

Thermische Solarenergienutzung im Geschößwohnbau

Ein Leitfaden für Planung,
Umsetzung und Betriebsführung

C. Fink, T. Müller

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

29b/2009

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
Währingerstraße 121/3, 1180 Wien
Email: versand@projektfabrik.at

Thermische Solarenergienutzung im Geschößwohnbau

Ein Leitfaden für Planung,
Umsetzung und Betriebsführung

Ing. Christian Fink, DI Thomas Müller
AEE - Institut für Nachhaltige Technologien (AEE INTEC)

Gleisdorf, Mai 2008

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines beauftragten Projekts aus 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 und Nutzerakzeptanz 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 der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft 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 in der Schriftenreihe publiziert, aber auch elektronisch über das Internet unter der Webadresse <http://www.HAUSderZukunft.at> Interessierten öffentlich zugänglich gemacht.

DI Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Ganzheitliche Planungsansätze	6
2.1	Tiefe mittlere Kollektortemperaturen	7
2.2	Hohe solare Deckungsgrade durch geringe Wärmeverluste im Gesamtsystem	8
2.3	Befriedigung höchster Komfortansprüche	9
2.4	Investitionskosten durch ganzheitliche Planung senken	9
2.5	Niedrige Betriebskosten für die Nutzer bei höchster Versorgungssicherheit	11
3	Planung von solarunterstützten Wärmenetzen im Geschoßwohnbau	13
3.1	Der Wärmebedarf in Geschoßwohnbauten	13
3.2	Hydraulikdetails bei Solaranlagen	16
3.3	Systemhydraulik	26
3.4	Besonderheiten zur Systemhydraulik im Bestand	31
3.5	Dimensionierung des Solarsystems	34
4	Details zur Qualitätssteigerung in der Planungs- und Umsetzungsphase	40
4.1	Festlegung des Hydraulikkonzeptes und der Regelung	40
4.2	Kollektorverschaltung	41
4.3	Details zum Wärmetauscher	42
4.4	Richtige Fühlerpositionen	43
4.5	Ausdehnungsanlage und Sicherheitseinrichtungen	44
4.6	Festlegung des Wärmedämmstandards von Rohrleitungen und Energiespeicher	45
4.7	Dokumentierte Inbetriebnahme	47
5	Systemeffizienzsteigerung im Anlagenbetrieb	48
5.1	Optimierung des Gesamtsystems – häufige Schwachstellen	48
5.2	Technische Abnahme	50
5.3	Laufende Funktionsüberwachung	50
5.4	Wartung und Wartungsverträge	51
5.5	Auch Bauträger können Maßnahmen zur Effizienzsteigerung setzen	52
6	Messergebnisse zu realisierten Anlagen	53
6.1	Vergleich der spezifischen Kollektorerträge	53
6.2	Vergleich der solaren Deckungsgrade	54
6.3	Vergleich der Jahressystemnutzungsgrade	55
6.4	Vergleich der Wärmeverteiltetztemperaturen	56
7	Literaturverzeichnis	57

|

1 Einleitung

Solarthermische Kollektoren sind heute eine nicht mehr wegzudenkende Technologie in der österreichischen bzw. in der europäischen Energieversorgung. Der österreichische Solarwärmemarkt steigerte sich bei der installierten Kollektorfläche in den letzten vier Jahren um insgesamt 70%. Im Jahr 2007 wurden in Österreich 281.000 m² Kollektorfläche installiert, was einer thermischen Leistung von 197 MW entspricht. Bezogen auf die Einwohnerzahl wird Österreich hier weltweit nur von den klimatisch wesentlich günstiger gelegenen Ländern Zypern und Israel geschlagen. Zusätzlich wirkt sich der starke österreichische Heimmarkt äußerst positiv auf die Positionierung österreichischer Unternehmen am internationalen Markt aus. Denn von den im Jahr 2007 in der EU installierten 2,7 Mio. m² Kollektorfläche (1,9 GWth) stammen 39% aus heimischer Produktion. Insgesamt waren in Österreich mit Ende 2007 3,6 Mio. m² Kollektorfläche oder 2,5 GWth installiert.

Trotz aller Erfolge in der Vergangenheit muss festgehalten werden, dass der überwiegende Anteil der Solaranlagen bisher im Sektor Wohnbau und hier insbesondere im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser (ca. 90% der installierten Kollektorfläche) genutzt wird. Wie in Abbildung 1 ersichtlich, nutzen mit Ende 2007 bereits knapp ein Viertel (24%) aller österreichischen Ein- und Zweifamilienhäuser Solarwärme zur Warmwassererwärmung, zur Warmwassererwärmung und Heizungsunterstützung oder zur Schwimmbaderwärmung.

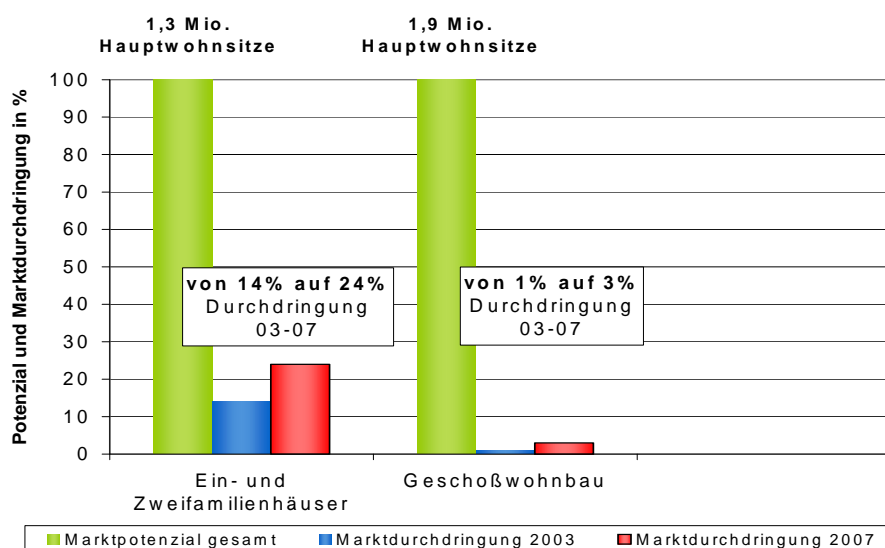


Abbildung 1: Marktdurchdringung von Solarwärmeeanwendungen in den Bereichen Ein- und Zweifamilienhaus sowie Geschoßwohnbau

Trotz eines erheblichen Potenzials in Österreich (ca. 1,9 Mio. Hauptwohnsitze im Geschoßwohnbau) ist die erreichte Marktdurchdringung im Bereich des Geschoßwohnbaus, die mit Ende 2007 bei rund 3% lag, vergleichsweise gering. Deutlich ist in Abbildung 1 aber auch die Umsetzungsdynamik ersichtlich, die in den letzten Jahren in diesem Segment erreicht werden konnte. So wurde die Marktdurchdringung zwischen den Jahren 2003 und 2007 etwa verdreifacht. Der Grund hierfür war, dass es basierend auf einschlägigen Forschungsarbeiten gelungen ist, in den letzten Jahren Solarwärme als Standardwärmeverversorgung im Neubau von Geschoßwohnbauten zu etablieren. Die entscheidenden Instrumente hierbei waren einerseits die entsprechende Verankerung von thermischen

Solaranlagen in der Wohnbauförderung (in der Steiermark und in Oberösterreich auch im Rahmen von Verordnungen) und andererseits ein umfangreicher Know-how Transfer an die Akteure (Wohnbauträger, Architekten, Haustechnikplaner, Anlagenbetreiber, Installateure, etc.).

Der gegenständliche Planungsleitfaden soll hier weiter dazu beitragen, das vorhandene Know-how zu den entsprechenden Professionisten zu transferieren.



Abbildung 2: Solarwärmeanlagen haben sich als Standard im Neubau von Geschoßwohnbauten etabliert (Bildquelle: ENW, Graz).

2 Ganzheitliche Planungsansätze

Ein häufig gemachter Fehler bei der Planung und Umsetzung von Solarsystemen ist die isolierte Betrachtung des Solarsystems hinsichtlich Gebäudeintegration, Anlagenhydraulik und Energieeinsparung. Nicht immer im nötigen Maß berücksichtigt wird dabei das Zusammenspiel von Architektur, Solarsystem, konventionellem Wärmeerzeuger, der Wärmeverteilung und der Wärmeabgabe an die Verbraucher (Brauchwasser, Raumwärme). Auch die subjektiven Bedürfnisse und Wünsche des Nutzers werden vielfach nicht im nötigen Ausmaß berücksichtigt.

Die Erfahrung zeigte, dass auf all diese Erfordernisse sowohl bereits in der Planungsphase (integrale Planung) als auch in der Umsetzung höchste Aufmerksamkeit gelegt werden muss. Dies erfordert angepasste Abläufe sowohl im Planungs- als auch im Umsetzungsprozess. Entscheidend ist die gesamtheitliche Betrachtung bei frühzeitiger Einbindung aller energierelevanten Beteiligten des Planungs-, Umsetzungs- und Betriebsführungsprozesses. Damit können besondere Erfordernisse rechtzeitig berücksichtigt, Schnittstellen klar definiert und Verantwortungsbereiche (inkl. Gewährleistungen) aufgeteilt werden. Abbildung 3 zeigt hierzu ein beispielhaftes Ablaufschema zur Umsetzung von gesamtheitlichen und integralen solarunterstützten Wärmeversorgungssystemen.

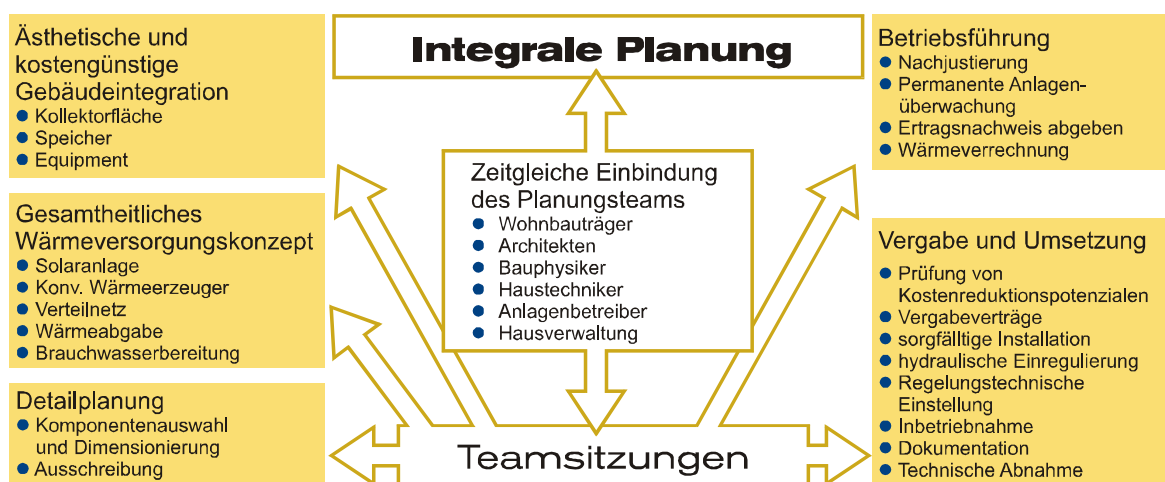


Abbildung 3: Methodik zur ganzheitlichen und integralen Umsetzung von solarunterstützten Wärmeversorgungssystemen

Die Rahmenbedingungen, damit „Integrale Planung“ realisiert werden kann, muss der Bauherr schaffen. Integrale Planung mag vielleicht etwas höhere Planungsaufwände mit sich bringen, reduziert erfahrungsgemäß aber den gesamten Kostenrahmen um ein Vielfaches der ursprünglichen Mehrkosten.

Nachfolgend werden Aspekte aufgezeigt, welche einerseits die Zusammenhänge und andererseits die unbedingte Notwendigkeit der gesamtheitlichen Betrachtung solarunterstützter Wärmeversorgungssysteme beschreiben.

2.1 Tiefe mittlere Kollektortemperaturen

Die mittlere Kollektortemperatur $((T_{\text{Eintritt}} + T_{\text{Austritt}})/2)$ ist bei den heute durchwegs hochwertigen Kollektoren die entscheidende Größe, um hohe solare Erträge übers Jahr zu erzielen. Umso tiefer die mittlere Kollektortemperatur umso höher der Kollektorwirkungsgrad und somit der Solarertrag. Es ist zweifelsohne falsch zu glauben, dass das Erfordernis der tiefsten möglichen mittleren Kollektortemperatur alleine vom Solarsystem in ausreichendem Ausmaß sichergestellt werden kann.

Vielmehr bestimmen, neben der Dimensionierung der Kollektorfläche, andere Aspekte und Parameter das sich am Kollektor einstellende Temperaturniveau:

- Art und Weise der Einbindung des konventionellen Wärmeerzeugers
- Prinzip und Dimensionierung der Brauchwassererwärmung
- Prinzip und Dimensionierung der Raumwärmeversorgung
- Dimensionierung des für die Solaranlage zur Verfügung stehenden Speichervolumens
- Durchmischungsgrad des Energiespeichers (Wassermengen, Speicher-geometrien, etc.)

Der Einfluss des Zusammenspiels des gesamten Wärmeversorgungssystems auf die mittlere Kollektortemperatur und somit auf den Kollektorwirkungsgrad kann beispielhaft in Abbildung 4 eingesehen werden. Auf die Erfordernisse von Solaranlagen abgestimmte gesamte Wärmeversorgungskonzepte erreichen wesentlich geringere mittlere Kollektortemperaturen und somit höhere Kollektorwirkungsgrade in allen Betriebspunkten.

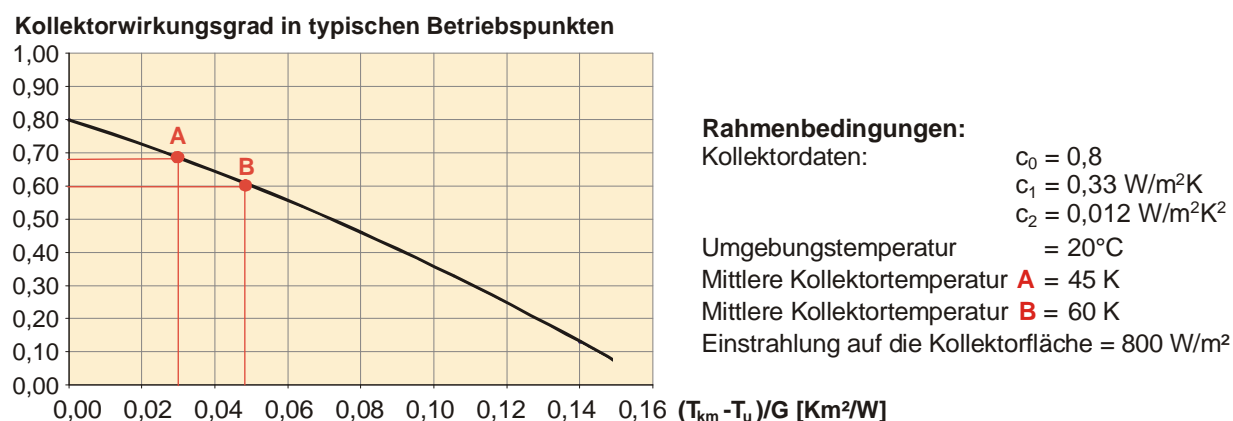


Abbildung 4: Einfluss des Temperaturniveaus auf den erzielbaren Kollektorwirkungsgrad. Abgestimmte Gesamtsysteme mit geringer mittlerer Kollektortemperatur (Betriebspunkt A) erreichen wesentlich höhere Kollektorwirkungsgrade als beispielsweise Solarsysteme (Betriebspunkt B), die mit hohen Rücklaufemperaturen aus dem Wärmeverteilnetz beaufschlagt werden.

Nur die an die Erfordernisse von Solarsystemen angepasste Einbindung von Wärmeerzeugern bzw. Komponenten zur Wärmeabgabe ermöglicht geringe mittlere Kollektortemperaturen und somit höchste solare Erträge.

2.2 Hohe solare Deckungsgrade durch geringe Wärmeverluste im Gesamtsystem

Nicht nur der Solarertrag ist in ganzheitlichen Betrachtungen von entscheidender Bedeutung sondern vielmehr auch der gesamte jährliche Systemnutzungsgrad. Hocheffiziente Solarsysteme verlieren bei einem wärmetechnisch ineffizienten (verlustbehafteten) Restsystem an Relevanz, was sich in sehr geringen solaren Deckungsgraden zeigen kann. Abbildung 5 zeigt die beispielhaften Systemverluste eines solarunterstützten Wärmeversorgungssystems von den Wärmeerzeugern (Energiezufuhr – ohne Verluste bei der Energieumwandlung) bis hin zu den Verbrauchern (Nutzenergien für Brauchwasser und Raumwärme). Belegt durch zahlreiche Messungen wird deutlich, dass doch beträchtliche Wärmeverluste in den Systemabschnitten Wärmespeicherung und Wärmeverteilung auftreten, die bei äußerst ineffizienten Wärmeversorgungssystemen auch zu Systemwirkungsgraden unter 50% führen können. Effiziente Wärmeversorgungskonzepte – beispielsweise solarunterstützte Wärmenetze in Verbindung mit „Zwei-Leiter-Netzen“ – weisen in Abhängigkeit von Rohrleitungslängen und dem erzielten solaren Deckungsgrad Systemnutzungsgrade zwischen 70 und 90% auf.

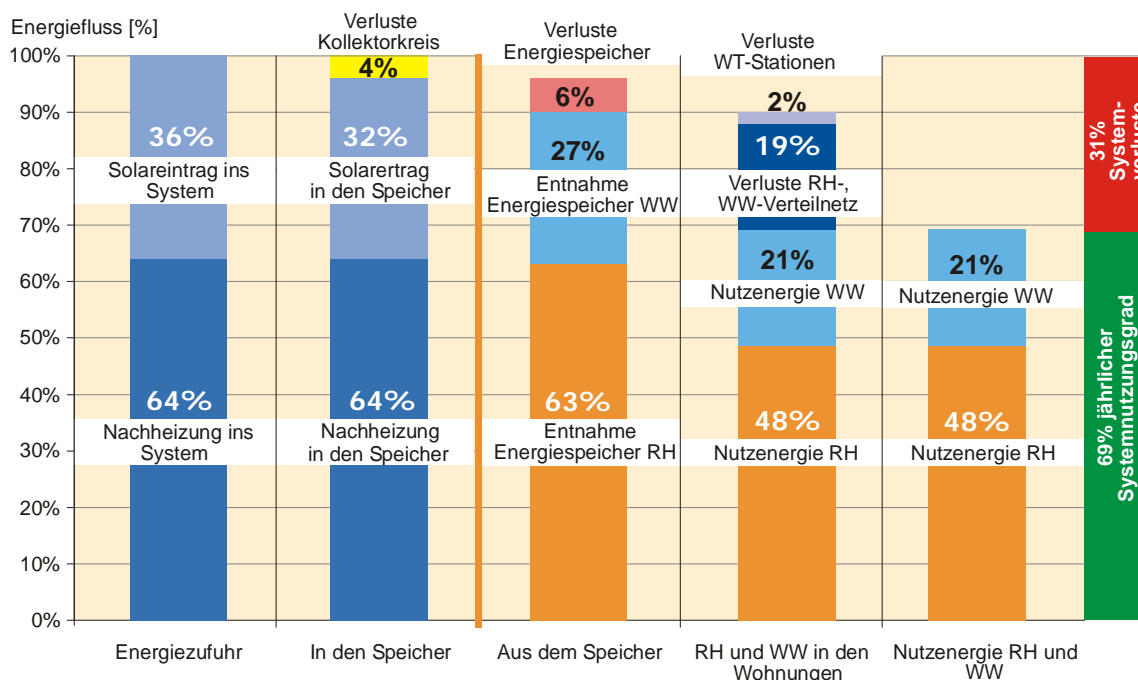


Abbildung 5: Einfluss des Temperaturniveaus auf den erzielbaren Kollektorwirkungsgrad. Beispielhafte Darstellung der gesamten Systemverluste eines solarunterstützten Wärmenetzes (Von den Wärmeerzeugern bis zum Verbraucher) mit rund 69% Jahressystemnutzungsgrad

Einerseits muss dieser Problemstellung mit entsprechender Systemhydraulik und andererseits mit verbesserter Ausführung des Wärmedämmstandards begegnet werden.

- Wahl von einfachen Systemhydrauliken mit konzeptionell reduzierten Systemtemperaturen und vermiedenen Rohrleitungen
- Positionierung des Energiespeichers mit kürzesten Entfernungen zur Wärmeerzeugung (Sonnenkollektoren, konventionelle Wärmequelle) als auch zu den Verbrauchern (Brauchwasser und Raumwärme)

- Vermeidung von Rohrleitungen im Freibereich
- Wahl von Einspeichersystemen und Verzicht auf Speicherbatterien
- Erhöhte Standards bei Speicherdämmungen
- Dämmung sämtlicher Rohrleitungen im Innenbereich nach den Vorgaben der ÖNORM M7580
- Erhöhte Dämmstandards bei Rohrleitungen im Außenbereich
- Einsatz von Armaturendämmungen

2.3 Befriedigung höchster Komfortansprüche

Gebäude werden grundsätzlich für ihre Bewohner bzw. Nutzer errichtet. Deshalb dürfen subjektive Behaglichkeit und Lebensgewohnheiten nicht von Technikern vorgegeben werden, sondern müssen von den Nutzern selbst definiert werden. Dieser Aspekt sollte in der Planungs- und Umsetzungspraxis von haustechnischen Anlagen auf jeden Fall im Vordergrund stehen und sollte nachfolgende Argumente umfassen:

- Im Bedarfsfall beliebig Brauchwarmwasser zapfen zu können ist ein wichtiger Komfortparameter
- Berechnungsgrundlagen nach Norm sind wichtig. Dabei darf aber das subjektive Behaglichkeitsempfinden von Menschen nicht vergessen werden. Deshalb müssen je nach Wunsch Raumtemperaturen unter, als auch über den Normwerten möglich sein.
- Unterschiedliche Lebensvorstellungen der Bewohner bedeuten auch unterschiedliche Ruhe- und Aktivphasen. Einsatz und Durchführung der konventionellen „Nachtabsenkung“ sollte unter diesem Aspekt überdacht werden.
- Die Wahl von Heizgrenztemperaturen kann in modernen Wärmeversorgungsanlagen vom Nutzer selbst bestimmt werden.
- Anlagen zur Erwärmung von Brauchwarmwasser müssen in allen Betriebszuständen den hygienischen Anforderungen gerecht werden, insbesondere der aktuell gültigen ÖNORM B 5019.

Haustechnische Anlagen, die erneuerbare Energieträger nutzen bzw. die Energieeffizienz steigern, werden häufig mit eingeschränktem Komfort in Verbindung gebracht. Das dem nicht so ist und gerade durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger systembedingt (und auch psychologisch) Komfortsteigerungen erzielt werden, muss zukünftig verstärkt an Endkunden vermittelt werden. Dabei bleibt zu erwähnen, dass bei intelligenten Systemlösungen Komfortsteigerung nicht unbedingt mit höherem Energieverbrauch gleichzusetzen ist.

2.4 Investitionskosten durch ganzheitliche Planung senken

Nicht nur die ganzheitliche Betrachtung von solarunterstützten Wärmeversorgungsanlagen sondern auch die bautechnische Integration bietet erhebliche Potenziale zur Senkung der Investitionskosten. Für beide Bereiche gilt als oberstes Prinzip potenzielle Synergien zu nutzen. Um diese Synergien einerseits zu erkennen sowie andererseits auch umzusetzen, ist eine ganzheitliche und

schnittstellengerechte Planung bzw. Kooperation der am Bauvorhaben beteiligten Gewerke unumgänglich.

- Integrale Planung mag vielleicht zu höheren Planungskosten führen, senkt insgesamt die Investitionskosten aber erheblich.
- Eine Gebäudeintegration von Sonnenkollektoren (Dach- oder Fassadenintegration, Abschattungselemente) bringt Zusatznutzen. Neben dem Verzicht auf eine eigene Tragkonstruktion kann konventioneller Witterungsschutz (Dacheindeckung bzw. Fassadenaufbau) im Ausmaß der Kollektorfläche entfallen.
- Der Platzbedarf sowie die spezifischen Kosten der haustechnischen Anlagen können durch Doppelnutzen (Wärmespeicher, Druckhalteanlagen, etc.) reduziert werden.
- Der verbleibende Platzbedarf der haustechnischen Anlagen (Speicher, konventionelle Wärmequelle, Rohrleitungen, weitere Systemkomponenten, etc.) muss frühzeitig berücksichtigt werden.
- Doppelnutzung von Energieschächten und nötigen (Leer-) Verrohrungen anstreben.
- Frei- bzw. erdverlegte Rohrleitungen sind aufgrund der speziellen Ausführung besonders kostenintensiv und ermöglichen bei Vermeidung ein erhebliches Potenzial zur Kostensenkung.
- Einfache, auf die tatsächlichen Erfordernisse der Nutzer abgestimmte Wärmeversorgungs-konzepte sind in der Regel weniger kostenintensiv als diverse Kunstschaltungen.
- Nur Regelarmaturen einbauen, die auch wirklich für eine abgeglichene Hydraulik benötigt werden.
- Ein einziges Regelungsgerät für die gesamte Wärmeversorgung bringt Schnittstellenreduktionen und reduziert die Investitionskosten.
- Eine kombinierte Ausführung der Funktionen „Regelung“ und „Betriebs- bzw. Ertragskontrolle“ bringt geringere Investitionskosten.
- Prüfung sämtlicher Förderungsmöglichkeiten seitens der öffentlichen Hand (Direktförderungen, kostengünstige Darlehen oder Annuitätenzuschüsse) vor Baubeginn.

Eine in der Praxis übliche Kennzahl zur Beschreibung der Kosten ist der spezifische Systempreis. Darin werden die Investitionskosten für das gesamte Solarsystem (Kollektorfläche, Kollektorverrohrung, Solarprimärkreis, Solarsekundärkreis, Energiespeicher inkl. Dämmung, Regelung, Montage, Inbetriebnahme und Dokumentation) auf die Bruttokollektorfläche bezogen. Abbildung 6 zeigt, basierend auf zahlreichen realisierten Projekten, die Bandbreite üblicher spezifischer Systemkosten über der Kollektorfläche.

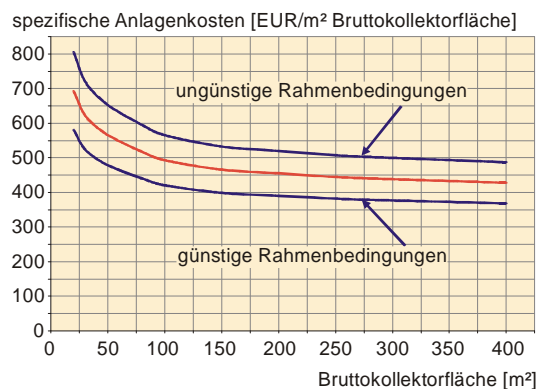


Abbildung 6: Verlauf des spezifischen Solarsystempreises über der Bruttokollektorfläche. Die spezifischen Systempreise beinhalten keine Umsatzsteuer und keine Planungskosten, aber auch keine Förderungen.

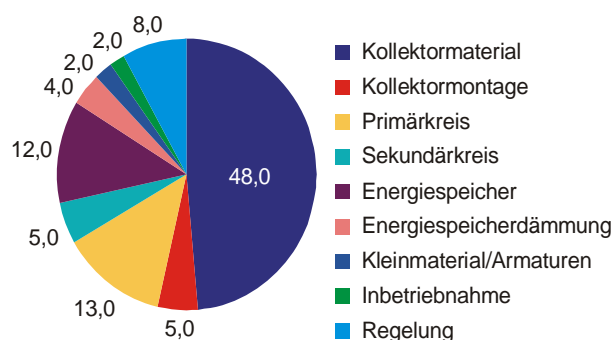


Abbildung 7: Aufteilung der Solarsystemkosten in verschiedene Kostengruppen basierend auf Ausschreibungsergebnissen bereits realisierter Projekte

Diese Darstellung zeigt, dass kleinere Solarsysteme höhere spezifische Systemkosten als größere Solarsysteme mit sich bringen. Die Ursache für diesen Kurvenverlauf liegt darin, dass die Investitionskosten nicht direkt proportional mit der Kollektorfläche ansteigen.

Die mögliche Bandbreite des spezifischen Systempreises resultiert neben regionalen Unterschieden im Wesentlichen aus projektspezifischen Gegebenheiten. Da der Unterschied im Systempreis zwischen günstigen und ungünstigen Rahmenbedingungen etwa zwischen € 100 und € 200 beträgt, gilt es alle Kostenreduktionspotenziale auszuschöpfen.

Sind die spezifischen Systemkosten für Haustechniker die gebräuchlichste und aussagekräftigste Zahl, so interessieren Wohnbauträger viel mehr die spezifischen Kosten je m² Wohnnutzfläche. Erfahrungsgemäß liegen die spezifischen Mehrkosten für Solarsysteme etwa zwischen € 15/m² Wohnnutzfläche und € 35/m² Wohnnutzfläche). Das bedeutet einen Anteil an den gesamten Errichtungskosten für die Wohnung von etwa 1,5 bis 3%.

2.5 Niedrige Betriebskosten für die Nutzer bei höchster Versorgungssicherheit

Solaranlagen können nur mit sehr großem Aufwand als monovalente Wärmeversorgungssysteme betrieben werden, weshalb der Einsatz eines konventionellen Wärmeerzeugers unverzichtbar bleibt. Aus diesem Grund amortisieren sich Solarsysteme aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht durch die Senkung von Investitionskosten, sondern durch die Reduktion von Betriebskosten. Gerade im Wohnbau, wo in der Entscheidungsphase der Endkunde geringe Investitionskosten geringen langfristigen Betriebskosten häufig vorzieht, besteht hier hoher Aufklärungsbedarf seitens der Beratungsstellen und der Bauträger. Dieser Umstand gewinnt an Bedeutung, sofern man die zunehmend höheren Kosten für fossile Energieträger mit ins Kalkül zieht. Angesichts dieser bedrohlichen Entwicklung müssen verantwortungsvolle Wohnbauträger bereits heute Maßnahmen vorsehen, damit der zu erwartende Anstieg der Energiepreise nicht die Betriebskosten der

Bewohner explodieren lässt sowie die Versorgungssicherheit mit Energie auch zukünftig gesichert bleibt. Nachfolgend einige Ansätze zur Reduktion der Betriebskosten:

- Reduktion des Heizwärmebedarfs durch Ausführung eines entsprechenden Wärmedämmstandards in Neubau und Sanierung bzw. Einsatz einer Lüftungswärmerückgewinnung
- Reduktion des Brauchwasserbedarfs durch Einsatz wassersparender Armaturen
- Wärmeversorgungssysteme mit geringsten Wärmeverlusten und höchstem jährlichen Gesamtsystemnutzungsgrad
- Solarunterstützte Wärmeversorgungssysteme mit möglichst hohem solaren Deckungsgrad
- Deckung des Restwärmebedarfs mit erneuerbaren Energieträgern (z.Bsp.: Pellets- und Hackgutheizungen)
- Regelmäßige Prüfung (bei Großanlagen automatisierte Anlagenüberwachung) der Funktion des Wärmeversorgungssystems und Einhaltung der nötigen Wartungsintervalle.
- Einsatz energiesparender Haushaltsgeräte
- Regen- bzw. Grauwassernutzung

3 Planung von solarunterstützten Wärmenetzen im Geschoßwohnbau

Umfangreiches Planungs-Know-how zu solarunterstützten Wärmenetzen im Geschoßwohnbau ist in Österreich punktuell vorhanden. Neben spezifischen Entwicklungen bei Systemkomponenten konnten in den vergangenen Jahren zahlreiche Weiterentwicklungen bezüglich ganzheitlichem Systemverhalten und Gebäudeintegration erzielt werden. Umfangreiche messtechnische Untersuchungen lieferten zusätzlich wichtige Erfahrungswerte aus der Praxis. Dieses spezifische Know-how wurde im nachfolgenden Kapitel zusammengefasst.

3.1 Der Wärmebedarf in Geschoßwohnbauten

Um ungewollte Über- oder Unterdimensionierungen von Solaranlagen zu vermeiden, ist die möglichst genaue Kenntnis des Wärmebedarfs bei der Auslegung von solarunterstützten Wärmenetzen erforderlich. Der Wärmebedarf resultiert im Geschoßwohnbau genauso wie im Einfamilienhausbereich aus den Verbrauchergruppen Brauchwarmwasser und Raumwärme. Zeigt der Bedarf an Brauchwarmwasser einen übers Jahr nahezu konstanten Verlauf, so zeigt der Heizwärmebedarf enorme jahreszeitliche Schwankungen (siehe Abbildung 8). Der Brauchwarmwasserbedarf ist grundsätzlich unabhängig von klimatischen Einflüssen und besitzt innerhalb von Geschoßwohnbauten nur geringe Schwankungsbreiten. Die Höhe des Heizwärmebedarfes hingegen hängt sehr stark von klimatischen Einflüssen und dem Wärmedämmstandard des zu beheizenden Gebäudes ab, was sich in erheblichen jahreszeitlichen Schwankungen widerspiegelt. Demnach beträgt der Bedarf an Brauchwarmwasser am Gesamtwärmebedarf von Geschoßwohnbauten in der Regel zwischen 10 (Altbauten) und 50% (Niedrigenergiehäuser). Die stetige Verbesserung von Bauordnungen und der Anreiz durch entsprechende Förderungsmodelle den Heizwärmebedarf in Neubauten und Gebäudesanierungen erheblich zu reduzieren, lässt dem Brauchwarmwasserbedarf aber zunehmend an Bedeutung gewinnen.

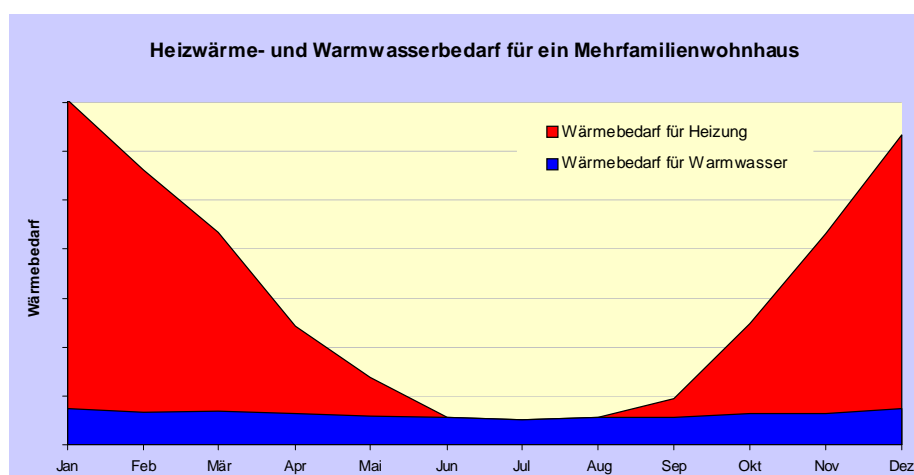


Abbildung 8: Heizwärme- und Warmwasserbedarf für einen sozialen Geschoßwohnbau (25 Wohneinheiten, Heizlast: 100 kW, 80 m² Kollektorfläche, Solarer Deckungsgrad: 18%)

Neben dem eigentlichen Wärmebedarf (Brauchwarmwasser und Raumwärme) stellen sich auch bei optimierten Wärmeversorgungskonzepten und gewissenhafter Ausführung Wärmeverluste in beträchtlicher Größe ein. Diese Wärmeverluste (Rohrleitungsverluste, Speicherverluste) müssen von den Wärmeerzeugern aufgebracht werden und betreffen somit auch das Solarsystem, weshalb eine Berücksichtigung der Wärmeverluste bereits bei der Dimensionierung erfolgen sollte. Eine Abschätzung der Wärmeverluste hat sich in der Praxis als absolut ausreichend herausgestellt.

Reicht die Kenntnis über den täglichen Wärmebedarf für Brauchwarmwasser und Raumwärme für die Dimensionierung der Solaranlage aus, so muss zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit die Auslegung des Wärmeverteilnetzes, des konventionellen Wärmeerzeugers sowie eventueller Bereitschaftsvolumen unter Berücksichtigung der möglichen Spitzenlast erfolgen. Die Auslegungsarbeiten zur Versorgungssicherheit erfordern zeitlich wesentlich höhere Auflösungen des Lastverlaufs, wobei die Wärmeverluste hierbei eine zu vernachlässigende Rolle spielen.

Nachfolgende Kapitel liefern Ansätze zur Bestimmung des Wärmebedarfs in einer für die Dimensionierung von Solaranlagen ausreichenden zeitlichen Auflösung.

3.1.1 Ermittlung des Wärmebedarfs für Brauchwarmwasser

Der Bedarf an Brauchwarmwasser für Geschosswohnbauten hängt im Wesentlichen, aber nicht ausschließlich, von der Anzahl der Personen ab. Neben der Personenzahl spielen der Lebensstandard, das Alter, der Beruf, die Jahreszeit, etc., sogar die Art der Brauchwasserabrechnung (ist ein Wasserzähler/Wärmemengenzähler installiert oder erfolgt die Verrechnung des Warmwassers über die Wohnfläche) eine nicht zu vernachlässigende Rolle. Wird die Brauchwasserabrechnung über die Wohnfläche abgerechnet, zeigen Erfahrungswerte einen größeren Verbrauch als vergleichbare Warmwasserabrechnungen über einen Warmwasser- oder Wärmemengenzähler. Verbrauchsanhaltswerte aus der Literatur (Recknagel, et al., 2003) zeigen große Unterschiede im täglichen Verbrauch (Tabelle 1).

Tabelle 1: Täglicher Warmwasserbedarf von Wohnungen (Recknagel et al., 2003)

	Bedarf an Brauchwarmwasser pro Tag und Person bei einer Temperatur von 60°C
einfache Ansprüche	10 - 20 l
höhere Ansprüche	20 - 40 l
höchste Ansprüche	40 - 80 l

Der tägliche personenbezogene Bedarf an Brauchwarmwasser wird grundsätzlich in Liter bei einem bestimmten Temperaturniveau angegeben (z.B.: 30 l bei 60°C oder 43 l bei 45°C). Zur Berechnung des für die Erwärmung nötigen Wärmebedarfs, muss die durchschnittliche Kaltwassertemperatur des jeweiligen Standortes bekannt sein. Grundsätzlich kann hier in weiten Teilen Österreichs mit ca. 12°C gerechnet werden. Mit nachfolgender Gleichung kann aus dem Literbedarf der nötige Wärmebedarf berechnet werden.

$$Q_{BW} = \frac{V * c_p * \Delta T}{3600} \quad [\text{kWh}] \quad \text{Gleichung 1}$$

QWW	Energiemenge Warmwasser in kWh
V	Warmwasserverbrauch in Liter
cp	spezifische Wärmekapazität von Wasser (4,2 KJ/Liter K)
ΔT	Temperaturdifferenz zwischen Brauchwarmwasser und Kaltwasser in Kelvin
TBW	Temperatur des Brauchwarmwassers in °C
TKW	Temperatur des durchschnittlichen Kaltwassers in °C

Aus zahlreichen durchgeführten Verbrauchsmessungen stellte sich für die isolierte Betrachtung der Kategorie des sozialen Wohnbaus (ausgenommen div. Wohnheime und Reihenhausanlagen) heraus, dass bei standardmäßiger Badezimmerausstattung für eine erste Abschätzung der Solaranlagengröße der Verbrauchswert von 30 Litern je Person und Tag bei 60°C herangezogen werden kann.

Im Zuge einer Detailplanung ist es aber unerlässlich die personenbezogenen Verbrauchsmengen in Abhängigkeit der vorhandenen speziellen Rahmenbedingungen bei jedem Bauvorhaben neu zu prüfen.

Die genaueste und sicherste Variante zur Ermittlung des Warmwasserverbrauches ist, den Verbrauch über einen längeren, repräsentativen Zeitraum zu messen. In bestehenden Geschoßwohnbauten sind eventuell bereits Wasseruhren oder sogar Wärmemengenzähler installiert, die bei Bedarf einfach und kostengünstig über einen repräsentativen Betrachtungszeitraum abgelesen werden können.

Ist dies nicht der Fall, kann der tägliche Bedarf an Brauchwarmwasser durch den Einbau von entsprechenden Messgeräten in Verbindung mit Verbrauchsaufzeichnungen über eine längere Periode erfasst werden. Generell kommen für die messtechnische Verbrauchserfassung Volumenstromzähler und Wärmemengenzähler in Frage, wobei bei der Auswahl auf die Art und Weise der Erwärmung des Brauchwarmwassers zu achten ist.

3.1.2 Ermittlung des Heizwärmebedarfs

Den zweiten großen Verbraucher neben dem Brauchwarmwasser stellt in Geschoßwohnbauten der Heizwärmebedarf dar. Wie in Abbildung 8 dargestellt, fällt in Österreich Heizwärmebedarf in den Monaten September bis Mai (etwa 5.000 Heizbetriebsstunden) an. Überlagert man dieser Bedarfsperiode die solare Einstrahlung, so ist ein gegenläufiger Trend zu erkennen. Gerade die Monate mit dem geringsten Strahlungsangebot korrelieren mit dem höchsten Wärmebedarf.

Trotzdem können Solarsysteme im Geschoßwohnbau vor allem in der Übergangszeit beachtliche Beiträge zur Wärmeversorgung liefern. Sollen Solarsysteme im Geschoßwohnbau auch zur Heizungsunterstützung eingesetzt werden, ist es für die Dimensionierung nötig, den Heizwärmebedarf des Gebäudes zu kennen.

Der Heizwärmebedarf gibt die durch Berechnung ermittelte Wärmemenge an, die im langjährigen Mittel während einer Heizsaison den Räumen des Gebäudes

zugeführt werden muss, um die Einhaltung einer vorgegebenen Innentemperatur sicherzustellen. Der Heizwärmebedarf eines Gebäudes wird üblicherweise in Anlehnung an die ÖNORM EN 832 berechnet.

$$Q_{HW} = (Q_T + Q_V) - \eta * (Q_i + Q_s) \quad [\text{kWh/a}] \quad \text{Gleichung 2}$$

Q _{HW}	jährlicher Heizwärmebedarf in kWh/a
Q _T	Transmissionswärmeverluste in der Heizperiode in kWh/a
Q _V	Lüftungswärmeverluste in der Heizperiode in kWh/a
Q _i	Interne Wärmegewinne in der Heizperiode in kWh/a
Q _s	Solare Wärmegewinne über transparente Bauteile in der Heizperiode in kWh/a
η	Ausnutzungsgrad für den Wärmegewinn

Mittels der langjährigen Monatsmittelwerte der Außentemperatur am Standort des Hauses, der Monatslänge und den spezifischen Transmissionsverlusten wird die monatlich benötigte Wärme errechnet. Hiervon werden die solaren Gewinne und die Energieerträge aus inneren Wärmequellen abgezogen. Nach diesen beiden Schritten ist der theoretische Heizwärmebedarf des Hauses bei idealer Regelung festgelegt (ÖNORM EN 832, 1998).

Bei bestehenden Gebäuden können auch Heizkostenabrechnungen vergangener Jahre für die Bestimmung des Wärmebedarfs herangezogen werden.

3.2 Hydraulikdetails bei Solaranlagen

Solarsysteme weisen einige spezielle Rahmenbedingungen betreffend die Hydraulik (Betriebsarten, Temperaturschichtung, Stagnationsverhalten, Temperaturniveau, etc.) auf. Die zentral wichtigen Punkte werden nachfolgend dargestellt.

3.2.1 „Low Flow“ Systeme vs. „High Flow“ Systeme

Größere thermische Solarsysteme sollten grundsätzlich nach dem „Low Flow“ Prinzip betrieben werden. Das bedeutet spezifische Kollektor-Massenströme von etwa 5 – 20 kg/m²h. Im Vergleich zu „High Flow“ Systemen (21 – 70 kg/m²h) die nur mehr bei kleinen Anwendungen (Solarsysteme im Einfamilienhausbereich) zum Einsatz kommen sollten, bedeutet dies einen wesentlich höheren Temperaturhub in einem Kollektordurchlauf. Wird bei „High Flow“ Systemen die Speichertemperatur, gleichmäßige Einstrahlung vorausgesetzt, bei jedem Kollektordurchlauf etwas erhöht, so kann bei „Low Flow“ Systemen bereits in einem Kollektordurchlauf das Nutztemperaturniveau (beispielsweise 65°C) erreicht werden. Damit dieses hohe Temperaturniveau auch direkt dem Verbraucher zur Verfügung steht (möglichst ohne Durchmischung), muss der Energiespeicher temperaturorientiert beladen werden.

Tabelle 2 zeigt einerseits die Bandbreite der spezifischen Massenströme der unterschiedlichen Betriebsarten von Solaranlagen sowie andererseits die Unterschiede im sich einstellenden Gesamtmassenstrom in den Vor- und Rücklaufleitungen bei einer angenommenen Kollektorfläche von 200 m². Dieses

Beispiel zeigt, dass die Betriebsart „High Flow“ bei größeren Solaranlagen erhebliche Sammelrohrquerschnitte bzw. elektrische Pumpenleistungen erfordert und somit rasch an die Grenzen einer kostengünstigen Umsetzung und Betriebsführung stößt.

Tabelle 2: Massenströme für High-, Low- und Matched Flow Systeme im Vergleich

Bezeichnung	Bandbreite des spez. Massenstroms	Massenstrom bei z.B. 200 m ² Kollektorfläche
Low Flow	5 - 20 kg/m ² h	12 kg/m ² h => 2.400 kg/h
High Flow	21 - 70 kg/m ² h	45 kg/m ² h => 9.000 kg/h
Low Flow - drehzahl geregelt	5 - 20 kg/m ² h	1.000 bis 4.000 kg/h

Folgende Vorteile können bei Solaranlagen im Geschoßwohnbau durch die Betriebsart „Low Flow“ bei entsprechender Hydraulik und richtig dimensionierten Anlagenkomponenten erzielt werden:

- Bei „Low Flow“ Anlagen ergibt sich aufgrund der vergleichsweise geringen Volumenströme eine wesentlich geringere Rohrdimension bei den Versorgungsleitungen (Vor- und Rücklauf) und damit niedrigere Investitionskosten.
- „Low Flow“ Systeme erfordern bzw. ermöglichen im Vergleich zu „High Flow“ Systemen große thermische Längen in der Kollektorverschaltung (lange Serienschaltungen). Aus diesem Grund können in Abhängigkeit der Absorbergeometrien und des sich einstellenden Druckverlustes serielle Felder bis zu etwa 80 m² Kollektorfläche (in speziellen Fällen sogar bis zu 100 m²) durchströmt werden. Dies bedeutet eine erhebliche Reduktion des Verrohrungsaufwandes, da für dieses gesamte Feld nur jeweils eine Anspeisung an die Hauptleitungen (Vor- und Rücklauf) nötig ist. Im Vergleich hierzu liegt bei „High Flow“ Systemen die Grenze für die maximal seriell durchströmbare Kollektorfläche - in Abhängigkeit der Absorbergeometrien und des sich einstellenden Druckverlustes - bei etwa 20 bis 25 m² Kollektorfläche. Dieser Vorteil von „Low Flow“ Systemen reduziert neben der Hardware (Rohrleitung, Dämmstoff) auch den Montageaufwand und somit die Investitionskosten weiters erheblich.
- Durch die konzeptionelle Reduktion des Verrohrungsaufwandes einerseits und die wesentlich geringeren Rohrdurchmesser der verbleibenden Verbindungsleitungen andererseits, können die Wärmeverluste im Vergleich zu „High Flow“ Systemen erheblich reduziert und somit der jährliche Systemnutzungsgrad deutlich gesteigert werden.
- Durch den reduzierten Volumenstrom ergeben sich wesentlich geringere hydraulische Förderleistungen und somit auch kleinere elektrische Pumpleistungen.
- Durch das rasche Erreichen des Nutztemperaturniveaus verringert sich bei richtig dimensionierten und betriebenen „Low Flow“ Systemen der Nachheizenergiebedarf.

3.2.2 Kollektorhydraulik

Der Verschaltung der Kollektoren kommt bei solaren Großanlagen sowohl energetisch als auch ökonomisch eine besondere Bedeutung zu. Nachfolgende Aspekte gilt es hierbei bestmöglich zu berücksichtigen:

- Möglichst guter Wärmeübergang zwischen Absorber und Wärmeträger durch entsprechende Strömungsgeschwindigkeiten im Absorberrohr (turbulente Strömung)
- Möglichst geringer Druckverlust durch die Kollektordurchströmung
- Wahl der Kollektorgeometrien basierend auf den für die Montage zur Verfügung stehenden Flächen (um Kosten zu senken, sollten möglichst Großflächenkollektoren zu Standardgeometrien der Hersteller verwendet werden)
- Möglichst wenig Verrohrungsanteil um Materialkosten, Montagekosten und Wärmeverluste zu reduzieren

Gerade bei solaren Großanlagen liegen im Vergleich zu Kleinanlagen in der Art und Weise der Kollektorverschaltung wesentlich größere Potenziale zur Kostenminimierung (Material- und Montagekosten) sowie der Reduktion von Wärmeverlusten. Diese Potenziale können einerseits durch die Verfügbarkeit von sogenannten Großflächenkollektoren und andererseits durch die intelligente Verbindung der einzelnen Kollektorelemente ausgeschöpft werden.

Mit der Bezeichnung „Low Flow“ geht oft der Irrtum einher, eine „High Flow“ Kollektorverschaltung einfach mit einer kleineren Durchflussrate als üblich betreiben zu können, um hohe Kollektoraustrittstemperaturen zu erreichen. Vielfach werden die strömungstechnischen Verhältnisse im Kollektor außer acht gelassen, was zu unnötigen Ertragsminderungen von Solaranlagen führt. Kennzeichnend für eine „Low Flow“ Verschaltung sind eine große thermische Länge sowie eine geringe Anzahl paralleler Stränge (angepasst an die Absorbergeometrie). Daraus resultiert in Kombination mit den für „Low Flow“ üblichen niedrigen spezifischen Massenströmen ein großer Temperaturhub innerhalb eines Kollektordurchlaufs bei gleichzeitig größtenteils turbulenter Strömung.

Gerade deshalb sind „Low Flow“ Anlagen prädestiniert für Serienschaltungen von Großflächenkollektoren und ermöglichen bei intelligenter Hydraulik geringsten Verrohrungsaufwand. Somit können in Abhängigkeit der Absorbergeometrien und des sich einstellenden Druckverlustes serielle Felder bis zu etwa 80 m² Kollektorfläche (bei entsprechender Absorberrohrgeometrie sogar bis zu 100 m²) durchströmt werden. Dies bedeutet eine erhebliche Reduktion des Verrohrungsaufwandes, da für dieses gesamte Feld nur jeweils eine Anspeisung an die Hauptleitungen (Vor- und Rücklauf) nötig ist.

Jedenfalls sollte aber darauf geachtet werden, dass die Druckverluste von Kollektorfeldern auch bei größeren Solaranlagen im Geschößwohnbau 40.000 Pa (entspricht 4 mWS) nicht übersteigen. Zur Bestimmung der Kollektordruckverluste können Druckverlustkurven von Einzelkollektoren (bei unterschiedlichen Massenströmen und entsprechender Glykolkonzentration) bei den Herstellern angefordert werden.

Abbildung 9 zeigt zwei unterschiedliche Verschaltungsmöglichkeiten für etwa 160 m² dachintegrierte Bruttokollektorfläche (Kollektorband mit den Abmessungen von etwa 40 m x 4 m bestehend aus 16 Großflächenkollektoren mit den Abmessungen 5 m x 2 m). Zur Verdeutlichung der Anordnung der Kollektorfläche ist das Schnittbild in Abbildung 10 dargestellt. Das obere Schaltbild besteht aus nur zwei parallelen Kollektorfeldern mit jeweils 80 m² Bruttokollektorfläche. Dies hat den Vorteil, dass für die gesamte Verschaltung nur zwei Anschlüsse an Vor- und Rücklaufleitung nötig sind. Die ansonsten zur Verteilung nötigen Rohrleitungen können gänzlich entfallen, da hierfür praktisch die dementsprechend definierte interne Verschaltung herangezogen werden kann.

Die untere Hydraulik in Abbildung 9 zeigt eine vergleichsweise nachteilige Verschaltungsart. Diese grundsätzlich für „High Flow“ Systeme gedachte Verschaltung besteht aus acht parallelen Kollektorgruppen mit je etwa 20 m² Bruttokollektorfläche, die jeweils extra an die Vor- und Rücklaufleitung (Sammelleitungen) angeschlossen werden müssen. Insgesamt bedeutet in diesem Beispiel die untere Variante einen höheren Verrohrungsaufwand von über 90 m, der nicht nur höhere Investitionskosten bedeutet, sondern auch wesentlich höhere Wärmeverluste mit sich bringt. Dies gilt nicht nur für die Dachintegration von Kollektoren, sondern auch für Flachdachmontagen mit Unterkonstruktion.

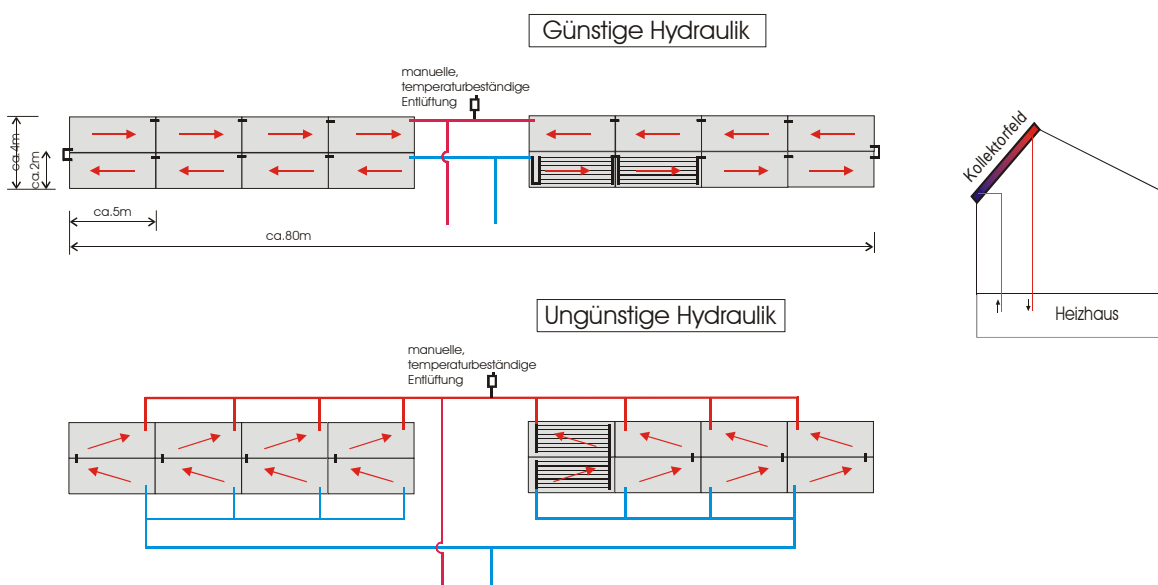


Abbildung 9: Zwei beispielhafte Kollektorverschaltungen einer dachintegrierten Kollektorfläche mit 160m² Bruttokollektorfläche. Die obere Hydraulik benötigt kaum externe Rohrleitungen, die untere Hydraulik etwa um 90 m Verrohrung mehr.

Abbildung 10: Schnittbild zur Kollektoranordnung

Im Gegensatz zu Kleinanlagen, empfiehlt es sich bei Solaranlagen im Geschößwohnbau auf eine Kollektorverschaltung nach „Tichelmann“ zu verzichten. Das Tichelmannprinzip basiert auf der gleichmäßigen Durchströmung einzelner paralleler Gruppen durch gleiche hydraulische Rohrlängen. Hat sich dieses Prinzip bei Kleinanlagen bewährt, so bringt es bei größeren Anlagen erhebliche Ausgleichsrohrängen und somit erhebliche Verrohrungskosten bzw. Wärmeverluste über die Rohroberfläche mit sich. Stattdessen wird im Bedarfsfall bei großen Solaranlagen die gleichmäßige Durchströmung paralleler Gruppen

durch unterschiedliche Querschnitte in den Zuleitungen zu den Kollektorfeldern bewerkstelligt. Diese Vorgangsweise erfordert eine detaillierte Berechnung des Rohrnetzes, was bei großen Solaranlagen aber ohnehin erfolgen sollte. Von Regulierventilen ist eher abzuraten, da im Stagnationsfall im Bereich der Kollektoren (Rohrleitungen in unmittelbarer Umgebung zum Kollektor) auch Temperaturen um die 200°C auftreten können und dementsprechend temperaturbeständige Armaturen äußerst kostenintensiv sind.

3.2.3 Das Stagnationsverhalten von Solaranlagen

Eine Anlage befindet sich im Stagnationszustand, wenn die Kollektorkreispumpe nicht in Betrieb ist, die Einstrahlung aber zu einer weiteren Erwärmung des Absorbers führt. Dieser Zustand kann infolge eines technischen Defektes im System, durch einen Stromausfall oder einfach durch einen fehlenden Verbraucher (Energiespeicher ist bereits aufgeladen) auftreten. Nachfolgend werden die Ergebnisse umfangreicher Untersuchungen zum Stagnationsverhalten dargestellt.

Wenn unter entsprechend hoher solarer Einstrahlung der Kollektorkreis in den Stagnationszustand kommt, dann erreichen Kollektoren mit selektiver Beschichtung in der Regel Temperaturen die über dem Siedepunkt ($> 120 - 150$ °C) der unter erhöhtem Druck stehenden Wärmeträgerflüssigkeit im Kollektor liegen.

Folgende Vorgänge und Phasen während des Verlaufes einer Systemstagnation sind dann im Prinzip gegeben:

Phase 1 - Flüssigkeitsdehnung

Nachdem die Flüssigkeit sich durch den Temperaturanstieg etwas ausgedehnt hat beginnt sie zu verdampfen.

Phase 2 - Ausdrücken der Flüssigkeit aus dem Kollektor durch erste Dampfbildung

Der zuerst entstehende Dampf drückt einen Großteil des heißen flüssigen Kollektorinhaltes in das System und damit gelangt auch zusätzliche Flüssigkeit in das Ausdehnungsgefäß, sodass der Systemdruck wesentlich ansteigt.

Phase 3 - Leersieden des Kollektors – Phase mit Sattedampf

Ist der Kollektor später auf diese Weise dann für Dampf durchlässig geworden, wird die noch im Kollektor vorhandene Restflüssigkeit nicht mehr weiter ausgedrückt sondern muss verdampfen (Sattedampf). Dieser Dampf kann nun, je nach der von ihm transportierten Energie, mehr oder weniger weit in das System eindringen und drückt weitere Flüssigkeit in das Ausdehnungsgefäß, der Systemdruck steigt damit weiter und erreicht seinen Maximalwert. In allen vom Dampf erreichten Systembereichen werden dann Temperaturen erreicht, die der Sattedampftemperatur beim jeweiligen Druck entsprechen (etwa 130 – 150 °C). In ungünstigen Fällen kann so Dampf bis zu temperaturempfindlichen Systemkomponenten vordringen und diese beschädigen.

Phase 4 – Leersieden des Kollektors – Phase mit Sattedampf und überhitztem Dampf

Mit zunehmender Verdampfung der Restflüssigkeit trocknet der Kollektor weiter aus, es wird weniger Dampf produziert und das System wieder entlastet. Das

Ausdehnungsgefäß drückt wieder Flüssigkeit zurück in das System und der Druck sinkt. Während innerhalb des nun trockenen Kollektors der Dampf überhitzt wird und der Absorber je nach Einstrahlung Temperaturen bis über 200 °C erreichen kann, sinken die Sattdampftemperaturen außerhalb des Kollektors etwas ab. Flüssigkeit erreicht zuletzt wieder das Niveau des unteren Kollektoranschlusses. Dieser Zustand kann dann einige Stunden anhalten.

Phase 5 – Wiederbefüllen des Kollektors

Erst wenn die solare Strahlung und damit die Kollektortemperaturen genügend abgefallen sind, wird auch der Kollektor wieder mit Flüssigkeit gefüllt.

Aus dieser Ablaufbeschreibung des Stagnationszustandes ist ersichtlich, dass die Menge an Restflüssigkeit, die am Ende der Phase 2 im Kollektor verbleibt, das Stillstandsverhalten wesentlich entscheidet. Kollektoren bzw. Systeme mit gutem Entleerungsverhalten haben sehr kleine Restflüssigkeitsmengen und damit nur geringe Dampfreichweiten. Bei diesen Systemen wird der Stagnationsvorgang unproblematisch bzw. vom Nutzer unbemerkt ablaufen. Hingegen kann ungünstiges Entleerungsverhalten zu hohen Dampfreichweiten mit Überhitzungen von Systemkomponenten führen.

Eine Maßzahl, die das Entleerungsverhalten von Kollektoren beschreibt, stellt die maximale spezifische Dampfleistung, die im Stagnationsfall auftritt, dar. Sie erreicht am Ende der Phase 3, bei maximaler solarer Einstrahlung (letztere kann kurzfristig bis etwa 1200 W/m² erreichen) ihren Höchstwert. Während diese bei Flachkollektoren mit gutem Entleerungsverhalten etwa 20 bis maximal 50 W je m² Kollektorfläche beträgt, wurden bei ungünstigem Entleerungsverhalten bis zu 120 W/m² festgestellt.

Mit diesem Wert kann das Vordringen des Dampfes über die Vor- und Rücklaufleitung in das System aus den Wärmeverlusten dieser Leitungen bei Sattdampf Temperatur ermittelt werden.

Einfluss der Kollektor- und Systemhydraulik auf das Stagnationsverhalten

Die Ausführung der internen Kollektorverschaltung hat wesentlichen Einfluss auf das Stagnationsverhalten von Solarsystemen. Absorberverschaltungen (Abbildung 11) mit günstigem Entleerungsverhalten sind dadurch gekennzeichnet, dass zumindest ein (Sammelrohr-) Anschluss sich am Kollektor unten befindet (auch wenn das anschließende Verbindungsrohr wieder hochgezogen wird wie in der Abbildung 11 oben rechts). Ungünstiges Entleerungsverhalten (es bleibt sehr viel Restflüssigkeit im Kollektor, die langsam ausdampft und eine hohe Dampfreichweite bedeutet – Phase 3) hingegen besitzen Absorber bei denen beide Sammelrohranschlüsse oben sind.

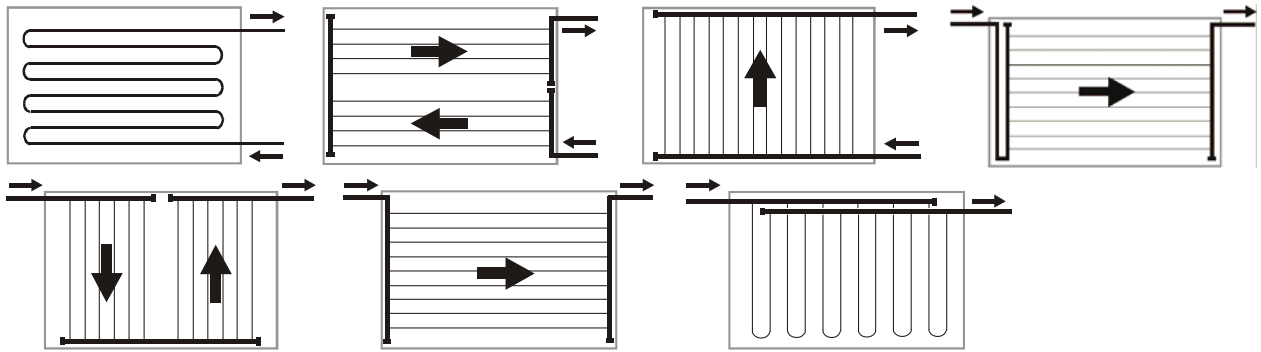


Abbildung 11: Bewertung des Entleerungsverhalten verschiedener Kollektortypen im Stagnationszustand. Oben: gut entleerend, Kennzeichen: Absorber kann nach unten auslaufen, unten: schlecht entleerend, Kennzeichen: Absorber kann nicht nach unten auslaufen.

Zu beachten bleibt, dass durch ein ungünstiges Systemdesign (ungünstige Systemhydraulik) ein grundsätzlich gut entleerender Kollektor rasch zu einem ungünstigen Entleerungsverhalten werden kann. Neben ungünstigen Rohrführungen (Verbindung der Einzelkollektoren bzw. die Hauptverbindungsleitungen) kann die Positionierung der Rückschlagklappe relativ zum Membranausdehnungsgefäß das Stagnationsverhalten entscheidend beeinflussen (siehe Abbildung 12).

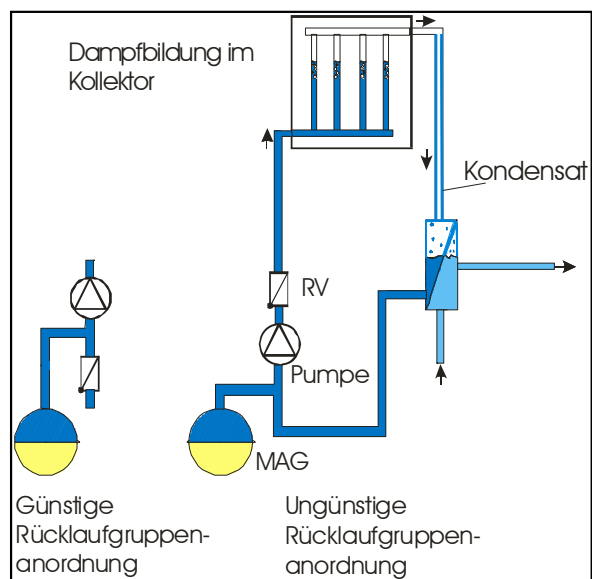


Abbildung 12: Abhängigkeit des Stagnationsverhaltens von der Rücklaufgruppenanordnung

Bei ungünstiger Anordnung (siehe Abbildung 12 rechts) kann der Kollektor nicht in die Rücklaufleitung entleeren und es steht nur die Vorlaufleitung zur Abgabe der Dampfleistung zur Verfügung. Wesentlich ist dabei die relative Lage des Anschlusses des Ausdehnungsgefäßes zum Rückschlagventil.

Angepasste Bemessung des Membranausdehnungsgefäßes

Bisherige Berechnungsmethoden für das Volumen des Membranausdehnungsgefäßes haben ein oft zu optimistisches Ergebnis gebracht. Hier wurden die Auswirkungen eines Stagnationszustandes nicht oder nur teilweise

berücksichtigt. Eine Berechnungsmethode, in dem der Einfluss des Stagnationszustandes nach neuesten Erkenntnissen berücksichtigt wird, ist nachfolgend dargestellt.

Das Nennvolumen V_N des Ausdehnungsgefäßes (Gleichung 3) errechnet sich in bekannter Weise aus der Wärmedehnung des Gesamtwärmeträgerinhaltes $V_G \cdot n$, der Flüssigkeitsvorlage V_V , dem Dampfvolmen V_D und dem Nutzeffekt N . Allerdings ist hier gegenüber der bisherigen Dimensionierung ein in der Regel wesentlich höheres Dampfvolmen in Rechnung zu stellen. Es ist dies entsprechend der vorhin gemachten Angaben das Volmen aller vom Dampf erreichten Rohrleitungen und Komponenten.

Beim Nutzeffekt N , der bisher aus Anlagenenddruck P_e und Gefäßvordruck P_0 errechnet wurde, ist in der neuen Berechnung einerseits ein eventuell möglicher bedeutender Höhenunterschied H_{diff} zwischen Ausdehnungsgefäß und Sicherheitsventil (können in der Praxis auch in verschiedenen Geschoßen eines Gebäudes angeordnet sein - führt zum Druckunterschied P_{diff}) berücksichtigt. Andererseits wurde die Temperaturänderung der Gasfüllung zwischen der Druckeinstellung (z. B. niedrige Umgebungstemperatur) und dem Betrieb (bis zu etwa 30 K Anstieg wurden gemessen) berücksichtigt (führt zum Quotienten 0,9). Diese Änderungen ergeben sich aus der Anwendung der allgemeinen Gasgesetze auf die vorliegenden Verhältnisse.

$$V_N > \frac{V_G \cdot n + V_V + V_D}{N} \quad [l] \quad \text{Gleichung 3}$$

$$n = \frac{P_{kalt}}{P_{warm}} - 1 \approx 0,09 \quad [] \quad \text{Gleichung 4}$$

$$N = \frac{P_e + P_{diff} + 1 - (P_0 + 1)/0,9}{P_e + P_{diff} + 1} \quad [] \quad \text{Gleichung 5}$$

$$P_{diff} = \frac{-H_{diff} \cdot \rho_{kalt} \cdot 9,81}{100.000} \quad [bar] \quad \text{Gleichung 6}$$

V_N	Nennvolumen des Ausdehnungsgefäßes [l]
V_G	Gesamtvolumen des Wärmeträgers [l]
V_V	Flüssigkeitsvorlage [l]
V_D	maximales Dampfvolmen [l]
n	Ausdehnungsfaktor ($\sim 0,09$ für Dehnung bis ~ 120 °C für 40% Propylenglykol)
N	Nutzeffekt des Ausdehnungsgefäßes, muss entsprechend Herstellerangaben $\leq 0,5$ sein [-]
ρ	Dichte des Wärmeträgers [kg/m ³]

Pe	Anlagenenddruck am Sicherheitsventil = Ansprechdruck Sicherheitsventil – 20% [bar]
P0	Gefäßvordruck [bar]. Der Faktor 0,9 im Term (P0+1)/0,9 steht für Temperaturänderungen im Gasraum durch die heiße Flüssigkeit.
Hdiff	Höhenunterschied zwischen Ausdehnungsgefäß und Sicherheitsventil. Hdiff = Montagehöhe Ausdehnungsgefäß – Montagehöhe Sicherheitsventil [m]
Pdiff	Druckdifferenz entsprechend Hdiff [bar].

Wie schon zuvor erwähnt, soll die Gefäßvorlage auch dazu dienen, den im Stagnationsfall aus dem Kollektor kommenden heißen Flüssigkeitsschwall auf die entsprechend Herstellerangaben maximal zulässige Temperatur von 90 °C abzukühlen.

Die dafür mindestens notwendige Flüssigkeitsvorlage VV im Ausdehnungsgefäß kann aus einer Mischungsrechnung (Gleichung 7) mit folgenden Annahmen dimensioniert werden:

- Maximal zulässige Temperatur im Ausdehnungsgefäß Tmax = 90 °C,
- mittlere Temperatur des Primärkreises 90 °C,
- Anfangstemperatur der Flüssigkeitsvorlage TV = 50 °C (entsprechend bisheriger Messungen),
- im ungünstigsten Fall muss das gesamte Kollektolvolumen VK mit einer Temperatur von TK = 130 °C im Ausdehnungsgefäß aufgenommen werden.

$$V_V \geq V_K * \frac{T_K - T_{\max}}{T_{\max} - T_V} \quad [I] \quad \text{Gleichung 7}$$

VV Flüssigkeitsvorlage [l]

VK Kollektolvolumen [l]

TK Temperatur des Kollektorinhalts bei Erreichen des Ausdehnungsgefäßes [°C]

Tmax Maximal zulässige Temperatur im Ausdehnungsgefäß [°C]

Aus diesen Annahmen folgt, dass die Flüssigkeitsvorlage etwa dem Kollektorinhalt entsprechen soll.

Schlussfolgerungen für das Design von stagnationssicheren Systemen im Geschößwohnbau

Solaranlagen im Geschößwohnbau sind grundsätzlich so dimensioniert, dass bei normalem Anlagenbetrieb nur selten der Stagnationszustand auftritt. Trotzdem können lange Schönwetterperioden (und somit ein geladener Energiespeicher), ein Stromausfall oder ein technischer Defekt genau diesen Betriebszustand herbeiführen. Somit muss auf den Stagnationsfall bereits in der Projektierung von Solarsystemen entsprechend geachtet werden.

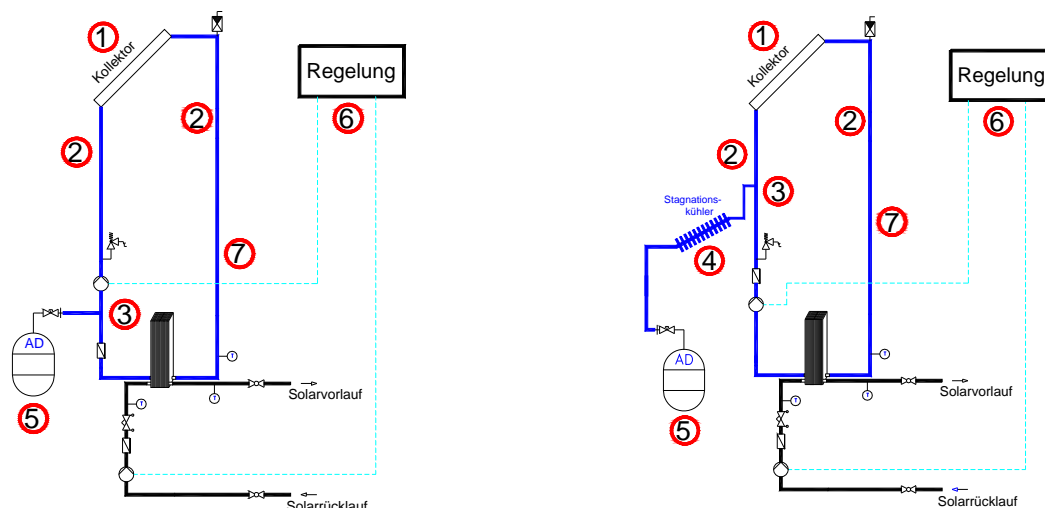


Abbildung 13: Zu beachtende Punkte für ein stagnationssicheres Systemdesign
 Links: System ohne selbsttätigem Stagnationskühler (bei gutem Systementleerungsverhalten)
 Rechts: System mit selbsttätigem Stagnationskühler (bei schlechtem Systementleerungsverhalten)

- (1) Verwendung gut entleerender Kollektoren, Verschaltungen und Systeme.
 - Diese ergeben spezifische Dampfleistungen von $< 50 \text{ W/m}^2$ und damit günstige Dampfreichweiten.
 - Diese reduzieren die Häufigkeit von Kondensationsschlägen.
 - Diese reduzieren den temperaturbelasteten Restflüssigkeitsanteil und erhöhen die Gebrauchsdauer des Wärmeträgermediums.
- (2) Ab Kollektor fallende Verlegung der Rohrleitungen und Vermeidung von Flüssigkeitssäcken.
 - Verhindert Kondensationsschläge in Rohrleitungen
 - An T-Stücken zur Verbindung von Kollektorteilfeldern bleibt das Potential für Kondensationsschläge bestehen, allerdings wird deren Häufigkeit stark vermindert.
- (3) Komponentenanzordnung: Rückschlagventil – Anschluss Ausdehnungsgefäß – Rücklaufleitung:
 - Ist Voraussetzung für gut entleerendes System.
 - Vermindert die Dampfreichweite drastisch.
 - Reduziert den temperaturbelasteten Restflüssigkeitsanteil.
- (4) Einsatz eines Stagnationskühlers an geodätisch hoher Position bei ungünstiger Systemkonfiguration und extreme Dampfreichweiten:
 - Schützt alle temperaturempfindlichen Komponenten, insbesondere das Ausdehnungsgefäß, vor zu hohen Temperaturen (Sattdampf)
 - Bringt kleinstmögliches Volumen des Ausdehnungsgefäßes.
 - Rückschlagklappe kann nach in der Installationsbranche üblichen Gesichtspunkten eingebaut werden.

(5) Dimensionierung des Ausdehnungsgefäßes und Sicherheitsventils nach den neuesten Erkenntnissen

- Sicherheitsventil: 6 bar Ansprechdruck
- Mindestanlagenfülldruck: 2,5 bar (Überdruck)
- Gefäßvordruck mindestens 0,5 bar unter dem Anlagenfülldruck
- Diese Dimensionierung bringt folgende Eigenschaften:
- Schutz der Membran des Ausdehnungsgefäßes vor zu hohen Temperaturen durch heiße Flüssigkeit aus dem Kollektor ohne Verwendung eines Vorschaltgefäßes.
- Merkbare Verringerung der Dampfreichweite gegenüber niedrigem Fülldruck
- Ausreichender Pumpenvordruck.

(6) Notwendige Reglerfunktionen:

- Kein Pumpbetrieb bei Kollektortemperaturen $> 120\text{ °C}$ – verhindert Wiederinbetriebnahme während des Stagnationszustandes.
- Optional: Drehzahlgeregelte Inbetriebnahme der Sekundärkreispumpe wenn Wärmetauscher von Sattedampf erreicht wird.
- Optional: Drehzahlgeregelte Inbetriebnahme beider Pumpen für Nachtkühlung.

(7) Empfohlene Wärmeträger:

- Für Systeme mit Flachkollektoren. Typ „Tyfocor L“ (oder vergleichbare Produkte), Einsatzbereich bis etwa 160 °C (nicht als Dauerbetriebstemperatur!).
- Für Systeme mit Vakuumkollektoren. Typ „Tyfocor LS“ (oder vergleichbare Produkte), Einsatzbereich bis etwa 200 °C (nicht als Dauerbetriebstemperatur!).

Die obigen Angaben gelten für den Wärmeträger in flüssiger Phase und beziehen sich nur auf Zeiten, in denen Stagnation vorherrscht (kein Dauerbetriebszustand!)

3.3 Systemhydraulik

3.3.1 Zwei-Leiter-Netze als Standardsystemhydraulik im Neubau

Bis vor wenigen Jahren erfolgte die Wärmeverteilung in solarunterstützten Wärmeversorgungs-konzepten größtenteils über sogenannte Vier-Leiter-Netze. Erst die messtechnische Analyse zahlreicher ausgeführter Wärmenetze zeigte Ende der 90er Jahre die Grenzen von solarunterstützten Vier-Leiter-Netzen im Geschosswohnbau auf. Nicht zufriedenstellende energetische Aspekte (geringe solare Deckungsgrade und hohe Wärmeverluste des Gesamtsystems) gepaart mit verbesserungswürdigen Aspekten hinsichtlich Nutzerzufriedenheit und Komfort, waren der Anlass, ganzheitliche solarunterstützte Wärmeversorgungs-systeme zu definieren.

Für das festgelegte Anforderungsprofil zeigten sich vor allem Wärmeversorgungs-konzepte nach dem Prinzip der Zwei-Leiter-Netze als prädestiniert zur breiten Umsetzung. Erste Pilotprojekte Salzburger Wohnbauträger zeigten nicht nur den gewünschten Erfolg hinsichtlich der Nutzerzufriedenheit, sondern auch

die energetischen Erwartungen konnten weit übertroffen werden. Diese positiven Umsetzungserfahrungen, gepaart mit umfangreichen theoretischen Arbeiten, hatten zur Folge, dass sich in Verbindung mit Solarsystemen Zwei-Leiter-Netze in den letzten Jahren als Standardkonzepte für die Wärmeversorgung durchgesetzt haben.

Bei Zwei-Leiter-Netzen erfolgt die Wärmeversorgung der Wohnungen sowohl für Brauchwarmwasser als auch Raumwärme über ein Leitungspaar. Die Erwärmung des Brauchwarmwassers erfolgt dezentral in den Wohnungen im Durchflussprinzip.

Abbildung 14 zeigt das Blockschaltbild eines solarunterstützten Wärmeversorgungskonzeptes mit Wärmeverteilung über ein Zwei-Leiter-Netz und der Wärmeabgabe über sogenannte Wohnungsstationen. Der Energiespeicher ist Mittelpunkt sämtlicher Wärmeströme und fungiert als hydraulische Weiche. Entscheidend für die Versorgungssicherheit ist bei diesem Konzept, dass im oberen Bereich des Energiespeichers ständig ein entsprechendes Bereitschaftsvolumen zur Deckung von Spitzenlasten bevorratet werden muss.

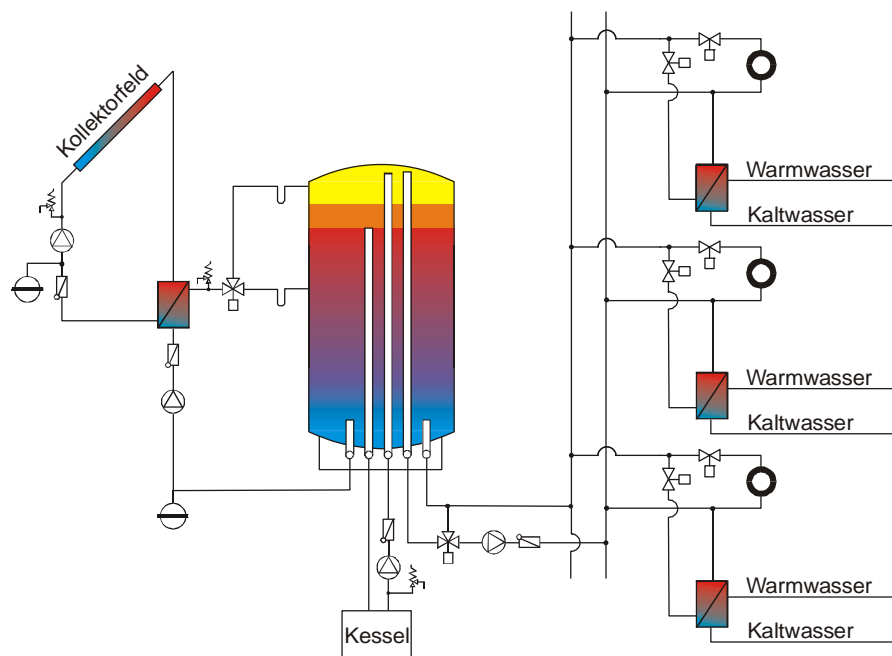


Abbildung 14: Solarunterstütztes Wärmeversorgungskonzept – Zwei-Leiter-Netz in Verbindung mit dezentralen Wohnungsstationen

Über eine Netzpumpe und eine Beimischeinrichtung erfolgt die Versorgung der Wohnungskomponenten über ein Zwei-Leiter-Netz mit übers Jahr konstanten Versorgungstemperaturen, die je nach Auslegung der Durchflusserwärmer und der Wärmeabgabesysteme zwischen 55 und 65°C liegen. Von der Dimensionierung, Ausstattung und Einregulierung der Wohnungskomponenten hängt es nunmehr ab, ob die für einen effizienten Betrieb von Solarsystemen geforderten Rücklauftemperaturen (die Praxis zeigte durchschnittliche Rücklauftemperaturen um die 30°C) erreicht werden können. Aufgrund des tiefen Rücklauftemperaturniveaus reduziert sich die Anzahl der verlustbehafteten Rohrleitungen praktisch auf die Vorlaufleitung.

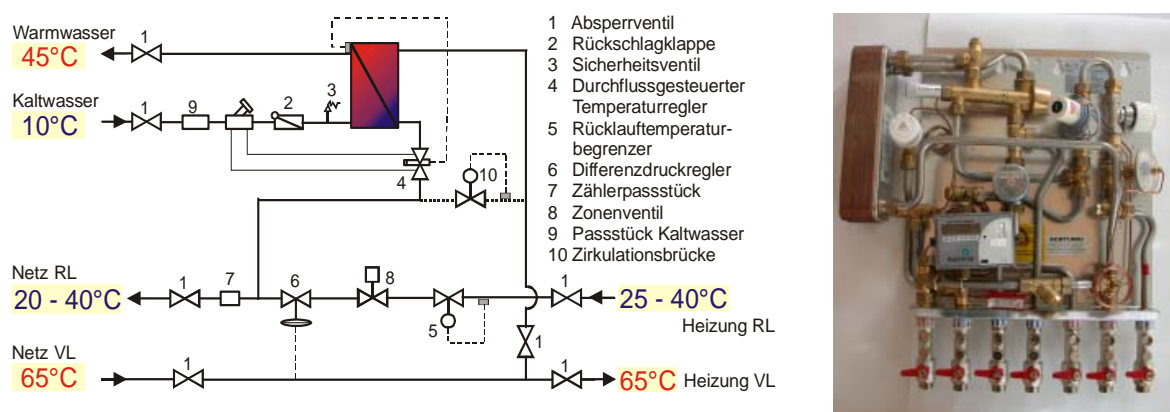


Abbildung 15: Komponenten und Hydraulik einer typischen Wohnungsstation

Zwei-Leiter-Netze mit Wohnungsstationen sind im Neubau prädestiniert sowohl für die Anwendung im Bereich von Reihenhäusern als auch im kompakten Geschößwohnbau. Aber auch im Gebäudebestand lassen sich solarunterstützte Wärmenetze mit Wohnungsstationen sehr gut einsetzen.

Zwei-Leiter-Netze mit Wohnungsstationen haben die Besonderheit, dass der Netzvolumenstrom entsprechend des Verbrauchsprofils für Brauchwarmwasser und Raumwärmeversorgung sehr stark schwankt. Tritt der maximale Volumenstrom im Wärmeverteilnetz im Winter auf (Erwärmung von Brauchwarmwasser und Raumwärmeversorgung), so liegt das Minimum in den Sommermonaten (nur Erwärmung von Brauchwarmwasser). Da die Unterschiede hierbei erheblich sein können, empfiehlt es sich, aus Stromspargründen eine drehzahlgeregelte Hauptlastpumpe (Kernheizzeit) und eine drehzahlgeregelte Schwachlastpumpe (Sommer) vorzusehen. Die Umschaltung der Pumpen in der Übergangszeit kann je nach technischer Ausstattung entweder über ein Fernwartungssystem oder direkt vor Ort durch den Heizungsbetreiber erfolgen. Zum optimierten Wärmeverteilnetz für Geschößwohnbauten gehört auch, dass die Steigstränge hydraulisch entsprechend einreguliert werden. Wie bereits erwähnt, schwankt der Volumenstrom auch in den einzelnen Steigsträngen sehr stark, weshalb der Einbau von einfachen Strangregulierventilen nicht ausreicht, sondern Differenzdruckregler verwendet werden sollten.



Abbildung 16: Einregeln der Steigstränge über Differenzdruckregler. Detail: Wartungsfreundliche Entlüftungsmöglichkeit von Steigsträngen im Kellergeschoß

Das Netz wird generell das gesamte Jahr mit einer konstanten Vorlauftemperatur beaufschlagt. In der Praxis haben sich hier Solltemperaturen zwischen 55- und 65°C bewährt. Hierfür werden übliche Beimischeinrichtungen verwendet, die zusätzlich zum stark schwankenden Volumenstrom auch noch mit unterschiedlichen Temperaturen aus dem Energiespeicher beaufschlagt werden. Das Problem kann reduziert werden, wenn die Beladungstemperaturen des Energiespeichers durch den konventionellen Wärmeerzeuger nahe an der Sollvorlauftemperatur des Verteilnetzes liegen, was bei der Einbindung des konventionellen Wärmeerzeugers in Planung und Umsetzung auch unbedingt zu berücksichtigen ist. Kann dies realisiert werden, ist der Anspruch an die Mischeinrichtung das ganze Jahr über sehr gering, da die Puffertemperatur etwa der nötigen Netzvorlauftemperatur entspricht.

Nur in den Sommermonaten, wenn die täglichen Solarerträge höher sind als der tägliche Verbrauch, können Energiespeichertemperaturen bis zu 95°C auftreten. Für diesen Betriebsfall (Schwankungsbreiten von $\pm 5^\circ\text{C}$ in der Vorlauftemperatur sind akzeptabel) können elektronische Beimischeinrichtungen mit entsprechenden Regelstrategien oder auch thermische Fixwertregler ohne Fremdenergiebedarf verwendet werden. Abbildung 18 zeigt eine thermische Beimischeinrichtung ohne Fremdenergie im eingebauten Zustand für eine Wohnanlage mit 42 Wohnungen. Beispielhaft können hierzu die gemessenen Netztemperaturen für eine Sommerwoche in Abbildung 18 dargestellt werden. Deutlich wird, dass bei Temperaturen im Energiespeicher bis an die 85°C die Netzvorlauftemperatur maximal um $\pm 2,5^\circ\text{C}$ schwankt. Die ausgezeichnete Eignung thermischer Fixwertregler ist nicht zuletzt wegen der geringen Investitionskosten zu begrüßen. Schwankt die Netzvorlauftemperatur stark, würde sich dies etwas gedämpft auch auf die Netzurücklauftemperatur auswirken. Das dies in dem gegenständlichen Beispiel nicht der Fall ist, zeigt die Konstanz der Rücklauftemperatur bei Werten zwischen 23 und 33°C.



Abbildung 17: Beimischeinrichtung mit Fixtemperatureinstellung ohne Fremdenergie (Bildquelle: AEE INTEC)

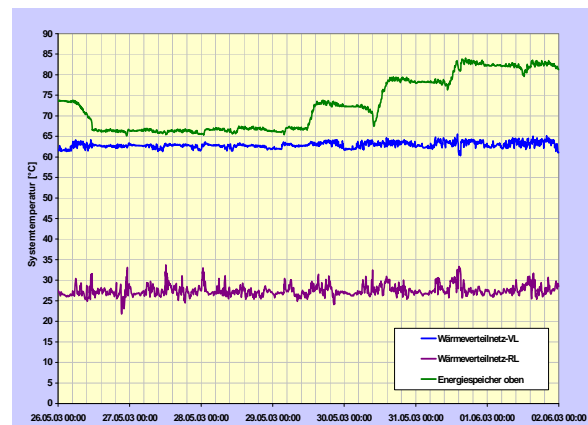


Abbildung 18: Deutlich ist die zufriedenstellende Funktion des thermischen Mixers bei hohen Energiespeichertemperaturen (Ende Mai/Anfang Juni) zu erkennen.

Vor- und Nachteile solarunterstützter Wärmenetze nach dem Prinzip der Zwei-Leiter-Netze

Werden Zwei-Leiter-Netze entsprechend der vorhin gemachten Angaben definiert, so zeigen sich hinsichtlich der Nutzung erneuerbarer Energieträger, der Ressourceneffizienz, der Nutzerzufriedenheit und dem Nutzerkomfort zahlreiche Vorteile gegenüber konventionellen Wärmeversorgungskonzepten:

- Da die Wärmeverteilung über zwei Rohrleitungen erfolgt, können die Wärmeverluste erheblich reduziert werden. Hier muss berücksichtigt werden, dass der gesamte Rücklaufstrang durchschnittlich auf einem Temperaturniveau von 30°C liegt und somit kaum Wärmeverluste mit sich bringt. Daraus resultiert, dass in Zwei-Leiter-Netzen nur eine Wärmeverteilung Wärmeverlusten unterliegt, was im Vergleich zu Vier-Leiter-Netzen erhebliche Vorteile hinsichtlich des Systemwirkungsgrades bedeutet. Dies wiederum ist mit einem geringeren Nachheizenergiebedarf gleichzusetzen.
- Das übers Jahr konstante Rücklauftemperaturniveau von etwa 30°C ist für die effiziente Nutzung von Solarsystemen prädestiniert. Zahlreiche Messergebnisse dokumentieren den höheren Solarertrag von Zwei-Leiter-Netzen bei gleichzeitig höherer Einsparung an Nachheizenergie.
- Systembedingt wird bei Zwei-Leiter-Netzen automatisch auch die Raumheizung mit Solarwärme versorgt. Erfahrungsgemäß steigert dieser Effekt bei gleicher Dimensionierung den Solarertrag um bis zu zehn Prozent.
- Umfangreiche Wirtschaftlichkeitsberechnungen gesamter solarunterstützter Wärmeversorgungskonzepte nach VDI 2067 (VDI-Richtlinie 2067, 1999) ergaben für 2-Leiter-Netze mit Wohnungsstationen geringere Wärmepreise als für 4-Leiter-Netze.
- Durch die übers Jahr konstante Netzvorlauftemperatur kann die Raumtemperatur in einer wesentlich größeren Bandbreite an die Erfordernisse des Bewohners angepasst werden als beispielsweise bei Vier-Leiter-Netzen.
- Die Raumwärmeversorgung wird nicht irgendwann im Mai ausgeschaltet und an einem Tag im September wieder eingeschaltet, sondern läuft durch. Subjektives Wärmebedürfnis einzelner Nutzer kann also auch im Sommer befriedigt werden.
- Die Netzvorlauftemperaturen werden bei Zwei-Leiter-Netzen auch in der Nacht nicht abgesenkt, was einen erheblichen Komfortgewinn für alle „Nicht-Regelmenschen“ bedeutet.
- Im Vergleich zu Nachtstromspeicher kann im Bedarfsfall praktisch unbegrenzt Brauchwarmwasser gezapft werden.
- Dezentral erwärmtes Brauchwarmwasser (im Durchflussprinzip) bedeutet absolut unbedenkliche Wasserhygiene und aufgrund der Temperaturbegrenzung Schutz gegen Verkalkung und Verbrühung.
- Wohnungsstationen werden industriell unter höchsten Qualitätskontrollen gefertigt. Durch den hohen Vorfertigungsgrad kann das Fehlerpotenzial auf der Baustelle auf ein Minimum reduziert und somit die Anlagenqualität verbessert werden. Trotz Standardisierung kann die Ausstattung der Wohnungsstationen gegebenenfalls vom Wohnbauträger bzw. vom Haustechnikplaner beeinflusst werden.

- Durch Verplombung der Regulierventile in den Wohnungsstationen kann Manipulation durch den Nutzer praktisch ausgeschlossen werden.
- Sowohl die Brauchwarmwassererwärmung als auch die Regelelemente in Wohnungsstationen benötigen keine Hilfsenergie.

3.4 Besonderheiten zur Systemhydraulik im Bestand

Aufgrund einer aktuellen jährlichen Neubaurate von nur rund 0,7% der bestehenden Wohnungen, liegt das größte Potenzial für die Integration von Solarwärme im Bestand von Geschößwohnbauten. Der aktuelle Umsetzungsstandard kann hier allerdings nicht mit dem großen Potenzial Schritt halten. Denn aufgrund der vorherrschenden Rahmenbedingungen (Rechtssituation, Entscheidungsfindungsprozesse, komplexe technische Konzepte, etc.) konnten bisher in diesem Bereich nur einzelne Demonstrationsanlagen umgesetzt werden.

Um die Investitionskosten möglichst gering zu halten, haben sich einige günstige Zeitpunkte für die nachträgliche Integration von thermischen Solarsystemen herauskristallisiert. Wobei sich der beste Zeitpunkt für die Integration eines Solarsystems im Zuge einer umfassenden Modernisierung darstellt. Durch ganzheitliche Betrachtung kann hier die höchstmögliche Effizienz bei vergleichsweise günstigen Investitionskosten erreicht werden. Weitere günstige Zeitpunkte sind beispielsweise Erneuerungsarbeiten am Dach (Teile der Dachdeckung können vom Solarsystem übernommen werden) sowie Erneuerungsarbeiten an der Heizungsanlage bzw. an der Warmwasserbereitung. Können dementsprechend Synergien hergestellt werden, so liegen die Investitionskosten für die Solaranlage selbst in der gleichen Größenordnung wie beim Neubau.

Aus technischer Sicht ist die Umsetzung von thermischen Solaranlagen von zahlreichen Faktoren abhängig. Der entscheidende Aspekt, ist aber zumeist das Prinzip des bestehenden Wärmeversorgungskonzeptes (Warmwassererwärmung und Raumheizung). Je nach Beschaffenheit der bestehenden Wärmezeugung für Warmwasser und Raumwärme (zentral bzw. dezentral) kann man nun folgende Integrationsmöglichkeiten von Solarwärme unterscheiden:

Variante 1:

Bestand: Das Objekt verfügt über eine zentrale Wärmeversorgung für die Raumheizung und Warmwasserbereitung. Die Wärmeverteilung (Raumheizung und Warmwasser) erfolgt über jeweils ein Leitungspaar (Vier-Leiter-Netz).

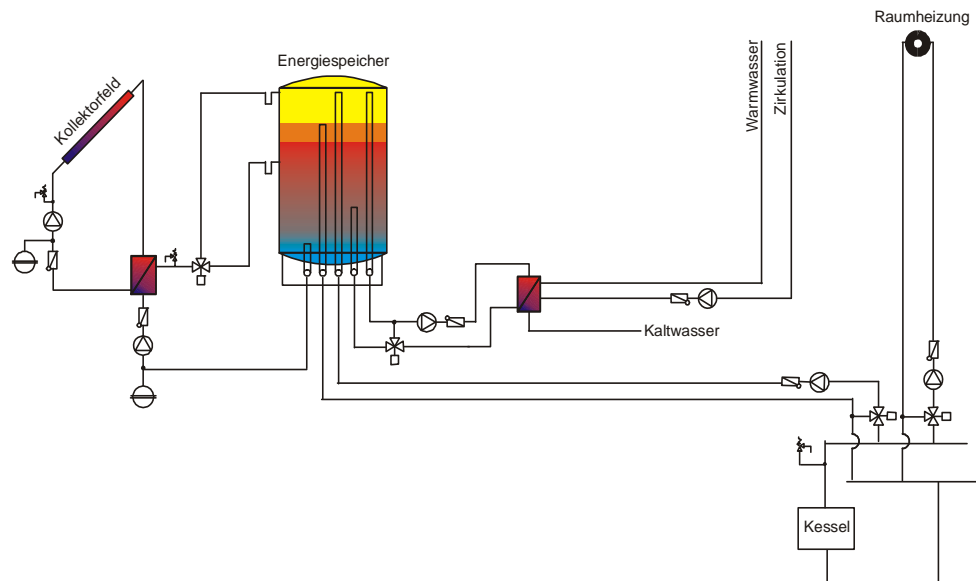


Abbildung 19: Systemkonzept eines solarunterstützten Wärmenetzes nach dem Prinzip eines „4-Leiter-Netzes“ – Aus einem zentralen Energiespeicher wird ein dem Warmwasserverteilnetz vorgeschalteter zentraler Durchflusserwärmer (Frischwassermodule) versorgt.

Integration von Solarwärme: Der bestehenden Warmwasserbereitungsanlage (Trinkwasserspeicher bzw. ein großes Frischwassermodule) wird ein Energiespeicher (bei kleinen Anwendungen ein Trinkwasserspeicher, bei größeren Anwendungen ein Pufferspeicher) vorgeschaltet, der von der Solaranlage geladen wird. Die Ankopplung ist einfach, kostengünstig und grundsätzlich immer möglich. Wird die Solaranlage auch in die Raumwärmeversorgung eingebunden, sind auch Wärmeerzeuger und Wärmeabgabe hydraulisch an den Energiespeicher (hydraulische Weiche) gekoppelt (Beispiel: Hans-Riehl Gasse, Graz in Abbildung 20).



Abbildung 20: Eine nachträglich am Flachdach der Grazer Wohnanlage in der Hans-Riehl installierte Solaranlage mit 320 m² speist in das zentrale Warmwasserbereitungssystem (Bildquelle S.O.L.I.D.).



Abbildung 21: Im Zuge einer umfassenden Modernisierung wurde in der Salzburger Plainstraße (42 Wohneinheiten) vom Wohnbauträger gswb eine Solaranlage mit 164 m² Kollektorfläche in Verbindung mit einem Wärmeversorgungskonzept nach dem Prinzip von „Zwei-Leiter-Netzen“ und Wohnungsstationen umgesetzt (Bildquelle: gswb)

Variante 2:

Bestand: Das Objekt verfügt über eine zentrale Raumwärmeversorgung (Steigstränge durchbrechen Wohnungsgrenzen) und über eine dezentrale Brauchwassererwärmung (Nachtstromspeicher bzw. Gasdurchlauferhitzer).

Integration von Solarwärme: Der zentralen Wärmeversorgung wird ein Energiespeicher (Pufferspeicher) vorgeschaltet, der von der Solaranlage als auch vom konventionellen Wärmeerzeuger geladen wird. Aus diesem heraus erfolgt dann die Raumwärmeversorgung über das bestehende Leitungspaar und die Brauchwasserbereitung über ein neu zu installierendes Leitungspaar (z. Bsp. über das Stiegenhaus) in Verbindung mit Frischwasserstationen in den Wohnungen. Die bestehenden Warmwasserbereiter (Nachtstromspeicher oder Gasdurchlauferhitzer) weichen Frischwasserstationen (Warmwasserbereitung im Durchflussprinzip), die mit geringen Adaptierungsarbeiten an die wohnungsinternen Warmwasserverrohrungen gekoppelt werden können. Neben der Möglichkeit Solarenergie zu nutzen, bietet diese Hydraulik auch Vorteile hinsichtlich Benutzerkomfort und Wasserhygiene. Wird umfassend modernisiert, bleibt bei den bestehenden Gegebenheiten zu prüfen, ob eine generelle Neuinstallation der Wärmeversorgung nach dem Prinzip des Zwei-Leiter-Netzes mit Wohnungsstationen und wohnungsinterner Versorgung nicht zweckmäßiger wäre, da auch Wärmeverteilungsverluste erheblich reduziert werden können.

Variante 3:

Bestand: Das Objekt verfügt über dezentrale Raumwärmeversorgung (Einzelöfen, Etagenheizung) und dezentrale Warmwasserbereitung (Nachtstromspeicher, Speicher in Verbindung mit der Etagenheizung, Gasdurchlauferhitzer)

Integration von Solarwärme: Neben der Einbindung von Solarwärme wird auf eine zentrale Wärmeversorgung umgestellt. Sowohl Solaranlage als auch konventioneller Wärmeerzeuger speisen in einen zentralen Energiespeicher, aus dem über ein neu zu installierendes Zwei-Leiter-Netz die Wärmeversorgung (Warmwasser und Raumheizung) erfolgt. Wird der Bestand über eine Etagenheizung versorgt, kann die bestehende, wohnungsinterne Wärmeverteilung für die Raumwärmeversorgung genutzt werden. Werden Einzelöfen (Holz, Kohle, Strom, etc.) substituiert, muss die Raumwärmeverteilung neu installiert werden. Die bestehenden Warmwasserbereiter weichen Wohnungsstationen oder Frischwasserstationen (Warmwasserbereitung im Durchflussprinzip), die mit geringen Adaptierungsarbeiten an die wohnungsinternen Warmwasserverrohrungen gekoppelt werden können. Neben der Möglichkeit Solarenergie zu nutzen, bietet diese Hydraulik auch Vorteile hinsichtlich Benutzerkomfort, Wasserhygiene und minimierte Wärmeverluste (Beispiel: Plainstraße, Salzburg, Abbildung 21).

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die drei Integrationsmöglichkeiten sowie die Komplexität (Technik, Kosten, etc.) der Umsetzung.

Tabelle 3: Integrationsmöglichkeiten und deren Komplexität hinsichtlich Technik und Kosten

Variante	Raumheizung	Warmwasserbereitung	Systembestand	mögliche Solarversorgung	Komplexität
1	Zentral	Zentral	4-Leiter Netz	Warmwasser bzw. Warmwasser + Raumheizung	Niedrig
2	Zentral	Dezentral	Zentralheizung; Einzelboiler oder Gasdurchlauf-erhitzer	Warmwasser + Raumheizung	Mittel
3	Dezentral	Dezentral	Etagenheizung oder Einzelöfen; Einzelboiler oder Gasdurchlauf-erhitzer	Warmwasser + Raumheizung	Hoch

3.5 Dimensionierung des Solarsystems

In diesem Kapitel werden Empfehlungen zur Bemessung der wesentlichen Anlagenkomponenten (Kollektorfläche und Solarspeichervolumen) in Zwei-Leiter-Netzen gegeben. Dabei werden nicht nur energetische Aspekte sondern auch betriebswirtschaftliche Aspekte berücksichtigt. Zu beachten bleibt, dass es sich um Empfehlungen handelt, die eine fundierte Vorauslegung erleichtern, aber eine Detailplanung der Komponenten nicht ersetzen können. In der Phase der Detailplanung kann auf geeignete Simulationsprogramme wie beispielsweise TSOL oder Polysun zurückgegriffen werden.

Die Kollektorfläche und das Solarspeichervolumen zeigen die größte Sensitivität in Bezug auf die Höhe des solaren Deckungsgrades und auf die Höhe der Investitionskosten. Aus diesem Grund gilt es im ersten Schritt diese Größen zu ermitteln.

Um nicht bereits in der Vorplanungsphase detaillierte Simulationsrechnungen durchführen zu müssen, wurden allgemeingültige Dimensionierungsnomogramme entwickelt, die eine rasche und zuverlässige Abschätzung der Kollektorfläche und des Solarspeichervolumens in Verbindung mit Zwei-Leiter-Netzen erlauben. Neben den Eckdaten des Solarsystems kann für das auszulegende Projekt gleichzeitig der zu erwartende solare Deckungsgrad sowie der spezifische Solarertrag abgelesen werden. Die Basisdaten der Nomogramme stammen aus zahlreichen Simulationsrechnungen gesamter solarunterstützter Wärmenetze in der Simulationsumgebung TRNSYS. Die Berechnungsergebnisse sind hinsichtlich ihrer Zuverlässigkeit sehr belastbar, da diese einer umfangreichen Validierung mit Messergebnissen aus einer Vielzahl von Anlagen unterzogen wurden.

Die Nomogramme besitzen den Vorteil, dass bei Kenntnis des jährlichen Wärmebedarfs für Brauchwarmwasser und Raumwärmeversorgung bereits die Eckdaten des Solarsystems festgelegt werden können.

Um die einfache Verwendbarkeit der Nomogramme zu ermöglichen, wird als wichtige Hilfskennzahl die „Auslastung“ definiert. Diese ist ein Maß für die

Dimensionierung eines Solarsystems und beschreibt, mit welchem Verbrauch (in kWh) ein Quadratmeter Kollektorfläche im Jahr beaufschlagt wird.

$$\text{Auslastung}_{\text{gesamter Wärmebedarf}} = \frac{\text{gesamter Wärmebedarf Brauchwarmwasser und Raumwärme}}{\text{Bruttokollektorfläche}} = \frac{\text{kWh/Jahr}}{\text{m}^2} \quad \text{Gleichung 8}$$

Zu beachten bleibt, dass sich die folgenden Nomogramme nur für die Auslegung von Solarsystemen im Geschößwohnbau eignen, da das Verhältnis zwischen Brauchwarmwasser- und Raumwärmebedarf entsprechend durchschnittlicher österreichischer Wohnbauten festgelegt wurde.

Wichtige zugrundegelegte Rahmenbedingungen sind:

- Wärmeverteilnetze und Betriebstemperaturen entsprechend dem Prinzip der Zwei-Leiter-Netze
- Standort Graz (generierte Stundenmittelwerten aus Monatsmittelwerten von 1991 bis 1999))
- Südorientierung der Kollektorfläche
- Neigung der Kollektorfläche um 45°
- Flachkollektor ($c_0=0,8$, $c_1= 3,5 \text{ W/m}^2\text{K}$, $c_2= 0,015 \text{ W/m}^2\text{K}^2$)

3.5.1 Dimensionierungsnomogramm mit fixem spezifischen Solarspeichervolumen

Unter den vorhin erwähnten Rahmenbedingungen wurden in Abbildung 22 der solare Deckungsgrad und der spezifische Solarertrag über der Auslastung aufgetragen. Hohe Auslastungen bedeuten geringe solare Deckungsgrade und umgekehrt. Der spezifische Ertrag zeigt das bekannt gegenläufige Verhalten zum solaren Deckungsgrad. Zwei Dimensionierungsansätze werden in der Praxis verfolgt:

Dimensionierung im Kosten/Nutzen-Optimum

Besonders im Geschößwohnbau dominiert der betriebswirtschaftliche Aspekt, weshalb die Auslegung im Kosten/Nutzen Optimum erfolgen sollte. Dieses ist in Abbildung 22 durch den orange hinterlegten Bereich gekennzeichnet und bedeutet solare Deckungsgrade am Gesamtwärmebedarf zwischen 12 und 20%. Nach diesen Aspekten dimensionierte Solarsysteme erreichen auch im Sommer nur selten den Zustand der Stagnation, was eine optimale Ausnutzung des Systems bei geringsten Stillstandszeiten ermöglicht. Solare Deckungsgrade unter zehn Prozent liegen außerhalb des Kosten/Nutzen-Optimums, da der damit erzielte (geringe) Anstieg des spezifischen Ertrags die spezifisch höheren Systemkosten eines kleineren Solarsystems nicht aufwiegt und somit zu höheren solaren Wärmepreisen führen würde.

Die empfohlene spezifische Bruttokollektorfläche pro Person beträgt für einen Gesamtdeckungsgrad von 12% etwa 0,9m² und bei einem Gesamtdeckungsgrad von 20% etwa 1,4 m² (Tabelle 4).

Dimensionierung auf nahezu 100% Sommerdeckung

Dieser Ansatz der Dimensionierung ist aus ökologischer Sicht zu begrüßen, da das Solarsystem in den einstrahlungsreichen Monaten zu nahezu 100% die Deckung des Bedarfs an Brauchwarmwasser übernimmt. Der konventionelle Wärmeerzeuger kann also in dieser Periode ausgeschaltet bleiben. In der Regel

kann dieser Fall bei Auslastungen kleiner als 950 kWh/a und m² Bruttokollektorfläche erreicht werden (siehe die orange Linie in Abbildung 22). Die für eine nahezu 100% Sommerdeckung erforderliche spezifische Bruttokollektorfläche liegt etwa bei 2 m² pro Person (Tabelle 4). Dies entspricht in etwa der üblichen Dimensionierung für Solaranlagen im Bereich Einfamilienhäuser.

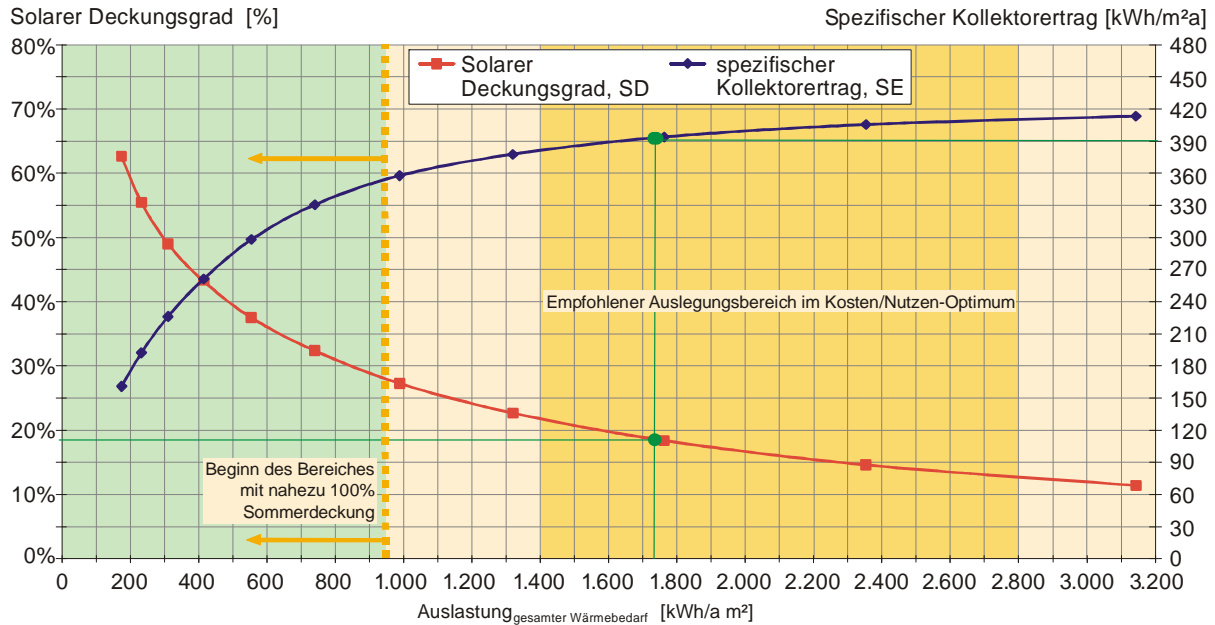


Abbildung 22: Nomogramm zur Bestimmung der Bruttokollektorfläche bzw. des solaren Deckungsgrades bei gleichzeitiger Ermittlung des spezifischen Ertrags. Die Grafik basiert auf einem spezifischen Solarspeichervolumen von 50 Liter je m² Bruttokollektorfläche. Der orange hinterlegte Bereich zeigt den empfohlenen Auslegungsbereich. Bei Auslastungen unter 950 kWh/a und m² Bruttokollektorfläche (Gesamtdeckungsanteile über 30%) kann eine nahezu 100% Sommerdeckung erreicht werden. Die blauen Linien sind Hilfslinien für ein Dimensionierungsbeispiel. –

Tabelle 4: Dimensionierungsrichtlinien in Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades

Gewünschte Auslegung	Solarer Deckungsgrad [%]	Bruttokollektorfläche [m ² pro Person]
Dimensionierung im Kosten/Nutzen-Optimum	ca. 12	0,9
	ca. 20	1,4
Dimensionierung mit nahezu 100% Sommerdeckung	ca. 28	2

Umgang mit dem Nomogramm

o Ermittlung des solaren Deckungsgrades

Nachdem der jährliche Wärmebedarf für Brauchwarmwasser und Raumwärme in Anlehnung an Kapitel 3.1 ermittelt wurde, kann durch Division mit der Bruttokollektorfläche die Auslastung für ein konkretes Planungsprojekt definiert werden. Legt man eine Vertikale durch den Punkt der ermittelten Auslastung, so erhält man einen Schnittpunkt mit dem Verlauf des solaren Deckungsgrades und

kann den Wert an der linken Ordinate ablesen. Gleiches gilt für die Ermittlung des spezifischen Ertrags.

- Ermittlung der Bruttokollektorfläche

Bildet ein gewünschter solarer Deckungsgrad die Ausgangssituation, so kann eine Horizontale in der entsprechenden Höhe gelegt werden. Der Schnittpunkt mit dem Kurvenverlauf des solaren Deckungsgrades ermöglicht dann das Ablesen der nötigen Auslastung an der Abszisse. Durch Division des jährlichen Wärmebedarfs für Brauchwarmwasser und Raumwärme mit der Auslastung liegt als Ergebnis die nötige Bruttokollektorfläche vor. Das Solarspeichervolumen ist mit 50 l/m^2 in diesem Nomogramm direkt proportional zur Bruttokollektorfläche.

Das Solarspeichervolumen beeinflusst den solaren Deckungsgrad bei weitem nicht in dem Ausmaß wie beispielsweise die Kollektorfläche. Aus diesem Grund liegt dem Nomogramm (Abbildung 22) ein fixes spezifisches Solarspeichervolumen mit 50 Liter je m^2 Bruttokollektorfläche zugrunde. Dieser Wert hat sich für Solarsysteme, die im Kosten/Nutzen-Optimum ausgelegt werden als sehr günstig erwiesen. Sollen Solarsysteme mit höheren solaren Deckungsgraden ausgelegt werden, empfiehlt sich die Wahl größerer spezifischer Solarspeichervolumina.

3.5.2 Dimensionierungsnomogramm mit variablem spezifischen Solarspeichervolumen

Um den Einfluss des Solarspeichervolumens auf den solaren Deckungsgrad zu erfahren, kann das Nomogramm in Abbildung 23 herangezogen werden. Dieses Nomogramm ermöglicht über die Hilfskennzahl der „Auslastung“ die flexible und allgemeingültige Wahl von Bruttokollektorfläche und Solarspeichervolumen in Verbindung mit dem solaren Deckungsgrad. Für solare Deckungsgrade im Kosten/Nutzen-Optimum (12 bis 20%) können spezifische Solarspeichervolumina von 40 bis 70 l/m^2 empfohlen werden. Sind höhere solare Deckungsgrade (20 bis 35%) gewünscht, zeigen sich spezifische Solarspeichervolumina von 60 bis 100 l/m^2 als günstig.

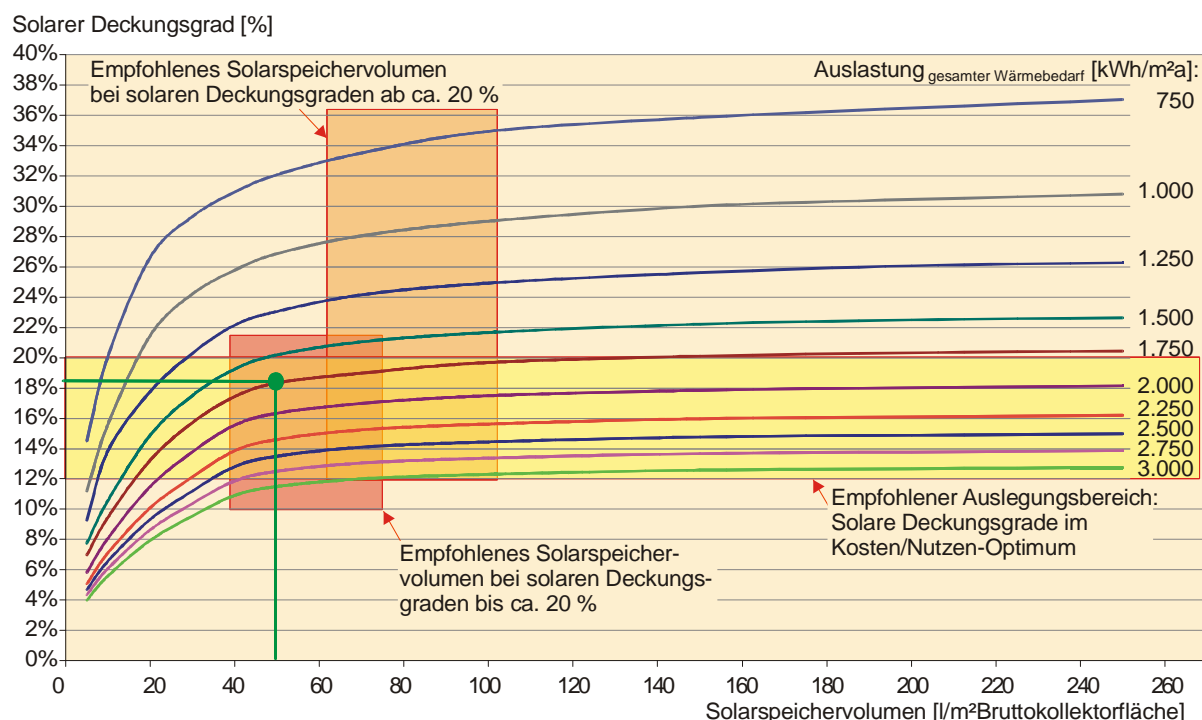


Abbildung 23: Nomogramm zur Bestimmung der Bruttokollektorfläche und des Solarspeichervolumens in Verbindung mit dem solaren Deckungsgrad. Der orange hinterlegte Bereich zeigt den empfohlenen Auslegungsbereich im Kosten/Nutzen-Optimum. Die sinnvollen Bereiche zur Bestimmung des spezifischen Solarvolumens wurden in Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades mit Rechtecken hinterlegt. Die blauen Linien sind Hilfslinien für ein Dimensionierungsbeispiel

Umgang mit dem Nomogramm

Bildet ein gewünschter solarer Deckungsgrad die Ausgangssituation, so kann eine Horizontale durch eben diesen Punkt gelegt werden. Der Schnittpunkt mit der Vertikalen durch das gewählte spezifische Solarspeichervolumen ergibt die Auslastung. Diese kann in Abhängigkeit der Lage zu den eingezeichneten Auslastungskurven bestimmt werden. Dividiert man den in Anlehnung an Kapitel 3.1 ermittelten gesamten Wärmebedarf, durch die Auslastung, ergibt sich die erforderliche Bruttokollektorfläche.

3.5.3 Bestimmung des Einflusses von Neigung und Ausrichtung der Kollektorfläche

Die vorhin dargestellten Nomogramme basieren auf einer definierten Basisneigung (45°) und Basisausrichtung (Süd) der Kollektorfläche. In der Praxis stehen aber nicht immer 45° geneigte, südorientierte Flächen zur Verfügung, weshalb das Ergebnis aus den Dimensionierungsnomogrammen hinsichtlich des solaren Deckungsgrades an die reale Anordnung angepasst werden muss.

Die Kollektorneigung zeigt einen deutlichen Zusammenhang mit dem solaren Deckungsgrad. Zeigen im Kosten/Nutzen-Optimum dimensionierte Solarsysteme Vorteile bei geringeren Neigungswinkeln (30 bis 45°), so liegen die Neigungsoptima bei Solarsystemen mit 100% Sommerdeckung bei größeren Neigungswinkeln (40 bis 55°).

Tabelle 5: Bandbreiten empfohlener Neigungswinkel und Ausrichtungen von Kollektorflächen in Abhängigkeit des solaren Deckungsgrades.

Gewünschte Auslegung	Solarer Deckungsgrad	Empfohlene Kollektorneigung	Empfohlene Kollektorausrichtung
Dimensionierung im Kosten/Nutzen-Optimum	ca. 12%	25 bis 40°	möglichst Süd Abweichungen von 45° nach Ost bzw. West tolerabel
	ca. 20%	30 bis 45	möglichst Süd Abweichungen von 45° nach Ost bzw. West tolerabel
Dimensionierung mit nahezu 100% Sommerdeckung	ca. 28%	40 bis 55	möglichst Süd Abweichungen von 40° nach Ost bzw. West tolerabel

Zur kombinierten Betrachtung der Einflüsse von Kollektorneigungswinkel und Kollektorausrichtung wurde beispielhaft für solarunterstützte Wärmenetze nach dem Prinzip der Zwei-Leiter-Netze ein Korrektornomogramm erstellt (Abbildung 24).

Hinsichtlich des solaren Deckungsgrades wurde der Dimensionierungsansatz mit nahezu 100% Sommerdeckung (gesamter solarer Deckungsgrad etwa 30%) zugrunde gelegt.

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 33%, so reduziert sich dieser beispielsweise für eine Ausrichtung von 30° Ost und einer Kollektorneigung von 40° auf etwa 31,5%.

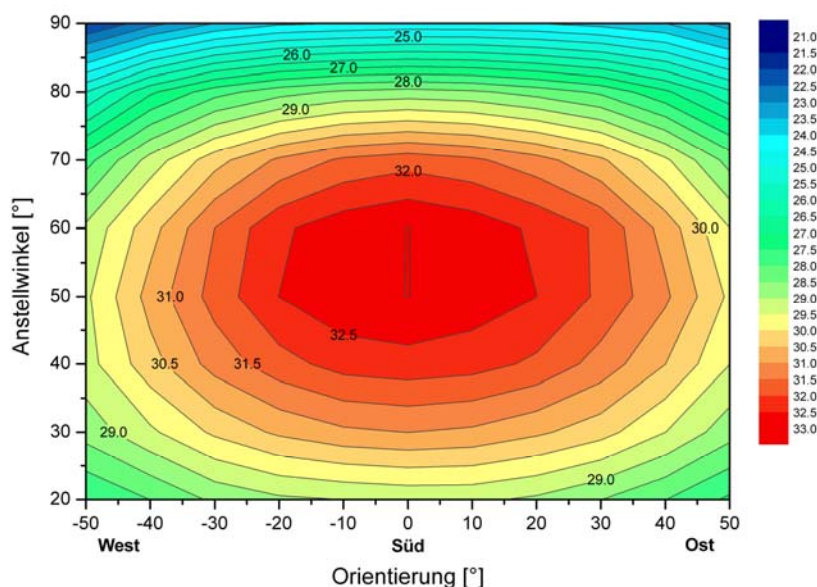


Abbildung 24: Korrektornomogramm zur Ermittlung der Reduktion des solaren Deckungsgrades in Abhängigkeit von realem Neigungswinkel und realer Ausrichtung (Gültigkeit für Solaranlagen um die 30% Deckungsgrad)

4 Details zur Qualitätssteigerung in der Planungs- und Umsetzungsphase

Voraussetzung für die Ausschöpfung der zahlreichen Vorteile von solarunterstützten Wärmenetzen ist aber ein gesicherter und effizienter Betrieb des Systems über die Lebensdauer von mindestens 25 Jahren hindurch. Gerade bei Solarsystemen, die immer bivalent in Verbindung mit konventionellen Kesselanlagen betrieben werden, wird mangelnde Effizienz oder gänzlicher Betriebsausfall immer durch die Hauptheizungsanlage kompensiert und deshalb von den Verantwortlichen häufig nicht bzw. entsprechend zeitverzögert registriert. Die Folge daraus ist, dass Solarsysteme hinsichtlich des spezifischen Solarertrags oder des solaren Deckungsgrades unter den Erwartungen bleiben. Um dem entgegen zu wirken lohnt es sich gerade bei größeren Solaranlagen, Maßnahmen zur Effizienzsteigerung sowohl in der Planungsphase, der Umsetzungsphase als auch im Anlagenbetrieb voll auszuschöpfen.

Nachfolgend werden in Ergänzung zu den Planungsgrundsätzen in Kapitel 3 wichtige Details im Planungs- und Installationsprozess ergänzt.

4.1 Festlegung des Hydraulikkonzeptes und der Regelung

Low-Flow Systeme in Verbindung mit Einspeichersystemen sowie eine Wärmeverteilung über Zwei-Leiter-Netze mit Wohnungsstationen haben sich als Standardhydraulik im Geschoßwohnbau etabliert.

Neben den zentralen Vorteilen des Konzeptes, dass sowohl Solarsysteme günstige Betriebsbedingungen vorfinden und die Gesamtwärmeverluste bei gleichzeitig höchstem Komfort minimiert werden, sind auch die Anforderungen an die Regelung der Gesamtanlage äußerst gering. Inklusive Einbindung der Nachheizung, der Netzpumpe(n) und des Netzmischers sind üblicherweise vier bis sechs Ausgänge zu regeln. Dieser Regelungsaufwand wird in der Praxis meist überschätzt und ist mit einfachen Regelungen durchzuführen. Standardmäßig sollte mit dem gleichen Gerät auch die Überwachung des Anlagenbetriebs erfolgen (Aufzeichnung von Temperaturen und Wärmemengen sowie die Weiterleitung von Störmeldungen). Hierzu reichen einfache freiprogrammierbare Regelungen aus, Systeme der Gebäudeleittechnik sind nicht unbedingt nötig.

Regelungskriterien für die Solaranlage

- Auf Basis einer Temperaturdifferenz (Kollektorfühler und Speicherfühler, ev. in Verbindung mit einem Einstrahlungssensor) schaltet die Primärkreispumpe ein. Ein Strahlungssensor alleine hat sich in der Praxis als nicht ausreichend herausgestellt.
- Erst wenn am Primärvorlauf (knapp vor dem Wärmetauscher) die Temperatur höher ist als die Temperatur im Speicher unten, schaltet die Sekundärkreispumpe ein.
- Für den Sekundärkreis ist bei tiefen Außentemperaturen eine Frostsicherung zu berücksichtigen, die bei Temperaturen unter 3°C am Primärvorlauf die Sekundärkreispumpe automatisch einschaltet. Eine Alternative hierzu wäre eine Umgehungsschaltung (z.B. mittels Drei-Wege-Ventil) des externen Wärmetauschers.

- Entsprechend des Systemkonzeptes kann zusätzlich ein Umschaltventil angesteuert werden, dass eine Einschichtung der Solarwärme in zwei Speicherebenen ermöglicht.
- Eine funktionierende Drehzahlregelung der beiden Solarpumpen kann eine Solaranlage grundsätzlich geringfügig effizienter machen. Die Erfahrung hat gezeigt, dass in der Praxis die Drehzahlregelungen kaum so funktionieren wie sie sollten (System beginnt häufig zu schwingen!) und somit die Anlageneffizienz verschlechtern. Aus diesem Grund sollten die beiden Solarpumpen mit fixer Drehzahl betrieben werden.

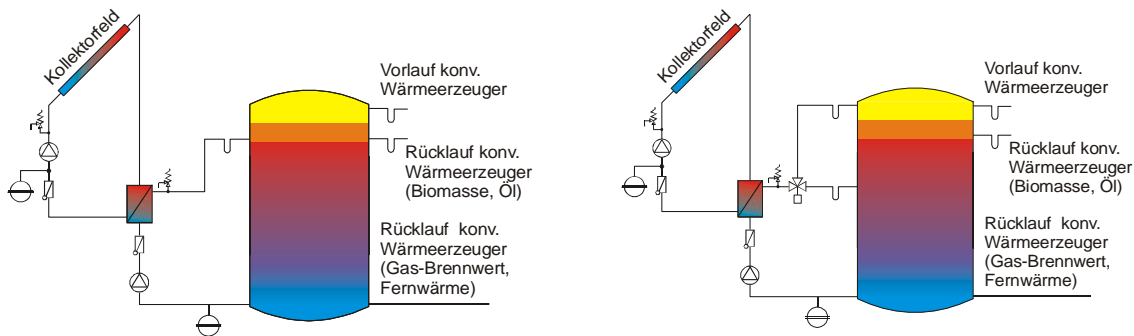


Abbildung 25: Möglichkeiten der solaren Einspeisung bei „Low Flow“ Systemen sowie empfohlene Einbindungsmöglichkeiten der konventionellen Wärmeerzeuger

4.2 Kollektorverschaltung

Größere thermische Solarsysteme sollten grundsätzlich nach dem „Low Flow“ Prinzip betrieben werden. Das bedeutet spezifische Kollektormassenströme von etwa 5 – 20 kg/m²h. Mit der Bezeichnung „Low Flow“ geht oft der Irrtum einher, eine „High Flow“ Kollektorverschaltung einfach mit einer kleineren Durchflussrate als üblich betreiben zu können, um hohe Kollektoraustrittstemperaturen zu erreichen. Vielfach werden die strömungstechnischen Verhältnisse im Kollektor außer acht gelassen, was zu unnötigen Ertragsminderungen von Solaranlagen führt. Kennzeichnend für eine „Low Flow“ Verschaltung sind eine große thermische Länge sowie eine geringe Anzahl paralleler Stränge. Daraus resultiert in Kombination mit den für „Low Flow“ üblichen niedrigen spezifischen Massenströmen ein großer Temperaturhub innerhalb eines Kollektordurchlaufs bei gleichzeitig größtenteils turbulenter Strömung.

Bei der Verschaltung größerer Kollektorflächen sollte berücksichtigt werden:

- Möglichst viele Kollektoren bei Druckverlusten zwischen 2 und 3 mWS (4 mWS sollten nicht überschritten werden) in Serie schalten (in Abhängigkeit der Absorbergeometrie bis zu etwa 80 m²) und möglichst auf parallele Stränge verzichten.
- vereinfachte Kollektorverschaltungen aufgrund großer thermischer Längen (Serienschaltungen bis zu 80m² Kollektorfläche) reduzieren den Installationsaufwand für Parallelschaltungen (Rohrleitungen, Dämmstoff und Montagezeit) als auch die Wärmeverluste erheblich.
- Bei großen thermischen Längen kann auf die Schaltung nach Tichelmann verzichtet (aufgrund der Dominanz der Druckverluste über die Absorberrohre) und somit erhebliche Rohrleitungslängen eingespart werden.

- Parallelschaltungen gleich großer Kollektorgruppen mit jeweils großer thermischer Länge, erfordern keinen hydraulischen Abgleich, da der Druckverlust im Absorberrohr im Gegensatz zum Druckverlust in der Zuleitung dominiert.
- Strangreguliertventile zur Einregulierung von parallelen Kollektorfeldern sollten aufgrund der zu erwartenden Stagnationstemperaturen im Bereich des Kollektors (bis zu 220°C bei Flachkollektoren) und der geringen Temperaturbeständigkeit der im Handel erhältlichen Produkte (bis max. 160°C) grundsätzlich vermieden werden. Bei Parallelschaltung unterschiedlich großer Gruppen sollte der unterschiedliche Druckverlust über die Rohrleitung kompensiert werden (Rohrnetzrechnung erforderlich!).
- Verwendung von Großflächenkollektoren und möglichst Standardkollektoren ohne Sonderabmessungen.
- Um die Temperaturbelastung des Systems im Stagnationsfall möglichst gering zu halten, ist auf ein gutes Entleerungsverhalten der Kollektorfelder zu achten.
- Die vollständige Entlüftung der Anlage kann ausreichend über im Bereich der Kollektoren montierte händische Entlüfter (temperaturbeständig und gedämmt) erfolgen. Die Anzahl der manuellen Entlüftungstöpfe hängt von der Konzeption der Verschaltung ab, wobei auf keinen Fall jeder Hochpunkt mit Entlüftern versehen werden muss.
- Bei parallelen Kollektorgruppen muss jede einzelne Gruppe gespült werden können. Es sind temperaturbeständige Absperrarmaturen in Löt- oder Schweißausführung zu verwenden. Nach erfolgter Spülung müssen die Handhebel demontiert werden.
- Aufgrund der möglichen hohen Temperaturen muss im Bereich des Kollektorfeldes auf Schraubverbindungen mit Hanfabdichtung generell verzichtet werden. Zu bevorzugen sind Löt- oder Schweißverbindungen.



Abbildung 26: Große thermische Längen sind Voraussetzung bei „Low Flow“ Systemen und reduzieren gleichzeitig Kosten und Wärmeverluste



Abbildung 27: Anordnung eines temperaturbeständigen manuellen Entlüftungstopfes mit entsprechendem Wärme- und Witterungsschutz

4.3 Details zum Wärmetauscher

Was hinsichtlich Durchströmung für den Kollektor gilt, gilt auch für den Wärmetauscher. Wärmetauscher übertragen die gewünschte Leistung nur, wenn turbulente Strömung vorherrscht. Das bedeutet, dass auch beim Wärmetauscher

bei „Low Flow“ betriebenen Anlagen große thermische Längen und wenig parallele Kanäle gefordert werden.



Abbildung 28: Mehrfach umgelenkte Plattenwärmetauscher erzielen die nötigen thermischen Längen

- Die Druckverluste sind hier ein Maß für die Durchströmung und sollten zwischen 1 und 2 mWS liegen.
- Die logarithmische Temperaturdifferenz („Grädigkeit“) des Wärmetauschers soll gerade in Verbindung mit Solaranlagen 5 K nicht überschreiten.

4.4 Richtige Fühlerpositionen

Besonderes Augenmerk muss auf die richtige Positionierung bzw. die richtige Befestigung von Regelungsfühlern gelegt werden. Dies betrifft gleichermaßen die Fühler im Solarsystem, wie auch alle anderen Regelungsfühler der Wärmeversorgung.

- Der Kollektorfühler muss im heißesten Kollektor am Kollektorausritt befestigt werden.
- Seitens der Kollektorhersteller werden zur Fühleraufnahme üblicherweise Fühlerröhrchen aus dem Kollektor geführt. Hierbei ist darauf zu achten, dass der Fühler auch bis ans Ende des Aufnahmeröhrchens geschoben wird und gegen Herausrutschen gesichert ist.
- Werden seitens des Regelungsherstellers größere Fühler geliefert, so ist es keinesfalls ausreichend, dass diese direkt auf die Vorlaufleitung geklemmt werden. Fühler entsprechender Größe gehören in das Fühlerröhrchen.
- Die Tauchhülsen im Energiespeicher müssen aufgrund der großen Dämmstärke verlängert werden, damit die Fühler auch nach erfolgter Wärmedämmung zugänglich sind.
- Die richtigen Fühlerhöhen am Energiespeicher müssen bereits in der Planung festgelegt werden und sollten bereits auf der Produktionsskizze des Speichers eingetragen sein.
- Bereitschaftsvolumen im Energiespeicher nicht zu groß wählen, da einerseits der Solaranlage entsprechendes Potenzial genommen wird und andererseits die Wärmeverluste erhöht werden.

- Zusätzlich zu den Fühlern im Bereich der Wärmequellen und den Fühlern im Energiespeicher sollten in jedem hydraulischen Kreis in Vor- und Rücklauf die Temperaturen erfasst und über die Regelung aufgezeichnet werden (Befestigung: Entweder mit Tauchhülsen oder durch Klemmbefestigung am Rohr, aber überdämmt)



Abbildung 29: Sowohl Speicheranschlüsse als auch Fühlerpositionen bereits auf der Produktionsskizze des Speichers fix vorgeben.

4.5 Ausdehnungsanlage und Sicherheitseinrichtungen

Bei Solarsystemen im Geschößwohnbau wird üblicherweise sowohl die Mediumsausdehnung im Betrieb als auch die Ausdehnung in Folge von Stagnation von Membranausdehnungsgefäßen (MAG) aufgenommen. Um das MAG bei Großanlagen nicht zu groß werden zu lassen, wird in diesen Fällen das MAG auf die Ausdehnungen im Betrieb ausgelegt, die Ausdehnung infolge von Stagnation wird von einem Auffangbehälter (inkl. Rückfülleinrichtung) übernommen. Nachfolgende grundsätzliche Dinge gilt es bei Mediumsausdehnung und Sicherheitseinrichtungen zu berücksichtigen:

- Sowohl Ausdehnungseinrichtung als auch Sicherheitsventil sind mit dem Kollektor unabsperrenbar zu verbinden
- Nach Möglichkeit sollte das MAG von oben mit heißem Medium beaufschlagt werden.
- Das MAG ist in Bezug zum Rückschlagventil so zu positionieren, dass sich im Stagnationsfall der Kollektor in beiden Richtungen entleeren kann.
- Der Vordruck muss in Relation zum Systemdruck voreingestellt werden. Aus der Praxis haben sich Systemdrücke von mindestens 2,5 bar (Überdruck) in Verbindung mit um 0,5 bar geringeren Vordrücken im MAG als günstig erwiesen. Der Ansprechdruck des Sicherheitsventils sollte hierbei 6 bar betragen.

- Das Sicherheitsventil ist in entsprechender Dimension (leistungsabhängig) in Verbindung mit Ablaufleitungen auszuführen. Die Ablaufleitung darf nicht reduziert werden, muss temperaturbeständig (150°C sind möglich) sein und muss in einen glykol- und temperaturbeständigen Auffangbehälter münden, der mindestens den Kollektorinhalt aufnehmen kann.

4.6 Festlegung des Wärmedämmstandards von Rohrleitungen und Energiespeicher

Um eine hohe Systemeffizienz zu erreichen, ist die Vermeidung bzw. die Reduktion von Wärmeverlusten absolutes Erfordernis. Dabei ist die Minimierung von Wärmeverlusten gar nicht unbedingt ein spezielles Erfordernis von Solarsystemen, sondern betrifft sämtliche Wärmeversorgungsanlagen.

Minimierung der Wärmeverluste von Energiespeichern

- Einspeichersysteme sind Mehrspeichersystemen unbedingt vorzuziehen. Einerseits sind die Wärmeverluste von Einspeichersystemen geringer (aufgrund eines günstigeren Verhältnis zwischen Oberfläche und Volumen) und andererseits sind Einspeichersysteme kostengünstiger (nicht zuletzt wegen des reduzierten hydraulischen Verbindungsaufwandes).
- Verhältniszahlen zwischen Speicherhöhe und Durchmesser (H/D) sollten zwischen zwei und vier liegen. Damit wird sowohl die Anforderung an die Temperaturschichtung als auch an die Begrenzung der verlustbehafteten Oberfläche erfüllt.
- Die Dämmstärke muss bei größeren Solaranlagen mindestens 200 mm ($\lambda_{\text{Dämmung}} = 0,04 \text{ W/mK}$) aufweisen.
- Rollendämmstoffe müssen mehrlagig, stoßversetzt und voll anliegend verarbeitet werden
- Schüttdämmungen in Verbindung mit Trockenbauverschlüssen haben sich hinsichtlich energetischer Effizienz und geringer Kosten bewährt.
- Speicheranschlüsse sollten lückenlos gedämmt und mit Thermosiphon ausgeführt werden



Abbildung 30: Einspeichersysteme reduzieren Kosten als auch Wärmeverluste entscheidend



Abbildung 31: Speicherdämmungen mindestens 200mm stark, mehrlagig und fugenversetzt ausführen

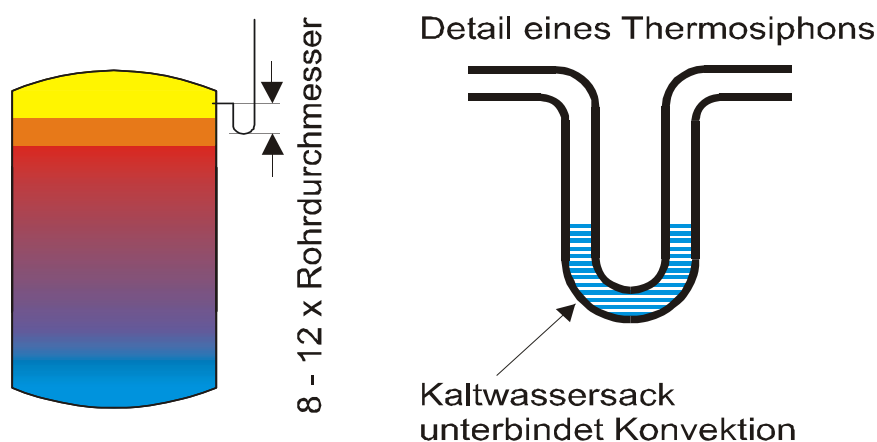


Abbildung 32: Ein Thermosiphon mit einer Tiefe von mindestens 8-fachem Rohrdurchmesser unterbindet rohrinterne Zirkulation

Minimierung der Wärmeverluste von Rohrleitungen

- Reduktion der Rohrnetzlängen in der Planung auf das Nötigste. Gerade bei Solarsystemen kann durch intelligente Kollektorverschaltung das Rohrnetz erheblich reduziert werden.
- Ausführung der Wärmedämmstandards entsprechend der ÖNORM M7580. Als Faustformel gilt: Rohrdurchmesser = Dämmstärke
- Erhöhter Wärmedämmstandard bei Rohrleitungen im Freien.
- Verwendung von temperatur- und feuchtebeständigen Dämmstoffen
- Bei im Außenbereich verlegten Rohrleitungen muss der Dämmstoff zusätzlich noch feuchtebeständig sein (z.B. Kautschukrohrscheiden). Als UV-Schutz bzw. Schutz vor Tieren (Nagetiere, Vögel) muss diese aber mit Glanzblech ummantelt werden.
- Bei Bauteildurchbrüchen (Wand, Decke) muss die volle Rohrdämmung durchgezogen werden.
- Glanzblechmantel sowohl bei Rohrleitungsdämmungen als auch Speicherdämmungen nicht in Kontakt mit der heißen Rohrleitung bringen (Wärmeableitung!)
- Armaturendämmung sollten Standard in modernen Wärmeversorgungsanlagen sein

Tabelle 6: Die rechte Spalte zeigt empfohlene Dämmstärke von Rohrleitungen für den Innenbereich von Gebäuden bei durchschnittlichen Temperaturdifferenzen von 40 K (ÖNORM M7580). Die mittlere Spalte zeigt die empfohlenen Dämmstärken für Rohrleitungen im Freibereich bei durchschnittlichen Temperaturdifferenzen von 60 K (beispielsweise bei Solaranlagen).

Rohrdimensionen	Mindest Dämmstärken – Rohre im Außenbereich [mm]	Mindest Dämmstärken – Rohre im Innenbereich [mm]
DN 15	30	20
DN 20	40	30
DN 25	40	30
DN 32	40	40
DN 40	50	40
DN 50	60	50



Abbildung 33: Kein Reduzieren oder sogar Aussetzen von Rohrdämmungen bei Wand- oder Deckendurchbrüchen



Abbildung 34: Armaturendämmung als wichtiges Puzzlestück in der Verlustminimierung

4.7 Dokumentierte Inbetriebnahme

Die Inbetriebnahme bildet den Abschluss der Umsetzungsphase. Die hinsichtlich Anlageneffizienz zentral wichtigen Dinge werden nachfolgend zusammengefasst.

Dokumentierte Inbetriebnahme:

Die Basis aller weiteren Optimierungen und Änderungen bzw. auch der Wartungsarbeiten bildet die Erstinbetriebnahme, weshalb sämtliche Anlagenparameter und Einstellungen unbedingt gut dokumentiert werden müssen. Die dokumentierte Inbetriebnahme wird vom Installateur durchgeführt und betrifft zentral:

- die Aufzeichnung des eingestellten Vordrucks am MAG, des Fülldrucks sowie der geschätzten durchschnittlichen Systemtemperatur bei Druckeinstellung im Solarsystem sowie in der Heizungsanlage
- die Aufzeichnung sämtlicher Einstellwerte von Strangregulierventilen, Differenzdruckreglern und kvs-Einsätzen an Heizkörpern.
- die Aufzeichnung der Regelungsparameter für sämtliche Ausgänge (beispielsweise Minimal- und Maximaltemperaturen, Temperaturdifferenzen, Hysteresen, Drehzahlregelungskriterien wie z.B. Solltemperaturen oder Solldifferenzdrücke, etc.
- das Prüfprotokoll zur regelungstechnischen Funktion sämtlicher Ausgänge
- das Messprotokoll zur Glykolkonzentration und zum pH-Wert im Solarprimärkreis
- die Druckprüfungsprotokolle sämtlicher hydraulischer Kreise

5 Systemeffizienzsteigerung im Anlagenbetrieb

Auch nach erfolgter Inbetriebnahme sind einige Abläufe besonders wichtig für die Steigerung der Effizienz des Gesamtsystems. Nachfolgende Aktivitäten und Abläufe sollten vom Bauträger auf jeden Fall veranlasst werden.

5.1 Optimierung des Gesamtsystems – häufige Schwachstellen

Als zentrales Instrument zur Steigerung der gesamten Systemqualität etablierte sich die sogenannte „Optimierungsphase“. Sämtliche über die Anlagenregelung aufgezeichneten Systemtemperaturen werden in den ersten Betriebswochen analysiert und darauf aufbauend Optimierungsschritte eingeleitet. Dadurch kann in der Regel eine Vielzahl von ansonsten unentdeckten Schwachstellen erkannt und darauf aufbauend die Optimierungsschritte in die Wege geleitet werden.

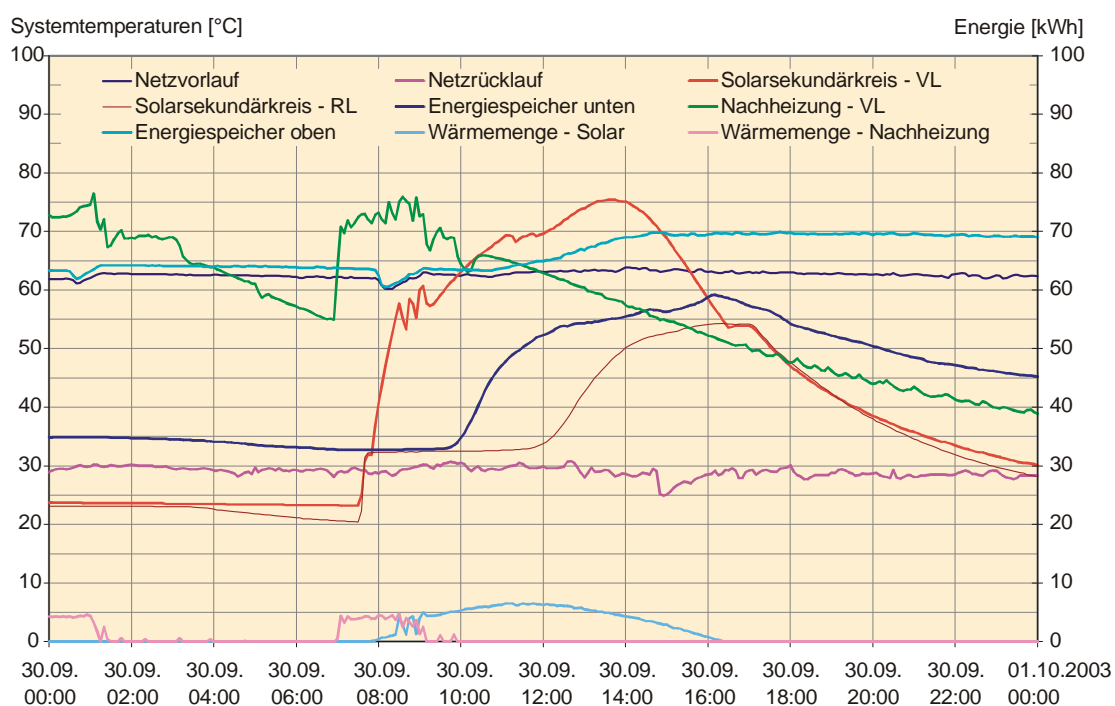


Abbildung 35: Anhand von Temperaturverläufen und sofern vorhanden auch über aufgezeichnete Einschaltzeiten sowie Wärmemengen erfolgt die für jede Heizungsanlage wichtige Nachjustierung.

Erfahrungsgemäß bleibt zu erwähnen, dass auftretende Schwachstellen in keinsten Weise nur das Solarsystem betreffen, sondern gleichermaßen auch den konventionellen Wärmeerzeuger, die Gesamtregelung oder auch das Wärmeverteilsystem. All diese Punkte wirken sich negativ auf die erzielbaren Jahressystemnutzungsgrade der Wärmeversorgungsanlagen aus, bleiben aber in der Regel über Jahre hindurch unbemerkt und werden durch wesentlich höheren Primärenergieeinsatz kompensiert.

Erfahrungen aus der Praxis zeigen deutlich, dass der Großteil der Schwachstellen durch wenig aufwendige Systemanalysen in den ersten beiden Betriebsmonaten erkannt und auch im Rahmen der Gewährleistungsfristen ohne Zusatzkosten für den Auftraggeber behoben werden kann. Im Rahmen eines im Jahr 2006 abgeschlossenen Breitentest in der Steiermark (10 solarunterstützte Wärmenetze

im Geschößwohnbau) konnten in der „Optimierungsphase“ folgende Schwachstellen, gereiht nach ihren Häufigkeiten, festgestellt werden:

- Suboptimale Einbindung bzw. Betrieb des konventionellen Wärmeerzeugers (6x)
- Ein unnötig großes Bereitschaftsvolumen im Energiespeicher (5x)
- Erhöhte Rücklauftemperaturen im Wärmeverteilnetz (4x)
- Suboptimale Drehzahlregelung der Solarprimär- und Sekundärpumpe (3x)
- Zu hohe Bereitschaftstemperaturen seitens der konventionellen Wärmeerzeugung (3x)
- Mängel am Solarwärmetauscher - zu klein dimensioniert bzw. defekt (3x)
- Suboptimale Einregulierung der Solarkreisläufe (3x)
- Fehlerhafte Regulierventile (3x)
- Suboptimale Speicher- bzw. Rohrleitungsdämmung (3x)
- Luft einschüsse in einem parallelen Kollektorkreis (1x)
- Unsachgemäß positionierter Kollektorfühler (1x)

Für diese Optimierungsarbeiten wird keine zusätzliche Messausstattung benötigt, sondern die an die Regelung gekoppelten Sensoren reichen ohnedies aus. Wichtig ist, dass die Regelung über eine interne Datenspeichermöglichkeit verfügt. Durchgeführt wird die Optimierungsphase üblicherweise vom Haustechnikplaner in Kooperation mit dem ausführenden Unternehmen.

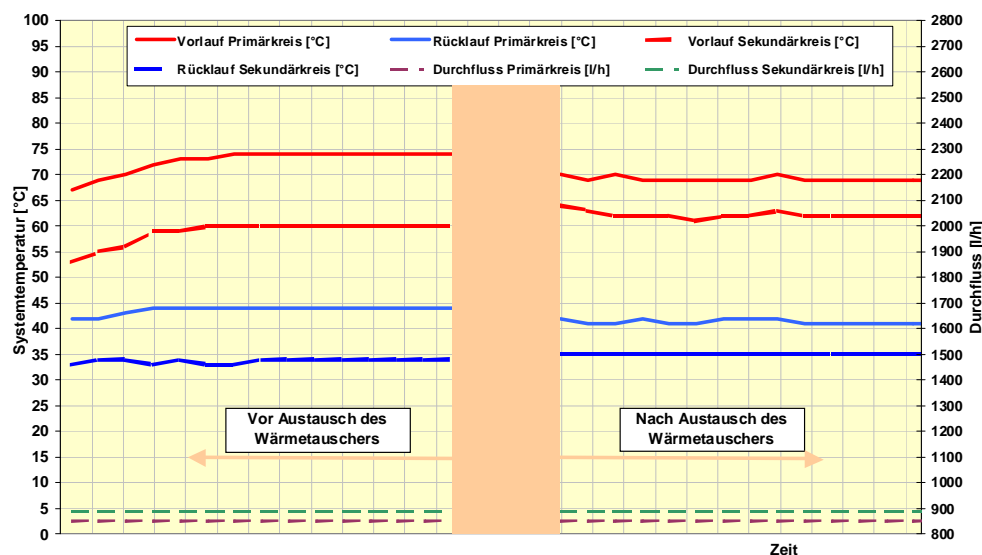


Abbildung 36: Fallbeispiel einer Optimierungsmaßnahme - Es sind hier die Temperaturverläufe am Solarwärmetauscher in Primär- und Sekundärkreis vor und nach dem Tausch des Wärmeübertragers dargestellt. In der Optimierungsphase wurde eine Grädigkeit am Wärmetauscher von 12 K festgestellt, was auf einen zu kleinen Wärmetauscher schließen lässt. Schlussendlich handelte es sich um einen Produktionsfehler beim Wärmetauscher, denn ein baugleicher Wärmeübertrager erzielte nach dem Umbau Grädigkeiten von rund 6 K.

5.2 Technische Abnahme

Die technische Abnahme wird vom Haustechnikplaner im Beisein von Installateur, Regelungstechniker, etc. sowie von einem Bauträgervertreter durchgeführt. Wichtig ist, dass die technische Abnahme nach der erfolgten Optimierungsphase durchgeführt wird. Der zentrale Hintergrund der technischen Abnahme liegt in der Prüfung, inwieweit die Vorgaben aus der Planung auch in der Installation berücksichtigt worden sind. Abweichungen hievon müssen in den Ausführungsplänen dokumentiert sein.

Im Rahmen der technischen Abnahme erfolgt die Übergabe sämtlicher anlagenspezifischer Daten, wie beispielsweise das vollständige Inbetriebnahmeprotokoll, alle Ausführungspläne sowie Produkt- und Anlagenbeschreibungen. Die Prüfung der Übereinstimmung erfolgt für alle zentral wichtigen Funktionen, für den Rest stichprobenartig.

5.3 Laufende Funktionsüberwachung

Solarsystemen im Geschößwohnbau werden immer bivalent in Verbindung mit konventionellen Kesselanlagen betrieben. Somit wird ein gänzlicher Betriebsausfall immer durch die Hauptheizungsanlage kompensiert und deshalb von den Verantwortlichen häufig nicht bzw. entsprechend zeitverzögert registriert. Um dem entgegen zu wirken, empfiehlt es sich, bei Solaranlagen eine permanente Kontrollroutine zu installieren.

Kann das bei kleineren Projekten durch visuelle Signale (Lampen, Displayanzeigen, etc.) an den zuständigen Heizungsverantwortlichen kommuniziert werden, so muss bei mittleren bis größeren Projekten die Solaranlage an die ohnehin für die Hauptheizungsanlage nötige Summenstörmeldung gekoppelt werden. Dadurch ist gewährleistet, dass Anlagenstörungen per SMS oder E-Mail direkt zur verantwortlichen Stelle weitergeleitet werden.

Für die einfache Fernüberwachung bei Solaranlagen hat sich in Verbindung mit frei programmierbaren Regelungen folgendes Kriterium als aussagekräftig erwiesen:

- Liegt die Kollektortemperatur um ca. 20 K über der Energiespeichertemperatur im untersten Bereich und ist gleichzeitig die Speichermaximaltemperatur (z.B. 80°C) an der gleichen Stelle nicht erreicht, dann soll eine automatische Fehlermeldung generiert werden.
- Eine andere Möglichkeit ist die mindestens monatliche, automatisierte Auslesung und Kontrolle des Solarertrags in Verbindung mit dem Standardwärmehähler im Sekundärkreis des Solarsystems.

5.4 Wartung und Wartungsverträge

Solarsysteme benötigen zum optimalen Betrieb genauso wie Heizungsanlagen eine regelmäßige Wartung. Dabei empfiehlt es sich, Solarsysteme einfach in die Wartungsverträge für die konventionelle Heizung zu integrieren. Folgende Punkte sollten bei der einmal jährlich stattfindenden Wartung überprüft werden:

- Visuelle Kontrolle (Prüfung des Systemdruckes, Plausibilitätsprüfung des vorherrschenden Betriebszustandes in Verbindung mit der Regelung, Prüfung hinsichtlich sichtbarer Leckagen sowohl im Heizhaus als auch im Bereich der Kollektoren, Prüfung hinsichtlich statischer Befestigung der Kollektoren bzw. hinsichtlich beschlagener Scheiben)
- Prüfung der Frostschutzkonzentration (der Mindestfrostschutz sollte bei -20°C liegen)
- Prüfung des Korrosionsschutzes (bei pH-Werten unter 7,5 sollte der Wärmeträger getauscht werden)
- Prüfung der Regelung auf Funktion (manuelle Schaltung von Ausgängen bei gleichzeitiger akustischer Prüfung, ob Luft im System ist) und Check aller Eingänge (hinsichtlich Sensorausfall) am Display.
- Je nach Anlagenzustand Istwerte am Wärmemengenzähler im Solarsekundärkreis prüfen und protokollieren
- Kontrolle und Protokollierung der im Rechenwerk am Wärmemengenzähler über ein Jahr gespeicherten monatlichen Solarerträge



Abbildung 37: Auch Solarsysteme müssen regelmäßig (zumindest einmal jährlich) gewartet werden

Die Ergebnisse der jährlichen Wartungen müssen im Wartungsbuch der Anlage vermerkt werden, genau so wie jede getätigte Erneuerung oder Änderung.

5.5 Auch Bauträger können Maßnahmen zur Effizienzsteigerung setzen

Im Rahmen von lückenloser Qualitätssicherung ist es wichtig, dass auch der Bauträger wirkungsvolle und für seine Partner sichtbare Maßnahmen setzt. Nachfolgend werden einzelne Möglichkeiten hierzu kurz beschrieben:

- Festsetzung von Garantiewerten (z. Bsp. 350 kWh/a*m² Solarertrag, gemessen am Wärmemengenzähler im Sekundärkreis des Solarsystems) bereits im Vergabevertrag mit dem ausführenden Unternehmen. Die Zeiträume für den Nachweis liegen in der Regel zwischen zwei und drei Jahren. Mindererträge können beispielsweise über die Lebensdauer der Anlage hochgerechnet und vom Haftungsrücklass einbehalten werden.
- Erstellung und regelmäßige Aktualisierung einer Datenbank mit den Erträgen aller Solaranlagen im eigenen Wirkungsbereich und Interpretation.
- Festschreiben und regelmäßige Anpassung von generellen Qualitätsstandards im Bereich von Heizungsanlagen und energierelevanten Ausstattungsstandards in einem bauträgerspezifischen Pflichtenheft, das sowohl zur Weitergabe an die Partner, als auch als Darstellung nach außen genutzt werden kann.
- Einbeziehung von Solarsystemen in Wartungsverträge

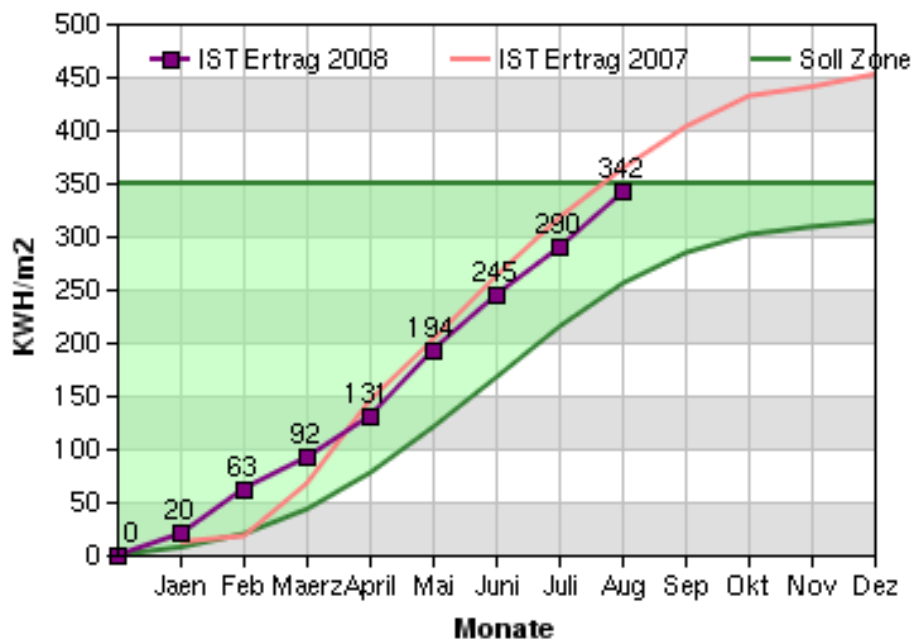


Abbildung 38: Durch die Definition von Ertragsgarantien konnte die Anlagenqualität in Österreich deutlich verbessert werden (Bildquelle: Energiebuchhaltung.at)

6 Messergebnisse zu realisierten Anlagen

Wie bereits in Kapitel 5.1 erwähnt, wurden im Rahmen eines Breitentest in der Steiermark zehn solarunterstützte Wärmenetze zwischen 2004 und 2005 vermessen, wobei aber für zwei Anlagen aufgrund von Verzögerungen im Baufortschritt nicht über ein gesamtes Jahr Messwerte aufgezeichnet werden konnten und somit für die Bilanz entfallen. Nachfolgend werden für alle Anlagen die wesentlichen Kennzahlen bzw. Systemtemperaturen vergleichend dargestellt. Verglichen werden:

- Spezifische Solarerträge
- Solare Deckungsgrade
- Systemnutzungsgrade
- Betriebstemperaturen (Vor- und Rückläufe) des Zwei-Leiter-Netzes

6.1 Vergleich der spezifischen Kollektorerträge

Abbildung 39 zeigt die Übersicht der erzielten spezifischen Jahressolarerträge der acht Messanlagen, die über mindestens ein Jahr vermessen wurden. Die erzielten spezifischen Erträge liegen hier zwischen 357 (Anlage „Theodor Körner Straße“) und 454 kWh/m²_{BKF}a (Anlage „Nittnergasse“) und zeigen eine sehr gute Übereinstimmung mit den in der Detailplanungsphase durchgeführten Simulationsergebnissen. Dies ist ein deutliches Indiz für die hohe erzielbare Planungssicherheit bei der Auslegung von solarthermischen Systemen.

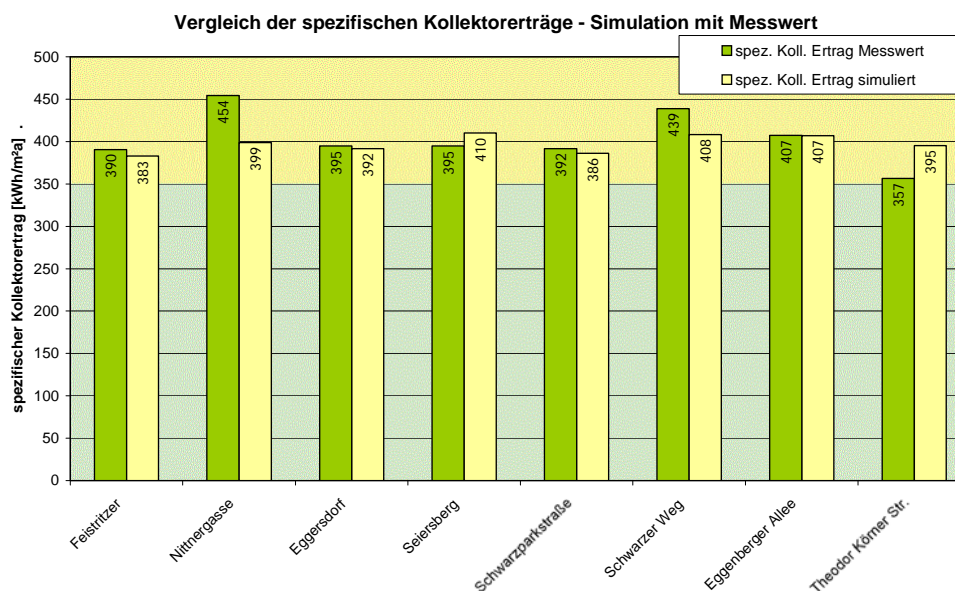


Abbildung 39: Vergleichende Darstellung der spezifischen Jahressolarerträge der Messanlagen (von acht Anlagen verfügbar) sowie der jeweiligen Simulationsergebnisse.

Deutlich zu erkennen ist in Abbildung 40, dass Solarsysteme mit solaren Gesamtdeckungsanteilen zwischen 10 und 20% am Wärmebedarf (Warmwasser und Raumheizung) keine Probleme haben, den geforderten spezifischen Solarertrag

(Garantiewert) zu erreichen. Im Anlagenschnitt (acht Anlagen mit Jahresmesswert) liegt der durchschnittliche spezifische Solarertrag um 15% höher als der Garantiewert. Dies beschreibt die vorherrschende „Sicherheit“ für Professionisten und Planer bei der Gewährung von garantierten Anlagenerträgen. Werden die Anlagen wesentlich größer ausgelegt (Deckungsanteile über 30%) müsste der Garantiewert nach unten angepasst werden.

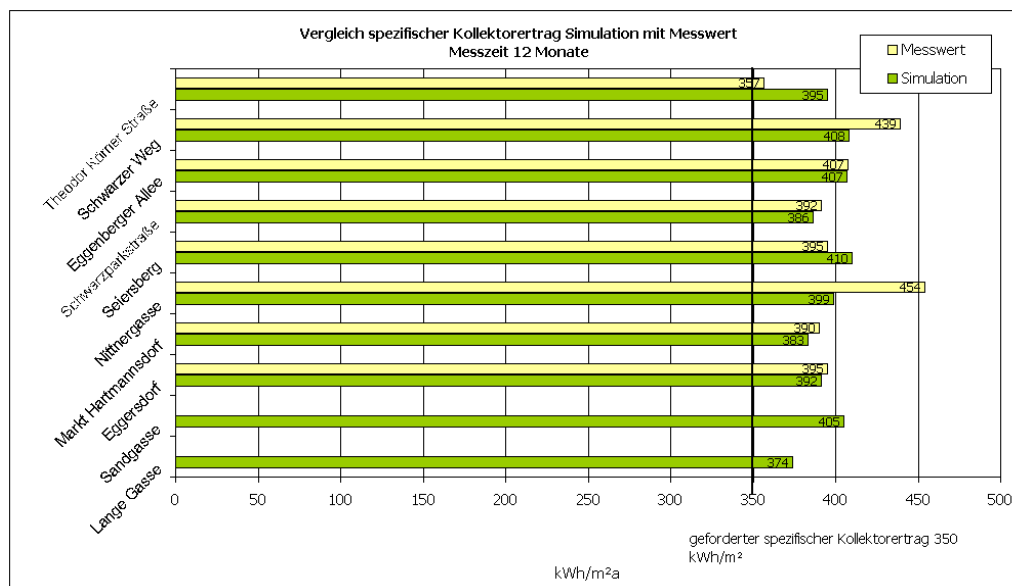


Abbildung 40: Vergleichende Darstellung der spezifischen Jahressolarerträge aus Simulation und Messung (von acht Anlagen verfügbar) mit dem Garantiewert von $350 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$.

6.2 Vergleich der solaren Deckungsgrade

Wie schon im vorigen Kapitel erwähnt, besteht der unmittelbare Zusammenhang zwischen spezifischem Solarertrag und dem solaren Deckungsgrad. Je größer der Deckungsgrad desto kleiner der spezifische Ertrag. Gerade im Geschößwohnbau dominiert die Auslegung im „Kosten-Nutzen-Optimum“ (solare Deckungsgrade am gesamten Wärmebedarf von rund 10 bis 20%), um günstige solare Wärmepreise zu erzielen. Auch die zehn Demonstrationsanlagen wurden in diesem Bereich ausgelegt. Abbildung 41 zeigt hier die im Messjahr erzielten solaren Deckungsgrade (von acht Anlagen verfügbar) im Vergleich.

Die erzielten solaren Deckungsgrade liegen hier zwischen 10% (Anlage „Eggenberger Allee“) und 28% (Anlage „Markt Hartmannsdorf“). Bis auf die Anlage „Markt Hartmannsdorf“ (reduzierte Wärmeverbräuche aufgrund von geringerer Belegung) zeigen die Messergebnisse eine sehr gute Übereinstimmung mit den in der Detailplanungsphase durchgeführten Simulationsergebnissen. Dies ist wiederum ein deutliches Indiz für die hohe erzielbare Planungssicherheit bei der Auslegung von solarthermischen Systemen. Am Beispiel der Anlage „Markt Hartmannsdorf“ ist aber auch zu erkennen, dass trotz des hohen erreichten solaren Deckungsgrades der spezifische Solarertrag mit $390 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$ noch weit über dem Garantiewert ($350 \text{ kWh/m}^2_{\text{BKFA}}$) liegt.

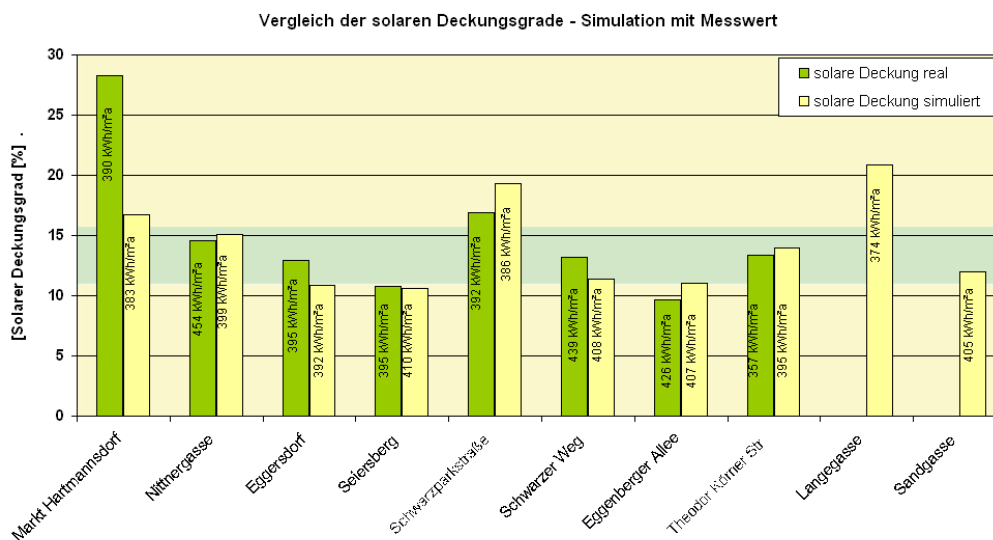


Abbildung 41: Vergleichende Darstellung der solaren Jahresdeckungsgrade aus Simulation und Messung (von acht Anlagen verfügbar). Für die Anlagen „Lange Gasse“ und „Sandgasse“ sind nur die Simulationsergebnisse dargestellt.

6.3 Vergleich der Jahressystemnutzungsgrade

Das entscheidende Maß für die Effizienz von gesamten Wärmeversorgungsanlagen ist der Jahressystemnutzungsgrad. Dieser beschreibt, wie viel von der eingesetzten Energie auch tatsächlich beim Nutzer ankommt. Entscheidende Einflussgrößen für diese Kennzahl sind eine kompakte Systemtechnik, ein optimierter Anlagenbetrieb sowie eine hohe Wärmedämmgüte. Zwei-Leiter-Netze mit angepasster Solartechnik (Einbindung, Dimensionierung) und optimiertem Anlagenbetrieb besitzen hier bestmögliche Rahmenbedingungen für das Erreichen von hohen Systemnutzungsgraden. Abbildung 42 zeigt die aus den Wärmebilanzen von fünf Anlagen errechneten Jahressystemnutzungsgrade.

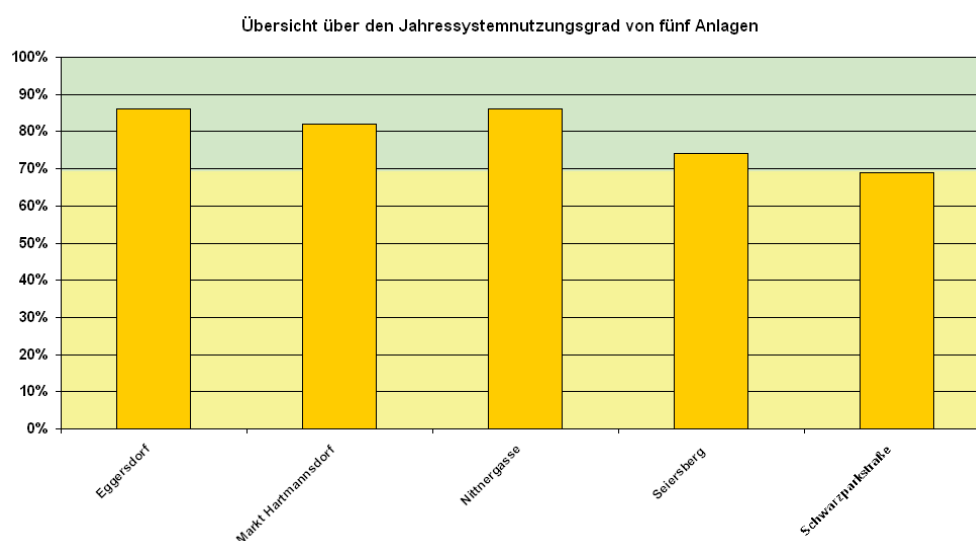


Abbildung 42: Vergleichende Darstellung der aus der gesamten Wärmebilanz ermittelten Jahressystemnutzungsgrade (von fünf Anlagen verfügbar).

Die erreichten Systemnutzungsgrade liegen bei den betrachteten fünf Anlagen zwischen 69% (Anlage „Schwarzparkstraße“) und 86% (Anlage „Eggersdorf“). Diese Ergebnisse sind grundsätzlich sehr zufriedenstellend und zeigen, dass Systemnutzungsgrade über 80% bei optimiertem Anlagenbetrieb und entsprechender Wärmedämmgüte durchaus erreicht werden können.

6.4 Vergleich der Wärmeverteilstemperturen

Wie schon mehrfach erwähnt, liegt die Effizienz von solarunterstützten Wärmeversorgungs-konzepten zu einem großen Teil im optimalen Betrieb des Wärmeverteilstempertums nach dem Prinzip von Zwei-Leiter-Netzen. Im gegenständlichen Breitentest konnten nach einzelnen Nachjustierungsarbeiten in der Optimierungsphase bei allen Demonstrationsobjekten ausgezeichnete Ergebnisse hinsichtlich Netzbetrieb erzielt werden. Abbildung 43 zeigt hierzu Vor- und Rücklaufstemperaturen der untersuchten Demonstrationsobjekte über einen Zeitraum von einer Woche.

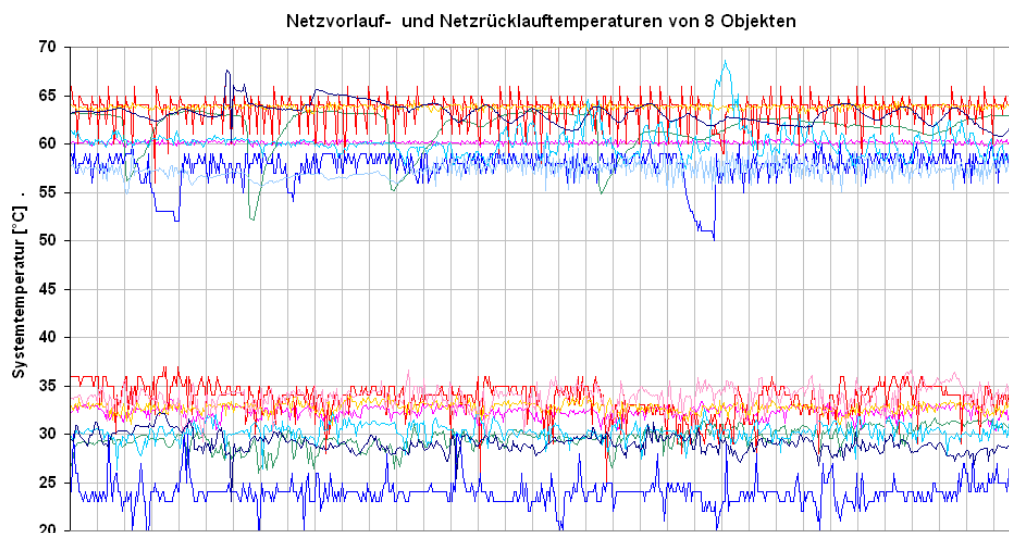


Abbildung 43: Vor- und Rücklaufstemperaturen der in Betrieb befindlichen Wärmeverteilstempertums (alles Zwei-Leiter-Netze) über einen Zeitraum von einer Woche.

Die Vorlaufstemperaturen liegen, in Abhängigkeit der jeweiligen Auslegung der Wärmetauscher für die Brauchwassererwärmung bzw. der Auslegung der Radiatoren zwischen 55°C und 65°C. Bei den Rücklaufstemperaturen konnte mit Werten zwischen 25 und 35°C ein Spitzenergebnis erzielt werden, was die Basis für effiziente Solarsysteme als auch verlustarme Verteilstempertums darstellt.

7 Literaturverzeichnis

Die für diesen Planungsleitfaden verwendeten Inhalte basieren auf den nachfolgenden Veröffentlichungen:

Endbericht zum Projekt „Solarunterstützte Wärmenetze“ (Projektteil „Thermische Solaranlagen für Geschoßwohnbauten“)

Autoren: Christian Fink, Richard Riva, Richard Heimrath, Thomas Mach
AEE INTEC und Institut für Wärmetechnik an der TU Graz, Gleisdorf, 2002

Endbericht zum Projekt „Entwicklung von thermischen Solarsystemen mit unproblematischem Stagnationsverhalten“

Autoren: Robert Hausner, Christian Fink, Waldemar Wagner, Richard Riva, Frank Hillerns
AEE INTEC und Tyforop Chemie GmbH, Gleisdorf 2003

Ganzheitliches Solarkonzept für den Wohnbau

Autor: Helmut Meisl
Herausgeber: gswb, Salzburg, im Jahr 2003

Solarunterstützte Wärmenetze – Ein Planungshandbuch mit ganzheitlichem Ansatz

Autoren: Christian Fink und Richard Riva
Herausgeber: AEE INTEC, 8200 Gleisdorf, im Jahr 2004
ISBN 3-901425-11-x

Endbericht zum Projekt „OPTISOL – Messtechnisch begleitete Demonstrationsprojekte für optimierte und standardisierte Solarsysteme im Mehrfamilienwohnbau

Autoren: Christian Fink, Richard Riva, Michael Pertl, Waldemar Wagner
AEE INTEC, Gleisdorf, 2006

Hocheffiziente Solarsysteme im mehrgeschoßigen Wohnbau - Broschüre

Autor: Christian Fink
Herausgeber: SIR, 5020 Salzburg, im Jahr 2006

Solarwärme für Mehrfamilienhäuser – Broschüre

Autoren: Christian Fink und Thomas Müller
klima:aktiv solarwärme und AEE INTEC, 3. Auflage, Gleisdorf 2008

Skriptum zur Ausbildung zum „Zertifizierten Solarwärmeinstallateur“ bzw. zum „Zertifizierten Solarwärmeplaner“

Autoren: Christian Fink, Richard Riva, Thomas Müller, Fritz Brandstetter, Hubert Fechner, Josef Buchinger
klima:aktiv solarwärme, AEE INTEC und arsenal research, Wien 2008

