

Ausleihexemplar der **Diplomarbeit** von

Lauterbach, Arne

Studiengang: **Maschinenbau** vorgelegt am **20.2.2012**

Erstprüfer: **Prof. Dr. Thomas Veese**;
Zweitprüferin: **Prof. Dr. Heike Frischgesell**

**Vergleich von Konfigurationen solarthermischer
Anlagen anhand von Simulationsmodellen und
Messdaten**

Vergleich von Konfigurationen solarthermischer Anlagen anhand von Simulationsmodellen und Messdaten

Diplomarbeit im Studiengang Maschinenbau an der Hochschule für Angewandte
Wissenschaften Hamburg von Arne Lauterbach

Hamburg, Februar 2012

Inhalt

1	Systemkomponenten.....	3
1.1	Kollektor	3
1.1.1	Stagnation.....	7
1.2	Speicher	8
1.3	Zuheizung.....	10
1.4	Regelung der Solaranlage	11
1.5	Pumpen.....	12
1.5.1	Drehzahländerung von Heizungsumwälzpumpen	14
1.5.1.1	Pumpenkennlinie und Anlagenkennlinie.....	14
1.5.1.2	Regelmöglichkeiten von Fluidkreisläufen.....	15
1.5.2	Leistungsbedarf von ausgesuchten Umwälzpumpen bei Drehzahlregelung	17
1.5.2.1	Pumpenprüfstand.....	17
1.5.2.2	Leistungsbedarf einer Standardumwälzpumpe bei Drehzahlregelung	18
2	Statische Kennwerte – Dynamisches Anlagenverhalten	19
2.1	Statische Anlagenwerte.....	19
2.2	Dynamik	22
3	Konfigurationen von Solarthermischen Anlagen zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung.....	25
3.1	Anbindung des Kollektors an den Speicher.....	25
3.2	Durchfluss der Kollektoren	26
3.3	Speicherbauart	26
4	Vergleichsmöglichkeiten thermischer Solaranlagen	28
4.1	Rechnerische Simulation mittels speziell entwickelter Software	28
4.2	Auswertung von Messdaten bestehender Anlagen.....	29
4.3	Problematik des Vergleiches durch Kennzahlen.....	30
5	Vergleich ausgewählter Anlagekonfigurationen mittels Simulation	32

5.1	Komponenten.....	33
5.1.1	Gebäude und Heizung (Bestand).....	33
5.1.2	Warmwasserbedarf.....	33
5.1.3	Wärmeerzeuger	33
5.1.4	Kollektoren, Wärmeträger, Solarumwälzpumpe und Verrohrung	34
5.1.5	Wärmespeicher.....	34
5.2	Modellierte Varianten.....	36
5.2.1	Heizsystem ohne Solaranlage.....	36
5.2.2	Kombispeicher mit einem internen Wendelwärmetauscher.....	37
5.2.3	Kombispeicher mit zwei internen Wärmetauschern.....	39
5.2.4	Pufferspeicher mit einem internen Wärmetauscher	40
5.2.5	Pufferspeicher mit zwei internen Wärmetauschern.....	41
5.2.6	Pufferspeicher mit externem Wärmetauscher	41
5.2.7	Low-, High- und Matched-Flow Betriebsweisen	42
5.2.8	Vorgehen zur Bestimmung der Parametereinstellungen der verwendeten Steuerungsmodelle	42
5.2.9	Nicht realisierte Konfigurationen.....	43
5.3	Simulationsergebnisse.....	44
5.3.1	Ergebnisdarstellung von Polysun	44
5.3.2	Übersicht aller simulierten Konfigurationen.....	45
5.3.3	Vergleich der Varianten mit einem und zwei internen Wärmetauschern.....	46
5.3.5	Kombispeicher gegen Pufferspeicher.....	49
5.3.6	Schichtverhalten.....	50
5.3.7	Betriebsweisen	54
6	Schlussbetrachtung.....	56
7	Anhang.....	57
7.1	Versuchsdokumentation Pumpenprüfstand	57
7.1.1	Versuchsvorbereitung.....	57
7.1.2	Geräteliste.....	58
7.1.3	Versuchsdurchführung	59
7.1.3.1	Messwerte.....	59

7.1.4	Auswertung	59
7.1.4.1	Formeln	60
7.1.5	Ergebnisse	60
7.2	Datenblätter	61
7.3	Heizlastberechnung Altbau	64
7.4	Rechenmodell Polysun (Nachdruck)	66
7.5	Formelzeichen und Abkürzungen.....	72
7.6	Literaturverzeichnis.....	74

Solarthermische Systeme zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung

Eine der vielen Möglichkeiten die Strahlungsenergie der Sonne zu nutzen, ist die Erwärmung von Trinkwasser als Ersatz oder Ergänzung zu herkömmlichen Trinkwassererwärmungsanlagen. Diese Systeme sind in vielen südlichen Ländern seit langer Zeit im Einsatz und auch in Deutschland finden sie zunehmend Verwendung. Üblicherweise werden die Anlagen so ausgelegt, dass sie in den Sommermonaten die komplette Trinkwassererwärmung übernehmen, in der Übergangszeit durch eine herkömmliche Anlage unterstützt werden und während der Wintermonate aufgrund der geringeren solaren Einstrahlung und dem niedrigeren Wirkungsgrad der Solarkollektoren kaum einen Beitrag leisten können.

Legt man diese Anlage nun größer aus, so kann einerseits der Anteil der solaren Trinkwassererwärmung erhöht werden, es fallen aber aufgrund der begrenzten Speicherkapazitäten auch zwangsläufig Überkapazitäten an, die bei einer hinreichend großen Anlage auch in der Übergangszeit auftreten und dazu verwendet werden können, die Heizung zu unterstützen. Da zu diesem Zweck die gesamte Anlage in das Heizungssystem eingebunden werden muss, gilt es, sich bereits im Vorfeld der Anlagenplanung zu entscheiden, welche Zielsetzung man mit der solarthermischen Anlage verfolgt, denn ist der Beitrag zu Heizungsunterstützung nur sehr gering, lohnt sich im Allgemeinen der erhebliche Mehraufwand der Einbindung nicht. Die vorliegende Untersuchung beschäftigt sich ausschließlich mit solchen Anlagen, die auch zur Heizungsunterstützung gedacht sind.

Es ist durchaus möglich, eine Gebäude ausschließlich solar mit Wärme zu versorgen, dies wird in sogenannten Sonnenhäusern¹ realisiert, bei denen jedoch zumeist die aktive Solarenergienutzung in Form von Solarkollektoren und Photovoltaikanlagen mit der Passiven kombiniert wird. Eine gute Gebäudedämmung und genaue Planung der Anlage sind dabei aus Kostengründen unerlässlich.

Neubauten müssen in Deutschland seit dem 1. Januar 2009 erneuerbare Energien zur Wärmeversorgung nutzen. Eine der Möglichkeiten stellt dabei die Nutzung von Sonnenenergie durch solarthermische Anlagen dar. In der aktuellen Fassung des Erneuerbare Energien Wärmegesetzes (EEWärmeG) werden dafür mindestens 15% Deckung des Wärmebedarfes durch Solarthermie vorgeschrieben, was ersatzweise auch damit erfüllt ist, dass 0,03 bis 0,04m² Kollektorfläche pro Quadratmeter Nutzfläche

¹ Der Begriff Sonnenhaus ist nicht klar definiert, auch die ausschließlich passive Sonnenenergienutzung und die Integrierung einer großflächigen Photovoltaikanlage werden von einigen Seiten mit diesem Begriff charakterisiert. Obwohl die zugrunde liegende Technik seit tausenden Jahren angewendet wird, ist der eigentliche Wirtschaftszweig erst seit einigen wenigen Jahrzehnten im Aufbau und Begrifflichkeiten werden gerade wegen des vermeintlich guten Images der Solarenergienutzung gerne gebraucht. Streng genommen ist jede vom Menschen genutzte Energieform mit Ausnahme der Nuklearenergie, der Geothermie und der Gravitationsenergie (z.B. in Gezeitenkraftwerken) eine Form von (evtl. gewandelter) Sonnenenergie.

installiert werden.²

Vor diesem Hintergrund stellt sich für einen zunehmenden Teil der Gebäudeeigentümer die Frage nach der passenden Anlage für sein Objekt. Die Wahlmöglichkeiten sind groß und unterschiedliche Anlagenkonfigurationen mitunter schwer miteinander zu vergleichen. Die vorliegende Untersuchung versucht Vergleichsmöglichkeiten aufzuzeigen und anhand einiger verbreiteter Konfigurationen die relevanten Eigenschaften darzustellen. Ziel ist es, über grundsätzliche Unterschiede der Anlagenkomponenten eine quantitative Wertung bezüglich des zu erwartenden solaren Ertrages zu erzielen.

² §3 I S.1 mit Anlage I (1) 1 a) Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG)

1 Systemkomponenten

Solarthermische Anlagen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung weisen eine Vielzahl von Systemkomponenten auf, die nicht immer einheitlich sind, sondern je nach Art der Systemkonfiguration benötigt werden und unterschiedliche Eigenschaften aufweisen müssen. Eine Auflistung aller möglichen Systemkomponenten ist an dieser Stelle weder sinnvoll noch praktikabel, weshalb sich folgende Kurzbeschreibung lediglich auf die im Rahmen dieser Untersuchung relevanten Kernkomponenten bezieht und weitere bewusst ausgeklammert werden.

1.1 Kollektor

Um die Strahlungsenergie der Sonne in nutzbare Wärme zu wandeln, benötigt man einen Solarkollektor. Dieser kann aus einfachsten Mitteln aufgebaut sein, wie z.B. Solarkollektoren zur Schwimmbaderwärmung, die in vielen Fällen aus UV-beständigen Kunststoffschlauchkonstruktionen bestehen, welche allein aufgrund ihrer dunklen Farbe genügend Strahlung absorbieren um die Temperatur des hindurchfließenden Wassers genügend zu erhöhen. Da diese Kollektoren jedoch ohne jede Wärmedämmung im Freien aufgestellt werden, sind die Wärmeverluste der Kollektoren an die Umgebung verhältnismäßig hoch. Das Temperaturniveau von Trinkwarmwasser im Bereich von 45-55°C ist damit kaum zu erreichen. Durch die niedrige Außentemperatur in der Heizperiode können diese einfachen Kollektoren dann gar keinen Beitrag leisten.

Es gilt folglich, die Kollektoren gegen Wärmeverluste zu dämmen. Dazu gibt es prinzipiell zwei Ansätze, um den Absorber (den Teil des Kollektors, in dem die eigentliche Energieumwandlung stattfindet) gegenüber der Umgebung zu isolieren: Isolierung durch Vakuum und Isolierung mittels Dämmmaterial. Zur Nutzung eines Vakuums für die Isolierung wird der Absorber meist in Glasröhren montiert, in denen entweder direkt ein Teilvakuum herrscht oder, wie in den meisten Fällen, das Vakuum innerhalb einer doppelwandigen Röhre aufgebaut wird. Herkömmliche Dämmung mittels Dämmmaterial kann nur auf der sonnenabgewandten Seite des Kollektors erfolgen, Wärmeverluste zu der sonnenzugewandten Seite werden mittels einer Glasabdeckung verringert, die jedoch nur Konvektionsverluste direkt an die Außenluft verhindern kann.

Am Markt haben sich die Bezeichnungen „Vakuurröhrenkollektor (VKR)“ und „Flachkollektor (FK)“ für diese beiden Bauformen etabliert.

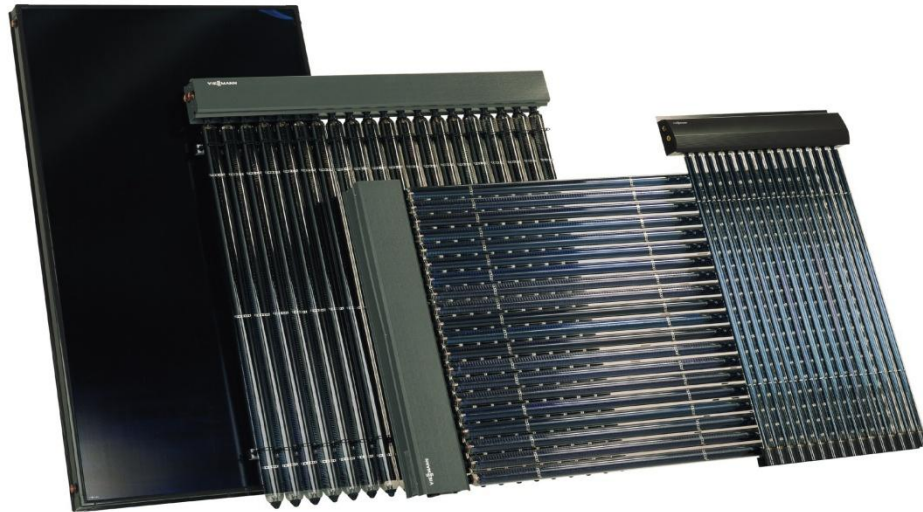


Abbildung: Viessmann Werke

Abb. 1.1 Kollektorbauarten (Flachkollektor links hinten, der Rest Vakuumröhrenkollektoren)
[Qual1, S. 99]

Durch die fast vollständige Unterbindung von Verlusten durch Wärmeleitung und Konvektion bei Vakuumröhrenkollektoren weisen diese einen wesentlich besseren Wirkungsgrad in Abhängigkeit zur Umgebungstemperatur gegenüber Flachkollektoren auf. Abb. 1.2 zeigt typische Verläufe.

Weiterhin unterscheiden sich Solarkollektoren hinsichtlich ihrer verwendeten Materialien, der Anordnung der Absorber und der hydraulischen Anbindung. So wird beispielsweise für den Absorber oft eine selektive Beschichtung verwendet, was in diesem Zusammenhang bedeutet, dass die Absorberoberfläche mit einer Beschichtung versehen ist, die im Emissionsspektrum der Sonne (effektive Oberflächentemperatur $5778\text{K}^{(3)}$) einen hohen Absorptionsgrad aufweist, im Spektrum der Arbeitstemperatur (im Bereich von 300K bis 370K) jedoch gering emittiert. Auch dies ist ein Verfahren um die Wärmeverluste möglichst gering zu halten.

Der Wirkungsgrad eines Kollektors wird über das Verhältnis der auf die Kollektorfläche einfallenden Strahlungsenergie zu der, durch den Kollektor gewandelten, nutzbaren Wärmeenergie definiert. Er wird durch Messungen unter standardisierten Bedingungen nach DIN EN 12975-2 ermittelt und mit Koeffizienten für folgende Gleichung angegeben:

$$\eta_K = \eta_0 - \frac{a_1 \Delta\vartheta + a_2 \Delta\vartheta^2}{E} \quad (1.1)$$

$$\Delta\vartheta = \vartheta_K - \vartheta_U \quad (1.2)$$

Mit ϑ_K : mittlere Temperatur des Kollektors (Mittel aus Medieneintritts- und Austrittstemperatur), ϑ_U : Umgebungstemperatur und E : solare Bestrahlungsstärke in W

³ [Nat12]

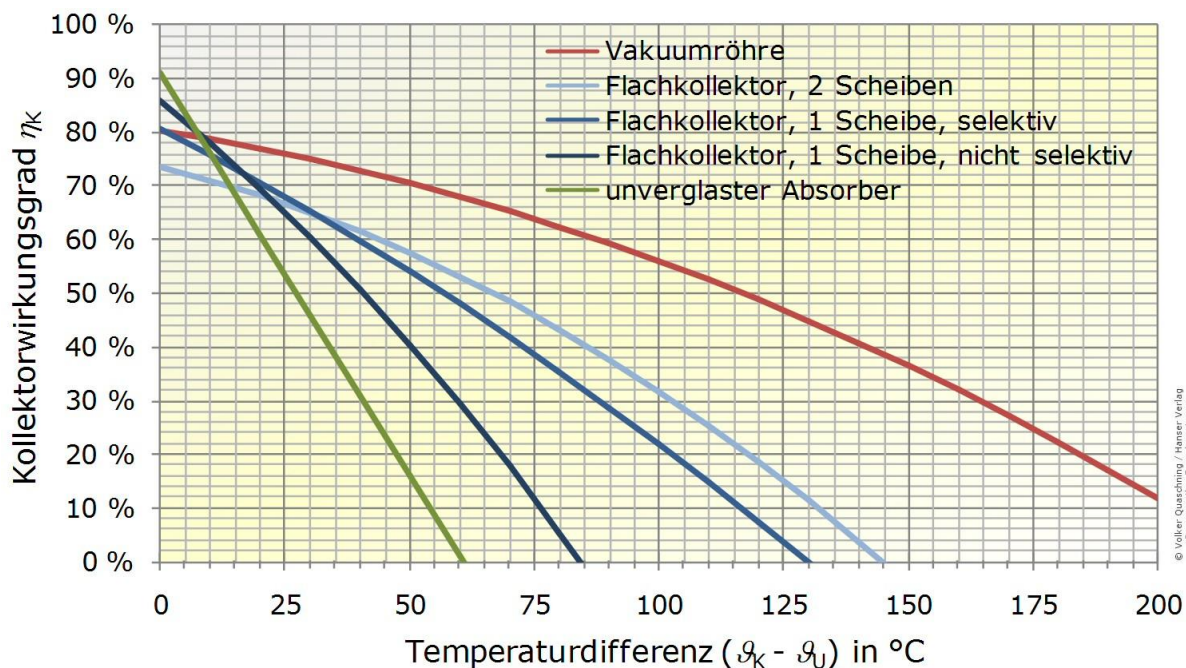


Abb. 1.2 Wirkungsgrade verschiedener Bauformen von Kollektoren in Abhängigkeit der Kollektormitteltemperatur zur Umgebungstemperatur (Bestrahlungsstärke $E=800 \text{ W/m}^2$) [Qua11, S. 110]

Es existieren weitere Kennzahlen, die z.B. den Einfluss der Windgeschwindigkeit abbilden oder auch den Einfallswinkel der Direktstrahlung berücksichtigen.

Die Messungen führen verschiedene unabhängige Prüfinstitute durch. Eines dieser Institute ist das Schweizer Institut für Solartechnik SPF der Hochschule für Technik Rapperswil, das entsprechende Prüfberichte auch auf seiner Website kostenlos zur Verfügung stellt.⁴

Wie man in Abb. 1.2 sieht, ist der Wirkungsgrad stark abhängig von der Temperaturdifferenz des Kollektors zur Umgebung. Es gilt folglich diese so gering wie möglich zu halten. Die hydraulische Einbindung, die Form der Nachheizung und die Wahl der Steuerparameter in der Solarregelung (vgl. dazu die folgenden Abschnitte) können hier einen entscheidenden Einfluss ausüben.

Ein weiteres Unterscheidungskriterium ist die interne Hydraulik des Kollektors. Bei VKR wird für den Abtransport der Wärme des Absorbers entweder eine Heatpipe mit einem angeschlossenen Wärmeübertrager, der vom Trägerfluid umströmt wird, eingesetzt oder es kommt ein direkt durchströmtes U-Rohr oder Koaxialrohr zum Einsatz. Bei Flachkollektoren wird die Wärme direkt durch das Trägermedium entweder durch mehrere parallele Rohrleitungen, ein mäanderförmig verlaufendes Rohr oder Mischformen aus beidem vom Absorber transportiert. Abb. 1.3 und Abb. 1.4 verdeutlichen die unterschiedlichen Anbindungen.

⁴ siehe <http://www.solarenergy.ch/Kollektoren.111.0.html>

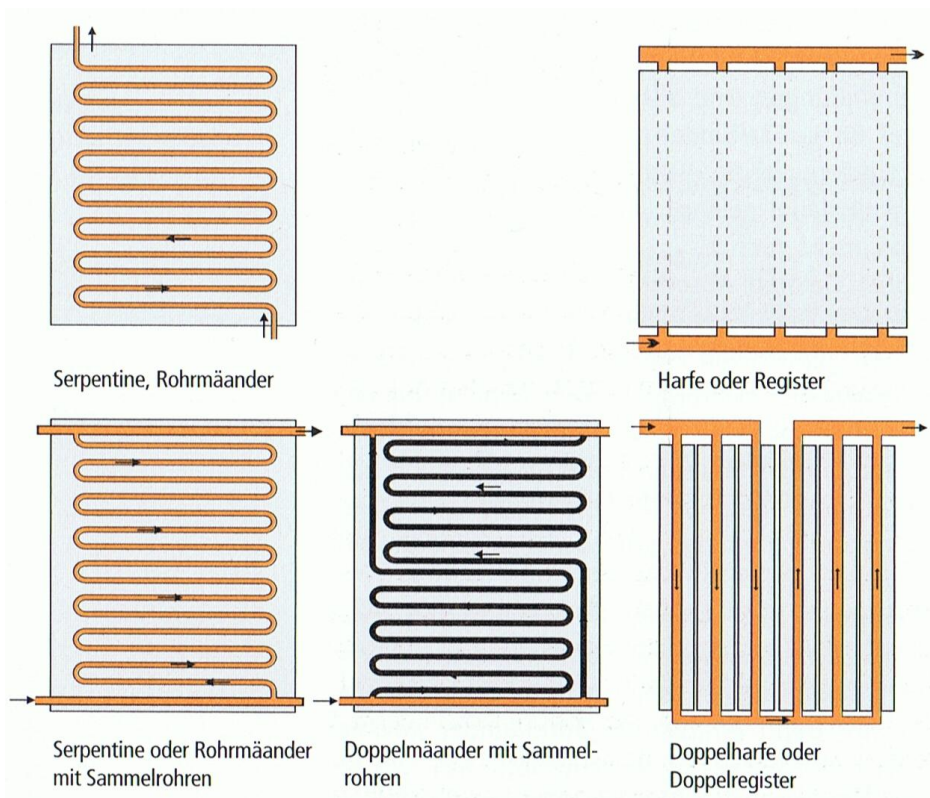


Abb. 1.3 Hydraulische Anbindungen von Absorbern bei Flachkollektoren [Spä08, S. 48]

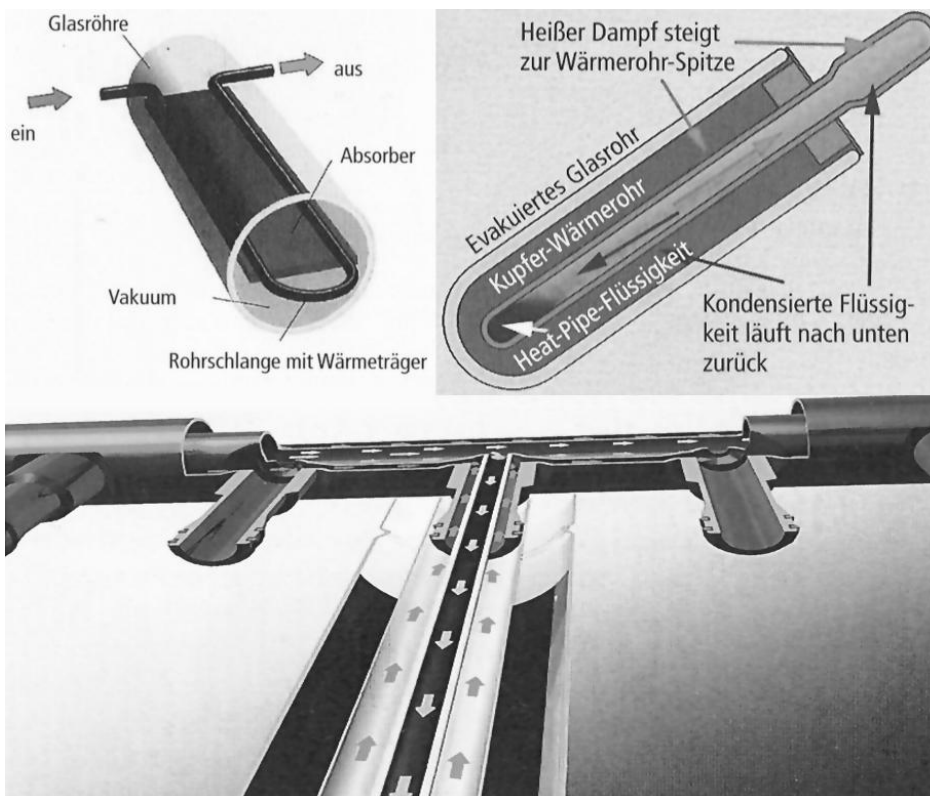


Abb. 1.4 Anbindungsvarianten des Absorbers im Vakuumröhrenkollektor (oben links: U-Rohr; oben rechts: Heatpipe; unten: Koaxialrohr) [Spä08, S. 59]

Ein genereller Vorteil hinsichtlich der erzielbaren Wirkungsgrade ist nicht zu beobachten. Jedoch ist die interne Hydraulik ein entscheidendes Kriterium für die Auswirkungen von Anlagenstillständen auf das verwendete Wärmeträgerfluid. Dazu folgend ein kurzer Exkurs.

1.1.1 Stagnation

Über Gleichung (1.1) kann direkt die jeweilige Stillstandstemperatur eines Kollektors ermittelt werden. In diesem Fall ist der Wirkungsgrad $\eta_K=0$, da sich bei dieser Temperatur die Wärmeverluste an die Umgebung und die, durch den Absorber aufgenommene Strahlungsenergie aufheben. Diese Temperatur wird erreicht, wenn der Wärmetransport des Kollektors an den Verbraucher bzw. Pufferspeicher unterbrochen ist. Dies kann durch einen Anlagendefekt auftreten, aber auch wenn keine Wärme mehr benötigt wird. In den Sommermonaten tritt es nicht selten auf, dass der Pufferspeicher bereits mit maximal zulässiger Temperatur beladen ist, kein Verbraucher Wärme entnimmt und die Sonneneinstrahlung hoch ist. In diesem Fall wird die Solarkreispumpe durch die Regelung (s.u.) abgeschaltet und der Kollektor heizt sich bis zu seiner Stillstandstemperatur auf. Typische Temperaturen sind für Flachkollektoren Werte um 200°C und für VKR bis zu mehr als 300°C.⁵

Bei diesen Temperaturen kommt es bei den verwendeten Wärmeträgermedien zu Verdampfung, weshalb (bei geschlossenen Systemen) ein ausreichend großes Ausdehngefäß im Solarkreislauf zwingend vorgeschrieben ist. Wird, wie in vielen Anlagen in Deutschland, zur Frostsicherung ein Propylenglykol-Wasser-Gemisch eingesetzt, kommt es bei zu hohen Temperaturen zu einer Veränderung der Zusammensetzung. Die Inhaltsstoffe (neben Propylenglykol auch zugesetzte Inhibitoren zum Korrosionsschutz) oxydieren oder werden thermisch gecrackt. Dies ist z.T. ein irreversibler Vorgang, der zu Klumpenbildung im wieder abgekühlten Fluid führt und die Anlage funktionsunfähig machen kann.

Um dies zu vermeiden gibt es unterschiedlichste Ansätze:

- Die Verwendung von reinem Wasser als Wärmeträger, wobei die Anlage bei Frostgefahr entleert oder geheizt werden muss.
- Die Abführung von Wärme über ein Schwimmbad oder ein Teilentladen des Speichers über die Kollektoren in der Nacht.
- Die Abschattung der Kollektoren bei Stillstand
- Das sogenannte „Drain-Back-System“, bei dem sich die Kollektoren entleeren, wenn die Solarkreispumpe steht und die Wärmeträgerflüssigkeit in einem Vorratsbehälter bereitgehalten wird.

In der Praxis hat sich jedoch gezeigt, dass bei geeigneten Rohrführungen in dem Kollektor und den Anschlüssen der Wärmeträger auch bei Stagnation nur wenig beansprucht wird und eine Erneuerung nur sehr selten (im Rhythmus von fünf bis zehn Jahren) notwendig ist. Dies ist der Fall, wenn sich das System im Stagnationsfall nicht „leer kocht“ sondern „leer drückt“. Gerade in Kollektoren mit mään-

⁵ vgl. Prüfblätter des SPF, s.o

derförmigen Strömungskanälen kommt es bei Stagnation zur Bildung von Dampfblasen und Fluideinschlüssen im Siedebereich was dazu führt, dass ein vergleichsmäßig großer Teil des Fluides verdampft. In Harfenkollektoren mit vertikal verlaufenden Strömungskanälen kann es dazu, aufgrund der Geometrie nur bedingt kommen. Der Dampf steigt in den oben verlaufenden Sammler und drückt den Kollektor nach unten leer. **Abb. 1.5** skizziert diesen Unterschied.

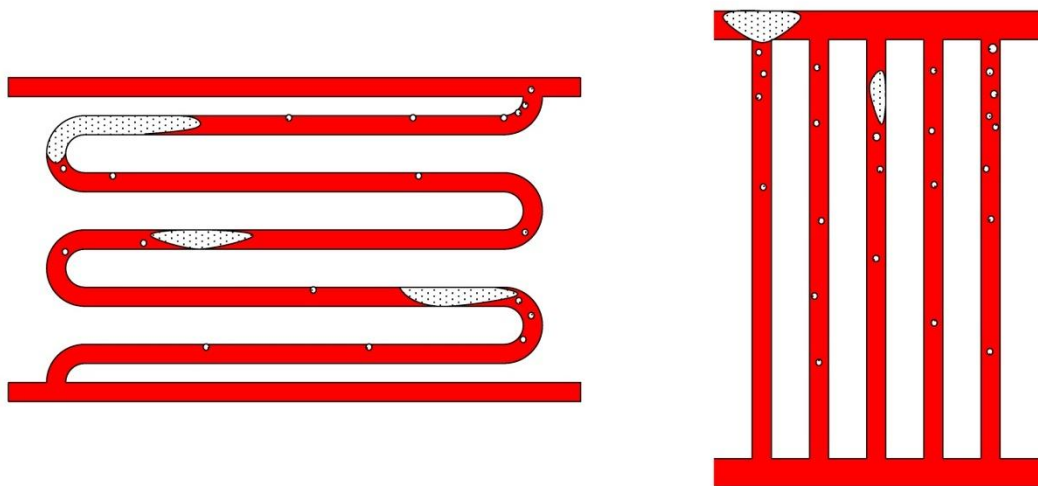


Abb. 1.5 Stagnationsverhalten von Mäander- und Harfenkollektor (rechts)

1.2 Speicher

Da Wärmebedarf und –erzeugung zeitlich meist nicht zusammenfallen, muss die durch den Kollektor erzeugte Wärme zwischengespeichert werden. In Systemen zur reinen Trinkwassererwärmung übernimmt dies der eventuell schon von einer herkömmlichen Heizung vorhandene Warmwasserspeicher. Zur Heizungsunterstützung muss zusätzlich ein Pufferspeicher installiert werden, der einen Warmwasserspeicher integriert haben kann (sogenanntes Tank-in-Tank System, als Kombispeicher bezeichnet). Dieser Speicher kann sowohl drucklos als auch mit Überdruck betrieben werden. Für den drucklosen Betrieb ist jedoch für die Einbindung in die Heizungsanlage ein Wärmetauscher notwendig.

Es gilt den Pufferspeicher, wie alle anderen Komponenten der solarthermischen Anlage, möglichst gut gegen Wärmeverluste zu dämmen. Insbesondere Verluste durch natürliche Konvektion in den Anschlussverrohrungen werden bei einfach aufgebauten Pufferspeichern oft vernachlässigt.

Die Größe dieses Speichers richtet sich ganz nach den Anforderungen an die Anlage und kann von wenigen hundert bis mehreren zehntausend Litern Inhalt variieren. Bei diesen sehr großen Speichern spricht man von Saisonspeichern, da diese meist die Aufgabe haben, die Wärme über mehrere Wochen und sogar Monate zu speichern. Thermodynamisch ist ein großer Speicher günstig, da sich die Verluste über die Oberfläche definieren, die Speicherkapazität jedoch mit dem Volumen ansteigt. Man erhält hier bei gleichbleibender Geometrie ein „Gewinn/Verlust-Verhältnis“ von einer Potenz.

Als Speichermedium wird zumeist Wasser verwendet. Doch auch andere Medien eignen sich, wobei an dieser Stelle lediglich noch der sogenannte Latentwärmespeicher genannt werden soll, der bezogen auf sein Volumen eine hohe spezifische Speicherkapazität aufweist, da hier die vergleichsweise hohe Schmelzwärme, die für einen Phasenübergang benötigt wird, nutzbar gemacht wird. Geeignete Medien sind z.B. Paraffine, die einen Schmelzpunkt im nutzbaren Bereich von z.B. 60°C aufweisen. (Die Anforderungen an das Temperaturniveau sind bei heizungsunterstützenden Anlagen von der Dimensionierung des Heizsystems abhängig.)

Im weiteren Verlauf dieser Untersuchung wird jedoch nur Bezug auf nicht saisonale Pufferspeicher mit Heizungswasser als Speichermedium genommen, da diese mit Abstand am häufigsten Verwendung finden.

Die geometrische Form des Speicherbehälters ist prinzipiell frei wählbar. Zylindrische Formen eignen sich bei druckbelasteten Speichern selbstverständlich besser als andere, die Oberfläche sollte im Vergleich zum Volumen möglichst klein gehalten werden und der Körper sollte symmetrisch sein, um gleichmäßige Temperaturverhältnisse zu gewährleisten.

Am weitesten verbreitet ist die zylindrische Form, sowohl liegend als auch stehend, wobei die stehende Variante Vorteile in Hinsicht der Temperaturverteilung aufweist. Da Wasser eine relativ kleine Wärmeleitfähigkeit hat, kommt es bei Vermeidung von Turbulenzen im Speicher zu einer Temperaturschichtung, die wegen der starken Temperaturabhängigkeit des Kollektors sehr von Vorteil sein kann. Ist der Kollektor so an den Speicher angebunden, dass der Vorlauf in den oberen Speicherbereich mündet und der Rücklauf im Unteren, so kann bei optimaler Schichtung der Kollektor im maximalen Wirkungsgrad arbeiten. Aus diesem Grund sind schlanke, stehende Speicher vorteilhafter als Speicher, deren Verhältnis von Höhe zu Durchmesser kleiner ist, obwohl diese eine geringere spezifische Oberfläche besitzen.

Die Behältermaterialien sind typischerweise einfache Baustähle für nicht korrosive Speichermedien wie z.B. Heizungswasser. Für Trinkwasserspeicher werden aufgrund des erhöhten Sauerstoffgehaltes von Trinkwasser Emaillierungen und Edeltähle verwendet.

Seit wenigen Jahren sind auch Speicher aus faserverstärkten Kunststoffen am Markt verfügbar, welche jedoch hauptsächlich als drucklose Variante angeboten werden. Neben den Kosten bieten diese Speicher auch den Vorteil, dass sie z.T. vor Ort zusammengesetzt werden können, was die Installation eines Speichers in bestimmten Fällen überhaupt erst möglich macht.

Die Wärmeisolierung des Speichers ist von großer Bedeutung, typische Dämmmaterialien sind Weich- und Hartschaum aus Polyurethan aber auch Polystyrole und Stein- sowie Glaswolle finden Verwendung.

Die Beladung und Entladung des Speichers kann direkt oder indirekt über Wärmetauscher geschehen. Maßgeblich ist hier das Speichermedium und Wärmeträgerfluid. In heizungsunterstützenden Systemen in Deutschland mit einer Propylenglykollmischung als Wärmeträger und Heizungswasser als Speichermedium ist es üblich, solarseitig in den Speicher verbaute Wendelwärmetauscher zu verwenden. Externe Wärmetauscher haben den Vorteil der regelbaren Volumenströme und Temperaturen, sind jedoch teurer in der Anschaffung und benötigen eine zweite Pumpe. Systeme ohne Frostschutz haben den Vorteil den Speicher ohne Wärmetauscher und damit ohne Temperaturdifferenz beladen zu

können.

Ein externer Wärmetauscher zur Trinkwasserbereitung wird als Frischwasserstation bezeichnet und bietet eine Reihe von Vorteilen:

- Höhere maximale Speichertemperatur, da Verkalkung nur innerhalb des externen Wärmetauschers auftreten kann und dieser die Möglichkeit zur Reinigung und Austausch bietet.
- Keine Gefahr von Legionellenwachstum aufgrund der geringen Wassermenge und Verweilzeit im kritischen Bereich von 32-42°C⁽⁶⁾.
- Keine Bevorratung von zweckgebundener Wärme wie in einem Warmwasserspeicher.
- Durch geeignete primäre Anbindung an den Pufferspeicher wird eine optimale Temperaturschichtung erreicht. Die Temperatur von Frischwasser aus dem Versorgungsnetz beträgt meist ca. 10°C.

Auch hier besteht der Nachteil von höheren Kosten und einer zusätzlichen Pumpe.

Eine Sonderform stellt die solarseitige Anbindung durch einen Wärmetauscher mit Schichtlanze im Speicher dar. Hier wird der Speicher durch ein vertikal verlaufendes Rohr beladen, welches auf seiner gesamten Länge mit Öffnungen versehen ist, die eine temperaturabhängige Einschichtung aufgrund des Dichteunterschiedes von Wasser bei unterschiedlichen Temperaturen ermöglichen sollen. Realisiert wird dies in anderen Systemen auch aktiv durch schaltbare Zuläufe auf verschiedenen Speicher-ebenen.

Genauere Untersuchungen zu dem Schichtverhalten von Pufferspeichern und welchen Einfluss die Art der Be- und Entladung im Einzelnen haben, sind öffentlich nicht verfügbar. Die Berechnung ist äußerst aufwendig und nur durch umfangreiche CFD-Modelle zu realisieren. Generelle Auslegungskriterien wurden bis dato noch nicht veröffentlicht.

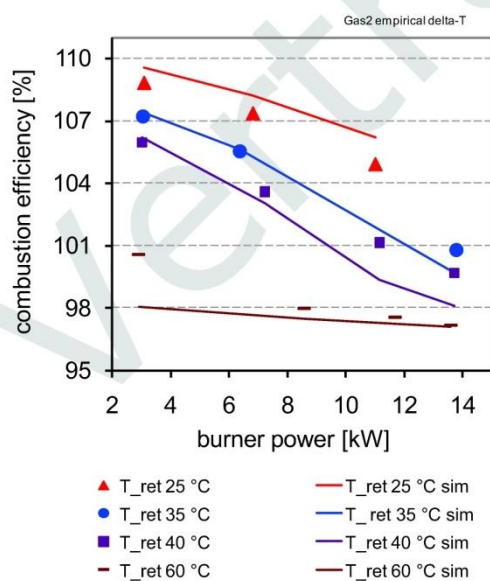
Bei den Anschlüssen des Speichers ist darauf zu achten, dass keine Konvektionsströme auftreten, welche erhebliche Wärmeverluste verursachen können. Eine Siphonierung der Anschlüsse behebt das Problem.

1.3 Zuheizung

Die meisten solarthermischen Anlagen zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung werden so dimensioniert, dass eine ausschließliche Wärmeversorgung über die Solaranlage nicht für das ganze Jahr gewährleistet ist. Zur Wärmeversorgung in den Wintermonaten muss folglich ein zweiter Wärmeerzeuger installiert werden, der auch in der Übergangszeit oder während einer lang andauernden Schlechtwetterperiode im Sommer die Solaranlage unterstützen kann. Prinzipiell ist dazu jede Form von Wärmeerzeuger geeignet, wobei es Unterschiede in der Einbindung von Wärmeerzeuger und Solaranlage gibt. Werden Wärmeerzeuger mit konstanter Leistung verwendet, ist es günstig über diese den Pufferspeicher zu laden, da so häufiges An- und Abschalten (als „takten“ des Kessels bezeichnet) vermieden wird und dabei auftretende Verluste verringert werden können.

⁶ [Rec11, S. 2009]

Moderne Heizkessel verfügen über einen großen Leistungsbereich in dem sie modulieren können. Es ist prinzipiell nachteilig, diese Kessel Wärme auf Vorrat produzieren zu lassen, da eine Bevorratung immer mit Speicherverlusten verbunden ist. Dies gilt jedoch nur soweit, wie der Wärmebedarf im Leistungsbereich des Kessels liegt, da ansonsten auch diese Kessel anfangen zu takten. Zu beachten ist dabei auch, dass der Kesselwirkungsgrad bei niedriger Leistung nicht abfällt, was mitunter jedoch nicht nachvollzogen werden kann, da Hersteller oft keine Informationen darüber offenlegen. Das Schweizer Institut für Solarforschung SPF hat im Rahmen einer internen Studie ein Gasbrennwertgerät vermessen, welches zwar nicht näher benannt wurde, dessen Ergebnisse hier jedoch kurz vorgestellt werden sollen.



„Feuerungstechnischer Wirkungsgrad für Messserien mit konstanten Rücklauftemperaturen in Abhängigkeit der Leistungsstufe. Die als Linien dargestellten Werte sind simuliert (sim), die Punkte entsprechen gemessenen Werten.“

Abb. 1.6 Wirkungsgrad Brennwert-Gaskessel [Kon09]

Wie man deutlich sieht, steigt der feuerungstechnische Wirkungsgrad mit sinkender Leistung signifikant an. Es bleibt zu untersuchen, ob dies auch auf andere Brennwertgeräte übertragbar ist. Aufgrund der schwierigen Informationslage wird im Folgenden jedoch davon ausgegangen.

1.4 Regelung der Solaranlage

Primäre Aufgabe der Solarregelung ist die Steuerung der Umwälzpumpe im Solarkreislauf. Prinzipiell reicht hier ein Zweipunktregler, der die Kollektorausgangstemperatur mit der Speichertemperatur vergleicht und bei über- bzw. unterschreiten einer vorgegebenen Temperaturdifferenz die Pumpe schaltet. Moderne Solarregler bieten jedoch weit mehr Funktionen und sind z.T. in der Lage, eine Vielzahl der Steuer- und Regelaufgaben der Hauswärmetechnik zu übernehmen. Auch einige Kesselregelungen bieten die Möglichkeit eine Solaranlage einzubinden, was jedoch oftmals auf den Kauf eines Zusatzmoduls hinausläuft. In Extremfällen kann es durch diesen modularen Aufbau dazu kommen, dass sechs Module und mehr (Kessel, Solar, Raumtemperatur, Außentemperatur, Heizkreis(e), Warmwas-

serbereitung, etc.) installiert werden und der Nutzer der Anlage den Überblick in der Bedienung verliert. Dies gilt es zu Vermeiden, da eine moderne Heizungsanlage erst durch Optimierung der Reglereinstellung verbrauchsoptimiert betrieben werden kann.

Stellvertretend werden an dieser Stelle die Solarregelungen der Firma Resol und Technische Alternative genannt. Diese Regelungen bieten typischerweise eine Vielzahl von Eingängen zur Messung von Temperaturen und Volumenströmen, sowohl digitale als auch analoge Ausgänge zum Steuern von Pumpen, Schaltventilen und weiteren Geräten und geben die Möglichkeit, den Zustand der Anlage zu visualisieren. Einige dieser Regelungen sind frei programmierbar (z.B. TA1611, Technische Alternative), andere verfügen über vorgefertigte Anlagenschemen (z.B. DeltaSol MX, Resol).

Eine nützliche Funktion dieser Regelungen ist es, die gemessenen Anlagendaten zu speichern und auf diese Weise das Anlagenverhalten über einen langen Zeitraum analysieren zu können.

1.5 Pumpen

Als Umwälzpumpen für den Solarkreislauf werden heutzutage spezielle Solarpumpen von den Herstellern angeboten. Im Prinzip eignen sich jedoch auch einfache Heizungsumwälzpumpen, die sich mitunter kaum von den speziellen Solarpumpen unterscheiden. Die Besonderheit der einzelnen Modelllinien liegt oft in den Materialien, die eine bessere Verträglichkeit mit den verwendeten Frostschutzmitteln gewährleisten sollen (bei dem Hersteller Wilo beispielsweise eine sog. kataphorese-Beschichtung). Für bestimmte Anlagenkonfigurationen werden jedoch spezielle Pumpen benötigt. So war es bis vor einigen Jahren schwierig, für Low-Flow Anlagen mit einem Durchsatz von 8-15l/m²h geeignete Pumpen zu finden, da dieser geringe Durchfluss verbunden mit einer relativ großen Förderhöhe im Heizungsbereich bisher nicht benötigt wurde. Seit einigen Jahren sind jedoch für fast alle denkbaren Konfigurationen Pumpen auf dem Markt.⁷

Zu unterscheiden sind dabei grundsätzlich zwei Typen: Standard-Umwälzpumpen und so genannte Hocheffizienzpumpen. Die Standardausführungen bestehen in den meisten Fällen aus Nassläufer-Kreiselpumpen mit Wechselstrom-Asynchronmotoren. „Hocheffizienzpumpen“ besitzen als Antrieb einen permanentmagneterregten Synchronmotor, der den Gesamtwirkungsgrad zusammen mit einer integrierten Elektronik zur Drehzahlsteuerung mittels Frequenzumformer deutlich erhöht, die Pumpe in der Anschaffung jedoch auch deutlich teurer macht.

Umwälzpumpen verbrauchen Strom und damit Fremdenergie. Dass falsch dimensioniert oder eingestellte Umwälzpumpen im Heizungskreislauf erhebliche Kosten verursachen können, wird schon seit einiger Zeit durch das Installationshandwerk und die Industrie in das öffentliche Bewusstsein gebracht und soll hier nicht zu weiteren Erläuterung gebracht werden. Der Rolle der Umwälzpumpe im Solarkreislauf wird jedoch weniger Beachtung geschenkt, weshalb im Folgenden näher darauf eingegangen wird.

⁷ [Mey02, S. 26]

Im Solarkreis gibt es zwei Bauteile, die Hilfsenergie in Form von elektrischem Strom benötigen: Die Umwälzpumpe(n) und die Regelung. Ein Teil dieser Energie kommt dem System zugute. Wenn sowohl Regelung als auch Pumpen innerhalb der thermischen Hülle des Gebäudes aufgestellt sind, geht während der Heizperiode kein Anteil verloren, sondern wird dem System als Wärmeenergie zugeführt. Dennoch ist es nicht nur außerhalb der Heizperiode erwünscht, die Hilfsenergie zu minimieren, da elektrischer Strom teuer ist und seine Verwendung zum Heizen dem Sinn einer Solaranlage grundsätzlich zuwider läuft. Der Leistungsbedarf der Regelung ist im Vergleich zur Pumpenleistung gering. Moderne Regelungen haben einen Leistungsbedarf im einstelligen Wattbereich (ohne aktive Ausgänge). Standardumwälzpumpen benötigen jedoch je nach Systemkonfiguration typischerweise bis zu 100W.

Bei Solaranlagen mit festen Durchflussraten (sog. High-Flow oder Low-Flow-Systeme, vgl. Abschn. 3.2) wird die Umwälzpumpe dem Bedarf direkt angepasst. Die Auswahl erfolgt nach den anerkannten Regeln der Technik und legt den elektrischen Leistungsbedarf für den Pumpenbetrieb fest. Betrachtet man Matched-Flow-Systeme, stellt sich jedoch die Frage nach dem elektrischen Leistungsbedarf der Pumpe bei unterschiedlichen Drehzahlen. Hier wird durch das Installationshandwerk und die Industrie gelegentlich auf die Proportionalgesetze der Hydraulik verwiesen, wonach bei einer Halbierung der Drehzahl und damit des Durchflusses nur noch ein Achtel der hydraulischen Leistung aufgewendet werden muss. Wie sich der elektrische Leistungsbedarf dazu verhält ist jedoch meistens unklar. Im Gespräch mit Installateuren sowie Planern kommt es zudem häufig vor, dass die obige Gesetzmäßigkeit der hydraulischen Leistung mit der elektrischen gleichgesetzt wird. Auch in der Literatur gibt es kaum Hinweise auf eventuell bestehende feste Zusammenhänge, allenfalls Vergleiche von unterschiedlichen Möglichkeiten der Regelung hinsichtlich ihrer Effizienz.⁸ Vergleicht man mit [SHK10, S. 431] findet sich obiges Proportionalgesetz unter folgender Schreibweise und mit folgendem Merksatz:

$$\frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^3 \quad (1.3)$$

„Halbierung der Drehzahl [...] 1/8 der Leistung P1“

Wobei darauf hinzuweisen ist, das die Bezeichnung P1 im Zusammenhang Heizungsumwälzpumpen in Datenblättern normalerweise für die elektrische Leistung gebraucht wird.

Am Rande sei anzumerken, dass diese Thematik auch für Heizkreisläufe von Interesse ist, da hier zunehmend geregelte Pumpen angeboten werden, welche ihren Förderstrom dem Bedarf anpassen und die Werbung suggeriert, damit könne der Verbraucher Stromkosten sparen.⁹

Diese Fragestellung wird im Folgenden näher betrachtet. Es wurde ein Versuchsaufbau eingerichtet, auf dem Umwälzpumpen hinsichtlich ihrer Leistungsaufnahme untersucht werden können. Ziel war es nicht, universelle Gesetzmäßigkeiten aufzuzeigen (zumal dies, wie weiter unten erläutert, auch nicht

⁸ siehe z.B. [Rec11, S. 1015]

⁹ z.B. [WIL09, S. 33]

möglich ist), sondern eine ungefähre Vorstellung darüber zu erlangen, wie sich der Leistungsbedarf bei Drehzahländerung verhalten kann.

Die untersuchte Standardpumpe wurden von der Firma PAW zur Verfügung gestellt und stellt eine willkürliche Auswahl aus den derzeit von PAW angebotenen Baugruppen (wie z.B Solarstationen und Frischwassermodule) dar.

1.5.1 Drehzahländerung von Heizungsumwälzpumpen

1.5.1.1 Pumpenkennlinie und Anlagenkennlinie

Das Verhältnis von Förderstrom, Förderhöhe und elektrischem Leistungsbedarf einer Pumpe wird in der **Pumpenkennlinie** wiedergegeben. Sie ist für jede Pumpe einzigartig und wird in der technischen Dokumentation vom Hersteller geliefert. In ihr vereinen sich die hydraulischen und mechanischen Eigenschaften der Pumpe selbst und die elektrischen Eigenschaften des antreibenden Motors. Diese Kennlinien werden jedoch nur für einen oder mehrere feste Betriebspunkte der Pumpe angegeben und nicht für beliebige Drehzahlen, was durch die unterschiedlichen Regelungsmöglichkeiten auch nicht praktikabel wäre (s.u.).

Nach den Proportionalgesetzen würde eine Drehzahländerung der Pumpe zu einer Parallelverschiebung der Kennlinien führen. Dies ist jedoch nur bei konstanten Pumpenwirkungsgraden zulässig, was im Allgemeinen nicht zutrifft, da der Wirkungsgrad von Kreiselpumpen mit Verringerung der Drehzahl sinkt. Eine Aussage über den Wirkungsgrad des antreibenden Motors zu treffen fällt noch schwerer, da hier meist keine Daten außer den elektrischen Anschlusswerten vorliegen.

Die **Anlagenkennlinie** beschreibt den Zusammenhang zwischen Druckverlust und Förderstrom des einzelnen Rohrnetzes. Sie folgt überschlägig einer Parabel durch den Nullpunkt. Streng genommen gilt dies jedoch nur für turbulente Strömungen im rauhen Rohr, da hier die Rohrreibungszahl unabhängig von der Reynoldszahl Re ist.

Zum Vergleich: Rohrreibungszahl λ bei turbulenter Strömung für glattes Rohr:

$$\frac{1}{\lambda} = 2 \lg \left(Re \frac{\sqrt{\lambda}}{2,51} \right) \quad (1.4)$$

Übergangsgebiet:

$$\frac{1}{\lambda} = -2 \lg \left(\frac{\varepsilon}{3,71 d} + \frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} \right) \quad (1.5)$$

rauhes Rohr:

$$\frac{1}{\lambda} = -2 \lg\left(\frac{\varepsilon}{3,71d}\right) \quad (1.6)$$

mit Rohrrauigkeit ε und -durchmesser d .

Für die skizzierte Fragestellung soll es jedoch ausreichen mit dem Proportionalitätsgesetz zu arbeiten. Da dann

$$\Delta p = konst \cdot \dot{V}^2 \quad (1.7)$$

und mit

$$P_{hyd} = \Delta p \cdot \dot{V} \quad (1.8)$$

folgt

$$P_{hyd} = konst \cdot \dot{V}^3 \quad (1.9)$$

Dadurch ist es möglich, den theoretischen Verlauf der hydraulischen Leistung eines Pumpenkreislaufes auch ohne eine Differenzdruckmessung anzugeben, was in der vorliegenden Untersuchung von Umwälzpumpen ausgenutzt wurde.

1.5.1.2 Regelmöglichkeiten von Fluidkreisläufen

Es gibt mehrere Möglichkeiten, den Volumenstrom in einem Fluidkreislauf zu verändern. Einige dieser Möglichkeiten bieten nur eine feste Einstellung, andere nehmen einen variablen Einfluss auf den Förderstrom. Wirkliche Regelungen im eigentlichen Sinne sind diese Einflussnahmen im Allgemeinen nicht. Da der Begriff in der Literatur jedoch häufig für eben diese Einflussnahme verwendet wird, soll er auch hier weiterhin Verwendung finden.

Die einfachste Möglichkeit den Förderstrom zu verändern ist, in den Rohrkreislauf eine **Drossel** einzubauen und damit den Druckverlust der Anlage zu erhöhen. Obwohl diese Möglichkeit zu den energetisch unwirtschaftlichsten gehört, wird dennoch aufgrund ihrer Einfachheit im Heizungsbau oft von ihr Gebrauch gemacht. So finden sich z.B. bei Solaranlagen in High- und Low-Flow-Systemen häufig Schwebekörperdurchflussmesser mit Drosselmöglichkeit, um den gewünschten Durchfluss einzustellen.¹⁰

Eine weitere Möglichkeit den Volumenstrom zu beeinflussen sind sog. **Bypassregelungen**, hier wird

¹⁰ Eine genaue Berechnung des Solarkreislaufes hinsichtlich des Druckverlustes im Auslegungspunkt findet oft nicht statt, bzw. ist im Vorfeld nicht möglich, da die genaue Rohrführung erst bei Montage erfolgt. Deshalb wird in der Praxis die Pumpe so dimensioniert und bestellt, dass sie auch bei ungünstigster Rohrführung den erforderlichen Förderstrom bereitstellen kann. Die Überschüsse werden dann „weggedrosselt“.

die Druckseite der Pumpe über eine Drossel mit der Saugseite verbunden. Energetisch ist dies noch unrentabler als eine reine Drosselregelung, für bestimmte Anwendungen jedoch durchaus sinnvoll. Im Heizungsbau wird ein Bypass beispielsweise zum Ausgleich von sich schließenden Thermostatventilen in den Heizkreis integriert, wenn eine Drehzahlregelung der Pumpe nicht gewünscht ist.

Die beiden bis jetzt genannten Möglichkeiten verändern den Volumenstrom auf Anlagenseite, d.h. die Pumpe arbeitet weiterhin auf ihrer Kennlinie. Um diese Kennlinie zu verändern muss direkt Einfluss auf die Pumpe genommen werden. Zu diesen Möglichkeiten zählt die **Drehzahlregelung**¹¹.

Der Vollständigkeit halber seien noch die Verwendung von mehreren optional parallel zuschaltbaren Pumpen, sowie die Veränderung der Laufradschaufelgeometrie und –stellung erwähnt. Ersteres wird in der Heizungstechnik nur bei Großanlagen verwendet und Letzteres, soweit bekannt, nur in industriellen Anwendungen von Kreiselpumpen.

Auf welche Art und Weise die Drehzahl beeinflusst werden kann, hängt davon ab, welchen Antrieb die Pumpe besitzt. Bei Standardpumpen mit Asynchronmotor gibt es folgende Möglichkeiten:

- Änderung der Polpaarzahl
- Änderung der Frequenz
- Änderung der Spannung

Der Wirkungsgrad (und damit der Leistungsbedarf bei gleicher hydraulischer Leistung) des Systems Pumpe-Motor wird bei der Drehzahländerung beeinflusst. Sowohl Pumpe wie Motor haben einen Punkt des höchsten Wirkungsgrades. Geht man davon aus, dass Motor und Pumpe vom Hersteller so aufeinander abgestimmt wurden, dass sie im Auslegungsbereich als System mit optimalem Wirkungsgrad arbeiten, so bewirkt eine Verringerung der Drehzahl eine Verkleinerung des Wirkungsgrades. Der Auslegungsbereich von Heizungsumwälzpumpen befindet sich im Allgemeinen im mittleren Drittel der Pumpenkennlinie.¹² Nimmt man ausgehend von diesem Bereich Einfluss auf die Motordrehzahl und verringert diese beispielsweise durch Einflussnahme auf die Anschlussspannung durch Pulsweitenmodulation¹³ so verringert sich Motor- und Pumpenwirkungsgrad. Das Maß dieser Änderung ist dabei von den Kenndaten beider Maschinen abhängig, die im Einzelnen allgemein nicht bekannt sind.

¹¹ Indirekt wird die Drehzahl auch von Drosselung und Bypass beeinflusst. Es erfolgt allerdings keine direkte Einflussnahme.

¹² vgl. [SHK10, S. 432].

¹³ Wie experimentell im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt, s.u.

Moderne Solarregler bieten meist zwei verschiedene Möglichkeiten der Drehzahländerung: Die Anpassung des Effektivwertes der Spannung über eine Pulsweitenmodulation, sowie, bei geeigneten Pumpen über ein 0-10V Stellsignal und einer pumpeninternen Ansteuerung.

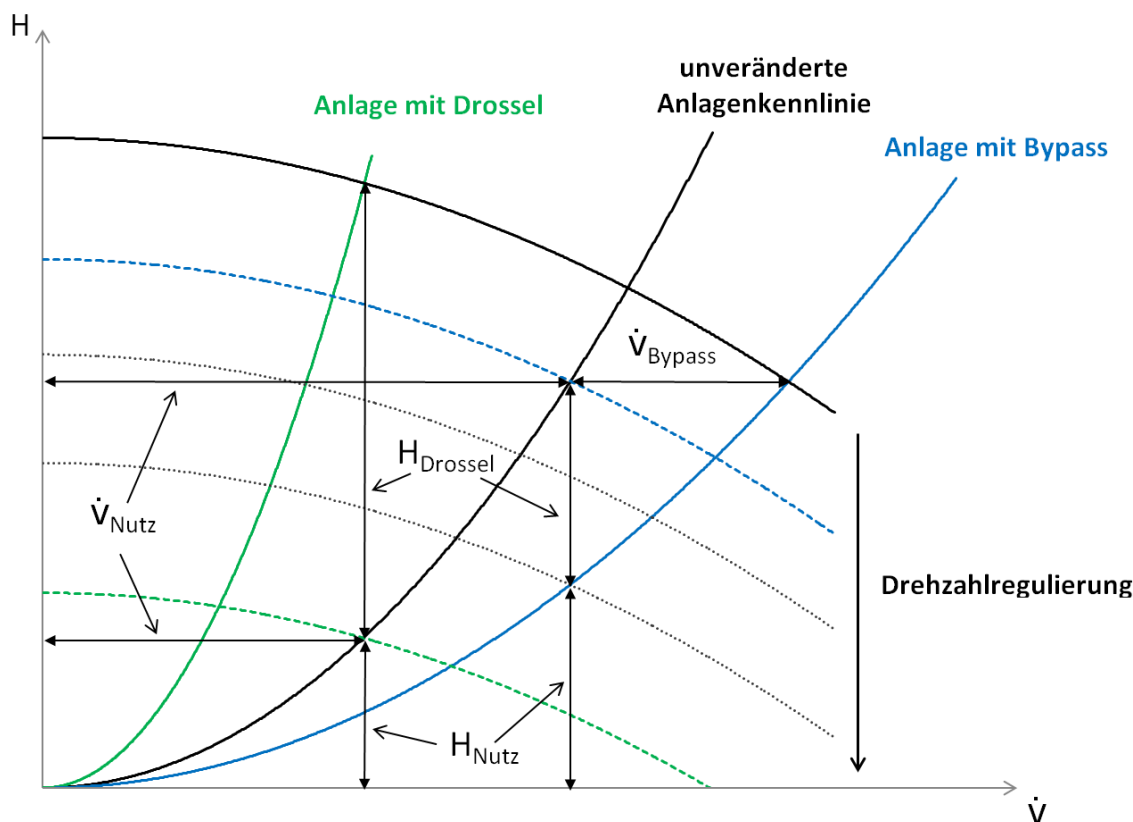


Abb. 1.7 Vergleich von Drosselung, Bypassschaltung und Drehzahlregelung

1.5.2 Leistungsbedarf von ausgesuchten Umwälzpumpen bei Drehzahlregelung

1.5.2.1 Pumpenprüfstand

Um den Leistungsbedarf der Pumpen zu ermitteln, wurde ein Prüfstand aufgebaut, der es zuließ, die aufgenommene Leistung von Pumpe und Regelung zu erfassen, sowie, als Maß für die Drehzahl, den Förderstrom der Pumpe zu messen. Für die Drehzahlregelung wurde der Solarregler DeltaSol MX der Firma Resol verwendet um praxisgerechte Ergebnisse zu erhalten. Dieser Regler bietet sowohl eine direkte Drehzahlsteuerung mittels Pulsweitenmodulation über ein Halbleiterrelais als auch die indirekte Ansteuerung von Hocheffizienzpumpen mit integrierter Pumpenelektronik mittels 0-10V Stellsignal.

Der Prüfstand wurde mit Wasser bei einem Überdruck von ca. 2 bar betrieben um Kavitation zu vermeiden. Untersucht wurde die Standardumwälzpumpe RS 25/6-3 der Firma Wilo. Die detaillierte Versuchsdokumentation wie auch die relevanten Datenblätter sind dem Anhang zu entnehmen.

Der DeltaSol MX ermöglicht die Pumpenansteuerung in zehn Prozent Schritten bezogen auf die mittlere Ausgangsspannung des Reglers. Eine Druckdifferenzmessung war aus Kostengründen nicht möglich, weshalb im Folgenden keine direkten Kennlinien für die einzelnen Drehzahlstufen angegeben werden, sondern lediglich der Leistungsbedarf für eine unveränderte Anlagenkennlinie.

1.5.2.2 Leistungsbedarf einer Standardumwälzpumpe bei Drehzahlregelung

Es zeigt sich, dass die Leistungsaufnahme bei Drehzahländerung keineswegs direkt der hydraulischen Leistung folgt. Zum Vergleich wurde in Abb. 1.8 der Verlauf der hydraulischen Leistung (theoretische, ideale Anlagenkennlinie) ausgehend von der unregulierten Drehzahl dargestellt. Wie erwartet ist die elektrische Anschlussleistung stets wesentlich größer als die theoretische hydraulische Leistung. Verschiebt man die Anlagenkennlinie in Richtung der Messpunkte (rote Linie in Abb. 1.8) ergibt sich eine annähernd feste Verlustleistung, sobald die Regelung eingreift. Dies lässt darauf schließen, dass die Verluste hauptsächlich durch die Regelung entstehen.

Da der Regler die Pulsweitenmodulation über eine Pulspaketsteuerung durch eine Thyristor-Schaltung realisiert, ist dies auch theoretisch durchaus begründbar, da eine Thyristor-Schaltung typischerweise einen festen Schaltverlust und einen vergleichsweise geringen stromabhängigen Verlustwert aufweist. Die relativ kleinen Abweichungen vom theoretischen Verlauf sind durch die Wirkungsgradänderungen von Pumpe und Motor nachzuvollziehen. Wie man sieht, wirken sich diese Änderungen im Rahmen des untersuchten Drehzahlbereiches nur sehr gering aus.

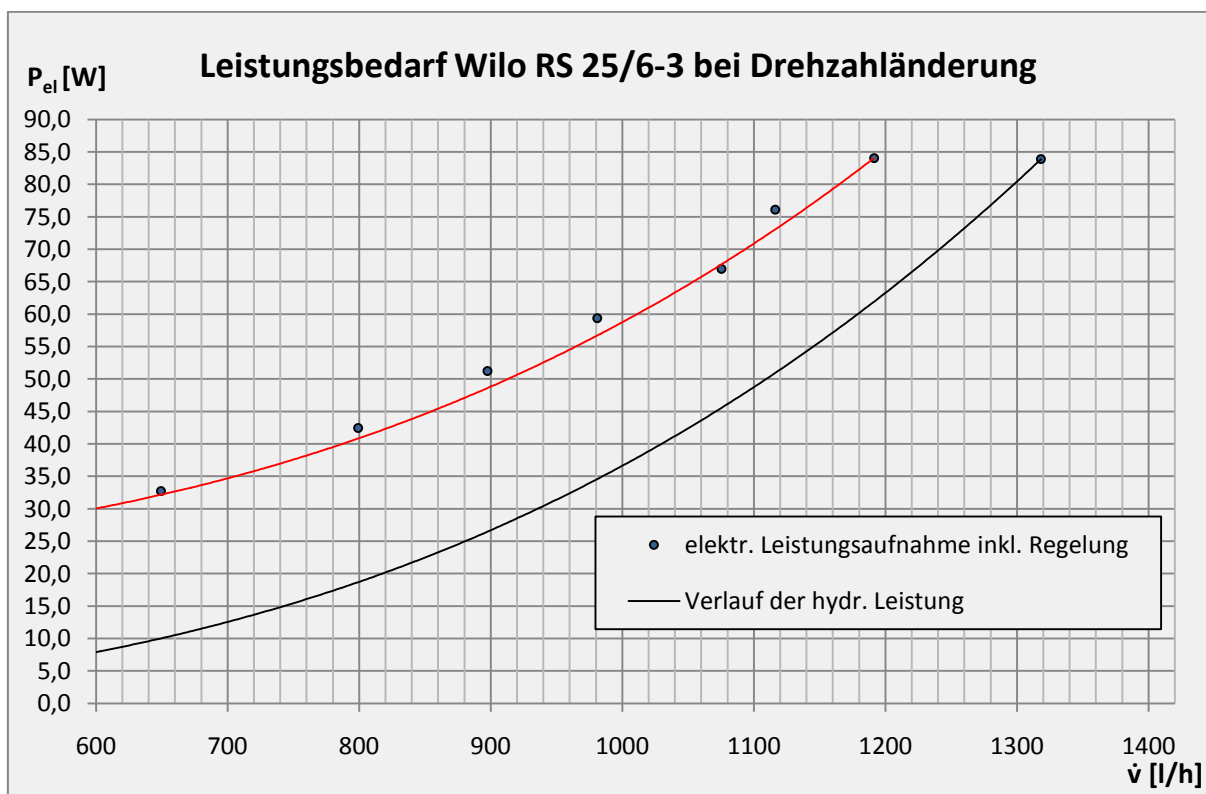


Abb. 1.8 Leistungsbedarf Wilo RS 25/6 mit Resol DeltaSol MX auf dem Prüfstand; Zum Vergleich wurde der Verlauf der hydraulischen Leistung nochmals parallel in die Messpunkte verschoben (rote Linie)

2 Statische Kennwerte – Dynamisches Anlagenverhalten

Die thermodynamischen Vorgänge innerhalb der Heizungsanlage können in bestimmten Betriebspunkten für alle Komponenten berechnet werden. Es existieren auch für instationäre Vorgänge für einige Problemstellungen hinreichend genaue Lösungen der zugrunde liegenden Differentialgleichungen. Ein Problem stellt jedoch dar, dass sämtliche Größen ständiger Schwankung unterliegen und für einige Anlagenkomponenten nur Rechenmodelle verfügbar sind, die eng umgrenzte Zustände abbilden. Des Weiteren ist fast jede Eingangsgröße eines Teilmodells von der Ausgangsgröße eines anderen abhängig, was die Berechnungen äußerst aufwändig gestaltet. Eine Mittelwertbildung der Eingangsgrößen ist aufgrund der kleinen Zeitabstände, in denen sich die Größen ändern, unumgänglich. Jedoch darf die Zeitperiode, über der dieser Mittelwert gebildet wird, nicht beliebig gewählt werden, da ansonsten die Fehler zu groß werden. Folgender Abschnitt zeigt grundsätzliche Schwierigkeiten der Berechnung an einem Beispiel.

2.1 Statische Anlagenwerte

Zur Anschauung soll hier der Kollektor dienen. Die Ausgangstemperatur des Kollektors ist bei bekanntem Durchfluss leicht aus dem Kollektorwirkungsgrad zu ermitteln. Mit Gleichung (1.1) und

$$\eta_K = \frac{\dot{Q}_{KN}}{EA_K} \quad (2.1)$$

folgt

$$\dot{Q}_{KN} = \eta_0 A_K \cdot E - a_1 A_K \cdot \Delta\vartheta - a_2 A_K \cdot \Delta\vartheta^2 \quad (2.2)$$

Die Kollektortemperatur ist definiert als mittlere Temperatur zwischen Kollektoreintritt und –austritt.

$$\vartheta_K = \frac{\vartheta_a + \vartheta_e}{2} \quad (2.3)$$

Um Verwechslungen zu vermeiden, wird die Temperaturdifferenz zur Umgebung folgend als $\Delta\vartheta_U$ gesetzt ($\Delta\vartheta_U = (\vartheta_a + \vartheta_e)/2 - \vartheta_U$). Betrachtet man nur den Kollektor, folgt für die Temperaturerhöhung bei angenommener konstanter Wärmekapazität c_p des Trägerfluids:

$$\Delta\vartheta_K = \vartheta_a - \vartheta_e = \frac{\dot{Q}_{KN}}{\dot{m} \cdot c_p} \quad (2.4)$$

Ausformuliert und nach ϑ_a aufgelöst folgt

$$\vartheta_a = \frac{2}{a_2 A_K} \left[\sqrt{\eta_0 \cdot a_2 \cdot A_K^2 \cdot E + \dot{m}^2 c_p^2 + 2a_2 \cdot \dot{m} c_p \cdot A_K (\vartheta_e - \vartheta_U) + \frac{1}{4} a_1^2 \cdot A_K^2 + \dot{m} c_p \cdot a_1 \cdot A_K} + a_2 \cdot A_K (\vartheta_U - \frac{1}{2} \vartheta_e) - \dot{m} c_p - \frac{1}{2} a_1 \cdot A_K \right] \quad (2.5)$$

Oder in 1. Näherung unter Vernachlässigung von Parameter a_2 (lineare Abhängigkeit von η_K und $\Delta\vartheta_U$):

$$\vartheta_a = \frac{\eta_0 A_K \cdot E + \vartheta_e \left(\dot{m} c_p - \frac{a_1 A_K}{2} \right) + a_1 A_K \cdot \vartheta_U}{\dot{m} c_p + \frac{a_1 A_K}{2}} \quad (2.6)$$

Berechnet man nun die Kollektoraustrittstemperatur im Laufe eines Tages, so ergibt sich, unter Vernachlässigung der Wärmekapazität des Kollektors, konstantem Durchfluss und konstanter Eintrittstemperatur, Tab. 2.1.

Würde man die Austrittstemperatur des Kollektors über die Tagesmittelwerte berechnen, so ergäbe sich eine Vorlauftemperatur von 31,5°C. Nutzt man die Solaranlage nur zu Erwärmung von Brauchwasser, wäre dieses Temperaturniveau nicht ausreichend, um das Wasser direkt zu nutzen wenn man als Mindesttemperatur des Warmwassers 45°C ansetzt. Es müsste in diesem Fall zwingend ein weiterer Wassererwärmer eingesetzt werden.

Berechnet man die Wassertemperatur jedoch über die halbstündigen Einstrahlungswerte, so ergeben sich fünf Zeitperioden, in denen das Temperaturniveau ausreicht (Leitungswärmeverluste vernachlässigt). Die Berechnung geht von einem konstanten Kollektordurchfluss von 60 l/h aus, was bedeutet, man hätte grob gerechnet 150l Wasser auf eine Temperatur von mindestens 45°C gebracht. Diese Warmwassermenge deckt den Tagesbedarf von ca. 3 Personen.

Auch obiges Beispiel rechnet mit Mittelwerten. Höhere Auflösungen von Einstrahlungsdaten sind schwer zu beschaffen und werden nur für wenige Orte und kleine Zeitperioden ermittelt. Doch bereits die immer noch recht grobe Auflösung von 30 Minuten schafft in diesem Fall eine weitaus brauchbarere Datengrundlage als der Tagesmittelwert.

An dieser Stelle stellt sich die Frage, wie hoch die Auflösung optimalerweise sein sollte, um verlässliche Prognosen zu erstellen. Selbst mit der Rechenleistung heutiger Computer wäre es nicht praktisch, die Anzahl der Eingangswerte beliebig zu erhöhen, da sich die Berechnung einer Solaranlage meist über ein ganzes Jahr erstrecken soll und der Kollektor nur eine von vielen weiteren Komponenten darstellt. Einen Vorteil bringt an dieser Stelle die thermische Trägheit des Systems, auf die bislang nicht eingegangen wurde.

Uhrzeit	Globalstrahlung E [W/m ²]	Lufttemperatur [°C]	Kollektoraustritts- temperatur [°C]
6:52	7	12,8	12,7
7:22	26	13,6	14,1
7:52	57	14,4	16,3
8:22	92	15,0	18,7
8:52	172	15,7	23,8
9:22	208	16,3	26,2
9:52	196	16,8	25,6
10:22	232	17,3	28,0
10:52	342	17,7	34,9
11:22	451	18,1	41,8
11:52	420	18,4	40,0
12:22	416	18,7	39,8
12:52	479	18,9	43,7
13:22	509	19,1	45,6
13:52	554	19,2	48,4
14:22	523	19,3	46,6
14:52	546	19,3	48,0
15:22	515	19,3	46,1
15:52	469	19,2	43,2
16:22	417	19,0	40,0
16:52	360	18,8	36,4
17:22	285	18,6	31,7
17:52	215	18,3	27,3
18:22	147	17,9	23,0
18:52	77	17,5	18,5
19:22	30	17,1	15,5
Tagesmittel	298	15,5	31,5

Tab. 2.1 :Austrittstemperatureines Kollektors bei konstanter Rücklauftemperatur am 11.9.200 in Hamburg¹⁴

¹⁴ Berechnung siehe Datenträger im Anhang

2.2 Dynamik

Das Beispiel in Tab. 2.1 stellt eine statische Berechnung an. Es wird nicht darauf eingegangen, inwieweit sich die Veränderung von Einstrahlung und Umgebungstemperatur auswirkt. Betrachtet man die Zeit zwischen 11:22 und 12:52. In diesem Zeitraum wurde der Verlauf der Einstrahlung gestört. Da es sich bei den Daten um Auswertungen von Satellitenaufnahmen handelt, kann man eine lokale Verschattung ausschließen. Wahrscheinlich handelte es sich um Wolken, die über Hamburg zogen. Hätte man höher aufgelöstes Datenmaterial zur Verfügung, so könnte man eine Aussage über die genaue Art der Störung machen. Als Modell soll angenommen werden, dass es sich um zwei klar abgegrenzte dichte Gewitterwolken handelte (Was so in der Realität nicht zutraf, der 11.9.2000 war in Hamburg vormittags leicht bewölkt und nachmittags sonnig).

Ab dem Zeitpunkt, bei dem sich die erste Wolke in die Achse zwischen Kollektor und Sonne geschoben hätte, wäre die Direktstrahlung auf die Kollektorfläche schlagartig unterbunden worden und selbst die Diffusstrahlung wäre, im Falle einer den gesamten Himmel bedeckenden Gewitterfront, stark gesunken.

Bei der rein statischen Berechnung der Kollektoraustrittstemperatur würde diese sofort abfallen. Der Kollektor besitzt jedoch eine thermische Masse, die real zur Folge hätte, dass er langsam auskühlt und die Verringerung der Einstrahlung abdämpft. Ist die Einwirkung der Störung kurz (die Wolke zieht sehr schnell vorbei) und die thermische Masse groß, so würde sich die Störung nur sehr gering auf die Kollektoraustrittstemperatur auswirken.

Die Abkühlung infolge der Kollektordurchströmung kann als sehr viel größer angenommen werden als die Abkühlung über die Außenluft. Die genaue Berechnung dieser Wärmeverluste gestaltet sich allerdings schwierig, da die benötigten Kennwerte für den einzelnen Kollektor im Allgemeinen durch die Kollektorprüfung nicht ermittelt werden. Die absolute Wärmekapazität des Absorbers wird allerdings angegeben und so bietet sich an, die Auskühlungszeit des Kollektors grob für einen möglichst ungünstigen Betriebszustand abzuschätzen.

Es wird angenommen, dass sich der Kollektor entgegen des obigen Beispiels vor der Änderung der Bestrahlungsstärke auf maximaler Betriebstemperatur befindet. Dies sei bei einer Austrittstemperatur von 95°C gegeben. Als Eintrittstemperatur wird 10°C angenommen und die Einstrahlung wird komplett unterbrochen. Gesucht ist die maximale Dauer dieser Unterbrechung, so dass die Austrittstemperatur um nicht mehr als 5K absinkt. Die Wärmeleitung innerhalb des Absorbers und der Übergang auf den Wärmeträger sei ideal, Wärmekapazitäten konstant. Es wird weiterhin angenommen, dass es sich um ein System mit einem Durchfluss von 10l/h handelt.

Typische Wärmekapazität eines Flachkollektors¹⁵ $C = 6 \frac{kJ}{K}$

$$\Delta T_K = 2,5K ; \Delta Q_K = 15 kJ$$

¹⁵ Siehe <http://www.solarenergy.ch/Kollektoren.111.0.html>

$$\bar{Q}_{Fluid} = \dot{m}c_p(\bar{\vartheta}_a - \vartheta_e) = 4,182 \frac{kJ}{kgK} \cdot \frac{10 \frac{l}{h}}{3600s} \left(\frac{95^\circ C + 90^\circ C}{2} - 10^\circ C \right) = 0,96 \frac{kJ}{s} \quad (2.7)$$

$$t = \frac{\Delta Q_K}{\bar{Q}_{Fluid}} \approx 16s \quad (2.8)$$

Eine Unterbrechung der Einstrahlung von weniger als 16 Sekunden würde dieser überschlägigen Rechnung zufolge die Kollektoraustrittstemperatur nur um weniger als 5K verringern. Es wäre mit diesen Maßgaben folglich wünschenswert, Einstrahlungsdaten mit einer Auflösung von mindestens 8 Sekunden zur Verfügung zu haben um solche Schwankungen zu erfassen und das Verhalten der Anlage hinreichend genau berechnen zu können. Auch wenn dieses Beispiel zwar sehr grob und recht konstruiert ist, sollte es dennoch die Größenordnungen versinnbildlichen können, denn Daten in dieser Auflösung sind im Allgemeinen nicht verfügbar und bei der Verwendung von Daten mit einer halb-stündigen Auflösung wie in Tab. 2.1 gehen mitunter relevante Ereignisse verloren.¹⁶

Die Einbeziehung der thermischen Trägheit des Kollektors erlaubt für die Berechnung dieser Anlagenkomponente folglich die Nutzung von Mittelwerten, solange die Auflösung nicht zu gering ist. Doch wie verhält es sich mit den anderen Anlagenkomponenten?

Ein großes Problem stellen hier Speicher und Zuheizung dar. Über die thermischen Zustände innerhalb des Speichers ist, wie schon in Abschnitt 1.2 erwähnt, wenig bekannt. Eine genaue Berechnung ist äußerst aufwendig und ohne Nutzung von Computerprogrammen kaum zu bewerkstelligen. Die vorhandenen Berechnungsprogramme für Pufferspeicher teilen den Speicher in homogene Schichten ein und vernachlässigen turbulente Strömungen, obwohl allgemein nicht bekannt ist, wie stark Turbulenzen in dem betrachteten Speicher ausgeprägt sind. Schichtlanzen zur Be- und Entladung sollen laut Hersteller die Turbulenzen minimieren, es wird jedoch keine Aussage getroffen, in welcher Größenordnung der Restfehler ist. Aufgrund der aufwendigen exakten Berechnung und der Vielzahl von Speichergeometrien und Anbindungsvarianten ist auch nicht damit zu rechnen, dass an dieser Stelle kurzfristig eine neue Lösung gefunden wird. Der durch dieses Speichermodell entstehende Berechnungsfehler ist von außen schwer abzuschätzen, soll sich jedoch laut Aussage der Entwickler bezogen auf die Gesamtergebnisse der Anlagen im einstelligen Prozentbereich bewegen. Es sollte immer beachtet werden, dass das Schichtverhalten dieser Speichermodelle besser ist, als es in der Realität auftritt.

Ähnlich verhält es sich bei der Berechnung der Zuheizung. Auch wenn die Vorgänge in diesem Fall besser beschrieben werden können, ist wenig über das Verhalten bekannt.¹⁷ Von zentraler Bedeutung

¹⁶ Dieses Beispiel sollte nur Maximalwerte darstellen. Die Wärmeleitung des Absorbers ist zwar als gut einzustufen, jedoch keineswegs unendlich groß. Es besteht ein großes Temperaturgefälle im Absorber (mit Ausnahme im Falle einer Heatpipeanbindung) Desweiteren macht es wenig Sinn eine Solaranlage in der Verwendung zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung mit dieser hohen Temperaturspreizung zu betreiben. Klimadaten mit einer Auflösung von einigen Minuten sind in der Praxis völlig ausreichend und selbst diese Auflösung ist meist nicht vorhanden.

¹⁷ Abgesehen von der Nutzung einer elektrischen Zuheizung, die als rein exergetisch betrachtet werden kann und im Folgenden nicht weiter betrachtet wird.

ist der Wirkungsgrad des Heizkessels, doch die Produktangaben der Hersteller beziehen sich auf nur wenige Betriebspunkte. Durch die Einführung von modulierenden Heizkesseln mit Brennwertausnutzung und geregelten Heizkreisen stellt sich natürlich die Frage über das Zusammenwirken von Brennstoffeinsatz und Vorlauftemperatur bei wechselnden Rücklauftemperaturen und Heizungswasserdurchflüssen.

Ergänzend zu der statischen Wirkungsgradangabe ist ein Normnutzungsgrad nach DIN 4702-8 definiert.

$$\eta_N = \frac{Q_H}{Q_F}$$

Q_H : jährlich abgegebene Heizwärme ; Q_F : jährlich zugeführte Feuerungswärme

Dieser Normnutzungsgrad basiert auf der Annahme einer bestimmten Häufigkeitsverteilung von Betriebszuständen über das Jahr und wird für die zwei Auslegungstemperaturen 75/60 °C und 40/30 °C bestimmt.¹⁸ Der Kennwert stellt dadurch zwar eine gewisse Aussage über das Teillastverhalten des Kessels dar, das eigentliche Betriebsverhalten kann daraus allerdings nicht abgebildet werden.

Generell lässt sich die Aussage treffen, dass das Betriebsverhalten einer Solaranlage nur mit einer bedingten Genauigkeit berechnet werden kann. Je komplexer die Anlage aufgebaut ist, insbesondere bei der Nutzung zur Heizungsunterstützung, desto größer werden die Unwägbarkeiten. Da eine Heizungsanlage den Großteil ihrer Betriebszeit im Teillastbetrieb arbeitet, viele Kenngrößen jedoch nur für den Auslegungsfall oder einige wenige weitere Betriebspunkte bekannt sind ist eine Ertragsvorhersage immer kritisch zu beurteilen.

Die statistische Auswertung der tatsächlich vorhandenen Betriebspunkte mit einer Bestimmung von Häufigkeitsverteilungen und anschließendem Vergleich mit berechenbaren Betriebspunkten für eine Hochrechnung bringt wenig Nutzen, da Mittelwerte die Anlage zu ungenau abbilden.

¹⁸ Näheres siehe [DIN4702]

3 Konfigurationen von Solarthermischen Anlagen zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung

Auf dem deutschen Markt werden unterschiedliche Möglichkeiten der Einbindung einer Solaranlage in das Heizungssystem und die Warmwasserbereitung angeboten. Nahezu jeder Hersteller oder auch Installateur folgt einem anderen Konzept und es ist nicht pauschal zu sagen, welchem Konzept der Vorzug gegeben werden kann, da die Berechnung einer Solaranlage über einige wenige Kennwerte nicht möglich ist.

Im Folgenden werden einige Konfigurationsmöglichkeiten für heizungsunterstützende Solaranlagen vorgestellt. Die Anlagen bestehen alle aus denselben Kernkomponenten Kollektorfeld, Speicher und fossil befeuerten Heizkessel. Zu jedem Konzept werden kurz die (vermeintlichen) Vorteile genannt. In Abschnitt 5 werden die Konzepte mittels Simulation der Anlage verglichen.

3.1 Anbindung des Kollektors an den Speicher

Ein interner Wärmetauscher	Standardkonfiguration, ein Wendelwärmetauscher der im unteren Speicherbereich fest eingebaut ist.
Mehrere interne Wärmetauscher	Es werden mehrere Wendelwärmetauscher über die Speicherhöhe verteilt. Die primäre Strömungsführung ist dabei schaltbar. Die Steigerung der Leistung des Wärmetauschers steht dabei eher im Hintergrund. Hauptziel ist es, die Wärme auf der Schicht mit dem maximalen Temperaturniveau einzutragen.
Externer Wärmetauscher mit Schichteintragung	Ermöglicht die Steuerung des sekundären Fluidstromes. Das Temperaturniveau auf Speicherseite kann dabei nach unten an den Bedarf angepasst werden. Nicht notwendige Übertemperaturen werden vermieden.

Es ist offensichtlich, dass die Aufzählungsreihenfolge auch eine generelle Wertung widerspiegelt. Da jedoch auch die Kosten in dieser Reihenfolge steigen, soll eine Abschätzung über den Ertragsgewinn gemacht werden.

3.2 Durchfluss der Kollektoren

High-Flow	Die Kollektortemperatur wird niedrig gehalten und damit der Kollektorwirkungsgrad möglichst hoch. Maximale Kollektorleistung, die erreichbaren Temperaturen können jedoch bei zu geringer Einstrahlung nicht direkt genutzt werden.
Low-Flow	Maximierung der Austrittstemperaturen, Kollektorwirkungsgrad niedrig, dafür häufiger direkt nutzbares Temperaturniveau, aber auch Kollektorvorlauftemperaturen, welche höher sind als benötigt.
Matched-Flow	Der Durchfluss der Solarkreispumpe wird über die Kollektorvorlauftemperatur geregelt. Ziel ist eine ertragsoptimierte Betriebsweise

Welches System den größeren Nutzen bringt, ist ohne genaue Überprüfung schwer zu sagen. Der Kollektorertrag sinkt bei höheren Temperaturen, der Nutzungsgrad kann jedoch steigen. Es kommt bei diesem Vergleich stark darauf an wie effektiv der Heizkessel arbeitet und welcher Wärmebedarf auf welchem Temperaturniveau besteht. Ein Matched-Flow System kann beide Betriebsarten realisieren, ist jedoch mit höheren Kosten für die Regelung verbunden und die Reglereinstellungen stellen eine zusätzliche Fehlerquelle dar. Sie sollten während des Betriebes überprüft und angepasst werden. Des Weiteren bieten nicht alle Solarregler die Möglichkeit eine Matched-Flow Betriebsweise sinnvoll zu realisieren.

3.3 Speicherbauart

Kombispeicher	Ein mit Heizungswasser gefüllter Pufferspeicher, der im oberen Bereich einen internen Speicher für Trinkwasser enthält.
Reiner Pufferspeicher	Der gesamte Speicher ist mit Heizungswasser gefüllt. Trinkwarmwasser wird mittels eines externen Wärmetauschers bereitet (sogenannte Frischwasserstation; „FriWa“)

Wie in 1.2 schon angesprochen, bietet der reine Pufferspeicher eine Reihe von Vorteilen, ist jedoch mit höheren Kosten für die notwendige Frischwasserstation verbunden. Welchen Nutzen die generellen Vorteile explizit bringen ist zu ermitteln.

4 Vergleichsmöglichkeiten thermischer Solaranlagen

Wie in Abschnitt 2.2 dargelegt, ist eine schnelle, überschlägige Berechnung zum Vergleich von ähnlich dimensionierten thermischen Solaranlagen zur Heizungsunterstützung nicht mit zufriedenstellender Genauigkeit möglich.

Es bestehen letztlich zwei Möglichkeiten, Anlagenkonfigurationen miteinander zu vergleichen: Der Aufbau der Anlagen im Labor und die computergestützte Simulationsrechnung über mindestens einen Jahresgang. Letztgenannte Möglichkeit stellt heutzutage schon beinahe die Regel dar. Da Solaranlagen selten als vollständiges Paket gekauft werden, wird durch den Installateur, Planer oder Hersteller der Anlage meist eine Simulation zu dem entsprechenden Angebot erstellt, welche den Aufstellungsort und die Größe der Anlage einfließen lässt.

Die Untersuchung von Anlagenkonfigurationen im Labor stellt einen erheblichen Aufwand dar, der mit hohen Personal- und Materialkosten verbunden ist. Sicherlich wird dies von Seiten der Hersteller angewandt, eine Veröffentlichung der vollständigen Ergebnisse erfolgt allerdings nicht. Es gibt an dieser Stelle ersatzweise die Möglichkeit, bestehende Anlagen zu vergleichen. Durch einen Kaufinteressenten wird ein Vergleich eventuell im Bekanntenkreis angestellt und ist stark vom technischen Verständnis des Interessenten geprägt. Es existieren außerdem zahlreiche Internetseiten, auf denen Anlagen von privaten Betreibern vorgestellt und auch Erträge angegeben werden, wo ein detaillierter Vergleich auf wissenschaftlicher Basis jedoch nicht stattfindet.

Auf den folgenden Abschnitten werden diese beiden Vergleichsmöglichkeiten vorgestellt und ihre Möglichkeiten sowie Grenzen kurz erläutert.

4.1 Rechnerische Simulation mittels speziell entwickelter Software

Es gibt zahlreiche Computerprogramme, die thermische Solaranlagen simulieren und eine Aussage über den zu erwarteten Ertrag machen sollen. Der Funktionsinhalt dieser Programme variiert dabei sehr stark. Die einfacheren Programme bieten lediglich die Angaben von Kollektorkennwerten, Neigung und Ausrichtung, Speichergröße sowie des Wärmebedarfes.

In umfangreicheren Programmen kann die gesamte Anlage frei modelliert werden, wobei auf eine Bibliothek von Komponenten zugegriffen werden kann. Wie schon angesprochen, sind die mathematische Modellbeschreibung und die Rechenroutinen der Simulation elementar für die Genauigkeit der Simulationsergebnisse. Leider stellen die Softwareanbieter sehr wenige Informationen darüber bereit, so dass es sehr schwer fällt, die Qualität der Ergebnisse zu beurteilen.

Um die oben aufgeführten Konfigurationen zu vergleichen, muss die Software eine freie Modellierung und Parametrisierung der Anlage bieten. Desweiteren sollte es möglich sein, detaillierte Ergebnisse für alle Anlagenkomponenten abrufen zu können. Lediglich Endergebnisse wie der solare Ertrag und die Deckung über ein gesamtes Jahr sind zum Vergleich nicht ausreichend.

4.2 Auswertung von Messdaten bestehender Anlagen

Wie schon in Abschnitt 1.4 angesprochen, verfügen moderne Solarregler über die Möglichkeit, Zustandsgrößen der Anlage aufzuzeichnen. Diese Aufzeichnungen können mit entsprechender Aufbereitung dafür genutzt werden, Anlagenkonfigurationen miteinander zu vergleichen. Dabei sollte stets bewusst sein, aus welcher Quelle diese Daten stammen. In den meisten Fällen wird es sich dabei um die Aufzeichnungen von fremden Anlagen handeln, bei denen die Genauigkeit und Zuverlässigkeit der Messdaten nur schwer überprüft werden kann. Eine manuelle Manipulation ist aufgrund der großen Datenmengen zwar unwahrscheinlich, aber nicht unmöglich.

Vorliegender Abschnitt gibt einige Ansätze zur möglichen Aufarbeitung und Auswertung dieser Daten, wodurch auch eine mögliche Manipulation und Messfehler aufgedeckt werden können.

Die entstehenden Datenmengen sind unter Umständen sehr groß. Im Regler lässt sich einstellen, in welchem Abstand Daten aufgezeichnet werden. Eine hohe Auflösung ist wünschenswert um die Ursachen des Anlagenverhaltens zu ergründen. Insbesondere die Schaltzustände der Reglerausgänge können nur mit hinreichend großer Auflösung nachvollzogen werden. Als Beispiel lag während dieser Untersuchung Datenmaterial einer Anlage über eine Aufzeichnungsdauer von 3 Jahren vor, welches rund 4 Millionen Datensätze mit einer Gesamtgröße von etwa 2,5 Gigabyte umfasste.

Um dieses Datenmaterial auszuwerten, muss es in eine zu erstellende Datenbank importiert werden.

Liegt der Zugriff auf die Daten über eine Datenbank vor, müssen diese aufgearbeitet werden. So sollten für die weitere Auswertung einheitliche Größen vorhanden sein. Die Messdaten von Durchflusssensoren zum Beispiel, sind unter Umständen bei einer Anlage in Litern pro Minute angegeben, in einer anderen in Kubikmetern pro Stunde. Um Fehler in der Auswertung zu vermeiden ist frühzeitig eine Umrechnung notwendig.

Als nächstes müssen die Daten auf grobe Fehler überprüft werden. Im Test ist es vorgekommen, dass Eingänge durch den Betreiber falsch bezeichnet wurden und daraufhin eine weitere Auswertung unverständliche Ergebnisse hervorbrachte.

Es bieten sich hierfür zwei Wege an, die beide angewendet werden sollten. Erstens die grafische Auswertung. Damit kann schnell erkannt werden, ob beispielsweise Temperatursensoren korrekt benannt wurden. So ist es unmöglich, dass die Kollektoraustrittstemperatur stets kleiner als die Eintrittstemperatur ist. Spätestens an dieser Stelle zeigt sich auch die Qualität der Zeichnung eines Anlagenschemas mit eingezeichneten Sensoren.

Zweitens gilt es, eine Plausibilisierung auf Datenbankebene durchzuführen. Die Anlage sollte sich bei ähnlichen Bedingungen, ähnlich verhalten. Dazu sind über geeignete Abfragen Zustände zu finden, in denen beispielsweise alle Pumpen und Ventile den gleichen Schaltzustand aufweisen und die klimatischen Rahmenbedingungen gleich sind. Dadurch finden sich für eine Auswertung notwendige, fehlende Sensoren und Änderungen an der Anlage während des Beobachtungszeitraumes.

Ergibt die Plausibilisierung zufriedenstellende Ergebnisse (was in einem Test nicht gelang), kann mit der Auswertung der Daten begonnen werden.

Um Anlagen miteinander zu vergleichen, sollten Anlagenkennwerte normiert werden. So sollte beispielsweise der Wirkungsgrad der Kollektoren erfasst und auf einen einheitlichen Wirkungsgrad

umgerechnet werden um solare Erträge miteinander vergleichen zu können. Dazu sind unbedingt genaue Klimadaten und eine statistische Auswertung der Ergebnisse notwendig.

Ähnlich sollte mit den weiteren Komponenten verfahren werden, wobei es sinnvoll ist, die Anlage in Systeme zu gruppieren. Ein Ansatz wäre, das Kollektorfeld, den Speicher, die Warmwasserbereitung, den Heizkreis und den Heizkessel zunächst getrennt auszuwerten. An dieser Stelle stellt sich das Problem der oft fehlenden Sensoren. So müsste theoretisch der Brennstoffeinsatz und die gelieferte Wärme des Heizkessels einzeln erfasst werden, um eine energetische Gesamtbewertung der Anlage vornehmen zu können. Doch schon allein die Verbraucher werden, wenn überhaupt, in vielen Anlagen nicht getrennt erfasst.

In einem Versuch der Auswertung von einigen Anlagen hat sich gezeigt, dass diese Auswertung nicht ohne Weiteres möglich ist. Es haben sich zwei grundsätzliche Schwierigkeiten herausgebildet. Erstens sind die Daten oft inkonsistent, d.h. die Plausibilisierung brachte nicht lösbare Unstimmigkeiten hervor, die zum großen Teil auf Veränderungen in den Reglereinstellungen und auf Umbauten an der Anlage zurückzuführen waren. Zweitens sind in vielen Anlagen wichtige Sensoren zur Auswertung nicht vorhanden. Namentlich sind dies Wärmemengenzähler auf Verbraucherseite und auf Seite des Heizkessels. Ohne diese Daten ist ein Vergleich von Anlagenkonfigurationen nicht möglich, da eine reine Gegenüberstellung von solaren Erträgen wenig Aussagekraft besitzt.

4.3 Problematik des Vergleiches durch Kennzahlen

Solaranlagen werden oft über bestimmte Kennzahlen miteinander verglichen. Allen voran steht hier der solare Deckungsgrad S einer Solaranlage. Er definiert immer ein Verhältnis von solarer Energie zur Gesamtenergie. Oft nicht klar definiert ist, wo hier die Systemgrenzen gezogen werden.

$$S_x = \frac{Q_{Sol}}{Q_{Ges}} \quad (4.1)$$

[Qua11] definiert den Solaren Deckungsgrad als Verhältnis der an den Speicher abgegebenen solaren Wärmemenge zur Summe aus Nutzenergie und Speicherverlusten¹⁹

$$S_D = S_{Sol} - \frac{Q_{int,Rohr}}{Q_{use} + Q_{Sp}} \quad (4.2)$$

Ähnlich definiert [Kha95] setzt jedoch für die Verluste keine genauen Grenzen. Wo die Grenzen des Systems gezogen werden ist jedoch nicht unerheblich für die Beurteilung. Zur Förderung von Solaranlagen durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle müssen Solaranlagen ab 30m² Kollektorfläche einen Wärmemengenzähler vorweisen.²⁰ Die meisten Solarregelungen bieten diese Möglichkeit bei Vorhandensein eines Durchflusssensors an. Oft wird die nötige Temperaturdifferenz

¹⁹ [Qua11, S. 126]

²⁰ [BMU11, S. 7]

jedoch über die Kollektoraustrittstemperatur ermittelt und damit Rohrwärmeverluste die gerade im Dachbereich nicht unerheblich sind, nicht einbezogen.

Desweiteren stellt sich die Frage, wie in diesen Kennzahlen der Einfluss der Solaranlage auf das gesamte System beurteilt wird. So steigert z.B. eine Solaranlage in der Übergangszeit signifikant die Rücklauftemperatur des Heizkessels. Bei einem Festtemperaturkessel mag das keinen großen Einfluss auf den Wirkungsgrad haben, bei modernen Brennwertgeräten schon.

Ein weiteres Problem ist die oft nicht vorhandene Angabe des Bedarfes und wie sich dieser zusammensetzt. Dazu ein Beispiel: Auch ohne Rechnung ist leicht zu erkennen, dass bei zwei Gebäuden gleicher Bauart und Größe und der gleichen Solaranlage auf beiden Häusern bei unterschiedlicher Anzahl der Bewohner (und damit unterschiedlichem Warmwasserbedarf) das Haus mit dem höheren Warmwasserbedarf eine höhere solare Deckung aufweist, als das Haus mit weniger Bewohnern.²¹ Der höhere Bedarf vergrößert in diesem Fall demnach auch die solare Deckung.

Es bietet sich an, den Ertrag einer Solaranlage darüber zu beurteilen, wie viel Brennstoff im Vergleich zu einer konventionellen Heizungsanlage eingespart wurde. Dies ist bei Modernisierungen nicht immer möglich, da oft auch weitere Komponenten der Heizung erneuert werden und der Verbrauchsvergleich mit einem evtl. technisch veralteten Kessel vor der Modernisierung keine brauchbaren Ergebnisse liefert. Wird der tatsächliche Heiz- und Warmwasserbedarf jedoch erfasst, ließe sich darüber ein Vergleich mit Richtwerten vergleichbarer Anlagen anstellen.

²¹ Dies gilt, wenn die Anlage so dimensioniert ist, dass in den Sommermonaten in beiden Fällen das Warmwasser annähernd vollständig solar bereitete wird, was bei Systemen mit Heizungsunterstützung durch die Überdimensionierung in den Sommermonaten jedoch der Fall sein sollte.

5 Vergleich ausgewählter Anlagekonfigurationen mittels Simulation

Mit dem Simulationswerkzeug Polysun wurden einige Anlagenkonfigurationen verglichen. Polysun bietet in der Produktversion „Designer“ den freien Aufbau von Solarthermischen Systemen. Dabei werden die Komponenten entweder aus einer mit dem Programm gelieferten Bibliothek ausgewählt oder selbst erstellt. Es wird prinzipiell sekundengenau simuliert, zur Geschwindigkeitserhöhung werden jedoch bei unveränderten Werten die Berechnungsschritte vergrößert.²² Als Ausgabe stehen die Ergebnisse aller Komponenten als Stundenmittelwert zur Verfügung, wobei Drücke vernachlässigt werden. Es werden weiterhin einige wichtige Kennwerte aus den nicht gemittelten Daten berechnet. Zur grafischen Analyse steht ein eigenes Werkzeug zur Verfügung, welches jedoch ebenfalls auf die Stundenmittelwerte zurückgreift. Die Verwendung erspart damit lediglich das Exportieren der Daten in eine Datenbank und eine eigene grafische Auswertung.

Die verwendeten Wetterdatensätze stammen wie bei vielen anderen Simulationsprogrammen, aus dem Meteororm Datensätzen der Firma Meteotest und stellen ein repräsentatives Mittel aus Beobachtungen von mehreren Jahrzehnten dar. Welches Meteorormprodukt genau genutzt wird, ist nicht bekannt.²³

Ziel der Simulation war es, unterschiedliche Konfigurationen einer Anlage, die im Prinzip aus denselben Kernkomponenten aufgebaut ist, miteinander zu vergleichen. Gegenstand ist eine Anlage für ein Einfamilienhaus im Altbaubestand mit vier Bewohnern. Diese Anwendung wurde gewählt, da es im deutschen Altbaubestand einen erheblichen Sanierungsbedarf der Heizungsanlagen gibt.²⁴ Auch wenn es im Gegensatz zu den Neubauten keine gesetzlichen Vorgaben bezüglich der Verwendung von erneuerbaren Energien auf diesem Sektor gibt²⁵, so ist das Interesse von Hauseigentümern an der Nutzung von solaren Systemen dennoch vorhanden. Im Gegensatz zum Neubau sind Teile der Anlage in diesen Gebäuden jedoch schon vorhanden und sollen meist nicht erneuert werden (wie z.B. die Art der Raumheizeinrichtung). Dadurch sind die Variationsmöglichkeiten begrenzt und ein Vergleich von möglichen Systemen wird möglich.

²² Vgl [PolGr] im Anhang dieser Untersuchung verfügbar

²³ Es werden unterschiedliche Auflösungen und Datensätze angeboten. Näheres siehe <http://meteororm.com/>.

²⁴ Vgl. [Wei10]

²⁵ Siehe Einleitung dieser Untersuchung

5.1 Komponenten

5.1.1 Gebäude und Heizung (Bestand)

Das für die Simulation verwendete Gebäudemodell repräsentiert ein freistehendes Einfamilienhaus aus den achtziger Jahren mit 150m² Wohnfläche, aufgeteilt auf zwei Stockwerke, Standort Solingen. Dachausrichtung direkt Süd, Neigung 35°. Das Gebäude sei nur gering gedämmt, Fenster bestehen aus doppelter Wärmeschutzverglasung. Warmwasser für die vier Bewohner wird zentral über die Heizung bereitgestellt. Als Raumheizeinrichtungen sind Radiatoren mit jeweils 1 kW Nennleistung bei einer Temperaturspreizung von 60 zu 50°C installiert. Die Verteilung erfolgt über ein 2x15m langes Rohrnetz in Kupfer 22x1 mit 20mm Dämmung aus Steinwolle und der Hocheffizienzpumpe Wilo Stratos Eco 25-1/5. 50% der Rohrverluste können durch das Gebäude zur Heizung wiederverwendet werden. Die Heizlast beträgt 12kW.²⁶ Die Soll-Raumtemperatur beträgt tagsüber 20°C, nachts 18°C. Während drei Zeitperioden sind die Bewohner abwesend und die Solltemperatur beträgt ganztägig 18°C. Diese Perioden sind 15.-22.2, 10.-24.7 und 7.-14.10. Davon abgesehen gibt es keine Schwankungen der Solltemperatur über die Wochentage.

5.1.2 Warmwasserbedarf

Die Solltemperatur des Warmwassers beträgt 45°C. Die Legionellengefahr wird vernachlässigt. Der Bezug von täglich 200l erfolgt nach Tab. 5.1 über den Tag verteilt bei einer Zapfleistung von 360l/h. Während der Abwesenheiten (s.o.) wird kein Wasser bezogen, jedoch bereit gehalten.

H	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
%	0	0	0	2,3	2,3	2,3	2,3	8	8	8	2,3	2,3	8	8	8	2,3	2,3	8	8	8	2,4	2,4	2,4	2,4

Tab. 5.1 Tagesprofil des Warmwasserbezuges

5.1.3 Wärmeerzeuger

Zusammen mit der Solaranlage wird ein modulierender Gas-Brennwertkessel mit einer Leistung von 3,88-14,4 kW installiert. Diese Überdimensionierung ist der nicht vorhandenen Verfügbarkeit von kleineren Modellen in Polysun geschuldet, bildet damit aber auch die beschränkten Wahlmöglichkeiten am realen Markt ab. Desweiteren ist die Überdimensionierung von Wärmeerzeugern gängige Praxis im Sanitärhandwerk²⁷ und muss wie in Abb. 1.6 gezeigt, nicht in allen Fällen mit

²⁶ Berechnung der Heizlast eines vergleichbaren Gebäudes siehe Anhang, für die Simulation wurde das beschriebene Gebäude von Polysun übernommen.

²⁷Vgl. Z.B. [Rec11, S. 1165]

Wirkungsgradeinbußen verbunden sein. Die Heizung ist wie in §14 I (1.) ENEV gefordert mit einer witterungsgeführten Regelung versehen.

5.1.4 Kollektoren, Wärmeträger, Solarumwälzpumpe und Verrohrung

Die Solaranlage besitzt 5 Flachkollektoren mittleren Wirkungsgrades²⁸, die über die Hocheffizienzpumpe Wilo Stratos Eco ST 25-1/5 mit einem Wärmeträgerfluid aus einer 38 Vol-% Lösung Propylenglykol/Wasser durchströmt werden. Der Frostschutz ist dadurch bis -20°C gewährleistet.²⁹ Die Kollektorbruttofläche beträgt 10m^2 und erfüllt dadurch die Mindestvoraussetzung für eine Förderung durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).³⁰ Die Kollektoren werden ohne Aufständerung auf das Süddach des Hauses montiert. Die Verrohrung erfolgt über $2 \times 10\text{m}$ langes Kupferrohr 22×1 mit 40mm EPDM-Armaflex HT Isolierung, einer hochwertigen Isolierung für solare Verrohrungen im Außenbereich.

5.1.5 Wärmespeicher

Die Simulation verwendet zwei verschiedene Wärmespeicher, einen Kombispeicher und einen reinen Pufferspeicher. Beide sind aus Baustahl gefertigt, haben ein Gesamtvolumen von 800l und sind allseitig mit 100mm PU-Weichschaum gedämmt. Die Höhe beträgt ohne Isolierung $1,8\text{m}$, wodurch die Speicher in den meisten Gebäuden installiert werden können. Der interne Trinkwasserspeicher des Kombispeichers fasst 200l und besteht aus Edelstahl.

Zur Wärmeeinbringung stehen bis zu drei interne Wendelwärmetauscher mit einer Oberfläche von jeweils $3,6\text{m}^2$ zur Verfügung. Beide Speicher verfügen über bis zu zehn Anschlüsse für den Heizkreis und die Kesselanbindung. Abb. 5.1 gibt einen Überblick über die Anschlusshöhen und das Niveau der Temperatursensoren.

²⁸ Kennwerte $\eta_0=0,8$; $a_1=3,5 \text{ W/m}^2\text{K}$; $a_2=0,02 \text{ W/m}^2\text{K}^2$

²⁹ Siehe [VDI10 Dd21]

³⁰ [BMU11, S. 8]

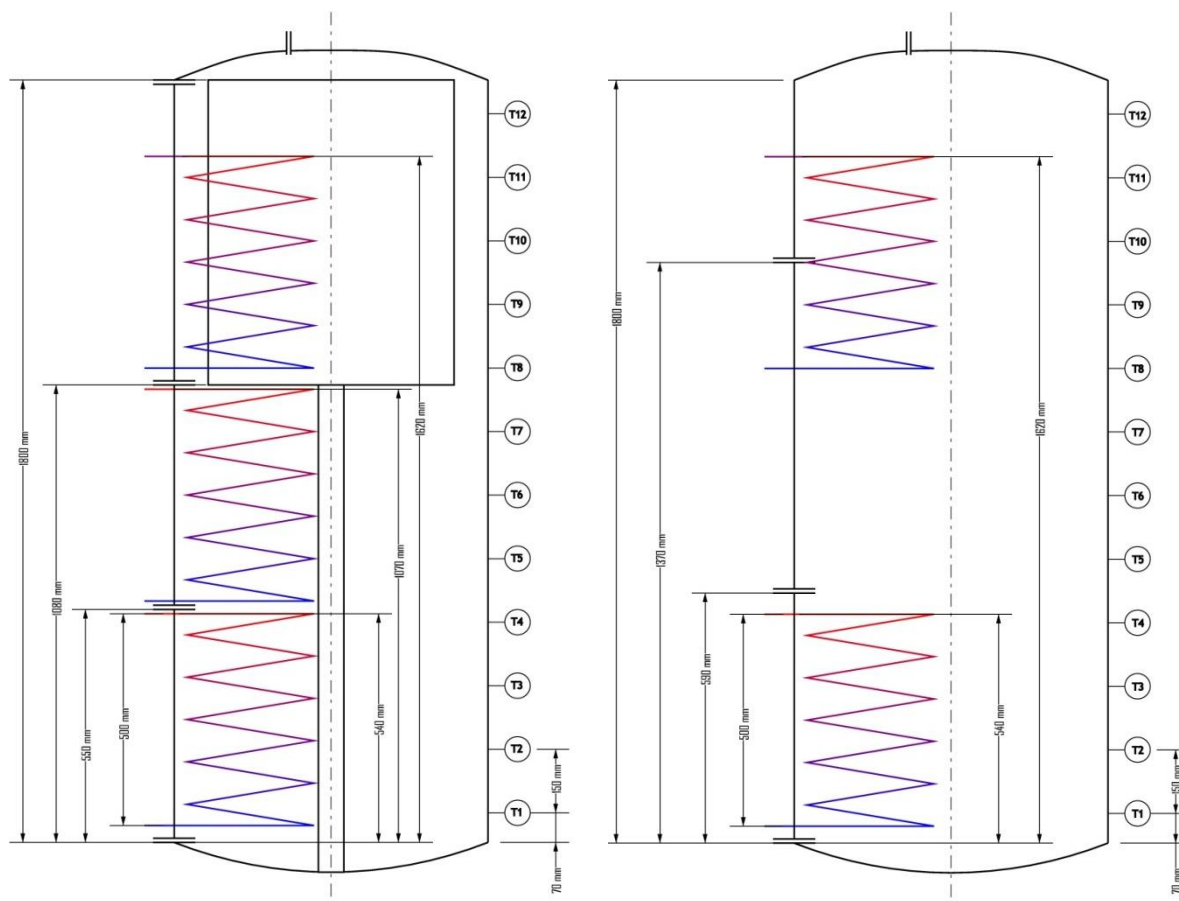


Abb. 5.1 Kombi- und Pufferspeicher für das Polysun Modell

Der Aufbau des Kombispeichers ist bewusst möglichst einfach gehalten. Am Markt sind auch wesentlich komplexere Speichermodelle verfügbar, z.B. mit einer zusätzlichen Wendel für den Kaltwasseranlauf auf dem unteren Speicherniveau. Die Simulation soll jedoch einen möglichst vergleichbaren Standard widerspiegeln und da sich die komplexeren Kombispeicher je nach Hersteller stark unterscheiden, spiegelt dieses Modell die einfachste und auch kostengünstigste Alternative wieder.

Im Vergleich zum Kombispeicher wurden die Höhe der Anschlüsse für Heizkreis und Kessel bei dem reinen Pufferspeicher geändert, da der dedizierte Warmwasserbereich in dieser Variante kleiner gehalten werden kann. Es wird nur der oberste Speicherbereich zur Warmwasserbereitstellung genutzt. Damit besteht ein Bereitschaftsvolumen von rund 75 Litern, was bei einem reinen Pufferspeicher mit Frischwasserstation völlig ausreicht.

Aufgrund dieses kleinen Speicherbereiches, der zur Warmwasserbereitung reserviert ist, können die Anschlüsse für den Heizkreis und die Heizkreisbelastung wesentlich höher gesetzt werden. Bei dem für die Simulation verwendeten Speichermodell könnte prinzipiell direkt die nächst tiefere Schicht genutzt werden, was in der Realität mit großer Wahrscheinlichkeit jedoch zu starken Turbulenzen auch in der obersten Schicht führen würde, weshalb für die Modellierung Schicht 10 gewählt wurde.

Aufgrund der konstant niedrigen Rücklauftemperatur der Frischwasserstation gibt es bei dem reinen Pufferspeicher zwei unterschiedliche Anschlusshöhen für Heizungsrücklauf und Rücklauf der Frischwasserstation. Der Bereich des unteren Wärmetauschers sollte so kalt wie möglich sein, so dass dieser

ausschließlich der Frischwasserstation vorbehalten ist. Direkt oberhalb dieses Wärmetauschers sind der Anschluss des Heizungsrücklaufes und der Kesselrücklauf positioniert. Auf diese Weise wird solar primär der Rücklauf der Frischwasserstation erwärmt. Bei dem Pufferspeicher ist dies nicht möglich, da es keinen so niedrig temperierten Rücklauf gibt und eine Anbindung des Kesselrücklaufes oberhalb des unteren Wendelwärmetauschers zu einem im Winter „toten“ Bereich des Speichers geführt hätte, der lediglich Wärmeverluste verursacht hätte. Der Rücklauf der Frischwasserstation liegt jedoch unterhalb der Raumtemperatur und somit werden auch in den Wintermonaten die Verluste in diesem Speicherbereich gering gehalten.

5.2 Modellierte Varianten

Mit den ausgewählten Komponenten wurden 5 verschiedenen Konfigurationen modelliert, und jeweils in Low-Flow, High-Flow und Matched-Flow Betriebsweise simuliert. Zum Vergleich wurde außerdem ein Heizsystem ohne Solarunterstützung entworfen, da dieses die einzige Möglichkeit darstellt, einen unverfälschten Bezug zu der erreichten Energieeinsparung herzustellen.

Die folgenden Abschnitte zeigen die Systemmodelle aus dem Polysun Designer. Bezüglich der bildlichen Darstellung ist zu beachten, dass die Speicheranschlüsse nicht auf der realen Höhe angezeigt werden, sondern nur schematisch. Es gelten die Anschlusshöhen wie in 5.1.5 dargestellt. Desweiteren werden sämtliche Zusatzarmaturen wie Konvektionsbremsen, Sicherheitsventile, Ausdehnbehälter, Absperrarmaturen usw. in der Simulation, wie auch für die Modellierung vernachlässigt.

5.2.1 Heizsystem ohne Solaranlage

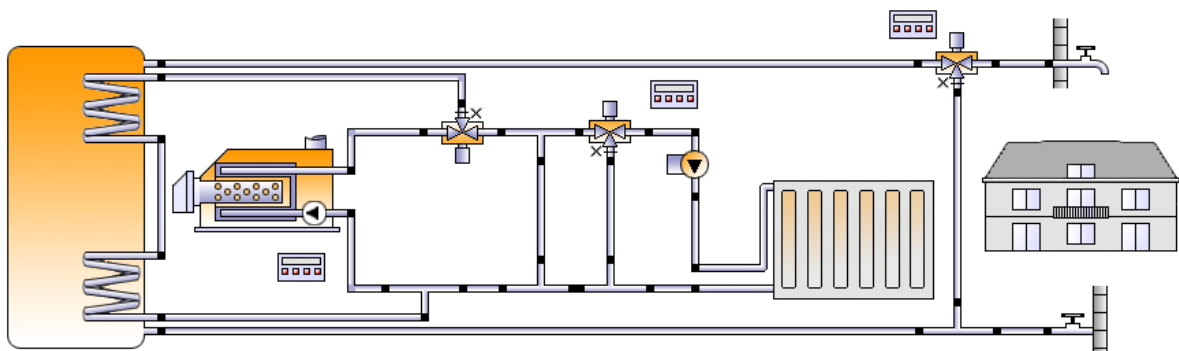


Abb. 5.2 Heizsystem ohne Solar als Referenz im Polysunmodell

Der Kessel ist direkt in den Heizkreis eingebunden und lädt nur einen reinen Trinkwasserspeicher mit 200l Inhalt. Es wird derselbe Kessel verwendet, wie auch in den übrigen Varianten. Die Verbindung von Vor- und Rücklauf des Heizkreises vor der Rücklaufbeimischung dient als Überstromventil, da Polysun keine zwei Durchflusserzeuger in einem Kreislauf verarbeiten kann und eine Drehzahlsteuerung der Kesselpumpe nicht möglich ist. Der Durchfluss des Heizkreises ist jedoch über

die Heizkurve durch das Gebäudemodell variabel bestimmt, weshalb diese beiden Pumpen entkoppelt werden müssen. Dies führt zu höheren Rücklauftemperaturen im Kessel und verringert dessen Wirkungsgrad. Wie man in den Ergebnissen sehen kann, ist der Heizenergiebedarf dieses Systems für das betrachtete Gebäude jedoch äußerst gering und damit als Referenz für ein sehr gutes Heizsystem verwendbar.

5.2.2 Kombispeicher mit einem internen Wendelwärmetauscher

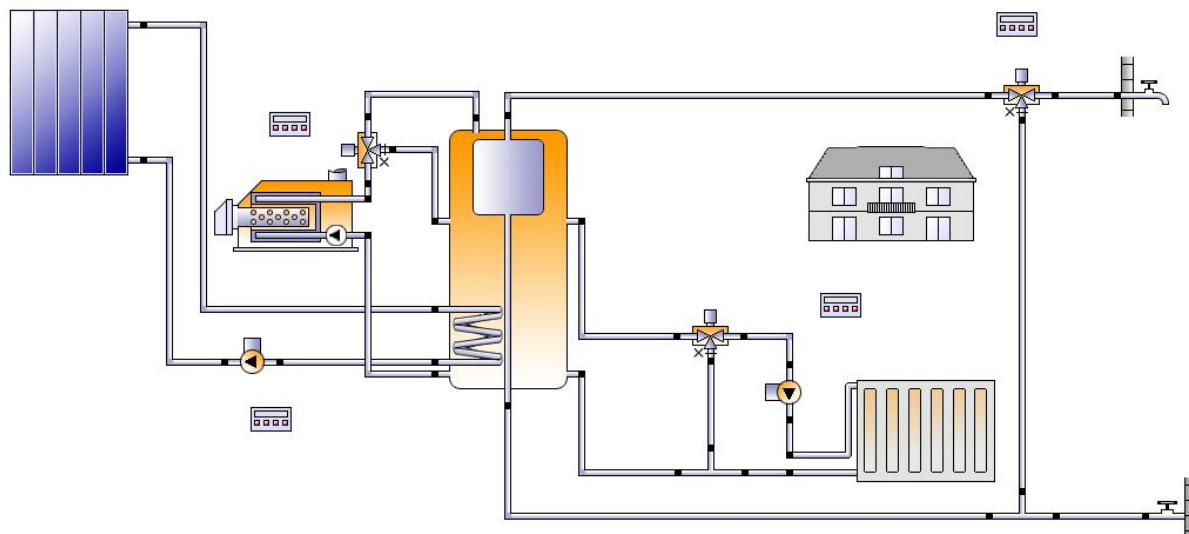


Abb. 5.3 Kombispeicher mit einem internen Wendelwärmetauscher im Polysunmodell

Der Kessel kann den Speicher über zwei Anschlüsse beladen. Der obere Anschluss dient der Warmwasserbereitung und der untere der Bedienung des Heizkreises. Das 3-Wegeventil im Kesselvorlauf wird direkt vom Kessel geschaltet, welcher primär Warmwasser bereitet. Der Rücklauf auf dem untersten Kesselniveau gewährleistet möglichst geringe Kesselrücklauftemperaturen. Der Heizkreisrücklauf ist auf demselben Niveau angeordnet um den Speicher nicht mehr als nötig in den Heizkreis einzubinden. Ein Heizkreisrücklauf unterhalb des Kesselrücklaufes hätte zur Folge, dass die Oberfläche des Heizkreises bei unzureichender solarer Einstrahlung unnötig vergrößert wird. Da die Kaltwasserzufuhr nur durch ein innen liegendes Rohr in den Warmwasserspeicher geleitet wird, welches eine geringe Oberfläche aufweist, leistet die integrierte Warmwasserbereitung nur einen sehr geringen Anteil zur Senkung der Temperatur im untersten Speicherbereich, weshalb der Heizungsrücklauf den kältesten Speichereinlauf darstellt.³¹

³¹ Durch die Eigenschaft des von Polysun verwendeten Speichermodells speicherinterne Konvektion unter Vernachlässigung von Turbulenzen zu berechnen, würde in der Simulation tatsächlich das durch die Trinkwassererwärmung abgekühlte Speicherwasser bis in den unteren Bereich absinken. Dies ist jedoch in der Realität bei Heizbetrieb nicht zutreffend und wurde deshalb für die Modellierung nicht berücksichtigt.

Regelparameter

- **Heizkreis:** Die Steuerung erhält über das Gebäudemodell eine der Raum- und Außentemperatur angepasste Vorlauf- und Durchflussvorgabe.³² Mit diesen Sollwerten werden Heizkreispumpe und Rücklaufbeimischung gesteuert.
- **Kessel:** Die Kesselsteuerung besitzt fünf Temperatursensoren. Die Sensoren zur Warmwasserbereitung messen die Temperatur in der 11. und 9. Speicherschicht. Fällt die obere Temperatur unterhalb der Warmwassersolltemperatur $\vartheta_{WW,Soll} + 1K$ so belädt der Kessel den Speicher über den oberen Vorlauf mit einer Temperatur von $\vartheta_{WW,Soll} + 7K$ bis diese bei dem unteren Temperatursensor erreicht ist.³³
 Der Heizkreis wird nur bedient, wenn keine Warmwasseranforderung besteht. Fällt die Speichertemperatur in Schicht 7 unter die Heizkreisvorlauf-temperatur, so wird der Speicher mit $\vartheta_{HK,VL} + 5K$ bis in die 5. Schicht über den unteren Vorlauf beladen.
 Der Kessel ist über das gesamte Jahr sowohl für den Heizbetrieb, als auch zur Warmwasserbereitung eingeschaltet.
- **Solarkreis:** Der Solarkreis wird über eine einfache Zweipunktregelung angesteuert, die die Kollektoraustrittstemperatur mit der Speichertemperatur in der 4. Schicht vergleicht. Bei einer Temperaturdifferenz von $+5K$ wird die Solarkreispumpe solange eingeschaltet, bis die Austrittstemperatur des Kollektorfeldes nur noch $1K$ über der Speichertemperatur in Schicht 4 liegt. Ist eine Speichertemperatur von $65^{\circ}C$ erreicht, so schaltet die Solarkreispumpe ab, um Verkalkung im Trinkwasserspeicher zu vermeiden.

³² Durch Polysun bestimmt und nicht editier- oder direkt zugreifbar.

³³ Zu der Wahl der Parameter siehe Abschnitt 5.2.8

5.2.3 Kombispeicher mit zwei internen Wärmetauschern

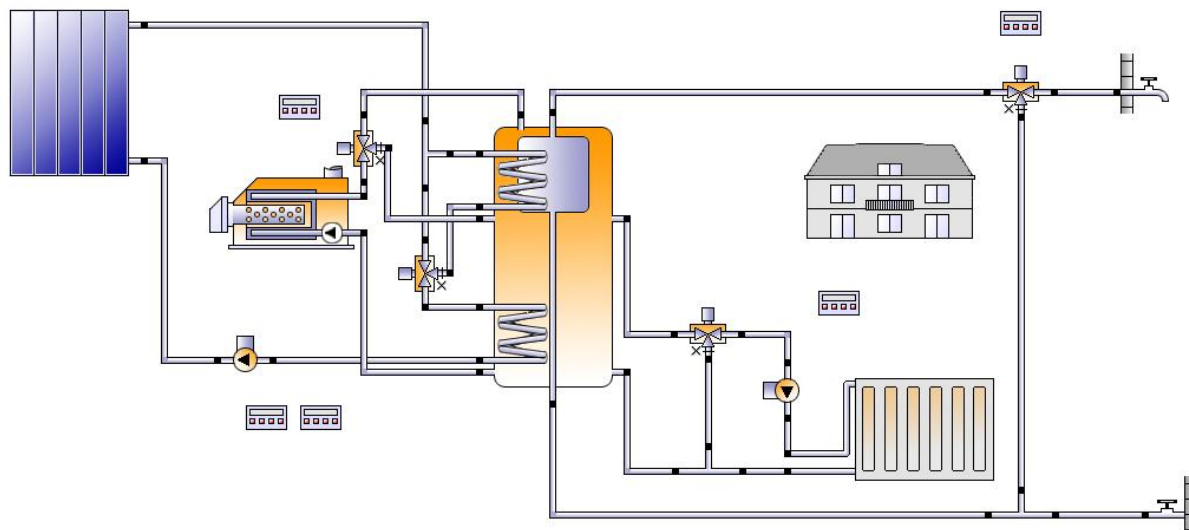


Abb. 5.4 Kombispeicher mit zwei internen Wendelwärmetauschern im Polysunmodell

Der zweite Wärmetauscher im oberen Speicherbereich (vgl. Abb. 5.1) vergrößert erstens die gesamte Wärmetauscherfläche und ermöglicht zweitens die direkte Einbringung der solaren Wärme in das Speicherniveau des Warmwasserspeichers. Die Anbindung ist so gewählt, dass entweder nur der untere oder beide Wärmetauscher durchströmt werden. Auf diese Weise wird die Kollektoreintrittstemperatur möglichst niedrig gehalten.

Regelparameter

Das System wird mit denselben Einstellungen betrieben wie in der Variante mit einem Wendelwärmetauscher. Als zusätzliches Modul ist eine eigene Steuerung für das 3-Wegeventil im Solarvorlauf integriert, die die Vorlauftemperatur mit der Speichertemperatur in Schicht 11 vergleicht und ohne Hysterese das Ventil schaltet. Auch hier wird die Temperatur in der Schicht auf 65°C begrenzt und bei Überschreitung der obere Wärmetauscher nicht durchströmt.

5.2.4 Pufferspeicher mit einem internen Wärmetauscher

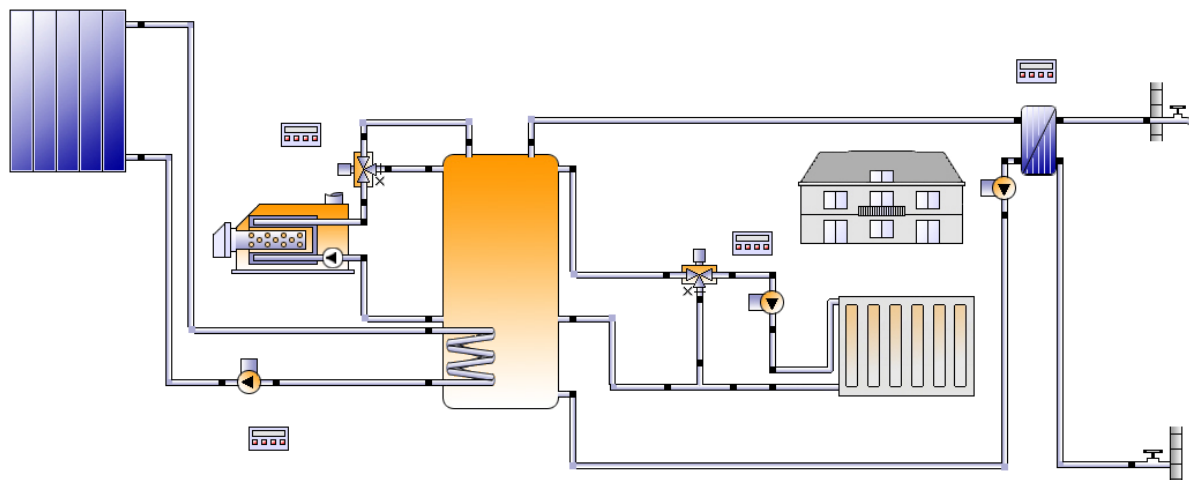


Abb. 5.5 Pufferspeicher mit einem internen Wendelwärmetauscher im Polysunmodell

Wie schon in 5.1.5 erwähnt, kann bei Verwendung eines reinen Pufferspeichers der dedizierte Warmwasserbereich kleiner gehalten werden. Desweiteren gibt es durch die externe Warmwasserbereitung einen Rücklauf in den Puffer, der ein relativ konstantes, niedriges Temperaturniveau aufweist. Beides kann sich bei geeigneter Positionierung der Anschlüsse positiv auf die Temperaturverteilung des Speichers auswirken.

Unbedingt zu beachten ist, dass Abb. 5.5 dies, wie schon erwähnt, nur schematisch zeigt und die Anschlüsse nicht auf den richtigen Höhen platziert sind.

Die Pumpe der Frischwasserstation wird über die Warmwassersolltemperatur geregelt, sodass nur die benötigte Menge Speicherwasser entnommen wird und es zu keinen unnötig hohen Temperaturen auf der Trinkwasserseite kommen kann. Aus diesem Grund kann auf eine Kaltwasserbeimischung verzichtet werden.³⁴

Regelparameter

Im Wesentlichen gibt es keine Änderungen der Regelung im Vergleich zu dem Kombispeicher. Einzig die Kesselregelung ist auf die veränderten Anschlusshöhen angepasst. Zur Warmwasserbeladung wird nur ein Sensor in der obersten Speicherschicht eingesetzt. Der externe Wärmetauscher braucht leicht höhere Vorlauftemperaturen, so dass die Einschalttemperaturdifferenz bei 6K liegt und der Speicherbereich auf $\vartheta_{WW,Soll} + 10K$ beladen wird. Die Sensoren zur Heizkreisbeladung sind in Schicht 10 und 8 positioniert und weisen eine Hysterese von 0K zu 9K auf.

Da keine Verkalkungsgefahr besteht, ist die Speichertemperatur auf 95°C begrenzt, oberhalb dieser Temperatur wird die Solarkreispumpe ausgeschaltet.

³⁴ Dies gilt nur für das Modell. In der realen Anlage ist ein Verbrühungsschutz für den Fall eines Defektes notwendig.

5.2.5 Pufferspeicher mit zwei internen Wärmetauschern

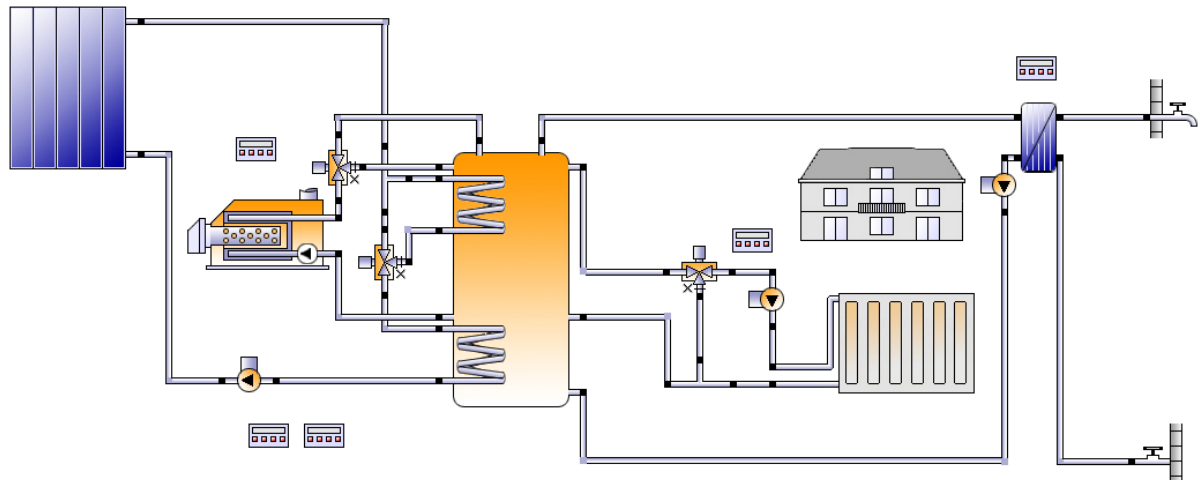


Abb. 5.6 Pufferspeicher mit zwei internen Wendelwärmetauscher im Polysunmodell

Diese Variante ist analog zur Variante des Kombispeichers mit zwei Wärmetauschern modelliert. Auch hier werden entweder beide Wärmetauscher durchströmt oder nur der untere. Sämtliche Regelparameter sind identisch mit der Variante mit nur einem Wärmetauscher.

5.2.6 Pufferspeicher mit externem Wärmetauscher

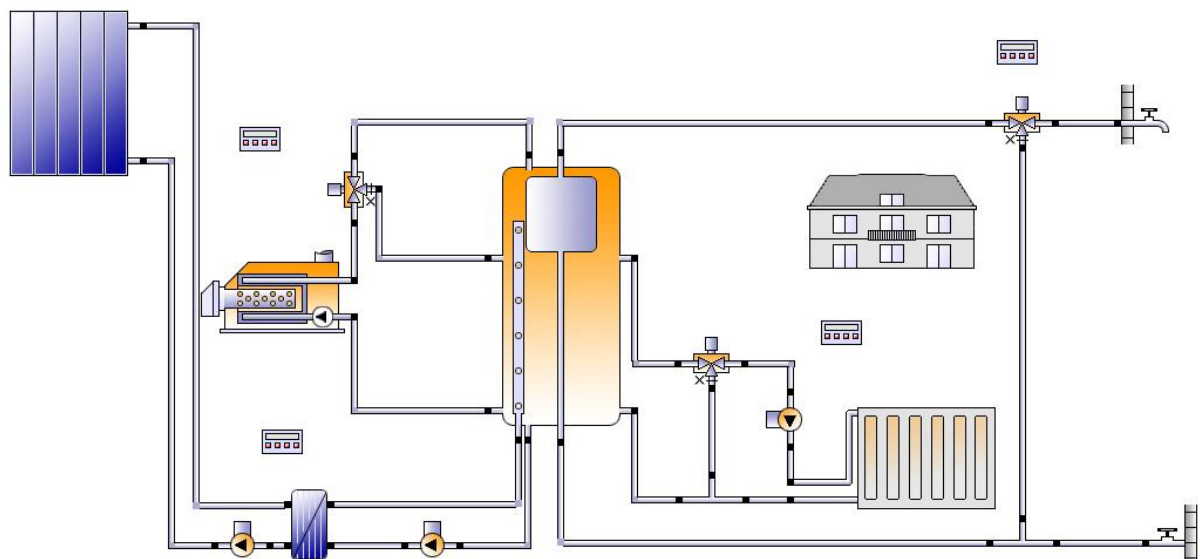


Abb. 5.7 Pufferspeicher mit externem Wärmetauscher und Schichtlanze im Polysunmodell

Diese Variante ist als Ersatz für die mit Polysun nicht realisierbare Konfiguration der gesteuerten Schichteinspeisung modelliert (siehe Abschnitt 5.2.9). Sie entspricht den beiden vorhergehenden Varianten mit einem externen Wärmetauscher zur Einbindung der Solarkollektoren. Anstelle der

direkten Einspeisung über eine Ventilschaltung ist eine Schichtlanze integriert. Wie schon in 1.2 erwähnt, ist zu der Schichtung des Speichers und insbesondere der Funktion einer Schichtlanze kaum öffentlich verfügbare Forschungsdokumentation erhältlich. Im Modell von Polysun wird beides als ideal betrachtet, so dass die Ergebnisse dieser Simulationen kritisch zu bewerten sind und lediglich den in der Realität nicht zu erreichenden Idealfall widerspiegeln.

Regelparameter

Die sekundärseitige Pumpe des externen Wärmetauschers ist das selbe Modell wie auf primärer Seite und wird parallel angesteuert. Der Referenztemperatursensor für die Solarregelung ist in diesem Fall auf der untersten Speicherebene angeordnet. Da die Speichertemperatur in Polysun nicht über einen separaten Sensor begrenzt werden kann, ist die Kollektortemperatur auf 100°C begrenzt, wodurch die maximale Speichertemperatur von 95°C nicht überschritten wird.

5.2.7 Low-, High- und Matched-Flow Betriebsweisen

Alle oben beschriebenen Varianten wurden sowohl in Low-Flow, in High-Flow als auch in Matched-Flow Betriebsweise simuliert. Die jeweiligen Einstellungen betreffen nur die Solarregelung und sind für alle Varianten gleich. Die Schaltung der Kollektoren bleibt stets gleich, da Druckverluste durch Polysun vernachlässigt werden und die Vergleichbarkeit so sichergestellt wird, zumal Polysun bei der Reihenschaltung von Kollektoren einen größeren Fehler bei der Berechnung der Kollektoraustrittstemperatur macht. Somit sind bei allen Simulationen die Kollektoren parallel geschaltet.

- Im **Low-Flow** Betrieb beträgt die Durchströmung der Kollektoren 10l/h/m², das entspricht 90l/h für das gesamte Kollektorfeld.
- Im **High-Flow** Betrieb beträgt der Volumenstrom 50l/h/m² und somit 450 l/h für das Kollektorfeld.
- Die Steuerung für den **Matched-Flow** Betrieb in Polysun erlaubt nur die einfache Vorgabe einer Kollektoraustrittssolltemperatur. Diese ist auf 40°C gesetzt. Der minimale Durchsatz der Solarkreispumpe ist auf 10l/h begrenzt, der maximale auf 450l/h. Diese Werte sind durch Variation gefunden worden und stellen ein Optimum bezüglich des Energieverbrauches der gesamten Anlage dar.

5.2.8 Vorgehen zur Bestimmung der Parametereinstellungen der verwendeten Steuerungsmodelle

Jede Einstellung wurde durch Variation optimiert. Ziel war es, einen möglichst geringen Gesamtenergieverbrauch zu erhalten und gesetzte Maximaltemperaturen nicht zu überschreiten. Dies führt zu einem sehr trägen Verhalten des Systems auf welches in den Auswertungen gesondert eingegangen wird.

Bei einer Simulation durch Polysun besteht praktisch immer ein Wärmedefizit auf Seiten des Warm-

wasserbezuges. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass die Simulation zeitgleich mit der Anforderung von Warmwasser einen Bedarf meldet, der jedoch erst nach Durchlaufen der jeweiligen Rohrlängen inkl. eventuellem Aufheizen befriedigt werden kann. Ersteres lässt sich ohne Zirkulation (auf die bewusst verzichtet wurde) nicht vermeiden und letzteres durch eine höhere Speichertemperatur verringern, die jedoch einen erheblichen Zuwachs des Energieverbrauches mit sich bringt. Für die Modellierung wurden die Schwellwerte der Schalthysterese des Kessels bezüglich der Warmwasserbereitung sukzessive soweit verkleinert, dass eine Warmwasserverfügbarkeit von 95% sichergestellt wurde. Es sollte bewusst sein, dass diese Form der Feineinstellung nur in einem Simulationsmodell vollzogen werden kann, da an einer realen Anlage durch Schwankungen der klimatischen Verhältnisse und des Verbrauches die optimalen Einstellungen ebenfalls schwanken.

5.2.9 Nicht realisierte Konfigurationen

Folgende Varianten wurden nicht realisiert, da der Funktionsumfang von Polysun diese nicht zulässt. Dies ist zum Einen die Modellierung eines Kombispeichers mit Schichtlanze, da es keine Möglichkeit gibt, die Speichertemperatur über einen eigenen Temperaturfühler zu begrenzen und bei dieser Konfiguration eine Begrenzung der Kollektoraustrittstemperatur auf 70°C zu sehr großen Einbußen bei der solaren Wärmegewinnung geführt hat. Zum Anderen ist dies die gesteuerte Schichteinspeisung wie in **Abb. 5.8** für einen Kombispeicher gezeigt. Diese Anbindung ist leider nicht möglich, da im Polysunmodell die Fluidkreisläufe exakt definiert werden müssen und eine doppelte Belegung eines Speicheranschlusses nicht möglich ist.

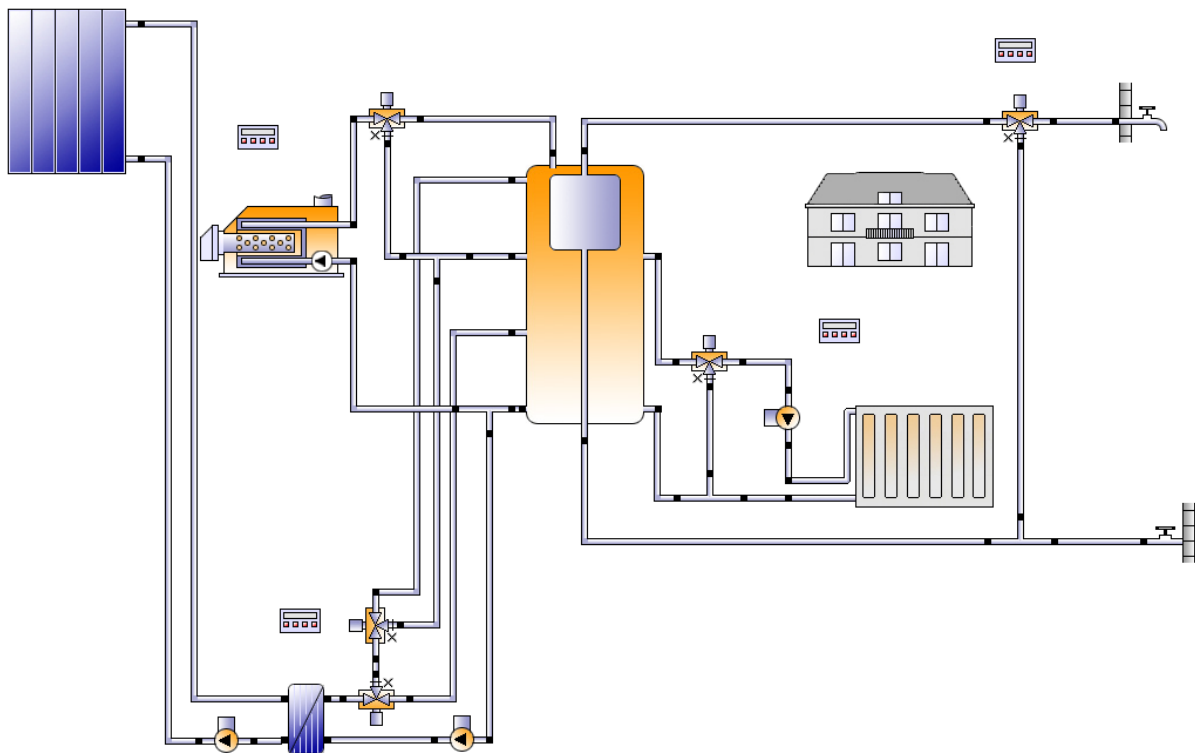


Abb. 5.8 Kombispeicher mit externem Wärmetauscher und direkte Schichtbeladung

5.3 Simulationsergebnisse

5.3.1 Ergebnisdarstellung von Polysun

Das Programm stellt die Zustandsgrößen der einzelnen Komponenten grundsätzlich nur als Stundenmittelwerte zur Verfügung. Einige ausgesuchte Resultate werden als Jahres- und Monatssummen während der Simulation erstellt. Dadurch wird zwar der durch Polysun genutzte Speicherbereich auf dem lokalen Rechner gering gehalten, eine genaue Auswertung von Momentdaten ist jedoch leider nicht möglich. Insbesondere die Steuerungszustände können nicht kontrolliert werden. Die Stundendaten können zwar exportiert werden, da es sich um Mittelwerte handelt, ist es jedoch nicht möglich darüber eigene Bilanzen zu erstellen. Eine typische Ergebnisausgabe zeigt **Abb. 5.9** für das Referenzheizsystem ohne Solaranlage.

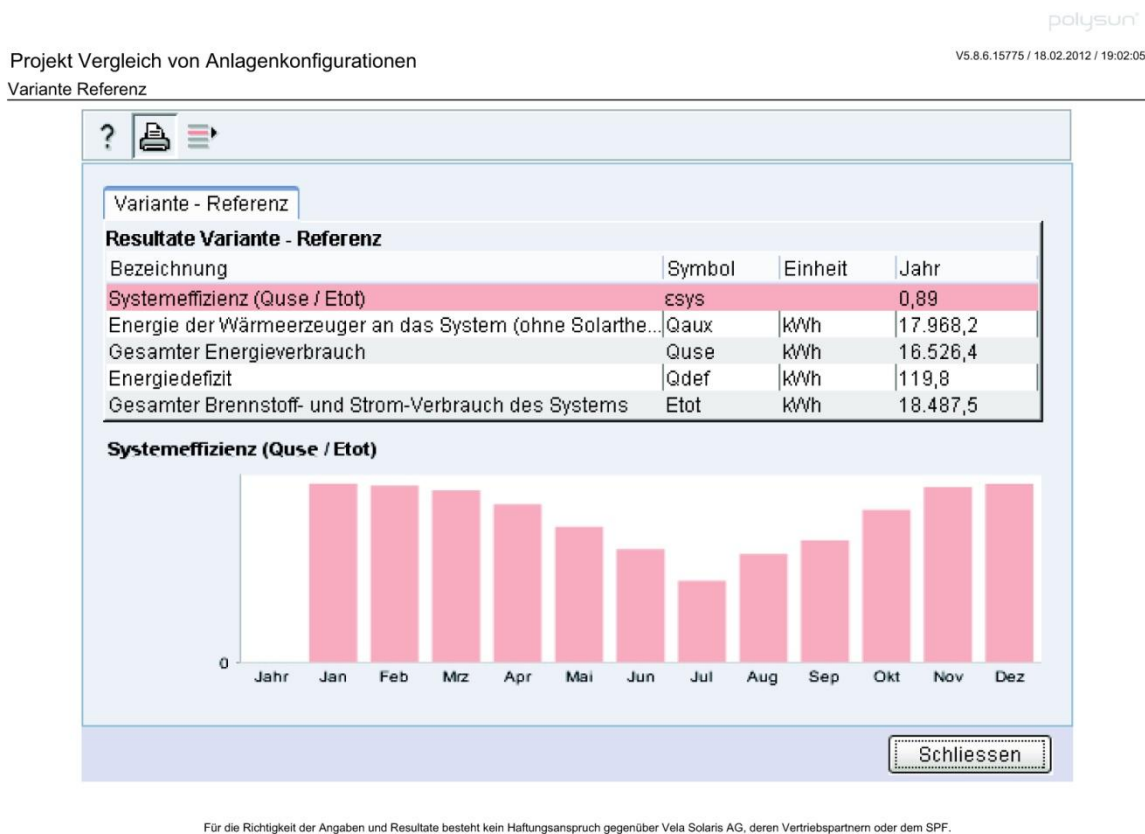


Abb. 5.9 Resultatausgabe von Polysun für das Heizungssystem ohne Solaranlage

Auf der CD im Anhang sind die Stundenwerte aller Komponenten aller Varianten als Textdatei zum Einlesen in eine Datenbank. Die durch Polysun berechneten Resultate sind ebenfalls dort hinterlegt. Für das Verständnis der Ergebnisse ist anzumerken, dass sich Polysun in puncto Brennstoffenergiegehalt grundsätzlich auf den Heizwert bezieht.

5.3.2 Übersicht aller simulierten Konfigurationen

Polysun Simulation			E_{tot}	S_{Sol}	E_{aux}	E_{par}	Q_{int}	Q_{ext}	Q_{def}			S_{Fi} [%]	ζ_{Ref} [%]
									Ges	Gebäude ³⁵			
Kombispeicher	1 WT	LF	15.691	2.052	15.527	163	1.128	280	99	17	(24)	11,5	15,1
		HF	15.488	2.268	15.343	145	1.146	252	93	18	(25)	12,7	16,2
		MF	15.506	2.255	15.357	149	1.144	252	92	17	(23)	12,6	16,1
	2 WT	LF	15.799	2.106	15.635	163	1.328	270	84	16	(23)	11,7	14,5
		HF	15.625	2.304	15.480	146	1.360	247	87	15	(19)	12,8	15,5
		MF	15.636	2.293	15.487	149	1.358	247	85	15	(19)	12,7	15,4
Pufferspeicher	1 WT	LF	14.948	2.588	14.766	182	1.077	248	237	91	(149)	14,6	19,1
		HF	14.871	2.722	14.714	157	1.130	228	224	89	(135)	15,3	19,6
		MF	14.882	2.707	14.710	172	1.119	229	226	89	(144)	15,2	19,5
	2 WT	LF	15.236	2.728	15.068	168	1.417	161	177	12	(18)	15,1	17,6
		HF	15.156	2.813	15.013	143	1.449	134	171	11	(17)	15,6	18,0
		MF	15.192	2.794	15.036	156	1.452	139	181	19	(23)	15,5	17,8
	WT extern	LF	14.856	2.840	14.517	339	1.185	283	226	92	(138)	16,0	19,6
		HF	14.791	2.981	14.514	277	1.316	284	220	90	(143)	16,7	20,0
		MF	14.828	2.933	14.513	315	1.277	287	227	95	(148)	16,5	19,8

Tab. 5.2 Jahresergebnisse der Simulationsrechnungen in kWh, es wird wegen der besseren Vergleichbarkeit die Notation von Polysun verwendet.³⁶

Die Simulation zeigt, dass der Unterschied zwischen den verschiedenen Anlagenkonfigurationen bezüglich des Gesamtenergieverbrauches insgesamt relativ gering ist. Immerhin kann der Gesamtenergieverbrauch um maximal ca. 5 Prozentpunkte gegenüber dem Referenzsystem ohne Solaranlage verringert werden, was eine Steigerung von rund einem Drittel bedeutet.

Gut zu erkennen ist die angesprochene Problematik, Solaranlagen lediglich über die Solare Deckungsrate zu vergleichen. In Tab. 5.2 wurde bereits die Kennzahl S_{Fi} für die solare Deckung angegeben, die die Rohrverluste auf Kollektorseite bereits abgezogen hat und nur die Wärmemenge, die an den Speicher geliefert wird beinhaltet. Trotzdem bedeutet eine Steigerung der solaren Deckung S_{Fi} nicht in allen Fällen auch eine Verringerung des gesamten Energieverbrauches.

³⁵ In Klammern die Anzahl an Stunden im Jahr in denen ein Energiedefizit im Gebäude besteht.

³⁶ E_{tot} : gesamter Brennstoff- und Stromverbrauch des Systems; S_{Sol} : an den Speicher gelieferte Solarwärme (Rohrverluste sind bereits abgezogen); E_{aux} : Brennstoff- und Stromverbrauch des Heizkessels; E_{par} : Stromverbrauch sämtlicher Pumpen; Q_{int} : Wärmeverluste des gesamten Systems an den Aufstellungsraum (inkl. der chemischen Energie der Kesselabgase); Q_{ext} : Wärmeverluste an die Außenluft (Rohrverluste Solar, ohne Kollektor); Q_{def} : Energiedefizit von Heizkreis und Warmwasserbezug; S_{Fi} : Anteil der an den Speicher gelieferten Wärmeenergie durch die Solaranlage; ζ_{Ref} : Gesamtenergieeinsparung gegenüber dem Referenzsystem ohne Solaranlage

Deutlich sichtbar ist ein großer Vorteil des Pufferspeichers. An den Defiziten lässt sich erkennen, dass dieses System träger reagiert, was einerseits auf die geringeren Vorhaltevolumina für Warmwasser und Heizkreis zurückzuführen ist und andererseits das Aufheizverhalten der Frischwasserstation wieder spiegelt. Doch selbst wenn man diese zusätzlichen Defizite von den Mehrerträgen abziehen würde, bliebe ein erheblicher Nutzen übrig.

Eher wenig Einfluss hat die Wahl der Betriebsart.

5.3.3 Vergleich der Varianten mit einem und zwei internen Wärmetauschern

Wie man in Tab. 5.2 Jahresergebnisse der Simulationsrechnungen in kWh, es wird wegen der besseren Vergleichbarkeit die Notation von Polysun verwendet. sieht, ist der erwartete Mehrertrag eines zweiten Wärmetauschers im oberen Speicherbereich sehr gering und wird durch die höheren Verluste dieses zusätzlichen Speichereinbaues sogar zunichte gemacht und bewirkt einen Mehrverbrauch des Systems. Zum Überblick dient Tab. 5.3.

Vergleich 1 & 2 WT (in kWh)		ΔE_{tot}	ΔS_{sol}	ΔQ_{int}	Q_{WT2}
Kombispeicher	LF	108	54	200	147
	HF	137	36	214	149
	MF	130	38	214	149
Pufferspeicher	LF	288	140	340	187
	HF	285	91	319	186
	MF	310	87	333	186

Tab. 5.3: Gegenüberstellung der Konfigurationen mit einem und mit zwei internen Wärmetauschern. Es ist jeweils die Differenz der Konfiguration mit einem gegenüber der Konfiguration mit zwei Wärmetauschern angegeben. Q_{WT2} benennt die Anschlussverluste des zweiten Wärmetauschers

Im Falle des Pufferspeichers ist der Mehrverbrauch überdurchschnittlich hoch, was darauf zurückzuführen ist, dass die Wärmeverluste nicht nur den Speicherbereich betreffen, der zur Warmwasserbereitung genutzt wird, sondern auch direkt Auswirkungen auf die Speicherschichten entstehen, die der Heizung dienen. Der Mehrwert des zweiten Wärmetauschers wirkt sich hauptsächlich auf die Sommermonate aus, der Nachteil wirkt im ganzen Jahr. Zusätzlich führt der Aufbau des Pufferspeichers dazu, dass der Kesselnutzungsgrad durch diesen Mehrbedarf in den Wintermonaten sinkt und nochmals überdurchschnittlich mehr Brennstoff eingesetzt werden muss um den Bedarf zu erfüllen.

Abb. 5.10 Vergleich des Schichtverhaltens eines Kombispeichers mit einem und mit zwei internen Wärmetauschern in der Polysun Simulation zeigt dies für die Low-Flow Betriebsweise in den maßgeblichen Wintermonaten. Eine Übersicht des gesamten Jahres für Kombi- und Pufferspeicher ist auf dem Datenträger im Anhang zu finden. Die Art der Betriebsweise hat kaum Einfluss auf dieses Verhalten.

Zu beachten ist jedoch, wie schon erwähnt, dass Polysun rein laminare Strömungen innerhalb des Speichers annimmt und dadurch die Einbringung von Wärme auf relativ hohem Temperaturniveau im

unteren Speicherbereich wesentlich besser in die entsprechende Höhe gelangen kann als es in der Realität der Fall wäre. In welchem Maße sich dieser Fehler auf die Gesamtergebnisse auswirkt, ist allerdings schwer zu beurteilen.

Die erhoffte Verbesserung des Schichtverhaltens durch den zweiten Wärmetauscher ist zwar zu beobachten, verstärkt durch die höheren Temperaturen jedoch nur den Nachteil der zusätzlichen Verluste. Abb. 5.10 zeigt das Schichtverhalten beider Varianten im Low-Flow Betrieb am 22 & 23. Oktober einem typischen Tag in der Übergangszeit.

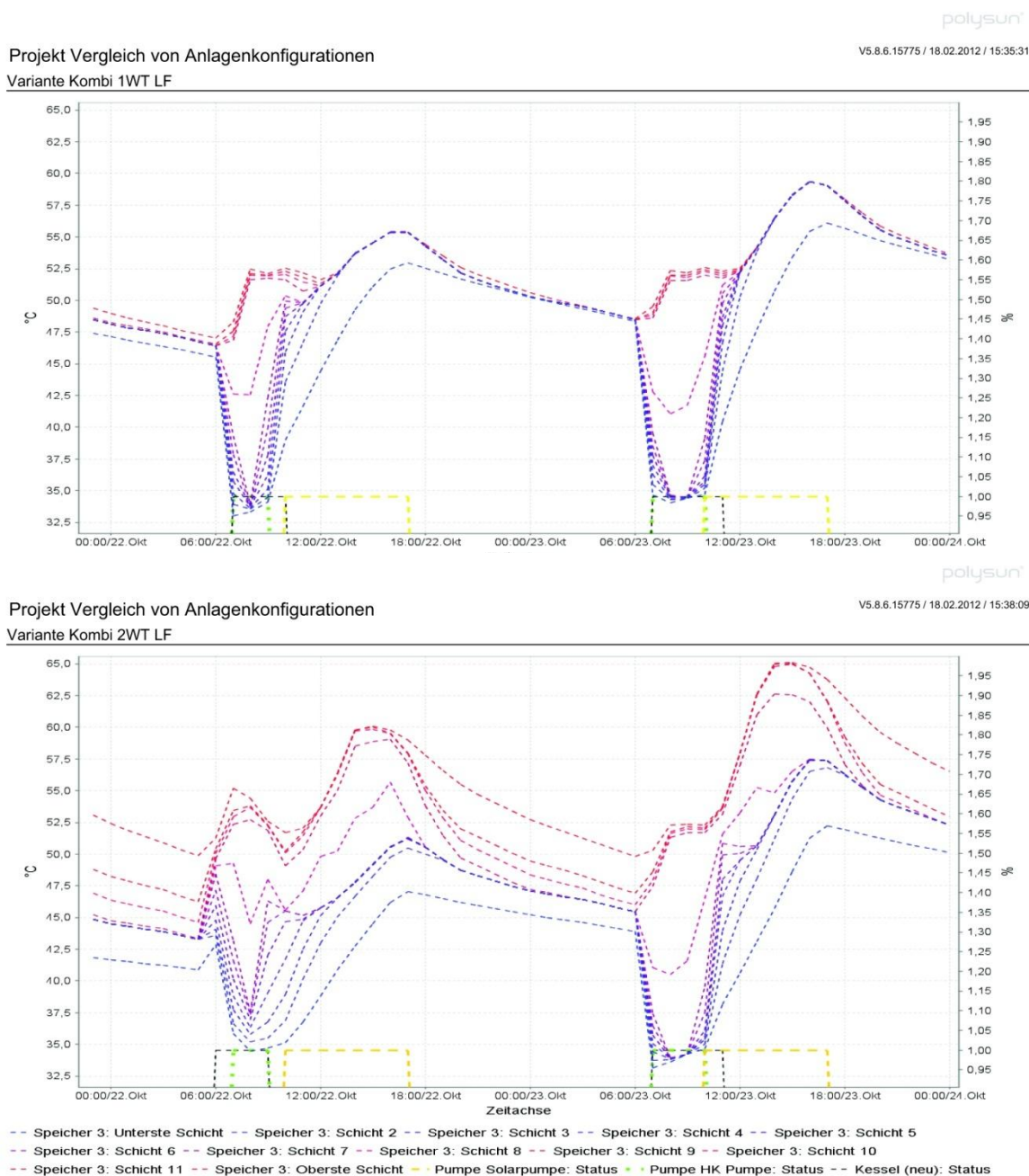


Abb. 5.10 Vergleich des Schichtverhaltens eines Kombispeichers mit einem und mit zwei internen Wärmetauschern in der Polysun Simulation

Vergleich Puffer 1WT/2WT LF [kWh]			Jahr	Jan	Feb	Nov	Dez
Solarenergie an den Speicher	1WT	S_{Sol}	2.588,0	94,7	135,9	94,9	42,7
	2WT	S_{Sol}	2.727,5	92,7	132,9	96,6	42,8
	Diff.	ΔS_{Sol}	139,5	-2,0	-3,0	1,7	0,1
Wärmeverluste intern System (inkl chem. Verluste Kessel)	1WT	Q_{int}	1.077,1	15,4	42,4	59,5	33,7
	2WT	Q_{int}	1.417,3	62,5	78,9	83,9	64,1
	Diff.	ΔQ_{int}	340,2	47,1	36,5	24,4	30,4
Wärmeverluste Speicher Oberfläche	1WT	Q_{wv}	446,1	23,8	24,4	26,2	24,8
	2WT	Q_{wv}	442,4	23,9	24,3	24,9	23,8
	Diff.	ΔQ_{wv}	-3,7	0,1	-0,1	-1,3	-1,0
Anschlussverluste Speicher	1WT	Q_{AV}	477,9	19,6	22,6	24,1	20,1
	2WT	Q_{AV}	655,0	27,4	31,2	32,3	27,6
	Diff.	ΔQ_{AV}	177,1	7,8	8,6	8,2	7,5
Anschlussverluste oberer WT		Q_{WT2}	186,6	9,8	10,2	10,7	10,0
Brennstoff und Stromverbrauch Kessel	1WT	E_{aux}	14.766,3	3.307,9	2.355,5	2.387,4	3.399,2
	2WT	E_{aux}	15.068,1	3.413,0	2.422,6	2.411,1	3.478,1
	Diff.	ΔE_{aux}	301,8	105,1	67,1	23,7	78,9
Wärme von Kessel an System	1WT	Q_{aux}	15.179,4	3.435,3	2.434,8	2.460,2	3.513,9
	2WT	Q_{aux}	15.369,6	3.504,0	2.477,1	2.466,2	3.568,9
	Diff.	ΔQ_{aux}	190,2	68,7	42,3	6,0	55,0
Kesselnutzungsgrad	1WT	%	102,8	103,9	103,4	103,0	103,4
	2WT	%	102,0	102,7	102,2	102,3	102,6

Tab. 5.4 Gegenüberstellung der Konfiguration eines Kombispeichers mit einem und mit zwei Wärmetauschern im Low-Flow Betrieb

5.3.5 Kombispeicher gegen Pufferspeicher

Der Pufferspeicher bringt einen klaren Vorteil gegenüber dem Kombispeicher. Das Schichtverhalten ist wie erwartet deutlich besser. Das System ist zwar grundsätzlich träger, die Defizite sind jedoch vernachlässigbar klein. Die Hauptursachen des höheren Solarertrages liegen in der stets geringeren Rücklauftemperatur des Kollektors und in der wesentlich höheren Speicherkapazität des Pufferspeichers. Mit einer Begrenzung auf eine Maximaltemperatur von 95°C kommt es so gut wie nie zu Stagnationsfällen, was unter anderem dazu führt, dass diese Konfigurationen in den Sommermonaten komplett ohne Zuheizung auskommen.

Betriebsmitteltemperatur des Kollektorfeldes			$\bar{\vartheta}_{K,m}$
Kombispeicher	1 WT	LF	59,4
		HF	54,3
		MF	54,1
	2 WT	LF	58,2
		HF	53,6
		MF	53,4
Pufferspeicher	1 WT	LF	56,5
		HF	54,1
		MF	51,0
	2 WT	LF	55,6
		HF	54,0
		MF	51,0
	WT extern	LF	48,5
		HF	52,1
		MF	48,6

Tab. 5.5 mittlere Jahresbetriebstemperatur der Kollektorfelder in der Polysun Simulation

5.3.6 Schichtverhalten

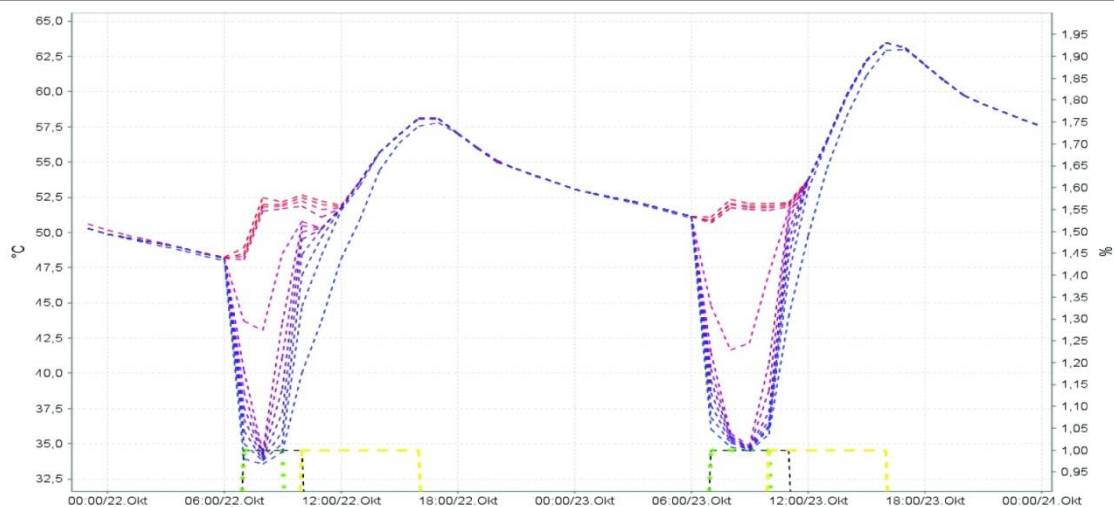
Es ist schwierig, Kennzahlen für das Schichtverhalten eines Speichers über das gesamte Jahr zu bilden. Die Temperaturspreizung zwischen oberster und unterster Speicherschicht wäre zwar ein Merkmal, vergleichbar wird dies jedoch nur, wenn man diese Spreizung auf einen bestimmten Zeitpunkt bezieht in dem die Rahmenbedingungen für die verglichenen Speicher gleich sind. Die folgenden Polysunausdrucke geben einen Überblick des Schichtverhaltens der simulierten Konfigurationen. Deutlich wird der Unterschied zwischen dem Puffer- und dem Kombispeicher. Bei der Interpretation ist abermals darauf zu achten, dass das von Polysun verwendete Speichermodell das reale Schichtverhalten durch Vernachlässigung von Durchmischungen nicht hinreichend genau widerspiegelt.

Die simulierten Konfigurationen mit Schichtlanze sind mit noch größerer Vorsicht zu interpretieren, da das reale Verhalten einer Schichtlanze kaum nachvollzogen werden kann. Sie dienen in dieser Untersuchung lediglich der Darstellung einer ideal schichtenden Anlage.

Projekt Vergleich von Anlagenkonfigurationen

V5.8.6.15775 / 18.02.2012 / 15:31:07

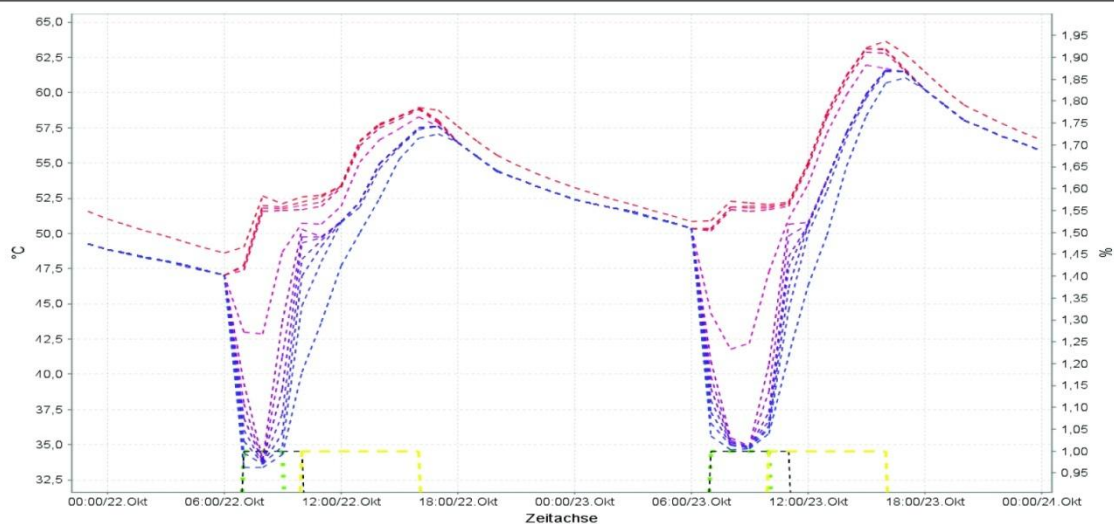
Variante Kombi 1WT HF



Projekt Vergleich von Anlagenkonfigurationen

V5.8.6.15775 / 18.02.2012 / 15:28:19

Variante Kombi 2WT HF



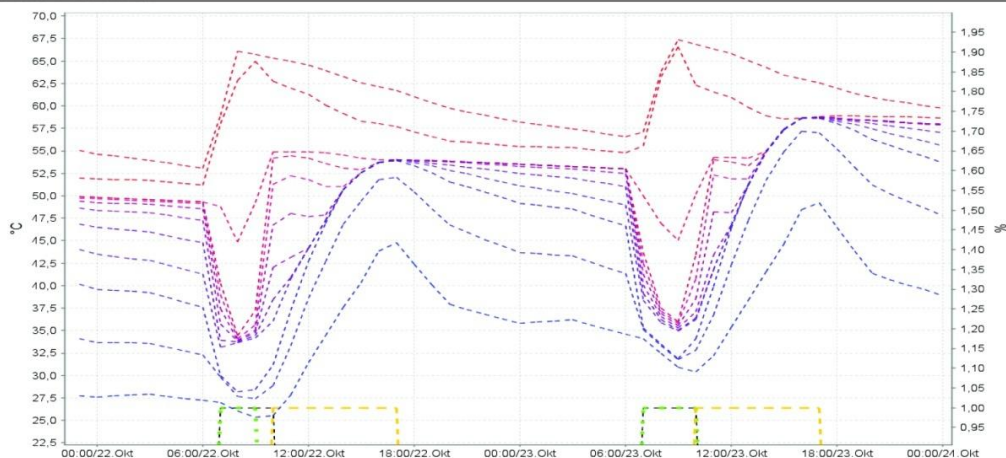
- Speicher 3: Unterste Schicht -- Speicher 3: Schicht 2 -- Speicher 3: Schicht 3 -- Speicher 3: Schicht 4 -- Speicher 3: Schicht 5
- Speicher 3: Schicht 6 -- Speicher 3: Schicht 7 -- Speicher 3: Schicht 8 -- Speicher 3: Schicht 9 -- Speicher 3: Schicht 10
- Speicher 3: Schicht 11 -- Speicher 3: Oberste Schicht -- Pumpe Solarpumpe: Status -- Kessel (neu): Status -- Pumpe HK Pumpe: Status

Abb. 5.11 Temperaturverlauf im Kombispeicher bei der Betriebsweise High-Flow in der Polysun Simulation (oben: Speicher mit einem internen Wärmetauscher, unten: Speicher mit zwei internen Wärmetauschern)

Projekt Vergleich von Anlagenkonfigurationen

V5.8.6.15775 / 18.02.2012 / 15:42:03

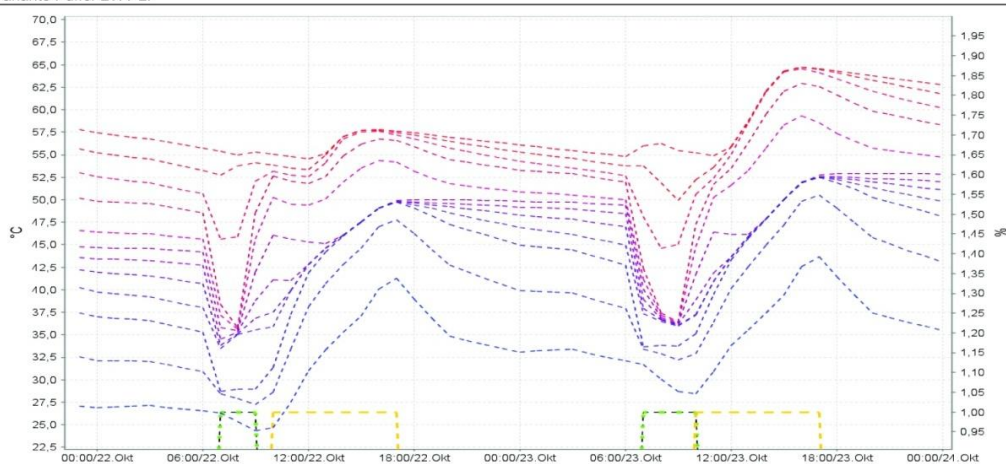
Variante Puffer 1WT LF



Projekt Vergleich von Anlagenkonfigurationen

V5.8.6.15775 / 18.02.2012 / 15:45:50

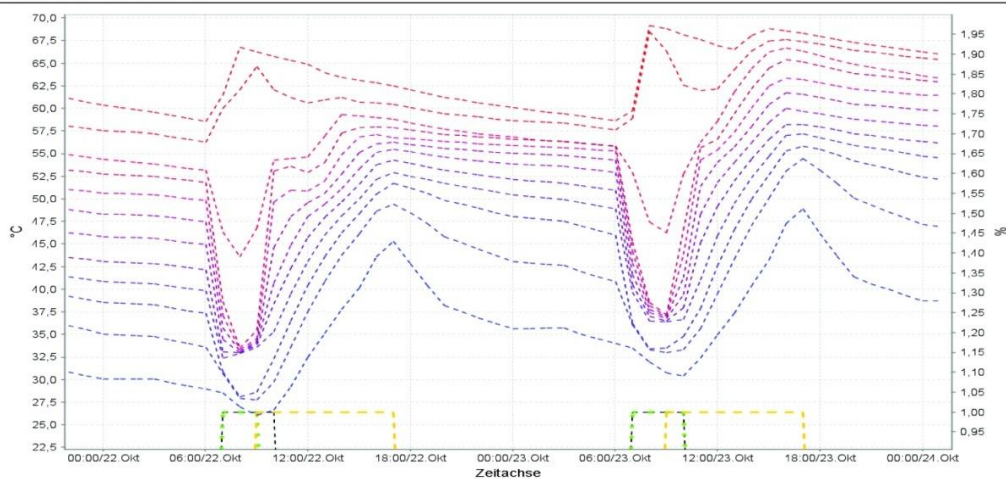
Variante Puffer 2WT LF



Projekt Vergleich von Anlagenkonfigurationen

V5.8.6.15775 / 18.02.2012 / 16:06:12

Variante Puffer Schichtlanze LF



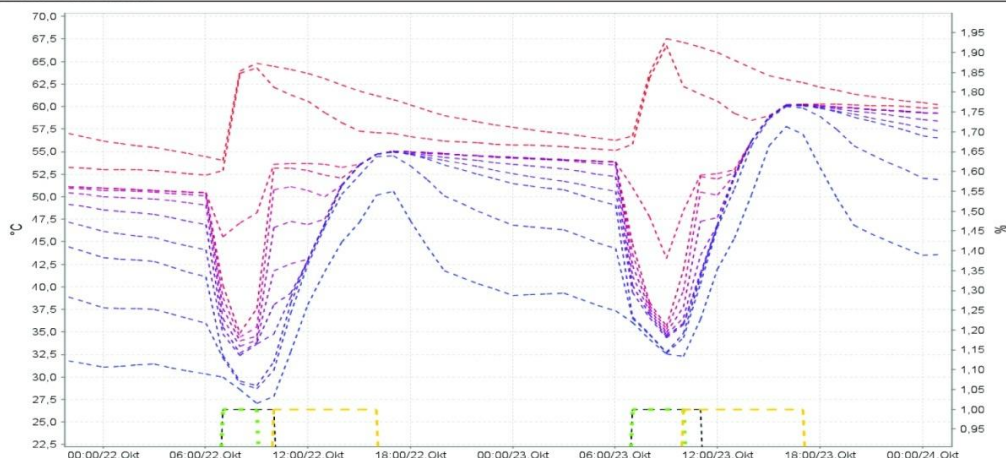
-- Speicher 8: Unterste Schicht -- Speicher 8: Schicht 2 -- Speicher 8: Schicht 3 -- Speicher 8: Schicht 4 -- Speicher 8: Schicht 5
 -- Speicher 8: Schicht 6 -- Speicher 8: Schicht 7 -- Speicher 8: Schicht 8 -- Speicher 8: Schicht 9 -- Speicher 8: Schicht 10
 -- Speicher 8: Schicht 11 -- Speicher 8: Oberste Schicht -- Pumpe Solarpumpe: Status -- Pumpe HK Pumpe: Status -- Kessel (neu): Status

Abb. 5.12 Temperaturverlauf im Pufferspeicher bei der Betriebsweise Low-Flow in der Polysun Simulation (oben: Speicher mit einem internen Wärmetauscher, mitte: Speicher mit zwei internen Wärmetauschern, unten: Speicher mit externem Wärmetauscher und Schichtlanze)

Projekt Vergleich von Anlagenkonfigurationen

V5.8.6.15775 / 18.02.2012 / 16:10:19

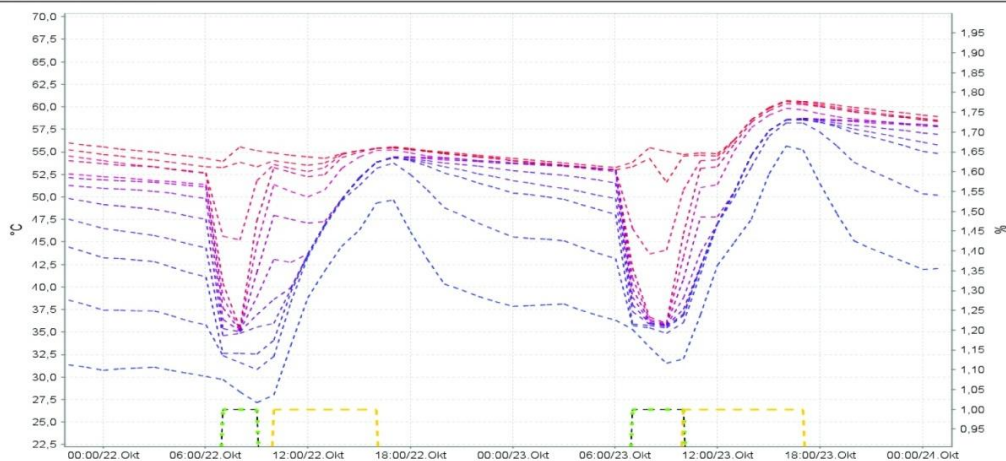
Variante Puffer 1WT HF



Projekt Vergleich von Anlagenkonfigurationen

V5.8.6.15775 / 18.02.2012 / 16:13:50

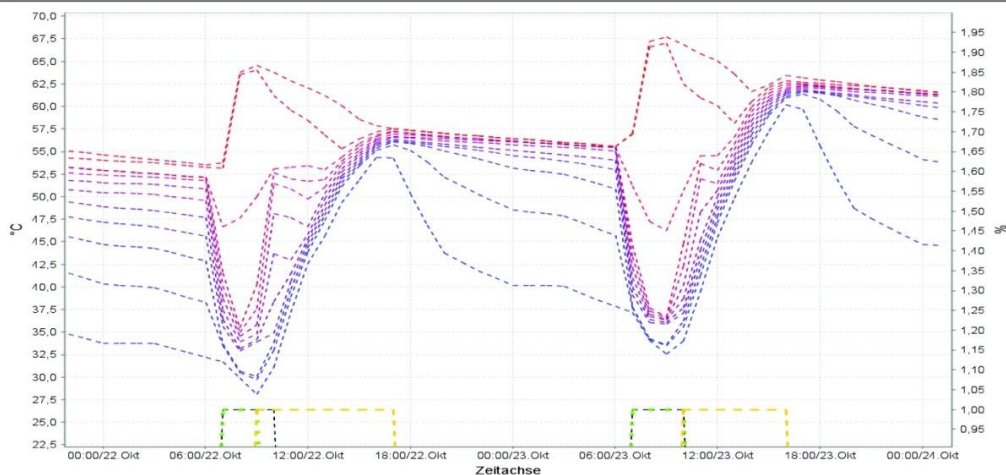
Variante Puffer 2WT HF



Projekt Vergleich von Anlagenkonfigurationen

V5.8.6.15775 / 18.02.2012 / 16:17:52

Variante Puffer Schichtlanze HF



-- Speicher 8: Unterste Schicht -- Speicher 8: Schicht 2 -- Speicher 8: Schicht 3 -- Speicher 8: Schicht 4 -- Speicher 8: Schicht 5
 -- Speicher 8: Schicht 6 -- Speicher 8: Schicht 7 -- Speicher 8: Schicht 8 -- Speicher 8: Schicht 9 -- Speicher 8: Schicht 10
 -- Speicher 8: Schicht 11 -- Speicher 8: Oberste Schicht -- Pumpe Solarpumpe: Status -- Pumpe HK Pumpe: Status -- Kessel (neu): Status

Abb. 5.13 Temperaturverlauf im Pufferspeicher bei der Betriebsweise High-Flow in der Polysun Simulation (oben: Speicher mit einem internen Wärmetauscher, mitte: Speicher mit zwei internen Wärmetauschern, unten: Speicher mit externem Wärmetauscher und Schichtlanze)

5.3.7 Betriebsweisen

Bei jeder Speicherart bringt die High-Flow Betriebsweise wie erwartet einen Zuwachs des solaren Ertrages. Dieser Zuwachs wirkt sich fast direkt auf den totalen Energiebedarf aus. Dies ist hauptsächlich auf die geringeren Kollektortemperaturen zurückzuführen. Stagnation spielt bei den untersuchten Konfigurationen in der Simulation kaum eine Rolle, am häufigsten geht der Kombispeicher mit einem internen Wärmetauscher im Low-Flow Betrieb in Stagnation und dies ist gerade einmal während 59 Stunden.

In der durch Polysun realisierbaren Weise des Matched-Flow Betriebes ergibt sich keinerlei Nutzen gegenüber High-Flow. Durch die Wahlmöglichkeit einer festen, speichertemperaturunabhängigen Solltemperatur lässt sich der High-Flow Betrieb nicht ertragsoptimiert realisieren und es ergibt sich im Ergebnis de facto ein High-Flow Betrieb. Durch die gemittelte Ausgabe der Komponentenzustandsgrößen ist eine Auswertung der Zeiten in denen die Solarkreispumpe gedrosselt lief, nicht zu ermitteln. Tab. 5.6 gibt einen Überblick, wobei die Zahlen täuschen, da jede Stunde während der der Mittelwert der Drehzahl unter dem Maximum ist, als gedrosselt erfasst wurde. Typischerweise fährt die Pumpe kurz gedrosselt an und steigert dann sehr schnell auf maximale Drehzahl, was Abb. 5.14 Matched Flow Betrieb in der Polysun Simulation eines Pufferspeichers mit Schichtlanze für einen typischen Verlauf der Konfiguration Pufferspeicher mit Schichtlanze erahnen lässt.

Übersicht Wirkung Matched-Flow Betrieb		Betriebsstunden	
		Gesamt	Gedrosselt
Kombi	1WT	1693	433
	2 WT	1679	431
Puffer	1WT	1746	781
	2 WT	1759	772
Puffer Schichtlanze		2240	1123

Tab. 5.6 Anzahl der Stunden in denen die Regelung die Solarkreispumpe in der Polysun Simulation gedrosselt hat und Gesamtbetriebsstunden der Pumpe

Polysun rechnet mit einem konstanten Pumpenstromverbrauch, unabhängig von der tatsächlichen Drehzahl. Der Energiebedarf der Low-Flow Varianten wäre real bei geeigneter Regelung demnach etwas geringer als durch Simulation berechnet, jedoch in einem Maße, dass den Mehrertrag der High-Flow Betriebsweise nur gering mindert.

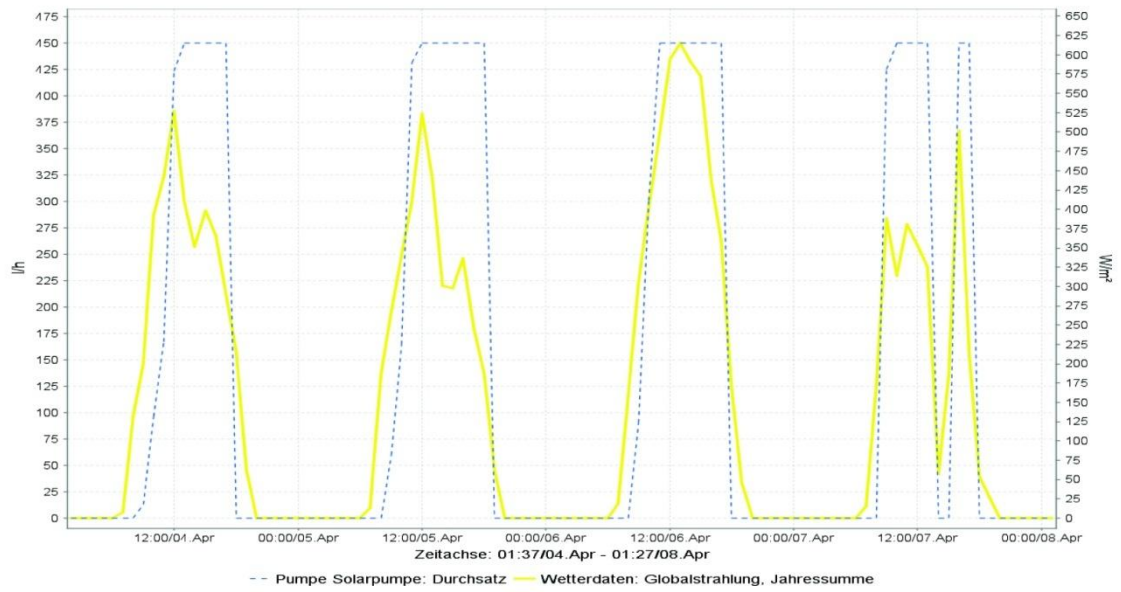


Abb. 5.14 Matched Flow Betrieb in der Polysun Simulation eines Pufferspeichers mit Schichtlanze

6 Schlussbetrachtung

Die Untersuchung hat gezeigt, dass ein exakter Vergleich von unterschiedlichen Konfigurationen solarthermischer Anlagen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung nur mit erheblichem Aufwand durchgeführt werden kann. Eine manuelle Berechnung der Anlagen ist nur grob möglich. Simulationsprogramme bieten eine Möglichkeit den Aufwand zu verringern. Die berechneten Ergebnisse lassen sich jedoch nicht ohne weiteres auf die Realität übertragen. Die Gründe dafür liegen im Simulationsmodell, welches die Realität nicht hinreichend genau abbildet.

Eine Auswertung von Messdaten bestehender Anlagen ist möglich. Die untersuchten Anlagen müssen jedoch eine Reihe von Bedingungen erfüllen. So sollten unbedingt Wärmemengenzähler auf Verbraucher- und Wärmeerzeugerseite installiert sein. Die untersuchten Anlagen hatten zwar den Solarkreislauf messtechnisch erfasst, der übrige Teil der Heizungsanlage wurde jedoch vernachlässigt. Desweiteren muss sichergestellt sein, dass an den Anlagen über den untersuchten Zeitraum keine Änderungen vorgenommen wurden, da eine Auswertung ansonsten nicht möglich ist. Da auch bei Erfüllung dieser Bedingungen mit Schwankungen der Ergebnisse zu rechnen ist, sollte eine große Anzahl von Anlagen auf diese Weise untersucht werden um die Ergebnisse statistisch auswerten zu können.

Durch die Simulation einiger Konfigurationen konnte ein theoretischer Vergleich aufgestellt werden. Leider weist gerade das Speichermodell als zentrale Komponente in einer Solaranlage deutliche Abweichungen zur Realität auf. Die Ergebnisse können trotz dessen eine ungefähre Angabe über die qualitativen Eigenschaften verschiedener Konfigurationen machen.

Ein reiner Pufferspeicher ist demnach einem Kombispeicher vorzuziehen. Die simulierte Erhöhung der Energieeinsparung durch eine thermische Solaranlage um ca. 30% setzt hier Maßstäbe. Ein optimales Schichtverhalten des Speichers ist unbedingt anzustreben, was der Vergleich mit der ideal einschichtenden Schichtlanze zeigt.

Überraschenderweise hat die Wahl der Betriebsart einen wesentlich geringeren Einfluss auf das Anlagenverhalten.

Bei der Durchführung der Simulationen hat sich gezeigt, dass die richtige Einstellung der Steuerparameter einen entscheidenden Einfluss auf den Energieverbrauch hat. Ziel der Simulation war stets ein optimales System abzubilden, worauf die Ergebnisse beruhen. Dies ist jedoch ein weiterer Punkt, weshalb die Ergebnisse nur bedingt Allgemeingültigkeit besitzen.

Eine weitere Untersuchung dieses Themas bietet sich an. Insbesondere sollten Simulationsergebnisse mit Auswertungen von bestehenden Anlagen verglichen werden um ein Maß für die Genauigkeit der Simulationen zu erhalten.

7 Anhang

7.1 Versuchsdokumentation Pumpenprüfstand

7.1.1 Versuchsvorbereitung

Der Pumpenprüfstand wurde nach Abb. 7.1 in der Firma Reinhard Solartechnik montiert. Die Verrohrung ist in 22mm Kupferrohr ausgeführt und mit Fittings aus Rotguss gelötet. Einbauten sind verschraubt. Die zwei Manometer dienen lediglich der groben Kontrolle und werden mangels Genauigkeit nicht für die Messung verwendet. Die Entlüftung wird durch einen Mikroblasenabscheider realisiert. Zur Drehzahlsteuerung der Pumpen wird der Solarregler DeltSol MX der Firma Resol verwendet, der es erlaubt, die Drehzahl der Pumpe mittels einer Pulspaketsteuerung über einen der Relaisausgänge in zehn Prozent Schritten³⁷ zu variieren. Der Volumenstromsensor ist ein Flügelraddurchflussmesser mit einem Impuls je zehn Litern. Zur Leistungsmessung dient ein TRMS-fähiges Digitalmessgerät, welches es ermöglicht auch nicht harmonisch verlaufende Signale korrekt zu verarbeiten und Wirk- sowie Scheinleistung der angeschlossenen Verbraucher berechnet. Der Schieber auf der rechten Seite dient als Drosselement und wurde in einer festen Stellung fixiert. Die Messwerte können an den Anzeigen des Reglers und des Leistungsmessers abgelesen werden sowie grundsätzlich auch über Speicherkarten aus den Geräten ausgelesen und dann am Computer verarbeitet werden. Die Rohrlänge vor dem Volumenstromgeber beträgt 80cm was den Herstellerangaben über die minimale Beruhigungsstrecke entspricht.

³⁷ des Effektivwertes der Ausgangsspannung

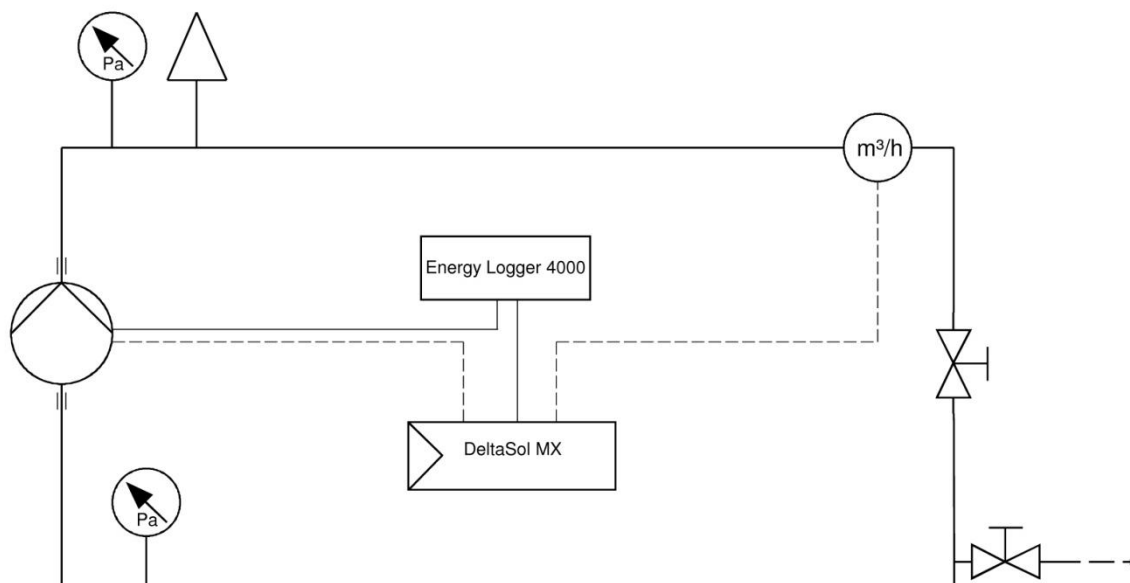


Abb. 7.1 Pumpenprüfstand

7.1.2 Geräteliste

Bezeichnung	Technische Daten ³⁸	
Energy Logger 4000	Betriebsspannung:	Max. 230 V/AC; 50/60 Hz
	Leistung/Strom:	3500 W/15 A
	Leistungsmessung:	0,1 - 3500 W
	Genauigkeit:	5 - 3500 W ($\pm 1\% + 1$ Count) 2 - 5 W ($\pm 5\% + 1$ Count) < 2 W ($\pm 15\% + 1$ Count) (bei T= 23°C ($\pm 5^\circ\text{C}$), $\varphi \leq 75\%$)
DeltaSol MX	14 Relaisausgänge 1 A; (100...240)V~ 4 Signalausgänge, PWM/0-10V umschaltbar Leistungsaufnahme Standby <1W	
Volumenstromgeber Unico 2	$\dot{V}_N = 1,5 \text{ m}^3/\text{h}$, 1 Imp = 0,01m ³ , Genauigkeit $\pm 10\%$	
Standardpumpe Wilo RS 25/6-3	siehe Datenblatt	

Tab. 7.1 Geräteliste Pumpenprüfstand

³⁸ Herstellerangaben

7.1.3 Versuchsdurchführung

Die Messreihen wurden am 18.1.2012, in den Räumen von Reinhard Solartechnik aufgenommen. Das Fördermedium war Wasser. Das System wurde neu befüllt und bei laufender Pumpe auf die sich einstellende Betriebstemperatur gebracht.³⁹ Die Aufnahme der Messpunkte erfolgte dabei durch maschinelle Auslesung. Jede Drehzahlstufe wurde dabei jeweils zwei Mal von beiden Seiten angefahren und vor Beginn der Messung drei Impulsschritte des Volumenstromgebers abgewartet. Der Solarregler berechnet den Volumenstrom aus der Zeitdifferenz der jeweils letzten zwei Impulse.

7.1.3.1 Messwerte

Die Messwerte finden sich auf dem beiliegenden Datenträger.

7.1.4 Auswertung

Die Auswertung der Messwerte erfolgte mittels Excel 2007. Aufgrund der großen Streuung der einzelnen Messwerte wurden Sie für jede Drehzahlstufe statistisch auf Grundlage einer Gaußverteilung ausgewertet. Die Messunsicherheit in den Ergebnissen wurde dabei mit einem Vertrauensniveau von 95% gebildet. Aufgrund des Umfangs finden sich die Tabellen mit den Berechnungen auf dem beiliegenden Datenträger.

³⁹ Es wurde nach dem Pumpentausch so lange gewartet bis die über ein Anlagethermometer aufgenommene Temperatur stabil blieb.

7.1.4.1 Formeln

- Arithmetischer Mittelwert

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N x_j \quad (7.1)$$

- Standardabweichung des Mittelwertes

$$\bar{s} = \sqrt{\frac{1}{N(N-1)} \sum_{j=1}^N (x_j - \bar{x})^2} \quad (7.2)$$

- Vertrauensbereich

$$x = \bar{x} \pm t \bar{s} \quad (7.3)$$

- Faktor t nach Studentscher t-Verteilung⁴⁰
- Verlauf der hydraulischen Leistung

$$P_{hydr} = konst \cdot \dot{V}^3 \quad (7.4)$$

7.1.5 Ergebnisse

Ausgang [%]	\dot{v} [l/h]	$\Delta\dot{v}$ [l/h]	P [W]	ΔP [W]
30	649	3	32,7	0,2
40	799	5	42,5	0,2
50	898	4	51,2	0,4
60	981	3	59,4	0,3
70	1075	1	66,9	0,3
80	1116	1	76,1	0,4
90	1191	2	84,0	0,3
100	1318	1	83,9	0,2
nur Pumpe			80,7	0,4

Tab. 7.2 Leistungsbedarf Wilo25/6-3

⁴⁰ [Pap3, S. 667]

7.2 Datenblätter

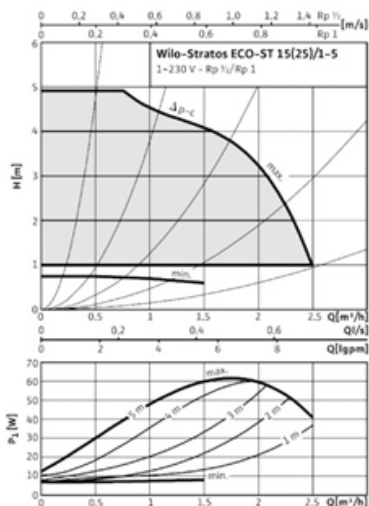
WILO SE Nortkirchenstr. 100 D 44263 Dortmund Telefon 0231/4102-0 Telefax 0231/4102-7363	Star-RS 25/6 Anlage: Standard pump																																							
Kunde Kunden Nr. Ansprechpartner Bearbeiter	Projekt Projekt Nr. Positions-Nr. Einbauort Datum	04.01.2012 Seite 1 / 1																																						
		Betriebsdatenvorgabe <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Förderstrom</td><td style="text-align: right;">0</td><td style="text-align: right;">l/s</td></tr> <tr><td>Förderhöhe</td><td style="text-align: right;">0</td><td style="text-align: right;">m</td></tr> <tr><td>Fördergut</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Fluidtemperatur</td><td style="text-align: right;">0</td><td style="text-align: right;">K</td></tr> <tr><td>Dichte</td><td style="text-align: right;">998,3</td><td style="text-align: right;">kg/m³</td></tr> <tr><td>Kinematische Viskosität</td><td style="text-align: right;">1,005</td><td style="text-align: right;">mm²/s</td></tr> <tr><td>Dampfdruck</td><td style="text-align: right;">0</td><td style="text-align: right;">kPa</td></tr> </table>	Förderstrom	0	l/s	Förderhöhe	0	m	Fördergut			Fluidtemperatur	0	K	Dichte	998,3	kg/m ³	Kinematische Viskosität	1,005	mm ² /s	Dampfdruck	0	kPa																	
Förderstrom	0	l/s																																						
Förderhöhe	0	m																																						
Fördergut																																								
Fluidtemperatur	0	K																																						
Dichte	998,3	kg/m ³																																						
Kinematische Viskosität	1,005	mm ² /s																																						
Dampfdruck	0	kPa																																						
		Pumpendaten <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Fabrikat</td><td style="text-align: right;">WILO</td><td></td></tr> <tr><td>Typ</td><td style="text-align: right;">Star-RS 25/6</td><td></td></tr> <tr><td>Anlagenart</td><td style="text-align: right;">Einzelpumpe</td><td></td></tr> <tr><td>Betriebsart</td><td style="text-align: right;">1</td><td></td></tr> <tr><td>Nenndruckstufe</td><td style="text-align: right;">PN10</td><td></td></tr> <tr><td>Min. Fluidtemperatur</td><td style="text-align: right;">263</td><td style="text-align: right;">K</td></tr> <tr><td>Max. Fluidtemperatur</td><td style="text-align: right;">383</td><td style="text-align: right;">K</td></tr> </table>	Fabrikat	WILO		Typ	Star-RS 25/6		Anlagenart	Einzelpumpe		Betriebsart	1		Nenndruckstufe	PN10		Min. Fluidtemperatur	263	K	Max. Fluidtemperatur	383	K																	
Fabrikat	WILO																																							
Typ	Star-RS 25/6																																							
Anlagenart	Einzelpumpe																																							
Betriebsart	1																																							
Nenndruckstufe	PN10																																							
Min. Fluidtemperatur	263	K																																						
Max. Fluidtemperatur	383	K																																						
Hydraulische Daten (Betriebspunkt) <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Förderstrom</td><td style="text-align: right;">l/s</td></tr> <tr><td>Förderhöhe</td><td style="text-align: right;">m</td></tr> <tr><td>Leistungsaufnahme P1</td><td style="text-align: right;">kW</td></tr> <tr><td colspan="2" style="text-align: center;">Leistungsaufnahme * Pumpenzahl</td></tr> </table>		Förderstrom	l/s	Förderhöhe	m	Leistungsaufnahme P1	kW	Leistungsaufnahme * Pumpenzahl		Mindestzulaufhöhe <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Temperatur</td><td style="text-align: right;">323 368 383</td><td style="text-align: right;">K</td></tr> <tr><td>Mindestzulaufhöhe</td><td style="text-align: right;">0,5 3 10</td><td style="text-align: right;">m</td></tr> </table>	Temperatur	323 368 383	K	Mindestzulaufhöhe	0,5 3 10	m																								
Förderstrom	l/s																																							
Förderhöhe	m																																							
Leistungsaufnahme P1	kW																																							
Leistungsaufnahme * Pumpenzahl																																								
Temperatur	323 368 383	K																																						
Mindestzulaufhöhe	0,5 3 10	m																																						
Werkstoffe / Dichtung <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Gehäuse</td><td style="text-align: right;">EN-GJL-200</td></tr> <tr><td>Welle</td><td style="text-align: right;">X 40 Cr 13</td></tr> <tr><td>Laufgrad</td><td style="text-align: right;">Polypropylen</td></tr> <tr><td>Lager</td><td style="text-align: right;">Graphit</td></tr> </table>		Gehäuse	EN-GJL-200	Welle	X 40 Cr 13	Laufgrad	Polypropylen	Lager	Graphit	Abmessungen pro Pumpe mm <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>a</td><td style="text-align: right;">33</td><td style="text-align: right;">14</td><td style="text-align: right;">79</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>b1</td><td style="text-align: right;">100</td><td style="text-align: right;">10</td><td style="text-align: right;">180</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>b2</td><td style="text-align: right;">92,5</td><td style="text-align: right;">11</td><td style="text-align: right;">97</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>b3</td><td style="text-align: right;">54</td><td style="text-align: right;">13</td><td style="text-align: right;">90</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>b4</td><td style="text-align: right;">76</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> </table>	a	33	14	79			b1	100	10	180			b2	92,5	11	97			b3	54	13	90			b4	76				
Gehäuse	EN-GJL-200																																							
Welle	X 40 Cr 13																																							
Laufgrad	Polypropylen																																							
Lager	Graphit																																							
a	33	14	79																																					
b1	100	10	180																																					
b2	92,5	11	97																																					
b3	54	13	90																																					
b4	76																																							
		<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Saugseite</td><td style="text-align: right;">Rp 1/G 1½</td><td style="text-align: right;">/ PN10</td></tr> <tr><td>Druckseite</td><td style="text-align: right;">Rp 1/G 1½</td><td style="text-align: right;">/ PN10</td></tr> <tr><td>Gewicht</td><td style="text-align: right;">2,4</td><td style="text-align: right;">kg</td></tr> </table>	Saugseite	Rp 1/G 1½	/ PN10	Druckseite	Rp 1/G 1½	/ PN10	Gewicht	2,4	kg																													
Saugseite	Rp 1/G 1½	/ PN10																																						
Druckseite	Rp 1/G 1½	/ PN10																																						
Gewicht	2,4	kg																																						
		Motordaten pro Motor/Pumpe <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>Energieeffizienzklasse</td><td style="text-align: right;">B</td><td></td></tr> <tr><td>Nennleistung P2</td><td style="text-align: right;">0,039</td><td style="text-align: right;">kW</td></tr> <tr><td>Leistungsaufnahme P1</td><td style="text-align: right;">0,0852</td><td style="text-align: right;">kW</td></tr> <tr><td>Nennrehzahl</td><td style="text-align: right;">2550</td><td style="text-align: right;">1/min</td></tr> <tr><td>Nennspannung</td><td style="text-align: right;">1~230 V,50 Hz</td><td></td></tr> <tr><td>Max. Stromaufnahme</td><td style="text-align: right;">0,37</td><td style="text-align: right;">A</td></tr> <tr><td>Schutzart</td><td style="text-align: right;">IP 44</td><td></td></tr> <tr><td>Zulässige Spannungstoleranz +/-</td><td colspan="2" style="text-align: right;">10%</td></tr> <tr><td>Artikelnr. der Standardversion</td><td colspan="2" style="text-align: right;">4107884</td></tr> </table>	Energieeffizienzklasse	B		Nennleistung P2	0,039	kW	Leistungsaufnahme P1	0,0852	kW	Nennrehzahl	2550	1/min	Nennspannung	1~230 V,50 Hz		Max. Stromaufnahme	0,37	A	Schutzart	IP 44		Zulässige Spannungstoleranz +/-	10%		Artikelnr. der Standardversion	4107884												
Energieeffizienzklasse	B																																							
Nennleistung P2	0,039	kW																																						
Leistungsaufnahme P1	0,0852	kW																																						
Nennrehzahl	2550	1/min																																						
Nennspannung	1~230 V,50 Hz																																							
Max. Stromaufnahme	0,37	A																																						
Schutzart	IP 44																																							
Zulässige Spannungstoleranz +/-	10%																																							
Artikelnr. der Standardversion	4107884																																							
Technische Änderungen vorbehalten.		Softwareversion 3.1.11 - 19.10.2011 (Build 15)																																						
Benutzergruppe		Datenstatus 2011-10-01																																						

Abb. 7.2 Wilo Star RS 25/6 Datenblatt (Quelle: Wilo)

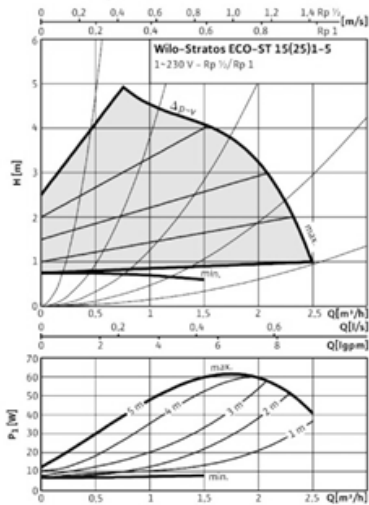


Datenblatt: Wilo-Stratos ECO-ST 25/1-5

Kennlinien $\Delta p-c$ (constant)



Kennlinien $\Delta p-v$ (variabel)



Zulässige Fördermedien (andere Medien auf Anfrage)

Heizungswasser (gemäß VDI 2035)	•
Wasser-Glykol-Gemische (max. 1:1; ab 20 % Beimischung sind die Förderdaten zu überprüfen)	•

Zulässiger Einsatzbereich

Temperaturbereich bei Einsatz in HLK-Anlagen bei max. Umgebungstemperatur +25 °C	• temp_range_hvac_25DEG
Temperaturbereich bei Einsatz in HLK-Anlagen bei max. Umgebungstemperatur +40 °C	• temp_range_hvac_40DEG

Maximal zulässiger Betriebsdruck	p_{max}	10 bar
----------------------------------	-----------	--------

Rohranschlüsse

Rohrverschraubung	Rp 1	
Gewinde	G 1½	
Baulänge	l_b	180,0 mm

Motor/Elektronik

Elektromagnetische Verträglichkeit	EN 61800-3	
Störaussendung	EN 61000-6-3	
Störfestigkeit	EN 61000-6-2	
Drehzahlregelung	Frequenzumrichter	
Schutzart	IP 44	
Isolationsklasse	F	
Netzanschluss	1-230 V, 50 Hz	
Drehzahl	n	1400 - 3500 1/min
Motornennleistung	P_2	29,0 W
Leistungsaufnahme	P_1	5,8 - 59 W
Stromaufnahme	I	max 0,46 A
Motorschutz	nicht erforderlich (blockierstromfest)	
Kabelverschraubung	PG	1x7/1x9/1x11

Werkstoffe

Pumpengehäuse	Grauguss (EN-GJL-200)
Laufrad	Kunststoff (PP - 40% GF)
Pumpenwelle	Edelstahl
Lager	Kohle, metallimprägniert

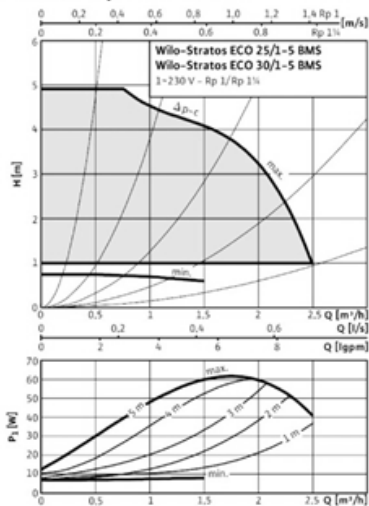
Mindestzulaufhöhe am Saugstutzen zur Vermeidung von Kavitation bei Wasser-Fördertemperatur

Abb. 7.3 Wilo Stratos ECO-ST 25/1-5 Datenblatt (Auszug, Quelle: Wilo)

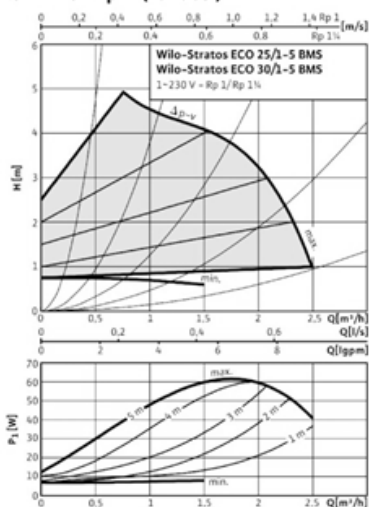


Datenblatt: Wilo-Stratos ECO 25/1-5-BMS

Kennlinien $\Delta p-c$ (constant)



Kennlinien $\Delta p-v$ (variabel)



Zulässige Fördermedien (andere Medien auf Anfrage)

Heizungswasser (gemäß VDI 2035)	•
Wasser-Glykol-Gemische (max. 1:1; ab 20 % Beimischung sind die Förderdaten zu überprüfen)	•

Zulässiger Einsatzbereich

Temperaturbereich bei Einsatz in HLK-Anlagen bei max. Umgebungstemperatur +25 °C	• temp_range_hvac_25DEG
Temperaturbereich bei Einsatz in HLK-Anlagen bei max. Umgebungstemperatur +40 °C	• temp_range_hvac_40DEG

Maximal zulässiger Betriebsdruck	p_{max}	10 bar
----------------------------------	-----------	--------

Rohranschlüsse

Rohrverschraubung	Rp 1	
Gewinde	G 1½	
Baulänge	l_n	180,0 mm

Motor/Elektronik

Elektromagnetische Verträglichkeit	EN 61800-3	
Störaussendung	EN 61000-6-3	
Störfestigkeit	EN 61000-6-2	
Drehzahlregelung	Frequenzumrichter	
Schutzart	IP 44	
Isolationsklasse	F	
Netzanschluss	1-230 V, 50 Hz	
Drehzahl	n	1400 - 3500 1/min
Motornennleistung	P_2	34,0 W
Leistungsaufnahme 1-230 V	P_1	5,8 - 59 W
Motorschutz	nicht erforderlich (blockierstromfest)	
Kabelverschraubung	PG	1x7/1x9/1x11

Werkstoffe

Pumpengehäuse	Grauguss (EN-GJL-200)
Laufrad	Kunststoff (PP - 40% GF)
Pumpenwelle	Edelstahl
Lager	Kohle, metallimprägniert

Mindestzulaufhöhe am Saugstutzen zur Vermeidung von Kavitation bei Wasser-Fördertemperatur

Mindestzulaufhöhe bei 50/95/110°C	0,5/3/10 m
-----------------------------------	------------

Abb. 7.4 Wilo Stratos ECO- 25/1-5 Datenblatt (Auszug, Quelle: Wilo)

7.3 Heizlastberechnung Altbau

Heizlastberechnung für das in der Simulation verwendete Gebäudemodell.

Nach [Rec11, S. 158 ff] überschlägige Heizlastberechnung für Bestandsbauten.

Gebäudedimensionen: $L = 10,7\text{m}$; $B = 7\text{m}$; $H = 5,3\text{m}$ (Boden bis Traufe)

Anzahl der Stockwerke: 2

Höhe der Stockwerke: 2,5m

Fensterfläche: $31,2\text{m}^2$ (Fensterflächen in Prozent der Fassade: S: 25%, W: 6%, N: 13%, O: 25%)

doppeltes Wärmeschutzglas

Dachboden unbeheizt, kein Keller

Baujahr 1978 bis 1994

Transmissionsheizlasten nach Tafel 2.4.1-6 bis Tafel 2.4.1-9:

$$\phi_{T,i,Wand} = 33 \frac{W}{m^2}; A_{Wand} = 2 \cdot (L + B) \cdot H - A_{Fenster} = 156,42 \Rightarrow \phi_{T,i,Wand} = 5,162\text{kW}$$

$$\phi_{T,i,Boden} = 10 \frac{W}{m^2}; A_{Boden} = L \cdot B = 74,9\text{m}^2 \Rightarrow \phi_{T,i,Boden} = 0,749\text{kW}$$

$$\phi_{T,i,Decke} = 10 \frac{W}{m^2}; A_{Decke} = L \cdot B = 74,9\text{m}^2 \Rightarrow \phi_{T,i,Decke} = 0,749\text{kW}$$

$$\phi_{T,i,Fenster} = 51 \frac{W}{m^2}; A_{Wand} = 31,2\text{m}^2 \Rightarrow \phi_{T,i,Fenster} = 1,591\text{kW}$$

Lüftungsheizlast nach Tafel 2.4.1-10 für normale Nutzung, Nichtraucher, auf Grundfläche bezogen:

$$\phi_{V,i} = 17 \frac{W}{m^2}; A_{Grund} = 74,9\text{m}^2; \Rightarrow \phi_{V,i} = 1,273\text{kW}$$

Gebäudeheizlast:

$$\phi_{HL,Gebäude} = \sum \phi_{T,i} + \phi_{V,i} = 9,524\text{kW}$$

Korrekturfaktor für $\theta_e = -12^\circ\text{C}$ (Solingen⁴¹): 0,94

$$\phi_{HL,Gebäude} = 8,95\text{kW}$$

Dies ist die Heizlast für ein ideales Gebäude (Quaderform, keine zusätzlichen beheizten Wirtschaftsräume, Dachboden etc.). Für die Simulation mittels Polysun wurde ein Modell aus dem mitgelieferten Katalog verwendet, welches eine spezifische Heizlast von $80 \frac{W}{m^2}$ aufweist, was realen Gebäudeformen näher kommt.

Leistungsbedarf Warmwasserbereitung:

⁴¹ aus [SHK10, S. 374]

Bereitschaftsvolumen $V_{WW} = 0,2m^3$

Anheizdauer $z_A = 2h$

$\Delta\vartheta = 35K$

$$\dot{Q}_{Kessel} = \frac{c \cdot \Delta\vartheta \cdot m}{z_A} = \frac{4,182 \frac{kJ}{kgK} \cdot 35K \cdot 200kg}{7200s} = 4,07kW$$

7.4 Rechenmodell Polysun (Nachdruck)

Polysun Grundlagen: Übersicht über Numerik und physikalische Modelle

¹Peter Brönnner (peter.broenner@velasolaris.com)

¹Andreas Witzig (andreas.witzig@velasolaris.com)

^{1,2}Michael Pfeiffer (michael.pfeiffer@velasolaris.com)

²Raffaele Bornatico (raffaele.bornatico@idsc.mavt.ethz.ch)

¹Vela Solaris AG, Stadthausstrasse 125, CH-8400 Winterthur, Schweiz

²ETH Zürich, Institut für Dynamische Systeme und Regelungstechnik, Sonneggstrasse 3, CH-8092 Zürich, Schweiz

Zusammenfassung

Diese Publikation gibt eine Übersicht über die im Simulationsprogramm *Polysun*[®] (Firma Vela Solaris) verwendeten numerischen Algorithmen und die eingesetzten physikalischen Modelle. Ziel von Polysun ist es, die Exaktheit von akademischen Werkzeugen wie TRNSYS [1] mit Schnelligkeit und Benutzerfreundlichkeit zu verbinden, ohne dass die Genauigkeit darunter leidet.

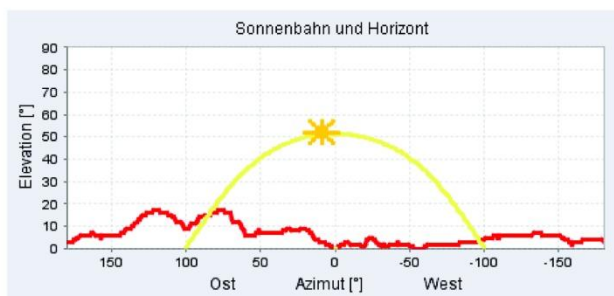
Der eigentliche Sinn einer Simulation ist, das Ergebnis von Änderungen an sich gegenseitig beeinflussenden Komponenten eines (komplexen) Systems darzustellen, ohne langwierige oder teure physikalische Experimente durchführen zu müssen. Im Idealfall ist das Endergebnis einer Simulationsreihe ein (kosten-) optimiertes Gesamtsystem.

Physikalische Modelle

Die erste Grundvoraussetzung, um eine zuverlässige Aussage über z.B. den Energieertrag einer Solaranlage in der Praxis zu machen, ist die möglichst genaue Berücksichtigung der Einflüsse von Direktstrahlung, Diffusstrahlung, Temperatur und mögliche Verschattung für den Energieeintrag.

Dazu müssen auch allfällige Schatten werfende Objekte (Berge, Nachbarhäuser, Bäume, etc.) berücksichtigt werden. Basierend auf einem Höhenmodell der Erdoberfläche (60 Meter Netz) wird direkt in Polysun über einen Internetdienst die Horizontlinie exakt für den gewählten Standort bezogen. Während der Simulation wird für die Direktstrahlung entschieden, ob die Sonne vom Kollektor her gesehen über dem Horizont steht. Für die Diffusstrahlung wird ein zweidimensionales Integral über den Himmel berechnet. Dabei wird einerseits die Diffusstrahlung des Himmels berücksichtigt, andererseits aber noch zusätzliche Beiträge der Bereiche nahe bei der Sonne (Zirkumsolar) sowie Anteile nahe am Horizont, wo ebenfalls mehr Diffusstrahlung eingefangen werden kann.

Für die Berechnung der Solaren Einstrahlung werden ausserdem die Winkelkorrekturfaktoren berücksichtigt [2], sowie der Albedo (Perez-Modell [3]). Die zweite Grundvoraussetzung ist die korrekte Abbildung von Masse- und Wärmeströmen im Solarsystem. Dazu bietet Polysun einen modularen Aufbau beliebiger Systeme aus Komponenten und damit eine maximale Flexibilität bei der Beschreibung von praxisnahen Anlagen.



Figur 3: Beispiel für eine Horizontlinie, wie sie Polysun alleine aufgrund der Wahl des Objektstandorts ermittelt. Dabei handelt es sich um den Fernhorizont, Nachbarhäuser können dabei zusätzlich manuell dazugefügt werden.

Polysun® verwendet als Basis für die Berechnungen im Wesentlichen die folgenden zwei einfachen physikalischen Gleichungen.

Die Wärmemenge, die einer Komponente bzw. einem Element zu – bzw. abgeführt wird:

$$Q = m \cdot c \cdot (T1 - T2)$$

Der Wärmestrom, der zwischen den Komponenten fließt:

$$\Phi = \lambda \cdot A \cdot (T1 - T2) / d$$

Dabei fasst die folgende Tabelle die Bedeutung der Formelzeichen zusammen:

- Q = Wärmemenge [Wh] oder [J]
- Φ = Wärmestrom = Leistung [W]
- m = Masse [kg]
- c = Wärmekapazität [Wh/(kg·K)] oder [J/(kg·K)]
- λ = Wärmeleitfähigkeit [W/(m·K)]
- A = Fläche
- T1, T2 = Temperaturen
- d = Distanz

Dabei ist zu beachten, dass die Materialien in der Regel temperaturabhängige Parameter haben. Die Materialparameter sind in Polysun in einem separaten Katalog hinterlegt, womit Transparenz geschaffen wird und für den Benutzer auch die Möglichkeit besteht, neue Materialien mit eigenen Parametern zu erfassen. Die Wärmeleitung wird modifiziert, da es sich bei Solar- oder allgemein Heizungs-Systemen oft um eine Wärmeübertragung von einem bewegten Medium gegenüber der starren Rohrwand handelt (Berücksichtigung der Nusselt- und der Grashof-Zahl). Es werden dabei insbesondere der laminare und der turbulente Fall unterschieden, da die Wärmeübertragungseigenschaften für diese Fälle unterschiedlich ausfallen. Ausserdem werden die Energieeinträge für die Vorgänge beim Phasenübergang (Gefrieren und Verdampfen) korrekt abgebildet.

Die Komponenten des Solarsystems werden jeweils durch ihre charakteristische Gleichung abgebildet. Dabei soll hier aus Platzgründen lediglich auf den Kollektor und das Gebäudemodell eingegangen werden.

Kollektoren:

$$\eta(x) = c_0 - c_1 \cdot x - c_2 \cdot G_k \cdot x^2 \quad (\text{ohne Wind})$$

$$\eta(x) = \eta_0 - a_1 \cdot x - a_2 \cdot G_k \cdot x^2 \quad (\text{mit Wind})$$

$$x = (T_m - T_a) / G_k$$

T_m = Mittlere Fluidtemperatur im Kollektor [°C]
 T_a = Aussentemperatur [°C]
 G_k = Bestrahlungsstärke [W/m²]
 c_0, c_1, c_2 , bzw. η_0, a_1, a_2 sind *gemessene* Größen

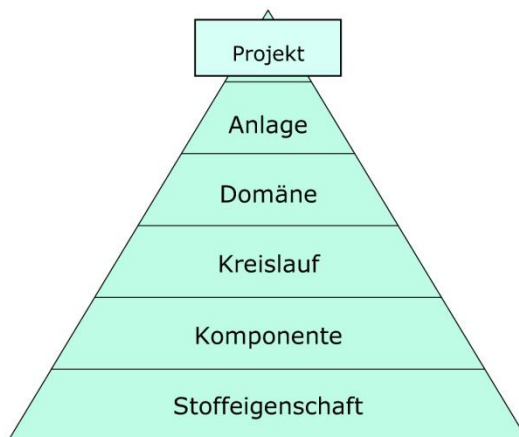
Gebäude:

$$HG - HL = M \cdot C_p \cdot (T_1 - T_2) / dt$$

HG = Wärmegewinn von der Sonne durch die Fenster, interne Gewinne von Personen und Geräten und Gewinn durch das Heizungssystem
 HL = Wärmeverluste durch die Gebäudehülle und Lüftung
 M = Gebäudemasse
 C_p = Wärmekapazität
 dt = Zeitschritt

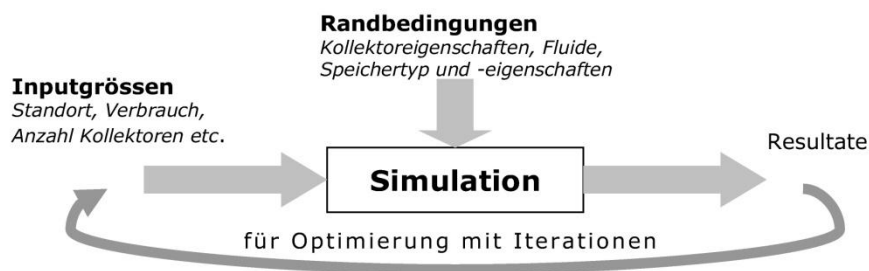
Für das Gebäude kann mit demselben Verfahren ein Mehrzonenmodell abgebildet werden (zusätzlicher Term für den Wärmeaustausch zwischen den Zonen).

Zusammenfassend kann man festhalten, dass in Polysun die Solarsysteme nicht durch eine singuläre Formel beschrieben werden, sondern dass die jeweilige physikalische Antwort der Komponenten auf äußere Einflüsse abgebildet wird. Ähnliche Grundgleichungen wie oben für Kollektor und Gebäude dargestellt sind für die anderen Komponenten in Polysun implementiert.



Figur 1: allgemeiner Projektaufbau

Die Simulationsergebnisse können generell immer nur so genau sein wie ihre Inputparameter und die Randbedingungen (siehe Figur 2). Prüfnormen wie EN 12975 (Solarkollektoren) oder EN 255 bzw. EN 14511 (Wärmepumpen) bieten hier eine gewisse Garantie für Korrektheit. Die konsequente Verwendung der Modelle aus den Normen erleichtert ausserdem das Erstellen, Pflegen und die Interpretation der in den Katalogen hinterlegten Modellparameter. [5][6]



Figur 2: Verwendung von Simulationswerkzeugen für Systemoptimierung.

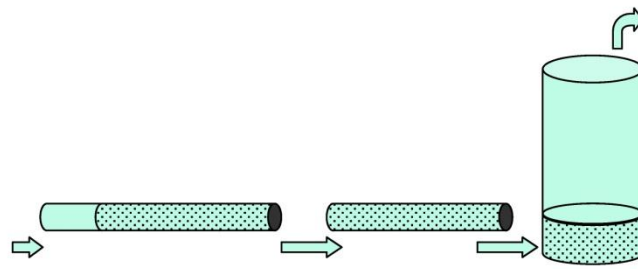
Rechenverfahren

Polysun® sucht den Kompromiss zwischen Rechengenauigkeit und Rechenzeiten im Sekunden bzw. Minutenbereich. Dabei müssen die Ergebnisse dem Vergleich mit realen Messungen bzw. wissenschaftlichen Simulationstools (TRNSYS [1] oder EQUA [4][2]) standhalten. Eine maximale Abweichung von 2-3% des Gesamtsystems wird zugunsten einer höheren Rechengeschwindigkeit toleriert. Dies wurde bereits mehrfach bestätigt unter anderem in einem Feldtest an der FH Nordhausen, Bereich regenerativer Energietechnik.

Mit einem variablen Zeitschritt zwischen einer Sekunde und 4 Minuten wird der dynamische Systemverlauf für ein Jahr abgebildet. Dabei wird das Kalenderjahr durchlaufen und durch den sog. Simulationsvorlauf (einstellbar, typisch: 14 Tage) sichergestellt, dass sich das System am Jahresanfang bereits im eingeschwungenen Zustand befindet.

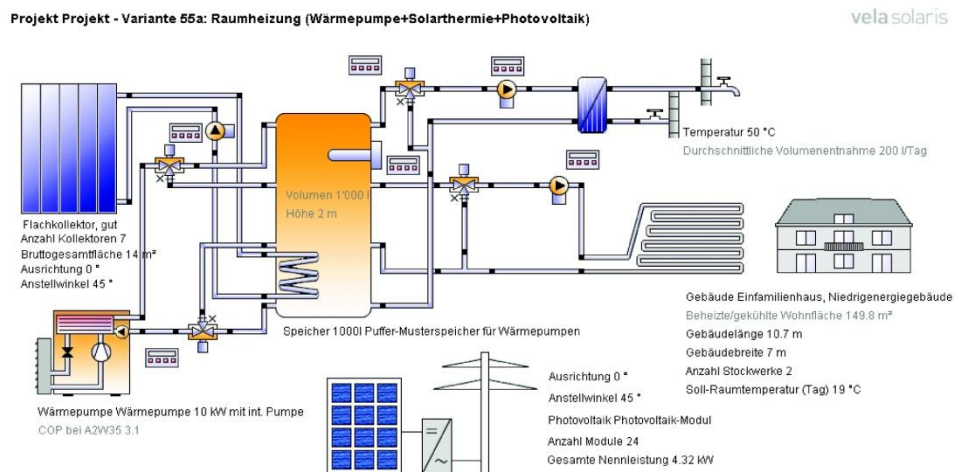
Polysun stützt sich zur Abbildung des Massetransports auf das sog. Plug-Flow Verfahren ab. Bei diesem Verfahren werden für jede Komponente zunächst in einem Zeitschritt die Wärmeaustauschgleichungen erfüllt (siehe oben). Die Objekte haben ausserdem eine direkte Verbindung zu ihren unmittelbaren Nachbarn. Im gleichen Zeitschritt wird in Flussrichtung Wärmeträgerflüssigkeit von Komponente zu Komponente weitergereicht. Diese Abläufe werden für alle Zeitschritte durchgeführt. Wenn im System wenige Veränderungen auftreten, wird der Zeitschritt automatisch vergrössert. Wenn von einem Schritt zum nächsten grössere Abweichungen beobachtet werden (z.B. >5K Temperaturunterschied in einer Komponente), dann werden die Zwischenresultate verworfen und die Rechnung wird mit einem kleineren Zeitschritt durchgeführt.

Im Zeitschrittverfahren kommt den Steuerungen ein grosses Gewicht zu. Diese können auf die Eigenschaften (Temperatur, Durchsatz, etc.) aller Komponenten der Anlage zugreifen und mit diesen Eingangsgrössen beliebige Aktoren wie Pumpen, Zusatzheizungen oder Ventile steuern.



Figur 2: Verwendung von Simulationstools für Systemoptimierung.

Als Alternative für einen einfachen Simulationdurchlauf bietet sich unter Umständen eine iterative Optimierung an. Es werden viele Varianten simuliert, wobei jedes Mal die Simulationsparameter geringfügig verändert werden. Anschließend wird überprüft, bei welchen Inputgrößen sich der gewünschte Effekt (z.B. Optimierung der solaren Deckung) ergibt. [7][8]



Figur 3: Typisches System für ein Plus-Energie-Haus. Die Simulation mit Polysun erlaubt die Integration der Photovoltaik in die Gesamtsimulation an.

Schlussfolgerungen

Polysun erlaubt die Gegenüberstellung verschiedener Lösungskonzepte, was vor allem bei der Kombination von verschiedenen Energielieferanten wichtig ist (was für die Solarthermie der Regelfall ist).

Dabei hat die vorgestellte Vorgehensweise folgende Vorteile:

- Zuverlässige Wetterdaten sowie Fernhorizont sind integriert
- Optimale Wahl im Trade-Off zwischen Genauigkeit und Rechengeschwindigkeit
- Das Reglerverhalten kann detailliert und realitätsnahe abgebildet werden

- Das Gebäude ist über ein einfach zu bedienendes Modell integriert
- Komponentendatenbank, die über Internet-Updates immer aktuell gehalten wird
- Komfortable Resultatauswahl und Visualisierung

Polysun bietet damit ein modulares Konzept zum Aufbau von Heizungsanlagen, welches die Computergestützte Untersuchung verschiedener Anlagentypen erlaubt.

Referenzen

- [1] S. A. Klein, B. Beckmann, J. Duffie: TRNSYS, A Transient System Simulation Program, Program Manual. Solar Laboratory, Madison, Wisconsin.
- [2] S. Geisshüsler: IAM Winkelfaktoren Raytracing Simulationen von Solarthermischen Kollektoren, Publikation im Tagungsband des 17. Symposiums für Thermische Solarenergie des OTTI, 2007, Deutschland.
- [3] R. Perez et. al. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiation, Solar Energy Vol. 44, No. 5, pp 271-289, 1990.
- [4] M. Vuolle, P. Sahlén: IDA Indoor Climate and Energy Application. EQUA Simulation Technology, <http://www.equa.se>.
- [5] A. Witzig, K. Lambrecht: Polysun als Grundlage für die Erfüllung von Normen. Publikation im Tagungsband des 20. OTTI-Symposiums Thermische Solarenergie, 5. bis 7. Mai 2010, Bad Staffelstein, Deutschland
- [6] BFE-Projekt: Anforderungen an behördentaugliche dynamische Simulationsprogramme, Schweizer Bundesamt für Energie, www.bfe.admin.ch.
- [7] R. Bomatico et al. Particle Swarm Optimization for the Optimal Sizing of a Solar Thermal Building Installation, Proceeding of the 23rd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems (E COS2 010), June 14-17, 2010, Lausanne, Switzerland.
- [8] R. Bomatico et al. Untersuchung ausgewählter Solarsysteme durch Abtasten grosser Parameterräume, Tagungsband des 21. OTTI-Symposiums Thermische Solarenergie des OTTI, 11. bis 13. Mai 2011, Bad Staffelstein, Deutschland
- [9] D. Crawley, et. al.: Beyond DOE-2 and BLAST: EnergyPlus, the New Generation Energy Simulation Program. Proceedings of the 1998 Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, Volume 3, pp. 3.89-3.104, USA.
- [10] M. Zogg, M. Arnet: Kombinierte solare Wassererwärmung und Raumheizung - Simulationsprogramm SIWWH, Ingenieurschule Burgdorf/ Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern 1989.
- [11] A. Witzig, J. Marti, T. Brüllmann, A. Huber: Systemoptimierung der Kombination von Solarkollektoren mit Wärmepumpenanlagen: Dynamische Simulationen mit Polysun. Publikation im Tagungsband des 18. Symposiums für Thermische Solarenergie des OTTI, 23. bis 25. April 2008, Deutschland
- [12] S. A. Mathez. Polysun 4: Simulation von Systemen mit komplexer Hydraulik. Proceedings der OtTI-Konferenz, Mai 2007.
- [13] J. Remund et. al.: Wettersimulation mit Meteonorm. www.meteotest.ch.

7.5 Formelzeichen und Abkürzungen

Formelzeichen

A_K : Kollektorfläche [m^2]

c : Wärmekapazität [$\frac{kJ}{kgK}$]

d : Durchmesser [m]

ε : Rohrrauigkeit [mm]

E : Globalstrahlung [kWh]

E_{aux} : Brennstoff- und Stromverbrauch des Heizkessels [kWh]

E_{tot} : gesamter Brennstoff- und Stromverbrauch des Systems [kWh]

E_{par} : Stromverbrauch sämtlicher Pumpen [kWh]

λ : Rohrreibungszahl [-]

η_n : Normnutzungsgrad [%]

ϕ : Heizlast [kWh]

\dot{m} : Massenstrom [$\frac{kg}{s}$]

n : Drehzahl [$\frac{1}{min}$]

p : Druck [Pa]

P : Leistung, generell [kW]

Q_{def} : Energiedefizit von Heizkreis und Warmwasserbezug [kWh]

Q_{ext} : Wärmeverluste an die Außenluft (Rohrverluste Solar, ohne Kollektor) [kWh]

Q_F : Feuerungswärmemenge [kWh]

S_{Fi} : Anteil der an den Speicher gelieferten Wärmeenergie durch die Solaranlage [kWh]

Q_H : Heizwärmemenge [kWh]

Q_{int} : Wärmeverluste des Systems an den Aufstellungsraum
(inkl. der chem. Energie der Kesselabgase) [kWh]

\dot{Q}_{KN} : Nutzwärmestrom Kollektor [KW]

S_{Sol} : an den Speicher gelieferte Solarwärme (Rohrverluste sind bereits abgezogen) [kWh]

ζ_{Ref} : Gesamtenergieeinsparung gegenüber dem Referenzsystem ohne Solaranlage [%]

S: Solarer Deckungsgrad [%]

ϑ : Temperatur [$^{\circ}\text{C}$]

T: Temperatur [K]

\dot{V} : Volumenstrom [$\frac{\text{m}^3}{\text{s}}$]

Abkürzungen und Indizes

a: Ausgang

e: Eingang

HK: Heizkörper

HL: Heizlast

hyd: hydraulisch

i: von innen nach außen (als Index)

int: intern

K: Kollektor

RL: Rücklauf

Sp: Speicher

T: Transmission (bei Heizlastberechnung)

U: Umgebung

use: Verbrauch

V: Lüftung (bei Heizlastberechnung)

VL: Vorlauf

WT: Wärmetauscher

WW: Warmwasser

7.6 Literaturverzeichnis

- [**BMU11**] Rid, Urban. Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011.
- [**DIN4702**] DIN 4702-8:1990-03: Heizkessel; Ermittlung des Norm-Nutzungsgrades und des Norm-Emissionsfaktors
- [**Kha95**] Khartchenko, Nikolai V. Thermische Solaranlagen. Berlin: Springer Verlag, 1995.
- [**Kon09**] Konersmann, Lars. Abschlussbericht FOGA 0188. Rapperswil: Institut für Solartechnik SPF, 2009.
- [**Mey02**] Meyer, Jens-Peter. „Auf die Menge kommt es an.“ Sonne, Wind & Wärme, 2002.
- [**Nat12**] National Space Science Data Center. <http://nssdc.gsfc.nasa.gov/planetary/factsheet/sunfact.html> (Zugriff am 30. Januar 2012).
- [**Pap3**] Papula, Lothar. Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler Band 3., 4. Aufl., Braunschweig: Friedr. Vieweg & Sohn, 2001.
- [**PolGr**] Übersicht über Numerik und physikalische Modelle. Winterthur: Vela Solaris AG, undatiert.
- [**Qua11**] Quaschnig, Volker. Regenerative Energiesysteme. 7. Aufl. München: Hanser Verlag, 2011.
- [**Rec11**] Schramek, Ernst-Rudolf (Hrsg.). Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik. 7. Aufl. DVD. Oldenbourg Industrieverlag GmbH. München, 2011.
- [**SHK10**] Bertrand, Peter, et al. Tabellenbuch Sanitär-, Heizungs- und Klimatechnik. Haan-Gruiten: Verlag Europa-Lehrmittel, Nourney, Vollmer, 2010.
- [**Spä08**] Späte, Frank, und Heinz Ladener. Solaranlagen. 10. Aufl. Staufen bei Freiburg: ökobuch Verlag, 2008.

- [VDI10] VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen (Hrsg.). VDI-Wärmeatlas. 10. Aufl. Berlin: Springer, 2010.
- [Wei10] Weiß, Julika, und Elisa Dunkelberg. Erschließbare Energieeinsparpotenziale im Ein- und Zweifamilienhaus. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, 2010.
- [WIL09] WILO SE. Grundlagen der Pumpentechnik. 5. Aufl. Dortmund: WILO SE, 2009.