

# Solarunterstützte Wärmenetze

R. Heimrath, A. Heinz, T. Mach, W. Streicher  
C. Fink, R. Riva

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**12/2002**

## **Impressum:**

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>  
oder unter:

Projektfabrik Waldhör  
Nedergasse 23, 1190 Wien  
Fax 01 /36 76 151 - 11  
Email: projektfabrik@nextra.at

# Solarunterstützte Wärmenetze

Technologie und Komponentenentwicklung

Endbericht

Auftragnehmer:

Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz

Autoren:

DI Richard Heimrath

DI(FH) Andreas Heinz

DI Thomas Mach

Ao.Univ.-Prof. DI Dr. Wolfgang Streicher

Institut für Wärmetechnik, TU Graz (IWT)

Ing. Christian Fink

Richard Riva

Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie,

Institut für Nachhaltige Technologien (AEE-INTEC)

In Zusammenarbeit mit

Technisches Büro, Ing. Harald Kaufmann,

Fa S.O.L.I.D., Dr. Christian Holter

Graz, 03.04.02

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften



## Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines beauftragten Projekts aus der ersten Ausschreibung der Programmlinie Haus der Zukunft im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften, welches 1999 als mehrjähriges Forschungs- und Technologieprogramm vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie gestartet wurde.

Die Programmlinie Haus der Zukunft intendiert, konkrete Wege für innovatives Bauen zu entwickeln und einzuleiten. Aufbauend auf der solaren Niedrigenergiebauweise und dem Passivhaus-Konzept soll eine bessere Energieeffizienz, ein verstärkter Einsatz erneuerbarer Energieträger, nachwachsender und ökologischer Rohstoffe, sowie eine stärkere Berücksichtigung von Nutzungsaspekten bei vergleichbaren Kosten zu konventionellen Bauweisen erreicht werden. Damit werden für die Planung und Realisierung von Wohn- und Bürogebäuden richtungsweisende Schritte hinsichtlich ökoeffizientem Bauen und einer nachhaltigen Wirtschaftsweise in Österreich demonstriert.

Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt dank des überdurchschnittlichen Engagements und der übergreifenden Kooperationen der Auftragnehmer, des aktiven Einsatzes des begleitenden Schirmmanagements durch die Österreichische Gesellschaft für Umwelt und Technik und der guten Kooperation mit dem Forschungsförderungsfonds der gewerblichen Wirtschaft bei der Projektabwicklung über unseren Erwartungen und führt bereits jetzt zu konkreten Umsetzungsstrategien von modellhaften Pilotprojekten.

Das Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften verfolgt nicht nur den Anspruch, besonders innovative und richtungsweisende Projekte zu initiieren und zu finanzieren, sondern auch die Ergebnisse offensiv zu verbreiten. Daher werden sie auch in der Schriftenreihe "Nachhaltig Wirtschaften konkret" publiziert, aber auch elektronisch über das Internet unter der Webadresse [www.hausderzukunft.at](http://www.hausderzukunft.at) dem Interessierten öffentlich zugänglich gemacht.

DI Michael Paula  
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie



## KURZFASSUNG (PROJEKTTEIL 1, SOLARUNTERSTÜTZTE BIOMASSE-NAHWÄRMENETZE)

In Österreich werden in zunehmendem Maße Nahwärmenetze durch Solaranlagen unterstützt. Ende 1998 waren 444 Biomasse-Nahwärmenetze in Betrieb. 14 dieser Anlagen werden im Sommer durch eine Solaranlage unterstützt. Für zukünftige Betreiber von Nahwärmenetzen und für die Förderstellen dieser Technologie stellt sich die Frage, unter welchen Umständen die Kombination aus Solaranlage und biomassebefeuertem Kessel gegenüber Varianten mit anderen Konzepten zur Sommerversorgung ohne Solaranlage sinnvoll ist. Dazu wurde ein Kriterienkatalog erstellt, mit dessen Hilfe eine ökonomische und ökologische Entscheidungsfindung für oder gegen die Kombination von Biomasse und Solarenergie in Nahwärmenetzen ermöglicht werden soll.

Zunächst wurde über einen Fragebogen eine umfangreiche Datenerhebung über den Anlagenbestand in Österreich durchgeführt, um Betriebskennwerte und Anlagenkonfigurationen von Systemen mit und ohne Solaranlage analysieren zu können. Unter Zuhilfenahme der mit den erhaltenen Daten erstellten Datenbank wurden für die weiteren Untersuchungen 4 Referenzsysteme mit unterschiedlichen Anschlussleistungen definiert und mittels Computersimulation im Simulationsprogramm SHWwin der durch die Solaranlage abdeckbare Energieanteil ermittelt. Anschließend wurden Wirtschaftlichkeitsberechnungen unter Verwendung der Annuitätenmethode nach VDI 2067 durchgeführt. Für die ökologische Bewertung wurden die durch die Solaranlage eingesparten Emissionsmengen berechnet, wobei auch das Teillast- und Taktverhalten von Biomassekesseln berücksichtigt wurde. Aufgrund von günstigen Überschneidungen mit einem anderen Projekt konnte zusätzlich ein Nomogramm-Berechnungsalgorithmus zur Bestimmung der solaren Energieeinsparung entwickelt werden.

Im Zuge der Datenerhebung konnten detaillierte Daten von insgesamt 65 Heizwerken aufgenommen werden. Die Ergebnisse zeigen, daß die Gesamtinvestitionskosten für ein Nahwärmenetz stark von der Leistungsbelegung abhängig sind. Es wurde jedoch festgestellt, daß ein Großteil der Wärmeverteilnetze eine schlechte Leistungsbelegung von teilweise weit unter 1 kW/m aufweist.

Für die Wirtschaftlichkeit einer Kombination aus Biomasse und Solaranlage erweisen sich niedrige Rücklauftemperaturen und damit hohe Kollektorströme, und hohe Brennstoffpreise als vorteilhaft. Besonders gegenüber einem Sommerbetrieb mit Öl ist die Solaranlage konkurrenzfähig. Bei Biomassebrennstoffen ist das Ergebnis stark von der jeweils eingesetzten Biomasse abhängig.

Hinsichtlich des Emissionseinsparungspotentials zeigt sich eine starke Abhängigkeit von der jeweiligen Kesseldimensionierung, was auf den erhöhten Emissionsausstoß von Kesseln im Taktbetrieb zurückzuführen ist, der bei den durchgeführten Berechnungen berücksichtigt wurde.

## **ABSTRACT (PROJECT PART 1, SOLAR ASSISTED BIOMASS DISTRICT HEATING NETWORKS)**

In Austria local district heating networks are increasingly combined with solar plants. At the end of 1998 444 biomass local district heating networks were in operation. 14 of these systems are supported by a solar plant in the summer months. Operators of local district heating networks and institutions that promote this technology are interested in the circumstances that make the combination of solar plant and biomass-boiler useful, in comparison to other concepts of summer supply. Therefore a catalog of criteria was developed, to assist economic and ecological decision making for or against the combination of biomass and solar energy in local district heating networks.

The first task in the context of this work was an extensive data acquisition and the creation of a data base for biomass local district heating networks with and without solar plant in Austria. Using the data base 4 reference systems with different configurations and connected heat loads were defined for the resuming analysis. For these reference-systems the solar fraction was determined by means of a simulation program. Subsequently an economic analysis was carried out using the annuity method according to VDI 2067. For the ecological analysis the emission savings due to the solar plant were calculated, whereby the higher emission output in partial load and cycling operation of biomass boilers was considered. Due to convenient overlappings with another project a nomogram calculation algorithm for the determination of the solar energy savings was developed additionally.

In the course of the data acquisition detailed data of 65 district heating plants could be obtained. The results show that the total investment costs of a district heating network are highly dependent on the heat density (heat demand compared to the length of the heating network). It was, however, stated that a majority of the district heating networks have a low heat density of partly far below 1 kW/m.

For the economy of a combination of biomass and solar plant low return temperatures that allow high specific energy savings and high fuel prices proved to have favorable effects for the solar plant. Particularly in comparison to a summer operation with an oil boiler the solar plant is competitive. With biomass fuels the result depends strongly on the used biomass in the respective case.

Regarding the emission savings potential there is a high dependency on the respective boiler dimensioning, due to the increased emission output of boilers in cycling operation, which was considered in the calculations.



## **KURZFASSUNG (PROJEKTTEIL 2, THERMISCHE SOLARANLAGEN FÜR MEHRFAMILIENHÄUSER)**

Zunehmend wurden in den letzten Jahren mehrgeschossige Wohnbauten mit thermischen Solaranlagen ausgeführt und somit die konventionelle Wärmeversorgung unterstützt. Im Vergleich zu Solarsystemen im Bereich der Einfamilienhäuser ist die Komplexität der Systemhydraulik bzw. der Dimensionierung eine wesentlich höhere. Dies zeigt sich in einer Vielzahl von unterschiedlichen Hydraulikkonzepten und Dimensionierungsansätzen. Für eine breite Umsetzung von effizienten solarunterstützten Wärmeversorgungssystemen muss ein technischer Standard – wie bei Kleinsystemen für Einfamilienhäuser schon vorhanden – aufgebaut und an Multiplikatoren (Haustechniker, Architekt, Bauträger) transferiert werden.

Im Rahmen einer Literaturrecherche wurden 15 verschiedene solarunterstützte Wärmeversorgungskonzepte dokumentiert. Davon wurden 5 vielversprechende Konzepte ausgewählt und für Vergleichs- und Optimierungsrechnungen herangezogen. Drei der ausgewählten Konzepte entsprechen der Kategorie der Vier-Leiter-Netze, zwei entsprechen der Kategorie der Zwei-Leiter-Netze. Um Gebäudeeinflüsse (Geometrien und Energiedichten) zu berücksichtigen, wurden den fünf Hydraulikkonzepten drei repräsentativen Referenzgebäude unterschiedlicher Größe (5, 12 und 48 Wohnungen) überlagert und in der dynamischen Simulationsumgebung TRNSYS modelliert. Der Vergleich der Simulations- und Variationsrechnungen erfolgte anhand definierter Systemkennzahlen.

Das Ergebnis des Systemvergleichs zeigt deutlich, dass Zwei-Leiter-Netze hinsichtlich Anlageneffizienz und Nutzung des Solarsystems deutliche Vorteile im Vergleich zu Vier-Leiter-Netzen bringen. Die entscheidende Größe stellt hier der Nachheizenergiebedarf (Bedarf an konventionellem Energieträger) dar. Zwei-Leiter-Netze weisen bei allen drei Gebäudegrößen und unterschiedlichen solaren Deckungsanteilen den geringsten Nachheizenergiebedarf auf und sind somit in energetischer Hinsicht Vier-Leiter-Netzen vorzuziehen. Die Vorteile von Zwei-Leiter-Netzen hinsichtlich des Nachheizenergiebedarfs sind bei wenig kompakten Gebäuden (geringe Energiedichten) größer als bei kompakten Gebäuden (mehrgeschossige Bebauung, hohe Energiedichten). Einerseits reduzieren Zwei-Leiter-Netze die Verteilverluste und andererseits liefern die tiefen Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeverteilnetz beste Startbedingungen für die thermische Solaranlage und somit höhere Solarerträge.

Neben energetischen Aspekten müssen auch ökonomische Aspekte berücksichtigt werden. Basierend auf Kostenanalysen und Simulationsergebnissen wurden für die fünf Konzepte (Solarsystem bis Wärmeverteilung) Wärmepreise ermittelt und verglichen. Hier zeigt sich, dass bei sehr kompakten Gebäuden mit hohen Energiedichten Vier-Leiter-Netze geringere Wärmepreise erzielen. Bei kleinen und mittleren Energiedichten existieren kaum Unterschiede im Wärmepreis, weshalb Zwei-Leiter-Netze wegen des geringeren Nachheizenergiebedarfs zu bevorzugen sind.

Dimensionierungsnomogramme, Optimierungen von Systemdetails sowie Lösungsansätze für die Integration thermischer Solarsysteme in den Gebäudebestand bilden zusätzlich wesentliche Projektergebnisse.

Die insgesamt 132 Teilnehmer der beiden projektbezogenen Planerworkshops zeigen deutlich das Interesse an der Technologie und an der geleisteten Projektarbeit.

## **ABSTRACT (PROJECT PART 2, THERMAL SOLAR SYSTEMS FOR MULTIPLE FAMILY BUILDINGS)**

In the recent past there has been a rise in the number of multiple-storey residential buildings with thermal solar plants which supports the conventional supply of energy. Compared to solar systems in the field of single-family homes, the system hydraulics respectively dimensioning are much more complex. Therefore a wide range of different hydraulic concepts and dimensioning approaches exists. A technical standard has to be developed for the wide implementation of efficient solar-supported energy supply systems – such as is already available for small systems for single-family homes – and transferred to multipliers: energy technicians, architects and residential associations.

A study of the literature available revealed that there are 15 different solar-supported energy supply concepts. 5 promising concepts were selected and used for comparative and optimisation calculations. Three of the concepts selected comply with the 4-pipe-net category and two with the 2-pipe-net category. In order to take the influence of buildings into consideration (geometries and energy densities), the five hydraulic concepts were placed over three representative reference buildings of different sizes (5, 12 and 48 flats) and modelled together in the dynamic simulation system TRNSYS. A comparison of the large number of simulation and variation calculations was performed on the basis of the key system figures which were defined.

The result of the system comparison shows clearly that 2-pipe-nets have obvious advantages over 4-pipe-nets concerning the plant efficiency and utilisation of the solar system. Here the auxiliary energy demand (need for conventional energy media) is the decisive factor. 2-pipe-nets reveal the lowest need for auxiliary energy in all three buildings of different sizes and the different solar fractions and are, therefore, to be given precedence over 4-pipe-nets in terms of energy. The advantages of 2-pipe-nets concerning the need for auxiliary energy are greater in less compact buildings (low energy densities) than in compact buildings (multiple-storey buildings, high energy densities). On the one hand the 2-pipe-nets reduce the distribution losses and on the other hand the low return temperatures from the energy distribution network offer optimum starting conditions for the thermal solar plant which translates into higher solar yields.

Apart from aspects pertaining to energy, economic aspects also have to be taken into consideration. Based on cost analyses and simulation results energy prices were calculated for the five concepts (solar system through to energy distribution) and compared. Here it can be seen that in very compact buildings with high energy densities, 4-pipe-nets attain lower energy prices. When it comes to small and medium sized energy densities there are hardly any differences in the energy price which is why 2-pipe nets are to be given preference because of the low need for auxiliary energy

Dimensioning nomograms, the optimisation of system details and possible solutions for the integration of thermal solar systems in the existing building are other important results from the project.

132 people participating in the two project-related workshops clearly demonstrate their interest in the technology and the work performed for the project.

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>1</b>	<b>Einleitung und Zielformulierung des Gesamtprojekts</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Projektteil Biomasse-Nahwärmenetze</b>	<b>5</b>
<b>2.1</b>	<b>Einleitung und Aufgabenstellung</b>	<b>5</b>
2.1.1	Problembeschreibung	5
2.1.2	Aufgabenstellung	6
2.1.3	Aufbau der Arbeit	6
<b>2.2</b>	<b>Analyse bestehender Biomasse Nahwärmenetze</b>	<b>7</b>
2.2.1	Auswertung der Datenerhebung	7
<b>2.3</b>	<b>Definition und Simulation von Referenzanlagen</b>	<b>13</b>
2.3.1	Kurzbeschreibung des Simulationsprogramms SHWwin	15
<b>2.4</b>	<b>Ökonomische Analyse</b>	<b>17</b>
2.4.1	Vorgangsweise	17
2.4.2	Varianten der Berechnung	18
2.4.3	Allgemeine Rahmenbedingungen und Eingangsparameter	19
2.4.4	spezifische Rahmenbedingungen für die 4 Referenzsysteme	21
2.4.5	Erläuterungen zur Berechnung	24
2.4.6	Ergebnisse	27
2.4.7	Vergleich mit alternativer Dimensionierung	36
2.4.8	Analyse der Wirtschaftlichkeitsberechnung	38
<b>2.5</b>	<b>Ökologische Analyse</b>	<b>39</b>
2.5.1	Teillast- und Taktverhalten von Biomassekesseln	39
2.5.2	Auswahl von Emissionsfaktoren	44
2.5.3	Berechnungsvarianten	48
2.5.4	Emissionsberechnung	50
2.5.5	Einfluss der Anlagenkonfiguration auf das Taktverhalten	53
<b>2.6</b>	<b>Nomogramm - Algorithmus</b>	<b>55</b>
2.6.1	Allgemeine Funktionsweise	55
2.6.2	Eingangswerte für den Nomogramm - Algorithmus	56
2.6.3	Ausgangs-Nomogramm	56
2.6.4	Anpassungsfaktoren	61
2.6.5	Berechnungsbeispiel und Anwendungsgrenzen	64
<b>2.7</b>	<b>Weitere Beurteilungskriterien</b>	<b>65</b>
<b>2.8</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse</b>	<b>66</b>
2.8.1	Datenerhebung	66
2.8.2	Definition von Referenzanlagen	66
2.8.3	Ökonomische Analyse	66
2.8.4	Ökologische Analyse	67
2.8.5	Nomogramm-Algorithmus	68
<b>2.9</b>	<b>Ausblick/Empfehlungen</b>	<b>70</b>
<b>Anhang A: Berechnungstabellen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung</b>		<b>71</b>
<b>Variante 1</b>		<b>71</b>
<b>Variante 2</b>		<b>72</b>

<b>Variante 3</b>	<b>73</b>
<b>Variante 4</b>	<b>74</b>
<b>Anhang B: Sensitivitätsanalysen der restlichen Anlagen</b>	<b>75</b>
<b>Variante 1</b>	<b>75</b>
<b>Variante 2</b>	<b>76</b>
<b>Variante 3</b>	<b>77</b>
<b>Variante 4</b>	<b>79</b>
<b>3 Projektteil Thermische Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser</b>	<b>81</b>
<b>3.1 Einleitung und Aufgabenstellung</b>	<b>81</b>
3.1.1 Problemanalyse	81
3.1.2 Aufgabenstellung	82
<b>3.2 Stand der Technik von thermischen Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser</b>	<b>82</b>
3.2.1 Messergebnisse	82
3.2.2 Der Verbrauch	86
3.2.3 Dimensionierungsansätze	89
3.2.4 Hydraulikkonzepte von thermischen Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser	92
<b>3.3 Definition von Referenzsystemen</b>	<b>110</b>
3.3.1 Referenzgebäude	110
3.3.2 Referenzhydraulikkonzepte	121
3.3.3 Klimadaten	123
<b>3.4 Abbildung der Referenzsysteme in der Simulationssoftware TRNSYS</b>	<b>124</b>
3.4.1 Allgemeines zur Simulationssoftware TRNSYS	124
3.4.2 Gebäudesimulation	124
3.4.3 Modellierung der Referenzsysteme	126
<b>3.5 Bewertungsgrößen für Kollektoranlagen</b>	<b>136</b>
3.5.1 Der solare Deckungsgrad	136
3.5.2 Der Zapfdeckungsanteil	137
3.5.3 Der spezifische Ertrag einer Solaranlage	138
3.5.4 Der Systemnutzungsgrad einer Solaranlage	138
3.5.5 Der Systemwirkungsgrad eines solarunterstützten Heizungssystems	138
3.5.6 Der Nachheizenergiebedarf	139
3.5.7 Die Auslastung einer Solaranlage	139
3.5.8 Bewertungsgrößen im Vergleich	140
<b>3.6 Heizlast und Wärmebedarf der Referenzgebäude</b>	<b>142</b>
3.6.1 Die Heizlast der Referenzgebäude	142
3.6.2 Der Wärmebedarf der Referenzgebäude	143
<b>3.7 Vergleichs- und Variationsrechnungen für die Referenzhydraulikkonzepte in Verbindung mit den Referenzgebäuden</b>	<b>144</b>
3.7.1 Rahmenbedingungen für die Vergleichsrechnungen	144
3.7.2 Vorgangsweise bei den Vergleichsrechnungen	145
3.7.3 Validierung der Simulationsmodelle	147
3.7.4 Systemkonzepte zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung im direkten Vergleich	149

3.7.5	Zusammenfassung und Interpretation der Ergebnisse des Systemvergleichs nach energetischen Aspekten .....	161
3.7.6	Optimierungs- und Variationsrechnungen an den Referenzhydraulikkonzepten .....	163
<b>3.8</b>	<b>Kostenanalyse und Vergleich der Wärmepreise anhand der Referenzkonzepte</b> ____	<b>167</b>
3.8.1	Kostenermittlung .....	168
3.8.2	Wärmepreisermittlung .....	176
3.8.3	Mathematische Definition von Wärmepreisen .....	179
3.8.4	Vergleich der Wärmepreise der Referenzhydraulikkonzepte .....	181
<b>3.9</b>	<b>Dimensionierung mittels einfacher und spezifischer Nomogramme</b> .....	<b>187</b>
3.9.1	Dimensionierungsnomogramme für Systeme zur Brauchwassererwärmung .....	188
3.9.2	Dimensionierungsnomogramme für Systeme zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung .....	190
3.9.3	Einfluss von Neigung und Azimut der Kollektorfläche auf die Dimensionierung .....	194
3.9.4	Einfluss unterschiedlicher Heizungsvorlauftemperaturen auf die Dimensionierung .....	198
3.9.5	Klimaeinflüsse .....	199
<b>3.10</b>	<b>Ansätze zur Integration von thermischen Solarsystemen im Gebäudebestand</b> ____	<b>202</b>
3.10.1	Technische Rahmenbedingungen für die Integration thermischer Solarsysteme im Bestand von Geschosswohnbauten .....	202
3.10.2	Rechtliche Rahmenbedingungen für die Integration thermischer Solarsysteme im Bestand von Geschosswohnbauten .....	208
<b>3.11</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse</b> .....	<b>211</b>
3.11.1	Ökologischer und ökonomischer Vergleich unterschiedlicher solarunterstützter Wärmenetze .....	211
3.11.2	Dimensionierungsnomogramme .....	213
3.11.3	Ansätze zur Integration von thermischen Solarsystemen im Gebäudebestand .....	214
<b>3.12</b>	<b>Ausblick/Empfehlungen</b> .....	<b>216</b>
<b>4</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>217</b>
	<b>Projektteil 1, Solarunterstützte Biomasse-Nahwärmenetze</b> .....	<b>217</b>
	<b>Projektteil 2, Thermische Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser</b> .....	<b>219</b>

## 1 Einleitung und Zielformulierung des Gesamtprojekts

In Österreich werden in zunehmendem Maße sowohl Nahwärmenetze als auch Wärmenetze in Mehrfamilienhäusern durch Solaranlagen unterstützt. Kleine und mittlere Nahwärmenetze werden in Österreich primär mit Biomasse betrieben. Ende 1998 waren 444 Biomasse-Nahwärmenetze in Betrieb. 14 dieser Anlagen werden im Sommer durch eine Solaranlage unterstützt. Im Geschosswohnbau wurden in den letzten Jahren rund 300 bis 350 thermische Solaranlagen realisiert.

Für solarunterstützte Nahwärmenetze ergeben sich aufgrund unterschiedlicher Rahmenbedingungen andere Fragestellungen als für die Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser. Aus diesem Grund ist das Projekt auch in diese zwei Projektteile geteilt.

### **Nahwärmenetze (Teilprojektleitung: Institut für Wärmetechnik, TU-Graz):**

- Technisch sind (sollten) die Solaranlagen auf gutem Stand sein, da sie zumeist groß genug sind, um von einem spezialisierten Planer (ev. im Subauftrag für den Generalplaner) ausgelegt zu werden.
- Da Nahwärmenetze vorwiegend mit Biomasse betrieben werden, sind CO<sub>2</sub> – Reduktionen und erneuerbare Energieträger keine Entscheidungskriterien für oder gegen eine Solaranlage. Eine Ausnahme stellen hier Nahwärmenetze dar, die zur Spitzenlastabdeckung und/oder für den Sommerbetrieb zum Teil fossil betrieben werden.
- Nahwärmenetze müssen als Ganzes vorwiegend wirtschaftlich betrieben werden
- Daher ergibt sich als in dem vorliegenden Projekt behandelte Fragestellung die ökonomische und ökologische Sinnhaftigkeit der Koppelung von Biomasse-Nahwärmenetzen mit Solaranlagen.

Das **Ziel** des Projektteiles Biomasse-Nahwärmenetze ist, einen Kriterienkatalog zu erstellen, unter welchen Umständen (Anlagengröße, Anlagenkonzeption und Art und Höhe der Anlagenförderung) eine Solarunterstützung von Biomasse-Nahwärmenetzen ökonomisch und ökologisch sinnvoll ist.

### **Mehrfamilienhäuser (Teilprojektleitung: ARGE Erneuerbare Energie AEE INTEC):**

- Solaranlagen werden von Energie- bzw. Haustechnikplanern mit zumeist geringer Erfahrung im Bereich „Solarthermie“ geplant.
- Die konventionelle Wärmeerzeugung erfolgt mit allen möglichen Primärenergieträgern.
- Solaranlagen werden bei Mehrfamilienhäusern zumeist nicht aus ökonomischen Gründen, sondern aus Marketingüberlegungen (unterstützt durch gute Förderungen) gebaut.
- Die Fragestellungen an Solaranlagen in Mehrfamilienhäusern sind daher die technische Funktionsfähigkeit und Optimierung (Technik und Kosten) sowie die Erstellung von Planungsrichtlinien, die auch von im Bereich „Solarthermie“ unerfahrenen Planern sicher umgesetzt werden können.

Die Arbeiten hierzu beziehen sich sowohl auf den Neubaubereich wie auch auf den Gebäudebestand. Nicht nur die Energiegewinnung durch die Kollektoranlage bzw. der Einbindung der Komplementärenergiequelle, sondern auch die effiziente Wärmeverteilung bis zum Verbraucher stehen bei den Arbeiten im Vordergrund. Die Ergebnisse des Projektes werden in einer Planungsbroschüre zusammengefasst und stehen den partizipierenden Firmen sowie interessierten Haustechnikplanern zur Verfügung.

## **Projektpartner:**

### **Europäisches Zentrum für Erneuerbare Energie**

Hauptplatz 7, 7540 Güssing

### **KWB Kraft & Wärme aus Biomasse GmbH**

Raab 235, 8321 St. Margarethen

### **Landesenergieverein Steiermark**

Burggasse 9/II, 8010 Graz

### **Immobilien Schuster GesmbH**

Grieskai 16, 8011 Graz

### **Ing. Harald Kaufmann, Technisches Büro für Biomasse, Solaranlagen und**

**Nahwärmenetze**, Herrgottwiesgasse 188, 8055 Graz

### **Neue Heimat, Gemeinnützige Wohnungs- und Siedlungsgesellschaft in Steiermark**

Wastiangasse 7, 8010 Graz

### **Sonnenkraft Vertriebs-GmbH**

Resslstrasse 9, 9065 Klagenfurt / Ebenthal

### **SOLID GmbH, Gesellschaft für Solarinstallation und Design m.b.H**

Herrgottwiesgasse 188, 8055 Graz





## 2 Projektteil Biomasse-Nahwärmenetze

(Projektbearbeitung: Heinz, Streicher, IWT)

### 2.1 Einleitung und Aufgabenstellung

#### 2.1.1 Problembeschreibung

Neben den Biomasseeinzelöfen haben sich in Österreich speziell in den holzreichen bzw. ländlichen Regionen Biomasse-Nahwärmenetze sehr stark verbreitet. Mit Ende 1998 waren rund 444 solcher dezentraler Biomasse-Heizwerke mit einer Leistung von 563 MWth in Betrieb.

Im Sommer müssen die Netze zumeist nur den Energiebedarf für das Brauchwasser der Abnehmer decken. Zudem fallen einige Abnehmer wie z.B. Schulen fast vollständig aus. Die Abnahmeleistung sinkt im Sommer daher z.T. auf weniger als 5 % der Auslegungsleistung.

Wird nur ein Biomassekessel eingesetzt, so kann dieser die geringe Leistung nur durch Takten erreichen, was den Wirkungsgrad stark vermindert und die Emissionen erhöht. Bei vielen Anlagen kommt daher in den Sommermonaten ein kleiner Öl- oder Gaskessel zum Einsatz. Dies widerspricht natürlich dem Ansatz der Versorgung mit erneuerbaren Energieträgern.

Wird, wie das bei großen Biomasse-Nahwärmenetzen oft der Fall ist, die Leistung mit einem Gas- oder Öl Spitzenlastkessel mit 30-40 % der Netzleistung und zwei Biomassekesseln mit einem Leistungssplitting von 1:2 bereitgestellt, so kann meist der kleinere Biomassekessel im Sommer im Teillastbetrieb ohne Takten betrieben werden.

Bei kleinen Anlagen ist das Kesselsplitting aus Kostengründen oft problematisch und der Kessel muss im Sommer mit extremer Teillast betrieben werden oder auf einen Pufferspeicher takten.

Aus dem Dilemma der Sommerdeckung bei Anlagen mit nur einem Biomassekessel heraus entstanden Biomasse-Nahwärmenetze, die für die Sommerdeckung Solaranlagen einsetzen. Zwölf dieser solarunterstützten Biomasse-Nahwärmenetze mit Kollektorflächen bis 1250 m<sup>2</sup> sind derzeit in Betrieb. Die Solaranlage wird so ausgelegt, dass in den Sommermonaten annähernd eine solare Volldeckung erreicht wird. Die notwendige Restenergie stammt aus fossil betriebenen kleinen Kesseln, die zumeist bereits vorhanden sind. Mit dieser Variante kann praktisch die gesamte für den Betrieb benötigte Primärenergie aus erneuerbaren Energieträgern abgedeckt werden.

### 2.1.2 Aufgabenstellung

Für zukünftige Betreiber von Nahwärmenetzen und für die Förderstellen für diese Technologie stellt sich die Frage, unter welchen Umständen die Kombination aus Solaranlage und biomassebefeuertem Kessel für Nahwärmenetze ökonomisch und hinsichtlich der Emissionen gegenüber Varianten mit anderen Konzepten zur Sommerversorgung ohne Solaranlage sinnvoll ist.

Zur Beantwortung dieser Frage soll ein Kriterienkatalog in Abhängigkeit von Anlagengröße, Anlagenkonzeption und Art und Höhe der Anlagenförderung, erstellt werden, der eine ökonomische und ökologische Entscheidungsfindung für oder gegen eine Kombination aus Biomassekessel und Solaranlage ermöglicht.

### 2.1.3 Aufbau der Arbeit

- Erhebung von Anlagenkonfigurationen und Betriebskennwerten von Nahwärmenetzen mit und ohne Solaranlage mittels Fragebogen.
- Erstellung von 4 Referenzsystemen in Bezug auf Anlagengröße und Netzkennlinie. Berechnung von Jahres- und Sommerdeckungsgrad sowie der spez. Energieeinsparung mittels Simulation im Simulationstool SHWin.
- Ökonomische Bewertung der 4 Referenzsysteme unter Annahme von 4 Vergleichsszenarien hinsichtlich Betriebsweise im Sommer. Sensitivitätsanalyse der wichtigsten Eingangsparameter.
- Ökologische Analyse mit der Ermittlung der durch den Bau einer Solaranlage eingesparten Emissionen, bzw. durch den Vergleich verschiedener Betriebsweisen von Biomasse-Heizwerken mit und ohne Solaranlage. Analyse des Einflusses der Kesselauslegung bzw. der Auswirkungen von Teillast- und Taktbetrieb auf den Emissionsausstoß von Biomassekesseln.
- Erstellung eines Nomogram-Algorithmus zur Berechnung von Jahres- und Sommerdeckungsgrad sowie der spez. Energieeinsparung für unterschiedliche Systemkonfigurationen.
- Erhebung weiterer nicht technischer Beurteilungskriterien.

## 2.2 Analyse bestehender Biomasse Nahwärmenetze

Um den Stand der Technik bei Biomasse-Nahwärmenetzen mit und ohne Solaranlage zu erfassen, wurde eine umfangreiche Erhebung von Anlagenkonfigurationen und Betriebskennwerten von bestehenden Nahwärmenetzen durchgeführt. Ziel war die Analyse der Wärmeabnahme und der Abnahmetemperaturen von bestehenden Nahwärmenetzen.

Die benötigten Anlagendaten wurden teilweise von am Projekt beteiligten Firmen zur Verfügung gestellt. Zur Erhebung weiterer Anlagendaten wurde ein Fragebogen erarbeitet, der an 335 Biomasse-Nahwärmenetze in ganz Österreich versendet wurde. Die Ansprechpartner und Adressen der jeweiligen Heizwerke stammen dabei vom LandesEnergieVerein Steiermark sowie von der Landes-Landwirtschaftskammer Niederösterreich. Von 249 Anlagen war bereits die Anschlussleistung bekannt, von 96 die Anschlussleistung, Netzlänge und Kesselleistung

### 2.2.1 Auswertung der Datenerhebung

Im Zuge der Datenerhebung konnten insgesamt 65 Heizwerke aufgenommen werden, 14 davon mit Solaranlage. 18 wurden von beteiligten Firmen organisiert, der Rest stammt aus den ausgesendeten Fragebögen. Die Rücklaufquote der Aussendungen betrug also 14 %.

Mit den erhaltenen Daten wurde, um ein besseres Handling der Datenflut zu erreichen bzw. um die Auswertung zu erleichtern, eine Access-Datenbank erstellt, die alle erhobenen Daten für jedes Heizwerk sowie die jeweiligen Ansprechpartner und Adressen enthält.

Die nun folgenden Abbildungen basieren jeweils auf einer unterschiedlichen Anzahl von Anlagen, da die den einzelnen Abbildungen und Diagrammen zugrundeliegenden Daten nicht für jedes Heizwerk vorhanden sind bzw. erhoben werden konnten. Die Anzahl der jeweils relevanten Anlagen ist in der Unterschrift jeder Abbildung in Klammern angegeben.

#### 2.2.1.1 Anschlussleistungen

Im Zuge der Datenerhebung wurden Anlagen mit sehr unterschiedlichen Anschlussleistungen in die Datenbank aufgenommen. In Abbildung 2.1 ist die Verteilung der Anschlussleistungen dargestellt.

In Abbildung 2.2 sind die Anschlussleistungen und die spezifischen Gesamt-Investitionskosten (EUR/kW Anschlussleistung) aller Anlagen dargestellt, wobei jedem Punkt eine Anlage zugeordnet ist. Die Trendlinie zeigt ein Sinken der spez. Anlagenkosten mit steigender Anschlussleistung.

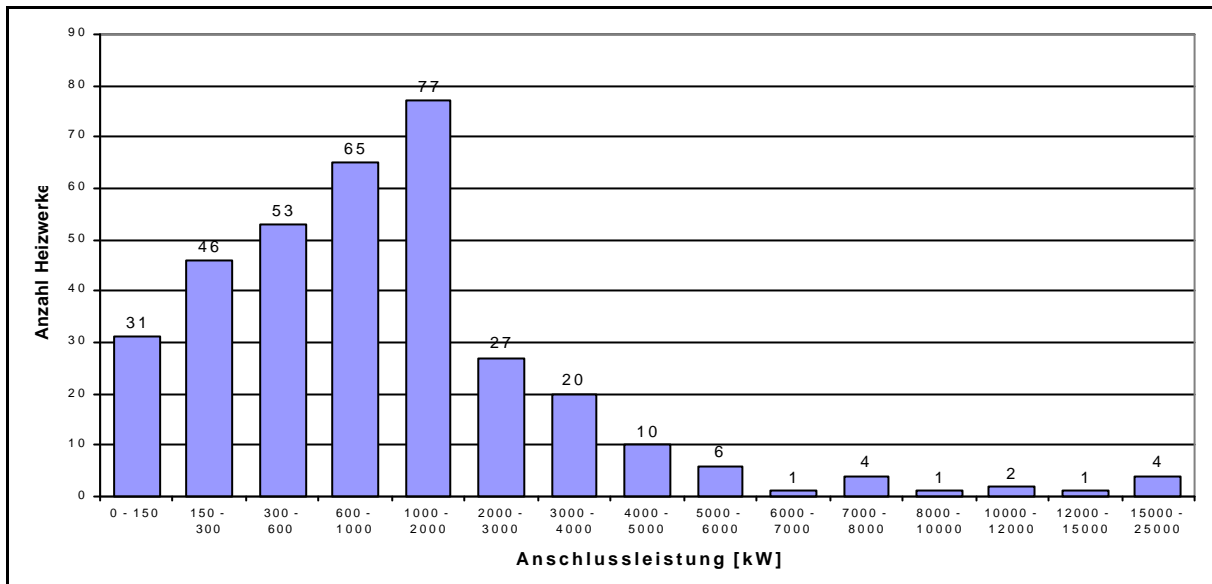


Abbildung 2.1 : Anzahl von Anlagen in verschiedenen Bereichen der Anschlussleistung (348 Anlagen)

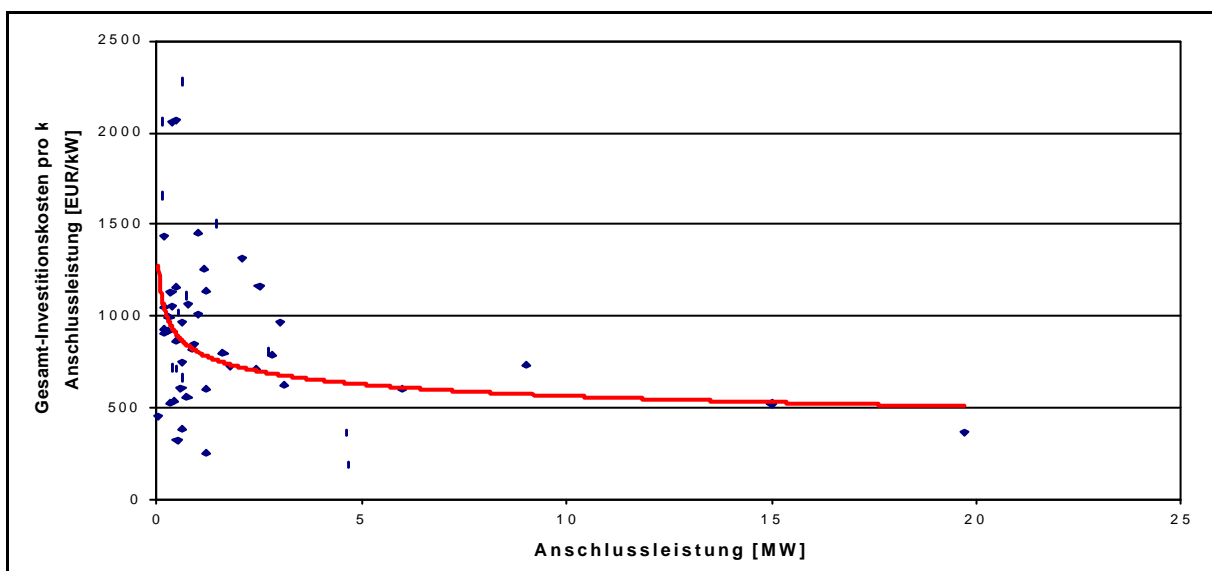


Abbildung 2.2 : Spez. Gesamt-Investitionskosten in Abhängigkeit der Anschlussleistung (54 Anlagen)

### 2.2.1.2 Leistungsbelegung des Fernwärmenetzes

Die Leistungsbelegung ist die auf die Netzlänge bezogene Abnehmerleistung (=Anschlussleistung). Diese Kennziffer wird durch die Leistungsdichte im Versorgungsgebiet und die ausgeführte Länge des Netzes bestimmt. Das Ziel ist es, eine möglichst hohe Leistungsbelegung zu erreichen, das heisst ein kurzes, kompaktes Verteilnetz mit großer Anschlussleistung, bzw. vielen Abnehmern.

Für den wirtschaftlichen Betrieb eines Nahwärmenetzes mit akzeptablen Netzverlusten, bzw. für nicht allzu hohe Investitionskosten wird ein Richtwert für die Leistungsbelegung von

größer 1 kW/m (kW Anschlussleistung/m Netzlänge) angegeben (STOCKINGER et al., 1998).

In Abbildung 2.3 sind alle erhobenen Anlagen als Punkte eingezeichnet. Die Gerade stellt den Grenzwert von 1 kW/m dar. Alle Anlagen, die sich unterhalb dieser Linie befinden, weisen eine Leistungsbelegung von weniger als 1 kW/m auf. Die Anlagen oberhalb der Linie liegen über der 1 kW/m-Grenze. Aus dieser Abbildung ist klar ersichtlich, dass ein Grossteil der Netze eine schlechte Leistungsdichte aufweist. Abbildung 2.4 veranschaulicht die Anzahl der erhobenen Anlagen, die sich in verschiedenen Bereichen der Leistungsbelegung befinden.

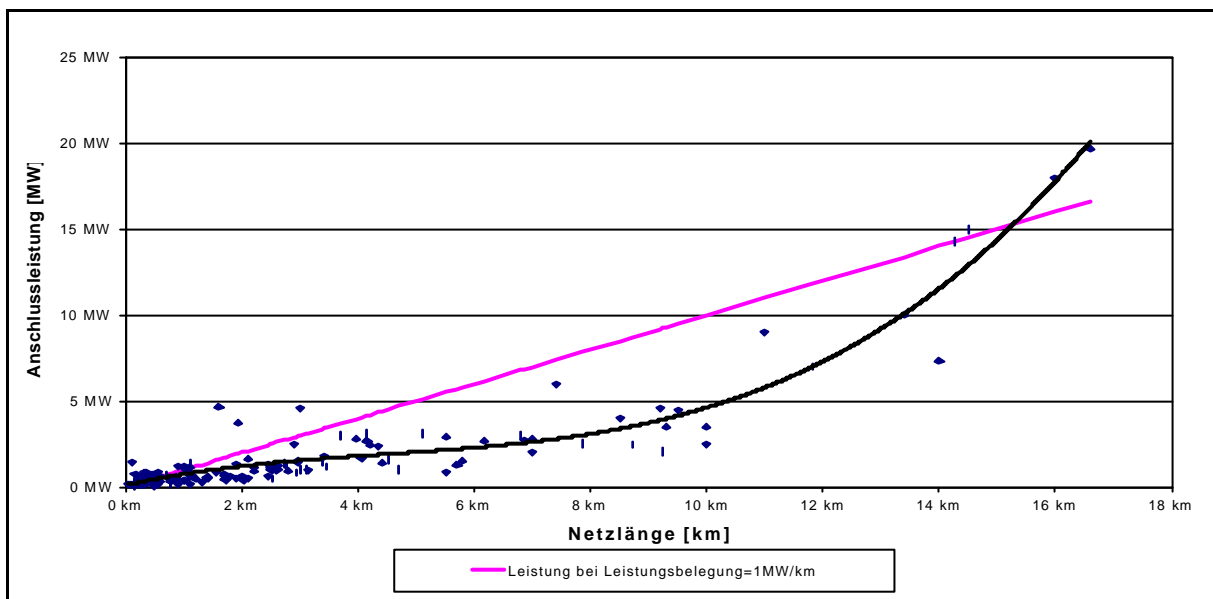


Abbildung 2.3 : Netzlänge und Anschlussleistung der erhobenen Anlagen (139 Anlagen)

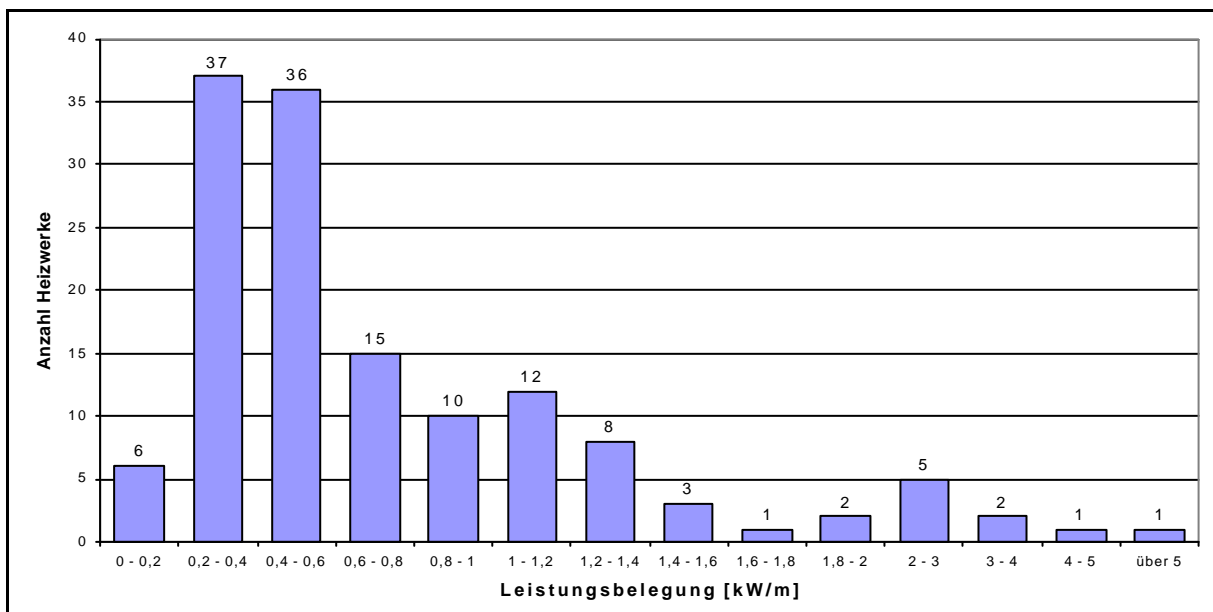


Abbildung 2.4 : Anzahl von Anlagen in verschiedenen Bereichen der Leistungsbelegung (139 Anlagen)

Größere Entfernungen zwischen den Abnehmern haben längere Leitungen zur Folge. Deshalb bewirkt eine niedrige Leistungsbelegung höhere spezifische Investitionskosten (bezogen auf die Gesamt-Anschlussleistung) sowohl beim Fernwärmenetz als auch bei der Gesamtanlage. Dieser Sachverhalt ist in Abbildung 2.5 und Abbildung 2.6 ersichtlich.

Abbildung 2.5 zeigt die Abhängigkeit der spez. Investitionskosten von der Leistungsbelegung. Die Punkte stellen dabei die einzelnen Anlagen dar. Die Kurve zeigt den ungefähren Trend, der ein Sinken der spez. Anlagenkosten mit steigender Leistungsbelegung widerspiegelt.

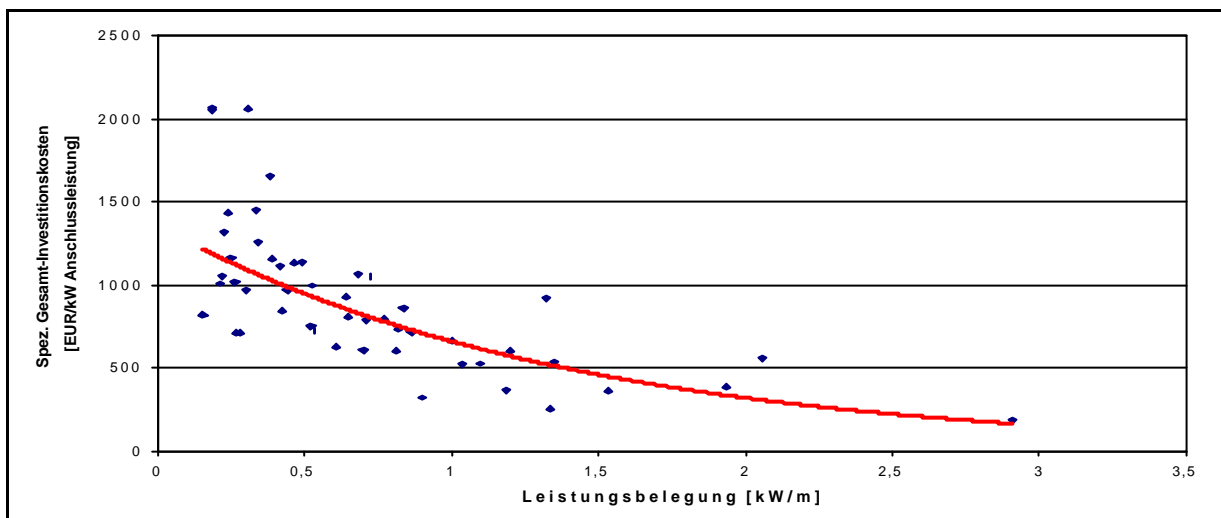


Abbildung 2.5 : Spez. Gesamt-Investitionskosten in Abhängigkeit der Leistungsbelegung (50 Anlagen)

Abbildung 2.6 zeigt den Anteil der Netzkosten an den Gesamtinvestitionskosten der Anlagen in Abhängigkeit der Leistungsbelegung. Die Trendlinie zeigt ein deutliches Sinken des Netzkosten-Anteiles mit sinkender Leistungsbelegung. So machen die Netzkosten bei 0,2 kW/m die Hälfte der Anlagenkosten aus, während sie bei 1 kW/m ein Viertel und bei 2 kW/m nur mehr ein Zehntel betragen.

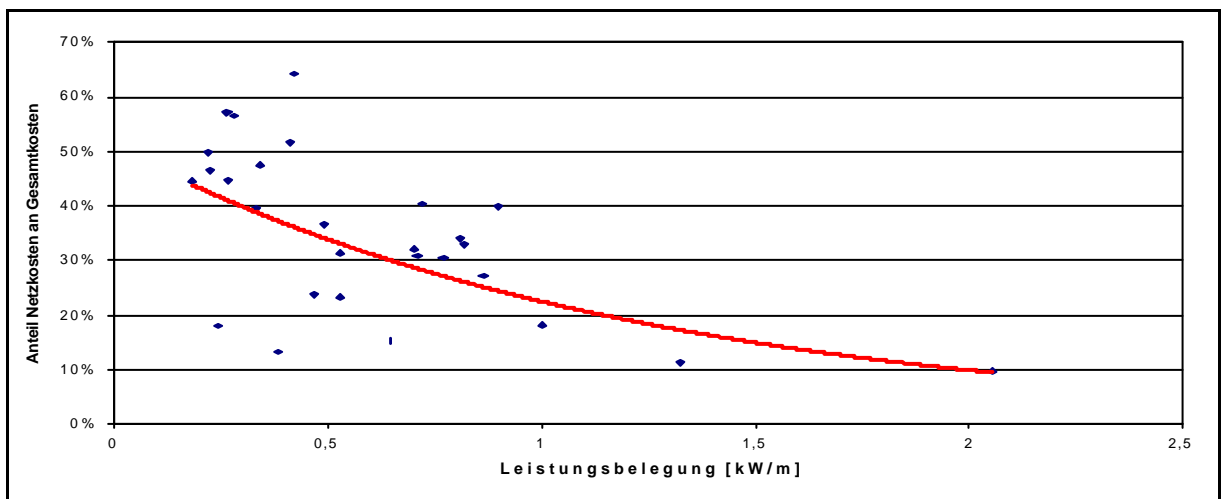


Abbildung 2.6 : Anteil der Netzkosten an den Gesamtkosten (30 Anlagen)

### 2.2.1.3 Anzahl der Kessel

Um zu verhindern, dass der Biomassekessel im Sommer unter extremen Teillastbedingungen betrieben wird, und um die Kesselauslastung zu steigern, fahren viele Heizwerksbetreiber ein sogenanntes Kesselsplitting. Darunter versteht man die Aufteilung der Leistung auf zwei Kessel (z.B. in einem Verhältnis von 1:2) oder mehr. Damit kann der kleinere Kessel den Sommerbetrieb übernehmen und im Winter für die Spitzenlastabdeckung sorgen. Der große Kessel bewerkstelligt die Abdeckung der Grundlast.

Abbildung 2.7 zeigt die prozentuelle Verteilung der Anlagen mit der jeweiligen Kesselanzahl bei verschiedenen Leistungsbereichen. Es ist ersichtlich, dass bei kleinen Anlagen bis 500 kW kaum ein Kesselsplitting betrieben wird, was vorwiegend auf Kostengründe zurückzuführen ist. Im Leistungsbereich von 500 bis 3000 kW nimmt der Anteil der Anlagen mit nur einem Kessel kontinuierlich ab, während Anlagen mit 2 Kesseln die Regel sind. Von 3000 bis 8000 kW beträgt der Anteil der Anlagen mit mehr als 3 Kesseln bereits 40 %, während er ab einer Leistung von 8000 kW 100 % annimmt.

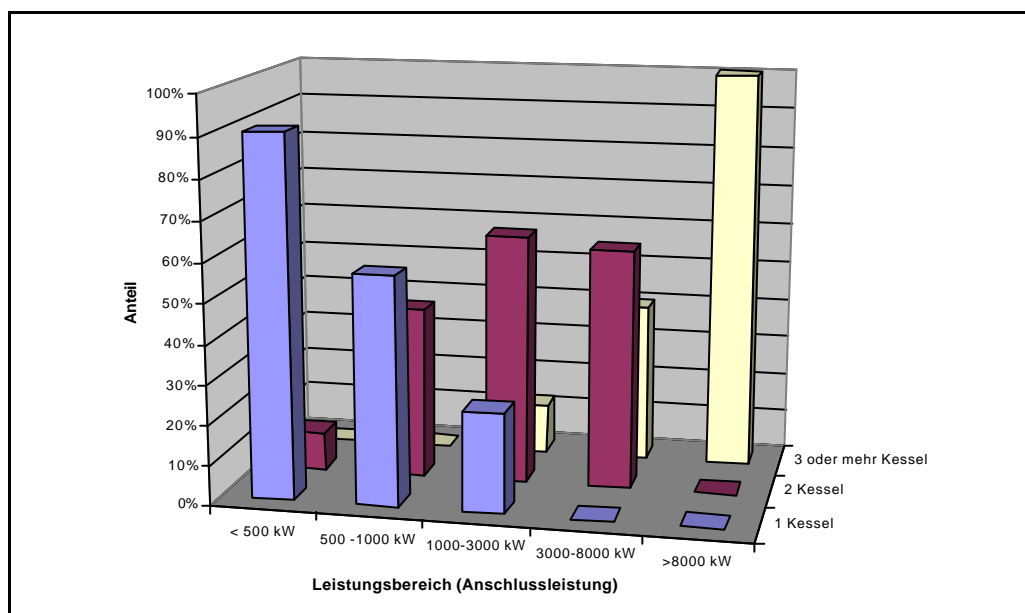


Abbildung 2.7 : Anzahl der Kessel bei verschiedenen Leistungsbereichen (62 Anlagen)

### 2.2.1.4 Art des Sommerbetriebes

Grundsätzlich gibt es bei österreichischen Biomasse-Nahwärmenetzen drei verschiedene Arten des Sommerbetriebes:

Ausser Betrieb: Die Anlage steht im Sommer still, die Warmwasserbereitung ist Sache der Abnehmer

Kontinuierlich: Die Anlage läuft auch im Sommer ganztägig, den Verbrauchern wird über den ganzen Tag Warmwasser garantiert



Intermittierend: Das Netz wird nur zu bestimmten Zeiten am Tag aufgeheizt („Ladefenster“)

Abbildung 2.8 zeigt die prozentuelle Verteilung der Anlagen mit der jeweiligen Art des Sommerbetriebes bei verschiedenen Leistungsbereichen.

Der Anteil der Anlagen, die im Sommer stillstehen sinkt mit zunehmender Leistung. Grosse Anlagen fahren meist einen kontinuierlichen Betrieb, während ein Grossteil der kleineren Anlagen (besonders bis 500 kW) im Sommer außer Betrieb ist. Der Grund dafür ist, dass es bei kleineren Anlagen meist nur 1 Kessel gibt, und dieser im Sommer ständig im extremen Teillastbereich fahren bzw. takten müsste. Dass es zwischen der Anzahl der Kessel und der Art des Sommerbetriebes einen deutlichen Zusammenhang gibt, zeigt Abbildung 2.9.

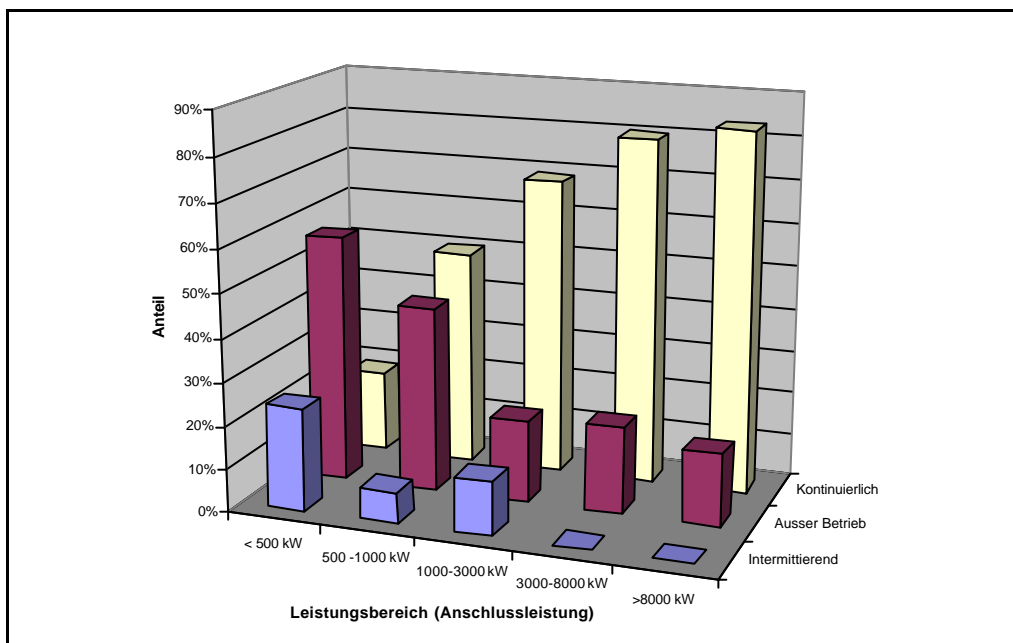


Abbildung 2.8 : Sommerbetrieb bei verschiedenen Leistungsbereichen (62 Anlagen)

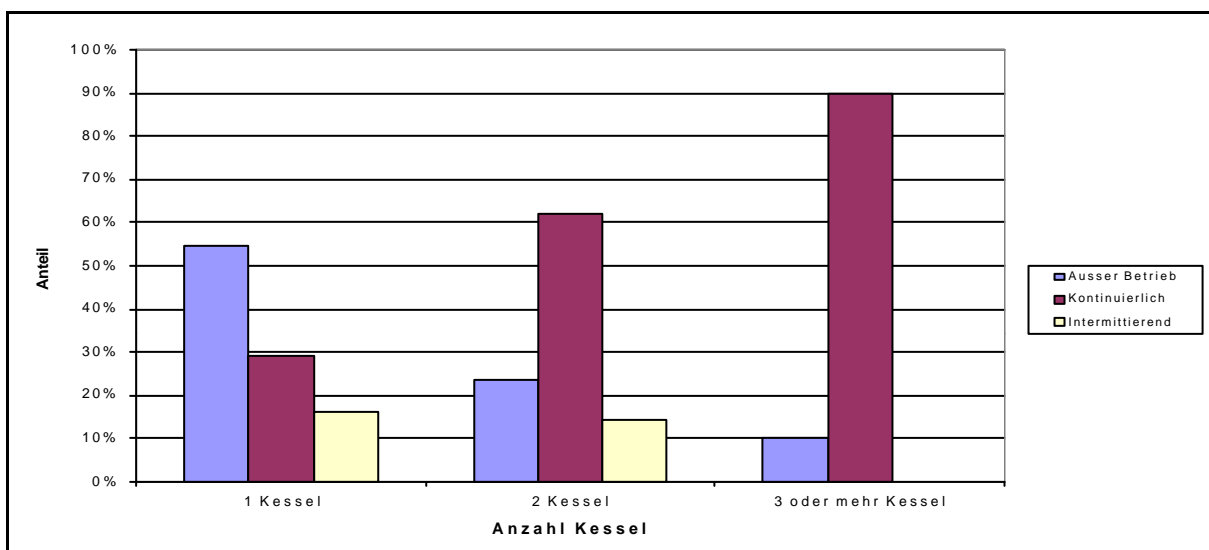


Abbildung 2.9 : Art des Sommerbetriebes in Abhängigkeit der Kesselanzahl (62 Anlagen)

## 2.3 Definition und Simulation von Referenzanlagen

Unter Zuhilfenahme der erhobenen Anlagendaten war die nächste Aufgabe, Referenzanlagen für die weiteren Berechnungen abzuleiten. Die Referenzsysteme wurden für Nahwärmenetze unterschiedlicher Anlagenleistung (125 kW, 600 kW, 1500 kW, 5000 kW) erstellt, um die Abhängigkeit der Ergebnisse von der Anlagengröße zu dokumentieren. Für diese Referenz-Anlagenkonfigurationen sollte in der Folge der durch eine Solaranlage abdeckbare Wärmeanteil ermittelt werden. Dies geschah mittels einer Computersimulation im Programm SHWin, das in Kapitel 2.3.1 beschrieben ist.

Die folgenden Anlagen-Daten und Annahmen wurden für alle Referenzanlagen gleich festgelegt:

- Kennwerte der Kollektoren:  $c_0=0,754$   
 $c_1=3,0 \text{ W/m}^2\text{K}$   
 $c_2=0,002 \text{ W/m}^2\text{K}^2$
- Neigung, Azimut der Solaranlage:  $30^\circ, 0^\circ$
- Die Solaranlage wird im Matched Flow mit fexer Temperaturspreizung zwischen Kollektor-Austritt und der Netz-Vorlauftemperatur betrieben.
- Für die Einspeisung des Solarvorlaufes gibt es 2 Einspeisehöhen, um eine bessere Einschichtung in den Puffer zu erreichen.
- Bei der Auslegung der Solaranlage wurde ein sommerlicher (Juli, August) Deckungsgrad von über 90 % angestrebt.
- Das Fernwärmenetz wird mit drehzahlregelten Pumpen betrieben.
- Die Tagesganglinie für den Warmwasserverbrauch (siehe Abbildung 2.10) wurde bis auf die 125 kW-Anlage (intermittierender Betrieb) überall gleich angenommen. Diese Tagesganglinie stammt von dem Nahwärmenetz Eibiswald (1500 kW Anschlussleistung)
- Klimadatensatz: Mittelwerte für Graz aus den letzten 10 Jahren

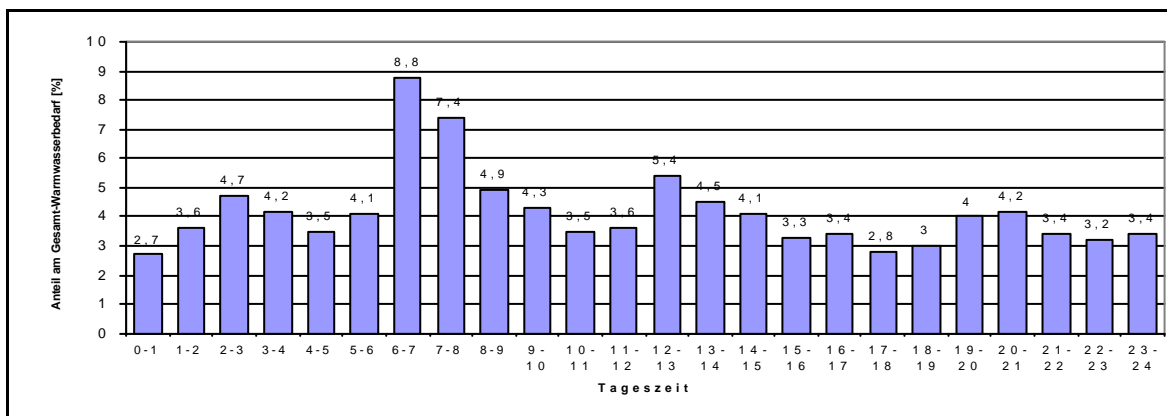


Abbildung 2.10 : Tagesganglinie Warmwasserverbrauch

Beim Warmwasserbedarf, der für den Sommerbetrieb ausschlaggebend ist, wurde bei den beiden größeren Referenzanlagen (1500 kW, 5000 kW) in den Sommermonaten (Juli, August) ein um 20 % geringerer Wert angenommen als in den restlichen Monaten des Jahres. Damit soll die Tatsache berücksichtigt werden, dass besonders bei größeren Anlagen meist Schulen oder ähnliche Einrichtungen vorhanden sind, die im Sommer als Abnehmer ausfallen.

Außerdem wurden bei den beiden größeren Anlagen die Vor- und Rücklauftemperaturen aufgrund von Vergleichswerten aus der Datenerhebung höher festgelegt als bei den kleinen.

Tabelle 2.1 : Anlagendaten der 4 Referenzanlagen

	Ref.-Anlage 1	Ref.-Anlage 2	Ref.-Anlage 3	Ref.-Anlage 4
<b><u>Biomassenetz</u></b>				
Anschlussleistung	125 kW	600 kW	1500 kW	5000 kW
Warmwasserbedarf	6250 l/Tag	30000 l/Tag	75000 l/Tag	250000 l/Tag
$T_{\text{Vorlauf, max}}$	85 °C	85 °C	95 °C	95 °C
$T_{\text{Rücklauf, max}}$	50 °C	50 °C	60 °C	60 °C
$T_{\text{Vorlauf, Sommer}}$	65 °C	65 °C	70 °C	70 °C
$T_{\text{Rücklauf, Sommer}}$	35 °C	35 °C	50 °C	50 °C
<b><u>Kesselanlage</u></b>				
Nennleistung	130 kW	600 kW	1500 kW	4500 kW
<b><u>Solaranlage und Pufferspeicher</u></b>				
Nettokollektorfläche	120 m <sup>2</sup>	600 m <sup>2</sup>	1000 m <sup>2</sup>	3500 m <sup>2</sup>
Neigung, Azimut	30°, 0°	30°, 0°	30°, 0°	30°, 0°
Speichervolumen	10 m <sup>3</sup>	50 m <sup>3</sup>	80 m <sup>3</sup>	260 m <sup>3</sup>
Dämmdicke	0,25 m	0,25 m	0,25 m	0,25 m
<b><u>Netzbetrieb im Sommer</u></b>	Intermittierend (12:00 bis 16:00)	kontinuierlich	kontinuierlich	kontinuierlich
<b><u>Simulationsergebnisse</u></b>				
Jahresdeckungsgrad [%]	15,74	16,61	10,1	10,52
Deckungsgrad Juli/August [%]	94/86	95/86	98/90	96/91
Kollektorertrag [kWh/m <sup>2</sup> ,a]	374	377	311	308

### 2.3.1 Kurzbeschreibung des Simulationsprogramms SHWwin

Im Rahmen mehrerer Forschungsprojekte und zur Erstellung eines Handbuchs für teilsolare Heizungssysteme in Zusammenarbeit mit der ARGE Erneuerbare Energie, Gleisdorf, wird am Institut für Wärmetechnik seit 1993 das Simulationsprogramm SHW entwickelt (Streicher et al. 1999).

Mit dem Programm SHW können eine Vielzahl von prinzipiellen Anlagenschaltungen zur solaren Warmwasserbereitung, der teil- bzw. vollsolaren Heizung sowie eine teilsolare Speisung von Fernwärmenetzen berechnet werden. Es wurde anhand verschiedenen teilsolaren Heizungsanlagen von Einfamilienhäusern validiert. Deutsche Testreferenzjahre oder ASCII Files in bestimmten Format können direkt eingelesen werden.

Das Programmpaket wurde in den letzten Jahren mit einer grafischen Benutzeroberfläche versehen (SHWwin) und ist über die Homepage des Instituts für Wärmetechnik (<http://wt.tu-graz.ac.at>) frei erhältlich. Kollektoren, Speicher, Regelung und Brauchwasserbedarf können nun in Datenbanken abgelegt werden. Eingabedatensätze älterer Versionen können problemlos übernommen werden. Die Auswertung erfolgt über ein Ausgabe-Formblatt und viele Berechnungsdaten können über die Zeit grafisch dargestellt werden.

Abbildung 2.11 zeigt das Benutzerinterface des Programms am Beispiel der Eingabe des Nahwärmenetzes und Abbildung 2.12 ein Beispiel für die grafische Darstellung von Berechnungsdaten.

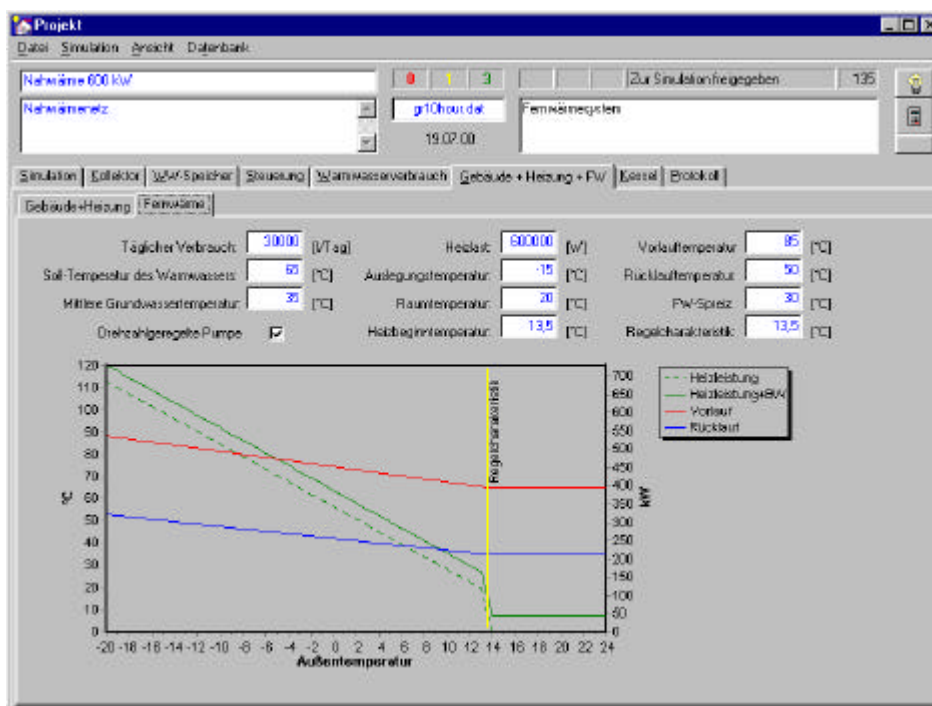


Abbildung 2.11: Benutzerinterface von SHWwin

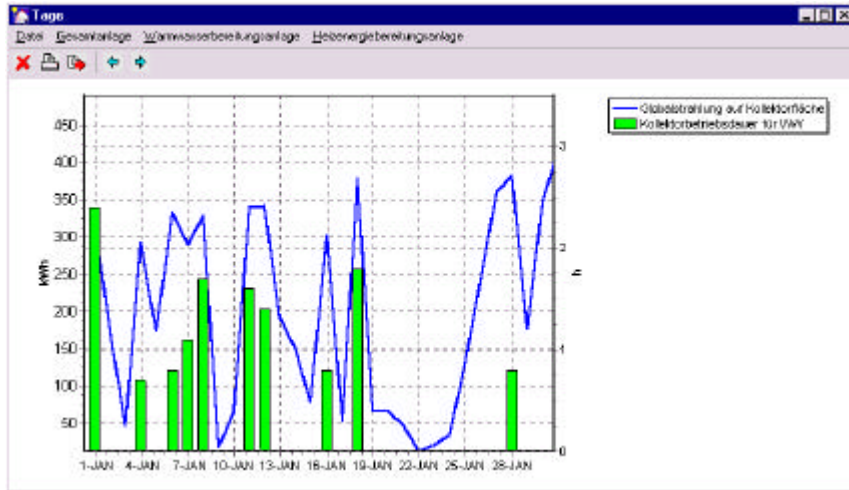


Abbildung 2.12: Grafische Darstellung von Berechnungsergebnissen in SHWin

## 2.4 Ökonomische Analyse

Um neben der technischen Analyse der 4 Referenzsysteme auch Aussagen über ökonomische Fragestellungen treffen zu können, wurde eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Ziel dieser Analyse war es herauszufinden, ob und unter welchen Randbedingungen der Einsatz einer Solaranlage für die einzelnen Referenzsysteme ökonomisch sinnvoll ist. Weiters wurde versucht, diejenigen Parameter zu bestimmen, die besonders starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Kombination aus Biomasse-Nahwärme und Solaranlage haben.

### 2.4.1 Vorgangsweise

Die durchgeführte Analyse stellt eine Untersuchung der grundsätzlichen Wirtschaftlichkeit des Einsatzes einer Solaranlage dar. Als Berechnungsmethode wurde die Annuitätenmethode nach VDI 2067 gewählt. Diese Art der Wirtschaftlichkeitsanalyse beruht auf der Bestimmung der durchschnittlichen jährlichen Kosten bzw. Kosteneinsparungen über die Nutzungsdauer, unter Berücksichtigung der Veränderung des Zeitwertes des Geldes (dynamische Methode).

Eine Investition oder Maßnahme gilt dann als wirtschaftlich, wenn die durchschnittlichen jährlichen Kosteneinsparungen über die Nutzungsdauer einen positiven Wert ergeben. Erforderliche Eingangsdaten für eine solche Wirtschaftlichkeitsrechnung sind im wesentlichen:

- die Investitionskosten der untersuchten Vorhaben
- die Nutzungsdauer der Investition
- die jährlichen Betriebskosten der Investition, d.h. die Energiekosten und die Wartungs- und Unterhaltskosten
- die jährlichen Betriebskosteneinsparungen gegenüber dem IST-Zustand, d.h. die Einsparungen an Energiekosten bzw. für Wartung und Unterhalt
- der Zinssatz (LEEMANN, 1992)

Bei der vorliegenden Wirtschaftlichkeitsrechnung wurden demgemäss die Kosteneinsparungen, die durch den Einsatz einer Solaranlage erreicht werden, dem Kostenmehraufwand, der durch diese Maßnahme verursacht wird, gegenübergestellt. Die Kosteneinsparungen setzen sich hierbei aus Energieeinsparungen bzw. Brennstoffkosteneinsparungen aufgrund von kostenlos zur Verfügung gestellter Sonnenenergie und Betriebskosteneinsparungen beim Kessel und der Brennstoffmanipulation zusammen. Kostenmehraufwände entstehen durch die Kapitalkosten der Solaranlage und durch deren Betriebskosten.

Als Ergebnis wurden bei der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsrechnung die durchschnittlichen jährlichen Kosteneinsparungen bzw. Kostenmehraufwände über die Nutzungsdauer bestimmt. Im Anschluss an die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurde eine Sensitivitätsanalyse der wichtigsten Eingangsparameter durchgeführt. Damit soll der Zusammenhang zwischen den Eingangsdaten und dem Rechenergebnis sichtbar gemacht werden.

#### **2.4.2 Varianten der Berechnung**

Die durchgeführte Wirtschaftlichkeitsrechnung stellt einen Vergleich aus einem Zustand vor und einem Zustand nach getätigter Investition dar. Für die Wirtschaftlichkeit der Installation einer Solaranlage ist besonders auch der Ausgangszustand von Bedeutung. So hat es entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit, ob das Netz während der Sommermonate mit Biomasse oder mit Öl betrieben wurde. Als Sommer wurde hier der Zeitraum außerhalb der Heizperiode definiert, d.h. die Zeit mit einer Außentemperatur, die über der Heizbeginn­temperatur liegt. Für Neuanlagen ist die Berechnung als Vergleich zweier möglicher Varianten zu verstehen. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurde für 4 Varianten mit jeweils unterschiedlichen Randbedingungen durchgeführt.

##### **Variante 1**

Bei Variante 1 wurde davon ausgegangen, dass das Netz, bevor die Solaranlage installiert wurde, auch im Sommer mit dem Biomassekessel, bzw. bei einem angenommenen Kesselsplitting mit dem kleineren Biomassekessel, betrieben wurde. Die Deckung des durch die Solaranlage nicht abdeckbaren Restenergiebedarfes im Sommer erfolgt weiterhin mit dem Biomassekessel.

##### **Variante 2**

Hier wurde angenommen, dass das Netz vor der Installation der Solaranlage außerhalb der Heizperiode von einem Ölkessel betrieben wurde. Der Biomassekessel steht in diesem Zeitraum still. Der Ölkessel liefert nach der Installation der Solaranlage den Restenergiebedarf. Laut der durchgeführten Datenerhebung wird in österreichischen Heizwerken hauptsächlich Heizöl EL eingesetzt.

##### **Variante 3**

Wie in Variante 1 ist hier die Ausgangssituation ein Sommerbetrieb mit einem Biomassekessel. Der Unterschied besteht darin, dass hier nach der Installation der Solaranlage die Deckung des Restenergiebedarfes mit dem Ölkessel, der als bereits vorhanden angenommen wurde (Ausfallsreserve), statt mit dem Biomassekessel bewerkstelligt wird. Der Biomassekessel wird außerhalb der Heizperiode stillgelegt.

## Variante 4

Da in Österreich sehr viele Nahwärmenetze im Sommer nicht betrieben werden (siehe Abbildung 2.8), beschreibt Variante 4 den Vergleich von einem Sommerbetrieb mit einer Solaranlage und einem sommerlichen Stillstand. Die Restenergiedeckung erfolgt hier mit einem Biomassekessel. Eine Besonderheit gegenüber den anderen Varianten stellt die Tatsache dar, dass sich gegenüber der Ausgangsvariante durch den Sommerbetrieb mit der Solaranlage ein zusätzlicher Wärmeverkauf ergibt.

Aufgrund des derzeitigen Standes bei österreichischen Biomasse-Nahwärmanlagen, sind die Varianten 2 und 4 als die wahrscheinlichsten einzustufen. In den meisten Anlagen bestehen Ölkessel, die einerseits als Ausfallsreserve und evtl. Spitzenlastkessel dienen, und auch oft für den Sommerbetrieb eingesetzt werden. Bei Anlagen mit mehreren Biomassekesseln mit unterschiedlichen Leistungen, einem sogenannten Kesselsplitting, wie es bei Anlagen im höheren Leistungsbereich üblich ist, ist Variante 2 allerdings eher unwahrscheinlich.

Der Sommerbetrieb mit einem Ölkessel hat mit ca. 9 % (siehe Abbildung 2.15) nur einen relativ geringen Anteil am Gesamtenergieaufkommen. In der Literatur wird eine obere Grenze für den fossilen Anteil am Gesamtenergieeinsatz von 20 % empfohlen (ÖKL, 1999). Dieser Wert wird von Förderstellen (KOMMUNALKREDIT, 2000) als Vorgabe für eine Investitionskostenförderung verwendet.

Eine weitere denkbare Variante wäre folgende: Der Sommerbetrieb wurde vor der Solaranlage mit einem Biomassekessel durchgeführt, es gab keinen fossil befeuerten Kessel. Zusätzlich zur Solaranlage wurde auch ein kleiner Ölkessel installiert, der im Sommer den Restenergiebedarf decken soll. In diesem Fall müssten die gesamten Kapitalkosten und Betriebskosten für den zusätzlichen Ölkessel der Solaranlage angerechnet werden, was eine wesentliche Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit zur Folge hätte. Auch stellt das Fehlen eines Ölkessels als Spitzenlastkessel und Ausfallsreserve in österreichischen Heizwerken eher die Ausnahme dar. Diese Variante ist deshalb als unwahrscheinlich einzustufen und wurde in der vorliegenden Analyse nicht weiter berücksichtigt.

### 2.4.3 Allgemeine Rahmenbedingungen und Eingangsparameter

Ausgangspunkt für die wirtschaftliche Analyse waren die 4 Referenzsysteme, die in Abschnitt 2.3 definiert wurden. Für diese Anlagen wurde, für die 4 im vorherigen Abschnitt beschriebenen Varianten, die jährliche Kosteneinsparung durch den Einsatz der Solaranlage berechnet. Eine allgemeine Beschreibung der Anlagen erfolgte bereits in Abschnitt 2.3. Eine genauere Auflistung der für die Wirtschaftlichkeitsrechnung relevanten Daten befindet sich in Abschnitt 2.4.4. An dieser Stelle soll eine Übersicht über die allgemeinen Rahmenbedingungen und Eckdaten für die Berechnung gegeben werden. Tabelle 2.2 zeigt



eine Aufstellung der wichtigsten in die Berechnung eingehenden Parameter, die im folgenden für alle Berechnungsvarianten verwendet wurden.

Tabelle 2.2: allgemeine Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

Parameter	Wert	Kommentar/Erläuterung
<b>Nominalzinssatz</b>	6 %	
<b>Inflationsrate</b>	1,7 %	Prognose für 2001 lt. österr. Nationalbank
<b>Kalkulationszinssatz</b>	4,2 %	
<b>Nutzungsdauern (in Jahren)</b>		für die Solaranlage wurde aus den Nutzungsdauern der einzelnen Komponenten und deren Kosten eine gewichtete Nutzungsdauer berechnet (ca. 22 Jahre)
<b>Solaranlage</b>		
<b>Kollektoren</b>	20	laut VDI 2067
<b>Verrohrung</b>	30	laut VDI 2067
<b>Pufferspeicher</b>	25	laut VDI 2067
<b>Biomassekessel</b>	15	
<b>Kapitalwiedergewinnungs-faktor</b>	0,0705	auf Basis einer gewichteten Nutzungsdauer von 22 Jahren und eines Kalkulationszinssatzes von 4,2 %
<b>Förderung Solaranlage</b>	40 %	die Förderquote ist sehr stark vom jeweiligen Projekt abhängig bzw. regional unterschiedlich, und deshalb schwierig festzulegen; der angenommene Wert entspricht dem Standard, es werden aber durchaus auch höhere Förderungen vergeben
<b>Förderung Biomasse</b>	40 %	analog zu Förderung Solaranlage
<b>Stromverbrauch</b>		
<b>Biomassekessel</b>	20 kWh/MWh	laut ÖKL-Merkblatt 67
<b>Ölkessel</b>	5 kWh/MWh	laut Auskunft von Kesselherstellern
<b>Solaranlage</b>	10 kWh/MWh	laut Auskunft Fa. SO.L.I.D.
<b>Kesselwirkungsgrad</b>	70 %	von Interesse ist der Nutzungsgrad im Sommer; die Bezifferung gestaltet sich als sehr schwierig, da dieser Wert von sehr vielen Faktoren abhängig ist; sicher ist der Wert aber aufgrund des vermehrten Teillast- und Taktbetriebes schlechter als während der Heizperiode; die Sensitivitätsanalyse zeigt einen starken Einfluss dieses Faktors
<b>Instandhaltung Biomassekessel</b>	3 %	in % der Investitionskosten; Quelle: ÖKL-Merkblatt 67
<b>Instandhaltung Solaranlage</b>	Anlage1: 1% Anlage2: 0,75% Anlage3: 0,75% Anlage4: 0,5%	der Wert von 1 % der Investitionskosten ist nur für Kleinanlagen richtig; bei größeren Anlagen wird der Aufwand im Verhältnis geringer; deshalb wurde der Aufwand für Instandhaltung für die 4 Referenzsysteme mit zunehmender Anlagengröße nach unten gestaffelt; Quelle: VDI 2067, Auskunft Fa. S.O.L.I.D.

## 2.4.4 spezifische Rahmenbedingungen für die 4 Referenzsysteme

### 2.4.4.1 Allgemeine technische und wirtschaftliche Daten

Tabelle 2.3 zeigt eine Aufstellung der technischen und wirtschaftlichen Anlagendaten für die 4 Referenzsysteme. Die Investitionskosten für die Solaranlagen wurden nach der Grösse der Kollektorfläche gestaffelt, wobei grössere Anlagen geringere spezifische Kosten (EUR/m<sup>2</sup> Kollektorfläche) haben. Dies entspricht realen Anlagendaten aus der Datenerhebung und Kostenangaben der Firma SOLID GmbH. Gleiches gilt auch für die Investitionskosten der Kesselanlage. Diese beeinflussen die Wirtschaftlichkeitsanalyse allerdings nur hinsichtlich der Berechnung des Aufwandes für Instandhaltung (in % der Investitionskosten/Jahr).

Tabelle 2.3: Anlagendaten der 4 Referenzsysteme

Technische Daten	Ref.-Anlage 1	Ref.-Anlage 2	Ref.-Anlage 3	Ref.-Anlage 4
<b>Biomassenetz</b>				
<b>Anschlussleistung</b>	<b>125 kW</b>	<b>600 kW</b>	<b>1500 kW</b>	<b>5000 kW</b>
Sommerlast	9,1 kW	43,8 kW	72,9 kW	243,1 kW
TVorlauf, max	85 °C	85 °C	95 °C	95 °C
TRücklauf, max	50 °C	50 °C	60 °C	60 °C
TVorlauf, Sommer	65 °C	65 °C	70 °C	70 °C
TRücklauf, Sommer	35 °C	35 °C	50 °C	50 °C
<b>Kesselanlage Variante 1, 4</b>				
Anzahl Kessel	1	1	2	3
Biomassekessel 1	125 kW	600 kW	1000 kW	1800 kW
Ölkessel*				2000 kW
Biomassekessel 2			500 kW	700 kW
Nennleistung Kesselanlage ges.	125 kW	600 kW	1500 kW	4500 kW
<b>Kesselanlage Variante 2</b>				
Anzahl Kessel	2	2	2	3
Biomassekessel 1	65 kW	300 kW	800 kW	1800 kW
Biomassekessel 2				700 kW
Ölkessel*	125 kW	600 kW	1500 kW	4300 kW
Nennleistung Kesselanlage ges.	190 kW	900 kW	2300 kW	6800 kW
<b>Kesselanlage Variante 3</b>				
Anzahl Kessel	2	2	3	3
Biomassekessel 1	125 kW	600 kW	1000 kW	1800 kW
Ölkessel*	80 kW	400 kW	500 kW	2000 kW
Biomassekessel 2			500 kW	700 kW
Nennleistung Kesselanlage ges.	205 kW	1000 kW	2000 kW	4500 kW
<b>Solaranlage und Pufferspeicher</b>				
<b>Nettokollektorfläche</b>	<b>120 m<sup>2</sup></b>	<b>600 m<sup>2</sup></b>	<b>1000 m<sup>2</sup></b>	<b>3500 m<sup>2</sup></b>
Neigung, Azimut	30°, 0°	30°, 0°	30°, 0°	30°, 0°
Speichervolumen	10 m <sup>3</sup>	50 m <sup>3</sup>	80 m <sup>3</sup>	260 m <sup>3</sup>
Netzbetrieb im Sommer	Intermit. (12:00 bis 16:00)	kontinuierlich	kontinuierlich	kontinuierlich
<b>Simulationsergebnisse</b>				
Jahresdeckungsgrad [%]	15,74	16,61	10,1	10,52
Deckungsgrad Juli/August [%]	94/86	95/86	98/90	96/91
Kollektorenertrag [kWh/m <sup>2</sup> .a]	374	377	311	308
<b>Investitionskosten [EUR]</b>				
<b>Solaranlage</b>				
Kollektoren	24.419 EUR	106.831 EUR	178.052 EUR	534.157 EUR
Verrohrung	4.360 EUR	19.077 EUR	31.795 EUR	95.385 EUR
Puffer	6.105 EUR	26.708 EUR	44.513 EUR	133.539 EUR
Gesamt	34.884 EUR	152.616 EUR	254.360 EUR	763.081 EUR

\*Ausfallsreserve, Spitzenlast- und Sommerkessel

### 2.4.4.2 Brennstoffeinsatz

Für die einzelnen Referenzsysteme wurden auch hinsichtlich des Brennstoffeinsatzes unterschiedliche Annahmen getroffen. Ausschlaggebend waren dabei folgende Überlegungen:

Anlagen von unterschiedlicher Größe weisen meist beim Brennstoffeinsatz unterschiedliche Strukturen auf. Während kleine Anlagen, die meist von bäuerlichen Genossenschaften betrieben werden, vorwiegend das Waldhackgut aus eigener Produktion verwenden, werden bei größer werdenden Leistungen, insbesondere im MW-Bereich, zunehmend Sägenebenprodukte und vor allem Rinde verbrannt. Ein Grund dafür ist, neben den Betreiberstrukturen, auch die teilweise bessere Verbrennungstechnologie bei Kesseln im höheren Leistungsbereich. Mit moderner Verbrennungstechnik kann auch der hinsichtlich Korngröße, Wassergehalt (bis zu 60 %) und Verunreinigungen recht problematische Brennstoff Rinde gut verfeuert werden.

Rinde ist jedoch mit durchschnittlich 4,4 EUR/Srm wesentlich billiger als Waldhackgut mit durchschnittlich 16 EUR/Srm. In Tabelle 2.4 sind durchschnittliche Preise für die in österreichischen Heizwerken verwendeten Brennstoffe sowie deren Heizwerte angeführt, die aus der durchgeführten Datenerhebung (siehe Kapitel 2.2) hervorgehen. Da der durchschnittliche Brennstoffpreis, wie später noch gezeigt, einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Solaranlage hat, wurden für die Referenzsysteme unterschiedliche Verteilungen hinsichtlich des Brennstoffeinsatzes angenommen.

Tabelle 2.4: Kosten und Heizwerte für typische Brennstoffe

Brennstoff	Kosten	Heizwert (lt. ÖNORM M 9466)	EUR/kWh
Waldhackgut (30 % Feuchte)	16,0 EUR/Srm	710 kWh/Srm	0,023 EUR/kWh
IndustrieHG (30 % Feuchte)	8,7 EUR/Srm	710 kWh/Srm	0,012 EUR/kWh
Rinde (50 % Feuchte):	4,4 EUR/Srm	600 kWh/Srm	0,007 EUR/kWh
Späne:	4,7 EUR/Srm	640 kWh/Srm	0,007 EUR/kWh
Heizöl EL:	0,4 EUR/l	10 kWh/l	0,040 EUR/kWh

Abbildung 2.13 und Abbildung 2.14 zeigen den Brennstoffeinsatz der Referenzsysteme bei den verschiedenen Berechnungsvarianten. Diese Brennstoffverteilungen wurden aufgrund von Angaben von Betreibern über den Brennstoffeinsatz in ihren Heizwerken gewählt.

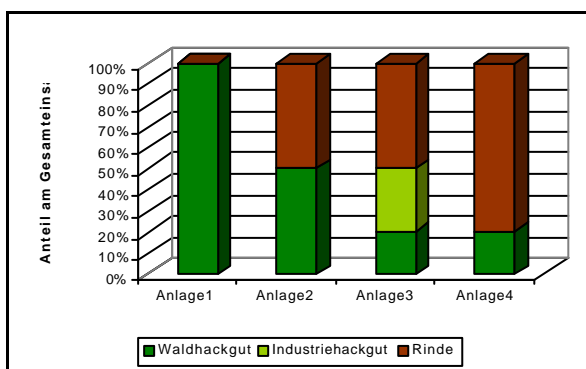


Abbildung 2.13: Brennstoffverteilung für die eingesparte Energie bei Berechnungsvariante 1, 3 und 4

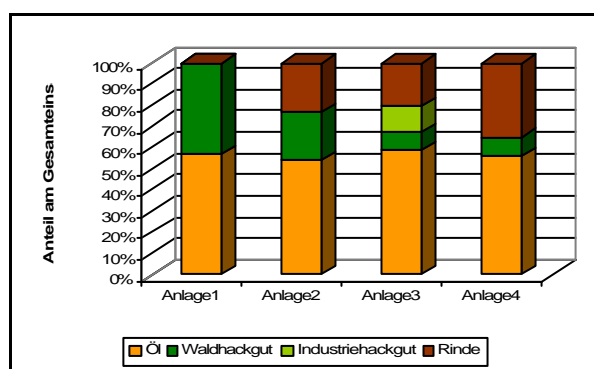


Abbildung 2.14: Brennstoffverteilung für die eingesparte Energie bei Berechnungsvariante 2

Der Brennstoffeinsatz bezieht sich dabei jeweils auf den Betrieb vor der Installation der Solaranlage bzw. auf die durch die Solaranlage eingesparte Energiemenge. D.h. beispielsweise bei Abbildung 2.14, Anlage 1, dass ca. 55 % der eingesparten Energie ursprünglich aus Öl und der Rest aus Waldhackgut bereitgestellt wurde. Der hohe Ölanteil erklärt sich hierbei folgendermaßen: Bei dieser Berechnungsvariante wurde ein Sommerbetrieb mit Öl angenommen. Da eine Solaranlage naturgemäß in den Sommermonaten den höchsten Ertrag liefert, werden hier auch die höchsten Einsparungen erzielt. In diesem Fall bedeutet das hohe Einsparungen an Öl.

Abbildung 2.15 und Abbildung 2.16 zeigen die Art der Energiebereitstellung über die einzelnen Monate vor und nach der Installation der Solaranlage für die angesprochene Berechnungsvariante, um dies nochmals zu verdeutlichen.

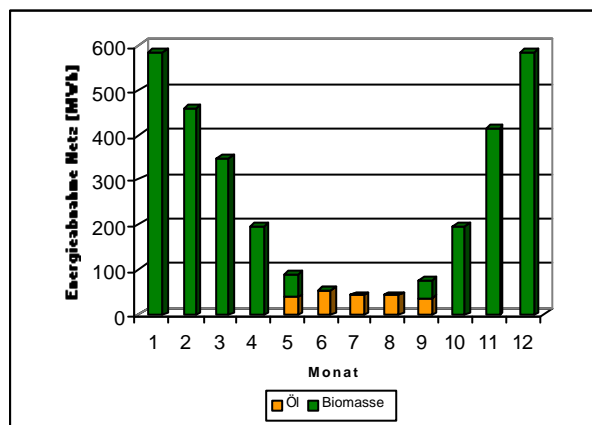


Abbildung 2.15: Energiebereitstellung bei Berechnungsvariante 2, Anlage 3

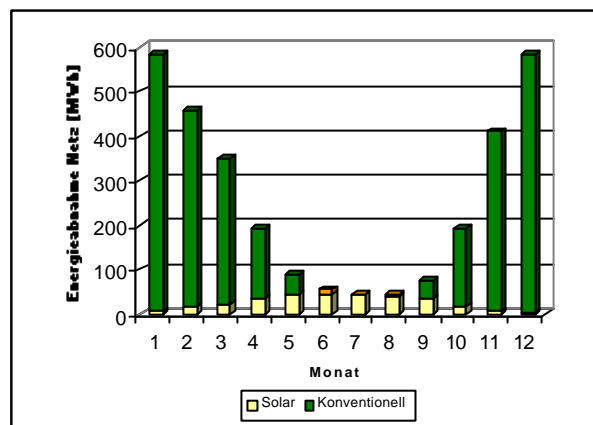


Abbildung 2.16: Energiebereitstellung mit Solaranlage bei Berechnungsvar. 2, Anlage 3

Abbildung 2.17 zeigt die resultierenden durchschnittlichen Brennstoffpreise für die eingesparte Energiemenge aufgrund der Verteilung des Brennstoffeinsatzes der einzelnen Anlagen. Um auch Aussagen über die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlagen bei anderen Brennstoffverteilungen treffen zu können, zeigt die im Abschnitt 2.4.6.3 durchgeführte Sensitivitätsanalyse die Abhängigkeit der Ergebnisse vom durchschnittlichen Brennstoffpreis.

Bei Variante 2 ergeben sich aufgrund des Ölanteiles und dessen im Vergleich zur Biomasse derzeit hohen Kosten, wesentlich höhere Werte. Es wurde hierbei ein Ölpreis von 0,4 EUR/l für HEL gewählt. Diese Größe ist erfahrungsgemäss großen zeitlichen Schwankungen unterworfen (siehe Abbildung 2.18). Eine Einschätzung, wie sich der Ölpreis zukünftig entwickeln wird, ist daher sehr schwierig, und auch unter Experten ein umstrittenes Thema. Um Aussagen darüber treffen zu können, wie das Ergebnis bei sich änderndem Ölpreis aussehen würde, zeigt die durchgeführte Sensitivitätsanalyse auch die Abhängigkeit des Berechnungsergebnisses vom Ölpreis.

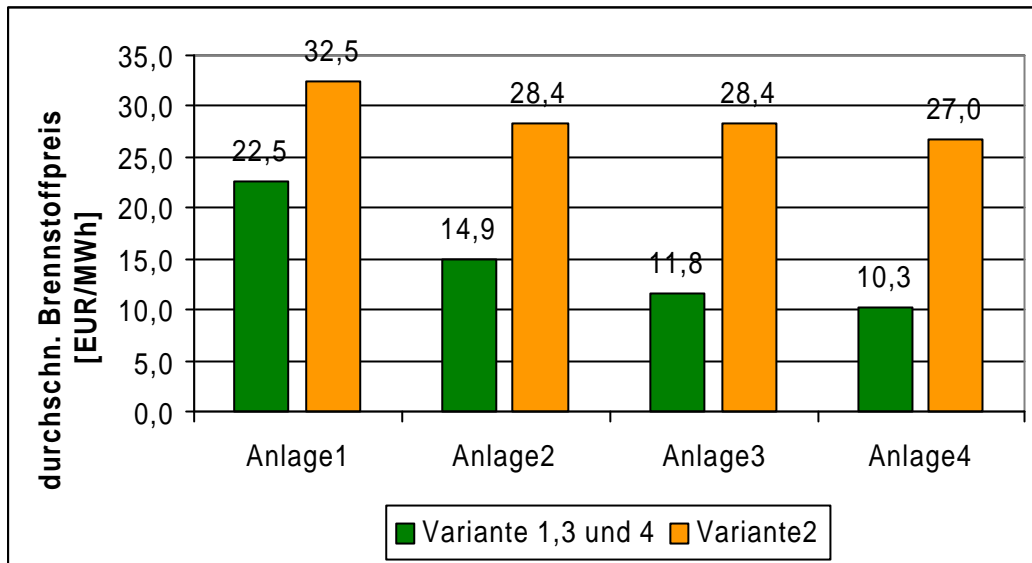


Abbildung 2.17: durchschnittliche Brennstoffpreise für die eingesparte Energie bei den Referenzanlagen

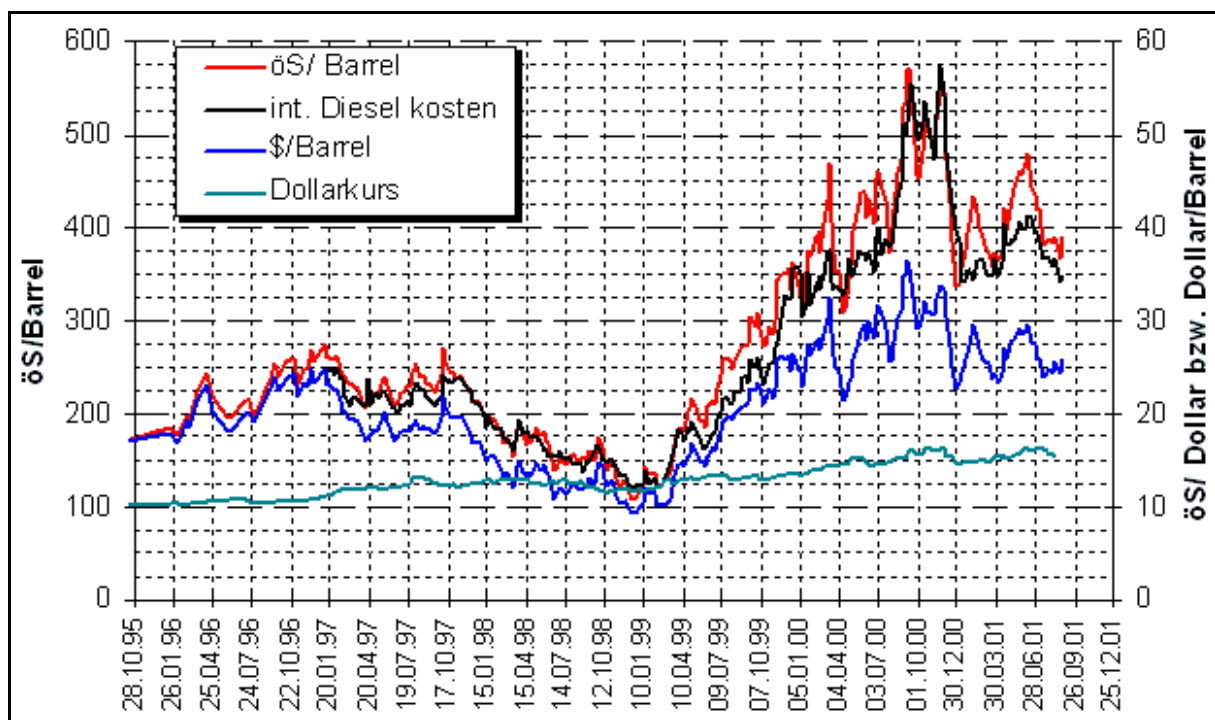


Abbildung 2.18: Preisentwicklung für Öl seit Oktober 1995 (EVA, 2000)

### 2.4.5 Erläuterungen zur Berechnung

In diesem Abschnitt sollen noch einige Punkte zur Berechnung genauer erläutert werden. Im Anhang A dieses Dokumentes befinden sich die vollständigen Kalkulationstabellen für alle 4 Berechnungsvarianten, aus denen für die im folgenden beschriebenen Größen die dazugehörigen Zahlenwerte entnommen werden können.

⇒ Neben den Brennstoffeinsparungen entstehen auch bei den sonstigen Betriebskosten Einsparungen durch die Solaranlage. Die Höhe dieser Einsparungen wurde größtenteils unter Zuhilfenahme von realen Anlagen-Betriebsdaten (Datenbank aus Abschnitt 2.3) bestimmt. Diese gliedern sich in:

- Einsparung Brennstoffmanipulation:

Durch den Ersatz von Biomasse- durch Solarenergie muss weniger Brennstoff vom Brennstofflager in den Tagesbunker eingebracht werden, wodurch sich Einsparungen beim Arbeitsaufwand und evtl. beim Radlader ergeben.

Bei Anlage 1 wurde aufgrund der kleinen Anlagengröße angenommen, dass kein Brennstofflager vorhanden ist. Die Brennstofflieferung erfolgt direkt in den entsprechend dimensionierten Austragssilo. Dadurch ergibt sich für diese Anlage durch die Solaranlage keine Einsparung für die Brennstoffmanipulation.

- Einsparung Störungsbehebung/Kontrollgänge:

Die Anlagentechnik und der im Vergleich zu Öl oder Gas schwierige Brennstoff Biomasse verursachen immer wieder kleine Störfälle und machen regelmäßige Kontrollgänge durch das Heizwerk notwendig. Auch hier ergeben sich insbesondere bei Variante 3 durch die lange Stillstandszeit des Biomassekessels Einsparungen.

- Stromverbrauch

- Wärmetauscherreinigung:

Die Wärmetauscher von Biomassekesseln müssen in regelmäßigen Abständen von Staub- und Rußablagerungen gereinigt werden. Auch hier gibt es bei Variante 3 die größten Einsparungen.

⇒ Bei den Personalkosten wurde bei den Anlagen 1 und 2 ein anderer Arbeitsstundensatz angenommen als bei den Anlagen 3 und 4. Dies geschah aufgrund von folgenden Überlegungen: Anlagen im kleineren Leistungsbereich werden häufig von bäuerlichen Genossenschaften betrieben, bei denen die Mitglieder die Arbeiten im Heizwerk übernehmen. Bei den Anlagen 1 und 2 wurde der Berechnung deshalb ein Stundensatz von 14,5 EUR/h zugrunde gelegt. Größere Anlagen werden dagegen oft von Fernwärmegesellschaften oder Contracting-Firmen geführt, wodurch von höheren Stundensätzen ausgegangen werden muss (36,3 EUR/h für Anlage 3 und 4). Die Sensitivitätsanalyse in Kapitel 2.4.6.3 zeigt die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit vom Arbeitsstundensatz.

⇒ Bezüglich der Instandhaltungskosten des Kessels wurde folgendermaßen vorgegangen: Es wurde ein Aufwand für Instandhaltung von 3 % (Biomassekessel) oder 1 % (Ölkessel) der Investitionskosten (laut ÖKL-Merkblatt 67) für ein Jahr gewählt. Die Einsparungen wurden dann anteilmäßig so hoch angenommen wie der Anteil der Solarenergie am Gesamtenergieaufkommen des jeweiligen Kessels.

- ⇒ Es wurde bei allen Anlagen eine Kosteneinsparung für die Dacheindeckung angenommen. Dahinter steckt folgende Überlegung: Wird eine Anlage neu gebaut, so fallen für die Dacheindeckung des Heizhauses und des Brennstofflagers Kosten an. Wird jedoch auf eines oder beide Dächer eine Solaranlage montiert, so entfallen dadurch Kosten im Ausmaß der Fläche der Solaranlage. Diese Einsparungen ergeben sich allerdings nicht, wenn auf ein bestehendes Dach eine Solaranlage aufgebracht wird.
- ⇒ Bei den Varianten 1 und 3 wäre aufgrund von verminderten Teillastzuständen eine Lebensdauerverlängerung beim Biomassekessel vorstellbar. Da aber eine Befragung von Kesselherstellern sehr unterschiedliche Meinungen zu diesem Thema gezeigt hat (siehe Kapitel 2.5.1.3), wurde in der vorliegenden Analyse keine Lebensdauerverlängerung angenommen. In der Sensitivitätsanalyse (Kapitel 2.4.6.3) ist aber die Auswirkung einer solchen verlängerten Lebensdauer auf die Wirtschaftlichkeit einer Solaranlage berücksichtigt.

## 2.4.6 Ergebnisse

### 2.4.6.1 Jährliche Kosteneinsparung

Als Ergebnis wurde bei der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnung die durch die Installation einer Solaranlage erzielte jährliche Kosteneinsparung bestimmt. Abbildung 2.19 zeigt die Ergebnisse. Hierbei bedeutet eine positive Kosteneinsparung einen wirtschaftlichen Betrieb der Solaranlage gegenüber dem jeweiligen IST-Zustand oder der jeweiligen Alternativvariante. Negative Werte bzw. Kostenmehraufwände deuten auf eine negative Wirtschaftlichkeit der getätigten Investition hin.

Die Höhe der Kosteneinsparungen bzw. –mehraufwände bei den einzelnen Anlagen lässt allerdings noch keinen Vergleich unter den verschiedenen Anlagen zu. So können z.B. die jährlichen Kosteneinsparungen bei Anlage 4 höher sein als bei Anlage 3, das bedeutet jedoch noch keine bessere Wirtschaftlichkeit. Eine bessere Möglichkeit, des Vergleiches bieten die Amortisationszeiten, die in Abschnitt 2.4.6.2 angeführt sind.

Auch muss an dieser Stelle festgehalten werden, dass die in diesem Abschnitt angeführten Ergebnisse keineswegs allgemeine Gültigkeit haben. Vielmehr können sie nur einen Ausschnitt innerhalb einer großen Fülle von Anlagenkonfigurationen darstellen. Auch war es, wie bei den meisten Wirtschaftlichkeitsrechnungen, vielfach schwierig, plausible Annahmen zu treffen. Da geringfügige Änderungen mancher Parameter einen großen Einfluss auf das Ergebnis haben, wurde im Anschluss eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um den Einfluss einzelner Eingangswerte auf das Berechnungs-Ergebnis aufzuzeigen. Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse sind in Abschnitt 2.4.6.3 dargestellt, und sollen eine genauere Auseinandersetzung mit den Zusammenhängen der Berechnung ermöglichen.

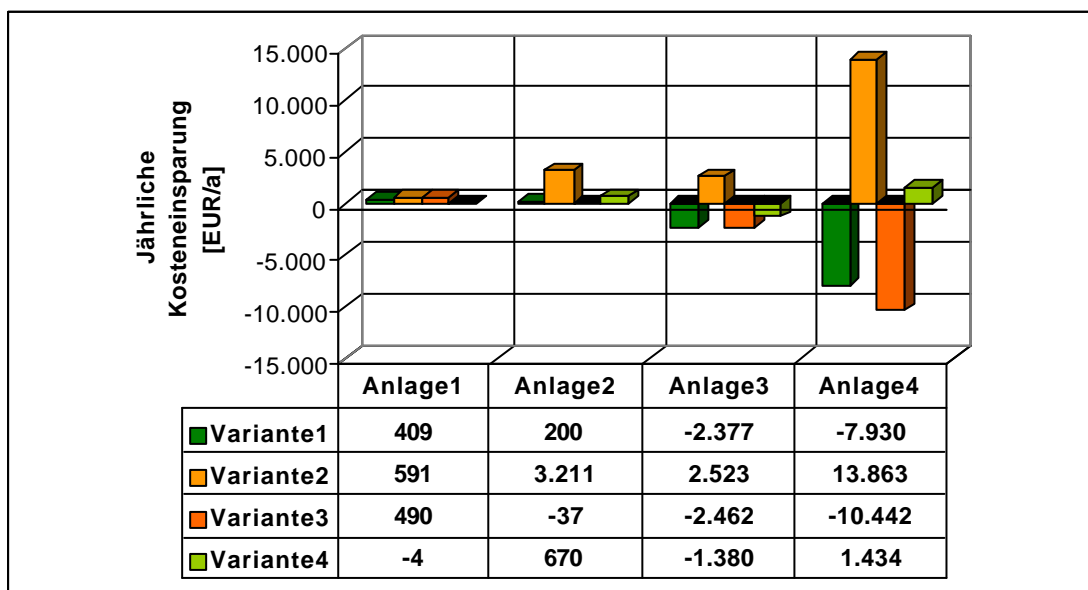


Abbildung 2.19: Jährliche Kosteneinsparung durch die Solaranlage



## Variante 1

Wie bereits in Abschnitt 2.4.2 erläutert, stellt diese Berechnungsvariante einen Vergleich zwischen dem Betrieb mit Solaranlage und dem Betrieb mit Biomasse (auch während der Sommermonate) dar.

Die Ergebnisse zeigen, dass unter diesen Annahmen nur für die Referenzanlagen 1 und 2 ein wirtschaftlicher Betrieb der Solaranlage möglich ist. Während sich für diese Kosteneinsparungen ergeben, bedeutet der Bau einer Solaranlage für die beiden größeren, insbesondere Anlage 4, beträchtliche Kostenmehraufwände. Dies ist hauptsächlich auf zwei Gründe zurückzuführen:

- Aufgrund von höheren Netztemperaturen werden bei Anlage 3 und 4 wesentlich geringere Kollektorerträge erzielt (siehe
- Tabelle 2.3 oder Abschnitt 2.3).
- Auch weisen die Anlagen 3 und 4 aufgrund ihres Brennstoffeinsatzes (Abbildung 2.13) niedrigere durchschnittliche Brennstoffkosten auf (Abbildung 2.17), wodurch sich geringere Einsparungen durch die Solaranlage ergeben.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt allerdings, dass, unter ähnlichen Randbedingungen wie bei den Anlagen 1 und 2, auch hier eine positive Wirtschaftlichkeit erreichbar wäre.

## Variante 2

Bei dieser Variante wurde von einem Sommerbetrieb mit einem Ölkessel ausgegangen.

Im Vergleich zu Variante 1 fällt hier das Gesamtergebnis wesentlich besser aus. Es ergeben sich für alle 4 Anlagen positive Kosteneinsparungen, der Bau einer Solaranlage ist als absolut sinnvoll einzustufen.

Der Hauptgrund für das positive Ergebnis ist im derzeit, verglichen mit Biomasse, relativ hohen Ölpreis (für Berechnung: 0,4 EUR/l HEL) zu suchen. Der Ölanteil von ca. 55 % bei der durch die Solaranlage eingesparten Energiemenge treibt den durchschnittlichen Brennstoffpreis nach oben (Abbildung 2.17). Die höchsten Einsparungen werden bei Anlage 4 erzielt. Wie bei Variante 1 könnten für die Anlagen 3 und 4 noch wesentlich bessere Ergebnisse erzielt werden, wenn man hinsichtlich Netztemperaturen und Brennstoffeinsatz die gleichen Annahmen treffen würde wie bei Anlage 1 und 2.

### **Variante 3**

Diese Variante unterscheidet sich von Variante 1 nur durch die Art der Deckung des Restenergiebedarfes im Sommer. Während dies bei Variante 1 weiterhin mit dem Biomassekessel geschieht, wird hier ein Ölkessel eingesetzt.

Aufgrund der Stillstandsdauer des Biomassekessels ergeben sich zwar größere Einsparungen bei Betriebs- und Instandhaltungskosten, es entstehen durch den hohen Ölpreis aber auch höhere Kosten für die Deckung der Restenergie in dieser Zeit. Die Differenz dieser beiden Größen ist nun entscheidend für die Wirtschaftlichkeit gegenüber Variante 1.

Bei Anlage 1 verbessert sich die Wirtschaftlichkeit gegenüber Variante 1 geringfügig, bei allen anderen ergibt sich eine Verschlechterung. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Anlage 1 den höchsten Brennstoffpreis aufweist, und sich dadurch keine gravierenden Mehrkosten durch die Restenergiedeckung mit Öl ergeben. Bei allen anderen Anlagen sind die Brennstoffkosten niedriger und dadurch auch die Mehrkosten höher.

### **Variante 4**

Bei dieser Variante wurde davon ausgegangen, dass das Nahwärmenetz vor dem Bau der Solaranlage im Sommer nicht betrieben wurde. Es ergeben sich nun Mehreinnahmen durch den zusätzlichen Wärmeverkauf, allerdings keine Einsparungen außerhalb der Heizperiode sondern sogar Mehrkosten für die Restenergiedeckung in diesem Zeitraum.

Das negativen Ergebnisse bei den Anlagen 1 und 3 sind auf die höheren spezifischen Kosten für die Solaranlage (im Vergleich zu Anlage 2 bzw. 4) zurückzuführen, die bei dieser Variante sehr starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben (siehe 2.4.6.3).

#### **2.4.6.2 Amortisationszeit**

Die Amortisationszeit gibt die Zeitdauer an, in welcher das Kapital einer Investition wieder zurückgeflossen ist. Ist die Kapitalrückflusszeit kürzer als die Nutzungsdauer der Investition, so ist das Investitionsvorhaben wirtschaftlich (LEEMANN, 1992).

Abbildung 2.20 zeigt die dynamische Amortisationszeit der Solaranlagen für die verschiedenen Berechnungsvarianten und die einzelnen Anlagen. Die Nutzungsdauer der Solaranlage wurde aus den Nutzungsdauern der Anlagenkomponenten und deren Investitionsvolumen gewichtet und beträgt ca. 22 Jahre (siehe Tabelle 2.2).

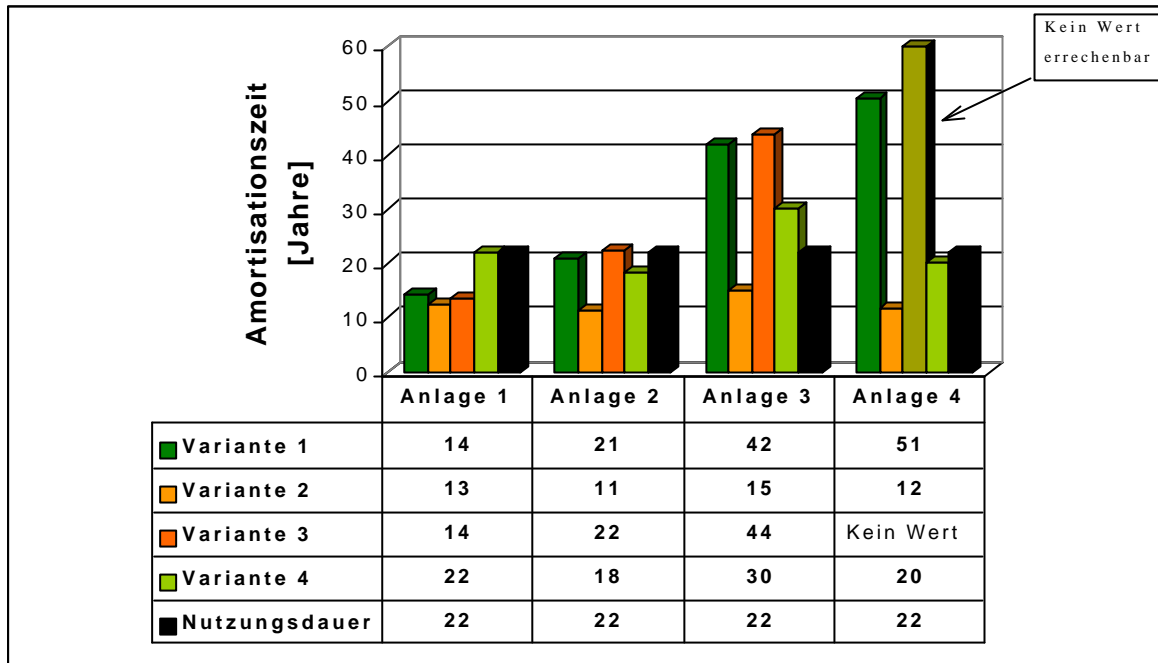


Abbildung 2.20 : Amortisationszeit der Solaranlage

Grundsätzlich muss sich auch bei den Amortisationszeiten der gleiche Trend wie bei den jährlichen Kosteneinsparungen widerspiegeln. Während bei Berechnungsvariante 2 alle Anlagen eine Amortisationszeit innerhalb der Nutzungsdauer aufweisen, ist dies bei Variante 1 nur bei Anlage 1 und 2 der Fall. Bei Variante 3 ergibt sich nur für Anlage 1 ein wirtschaftlicher Betrieb. Für Anlage 4 konnte keine Amortisationszeit ermittelt werden, das heißt hier würde sich auch bei unendlich langer Nutzungsdauer kein vollständiger Kapitalrückfluss ergeben. Bei Variante 4 sind nur Anlage 2 und 4 wirtschaftlich.

Aus dem Ergebnis wird deutlich, dass eine höhere jährliche Kosteneinsparung nicht unbedingt auch eine bessere Wirtschaftlichkeit bedeutet. So hat zwar bei Variante 2 die Anlage 3 eine höhere jährliche Kosteneinsparung als Anlage 1, die Amortisationszeit ist allerdings bei Anlage 1 kürzer. Das selbe gilt für Anlage 4 und 2.

Die hohen Amortisationszeiten bei den größeren Anlagen begründen sich, wie schon bei der jährlichen Kosteneinsparung, auf niedrigeren Kollektorerträgen und höheren Brennstoffpreisen. Die höhere Amortisationszeit von Anlage 3 gegenüber Anlage 4 (Variante 2) kann folgendermaßen erklärt werden: Der Unterschied beim Brennstoffpreis ist hier nur sehr gering (siehe Abbildung 2.17), während aber eine große Differenz bei den spez. Investitionskosten besteht (siehe Tabelle 2.3).

### 2.4.6.3 Sensitivitätsanalyse

Mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse soll der Zusammenhang zwischen den Eingangsdaten und dem Ergebnis sichtbar gemacht werden. Dabei wurde ausgehend von den Referenzvarianten in Tabelle 2.2 und Tabelle 2.3 jeweils eine einzelne Rechengröße in mehreren Schritten verändert, während alle übrigen Daten unverändert blieben. Das Rechenergebnis wurde dann graphisch als Funktion der jeweils veränderten Eingangsgröße dargestellt. Die Ausgangswerte für die einzelnen Parameter sind jeweils in der Legende angeführt.

Aus den Abbildungen können z.B. auch die Ergebnisse für Anlagen ohne Einsparung für die Dacheindeckung und für nicht geförderte Anlagen entnommen werden, indem die Werte bei minus 100 % Abweichung vom Ausgangswert abgelesen werden.

Im folgenden sind für jede Berechnungsvariante jeweils die Sensitivitätsanalysen für die Anlagen 1 und 4 angeführt. Diese beiden Anlagen weisen die größten Unterschiede beim Brennstoffpreis und den Investitionskosten für die Solaranlage auf, und stellen deshalb Extrembeispiele dar. Die Sensitivitätsanalysen für die restlichen Anlagen befinden sich in Anhang B.

#### Variante 1

Abbildung 2.21 zeigt die Sensitivitätsanalyse für Anlage 1.

Die Abbildung zeigt, dass 4 Parameter besonders starken Einfluss auf das Ergebnis haben (in der Reihenfolge der Sensitivität):

- Investitionskosten für die Solaranlage
- Solarertrag
- Brennstoffpreis
- Förderquote für die Solaranlage

Ein weiterer wichtiger Faktor ist der Kesselwirkungsgrad. Unter einem Wert von etwa 50 % ergibt sich hier eine für die Solaranlage sehr günstige Tendenz. Dies wirft erneut die Frage nach dem Kesselnutzungsgrad im Sommer auf. Da dieser Wert aber von sehr vielen Faktoren abhängt und deshalb sehr schwierig zu bewerten ist, und aufgrund des nicht linearen Verlaufes der Kurve wird dieser Parameter auch im folgenden nicht zu den sensitivsten Größen gezählt.

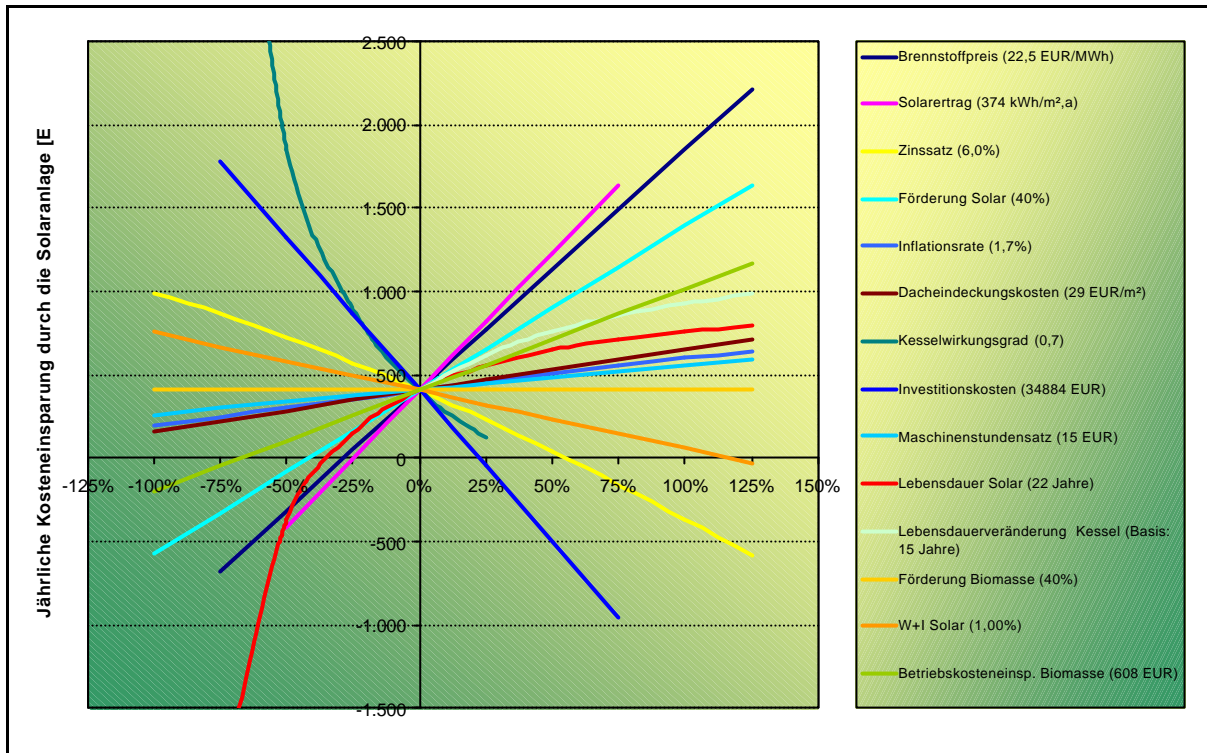


Abbildung 2.21: Sensitivitätsanalyse für Variante 1, Anlage 1

Aufgrund des relativ hohen Brennstoffpreises und des guten Solarertrages wäre diese Anlage auch bei einer Förderquote von nur 25 % noch wirtschaftlich.

Für Anlage 4 (siehe Abbildung 2.22) ergibt sich ein etwas anderes Bild.

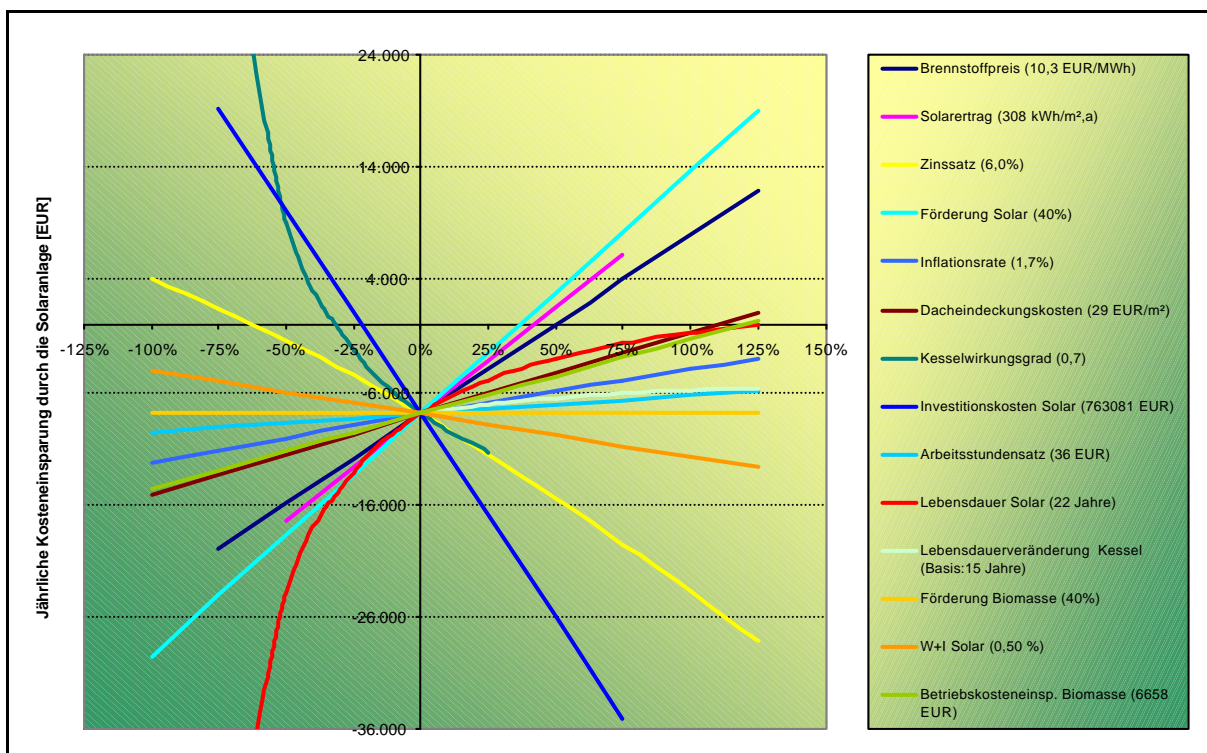


Abbildung 2.22: Sensitivitätsanalyse für Variante 1, Anlage 4

Die Reihung der 4 sensitivsten Parameter sieht folgendermaßen aus:

- Investitionskosten Solar
- Förderquote Solar
- Solarertrag
- Brennstoffpreis

Durch den gegenüber Anlage 1 niedrigeren Brennstoffpreis fällt die Förderquote stärker ins Gewicht.

## Variante 2

Bei dieser Berechnungsvariante wurde gegenüber Variante 1 der Ölpreis als zusätzliche Rechengröße inkludiert.

Abbildung 2.23 zeigt die Ergebnisse für Anlage 1 bei Berechnungsvariante 2.

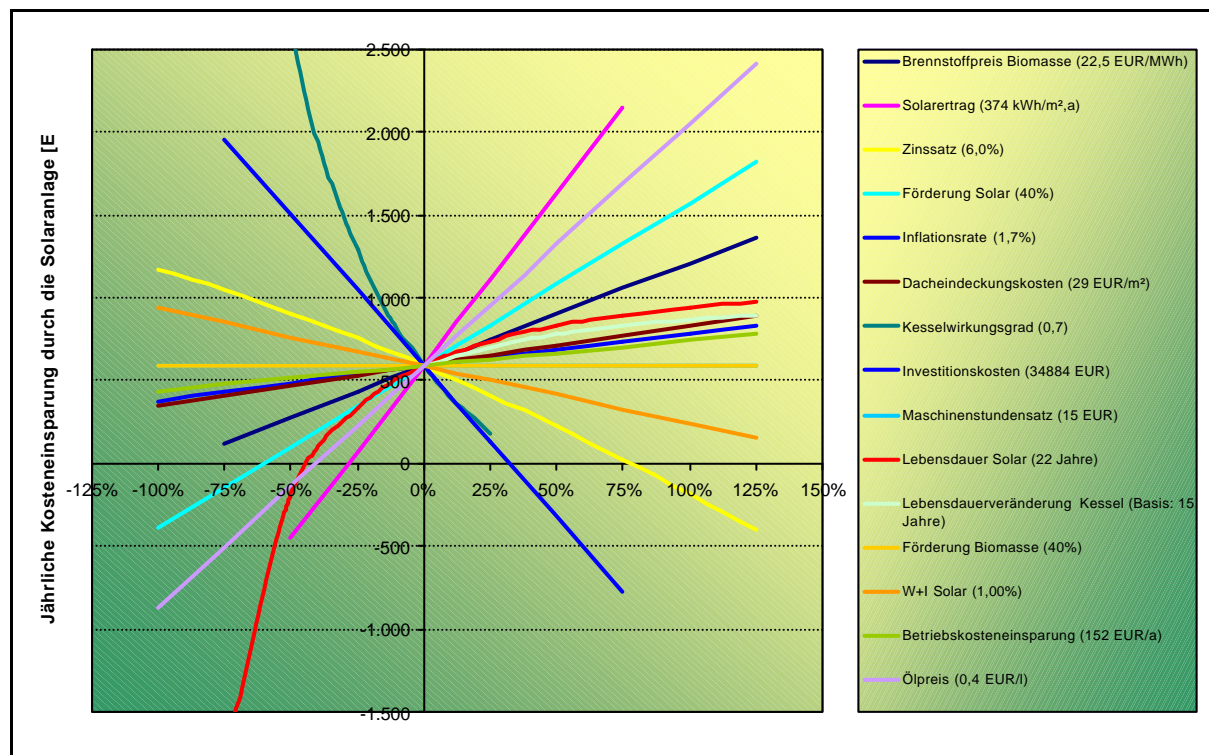


Abbildung 2.23: Sensitivitätsanalyse für Variante 2, Anlage 1

Die Reihung der wichtigsten Parameter verhält sich folgendermaßen:

- Solarertrag
- Ölpreis
- Investitionskosten Solar

- Förderung Solar

Bezüglich des Ölpreises ist ersichtlich, dass die Anlage auch bei etwa 0,25 EUR/l für HEL noch wirtschaftlich wäre. Selbiges gilt für Anlage 4 (siehe Abbildung 2.24). Die Berechnung ergibt also nicht nur bei dem derzeitigen hohen Ölpreis ein positives Ergebnis.

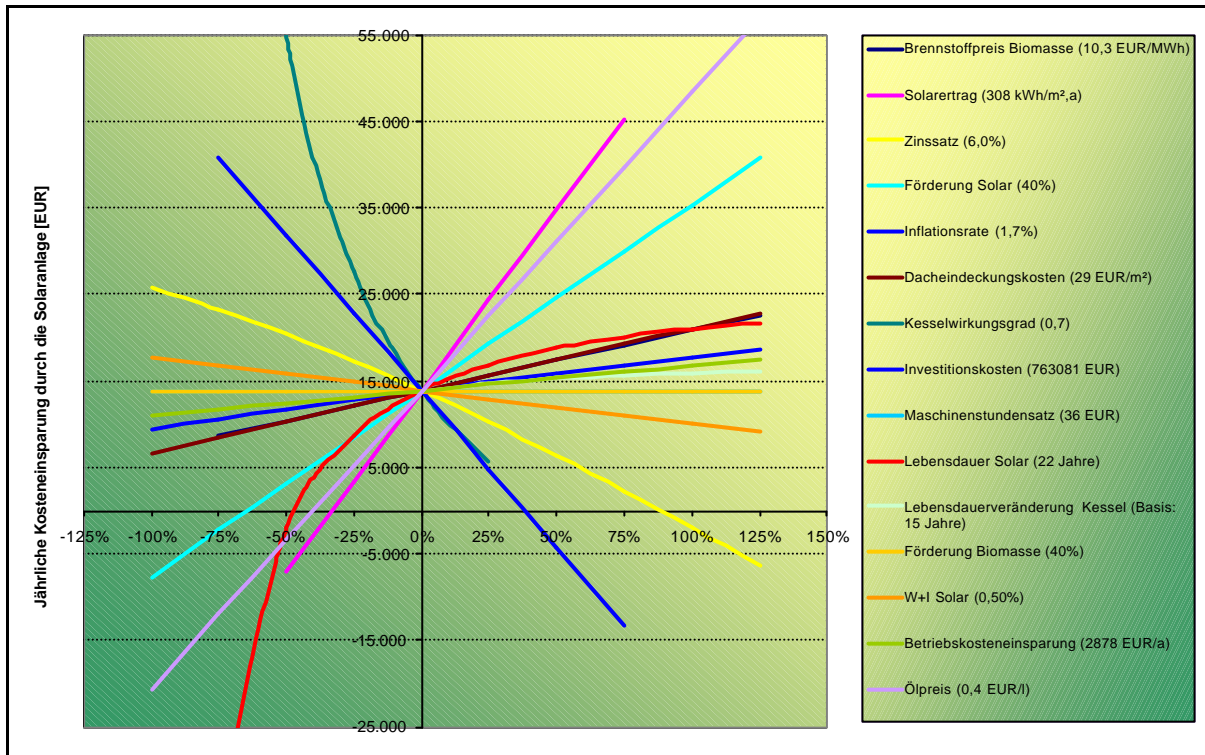


Abbildung 2.24: Sensitivitätsanalyse für Variante 2, Anlage 4

### Variante 3

Für Variante 3 ergeben sich weitestgehend die selben Ergebnisse, wie für Variante 1. Die Kurven sind durch die etwas unterschiedlichen Kosteneinsparungen lediglich ein wenig verschoben.

### Variante 4

Für diese Variante wurden zusätzlich die Sensitivitäten für die Netzverluste im Sommer und den Wärmeverkaufspreis berechnet. Bei hohen Netzverlusten wird ein großer Teil der im Heizwerk erzeugten Energie dazu benötigt, um diese abzudecken. Das heißt es wird im Endeffekt nur ein kleiner Teil der solar erzeugten Energie an die Abnehmer verkauft. Die Wirtschaftlichkeit einer Solaranlage hängt aber bei dieser Variante sehr stark vom zusätzlichen Wärmeverkauf ab. Deshalb ist der Anteil der Netzverluste an der Sommerlast, neben dem Wärmeverkaufspreis, wichtig für ein wirtschaftliches Ergebnis.

Die Reihung der wichtigsten Parameter verhält sich folgendermaßen:

- Investitionskosten Solar
- Solarertrag
- Wärmeverkaufspreis
- Netzverluste im Sommer

Abbildung 2.25 zeigt die Sensitivitätsanalyse für die Anlage 1.

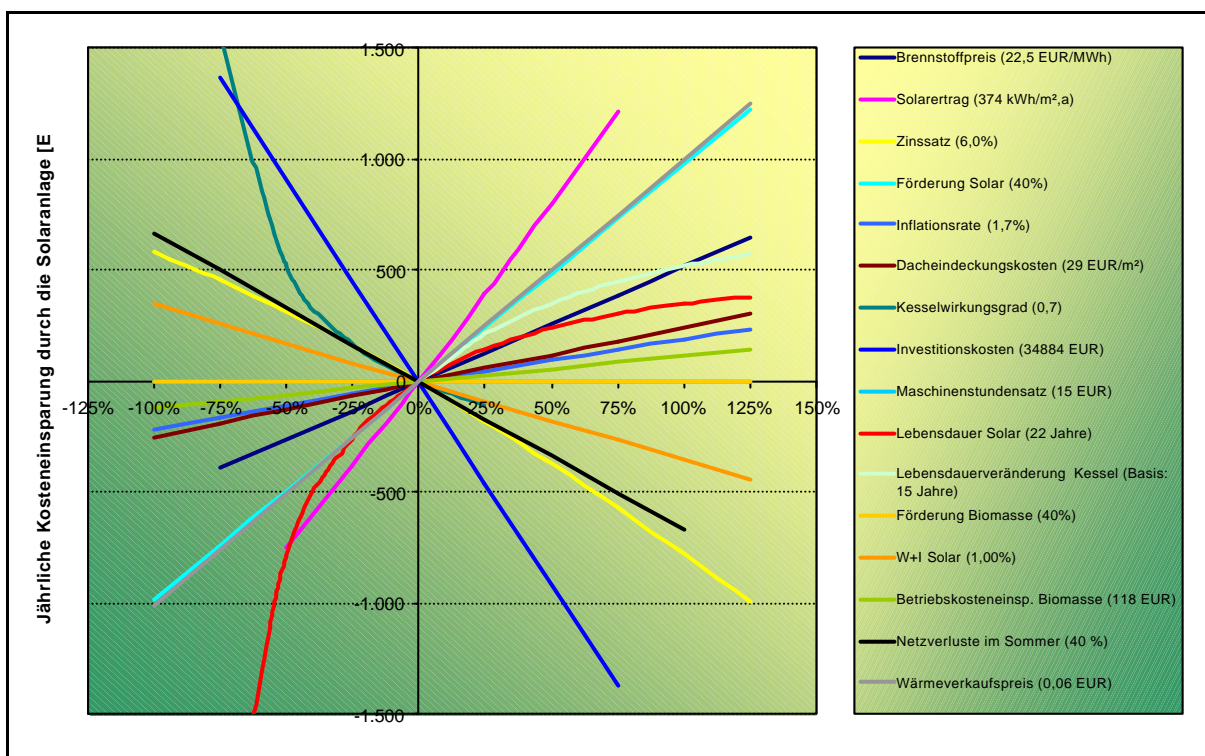


Abbildung 2.25 : Sensitivitätsanalyse für Variante 4, Anlage 1

Bei Anlage 4 (siehe Abbildung 2.26) ist der Solarertrag nicht ganz so wichtig. Dies ist auf den niedrigeren Brennstoffpreis und die dadurch geringeren Einsparungen zurückzuführen.

Die wichtigsten Parameter sind:

- Investitionskosten Solar
- Wärmeverkaufspreis
- Förderung Solar
- Solarertrag



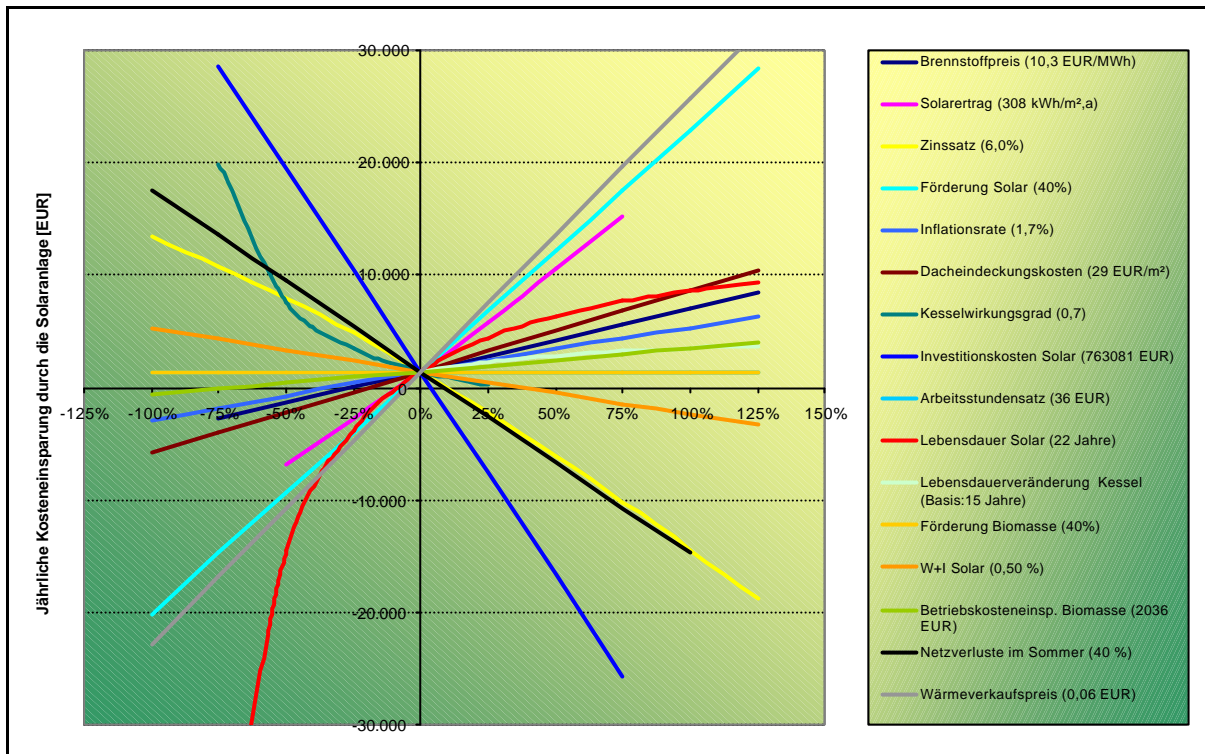


Abbildung 2.26 : Sensitivitätsanalyse für Variante 4, Anlage 4

### 2.4.7 Vergleich mit alternativer Dimensionierung

Die bisher behandelten Berechnungsvarianten basieren auf einer Auslegung der Solaranlage auf 90 % Sommerdeckung. Dies erfordert bei großen Anschlussleistungen und hohen Sommerlasten sehr große Kollektorflächen, für die das vorhandene Platzangebot oft nicht ausreicht.

Eine alternative Möglichkeit der Dimensionierung liegt darin, die Solaranlage auf die Deckung der Mittagslast auszulegen und ohne Pufferspeicher zu betreiben. Bei dieser Variante kann die Solaranlage auch zur Zeit der höchsten Einstrahlung nicht mehr Leistung liefern, als gerade benötigt wird.

Hierzu sind wesentlich kleinere Solarflächen notwendig, und die Anlage weist aufgrund dieser Dimensionierung eine bessere Auslastung und damit auch höhere Kollektorerträge auf. Außerdem entfallen die Kosten für einen Pufferspeicher. Allerdings treten aufgrund der kleineren Solarfläche vor allem bei Anlage 1 höhere Systemkosten auf. Weiters entfallen wegen des sehr kleinen Deckungsgrades insbesondere bei Variante 1 Einsparungen für die Instandhaltung des Biomassekessels. Aufgrund dieses geringen Deckungsgrades kommt diese Auslegung nur für die Varianten 1 und 2 in Frage. Bei Variante 3 und auch bei Variante 4 würden viel zu hohe Mehrkosten aufgrund der Restenergiedeckung mit Öl anfallen. Tabelle 2.1 zeigt die solaren Anlagendaten für die 4 Referenzsysteme.

Abbildung 2.27 zeigt als Ergebnis einen Vergleich der Kosteneinsparungen pro m<sup>2</sup> installierter Kollektorfläche zwischen der Variante mit 90 % Sommerdeckung und der Auslegung auf Abdeckung der Mittagslast.

Tabelle 2.5 : Anlagendaten

<b>Solaranlage und Pufferspeicher</b>				
Nettokollektorfläche	18 m <sup>2</sup>	88 m <sup>2</sup>	117 m <sup>2</sup>	389 m <sup>2</sup>
Neigung, Azimut	30°, 0°	30°, 0°	30°, 0°	30°, 0°
Speichervolumen	0 m <sup>3</sup>	0 m <sup>3</sup>	0 m <sup>3</sup>	0 m <sup>3</sup>
Netzbetrieb im Sommer	Intermit. (12:00 bis 16:00)	kontinuierlich	kontinuierlich	kontinuierlich
<b>Simulationsergebnisse</b>				
Jahresdeckungsgrad [%]	2,54	2,77	1,19	1,27
Deckungsgrad Juli/August [%]	17/16	18/17	14/13	15/14
Kollektorertrag [kWh/m <sup>2</sup> ,a]	393	429	313	333
<b>Investitionskosten [€]</b>				
<b>Solaranlage</b>				
Kollektoren	8.895 EUR	17.914 EUR	24.092 EUR	69.804 EUR
Verrohrung	1.570 EUR	3.161 EUR	4.251 EUR	12.318 EUR
Puffer	0 EUR	0 EUR	0 EUR	0 EUR
Gesamt	10.465 EUR	21.076 EUR	28.343 EUR	82.122 EUR

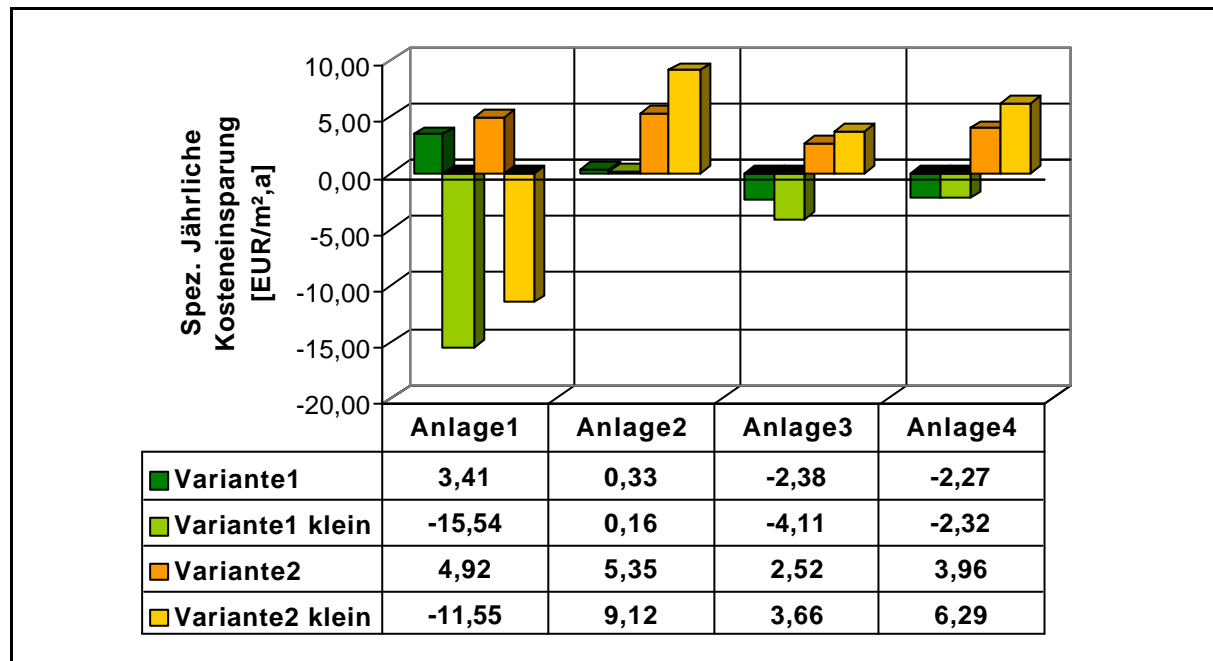


Abbildung 2.27 : Vergleich der spez. Kosteneinsparung bei Auslegung auf 90 % Sommerdeckung und Mittagslast-Abdeckung (=Variante klein)

Bei Variante 1 ergibt sich aufgrund der alternativen Auslegung kein Vorteil. Die höheren Kollektorerträge und die wegfallenden Kosten für den Pufferspeicher können das Ausbleiben der oben genannten Einsparungen bzw. die höheren Systemkosten nicht kompensieren.

Bei Variante 2 ergeben sich bessere Resultate als mit einer Auslegung auf 90 % Sommerdeckung. Nur bei Anlage 1 verschlechtert sich das Ergebnis aufgrund der hohen Systemkosten.

### 2.4.8 Analyse der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Für die einzelnen Berechnungsvarianten und Referenzanlagen wurden in der Wirtschaftlichkeitsanalyse recht unterschiedliche Eingangswerte angenommen. So ist bei Variante 2 der durchschnittliche Brennstoffpreis aufgrund des Ölanteiles viel höher als bei den Varianten 1 und 3. Ähnliches gilt für die Referenzanlagen, die mit zunehmender Größe niedrigere Brennstoffpreise aufweisen. Für die Anlagen 3 und 4 haben sich aufgrund der höheren Netztemperaturen (siehe Kapitel 2.3) niedrigere Solarerträge ergeben als bei den Anlagen 1 und 2. Wie aus der Sensitivitätsanalyse entnommen werden kann, zählen gerade der Brennstoffpreis und der Solarertrag zu den sensitivsten Parametern der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Dies erklärt das schlechte Ergebnis für die Varianten 1 und 3, insbesondere bei den Anlagen 3 und 4. Würde man für diese Anlagen hinsichtlich des Brennstoffpreises und der Solarerträge die selben Annahmen treffen wie bei den Anlagen 1 und 2, wären die Ergebnisse auch hier positiv.

Bei den Personalkosten wurde bei den Anlagen 1 und 2, da von einer bäuerlichen Betreiberschaft ausgegangen wurde, ein niedrigerer Arbeitsstundensatz angenommen als bei den Anlagen 3 und 4. Würde man auch hier einen höheren Stundensatz annehmen, würde sich das Ergebnis aufgrund der höheren Einsparungen durch die Solaranlage nochmals verbessern.

Wird für ein Nahwärmenetz, das bis jetzt im Sommer nicht betrieben wurde, der Einsatz einer Solaranlage in Erwägung gezogen, so kann dies durchaus zu wirtschaftlich positiven Ergebnissen führen. Wichtig ist dabei, dass die Netzverluste möglichst klein sind, um einen möglichst großen Anteil der erzeugten Energie auch verkaufen zu können.

Bezüglich der Solarerträge ist noch anzumerken, dass bei der Simulation der Referenzsysteme ein Klimadatensatz mit Klimadaten aus den letzten 10 Jahren für Graz verwendet wurde. In den letzten Jahren lagen die Einstrahlungswerte teilweise weit höher als im 10-jährigen Durchschnitt. So liegen die Solarerträge bei einer Simulation mit einem Datensatz von 1997 um bis zu 20 % über den für die Berechnung verwendeten Werten. Der Einsatz dieser Werte würde zu deutlich besseren Ergebnissen für die Kombination von Solaranlage und Biomasse führen.

Die Sensitivitätsanalysen zeigen den hohen Einfluss der Investitionskostenförderungen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Solaranlagen. Dies ist besonders bei den Varianten 1 und 3 der Fall, während bei Variante 2 unter günstigen Umständen hinsichtlich Solarertrag und Brennstoffpreis sogar ohne Förderung ein wirtschaftlicher Betrieb möglich wäre.

Bei Auslegung der Kollektorfläche auf eine Abdeckung der Mittagslast und Verzicht auf einen Pufferspeicher können bei Variante 2 ökonomisch bessere Ergebnisse erzielt werden, als bei einer Dimensionierung auf 90 % Sommerdeckung.

## 2.5 Ökologische Analyse

Das Ziel der in diesem Kapitel beschriebenen ökologischen Analyse war die Ermittlung der durch den Bau einer Solaranlage eingesparten Emissionen, bzw. ein Vergleich verschiedener Betriebsweisen von Biomasse-Heizwerken mit und ohne Solaranlage. Als Besonderheit der vorliegenden Berechnung ist der Versuch anzusehen, den Einfluss einer sinnvollen Kesselauslegung bzw. die Auswirkungen von Teillast- und Taktbetrieb auf den Emissionsausstoß aufzuzeigen.

Als Grundlage für die Bewertungen dienten Emissionsfaktoren aus unterschiedlichen Quellen, die untereinander verglichen wurden, um so möglichst plausible Werte zu erhalten, die letztendlich für die Berechnung herangezogen wurden.

Die Untersuchung des Teillast- und Taktverhaltens von Biomassekesseln war Teilaufgabe des vorliegenden Projektes bzw. für die ökologische Analyse notwendig und wird deshalb gleich zu Beginn dieses Kapitels behandelt.

### 2.5.1 Teillast- und Taktverhalten von Biomassekesseln

Das Ziel der Untersuchungen war festzustellen, inwiefern verschiedene Lastzustände eines Kessels den Emissionsausstoß und den Wirkungsgrad der Feuerung beeinflussen. Weiters sollte geklärt werden, ob durch einen sommerlichen Stillstand und damit eine Verringerung von Teillastzuständen aufgrund der Einbindung einer Solaranlage, eine Verlängerung der Lebensdauer des Biomassekessels erreicht werden kann.

#### 2.5.1.1 Emissionen im Teillastbetrieb

Zu diesem Zweck wurden Prüfberichte von Biomassekesseln unterschiedlicher Leistungen, die von Kesselherstellern zur Verfügung gestellt wurden (siehe Kesselprüfberichte im Literaturverzeichnis), untereinander verglichen. Aus den in diesen Prüfberichten enthaltenen Messwerten bei Nennlast und kleinstmöglicher Teillast (ca. 30 %) wurden Mittelwerte berechnet. Abbildung 2.28 zeigt einen Vergleich der Werte bei Nennlast und kleinster Teillast. Die Emissionen im Teillastbetrieb sind sowohl bei den CO- als auch bei den C<sub>x</sub>H<sub>y</sub>-Emissionen im Mittel mehr als dreimal so hoch als bei Nennlast. Dies ist auf niedrigere Feuerraumtemperaturen und auf eine schlechtere Durchmischung der Verbrennungsluft mit den Verbrennungsgasen zurückzuführen. Die NO<sub>x</sub>- und die Staubemissionen bleiben annähernd unverändert.

Der Kesselwirkungsgrad ist im Teillastbetrieb im Mittel um 1% höher, als bei Nennlast. Dieses Verhalten lässt sich wie folgt erklären: Im Teillastbetrieb entstehen, weil weniger Brennstoff verbrannt wird, kleinere Mengen an Verbrennungsgasen, wodurch auch die

Verbrennungsgasgeschwindigkeiten im Kessel kleiner werden. Dies erschwert eine gute Durchmischung der Verbrennungsgase und der Verbrennungsluft. Um dem entgegenzuwirken, wird der Luftüberschuss erhöht. Dadurch müsste es grundsätzlich zu höheren Verlusten kommen. Diese werden aber durch die niedrigeren Abgastemperaturen, die aufgrund längerer Verweilzeiten entstehen, mehr als ausgeglichen. Deshalb sind die Abgasverluste im Teillastbetrieb niedriger, was einen besseren Wirkungsgrad zur Folge hat.

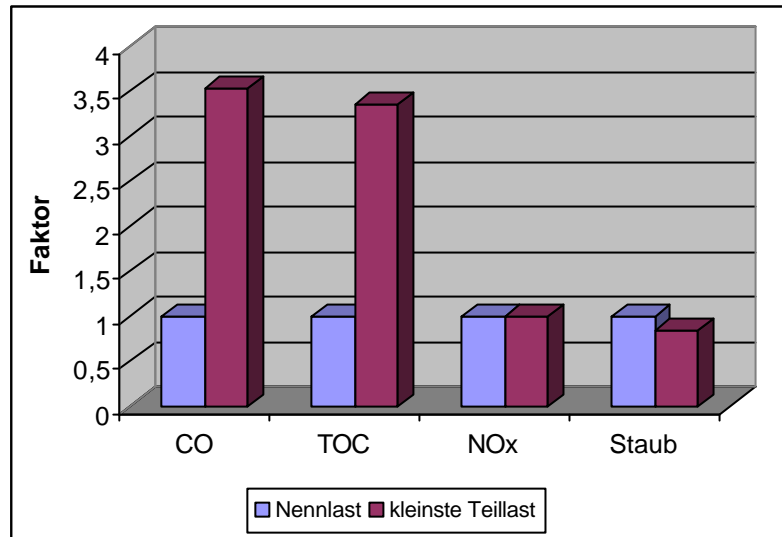


Abbildung 2.28 : Vergleich der Emissionen bei Nennlast und kleinster Teillast

### 2.5.1.2 Taktbetrieb

Zur Problematik des Taktbetriebes wurden von der Fa. KWB Messungen an dem Hackgutkessel USV 80 durchgeführt. Bei dem vermessenen Kessel handelt es sich um eine Unterschubfeuerung mit einer Nennleistung von 80 kW. In Nahwärmenetzen sind zwar eher Kessel in größeren Leistungsbereichen im Einsatz, die andere Konstruktionsmerkmale aufweisen, die vorliegende Messreihe sollte aber einen Einblick in das Taktverhalten von Biomassekesseln vermitteln.

Im Bereich unter 30 % der Nennlast wird der Kessel im Taktbetrieb gefahren. Um eine gleichmässige Vorlauftemperatur zu gewährleisten, kühlt der Kessel zwischen den Takten nur um ca. 3 – 7 °C ab.

Der Verlauf der Kesselleistung im Taktbetrieb ist in Abbildung 2.29 dargestellt. Die Brennstoffzufuhr wird ab einer Leistung von ca. 20 kW gestoppt, und der Kessel kann sich abkühlen. Ab einer Leistung von ca. 10 kW wird die Brennstoffzufuhr wieder aktiviert und die Verbrennung läuft wieder, bis 20 kW erreicht sind. So kann eine mittlere Leistung von ca. 15 kW erreicht werden, die bei kontinuierlichem Teillastbetrieb nicht möglich wäre.

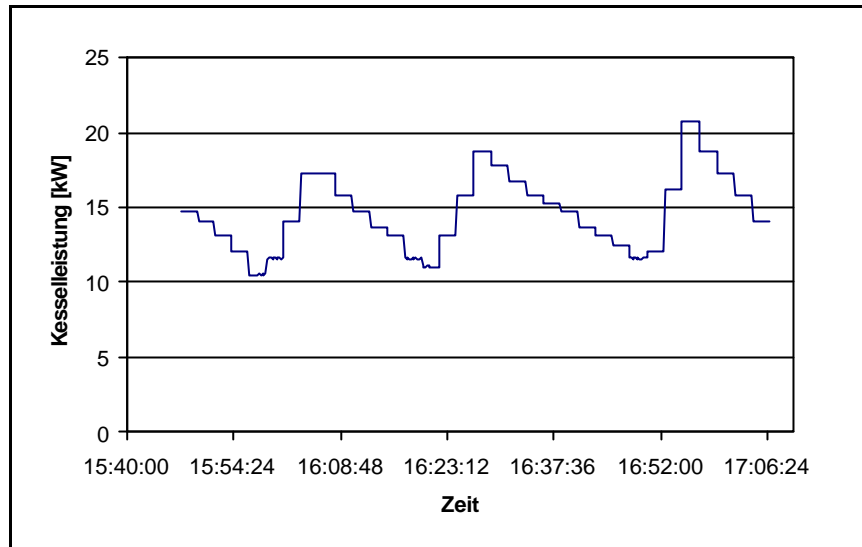


Abbildung 2.29 : Kesselleistung im Taktbetrieb [kW] (KWB)

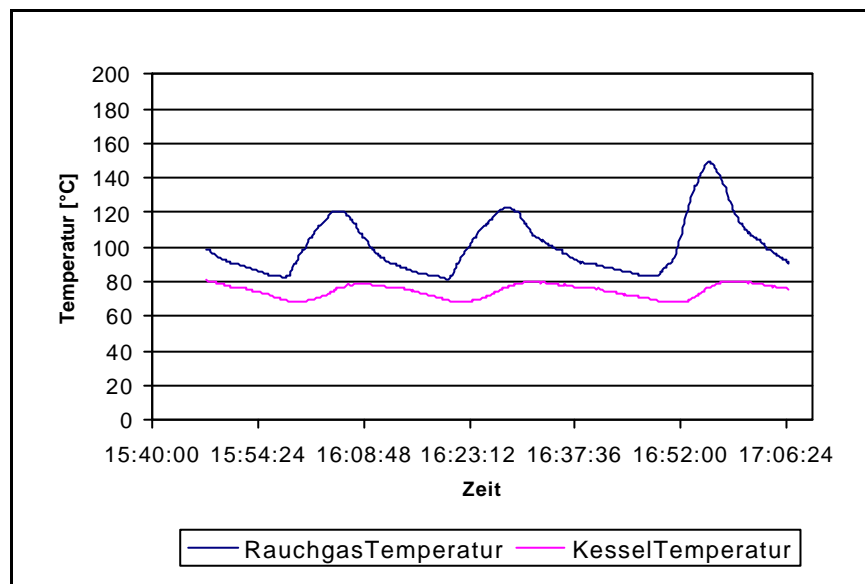


Abbildung 2.30 : Rauchgas- und Kesseltemperatur [°C] (KWB)

Abbildung 2.31 zeigt die Abgasverluste im Taktbetrieb. Zwischen den Takten, wenn die Brennstoffzufuhr steht, bleibt zwar das Glutbett erhalten, aber die Verbrennungsluftventilatoren sind ausgeschaltet. Deshalb ist in dieser Zeit kein Rauchgasstrom (Abbildung 2.32) vorhanden, und es gibt keine Abgasverluste.

Der in Abbildung 2.33 dargestellte Verlauf der CO-Emissionen weist am Anfang jedes Taktes eine starke CO-Spitze auf. Dies ist auf das Abschalten der Ventilatoren nach jedem Takt zurückzuführen, welches durch den dadurch entstehenden Sauerstoffmangel und das aufrechterhaltene Glutbett Schwelgase entstehen lässt. Diese Schwelgase, die hohe CO-Konzentrationen enthalten, werden beim Wiedereinschalten der Ventilatoren ausgeblasen.

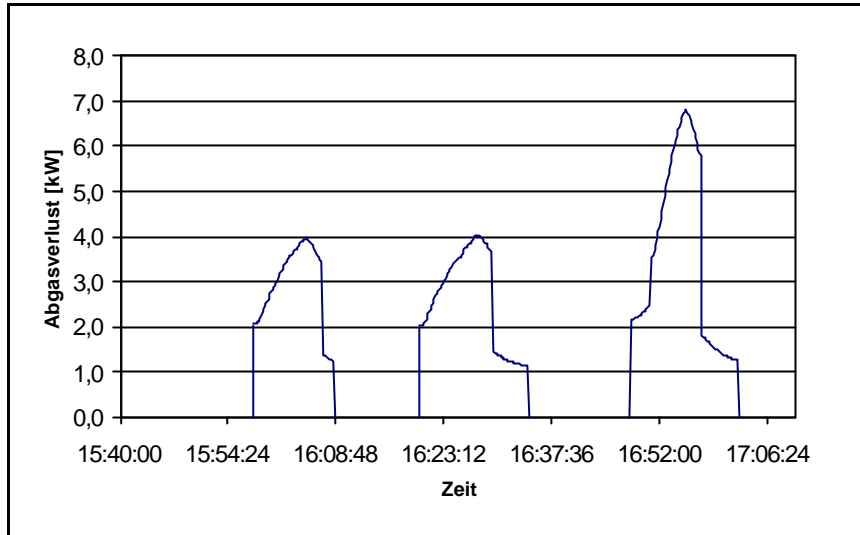


Abbildung 2.31 : Abgasverlust [kW] (KWB)

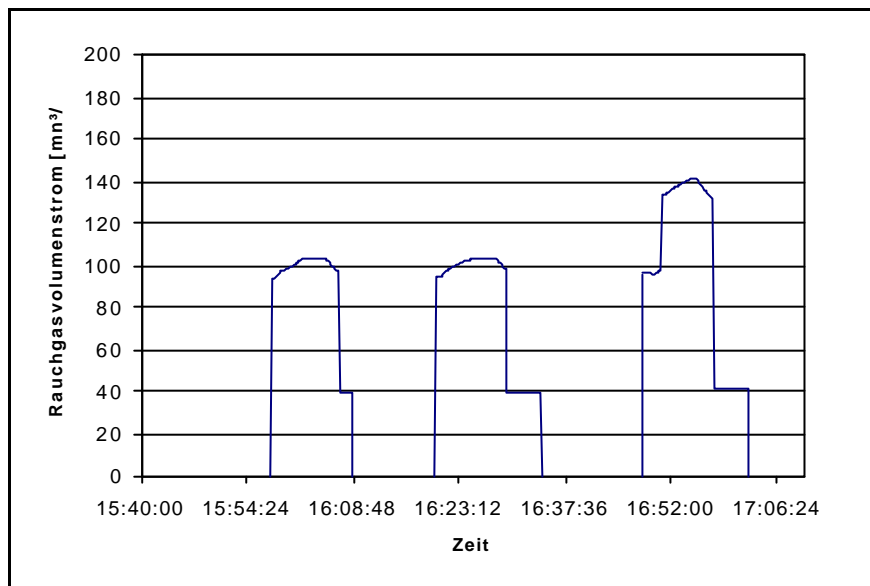


Abbildung 2.32 : Rauchgasvolumenstrom [mn³/h] (KWB)

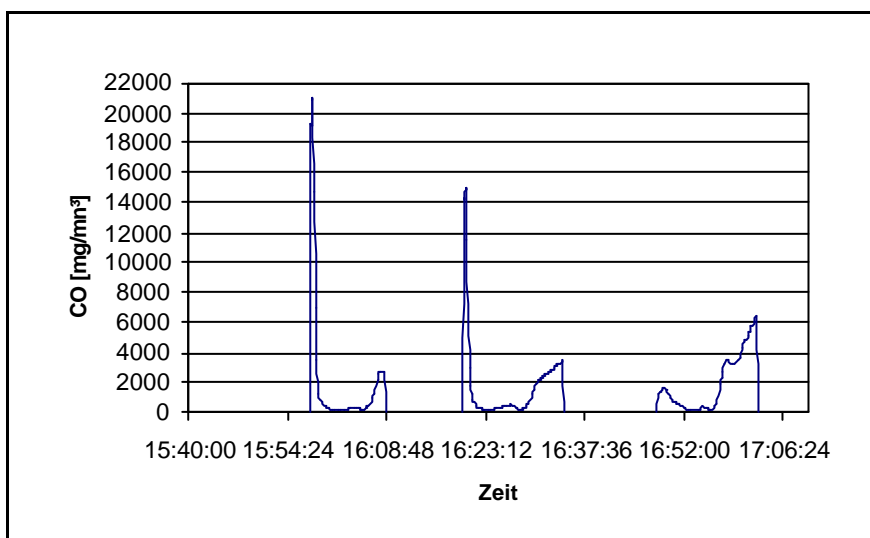


Abbildung 2.33 : CO-Emissionen [mg/mn³] (KWB)

Die vorliegende Messreihe weist also auf ein starkes Ansteigen der CO-Werte im Taktbetrieb hin.

Als weitere Quelle im Zusammenhang mit dem Taktverhalten diente eine Studie über Schadstoffemissionen von Holzfeuerungen (Baumbach, 1995). Diese Studie enthält Emissionswerte aus einem Feldmessprogramm, in dem mehrere Biomassekessel mit unterschiedlichen Leistungen hinsichtlich deren Emissionsverhalten vermessen wurden. Da es sich hierbei um eine relativ alte Studie handelt, wurden nur diejenigen Kessel in die Betrachtungen aufgenommen, die vor 1992 gebaut worden sind. Tabelle 2.6 zeigt die in der Studie angeführten Werte für den Dauerbetrieb sowie für den Gluthaltebetrieb.

Tabelle 2.6 : Konzentrationswerte für Dauer- und Gluthaltebetrieb (Baumbach, 1995)

Leistung	Baujahr	Dauerbetrieb [mg/Nm <sup>3</sup> ]			Gluthalten [mg/Nm <sup>3</sup> ]			Faktor		
		CO	NO <sub>x</sub>	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>
120	1993	908	112	12	2582	76	112	3	0,7	9
100	1993	195	125	4	4202	121	144	22	1,0	36
300	1993	119	189	9	8486	270	1001	71	1,4	111
200	1992	39	148	1	173	158	7	4	1,1	7
120	1993	222	52	4	5494	37	45	25	0,7	11
800	1993	132	126	2	4073	22	10	31	0,2	5

Nachdem sich im Taktbetrieb eines Kessels Dauerbetrieb und Gluthaltebetrieb abwechseln, hat letzterer großen Einfluss auf das Emissionsverhalten. Die CO- und C<sub>x</sub>H<sub>y</sub> - Konzentrationen im Abgas sind auch hier im Gluthaltebetrieb zum Teil erheblich höher als beim Dauerbetrieb. Dies bestätigt den bei der Messreihe von KWB festgestellten Trend. Die NO<sub>x</sub>-Konzentrationen bleiben weitgehend unverändert.

### 2.5.1.3 Lebensdauerverlängerung

Es sollte die Frage geklärt werden, inwieweit sich eine Vermeidung von extremen Teillastbedingungen bzw. von Taktbetrieb auf die Lebensdauer eines Biomassekessels auswirkt. Hierzu wurden 4 Kesselhersteller befragt. Dabei herrschte insgesamt Einigkeit darüber, dass es bei längeren extremen Teillastphasen zu einer Beschädigung der Kesselrohre durch Kondensatbildung bzw. zu einer Versottung von rauchgasführenden Teilen kommen kann. Eine tatsächliche Lebensdauerverlängerung ist jedoch laut den Herstellern aufgrund von sehr vielen beeinflussend wirkenden Parametern (Verteilung Teillast – Nennlaststunden, Reinigungszustand usw.) äußerst schwierig zu bewerten. Daher wurde entschieden, in der ökonomischen Analyse in Kapitel 2.4 keine Lebensdauerverlängerung zu berücksichtigen. Um aber die Auswirkungen einer verlängerten Lebensdauer auf die Wirtschaftlichkeit aufzuzeigen, wurde diese in der Sensitivitätsanalyse in Kapitel 2.4.6.3 berücksichtigt.



## 2.5.2 Auswahl von Emissionsfaktoren

Für die Emissionsberechnungen wurden auf den Primärenergieeinsatz bezogene Emissionsfaktoren benötigt, die von unterschiedlichen Quellen bezogen wurden, um ein möglichst breites Spektrum an Daten zu erhalten, bzw. die Möglichkeit eines Vergleiches zu bieten. Dazu waren Daten sowohl für Biomasse- als auch für Ölkessel notwendig, um auch Betriebsweisen berücksichtigen zu können, bei denen zum Teil fossil gefahren wird.

### Biomassekessel

Für die Biomassekessel standen einerseits Faktoren aus den bereits oben genannten Prüfberichten zur Verfügung, die aus den Messwerten mehrerer Kessel gemittelt wurden. Andererseits wurden Faktoren aus dem Energiebericht 1996 des Umweltbundesamtes (Energiebericht 1996), sowie aus der ebenfalls oben genannten Studie über die Schadstoffemissionen von Holzfeuerungen (Baumbach et al., 1995) (nachfolgend als IVD-B-Studie bezeichnet) verwendet.

Die Faktoren aus dem Energiebericht sind Jahresmittelwerte, d.h. hier sind bereits Teillast- und Taktbetriebszeiten des Kessels eingerechnet.

Zu den Daten aus der IVD-B-Studie ist folgendes anzumerken:

Es sind Faktoren sowohl für den Dauerbetrieb als auch Mittelwerte für den Taktbetrieb vorhanden. Während es sich bei den Mittelwerten bereits um auf den Primärenergieaufwand bezogene Faktoren handelt, waren die Werte für den Dauerbetrieb nur als Konzentrationen (siehe Tabelle 2.6) vorhanden und mussten für weiterführende Betrachtungen erst umgerechnet werden. Dies geschah nach den unten angeführten Formeln und den in der Studie angegebenen Werten für den Heizwert und Wassergehalt des verwendeten Brennstoffes und dem spezifischen Rauchgasvolumenstrom. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2.7 dargestellt. Aus dieser Auswahl an Messungen wurde nun der worst case und der best case entnommen, d.h. die beiden Fälle mit dem größten bzw. dem kleinsten Unterschied zwischen Dauerbetrieb und Taktbetrieb.

$$Emission \left[ \frac{mg}{MJ} \right] = \frac{(1 - H_2O) \left[ \frac{kg_{H_2O}}{kg_{Br-FS}} \right] \cdot V_{RG, spez} \left[ \frac{Nm^3_{RG, Ir}}{kg_{Br-TS}} \right] \cdot I_{O_2, Bezug} \left[ \frac{mg}{Nm^3_{RG, Ir, O_2, Bezug}} \right]}{H_u \left[ \frac{MJ}{kg_{Br-FS}} \right]} \cdot Emission \left[ \frac{mg}{Nm^3_{RG, Ir, O_2, Bezug}} \right]$$

$$I_{O_2, Bezug} = 2,61 \quad (\text{laut Stoffbilanz})$$

$$V_{RG, spez} \left[ \frac{Nm^3_{RG, Ir}}{kg_{Br-TS}} \right]_{I=1} = 4,58 \quad (\text{laut Stoffbilanz})$$

$$H_u = 16,7 \text{ MJ/kg FS}$$

$$\text{Wassergehalt} = 8,6 \text{ Gew\% d.FS}$$

Tabelle 2.7 : berechnete Emissionswerte für Dauer- und Gluthaltbetrieb, sowie Taktbetrieb (Baumbach, 1995)

Leistung	Baujahr	Dauerbetrieb [mg/MJ]			Gluthalten [mg/MJ]			Taktbetrieb [mg/MJ]		
		CO	NO <sub>x</sub>	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>
120	1993	594	73	8	1689	50	73	1210	65	51
100	1993	128	82	3	2749	79	94	140	83	2
300	1993	78	124	6	5552	177	655	1570	146	160
200	1992	26	97	1	113	103	5	80	93	1
120	1993	145	34	3	3594	24	29	370	29	4
800	1993	86	82	1	2665	14	7	240	79	1
<b>worst case</b>		78	124	6	5552	177	655	1570	146	160
<b>best case</b>		26	97	1	113	103	5	80	93	1

### Ölkessel

Hier wurden die Werte zum einen auch aus dem Energiebericht 1996 und zum anderen aus einem Studie über die Start- und Stopp-Emissionen von Ölkesseln entnommen, in der ebenfalls mehrere Kessel vermessen wurden (Pfeiffer et al., 1999) (nachfolgend als IVD-Ö-Studie bezeichnet). Die Faktoren aus dem Energiebericht sind wie bei den Biomassekesseln auch hier Jahresmittelwerte. Aus den Werten aus dem IVD-Ö-Bericht wurden wieder ein worst und ein best case entnommen (siehe Tabelle 2.8).

Tabelle 2.8 : Emissionswerte für Dauerbetrieb und Taktbetrieb (Pfeiffer, 1999)

	Dauerbetrieb		Taktbetrieb	
	CO [mg/MJ]	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub> [mg/MJ]	CO [mg/MJ]	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub> [mg/MJ]
	2,16	1,08	19,8	14,04
	2,16	1,8	14,04	7,56
	1,08	2,16	23,4	6,48
	0,72	2,88	18	10,8
	10,08	3,96	109,08	15,84
	53,28	3,6	97,56	18,36
	47,52	5,04	54	19,08
<b>worst case</b>	10,08	3,96	109,08	15,84
<b>best case</b>	2,16	1,8	14,04	7,56

Tabelle 2.9 zeigt eine Zusammenfassung aller Emissionsfaktoren, die gesammelt bzw. berechnet wurden.

Tabelle 2.9 : Emissionsfaktoren

			CO <sub>2</sub> mg/MJ	CO mg/MJ	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub> mg/MJ	NO <sub>x</sub> mg/MJ	Staub mg/MJ	SO <sub>2</sub> mg/MJ	
Biomasse	Prüfberichte	Nennlast	0	32,4	1,4	104	33,2	n.a.	
		kleinste Teill.	0	114,4	4,7	104	28	n.a.	
	Energiebericht 96		0	370	25	130	190	12	
	IVD-Studie	Dauerbetrieb	worst case	n.a.	78	6	124	n.a.	n.a.
			best case	n.a.	26	1	97	n.a.	n.a.
		Taktbetrieb	worst case	n.a.	1570	160	146	n.a.	n.a.
best case			n.a.	80	1	93	n.a.	n.a.	
Öl	Energiebericht 96		75000	45	6	65	3	45	
	IVD-Studie	Dauerbetrieb	worst case	n.a.	10,08	3,96	n.a.	n.a.	n.a.
			best case	n.a.	2,16	1,8	n.a.	n.a.	n.a.
		Taktbetrieb	worst case	n.a.	109,08	15,84	n.a.	n.a.	n.a.
			best case	n.a.	14,04	7,56	n.a.	n.a.	n.a.

Die Faktoren aus dem Energiebericht scheinen deshalb relativ hoch, weil es sich hierbei, wie vorher erwähnt, um Jahresmittelwerte handelt.

Vergleicht man die Daten mit unterschiedlicher Herkunft, kann eine sehr gute Übereinstimmung festgestellt werden. So liegen die Mittelwerte für den Nennlastbetrieb aus den Prüfberichten genau zwischen den Werten von best case und worst case für den Dauerbetrieb aus den IVD-Berichten. Weiters fällt auf, dass die Jahresmittelwerte aus dem Energiebericht zwischen den Werten für Dauerbetrieb und Taktbetrieb aus den IVD-Berichten liegen, und somit eine Mischung aus diesen beiden Betriebsweisen widerspiegeln.

Für die weiteren Berechnungen wurden nun für den Dauerbetrieb mit Biomasse die Mittelwerte aus den Prüfberichten gewählt, da diese im Vergleich mit dem IVD-B-Bericht neuere Messungen enthalten. Für die Ölkessel wurden für CO und C<sub>x</sub>H<sub>y</sub> Mittelwerte verwendet, die aus den Messungen aus dem IVD-Ö-Bericht gebildet wurden. Die restlichen Faktoren wurden aus dem Energiebericht entnommen.

Hinsichtlich des Taktbetriebes konnten aufgrund des vorhandenen Datenmaterials insbesondere die CO -, C<sub>x</sub>H<sub>y</sub> - und NO<sub>x</sub> - Emissionen näher untersucht werden. Da nur best case - und worst case - Werte vorhanden waren, wurden aus den Jahresmittelwerten aus dem Energiebericht und den gewählten Faktoren für den Dauerbetrieb Faktoren berechnet. Dabei wurde folgendermaßen vorgegangen:

Es wurde angenommen, dass die Faktoren aus dem Energiebericht sich auf Anlagen beziehen, die monovalent mit einem Kessel fahren. Für ein typisches Lastprofil wurde nun der Energiebedarf im Dauer- sowie im Taktbetrieb ermittelt, wobei von einem kontinuierlichen Betrieb oberhalb von 30% Teillast ausgegangen wurde. Über die gewählten Faktoren für den Dauerbetrieb sowie die best- und worst case-Werte aus den IVD-Berichten wurde nun ein best- und worst case- Szenario für die Gesamtemissionen ermittelt. Die daraus resultierenden Emissionsfaktoren bestätigen die Jahresmittelwerte aus dem Energiebericht, da diese jeweils

zwischen den resultierenden best- und worst case- Faktoren liegen (siehe Tabelle 2.10, grüne Werte). Daher wurden nun diese Jahresmittelwerte gewählt, um Emissionsfaktoren für den Taktbetrieb zu ermitteln. Dazu wurden die Gesamt-Emissionen mit den Werten aus dem Energiebericht und jene im Dauerbetrieb mit den vorher gewählten Faktoren berechnet. Die Differenzen aus den Gesamtemissionen und den Emissionen im Dauerbetrieb ergeben die Emissionen im Taktbetrieb. Durch Division mit dem Energiebedarf im Taktbetrieb wurden nun die entgültigen Faktoren ermittelt (siehe Tabelle 2.10, rote Werte).

Tabelle 2.10 : Berechnung von Emissionsfaktoren im Taktbetrieb

		Biomassekessel				Ölkessel	
		CO	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	NO <sub>x</sub>	Staub	CO	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub>
kont.	kg	401	17	1288	411	207	36
takten	Best case	440	6	512	*	77	42
	Worst case	8637	880	803	*	600	87
<b>Summe</b>	<b>best case</b>	841	23	1800	*	284	78
<b>Summe</b>	<b>worst case</b>	9038	897	2091	*	807	123
Faktoren	best case	47,0	1,3	100,6	*	15,9	4,4
Faktoren	worst case	505,2	50,2	116,9	*	45,1	6,9

Energiebericht 96	mg/MJ	370	25	130	190	45	6
<b>Kont. Betrieb (gewählt)</b>	mg/MJ	32,4	1,4	104	33,2	16,7	2,9

Berechnung von Faktoren für den Taktbetrieb:

**Taktbetrieb berechnet**      mg/MJ      **1130,2**      **78,1**      **188,5**      **543,1**      **108,7**      **12,9**  
 \* Keine Daten vorhanden

In Tabelle 2.11 sind alle endgültig gewählten Faktoren aufgelistet. Für die CO<sub>2</sub>- Emissionen wurden bei den Ölkesseln die Werte aus dem Energiebericht verwendet, Biomasse ist CO<sub>2</sub>-neutral. Bei den CO-, C<sub>x</sub>H<sub>y</sub> - und Staub-Emissionen wurden für den Taktbetrieb die in Tabelle 2.10 berechneten Werte gewählt, wobei für die Staub-Emissionen leider keine Vergleichswerte aus dem IVD-B-Bericht vorhanden waren. Für Ölkessel wurden keine Staub-Emissionen berücksichtigt. Der berechnete Wert für die NO<sub>x</sub>-Emissionen von Biomassekesseln im Taktbetrieb wurde verworfen, weil dieser nicht mit der in den Messungen festgestellten allgemeinen Tendenz von gleichbleibenden Emissionen im Taktbetrieb (siehe Tabelle 2.7) übereinstimmt. Stattdessen wurde hier derselbe Faktor angenommen wie im Dauerbetrieb. Dasselbe gilt für die Ölkessel, wobei hier die Daten aus dem Energiebericht verwendet wurden.

Tabelle 2.11 : gewählte Emissionsfaktoren für Dauer- und Start-/Stoppbetrieb

		CO <sub>2</sub> mg/MJ	CO mg/MJ	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub> mg/MJ	NO <sub>x</sub> mg/MJ	Staub mg/MJ
Biomasse	Dauerbetrieb	0	32,4	1,4	104	33,2
	Start-/Stoppbetrieb	0	1130,2	78,1	104	543,1
Öl	Dauerbetrieb	75000	16,7	2,9	65	0
	Start-/Stoppbetrieb	75000	108,7	12,9	65	0

### 2.5.3 Berechnungsvarianten

Um den Einfluss der Kesselauslegung auf den Emissionsausstoß eines Heizwerkes aufzuzeigen, wurden die nachfolgenden Berechnungen für 3 verschiedene Varianten mit unterschiedlichen Kesselstrategien durchgeführt. Dabei wurde von einer Anlage mit folgenden Parametern ausgegangen (ähnlich der Referenzvariante 3 aus Abschnitt 2.3):

- Anschlussleistung: 1600 kW
- Sommerlast: 5%
- Heizbeginn­temperatur: 13,5°C
- Auslegungstemperatur: -15°C

#### Variante 1

Bei dieser Variante wird das Heizwerk ganzjährig mit nur einem Biomassekessel betrieben, der auf 100 % der Anschlussleistung ausgelegt ist. Abbildung 2.34 zeigt die dazugehörige Jahresdauerlinie. Bei dieser Auslegung wird der Kessel vermehrt im Teillastbetrieb, bzw. unter ca. 30 % der Nennleistung im Taktbetrieb gefahren. Dies führt, wie in 2.5.2 festgestellt, zu erhöhten Emissionen. Aufgrund der hohen Investitionskosten für Biomassekessel sollte versucht werden, dessen Wärmeproduktion zu maximieren, bzw. eine Vollaststundenzahl von über 4000 h/a zu erreichen. Dies verringert die Kosten des Kessels bezogen auf die produzierte Wärme (STOCKINGER et al., 1998).

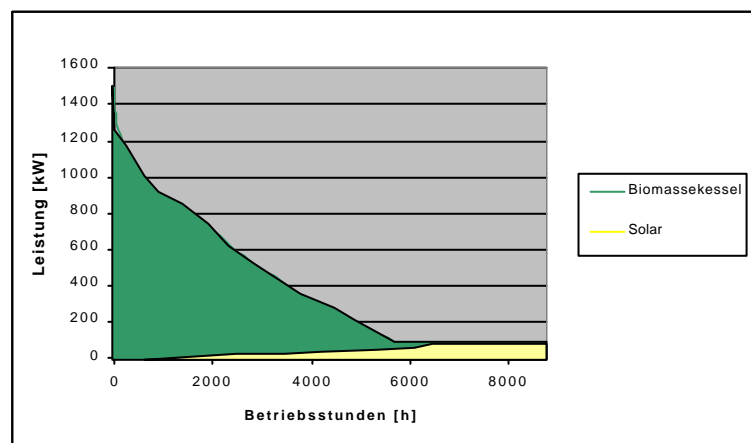


Abbildung 2.34 :  
Jahresdauerlinie Variante 1

#### Variante 2

Hier ist der Biomassekessel auf 40 % der Anschlussleistung ausgelegt, und wird als Grundlastkessel betrieben. Die Spitzenlast und der Sommerbetrieb werden durch einen Ölkessel abgedeckt, wobei es zwei Untervarianten hinsichtlich der Auslegung dieses Kessels gibt. In Variante 2a ist der Ölkessel auf die gesamte Anschlussleistung ausgelegt und stellt

somit eine Ausfallsreserve dar, während er in 2b nur auf Restenergiedeckung (=Anschlussleistung - Leistung Biomassekessel) dimensioniert ist. Dadurch kommt es in Variante 2b zu einer Verringerung des Taktbetriebes des Ölkessels.

Durch die Dimensionierung nach Variante 2 wird ein Taktbetrieb des Biomassekessels vermieden und außerdem dessen Volllaststundenzahl erhöht. Nachteilig ist hier der hohe Anteil an fossiler Energie anzusehen, der durch die relativ kleine Dimensionierung des Biomassekessels und die dadurch hohe fossile Spitzenlast entsteht. Allerdings ergibt sich bei folgender Überlegung ein Vorteil für die Solaranlage: Durch den Einsatz einer Solaranlage wird im Sommer ein Großteil der fossilen Energie eingespart. Dadurch könnte, ohne dabei den Grenzwert von maximal 20 % fossiler Energie (siehe 2.4.2) zu überschreiten, der Biomassekessel noch kleiner dimensioniert werden, um dessen Volllaststundenzahl nochmals zu erhöhen.

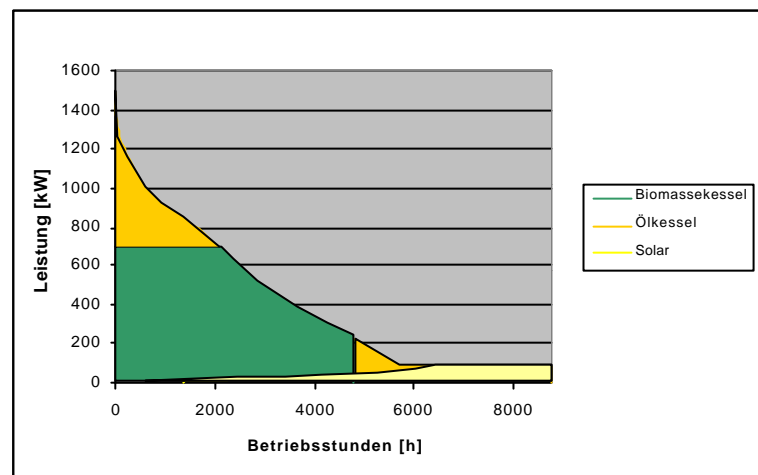


Abbildung 2.35 : Jahresdauerlinie Variante 2

### Variante 3

Bei dieser Variante wird das Heizwerk mit zwei Biomassekesseln und einem Ölkessel betrieben. Die Biomassekessel decken gemeinsam 50 % der Gesamtleistung und weisen ein Leistungsverhältnis von 1 : 3 auf, wodurch beide eine Volllaststundenzahl von ca. 4000 h/a erreichen. Der größere Kessel deckt die Grundlast, während der kleinere einen Teil der Spitzenlast und den Sommerbetrieb übernimmt. Der Ölkessel dient zusammen mit dem kleinen Biomassekessel als Ausfallsreserve, deckt aber lediglich die Spitzenlast. Im Vergleich zu Variante 2 wird damit der Anteil an fossiler Energie wesentlich verringert.

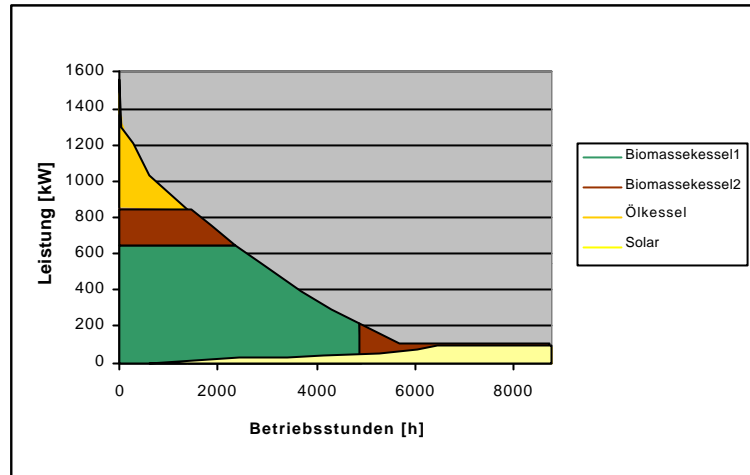


Abbildung 2.36 : Jahresdauerlinie Variante 3

### 2.5.4 Emissionsberechnung

Bei der vorliegenden Emissionsberechnung wurde der Emissionsausstoß für die in 2.5.3 angegebenen Berechnungsvarianten sowie die Emissionseinsparungen durch die Solaranlage für die Schadstofffraktionen CO<sub>2</sub>, CO, C<sub>x</sub>H<sub>y</sub>, NO<sub>x</sub> und Staub ermittelt.

Dazu wurden zunächst für alle 3 Varianten die pro Jahr benötigten Primärenergien aus Biomasse und Öl jeweils im Dauer- sowie im Taktbetrieb ermittelt. Dies geschah anhand der Jahresdauerlinie für die einzelnen Varianten und der Annahme, dass die Kessel bei einer Leistung unter 30 % Nennlast takten. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2.12 dargestellt.

Tabelle 2.12 : Primärenergieaufwand bei den einzelnen Berechnungsvarianten

		1	2a	2b	3
Biomasse	kWh ohne Takten	3.440.873	3.641.229	3.641.229	4.644.353
	kWh mit Takten	1.528.050	0	0	0
Öl	kWh ohne Takten	0	139.740	411.523	21.310
	kWh mit Takten	0	1.187.954	916.171	303.260
Summe		4.968.923	4.968.923	4.968.923	4.968.923

Aus der Tabelle wird deutlich, wie sehr sich eine richtige Kesseldimensionierung auf den Betrieb eines Heizwerkes auswirkt. So produziert der Biomassekessel bei Variante 1 über 30 % seiner Energie im Taktbetrieb, während dies bei den restlichen Varianten durch eine sinnvolle Dimensionierung völlig unterbunden wurde. Der hohe Anteil an Taktbetrieb bei den Ölkesseln ist auf die sehr großzügige Dimensionierung zurückzuführen, die vorgenommen wurde, um eine ausreichende Ausfallssicherheit gewährleisten zu können.

Als zweiter Schritt wurden nun die Primärenergieeinsparungen durch die Solaranlage ermittelt, wobei ein solarer Jahresdeckungsgrad von 14 % und ein mittlerer

Sommerdeckungsgrad (Juli und August) von 90 % zugrundegelegt wurde. Dies geschah wiederum sowohl für Biomasse als auch für Öl im Dauer- und Taktbetrieb.

Tabelle 2.13 : Primärenergieeinsparung durch die Solaranlage

		1	2a	2b	3
Biomasse	kWh ohne Takten	34.782	139.130	139.130	695.649
	kWh mit Takten	660.867	0	0	0
Öl	kWh ohne Takten	0	0	0	0
	kWh mit Takten	0	556.519	556.519	0
Summe		695.649	695.649	695.649	695.649

Nun konnten durch Multiplikation der Energiewerte mit den jeweiligen Emissionsfaktoren die jährlich anfallenden, bzw. die durch die Solaranlage eingesparten Schadstoffmengen errechnet werden. Die Ergebnisse sind tabellarisch in Tabelle 2.14 und Tabelle 2.15, bzw. als Diagramme in Abbildung 2.37 dargestellt.

Tabelle 2.14 : Gesamtemissionen ohne Solaranlage

		CO <sub>2</sub> [t]				CO [kg]				C <sub>x</sub> H <sub>y</sub> [kg]				NO <sub>x</sub> [kg]				Staub [kg]			
		Variante				Variante				Variante				Variante				Variante			
		1	2a	2b	3	1	2a	2b	3	1	2a	2b	3	1	2a	2b	3	1	2a	2b	3
Biomasse	kont.	0	0	0	0	401	425	425	542	17	18	18	23	1288	1363	1363	1739	411	435	435	555
	takten	0	0	0	0	6217	0	0	0	430	0	0	0	572	0	0	0	2987	0	0	0
Öl	kont.	0	38	111	6	0	8	25	1	0	1	4	0	0	33	96	5	0	0	0	0
	takten	0	321	247	82	0	465	359	119	0	55	43	14	0	278	214	71	0	0	0	0
Summe		0	358	358	88	6619	898	808	662	447	75	65	38	1860	1674	1674	1815	3399	435	435	555

Tabelle 2.15 : Emissionseinsparungen durch die Solaranlage

		CO <sub>2</sub> [t]				CO [kg]				C <sub>x</sub> H <sub>y</sub> [kg]				NO <sub>x</sub> [kg]				Staub [kg]			
		Variante				Variante				Variante				Variante				Variante			
		1	2a	2b	3	1	2a	2b	3	1	2a	2b	3	1	2a	2b	3	1	2a	2b	3
Biomasse	kont.	0	0	0	0	4	16	16	81	0	1	1	4	13	52	52	260	4	17	17	83
	takten	0	0	0	0	2689	0	0	0	186	0	0	0	247	0	0	0	1292	0	0	0
Öl	kont.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	takten	0	150	150	0	0	218	218	0	0	26	26	0	0	130	130	0	0	0	0	0
Summe		0	150	150	0	2693	234	234	81	186	27	27	4	260	182	182	260	1296	17	17	83
Einsparung		0%	42%	42%	0%	41%	26%	29%	12%	42%	35%	41%	9%	14%	11%	11%	14%	38%	4%	4%	15%

Die Ergebnisse verdeutlichen einerseits, dass der Taktbetrieb wesentlichen Anteil am Emissionsausstoß hat, und andererseits, dass durch den Einsatz einer Solaranlage das Emissionsaufkommen deutlich verringert werden kann. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Kessel meist im Sommer takten, wenn die Solaranlage die höchsten Erträge liefert. So kann der Emissionsausstoß einzelner Fraktionen teilweise um über 40 % reduziert werden. Besonders bei Variante 1 werden hohe Einsparungen erzielt, was auf die großen Abgasmengen zurückzuführen ist, die ein Biomassekessel im Taktbetrieb emittiert.



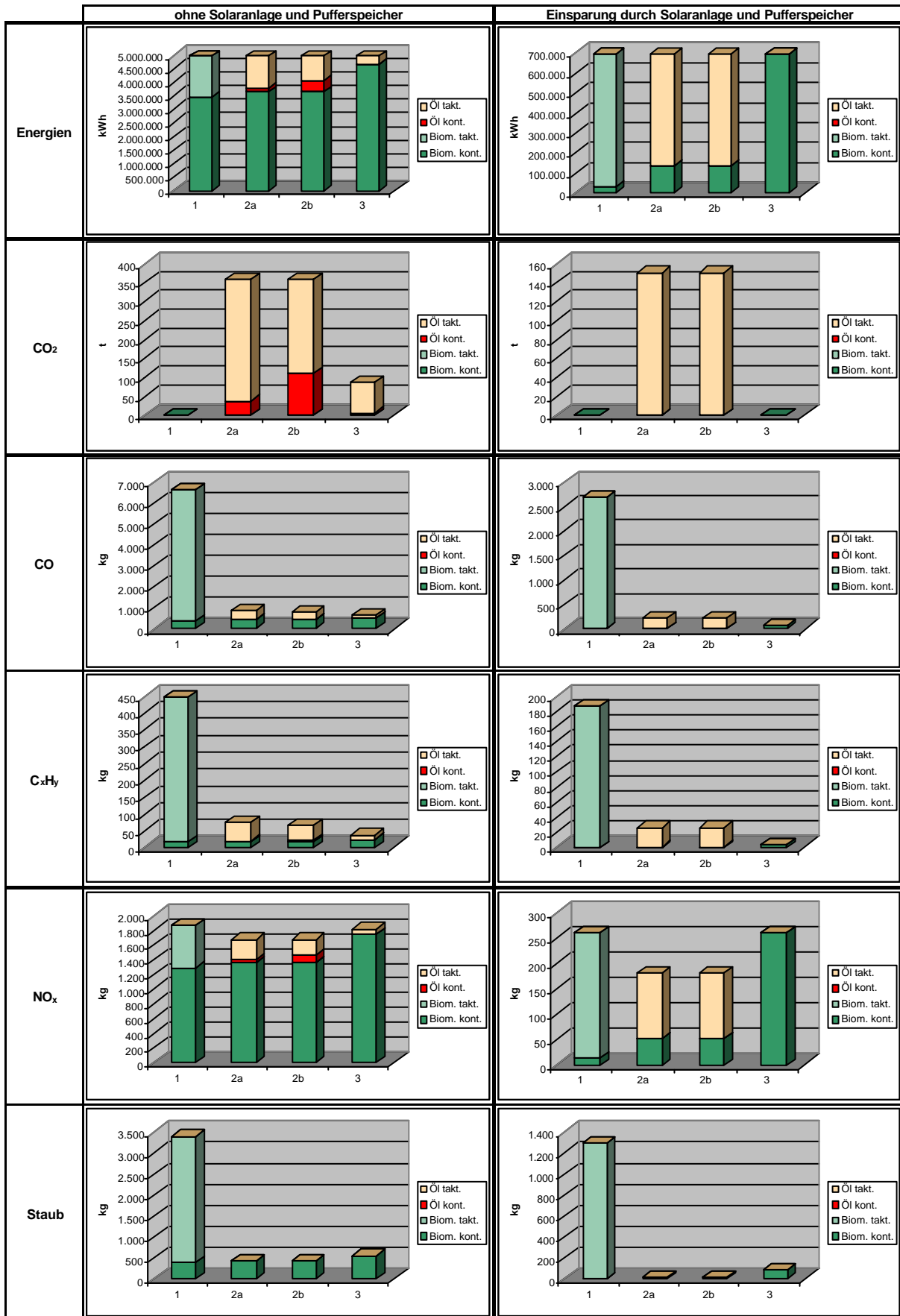


Abbildung 2.37 : Ergebnisse der Emissionsanalyse

### 2.5.5 Einfluss der Anlagenkonfiguration auf das Taktverhalten

Unter Zuhilfenahme des Simulationsprogrammes SHWwin wurde versucht, den Einfluss der Anlagenkonfiguration hinsichtlich Kesseldimensionierung, Pufferspeicher und Solaranlage auf das Taktverhalten zu untersuchen.

Hierzu wurden für die in Abschnitt 2.5.3 beschriebenen Varianten Simulationen durchgeführt, bei denen die Anzahl der Ein- und Ausschaltvorgänge der Kesselanlagen sowie deren Stillstandszeiten über jeweils ein Jahr aufgezeichnet wurden. Zusätzlich zu diesen 3 Varianten bezüglich der Kesseldimensionierung wurde noch jeweils zwischen 3 Varianten mit und ohne Pufferspeicher bzw. Solaranlage unterschieden. Die Solaranlage wurde hierbei wie in Abschnitt 2.5.4 auf einen mittleren Sommerdeckungsgrad (Juli und August) von 90 % dimensioniert. Der Pufferspeicher hat eine Volumen von  $1 \text{ m}^3/\text{kW}_{\text{Anschlussleistung}}$ .

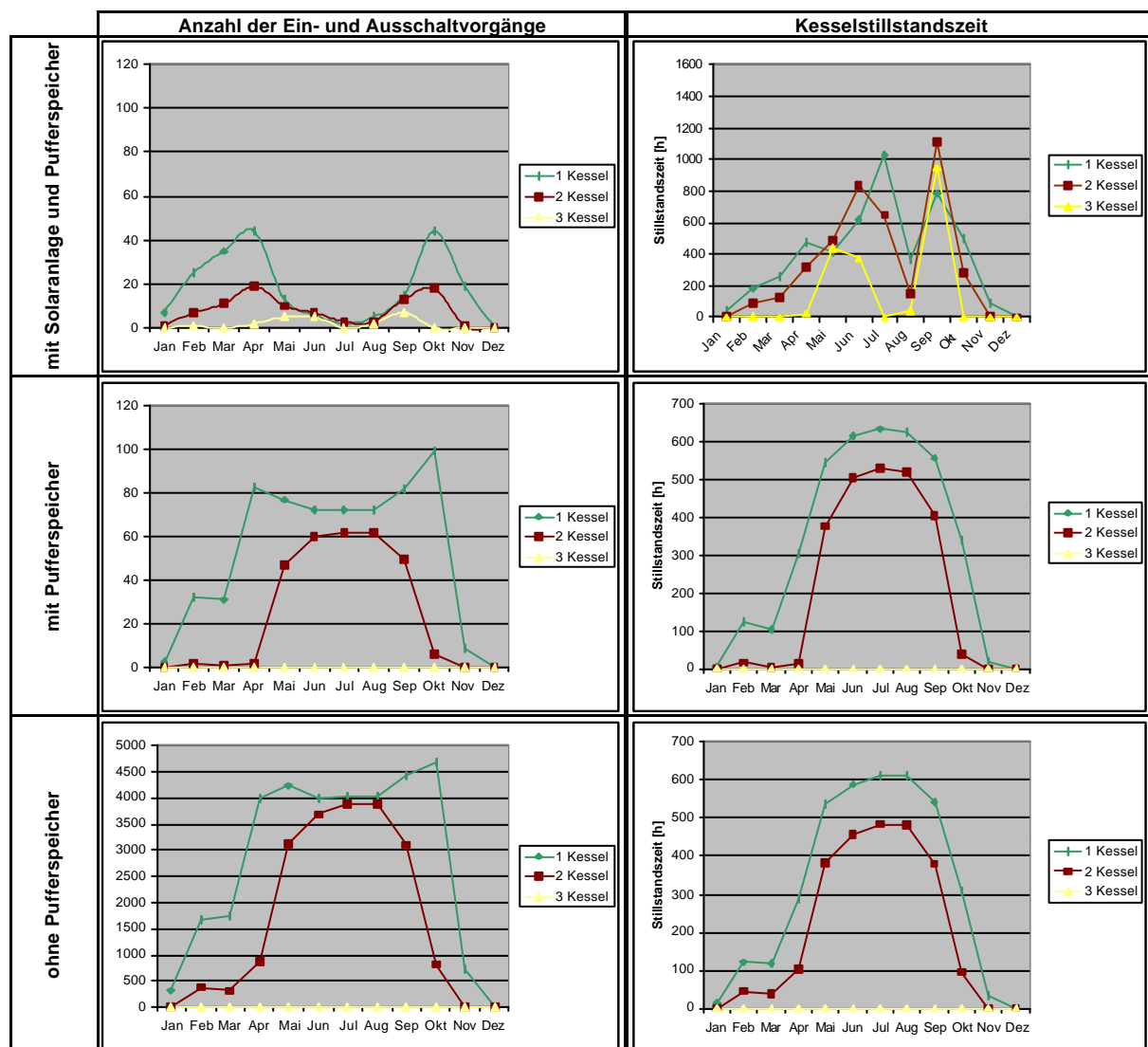


Abbildung 2.38 : Taktvorgänge und Stillstandszeiten für die untersuchten Varianten

Die Ergebnisse zeigen den starken Einfluss der Kesseldimensionierung auf die Anzahl der Taktvorgänge. So treten bei einem Kesselsplitting mit 2 Kesseln wesentlich weniger Schaltvorgänge auf als bei einer Betriebsweise mit nur einem Kessel, was auf die niedrigere mögliche stationäre Teillast bei 2 Kesseln zurückzuführen ist. Bei einer Kesseldimensionierung nach Variante 3, also mit 3 Kesseln, tritt quasi kein Taktbetrieb mehr auf.

Für die Unterscheidung zwischen den Varianten mit und ohne Pufferspeicher bzw. Solaranlage ist folgendes anzumerken: Bei der Variante ohne Pufferspeicher und ohne Solaranlage treten die meisten Taktvorgänge auf, wobei jedoch auch hier bei einer Kesselauslegung mit 3 Kesseln kein Taktbetrieb auftritt. Die Ergebnisse zeigen, dass durch den Einsatz eines Pufferspeichers die Taktvorgänge auch bei den Varianten mit 1 bzw. 2 Kesseln wesentlich verringert werden. Dies zeigt, wie gut sich Zustände mit geringer Last durch einen Speicher abpuffern lassen. Bei der Variante mit Pufferspeicher und Solaranlage ist die Anzahl der Taktvorgänge nochmals geringer. In den einstrahlungsreichen Monaten Juni, Juli und August treten kaum Schaltvorgänge auf, da hier die Solaranlage den Großteil der Energiebereitstellung übernimmt.

Bei den beiden Varianten ohne Solaranlage fällt auf, dass mit nur einem Kessel im Sommer weniger Taktvorgänge auftreten, als in der Übergangszeit, während bei 2 Kesseln in den Sommermonaten Juni, Juli und August am meisten getaktet wird. Dies lässt sich durch folgende Überlegungen erklären: Bei der Variante mit 1 Kessel ist der Kessel nicht nur im Sommer, sondern schon in der Übergangszeit überdimensioniert. Da jedoch in der Übergangszeit teilweise geheizt wird, und daher eine höhere Energieabnahme besteht als im Sommer, muss der Kessel öfter einschalten. Bei der Variante mit 2 Kesseln muss der kleinere Kessel in der Übergangszeit aufgrund seiner niedrigeren möglichen stationären Teillast weniger oft takten als in den Sommermonaten.

## 2.6 Nomogramm - Algorithmus

Einer der sensitivsten Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung ist der Solarertrag, die Energiemenge, die durch die Solaranlage eingespart wird. Um also eine vernünftige Abschätzung über die Wirtschaftlichkeit einer Solaranlage treffen zu können, sollte diese Zahl bekannt sein.

Solaranlagen werden meist auf einen bestimmten Deckungsgrad im Sommer (Juli und August) dimensioniert. Gewöhnlich geschieht dies und auch die Ermittlung des Solarertrages mit Hilfe von Simulationsprogrammen für Solaranlagen, wie in Abschnitt 2.3 beschrieben. Solche Programme sind allerdings nicht für jedermann verfügbar bzw. verständlich. Um aber auch solchen Personen eine schnelle, einfache und relativ genaue Abschätzung der solaren Gewinne und Deckungsgrade bzw. eine Grobauslegung zu ermöglichen, soll im Kriterienkatalog auch ein Schnellauslegungs-Nomogramm inkludiert werden. Dieses Nomogramm basiert gänzlich auf Simulationsergebnissen aus dem Programm SHWwin (siehe Kapitel 2.3.1) und soll die Berechnung von Ergebnissen für den Jahres- und den mittleren Sommerdeckungsgrad sowie für die Energieeinsparung durch die Solaranlage (=Solarertrag) ermöglichen.

### 2.6.1 Allgemeine Funktionsweise

Die Basis für den Algorithmus stellen Ausgangs-Nomogramme dar, die mit einer bestimmten Konstellation hinsichtlich der Netztemperaturen und anderer Parameter erstellt wurden (siehe Kapitel 2.6.3). Für diese Konstellationen können mit den Nomogrammen Anlagen mit verschiedenen Kollektorflächen, Puffervolumina und Anschlussleistungen berechnet werden. Um auch Anlagen mit von der Ausgangskonstellation abweichenden Parametern berechnen zu können, wurden für jeden dieser Parameter Anpassungsfaktoren (Auf- oder Abminderungsfaktoren) für unterschiedliche Werte ermittelt. Dies geschah wieder anhand von Computersimulationen in SHWwin. Durch Multiplikation des Ergebnisses aus dem jeweiligen Ausgangs-Nomogramm mit den dazugehörigen Anpassungsfaktoren, können auch Fälle mit sich von der Ausgangskonstellation unterscheidenden Parametern berechnet werden. Gleichung 2-1 zeigt die Funktionsweise einer solchen Berechnung. In Kapitel 2.6.5 sind ein Berechnungsbeispiel sowie die Grenzen des Anwendungsbereiches angeführt.

Die Ausgangsnomogramme wurden in grafischer Form erstellt und werden in Kapitel 2.6.3 gezeigt. Die Anpassungsfaktoren liegen zurzeit in Form von Tabellen vor, und wurden aufgrund ihres Umfangs bisher nicht in dieses Dokument inkludiert. Eventuell wird der gesamte Algorithmus, aufgrund von günstigen Überschneidungen mit einem anderen Projekt, bis zum Endbericht in Form einer Software aufliegen.

Gleichung 2-1: Funktionsweise der Berechnung mit dem Nomogramm-Algorithmus:

$$\text{Ergebnis Ausgangs-Nomogramm} * f_1 * f_2 * f_3 * f_4 * f_5 * f_6 * f_7 = \text{Endergebnis}$$

- f<sub>1</sub>... Faktor für Neigung und Azimut
- f<sub>2</sub>... Faktor für RL Sommer
- f<sub>3</sub>... Faktor für VL Sommer
- f<sub>4</sub>... Faktor für RL Winter
- f<sub>5</sub>... Faktor für VL Winter
- f<sub>6</sub>... Faktor für Heizbeginnntemperatur
- f<sub>7</sub>... Faktor für Auslegungstemperatur

### 2.6.2 Eingangswerte für den Nomogramm - Algorithmus

Die wichtigsten Eingangswerte für den Nomogram-Algorithmus stellen die Kollektorfläche, das Puffervolumen, die Abnahmeleistung und die Sommerleistung des Netzes dar. Zusätzlich gibt es allerdings noch andere Parameter, die teilweise ebenfalls starken Einfluss auf das Ergebnis haben (siehe Kapitel 2.6.3). Tabelle 2.16 zeigt die Parameter, die letztendlich als Eingangswerte für den Algorithmus festgelegt wurden (die fett dargestellten Zahlen kennzeichnen die für die Ausgangs-Nomogramme gewählten Werte).

Tabelle 2.16 : Eingabeparameter

Parameter	Werte	Einheit
Anschlussleistung ohne Sommerlast	100 / 400 / 1600 / 6400	[kW]
Anschlussleistung incl. Sommerlast	105 / 421 / 1684 / 6737	[kW]
Kollektorfläche	0,05 / 0,2 / 0,4 / 0,7 / 1 / 2 / 3 / 4 / 6	[m²/kW]*
Puffervolumen	0,005 / 0,015 / 0,025 / 0,04 / 0,06 / 0,1 / 0,16 / 0,25 / 0,35 / 0,5	[m³/kW]*
Sommerlast (WW)	5% / 10% / 15% / 20% / 30% der Anschlussleistung*	[kW]
Kollektor-Neigung	0 / 15 / <b>30</b> / 45 / 60 / 75 / 90	[°]
Kollektor-Azimut	<b>0</b> / 30 / 60 / 90 / -30 / -60 / -90	[°]
Vorlauftemperatur Sommer	60 / <b>70</b> / 80 / 90	[°]
Rücklauftemperature Sommer	30 / 40 / <b>50</b> / 60	[°]
Vorlauftemperatur Winter	70 / <b>95</b> / 120	[°]
Rücklauftemperature Winter	40 / <b>60</b> / 80	[°]
Auslegungstemperatur	-25 / <b>-15</b> / -5	[°]
Heizbeginnntemperatur	12 / <b>13,5</b> / 15	[°]
Netzbetriebsweise	kontinuierlich / intermittierend	-

\* bezogen auf die Anschlussleistung incl. Sommerlast

### 2.6.3 Ausgangs-Nomogramm

Als Basis für den Berechnungs-Algorithmus dienten Ausgangs-Nomogramme, die mit Simulationsergebnissen für 4 Anlagen unterschiedlicher Leistung, mit je 9 Kollektorflächen und 10 Pufferspeichergößen erstellt wurden. Für Anlagen mit unterschiedlichen Sommerlasten und für Anlagen mit intermittierendem Netzbetrieb wurden eigene Nomogramme erstellt. Alle in Tabelle 2.16 fett dargestellten Parameter wurden nicht variiert. Mit den Nomogrammen aus Abbildung 2.39, Abbildung 2.41 und Abbildung 2.42 können die

Kennwerte eingesparte Energie sowie Jahres- und mittlerer Sommerdeckungsgrad für eine bestimmte Anlagenkonstellation mit unterschiedlichen Anschlussleistungen und Solarsystemen (variierende Kollektorflächen und Puffervolumina) ermittelt werden.

In Abbildung 2.39 sind die Ergebnisse für den solaren Jahresdeckungsgrad (vgl. Gleichung 2-2) für die 4 Anlagengrößen mit jeweils 5% Sommerlast dargestellt. Jede Kurve steht dabei für eine bestimmte Anlagenleistung und eine bestimmte Kollektorfläche bei unterschiedlichen Puffervolumina. Es zeigt sich, dass die Kurven mit gleicher spezifischer Kollektorfläche bei unterschiedlichen Anlagenleistungen ungefähr den gleichen Verlauf nehmen. Die Unterschiede, die auftreten, können folgendermaßen erklärt werden:

Größere Anlagenleistungen erfordern mehr Solarfläche und damit mehr Puffervolumen. Da bei größeren Pufferspeichern das Verhältnis von Oberfläche zu Volumen kleiner ist, entstehen hier weniger Speicherverluste. Da die Speicherverluste in SHWwin bei der Berechnung des Deckungsgrades der Solaranlage angelastet werden (vgl. Gleichung 2-2), ergeben sich für größere Anlagen bessere Deckungsgrade.

Gleichung 2-2: Berechnung des Deckungsgrades in SHWwin:

$$\text{Deckungsgrad} = 1 - \frac{\sum \text{Zusatzheizung}}{\text{Energiebedarf}}$$

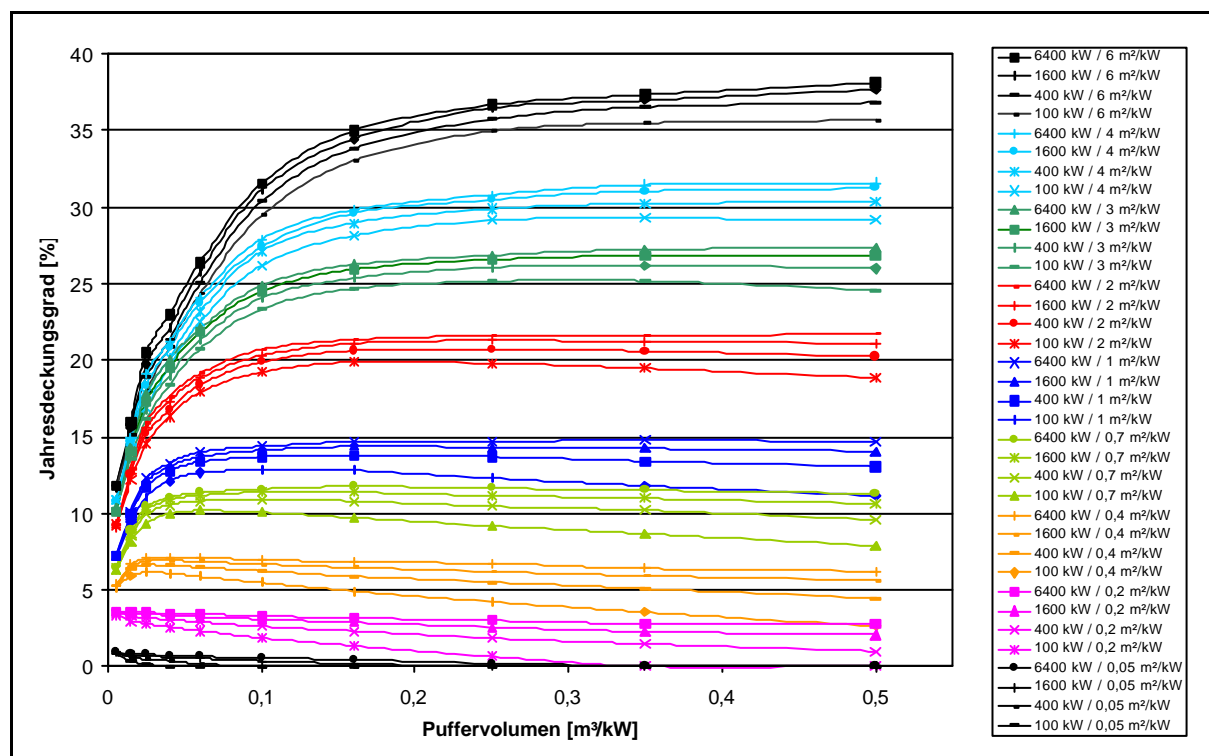


Abbildung 2.39: Ausgangs-Nomogramm für den solaren Deckungsgrad (5% Sommerlast)

Auffallend ist, dass sich die Kurven mit bei kleinen Kollektorflächen, besonders bei der Anlage mit der niedrigsten Anschlussleistung, mit zunehmender Pufferspeichergröße nach unten neigen.

Grundsätzlich ist es so, dass größere Pufferspeicher höhere solare Gewinne ermöglichen. Trotzdem kann die Solaranlage nicht mehr liefern, als ihr durch die Einstrahlungsverhältnisse und die Abnehmerseite ermöglicht wird. Dieser Punkt ist bei einer kleinen Kollektorfläche und kleiner Anschlussleistung naturgemäß schon früher bzw. bei einem kleineren Puffervolumen erreicht. Der Deckungsgrad wird nun mit zunehmender Speichergröße geringer, weil die Verluste aufgrund der größeren Speicheroberfläche steigen. Daraus lässt sich das größtmögliche sinnvolle Speichervolumen entnehmen. Je größer die Kollektorfläche wird, desto besser können größere Speicher ausgenutzt werden, und desto stärker neigen sich die Kurven im Nomogramm mit zunehmendem Puffervolumen nach oben.

Der Umstand, dass bei Kurven mit gleicher Kollektorfläche diejenigen mit größeren Anschlussleistungen weniger stark abfallen, kann darauf zurückgeführt werden, dass bei größeren Speichern die Oberfläche mit zunehmendem Volumen im Verhältnis nicht so stark steigt wie bei kleinen. Dies verdeutlicht Abbildung 2.40. Hier wurden verschiedene Speichergrößen mit konstantem Verhältnis von Volumen zu Höhe angenommen, und daraus die Oberflächen berechnet. Dabei wurde zur Vereinfachung von einer zylindrischen Speicherform ausgegangen. Die Kurve verläuft nach einer potentiellen Funktion, wobei bei sich ab einem bestimmten Speichervolumen die Oberflächen-Volumenverhältnisse und damit die Verluste nicht mehr wesentlich verringern.

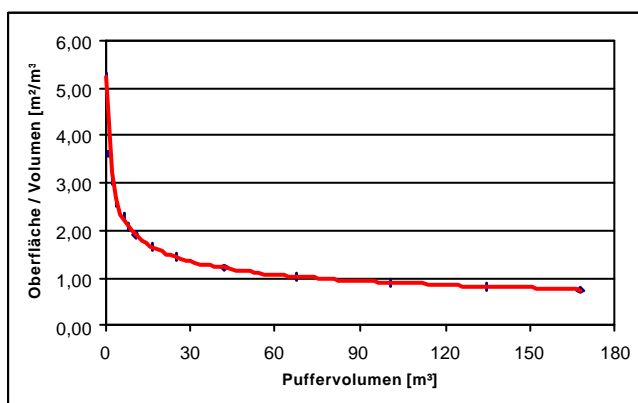


Abbildung 2.40: Verhältnis von Oberfläche zu Volumen bei unterschiedlichen Pufferspeichergrößen

In Abbildung 2.41 sind die Ergebnisse für die durch die Solaranlage eingesparte Energiemenge dargestellt. Diese Größe stellt die von der Solaranlage in den Pufferspeicher gelieferte Energie abzüglich der Speicherverluste dar.

Hier ergeben sich für die kleinsten Kollektorflächen die höchsten Einsparungen. Dies ist auf die im Verhältnis zur Kollektorfläche größeren Pufferspeicher und höheren Abnahmeleistungen zurückzuführen, welche die Auslastung der Solaranlage erhöhen und

damit höhere spezifische Gewinne ( $\text{kWh}/\text{m}^2$ ) ermöglichen. Bei sehr kleinen Kollektorflächen sinken die Werte bei größer werdendem Puffervolumen stark ab. Die beiden kleinsten Kollektorflächen ( $0,05$  und  $0,2 \text{ m}^2/\text{kW}$ ) sind nicht dargestellt, weil es sonst, wie bei den Kurven für  $0,4 \text{ m}^2/\text{kW}$ , zu Überschneidungen kommen und sich ein unübersichtliches Bild ergeben würde.

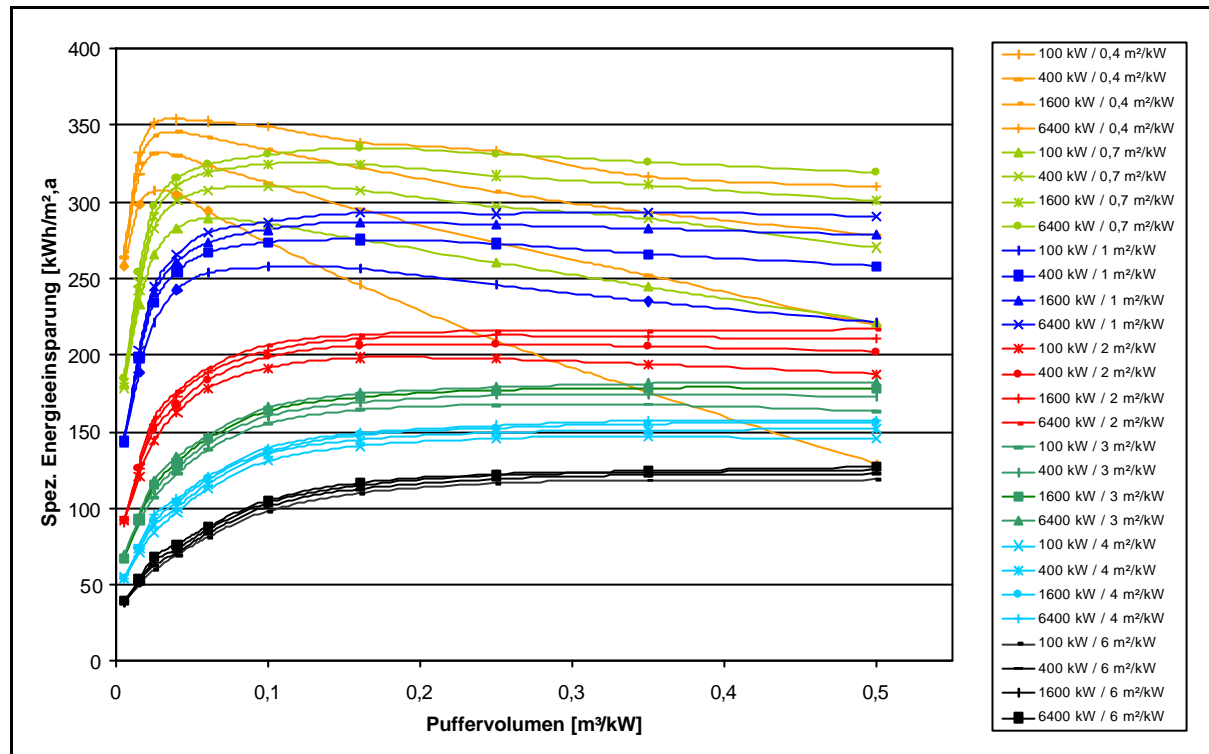


Abbildung 2.41: Ausgangs-Nomogramm für die eingesparte Energie (5% Sommerlast)

Hinsichtlich der Neigungen der einzelnen Kurven bei zunehmendem Puffervolumen zeigt sich der selbe Trend wie beim Jahresdeckungsgrad. Dies ist auch auf die gleichen Überlegungen zurückzuführen, weil diese beiden Größen direkt voneinander abhängig sind.

Die Ergebnisse für den mittleren Sommerdeckungsgrad sind in Abbildung 2.42 dargestellt. Im Zuge der Simulationen hat sich diese Größe als sehr sensitiv herausgestellt, d.h. kleine Änderungen bei einzelnen Eingangsgrößen bewirken bereits relativ große Sprünge beim Ergebnis. Deshalb ist der Verlauf der Kurven nicht ganz so sauber wie beim Jahresdeckungsgrad oder bei der eingesparten Energie.



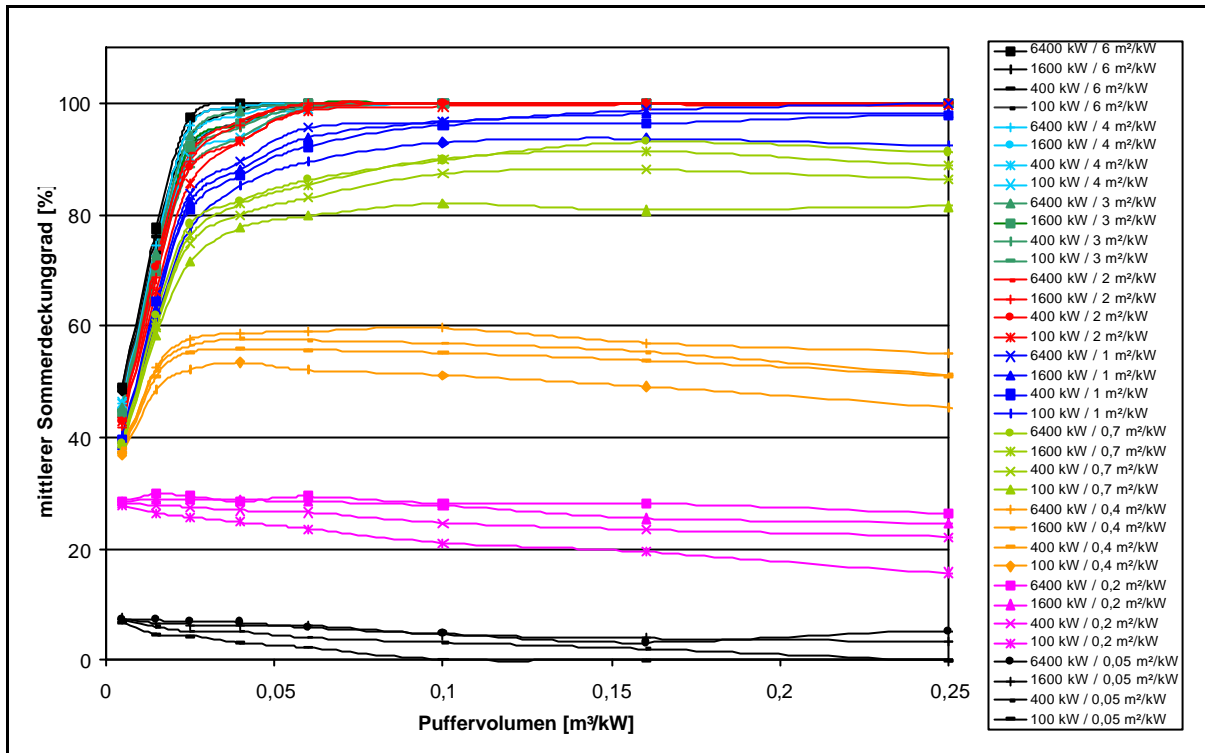


Abbildung 2.42 : Ausgangs-Nomogramm für den mittleren Sommerdeckungsgrad (Juli und August) (5% Sommerlast)

Hier liegen die Ergebnisse für kleinere Kollektorflächen, verglichen mit den Werten für Kollektorflächen von 0,7 m<sup>2</sup>/kW aufwärts, ziemlich knapp beieinander. Das heißt mit 0,7 m<sup>2</sup>/kW kommt man schon nahe an die Grenze der größten sinnvollen Kollektorfläche, eine Zielsetzung von 90 % Sommerdeckung vorausgesetzt.

In Abbildung 2.43 sind die Kollektorfläche und das Puffervolumen, statt wie bisher auf die Anschlussleistung, jetzt auf die Sommerlast bezogen. Diese Größe ist für den mittleren Sommerdeckungsgrad ausschlaggebend. Bei einer gegebenen Sommerlast können nun aus der Abbildung die für einen bestimmten Deckungsgrad notwendigen Kollektorflächen und Puffervolumina entnommen werden. Umgekehrt kann auch bei gegebener Kollektorfläche und Puffervolumen der mittlere Sommerdeckungsgrad bestimmt werden.

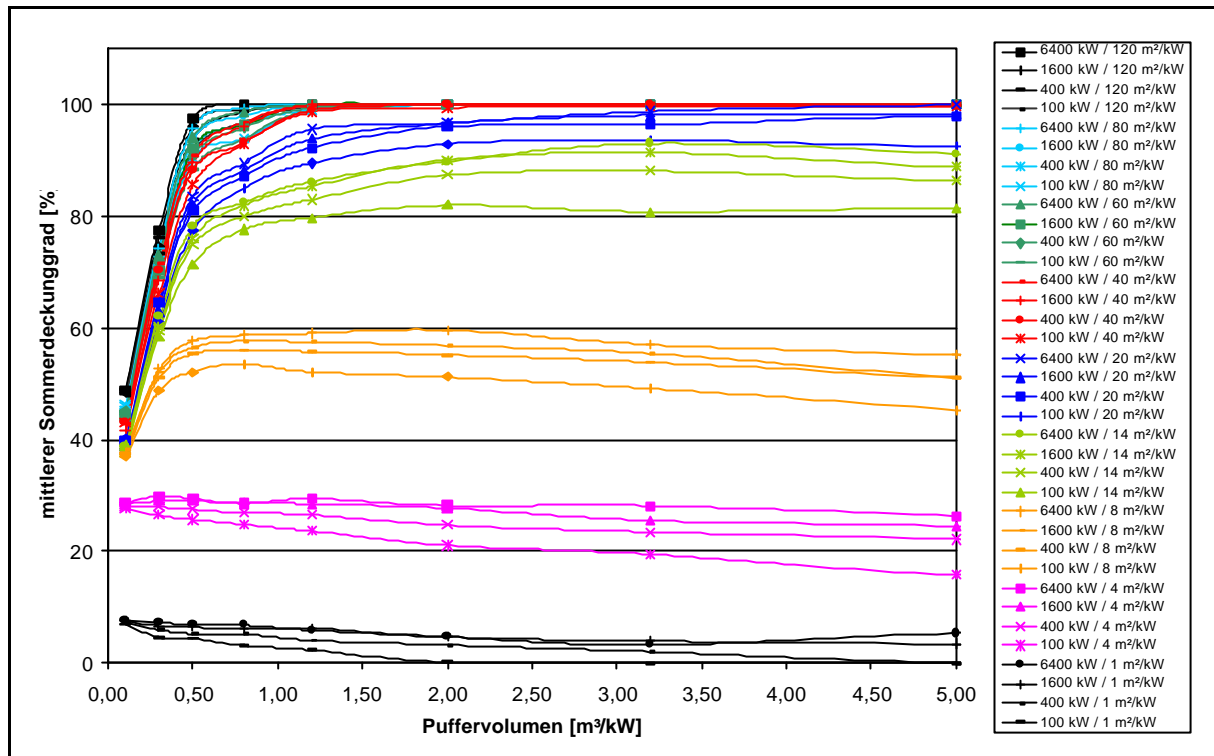


Abbildung 2.43 : Ausgangs-Nomogramm für den mittleren Sommerdeckungsgrad (Juli und August) bezogen auf die Sommerlast (5% Sommerlast)

## 2.6.4 Anpassungsfaktoren

### 2.6.4.1 Netzparameter

Mit dem in 2.6.3 beschriebenen Nomogramm können Ergebnisse für Anlagen mit den festgelegten Systemparametern (siehe Tabelle 2.16) und unterschiedlicher Anschlussleistung, verschiedenen Kollektorflächen und Puffervolumina berechnet werden. In der Praxis wird es allerdings selten der Fall sein, dass eine bestehende oder geplante Anlage genau den Werten in Tabelle 2.16 entspricht. Diese Parameter haben aber teilweise großen Einfluss auf das Ergebnis. Abbildung 2.44 zeigt als Beispiel für eine 600 kW-Anlage, wie sich der Jahresdeckungsgrad verändert, wenn man einen einzelnen Parameter schrittweise variiert. Alle anderen Parameter blieben dabei jeweils unverändert.

Aus diesem Bild lässt sich schließen, dass das im vorherigen Abschnitt gezeigte Nomogramm bei abweichenden Systemparametern keine genaue Bestimmung der gewünschten Größen ermöglicht. Um dieses Problem zu lösen, wurden auch für geänderte Parameter Simulationen in SHWwin durchgeführt. Dabei wurde, wie in Abbildung 2.44, immer nur ein Parameter schrittweise variiert. Aus den Ergebnissen wurden Aufwertungs- bzw. Abminderungsfaktoren für die einzelnen Systemparameter mit unterschiedlichen Werten (z.B. Rücklauf Sommer für 30, 40 und 60 °C) ermittelt. Mit Hilfe dieser Faktoren können Fälle mit beliebigen Anlagenkonfigurationen berechnet werden. Dazu werden die Ergebnisse, die dem Ausgangs-

Nomogramm entnommen wurden mit den Anpassungsfaktoren für die jeweiligen Parameter multipliziert. Ein Berechnungsbeispiel befindet sich in Kapitel 2.6.5.

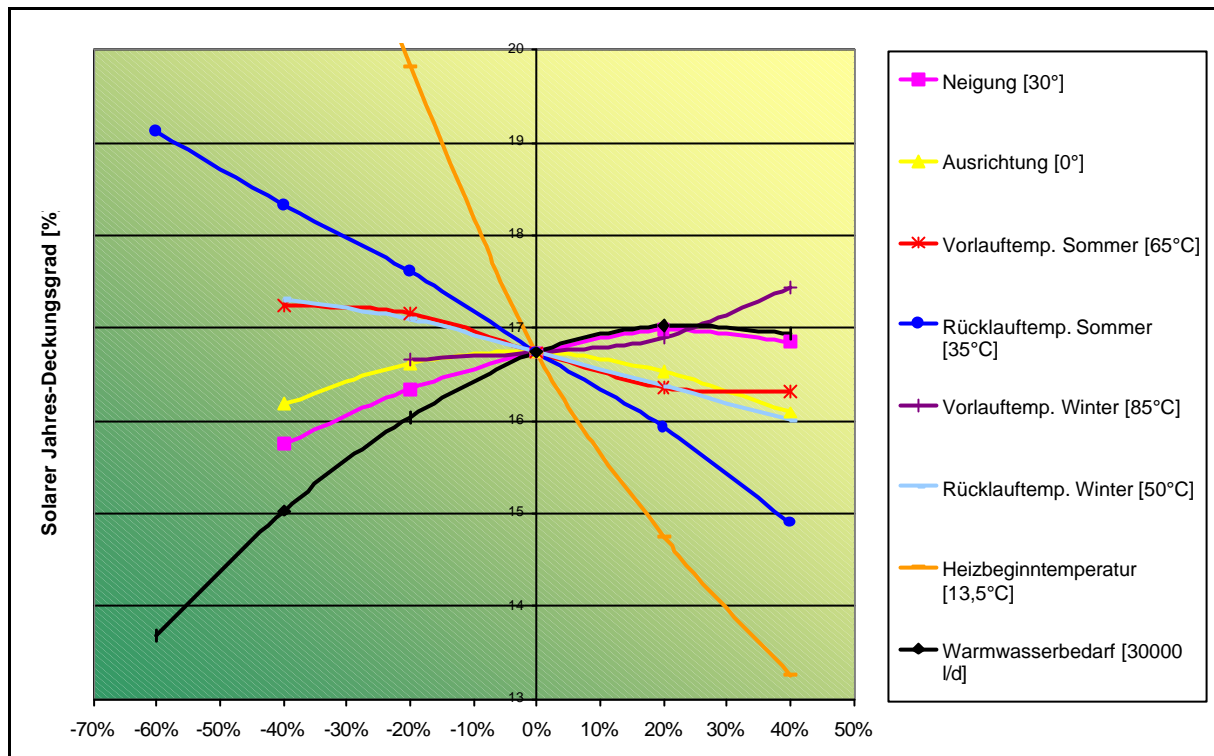


Abbildung 2.44: Sensitivitätsanalyse der Eingangsparameter für das Nomogramm

### 2.6.4.2 Neigung und Azimut der Kollektorfläche

Die Neigung und der Azimut der Solaranlage (darunter versteht man die Ausrichtung der Solaranlage gegenüber Süden) stellen hinsichtlich der Berechnung mit Anpassungsfaktoren eine Besonderheit dar, da sie voneinander abhängig sind. Das heißt, hier mussten Berechnungen für verschiedene Kombinationen dieser beiden Größen durchgeführt werden.

Abbildung 2.45 und Abbildung 2.46 zeigen die Abhängigkeit des solaren Jahres-Deckungsgrades von Neigung und Azimut der Solaranlage für je eine Anlage mit 0,4 und 1 m<sup>2</sup>/kW Kollektorfläche.

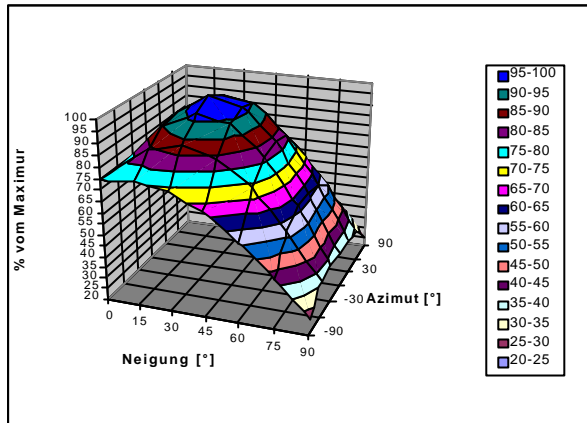


Abbildung 2.45: Solarer Jahres-Deckungsgrad in Abhängigkeit von Neigung und Azimut bei 0,4 m<sup>2</sup>/kW (5% Sommerlast)

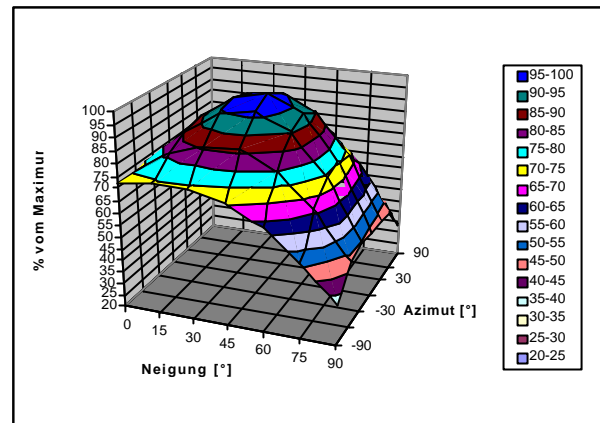


Abbildung 2.46: Solarer Jahres-Deckungsgrad in Abhängigkeit von Neigung und Azimut bei 1 m<sup>2</sup>/kW (5% Sommerlast)

Die kleine Anlage hat ihren optimalen Neigungswinkel bei ca. 30°. Dies ist darauf zurückzuführen, dass eine Anlage dieser Größe einen sehr großen Teil ihrer Energie in den Sommermonaten liefert. Da zu dieser Zeit die Sonne sehr hoch am Himmel steht, sollte der Neigungswinkel flach sein, damit die Strahlung möglichst senkrecht auf den Kollektor trifft.

Bei großen Kollektorflächen und Sommerdeckungen nahe an 100 %, wie bei Abbildung 2.46, verschiebt sich das Potential für höhere Deckungsgrade in die Übergangszeit. Weil hier die Sonne tiefer steht, wirken sich etwas höhere Neigungswinkel besser aus.

Die selben Verhältnisse und Überlegungen ergeben sich auch für den Kollektorertrag bzw. für die eingesparte Energiemenge.

Abbildung 2.47 und Abbildung 2.48 zeigen die Abhängigkeit des mittleren Sommer-Deckungsgrades von Neigung und Azimut der Solaranlage für je eine Anlage mit 0,4 und 1 m<sup>2</sup>/kW Kollektorfläche. Auch hier sind bei der größeren Anlage größere Neigungswinkel möglich, als bei der kleinen, um auf den maximalen Deckungsgrad zu kommen.

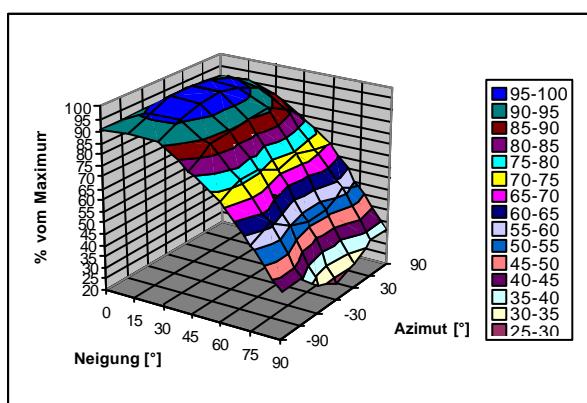


Abbildung 2.47: Sommer-Deckungsgrad in Abhängigkeit von Neigung und Azimut bei 0,4 m<sup>2</sup>/kW (5% Sommerlast)

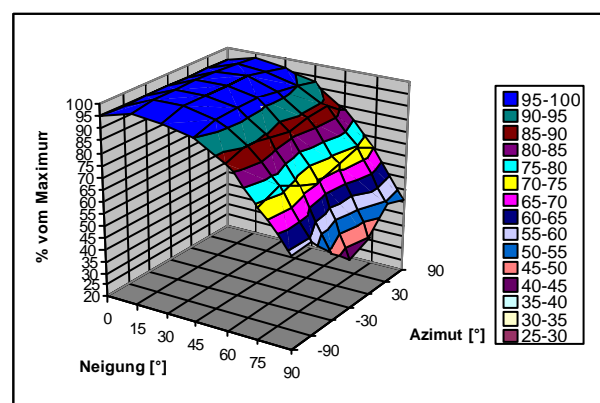


Abbildung 2.48: Sommer-Deckungsgrad in Abhängigkeit von Neigung und Azimut bei 1 m<sup>2</sup>/kW (5% Sommerlast)

## 2.6.5 Berechnungsbeispiel und Anwendungsgrenzen

Tabelle 2.17 zeigt ein Berechnungsbeispiel zum Nomogramm-Algorithmus für eine Anlage mit 1684 kW, 1 m<sup>2</sup>/kW Kollektorfläche und 0,1 m<sup>3</sup>/kW Pufferspeicher.

Tabelle 2.17: Berechnungsbeispiel zum Nomogramm-Algorithmus

INPUT		OUTPUT		
<b>Anschlußleistung</b>	1684 kW			
<b>Sommerlast</b>	5 %			
<b>Spez. Kollektorfläche</b>	1 m <sup>2</sup> /kW			
<b>Spez. Puffervolumen</b>	0,1 m <sup>3</sup> /kW			
<b>Sommerbetrieb</b>	kontinuierlich			
		<b>Ergebnis Ausgangsnomogramm</b>		
		14,12	282	97
		<b>Anpassungsfaktor für</b>		
<b>Parameter</b>	<b>Wert / (Ausgangswert)</b>	<b>Jahres-Deckungsgrad</b>	<b>eingesparte Energie</b>	<b>mittlerer Sommer-Deckungsgrad</b>
Kollektor-Neigung und -Azimut (f <sub>1</sub> )	30 / 0	1	1	1
Rücklauf Sommer (f <sub>2</sub> )	30 °C (50)	1,16	1,16	1,00
Vorlauf Sommer (f <sub>3</sub> )	70 °C (70)	1	1	1
Rücklauf Winter (f <sub>4</sub> )	40 °C (60)	1,03	1,03	1,00
Vorlauf Winter (f <sub>5</sub> )	95 °C (95)	1	1	1
Heizbeginn-temp. (f <sub>6</sub> )	15 (13,5)	0,93	1,02	1,01
Auslegungstemp. (f <sub>7</sub> )	-15°C (-15)	1	1	1
<b>f<sub>ges</sub></b>		1,1076	1,2147	1,0165
<b>Ergebnis Nomogramm</b>		15,6 %	343 kWh/m <sup>2</sup> ,a	98,3 %
<b>Ergebnis Simulation</b>		16,0 %	351 kWh/m <sup>2</sup> ,a	97,2 %
<b>Abweichung in %</b>		<b>-2,38%</b>	<b>-2,38%</b>	<b>1,14%</b>

Das Beispiel zeigt, dass die Ergebnisse aus der Berechnung mit dem Nomogramm nur geringfügig von denen der Simulation abweichen. Weitere Vergleiche haben maximale Abweichungen bei der Jahresdeckung und der eingesparten Energie von  $\pm$  ca. 5 % und bei der Sommerdeckung von  $\pm$  ca. 10 % ergeben. Die größere Ungenauigkeit bei der Sommerdeckung ist auch hier auf die in 2.6.3 erwähnte hohe Sensitivität dieser Größe zurückzuführen.

Das Nomogramm ist auf Anlagengrößen von 100 bis 6400 kW mit Kollektorflächen von 0,05 bis 3 m<sup>2</sup>/kW und Pufferspeichervolumina von 0,005 bis 0,25 m<sup>3</sup>/kW anwendbar. Meistens werden diese Eingangsparameter nicht mit jenen übereinstimmen, die für die Erstellung des Nomogrammes verwendet wurden. In solchen Fällen kann das gewünschte Ergebnis mit ausreichender Genauigkeit durch lineare Interpolation zwischen den Datenpunkten im Nomogramm ermittelt werden.

Für die Simulationen in SHWwin wurde derselbe Grazer Klimadatensatz verwendet wie für die Simulation der Referenzanlagen. Für andere Standorte würde sich das Ergebnis ändern. Bleibt man dabei allerdings innerhalb bzw. auf der geographischen Breite von Österreich, ist die Genauigkeit der Ergebnisse ausreichend.

## 2.7 Weitere Beurteilungskriterien

Neben technischen, ökonomischen und ökologischen Faktoren gibt es noch weitere Beurteilungskriterien, die für oder gegen die Kombination von Biomasse und Solarenergie in Nahwärmenetzen sprechen.

- Als Vorteil ist hier der positive Imageeffekt einer Solaranlage zu nennen. So ist eine gut sichtbar am Dach montierte Solaranlage weit repräsentativer, als ein im Heizhaus stehender Biomassekessel, der möglicherweise nicht so stark registriert wird. Eine Kombination aus Biomasse-Nahwärme und Solaranlage eignet sich deshalb sehr gut als „grünes Mascherl“, speziell in tourismusreichen Regionen.
- Ein weiterer Punkt, der für Solaranlagen spricht, ist die im Vergleich zu Biomasse größere Betriebssicherheit und der somit eingesparte Betreuungsaufwand, speziell in den Sommermonaten. Bei Biomassekesseln kommt es diesbezüglich oftmals zu Überraschungen bezüglich des Wartungsaufwandes. Weiters ergibt sich durch den gratis zur Verfügung stehenden Energieträger Sonnenenergie eine höhere Unabhängigkeit von Energiepreisschwankungen.
- Bei Nahwärmenetzen, die im Sommer mit einem Ölkessel betrieben werden, ergibt sich durch eine Solaranlage eine erhebliche Reduktion des fossilen Energieeinsatzes, die zu einer Wahrung des erneuerbaren Charakters und damit einer verstärkten Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung führt.
- Solare Großprojekte stoßen erfahrungsgemäß innerhalb der Bevölkerung auf größeres Interesse als solare Standardanlagen. So können solar unterstützte Biomassenahwärmanlagen als Vorzeigeprojekte fungieren, und ein stärkeres allgemeines Interesse an solaren Technologien wecken.
- In Österreich werden viele Heizwerke im Sommer nicht betrieben (siehe Abbildung 2.8), weil die sommerliche Abnahmeleistung so gering ist, dass mit dem Biomassekessel kein kontinuierlicher Betrieb möglich ist. Dieser Umstand ist für die Abnehmer dieser Netze als ungünstig anzusehen, da sie in den Sommermonaten Energie aus einer anderen Quelle beziehen müssen. Hier bietet sich der Bau einer Solaranlage an, um einen Sommerbetrieb zu ermöglichen. Abschnitt 2.4 zeigt dazu die wirtschaftlichen Betrachtungen (Variante 4).
- Durch den Ersatz von aus Biomasse erzeugter Energie durch Solarenergie ergibt sich insgesamt eine Potentialerhöhung der erneuerbaren Energieträger für Nahwärmenetze.
- Solaranlagen lassen sich nicht unter allen Umständen kostengünstig darstellen.
- Die Kombination Biomasse-Solarenergie erhöht die Investitionskosten und damit das wirtschaftliche Risiko.

## 2.8 Zusammenfassung der Ergebnisse

### 2.8.1 Datenerhebung

Zum Stand der Technik bei bestehenden Nahwärmenetzen ist anzumerken, dass es durchaus noch großes Verbesserungspotential gibt. Besonders was die Leistungsbelegung des Verteilnetzes betrifft, herrscht bei einem großen Teil der Anlagen noch erheblicher Aufholbedarf. So weisen rund 30 % der erhobenen Anlagen eine Leistungsbelegung von unter 0,4 kW/m auf, während ein Wert von 1 kW/m angestrebt werden sollte. Der Anteil der Anlagen unter 0,6 kW/m beträgt sogar fast 60 %.

Im Zuge der Datenerhebung wurde festgestellt, dass die Leistungsbelegung wesentlichen Einfluss auf die leistungsspezifischen Kosten für das Fernwärmenetz (EUR/kW Anschlussleistung) und damit auch auf die Gesamt-Investitionskosten hat.

Weiters konnte ein Zusammenhang zwischen Anschlussleistung und Anzahl der Biomassekessel sowie der Art des Sommerbetriebes festgestellt werden.

### 2.8.2 Definition von Referenzanlagen

Unter Zuhilfenahme der erhobenen Anlagendaten war die nächste Aufgabe, Referenzanlagen für die weiteren Berechnungen abzuleiten. Die Referenzsysteme wurden für Nahwärmenetze unterschiedlicher Anlagenleistung (125 kW, 600 kW, 1500 kW, 5000 kW) erstellt, um die Abhängigkeit der Ergebnisse von der Anlagengröße zu dokumentieren. Für diese Referenz-Anlagenkonfigurationen sollte in der Folge der durch eine Solaranlage abdeckbare Wärmeanteil ermittelt werden. Dies geschah mittels einer Computersimulation im Programm SHWin.

### 2.8.3 Ökonomische Analyse

Für die 4 in Kapitel 2.3 definierten Referenzanlagen wurde eine Wirtschaftlichkeitsberechnung mit anschließender Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Als Berechnungsmethode wurde die Annuitätenmethode nach VDI 2067 gewählt und damit die jährlichen Kosteneinsparungen bzw. –mehrkosten, die durch die Solaranlage verursacht werden, bestimmt. Zusätzlich wurde auch die dynamische Amortisationszeit ermittelt. Die Analyse wurde für 4 verschiedene Varianten hinsichtlich der Ausgangssituation vor der Installation der Solaranlage durchgeführt. Die Ergebnisse befinden sich in Kapitel 2.4.6 bzw. im Anhang.

Folgende Aussagen können aufgrund der Analyse getroffen werden:

Die Wirtschaftlichkeit der Installation einer Solaranlage ist stark abhängig von der Ausgangssituation hinsichtlich des Sommerbetriebes eines Nahwärmenetzes. Bei Anlagen, die im Sommer mit einem Ölkessel betrieben wurden, ist am ehesten ein wirtschaftlicher Betrieb erreichbar (siehe Kapitel 2.4.6.1 und 2.4.6.2).

Wird ein Netz erst nach dem Bau einer Solaranlage auch im Sommer betrieben, sind die Leistungsdichte und damit die Netzverluste entscheidend für die Wirtschaftlichkeit.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass sich einige Eingangsparameter besonders stark auf das Ergebnis der Berechnung auswirken. Die technischen Parameter, welche die Wirtschaftlichkeit am stärksten beeinflussen, sind der Solarertrag und der Kesselwirkungsgrad. Die sensitivsten wirtschaftlichen Parameter sind die Investitionskosten für die Solaranlage, der Mischpreis für die eingesparten Brennstoffe und die Förderquote für die Solaranlage.

## 2.8.4 Ökologische Analyse

### 2.8.4.1 Teillastverhalten von Biomassekesseln

Zur Analyse des Teillastverhaltens von Biomassekesseln können folgende Aussagen getroffen werden:

Generell ist anzumerken, dass auf diesem Gebiet wenig Wissen und Daten vorhanden sind. Zum Teillastverhalten gibt es zwar ausreichend Emissions- und Wirkungsgradmessungen von Typenprüfungen und Abnahmemessungen. Hinsichtlich des Taktverhaltens gibt es aber, da hierzu keine gesetzlichen Grenzwerte vorhanden sind, nur sehr wenige Messungen und Daten.

#### **Kontinuierlicher Teillastbetrieb**

Emissionen im Vergleich zum Betrieb bei Nennlast, die aus Kesselprüfberichten verschiedener Hersteller gemittelt wurden (siehe Prüfberichte im Literaturverzeichnis)

- CO- und C<sub>x</sub>H<sub>y</sub>-Werte steigen auf das mehr als 3-fache (siehe Kap. 2.3)
- NO<sub>x</sub> und Staub bleiben weitgehend unverändert

Der Wirkungsgrad steigt aufgrund niedrigerer Rauchgasverluste im Mittel um 1 % an.

#### **Taktverhalten**

Zur Analyse dienten hier Daten aus einer Messung der Fa. KWB am Hackgutkessel USV 80, sowie eine Studie über die Schadstoffemissionen von Holzfeuerungen (Baumbach, 1995). Die Emissionen verhalten sich im Vergleich zum Betrieb bei Nennlast folgendermaßen:



- CO- und C<sub>x</sub>H<sub>y</sub>-Werte steigen sehr stark (teilweise Faktor 40) (siehe Abschnitt 2.5.1.2)
- NO<sub>x</sub> bleibt unverändert
- Wirkungsgrad: keine Angaben

#### 2.8.4.2 Emissionsberechnung

Hier wurden die durch eine Solaranlage eingesparten Emissionsmengen für CO<sub>2</sub>, CO, C<sub>x</sub>H<sub>y</sub>, NO<sub>x</sub> und Staub ermittelt. Dazu wurden zunächst für 3 Berechnungsvarianten die Energien im Dauer- sowie im Taktbetrieb ermittelt. Durch Multiplikation mit Emissionsfaktoren, die aus unterschiedlichen Quellen stammen, wurden nun die entsprechenden Emissionsmengen bzw. Emissionseinsparungen berechnet.

Die Ergebnisse verdeutlichen einerseits, dass der Taktbetrieb wesentlichen Anteil am Emissionsausstoß hat, und andererseits, dass durch den Einsatz einer Solaranlage das Emissionsaufkommen deutlich verringert werden kann. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Kessel meist im Sommer takten, wenn die Solaranlage die höchsten Erträge liefert. So kann der Emissionsausstoß einzelner Fraktionen teilweise um über 40 % reduziert werden.

Grundsätzlich muss festgehalten werden, dass bezüglich des Taktbetriebes von Biomassekesseln noch ein großes Wissensdefizit besteht, wodurch auch die Emissionsfaktoren im Taktbetrieb, bzw. auch die damit berechneten Emissionsmengen mit gewissen Unsicherheiten behaftet sind. Eine genaue Untersuchung des Taktbetriebes würde aufgrund des erforderlichen Aufwandes (Vermessen von unterschiedlichen Kesseltypen, Einbeziehung aller beeinflussenden Faktoren) ein eigenes Forschungsprojekt beanspruchen.

#### 2.8.5 Nomogramm-Algorithmus

Um Benutzern des Kriterienkataloges auch eine Schnellabschätzung von Deckungsgraden und eingesparten Energien sowie eine Grobauslegung zu ermöglichen, wurde mit Hilfe des Simulationsprogrammes SHWwin ein Algorithmus entwickelt, der dies ermöglichen soll.

Die Basis für den Algorithmus stellen Ausgangs-Nomogramme dar, die mit einer bestimmten Konstellation hinsichtlich der Netztemperaturen und anderer Parameter erstellt wurden (siehe Kapitel 2.6.3). Für diese Konstellation können mit den Nomogrammen Anlagen mit verschiedenen Kollektorflächen, Puffervolumina und Anschlussleistungen berechnet werden. Um auch Anlagen mit von der Ausgangskonstellation abweichenden Parametern berechnen zu können, wurden für jeden dieser Parameter Anpassungsfaktoren (Auf- oder Abminderungsfaktoren) für unterschiedliche Werte ermittelt. Durch Multiplikation des Ergebnisses aus dem Ausgangs-Nomogramm mit den jeweiligen Anpassungsfaktoren, können auch Fälle mit sich von der Ausgangskonstellation unterscheidenden Parametern berechnet werden.

Mit Hilfe des Nomogramm-Algorithmus sind Genauigkeiten bei der Berechnung des Jahresdeckungsgrades und der eingesparten Energie von  $\pm$  ca. 5 % und beim Sommerdeckungsgrad von  $\pm$  ca. 10 % möglich.

## 2.9 Ausblick/Empfehlungen

Für Planer und Anlagenbetreiber sowie für Förderstellen sei an dieser Stelle auf den Kriterienkatalog verwiesen, der im Zuge dieses Projektes erstellt wurde und die in diesem Endbericht vorgestellten Ergebnisse in komprimierter Form enthält.

Teile der Arbeiten aus diesem Projekt konnten auch parallel für die Entwicklung eines Expertensystems verwendet werden, welches von einer Österreichisch/Schwedischen Arbeitsgemeinschaft mit Unterstützung der Europäischen Kommission (5. Rahmenprogramm) entwickelt wurde. Dieses Expertensystem ermöglicht eine umfassende Analyse von kombinierten Biomasse/Solaranlagen im Frühstadium eines Projektes und steht ab dem Frühjahr 2002 zur Verfügung. Dieses Tool ermöglicht auf Basis einiger weniger Inputparameter eine detaillierte technisch/wirtschaftliche Projektanalyse. Für nähere Informationen wenden Sie sich an: [a.helbl@ic-vienna.at](mailto:a.helbl@ic-vienna.at) / Tel.: 0043 1 521 69 226

Im Zuge der Arbeiten zum vorliegenden Projekt wurde ein Informationsdefizit hinsichtlich des Taktbetriebes von Biomassekesseln festgestellt. Die vorhandenen Daten weisen auf einen sehr hohen Emissionsausstoß bei Taktbetrieb hin. Im Hinblick auf eine genauere Analyse solcher Betriebszustände, die bei bestehenden Nahwärmenetzen aufgrund der vorhandenen Kesseldimensionierungen in nicht vernachlässigbarem Maße auftreten, und einer eventuell möglichen Effizienzsteigerung wäre insbesondere auf diesem Gebiet ein Bedarf an weiterführender Forschung vorhanden.

## Anhang A: Berechnungstabellen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

### Variante 1

		NR	Formeln und Ausgangswerte	Anlage1	Anlage2	Anlage3	Anlage4	
<b>End-Ergebnis</b>	<b>Jährliche Kosteneinsparung</b>	1	=47-37	EUR/a	409	200	-2.377	-7.930
	<b>Kapitalwert (=Barwert)</b>	2	=1/KWF	EUR	5.799	2.845	-33.733	-112.525
	<b>Kosteneinsp. Pro erzeugter kWh</b>	3	=1/11*100	g/kWh	0,14	0,01	-0,08	-0,08
<b>Ausgangsdaten</b>	Kessel-Wirkungsgrad	Wg	70%	0,70	0,70	0,70	0,70	
	Kapitalwiedergewinnungsfaktor	KWF	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	0,0705	
	Stromverbrauch Biomasse	Sb	0,02 kWh/kWh <sub>h</sub>	0,02	0,02	0,02	0,02	
	Stromverbrauch Solar	Ss	0,01 kWh/kWh <sub>h</sub>	0,01	0,01	0,01	0,01	
	Stromkosten	Ks	0,15 EUR/kWh	0,1	0,1	0,1	0,1	
	Kosten Arbeitsstunde	Ah	14,5 / 36,3 EUR/h	14,5	14,5	36,3	36,3	
	Stundensatz Radlader	RIh	36 EUR/h	36,3	36,3	36,3	36,3	
	Brennstoffmanipulation durch Radlader	RISrm	80 Srm/h	80	80	80	80	
Kosten Dacheindeckung	Kd	29 EUR/m <sup>2</sup>	29,1	29,1	29,1	29,1		
<b>Neue Anlage ?(Ja, oder keine Eingabe):</b>		4	ja	ja	ja	ja	ja	
<b>Biomasse Biomasse Biomasse</b>	<b>Investition Biomassekessel (Sommerkessel)</b>	5		EUR	27.253	101.744	141.715	109.012
	Förderung %	6	40%		40%	40%	40%	40%
	Investition minus Förderung	7	=5-6	EUR	16.352	61.047	85.029	65.407
	<b>Brennstoff</b>	8		kWh/Srm	710	655	655	622
	Heizwert:	9	=10*Wq*8	EUR/Srm	16	10	8	6
	Brennstoffpreis	10		EUR/kWh	0,03	0,02	0,02	0,01
	spez. Energiepreis	11		kWh/a	284.955	1.367.787	3.080.017	10.266.725
	Energiebedarf Netz pro Jahr	12	=10*11	EUR/a	9.167	29.101	52.019	151.327
	Brennstoffkosten/Jahr	13	=28/8*Wq	Srm/a	90,3	494,7	678,3	2475,9
	<b>Betriebskosteneinsparung / Jahr</b>	14	=13/RISrm	h/a	0	6,2	8,5	30,9
	Lagerbeschickung/Tagesbunker	15		h/a	10	30	40	45
	Störungsbeheb./Kontrollgänge	16	=28*Sb	kWh/a	898	4.536	6.220	21.560
	Stromverbrauch	17		EUR/a	73	73	109	145
	Rauchfangkehrer Juli/August	18		EUR/a	131	174	233	276
	Wärmetauscherreinigung	19	=14*RIh	EUR/a	0	225	308	1.125
Lagerbeschickung/Tagesbunker	20	=15*Ah	EUR/a	145	436	1.453	1.635	
Störungsbeheb./Kontrollgänge	21	=16*Ks	EUR/a	130	659	904	3.134	
Stromkosten	22	=Summe(17:21)	EUR/a	479	1.567	3.007	6.315	
<b>Gesamt</b>	23							
<b>Wartung und Instandsetzung</b>	24							
W./I. % pro Jahr	25	=23*5	EUR/a	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	
W./I. EUR pro Jahr	26	=43/12*24	EUR/a	818	3.052	4.251	3.270	
W./I. EUR Einsp. durch Sol. im Sommer	27		EUR/a	129	506	425	343	
<b>Solar Solar Solar</b>	<b>Netto-Kollektorfläche</b>	28		m <sup>2</sup>	120	600	1000	3500
	Solarer Ertrag/m <sup>2</sup> ,a	29		kWh/m <sup>2</sup> ,a	374	378	311	308
	Gesamtertrag/Jahr	30	=26*27	kWh/a	44.880	226.800	311.000	1.078.000
	Förderung %	31			40%	40%	40%	40%
	<b>Investitionskosten</b>	32		EUR	24.419	106.831	178.052	534.157
	Kollektoren	33		EUR	4.360	19.077	31.795	95.385
	Verrohrung	34		EUR	6.105	26.708	44.513	133.539
	Pufferspeicher	35		EUR	34.884	152.616	254.360	763.081
	Gesamtinvestition Solar	36	=Summe(30:32)	EUR	-13.953	-61.047	-101.744	-305.233
	- Förderung EUR	37	=33*29	EUR	-3.488	-17.442	-29.070	-101.744
	- Einsparung Dachdeckung	38	wenn 4="Ja" dann =26*Kd	EUR	17.442	74.128	123.547	356.105
	Netto-Gesamtinvestition Solar	39	=Summe(33:35)	EUR/a	1.229	5.224	8.706	25.095
	<b>Kapitalkosten Solaranlage</b>	40	=36*KWF					
	<b>Betriebsgebundene Kosten Solaranl.</b>	41						
	Wartung und Instandsetzung %	42		EUR/a	1,00%	0,75%	0,75%	0,50%
Wartung und Instandsetzung EUR	43	=33*38	EUR/a	349	1.145	1.908	3.815	
Strom	44	=28*Ss *Ks	EUR/a	65	330	452	1.567	
Gesamt	45	=39+40	EUR/a	414	1.474	2.360	5.382	
<b>Ersparnis durch Solaranlage</b>	Wartung / Betrieb solar	46	=41	EUR/a	-414	-1.474	-2.360	-5.382
	Einsparung Brennstoff	47	=28*10	EUR/a	1.444	4.825	5.253	15.889
	Einsparung Kapitalkosten Kessel	48		EUR/a	0	0	0	0
	Einsparung Betriebskosten Biom.	49	=22	EUR/a	479	1.567	3.007	6.315
	Einsparung Wartung u. Instands. Biom.	50	=25	EUR/a	129	506	425	343
<b>gesamte Einsparung</b>	51	=Summe(42:46)	EUR/a	1.638	5.424	6.325	17.165	

Variante 2

		NR	Formeln und Ausgangswerte	Anlage1	Anlage2	Anlage3	Anlage4	
End-Ergebnis	Jährliche Kosteneinsparung	1	=51-41	EUR/a	591	3.211	2.523	13.863
	Kapitalwert (=Barwert)	2	=1/KWF	EUR	8.380	45.561	35.802	196.711
	Kosteneinsp. Pro erzeugter kWh	3	=1/11*100	g/kWh	0,21	0,23	0,08	0,14
Ausgangsdaten	Ölpreis	Kö	0,40	EUR/kWh	0,40	0,40	0,40	0,40
	Kessel-Wirkungsgrad	Wg	70%		0,7	0,7	0,7	0,7
	Kapitalwiedergewinnungsfaktor	KWF	0,0705		0,0705	0,0705	0,0705	0,0705
	Stromverbrauch Biomasse	Sb	0,02	kWh/kWh <sub>th</sub>	0,02	0,02	0,02	0,02
	Stromverbrauch Solar	Ss	0,01	kWh/kWh <sub>th</sub>	0,01	0,01	0,01	0,01
	Stromverbrauch Ölkessel	Sö	0,005	kWh/kWh <sub>th</sub>	0,005	0,005	0,005	0,005
	Stromkosten	Ks	0,15	EUR/kWh	0,15	0,15	0,15	0,15
	Kosten Arbeitsstunde	Ah	14,5 / 36,3	EUR/h	14,53	14,53	36,34	36,34
	Stundensatz Radlader	Rlh	36	EUR/h	36,34	36,34	36,34	36,34
	Brennstoffmanipulation durch Radlader	RISrm	80	Srm/h	80	80	80	80
	Kosten Dacheindeckung	Kd	29	EUR/m <sup>2</sup>	29,07	29,07	29,07	29,07
Neue Anlage ?(Ja. oder keine Eingabe):		4	ja	ja	ja	ja	ja	
Biomasse Biomasse	Investition Biomassekessel	5		EUR	14.535	50.872	123.547	109.012
	Förderung %	6	40%		40%	40%	40%	40%
	Investition minus Förderung	7	=5-6	EUR	8.721	30.523	74.128	65.407
	Brennstoff	8		kWh/Srm	710	655	655	622
	Heizwert:	9	=10*Wq*8	EUR/Srm	16	10	8	6
	spez. Energiepreis Biomasse	10		EUR/kWh	0,03	0,02	0,02	0,01
	Energiebedarf Netz pro Jahr	11		kWh/a	284.955	1.367.787	3.080.017	10.266.725
	Brennstoffkosten/Jahr	12	=10*11	EUR/a	9.167	29.101	52.019	151.327
	Einsparung Energie durch Solar	13		kWh/a	19.298	104.052	127.510	474.320
	Einsparung Srm durch Solar	14	=13/8/Wq	Srm/a	39	227	278	1089
	Betriebskosteneinsparung / Jahr	15	=14/RISrm	h/a	0	2,8	3,5	13,6
	Lagerbeschickung/Tagesbunker	16	=13*Sb	kWh/a	386	2.081	2.550	9.486
	Stromkosten	17	=16*Ks	EUR/a	56	302	371	1.379
	Lagerbeschickung/Tagesbunker	18	=15*Rlh	EUR/a	0	103	126	495
	Gesamt	19	=17+18	EUR/a	56	406	497	1.874
	Wartung und Instandsetzung	20						
	W./l. % pro Jahr	21	=20*5	EUR/a	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
	W./l. EUR pro Jahr	22	=13/11*21	EUR/a	30	116	153	151
	Ölkessel	Investition Ölkessel	23		EUR	7.994	18.169	29.070
Einsparung Energie durch Solar		24		kWh/a	25.582	122.148	183.490	603.680
Einsparung Brennstoff EUR		25	=(24*Kö)/Wq	EUR/a	1.461	6.975	10.478	34.471
Wartung und Instandsetzung		26						
W./l. % pro Jahr		27	=23*26	EUR/a	80	182	291	690
Einsparung W./l.		28	=0,6*27	EUR/a	48	109	174	414
Einsparung Strom Ölkessel		29	=24*Sö*Ks	EUR/a	19	89	133	439
Solar Solar Solar	Netto-Kollektorfläche	30		m <sup>2</sup>	120	600	1000	3500
	Solarer Ertrag/m <sup>2</sup> ,a	31		kWh/m <sup>2</sup> ,a	374	377	311	308
	Gesamtertrag/Jahr	32	=30*31	kWh/a	44.880	226.200	311.000	1.078.000
	Förderung %	33			40%	40%	40%	40%
	Investitionskosten	34		EUR	24.419	106.831	178.052	534.157
	Kollektoren	35		EUR	4.360	19.077	31.795	95.385
	Verrohrung	36		EUR	6.105	26.708	44.513	133.539
	Pufferspeicher	37		EUR	34.884	152.616	254.360	763.081
	Gesamtinvestition Solar	38	=33*37	EUR	-13.953	-61.047	-101.744	-305.233
	- Förderung EUR	39	wenn 4="Ja" dann =30*Kd	EUR	-3.488	-17.442	-29.070	-101.744
	- Einsparung Dachdeckung	40		EUR	17.442	74.128	123.547	356.105
	Netto-Gesamtinvestition Solar	41	=40*KWF	EUR/a	1229	5224	8706	25095
	Kapitalkosten Solaranlage	42						
	Betriebsgebundene Kosten Solaranl.	43						
	Wartung und Instandsetzung %	44	=37*42	EUR/a	349	1.145	1.908	3.815
Wartung und Instandsetzung EUR	45	=32*Ss*Ks	EUR/a	65	329	452	1.567	
Strom	46		EUR/a	414	1.473	2.360	5.382	
Gesamt	47	=43+44	EUR/a	414	1.473	2.360	5.382	
Ersparnis durch Solaranlage	Wartung / Betrieb solar	48	=45	EUR/a	-414	-1.473	-2.360	-5.382
	Einsparung Brennstoff gesamt	49	=25+14*9	EUR/a	2.082	9.189	12.631	41.462
	Einsparung Kapitalkosten Kessel	50		EUR/a	0	0	0	0
	Einsparung Betriebskosten Biom. + Öl	51	=19+29	EUR/a	75	494	630	2.312
	Einsp. Wartung u. Instands.	52	=22+28	EUR/a	77	225	328	565
	gesamte Einsparung	53	=Summe(46:50)	EUR/a	1.820	8.435	11.230	38.958

Variante 3

		NR	Formeln und Ausgangswerte		Anlage1	Anlage2	Anlage3	Anlage4
End-Ergebnis	Jährliche Kosteneinsparung	1	=49-37	EUR/a	490	-37	-2.462	-10.442
	Kapitalwert (=Barwert)	2	=1/KWF	EUR	6.950	-519	-34.934	-148.172
	Kosteneinsp. Pro erzeugter kWh	3	=1/11*100	g/kWh	0,17	0,00	-0,08	-0,10
Ausgangsdaten	Ölpreis	Kö	0,40	EUR/kWh	0,40	0,40	0,40	0,40
	Kessel-Wirkungsgrad	Wg	70%		0,7	0,7	0,7	0,7
	Kapitalwiedergewinnungsfaktor	KWF	0,0705		0,0705	0,0705	0,0705	0,0705
	Stromverbrauch Biomasse	Sb	0,02	kWh/kWh <sub>h</sub>	0,02	0,02	0,02	0,02
	Stromverbrauch Solar	Ss	0,01	kWh/kWh <sub>h</sub>	0,01	0,01	0,01	0,01
	Stromverbrauch Ölkessel	Sö	0,005	kWh/kWh <sub>h</sub>	0,005	1,005	2,005	3,005
	Stromkosten	Ks	0,15	EUR/kWh	0,15	0,15	0,15	0,15
	Kosten Arbeitsstunde	Ah	14,5 / 36,3	EUR/h	14,53	14,53	36,34	36,34
	Stundensatz Radlader	Rlh	36,34	EUR/h	36,34	36,34	36,34	36,34
	Brennstoffmanipulation durch Radlader	RISrm	80	Sm/h	80	80	80	80
	Kosten Dacheindeckung	Kd	29,1	EUR/m <sup>2</sup>	29,07	29,07	29,07	29,07
Neue Anlage ? (Ja, oder keine Eingabe):		4	ja		ja	ja	ja	ja
Biomasse Biomasse Biomasse	Investition Biomassekessel (Sommerkessel)	5		EUR	27.253	101.744	141.715	109.012
	Förderung %	6			40%	40%	40%	40%
	Investition minus Förderung	7	=5-6	EUR	16.352	61.047	85.029	65.407
	<b>Brennstoff</b>							
	Heizwert:	8		kWh/Sm	710	655	655	622
	Brennstoffpreis	9	=10*Wg*8	EUR/Sm	16	10	8	6
	spez. Energiepreis	10		EUR/kWh	0,03	0,02	0,02	0,01
	Energiebedarf Netz pro Jahr	11		kWh/a	284.955	1.367.787	3.080.017	10.266.725
	Brennstoffkosten/Jahr	12	=10*11	EUR/a	9.167	29.101	52.019	151.327
	Einsparung Sm durch Solar	13	=28*8*Wg+42*8/Wg	Sm/a	96,6	527,1	732,4	2684,1
	<b>Betriebskosteneinsparung / Jahr</b>							
	Lagerbeschickung/Tagesbunker	14	=13/RISrm	h/a	0	6,6	9,2	33,6
	Störungsbeheb./Kontrollgänge	15		h/a	15	45	60	70
	Stromverbrauch	16	=28*Sb+42*Sb	kWh/a	961	4.833	6.716	23.373
	Rauchfangkehrer Juni/Juli/August	17		EUR/a	109	109	182	218
	Wärmetauscherreinigung	18		EUR/a	182	262	349	414
	Lagerbeschickung/Tagesbunker	19	=14*Rlh	EUR/a	0	238	333	1.219
Störungsbeheb./Kontrollgänge	20	=15*Ah	EUR/a	218	654	2.180	2.544	
Stromkosten	21	=16*Ks	EUR/a	140	705	976	3.397	
Gesamt	22	=Summe(17-21)	EUR/a	648	1.967	4.020	7.792	
<b>Wartung und Instandsetzung</b>								
W./l. % pro Jahr	23			3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	
W./l. EUR pro Jahr	24	=23*5	EUR/a	818	3.052	4.251	3.270	
W./l. EUR Einsp. durch Sol. im Sommer	25	=(45/12)*25	EUR/a	122	447	348	260	
Solar Solar Solar	<b>Netto-Kollektorfläche</b>							
	Solarer Ertrag/m <sup>2</sup> ,a	26		m <sup>2</sup>	120	600	1000	3500
	Gesamtertrag/Jahr	27		kWh/m <sup>2</sup> ,a	374	377	311	308
	Förderung %	28	=26*27	kWh/a	44.880	226.200	311.000	1.078.000
	Investitionskosten	29			40%	40%	40%	40%
	Kollektoren	30		EUR	24.419	106.831	178.052	534.157
	Verrohrung	31		EUR	4.360	19.077	31.795	95.385
	Pufferspeicher	32		EUR	6.105	26.708	44.513	133.539
	Gesamtinvestition Solar	33	=Summe(30-32)	EUR	34.884	152.616	254.360	763.081
	- Förderung EUR	34	=33*29	EUR	-13.953	-61.047	-101.744	-305.233
	- Einsparung Dachdeckung	35	wenn 4="Ja" dann =-26*Kd	EUR	-3.488	-17.442	-29.070	-101.744
	Netto-Gesamtinvestition Solar	36	=Summe(33-35)	EUR	17.442	74.128	123.547	356.105
	Kapitalkosten Solaranlage	37	=36*KWF	EUR/a	1.229	5.224	8.706	25.095
<b>Betriebsgebundene Kosten Solaranl.</b>								
Wartung und Instandsetzung %	38			1,00%	0,75%	0,75%	0,50%	
Wartung und Instandsetzung EUR	39	=33*38	EUR/a	349	1.145	1.908	3.815	
Strom	40	=28*Ss*Ks	EUR/a	65	329	452	1.567	
Gesamt	41	=39+40	EUR/a	414	1.473	2.360	5.382	
Öl	<b>Ölkessel</b>							
	Restenergiedeckung durch Ölkessel	42		kWh/a	3.152	15.462	24.805	90.661
Stromkosten	43	=42*Sö*Ks	EUR/a	2	11	18	66	
Ersparnis durch Solaranlage	Wartung / Betrieb Solar + Ölkessel	44	=41-43	EUR/a	-416	-1.488	-2.378	-5.448
	Einsparung Brennstoff	45	=(28+42)*10-((42*Kö)/Wg)	EUR/a	1.365	4.259	4.255	12.049
	Einsparung Kapitalkosten Kessel	46		EUR/a	0	0	0	0
	Einsparung Betriebskosten Biom.	47	=22	EUR/a	648	1.967	4.020	7.792
	Einsparung Wartung u. Instands. Biom.	48	=25	EUR/a	122	447	348	260
	gesamte Einsparung	49	=Summe(44-48)	EUR/a	1.719	5.187	6.245	14.653

Variante 4

		NR	Formeln und Ausgangswerte	Anlage1	Anlage2	Anlage3	Anlage4	
End-Ergebnis	Jährliche Kosteneinsparung	1	=54-40	EUR/a	-4	670	-1.380	1.434
	Kapitalwert (=Barwert)	2	=1/KWF	EUR	-54	9.504	-19.579	20.355
	Kosteneinsp. Pro erzeugter kWh	3	=1/11*100	g/kWh	0,00	0,05	-0,05	0,01
Ausgangsdaten	Kessel-Wirkungsgrad	Wg	70%		0,70	0,70	0,70	0,70
	Kapitalwiedergewinnungsfaktor	KWF	0,0705		0,0705	0,0705	0,0705	0,0705
	Stromverbrauch Biomasse	Sb	0,02 kWh/kWh <sub>n</sub>		0,02	0,02	0,02	0,02
	Stromverbrauch Solar	Ss	0,01 kWh/kWh <sub>n</sub>		0,01	0,01	0,01	0,01
	Stromkosten	Ks	0,15 EUR/kWh		0,1	0,1	0,1	0,1
	Kosten Arbeitsstunde	Ah	14,5 / 36,34 EUR/h		14,5	14,5	36,3	36,3
	Stundensatz Radlader	RIh	36 EUR/h		36,3	36,3	36,3	36,3
	Brennstoffmanipulation durch Radlader	RISrm	80 Srm/h		80	80	80	80
	Kosten Dacheindeckung	Kd	29 EUR/m <sup>2</sup>		29,1	29,1	29,1	29,1
	Neue Anlage ?(Ja, oder keine Eingabe):		4	ja	ja	ja	ja	ja
Biomasse Biomasse Biomasse	Investition Biomassekessel (Sommerkessel)	5		EUR	27.253	101.744	141.715	109.012
	Förderung %	6	40%		40%	40%	40%	40%
	Investition minus Förderung	7	=5-6	EUR	16.352	61.047	85.029	65.407
	Brennstoff	8		kWh/Srm	710	655	655	622
	Heizwert:	9	=10*Wg*8	EUR/Srm	16	10	8	6
	Brennstoffpreis	10		EUR/kWh	0,03	0,02	0,02	0,01
	spez. Energiepreis	11		kWh	256.221	1.229.853	2.871.722	9.572.384
	Energiebedarf Netz Heizperiode	12		kWh	28.734	137.934	208.295	694.341
	Energiebedarf Netz Sommer	13	=10*11	EUR/a	8.243	26.166	48.501	141.093
	Brennstoffkosten/Jahr	14	=31/8*Wg	Srm/a	38,8	227,5	278,1	1089,4
	Einsparung Srm durch Solar	15	=14/RISrm	h/a	0	2,8	3,5	13,6
	Lagerbeschickung/Tagesbunker	16		h/a	0	0	0	0
	Störungsbeheb./Kontrollgänge	17	=31*Sb	kWh/a	386	2.087	2.550	9.486
	Stromverbrauch	18		EUR/a	0	0	0	0
	Rauchfangkehrer Juli/August	19		EUR/a	0	0	0	0
	Wärmetauscherreinigung	20	=15*RIh	EUR/a	0	103	126	495
	Lagerbeschickung/Tagesbunker	21	=16*Ah	EUR/a	0	0	0	0
	Störungsbeheb./Kontrollgänge	22	=17*Ks	EUR/a	56	303	371	1.379
Stromkosten	23	=Summe(18-22)	EUR/a	56	407	497	1.874	
Gesamt	24							
Wartung und Instandsetzung	25			3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	
W./I. % pro Jahr	26	=24*5	EUR/a	818	3.052	4.251	3.270	
W./I. EUR pro Jahr	27	=48/12*24	EUR/a	62	259	189	162	
W./I. EUR Einsp. durch Sol. im Sommer	28							
Solar Solar Solar	Netto-Kollektorfläche	27		m <sup>2</sup>	120	600	1000	3500
	Solarer Ertrag/m <sup>2</sup> ,a	28		kWh/m <sup>2</sup> ,a	374	378	311	308
	Gesamtertrag/Jahr	29	=27*28	kWh/a	44.880	226.800	311.000	1.078.000
	Anteil Ertrag Sommer	30			25.582	122.472	183.490	603.680
	Anteil Ertrag Heizperiode	31			19.298	104.328	127.510	474.320
	Förderung %	32			40%	40%	40%	40%
	Investitionskosten	33		EUR	24.419	106.831	178.052	534.157
	Kollektoren	34		EUR	4.360	19.077	31.795	95.385
	Verrohrung	35		EUR	6.105	26.708	44.513	133.539
	Pufferspeicher	36	=Summe(33:35)	EUR	34.884	152.616	254.360	763.081
	Gesamteinvestition Solar	37	=32*36	EUR	-13.953	-61.047	-101.744	-305.233
	- Förderung EUR	38	wenn 4="Ja" dann =-27*Kd	EUR	-3.488	-17.442	-29.070	-101.744
	Einsparung Dachdeckung	39	=Summe(36:38)	EUR	17.442	74.128	123.547	356.105
	Netto-Gesamteinvestition Solar	40	=39*KWF	EUR/a	1.229	5.224	8.706	25.095
	Kapitalkosten Solaranlage	41			1,00%	0,75%	0,75%	0,50%
	Betriebsgebundene Kosten Solaranl.	42	=36*41	EUR/a	349	1.145	1.908	3.815
	Wartung und Instandsetzung %	43	=29*Ss*Ks	EUR/a	65	330	452	1.567
	Strom	44	=42+43	EUR/a	414	1.474	2.360	5.382
Gesamt	45							
Verluste	46		EUR	0,06	0,06	0,06	0,06	
Wärmepreis	47	=-44	EUR/a	-414	-1.474	-2.360	-5.382	
Ersparnis durch Solaranlage	Wartung / Betrieb solar	48	=9*14	EUR/a	621	2.220	2.154	6.991
	Einsparung Brennstoff	49		EUR/a	0	0	0	0
	Einsparung Kapitalkosten Kessel	50	=22	EUR/a	56	407	497	1.874
	Einsparung Betriebskosten Biom.	51	=25	EUR/a	62	259	189	162
	Einsparung Wartung u. Instands. Biom.	52	=12*30*10	EUR/a	-101	-329	-419	-1.336
	Restenergie Biomasse	53	=12*(1-45)*46	EUR/a	1.002	4.812	7.266	24.221
	zusätzlicher Wärmeverkauf	54	=Summe(47:53)	EUR/a	1.225	5.894	7.327	26.530
	gesamte Einsparung							

## Anhang B: Sensitivitätsanalysen der restlichen Anlagen

### Variante 1

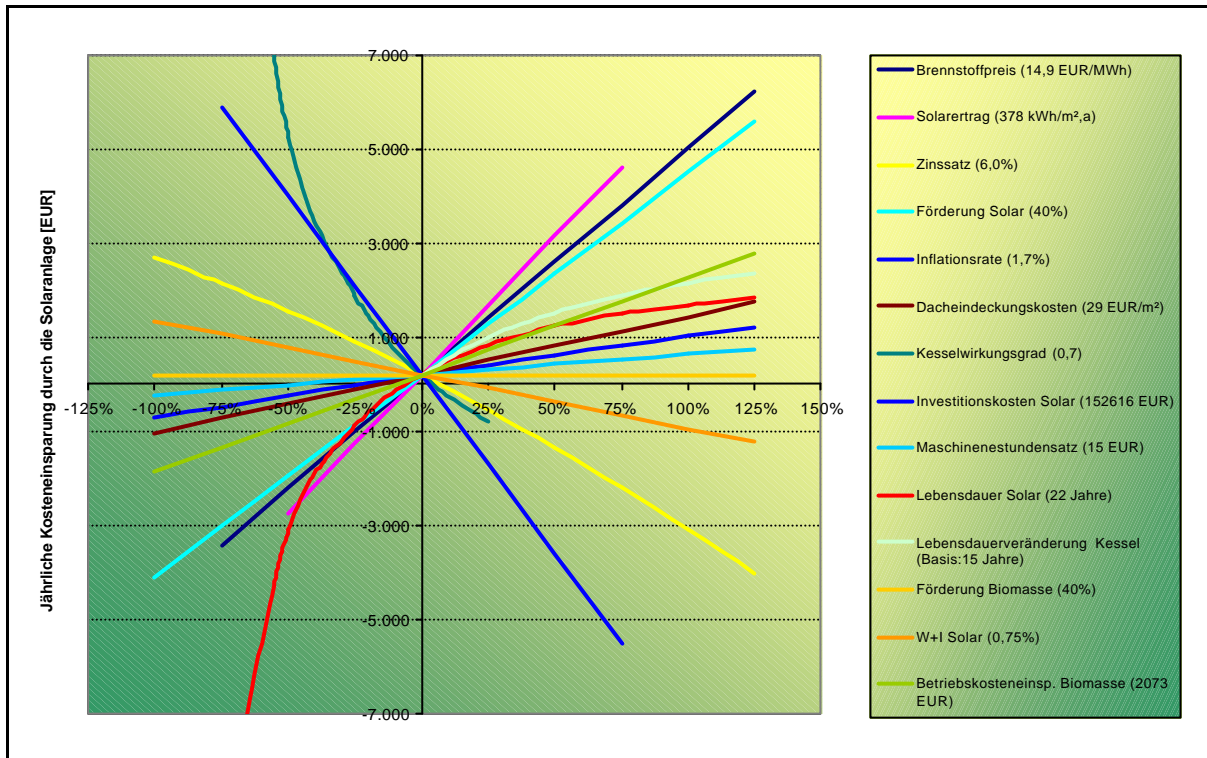


Abbildung 2.49: Sensitivitätsanalyse für Variante 1, Anlage 2

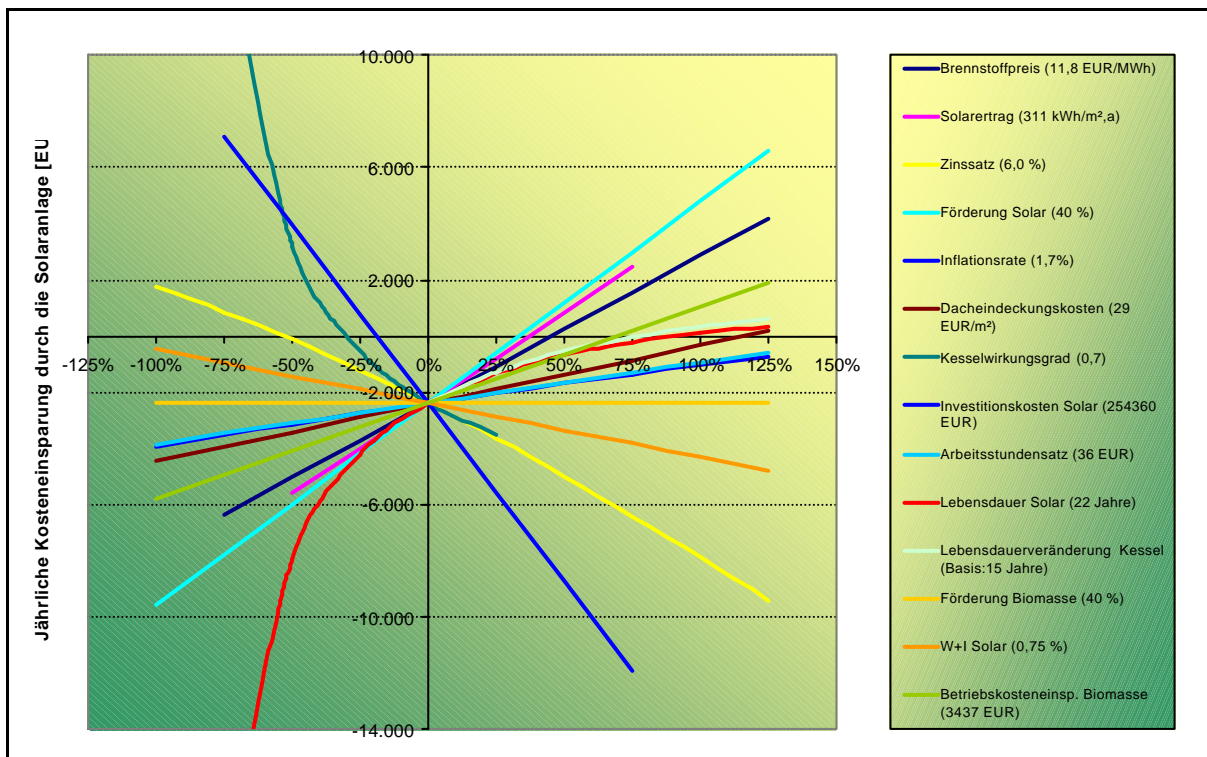


Abbildung 2.50: Sensitivitätsanalyse für Variante 1, Anlage 3



Variante 2

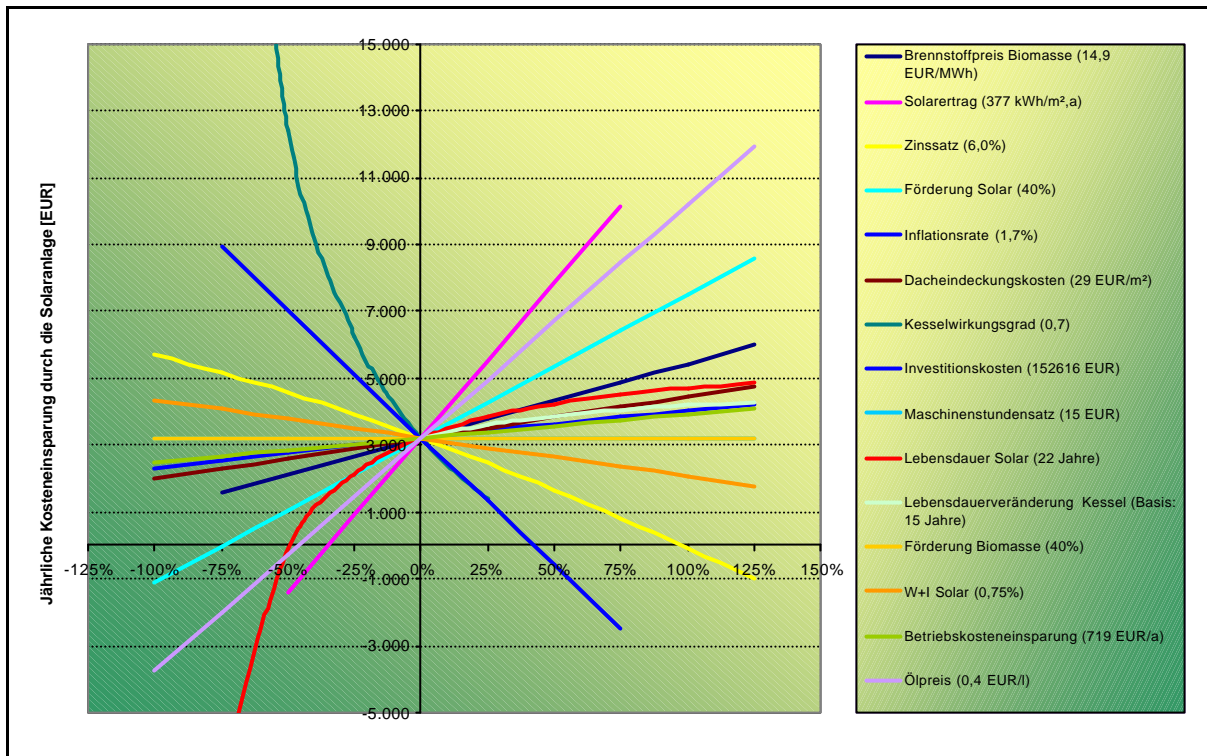


Abbildung 2.51: Sensitivitätsanalyse für Variante 2, Anlage 2

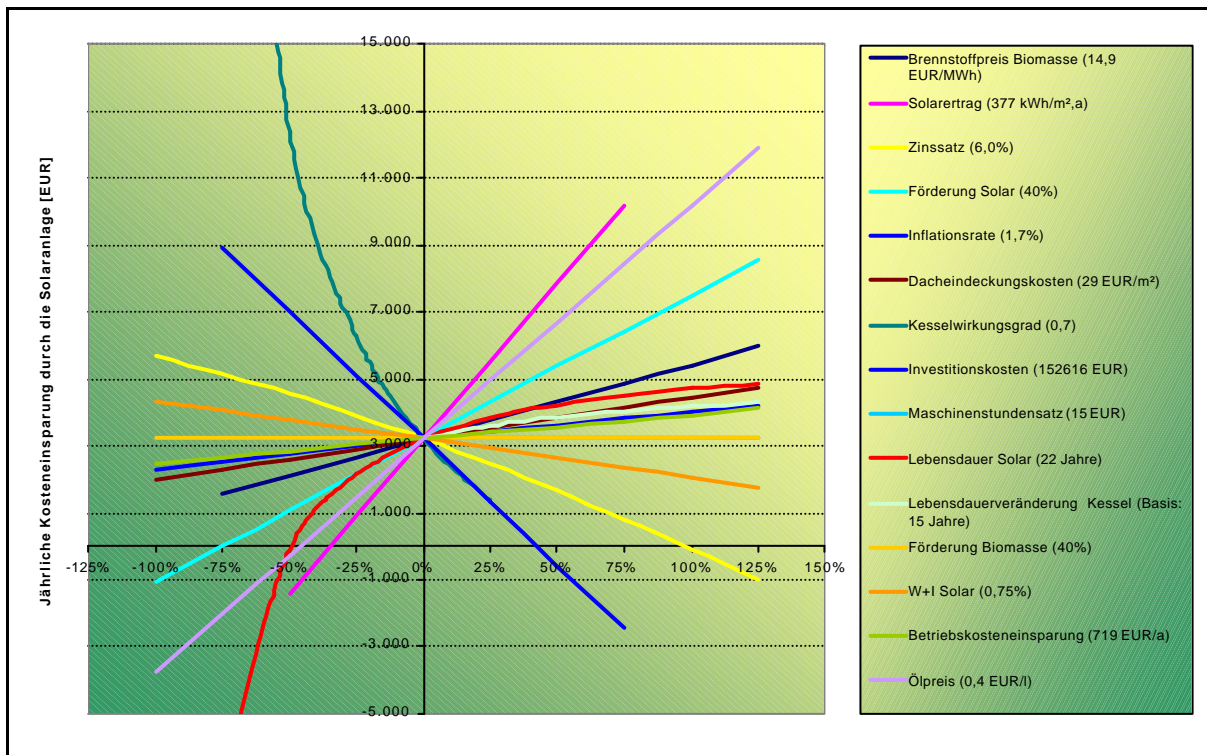


Abbildung 2.52: Sensitivitätsanalyse für Variante 2, Anlage 3

Variante 3

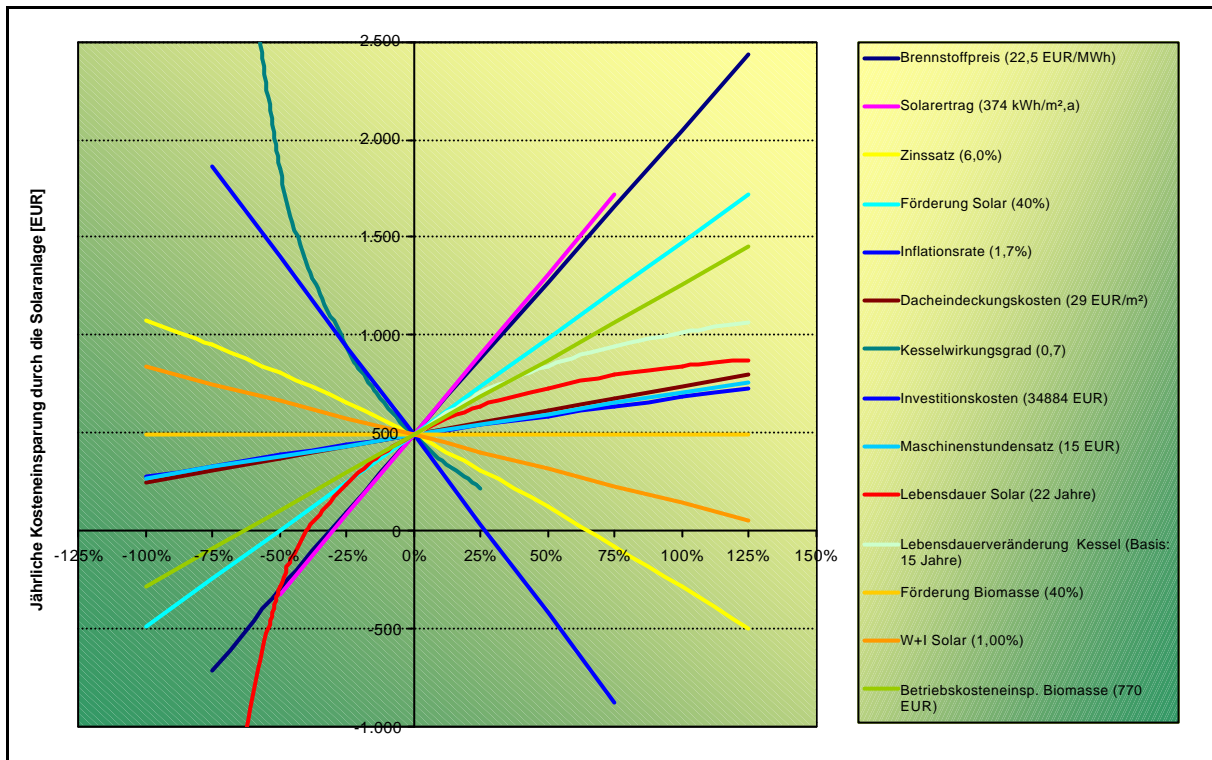


Abbildung 2.53: Sensitivitätsanalyse für Variante 3, Anlage 1

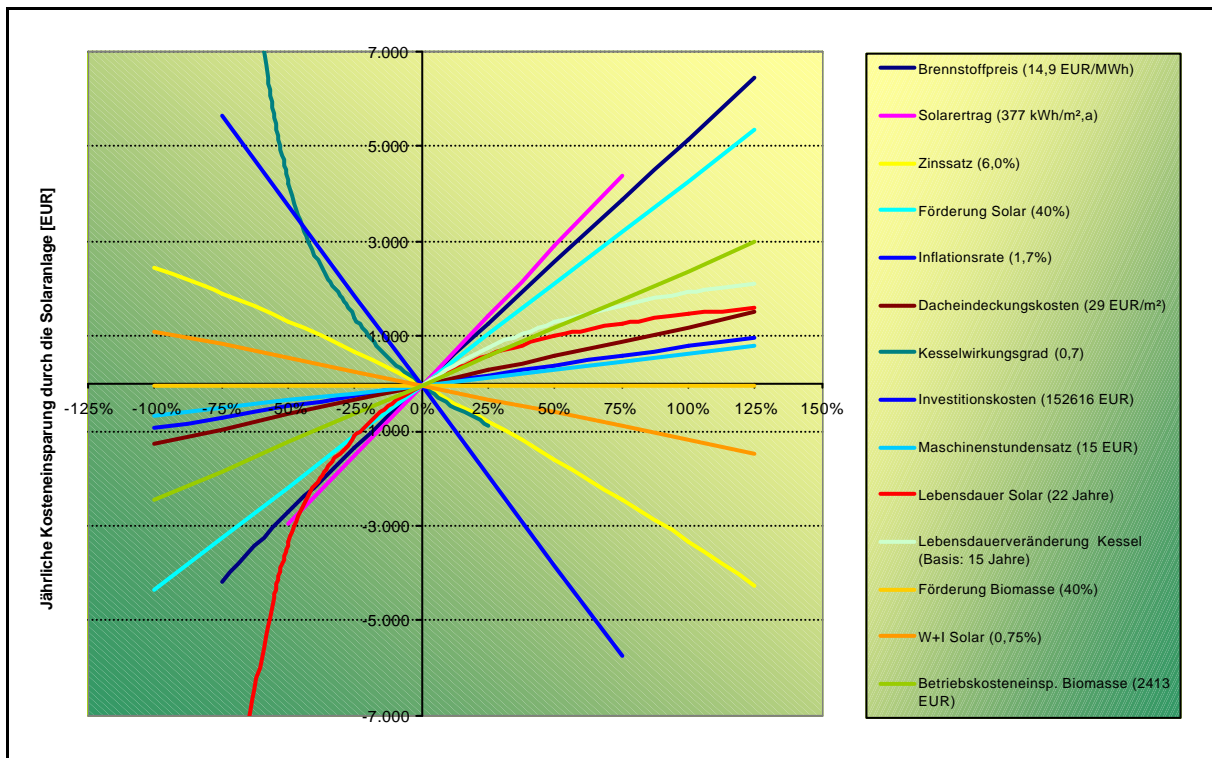


Abbildung 2.54: Sensitivitätsanalyse für Variante 3, Anlage 2

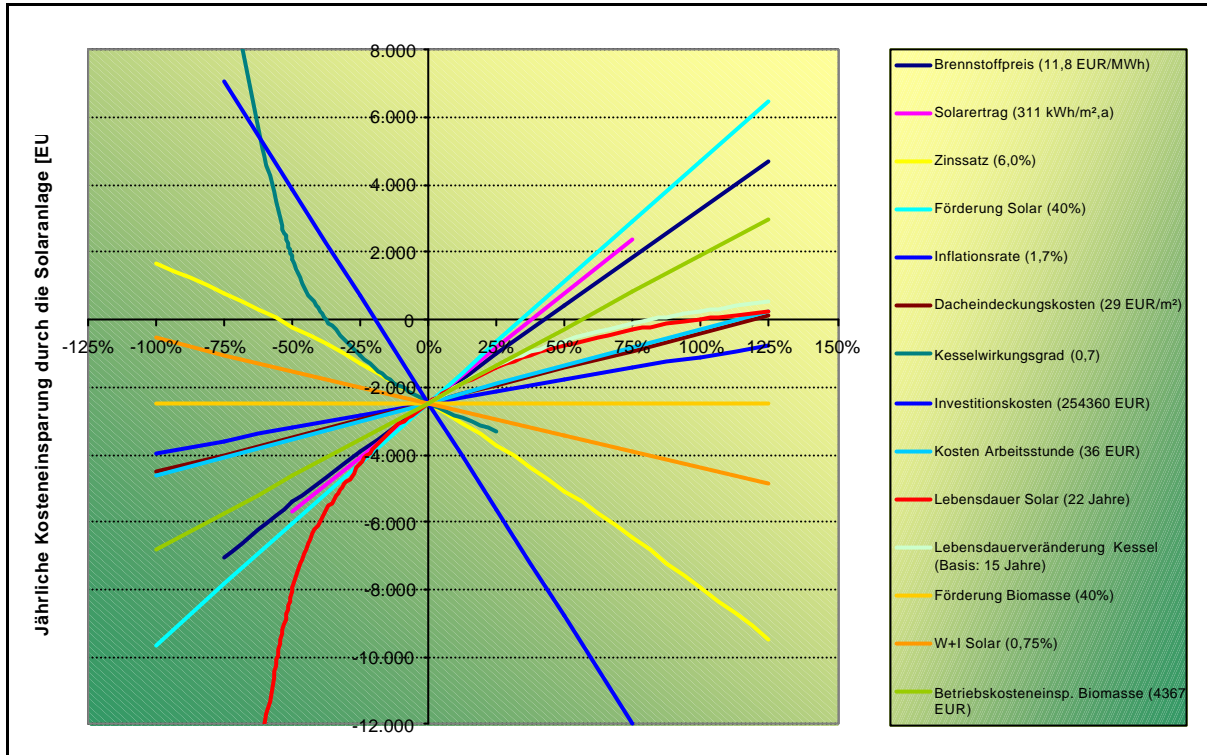


Abbildung 2.55: Sensitivitätsanalyse für Variante 3, Anlage 3

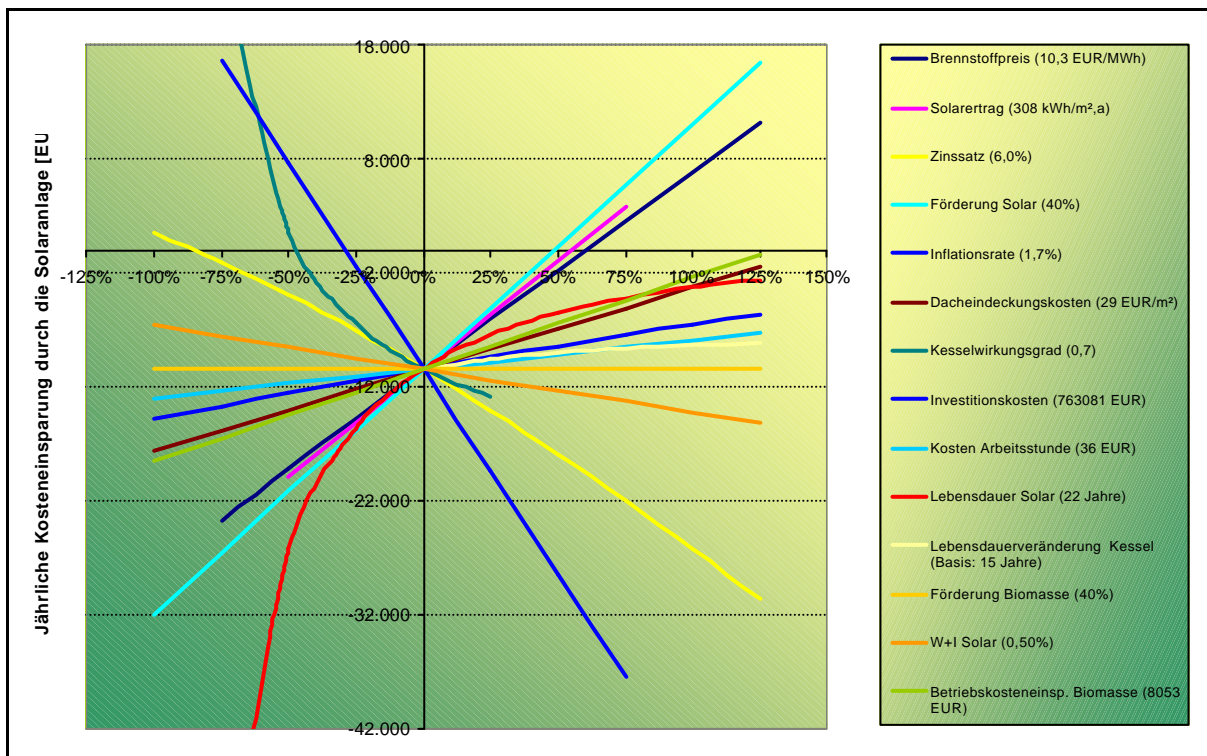


Abbildung 2.56 : Sensitivitätsanalyse für Variante 3, Anlage 4

Variante 4

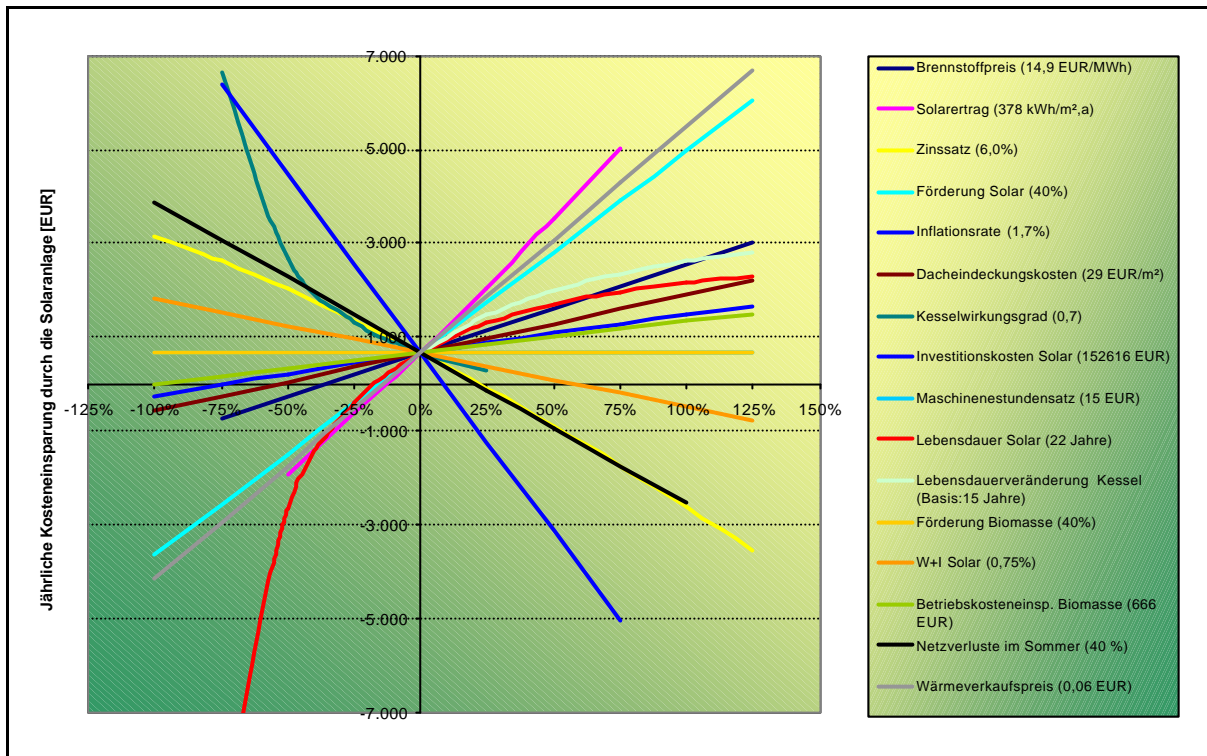


Abbildung 2.57 : Sensitivitätsanalyse für Variante 4, Anlage 2

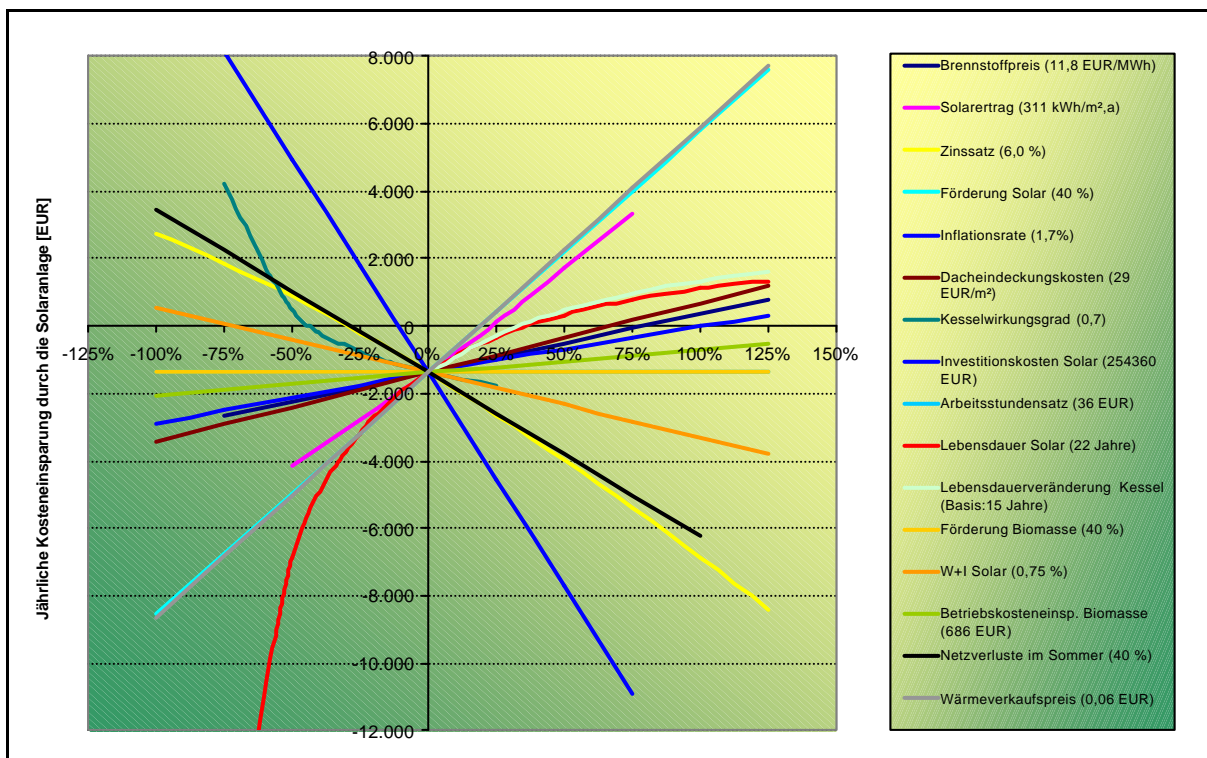


Abbildung 2.58 : Sensitivitätsanalyse für Variante 4, Anlage 3



### **3 Projektteil Thermische Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser**

**(Projektbearbeitung: Fink, Riva, AEE-INTEC; Heimrath, Mach, IWT)**

#### **3.1 Einleitung und Aufgabenstellung**

Mit Ende des Jahres 2000 wurden in Österreich 2,17 Millionen Quadratmeter Sonnenkollektoren installiert (Faninger, BVS, 2001). Trotz dieser sehr erfreulichen Bilanz trat in den Jahren 1998 und 1999 eine Stagnation der Zuwachsraten an installierter Kollektorfläche ein. 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.

##### **3.1.1 Problemanalyse**

Mit Stand Jänner 1998 waren in Österreich insgesamt rund 240 Solaranlagen an Mehrfamilienhäusern installiert (Fink, Müller, 1999). Diese Anlagen haben insgesamt eine Kollektorfläche von ca. 15.000 m<sup>2</sup>, somit also nur etwa 6% der in Österreich im Jahr 1998 installierten Kollektorfläche. Betrachtet man aber die Tatsache, dass 1998 in Österreich ca. 50% der Bevölkerung in Mehrfamilienhäusern wohnten (Statistisches Jahrbuch Österreich, 1999), 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 pro Quadratmeter Wohnnutzfläche werden hier niedrigen Betriebskosten häufig vorgezogen. Zusätzlich bedeuten thermische Solaranlagen für potenzielle 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.

Damit eine breite Umsetzung von thermischen Solaranlagen im Bereich Mehrfamilienhäuser erreicht werden kann, müssen diese aber mit höherer Effizienz als bisher und mit geringster Ausfallshäufigkeit bei höchster Rentabilität für Bauträger, Contractoren, Wohnungseigentümer, Mieter, etc. betrieben werden können. Eine weitgehende Optimierung von heute vorhandenen Konzepten und damit einhergehender Definition von standardisierten Systemvarianten für Neu- und Altbauten, sind hierfür unumgänglich.

### 3.1.2 Aufgabenstellung

Aufgrund des geringen Alters der Technologie herrschen noch Defizite im Bereich der Systemtechnik und der Dimensionierungsrichtlinien vor. Durch gesicherte Richtlinien könnten eine Verbesserung der Effizienz und somit günstigere Wärmepreise erreicht werden. Nicht nur die Hydraulik und Dimensionierung der Kollektoranlage, sondern auch die Optimierung von Konzepten zur Wärmeverteilung muss dabei berücksichtigt werden. Standardisierte Systeme mit hohem Qualitätsniveau, ähnlich den heutigen Konzepten für Einfamilienhäuser, sind das Ziel der vorliegenden Arbeit.

Innerhalb dieses Projektes werden heute übliche sowie alternative Konzepte zur solarunterstützten Wärmeversorgung von Mehrfamilienhäusern ökologisch und ökonomisch bewertet und optimiert. Eine angepasste Dimensionierung der Systemabschnitte der Anlagen ist ein weiterer Schwerpunkt der Arbeiten. Die Ergebnisse sollen einen einheitlichen Qualitätsstandard von thermischen Solaranlagen in Mehrfamilienhäusern definieren und werden für die partizipierenden Unternehmen sowie Haustechnikplaner, Bauträger, Förderstellen, etc., in einer Planungsbroschüre zusammengefasst.

## 3.2 Stand der Technik von thermischen Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser

### 3.2.1 Messergebnisse

Nur an einem kleinem Anteil der bisher installierten Anlagen wurden Ertragsmessungen bzw. Systemanalysen durchgeführt. Beispielhaft dafür werden die Messergebnisse von drei in Österreich im Detail vermessenen Anlagen dargestellt (Fink, Purkarthofer, 2000). Die Eckdaten dieser Anlagen sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 3.1: Eckdaten von drei in Österreich detailliert gemessenen solaren Warmwasserbereitungssystemen.

Eckdaten	J.J. Fuxgasse	Hohenwartweg	Heinrichstrasse
Anzahl der Wohneinheiten	8	11	29
Anzahl der Personen im Wohnobjekt	19	20	< 43
Kollektorfläche (Bruttofläche)	60 m <sup>2</sup>	66 m <sup>2</sup>	101 m <sup>2</sup>
Kollektorlieferant	Sonnenkraft	Sonnenkraft	Ökotech
Kollektortype	SK-IDK	SK-IDK	GlutmuGl
Ausrichtung	Süd-Ost	Süd	Süd-West
Kollektorneigung	22°	35°	20°
Energiespeichermedium	Heizungswasser	Heizungswasser	Trinkwasser
Energiespeichervolumen	2.050 l	2.400 l	6.000 l
Bereitschaftsspeichervolumen	500 l	500 l	
Warmwassertemperatur	ca. 50	ca. 50	ca. 50
Solarer Deckungsanteil simuliert	70%	71%	45%

Die im Detail vermessenen Anlagen wurden entsprechend dem Stand der Technik in den Jahren 1996/97 als zentrale Kollektoranlagen mit zentraler Warmwassererwärmung und Verteilleitung mit Zirkulationsleitung ausgeführt. Zwei Anlagenkonzepte (J.J. Fuxgasse und Hohenwartweg) entsprechen einem 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 Untersuchungen gaben den Anlass, zusätzlich zu vorhandenen Bewertungsziffern noch den „Systemwirkungsgrad“ als Qualitätskennzahl einzuführen. 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.

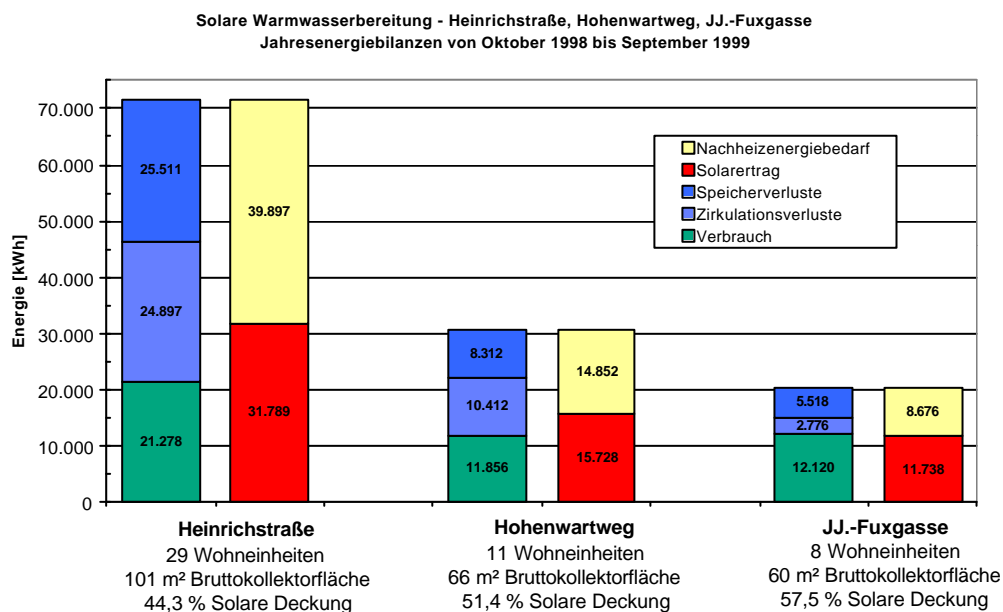


Abbildung 3.1: Jahresenergiebilanzen der drei detailliert gemessenen solaren Warmwasserbereitungssysteme



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. 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 solare Erträge als ein effizientes System. Dieser Zusammenhang reduziert den Stellenwert des „Spezifischen Kollektorertrags“ als alleinige aussagekräftige Kennzahl zur Bewertung der Leistungsfähigkeit von solaren Warmwasserbereitungssystemen. Klarerweise muss bei diesen Betrachtungen aber auch der solare Deckungsanteil mitberücksichtigt werden. Der im Messjahr erreichte spezifische Ertrag ist für die drei Messanlagen nachfolgend dargestellt.

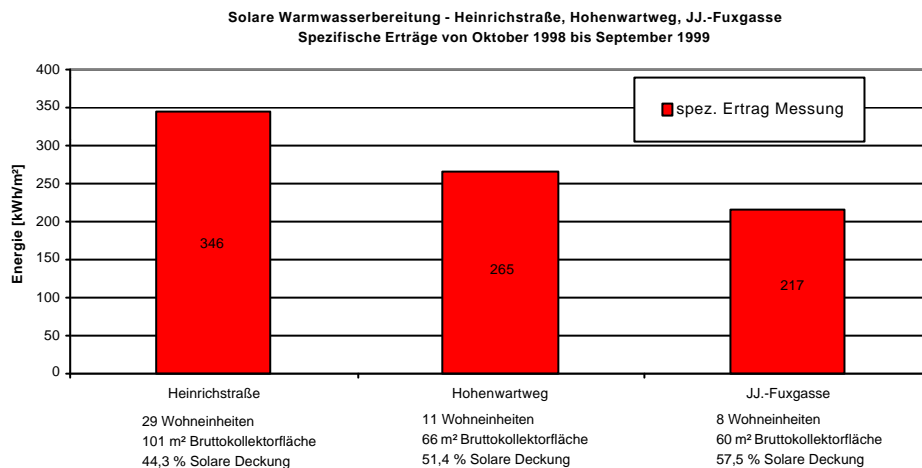


Abbildung 3.2: Spezifische Erträge der drei detailliert gemessenen solaren Warmwasserbereitungssysteme

Die Ergebnisse der messtechnischen Untersuchung waren einerseits hinsichtlich der Höhe der solaren Erträge und andererseits hinsichtlich der geringen Systemwirkungsgrade ernüchternd.

Ähnliche Erfahrungen wurden auch in Deutschland im Rahmen eines Breitentests zum Modell der „Garantierten Wärmelieferung aus thermischen Solaranlagen“ (Luboschik, Halagic, 1997) gemacht (Abbildung 3.3). Aufgrund nicht sehr detaillierter Messungen konnten zwar keine Systemwirkungsgrade ermittelt werden, aber spezifische Kollektorerträge der untersuchten Anlagen liegen vor.

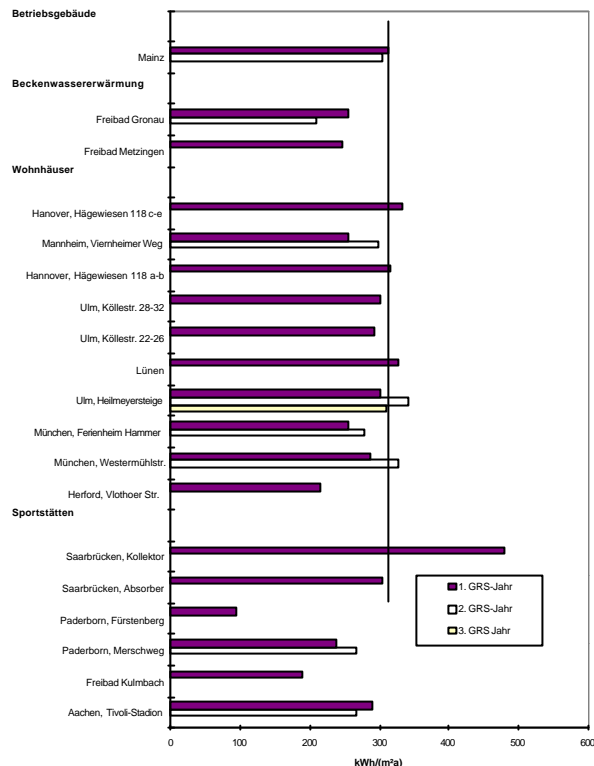


Abbildung 3.3: Spezifische Kollektorerträge aus einem deutschen Breitentest zum Modell der „Garantierten Wärmelieferung aus thermischen Solaranlagen“.

Deutlich ist zu erkennen, dass der Großteil der Anlagen jährliche spezifische Erträge unter 300 kWh/m<sup>2</sup> Kollektorfläche aufweist. Damit liegen diese Anlagen deutlich unter den Werten aus Literaturangaben und den Erwartungen von Investoren.

Die betrachteten Anlagen, sowohl in Österreich wie auch in Deutschland, bilden hinsichtlich Systemtechnik und Dimensionierung durchaus einen repräsentativen Überblick über die Anlagenqualität von Solarsystemen zur Brauchwassererwärmung.

### 3.2.1.1 Ursachen für das suboptimale Qualitätsniveau bisher errichteter Anlagen

Die Ursachen für dieses nicht zufriedenstellende Qualitätsniveau liegen in verschiedenen Bereichen:

- Falsche Einschätzung des Verbrauchs (Brauchwasser und Raumwärme)
- Fehlerhafte Anlagendimensionierung (beschränkter bzw. falscher Einsatz von Simulationsprogrammen) – keine verfügbaren Erfahrungswerte.
- Negativer Einfluss von Förderungsobergrenzen auf die Anlagendimensionierung und somit auf die erreichbaren Erträge.

- Fehlerhafte bzw. ineffiziente Hydraulikkonzepte (Fehlströmungen, Schichtungsproblematik, Speicherverluste, Bereitstellung von Volumen für Spitzenlastabdeckung, Einbindung der Nachheizung, etc.).
- Solaranlagen werden in der Regel an konventionelle Wärmequellen und Wärmeverteilnetze gekoppelt, ohne die Erfordernisse für günstige Betriebsweisen von Solaranlagen zu berücksichtigen (hohe Rücklauftemperaturen aus der Raumwärmerversorgung; Einbindung von Zirkulationsleitungen, etc.).
- Ineffiziente Wärmeverteilkonzepte bewirken vielfach hohe Verteilverluste bedingt durch ungünstige Betriebsweise (hohes Temperaturniveau in den Verteilleitungen, große Rohroberflächen bedingt durch lange Leitungslängen, lange Betriebszeiten, etc.). Zusätzlich stellen konventionelle Verteilsysteme mit Zirkulationsleitung einen für die Solaranlage ungünstigen „Verbraucher“ auf hohem Temperaturniveau dar, was die erreichbaren Erträge wiederum reduziert.
- Solartechnikfirmen liefern in der Regel keine „Systeme“, sondern meist nur Kollektoren und Komponenten. Die Planung der Anlage und die Kopplung an die Haustechnik bleibt dem Haustechnikplaner überlassen. Aufgrund der geringen Erfahrung mit der Technologie wird von den Planern hier oft Neuland betreten. Zusätzlich lassen die vorherrschenden Planungshonorare erfahrungsgemäß kaum Spielraum für Innovationen zu.
- Betriebsausfälle treten aufgrund meist kleiner, aber über längere Zeit unbemerkter Defekte auf. Vor allem im Mehrfamilienwohnbau liegen die Zuständigkeiten für die Heizungsanlage nur selten bei den Bewohnern. 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.

Neben unzureichender Anlageneffizienz reduzieren verglichen mit Standardanlagen für Einfamilienhäuser auch zu hohe Investitionskosten die Rentabilität der Anlage. Generell sind aufgrund der großen und zentralen Kollektoranlagen günstigere Systempreise und somit kostengünstigere CO<sub>2</sub> Einsparpotentiale zu erwarten. Aufgrund von Überdimensionierung sowie falscher Auswahl und Zusammenstellung von Systemkomponenten ist aber häufig Gegenteiliges der Fall.

### 3.2.2 Der Verbrauch

Der Warmwasserbedarf hängt im wesentlichen, aber nicht ausschließlich, von der Anzahl der Personen ab. Neben dem Verbrauch spielen der Lebensstandard, das Alter, der Beruf, die Jahreszeit, etc., sogar die Art der Brauchwasserabrechnung (ist ein Wasserzähler installiert oder erfolgt die Verrechnung des Warmwassers über die Wohnfläche) eine nicht zu vernachlässigende Rolle. Verbrauchsanhaltswerte aus der Literatur (Recknagel, et al., 1995) zeigen große Unterschiede im täglichen Verbrauch.

Tabelle 3.2: Täglicher Warmwasserbedarf von Wohnungen (VDI 2067, 1999)

	<b>Warmwasserbedarf pro Tag und Person bei einer Temperatur von 60°C</b>
einfache Ansprüche	10 - 20 l
höhere Ansprüche	20 -40 l
höchste Ansprüche	40 - 80 l

Entscheidend für die Dimensionierung von Warmwassererwärmungsanlagen in Mehrfamilienhäusern ist aber nicht der Tagesverbrauch, sondern der Spitzenverbrauch, wenn es viele parallele Verbraucher gibt. Zu dieser Zeit beträgt die benötigte Leistung für die Warmwassererwärmung ein Vielfaches der nötigen Leistung für die Raumwärmeversorgung. In der Praxis werden diese Spitzenleistungen mit Brauchwasserspeichern aufgefangen.

Der Anteil des Energiebedarfs für die Brauchwasserbereitung am Gesamtenergiebedarf über das Jahr gerechnet, liegt in der Größenordnung von ca.10% bei Altbauten bis ca. 40% bei Neubauten mit erhöhtem Wärmedämmstandard.

Für die Auslegung der Solaranlage ist im Unterschied zur Planung des Warmwasserbereitungssystems nicht die auftretende Spitzenlast, sondern der Tagesverbrauch die entscheidende Größe.

Das größte Problem bei der Auslegung thermischer Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser ist, dass zum Zeitpunkt der Planung in den wenigsten Fällen bekannt ist, wie viele Personen genau in den Wohnungen leben werden und wie sich diese in Bezug auf den Warmwasserverbrauch verhalten werden. Für die Dimensionierung kleiner Solaranlagen für Einfamilienhäuser sind diese Werte oft einfach abzuschätzen, da die zukünftigen Bewohner und damit auch deren Verbrauchsverhalten bekannt sind. Mit zunehmender Größe der Wohnanlage ist es einerseits zwar schwierig den persönlichen Verbrauch der einzelnen Bewohner abzuschätzen, andererseits werden Schwankungen im Energiebedarf durch Mittelwertbildung geglättet.

Von den drei Messanlagen in Österreich wird nachfolgend der Monatsverbrauch über das Messjahr dargestellt (Abbildung 3.4). Deutlich ist der reduzierte Warmwasserverbrauch in den Sommermonaten zu erkennen, der sich im wesentlichen auf Urlaubszeit und daraus resultierende Teilbelegung sowie auf eine geringere Zapftemperatur aufgrund hoher Außentemperaturen zurückführen lässt. Bei der Wohnanlage Heinrichstrasse gibt es unter den Bewohnern einen großen Studentenanteil, weshalb aufgrund der extremen Teilbelegung in den Sommermonaten der Verbrauch noch zusätzlich reduziert wird.

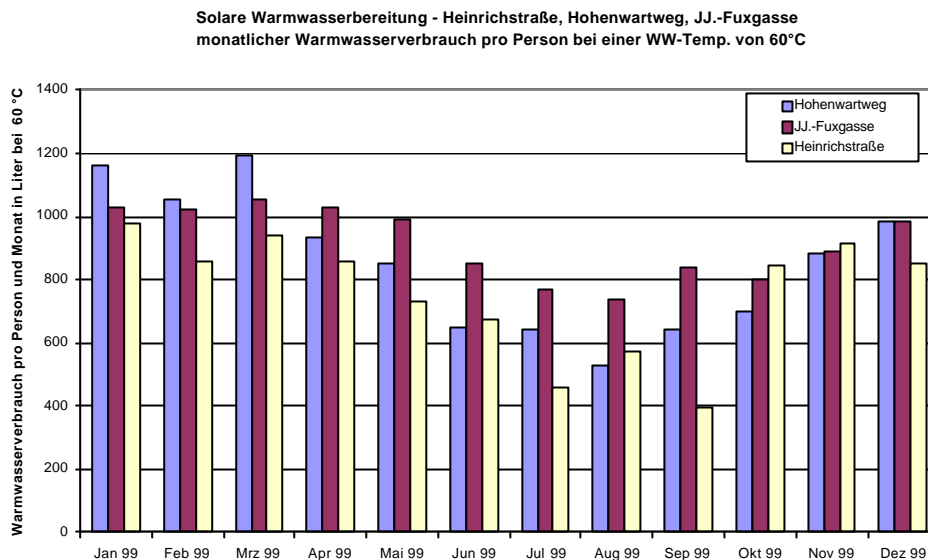


Abbildung 3.4: Der monatliche Warmwasserverbrauch der drei Messanlagen über das Messjahr.

Auch in Deutschland aufgezeichnete Warmwasserverbräuche für 6 Wohnanlagen im Rahmen des oben genannten Breitentests zum Modell der „Garantierten Wärmelieferung aus thermischen Solaranlagen“ (Luboschik, Halagic, 1997) zeigen ähnliche Verbrauchsschwankungen über das Jahr sowie zum Teil große Unterschiede im personenbezogenen Monatsverbrauch.

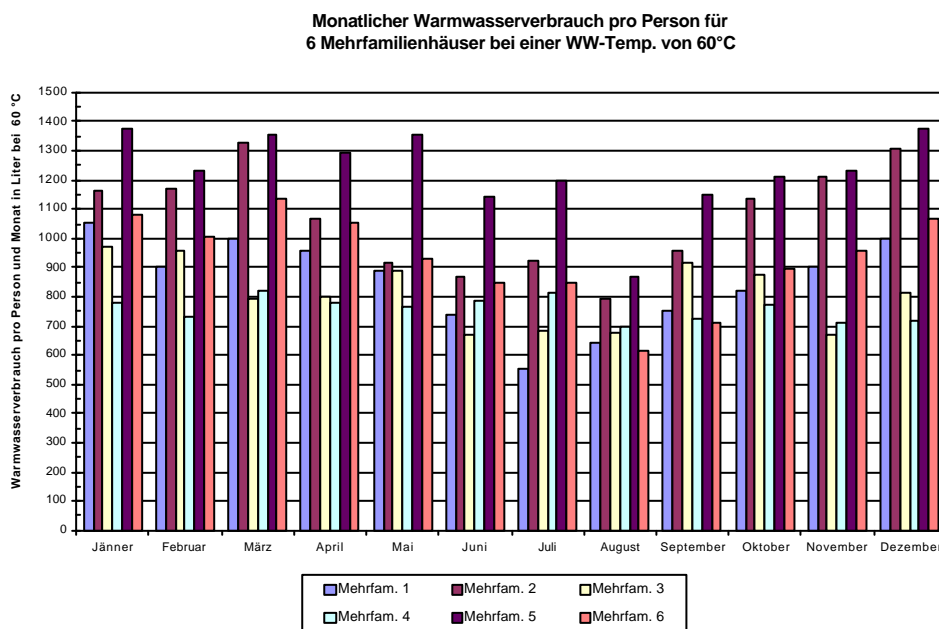


Abbildung 3.5: Der monatliche Warmwasserverbrauch von 6 deutschen Messanlagen über ein Jahr.

Die Ergebnisse dieser Messungen zeigen deutlich, dass keine fixe Größe für den zu erwartenden täglichen Warmwasserbedarf angegeben werden kann. Im Durchschnitt lag der personenbezogene Warmwasserverbrauch, der in Österreich und Deutschland untersuchten 9

Mehrfamilienhäuser im Jänner bei etwa 34 l bei 60°C und im August bei etwa 23 l bei 60°C. Im Jahresmittel betrug der personenbezogene Verbrauch der 3 österreichischen Wohnanlagen 28 l/d und der 6 deutschen Wohnanlagen 31 l/d bei 60°C.

Bei Planungsarbeiten für neu zu errichtende Objekte bleibt es aber dennoch unerlässlich, den Warmwasserbedarf unter Berücksichtigung der speziellen Rahmenbedingungen neu abzuschätzen.

### **3.2.3 Dimensionierungsansätze**

#### **3.2.3.1 Dimensionierungsrichtlinien in Österreich**

In Österreich werden thermische Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser basierend auf folgenden Unterlagen und Instrumenten ausgelegt:

- Förderrichtlinien des jeweiligen Bundeslandes
- Simulationsprogramme
- Erfahrungswerte und Literaturangaben

Alle drei Möglichkeiten sind mit heutigem Stand nicht unbedingt Garant für die Planung von optimierten Solarsystemen mit guten Kennzahlen. Die Förderrichtlinien sind in den meisten Fällen technisch nicht fundiert genug aufgebaut, um eine entsprechende Dimensionierung zu ersetzen. Kollektorflächen und Speichervolumen werden somit häufig unter dem Aspekt der Inanspruchnahme der maximalen Förderung gewählt.

Am Markt verfügbare Simulationsprogramme sind zumeist sehr flexibel aufgebaut, weisen eine Vielzahl variabler Einflussparameter auf und verlangen dadurch aber fundiertes Hintergrundwissen über den Einfluss der jeweiligen Variationsmöglichkeit. Aufgrund der geringen Erfahrungen mit thermischen Solaranlagen dieser Größenordnung, führt der Einsatz eines solchen Auslegungswerkzeuges häufig zu sehr optimistischen Rechenergebnissen, welche in der Praxis nicht erreicht werden können.

Aus Erfahrungswerten und Literaturangaben können grobe Dimensionierungsrichtlinien abgeleitet werden:

Tabelle 3.3: Dimensionierungsrichtlinien für thermische Solaranlagen im Mehrfamilienwohnbau in Österreich.

Ausrichtung	möglichst Süd - Abweichungen von 50° nach Ost oder West sind unproblematisch
Kollektorneigung	Kollektorneigungen von 25 bis 50° sind anzustreben, aber auch 90° Neigungen (Fassade) sind bei entsprechender Vergrößerung der Kollektorfläche möglich.
Kollektorfläche	1-2 m <sup>2</sup> / Person
Speicherinhalt	40 bis 60 Liter / m <sup>2</sup> Kollektorfläche
Solarer Deckungsgrad	35 - bis 60 %
Spezifischer Jahresertrag	250 - 450 kWh / m <sup>2</sup> Kollektorfläche

Aufgrund der geringen Anzahl von vermessenen Anlagen konnten diese Dimensionierungsrichtlinien kaum validiert werden. Die Ergebnisse aus den Messungen zeigen, dass diese Dimensionierungsrichtlinien eher zu großzügig ausgelegten Anlagen führen und daraus resultierend die spezifischen Solarerträge eher gering bleiben. Dies hat wiederum hohe solare Wärmepreise zur Folge. Auch die falsche Einschätzung von Speicher- und Wärmeverteilverlusten führt zu deutlichen Unterschreitungen des möglichen spezifischen Ertrages und des solaren Deckungsanteiles. Auslegungshilfestellungen zur Ermittlung des Optimums zwischen Ökologie und Ökonomie fehlen gänzlich.

Um geringe Wärmepreise zu erzielen, sind neben geringen spezifischen Systempreisen und tiefen Rücklauftemperaturen in jedem Fall aber geringe Stillstandszeiten in den einstrahlungsreichen Sommermonaten erforderlich. Die Anlagendimensionierung ist somit unter spezieller Berücksichtigung des geringeren Sommerversbrauchs und der Vermeidung von Anlagenstillständen durchzuführen.

### 3.2.3.2 Dimensionierungsrichtlinien in Deutschland

In Deutschland läuft seit 1993 das vom Bund finanzierte Programm „Solarthermie-2000“. Einen Schwerpunktteil bildet die geförderte Errichtung von großen solarthermischen Trinkwassersystemen bis Ende 2002. Förderbar sind Anlagen mit Kollektorflächen größer als 100 m<sup>2</sup>.

Auf den Erfahrungen aus dem Breitentest zum Modell der „Garantierten Wärmelieferung aus thermischen Solaranlagen“ (Luboschik, Halagic, 1997) aufbauend, wurde und wird im Programm „Solarthermie-2000“ versucht, möglichst niedrige Kosten für die solar erzeugte Wärme zu erzielen (Peuser, 2000). Dieser Ansatz kann neben der Steigerung der

Systemeffizienz und der Reduktion der Systemkosten am einfachsten durch kleinere Anlagendimensionen, welche auf kleinere solare Deckungsanteile und dadurch höhere spezifische Erträge abzielen, erreicht werden. Daher liegen die Anlagen innerhalb des Projektes „Solarthermie-2000“ in der Regel bei solaren Deckungsanteilen unter 35%. Der solare Deckungsanteil bezieht sich hier ausschließlich auf den tatsächlichen Warmwasserverbrauch. Die Hydraulikkonzepte werden so gewählt, dass Wärmeverteilungsverluste wie beispielsweise Zirkulationsverluste von der Solaranlage nicht gedeckt werden können und somit vom konventionellen Nachheizsystem erwärmt werden. Dies bringt hinsichtlich günstiger Rücklauftemperaturen für die Solaranlage Vorteile, da als Last für das Solarsystem nur der Warmwasserverbrauch (Kaltwassertemperaturen zwischen 10 und 15°C) zur Verfügung steht und die Zirkulationslast mit ungünstigen hohen Rücklauftemperaturen (50 bis 55°C) von der Nachheizung gedeckt wird.

Nachteilig ist an diesem Dimensionierungsansatz, dass der solare Deckungsanteil am Gesamtenergiebedarf zur Warmwassererwärmung und Verteilung sehr klein wird und insgesamt wenig an Primärenergie substituiert wird.

Als Kennzahl für die Dimensionierung wurde die „Auslastung“ eingeführt, die den Warmwasserverbrauch pro Tag und m<sup>2</sup> Kollektorfläche beschreibt. Für die sehr knapp dimensionierten Anlagen in Deutschland wird in der Regel eine Auslastung von etwa 70 l/(d\*m<sup>2</sup>) bei einer Temperatur von 60°C zugrunde gelegt.

Abbildung 3.6 zeigt ein Dimensionierungsbeispiel aus Deutschland für eine Solaranlage zur Trinkwassererwärmung mit einem täglichen Warmwasserverbrauch von 11.000 l bei 60°C.

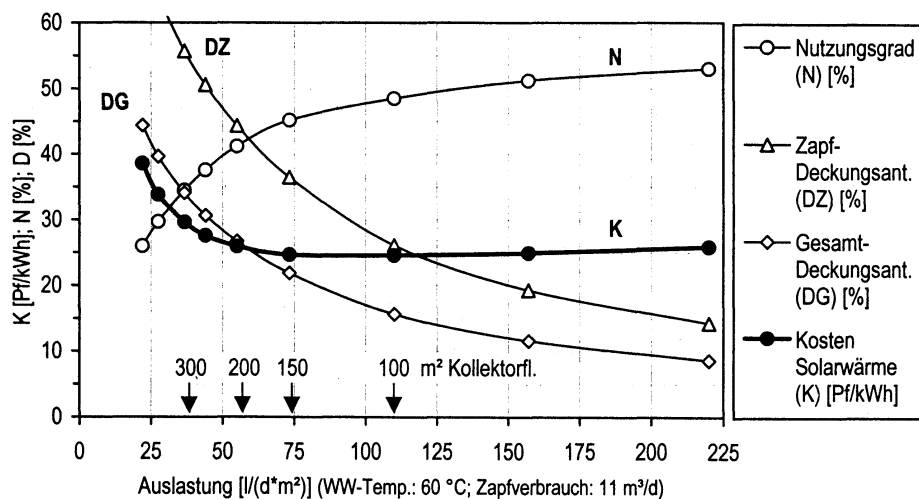


Abbildung 3.6: Kosten der solaren Nutzwärme, solare Deckungsanteile und Nutzungsgrad über unterschiedliche Systemauslastungen (Peuser, 2000).

Aufgetragen wurden der solare Wärmepreis, der solare Deckungsanteil, und der Nutzungsgrad über der Auslastung. Für dieses Beispiel ist deutlich der geringste Wärmepreis bei einer Anlagengröße von etwa 150 m<sup>2</sup> Kollektorfläche zu erkennen.



### 3.2.4 Hydraulikkonzepte von thermischen Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser

Eine im Rahmen des Projektes durchgeführte Recherche über Hydraulikkonzepte von thermischen Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser erbrachte eine große Anzahl von verschiedenen Konzepten.

Generell muss unterschieden werden nach:

#### Systemgröße

Die Systemgröße (Kollektorfläche und Speichervolumen) ergibt sich aus dem Verbrauch (Anzahl der zu versorgenden Wohneinheiten bzw. Anzahl der Personen) und aus dem angestrebten solaren Deckungsanteil.

#### Art der Energiespeicherung

Die Energiespeicherung kann entweder mit einem einfachen Stahl- bzw. Pufferspeicher (die Energiespeicherung erfolgt ständig im selben Medium) oder mit einem Brauchwasserspeicher durchgeführt werden (hier erfolgt die Energiespeicherung im sich ständig austauschenden Trinkwasser).

#### Betriebsart der Solaranlage (Low-Flow – High-Flow)

Der Anlagenbetrieb sollte bei den für den Mehrfamilienhausbereich üblichen Größenordnungen nach dem Low-Flow Prinzip erfolgen. Durch die Betriebsart Low-Flow ergeben sich aufgrund der spezifisch niedrigeren Durchflüsse ein geringerer Verrohrungsaufwand, kleine Pumpleistungen, sowie durch die spezifisch kleineren Rohroberflächen reduzierte Wärmeverluste. Der wesentliche Vorteil besteht aber in den kleineren Rohrdurchmessern und der im Vergleich zu High-Flow Anlagen kleineren nötigen Pumpenleistung, was zu einer Reduktion des Systempreises beiträgt.

Eine optimale Ergänzung für Low-Flow Systeme stellen sogenannte Schichtladespeicher dar. Diese Schichtladesysteme führen den Solarvorlauf in Abhängigkeit von der Temperatur desselben und der Temperatursituation im Speicher in die jeweilige Speicherschicht mit der besten Temperaturübereinstimmung.

Die am Markt erhältlichen Schichtladesysteme können generell in zwei Gruppen eingeteilt werden:

- Selbstregelnde Systeme, welche die Temperaturabhängigkeit des spezifischen Gewichtes flüssiger Medien nutzen (meist Klappensysteme)
- Elektronisch-mechanisch gesteuerte Systeme (Ventilsysteme)

Selbstregelnde Systeme erlauben einen sehr geringen hydraulischen Aufwand und verzichten durch Art und Aufbau des Schichtenladers weitestgehend auf fehleranfällige Komponenten. Bei der elektronisch-mechanischen Schichtladung ermöglicht ein Ventil mindestens eine zweite Einspeisemöglichkeit für die Solaranlage in den Speicher. Bei Bedarf können weitere Ventile mit ähnlichen Steuerkriterien über die Speicherhöhe angebracht werden. Der Vorteil

der elektronisch-mechanischen Variante ist die Verwendbarkeit von marktüblichen Brauchwasser- oder Pufferspeichern.

In der nachfolgenden Hydrauliktypologie werden Schichtspeicher entweder durch einen im Speicher integrierten Schichtenlader oder durch ein externes Ventil dargestellt. Eine Bewertung des Schichtungsverhaltens soll in der Typologie nicht vermittelt werden.

### **Einspeichersysteme - Mehrspeichersysteme**

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

### **Einbindung der Nachheizung**

Bei der Unterscheidung von Hydraulikkonzepten muss auch die Art der Einbindung der konventionellen Nachheizung berücksichtigt werden. Im Konkreten kann die Nachheizung im Bereitschaftsspeicher, im Energiespeicher oder im Durchflussprinzip erfolgen.

### **Art der Anwendung**

Es muss berücksichtigt werden, ob die solaren Erträge neben der Brauchwassererwärmung auch zur Heizungsunterstützung genutzt werden.

### **Anzahl der Verteilungen für Brauchwasser und Raumwärme**

In Abhängigkeit von der Art der Warmwassererwärmung (zentral-dezentral, Temperaturniveau) ergeben sich unterschiedliche Verteilkonzepte mit unterschiedlicher Anzahl von Verteilsträngen. Diese Konzepte lassen sich in Zwei-Leiter, Drei-Leiter und Vier-Leiter-Netze unterteilen.

Für die nachfolgende Hydrauliktypologie wurde als Hauptunterscheidungsmerkmal die Anzahl der Verteilstränge definiert (Zwei-Leiter, Drei-Leiter und Vier-Leiter-Netze). Der Hintergrund für die Wahl dieses Unterscheidungskriteriums liegt darin, dass im Rahmen dieses Projektes ein zu behandelnder Schwerpunkt die Beurteilung und Optimierung von verschiedenen Gesamtkonzepten, also die Wärmeerzeugung, die Wärmespeicherung und die Wärmeverteilung ist.

### 3.2.4.1 Vier-Leiter-Netze

Als Vier-Leiter-Netze bezeichnet man Verteilsysteme, die neben der Vor- und Rücklaufleitung für die Raumwärmeversorgung auch noch zwei (meist) trinkwasserführende Stränge für die Warmwasserverteilung aufweisen (Warmwasserverteilung und Zirkulationsleitung). Das Warmwasser wird mit einer Umwälzpumpe über die Hauptverteilungen bis kurz vor die Zapfstellen und dann über eine möglichst klein dimensionierte „Zirkulationsleitung“ zum Speicher umgewälzt. Dadurch wird das Verteilnetz ständig auf Temperatur gehalten. Der damit verbundene Energieverbrauch einer Zirkulationsleitung kann allerdings sehr groß sein. Je nach Betriebsweise, Temperatur, Leitungslänge, Umlaufmenge und Dämmgüte der Rohrleitungen ergeben sich Verluste von 20 bis über 100% des eigentlichen Energiebedarfes für die Brauchwasserbereitung (siehe Kapitel 3.2.1). Diese Wärmeverluste stellen den größten Nachteil für ein Vier-Leiter-Netz dar. Als Vorteil für das Vier-Leiter-Netz kann der Platzgewinn in den Wohnungen durch den Wegfall der dezentralen Warmwasserspeicher gesehen werden.

#### 3.2.4.1.1 Vier-Leiter-Netze mit Trinkwasser als Energiespeichermedium

Für eine kleine Anzahl von Wohneinheiten können ähnliche Konzepte wie heute im Bereich der Einfamilienhäuser üblich, verwendet werden. Ein Trinkwasserspeicher übernimmt sowohl die Spitzenlastversorgung als auch die Speicherung der solar eingebrachten Wärme. Die Einbindung der Solaranlage kann über einen innenliegenden Wärmetauscher erfolgen (siehe Abbildung 3.7). Das Konzept ist hydraulisch einfach aufgebaut und somit kostengünstig sowie wenig fehleranfällig.

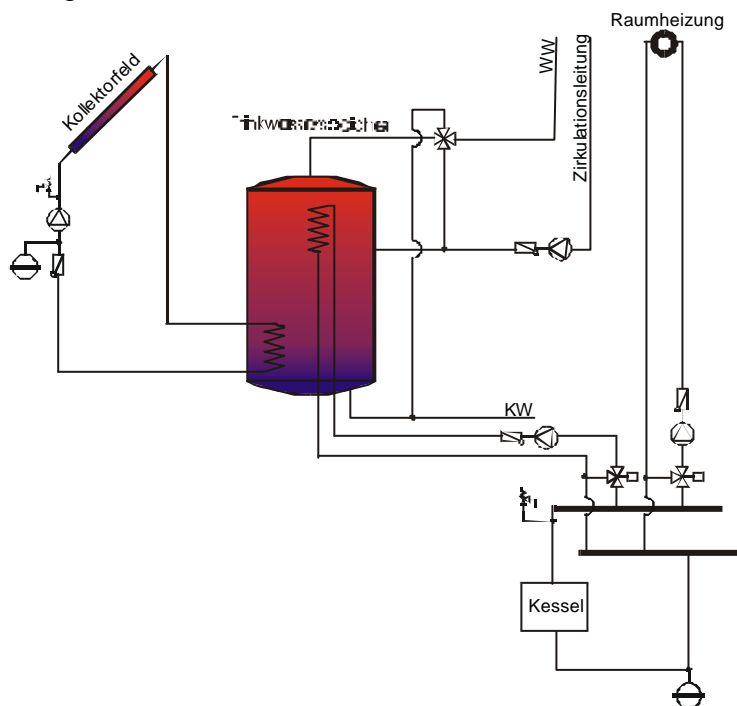


Abbildung 3.7: Vier-Leiter-Netz mit einem zentralen Trinkwasserspeicher für eine kleine Anzahl zu versorgender Wohneinheiten.  
 Anwendung: Solarunterstützte Brauchwassererwärmung

Bei einer größeren Anzahl zu versorgender Wohneinheiten wird eine größere Kollektorfläche sowie ein größeres Speichervolumen nötig. Aus Kostengründen sowie aufgrund der wesentlich höheren Übertragungsleistungen empfiehlt es sich bei diesem Anlagenkonzept externe Wärmetauscher als Wärmeübertrager zwischen Solarkreis und Trinkwasser einzusetzen (Abbildung 3.8). Ein Trinkwasserspeicher übernimmt sowohl die Spitzenlastversorgung als auch die Speicherung der solar eingebrachten Wärme. Beladen wird der Trinkwasserspeicher über ein externes Ventil, welches über eine entsprechende Regelung gesteuert wird. Reicht das Strahlungsangebot der Sonne nicht aus, um das Wasser auf Solltemperatur zu bringen, wird der oberste Speicherbereich mit der konventionellen Heizung auf die nötige Bereitschaftstemperatur nacherwärmt.

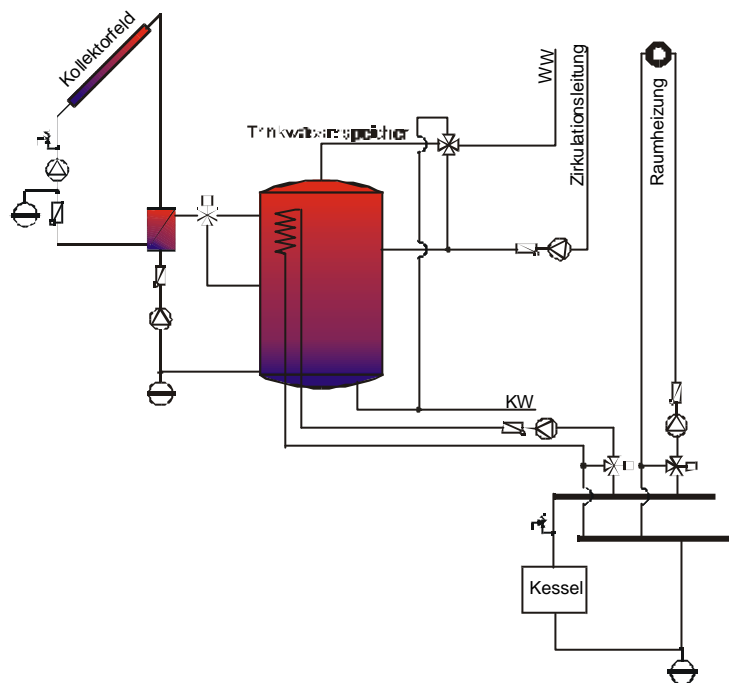


Abbildung 3.8: Vier-Leiter-Netz mit einem zentralen Trinkwasserspeicher.  
Anwendung: Solarunterstützte Brauchwassererwärmung

Die Nachheizung erfolgt in Abhängigkeit von vorhandenem Bereitschaftsvolumen, verfügbarer Kesselleistung sowie des Spitzenbedarfs entweder mit innenliegenden oder mit externen Wärmetauschern. Eine fundierte technische Obergrenze hinsichtlich der Systemgröße kann für dieses Konzept ohne detaillierter Kostenbetrachtung nicht angegeben werden. Erfahrungsgemäß scheint die Systemgrenze etwa zwischen 50 und 80 m<sup>2</sup> Kollektorfläche zu liegen. Werden größere Kollektoranlagen installiert, sind Hydraulikkonzepte mit Pufferspeicher, welche Heizungswasser als Energiespeichermedium verwenden, vorzuziehen.

Kann das erforderliche Speichervolumen nicht in Form eines Einzelspeichers untergebracht werden, so können auch mehrere Trinkwasserspeicher zum Einsatz kommen. Abbildung 3.9

zeigt ein solches Mehrspeicherkonzept mit Einbindung der Nachheizung über einen externen Wärmetauscher im Bereitschaftsteil zur gesicherten Spitzenlastabdeckung.

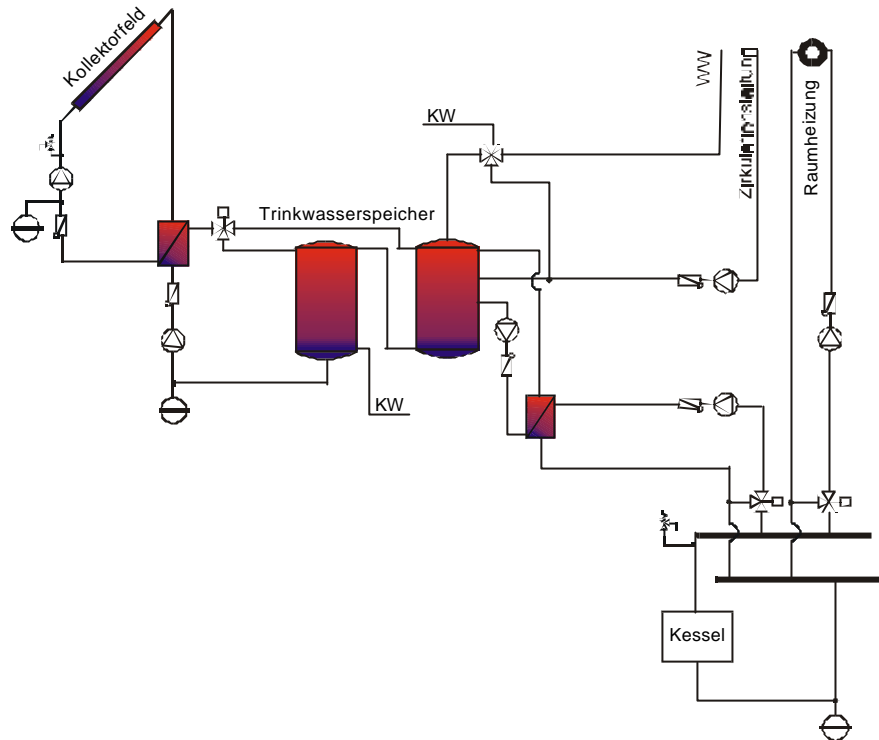


Abbildung 3.9: Vier-Leiter-Netz mit zwei zentralen Trinkwasserspeichern und Einbindung der Nachheizung über einen externen Wärmetauscher.  
 Anwendung: Solarunterstützte Brauchwassererwärmung

Vorteile von Hydraulikkonzepten mit Trinkwasser als Speichermedium:

Durch die Verwendung eines Brauchwasserspeichers als Energiespeicher entfällt die Grädigkeit eines Wärmetauschers im Vergleich zu Systemen mit Pufferspeichern. Damit sinkt die mittlere Kollektortemperatur um eben diese Grädigkeit, was zu etwas höheren Solarerträgen führt.

Weiters können bei kleinen Anlagengrößen geringere Systemkosten als bei Konzepten mit Pufferspeichern erreicht werden.

Nachteile von Hydraulikkonzepten mit Trinkwasser als Speichermedium:

Brauchwasserspeicher sind in der Regel aufgrund der Innenbeschichtung oder der Verwendung von Edelstahl wesentlich kostenintensiver als Pufferspeicher aus konventionellem, unbeschichtetem Stahl. Dadurch wird der Systempreis für das Solarsystem bei größeren Anlagen wesentlich erhöht.

Werden als Solar- oder Nachheizwärmetauscher Plattentauscher verwendet, kann es bei Temperaturen über 60°C zum Verkalken derselben führen, was von Ertragsminderungen durch den reduzierten Durchfluss bis hin zum vollständigen Verschluss des Wärmetauschers führen kann. Weiters bedeuten technische Probleme dieser Art immer einen höheren Wartungs- und Erneuerungsaufwand, was wiederum die Rentabilität der Anlage erheblich

reduziert. Erfahrungen mit Entkalkungsanlagen bei hohen Temperaturen sind rar und deren Ergebnisse höchst unterschiedlich.

Zusätzlich erfordern große Trinkwasserspeicher spezielle Anforderungen an die Wasserhygiene. Hält man sich bei der Auslegung und beim Betrieb der Warmwasserbereitungsanlage an die „Deutsche Legionellenverordnung“ (Deutscher Fachverband Solarenergie, 1994), muss zusätzlich zum Bereitschaftsvolumen, welches ständig auf 60°C gehalten werden muss, auch der restliche Teil des Trinkwasserspeichers einmal täglich auf 60°C aufgeheizt werden. Diese Forderung wirkt sich negativ auf die Leistungsfähigkeit der Solaranlage aus, da durch diese sogenannte Legionellenschaltung nur mehr begrenzt „kaltes“ Temperaturniveau für die Solaranlage zur Verfügung steht.

#### **3.2.4.1.2 Vier-Leiter-Netze mit Heizungswasser als Energiespeichermedium**

Im Vergleich zu den vorher behandelten Konzepten erfolgt hier die Energiespeicherung mittels Heizungswasser in einem konventionellen Stahlspeicher. Dies bringt bei größeren Anlagen kostengünstigere Speicherpreise und somit geringere Systemkosten mit sich. Bei Vier-Leiter-Netzen und Heizungswasser als Energiespeichermedium erfolgt die Brauchwassererwärmung zumeist über externe Wärmetauscher in Verbindung mit kleinen Trinkwasserspeichern als Bereitschaftsspeicher.

Eine weitere Möglichkeit der Brauchwassererwärmung stellen bei kleinen Systemen (bis etwa 15 Wohneinheiten) im Energiespeicher integrierte Brauchwasserspeicher (Tank in Tank System) bzw. Rippenrohrwärmetauscher dar.

Dieses Hydraulikkonzept kann als Einspeichersystem realisiert werden, was geringere Speicherverluste mit sich bringt. Durch den integrierten Behälter entfallen der Wärmetauscher sowie die Pumpenkreise zwischen Pufferspeicher und Brauchwasserspeicher. Damit verbunden reduzieren sich die Montagezeiten. Wird der integrierte Brauchwasserspeicher mittels einer „Vorwärmstrecke“ bis in den unteren Teil des Pufferspeichers gezogen, kann eine gute Auskühlung des Puffermediums erreicht werden.

Als nachteilig ist die Problematik der Versorgungssicherheit bei Spitzenlast zu betrachten.

Beim Konzept mit dem integrierten Brauchwasserspeicher erfolgt der Wärmeübergang zwischen stehendem Pufferspeichermedium und dem im integrierten Warmwasserspeicher enthaltenen Trinkwasser (Abbildung 3.10).

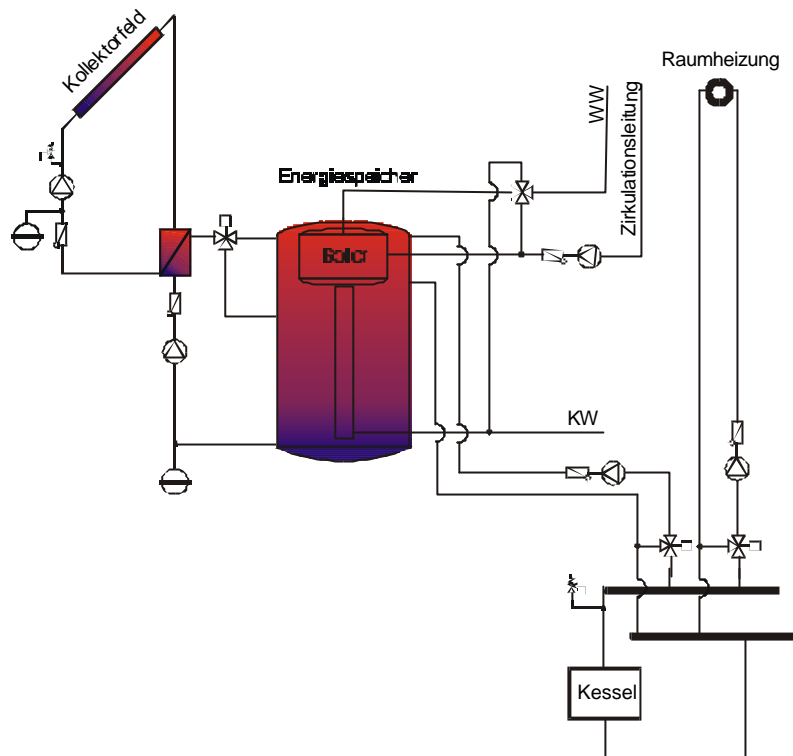


Abbildung 3.10: Vier-Leiter-Netz mit zentralem Tank-in-Tank-System.  
 Anwendung: Solarunterstützte Brauchwassererwärmung

Da dieser Wärmeübergang in der Regel sehr schlecht ist, muss der Inhalt der Brauchwasserspeicher in einem entsprechenden Verhältnis zur Speicheroberfläche gewählt werden, um den Spitzenbedarf abzudecken. Die Möglichkeiten zur Spitzenabdeckung liegen einerseits in der Bevorratung einer ausreichenden Menge warmen Trinkwassers, was sehr große Volumina erfordert und andererseits in einer großen Behälteroberfläche, um möglichst viel Medium im Durchflussprinzip zu bereiten. Generell bedeuten diese integrierten Edelstahlbehälter bei einer entsprechenden Versorgungssicherheit aber wesentlich höhere Investitionskosten als ein vergleichbares Konzept mit Bereitschaftsspeicher.

Als weiterer Nachteil kann ein wesentlich größeres, bei zu geringen solaren Erträgen von der konventionellen Heizung auf Temperatur gehaltenes Pufferspeichervolumen, als beim vergleichbaren System mit Bereitschaftsspeicher, gesehen werden. Dieses vergrößerte Nachheizvolumen wird für die Abdeckung von Spitzenlasten benötigt.

Ein weiteres Einspeichersystem mit Brauchwasserbereitung über einen zentralen, externen Wärmetauscher kommt vor allem in Nordeuropa (vorzugsweise Finnland) zum Einsatz (Abbildung 3.11). Bei diesem Konzept wird auch für sehr große Wohnanlagen (100 Wohneinheiten und mehr) das Warmwasser im Durchflussprinzip zentral über einen entsprechend dimensionierten Wärmetauscher erwärmt. Die Einbindung der Nachheizung kann in den Pufferspeicher oder über einen weiteren externen Wärmetauscher im Durchflussprinzip erfolgen. Der große Vorteil liegt in der Konzeption als Einspeichersystem, was zu relativ geringen Speicherverlusten führt.

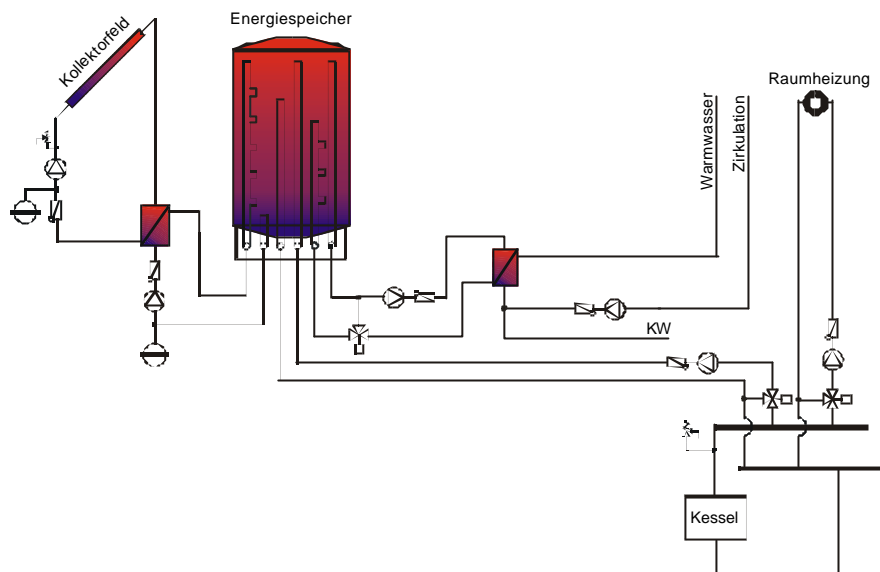


Abbildung 3.11: Vier-Leiter-Netz mit zentralem Energiespeicher und zentraler Brauchwassererwärmung über einen externen Wärmetauscher.  
Anwendung: Solarunterstützte Brauchwassererwärmung

Andererseits müssen die auftretenden Spitzenlasten aufgrund des fehlenden Bereitschaftsspeichers über den Wärmetauscher abgedeckt werden. Das erfordert einerseits einen großzügig dimensionierten Wärmetauscher und andererseits eine in entsprechender Höhe verfügbare Leistung der Nachheizung. Ebenso kommt der Wärmetauscherlegung sowie der Leistungsregelung der Pumpe, aufgrund der großen Verbrauchsschwankungen, große Bedeutung zu.

Ein in Deutschland Verwendung findendes Konzept zur solaren Vorwärmung von Brauchwasser mit Energie- und Bereitschaftsspeicher – das sogenannte “Frischwassersystem” wird nachfolgend beschrieben: Die Speicherung der solar eingebrachten Energie erfolgt in einem Pufferspeicher. Über einen externen Wärmetauscher in Kombination mit einer leistungsgeregelten Pumpe wird das Kaltwasser im direkten Durchlauf bei Warmwasserzapfung erwärmt. Im nachgeschalteten Bereitschaftsspeicher erfolgt die Nachwärmung mittels konventioneller Nachheizung (Abbildung 3.12).

Der Vorteil dieses Konzeptes liegt darin, dass der externe Wärmetauscher und daraus resultierend der Rücklauf zum Pufferspeicher ausschließlich mit Kaltwasser beaufschlagt wird. Das hält bei entsprechender Funktion der Drehzahlregelung der Pumpe die Rücklauftemperaturen der Kollektoranlage gering und erhöht den Kollektorwirkungsgrad.



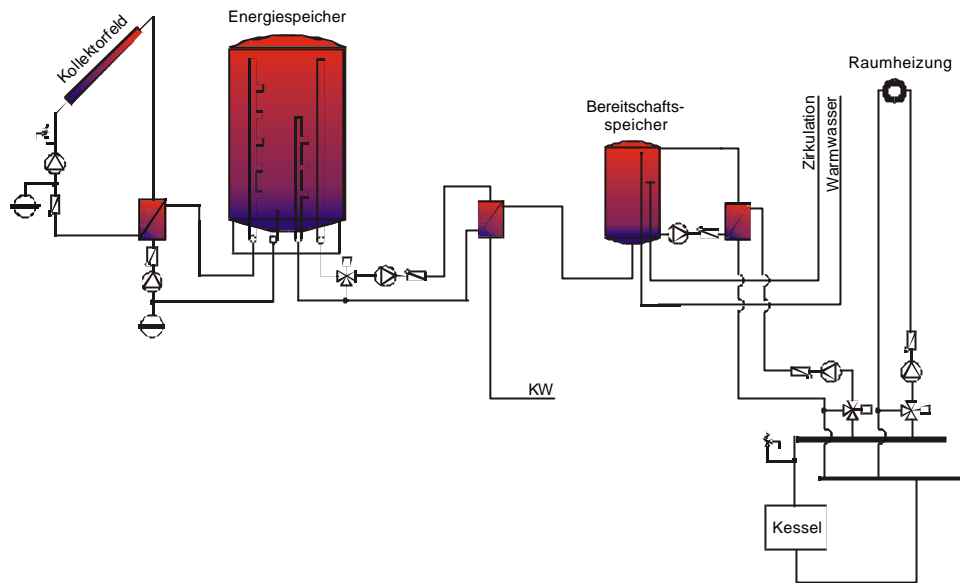


Abbildung 3.12: Vier-Leiter-Netz mit zentralem Energie- und Bereitschaftsspeicher sowie Vorwärmung über einen externen Wärmetauscher – “Frischwassersystem”  
 Anwendung: Solarunterstützte Brauchwassererwärmung

Aufgrund der großen Verbrauchsschwankungen über den Tag ist bei diesem Konzept aber ein sehr hoher technischer Anspruch an die Drehzahlregelung und an die Auslegung des Wärmetauschers zu legen. Erfahrungen aus dem deutschen Programm “Solarthermie-2000” haben gezeigt, dass bei Konzepten dieser Art noch ein großes Entwicklungspotenzial hinsichtlich der Abstimmung von Wärmetauschergröße und Drehzahlregelung besteht (Croy, Peuser, Wirth, 2000).

Aufgrund dieser Problematik sollten nach heutigem Stand auch bei solaren Vorwärmanlagen Ladespeicherkonzepte mit fixen Massenströmen eingesetzt werden. Vom ZAE Bayern durchgeführte Simulationen zeigen aber bei optimierter Funktion des Vorwärmsystems ein deutliches Potenzial für Ertragssteigerungen bei derartigen Konzepten (Schwenk, Jahn, Mack, 2000).

Abbildung 3.13 zeigt das oben erwähnte Ladespeicherkonzept. Ähnlich wie beim “Frischwassersystem” besteht das Konzept aus einem Energiespeicher und einem Bereitschaftsspeicher. Der Unterschied besteht darin, dass der Kaltwasserzulauf direkt in den Bereitschaftsspeicher mündet und nicht den Zulauf für den externen Wärmetauscher bildet.

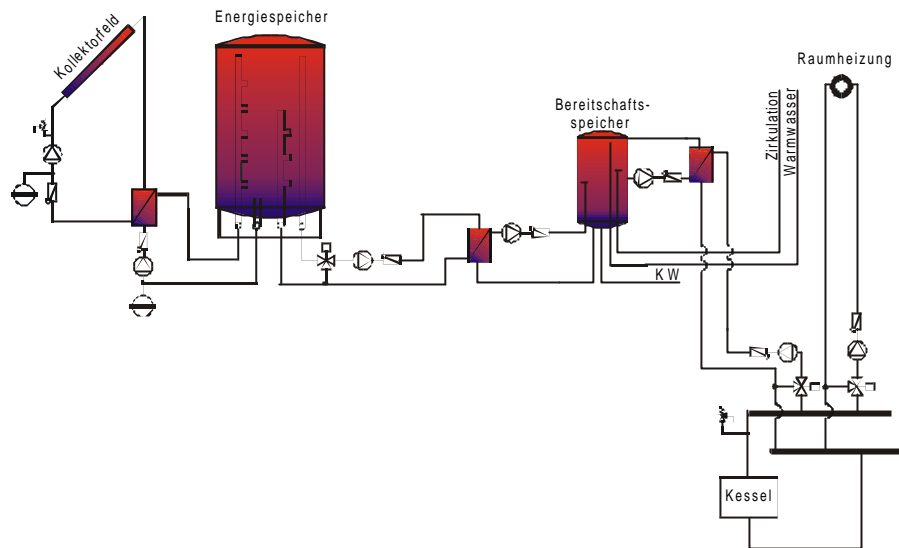


Abbildung 3.13: Vier-Leiter-Netz mit zentralem Energie- und Bereitschaftsspeicher im Ladespeicherprinzip und mit Nachheizung im Bereitschaftsspeicher.  
Anwendung: Solarunterstützte Brauchwassererwärmung

Der Bereitschaftsspeicher wird im Taktbetrieb mit fixen Massenströmen geladen. Dadurch kommt es aufgrund von Vermischungen im Bereitschaftsspeicher während des Ladevorganges zu Rücklauftemperaturen, die über der Kaltwassertemperatur liegen. Dieser Effekt ist als nachteilig im Vergleich zu Frischwassersystemen zu betrachten. Die Nutzung der solaren Wärme im Energiespeicher bzw. das damit verbundene Beladen des Bereitschaftsspeichers ist aber nicht unmittelbar mit dem momentanen Zapfvolumen verbunden. Aufgrund der schon beschriebenen technischen Problemstellungen beim Frischwassersystem, überwiegen die Vorteile des technisch zuverlässigen Ladespeicherkonzeptes.

Die Einbindung der Nachheizung erfolgt in diesem Fall im Bereitschaftsspeicher. Dadurch kann eine Vermischung des Energiespeichermittels durch Verschleppung von Nachheizenergie weitestgehend vermieden werden. Als nachteilig erwiesen sich aber die daraus resultierenden höheren Kosten für einen größeren Bereitschaftsspeicher sowie die Kosten für einen zusätzlichen Wärmetauscher und Pumpenkreis aufgrund der nötigen Systemtrennung zwischen Heizkessel und Trinkwasserspeicher.

Die zweite Möglichkeit, die Nachheizung in das System einzubinden, wird in Abbildung 3.14 dargestellt. Hier wird der kostengünstige Pufferspeicher um einen kleinen Bereitschaftsteil größer dimensioniert, welcher von der Nachheizung im Taktbetrieb aufgewärmt wird.

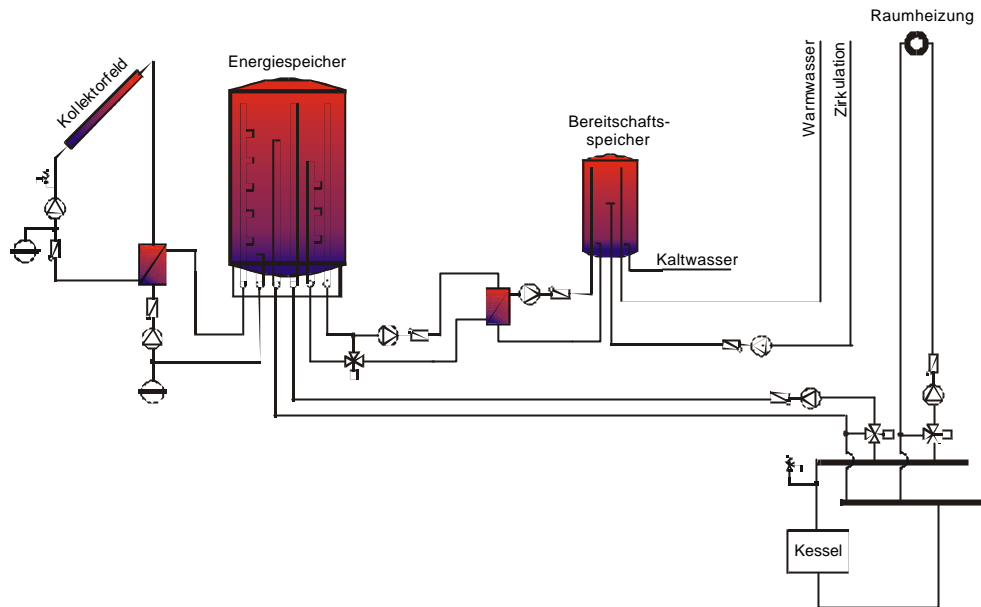


Abbildung 3.14: Vier-Leiter-Netz mit zentralem Energie- und Bereitschaftsspeicher im Ladespeicherprinzip und mit Nachheizung im Energiespeicher.  
 Anwendung: Solarunterstützte Brauchwassererwärmung

Durch Vermischungen im Behälter (Umwälzungen, Wärmeleitung über Medium und Stahlmantel, etc.) kann es hier zu geringen Verschleppungen von Nachheizenergie in die für die Solaranlage reservierten Bereiche kommen. Die Vorteile der geringeren Kosten aufgrund der direkten Einbindung der Nachheizung wiegen diese energetischen Nachteile aber in den meisten Fällen auf.

Da Warmwasserverteilnetze mit Zirkulationsleitung auf einem hohen Temperaturniveau (50 – 60°C) betrieben werden und die daraus resultierenden Verluste einen großen Teil des Gesamtenergiebedarfs für die Warmwasserbereitung ausmachen, stellen diese einen für die Solaranlage ungünstigen „Verbraucher“ dar. Wird der Zirkulationsleitungsrücklauf wie bei den bisher beschriebenen Anlagenkonzepten stets in den Bereitschaftsteil des Trinkwasserspeichers eingebunden, kommt es zu einer Vermischung zwischen dem zuströmenden Kaltwasser und dem Massenstrom aus der Zirkulationsleitung. Die daraus resultierenden höheren Rücklauftemperaturen für die Solaranlage reduzieren den Kollektorwirkungsgrad. Um die Vermischung der beiden unterschiedlichen Temperaturniveaus zu vermeiden, kann ein Wärmetauscher für die Erwärmung des Zirkulationsmassenstromes zwischengeschaltet werden (siehe Abbildung 3.15).

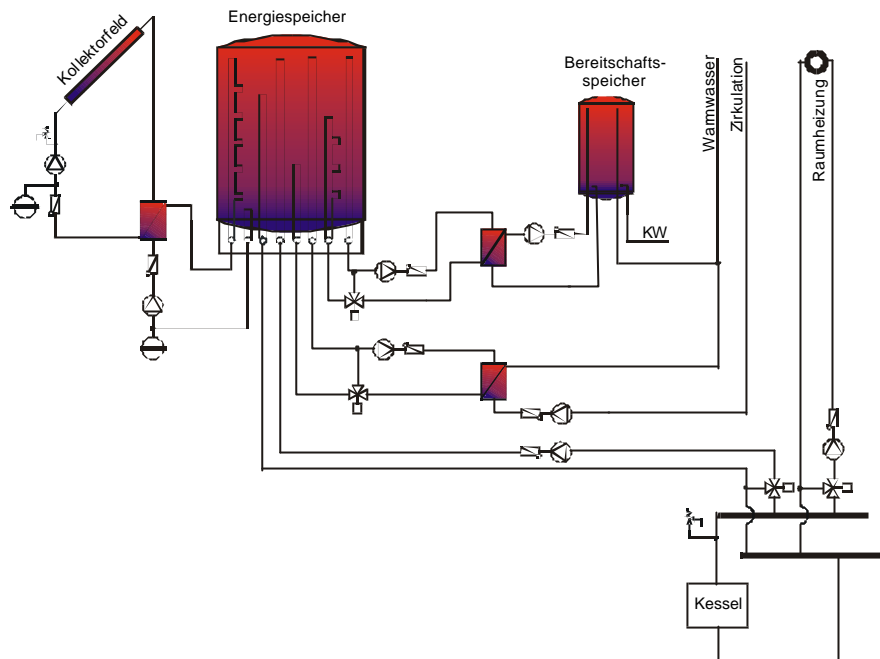


Abbildung 3.15: Vier-Leiter-Netz mit zentralem Energie- und Bereitschaftsspeicher im Ladespeicherprinzip und mit Nachheizung im Energiespeicher sowie Rückführung der Zirkulationsleitung über einen externen Wärmetauscher.  
Anwendung: Solarunterstützte Brauchwassererwärmung

In diesem Fall wird die Zirkulationsleitung über einen externen Wärmetauscher geführt und mit einem eigenen Ladekreis aus dem Energiespeicher erwärmt. Der Rücklauf in den Energiespeicher sollte eine temperaturorientierte Einbringung des Mediums in die entsprechende Schicht ermöglichen.

Bei der Versorgung von nur wenigen Wohneinheiten ist der Mehraufwand eines eigenen Wärmetauscherkreises für die Zirkulationsrücklauferwärmung durch höhere solare Erträge nicht zu argumentieren. Bei größeren Anlagen erscheint die getrennte Versorgung dieser ungleichen Verbraucher aber vorteilhaft.

Soll über ein Vier-Leiter-Netz eine solare Heizungsunterstützung realisiert werden, kann das Hydraulikkonzept wie in Abbildung 3.16 dargestellt, ausgeführt werden. Die einzige Änderung im Vergleich zu einer Anlage zur Brauchwassererwärmung mittels Ladespeicherprinzip bezieht sich auf die Einbindung der Nachheizung. Der Heizkessel wird lediglich über einen Kreis in das System – in den Energiespeicher – eingebunden. Die Entnahme zur Raumwärmeversorgung wird direkt aus dem Energiespeicher geführt. Die solar eingebrachte Energie kann somit neben der Brauchwassererwärmung auch zur Heizungsunterstützung herangezogen werden.

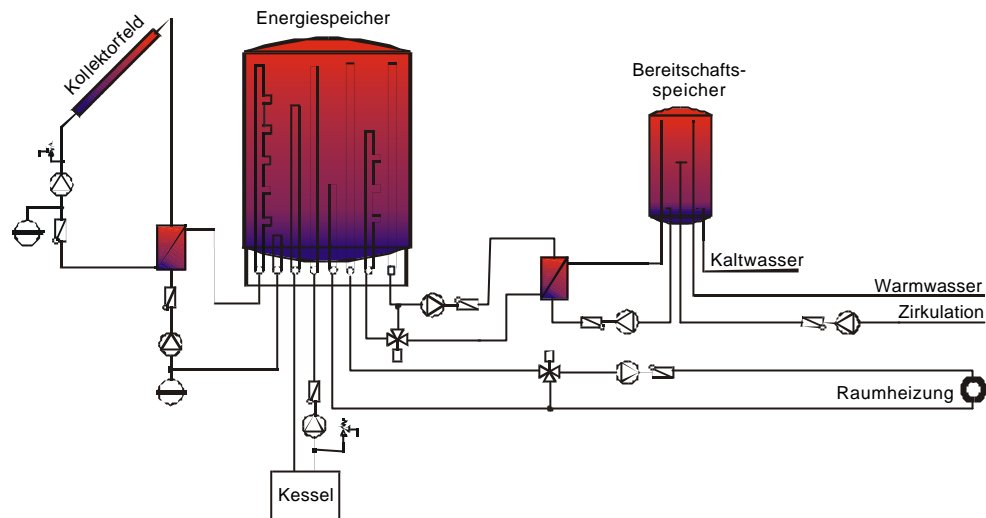


Abbildung 3.16: Vier-Leiter-Netz mit zentralem Energie- und Bereitschaftsspeicher im Ladespeicherprinzip mit Nachheizung im Energiespeicher.  
 Anwendung: Solarunterstützte Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung

Vorteile von Anlagenkonzepten mit Heizungswasser als Speichermedium:

Der größte Vorteil liegt in den geringeren Kosten für Pufferspeicher bei mittleren bis großen Anlagen im Vergleich zu Brauchwasserspeichern. Dies führt zu einer Reduktion des Systempreises.

Da das Medium im Pufferspeicher nicht ausgetauscht wird, gibt es kein Verkalkungsproblem und das Speicherwasser kann somit bis nahe an die Siedetemperatur erwärmt werden, was einen wesentlich besseren Speichernutzungsgrad ermöglicht.

Aufgrund des kleinen Trinkwasserspeichers (Bereitschaftsspeicher) ist ein der deutschen Legionellenverordnung DVGW W551 entsprechender Betrieb einfach und ohne nennenswerte Ertragseinbußen der Solaranlage zu realisieren.

Wird eine solche Anlage in ein bestehendes, zentrales Warmwasserbereitungssystem nachträglich integriert, dann kann der vorhandene Brauchwasserspeicher meist als Bereitschaftsspeicher weiterverwendet werden.

Nachteile von Hydraulikkonzepten mit Heizungswasserwasser als Speichermedium:

Durch den zweiten Wärmetauscher steigt die erforderliche Kollektortemperatur um die Grädigkeit desselben. Dies führt zu geringfügig geringeren solaren Erträgen.

Der Installationsaufwand ist bei diesem Systemtyp im Vergleich zu einem zentralen System mit Brauchwasserspeicher etwas größer, da zwei Wärmetauscher und zusätzliche Umwälzpumpen erforderlich sind. Dennoch sind bei mittleren bis großen Anlagen die Kosten geringer als bei Systemen mit Brauchwasserspeichern.

### 3.2.4.2 Drei-Leiter-Netze

Als Drei-Leiter-Netze bezeichnet man Verteilsysteme, die für die Brauchwassererwärmung und Raumwärmeversorgung drei Stränge aufweisen. Je nach Einsatzfall wird entweder eine gemeinsame Vorlaufleitung oder eine gemeinsame Rücklaufleitung gewählt. Der wesentliche Unterschied zum Vier-Leiter-Netz ist, dass die Brauchwassererwärmung dezentral in den einzelnen Wohnungen erfolgt und die Verteilstränge somit Heizungswasser führen.

In Abbildung 3.17 wird beispielhaft ein Drei-Leiter-Netz dargestellt. In diesem Fall besteht das System aus einer gemeinsamen Vorlaufleitung und zwei getrennten Rücklaufleitungen. Systembedingt können Drei-Leiter-Netze dieser Konstellation zur solaren Brauchwassererwärmung wie auch zur Heizungsunterstützung eingesetzt werden.

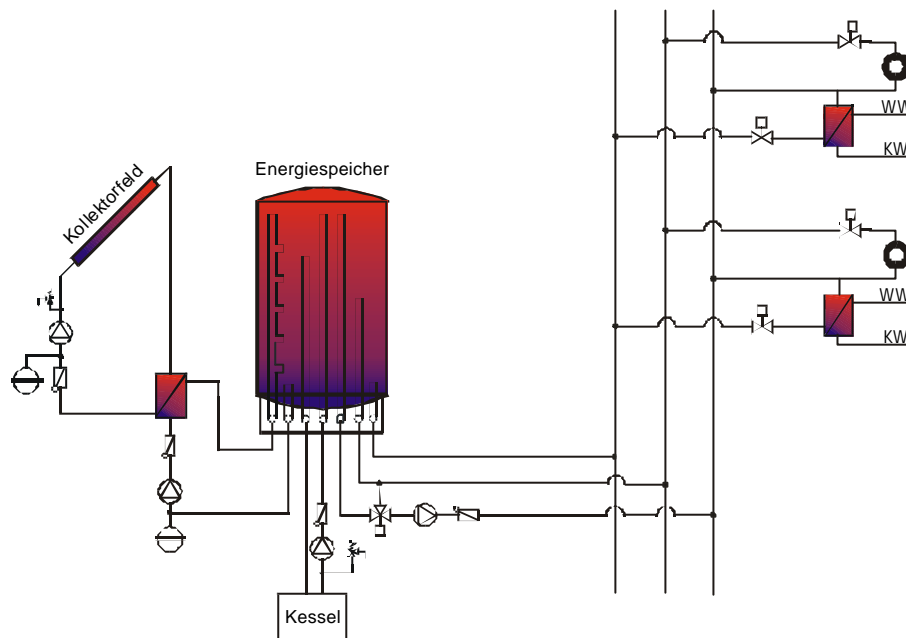


Abbildung 3.17: Drei-Leiter-Netz mit zentralem Energiespeicher und dezentraler Brauchwassererwärmung.  
Anwendung: Solarunterstützte Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung

Drei-Leiter-Netze können überall dort sinnvoll eingesetzt werden, wo große Temperaturunterschiede zwischen den nötigen Versorgungstemperaturen (Brauchwasser und Raumheizung) oder den Rücklauftemperaturen vorherrschen. Im allgemeinen bedeuten sie aufgrund des dritten Stranges bzw. aufgrund der dezentralen Warmwasserbereitung aber höhere Investitionskosten im Vergleich zu Zwei- und Vier-Leiternetzen.

### 3.2.4.3 Zwei-Leiter-Netze

Als Zwei-Leiter-Netz bezeichnet man Verteilsysteme, die für die Brauchwassererwärmung und Raumwärmeversorgung zwei Stränge aufweisen. Der wesentliche Unterschied zum Vier-

Leiter-Netz ist, dass die Brauchwassererwärmung dezentral in den einzelnen Wohnungen erfolgt und aufgrund der Systembeschaffenheit die solaren Erträge zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung verwendet werden können. Da nur ein gemeinsamer Versorgungsstrang sowie ein gemeinsamer Rücklaufstrang durch das Gebäude geführt wird, wird bei diesen Konzepten vorausgesetzt, dass die nötigen Versorgungstemperaturen für Raumwärmeversorgung und Brauchwassererwärmung nahezu ident sind bzw. beim Einsatz von Niedertemperaturheizungen zu Schwachlastzeiten der Raumwärmeversorgung ein dezentraler Brauchwasserspeicher geladen werden kann. In Abbildung 3.18 wird ein Zwei-Leiter-Netz mit drei unterschiedlichen Möglichkeiten zur dezentralen Brauchwassererwärmung dargestellt. Zwei-Leiter-Netze mit dezentralen Brauchwasserspeichern können überall dort sinnvoll eingesetzt werden, wo geringe Energieabnahmedichten, bezogen auf die Länge des Leitungsnetzes (Reihenhäuser) vorherrschen. Hier müsste ohne dezentrale Speicher in den Sommermonaten das gesamte Verteilnetz für die Warmwasserversorgung auf Temperatur gehalten werden, was zu beträchtlichen Netzverlusten führen würde.

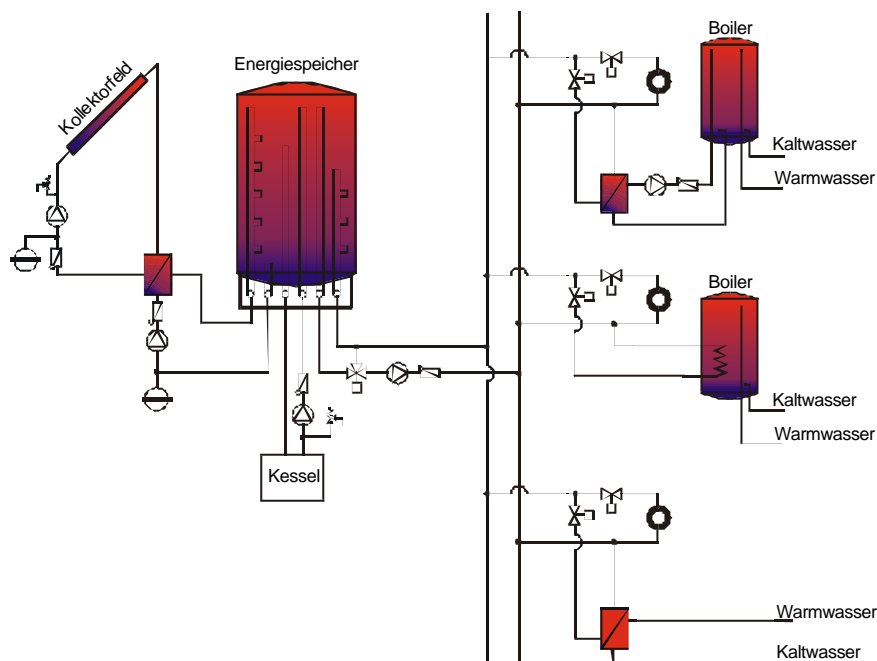


Abbildung 3.18: Zwei-Leiter-Netz mit zentralem Energiespeicher und dezentraler Brauchwassererwärmung (verschiedene Varianten).  
 Anwendung: Solarunterstützte Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung

Aufgrund der relativ hohen Kosten, die durch den Einsatz von dezentralen Speichern verursacht werden, erscheinen bei höheren Energieabnahmedichten (konventioneller Mehrfamilienwohnbau) kostengünstigere Durchflusssysteme ohne Speicher als gute Alternative (siehe Abbildung 3.18, Variante 3). Vor allem im Bundesland Salzburg hat sich in den letzten Jahren im Mehrfamilienwohnbau mit Solarsystemen das beschriebene Durchflusssystem durchgesetzt. Verschiedene Hersteller bieten vorgefertigte „Wohnungsstationen“ an, die neben der Brauchwassererwärmung auch die Regelung der Raumwärmeversorgung sowie

die Umschaltung zwischen Brauchwassererwärmung und Heizung übernehmen. In Abbildung 3.19 ist beispielhaft eine vorinstallierte Wohnungsstation (ohne Abdeckhaube) abgebildet.



Abbildung 3.19: Vorinstallierte Wohnungsstation mit externem Wärmetauscher zur Brauchwassererwärmung und sämtlichen Komponenten für den Heizbetrieb inkl. Wärmemengenzähler (Produkt: Gemina-Termix, Bildquelle: GSWB, Salzburg)

Eines der ersten Wohnprojekte mit Wärmeversorgung über ein Zwei-Leiter-Netz in Kombination mit dezentralen Wohnungsstationen wurde im Salzburger Stadtteil Gneis-Moos errichtet. 35% des Gesamtenergiebedarfs der 60 Wohneinheiten umfassenden Siedlung wird über Solarwärme gedeckt. Die Kollektorfläche beträgt 400 m<sup>2</sup>, das Speichervolumen 100 m<sup>3</sup>.



Abbildung 3.20: Wohnsiedlung Gneis-Moos, Südansicht des Gebäudeabschnittes mit 400 m<sup>2</sup> Kollektorfläche (Bildquelle: GSWB Salzburg)



In Abbildung 3.21 sind beispielhaft für das Betriebsverhalten der Heizungsanlage Gneis-Moos die Temperaturverläufe im Wärmeversorgungssystem vom 18.03.00 bis zum 24.03.00 dargestellt. Von besonderem Interesse in dieser Abbildung ist, dass die Rücklauftemperatur über den dargestellten Zeitraum nahezu konstant bei 30°C liegt. Dies ist für Systeme mit Radiatorheizung ein ausgezeichneter Wert und lässt auf eine gute Funktion der Wohnungsstationen sowie auf ein gut eingeregelttes Hydraulikkonzept schließen.

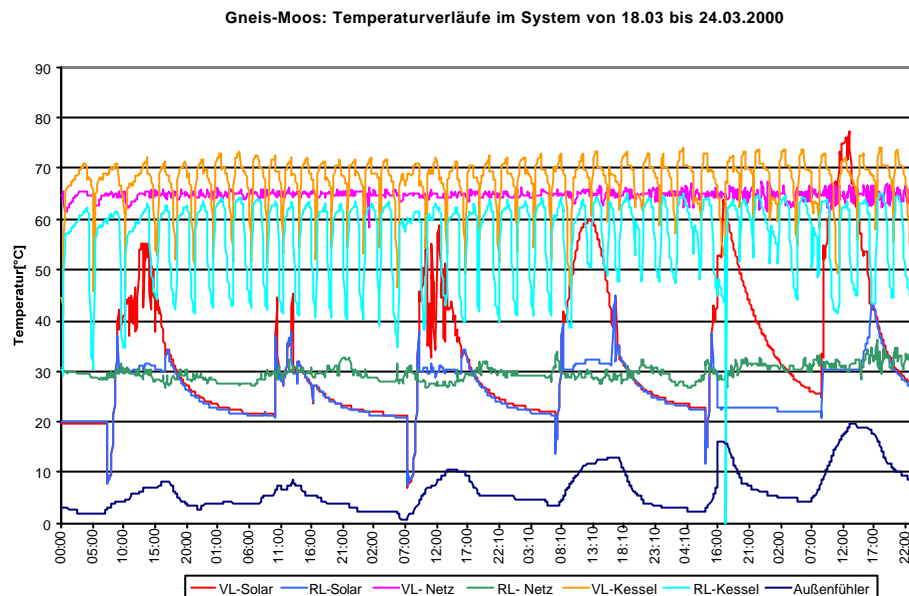


Abbildung 3.21: Wohnsiedlung Gneis-Moos, Temperaturverläufe im System vom 18.03.00 bis zum 24.03.00.

Aufgrund der erreichbaren tiefen Rücklauftemperaturen, erscheint das Konzept Zwei-Leiter-Netz mit Wohnungsstationen in Mehrfamilienhäusern als vielversprechend.

Ein weiteres Zwei-Leiter-Netz wird in Schweden in Mehrfamilienwohnhäusern mit Niedrigenergiehausstandard realisiert. Im Vergleich zum vorher beschriebenen Zwei-Leiter-Netz mit Heizungswasser als Wärmeträger ist dieses Zwei-Leiter-Netz trinkwassergeführt. Die Häuser mit derartigen Netzen zur Wärmeversorgung haben durchwegs Niedertemperaturheizsysteme. Daher benötigt die Brauchwassererwärmung mit Solltemperaturen von 50 bis 60°C das höchste Temperaturniveau. Damit das Netz nun mit Brauchwassertemperatur betrieben werden kann, wird die Wärmeverteilung über Trinkwasser geführt und die Raumwärme wird über einen externen Wärmetauscher bereit.

Im Vergleich zum vorher beschriebenen Zwei-Leiter-Netz mit Heizungswasser als Wärmeträger kann bei diesem Prinzip das Verteilnetz um die Grädigkeit des dezentralen Wärmetauschers niedriger betrieben und damit können Verluste reduziert werden. Zusätzlich sind als weitere Vorteile die Speisung des Solarspeichers direkt mit Kaltwasser sowie die

Abkühlung der Warmwasserverteilung über den externen Wärmetauscher auf das Temperaturniveau des Heizungsrücklaufs zu nennen.

Da es sich um ein trinkwassergeführtes System handelt, ist dieses Konzept hinsichtlich der Legionellenproblematik im Zusammenhang mit der DVGW W551 sowie der Verkalkungsproblematik als eher bedenklich zu betrachten.

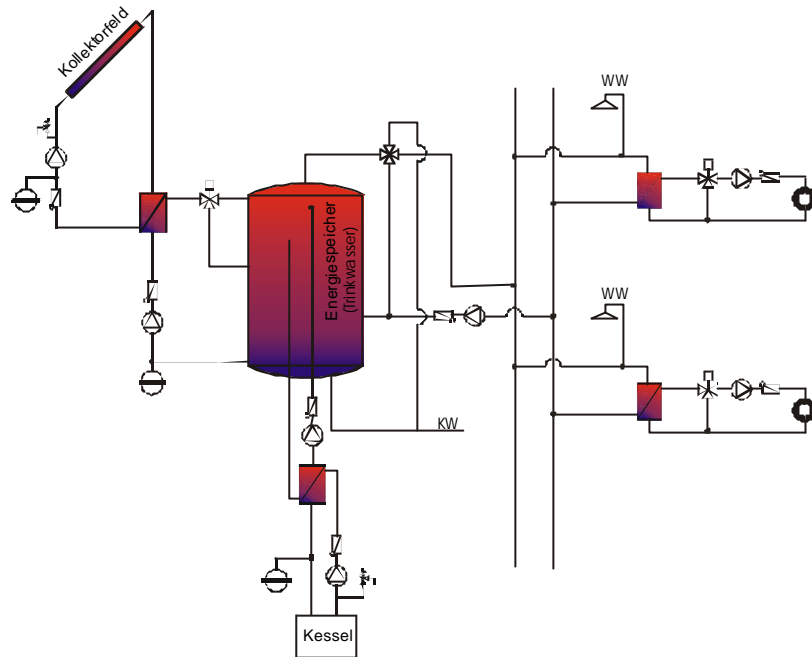


Abbildung 3.22: Zwei-Leiter-Netz trinkwassergeführt - mit zentralem Trinkwasserspeicher und dezentralen externen Wärmetauschern für die Raumwärmeversorgung.

Anwendung: Solarunterstützte Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung

### 3.3 Definition von Referenzsystemen

Die Grundlage für die Durchführung von Systemvergleichen und Systemoptimierungen unter Zuhilfenahme des dynamischen Simulationsprogramms TRNSYS, ist die Definition von Referenzsystemen. Die Basis für diese Referenzsysteme bilden repräsentative Gebäudetypen mit entsprechenden Wärmedämmstandards. Anhand dieser ausgewählten Gebäudetypen werden im Zuge der Vergleichs- und Optimierungsrechnungen ausgewählte Wärmeversorgungskonzepte, einschließlich thermischer Solaranlage, variiert.

#### 3.3.1 Referenzgebäude

##### 3.3.1.1 Definition der Gebäudegrößen

Laut statistischem Jahrbuch Österreich, 1999, entfallen etwa 35 % der österreichischen Wohngebäude auf die Kategorie Einfamilienhaus. Der Anteil der Wohnungen in Gebäuden mit mehr als drei Wohneinheiten betrug 1998 etwa 50 % und ist, wie in Abbildung 3.23 dargestellt, in den Jahren 1995 – 1998 anteilmäßig konstant geblieben. Diese prozentuelle Verteilung der Wohneinheiten je Gebäude sowie die Aussagen, der zum Projektkonsortium zählenden Wohnbauträger, waren Entscheidungskriterium, die Referenzgebäude mit 5, 12 und 48 Wohneinheiten festzulegen, wobei das 5 Wohneinheiten umfassende Gebäude als Reihenhaus definiert wurde. Basierend auf dem Gebäudetyp mit 12 Wohneinheiten wurde weiters eine Referenzsiedlung mit 4 alleinstehenden Gebäuden (insgesamt 48 Wohneinheiten) festgelegt.

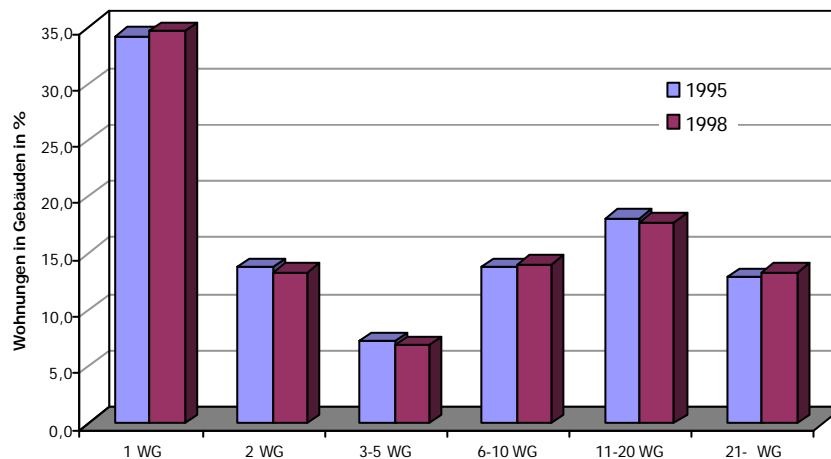


Abbildung 3.23: Prozentuelle Verteilung der Wohnungen (WG) in Gebäuden (Statistisches Jahrbuch Österreich, 1999).

Auch bei der Definition der Nutzflächen je Wohnung wurde auf das Statistische Jahrbuch des Jahres 1999 zurückgegriffen. Deutliche Tendenzen sind hierin (Abbildung 3.24) zu Wohnungsgrößen zwischen 45 und 130 m<sup>2</sup> zu erkennen. Auf den typischen Mehrfamilienwohnbau entfallen Wohnflächen zwischen 45 und 90 m<sup>2</sup>, die Wohnflächen darüber hinaus (bis etwa 130 m<sup>2</sup>) repräsentieren das Reihenhaus. Auf Basis dieser statistischen Grundlagen

wurden die Nutzflächen je Wohnung mit 50, 70, 90 und 100 m<sup>2</sup> für die Referenzgebäude mit 12 Wohnungseinheiten und mehr, festgelegt. Für das fünf Wohneinheiten umfassende Reihenhaus wurden je 102 m<sup>2</sup> Nutzfläche gewählt.

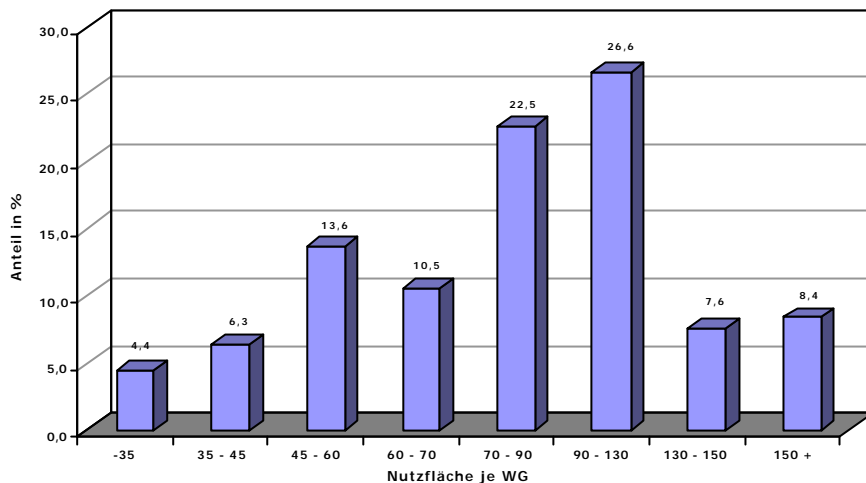


Abbildung 3.24: Prozentuelle Verteilung der Nutzflächen je Wohnung in Österreich (Statistisches Jahrbuch Österreich, 1999)

### 3.3.1.2 Definition des Heizenergiebedarfs - Wandaufbauten und U-Werte

Bei der Definition der Wandaufbauten wurden aus Gründen der Vereinfachung die raumbegrenzenden Bauteile der Referenzbauten auf ihre wärmetechnisch relevanten Schichten reduziert. Als erster Schritt wurden die in den Bauordnungen der Bundesländer geforderten U-Werte der wesentlichen Bauteile dokumentiert und in Tabelle 3.4 dargestellt. Damit die Referenzgebäude hinsichtlich des wärmetechnischen Standards in ganz Österreich errichtet werden könnten, wurden für die jeweilige Kategorie die niedrigsten U-Werte ausgewählt.

Tabelle 3.4: Die aktuellen Wärmeschutzbestimmungen in den Bundesländern, Stand 02/2000 (EVA, 2000)

	B	K	N	O	S	St	T	V	W
gültig seit/ab	'98	'97	'96	'95	'91	'97	'98	'96	'93
Außenwand	0,45	0,4	0,4	0,5	0,47-0,56	0,5	0,35	0,35	0,5
Wände gegen Wohneinheiten	1,2	1,6	1,6	1,6	1,56	1,6	0,9	1,6	0,9
Decken gegen Außenluft	0,25	0,25	0,22	0,25	0,26-0,30	0,2	0,2	0,25	0,2
Decken gegen unbeheizt	0,4	0,4	0,4	0,45	0,37-0,43	0,4	0,4	0,4	0,4
Decken gegen Wohneinheiten	0,9	0,9	0,9	0,9	1,03	0,9	0,7	0,9	0,9
Fenster	1,7	1,8	1,8	1,9	2,5	1,9	1,7	1,8	1,9

Dass es sich bei den Zahlen aus Tabelle 3.4 um Obergrenzen von Bauordnungen handelt, zeigt das Beispiel Salzburg. Die aktuelle Bauordnung für Salzburg existiert seit dem Jahr

1991. Der heute übliche mittlere U-Wert liegt aber deutlich unter den Vorgaben der Salzburger Bauordnung. Die Dreiecke in Abbildung 3.25 stellen aktuelle Wohnprojekte im Mehrfamilienbau dar. Deutlich ist also die positive Entwicklung des mittleren U-Wertes von Außenwänden in Mehrfamilienwohnhäusern in den letzten 7 Jahren zu erkennen.

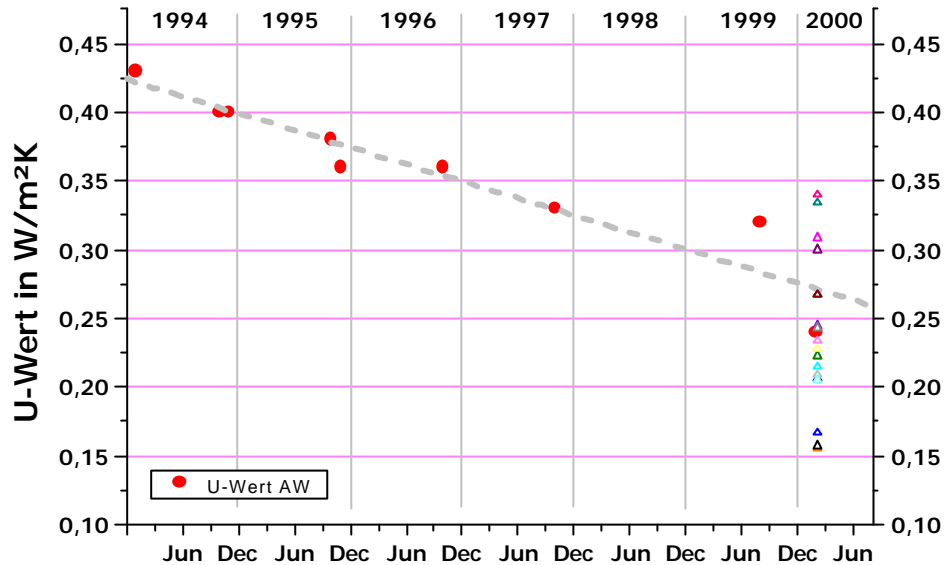


Abbildung 3.25: Entwicklung des mittleren U-Wertes von Außenwänden aller errichteten Mehrfamilienhäuser im Bundesland Salzburg (Quelle: Land Salzburg).

Die derzeit gültigen Obergrenzen der U-Werte und die Erwartung, dass sie weiter gesenkt werden (siehe Abbildung 3.25), lassen darauf schließen, dass die U-Werte von Außenbauteilen in monolithischer Bauweise nicht mehr erreicht werden können. Daraus folgend werden die Außenbauteile der Referenzbauten in eine Tragschicht (wärmetechnische Relevanz: Wärmespeicherung) und eine Dämmschicht (wärmetechnische Relevanz: Wärmedämmung) gegliedert. An begehbaren Geschossdecken wurde zusätzlich noch eine Nutzschicht eingeführt.

Dämmschicht

o

Abbildung 3.26: Prinzipdarstellung der Konstruktionsaufbauten der Außenbauteile der Referenzwohngebäude

Die Wahl der Stoffwerte orientiert sich an derzeit im Mehrfamilienwohnbau eingesetzten Materialien. Die Dicke der Dämmschicht ist so gewählt, dass die derzeit gültigen U-Werte der baugesetzlichen Bestimmungen aller österreichischen Bundesländer eingehalten werden. Entstehende Abweichungen (Unterschreitungen) zu den geforderten U-Werten sind auf die gerundete Dämmstoffstärke zurückzuführen.

Tabelle 3.5: Bauteilbeschreibung der Referenzgebäude mit Materialstärken und Stoffwerten der Standardwärmedämmung.

Aufbau	Bauteilschicht	Dicke [ m ]	Dichte [ kg/m <sup>3</sup> ]	Wärmeleitfähigkeit [ W/mk ]	spez. Wärmekapazität [ kJ/kgK ]	U - Wert des Bauteils [ W/m <sup>2</sup> K ]
Außenwand	Dämmschicht	0,080	17	0,038	0,830	0,35 (0,35)
	Tragschicht	0,250	1100	0,390	0,920	
	Σ	0,330				
oberste Geschoßdecke	Dämmschicht	0,150	30	0,032	0,840	0,20 (0,20)
	Tragschicht	0,200	2400	2,300	1,080	
	Σ	0,350				
Kellerdecke	Nutzschicht	0,060	2000	1,400	1,080	0,40 (0,40)
	Dämmschicht	0,070	30	0,032	0,830	
	Tragschicht	0,200	2400	2,300	1,080	
Σ	0,330					
Wohnungstrennwand	Tragschicht	0,300	980	0,210	0,920	0,63 (0,90)
Geschoßdecke	Nutzschicht	0,060	2000	1,400	1,080	0,62 (0,70)
	Dämmschicht	0,050	30	0,038	0,830	
	Tragschicht	0,200	2400	2,300	1,080	
Σ	0,310					
Wohnungsinnenwand	Tragschicht	0,120	800	0,420	0,920	-

Für einige Referenzgebäude wird aus Vergleichsgründen ein Heizenergiebedarf nach Niedrigenergiehausstandard definiert, um Auswirkungen auf solarunterstützte Wärmeversorgungskonzepte (Dimensionierung, Verteilsystem, etc.) zu erkennen.

Tabelle 3.6: Bauteilbeschreibung der Referenzgebäude mit Niedrigenergiehausstandard - Materialstärken und Stoffwerten der NEH – Wärmedämmung.

Aufbau	Bauteilschicht	Dicke [ m ]	Dichte [ kg/m <sup>3</sup> ]	Wärmeleitfähigkeit [ W/mk ]	spez. Wärmekapazität [ kJ/kgK ]	U - Wert des Bauteils [ W/m <sup>2</sup> K ]
Außenwand	Dämmschicht	0,200	17	0,041	0,830	0,18
	Tragschicht	0,250	1100	0,390	0,920	
	Σ		0,450			
oberste Geschoßdecke	Dämmschicht	0,200	30	0,032	0,840	0,15
	Tragschicht	0,200	2400	2,300	1,080	
	Σ		0,400			
Kellerdecke	Nutzschicht	0,060	2000	1,400	1,080	0,25
	Dämmschicht	0,140	2001	0,038	0,830	
	Tragschicht	0,200	2002	2,300	1,080	
Σ		0,400				
Wohnungstrennwand	Tragschicht	0,250	980	0,210	0,920	0,63
Geschoßdecke	Nutzschicht	0,060	2000	1,400	1,080	0,62
	Dämmschicht	0,050	30	0,038	0,830	
	Tragschicht	0,200	2400	2,300	1,080	
Σ		0,310				
Wohnungsinnenwand	Tragschicht	0,120	800	0,420	0,920	-

### 3.3.1.3 Geometrie der Referenzgebäude

#### 3.3.1.3.1 Referenzgebäude 1 – Reihenhaus mit 5 Wohneinheiten

Das erste Referenzgebäude repräsentiert den Reihenhaustyp und weist 5 Wohneinheiten auf. Hierbei handelt es sich um einen zweigeschossigen, langgestreckten Baukörper in Ost – West Ausrichtung mit linearer Erschließung an der nördlichen Längsseite. Aufgrund der gewählten Baukörperabmessungen ergibt sich ein A/V – Verhältnis von 0,66 m<sup>-1</sup>. Tabelle 3.7 zeigt die wichtigsten Daten der Gebäudegeometrie.

Tabelle 3.7: Flächen und Kubaturen des Referenz-Wohngebäudes (Reihenhaus) mit 5 Wohneinheiten

	Nettowerte						Bruttowerte						
	Abmessungen			Wohnnutz- fläche exl. Innenwände	Fassaden- fläche Nord bzw. Süd	Volumen	Abmessungen			Grundfläche	Fassaden- fläche Nord bzw. Süd	Seitenfläche	Volumen
	L	B	H	L x B	L x H	L x B x H	L	B	H	L x B	L x H	B x H	L x B x H
	[m]	[m]	[m]	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>3</sup> ]	[m]	[m]	[m]	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> ]	[m <sup>3</sup> ]
Wohnung 1 EG	5,76	8	2,7	46,08	15,83	126,67	6	8,5	2,8	51,00	16,80	23,80	142,80
Wohnung 1 OG	5,76	8	2,7	46,08	15,83	126,67	6	8,5	2,8	51,00	16,80	23,80	142,80
Wohnung 2 EG	5,76	8	2,7	46,08	15,83	126,67	6	8,5	2,8	51,00	16,80	23,80	142,80
Wohnung 2 OG	5,76	8	2,7	46,08	15,83	126,67	6	8,5	2,8	51,00	16,80	23,80	142,80
Wohnung 3 EG	5,76	8	2,7	46,08	15,83	126,67	6	8,5	2,8	51,00	16,80	23,80	142,80
Wohnung 3 OG	5,76	8	2,7	46,08	15,83	126,67	6	8,5	2,8	51,00	16,80	23,80	142,80
Wohnung 4 EG	5,76	8	2,7	46,08	15,83	126,67	6	8,5	2,8	51,00	16,80	23,80	142,80
Wohnung 4 OG	5,76	8	2,7	46,08	15,83	126,67	6	8,5	2,8	51,00	16,80	23,80	142,80
Wohnung 5 EG	5,76	8	2,7	46,08	15,83	126,67	6	8,5	2,8	51,00	16,80	23,80	142,80
Wohnung 5 OG	5,76	8	2,7	46,08	15,83	126,67	6	8,5	2,8	51,00	16,80	23,80	142,80
<b>Summe</b>				<b>460,80</b>	<b>158,34</b>	<b>1266,74</b>				<b>255,00</b>	<b>168,00</b>	<b>47,60</b>	<b>1428,00</b>

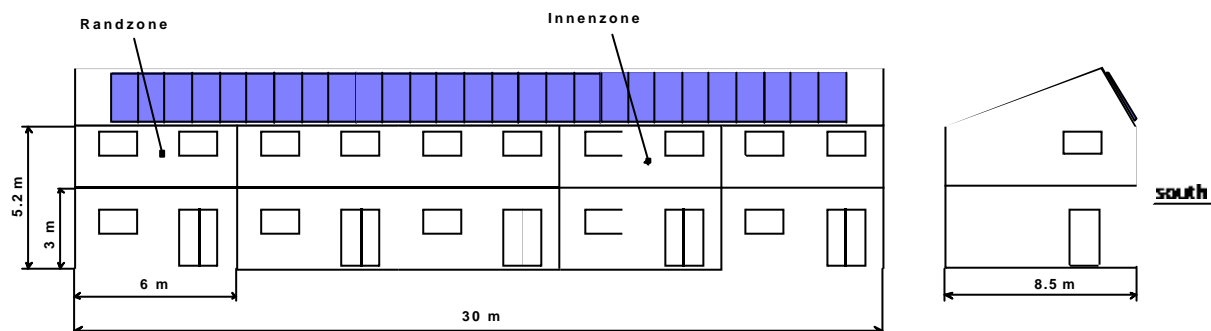


Abbildung 3.27: Schematische Darstellung des Reihenhauses mit 5 Wohnungen

### 3.3.1.3.2 Geometrie des Referenzgebäude 2 – 12 Wohneinheiten

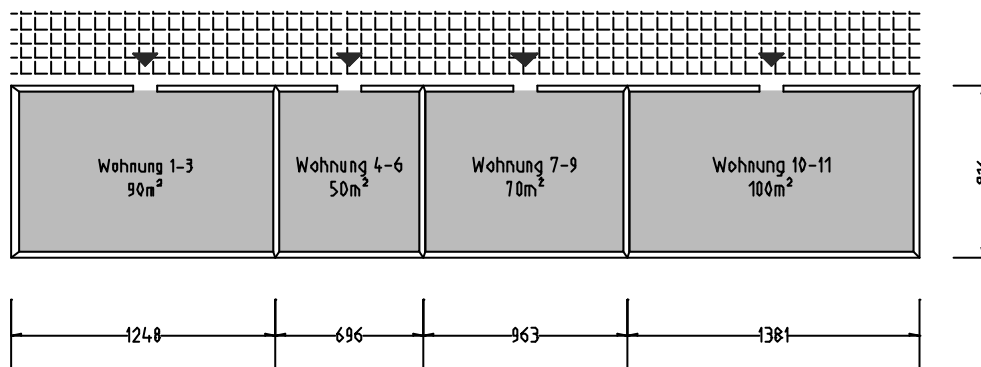
Beim Referenzgebäude 2 handelt es sich um einen dreigeschossigen langgestreckten Baukörper in Ost – West Ausrichtung mit linearer und offener Erschließung an der nördlichen Längsseite. Jedes der drei Geschosse besteht aus vier Wohneinheiten mit 50, 70, 90 und 100 m<sup>2</sup> Wohnfläche. Der Baukörper wird als vollständig unterkellert angenommen. Der Fensterflächenanteil der Südfassade liegt in der Basisvariante bei 33,25%, der Fensterflächenanteil Nordfassade bei 12,66%. Die Ost- und Westfassade wird fensterlos ausgebildet. Aufgrund der gewählten Baukörperabmessungen ergibt sich ein A/V – Verhältnis von 0,51 m<sup>-1</sup>.



Tabelle 3.8: Flächen und Kubaturen des Referenz-Wohngebäudes mit 12 Wohneinheiten

	Nettowerte						Bruttowerte						
	Abmessungen			Wohnnutz- fläche ext. Innenwände	Fassaden- fläche Nord bzw. Süd	Volumen	Abmessungen			Grundfläche	Fassaden- fläche Nord bzw. Süd	Seitenfläche	Volumen
	L [m]	B [m]	H [m]	L x B [m <sup>2</sup> ]	L x H [m <sup>2</sup> ]	L x B x H [m <sup>3</sup> ]	L [m]	B [m]	H [m]	L x B [m <sup>2</sup> ]	L x H [m <sup>2</sup> ]	B x H [m <sup>2</sup> ]	L x B x H [m <sup>3</sup> ]
Wohnung 1	12,0	7,5	2,6	90,0	31,2	234,0	12,5	8,2	3,1	101,8	38,9	25,4	317,2
Wohnung 2	12,0	7,5	2,6	90,0	31,2	234,0	12,5	8,2	2,9	101,8	36,3	23,7	296,3
Wohnung 3	12,0	7,5	2,6	90,0	31,2	234,0	12,5	8,2	3,1	101,8	38,6	25,3	315,2
Wohnung 4	6,7	7,5	2,6	50,0	17,3	129,9	7,0	8,2	3,1	56,8	21,7	25,4	176,9
Wohnung 5	6,7	7,5	2,6	50,0	17,3	129,9	7,0	8,2	2,9	56,8	20,3	23,7	165,3
Wohnung 6	6,7	7,5	2,6	50,0	17,3	129,9	7,0	8,2	3,1	56,8	21,5	25,3	175,8
Wohnung 7	9,3	7,5	2,6	70,0	24,3	181,9	9,6	8,2	3,1	78,6	30,0	25,4	244,8
Wohnung 8	9,3	7,5	2,6	70,0	24,3	181,9	9,6	8,2	2,9	78,6	28,0	23,7	228,7
Wohnung 9	9,3	7,5	2,6	70,0	24,3	181,9	9,6	8,2	3,1	78,6	29,8	25,3	243,2
Wohnung 10	13,3	7,5	2,6	100,0	34,7	259,9	13,8	8,2	3,1	112,7	43,0	25,4	351,0
Wohnung 11	13,3	7,5	2,6	100,0	34,7	259,9	13,8	8,2	2,9	112,7	40,2	23,7	327,9
Wohnung 12	13,3	7,5	2,6	100,0	34,7	259,9	13,8	8,2	3,1	112,7	42,7	25,3	348,8
<b>Summe</b>				<b>929,7</b>	<b>322,3</b>	<b>2417,2</b>				<b>1049,7</b>	<b>391,1</b>		<b>3191,1</b>

SYSTEMGRUNDRISS



SYSTEMSCHNITT



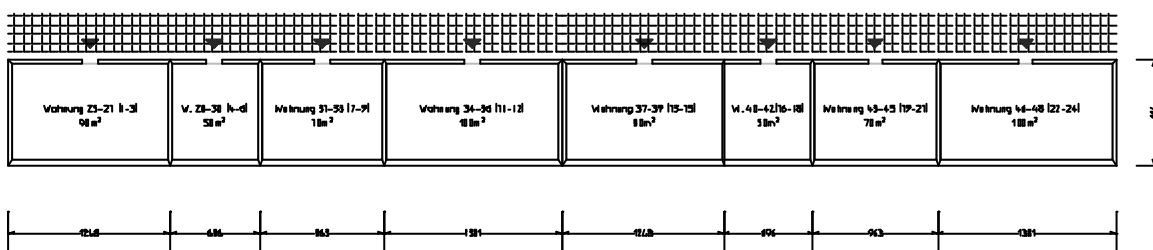
Abbildung 3.28: Schematische Darstellung des Mehrfamilienhauses mit 12 Wohnungen

### 3.3.1.3.3 Referenzgebäude 3 – 48 Wohneinheiten

Beim Referenzgebäude 3 handelt es sich um einen sechsgeschossigen, langgestreckten Baukörper in Ost – West Ausrichtung mit linearer und offener Erschließung an der nördlichen Längsseite. Dieser Referenzbau wurde aus vier Referenzbauten des Typs 2 zusammengesetzt, wobei die Wohnungsgrößen ebenfalls ident sind. Der Baukörper wird als vollständig unterkellert angenommen. Auch die Fensterflächenanteile der Süd- und Nordfassade sind gleich dem des Referenzbaues 2. Aufgrund der gewählten Baukörperabmessungen ergibt sich ein A/V – Verhältnis von  $0,38 \text{ m}^{-1}$ .

Tabelle 3.9: Flächen und Kubaturen des Referenz-Wohngebäudes mit 48 Wohneinheiten

	Nettowerte						Bruttowerte						
	Abmessungen			Wohnnutzfläche exl. Innenwände	Fassadenfläche Nord bzw. Süd	Volumen	Abmessungen			Grundfläche	Fassadenfläche Nord bzw. Süd	Seitenfläche	Volumen
	L [m]	B [m]	H [m]	L x B x 3 [m <sup>2</sup> ]	L x H x 3 [m <sup>2</sup> ]	L x B x H [m <sup>3</sup> ]	L [m]	B [m]	H [m]	L x B x 3 [m <sup>2</sup> ]	L x H x 3 [m <sup>2</sup> ]	B x H x 3 [m <sup>2</sup> ]	L x B x H [m <sup>3</sup> ]
Block 1 (1-12)	41,3	7,5	2,6	929,7	322,3	2417,2	42,9	8,2	8,9	1049,7	382,3	218,2	3119,4
Block 2 (13-24)	41,3	7,5	2,6	929,7	322,3	2417,2	42,9	8,2	8,9	1049,7	382,3	218,2	3119,4
Block 3 (25 - 36)	41,3	7,5	2,6	929,7	322,3	2417,2	42,9	8,2	8,9	1049,7	383,1	218,7	3126,4
Block 4 (37 -48)	41,3	7,5	2,6	929,7	322,3	2417,2	42,9	8,2	8,9	1049,7	383,1	218,7	3126,4
<b>Summe</b>				<b>3718,80</b>		<b>9668,88</b>				<b>1530,82</b>			<b>12491,46</b>



SYSTEMSCHNITT

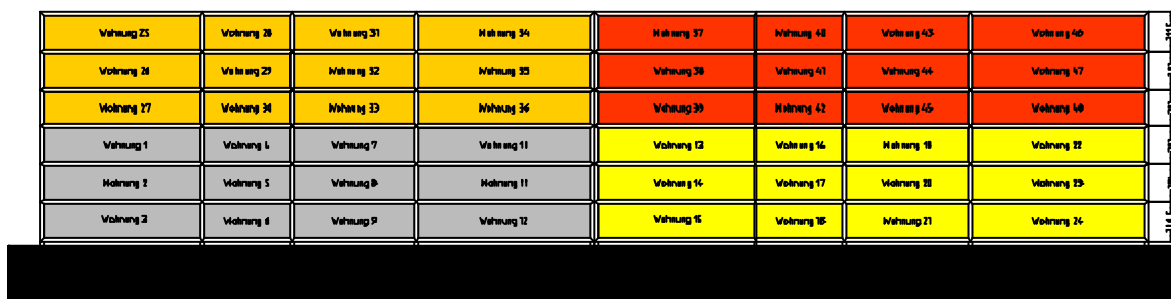


Abbildung 3.29: Schematische Darstellung des Mehrfamilienhauses mit 48 Wohnungen

### 3.3.1.4 Personenbelegung der Referenzgebäude und Personenabwärme

Personenabwärme muss in einer dynamischen Gebäudesimulation unbedingt berücksichtigt werden. Deshalb wird nachfolgend die Ermittlung der durchschnittlichen Personenbelegung an Wochentagen bzw. Wochenenden beschrieben.

Als Grundlage für die getroffenen Annahmen der Personenbelegung dient das statistische Jahrbuch (Ausgabe 1999). Die darin im Kapitel „Wohnungswesen“ und „Bevölkerung“ enthaltenen Daten stützen sich zu einem großen Teil auf die Volkszählung, Häuser- und Wohnungszählung vom 15.5.1991. Die durchschnittliche Wohnnutzfläche pro Person lag in Österreich 1991 bei 33,0 m<sup>2</sup>. Das Referenz-Wohngebäude 2 mit 12 Wohneinheiten weist eine Nutzfläche von 929,7 m<sup>2</sup> auf; daraus wird eine durchschnittliche Belegung von ca. 29 Personen abgeleitet. Als Überprüfung der angenommenen Belegung kann die durchschnittliche Anzahl der Personen pro Wohnung in Österreich im Jahr 1991 herangezogen werden. Diese betrug lt. obiger Literatur 2,5 Personen pro Wohnung. Für die durchschnittliche Anzahl der Personen pro Wohnung im Referenz-Wohngebäude 2 ergibt sich eine Anzahl von 2,42 Personen pro Wohnung.

Tabelle 3.10: Zuteilung der Personen nach Berufs- bzw. Sozialgruppe zu den Referenz-Wohngebäuden am Beispiel des Referenzgebäudes 2 mit 12 Wohneinheiten (Könighofer, Padinger, Suschek-Berger, Streicher, Mach, 2000)

Personenbelegung					
	Kurzbezeichnung	Statistisches Jahrbuch für die Republik Österreich (1999:2000)		Annahmen Referenz-Wohngebäude	
		[ Anzahl ]	[ % ]	[ Anzahl ]	[ % ]
<b>Berufstätige</b>		<b>3.684.828</b>	<b>47,26</b>	<b>14</b>	<b>48,3</b>
davon:					
Vollbeschäftigte	V	3.187.123	40,88	12	41,4
Teilbeschäftigte	T	281.927	3,62	1	3,4
Arbeitslose	A	215.778	2,77	1	3,4
<b>Berufslose Einkommensempfänger</b>	BE	<b>1.690.083</b>	<b>21,68</b>	<b>6</b>	<b>20,7</b>
<b>Erhaltene Personen</b>		<b>2.421.421</b>	<b>31,06</b>	<b>9</b>	<b>31,0</b>
davon:					
Kinder, Schüler und Studenten	K,S,S	1.684.770	21,61	6	20,7
Haushaltsführende	H	718.893	9,22	3	10,3
Sonstige erhaltene Personen		17.758	0,23	0	0,0
		<b>7.796.332</b>	<b>100,0</b>	<b>29</b>	<b>100,0</b>

Mittels der so erhaltenen Berufs- und Sozialgruppen wurde ein Anwesenheitsprofil für Wochentage bzw. Wochenenden erstellt. Diese sind in Abbildung 3.30 dargestellt.

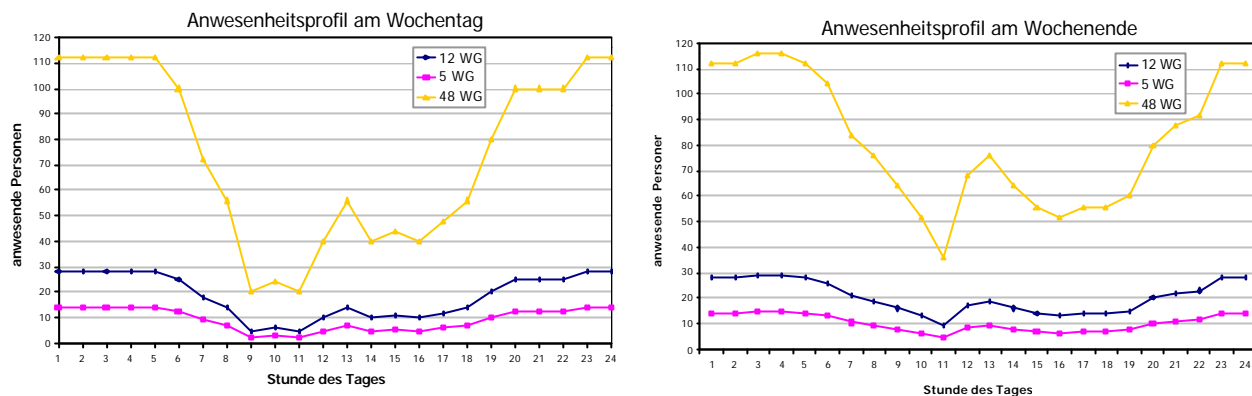


Abbildung 3.30: Anwesenheitsprofil an Wochentagen und Wochenenden für die Referenzgebäude mit 5, 12 und 48 Wohneinheiten.

Wird nun für jede anwesende Person eine Wärmeabgabe von 100 W zugrunde gelegt, ergeben sich nachfolgende Lasten an Personenabwärme.

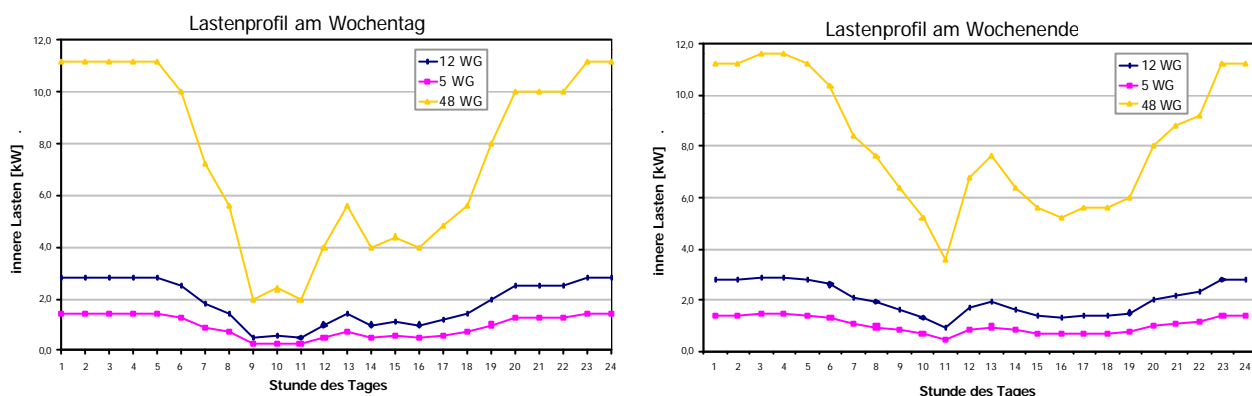


Abbildung 3.31: Das Lastenprofil durch Personenabwärmen der Referenz-Wohngebäude für das Wochenende und den Wochentag

Aufgrund des Anwesenheitsprofils der Personen, ergibt sich für die inneren Lasten, der in der Abbildung gezeigte Verlauf über Wochentage bzw. am Wochenende. Die maximalen Lasten durch Personen liegen bei 11,2 kW (48 Wohneinheiten), 2,8 kW (12 Wohneinheiten) und bei 1,4 kW für das Reihenhaus mit 5 Wohneinheiten.

### 3.3.1.5 Lüftungsverluste der Referenzgebäude

Die Lüftungsverluste eines Gebäudes durch freie Lüftung setzen sich aus Fensterlüftungs- und Infiltrationsverluste zusammen. Abhängig sind die Lüftungsverluste von der Windgeschwindigkeit, der Temperaturdifferenz zwischen Raumtemperatur und der Außenlufttemperatur sowie der Spaltgröße der Lüftungsöffnung.

Aus verschiedenen Normen zur Berechnung von Gebäudeheizlasten sind, um den hygienisch erforderlichen Luftwechsel zu gewährleisten, unterschiedliche Werte zu entnehmen.

- ÖNORM 8110  $n_L=0,4 \text{ h}^{-1}$  (bezogen aufs Bruttovolumen, oder  $30 \text{ m}^3/\text{h}$  und Person)
- ÖNORM M 7500  $n_L=0,5 \text{ h}^{-1}$  (bezogen aufs Nettovolumen)
- DIN 4701  $n_L=0,5 \text{ h}^{-1}$  (bezogen aufs Nettovolumen)
- SIA 380-1  $n_L=0,4 - 0,8 \text{ h}^{-1}$  (bezogen aufs Nettovolumen)
- WDVO 95  $n_L=0,8 \text{ h}^{-1}$  (bezogen aufs Nettovolumen)

Aufgrund der Vorgaben dieser Normen wurden die Annahmen für das gegenständliche Projekt wie folgt getroffen:

- Die Infiltrationsverluste betragen  $0,3 \text{ h}^{-1}$ , da nur von einer normal dichten Bauhülle ausgegangen werden kann (d.h.  $n_{50} = 3-6 \text{ h}^{-1}$ ).
- Für die freie Lüftung wird der minimale personenbezogene Wert von  $30 \text{ m}^3/\text{h}$  und Person angenommen. Somit ergeben sich für die Lüftungsrate Werte zwischen  $0,3$  und max.  $0,6 \text{ h}^{-1}$ .

Kombiniert mit der Personenbelegung ergibt sich ein Lüftungsprofil für Wochentage und Wochenenden, wie Abbildung 3.32 zu entnehmen ist.

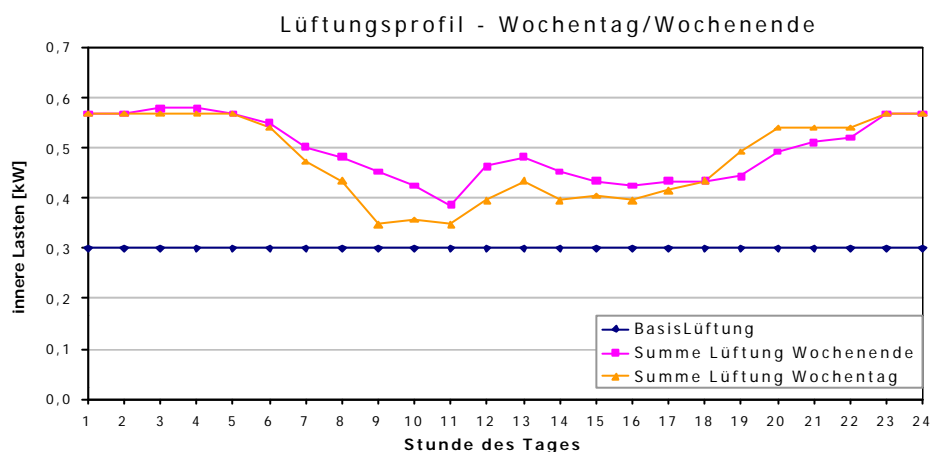


Abbildung 3.32: Luftwechselzahlen in den Referenzgebäuden an Wochentagen bzw. am Wochenende

### 3.3.1.6 Weitere Randbedingungen für den Systemvergleich

Die Werte für die Raumlufttemperatur ( $T_{\text{RAUM}}$ ), die vor- und Rücklauftemperaturen für das Wärmeabgabesystem ( $T_{\text{VOR}}$ ,  $T_{\text{RL}}$ ) sowie der tägliche Warmwasserbedarf und die Warmwassertemperatur werden wie folgt festgelegt:

- Lufttemperatur im gesamten Wohnungsbereich  $T_{\text{RAUM}}=20 \text{ }^\circ\text{C}$
- Wärmeabgabesystem: Radiatoren mit  $T_{\text{VOR}}/T_{\text{RL}} = 65/40 \text{ }^\circ\text{C}$
- Warmwasserbedarf  $30 \text{ l/d}_{\text{Pers}}$  bei  $60^\circ\text{C}$

### 3.3.2 Referenzhydraulikkonzepte

Aufgrund der Vielfalt der in Kapitel 3.2.4 dargestellten Hydraulikkonzepte für thermische Solaranlagen im Mehrfamilienwohnbau ist es nötig, daraus übliche und hinsichtlich solarer Erträge und ökonomischer Vertretbarkeit die vielversprechendsten für die Vergleichs- und Optimierungsrechnungen auszuwählen. Folgende fünf Konzepte werden ausgewählt.

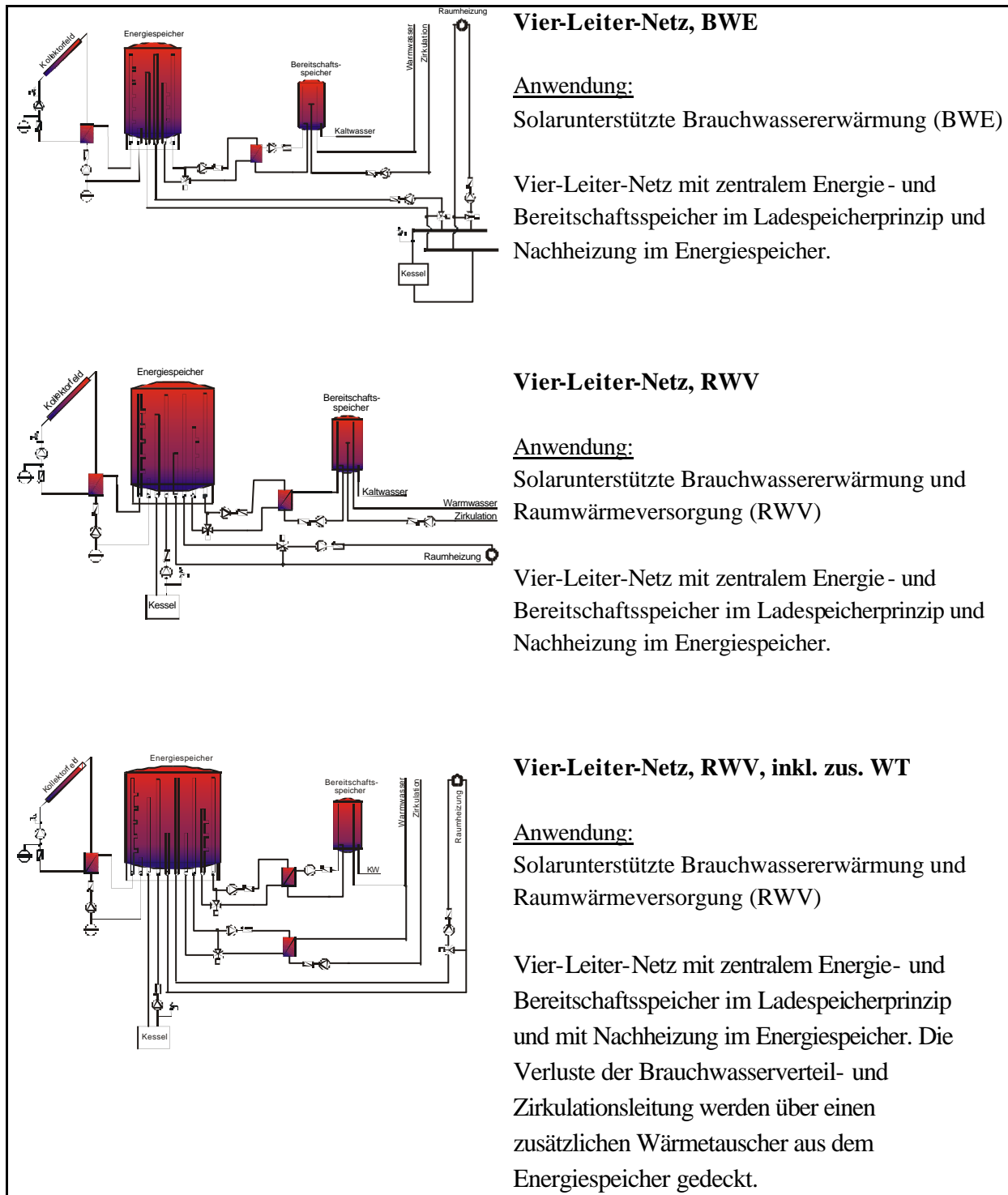


Abbildung 3.33: Referenzkonzepte in der Kategorie „Vier-Leiter-Netze“

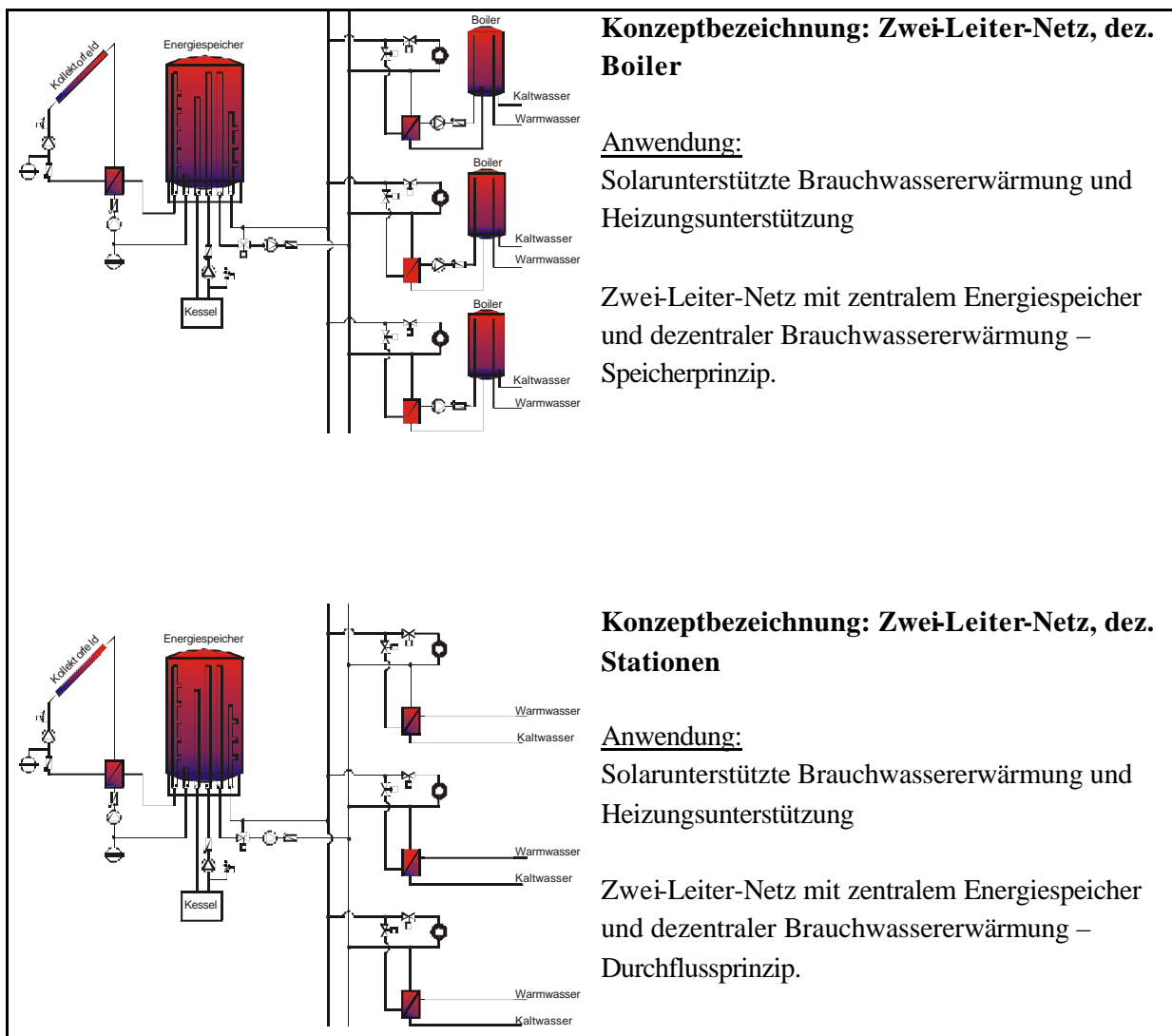


Abbildung 3.34: Referenzkonzepte in der Kategorie „Zwei-Leiter-Netze“

### 3.3.3 Klimadaten

Als Referenzstandort wird Graz definiert. Als Referenzklimadatensatz dient der Datensatz aus Graz, der mit Hilfe des Klimagenerators METEONORM (Meteonorm, 1995) aus den Monatsmittelwerten der letzten 10 Jahre (1990 – 1999), ermittelt wurde.

Beispielhaft werden nachfolgend die heißeste bzw. die kälteste Woche dieses Referenzklimadatensatzes dargestellt.

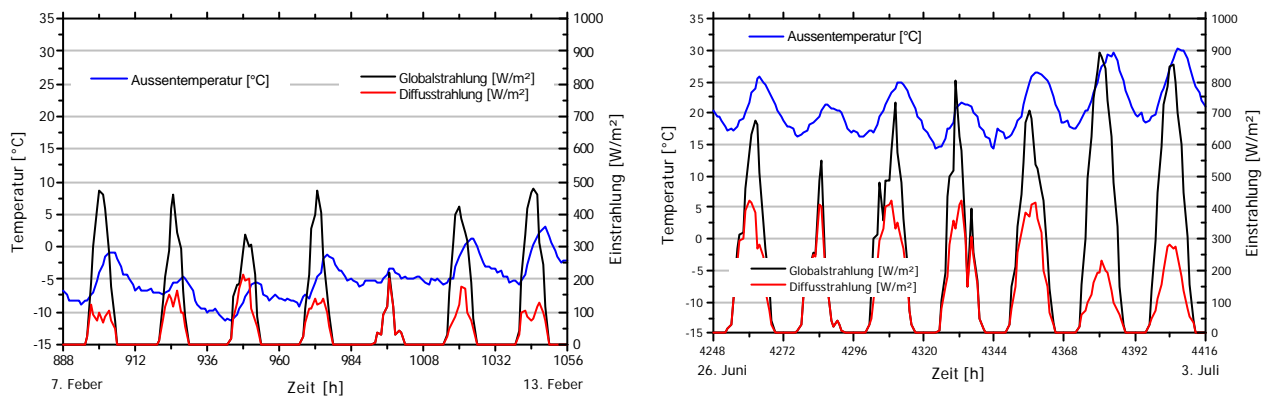


Abbildung 3.35: Zwei ausgewählte Wochen (Winterwoche, Sommerwoche) des Klimadatensatzes Graz 1990 – 1999.



### **3.4 Abbildung der Referenzsysteme in der Simulationssoftware TRNSYS**

#### **3.4.1 Allgemeines zur Simulationssoftware TRNSYS**

TRNSYS (TRNSYS 15, Transient System Simulation Program) ist ein Programmpaket zur Berechnung des thermischen Verhaltens eines Gebäudes einschließlich der aktiven und passiven Komponenten zur Energieversorgung (z.B. Heizkessel, Wärmeverteilsystem, TWD, Kollektorsysteme) und zur Bilanzierung der auftretenden zeitabhängigen Energieströme. TRNSYS wurde ursprünglich für die detaillierte Analyse von Gebäuden mit aktiver Solartechnik entwickelt. Heute sind sowohl passive Solarkomponenten als auch herkömmliche Heiz- und Kühleinrichtungen als Modelle erhältlich.

Der Vorteil von TRNSYS besteht in seiner Flexibilität und der Möglichkeit, ein System sehr detailliert nachzubilden. TRNSYS ist modular aufgebaut. Es enthält eine große Anzahl von Standardkomponenten, den TYPES, die je nach Anforderung zur Nachbildung des realen Systems zusammengebunden werden können. Die offene Struktur des Programms erlaubt es dem Anwender, selbst erstellte TYPES einzubinden und vorhandene Standardkomponenten zu verändern.

Jeder TYPE beschreibt die Funktionsweise einer bestimmten Systemkomponente. Das reale Betriebsverhalten der Komponenten wird in den TYPES mit mathematischen Algorithmen nachgebildet. Zur Lösung des Gleichungssystems, das sich aus den Einzelkomponenten und deren logischen Verknüpfungen im Gesamtsystem ergibt, stehen in TRNSYS verschiedene Lösungsalgorithmen zur Verfügung. Die Zeitschrittweite und die Genauigkeit, mit der simuliert wird, sind durch den Anwender wählbar. Prinzipiell können alle Eingangs- und Ausgangsgrößen jeder Komponente ausgegeben werden. Die Ausgabegrößen können zudem über definierte Zeitintervalle (Tage, Monate, Jahre) integriert werden.

#### **3.4.2 Gebäudesimulation**

Für die dynamische Gebäudesimulation wird das Gebäude in thermische Zonen aufgeteilt. In der Regel werden so einzelne Räume oder aber Raumgruppen abgebildet, die gleiche Randbedingungen wie Nutzung, Belegung oder Verglasung besitzen. Jede Zone wird durch einen Luftknoten repräsentiert, der die Kapazität des Inhalts des Zonenvolumens hat. Die Energiebilanz der Zone wird an diesem Luftknoten durchgeführt. Grundlage der Bilanz ist der Energieerhaltungssatz. Der Strahlungsaustausch zwischen den Oberflächen wird separat gerechnet. Die solaren Gewinne an die Zone finden nur indirekt Eingang in die Bilanzierung. Die Strahlung wirkt über den Umweg der Absorption an den Hüllflächen der Zone und die nachfolgende konvektive Wärmeabgabe an den Raum auf den Luftknoten. Dies gilt auch für den Strahlungsanteil interner Wärmequellen. Das thermische Modell der Wände basiert auf der Respons-Faktoren-Methode (Stephenson et. al., 1971). Vor dem eigentlichen Simulationslauf wird das thermische Verhalten der Wand als Transferfunktion berechnet, auf die in der Simulation zugegriffen wird. Die Stoffwerte werden vor der Simulation als

Konstanten festgelegt, die Abhängigkeit von physikalischen Zustandsgrößen findet keine Berücksichtigung.

Die dynamische Gebäudesimulation wird in TRNSYS mit einem Unterprogramm - dem TYPE 56 - durchgeführt. Die Vielzahl der benötigten Gebäude- und Wetterdaten, die Einfluss auf das Gebäudeverhalten haben, wird zunächst extern zusammengestellt und dem eigentlichen TRNSYS-Simulationslauf durch entsprechende Eingabedateien übergeben.

- Aus der Gebäudenutzung und der Gebäudegeometrie ergibt sich die Einteilung in thermische Zonen. Mit den aus den Gebäudeplänen ermittelten Abmessungen, den Materialdaten und weiteren Gebäudedaten (Luftwechselraten, Solltemperaturen etc.) wird über einen Editor (Prebid) das „Building Input Description-File“ (.bid) erstellt. Aus der Building Description erzeugt das BID-Programm die Übergabedateien (.bld und .trn) für die TRNSYS-Simulation. Das .bld-File enthält die Geometriedaten des Gebäudes, die Transferfunktionen der Wände sind im .trn- File niedergelegt. Im Userfile .usr werden die für den in der Simulation aufgerufenen TYPE 56 nötigen INPUTS und die verfügbaren OUTPUTS aufgelistet.
- Die Eingabedatei für die TRNSYS-Simulation des Gebäudes ist das sogenannte Deck-File. Hier werden die Übergabedateien für das Gebäude und die Wetterdaten aufgerufen, eingelesen und mit den in der Simulation benötigten TYPES verknüpft. So werden zum Beispiel die Strahlungsdaten aus dem Wetterdatensatz zuerst in einem Radiation Processor (TYPE 16) nach einem vorgewählten Himmelsmodell auf die Neigung und Orientierung der im .bid vereinbarten Gebäudeaußenflächen umgerechnet, bevor diese an den TYPE 56 übergeben werden können. Die Liste der INPUTS aus dem Userfile wird hier zur Vereinbarung des TYPE 56 im Deck benötigt. Zudem kann die Gebäudesimulation durch andere Komponenten, wie z.B. einem Wärmetauscher für die mechanische Lüftung, ergänzt werden. Die Ergebnisse der Simulation werden gezielt durch das Aufrufen der gewünschten OUTPUTS in einem Ausgabe-TYPE erzeugt. Der Deck-File kann mit der Oberfläche IISIBAT erstellt werden.

Neben den üblichen Simulationsaufgaben, wie

- Dynamische Heiz- und Kühllastermittlung für die thermischen Zonen
- Winterliches und sommerliches Temperaturverhalten in den thermischen Zonen
- Parameterstudien zu Wandaufbauten, Isolationsstärken, Fensteranteilen, -qualitäten und -orientierungen.

bietet TRNSYS die Möglichkeit der Nachbildung verschiedenster aktiver Systeme, wie

- Heizungssystem
- Thermische Solaranlagen
- Mechanische Lüftungen mit und ohne Wärmerückgewinnung
- Erdreichwärmetauscher
- Beschattungseinrichtungen

- Transparente Wärmedämmung
- etc.

Damit kann einerseits das Gebäudeverhalten ohne aktive Systeme abgebildet und andererseits der Einfluss aktiver Systeme auf das Gebäudeverhalten ermittelt werden.

### 3.4.3 Modellierung der Referenzsysteme

Im gegenständlichen Projekt werden thermische Solarsysteme in Verbindung mit den in Kapitel 3.3.1 definierten Referenzgebäuden abgebildet. Die Referenzgebäude verursachen durch ihre Bewohner einerseits einen Warmwasserverbrauch (Brauchwasserbedarf) und stellen andererseits die Wärmesenken (Raumwärmebedarf) dar.

Anhand eines kleinen Beispiels – Modellierung eines Primärkreises einer Solaranlage - wird die Funktionsweise der Types untereinander gezeigt. In Abbildung 3.35 sind der Kollektor, die Rücklaufleitung, die Vorlaufleitung, die Pumpe sowie der externe Wärmetauscher dargestellt.

Jede Komponente der Solaranlage wird durch sogenannte Types nachgebildet. Hinter jedem dieser Types steht eine möglichst detaillierte Beschreibung der realen Zustände durch physikalisch-mathematische Zusammenhänge. Der Kollektor (Type 132) besitzt als Parameter, dh. als konstante Kenngrößen, Werte wie die Fläche und die Wirkungsgradkennlinie. Als Input (sich zeitlich ändernde Eingangsgrößen) erhält der Kollektor die Austrittstemperatur und den Massenstrom der Rohrleitung, die solare Einstrahlung auf die ausgerichtete Fläche und die Außentemperatur. Mit Hilfe dieser

konstanten und zeitlich veränderlichen Randbedingungen können die Outputs (sich zeitlich ändernde Ausgabegrößen) errechnet werden und an den nächsten Type (Pipe Type 31) weitergegeben werden.

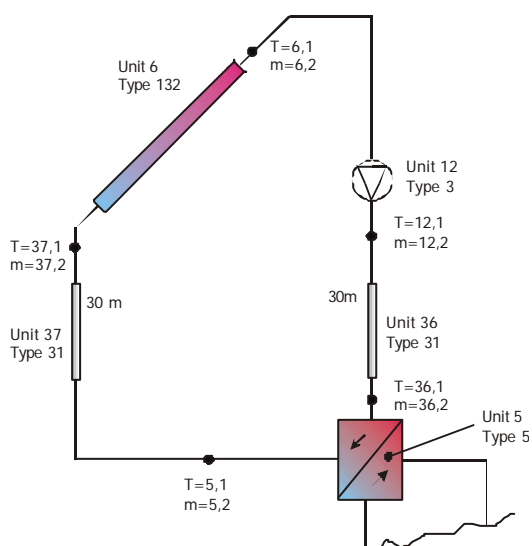


Abbildung 3.36: Funktionsweise von Types in der Simulationsoberfläche TRNSYS

Dieses Wechselspiel wird nicht nur innerhalb des Kollektorkreises weitergeführt, sondern es wird das gesamte Hydraulikkonzept inklusive des Gebäudes für jeden Zeitschritt (zwischen 1 ½ und 3 min) so lange gerechnet, bis die Änderung der Ergebnisse (Temperaturen, Wärmeströme,..) sich kaum noch ändern.

Dieses Konvergenzkriterium (0,01) kann mit einer Anzahl an Iterationen (100) erreicht werden, ansonsten kommt es zur Ausgabe von sogenannten warnings (500), die in einem Listfile mitgeschrieben werden und zur Fehlersuche verwendet werden können. Die Werte für „convergence, iteration und warnings“ können frei gewählt werden und somit an die vorhandenen Anforderungen angepasst werden.

Nach diesem Funktionsprinzip wurden im gegenständlichen Projekt alle fünf Referenzkonzepte von der Kollektoranlage über die Energiespeicher bis hin zum Wärmeverteilsystem in der Simulationsumgebung TRNSYS abgebildet.

### 3.4.3.1 Vorarbeiten für die Modellierung

#### 3.4.3.1.1 Wärmeverteilsysteme

Um eine sinnvolle Modellierung der Hydraulikkonzepte durchführen zu können, ist es hilfreich, das gesamte Hydrauliksystem praxisnah auszulegen. So wurden für alle Referenzgebäude in Kombination mit dem jeweiligen Wärmeverteilsystem (Zwei-Leiter- oder Vier-Leiter-Netz) die Rohrführung festgelegt sowie die Dimensionierung des Rohrnetzes durchgeführt. Beispielhaft für das Referenzgebäude mit 12 Wohneinheiten wird in Kombination mit einem Zwei-Leiter-Netz in Abbildung 3.37 das Wärmeverteilsystem dargestellt. Errechnete Rohrlängen, Rohrdurchmesser und Dämmstärken werden der Simulation als Eingabegröße zur Verfügung gestellt. Diese detaillierte Auslegung des Wärmeverteilsystems ist zusätzlich für die Kostenermittlung, die als Basis für eine Berechnung des Wärmepreises und somit für eine Systembeurteilung gesehen werden muss, besonders wichtig (siehe Kapitel 3.8).

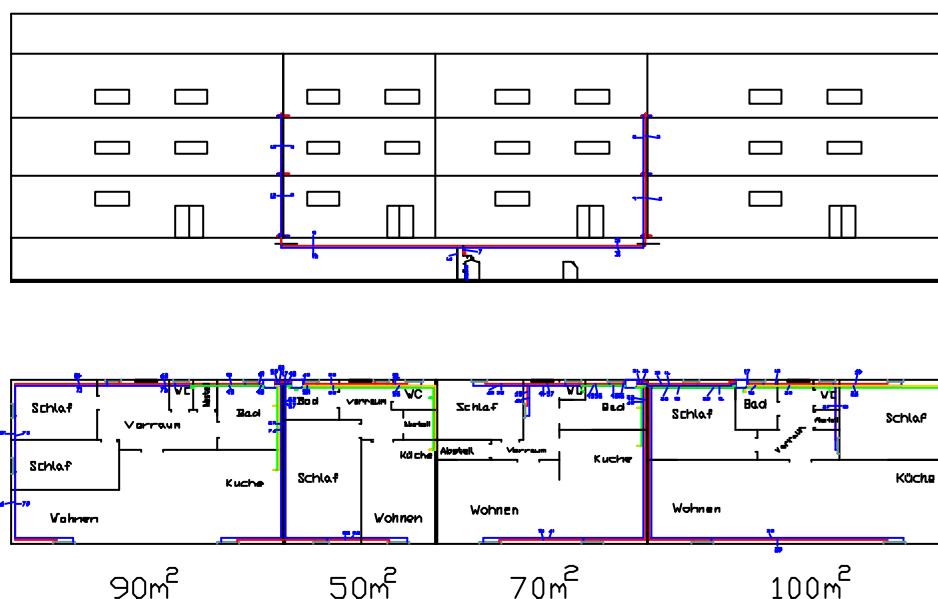


Abbildung 3.37: Wärmeverteilung im Referenzgebäude mit 12 Wohnungen und einem Zwei-Leiter-Netz

### 3.4.3.1.2 Versorgungssicherheit und Bereitschaftsvolumen

Entscheidend für die Dimensionierung einer Solaranlage ist der durchschnittliche Tageswärmeverbrauch. Tagesspitzen – wie beispielsweise im Warmwasserverbrauch – beeinflussen die Systemgröße nur unwesentlich.

Ganz anders zeigt sich die Situation bei der Dimensionierung des konventionellen Warmwasserbereitungssystems. Entscheidend ist hier nicht der Tagesverbrauch, sondern der Spitzenbedarf, wenn viele parallele Verbraucher auftreten. Zu dieser (meist kurzen) Zeit beträgt die benötigte Leistung für die Warmwassererwärmung ein Vielfaches der nötigen Leistung für die Raumwärmeversorgung. Diesen Verbrauchsspitzen begegnet man mit entsprechend dimensionierten Speichern und darin festgelegten Bereitschaftsvolumina.

Als Grundlage zur Ermittlung des Wärmebedarfs und zur Bemessung des Wassererwärmers kann die DIN 4708 herangezogen werden. Der Verbrauch wird in dieser Norm mit Hilfe einer sogenannten Einheitswohnung ermittelt. Diese Einheitswohnung ist mit 3,5 Personen, 4 Räumen, einer Badewanne mit 150 l Inhalt und zwei zusätzlichen Zapfstellen definiert. Hierfür ist ein fixer Energiebedarf von 5,82 kWh festgelegt. Jede andere Wohnung kann jetzt, entsprechend ihrer sanitären Ausstattung, auf diese Einheitswohnung umgerechnet werden. Durch mathematische Beziehungen nach der Wahrscheinlichkeitsmethode hat man den Verlauf des Wärmebedarfs in Abhängigkeit der Anzahl der Einheitswohnungen, genannt die Leistungskennzahl  $N$ , erfasst und graphisch dargestellt. Aus dieser Graphik kann der Verlauf des Wärmebedarfs in Abhängigkeit von der Zeit und von den Einheitswohnungen einfach abgelesen werden.

Entsprechend der DIN 4708 wurde für jedes Referenzgebäude im direkten Zusammenhang mit dem jeweiligen Referenzhydraulikkonzept, die Leistung des konventionellen Wärmeerzeugers (unter Berücksichtigung der Gebäudeheizlast bei Auslegungstemperatur), das Schaltvolumen desselben sowie das Bereitschaftsvolumen im Energiespeicher festgelegt. Ebenso wurden für die verschiedenen Hydraulikkonzepte die externen Wärmetauscher, die Pumpengruppen sowie Rohrleitungen und andere Armaturen spezifiziert.

Wie schon angeführt, liegt der wesentliche Unterschied zwischen Zwei-Leiter-Netzen und Vier-Leiter-Netzen in der Art der Brauchwassererwärmung (dezentral – zentral). Diese unterschiedlichen Ansätze müssen jedoch schon bei der Sicherstellung der Versorgungssicherheit berücksichtigt werden.

#### 3.4.3.1.2.1 Versorgungssicherheit bei Vier-Leiter-Netzen

Für die Vier-Leiter-Netze (Referenzhydraulikkonzepte „Vier-Leiter-Netz, BWE“, „Vier-Leiter-Netz, RWV“, „Vier-Leiter-Netz, RWV, inkl. zus. WT“) wurden die in Tabelle 3.11 angeführten Volumina zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit ermittelt. Abbildung 3.38 zeigt das zugrunde gelegte Hydraulikkonzept.

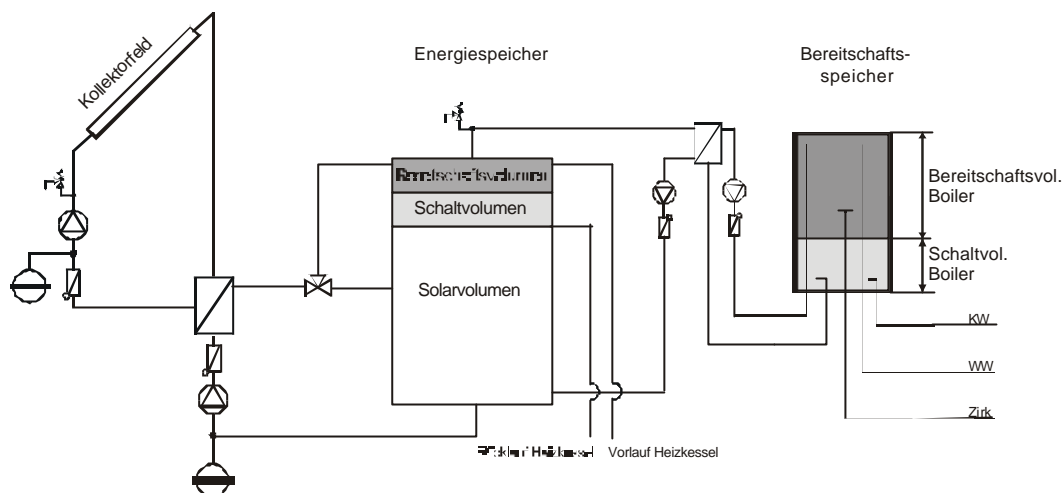


Abbildung 3.38: Vereinfachtes Schaltbild von Bereitschafts- und Schaltvolumen für Vier-Leiter-Netze

Tabelle 3.11: Eckdaten zur Spitzenversorgung von Vier-Leiter-Netzen (Ladespeicherprinzip)

Wohn-einheiten	Leistung des Heizkessels [kW]	Volumen des Bereitschafts-speichers [l]	Bereitschafts-vol. Boiler [l]	Schaltvol. Boiler [l]	Bereitschafts-volumen [l]	Schalt-volumen [l]
5	20	300	150	150	150	300
12	40	500	300	200	200	400
48	150	1000	800	200	500	1000

Definition der Volumina:

#### Volumen des Bereitschaftsspeichers

Der Bereitschaftsspeicher ist in diesem Hydraulikkonzept ein Trinkwasserspeicher. Seine Aufgabe ist es, gemeinsam mit dem Nachlademassenstrom aus dem Energiespeicher (Pufferspeicher) die Verbrauchsspitze an Warmwasser abzudecken. Sein Gesamtvolumen setzt sich aus einem Bereitschaftsvolumen (Bereitschaftsvol. Boiler) und einem Schaltvolumen (Schaltvol. Boiler) zusammen.

#### Bereitschaftsvol. Boiler

Dieses Volumen muss auf einem entsprechenden Temperaturniveau ständig im Bereitschaftsteil bevorratet werden, damit gemeinsam mit dem Nachlademassenstrom aus dem Energiespeicher die Verbrauchsspitze abgedeckt werden kann.

#### Schaltvol. Boiler

Das Schaltvolumen im Bereitschaftsspeicher definiert gemeinsam mit dem Nachlademassenstrom die Laufzeit der Ladepumpe und verhindert einen Taktbetrieb.

### Bereitschaftsvolumen

Das Bereitschaftsvolumen im Energiespeicher (Pufferspeicher) übernimmt gemeinsam mit dem Bereitschaftsvolumen im Bereitschaftsspeicher die Versorgung bei Verbrauchsspitzen.

### Schaltvolumen

Das Schaltvolumen im Energiespeicher definiert in Abhängigkeit von der Kesselleistung die Laufzeit desselben und verhindert einen Taktbetrieb.

### Solarvolumen

Das Solarvolumen im Energiespeicher steht allein der Solaranlage zur Verfügung

#### **3.4.3.1.2.2 Versorgungssicherheit bei Zwei-Leiter-Netzen**

Für die Zwei-Leiter-Netze (Referenzhydraulikkonzepte „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ und „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“) wurden die in Tabelle Tabelle 3.12 angeführten Volumina zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit ermittelt. Abbildung 3.39 zeigt das zugrunde gelegte Hydraulikkonzept.

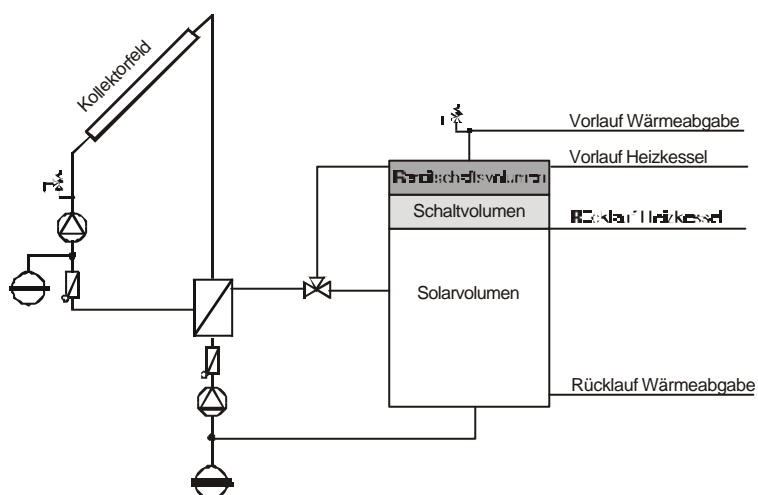


Abbildung 3.39: Vereinfachtes Schaltbild von Bereitschafts- und Schaltvolumen für Zwei-Leiter-Netze

Tabelle 3.12: Eckdaten zur Spitzenversorgung – zugehörig zu den Zwei-Leiter-Netzen

Wohn-einheiten	Leistung des Heizkessels [kW]	Bereitschaftsvolumen [l]	Schalt-volumen [l]
5	20	200	300
12	40	400	400
48	150	2000	1000

Definition der Volumina:

#### Bereitschaftsvolumen

Das Bereitschaftsvolumen im Energiespeicher (Pufferspeicher) muss so dimensioniert werden, dass beim Konzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ die täglich zweimal durchgeführte Ladung der dezentralen Brauchwasserspeicher (in jeder Wohnung ist ein Brauchwasserspeicher mit einem Volumen von 150 l angebracht) auf die erforderliche Solltemperatur erfolgen kann sowie beim Konzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ die Brauchwasserversorgung im Durchflussprinzip zu jedem Zeitpunkt gewährleistet ist. Bei der Dimensionierung der Versorgungsvolumina wurden diese beiden Konzepte als identisch betrachtet.

#### Schaltvolumen

Das Schaltvolumen im Energiespeicher definiert in Abhängigkeit von der Kesselleistung die Laufzeit desselben und verhindert einen Taktbetrieb.

#### Solarvolumen

Das Solarvolumen im Energiespeicher steht allein der Solaranlage zur Verfügung

### **3.4.3.1.3 Auslegung der Solarsysteme**

Um eine praxisnahe Modellierung der Solarsysteme durchzuführen, ist es hilfreich, das gesamte System (von der Kollektoranlage bis zum Energiespeicher) auszulegen. Daher wurden 11 Solarsysteme zwischen 20 und 400 m<sup>2</sup> Kollektorfläche durchgeplant und die Systemkomponenten (Wärmetauscher, Rohrdurchmesser, Pumpengruppen, etc.) spezifiziert. Dadurch kann in der Simulation, in Abhängigkeit von der Anlagengröße, automatisch auf die Funktion für den Rohrdurchmesser zugegriffen werden.

Diese detaillierte Auslegung der Solarsysteme ist zusätzlich für die Kostenermittlung erforderlich, die wiederum als Basis für die Berechnung des solaren Wärmepreises notwendig ist (Kapitel 3.8). Abbildung 3.40 zeigt beispielhaft für die Auslegung der 11 Solarsysteme die Detaillierung der Systembeschreibung anhand einer 200 m<sup>2</sup> großen Kollektoranlage.



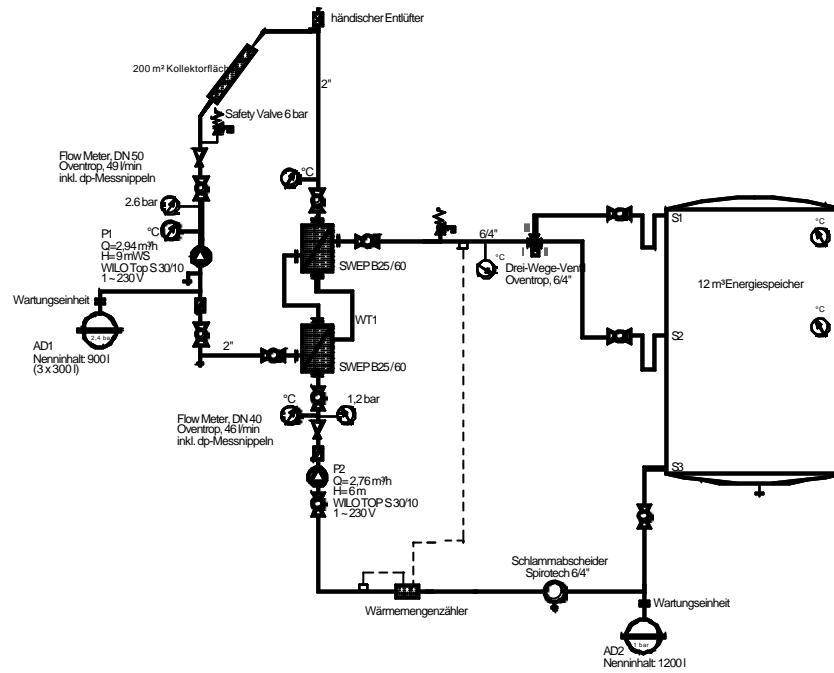
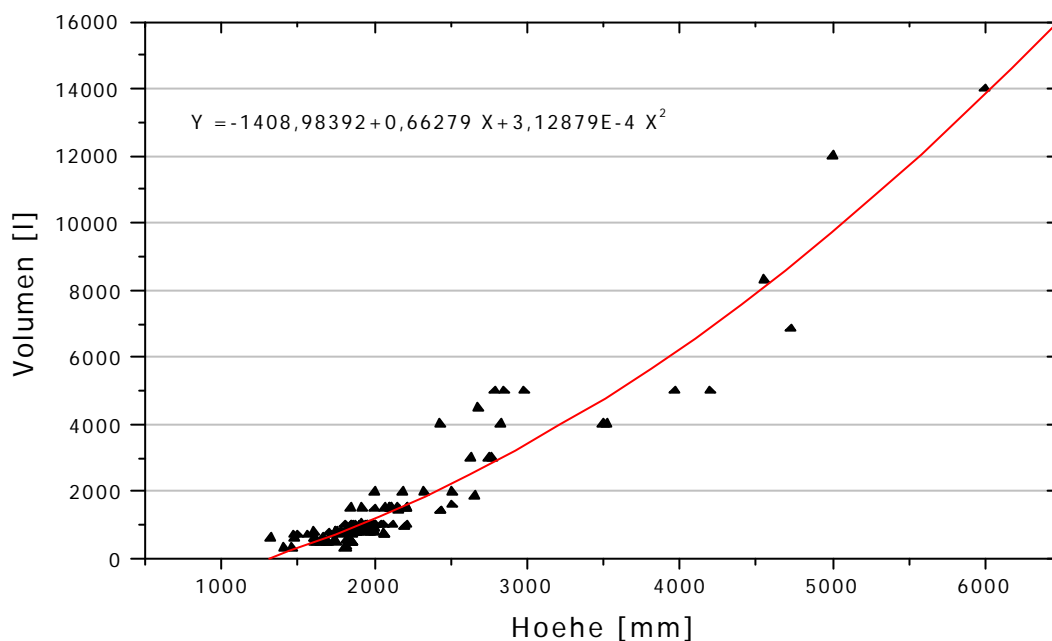


Abbildung 3.40: System- und Komponentenspezifikation eines 200 m<sup>2</sup> großen Solarsystems als Basis für Simulationsrechnungen und die Kostenermittlungen.

#### 3.4.3.1.4 Verhältnis von Speicherhöhe zu Speichervolumen

Das Verhältnis von Speicherhöhe zu Speichervolumen ist für die Effizienz einer Solaranlage in zweierlei Hinsicht von Bedeutung. Es beeinflusst das Schichtungsverhalten des Speichers und es bestimmt die verlustbehaftete Speicheroberfläche. Um das für die Simulation zugrunde gelegte Verhältnis „Speicherhöhe zu Speichervolumen“ möglichst an verfügbare Speicher anzulehnen, wurde eine diesbezügliche Recherche über marktübliche Speicher durchgeführt. 1Abbildung 3.41 zeigt eine aus 160 Speichern gebildete Näherungskurve zum Verhältnis „Speicherhöhe zu Speichervolumen“.



1Abbildung 3.41: Volumen über der Höhe von 160 Kombispeichern

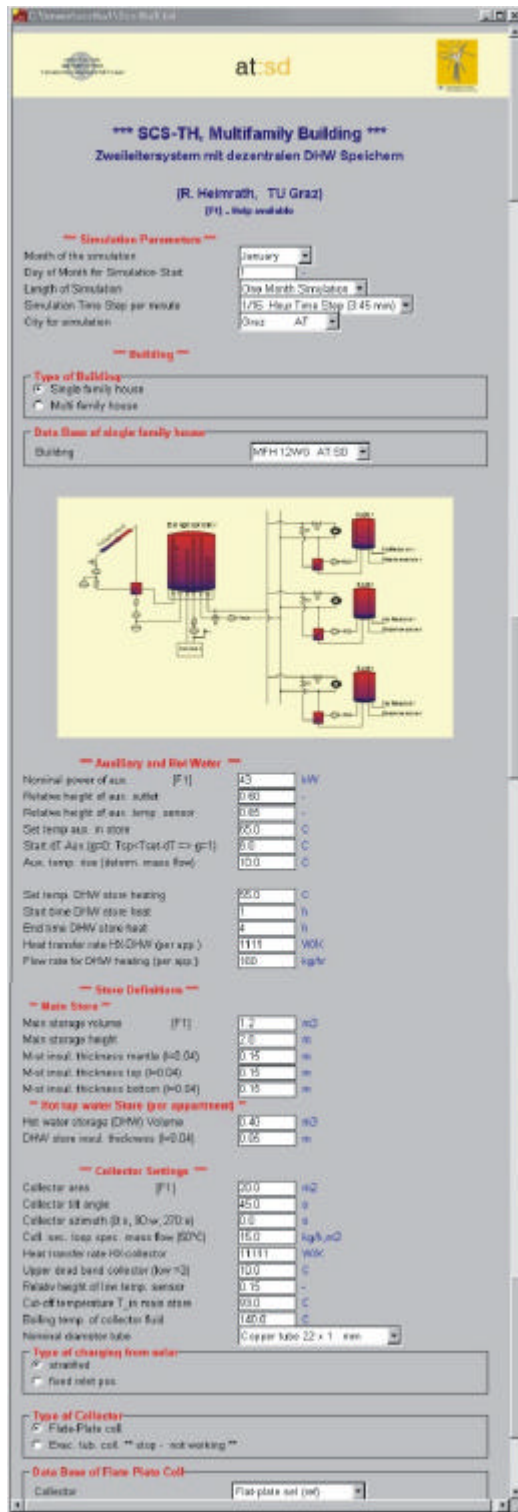
#### 3.4.3.2 Modellierung der Referenzkonzepte

Die fünf hydraulischen Referenzkonzepte wurden in der Simulationsumgebung TRNSYS modelliert.

Darüber hinaus hat sich das Projektteam entschieden, für jedes Referenzsystem benutzerfreundliche Simulationsoberflächen (TRNSED's) zu schaffen. Dadurch wird die Anwendung der Simulationsmodelle wesentlich vereinfacht und es kann dadurch auch eine breitere Nutzung der Projektergebnisse erreicht werden.

### 3.4.3.2.1 Die Simulationsoberfläche TRNSED

TRNSED ist ein Zusatzprogramm für TRNSYS, welches es erlaubt, eine benutzerfreundliche Oberfläche für ein in TRNSYS geschriebenes Programm zu erstellen. Das Programm TRNSYS wird so verändert, dass nur noch ausgewählte Informationen am Bildschirm



erscheinen. Alle Details und weniger sensible Parameter können so vor dem Benutzer „versteckt“ werden. So ergibt sich eine übersichtliche und vergleichsweise einfach zu bedienende Simulationsumgebung für erfahrene Anwender auf dem Gebiet großer solarthermischer Anlagen (Abbildung 3.42).

Mit den zur Verfügung stehenden Features, wie Pull Down Menus, Radio Buttons, Check Boxes etc., wurden die Datenbanken, mit denen die Referenzbedingungen definiert wurden und die für alle Anlagen gleich sind (Kollektor, Klima, Gebäude..), in die Simulationsumgebung eingearbeitet.

Damit ergibt sich die Möglichkeit, Tools zu erstellen, mit denen nicht nur Variations- und Auslegungsrechnungen gemacht werden können, sondern auch individuelle Erweiterungen an den Randbedingungen getätigt werden können. So wäre es problemlos möglich, die Datenbank der Gebäude, der Klimate usw. zu erweitern.

Der Aufwand, die Simulationsumgebung als TRNSED zu programmieren und modular erweiterbar zu gestalten, ist wesentlich höher als der einer konventionellen TRNSYS Modellierung. Der so bei der Modellierung entstandene Mehraufwand kann aber durch die erhaltenen Vorteile, hinsichtlich der weiterführenden Anwendungen, kompensiert werden.

Abbildung 3.42: Beispielhaft für die fünf Referenzhydraulikkonzepte wird die TRNSED Simulationsoberfläche für das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ dargestellt.

### 3.4.3.2.2 Schematische Darstellung eines Simulationsmodells

Nachfolgend wird, beispielhaft für alle Referenzkonzepte, das Simulationsmodell des Referenzkonzeptes „Vier-Leiter-Netz, RWV“ mit allen notwendigen Types und deren funktionsgerechten Verbindungen, dargestellt.

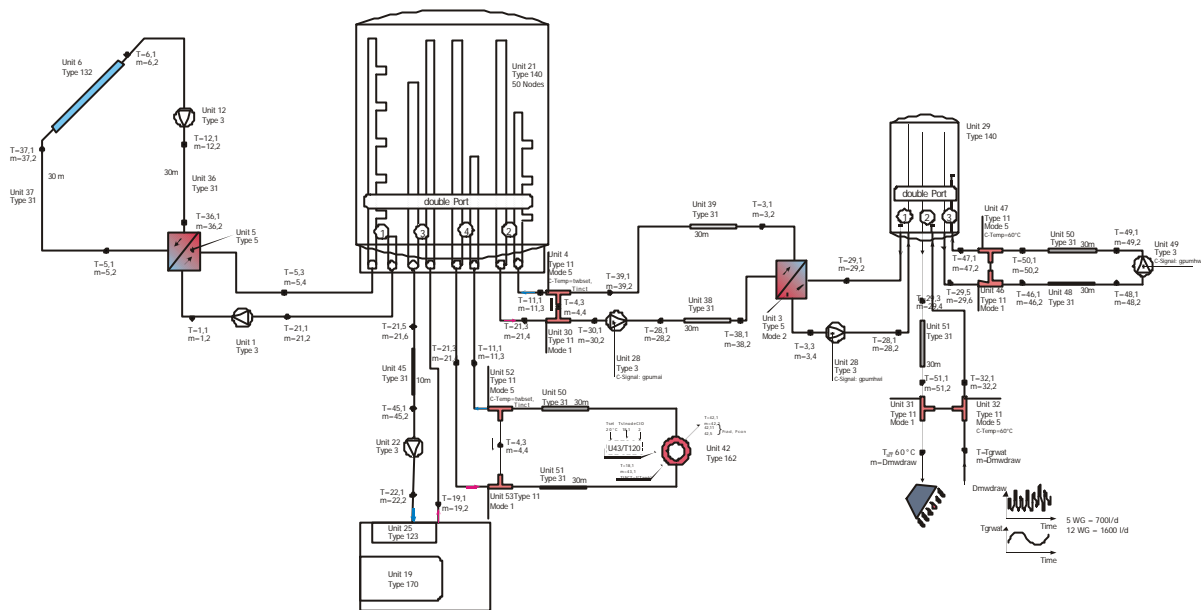


Abbildung 3.43: Darstellung der Types und deren funktionsgerechte Verbindungen für das Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, RWV“

### 3.5 Bewertungsgrößen für Kollektoranlagen

Um Kollektoranlagen und Wärmeverteilsysteme hinsichtlich ihrer Qualität bewerten und vergleichen zu können, ist es nötig, sich verschiedener Kenngrößen zu bedienen. Neben bewährten und gebräuchlichen Kennzahlen werden nachfolgend einige neue Bewertungsgrößen definiert und diskutiert. Diese Kennzahlen stellen die Basisgrößen für die Bewertung und den Vergleich der in Kapitel 3.7 modellierten Referenzhydraulikkonzepte dar.

#### 3.5.1 Der solare Deckungsgrad

Die gebräuchlichste Bewertungsziffer für eine thermische Solaranlage ist der solare Deckungsgrad. Mit diesem wird der solare Anteil am Energiebedarf beschrieben.

Dennoch gibt es für den solaren Deckungsgrad keine einheitliche mathematische Definition. In der Literatur und auch in marktüblichen Simulationsprogrammen wird dieser nach verschiedenen, teilweise im Ergebnis stark differierenden Gleichungen berechnet. Die Vielfalt der Deckungsgraddefinitionen wird nachfolgend aufgezeigt und die für eine Bewertung geeignetsten Varianten werden für die weiteren Projektarbeiten herangezogen.

Die Energiemengen müssen für jenen Zeitraum eingesetzt werden, für welchen man den Deckungsgrad berechnen möchte. Am aussagekräftigsten ist der Jahresdeckungsgrad, bei dem als Bezugszeitraum das Kalenderjahr herangezogen wird.

Die gebräuchlichste Definition des solaren Deckungsgrades lautet:

$$SD = 1 - \frac{\text{Zusatzheizung}}{\text{Energiebedarf}} = 1 - \frac{Q_{\text{ZUSATZ}}}{Q_{\text{NUTZ}}}$$

Nach dieser Gleichung kann der solare Deckungsgrad sowohl für Brauchwassersolaranlagen als auch für Solaranlagen zur Raumheizung verwendet werden. Bei dieser Definition werden alle Verluste (Sonnenenergie und Zusatzheizung) des Speichers der Solaranlage zugerechnet. Wenn der Speicher mehr Wärmeverluste aufweist als die Solaranlage an Solarerträgen erbringt, kann diese Definition auch zu negativen Deckungsgraden führen.

Richtigerweise müssten die Speicherverluste, die aufgrund der Nachheizung entstehen, von denen die durch die Solaranlage entstehen, abgezogen werden. Die Gleichung für den Deckungsgrad würde dann wie folgt aussehen:

$$SD_{\text{KOR}} = 1 - \frac{\text{Zusatzheizung} + \text{Zusatzenergieverluste}}{\text{Energiebedarf}} = 1 - \frac{Q_{\text{ZUSATZ}} + Q_{\text{VERLUSTE-ZUSATZ}}}{Q_{\text{NUTZ}}}$$

Allerdings ist die Aufteilung der Energieverluste nach dem „Verursacherprinzip“ nur mit großem Aufwand zu realisieren.

Eine gänzlich andere Definition des Deckungsanteil ist es, lediglich die vom Kollektorkreislauf gelieferte Energiemenge als Verhältnis zum Nutzenergiebedarf anzugeben:

$$SD'' = \frac{\text{Solarenergie}}{\text{Energiebedarf}} = \frac{Q_{SOLAR,IN,STORE}}{Q_{NUTZ}}$$

Dabei werden alle Speicherverluste dem konventionellen Heizsystem zugeordnet. Der Deckungsgrad kann somit größer als Eins sein. In der Praxis wird diese Form des Deckungsgrades aber kaum verwendet.

Eine weitere Gleichung definiert den solaren Deckungsgrad als Anteil an der gesamten Energiemenge, die vom Kollektorkreislauf und der Zusatzheizung in den Speicher geliefert wird.

$$SD = \frac{\text{Solarenergie}}{\text{Zusatzenergie} + \text{Solarenergie}} = \frac{Q_{SOLAR,IN,STORE}}{Q_{AUX,IN,STORE} + Q_{SOLAR,IN,STORE}}$$

Bei dieser Definition werden für die Errechnung des Deckungsgrades die Verluste zur Nutzenergie hinzugerechnet. Diese Form der Deckungsgraddefinition wird aufgrund des repräsentativen Ergebnisses sehr häufig verwendet und findet auch in anerkannten Simulationsprogrammen (T-Sol, 1997 bzw. Polysun, 1998) Verwendung. Die hier berücksichtigten Energiemengen (Sonnenenergie und Nachheizung) gelten als Input in den Speicher und werden „bildlich betrachtet“, vor Eintritt in den Energiespeicher erfasst. Das bedeutet, dass alle Systemverluste ab Speicher (Speicherverluste, Wärmeverteilverluste, etc.) berücksichtigt werden, nicht aber die Zuleitungsverluste des Solarkreises bzw. der Nachheizung.

### 3.5.2 Der Zapfdeckungsanteil

Der Zapfdeckungsanteil gibt an, wie groß der Anteil des Solareintrags in den Energiespeicher am Warmwasserverbrauch (Nutzenergie) ist. Der Solareintrag wird am Eintritt in den Energiespeicher gemessen, der Warmwasserverbrauch wird direkt an der Zapfstelle erfasst. Im Warmwasserverbrauch sind somit keine Verluste (Speicherverluste, Wärmeverteilverluste, etc.) enthalten. Aus diesem Grund liegt der Zapfdeckungsanteil höher als beispielsweise der Deckungsanteil SD. Der Zapfdeckungsanteil stellt aber nur bei solaren Brauchwasserbereitungsanlagen eine sinnvolle Größe dar. Bei sehr ineffizienten Systemen bzw. auch bei Solaranlagen zur solaren Heizungsunterstützungen kann der Zapfdeckungsanteil nach dieser Definition größer als 100% werden.

$$ZD = \frac{\text{Solarenergie}}{\text{Warmwasserbedarf}} = \frac{Q_{SOLAR,IN,SPEICHER}}{Q_{WARMWASSER}}$$

### 3.5.3 Der spezifische Ertrag einer Solaranlage

Der spezifische Ertrag beschreibt die jährliche Energiemenge, welche von einem Quadratmeter Kollektorfläche dem Energiespeicher zugeführt wird. Dabei muss zwischen der Nettokollektorfläche (= Absorberfläche) und der Bruttokollektorfläche (= Gesamtkollektorfläche inkl. Kollektorrahmen) unterschieden werden.

$$SE = \frac{\text{Solarenergie}}{\text{Kollektorfläche}} = \frac{Q_{SOLAR,IN,SPEICHER}}{A_{KOLLEKTOR}} \quad [kWh / m^2a]$$

Der spezifische Ertrag wird häufig als wesentliche Kenngröße für die Leistungsfähigkeit von Solarsystemen angegeben. Für die richtige Interpretation desselben müssen einerseits die Dimensionierung der Anlage (sprich der solare Deckungsanteil) sowie andererseits die Systemverluste (Speicher- bzw. Wärmeverteilverluste) herangezogen werden.

### 3.5.4 Der Systemnutzungsgrad einer Solaranlage

Der Systemnutzungsgrad gibt Auskunft über die Effizienz der Nutzung der auf die Kollektorfläche eingestrahlten Energie. Dabei stehen der Solareintrag in den Energiespeicher und die auf die Kollektorfläche eingestrahlte Energie im Verhältnis. Wesentliche Einflussfaktoren auf den Systemnutzungsgrad sind einerseits die Dimensionierung der Anlage sowie andererseits die Qualität des Solarsystems (Kollektorwirkungsgrad, Verluste der Rohrleitungen, etc.). Solarsysteme mit großzügiger Dimensionierung ergeben hohe Deckungsanteile aber geringere Nutzungsgrade und umgekehrt. Anlagen mit hohen Deckungsanteilen arbeiten häufiger mit geringeren Kollektorwirkungsgraden bzw. befinden sich in den Sommermonaten auch häufiger im Stillstand, wodurch die eingestrahlte Sonnenenergie nicht so gut genutzt werden kann, wie dies bei Anlagen mit geringeren Deckungsanteilen der Fall ist.

Die Definition des Systemnutzungsgrades lautet:

$$SN = \frac{\text{Solarenergie}}{\text{auf die Kollektorfläche eingestrahlte Energie}} = \frac{Q_{SOLAR,IN,SPEICHER}}{Q_{SOLAR,IN,KOLLEKTORFLÄCHE}}$$

### 3.5.5 Der Systemwirkungsgrad eines solarunterstützten Heizungssystems

Wie schon in Kapitel 3.2.1 dargestellt, weisen Warmwasserbereitungs- und Heizungssysteme zwischen Energieeintrag in den/die Speicher und eigentlichem Verbraucher (Warmwasserverbrauch durch den Bewohner sowie die Wärmeabgabesysteme) Verluste auf, welche bei der Bewertung von Anlagenkonzepten unbedingt berücksichtigt werden müssen. Die Effizienz des Gesamtsystems kann durch den Systemwirkungsgrad beschrieben werden.

Die allgemeine Definition für den Systemwirkungsgrad lautet Nutzen durch Aufwand. Als Nutzen kann die nötige Energie für die Raumwärmeversorgung des Gebäudes und die für die

Bereitstellung von Warmwasser ohne Berücksichtigung von Speicher- bzw. Verteilverlusten betrachtet werden (Nutzenergie). Als Aufwand wird die Energiemenge bezeichnet, die seitens der Energiequellen (Solarenergie und Nachheizenergie) in den Energiespeicher geliefert wird. In der gegenständlichen Darstellung wird aufgrund der Betrachtung unterschiedlicher Rohrleitungslängen und Deckungsgrade zusätzlich der Verlust des Solar-Rohrleitungssystems berücksichtigt. Rohrleitungsverluste der Nachheizung wurden in dieser Betrachtung vernachlässigt.

Somit ergibt sich folgende Definition:

$$SW = \frac{\text{Heizbedarf} + \text{Warmwasserbedarf}}{\text{Zusatzenergie} + \text{Solarenergie}} = \frac{Q_{\text{HEIZBEDARF}} + Q_{\text{WARMWASSER}}}{Q_{\text{AUX,IN,SPEICHER}} + Q_{\text{SOLAR,IN,SPEICHER}}}$$

### 3.5.6 Der Nachheizenergiebedarf

Die Effizienz eines gesamten Wärmeversorgungssystems kann durch den Systemwirkungsgrad sehr gut beschrieben werden.

Unterschiede in der Effizienz von solaren Wärmeversorgungskonzepten können bei gleichem Bedarf an Nutzenergie aber noch deutlicher durch den Nachheizenergiebedarf ausgedrückt werden. Der Nachheizenergiebedarf ist jene Wärmemenge, die vom konventionellen Energieträger, zusätzlich zu den Solarerträgen, dem System zugeführt werden muss. Wirkungsgrade des Wärmeerzeugers werden in dieser Kennzahl nicht berücksichtigt.

Systeme mit geringerem Bedarf an Nachheizenergie sind aus energetischer Sicht Systemen mit höherem Nachheizenergiebedarf vorzuziehen. Neben energetischen Aspekten spielen im Systemvergleich aber auch ökonomische Betrachtungen (Wärmepreise) eine Rolle.

### 3.5.7 Die Auslastung einer Solaranlage

Die Auslastung ist ein Maß für die Dimensionierung einer Solaranlage und beschreibt, mit welcher Last (der Verbrauch in Liter oder kWh) ein Quadratmeter Kollektorfläche beaufschlagt wird. Bei Solarsystemen zur Brauchwassererwärmung wird die Auslastung wie folgt definiert:

$$\text{Auslastung} I = \frac{\text{gesamter Bedarf Warmwasser je Tag bei } ^\circ\text{C}}{\text{Kollektorfläche}} = \frac{l/d}{m^2}$$

Bei solaren Heizungsunterstützungen ist der Warmwasserverbrauch nur ein Teil der Last, mit der die Kollektoranlage beaufschlagt wird. Aus diesem Grund muss bei der Definition der Auslastung neben dem Warmwasserbedarf auch der Raumwärmebedarf berücksichtigt werden. Da der Raumwärmebedarf in der täglichen Größe aber wesentlich größeren saisonalen Schwankungen unterliegt (Sommer – Winter) als der Brauchwasserbedarf, wird hier die Auslastung auf das Kalenderjahr bezogen. In diesem Fall beschreibt die Auslastung



somit die Last (in kWh), mit der ein Quadratmeter Kollektorfläche im Jahr beaufschlagt wird und ist wie folgt definiert:

$$Auslastung II = \frac{\text{gesamter jährlicher Energiebedarf für Warmwasser + Raumheizung } g}{\text{Kollektorfläche}} = \frac{kWh/a}{m^2}$$

### 3.5.8 Bewertungsgrößen im Vergleich

In den vorherigen Kapiteln wurden die Bewertungsgrößen beschrieben und mathematisch definiert. Um einen Überblick über Zusammenhänge und Verläufe der Bewertungsgrößen zu erhalten, werden nachfolgend Simulationsergebnisse zum Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, BWE“ in Kombination mit dem Referenzgebäude „12 Wohneinheiten“ grafisch dargestellt. Verändert wurde in der Simulation nur die Auslastung I – sprich die Kollektorfläche (von 20 bis 400 m<sup>2</sup> Kollektorfläche). Das Speichervolumen wurde konstant mit der Kollektorfläche (50 l Speichervolumen pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche) gesteigert.

Einerseits ist die Auslastung ein Maß für die Dimensionierung und andererseits kommt dieser als spezifische Kennzahl große Bedeutung bei der Dimensionierung mittels Nomogrammen zu. Mittels dem nachfolgenden Nomogramm kann beispielsweise eine Solaranlage für jeden beliebigen Warmwasserverbrauch und Deckungsanteil – eben über die Auslastung – flexibel dimensioniert werden. Die Auslastung ist somit eine wichtige Hilfsgröße bei der Erstellung von allgemeingültigen Dimensionierungsnomogrammen und wird in der Folge als Basisgröße betrachtet. Die übrigen Kennzahlen, über der Auslastung aufgetragen, zeigen in Abbildung 3.44 folgende Zusammenhänge.

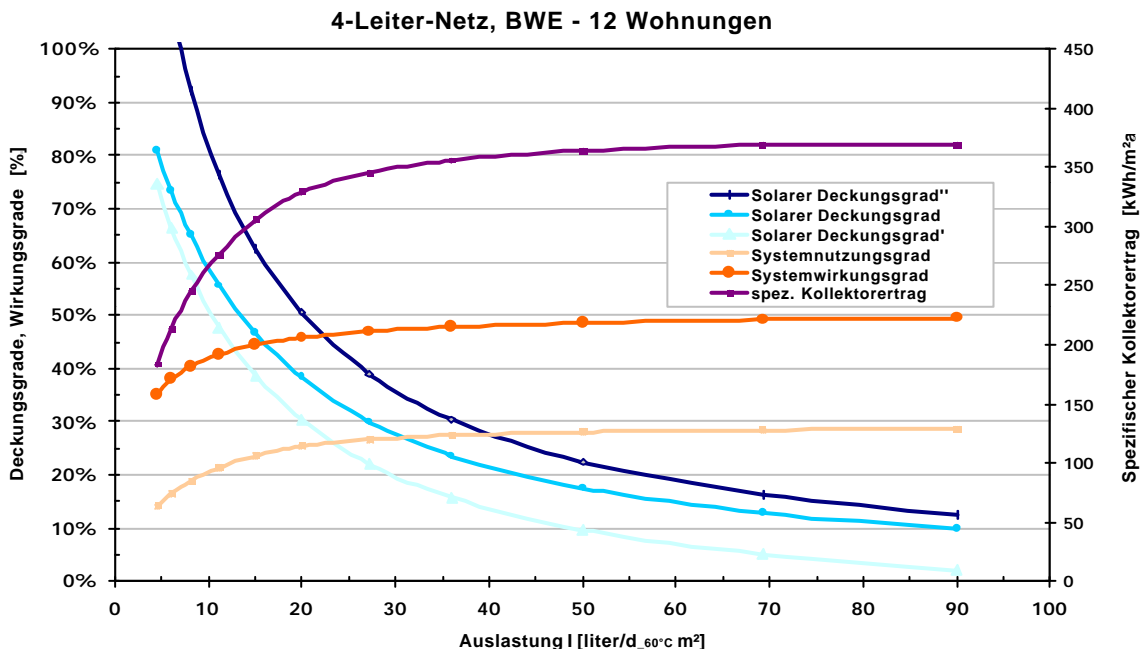


Abbildung 3.44: Zusammenhänge zwischen den Bewertungsgrößen Solarer Deckungsgrad, Nutzungsgrad, Spezifischer Ertrag – aufgetragen über der Auslastung. Die Basis bildet das Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, BWE“ in Verbindung mit dem Referenzgebäude-12 Wohneinheiten.

Deutlich sind die beschriebenen Unterschiede zwischen den jeweiligen Deckungsanteildefinitionen zu erkennen. Erwartungsgemäß liefert der Solare Deckungsgrad´ (sämtliche Verluste werden der Solaranlage zugeordnet) die geringsten Anteile und der Solare Deckungsgrad´´ (sämtliche Verluste werden dem Zusatzheizsystem zugeordnet) die höchsten. Der Solare Deckungsgrad SD liegt zwischen den vorhin genannten. Die mathematische Definition des Solaren Deckungsgrades SD liefert für die gegenständlichen Betrachtungen die repräsentativsten Ergebnisse, weshalb in den nachfolgenden Vergleichs- und Variationsrechnungen (wenn nicht anders angeführt) die Definition des Solaren Deckungsgrades SD verwendet wird.

Der Nutzungsgrad, der Systemwirkungsgrad sowie der spezifische Ertrag verhalten sich gegenläufig zu den Kurven des Deckungsgrades. Mit kleiner werdendem Deckungsanteil (entspricht einer größer werdenden Auslastung) steigen die Bewertungsgrößen spezifischer Ertrag, Systemwirkungsgrad und Nutzungsgrad an. Ein größer werdender Deckungsanteil führt zu gegenteiligen Veränderungen.

### 3.6 Heizlast und Wärmebedarf der Referenzgebäude

Die ersten dynamischen Simulationen behandelten die Referenzgebäude ohne Wärmeversorgungsnetz. Von vordergründigem Interesse waren Heizlast sowie Heizwärmebedarf der unterschiedlichen Gebäudegrößen, da diese Daten für die Auslegung von Systemkomponenten (Heizkessel, Rohrnetz, etc.) sowie als Basis für die Bildung von Bewertungsgrößen (beispielsweise die Auslastung) benötigt werden.

#### 3.6.1 Die Heizlast der Referenzgebäude

Die Heizlast des Referenzgebäudes 1 (5 Wohneinheiten) wurde aus Vergleichsgründen mittels drei verschiedener Verfahren ermittelt. Zwei Verfahren davon können in der Simulationsumgebung TRNSYS angewendet werden.

Zum einen die dynamische Berechnung mit sogenannten „Design Days“. Dabei wird ein Klimadatensatz generiert, der stufenweise ansteigende Umgebungstemperaturen enthält (-18 °C bis -4 °C). Die solare Einstrahlung und alle innere Lasten sind auf 0 gesetzt.

Zum anderen wird die statische Heizlastberechnung nach der DIN 4701 mit einem „Prebid Add-In“ (Gebäudemodul von TRNSYS) für -12 °C Umgebungstemperatur verwendet und die statische Heizlast für das Referenzgebäude ermittelt.

Als dritte Vergleichsgröße wurde mit einem für Technische Büros gängigen Auslegungstool für Heizlast, Kühllast und Heizkörper (MHW-Software) die Heizlast nach der DIN 4701

	WG 5 std	
	Tamb [°C]	Pheat [kW]
MHW DIN 4701	-12	14,474
Trnsys DIN 4701	-12	15,73
TRNSYS Dynamisch	-12	15,93

gerechnet. Die Ergebnisse dieser drei Heizlastrechnungen sind in der Tabelle 3.13 zusammengefasst.

RB: nL=0,5 1/h  
 rH=50%  
 Troom=20°C  
 DIN 4701

Tabelle 3.13: Heizlastberechnung nach verschiedenen statischen und dynamischen Methoden

Die dynamische Berechnung liefert die höchsten und die statische Berechnung mit der Software MHW liefert die geringsten Werte der Heizlast. Für die weiteren Referenzgebäude wurde nur mehr mit der für TRNSYS Simulationen üblichen, dynamischen Methode gerechnet. Die unterschiedlichen Werte, die sich bei den verschiedenen Methoden nach Tabelle 3.13 ergeben, sind nicht relevant, da bei der Anwendung ein und derselben Methode für einen Vergleich von Systemen weniger die Absolutwerte als die Relationen entscheidend sind.

Die Heizlasten aller Referenzgebäude sind in Tabelle 3.14 und Tabelle 3.15 enthalten. Diese Werte wurden mit TRNSYS unter der Verwendung der dynamischen Methode für verschiedene Normaußentemperaturen (-4 bis -18 °C) gerechnet.

Tabelle 3.14: Heizlasten für die Standard-Referenzgebäude bei verschiedenen Außentemperaturen

WG 48 std		WG 12 std		WG 5 std	
Tamb [°C]	Pheat [kW]	Tamb [°C]	Pheat [kW]	Tamb [°C]	Pheat [kW]
-4	105,0	-4	27,6	-4	12
-6	113,3	-6	29,86	-6	12,97
-8	122,9	-8	32,2	-8	13,96
-10	133,5	-10	34,5	-10	14,94
-12	142,9	-12	36,79	-12	15,93
-14	151,4	-14	39,11	-14	16,907
-17	160,8	-17	42,54	-17	18,372
-18	171,4	-18	43,64	-18	18,85

Tabelle 3.15 Tabelle Heizlasten für die Niedrigenergiehaus-Referenzgebäude bei verschiedenen Außentemperaturen

WG 48 NEH		WG 12 NEH		WG 5 NEH	
Tamb [°C]	Pheat [kW]	Tamb [°C]	Pheat [kW]	Tamb [°C]	Pheat [kW]
-4	86,1	-4	21,49	-4	9,86
-6	93,3	-6	23,16	-6	10,62
-8	101,1	-8	24,82	-8	11,38
-10	108,3	-10	26,48	-10	12,14
-12	115,7	-12	28,22	-12	12,91
-14	123,2	-14	30,02	-14	13,71
-17	135,2	-17	32,85	-17	14,93
-18	138,8	-18	33,78	-18	15,34

### 3.6.2 Der Wärmebedarf der Referenzgebäude

Der Wärmebedarf der Referenzgebäude ergibt sich aufgrund der Jahressimulation für jedes Gebäude unter Verwendung der Randbedingungen, wie in Kapitel 3.3.1 beschrieben, in Kombination mit dem Klimadatensatz für Graz.

Die Ergebnisse der Berechnung des Heizwärmebedarfs zeigen schon bei der Standardwärmedämmung gute Werte. Dies liegt einerseits daran, dass die definierten Referenzgebäude eine kompakte Baustruktur aufweisen und andererseits daran, dass für sämtliche Bauteile jeweils die strengsten U-Wert Vorgaben der Bundesländer eingehalten wurden. In Tabelle 3.16 sind der Heizwärmebedarf sowie der Wärmebedarf für Brauchwasser für die drei Referenzgebäude (Standard-Variante) dargestellt. Ebenso wurde auch der

Heizwärmebedarf für die Referenzgebäude bei optimierter Wärmedämmung (Niedrigenergiehaus-Variante) ermittelt und dargestellt.

Tabelle 3.16 Heizwärmebedarf der Referenzgebäude unter Verwendung der Klimadaten von Graz und der in Kapitel 3.3.1 definierten Randbedingungen

		5 WG		12 WG		48 WG	
		std	NEH	std	NEH	std	NEH
Nettonutzfläche	[m <sup>2</sup> ]	460		930		3720	
spez. Heizenergiebedarf	[kWh/m <sup>2</sup> a]	53.5	41.6	48.5	34.8	41.2	30.8
Heizenergiebedarf	[kWh/a]	24630	19120	45070	32340	153100	114700
Warmwasserbedarf 30l/d <sub>Pers60 °C</sub>	[kWh/a]	10478		19464		74889	
Auslastung II	[kWh/a]	35108	29598	64534	51804	227989	189589

### 3.7 Vergleichs- und Variationsrechnungen für die Referenzhydraulikkonzepte in Verbindung mit den Referenzgebäuden

#### 3.7.1 Rahmenbedingungen für die Vergleichsrechnungen

Neben entsprechenden Randbedingungen betreffend die Referenzgebäude (Kapitel 3.3.1) wurden für den Vergleich der Referenzhydraulikkonzepte als Ausgangsbasis gleiche Rahmenbedingungen definiert. Falls in den weiterführenden Ausführungen nicht anders angeführt, gelten für alle Darstellungen und Interpretationen folgende Referenz-Rahmenbedingungen.

Tabelle 3.17: Rahmenbedingungen zu den Vergleichsrechnungen

Kollektoranlage	
Kollektortyp:	Flachkollektor $c_0=0,8, c_1=3,5 \text{ W/m}^2\text{K}, c_2=0,015\text{W/m}^2\text{K}^2$
Spezifische Wärmekapazität:	7 kJ/m <sup>2</sup> K
Winkelfaktor:	90 %
Ausrichtung des Kollektors:	Süd
Kollektorneigung:	45°
Spezifischer Massenfluss (Low-Flow-Betrieb):	15 kg/m <sup>2</sup> h
Rohrleitungslänge:	Entsprechend der 3 Referenzgebäude
Rohrdurchmesser:	Entsprechend der Anlagengröße
Dämmstärke der Rohrleitungen:	Dämmstärke = Rohrdurchmesser $\lambda= 0,042 \text{ W/mK}$
Energiespeichervolumen:	50 Liter/m <sup>2</sup> Kollektorfläche
Speicherdämmung:	150mm $\lambda= 0,042 \text{ W/mK}$
Einbringung der Solarenergie:	geschichtet

<b>Nachheizung:</b>	
Nennleistung	in Abhängigkeit der Gebäudegröße (20, 40 und 150 kW)
Einbringung der Nachheizenergie:	in den Bereitschaftsteil des Energiespeichers
<b>Brauchwasserversorgung</b>	
Brauchwasserbedarf	30 l/d bei 60°C und Person
Statistische Belegung:	2,4 Personen/Wohnung
Erwärmung:	zentral oder dezentral (je nach Konzept)
Dämmstärke der Verteil- bzw. Zirkulationsleitungen bei zentraler Erwärmung:	Dämmstärke = Rohrdurchmesser $\lambda = 0,04 \text{ W/mK}$
Volumen des Bereitschaftsspeichers (bei zentraler Erwärmung):	In Abhängigkeit der Bewohnerzahl (DIN 4708), siehe Kapitel 3.4.3.1.2
Dämmstärke des Bereitschaftsspeichers (bei zentraler Erwärmung)	50 bis 100 mm (je nach Größe) $\lambda = 0,042 \text{ W/mK}$
Volumen des dezentralen Speichers (bei Zwei-Leiter-Netzen):	150 l je Wohnung 2 tägliche Ladezyklen
Dämmstärke der dezentralen Speicher (bei Zwei-Leiter-Netzen):	50mm $\lambda = 0,042 \text{ W/mK}$
<b>Raumwärmeversorgung</b>	
Auslegungstemperaturen des Wärmeabgabesystems:	Vorlauf 65°C Rücklauf: 40°C
Dämmstärke der Verteilleitungen:	Dämmstärke = Rohrdurchmesser $\lambda = 0,042 \text{ W/mK}$
Klima (Graz)	Generierte Stundenmittelwerte aus Monatsmittelwerten von 1991 bis 1999

### 3.7.2 Vorgangsweise bei den Vergleichsrechnungen

Um entsprechend aussagekräftige Ergebnisse zu erhalten, wurden für jedes Referenzhydraulikkonzept und für jedes Referenzgebäude über eine repräsentative Bandbreite von solaren Deckungsanteilen (etwa 10 bis 70%) Kennzahlen (siehe Kapitel 3.5) errechnet. Je Referenzgebäude und Referenzhydraulikkonzept bedeutete dies 11 unterschiedlich große Solarsysteme und somit 11 Simulationspunkte.

Nachfolgend werden beispielhaft für zwei Referenzkonzepte (Vier-Leiter-Netz, BWE,“ und Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“) die Verläufe des Solaren Deckungsgrades, des Spezifischen Ertrages und des Systemwirkungsgrades über den entsprechenden Auslastungen

(Referenzgebäude mit 48 Wohnungen) dargestellt. Abbildung 3.45 zeigt die drei wesentlichen Kennzahlen einer Brauchwasserbereitungsanlage über der Auslastung I. Zum besseren Verständnis der Kenngröße „Auslastung I“ wurden im Diagramm an der Ordinate zusätzlich drei Kollektorflächen ergänzt. Statt der Auslastung könnte nämlich für einen definierten Verbrauch direkt eine Kollektorfläche zugeordnet werden. Somit sind die Zusammenhänge zwischen Kollektorfläche, Auslastung und Systemkennzahlen transparenter.

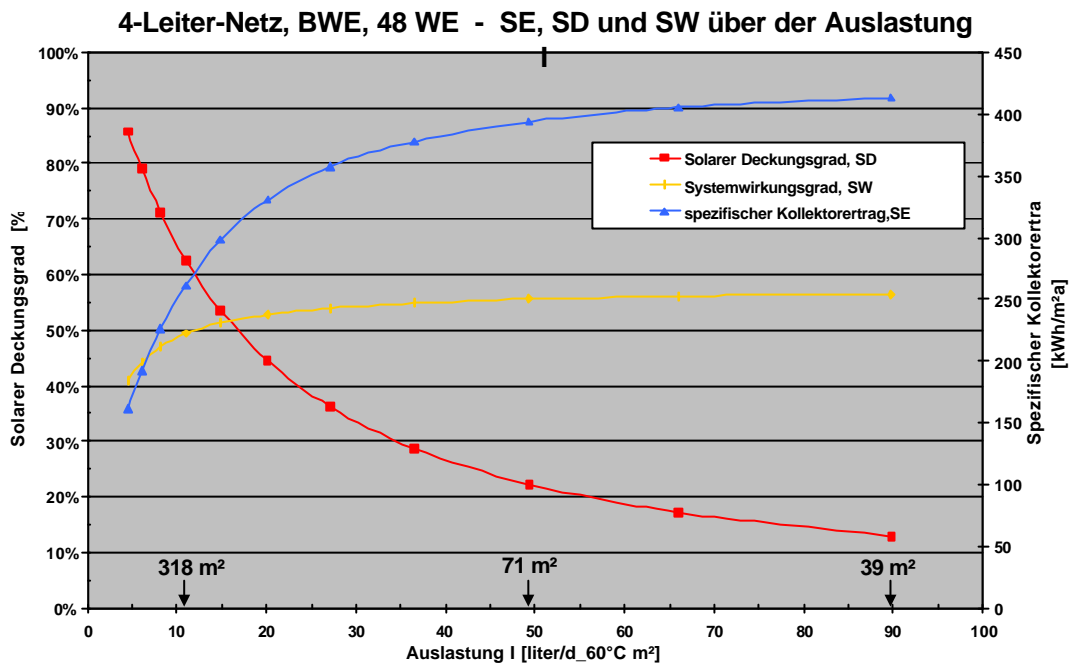


Abbildung 3.45: Solarer Deckungsgrad, Systemwirkungsgrad und Spezifischer Ertrag über der Auslastung I („Vier-Leiter-Netz, BWE“ und 48 Wohneinheiten).

Werden statt der Auslastung aber Kollektorflächen zugeordnet, muss beachtet werden, dass die Aussagekraft des Nomogramms nur für einen definierten Verbrauch gilt, das Nomogramm somit an Allgemeingültigkeit verliert. Wegen der wesentlich flexibleren Einsatzmöglichkeit (in Dimensionierung und Auslegung), wurden in den nachfolgenden Betrachtungen zumeist allgemeingültige, sogenannte „spezifische Nomogramme“, verwendet.

Im Gegensatz zur Abbildung 3.45 zeigt Abbildung 3.46 den Verlauf der drei wesentlichen Systemkennzahlen über der Auslastung II, was bedeutet, dass die Kollektoranlage neben der Brauchwassererwärmung auch in die Raumwärmeversorgung eingebunden ist (Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“). Deutlich ist die unterschiedliche Nutzung bei der Größe der Kollektorfläche zu erkennen. Um ähnliche Deckungsanteile wie bei Brauchwassererwärmungsanlagen zu erzielen, müssen wesentlich größere Kollektorflächen installiert werden. Die spezifische Betrachtungsweise über die Auslastung bringt im Vergleich zur „eindimensionalen“ Betrachtung über der Kollektorfläche die gleichen Vorteile mit sich, wie schon zu Abbildung 3.45 angemerkt.

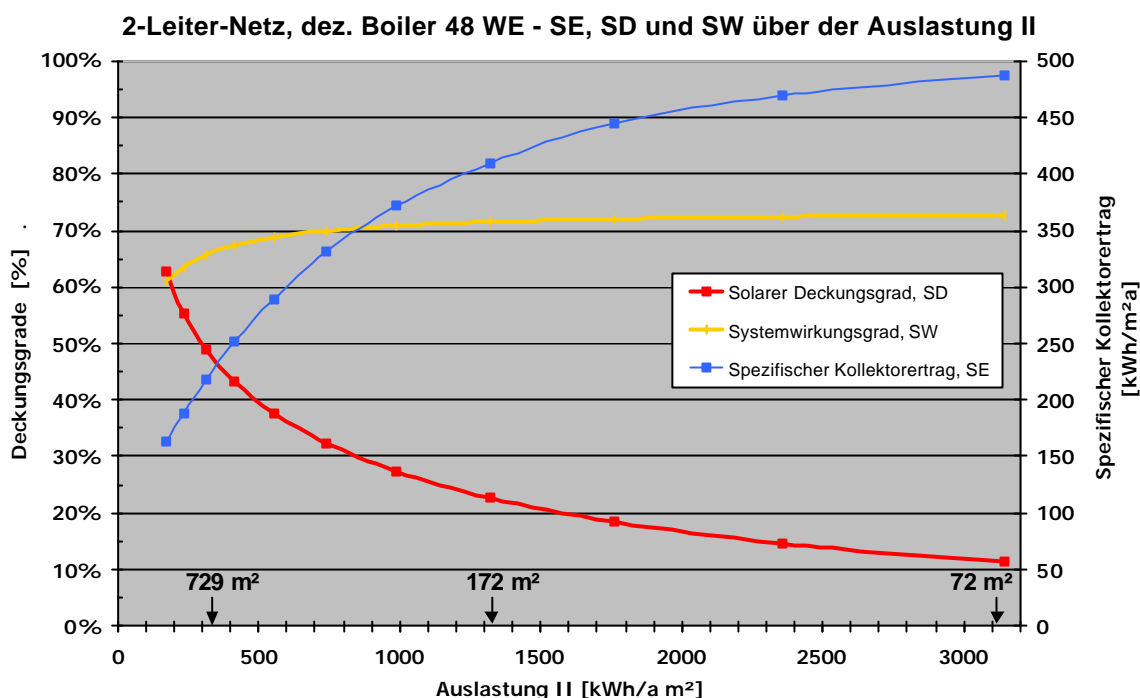


Abbildung 3.46: Solarer Deckungsgrad, Systemwirkungsgrad und Spezifischer Ertrag über der Auslastung II („Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ und 48 Wohneinheiten).

### 3.7.3 Validierung der Simulationsmodelle

Vor allem bei der Modellierung von komplexen Hydraulikkonzepten in Verbindung mit Gebäudeeinflüssen ist die Validierung von nachgebildeten Systemen besonders wichtig. Da jedoch, wie schon in Kapitel 3.2.1 beschrieben, nur vereinzelt Messergebnisse zu realisierten Solarsystemen existieren, muss die Validierung an einigen wenigen vorhandenen Messergebnissen, die auf vergleichbaren Referenzkonzepten basieren, durchgeführt werden. An dieser Stelle bleibt zu erwähnen, dass die Überlagerung von Messergebnissen mit Simulationsergebnissen praktisch nur Vergleichscharakter besitzt, da viele Rahmenbedingungen (Klima, Hydrauliksituation, Lastprofil, etc.) nicht exakt übereinstimmen.

Abbildung 3.47 zeigt den Vergleich von Messergebnissen dreier Brauchwasserbereitungsanlagen nach dem Konzept „Vier-Leiter-Netz, BWE“ mit den Simulationsergebnissen für das Referenzgebäude mit 12 Wohnungen. Die spezifische Darstellung über der Auslastung I ermöglicht einen Vergleich von Messergebnissen aus Anlagen, die nicht genau 12 Wohnungen umfassen bzw. den gleichen Warmwasserverbrauch aufweisen. Über den gemessenen Warmwasserverbrauch und der bekannten Kollektorfläche kann die zugehörige Auslastung I errechnet werden. Die Kennwerte jeder Anlage liegen somit auf einer Vertikalen, welche die Abszisse im Punkt der jeweiligen Auslastung schneidet. In ausreichender Genauigkeit kann auch hier eine Übereinstimmung der Kennzahlen Spezifischer Ertrag und Solarer Deckungsgrad zwischen Messungen und Simulations-



rechnungen festgestellt werden. Deutlich ist zu erkennen, dass bisher übliche Dimensionierungsansätze in Österreich zu sehr kleinen Auslastungen (10 bis 20 l/d bei 60°C und m<sup>2</sup> Kollektorfläche) führen.

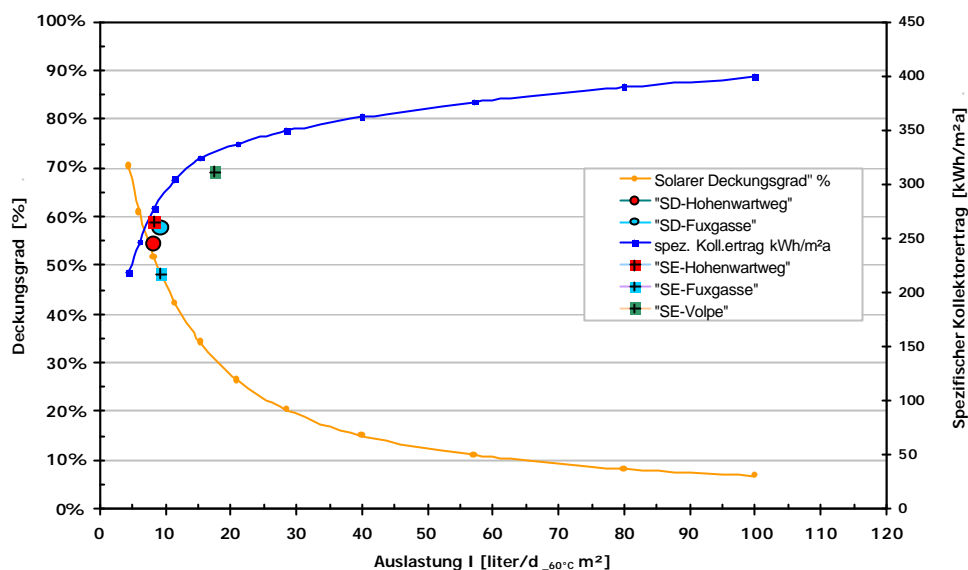


Abbildung 3.47: Simulierte Kurven für den Solaren Deckungsgrad und den Spezifischen Ertrag einer Brauchwassererwärmungsanlage („Vier-Leiter-Netz, BWE“) im Vergleich mit Ergebnissen aus Messprojekten.

Im Vergleich hierzu werden in Deutschland Auslastungen um die 70 l/d bei 60°C und m<sup>2</sup> Kollektorfläche angestrebt. Simulationsergebnisse aus Deutschland (Schwenk, Jahn, Mack, 1999) zeigen bei großen Auslastungen eine gute Übereinstimmung zu den gegenständlichen Kurvenverläufen.

Abbildung 3.48 zeigt den Vergleich von Messergebnissen einer Anlage (Niedrigenergiehaussiedlung SUNDAYS, Gleisdorf) zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung nach dem Konzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ mit den Simulationsergebnissen für das Referenzgebäude mit 5 Wohnungen. Die spezifische Darstellung über der Auslastung II ermöglicht wiederum einen Vergleich mit einer Messanlage, die nicht genau dem Referenzgebäude und dem gleichen Wärmebedarf entspricht. Über den gemessenen Energiebedarf und der bekannten Kollektorfläche kann die zugehörige Auslastung I errechnet werden. Die Kennwerte (Solarer Deckungsgrad, und Spezifischer Solarertrag) der Messanlage liegen somit auf einer Vertikalen, welche die Abszisse im Punkt der vorherrschenden Auslastung schneidet. In ausreichender Genauigkeit kann für diese Darstellung eine Übereinstimmung der Kennzahlen Solarer Deckungsgrad, Systemwirkungsgrad und Spezifischer Solarertrag zwischen Messungen und Simulationsrechnungen festgestellt werden.

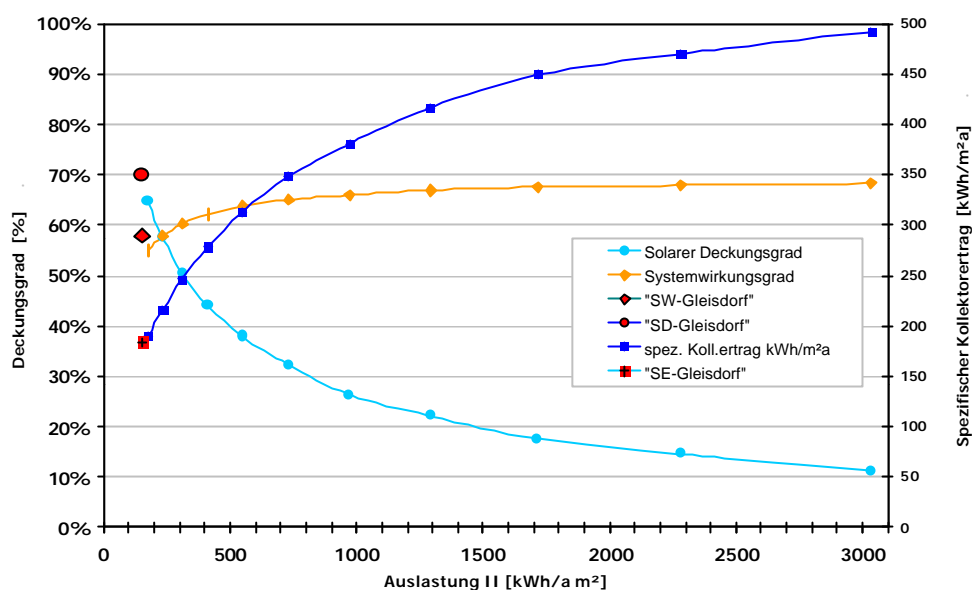


Abbildung 3.48: Simulierte Kurven für den Solaren Deckungsgrad, Systemwirkungsgrad und den Spezifischen Ertrag einer Anlage zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung („Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“) im Vergleich mit Ergebnissen aus einem Messprojekt.

### 3.7.4 Systemkonzepte zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung im direkten Vergleich

Anhand der wesentlichen Systemkennzahlen (Solarer Deckungsgrad, Systemwirkungsgrad Spezifischer Solarertrag und Nachheizenergiebedarf) werden in den nachfolgenden Kapiteln die vier Hydraulikkonzepte zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung verglichen. Als Ergänzung zu diesen Darstellungen werden Energieflüsse (Input-Output Gegenüberstellung) mit Verlustzuordnung bei einer vergleichbaren Kollektorfläche abgebildet. Diese Abbildung der Energieflüsse ermöglicht eine transparente Betrachtung der Effizienz von einzelnen Systemabschnitten und unterstützt die Beschreibung der Unterschiede zwischen den Referenzhydraulikkonzepten.

#### 3.7.4.1 Systemvergleich anhand des Referenzgebäudes mit 5 Wohnungen

Die Unterschiede im Systemvergleich für das Referenzgebäude mit 5 Wohnungen zeigen deutliche energetische Vorteile für Zwei-Leiter-Netze (siehe Abbildung 3.49).

Die Unterschiede zwischen den beiden Zwei-Leiter-Netzen sind bei dieser Gebäudegröße eher gering. Leichte Vorteile zeigt hier das Konzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“.

Das Referenzgebäude mit 5 Wohnungen weist, durch die reihenhausartige Bebauung, eine im Vergleich zu den anderen Referenzgebäuden wenig kompakte Bauform mit geringen Energieabnahmedichten auf. Diese geringen Energiedichten bedeuten für Vier-Leiternetze

eine geringe Menge an „transportierter Energie je Laufmeter Netzlänge“, was sich in höheren Systemverlusten und somit wesentlich schlechteren Systemwirkungsgraden (Unterschiede zu Zwei-Leiter-Netzen liegen zum Teil über 10%) zeigt.

Bei der Betrachtung des Solaren Deckungsgrades (SD) liegen Zwei-Leiternetze um über 5% höher als Vier-Leiternetze. Die wesentlichen Ursachen hierfür liegen einerseits in den wesentlich tieferen Rücklauftemperaturen aus dem Verteilnetz, was deutlich höhere Solare Erträge bedeutet und andererseits im geringeren Gesamtenergiebedarf durch geringere Systemverluste (besserer Systemwirkungsgrad SW). Bei den Kurvenverläufen des Spezifischen Solarertrages (SE) stellt sich folgendes Phänomen ein. Bei hohen Solaren Deckungsgraden (bei kleinen Auslastungen) liegen die Spezifischen Solarerträge von Zwei-Leiternetzen geringfügig unter denen von Vier-Leiter-Netzen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei hohen Solaren Deckungsgraden die höheren Systemverluste der Vier-Leiternetze einen zusätzlichen „Verbrauch“ darstellen und das Solarsystem somit ein größeres „Arbeitspotenzial“ besitzt. Bei Solaren Deckungsanteilen für Brauchwassererwärmung und Raumwärmeversorgung unter 35% liegen die Spezifischen Solarerträge aus Zwei-Leiter-Netzen aber deutlich über den von Vier-Leiter-Netzen.

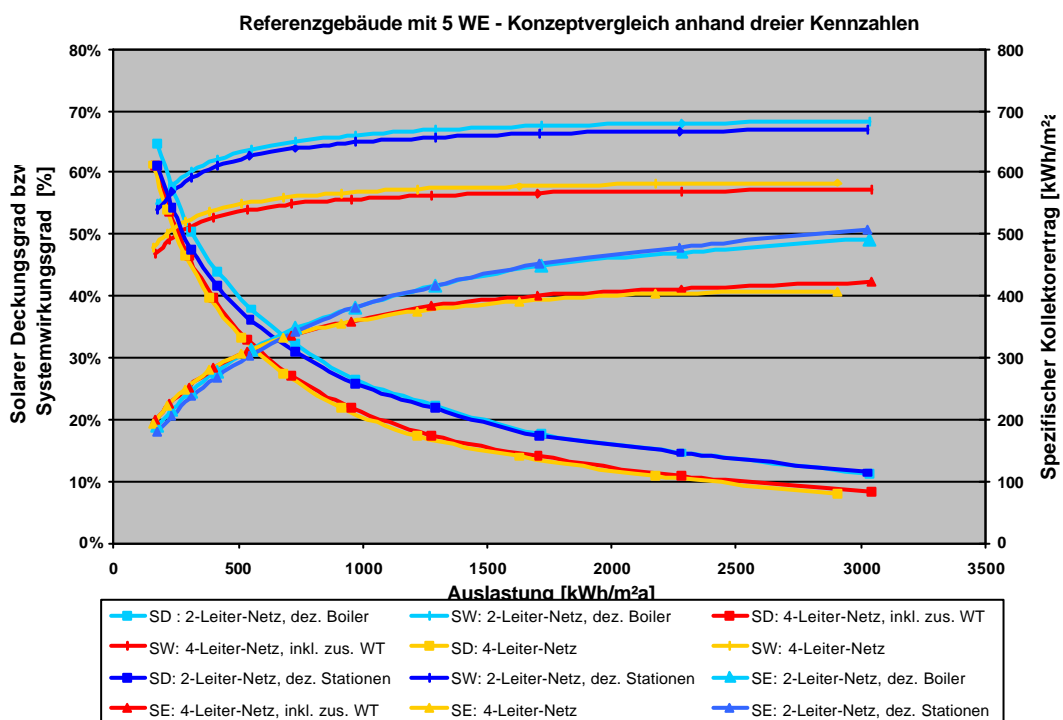


Abbildung 3.49: Vergleich der 4 Referenzhydraulikkonzepte am Referenzgebäude mit 5 Wohnungen anhand der Kennzahlen Solarer Deckungsgrad (SD), Systemwirkungsgrad (SW) und Spezifischer Solarertrag (SE).

Die energetischen Unterschiede zwischen den beiden Zwei-Leiter-Netzen sind bei dieser Gebäudegröße eher gering. Das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ weist höhere Speicherverluste durch die dezentralen Boiler auf, reduziert aber die Verteilverluste aufgrund des intermittierenden Betriebes der Boilerladung (2 x täglich werden 1 Stunde dezentrale Boiler geladen). Das Referenzkonzept „Zwei-Leiternetz, dez. Stationen“ weist

durch die dezentralen Wohnungsstationen keine zusätzlichen Speicherverluste auf, hat durch den kontinuierlichen Betrieb des Netzes mit Versorgungstemperaturen um 65°C aber höhere Verteilverluste. Bei dieser Referenzgebäudegröße kompensieren sich diese systembedingten Unterschiede, sodass die beiden Zwei-Leiter-Netze als gleichwertig betrachtet werden können.

Die Rückführung des Zirkulationsrücklaufs über einen externen Wärmetauscher im Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, zus. WT“ bringt gegenüber dem Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, RWV“ eine geringe Verbesserung. Der Systemwirkungsgrad sinkt aufgrund des 8760 Stunden Betriebs (ganzjährig, ohne Unterbrechung) und der daraus resultierenden Verluste der zusätzlichen Wärmetauschergruppe leicht, der Spezifische Solarertrag steigt aufgrund eines etwas tieferen Rücklauf temperaturniveaus, was sich in einer geringfügigen Verbesserung des Solaren Deckungsgrades (etwa 0,5 - 1%) auswirkt.

Die in energetischer Hinsicht entscheidende Größe bei der Beurteilung von Systemkonzepten ist der Nachheizenergiebedarf. Dieser zeigt die Zusammenhänge der vorhin behandelten Systemkennzahlen direkt. Abbildung 3.50 zeigt die Unterschiede im Nachheizenergiebedarf zwischen den Referenzhydraulikkonzepten für das Referenzgebäude mit 5 Wohnungen.

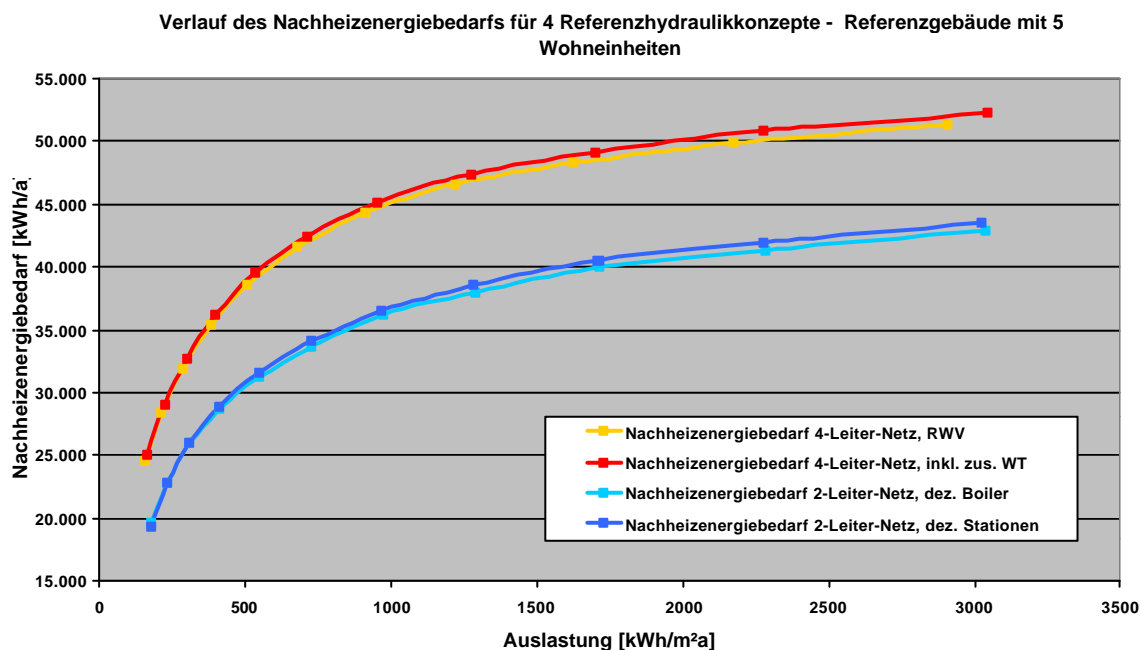


Abbildung 3.50: Der Nachheizenergiebedarf der 4 Referenzhydraulikkonzepte basierend auf dem Referenzgebäude mit 5 Wohnungen.

Zwischen Zwei-Leiter-Netzen und Vier-Leiter-Netzen zeigen sich enorme Unterschiede im Nachheizenergiebedarf. Der Nachheizenergiebedarf von Vier-Leiter-Netzen liegt bei dieser Gebäudegröße über die gesamte Bandbreite der Auslastung um etwa 20-25% höher. Aus ökologischen Gründen sollten bei Anlagen und Gebäuden dieses Typs daher unbedingt Zwei-Leiter-Netze verwendet werden. Die Unterschiede zwischen den beiden Zwei-Leiter-Referenzkonzepten hingegen sind gering. Das Referenzhydraulikkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ zeigt bei dieser Gebäudegröße leichte energetische Vorteile.

Nachfolgende Abbildungen (Abbildung 3.51 und Abbildung 3.52) zeigen das Verhältnis zwischen Energieinput und Nutzen (Nutzenergie) jeweils für die Referenzhydraulikkonzepte „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ (energetisch günstigstes Konzept) und „Vier-Leiter-Netz, RWV“ (energetisch ungünstigstes Konzept). Für die Darstellung wurden nahezu idente Auslastungen (gleiche Kollektorflächen) gewählt.

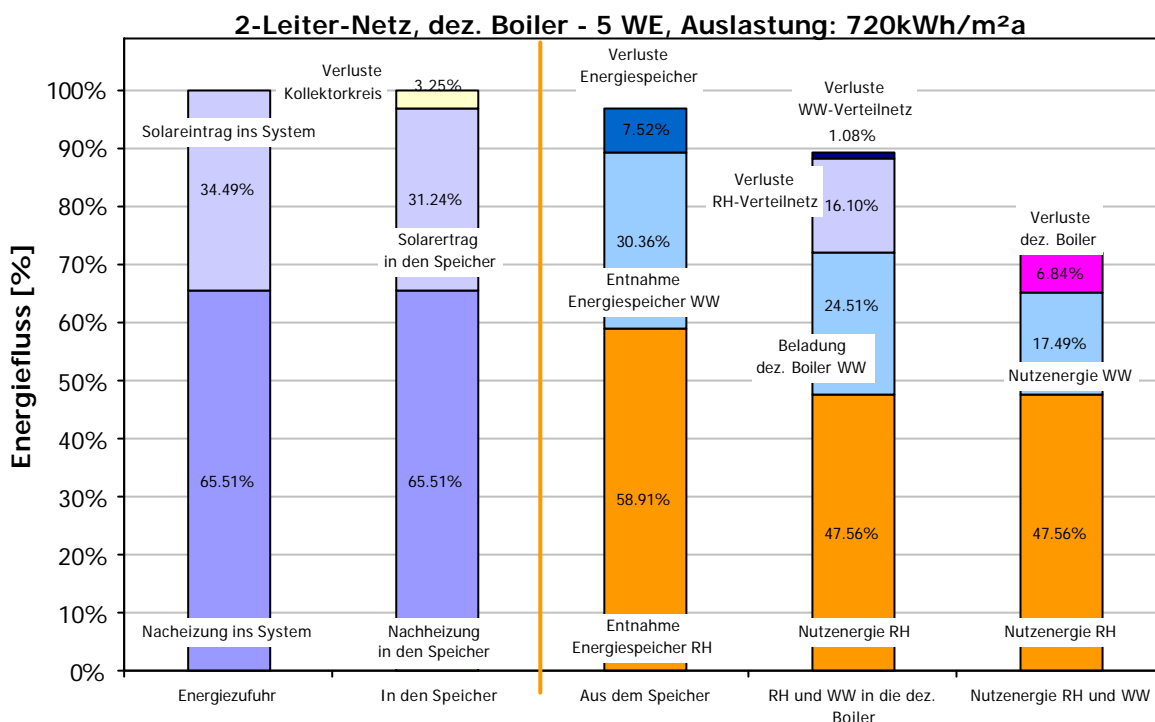


Abbildung 3.51: Energiefluss des Referenzkonzeptes „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ für das Referenzgebäude mit 5 Wohnungen und einer Auslastung von 720 kWh/m²a.

Der linke Balken in Abbildung 3.51 steht für den Gesamtenergieinput (Nachheizung und Solarertrag) und stellt für diese Betrachtung 100% dar. Der zweite Balken von links zeigt die Reduktion des Solarertrags um die Verluste der Verbindungsleitungen „Kollektor - Energiespeicher“. Aus diesem Balken ist auch direkt der Solare Deckungsgrad ablesbar (SD=31,24%, bei einer Auslastung von 720 kWh/m²a). Wärmeverluste der Rohrleitungen „Nachheizung - Energiespeicher“ wurden aufgrund des üblicherweise geringen Ausmaßes nicht berücksichtigt. Der dritte Balken von links zeigt jene Energiemengen, die für Brauchwassererwärmung und Raumwärmeversorgung aus dem Energiespeicher entnommen werden. Der dunkelblaue Balken stellt das Ausmaß der Wärmeverluste des Energiespeichers dar (7,52%). Der vierte Balken von links zeigt, wie verlustbehaftet das Wärmeverteilsystem für Raumwärmeversorgung und Brauchwassererwärmung ist. Die Wärmeverteilverluste betragen 17,08%. Der fünfte Balken von links stellt die tatsächlich in den Wohnungen benötigte Nutzenergie – abzüglich der Wärmeverluste der dezentralen Boiler (6,84%), dar. Die zur Verfügung stehende Nutzenergie beträgt 65,05% vom Gesamtenergieinput. Diese Zahl ist ident mit dem Systemwirkungsgrad. Da die Wärmeverteilverluste sowie die

dezentralen Bereitschaftsverluste unabhängig von der Größe der Kollektoranlage sind, wird der Systemwirkungsgrad für ein existierendes Konzept vom Solaren Deckungsgrad bestimmt. Dies deshalb, da bei höheren Solaren Deckungsgraden auch die anteiligen Wärmeverluste des Energiespeichers bzw. der Verbindungsleitungen „Kollektor - Energiespeicher“ ansteigen. Ein hoher Solarer Deckungsgrad korreliert somit mit geringeren Systemwirkungsgraden.

Abbildung 3.52 zeigt den Energiefluss im Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, RWV“. Im Vergleich zu einem Systemwirkungsgrad von 65,05% beim Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“, erzielt das Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, RWV“ bei einer ähnlichen Auslastung nur einen Systemwirkungsgrad von 55,7%, der Solare Deckungsgrad beträgt nur mehr 26,62%.

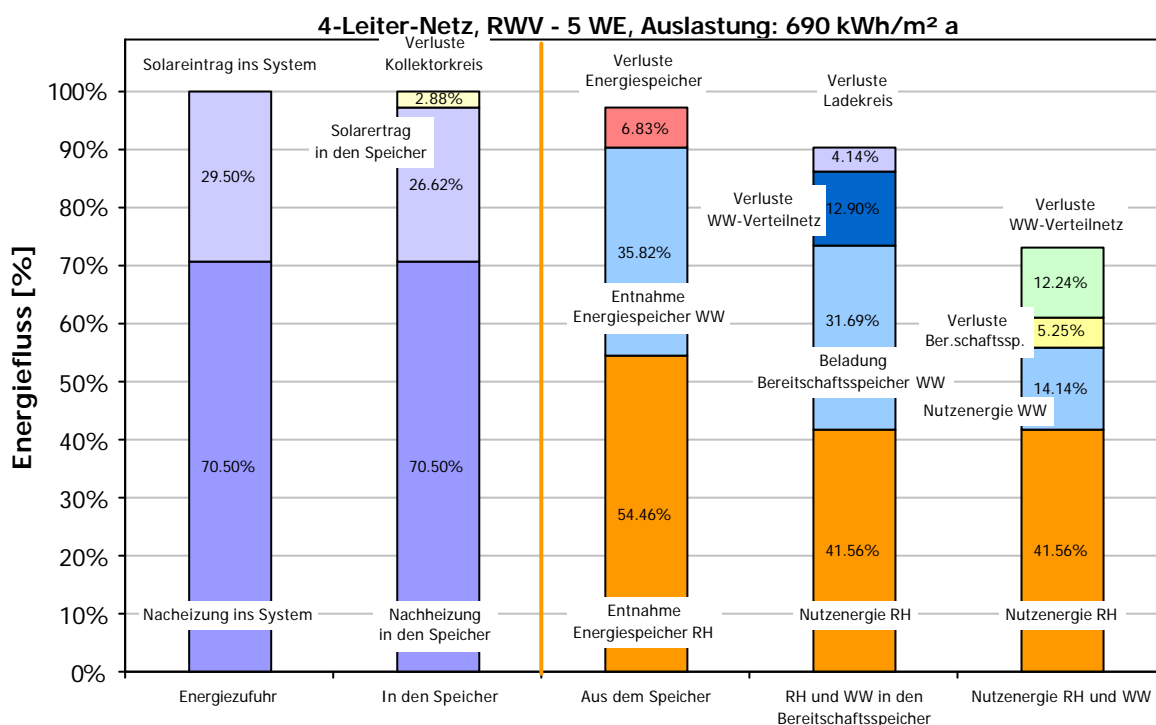


Abbildung 3.52: Energiefluss des Referenzkonzeptes „Vier-Leiter-Netz, RWV“ für das Referenzgebäude mit 5 Wohnungen und einer Auslastung von 690 kWh/m<sup>2</sup>a.

### 3.7.4.2 Systemvergleich anhand des Referenzgebäudes mit 12 Wohnungen

Die Systemvergleiche zeigen auch für das Referenzgebäude mit 12 Wohnungen deutliche energetische Vorteile für Zwei-Leiter-Netze (siehe Abbildung 3.53).

Die Unterschiede zwischen den beiden Zwei-Leiter-Netzen sind wiederum eher gering. Leichte Vorteile zeigt hier das Konzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“.

Das Referenzgebäude mit 12 Wohnungen weist im Vergleich zum Referenzgebäude mit 5 Wohnungen (reihenhausartige Bebauung) durch die dreigeschossige Bauweise eine größere Kompaktheit mit höheren Energieabnahmedichten auf. Daher liegen die Verläufe der Systemwirkungsgrade aller Referenzkonzepte deutlich näher aneinander als beim

Referenzgebäude mit 5 Wohnungen. Vier-Leiter-Netze liegen im Systemwirkungsgrad aber trotzdem noch um etwa 5% niedriger als Zwei-Leiter-Netze.

Bei der Betrachtung des Solaren Deckungsgrades (SD) zeigt sich, dass Zwei-Leiter-Netze bis zu 5% höher liegen als Vier-Leiter-Netze. Die wesentlichen Ursachen hierfür liegen einerseits in den wesentlich tieferen Rücklauftemperaturen aus dem Verteilnetz, was deutlich höhere solare Erträge bedeutet und andererseits im niedrigeren Gesamtenergiebedarf durch niedrigere Systemverluste (besserer Systemwirkungsgrad SW). Die Spezifischen Solarerträge von Zwei-Leiter-Netzen liegen bis zu Solaren Deckungsgraden von 35% entscheidend über den Spezifischen Solarerträgen von Vier-Leiter-Netzen. Erst bei Deckungsgraden über 35% sind die Unterschiede im Spezifischen Solarertrag gering.

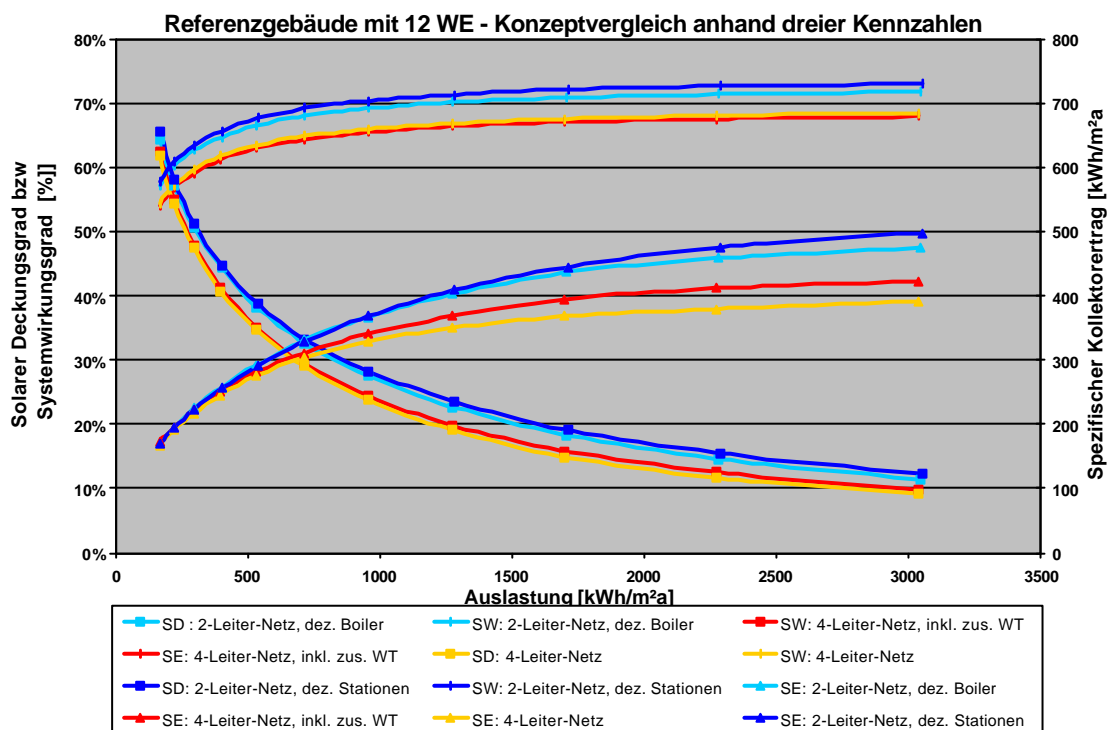


Abbildung 3.53: Vergleich der 4 Referenzhydraulikkonzepte am Referenzgebäude mit 12 Wohnungen anhand der Kennzahlen Solarer Deckungsgrad (SD), Systemwirkungsgrad (SW) und Spezifischer Solarertrag (SE).

Die energetischen Unterschiede zwischen den beiden Zwei-Leiter-Netzen sind auch bei dieser Gebäudegröße eher gering. Das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ weist höhere Speicherverluste durch die dezentralen Boiler auf, reduziert aber die Verteilverluste aufgrund des intermittierenden Betriebes der Boilerladung (2 x täglich werden 1 Stunde dezentrale Boiler geladen).

Das Referenzkonzept „Zwei-Leiternetz, dez. Stationen“ weist durch die dezentralen Wohnungsstationen keine zusätzlichen Speicherverluste auf, hat aber durch den kontinuierlichen Betrieb des Netzes mit Versorgungstemperaturen um 65°C höhere

Verteilverluste. Ähnlich wie beim Referenzgebäude mit 5 Wohnungen kompensieren sich diese systembedingten Unterschiede nahezu, sodass die Unterschiede eher gering sind. Leichte Vorteile zeigt das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netze, dez. Stationen“

Die Rückführung des Zirkulationsrücklaufs über einen externen Wärmetauscher im Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, zus. WT“ bringt gegenüber dem Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, RWV“ eine geringe Verbesserung. Der Systemwirkungsgrad sinkt aufgrund des 8760 Stunden Betriebs und der daraus resultierenden Verluste der zusätzlichen Wärmetauschergruppe leicht. Der Spezifische Solarertrag steigt aufgrund eines etwas tieferen Rücklaufstemperaturniveaus, was sich in einer geringfügigen Verbesserung des Solaren Deckungsgrades (etwa 0,5 - 1%) auswirkt.

Die in energetischer Hinsicht entscheidende Größe bei der Beurteilung von Systemkonzepten ist der erforderliche Nachheizenergiebedarf. Dieser zeigt die Zusammenhänge der vorhin behandelten Systemkennzahlen direkt. Abbildung 3.54 zeigt die Unterschiede im Nachheizenergiebedarf zwischen den Referenzhydraulikkonzepten für das Referenzgebäude mit 12 Wohnungen.

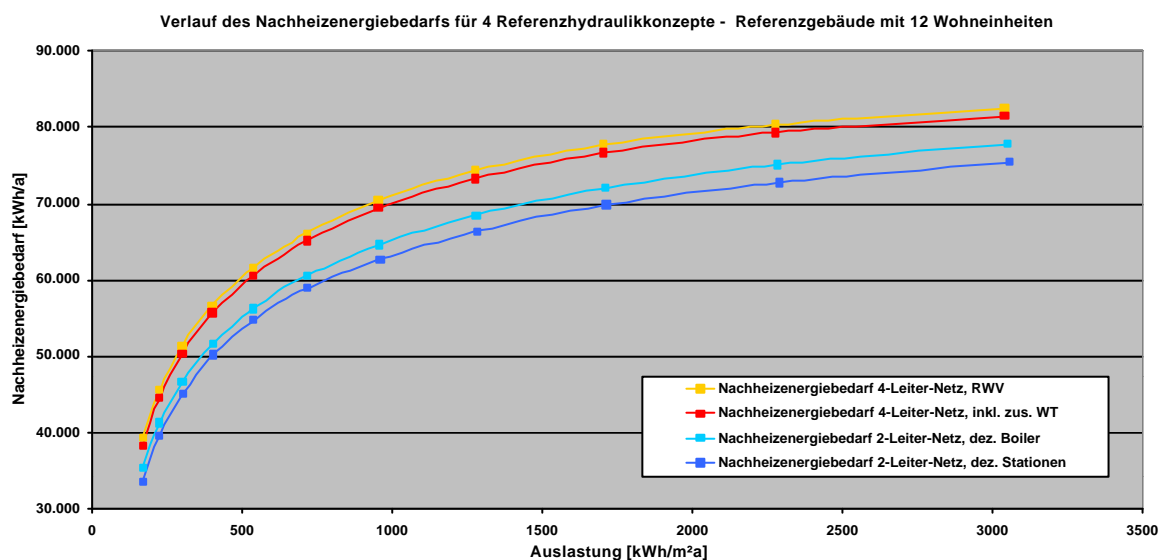


Abbildung 3.54: Der Nachheizenergiebedarf der 4 Referenzhydraulikkonzepte basierend auf dem Referenzgebäude mit 12 Wohnungen.

Zwischen Zwei-Leiter-Netzen und Vier-Leiter-Netzen zeigen sich auch bei dieser Gebäudegröße enorme Unterschiede im Nachheizenergiebedarf. Der Nachheizenergiebedarf von Vier-Leiter-Netzen liegt hier über die gesamte Bandbreite der Auslastung um etwa 10-15% höher. Aus ökologischen Gründen sollten daher bei den hier untersuchten Anwendungen unbedingt Zwei-Leiter-Netze verwendet werden.

Die Unterschiede zwischen den beiden Zwei-Leiter-Referenzkonzepten sind größer als beim Referenzgebäude mit 5 Wohnungen. Das Referenzhydraulikkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez.



Stationen“ zeigt bei dieser Gebäudegröße energetische Vorteile.

Nachfolgende Abbildungen (Abbildung 3.55 und Abbildung 3.56) zeigen das Verhältnis zwischen Energieinput und Nutzen (Nutzenergie) jeweils für die Referenzhydraulikkonzepte „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ (energetisch günstigstes Konzept) und „Vier-Leiter-Netz, RWV“ (energetisch ungünstigstes Konzept).

Für die Darstellung wurden idente Auslastungen (gleiche Kollektorflächen) gewählt.

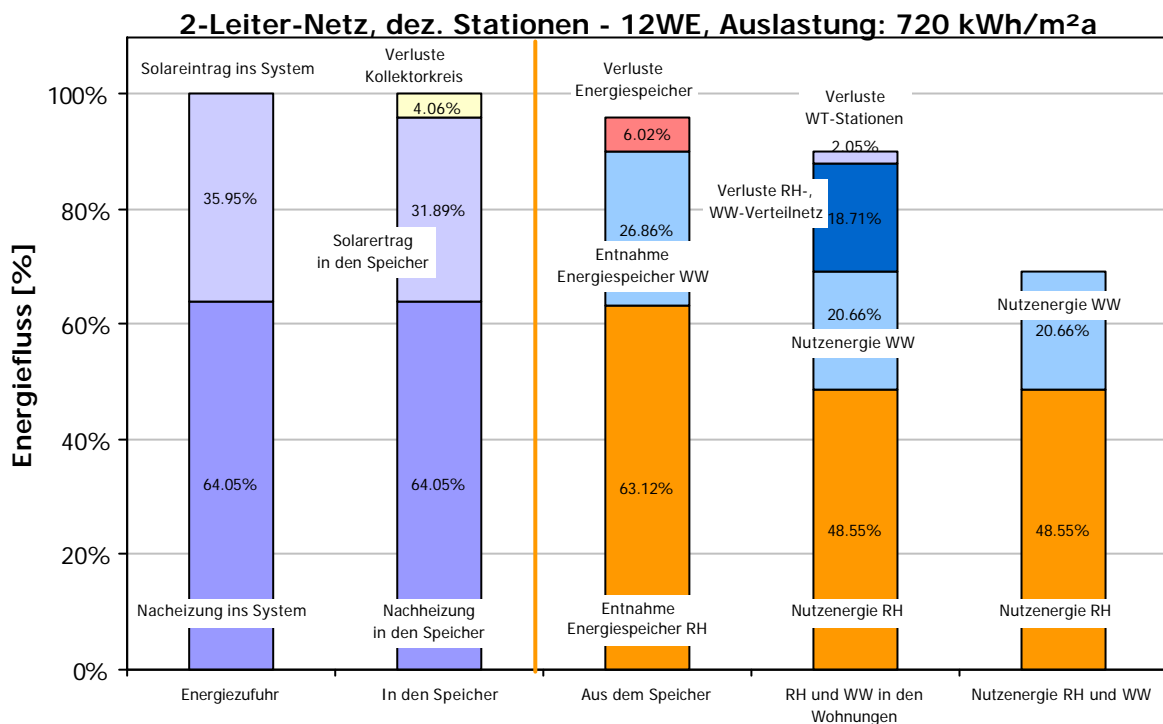


Abbildung 3.55: Energiefluss des Referenzkonzeptes „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ für das Referenzgebäude mit 12 Wohnungen und einer Auslastung von 720 kWh/m<sup>2</sup>a.

Wie schon im Kapitel 3.7.4.1 erläutert, steht jeweils der linke Balken in Abbildung 3.55 und Abbildung 3.56 für den Gesamtenergieinput (Nachheizung und Solarertrag) und stellt für diese Betrachtung 100% dar. Von links nach rechts reduzieren nun systemspezifische Verluste die nutzbaren Wärmemengen. Schlussendlich ergibt sich für dieses Beispiel (Auslastung 720 kWh/m<sup>2</sup>a) für das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ ein Systemwirkungsgrad von 69,21%; und für das Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, RWV“ ein Systemwirkungsgrad von 65,98%. Der Solare Deckungsgrad liegt für das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ mit 31,89% deutlich über den 27,8% des Referenzkonzeptes „Vier-Leiter-Netz, RWV“.

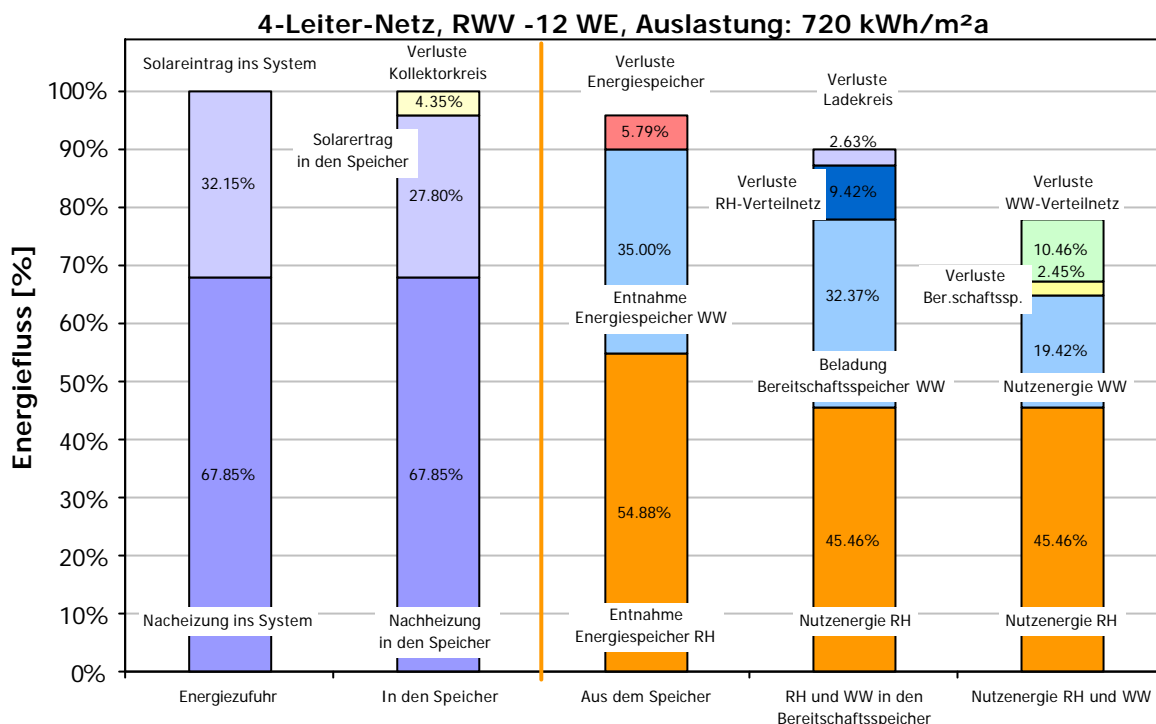


Abbildung 3.56: Energiefluss des Referenzkonzeptes „Vier-Leiter-Netz, RWV“ für das Referenzgebäude mit 12 Wohnungen und einer Auslastung von 720 kWh/m<sup>2</sup>a.

### 3.7.4.3 Systemvergleich anhand des Referenzgebäudes mit 48 Wohnungen

Auch für das Referenzgebäude mit 48 Wohnungen zeigt der Systemvergleich deutliche energetische Vorteile für Zwei-Leiter-Netze (siehe Abbildung 3.57 und Abbildung 3.58).

Das Referenzgebäude mit 48 Wohnungen weist im Vergleich zu den anderen beiden Referenzgebäuden (5 und 12 Wohnungen) durch die fünfgeschossige Bauweise eine noch größere Kompaktheit mit höheren Energieabnahmedichten auf. Daher liegen die Verläufe der Systemwirkungsgrade aller Referenzkonzepte noch näher aneinander als beim Systemvergleich der anderen Referenzgebäude. Vier-Leiter-Netze liegen im Systemwirkungsgrad aber trotzdem noch um etwa 4-5% niedriger als das beste Zwei-Leiter-Netz (Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“).

Bei der Betrachtung des Solaren Deckungsgrades (SD) zeigt sich, dass Zwei-Leiter-Netze um bis zu 7% höher liegen als Vier-Leiternetze. Die wesentlichen Ursachen hierfür liegen einerseits in den wesentlich tieferen Rücklauftemperaturen aus dem Verteilnetz, was deutlich höhere solare Erträge bedeutet, und andererseits im niedrigeren Gesamtenergiebedarf durch niedrigere Systemverluste (besserer Systemwirkungsgrad SW). Die Spezifischen Solarerträge von Zwei-Leiter-Netzen liegen bis zu Solaren Deckungsgraden von 40% entscheidend über den Spezifischen Solarerträgen von Vier-Leiter-Netzen. Erst bei Deckungsgraden über 40% sind die Unterschiede im Spezifischen Solarertrag gering.

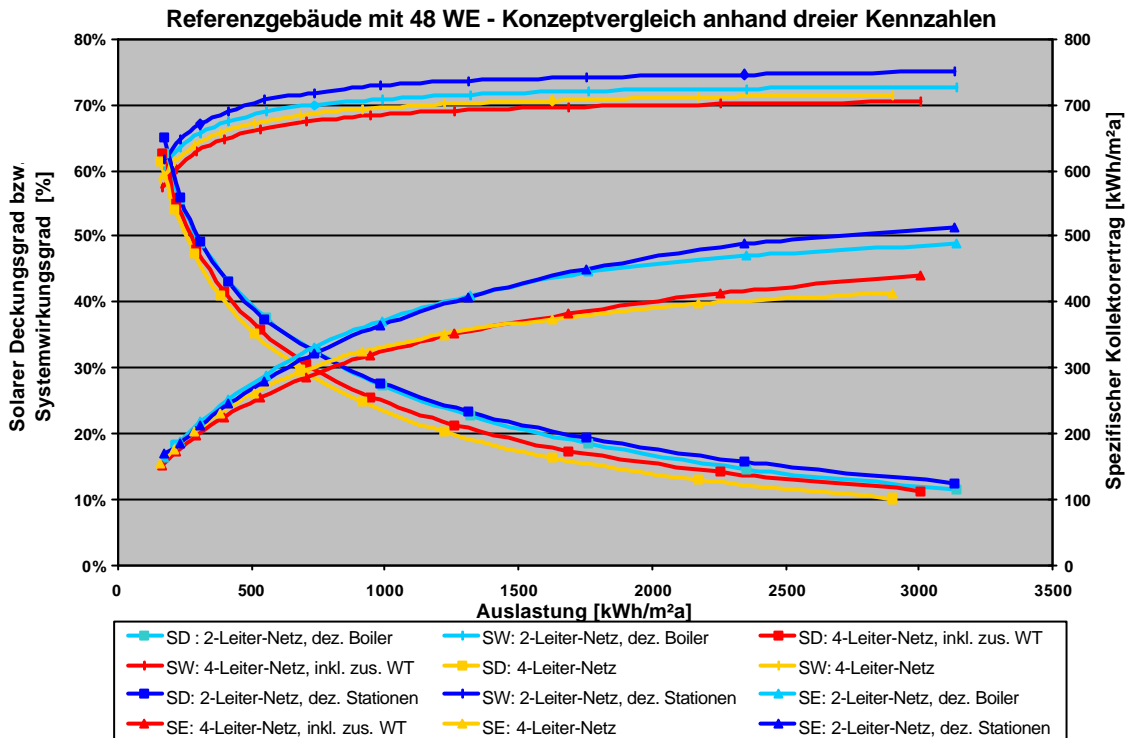


Abbildung 3.57: Vergleich der 4 Referenzhydraulikkonzepte am Referenzgebäude mit 48 Wohnungen anhand der Kennzahlen Solarer Deckungsgrad (SD), Systemwirkungsgrad (SW) und Spezifischer Solarertrag (SE).

Die Unterschiede zwischen den beiden Zwei-Leiter-Netzen sind, vor allem im Systemwirkungsgrad, größer als in den Kapiteln 3.7.4.1 (5 Wohnungen) und 3.7.4.2. (12 Wohnungen). Das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ weist höhere Speicherverluste durch die dezentralen Boiler auf, reduziert aber die Verteilverluste aufgrund des intermittierenden Betriebes der Boilerladung (2 x täglich werden 1 Stunde dezentrale Boiler geladen). Das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ weist durch die dezentralen Wohnungsstationen keine zusätzlichen Speicherverluste auf, hat aber durch den kontinuierlichen Betrieb des Netzes mit Versorgungstemperaturen um 65°C höhere Verteilverluste. Insgesamt zeigt das Konzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ bei einer Gebäudegröße von 48 Wohnungen Vorteile.

Die in energetischer Hinsicht entscheidende Größe bei der Beurteilung von Systemkonzepten ist der Nachheizenergiebedarf. Dieser zeigt die Zusammenhänge der vorhin behandelten Systemkennzahlen direkt. Abbildung 3.58 zeigt die Unterschiede im Nachheizenergiebedarf zwischen den Referenzhydraulikkonzepten für das Referenzgebäude mit 48 Wohnungen.

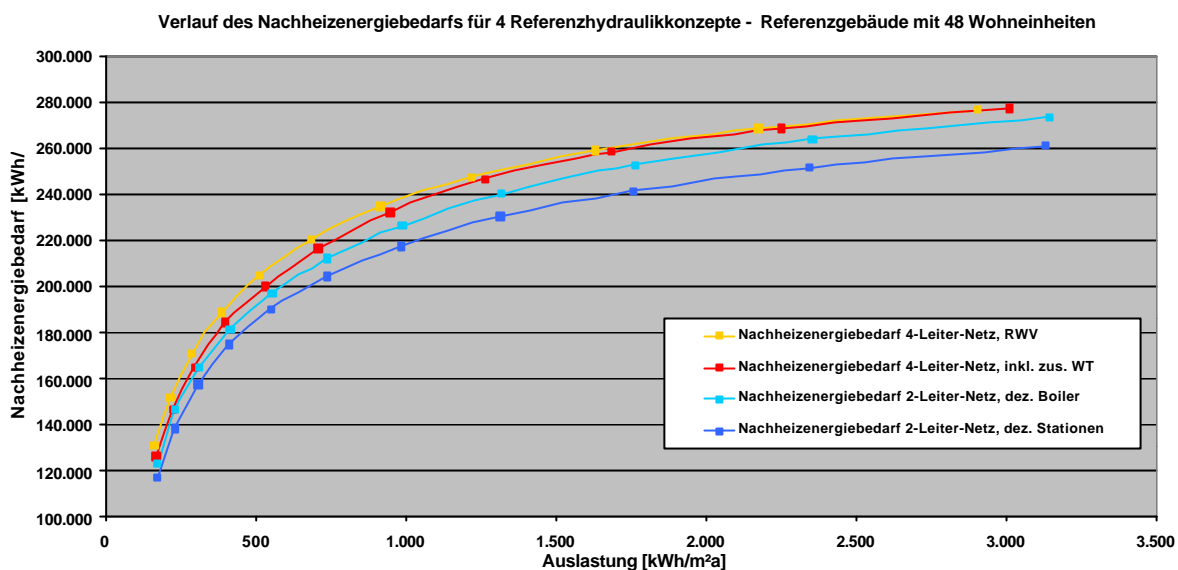


Abbildung 3.58: Der Nachheizenergiebedarf der 4 Referenzhydraulikkonzepte basierend auf dem Referenzgebäude mit 48 Wohnungen.

Zwischen dem günstigsten Zwei-Leiter-Netz (Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“) und den beiden Vier-Leiter-Netzen zeigen sich bei dieser Gebäudegröße Unterschiede an benötigter Nachheizenergie von bis zu 10%. Der Nachheizenergiebedarf des Referenzkonzeptes „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ liegt genau dazwischen. Die Rückführung des Zirkulationsrücklaufs über einen externen Wärmetauscher im Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, zus. WT“ hat gegenüber dem Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, RWV“ einen etwas geringeren Nachheizenergiebedarf zur Folge. Aus ökologischen Gründen sollte daher das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ verwendet werden.

Nachfolgende Abbildungen (Abbildung 3.59 und Abbildung 3.60) zeigen das Verhältnis zwischen Energieinput und Nutzen (Nutzenergie) jeweils für die Referenzhydraulikkonzepte „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ (energetisch günstigstes Konzept) und „Vier-Leiter-Netz, RWV“ (energetisch ungünstigstes Konzept). Für die Darstellung wurden nahezu idente Auslastungen (gleiche Kollektorflächen) gewählt.

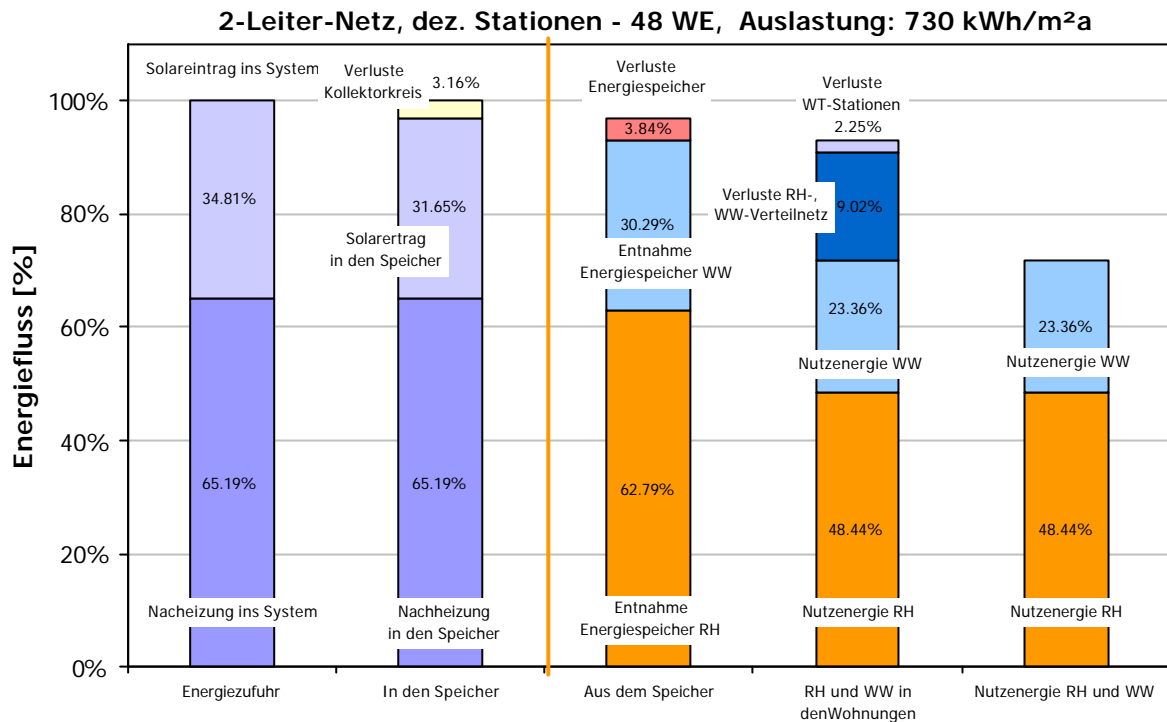


Abbildung 3.59: Energiefluss des Referenzkonzeptes „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ für das Referenzgebäude mit 48 Wohnungen und einer Auslastung von 730 kWh/m<sup>2</sup>a.

Wie schon im Kapitel 3.7.4.1 erläutert, steht jeweils der linke Balken in Abbildung 3.55 und Abbildung 3.56 für den Gesamtenergieinput (Nacheizung und Solarertrag) und stellt für diese Betrachtung 100% dar. Von links nach rechts reduzieren nun systemspezifische Verluste die nutzbaren Wärmemengen. Für das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ (Auslastung 730 kWh/m<sup>2</sup>a) ergibt sich ein Systemwirkungsgrad von 71,8% und für das Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, RWV“ (Auslastung 690 kWh/m<sup>2</sup>a) ein Systemwirkungsgrad von 68,44%. Der Solare Deckungsgrad liegt für das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ mit 31,65% über den 28,74% des Referenzkonzeptes „Vier-Leiter-Netz, RWV“.

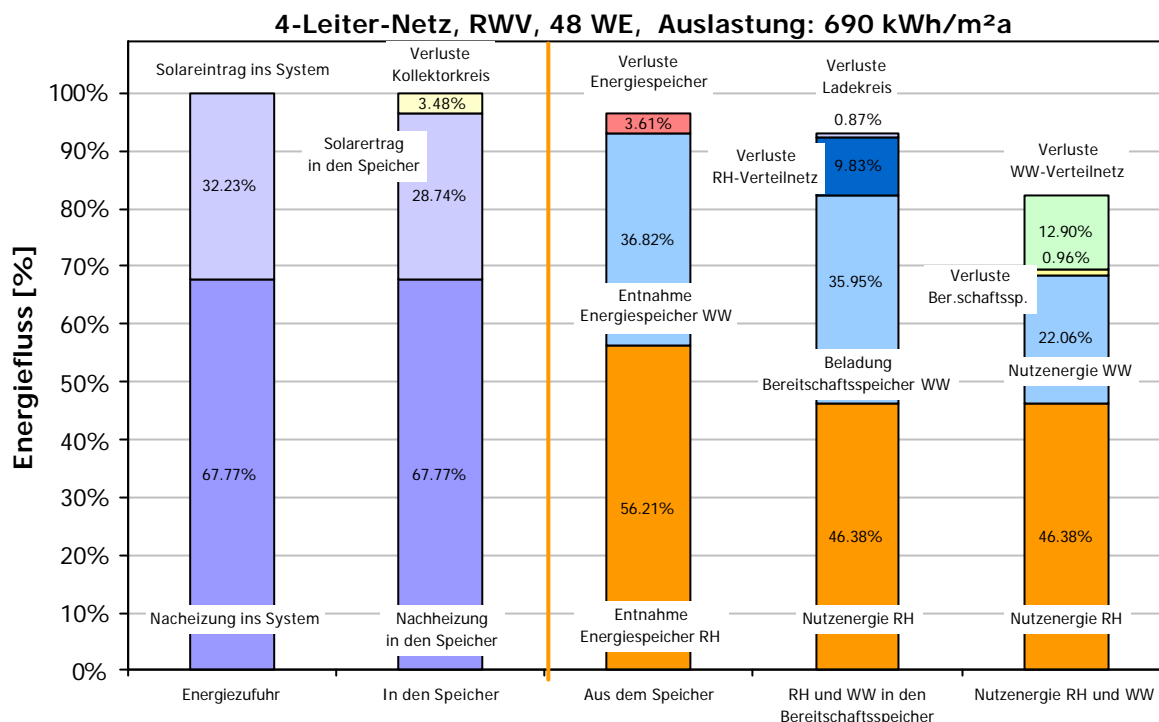


Abbildung 3.60: Energiefluss des Referenzkonzeptes „Vier-Leiter-Netz, RWV“ für das Referenzgebäude mit 48 Wohnungen und einer Auslastung von 690 kWh/m<sup>2</sup>a.

### 3.7.5 Zusammenfassung und Interpretation der Ergebnisse des Systemvergleichs nach energetischen Aspekten

Über die Bandbreite der Referenzgebäudegrößen (5, 12 und 48 Wohnungen) zeigten sich wesentliche energetische Vorteile für Zwei-Leiter-Netze. Beim Referenzgebäude mit 5 Wohnungen (reihenhausartiger Bebauung) und relativ geringen Energieabnahmedichten ergaben sich die größten Unterschiede zwischen Zwei- und Vier-Leiter-Netzen. Beim Referenzgebäude mit 48 Wohnungen und relativ hohen Energieabnahmedichten ergaben sich pro Meter Netzlänge die geringsten Unterschiede ein.

Generell kann daher gesagt werden: Um so kompakter die Gebäude, um so geringer die Unterschiede zwischen 2- bzw. Vier-Leiter-Netzen.

Innerhalb der Kategorie der Zwei-Leiter-Netze ergibt sich folgende Anwendungsempfehlung:

Zwei-Leiter-Netze mit dezentralen Brauchwasserspeichern bieten sich aufgrund der sehr effizienten Betriebsweise des Verteilnetzes (wechselnder Betrieb zwischen Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung) bei wenig kompakten Gebäuden mit geringen Energieabnahmedichten an. Zwei-Leiter-Netze mit dezentralen Stationen hingegen bieten sich eher bei höheren Energieabnahmedichten (kompakte Gebäude) an.

Zu erwähnen bleibt an dieser Stelle, dass für die Bewertung von Systemkonzepten, neben den energetischen Aspekten, auch wirtschaftliche Aspekte zu berücksichtigen sind. Wirtschaftliche Aspekte und daraus resultierende neuerliche Systemvergleiche werden für die

gegenständlichen Referenzhydraulikkonzepte in Kapitel 3.8 (Kostenanalyse und Vergleich von Wärmepreisen) ausführlich behandelt.

Die wesentlichen Vorteile des Zwei-Leiter-Netzes liegen einerseits beim effizienteren Verteilsystem sowie andererseits bei den tieferen Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeverteilnetz. Aufgrund der dezentralen Brauchwassererwärmung und dem daraus resultierenden Wegfall der Zirkulationsleitung, können bei Zwei-Leiter-Netzen konstante Netzzücklauftemperaturen von etwa 30°C und somit tiefere Speichertemperaturen im untersten Bereich des Energiespeichers erreicht werden. Abbildung 3.61 zeigt die berechneten Temperaturverläufe der untersten Speicherschicht im Energiespeicher jedes Referenzkonzeptes für jeweils 3 Winter- bzw. 3 Sommertage. Deutlich sind an diesen Tagen tiefere Speichertemperaturen nach einstrahlungsarmen Perioden (Nacht, Schlechtwettertag) zu erkennen. Gleichzeitig werden am Ende eines einstrahlungsreichen Tages aber gleich hohe Temperaturen im untersten Speicherbereich erreicht, weshalb in Summe durch die Solaranlage eine größere Wärmemenge in den Energiespeicher eingebracht werden kann. Zwei-Leiter-Netze erreichen somit eine bessere Nutzung des Energiespeichervolumens.

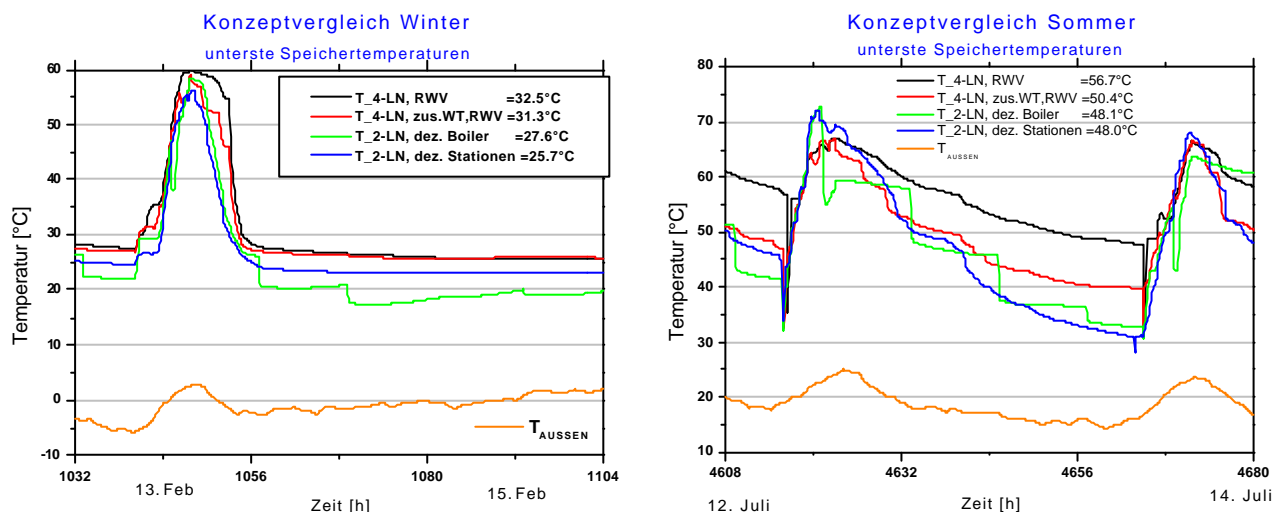


Abbildung 3.61: Vergleich der berechneten untersten Energiespeichertemperaturen der untersuchten solarthermischen Anlagen, Referenzgebäude mit 12 Wohnungen, Solarer Deckungsgrad von ca. 20% (Links: 3 Wintertage, Rechts: 3 Sommertage)

Für die an Zwei-Leiter-Netze gekoppelten Solarsysteme ermöglichen die tieferen Starttemperaturen im unteren Bereich des Energiespeichers einen wesentlich effizienteren Betrieb (bessere Kollektorwirkungsgrade und somit höhere Spezifische Solarerträge) als idente Solarsysteme gekoppelt an Vier-Leiter-Netze.

Anstatt beispielhafter Tagestemperaturen zeigt Abbildung 3.62 die mittleren Jahresrücklauftemperaturen zur Kollektoranlage für die beiden Zwei-Leiter-Netze sowie dem Vier-Leiter-Netz (Vier-Leiter-Netz, RWV<sup>4</sup>). Die Basis für diesen Vergleich bildet das

Referenzgebäude mit 12 Wohnungen bei einem Solaren Deckungsgrad von etwa 20%.

In den Sommermonaten - die Wärmelast wird vom Brauchwasserbedarf dominiert - können die Unterschiede zwischen den Kollektorrücklauftemperaturen aus dem Energiespeicher bis zu 10K annehmen.

Im Winterhalbjahr wird einerseits die Wärmelast vom Raumwärmebedarf dominiert und andererseits sind die gewählten Heizungsauslegungstemperaturen von 65°C/40°C eher gering, was sich in einer Annäherung der Kollektorrücklauftemperaturen der drei Referenzsysteme zeigt. Zu beachten bleibt, dass diese tiefen Rücklauftemperaturen für die Kollektoranlage nur bei entsprechend konsequenter hydraulischer Abstimmung und Einregulierung des gesamten Wärmeverteilsystems erreicht werden können.

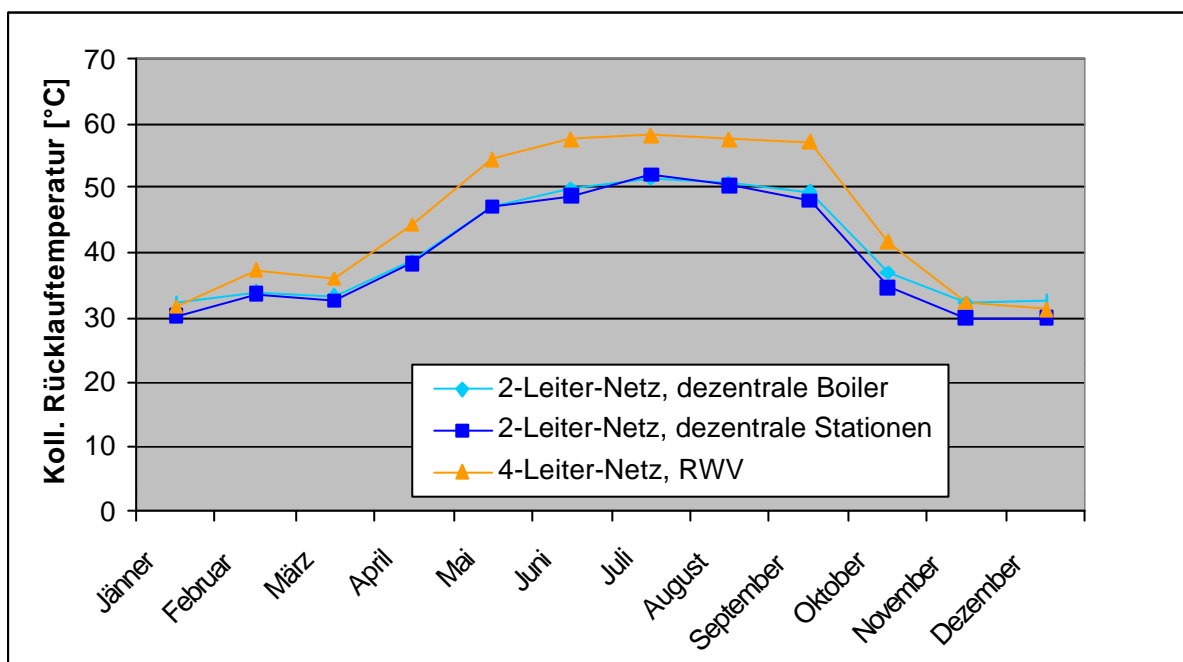


Abbildung 3.62 Vergleich der berechneten Rücklauftemperaturen zur Kollektoranlage aus dem Energiespeicher für zwei Zwei-Leiter-Netze und ein Vier-Leiter-Netz.

### 3.7.6 Optimierungs- und Variationsrechnungen an den Referenzhydraulikkonzepten

Immer wieder stellt sich bei der Planung von Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser die Frage, welchen Einfluss verschiedene Variationen von Speichereinlasshöhen, Fühlerpositionen, Schichtungsverhalten, etc. auf den Solaren Deckungsgrad bzw. den Spezifischen Solarertrag haben. Mit den im gegenständlichen Projekt entwickelten Simulationsmodellen ist es möglich, diese Fragestellungen zu klären und mit Hilfe von mathematischen Modellen Optima zu finden.

Nachfolgende Optimierungsrechnungen wurden für das Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, RWV“, dem Referenzgebäude mit 48 Wohnungen, einer Kollektorfläche von 306 m<sup>2</sup> sowie



einem Energiespeichervolumen von 18,3 m<sup>3</sup> durchgeführt. Die Optimierungsrechnungen bezogen sich auf:

- Optimale Einspeisehöhen der Kollektoranlage in den Energiespeicher bei der Verwendung einer temperaturorientierten Beladung in zwei Höhen.
- Optimum der Einschalttemperaturdifferenz zwischen Kollektorfühler und Fühler im Energiespeicher ganz unten.
- Optimale Fühlerhöhe im Energiespeicher ganz unten

Beispielhaft werden diese Optimierungsrechnungen nachfolgend beschrieben:

Bei Solarsystemen im Geschosswohnbau kommen – im Vergleich zum Einfamilienhaus - durchwegs große Energiespeicher zum Einsatz. In diesen Fällen stellt sich häufig die Frage, inwieweit Schichtspeicher bessere Ergebnisse erzielen, als beispielsweise kostengünstige Energiespeicher mit zwei fixen Einlasshöhen für die Solarwärme. Abbildung 3.63 zeigt die Konstruktionsunterschiede zweier Energiespeicher.

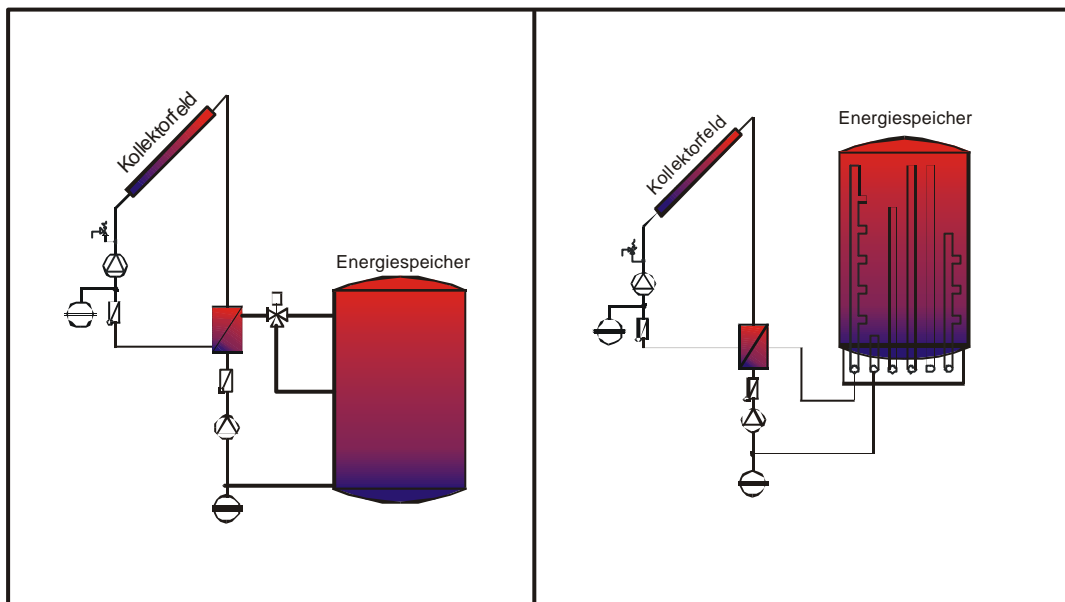


Abbildung 3.63: Links ist ein Energiespeicher mit zwei fixen Einlasshöhen für die Solarwärme und rechts ein sogenannter Schichtspeicher, der eine temperaturorientierte Einschichtung der Solarwärme in mehrere Schichten ermöglicht, dargestellt.

Für den Energiespeicher mit zwei fixen Einlässen stellt sich die Frage, in welchen relativen Höhen die Anschlüsse am Energiespeicher die optimalen Ergebnisse liefern. Um die zwei optimalen Einlasshöhen zu finden, gibt es die Möglichkeit, die Einlasshöhen gegeneinander zu variieren, um möglichst nahe an das Optimum (maximaler Solarertrag in den Energiespeicher) zu kommen. Mittels einiger Simulationsdurchläufe konnten Startbedingungen für die zwei relativen Höhen, 0,8 [-] für den heißen Vorlauf vom Kollektor und 0,42 [-] für den kühlen Rücklauf vom Kollektor festgesetzt werden. Diese Daten lieferten die Basis für eine sogenannte generische Optimierung (Trnopt, 2000), (GenOpt, 2000). Neben den Startwerten für die zwei Variablen benötigt das Optimierungstool noch eine Schrittweite

sowie den kleinsten und größten möglichen Wert der Einlasshöhen. Dieses automatische Optimierungstool verwendet nun den „Hook Jeeves Algorithmus“ um sich durch Variation der Parameter einem Maximum zu nähern. Abbildung 3.64 zeigt den Iterationsablauf zur Findung der optimalen Einlasshöhen sowie die Auswirkungen auf den Spezifischen Solarertrag.

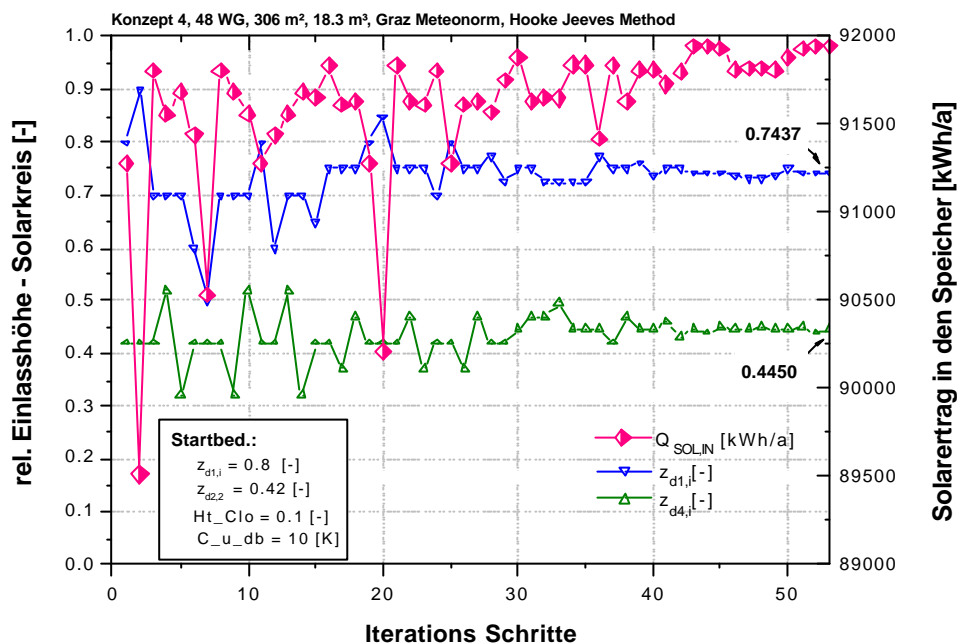


Abbildung 3.64: Ablauf der Iteration des Optimierungsalgorithmus

Das Ergebnis der Optimierung ergab eine relative Höhe von 0,744 [-] für den Vorlauf vom Kollektor und 0,445 [-] als optimale Höhe für den Rücklauf zum Kollektor. Die Auswirkungen auf den Spezifischen Solarertrag sowie den Solaren Deckungsgrad werden in Abbildung 3.66 im Vergleich zur Basisvariante mit ideal geschichtetem Speicher dargestellt.

Zur weiteren Optimierung des Solarertrages in den Energiespeicher wurden die Position des Referenzfühlers der Solaranlage im Energiespeicher ganz unten sowie die Einschalttemperaturdifferenz (zwischen Kollektorfühler und Fühler im „Energiespeicher ganz unten“) variiert. Die Einschalttemperaturdifferenz für die Sekundärkreispumpe der Solaranlage (zwischen externem Wärmetauscher und Energiespeicher ganz unten) wurde dabei mit 3 K konstant gehalten. Die Ausgangswerte für diese Optimierungsrechnungen lagen bei einer Einschalttemperaturdifferenz von 10 K (zwischen Kollektorfühler und Fühler im „Energiespeicher ganz unten“) sowie einer relativen Höhe des Fühlers am „Energiespeicher ganz unten“ von 0,1 [-]. Ziel war es wiederum, den maximalen Solarertrag zu erzielen. Die beiden Einspeisehöhen der Solaranlage wurden aus den vorangegangenen Optimierungsrechnungen übernommen. Abbildung 3.65 zeigt den Iterationsablauf und Ergebnisse der Größenoptimierung.

Als optimale Werte ergaben sich eine Einschalttemperaturdifferenz von 8,3 K beziehungsweise eine relative Höhe des Solartemperaturfühlers von nahezu 0 [-].

Das Ergebnis zeigt einerseits, dass bei Anlagen dieser Größenordnung aufgrund von Wärmetauschergrädigkeit und Wärmeverlusten der Kollektorz- und Ableitungen höhere Einschalttemperaturdifferenzen als bei standardisierten Kleinstsolarsystemen zu wählen sind. Andererseits zeigt die Optimierung für die Fühlerhöhe im „Energiespeicher ganz unten“ ein logisches Ergebnis. Das bedeutet, möglichst das gesamte Nennvolumen des Energiespeichers auch tatsächlich für die Kollektoranlage verfügbar zu haben.

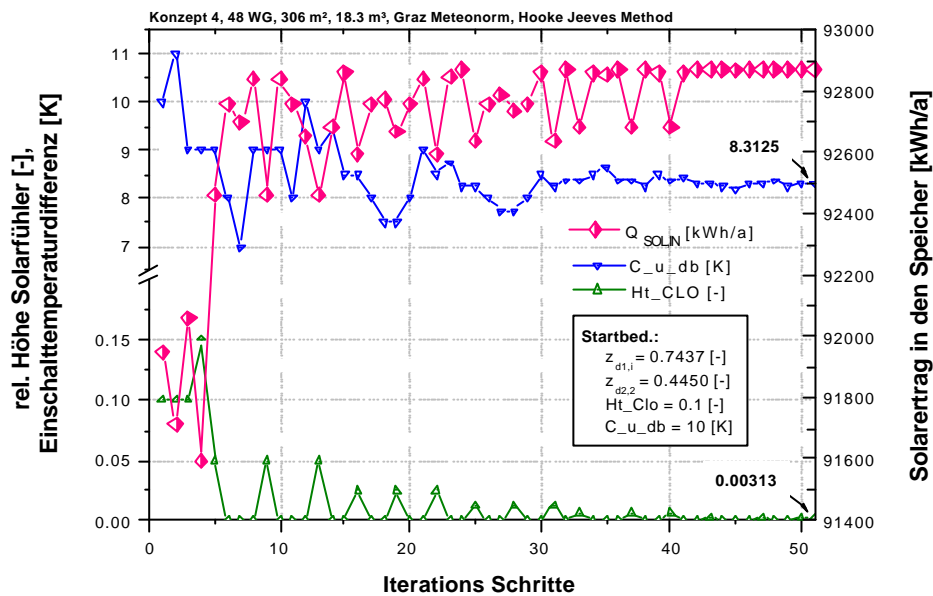


Abbildung 3.65: Ablauf der Iteration des Optimierungsalgorithmus für die Höhe des Solarfühlers und der Einschalttemperaturdifferenz

Bezogen auf die Kennzahlen von Solarsystemen (Spezifischer Solarertrag SE und Solarer Deckungsgrad SD) ergeben sich durch diese Detailoptimierungen die in Abbildung 3.66 dargestellten Verbesserungen.

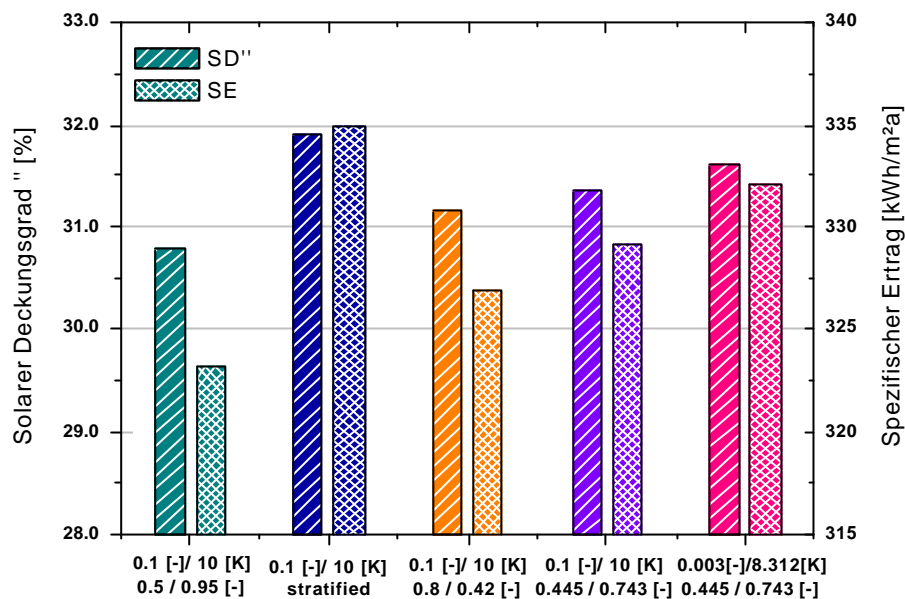


Abbildung 3.66: Auswirkungen einzelner Maßnahmen auf Spezifischen Solarertrag SE und Solaren Deckungsanteil SD.

Beginnend mit der Basisvariante (relative Speichereinlasshöhen auf 0,5/0,95, Einschalttemperaturdifferenz 10K, relative Fühlerhöhe 0,1) erhält man 30,8% an Solaren Deckungsgrad (Balken ganz links). Eine Variante mit ideal geschichtetem Speicher (Einschalttemperaturdifferenz 10K, relative Fühlerhöhe 0,1) erzielt einen Solaren Deckungsgrad von ca. 31,9%. Die Optimierung der Einlasshöhen bringt mit einem Solaren Deckungsgrad von 31,3% im Vergleich zur Basisvariante eine Verbesserung um 0,5%. Die Optimierung der Einschalttemperaturdifferenz bzw. der relativen Fühlerhöhe bringt noch eine weitere Verbesserung um etwa 0,3% auf einen Solaren Deckungsgrad von 31,6%. Die Spezifischen Solarerträge verhalten sich analog.

### 3.8 Kostenanalyse und Vergleich der Wärmepreise anhand der Referenzkonzepte

In Kapitel 3.7 werden die Referenzhydraulikkonzepte in energetischer Hinsicht bewertet und verglichen. Neben der rein energetischen Bewertung spielen aber auch die sich für jedes Referenzkonzept ergebenden Investitionskosten eine entscheidende Rolle. Neben den Kosten der Solarsysteme sind dies auch Investitionskosten für die unterschiedlichen Wärmeverteilnetze zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung (Zwei-Leiter-Netz, Vier-Leiter-Netz, etc.). Mit den Investitionskosten für die Referenzsysteme sowie mit Ertrags- bzw. Verbrauchszahlen aus Kapitel 3.7 werden in diesem Kapitel Wärmepreise errechnet.

### 3.8.1 Kostenermittlung

#### 3.8.1.1 Ermittlung der Kosten der Solarsysteme

Für die Ermittlung von Wärmepreisen solarer Wärmenetze ist es unumgänglich, Anlagenkostenermittlungen durchzuführen. Im allgemeinen können dabei zwei Wege beschritten werden:

- Einholung von Anboten für die Errichtung repräsentativer Solarsysteme
- Erhebung der Anlagenkosten bereits realisierter Solarsysteme

Die Kostendokumentation von realisierten Anlagen erscheint zwar als die aussagekräftigere Variante, ist aber in mehrfacherweise problematisch und mit großem Aufwand verbunden, wenn repräsentative Systeme miteinander verglichen werden sollten. Einerseits ist es sehr schwer, gut dokumentierte Projekte zu finden, die eine Kostenaufstellung in einem geeigneten Detaillierungsgrad besitzen. Andererseits sind die Systeme im allgemeinen sehr unterschiedlich konzipiert (betreffend das Anlagenkonzept, dachintegrierte Kollektoren – aufgeständerte Kollektoren, lange Verbindungs- bzw. kostenintensive Erdleitungen, sehr detaillierte Regelungssysteme, unterschiedliche Systemgrenzen, etc.), was einen direkten Kostenvergleich sehr schwierig macht. Auch geringe Erfahrungswerte von Unternehmen im Bereich größerer Solaranlagen bzw. angestellte Spekulationen können in einem Ausschreibungsverfahren zu unrealistischen Systemkosten führen.

Im Rahmen des gegenständlichen Projektes wurden für die Kostenermittlung beide Varianten in Betracht gezogen.

Damit im Zuge der weiteren Projektarbeiten fundierte Kosten für die Wärmepreisrechnungen zur Verfügung stehen, wurden Solarsysteme zwischen 20 und 400 m<sup>2</sup> (insgesamt 11 Anlagen) ausgelegt, die Anlagenkomponenten spezifiziert und die geometrischen Gegebenheiten der Referenzgebäude der Massenermittlung zugrunde gelegt. Die so erhaltenen Ergebnisse aus der Anlagenplanung wurden in 11 Musterleistungsverzeichnissen zusammengefasst und an drei Solartechnikfirmen mit Erfahrung im Bereich größerer Solarsysteme zur Auspreisung übermittelt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3.67 dargestellt.

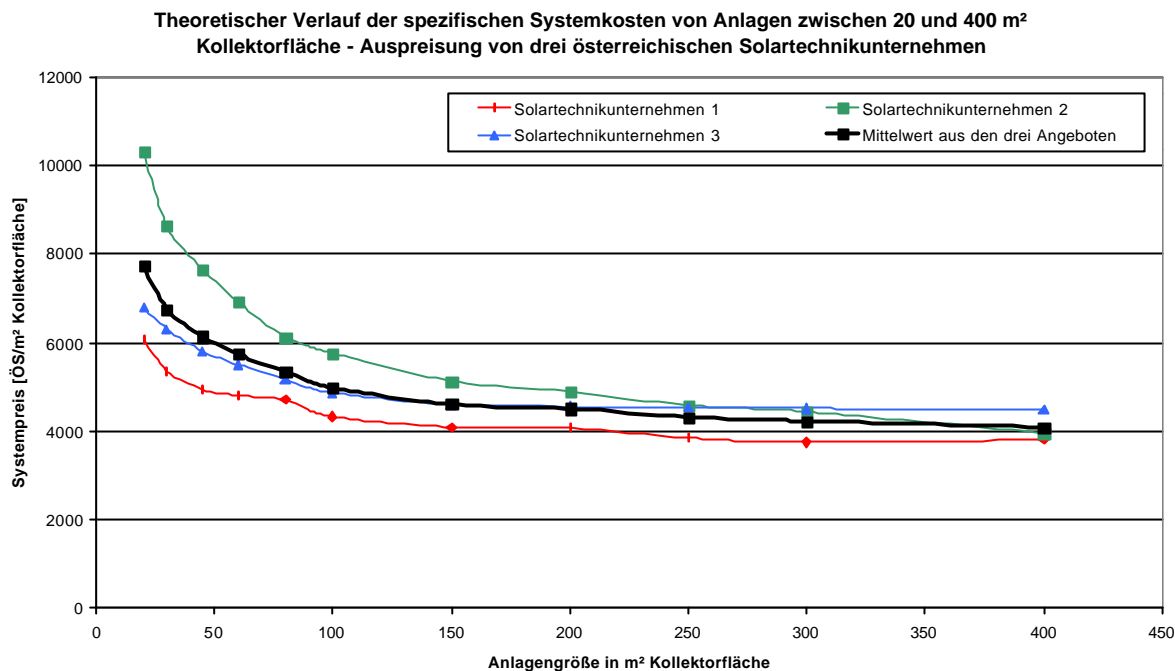


Abbildung 3.67: Verlauf der spezifischen Systempreise von Solarsystemen in Abhängigkeit von der Anlagengröße. Auspreisungsergebnisse von Musterleistungsverzeichnissen durch drei österreichische Solartechnikunternehmen.

Deutlich ist ein fallender Verlauf der Systemkosten bei steigender Anlagengröße zu erkennen. Dies ist dadurch begründet, dass bei größer werdenden Anlagensystemen die Kosten für die Anlagenkomponenten (Pumpen, Wärmetauscher, Rohrleitungen, etc.) sowie die Montage derselben nicht linear ansteigen, wie es beispielweise bei den Kollektorkosten der Fall ist.

Im Bereich von kleineren Kollektoranlagen (bis 50 m<sup>2</sup>) liegt der größte Unterschied beim spezifischen Systempreis in den Angeboten der Solartechnikunternehmen noch bei etwa öS 3.000,-. Bei größeren Kollektorflächen (ab 200 m<sup>2</sup>) beträgt die größte Preisdifferenz beim spezifischen Systempreis zwischen den drei Angeboten nur mehr öS 1.000,-.

Die Kostenzusammenstellung beinhaltet keine Umsatzsteuer sowie anteilige Planungskosten. Auch handelt es sich um Solarsysteme, die unter „normalen“ Umständen errichtet werden können, was bedeutet, dass die Musterausschreibungen auf keinen kostenintensiven Kollektoraufständerungen, Erdleitungen, extremen Arbeitsbedingungen, etc., sondern auf durchschnittlichen Rahmenbedingungen basieren. Abbildung 3.68 zeigt den Verlauf des Mittelwertes der Firmenauspreisungen und den Einfluss von günstigen bzw. ungünstigen Rahmenbedingungen auf den Systempreis der Kollektoranlage.

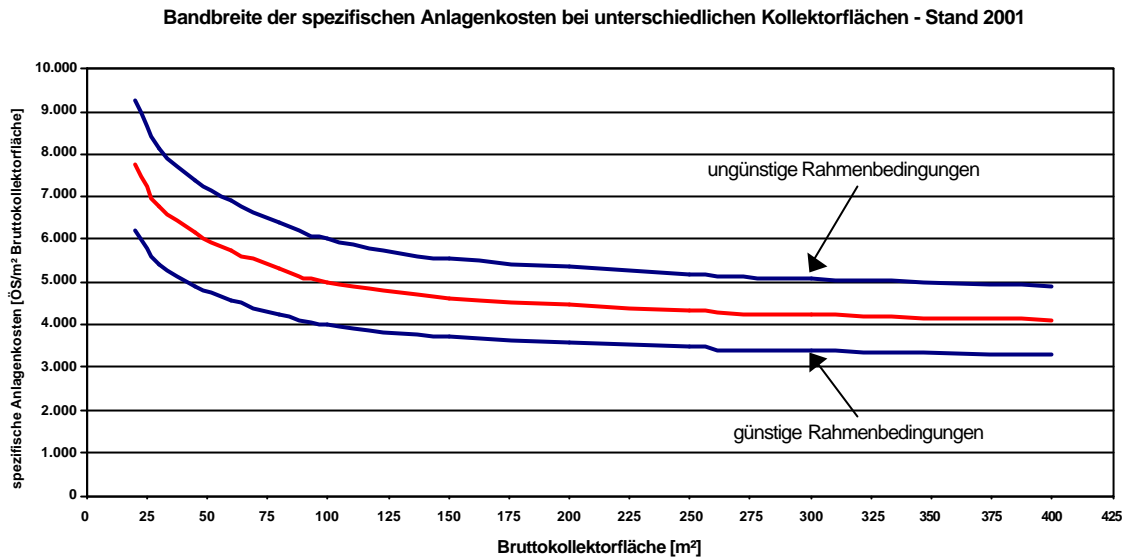


Abbildung 3.68: Verlauf des Systempreises (Mittelwert der Firmenauspreisungen) über der Bruttokollektorfläche – rote Linie – sowie die Darstellung des Einflusses von günstigen und ungünstigen Rahmenbedingungen.

Als zweiter Schritt wurden von 13 realisierten Solarsystemen im Wohn- und Geschossbau zwischen 40 und 240 m<sup>2</sup> die Abrechnungspreise der beauftragten Firmen dokumentiert. Um eine gewisse Bandbreite der Firmenangebote darzustellen, wurden zusätzlich zum Abrechnungspreis des Bestbieters noch die Anbotspreise des im Ausschreibungsverfahren zweitplatzierten Unternehmens dokumentiert. Bei der Kostenermittlung wurden die Kosten vom Kollektor bis zum Energiespeicher (ohne Umsatzsteuer) berücksichtigt.

Der Verlauf der spezifischen Systemkosten der 13 realisierten Solarsysteme ist Abbildung 3.69 zu entnehmen. Über die Bandbreite der realen Systemkosten wurden in dieser Abbildung Hüllkurven zur Berücksichtigung von „günstigen“ und „ungünstigen“ Rahmenbedingungen gelegt, da in der Praxis unterschiedliche Gegebenheiten vorliegen. Das Ergebnis zeigt, dass nahezu alle realisierten Anlagen innerhalb der Begrenzungslinien (Hüllkurven) liegen. Insgesamt kann somit eine gute Übereinstimmung zwischen den Kosten der bereits realisierten Anlagen und den Musterausschreibungsergebnissen festgestellt werden, weshalb für die weiterführenden Wärmepreisermittlungen der Mittelwert aus den drei Firmenangeboten herangezogen werden konnte.

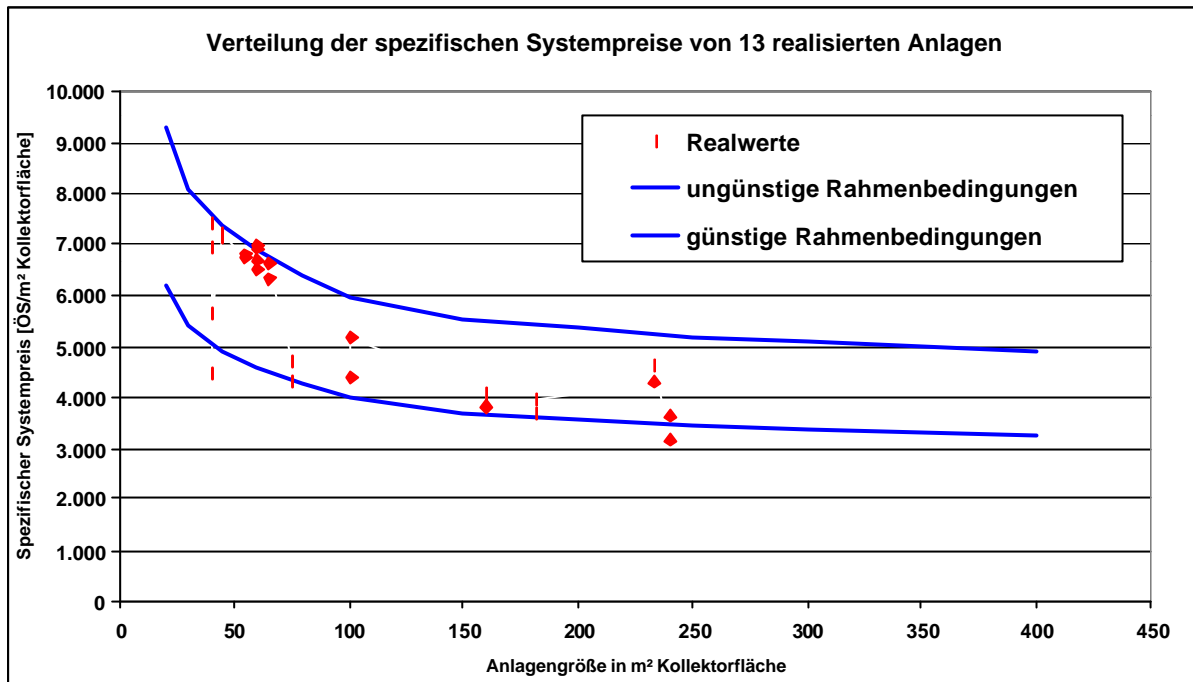


Abbildung 3.69: Verlauf der spezifischen Systempreise realisierter Solarsysteme in Abhängigkeit von der Anlagengröße. Pro Anlage wurden der Abrechnungspreis des Bestbieters sowie der Systempreis des im Ausschreibungsverfahren zweitplazierten Unternehmens aufgetragen.

Die Ausschreibung der Solarsysteme erfolgte in einem solchen Detaillierungsgrad, dass für jede Anlagenkomponente über die Anlagengröße die Kostenentwicklung dargestellt werden kann.

Weiters wurde im Zuge der Kostenermittlung die prozentuelle Zusammensetzung des Systempreises dargestellt. Besonderes Augenmerk galt dem Vergleich der Systempreiszusammensetzung der realisierten Anlagen mit den über Musterausschreibungen ermittelten Systempreisen. In Abbildung 3.70 wird die Aufteilung des durchschnittlichen Systempreises der 13 realisierten Anlagen dargestellt.



**Aufteilung von realen Systempreisen in Kostengruppen -  
 Mittelwert aus 13 realisierten Anlagen**

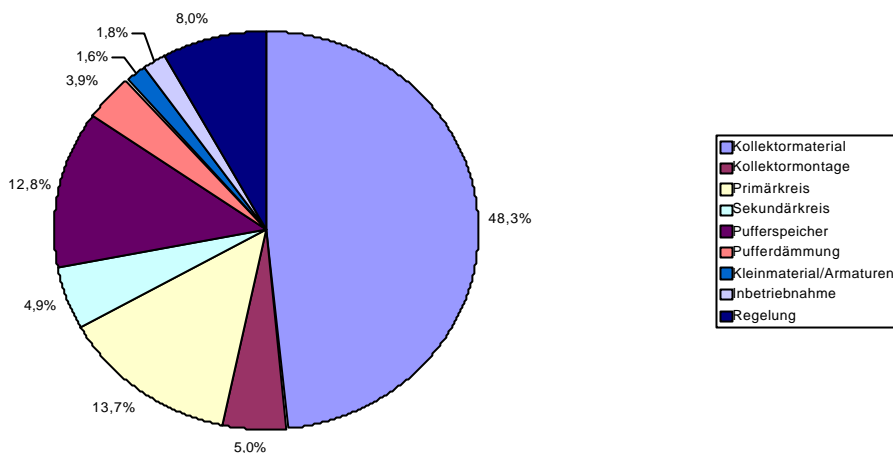


Abbildung 3.70: Aufteilung der durchschnittlichen Systempreise von 13 realisierten Solarsystemen.

Die größte Kostenposition sind die Kollektoren (Kollektor und Montage) mit über 50%. Mit 13% bilden Pufferspeicherkosten und Kosten des Solarprimärkreislaufs den zweitgrößten Block. Inwieweit die Mittelwerte der Musterausschreibungsergebnisse mit der realen Aufteilung übereinstimmt, kann im Vergleich zwischen Abbildung 3.70 und Abbildung 3.71 ersehen werden.

**Aufteilung von theoretischen Systempreisen in Kostengruppen -  
 Mittelwert aus 3 Firmenangeboten**  
 Das Regelungssystem beinhaltet Datenaufzeichnung, Datenspeicherung und Überwachungsfunktion

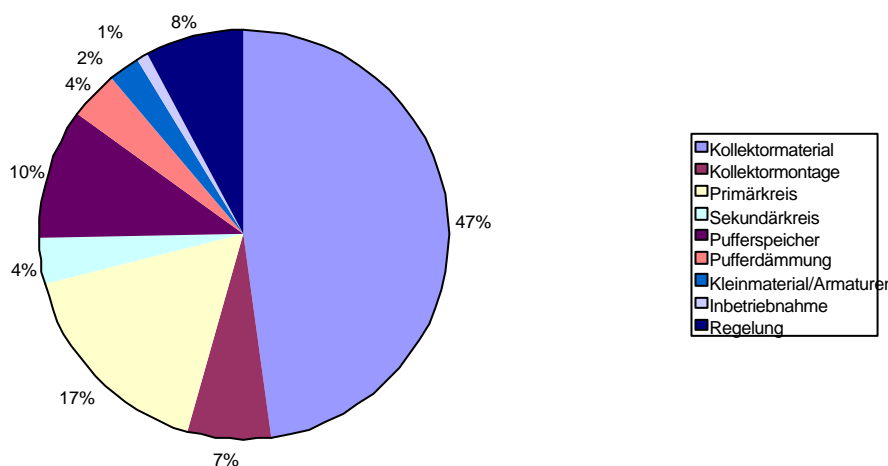


Abbildung 3.71: Aufteilung des durchschnittlichen Systempreises von Solarsystemen zwischen 20 und 400 m<sup>2</sup> Kollektorfläche – Mittelwert aus drei Firmenangeboten.

Deutlich kann eine sehr gute Übereinstimmung der Kostenaufteilung zwischen den Mittelwerten aus den realisierten Anlagen und den Musterausschreibungsergebnissen festgestellt werden.

### 3.8.1.2 Ermittlung der Kosten der Wärmeverteilsysteme

Um die Referenzhydraulikkonzepte anhand ihrer erzielbaren Wärmepreise vergleichen zu können, müssen sämtliche Kosten für die Errichtung und den Betrieb des jeweiligen Systems berücksichtigt werden. Im Systemvergleich spielt hier das Wärmeverteilsystem eine wesentliche Rolle.

Zu diesem Zweck wurden (wie schon in Kapitel 3.4.3.1 „Vorarbeiten für die Modellierung“, angeführt) die unterschiedlichen Wärmeverteilsysteme (Zwei-Leiter- und Vier-Leiter-Netze) für die Referenzgebäude ausgelegt und entsprechende Musterleistungsverzeichnisse erstellt. Gleich wie bei der Kostenermittlung für die Solarsysteme wurden diese Leistungsverzeichnisse an entsprechende Installationsunternehmen und Technische Büros versandt und so die Kosten ermittelt. Vor allem zwei Technische Büros konnten, aufgrund zahlreicher verfügbarer Ausschreibungsergebnisse, konkrete Hilfestellung leisten. Die Auspreisungsergebnisse dieser beiden Technischen Büros wurden gemittelt und in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt.

Grundsätzlich wurde das Wärmeverteilsystem in drei Gruppen unterteilt:

- Wärmeverteilsystem ab Energiespeicher: Diese Gruppe beinhaltet Lieferung und Montage der Hauptleitungen für die Wärmeverteilung inkl. Wärmedämmung sowie Netzpumpen, Regelarmaturen, etc.
- Komponenten in den Wohnungen: Diese Gruppe beinhaltet Lieferung und Montage der Rohrleitungen inkl. Wärmedämmung in den Wohnungen, dezentrale Speicher bzw. dezentrale Stationen bei Zwei-Leiter-Netzen, Regeleinrichtungen
- Radiatoren: Sämtliche Radiatoren in den Wohnungen (Auslegungstemperatur 65/40)

In den nachfolgenden Betrachtungen sind die ermittelten Kosten für das Wärmeverteilsystem für alle fünf Referenzkonzepte und das jeweilige Referenzgebäude dargestellt. Die Kosten können einerseits in Absolutzahlen an der Ordinate bzw. in Prozent direkt über den Diagrammbalken abgelesen werden. Als 100% Variante wurde in den Darstellungen das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ gewählt. Zu berücksichtigen bleibt, dass im Systemvergleich auch bei der Brauchwasserbereitungsanlage (Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, BWE“ das Raumwärmeversorgungsnetz mitberücksichtigt wurde und somit gleiche Kosten verursacht wie das Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, RWV“.

Abbildung 3.72 zeigt die Kosten des Wärmeverteilsystems aller Referenzkonzepte für das Referenzgebäude mit 5 Wohnungen. In dieser Darstellung sind die Unterschiede zwischen den Systemkonzepten sehr gering. Vier-Leiter-Netze weisen grundsätzlich einen höheren Anteil an Verrohrungskosten (4 Leitungen) auf, Zwei-Leiter-Netze einen höheren Anteil an

Komponenten in den Wohnungen (dezentrale Brauchwassererwärmung). Das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ weist aufgrund der dezentralen Boiler und Wärmetauschergruppen schon bei dieser Anzahl von Wohnungen die höchsten Kosten auf.

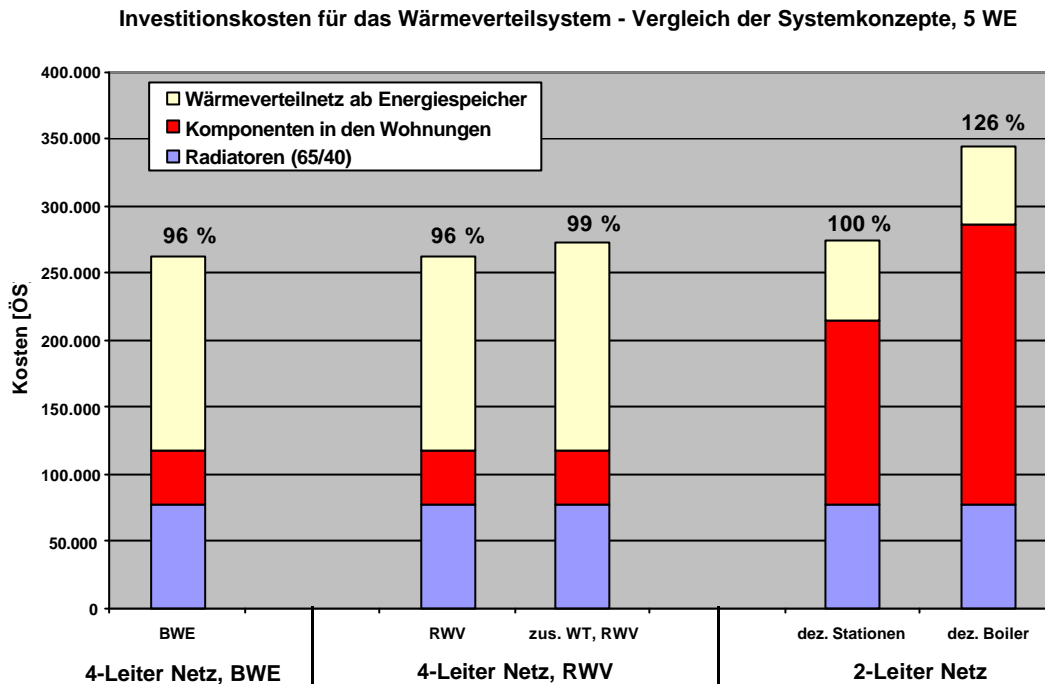


Abbildung 3.72: Wärmeverteilsystemkosten für alle fünf Referenzkonzepte basierend auf dem Referenzgebäude mit 5 Wohnungen

Abbildung 3.73 zeigt die Kosten des Wärmeverteilsystems aller Referenzkonzepte für das Referenzgebäude mit 12 Wohnungen. Die größere Anzahl von Wohnungen erhöht grundsätzlich die Unterschiede in den Investitionskosten des Wärmeverteilsystems zwischen Zwei-Leiter-Netzen und Vier-Leiter-Netzen. Die Investitionskosten für die Rückführung der Zirkulationsleitung über einen eigenen externen Wärmetauscher im Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, zus. WT, RWV“ erhöht die Gesamtinvestitionskosten bei diesem Referenzgebäude nur unwesentlich (etwa 1% Unterschied im Vergleich zum Referenzkonzept „Vier-Leiter-Netz, RWV“.-

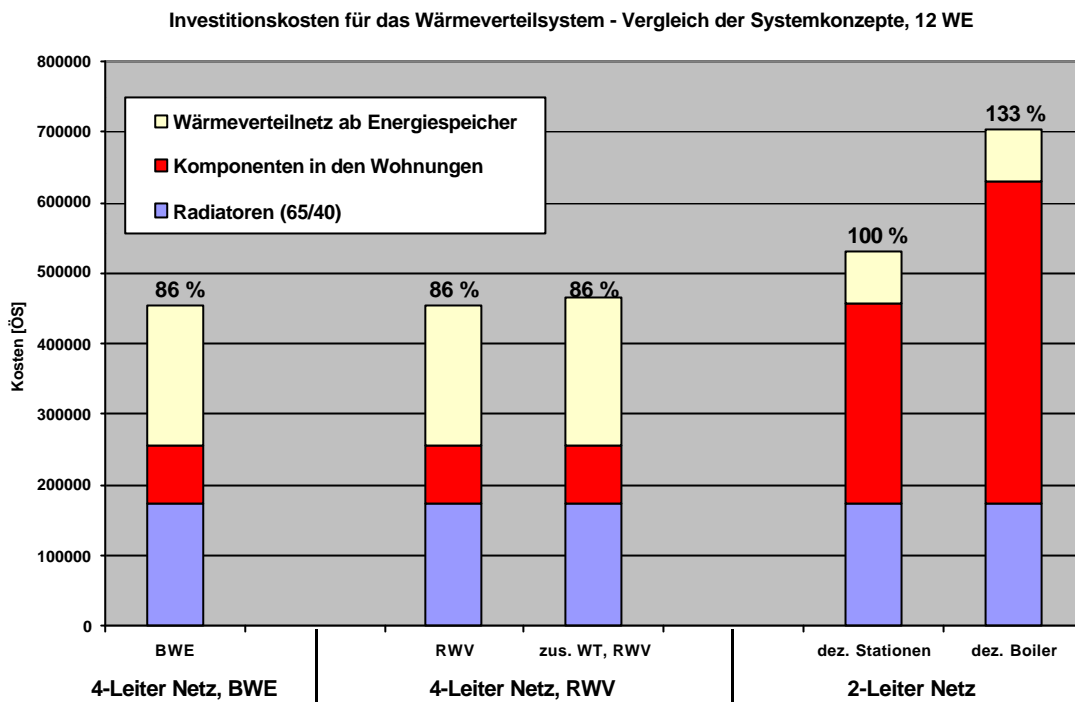


Abbildung 3.73: Wärmeverteilnetzkosten für alle fünf Referenzkonzepte basierend auf dem Referenzgebäude mit 12 Wohnungen

Abbildung 3.74: zeigt die Kosten des Wärmeverteilsystems aller Referenzkonzepte für das Referenzgebäude mit 48 Wohnungen. Die Tendenz, dass eine größere Anzahl von Wohnungen grundsätzlich die Unterschiede in den Investitionskosten des Wärmeverteilsystems zwischen Zwei-Leiter-Netzen und Vier-Leiter-Netzen erhöht, kann durch das Referenzgebäude mit 48 Wohnungen fortgeführt werden. Vor allem die Komponenten der dezentralen Brauchwassererwärmung (im wesentlichen die Variante mit den dezentralen Boilern) zeichnen für die Unterschiede verantwortlich.

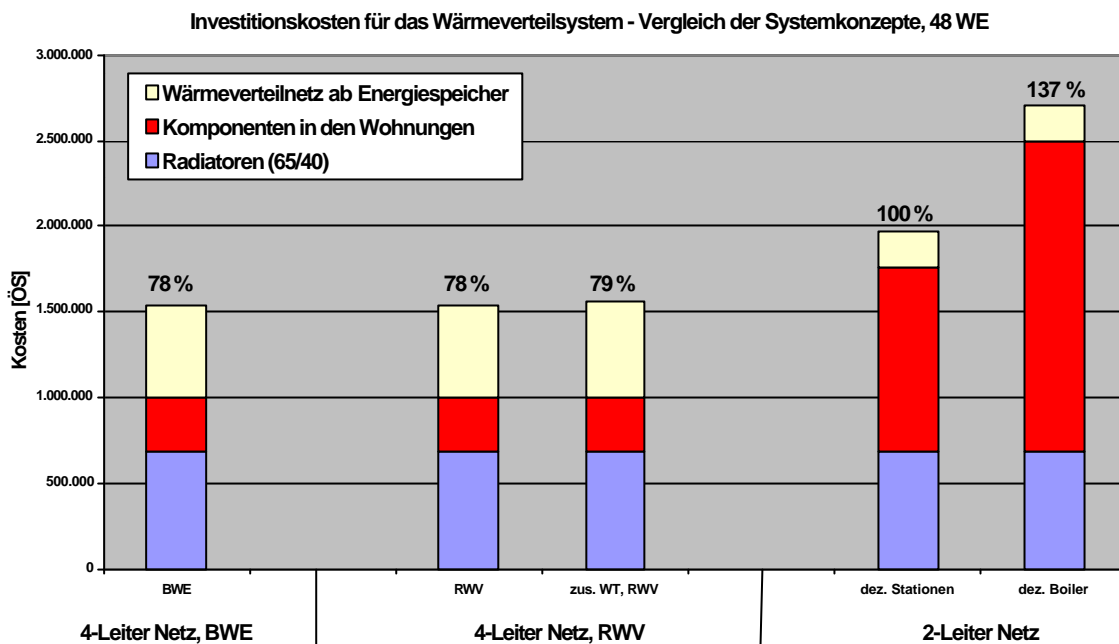


Abbildung 3.74: Wärmeverteilsystemkosten für alle fünf Referenzkonzepte basierend auf dem Referenzgebäude mit 48 Wohnungen

### 3.8.1.3 Ermittlung der Kosten der konventionellen Nachheizung

Da für alle Referenzkonzepte gleiche Nachheizenergiesysteme (auf Basis Öl) mit gleichen Leistungen verwendet werden, existieren bei gleichen Referenzgebäuden keine Unterschiede in den Investitionskosten. Die Kalkulation für Investition, Errichtung, Betrieb und Wartung wurde in Kooperation mit einem „Contractor“ (Grazer Stadtwerke AG, als professioneller Errichter und Betreiber) ausgearbeitet (Grazer Stadtwerke AG, 2001).

### 3.8.2 Wärmepreisermittlung

Als Berechnungsmethode für die Wärmepreise wurde die Annuitätenmethode nach VDI 2067 gewählt (VDI 2067, 1999). Diese Art der Wärmepreisberechnung beruht auf der Bestimmung der durchschnittlichen jährlichen Kosten bzw. Kosteneinsparungen über die Nutzungsdauer, unter Berücksichtigung der Veränderung des Zeitwertes des Geldes (dynamische Methode).

Erforderliche Eingangsdaten für eine derartige Ermittlung der Wärmepreise sind im wesentlichen:

- die Investitionskosten der untersuchten Referenzkonzepte
- die Nutzungsdauer der Investition

- die jährlichen Betriebskosten der Investition, d.h. die Energiekosten und die Wartungs- und Unterhaltskosten
- die jährlichen Betriebskosteneinsparungen
- der Zinssatz

Folgende allgemeine Rahmenbedingungen wurden den Wärmepreisrechnungen zugrundegelegt:

Tabelle 3.18: Allgemeine Rahmenbedingungen als Basis für die Wärmepreisrechnung

Parameter	Wert	Kommentar/Erläuterung
Nominalzinssatz $i$	6%	Prognose für 2001 lt. Österr. Nationalbank $i_r = (1+i)/(1+e) - 1$
Inflationsrate $e$	1,7%	
Kalkulationszinssatz $i_r$	4,2%	
Förderung Solaranlage		die Förderung ist Abhängig vom jeweiligen Bundesland; die Berechnung wurde deshalb ohne Förderung durchgeführt
Stromverbrauch Solaranlage		Leistungsaufnahme der Pumpen laut Auslegung Laufzeit der Pumpen laut Simulation
Stromverbrauch Verteilnetz		Leistungsaufnahme der Pumpen laut Auslegung Laufzeit der Pumpen laut Simulation
Stromverbrauch Wohnungskomponenten		Stromverbrauch nur bei 2-Leiter Netzen mit dezentralen Brauchwasserspeichern Leistungsaufnahme der Pumpen laut Auslegung Laufzeit der Pumpen laut Simulation
Stromverbrauch Wärmeübergabe		Stromverbrauch nur bei 4-Leiter Netzen mit Bereitschaftsspeichern Leistungsaufnahme der Pumpen laut Auslegung Laufzeit der Pumpen laut Simulation
Wartung u. Instandhaltung:		
Solarsystem	1,25%	in % der Investitionskosten, laut VDI 2067
Verteilnetz	2%	in % der Investitionskosten, laut VDI 2067
Wohnungskomponenten	2%	in % der Investitionskosten, laut VDI 2067
Wärmeübergabe	2%	in % der Investitionskosten, laut VDI 2067

Die jeweiligen Systemkomponenten der Referenzkonzepte weisen in Abhängigkeit von Nutzung und Betrieb unterschiedliche Nutzungsdauern auf (VDI 2067, 1999). Die zugrundegelegten Nutzungsdauern können nachfolgender Tabelle (Tabelle 3.19) entnommen werden. Basierend auf den unterschiedlichen Nutzungsdauern bzw. Investitionskosten werden für die Referenzhydraulikkonzepte gewichtete Nutzungsdauern errechnet.

Tabelle 3.19: Nutzungsdauern der unterschiedlichen Systemkomponenten

Komponenten	Nutzungsdauer [a]	Erläuterung
<b>Solarsystem:</b>		
Kollektor	20	lt. VDI 2067
Verrohrung	30	lt. VDI 2067
Puffer	25	lt. VDI 2067
<b>Verteilnetz:</b>		
Warmwasserleitung	25	lt. VDI 2067
Zirkulationsleitung	25	lt. VDI 2067
Heizung (VL, RL)	40	lt. VDI 2067
Pumpen/Ventile/Armaturen/Regelung	15	lt. VDI 2067
<b>Wohnungskomponenten:</b>		
Wärmeübergabestation	20	lt. VDI 2067
dezentrale Boiler inkl. WT	15	lt. VDI 2067
Radiatoren	20	lt. VDI 2067
Rohrleitung in den Wohnungen	30	lt. VDI 2067
<b>Wärmeübergabe:</b>		
Wärmeübergabekomponenten	15	lt. VDI 2067
Wärmemessgeräte	25	angenommene Nutzungsdauer

Im Vergleich der Gesamtwärmepreise der fünf Referenzhydraulikkonzepte spielen die Kosten des substituierten Energieträgers und somit die Art des Energieträgers eine wesentliche Rolle. Für die gegenständlichen Betrachtungen wurde der Energieträger Öl herangezogen. Als Basis für die gegenständlichen Angaben wurden Kalkulationsgrundlagen der Grazer Stadtwerke AG (Grazer Stadtwerke AG, 2001) verwendet (siehe Tabelle 3.20).

Tabelle 3.20: Basisdaten zum Energieträger Öl; Brennstoffkosten, Heizwert und Kesselwirkungsgrad (Grazer Stadtwerke AG, 2001).

Energiekosten		Öl
Brennstoffkosten	ÖS/Liter	4,6
Heizwert in kWh	kWh/Liter	9,95
Kesselwirkungsgrad	%	85,00%
Preis pro kWh	ÖS/kWh	0,54

Preise: Stand Jänner 2001  
 Quelle: Grazer Stadtwerke AG

Mit dem vorhandenen Basismaterial wurden nun die kapitalgebundenen, die betriebsgebundenen und die verbrauchsgebundenen Kosten ermittelt. Tabelle 3.21 zeigt sämtliche Einflussfaktoren bei der Kostenermittlung.

Tabelle 3.21: Berechnungsgrundlagen der jährlichen Kosten der Referenzhydraulikkonzepte

<b>Berechnungsgrundlagen</b>	$I_{SA}$
Investitionskosten Solarsystem	$I_{SA}$
Investitionskosten Wärmeübergabe	$I_{WÜ}$
Investitionskosten Verteilnetz	$I_{VN}$
Investitionskosten Wohnungskomponenten	$I_{WK}$
Investitionskosten Wärmemessung	$I_{WM}$
Nutzenergiebedarf (Warmwasser + Heizung)	$Q_{Nutz}$
Nachheizenergiebedarf	$E_{NH}$
Wärmepreis für Nachheizung	$WP_{NH}$
Nominalzinssatz	$i$
Inflationsrate	$e$
Kalkulationszinssatz	$ir = (1+i)/(1+e) - 1$
Annuitätenfaktor	$a = \frac{(1+i_r)^{Nutzungsdauer} * i_r}{(1+i_r)^{Nutzungsdauer} - 1}$
<b>1.) Kapitalgebundene Kosten</b>	
Annuitätenfaktor	$A$
Kapitalkosten Solarsystem	$I_{SA} * a_{SA}$
Kapitalkosten Wärmeübergabe	$I_{WÜ} * a_{WÜ}$
Kapitalkosten Verteilnetz	$I_{VN} * a_{VN}$
Kapitalkosten Wohnungskomponenten	$I_{WK} * a_{WK}$
Kapitalkosten Wärmemessung	$I_{WM} * a_{WM}$
<b>Summe aller Kapitalkosten</b>	$K_{apKo}$
<b>2.) Betriebsgebundene Kosten</b>	
Wartung und Instandhaltungsfaktor	$WI$
W. u. I. Solarsystem	$I_{SA} * WI_{SA}$
W. u. I. Wärmeübergabe	$I_{WÜ} * WI_{WÜ}$
W. u. I. Verteilnetz	$I_{VN} * WI_{VN}$
W. u. I. Wohnungskomponenten	$I_{WK} * WI_{WK}$
Stromkosten Solarsystem	$STKO_{SA}$
Stromkosten Wärmeübergabe	$STKO_{WÜ}$
Stromkosten Verteilnetz	$STKO_{VN}$
Stromkosten Wohnungskomponenten	$STKO_{WK}$
<b>Summe aller Betriebsgebundenen Kosten</b>	$B_{etrKo}$
<b>3.) Verbrauchsgebundene Kosten</b>	
Hilfsenergie	$K_{HE}$
Kosten für Nachheizung	$E_{NH} * WP_{NH}$
<b>Summe aller Verbrauchsgebundenen Kosten</b>	$V_{erKo}$
Summe der jährliche Kosten des Solarsystems	$KO_{SA}$
Summe der jährliche Kosten der Wärmeübergabe	$KO_{WÜ}$
Summe der jährliche Kosten des Verteilnetzes	$KO_{VN}$
Summe der jährliche Kosten der Wohnungskomponenten	$KO_{Wk}$
Summe der jährliche Kosten der Wärmemessung	$KO_{WM}$
<b>Summe der jährlichen Kosten Gesamtsystem</b>	$Ko_{Gessvs}$

### 3.8.3 Mathematische Definition von Wärmepreisen

Für einen Systemvergleich ist der Gesamtwärmepreis ( $WP_{Ges}$ ) entscheidend. Im Gesamtwärmepreis sind alle kapitalgebundenen Kosten (von der Kollektoranlage bis zur



Wärmeabgabe in den Wohnungen), alle betriebsgebundenen Kosten und alle verbrauchsgebundenen Kosten des jeweiligen Referenzkonzeptes enthalten. Bezogen werden die gesamten Kostengruppen auf die jährliche Nutzenergie.

$$WP_{\text{Ges}} = \frac{\text{Kapitalkosten} + \text{Betriebskosten} + \text{verbrauchsgebundene Kosten "Gesamt"}}{Q_{\text{Nutz}}} \quad [\text{öS/kWh}]$$

Zusätzlich zum Gesamtwärmepreis wurden im gegenständlichen Projekt noch zwei zusätzliche Wärmepreise definiert und in weiterer Folge damit die Referenzkonzepte verglichen:

- Der „Solare Wärmepreis“ (SWP)

Der Solare Wärmepreis berücksichtigt, im Gegensatz zum Gesamtwärmepreis, nur die jährlich entstehenden Kosten (kapitalgebunden, betriebsgebunden, verbrauchsgebunden) durch die Solaranlage und bezieht sich auf den jährlichen Solarertrag. Diese Definition geht von einer vollständigen Nutzbarkeit, der von der Kollektoranlage an den Energiespeicher gelieferten Wärmemenge aus. Verluste (Speicherverluste oder Wärmeverteilsystem) werden nicht berücksichtigt. Diese Definition des Solaren Wärmepreises ist somit für eine Kollektoranlage im Wettbewerb mit anderen Energieformen besonders günstig.

$$SWP = \frac{\text{Kapitalkosten SA} + \text{Betriebskosten SA} + \text{verbrauchsgebundene Kosten SA}}{\text{Solarertrag in den Speicher}} \quad [\text{öS/kWh}]$$

- Der „Verlustbereinigte solare Wärmepreis“ (SWP<sub>VERLBER</sub>)

Beim „Verlustbereinigten solaren Wärmepreis“ werden die gleichen Kosten berücksichtigt wie beim „Solaren Wärmepreis“. Bezogen werden die jährlichen Kosten jedoch auf die um den Solaren Deckungsgrad SD abgeminderte Nutzenergie (Brauchwasser- und Raumwärmebedarf). Diese Definition berücksichtigt somit, dass nicht der gesamte Solarertrag auch tatsächlich als Nutzenergie in den Wohnungen zur Verfügung steht.

$$SWP_{\text{VERLBER}} = \frac{\text{Kapitalkosten SA} + \text{Betriebskosten SA} + \text{verbrauchsgebundene Kosten SA}}{Q_{\text{Nutz}} * \text{solarer Deckungsgrad}} \quad [\text{öS/kWh}]$$

Die Positionen, an denen die Messungen der Basiswärmemengen zur Errechnung des Gesamtwärmepreises und der beiden Solaren Wärmepreise erfolgt, sind in Abbildung 3.75 dargestellt.

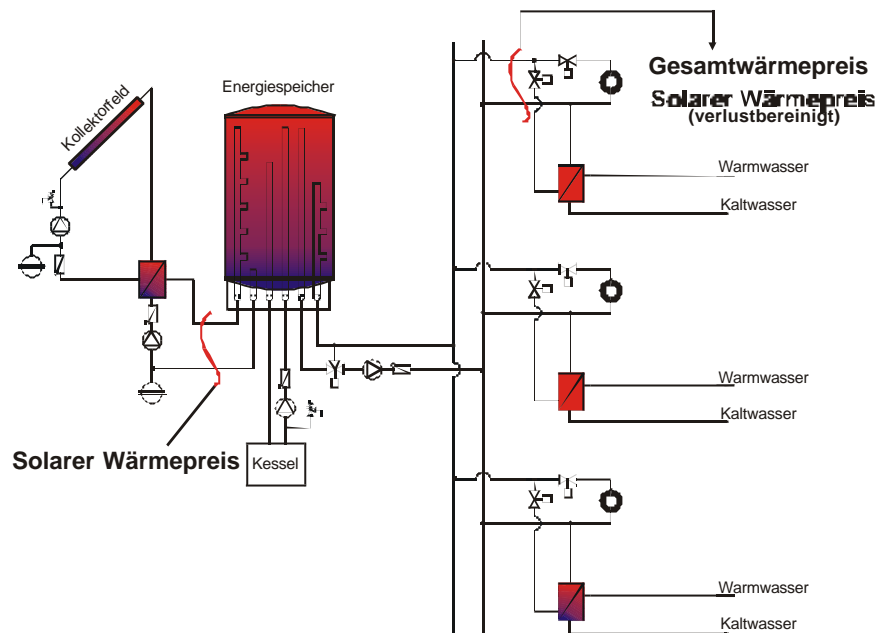


Abbildung 3.75: Darstellung der Messpunkte der Basiswärmemengen zur Errechnung des „Gesamtwärmepreises“, des „Solaren Wärmepreises“ und des „Verlustbereinigten solaren Wärmepreises“.

### 3.8.4 Vergleich der Wärmepreise der Referenzhydraulikkonzepte

Basierend auf den Angaben in den vorhergehenden Kapiteln, wurden Wärmepreise unterschiedlicher Definition für die Referenzhydraulikkonzepte errechnet. Für jedes Referenzhydraulikkonzept wurden in Verbindung mit jedem Referenzgebäude Gesamtwärmepreise sowie Solare Wärmepreise für 11 unterschiedlich große Solarsysteme ermittelt und über der Auslastung II dargestellt.

#### 3.8.4.1 Gesamtwärmepreise und Nachheizenergiebedarf der Referenzhydraulikkonzepte im Vergleich

Neben energetischen Aspekten (siehe Kapitel 3.7 Vergleichs- und Variationsrechnungen an den Referenzhydraulikkonzepten in Verbindung mit den Referenzgebäuden) ist der Gesamtwärmepreis die entscheidende Größe beim Vergleich von Wärmeversorgungskonzepten. Um ökologische und ökonomische Aspekte im direkten Wechselspiel zu betrachten, bietet sich eine gemeinsame Darstellung der beiden entscheidenden Kennzahlen „Nachheizenergiebedarf“ und „Gesamtwärmepreis“ an. Nachfolgend werden diese Kennzahlen für vier Referenzhydraulikkonzepte (Solaranlagen müssen auch die Raumwärmeversorgung unterstützen können) basierend auf den drei Referenzgebäuden im direkten Vergleich abgebildet.

Abbildung 3.76 zeigt die Kennzahlen anhand des Referenzgebäudes mit 5 Wohnungen. Der Gesamtwärmepreis wird als relativer Unterschied zwischen den Referenzkonzepten dargestellt. Die 100 % Basis bildet der höchste Wärmepreis des Referenzkonzeptes „Zwei-

Leiter-Netz, dez. Stationen“ bei einer Auslastung von 170 kWh/m<sup>2</sup>a. Wie schon in Kapitel 3.7.4.1 (Systemvergleich anhand des Referenzgebäudes mit 5 Wohnungen) gezeigt, weisen Zwei-Leiter-Netze generell einen wesentlich geringeren Nachheizenergiebedarf auf als Vier-Leiter-Netze.

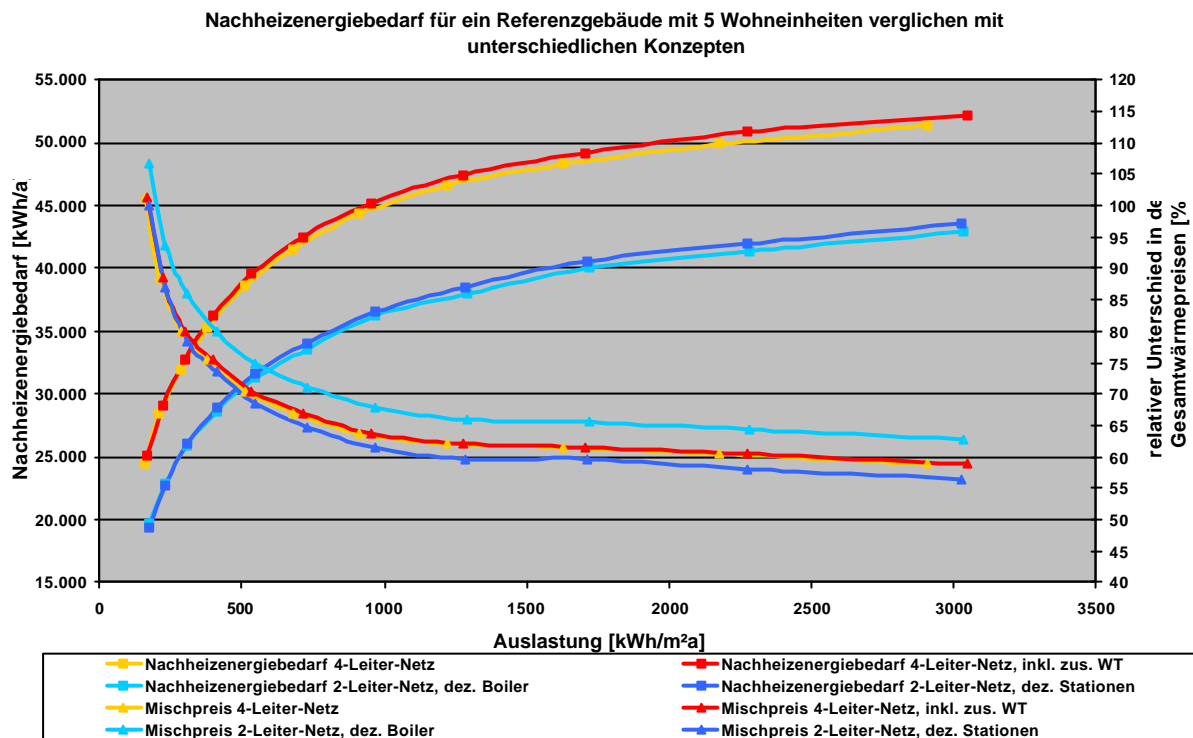


Abbildung 3.76: Der Unterschied der Gesamtwärmepreise sowie der Nachheizenergiebedarf der Referenzhydraulikkonzepte über der Auslastung – Basis ist das Referenzgebäude mit 5 Wohnungen.

Der Gesamtwärmepreis zeigt eine etwas andere Reihung der Referenzhydraulikkonzepte. Das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ zeigt beim Referenzgebäude mit 5 Wohnungen den geringsten Gesamtwärmepreis, das Referenzhydraulikkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ den höchsten. Die beiden Vier-Leiter-Netze liegen dazwischen. Aufgrund der geringen Abweichung der Investitionskosten sowie der energetischen Rahmenbedingungen liegen die Gesamtwärmepreise der beiden Vier-Leiter-Netze nahezu deckungsgleich. Grundsätzlich sind die Unterschiede der von den Referenzhydraulikkonzepten erzielbaren Gesamtwärmepreise eher klein, weshalb der wesentlich geringere Nachheizenergiebedarf von Zwei-Leiter-Netzen bei der Auswahl von Systemkonzepten ausschlaggebend sein sollte.

Für das Referenzgebäude mit 12 Wohnungen sind die Verläufe der Kennzahlen in Abbildung 3.77 dargestellt. Der Gesamtwärmepreis wird wiederum als relativer Unterschied zwischen den Referenzkonzepten dargestellt. Die 100 % Basis bildet der höchste Wärmepreis des Referenzkonzeptes „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ bei einer Auslastung II von 170 kWh/m<sup>2</sup>a. Der Nachheizenergiebedarf zeigt deutliche Vorteile für Zwei-Leiter-Netze. Die beiden Vier-Leiter-Netze sowie das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“

liegen im Gesamtwärmepreis über die gesamte Auslastung nahezu gleichauf, das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ liegt schon deutlich über den anderen Referenzkonzepten. Der grundsätzlich günstige energetische Betrieb kann im Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ die vergleichsweise hohen Investitionskosten für die dezentralen Boiler nicht kompensieren, wie deutlich im Verlauf des Gesamtwärmeprices zu erkennen ist.

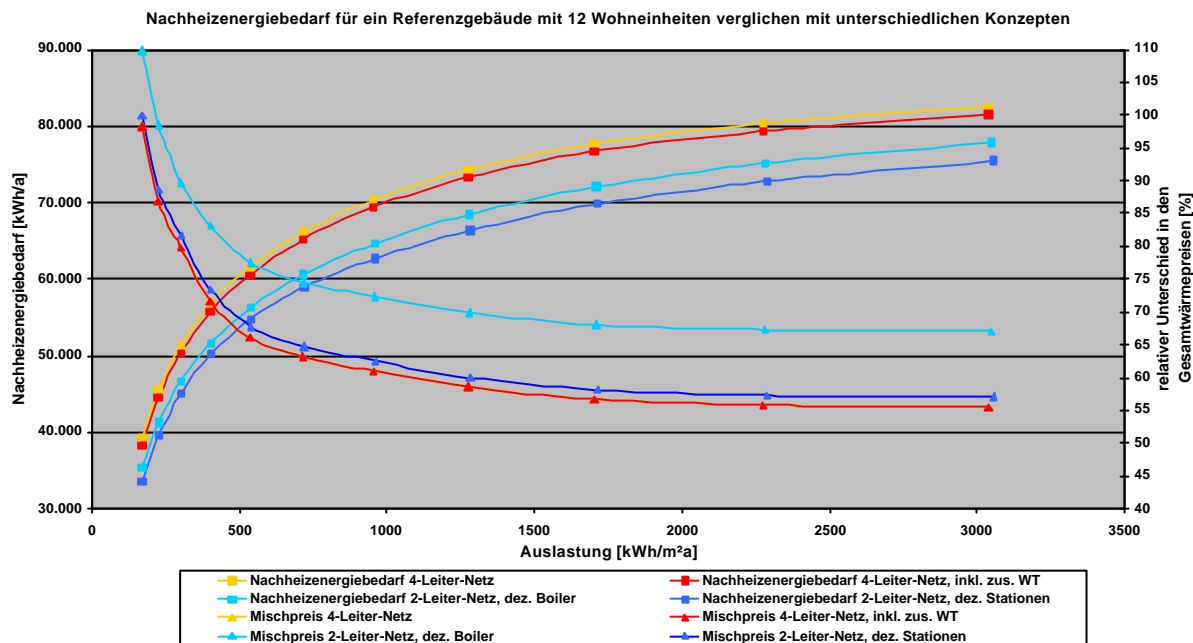


Abbildung 3.77: Der Unterschied der Gesamtwärmeprice sowie der Nachheizenergiebedarf der Referenzhydraulikkonzepte über der Auslastung – Basis ist das Referenzgebäude mit 12 Wohnungen.

Die höheren Investitionskosten des Referenzkonzeptes „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ können im direkten Vergleich mit den beiden Vier-Leiter-Netzen nahezu vollständig durch den wesentlich günstigeren energetischen Betrieb kompensiert werden. Dieser Aspekt spricht bei der Referenzgebäudegröße von 12 Wohnungen deutlich für das Referenzhydraulikkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“.

Abbildung 3.78 zeigt die Kennzahlen anhand des Referenzgebäudes mit 48 Wohnungen. Der Gesamtwärmeprice wird wiederum als relativer Unterschied zwischen den Referenzkonzepten dargestellt. Die 100 % Basis bildet der höchste Wärmeprice des Referenzkonzeptes „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ bei einer Auslastung von 170 kWh/m²a.

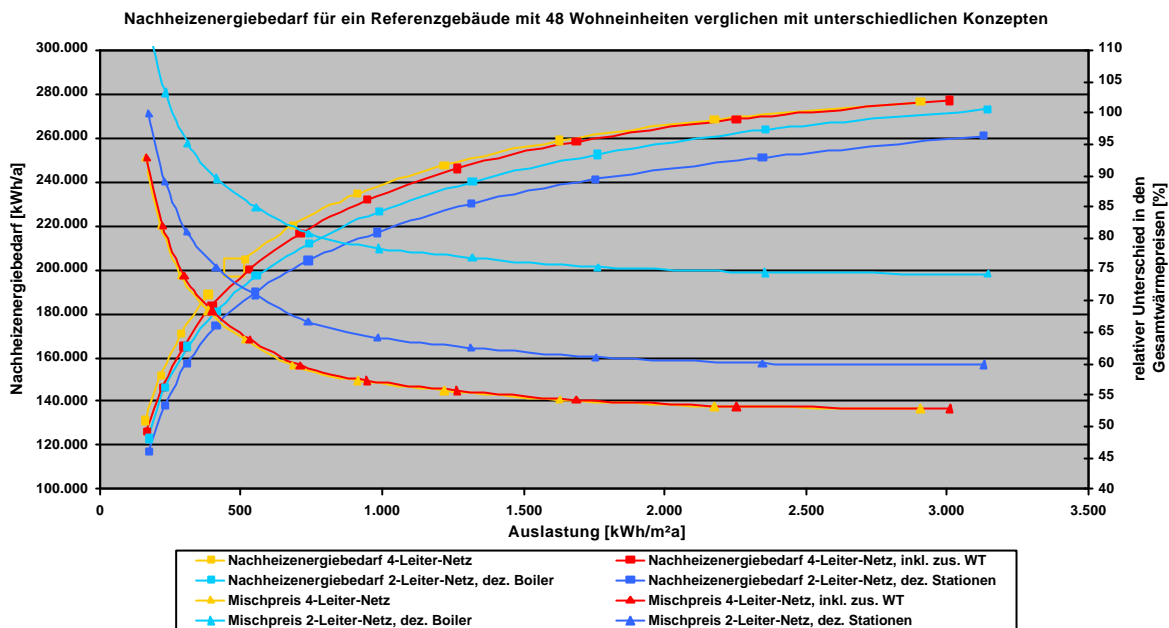


Abbildung 3.78: Der Unterschied der Gesamtwärmepreise sowie der Nachheizenergiebedarf der Referenzhydraulikkonzepte über der Auslastung – Basis ist das Referenzgebäude mit 48 Wohnungen.

Betrachtet man die letzten drei Abbildungen (Abbildung 3.76, Abbildung 3.77, Abbildung 3.78), so kann deutlich eine Tendenz festgestellt werden. Umso kompakter (höhere Energieabnahmedichten) das Gebäude, umso größer werden die Vorteile von Vier-Leiter-Netzen hinsichtlich des erzielbaren Gesamtwärmeprices. Die energetischen Vorteile von Zwei-Leiter-Netzen können aufgrund der vergleichsweise hohen Investitionskosten für die dezentrale Brauchwassererwärmung (Boiler und Stationen) den Gesamtwärmeprice von Vier-Leiter-Netzen nicht mehr erreichen. Das Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ liegt hinsichtlich des Gesamtwärmeprices deutlich über dem Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“, Vier-Leiter-Netze liegen darunter.

Aus ökonomischer Sicht zeigen Vier-Leiter-Netze beim Referenzgebäude mit 48 Wohnungen (sechsgeschossig, sehr kompakt) Vorteile, aus ökologischer Sicht liegen aber Zwei-Leiter-Netze günstiger.

### 3.8.4.2 „Solare Wärmepreise“ und „Verlustbereinigte solare Wärmepreise“ im Vergleich

Für den wirtschaftlichen Vergleich von Sonnenwärme mit Wärme aus konventionellen Energieträgern wird das Solarsystem häufig isoliert betrachtet (Kollektoranlage bis Energiespeicher).

Wie schon in Kapitel 3.8.3 (Mathematische Definition von Wärmeprices) beschrieben, wurden hier zwei unterschiedliche Wärmeprice definitionen erstellt. Nachfolgend werden die

Unterschiede der beiden Solaren Wärmepreise für das Referenzhydraulikkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ anhand des Referenzgebäudes mit 5 Wohnungen gezeigt. Die Darstellung der Solaren Wärmepreise erfolgt im relativen Unterschied zueinander. Die 100% Basis bildet der höchste „Verlustbereinigte solare Wärmepreis“ (im Kurvenverlauf ganz links) bei einer Auslastung von 170 kWh/m<sup>2</sup>a. Zusätzlich zu den Verläufen der Solaren Wärmepreise über der Auslastung sind der Solare Deckungsgrad und der Spezifische Ertrag aufgetragen. Bei hohen solaren Deckungsgraden (geringen Auslastungen) sind die Solaren Wärmepreise am höchsten. Mit steigender Auslastung fallen die Solaren Wärmepreise auf ein Minimum (bei einer Auslastung von etwa 1250 kWh/m<sup>2</sup>a) und steigen mit höheren Auslastungen wieder an.

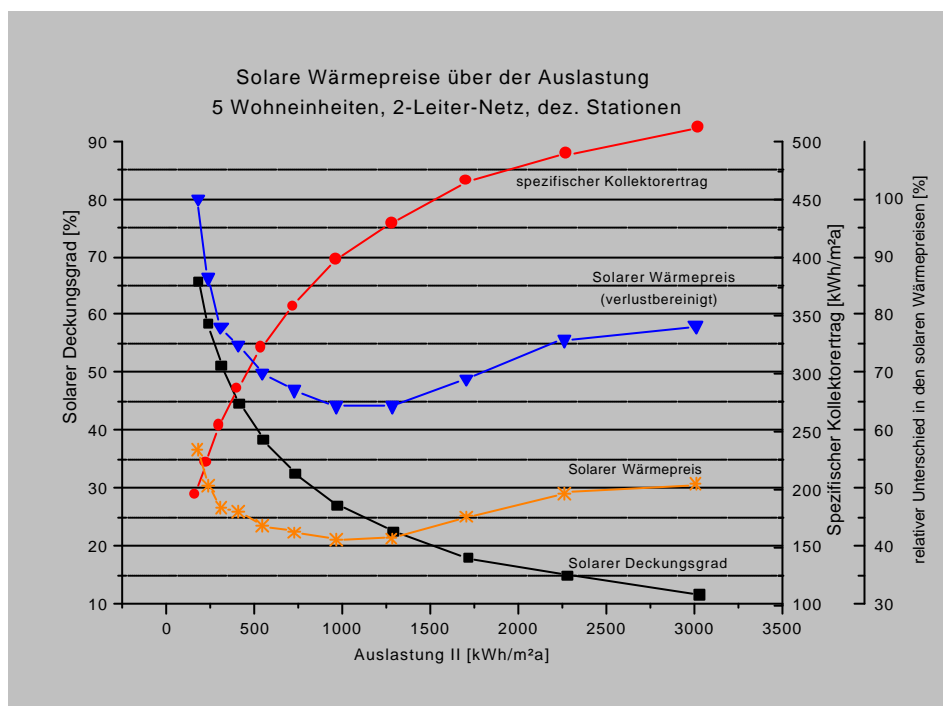


Abbildung 3.79: Verlauf der beiden Solaren Wärmepreise, des Solaren Deckungsgrades und des Spezifischen Ertrages über der Auslastung für ein Referenzgebäude mit 5 Wohnungen (Referenzhydraulikkonzept: „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“)

Die Ursache für den Verlauf der Solaren Wärmepreise liegt einerseits am Spezifischen Ertrag und andererseits am Verlauf der Investitionskosten für Kollektoranlagen. Bei hohen Auslastungen sind die Systemkosten von Kollektoranlagen zwar gering (meist größere Kollektoranlagen), der Spezifische Kollektor ertrag ist in diesem Dimensionierungsbereich aber niedrig. Der wesentlich größere Einfluss des Spezifischen Ertrages spiegelt sich im höheren Solaren Wärmepreis wieder.

Bei geringen Auslastungen sind die Systemkosten für Kollektoranlagen zumeist hoch (kleine Kollektoranlagen) und auch der spezifische Kollektor ertrag ist hoch. Da die Kurve des Spezifischen Ertrages in diesem Auslastungsbereich nur eine geringe Steigung aufweist,

überwiegt der Einfluss der Systemkosten, was sich in der Kombination der beiden Größen in höheren Solaren Wärmepreisen zeigt. Für die Dimensionierung von Kollektoranlagen bedeutet dies, dass die „wirtschaftlichsten“ Solarsysteme im Bereich des minimalen Solaren Wärmepreises liegen.

Die unterschiedliche mathematische Definition der beiden Solaren Wärmepreise ist deutlich erkennbar. Der Solare Wärmepreis, der sich auf die gesamte von der Kollektoranlage an den Energiespeicher gelieferte Wärmemenge bezieht, liegt deutlich unter dem „Verlustbereinigten solaren Wärmepreis“. Der „Verlustbereinigte solare Wärmepreis“ berücksichtigt nur den über das Solarsystem bereitgestellten Anteil der Nutzenergie und liegt bei wenig kompakten Gebäuden mit geringen Energieabnahmedichten deutlich über dem „Solaren Wärmepreis“.

Abbildung 3.80 zeigt die Zusammenhänge zwischen den Solaren Wärmepreisen und zwei energetischen Kennzahlen (Solarer Deckungsgrad, Spezifischer Ertrag) für das Referenzgebäude mit 48 Wohnungen. Die Verläufe der solaren Wärmepreise sind grundsätzlich ähnlich den vorhin beschriebenen (Abbildung 3.79).

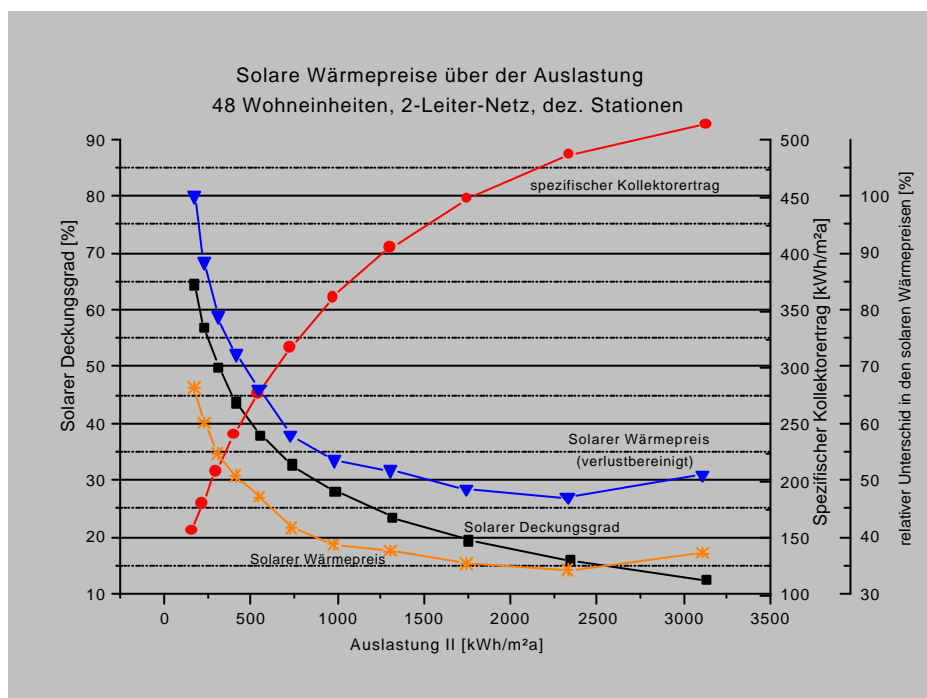


Abbildung 3.80: Verlauf der beiden Solaren Wärmepreise, des Solaren Deckungsgrades und des Spezifischen Ertrages über der Auslastung für ein Referenzgebäude mit 48 Wohnungen (Referenzhydraulikkonzept: „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“)

Das Minimum des solaren Wärmepreises (Dimensionierungsoptima) verschiebt sich beim Referenzgebäude mit 48 Wohnungen etwas nach rechts. Dies ist auf die grundsätzlich größeren Kollektoranlagen bei Gebäuden mit 48 Wohnungen (im Vergleich zu Gebäuden mit beispielsweise 5 Wohnungen) und den daraus resultierenden geringeren Systemkosten zurückzuführen. Die Unterschiede zwischen Solarem Wärmepreis und „Verlustbereinigtem

solaren Wärmepreis“ sind beim Referenzgebäude mit 48 Wohnungen wesentlich geringer als beim Referenzgebäude mit 5 Wohnungen. Diese geringeren Unterschiede haben in der größeren Gebäudekompaktheit und in den höheren Systemwirkungsgraden ihre Ursache. Inwieweit sich die unterschiedlichen Referenzkonzepte auf die Solaren Wärmepreise auswirken, wird in Abbildung 3.81, anhand des Referenzgebäudes mit 48 Wohnungen, gezeigt. Obwohl die Solarsysteme für jedes Referenzhydraulikkonzept gleich ausgeführt wurden, ergeben sich Unterschiede im Solaren Wärmepreis. Die sensible Größe in der Definition des Solaren Wärmepreises ist der Spezifische Ertrag. Deshalb spiegeln sich Unterschiede im Spezifischen Ertrag auch im Solaren Wärmepreis wieder.

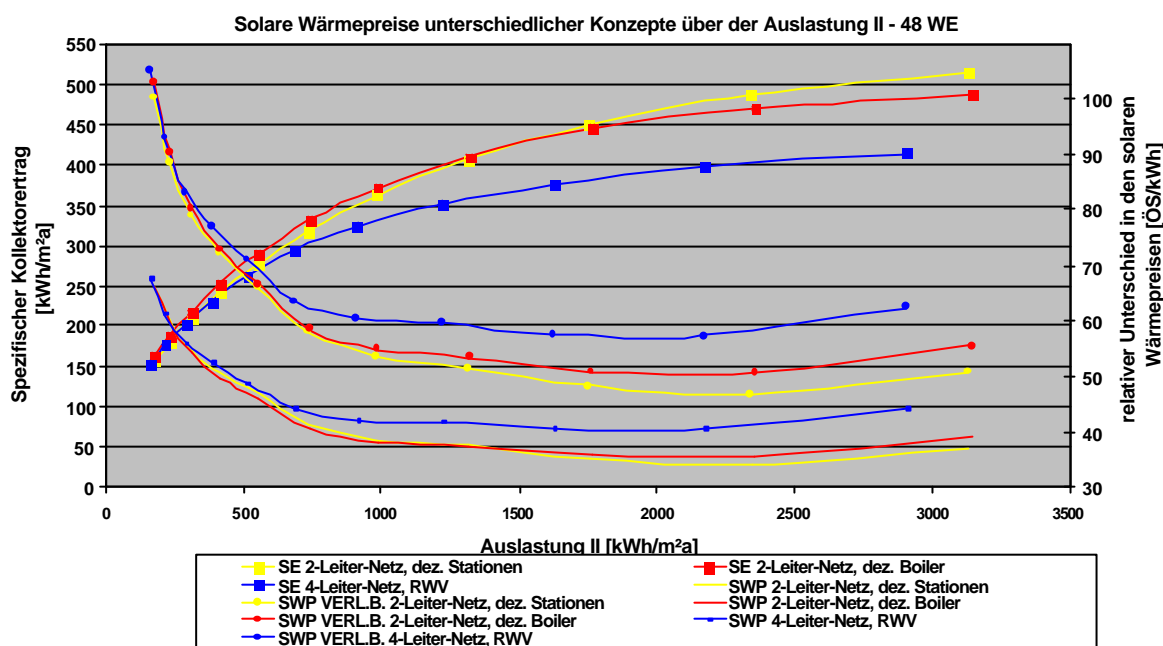


Abbildung 3.81: Verlauf der beiden Solaren Wärmepreise sowie des Spezifischen Ertrages über der Auslastung für ein Referenzgebäude mit 48 Wohnungen (Vergleich zwischen Referenzhydraulikkonzepten).

Zwei-Leiter-Netze erreichen einen günstigeren Solaren Wärmepreis als Vier-Leiter-Netze. Die besten Ergebnisse erzielt das Referenzhydraulikkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“. Aus dieser Darstellung wird deutlich, dass Art und Betriebsweise des Wärmeverteilsystems die Solaren Wärmepreise beeinflussen und somit die „Wirtschaftlichkeit“ entscheidend mitbeeinflussen.

### 3.9 Dimensionierung mittels einfacher und spezifischer Nomogramme

Aufbauend auf den erstellten Simulationsmodellen (Referenzhydraulikkonzepte und Referenzgebäude) werden in diesem Kapitel Nomogramme zur raschen Dimensionierung von Solarsystemen im Geschosswohnbau dargestellt. Dabei bleibt zu erwähnen, dass die entwickelten Nomogramme nur für den Anwendungsbereich „Fundierte Vorplanung“ erstellt wurden und eine simulationsgestützte Dimensionierung mittels entsprechenden Programmen



für die anlagenspezifische Ausführungsplanung nicht ersetzen können. Nachfolgende Dimensionierungsnomogramme beziehen sich – sofern nicht anders angegeben – auf die in Kapitel 3.7.1 (Rahmenbedingungen für die Vergleichsrechnungen) definierten Annahmen und Gegebenheiten.

### 3.9.1 Dimensionierungsnomogramme für Systeme zur Brauchwassererwärmung

Von den fünf behandelten Referenzhydraulikkonzepten stellt eines (das „Vier-Leiter-Netz,BWE“) ein Brauchwassererwärmungssystem - ohne Heizungsunterstützung - dar. Da hier nur der Brauchwasserbedarf abzudecken bleibt, muss in der Dimensionierung klar zwischen Systemen zur „Brauchwassererwärmung“ und Systemen zur „Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung“ unterschieden werden.

Da das Ausmaß konzeptspezifischer Unterschiede grundsätzlich gering ist und somit für die Vordimensionierung nicht entscheidend ist, können mit nachfolgenden Nomogrammen auch die Eckdaten von Solarsystemen ermittelt werden, die auf anderen Systemhydrauliken basieren.

Um einen definierten Solaren Deckungsgrad an der Brauchwassererwärmung eines Mehrfamilienwohnhauses zu erreichen, kann mit nachfolgendem Diagramm (Abbildung 3.82) rasch die nötige Kollektorfläche ermittelt werden.

**Einfluss der Kollektorfläche in Abhängigkeit der Wohnungsanzahl ( WW-Bedarf) auf den Solaren Deckungsgrad**

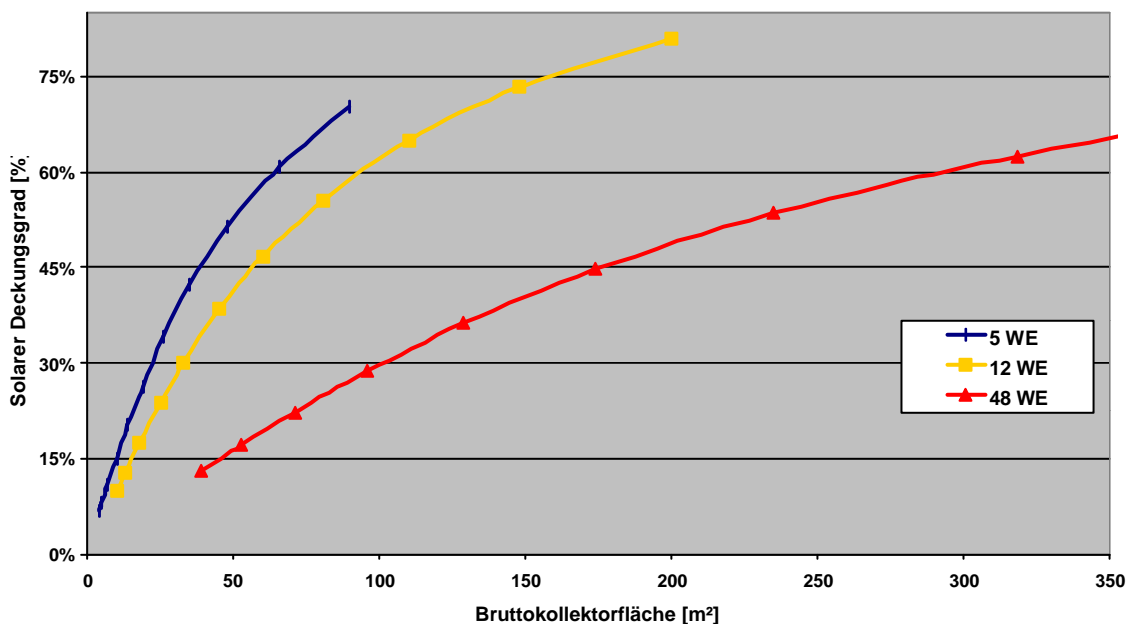


Abbildung 3.82: Systeme zur Brauchwassererwärmung - Zusammenhang zwischen Bruttokollektorfläche und Solarem Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Wohnungsanzahl.

Die Basis dieser Darstellung bilden die Referenzgebäude (5, 12 und 48 Wohnungen) des gegenständlichen Projektes. Als Energiespeichervolumen werden  $50 \text{ l/m}^2_{\text{Kollektorfläche}}$  zugrunde

gelegt. Eine entscheidende Einschränkung dieses Diagramms ist der Gültigkeitsbereich betreffend den Verbrauch an Warmwasser. Die dargestellten Kurven gelten für Wohnungen mit einer durchschnittlichen Belegung von 2,4 Personen und einem täglichen Verbrauch an Warmwasser von 30 l/Person auf einem Temperaturniveau von 60°C. Weichen Wohnungsbelegung und täglicher Warmwasserverbrauch deutlich von den hier angenommenen Werten ab, sollte auf das spezifische Dimensionierungsnomogramm (Abbildung 3.83) zurückgegriffen werden.

Die Bezeichnung spezifisches Dimensionierungsnomogramm kommt daher, dass mit der Kennzahl „Auslastung“ eine spezifische Größe eingeführt wird. Bei Brauchwassererwärmungssystemen ist die Auslastung ein Maß für den täglichen Verbrauch an Warmwasser pro Tag und m<sup>2</sup> Kollektorfläche. Mit der Einführung einer spezifischen Größe wie der Auslastung, verlieren Dimensionierungsnomogramme zwar an Transparenz, sie gewinnen jedoch an Allgemeingültigkeit für die Dimensionierung.

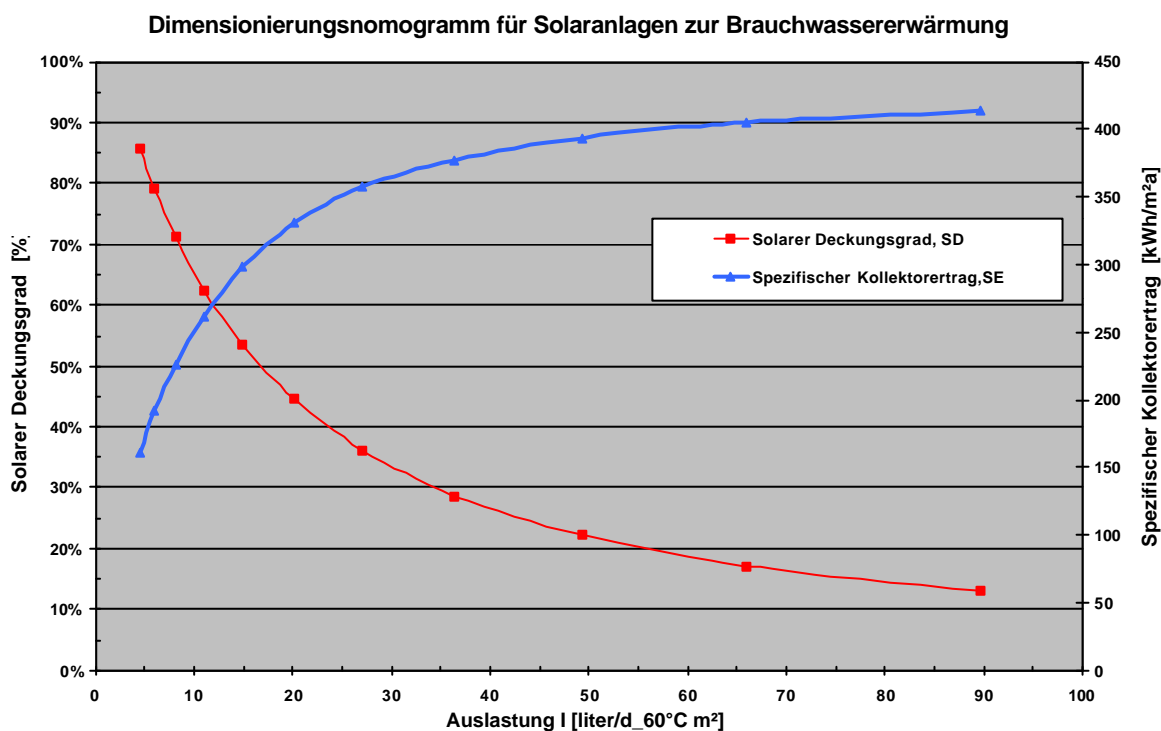


Abbildung 3.83: Solarer Deckungsgrad und Spezifischer Ertrag über der Auslastung I – Dimensionierungsnomogramm für Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung.

Wurde der tägliche Warmwasserverbrauch (auf einem Temperaturniveau von 60°C) ermittelt, so kann durch Division mit der Kollektorfläche die Auslastung für ein reales Planungsprojekt definiert werden. Legt man eine Vertikale durch den Punkt der ermittelten Auslastung, so erhält man Schnittpunkte mit den Verläufen der Systemkennzahlen „Solarer Deckungsgrad“ bzw. „Spezifischer Ertrag“ und kann die Zahlenwerte dieser Größen an den beiden Ordinaten ablesen. Mittels des spezifischen Nomogramms kann beispielsweise eine Solaranlage für

jeden beliebigen Warmwasserverbrauch und Deckungsanteil flexibel dimensioniert werden. Auch Dimensionierungen für andere Gebäudenutzungen (Altersheime, Krankenhäuser, Hotels, etc.) sind denkbar. Zu berücksichtigen bleibt, dass diesem Nomogramm ein fixes Rohrleitungsnetz zugeordnet ist, was sich bei deutlichen Abweichungen hierzu in geänderten Systemverlusten und somit auch in veränderten „Solaren Deckungsgraden“ sowie „Spezifischen Erträgen“ auswirkt.

### **3.9.2 Dimensionierungsnomogramme für Systeme zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung**

Von den fünf behandelten Referenzhydraulikkonzepten können vier zur Brauchwassererwärmung und Raumwärmeversorgung eingesetzt werden. Dies sind die Referenzhydraulikkonzepte „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“, „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“, „Vier-Leiter-Netz, RWV“, und „Vier-Leiter-Netz, inkl. zus. WT, RWV“.

Wie in Kapitel 3.7 dargestellt, existieren Ertragsunterschiede zwischen den einzelnen Referenzkonzepten. In der Phase der Vordimensionierung ist es aber nicht erforderlich, diese Detailunterschiede zwischen einzelnen Konzepten zu berücksichtigen. Deshalb wurden die in der Folge beschriebenen Nomogramme anhand eines Simulationsmodells für ein Referenzhydraulikkonzept („Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“) erstellt und können mit ausreichender Genauigkeit auch für andere Hydraulikkonzepte angewandt werden.

Um einen definierten Solaren Deckungsgrad am Gesamtwärmebedarf (Brauchwassererwärmung und Raumwärmeversorgung) eines Mehrfamilienwohnhauses zu erreichen, kann mit nachfolgendem Diagramm (Abbildung 3.84) rasch die nötige Kollektorfläche ermittelt werden.

**Einfluss der Kollektorfläche in Abhängigkeit des Heizenergie- und Warmwasserbedarfes auf den Solaren Deckungsgrad**

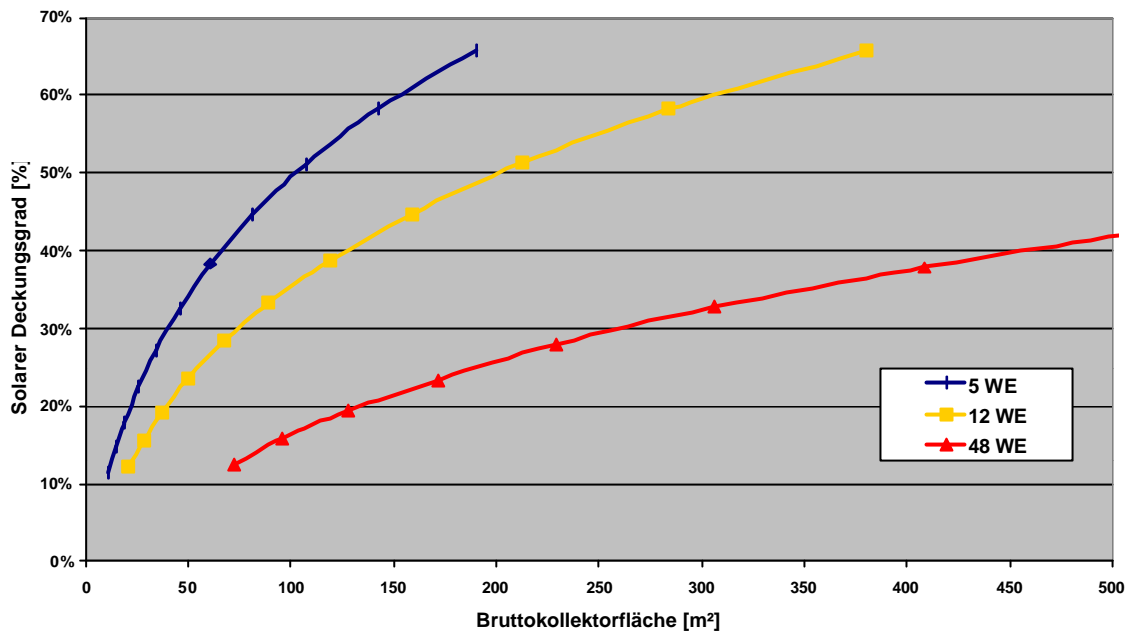


Abbildung 3.84: Systeme zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung - Zusammenhänge zwischen Bruttokollektorfläche und Solarem Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Wohnungsanzahl.

Die Basis dieser Darstellung bilden die Referenzgebäude (5, 12 und 48 Wohnungen) des gegenständlichen Projektes. Als Energiespeichervolumen wurden  $50 \text{ l/m}^2_{\text{Kollektorfläche}}$  zugrunde gelegt. Soll der Einfluss des Energiespeichervolumens untersucht werden, kann hierfür das in Abbildung 3.85 dargestellte Nomogramm herangezogen werden. Statt der Anzahl der Wohneinheiten ist das Energiespeichervolumen dargestellt. Erstellt wurde dieses Nomogramm anhand des Referenzgebäudes mit 12 Wohnungen.

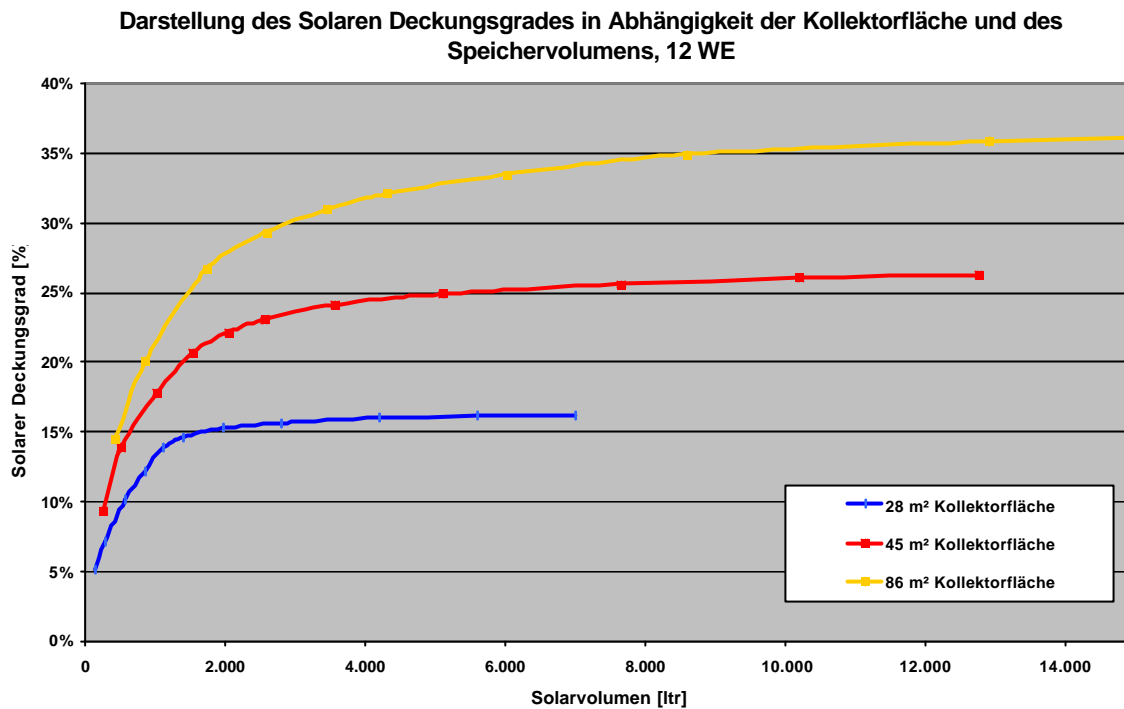


Abbildung 3.85: Systeme zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung - Zusammenhänge zwischen Energiespeichervolumen und Solarem Deckungsgrad in Abhängigkeit von der Bruttokollektorfläche.

Ein entscheidender Nachteil dieser „einfachen“ Nomogramme ist, dass der Gültigkeitsbereich äußerst beschränkt ist. Abbildung 3.84 gilt nur für Speichervolumen von  $50 \text{ l/m}^2_{\text{Kollektorfläche}}$  sowie für die drei Referenzgebäudegrößen. Abbildung 3.85 gilt nur für das Referenzgebäude mit 12 Wohnungen (hinsichtlich Heizenergiebedarf und Warmwasserbedarf) sowie für drei definierte Kollektorflächen. Deshalb eignen sich diese Nomogramme sehr gut, um die Sensitivität einzelner Größen zu beschreiben, für die praxistaugliche Dimensionierung sind aber spezifische Dimensionierungsnomogramme zu bevorzugen.

Bevor diese spezifischen Nomogramme zur Dimensionierung von Solarsystemen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung im Detail dargestellt werden, wird nachfolgend die Allgemeingültigkeit nachgewiesen:

Theoretisch müsste für jedes Gebäude ein eigenes Nomogramm erstellt werden, damit Einflüsse der Energieabnahmedichten und somit der Systemverluste berücksichtigt werden können. Dass dieser Einfluss aber nur geringe Auswirkungen auf die Dimensionierung eines Solarsystems hat, zeigt nachfolgende Abbildung.

In Abbildung 3.86 sind die Verläufe des Spezifischen Ertrages und des Solaren Deckungsgrades für alle drei Referenzgebäude anhand der Referenzhydraulikkonzepte „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ und „Vier-Leiter-Netz, RWV“ dargestellt. Die Unterschiede in den Kennzahlen für alle drei Referenzgebäude sind bei beiden Referenzhydraulikkonzepten sehr gering, weshalb für weiterführende Dimensionierungen mit ausreichender Genauigkeit ein allgemeingültiges spezifisches Dimensionierungsnomogramm verwendet werden kann.

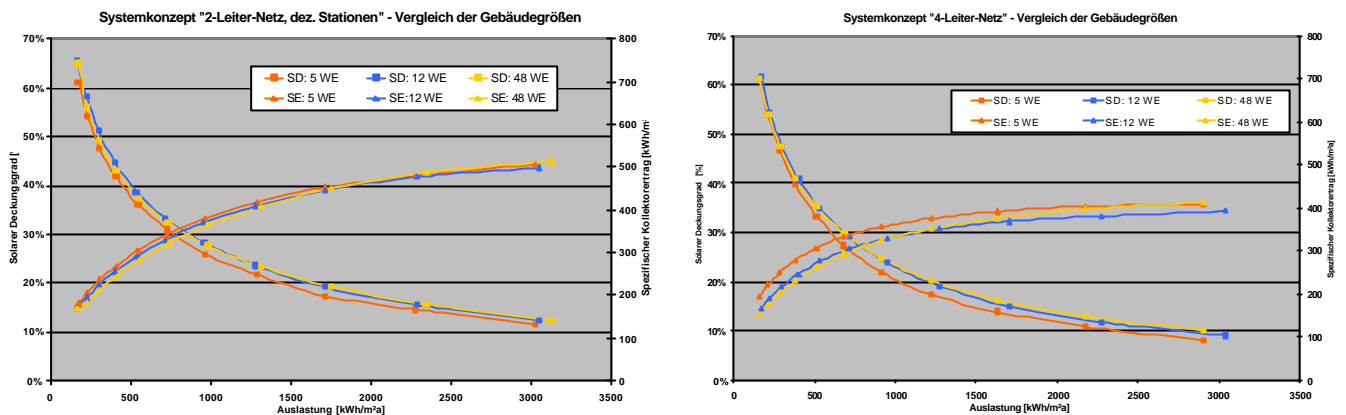


Abbildung 3.86: Vergleich der Kennzahlenverläufe für die drei Referenzgebäude anhand der Referenzhydraulikkonzepte „Zwei-Leiter-Netz, dez. Stationen“ und „Vier-Leiter-Netz, RWV“.

Voraussetzung für die Verwendung eines allgemeingültigen spezifischen Dimensionierungsnomogramms ist aber ein annähernd gleichbleibendes Verhältnis zwischen Brauchwasser- und Raumwärmebedarf. Abbildung 3.87 zeigt das spezifische Dimensionierungsnomogramm für Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung für 2-Leiter-Netze

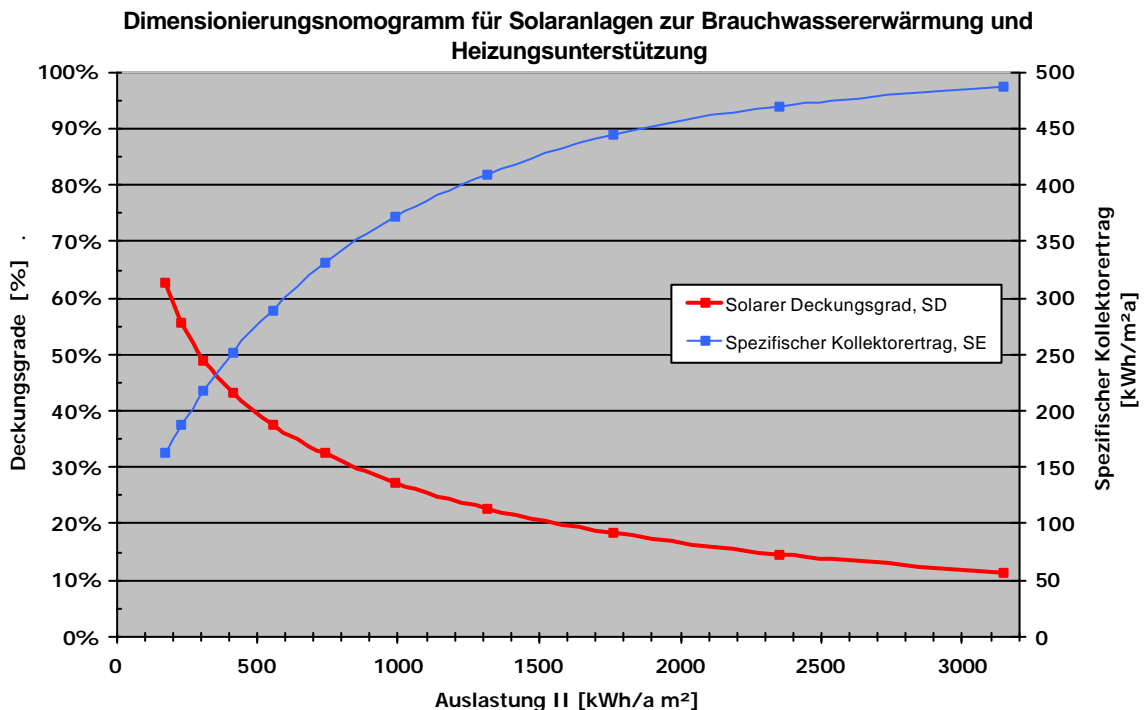


Abbildung 3.87: Solarer Deckungsgrad und Spezifischer Ertrag über der Auslastung II – Dimensionierungsnomogramm für Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung. 2-Leiter-Netze

In diesem Nomogramm sind die Last (Brauchwasser- sowie Raumwärmebedarf) und die Kollektorfläche flexibel zu definieren. Das Energiespeichervolumen wird mit 50 l/m<sup>2</sup>Kollektorfläche direkt zugeordnet. Um die Dimensionierung der Eckdaten für Solarsysteme mit Nomogrammen völlig flexibel zu gestalten, wurde noch ein ergänzendes „Kompakt“ – Nomogramm (Abbildung 3.88) definiert. In Abhängigkeit von der Auslastung und vom Energiespeichervolumen kann einfach und rasch ein Solarer Deckungsgrad ermittelt werden.

Die Dimensionierung der Eckdaten des Solarsystems (Kollektorfläche, Energiespeichervolumen) kann aber auch ausgehend von einem gewünschten Solaren Deckungsgrad, in Abhängigkeit von der Last, durchgeführt werden.

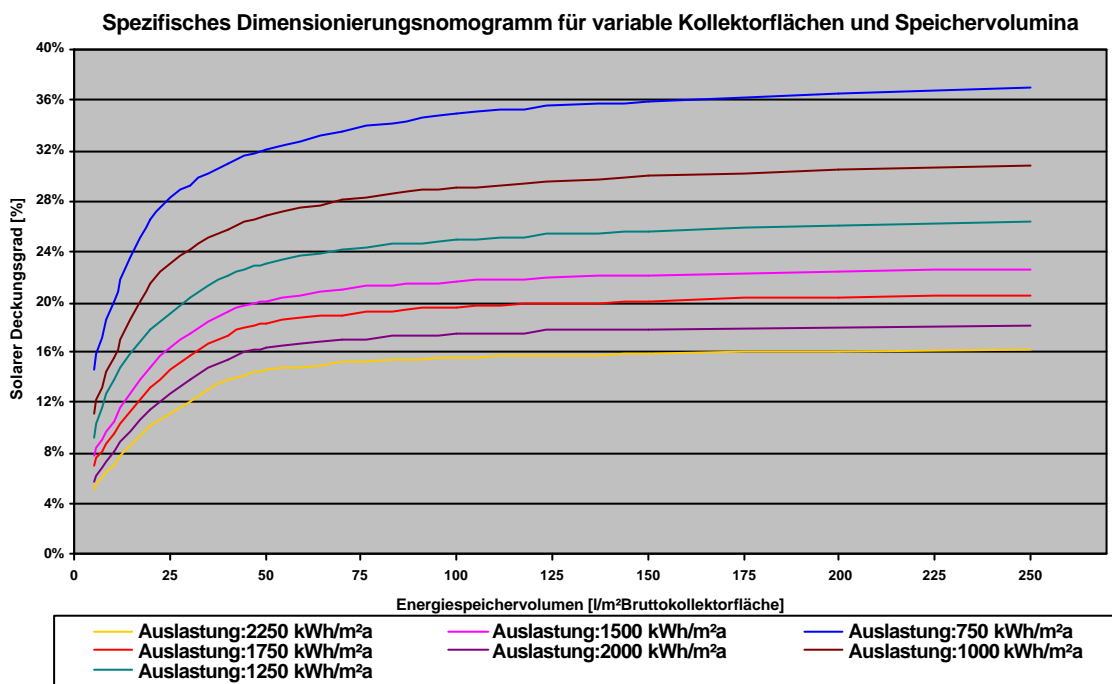


Abbildung 3.88: „Kompakt“ – Dimensionierungsnomogramm für Solarsysteme zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung.

### 3.9.3 Einfluss von Neigung und Azimut der Kollektorfläche auf die Dimensionierung

Die bisherigen Diagramme und Nomogramme berücksichtigen die unter Kapitel 3.7.1 (Rahmenbedingungen) definierte Basisneigung (45°) und Basisausrichtung (Süd) der Kollektorfläche. In der Praxis stehen aber nicht immer 45° geneigte, südorientierte Flächen zur Verfügung, weshalb es zu Abweichungen von den in den vorhergehenden Nomogrammen dargestellten Solarerträgen und Deckungsanteilen kommt. Der Einfluss von Neigung und Ausrichtung auf die Dimensionierung der Solaranlage wird in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt.

Die Kollektorneigung zeigt eine große Sensitivität hinsichtlich der Anwendung des Solarsystems. Solare Kombianlagen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung

zeigen andere Erfordernisse als Solaranlagen, die nur zur Brauchwassererwärmung eingesetzt werden. Eine entscheidende Rolle spielt neben der Anwendung noch der zu erzielende Solare Deckungsgrad. Diese Einflüsse werden in den beiden nachfolgenden Abbildungen dargestellt. Abbildung 3.89 zeigt die Verläufe des Solaren Deckungsgrades sowie des Spezifischen Ertrages für die Referenzhydraulikkonzepte „Vier-Leiter-Netz, BWE“ (Brauchwassererwärmung) und „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ (Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung) bei unterschiedlichen Neigungen.

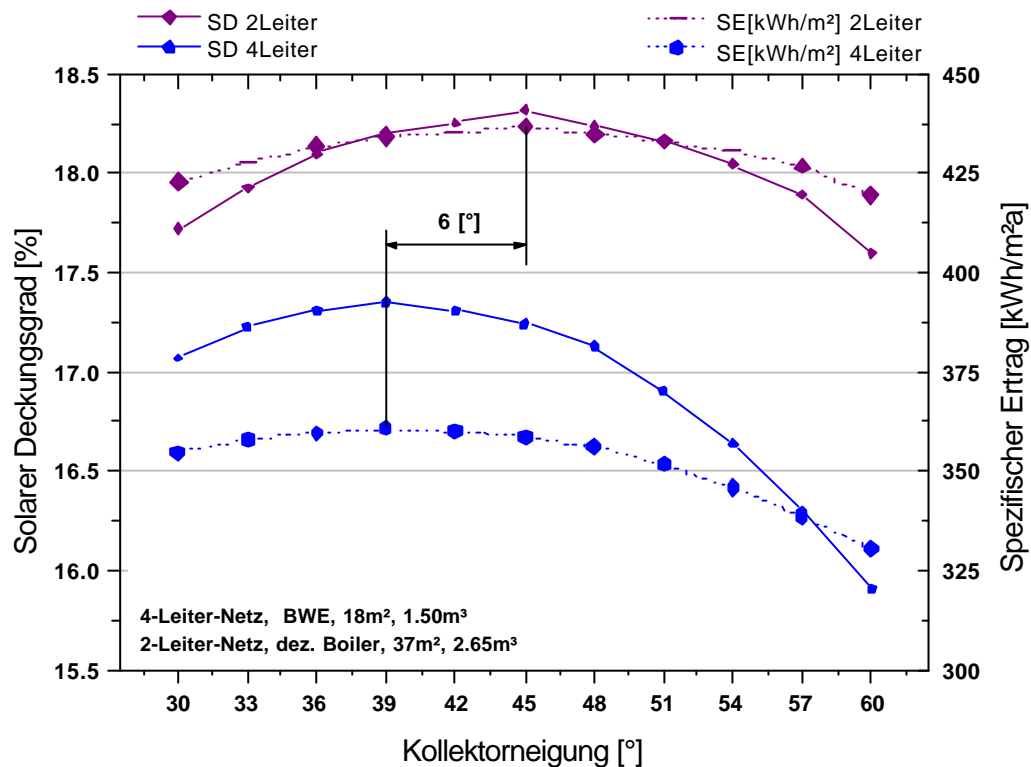


Abbildung 3.89: Neigungsoptima zweier unterschiedlicher Anwendungen (Brauchwassererwärmung bzw. Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung) bei Solaren Deckungsgraden um die 18%.

Beide Systeme wurden auf nahezu gleiche Deckungsanteile, um die 17-18%, ausgelegt. Eine Neigungsvariation ergab nun für beide Anwendungen ein Optimum bezogen auf den Spezifischen Ertrag und den Solaren Deckungsgrad. Zwischen dem Neigungsoptimum des Systems zur Brauchwassererwärmung (39°) sowie dem System zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung (45°) liegen etwa 6°. Der Einfluss der Neigung auf die Anwendung bei eher kleinen Deckungsanteilen ist gering.

Abbildung 3.90 zeigt die Ergebnisse einer weiteren Neigungsvariation. Diese beruht allerdings auf Solaren Deckungsgraden von ca. 30%. Grundsätzlich verschieben sich beide Neigungsoptima, im Vergleich zur vorigen Abbildung, nach rechts. Das Neigungsoptimum der Anlage zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung verschiebt sich stärker und liegt bei 54°. Der relative Unterschied zwischen den beiden Optima beträgt 12°.



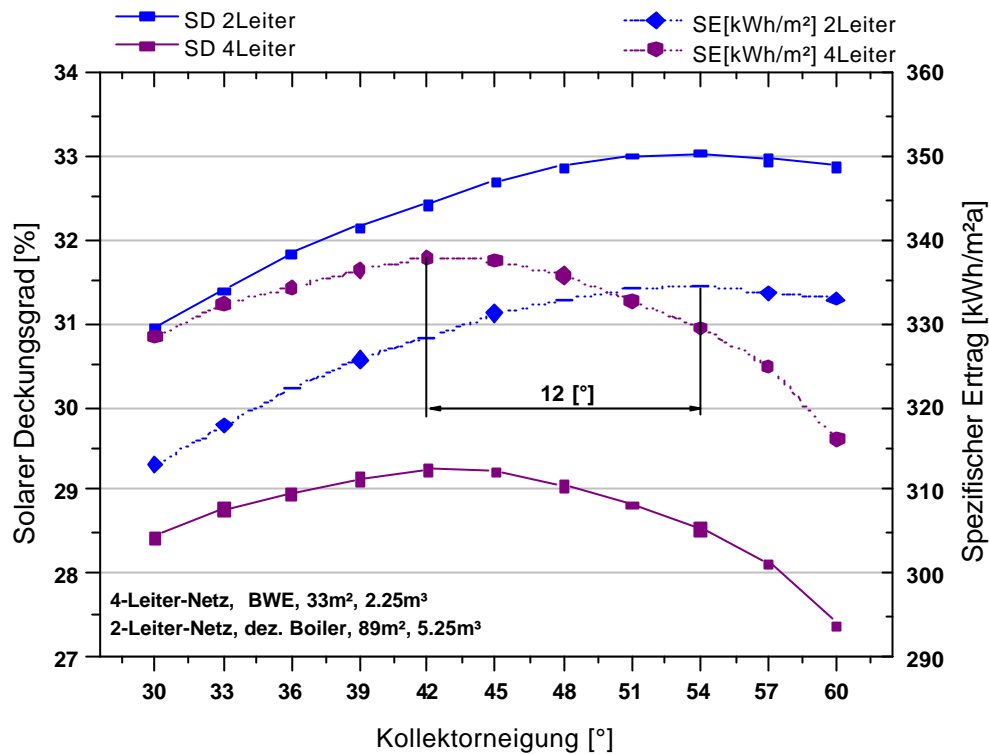


Abbildung 3.90: Neigungsoptima zweier unterschiedlicher Anwendungen (Brauchwassererwärmung bzw. Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung) bei Solaren Deckungsgraden um die 30%.

Für eine Solaranlage zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung (Referenzkonzept „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“) wurde für eine Vielzahl von Auslastungspunkten, die Solaren Deckungsgraden zwischen 10 - und 70% entsprechen, eine Neigungsoptimierung durchgeführt. Die Neigungsoptimierungen für die einzelnen Auslastungspunkte erfolgten analog zu den beiden letzten Abbildungen. Die Ergebnisse dieser Optimierungsrechnungen sind in Abbildung 3.91 dargestellt. Bei hohen Auslastungen, welche gleichbedeutend mit geringen Solaren Deckungsgraden sind, zeigen sich geringe Kollektorneigungswinkel als günstig und umgekehrt. Wobei die Kurve des Neigungsoptimums mit abnehmender Auslastung stärker steigt. Dieser Verlauf der optimalen Neigungswinkel gilt nur für Systeme zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung. Konzeptspezifische Unterschiede können für diese Betrachtung vernachlässigt werden.

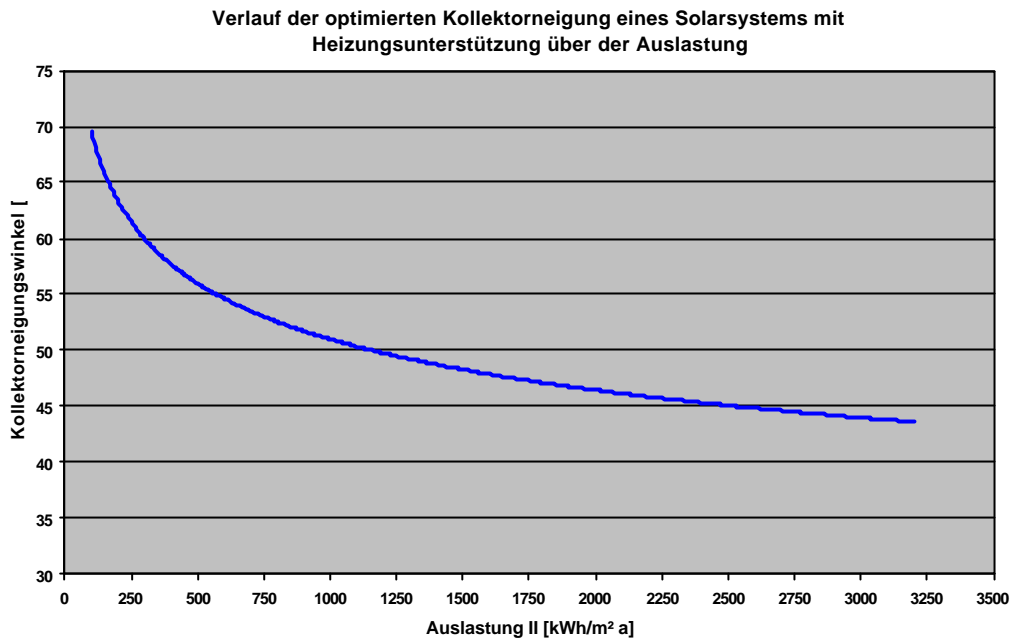


Abbildung 3.91: Verlauf der optimalen Kollektorneigungswinkel für Systeme zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung über der Auslastung II.

Zur kombinierten Betrachtung der Einflüsse von Kollektorneigungswinkel und Kollektorausrichtung wurde beispielhaft für Systeme zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung ein „Muscheldiagramm“ erstellt (Abbildung 3.92). Dieses besitzt Gültigkeit für Solare Deckungsgrade am Gesamtwärmebedarf von etwa 30%.

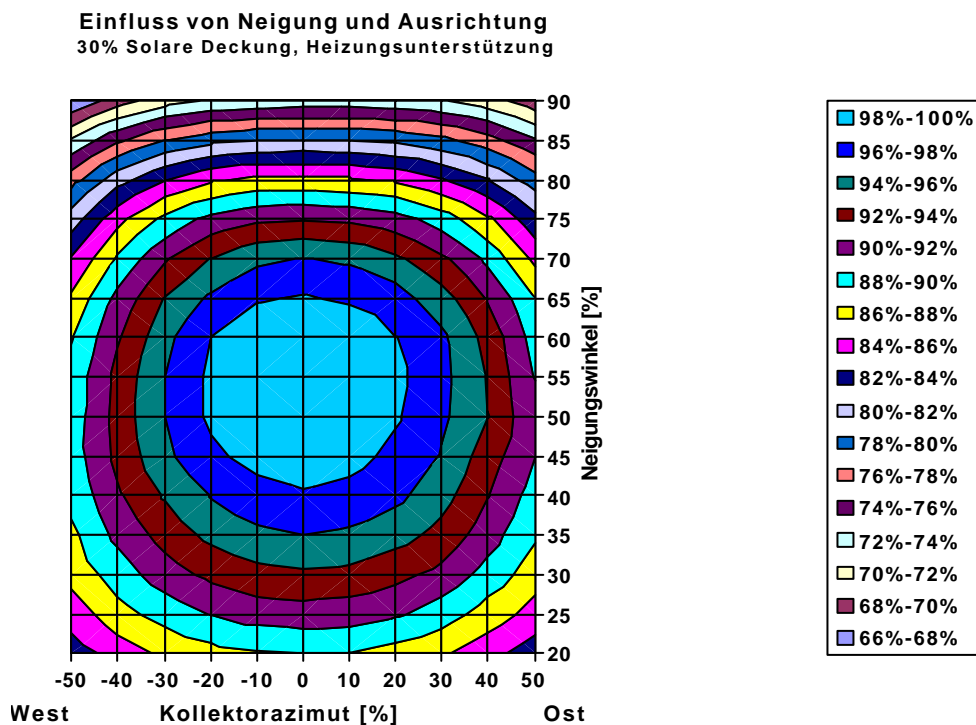


Abbildung 3.92: Muscheldiagramm zur Abschätzung des Einflusses von Neigung und Ausrichtung des Kollektorfeldes.

In diesem Diagramm wird die Minderung des maximalen Solaren Deckungsgrades durch Neigungs- bzw. Ausrichtungsabweichungen ermittelt. Innerhalb der Ringe gleicher Farbe herrschen annähernd gleiche Solare Deckungsgrade vor. Beträgt der Solare Deckungsgrad im Maximum 30%, so reduziert sich dieser beispielsweise für eine Ausrichtung von 30° Ost und eine Kollektorneigung von 40° auf 94-96% des Maximums. In diesem Beispiel würde der korrigierte Solare Deckungsgrad absolut etwa zwischen 28,2% und 28,8% liegen. Ähnliche Abhängigkeiten für Solare Raumheizungssysteme für Einfamilienhäuser fand Streicher (1996).

### 3.9.4 Einfluss unterschiedlicher Heizungsvorlauftemperaturen auf die Dimensionierung

Alle bisherigen Diagramme und Nomogramme berücksichtigen die unter Kapitel 3.7.1 (Rahmenbedingungen) definierte Auslegung der Heizungsversorgung. Die Vorlauftemperatur wurde mit 65°C, die Rücklauftemperatur mit 40°C festgelegt. Weichen die Heizungsauslegungstemperaturen von diesen Annahmen ab, so folgen daraus bei Anwendungen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung Auswirkungen auf die Kennzahlen der Solarsysteme. Zu den nachfolgenden Abbildungen wird die Sensitivität der Auslegungstemperatur anhand von Spezifischem Ertrag und Solarem Deckungsgrad, basierend auf dem Referenzhydraulikkonzept „Vier-Leiter-Netz, RWV“ sowie dem Referenzgebäude mit 48 Wohnungen dargestellt. Abbildung 3.93 zeigt den Einfluss der Heizungsauslegungstemperaturen auf den Solaren Deckungsgrad.

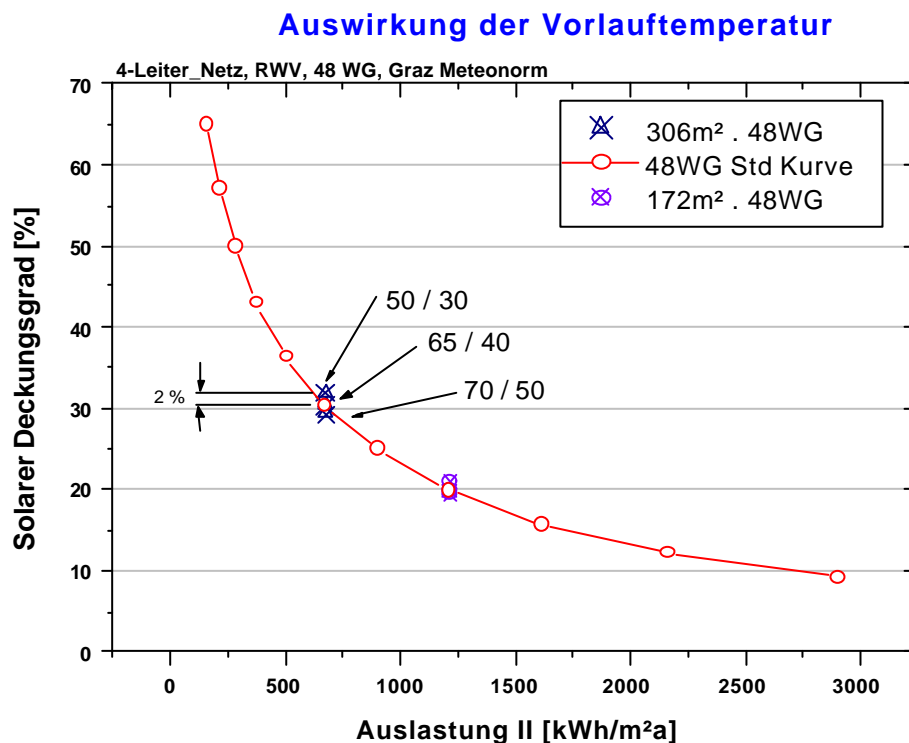


Abbildung 3.93: Auswirkungen geänderter Heizungsauslegungstemperaturen auf den Solaren Deckungsgrad.

Die rote Kurve stellt den Verlauf des Solaren Deckungsgrades bei einer Heizungsauslegung von 65/40 dar. Für zwei weitere Auslegungstemperaturen (70/50, 50/30) wurden mit zwei unterschiedlichen Kollektorflächen (306 m<sup>2</sup>, 172 m<sup>2</sup>) die Solaren Deckungsgrade errechnet. Im Vergleich mit der Basisauslegungstemperatur (65/40) zeigen die Änderungen an der Vorlauftemperatur keine entscheidenden Unterschiede im Solaren Deckungsgrad. Die Reduktion der Auslegungstemperaturen auf 50/30 bringt bei einer Kollektorfläche von 306 m<sup>2</sup> eine Steigerung des Solaren Deckungsgrades am Gesamtwärmebedarf von etwa 2%. Bei der kleineren Kollektorfläche (172 m<sup>2</sup>) ist der Unterschied noch geringer. Umso höher der Solare Deckungsgrad, umso mehr begünstigen tiefere Auslegungstemperaturen den Betrieb des Solarsystems. Auch die Einflüsse auf den Spezifischen Ertrag sind, wie in Abbildung 3.94 gezeigt, eher gering.

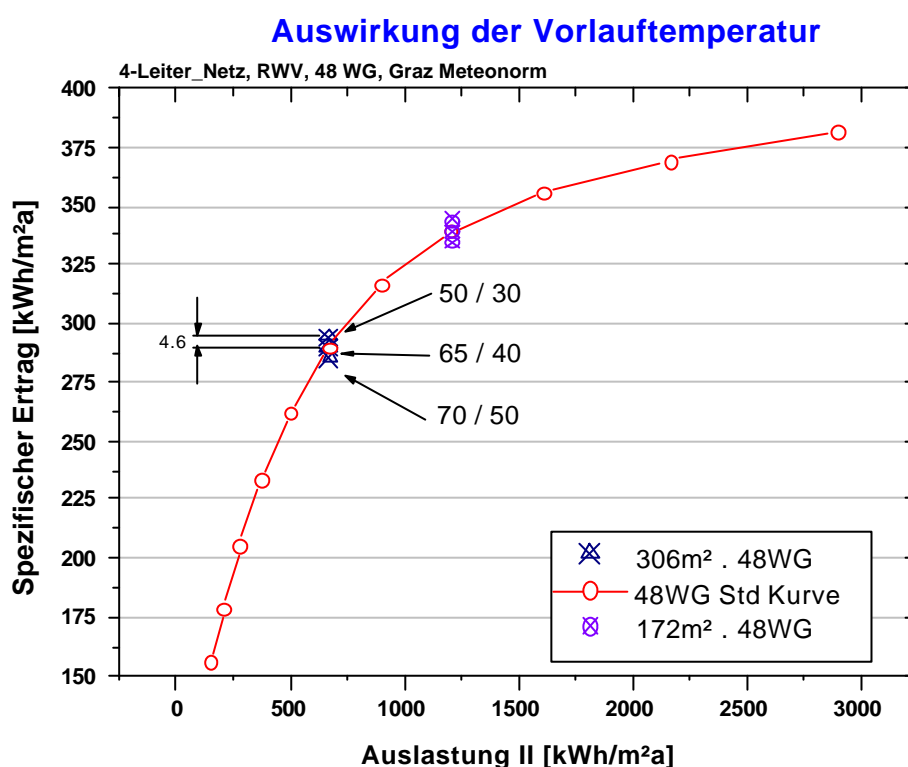


Abbildung 3.94: Auswirkungen geänderter Heizungsauslegungstemperaturen auf den Spezifischen Ertrag.

### 3.9.5 Klimaeinflüsse

Wie in Kapitel 3.3.3 (Klimadaten) angeführt, wurde für die Simulationsrechnungen ein aus Monatsmittelwerten der Jahre 1990-1999 generierter Klimadatensatz für den Standort Graz ausgewählt. Durch die Mittelwertbildung über 10 Jahre wurde versucht, repräsentative Wetterdaten zu erhalten und nicht ein Jahr mit extremen Wetterverhältnissen in die Simulationen einfließen zu lassen. Wie groß die Auswirkungen von sogenannten “extremen Jahren“ einerseits auf den Heizenergiebedarf und andererseits auf Kennzahlen von Solarsystemen sind, wird in nachfolgender Abbildung gezeigt. Ein Extrem bildet der

Klimatensatz „Graz 1991“, welcher unter den 10 betrachteten Jahren den einstrahlungsärmsten und zweitkältesten darstellt. Das andere Extrem bildet der Klimatensatz „Graz 2000“, der auf besonders einstrahlungsreichen und vergleichsweise heißen Monatswerten basiert. Verglichen werden diese beiden Extrema in Abbildung 3.95 mit dem gemittelten Klimatensatz der Jahre 1990 bis 1999.

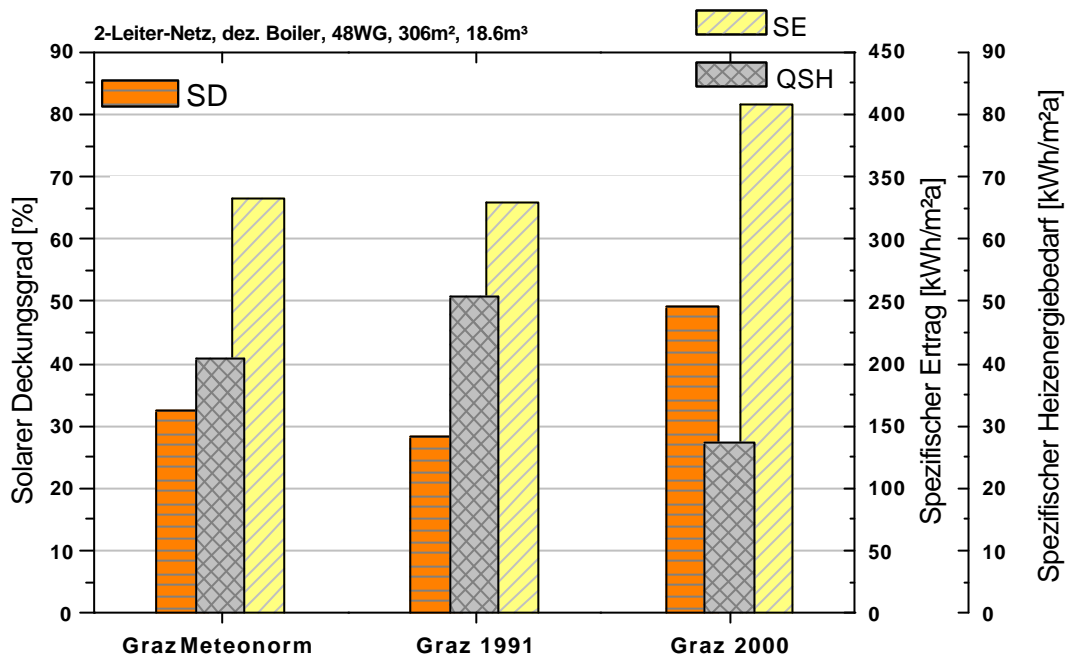


Abbildung 3.95: Drei Klimatensätze im Vergleich (der gemittelte Klimatensatz der Jahre 1990 bis 1999, Klimatensätze 1991 und 2000)

Der Solare Deckungsgrad und der Spezifische Ertrag wurden anhand des Referenzkonzeptes „Zwei-Leiter-Netz, dez. Boiler“ und dem Referenzgebäude mit 48 Wohnungen sowie einer Kollektorfläche von 306 m<sup>2</sup> errechnet. Der Klimatensatz „Graz 2000“ zeigt aufgrund der hohen Außentemperaturen sowie der guten Globalstrahlung grundsätzlich den geringsten Heizenergiebedarf. Der Solare Deckungsgrad erhöht sich, ausgehend von der Basisvariante (10-Jahres-Mittel), um etwa 17%, der Spezifische Ertrag steigt von 340 kWh/m<sup>2</sup>a auf 405 kWh/m<sup>2</sup>a. Die Ursache für den großen Anstieg des Solaren Deckungsgrades liegt neben den höheren Spezifischen Erträgen am wesentlich geringeren spezifischen Heizenergiebedarf. Der Klimatensatz „Graz 1991“ weist den mit Abstand höchsten spezifischen Heizenergiebedarf auf, was sich im geringsten Solaren Deckungsgrad widerspiegelt.

Da Solarsysteme nie auf Spitzenlasten bzw. auf entsprechende Versorgungssicherheiten ausgelegt werden, können mit der Basisvariante, dem „10-Jahres-Mittel“, im Durchschnitt sicher die repräsentativsten Ergebnisse erzielt werden.

Auf jeden Fall muss bei der Planung von Solarsystemen aber der Standort berücksichtigt werden, da schon in verschiedenen österreichischen Städten (alpine Standorte generell ausgenommen) unterschiedliche klimatische Rahmenbedingungen vorherrschen, wie Abbildung 3.96 zeigt.

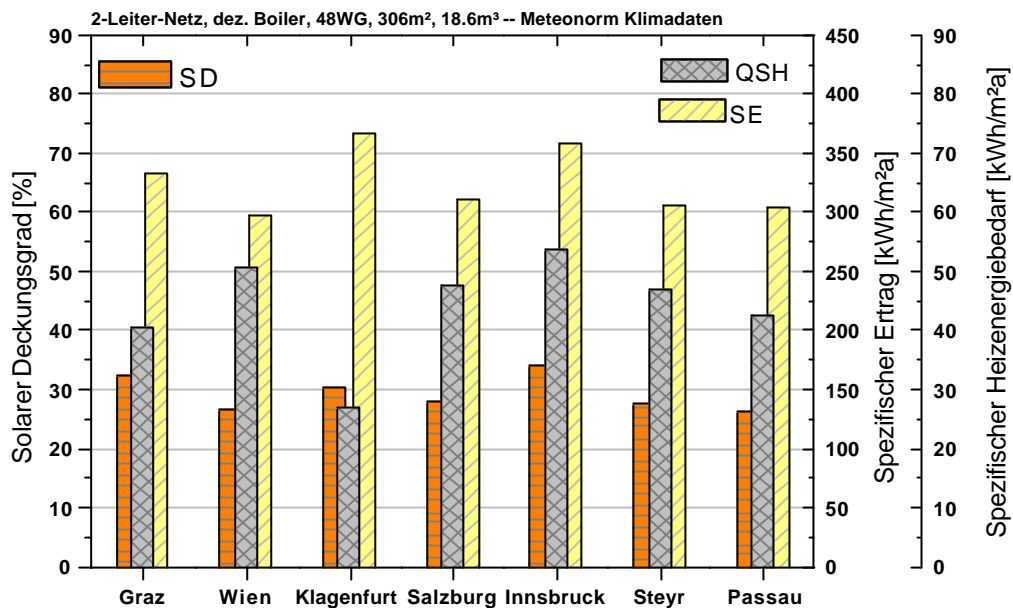


Abbildung 3.96: Spezifischer Heizenergiebedarf, Solarer Deckungsgrad und Spezifischer Ertrag für verschiedene Standorte in Österreich.

Im Vergleich zur Basisvariante, dem „Grazer 10-Jahres-Mittel“, wurden der spezifische Heizenergiebedarf, der Solare Deckungsgrad sowie der Spezifische Ertrag für 6 weitere österreichische Standorte dargestellt. Das Ergebnis zeigt die deutlichsten Unterschiede im spezifischen Heizenergiebedarf und eher geringe Unterschiede bei den Kennzahlen Solarer Deckungsgrad und Spezifischer Ertrag. Der den Dimensionierungsnomogrammen zugrundegelegte Basiswetterdatensatz „Grazer 10-Jahres-Mittel“, zeigt im Vergleich mit österreichischen Städten aber repräsentative Ergebnisse.

### 3.10 Ansätze zur Integration von thermischen Solarsystemen im Gebäudebestand

Der Geschosswohnbau bietet, sofern es gelingt Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung und den Einsatz erneuerbarer Energieträger zu forcieren, ein großes Einsparpotenzial an fossilen Energieträgern und somit auch an CO<sub>2</sub>-Emissionen. Neben dem Segment des Neubaus muss hier vor allem dem Gebäudebestand Beachtung geschenkt werden. Der Gebäudebestand weist hinsichtlich des Energieverbrauchs nicht nur große Verbesserungspotenziale auf, sondern bildet im Vergleich zum Neubau die wesentlich größere Gruppe. Viel stärker als der Bau neuer Geschosswohnbauten entscheidet die Sanierung bestehender Wohnbauten darüber, ob es gelingt, den Energieverbrauch im mehrgeschossigen Wohnbau markant zu senken und vermehrt auf erneuerbare Energieträger umzusteigen.

Die Sonnenenergienutzung mittels thermischer Kollektorsysteme kann auch im Gebäudebestand eine entscheidende Rolle bei der Substitution fossiler Energieträger übernehmen. Die Einsatzschwerpunkte „Brauchwassererwärmung und Raumwärmeversorgung“ unterscheiden sich hier nicht von jenen des Neubaus. Unterschiedlich sind nur die Rahmenbedingungen, die beim Einsatz von thermischen Solarsystemen bei Sanierungen, sowohl in technischer als auch in rechtlicher Hinsicht, vorherrschen. Diese unterschiedlichen Rahmenbedingungen und die sich daraus ergebenden Problemstellungen werden nachfolgend erläutert.

#### 3.10.1 Technische Rahmenbedingungen für die Integration thermischer Solarsysteme im Bestand von Geschosswohnbauten

In Abhängigkeit von Faktoren wie Errichtungsjahr, Zeitpunkt der Letztsanierung, regionsbezogenen Standards, soziale Schicht der Bewohner, etc., kommen in bestehenden Geschosswohnbauten unterschiedliche Wärmeversorgungskonzepte vor. Da auch getrennte Systeme zur Brauchwassererwärmung und Raumwärmeversorgung häufig vorkommen, ist eine Unterscheidung dieser beiden Nutzungen von Wärme nötig.

##### **Konzepte zur Raumwärmeversorgung im Gebäudebestand:**

- Dezentrale Raumwärmeversorgung mit Einzelöfen („dez. RWV“):  
Öl-, gas-, kohle-, oder holzbefeuerte Einzelöfen sowie Stromheizungen (Nachtspeicheröfen oder direkt) finden für die Beheizung von Einzelräumen am häufigsten Verwendung. Es existiert kein Wärmeverteilsystem in den Wohnungen.
- Dezentrale Raumwärmeversorgung mit Etagenheizungen („dez. RWV“):  
Zum Unterschied zu Einzelöfen in den Räumen, wird bei Etagenheizungen eine Wohnung mit einer Energiequelle (Öl, Gas, Biomasse, Kohle, Strom) versorgt. Über ein wohnungsinternes Verteilsystem wird die Energie über Abgabeflächen (Radiatoren definieren den Standard) an die Raumluft übertragen.
- Zentrale Raumwärmeversorgung („zent. RWV“):

In zentralen Heizhäusern erfolgt die Wärmebereitstellung (ÖL, Gas, Fernwärme, Biomasse, in seltenen Fällen Kohle bzw. Strom) für die zu versorgenden Wohnungen. Die Wärmeverteilung erfolgt über ein Verteilnetz, für die Wärmeabgabe in den Wohnungen werden Abgabeflächen (Radiatoren definieren den Standard) benötigt.

### **Konzepte zur Brauchwassererwärmung im Gebäudebestand:**

- **Keine Brauchwassererwärmung:**  
Auch in Österreich existieren noch Sub-Standardwohnungen (Wohnungen der Kategorie D), in denen nicht über erwärmtes Brauchwasser in den Wohnungen verfügt werden kann.
- **Dezentrale Brauchwassererwärmung über die Etagenheizung („dez. BWE“):**  
Die Etagenheizung erwärmt das Brauchwasser entweder in dezentralen Speichern (120 bis 200 l je Wohnung) oder im Durchflussprinzip (bei Gasthermen).
- **Dezentrale Brauchwassererwärmung über Nachstromspeicher („dez. BWE“):**  
In jeder Wohnung ist ein Brauchwasserspeicher (120 bis 200 l) installiert, der mittels Nachtstrom (Schwachlastzeit zwischen 22 und 6 Uhr), unabhängig von der Raumwärmeversorgung, erwärmt wird.
- **Zentrale Brauchwassererwärmung („zent. BWE“):**  
Die Brauchwassererwärmung erfolgt für alle Wohnungen zentral aus einem Speichersystem oder im Durchflussprinzip. Die Wärmequelle der Raumwärmeversorgung ist auch die Wärmequelle der Brauchwassererwärmung. Die Brauchwasserverteilung erfolgt über eine eigene Verteilleitung in Kombination mit Zirkulationsleitung oder elektrischem Begleitheizband.

Entsprechend dem vorhandenen Brauchwasser- und Raumwärmeversorgungssystem können thermische Solarsysteme mit mehr oder weniger Aufwand in den Bestand integriert werden. Eine entscheidende Rolle spielt hier das Ausmaß der gesamten Sanierung. Müssen für die Sanierungsarbeiten die Bewohner ohnedies ausquartiert werden, können Wärmeversorgungskonzepte nahezu immer neu aufgebaut werden. In diesen Fällen unterscheiden sich die möglichen Konzepte nicht von denen in Neubauten. Anwendungen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung mittels Zwei-Leiter-Netzen und Vier-Leiter-Netzen sind möglich.

Tabelle 3.22 zeigt eine Übersicht der Möglichkeiten der Integration von Solarsystemen in Abhängigkeit vom bestehenden Wärmeversorgungskonzept.



Tabelle 3.22: Möglichkeiten der Integration von thermischen Solarsystemen in Abhängigkeit vom bestehenden Versorgungskonzept.

<b>Bestehendes Versorgungskonzept</b>	<b>„dez. BWE“ und „dez. RWV“</b>	<b>„dez. BWE“ und „zent. RWV“</b>	<b>„zent. BWE“ und „zent. RWV“</b>
Integration eines Solarsystems <b>„ohne Änderungen“</b> am bestehenden Versorgungskonzept	nicht möglich	nicht möglich	möglich
Integration eines Solarsystems <b>„mit geringen Änderungen“</b> am bestehenden Versorgungskonzept	nicht möglich	möglich	möglich
Integration eines Solarsystems mit <b>„gänzlichem Neuaufbau“</b> des Versorgungskonzeptes	möglich	möglich	möglich
<b>mögliche Konzepte</b>	Zwei-Leiter-Netz, Vier-Leiter-Netz	Zwei-Leiter-Netz	Vier-Leiter-Netz

Zumeist bleiben die Wohnungen während der Durchführung von Sanierungen aber bewohnt, weshalb die Möglichkeiten der Rohrführungs- und Installationsarbeiten begrenzt sind. In diesen Fällen können Solaranlagen meist nur installiert werden, wenn es möglich ist, auf den installationstechnischen Gegebenheiten aufzubauen. Auf bestehenden Wärmeversorgungskonzepten kann aber nur aufgebaut werden, wenn es sich überhaupt um „Zentrale“ Systeme (Brauchwassererwärmung und Raumwärmeversorgung erfolgen zentral) handelt, oder zumindest die Raumwärmeversorgung „Zentral“ ausgeführt wurde. Zusätzlich müssen die bestehenden Versorgungsstränge bei Weiterverwendung den Anforderungen an die wärmetechnische Ausführung (Wärmedämmung, Rohrdurchmesser, Korrosionerscheinungen, etc.) entsprechen.

### **3.10.1.1 Integration von thermischen Solarsystemen in Gebäude mit zentraler Brauchwassererwärmung und zentraler Raumwärmeversorgung**

Am einfachsten und somit auch am kostengünstigsten kann die Kopplung eines thermischen Solarsystems an ein zentrales Wärmeversorgungskonzept für Brauchwassererwärmung und Raumwärmeversorgung erfolgen. Das Versorgungssystem für Brauchwasser und Raumwärme (Vier-Leiter-Netz) kann je nach Anwendung (Brauchwassererwärmung oder Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung) direkt für die Verteilung der Solarwärme genutzt werden. Die Einbindung des Solarsystems sowie die Kopplung an das Versorgungsnetz unterscheidet sich grundsätzlich nicht von im Neubau errichteten Vier-Leiter-Netzen. Der bestehende Brauchwasserspeicher dient, soweit sein technischer Zustand in Ordnung ist,

weiterhin als Bereitschaftsspeicher. Die Nachheizung des Bereitschaftsspeichers kann bei Solarsystemen zur Brauchwassererwärmung entweder über einen eigenen Wärmetauscherkreis vom Kessel (siehe Abbildung 3.97) erfolgen, oder die Einbindung erfolgt direkt in den Energiespeicher.

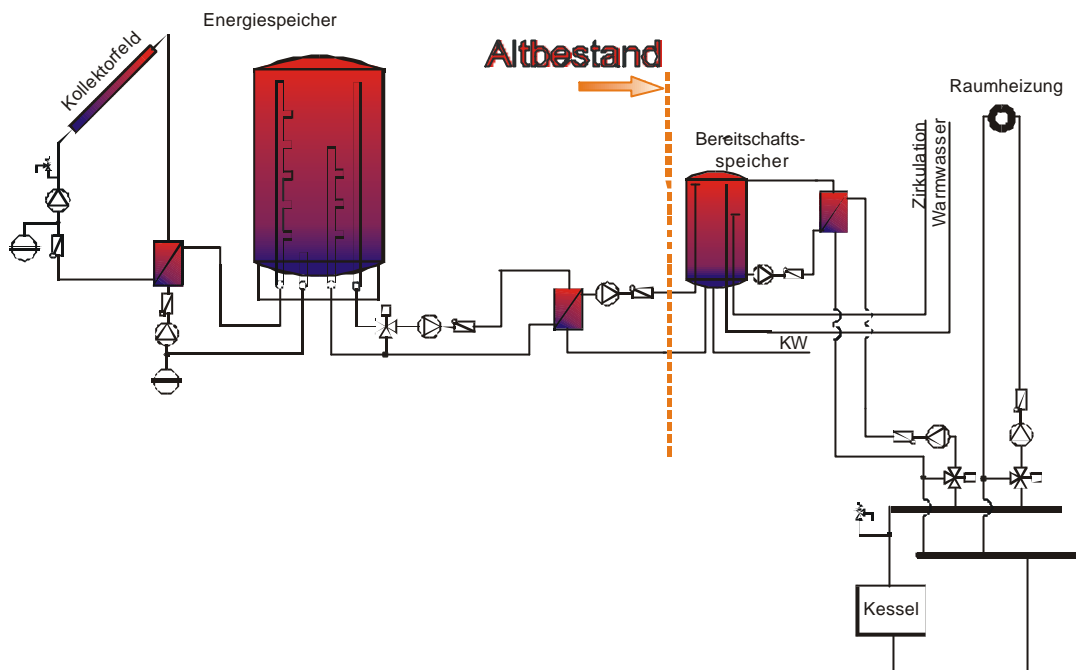


Abbildung 3.97: Kopplung eines thermischen Solarsystems zur Brauchwassererwärmung an ein bestehendes Versorgungskonzept mit zentraler Brauchwassererwärmung und zentraler Raumwärmeversorgung (Vier-Leiter-Netz).

Soll das bestehende System gar nicht verändert werden, kann dem bestehenden Bereitschaftsspeicher ein weiterer Brauchwasserspeicher vorgeschaltet werden (serielle Verbindung).

Bei Solarsystemen, die neben der Brauchwassererwärmung auch zur Heizungsunterstützung eingesetzt werden (siehe Abbildung 3.98), ist es sinnvoll, die Nachheizung mittels konventioneller Energiequelle nur im Energiespeicher durchzuführen. Aus dem Energiespeicher erfolgt die Brauchwassererwärmung und die Raumwärmeversorgung. Die Einbindung in die Raumwärmeversorgung erfordert im Vergleich zur reinen Brauchwassererwärmung (siehe Abbildung 3.97) entsprechende Umbauarbeiten am bestehenden Heizkreisverteiler, die aber zumeist durch eine bessere Nutzung des Solarsystems (höhere Erträge) kompensiert werden können.

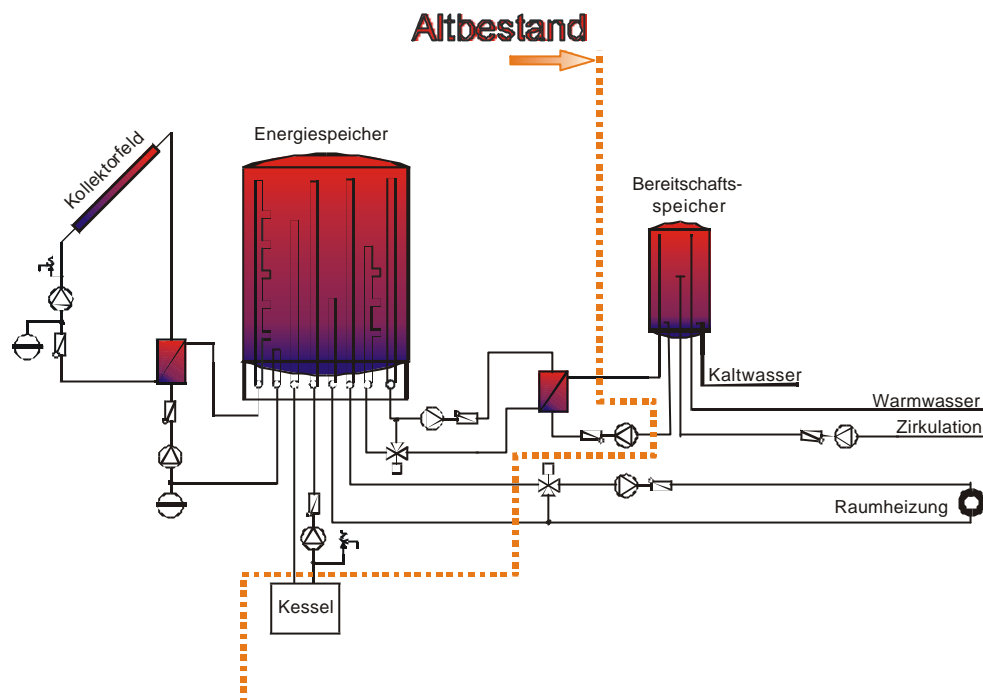


Abbildung 3.98: Kopplung eines thermischen Solarsystems zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung an ein bestehendes Versorgungskonzept mit zentraler Brauchwassererwärmung und zentraler Raumwärmeversorgung (Vier-Leiter-Netz).

Kann aufgrund des nötigen Speichervolumens nicht ein zentraler Energiespeicher eingebracht werden, besteht auch die Möglichkeit, mehrere kleinere Behälter zu verwenden. Da grundsätzlich ein kompakter Energiespeicher mehreren kleineren vorzuziehen ist, sollten im Gebäudebestand auch Platzschweißungen in Betracht gezogen werden.

### 3.10.1.2 Integration von thermischen Solarsystemen in Gebäude mit dezentraler Brauchwassererwärmung und zentraler Raumwärmeversorgung

Ist bei einem Sanierungsobjekt keine zentrale Brauchwassererwärmung, sondern nur eine zentrale Raumwärmeversorgung vorhanden, so kann auch in diesem Fall ein zentrales Solarsystem integriert werden. Die Ausführung erfolgt in diesem Fall nach dem Prinzip des Zwei-Leiter-Netzes. Das bedeutet, dass die Brauchwassererwärmung dezentral erfolgt und somit der Wärmetransfer für Brauchwassererwärmung und Raumwärmeversorgung über das selbe Leitungsnetz geführt wird. Was das Funktionsprinzip betrifft, gibt es auch in diesem Fall keine Unterschiede im Vergleich zu Anlagen die im Neubau errichtet werden (siehe Abbildung 3.99). Die konventionelle Energiequelle wird in den Energiespeicher eingebunden, woraus über das bestehende Heizungsnetz die Wärme in die Wohnungen geführt wird. In der Wohnung erfolgt die Aufteilung zwischen Brauchwassererwärmung und Raumwärmeversorgung. Für die dezentrale Brauchwassererwärmung existieren die gleichen Möglichkeiten wie im Neubau. Entweder erfolgt die Brauchwasserbereitstellung über dezentrale Brauchwasserspeicher oder über sogenannte Durchflusserwärmer

(Wohnungsstationen). Bei der Speichervariante wird das Versorgungsnetz alternierend (z.Bsp.: 22 Stunden gleitender Heizbetrieb, 2 Stunden Erwärmung der dezentralen Brauchwasserspeicher mit fixer Netzversorgungstemperatur) betrieben. Bei der Variante mit den Wohnungsstationen herrscht ganzjähriger (8760 Stunden) Betrieb mit fixen Versorgungstemperaturen. System spezifische Unterschiede sind in Kapitel 3.2.4 und 3.7 nachzulesen.

Sind Brauchwasserspeicher in den Wohnungen vorhanden, empfiehlt es sich, die Eignung der Speicher zur weiteren Verwendung zu prüfen (Größe, Alter, Zustand, Flansch- bzw. Anschlussbeschaffenheit, etc.).

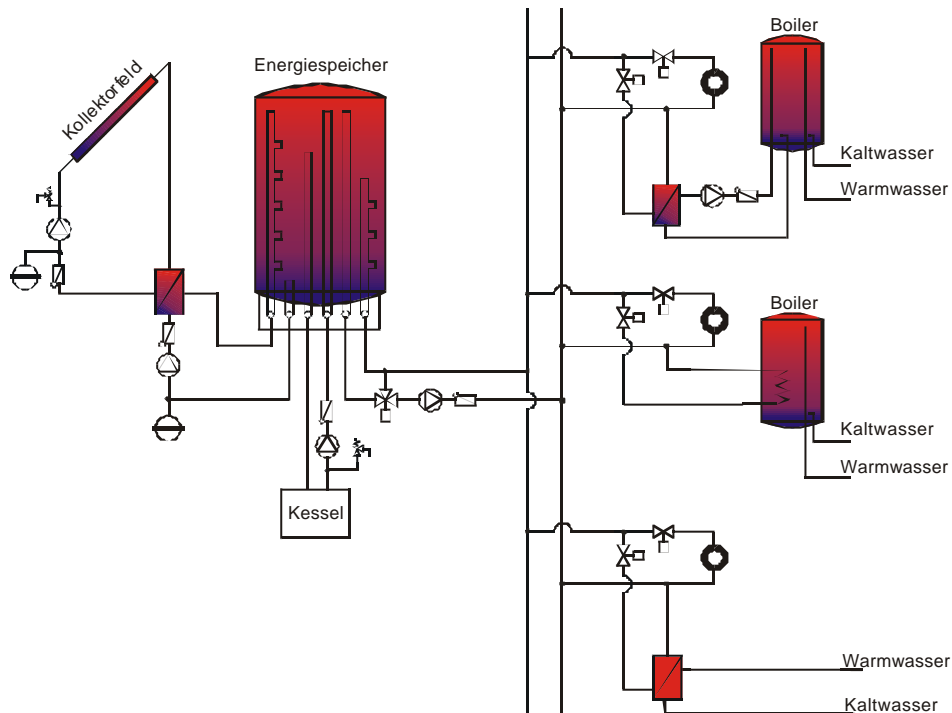


Abbildung 3.99: Kopplung eines thermischen Solarsystems zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung an ein bestehendes Versorgungskonzept mit dezentraler Brauchwassererwärmung (drei unterschiedliche Varianten) und zentraler Raumwärmeversorgung (Zwei-Leiter-Netz).

Können die bestehenden Brauchwasserspeicher nicht weiterverwendet werden, kann eines der in Abbildung 3.99 dargestellten Systeme zur Brauchwassererwärmung gewählt und installationstechnisch an den Bestand gekoppelt werden. Es empfiehlt sich, die hydraulische Einregulierung (Strangreguliertventile, Differenzdruckregler und Thermostatventile an den Radiatoren) sowie die gesamte elektronische Regelung neu zu definieren und durchzuführen.

### 3.10.2 Rechtliche Rahmenbedingungen für die Integration thermischer Solarsysteme im Bestand von Geschosswohnbauten

Neben unterschiedlichen technischen Rahmenbedingungen existieren zwischen Neubauten und dem Bestand von Geschosswohnbauten auch andere rechtliche Rahmenbedingungen bei der Integration von thermischen Solarsystemen. Die schlechteren technischen Rahmenbedingungen wirken sich aber nicht annähernd so negativ auf die Umsetzung aus wie die schlechteren rechtlichen Rahmenbedingungen.

Sind aus technischer Hinsicht zumeist Lösungen möglich, so erweist sich die gesetzlich geregelte Vorgangsweise bei Veränderungen am Gebäude sowohl bei Mietwohnungen als auch bei Eigentumswohnungen als äußerst hinderlich für eine breitere Umsetzung thermischer Solarsysteme im Gebäudebestand.

Wird der Mieter bzw. Käufer einer Neubauwohnung vom Bauträger bei der Kaufentscheidung vor vollendete Tatsachen gestellt (Mietzins bzw. Kaufpreis stehen fest, der Mieter bzw. Käufer kann nur in den seltensten Fällen mitbestimmen, ob z.Bsp. ein thermisches Solarsystem installiert wird), so erlaubt die heutige Gesetzeslage, bei Veränderungen am Gebäudebestand, erhebliches Mitspracherecht für Mieter bzw. Besitzer. Dieser Umstand ist aus der demokratischen Sichtweise zu begrüßen, erschwert aber die Realisierung von Maßnahmen am Gebäudebestand (beispielsweise ein thermisches Solarsystem) erheblich.

Grundsätzlich fällt die Errichtung eines thermischen Solarsystems im Gebäudebestand in den Bereich der Gebäudesanierung, weshalb die in Gesetzestexten geregelte Vorgangsweise für Miet- und Eigentumswohnungen (Mietrechtsgesetz, 1981), (Wohnungseigentumsgesetz, 1975) berücksichtigt werden muss.

Um die Qualität und Ausstattung von bestehenden Gebäuden auf einem regional üblichen Standard zu halten, sind vom Eigentümer des Geschosswohnbaus von Zeit zu Zeit Sanierungsarbeiten zu veranlassen. Im wesentlichen können diese Sanierungsarbeiten in „Erhaltungsarbeiten“ und „Verbesserungsarbeiten“ eingeteilt werden. Diese Unterscheidung ist wichtig, da diesen Begriffen einerseits unterschiedliche Inhalte und andererseits unterschiedliche Rechtsmittel (Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetz, 1979) zugeordnet sind.

Erhaltungsarbeiten beinhalten, wie der Name schon sagt, die Erhaltung der ortsüblichen Gebäudequalität. Dazu zählen beispielsweise bauliche Arbeiten (Fassade, Dächer, Keller, etc.) sowie Arbeiten an der Haustechnik (Wärme-, Wasser- und Stromversorgung, Abwasserentsorgung etc.).

Verbesserungsarbeiten beinhalten nützliche Verbesserungen am Gebäude oder an bestimmten Gebäudeteilen, wobei die getätigten Maßnahmen eine „Verbesserung“ gegenüber dem regionalen Standard bedeuten müssen. Dazu zählen diverse Maßnahmen zur Steigerung des Wohnkomforts (beispielsweise die Errichtung von Aufzügen) sowie auch Maßnahmen zur Senkung des Energiebedarfs (Wärmedämmung, Fenstererneuerungen, Balkonverglasungen und auch ein thermisches Solarsystem).

Neben Erhaltungs- und Verbesserungsarbeiten muss aufgrund von Unterschieden in der Gesetzeslage zwischen Miet- und Eigentumswohnungen unterschieden werden.

### 3.10.2.1 Rechtliche Rahmenbedingungen bei der Sanierung von Mietwohnungen

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Gebäudesanierung sind im Mietrechtsgesetz (Mietrechtsgesetz, 1981) und im Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetz (Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetz, 1979) festgelegt. Die Verantwortung für den Zustand des Gebäudebestandes trägt der Vermieter. Kommt der Vermieter dieser Verantwortung nicht nach, so kann dies von der Mehrheit der Hauptmieter bzw. der Gemeinde gerichtlich geltend gemacht werden.

Grundsätzlich wird vom Vermieter versucht, die Kosten für Erhaltungs- und Verbesserungsarbeiten über Mietzinsreserven abzudecken. Erhaltungsarbeiten, die aus den Mietzinsreserven gedeckt werden können, können vom Vermieter gerichtlich durchgesetzt werden. Reichen für Erhaltungsarbeiten die Mietzinsreserven nicht aus, besteht für den Vermieter die Möglichkeit, für maximal 10 Jahre eine Erhöhung des Hauptmietzinses gerichtlich durchzusetzen. Hierfür ist aber ein Mehrheitsbeschluss der Mieter notwendig.

Die Mieter müssen über die vom Vermieter geplanten Erhaltungsarbeiten für das nächste Kalenderjahr spätestens mit Ende des laufenden Kalenderjahres informiert werden. Mieter können gerichtlich prüfen lassen, ob die geplante Maßnahme grundsätzlich in die Kategorie Erhaltungsarbeit fällt, oder nicht andere Maßnahmen dringlicher sind.

Verbesserungsarbeiten dürfen, unter Verwendung von Mietzinsreserven bzw. Erhöhungen des Hauptmietzinses, nur durchgeführt werden, wenn sichergestellt ist, dass einerseits keine Erhaltungsarbeiten zu erwarten sind bzw. andererseits alle nötigen Erhaltungsarbeiten im Zuge der Verbesserungsarbeiten erledigt werden. Die Entscheidungsfindung bzw. die Abdeckung der Kosten erfolgt bei der Durchführung von Verbesserungsarbeiten gleich wie bei der Durchführung von Erhaltungsarbeiten.

Diese Situation der Entscheidungsfindung bzw. der Kostendeckung bedeutet, dass in den meisten Sanierungsfällen nur wirklich wichtige Erhaltungsarbeiten durchgeführt werden, da diese, wenn mit den Mietzinsreserven sowie Sanierungsförderungen abdeckbar, einfach und ohne großen bzw. langwierigen Überzeugungsaufwand durchsetzbar sind. Thermische Solarsysteme kommen somit, aus Dringlichkeitsgründen anderer Maßnahmen, sowie der Finanzierungsproblematik, in der Sanierung von Mietwohnungen im Geschossbau nur in seltenen Fällen zur Anwendung.

Wenn thermische Solarsysteme umgesetzt werden können, dann meist nur infolge umfassender Informationsveranstaltungen für Mieter sowie direkten Gesprächen. In diesen Informationskampagnen geht es einerseits um eine ökologische Sensibilisierung des Einzelnen sowie andererseits darum, den ökonomischen Vorteil über geringere Betriebskosten zu erläutern.

Erfolgversprechender könnte bei der Umsetzung von energiesparenden Maßnahmen im Bestand des Geschosswohnbaus die Methode des „Anlagen- bzw. des Einsparcontractings“ sein.

### 3.10.2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen bei der Sanierung von Eigentumswohnungen

Ähnlich zeigt sich die Situation im Geschossbau bei Eigentumswohnungen. Der Begriff Wohnungseigentum ist nach dem Wohnungseigentumsgesetz (Wohnungseigentumsgesetz, 1975) so definiert, dass jeder Wohnungseigentümer über seine Räumlichkeiten alleine verfügen darf und keinem Weisungsrecht unterliegt.

Für nötige Erhaltungsarbeiten werden von den Eigentümern (in der Regel wird dies von Hausverwaltungen übernommen) vorsorglich Rücklagen gebildet. Bei der Festsetzung der Höhe der Rücklage werden Erfahrungswerte aus vergleichbaren Objekten herangezogen. Reichen diese Rücklagen zur Deckung der nötigen Erhaltungsarbeiten nicht aus, so wird in dringlichen Fällen von der Hausverwaltung ein Instandhaltungsdarlehen aufgenommen, welches in einem entsprechenden Zeitraum von den Wohnungseigentümern getilgt wird.

Werden von der Hausverwaltung nötige Erhaltungsarbeiten geplant, müssen die Wohnungseigentümer mit Ende des Kalenderjahres über die im nächsten Jahr geplanten Arbeiten informiert werden. Jeder Wohnungseigentümer kann nun gerichtlich prüfen lassen, ob die geplante Maßnahme in die Kategorie der Erhaltungsarbeiten fällt. Wenn es sich nach Gerichtsentscheid nicht um Erhaltungsarbeiten handelt, sondern um Verbesserungen, kann die Mehrheit der Wohnungseigentümer die Maßnahme durchsetzen oder verhindern. Entscheidend ist, dass den Wohnungseigentümern, die gegen die Maßnahme sind, keine höheren Kosten zuzumuten sind. Will die Mehrheit der Wohnungseigentümer die Maßnahme trotzdem umsetzen, sind von ihr die gesamten Investitionskosten zu tragen.

Aufgrund von anderen, meist dringlicheren Erhaltungsarbeiten und des Einspruchsrechtes des Wohnungseigentümers (er kann die Dringlichkeit der Maßnahme gerichtlich prüfen lassen), werden in Geschosswohnbauten mit Eigentumswohnungen thermische Solarsysteme nur in den seltensten Fällen in der Kategorie „Erhaltungsarbeiten“ umgesetzt.

In der Kategorie „Verbesserungsarbeiten“ erscheint es noch schwieriger ein thermisches Solarsystem umzusetzen, da mindestens eine einfache Mehrheit für den Bau nötig ist und die Minderheit sich aber nicht an den entstehenden Kosten beteiligen muss. Somit könnte die Minderheit einerseits vom Nutzen der Maßnahme ausgeschlossen werden, was aufgrund der üblichen Wärmeversorgungskonzepten in Geschossbauten technisch aber nicht gut möglich ist, oder sie profitiert andererseits, ohne sich an der Investition zu beteiligen, vom Nutzen.

Wie die Erfahrung zeigt, ist, ähnlich den Mietwohnungen, die Umsetzung eines thermischen Solarsystems, wie auch anderer energiesparender Maßnahmen, nur durch direkte Gespräche mit den Eigentümern möglich. Um möglichst einstimmige Beschlüsse zu erzielen, sind umfangreiche Informationskampagnen und Überzeugungsarbeiten zu leisten. Am einfachsten erscheint die Umsetzung von thermischen Solarsystemen bei umfassenden Sanierungen, wo die Solaranlage nur ein kleiner Teil der geplanten Maßnahmen darstellt.

Auch bei Eigentumswohnungen könnten die Umsetzungsmodelle „Anlagen- bzw. Einsparcontracting“ hilfreich für die Realisierung von energiesparenden Maßnahmen eingesetzt werden.

### 3.11 Zusammenfassung der Ergebnisse

Zunehmend wurden in den letzten Jahren mehrgeschossige Wohnbauten mit thermischen Solaranlagen ausgeführt und somit die konventionelle Wärmeversorgung unterstützt. Im Vergleich zu Solarsystemen im Bereich der Einfamilienhäuser ist die Komplexität der Systemhydraulik bzw. der Dimensionierung eine wesentlich höhere. Ist bei thermischen Solaranlagen für Einfamilienhäuser ein entsprechender Standard vorhanden, so existieren für solarthermische Systeme im Geschosswohnbau eine Vielzahl von unterschiedlichen Hydraulikkonzepten und Dimensionierungsansätzen.

Innerhalb einer Literaturrecherche konnten 15 verschiedene Hydraulikkonzepte für solarunterstützte Wärmenetze im Geschosswohnbau dokumentiert und analysiert werden. Diese solarunterstützten Wärmenetze spiegeln die Bandbreite der in Europa entwickelten Strategien zur Integration von thermischen Solarsystemen im Geschosswohnbau wieder. Als besonders wichtig erwies sich die Betrachtung des gesamten Wärmeversorgungsnetzes (vom Kollektor bis zur Wärmeverteilung) und nicht nur die isolierte Betrachtung des Solarsystems. Neben unterschiedlichen Hydrauliken im Solarsystem existieren große Unterschiede in der Art und Weise der Wärmeverteilung. Von Zwei-Leiter-Netzen über Drei-Leiter-Netze bis hin zu Vier-Leiter-Netzen reicht die Bandbreite der Wärmeverteilsysteme. Da aber gerade das Konzept der Wärmeverteilung entscheidend für die Betriebstemperatur des Solarkreislaufes ist, können unterschiedlichste Betriebsergebnisse für Solaranlagen erzielt werden.

#### 3.11.1 Ökologischer und ökonomischer Vergleich unterschiedlicher solarunterstützter Wärmenetze

Aus den 15 dokumentierten Hydraulikkonzepten wurden 5 sogenannte „Referenzhydraulikkonzepte“ für weitere Vergleichs- und Optimierungsrechnungen ausgewählt. Drei der ausgewählten Konzepte entsprechen der Kategorie der Vier-Leiter-Netze, zwei entsprechen der Kategorie der Zwei-Leiter-Netze. Charakteristisch für Vier-Leiter-Netze ist die Verteilung von Brauchwasser und Raumwärme über zwei Leitungspaare. Die Brauchwassererwärmung erfolgt zentral. Bei Zwei-Leiter-Netzen erfolgt der Wärmetransfer über ein Rohrleitungspaar und das Brauchwasser wird dezentral in den Wohnungen erwärmt. Das Solarsystem der Referenzhydraulikkonzepte wurde als ident betrachtet.

In den weiteren Betrachtungen erfolgte einerseits ein ökologischer Vergleich (mit welchem Konzept kann der größte Anteil an Nachheizenergie substituiert werden) und andererseits ein ökonomischer Vergleich (mit welchem Konzept kann der geringste Gesamtwärmepreis erzielt werden).

Da bei Systemvergleichen auch die Art (Bebauungsdichte, Energiedichte) und Größe des Gebäudes (Anzahl der Wohneinheiten) eine wesentliche Rolle spielt, wurden repräsentative Referenzgebäude definiert. Anhand von Recherchen zu in Österreich realisierten Gebäuden (Häufigkeiten von Gebäudegrößen und Bauarten sowie zum energietechnischen Standard)



wurden jeweils ein Referenzgebäude mit 5 Wohnungen (reihenhausartige Bebauung), eines mit 12 Wohnungen (dreigeschossig) und eines mit 48 Wohnungen (sechsgeschossig) gewählt.

Die Modellierung der Referenzgebäude und der Referenzhydraulikkonzepte erfolgte in der dynamischen Simulationsumgebung TRNSYS. Jedes Referenzhydraulikkonzept wurde jedem Referenzgebäude zugeordnet und die Wärmeversorgungssituation (Brauchwasser und Raumwärme) simuliert.

Die Systemvergleiche erfolgten im wesentlichen anhand der Kennzahlen „Nachheizenergiebedarf“ und „Gesamtwärmepreis“. Der Nachheizenergiebedarf ist jene Wärmemenge, die vom konventionellen Energieträger, zusätzlich zu den Solarerträgen, dem System zugeführt werden muss. Der Gesamtwärmepreis beschreibt die Kosten je benötigter Wärmeeinheit unter Berücksichtigung aller Aufwände und Einsparungen.

### **3.11.1.1 Ergebnisse des Systemvergleichs nach energetischen Aspekten**

Über die Bandbreite der Referenzgebäudegrößen (5, 12 und 48 Wohnungen) zeigten sich wesentliche energetische Vorteile für Zwei-Leiter-Netze. Beim Referenzgebäude mit 5 Wohnungen (reihenhausartiger Bebauung) und relativ geringen Energieabnahmedichten ergaben sich die größten Unterschiede im Nachheizenergiebedarf zwischen Zwei- und Vier-Leiter-Netzen. Beim Referenzgebäude mit 48 Wohnungen und relativ hohen Energieabnahmedichten stellten sich pro Meter Netzlänge die geringsten Unterschiede im Nachheizenergiebedarf ein.

Generell kann daher gesagt werden: Um so kompakter die Gebäude, um so geringer die Unterschiede im Nachheizenergiebedarf zwischen Zwei- bzw. Vier-Leiter-Netzen.

Innerhalb der Kategorie der Zwei-Leiter-Netze ergibt sich folgende Anwendungsempfehlung:

Zwei-Leiter-Netze mit dezentralen Brauchwasserspeichern bieten sich aufgrund der sehr effizienten Betriebsweise des Verteilnetzes (wechselnder Betrieb zwischen Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung) bei wenig kompakten Gebäuden mit geringen Energieabnahmedichten an. Zwei-Leiter-Netze mit dezentralen Durchflusserwärmern hingegen bieten sich eher bei höheren Energieabnahmedichten (kompakte Gebäude) an.

Die wesentlichen Vorteile des Zwei-Leiter-Netzes liegen einerseits beim effizienteren Verteilsystem sowie andererseits bei den tieferen Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeverteilnetz. Aufgrund der dezentralen Brauchwassererwärmung und dem daraus resultierenden Wegfall der Zirkulationsleitung, können bei Zwei-Leiter-Netzen konstante Netzzücklauftemperaturen von etwa 30°C und somit tiefere Speichertemperaturen im untersten Bereich des Energiespeichers erreicht werden. Für die Kollektoranlage bedeutet dies tiefere Kollektorrücklauftemperaturen und daraus resultierend höhere Kollektorwirkungsgrade, was sich in höheren Spezifischen Erträgen widerspiegelt.

Systemkonzepte, die zusätzlich zur Brauchwassererwärmung die Solarwärme auch zur Heizungsunterstützung nutzen können, erzielen bei gleicher Größe um bis zu 10% höhere Solarerträge als Konzepte, die nur zur Brauchwassererwärmung verwendet werden können.

### 3.11.1.2 Ergebnisse des Systemvergleichs nach ökonomischen Aspekten

Neben der Höhe des verbleibenden Nachheizenergiebedarfes ist der Gesamtwärmepreis die entscheidende Größe beim Vergleich von Wärmeversorgungskonzepten. Ökonomische Vergleiche zwischen den fünf Referenzhydraulikkonzepten wurden anhand der erzielbaren Gesamtwärmepreise durchgeführt. Dabei wurden diese nach der Annuitätenmethode der VDI 2067, unter Berücksichtigung von kapital-, verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten des gesamten Wärmeversorgungssystems (Kollektoranlage, Zusatzheizung, Wärmeverteilung, Wärmeabgabe, Brauchwassererwärmung und Wärmeverrechnung), ermittelt. Diese Art der Wärmepreisberechnung beruht auf der Bestimmung der durchschnittlichen jährlichen Kosten bzw. Kosteneinsparungen über die Nutzungsdauer, unter Berücksichtigung der Veränderung des Zeitwertes des Geldes (dynamische Methode). Die Basis für die Errechnung der Wärmepreise bildeten umfangreiche Kostenanalysen realisierter Systeme sowie Musterausschreibungen.

Umso kompakter (höhere Energieabnahmedichten) das Gebäude, umso größer werden die Vorteile von Vier-Leiter-Netzen hinsichtlich des erzielbaren Gesamtwärmeprices. Können bei wenig kompakten Gebäuden (beispielsweise bei den Referenzgebäuden mit 5 und 12 Wohnungen) die energetischen Vorteile von Zwei-Leiter-Netzen die höheren Investitionskosten noch kompensieren, so können Zwei-Leiter-Netze bei sehr kompakten Gebäuden (beispielsweise beim Referenzgebäude mit 48 Wohnungen) den Gesamtwärmepreis von Vier-Leiter-Netzen nicht mehr erreichen. Innerhalb der Kategorie der Zwei-Leiter-Netze liegt das Konzept mit dezentralen Boilern aufgrund der höheren Investitionskosten deutlich über dem Konzept mit dezentralen Durchflusserwärmern.

Bei kleinen bis mittleren Geschossbauten sind in ökologischer und ökonomischer Hinsicht Zwei-Leiter-Netze Vier-Leiter-Netzen vorzuziehen. Werden bei großen, kompakten Geschoss- und Siedlungsbauten jedoch ökologische Aspekte vor ökonomische gestellt, sollten solarunterstützte Wärmenetze nach dem Prinzip des Zwei-Leiter-Netzes umgesetzt werden.

### 3.11.2 Dimensionierungsnomogramme

Aufbauend auf den erstellten Simulationsmodellen (Referenzhydraulikkonzepte und Referenzgebäude) wurden praxisgerechte Nomogramme zur raschen Dimensionierung der Eckdaten von Solarsystemen im Geschosswohnbau erstellt. Da die Nomogramme grundsätzlich für die gesicherte Vorauslegung von Solarsystemen gedacht sind und hierfür die Detailunterschiede zwischen den Referenzhydraulikkonzepten keine wesentliche Rolle spielen, erfolgte die Unterscheidung der Dimensionierungsnomogramme nur hinsichtlich der Anwendung. Für die Auslegung von Solarsystemen zur Brauchwassererwärmung sowie die Auslegung von Solarsystemen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung stehen fundierte Dimensionierungsnomogramme zur Verfügung.

Für die flexible Vorauslegung von Solarsystemen ist es erforderlich, möglichst allgemeingültige Werkzeuge zur Verfügung zu haben. Um bei den erstellten

Dimensionierungsnomogrammen möglichst breite Gültigkeit zu erreichen, waren einerseits umfassende Validierungsarbeiten nötig und andererseits mussten spezifische Zusammenhänge (beispielsweise die „Auslastung“) gebildet werden. Bei Solarsystemen zur Brauchwassererwärmung ist die Auslastung ein Maß für den täglichen Verbrauch an Warmwasser pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche, bei Solarsystemen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung ist die Auslastung ein Maß für den jährlichen Gesamtwärmebedarf bezogen auf den m<sup>2</sup> Kollektorfläche. Ist der Wärmebedarf für Brauchwassererwärmung bzw. Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung bekannt, können Kollektorfläche sowie Speichervolumen frei gewählt werden und mittels spezifischem Nomogramm der erzielbare Solare Deckungsgrad ermittelt werden.

Mit der Einführung einer spezifischen Größe wie der „Auslastung“, verlieren Dimensionierungsnomogramme zwar an Transparenz, sie gewinnen jedoch an Allgemeingültigkeit für die Dimensionierung. Innerhalb des gegenständlichen Projektes wurden sowohl einfache als auch spezifische Dimensionierungsnomogramme erstellt.

Zur Vervollständigung der Dimensionierungsnomogramme wurden Variationen an Einflussfaktoren wie Klima, Auslegungstemperatur des Wärmeabgabesystems sowie Ausrichtung und Neigung des Kollektorfeldes durchgeführt.

### **3.11.3 Ansätze zur Integration von thermischen Solarsystemen im Gebäudebestand**

Viel stärker als der Bau neuer Geschosswohnbauten entscheidet die Sanierung bestehender Wohnbauten darüber, ob es gelingt, den Energieverbrauch im mehrgeschossigen Wohnbau markant zu senken und vermehrt auf erneuerbare Energieträger umzusteigen.

Die Sonnenenergienutzung mittels thermischer Kollektorsysteme kann auch im Gebäudebestand eine entscheidende Rolle bei der Substitution fossiler Energieträger übernehmen. Die Einsatzschwerpunkte „Brauchwassererwärmung und Raumwärmeversorgung“ unterscheiden sich hier nicht von jenen des Neubaus. Unterschiedlich sind nur die Rahmenbedingungen, die beim Einsatz von thermischen Solarsystemen bei Sanierungen, sowohl in technischer als auch in rechtlicher Hinsicht, vorherrschen. Diese unterschiedlichen Rahmenbedingungen und die sich daraus ergebenden Problemstellungen wurden im gegenständlichen Projekt erläutert.

Technisch ist die Integration von Solarsystemen in den Gebäudebestand zumeist möglich. Die hierfür entstehenden Kosten werden im wesentlichen durch Art und Weise der gegenständlichen Wärmeversorgung (Brauchwasser und Raumwärme) sowie dem Umfang der Sanierung bestimmt. Günstige Lösungen sind immer dann möglich, wenn auf bereits bestehenden Wärmeverteilsystemen aufgebaut werden kann. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn beispielsweise ein zentrales System zur Brauchwasser- und Raumwärmeversorgung oder zumindest ein zentrales Raumwärmeversorgungssystem besteht. Zahlreiche Details und Möglichkeiten zur technischen Integration von Solarsystemen im Bestand von Geschosswohnbauten wurden innerhalb der Projektarbeiten dargestellt.

Ist die Lösung von technischen Problemstellungen schon wesentlich schwieriger als im Neubau, so stellen die rechtlichen Rahmenbedingungen bei der Integration von Solarsystemen



im Bestand von Geschosswohnbauten eine zusätzliche Hürde dar. Sowohl im Mietrechtsgesetz wie auch im Wohnungseigentumsgesetz wird klar geregelt, wie bei Veränderungen am Gebäude (Erhaltungs- und Verbesserungsarbeiten) Entscheidungen getroffen werden. Die darin zugrunde gelegten Mitspracherechte von Mieter bzw. Besitzer sind aus demokratischer Sichtweise zwar zu begrüßen, sind aber häufig die Ursache für das Scheitern der Integration von Solarwärme in den Bestand von Geschosswohnbauten.

Gute Umsetzungserfolge können aber einerseits mit entsprechend aufgebauten Förderungsmodellen oder andererseits über Umsetzungsmodelle wie „Anlagen- bzw. Einsparcontracting“ erzielt werden.

### 3.12 Ausblick/Empfehlungen

Das Potenzial zur Substitution von fossilen Energieträgern durch Wärme aus Solarsystemen im mehrgeschossigen Wohnbau ist groß. Einzelne Initiativen zur Erschließung dieses Potenzials sind gestartet. Diesen Initiativen stehen mit den gegenständlichen Projektergebnissen fundierte Planungs- und Auslegungsergebnisse zur Verfügung, die zur Bildung eines „technischen Systemstandards“, wie im Bereich der Anlagentechnik im Einfamilienhaus längst erreicht, wesentliche Beiträge leisten können.

Entscheidend für den Erfolg der raschen „Markterschließung“ im Geschosswohnbau wird das Verhalten aller am Umsetzungsprozess beteiligten Stellen sein. Dies betrifft, beginnend bei entsprechenden politischen Rahmenbedingungen (Förder- und Forschungspolitik) über Ausbildungs- und Informationskampagnen (Haustechnikplaner, Architekten, Wohnbauträger, Installateure, Endkunden, etc.) bis hin zur Definition bzw. der weiteren Verbesserung des „technischen Systemstandards“, unterschiedliche Ebenen. Nur durch gezielte und konsequent weitergeführte Aktivitäten, kann sich die österreichische Solarindustrie dieses existierenden Potentials bedienen und somit neben ökologischen Erfolgen auch wirtschaftliche Erfolge (im Hinblick auf Beschäftigungssituation und nationaler Wertschöpfung) erzielen.

## 4 Literaturverzeichnis

### Projektteil 1, Solarunterstützte Biomasse-Nahwärmenetze

- Baumbach, G., Angerer, M., Zuberbühler, U., Straub, D., 1995  
Schadstoffemissionen gewerblicher und industrieller Holzfeuerungen; Ermittlung der Schadstoffemissionen und Verfahren zur Emissionsminderung – Ergebnisse eines Feldmessprogrammes; im Selbstverlag des Institutes für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen der Universität Stuttgart.
- Bruck, M., Hammer, N., Neuwirth, F., Schaffar, G., 1985  
Meteorologische Daten und Berechnungsverfahren, ASSA, 3. Auflage, Verlag: dbv-Verlag für die Technische Universität Graz.
- Energiebericht der österreichischen Bundesregierung 1996  
Bundesministerium für Wirtschaftliche Angelegenheiten
- Leemann, 1992  
Robert Leemann: Studie zum Impulsprogramm RAVEL: “Methoden der Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiesystemen”; herausgegeben vom Bundesamt für Konjunkturfragen, Bern
- ÖKL-Merkblatt Nr. 67, 1999  
G. Jüngling, I. Obernberger, Ch. Rakos, H. Stockinger, Technisch-wirtschaftliche Standards für Biomasse-Fernheizwerke, Österreichisches Kuratorium für Landtechnik und Landentwicklung.
- ÖNORM M 9466, 1988  
Emissionsbegrenzung für luftverunreinigende Stoffe aus Feuerungsanlagen für Rinde und Holz ab einer Brennstoffwärmeleistung von 150 kW; Anforderungen und Überprüfung am Aufstellungsort; Österreichisches Normungsinstitut.
- Pfeiffer, F., Struschka, M., Lepel, F., Baumbach, G., 1999  
Start- und Stopp-Emissionen von Öl- und Gasfeuerungen; veröffentlicht in WÄRMETECHNIK – VERSORGUNGSTECHNIK, 5/1999, S. 34-41
- Stockinger, H., Obernberger, I., 1998  
Systemanalyse der Nahwärmeversorgung mit Biomasse, dbv-Verlag für die Technische Universität Graz.
- Streicher, W., Schnedl, K., Thür, A., Vilics, A., 1999  
Handbuch zum Simulationsprogramm SHWwin für solare Brauchwasserbereitungs- und Heizungssysteme, Institut für Wärmetechnik, TU-Graz.

VDI 2067, 1999

Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Grundlagen und Kostenberechnung  
Verein Deutscher Ingenieure, VDI-Gesellschaft technischer Gebäudeausrüstung  
PF 101139, 40002 Düsseldorf, 1999

**Internet:**

Homepage Energieverwertungsagentur E.V.A.  
[www.eva.ac.at](http://www.eva.ac.at)

Homepage Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz  
[www.wt.tu-graz.ac.at](http://www.wt.tu-graz.ac.at)

Homepage der Kommunalkredit Austria AG  
[www.kommunalkredit.at](http://www.kommunalkredit.at)

**Kesselprüfberichte:**

Baumgartner, H., 1999, 2000

BLT-Wieselburg; Prüfberichte der Hackgutfeuerungsanlagen Heizomat HSK-RA 300-300kW; HSK-RA 500; HSK-RA 650

Burböck, M., Geineder, J., Steingruber, M., Thonhofer, F., Zeller, G., 1995 - 1997

TÜV Bayern Landesgesellschaft Österreich; Berichte über die Emissionsmessungen an den Feuerungsanlagen RRK 1200-1650, RRK 1000, RRK 640-850, RRK 22-49 der Fa. Binder

Hajek, F., 1999, 2000

NÖ Umweltschutzanstalt; Prüfberichte über die Emissionsmessungen an den Hackgutfeuerungsanlagen RRK 400-600, RRK 200-350, RRK 80 175 der Fa. Binder

Hengg, D., Zraunigg, C., 1999

Montanuniversität Leoben; Emissionsmessung der Biomassefeuerungsanlagen der Biowärme Bad Mitterndorf

Hinzmann, G., 1995

TÜV Thüringen; Bericht über die Durchführung von Emissionsmessungen an der Feuerungsanlage RRK 1850 der Fa. Binder

Hofer, H., 1996

Höhere Technische Bundes-Lehr- und Versuchsanstalt Wien; Typenprüfung des Zentralheizungskessels Type Firematic 150, Herz-Hackgutfeuerung mit Unterschubfeuerung

## Projektteil 2, Thermische Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser

Croy, Peuser, Wirth, 2000

Reiner Croy, Felix A. Peuser, Hans Peter Wirth: Erfahrungen mit Regelungen für thermische Solaranlagen im Programm Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Zfs - Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden; Zehntes Symposium Thermische Solarenergie, Staffelstein, 2000

Deutscher Fachverband Solarenergie, 1994

Deutscher Fachverband Solarenergie: Legionellengefahr - Verordnung des DVGW und Konsequenzen der Solaranlagenhersteller, Viertes Symposium Thermische Solarenergie, Staffelstein, 1994

DIN 4708, 1994

Zentrale Wassererwärmungsanlagen, Regeln zur Ermittlung des Wärmebedarfs zur Erwärmung von Trinkwasser in Wohngebäuden, Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin

Faninger, BVS, 2001

Gerhard Faninger, Bundesverband Solar: Die Marktentwicklung der Solar- und Wärmepumpentechnik in Österreich, 2001

Feist, 1998

Wolfgang Feist: Das Niedrigenergiehaus - Neuer Standard für energiebewusstes Bauen, 5. Überarbeitete Auflage, C.F. Müller Verlag, ISBN 3-78880-7638-0

Fink, Müller, 1999

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

Fink, Purkarthofer, 2000

Christian Fink, Gottfried Purkarthofer: Endbericht zum EU-Projekt „Garantierte Wärmelieferung aus thermischen Solaranlagen im Wohnbau“, Contract N° 4.1030/Z97-014, Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE-AEE, Gleisdorf, 2000

GenOpt, 2000

GenOpt<sup>®</sup>, Generic Optimization Program Version 1.1ß, Michael Wetter, Simulation Research Group, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2000



Grazer Stadtwerke AG, 2001

WDS, Wärme-Direkt-Service der Grazer Stadtwerke AG; Kalkulationsunterlagen zur Errichtung und zum Betrieb von Wärmeversorgungsanlagen, Graz, 2001

Könighofer, Padinger, Suschek-Berger, Streicher, Mach, 2000

Anforderungsprofile für Biomassefeuerungen zur Wärmeversorgung von Objekten mit niedrigem Energiebedarf, Zwischenbericht, Graz, 2000

Luboschik, Halagic, 1997

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

Meteonorm, 1995:

Handbuch zum gleichnamigen Programm, METEOTEST, Fabrikstrasse 14, CH - 3012 Bern, Schweiz

Mietrechtsgesetz, 1981:

Mietrechtsgesetz MRG, Bundesgesetzblatt Nr. 520/1981 idgF, zuletzt geändert durch Bundesgesetzblatt Nr. 98/2001

Peuser, 2000

Felix A. Peuser: Erfahrungen mit großen Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung aus Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Zfs - Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden; Zehntes Symposium Thermische Solarenergie, Staffelstein, 2000

POLYSUN, 1998

Computersimulation von Solaranlagen zur Brauchwasserbereitung, Solarenergie Prüf- und Forschungsstelle, Oberseestraße 10, CH-8640 Rapperswil, Vertrieb in Österreich und Südtirol: ARGE Erneuerbare Energie AEE INTEC, Postfach 142, A-8200 Gleisdorf

Recknagel et al., 1995

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

Schwenk, Jahn, Mack, 2000

Schwenk C., Jahn K., Mack M.: Systemkonzeptionen für große thermische Anlagen – prinzipielle Systemmerkmale und energetische Bewertung, ZAE Bayern, 80807 München, Zehntes Symposium Thermische Solarenergie, Staffelstein, 2000

Statistisches Jahrbuch Österreich, 1999

Statistisches Jahrbuch für die Republik Österreich 1999:2000, Verlag Österreich, ISBN 3-901400-17-6

Stephenson et. al., 1971

Stephenson, D. G., Mitalas. G. P., „Calculation of Heat Conduction Transfer Functions for Multi-Layer Slabs“, ASRAE Annual Meeting, Washington, D.C., August 22-25, 1971.

Streicher, 1996

Teilsolare Raumheizung, Auslegung und hydraulische Integration,  
Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE-AEE

Tnopt, 2000;

Tnopt, Optimization Package for Trnsys 15, Jeff Thornton, Thermal Energy System Specialists, 2000

TRNSYS 15

A Transient System Simulation Program, University of Wisconsin-Madison, 2000

TSOL, 1997

Ein Windows<sup>TM</sup>-Programm zur Auslegung und Simulation thermischer Solaranlagen,  
Innovative Ingenieur Software, Dr.-Ing. Gerhard Valentin, Köpenicker Str. 9. D-10997  
Berlin. Vertrieb in Österreich und Südtirol: ARGE Erneuerbare Energie AEE INTEC,  
Postfach 142, A-8200 Gleisdorf

VDI 2067, 1999

Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Grundlagen und Kostenberechnung  
Verein Deutscher Ingenieure, VDI-Gesellschaft technischer Gebäudeausrüstung  
PF 101139, 40002 Düsseldorf, 1999

Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetz, 1979

Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetz WGG, Bundesgesetzblatt Nr. 139/1979 idgF,  
zuletzt geändert durch Bundesgesetzblatt Nr. 22/1997

### **Internet:**

Homepage Energieverwertungsagentur E.V.A.  
[www.eva.ac.at](http://www.eva.ac.at)