

Endbericht zum Projekt

**GARANTIERTE WÄRMELIEFERUNG AUS THERMISCHEN
SOLARANLAGEN IM WOHNBAU**

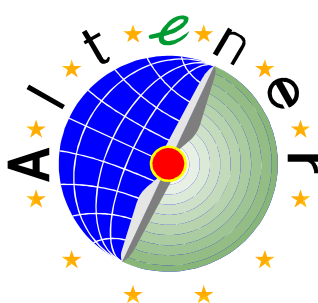
Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE

Endbericht zum Projekt

GARANTIERTE WÄRMELIEFERUNG AUS THERMISCHEN SOLARANLAGEN IM WOHNBAU

Auftraggeber:

EUROPEAN COMISSION, Directorate-General XVII, Energy



Altener Programme
Contract No 4.1030/Z/97-014

Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten



Bundesministerium für Umwelt, Jugend und Familie



Auftragnehmer: **Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE - AEE**

A-8200 Gleisdorf, Feldgasse 19

Projektleitung:

Ing. Christian Fink

Dipl. Ing. Gottfried Purkarthofer

Tel.:+43 / 3112 5886 -14

Fax:+43 / 3112 5886 –18

E-mail: c.fink@aee.at

Projektpartner: **IST Energietechnik GmbH**

D-79400 Kandern,Ritterweg 1

Dipl. Ing. Ulrich Luboschik

Grazer Stadtwerke AG

A-8010 Graz, Steyrergasse 116

Dir. Dipl. Ing. Waldemar Neumann

Steirische Ferngas

A-8041 Graz, Gaslaternenweg 4

Ing. Peter Wolf

Feistritzwerke der Stadt Gleisdorf

A-8200 Gleisdorf, Gartengasse 36

Ing. Walter Schiefer

Gleisdorf, im Februar 2000

Inhaltsverzeichnis

1	KURZFASSUNG	5
2	RAHMENBEDINGUNGEN	7
2.1	Der Solarmarkt in Österreich	7
2.2	Solaranlagen in Mehrfamilienhäusern – Potential und Hemmnisse	8
3	AUSWAHL VON PROJEKTPARTNERN UND DEMONSTRATIONS- PROJEKTEN	10
3.1	Informationsworkshop und Exkursion	10
3.2	Informationsgespräche mit Wohnbaugenossenschaften und Energiedienstleistern – Auswahl der Demoprojekte	10
4	DAS MODELL „GARANTIERTE WÄRMELIEFERUNG AUS THERMISCHEN SOLARANLAGEN – GWS“	12
4.1	Organisation und Projektablauf eines GWS - Projektes	12
4.2	Festlegung des garantierten Wärmeertrages	14
4.3	Simulation der Anlage	15
4.4	Garantieleistung	16
5	MESSKONZEPT UND MESSTECHNISCHE AUSSTATTUNG	18
5.1	Messtechnische Ausstattung und Kosten im deutschen GWS Projekt	18
5.2	Messtechnische Ausstattung und Kosten im vorliegenden GWS Projekt in Österreich	18
6	UMSETZUNG DES GWS MODELLS AN DREI DEMONSTRATIONS- PROJEKTEN	21
6.1	Anlage J.J. Fuxgasse, Gleisdorf	21
6.1.1	Anlagenbeschreibung	21
6.1.2	Ermittlung der zu garantierenden Wärmemenge	24
6.1.3	Vergleich von Simulationsergebnissen mit Messergebnissen	24
6.1.4	Betriebserfahrungen während des Messjahres	27
6.2	Anlage Hohenwartweg, Graz	31
6.2.1	Anlagenbeschreibung	31
6.2.2	Ermittlung der zu garantierenden Wärmemenge	33
6.2.3	Vergleich von Simulationsergebnissen mit Messergebnissen	33
6.2.4	Errechnung des Rückerstattungsbetrages an den Auftraggeber	35
6.2.5	Betriebserfahrungen während des Messjahres	36
6.3	Anlage Heinrichstrasse, Graz	41
6.3.1	Anlagenbeschreibung	41
6.3.2	Ermittlung der zu garantierenden Wärmemenge	43

6.3.3	Vergleich von Simulationsergebnissen mit Messergebnissen	43
6.3.4	Betriebserfahrungen während des Messjahres	45
7	BEURTEILUNG DER ANLAGENQUALITÄT DER GEMESSENEN PROJEKTE	49
7.1	Systemverluste	49
7.1.1	Zirkulationsverluste	50
7.1.2	Speicherverluste	52
7.2	Kennzahlen	54
8	EMPFEHLUNGEN FÜR DIE ABWICKLUNG WEITERER PROJEKTE MIT GARANTIELEISTUNGEN	55
9	ANLAGENQUALITÄT UND BETRIEBSSICHERHEIT – AKTUELLER STAND UND PERSPEKTIVEN	57
10	UMSETZUNGSVERANSTALTUNGEN	59
11	LITERATURVERZEICHNIS	60
12	ANHANG	61

1 Kurzfassung

In Österreich wurde im Laufe des Jahres 1999 die 2 Millionen Quadratmetermarke an insgesamt installierter Fläche thermischer Sonnenkollektoren überschritten. Trotz dieser sehr erfolgreichen Bilanz musste in den letzten zwei Jahren eine Stagnation der Zuwachsraten an installierter Kollektorfläche festgestellt werden. Um die Marktsituation zu stabilisieren bzw. wieder positive Wachstumsraten zu erzielen, muss die Erschließung von weiteren Märkten für thermische Solaranlagen in Angriff genommen werden. Zusätzlich zur Ausstattung von Ein- und Zweifamilienhäusern mit heute technisch zuverlässigen Solaranlagen bieten sich kommunale und genossenschaftliche Wohnbauten an. Mit Stand Jänner 1998 waren in Österreich insgesamt rund 240 Solaranlagen an Mehrfamilienhäusern installiert. Diese Anlagen bedeuten eine Kollektorfläche von ca. 15.000 m², somit also nur etwa 6% der insgesamt in Österreich im Jahr 1998 installierten Kollektorfläche. Betrachtet man aber die Tatsache, dass in Österreich ca. 43% der Bevölkerung in Mehrfamilienhäusern wohnen, so zeigt das einen bis jetzt nahezu gänzlich vernachlässigten Markt auf.

Im Unterschied zum privaten Bau eines Einfamilienhauses, wo die Entscheidung für eine Solaranlage zumeist emotionell getroffen wird, dominiert im Mehrfamilienwohnbau der wirtschaftliche Aspekt. Niedrige Preise für den Quadratmeter Wohnnutzfläche werden hier niedrigen Betriebskosten vorgezogen. Zusätzlich bedeuten thermische Solaranlagen für potentielle Investoren und Bauträger meist nach wie vor ein technisches Risiko. Hat sich im Bereich der Anwendungen im Einfamilienhaus in den letzten Jahren ein technischer Standard durchgesetzt, so ist die Bandbreite der Dimensionierungsansätze bzw. Hydraulikkonzepte im Mehrfamilienhaus noch sehr groß und Erfahrungen sind rar.

Eine Möglichkeit das technische Risiko beim Betrieb von Solaranlagen von den Investoren zu nehmen und damit verstärkt zur Umsetzung von thermischen Solaranlagen im Wohnbau beizutragen, stellt das Modell der „Garantierten solaren Wärmelieferung“ dar.

Im Rahmen des vorliegenden Projektes, wurde das Modell der „Garantierten Wärmelieferung aus Solaranlagen - GWS“ in Österreich an drei Wohnanlagen erprobt. Dabei konnte auf den Erfahrungen eines in Deutschland zwischen 1993 und 1997 von der ASEW (Arbeitsgemeinschaft kommunaler Versorgungsunternehmen) durchgeführten EU-Projektes zur Ertragsgarantie aus thermischen Solaranlagen aufgebaut werden. Das grundsätzliche Modell der garantierten Wärmelieferung besteht darin, dass die für Planung und Errichtung verantwortlichen Unternehmen dem Auftraggeber einen definierten Jahreswärmeertrag garantieren. Wird im Betrachtungszeitraum die zu garantierende Wärmemenge nicht erreicht, so muss der Errichter an den Auftraggeber einen einmaligen Geldbetrag, der nach einem vereinbarten Modus vertraglich festgelegt ist, entrichten.

Innerhalb des Projektes in Deutschland wurden 19 Anlagen mit GWS in verschiedenen Anwendungen (Mehrfamilienhäuser, Sportanlagen, Schwimmbäder, etc.) errichtet.

Bei den in Österreich untersuchten Anlagen handelt es sich ausnahmslos um Systeme zur Brauchwassererwärmung in Mehrfamilienhäusern, die von Stadtwerken bzw. Energieversorgern errichtet und betrieben werden. Die Schwerpunkte der Arbeiten lagen in zwei unterschiedlichen Teilbereichen.

So beschäftigte sich ein wesentlicher Teil der Arbeiten damit, die in Deutschland gesammelten Erfahrungen auf österreichische Verhältnisse zu übertragen und die

Rahmenbedingungen, die dieses Umsetzungsmodell voraussetzt, zu vereinfachen. Im speziellen bedeutete dies die Erstellung von Ablaufplänen zur Abwicklung von Projekten mit garantierter Wärmelieferung sowie die Erstellung von Musterverträgen zur klaren Regelung der Verantwortungsbereiche bei GWS. Konkret wurden zwei Musterverträge erstellt, wobei ein Vertrag die Zuständigkeiten innerhalb der Garantiegeber (Planer, Errichter, Kollektorhersteller, etc.) und ein Vertrag die Garantieleistung zwischen Auftraggeber und Garantiegeber beschreibt. Weiters wurde ein vollautomatisches Mess- und Anlagenüberwachungskonzept mit Fehlerwarnsystem ausgearbeitet. Hier konnte ein in der Bedienung komfortables Mess-, Überwachungs- und Auswertepaket zu wesentlich geringeren Kosten als dies im deutschen GWS Projekt der Fall war, entwickelt werden. Der wesentliche Vorteil liegt darin, dass das Regelgerät der Anlage auch die Datenerfassung und Zwischenspeicherung übernimmt.

Der zweite schwerpunktmäßig bearbeitete Teil beschäftigte sich mit der Analyse der Systemtechnik der untersuchten Anlagen sowie der damit verbundenen Auswirkungen auf das Modell GWS bzw. auf die konventionelle Anlagenplanung und Dimensionierung. Die Analysen der Messergebnisse zeigten, dass zwar hinreichend genaue Ertragsgarantien abgegeben werden können, aber großes Verbesserungspotential im Bereich der Systemtechnik der untersuchten Anlagen besteht. Im speziellen treten in den untersuchten Anlagen sehr große Verteil- und Zirkulationsverluste sowie Speicherverluste auf. Dieser Umstand stellt den spezifischen Ertrag der Kollektoranlage als alleinige Kenngröße zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit von solaren Warmwasserbereitungssystemen und somit auch als alleiniger Garantiewert bei GWS Projekten in Frage. Hierzu wurde eine weitere Kennzahl – der Systemwirkungsgrad – eingeführt sowie der „Maximale Nachheizenergiebedarf“ als möglicher Garantiewert in weiteren Projekten mit Garantieleistungen diskutiert.

Die Diffusion der Erkenntnisse aus dem Projekt erfolgte im Rahmen von 4 österreichweiten Informations- und Motivationsveranstaltungen. Die insgesamt 355 Teilnehmer dieser Veranstaltungen zeigen das große Interesse, welches der Technologie und dem Modell „Garantierte Wärmelieferung aus thermischen Solaranlagen“ entgegengebracht wird, deutlich auf und lassen auf eine Vielzahl von zukünftig realisierten Projekten hoffen.

Der allgemeine Stand der Anlagentechnik dieser Anwendungen ist auf gutem Niveau. Dennoch bestehen aufgrund des geringen Alters der Technologie noch Defizite im Bereich der Systemtechnik und der sorgfältigen Dimensionierungsmöglichkeiten, wodurch noch eine Verbesserung der Effizienz und somit günstigere Wärmepreise erreicht werden könnten. Nicht nur die Hydraulik und Dimensionierung der Kollektoranlage, sondern auch die Optimierung von Konzepten zur Wärmeverteilung muss hier bei zukünftigen Projekten im Vordergrund stehen. Das Erreichen von standardisierten Systemen mit hohem Qualitätsniveau, ähnlich der heutigen Konzepte in Einfamilienhäusern, muss das erklärte Ziel sein.

Die wesentlichen Ergebnisse und Erkenntnisse des Projektes wurden in der Broschüre „Garantierte Wärmelieferung aus thermischen Solaranlagen im Wohnbau“ zusammengefasst.

2 Rahmenbedingungen

2.1 Der Solarmarkt in Österreich

In Österreich wurde im Laufe des Jahres 1999 die 2 Millionen Quadratmetermarke an insgesamt installierter Fläche thermischer Sonnenkollektoren überschritten, womit im Vergleich der Mitgliedsländer der Europäischen Union eine Spitzenstellung bei der Sonnenenergienutzung erreicht wird. Rund ein Viertel dieser installierten Kollektorfläche besteht aus Kunststoffabsorbieren, welche für die Beckenwassererwärmung von Schwimmbädern zum Einsatz kommen.

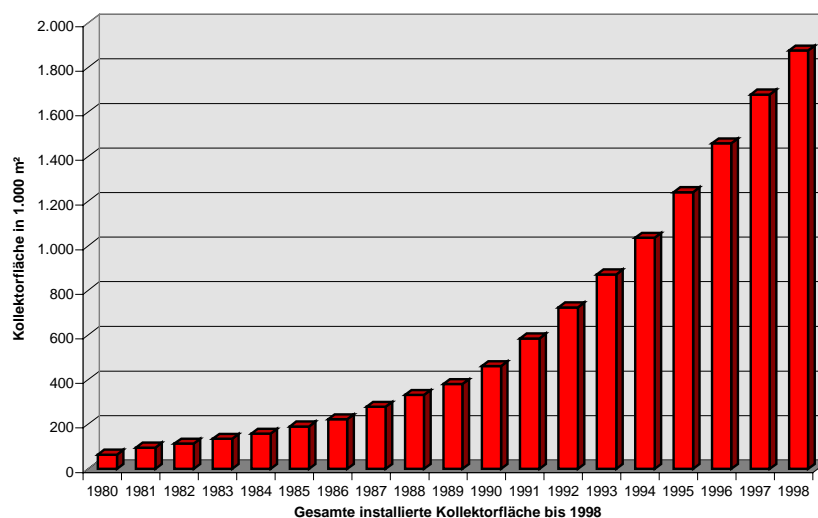


Abbildung 1: Installierte Kollektorfläche in Österreich 1975-1998 (Faninger, BVS, 1999)

Die restlichen 75 % der Kollektorfläche, überwiegend abgedeckte Flachkollektoren, werden fast ausschließlich zur Warmwasserbereitung sowie zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung in Ein- und Zweifamilienhäusern verwendet.



Abbildung 2: Einfamilienhaus mit solarer Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung

Trotz dieser sehr erfolgreichen Bilanz musste in den letzten zwei Jahren eine Stagnation bei den Zuwachsraten an installierter Kollektorfläche festgestellt werden. Um die Marktsituation zu stabilisieren bzw. wieder ansteigende Wachstumsraten zu erzielen, muss neben der ständigen Verbesserung von Kollektoren und der Systemtechnik die Erschließung von weiteren Märkten für thermische Solaranlagen in Angriff genommen werden. Zusätzlich zur Ausstattung von Ein- und Zweifamilienhäusern mit heute technisch zuverlässig funktionierenden Solaranlagen bieten sich vor allem kommunale und genossenschaftliche Wohnbauten an.

2.2 Solaranlagen in Mehrfamilienhäusern – Potential und Hemmnisse

Im Zuge einer österreichweiten Dokumentation von installierten Solaranlagen an Mehrfamilienhäusern mit mehr als vier Wohneinheiten konnten mit Stand Jänner 1998 rund 240 Anlagen erhoben werden (Fink, Müller, 1999).

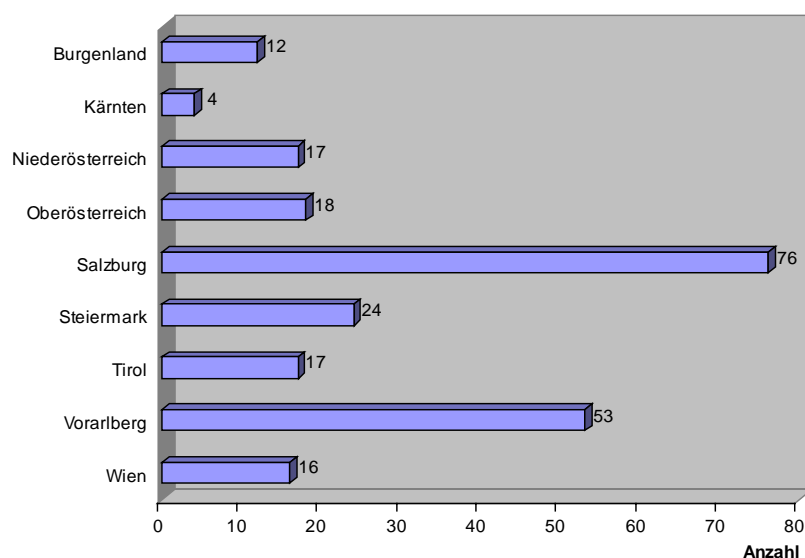


Abbildung 3: Verteilung der 237 Mehrfamilienhäuser mit mindestens fünf Wohneinheiten und thermischer Solaranlage in den Bundesländern (Stand: Jänner 1998)

Diese Anlagen haben insgesamt eine Kollektorfläche von ca. 15.000 m², somit also nur etwa 6% der insgesamt in Österreich im Jahr 1998 installierten Kollektorfläche. Betrachtet man aber die Tatsache, dass in Österreich ca. 43% der Bevölkerung in Mehrfamilienhäusern wohnen, so zeigt das einen bis jetzt nahezu gänzlich vernachlässigten Markt auf (ÖSTAT, 1991).

Neben dem vorhandenen Marktpotential begünstigen Mehrfamilienhäuser durch die im Vergleich zu Einfamilienhäusern kompakte Baustruktur den Einbau von Solaranlagen. Werden im Einfamilienhausbereich naturgemäß nur dezentrale Kleinanlagen errichtet, so könnten im Mehrfamilienwohnbau größere, zentrale Solaranlagen realisiert werden. Dadurch ergeben sich wesentlich kostengünstigere CO₂-Einsparpotentiale.

Trotzdem ist man aber von einer breiten Markteinführung dieser Anwendung noch weit entfernt. Zwar gibt es mittlerweile schon vereinzelt Wohnbauträger, die ökologisches Bauen und Wohnen - damit auch thermische Solaranlagen - als Marketingstrategie am stark umkämpften Wohnungsmarkt einsetzen, aber der überwiegendste Teil der privaten wie auch

gemeinnützigen Bauträger steht solaren Technologien nach wie vor skeptisch gegenüber. Wesentliche Hintergründe für diese Haltung sind sicherlich die im Vergleich mit konventionellen Gebäuden zusätzlich auftretenden Investitionskosten in Verbindung mit höherem Planungs- und Koordinationsaufwand bei der Errichtung oder Sanierung des Gebäudes. Im Unterschied zum privaten Bau eines Einfamilienhauses, wo die Entscheidung für eine Solaranlage zumeist emotionell getroffen wird, dominiert im Mehrfamilienwohnbau der wirtschaftliche Aspekt. Niedrige Preise für den Quadratmeter Wohnnutzfläche werden hier niedrigen Betriebskosten vorgezogen.

Zusätzlich bedeuten thermische Solaranlagen für potentielle Investoren und Bauträger meist nach wie vor ein technisches Risiko. Hat sich im Bereich der Anwendungen im Einfamilienhaus in den letzten Jahren ein technischer Standard durchgesetzt, so ist die Bandbreite der Dimensionierungsansätze bzw. Hydraulikkonzepte im Mehrfamilienhaus noch sehr groß und Erfahrungen sind rar. Der Großteil der in Österreich installierten thermischen Solaranlagen in Mehrfamilienhäusern wird messtechnisch nicht überwacht, was den Nachweis der Leistungsfähigkeit dieser Anlagen enorm erschwert.



Abbildung 4: Wohnprojekt Kuchl-Jadorf, Thermische Solaranlage für 10 Wohneinheiten

Funktionstüchtigkeit, Dimensionierung und zu erwartende Erträge können somit oft nicht objektiv betrachtet und bewertet werden. Neben dem Misstrauen, das somit der Anlagenplanung und der Ausführung bei mittelgroßen Anlagen entgegengebracht wird, wird auch dem funktionssicheren Anlagenbetrieb eher kritisch begegnet. All diese Befürchtungen und Risiken wirken sich negativ auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung der Solaranlage bzw. auf die Berechnung des solaren Wärmepreises aus, was wiederum negativ zur Umsetzung von thermischen Solaranlagen beiträgt.

Eine Möglichkeit das technische Risiko beim Betrieb von Solaranlagen von den Investoren zu nehmen und damit verstärkt zur Umsetzung von thermischen Solaranlagen im Wohnbau beizutragen, stellt das Modell der „Garantierten solaren Wärmelieferung“ dar.

3 Auswahl von Projektpartnern und Demonstrationsprojekten

3.1 Informationsworkshop und Exkursion

In der Projektphase 1 wurde am 23.04.1998 ein Workshop mit anschließender Exkursion zum Thema „Garantierte Wärmelieferung aus thermischen Solaranlagen im Wohnbau“ in Graz veranstaltet.

Wesentliche Inhalte der Veranstaltung waren Diskussionen über den Stand der Markteinführung thermischer Solaranlagen in Mehrfamilienhäusern, Erfahrungen mit der garantierten Wärmelieferung in Deutschland sowie die Bedeutung dieses Modells für Stadtwerke bzw. Energiedienstleistungsunternehmen am Beispiel der deutschen ASEW. Neben der Präsentation der Inhalte und Schwerpunkte des aktuellen Projektes durch die Projektleitung wurden von drei Energiedienstleistungsunternehmen erste Erfahrungen mit thermischen Solaranlagen in Wohnbauten vorgestellt. Am Nachmittag wurden drei thermische Solaranlagen in Mehrfamilienhäusern im Großraum Graz besichtigt.

An dieser Veranstaltung nahmen 32 Teilnehmer, hauptsächlich aus den Bereichen Energiedienstleistungsunternehmen, Wohnbaugenossenschaften, Planungsbüros und Solartechnikfirmen, teil. Programm und Teilnehmerliste sind im Anhang unter Kapitel 12 zu finden.

3.2 Informationsgespräche mit Wohnbaugenossenschaften und Energiedienstleistern – Auswahl der Demoprojekte

Um gute Voraussetzungen für die weitere Umsetzung des Modells „GWS“ zu schaffen, wurden in der Phase der Auswahl von Projektpartnern und Demonstrationsanlagen Gespräche mit österreichischen Wohnbauträgern und Energiedienstleistungsunternehmen, hinsichtlich der Mitarbeit im vorliegenden Projekt, geführt. Trotz großen Interesses seitens einiger Wohnbauträger erschienen Stadtwerke und Energiedienstleistungsunternehmen aufgrund der vorhandenen innerbetrieblichen Strukturen und der breiten Erfahrung im Bereich von konventionellem Wärme-Contracting, für eine aktive Rolle in der Umsetzung von GWS als besser geeignet. Zudem konnten Stadtwerke und Energiedienstleistungsunternehmen für die Mitarbeit im Projekt gewonnen werden, welche schon Erfahrungen im Bereich der thermischen Sonnenenergienutzung hatten.

Zusätzlich wurde bei der Vervollständigung des Konsortiums die technische Eignung der Demonstrationsprojekte sowie die Übereinstimmung von Bau- und Bezugsplan mit dem Projektsplan berücksichtigt.

Zur Mitarbeit im Projekt konnten folgende Unternehmen mit den von ihnen errichteten und betriebenen Demoprojekten, gewonnen werden:

Tabelle 1: Die drei Energiedienstleistungsunternehmen mit den Demoprojekten

Projektpartner	Projekt	Technische Daten
Feistritzwerke der Stadt Gleisdorf Gartengasse 36 A-8200 Gleisdorf	JJ.-Fuxgasse Gleisdorf	8 Wohneinheiten 60 m ² Bruttokollektorfläche 2000 l Energiespeicher
Steirische Ferngas Gaslaternenweg 4 A-8041 Graz	Heinrichstraße Graz	29 Wohneinheiten 101 m ² Bruttokollektorfläche 6x1000 l Energiespeicher
Grazer Stadtwerke AG Steyrergasse 116 A-8010 Graz	Hohenwartweg Graz	11 Wohneinheiten 66 m ² Bruttokollektorfläche 2400 l Energiespeicher

4 Das Modell „Garantierte Wärmelieferung aus thermischen Solaranlagen – GWS“

Im allgemeinen ist das Modell der garantierten Wärmelieferung aus Solaranlagen wie nachfolgend dargestellt, strukturiert: Der Errichter der thermischen Solaranlage garantiert dem Auftraggeber (Wohnbauträger, Immobilienbesitzer, Contractor, etc.) eine bestimmte jährliche Wärmemenge aus der Solaranlage. Als Errichter kann eine technische Arbeitsgemeinschaft (ARGE), die sich aus Planer, ausführender Firma (Installateur) und Lieferant der Sonnenkollektoren zusammensetzt oder ein Einzelunternehmen, das alle Leistungen erbringt, fungieren. Die zu garantierende Wärmemenge wird mit einem anerkannten Simulationsprogramm errechnet. Überprüft wird die berechnete Wärmemenge während der Garantielaufzeit durch die Messung der erbrachten Wärmemenge. Wird im Betrachtungszeitraum die zu garantierende Wärmemenge nicht erreicht, so muss der Errichter an den Auftraggeber einen einmaligen Geldbetrag, der nach einem vereinbarten Modus vertraglich festgelegt ist, entrichten.

Mit der Garantieabgabe des Errichters wird außer der Qualität der Komponenten und der Ausführung auch die Qualität der Planung überprüft. Durch die Einführung dieser Garantieleistung wird einerseits eine qualitative Verbesserung der Gesamtanlage erreicht und andererseits das Vertrauen der Auftraggeber in diese zukunftsweisende Technologie verstärkt.

4.1 Organisation und Projektablauf eines GWS - Projektes

Werden bei der Installation einer thermischen Solaranlage Garantieleistungen in Form von garantierten Wärmengen vom Errichter übernommen, müssen klar definierte vertragliche Vereinbarungen getroffen werden.

Besteht der Errichter, wie in den meisten Fällen, aus mehreren Firmen, so sind zwei Vertragswerke erforderlich. Für GWS-Projekte ist es sinnvoll, dass sich die Firmen zu einer technischen Arbeitsgemeinschaft (ARGE) zusammenschließen und die Zuständigkeitsbereiche innerhalb der ARGE durch eine vertragliche Vereinbarung regeln. Die zweite vertragliche Vereinbarung, in der die Garantiebedingungen definiert sind, wird zwischen technischer ARGE und Auftraggeber geschlossen. Neu bei dieser technischen ARGE ist – verglichen mit üblichen Planungsabläufen - die Rolle des Planers. In der Regel versteht sich der Planer als Vertreter des Auftraggebers gegenüber den ausführenden Firmen. Bei einem Projekt mit garantierter Wärmelieferung vertritt der Planer einerseits weiterhin die Interessen des Auftraggebers, hat aber andererseits Garantieverpflichtungen als Partner der technischen ARGE.

Natürlich ist die Erarbeitung der Vertragswerke für den Errichter ein zusätzlicher Zeit- und damit auch Kostenaufwand, aber um Interessenskonflikte im Garantiefall zu vermeiden, sind vertragliche Regelungen erforderlich. Technische Arbeitsgemeinschaften und die damit verbundenen vertraglichen Vereinbarungen sind im Baugewerbe übliche Praktiken.

Im Rahmen des vorliegenden GWS-Projektes wurde jeweils ein Mustervertrag, der die Zuständigkeiten innerhalb der technischen ARGE sowie die Garantieübernahme der technischen ARGE gegenüber dem Auftraggeber beschreibt, erarbeitet. Die beispielhaft für

die Anlage in der J.J. Fuxgasse erstellten Musterverträge können in Kapitel 12 (Anhang) eingesehen werden.

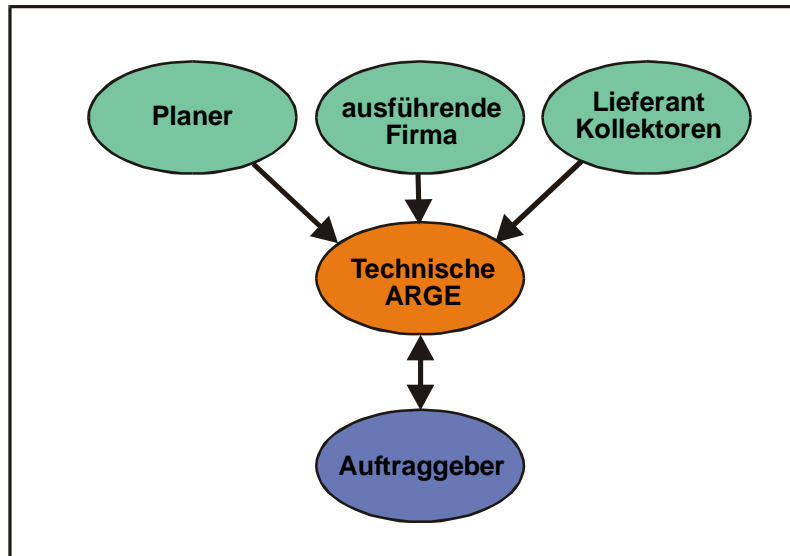


Abbildung 5: Organisation einer technischen-ARGE bei einem GWS Projekt

Bei einem Projekt mit garantierter Wärmelieferung wird sich in der Praxis ein Ablauf, wie in Abbildung 6 dargestellt, einstellen. Der Auftraggeber beauftragt einen Planer der bereit ist, die Garantieverpflichtungen einzugehen. Dieser wird bereits in den Ausschreibungsunterlagen die Garantieverpflichtungen definieren, sodass nur Firmen anbieten, die einerseits mit den Garantiebedingungen und andererseits mit der Bildung einer technischen ARGE für das Projekt einverstanden sind. Vom Planer wird die Anlagensimulation, die als Basis für den Garantiewert herangezogen wird, durchgeführt. Die Erstellung des Messkonzeptes zur Kontrolle der garantierten Wärmeerträge aus der Solaranlage sowie die Messdatenerfassung und Auswertung wird von der technischen ARGE in Absprache mit dem Auftraggeber durchgeführt. Um den Aufwand für die Überwachung der Anlage möglichst gering zu halten, empfiehlt es sich, eine Fernüberwachung zu installieren.

Nach vollständiger Installation der thermischen Solaranlage und der nötigen Messtechnik sowie der technischen Abnahme der Anlage beginnt die Testphase. Während dieser kann die technische ARGE Nachbesserungsarbeiten durchführen bzw. wird eine zweite Simulation zugestanden, wenn die vom Auftraggeber angegebenen Daten (z.B. Anzahl der Personen im Wohnhaus) nicht mit den tatsächlich vorliegenden Daten aus der Planungsphase übereinstimmen und somit der garantierte Wärmeertrag nicht erreicht werden kann. Die zweite Simulation wird auf Basis der während der Testphase ermittelten Warmwasserverbräuche durchgeführt.

Im Anschluss an die Testphase beginnt die, je nach Vertragsvereinbarung ein- oder mehrjährige Bestätigungsphase (Garantielaufzeit). Bei nicht Erreichen des Garantiewertes sind die Ursachen zu analysieren und einerseits die Verschuldensfragen zu klären sowie andererseits, wenn möglich, die Fehler zu beheben. Liegt das Verschulden bei den ARGE-Partnern, so ist dem Auftraggeber nach einem im Vertrag definierten Modus ein Teil der Investitionskosten zu ersetzen. Liegt das Verschulden beim Auftraggeber, so sind von Seiten der ARGE-Partner keine Kosten zu refundieren. Auf jeden Fall sollte in den Verträgen eine Schiedsstelle definiert werden, die im Streitfall eine gütliche Einigung herbeiführt.

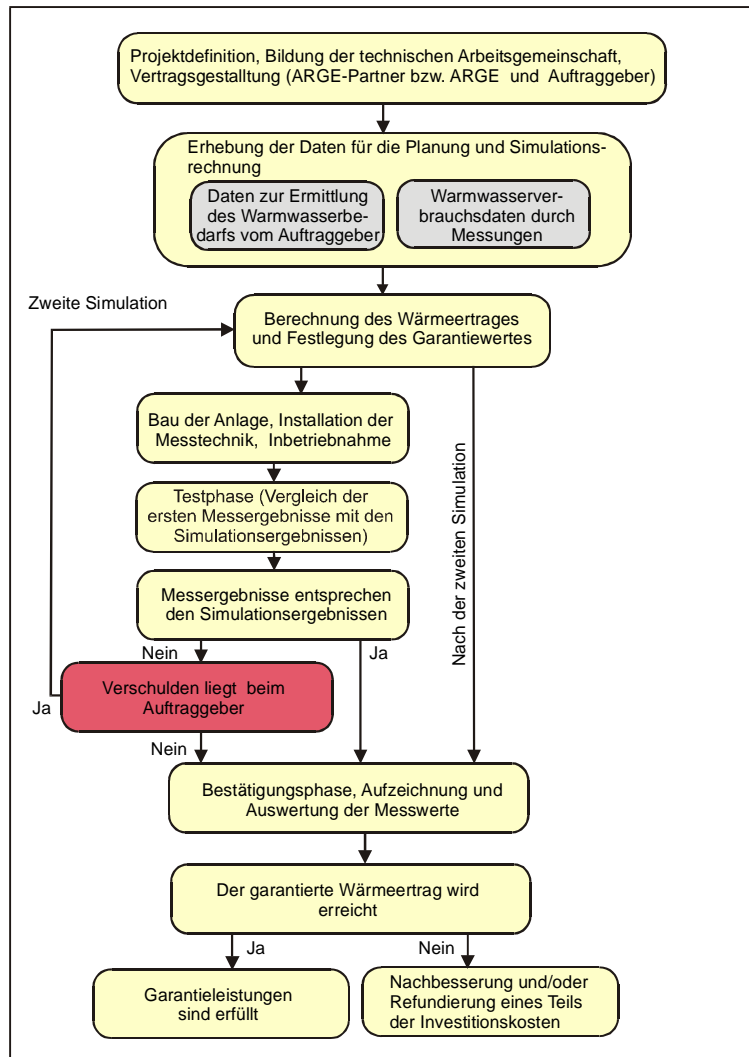


Abbildung 6: Möglicher Ablauf eines Projektes mit garantierter Wärmelieferung

4.2 Festlegung des garantierten Wärmeertrages

Als erster Schritt bei der Festlegung des zu garantierenden Wärmeertrages muss genau definiert werden, an welcher Stelle im System und unter welchen Rahmenbedingungen dieser garantiert wird. Grundsätzlich kann die Ertragsgarantie an verschiedenen Stellen im System abgegeben und die zur Anlagenanalyse nötige messtechnische Erfassung des Systems in unterschiedlichen Detaillierungen durchgeführt werden. Nachfolgend werden die derzeit üblichen Varianten zur Erfassung des zu garantierenden Wärmeertrages bei GWS-Projekten dargestellt.

- Erfassung der solaren Erträge im Solar-Primärkreis und Erfassung des Verbrauchs
- Erfassung der solaren Erträge im Solar-Sekundärkreis und Erfassung des Verbrauchs

Dabei werden der Verbrauch und der solare Ertrag, der im direkten Zusammenhang mit dem Verbrauch steht, gemessen. Erfolgt die Wärmeübertragung vom Solarkreis mittels externem Wärmetauscher, so ist der solare Ertrag vorzugsweise im Solar-Sekundärkreis zu messen. Nur wenn es technisch nicht anders möglich ist, wie zum Beispiel bei Verwendung eines

internen Wärmetauschers, sollte der solare Ertrag im Solarprimärkreis gemessen werden. In diesem Fall müssen aber spezielle, auf die Frostschutz-Wasser-Mischung kalibrierte Wärmemengenzähler eingesetzt werden.

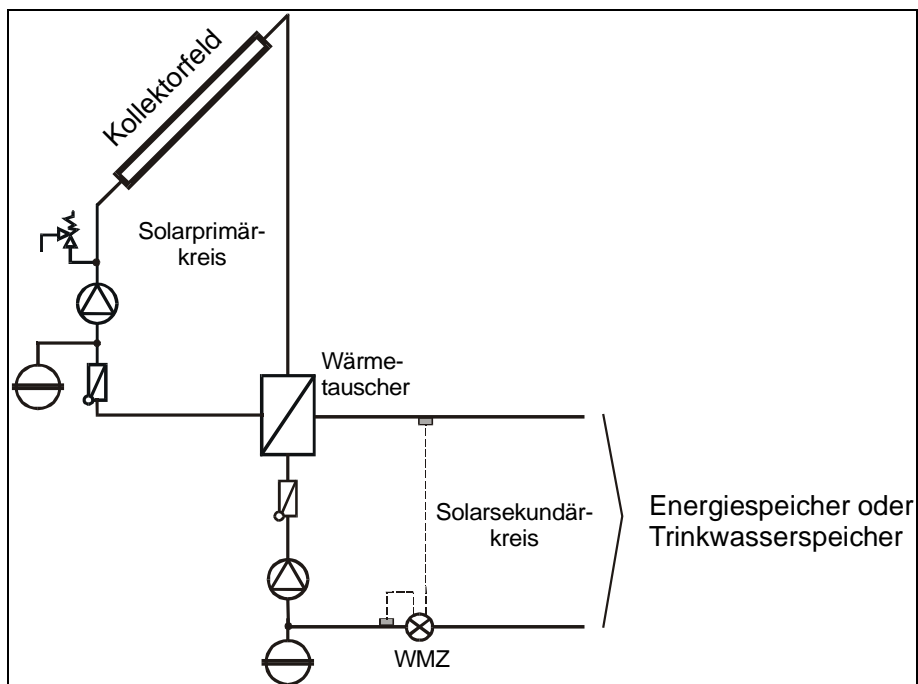


Abbildung 7: Schematische Darstellung des Solarprimär- und Solarsekundärkreises mit der Messstelle für die Messung des garantierten Ertrages.

Zur Überprüfung des solaren Ertrages ist die Erfassung der beiden Energieströme ausreichend. Mit dieser Variante können aber die Systemverluste, wie Speicher- und Zirkulationsverluste nicht erfasst werden, was die Fehleranalyse bei Anlagenproblemen sehr erschwert. Weiters kann die Qualität der hydraulischen Planung und Ausführung schwer bewertet werden, was wiederum Konfliktpotential im Garantiefall birgt. Bei den im Rahmen des GWS-Projektes vermessenen Anlagen wurden alle Energieströme erfasst, so dass eine geschlossene Energiebilanz und somit eine detaillierte Analyse der Anlagen durchgeführt werden kann. Damit können alle Systemverluste zugeordnet und mit den Simulationsergebnissen verglichen werden.

4.3 Simulation der Anlage

Die Basis der zu garantierenden Größe (solarer Wärmeertrag) ist das Ergebnis aus den Simulationsberechnungen. Diese werden im Rahmen der Anlagenplanung und bei sich ändernden Rahmenbedingungen durchgeführt.

Für die Simulation sind umfassende Kenntnisse über die Warmwasserverbräuche, Zirkulationsverluste, Speicherverluste und klimatische Gegebenheiten nötig. Bei bestehenden Bauten ist es empfehlenswert, den Warmwasserverbrauch über einen repräsentativen Zeitraum zu messen, um die thermische Solaranlage entsprechend dimensionieren zu können. Für die Simulation wird ein Wetterdatensatz, bestehend aus langjährigen Mittelwerten von Einstrahlung und Temperatur, aus der näheren Umgebung des Projektes herangezogen.

In Österreich werden vorwiegend die Simulationsprogramme f-chart, Polysun oder T*SOL zur Dimensionierung verwendet. Diese haben bezüglich der Eingabedaten unterschiedlichen Detaillierungsgrad, sodass fundierte Kenntnisse des Simulationsprogramms Voraussetzung dafür sind, die Simulationsergebnisse als Basis für den Garantiewert heranzuziehen. Als Garantiewerte sind die Simulationsergebnisse, die um einen Unschärfefaktor reduziert werden, auszuweisen. Der Unschärfefaktor berücksichtigt einerseits klimatische Abweichungen vom vorhandenen Wetterdatensatz ("Normjahr") und andererseits geringfügig andere Randbedingungen bei der Simulation gegenüber der tatsächlich geplanten Anlage.

4.4 Garantieleistung

Wie schon in 4.3 beschrieben, errechnet sich die zu garantierende Größe aus dem Simulationsergebnis und dem Unschärfefaktor. Wird nun nach Ende der Gewährleistungsfrist der Garantiewert nicht erreicht, dann muss eine detaillierte Anlagenanalyse durchgeführt werden, um die Ursache für die Mindererträge festzustellen. Stellt sich heraus, dass die Ursache bei der technischen ARGE liegt, so muss diese eine einmalige Zahlung, deren Höhe im Vertrag festgelegt ist, an den Auftraggeber erstatten. Für die Berechnung der Refundierungssumme sind beispielhaft zwei Möglichkeiten dargestellt.

Dabei ist bei der ersten Methode der Rückzahlungsbetrag ein Teil der Investitionssumme.

$$R = NI \cdot \left(1 - \frac{GM}{0,9 \cdot GW} \right)$$

Begriffserklärung:

R	Rückzahlungsbetrag
NI	Nettoinvestition: Kosten der Solaranlage einschließlich Planung und Montage, jedoch ohne Messtechnik, Wartungskosten und MWSt., also sämtliche Kosten, die direkt mit der Solaranlage in Verbindung zu bringen sind.
GM	gemessene solare Wärmemenge [kWh]
GW	solare Wärmemenge aus der Simulation [kWh]
Faktor 0,9	Unschärfefaktor (klimatische Abweichungen vom vorhandenen Wetterdatensatz ("Normjahr"); geringfügig andere Randbedingungen bei der Simulation gegenüber der tatsächlich geplanten Anlage)

Der Faktor von 0,9 - der garantierte Wärmeertrag ist um 10% kleiner als der simulierte Ertrag - ist ein Erfahrungswert aus schon realisierten GWS-Projekten. Diese haben gezeigt, das ein realistischer Wert für die Genauigkeit bei der Voraussage der solaren Wärmeerträge nicht wesentlich besser als 90% sein kann.

Bei der Methode zwei, wird der Minderertrag über die Lebensdauer der Solaranlage ermittelt und mit den Kosten der Nachheizenergie hochgerechnet. Der errechnete Betrag ist als eine einmalige Zahlung zu refundieren.

$$R = A \cdot KO_{\text{Energie}} (0,9 \cdot GW - GM)$$

Begriffserklärung:

R	Rückzahlungsbetrag
A	Lebensdauer der Anlage
KO_{Energie}	Kosten der Nachheizenergie [EURO/kWh]
Faktor 0,9	Unschärfefaktor (klimatische Abweichungen vom vorhandenen Wetterdatensatz ("Normjahr"); geringfügig andere Randbedingungen bei der Simulation gegenüber der tatsächlich geplanten Anlage)
GM	gemessene solare Wärmemenge [kWh]
GW	solare Wärmemenge aus der Simulation [kWh]

5 Messkonzept und messtechnische Ausstattung

Für die drei Demonstrationsprojekte wurde aufbauend auf den Erfahrungen von IST Energietechnik (Luboschik, Halagic, 1997) aus einem EU-unterstützten GWS-Projekt (Guaranteed Results for thermal Plants of Town Utilities in Germany, Nr. SE/475/D), ein umfassendes Messkonzept erstellt, das folgende Ziele verfolgte:

- Detaillierte Vermessung der Demonstrationsanlagen um einerseits die garantierten Erträge aus der Solaranlage überprüfen zu können und andererseits eine geschlossene Energiebilanz erstellen bzw. das Anlagenverhalten beurteilen zu können.
- Entwicklung eines einfachen und kostengünstigen Messpaketes für zukünftige GWS Projekte anhand der Erfahrungen aus dem vorliegenden Projekt.

5.1 Messtechnische Ausstattung und Kosten im deutschen GWS Projekt

Bei den Anlagen in Deutschland wurde in der Regel der Wärmeertrag im Solar-Sekundärkreis gemessen, und dieser als zu garantierende Größe festgelegt. Weiters wurde bei allen Anlagen der Verbrauch ermittelt und die Pumpenlaufzeiten aufgezeichnet.

Die messtechnische Erfassung der Anlagendaten erfolgte mittels Datenlogger, die Daten wurden per Modem übertragen und am Computer ausgewertet. Die Kosten für diese voll automatische Messdatenerfassung einschließlich der Auswertung lag bei rund EURO 10.000,- pro Anlage. Die Kosten können in folgende Kostengruppen gegliedert werden.

Tabelle 2: Durchschnittliche Messtechnikkosten pro Anlage im deutschen GWS Projekt (Alle Kosten ohne Ust.).

Kostengruppen	Kosten in EURO pro Anlage
Projektkoordination, messtechnische Planung	2.240,-
Materialkosten der Messtechnik	4.940,-
Einbau der Messtechnik und Inbetriebnahme	1.430,-
Datenerfassung und Überwachung	1.390,-
Summe	10.000,-

5.2 Messtechnische Ausstattung und Kosten im vorliegenden GWS Projekt in Österreich

Im Gegensatz zum Projekt in Deutschland wurden sämtliche Energieströme und die für den Anlagenbetrieb relevanten Temperaturen erfasst, sodass Analysen über den Einfluss der verwendeten Nachheizung, den Betrieb des Zirkulationsnetzes sowie der Speicherverluste möglich sind.

Eine durchgehende Messdatenerfassung und Anlagenüberwachung kann aber nur mit einem automatischen Messdatenerfassungssystem und einer automatisierten Datenübertragung in einem vernünftigen Zeit- und Kostenrahmen realisiert werden.

Bereits bei der Erstellung des Messkonzeptes wurde darauf geachtet, dass ein Regelgerät ausgewählt wird, das sowohl die Anlage regeln als auch die Messdaten erfassen kann, was einen wesentlichen Unterschied zum GWS Projekt in Deutschland darstellt, wo zwei Geräte benötigt wurden. Mit dem eingesetzten Kombigerät wird auch das für die Datenübertragung benötigte Modem mit Strom versorgt, sodass keine zusätzliche Stromversorgung notwendig ist. Dadurch wird eine tägliche Neuinitialisierung des Modems möglich und damit die Fehlerhäufigkeit reduziert. Die Messdaten der drei Anlagen wurden täglich automatisch via Modem abgerufen und mit einem Auswerteprogramm am Computer ausgewertet und archiviert. Mit diesem Programm werden die Messdaten in diversen Diagrammen (Temperaturverläufe, Energiebilanzen) visualisiert. Werden bei der Verarbeitung der Messdaten Überschreitungen von Anlagengrenzwerten erkannt, so wird ein E-mail mit einer definierten Meldung verschickt. Dieses Werkzeug hat den Vorteil, dass eine detaillierte Messdatenanalyse während der Garantiezeit nur mehr dann notwendig wird, wenn eine E-mail Meldung über ein Anlagenproblem vorliegt.

In der folgenden Abbildung sind die wesentlichen Daten- und Informationsflüsse für das GWS-Projekt dargestellt.

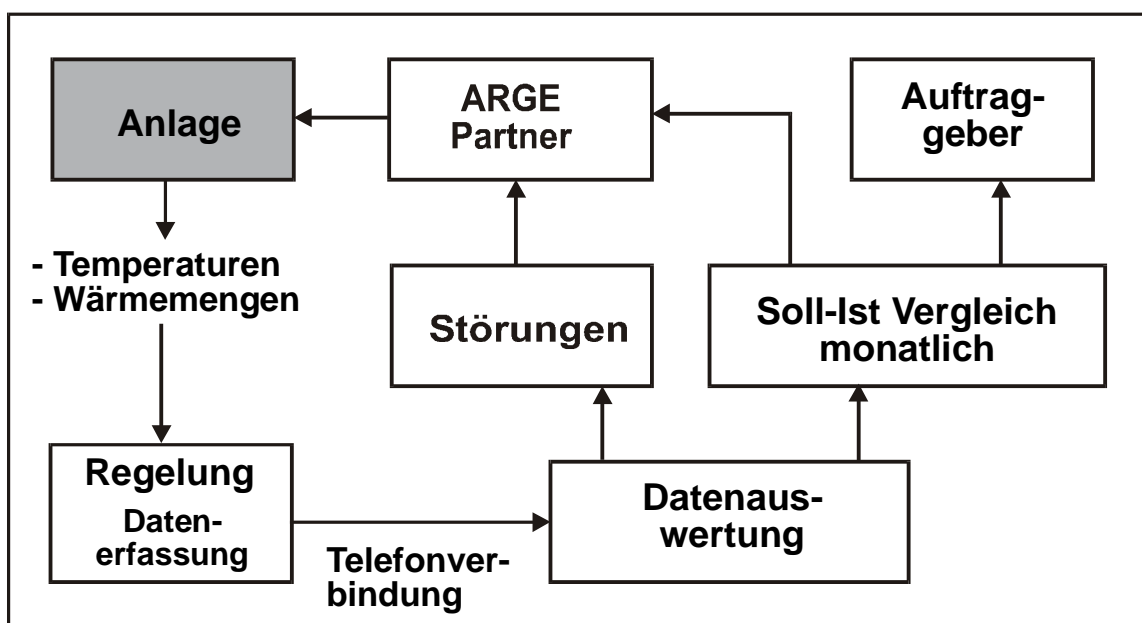


Abbildung 8: Datenfluss der erfassten und ausgewerteten Messdaten

Die nötigen Einbauten – Installation der Wärmemengenzähler und Messfühler - wurden vom Installateur nach Planungsvorgaben der AEE durchgeführt. Die Installation der Regelung für die thermische Solaranlage mit der Messdatenerfassungseinheit sowie das Anschließen der Messgeber erfolgte vom Regelungshersteller.

Der Zeitraum für die Messdatenerfassung der drei Demonstrationsprojekte erstreckte sich vom 1. Oktober 1998 bis 30. September 1999. Die Messtechnikkosten mit der vollautomatischen Messdatenerfassung und Auswertung lagen bei den drei Demonstrationsanlagen in Österreich im Schnitt bei EURO 9.000,-. Diese Kosten können in folgende Kostengruppen gegliedert werden:

Tabelle 3: Durchschnittliche Kosten der Messtechnik pro Anlage im österreichischen GWS Projekt (Alle Kosten ohne Ust.).

Kostenposition	Kosten in EURO pro Anlage
Projektkoordination, messtechnische Planung	1.000,-
Materialkosten der Messtechnik (5 Wärmemengenzähler und 12 Temperatursensoren, Mehrkosten der Regelung durch das Modul der Messdatenerfassung, Telefonanschluss)	4.100,-
Einbau der Messtechnik und Inbetriebnahme (Nachrüstung von bereits bestehenden Anlagen)	1.900,-
Datenerfassung und Überwachung für ein Jahr	2.000,-
Summe	9.000,-

Der hohe Kostenaufwand (trotz der Unterschreitung der Messtechnikkosten aus dem deutschen Projekt um EURO 1.000,-) für die messtechnische Erfassung und Untersuchung bei den GWS Demonstrationsanlagen in Österreich lässt sich unter Berücksichtigung der Zielsetzung des Projektes einfach erklären. Die messtechnische Ausstattung erfolgte sehr detailliert (5 Wärmemengenzähler und 12 Temperatursensoren). Weiters erfolgte die messtechnische Ausrüstung bei zum Teil schon im Betrieb befindlichen Anlagen, was höhere Installationskosten zur Folge hatte. Zusätzlich war die Entwicklung und Erstellung eines standardisierten Messpaketes für weitere GWS Projekte erklärtes Projektziel. Die Arbeiten hierzu sind im Betrag EURO 9.000,- bereits inkludiert.

Für ein heute durchzuführendes GWS Projekt kann somit auf ein wesentlich kostengünstigeres Messdatenerfassungs- und Auswertesystem zurückgegriffen werden. Der Kostenaufwand für die messtechnische Erfassung und die Überwachung reduziert sich von EURO 9.000,- auf EURO 4.500,-, wie in Tabelle 4 dargestellt ist.

Tabelle 4: Durchschnittliche Kosten der Messtechnik für heute auszurüstende Messanlagen (Alle Kosten ohne Ust.).

Kostenposition	Kosten in EURO pro Anlage
Projektkoordination, messtechnische Planung	500,-
Materialkosten der Messtechnik (3 Wärmemengenzähler, Temperatursensoren, Mehrkosten der Regelung durch das Modul der Messdatenerfassung, Telefonanschluss)	1.500,-
Einbau der Messtechnik und Inbetriebnahme bei Neuanlagen (ohne Reisekosten)	700,-
Datenerfassung und Überwachung für ein Jahr	1.800,-
Summe	4.500,-

6 Umsetzung des GWS Modells an drei Demonstrationsprojekten

Im Rahmen des Projektes “Garantierte Wärmelieferung aus Solaranlagen im Wohnbau“ wurden drei thermische Solaranlagen in Mehrfamilienwohnhäusern ein Jahr lang detailliert vermessen und die Messergebnisse ausgewertet und analysiert.

Zwei der drei Anlagen (Hohenwartweg und Heinrichstraße) wurden schon ein Jahr vor Projektbeginn in Betrieb genommen. Bei diesen Anlagen wurde die entsprechende Messtechnik mit Datenerfassung nachgerüstet. Die Solarinstallationen zum dritten Demoprojekt in der J.J. Fuxgasse wurden im Sommer 1998 abgeschlossen, sodass Messtechnik und Datenerfassung in der Bauphase berücksichtigt werden konnten.

Tabelle 5: Anlagenübersicht

Anlage	Betreiber	Messzeitraum
J.J. Fuxgasse (8 Wohneinheiten)	Feistritzwerke der Stadt Gleisdorf	1.10.1998 bis 30.09.1999
Hohenwartweg (11 Wohneinheiten)	Grazer Stadtwerke AG	1.10.1998 bis 30.09.1999
Heinrichstraße (29 Wohneinheiten)	Steirische Ferngas	1.10.1998 bis 30.09.1999

6.1 Anlage J.J. Fuxgasse, Gleisdorf

6.1.1 Anlagenbeschreibung

Bei den 8 Wohneinheiten in der J.J. Fuxgasse handelt es sich um typische Familienwohnungen mit einem durchschnittlichen Belegungsgrad von 2,5 Personen. Für die Brauchwassererwärmung wurde eine großzügig dimensionierte Kollektoranlage mit 60 m² Bruttokollektorfläche errichtet. Der 2.050 l fassende Energiespeicher besitzt ein integriertes Schichtladesystem. Der Anlagenbetrieb erfolgt nach dem Low-Flow Prinzip. Die Nachheizung wird bei dieser Anlage im Sommer wie auch im Winter mittels E-Patrone im mittleren Teil des Energiespeichers durchgeführt. Die Betriebszeiten der E-Patrone wurden zu Zeiten des Schwachlasttarifes für elektrischen Strom (22 Uhr bis 6 Uhr) festgelegt. Um 6 Uhr morgens müssen somit rund 1000 l auf 80°C aufgeheizt sein, damit der gesamte Tagesverbrauch abgedeckt werden kann. Diese Art der Einbindung der Nachheizung bedeutet eine gewisse „Blockade“ der Solaranlage und darüber hinaus auch erhöhte Speicherverluste.



Abbildung 9: Südansicht des Gebäudes in der J.J. Fuxgasse

Ein 500 l fassender Bereitschaftsspeicher (Trinkwasserspeicher) wird über einen externen Wärmetauscher aus dem Energiespeicher geladen. Aus dem Bereitschaftsspeicher erfolgt die Warmwasserverteilung über ein Verteilnetz mit Zirkulationsleitung. Um die Vermischung zwischen Zirkulationsrücklauf und Frischwasser zu minimieren, wurde die Zirkulationsleitung über einen Wärmetauscher in das System eingebunden.

Tabelle 6: Eckdaten der Anlage J.J. Fuxgasse

Anzahl der Wohneinheiten		8
Anzahl der Personen im Wohnobjekt		19
Kollektorfläche (Bruttofläche)	[m ²]	60
Kollektorlieferant		Sonnenkraft
Kollektortype		SK-IDK
Ausrichtung		Süd-Ost
Kollektorneigung	[°]	22
Energiespeichervolumen	[lt]	2.050
Bereitschaftsspeichervolumen	[lt]	500
Warmwassertemperatur	[°C]	ca. 50

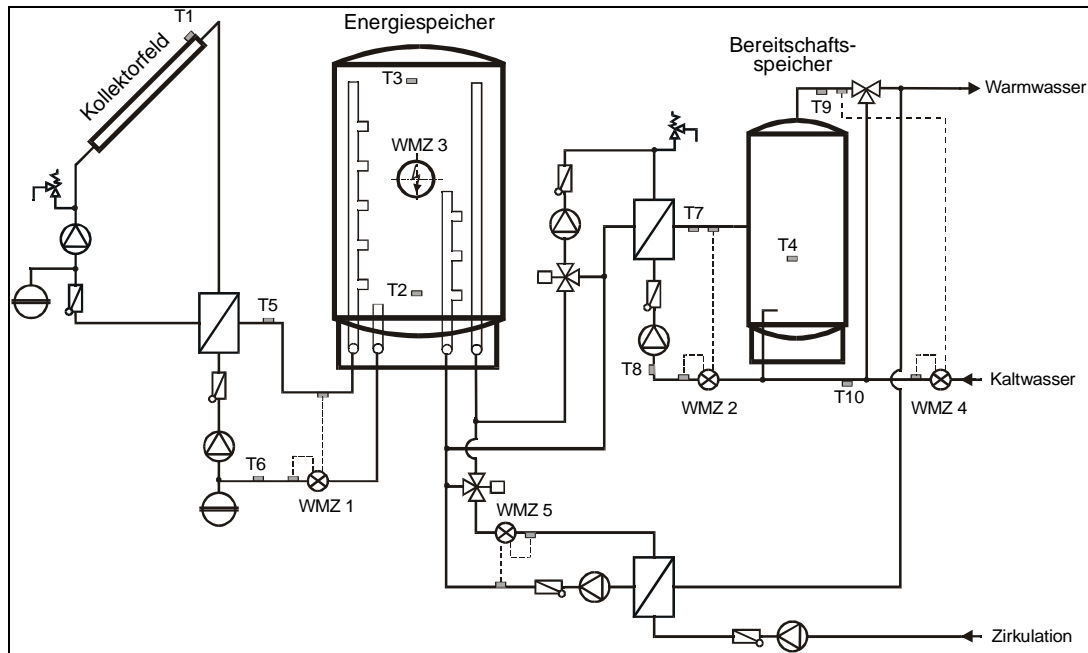


Abbildung 10: Anlage J.J. Fuxgasse, Zentrale Solaranlage und zentrale Brauchwassererwärmung als Zwei-Speicherkonzept

Bei der Vermessung der Anlage JJ. Fuxgasse wurden folgende Messpunkte erfasst:

Temperaturen:

- T1 Temperatur Kollektor
- T2 Energiespeicher unten
- T3 Energiespeicher oben
- T4 Bereitschaftsspeicher Mitte
- T5 Energiespeicher – Beladung Vorlauf
- T6 Energiespeicher – Beladung Rücklauf
- T7 Bereitschaftsspeicher – Beladung Vorlauf
- T8 Bereitschaftsspeicher – Beladung Rücklauf
- T9 Warmwasserentnahmetemperatur aus dem Bereitschaftsspeicher
- T10 Kaltwasserzulauftemperatur

Wärmemengenzähler:

- WMZ1 Energiespeicherladekreis (Solarkreis)
- WMZ2 Bereitschaftsspeicherladekreis
- WMZ3 Nachheizung mittels E-Patrone
- WMZ4 Warmwasserverbrauch
- WMZ5 Zirkulationsleitungskreis

Zur Erfassung der Energieströme werden vier Wärmemengenzähler und ein Stromzähler verwendet. Zur Ermittlung des garantierten Mindestertrages werden die Daten des Wärmemengenzählers 1 (WMZ1) und zur Ermittlung des Warmwasserverbrauchs der Wärmemengenzähler 4 (WMZ4) verwendet. Die Nachheizung erfolgt mittels E-Patrone im Pufferspeicher. Bei Nachheizbedarf erfolgt der Energieeintrag in der obere Hälfte des Bereitschaftsspeichers (rund 1.000 Liter) im Zeitraum von 22:00 bis 6:00 Uhr. Der Stromverbrauch wird mit dem Stromzähler (WMZ3) erfasst. WMZ2 erfasst den Energiefluss

vom Energiespeicher zum Bereitschaftsspeicher. Mit WMZ5 werden die Verluste der Zirkulationsleitung erfasst. Zur Anlagenüberwachung und zur Analyse des Anlagenverhaltens werden die Temperaturen T1 bis T12 aufgezeichnet.

6.1.2 Ermittlung der zu garantierenden Wärmemenge

Das Simulationsergebnis ergab bei der Anlage J.J. Fuxgasse einen solaren Ertrag von 12.677 kWh/a. Damit errechnet sich, bezogen auf die Nettokollektorfläche von 54 m², ein

Datum	Ertrag aus der Simulation	Garantierter Ertrag
	[kWh]	[kWh]
Okt 98	979	881
Nov 98	490	441
Dez 98	322	290
Jan 99	448	403
Feb 99	767	690
Mrz 99	1.224	1.102
Apr 99	1.454	1.309
Mai 99	1.463	1.317
Jun 99	1.462	1.316
Jul 99	1.425	1.283
Aug 99	1.385	1.247
Sep 99	1.258	1.132
Summe	12.677	11.409
Mittelwert	1.056	951

jährlicher spezifischer Ertrag von 235 kWh/m². Bei einem durchschnittlichen Warmwasserverbrauch von 67 lt/d und Wohneinheit bei 60°C, liegt der solare Deckungsanteil aus der Simulation bei 70%. Die der T-SOL Simulation zugrunde gelegten Anlagenparameter können Kapitel 12 (Anhang) entnommen werden. Der zu garantierende Ertrag wird durch die Multiplikation des Simulationsertrages mit dem Unschärfefaktor von 0,9 berechnet. Die zu garantierende Wärmemenge aus der thermischen Solaranlage beträgt demnach 11.409 kWh/a.

Tabelle 7: Darstellung des simulierten Solarertrages und des Garantiewertes im Monatsüberblick

6.1.3 Vergleich von Simulationsergebnissen mit Messergebnissen

Tatsächlich wurden im Betrachtungszeitraum etwa 70 l/d und Wohnung bei 60°C verbraucht. Daraus resultierend konnten ein spezifischer Ertrag von 217 kWh/m²a sowie eine solare Deckung des Warmwasserbedarfs von 58% erreicht werden.

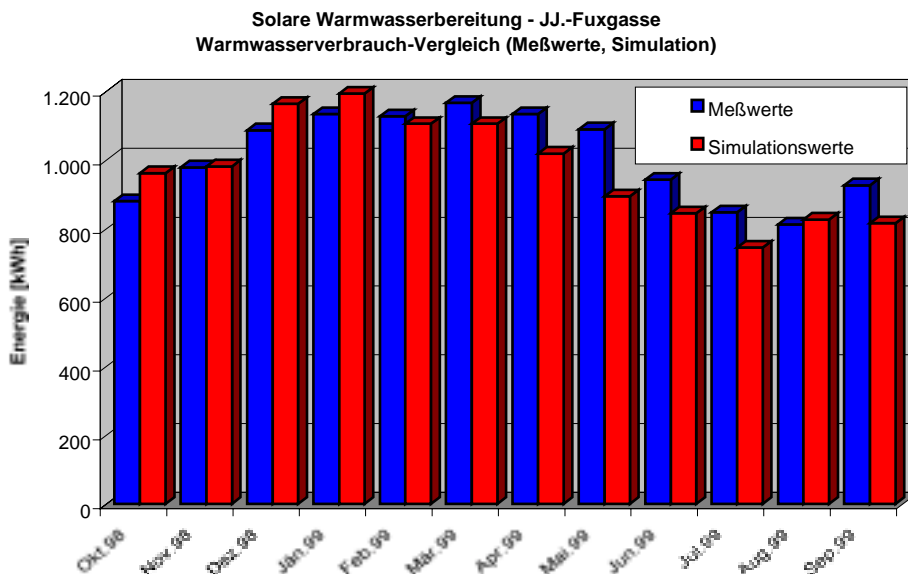


Abbildung 11: Monatlicher Vergleich zwischen den in der Simulation berücksichtigten Verbräuchen und den Messwerten

Das bedeutet eine Überschreitung des zu garantierenden Ertrags um rund 3%. Die von Oktober 1998 bis September 1999 gemessenen und garantierten Erträge sind in Abbildung 13 kumuliert dargestellt. Die Abweichung des gemessenen Deckungsanteils vom simulierten Deckungsanteil ist im wesentlichen durch eine zu optimistische Bewertung der Speicherverluste zu erklären. Die Höhe der Speicherverluste ist durch die Einbindung der mit

Datum	Solar Ertrag Messung [kWh]	Garantierter Ertrag [kWh]	Abweichung in Prozent [%]
Okt 98	864	881	-2%
Nov 98	545	441	23%
Dez 98	39	290	-86%
Jan 99	339	403	-16%
Feb 99	642	690	-7%
Mrz 99	1.219	1.102	11%
Apr 99	1.337	1.309	2%
Mai 99	1.528	1.317	16%
Jun 99	1.280	1.316	-3%
Jul 99	1.403	1.283	9%
Aug 99	1.257	1.247	1%
Sep 99	1.286	1.132	14%
Summe	11.738	11.409	3%
Mittelwert	978	951	

Nachtstrom versorgten E-Patrone in den Energiespeicher und der damit verbundenen hohen Speichertemperaturen über lange Zeiträume verständlich nachzuvollziehen. Zusätzlich war der Warmwasserverbrauch im Messzeitraum geringfügig höher als simuliert.

Tabelle 8: Vergleich der garantierten Erträge mit den Messergebnissen von Oktober 1998 bis September 1999 als Monatsbilanz

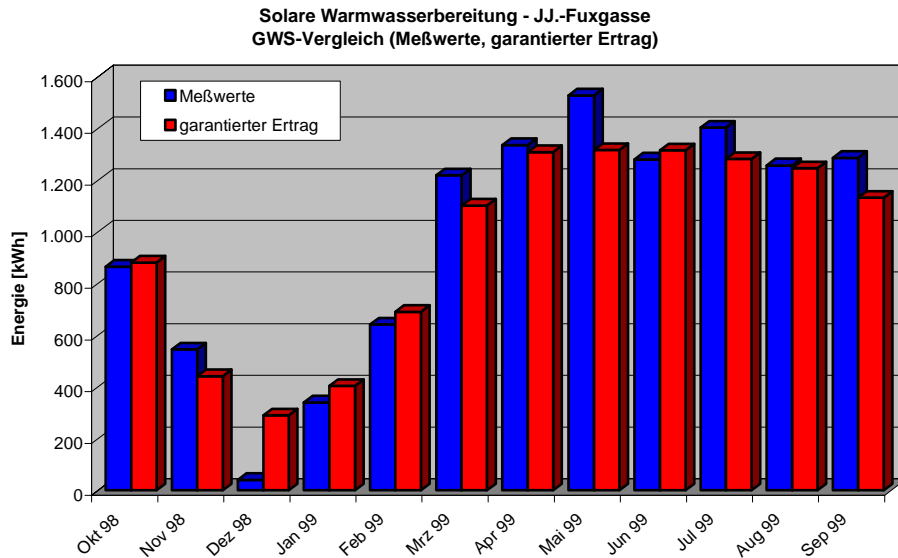


Abbildung 12: Vergleich der monatlichen Garantiewerte mit den Messergebnissen

Im Betrachtungszeitraum wurden in jedem Monat die garantierten Erträge annähernd erreicht bzw. konnten in einigen Monaten klar überschritten werden. Eine Ausnahme stellt hier der Dezember 1998 dar. Schneebedeckte, nur 22° geneigte Kollektoren zeichnen hier für die Abweichung vom Garantiewert verantwortlich. Da Simulationsprogramme keine Schneebedeckung berücksichtigen, erschwert dieser Umstand eine detaillierte Ertragsabschätzung. In schneereichen Gebieten empfiehlt es sich daher bei einer Ganzjahresnutzung den Anstellwinkel der Kollektoranlage schon in der Planungsphase größer zu wählen.

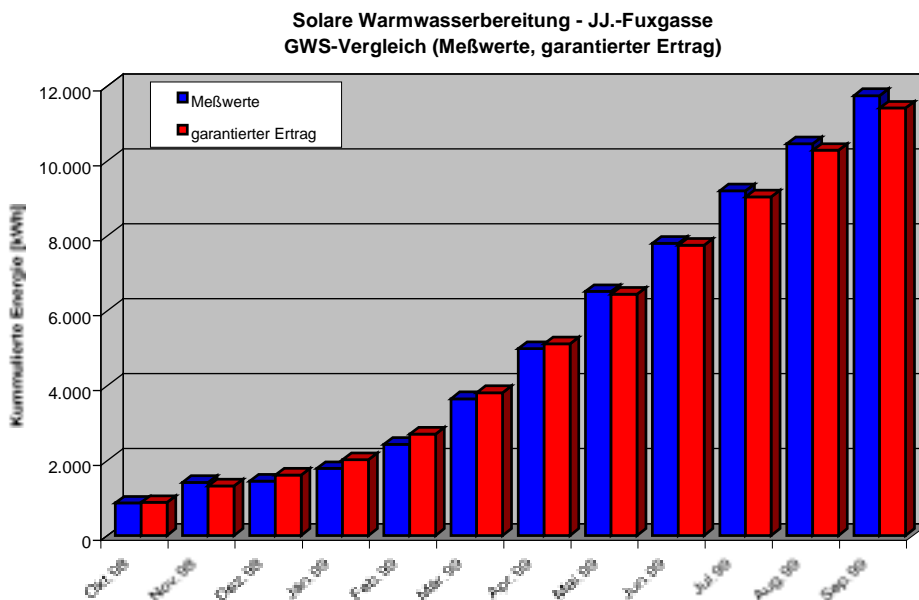


Abbildung 13: Vergleich der garantierten Erträge mit den Messergebnissen von Oktober 1998 bis September 1999 – kumulierte Darstellung.

6.1.4 Betriebserfahrungen während des Messjahres

Über den Messzeitraum von Oktober 1998 bis September 1999 zeigte die Anlage in der J.J.-Fuxgasse ein sehr betriebssicheres Verhalten. Ein Betriebsausfall infolge eines Lecks im System konnte aufgrund der raschen Warnung aus der automatisierten Anlagenüberwachung innerhalb von vier Tagen behoben werden. Abbildung 14 zeigt, dass vom 16.06. bis zum 18.06. die Kollektoranlage aufgrund der hohen Kollektortemperaturen und der geringen Temperaturen im Energiespeicher laufen hätte müssen. Die Temperatur im Energiespeicher steigt aber trotzdem nicht an, was auf einen fehlenden Massendurchsatz schließen lässt. Anhand der definierten Grenzwerte im Datenerfassungs- und Auswerteprogramm wurde dieser Anlagenfehler sofort erkannt und an die entsprechende Servicestelle weitergeleitet. Der Anstieg der Temperaturen in Vor- bzw. Rücklauf des Solarsekundärkreises ist durch Wärmeleitung aus dem Primärkreis infolge von Anlagenstillstand zu erklären.

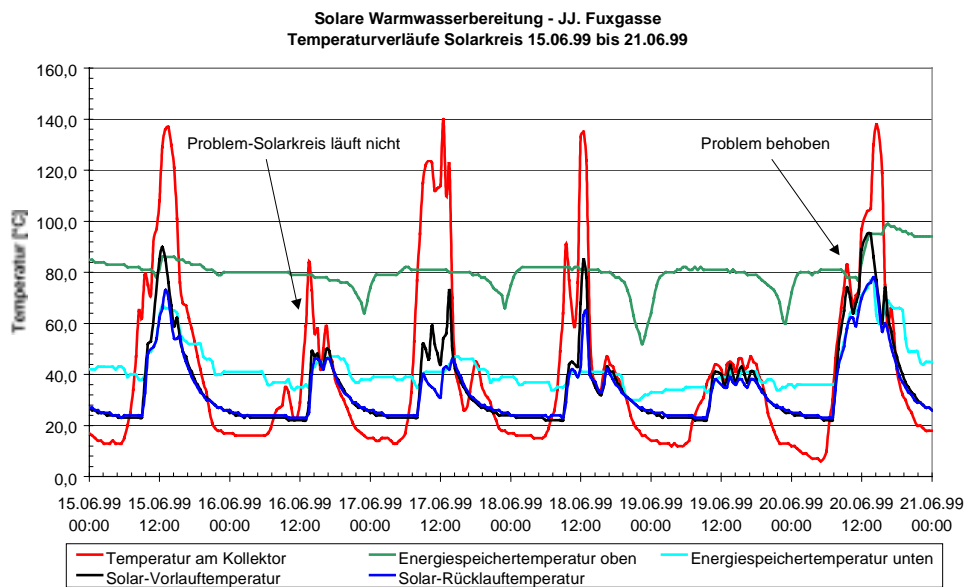


Abbildung 14: Leck im Primärkreis der Solaranlage J.J.-Fuxgasse und daraus resultierender Anlagenstillstand.

Die Anlage in der J.J. Fuxgasse weist über den Betrachtungszeitraum von Oktober 1998 bis September 1999 einen solaren Deckungsanteil von 58% auf. Schon Deckungsanteile dieser Größenordnung bringen in den Sommermonaten häufig Stillstandszeiten der Kollektoranlage mit sich. In Abbildung 15 wurde das Anlagenverhalten vom 02.08.99 bis zum 07.08.99 dargestellt. Anhand der Kollektor- bzw. Energiespeichertemperaturen sowie der dargestellten Pumpenlaufzeit kann ersehen werden, dass an jedem dieser fünf sehr einstrahlungsreichen Augusttage ein Anlagenstillstand infolge von zu großzügiger Dimensionierung auftrat. Täglich läuft die Anlage anfänglich ein paar Stunden, erreicht die an der Regelung eingestellte Maximaltemperatur im unteren Bereich des Energiespeichers und schaltet dann ab. Erst wenn die Temperatur am Kollektor sowie die Temperatur im Energiespeicher die eingestellten Grenzwerte unterschreiten, ist ein Anlagenbetrieb wieder möglich.

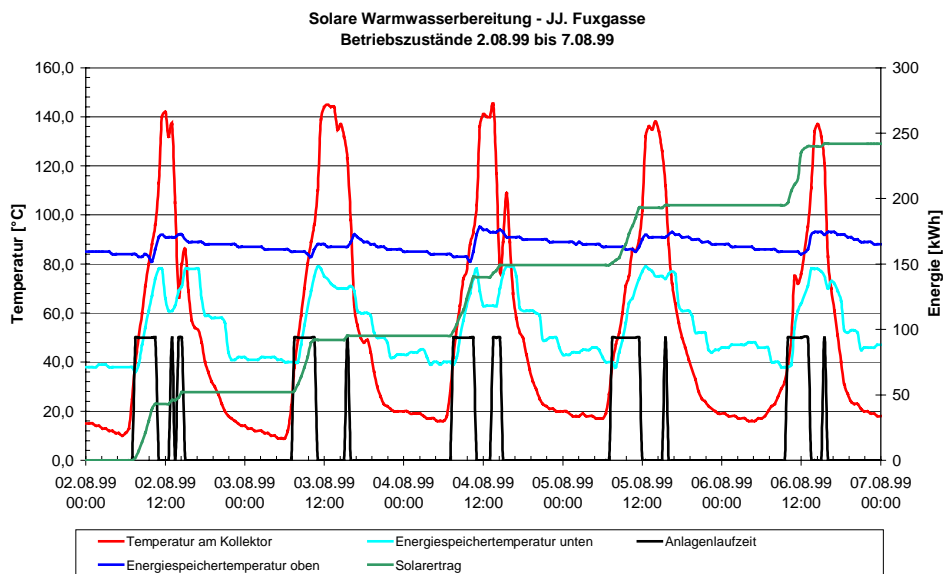


Abbildung 15: Betriebszustände der Anlage J.J. Fuxgasse in der ersten Augustwoche 1999

Täglich war die Anlage in der J.J. Fuxgasse einige Stunden im Stillstand und schaltete sich erst nach Absinken der Kollektortemperatur bzw. nach Warmwasserzapfvorgängen über die Mittagszeit und dem damit verbundenem Absinken der Speichertemperatur unter dem Maximalwert, wieder ein.

Die insgesamt relativ langen Stillstandszeiten, welche durch zu großzügige Dimensionierung der Anlage entstehen, erklären den im Vergleich zu Literaturangaben geringen spezifischen Ertrag.

Wie schon in 6.1.1 erwähnt, erfolgt die Nachheizung mittels nachstromversorgter E-Patrone im Energiespeicher des Systems. Um die Speicherverluste möglichst gering zu halten, lag die Temperaturbegrenzung für die E-Patrone zu Messbeginn bei etwa 70°C. Eine ausreichende Warmwasserversorgung für das Objekt konnte mit dieser Einstellung für die Monate Oktober und November durchgeführt werden. Mit der Zunahme des Warmwasserverbrauchs in den Wintermonaten (Kapitel 6.1.3, Abbildung 11) reichte ab Anfang Dezember das von der E-Patrone mit 70°C zur Verfügung gestellte Heißwasservolumen von 1000 l nicht mehr aus und die Entnahmetemperatur aus dem Bereitschaftsspeicher sank unter 45°C (Abbildung 16). Somit war es nötig, die Ladetemperatur im Energiespeicher auf über 80°C anzuheben (10.12.98). Danach konnten wieder konstante Versorgungstemperaturen von etwa 47°C erreicht werden.

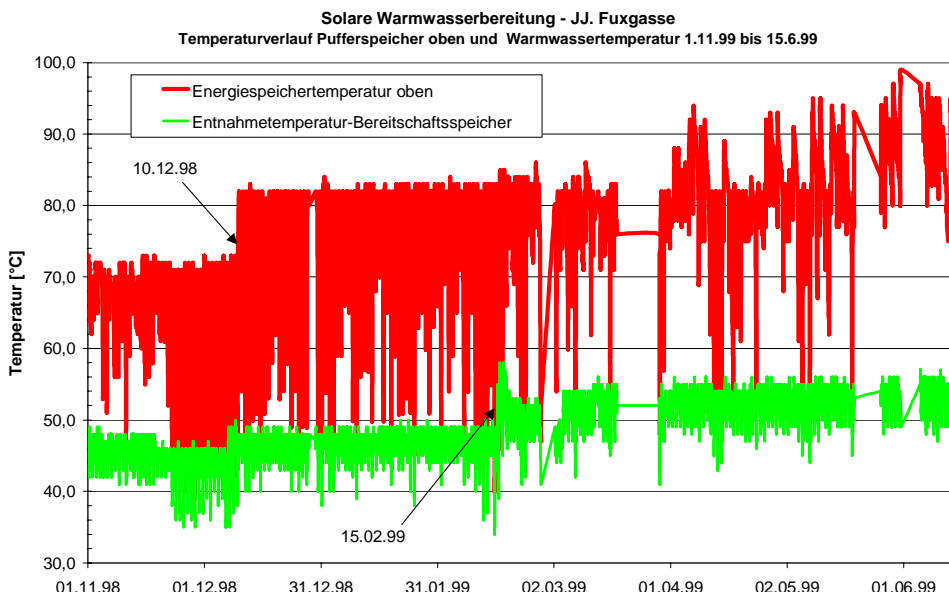


Abbildung 16: Temperaturverlauf im Energiespeicher sowie der Versorgungstemperatur

Die Solarerträge sind zu dieser Jahreszeit eher gering, sodass keine höheren Temperaturen als die Ausschalttemperatur der E-Patrone im Energiespeicher erreicht werden. Erst ab April sind höhere Temperaturen im Energiespeicher zu erkennen. Auf Wunsch der Bewohner wurde das Temperaturniveau des Warmwassers im Februar 1999 auf knapp über 50°C angehoben. Da die Entnahmetemperatur aus dem Bereitschaftsspeicher an der Rohrleitung gemessen wurde, sind die dargestellten Tiefstwerte auf Auskühlung der Rohrleitung zurückzuführen. Für die Betrachtung sind die Höchstwerte des Temperaturbereichs von Relevanz (grüne Linie).

In Abbildung 17 ist der Ladevorgang des Bereitschaftsspeichers beispielhaft über drei Tage im September 1999 dargestellt. Entsprechend des Warmwasserverbrauchs wird der Bereitschaftsspeicher mehr oder weniger oft geladen.

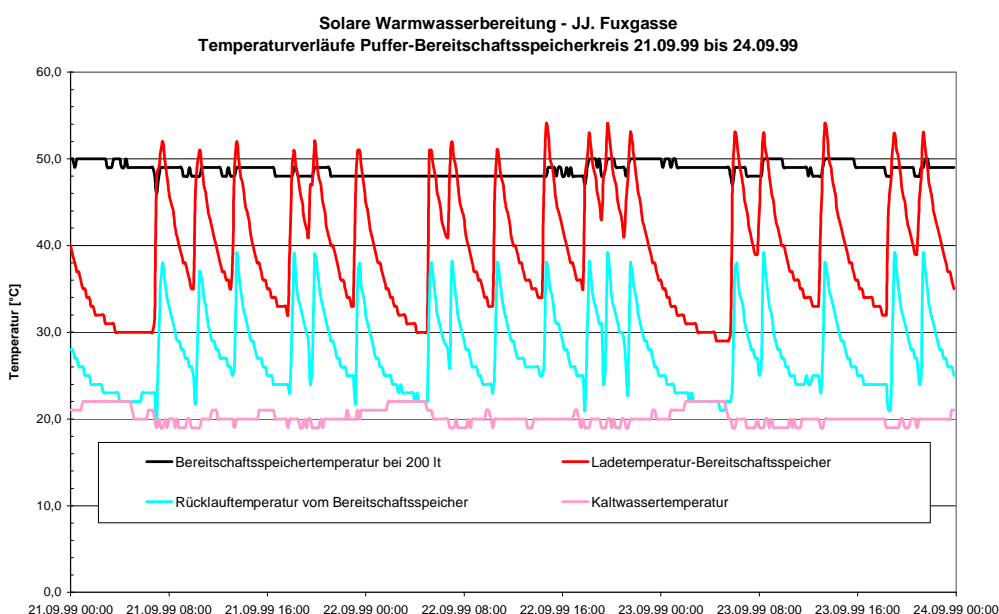


Abbildung 17: Temperaturen bei der Beladung des Bereitschaftsspeichers über drei Tage

Die durch ein thermisches Ventil begrenzte Ladetemperatur des Bereitschaftsspeichers liegt bei knapp über 50°C. Die Rücklauftemperaturen in den Pufferspeicher liegen zwischen 20 und 40°C. Die für den Beginn des Ladevorgangs verantwortliche Sockeltemperatur auf 200 l im Bereitschaftsspeicher liegt konstant zwischen 46 und 50°C. Für den gleichen Zeitraum sind die Energieströme im System in Abbildung 18 dargestellt. Deutlich wird, dass ab 22.09.1999 6 Uhr morgens nicht mehr nachgeheizt werden muss. Die Versorgung der Wohnungen mit Warmwasser erfolgt ab diesem Zeitpunkt für die nächsten zwei Tage ausschließlich mit der Solaranlage.

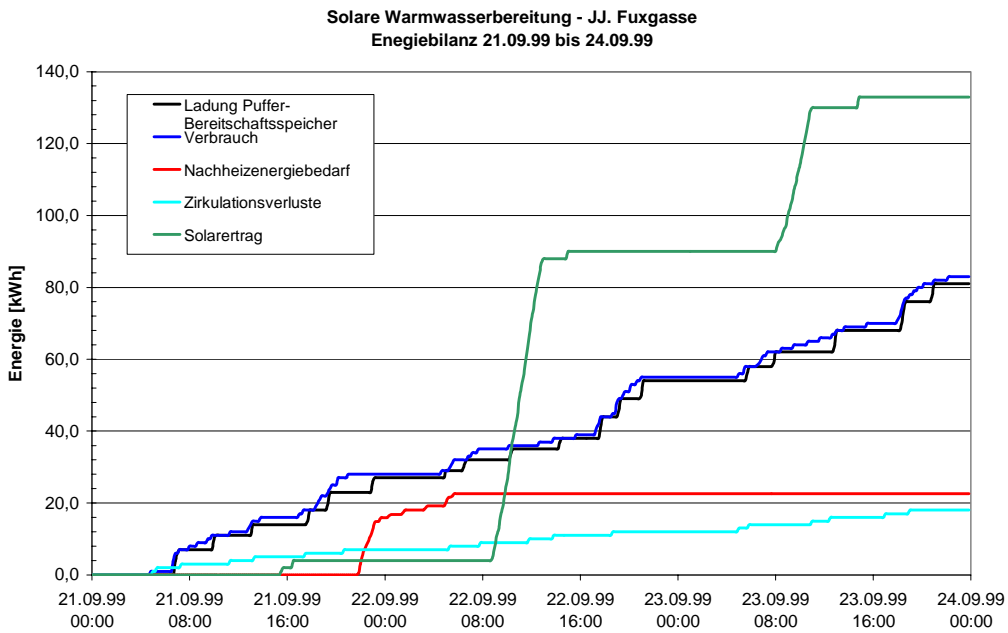


Abbildung 18: Kumulierte Darstellung der Energieströme im solaren Warmwasserbereitungssystem vom 21. bis zum 24.09.1999

Abbildung 19 zeigt die kumulierte Darstellung der Jahresenergieströme im gesamten solaren Warmwasserbereitungssystem.

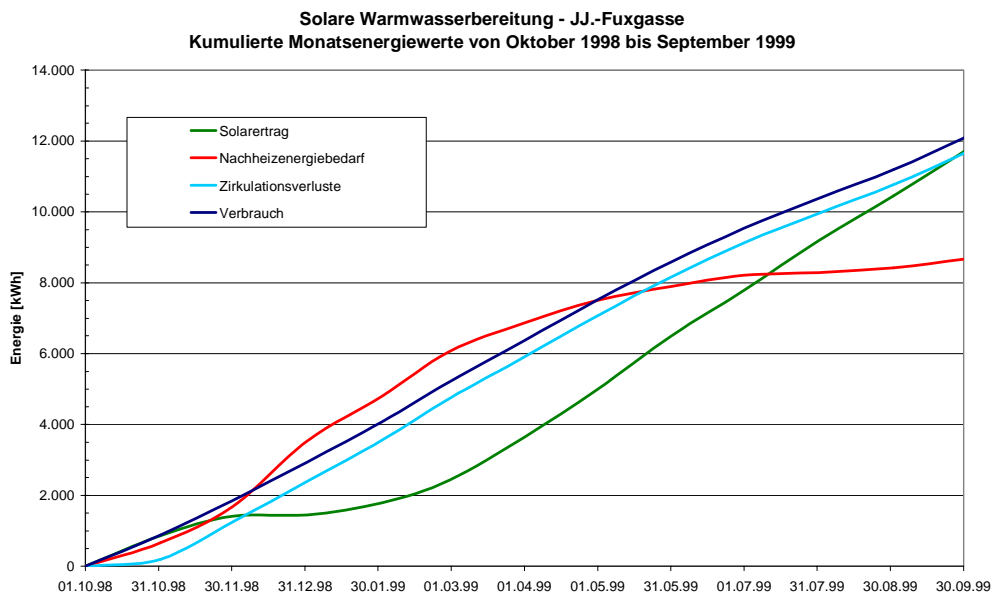


Abbildung 19: Kumulierte Darstellung der Energieverläufe im System

6.2 Anlage Hohenwartweg, Graz

6.2.1 Anlagenbeschreibung

Die 11 Wohneinheiten am Hohenwartweg wurden als sogenanntes Frauenwohnprojekt errichtet. Der spezielle Hintergrund liegt darin, die Wohnungen bevorzugt an alleinstehende Mütter zu vergeben. Der durchschnittliche Belegungsgrad der 11 Wohneinheiten beträgt 1,8 Personen.

Die mit 66 m² Kollektorfläche ebenfalls sehr großzügig dimensionierte Kollektoranlage zur Brauchwassererwärmung speist in den 2.400 l fassenden Energiespeicher mit Schichtladesystem. Der Anlagenbetrieb erfolgt nach dem Low-Flow Prinzip. Die Einbindung der Komplementärenergiequelle, einem Gaskessel, erfolgt im oberen Bereich des Energiespeichers (500 l).

Ein 500 l fassender Bereitschaftsspeicher (Trinkwasserspeicher) wird über einen externen Wärmetauscher aus dem Energiespeicher geladen. Aus dem Bereitschaftsspeicher erfolgt die Warmwasserverteilung über ein Verteilnetz mit Zirkulationsleitung. Die Zirkulationsleitung wird direkt in den Trinkwasserspeicher rückgeführt.



Abbildung 20: Südansicht des Gebäudes am Hohenwartweg

Tabelle 9: Eckdaten der Anlage Hohenwartweg

Anzahl der Wohneinheiten		11
Anzahl der Personen im Wohnobjekt		20
Kollektorfläche (Bruttofläche)	[m ²]	66
Kollektorlieferant		Sonnenkraft
Kollektortype		SK-IDK
Ausrichtung		Süd
Kollektorneigung	[°]	35
Energiespeichervolumen	[l]	2.400
Bereitschaftsspeichervolumen	[l]	500
Warmwasservorlauftemperatur	[°C]	ca. 50

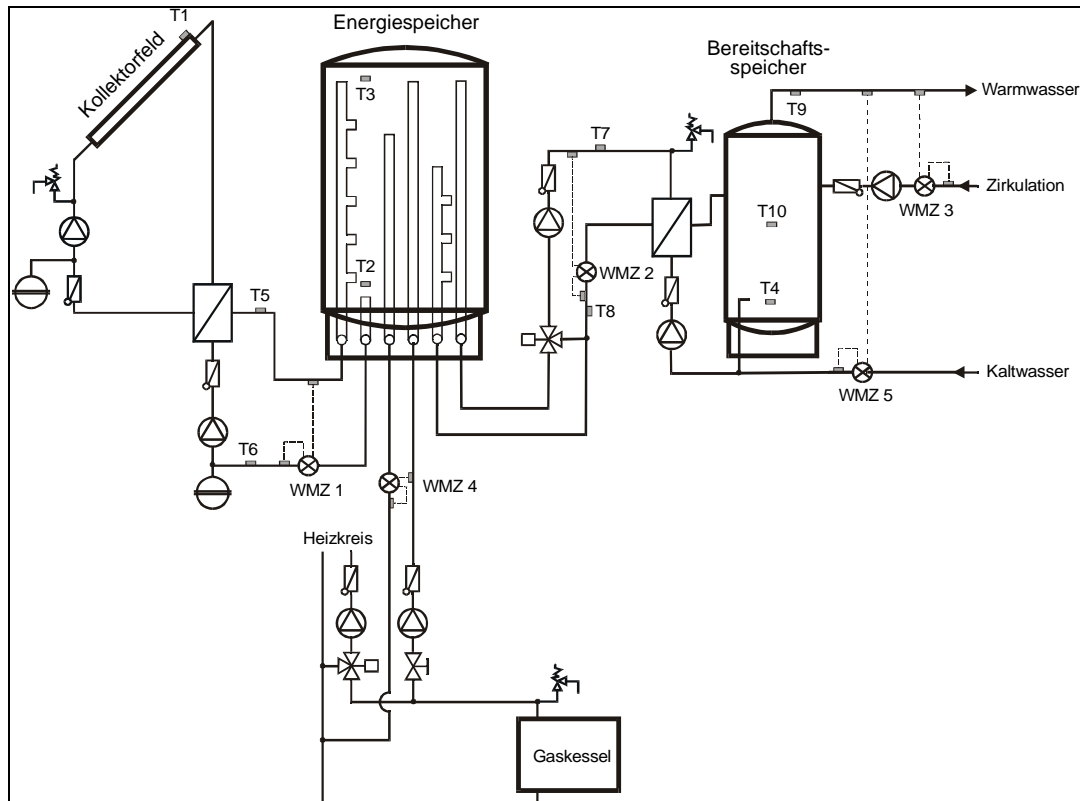


Abbildung 21: Anlage Hohenwartweg, Zentrale Solaranlage und zentrale Brauchwassererwärmung als Zwei-Speicherkonzept

Bei der Vermessung der Anlage Hohenwartweg wurden folgende Messpunkte erfasst:

Temperaturen:

- T1 Temperatur Kollektor
- T2 Energiespeicher unten
- T3 Energiespeicher oben
- T4 Bereitschaftsspeicher unten
- T5 Energiespeicher – Beladung Vorlauf
- T6 Energiespeicher – Beladung Rücklauf
- T7 Bereitschaftsspeicher – Beladung Vorlauf
- T8 Bereitschaftsspeicher – Beladung Rücklauf
- T9 Warmwasserentnahmetemperatur aus dem Bereitschaftsspeicher
- T10 Bereitschaftsspeicher Mitte

Wärmemengenzähler:

- WMZ1 Energiespeicherladekreis (Solarkreis)
- WMZ2 Bereitschaftsspeicherladekreis
- WMZ3 Zirkulationsleitungskreis
- WMZ4 Nachheizung über den Gaskessel
- WMZ5 Warmwasserverbrauch

Mit fünf Wärmemengenzählern und den Temperaturen T1 bis T10 wurden alle relevanten Energieströme und Temperaturverläufe erfasst. Zur Ermittlung des garantierten Wärmeertrages wurden die Daten des Wärmemengenzählers 1 (WMZ1) und zur Ermittlung des

Warmwasserverbrauchs der Wärmemengenzähler 5 (WMZ5) verwendet. Die Nachheizung erfolgt über den Gaskessel in den Energiespeicher. Sinkt im Energiespeicher die Temperatur T3 unter den Wert von 55°C, dann wird vom Gaskessel im Energiespeicher ein Volumen von rund 500 Liter auf eine Temperatur von 65°C aufgeheizt. Die Erfassung des Nachheizenergiebedarfs erfolgt mit dem WMZ4. Der WMZ2 beschreibt den Energiefluss des Energiespeichers auf den Bereitschaftsspeicher und mit dem WMZ3 werden die Verluste der Zirkulationsleitung erfasst.

6.2.2 Ermittlung der zu garantierenden Wärmemenge

Das Simulationsergebnis ergab bei der Anlage am Hohenwartweg einen solaren Ertrag von 18.501 kWh/a. Damit errechnet sich, bezogen auf die Nettokollektorfläche von 60 m², ein jährlicher spezifischer Ertrag von 311 kWh/m². Die Ertragsgarantie wurde bei durchschnittlichen Warmwasserverbräuchen von

Datum	Ertrag aus der Simulation	Garantierter Ertrag
	[kWh]	[kWh]
Okt 98	1.466	1.319
Nov 98	792	713
Dez 98	562	506
Jan 99	823	741
Feb 99	1.125	1.013
Mrz 99	1.760	1.584
Apr 99	1.965	1.769
Mai 99	1.948	1.753
Jun 99	2.060	1.854
Jul 99	2.025	1.823
Aug 99	2.061	1.855
Sep 99	1.914	1.723
Summe	18.501	16.651
Mittelwert	1.542	1.388

48 l/d und Wohnung bei 60°C abgegeben. Der simulierte solare Deckungsanteil betrug 71%.

Die der T-SOL Simulation zugrunde gelegten Anlagenparameter können Kapitel 12 (Anhang) entnommen werden.

Der zu garantierende Ertrag wird durch die Multiplikation des Simulationsertrages mit dem Unschärfefaktor von 0,9 berechnet. Daraus resultierte ein Garantiewert von 16.651 kWh/ a.

Tabelle 10: Darstellung des simulierten Solarertrages und des Garantiewertes im Monatsüberblick

6.2.3 Vergleich von Simulationsergebnissen mit Messergebnissen

Tatsächlich wurden im Betrachtungszeitraum etwa 50 l/d und Wohnung bei 60°C verbraucht. Der erreichte spezifische Wärmeertrag lag bei 265 kWh/m²a und damit wurde der garantierte Wärmeertrag um 5,5% unterschritten.

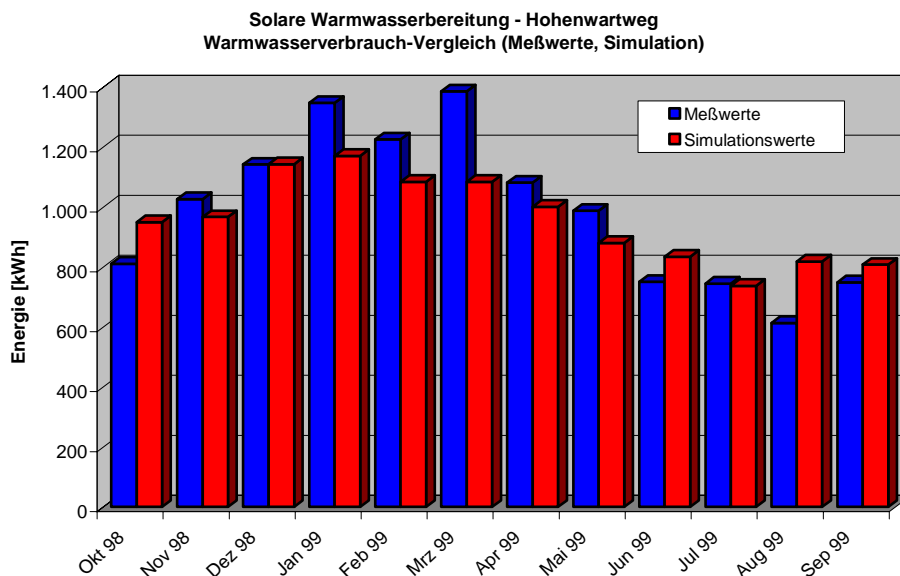


Abbildung 22: Monatlicher Vergleich zwischen den in der Simulation berücksichtigten Verbräuchen und den Messwerten

Die Ursachen für die Unterschreitung des zu garantierenden Ertrags lassen sich auf Anlagenausfälle während des Messzeitraums, die in Kapitel 6.2.5 beschrieben sind, zurückführen. Die von Oktober 1998 bis September 1999 gemessenen und garantierten Erträge sind in Abbildung 24 kumuliert dargestellt. Der erreichte solare Deckungsanteil betrug 51%. Die Abweichung zum simulierten Deckungsanteil ist einerseits durch Anlagendefekte sowie andererseits durch eine zu optimistische Bewertung der Zirkulationsverluste zu erklären. Statt einer errechneten Verlustleistung von 8,2 W/m wurden je Meter Verteil- und Zirkulationsleitung 13,3 W/m gemessen. Über eine tägliche Betriebszeit

Datum	Solar Ertrag Messung [kWh]	Garantierter Ertrag [kWh]	Abweichung in Prozent [%]
Okt 98	1.268	1.319	-4%
Nov 98	1.036	713	45%
Dez 98	83	506	-84%
Jan 99	661	741	-11%
Feb 99	1.266	1.013	25%
Mrz 99	1.700	1.584	7%
Apr 99	1.711	1.769	-3%
Mai 99	1.598	1.753	-9%
Jun 99	1.059	1.854	-43%
Jul 99	1.947	1.823	7%
Aug 99	1.654	1.855	-11%
Sep 99	1.745	1.723	1%
Summe	15.728	16.651	-6%
Mittelwert	1.311	1.388	

der Zirkulationspumpe von 15 Stunden gerechnet, ergeben sich dadurch Differenzen von rund 4000 kWh. Zusätzlich war der Warmwasserverbrauch im Messzeitraum höher als simuliert.

Tabelle 11: Vergleich der garantierten Erträge mit den Messergebnissen von Oktober 1998 bis September 1999 als Monatsbilanz

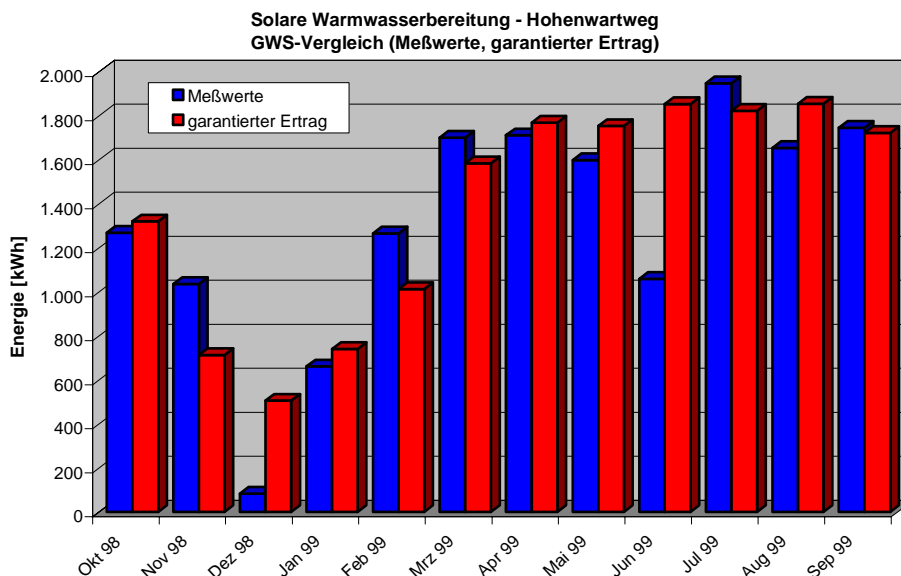


Abbildung 23: Vergleich der monatlichen Garantiewerte mit den Messergebnissen

Deutlich sind Abweichungen zu den garantierten Erträgen in den Monaten Dezember 1998 und Juni 1999 festzustellen. Dieser Ertragsentgang resultiert aus zwei Anlagenausfällen in diesem Zeitraum. Die Ursachen für die Ausfälle werden nachfolgend in Kapitel 6.2.5 beschrieben.

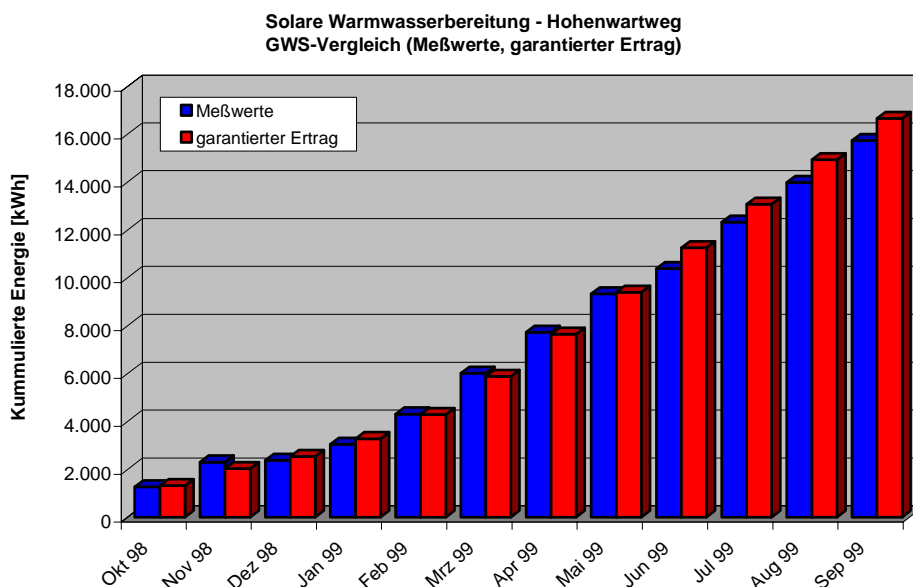


Abbildung 24: Vergleich der garantierten Erträge mit den Messergebnissen von Oktober 1998 bis September 1999 – kumulierte Darstellung

6.2.4 Errechnung des Rückerstattungsbetrages an den Auftraggeber

Da bei dieser konkreten Anlage der garantierte Ertrag nicht erreicht wurde, hätte im Falle eines realen GWS-Projektes der Auftragnehmer, also die „Technische ARGE“, die Verpflichtung den Ertragsentgang finanziell abzudecken.

Der an den Auftraggeber aufgrund des entgangenen solaren Ertrags von der „Technischen ARGE“ einmalig zu erstattende Betrag errechnet sich mit der in Kapitel 4.4 angeführten Methode wie folgt:

$$R = NI \cdot \left(1 - \frac{GM}{0,9 \cdot GW} \right) = 23.982 \text{ EURO} \cdot \left(1 - \frac{16.165 \text{ kWh}}{0,9 \cdot 18.971 \text{ kWh}} \right) = 1.277 \text{ EURO}$$

R	Rückzahlungsbetrag
NI	Nettoinvestition: Kosten der Solaranlage einschließlich Planung und Montage, jedoch ohne Messtechnik, Wartungskosten und MWSt., also sämtliche Kosten, die direkt mit der Solaranlage in Verbindung zu bringen sind.
GM	gemessene solare Wärmemenge [kWh]
GW	solare Wärmemenge aus der Simulation [kWh]
Faktor 0,9	Unschärfefaktor (klimatische Abweichungen vom vorhandenen Wetterdatensatz ("Normjahr")); geringfügig andere Randbedingungen bei der Simulation gegenüber der tatsächlich geplanten Anlage)

Mit einem einmalig zu erstattenden Betrag von 1.277 EURO, etwa 5% der Nettoinvestitionskosten, wäre die „Technische ARGE“ beim Beispiel Hohenwartweg ihrer Verpflichtung als Garantiegeber nachgekommen.

6.2.5 Betriebserfahrungen während des Messjahres

Über den Messzeitraum von Oktober 1998 bis September 1999 ist die Anlage am Hohenwartweg zweimal über längere Zeiträume ausgefallen:

- Im Dezember 1998 konnte ein Leck im Primärkreis der Kollektoranlage sowie ein Leck im Plattenwärmetauscher der Solaranlage festgestellt werden. Das Auffinden der Ursache für den Druckabfall in der Anlage (lecker Wärmetauscher zwischen Primärkreis und Sekundärkreis der Solaranlage) nahm entsprechend Zeit in Anspruch. Zwar handelt es sich beim Monat Dezember erfahrungsgemäß um keinen besonders einstrahlungsreichen Monat, aber trotzdem deckte sich der Anlagenausfall vom 16.12.1998 bis zum 27.12.1998, wie aus Abbildung 25 zu ersehen, mit zahlreichen Sonnentagen. Auch der Anlagenausfall ist aufgrund der hohen Kollektortemperaturen bei gleichzeitig tiefen Speichertemperaturen sowie tiefen Temperaturen an Vor- und Rücklauf des Sekundärkreises deutlich zu erkennen.

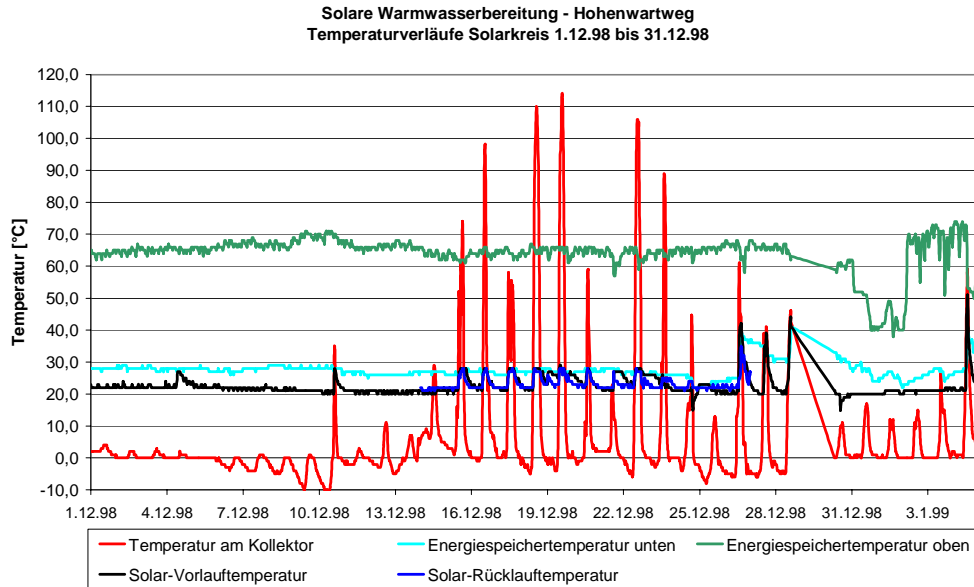


Abbildung 25: Anlagenstillstand bedingt durch ein Leck im Solarkreis bzw. im Plattenwärmetauscher, wodurch vom 16.12.98 bis 27.12.98 trotz Schönwettertage keine Solarerträge erzielt wurden

- Der zweite Anlagenausfall in der letzten Woche im Mai 1999 bzw. der ersten Woche im Juni 1999 war auf einen Bedienungsfehler zurück zu führen. Statt der erforderlichen dritten Pumpstufe wurde die Pumpendrehzahl auf die erste Stufe reduziert. Über den dadurch wesentlich reduzierten Massendurchsatz konnte bei guter Einstrahlung die am Kollektor anstehende Leistung nicht abtransportiert werden. Ein Verdampfen des Wärmeträgers und ein dadurch verursachter Anlagenstillstand trotz laufender Pumpe war die Folge. Da der Anlagenausfall in einer sehr einstrahlungsreichen Periode erfolgte, war dieser hauptverantwortlich für die Unterschreitung des zu garantierenden Ertrags.

Beide Anlagenausfälle konnten aufgrund der automatisierten Anlagenüberwachung festgestellt werden. Trotzdem nahmen beide Störungen für Ursachenforschung und Problemlösung rund zwei Wochen in Anspruch. Hochrechnungen zeigen deutlich, dass ohne die beiden Anlagenausfälle auch am Hohenwartweg die garantierten Erträge leicht erreichbar gewesen wären (Abbildung 26).

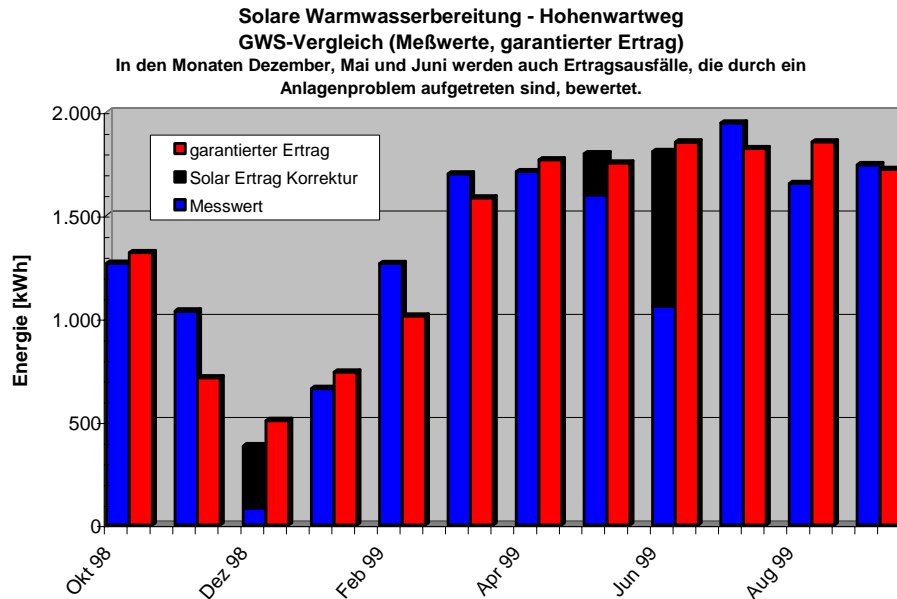


Abbildung 26: Bewertung der entgangenen Erträge anhand vergleichbarer Tage bei funktionsfähiger Anlage

Ein weiterer Bedienungsfehler an der Anlage brachte zwar keinen Anlagenausfall, aber trotzdem verschlechterte Betriebsbedingungen für die Solaranlage sowie Risiken, die gesicherte Warmwasserversorgung nicht mehr gewährleisten zu können, mit sich. Bei diesem Bedienungsfehler handelte es sich um ein Erhöhen der Ladetemperatur des Bereitschaftsspeichers (Trinkwasserspeicher) auf 70°C. Damit wurde ein kontinuierliches Verkalken des Plattenwärmetauschers zwischen Energie- und Bereitschaftsspeicher gestartet. In Abbildung 27 können die Veränderungen im Warmwasserbereitungssystem über den Zeitraum von 8 Monaten abgelesen werden. Am 20. Jänner 1999 erfolgte die Erhöhung der Ladetemperatur. Zwei logische Effekte stellten sich durch den im Trinkwasserkreis kleiner werdenden Volumenstrom ein:

- Da der Volumenstrom im Primärkreis (Energiespeicher) weiterhin konstant blieb, kam es zu einer wesentlich geringeren Auskühlung des Mediums im Primärkreis. Dieser kontinuierliche Anstieg der Rücklauftemperatur (Verlauf der grünen Linie) ist deutlich in Abbildung 27 zu erkennen. Die erhöhte Rücklauftemperatur in den Energiespeicher bedeutete natürlich auch höhere Rücklauftemperaturen für die Kollektoranlage und somit geringere Kollektorwirkungsgrade.
- Die kontinuierlich zunehmende Verkalkung führte zu einer ebenso kontinuierlichen Senkung der Temperatur im Bereitschaftsspeicher. Obwohl die Ladetemperatur konstant blieb, konnte der Bereitschaftsspeicher aufgrund des vorherrschenden Verbrauchs diese Temperatur nicht halten. Anstatt der taktenden Ladevorgänge stellte sich ein durchgehendes Laden des Bereitschaftsspeichers ein. Trotzdem konnte das Absinken der Temperatur im Bereitschaftsspeicher nicht verhindert werden. Beim Unterschreiten der 50°C - Grenze (Mitte Juni), trat die automatisierte Störungsmeldung in Kraft und die Ladetemperatur wurde wieder auf den ursprünglichen Wert eingestellt. Zu diesem Zeitpunkt war der Wärmetauscher schon so weit verkalkt, dass ein Tausch bzw. ein Entkalken unvermeidbar war.

Am 10.08.1999 wurde der Wärmetauscher getauscht und der geforderte Anlagenbetrieb wieder hergestellt.

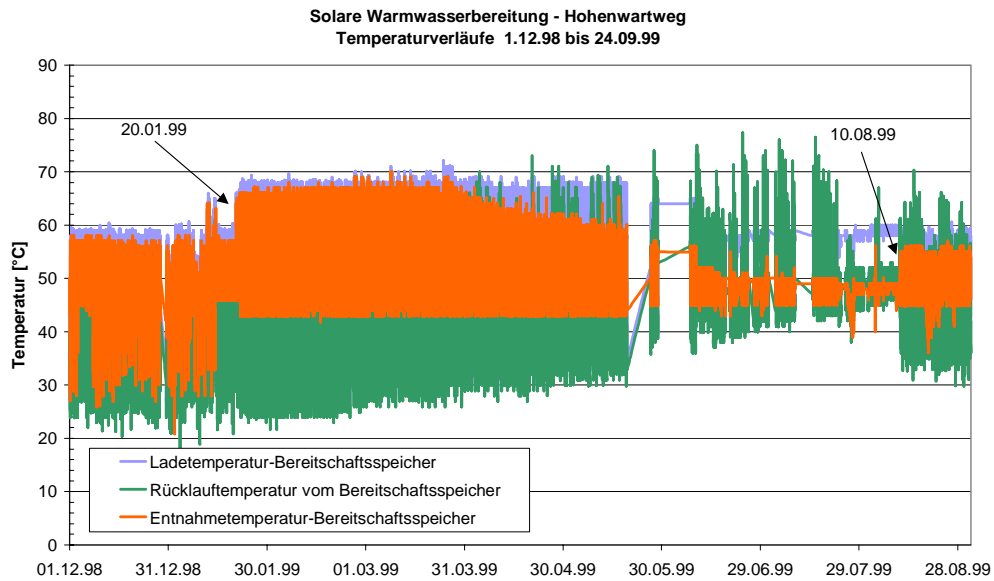


Abbildung 27: Darstellung der kontinuierlichen Wärmetauscherverkalkung

In der nachfolgenden Abbildung werden beispielhaft für den Betrieb der Anlage die Temperaturverläufe über drei Septembertage dargestellt. Für den selben Zeitraum sind in Abbildung 29 die Energieströme im solaren Warmwasserbereitungssystem kumuliert aufgetragen. Am 21.09.1999 erfolgt die Warmwasserversorgung aufgrund geringer Einstrahlung und kleiner Speicherreserve zum überwiegenden Teil mit dem Gaskessel. Dies ist deutlich am Verlauf des Nachheizenergiebedarfs in Abbildung 29 zu erkennen. Ab 22.09.1999 muss ab 8 Uhr morgens nicht mehr nachgeheizt werden. Die Versorgung der Wohnungen mit Warmwasser erfolgt ab diesem Zeitpunkt ausschließlich mit der Solaranlage.

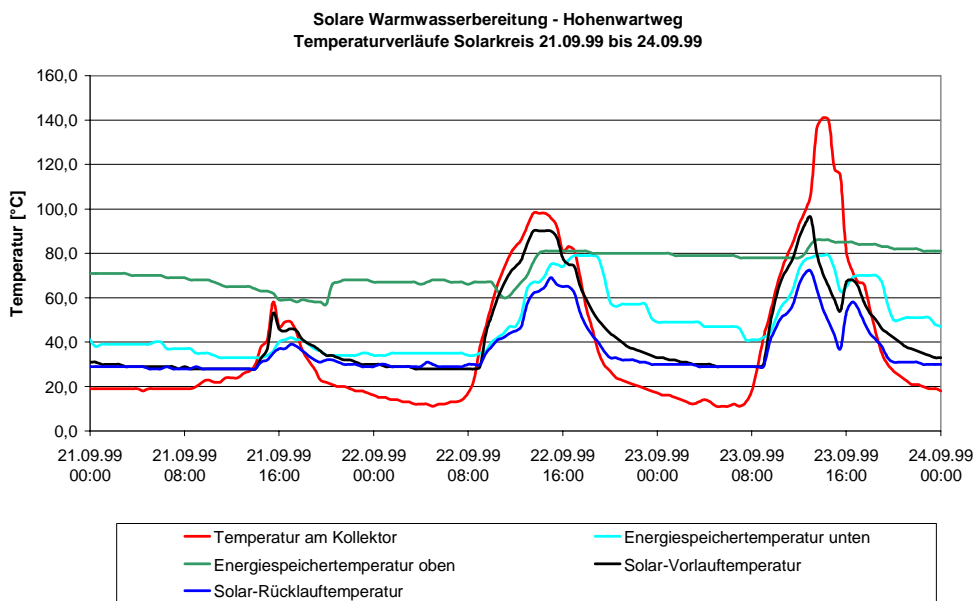


Abbildung 28: Temperaturverläufe im Solarsystem vom 21. bis zum 23.09.1999

An diesem sehr einstrahlungsreichen Tag wird neben der Versorgung mit Warmwasser auch der gesamte Energiespeicher durchgehend auf 80°C erwärmt. Ein Anlagenstillstand kann gerade noch vermieden werden. Der Tagesenergieertrag der Solaranlage beträgt etwa 130 kWh.

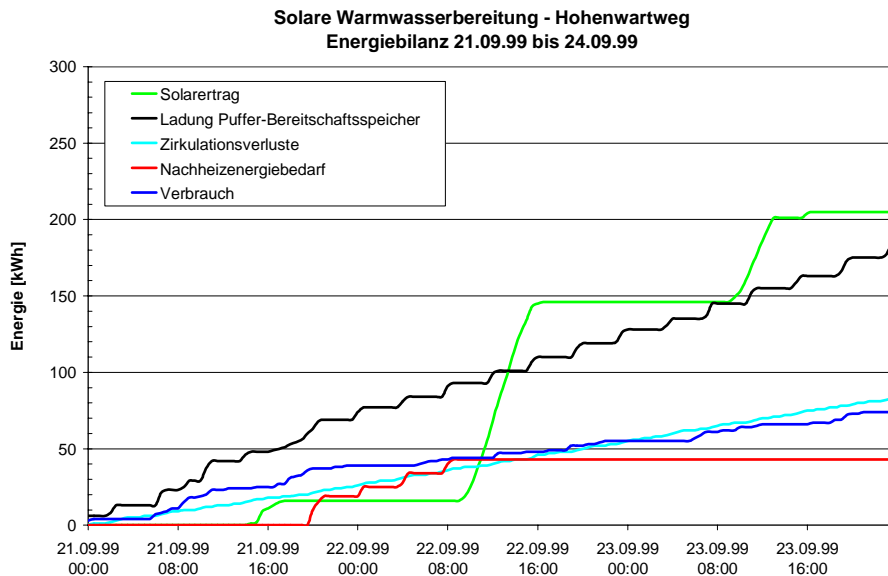


Abbildung 29: Kumulierte Darstellung der Energieströme im solaren Warmwasserbereitungssystem vom 21. bis zum 23.09.1999

Am 23.09.1999 tritt aufgrund der ebenso guten Einstrahlung schon um die Mittagszeit Anlagenstillstand auf. Das Kriterium für das Abschalten der Kollektoranlage ist hier der Anstieg der Temperatur im untersten Bereich des Energiespeichers auf über 80°C. Der Umstand, dass zwei einstrahlungsreiche Tage Ende September für einen Anlagenstillstand reichen, zeigt auch bei der Anlage am Hohenwartweg die äußerst großzügige Dimensionierung der Kollektoranlage auf.

Abbildung 30 zeigt die kumulierte Darstellung der Jahresenergieströme im gesamten solaren Warmwasserbereitungssystem.

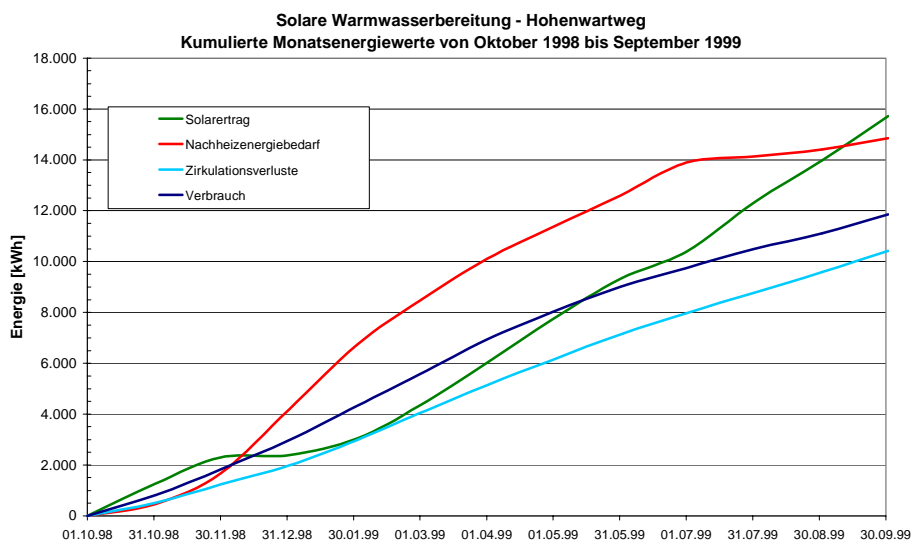


Abbildung 30: Kumulierte Darstellung der Energieverläufe im System Anlage Hohenwartweg, Graz

6.3 Anlage Heinrichstrasse, Graz

6.3.1 Anlagenbeschreibung

Die 29 Wohneinheiten in der Heinrichstrasse wurden als „Single“ Wohnungen errichtet. Im Unterschied zu den beiden vorhin beschriebenen Projekten liegt der durchschnittliche Belegungsgrad unter 1,5 Personen je Wohneinheit. Dazu kommt, dass die überwiegende Mehrheit der Bewohner Studenten sind, was sich deutlich in einem stark reduzierten Sommerverbrauch niederschlägt.

Eine 101 m² große Kollektoranlage speist über einen externen Wärmetauscher in 6 x 1000 Liter Trinkwasserspeicher. Dabei erfolgt die Einschichtung der solaren Erträge in Abhängigkeit von der solaren Vorlauftemperatur im Speicher mit dem höchsten Temperaturniveau, oder bei einem Speichervolumen von 2.000 Liter (Speicher 3). Der Anlagenbetrieb erfolgt nach dem Low-Flow Prinzip. Die Versorgungssicherheit wird durch die Einbindung des konventionellen Gaskessels bei etwa 1500 l erreicht. Aus diesem Bereitschaftsvolumen erfolgt die Warmwasserverteilung über ein Verteilnetz mit Zirkulationsleitung.



Abbildung 18: Südansicht des Gebäudes in der Heinrichstraße

Tabelle 12: Eckdaten der Anlage Heinrichstraße

Anzahl der Wohneinheiten		29
Anzahl der Personen im Wohnobjekt		< 43
Kollektorfläche (Bruttofläche)	[m ²]	101
Kollektorhersteller		Ökotech
Kollektortype		Glutmulg
Ausrichtung		Süd-West
Kollektorneigung	[°]	20
Speichervolumen	[l]	6.000
Warmwasservorlauftemperatur	[°C]	ca. 50

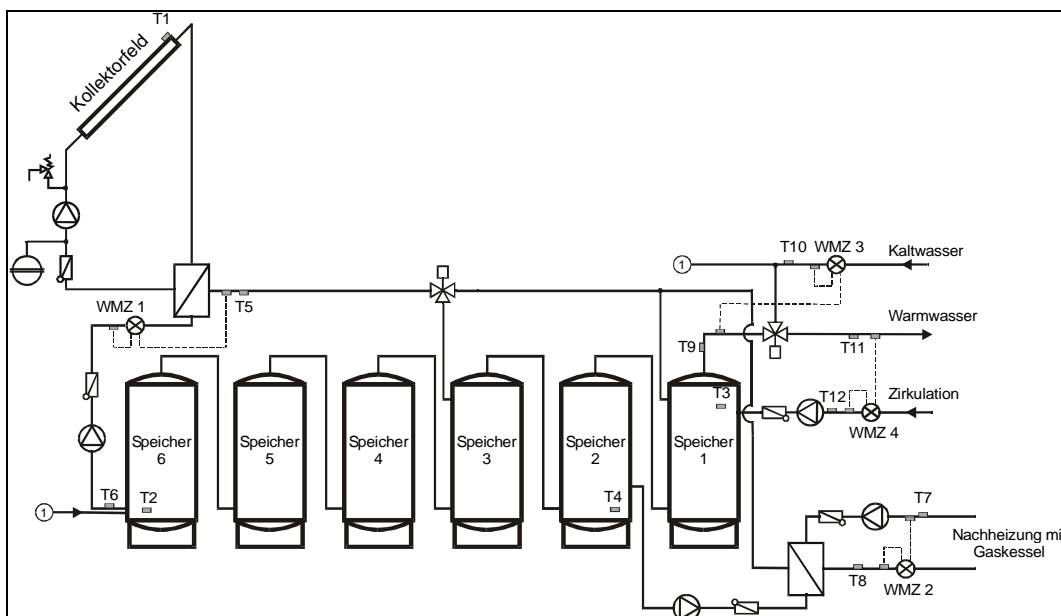


Abbildung 31: Anlage Heinrichstraße; Zentrale Solaranlage und zentrale Brauchwassererwärmung als trinkwassergeführtes Mehr-Speicherkonzept

Bei der Vermessung der Anlage Heinrichstraße wurden folgende Messpunkte erfasst:

Temperaturen:

- T1 Temperatur Kollektor
- T2 Speicher 6 unten
- T3 Speicher 1 oben
- T4 Speicher 2 unten
- T5 Speicher – Beladung Vorlauf
- T6 Speicher – Beladung Rücklauf
- T7 Heizkessel Vorlauf
- T8 Heizkessel Rücklauf
- T9 Warmwasserentnahmetemperatur aus dem Speicher 1
- T10 Kaltwasserzulauftemperatur
- T11 Zirkulationsleitung Vorlauf
- T12 Zirkulationsleitung Rücklauf

Wärmemengenzähler:

- WMZ1 Speicherladekreis - Solaranlage
- WMZ2 Nachheizung über die Gasheizung
- WMZ3 Warmwasserverbrauch
- WMZ4 Zirkulationsleitungskreis

Zur Erfassung der Energieströme wurden vier Wärmemengenzähler verwendet. Zur Ermittlung des garantierten Mindestertrages wurden die Daten des Wärmemengenzählers 1 (WMZ1) und zur Ermittlung des Warmwasserverbrauchs der Wärmemengenzähler 3 (WMZ3) verwendet. Die Nachheizung erfolgt über einen Gaskessel, wobei immer ein Bereitschaftsvolumen von 2.000 Liter aufgeheizt wird. Der Nachheizenergiebedarf wurde mit dem Wärmemengenzähler 2 (WMZ2) erfasst. Mit dem WMZ5 wurden die Verluste der

Zirkulationsleitung aufgezeichnet. Zur Anlagenüberwachung und zur Analyse des Anlagenverhaltens wurden die Temperaturen T1 bis T12 protokolliert.

6.3.2 Ermittlung der zu garantierenden Wärmemenge

Das Simulationsergebnis ergab bei der Anlage Heinrichstrasse einen solaren Ertrag von 33.785 kWh/a. Damit errechnet sich, bezogen auf die Nettokollektorfläche von 92 m², ein jährlicher spezifischer Ertrag von 367 kWh/m². Bei einem durchschnittlichen

Datum	Ertrag aus der Simulation	Garantierter Ertrag
	[kWh]	[kWh]
Okt 98	2.113	1.902
Nov 98	975	878
Dez 98	569	512
Jan 99	871	784
Feb 99	1.472	1.325
Mrz 99	2.672	2.405
Apr 99	3.560	3.204
Mai 99	4.119	3.707
Jun 99	4.978	4.480
Jul 99	4.764	4.288
Aug 99	4.297	3.867
Sep 99	3.395	3.056
Summe	33.785	30.407
Mittelwert	2.815	2.534

Warmwasserverbrauch von 41 lt/d und Wohneinheit bei 60°C, liegt der solare Deckungsanteil aus der Simulation bei 45%. Die der T-SOL Simulation zugrunde gelegten Anlagenparameter können Kapitel 12 (Anhang) entnommen werden. Der zu garantierende Ertrag wird durch die Multiplikation des Simulationsertrages mit dem Unschärfefaktor von 0,9 berechnet. Die zu garantierende Wärmemenge aus der thermischen Solaranlage beträgt demnach 30.407 kWh/a.

Tabelle 13: Darstellung des simulierten Solarertrages und des Garantiewertes im Monatsüberblick

6.3.3 Vergleich von Simulationsergebnissen mit Messergebnissen

Der tatsächliche Warmwasserverbrauch über den Betrachtungszeitraum betrug rund 36 l/d und 60°C. Besonders deutlich ist in Abbildung 32 die durch Teilbelegung bedingte Unterschreitung des in der Simulation berücksichtigten Verbrauchs in den Sommermonaten zu erkennen. Dadurch konnte in den Sommermonaten nur rund die Hälfte des Winterverbrauchs erreicht werden.

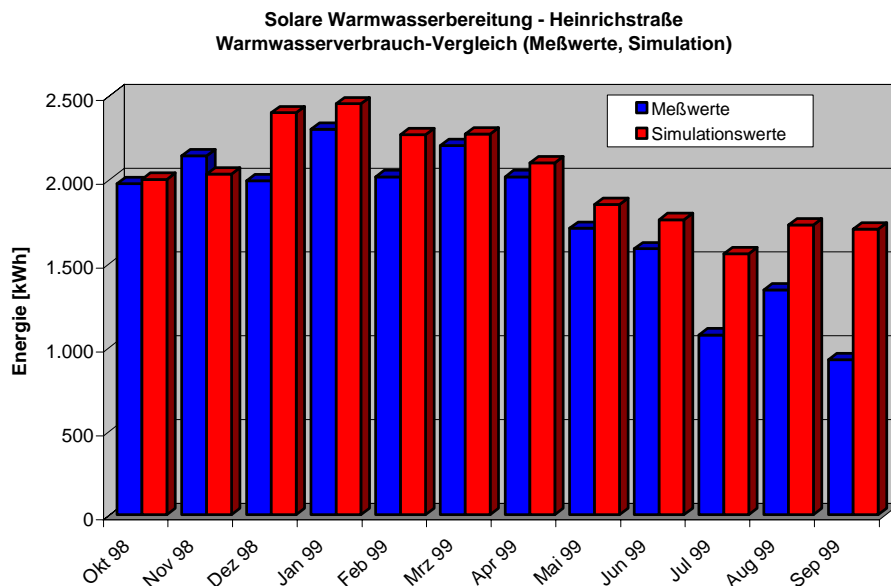


Abbildung 32: Monatlicher Vergleich zwischen den in der Simulation berücksichtigten Verbräuchen und den Messwerten

Somit fallen hier Zeiten mit extrem geringen Verbräuchen mit Zeiten der höchsten Einstrahlung zusammen. Im Fall der Solaranlage in der Heinrichstrasse bedeutet diese Überlagerung zahlreiche Anlagenstillstände im Sommer aufgrund des geringen Warmwasserverbrauchs. Und das, obwohl die Anlage einen jährlichen Deckungsanteil von nur 44% erreicht.

Mit einem spezifischen Ertrag von 346 kWh konnten die garantierten Erträge aus der Simulation um etwa 5% überschritten werden. Die von Oktober 1998 bis September 1999

Datum	Solar Ertrag Messung	Garantierter Ertrag	Abweichung in Prozent
	[kWh]	[kWh]	[%]
Okt 98	1.929	1.902	1%
Nov 98	1.229	878	40%
Dez 98	491	512	-4%
Jan 99	1.037	784	32%
Feb 99	1.780	1.325	34%
Mrz 99	3.035	2.405	26%
Apr 99	3.744	3.204	17%
Mai 99	4.297	3.707	16%
Jun 99	4.060	4.480	-9%
Jul 99	3.774	4.288	-12%
Aug 99	3.545	3.867	-8%
Sep 99	2.868	3.056	-6%
Summe	31.789	30.407	5%
Mittelwert	2.649	2.534	

gemessenen und garantierten Erträge sind in Abbildung 34 kumuliert dargestellt. Der erreichte solare Deckungsanteil betrug 44%. Somit konnte bei der Anlage Heinrichstrasse sowohl der garantierte spezifische Ertrag, wie auch der solare Deckungsanteil in guter Übereinstimmung mit der Simulation erreicht werden.

Tabelle 14: Vergleich der garantierten Erträge mit den Messergebnissen von Oktober 1998 bis September 1999 als Monatsbilanz

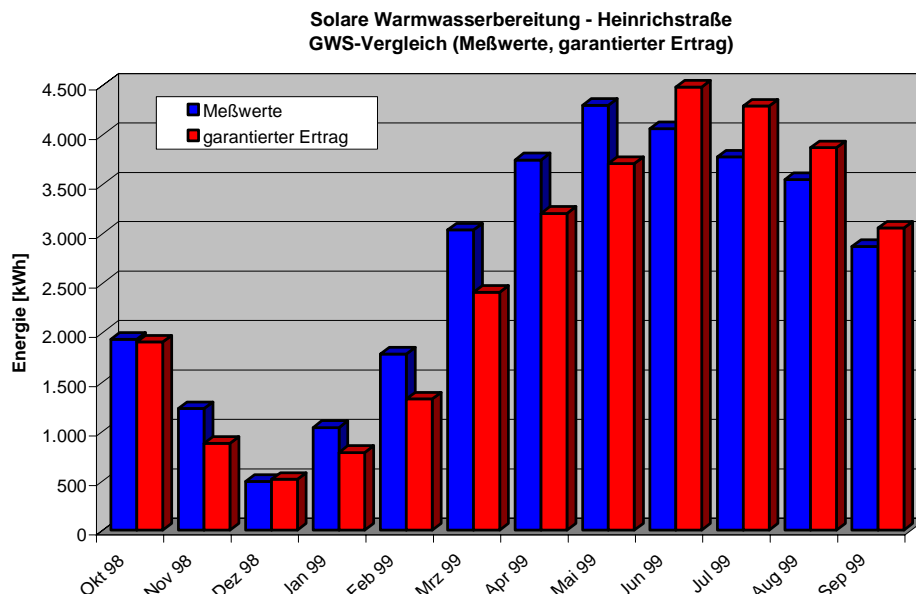


Abbildung 33: Vergleich der monatlichen Garantiewerte mit den Messergebnissen

Deutlich sind in den Monaten mit entsprechendem Verbrauch hohe Überschreitungen des garantierten Ertrages zu erkennen. Erst in den Monaten Juni bis September konnten die garantierten Erträge aufgrund des fehlenden Warmwasserverbrauchs nicht erreicht werden. Die kumulierte Darstellung der Monatswerte in Abbildung 34 zeigt insgesamt aber eine Überschreitung des Garantiewertes um 5%.

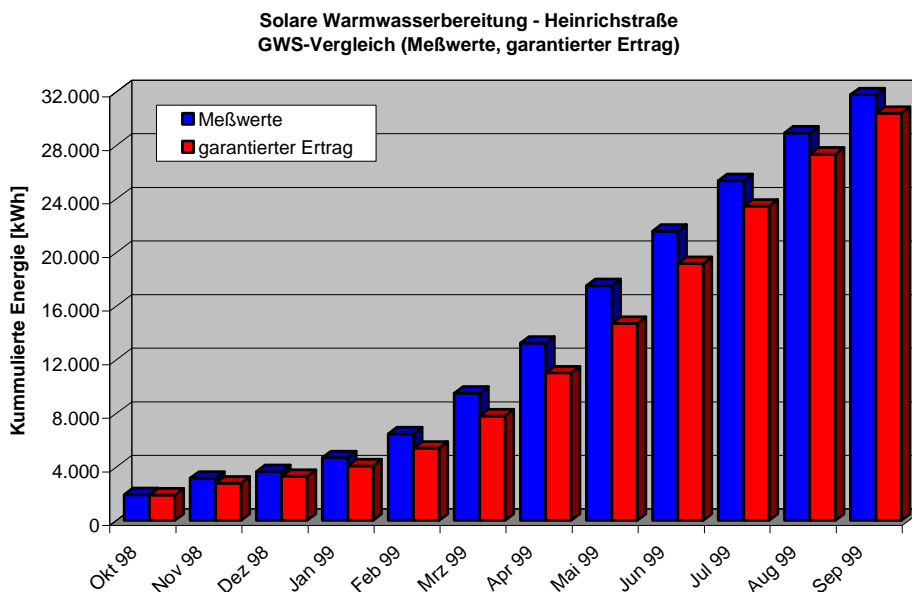


Abbildung 34: Vergleich der garantierten Erträge mit den Messergebnissen von Oktober 1998 bis September 1999 – kumulierte Darstellung

6.3.4 Betriebserfahrungen während des Messjahres

Über den Messzeitraum von Oktober 98 bis September 99 zeigte die Anlage in der Heinrichstrasse ein sehr betriebssicheres Verhalten. Es trat kein einziger Betriebsausfall auf.

Das gewählte Hydraulikkonzept sowie die Betriebsweise der solaren Warmwasserbereitungsanlage waren aber verantwortlich für ein Verkalken des Plattenwärmetauschers zwischen Primär- und Sekundärkreis (Trinkwasser) der Solaranlage. Das Verkalken der sekundärseitigen Kanäle des Wärmetauschers ist ein, bei diesem Hydraulikkonzept in Verbindung mit Betriebstemperaturen von über 60°C, recht häufig auftretendes Problem. Die Folge der Wärmetauscherverkalkung ist ein kontinuierlich sinkender Volumenstrom und eine damit verbundene Steigerung der Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf im Sekundärkreis der Solaranlage. Welche Dimensionen sowohl Volumenstrom und Temperaturdifferenz im Falle einer kontinuierlichen Verkalkung annehmen können, wird in Abbildung 35 dargestellt. Die Anlage wurde im Sekundärkreis über längere Zeiträume nur mehr mit Volumenströmen von 100 – 200 l/h betrieben. Dieser sehr geringe Volumenstrom brachte Temperaturdifferenzen von bis zu 85 K mit sich. Zusätzlich hat dieser sehr stark reduzierte Volumenstrom große Auswirkungen auf den Primärkreis der Solaranlage. Der Primärkreis wurde weiterhin mit konstant hohem Volumenstrom betrieben, wodurch sich hohe mittlere Kollektortemperaturen einstellten, da der Kollektorrücklauf nicht mehr entsprechend ausgekühlt werden konnte. Die hohen mittleren Kollektortemperaturen führten zu geringeren Kollektorwirkungsgraden und somit zu geringeren Solarerträgen als möglich gewesen wären.

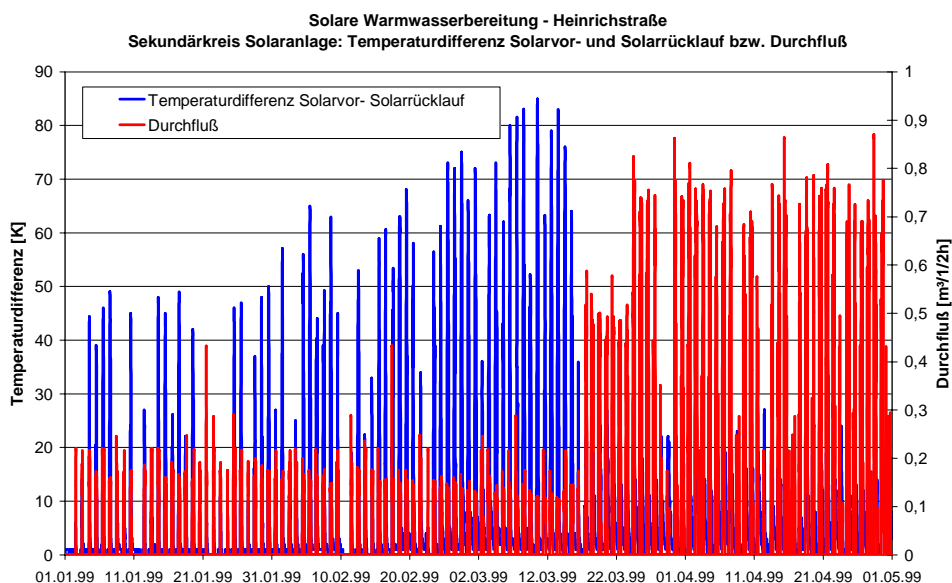


Abbildung 35: Darstellung der Temperaturdifferenz und des Volumenstroms im Sekundärkreis der Solaranlage vor und nach dem Wärmetauschertausch.

Das Verkalken des Wärmetauschers begann im Herbst 1998 und erreichte im März 1999 ein nicht mehr tragbares Ausmaß. Daraufhin wurde der verkalkte Wärmetauscher ausgetauscht. Um dem Problem in Zukunft vorzubeugen, wurde eine Entkalkungsanlage eingebaut.

In der nachfolgenden Abbildung werden beispielhaft für den Betrieb der Anlage die Temperaturverläufe über drei Septembertage dargestellt. Für den selben Zeitraum sind in Abbildung 37 die Energieströme im solaren Warmwasserbereitungssystem kumuliert aufgetragen. Am 21.09.1999 erfolgt die Warmwasserversorgung aufgrund geringer Einstrahlung und kleiner Speicherreserve zum überwiegendsten Teil mit dem Gaskessel. Dies ist deutlich am Verlauf des Nachheizenergiebedarfs in Abbildung 37 zu erkennen. Der 22.09. und der 23.09.1999 sind einstrahlungsreiche Schönwettertage und die Solaranlage

kann beträchtliche Teile an der Warmwasserbereitung übernehmen. Am Nachmittag beider Tage wird im letzten der 6 Speicher die an der Regelung eingestellte Maximaltemperatur von 60°C erreicht und die Solaranlage abgeschaltet. Trotzdem kann an diesen Tagen keine solare Volldeckung erreicht werden.

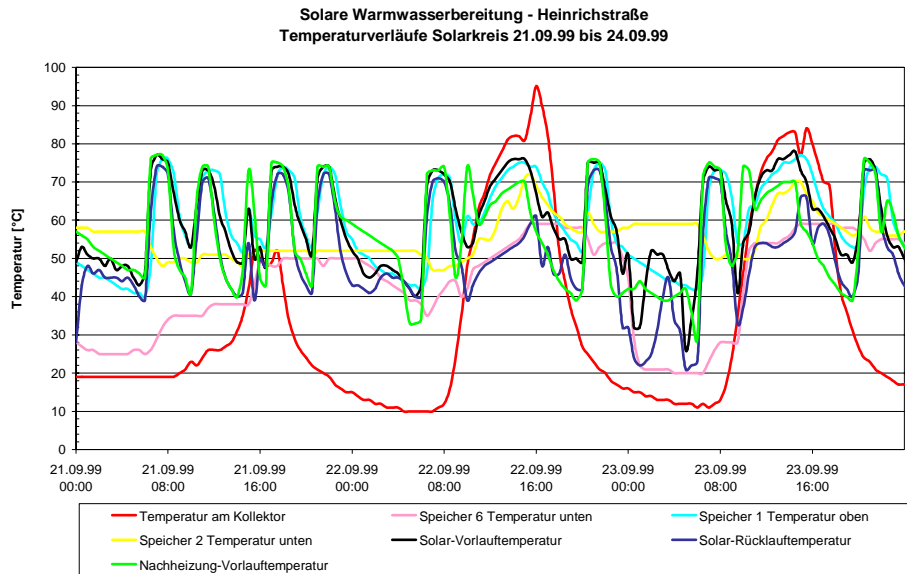


Abbildung 36: Temperaturverläufe im Solarsystem vom 21. bis zum 23.09.1999

Aus den Temperaturverläufen der Vor- und Rücklaufleitung der Solaranlage im Sekundärkreis sowie der Vorlauftemperatur der Nachheizung kann eine Erwärmung der Solarleitungen bei Betrieb der Nachheizung festgestellt werden, obwohl die Solaranlage zu diesen Zeiten stillsteht (Abbildung 36). Die Ursache für den Fehlstrom ist eine mangelhafte hydraulische Entkopplung der Speicheranschlüsse. Der Einfluss dieses Effektes auf die Effizienz des Systems kann im Rahmen der durchgeführten Messungen nicht quantifiziert werden.

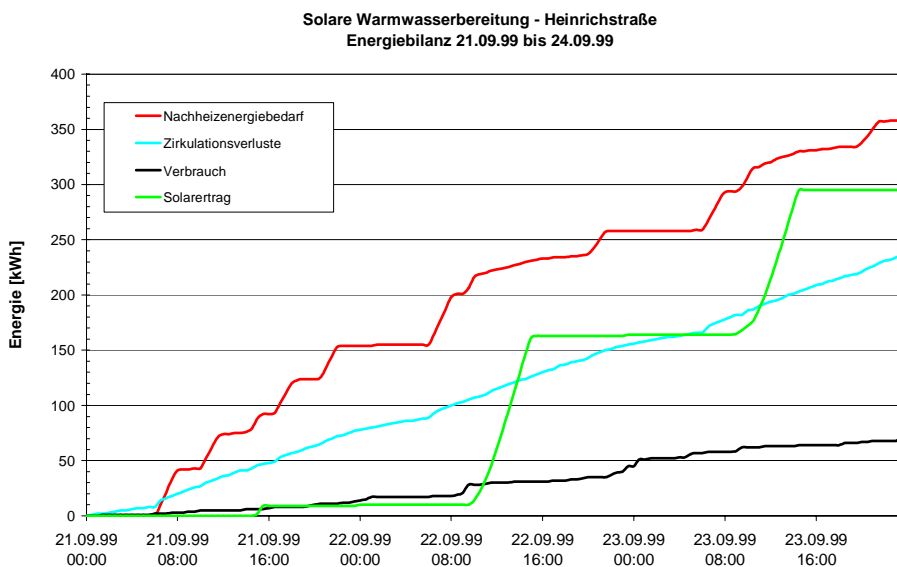


Abbildung 37: Kumulierte Darstellung der Energieströme im solaren Warmwasserbereitungssystem vom 21. bis zum 23.09.1999

Abbildung 38 zeigt die kumulierte Darstellung der Jahresenergieströme im gesamten solaren Warmwasserbereitungssystem.

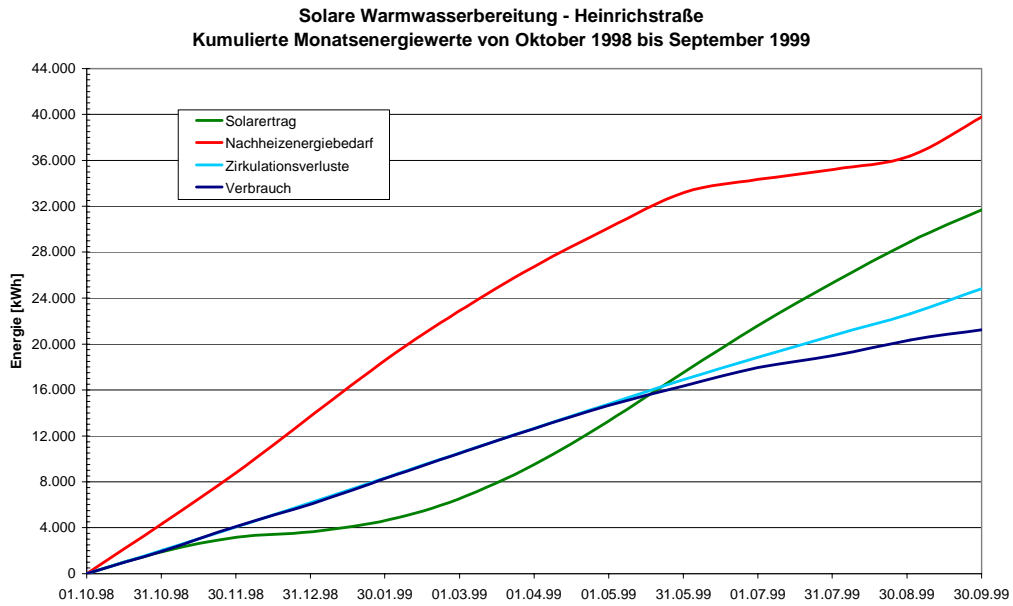


Abbildung 38: Kumulierte Darstellung der Energieverläufe im System

7 Beurteilung der Anlagenqualität der gemessenen Projekte

Die im Detail vermessenen Anlagen wurden entsprechend dem Stand der Technik als zentrale Kollektoranlage mit zentraler Warmwassererwärmung und Verteilleitung mit Zirkulationsleitung ausgeführt. Zwei Anlagenkonzepte (J.J. Fuxgasse und Hohenwartweg) entsprechen dem Zwei-Speicher-System mit Energiespeicher und Bereitschaftsspeicher. Die Zwischenspeicherung der solaren Erträge erfolgt im Energiespeicher mit Heizungswasser als Wärmeträger. Die dritte Anlage (Heinrichstrasse) wurde als trinkwassergeführtes Mehr-Speicher-System ausgeführt. Die Zwischenspeicherung der solaren Erträge erfolgt hier in 6 x 1000 l Trinkwasserspeichern.

Durch die Installation von Wärmemengenzählern in jedem hydraulischem Kreis, konnten einerseits Bilanzen gebildet sowie andererseits die Qualität der einzelnen Systemabschnitte (Energiebereitstellung, Zwischenspeicherung, Verteil- und Zirkulationsnetz) bewertet werden. Erkenntnisse aus diesen Betrachtungen gaben den Anlass, zusätzlich zu vorhandenen Bewertungsziffern noch den Systemwirkungsgrad einzuführen.

7.1 Systemverluste

In den untersuchten solaren Warmwasserbereitungssystemen wurden die Abschnitte mit Verlusten auf „Speicherverluste“ sowie „Verteil- und Zirkulationsverluste“ reduziert. Wärmeverluste an Rohrleitungen und Armaturen zwischen dem Wärmemengenzähler im Sekundärkreis der Solaranlage sowie dem Wärmemengenzähler auf der Verbrauchsseite wurden zu den Speicherverlusten hinzugerechnet. Die Darstellung der Gesamtverluste erfolgte durch Bilanzierung des Energieinputs (solare Erträge und Nachheizenergiebedarf) und des Verbrauchs. Durch die Erfassung der Verteil- und Zirkulationsverluste konnte auf die Speicherverluste rückgerechnet werden. Aufgrund der für ein Jahr vorliegenden Wärmeströme in den drei Anlagen wurden die Zahlen in einem Input – Output Diagramm dargestellt (Abbildung 39).

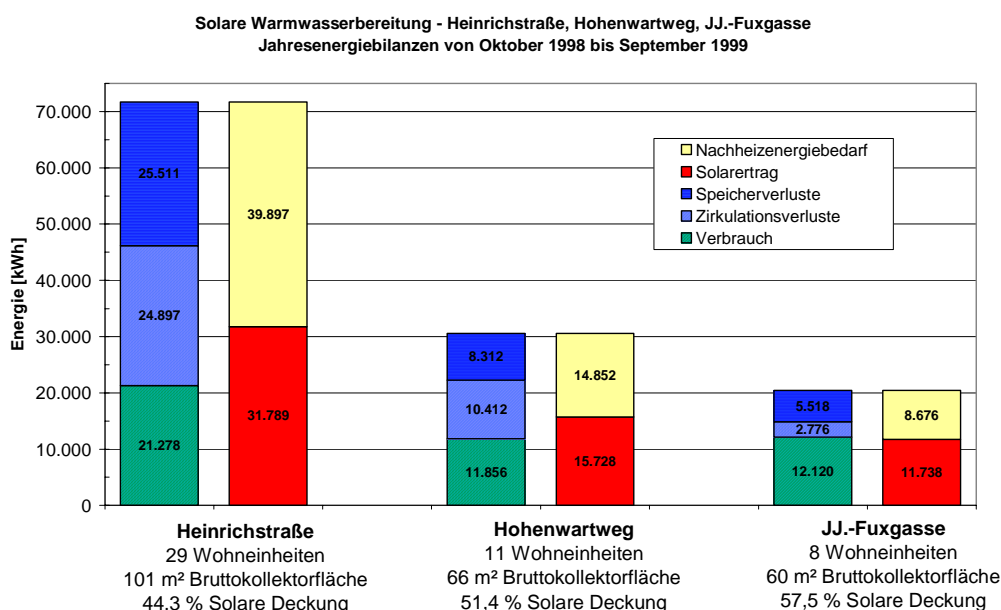


Abbildung 39: Jahresenergiebilanzen der drei detailliert gemessenen GWS Projekte

Durch diese Darstellung wird deutlich, dass zusätzlich zum eigentlichen Warmwasserverbrauch noch andere „Verbraucher“ - sprich beträchtliche Verluste - im System auftreten, die so weit wie möglich reduziert werden sollten. Wesentlich ist auch, dass die unvermeidbaren Verluste möglichst exakt bei der Dimensionierung berücksichtigt werden. Setzt man den Energieinput mit dem Nutzen – dem Warmwasserverbrauch - ins Verhältnis, erhält man den Systemwirkungsgrad.

$$\eta_{System} = \frac{Nutzenergie}{Energieinput} \cdot 100 = \frac{Warmwasserverbrauch}{Solarertrag + Nachheizenergie} \cdot 100 \quad [\%]$$

Für die drei Anlagen ergeben sich nun Systemwirkungsgrade wie folgt:

Tabelle 15: Systemwirkungsgrade der drei Messanlagen im Messjahr

Anlage	Systemwirkungsgrad [%]
J.J. Fuxgasse	54,3
Hohenwartweg	38,8
Heinrichstrasse	29,7

7.1.1 Zirkulationsverluste

Ineffiziente Wärmeverteilkonzepte bewirken vielfach hohe Verteilverluste bedingt durch ungünstige Betriebsweise (hohes Temperaturniveau in den Verteilleitungen, große Rohroberflächen bedingt durch lange Leitungslängen, lange Betriebszeiten, etc.) und schlechtem Wärmedämmstandard. Zusätzlich stellen konventionelle Verteilsysteme mit Zirkulationsleitung einen für die Solaranlage ungünstigen „Verbraucher“ auf hohem Temperaturniveau dar, was die erreichbaren Erträge wiederum reduziert. In den meisten Regionen Österreichs erfolgt in Neubauten von Mehrfamilienhäusern ohne Solaranlage die Warmwasserbereitstellung meist dezentral mit Elektrospeichern. Wird eine Solaranlage in Betracht gezogen, erfolgt im Neubau die Installation eines zentralen Warmwasserbereitungssystems mit Verteil- und Zirkulationsleitung. Somit kann das Verteil- und Zirkulationsnetz nicht als „Gegebenheit“ und somit als zusätzlicher Verbraucher zur Nutzenergie hinzugerechnet werden, sondern muss klar als Verlust betrachtet werden. Leider nicht allzu selten fallen die Verteil- und Zirkulationsverluste höher aus, als der eigentliche Warmwasserverbrauch bzw. die Solarerträge.

In der Literatur (Recknagel et al., 1995) werden Richtwerte für Verlustleistungen von Verteil- und Zirkulationsleitungen von rund 8 – 10 W/m Rohrleitung angegeben. Die im Rahmen des Projektes gemessenen Anlagen zeigen aber auch mögliche Verteilsysteme mit wesentlich höheren Verlustleistungen je Meter Rohrleitung (Tabelle 16).

Tabelle 16: Übersicht über die Verteil- und Zirkulationsnetze der drei Messanlagen im Messzeitraum

Anlage	J.J. Fuxgasse	Hohenwartweg	Heinrichstrasse
Wohneinheiten	8	11	29
Netzlänge [m]	86	143	239
Betriebszeit [h]	10	15	18
Spezifische Verlustleistung [W/m]	8,8	13,3	15,8
Zirkulationsverluste von Okt.98. bis Sept.99 [kWh]	2.776	10.412	24.897

Ein Extrembeispiel zur Demonstration des Einflusses von Verteil- und Zirkulationsverlusten auf die Energiebilanz des Warmwasserbereitungssystems stellt die Anlage in der Heinrichstrasse dar. Aufgrund der sehr hohen spezifischen Verlustleistung von 15,8 W/m, einer entsprechend großen Netzlänge und der relativ langen Betriebszeit der Netzpumpe ergaben sich über den Betrachtungszeitraum Verteil- und Zirkulationsverluste, die rund 117% des Warmwasserverbrauchs entsprechen. Hingegen konnten in der J.J. Fuxgasse aufgrund eines sehr kompakt ausgeführten und mit kürzeren täglichen Einschaltzeiten betriebenen Zirkulationsnetzes wesentlich geringere Verteil- und Zirkulationsverluste, die rund 25% des Warmwasserverbrauchs entsprechen, erreicht werden. Berücksichtigt sollte in diesem Vergleich aber werden, dass der Warmwasserverbrauch in der Heinrichstrasse mit etwa 36 l je Wohneinheit und 60°C eher gering ist, die Zirkulationsverluste aber verbrauchsunabhängig sind. Das bedeutet, dass Projekte mit hohem Warmwasserverbrauch anteilig geringere Zirkulationsverluste aufweisen als Projekte mit geringem Warmwasserbedarf.



Abbildung 40: Üblicherweise erfolgt die Warmwasserverteilung bei solaren Warmwasserbereitungssystemen über ein zentrales Verteil- und Zirkulationsnetz

Wie diese Ergebnisse zeigen, nehmen Verteil- und Zirkulationsverluste in der Praxis einen beträchtlichen Teil am Gesamtenergiebedarf für die Warmwasserbereitung an. Da diese aber meist erst aus der Errichtung einer Solaranlage resultieren, müssen das Verteil- und Zirkulationsnetz auch bei der Planung des solaren Warmwasserbereitungssystems berücksichtigt werden.

Neben einer optimierten Auslegung von Verteil- und Zirkulationsnetzen (Netzlänge, Rohrdimension, Betriebsweise und Dämmstärke) bzw. der Ausführung derselben, müssen effiziente Alternativen zu zentralen Warmwasserbereitungssystemen gefunden werden. Besonders vielversprechend erscheinen hier Systeme mit dezentraler Brauchwassererwärmung ausgeführt als 2-Leiter-Netze (siehe Kapitel 9).

7.1.2 Speicherverluste

Genauso wie die Zirkulationsverluste reduzieren auch die Speicherverluste die Effizienz des solaren Warmwasserbereitungssystems. Nur ist die Zugehörigkeit der Speicherverluste zur Solaranlage einfacher nachzuvollziehen als dies bei den Zirkulationsverlusten der Fall ist.

Als generell nachteilig haben sich Mehrspeicherkonzepte (Speicherbatterien), egal, ob die Ausführung als Brauchwasserspeicher oder Pufferspeicher erfolgt, erwiesen. Durch das schlechte Volumen-Oberflächenverhältnis ergeben sich höhere Wärmeverluste im Vergleich zu Einspeichersystemen. Weiters sind die am Markt erhältlichen Hartschaumdämmungen hinsichtlich Dämmstärke und Dämmgüte energetisch nicht vergleichbar mit angepassten Speicherdämmungen für große Einzelspeicher. Neben dem erhöhten Arbeitsaufwand für die Verrohrung der einzelnen Speicher, was gleichzeitig mit Mehrkosten zusammenhängt, bringen die Speicheranschlüsse bei Boilerbatterien (hier wird die Dämmhülle durchbrochen) zusätzliche Wärmeverluste mit sich.



Abbildung 41: In der Anlage Heinrichstrasse erfolgt die Energiespeicherung über ein trinkwassergeführtes Mehr-Speicherkonzept - 6 x 1000 l (Bildquelle: Steirische Ferngas)

Die im Rahmen des Projektes gemessenen Anlagen zeigen deutlich das Ausmaß der auftretenden Speicherverluste (Abbildung 39). Im Verlustwert enthalten sind auch jene Verluste, welche durch die Nachheizung entstehen. Bei Anlagen mit geringen solaren Deckungsanteilen erzielt die Solaranlage praktisch nur eine Vorwärmung und die Energiespeicher sind selten (Ausnahmen bilden die Sommermonate) vollständig durchgeladen. Diese müssten bei gleicher Dämmgüte also geringere Speicherverluste als Anlagen mit hohen solaren Deckungsanteilen aufweisen. Trotz des in der Anlage Heinrichstrasse (6 x 1000 l Speicher) mit 44% eher geringen solaren Deckungsanteils betragen die Speicherverluste etwa 119 % des Warmwasserverbrauchs. Nachdem hier der Warmwasserverbrauch als Bezugsgröße verwendet wird, muss aber erneut auf den extrem geringen Warmwasserverbrauch in der Heinrichstrasse von 36 l/d und Wohneinheit bei 60°C hingewiesen werden. Bei der Anlage in der J.J. Fuxgasse betragen die Speicherverluste (2,05 m³ Energiespeicher und 500 l Bereitschaftsspeicher) bei einem solaren Deckungsanteil von 58% und Nachheizung mittels Nachtstrom rund 59% vom eigentlichen Warmwasserbedarf. Bei der Anlage am Hohenwartweg machten die Speicherverlust ca. 70% des Warmwasserbedarfs aus. Diese Zahlen zeigen, dass bei den drei Anlagen die Speicherverluste sehr große Ausmaße annehmen und zur weiteren Effizienzsteigerung reduziert werden müssen. Zur weiteren Reduktion der Speicherverluste müssen einerseits höhere Dämmstärken zum Einsatz kommen und andererseits muss auf eine entsprechende Ausführung geachtet werden. Weiters können durch eine optimierte Auslegung des Bereitschaftsvolumens erhebliche Reduktionen der Speicherverluste erreicht werden. Um Speicherverluste richtig einschätzen zu können, muss der Verlustermittlung aus der Sicht von Haustechnikplanern mehr Aufmerksamkeit entgegengebracht werden als bisher. Üblicherweise erfolgen diese Berechnungen zu optimistisch. Höhere Systemverluste in der Praxis sind die Folge. Erfahrungswerte hierzu sind in der Regel kaum verfügbar und erschweren somit die Auslegungsrechnungen.

7.2 Kennzahlen

Auf der einen Seite verringern Systemverluste den Systemwirkungsgrad, auf der anderen Seite stellen sie einen weiteren „Verbraucher“ dar und liefern dem Solarsystem die Möglichkeit höhere Erträge zu erbringen. Bei sonst gleichen Rahmenbedingungen erreicht ein ineffizientes System somit höhere spezifische Erträge als ein effizientes System. Dieser Zusammenhang reduziert den Stellenwert des spezifischen Kollektorertrags als alleinige aussagekräftige Kennzahl zur Bewertung der Leistungsfähigkeit von solaren Warmwasserbereitungssystemen.

Die im Projekt detailliert vermessenen Anlagen zeigen deutlich den Zusammenhang zwischen spezifischem Ertrag und Systemwirkungsgrad auf. Wie in Abbildung 42 dargestellt, erreicht die Anlage in der Heinrichstrasse mit einem sehr geringen Systemwirkungsgrad hohe spezifische Erträge. Das andere Extrem stellt die J.J. Fuxgasse dar, die bei vertretbaren Systemwirkungsgraden eher geringe spezifische Erträge erzielt. Klarerweise muss bei diesen Betrachtungen aber auch der solare Deckungsanteil mitberücksichtigt werden.

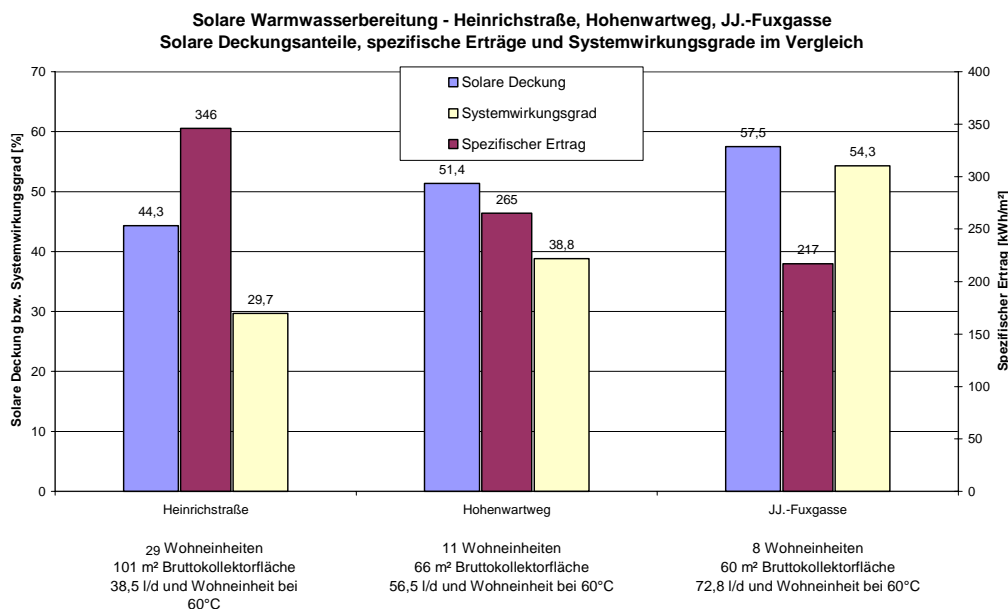


Abbildung 42: Solare Deckungsanteile, Spezifische Erträge und Systemwirkungsgrade der Messanlagen im Vergleich

Für die Bewertung von solaren Warmwasserbereitungssystemen bedeutet dies, dass zusätzlich zum spezifischen Ertrag und dem solaren Deckungsanteil auch dem Systemwirkungsgrad Bedeutung beigemessen werden muss.

Für das Modell „GWS“ bedeutet es, dass der Ertrag auf der Sekundärseite der Solaranlage ein nicht ausreichendes Kriterium für die Beurteilung der ordnungsgemäßen Funktion des solaren Warmwasserbereitungssystems darstellt. Erkenntnisse aus dem Projekt zeigen, dass die Garantie eines „Maximalen Nachheizenergiebedarfs“ die aussagekräftigere Kennzahl für die Demonstration der Funktionsfähigkeit des Systems darstellt.

8 Empfehlungen für die Abwicklung weiterer Projekte mit Garantieleistungen

Wie die Projektergebnisse zeigen, ist es möglich, Ertragsgarantien im Sekundärkreis der Solaranlage mit entsprechender Genauigkeit abzugeben. Bei den drei detailliert vermessenen Anlagen wurden die garantierten Erträge im wesentlichen erreicht. Betrachtet man aber die Größe der hier auftretenden Systemverluste, so kann man nicht unbedingt von einem Anlagenbetrieb auf hohem Qualitätsniveau sprechen. In erster Linie muss man den spezifischen Ertrag als aussagekräftige Kennzahl bei der Abgabe von Garantieleistungen in Frage stellen. Wie aus den Messungen hervorgeht, bedeuten hohe Systemverluste auch höhere Erträge der Kollektoranlage. Somit ist es für den Garantiegeber also günstig, wenn das Warmwasserbereitungssystem extrem verlustbehaftet ist. Diese Erkenntnis und somit auch diese Art von Ertragsgarantie ist für die Umsetzung von optimierten Anlagensystemen mit hohen spezifischen Erträgen und hohen Systemwirkungsgraden aber kontraproduktiv. Soll so viel wie möglich an Nachheizenergie eingespart werden, so darf nicht nur die Kollektoranlage, sondern es muss das gesamte Warmwasserbereitungssystem (von der Kollektoranlage bis zum Verbraucher) betrachtet werden. Daher empfiehlt es sich, die Messstelle für den Garantiewert vom Sekundärkreis der Solaranlage hin zum Nachheizungskreis zu verschieben. Der zu garantierende Wert ist dann der „Maximale Nachheizenergiebedarf“.

Grundsätzlich bieten sich zur Erfassung des „Maximalen Nachheizenergiebedarfs“ zwei Varianten mit unterschiedlichem Detaillierungsgrad der Messtechnikausrüstung an.

- Erfassung der Nachheizenergie und des Verbrauchs
- Erfassung der Nachheizenergie, der solaren Erträge und des Verbrauchs

Bei der ersten Variante wird die benötigte Nachheizenergie und der Verbrauch messtechnisch erfasst. Bei diesem Konzept besteht der Nachteil, dass die Systemverluste nicht quantifiziert werden können. Diese Variante setzt breite messtechnische Erfahrung und die Kenntnis verschiedener Anlagenkonzepte voraus. Die zweite Variante, mit einem zusätzlichen Wärmezähler im Sekundärkreis der Solaranlage, gibt einen sehr umfangreichen Aufschluss über das solare Warmwasserbereitungssystem und ist die zu bevorzugende Methode bei Projekten mit Garantieleistungen. Dabei wird wie bei Variante 1 der „Maximale Nachheizenergiebedarf“ als zu garantierende Größe herangezogen. Der etwas höhere messtechnische Aufwand hat den Vorteil, dass eine qualitativ gute Bewertung der einzelnen Energieströme und damit auch der Systemverluste möglich wird. Eine Aufgliederung der Verluste in Speicher- und Zirkulationsleitungsverluste kann durch die Berechnung der Verteil- und Zirkulationsverluste durchgeführt werden.

Mit dieser geänderten Kennzahl für die Garantieleistung, ändert sich auch die Berechnungsmethode für die Rückerstattung im Falle des Garantieeintritts. Dabei wird die zum Garantiewert zusätzlich benötigte Nachheizenergie über die Lebensdauer der Solaranlage ermittelt und mit den Kosten der Nachheizenergie hochgerechnet. Der errechnete Betrag ist als eine einmalige Zahlung zu refundieren. Bei der „Maximalen Nachheizenergie“ als zu garantierende Größe muss für den Unschärfefaktor ein breiteres Spektrum als beim Unschärfefaktor für den solaren Ertrag gewählt werden. Zu den

klimate Abweichungen vom vorhandenen Wetterdatensatz (“Normjahr“) kommt noch die Komplexität der Beurteilung der Systemverluste hinzu, sodass der Garantiewert für die Nachheizenergie um mindestens 20% größer als die simulierte Nachheizenergie angenommen werden sollte.

$$R = A \cdot KO_{\text{Energie}} (GM - 1,2 \cdot GH)$$

Begriffserklärung:

R	Rückzahlungsbetrag
A	Lebensdauer der Anlage
KO_{Energie}	Kosten der Nachheizenergie [EURO/kWh]
Faktor 1,2	Unschärfefaktor (klimate Abweichungen vom vorhandenen Wetterdatensatz (“Normjahr“); geringfügig andere Randbedingungen bei der Simulation gegenüber der tatsächlich geplanten Anlage, schwierige Bewertung der Systemverluste für die Simulation)
GM	gemessene Nachheizenergie [kWh]
GH	Nachheizenergie aus der Simulation [kWh]

9 Anlagenqualität und Betriebssicherheit – aktueller Stand und Perspektiven

Die Ergebnisse aus diesem Projekt haben gezeigt, dass die realisierten solaren Warmwasserbereitungsanlagen in Mehrfamilienhäusern funktionieren und die Betriebssicherheit der Systeme bei richtiger Bedienung gegeben ist. Dennoch besteht aufgrund des geringen Alters der Technologie noch Verbesserungspotential hinsichtlich höherer solarer Erträge und höherer Systemwirkungsgrade.

Defizite treten einerseits bei der Dimensionierung der Anlage und andererseits bei systemtechnischen Fragestellungen auf. Um möglichst günstige Wärmepreise erzielen zu können, muss für die Dimensionierung ein ökologisches und ökonomisches Optimum gefunden werden. Dies wird häufig durch die falsche Einschätzung des Verbrauchs (Brauchwasser und Raumwärme) sowie dem beschränkten bzw. unsachgemäßen Einsatz von Simulationsprogrammen behindert.

Auch beim Betrieb bzw. der systemtechnischen Kopplung von Kollektoranlage und konventioneller Nachheizung zeigen die heute verfügbaren Konzepte eine sehr große Bandbreite und somit auch zahlreiche Unsicherheiten bei der Beurteilung bzw. zur Verbesserung der Effizienz verschiedener Schaltungen auf.

Weiters bieten (siehe Kapitel 7.1) vor allem die Abschnitte Wärmeverteilung und Speicherung noch große Potentiale zur Optimierung.

Bei frühzeitiger Planung sollte es möglich sein, mit einem zentralen Energiespeicher das Auslangen zu finden oder zumindest die Speicheranzahl soweit wie möglich zu reduzieren. Auch Kellerbodenabsenkungen bei Neubauten sowie Platzschweißungen stellen Möglichkeiten dar die Anzahl der Behälter zu minimieren.

Möglichkeiten zur Reduzierung der Verteil- und Zirkulationsverluste bieten Versorgungskonzepte mit dezentraler Warmwassererwärmung. Beispielhaft wird ein Konzept mit dezentralen Bereitschaftsspeichern, welche zu Schwachlastzeiten der Heizung über das selbe Verteilsystem ein- bis zweimal täglich geladen werden, angeführt (Fink, Purkarthofer, 1999). Der Vorteil liegt bei diesem Konzept in der Nutzung von ein- und demselben Verteilsystem für Brauchwassererwärmung und Raumwärmeversorgung. Durch dieses „Zwei-Leiter-System“ können die Wärmeverluste im Vergleich zur zentralen Brauchwassererwärmung erheblich reduziert werden. Die Mehrkosten für die dezentralen Brauchwasserspeicher inkl. Wärmetauscher sind aufgrund des Wegfalls des Warmwasserverteilnetzes und der Zirkulationsleitung vertretbar.

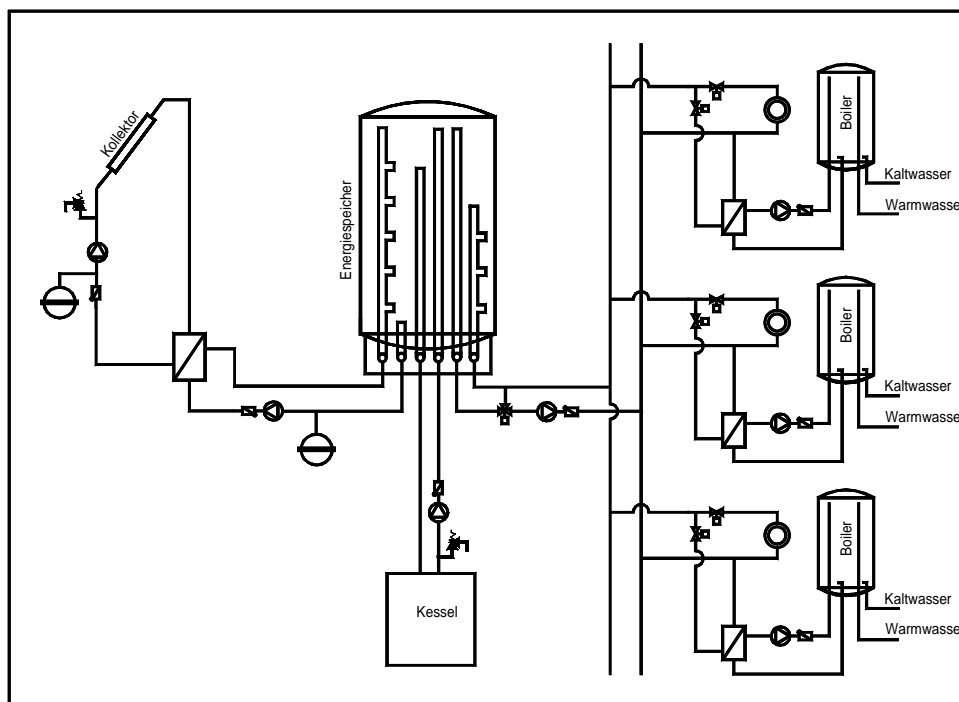


Abbildung 43: Hydraulikkonzept mit zentralem Energiespeicher und dezentralen Brauchwasserspeichern

Aufgrund des Zwei-Leiter-Systems kann dieses Konzept auch bei Altbausanierungen eingesetzt werden, wo bisher das fehlende zentrale Wasserverteilsystem meist eine unüberwindbare Hürde darstellte. Über die schon bestehende Heizungsleitung werden in diesem Fall die Brauchwasserspeicher aus dem zentralen Pufferspeicher geladen. Weiters können die solaren Erträge während der Heizperiode ohne zusätzlichen Aufwand auch für die Raumwärmeversorgung genutzt werden.

Neben der Optimierung von systemtechnischen Konzepten muss auch die Betriebssicherheit von solaren Warmwasserbereitungssystemen weiter verbessert werden. Auch bei Anlagen, die ohne Abgabe von Ertragsgarantien errichtet werden, muss ein Mindestmass an Anlagenüberwachung existieren. Dies zeigt sich als absolut nötig, da vor allem im Mehrfamilienwohnbau die Zuständigkeiten für die Heizungsanlage nur selten bei den Bewohnern liegen. Ein Ausfall der Heizungsanlage kann daher meist nur durch natürliches Kälteempfinden bemerkt werden. Fällt die Solaranlage einmal aus, existiert immer noch das „Back-Up“-System und der Betriebsausfall bleibt über längere Zeit unbemerkt. In Zukunft müssen von der Anlagenregelung Störungen erfasst und diese visualisiert bzw. dem Heizungsverantwortlichen übermittelt werden.

Um eine breite Umsetzung dieser Technologie zu realisieren, muss im Rahmen weiterer Arbeiten das Erreichen von standardisierten solaren Warmwasserbereitungssystemen (vom Kollektor bis hin zum Verbraucher) auf hohem Qualitätsniveau, ähnlich der heutigen Konzepte in Einfamilienhäusern, das erklärte Ziel sein.

10 Umsetzungsveranstaltungen

Aufbauend auf den Ergebnissen aus Projektphase 1 und 2 wurden vier Veranstaltungen zum Thema „Garantierte Wärmelieferung aus thermischen Solaranlagen im Mehrfamilienwohnbau“ durchgeführt.

Erklärtes Ziel war eine breite Informationskampagne für potentielle Entscheidungsträger bei der Errichtung von thermischen Solaranlagen in Mehrfamilienhäusern.

Im Rahmen der österreichweiten Veranstaltungsreihe wurden Zielgruppen (Energiedienstleistungsunternehmen, Vertreter von gemeinnützigen und privaten Bauträgern, Förderstellen, Architekten, Haustechnikplaner, Solartechnikfirmen, etc.) über Erfahrungen mit dem Modell „Garantierte Wärmelieferung aus thermischen Solaranlagen im Wohnbau“, dem Stand der Technik und den Möglichkeiten der Förderungen und Finanzierung im Bereich Solaranlagen an Mehrfamilienhäusern informiert. Diese Veranstaltungsreihe titelte unter:

„Sonnenaufgang im Wohnbau – Thermische Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser“

Tabelle 17: Durchgeführte Veranstaltungen

Datum	Ort	Teilnehmerzahl
19.03.1999	Graz, 8010, Steiermark	92
23.04.1999	Villach, 9500, Kärnten	55
29.04.1999	Innsbruck, 6020, Tirol	70
28.06.1999	Linz, 4020, Oberösterreich	138
Insgesamt		355

Im Rahmen der 4 Informations- und Motivationsveranstaltungen konnten insgesamt 355 Personen begrüßt werden, was eine durchschnittliche Teilnehmerzahl von 88 je Veranstaltung bedeutet. Das detaillierte Veranstaltungsprogramm sowie Teilnehmerlisten zu den Veranstaltungen können Kapitel 12 (Anhang) entnommen werden.

11 Literaturverzeichnis

Faninger, BVS, 1999

Gerhard Faninger, Bundesverband Solar: Die Marktentwicklung der Solar- und Wärmepumpentechnik in Österreich, 1999

Fink, Purkarthofer, 1999

Christian Fink, Gottfried Purkarthofer: Endbericht zum Projekt „Thermische Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser“, Beauftragt vom Bundesministerium für Umwelt Jugend und Familie;
Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE-AEE, Gleisdorf, 1999

Fink, Müller, 1999

Christian Fink, Alexander Müller: Broschüre „Thermische Sonnenenergienutzung im Mehrfamilienwohnbau“;
Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE-AEE, Gleisdorf, 1999

Luboschik, Halagic, 1997

Ulrich Luboschik, Nenad Halagic: Endbericht zum Thermie Projekt „Guaranteed Results for thermal Plants of Town Utilities in Germany“, Contract Nr. SE/475/93/D, Deutschland, 1997

ÖSTAT, 1991

Österreichisches Statistisches Zentralamt: Ergebnisse des Mikrozensus, 1991

Recknagel et al., 1995

Hermann Recknagel, Eberhard Sprenger, Ernst R. Schramek: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik, München 1995

12 Anhang

GWS Musterverträge anhand des Projektes J.J. Fuxgasse

- **Vertrag innerhalb der Partner der technischen ARGE**
- **Vertrag zwischen Auftraggeber und technischer ARGE**

Mustervertrag der ARGE-Partner am Beispiel Anlage J.J. Fuxgasse

VERTRAG

über die Bildung einer technischen Arbeitsgemeinschaft im Rahmen der Garantieübernahme für die Erträge aus der thermischen Solaranlage am Mehrfamilienwohnobjekt J.J. Fuxgasse 26 in 8200 Gleisdorf.

1. *Allgemeine Organisation:*

Die technische Arbeitsgemeinschaft "Sun Tec" – nachfolgend "ARGE" genannt, besteht aus folgenden Partnern.

- | | |
|-------------------------------------|--|
| 1. Planung: | Arbeitsgemeinschaft
ERNEUERBARE ENERGIE - AEE
Feldgasse 19
A-8200 Gleisdorf |
| 2. Ausführung: | Trieb's Nfg GesbR
Birkfelderstraße 31
A-8160 Weiz |
| 3. Lieferung der Sonnenkollektoren: | Sonnenkraft Vertriebs-GmbH.
Im Mühlthal
A-4655 Vorchdorf |

Soweit im vorliegenden Gesellschaftsvertrag nichts anderes vereinbart ist, gelten die entsprechenden Bestimmungen des Allgemeinen Bürgerlichen Gesetzbuches (ABGB) in ihrer jeweils gültigen Fassung.

Die Rahmenbedingungen für die thermische Solaranlage und die garantierte Wärmemenge aus der Solaranlage sind im zweiten Vertrag, der zwischen ARGE und Auftraggeber unterzeichnet wird, definiert.

Die Firmen Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE, Trieb's Nfg GesbR, Sonnenkraft Vertriebs-GmbH schließen im Innenverhältnis folgenden Vertrag über die Zuständigkeit und Haftung ab.

2 Definition der Zuständigkeitsbereiche:

2.1 Die Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE ist zuständig für:

2.1.1 Planung der Solaranlage nach dem Stand der Technik. Wobei der Planungsumfang folgende Punkte umfasst:

➤ **Kollektorfläche:**

Ermittlung der erforderlichen Kollektorfläche, deren hydraulische Verschaltung und Integration in die Dachfläche.

➤ **Speicher:**

Dimensionierung und Auslegung des Pufferspeichers und Brauchwasserspeichers inklusive der Dämmung.

➤ **Rohrleitungen, Pumpen und sicherheitstechnische Einrichtungen:**

Dimensionierung, Auslegung und Installationsführung der Rohrleitungen, Pumpen, Wärmetauscher, der sicherheitstechnischen Einrichtungen sowie die zur Steuerung der Anlage erforderlichen Installationskomponenten.

➤ **Anbindung an das Brauchwassersystem und Heizungssystem:**

Die Anbindung an das Brauchwassersystem (Kaltwasserzulauf, Warmwasserabgang, Zirkulationsleitung) und das Heizungssystem (konventionelle Nachheizung) ist vom Planungsbüro zu definieren.

➤ **Regelung:**

Erstellung eines elektronischen Regelungskonzeptes für die Solaranlage und die Nachheizung des Energiespeichers mit der E-Patrone.

2.1.2 Berechnung des Garantiewertes:

Die Grundlagen für die Berechnung des Garantiewertes sind der Warmwasserverbrauch und die Wetterdaten. Der Warmwasserbedarf (Liter/Tag) wird vom Planungsbüro anhand von Basisdaten, die vom Auftraggeber vorzugeben sind, für die Berechnung festgelegt.

Die Berechnung des Garantiewertes erfolgt mit dem Simulationsprogramm T*SOL, wobei die Simulation mit dem in T*SOL vorhandenen Wetterdatensatz für den Standort 8010 Graz durchgeführt wird.

2.1.3 Auswertung der Messdaten und Meldung von Betriebsstörungen während der Laufzeit des vorliegenden Vertrages:

Meldung von Betriebsstörungen der Solaranlage über die installierte Messtechnik innerhalb von 48 Stunden. Monatliche Auswertung der Messdaten, die für die Ermittlung des Garantiewertes relevant sind. Die Daten sind der ARGE sowie dem Auftraggeber zur Verfügung zu stellen.

2.1.3 Organisation und fachliche Unterstützung bei der Problembeseitigung

Sollten während der Gültigkeitsdauer des vorliegenden Vertrages Probleme bei der Solaranlage auftreten, ist die Planungsfirma verpflichtet, die ARGE Vertragspartner bei der Problembeseitigung zu unterstützen.

2.2 Die Firma Trieb ist zuständig für:

- Fachgerechte Montage der gesamten Solaranlage und Anbindung an das Brauchwasserbereitungssystem, nach Planung bzw. bei Änderungen mit schriftlichem Einverständnis des Planungsbüros. Die Gewährleistungsfrist beträgt nach Handelsrecht 3 Jahre.
- Problembeseitigung nach Angaben bzw. mit Einverständnis des Planungsbüros.

2.3 Die Firma Sonnenkraft ist zuständig für:

- Lieferung der Kollektoren für die Solaranlage. Die Gewährleistungsfrist beträgt nach Handelsrecht 3 Jahre.
- Problembeseitigung nach Angaben bzw. mit Einverständnis des Planungsbüros.

3 Dauer des Vertrages

Der ARGE-Vertrag sowie die Mitgliedschaft an der ARGE können nicht gekündigt werden, solange Verpflichtungen aus dem Projekt bestehen.

4 Nebenabsprachen, Schiedsstelle

Mündliche Nebenabsprachen gelten als nicht getroffen. Änderungen oder Ergänzungen des Vertrages bedürfen der Schriftform.

Wird die garantierte Wärmelieferung (Garantiewert siehe zweiter Vertrag) nicht erreicht, erfolgt die Festlegung der an den Auftraggeber zu zahlenden Erstattungskosten unter Ausschluss des Rechtsweges von der Schiedsstelle.

Schiedsstelle:

Institut für Wärmetechnik an der Technischen Universität Graz
Inffeldgasse 25
A-8010 Graz.

Die Schiedsstelle soll eine gütliche Einigung im Streitfall herbeiführen.

Bei Inanspruchnahme der Schiedsstelle erfolgt die Aufteilung der Honorarkosten im gleichen Verhältnis, wie die Aufteilung des Erstattungsbetrages an den Auftraggeber.

Arbeitsgemeinschaft:	
	Firmenstempel und Unterschrift
Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE - AEE Feldgasse 19 A-8200 Gleisdorf	
Gleisdorf, am _____	_____
Trieb's Nfg GesbR Birkfelderstraße 31 A-8160 Weiz	
Weiz, am _____	_____
Sonnenkraft Vertriebs-GmbH Im Mühlthal A-4655 Vorchdorf	
Vorchdorf, am _____	_____

Mustervertrag zwischen Auftraggeber und Auftragnehmer (ARGE-Partner) beispielhaft für die Anlage JJ. Fuxgasse

VERTRAG

zur Regelung der Garantieübernahme für die Erträge aus der thermischen Solaranlage am Mehrfamilienwohnobjekt J.J. Fuxgasse 26 in 8200 Gleisdorf

zwischen dem Auftraggeber

Feistritzwerke der Stadt Gleisdorf, Gartengasse 36, A-8200 Gleisdorf

und der **Arbeitsgemeinschaft „Sun TEC“** – nachfolgend „ARGE“ genannt.

1. **Allgemeine Organisation:**

1.1 *Zur Abwicklung der Garantieübernahme wurde eine technische Arbeitsgemeinschaft (ARGE) gebildet, die aus folgenden Partnern besteht.*

- | | |
|--------------------------------------|--|
| 1. Planung: | Arbeitsgemeinschaft
ERNEUERBARE ENERGIE - AEE
Feldgasse 19
A-8200 Gleisdorf |
| 2. Ausführung: | Trieb's Nfg GesbR
Birkfelderstraße 31
A-8160 Weiz |
| 3. Lieferung der wesentlichen Teile: | Sonnenkraft Vertriebs-GmbH
Im Mühlthal
A-4655 Vorchdorf |

1.2 *Die ARGE verpflichtet sich gegenüber dem Eigentümer der Solaranlage, den Feistritzwerken der Stadt Gleisdorf, die Garantie für die jährlich zu liefernde Mindestwärmemenge (nachfolgend "Garantiewert" genannt) zu übernehmen.*

Schriftführer der ARGE und Ansprechpartner für den Auftraggeber ist das o. e. Planungsbüro. Im Innenverhältnis der ARGE wurde die Zuständigkeit zwischen den ARGE Partnern geklärt.

- | | |
|---------------|---|
| Planer: | Funktionsgarantie der Anlage |
| Installateur: | Ausführung und Leistungsgarantie seiner gelieferten Komponenten |
| Lieferant: | Leistungsgarantie seiner gelieferten Komponenten (Kollektor) |

2. Messtechnische Erfassung

2.1 Funktionsüberwachung, Messdatenauswertung

Die erfassten Messdaten werden mit der Regelung der Solaranlage gespeichert und täglich mittels Telefonfernüberwachung ausgelesen. Das Planungsbüro registriert die Daten und wertet die Messwerte monatlich aus. Die Daten sind allen ARGE Partnern sowie dem Auftraggeber zur Verfügung zu stellen.

2.2 Zählerstand ablesen

Die Zählerstände von Wärmemengenzähler und Warmwasserzähler werden von der Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBAREN ENERGIE am Beginn und am Ende der Bestätigungsphase (Punkt 4.2) abgelesen.

3. Definition der zu garantierenden Wärmemenge:

Die Grundlagen für die Berechnung des Garantiewertes sind der Warmwasserverbrauch (Liter pro Tag) und die Wetterdaten.

3.1 Warmwasserverbrauch:

Der Warmwasserbedarf wird vom Planungsbüro für die Berechnung definiert. Für die Ermittlung des Warmwasserverbrauchs sind dem Planungsbüro vom Auftraggeber folgende Daten zur Verfügung zu stellen:

- Gebäudepläne, (Wohnungsaufteilung, Wohnnutzflächen)
- Ausstattung (Badewannen, Duschen, Warmwasseranschlüsse für Geschirrspüler bzw. Waschmaschine)
- Anzahl der Personen (gegliedert in Kinder und Erwachsene)
- Länge, Dimensionierung und Dämmgüte der Zirkulationsleitung
- Ein- Ausschaltzyklen der Zirkulationsleitung

3.2 Wetterdaten:

Für die Berechnung wird der in T*SOL vorhandene Wetterdatensatz für den Standort 8010 Graz herangezogen, da für Gleisdorf kein vollständiger Wetterdatensatz (es fehlt der Globalstrahlungsdatensatz) zur Verfügung steht.

Wird der Garantiewert in der Bestätigungsphase nicht erreicht, wird eine zusätzliche Simulation mit den tatsächlichen Wetterdaten des österreichischen Wetterdienstes für den Standort Graz Thalerhof durchgeführt.

3.3 Simulationsdaten, Simulationsergebnisse:

Der Berechnung mit dem Simulationsprogramm T*SOL sind folgende Eckdaten zugrunde gelegt. Detaillierte Informationen zu den Ausgangsdaten für die Simulation sind dem ANHANG zu entnehmen.

Meteorologische Daten		8010 Graz
Warmwasserverbrauch	[l/d]	750
Vorlauftemperatur (Brauchwasser)	[°C]	50
Kollektorfläche (Aperturfläche)	[m ²]	54
Pufferspeichergröße	[l]	2.050
Brauchwasserspeicher	[l]	500

Die errechneten Wärmeerträge und errechneten Warmwasserverbräuche sind in der folgenden Tabelle mit monatlichen Werten sowie dem Jahresergebnis ausgewiesen. Als Wärmemenge werden 90% der so ermittelten Wärmelieferung garantiert.

Wärmeerträge und Warmwasserverbrauch pro Monat					
	[kWh]	[m ³]		[kWh]	[m ³]
Jänner	448	25,9	Juli	1.425	13,7
Februar	767	23,7	August	1.385	15,9
März	1.224	22,8	September	1.258	17,5
April	1.454	19,4	Oktober	979	23,4
Mai	1.463	17,1	November	490	23,2
Juni	1.462	14,9	Dezember	322	26,0
Jahreswarmwasserverbrauch [m³]					243,5
Jahreswärmeertrag [kWh]				12.677	
Garantiewert entspricht 90 % der Jahreswärmemenge [kWh]				11.409	

Informationen zu den Parametern und Simulationsergebnissen sind dem Anhang zu entnehmen.

4. Zeitlicher Ablauf

4.1 Testphase

Nach vollständiger Installation der thermischen Solaranlage, der Messtechnik, der Fernüberwachung und der technischen Abnahme der Anlage beginnt die Testphase, in der die Funktion der Solaranlage überprüft und optimiert wird.

Werden während der Testphase die vom Planungsbüro definierten Warmwasserverbräuche nicht erreicht, so wird der ARGE dann eine zweite Simulation zugestanden, wenn während der Testphase die vom Auftraggeber angegebenen Daten zum Warmwasserverbrauch nicht mit den tatsächlich vorliegenden Daten (z.B. Anzahl der Personen) übereinstimmen. Die zweite Simulation wird auf Basis der während der Testphase ermittelten Warmwasserverbräuche durchgeführt. Die Vertragspartner vereinbaren zur Überprüfung des Warmwasserverbrauchs einen Zeitraum von 2 Monaten.

4.2 Bestätigungsphase

Die einjährige Garantiephase beginnt nach Abschluss der Testphase am 01.10.1998 und endet am 30.09.1999. Falls der Garantiewert in der ersten Bestätigungsphase nicht erreicht wird, können die Vertragspartner ein weiteres Bestätigungsjahr vereinbaren.

4.3 Nachbesserungsmöglichkeiten und Wiederholung der Bestätigungsphase

Der ARGE wird bei Nichteinhaltung der Garantiewerte in der Bestätigungsphase die Möglichkeit eingeräumt, auf eigene Kosten Nachbesserungen vorzunehmen.

5. Eintritt des Garantiefalls

Wird der Garantiewert siehe Punkt 3.3 der unter Umständen nach Punkt 4 geändert wurde, in der Bestätigungsphase nicht erreicht, tritt der Garantiefall ein. Der von der ARGE an die Feistritzwerke der Stadt Gleisdorf zu überweisende Betrag wird wie folgt berechnet:

$$R = NI \cdot \left(1 - \frac{GM}{GWS}\right)$$

- R Rückzahlungsbetrag
NI Nettoinvestition: Kosten der Solaranlage einschließlich Planung und Montage, jedoch ohne Messtechnik, Wartungskosten und MWSt., also alle Kosten, die direkt mit der Solaranlage in Verbindung zu bringen sind.
GM gemessene solare Wärmemenge
GWS Garantiewert

7. *Wartung der Solaranlage*

Die Wartung der Solaranlage ist nicht Gegenstand des vorliegenden Vertrages und wird vom Auftraggeber selbst durchgeführt oder an Dritte vergeben.

8. *Nebenabsprachen, Schiedsstelle*

Mündliche Nebenabsprachen gelten als nicht getroffen. Änderungen oder Ergänzungen des Vertrages bedürfen der Schriftform.

Für Streitfälle vereinbaren Auftraggeber und ARGE folgende Schiedsstelle:

Institut für Wärmetechnik an der Technischen Universität Graz
Inffeldgasse 25
A-8010 Graz.

Die Schiedsstelle soll eine gütliche Einigung im Streitfall herbeiführen.

Wird die Schiedsstelle von einem Vertragspartner angerufen, gelten folgende Kostenregelungen:

Wird ein Verschulden der ARGE festgestellt, so erfolgt die Aufteilung der Honorarkosten für die Schiedsstelle im gleichen Verhältnis, wie die Aufteilung des Erstattungsbetrages an den Auftraggeber. Sind keine Erstattungskosten an den Auftraggeber zu bezahlen, so wird die Aufteilung der Honorarkosten von der Schiedsstelle getroffen.

Wird ein Verschulden des Auftraggebers festgestellt, so hat dieser die Honorarkosten zu bezahlen, sofern von der Schiedsstelle keine andere Regelung getroffen wird.

Arbeitsgemeinschaft:	Firmenstempel und Unterschrift
Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE - AEE Feldgasse 19 A-8200 Gleisdorf Gleisdorf, am _____	_____
Trieb's Nfg GesbR Birkfelderstraße 31 A-8160 Weiz Weiz, am _____	_____
Sonnenkraft Vertriebs-GmbH Im Mühlthal A-4655 Vorchdorf Vorchdorf, am _____	_____
Auftraggeber:	Firmenstempel und Unterschrift
Feistritzwerke der Stadt Gleisdorf Gartengasse 36 A-8200 Gleisdorf Gleisdorf, am _____	_____