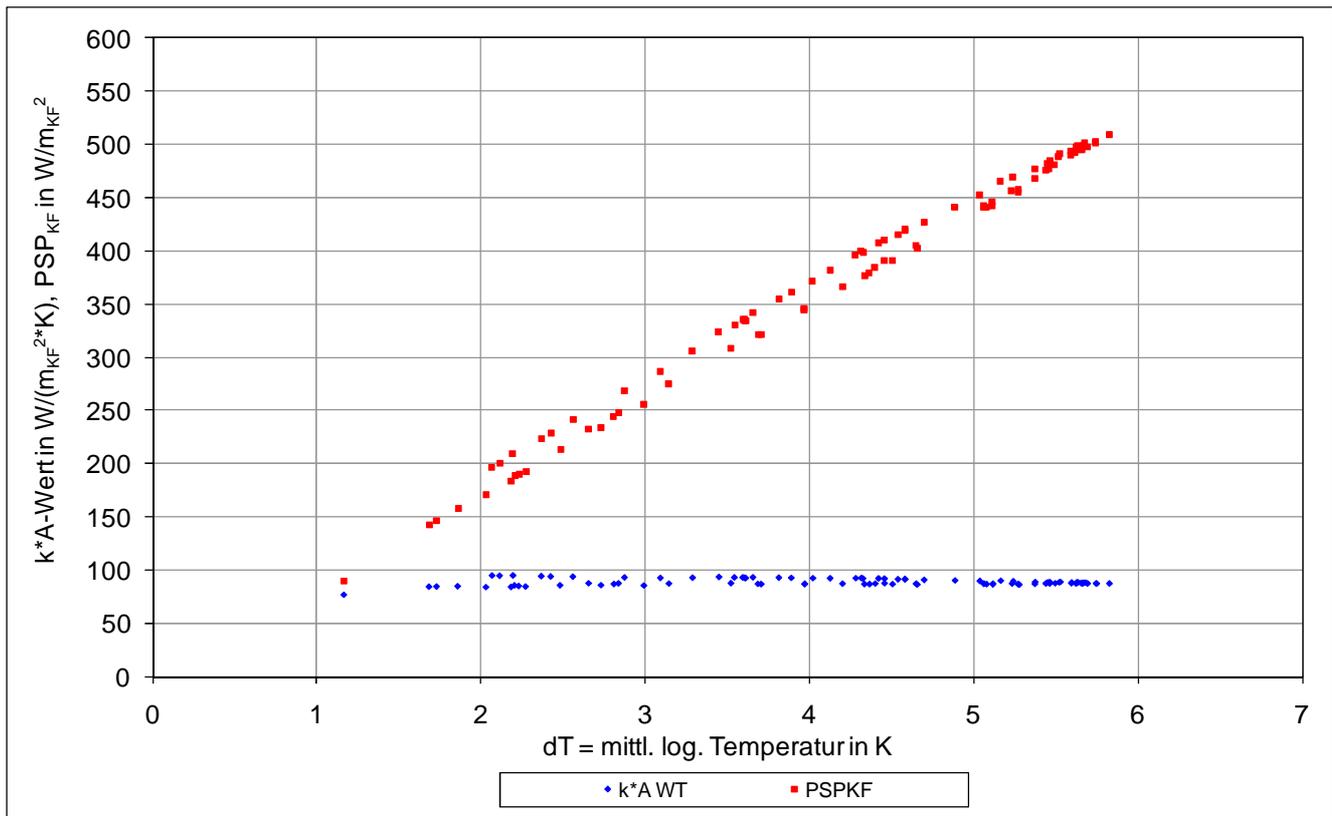


Abbildung 18: Leistung WT Kollektorkreis/Ladekreis am 24.05.2008 von 09:15 bis 17:00 h

Aus dem Diagramm lässt sich erkennen, dass der WT den Planwert für den Wärmeübergang nur knapp einhält:

		Planwert	Messwert
Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	4,4 m³/h	4,4 m³/h
Volumenstrom Ladekreis	VSP	4,2 m³/h	4,5 m³/h
Leistung pro m² Kollektorfläche	PSP _{KF}	493 W/(m² _{KF})	493 W/(m² _{KF})
Wärmedurchgang pro m² Tauscherfläche	k*A-Wert	98,6 W/(m² _{KF} *K)	ca. 90 W/(m² _{KF} *K)
Mittl. log. Temperaturdifferenz am Wärmetauscher	(ΔT _{log})	5,0 K	ca. 5,5 K

Bei einer gemessene Leistung des Wärmetauschers von 493 W/(m²_{KF}) wird ein Wärmedurchgang k*A = 90 W/(m²_{KF}*K) und eine mittl. log. Temperaturdifferenz von 5,5 K erreicht. Der Wärmetauscher liegt damit etwas schlechter als durch die Berechnung vorgegeben, einen signifikanten negativen Einfluss auf das Anlagenverhalten ist aber noch nicht zu befürchten. In Zukunft ist aber eine Überwachung dahingehend zu empfehlen, ob sich das Übertragungsverhalten des Wärmetauschers durch Ablagerungen und Verschmutzungen verschlechtert.

13.3 Thermische Verluste Pufferspeicher

In der Messperiode 2008 konnten folgende Energiemengen gemessen werden:

Solarenergie QSP aus dem Kollektorkreis zur Beladung Pufferspeicher: 69,21 MWh/a

Solarenergie QSS aus Entladung Pufferspeicher zur Einspeisung Netz: 55,79 MWh/a

Eine Differenz von 13,42 MWh/a bzw. 19,4 % bezogen auf die eingespeiste Energie QSP gingen als Wärmeverluste in den Pufferspeichern und in den anschließenden Rohrleitungen verloren. Berechnungen mit dem Simulationsprogramm T*SOL zeigen, dass die thermischen Verluste der Pufferspeicher normalerweise nur etwa 5 MWh/a (bei einer Raumtemperatur von 10 °C) hätten betragen dürfen. Selbst wenn man unterstellt, dass im Simulationsprogramm die Speicherverluste wegen der ggf. nicht ausreichend berücksichtigten Rohrleitungslängen zu günstig bewertet werden, ist die Differenz zwischen Messung und Berechnung (Faktor 2,6) doch sehr auffallend. Nachfolgend wird deshalb versucht zu klären, warum die thermischen Verluste der Pufferspeicher (auch im Vergleich mit anderen Anlagen) so hoch sind.

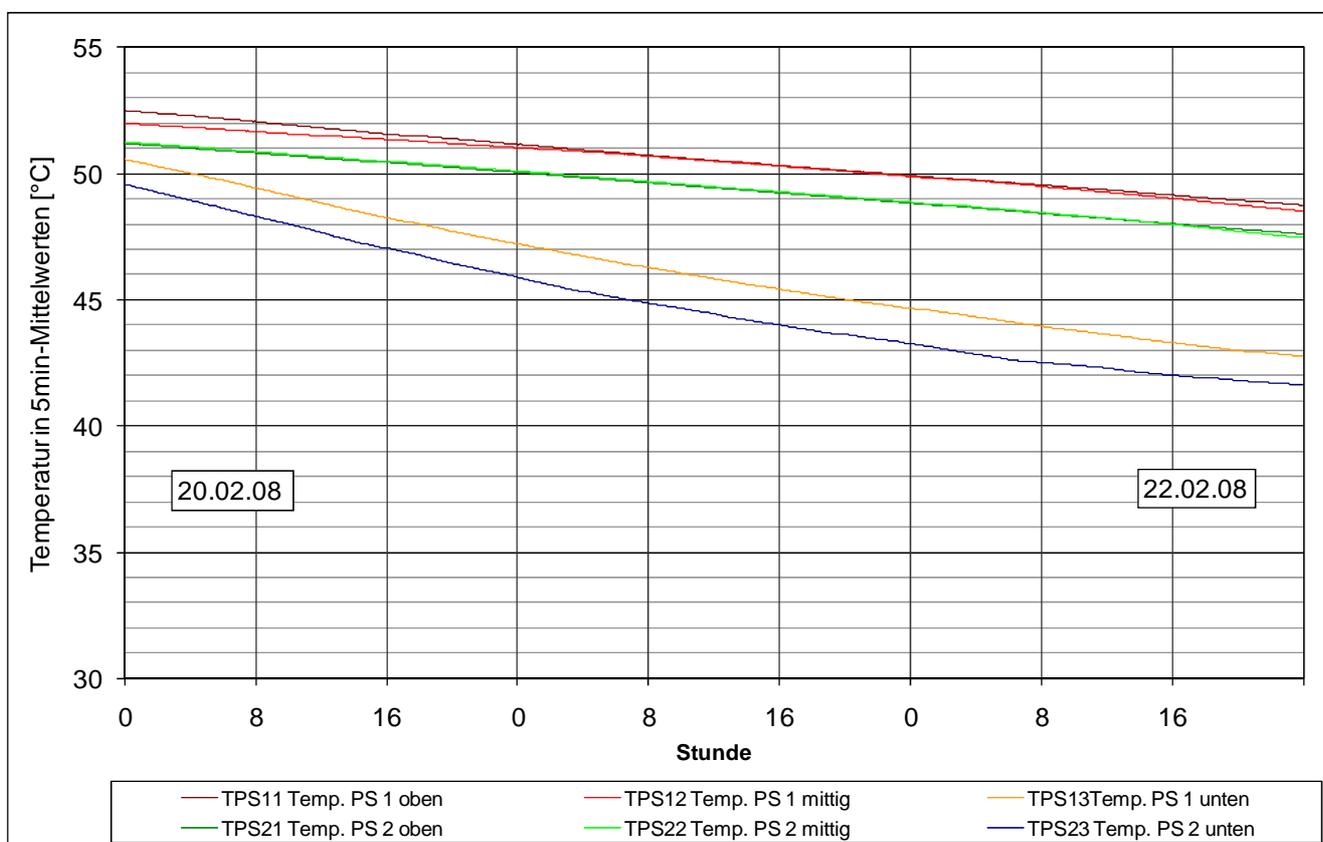


Abbildung 19: Temperaturverlauf in den Pufferspeichern vom 20. bis 22.02.08

In Abbildung 19 ist der Temperaturverlauf in den Pufferspeichern vom 20. bis 22.02.08 gezeigt. An diesen ausgewählten Tagen hat keine Be- oder Entladung der Pufferspeicher stattgefunden. Die Temperaturkurven zeigen somit die Temperaturverluste des ruhenden Speichers. Am 22.02. um 0:00 Uhr liegen die Temperaturen im Bereich von 49 – 53 °C, also noch recht dicht beieinander. Nach 76 Stunden am 22.02. um 24:00 Uhr haben sich die Temperaturkurven getrennt. Die Temperaturen im oberen und mittleren Speicherbereich (TPS11, TPS12, TPS21, TPS22) sind nur mäßig von 51 bis 53 °C auf 47 bis 49 °C (ca. 4 K) abgesunken, während die Temperaturkurven für den unteren Speicherbereich (TPS13, TPS23) deutlich stärker von etwa 50 °C auf 42 bis 43 °C (ca. 7 – 8 K) abgesunken sind. Die Pufferspeicher kühlen offensichtlich im unteren Bereich deutlich stärker ab als im oberen Bereich. Für die erhöhten Verluste kommen als Ursache folgende Ursachen in Frage:

Erhöhte Wärmeverluste über Schwachstellen im Speichermantel

Die Dicke der Wärmedämmung der Speichermäntel sowie auch die Dicke der Wärmedämmung unter den Speichern wurde überprüft. Es konnten dabei keine Schwachstellen gefunden werden, die die angegebenen Dicken der Wärmedämmung unterschritten haben.

Erhöhte Wärmeverluste durch die langen angeschlossenen Rohrleitungen

Die an den Pufferspeicher angeschlossenen Rohrleitungen, insbesondere die lange Rohrleitung vom Speicher bis zur Einspeisestelle in den Rücklauf Nahwärmenetz, können durch Schwerkraft-Rohrzirkulation einen erhöhten thermischen Verlust erzeugen. Dies kann durch Zirkulationsbremsen in den von den Speichern abgehenden und aufsteigenden Rohrleitungen unterbunden werden. Die Flanschverbindungen der anschließenden Rohrleitungen unmittelbar am Speicher sind später nachgedämmt worden.

Entladung durch Schleichströmung über das Kollektorfeld

Abbildung 20 zeigt die 4 Temperaturen um den Wärmetauscher Kollektorkreis (TKT1 Kollektorkreis-VL, TKT2 Kollektorkreis-RL, TSP1 Ladekreis-VL, TSP2 Ladekreis-RL) vom 19.01. bis 21.01.08. In dieser Zeit hat es keine Be- und Entladung der Pufferspeicher gegeben. Auch die Kollektorkreispumpe P1 ist nicht angesprungen, sodass ein Einfluss durch Wärmeleitung vom Bypass Kollektorkreis bis zu den Temperaturfühlern vor dem Wärmetauscher auszuschließen ist. Am 19.01.08 ist noch ein Abklingen der Temperaturkurven zu erkennen, die dann einen Beharrungszustand zwischen 14,3 und 14,8 °C annehmen.

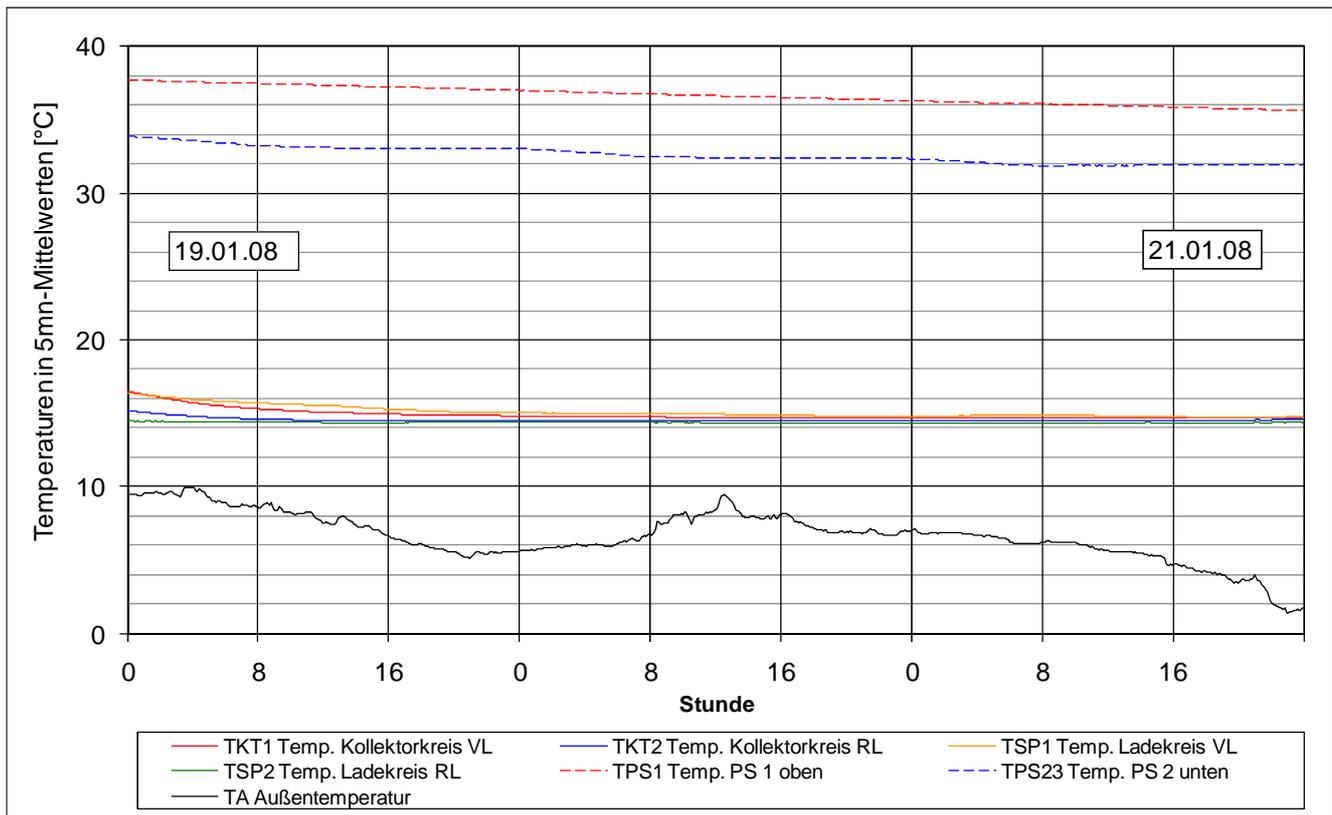


Abbildung 20: Temperaturen um den Wärmetauscher Kollektorkreis vom 19. bis 21.01.08

Sollte es trotz Pumpenstillstand und Abschotten des Kollektorkreises durch das Ventil 1 (Stellung: Bypass am Wärmetauscher vorbei) durch thermosiphonische Strömung zwischen Pufferspeicher und Kollektorfeld zu einer Entladung der Pufferspeicher kommen, so müssten die Temperaturkurven hierauf einen Hinweis geben. Bei einer Schleichströmung von den Pufferspeichern zum Kollektorfeld müsste einerseits TKT1 bei einer Temperatur in den Pufferspeicher oben von etwa 35 °C deutlich höher liegen als bei gemessenen 14,7 °C und andererseits TKT2 bei einer Außentemperatur zwischen 2 und 10 °C deutlich niedriger liegen als bei gemessenen 14,5 °C. Wir schließen daraus, dass keine ungewollte Entladung der Pufferspeicher durch Schleichströmung über das Kollektorfeld statt-

findet. Dieser Mechanismus kann als Ursache für die erhöhten Speicherverluste ausgeschlossen werden

Um die Leistungsfähigkeit der Solaranlage zu steigern, sollten die Speicherverluste unbedingt reduziert werden. Von den möglichen Maßnahmen zur Verlustreduzierung erscheint uns der Einbau von Zirkulationsbremsen in die von den Pufferspeichern abgehenden Rohrleitungen, insbesondere in die Rohrleitung zwischen Pufferspeicher und Anschluss an den Rücklauf des Nahwärmenetzes, die kostengünstigste und auch effektivste Maßnahme zu sein.

14 Kosten Solarsystem

Nach der Ausschreibung der Solaranlage erhielt die Firma Rosenboom den Zuschlag für die Errichtung der Solaranlage. Die Kosten für das Solarsystem (ohne Messtechnik) zur Ermittlung der solaren Nutzenergiekosten setzen sich wie in Tabelle 8 gezeigt zusammen. Die aufgeführten Kosten wurden aus der Ausschreibung übernommen, die Kosten für Arbeiten in der Heizzentrale, für die Stahlkonstruktion zur Aufständering des Kollektorfelds und für die Planung stellen Kostenschätzungen dar, die im Rahmen der Planung aufgestellt wurden.

Komponente	Material/ Montage	Angebotspreis abzgl. Rabatt in €
Kollektoren	Ma	39.027,16
Befestigungs- bzw. Aufständeringkonstruktion für Kollektoren, ohne Stahlbau	Ma+Mo	3.532,24
Montage der Kollektoren auf der Aufständeringkonstruktion	Mo	9.396,04
Verrohrung der Kollektoren untereinander inkl. Dämmung	Ma+Mo	5.743,65
Verrohrung vom Kollektorfeld ab Sammelleitung bis zum WT Kollektorkreis	Ma+Mo	19.592,19
Wärmetauscher Kollektorkreis/Pufferspeicher	Ma	1.731,42
Solarspeicher inkl. Dämmung	Ma	12.684,65
Aufstellung und Verrohrung der Komponenten im Keller	Ma+Mo	12.224,68
Regelung inkl. Schaltschrank, Elektronik, Fühler, Pumpen, gesteuerte Ventile	Ma+Mo	13.915,80
Wärmeträgerfüllung	Ma	1.433,74
Sonstige Komponenten Montage	Mo	3.361,01
Inbetriebnahme	Mo	2.357,42
Summe Solaranlage		125.000,00
Planung		21.805,00
Stahlbau, Dacheinbindung		28.700,00
Summe Solarsystem		175.505,00
MWSt 19 %		33.345,95
Summe Solarsystem inkl. MWSt		208.850,95

Tabelle 8: Kosten für das Solarsystem nach Ausschreibung bei Vergabe

Bei einem garantierten Solarertrag von 73.000 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 0,25 €/kWh.

Nach der endgültigen Abrechnung des Projektes stellten sich die Systemkosten dann wie folgt dar:

Planung Solarsystem:	22.445,92 €
Solarsystem Material und Montage:	117.210,25 €
Aufständering und Dacheinbindung:	37.975,13 €
Summe Kosten Solarsystem ohne MWSt.:	177.631,30 €
Summe Kosten Solarsystem mit 19 % MWSt.:	211.381,25 €

Bei einem Ertrag aus dem Solarsystem in der 1. Messperiode von 55.790 kWh/a ergeben sich dann mit den abgerechneten Systemkosten solare Nutzwärmekosten von 0,330 €/kWh, bei einem Ertrag aus dem Solarsystem in der 2. Messperiode von 60.160 kWh/a wurden dann 0,306 €/kWh erreicht.

15 Zusammenfassung und Fazit

Die Kombination aus Solarsystem, Gaskesseln und Wärmenetz hat problemlos funktioniert. Grundlegende Auslegungs- und Konzeptionsfehler konnten nicht festgestellt werden. Insbesondere die Einspeisung der Solarenergie in den Netzurücklauf sowie die Begrenzung der Temperatur des Netzurücklaufes nach der Einspeisestelle auf nicht mehr als 75 °C hat den Erwartungen entsprechend funktioniert. Die Anlage in Norderney kann als gutes Beispiel gelten, wie durch eine einfache Anlagenschaltung und eine übersichtliche und nachvollziehbare Regelung ein stabiler Anlagenbetrieb erreicht werden kann.

Trotzdem ist der Ertrag aus der Solaranlage erheblich niedriger ausgefallen, als in der Garantie des Installateurs angegeben wurde. Zwei Ursachen sind dafür verantwortlich.

1. Die Netzurücklauftemperatur wurde in der Planung mit 50,0 °C angenommen, im realen Betrieb wurden in der Messperiode 2008 im Jahresmittel aber 57,0 °C gemessen. Die um 7 K erhöhte Netzurücklauftemperatur führt zu einem Abfall des solaren Systemnutzungsgrades von (mit dem Simulationsprogramm T*SOL) berechneten 26,6 % auf gemessene 22,9% bzw. zu einem Rückgang an Solarenergie um ca. 16 % von berechneten 64,70 MWh/a auf gemessene 55,79 MWh/a. In 2009 wurde bei einer Netzurücklauftemperatur von 55,4 °C und etwa der gleichen Einstrahlung wie in 2008 ein Systemnutzungsgrad von 24,3 % bzw. ein Solarertrag von 60,16 MWh/a gemessen, was jedoch immer noch deutlich unter den berechneten Werten für eine Netzurücklauftemperatur von 50,0 °C liegt. Trotz aller Bemühungen, die Netzurücklauftemperatur zu senken, konnte bisher der Planwert von 50,0 °C nicht erreicht werden.
2. Die gemessenen thermischen Verluste der Pufferspeicher sind erheblich höher als berechnet, was ebenfalls zu einer deutlichen Verschlechterung der Effizienz der Solaranlage führte. Als Ursache können hier (da andere Ursachen wie eine zu geringe Wärmedämmung des Speichers oder ungewollte Entladung über das Kollektorfeld auszuschließen sind) Auskühlungen durch Zirkulationsströme in den angeschlossenen Rohrleitungen vermutet werden. Die ZfS empfiehlt, die von den Solarspeichern zum Fernwärmerücklauf abgehende Rohrleitung mit einer Zirkulationsbremse auszurüsten.

Obwohl aus den oben genannten Gründen die Solaranlage nicht die berechneten Erträge erreicht, kann diese Anlage trotzdem als gutes Beispiel für eine gelungene Integration von Solartechnik in ein schon bestehendes Nahwärmenetz gelten.

16 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

17 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

Wirtschaftsbetriebe Norderney GmbH
Jann-Berghaus-Str. 34
26548 Norderney
Ansprechpartner
Horst Wirdemann
Tel: 4932/879-10
Horst.Wirdemann@Norderney.de

Planung

Ingenieurgesellschaft Bannert mbH
Flughafenallee 3
28199 Bremen
Ansprechpartner
Thomas Zeigerer
Tel: 0421/53746-0
info@ig-bannert.de

Installateur Solaranlage mit Kollektorfeld

Haustechnik Rosenboom
Lippestr. 24
26548 Norderney
04932/877-21
info@rosenboom-norderney.de

Regelungstechnik

MSR Gerdes Gesellschaft für Mess-, Steuer- und regelungstechnik mbH
Kreimershoek 9
48477 Hörstel-Bevergern
Ansprechpartner
Ulrich Enseling
0421/53746-23
info@msr-gerdes.de

Durchführung des Messprogramms

ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH
Verbindungsstraße 19
40723 Hilden

Ansprechpartner

Michael Mies

Tel.: 02103/244416

mies@zfs-energietechnik.de

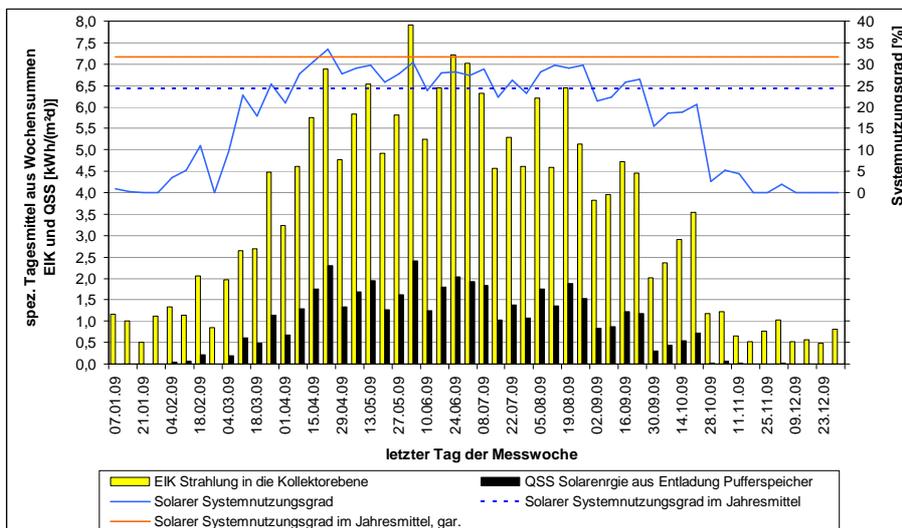
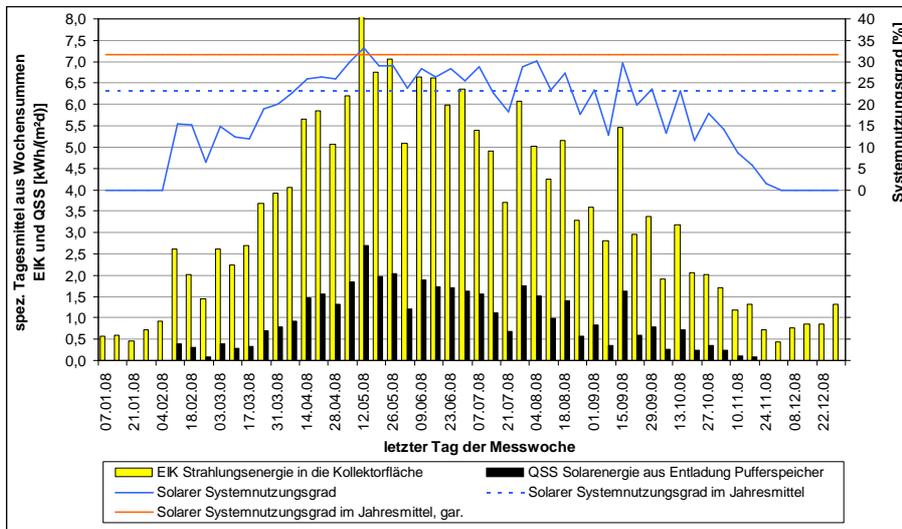
Ulrich Rehrmann

Tel.: 02103/244414

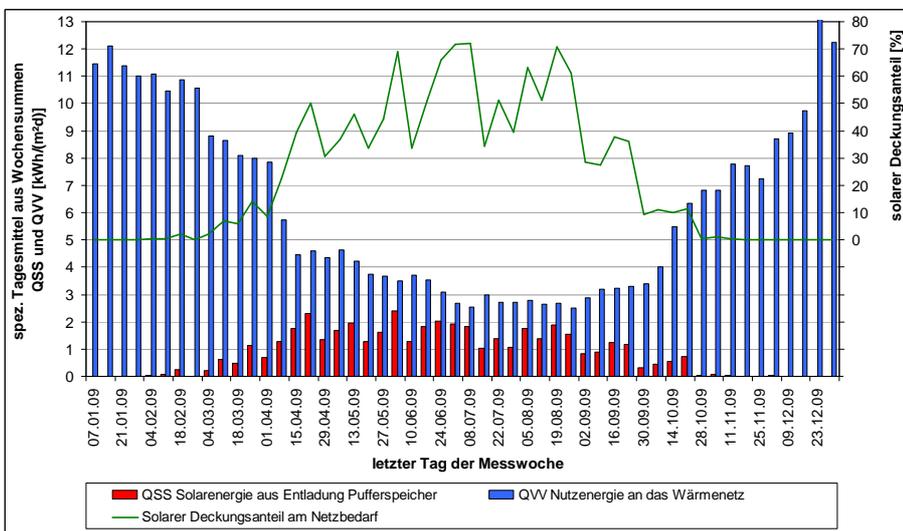
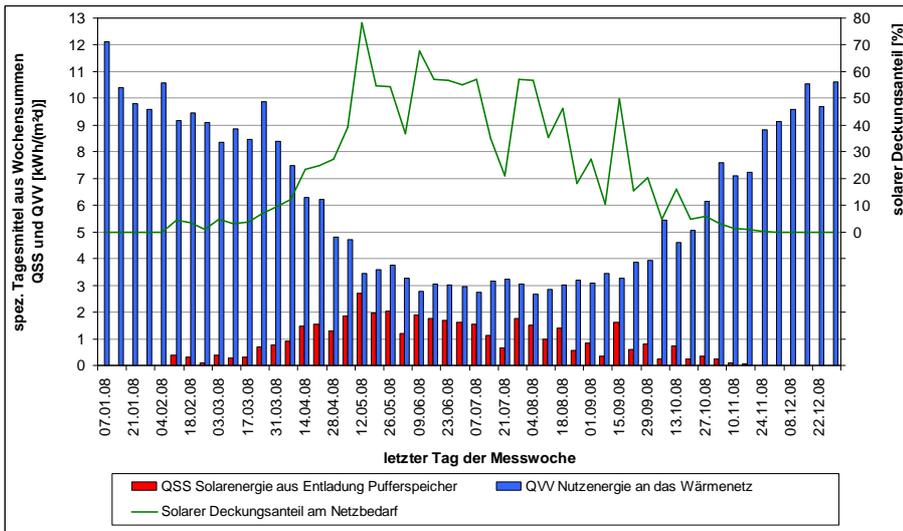
rehrmann@zfs-energietechnik.de

18 Anhang

Zusammenstellung Einstrahlung, Solarertrag und Systemnutzungsgrad



Zusammenstellung Solarertrag, Nutzenergie Wärmenetz und solarer Deckungsanteil am Netzbedarf



Zusammenstellung Volumenströme Entladung Pufferspeicher und Wärmenetz, Wärmenetztemperaturen

