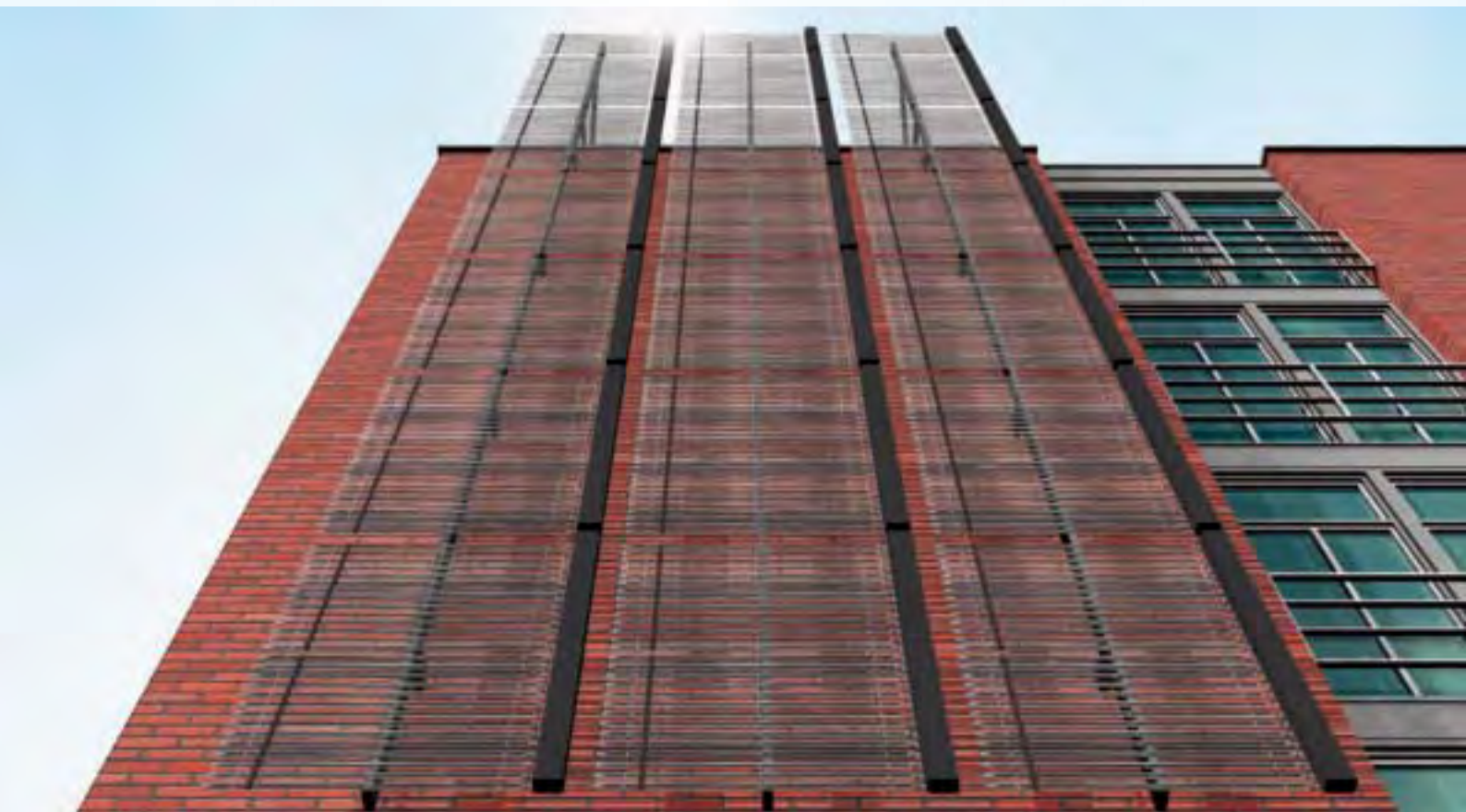


Planungshandbuch

Solarthermie



Viessmann Deutschland GmbH
35107 Allendorf (Eder)
Telefon 06452 70-0
Telefax 06452 70-2780
www.viessmann.de

9449 414 D 11/2008
Änderungen vorbehalten

Planungshandbuch

Solarthermie

Inhaltsverzeichnis

10 Einleitung

11 Hinweise zur Nutzung

13 Vorwort

14 A Grundlagen

16 A.1 Potenziale der thermischen Nutzung von Solarstrahlung

17 A.1.1 Sonne als Strahlungsquelle

20 A.1.2 Strahlungsangebot auf der Erde

24 A.2 Grundlegende Kenngrößen von Kollektoranlagen

25 A.2.1 Kollektorwirkungsgrad

27 A.2.2 Stillstandstemperatur

27 A.2.3 Kollektorleistung

28 A.2.4 Kollektorertrag

29 A.2.5 Solare Deckungsrate

30 A.3 Grundlegende Unterschiede in der Betriebsweise

31 A.3.1 Druckhaltendes System mit Frostschutzmittel

31 A.3.2 Druckhaltendes System mit thermischem Frostschutz

32 A.3.3 Drainback-System

34 B Komponenten

36 B.1 Kollektoren

- 37 B.1.1 Aufbau und Funktion
- 38 B.1.2 Absorber
- 41 B.1.3 Flächenbezeichnungen
- 42 B.1.4 Qualität und Zertifikate
- 43 B.1.5 Auswahl des geeigneten Kollektortyps
- 44 B.1.6 Aspekte der Kollektorbefestigung
- 54 B.1.7 Kollektoren als Gestaltungselement

56 B.2 Speicher

- 57 B.2.1 Warum speichern?
- 58 B.2.2 Grundlagen der Speichertechnik
- 62 B.2.3 Speichertypen
- 65 B.2.4 Speicherbeladung
- 70 B.2.5 Wärmetauscher

72 B.3 Primärkreis

- 73 B.3.1 Kollektorkreislauf
- 81 B.3.2 Rohrleitungen
- 84 B.3.3 Entlüftung
- 85 B.3.4 Wärmeträger
- 87 B.3.5 Stagnation und sicherheitstechnische Einrichtungen

98 C Systemauswahl und Dimensionierung

100 C.1 Planung des Kollektorfeldes

- 101 C.1.1 Aufbau von Einfeldanlagen
- 102 C.1.2 Aufbau von Mehrfeldanlagen
- 105 C.1.3 Kollektorfelder mit unterschiedlicher Ausrichtung

106 C.2 Auslegung

- 107 C.2.1 Auslegung einer Anlage zur solaren Trinkwassererwärmung
- 119 C.2.2 Auslegung einer Anlage zur solaren Heizungsunterstützung
- 126 C.2.3 Nutzungsprofile im Gewerbe
- 127 C.2.4 Schwimmbadwassererwärmung
- 132 C.2.5 Solarunterstützte Kälteerzeugung
- 134 C.2.6 Hochtemperaturanwendungen

136 C.3 Kombinationen mit regenerativen Energieträgern

- 137 C.3.1 Solaranlagen in Kombination mit Biomassekesseln
- 138 C.3.2 Solaranlagen in Kombination mit Wärmepumpen

140 C.4 Anlagensimulation mit ESOP

144 D Solarregler**146 D.1 Funktionen des Solarreglers**

147 D.1.1 Grundfunktionen

149 D.1.2 Zusatzfunktionen

154 D.2 Funktions- und Ertragskontrolle

155 D.2.1 Funktionskontrolle

156 D.2.2 Ertragskontrolle

160 E Anlagenbetrieb**162 E.1 Inbetriebnahme und Wartung**

163 E.1.1 Druckverhältnisse in der Solaranlage

165 E.1.2 Vorbereitung der Inbetriebnahme

167 E.1.3 Ablauf der Inbetriebnahme

171 E.1.4 Wartung glykolhaltiger Wärmeträger

172 E.2 Kondensatbildung in Flachkollektoren**176 Anhang****178 Hinweise zur Wirtschaftlichkeit****182 Hinweise zur Ausschreibung von größeren Anlagen****184 Hinweise zur Energieeinsparverordnung (EnEV)****186 Stichwortverzeichnis****190 Viessmann Werke****192 Das Viessmann Kompletprogramm****194 Impressum**



Einleitung

Dieses Handbuch beschreibt und erläutert die wesentlichen Grundlagen für Planung, Errichtung und Betrieb einer thermischen Solaranlage. Es eignet sich als Nachschlagewerk ebenso wie als Unterlage für die Aus- und Weiterbildung oder zur Unterstützung im Beratungsgespräch.

Hinweise zur Nutzung

Auswahl und Gewichtung der Themen sind auf die Erklärung planungsrelevanter Bereiche konzentriert – Hinweise zur handwerklichen Umsetzung werden dann gegeben, wenn sie speziell für die Errichtung einer Solaranlage nützlich sind. So werden beispielsweise im Abschnitt „Rohrleitungen“ ausführlich solar-spezifische Themen wie Längenausdehnung oder Schutz der Dämmung auf dem Dach beschrieben, es findet sich jedoch keine Anleitung zum Löten der Solarkreisleitung.

Die Darstellungen in diesem Handbuch dienen dem Verständnis einzelner Komponenten, der Hydraulik sowie der Regelung einer Solaranlage und erleichtern so die planerische Entscheidung für eine Systemauswahl. Aus diesem Grund sind viele Abbildungen schematisch verfasst und auf das Wesentliche konzentriert.

Für das Tagesgeschäft wird dieses Buch durch die bekannten Viessmann Produktunterlagen ergänzt. Datenblätter mit Verarbeitungshinweisen, genauen Abmessungen oder Leistungsdaten von Komponenten stehen für die Planung ebenso bereit wie komplette Anlagenschemen mit allen Armaturen. Zu einigen Planungsschritten finden sich im Text Hinweise auf die Verfügbarkeit von elektronischen Hilfen, die im Internet unter www.viessmann.com bereitgehalten werden.

Vorwort

Die Energiesituation ist weltweit gekennzeichnet von begrenzten Erdgas- und Erdölreserven bei zunehmendem Verbrauch und drastischen Preiserhöhungen. Zudem heizen wachsende CO₂-Emissionen unsere Atmosphäre auf und führen zu einem bedrohlichen Klimawandel. Das zwingt zu einem verantwortlichen Umgang mit Energie. Gefordert sind mehr Effizienz und der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien. Als größter Energieverbraucher kann der Wärmemarkt durch Einsatz innovativer und effizienter Heiztechnik maßgeblich zur notwendigen Einsparung von Energie und CO₂ beitragen.

Zum Viessmann Komplettangebot gehören Systemlösungen für alle Energieträger, die den Ressourcenverbrauch für eine sichere und komfortable Wärmeversorgung auf ein Minimum begrenzen und durch die Reduzierung von CO₂-Emissionen die Umwelt schonen. Ob Brennwertkessel für Öl und Gas, ob Pelletkessel oder Wärmepumpe – die ideale Ergänzung zu jedem Wärmeerzeuger ist eine thermische Solaranlage für die Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung.

Mit einer Solaranlage können etwa 60 Prozent der im Jahr für die Trinkwassererwärmung benötigten Energie gedeckt werden. Solaranlagen, die zusätzlich die Heizung unterstützen, senken die Energiekosten noch weiter. Mit ihnen können bis zu 35 Prozent der jährlichen Kosten für Heizung und Warmwasserbereitung eingespart werden.

Die Integration von Solarthermie in heiztechnische Systeme setzt genau aufeinander abgestimmte Einzelkomponenten voraus, um einen maximalen solaren Wärmeertrag zu erzielen und die Kosten im Griff zu behalten. Dem muss eine korrekte Anlagenplanung zugrunde liegen. Viessmann hat bereits vor mehr als 30 Jahren die Entwicklung und Produktion leistungsfähiger Systeme zur Nutzung von Solarenergie begonnen und kann so auf große

Erfahrung zurückgreifen. Diese Erfahrung möchten wir für Sie mit dem vorliegenden Planungshandbuch in kompakter Form nutzbar machen.

Bei der Themenauswahl haben wir einen Schwerpunkt auf die planerische und handwerkliche Sicherheit bei der Installation von Solaranlagen gelegt. Denn korrekte Planung und fachgerechte Ausführung sind Grundbedingungen nicht nur für den störungsfreien und effizienten Betrieb einer Solaranlage, sondern auch für die Sicherheit von Mensch und Gebäude.

Ich bin überzeugt, dass dieses Planungshandbuch all denjenigen eine gute und willkommene Unterstützung bieten wird, die die hervorragenden Chancen im Zukunftsmarkt Solarthermie wahrnehmen möchten. Dazu wünsche ich allen Nutzern viel Erfolg.

Dr. Martin Viessmann





A Grundlagen

Um die riesigen Potenziale der Solarstrahlung nutzen zu können, braucht es gute Komponenten und ausgereifte Systeme.

Die Energie der Sonne kann aktiv oder passiv genutzt werden. Bei passiver Solarenergienutzung wird die Strahlung direkt genutzt (z. B. Fenster, Wintergarten), also ohne technische Hilfsmittel.

Zur aktiven Solarenergienutzung stehen unterschiedliche Technologien zur Verfügung. Die Sonne kann neben der Wärmeerzeugung (Solarthermie) auch zur Stromerzeugung (Photovoltaik) genutzt werden. Dieses Buch behandelt ausschließlich den Bereich Solarthermie.

Eine Grundlage der thermischen Solarenergienutzung ist die Solarstrahlung, die auf der Erde zur Verfügung steht. Sie ist abhängig von der Jahreszeit, vom Ort und von der Nutzungsfläche.

Der Kollektor (lat.: collegere = sammeln) ist die wesentliche Komponente zur Nutzung der Solarstrahlung und wird in diesem Abschnitt mit den wesentlichen Kenngrößen dargestellt. Unter Einbindung weiterer Komponenten entsteht eine thermische Solaranlage, die in unterschiedlicher Weise betrieben werden kann.

16 A.1 Potenziale der thermischen Nutzung von Solarstrahlung

- 17** A.1.1 Sonne als Strahlungsquelle
- 20** A.1.2 Strahlungsangebot auf der Erde

24 A.2 Grundlegende Kenngrößen von Kollektoranlagen

- 25** A.2.1 Kollektorwirkungsgrad
- 27** A.2.2 Stillstandstemperatur
- 27** A.2.3 Kollektorleistung
- 28** A.2.4 Kollektorertrag
- 29** A.2.5 Solare Deckungsrate

30 A.3 Grundlegende Unterschiede in der Betriebsweise

- 31** A.3.1 Druckhaltendes System mit Frostschutzmittel
- 31** A.3.2 Druckhaltendes System mit thermischem Frostschutz
- 32** A.3.3 Drainback-System



Potenziale der thermischen Nutzung von Solarstrahlung

Die Sonne ist auf lange Sicht die zuverlässigste Energiequelle, die der Menschheit zur Verfügung steht.

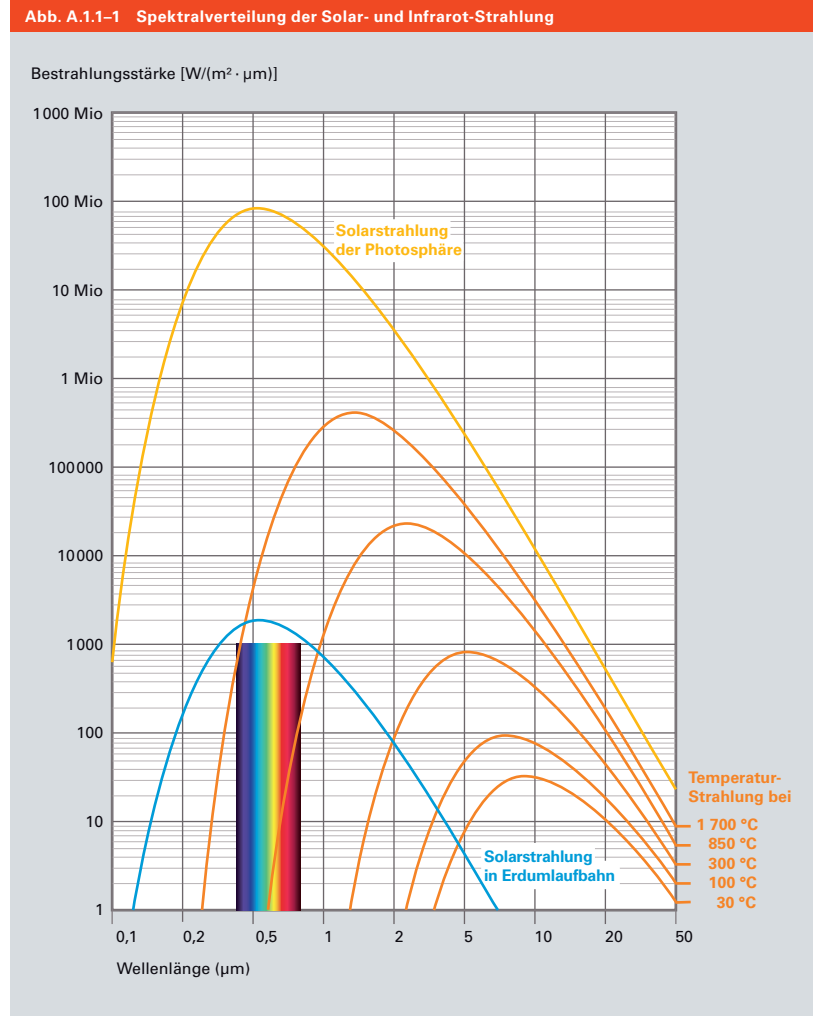
Die Möglichkeiten, diese Energiequelle zur alltäglichen Wärmeerzeugung zu nutzen, sind technologisch betrachtet weitgehend ausgereift. Das Potenzial zur tatsächlichen Nutzung der Solarenergie ist jedoch noch längst nicht ausgeschöpft.

In diesem Kapitel wird beschrieben, wie die nutzbare Sonnenstrahlung zusammengesetzt ist, was das Besondere ist am „Brennstoff Sonne“ und wie die kostenlose Strahlungsenergie effektiv genutzt werden kann. In einem ersten Überblick werden die gängigsten thermischen Solarsysteme erläutert und miteinander verglichen.

Dieses Grundlagenwissen bildet die Basis für einen sach- und fachgerechten Umgang mit solarthermischer Energieerzeugung.

A.1.1 Sonne als Strahlungsquelle

Von jeder Strahlungsquelle geht Strahlung in unterschiedlichen Wellenlängen aus. Die Länge der Wellen ist temperaturabhängig, die Intensität der Strahlung nimmt mit steigender Temperatur zu. Bis zu einer Temperatur von 400 °C strahlt ein Körper im langwelligen, noch nicht sichtbaren Infrarotbereich, darüber beginnt der Bereich der sichtbaren Strahlung. Rot glühende Metalle mit 850 °C strahlen bereits sichtbares Licht ab. Halogenlampen senden ab ca. 1700 °C nahezu weißes Licht und einen geringen Anteil an nicht mehr sichtbarer, kurzwelliger Ultraviolett-Strahlung aus. Das Gesamtspektrum der unterschiedlichen Wellenlängen einer Strahlungsquelle heißt Spektralverteilung.



Mit steigender Temperatur nehmen die Strahlungsstärke und der Anteil kurzwelliger Strahlung zu.

Strahlungsleistung der Sonne

Die Sonne ist wegen ihrer hohen Temperatur eine besonders starke Strahlungsquelle. Der Bereich der sichtbaren Sonnenstrahlung stellt nur einen kleinen Ausschnitt aus dem gesamten Strahlungsspektrum dar, hat aber die höchste Strahlungsintensität.

Im Inneren der Sonne laufen Kernfusionsprozesse ab, bei denen Wasserstoffatome zu Heliumatomen verschmelzen. Aus dem dabei entstehenden Massendefekt (die Masse eines Heliumkerns ist kleiner als die Summe seiner Einzelteile) von über vier Millionen Tonnen pro Sekunde wird Energie frei gesetzt, die das Sonneninnere auf eine Temperatur von ca. 15 Millionen Grad Celsius heizt.

An der Oberfläche der Sonne (Photosphäre) beträgt die Temperatur noch knapp 5500 °C. Hier wird Energie in Form von Strahlung abgegeben, wobei die Intensität dieser Strahlung einer Leistung von 63 MW/m² entspricht. Im Laufe eines Tages wird pro Quadratmeter die Energie von 1512000 kWh abgestrahlt, das entspricht dem Energieinhalt von ca. 151200 Litern Heizöl.

A.1 Potenziale der thermischen Nutzung von Solarstrahlung

Solarkonstante

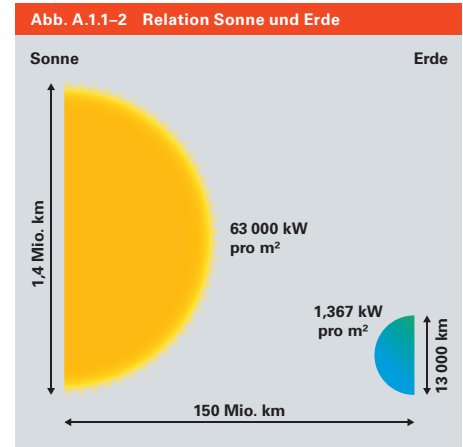
Die Sonne ist fast fünf Milliarden Jahre alt, sie wird uns ungefähr noch einmal so lange erhalten bleiben. Sie hat einen Durchmesser von 1,4 Millionen Kilometern, der Erddurchmesser dagegen beträgt nur 13 000 km. Aufgrund der großen Entfernung zur Erde (rund 150 Mio. km) ist die enorme Strahlungsleistung der Sonne jedoch auf das Maß reduziert, das ein Leben auf unserem Planeten ermöglicht.

Durch diese Distanz verringert sich die mittlere Strahlungsleistung bis zum äußersten Rand der Erdatmosphäre auf eine Bestrahlungsstärke von 1 367 W/m². Dieser Wert ist ein festgelegter Wert und wird Solarkonstante genannt – er ist definiert von der World Meteorological Organization (WMO), einer Organisation der Vereinten Nationen (UN). Die tatsächliche Bestrahlungsstärke schwankt um $\pm 3,5$ Prozent. Durch die elliptische Umlaufbahn der Erde um die Sonne ist die Entfernung der Erde von der Sonne nicht konstant – sie liegt zwischen 147 Mio. und 152 Mio. km. Außerdem variiert auch die Sonnenaktivität.

Einfluss von Breitengrad und Jahreszeit

Während die Erde die Sonne jährlich umrundet, ist ihre Nord-Süd-Achse um 23,5° gegen-

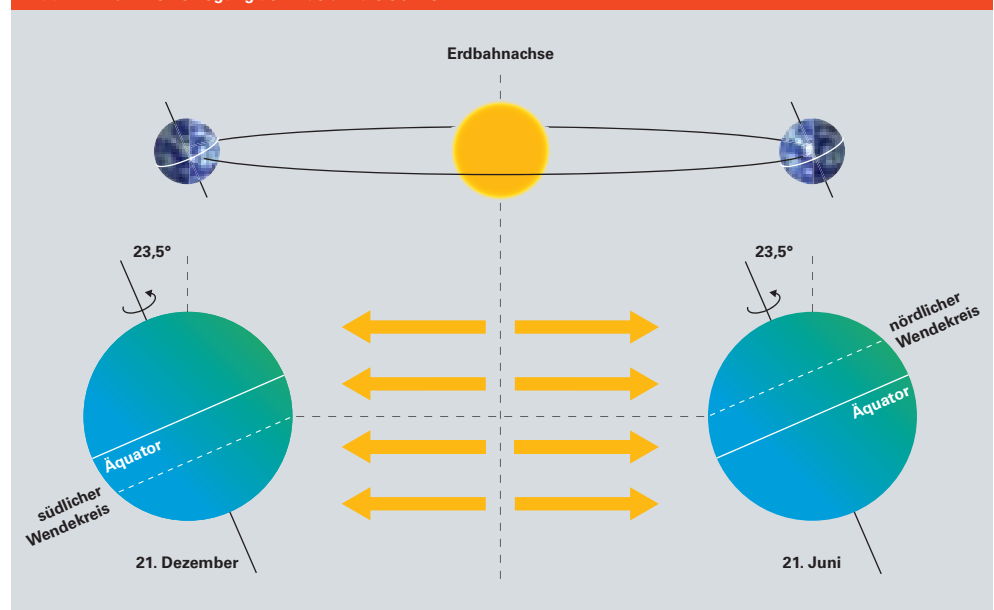
Die Neigung der Erdachse bei der Umrundung der Sonne verursacht die Unterschiede der Einstrahlungsdauer und damit die Jahreszeiten.



über der Achse ihrer Umlaufbahn geneigt. Von März bis September ist die Nordhalbkugel stärker zur Sonne ausgerichtet, von September bis März die Südhalbkugel. Daraus ergeben sich die unterschiedlichen Tageslängen im Sommer und im Winter.

Die Tageslänge wird aber auch vom Breitengrad bestimmt, d. h. je weiter man nach Norden gelangt, desto länger (im Sommer) bzw. kürzer (im Winter) werden die Tage. In Stockholm z. B. hat der 21. Juni eine Tageslänge von 18 Stunden und 38 Minuten, in Madrid dagegen nur von 15 Std. und 4 Min. Im Winterhalbjahr ist es genau umgekehrt. Dann kommt Madrid am 21. Dezember auf eine

Abb. A.1.1-3 Die Bewegung der Erde um die Sonne





Die Tageslänge ist abhängig von der Jahreszeit und vom Breitengrad.

Tageslänge von 9 Std. und 18 Min., Stockholm nur auf 6 Std. und 6 Min.

Auch innerhalb Deutschlands ergeben sich unterschiedliche Einfallswinkel der Sonnenstrahlung.

Niedrigster Stand am 21. Dezember:

$$H_s = 90^\circ - \text{Breitengrad} - 23,5^\circ$$

| Beispiel | |
|---------------------------|---|
| Stockholm (59,3°): | $H_s = 90^\circ - 59,3^\circ - 23,5^\circ = 7,2^\circ$ |
| Würzburg (49,7°): | $H_s = 90^\circ - 49,7^\circ - 23,5^\circ = 16,8^\circ$ |
| Madrid (40,4°): | $H_s = 90^\circ - 40,4^\circ - 23,5^\circ = 26,1^\circ$ |

Beispiel
 Würzburg liegt auf dem nördlichen Breitengrad von 49,7°. Unter Berücksichtigung des Achsenwinkels von 23,5° bedeutet das einen mittäglichen Sonnenhöchststand am 21. Juni von 63,8°. Am Mittag des 21. Dezembers beträgt dieser Winkel nur noch 16,8°. Je weiter man nun auf der Nordhalbkugel nach Süden gelangt, desto höher steht die Mittagssonne am Himmel, d. h. der Einfallswinkel der Sonne steigt mit abnehmendem Breitengrad. Ein Höchststand der Sonne von 90° zum Horizont (Sonne im Zenit) wird nur innerhalb der Wendekreise erreicht.

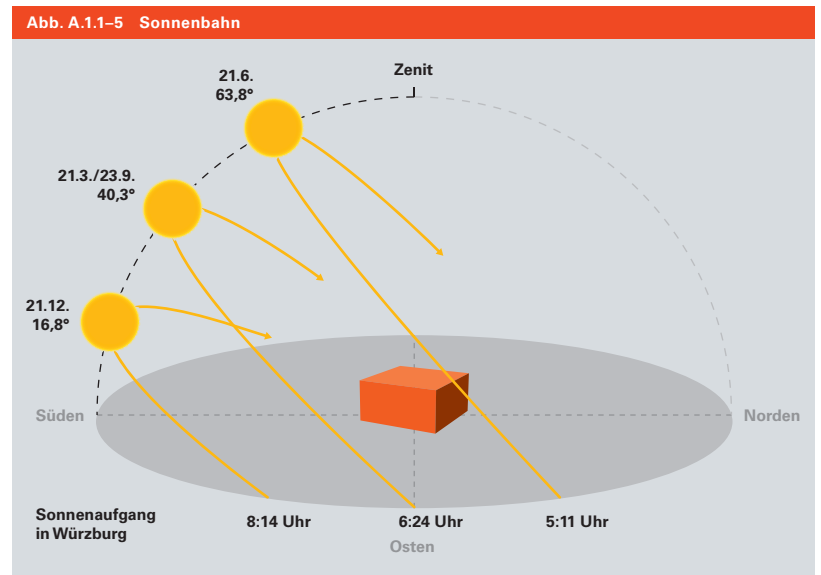
Der Einstrahlungswinkel der Mittagssonne variiert im Laufe eines Jahres um 47°.

Der höchste bzw. niedrigste Stand der Mittagssonne bezogen auf den Breitengrad lässt sich mit folgenden Formeln berechnen:

Höchster Stand am 21. Juni:

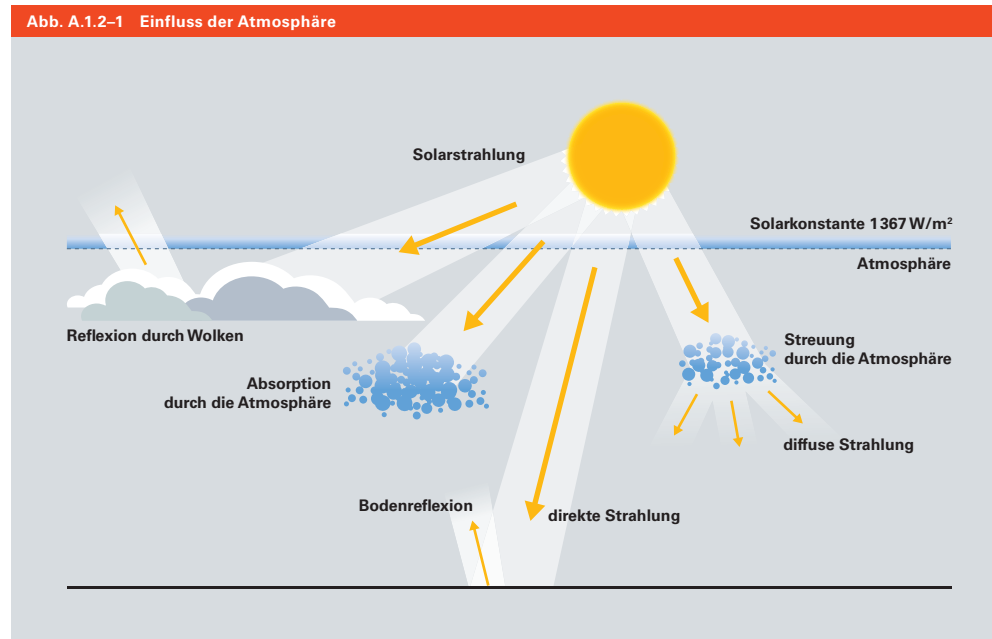
$$H_s = 90^\circ - \text{Breitengrad} + 23,5^\circ$$

| Beispiel | |
|---------------------------|---|
| Stockholm (59,3°): | $H_s = 90^\circ - 59,3^\circ + 23,5^\circ = 54,2^\circ$ |
| Würzburg (49,7°): | $H_s = 90^\circ - 49,7^\circ + 23,5^\circ = 63,8^\circ$ |
| Madrid (40,4°): | $H_s = 90^\circ - 40,4^\circ + 23,5^\circ = 73,1^\circ$ |



A.1 Potenziale der thermischen Nutzung von Solarstrahlung

Die Atmosphäre reduziert die Strahlungsleistung der Sonne. Ein Teil der Strahlung wird absorbiert und reflektiert. Der andere Teil erreicht die Erdoberfläche als diffuse und direkte Strahlung.



A.1.2 Strahlungsangebot auf der Erde

Globalstrahlung

Von den 1367 W/m^2 Strahlungsstärke (Solarkonstante) treffen durch den Einfluss der Atmosphäre maximal etwa 1000 W/m^2 auf die Erdoberfläche. Die Atmosphäre wirkt sich unterschiedlich auf das gesamte Strahlungsspektrum aus. Wolkenschichten reflektieren einen Teil der Strahlung, ein weiterer Teil wird von der Atmosphäre absorbiert (lateinisch: absorbere = verschlingen). Andere Bestandteile der Strahlung werden von dichteren Schichten der Atmosphäre oder Wolken gestreut und damit zu diffuser Strahlung. Teile der Strahlung erreichen die Erde direkt.

Der Teil der Strahlung, der auf die Erde trifft, wird von der Erdoberfläche entweder reflektiert oder absorbiert. Durch die Absorption wird die Erdoberfläche erwärmt. Die Reflexion erzeugt ebenfalls diffuse Strahlung.

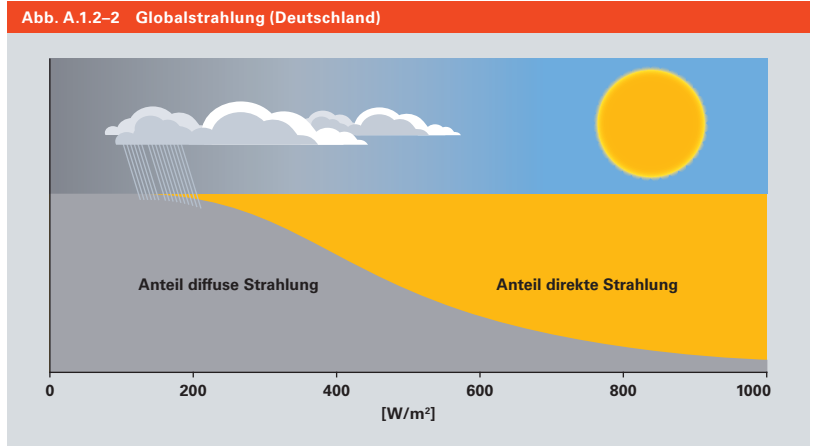
Die Summe aus diffuser und direkter Strahlung heißt Globalstrahlung. Der Anteil der diffusen Strahlung an der Globalstrahlung beträgt in Deutschland im Jahresmittel ca. 50 Prozent – im Sommer weniger, im Winter mehr.

Der Unterschied zwischen direkter und diffuser Strahlung ist in der solartechnischen Anwendung besonders für konzentrierende Systeme (Parabol- bzw. Rinnenspiegel) interessant, da diese Systeme nur die direkte Strahlung nutzen (siehe Kapitel C.2.6).

Air Mass

Die Bestrahlungsstärke auf der Erdoberfläche wird zudem von der Weglänge der Strahlung durch die Atmosphäre bestimmt. Dieser reduzierende Effekt wird als Air Mass (AM), „Luftmasse“ bezeichnet und vom Einfallswinkel der Sonnenstrahlung bestimmt.

Der kürzeste Weg besteht bei senkrechtem Einfall der Strahlung ($= 90^\circ$) und wird als AM 1 bezeichnet. Je länger der Weg der Strahlung bis zur Erdoberfläche ist, desto größer wird die reduzierende Wirkung der Atmosphäre.



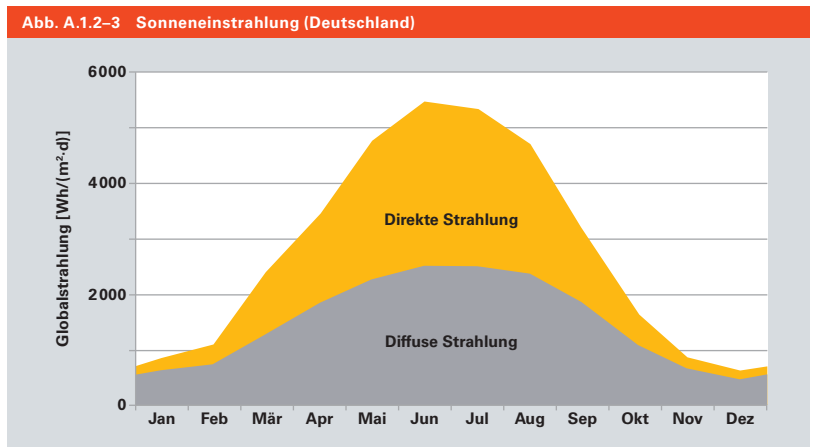
Die Leistungsgrenzen zwischen diffuser und direkter Strahlung sind fließend. Auch scheinbar schwaches Licht mit einem hohen Anteil diffuser Strahlung bietet nutzbare Bestrahlungsstärke.

Bestrahlungsstärke

Die Strahlungsleistung auf eine definierte Fläche heißt Bestrahlungsstärke. Physikalisch gesehen ist die Bestrahlungsstärke somit eine Leistung pro Fläche und wird in Watt pro Quadratmeter (W/m^2) angegeben. Die solare Bestrahlungsstärke variiert deutlich. Vom stark bedeckten Himmel mit etwa $50 W/m^2$ reichen die Werte bis zu $1000 W/m^2$ bei sehr klarem Himmel.

Um errechnen zu können, welche Menge an Solarstrahlung tatsächlich in solarthermische Energie umgewandelt wird, muss zusätzlich die Dauer der Einstrahlung berücksichtigt werden. Als Energie wird also die Leistung während einer definierten Zeitspanne bezeichnet, die Maßeinheit dafür ist Wattstunde (Wh). Die Energie der Globalstrahlung wird in Tages-, Monats- oder Jahressummen angegeben.

Die maximalen Tagessummen in Deutschland liegen bei etwa $8 kWh/m^2$ im Sommer. Aber selbst an einem sonnigen Wintertag stehen bis zu $3 kWh/m^2$ Bestrahlungsstärke zur Verfügung.



Die mittleren Tagessummen der Globalstrahlung variieren im Laufe eines Jahres nahezu um den Faktor 10. Der Anteil der diffusen Strahlung beträgt im Jahresmittel ca. 50 Prozent.

A.1 Potenziale der thermischen Nutzung von Solarstrahlung

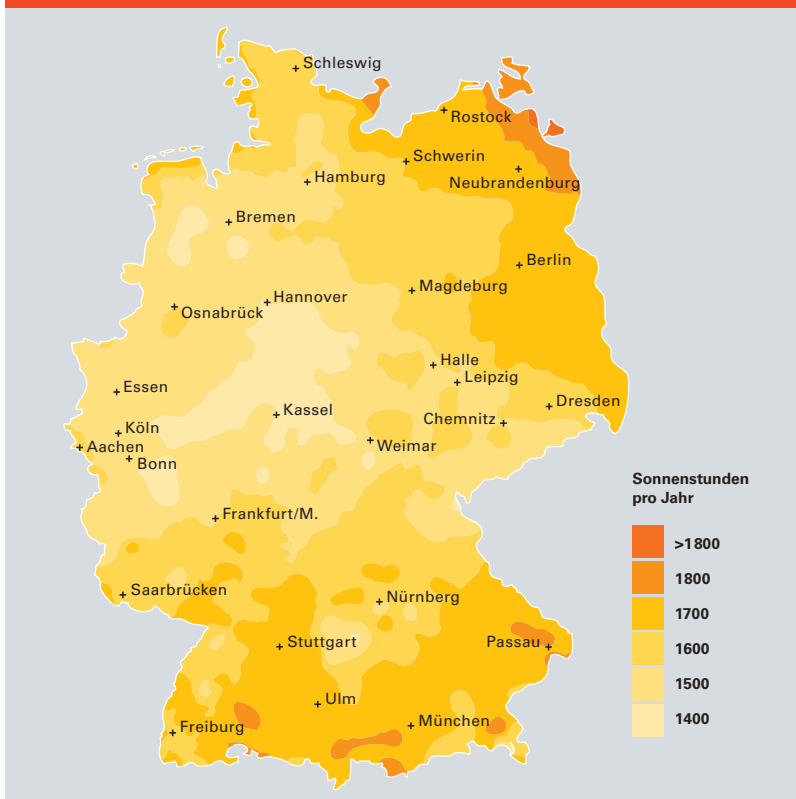
Abb. A.1.2-4 Globalstrahlung in Deutschland



Die durchschnittlichen Jahressummen der Globalstrahlung liegen in Deutschland im langjährigen Mittel zwischen 950 kWh/(m²·a) in der norddeutschen Tiefebene und 1 200 kWh/(m²·a) im Freiburger Raum bzw. in der Alpenregion. Weltweit liegen die Werte zwischen 800 kWh/(m²·a) z. B. in Skandinavien und 2 200 kWh/(m²·a) z. B. in der Sahara.

Einzelne Monatssummen der Globalstrahlungsenergie können vom langjährigen Mittel bis zu 50 Prozent abweichen, einzelne Jahressummen bis zu 30 Prozent.

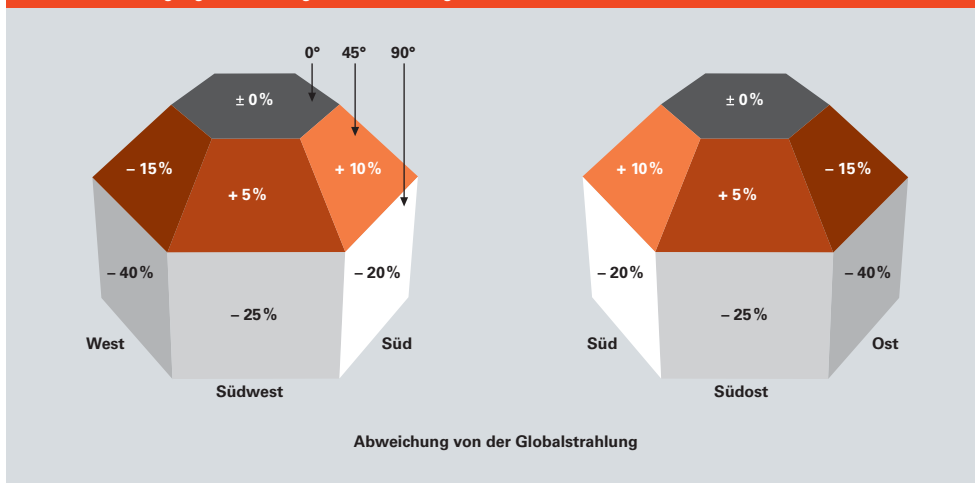
Abb. A.1.2-5 Sonnenstunden in Deutschland



Die langjährigen Mittelwerte der Sonnenstunden liegen in Deutschland zwischen 1 400 Stunden im südlichen Niedersachsen und über 1 800 Stunden in Nordostdeutschland. Die Verteilung der Sonnenstunden in Deutschland weicht dabei ab von der Verteilung der Globalstrahlungssummen. In den Küstenregionen z.B. kann mit häufigerem Sonnenschein gerechnet werden, als im Landesinneren.

Die Abweichungen von diesen Mittelwerten sind jedoch zum Teil erheblich. Neben den unterschiedlichen Jahreswerten gibt es auch regionale oder sogar lokale Abweichungen.

Abb. A.1.2-6 Neigung, Ausrichtung und Einstrahlung



Je nach Neigung und Ausrichtung einer Fläche verringert oder vergrößert sich die Einstrahlung gegenüber der horizontalen Fläche.

Neigung der Empfangsfläche

Die Werte für die Globalstrahlungsenergie beziehen sich auf die horizontale Ebene. Diese Werte werden durch die Neigung der Empfangsfläche beeinflusst.

Ist die Empfangsfläche geneigt, verändern sich der Einstrahlungswinkel, die Bestrahlungsstärke und damit auch die Menge der Energie. Die flächenbezogene Jahressumme der Globalstrahlungsenergie ist also auch abhängig von deren Neigung.

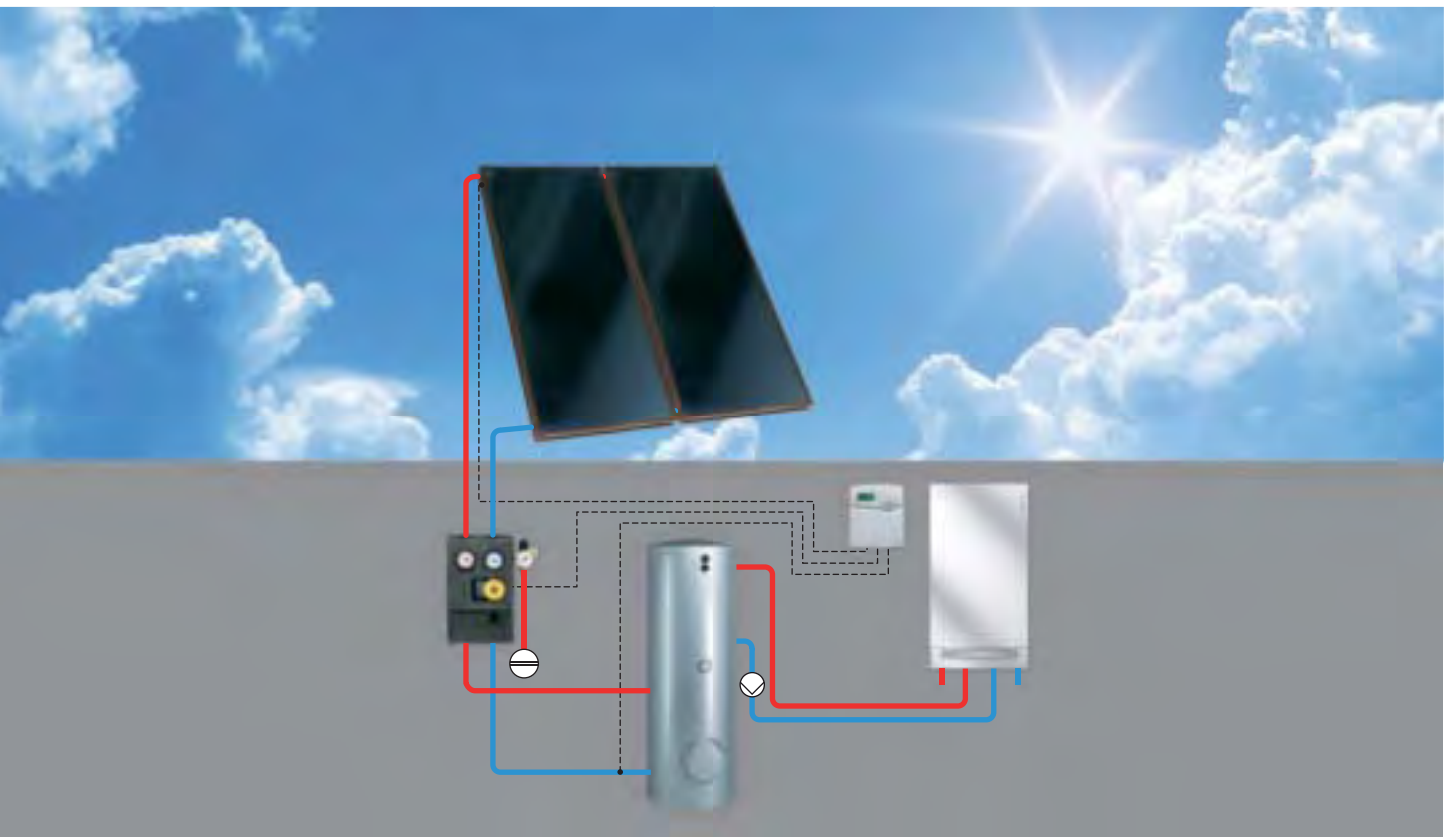
Die Energiemenge ist am größten, wenn die Strahlung im rechten Winkel auf die Empfangsfläche trifft. Da dieser Fall in unseren Breitengraden bezogen auf die Horizontale niemals erreicht wird, kann durch eine Neigung der Empfangsfläche „nachgeholfen“ werden. In Deutschland wird auf einer Empfangsfläche mit 35° Neigung bei Südausrichtung im Vergleich zu einer horizontalen Lage durchschnittlich etwa zwölf Prozent mehr Energie eingestrahlt.

Ausrichtung der Empfangsfläche

Ein weiterer Faktor für die Berechnung der zu erwartenden Energiemenge ist die Ausrichtung der Empfangsfläche. Auf der Nordhalbkugel ist eine Ausrichtung nach Süden optimal. Abweichungen der Empfangsfläche von der Südausrichtung werden mit dem „Azimutwinkel“ beschrieben. Eine nach Süden ausgerichtete Fläche hat den Azimutwinkel 0°.

In der Solartechnik werden die Winkel, anders als bei einem Kompass, mit Süd = 0°, West = +90°, Ost = -90° etc. angegeben.

In Abbildung A.1.2-6 ist das Zusammenwirken von Ausrichtung und Neigung dargestellt. Im Vergleich zur Horizontalen ergeben sich Mehr- oder Mindererträge. Zwischen Südost und Südwest und bei Neigungswinkeln zwischen 25° und 70° lässt sich ein Bereich definieren, in dem die Erträge einer solarthermischen Anlage optimal sind. Größere Abweichungen, zum Beispiel bei Fassadenanlagen, können durch eine entsprechend größere Kollektorfläche kompensiert werden.



Grundlegende Kenngrößen von Kollektoranlagen

Kollektoren sind Wärmeerzeuger, die sich von konventionellen Wärmeerzeugern in vielerlei Hinsicht unterscheiden. Der auffälligste Unterschied ist die für die Wärmeerzeugung eingesetzte Primärenergiequelle, der „Brennstoff“ Sonnenstrahlung.

Einerseits ist diese kostenlose Energiequelle nach menschlichem Ermessen unendlich lange verfügbar, andererseits ist sie für den jeweils aktuellen Bedarf kaum kalkulierbar und in ihrem tatsächlichen Angebot begrenzt. Insbesondere in der Heizperiode, wenn am meisten Wärme benötigt wird, steht am wenigsten Solarenergie zur Verfügung – und umgekehrt. Die Sonne lässt sich zudem nicht nach Bedarf an- oder ausschalten. Diese Ausgangslage erfordert ein grundsätzlich anderes Vorgehen als die Planung von Energieanlagen, deren Leistung auf Abruf zur Verfügung steht. Bis auf wenige Ausnahmen werden deshalb Anlagen, die solare Strahlungsenergie nutzen, zur Versorgungssicherheit immer durch einen zweiten Wärmeerzeuger ergänzt – sie werden als bivalente (= zweiwertige) Systeme geplant und betrieben.

Die oben stehende Abbildung zeigt eine einfache bivalente Anlage: Der Heizkessel sorgt dafür, dass zu jeder gewünschten Zeit eine definierte Menge warmen Wassers zur Verfügung steht. Die Kollektoranlage wird so in das System integriert, dass dabei möglichst viel Energie aus der Sonnenstrahlung gewonnen und möglichst wenig Brennstoff durch den Heizkessel verbraucht wird.

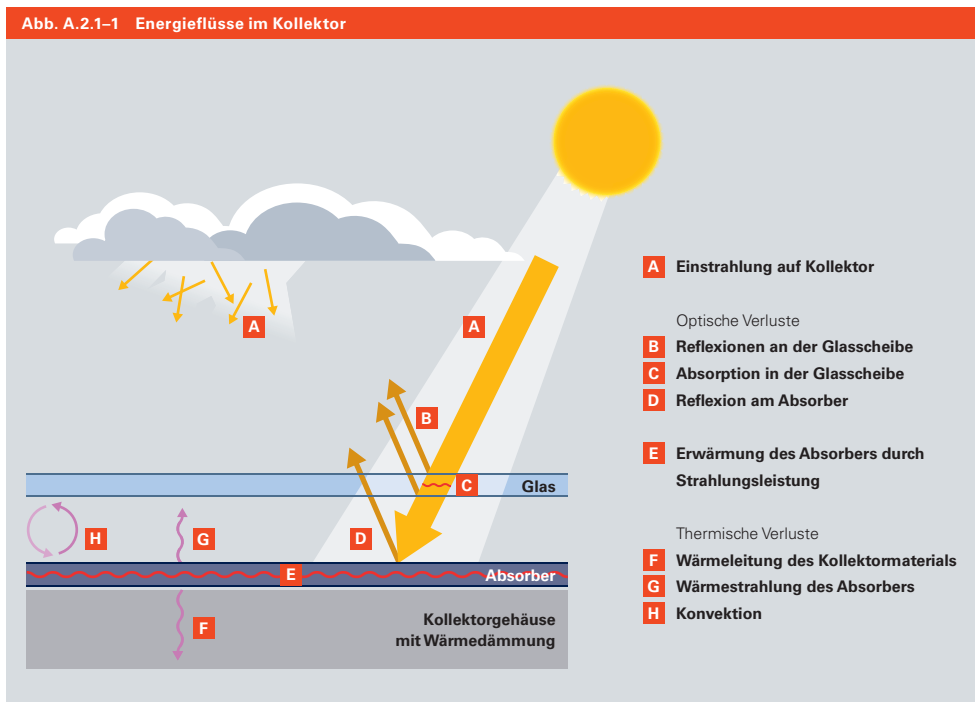
Schon an diesem einfachen Beispiel wird deutlich, dass der erfolgreiche Betrieb einer Solaranlage nicht allein vom Kollektor abhängt, sondern von einem sinnvollen Zusammenspiel aller verwendeten Komponenten. Um die Wirkweise eines Kollektors im Gesamtsystem planen zu können, werden in den nächsten Abschnitten seine grundlegenden Eigenschaften und Beurteilungskriterien erläutert.

A.2.1 Kollektorwirkungsgrad

Der Wirkungsgrad eines Kollektors bezeichnet den Anteil der auf die Aperturfläche des Kollektors treffenden Sonnenstrahlung, der in nutzbare Wärmeenergie umgewandelt wird. Als Aperturfläche wird die sonnenwirksame Fläche eines Kollektors bezeichnet (siehe Kapitel B.1.3). Der Wirkungsgrad ist unter anderem abhängig vom Betriebszustand des Kollektors, die Art der Ermittlung ist für alle Kollektortypen gleich.

Ein Teil der auf den Kollektor treffenden Sonnenstrahlung geht durch Reflexion und Absorption an der Glasscheibe und Reflexion am Absorber verloren. Aus dem Verhältnis zwischen Einstrahlung auf den Kollektor und der Strahlungsleistung, die auf dem Absorber in Wärme umgewandelt wird, lässt sich der optische Wirkungsgrad errechnen. Er wird mit η_0 (sprich: eta Null) bezeichnet.

Wird ein Kollektor von der Sonnenstrahlung erwärmt, gibt er einen Teil der Wärme an die Umgebung ab – durch Wärmeleitung des Kollektormaterials, Wärmestrahlung und Konvektion (Luftbewegung). Diese Verluste können mit Hilfe der Wärmeverlustbeiwerte k_1 und k_2 und dem Temperaturunterschied ΔT (sprich: delta T) zwischen dem Absorber und der Umgebung berechnet werden. (Näheres zum Absorber siehe Kapitel B.1.2.) Die Temperaturdifferenz wird in K (= Kelvin) angegeben.



Die Einstrahlung, die den Kollektor erreicht, wird reduziert um die optischen Verluste. Die verbleibende Strahlung erwärmt den Absorber. Die Teile der Wärme, die der Kollektor dann an die Umgebung abgibt, sind die thermischen Verluste.

A.2 Grundlegende Kenngrößen von Kollektoranlagen

Die Wärmeverlustbeiwerte und der optische Wirkungsgrad sind die wesentlichen Kenngrößen für die Leistungsfähigkeit von Kollektoren.

Abb. A.2.1-2 Charakteristische Kenngrößen unterschiedlicher Kollektortypen

| | Optischer Wirkungsgrad % | Wärmeverlustbeiwert k_1 W/(m ² ·K) | Wärmeverlustbeiwert k_2 W/(m ² ·K ²) |
|--|-----------------------------|--|--|
| Flachkollektor | 80 | 4 | 0,1 |
| Flachkollektor mit Antireflexglas | 84 | 4 | 0,1 |
| Vakuum-Röhrenkollektor | 80 | 1,5 | 0,005 |

Hinweis

Je größer die Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Außenluft, desto größer werden die thermischen Verluste – der Wirkungsgrad sinkt also mit dem Ansteigen der Betriebstemperatur des Kollektors oder mit dem Fallen der Außenlufttemperatur.

Der optische Wirkungsgrad und die Verlustbeiwerte werden nach einem in der Europäischen Norm EN 12975 beschriebenen Verfahren ermittelt und stellen die wesentlichen Kenngrößen eines Kollektors dar. Sie müssen in den Datenblättern der Geräte angegeben sein (siehe www.viessmann.de > Produkte > Solarsysteme).

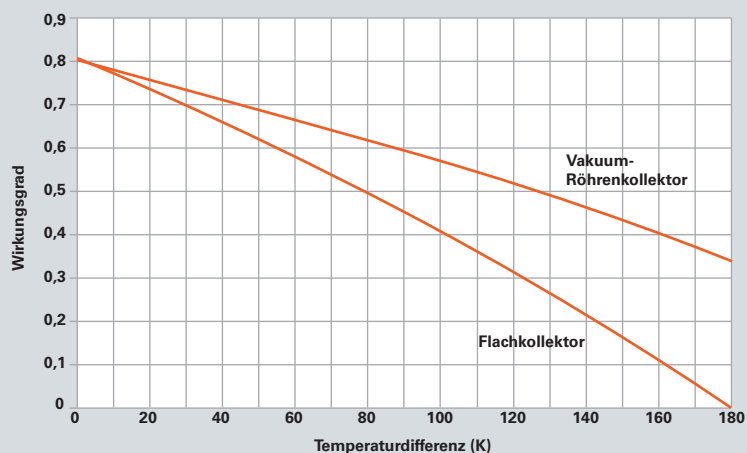
Diese drei Werte zusammen mit dem Wert der Bestrahlungsstärke E_g sind ausreichend, um den Wirkungsgrad des Kollektors und dessen Kennlinie abzubilden.

$$\eta = \eta_0 - \frac{k_1 \cdot \Delta T}{E_g} - \frac{k_2 \cdot \Delta T^2}{E_g}$$

- η Kollektorstufenwirkungsgrad
- η_0 optischer Wirkungsgrad
- k_1 Wärmeverlustbeiwerte in W/(m²·K)
- k_2 Wärmeverlustbeiwerte in W/(m²·K²)
- ΔT Temperaturdifferenz in K
- E_g Bestrahlungsstärke in W/m²

Der maximale Wirkungsgrad wird erreicht, wenn die Differenz zwischen Kollektor- und Umgebungstemperatur null beträgt und der Kollektor keine thermischen Verluste an die Umgebung hat.

Abb. A.2.1-3 Charakteristische Wirkungsgradkurven



Mit zunehmender Temperaturdifferenz zur Umgebung zeigt der Vakuum-Röhrenkollektor Vorteile im Wirkungsgrad.

A.2.2 Stillstandstemperatur

Wird dem Kollektor keine Wärme entzogen (die Wärmeträgerflüssigkeit zirkuliert nicht mehr, die Pumpe steht), erwärmt sich der Kollektor bis zur sogenannten Stillstandstemperatur. In diesem Zustand sind die thermischen Verluste ebenso groß wie die aufgenommene Strahlungsleistung, die Leistung des Kollektors ist Null.

In Deutschland erreichen handelsübliche Flachkollektoren im Sommer Stillstandstemperaturen von über 200 °C, Vakuum-Röhrenkollektoren ca. 300 °C.

A.2.3 Kollektorleistung

Maximale Leistung

Die maximale Leistung eines Kollektors ist definiert als Produkt aus dem optischen Wirkungsgrad η_0 und einer maximal angenommenen Einstrahlung von 1 000 W/m².

Bei einem angenommenen optischen Wirkungsgrad von 80 Prozent liegt also die maximale Leistung eines Quadratmeters Kollektorfläche bei 0,8 kW. Im normalen Betrieb wird dieser Wert allerdings selten erreicht, die maximale Leistung ist lediglich für die Auslegung der Sicherheitstechnik relevant.

Auslegungsleistung

Für die Planung einer Solaranlage wird deshalb eine Auslegungsleistung festgelegt. Sie wird für die Planung der Installation und vor allem für die Dimensionierung der Wärmetauscher benötigt.

Als untere Grenze ist dafür in der VDI 6002 Teil 1 eine spezifische Kollektorleistung von 500 W/m² vorgesehen, wir empfehlen zur sicheren Planung einen etwas höheren Wert von 600 W/m² bei Anwendungen mit niedrigen Temperaturen, also bei Betriebsweisen mit zu erwartenden guten Kollektorwirkungsgraden. Alle Systemkomponenten und Solarpakete von Viessmann sind mit diesem Wert gerechnet.

Installierte Leistung

In der Fachliteratur findet sich eine weitere Leistungsgröße, die nur für statistische Zwecke zum Vergleich von Energieerzeugern verwendet wird. Zur Erhebung aller installierten Kollektoranlagen in einer Region wird neben der Angabe in m² auch die installierte Leistung angegeben. Sie beträgt 700 W/m² Absorberfläche (durchschnittliche Leistung bei maximaler Einstrahlung) und ist für die Anlagenplanung nicht relevant.

A.2 Grundlegende Kenngrößen von Kollektoranlagen

A.2.4 Kollektorertrag

Für die Auslegung einer Solaranlage und die Dimensionierung der Systemkomponenten ist weniger die Leistung der Kollektoren als vielmehr der zu erwartende Anlagenenertrag relevant.

Der Ertrag eines Kollektors ergibt sich aus dem Produkt der durchschnittlich zu erwartenden Leistung (kW) und einer entsprechenden Zeiteinheit (h). Der daraus errechnete Wert in kWh wird auf einen Quadratmeter Kollektor- oder Aperturfläche (siehe Kapitel B.1.3) bezogen und in kWh/m² angegeben. Tagesbezogen ist dieser Wert wichtig, um den Solarspeicher dimensionieren zu können. Der spezifische Kollektorertrag auf ein ganzes Jahr betrachtet wird in kWh/(m²·a) angegeben und ist eine wesentliche Beurteilungsgröße für die Dimensionierung und Betriebsweise der Anlage.

Je höher der Wert, desto mehr Energie bringt die Kollektoranlage in das System ein. In die jährliche Betrachtung fließen auch Betriebszustände ein, in denen der Kollektor zwar noch Energie liefern könnte, der Speicher aber beispielsweise bereits vollständig geladen ist. In diesem Fall wird kein Ertrag erwirtschaftet. Der Kollektorertrag ist die wesentliche Beurteilungsgröße für die Effizienz einer Solaranlage. Er ist dann besonders hoch, wenn die Kollektorfläche entsprechend dem Nutzungsschwerpunkt optimal ausgerichtet und ver-

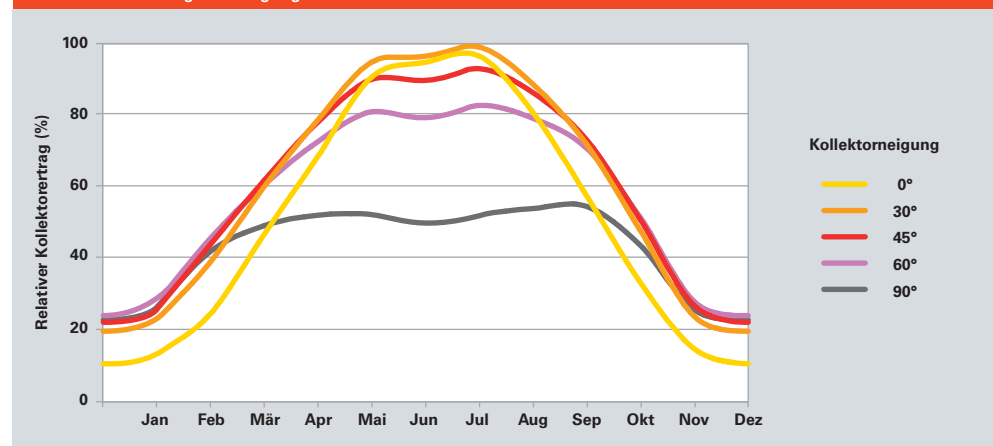
schattungsfrei ist. Das Einstrahlungsoptimum muss dabei nicht das Ertragsoptimum sein.

Bei Anlagen zur solaren Heizungsunterstützung ist beispielsweise für den Gesamtertrag und das Betriebsverhalten ein steilerer Neigungswinkel sinnvoller, da das Ertragsoptimum für die Übergangszeit und den Winter ausschlaggebend ist. Im Sommer, wenn nur die Trinkwassererwärmung solar unterstützt wird, werden so durch den „schlechteren“ Neigungswinkel geringere Überschüsse, in der Übergangszeit durch den dann „besseren“ Winkel mehr nutzbarer Ertrag erzielt. Die Bereitstellung der Energie wird, über das gesamte Jahr betrachtet, dadurch ausgeglichener und der Anlagenenertrag ist höher als bei einer Ausrichtung der Anlage auf das Einstrahlungsmaximum.

Hinweis

Die Orientierung am standortbezogenen Einstrahlungsoptimum ist nur dann sinnvoll, wenn die auf den Kollektor treffende Strahlungsmenge jederzeit genutzt werden kann.

Abb. A.2.4-1 Ertrag und Neigung



Die monatliche Verteilung der Erträge bei einer nach Süden ausgerichteten Fläche ist abhängig vom Neigungswinkel.

A.2.5 Solare Deckungsrate

Für die Planung einer Solaranlage ist die solare Deckungsrate – neben dem Ertrag – die zweite wesentliche Beurteilungsgröße. Die Deckungsrate gibt an, wie viel Prozent der für die vorgesehene Nutzung notwendigen Energie durch die Solaranlage bereitgestellt wird.

Diese Betrachtungsweise, die den solaren Ertrag in Beziehung zur genutzten Wärmemenge setzt, berücksichtigt Speicherverluste und hat sich als übliche Angabe für die solare Deckungsrate durchgesetzt. Es gibt aber auch die Möglichkeit, den solaren Ertrag in Beziehung zu der eingesetzten Energiemenge der Nachheizung zu setzen. Die so errechnete solare Deckungsrate ist dann höher. Bei Vergleichen von Solarsystemen muss also immer darauf geachtet werden, welche Berechnungsweise der angegebenen solaren Deckungsrate zugrunde liegt.

Je höher die solare Deckung, desto höher die Einsparung an konventioneller Energie. So ist es verständlich, dass Interessenten sich häufig eine Anlage mit möglichst hoher solarer Deckungsrate wünschen. Eine vernünftige Planung einer Solaranlage aber bedeutet immer, einen guten Kompromiss zwischen Ertrag und solarer Deckung zu finden.

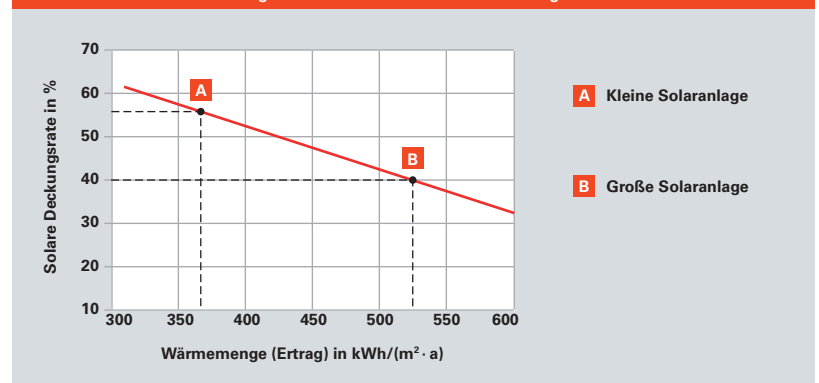
Grundsätzlich gilt: Je größer die solare Deckungsrate, desto geringer ist der spezifische Ertrag pro Quadratmeter Kollektorfläche – wegen der nicht zu vermeidenden Überschüsse im Sommer und dem niedrigeren Kollektorwirkungsgrad.

Zur Erinnerung: Der Wirkungsgrad sinkt bei steigender Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Umgebungstemperatur.

Ein guter Kompromiss zwischen Ertrag und solarer Deckung ist in der Regel auch ein guter Kompromiss zwischen Investitionskosten für die Solaranlage und eingesparter konventioneller Energie.

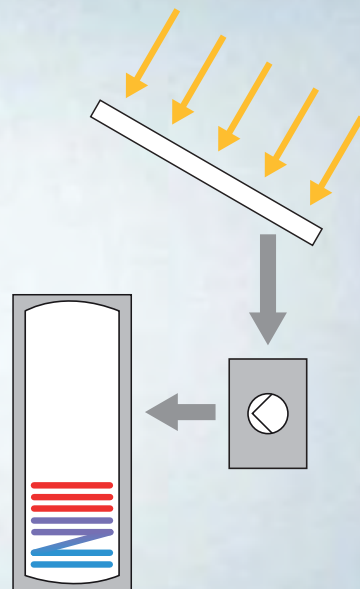
In Deutschland ist es üblich, Einfamilienhausanlagen auf 50–60 Prozent solare Deckung für die Trinkwassererwärmung auszulegen, im Geschosswohnungsbau auf 30–40 Prozent. Für die solare Heizungsunterstützung lassen sich kaum Standardwerte angeben, da hier die solare Deckung extrem von der energetischen Qualität des Gebäudes (Dämmung, Luftdichtheit, etc.) abhängig ist (siehe Kapitel C.2.2).

Abb. A.2.5–1 Solare Deckungsrate für die Trinkwassererwärmung



Für jede Solaranlage muss ein guter Kompromiss zwischen der solaren Deckungsrate und dem solaren Ertrag gefunden werden.

A.3 Grundlegende Unterschiede in der Betriebsweise



Grundlegende Unterschiede in der Betriebsweise

In Deutschland am weitesten verbreitet sind solarthermische Anlagen, die aus Kollektoren, einer Regeleinheit mit Pumpe und einem gut gedämmten Wärmespeicher bestehen.

Im Kollektor trifft die Sonnenenergie auf beschichtete Bleche (Absorber). An der Unterseite der Absorber sind Kupferrohre befestigt, die von einer Wärmeträgerflüssigkeit durchströmt werden. Der Absorber wird von der Sonnenstrahlung erhitzt und gibt die Wärme an die Wärmeträgerflüssigkeit in den Absorberrohren ab. Ein Regler und eine Pumpe sorgen dafür, dass die Wärme über Rohrleitungen abtransportiert wird. Im Speicher wird die Wärme dann durch einen Wärmetauscher an das Trinkwasser abgegeben.

Vom Prinzip her sind alle pumpengeführten Solaranlagen auf diese Art konstruiert. In der Betriebsweise jedoch gibt es grundlegende Unterschiede, die im Folgenden erläutert werden.

Ausführungen zu nicht pumpengeführten Schwerkraftanlagen (Thermosiphon-Anlagen) sind im Kapitel B.2.4.2 nachzulesen.

A.3.1 Druckhaltendes System mit Frostschutzmittel

Bei diesen Systemen mit Frostschutzmittel wird ein Wärmeträgermedium benutzt, das in der Regel aus einem Gemisch aus Wasser und Frostschutzmittel (Glykol) besteht. Der Wärmeträger wird – von einer Pumpe angetrieben – durch die Absorberrohre gedrückt, nimmt hierbei die Wärmeenergie des Absorbers auf, um sie anschließend im Wärmetauscher des Speichers abzugeben.

Das Glykol schützt die Anlage im Winter vor dem Einfrieren – der Wärmeträger verbleibt jederzeit vollständig im System. Dieses System bietet zudem den größtmöglichen Korrosionsschutz, da handelsübliche Wärmeträgerflüssigkeiten zusätzlich mit Korrosionsschutz-Inhibitoren ausgestattet sind.

Geschlossene, druckhaltende Systeme benötigen immer ein Ausdehnungsgefäß, das die Ausdehnung des Wärmeträgermediums und zusätzlich das eventuell auftretende Dampf-volumen des Kollektors aufnehmen kann.

Dieses System ist in Mitteleuropa mit über 95 Prozent Marktanteil am meisten verbreitet.

A.3.2 Druckhaltendes System mit thermischem Frostschutz

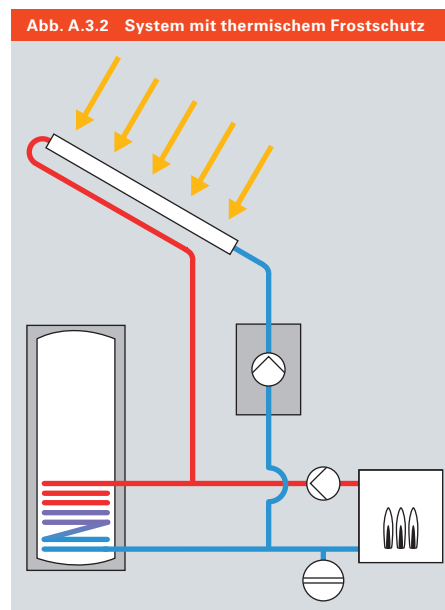
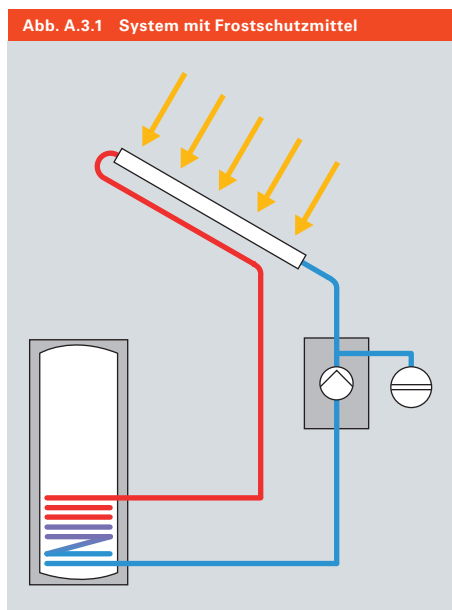
Ein System mit thermischem Frostschutz ist ähnlich aufgebaut wie das nebenstehend beschriebene System mit Frostschutzmittel. Der Unterschied besteht darin, dass das Wärmeträgermedium aus reinem Wasser ohne Zusatz von Frostschutzmittel besteht. Damit das Wasser nicht gefrieren kann, wird im Winter konventionell erzeugte Wärme vom Speicher zum Kollektor transportiert. Zur energetischen Beurteilung dieser Systeme muss der winterliche Energieverbrauch zur Kollektorbeheizung vom sommerlichen Energiegewinn abgezogen werden. Der Energieeinsatz im Winter ist stark abhängig von den jeweiligen Temperaturen, er liegt in der Regel nicht unter zehn Prozent der solaren Erträge.

Werden diese Anlagen ohne Systemtrennung zum Heizkreis aufgebaut, müssen bei Planung und Installation andere Regeln (Umgang mit Heizkreiswasser, Prüfdrücke etc.) beachtet werden als bei separaten Solarkreisläufen.

Hinweis

Viessmann Solarsysteme sind druckhaltende Systeme mit Frostschutzmitteln. Diese Systeme

- gewährleisten den zuverlässigsten Frostschutz im Winter,
- verbrauchen keine konventionell erzeugte Heizenergie, um den Kollektor vor Frost zu schützen
- ermöglichen eine einfache Verrohrung des Solarkreises,
- bieten den größtmöglichen Korrosionsschutz sämtlicher Komponenten der Anlage.



A.3 Grundlegende Unterschiede in der Betriebsweise

A.3.3 Drainback-System

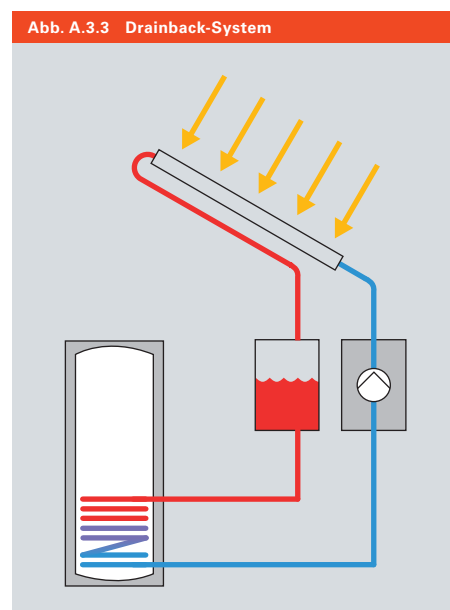
Kennzeichnend für Drainback-Systeme ist, dass der Wärmeträger aus dem Kollektor herausläuft, wenn die Anlage nicht in Betrieb ist. Das funktioniert nur mit Kollektoren, die von unten angeschlossen werden und deren Absorber ein Entleeren durch Schwerkraft ermöglichen. Alle Rohrleitungen, die vom Kollektor wegführen, müssen fallend ausgeführt werden. Der Wärmeträger wird in einem Behälter aufgefangen.

Ein Drainback-System ist ein selbstentleerendes System, das in der Regel mit reinem Wasser betrieben wird. Deshalb müssen sämtliche frostgefährdeten Anlagenteile komplett leerlaufen können. Eine Drainback-Anlage darf im Winter bei niedrigen Temperaturen auf keinen Fall eingeschaltet werden, auch wenn der Kollektor selbst durch Einstrahlung aufgewärmt ist. Da dieser Anlagentyp eine durchgehend fallend ausgeführte Verrohrung aufweisen muss, ist er besonders im Bestand nur schwer zu realisieren.

Zunehmend werden Drainback-Systeme mit einem Gemisch aus Wasser und Glykol betrieben. Die Rohrleitungen müssen daher im Winter nicht gänzlich leerfallen, um die Anlage

vor dem Einfrieren zu schützen. Diese Systeme wurden in erster Linie entwickelt, um den Wärmeträger bei Anlagen mit sehr langen zu erwartenden Stillstandszeiten weniger zu belasten.

Der Einsatz von Hilfsenergie (Strom für die Pumpe) ist bei Drainback-Systemen immer höher als bei druckhaltenden Systemen, da die Anlage bei Betriebsbeginn jedes Mal neu befüllt wird.





B Komponenten

Gute Kenntnisse von Aufbau und Funktion der wesentlichen Komponenten thermischer Solaranlagen sind eine wesentliche Voraussetzung, um effiziente Systeme planen und installieren zu können.

Dieses Kapitel widmet sich den einzelnen Komponenten thermischer Solaranlagen. Es werden sowohl die technischen Details als auch die wesentlichen Funktionszusammenhänge erläutert. Dabei wird deutlich, was einen guten Kollektor auszeichnet, wie ein geeigneter Speicher beschaffen sein muss und worauf bei der Planung und Installation der Bauteile im Primärkreis geachtet werden muss.

Die hier vermittelten Kenntnisse zeigen, dass thermische Solaranlagen mit leistungsstarken Komponenten langfristig sicher und in hohem Maße effizient betrieben werden können.

36 B.1 Kollektoren

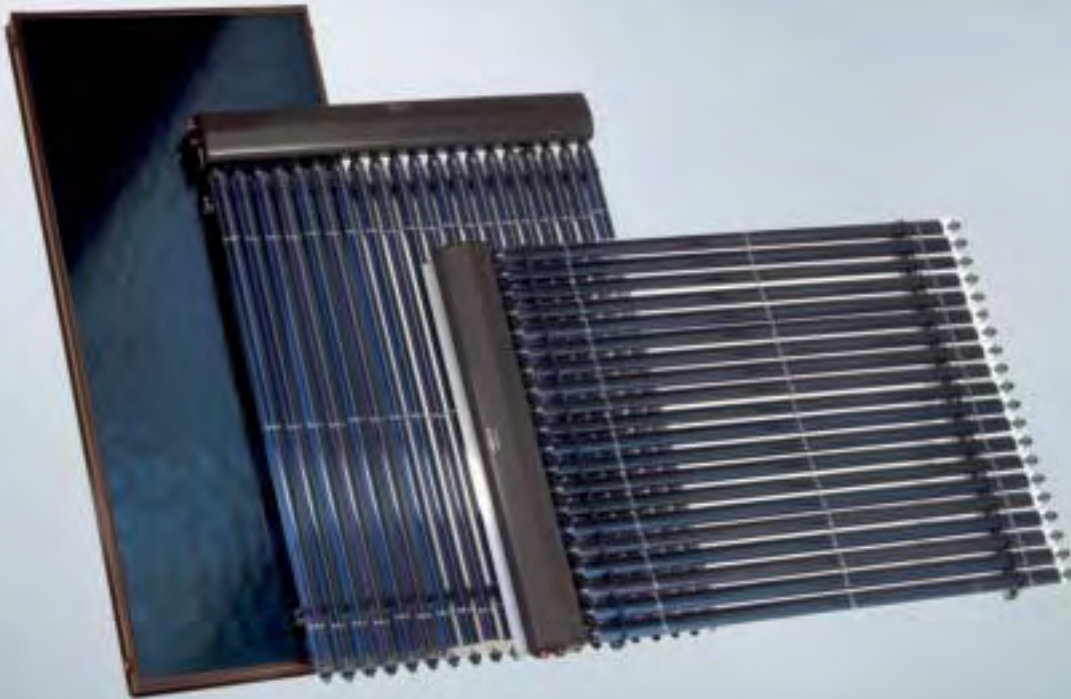
- 37** B.1.1 Aufbau und Funktion
- 38** B.1.2 Absorber
- 41** B.1.3 Flächenbezeichnungen
- 42** B.1.4 Qualität und Zertifikate
- 43** B.1.5 Auswahl des geeigneten Kollektortyps
- 44** B.1.6 Aspekte der Kollektorbefestigung
- 54** B.1.7 Kollektoren als Gestaltungselement

56 B.2 Speicher

- 57** B.2.1 Warum speichern?
- 58** B.2.2 Grundlagen der Speichertechnik
- 62** B.2.3 Speichertypen
- 65** B.2.4 Speicherbeladung
- 70** B.2.5 Wärmetauscher

72 B.3 Primärkreis

- 73** B.3.1 Kollektorkreislauf
- 81** B.3.2 Rohrleitungen
- 84** B.3.3 Entlüftung
- 85** B.3.4 Wärmeträger
- 87** B.3.5 Stagnation und sicherheitstechnische Einrichtungen



Kollektoren

Die industrielle Produktion von Sonnenkollektoren begann Mitte der 70er-Jahre als Reaktion auf die Ölkrise. Seitdem hat sich weltweit mit Schwerpunkt auf Mitteleuropa ein Standard für diese Geräte entwickelt. Sonnenkollektoren sind qualitativ hochwertige Produkte mit einer Nutzungsdauer von weit mehr als 20 Jahren.



Abb. B.1-1 Acredal-Kollektor – Viessmann hat über 30 Jahre Erfahrung in der Kollektortechnik.

Die technologische Entwicklung der Kollektoren ist weitgehend ausgereift, an der Grundkonzeption der Geräte sind in den nächsten Jahren keine Änderungen zu erwarten. Optimierungspotenzial steckt nur noch in Details, wie z.B. den verwendeten Materialien. Der aktuelle Schwerpunkt von Forschung und Entwicklung liegt deshalb auf Systemintegration und neuen Formen solarthermischer Anwendungen.

In diesem Abschnitt geht es um die Grundlagen der Kollektortechnik. Behandelt werden hier die Unterschiede zwischen den Kollektortypen Flachkollektor und Vakuum-Röhrenkollektor sowie deren Funktion unter verschiedenen Betriebsbedingungen.

Die typischen Unterscheidungsmerkmale von Kollektoren sind die Konstruktion des Absorbers sowie die Dämmung des Kollektors gegen die Umgebung. Der physikalische Vorgang – Umwandlung von Licht in nutzbare Wärme – ist jedoch bei allen Kollektoren gleich: Auf dem Absorber wird Lichtenergie in Wärmeenergie umgewandelt.

Die spezielle Anwendung von konzentrierenden Systemen zur solarthermischen Stromerzeugung wird in Kapitel C.2.6 beschrieben.

B.1.1 Aufbau und Funktion

Flachkollektoren

In Deutschland haben Flachkollektoren derzeit einen Marktanteil von etwa 90 Prozent bezogen auf die insgesamt verbaute Fläche. Bei Flachkollektoren wird der Absorber in der Regel mit einem Gehäuse aus beschichtetem Stahlblech, Aluminium oder Edelstahl und einer Frontabdeckung aus eisenarmem Solar-sicherheitsglas dauerhaft vor Witterungseinflüssen geschützt. Eine Antireflex (AR)-Beschichtung des Glases kann zusätzlich die Reflexion reduzieren. Eine Wärmedämmung mindert die Wärmeverluste.

Das Gehäuse des Viessmann Flachkollektors besteht aus einem umlaufend gebogenen Aluminium-Rahmen ohne Gehrungsschnitte und scharfe Kanten. Zusammen mit der nahtlos ausgeführten, witterungs- und UV-beständigen Scheibeneindichtung und der

durchstoßsicheren Rückwand sorgt dies für Langlebigkeit und dauerhaft hohe Effizienz.

Flachkollektoren lassen sich einfach und sicher auf Hausdächern als Indach- oder Aufdachlösung in der Dachebene installieren. Zunehmend werden Kollektoren auch an der Fassade oder frei aufgestellt montiert. Flachkollektoren sind preiswerter als Röhrenkollektoren und werden für Trinkwassererwärmungsanlagen, Schwimmbaderwärmung und zur Unterstützung der Raumheizung eingesetzt.

Bei Standard-Flachkollektoren hat sich eine Bruttokollektorfläche (Außenmaße) von ca. 2–2,5 m² durchgesetzt.



Abb. B.1.1-1 Flachkollektor Vitosol 200-F

Vakuum-Röhrenkollektoren

Die Umwandlung von Licht in Wärme am Absorber ist im Flachkollektor und im Röhrenkollektor grundsätzlich identisch. Deutliche Unterschiede bestehen bei der Wärmedämmung: Beim Röhrenkollektor ist der Absorber ähnlich wie bei einer Thermoskanne in einer unter Vakuum gesetzte (evakuierte) Glasröhre eingebaut. Das Vakuum besitzt gute Wärmedämmeigenschaften, die Wärmeverluste sind daher geringer als bei Flachkollektoren – besonders bei hohen Temperaturen, speziell also unter Betriebsbedingungen, die bei der Gebäudeheizung oder Klimatisierung zu erwarten sind.

Voraussetzung für die Zuverlässigkeit und eine lange Nutzungsdauer von Vakuum-Röhrenkollektoren ist die langfristige Aufrechterhaltung des Vakuums durch eine sichere Abdichtung. Bei Viessmann Kollektoren ist dies gewährleistet. Die minimalen Gasmengen (hauptsächlich Wasserstoff), die dennoch in die Röhre eintreten, werden durch einen dünnen Film aus Barium („Getter“), der auf die Innenseite der Röhre aufgedampft wird, gebunden.

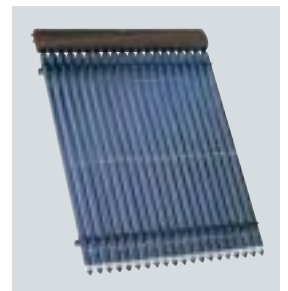


Abb. B.1.1-2 Vakuum-Röhrenkollektor Vitosol 300-T

B.1 Kollektoren

Abb. B.1.1-3 Vakuum-Röhrenkollektor Vitosol 200-T



Direkt durchströmter Vakuum-Röhrenkollektor mit Koaxialrohr am Absorber.

Abb. B.1.1-4 Vakuum-Röhrenkollektor Vitosol 300-T



Vakuum-Röhrenkollektor mit Wärmetransport in Heatpipe-Technik.

Bei Vakuum-Röhrenkollektoren unterscheidet man zwischen Bauformen mit direkter Durchströmung und der Heatpipe-Technik.

In direkt durchströmten Vakuum-Röhrenkollektoren zirkuliert der Wärmeträger direkt in den Absorberrohren innerhalb der Röhren. Sie eignen sich deshalb besonders gut für die lageunabhängige Montage.

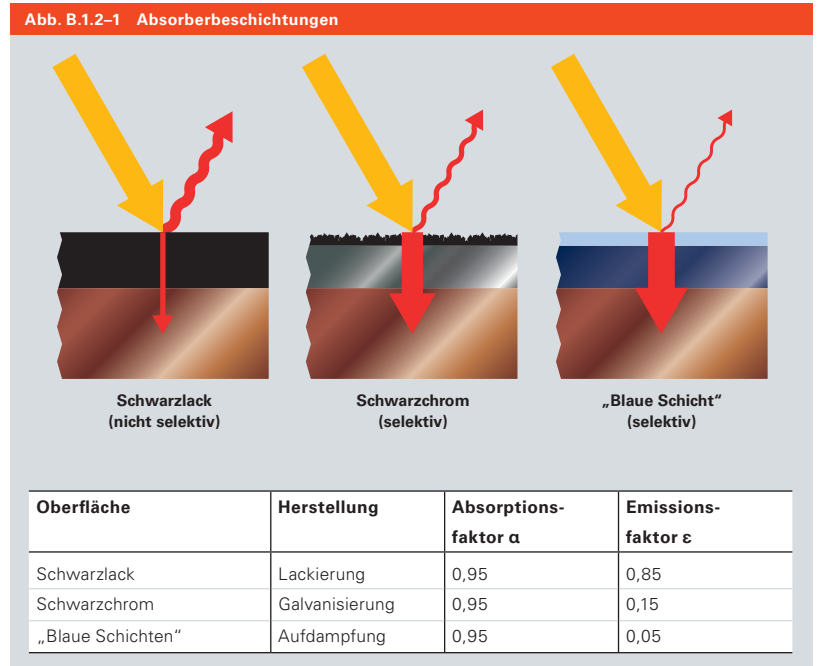
Bei Heatpipes wird in einem in sich geschlossenen Absorberrohr ein Medium, in der Regel Wasser, verdampft. Am oberen Ende der Röhren kondensiert der Dampf im sogenannten Kondensator – hier wird die Energie an das Wärmeträgermedium weitergegeben. Dieser Vorgang erfordert einen bestimmten Anstellwinkel des Kollektors, damit der Wärmetransport aus der Röhre an den Kondensator erfolgen kann.

B.1.2 Absorber

Das Kernstück eines Kollektors ist der Absorber. Hier wird die einfallende Sonnenstrahlung in Wärme gewandelt. Vom beschichteten Absorberblech wird über angelötete, angepresste oder angeschweißte Rohrleitungen die Wärme an ein flüssiges Wärmeträgermedium abgegeben. Der Absorber besteht meist aus Kupfer- bzw. Aluminiumblech oder auch aus Glas. Die aufgebraute Beschichtung ist hochselektiv, d. h. sie sorgt dafür, dass die eintreffende Strahlung so vollständig wie möglich in Wärme umgewandelt wird (hohe Absorption, $\alpha = \alpha$) und nur sehr wenig Wärme durch Abstrahlung des heißen Absorbers wieder verloren geht (geringe Emission, $\epsilon = \epsilon$).

Die Bleche werden entweder galvanisch beschichtet (Schwarzchrom-Absorber) oder die Absorberschicht wird auf das Trägermaterial aufgedampft (sogenannte „blaue Schichten“). Hohe Selektivität ist bei beiden Verfahren gegeben, die Schichten unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Beständigkeit gegenüber Umwelteinflüssen in bestimmten Einsatzgebieten (z.B. chloridhaltiger Luft in Meeresnähe) und in ihrem Absorptions- bzw. Emissionsverhalten bei unterschiedlichen Temperaturen. Letzteres hat allerdings sehr geringe Auswirkungen auf das Betriebsverhalten einer Solaranlage und kann deshalb bei der Planung vernachlässigt werden.

Dem Sonnenlicht ausgesetzte Teile der Absorberverrohrung können mattschwarz lackiert werden, für Absorber findet dieses Verfahren keine Verwendung mehr. Moderne Absorber sind nicht schwarz, sondern wirken je nach Betrachtungswinkel bläulich oder grünlich.



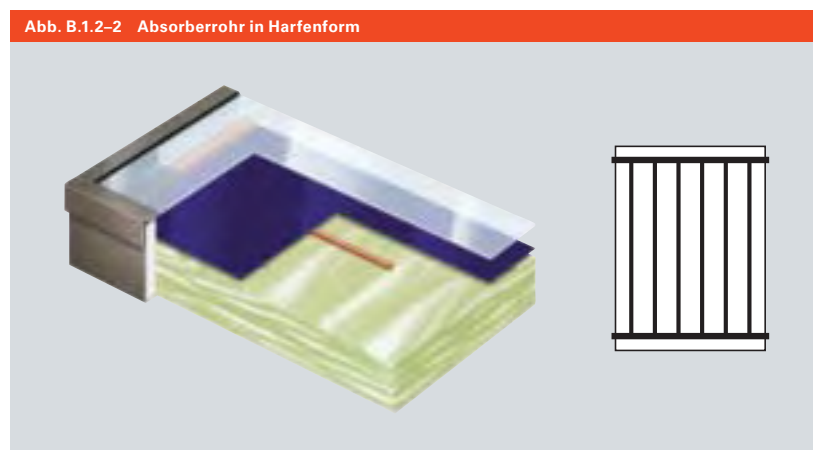
Bei der Umwandlung von Strahlung in Wärme gleichen sich die Oberflächen, beim Abstrahlungsverhalten zeigen sich die Unterschiede.

Absorber bei Flachkollektoren

Bei Flachkollektoren besteht der Absorber aus streifenförmigen oder vollflächigen Blechen (Finnen- oder Vollflächenabsorber). Finnenabsorber bestehen aus Absorberstreifen, an denen jeweils ein gerades Absorberrohr angebracht ist. Jene werden harfenförmig zusammengeführt (Abb. B.1.2-2). Bei Vollflächenabsorbern kann das Rohr auch mäandrierend über die gesamte Absorberfläche geführt werden (Abb. B.1.2-3).

Kollektoren mit Harfenabsorbern haben unter üblichen Betriebsbedingungen einen vergleichsweise geringeren Druckverlust, bergen aber das Risiko einer ungleichmäßigen Durchströmung. Mäandrierende Absorber gewährleisten eine sehr sichere Wärmeabnahme, da das Medium lediglich durch ein einziges Rohr geführt wird.

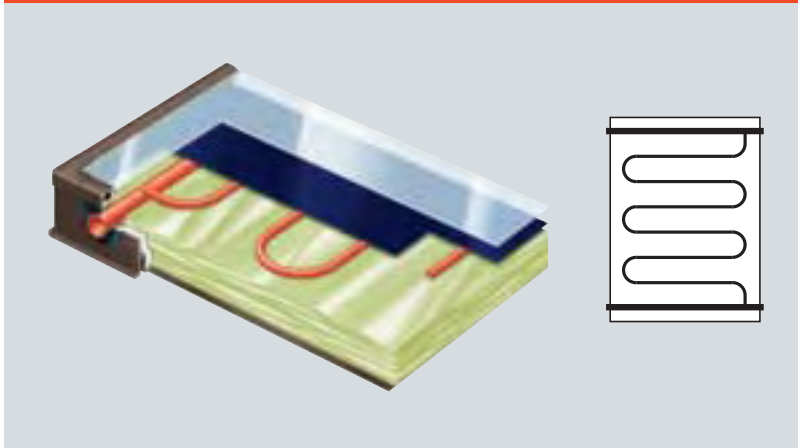
Bei Kleinanlagen ist dieser Unterschied planarisch nicht relevant, bei größeren komplexen Kollektorfeldern müssen diese strömungstechnischen Unterschiede beachtet werden (siehe Kapitel C.1).



Flachkollektoren mit Harfenabsorbern bieten Vorteile aufgrund ihres geringeren Durchflusswiderstandes.

B.1 Kollektoren

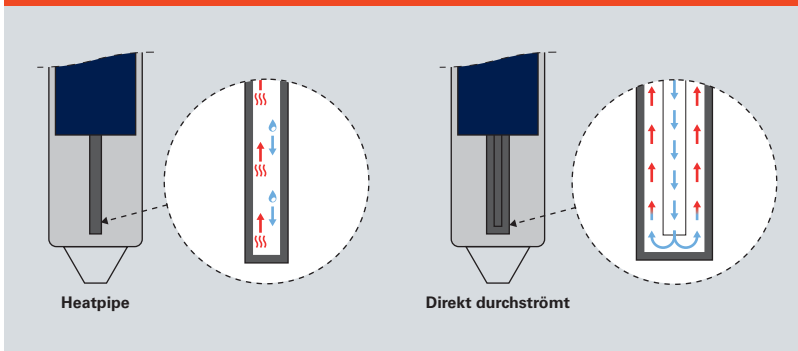
Abb. B.1.2–3 Absorberrohr in Mäanderform



Kollektoren mit Mäanderabsorbern bieten den Vorteil der gleichmäßigen und sicheren Wärmeabnahme.

Zu beachten ist die Anzahl der Anschlüsse an den Absorber. Verfügt der Kollektor nur über zwei Anschlüsse, können die Kollektoren ohne eine zusätzliche externe Verrohrung immer nur seriell angeschlossen werden. Kollektoren mit vier Anschlüssen bieten hydraulisch eine erheblich größere Flexibilität – sie erleichtern die Planung und den sicheren Betrieb insbesondere größerer Kollektorfelder deutlich.

Abb. B.1.2–4 Absorberrohre Heatpipe-Technik / direkt durchströmt



Um die Wärme vom Absorber abzuführen, wird entweder das Schwerkraftprinzip bei der Heatpipe oder die direkte Durchströmung genutzt.



Abb. B.1.2-5 Der Kondensator der Heatpipe wird trocken in den Solarkreis eingebunden.

Absorber bei Vakuum-Röhrenkollektoren

Finnenabsorber

Bei diesem Kollektortyp besteht der Absorber aus einer flachen Finne mit einem angeschweißten Absorberrohr. Bei direkt durchströmten Röhren wird ein Koaxialrohr eingesetzt. Im inneren Rohr wird der Wärmeträger vom Rücklauf aus in die Röhre geführt, über das äußere am Absorber verschweißte Rohr wird das Medium zurückgeführt und dabei erwärmt. Bei Heatpipes wird ein einzelnes, unten geschlossenes Rohr verwendet.

Bei Viessmann Vakuum-Röhrenkollektoren ist jede Vakuum-Röhre über die Längsachse drehbar – so kann der Absorber bei ungünstigen Einbaulagen optimal zur Sonne ausgerichtet werden.

Runde Glasabsorber

Bei diesem Kollektortyp werden zwei ineinanderliegende Glasröhren miteinander verschweißt und evakuiert. Der Absorber ist auf die innere Glasröhre aufgedampft. Über Wärmeleitbleche und darin eingelegte Absorberröhrchen wird die Solarwärme an den Wärmeträger abgegeben. Um bei diesem Absorbertyp auch an den rückseitigen Teilen des Absorbers die Strahlung nutzen zu können, muss dieser mit einem Spiegel ausgestattet sein. Bezogen auf die Aperturfläche liegt der optische Wirkungsgrad dieses Kollektortyps konstruktionsbedingt etwa 20 Prozent absolut unter dem Wert von Kollektoren mit flachen Absorbern.

B.1.3 Flächenbezeichnungen

Bei Kollektoren werden drei verschiedene Flächenangaben als Bezugsgrößen für Leistungs- oder Ertragsangaben verwendet. In der Literatur ist jedoch nicht immer korrekt angegeben, welcher Flächenbezug jeweils gemeint ist. Für die Viessmann Kollektoren sind in den Datenblättern alle Werte eindeutig aufgeführt.

Bruttokollektorfläche

Die Bruttokollektorfläche beschreibt die Außenmaße eines Kollektors und ergibt sich aus Länge x Breite der Außenabmessungen. Für die Leistung der Geräte bzw. deren Bewertung hat die Bruttokollektorfläche keine Bedeutung, ist aber wichtig für die Planung der Montage und der benötigten Dachflächen. Auch für die Beantragung von Fördermitteln ist häufig die Bruttokollektorfläche ausschlaggebend.

Absorberfläche

Die Absorberfläche bezieht sich ausschließlich auf den Absorber. Bei Finnenabsorbern werden die Überlappungen der einzelnen Streifen nicht mitgerechnet, da die verdeckten Bereiche nicht zur aktiven Fläche gehören. Bei runden Absorbern zählt die gesamte Fläche, auch wenn hier bestimmte Bereiche des Absorbers nie der direkten Sonnenstrahlung ausgesetzt sind. Deshalb kann die Absorberfläche bei Rundabsorbern größer sein als die Bruttokollektorfläche.

Aperturfläche

Als Apertur bezeichnet man in der Optik – vereinfacht ausgedrückt – die Öffnung eines optischen Gerätes. Übertragen auf einen Kollektor ist die Aperturfläche die größte projizierte Fläche, durch die die Solarstrahlung eintreten kann.

Beim Flachkollektor ist die Aperturfläche der sichtbare Bereich der Glasscheibe, also der Bereich innerhalb des Kollektorrahmens, durch den Licht in das Gerät gelangen kann.

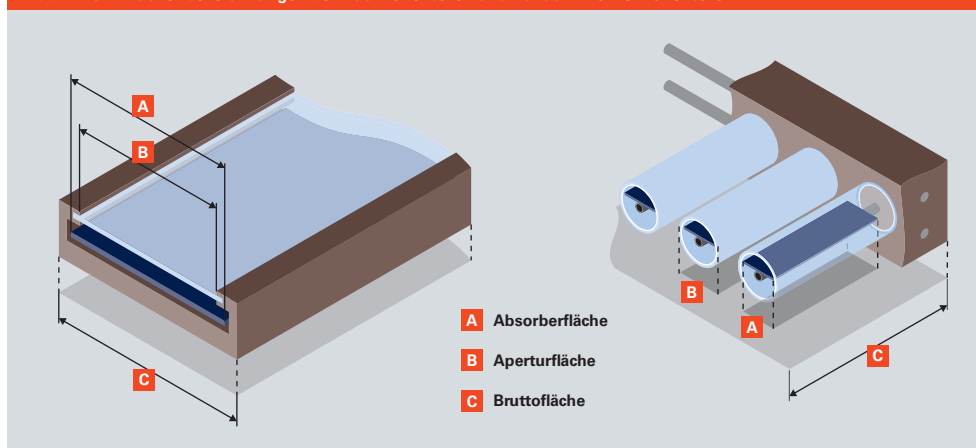
Bei Vakuum-Röhrenkollektoren sowohl mit flachen Absorbern als auch mit runden Absorbern ohne Reflektorflächen ist die Aperturfläche definiert als die Summe der Längsschnitte aller Glasröhren. Da sich oben und unten in den Röhren kleine Bereiche ohne Absorberblech befinden, ist die Aperturfläche bei diesen Kollektoren immer etwas größer als die Absorberfläche.

Bei Röhrenkollektoren mit dahinterliegenden Reflektorflächen ist die Projektion dieser Spiegelfläche als Aperturfläche definiert.

Hinweis

Als maßgebende Größe für die Auslegung einer Kollektoranlage setzt sich die Verwendung der Aperturfläche zunehmend als Standard durch. Vereinzelt wird aber auch die Absorberfläche herangezogen. Wichtig ist es deshalb, genau zwischen den einzelnen Werten zu unterscheiden.

Abb. B.1.3–1 Flächenbezeichnungen bei Flachkollektoren und Vakuum-Röhrenkollektoren



Die Größe eines Kollektors wird in Quadratmetern angegeben. Entscheidend ist dabei, auf welcher Bezugsfläche die Größenangabe beruht.

B.1 Kollektoren

B.1.4 Qualität und Zertifikate

Kollektoren sind ständig dem Wetter und hohen Temperaturschwankungen ausgesetzt. Sie müssen daher aus Materialien bestehen, die diesen Bedingungen standhalten.

Viessmann Kollektoren werden aus hochwertigen Materialien wie Edelstahl, Aluminium, Kupfer und stabilem Spezial-Solarglas gefertigt. Die daraus resultierende hohe Standfestigkeit und auch die Leistungsdaten der Kollektoren werden von zertifizierten Instituten geprüft.

Kollektorprüfung nach EN 12975

Diese Prüfung beinhaltet Tests zur Leistungsermittlung der Kollektoren und Prüfungen bezüglich Beständigkeit gegenüber Umwelteinflüssen wie Regen, Schnee oder Hagel.

Solar Keymark

Der Zertifizierung nach Solar Keymark liegt ebenfalls die Kollektorprüfung EN 12975 zugrunde, die Prüfmuster werden jedoch von einem unabhängigen Prüfinstitut direkt aus dem Produktionsprozess gezogen. Viessmann Kollektoren werden nach dem Solar Keymark geprüft.

CE-Zeichen

Mit einem CE-Zeichen (hier nach Druckgeräterichtlinie) garantiert ein Hersteller selbst das Einhalten der einschlägigen Normen. Es müssen keine externen Prüfungen durchgeführt werden.

„Blauer Engel“ (RAL-UZ 73)

Der „Blaue Engel“ kann als zusätzliches Label erworben werden. Dieses Zeichen hat keine baurechtlichen oder zulassungsrelevanten Konsequenzen und galt bis 2007 als Voraussetzung für die Förderung durch das deutsche Marktanreizprogramm. Für dieses Zeichen wurden zusätzlich zu den Leistungsdaten die Recyclingfähigkeit des Kollektors und die verwendeten Materialien in Bezug auf ihren kumulierten Energieaufwand (KEA) untersucht.

Weitere Kennzeichen von Verbänden oder Gütegemeinschaften

Über die normativ geregelten Prüfungen hinaus existieren weitere Label oder Gütesiegel, deren zusätzlicher Nutzen sich für Anwender, Hersteller oder Verarbeiter kaum erkennen lässt. Viessmann nimmt wie die meisten Anbieter an derartigen zusätzlichen Kennzeichnungen nicht teil.

Abb. B.1.4-1 Die hohe Effizienz und die lange Nutzungsdauer von Viessmann Kollektoren sind das Ergebnis intensiver Entwicklungsarbeit.



B.1.5 Auswahl des geeigneten Kollektortyps

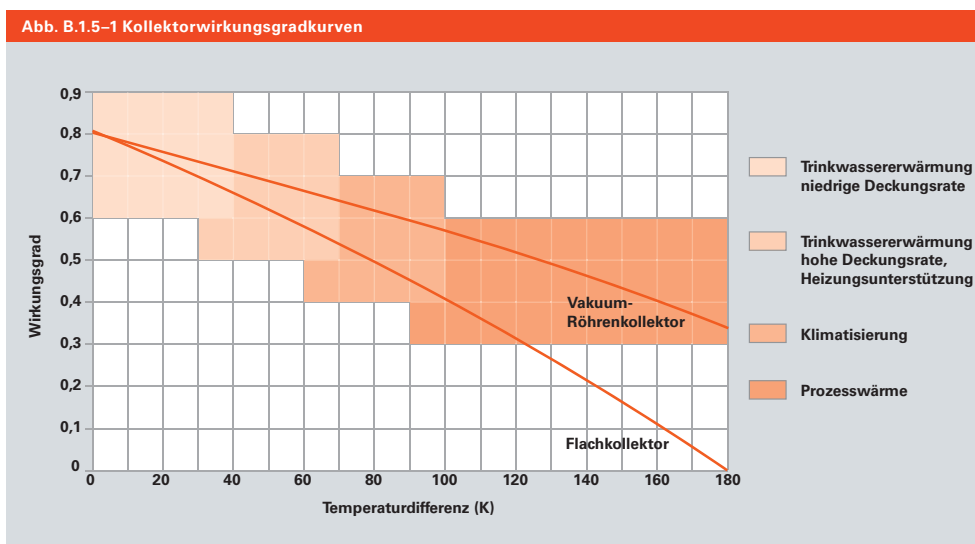
Entscheidend für die Auswahl des Kollektortyps ist – neben dem Platzangebot und den im Folgenden beschriebenen Aufstellbedingungen – die zu erwartende Temperaturdifferenz ΔT zwischen mittlerer Kollektortemperatur und Außenluft (siehe Kapitel A.2.1).

Die mittlere Kollektortemperatur ergibt sich aus dem Mittel von Vorlauf- und Rücklauf-temperatur und beeinflusst wesentlich den Kollektorwirkungsgrad, also dessen Leistung. Für die Auswahl des Kollektors ist der Ertrag der Solaranlage ausschlaggebend, zur Beurteilung muss deshalb der zu erwartende Betriebsbereich des Kollektors über den gesamten Betriebszeitraum – bei den meisten Anwendungen üblicherweise ein Jahr – ermittelt werden. Daraus ergibt sich dann die zu erwartende Temperaturdifferenz.

Abbildung B.1.5–1 zeigt, dass die durchschnittliche Temperaturdifferenz ΔT zum Beispiel bei Anlagen für die Trinkwassererwärmung mit niedriger solarer Deckungsrate deutlich kleiner ist als bei Anlagen mit höherer Deckungsrate oder bei Anlagen für solare Heizungsunterstützung.

Bei der Auswahl des Kollektors ist jedoch auch das Preis-/Leistungsverhältnis mitentscheidend. Die Kennlinie allein würde immer

eine Entscheidung zugunsten eines Vakuum-Röhrenkollektors ergeben. Flachkollektoren jedoch sind preisattraktiver als Vakuum-Röhrenkollektoren und liefern im Verhältnis zum Preis besonders bei der Trinkwassererwärmung gute Erträge.



Je größer die Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Umgebung wird, desto größer wird der Vorteil des Vakuum-Röhrenkollektors.

Abb. B.1.6–1 Befestigungsmöglichkeiten



- Flachkollektoren können nicht liegend installiert werden.
- Direkt durchströmte Vakuumröhren sollten bei zu erwartenden langen Stagnationsphasen waagrecht und mit fallenden Anschlüssen installiert werden.
- Heatpipes brauchen einen bestimmten minimalen Anstellwinkel, können also weder liegend noch waagrecht installiert werden.
- Für die Indachmontage konzipierte Großflächenkollektoren können nicht freistehend auf dem Flachdach oder im Gelände installiert werden.

B.1.6 Aspekte der Kollektorbefestigung

Sonnenkollektoren sind Wärmeerzeuger, die bei richtiger Montage und Betriebsweise weit länger als 20 Jahre funktionsfähig sind. Da sie im Gegensatz zu den meisten anderen Heiztechnikkomponenten ständig der Witterung ausgesetzt sind, ergeben sich sehr spezifische Anforderungen an die Befestigung der Geräte: Sie muss dauerhaft korrosionsbeständig und statisch sicher sein, der Blitzschutz ist von großer Bedeutung, und wegen der exponierten Lage spielt auch die architektonische Gestaltung einer Kollektoranlage eine wichtige Rolle.

Als Antwort auf die starke Marktentwicklung der vergangenen Jahre sind mittlerweile für fast alle Dachformen und Einbausituationen vorgefertigte Lösungen verfügbar. Kollektor und Befestigung bilden dabei eine statische Einheit. Viessmann hat für alle gängigen Bedachungstypen und passend für alle Vitosol Kollektoren komplette statisch geprüfte Systeme im Programm – das bedeutet größte Sicherheit für Planer und Handwerker.

In den folgenden Abschnitten werden die Grundlagen der unterschiedlichen Befestigungsmöglichkeiten erläutert – detaillierte Hinweise zur Montage und alle dazugehörigen Bauteile inklusive umfangreicher Grafiken und Skizzen befinden sich jeweils in den Vitosol Planungsunterlagen.

B.1.6.1 Befestigungsmöglichkeiten

Sonnenkollektoren werden aufgrund ihrer vielfältigen Konstruktionsformen in nahezu allen Gebäudekonzeptionen sowohl im Neubau als auch bei der Modernisierung am Gebäude oder in dessen Nähe installiert. Sie können auf Schrägdächern, Flachdächern und an Fassaden angebracht oder im Gelände frei aufgestellt werden.

a. Schrägdach

Im Einfamilienhaus ist die häufigste Befestigungsart die dachparallele Schrägdachmontage. Sie kann über der Dachhaut (Aufdachmontage) oder in die Dachhaut integriert (Indachmontage) erfolgen.

Um beurteilen zu können, welche Montageart auf einem Schrägdach jeweils realisierbar ist, wird die für die Kollektoranlage benötigte Fläche grob abgeschätzt. Dabei ist es notwendig, ausreichenden Platz um den Kollektor herum einzuplanen, um eine sichere Montage zu gewährleisten und bei Bedarf auch den Dacheindeckrahmen unterbringen zu können.

Unerlässlich ist auch die Überprüfung der Verschattungssituation: Von einem nach Süden ausgerichteten Kollektor aus betrachtet sollte der Bereich zwischen Südost und Südwest frei von Verschattung sein, und zwar mit einem Winkel zum Horizont nicht größer 20°.

Zu bedenken ist dabei, dass die Anlage länger als 20 Jahre arbeiten wird und in diesem Zeitraum Bäume um einiges wachsen können.

Bei der ersten Besichtigung des Daches wird der Typ der Dacheindeckung notiert, damit bei der Angebotserstellung alle notwendigen Bauteile berücksichtigt werden können. Auch die Kalkulation des Montageaufwandes ist vom Bedachungstyp abhängig: Es bestehen deutliche Unterschiede zwischen einfachen

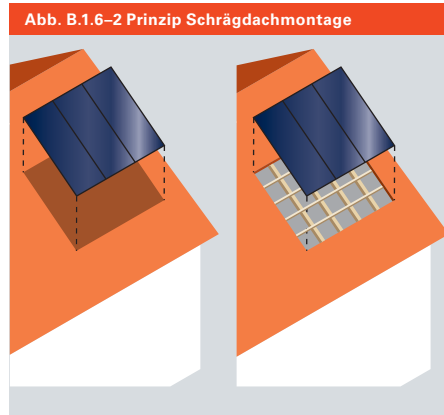


Abb. B.1.6-2 Prinzip Schrägdachmontage

Bei Kollektoren auf Schrägdächern wird zwischen Aufdachmontage und Indachmontage unterschieden.

Schrägdächern (z.B. Frankfurter Pfanne), schwierigen Schrägdächern (z.B. eingemörtelte S-Pfanne) und Dächern, bei denen die Zusammenarbeit mit einem Dachdecker empfehlenswert ist (z.B. Schiefer). Die Kollektormontage darf keine negativen Konsequenzen auf die Schutzfunktion des Daches haben. Nach erfolgter Montage muss das Dach daher an allen Befestigungs- und Durchdringungspunkten „konstruktiv“ dicht sein, das Wasser also durchgehend ablaufen können.

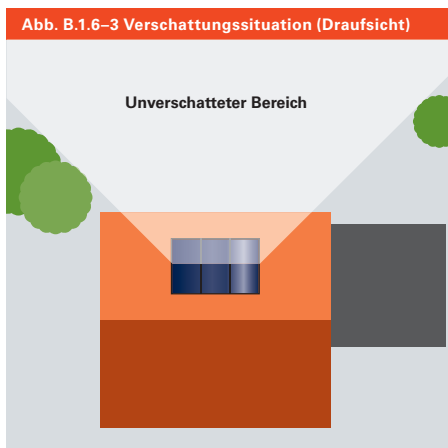


Abb. B.1.6-3 Verschattungssituation (Draufsicht)

Bei der Wahl der Montagefläche kann eine Verschattung nur in den Morgen- bzw. Abendstunden toleriert werden.

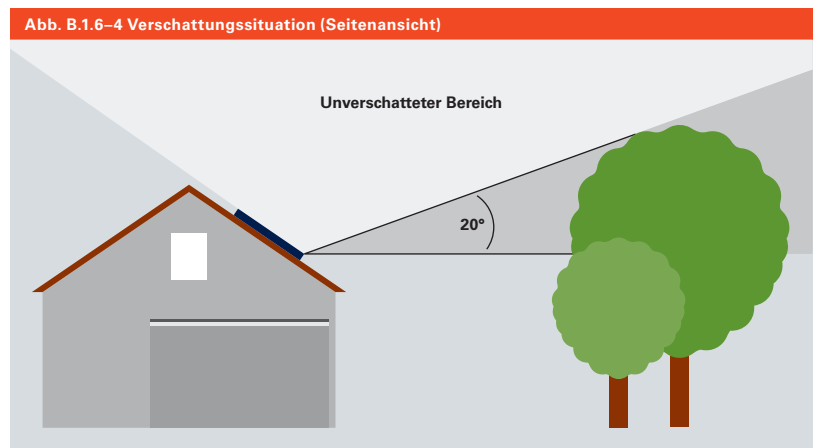


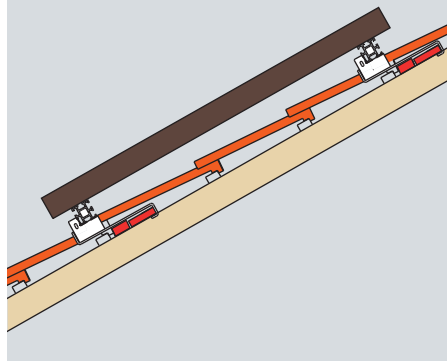
Abb. B.1.6-4 Verschattungssituation (Seitenansicht)

Vor dem Hintergrund von 20 Jahren Nutzungsdauer muss auch zu erwartende Verschattung berücksichtigt werden.

B.1 Kollektoren

Bei der Wahl des Befestigungssystems sind die statischen Anforderungen zu berücksichtigen. Eine Standardbefestigung bietet nur Sicherheit für den Standardfall mit normalen Belastungen.

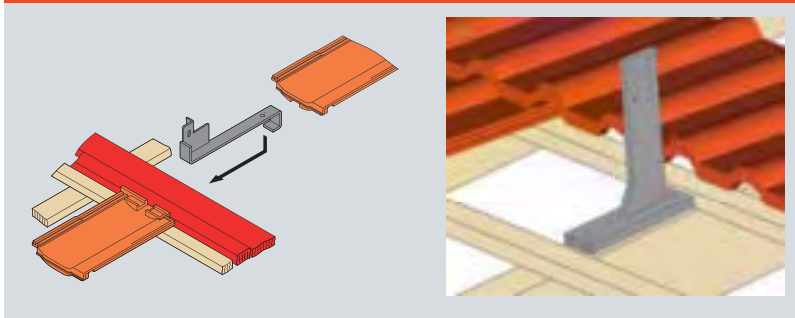
Abb. B.1.6-5 Aufdachmontage (Schnitt)



Aufdachmontage

Bei Aufdachanlagen werden Kollektor und Dachstuhl immer miteinander verbunden, um eine statisch sichere Montage zu gewährleisten: Pro Befestigungspunkt durchdringt jeweils ein Bauteil (Dachhaken, Dachklammer) die wasserführende Ebene unterhalb des Kollektors. Dabei müssen vollkommene Regendichtigkeit und eine sichere Verankerung hergestellt werden, da die Befestigungspunkte und damit auch eventuelle Mängel nach der Installation nicht mehr sichtbar sind. Die Auswahl der Befestigung ist abhängig von der zu erwartenden Wind- oder Schneelast (siehe Kapitel B.1.6.3).

Abb. B.1.6-6 Aufdachmontage mit Dachklammer oder Dachhaken

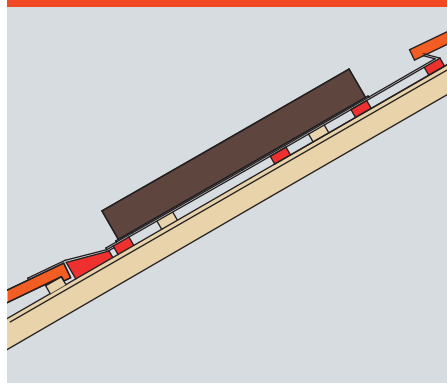


Abhängig von den statischen Anforderungen werden bei der Aufdachmontage Dachklammern oder -haken zur Befestigung eingesetzt.

Beide Befestigungsarten (Dachklammer und Dachhaken) bieten eine zuverlässige Verbindung zum Dachsparren. Eine Befestigung an der bestehenden Dachlattung ist ungeeignet: Qualität und Festigkeit können nicht oder nur sehr schwer beurteilt werden, für eine Befestigung an handelsüblichen Dachlatten lässt sich außerdem kaum eine Gesamtstatik erstellen. Vitosol Kollektoren müssen mit dem dazugehörigen Montagematerial verarbeitet werden.

Ein Vorteil der Indachmontage liegt im gestalterischen Bereich. Der Kollektor wird in das Dach integriert und optisch zum Bestandteil des Daches.

Abb. B.1.6-7 Indachmontage (Schnitt)



Indachmontage

Bei der Indachmontage wird der Flachkollektor anstatt der Dachdeckung installiert. Der Kollektor liegt damit statisch sicher auf dem gesamten Verbund aus Latten und Sparren auf.

In Bezug auf die Wasserführung gibt es unterschiedliche Montagelösungen: Entweder bildet die Glasabdeckung des Kollektors die wasserführende Schicht (sie ersetzt also im Prinzip die „harte Bedachung“ nach DIN 4102-7) oder unterhalb des Kollektors wird eine zusätzliche Dichtebene eingebaut. Viessmann bevorzugt die zweite Variante, da hier bei Glasbruch oder anderen Fehlstellen am Kollektor das Eindringen von Wasser vermieden wird. Diese Schäden treten zwar äußerst selten auf (z.B. bei extremen Hagelschlägen oder Vandalismus), die darauffolgenden Wasserschäden können unter Umständen jedoch schwerwiegend sein.

Unterspannbahnen können die Folgen von Leckagen zwar reduzieren oder aus bauphysikalischen Gründen sinnvoll sein, eine dauerhaft dichte wasserführende Schicht können sie aber niemals ersetzen.

Sicherheit vor eindringendem Wasser oder Schnee bietet auch der minimale Dachwinkel, für den Indach-Montagesysteme zugelassen sind (siehe technische Unterlagen). Liegt der Kollektor dagegen zu flach, bildet er in seiner Eigenschaft als „große Dachpfanne“ in den Übergangsbereichen zur Dachdeckung kein positives Gefälle.



Abb. B.1.6–8 Indachmontage

b. Flachdach

Bei größeren Projekten im Geschosswohnungsbau oder in gewerblichen Anwendungen werden Kollektoren häufig auf Flachdächern aufgeständert. Der Vorteil: Die Anlage kann in der Regel nach Süden ausgerichtet und im optimalen Winkel aufgestellt werden.

Auch hier sind die ersten Planungsschritte die Überprüfung der Machbarkeit und eine grobe Abschätzung der Montagefläche unter Berücksichtigung der notwendigen Randabstände und einer sicheren Montage.

Die Kollektoranlage kann auf einer fest montierten Unterkonstruktion befestigt oder freistehend aufgestellt werden. Bei freistehender Montage wird die Kollektoranlage mit Gewichten gegen Gleiten und Abheben gesichert. Gleiten bedeutet das Verschieben der Kollektoren auf der Dachfläche durch Wind aufgrund mangelnder Haftreibung zwischen Dachfläche und Kollektorbefestigungssystem. Die Sicherung gegen Gleiten kann auch durch Abspannungen oder Befestigung an anderen Dachbauteilen erfolgen. Hierfür ist stets eine gesonderte Berechnung erforderlich.

Bei der Flachdachmontage kann der Neigungswinkel der Kollektoren an die Betriebsweise der Anlage angepasst werden. Je nach Nutzungsschwerpunkt wird ein steilerer oder flacherer Winkel gewählt.

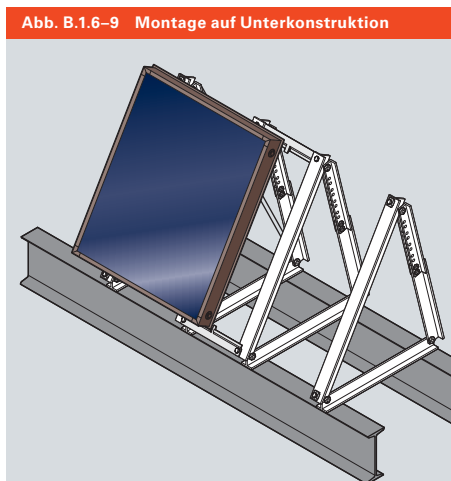


Abb. B.1.6–9 Montage auf Unterkonstruktion

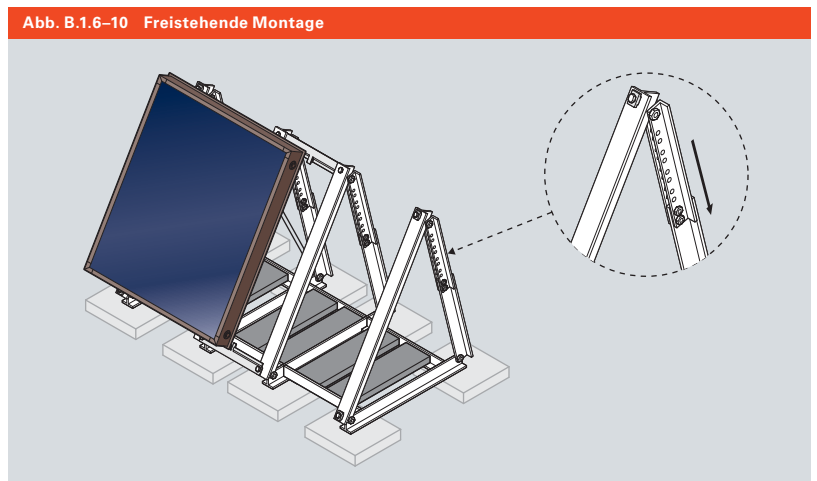
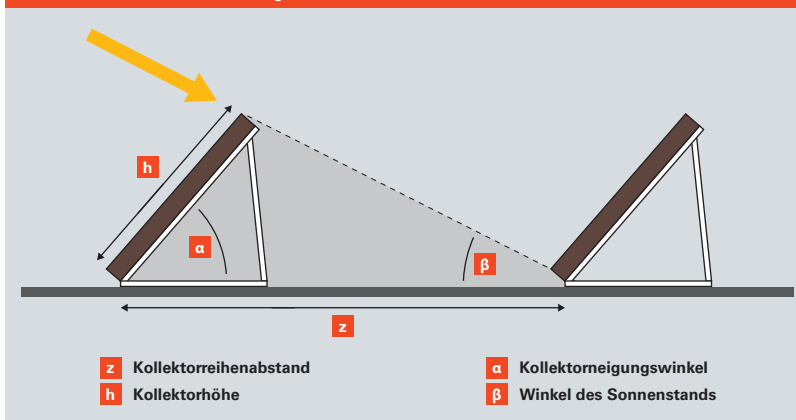


Abb. B.1.6–10 Freistehende Montage

B.1 Kollektoren

Abb. B.1.6–11 Flachdachmontage (Reihenabstand)



Zur Vermeidung von Verschattung muss der Abstand der Kollektorreihen ausreichend sein.

Kollektorreihenabstände

Um Verschattungen zu vermeiden, muss bei der Montage mehrerer Kollektorreihen hintereinander ein geeigneter Abstand eingehalten werden. Um diesen zu ermitteln, wird der Sonnenstandswinkel mittags am 21.12, dem kürzesten Tag des Jahres, benötigt. In Deutschland liegt dieser Winkel je nach Breitengrad zwischen $11,5^\circ$ (Flensburg) und $19,5^\circ$ (Konstanz).

Beispiel

Nehmen wir das Beispiel Würzburg mit einem 1,2 m hohen Kollektor, der 45° geneigt ist:

$$\frac{z}{1,2 \text{ m}} = \frac{\sin(180^\circ - (45^\circ + 16,5^\circ))}{\sin 16,5^\circ} = 3,72 \text{ m}$$

Das Achsmaß z der Kollektorreihen muss also in diesem Fall mindestens 3,72 m betragen.

Beispiel

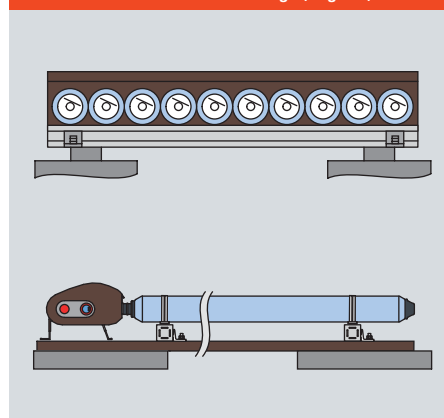
Würzburg liegt etwa 50° nördlicher Breite. Auf der Nordhalbkugel wird dieser Wert von einem festen Winkel ($90^\circ - 23,5^\circ = 66,5^\circ$) abgezogen (siehe Kapitel A.1.1).

In Würzburg steht die Sonne mittags am 21.12. also $16,5^\circ$ ($66,5^\circ - 50^\circ = 16,5^\circ$) hoch.



Abb. B.1.6–12 Flachdachmontage (liegend)

Abb. B.1.6–13 Flachdachmontage (liegend)



Das Berechnungsverfahren ist in der VDI 6002 Teil 1 festgelegt. Morgentliche und abendliche Phasen der Verschattung sind damit zwar nicht zu vermeiden, die Ertragseinbußen aber zu vernachlässigen.

Der daraus resultierende Reihenabstand errechnet sich wie folgt:

$$\frac{z}{h} = \frac{\sin(180^\circ - (\alpha + \beta))}{\sin \beta}$$

z = Kollektorreihenabstand
 h = Kollektorhöhe
 α = Kollektorneigungswinkel
 β = Winkel des Sonnenstands

In den Viessmann Planungsunterlagen befinden sich für alle Kollektortypen die entsprechenden Reihenabstände bei verschiedenen Sonnenstandswinkeln.

Flachdach liegend

Direkt durchströmte Vakuum-Röhrenkollektoren können auf Flachdächern auch liegend montiert werden. Der Ertrag pro m^2 Kollektorfläche ist in diesem Fall zwar etwas kleiner (siehe Kapitel A.1.2), dafür aber der Montageaufwand unter Umständen deutlich geringer. Liegt der Kollektor mit den Röhren in Ost-West-Richtung, kann der Ertrag durch Drehen der einzelnen Röhren um bis zu 25° leicht erhöht werden.

Flachkollektoren können nicht liegend montiert werden, da in horizontaler Position keine Selbstreinigung der Glasabdeckung durch Regen erfolgen kann und die Be- und Entlüftung des Kollektors erschwert wird.

c. Fassade

An Fassaden lassen sich grundsätzlich alle Kollektortypen befestigen.

Zu beachten ist aber, dass diese Art der Montage gewissen rechtlichen Anforderungen unterliegt. Die Regeln für die Ausführung von Kollektoranlagen sind der Liste der Technischen Baubestimmungen (LTB) zu entnehmen. Darin haben alle Bundesländer die Technischen Regeln für die Verwendung

sogenannter „linienförmig gelagerter Verglasungen“ (TRLV) des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBT) aufgenommen, darunter fallen auch Kollektoren. In den TRLV geht es vor allem um den Schutz von begeh- und befahrbaren Flächen vor herunterfallenden Glasteilen.

Verglasungen mit einem Neigungswinkel größer als 10° zur Vertikalen heißen Überkopfverglasungen, Verglasungen mit einem Neigungswinkel kleiner als 10° Vertikalverglasungen.

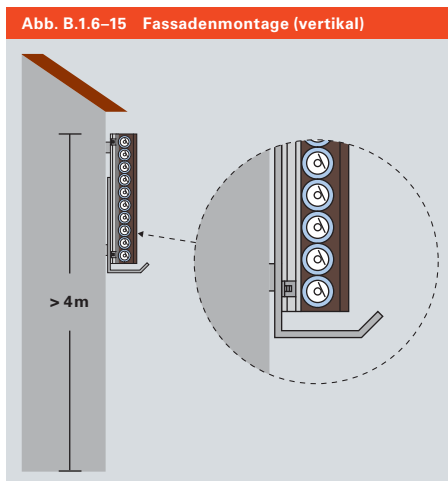
Die TRLV greift bei allen Überkopfverglasungen und bei Vertikalverglasungen, deren Oberkante vier Meter und höher über einer Verkehrsfläche liegt. Hier sind ausschließlich nach DIN 1249 genormte Sicherheitsgläser zugelassen. Kollektorverglasungen erfüllen diese Norm nicht, da ihre optischen Eigenschaften sonst zu stark beeinträchtigt würden. Aus diesem Grund müssen Kollektoren über Verkehrsflächen durch Maßnahmen wie Netzunterspannungen oder Auffangwannen gesichert sein.

Bei Montagen parallel zur Fassade (Südausrichtung) erreicht den Kollektor im Jahresmittel etwa 30 Prozent weniger Strahlung als bei aufgeständerten Anlagen mit 45° Neigung. Liegt die Hauptnutzung in der Übergangszeit oder im Winter (solare Heizungsunterstützung), können unter Umständen dennoch höhere Erträge aus den Kollektoren gewonnen werden (siehe Kapitel A.2.4).

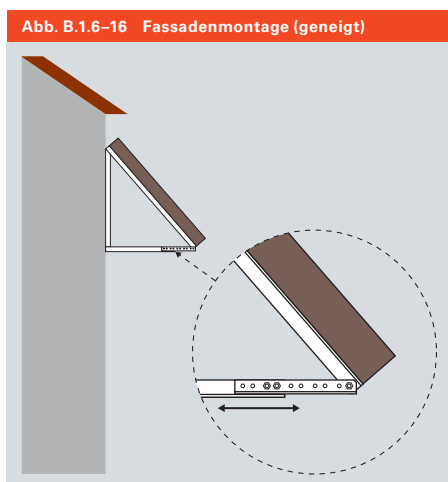
Werden die Kollektoren nicht parallel zur Fassade angebracht, ist die Ertragssituation genauso wie bei Flachdach- oder Schrägdachanlagen mit gleicher Neigung. Werden mehrere Kollektorenreihen übereinander angebracht, müssen auch hier zur Vermeidung von Verschattung bestimmte Abstände eingehalten werden. Anders als bei aufgeständerten Flachdachanlagen muss in diesem Fall nicht der Sonnenhöchststand im Winter, sondern derjenige im Hochsommer berücksichtigt werden.



Abb. B.1.6–14 Fassadenmontage, senkrechte Flächen



Bei der senkrechten Fassadenmontage von Vakuum-Röhrenkollektoren kann die Absorberneigung angepasst werden. Die Auffangwanne dient der Sicherheit.



Bei der geneigten Fassadenmontage kann die Kollektorneigung angepasst werden.



Abb. B.1.6–17 Fassadenmontage, geneigte Flächen

B.1 Kollektoren

B.1.6.2 Korrosionssicherheit

Viessmann Sonnenkollektoren und Befestigungssysteme bestehen aus sehr witterungsbeständigen langlebigen Materialien – dies muss in der Montage der Kollektoren eine Entsprechung finden. Das gilt in besonderem Maße für die Auswahl der Befestigungsmaterialien hinsichtlich ihrer Korrosionssicherheit und den Umgang mit ihnen bei der handwerklichen Verarbeitung.

Am sichersten ist die Verwendung von Edelstahl und/oder Aluminium. Beide Materialien sind an sich und in ihrer Kombination miteinander sehr beständig gegen Korrosion. Beim Einsatz in Küstennähe müssen Aluminiumteile eloxiert oder anderweitig zusätzlich geschützt werden. Viessmann Befestigungen bestehen ausschließlich aus Edelstahl oder Aluminium und zwar inklusive der dazugehörigen Schrauben, Muttern und sonstigen Verbindungselemente. Wird eine Kollektorhalterung wegen besonderer baulicher Gegebenheiten frei geplant und hergestellt, muss auch deren Korrosionsschutz diesen hohen Qualitätsansprüchen genügen.

Wird bei größeren (Flachdach-)Anlagen aus Kostengründen oder wegen statischer Anforderungen eine Konstruktion aus verzinkten Stahlträgern verwendet, muss diese nach dem üblichen Verfahren bei Befestigungen im Dachbereich hergestellt werden: Nachdem die verzinkte Konstruktion auf dem Dach montiert ist, werden keine Bohrungen mehr vor-

genommen! Die eigentlichen Kollektorbefestigungen werden mit Trägerklammern montiert. Nicht empfehlenswert sind Bohrungen am Träger vor dem Verzinken, denn sie passen hinterher auf der Baustelle sehr selten auf den Millimeter genau.

Auch die Befestigung von Sparrenankern oder Dachhaken muss korrosionssicher ausgeführt werden. Hier erfolgt zwar keine Berührung mit Regenwasser, an metallischen Bauteilen direkt unter der Dachhaut kondensiert aber häufig Luftfeuchtigkeit.

Hinweis

Kleinteile aus verzinktem Eisen sind in der Aluminium- oder Edelstahlkonstruktion nicht korrosionssicher. Rostige Schrauben – und solche Schrauben werden rosten – sind nicht nur unansehnlich, sondern gefährden mit der Zeit die Statik des gesamten Aufbaus. Auch die Verwendung von Zinkspray ist keine Lösung!



Abb. B.1.6–18 Bei der Wahl der Materialien muss beachtet werden, dass Korrosion sicher ausgeschlossen wird.

Rechts: Abb. B.1.6–19 Korrosionssichere Befestigungselemente.



B.1.6.3 Wind- und Schneelasten

Jede Kollektorbefestigung muss so konstruiert sein, dass die am Ort maximal möglichen Wind- und Schneelasten aufgenommen werden können und Geräte oder Bauwerk somit vor Schäden bewahrt werden. Die einschlägigen Regeln, die hier beachtet werden müssen, sind in der DIN 1055 bzw. der EN 1991 beschrieben.

Schnee wirkt als zusätzliches Gewicht auf die Konstruktion. Bei der Konstruktion einer Solaranlage ist deshalb die Schneelastzone zu berücksichtigen, in der die Anlage gebaut werden soll.

Wind wirkt als Druck oder Sog auf die Konstruktion, eine wesentliche Rolle spielt hierbei die Gebäudehöhe. In der DIN 1055 sind Windzonen und Geländebeschaffenheiten vorgegeben, die zusammen mit der Gebäudehöhe jeweils spezifische Lastannahmen ergeben.

Viessmann Kollektoren sowie alle Befestigungselemente und Zubehörteile sind nach EN 12975 geprüft, ihre Festigkeit ist – auch im Zusammenspiel aller Komponenten – nachgewiesen. Das gilt sowohl für Standard-Befestigungen als auch für Sonderausführungen unter außerordentlichen Bedingungen, wie zum Beispiel für die Schneelastzone 3 (weniger als 1 Prozent der Fläche Deutschlands).

Die nachgewiesene Festigkeit nach EN 12975 ist eine notwendige Voraussetzung für die Festigkeit der Gesamtkonstruktion, reicht bei der Planung einer Anlage allein jedoch nicht aus. Um die Sicherheit der Gesamtkonstruktion

herstellen zu können, müssen im Vorfeld der Planung folgende Fragen beantwortet werden:

1. Trägt die bestehende oder geplante Dachkonstruktion das Gewicht des Kollektors, seiner Unterkonstruktion und die zusätzliche Last durch Schnee, Winddruck oder Windsog?
2. Sind die Befestigungspunkte oder – bei freistehenden Anlagen – die eingebrachten Gewichte richtig bemessen, um bezogen auf die Gebäudehöhe einen sicheren Halt der Anlage zu gewährleisten?

Frage 1 lässt sich nur beantworten, wenn ausreichend Wissen über das Gebäude bzw. den Gebäudezustand vorhanden ist und bestimmte Parameter aus der Antwort auf Frage 2 bekannt sind. Um Letzteres praxisgerecht und einfach zu ermöglichen, hält Viessmann ein Programm zur Berechnung bereit. Nach Eingabe weniger Daten (Kollektortyp, Anstellwinkel, Gebäudehöhe, Standort etc.) können die relevanten Lastannahmen für die Befestigung schnell ermittelt werden.

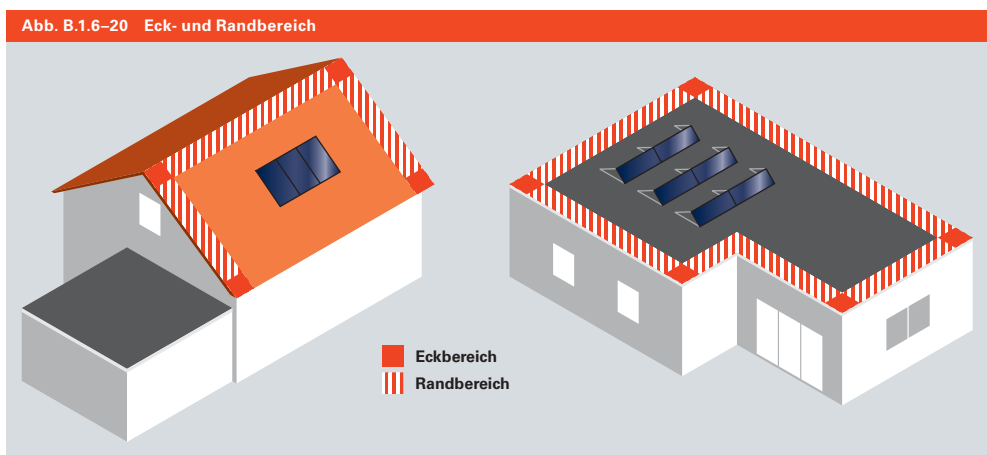
Bestimmte Teile des Daches unterliegen hierbei besonderen Anforderungen:

- Eckbereich – an zwei Seiten vom Dachende begrenzt
- Randbereich – an einer Seite vom Dachende begrenzt (ohne Traufe)

Die Streifenbreite von Eck- und Randbereichen muss nach DIN 1055 Teil 4 gebäude- und standortbezogen berechnet werden. Sie darf 1 m nicht unterschreiten. Eine solche Berechnung ist Bestandteil des Programms.

Hinweis

In den Randbereichen herrschen besondere Bedingungen (nicht berechenbare Turbulenzen), die eine Bebauung nur unter besonderen Lastannahmen ermöglichen. Eine Kollektormontage in diesen Bereichen ist riskant und daher zu vermeiden.



Die Eck- und Randbereiche des Daches sind für die Kollektormontage nicht geeignet.

B.1.6.4 Blitzschutz

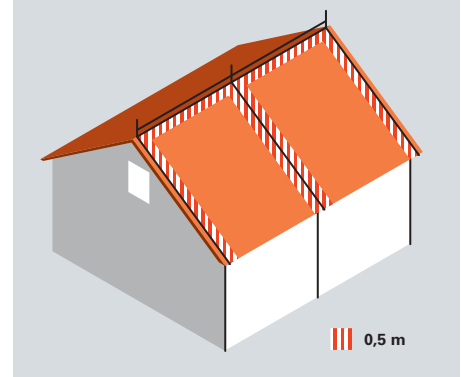
Die Installation einer Blitzschutzanlage ist freiwillig, sofern keine behördliche Verordnung (z.B. Landesbauordnung) dies vorschreibt. Je nach Lage eines Gebäudes, dessen Höhe und der Art der Nutzung können die Behörden einen Gefährdungspegel festlegen, aus dem sich die jeweilige Blitzschutzklasse ergibt. Sie ist ausschlaggebend für Notwendigkeit und Ausführung der Blitzschutzanlage.

Für Kollektoren sowie deren Befestigung und Komponenten gelten die gleichen Regeln wie für alle blitzschlaggefährdeten Gebäude- teile und Installationen. Bei der Installation thermischer Solaranlagen müssen daher die einschlägigen Verordnungen und anerkannten technischen Regeln zum Blitzschutz berücksichtigt werden. Das betrifft die Abwehr von Gefahren durch direkte Blitzeinschläge (äu- ßerer Blitzschutz) und durch induzierte Über- spannungen (innerer Blitzschutz).

a. Äußerer Blitzschutz

Ist bereits eine Blitzschutzanlage vorhanden, müssen Kollektoren und deren Befestigung grundsätzlich in diese integriert werden. Aus dieser Änderung ergibt sich die Notwendig- keit, die gesamte Blitzschutzanlage auf den aktuellen technischen Stand zu bringen. Ältere Blitzschutzanlagen, die technisch überholt bzw. nicht mehr normgerecht sind, genießen zwar Bestandsschutz, der jedoch erlischt, sobald Änderungen an der Anlage vorgenom- men werden.

Abb. B.1.6–21 Trennungsabstand



Bei der Montage der Kollektoren ist ein Sicherheitsabstand zur Blitzschutzanlage einzuhalten.

Blitzschutz auf geneigten Dachflächen

Eine Solaranlage auf einem geneigten Gebäu- dedach muss so in den Blitzschutz integriert werden, dass auch die Kollektoren vor direk- tem Blitzeinschlag geschützt sind. Hierfür muss die gesamte Kollektorfläche innerhalb der Maschen der Blitzschutzanlage liegen, wobei rundherum ein Sicherheitsabstand von ca. 0,5 m vom Kollektorfeld zu den ableiten- den Teilen der Blitzschutzanlage einzuhalten ist. Die genaue Berechnung dieses Tren- nungsabstandes ist der DIN EN 62305 Teil 3 zu entnehmen.

Blitzschutz auf Flachdächern

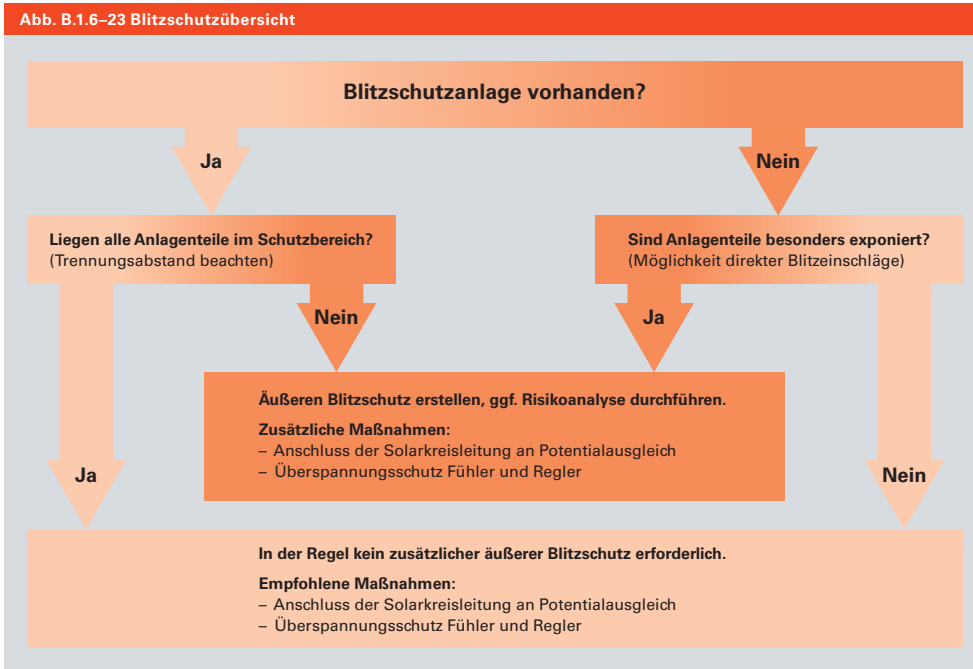
Werden Kollektoren auf dem Flachdach eines Gebäudes mit Blitzschutzanlage auf- geständert, müssen die Fangstangen der Blitzschutzanlage die Kollektoroberkanten ausreichend überragen.

Abb. B.1.6–22 Blitzkugelverfahren

| Blitzschutz- klasse | Radius der Blitzkugel |
|------------------------|--------------------------|
| I | 20 m |
| II | 30 m |
| III | 45 m |
| IV | 60 m |



Die Fangstangen müssen so hoch sein, dass die Blitzkugel die Kollektoren nicht berühren kann.



Die Montage von Kollektoren auf Dächern wirft Fragen zum Blitzschutz auf. Muss eine Blitzschutzanlage erstellt bzw. überarbeitet werden, ist entsprechende Fachkompetenz erforderlich.

Zur Überprüfung kann auf das „Blitzkugelverfahren“ zurückgegriffen werden: Eine gedachte Kugel wird über die zu schützende Anlage „gerollt“. Dabei darf die Oberfläche der Kugel ausschließlich die Fangstangen berühren. Der Radius der Kugel wird durch die Blitzschutzklasse bestimmt.

Gebäude ohne Blitzschutzanlage

Das Risiko eines direkten Blitzeinschlages wird durch die Montage eines Kollektorfeldes auf einem geeigneten Dach nicht erhöht.

Anders verhält es sich bei der Montage auf einem Flachdach. Hier sind die Kollektoren häufig exponierte Punkte und daher potenzielle Einschlagpunkte. Für die Solaranlage sind daher Schutzmaßnahmen notwendig.

Ausreichenden Schutz bietet die Erdung der metallenen Komponenten über eine außen verlegte Erdungsleitung (unter Beachtung des Trennungsabstands zu anderen metallischen Bauteilen), die mit dem Fundamenterder oder einer anderen geeigneten Erdungseinrichtung verbunden wird.

Zur Bewertung des Blitzschadensrisikos bietet die DIN EN 62305 Teil 2 verschiedene Verfahren bzw. Hilfsmittel an. Zur schnellen Orientierung, ob und welche Maßnahmen zu ergreifen sind, dient die Übersicht in Abb. B.1.6–23.

b. Innerer Blitzschutz

Der innere Blitzschutz verhindert bei direkten Blitzeinschlägen in das Gebäude Schäden durch Überschläge in die Gebäudeinstallation.

Bei Gebäuden und Kollektoren ohne äußeren Blitzschutz müssen Vor- und Rücklaufleitung des Primärkreises genauso wie alle anderen Installationsleitungen in den Hauptpotentialausgleich integriert werden.

Ist die Kollektoranlage auf einem Gebäude mit äußerem Blitzschutz installiert und genügend Abstand zwischen Kollektorkomponenten und Blitzschutzanlage vorhanden, kann ebenso verfahren werden.

Im Fall eines separat geerdeten Kollektorfeldes (Flachdach ohne Blitzschutzanlage) ist die Einbindung des Solarkreises in den Hauptpotentialausgleich durch Kupferkabel mit mindestens 16 mm² empfehlenswert.

Der innere Blitzschutz ist außerdem bedeutsam bei der Gefährdung von Anlagenkomponenten durch Naheinschläge, er reduziert dabei die Gefahr von Überspannungen durch elektromagnetische Blitzimpulse im Gebäude und schützt die Anlagenkomponenten. Zur Gefahrenabwehr werden sogenannte Blitzschutzdosen als Überspannungsschutz eingesetzt.

Hinweis

Es ist ein weit verbreiteter Irrtum, dass ein Verzicht auf den Potentialausgleich zu einem geringeren Einschlagsrisiko in das dann nicht geerdete Kollektorfeld führt!

B.1 Kollektoren



Abb. B.1.7-1 Kollektorfassade in der „City of tomorrow“.



Abb. B.1.7-2 Kollektor als Abschattung.

B.1.7 Kollektoren als Gestaltungselement

Flach- und Röhrenkollektoren bieten vielfältige Möglichkeiten zur ästhetischen Gestaltung von Gebäuden. Verbunden mit der hohen Funktionalität dieser Systeme ergeben sich für die moderne Architektur interessante Möglichkeiten.

Viessmann Röhrenkollektoren müssen dem Gebäude nicht einfach nur angepasst, sondern können selbst als strukturierendes Bauelement eingesetzt werden.

Mit der „City of tomorrow“ im schwedischen Malmö beispielsweise wurde die Vorstellung einer ökologischen Musterstadt eindrucksvoll realisiert. 500 Wohneinheiten beziehen ihren gesamten Energiebedarf ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen. Viessmann Vakuum-Röhrenkollektoren verleihen der Fassade der Siedlung eine avantgardistische Seite und demonstrieren eine wegweisende Integration von Technik in die Architektur.

Viessmann Kollektoren können auch als weiträumige Vorbauten oder freistehende Konstruktionen besondere Wirkung zeigen: Während die Kollektoren die Sonnenenergie absorbieren, dienen sie gleichzeitig als Element zur Beschattung, wie das Beispiel einer Schule in Albstedt zeigt.

Rahmen und Eindeckbleche von Viessmann Kollektoren sind ebenso wie die Anschlussgehäuse in allen RAL-Farben erhältlich und sorgen für einen harmonischen Übergang zwischen Kollektorfläche und Dach.



Abb. B.1.7–3 Kollektor als farbig angepasstes Dachelement.

Es gibt viele weitere Beispiele für Kollektoren als Gestaltungselemente. Sie zeigen, dass Solaranlagen mehr sind als „nur“ Kollektoren. Sie sind multifunktional und zusätzlich ein deutlich sichtbarer, ästhetisch ansprechender Beitrag zu Ressourcenschonung und zum Klimaschutz. Das sollte immer in die Argumentation für die Investition in eine Solaranlage einfließen.



Abb. B.1.7–4 Kollektor als Gestaltungselement des Heliotrops in Freiburg.



Speicher

Der Speicher einer Solaranlage hat die Aufgabe, die Schwankungen und Ungleichzeitigkeiten zwischen dem solaren Strahlungsangebot und dem Nutzwärmebedarf auszugleichen.



Abb. B.2-1 Vitocell 100-U mit integrierter Solar-Divicon.

In den vorangegangenen Kapiteln wurden Strahlungsangebot und Kollektortechnik beschrieben. Dabei wurde deutlich, dass der Energiebedarf und die erzeugte Energie bei Solarwärmanlagen nicht nur mengenmäßig, sondern vor allen Dingen in ihren zeitlichen Abläufen betrachtet werden müssen – im Gegensatz zu Anlagen mit Wärmeerzeugern, bei denen die installierte Leistung ständig bereitsteht. Aus diesem Grund ist die Speichertechnik bei Solarwärmanlagen von besonderer Bedeutung.

In diesem Kapitel werden die Grundlagen der Speichertechnik sowie verschiedene Speichertypen und Belademöglichkeiten erläutert. Hinweise zur anwendungsbezogenen Dimensionierung finden sich im Kapitel C.2.

B.2.1 Warum speichern?

Ein Quadratmeter Kollektorfläche hat eine berechenbare Maximalleistung. Der wahrscheinlich zu erwartende Kollektorertrag bezogen auf einen beliebigen Zeitraum kann ebenfalls berechnet werden (in kWh pro Zeiteinheit). Dabei gilt: Je länger der Betrachtungszeitraum, desto genauer wird die Ertragsprognose und umgekehrt – je kürzer der Zeitraum, desto ungenauer die Vorhersage.

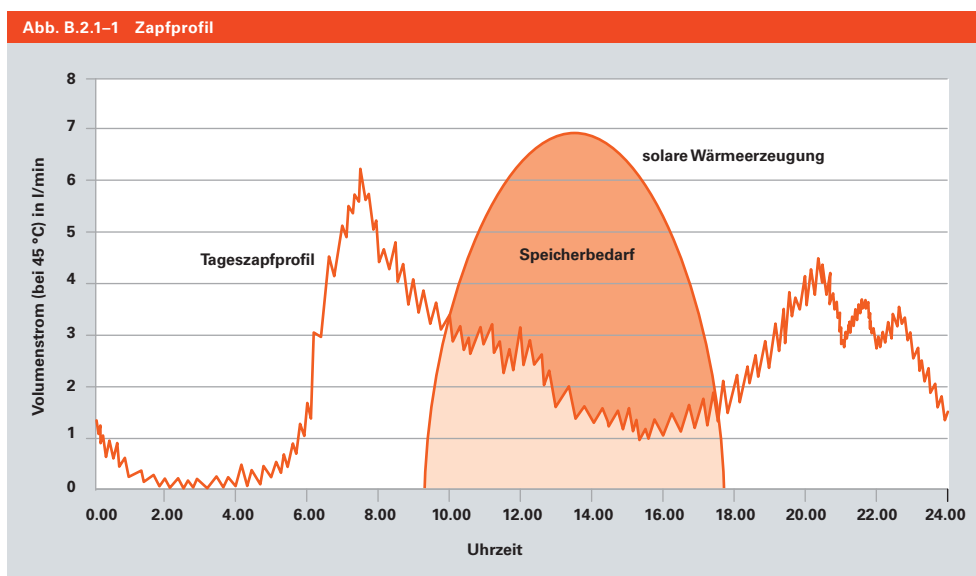
So können das jährliche Strahlungsangebot und der daraus folgende jährliche Ertrag mit relativ kleinen Schwankungen vorhergesagt werden. Es ist jedoch unmöglich, eine solche Prognose für einzelne Tage oder Stunden zu treffen. Darin unterscheidet sich der Wärmeerzeuger Sonnenkollektor deutlich von einem Heizkessel.

Für die Betriebsweise einer Solaranlage sind zwei Merkmale charakteristisch, die die Anforderungen an die Speicherung bestimmen:

Zum einen ergeben sich zumindest an sonnigen Tagen relativ lange „Brennerlaufzeiten“, d. h. der Kollektor produziert über einen längeren Zeitraum Wärme. Für die gewünschte Energiemenge muss also die Leistung der Kollektoranlage geringer sein als beispielsweise bei einer Kesselanlage, die mit deutlich kürzeren Brennerlaufzeiten, aber mit höherer Leistung die gewünschte Energiemenge zur Verfügung stellt.

Zum anderen fallen der Zeitraum der Wärmeerzeugung und der Zeitraum der Wärmeabnahme selten zusammen. Die Wärmeerzeugung einer konventionellen Anlage wird durch den Bedarf gesteuert, die Wärmeerzeugung einer Kollektoranlage ist ausschließlich vom Angebot an Solarstrahlung abhängig.

Diese Besonderheiten machen deutlich, dass für den erfolgreichen Betrieb thermischer Solaranlagen ein ausreichend bemessener Speicher zur Sicherung der solar gewonnenen Wärme unerlässlich ist.



Der Tagesverlauf des Zapfprofils eines Mehrfamilienhauses zeigt den Nutzwärmebedarf. Die solare Wärmeerzeugung folgt jedoch nicht diesem Bedarf, sondern dem Strahlungsangebot.

B.2 Speicher

B.2.2 Grundlagen der Speichertechnik

B.2.2.1 Speichermedium

In der Regel wird für die Speicherung von Wärmeenergie Wasser verwendet. Es ist kostengünstig, jederzeit verfügbar und technisch sehr gut beherrschbar (Lagerung, Be- und Entladung). Zudem hat Wasser eine hohe Wärmekapazität von $c_w = 4,187 \text{ kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$. In der Heiztechnik üblicher ist die Angabe $c_w = 1,163 \text{ Wh}/(\text{kg}\cdot\text{K})$. Für die Wärmespeicherung spielt es keine Rolle, ob es sich dabei um Heizungs- oder Trinkwarmwasser handelt.

Neben der Kurzzeitspeicherung von Solarwärme in üblichen Standspeichern gibt es auch Möglichkeiten, die Wärmeenergie über einen längeren Zeitraum zu speichern. Sogenannte Langzeit- oder Saisonspeicher arbeiten meist mit Wasser als Speichermedium und haben ein Volumen von mehreren tausend Litern (große Standspeicher) oder gar mehreren tausend Kubikmetern (z.B. Betonbecken).

Es wird daran geforscht, Wärme auf physikalisch-chemischem Wege zu speichern. Man spricht dabei von Latentwärmespeichern, die z.B. den Phasenwechsel (fest zu flüssig und umgekehrt) von Materialien wie Paraffin oder Salzen nutzen, um Wärme zu speichern.

B.2.2.2 Energieinhalt

Entscheidend für die Planung eines Speichers ist nicht sein Volumen, sondern sein Energieinhalt. Der Energieinhalt eines Speichers ist abhängig von der Temperaturspreizung: Je größer die Spreizung, desto größer wird der nutzbare Energieinhalt pro Volumeneinheit des Speichers.

Um das notwendige Speichervolumen zu bestimmen, wird die Temperaturspreizung auf der Wärmeabnahmeseite berücksichtigt: Die maximale Speichertemperatur ist durch das Medium Wasser vorgegeben. Die entscheidende Größe für die Bestimmung des benötigten Speichervolumens ist deshalb die minimal mögliche Speichertemperatur.

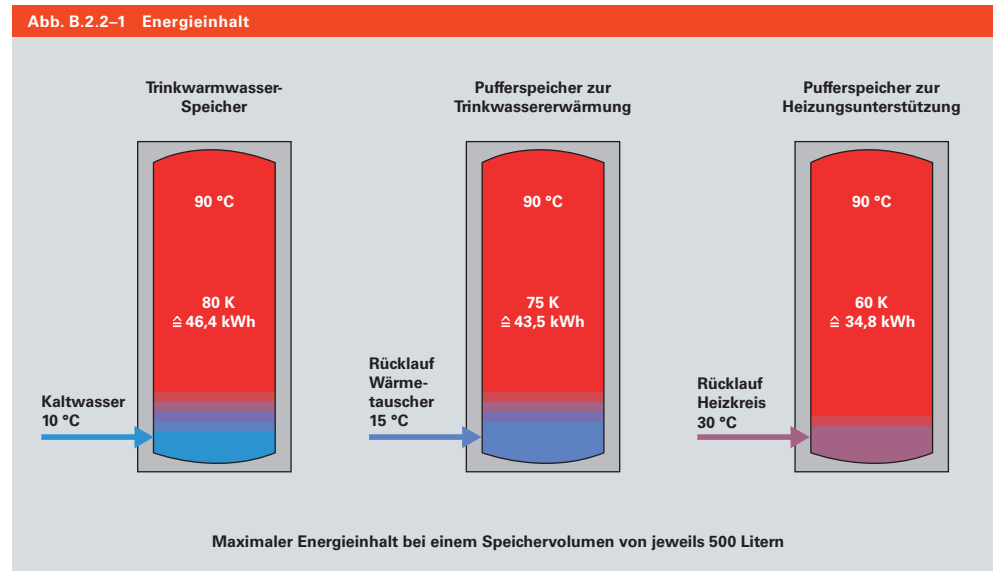
Für die Auslegung von Speicher-Wasserelementen gilt die mittlere Kaltwassertemperatur (z.B. 10°C) als Minimaltemperatur. Bei Pufferspeichern zur Trinkwassererwärmung (z.B. mittels einer Frischwasser-Station) wird die minimale Speichertemperatur von der Kaltwassertemperatur und der Temperaturdifferenz zwischen Eintritt und Austritt am Trinkwasser-Wärmetauscher (Grädigkeit) bestimmt. Bei solarer Raumheizungsunterstützung wird die Minimaltemperatur in der Heizperiode durch den Heizungsrücklauf vorgegeben.

Hinweis

Bei der solarunterstützten Gebäudebeheizung oder Klimatisierung wirkt auch das Gebäude als Speicher – dessen Kapazität muss bei der Anlagenauslegung berücksichtigt werden.

Der Energieinhalt eines Speichers wird maßgeblich bestimmt von der niedrigsten Temperatur, die im Speicher möglich ist.

Abb. B.2.2-1 Energieinhalt



Beispiel

Einfamilienhaus mit 4 Personen, pro Person 28 l Warmwasserbedarf (60 °C), entsprechend 112 l pro Tag.

Bei Kaltwassertemperatur 10 °C entspricht das einer Energiemenge von 6,5 kWh, zuzüglich Wärmebedarf für Speicherverluste (1,5 kWh) und Zirkulation (1,5 kWh).

Die Gesamtenergiemenge zur Trinkwassererwärmung beträgt also 9,5 kWh.

Für hohe solare Deckung soll die doppelte Energiemenge gespeichert werden, also 19 kWh.

Das Speichervolumen wird wie folgt errechnet:

$$m = \frac{Q}{c_w \cdot \Delta T}$$

- m Speichermenge (Speichervolumen)
- Q Energiemenge
- c_w Wärmekapazität Wasser
- ΔT Temperaturdifferenz

Beispiel

Bei 10 °C Kaltwassertemperatur beträgt das notwendige Volumen zur Speicherung von 19 kWh bei einer maximalen Speichertemperatur von

- 60 °C:** 19.000 Wh / (1,16 Wh/(kg·K) · 50 K) ≙ **328 l**
- 80 °C:** 19.000 Wh / (1,16 Wh/(kg·K) · 70 K) ≙ **234 l**
- 90 °C:** 19.000 Wh / (1,16 Wh/(kg·K) · 80 K) ≙ **205 l**

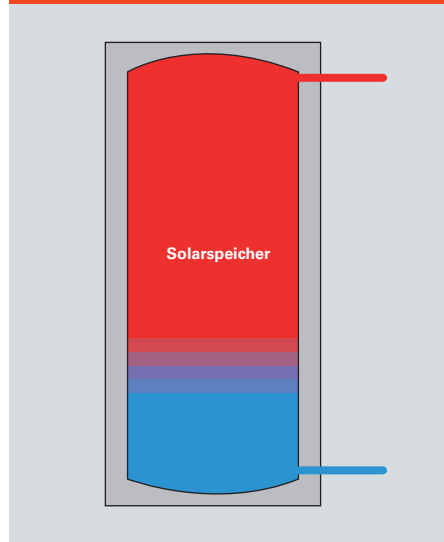
Der Energieinhalt eines Speichers (siehe Abb. B.2.2-1) lässt sich durch Umstellung der Formel errechnen.

$$Q = m \cdot c_w \cdot \Delta T$$

B.2.2.3 Temperaturschichtung

Unabhängig vom Volumen sind Solarspeicher grundsätzlich als schlanke Standspeicher ausgeführt – so kann sich wegen der unterschiedlichen Dichte von warmem und kaltem Wasser eine gute Temperaturschichtung bilden. Dabei „schwimmt“ das leichtere warme Wasser auf dem schwereren kalten Wasser. Sofern es zu keinen Verwirbelungen durch interne Strömungen kommt, ist diese Schichtung sehr stabil.

Abb. B.2.2-4 Temperaturschichtung



Bis auf die wenige Zentimeter hohe Trennschicht vermischen sich die Temperaturschichten nicht und bleiben sehr stabil.

Eine möglichst kalte untere Schicht im Speicher gewährleistet, dass der Solarkreis mit niedriger Rücklauftemperatur fahren und die Solaranlage mit gutem Wirkungsgrad arbeiten kann. Daher muss die Temperaturschichtung im Speicher vor Verwirbelung geschützt werden.

Hinweis

Im Speicher-Wassererwärmer kann besonders die Warmwasser-Zirkulation zu erheblicher Durchmischung des Speicherinhalts führen.

Neben dem Volumenstrom und der Laufzeit der Zirkulationspumpe muss auch der Anschluss vom Zirkulationsrücklauf berücksichtigt werden: Er darf nicht an den Kaltwasser-Zulauf des Speichers angeschlossen werden, da ansonsten das gesamte Speichervolumen von der Zirkulationspumpe umgewälzt würde.

B.2 Speicher

B.2.2.4 Wärmeverluste

Bei der Festlegung des Speichervolumens für Solarwärmesysteme müssen auch die Wärmeverluste des Speichers beachtet werden. Größere Speichervolumina können mehr Energie aufnehmen, sie haben jedoch höhere Wärmeverluste (und sind zudem kostenintensiver). Zwar sinken mit zunehmender Speichergröße die spezifischen Wärmeverluste, die absoluten Verluste aber steigen.

Grundsätzlich gilt: Ein großer Speicher ist vorteilhafter als mehrere kleine. Die Wärmeverluste eines großen Speichers sind wegen des besseren Oberflächen-Volumen-Verhältnisses im Vergleich zu mehreren kleinen Speichern immer deutlich geringer. Allerdings müssen bei der Auswahl auch objektbezogene Grenzen wie z.B. Türbreiten und Raumhöhe (Kippmaß!) bedacht werden. Zudem wird die Anzahl der Speicher ggf. durch die gewählte Systemeinbindung bestimmt.

Die Speicherverluste werden unterschieden in Bereitschaftswärmeverluste (in kWh/d, vgl. DIN 4753-8) und in die Wärmeverlustrate (in W/K, vgl. DIN V ENV 12977-3).

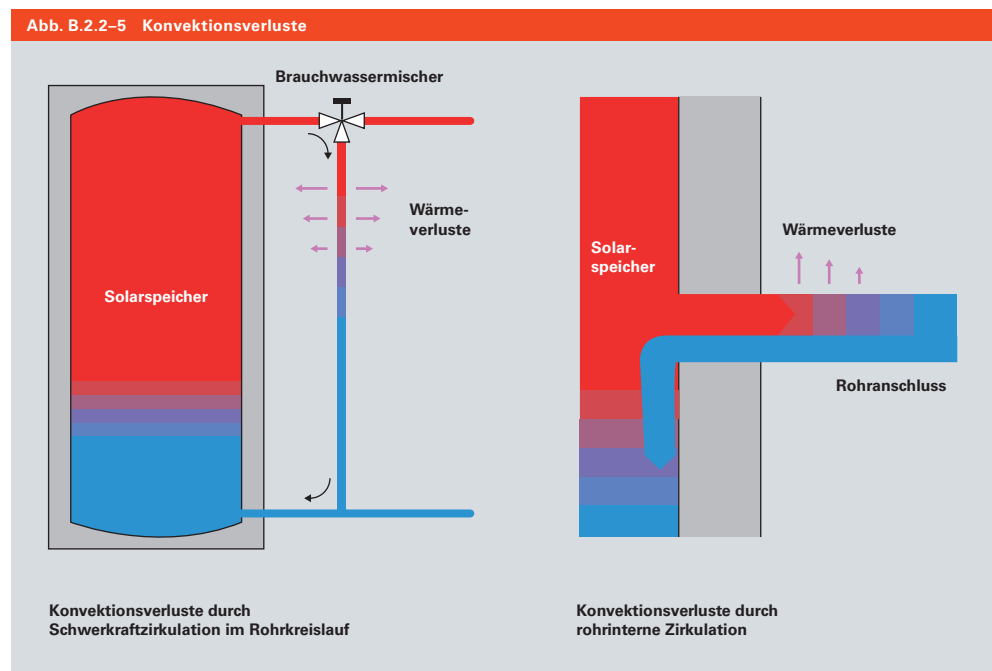
Je nach Größe hat ein hochwertiger Standard-speicher zur solaren Trinkwassererwärmung im Einfamilienhaus einen Wärmeverlust zwi-

schen 1,5 und etwa 3 kWh/d – vorausgesetzt, der Speicher und dessen Anschlüsse wurden optimal ausgeführt. Bei unzureichender Dämmung können die Verluste deutlich höher ausfallen.

Größere Wärmeverluste treten z.B. dann auf, wenn Wärme aus dem Speicher durch Rohrleitungen aufsteigen kann. Diese Konvektionsverluste lassen sich durch den Anschluss der betreffenden Rohrleitung mittels Thermosiphonschleife oder durch Schwerkraftbremsen verhindern.

Besonders kritisch sind mangelhaft gedämmte Speicheranschlüsse – der Wärmeverlust kann so leicht den doppelten Wert erreichen. Bei einem 300-l-Speicher können im Laufe eines Jahres beispielsweise $4 \text{ kWh/d} \cdot 365 \text{ d} = 1.460 \text{ kWh}$ verloren gehen. Nimmt man die Hälfte davon als unvermeidbaren Verlust an, so bedeutet allein der vermeidbare Verlust bei einer solaren Deckung von 50 Prozent einen Mehrbedarf von etwa 1 m^2 Kollektorfläche und einen Mehrverbrauch von mindestens 50 Litern Heizöl oder der entsprechenden Menge eines anderen Brennstoffes.

Der Dichteunterschied des Speicherwassers kann zu unerwünschten Wärmeverlusten durch Konvektionsströmung führen. Dabei entweicht über Anschlüsse bzw. Rohre kontinuierlich Wärme aus dem Speicher.



B.2.2.5 Speichermaterial

Speicher-Wassererwärmer zur Bevorratung von erwärmtem Trinkwasser bestehen aus Edelstahl oder emailliertem Stahl. Da Fehlstellen in der Emaillierung auch bei sorgfältigster Herstellung nicht vollständig ausgeschlossen werden können, ist bei diesen Speichern ein zusätzlicher Korrosionsschutz erforderlich. Diese Funktion übernehmen Fremdstromanoden oder Opfer- bzw. Magnesiumanoden.

Speicher-Wassererwärmer aus Edelstahl benötigen in der Regel keinen zusätzlichen Korrosionsschutz. Sie bieten zudem einen Gewichtsvorteil.

Pufferspeicher enthalten dagegen kein sauerstoffreiches Trinkwasser, sondern Heizungswasser. Stahlspeicher können daher ohne jeglichen Korrosionsschutz verwendet werden. Da sie zudem mit geringerem Druck (Heizkreis statt Trinkwassernetz) betrieben werden, bieten sie einen Preisvorteil gegenüber Speicher-Wassererwärmern.

Ergänzend seien noch Pufferspeicher aus Kunststoff erwähnt. Dieses Material ist zwar leicht und preisgünstig, kann allerdings nur mit geringeren Maximaltemperaturen betrieben werden. Zudem erlauben diese Speicher nur den drucklosen Betrieb, sodass ein weiterer Wärmetauscher notwendig wird.

Stillgelegte Heizöltanks sind als vermeintlich kostengünstige Lösung zur Speicherung nicht geeignet, auch wenn sie ein großes Speichervolumen von mehreren tausend Litern bieten:

- Das sehr ungünstige Oberflächen-Volumenverhältnis und die nur schwer anzubringende Dämmung haben hohe Wärmeverluste zur Folge. Im Sommer wird der Tank daher zur unerwünschten internen Wärmequelle.
- Der Einbau von Be- und Entladetechnik ist sehr aufwändig.
- Die Bearbeitung (schneiden, schleifen, schweißen) ist nur mit Stickstofffüllung möglich.
- Derartige Speicher können nur drucklos betrieben werden.

B.2 Speicher



Abb. B.2.3-1
Viessmann Speicher-Wassererwärmer für solare Nutzung zeichnen sich durch eine schlanke zylindrische Form aus, bestehen aus Edelstahl oder emailliertem Stahl, sind korrosionsgeschützt und mit einer hochwirksamen FCKW-freien Rundum-Wärmedämmung versehen.

B.2.3 Speichertypen

B.2.3.1 Speicher mit internem Wärmetauscher

a. Speichermedium Trinkwasser

Wenn Trinkwasser als Speichermedium genutzt wird, kann lediglich die Trinkwassererwärmung durch eine Solaranlage unterstützt werden. Eine Entladung des Speichers zu anderen Zwecken, wie zum Beispiel der Heizungsunterstützung, ist nicht sinnvoll. Speicher-Wassererwärmer müssen in der Regel bis 10 bar druckbeständig sein.

Monovalente Speicher

Wird eine bereits bestehende Heizungsanlage durch eine Solaranlage ergänzt und soll der vorhandene Speicher-Wassererwärmer weiter genutzt werden, wird ein zweiter monovalenter Speicher-Wassererwärmer vorgeschaltet. Größere (auch neu installierte) Anlagen zur Trinkwassererwärmung können mit zwei monovalenten Speichern ausgeführt werden.

Die Aufheizung des gesamten Wasserinhalts erfolgt allein über einen tief bis zum Speicherboden reichenden spiralförmigen Wärmetauscher.

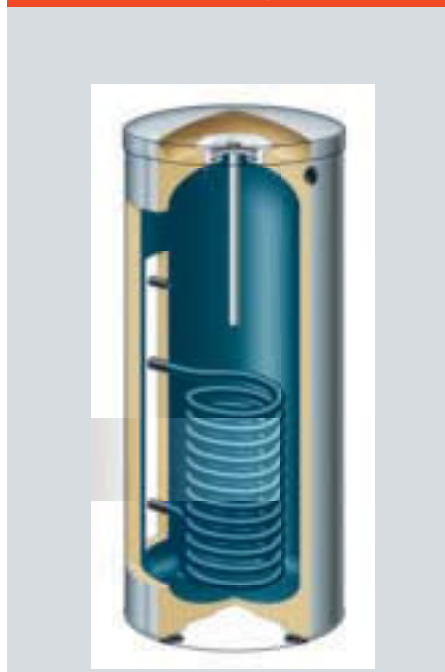
Bivalente Speicher

Bei einem Neubau oder beim Einbau einer komplett neuen Heizungsanlage ist bei kleineren Anlagen ein bivalenter Speicher-Wassererwärmer für die Trinkwassererwärmung die Vorzugsvariante.

Ein bivalenter Speicher-Wassererwärmer ist mit zwei Wärmetauschern ausgestattet – ein unterer für den Anschluss an den Kollektorkreis zur solaren Erwärmung des Trinkwassers und ein oberer für den Anschluss an die Nacherwärmung durch den Heizkessel.

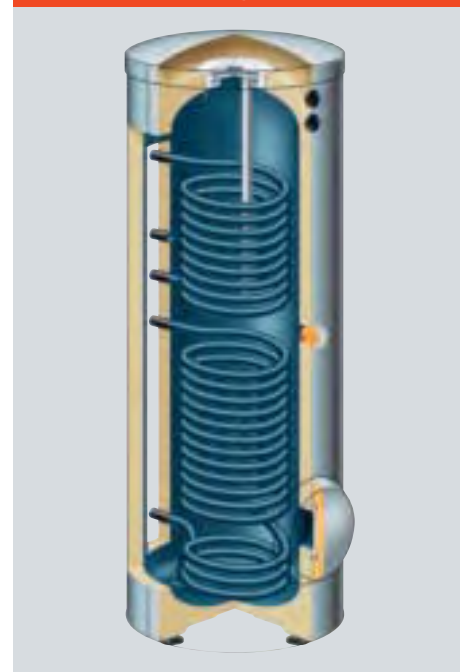
Generell muss beim Speichermedium Trinkwasser darauf geachtet werden, dass die ausschließlich solar beheizten Speicherbereiche oder Vorspeicher den einschlägigen Vorschriften zur Trinkwasserhygiene entsprechend thermisch desinfiziert werden.

Abb. B.2.3-2 Monovalenter Speicher



Monovalenter Speicher-Wassererwärmer Vitocell 100-V

Abb. B.2.3-3 Bivalenter Speicher



Bivalenter Speicher-Wassererwärmer Vitocell 100-B

b. Speichermedium Heizungswasser

Wird Heizungswasser als Speichermedium gewählt, werden Puffer- oder Kombispeicher verwendet. Diese werden in erster Linie bei Anlagen eingesetzt, in denen die gewonnene Solarwärme zusätzlich zur Trinkwassererwärmung auch zur Unterstützung der Raumheizung genutzt werden soll (solare Heizungsunterstützung).

Auch in großen Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung wird Heizungswasser als Speichermedium genutzt. In diesem Fall entfällt die thermische Desinfektion des Speichermediums.

Die Speicher werden den Druckstufen im Heizkreis entsprechend ausgelegt. Da es sich um geschlossene Speicherkreise handelt, ist kein Korrosionsschutz notwendig.

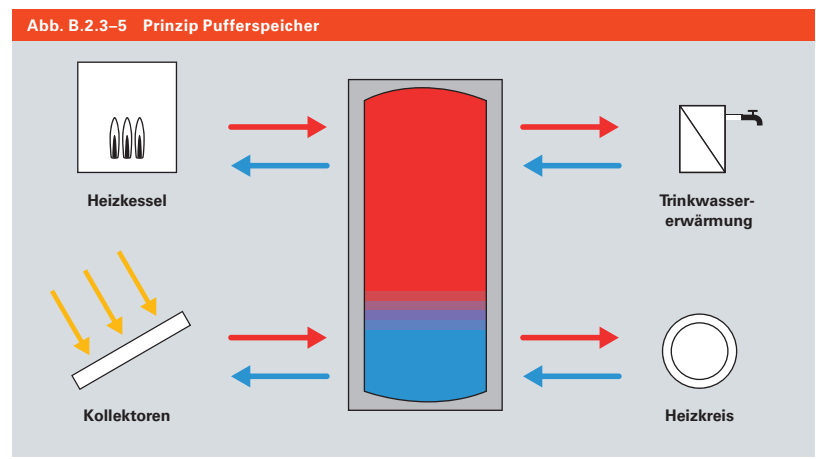
Pufferspeicher

Bei einem Heizungswasser-Pufferspeicher kann die solar gewonnene Wärme zur Erwärmung des Heizkreises direkt entnommen oder über eine Frischwasserstation für die Trinkwassererwärmung verwendet werden.

An den Pufferspeicher können auch weitere Wärmeerzeuger, zum Beispiel Festbrennstoffkessel, angeschlossen werden. Im Pufferspeicher können so die Energieströme in bi- oder multivalenten Anlagen optimal „verwaltet“ werden.



Heizwasser-Pufferspeicher mit innenliegendem Solarwärmetauscher Vitozell 140-E



Der Pufferspeicher als „Energieverwalter“ ermöglicht die Integration unterschiedlicher Wärmeerzeuger und -abnehmer.

B.2 Speicher

Kombispeicher

Der Kombispeicher ist eine Kombination aus Heizwasser-Pufferspeicher und Speicher-Wasserewärmer. Er ist ebenfalls für mehrere Wärmeerzeuger geeignet. Die Wärmeentnahme für die Trinkwassererwärmung erfolgt über einen eingebauten Wärmetauscher (bei den Viessmann Heizwasser-Pufferspeichern Vitocell 340-M und 360-M über ein Edelstahlwellrohr), durch den das zufließende Kaltwasser geführt und so erwärmt wird.

B.2.3.2 Speicher für externe Beladung

Für die Auswahl von Speichern mit externer Beladung ist nur die Größe ausschlaggebend, da die Beladeleistung durch die Auswahl des Plattenwärmetauschers (siehe Kapitel B.2.5.2) bestimmt wird. Die Einsatzmöglichkeiten sowie die Anforderungen an Korrosionsschutz und Druckbeständigkeit entsprechen den Speichern mit internen Wärmetauschern.

Abb. B.2.3-6 Kombispeicher



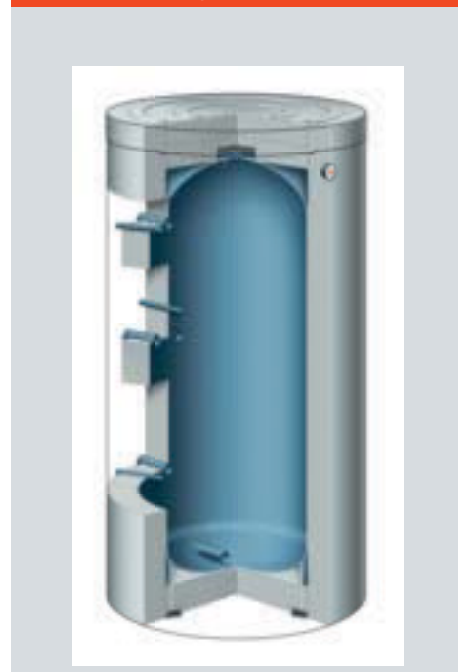
Multivalenter Heizwasser-Pufferspeicher mit integrierter Trinkwassererwärmung Vitocell 340-M

Abb. B.2.3-7 Trinkwarmwasser-Speicher



Ladespeicher Vitocell 100-L

Abb. B.2.3-8 Pufferspeicher



Speicher für Heizwasserspeicherung Vitocell 100-E

B.2.4 Speicherbeladung

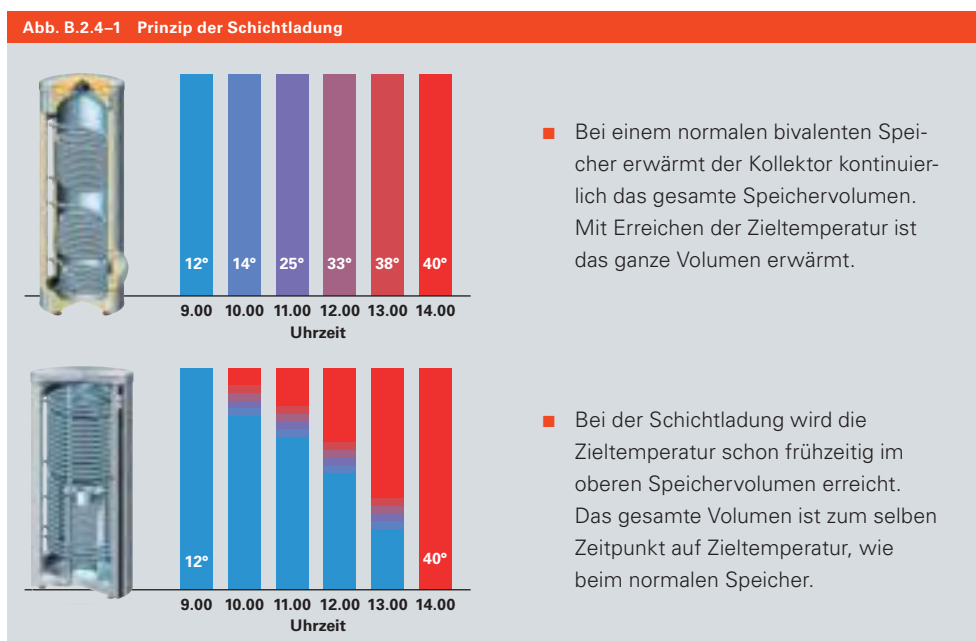
B.2.4.1 Schichtladung

Beim Prinzip der Schichtladung wird das solar erwärmte Wasser in die Ebene eingeschichtet, die die gleiche Temperatur aufweist. Eine Vermischung mit kühleren Schichten findet dabei nicht statt. Sowohl interne als auch externe Wärmetauscher sind für Schichtladung geeignet.

Prinzip der Schichtladung

Bei der Speicherbeladung mit internen Wärmetauschern ohne Schichtladung wird das gesamte Speichervolumen gleichmäßig erwärmt. Bis die Nutztemperatur im Bereitschaftsteil des Speichers erreicht ist, muss das Kollektorfeld über einen verhältnismäßig langen Zeitraum Wärme liefern. Wird Nutzwärme bereits vor dem Erreichen dieser Temperatur benötigt, wird das geforderte Temperaturniveau über die Zusatzheizung erzeugt.

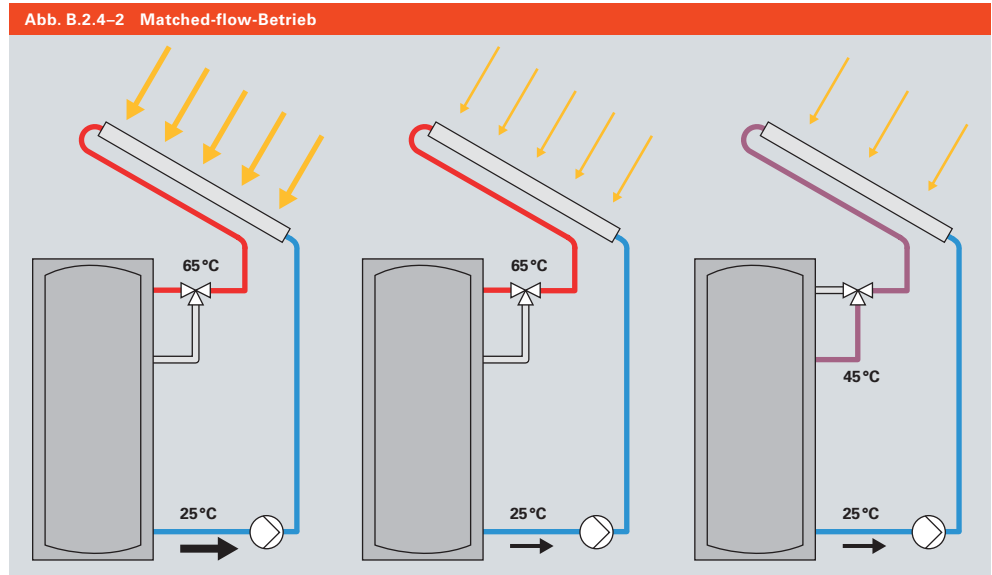
Mit dem Prinzip der Schichtladung kann der Nachheizwärmebedarf reduziert werden, indem das solar erwärmte Wasser möglichst auf Nutztemperaturniveau unvermischt in den Bereitschaftsteil des Speichers eingeschichtet wird. Auf diese Weise kann die Nutzwärme vom Kollektorfeld zu einem früheren Zeitpunkt – unter optimalen Bedingungen vor Zuschalten der Nachheizung – zur Verfügung gestellt werden.



Der Vorteil der Schichtladung liegt im schnelleren Erreichen der Zieltemperatur.

B.2 Speicher

Je nach Einstrahlung wird der Kollektorkreis mit hohem oder niedrigem Volumenstrom gefahren. So kann der Speicher auf Zieltemperaturniveau beladen werden. Reicht die Einstrahlung nicht mehr aus, wird auf geringerem Temperaturniveau beladen.

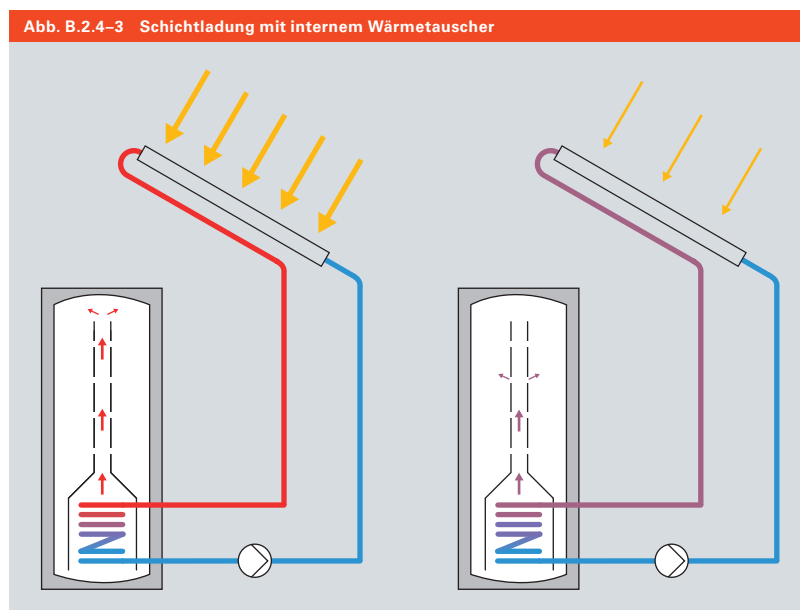


Für die Schichtladung wird der Kollektorkreis generell mit größerer Temperaturspreizung gefahren, d.h. der Volumenstrom ist gegenüber der konventionellen Speicherbeladung reduziert. Daraus ergibt sich eine höhere mittlere Kollektortemperatur und als Folge davon ein niedrigerer Kollektorwirkungsgrad. Vakuum-Röhrenkollektoren sind aufgrund ihrer geringeren Wärmeverluste für Schichtladung daher besser geeignet als Flachkollektoren – das gilt insbesondere für Anlagen zur solaren Heizungsunterstützung.

Der Volumenstrom im Kollektorkreis wird für die Schichtladung so geregelt, dass am Kollektoraustritt (Solarvorlauf) stets die Zieltemperatur, d.h. die Nutzttemperatur zuzüglich der Grädigkeit des Wärmetauschers, eingehalten wird. Reicht die solare Einstrahlung dafür nicht aus, wird zur Aufrechterhaltung der Schichtung tiefer eingeschichtet oder ein anderer Speicher beladen. Daraus ergeben sich je nach Einstrahlung und bereits erreichtem Temperaturniveau unterschiedliche Volumenströme im Solarkreis, man spricht vom sogenannten Matched-flow-Betrieb.

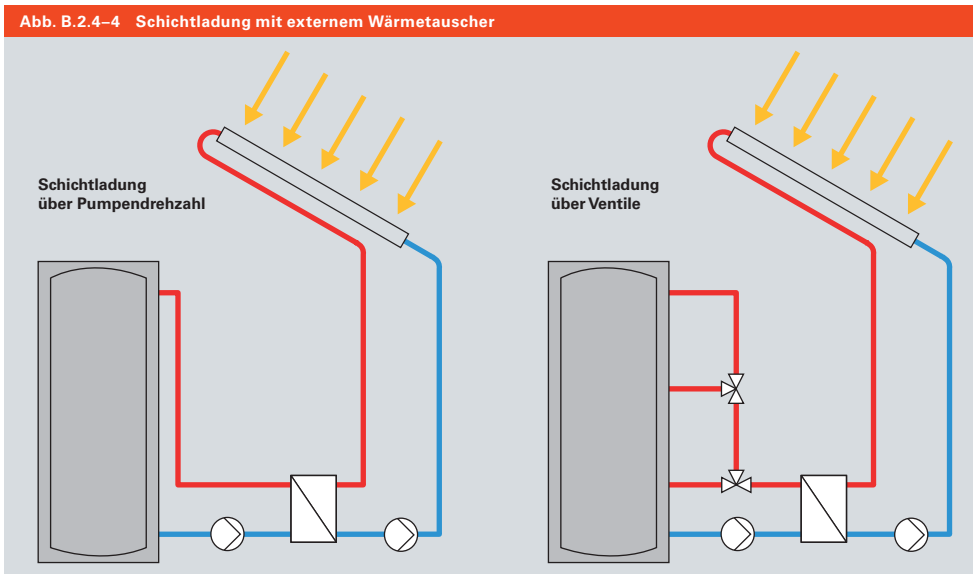
Technische Umsetzung

Speicher mit internen Wärmetauschern besitzen Aufströmeinbauten, in denen das auf Nutzttemperatur erwärmte Wasser möglichst unvermischt in den Bereitschaftsteil des Speichers aufsteigen kann. Wird die Zieltemperatur am Kollektoraustritt nicht mehr erreicht, tritt das geringer erwärmte Wasser unterhalb des Nutzttemperaturniveaus in der Schicht mit gleicher Temperatur (= gleiche Dichte) aus dem Aufströmrohr aus.



Bei der Schichtladung mit Aufströmkamin steigt das solar erwärmte Wasser im Kamin bis auf Höhe der Schicht mit gleicher Temperatur.

Abb. B.2.4-4 Schichtladung mit externem Wärmetauscher



Entweder folgt die Pumpendrehzahl der Einstrahlung und der Speicher wird auf Zieltemperatur beladen. Oder die Beladung des Speichers wird bei konstantem Volumenstrom über Ventile geregelt.

Bei der externen Wärmeübertragung wird der Speicher so lange von oben beladen, wie der Kollektorkreis die Zieltemperatur zur Verfügung stellen kann. Wird diese Temperatur nicht mehr erreicht, wird die Solarwärme entweder über Ventile in eine tiefere, kältere Zone des Speichers geladen oder die Pumpen schalten ab.

Bewertung

Günstige Voraussetzungen für die Schichtladung aufseiten der Wärmeabnahme bieten Systeme mit einer hohen Temperaturspreizung, wie es bei der solarthermischen Trinkwassererwärmung der Fall ist. Allerdings kommt der potenzielle Vorteil der Schichtladung (das Einsparen von Nachheizenergie) bei Anlagen mit einer hohen solaren Deckung (> 50 Prozent) nur dann zum Tragen, wenn ein vormittäglicher Nutzwärmebedarf auch im Sommerhalbjahr gegeben ist.

Bei Zapfprofilen mit morgendlichen und abendlichen Verbrauchsspitzen hat die Solaranlage in den Sommermonaten tagsüber genügend Zeit, um den Speicher auch ohne Schichtladung ausreichend zu erwärmen. Eine Schichtladung bei diesem Zapfprofil ist also nur in der Übergangszeit (Herbst/Frühjahr) vorteilhaft.

In beiden Fällen ist eine Schichtladung nur dann von Vorteil, wenn die Nachheizung dem Bedarf entsprechend genau geregelt wird.

Große Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung, die entsprechend VDI 6002 Teil 1 auf hohe Erträge und damit geringere solare Deckung ausgelegt werden, erreichen kaum Nutztemperaturniveau. Die dabei eingesetzten großen Speicher werden zwar in der Regel mit einem externen Wärmetauscher ausgestattet, da der Betrieb der Anlage jedoch nicht auf die Warmwassertemperatur als Zieltemperatur geregelt wird, ist eine Schichtladung hier nicht sinnvoll.

Bei Solaranlagen mit Raumheizungsunterstützung sind insbesondere Heizkreise, die mit großer Spreizung gefahren werden (Radiatoren), für eine Schichtladung geeignet.

B.2 Speicher

B.2.4.2 Beladung durch Schwerkraft: Thermosiphonanlagen

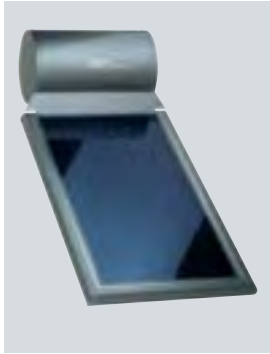


Abb. B.2.4-5 Viessmann Thermosiphonanlagen werden nicht in Mitteleuropa eingesetzt.

Schwerkraftprinzip

Bei Thermosiphonanlagen erfolgt die Umwälzung zwischen Speicher und Kollektor nach dem Schwerkraftprinzip, auch Thermosiphon-Prinzip genannt. Statt einer Pumpe wird der Dichteunterschied von warmer und kalter Wärmeträgerflüssigkeit als Antriebsenergie genutzt. Dafür muss der Kollektor (Wärmeerzeugung) unterhalb des Speichers (Wärmeabnahme) angeordnet sein.

Die Wärmeträgerflüssigkeit wird im Kollektor von der Sonneneinstrahlung erwärmt. Die warme Flüssigkeit im unten liegenden Kollektor ist leichter als die kalte Flüssigkeit im oberhalb des Kollektors liegenden Speicher. Sobald die leichtere warme Flüssigkeit aufsteigt, bildet sich ein Schwerkraftumlauf.

Im Speicher gibt die erwärmte Flüssigkeit ihre Wärme an das gespeicherte Trinkwasser

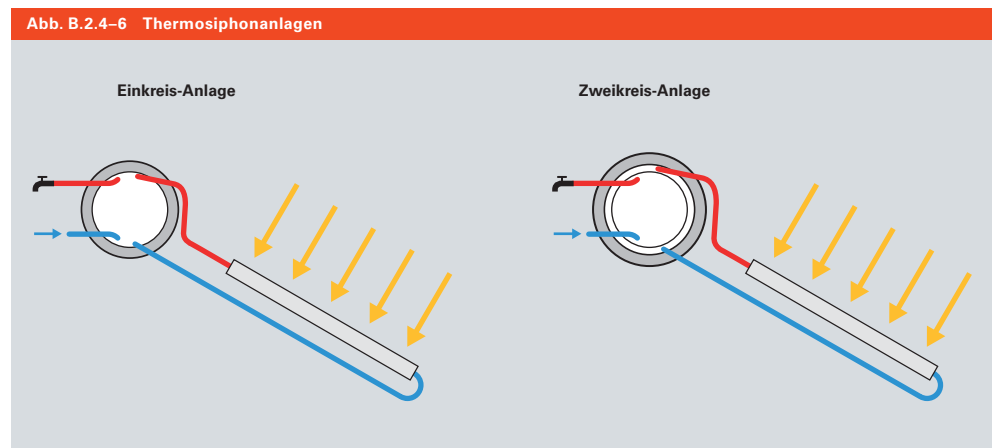
ab und sinkt dann wieder zum tiefsten Punkt im Kollektorkreis. Es entsteht ein Kreislauf. Dieser Kreislauf wird unterbrochen, wenn der Temperatur-/Dichteunterschied zwischen Kollektor und Speicher so gering ist, dass er für die Überwindung des Druckverlustes im Kollektorkreis nicht mehr ausreicht.

Reines, luftfreies Wasser von 20 °C hat ein spezifisches Gewicht von 0,998 kg/l, 50 °C warmes Wasser wiegt 0,988 kg/l – der Gewichtsunterschied beträgt demnach ca. 10 Gramm pro Liter (= 1 Prozent). Die antreibende Kraft in diesem Kreislauf ist im Vergleich zu gepumpten Systemen also sehr gering.

Daraus ergeben sich die typischen Besonderheiten einer Thermosiphonanlage im Betrieb:

- Der Volumenstrom ist gering.
- Im Absorber treten keine turbulenten Strömungen auf.
- Der Kollektorkreis muss einen sehr geringen Druckverlust aufweisen (geringe Länge, große Querschnitte).
- Es muss verhindert werden, dass der Speicher nachts durch umgekehrten Schwerkraftumlauf auskühlt.

Einkreisysteme werden nur in sicher frostfreien Regionen eingesetzt. Bei Zweikreisystemen werden Speicher mit Doppelmantel als Wärmetauscher verwendet.



Einkreis- und Zweikreis-Anlagen

Bei Thermosiphonanlagen wird zwischen Einkreis- und Zweikreis-Anlagen unterschieden. In Einkreis-Anlagen wird das Trinkwasser direkt im Kollektor erwärmt. Bei Zweikreis-Anlagen sind der Wärmeträger im Kollektorkreis und das Trinkwasser im Speicher über einen Wärmetauscher getrennt.

Einkreis-Anlagen werden ausschließlich in sicher frostfreien Regionen eingesetzt, da die Kollektoren bereits bei leichtem Frost einfrieren und zerstört würden. Zudem müssen alle Komponenten korrosionsfest sein, da mit dem Trinkwasser permanent Sauerstoff in das System gelangt. Der Vorteil dieses Systems liegt vor allem im einfachen, kompakten Aufbau und einem entsprechend günstigen Preis.

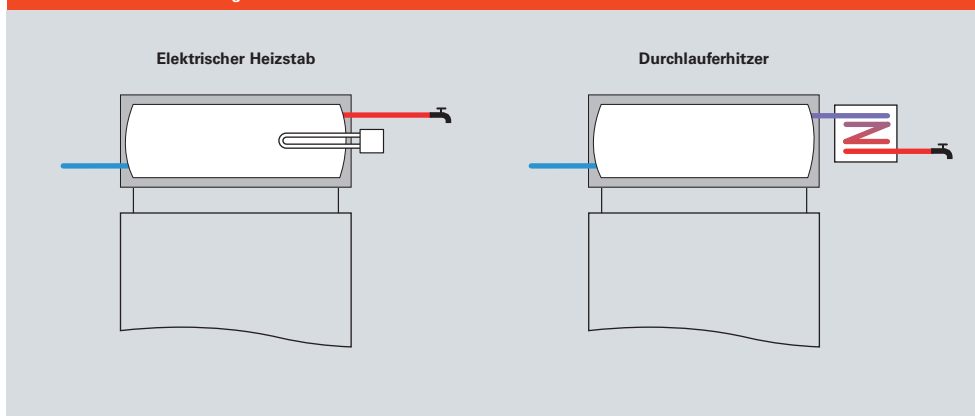
In Regionen, in denen Frost nicht ausgeschlossen werden kann, werden Zweikreis-Anlagen eingesetzt. Der Kollektorkreis wird dabei mit einem frostsicheren Wärmeträger betrieben. Zur Wärmeübertragung werden meist Speicher mit Doppelmantel eingesetzt. Das im Kollektor erwärmte Wärmeträgermedium gibt die Wärme zwischen innerem und äußerem Mantel des Speichers an das Trinkwasser ab.

Neben dem Kollektorkreis ist auch die Trinkwasserseite möglichem Frost ausgesetzt. Der Speicher wird daher entweder in einem frostsicheren Raum oberhalb der Kollektoren installiert, oder er wird über eine Zusatzheizung dauerhaft vor dem Einfrieren geschützt. Auch die angeschlossenen Rohrleitungen (Kalt- und Warmwasser) müssen in den Frostschutz einbezogen werden. Alternativ kann der Speicher inklusive Zuleitung bei Frostgefahr entleert werden.

Sowohl bei Einkreis- als auch bei Zweikreis-Anlagen muss zudem die Gefahr der Überhitzung berücksichtigt werden. Gibt es keine thermostatische Regelmöglichkeit, wird so lange Wärme in den Speicher transportiert, bis die Stagnationstemperatur erreicht ist. Bei Einkreis-Anlagen erreicht dann das Wasser im Speicher den Siedepunkt, bei Zweikreis-Anlagen der Wärmeträger im Doppelmantel des Speichers.

Eine notwendige Nachheizung erfolgt entweder direkt im Speicher über einen elektrischen Heizstab oder das Trinkwarmwasser wird über einen nachgeschalteten geregelten Durchlauferhitzer nachgeheizt. Letztere Variante ist energetisch sinnvoller.

Abb. B.2.4–7 Nachheizungsvarianten



Zur Nachheizung wird meist der elektrische Heizstab eingesetzt. Ein Durchlauferhitzer ist aufwändiger, aber energetisch sinnvoller.

B.2 Speicher

B.2.5 Wärmetauscher

Wärmetauscher in solarthermischen Anlagen haben die Aufgabe, vergleichsweise kleine Leistungen mit möglichst geringem Temperaturverlust zu übertragen. Dies ist bei der Auswahl von Wärmetauschern immer zu beachten. Fehler, die hier gemacht werden, können den Anlagenertrag deutlich reduzieren. Das Ziel jeder Auslegung ist es, den Kollektor mit möglichst kaltem Medium zu beaufschlagen.

Für die Berechnung von Wärmetauschern werden als Auslegungsleistung typenunabhängig 600 W pro Quadratmeter Kollektorfläche angenommen.

Die Temperaturdifferenz im Wärmetauscher zwischen dem Austritt auf der Primärseite (zum Kollektor) und dem Eintritt auf der Sekundärseite (vom Speicher) – bei internen Wärmetauschern dem umgebenden Speicherwasser – muss möglichst gering sein. Je geringer sie ist, desto mehr solare Wärme kann auf den Speicherinhalt übertragen werden.

B.2.5.1 Interne Wärmetauscher

Bei internen Wärmetauschern ist eine Temperaturdifferenz zwischen Solarkreisvorlauf und umgebendem Speicherwasser von 10 K bis 15 K üblich.

Je nach Konstruktion des Tauschers ergibt sich so ein Verhältnis von Kollektorfläche zu Tauscherfläche zwischen 10:1 und 15:1, d.h. pro Quadratmeter Tauscherfläche lassen sich 10 bis 15 Quadratmeter Kollektorfläche anschließen. Der Anschluss größerer Kollektorflächen kann dazu führen, dass die Temperaturspreizung 15 K überschreitet.

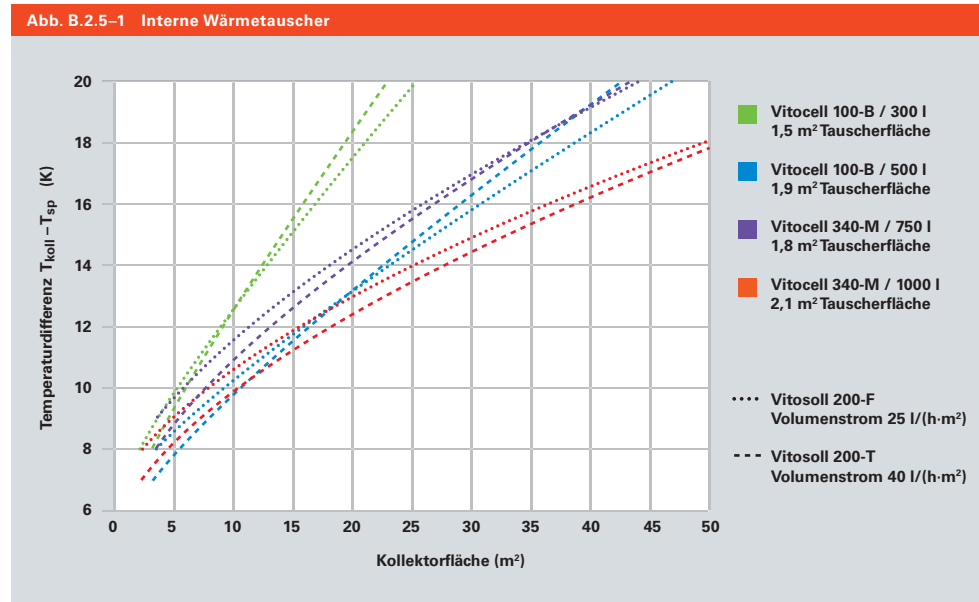
Für das Viessmann Speicherprogramm ergeben sich die Werte, die in Abb. B.2.5–1 dargestellt sind.

Hinweis

In der Solarthermie kommt es vor allem darauf an, den Kollektor möglichst effizient zu kühlen, d.h. ihm möglichst viel Wärme zu entziehen.

Die Übertragungsleistungen der internen Wärmetauscher sind abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen Speicherwasser (T_{sp}) und Solarkreisvorlauf (T_{koll}). Auch die Wärmeleistung größerer Kollektorfelder kann übertragen werden.

Abb. B.2.5–1 Interne Wärmetauscher



B.2.5.2 Externe Wärmetauscher

Bei Plattenwärmetauschern gelten 5 K zwischen Solarkreisrücklauf und Speicherwasser-rücklauf als optimal. Um das zu ermöglichen, sollten bei der Typenauswahl Tauscher bevorzugt werden, bei denen das Medium einen möglichst langen Weg im Tauscher zurücklegen muss (große thermische Länge).

Auslegung

Die Auslegung eines Plattenwärmetauschers in einer Solaranlage ist unabhängig vom gewählten Speichertyp und Speichermedium – die Planungsgrundlagen sind immer gleich. Es spielt keine Rolle, welches Programm zur Auslegung gewählt wird: Die Eingangsparameter werden immer auf dieselbe Art und Weise ermittelt.

Volumenstrom Primärseite

Der Volumenstrom im Primärkreis („Kollektorseite“) ergibt sich aus dem verwendeten Kollektortyp und dem gewählten spezifischen Kollektordurchsatz, bei Flachkollektoren also beispielsweise $25 \text{ l}/(\text{h}\cdot\text{m}^2)$.

Volumenstrom Sekundärseite

Ein Plattenwärmetauscher wird üblicherweise mit einem gleichmäßigen Wärmestrom auf beiden Seiten ausgelegt. Um diesen zu erzielen, muss auf der Sekundärseite („Speicherseite“) des Plattenwärmetauschers ein um 15 Prozent geringerer Volumenstrom als auf der Primärseite angenommen werden. Damit wird die etwas geringere Wärmekapazität von Glykol-Wasser-Gemischen ausgeglichen.

Medien

Im Primärkreis wird in Mitteleuropa in der Regel Propylenglykol in einer Konzentration von 40 Prozent verwendet, im Sekundärkreis Wasser.

Temperaturen

Die Eintrittstemperatur Sekundärkreis kann mit 20 °C angenommen werden, geringere Temperaturen wird das Speicherwasser im Betrieb nicht erreichen. Wird mit den empfohlenen 5 K ausgelegt, wird eine Austrittstemperatur im Primärkreis von 25 °C angenommen. Die Temperaturwerte für Austritt Sekundärkreis und Eintritt Primärkreis ergeben sich aus der Berechnung.

Leistung

Unabhängig vom Kollektortyp wird bei üblichen Anwendungen (= üblichen Temperaturen) eine Auslegungsleistung von $600 \text{ W}/\text{m}^2$ angenommen. Bei Anwendungen mit höheren Temperaturen (Prozesswärme) kann diese Auslegungsleistung auf $500 \text{ W}/\text{m}^2$ reduziert werden.

Druckverlust

Es hat sich bewährt, den Druckverlust auf beiden Seiten auf max. 100 mbar zu begrenzen.

Es kann in der Auslegungspraxis sinnvoll sein, Vergleichsrechnungen anzustellen. Die erste Rechnung erfolgt mit max. 100 mbar und eine zweite mit max. 150 mbar. Ergibt sich auf diese Weise ein deutlich preiswerterer Wärmetauscher, kann die Auswahl des Tauschers hinsichtlich des Gesamt-Druckverlusts auf der entsprechenden Seite (in der Regel Primärkreis) erfolgen.

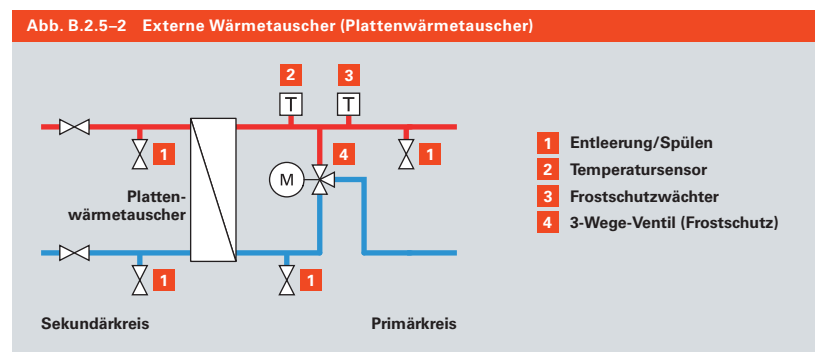
Die oben beschriebenen Parameter reichen zur Auslegung eines Plattenwärmetauschers aus. Weitere Hinweise zur Auslegung finden sich in Kapitel C.2.1.2.

Einbau

Für den Einbau in Solaranlagen gelten die üblichen Einbaubestimmungen für Plattenwärmetauscher. Absperrungen und Spülanschlüsse sollten bei jedem Plattenwärmetauscher eine Selbstverständlichkeit sein.

Hinweise zu Wärmetauschern in der Schwimmbadwasser-Erwärmung finden sich in Kapitel C.2.4.

Plattenwärmetauscher müssen vor Frost geschützt werden, der über ausgekühlten Wärmeträger aus dem Solarkreis kommen kann.





Primärkreis

Als Primärkreis einer Solaranlage werden alle Komponenten und Rohrleitungen bezeichnet, die den Kollektor mit dem Speicher verbinden.

In diesem Kapitel werden typische Betriebsbedingungen für eine Solaranlage und die daraus folgenden Konsequenzen für die Planung beschrieben. Die einzelnen Komponenten des Primärkreises werden dabei detailliert betrachtet und in ihrem Zusammenwirken dargestellt.

B.3.1 Kollektorkreislauf

B.3.1.1 Ermittlung Volumenstrom

Kollektoranlagen können mit unterschiedlichen spezifischen Volumenströmen betrieben werden. Die Einheit dafür ist der Durchfluss in Liter/(h · m²), Bezugsgröße ist die Absorberfläche.

Ein hoher Volumenstrom bedeutet bei gleicher Kollektorleistung eine geringe Temperaturspreizung im Kollektorkreis, ein niedriger Volumenstrom eine große Temperaturspreizung.

Bei großer Temperaturspreizung (= niedrigem Volumenstrom) steigt die mittlere Kollektor-temperatur und der Wirkungsgrad der Kollektoren sinkt. Allerdings wird bei niedrigen Volumenströmen weniger Hilfsenergie für den Betrieb der Pumpe benötigt, und es sind kleiner dimensionierte Anschlussleitungen möglich.

Man unterscheidet zwischen

- **Low-flow-Betrieb** = Betrieb mit Volumenströmen bis zu ca. 30 l/(h · m²)
- **High-flow-Betrieb** = Betrieb mit Volumenströmen größer als 30 l/(h · m²)
- **Matched-flow-Betrieb** = Betrieb mit variablen Volumenströmen

Die Betriebsweisen Low-flow und High-flow sind normativ nicht auf einen bestimmten Wert festgelegt und werden in der Literatur unterschiedlich verwendet.

Welche Betriebsweise ist sinnvoll?

Für eine sichere Planung gilt: Der spezifische Volumenstrom muss so hoch sein, dass er eine sichere und gleichmäßige Durchströmung des gesamten Feldes gewährleistet. Bei Flachkollektoranlagen und Vakuum-Röhrenkollektoren mit Heatpipes beträgt dieser Wert 25 l/(h · m²) bei 100 Prozent Pumpenleistung. In Anlagen mit einer Solarregelung Vitosolic stellt sich der optimale Volumenstrom (bezogen auf die aktuellen Speichertemperaturen und die aktuelle Einstrahlung) im Matched-flow-Betrieb automatisch ein. Einfeldanlagen mit den beiden oben genannten Kollektortypen können problemlos bis etwa zum halben

spezifischen Volumenstrom herab betrieben werden. Für die genaue Einstellung ist die Bedienungsanleitung der Solarregelung zu beachten.

Bei direkt durchströmten Vakuum-Röhrenkollektoren, deren Einzelröhren im Kollektor parallel zusammengefasst sind, ist ein spezifischer Volumenstrom von mindestens 40 l/(h · m²) erforderlich. Ein Matched-flow-Betrieb ist bei diesem Kollektortyp nicht empfehlenswert, da sonst die gleichmäßige interne Durchströmung des Kollektors gefährdet wäre.

Ein deutliches Überschreiten dieser Werte zugunsten eines etwas höheren Wirkungsgrades ist nicht sinnvoll, da der damit verbundene erhöhte Bedarf an Pumpenleistung nicht kompensiert werden kann.

Bei komplexer Kollektorfeldhydraulik mit mehreren parallel verschalteten Kollektorgruppen erfordert der Matched-flow-Betrieb eine sehr genaue Planung (siehe Kapitel C.1.2).

Beispiel

Eine Anlage mit sieben Flachkollektoren à 2,3 m², also mit 16,1 m² Absorberfläche, und einem gewünschten spezifischen Volumenstrom von 25 l/(h · m²) hat eine Durchflussmenge von 402,5 l/h bzw. 6,7 l/min.

Dieser Wert muss bei maximaler Pumpenleistung (= 100 %) erreicht werden.

Eine Regulierung kann über die Leistungsstufen der Pumpe vorgenommen werden.

Es wird die erste Pumpenstufe gewählt, die oberhalb des gewünschten Wertes liegt.

B.3 Primärkreis

Je nach Volumenstrom und Rohrdimension ergeben sich unterschiedliche Strömungsgeschwindigkeiten. Der empfohlene Bereich liegt zwischen 0,4 und 0,7 m/s und stellt einen guten Kompromiss zwischen Druckverlust und Entlüftung dar.

Abb. B.3.1–1 Strömungsgeschwindigkeit

| Volumenstrom (Gesamtkollektorfläche) | | Strömungsgeschwindigkeit in m/s | | | | | | |
|---|----------|---------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | Rohrdimension | | | | | | |
| in m ³ /h | in l/min | DN 10 | DN 13 | DN 16 | DN 20 | DN 25 | DN 32 | DN 40 |
| 0,125 | 2,08 | 0,44 | 0,26 | 0,17 | 0,11 | 0,07 | 0,04 | 0,03 |
| 0,15 | 2,50 | 0,53 | 0,31 | 0,21 | 0,13 | 0,08 | 0,05 | 0,03 |
| 0,175 | 2,92 | 0,62 | 0,37 | 0,24 | 0,15 | 0,10 | 0,05 | 0,04 |
| 0,2 | 3,33 | 0,70 | 0,42 | 0,28 | 0,18 | 0,11 | 0,06 | 0,05 |
| 0,25 | 4,17 | 0,88 | 0,52 | 0,35 | 0,22 | 0,14 | 0,08 | 0,06 |
| 0,3 | 5,00 | 1,05 | 0,63 | 0,41 | 0,27 | 0,17 | 0,09 | 0,07 |
| 0,35 | 5,83 | 1,23 | 0,73 | 0,48 | 0,31 | 0,20 | 0,11 | 0,08 |
| 0,4 | 6,67 | 1,41 | 0,84 | 0,55 | 0,35 | 0,23 | 0,13 | 0,09 |
| 0,45 | 7,50 | 1,58 | 0,94 | 0,62 | 0,40 | 0,25 | 0,14 | 0,10 |
| 0,5 | 8,33 | 1,76 | 1,04 | 0,69 | 0,44 | 0,28 | 0,16 | 0,12 |
| 0,6 | 10,00 | 2,11 | 1,25 | 0,83 | 0,53 | 0,34 | 0,19 | 0,14 |
| 0,7 | 11,67 | 2,46 | 1,46 | 0,97 | 0,62 | 0,40 | 0,22 | 0,16 |
| 0,8 | 13,33 | 2,81 | 1,67 | 1,11 | 0,71 | 0,45 | 0,25 | 0,19 |
| 0,9 | 15,00 | 3,16 | 1,88 | 1,24 | 0,80 | 0,51 | 0,28 | 0,21 |
| 1,0 | 16,67 | 3,52 | 2,09 | 1,38 | 0,88 | 0,57 | 0,31 | 0,23 |
| 1,5 | 25,00 | 5,27 | 3,13 | 2,07 | 1,33 | 0,85 | 0,47 | 0,35 |
| 2,0 | 33,33 | 7,03 | 4,18 | 2,76 | 1,77 | 1,13 | 0,63 | 0,46 |
| 2,5 | 41,66 | 8,79 | 5,22 | 3,45 | 2,21 | 1,41 | 0,79 | 0,58 |
| 3,0 | 50 | 10,55 | 6,27 | 4,15 | 2,65 | 1,70 | 0,94 | 0,70 |

Empfohlene Rohrdimension

Hinweis

Im Gegensatz zum Heizkreis wird die Entlüftung im Solarkreis durch überdimensionierte Rohre erschwert. Die Luft muss nach unten, nicht nach oben!

Dimensionierung der Solarkreisleitung

Ausschlaggebend für die Dimensionierung der Solarkreisleitungen ist die Strömungsgeschwindigkeit, die bei dem errechneten Gesamtvolumenstrom erzielt wird.

Um den Druckverlust möglichst gering zu halten, darf die Strömungsgeschwindigkeit im Rohr 1 m/s nicht überschreiten. Empfehlenswert sind Strömungsgeschwindigkeiten zwischen 0,4 und 0,7 m/s. Eine höhere Strömungsgeschwindigkeit erhöht den Druckverlust, eine deutlich niedrigere erschwert die Entlüftung (siehe Kapitel B.3.3).

Beispiel

Für das Beispiel mit sieben Kollektoren (Durchflussmenge 402,5 l/h, bzw. 6,7 l/min) ergeben sich folgende Werte:

- für Kupferrohr 15x1 (DN 13) eine Strömungsgeschwindigkeit von 0,84 m/s
- für Kupferrohr 18x1 (DN 16) eine Strömungsgeschwindigkeit von 0,55 m/s
- für Kupferrohr 22x1 (DN 20) eine Strömungsgeschwindigkeit von 0,35 m/s

Gewählt wird also das Kupferrohr 18x1.

In Abbildung B.3.1–1 lassen sich die Strömungsgeschwindigkeiten in verschiedenen Rohrleitungsdimensionen bei jeweils unterschiedlichen Volumenströmen ablesen.

B.3.1.2 Grundlagen der Druckverlustberechnung

Durchflusswiderstand der Solaranlage

Auch bei Solaranlagen ist die Berechnung des Druckverlustes eine der Voraussetzungen für einen störungsfreien und energiesparenden (bzgl. Pumpenstrom) Betrieb der gesamten Anlage. Grundsätzlich gelten hier die gleichen Regeln wie bei allen hydraulischen Einrichtungen.

Der gesamte Durchflusswiderstand des Primärkreises der Solaranlage („Glykolkreis“) ergibt sich aus der Addition der folgenden Widerstände:

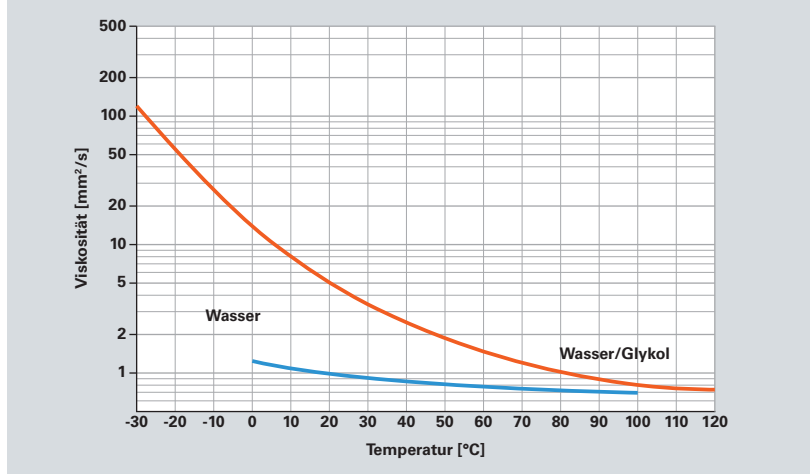
- Kollektorwiderstand
- Rohrleitungswiderstand
- Einzelwiderstände der Armaturen
- Widerstand des internen Wärmetauschers im Speicher oder der Primärseite des externen Plattenwärmetauschers.

Hinweis zum Wärmeträgermedium

In der Druckverlustberechnung muss berücksichtigt werden, dass das Wärmeträgermedium eine andere Viskosität besitzt als reines Wasser. Die hydraulischen Eigenschaften der Medien gleichen sich umso stärker aneinander an, je mehr die Temperatur der Medien steigt.

Bei niedrigen Temperaturen um den Gefrierpunkt kann die hohe Viskosität des Wärmeträgermediums dazu führen, dass die Pumpleistung um etwa 50 Prozent höher sein muss als bei reinem Wasser. Ab etwa 50 °C Mediumtemperatur, also für den Regelbetrieb von Solaranlagen, ist der Unterschied in der Viskosität nur noch sehr gering.

Abb. B.3.1-2 Druckverlust und Viskosität

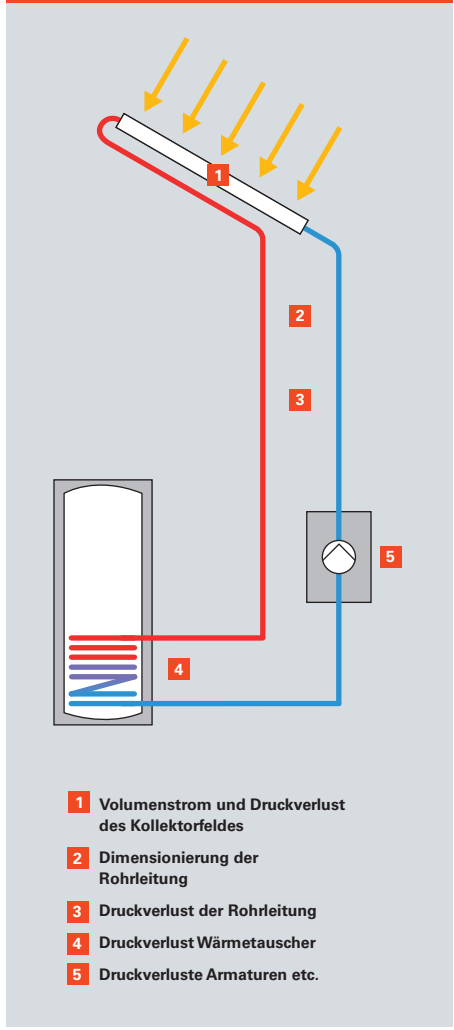


Mit zunehmender Temperatur verringern sich die Viskositätsunterschiede von Wasser und Glykol-Wasser-Gemischen.

Berechnungsweg

1. Der spezifische Volumenstrom für die Kollektoren wird durch den verwendeten Kollektortyp und die geplante Betriebsweise des Kollektorfeldes bestimmt (siehe oben: Ermittlung Volumenstrom). Je nach Verschaltung der Kollektoren ergibt sich so der Druckverlust des Kollektorfeldes.
2. Der Gesamtvolumenstrom der Anlage ergibt sich aus der Multiplikation des spezifischen Volumenstroms mit der Absorberfläche. Unter Annahme der notwendigen Fließgeschwindigkeit zwischen 0,4 und 0,7 m/s wird so die Rohrleitungsdimension ermittelt.
3. Ist die Rohrleitungsdimension bestimmt, lässt sich der Druckverlust der Rohrleitung (in mbar/m) berechnen.
4. Externe Wärmetauscher müssen zusätzlich berechnet werden und sollten einen Druckverlust von 100 mbar nicht überschreiten. Bei internen Glattrohrwärmetauschern ist der Druckverlust sehr viel geringer und bei Kleinanlagen (< 20 m²) zu vernachlässigen.
5. Die Druckverluste weiterer Solarkreis Komponenten sind den technischen Unterlagen zu entnehmen und werden in die Gesamtberechnung einbezogen.

Abb. B.3.1-3 Berechnung des Druckverlustes



Kollektorwiderstände

Für die Kollektoren gelten die gleichen Regeln wie für alle anderen hydraulischen Bauteile auch:

- Bei Reihenschaltung ist der Gesamtdurchflusswiderstand gleich der Summe der Einzeldurchflusswiderstände.
- Bei Parallelschaltung ist der Gesamtdurchflusswiderstand gleich dem Einzeldurchflusswiderstand.

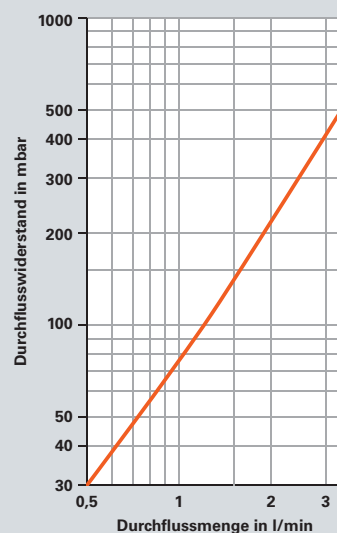
(Annahme: Alle Einzeldurchflusswiderstände sind gleich.)

Die Druckverlustdiagramme des Vitosol Kollektorprogramms finden sich in den technischen Unterlagen oder unter www.viessmann.com.

Die Druckverlustdiagramme beziehen sich jeweils auf den gesamten Kollektor. Werden die Kollektoren parallel verschaltet, ist der Druckverlust des gesamten Kollektorfeldes gleich dem Druckverlust eines Kollektors. Werden die Kollektoren seriell verschaltet, erhöhen sich die Widerstände aufgrund des höheren Volumenstroms pro Kollektor und zusätzlich werden die Einzelwiderstände aller Kollektoren addiert.

Im Bereich des empfohlenen spezifischen Volumenstroms von $25 \text{ l}/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$ liegt der Durchflusswiderstand des Kollektors bei etwa 70 mbar.

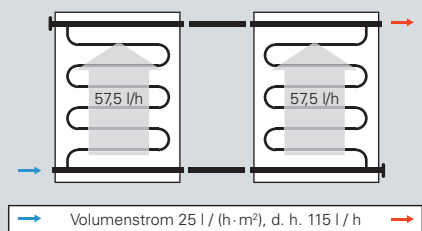
Abb. B.3.1–4 Druckverlust Vitosol 200-F



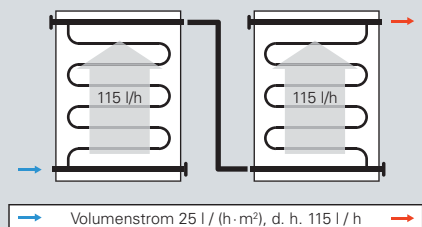
Beispiel

Eine Anlage mit zwei Flachkollektoren à $2,3 \text{ m}^2$, also mit $4,6 \text{ m}^2$ Absorberfläche, und einem gewünschten spezifischen Volumenstrom von $25 \text{ l}/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$ hat eine Durchflussmenge von 115 l/h .

Werden die Kollektoren parallel verschaltet, liegt der Durchfluss pro Kollektor bei etwa 1 l/min ($57,5 \text{ l/h}$). Der Einzelwiderstand eines Kollektors liegt bei etwa 70 mbar . Die Widerstände addieren sich nicht, der Gesamtwiderstand des kompletten Kollektorfeldes liegt also ebenfalls bei 70 mbar .



Werden die Kollektoren seriell verschaltet, liegt der Durchfluss pro Kollektor bei etwa 2 l/min (115 l/h). Der Einzelwiderstand eines Kollektors liegt bei etwa 200 mbar . Die Widerstände addieren sich, der Gesamtwiderstand des kompletten Kollektorfeldes liegt also bei 400 mbar .



In beiden Fällen gilt für das gesamte Kollektorfeld: Die mittlere Kollektortemperatur ist identisch, der Wirkungsgrad ist beinahe gleich.

Rohrleitungswiderstände

Der Widerstand von Rohrleitungen wird üblicherweise mit einem Auslegungsprogramm berechnet – bei großen Anlagen mit komplexer Hydraulik ist dieses Vorgehen unerlässlich. Bei einfachen Anlagen mit Kupferverrohrung kann unter folgenden Annahmen mit Annäherungswerten gerechnet werden:

- Betriebstemperatur: 60 °C
- Medium: Wasser/Glykol (60 : 40)
- 1 Bogen (nicht Winkel!) pro 2 m Kupferrohr
- notwendige Kugelhähne und T-Stücke (z.B. für KFE-Hähne)

Die Werte in Abbildung B.3.1–5 entsprechen diesen Annäherungswerten.

Beispiel

Für die Beispiel-Anlage mit sieben Kollektoren (Durchflussmenge 402,5 l/h) zeigt die Tabelle für das gewählte Kupferrohr 18x1 einen Druckverlust von etwa 5,6 mbar/m inklusive aller Armaturen.

Die Länge der geplanten Solarkreisleitung beträgt 18 m. Es ergibt sich also ein Gesamtwiderstand von ca. 100 mbar.

Bei Verwendung der vorgefertigten Viessmann Solarleitungen (Edelstahl-Wellrohr DN 16) können die Durchflusswiderstände aus Abbildung B.3.1-6 angenommen werden.

Abb. B.3.1–6 Druckverlust Edelstahl-Wellrohr DN 16

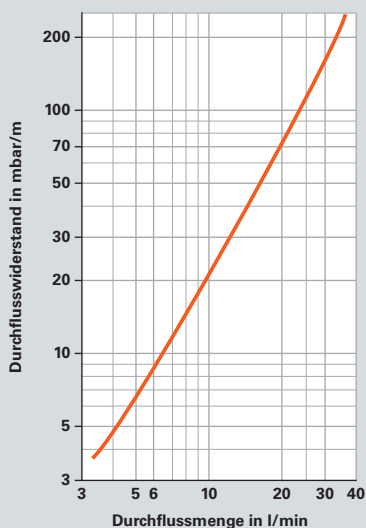


Abb. B.3.1–5 Druckverlust und Rohrdurchmesser

| Volumenstrom in m³/h | Druckverlust pro Meter Rohrleitung (inkl. Armaturen) in mbar/m | | | | |
|-------------------------|--|-------|-------|-------|-------|
| | Rohrdimension | | | | |
| | DN 10 | DN 13 | DN 16 | DN 20 | DN 25 |
| 0,100 | 4,6 | | | | |
| 0,125 | 6,8 | | | | |
| 0,150 | 9,4 | | | | |
| 0,175 | 12,2 | | | | |
| 0,200 | 15,4 | 4,4 | | | |
| 0,225 | 18,4 | 5,4 | | | |
| 0,250 | 22,6 | 6,6 | 2,4 | | |
| 0,275 | 26,8 | 7,3 | 2,8 | | |
| 0,300 | | 9 | 3,4 | | |
| 0,325 | | 10,4 | 3,8 | | |
| 0,350 | | 11,8 | 4,4 | | |
| 0,375 | | 13,2 | 5 | | |
| 0,400 | | 14,8 | 5,6 | 2 | |
| 0,425 | | 16,4 | 6,2 | 2,2 | |
| 0,450 | | 18,2 | 6,8 | 2,4 | |
| 0,475 | | 20 | 7,4 | 2,6 | |
| 0,500 | | 22 | 8,2 | 2,8 | |
| 0,525 | | | 8,8 | 3 | |
| 0,550 | | | 9,6 | 3,4 | |
| 0,575 | | | 10,4 | 3,6 | |
| 0,600 | | | 11,6 | 3,8 | |
| 0,625 | | | | 4,2 | |
| 0,650 | | | | 4,4 | |
| 0,675 | | | | 4,8 | |
| 0,700 | | | | 5 | 1,8 |
| 0,725 | | | | 5,4 | 1,9 |
| 0,750 | | | | 5,8 | 2 |
| 0,775 | | | | 6 | 2,2 |
| 0,800 | | | | 6,4 | 2,3 |
| 0,825 | | | | 6,8 | 2,4 |
| 0,850 | | | | 7,2 | 2,5 |
| 0,875 | | | | 7,6 | 2,6 |
| 0,900 | | | | 8 | 2,8 |
| 0,925 | | | | 8,4 | 2,9 |
| 0,950 | | | | 8,8 | 3 |
| 0,975 | | | | 9,2 | 3,2 |
| 1,000 | | | | 9,6 | 3,4 |

Bereich zwischen 0,4 und 0,7 m/s

Weitere Primärkreis-komponenten

Die für eine Anlage geplanten Primärkreis-komponenten müssen entsprechend den Herstellerangaben in die Druckverlustberechnungen einfließen.

Die Einzelwiderstände der Komponenten, die in der Viessmann Solar-Divicon zusammengefasst sind, werden bei den Berechnungen im folgenden Kapitel zur Pumpenauslegung berücksichtigt.

B.3 Primärkreis

Hinweis

Es muss darauf geachtet werden, dass die Pumpe und evtl. zusätzliche elektrische Bauteile für die Drehzahlregelung auch geeignet sind. In Verbindung mit der Solarregelung Vitosolic kann je nach Leistungsaufnahme der Pumpe ein zusätzliches Relais notwendig werden. In diesem Fall muss die Drehzahlregelung für die Pumpe deaktiviert werden.

B.3.1.3 Solarkreispumpe

Typenauswahl

In geschlossenen Solarkreisen werden handelsübliche Kreiselpumpen verwendet. Sofern die Pumpe am Einbauort zuverlässig vor Übertemperaturen geschützt ist, müssen keine besonderen Anforderungen an die Temperaturbeständigkeit berücksichtigt werden. Der Betrieb mit Wasser-Glykol-Gemischen ist normalerweise unproblematisch, im Zweifel muss der Pumpenhersteller zu Rate gezogen werden.

Vereinzelt werden Solarsysteme angeboten, für die abweichende Pumpentypen, z.B. Zahnradpumpen, empfohlen werden. Diese Pumpentypen sind notwendig, weil hier Bauteile mit sehr hohem Druckverlust verwendet werden. Alle in diesem Handbuch vorhandenen Anlagenschemen und die darin verwendeten Viessmann Komponenten sind für den Betrieb mit handelsüblichen Kreiselpumpen ausgelegt.

Mit der Verbreitung solarthermischer Anlagen haben sich am Markt spezielle Solarpumpen mit angepasster Kennlinie durchgesetzt, die sich durch einen guten Wirkungsgrad in den typischen Betriebsbereichen einer Solaranlage (vergleichsweise geringe Volumenströme bei hohem Druckverlust) auszeichnen. Zunehmend werden diese Solarpumpen auch als sogenannte Hocheffizienzpumpen mit geringerem Stromverbrauch ausgeführt, wodurch die Gesamteffizienz des Solarsystems verbessert wird.

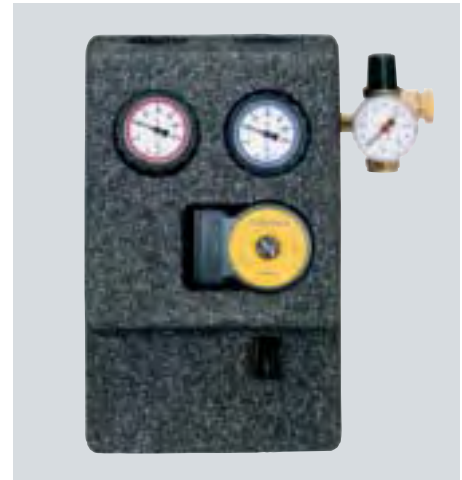


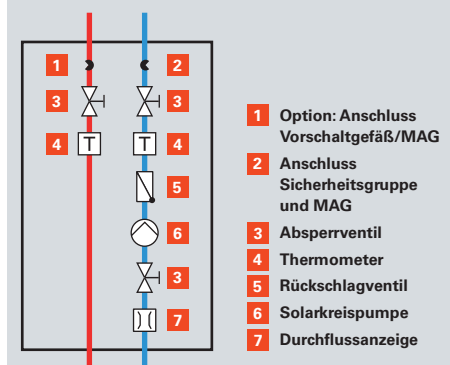
Abb. B.3.1-7 Fertig konfektionierte Solarkreisgruppe Solar-Divicon.

Pumpenauslegung

Die Auswahl der Pumpe erfolgt nach den üblichen Verfahren unter Bezug auf die Kennlinie, sofern Volumenstrom und Druckverlust der gesamten Anlage bekannt sind.

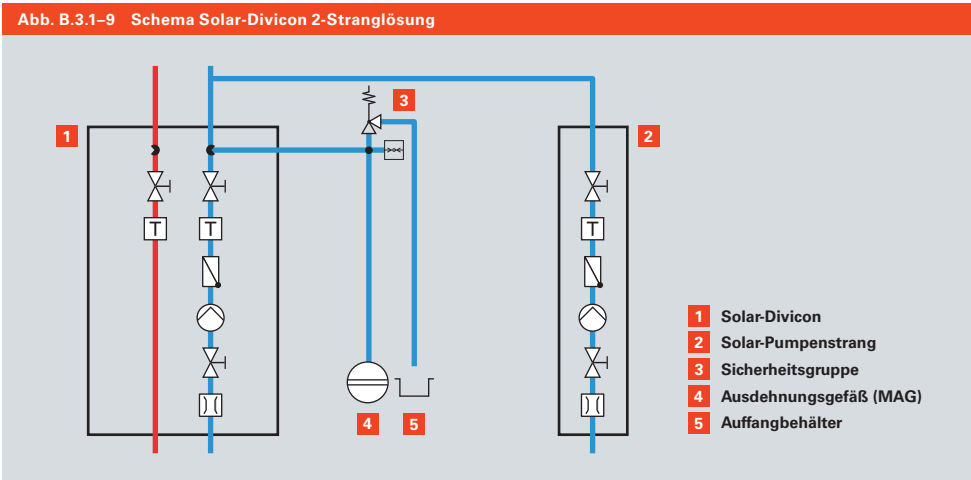
Werden Regler für variable Volumenströme verwendet (Matched-flow-Betrieb), so hat das keinen Einfluss auf die Auswahl der Pumpe – sie muss für die maximale Leistung ausgelegt werden. Bei geringer Einstrahlung können Drehzahlregelungen die Leistungsaufnahme der Pumpe und damit auch die Drehzahl reduzieren (nicht erhöhen!).

Abb. B.3.1-8 Schema Solar-Divicon



Die Solar-Divicon enthält neben der Solarkreispumpe alle für den Betrieb des Primärkreises notwendigen Komponenten.

Abb. B.3.1-9 Schema Solar-Divicon 2-Stranglösung



Die Solar-Divicon kann für Anlagen mit Bypass-Schaltung oder zweitem Pumpenkreis um einen zusätzlichen Solar-Pumpenstrang erweitert werden.

In die fertig konfektionierten Viessmann Solarkreisgruppen (Solar-Divicon) ist bereits eine Pumpe integriert. Sie ist für den Betrieb mit Viessmann Wärmeträgermedium geeignet.

Die Solar-Divicon enthält sämtliche für den Betrieb der Anlage notwendigen Komponenten und ist in zwei Leistungsgrößen (PS10 und PS20) erhältlich.

Für Anlagen mit einem zweiten Pumpenkreis oder mit Bypass-Schaltung wird keine weitere komplette Solar-Divicon benötigt, sondern lediglich ein zusätzlicher Solar-Pumpenstrang.

Dieser ist ebenfalls in zwei Leistungsgrößen erhältlich (P10 und P20).

Mit Hilfe der Kennlinien für die jeweiligen Solar-Divicon-Bautypen (Abb. B.3.1-10) lässt sich die hydraulische Planung der Anlage abschließen. Für übliche Anwendungen im Einfamilienhaus ist die Solar-Divicon PS 10 in der Regel ausreichend, sie ist auch Bestandteil der fertig konfektionierten Viessmann Solarpakete.

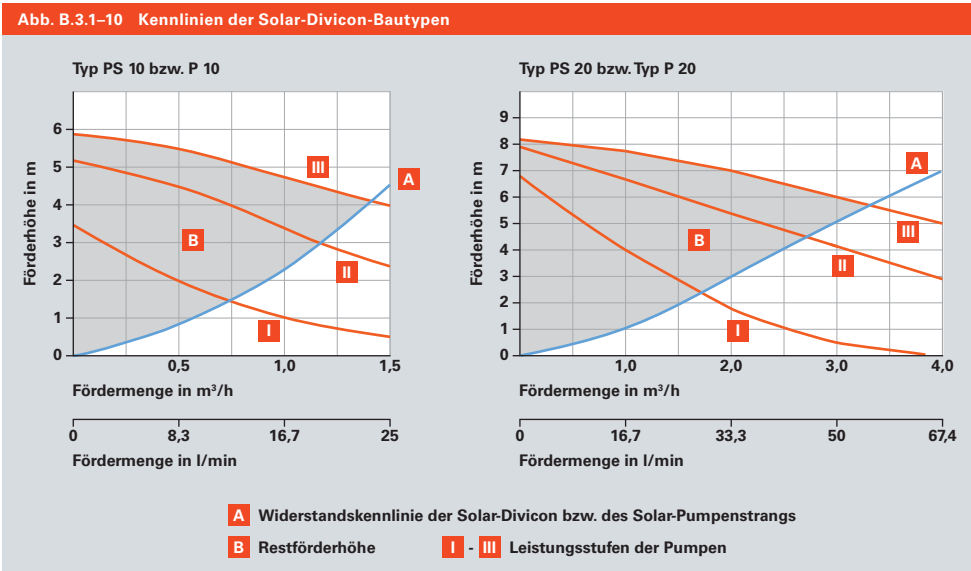
Hinweis

Die Solar-Divicon und der Solar-Pumpenstrang sind nicht für den direkten Kontakt mit Schwimmbadwasser geeignet.

Hinweis

Damit bei Stagnation kein Dampf in das Ausdehnungsgefäß gelangen kann, wird die Solar-Divicon immer unterhalb des Kollektorniveaus montiert.

Abb. B.3.1-10 Kennlinien der Solar-Divicon-Bautypen



Sowohl die Solar-Divicon als auch der Solar-Pumpenstrang werden in zwei Leistungsklassen angeboten.

B.3 Primärkreis

B.3.1.4 Durchflussmengenanzeiger

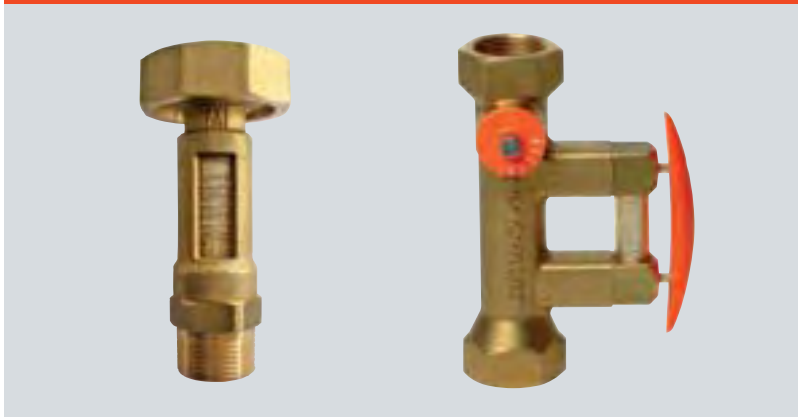
Der Durchflussmengenanzeiger, oft auch als Flowmeter bezeichnet, zeigt den Volumenstrom an und dient – in Kombination mit zwei Thermometern – der Funktionskontrolle. Beides ist in der Solar-Divicon integriert.

In Einfeldanlagen wird ein Durchflussmengenanzeiger im Rücklauf der Anlage eingebaut. In der Vergangenheit war dieser Durchflussmesser häufig mit einem Einstellventil kombiniert, mit dem der Volumenstrom der Anlage eingestellt werden konnte. Dieses Verfahren ist heute nicht mehr üblich, da das Reduzieren des Volumenstroms über eine hydraulische Drossel unverhältnismäßig viel Hilfsenergie (Pumpenstrom) verbrauchen würde.

Ein geringfügiges Über- oder Unterschreiten der empfohlenen Volumenströme in Einfeldanlagen beeinflusst den Ertrag kaum. Es reicht aus, sich dem gewünschten Volumenstrom in der Anlage über die Stufeneinstellung an der Pumpe anzunähern. Auf diese Weise wird eine bessere Gesamtenergiebilanz des Systems erzielt.

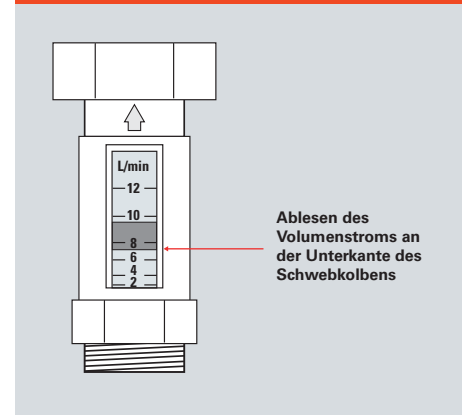
Handelsübliche Durchflussmengenanzeiger verfügen über ein durchsichtiges, mit einer Skala versehenes Glas- oder Kunststoffröhrchen, in dem ein federbelasteter Ring o.ä. den aktuellen Durchfluss anzeigt. Dieses Bauteil als Inline-Ausführung ist vergleichsweise temperaturempfindlich, es wird daher immer

Abb. B.3.1–11 Durchflussmengenanzeiger



Der Durchflussmengenanzeiger in Inline-Ausführung (links) ist Bestandteil der Solar-Divicon. Zum Abgleich mehrerer Teilfelder wird die Bypass-Ausführung in Kollektornähe eingesetzt.

Abb. B.3.1–12 Durchflussmengenanzeiger ablesen



im dampfsicheren Bereich des Anlagenrücklaufs eingesetzt. Wird dieses Bauteil durch eine zu hohe Temperatur zerstört, so tritt Wärmeträgermedium aus.

Bei Anlagen mit mehreren Teilfeldern werden Durchflussmengenanzeiger in Kollektornähe, also in Bereichen mit zu erwartender hoher Temperaturbelastung, eingesetzt. Hier werden Bypass-Ausführungen verwendet. Müssen die Teilfelder abgeglichen werden, sind bei diesen Ausführungen Kombinationen mit Drosseln sinnvoll.

B.3.1.5 Rückschlagventil

Insbesondere nachts kann es vorkommen, dass der Kollektor kälter ist als das Speicherwasser. Es besteht die Gefahr, dass der Solarpeicher durch Fehlzirkulation wieder entladen wird. Je größer der Temperaturunterschied zwischen heißem Speicher und kaltem Kollektor ist, desto höher ist die Auftriebskraft, die zu einer solchen ungewollten Zirkulation führt. Eine Fehlzirkulation ist daran erkennbar, dass sich der Kollektor ohne Einstrahlung erwärmt.

Um solche Fehlzirkulationen zu vermeiden, wird im Rücklauf des Solarkreises ein Rückschlagventil (Schwerkraftbremse) eingebaut. Der Differenzdruck für die Öffnung des Ventils ist so eingestellt, dass auf der einen Seite der thermische Auftrieb nicht ausreicht, um dieses Ventil zu öffnen und auf der anderen Seite ein möglichst geringer Einsatz von Hilfsenergie (Pumpenstrom) notwendig ist.

Das Ventil wird immer in Fließrichtung hinter der Pumpe und vor dem Abgang zum Membran-Ausdehnungsgefäß sowie dem Sicherheitsventil eingebaut. In die Viessmann Solar-Divicon ist das Rückschlagventil bereits integriert.

Bei ungünstiger Rohrleitungsführung – d.h. lange senkrechte Abschnitte ohne Versprünge – kommt es in Ausnahmefällen vor, dass der thermische Auftrieb das Ventil dennoch öffnet. In diesem Fall empfiehlt sich der Einbau eines Zwei-Wege-Ventils, das parallel mit der Solarkreispumpe angesteuert wird und sich erst öffnet, wenn diese in Betrieb ist.

Zur Vermeidung von rohrinterner Zirkulation am Warmwasseranschluss des Speichers ist normalerweise eine fallende Rohrleitungsführung oder eine Thermosiphonschleife in der Rohrleitung nahe dem Speicheranschluss ausreichend (siehe Kapitel B.2.2.4).

B.3.2 Rohrleitungen

Die Rohrleitungen im Solarkreis müssen – wie alle Bauteile – temperaturbeständig und für den Betrieb mit glykolhaltigen Medien geeignet sein. Kunststoffrohre sind für die meisten Anlagentypen ungeeignet, sofern diese nicht zuverlässig in niedrigen Temperaturbereichen gehalten werden können. Verzinktes Stahlrohr ist ebenfalls untauglich, da die Zinkschicht mit dem Wärmeträger chemisch reagieren und diesen unbrauchbar machen würde.

Unter Berücksichtigung eines angemessenen Preis-Leistungsverhältnisses für die gesamte installierte Verrohrung hat sich in der Praxis bis DN 40 Kupferrohr als die günstigste Lösung erwiesen – oberhalb dessen wird Stahlrohr verwendet. In Bezug auf den Betrieb und die Anlagenerträge sind beide Materialien gleichwertig, sofern vorschriftsmäßig gedämmt und eine Kompensation der Längenausdehnung vorgenommen wird.

Rohrverbindungen

In der Regel werden Kupferleitungen im Solarkreis hartgelötet oder gepresst. Weichlötungen können, besonders in Kollektornähe, aufgrund der maximal auftretenden Temperaturen geschwächt werden. Grafitierte Dichtungen sind in Kombination mit Glykol nicht geeignet.

Bei Hanfverbindungen muss ein druck- und temperaturbeständiges Dichtmittel eingesetzt werden. Hanfverbindungen sollten wegen ihrer vergleichsweise hohen Luftdurchlässigkeit so wenig wie möglich und auf keinen Fall in unmittelbarer Kollektornähe verwendet werden.

Am besten geeignet sind metallisch dichtende Verbindungen oder Anschlüsse mit doppelten O-Ringen, wie sie Viessmann verwendet.

Hinweis

Bei Pressfittingen ist auf geeignete Dichtringe zu achten (Glykol- und Temperaturbeständigkeit). Es dürfen nur vom Hersteller zugelassene Dichtringe verwendet werden.

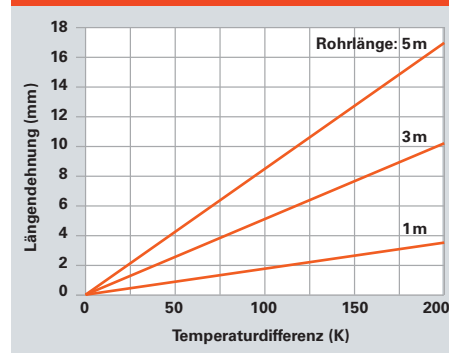
Rohrleitungsbefestigungen

Für die Planung und Installation der Befestigung von Solarkreisleitungen gelten die gleichen Regeln wie für andere Rohrbefestigungen im Heizungsbau:

- Rohre dürfen weder an anderen Leitungen befestigt noch als Träger für Leitungen oder Lasten verwendet werden.
- Die Befestigung muss den Schallschutz gewährleisten.
- Die Wärmedehnung der Rohrleitungen muss berücksichtigt werden.

Der Ausdehnungskoeffizient von Kupferrohr liegt 30 % über dem von Stahlrohr.

Abb. B.3.2-1 Längendehnung (Kupferrohr)



Der letzte Punkt weicht von im Heizungsbau bekannten Erfahrungswerten ab. Aufgrund der großen maximalen Temperaturspreizung im Primärkreis einer Solaranlage (– 25 °C bis über + 175 °C = > 200 K) ergeben sich deutlich größere Längenausdehnungen. Ein Meter Kupferrohr dehnt sich – unabhängig vom Rohrdurchmesser – bei einer Temperaturerhöhung von 100 K um ca. 1,7 mm aus, d.h. bei der Solarkreisleitung ist mindestens eine doppelte Längendehnung (ca. 3,5 mm pro Meter) zu kalkulieren.

Bei konventioneller Heizungsinstallation ist die Längendehnung deutlich geringer. Mit gewohnten Maßen für Befestigungen, Dehnungsbogen und Kompensatoren wird man den deutlich höheren Temperaturdifferenzen und häufigeren Lastwechseln in Solarkreisen nicht gerecht. Würden die konventionellen Erfahrungen auf den Solarkreis übertragen, wären Spannungen die Folge, die zu Rissbildungen im Rohr, in Fittings oder in Verbindungsstellen und damit zu Undichtigkeit führen.

Zur Berechnung der Kompensationsmaßnahmen wird bei Rohrabschnitten, die mit Dampf beaufschlagt werden können, eine maximale Temperatur von 200 °C angenommen, bei den übrigen Rohrabschnitten 120 °C. Werden für den Kollektoranschluss beispielsweise Flexrohre (Edelstahl-Wellrohre) verwendet, haben die Dehnungskräfte keine schädigende Einwirkung auf die Anschlussverschraubungen. Unbedingt zu beachten sind auch die Belastungsgrenzen für Kompensatoren bzw. Dehnungsausgleicher. Anlagenplaner sollten die ausführenden Unternehmen deutlich auf diese Besonderheiten hinweisen.

Zur Kompensation sind grundsätzlich die gleichen Maßnahmen wie bei jeder anderen Rohrinstallation geeignet. Der Kollektoranschluss muss zur Vermeidung von Schäden entweder in unmittelbarer Nähe zu einem Fixpunkt erfolgen oder mit flexiblem Rohrmaterial ausgeführt werden.

Für die zu erwartende Längendehnung der Rohrleitung aufgrund der hohen Temperaturdifferenz im Primärkreis sind Kompensationsmaßnahmen notwendig.

Abb. B.3.2-2 Kompensation von Längendehnung

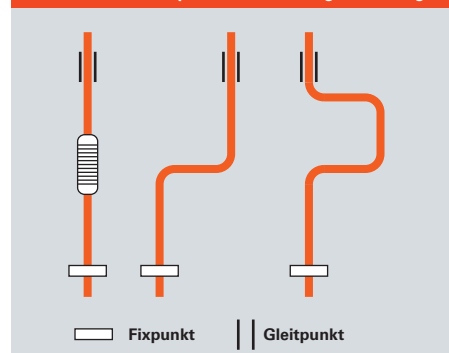


Abb. B.3.2-3 Schaden durch Längendehnung.



Dämmung

Um die Wärmeverluste an den Rohrleitungen des Primärkreises zu minimieren, müssen die Rohre analog zu Heizkreis- und TWW-Leitungen den Anforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) gemäß 100 Prozent gedämmt werden. Werden für die Dämmung Materialien verwendet, deren Wärmeleitfähigkeit von dem in der EnEV genannten Wert abweicht, sind die Mindestdicken der Dämmschichten entsprechend anzupassen.

Generell müssen die vorgesehenen Dämmstoffe den zu erwartenden Betriebstemperaturen standhalten und dauerhaft vor Feuchtigkeitseinfluss geschützt sein, da sich ansonsten die Dämmeigenschaften verschlechtern. Einige thermisch hochbelastbare Dämmstoffe, wie z.B. Mineralfasern, lassen sich aufgrund der häufigen Lastwechsel mit entsprechend großen Temperaturunterschieden im Primärkreis nicht sicher gegen Feuchtigkeit durch Kondensation schützen.

Die üblicherweise verwendeten Hochtemperatur-Ausführungen geschlossenzelliger Dämmschläuche wiederum sind zwar ausreichend feuchtigkeitsresistent, haben jedoch eine maximale Belastungstemperatur von etwa 170 °C. Im Bereich der Anschlussverrohrung am Kollektor aber können Temperaturen bis zu 200 °C (Flachkollektor) auftreten, bei Vakuum-Röhrenkollektoren noch deutlich höhere.

Bei Temperaturen über 170 °C verändert der Dämmstoff seine Strukturen und verkrustet, die Dämmwirkung reduziert sich. Die Verkrustungszone beschränkt sich jedoch auf wenige Millimeter direkt am Rohr, der überwiegende Teil des Dämmquerschnitts bleibt unbeschädigt. Dieses Risiko der reduzierten Dämmwirkung im Anschlussbereich der Kollektoren ist tragbar, da die Überbelastung nur kurzzeitig auftritt und die mögliche Beschädigung der Dämmung keine weitere Gefahr für andere Bauteile bedeutet.

Besonders wichtig ist es, die Dämmung der im Freien verlegten Primärkreisverrohrung gegen Pickschäden und Kleintierverbiss sowie gegen UV-Strahlung zu schützen. Diese Belastungen werden häufig unterschätzt – mit der Folge, dass die Rohrdämmung in diesem Bereich eine Nutzungsdauer von zwanzig Jahren sicher nicht erreichen wird. Die Verwendung von UV-beständigem Dämmmaterial wäre nur

eine Teillösung, da der Kleintierverbiss damit nicht unterbunden würde. Umgekehrt bietet eine gegen Kleintierverbiss schützende Hülle (z.B. Einblechung) in der Regel auch ausreichenden UV-Schutz, sodass bei der Auswahl des Dämmstoffs auf eine UV-Beständigkeit verzichtet werden kann.



Eine geringe Verkrustung auf der Innenseite geschlossenzelliger Dämmschläuche mit Hochtemperatur-Eignung kann toleriert werden.



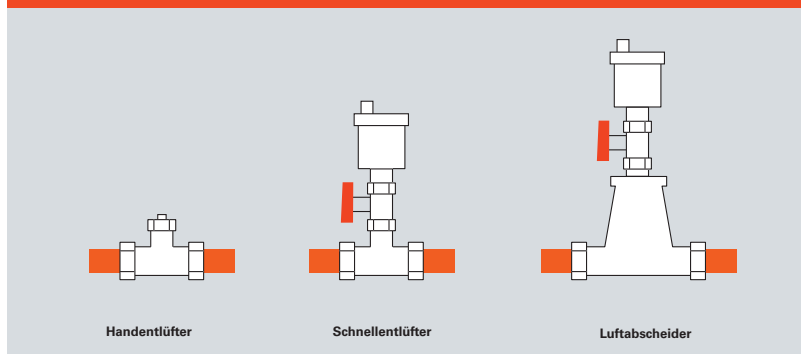
Abb. B.3.2-5 Schaden durch Kleintierverbiss.



Abb. B.3.2-6 Schutz vor Kleintierverbiss und UV-Strahlung.

B.3 Primärkreis

Abb. B.3.3-1 Entlüfter-Variationen



Je nach Einbauort und Anforderung gibt es geeignete Komponenten, um die einwandfreie Entlüftung des Primärkreises sicherzustellen.

B.3.3 Entlüftung

Für einen störungsfreien und effizienten Betrieb der Solaranlage ist eine einwandfreie Entlüftung des Kollektorkreises Voraussetzung.

Luft im Kollektorkreis verursacht Geräuschentwicklungen im Solarkreis und gefährdet die sichere Durchströmung der Kollektoren oder einzelner Kollektorteilfelder. Sie führt zudem zu einer beschleunigten Oxidation organischer Wärmeträger wie die handelsüblichen Gemische aus Wasser und Glykol.

Zur Entfernung der Luft aus dem Kollektorkreis werden Entlüfter verwendet – und zwar entweder solche, die per Hand geöffnet und geschlossen werden oder automatisch wirkende Entlüfter. Letztere gibt es als automatische Schnellentlüfter oder als Luftabscheider. Da Wärmeträgermedien länger entlüftet werden müssen als reines Wasser, wird in Solaranlagen vorzugsweise eine automatische Entlüftungseinrichtung verwendet.

Wie bei jeder Befüllung von Heizungsanlagen befindet sich auch im Kollektorkreis zunächst Luft. Diese wird bei der Befüllung durch den Wärmeträger größtenteils verdrängt. Ein Teil der Luft wird jedoch in Form von kleinen Bläschen im Flüssigkeitsstrom verwirbelt und erst später allmählich wieder ausgeschieden. Ein weiterer Teil ist im Wärmeträgermedium gelöst und wird erst bei höheren Temperaturen wieder freigegeben. Diese Luft sammelt sich im Kollektorkreis an der höchsten Stelle oder bildet in waagerechten Abschnitten der Rohrleitung sogenannte Luftsäcke.

Größere Luftmengen im Kollektorkreis können den Transport des Wärmeträgermediums stoppen. Sammelt sich Luft in der Pumpe, besteht die Gefahr, dass die Lager heißlaufen und die Pumpe beschädigt wird.

Zur leichteren Befüllung des Systems können Entlüfter angebracht werden und zwar an der höchsten Stelle des Kollektorkreises sowie an den Stellen, an denen sich ein Luftsack bilden kann.

Bei Stagnation verdampft das Wärmeträgermedium im Kollektor und die Dampfblase dehnt sich auch in einen Teil der Rohrleitung aus. Deshalb müssen die Entlüfter an den Hochpunkten der Anlage – insbesondere an den Kollektoren – nach dem Befüllungsvorgang mit einem Absperrhahn geschlossen werden.

Bei einer gradlinigen Rohrleitungsführung ohne große Versprünge kann auf Entlüfter im Dachbereich verzichtet werden. Für die Entlüftung im Betrieb wird ein zentraler Entlüfter in die Vorlaufleitung im Heizraum in Fließrichtung vor dem Wärmetauscher eingebaut (siehe Abb. B.3.3-2). Der Einbauort muss sicher vor Dampf sein.

Entlüftungseinrichtungen müssen sehr sorgfältig ausgewählt und dimensioniert werden. Aus Wasser-Glykol-Gemischen lässt sich Luft nur langsamer abscheiden als aus reinem Wasser. Im Sommer, wenn das Medium sehr heiß wird, tritt noch zusätzlich Luft aus dem Wärmeträger aus – dieser Vorgang ist bekannt von Heizungsanlagen im Winter.

Hinweis

Automatikenlüfter müssen mit Absperrhahn installiert werden, wenn Dampf in dem Rohrabschnitt nicht sicher ausgeschlossen werden kann.

Hinweis

In Abhängigkeit von der maximal erreichten Temperatur des Wärmeträgers kann die Ausgasung bis zu sechs Monaten dauern (z. B. Winterhalbjahr).

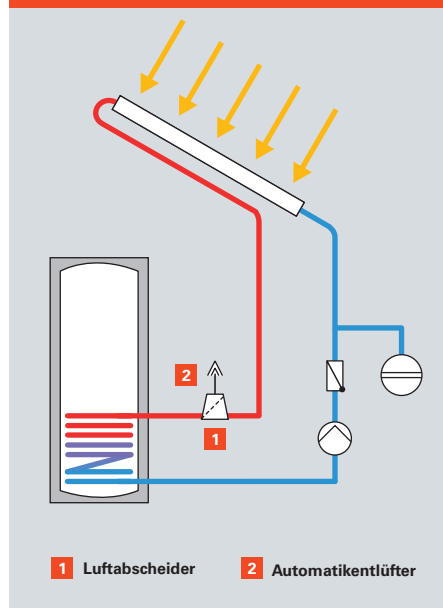
Es ist wichtig, bei Herstellern von Luftabscheidern nachzufragen, ob sich die in den technischen Unterlagen angegebene Abscheideleistung auch auf Gemische aus Wasser und Glykol bezieht.

Damit der Entlüfter im Heizraum – also unterhalb des Kollektors – seinen Zweck erfüllen kann, müssen die Luftbläschen gegen die Schwerkraft mit dem Wärmeträger nach unten geführt werden. Deshalb werden die Rohrleitungen so dimensioniert, dass die Fließgeschwindigkeit bei mindestens 0,4 m/s liegt. Fließt das Medium langsamer, werden die Luftblasen nicht mehr zuverlässig mitgeführt.

Bei Anlagen mit einem statischen Druck oberhalb von 2,5 bar (Gebäudehöhe > 25 m) ist es kaum noch möglich, die im Kollektor freigesetzten Luftblasen im Heizraum abzuscheiden. Um die Entlüftung zu erleichtern, wird ein Luftabscheider oder ein Lufttopf an einer höheren Stelle montiert. Ein Lufttopf erfordert jedoch eine regelmäßige, nach Befüllung häufigere Entlüftung per Hand.

Anlagen mit großer statischer Höhe, vor allem Anlagen mit mehreren Teilfeldern, sind durch Luft besonders gefährdet. Hier ist der Einsatz von Vakuum-Entgasungseinrichtungen sinnvoll: Durch die Untersättigung des Mediums wird die Luft aus allen Anlagenteilen zuverlässig entfernt.

Abb. B.3.3-2 Zentraler Entlüfter im Vorlauf



Hinweis

Vorsicht an dampfgefährdeten Hochpunkten der Anlage bzw. bei Dachheizzentralen. Hier dürfen nur Lufttöpfe mit Handentlüftern eingesetzt werden.

B.3.4 Wärmeträger

Der Wärmeträger transportiert die Wärme aus dem Kollektor zum Speicher: In den Rohrleitungen des Absorbers wird der Wärmeträger erwärmt, im Speicher gibt er die Energie über den Wärmetauscher an das Speicherwasser wieder ab.

Die Basis für den Wärmeträger bildet Wasser – es ist, bis auf wenige Ausnahmen bei Hochtemperaturanwendungen, wegen seiner hohen Wärmekapazität besonders geeignet.

Damit der Wärmeträger nicht gefrieren und im Kollektor oder den außen liegenden Rohrleitungen Schaden anrichten kann, wird dem Wasser ein Frostschutzmittel (üblicherweise Propylenglykol) zugesetzt – in Mitteleuropa in einer Konzentration von etwa 40 Prozent des Volumens.

1,2-Propylenglykol ist eine schwer entflammbare Flüssigkeit, ungiftig und biologisch abbaubar. Sie ist nicht kennzeichnungspflichtig nach EU-Kriterien und unterliegt keinen besonderen Transportvorschriften. Die Siedetemperatur liegt bei 188 °C, die Dichte bei 1,04 g/cm³.

B.3 Primärkreis

Die von Viessmann verwendeten Wärmeträger haben zusätzlich eine vor Korrosion schützende Wirkung, was sich günstig auf die Nutzungsdauer der gesamten Anlage auswirkt.

Glykol ist ein organisches Produkt mit üblichen Verschleißerscheinungen. Der Wärmeträger ist daher mit einem Alterungsschutz ausgestattet: Eine basische Pufferung sorgt dafür, dass der pH-Wert des Mediums über lange Zeit stabil im alkalischen Bereich ($> 7,0$) bleibt. Hierdurch wird die Korrosionsschutzfunktion gewährleistet.

Wärmeträger, die nur geringen thermischen Belastungen ausgesetzt sind, sind durchaus etwa zehn Jahre haltbar. Sie müssen jedoch regelmäßig auf Glykoldichte und pH-Wert hin überprüft werden (siehe Kapitel E.1.4).

Höheren Belastungen ist der Wärmeträger ausgesetzt, wenn die Anlage häufig stagniert. Die Moleküle des Glykols zerbrechen („cracken“) bei Temperaturen ab etwa $170\text{ }^{\circ}\text{C}$. Sie können sich dann mit anderen Molekülen verbinden und die Säurebildung wird beschleunigt (Korrosionsgefahr).

Glykol wird bei hohen Temperaturen anfällig für Oxidation. Befindet sich Sauerstoff in der Anlage, wird der Wärmeträger beschädigt und es können sich feste Ablagerungen bilden. Wissenschaftliche Untersuchungen zeigen eindeutig, dass undichte Anlagen mit einer permanenten Zuführung von Sauerstoff deutlich problematischer sind als hohe Temperaturen aufgrund von Stagnation.

Bei Anlagen mit geplanten, langen Stagnationszeiten (z.B. bei der solaren Heizungsunterstützung) ist eine jährliche Überprüfung des Wärmeträgers inklusive Protokollierung der Ergebnisse empfehlenswert (siehe Kapitel E.1.4). Bei der Ausschreibung von Wartungsleistungen müssen diese Aspekte unbedingt vollständig und präzise benannt werden.

Um eine optimale Betriebssicherheit und eine hohe Gesamteffizienz zu erreichen, sind Viessmann Systeme für eine Verwendung von Propylenglykol als Wärmeträger konzipiert.

Alternative Wärmeträgermedien, wie etwa Thermo-Öle oder flüssige Salze, befinden sich entweder noch in der Erforschung oder sind für den Betrieb in den bei Trinkwassererwärmung oder Heizungsunterstützung üblichen Temperaturbereichen nicht geeignet.

Der von Viessmann verwendete Wärmeträger Tyfocor ist in verschiedenen Ausführungen erhältlich. Die Unterschiede betreffen nicht den verwendeten Grundstoff Propylenglykol, sondern die jeweils verwendeten Zusätze (Inhibitoren) für Korrosions- und Alterungsschutz. Die jeweilige Sorte ist an der Farbe erkennbar. Werden bestehende Solaranlagen nachgefüllt, muss darauf geachtet werden, dass die Medien untereinander mischbar sind.

Unter Einfluss von hohen Temperaturen und Sauerstoff nimmt der Wärmeträger Schaden, es bilden sich feste Ablagerungen.



Abb. B.3.4-2 Wärmeträger bei Viessmann

| | Tyfocor HTL | Tyfocor G-LS | Tyfocor LS |
|---------------------|-------------|------------------|----------------------|
| Farbe | blaugrün | violett | rot |
| vertrieben | bis 2001 | 05/2003 bis 2008 | bis 04/2003; ab 2008 |
| <i>mischbar mit</i> | | | |
| Tyfocor HTL | ■ | — | — |
| Tyfocor G-LS | — | ■ | ■ |
| Tyfocor LS | — | ■ | ■ |

■ Mischung zulässig

Beim Nachfüllen muss die Mischbarkeit der Wärmeträger beachtet werden.

B.3.5 Stagnation und sicherheitstechnische Einrichtungen

B.3.5.1 Stagnation von Solaranlagen

Ein Sonnenkollektor erzeugt immer dann Wärme, wenn Licht auf den Absorber trifft – unabhängig vom aktuellen Bedarf. Ist eine Wärmeabnahme im System nicht mehr möglich oder sinnvoll, schaltet die Anlage ab und geht in Stagnation. Das führt bei Sonneneinstrahlung zu einem Anstieg der Temperaturen im Kollektor bis zur maximalen Temperatur, bei der Energiegewinn und -verlust einander die Waage halten. In den Kollektoren werden dabei Temperaturen erreicht, die in der Regel den Siedepunkt der Solarflüssigkeit überschreiten.

Für den Regelbetrieb beispielsweise einer Anlage zur solaren Heizungsunterstützung ist es wichtig, die zu erwartenden Stagnationsphasen in die Planung einzubeziehen: Mit Hilfe von Simulationsprogrammen lässt sich ermitteln, zu welchem Zeitpunkt und wie lange etwa mit Stagnation zu rechnen ist.

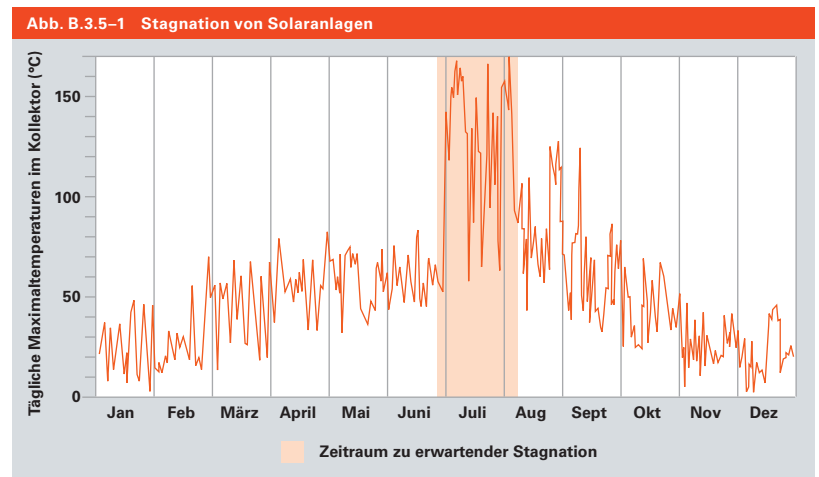
Aber auch Defekte oder Stromausfall können zur Stagnation einer Anlage führen, sodass dem Kollektor keine Wärme mehr entnommen wird. Ein solcher Betriebszustand muss in der Anlagenplanung immer berücksichtigt werden, d.h. die Eigensicherheit der Anlage muss immer gewährleistet sein.

Eigensicherheit bedeutet:

- Die Anlage darf durch Stagnation keinen Schaden nehmen.
- Die Anlage darf während der Stagnation keine Gefährdung darstellen.
- Die Anlage muss nach Beendigung der Stagnation wieder selbsttätig in Betrieb gehen.
- Kollektoren und Anschlussleitungen müssen für die im Stagnationsfall zu erwartenden Temperaturen ausgelegt sein.

Während der Stagnation werden in der Solaranlage die höchsten Temperaturen und Drücke erreicht. Deshalb werden Druckhaltung und Sicherheitseinrichtungen auf diesen Betriebszustand ausgelegt.

In diesem Simulationsergebnis kann man die Zeiten ablesen, in denen mit Stagnation zu rechnen ist.



B.3 Primärkreis

Verhalten des Kollektors bei Stagnation

Das Stagnationsverhalten von Solaranlagen wurde in den letzten Jahren intensiv erforscht. Die Vorgänge im Kollektor bei Stagnation sind inzwischen gut bekannt und werden in fünf Phasen eingeteilt.

Phase 1: Flüssigkeitsausdehnung

Bei Sonneneinstrahlung zirkuliert das Medium aufgrund der abgeschalteten Solarkreispumpe nicht mehr. Das Volumen des Wärmeträgers vergrößert sich und der Systemdruck steigt um etwa 1 bar an, bis die Siedetemperatur erreicht ist.

Phase 2: Verdampfen des Wärmeträgers

Bei Siedetemperatur bildet sich Dampf im Kollektor, der Systemdruck steigt nochmals um etwa 1 bar. Die Temperatur des Mediums liegt nun bei ca. 140 °C.

Phase 3: Leersieden des Kollektors

Solange sich noch Wärmeträger im Kollektor befindet, wird Dampf produziert. Das Glykol-Wasser-Gemisch wird dabei aufkonzentriert, der Siedepunkt steigt. Der Systemdruck steigt weiter und erreicht sein Maximum, das Medium wird auf eine Temperatur von bis zu 180 °C erhitzt.

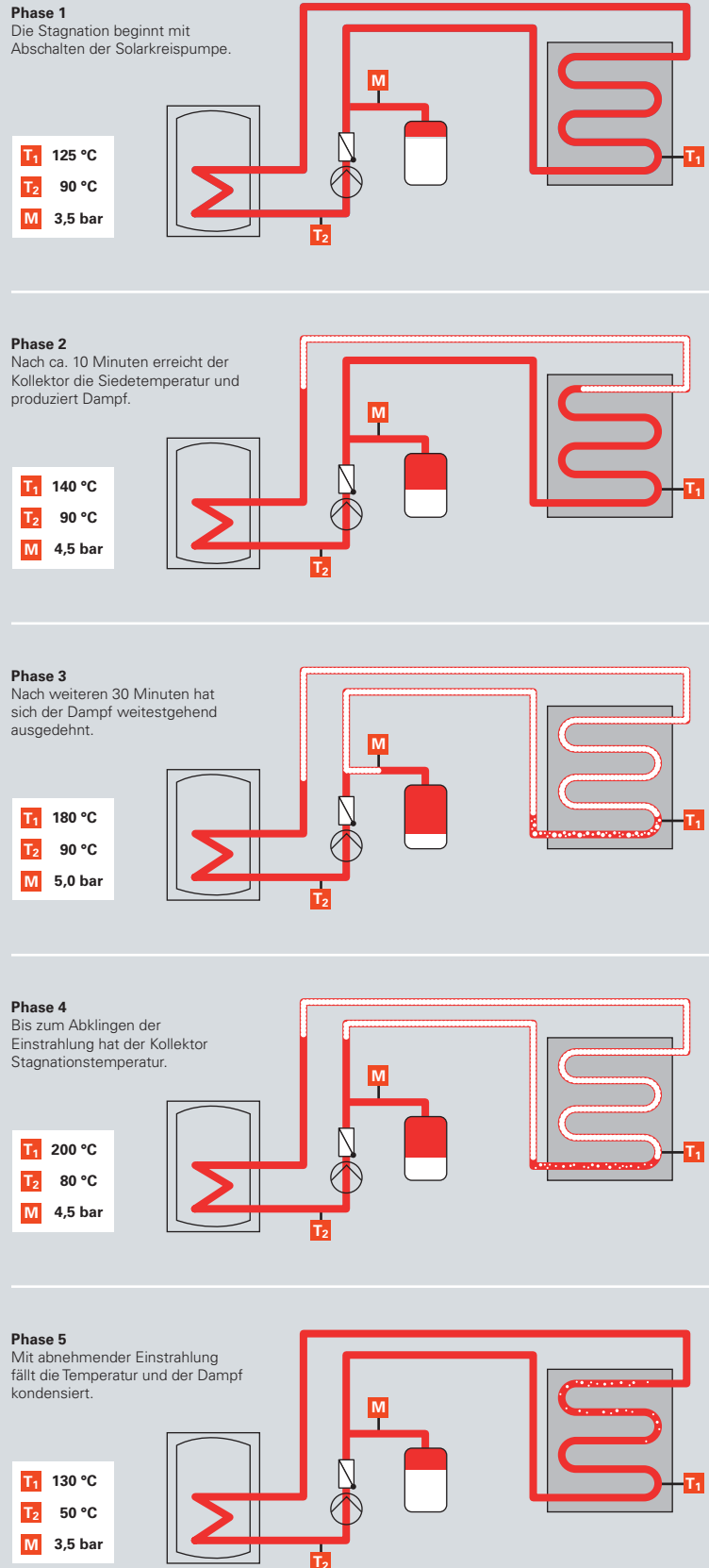
Phase 4: Überhitzung

Durch die Aufkonzentration des Mediums kann immer weniger Wasser verdampft werden. In Folge steigt der Siedepunkt und damit die Temperatur im Kollektor. Dadurch nimmt die Leistung des Kollektors ab, die Dampfmenge im System geht zurück. Der Druck sinkt, die Temperatur im Kollektor erreicht Stagnationstemperatur. Dieser Zustand dauert an, bis die Einstrahlung nicht mehr ausreicht, um den Kollektor auf Stagnationstemperatur zu halten.

Phase 5: Wiederbefüllung des Kollektors

Beim Rückgang der solaren Einstrahlung sinken Kollektortemperatur und Systemdruck. Der Dampf kondensiert und Wärmeträger wird in den Kollektor gedrückt. Wenn Flüssigkeit auf überhitzte Kollektorteile trifft, können noch leichte Dampfschläge auftreten.

Abb. B.3.5-2 Stagnationsphasen



Begriffsdefinitionen

Um die Vorgänge im Kollektor bei Stagnation beschreiben und planen zu können, wurden für die Solarthermie einige Begriffe neu eingeführt und definiert:

- Das **maximale Volumen des Dampfes (V_d)** gibt das Flüssigkeitsvolumen an, das während der Verdampfung vom Membran-Ausdehnungsgefäß aufgenommen wird.
- Die **Dampfreichweite (DR)** gibt die Länge der Rohrleitung an, die bei Stagnation mit Dampf beaufschlagt ist. Die maximale DR ist abhängig von der Verlustleistung der Rohrleitung, also im Wesentlichen von der Dämmung. Übliche Angaben beziehen sich auf 100 Prozent Dämmstärke.
- Die **Dampfproduktionsleistung (DPL)** ist die Leistung des Kollektorfeldes, die bei Stagnation in Form von Dampf an die Rohrleitungen abgegeben wird. Die maximale DPL wird vom Entleerungsverhalten der Kollektoren und des Feldes beeinflusst.

Verhalten verschiedener Kollektorfelder

Die Dampfbelastung des gesamten Systems kann reduziert werden, wenn die Phase 3 der Stagnation möglichst kurz ist oder gar nicht stattfindet. Das ist immer dann der Fall, wenn in Phase 2 das flüssige Medium komplett aus dem Kollektor gedrückt wird, dieser also nicht leer sieden muss.

Ein günstiges Stagnationsverhalten weisen Kollektorfelder dann auf, wenn Flüssigkeits-

säcke vermieden werden, die während der Phase 3 verdampfen müssten. Entscheidend dabei ist immer der Aufbau des gesamten Feldes, nicht des einzelnen Kollektors.

Vitosol Kollektoren lassen sich unter Berücksichtigung ihrer Einbaulage und Anschlussart maximale Dampfproduktionsleistungen zuordnen. Diese sind wichtig für die Auslegung von Vorschaltgefäß (VSG) und Membran-Ausdehnungsgefäß (MAG).

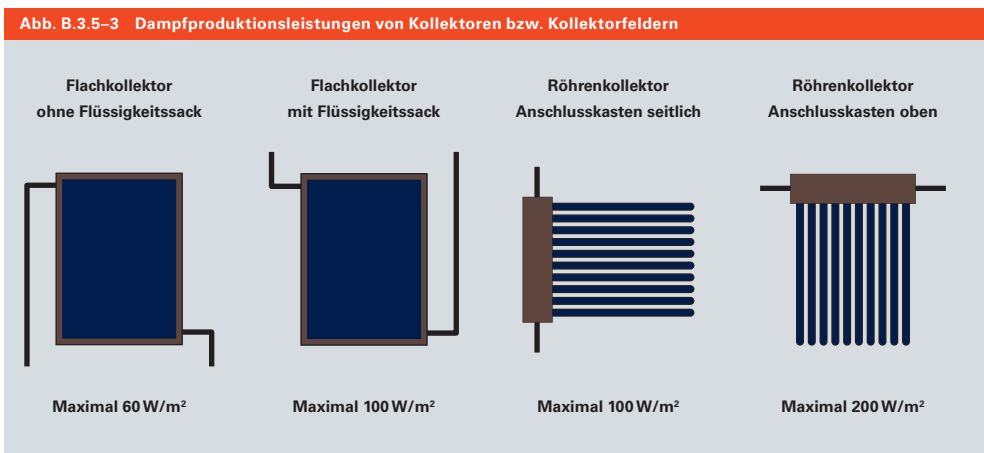
Mäanderabsorber weisen im Vergleich zu Harfenabsorbern ein günstigeres Verhalten auf, da der im oberen Kollektorbereich entstehende Dampf das Mäanderrohr komplett leer drücken kann.

Bei optimal entleerenden Flachkollektoren ist der Einfluss des Neigungswinkels auf das Stagnationsverhalten kaum messbar. Vakuum-Röhrenkollektoren hingegen können durch eine günstige Anordnung in ihrem Stagnationsverhalten deutlich verbessert werden.

Bezüglich des Stagnationsverhaltens hat sich ein niedriger Systemdruck als vorteilhaft erwiesen. Daher ist es wichtig, den Anlagen- druck optimal einzustellen: 1 bar Überdruck (bei Befüllung und einer Temperatur des Wärmeträgermediums von ca. 20 °C) am Kollektor ist völlig ausreichend.

Hinweis

Bei Vakuum-Röhrenkollektoren Vitosol 300-T (Heatpipe) kann unabhängig von der Einbaulage mit einer DPL von 100 W/m² gerechnet werden.



Je nach Kollektortyp und hydraulischer Einbindung ist mit unterschiedlichen Dampfproduktionsleistungen zu rechnen.

B.3.5.2 Druckhaltung und Kühlstrecke

Die richtige Planung, Ausführung und Wartung der Druckhaltung ist für die Betriebssicherheit einer solarthermischen Anlage von zentraler Bedeutung (siehe Kapitel E.1.1). Langjährige Erfahrungen zeigen, dass hier eine der häufigsten Fehlerursachen liegt.

Das MAG erfüllt drei wichtige Funktionen:

- Es stellt die Flüssigkeitsvorlage bereit, die notwendig ist, um die im laufenden Betrieb durch sehr niedrige Temperaturen und Entgasung verursachte Volumenabnahme auszugleichen.
- Es nimmt die aufgrund steigender Temperatur im Regelbetrieb verursachte Ausdehnung des Wärmeträgers auf.
- Es nimmt die durch Dampfbildung verursachte Volumenausdehnung während der Stagnationsphasen auf.

Die ersten beiden Funktionen des MAG unterscheiden sich nicht von denen in üblichen Heizungsanlagen und werden vergleichbar berechnet. Die dritte Funktion bildet die eigentliche planerische Herausforderung bei einer solarthermischen Anlage. Im Betriebszustand der Stagnation findet nicht nur im Kollektor Dampfbildung statt, sondern auch Teile der Anschlussleitungen werden mit Dampf gefüllt. Die Dampfmenge, die bei der Auslegung des MAG berücksichtigt werden muss, ist also auch abhängig von der Einbaulage und von der Bauart der Kollektoren.

Bislang wurde diese Dampfbildung mit pauschalen Zuschlägen in die Auslegung des MAG einbezogen. Diese Berechnung ist nach wie vor zulässig, es müssen auch keine Bestandsanlagen umgebaut oder neu berechnet werden.

Mittlerweile jedoch ist die lageabhängige Dampfproduktionsleistung weitreichend erforscht, sodass an dieser Stelle die darauf aufbauende, sehr viel genauere Berechnungsweise vorgestellt wird. Besonders bei größeren Anlagen kann sich dadurch eine

preiswertere Alternative zur bisherigen MAG-Auslegung ergeben. Bei der Planung der Druckhaltung muss zuerst ermittelt werden, ob im Stagnationsfall Dampf bis an das MAG oder andere temperatursensible Armaturen gelangen kann. Ist dies der Fall, muss ein Kühlkörper eingeplant werden. Erst wenn diese Festlegung getroffen wurde, kann die Volumenbestimmung des MAG stattfinden.

Bestimmung der Dampfreichweite

Das größte Ausdehnungsvolumen beansprucht die während der Stagnation auftretende Dampfmenge. Diese setzt sich zusammen aus dem Inhalt der vollständig ausgedampften Kollektoren (es wird keine Restflüssigkeit angenommen) und der Menge Dampf, die sich in der Stagnationsphase 3 (siehe Kapitel B.3.5.1) in den Rohrleitungen befindet.

Die im Stagnationsbetrieb unter Dampf stehende Rohrleitungslänge wird aus dem Gleichgewicht zwischen Dampfproduktionsleistung des Kollektorfeldes und den Wärmeverlusten dieser Rohrleitung berechnet.

Die Dampfproduktionsleistung des Gesamtfeldes ist das Produkt aus der Aperturfläche und der spezifischen Dampfproduktionsleistungen in W/m^2 (siehe Abb. B.3.5–3).

Für die Verlustleistung einer mit handelsüblichem Material zu 100 Prozent gedämmten Solarkreisverrohrung aus Kupferrohr werden als Praxiswerte angenommen:

Größe 12x1, 15x1 und 18x1: **25 W/m**
 Größe 22x1 und 28x1,5: **30 W/m**

Die maximale Dampfreichweite (DR) in Metern wird so ermittelt:

$$DR_{\max} = \frac{DPL_{\max} \cdot A_{\text{koll}}}{\dot{q}_{\text{rohr}}}$$

- DR_{\max} maximale Dampfreichweite in m
- DPL_{\max} maximale Dampfproduktionsleistung in W/m^2
- A_{koll} Aperturfläche in m^2
- \dot{q}_{rohr} Wärmeverlustleistung der Rohrleitung in W/m

Hinweis

Ist die Einbaulage und damit auch das Stagnationsverhalten der Kollektoren nicht bekannt, werden die maximalen Werte für die DPL (100 bzw. $200 W/m^2$) angenommen.

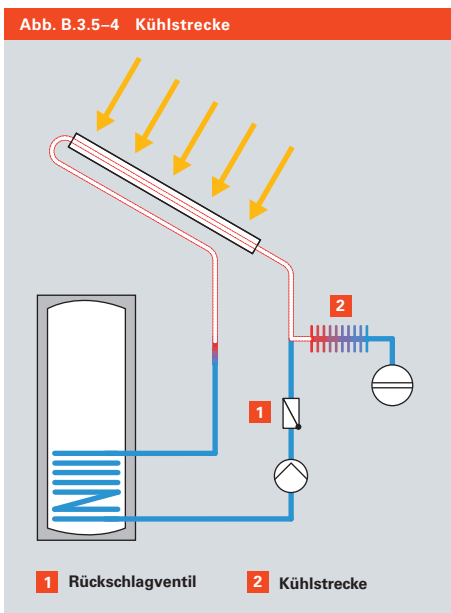
Beispiel

Für die Beispielanlage mit zwei Flachkollektoren und der Solarkreisleitung Kupferrohr 15x1 bedeutet das:

$DPL_{\max} = 60 W/m^2$
 $A_{\text{koll}} = 4,66 m^2$
 $\dot{q}_{\text{rohr}} = 25 W/m$

$DR_{\max} = \frac{60 W/m^2 \cdot 4,66 m^2}{25 W/m}$

Der Dampf wird also maximal 11,18 Meter in die Anschlussleitungen des Kollektors hineingedrückt.



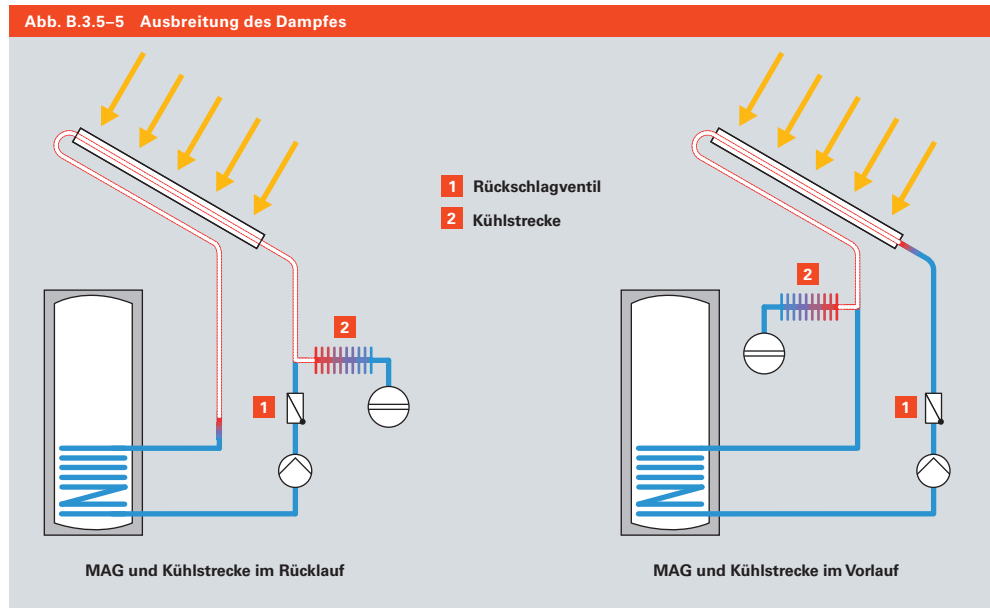
Ist die Dampfreichweite kleiner als die tatsächlichen Rohrleitungslängen im Solarkreis (VL und RL) zwischen Kollektor und MAG, kann der Dampf im Stagnationsfall das MAG nicht erreichen. Ist die Dampfreichweite größer, muss eine Kühlstrecke zum Schutz der Membrane des MAG vor thermischer Überlastung eingeplant werden. In dieser Kühlstrecke kondensiert der Dampf wieder und bringt den so verflüssigten Wärmeträger auf eine Temperatur $< 70^\circ C$.

Zum Schutz des MAG vor Überhitzung wird der Wärmeträger vor dem MAG in der Kühlstrecke gekühlt.

B.3 Primärkreis

Links: Der Dampf kann sich im Vor- und Rücklauf ausbreiten, das MAG wird mit Kühlstrecke im Rücklauf installiert.

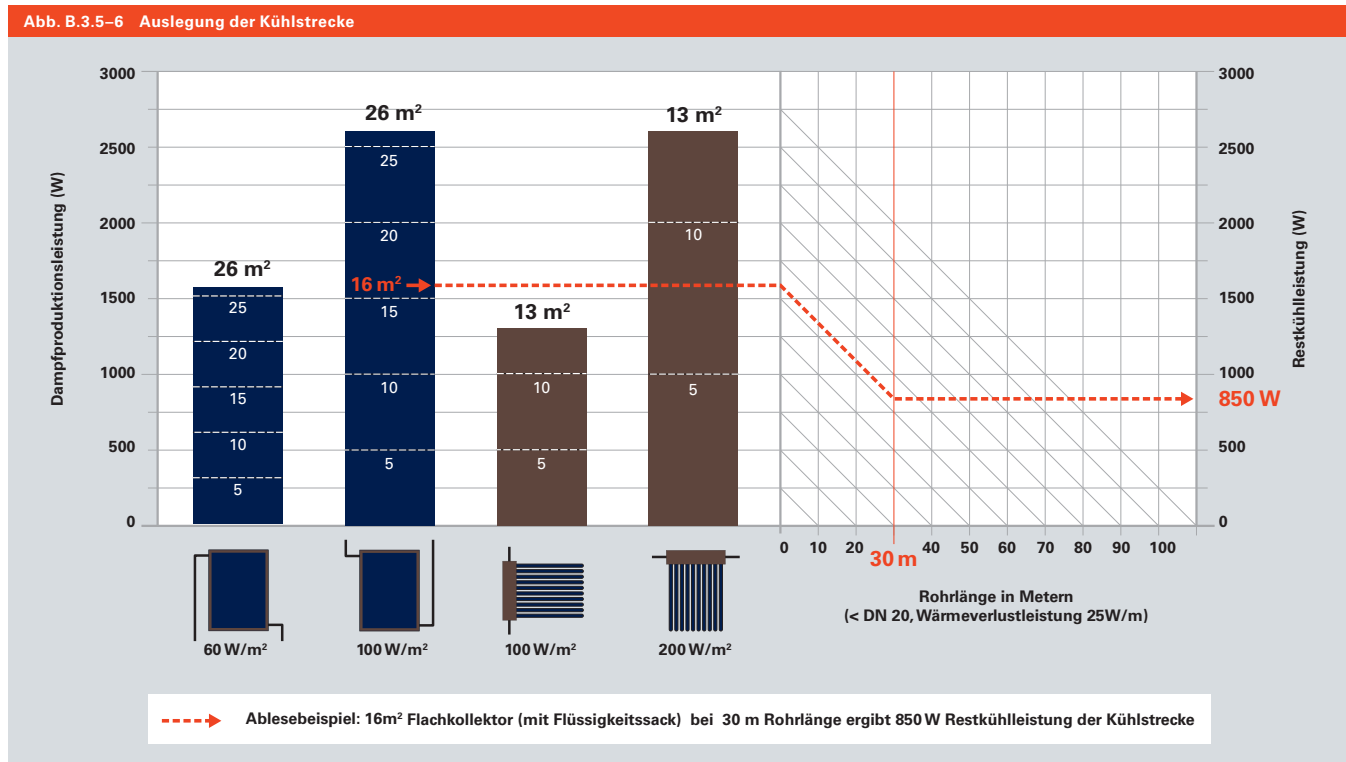
Rechts: Der Dampf kann sich nur im Vorlauf ausbreiten, das MAG wird mit Kühlstrecke im Vorlauf installiert.



Bestimmung der Position der Kühlstrecke

Je nach Einbauort temperatursensibler Bauteile, wie beispielsweise Pumpen, kann es bei zu erwartender häufiger Stagnation sinnvoll sein,

MAG und Kühlstrecke im Vorlauf zu platzieren. Der Rücklauf wird dann nicht mehr mit Dampf beaufschlagt, steht allerdings auch nicht mehr als Wärmeverlustleistung zur Verfügung.



In Abhängigkeit von der DPL des Kollektorfeldes und der Wärmeverlustleistung der Rohrleitung ergibt sich ggf. eine notwendige Restkühlleistung, die von der Kühlstrecke erbracht werden muss. Anlagen mit Anschlussleitungen \geq DN 20 können mit Hilfe eines Excel-Arbeitsblattes berechnet werden (siehe Hinweis auf Seite 95).

Bestimmung der Restkühlleistung

Die Differenz zwischen der Dampfproduktionsleistung des Kollektorfeldes und der Wärmeverlustleistung der Rohrleitungen bis zum Anschlusspunkt des MAG ergibt die noch notwendige Restkühlleistung. Hier muss die Position des MAG und der Kühlstrecke (Kühlkörper) berücksichtigt werden, weil davon die effektiv als Wärmeverlustleistung zur Verfügung stehende Rohrleitungslänge abhängt.

$$\dot{Q}_{ks} = (DPL_{max} \cdot A_{koll}) - (\dot{q}_{rohr} \cdot L_{rohr})$$

- \dot{Q}_{ks} Kühlleistung der Kühlstrecke
- DPL_{max} maximale Dampfproduktionsleistung in W/m²
- A_{koll} Aperturfläche in m²
- \dot{q}_{rohr} Wärmeverlustleistung der Rohrleitung in W/m
- L_{rohr} Länge der Rohrleitung

Beispiel

Die DPL einer 10 m² großen Flachkollektoranlage beträgt 600 W. Die Anlage ist mit 30 m Cu-Rohr DN 20 angeschlossen. Die Dampfreichweite beträgt demnach 20 m (600 W / 30 W pro m), es ist also keine Schutzmaßnahme notwendig.

Wird die doppelte Kollektorfläche (20m²) angenommen, verdoppelt sich auch die Dampfreichweite auf 40 m, der Dampf kann damit das MAG erreichen. Die nötige Kühlleistung wird wie folgt berechnet:

$$DPL_{max} = 60 \text{ W/m}^2$$

$$A_{koll} = 20 \text{ m}^2$$

$$\dot{q}_{rohr} = 30 \text{ W/m}$$

$$L_{rohr} = 30 \text{ m}$$

$$\dot{Q}_{ks} = (60 \text{ W} \cdot 20 \text{ m}^2) - (30 \text{ W/m} \cdot 30 \text{ m})$$

Die Kühlleistung \dot{Q}_{ks} beträgt 300 W.

Für Anlagen mit einer Anschlussleitung bis zu DN 20 (also mit einer Wärmeverlustleistung der Solarkreisleitung von 25 W/m) lässt sich aus Abbildung B.3.5–6 die notwendige Restkühlleistung schnell ermitteln.

Festlegung des Kühlkörpers

Ist die notwendige Restkühlleistung bekannt, wird die Art der Kühlkörpers festgelegt. Bei kleineren Anlagen werden dafür häufig Vorschaltgefäße (VSG) verwendet. Ihre Kühlleistung bis ca. 100 l Inhalt kann der Abb B.3.5-5 entnommen werden.

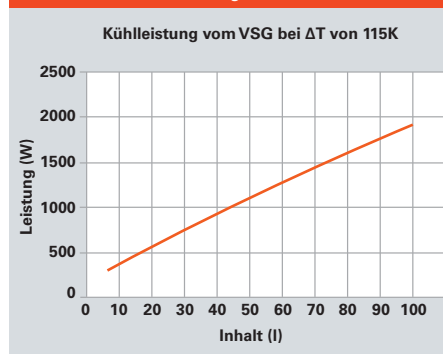
In Ergänzung zum Vorschaltgefäß oder stattdessen kann auch der Einbau anderer Kühlkörper sinnvoll sein – bei größeren Anlagen ist eine solche Lösung möglicherweise preiswerter.

Als Kühlkörper können dann Rippenrohre oder handelsübliche Radiatoren verwendet werden. Zur Bestimmung der Leistung können die angegebenen Heizleistungen bei Vor- und Rücklauf (75 °C / 65 °C) verwendet werden, multipliziert mit einem Faktor 2 zur Berücksichtigung der deutlich höheren Temperatur.

Hinweis

Unter Umständen muss ein Berührungsschutz vorgesehen werden, da bei Stagnation des Kollektorfeldes Dampf mit bis zu 140 °C in die Kühlstrecke eindringen kann.

Abb. B.3.5–7 Kühlleistung vom VSG



Die Kühlleistung des Vorschaltgefäßes ist vom Volumen abhängig.

Berechnung des MAG

Bei der Berechnung des MAG muss der Inhalt des Kühlkörpers V_{kk} zum Flüssigkeitsinhalt der Anlage V_a und zum Inhalt der Rohrleitungen V_{rohr} addiert werden.

Zur Bestimmung des Dampfvolmens in den Rohrleitungen V_{drohr} werden die Inhalte der Rohrleitungen zwischen Kollektor und Kühlkörper (nur VL oder VL + RL, je nach Einbaulage) und der Inhalt des Kühlkörpers addiert.

B.3 Primärkreis

Mit Ermittlung der Dampfreichweite und Berücksichtigung der eventuell eingesetzten Kühlkörper kann das MAG nun exakt berechnet werden. Das notwendige Volumen wird bestimmt von der Ausdehnung des Wärmeträgers im flüssigen Zustand, der Flüssigkeitsvorlage und dem zu erwartenden Dampfvolumen unter Berücksichtigung der statischen Höhe der Anlage und des Vordrucks.

Als erster Schritt wird der Flüssigkeitsinhalt der Anlage V_a ermittelt. Er ergibt sich aus der Summe der Inhalte aller Komponenten des Primärkreises.

$$V_a = V_{\text{rohr}} + V_{\text{wt}} + V_{\text{koll}} + V_{\text{fv}}$$

V_a Anlagevolumen in Liter

V_{rohr} Rohrleitungsvolumen in Liter (inklusive Armaturen)

V_{wt} Wärmetauschervolumen in Liter

V_{koll} Kollektorstutzenvolumen in Liter

V_{fv} Flüssigkeitsvorlage im MAG in Liter

Die Flüssigkeitsvorlage beträgt 4 % des Anlagevolumens, mindestens aber 3 l.

Beispiel

Anlage mit 2 Flachkollektoren Vitosol 200-F (Typ SV), bivalenter Speicher-Wassererwärmer Vitocell 100-B (300 l), 30 m Solarkreisleitung aus Kupferrohr 15x1:

$$V_{\text{rohr}} = 4 \text{ l}$$

$$V_{\text{wt}} = 10 \text{ l}$$

$$V_{\text{koll}} = 3,66 \text{ l}$$

$$V_{\text{fv}} = 3 \text{ l (Minimum)}$$

$$V_a = 4 \text{ l} + 10 \text{ l} + 3,66 \text{ l} + 3 \text{ l}$$

Das Anlagevolumen V_a beträgt also 20,66 l.

Als zweiter Schritt wird das Expansionsvolumen V_e , das durch thermische Ausdehnung des Wärmeträgers im flüssigen Zustand entsteht, ermittelt.

$$V_e = n \cdot (t_1 - t_0) \cdot V_a$$

V_e Expansionsvolumen in Liter

n Ausdehnungsfaktor in 1/K

t_1 obere Temperatur des Gemisches in °C

t_0 untere Temperatur des Gemisches in °C

V_a Anlagevolumen in Liter

Als niedrigste Temperatur wird -20 °C angenommen, als höchste (bei üblichen Anwendungen) 130 °C – dieser Wert wird gleichzeitig am Regler als T_{max} für die Kollektortemperatur eingestellt. Steigt die Temperatur darüber hinaus, schaltet die Anlage ab und geht in Stagnation.

Bei dieser Temperaturdifferenz von 150 K beträgt für Viessmann Wärmeträger die Ausdehnungszahl $\beta = 0,13$.

$$V_e = \beta \cdot V_a$$

V_e Expansionsvolumen in Liter

β Ausdehnungszahl

V_a Anlagevolumen in Liter

Beispiel

Für die Beispielanlage ergibt sich:

$$V_a = 20,66 \text{ l}$$

$$\beta = 0,13$$

$$V_e = 0,13 \cdot 20,66 \text{ l}$$

Das Expansionsvolumen beträgt 2,69 l.

Zur Ermittlung des Dampfvolmens in der Rohrleitung muss der Inhalt pro Meter Rohr berücksichtigt werden.

Abb. B.3.5–8 Inhalt von Rohrleitungen

| Kupferrohr | 12x1 DN10 | 15x1 DN13 | 18x1 DN16 | 22x1 DN20 | 28x1,5 DN25 | 35x1,5 DN32 | 42x1,5 DN40 |
|--------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------------|-------------|-------------|
| Inhalt l/m Rohr | 0,079 | 0,133 | 0,201 | 0,314 | 0,491 | 0,804 | 1,195 |
| Edelstahl-Wellrohr | DN16 | | | | | | |
| Inhalt l/m Rohr | 0,25 | | | | | | |

Nach der Flüssigkeitsvorlage V_{fv} und dem Expansionsvolumen V_e wird nun noch das gesamte Dampfvolmen V_d ermittelt. Es setzt sich aus dem Kollektorinhalt V_{koll} und dem Inhalt der mit Dampf beaufschlagten Rohrleitungen V_{drohr} zusammen.

Zur Ermittlung des Dampfvolmens in den Rohrleitungen V_{drohr} wird die Länge der mit Dampf beaufschlagten Rohrleitung mit dem Inhalt der Rohrleitungen pro Meter multipliziert (siehe Abb. B.3.5–8).

$$V_{drohr} = \text{Inhalt Rohrleitung pro Meter} \cdot L_{drohr}$$

V_{drohr} Dampfvolmen in der Rohrleitung in Liter

L_{drohr} Länge der mit Dampf beaufschlagten Rohrleitung

Beispiel

Für die Beispielanlage mit Kupferrohr 15x1 bedeutet das:

Inhalt = 0,133 l/m

L_{drohr} = 11,18 m

V_{drohr} = 0,133 l/m · 11,18 m

Das Dampfvolmen V_{drohr} beträgt also 1,487 l.

Für das MAG kommt zusätzlich noch ein Druckfaktor hinzu, der folgendermaßen ermittelt wird:

$$Df = \frac{p_e + 1}{p_e - p_o}$$

Df Druckfaktor

p_e maximaler Anlagendruck am Sicherheitsventil in bar, also 90 % des Ansprechdrucks des Sicherheitsventils

p_o Vordruck der Anlage in bar, also 0,1 bar pro 1 m statische Höhe zzgl. 1 bar notwendiger Überdruck am Kollektor

Beispiel

Für die Beispielanlage mit einem 6-bar-Sicherheitsventil soll der statische Druck 1,5 bar (15 Meter statische Höhe), der Vordruck der Anlage somit 2,5 bar betragen.

p_e = 5,4 bar

p_o = 2,5 bar

$$Df = \frac{5,4 \text{ bar} + 1}{5,4 \text{ bar} - 2,5 \text{ bar}}$$

Damit beträgt der Druckfaktor Df also 2,21.

Das gesamte Dampfvolmen V_d kann damit ermittelt werden

$$V_d = V_{koll} + V_{drohr} (+ V_{kk})$$

V_d Dampfvolmen gesamt

V_{koll} Volumen Kollektor

V_{drohr} Dampfvolmen in der Rohrleitung in Liter

V_{kk} Kühlkörpervolumen in Liter

Beispiel

Für die Beispielanlage bedeutet das:

V_{koll} = 3,66 l

V_{drohr} = 1,487 l

V_d = 3,66 l + 1,487 l (+ ggf. V_{kk})

Das gesamte Dampfvolmen V_d beträgt also 5,147 l.

Für die Auslegung des MAG wird anschließend das ermittelte gesamte verdrängte Volumen zzgl. der Flüssigkeitsvorlage mit dem Druckfaktor multipliziert:

$$V_{mag} = (V_d + V_e + V_{fv}) \cdot Df$$

Beispiel

Für die Beispielanlage bedeutet das:

V_d = 5,147 l

V_e = 2,69 l

V_{fv} = 3 l

Df = 2,21

V_{mag} = (5,147 l + 2,69 l + 3 l) · 2,21

Das Mindestvolmen V_{mag} des MAG beträgt 23,9 l.

Bei einer Druckhaltestation mit automatischer Druckhaltung auf der Gasseite wird Df = 1 angenommen.

B.3 Primärkreis

Hinweis

Bei modernen Hochleistungskollektoren ist es nicht sinnvoll, eine Verdampfung des Wärmeträgers durch eine höhere Druckstufe zu verhindern.

Hinweis

Viessmann Solaranlagen werden standardmäßig mit einem 6-bar-Sicherheitsventil betrieben. In der fertig konfektionierten Viessmann Solar-Divicon ist ein solches Ventil bereits enthalten. Es ist für den Betrieb in Glykol-Kreisläufen und bis zu einer Temperatur von 120 °C zugelassen.

B.3.5.3 Sicherheitsventil

Das Sicherheitsventil im Solarkreis hat die Aufgabe, Wärmeträgerflüssigkeit aus dem System abzulassen, wenn der gewählte maximale Druck der Anlage überschritten wird. Dieser maximale Druck wird durch das Bauteil mit der geringsten Druckstufe bestimmt.

Das Sicherheitsventil muss nach EN 12976 und 12977 ausgelegt sein, d.h. es muss auf die Wärmeleistung des Kollektors oder der Kollektorgruppe abgestimmt sein und deren maximale Leistung (optischer Wirkungsgrad $\eta_0 \cdot 1000 \text{ W/m}^2$) ableiten können (siehe Abb. B.3.5-9).

Es dürfen nur Sicherheitsventile eingesetzt werden, die für max. 6 bar und 120 °C ausgelegt sind und den Kennbuchstaben „S“ (Solar) im Bauteilkennzeichen enthalten. Auch diese Sicherheitsventile können nicht direkt am Wärmeerzeuger (am Kollektor) verwendet werden, sondern werden im Rücklauf der Solaranlage in Fließrichtung hinter der Rückschlagklappe montiert. Es muss gewährleistet sein, dass an dieser Stelle keine Temperaturen $> 120 \text{ °C}$ auftreten.

B.3.5.4 Auffangbehälter

Die von Viessmann verwendeten Wärmeträger sind toxisch unbedenklich und biologisch abbaubar. Dennoch sollte sich an der Abblendeleitung des Sicherheitsventils ein Auffangbehälter befinden. Der Auffangbehälter muss so dimensioniert sein, dass das gesamte im System befindliche Wärmeträgermedium aufgefangen werden kann.

Bei Kleinanlagen wird als Auffangbehälter häufig das Liefergebilde des fertig gemischten Mediums verwendet. Dabei ist zu bedenken, dass eventuell austretendes Wärmeträgermedium Temperaturen erreichen kann, die den Schmelzpunkt von üblichen PP-Kanistern (ca. 130 °C) erreichen oder sogar übertreffen können. Ab 70 °C verliert der Behälter erkennbar an Stabilität. Durch den Druckabfall kann das austretende Medium auch dampfförmig werden. Um den Behälter zu schützen, sollte sich in ihm eine Flüssigkeitsvorlage von mindestens 10 Prozent des Anlagenvolumens befinden. Obwohl bei dieser Lösung eine Zerstörung des Behälters und damit ein Austreten des Mediums nicht gänzlich auszuschließen ist, kann man sie hinsichtlich des geringen Gefährdungspotenzials als akzeptabel bezeichnen.

Bei großen Solaranlagen wird ein Auffangbehälter üblicherweise bauseitig erstellt. Er wird für eine drucklose Lagerung des Mediums ausgelegt, bevorzugtes Material ist Edelstahlblech. Einfache Eisenbleche korrodieren und sind dann für das Auffangen und Lagern von glykolhaltigen Wärmeträgern nicht geeignet. Das Gleiche gilt für verzinkte Bleche.

Die Größe des Sicherheitsventils wird bestimmt von der abzuschließenden Kollektorfeldgröße.

Abb. B.3.5-9 Sicherheitsventil

| Aperturfläche m ² | Ventilgröße (Größe Eintrittsquerschnitt) DN |
|---------------------------------|---|
| bis 40 | 15 |
| bis 80 | 20 |
| bis 160 | 25 |

Abb. B.3.5-10 Auffangbehälter



Bei großen Solaranlagen werden Behälter aus Edelstahl mit Abdeckung eingesetzt. Eine Kennzeichnung wird empfohlen.

Um beim Ansprechen des Sicherheitsventils Verunreinigungen (Spritzer) zu vermeiden, wird der Behälter abgedeckt.

Um aus dem Behälter heraus problemlos spülen und befüllen zu können, sollte in Bodennähe ein Ventil eingebaut werden. Das Ventil muss ausreichend dimensioniert sein, ein einfacher KFE-Hahn reicht nicht aus.



C Systemauswahl und Dimensionierung

Grundlage der Planung solarthermischer Anlagen ist die Auswahl des passenden Systems. Neben dem kundenspezifischen Wärmebedarf fließen auch die baulichen Gegebenheiten in diesen Prozess ein.

In diesem Kapitel werden zunächst die wesentlichen Möglichkeiten der Kollektorfelddgestaltung aufgezeigt. Dabei wird auf die unterschiedlichen Anforderungen an die Hydraulik detailliert eingegangen und gezeigt, wie durch optimale Planung der Installationsaufwand minimiert werden kann.

Für die Auslegung der weiteren Komponenten werden die unterschiedlichen Systeme vorgestellt und mit ihren spezifischen Anforderungen erläutert. Auf dieser Basis werden die wesentlichen Planungsschritte aufgezeigt und

mit beispielhaften Anlagenschemata verdeutlicht. Ergänzend dazu werden noch weitere Anwendungsmöglichkeiten der Solarthermie und Kombinationen mit regenerativen Energieträgern vorgestellt.

Abschließend werden die Grundzüge der Planungssoftware ESOP erklärt und die wesentlichen Schritte bei der Anlagensimulation dargestellt.

100 C.1 Planung des Kollektorfeldes

- 101 C.1.1 Aufbau von Einfeldanlagen
- 102 C.1.2 Aufbau von Mehrfeldanlagen
- 105 C.1.3 Kollektorfelder mit unterschiedlicher Ausrichtung

106 C.2 Auslegung

- 107 C.2.1 Auslegung einer Anlage zur solaren Trinkwassererwärmung
- 119 C.2.2 Auslegung einer Anlage zur solaren Heizungsunterstützung
- 126 C.2.3 Nutzungsprofile im Gewerbe
- 127 C.2.4 Schwimmbadwassererwärmung
- 132 C.2.5 Solarunterstützte Kälteerzeugung
- 134 C.2.6 Hochtemperaturanwendungen

136 C.3 Kombinationen mit regenerativen Energieträgern

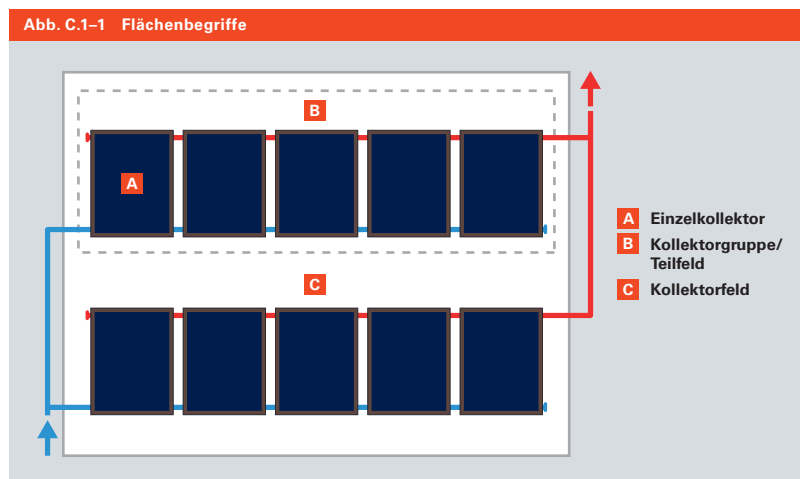
- 137 C.3.1 Solaranlagen in Kombination mit Biomassekesseln
- 138 C.3.2 Solaranlagen in Kombination mit Wärmepumpen

140 C.4 Anlagensimulation mit ESOP



Planung des Kollektorfeldes

Mit Kesselanlagen und Wärmepumpen können auf relativ kleinem Raum sehr hohe Leistungen bereitgestellt werden, mit solarthermischen Anlagen ist das so nicht möglich. Die Leistungsdichte von Solaranlagen ist vergleichsweise gering, eine Leistungserhöhung bedeutet daher immer eine entsprechende Vergrößerung der Kollektorfläche.



Soll die Leistung verdoppelt werden, muss auch die Kollektorfläche verdoppelt werden. Kollektoren können nicht beliebig groß gebaut werden, da Montagemöglichkeiten, Montageflächen und Statik Grenzen setzen. Große Solaranlagen bestehen deshalb immer aus der Zusammenschaltung vieler Einzelkollektoren. Das erfordert eine sorgfältige Planung der Kollektorfeldhydraulik.

Die ausgereifte Anschlussstechnik von Viessmann Kollektoren ermöglicht es, flexibel auf die unterschiedlichsten Anforderungen an das Kollektorfeld zu reagieren, die sich aus der gewünschten Größe und den Voraussetzungen auf dem Dach ergeben.

C.1.1 Aufbau von Einfeldanlagen

Bei Einfeldanlagen wird die Kollektorgruppe mit je einer Rücklauf- und Vorlaufleitung direkt angeschlossen.

Innerhalb der Kollektorgruppe bestehen mehrere Möglichkeiten der Kollektorverschaltung. Vitosol Flachkollektoren lassen sich mit bis zu zwölf Einzelkollektoren zu einer Kollektorgruppe zusammenfassen. Sie können wechselseitig oder einseitig angeschlossen werden.

Mit den Vakuum-Röhrenkollektoren Vitosol 200-T lassen sich bis zu 15 m² in einer Kollektorgruppe zusammenfassen. Sie können ebenfalls wechselseitig oder einseitig angeschlossen werden. Das obere Rohr im Kollektor ist ein Leerrohr und nicht mit den Röhren verbunden. Es wird für den einseitigen Anschluss benutzt (siehe Abb. C.1.1–3).

Mit den Vakuum-Röhrenkollektoren Vitosol 300-T lassen sich bis zu 15 m² in einer Kollektorgruppe zusammenfassen. Dieser Kollektortyp kann nur einseitig angeschlossen werden.

Der in Kapitel B.3.1 beschriebene Volumenstrom in Liter/(h·m²) muss bei allen Kollektortypen eingehalten werden.

Bei einseitigem Anschluss erreichen die Vakuum-Röhrenkollektoren Vitosol 300-T in einem Feld von 15 m² einen Druckverlust von 220 mbar.

Abb. C.1.1–1 Einfeldanlage

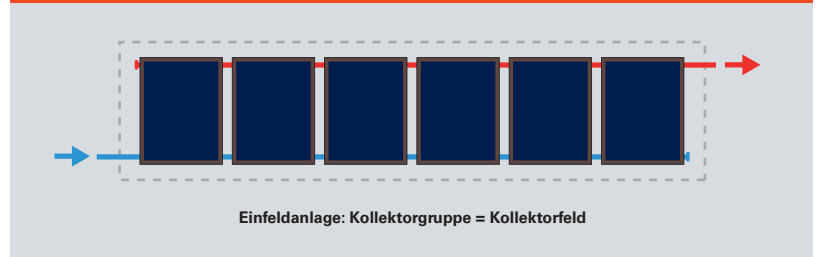


Abb. C.1.1–2 Anschlussvarianten im Kollektorfeld (Flachkollektor)

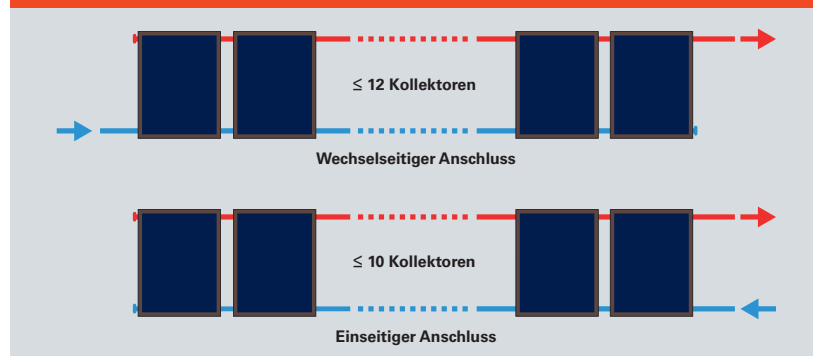


Abb. C.1.1–3 Anschlussvarianten im Kollektorfeld (Vitosol 200-T)

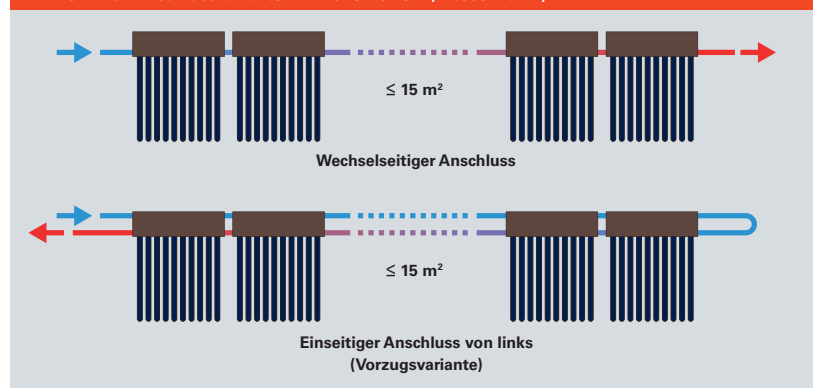
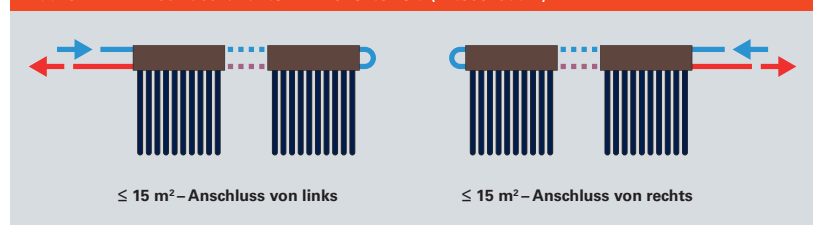
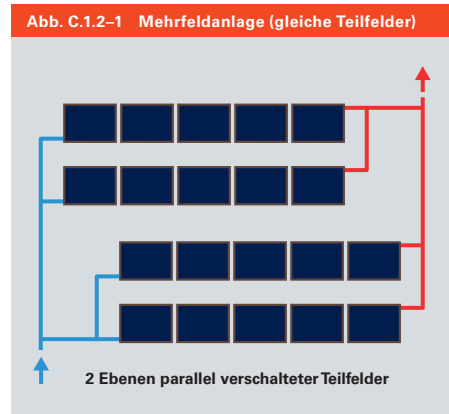


Abb. C.1.1–4 Anschlussvarianten im Kollektorfeld (Vitosol 300-T)



C.1 Planung des Kollektorfeldes



Sind die Teilfelder einer Mehrfeldanlage gleich groß, kann bei der Anschlussverrohrung nach Tichelmann auf Abgleichventile verzichtet werden.

Hinweis

Bei der Verrohrung nach Tichelmann werden die Rohre zwischen Kollektorfeld und Speicheranlage so verlegt, dass die Summen der Längen von Vor- und Rücklaufleitung bei jedem Kollektor etwa gleich sind.

C.1.2 Aufbau von Mehrfeldanlagen

Die in C.1.1 beschriebenen Kollektorgruppen können als Teilfelder zu Mehrfeldanlagen zusammengesetzt werden.

Das gelingt am besten, wenn alle Teilfelder (Kollektorgruppen) gleich groß sind, gleich verschaltet sind und damit den gleichen Druckverlust haben, also keine Abgleichventile eingesetzt werden müssen. Die Teilfelder werden parallel verschaltet, die Anschlussverrohrung wird nach Tichelmann vorgenommen. Für diesen sicheren Aufbau muss bei der Planung die Anzahl der Kollektoren immer berücksichtigt werden. Ergibt die Dimensio-

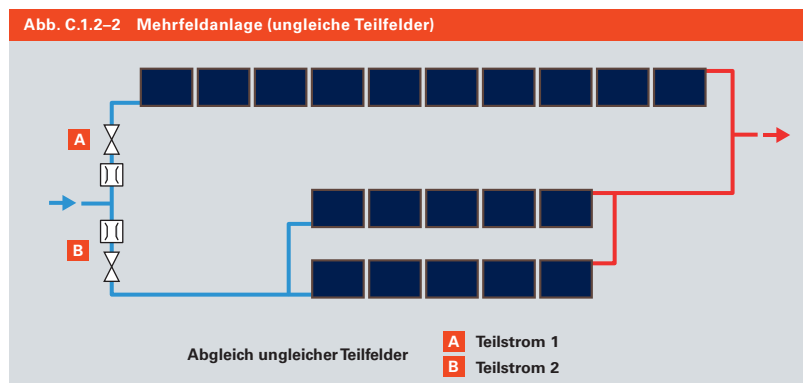
nierung der Anlage beispielsweise 17 Kollektoren, so wird auf 16 Kollektoren reduziert, um zwei gleich große Teilfelder mit je acht Kollektoren zu erhalten.

Müssen die Teilfelder einer Anlage wegen der Anschlusssituation, zum Beispiel bei weit auseinanderliegenden Flächen, nochmals unterteilt werden, entstehen zwei Ebenen paralleler Verschaltungen. Um hier eine sichere Durchströmung aller Teilfelder zu gewährleisten, sollte der Druckverlust ca. 100 mbar betragen. Haben die Teilfelder einen gleich großen Druckverlust dieser Größenordnung, müssen bei einem Anschluss nach Tichelmann keine Abgleichventile verwendet werden.

Hinweis

Die Anordnung von Abgleichventilen in Flussrichtung hintereinander hat sich nicht bewährt.

Mehrfeldanlagen mit unterschiedlichen Teilfeldern (in Bezug auf Größe, Verschaltung oder Druckverlust) müssen abgeglichen werden. Die Ventile werden nah beieinander, möglichst direkt am T-Stück eingebaut. Das erleichtert den Abgleich, da sie gleichzeitig beobachtet werden können.



Zum Abgleich verschieden großer Teilfelder werden zur Sicherung gleichmäßiger Durchströmung Abgleichventile eingesetzt.

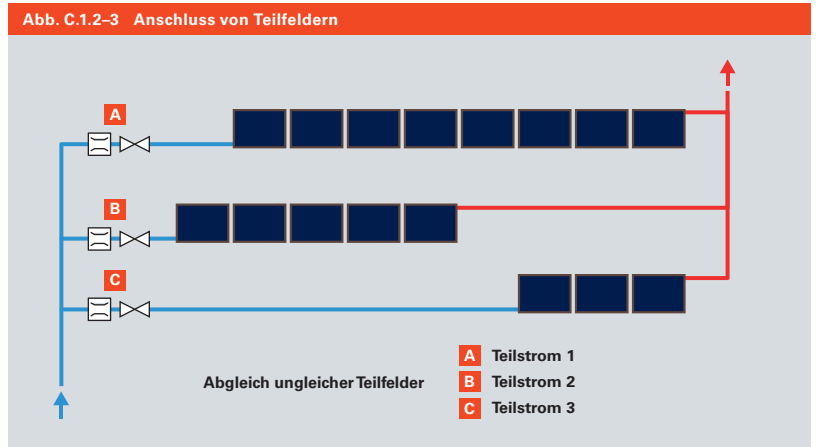
Auch wenn bei einer Mehrfeldanlage mit unterschiedlichen Teilfeldern z.B. das obere Teilfeld genauso groß ist, wie die Summe der beiden unteren Teilfelder: Der Druckverlust ist jeweils verschieden, die Teilfelder verhalten sich im Betrieb unterschiedlich und müssen deshalb abgeglichen werden (siehe Abb. C.1.2-2 und Abb. C.1.2-3).

Alle Möglichkeiten, die Kollektorfeldhydraulik zu optimieren, müssen geprüft werden. Mitunter finden sich günstigere Verschaltungen, die den Einsatz des Abgleichs verzichtbar machen. Für die Mehrfeldanlage mit unterschiedlichen Teilfeldern (siehe Abb. C.1.2-3) gibt es eine Alternative, die ohne Abgleichventile die sichere Durchströmung des Feldes gewährleistet: Die beiden unteren Teilfelder werden zusammengefasst und parallel zum oberen Teilfeld verschaltet (siehe Abb. C.1.2-4).

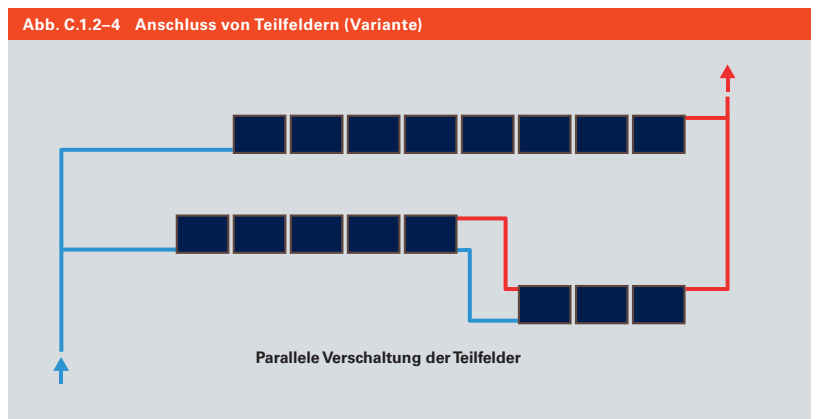
Installationssorgfalt

Neben der sorgfältigen Planung ist auch die handwerkliche Ausführung entscheidend. Hydraulische Verschaltungen bei großen Kollektorfeldern sind sensibel. Die unbedachte Verwendung von T-Stücken, Winkeln oder Bögen in einer Kollektorfeldverrohrung kann die saubere Anströmung der nach Tichelmann verschalteten Teilfelder gefährden.

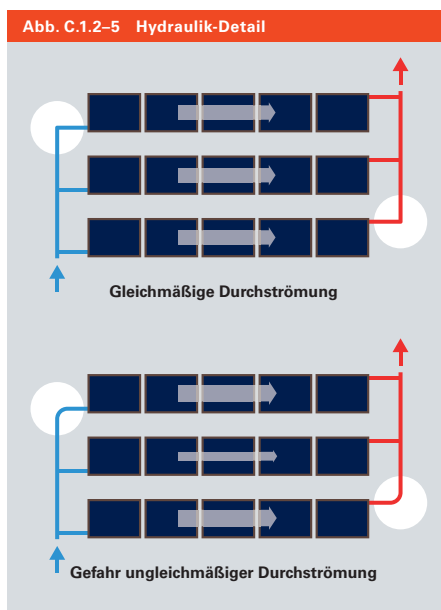
Schon kleine Unterschiede im Druckverlust können zu ungleicher Durchströmung der Kollektorguppen bzw. Teilfelder führen.



Bei ungleichen Teilfeldern muss in jedem Teilfeld die Durchströmung abgeglichen werden.



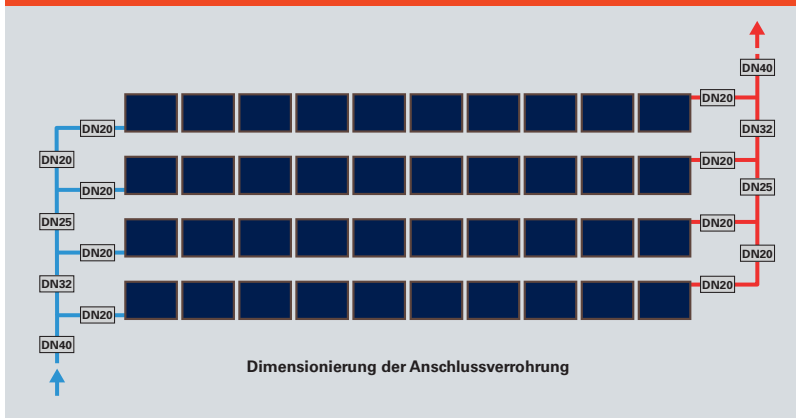
Bei optimierter Hydraulik kann auf Abgleichventile verzichtet werden.



Kleine Unterschiede in der Anschlussverrohrung können zu ungleicher Durchströmung von Teilfeldern führen. Die Folgen sind Leistungseinbußen und erhöhte Risiken bei Stagnation.

C.1 Planung des Kollektorfeldes

Abb. C.1.2-6 Fließgeschwindigkeit in den Teilfeldern



Zur Sicherung der notwendigen Fließgeschwindigkeit müssen die Nennweiten der Anschlussverrohrung auf die spezifischen Volumenströme der Teilfelder ausgelegt sein.

Rohrleitungen und Armaturen zwischen den Teilfeldern

Um eine sichere Entlüftung zu gewährleisten, werden auch die Rohrleitungen innerhalb der Teilfelder wie die Hauptleitung auf eine Fließgeschwindigkeit zwischen 0,4 und 0,7 m/s ausgelegt.

Mehrfeldanlagen benötigen für die Inbetriebnahme pro Teilfeld eine Entlüftungsmöglichkeit. Dafür ist kein Automatikentlüfter (Schnellentlüfter) notwendig, ein Handentlüfter reicht aus. Dabei ist die Temperaturbeständigkeit zu beachten.

Die Teilfelder müssen für die Inbetriebnahme und für Wartungsarbeiten abzusperrbar sein. Lassen sich das Kollektorfeld oder Teile davon durch Absperrarmaturen komplett verschließen und damit von Sicherheitseinrichtungen (Sicherheitsventil und Membran-Ausdehnungsgefäß) trennen, müssen die Hähne gegen Fehlbedienung gesichert sein (abnehmbare oder verplombte Hähne). Die Absperrbarkeit von Teilfeldern erfordert immer auch Entleerungsmöglichkeiten der Teilfelder.

Die Einmessung der Anlage bei Inbetriebnahme und die regelmäßige Kontrolle des Kollektorfeldes fallen leichter, wenn im Vorlauf jedes Teilfeldes eine Tauchhülse eingebaut ist. Für Viessmann Kollektoren ist diese als Zubehör für die Kollektoranschlüsse erhältlich.

Über die Tauchhülse kann die Mediumtemperatur im Vorlauf jedes Teilfeldes im Betrieb gemessen werden. Da die Rücklauftemperatur für alle Teilfelder gleich ist, lassen sich aus den ggf. abweichenden Vorlauftemperaturen Rückschlüsse auf die Durchströmung der Teilfelder ziehen. Die VDI 6002 Teil 1 empfiehlt, eine Abweichung zwischen den Feldern von maximal 10 Prozent zuzulassen. Die Ergebnisse der Einmessung oder Wartung müssen protokolliert werden.

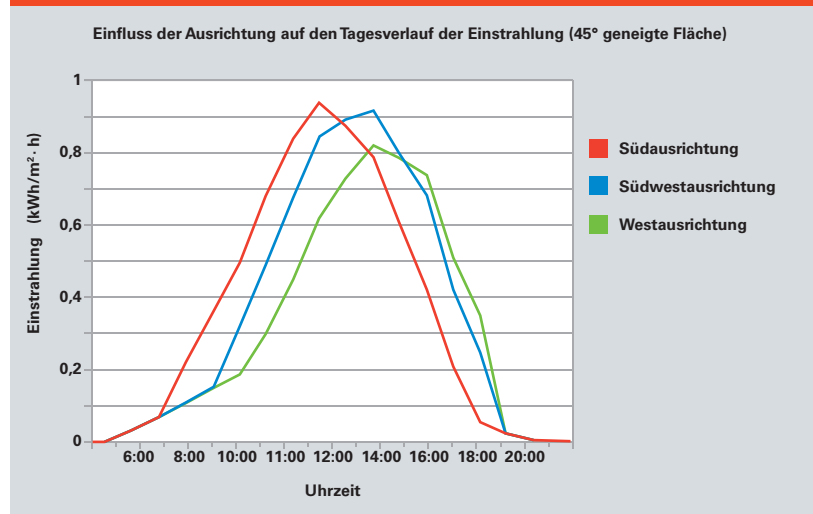
Zur dauerhaften Überwachung können die einzelnen Teilfelder auch mit fest installierten Sensoren ausgestattet werden.

Hinweis

Eine ausschließliche Betrachtung der Hauptleitungen der Anlage (beispielsweise an Thermometern im Heizraum) erlaubt keine Rückschlüsse auf das ordnungsgemäße Funktionieren der Anlage, da sich die Vorlauftemperaturen der Teilfelder an dieser Stelle bereits vermischt haben. Es ist nicht erkennbar, ob ein gesamtes Teilfeld möglicherweise geringer durchströmt wird.

Der Einfluss einer unterschiedlichen Ausrichtung von Teilfeldern ist so gering, dass er bei Kleinanlagen akzeptabel ist.

Abb. C.1.3–1 Ertrag und Ausrichtung



C.1.3 Kollektorfelder mit unterschiedlicher Ausrichtung

Gebäudebedingt kann es notwendig sein, Kollektorfelder in unterschiedlicher Ausrichtung aufzubauen. Dann muss entschieden werden, ob die Anlage als Ganzes oder getrennt (mit eigener Pumpe oder komplett eigenständigem Solarkreis) betrieben wird. Zur Beurteilung werden die Einstrahlungsverläufe auf den verschieden ausgerichteten Kollektorflächen bewertet.

Die Abb. C.1.3–1 zeigt den nach Stunden aufgelösten Tagesverlauf der Einstrahlung auf eine geneigte Fläche von 45°. Es ist erkennbar, dass die Verläufe sehr eng beieinander liegen.

Je geringer der Neigungswinkel, desto mehr nähern sich die Verläufe an (siehe dazu Kapitel A.1).

Gerade bei Kleinanlagen ist aufgrund der höheren Betriebssicherheit und der geringeren Installationskosten zu empfehlen, Felder nicht getrennt zu betreiben, sofern sie nicht mehr als 90° voneinander abweichen. Die geringen Wärmeverluste aufgrund der durchströmten, aber nicht bestrahlten Kollektoren sind gegenüber den Vorteilen einer solchen Anlage akzeptabel. Bei Verwendung von Vakuum-Röhrenkollektoren sind die Verluste kaum noch messbar, sodass auch Abweichungen bis 180° möglich sind. Für die Regelung sollte ein Strahlungsfühler verwendet werden, der mittig zwischen den beiden Feldern platziert wird.

Ähnliches gilt für Kollektorfelder mit unterschiedlicher Neigung. Wird beispielsweise ein Teilfeld an der Fassade und ein Teilfeld auf dem Dach montiert, können auch diese gemeinsam betrieben werden.

Bei Feldern mit unterschiedlicher Ausrichtung und mit unterschiedlicher Neigung müssen die Ertragsverläufe der beiden Teilfelder mit einem Simulationsprogramm berechnet werden. Nur auf dieser Grundlage kann entschieden werden, wie die Anlage betrieben werden soll. Bei der Planung bietet Viessmann gern Unterstützung an.

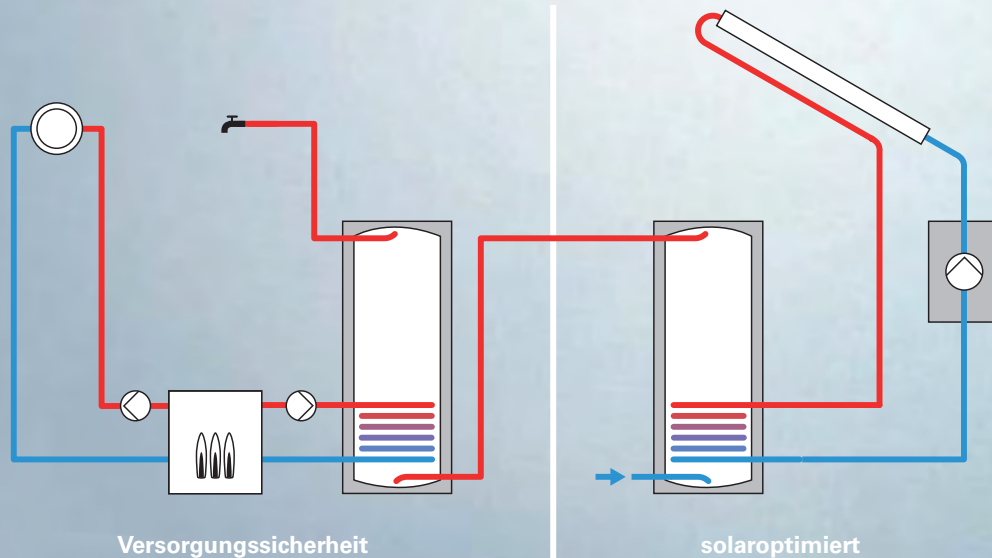


Abb. C.2-1 Solarthermische Anlagen werden bivalent betrieben. Der konventionelle Teil wird dabei solartechnisch optimal unterstützt.

Auslegung

Sind die Grundfunktionen der Komponenten einer solarthermischen Anlage bekannt, können diese Komponenten dimensioniert werden. In den folgenden Abschnitten werden die dafür geltenden Regeln und Praxiserfahrungen erläutert.

Wie bei jeder anderen versorgungstechnischen Einrichtung auch müssen bei der Planung einer Solaranlage als erstes die Auslegungsziele definiert sein. Da eine Solaranlage fast immer Teil einer bivalenten Anlage ist, beziehen sich die Auslegungsziele im Wesentlichen auf die geplante solare Deckungsrate, also auf das für den Energiebedarf gewünschte Verhältnis von Solarenergie zu konventioneller Energie.

Die Bezugsgrößen für die solare Deckungsrate sind immer Wärmemengen, die von den jeweiligen Wärmeerzeugern pro betrachteter Zeiteinheit, in der Regel ein Jahr, bereitgestellt werden (und nicht deren Leistung).

Die folgenden Planungshinweise beziehen sich ausschließlich auf die Dimensionierung der solarthermischen Systemteile. Unter hiesigen Klimabedingungen kann eine thermische Solaranlage die Versorgungssicherheit allein nicht gewährleisten. Die konventionellen Anlagenteile werden also unabhängig von der thermischen Solaranlage ausgelegt.

Von elementarer Bedeutung für eine höchstmögliche Gesamtanlageneffizienz und damit eine möglichst hohe Energieeinsparung ist allerdings das Zusammenspiel der verschiedenen Wärmeerzeuger.

Hinweis

Beispiele kompletter Hydraulikschemen mit Schaltplänen zu diesen Anlagentypen finden sich in den Viessmann Planungsunterlagen.

C.2.1 Auslegung einer Anlage zur solaren Trinkwassererwärmung

Ermittlung des Warmwasserverbrauchs

Für die Bedarfs- und die Verbrauchsermittlung muss unterschieden werden zwischen dem maximalen Bedarf einer Verbrauchseinheit und dem Auslegungsverbrauch:

- Der maximale Bedarf einer Verbrauchseinheit bildet die Berechnungsgrundlage für die Versorgungssicherheit, er ist die Planungsgröße für den Speicher-Wassererwärmer und die Berechnung der Nachheizleistung des Heizkessels (nach DIN 4708).
- Der Auslegungsverbrauch bildet die Grundlage für die optimale Auslastung der Solaranlage. Mit dem Auslegungsverbrauch wird der durchschnittlich zu erwartende Verbrauch während der Sommermonate beschrieben, er ist die Planungsgröße zur Auslegung der Solaranlage.

Der nach DIN 4708 ermittelte maximale Bedarf ist in der Regel um den Faktor 2 höher als der tatsächliche. Wenn möglich, sollte zur Planung der Anlage der Verbrauch über einen längeren Zeitraum gemessen werden. Erfahrungsgemäß ist das jedoch nicht immer durchführbar. Können für die Verbrauchseinheit keine genauen Daten ermittelt werden, wird der Verbrauch wie nachfolgend beschrieben abgeschätzt.

Im Einfamilienhaus ist der durchschnittliche Pro-Kopf-Verbrauch höher als im Geschosswohnungsbau. Der Verbrauch wird für die folgenden Auslegungen mit 30 l pro Person bei 60 °C angenommen. Im Mehrfamilienhaus liegt der nach VDI 6002 Teil 1 empfohlene Wert bei 22 l pro Person bei 60 °C.

C.2.1.1 Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung mit hoher Deckung (Ein- und Zweifamilienhaus)

Das Auslegungsziel für die Trinkwassererwärmung im Ein- und Zweifamilienhaus liegt üblicherweise bei rund 60 Prozent solarer Deckung. Im Sommer wird damit rechnerisch eine Volldeckung erreicht. Nicht nutzbare Wärmeüberschüsse halten sich in vertretbaren Grenzen, der Nutzer spürt die Solarwärme deutlich und kommt über einen längeren Zeitraum ohne konventionelle Nachheizung aus. Eine deutlich höhere Deckung ist aus anlagentechnischen und wirtschaftlichen Gründen im Einfamilienhaus nicht sinnvoll.

Je nach Standort gibt es in Deutschland im Sommerhalbjahr durchschnittlich zwischen 3 und 4 Sonnenstunden pro Tag. Stünden diese Sonnenstunden zuverlässig täglich zur Verfügung, ließen sich zur Dimensionierung der Komponenten Verbrauch und Erzeugung relativ leicht zueinander in Beziehung setzen. Erfahrungsgemäß ist das in Deutschland jedoch nicht der Fall.

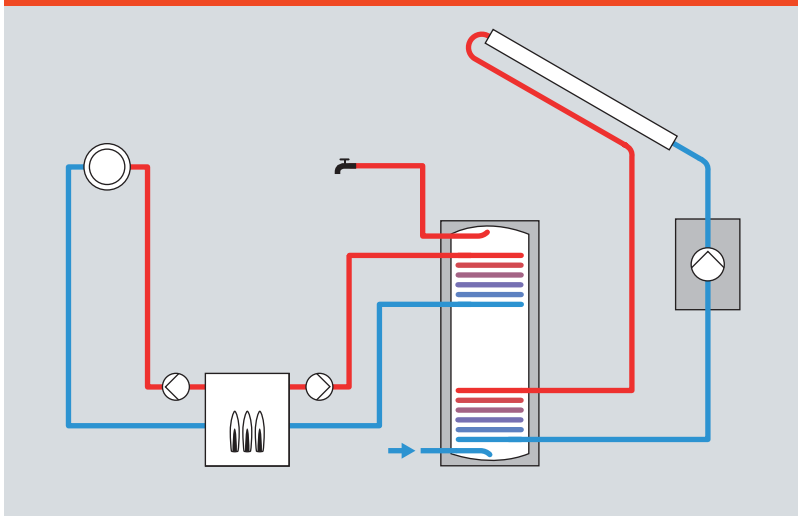
Um eine solare Deckung von etwa 60 Prozent zu erzielen, hat sich in der Praxis eine zweitägige Betrachtung bewährt – in den Solarspeicher wird der doppelte zu erwartende Tagesbedarf eingebracht. Die Kollektoranlage wird so dimensioniert, dass der gesamte Speicherinhalt an einem sonnigen Tag (ca. 5 Vollsonnenstunden) auf mindestens 60 °C erwärmt werden kann. Damit lässt sich ein Folgetag mit schlechter Einstrahlung überbrücken. Unter diesem Gesichtspunkt wird auch das Verhältnis von Speichervolumen und Kollektorfläche bestimmt.

Hinweis

Wird Solarenergie in Trinkwasser gespeichert, werden Speicher oder Speicherbereiche nicht dauerhaft von der Kesselanlage erwärmt. Aus diesem Grund ist eine thermische Desinfektion notwendig, wie im DVGW-Arbeitsblatt W 551 beschrieben ist. Dies ist bei der Anlagenkonzeption immer zu berücksichtigen.

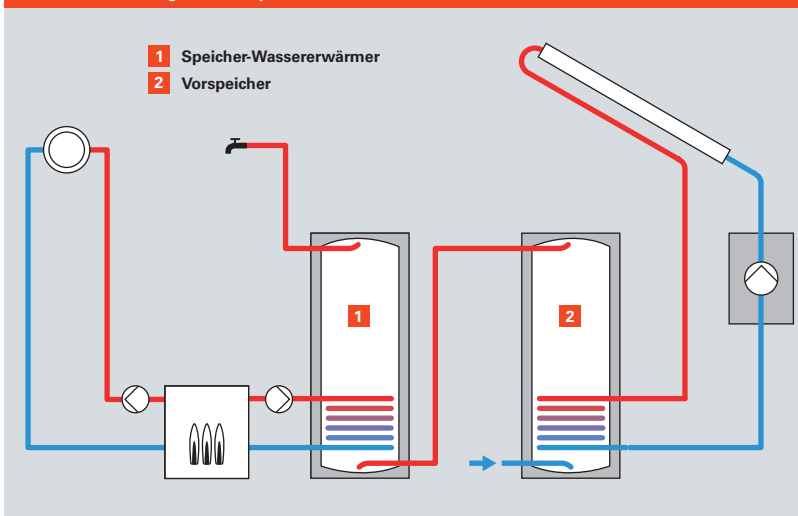
C.2 Auslegung

Abb. C.2.1-1 Anlage mit bivalentem Speicher (EFH)



Bei Neuinstallation ist der Einsatz eines bivalenten Speicher-Wassererwärmers empfehlenswert.

Abb. C.2.1-2 Anlage mit Vorspeicher (EFH)



Bei Nachrüstung kann der Solarspeicher ggf. auch monovalent als Vorspeicher betrieben werden.

Anlagen mit Speicher-Wassererwärmern

Die Anlagen können mit bivalentem Speicher (empfehlenswert bei Neuinstallation oder kompletter Modernisierung) oder als Vorspeicheranlage mit monovalentem Speicher zur Nachrüstung ausgeführt werden.

Das Speichermaterial ist für die Auslegung unerheblich.

In Mitteleuropa stehen an einem wolkenlosen Sommertag ca. 5 kWh Einstrahlung pro m² Bezugsfläche zur Verfügung. Um diese Energiemenge speichern zu können, werden bei Flachkollektoren mindestens 50 l Speichervolumen je m² Kollektorfläche eingeplant, bei Vakuum-Röhrenkollektoren mindestens 70 l, sofern die Anlage ausschließlich das Trinkwasser erwärmt. Diese Angaben beziehen sich auf den Solarspeicher oder den Teil des bivalenten Speichers, der nicht von der Nachheizung erwärmt wird. Der an die Nachheizung angeschlossene Teil steht für die Speicherung von Solarwärme erst dann zur Verfügung, wenn die Kollektoranlage eine über der Nachheiztemperatur liegende Temperatur erreicht.

Als Daumenregel für bivalente Speicher im Ein- oder Zweifamilienhaus (hohe Deckungsrate) können pro 100 l Speichervolumen 1,5 m² Flachkollektor oder 1,0 m² Röhrenkollektor angenommen werden. Voraussetzung: Die zur Montage vorgesehene Dachfläche weist maximal eine 45°-Abweichung von der Südausrichtung auf und der Neigungswinkel liegt zwischen 25° und 55°. Mindererträge durch ungünstige Ausrichtung oder Neigung werden durch eine etwas vergrößerte Kollektorfläche kompensiert (siehe Kapitel B).

Weitere Verbraucher

Wird eine Geschirrspülmaschine an das Warmwasser angeschlossen (was in der Regel unproblematisch ist, Herstellerangaben beachten), bedeutet das bei modernen Geräten einen Mehrverbrauch von ca. 10 l (60 °C) pro Spülgang. Wird eine Waschmaschine über ein Vorschaltgerät an das Warmwasser angeschlossen, werden durchschnittlich ca. 20 l (60 °C) pro Waschgang angenommen.

Abb. C.2.1-3 Auslegungsübersicht Trinkwassererwärmung

| Personen | Warmwasserbedarf 60 °C in l | bivalenter Speicher | monovalenter Vorspeicher | Kollektor Vitosol-F Anzahl | Vitosol-T Fläche | |
|----------|-----------------------------|---------------------|--------------------------|----------------------------|----------------------|----------------------|
| 2 | 60 | 300 l | 160 l | 2 x SV / 2 x SH | 1 x 3 m ² | |
| 3 | 90 | | | 2 x SV / 2 x SH | 1 x 3 m ² | |
| 4 | 120 | | | 2 x SV / 2 x SH | 1 x 3 m ² | |
| 5 | 150 | 400 l | 200 l | 2 x SV / 2 x SH | 2 x 2 m ² | |
| 6 | 180 | | | 3 x SV / 3 x SH | 2 x 2 m ² | |
| 8 | 240 | 500 l | 300 l | 4 x SV / 4 x SH | 2 x 3 m ² | |
| 10 | 300 | | | 4 x SV / 4 x SH | 2 x 3 m ² | |
| 12 | 360 | | 500 l | 500 l | 5 x SV / 5 x SH | 4 x 2 m ² |
| 15 | 450 | | | | 6 x SV / 6 x SH | 3 x 3 m ² |

Annahmen für die Auslegung:
 Verbrauch von 30 l pro Person bei 60 °C. Liegt der Verbrauch pro Person deutlich höher, erfolgt die Auswahl nach Litern pro Tag.

Einflussfaktoren auf die solare Deckung

Die Verbräuche werden den in Abbildung C.2.1-3 angegebenen Speichergößen und Kollektorflächen schrittweise zugeordnet, die Schritte sind durch die Größen der Komponenten vorgegeben. Eine solare Deckung von etwa 60 Prozent kann daher lediglich ein Richtwert sein. Die Deckungsrate ist stark abhängig vom tatsächlichen Verbrauch und zwar sowohl von der Menge als auch vom Zapfprofil. Liegt die Verbrauchsspitze beispielsweise am Nachmittag, werden mit der gleichen Anlage höhere Deckungen erzielt als bei einer Zapfspitze in den frühen Morgenstunden – vorausgesetzt, die Nachheizung ist zeitlich entsprechend geregelt.

Weitere Einflussfaktoren wie Standort, Neigung und Ausrichtung der Kollektorfläche wirken sich bei Kleinanlagen zwar auf die tatsächliche Deckung und Simulationsergebnisse aus, nicht jedoch auf die Auswahl der Komponenten.

Beispiel

Referenzanlage: Standort Würzburg, 45° Dachneigung mit Südausrichtung, 61 % solare Deckung,

Durch abweichende Rahmenbedingungen ergeben sich folgende Veränderungen:

| | |
|----------------------|----|
| Referenzanlage | 61 |
| Kollektorneigung 30° | 60 |
| Kollektorneigung 60° | 59 |
| Ausrichtung Süd-West | 59 |
| Hannover | 53 |
| Freiburg | 68 |

Solarer Deckungsanteil für Warmwasser (%)

Es ist erkennbar, dass die Auswirkungen relativ gering sind. Eine Vergrößerung oder Verkleinerung der Anlage wäre daher eine Fehldimensionierung. 60 Prozent Deckung sind also eine Richt- und keine Zielgröße.

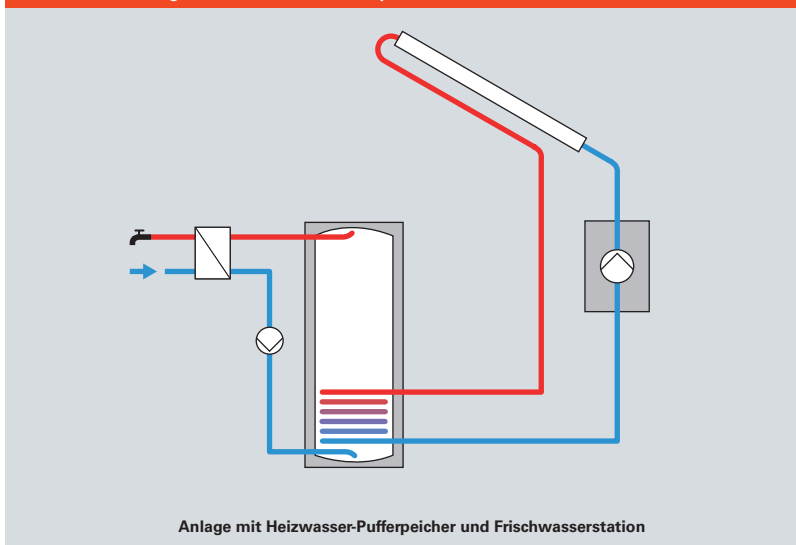
Anlagen mit Puffer- oder Kombispeichern

Bei Solaranlagen im Ein- oder Zweifamilienhaus werden Kombi- oder Heizwasser-Pufferspeicher üblicherweise nur im Zusammenhang mit Anlagen zur solaren Heizungsunterstützung verwendet. Die Geräte sind für diesen Betrieb konzipiert und entsprechend ausgestaltet (Größe, Anschlüsse). Es besteht jedoch die Möglichkeit, diese Speicher auch ausschließlich zur solaren Trinkwassererwärmung zu verwenden.

Kombi- oder Heizwasser-Pufferspeicher sind nur von bestimmten Größenordnungen an lieferbar, sie sind deshalb für Kleinanlagen zur ausschließlichen Trinkwassererwärmung kaum geeignet.

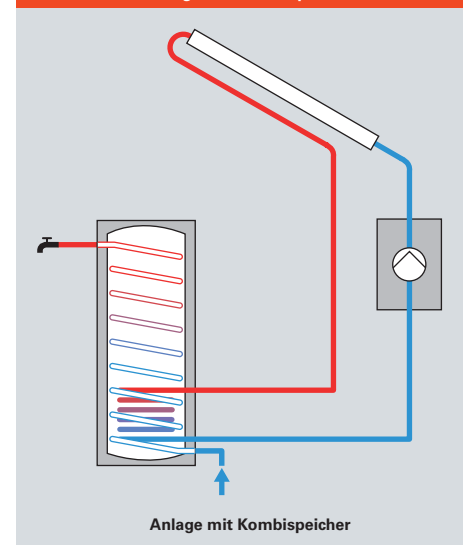
Für Puffer- oder Kombispeicher gelten vom Grundsatz her die gleichen Auslegungsregeln wie für Speicher-Wassererwärmer. Der Einsatz von Puffer- oder Kombispeichern hat jedoch Grenzen, da die Zapf- oder die Nachheizleistung deutlich geringer ist als bei Speicher-Wassererwärmern. Auch muss der Druckabfall über die Wärmetauscher berücksichtigt werden. Es ist deshalb nicht möglich, die Systemzuordnung auf Basis der Personenzahl vorzunehmen. Hier muss immer eine objektbezogene Prüfung der Einsatzmöglichkeiten erfolgen. Weitere Informationen dazu finden sich in den technischen Datenblättern der Kombispeicher und der Frischwasserstationen.

Abb. C.2.1-4 Anlage mit Heizwasser-Pufferspeicher und Frischwasserstation (EFH)



Bei Speicherung der Solarwärme im Heizwasser kann das Trinkwasser z.B. extern (Frischwasserstation) erwärmt werden.

Abb. C.2.1-5 Anlage mit Kombispeicher



Bei Speicherung der Solarwärme im Heizwasser kann das Trinkwasser z.B. intern (Kombispeicher) erwärmt werden.

Abb. C.2.1-6 Verbrauch und Erzeugung (MFH)

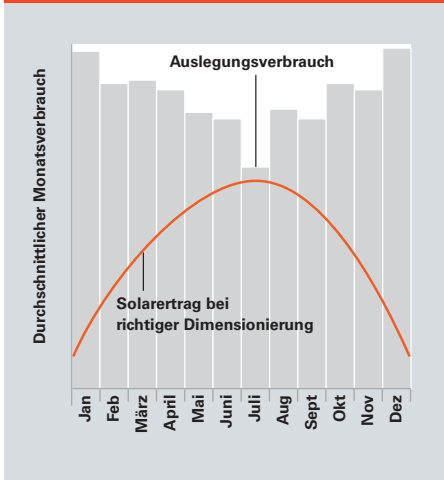
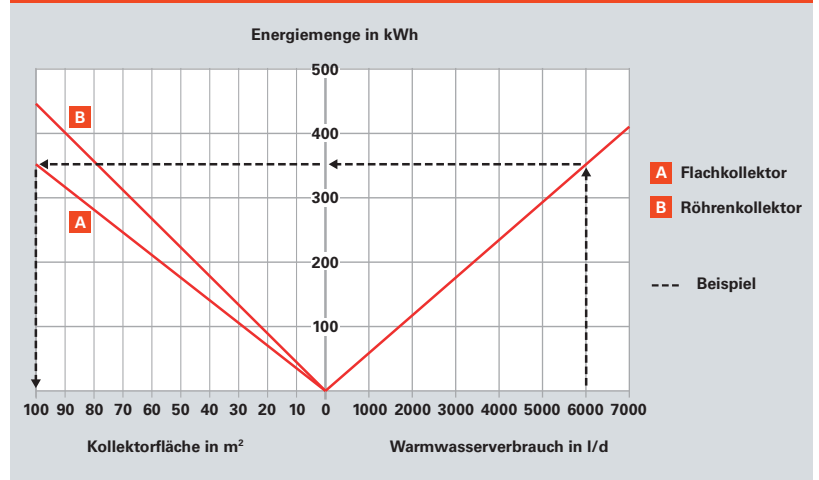


Abb. C.2.1-7 Auslegungsnomogramm (MFH)



Für eine erste Abschätzung der notwendigen Kollektorfläche kann ein Auslegungsnomogramm genutzt werden.

C.2.1.2 Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung mit hohem Kollektor-ertrag (Mehrfamilienhaus)

Im Geschosswohnungsbau werden Anlagen häufig auf den Ertrag hin optimiert – pro m² installierter Kollektorfläche soll also möglichst viel Solarwärme gewonnen werden. Dafür muss die Kollektoranlage so ausgelegt werden, dass sie nicht stagniert, sie also keine nicht nutzbaren Überschüsse produziert.

Die Anlage wird überschussfrei für den Auslegungsverbrauch in der sommerlichen Schwachlastphase geplant, also so dimensioniert, dass die solar erzeugte Energiemenge jederzeit vom Warmwassersystem aufgenommen werden kann.

Der so ermittelte Wert wird als Auslastung (Tagesverbrauch 60 °C, in l/m² Kollektorfläche) bezeichnet.

Für eine Anlage mit hohen Erträgen pro m² sollte ein Wert von 60 l Warmwasserverbrauch pro m² Kollektorfläche nicht unterschritten werden. Auf dieser Grundlage wird die Kollektorfläche ermittelt.

Wird die Anlage auf Auslastung optimiert, ist die zu erzielende Deckung zwangsläufig begrenzt – sie liegt bei etwa 35 Prozent. Eine Erhöhung der solaren Deckung würde zu Überschüssen führen und den spezifischen Ertrag reduzieren (siehe dazu Kapitel B.2).

Insbesondere bei diesen Anlagengrößen sollte der Verbrauch gemessen werden. Ist das nicht möglich, können die Verbrauchswerte nach VDI 6002 Teil 1 mit 22 l pro Person und Tag bei 60 °C angenommen werden.

Für den ermittelten Auslegungsbedarf wird die notwendige Energiemenge zur Erwärmung dieser Wassermenge von 10 °C auf 60 °C berechnet sowie die erforderliche Kollektorfläche zur Erzeugung dieser Energiemenge.

Beispiel

Anlage mit Flachkollektoren, 240 Personen, gemessener Verbrauch 25 l pro Person bei 60 °C, d.h. 6 000 l pro Tag.

Für einen durchschnittlichen, nicht bewölkten Sommertag kann auf Grundlage des Kollektorwirkungsgrades die maximale solare Nutzenergie pro m² Kollektorfläche ermittelt werden. Das sind bei

Flachkollektoren ca. 3,4 kWh/(m² · d)
Vakuüm-Röhrenkollektoren ca. 4,3 kWh/(m² · d)

Mit dieser Energie können mit einem m² Flachkollektor bei einem Neigungswinkel von 45° und Südausrichtung ca. 60 bis 70 l Wasser auf 60 °C erwärmt werden (bei Vakuüm-Röhrenkollektor ca. 25 Prozent mehr). Daraus ergeben sich 100 m² Kollektorfläche für die Erwärmung von 6000 l Wasser.

C.2 Auslegung

Bei der Auslegung der Kollektorfläche sind auch Form und Größe der Montagefläche zu berücksichtigen. Einschränkungen durch Rand- bzw. Reihenabstände sind zu beachten (siehe Kapitel B.1).



Die rechnerisch optimale Kollektorfläche muss nun den Gegebenheiten auf dem Dach angepasst werden. Nach Möglichkeit sollten immer gleich große Kollektorguppen geplant werden (siehe Kapitel C.1).

Um die rechnerisch optimale Kollektorfläche von 100 m² des Beispiels zu realisieren, müssten theoretisch 42,9 Kollektoren Vitosol 200-F eingesetzt werden. Daher wird die Kollektorfläche sinnvoll angepasst. Erst die angepasste Kollektorfläche geht dann in die Auslegung der weiteren Komponenten ein.

Speicherung

Je niedriger die solare Deckungsrate, desto kürzer verweilt die gewonnene Solarenergie in der Speicheranlage und desto geringer sind die thermischen Verluste. Ein typisches Verbrauchsprofil im Geschosswohnungsbau weist je eine Spitze morgens und abends auf. Bei geringer Deckung müssen die Solarwärmeerträge der Mittagszeit (Erzeugungsmaximum) dann lediglich für einige Stunden gespeichert werden, da sie abends, spätestens am nächsten Morgen, bereits verbraucht werden. Diese kurze Speicherzeit erhöht zusätzlich zur guten Auslastung der Kollektoren die nutzbaren solaren Erträge.

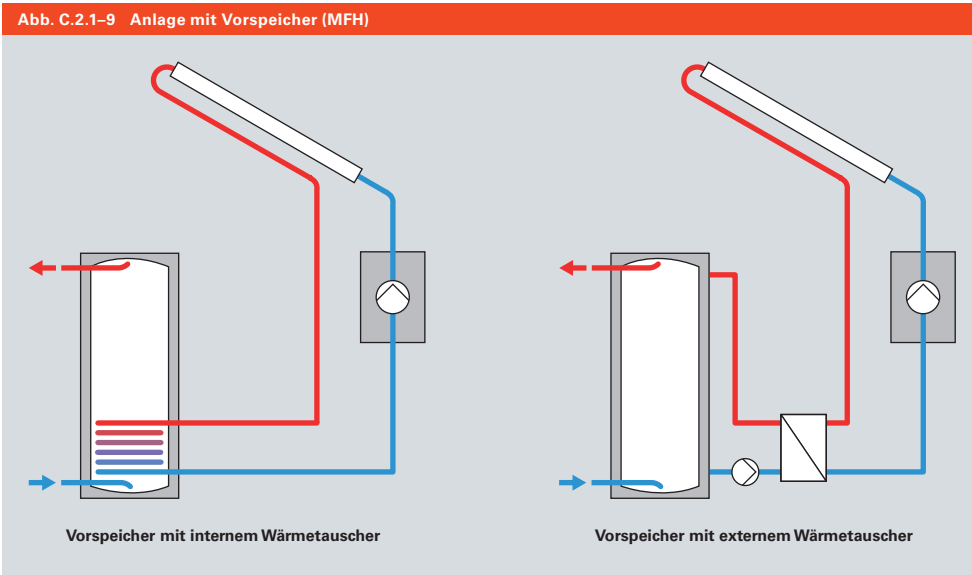
Anlagen mit Trinkwarmwasser-Speicher

Bivalente Speicher in der hier geforderten Größenordnung sind nicht verfügbar und auch nicht sinnvoll. In der Regel befindet sich ein nachgeheizter Speicher-Wassererwärmer im System. Diesem wird ein solar beheizter Trinkwarmwasser-Speicher (TWW-Speicher) vorgeschaltet – vom Aufbau her vergleichbar mit dem System bei Kleinanlagen (siehe Abb. C.2.1–2). Alternativ kann bei größeren Anlagen dieser Vorspeicher über einen externen Wärmetauscher beladen werden.

Pro m² Absorberfläche sind bei Flachkollektoren 50 l Vorspeicher-Volumen, bei Vakuum-Röhrenkollektoren 70 l einzuplanen.

Die Speicherung von Solarwärme in Trinkwasser ermöglicht auch bei größeren Anlagen ein einfaches Anlagenkonzept. Da der Inhalt des Vorspeichers einmal täglich auf 60 °C aufgeheizt werden muss, darf sich in diesem nicht mehr Trinkwasser befinden als während der abendlichen und morgendlichen Zapfung verbraucht wird. Er muss morgens wieder vollständig abgekühlt sein, also für die Aufnahme von Solarwärme bereitstehen. Ein geeigneter Zeitraum für die thermische Desinfektion ist der späte Nachmittag. Moderne Regelungen prüfen vor der Aufheizung, ob der Vorspeicher im Laufe des Tages die erforderlichen 60 °C bereits durch die Solaranlage erreicht hat. In diesem Fall unterbindet der Regler die Aufhei-

Abb. C.2.1-9 Anlage mit Vorspeicher (MFH)



Hinweis
Der Vorspeicher wird als Speicher-Wasserewärmer nicht dauerhaft von der Kesselanlage erwärmt, deshalb besteht hier die Notwendigkeit zur thermischen Desinfektion.

zung durch den Kessel. In der Praxis bieten TWW-Speicher als Vorspeicher bis ca. 30 m² Kollektorfläche leichte Preisvorteile im Vergleich zu dem nachfolgend vorgestellten System mit Pufferspeicher.

Auslegung des Plattenwärmetauschers im Beladekreis

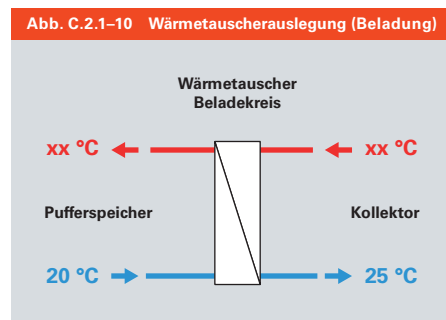
Reicht die Leistung der internen Wärmetauscher nicht aus, um die solare Wärmeleistung an das Speichermedium abzugeben (siehe Abb. B.2.5-1), werden Plattenwärmetauscher zur externen Beladung von Trinkwasser- oder Heizwasser-Pufferspeichern eingesetzt.

Der Plattenwärmetauscher wird so ausgelegt, dass der Primärkreisrücklauf möglichst tief heruntergekühlten Wärmeträger zum Kollektor transportiert. Diese Temperatur sollte 5 K über der Temperatur des zulaufenden kalten Speicherwassers liegen.

Für die Dimensionierung des Wärmetauschers mit einem Auslegungsprogramm kann mit 20 °C vom Heizwasser-Pufferspeicher (Rücklauf Sekundärkreis) und mit 25 °C zum Kollektor (Rücklauf Primärkreis) gerechnet werden. Auf der Primärseite müssen die entsprechenden Stoffdaten für den Wärmeträger eingegeben werden, auf der Sekundärseite befindet sich reines Wasser. Soll ein maximaler Druckverlust angegeben werden, emp-

fieht sich im ersten Rechendurchlauf ein Wert von 100 mbar. Die in der Abb. C.2.1-10 mit xx bezeichneten Werte ergeben sich aus der Berechnung. Zur Kontrolle wird eine zweite Berechnung mit etwas höherem Druckverlust durchgeführt – unter Umständen ergibt sich auf diese Weise ein kleinerer Wärmetauscher. Die VDI 6002 empfiehlt einen Druckverlust von bis zu 200 mbar. Die Auslegungsleistung des Kollektorfeldes wird mit 600 W/m² Aperturfläche angesetzt.

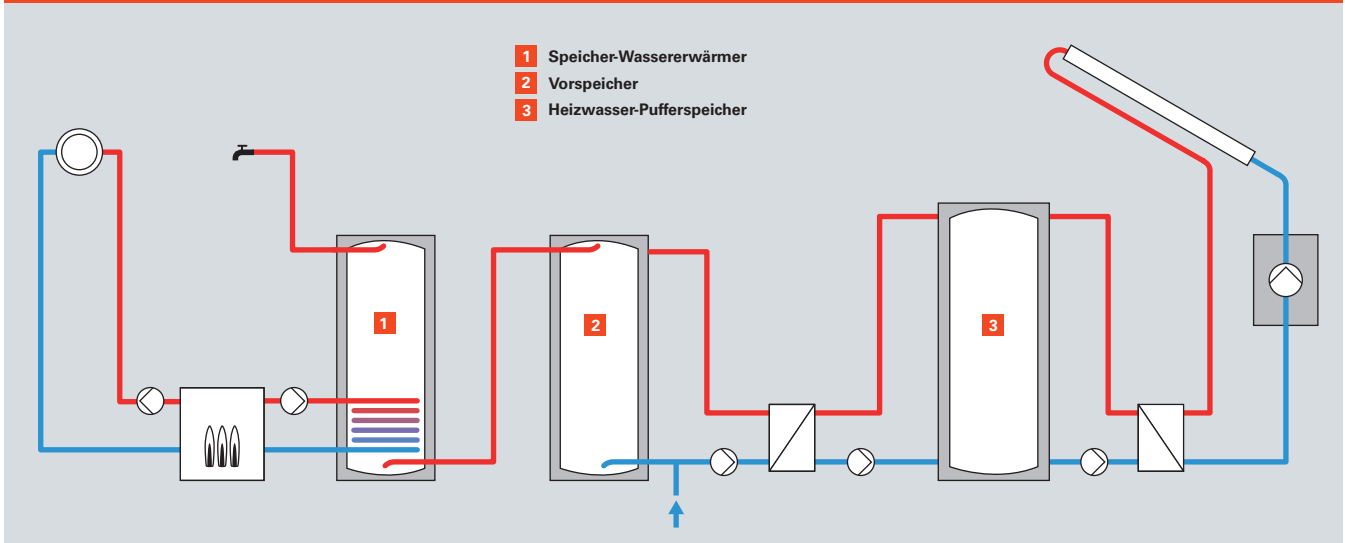
Abb. C.2.1-10 Wärmetauscherauslegung (Beladung)



Empfohlene Eingabegrößen bei der Berechnung von Plattenwärmetauschern.

C.2 Auslegung

Abb. C.2.1-11 Anlage mit Heizwasser-Pufferspeicher (MFH)



Die Wärme aus den Kollektoren wird über den Plattenwärmetauscher an den Heizwasser-Pufferspeicher (3) abgegeben. Über einen zweiten Plattenwärmetauscher wird das Trinkwasser im Vorspeicher (2) solar erwärmt und im Speicher-Wassererwärmer (1) vom Heizkessel auf Zieltemperatur gebracht.

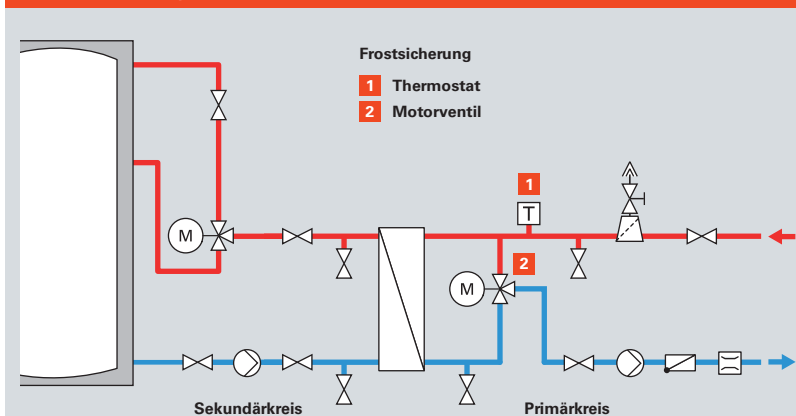
Anlagen mit Pufferspeicher

Ab etwa 30 m² Kollektorfläche werden Heizwasser-Pufferspeicher zur Speicherung der Solarwärme verwendet. In dieser Größenordnung haben Anlagen mit Heizwasser-Pufferspeichern im Vergleich zu Anlagen mit Speicher-Wassererwärmern einen Preisvorteil. Zwar werden etwas aufwändigere Systemkomponenten verwendet (externe Wärmetauscher, 2 zusätzliche Pumpen), Heizwasser-Pufferspeicher sind jedoch wegen ihrer geringeren Druckstufe und des nicht notwendigen Korrosionsschutzes deutlich preiswerter.

Alle in Abb. C.2.1-12 abgebildeten Komponenten werden im Kapitel C.3 beschrieben und werden entsprechend dimensioniert. Bei Großanlagen gilt eine Besonderheit: Sind die Rohrleitungen des Primärkreises auf dem Dach länger als diejenigen im Gebäude, ist der Einsatz einer Frostschutzeinrichtung für den externen Wärmetauscher sinnvoll. Selbst bei extrem niedrigen Außentemperaturen kommt es vor, dass der Kollektor aufgrund von Einstrahlung bereits wärmer als der Speicher ist, sich aber noch sehr kalter Wärmeträger in den Rohrleitungen befindet. Lläuft die Anlage in diesem Zustand an, kann es zu Frostschäden am Wärmetauscher kommen. Um diese zu vermeiden, werden ein Motorventil und ein Thermostat in den Primärkreis eingebaut und der Weg zum Wärmetauscher erst bei einer Temperatur > 5 °C freigegeben.

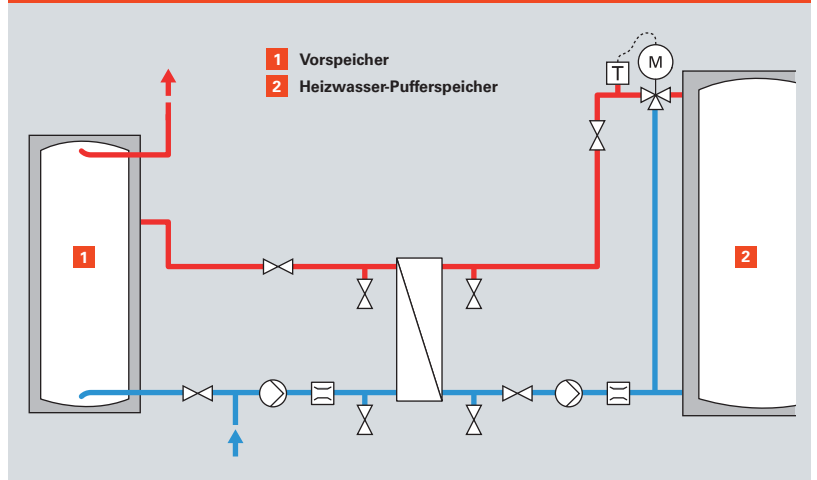
Die Berechnung des Wärmetauschers erfolgt wie unter „Anlagen mit Speicher-Wassererwärmern“ beschrieben.

Abb. C.2.1-12 Komponenten im Beladekreis



Zum Schutz des Plattenwärmetauschers vor Frostschäden auf der Sekundärseite durch ausgekühlten Wärmeträger (Primärseite) gibt das Motorventil den Weg erst bei einer Temperatur > 5 °C frei.

Abb. C.2.1-13 Komponenten im Entladekreis



Die solare Wärme des Heizwasser-Pufferspeichers wird über einen Plattenwärmetauscher an das Trinkwasser im Vorspeicher abgegeben. Das Mischventil begrenzt die Temperatur im Plattenwärmetauscher.

Heizwasser-Pufferspeicher

Um die Verluste möglichst gering zu halten, sollte die Pufferspeicheranlage möglichst aus einem einzigen Speicher bestehen. Ist das nicht möglich, werden mehrere Heizwasser-Pufferspeicher seriell verschaltet, um eine sichere Be- und Entladung zu gewährleisten.

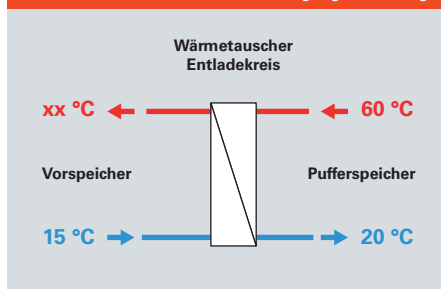
Der Vorspeicher in Kombination mit dem Plattenwärmetauscher im Entladekreis überträgt die im Heizwasser-Pufferspeicher gewonnene Solarwärme auf das Trinkwasser. Da der Vorspeicher in die tägliche thermische Desinfektion einbezogen werden muss, sollte er nicht zu groß gewählt werden. Als Praxiswert hat sich ein Wert zwischen 10 und 20 Prozent des Auslegungsverbrauchs bewährt.

Der Plattenwärmetauscher zur Entladung des Heizwasser-Pufferspeichers auf den Vorspeicher wird so ausgelegt, dass der Rücklauf möglichst tief heruntergekühltes Wasser zum Heizwasser-Pufferspeicher transportiert – die Temperatur soll 5 K über der Temperatur des zulaufenden kalten Wassers des Vorspeichers liegen. Der in Abbildung C.2.1-14 mit xx gekennzeichnete Wert ergibt sich aus der Berechnung. Es werden mehrere Vergleichsrechnungen mit unterschiedlichen Werten für die Volumenströme durchgeführt, wobei die stündliche Menge (Stundenspitze) 25 Prozent des Tagesverbrauchs nicht unterschreiten soll.

Zur Plausibilitätskontrolle: Die errechnete Leistung liegt etwa 50 Prozent über der des Wärmetauschers im Beladekreis, sofern die Kollektorfläche den oben beschriebenen Regeln entsprechend (Auslastung 60 l/m² Absorberfläche) berechnet wurde.

Die ermittelten Volumenströme werden in die Auslegung der Pumpen im Entladekreis übernommen.

Abb. C.2.1-14 WärmetauscherAuslegung (Entladung)



Bei der Auslegung des Plattenwärmetauschers zur Erwärmung des Trinkwassers soll die Rücklauf-temperatur zum Pufferspeicher nur 5 K über der Kaltwassertemperatur des Vorspeichers liegen.

C.2 Auslegung

Abb. C.2.1–15 Auslegungstabelle Be- und Entladekreis

| Auslegungs- verbrauch bei 60 °C in l/d | Vitosol 200-F | | Vitosol 200/300-T (3 m ²) | | Volumen in l | |
|--|----------------------|-----------------|---------------------------------------|-----------------|-------------------------------|----------------------|
| | Kollektor- anzahl | Beladeset DN | Kollektor- anzahl | Beladeset DN | Heizwasser- Pufferspeicher | Vorwärm- speicher |
| 1250 | 9 | 20 | 6 | 20 | 900 | 350 |
| 1375 | 10 | 20 | 8 | 20 | 900 | 350 |
| 1500 | 10 | 20 | 8 | 20 | 1200 | 350 |
| 1625 | 12 | 20 | 9 | 25 | 1500 | 350 |
| 1750 | 12 | 20 | 10 | 25 | 1500 | 350 |
| 1875 | 14 | 20 | 10 | 25 | 1500 | 350 |
| 2000 | 15 | 25 | 10 | 25 | 1800 | 350 |
| 2125 | 15 | 25 | 12 | 25 | 1800 | 350 |
| 2250 | 16 | 25 | 12 | 25 | 1800 | 350 |
| 2375 | 16 | 25 | 12 | 25 | 1800 | 350 |
| 2500 | 16 | 25 | 15 | 32 | 1800 | 350 |
| 2750 | 20 | 25 | 15 | 32 | 2400 | 350 |
| 3000 | 20 | 25 | 16 | 32 | 3000 | 350 |
| 3250 | 22 | 32 | 18 | 32 | 3000 | 350 |
| 3500 | 24 | 32 | 18 | 32 | 3000 | 350 |
| 3750 | 25 | 32 | 20 | 32 | 3000 | 500 |
| 4000 | 30 | 32 | 20 | 32 | 3900 | 500 |
| 4250 | 30 | 32 | 20 | 32 | 3900 | 500 |
| 4500 | 32 | 32 | 24 | 40 | 3900 | 500 |
| 4750 | 34 | 32 | 24 | 40 | 3900 | 500 |
| 5000 | 34 | 32 | 24 | 40 | 3900 | 500 |
| 5625 | 38 | 40 | 28 | 40 | 5000 | 750 |
| 6250 | 42 | 40 | 32 | 50 | 5000 | 750 |
| 6875 | 48 | 40 | 36 | 50 | 6000 | 750 |
| 7500 | 54 | 40 | 40 | 50 | 6000 | 750 |
| 8125 | 54 | 50 | 40 | 50 | 6000 | 1000 |
| 8750 | 66 | 50 | 44 | 50 | 8000 | 1000 |
| 9375 | 70 | 50 | 48 | 50 | 8000 | 1000 |
| 10000 | 70 | 50 | 52 | 50 | 9000 | 1000 |
| 10625 | 80 | 50 | 56 | 65* | 9000 | 1000 |
| 11250 | 80 | 50 | 56 | 65* | 9000 | 1500 |
| 11875 | 84 | 50 | 60 | 65* | 11000 | 1500 |
| 12500 | 84 | 50 | 64 | 65* | 11000 | 1500 |

* errechnete Rohrdimension. Dafür keine konfektionierten Beladesets lieferbar.

Hinweis

Beispiele kompletter Hydrauliksysteme mit Schaltplänen zu diesen Anlagentypen finden sich in den Viessmann Planungsunterlagen.

Zur Auswahl der passenden Be- und Entladegruppen bei größeren Kollektorfeldern bietet diese Tabelle eine schnelle Übersicht.

Für Anlagen bis zu 50 m² Kollektorfläche bietet Viessmann komplett konfektionierte Pakete für Großanlagen an. Für noch größere Anlagen sind Be- und Entladegruppen erhältlich. Diese werden mittels der Tabelle in Abbildung C.2.1–15 ausgewählt.

C.2.1.3 Weitere Aspekte im System

Thermische Desinfektion

Bei den oben aufgeführten Systemen mit Speicher-Wassererwärmern finden sich jeweils Hinweise zur ggf. notwendigen thermischen Desinfektion. Diese Maßnahmen dienen der Prophylaxe vor Verkeimung des Trinkwassers. Das einschlägige Regelwerk dafür ist das DVGW-Arbeitsblatt W 551.

Im Solarbereich sind besonders die Hinweise zu den Vorwärmstufen in Großanlagen von Bedeutung.

Großanlagen sind nach dem DVGW-Arbeitsblatt W 551 definiert als Anlagen, die nicht im Ein-/Zweifamilienhaus installiert sind, ein Rohrleitungsvolumen (ohne Zirkulationsrücklauf) größer als 3 l und ein Speichervolumen größer als 400 l haben. Gemeint ist hier nicht das Volumen der Vorwärmstufe, sondern der Inhalt der gesamten Speicher-Wassererwärmer! Bei diesen Anlagen ist eine durchgehende Austrittstemperatur am nachgeheizten Speicher von 60 °C erforderlich. Die Vorwärmstufe muss einmal täglich auf diese Temperatur gebracht werden, die thermische Desinfektion muss alle in das System eingebundenen Speicher vollständig erreichen.

Alle weiteren Vorschriften gelten unverändert auch für Solaranlagen – zum Beispiel die Regelungen zur Zirkulation oder abweichende Regelungen in hygienisch sensiblen Bereichen (Krankenhäuser).

Der Errichter der Anlage hat dem Betreiber gegenüber eine Informationspflicht zum richtigen Umgang mit der thermischen Desinfektion. Diese Mitteilung an den Betreiber sollte schriftlich dokumentiert werden und Bestandteil der Abnahmedokumente sein.


Regelung der Nachheizung

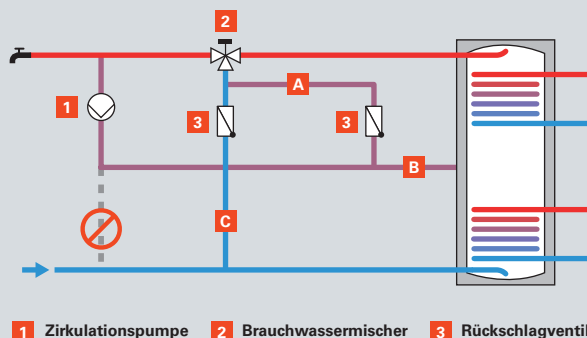
Bei Großanlagen muss die Austrittstemperatur des nachgeheizten Speicher-Wassererwärmers ständig bei 60 °C liegen, die Nachheizung darf hier also nicht heruntergeregelt werden.

Bei Kleinanlagen – besonders mit bivalenten Speicher-Wassererwärmern im Einfamilienhaus – kann eine bedarfsgerechte Regelung der Nachheizung den Solarertrag spürbar erhöhen. Die Nachheizung wird so eingestellt, dass der Kessel den Speicher tagsüber – wenn also Solarertrag zu erwarten ist – nicht aufheizt. Zusätzlich kann eine Nachladeunterdrückung verwendet werden. Hier wird zu bestimmten, einzustellenden Zeiten die Nachheiztemperatur abgesenkt, um möglichst hohe Solareinträge zu ermöglichen. Viessmann Solarregler können dazu mit der Kesselregelung verbunden werden.

C.2 Auslegung

Abb. C.2.1-16 Anschluss von Zirkulation und Brauchwassermischer

- A Zirkulationsrücklauf (Sommer)**
notwendige Leitung zur Vermeidung von Übertemperatur im Sommer
- B Zirkulationsrücklauf (Winter)**
Vorlauftemperatur maximal 60 °C
- C Zulauf Brauchwassermischer**
möglichst kurze Leitungsführung, da im Winter nicht durchströmt
-  **Zirkulationsrücklauf (falsch)**
Zirkulationsrücklauf nicht im Solarteil des Speichers anschliessen



1 Zirkulationspumpe 2 Brauchwassermischer 3 Rückschlagventil

Einbindung der Zirkulation

Für die einwandfreie Funktion der Solaranlage ist es besonders wichtig, dass Speicherbereiche mit kaltem Wasser zur Aufnahme solar erzeugter Wärme bereitstehen. Diese Bereiche dürfen also auf keinen Fall vom Zirkulationsrücklauf erreicht werden. Es liegt ein Fehler vor, wenn bei bivalenten Speichern der Zirkulationsrücklauf „aus Gewohnheit“ an den Kaltwasserzulauf angeschlossen wird. Zum Anschließen der Zirkulation muss der Zirkulationsanschluss des Speichers (und nicht der Kaltwasserzulauf!) genutzt werden. Andernfalls wird der Speicher komplett auf die Temperatur des Zirkulationsrücklaufes gebracht. Das gilt auch, wenn thermostatische Regelungen für die Zirkulationspumpe genutzt werden sollen.

Brauchwassermischer

Besonders bei Anlagen mit hoher solarer Deckung kann es im Sommer zu Temperaturen > 60 °C kommen. Zum Schutz vor Verbrühungen empfiehlt sich der Einbau eines thermostatischen Mischventils. Dieses wird zwischen den Warmwasserabgang und die Kaltwasserzuleitung des Speichers montiert. Zur Vermeidung von Fehlzirkulation muss in die Kaltwasserzuleitung des Brauchwassermischers eine Rückschlagklappe eingebaut werden.

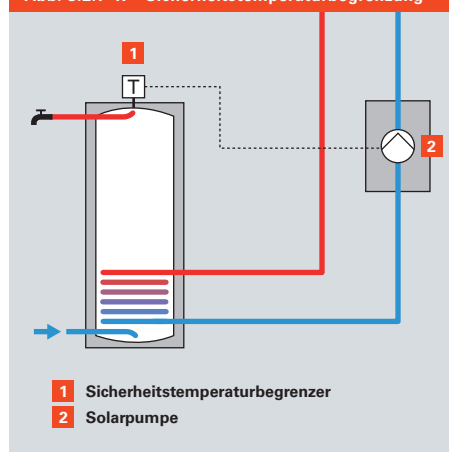
Sicherheitstemperaturbegrenzung

Der Solarregler begrenzt die Speichermaximaltemperatur und beendet bei Erreichen dieser Temperatur die Ladung durch die Solaranlage. Ein Defekt in der Regelung kann dazu führen, dass die Pumpe bei hoher Einstrahlung weiterläuft und der Speicher dadurch überhitzt wird. Dieser Fall tritt ein, wenn die Erzeugungsleistung des Kollektors über der Verlustleistung des Speichers und des Primärkreises liegt. Diese Gefahr besteht insbesondere dann, wenn ein deutlich geringeres Speichervolumen als 50 l/m² Absorberfläche zur Verfügung steht – also bei Kombinationen von Schwimmbädern und Speicher-Wassererwärmern.

Um eine Dampfbildung im Trinkwarmwassernetz zu unterbinden, wird ein Sicherheitstemperaturbegrenzer (STB) am Kopf des Speichers montiert, der bei Überschreiten von 95 °C die Stromzufuhr an die Solarkreispumpe unterbricht.

Zur Vermeidung von Dampfbildung im Warmwassernetz wird ein Sicherheitstemperaturbegrenzer am Kopf des Speichers montiert.

Abb. C.2.1-17 Sicherheitstemperaturbegrenzung



1 Sicherheitstemperaturbegrenzer
2 Solarpumpe

C.2.2 Auslegung einer Anlage zur solaren Heizungsunterstützung

In Deutschland werden weit mehr als die Hälfte der insgesamt installierten Kollektorfläche in Solaranlagen verbaut, die neben der Trinkwassererwärmung auch die Raumheizung unterstützen. Die solare Heizungsunterstützung ist bereits Stand der Technik.

Im Neubau können Gebäude so geplant werden, dass eine Solaranlage – mit saisonaler oder teilsaisonaler Speicherung – den überwiegenden Teil ihres Heizenergiebedarfs deckt. Voraussetzung dafür ist ein Gebäude mit sehr geringem Verbrauch, ausreichend Platz für einen Speicher in der Größenordnung ab 10 000 l und ein nach Süden ausgerichtetes Dach.

Die gewünschte Einsparung an Primärenergie kann in solchen Objekten nur durch das Zusammenspiel zwischen Anlagentechnik und Architektur erzielt werden – die Gebäude sind also immer ganzheitlich zu betrachten und zu planen. Deshalb sind für diesen Anlagentyp im Neubau auch keine „Systeme von der Stange“ erhältlich. Viessmann unterstützt Ingenieurbüros oder Handwerksbetriebe gern bei diesen Projekten.

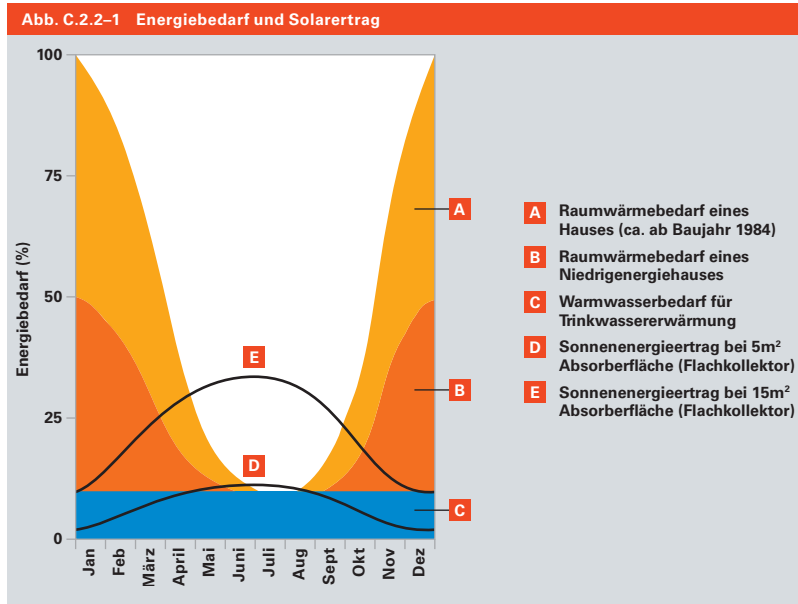
In den folgenden Abschnitten wird die solare Heizungsunterstützung im Gebäudebestand und im Neubau mit Kurzzeitspeicherung in Speichern bis ca. 2000 l erläutert.

Auslegungsgrundlagen

Bei der solaren Trinkwassererwärmung wird die jahreszeitlich sehr unterschiedliche solare Energieerzeugung in eine sinnvolle Beziehung zu einem über das Jahr möglichst ausgeglichenen Bedarf gesetzt.

Bei der solaren Heizungsunterstützung verhalten sich Angebot und Nachfrage gegenläufig.

Die Erfahrung zeigt, dass Interessenten die Möglichkeiten einer heizungsunterstützten Anlage im Gebäudebestand oft nicht richtig einschätzen. Im Beratungsgespräch sollten Fehleinschätzungen deshalb zu einem möglichst frühen Zeitpunkt korrigiert und die realistischen Erwartungen an eine solare Heizungsunterstützung dargelegt werden.



Ein Nachteil der solaren Heizungsunterstützung mit Kurzzeitspeicherung sind die nicht nutzbaren Wärmeüberschüsse im Sommer.

In der Abb. C.2.2-1 ist erkennbar, dass

- die Solaranlage den konventionellen Wärmeerzeuger nicht ersetzt und dieser in seiner Leistung auch nicht reduziert werden darf.
- die Solaranlage also als Bestandteil eines Gesamtsystems betrachtet werden muss, bei dem es gerade auch für den konventionellen Wärmeerzeuger auf höchste Effizienz ankommt. Die Integration regenerativer Energien erhöht die Effizienz von Gesamtsystemen, kann diese aber nicht ersetzen.
- ohne saisonale Speicherung die Möglichkeiten der solaren Heizungsunterstützung begrenzt sind. Würde die Abbildung um weitere Kurven mit einem Sonnenenergieertrag für 30 m² oder 50 m² Absorberfläche ergänzt, würde deutlich, dass die zusätzlich gewonnene Energie zum größten Teil in die sommerlichen Überschüsse ginge – die Schnittmengen von Erzeugung und Bedarf würden nur unwesentlich größer.
- jede Anlage zur solaren Heizungsunterstützung im Sommer über längere Zeiten stagniert, sofern keine rein sommerlichen Verbraucher in das System eingebunden werden. Die damit verbundene Dampfbildung erfordert eine sehr sorgfältige Anlagenplanung und Ausführung.

Dimensionierung

In der Praxis gibt es drei Ansätze für die Dimensionierung einer Anlage zur solaren Heizungsunterstützung.

1. Orientierung an der solaren Deckung

Die Bezugsgröße solare Deckung entspringt häufig dem Kundenwunsch oder seiner Erwartung, sie ist daher in vielen werblichen Zusammenhängen zu finden. Bei der solaren Heizungsunterstützung ist eine Auslegung auf eine bestimmte solare Deckung ohne genaue Betrachtung des zu beheizenden Gebäudes jedoch seriös nicht machbar. Die solare Deckung ergibt sich aus einer auf das Gebäude abgestimmten Planung, als Zielgröße ist sie im Bestand wenig tauglich.

2. Orientierung an der zu beheizenden Nutzfläche des Gebäudes

Die zweite Möglichkeit ist die Auslegung in Bezug auf die zu beheizende Nutzfläche des Gebäudes. Berücksichtigt man jedoch den sehr unterschiedlichen Heizenergiebedarf von Gebäuden, wird schnell deutlich, dass pauschale Auslegungsempfehlungen einen sehr weiten Rahmen abstecken müssen: Der Schritt von $0,1 \text{ m}^2$ zu $0,2 \text{ m}^2$ Kollektorfläche pro m^2 beheizter Nutzfläche bedeutet einen Faktor 2 in der Anlagengröße – dieser Effekt erschwert die nachvollziehbare Festlegung auf eine bestimmte Anlagengröße deutlich. Außerdem fließt der sommerliche Bedarf für die Trinkwassererwärmung nicht angemessen in die Planung ein – es wird kein festes Verhältnis zwischen Wohnfläche und Anzahl der Warmwasser verbrauchenden Bewohner hergestellt. Eine rein auf Nutzfläche ausgelegte Anlage wird sich in einem von zwei Personen bewohnten Gebäude mit 250 m^2 Wohnfläche anders verhalten als eine Anlage in einem kleinen Einfamilienhaus mit einer 5-köpfigen Familie.

3. Orientierung am Jahresnutzungsgrad

Viessmann wählt als Beurteilungsgröße den Jahresnutzungsgrad der gesamten Heizungsanlage. Auf diese Größe hat sich die deutsche Heizungsindustrie insgesamt verständigt, die diesbezüglichen Empfehlungen sind in die Informationsblätter des Bundesindustrieverbandes Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e. V. (BDH) eingeflossen und stehen unter www.bdh-koeln.de zum Download bereit. Die BDH-Informationsblätter be-

schreiben den anerkannten Stand der Technik und ermöglichen so eine sichere Planung und Ausführung der Anlage.

Die Basis für die Dimensionierung einer solaren Heizungsunterstützung ist immer der sommerliche Wärmebedarf. Er setzt sich zusammen aus dem Wärmebedarf für die Trinkwassererwärmung und weiteren, objekt-abhängigen Verbrauchern, die ebenfalls von der Anlage versorgt werden können, wie beispielsweise ein Heizenergiebedarf zur Vermeidung von Kondensation in Kellerräumen.

Für diesen sommerlichen Verbrauch wird die passende Kollektorfläche ausgelegt. Die so ermittelte Kollektorfläche wird nun jeweils mit dem Faktor 2 und dem Faktor 2,5 multipliziert – die Ergebnisse bilden den Bereich ab, in dem die Kollektorfläche für die solare Heizungsunterstützung liegen soll. Die genaue Festlegung erfolgt dann unter Berücksichtigung der Gebäudevorgaben und der Planung eines betriebssicheren Kollektorfelds. Ergibt die Berechnung beispielsweise sieben oder acht Kollektoren, die Süddachfläche reicht jedoch nur für sieben Kollektoren aus, dann ist es nicht sinnvoll, einen achten Kollektor auf das Garagendach zu montieren.

Beispiel

Für ein Einfamilienhaus werden 7 m^2 Kollektorfläche (Flachkollektoren) für die Trinkwassererwärmung veranschlagt, einen weiteren sommerlichen Bedarf gibt es nicht.

Die Kollektorfläche für die solare Heizungsunterstützung soll also zwischen 14 m^2 und $17,5 \text{ m}^2$ liegen. Gewählt werden sieben Flachkollektoren mit je $2,33 \text{ m}^2$ Absorberfläche, also $16,3 \text{ m}^2$.

Hinweis

Zur Vermeidung von Kondensation in kälteren Räumen (z.B. Keller) an heißen Tagen reichen in der Regel wenige Kelvin Temperaturerhöhung. Im durchschnittlichen Einfamilienhaus sind bei üblichen Kellerhöhen ca. $0,05 \text{ m}^2$ Kollektorfläche pro m^2 Kellerfläche ausreichend. Hier ist bereits berücksichtigt, dass die Solaranlage in dieser Zeit mehr Energie liefert, als für die Trinkwassererwärmung notwendig ist.

Ist ein Swimmingpool vorhanden, der im Sommer Wärme aufnehmen kann, wirkt es sich nicht auf die Auslegung der Anlage aus, wenn das ansonsten unbeheizte Becken nur durch den Wärmeüberschuss ein wenig temperiert werden soll.

Für Kombinationen solarer Heizungsunterstützung mit Frei- oder Hallenbädern, die durch eine konventionelle Kesselanlage auf einer bestimmten Temperatur gehalten werden sollen, sind die Hinweise in Kapitel C.2.4 zu beachten.

Besteht die Möglichkeit, bei heizungsunterstützenden Anlagen die Kollektorneigung frei zu bestimmen (Flachdach, Freiland), sollten 60° gewählt werden. Diese etwas steileren Neigungen als in der Trinkwassererwärmung sorgen – neben einem höheren Ertrag in der Übergangszeit – gleichzeitig für geringere Überschüsse im Sommer und schonen damit die gesamte Anlage.

Kann die Anlage nur dachparallel mit einem Neigungswinkel < 30° errichtet werden, ist eine solare Heizungsunterstützung mit Flachkollektoren nicht mehr sinnvoll. In diesem Fall werden Vakuum-Röhrenkollektoren eingesetzt (waagerechte Montage mit Anschluss unten), deren Röhren einzeln ausgerichtet werden können.

Für die Speicherdimensionierung ist es im Prinzip gleichgültig, ob das System mit einem Kombispeicher oder mit einem Heizwasser-Pufferspeicher plus Speicher-Wassererwärmer ausgerüstet wird. Da die Anlage durchaus mehrere Schlechtwettertage im Sommer überbrücken kann, sind bei Flachkollektoren pro m² Absorberfläche 50 l Speichervolumen die untere Grenze – der optimale Bereich liegt zwischen 50 l und 70 l. Bei Vakuum-Röhrenkollektoren liegt der Bereich zwischen 70 l und 90 l pro m² Absorberfläche.

Bei einem System mit Pufferbeladung wird der Heizkreis aus dem Pufferspeicher versorgt.

Abb. C.2.2-2 Auslegungstabelle Heizungsunterstützung (EFH)

| Personen | Warmwasserbedarf 60 °C in l | Pufferspeichervolumen in l | Kollektor Vitosol-F | Vitosol-T |
|----------|-----------------------------|----------------------------|---------------------|----------------------|
| | | | Anzahl | Fläche |
| 2 | 60 | 750 | 4 x SV / 4 x SH | 2 x 3 m ² |
| 3 | 90 | 750 | 4 x SV / 4 x SH | 2 x 3 m ² |
| 4 | 120 | 750 / 1000 | 4 x SV / 4 x SH | 2 x 3 m ² |
| 5 | 150 | 750 / 1000 | 4 x SV / 4 x SH | 4 x 2 m ² |
| 6 | 180 | 750 / 1000 | 4 x SV / 4 x SH | 4 x 2 m ² |
| 7 | 210 | 1000 | 6 x SV / 6 x SH | 3 x 3 m ² |
| 8 | 240 | 1000 | 6 x SV / 6 x SH | 3 x 3 m ² |

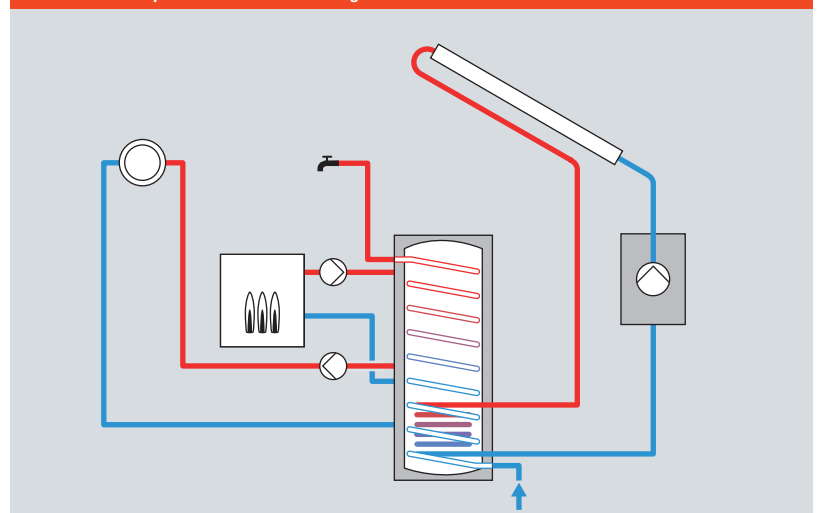
Zur Auswahl der Komponenten bei solarer Heizungsunterstützung bietet diese Tabelle eine schnelle Übersicht.

Systemaufbau

Beim Aufbau des Gesamtsystems gibt es zwei Möglichkeiten, die solar gewonnene Wärme zu speichern und dem Heizkreis zur Verfügung zu stellen: die Pufferbeladung und die Rücklaufanhebung.

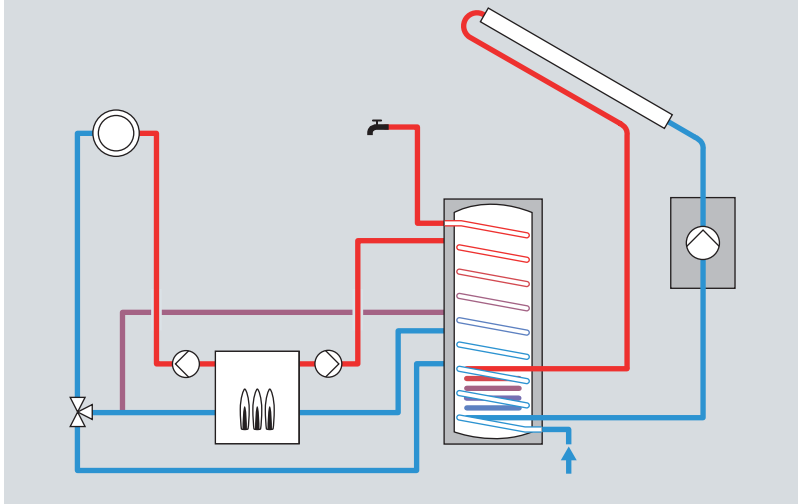
Bei einer Anlage mit Pufferbeladung wird der Speicher durch die Solaranlage oder den Heizkessel auf Vorlauftemperatur gebracht. Aus dem Heizwasser-Pufferspeicher heraus erfolgt dann direkt die Versorgung des Heizkreises.

Abb. C.2.2-3 System mit Pufferbeladung



C.2 Auslegung

Abb. C.2.2-4 System mit Rücklaufanhebung



Bei einem System mit Rücklaufanhebung wird der Heizkreis vom Kessel versorgt. Die Solarwärme wird in den Heizkreis eingespeist, wenn die Temperatur des Heizkreisrücklaufs unter der Temperatur im Speicher liegt.

Bei einer Anlage mit Rücklaufanhebung wird das solar erwärmte Wasser entnommen, wenn die Temperatur im Speicher über der Rücklauftemperatur des Heizkreises liegt. Ist die Vorlauftemperatur nicht erreicht, schaltet der Kessel zu.

Bei alten, sehr verlustreich arbeitenden Kesselanlagen wird manchmal argumentiert, dass die konventionell erzeugte Wärme unter Vermeidung häufiger Brennerstarts möglichst rasch in den Heizwasser-Pufferspeicher

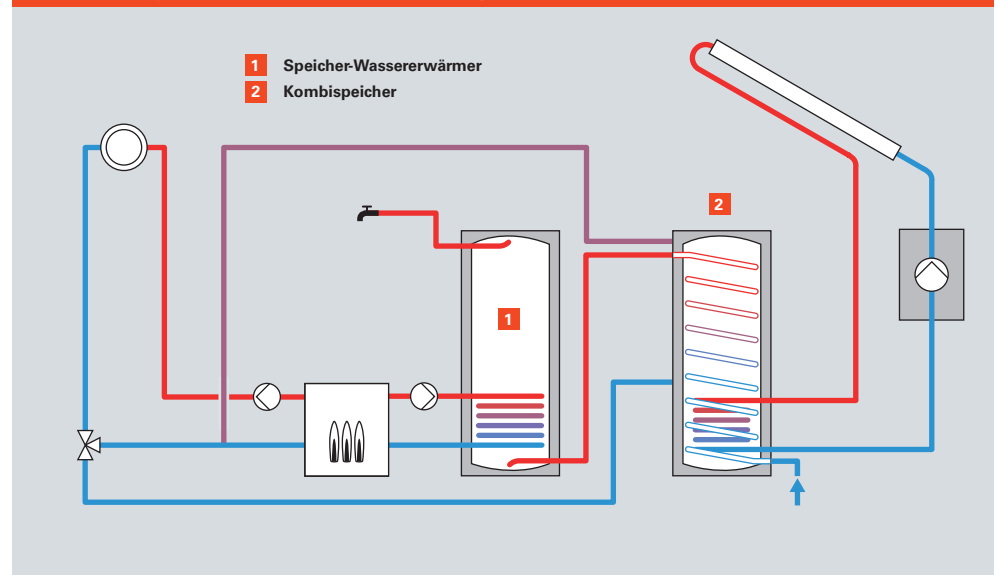
eingebraucht werden sollte – das reduziert die Wärmeverluste (durch Vermeidung von Auskühlverlusten im Stillstand). Hier ist anzumerken, dass derartige Kesselanlagen nicht mit einer Solaranlage kombiniert, sondern vorrangig ausgetauscht werden sollten.

Bei modernen Wärmeerzeugern greift dieses Argument nicht. Sie erzeugen modulierend genau die Energiemenge, die für das Erreichen der Vorlauftemperatur notwendig ist. Eine Pufferbeladung bedeutet eine Verschiebung der Systemgrenze: Sie vergrößert grundsätzlich die Oberfläche, an der konventionell erzeugte Wärme verloren geht – und zwar unabhängig von der Qualität der Speicherdämmung. Und sie erhöht immer die Zieltemperatur der Solaranlage, was automatisch deren Wirkungsgrad senkt. Aus diesem Grund empfiehlt und bevorzugt Viessmann die Rücklaufanhebung – sofern wegen bestimmter Anforderungen keine andere Systemlösung erforderlich ist (beispielsweise die Einbindung von Festbrennstoffkesseln).

Die Verwendung von nur einem Speicher hat den Vorteil eines geringen Platzbedarfs und einer einfachen Verrohrung (die Solaranlage wird lediglich an einen Speicher angeschlossen). Zu berücksichtigen sind dabei die in den Datenblättern der Kombispeicher angegebenen maximalen Zapfraten.

Das System mit Rücklaufanhebung kann auch als 2-Speicher-System gebaut werden. Diese Lösung bietet sich bei hohen Zapfraten an oder wenn ein Bestandsspeicher integriert werden soll.

Abb. C.2.2-5 System mit zusätzlichem monovalenten Speicher



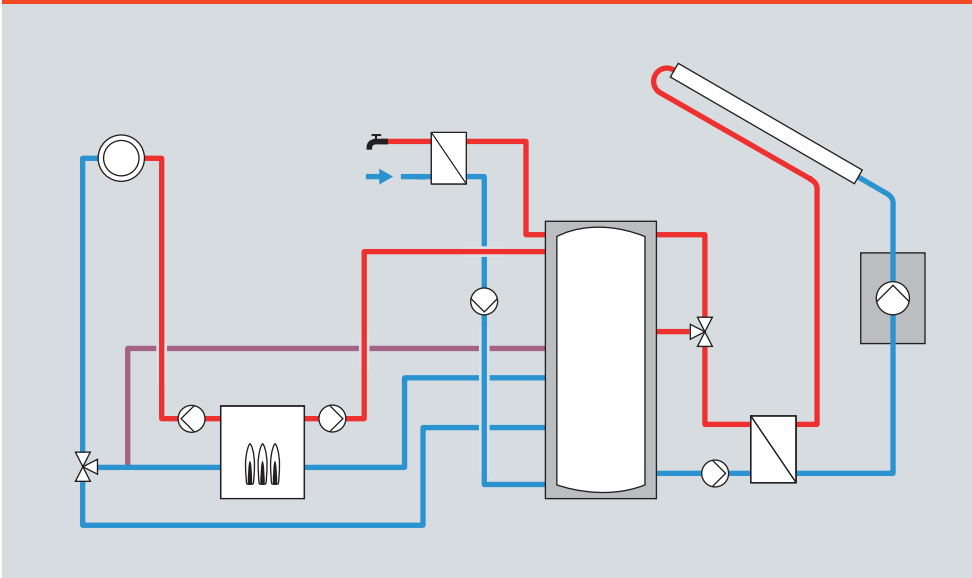
Bei hohen Zapfraten oder wenn der Bestandspeicher im System verbleiben soll, lässt sich ein Kombispeicher auch einem monovalenten, durch die Kesselanlage erwärmten Speicher vorschalten.

Alternativ kann statt eines Kombispeichers ein Heizwasser-Pufferspeicher mit einer Frischwasserstation verwendet werden. Mit dieser Kombination sind größere Anlagen

realisierbar, wobei die maximale Zapfleistung der Frischwasserstation(en) beachtet werden muss.

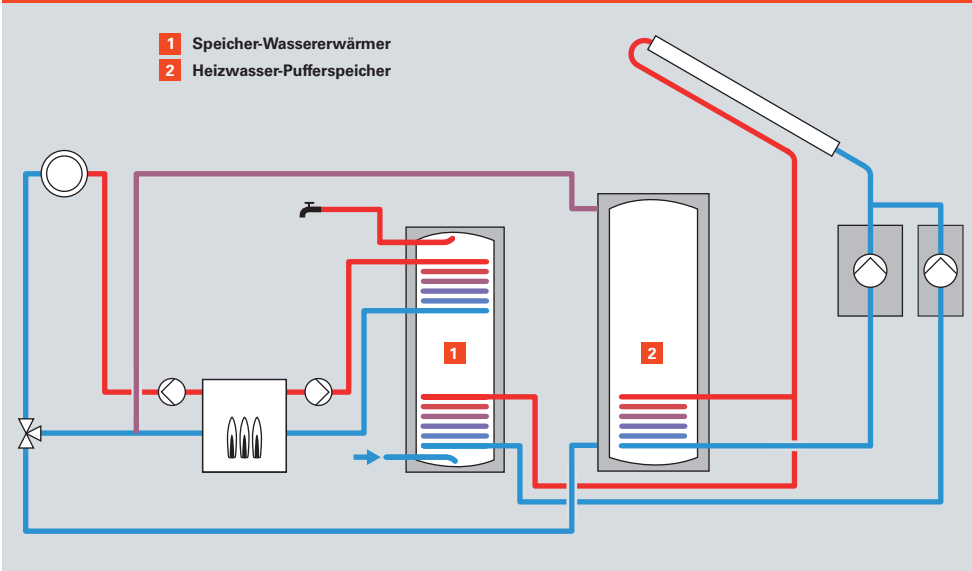
Bei Systemen mit getrennten Speichern lädt die Solaranlage mehrere Speicher separat, das System kann beliebig nach oben skaliert werden. Bei großen Anlagen kann der bivalenten Speicher durch zwei monovalente Speicher ersetzt werden.

Abb. C.2.2-6 System mit Heizwasser-Pufferspeicher und Frischwasserstation



Bei größeren Anlagen kann das System mit einem Pufferspeicher und Frischwasserstation realisiert werden.

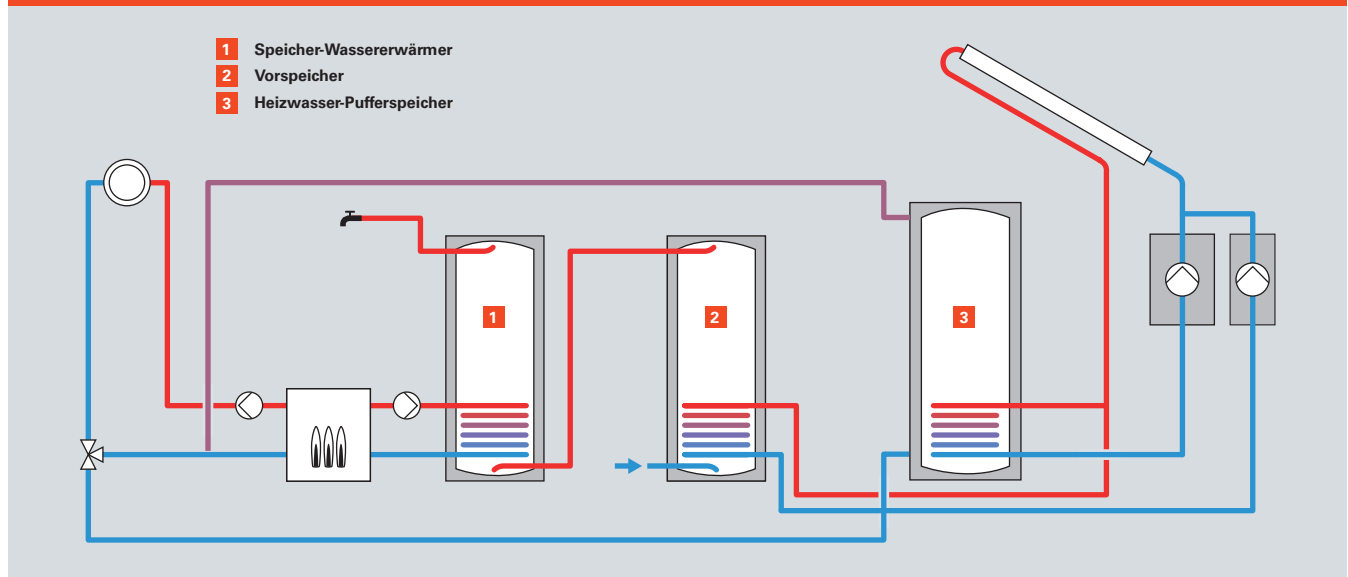
Abb. C.2.2-7 System mit getrennten Speichern (bivalent)



Bei dem System mit getrennten Speichern wird die Solarwärme sowohl im Heizwasser-Pufferspeicher als auch im Speicher-Wassererwärmer gespeichert.

C.2 Auslegung

Abb. C.2.2-8 System mit getrennten Speichern (monovalent)



Bei dem System mit getrennten Speichern kann der bivalente Speicher-Wassererwärmer (Abb. C.2.2-7) durch einen monovalenten Vorspeicher und einen monovalenten Speicher-Wassererwärmer ersetzt werden.

Anforderungen an den Heizkreis

Ein häufig auftretendes Missverständnis ist die Annahme, solare Heizungsunterstützung sei nur mit Fußbodenheizungen möglich. Diese Annahme ist falsch. Die Erträge bei einer Radiatorenheizung sind im Jahresdurchschnitt nur unwesentlich geringer. Der Grund dafür ist die etwas höhere Zieltemperatur der Solaranlage, die immer durch den Rücklauf des Heizkreises bestimmt ist.

Beim Vergleich der verschiedenen Heizflächen muss bedacht werden, dass die Solaranlage im Wesentlichen in der Übergangszeit Energie an den Heizkreis liefern soll. Zu diesen Zeiten arbeiten Heizflächen jedoch nicht im Bereich ihrer Auslegungstemperaturen, der Rücklauf kann auf niedrigem Temperaturniveau gefahren werden.

Wichtig ist aber der korrekte hydraulische Abgleich der Radiatorenheizkreise!

Solaranlagen und Brennwertkessel

Ein weiteres Missverständnis ist, dass Solaranlagen nicht mit Brennwertkesseln kombinierbar seien. Auch das ist falsch. Richtig ist, dass die Solaranlage immer vorrangig das kalte Wasser (Trinkwasser oder Heizkreiswasser) im System aufwärmt. Muss dann die Kesselanlage „den Rest“ übernehmen, arbeitet der Kessel – bei Erhöhung der Trinkwarmwassertemperatur von beispielsweise 50 °C (solar vorerwärmt) auf 60 °C (Zieltemperatur) – in der Tat nicht mehr im Kondensationsbereich. Das könnte der Brennwertkessel in diesem Temperaturbereich allerdings auch ohne Solaranlage nicht.

Ein vergleichbares Beispiel ließe sich für die solare Heizungsunterstützung durchrechnen. Grundsätzlich hat die Kombination mit einer Solaranlage keinen Einfluss auf die Effizienz und die Betriebssicherheit des Kessels. Richtig ist, dass der Jahresnutzungsgrad des Heizkessels leicht sinkt, der des gesamten Systems allerdings enorm steigt. Entscheidend ist die absolute Energieeinsparung.

Beladung von mehreren Speichern

Werden mehr als ein Speicher oder Verbraucher solar beladen, gibt es mehrere Möglichkeiten, den Solarkreis hydraulisch aufzubauen.

Lösung mit zwei Pumpen

Bei dieser Variante wird jeder Speicher mit einer eigenen Pumpe im Rücklauf des Solarkreises versorgt. Die Pumpen werden im Wechsel eingeschaltet. Eine Betriebsweise, bei der beide Pumpen auch parallel laufen können, ist zwar theoretisch möglich, aber in der praktischen Anwendung nur in seltenen Ausnahmefällen sinnvoll. Es ist zu bedenken, dass eine solche Betriebsweise unterschiedliche Volumenströme im Primärkreis zur Folge hat.

Lösung mit 3-Wege-Ventil

Bei dieser Lösung läuft eine Solarkreispumpe zur Beladung beider Speicher, der Volumenstrom wird je nach Bedarf über ein 3-Wege-Ventil auf die verschiedenen Speicher gelenkt. Das 3-Wege-Ventil wird in den Rücklauf eingebaut, da es an dieser Stelle vor hohen Temperaturen besser geschützt ist.

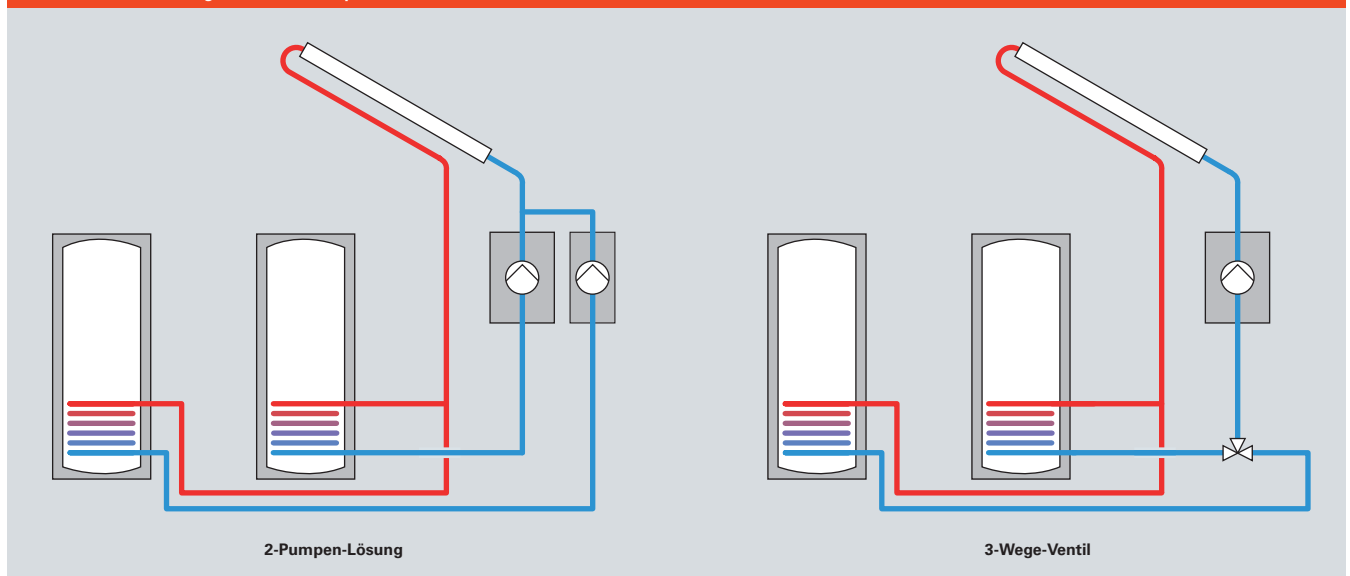
Kriterien für die Auswahl

Bezogen auf Anlagenbetriebssicherheit und Planungssicherheit sind beide Varianten vergleichbar. Die Lösung mit 3-Wege-Ventil ist unter Umständen etwas kostengünstiger, die Lösung mit zwei Pumpen hat im Betrieb einen etwas geringeren Stromverbrauch (geringerer Druckverlust, fehlende Stromaufnahme des Ventils). Werden mehr als zwei Speicher versorgt, führen Lösungen mit Pumpen in der Regel zu übersichtlicheren Anlagen als mehrfach hintereinander geschaltete 3-Wege-Ventile.

Hinweis

In vielen Solarreglern sind Anlagenschemen hinterlegt, die auf eine der beiden Lösungen voreingestellt sind. Bei Viessmann Reglern ist die Variante mit zwei Pumpen voreingestellt. Wird eine andere Hydraulik gewünscht, muss die Einstellung entsprechend geändert werden.

Abb. C.2.2-9 Beladung von mehreren Speichern



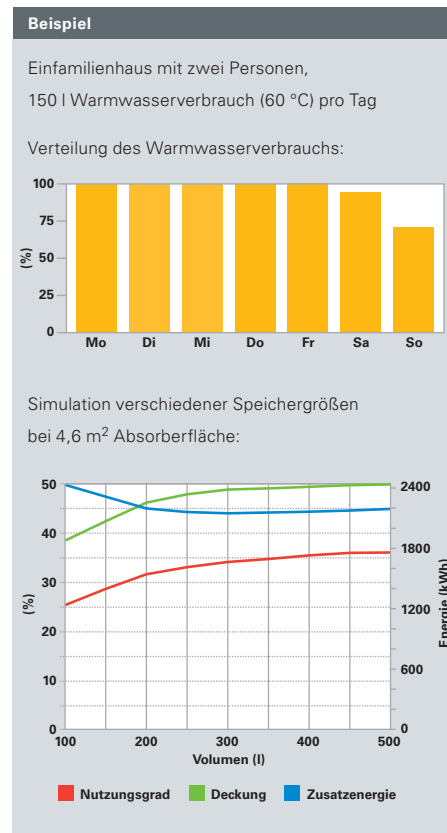
C.2 Auslegung

Hinweis

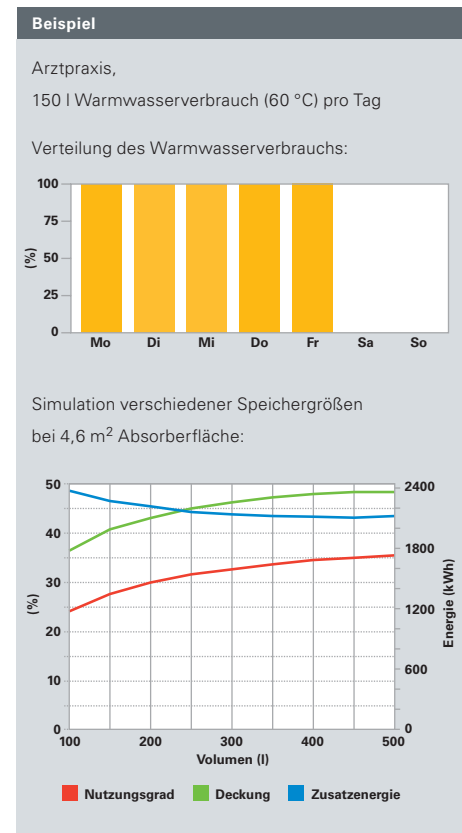
Für Anlagen zur gewerblichen Nutzung gibt es keine Standardwerte, sie erfordern daher objektspezifisch immer eine sorgfältige Planung.

C.2.3 Nutzungsprofile im Gewerbe

Die zuvor berechneten Beispiele beziehen sich immer auf die solarunterstützte Trinkwassererwärmung und die Heizungsunterstützung im Wohnbereich. Zapfprofile und Heizzeiten in der gewerblichen Nutzung weichen unter Umständen stark davon ab, was bei der Auslegung der Solaranlage und der Dimensionierung der Einzelkomponenten berücksichtigt werden muss.



In dem Beispiel Einfamilienhaus ist der Verbrauch werktags konstant, am Wochenende sinkt er etwas. In der Simulation (siehe Kapitel C.4) mit 4,6 m² Absorberfläche und verschiedenen Speichergößen zeigt sich, dass die solare Deckung und der Nutzungsgrad der Anlage ab einem Speichervolumen von 300 l nicht mehr merklich steigen, auch die mögliche Energieeinsparung hat das Maximum erreicht. Die Anlage ist also mit einem 300-l-Speicher richtig ausgelegt.



In dem Beispiel Arztpraxis steigen solare Deckung, Nutzungsgrad und Energieeinsparung von 300 l zu 400 l Speichervolumen noch einmal deutlich an, obwohl die Absorberfläche und das jeweilige Tageszapfprofil dem Beispiel Einfamilienhaus entsprechen.

Durch das vergrößerte Speichervolumen kann das von der Solaranlage am Wochenende erzeugte Warmwasser für den Anfang der Woche bereitgestellt werden.

Es ist also wichtig, bei der Auslegung der Anlage nicht nur die durchschnittlich genutzte Menge an Warmwasser, sondern auch deren Verteilung zu berücksichtigen.

Ähnliche Beispiele lassen sich auch für die solare Heizungsunterstützung berechnen – eine Anlage in der gewerblichen Nutzung verhält sich anders als in einem Wohnhaus, da am Wochenende die Heizkreistemperatur meist abgesenkt wird.

Das Viessmann Auslegungsprogramm ESOP (siehe Kapitel C.4) bietet die Möglichkeit, für die Anlagensimulation objektspezifische Zapfprofile anzulegen.

Prozesswärme mit niedriger Temperatur

Als Wärme mit niedriger Temperatur wird im Fall von Prozesswärme das Temperaturniveau bezeichnet, das mit Flachkollektoren oder Vakuum-Röhrenkollektoren noch mit akzeptablen Wirkungsgraden erreicht werden kann (ca. 90 °C).

Viele Prozesse im gewerblichen Bereich wie beispielsweise Wasch- oder Entfettungsprozesse werden auf relativ niedrigem Temperaturniveau gefahren. Diese Prozesse eignen sich für die Versorgung durch solarthermische Anlagen, besonders dann, wenn die Wärmeabnahme kontinuierlich stattfindet. Unter Umständen reichen hier sehr geringe Speicherkapazitäten aus – die Anlagen ermöglichen somit einen günstigen Wärmepreis.

Bereits heute sind Brauereien oder andere Unternehmen in der Lebensmittelproduktion mit solarthermischen Anlagen ausgestattet.

C.2.4 Schwimmbadwassererwärmung

Für die ausschließliche Beckenwassererwärmung in Freibädern können unverglaste Kollektoren, d.h. einfache Absorbermatten oder -schläuche verwendet werden. Technisch gesehen handelt es sich dabei jedoch nicht um Kollektoren: Absorbermatten oder -schläuche werden einem anderen Prüfverfahren nach EN 12975 unterzogen. Die Prüfergebnisse für unverglaste Absorber aus Polymeren sind daher nicht vergleichbar mit jenen verglasteter Metallabsorber. Zudem werden unverglaste Absorber in anderen Bereichen eingesetzt.

Diese Kunststoffabsorber haben einen guten optischen Wirkungsgrad, da die Verluste der Glasabdeckung entfallen. Sie sind jedoch wegen fehlender Dämmung kaum gegen Wärmeverluste geschützt, sodass die thermischen Verluste entsprechend hoch sind. Aus diesem Grund werden sie nur für den Betrieb bei einer sehr geringen Temperaturdifferenz zur Umgebung, d.h. sehr kleinem ΔT , eingesetzt.

Hauptanwendungsgebiet für unverglaste Kollektoren sind Freibäder ohne weitere angeschlossene Verbraucher – hier fallen im Sommer Sonneneinstrahlung und Heizbedarf für das Beckenwasser zeitlich zusammen.

Schwimmbadabsorber werden direkt vom Schwimmbadwasser durchströmt. Die Absorber werden meist horizontal, d.h. ebenerdig oder auf Flachdächern ausgelegt und mit Haltegurten auf dem Untergrund befestigt. Sie können auch auf leicht geneigte Dachflächen montiert werden. Die Absorber werden im Winter vollständig entleert.

Für die Kombination von solarer Schwimmbadwassererwärmung mit Trinkwassererwärmung oder auch solarer Heizungsunterstützung sind einfache Absorbermatten nicht geeignet und werden hier nicht weiter betrachtet.

C.2 Auslegung



Abb. C.2.4 Freibad Schwimmverein Poseidon, Hamburg

Im folgenden Abschnitt wird erläutert, auf welche Weise der Wärmebedarf von Schwimmbädern in die Auslegung von kombinierten Anlagen (mit verglasten Kollektoren) einbezogen wird.

Schwimmbäder werden nach Art ihres Bedarfs in drei Kategorien eingeteilt, woraus sich dann unterschiedliche Regeln für die Integration in das Gesamtsystem ableiten lassen:

- Freibäder ohne konventionelle Nachheizung (Swimmingpools im Einfamilienhaus)
- Freibäder, die auf Stütztemperatur gehalten werden (öffentliche Freibäder, teilweise auch Swimmingpools im Einfamilienhaus)
- Hallenbäder (Bäder, die bei ganzjähriger Nutzung ständig auf Stütztemperatur gehalten werden, teilweise auch im Einfamilienhaus)

Als Stütztemperatur wird die Mindesttemperatur bezeichnet, die das Beckenwasser immer haben soll. Diese wird durch eine Kesselanlage gewährleistet. Die Stütztemperatur kann bei starker Solarstrahlung in Freibädern durchaus überschritten werden.

Freibäder ohne konventionelle Nachheizung

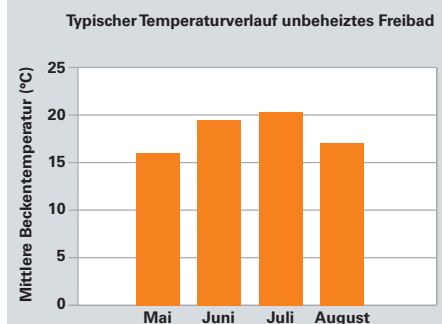
Freibäder werden in Mitteleuropa üblicherweise zwischen Mai und September betrieben. Ihr Energiebedarf hängt von zwei Verlustgrößen ab:

- Wasserverlust durch Leckage, Verdunstung und Austrag (d.h. die Menge Wasser, die ein Badegast beim Verlassen des Beckens „mitnimmt“) – diese Verlustmengen müssen kalt nachgespeist werden.
- Wärmeverluste über die Oberfläche, die Beckenwandung und Verdunstungskälte.

Der Verlust durch Verdunstung kann bei Nichtnutzung des Bades mittels Abdeckung wesentlich reduziert werden – dadurch sinkt auch der Energieverbrauch. Der größte Energieeintrag kommt direkt von der auf die Beckenoberfläche scheinenden Sonne. Auf diese Weise erhält das Beckenwasser eine „natürliche“ Grundtemperatur – sie lässt sich als mittlere Beckentemperatur über die gesamte Betriebszeit darstellen.

Eine Solaranlage ändert an diesem typischen Temperaturverlauf nichts, sie kann jedoch die Grundtemperatur erhöhen. Die Größenord-

Abb. C.2.4-1 Beckentemperatur im Freibad



Standort: Würzburg, Beckenoberfläche: 40 m²,
Tiefe: 1,5 m, Lage: geschützt und nachts abgedeckt

Der Temperaturverlauf im unbeheizten Freibad resultiert aus der solaren Einstrahlung auf die Beckenoberfläche.

nung des Temperaturhubs ist abhängig vom Verhältnis der Beckenoberfläche zur Absorberfläche.

Das Diagramm in Abb. C.2.4–2 zeigt den Zusammenhang zwischen dem Oberflächen-/Absorberflächen-Verhältnis und der Temperaturerhöhung auf. Wegen der vergleichsweise geringen Kollektortemperaturen und der Nutzungszeit (Sommer) hat der verwendete Kollektortyp keinen Einfluss auf die Werte.

Auslegung

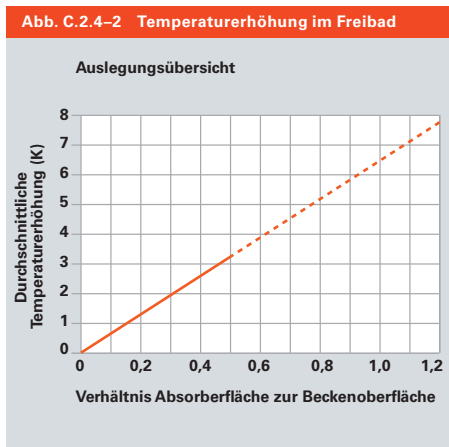
Als Basiswert für die „natürliche“ durchschnittliche Beckentemperatur im Hochsommer werden 20 °C angenommen. Erfahrungsgemäß sind bereits 3 K bis 4 K Temperaturerhöhung ausreichend, um eine spürbar angenehmere Badetemperatur zu erzielen. Dies wird erreicht durch eine Kollektorfläche, die maximal halb so groß ist wie die Beckenoberfläche.

Freibäder mit Stützttemperatur mittels konventioneller Nachheizung

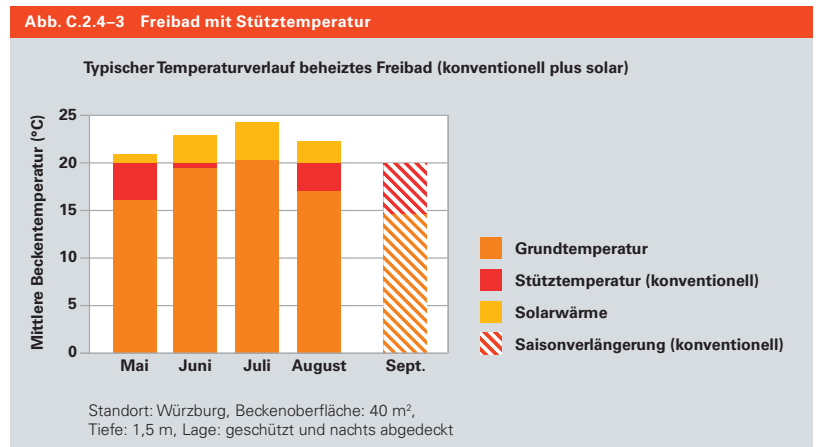
Wird das Becken mittels konventioneller Heizungsanlage auf Stützttemperatur gebracht und gehalten, ändern sich das Betriebsverhalten der Solaranlage und die Auswirkungen auf die Beckentemperatur kaum. Die Solaranlage erhöht die Stützttemperatur im gleichen Verhältnis wie bei nicht nachgeheizten Becken.

Die Anlage wird so ausgelegt, dass die konventionelle Nachheizung nur in der Aufheizphase bis zum Erreichen der Stützttemperatur arbeitet. Ist die gewünschte Temperatur erreicht, sorgt die Solaranlage dafür, dass die gewünschte Temperatur gehalten wird.

Bei nachgeheizten Becken kann die notwendige Kollektorfläche bestimmt werden, indem die Kesselanlage bei sonnigem Wetter für 48 Stunden abgeschaltet und der Temperaturrückgang genau gemessen wird. Die Messung sollte zur Sicherheit zweimal erfolgen. Das Verfahren für die Ermittlung der Kollektorfläche erfolgt analog zum Verfahren bei Hallenbädern, das im folgenden Abschnitt beschrieben wird.



Bei Freibädern mit Abdeckung reicht die Auslegung der Absorberfläche auf max. 50 Prozent der Beckenoberfläche aus.



Bei Freibädern mit konventionell gehaltener Stützttemperatur kann die Wassertemperatur durch Solarwärme erhöht werden.

Hallenbäder

Hallenbäder haben üblicherweise eine höhere Zieltemperatur als Freibäder und werden ganzjährig betrieben. Wird ganzjährig eine konstante Beckentemperatur gewünscht, müssen Hallenbäder bivalent beheizt werden. Um Fehldimensionierung zu vermeiden, muss der Energiebedarf des Beckens gemessen werden.

Dafür wird die Nachheizung für 48 Stunden abgestellt und die Temperatur zu Beginn und zu Ende der Messperiode gemessen. Aus der Temperaturdifferenz und dem Beckeninhalt lässt sich dann der tägliche Energiebedarf des Beckens errechnen. Bei Neubauten muss eine Wärmebedarfsberechnung für das Schwimmbad erstellt werden.

Beispiel

An einem verschattungsfreien Sommertag erbringt eine Kollektoranlage in der Schwimmbad-Wassererwärmung in Mitteleuropa eine Energiemenge von durchschnittlich 4,5 kWh/m² Absorberfläche.

Beckenoberfläche: 36 m²

Durchschnittliche Beckentiefe: 1,5 m

Beckeninhalt: 54 m³

Temperaturverlust in 48 Stunden: 2 K

Energiebedarf pro Tag:

$$54 \text{ m}^3 \cdot 1 \text{ K} \cdot 1,16 \text{ (kWh/K}\cdot\text{m}^3) = 62,6 \text{ kWh}$$

Kollektorfläche:

$$62,6 \text{ kWh} : 4,5 \text{ kWh/m}^2 = 13,9 \text{ m}^2$$

Als erste Annäherung (Kostenschätzung) kann allgemein ein durchschnittlicher Temperaturverlust von 1 K pro Tag angenommen werden. Bei einer durchschnittlichen Beckentiefe von 1,5 m bedeutet das zum Aufrechterhalten der Stützttemperatur einen Energiebedarf von ca. 1,74 kWh/(d · m² Beckenoberfläche). Pro m² Beckenoberfläche ergeben sich demnach ca. 0,4 m² Kollektorfläche.

Auslegung der Gesamtanlage

Anlage mit Freibad

Da die Becken nur im Sommer beheizt werden, steht die Kollektoranlage in der kalten Jahreszeit für die Heizungsunterstützung zur Verfügung. Sinnvoll sind hier deshalb Anlagen

zur Kombination von Schwimmbaderwärmung, Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung.

Für die Auslegung dieser Kombination wird zur Kollektorfläche für die Beckenwassererwärmung die Kollektorfläche für die Trinkwassererwärmung addiert. Die passende Speicheranlage wird bezogen auf die gesamte Kollektorfläche ermittelt. Zuschläge für die Heizungsunterstützung sind nicht notwendig.

Anlage mit Hallenbad

Die Kollektorfläche wird analog zum Verfahren bei Freibädern berechnet (Kollektorfläche für die Beckenwassererwärmung zuzüglich Kollektorfläche für die Trinkwassererwärmung).

Das Becken nimmt die solar bereitgestellte Energie ganzjährig auf. Deshalb ist eine zusätzliche Anbindung der Solaranlage an den Heizkreis nur dann möglich, wenn die gleichen Regeln angewendet werden wie sie generell für die solare Heizungsunterstützung gelten (siehe Kapitel C.2.2). Die Fläche wird also bezogen auf den sommerlichen Verbrauch mindestens verdoppelt. Wird dieser Faktor nicht eingehalten, erwärmt die Solaranlage in der Übergangszeit und im Winter ausschließlich das Beckenwasser.

Anforderungen an den Schwimmbad-Wärmetauscher

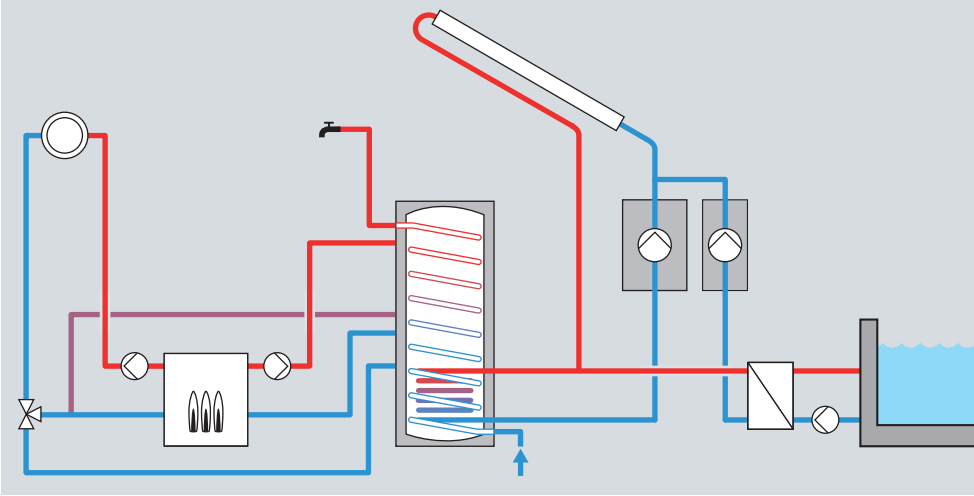
Der Wärmetauscher, der die Solarwärme an das Becken überträgt, muss beständig gegen Schwimmbadwasser sein und einen geringen Druckverlust auch bei hohen Volumenströmen aufweisen. Üblicherweise werden Rohrbündelwärmetauscher, unter gewissen Einsatzbedingungen auch Plattenwärmetauscher, eingesetzt.

Wegen der niedrigen Beckentemperatur ist die Temperaturdifferenz zwischen zulaufendem Beckenwasser und Kollektorrücklauf nicht so entscheidend wie bei der Trinkwassererwärmung oder der solaren Heizungsunterstützung. Sie sollte jedoch 10 K bis 15 K nicht überschreiten. Bezogen auf die installierte Kollektorfläche stehen aus dem Viessmann Lieferprogramm bei 10 K Temperaturdifferenz verschiedene Rohrbündelwärmetauscher zur Verfügung (siehe Abb. C.2.4–6).

Hinweis

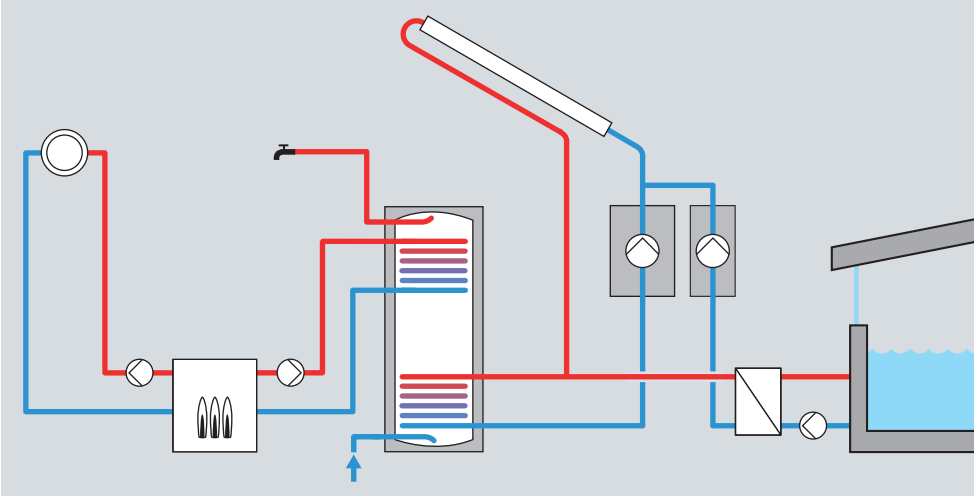
Beispiele kompletter Hydrauliksysteme mit Schaltplänen zu diesen Anlagentypen finden sich in den Viessmann Planungsunterlagen.

Abb. C.2.4-4 System Freibad und solare Heizungsunterstützung



Ein Solarsystem mit sommerlicher Freibaderwärmung kann in der Übergangszeit und im Winter zur Heizungsunterstützung genutzt werden.

Abb. C.2.4-5 System Hallenbad und Trinkwassererwärmung



Ein Solarsystem mit Hallenbaderwärmung nutzt die Solarwärme auch in der Übergangszeit und im Winter für das Hallenbad.

Abb. C..2.4-6 Viessmann Schwimmbad-Wärmetauscher

| | Vitotrans 200 | | | | |
|--|---------------|----------|----------|----------|----------|
| | Best.-Nr. | | | | |
| | 3003 453 | 3003 454 | 3003 455 | 3003 456 | 3003 457 |
| Maximal anschließbare Absorberfläche Vitosol in m ² | 28 | 42 | 70 | 116 | 163 |

Je nach anzuschließender Kollektorfläche bietet Viessmann den passenden Schwimmbad-Wärmetauscher.

C.2 Auslegung

C.2.5 Solarunterstützte Kälteerzeugung

In hiesigen Breitengraden wird im Sommer zur Klimatisierung von Gebäuden (Wohnen, Arbeiten) Kälte benötigt. Der Kühlungsbedarf besteht also in der Jahreszeit hoher solarer Strahlung. Auch der notwendige Energieeinsatz zur Abdeckung konstanter Kühllasten (EDV-Anlagen, Lebensmittellagerung, etc.) erhöht sich in den Sommermonaten.

Neben den weit verbreiteten elektrisch betriebenen Kompressionskältemaschinen lassen sich auch Anlagen mit thermisch angetriebenen Kälteprozessen realisieren. Für flüssige Kälte-träger kommen Absorptions- und Adsorptionsmaschinen zum Einsatz, für den Kälte-träger Luft werden Sorptionsanlagen mit sogenannten Wärmerädern verwendet.

Bei thermisch angetriebenen Kältemaschinen ist es sinnvoll, die Nutzung von Solartechnik zur Kühlung oder Klimatisierung in Erwägung zu ziehen, da der Energiebedarf in einer direkten Relation zur solaren Einstrahlung steht.

In den vergangenen Jahren wurden eine Reihe von solarthermisch angetriebenen Kühlanlagen realisiert, über die zum Teil ausführlich dokumentierte Betriebserfahrungen und wissenschaftliche Untersuchungen vorliegen. Solare Klimatisierung hat die Pilotphase ver-

lassen und steht als zuverlässig planbare gebäudetechnische Anwendung zur Verfügung.

Auf der Verbrauchsseite unterscheidet sich die Auslegung einer solarbetriebenen Kälteanlage nicht von einer konventionellen Anlage. Zunächst müssen immer die Kälteleistung und das Lastprofil des Gebäudes ermittelt werden. Auf dieser Basis werden dann Leistung und Art der Kältemaschine festgelegt.

Am häufigsten werden bei der solarunterstützten Kälteerzeugung einstufige Absorptionskältemaschinen (AKM) verwendet. Sie sind in vergleichsweise kleinen Leistungsgrößen am Markt verfügbar. Das Kältemittel ist Wasser, das Sorptionsmittel in der Regel Lithiumbromid. Zweistufige Maschinen, die eine deutlich höhere Leistungszahl (COP – coefficient of performance) aufweisen, sind wegen der hohen Antriebstemperaturen für den Betrieb mit handelsüblichen Kollektoren nicht geeignet.

Die Antriebstemperaturen liegen je nach Hersteller und Einsatz auch bei einstufigen Maschinen bei etwa 90 °C, die notwendige Kollektortemperatur also noch etwas darüber. Daher sind hier nur Vakuum-Röhrenkollektoren geeignet – mit Flachkollektoren wären die

Abb. C.2.5–1 Solarunterstützte Kälteerzeugung im Umweltforschungszentrum Leipzig.



erforderlichen Temperaturen nur mit einem sehr schlechten Wirkungsgrad zu erzielen.

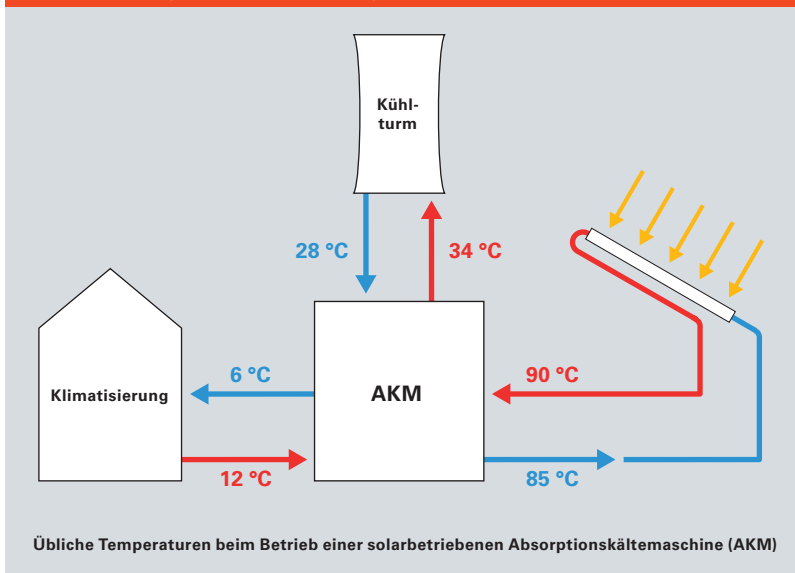
Wegen der hohen Temperaturen muss die Planung des Kollektorfeldes sehr sorgfältig auf Leistung und Temperaturspreizung der Kältemaschine abgestimmt werden. Die Anlage muss für einen stagnationsfreien Betrieb geplant werden, d.h. die AKM muss durchgehend Solarwärme aufnehmen können. Eine Speicherung auf der „heißen Seite“ ist wegen der hohen Temperaturen nur sehr bedingt möglich.

Für eine erste Kostenschätzung können bei einem COP der AKM von etwa 0,7 ungefähr 3 m² Kollektorfläche pro kW Kälteleistung angenommen werden. Die Auslegungsleistung der Vakuum-Röhrenkollektoren wird bei diesen Betriebstemperaturen mit lediglich 500 W/m² angenommen. Sofern die Maschine dies zulässt, sollte auf einen Wärmetauscher im Primärkreis verzichtet werden, der Wärmeträger wird direkt auf den Absorber in der AKM geführt.

Generell sollte eine solare Deckung > 50 Prozent erreicht werden. Der Kälteprozess wird wegen der Solaranlage auf sehr niedrige Vorlauftemperaturen ausgelegt, die Kältemaschi-

ne arbeitet also mit einem vergleichsweise schlechten COP. Dies muss berücksichtigt werden, wenn die Anlage nachgeheizt werden soll: Wird die Anlage mit einer geringen solaren Deckung ausgelegt, wird entsprechend viel konventionell erzeugte Wärme mit geringer Effizienz in Kälte umgesetzt. Solare Klimatisierung sollte bevorzugt in Projekten eingesetzt werden, in denen ein monovalenter Solarbetrieb möglich ist.

Abb. C.2.5-2 Temperaturniveau von Absorptionskältemaschinen



Aufgrund der hohen Antriebs-temperaturen von Absorptionskältemaschinen kommen bei solarer Kälteerzeugung nur Vakuum-Röhrenkollektoren zum Einsatz.

C.2 Auslegung

C.2.6 Hochtemperaturanwendungen

Als Wärme mit hoher Temperatur wird im Fall von Prozesswärme ein Temperaturniveau bezeichnet, das mit Flach- oder Vakuum-Röhrenkollektoren nicht mehr erreicht werden kann.

Auf solarthermischem Weg sind Temperaturen $> 100\text{ °C}$ nur dann sinnvoll zu erzeugen, wenn die einfallende Solarstrahlung konzentriert, die Energiedichte am Absorber also erhöht wird.

Sehr einfache konzentrierende Anlagen sind sogenannte Solarkocher mit reflektierenden Bauteilen. Hier wird die Sonneneinstrahlung im Brennpunkt eines Hohlspiegels (Parabolspiegel) gebündelt, wo die Strahlung einen mattschwarzen Behälter und dessen Inhalt erwärmt. Neben der Zubereitung von Nahrung werden Solarkocher auch zur Entkeimung von Trinkwasser eingesetzt.



Abb. C.2.6-1 Die Olympische Flamme wird für die Olympischen Spiele mit Hilfe eines Parabolspiegels durch die Strahlen der Sonne entzündet.

Konzentrierende Kollektoren benötigen direkte Solarstrahlung, diffuses Licht kann auf den Absorber nicht reflektiert werden. Aus diesem Grund wird diese Technik nur in Regionen mit hohem Anteil an direkter Strahlung eingesetzt.

Wirtschaftlich interessant ist die Nutzung konzentrierender Systeme in Großanlagen zur solarthermischen Stromerzeugung. Am weitesten verbreitet sind Parabolrinnen-Kraftwerke.

Bei diesem Kraftwerkstyp werden parabolisch gewölbte Spiegel parallel zueinander aufgestellt und einachsig der Sonne nachgeführt. In der Brennpunktlinie der Spiegel läuft eine Vakuumröhre mit selektiv beschichtetem Absorberrohr (Receiver), auf die das Sonnenlicht mehr als 80-fach konzentriert wird. Durch das Absorberrohr fließt ein Thermoöl, das bis auf rund 400 °C erhitzt wird. Über einen Wärmetauscher wird die thermische Energie an einen Dampfturbinen-Prozess weitergegeben, bei dem dann elektrische Energie erzeugt wird.

Weitere Techniken in Erprobung sind Fresnel-Kollektoren und Solarturm-Kraftwerke.

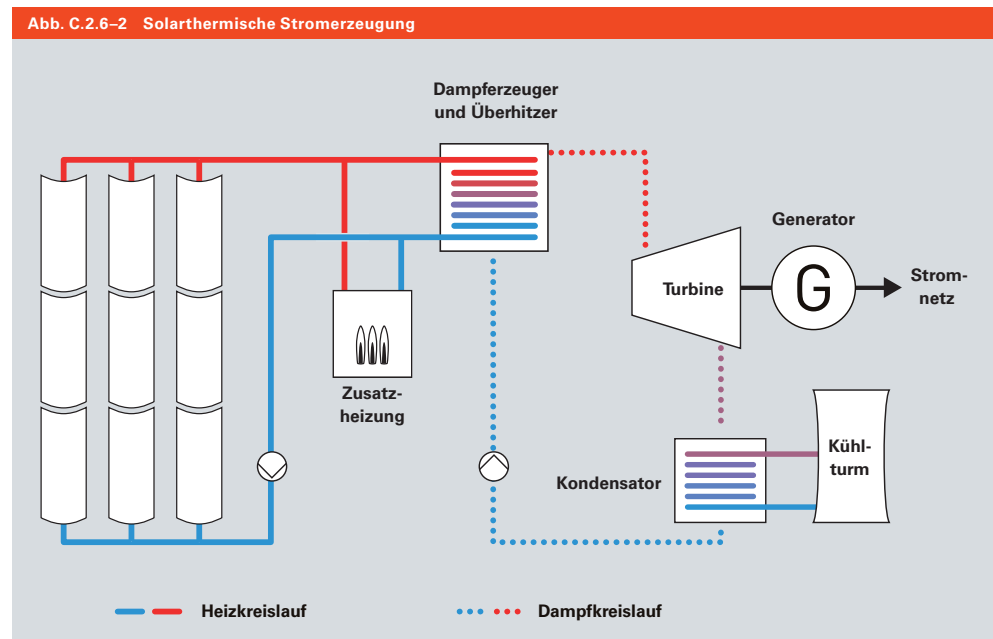




Abb. C.3-1 Freizeitbad
Cambomare, Kempten

Kombinationen mit regenerativen Energieträgern

Der Bedarf an Systemen zur Wärmeversorgung, die auf Öl und Gas verzichten, nimmt aufgrund der Preisentwicklung dieser Rohstoffe ständig zu. Biomassekessel und Wärmepumpen lassen sich gut mit Solaranlagen kombinieren.

Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, werden Solaranlagen in der Regel immer mit weiteren Wärmeerzeugern kombiniert. Die Grundfunktionen der Solaranlage ändern sich bei den verschiedenen Kombinationen nicht – für die Optimierung der Gesamtanlage gibt es allerdings erhebliche Potenziale.

Bei modernen Gas- oder Ölkesseln steht die Nachheizleistung jederzeit in ausreichendem Maße mit guten Wirkungsgraden zur Verfügung. Aber auch mit Biomassekesseln und Wärmepumpen lässt sich ein effizienter Nachheizbetrieb sicherstellen.

C.3.1 Solaranlagen in Kombination mit Biomassekesseln

Heizkessel für Holz oder andere feste biogene Brennstoffe haben konstruktiv bedingt eine große Masse, sie bestehen aus relativ viel Metall und beinhalten viel Wasser. Im Heizbetrieb ist das kein Nachteil – bei der sommerlichen Nachheizung von Warmwasser ist der Nutzungsgrad aber im Vergleich zu beispielsweise einem Gasbrennwertgerät deutlich schlechter: Der Kessel muss sehr viel Stahl und Wasser aufheizen, um relativ wenig Trinkwasser zu erwärmen.

Biomassekessel werden deshalb häufig mit Anlagen zur solaren Heizungsunterstützung kombiniert. Das hat den Vorteil, dass die Anlage im Sommer von der Auslegung her nachheizungsfrei arbeitet. In der Übergangszeit verhält sich der Kessel bei geringer Wärmeanforderung ähnlich wie bei der Trinkwassererwärmung, die Wärmebereitstellung übernimmt dann im Wesentlichen die Solaranlage.

Bei automatisch beschickten Kesseln (Pelletkessel) im Einfamilienhaus eignet sich die Verbindung mit einem Kombispeicher. Die Auslegung erfolgt wie beschrieben im Kapitel C.2.2.

Handbeschickte Anlagen erfordern einen kompletten Ausbrand und werden mit einem Heizwasser-Pufferspeicher ausgestattet, dessen Volumen für einen störungsfreien Betrieb des Holzessels ausgelegt wird. Dabei muss die Volumenbestimmung immer auf die Temperaturdifferenz zwischen der zu erwartenden Rücklauftemperatur (kälter kann das Speicherwasser nicht werden) und der Speichermaximaltemperatur (heißer darf das Speicherwasser nicht werden) bezogen werden. Der Speicher wird also so ausgelegt, dass bei einem vollständigen Ausbrand die gesamte Energiemenge im Heizwasser-Pufferspeicher untergebracht werden kann. Das Verfahren ist in der EN 303-5 festgelegt. Zusätzlich ist die aktuelle Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchV) zu beachten.

Wird dieser Speicher solar vorerwärmt, reduziert sich dessen Kapazität, da die Ausgangstemperatur aufgrund der Vorerwärmung steigt (bei unveränderter Maximaltemperatur). Die Temperaturdifferenz verringert sich also und

damit auch die Speicherkapazität – ein vollständiger Ausbrand des Holzessels ist nicht mehr möglich.

Soll die Kesselanlage mit einer Solaranlage kombiniert werden, muss das Speichervolumen deshalb entsprechend vergrößert werden.



Abb. C.3.1–1 Vitotig 300 Heizkessel für Holzpellets.

C.3 Kombinationen mit anderen regenerativen Energieträgern

C.3.2 Solaranlagen in Kombination mit Wärmepumpen

Wärmepumpen in Kombination mit Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung

Die energetische Effizienz von Wärmepumpen ist umso besser, je geringer die Differenz zwischen Ziel- und Wärmequellentemperatur ist. Deshalb wird bei der Trinkwassererwärmung die Vorlauftemperatur mittels sehr großer Wärmetauscherflächen möglichst niedrig gehalten. Für den bivalenten Betrieb einer Solaranlage mit einer Wärmepumpe bietet Viessmann einen speziellen Wärmepumpenspeicher an.

Der interne, sehr große Wärmetauscher steht ausschließlich für die Wärmepumpe zur Verfügung, die Solaranlage lädt den Speicher über einen externen Wärmetauscher.

Hinweis

In den technischen Unterlagen zu Viessmann Wärmepumpen finden sich detaillierte Informationen für die Kombination mit Solarthermie.

Speicher-Wassererwärmer Vitocell 100-V mit Solar-Wärmetauscherset

Wärmepumpen in Kombination mit Anlagen zur solaren Heizungsunterstützung

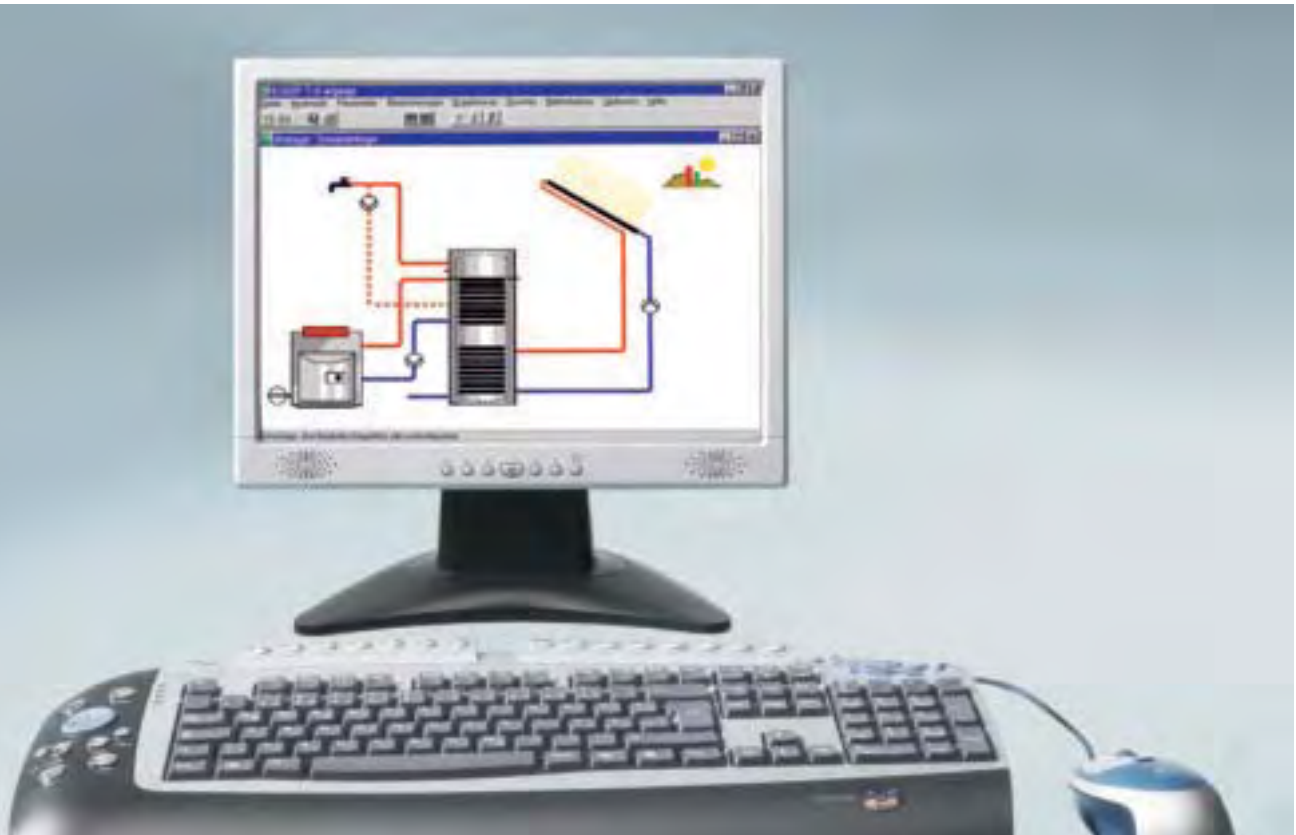
Wärmepumpen unterliegen vom Stromtarif her oft bestimmten Sperrzeiten und müssen dann mit einem Heizwasser-Pufferspeicher kombiniert werden – dieser bietet sich auch für die solare Beladung an. Da die Sperrzeiten in aller Regel tagsüber bestehen, ist eine „Konkurrenz“ um die davor liegenden Ladezeiten nicht zu vermeiden. Diese Situation kann regeltechnisch teilweise entschärft, jedoch nicht verhindert werden.

Das Puffervolumen wird bestimmt durch das Minimum an Wärmekapazität, das für die Überbrückung der Sperrzeiten notwendig ist. An diesen Heizwasser-Pufferspeicher kann eine passende Kollektorfläche angeschlossen werden. Soll eine höhere Deckung erzielt werden, kann der Heizwasser-Pufferspeicher vergrößert werden. In diesem Fall muss der Teil des Speichers, der zur Überbrückung von Sperrzeiten notwendig ist, der Wärmepumpe hydraulisch und regeltechnisch getrennt zur Verfügung gestellt werden.

Ist für den Betrieb der Wärmepumpe ein Heizwasser-Pufferspeicher nicht zwingend notwendig, wird der Pufferspeicher für die Solaranlage auf die gleiche Weise ausgelegt wie bei Kombinationen mit Kesselanlagen.

Abb. C.3.2-1 Viessmann Wärmepumpenspeicher





Anlagensimulation mit ESOP

Eine Simulation ist eine Berechnung mit Hilfe eines Computermodells – das Ergebnis liefert Erkenntnisse für ein reales System.

Simulationen werden dann vorgenommen, wenn herkömmliche Handrechenverfahren zu aufwändig wären oder unzureichende Ergebnisse liefern würden. Dies ist häufig der Fall bei dynamischem Systemverhalten, d.h. wenn das System in einem definierten Zeitrahmen dauernden Veränderungen ausgesetzt ist.

Simulationsprogramme für solarthermische Anlagen bieten die Möglichkeit, diese Anlagen am Computer nachzubilden und zu analysieren. Dafür werden die Parameter (Kennwerte) des im Simulationsprogramm hinterlegten Modells an das vorgesehene System angepasst.

Wegen der vielfältigen, zeitabhängigen Wechselwirkungen bei Solaranlagen, die sowohl täglich als auch jahreszeitlich auftreten, werden für möglichst genaue Untersuchungen dynamische Simulationsmodelle benötigt.

Grundlegende Programmstruktur

Ein Simulationsmodell benötigt einerseits Eingangsgrößen, wie z.B. Wetterdaten oder Lastprofile, andererseits müssen die Einzelkomponenten des Systems, wie z.B. Sonnenkollektor, Wärmespeicher oder Wärmetauscher, anhand vorgegebener Parameter definiert werden. Als Ausgangsgrößen liefern die Simulationsprogramme bestimmte Werte, wie z.B. die solare Deckungsrate oder den jährlichen Solarertrag.

Eingangsgrößen

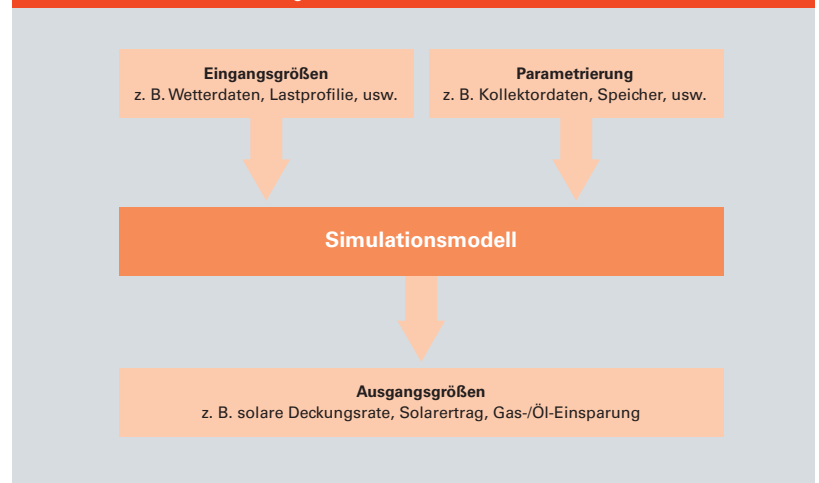
Wesentliche Eingangsgrößen für ein dynamisches Simulationsprogramm sind die meteorologischen Daten für den geplanten Standort der Anlage.

Weit verbreitet sind die sogenannten Testreferenzjahre, die in Deutschland vom Deutschen Wetterdienst (DWD) angeboten werden. Der DWD hat die Bundesrepublik in 15 Klimazonen aufgeteilt und für jede dieser Klimazonen typische meteorologische Daten wie Sonnenbestrahlungsstärke, Lufttemperatur, relative Feuchte oder Windgeschwindigkeit zusammengestellt.

Darüber hinaus bieten Simulationsprogramme die Möglichkeit, Datensätze, wie z.B. Warmwasserzapfraten oder Heizlastdaten, einzulesen und im Rahmen der Simulation zu verarbeiten.

In das Viessmann Simulationsprogramm ESOP sind die Wetterdaten integriert. ESOP verfügt über ein dynamisches Simulationsmodell, in dem anhand numerischer Rechenverfahren das zeitabhängige thermische und energetische Verhalten der Einzelkomponenten in einem Gesamtsystem berechnet und die Energieströme bilanziert werden.

Abb. C.4-1 Informationsflussdiagramm für Simulation



C.4 Anlagensimulation mit ESOP

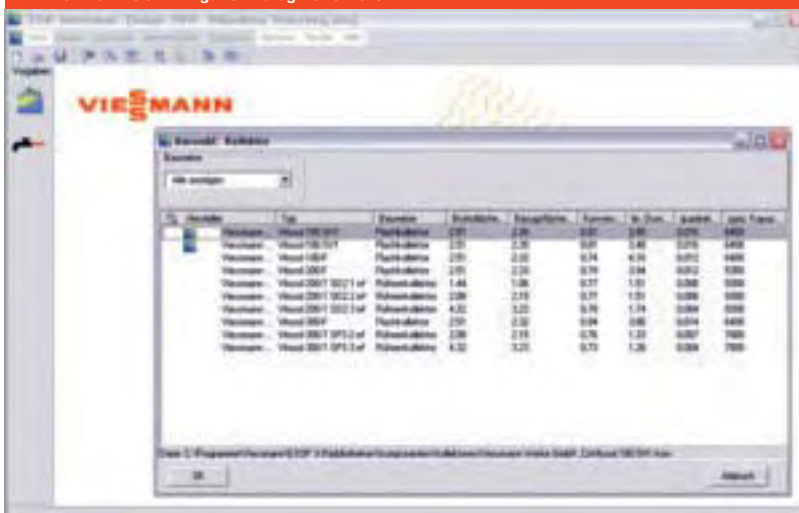
Abb. C.4-2 ESOP: Solaranlage zur Warmwasserbereitung



Parametrierung des Modells

Die wesentliche Arbeit bei der Erstellung einer Anlagensimulation besteht in der Parametrierung des Modells für das gewünschte Anlagenkonzept, d.h. in der Eingabe von Kennwerten der Komponenten (z.B. Wirkungsgrade oder Verlustkoeffizienten) sowie in der Zusammenschaltung der Komponenten zu einem System. In ESOP sind die gängigen Anlagenschemen für Trinkwassererwärmung und solare Heizungsunterstützung, beide auch in Kombination mit Schwimmbadwassererwärmung, hinterlegt.

Abb. C.4-3 ESOP: Eingabe-Dialog Kollektoren



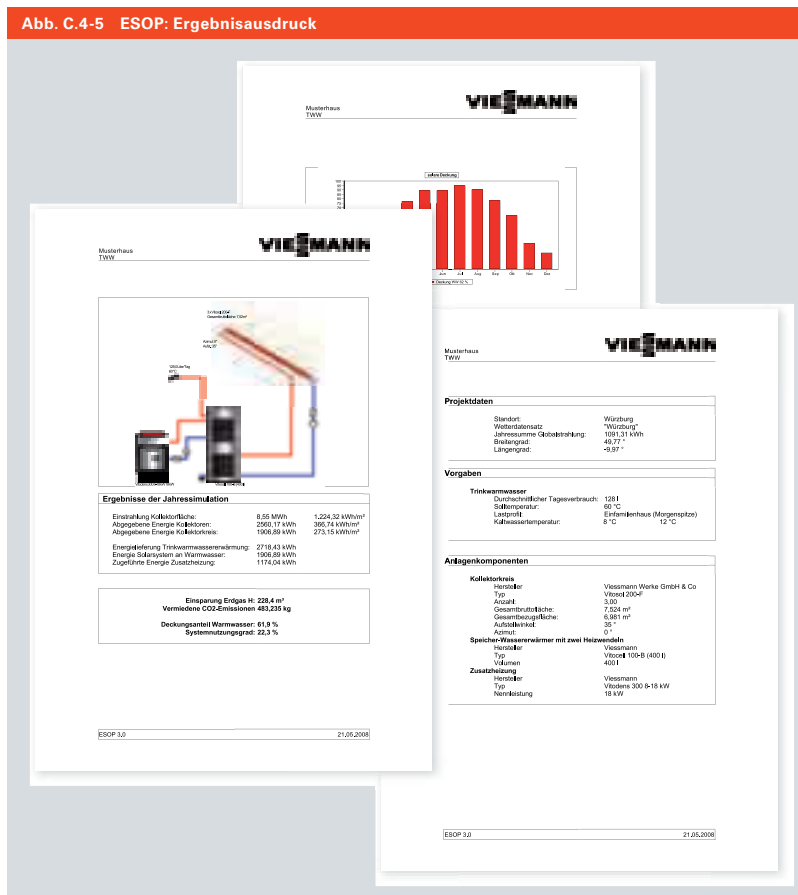
Die Parameter der Viessmann Systemkomponenten wie Kollektoren, Speicher oder Heizkessel können im Programm ESOP einfach und komfortabel eingegeben werden. Durch Anklicken der jeweiligen Komponente gelangt man in ein Auswahlmü.

Abb. C.4-4 ESOP: Definition der Wärmelast



Auch für die Eingabe der Wärmelast sind bereits vordefinierte Profile hinterlegt, so dass die Parametrierung relativ einfach vorzunehmen ist. Diese Profile erlauben die Berücksichtigung z.B. von Tages- oder Wochenlastgängen sowie von jahreszeitlichen Schwankungen oder von Ferienzeiten.

Abb. C.4-5 ESOP: Ergebnisausdruck



Ausgangsgrößen

ESOP gibt alle wesentlichen, zur Beurteilung der Anlagenkonfiguration notwendigen Kenn-daten aus, z.B. solare Deckungsrate, Kollektor-ertrag und Energieeinsparung.

Einsatzbereiche

ESOP wurde zur Planungsunterstützung und zur Optimierung solarthermischer Anlagen entwickelt. Darüber hinaus eignet sich das Programm auch als Unterstützung im Verkaufsprozess, entweder als Anlage zum Angebot oder für erfahrene Anwender „live“ vor Ort.

Grenzen der Simulation

Für Simulationsrechnungen ist eine gewisse Erfahrung notwendig, Fehler bei der Parametereingabe können die Simulation unter Umständen grob verfälschen – ein Plausibilitätscheck ist daher immer empfehlenswert.

Grundsätzlich ist der spezifische Kollektor-ertrag (siehe Kapitel A.2.4) eine gute Kenngröße zur Plausibilitätskontrolle.

Dieser Wert sollte für eine Anlage zur Trinkwassererwärmung mit Flachkollektoren zwischen 300 kWh/(m²·a) und 500 kWh/(m²·a) liegen. Zusätzlich können aus den Erfahrungen mit bereits realisierten Anlagen eigene Kennwerte definiert und anhand der Simulationsrechnungen überprüft werden.

Zu beachten ist außerdem, dass eine Simulation immer ein fiktives Anlagenverhalten auf Basis synthetischer Wetterdaten für ein ganzes Jahr darstellt.

In der realen Anlage können aufgrund der tatsächlichen Wetterverhältnisse und des wirklichen Nutzerverhaltens deutliche jahreszeitliche Schwankungen auftreten. Einzelne Monate, Wochen oder Tage können von der Simulation stark abweichen, ohne dass es allerdings im Jahresertrag zu nennenswerten Abweichungen zwischen simulierter und realer Anlage kommt.

Hinweis

Eine Simulation erlaubt lediglich eine energetische Bewertung des Systems. Das Simulationsergebnis und der grafische Ausdruck ersetzen weder einen Bauplan noch eine Ausführungsplanung.



D Solarregler

Der Solarregler übernimmt das Energiemanagement und sorgt dafür, dass Sonnenwärme effektiv genutzt wird.

Viessmann bietet mit dem Vitosolic Reglerprogramm für alle Anforderungen das passende Gerät. Die Vitosolic sorgt dafür, dass die mit den Sonnenkollektoren gewonnene Wärme so effektiv wie möglich für die Trink- oder Schwimmbadwasser-Erwärmung oder die Heizungsunterstützung genutzt wird.

Der Regler kommuniziert dabei mit der Kesselkreisregelung und schaltet den Heizkessel ab, sobald ausreichend Sonnenwärme zur Verfügung steht.

146 D.1 Funktionen des Solarreglers

- 147 D.1.1 Grundfunktionen
- 149 D.1.2 Zusatzfunktionen

154 D.2 Funktions- und Ertragskontrolle

- 155 D.2.1 Funktionskontrolle
- 156 D.2.2 Ertragskontrolle

D.1 Funktionen des Solarreglers



Abb. D.1-1 Viessmann
Solarregler Vitosolic

Funktionen des Solarreglers

Thermische Solaranlagen werden über den Solarregler gesteuert. Die Anforderungen, die ein Regler erfüllen soll, können sehr unterschiedlich sein – sie sind abhängig von der Art der Anlage und den gewünschten Funktionen.

Im Folgenden werden die Grundfunktionen und mögliche Zusatzfunktionen von Solarreglern beschrieben. Die Vitosolic Solarregelungen decken alle gängigen Anwendungen ab.

Konkrete anlagenbezogene Reglereinstellungen sind in den jeweiligen technischen Unterlagen zu finden.

D.1.1 Grundfunktionen

Temperaturdifferenzregelung

Bei der Temperaturdifferenzregelung werden zwei Temperaturen gemessen und die sich daraus ergebende Differenz ermittelt.

Eine Solarregelung vergleicht in den meisten Anlagen Kollektor- und Speichertemperatur miteinander – dafür nutzt der Regler die Messwerte der am Kollektor und am Speicher-Wassererwärmer angebrachten Temperaturfühler. Die Solarkreispumpe wird eingeschaltet, sobald die Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Speicher den voreingestellten Wert überschritten hat (Einschalt-Temperaturdifferenz). Der Wärmeträger transportiert dann die Wärme vom Kollektor zum Speicher-Wassererwärmer. Wird eine zweite, kleinere Temperaturdifferenz unterschritten, schaltet die Solarkreispumpe ab (Ausschalt-Temperaturdifferenz). Der Unterschied zwischen Ein- und Ausschalt-Temperaturdifferenz wird Hysterese genannt.

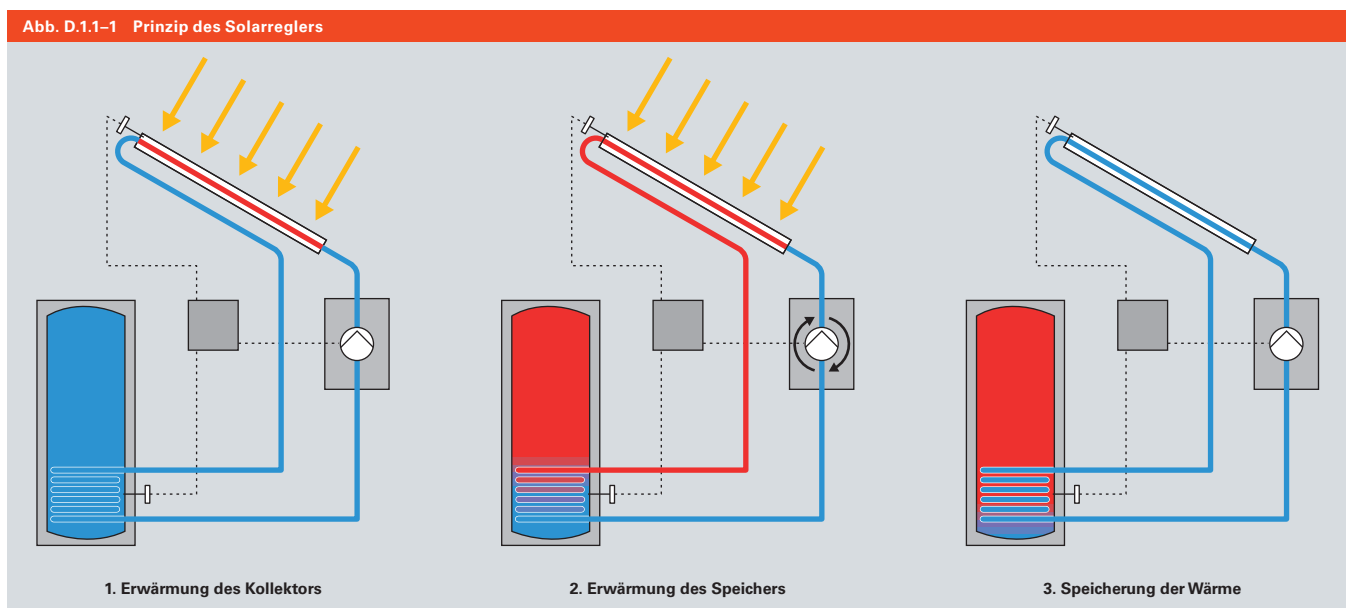
Der Einschaltpunkt für die Solarkreispumpe muss so gewählt sein, dass sich der Wärmetransport vom Kollektor zum Speicher lohnt, also am Wärmetauscher eine ausreichend

große Temperaturdifferenz zwischen Wärmeträger und Speicherwasser vorhanden ist. Außerdem darf das System bei beginnendem Wärmetransport aus dem Kollektor nicht sofort wieder abschalten, wenn der kalte Wärmeträger aus den Rohrleitungen den Kollektorfühler erreicht.

Bei üblichen Solaranlagen mit internen Wärmetauschern im Solarspeicher hat sich ein Einschaltwert von 8 K und ein Ausschaltwert von 4 K Kollektortemperatur über Speichertemperatur bewährt, sofern die Temperatur des Wärmeträgers korrekt gemessen wird (siehe Abb. D.1.1–2). Eine gewisse Toleranz für Messungenauigkeiten ist bei diesen Werten gegeben. Bei sehr langen Rohrleitungen (ca. > 30 m) sollten beide Werte um 1 K pro 10 m angehoben werden.

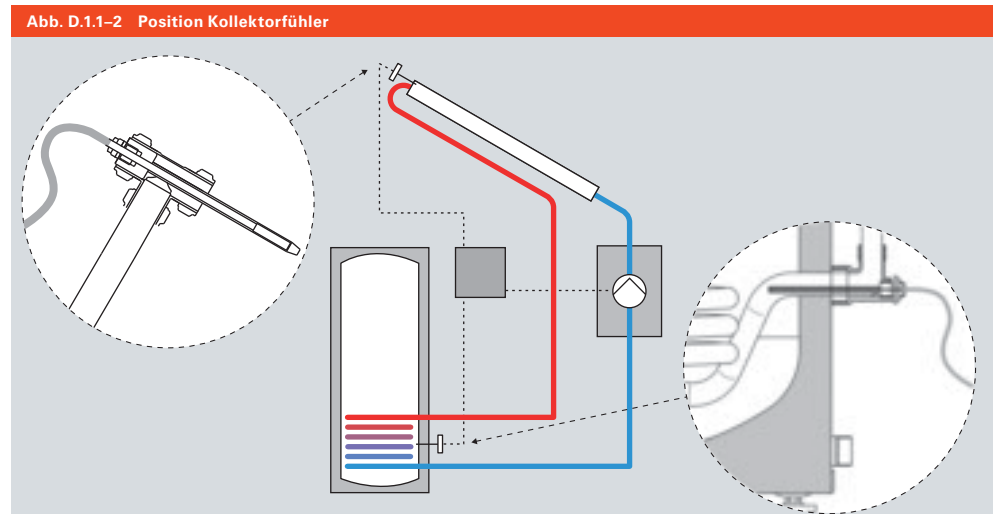
Bei Anlagen mit externen Wärmetauschern müssen die Ein- und Ausschaltwerte für den Primär- und Sekundärkreis auf Basis der Rohrleitungslängen und der gewählten Temperaturdifferenz am Wärmetauscher errechnet werden. Die Zu- und Abschaltung des Sekundärkreises erfolgt bei etwas geringeren Temperaturdifferenzen.

Der Solarregler sorgt für den effizienten Wärmetransport. Nur wenn es sich lohnt, wird Wärme vom Kollektor in den Speicher verschoben.



D.1 Funktionen des Solarreglers

Die Positionierung der Temperaturfühler in Tauchhülsen sichert optimale Messwerte für die Solarregelung.



Maximaltemperaturbegrenzungen

Zusätzlich kann jeder solare Beladevorgang auf eine einstellbare Maximaltemperatur begrenzt werden. Eine ggf. notwendige Sicherheitstemperaturbegrenzung zur Vermeidung von Dampf im Speicher wird dadurch nicht ersetzt.

Temperaturfühler

Da in einer Solaranlage wesentlich höhere Temperaturen auftreten als in einer konventionellen Heizungsanlage, muss der Temperaturfühler am Kollektor besonders temperaturbeständig sein. Zudem muss das Fühlerelement mit einem hochtemperatur- und witterungsbeständigen Kabel ausgerüstet sein.

Die sonstigen Anforderungen an die Sensorik unterscheiden sich nicht von den Leistungsmerkmalen handelsüblicher, qualitativ hochwertiger Heizungsregler.

Position der Fühler

Die präziseste Messung ergibt sich, wenn die Temperatur jeweils direkt im Wärmeträgermedium gemessen, also mit Tauchhülsen gearbeitet wird. Für alle Viessmann Speicher und Kollektoren sind Tauchhülsen Standard.

Bei Vitosol Flachkollektoren mit mäanderförmigen Absorbern muss die Tauchhülse an der Seite des Kollektors platziert werden, an der das Absorberrohr am Sammelrohr angelötet ist (an dieser Kollektorseite ist bei Viessmann Kollektoren das Typenschild angebracht). Dadurch kann der Kollektorfühler einen Temperaturanstieg im Absorber sehr schnell erkennen.

Hinweis

Maßnahmen zum Schutz des Fühlers und der Solarregelung vor Überspannung sind in Kapitel B.1.6.4 beschrieben.

D.1.2 Zusatzfunktionen

Mehrfache Temperaturdifferenzmessung und Speichervorrang

In Solarsystemen mit mehreren Speichern oder Verbrauchern ist es notwendig, verschiedene Temperaturdifferenzmessungen miteinander zu kombinieren. Dabei können je nach Anforderung unterschiedliche Regelungsstrategien gewählt werden.

Regelung nach Vorrang

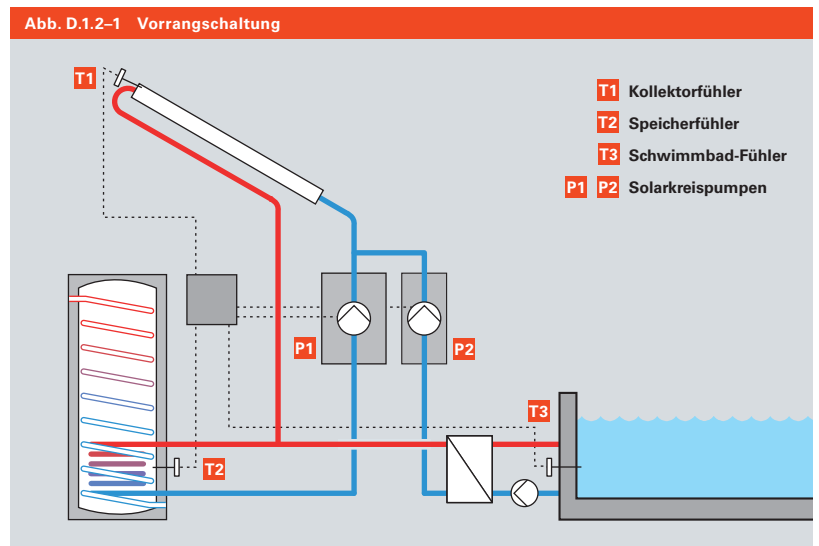
Bei der Vorrangschaltung wird ein Speicher bei der solaren Beladung bevorzugt. Wenn also zwei Verbraucher beladen werden – zum Beispiel ein Speicher-Wassererwärmer und ein Schwimmbad ohne konventionelle Nachheizung – wird in diesem Konzept die Anlage so geregelt, dass vorrangig das Trinkwasser solar erwärmt wird. Erst wenn der Speicher seine Zieltemperatur erreicht hat, soll die Solaranlage das Schwimmbad erwärmen (siehe Abb. D.1.2–1).

Mit der Reglereinstellung wird also festgelegt, dass die Solaranlage vorrangig den Speicher-Wassererwärmer aufheizt. Dabei wird in Kauf genommen, dass die Solaranlage mit einem etwas schlechteren Wirkungsgrad arbeitet, da sie nicht vorrangig das kältere Beckenwasser erwärmt.

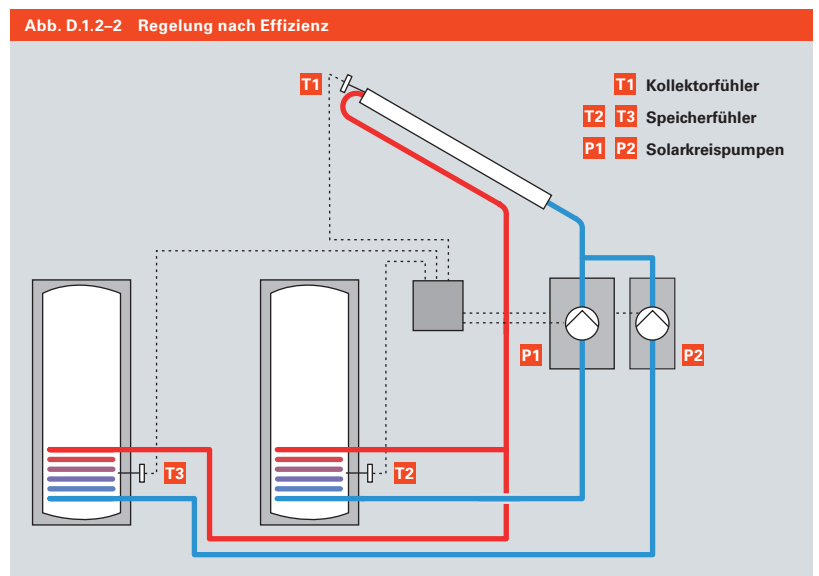
Regelung nach Effizienz

Soll die Solaranlage möglichst effizient arbeiten, muss sie stets im bestmöglichen Wirkungsgradbereich arbeiten. Für eine Anlage mit zwei Speichern, die ganzjährig nachgeheizt werden, muss die Regelung also dafür sorgen, dass immer der Speicher mit der aktuell geringeren Temperatur beladen wird (siehe Abb. D.1.2–2).

Dieses Regelkonzept wird z.B. eingesetzt, wenn zwei Verbraucher (Wohneinheiten) von einer Solaranlage versorgt werden.



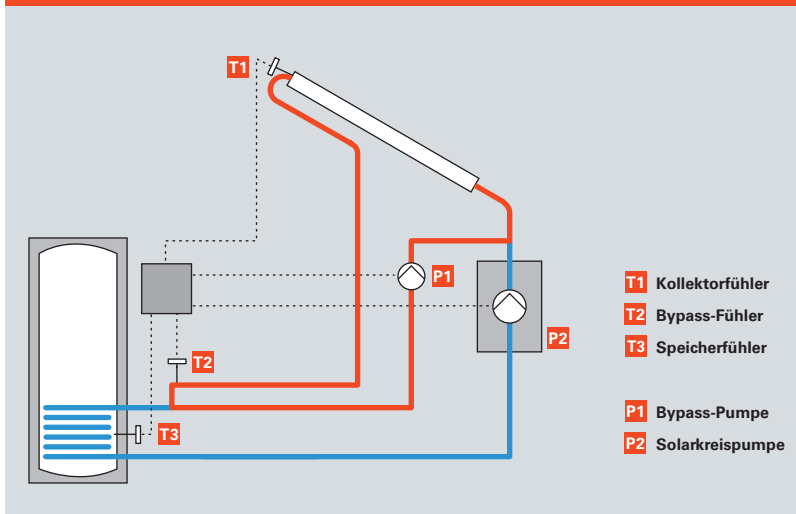
Vorrang für die Trinkwassererwärmung: P1 läuft, wenn T1 größer ist als T2. P2 läuft erst, wenn T2 die Zieltemperatur erreicht hat und T1 größer ist als T3. (Die notwendige Temperaturdifferenz ist jeweils zu berücksichtigen.)



Regelung nach Effizienz: P1 läuft, wenn T1 größer ist als T2 und T2 kleiner ist als T3. P2 läuft, wenn T1 größer ist als T3 und T3 kleiner ist als T2. (Die notwendige Temperaturdifferenz ist jeweils zu berücksichtigen.)

D.1 Funktionen des Solarreglers

Abb. D.1.2-3 Regelung mit Bypass-Pumpe



Regelung mit Bypass-Pumpe: P1 läuft, wenn T1 größer ist als T3. P2 läuft erst, wenn T2 größer ist als T3. (Die notwendige Temperaturdifferenz ist jeweils zu berücksichtigen.)

Regelung mit Bypass-Pumpe

Eine Bypass-Pumpe kann das Anlaufverhalten einer Solaranlage verbessern, z.B. bei sehr langen Zuleitungen zum Speicher oder bei liegend montierten Vakuum-Röhrenkollektoren auf Flachdächern.

Der Solarregler erfasst mittels Kollektorfühler die Kollektortemperatur. Beim Überschreiten der eingestellten Temperaturdifferenz zum Speichertemperaturfühler wird die Bypass-Pumpe eingeschaltet. Diese sorgt dafür, dass der solar erwärmte Wärmeträger zunächst nur die Rohrleitungen erwärmt. Wird dann die voreingestellte Temperaturdifferenz zwischen Bypass-Fühler und Speichertemperaturfühler überschritten, wird die Solarkreispumpe ein- und die Bypass-Pumpe ausgeschaltet. Dadurch wird vermieden, dass der Speicher (beim Betrieb mit internen Wärmetauschern) bei beginnender Ladung auskühlt.

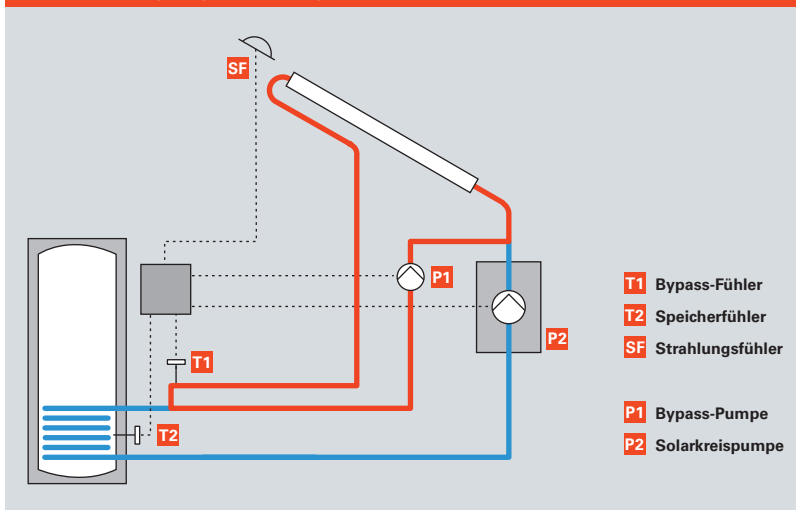
Regelung mit Strahlungsfühler

Vom hydraulischen Prinzip her gleicht dieses Konzept der Regelung mit Bypass-Pumpe, jedoch wird der Bypass-Betrieb nicht durch eine Differenztemperatur, sondern durch eine Einstrahlungsmessung gestartet.

Der Solarregler erfasst die Einstrahlung über eine Solarzelle. Bei Überschreiten einer einstellbaren Einstrahlungsschwelle wird die Bypass-Pumpe eingeschaltet. Als geeigneter Wert hat sich bei üblichen Anwendungen 200 W/m^2 bewährt.

Diese Art der Bypass-Schaltung ist besonders dann geeignet, wenn keine durchgehend präzise Temperaturmessung im Kollektor, beispielsweise aufgrund kurzer Teilverschattungen (Schornsteine o.ä.), möglich ist.

Abb. D.1.2-4 Regelung mit Strahlungsfühler



Regelung mit Strahlungsfühler: P1 läuft, wenn die Einstrahlung den Mindestwert überschreitet. P2 läuft erst, wenn T1 größer ist als T2. (Die notwendige Temperaturdifferenz ist dabei zu berücksichtigen.)

Unterdrückung der Nachheizung

Zur Effizienzsteigerung der Solaranlage kann die konventionelle Nachheizung des bivalenten Speicher-Wassererwärmers solange verzögert werden, bis keine Solarwärme mehr geliefert wird (Solarkreispumpe aus). Diese Funktion kann im Zusammenspiel mit den Vitotronic Kesselreglern genutzt werden. Das aktuelle Viessmann Lieferprogramm ist mit der erforderlichen Software ausgerüstet, ältere Regler können nachgerüstet werden.

Am Heizungsregler wird wie üblich eine Nachheiztemperatur für das Trinkwarmwasser eingestellt. Zusätzlich wird eine minimale Temperatur eingestellt. Wenn die Nachheizunterdrückung aktiviert ist und der Speicher solar beladen wird, lässt die Kesselregelung ein Unterschreiten der Warmwassertemperatur bis zur eingestellten Minimaltemperatur zu. Der Speicher-Wassererwärmer wird erst dann vom Heizkessel beheizt (während die Solarkreispumpe läuft), wenn dieser Minimalwert unterschritten wird.

Beheizung zur Trinkwarmwasser-Hygiene

Zur Berücksichtigung der Trinkwarmwasser-Hygiene wird das gesamte Volumen des Trinkwarmwassers einmal täglich auf 60 °C erwärmt. Das betrifft den unteren Teil des bivalenten Speicher-Wassererwärmers oder eingesetzte Vorspeicher.

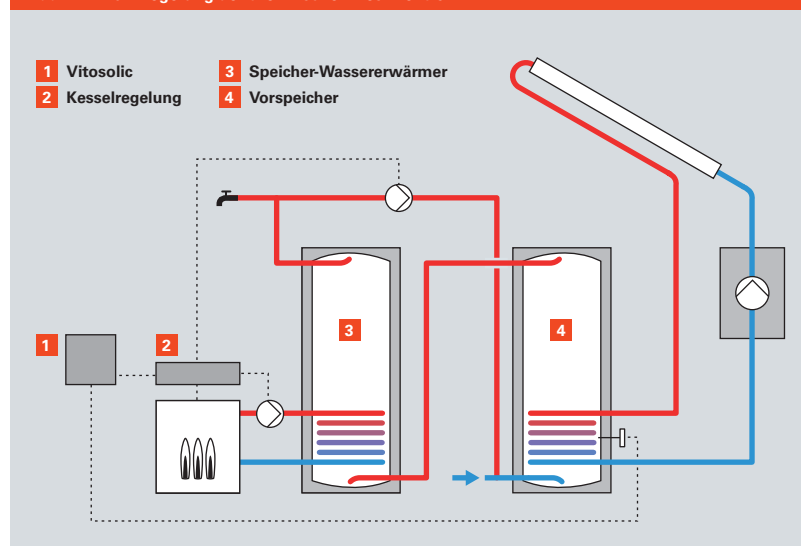
Bei dieser thermischen Desinfektion muss die dafür notwendige Wärme über den Nachheizwärmetauscher in das gesamte Speichervolumen geführt werden können. Die Positionierung der Fühler muss sicherstellen, dass tatsächlich das gesamte Volumen des Trinkwarmwassers die erforderliche Temperatur erreicht hat.

Optimierung der thermischen Desinfektion

Die Reglerfunktion zur Optimierung der thermischen Desinfektion unterbindet diese, wenn das Trinkwarmwasser im Vorspeicher bzw. im unteren Teil des bivalenten Speicher-Wassererwärmers innerhalb der vergangenen 24 Stunden bereits über die Solaranlage auf 60 °C erwärmt wurde.

Auch diese Funktion setzt voraus, dass die Kesselregelung für die Kommunikation mit dem Vitosolic Regler geeignet ist.

Abb. D.1.2-5 Regelung der thermischen Desinfektion



Bei der thermischen Desinfektion ist ein gutes Zusammenspiel des Solarreglers mit der Kesselregelung vorteilhaft. Wenn am Speicherfühler in den vergangenen 24 Stunden 60 °C überschritten wurden, wird die Nachheizung unterbunden.

D.1 Funktionen des Solarreglers

Funktionen zur Stagnationsvermeidung

Zur Vermeidung von Stagnation bzw. Verringerung von Stagnationsbelastungen können weitere Funktionen aktiviert werden. Sie sind jedoch nur sinnvoll bei Anlagen mit sehr hoher Deckung und solchen zur solaren Heizungsunterstützung, bei denen mit häufiger Stagnation gerechnet werden muss.

Kühlfunktion

Im Normalbetrieb wird bei Erreichen der eingestellten Speicher-Maximaltemperatur die Solarkreispumpe abgeschaltet. Ist die Kühlfunktion aktiviert und steigt die Kollektortemperatur auf die eingestellte Kollektor-Maximaltemperatur an, wird die Pumpe solange eingeschaltet, bis diese maximale Kollektortemperatur wieder um 5 K unterschritten wird. Dabei kann die Speichertemperatur weiter ansteigen, jedoch nur bis 95 °C. Die Größe dieser thermischen Reserve des Speichers wird über die Speicher-Maximaltemperatur eingestellt.

Rückkühlfunktion

Diese Funktion ist nur sinnvoll, wenn die Kühlfunktion aktiviert ist. Bei Erreichen der eingestellten Speicher-Maximaltemperatur bleibt die Solarkreispumpe eingeschaltet, um eine Überhitzung des Kollektors zu vermeiden. Am Abend läuft die Pumpe solange weiter, bis der Speicher über den Kollektor und die Rohrleitungen auf die eingestellte Speicher-Maximaltemperatur zurückgekühlt wurde. Diese Funktion hat bei Flachkollektoren einen sehr viel größeren Effekt als bei Vakuum-Röhrenkollektoren.

Beispiel

Die Speicher-Maximaltemperatur ist auf 70 °C eingestellt. Bei Erreichen dieser Temperatur schaltet die Solarkreispumpe zunächst ab. Der Kollektor erwärmt sich bis zur eingestellten Kollektor-Maximaltemperatur von 130 °C. Bei der Kühlfunktion schaltet die Solarkreispumpe wieder ein und läuft solange, bis die Kollektortemperatur unter 125 °C sinkt oder die Speichertemperatur 95 °C erreicht.

Mit Rückkühlfunktion läuft die Solarkreispumpe am Abend solange weiter, bis der Speicher über den Kollektor wieder auf 70 °C rückgekühlt wurde oder die Speichertemperatur 95 °C erreicht (Sicherheitsabschaltung).

Intervallfunktion

Die Intervallfunktion wird in Anlagen genutzt, in denen die Absorbertemperatur nicht unmittelbar exakt ermittelt werden kann. Das kann beispielsweise bei liegenden Vakuum-Röhrenkollektoren der Fall sein, in denen kein ausreichend großer thermischer Auftrieb in der Röhre dafür sorgt, dass der Kollektorfühler einen Temperaturanstieg sofort registriert. In einstellbaren Zeitschritten wird die Solarkreispumpe für 30 Sekunden eingeschaltet, um das Wärmeträgermedium aus dem Kollektor zur Position des Fühlers zu bewegen. Die Intervallfunktion ist von 22:00 bis 6:00 Uhr nicht aktiv.

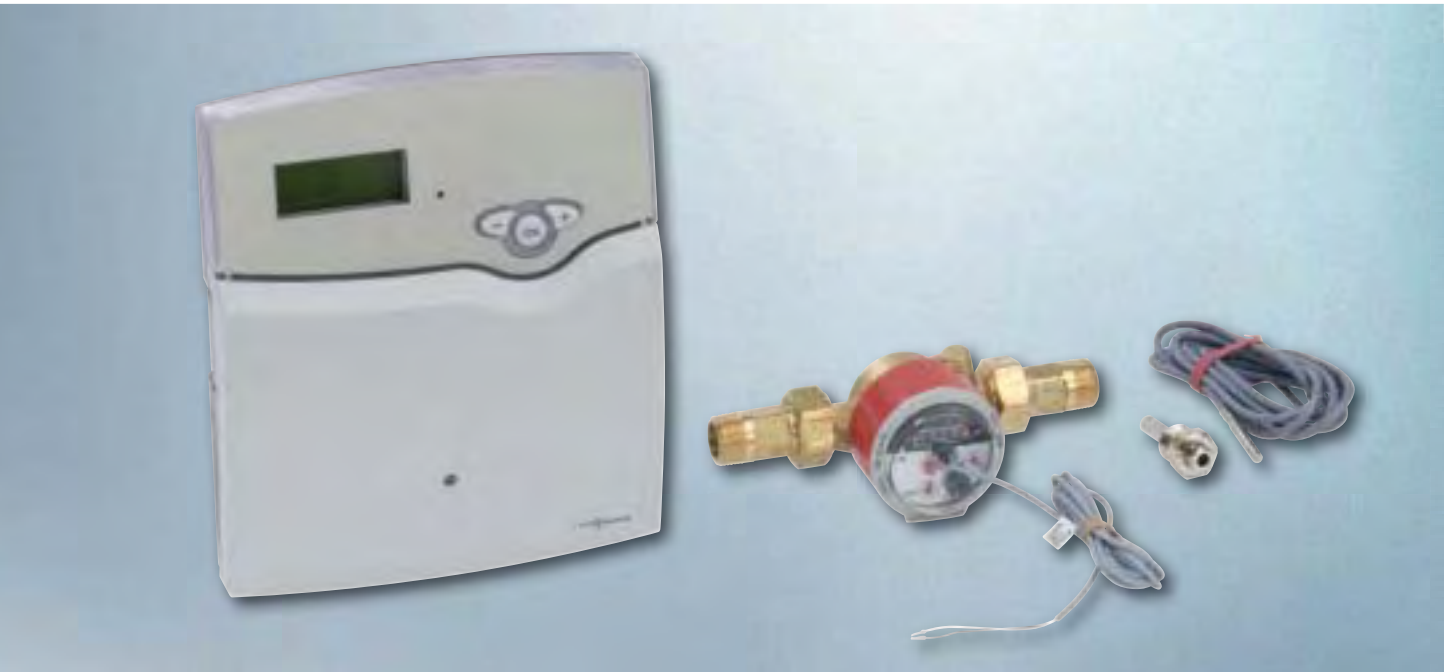
Thermostatfunktionen

Die Vitosolic 200 Regler bieten zusätzlich verschiedene Thermostatfunktionen. Dafür werden mit zusätzlichen Fühlern entsprechende Temperaturen erfasst und bei Über- bzw. Unterschreitung ein Aktor geschaltet. So kann beispielsweise ab einer bestimmten Speichertemperatur die Ladepumpe für ein Schwimmbad zugeschaltet werden.

Hinweise zur Drehzahlregelung der Solarkreispumpe finden sich im Kapitel B.3.1.3.

Hinweis

Die Kühlfunktionen des Reglers ergänzen die Maßnahmen für den Stagnationsfall, sie ersetzen diese aber nicht. Ausführliche Informationen zum Thema Stagnation finden sich im Kapitel B.3.5.



Funktions- und Ertragskontrolle

Der Solarregler sorgt nicht nur dafür, dass Sonnenwärme effektiv genutzt wird, sondern übernimmt auch wichtige Kontrollfunktionen.

Wie bei jeder technischen Einrichtung sind auch bei einer thermischen Solaranlage Störungen nicht gänzlich auszuschließen. Bei anderen versorgungstechnischen Anlagen wird ein Ausfall normalerweise schnell bemerkt, bei einer Solaranlage dagegen übernimmt in diesem Fall automatisch der konventionelle Wärmeerzeuger die Erwärmung – eine technische Störung ist deshalb nicht immer offensichtlich. Aus diesem Grund muss in die Planung einer Solaranlage auch der Aspekt Anlagenüberwachung einbezogen werden.

Die Kontrolle einer Solaranlage kann auf zwei verschiedene Weisen erfolgen: durch Funktionskontrolle oder durch Ertragskontrolle.

Mit Hilfe der Funktionskontrolle kann die Funktion bzw. Fehlfunktion der gesamten Anlage oder von Einzelkomponenten erfasst werden. Dies kann manuell oder automatisch geschehen.

Bei einer Ertragskontrolle werden gemessene Wärmemengen pro Zeiteinheit mit festgelegten oder errechneten Sollwerten verglichen. Auch eine Ertragskontrolle kann manuell oder automatisch erfolgen.

D.2.1 Funktionskontrolle

Moderne Solarregler sorgen nicht nur für den bestimmungsgemäßen Anlagenbetrieb, sie bieten zusätzlich auch eine Kontrolle der wichtigsten Anlagenfunktionen.

Selbstkontrolle des Reglers

Ein Solarregler besteht aus verschiedenen Baugruppen, deren Funktionsfähigkeit und Zusammenspiel vom Regler selbst überwacht wird. Fällt eine dieser Baugruppen aus, wird eine Fehlermeldung generiert oder ein Alarm ausgelöst.

Kontrolle der Fühlerleitungen

Ein funktionstüchtiger Regler wird einen Defekt in der Fühlerleitung sofort registrieren. Wird beispielsweise ein ungeschütztes Fühlerkabel am Kollektor durch Nagetiere oder Vögel in Mitleidenschaft gezogen, kann es dabei entweder kurzgeschlossen oder getrennt werden.

Für den Regler bedeutet das einen elektrischen Widerstand, entweder gegen 0 oder gegen unendlich, oder – in der „Logik“ der Temperaturmessung – eine Temperatur von „unendlich“ heiß oder kalt.

Im Regler sind Grenzwerte für Temperaturen hinterlegt, die den üblicherweise zu erwartenden Temperaturbereich einer Solaranlage umfassen. Wird dieser Bereich verlassen, meldet der Regler einen Fehler.

Überwachung von Temperaturen

Am Regler können Maximaltemperaturen für Speicher und Kollektor definiert werden, ab denen der Regler eine Fehlermeldung erzeugt. Vor der Definition dieser Temperaturwerte muss anlagenbezogen genau geprüft werden, wie hoch diese Werte sein müssen, damit es nicht zu irreführenden Fehlermeldungen kommt.

Eine weitere Möglichkeit der Funktionskontrolle ist die Überwachung von Temperaturdifferenzen, in der Regel zwischen Kollektor und Speicher. Diese Art der Überwachung beruht

Abb. D.2.1-1 ungeschützte Fühlerkabel



In der Praxis leider häufig anzutreffen: deutliche Biss- und Pickspuren am ungeschützten Fühlerkabel.

auf der Annahme, dass der Kollektor bei einem ordnungsgemäßen Betrieb, d.h. solange der Speicher seine Maximaltemperatur noch nicht erreicht hat, nicht mehr als beispielsweise 30 K heißer sein soll als der Speicher (der Wert ist einstellbar). Mit Hilfe dieser automatischen Funktionskontrolle werden typische Fehler angezeigt, die dazu führen, dass keine Energie mehr aus dem Kollektor an den Speicher abgeführt wird, obwohl dieser noch Energie aufnehmen könnte:

- defekte Kollektorkreispumpe
- unterbrochene Stromversorgung zur Pumpe
- hydraulische Probleme im Kollektorkreis (z.B. Luft, Leckagen, Ablagerungen)
- Fehlstellung von Ventilen
- fehlerhafte oder sehr stark verschmutzte Wärmetauscher

D.2 Funktions- und Ertragskontrolle

Darüber hinaus ist es möglich, trotz stillstehender Solarkreispumpe Temperaturerhöhungen am Kollektor oder eine positive Temperaturdifferenz zwischen kälterem Speicher und wärmerem Kollektor zu registrieren (z.B. nachts). Das kann auf eine Fehlfunktion von Anlagenkomponenten hinweisen, die zu einer Schwerkraftzirkulation führt, d.h. der Speicher erwärmt per Schwerkraft den Kollektor.

Es ist allerdings zu beachten, dass beispielsweise ein starker nächtlicher Verbrauch im Hochsommer zu einer tatsächlich kurzzeitig nutzbaren Temperaturdifferenz zwischen kaltem Speicher und wärmerem Kollektor (Umgebungstemperatur) führen kann. Auch starke Schwankungen der Außentemperatur können eventuell irreführende Fehlermeldungen erzeugen. Es ist deshalb zu empfehlen, bei der Aktivierung dieser Funktionskontrolle den Anlagenbetreiber über die möglichen Fehlermeldungen zu informieren, um unnötige Serviceeinsätze zu vermeiden.

Alle Fehlermeldungen lassen sich direkt am Regler ablesen. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, die Fehlermeldung beispielsweise an eine Gebäudeleittechnik oder über das Internet weiterzuleiten.

Mit Hilfe automatischer Funktionskontrollen können sehr zuverlässig aktuelle Betriebszustände überwacht und viele Fehlfunktionen erfasst werden. Die automatisierte Überwachung hat jedoch ihre Grenzen: Bereiche, in denen die Gefahr von Fehlermeldungen zu groß ist und Anlagenbetriebszustände, die sich durch kein typisches Fehlerbild für Funktionsstörungen abbilden lassen.

Beispiel

Bleibt bei einer stark verschmutzten oder gebrochenen Kollektorscheibe eine Temperaturerhöhung am Kollektor aus, kann der Regler nicht „wissen“, ob ein Defekt vorliegt oder ob es sich lediglich um eine Schlechtwetterperiode handelt. In einem solchen Fall ist eine genaue Diagnose eher möglich mittels einer Ertragsmessung und -bewertung.

D.2.2 Ertragskontrolle

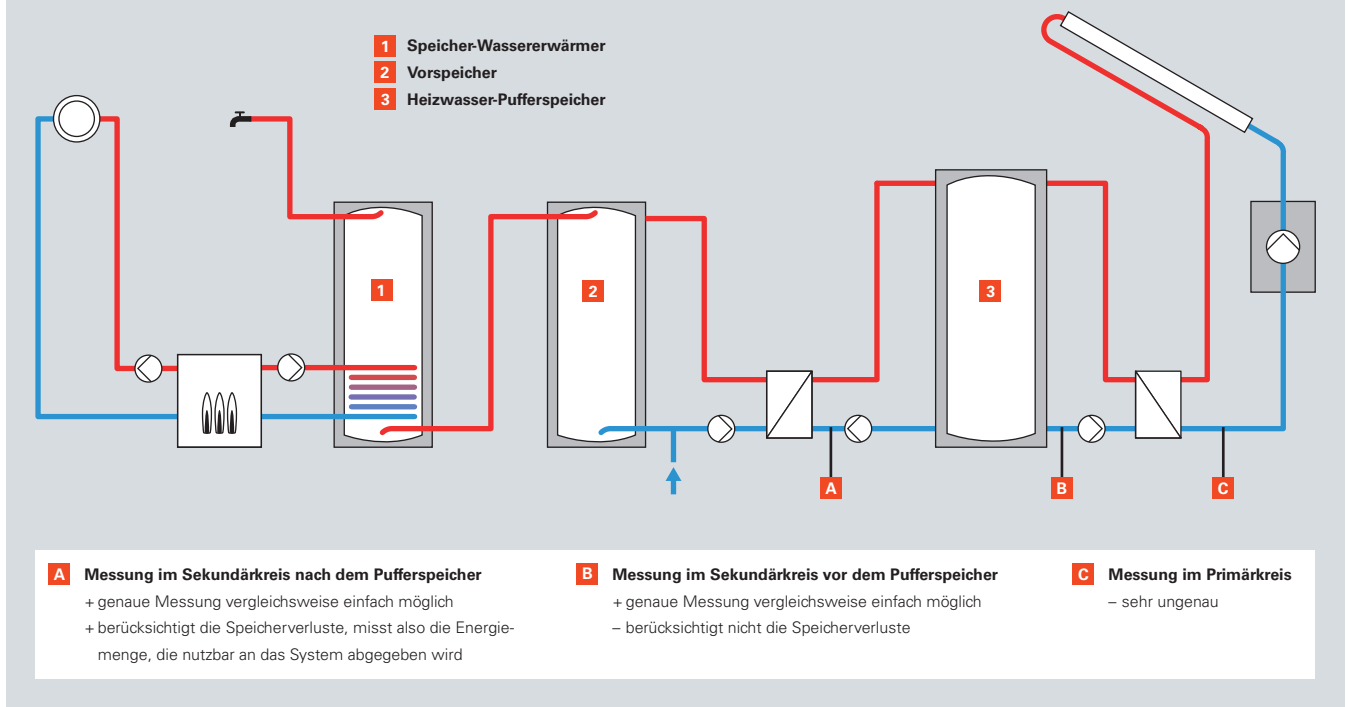
Eine einfache und wirkungsvolle Kontrolle ist der Vergleich der realen Pumpenlaufzeit mit den erwarteten Werten. Für eine durchschnittliche Solaranlage rechnet man mit 1 500–1 800 Stunden pro Jahr. Genauere Werte für die erwartete Pumpenlaufzeit liefert eine Jahressimulation der Anlage. Dieses Vergleichsverfahren stellt aber keineswegs eine Ertragsmessung dar.

Ertragsmessung

Bevor Solarerträge gemessen werden können, muss die Messmethode zunächst kritisch beurteilt werden, damit es nicht zu Fehleinschätzungen der Anlage kommt. Zu beachten ist dabei, dass Ertragserfassungen mittels Solarregler oft eher Schätzungen als Messungen sind. So ist es beispielsweise möglich, die Zeitdauer zu messen, in der die Pumpe Strom erhält. Gehen in die Bewertung noch angenommene (nicht gemessene) Durchflussmengen und die Temperaturen von Speicher und Kollektor ein, so handelt es sich hier nicht um eine belastbare Ertragsmessung, sondern um eine Abschätzung.

Für Ertragsmessungen werden die korrekte Ermittlung des Volumenstroms und die Messung zweier Temperaturen benötigt. Bei der Messung im Primärkreis ist zu berücksichtigen, dass sich Viskosität und Wärmekapazität von Wasser und Wasser-Glykol-Gemischen unterscheiden. Wird also ein handelsüblicher Wärmemengenzähler ohne Korrekturfaktoren in den Glykolkreis eingebaut, kann die gelieferte Wärmemenge damit nicht exakt ermittelt, sondern ebenfalls nur geschätzt werden.

Abb. D.2.2-1 Ertragsmessung



In Anlagen mit externen Wärmetauschern ist es immer sinnvoller, im Sekundärkreis zu messen. Damit kann die Wärmemenge, die von der Solaranlage an den Speicher abgegeben wird, hinlänglich genau ermittelt werden. Sollen zudem die Speicherverluste berücksichtigt werden, d.h. nur die Wärmemenge gezählt werden, die nutzbar an das System abgegeben wird, ist ein Messpunkt hinter dem Pufferspeicher notwendig.

Für die Praxis ist jedoch einschränkend zu vermerken, dass eine Wärmemengenmessung allein – gleichgültig, an welcher Stelle die Messung erfolgt – für eine rechtssichere Abrechnung von solar erzeugter Wärme gegenüber Mietern nicht geeignet ist. Die diesbezügliche aktuelle Rechtsprechung und die Beschreibung geeigneter Abrechnungsverfahren befinden sich zurzeit in Bewegung. Wünscht ein Investor die Möglichkeit zur Abrechnung von solar erzeugter Wärme, ist die Einholung aktueller Informationen bei den Branchenverbänden der Wohnungswirtschaft zu empfehlen.

D.2 Funktions- und Ertragskontrolle

Manuelle Ertragsbewertung

Ein gemessener Ertrag liefert nur dann eine hinreichende Aussage über die ordnungsgemäße Funktion der Anlage, wenn er mit einer Referenzgröße, also einem Soll-Ertrag verglichen wird. Dieser Referenzwert kann entweder einer Simulation entnommen oder aus Messdaten am Anlagenstandort errechnet werden. Bei beiden Verfahren sind gewisse Ungenauigkeiten nicht zu vermeiden. Aus diesem Grund muss in die Messungen und Differenzen zwischen simulierten und tatsächlichen Wetterbedingungen eine hohe Toleranz in die Beurteilung einfließen. In der VDI Richtlinie 2169, die im Jahr 2009 zum Thema Ertragskontrolle erscheinen wird, werden diese Toleranzen genauer beschrieben.

Zur Ertragsbewertung mittels simulierter Wetterdaten muss immer ein ganzes Jahr zugrunde gelegt werden. Eine Beurteilung kleinerer Zeiträume ist nur mit gemessenen Wetterdaten möglich, die in die Simulation einfließen.

Beispiel

Die Simulation für eine einfache Anlage zur Trinkwassererwärmung ergibt pro Jahr einen Wert von 1500 kWh „Energie Solarsystem an Warmwasser“.

Die festen Wetterdaten aus dem Testreferenzjahr (siehe Kapitel C.4), die dem Programm hinterlegt sind, können um bis zu 30 Prozent vom tatsächlichen Wettergeschehen im zu beurteilenden Jahr abweichen.

Da bei dieser Anlage nur eine Ertragsmessung im Glykolkreis möglich ist, ergeben sich aufgrund von Messungenauigkeiten – auch bei Verwendung angepasster Wärmemengenzähler (Korrekturfaktoren) – noch zusätzliche Abweichungen in vergleichbarer Größenordnung.

Außerdem werden bei der Messung des Wärmeertrags im Glykolkreis die Speicherverluste nicht berücksichtigt, die beim Simulationsergebnis von 1500 kWh pro Jahr jedoch berücksichtigt wurden.

Ein gemessener Jahresertrag von beispielsweise 1400 kWh gibt also keinen Anlass, die ordnungsgemäße Funktion der Anlage grundsätzlich zu bezweifeln.

Bewertungen von langjährigen Messungen

Werden jährlich gemessene Erträge über einen längeren Zeitraum miteinander verglichen, sind die Messungenauigkeiten und eventuell nicht optimale Messpunkte zu vernachlässigen, wenn es lediglich um die Kontrolle der Anlagenfunktionen geht. Liegen die Messergebnisse in einem Schwankungsbereich von maximal 20 Prozent, kann eine ordnungsgemäße Funktion der Anlage angenommen werden.

Manuelle Ertragsbewertungen wie hier beschrieben können automatische Funktionskontrollen nicht ersetzen, da sich anhand abgelesener Messwerte immer erst im Nachhinein, also ggf. nach Ablauf längerer, ertragsloser Zeiträume ein Defekt erkennen lässt. Sind die gemessenen Erträge „nur“ reduziert, lassen sich Fehlfunktionen lediglich durch genaue Analyse und mit viel Erfahrung erkennen.

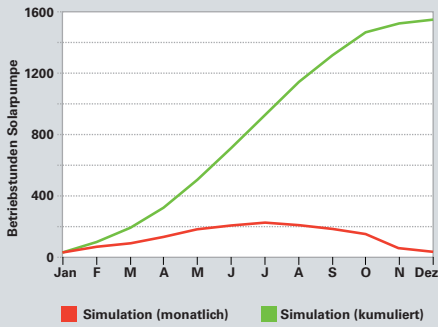
Umgang mit Betreiberdaten

Häufig werden Planer oder Installateure mit Daten konfrontiert, die von Anlagenbetreibern ermittelt werden. Dahinter steht häufig der Wunsch nach einer „Analyse“ dieser Daten. Derartige Datensätze sind jedoch wenig brauchbar, wenn irgendetwas irgendwann abgelesen und notiert wird. Zudem sind diese meist absoluten Werte selten relevant.

Dennoch lassen sich mit vom Kunden notierten Daten wie Betriebsstunden, Ständen von Wärmemengenzählern oder Stromverbräuchen der Solaranlage Aussagen über den Betriebszustand der Anlage treffen, wenn die Daten in Beziehung zueinander gesetzt werden. Es fördert die Kundenzufriedenheit, wenn diese teilweise sehr akribisch gesammelten Datensätze nicht als „unnützlich“ abgetan werden, sondern – mit den gebotenen Einschränkungen im Hinblick auf die Genauigkeit – interpretiert werden.

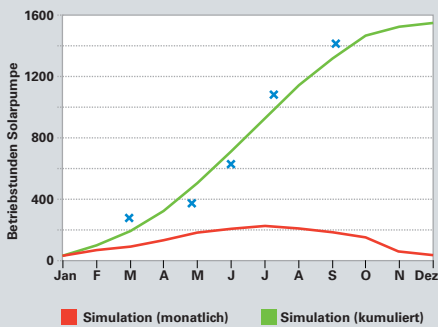
Beispiel

**Vergleich simulierter Werte mit Messwerten
am Beispiel der Pumpenlaufzeit**



In der Grafik sind die simulierten Laufzeiten einer Solarkreispumpe dargestellt, in der unteren Linie als absolute Monatswerte, in der oberen Linie als kumulierte Werte.

In die obere Kurve können nun die zu beliebigen Zeiten gemessenen Betriebsstunden ergänzt werden:



Die gemessenen Werte folgen im Wesentlichen den simulierten Werten, man kann also von einem ordnungsgemäßen Betrieb der Anlage ausgehen.

Auf ähnliche Weise kann auch mit den gesammelten Daten einer Wärmemengenschätzung oder -messung verfahren werden. Wichtig dabei ist es, dem Kunden zu erklären, dass nicht die absoluten Werte zählen, sondern der Verlauf.

Automatische Ertragsbewertung

Werden Anlagenbetriebszustände und Wetterdaten vor Ort automatisch erfasst, können tagesaktuelle Ertragsprognosen erstellt und mit den tatsächlich gelieferten Wärmemengen der Solaranlage verglichen werden. Der

Soll-Wert einer Anlage ergibt sich dann nicht aus einer Simulation mittels Testreferenzjahr, sondern mit Hilfe aktueller, tatsächlich gemessener Daten. Dadurch werden sehr viel kürzere Bewertungszeiträume möglich.

Viessmann ist an der Entwicklung und Optimierung des sogenannten Input/Output-Controllers beteiligt. Bei diesem Verfahren wird der potenzielle Ertrag der Anlage ständig mit dem tatsächlichen Ertrag verglichen. Basis hierfür sind die spezifischen Kennwerte der Anlagenkomponenten und die gemessenen Verbrauchs- und Wetterdaten. Bei unplausiblen Abweichungen des Ist-Wertes vom Soll-Wert wird eine Fehlermeldung erzeugt.

Kosten für Überwachung der Funktionen und Bewertung der Erträge

Je genauer die Messung der Anlagenerträge und deren Bewertung ausfallen sollen, desto höher sind dafür erfahrungsgemäß auch die Kosten. Das Gleiche gilt für die Überwachung von Anlagenfunktionen, die nicht mit einfachen Kontrollfunktionen im Regler zu erfassen sind. Bei der Entscheidung, welcher Kostenrahmen für Überwachung und Bewertung angemessen ist, kann man sich an einem Richtwert orientieren: Die Kosten sollten in einer Größenordnung von maximal 5 Prozent der Anlagenkosten liegen – die Orientierung an dieser „Daumenregel“ führt in der Regel zu einem ausgewogenen Verhältnis zwischen den Kosten für die Überwachung und dem Wert der so „gesicherten“ Erträge.



E Anlagenbetrieb

Für den langfristig sicheren und effizienten Betrieb solarthermischer Anlagen werden nicht nur ausgereifte Komponenten und schlüssige Konzepte benötigt, es ist auch eine besondere Sorgfalt bei der Inbetriebnahme erforderlich.

Die Nutzungsdauer einer solarthermischen Anlage hängt auch von der über die Inbetriebnahme hinausgehenden Sorgfalt ab. Das betrifft neben der Einweisung des Kunden auch Inspektions- und Wartungsarbeiten.

Dieses Kapitel beschreibt die Vorbereitung und den Ablauf der Inbetriebnahme, weist auf wichtige Details in der Praxis hin und zeigt

auf, worauf bei Inspektion und Wartung zu achten ist. Ergänzend wird das gelegentlich auftretende Phänomen der Kondensatbildung in Flachkollektoren erläutert.

162 E.1 Inbetriebnahme und Wartung

- 163 E.1.1 Druckverhältnisse in der Solaranlage
- 165 E.1.2 Vorbereitung der Inbetriebnahme
- 167 E.1.3 Ablauf der Inbetriebnahme
- 171 E.1.4 Wartung glykolhaltiger Wärmeträger

172 E.2 Kondensatbildung in Flachkollektoren



Inbetriebnahme und Wartung

Der Kollektor erzeugt Wärme, sobald ausreichend Licht auf den Absorber fällt, und zwar unabhängig davon, ob das gesamte System schon betriebsbereit ist oder nicht.

Wird die Anlage befüllt und der Kollektor nicht abgedeckt, beginnt mit der Einstrahlung die Wärmeerzeugung im gesamten Primärkreis. Um unnötige thermische Belastungen zu vermeiden, wird die Solaranlage deshalb erst dann befüllt, wenn auch die Wärmeabnahme gesichert ist. Die probeweise Inbetriebnahme einer Solaranlage ist nicht möglich.

Einen entscheidenden Einfluss auf das Betriebsverhalten der Anlage haben die Druckverhältnisse im Solarkreis. Ob Fülldruck, Anlagenbetriebsdruck oder Vordruck des MAG – erst das richtige Zusammenspiel ermöglicht den optimalen Anlagenbetrieb.

E.1.1 Druckverhältnisse in der Solaranlage

Im Rahmen der Untersuchungen zum Stagnationsverhalten solarthermischer Anlagen hat sich gezeigt, dass die Druckverhältnisse im Solarkreis einen entscheidenden Einfluss auf die Effizienz und die Langlebigkeit der Anlage haben.

Für die Auslegung der Druckhaltung und die Inbetriebnahme sind bei thermischen Solaranlagen einige Besonderheiten zu berücksichtigen, die im Folgenden erläutert werden.

Die Anlage benötigt im Ruhezustand (kalt) am höchsten Punkt einen Druck von 1 bar, um im Betrieb an diesem Punkt einen Unterdruck zu vermeiden. Die Solarkreispumpe drückt den Wärmeträger bis zu diesem Hochpunkt, danach „fällt“ dieser über den Solarkreisvorlauf wieder in Richtung Pumpe. Dabei wirkt die Schwerkraft auf den Wärmeträger, sodass sich an der höchsten Stelle der Druck verringert. Da diese Stelle meist auch der wärmste Punkt der Anlage ist, könnte es hier aufgrund des geringen Drucks zur Dampfbildung kommen.

Um die Pumpe vor Übertemperatur im Betrieb oder bei Stagnation der Anlage zu schützen, hat sich eine Positionierung im Rücklauf in Flussrichtung vor dem Membran-Ausdehnungsgefäß (MAG) bewährt.

Bei dieser Anordnung von Pumpe und MAG handelt es sich um eine Nach- oder Enddruckhaltung – was zur Folge hat, dass der Arbeitsdruck der Pumpe unter dem Ruhedruck der Anlage liegt. Um Kavitation durch partielles Sieden des Wärmeträgers in der Pumpe zu vermeiden, darf ein minimaler Zulaufdruck am Ansaugstutzen nicht unterschritten werden.

Dieser notwendige Zulaufdruck ist abhängig von dem Differenzdruck der Pumpe, dem Siedepunkt und der Betriebstemperatur des geförderten Mediums. Bei üblichen Solaranlagen mit einem statischen Druck von mindestens 0,5 bar und einem Befülldruck am Hochpunkt von 1 bar kann dieses Problem vernachlässigt werden, sofern Viessmann Solarkreisumpen verwendet werden. Bei abweichenden Konstruktionen mit einem Ruhedruck $< 1,5$ bar am Saugstutzen der Pumpe empfiehlt sich eine Berechnung unter Berücksichtigung des notwendigen minimalen Zulaufdrucks.

Bei der Berechnung des statischen Drucks können die Dichteunterschiede zwischen handelsüblichen Wärmeträgern und reinem Wasser vernachlässigt werden, hier kann also pro Meter ein Wert von 0,1 bar angenommen werden.

Mit dem Mindestdruck am Hochpunkt der Anlage und dem statischen Druck kann der

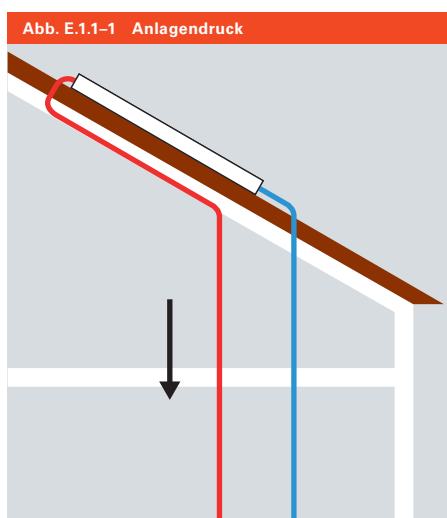


Abb. E.1.1-1 Anlagendruck
In Abhängigkeit von der statischer Höhe der fallenden Leitung (Vorlauf) verringert sich der Druck am Kollektoraustritt.

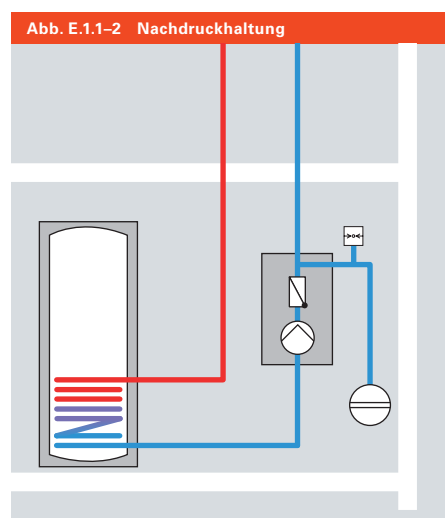
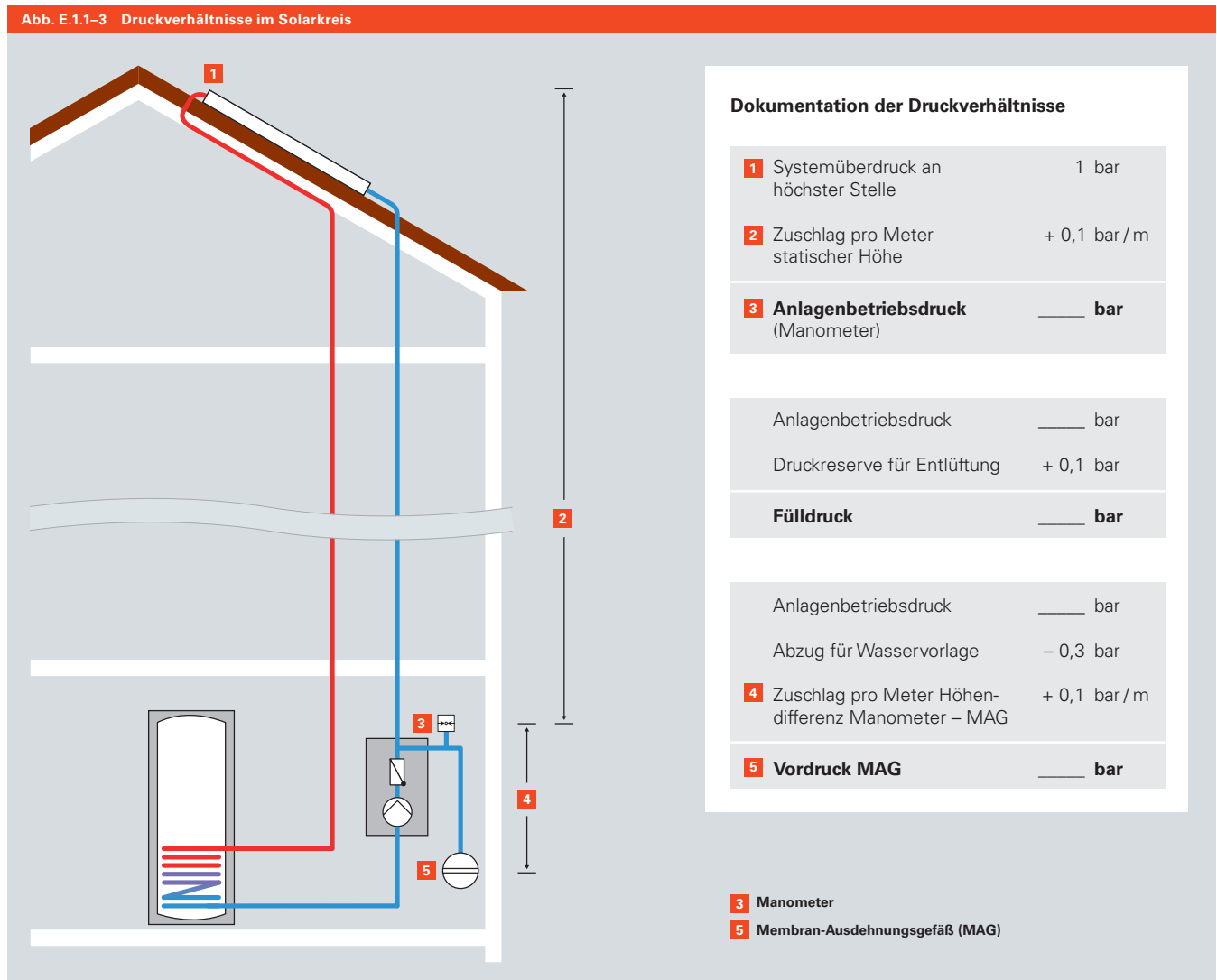


Abb. E.1.1-2 Nachdruckhaltung
Die Pumpe wird in Fließrichtung vor Rückschlagventil und MAG montiert, um sie vor Übertemperatur im Stagnationsfall zu schützen.

E.1 Inbetriebnahme und Wartung



Jede Solaranlage benötigt einen solchen „Drucksteckbrief“, damit Fehler bei Auslegung und Inbetriebnahme vermieden werden.

Betriebsdruck der Anlage durch Addition berechnet werden. Kontrolliert wird dieser am Manometer – dabei muss berücksichtigt werden, dass tiefer liegende Bauteile einem höheren Druck ausgesetzt sind. Dies ist besonders wichtig bei der Festlegung des Vordrucks des MAG. Befindet sich beispielsweise das Manometer „in Augenhöhe“ und das MAG auf dem Boden, ergibt sich bereits eine Druckdifferenz von etwa 0,15 bar.

Der MAG-Vordruck ergibt sich aus dem Betriebsdruck der Anlage am Anschlusspunkt des MAG, abzüglich 0,3 bar für die Wasservorlage. Die Wasservorlage ist wichtig, um den Volumenverlust durch Abkühlung gegenüber der Befülltemperatur auszugleichen.

Mit einem Wert von 0,3 bar ist bei üblichen Anlagen gewährleistet, dass die notwendige Wassermenge (4 Prozent des Anlagenvolumens, mindestens aber 3 l) bei der Befüllung der Anlage in das MAG gedrückt wird.

Um die Entgasung des Mediums in den ersten Betriebswochen auszugleichen (Druckabbau durch Entlüftung), ist eine zusätzliche Druckreserve von ca. 0,1 bar empfehlenswert. Der Befülldruck bei Inbetriebnahme liegt also um diese 0,1 bar über dem Anlagenbetriebsdruck.

E.1.2 Vorbereitung der Inbetriebnahme

Minimale Anforderungen an ein Inbetriebnahmeprotokoll

Jede Inbetriebnahme muss protokolliert werden. Das Inbetriebnahmeprotokoll ist fester Bestandteil der Anlagendokumentation und Voraussetzung für eine ordnungsgemäße Übergabe an den Betreiber. Dabei ist zu beachten, dass Fördermittelgeber unter Umständen spezielle Protokolle fordern.

Unabhängig von der Auswahl eines vorgegebenen Inbetriebnahmeprotokolls oder der individuellen Erstellung müssen in jedem Protokoll folgende Werte dokumentiert sein (Erläuterung der einzelnen Arbeitsschritte in folgenden Abschnitten):

- Vordruck des MAG und Anlagenbetriebsdruck (bei ca. 20 °C)
- Hersteller und Typ des Wärmeträgers, Prüfwerte von Dichte (Frostschutz) und pH-Wert des Wärmeträgers nach Befüllung und Entlüftung
- Reglereinstellungen

Ob Installationsbetrieb, Betreiber oder Anlagenplaner: Ohne vollständige Angaben zu diesen Punkten ist ein Inbetriebnahmeprotokoll ohne praktischen Wert und sollte nicht akzeptiert werden.

Vermeidung ungewollter Erwärmung der Kollektoren während der Inbetriebnahme

Wie bei jeder Inbetriebnahme einer technischen Einrichtung ist die Dauer des Vorgangs auch bei einer thermischen Solaranlage zeitlich nie genau kalkulierbar. Es hat sich schon häufig als Fehler erwiesen, vor Sonnenaufgang mit der Inbetriebnahme zu beginnen, um die notwendigen Arbeitsabläufe rechtzeitig vor Eintreffen der ersten Sonnenstrahlung auf den Kollektor abgeschlossen zu haben. Konnte der Vorgang noch nicht vollständig beendet werden, bevor sich der Kollektor aufgrund von Einstrahlung erwärmt, muss die Inbetriebnahme häufig abgebrochen werden – was bei einer teilweise befüllten Anlage problematisch sein kann. Die sicherste Methode ist daher das Abdecken der Kollektoren.

Viessmann Flachkollektoren werden mit einer Folie auf der Glasabdeckung ausgeliefert – es ist daher am sinnvollsten, diese Folie erst nach Inbetriebnahme zu entfernen. Für Vakuum-Röhrenkollektoren sind Abdeckfolien erhältlich.

Um die Erwärmung der Kollektoren vor oder während der Inbetriebnahme auszuschließen, werden Viessmann Flachkollektoren mit Schutzfolie ausgeliefert.



Abb. E.1.2-1 Kollektorabdeckung

E.1 Inbetriebnahme und Wartung

Überprüfung und Einstellung des Vordrucks des MAG

In den Kapiteln B.3.5.2 und E.1.1 wurden die Berechnungen des MAG-Volumens und des Anlagenbetriebsdrucks bereits ausführlich beschrieben. Die sorgfältigste Berechnung ist jedoch nutzlos, wenn die berechneten Werte denen der fertiggestellten Anlage nicht mehr entsprechen: Häufig „bestimmt“ nämlich der Auslieferungszustand des MAG den Betriebsdruck der Anlage. Die erste Maßnahme bei der Inbetriebnahme ist deshalb immer die Überprüfung des Vordrucks des MAG. Die Erfahrung zeigt, dass dieser Punkt häufig vergessen wird und nur mit erhöhtem Aufwand nachgeholt werden kann, sobald die Anlage erst einmal befüllt ist.

In erfahrenen Handwerksbetrieben hat es sich bewährt, dass grundsätzlich derjenige für den Betriebsdruck der Anlage und damit auch für den Vordruck des MAG zuständig ist, der die Anlage in Betrieb nimmt – und nicht derjenige, der das MAG eingebaut hat. Bei der Inbetriebnahme muss also nochmals eine komplette Plausibilitätskontrolle aller relevanten Daten für den Anlagenbetriebsdruck stattfinden (siehe Kapitel E.1.1).

Anschließend wird der Vordruck des MAG überprüft und bei Bedarf neu eingestellt. Muss Gas nachgefüllt werden, ist dafür auf jeden Fall Stickstoff zu verwenden. Damit wird vermieden, dass Sauerstoff in den Wärmeträger diffundiert, denn die Membran im Ausdehngefäß ist nie vollständig gasdicht. Außerdem diffundiert Stickstoff langsamer durch die Membran als Sauerstoff, der Vordruck bleibt also länger stabil.

Der eingestellte Vordruck muss im Inbetriebnahmeprotokoll vermerkt werden und sicherheitshalber auch auf dem MAG selbst. Es hat sich in der Praxis als sehr sinnvoll erwiesen, bei dem Vermerk tatsächlich die Worte „Vordruck MAG“ zu verwenden. Befindet sich auf dem Gefäß nur ein Hinweis in bar, könnte bei Inspektion oder Wartung die Frage aufkommen, welcher Druck denn nun gemeint sei – selbst dann, wenn man die Notiz persönlich verfasst hat.

Ohne die Überprüfung des Vordrucks des MAG mit dem Manometer kann die Inbetriebnahme nicht korrekt durchgeführt werden.

Abb. E.1.2–2 Hand-Manometer



E.1.3 Ablauf der Inbetriebnahme

Druckprobe

Vor dem Spülen und Entlüften muss die Anlage auf Dichtheit überprüft werden. Dies kann selbstverständlich nur ohne Einstrahlung auf den Kollektor geschehen. Eine halbe Stunde ist dafür ausreichend, sofern der Wärmeträger keine Temperaturänderung erfährt.

Die Frage nach dem Prüfdruck führt häufig zu Diskussionen. Die wesentlichen Komponenten sind mit dem 1,5-fachen des maximalen Betriebsdrucks geprüft. Würde diese Art der Prüfung auf die komplette Anlage übertragen, müssten für die Druckprobe das Sicherheitsventil ausgebaut und dessen Anschluss versperrt werden. Würden in diesem Fall bei der Druckprobe Tageszeit und Kollektorabdeckung außer Acht gelassen, könnte es zu einem riskanten Druckanstieg kommen. Deshalb haben sich die meisten Hersteller darauf verständigt, dass ein Prüfdruck bis zu 90 Prozent vom Enddruck der Anlage (= 80 Prozent Ansprechdruck des Sicherheitsventils) ausreichend ist – allerdings mit der Einschränkung, dass es sich um ein Zweikreisystem handeln muss und der Sekundärkreis separat abgedrückt werden kann (siehe BDH-Informationsblatt Nr. 34, 2008).

Spülen der Anlage

Eine Solaranlage muss genauso gründlich gespült werden wie jede andere heizungstechnische Installation. Dabei ist darauf zu achten, dass keine Verschmutzungen in den Kollektor hineingespült werden. Die Kollektoren werden gereinigt ausgeliefert. Besonders bei geschweißten Stahlleitungen hat es sich als vorteilhaft erwiesen, diese vor dem Anschluss an die Kollektoren zu spülen. In diesem Fall muss die Druckprobe nach dem Anschluss der Kollektoren wiederholt werden.

Bei gelöteten Kupferleitungen wird so lange gespült, bis sämtlicher Zunder entfernt ist. Zunder lässt aufgrund seines Sauerstoffgehalts den Wärmeträger unnötig schnell altern.

Viessmann empfiehlt, die Anlage mit Wärmeträger über einen Spülbehälter (siehe Abb. E.1.3–1) zu spülen. In den wenigsten

Anlagen ist gewährleistet, dass die Flüssigkeit nach Spülung und Druckprüfung komplett herausläuft – es besteht also die Gefahr, dass Spülflüssigkeit im Rohrsystem oder im Kollektor verbleibt. Wird die Anlage nur mit Wasser gespült, kann der Wärmeträger dadurch verdünnt werden und seine gewünschten Eigenschaften verlieren. In kritischen Monaten besteht außerdem die Gefahr von Frostschäden. Erfahrene Handwerksbetriebe besitzen deshalb einen Kanister mit „Spül-Wärmeträger“, der mehrmals für diesen Zweck verwendet werden kann. Auch hier ist die Mischbarkeit von Wärmeträgern zu beachten (siehe Kapitel B.3.4)

Befüllen und Entlüften der Anlage

Zur Inbetriebnahme muss die Anlage sorgfältig entlüftet werden. Es sei an dieser Stelle nochmals darauf verwiesen, dass Entlüftungseinrichtungen auf dem Dach ausschließlich als Befüllhilfe dienen und nicht der Entgasung im laufenden Betrieb (siehe Kapitel B.3.3 und C.1.2). Das ist besonders bei der Inbetriebnahme zu beachten.

Es wäre fahrlässig, die Anlage während der ersten Betriebstage mit offenem Entlüfter auf dem Dach zu betreiben. Insbesondere in der ersten Betriebsphase ist die Gefahr ungewollter Stagnation vergleichsweise hoch – Ursache können z.B. Einstellungsfehler, mangelnde Wärmeabnahme oder Stromunterbrechung durch andere Gewerke sein.

Abb. E.1.3–1 Spülbehälter mit Pumpe



Die Befüllung und Entlüftung mit einem offenen Spülbehälter und einer leistungsstarken Pumpe ist Stand der Technik. Befüllen und Entlüften erfolgen in einem Arbeitsgang.

E.1 Inbetriebnahme und Wartung

Wird die Anlage in den Regelbetrieb genommen, muss sie bereits vollständig entlüftet sein. Stand der Technik dafür ist die Befüllung und Entlüftung mit einem offenen Spülbehälter und einer leistungsstarken Pumpe.

Befüllen und Entlüften erfolgen dann in einem Arbeitsgang. Wurden Handentlüfter am Kollektorfeld oder an den Kollektorfeldern eingebaut, werden diese zur Befüllung geöffnet und wieder geschlossen, sobald Wärmeträger austritt. Bei Einfeldanlagen können alle weiteren Arbeitsgänge vom Heizraum aus erledigt werden.

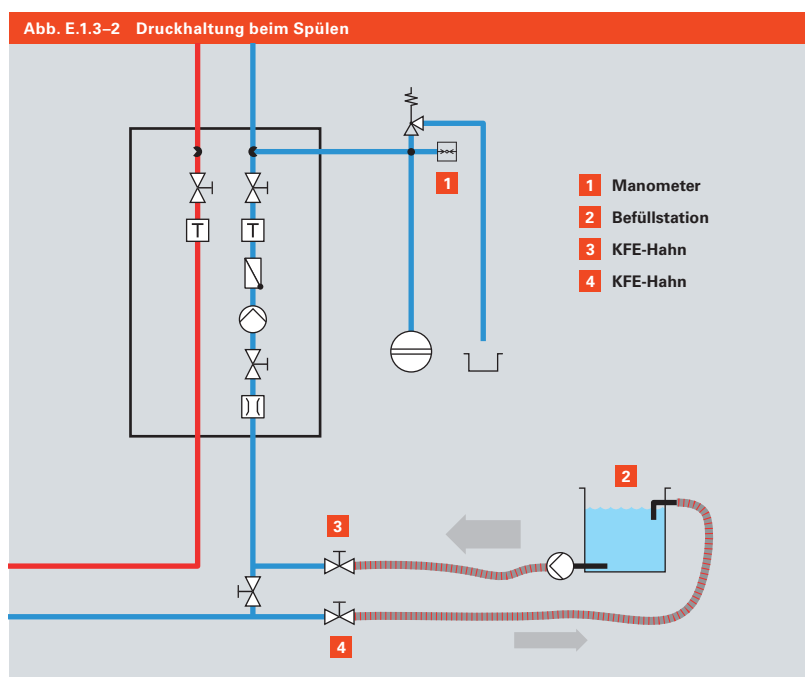
Die Entlüftung über den Spülbehälter dauert mindestens 30 Minuten. Bei entsprechender Erfahrung können von der Konsistenz des zurückfließenden Wärmeträgers (Schaumbildung, Luftbläschen) Rückschlüsse auf die Entlüftung der gesamten Anlage geschlossen werden. Im Zweifel sollte eher zehn Minuten länger als zu kurz gespült werden. Dabei ist die korrekte Bedienung des Ventils am Zulauf zum Behälter zu beachten. Über das Ventil wird ein Unterdruck im Kollektor und in den nachfolgenden Rohrleitungen vermieden, d.h. am Manometer muss ständig der statische Druck anstehen.

Besteht die Anlage aus (über die Rückläufe) absperrbaren Teilfeldern, können diese für die Entlüftung einzeln geöffnet werden. Dabei ist es besonders wichtig, dass der Druck am Zulauf des Behälters gehalten wird, da der Wärmeträger ansonsten in den rücklaufseitig abgesperrten Kollektorfeldern durch Unterdruck wieder ausgast und den Kollektor damit wieder belüftet.

Ist die Entlüftung abgeschlossen, wird das Ventil im Vorlauf geschlossen und die Anlage auf Betriebsdruck gebracht. Es ist empfehlenswert, bei der Inbetriebnahme die Anlage mit leicht höherem Druck zu befüllen (ca. 0,1 bar mehr), denn im laufenden Betrieb, also bei Temperaturerhöhung, wird die Anlage weiter ausgasen und der Druck entsprechend sinken (siehe Kapitel E.1.1).

Um besonders bei komplexeren Kollektorfeldern oder Rohrleitungsführungen eventuelle Restluftmengen über den Entlüfter zu entfernen, kann man die Anlage in den ersten Betriebstagen im Handbetrieb durchlaufen lassen (wenn der dafür notwendige Aufwand vertretbar ist). Dies ist insbesondere bei Inbetriebnahmen während einer Schlechtwetterperiode empfehlenswert: Wird der Wärmeträger nach Inbetriebnahme über einen längeren Zeitraum nicht bewegt, besteht das Risiko einer so starken Luftansammlung an den Hochpunkten der Anlage, dass die Anlage nicht anlaufen kann.

Nach der Befüllung des Solarkreises müssen die wesentlichen Kenndaten des Wärmeträgers (Frostschutz und pH-Wert) gemessen und protokolliert werden (siehe Kapitel E.1.4).



Zur Vermeidung von Unterdruck am Kollektorausstritt und der nachfolgenden Rohrleitung wird beim Spülen und Befüllen der Volumenstrom am Zulauf zum Behälter (4) gedrosselt.

Inbetriebnahme des Reglers

Nach Befüllung und Entlüftung kann der Regler in Betrieb genommen werden. Als Erstes wird das entsprechende Anlagenschema ausgewählt und am Regler eingestellt. Danach werden alle angeschlossenen Komponenten im Handbetrieb auf Funktion und die Fühlerwerte auf Plausibilität hin überprüft. Anschließend wird der Regler parametrierung, also die Ein- und Ausschaltpunkte der jeweiligen Regelungsfunktionen eingestellt. Bei der Inbetriebnahme müssen diese Einstellungen protokolliert werden.

Abb. E.1.3-3 Inbetriebnahme des Reglers



Bei der Inbetriebnahme des Reglers müssen die Ein- und Ausschaltpunkte der jeweiligen Regelungsfunktionen eingestellt werden.

Einweisung des Betreibers

Die Einweisung des Betreibers erfolgt auf die gleiche Weise wie bei anderen haustechnischen Einrichtungen und wird entsprechend protokolliert. Es bestehen zwar keine speziellen Vorschriften für Solaranlagen, der Betreiber sollte aber ausführlich auf die Möglichkeiten hingewiesen werden, die Funktion der Anlage zu überprüfen. Läuft die Anlage in einem bivalenten System ohne automatische Funktionskontrolle, kann der Betreiber eventuelle Ausfälle nur per „manueller“ Kontrolle bemerken.

Erstinspektion

Eine Erstinspektion nach einigen Betriebswochen sollte Bestandteil der Handwerksleistung und damit kalkulatorisch im Angebot enthalten sein. Läuft die Anlage in der ersten Zeit problemlos, kann von einem korrekten Betrieb und einer langen Funktionsdauer ausgegangen werden. Zeigen sich bei der ersten Inspektion Probleme im Betrieb, können Korrekturen oder Anpassungen vorgenommen werden, um dauerhaft die sichere und effiziente Funktion der Anlage zu gewährleisten.

Die guten Erfahrungen mit einer Erstinspektion nach der Inbetriebnahme einer Solaranlage haben zu einer branchenweiten Empfehlung geführt, die der BDH für seine Mitgliedsunternehmen im Informationsblatt Nr. 34 formuliert hat (siehe Abb. E.1.3-4). Damit gelingt es leichter, diese für die Anlagenbetriebssicherheit wichtige Erstinspektion im Markt zu etablieren: Sie ist ein unverzichtbarer Teil der „Dienstleistung Solaranlage“.

Abnahme der Anlage

Da eine vollständige Inbetriebnahme erst dann erfolgen kann, wenn die Wärmeabnahme gesichert ist, können besonders bei längerfristigen Bauvorhaben ggf. Teilabnahmen notwendig sein. Die mit einer Abnahme verbundene Freigabe von Zahlungen darf jedoch nicht dazu führen, dass die Anlage durch eine zu frühe komplette Inbetriebnahme gefährdet wird.

Arbeitsschritte wie Druckprobe, Befüllung und Reglerparametrierung können durchgeführt werden, solange die Kollektoren abgedeckt bleiben. Auf dieser Basis kann eine (Teil-)Abnahme der Anlage erfolgen. Es empfiehlt sich, dies bei Vertragsabschluss entsprechend zu vereinbaren.

Abb. E.1.3-4 BDH-Empfehlung Inspektionsumfang

Das BDH-Informationsblatt Nr. 34 „Betriebssicherheit thermischer Solaranlagen“ enthält u.a. eine branchenweite Empfehlung zum Umfang der Erstinspektion bzw. der jährlichen Inspektion.

Ergänzend zur Inspektion wird alle drei bis fünf Jahre eine Sichtkontrolle der wesentlichen Komponenten (Kollektoren, Rohrleitung, Armaturen etc.) empfohlen.



7.1 Inspektionsumfang

Die jährlich durchzuführende Inspektion sollte mindestens folgenden Umfang haben (gilt auch für die Erstinspektion):

- alle Entlüftungsorgane im Solarkreis entlüften
- Anlagenbetriebsdruck mit Sollwert vergleichen (bei Erstinspektion: Ausgangswert)
- pH-Wert und Frostschutz mit Sollwert und Vorjahreswert vergleichen (bei Erstinspektion: Ausgangswert)
- Pumpe ggf. manuell einschalten
- wenn Durchflussmesser vorhanden: Volumenstrom mit Sollwert vergleichen
- auf Schwankungen am Manometer und ggf. Durchflussmesser achten
- auf Geräusche in der Pumpe achten (Luft)
- Schwerkraftbremse öffnen und schließen
- Gängigkeit des thermostatischen Mischventils prüfen (nicht nötig bei Erstinspektion)
- Betriebsprotokolle des Reglers auf Plausibilität prüfen (z. B. T_{max} Kollektor, T_{max} Speicher, Ertragssumme etc.)
- Plausibilität prüfen in Abhängigkeit von Strahlung:
 - Vorlauf- und Rücklauftemperatur an Thermometern
 - Anzeigewerte des Reglers
- Dokumentation aller Einstellungen und Messwerte

Das MAG und das Sicherheitsventil müssen nicht überprüft werden, wenn der Anlagenbetriebsdruck in Ordnung ist und das Sicherheitsventil keine Anzeichen eines Ansprechens (Ablagerung, Tropfen, Zunahme im Auffangbehälter) zeigt.

Das BDH-Informationsblatt Nr. 34 „Betriebssicherheit thermischer Solaranlagen“ kann kostenlos unter folgender Adresse heruntergeladen werden: www.bdh-koeln.de.

E.1.4 Wartung glykolhaltiger Wärmeträger

Damit der Wärmeträger seine beiden Schutzfunktionen Frost- und Korrosionsschutz dauerhaft erfüllen kann, muss insbesondere seine Belastung durch Luftsauerstoff bei hohen Temperaturen minimiert werden. Nähere Informationen dazu finden sich im Kapitel B.3.4. Im Rahmen der Inspektion ist es notwendig, den Wärmeträger hinsichtlich des pH-Wertes und des Glykolgehalts zu überprüfen – der pH-Wert ermöglicht den Rückschluss auf den chemischen Zustand des Wärmeträgers und der Glykolgehalt ist relevant für den Frostschutz.

Überprüfung des pH-Wertes

Viessmann Wärmeträger sind leicht alkalisch und neutralisieren jene Säuren, die sich durch Temperatur- oder Sauerstoffbelastung bilden können. Dieser alkalische Puffer verbraucht sich im Laufe der Jahre, der Wärmeträger kann dann sauer werden und damit Anlagenteile gefährden. Der von Viessmann verwendete Wärmeträger wird bzw. wurde mit folgenden pH-Werten ausgeliefert:

- Tyfocor LS / GLS: 9,0 – 10,5
- Tyfocor L / HTL: 7,5 – 8,5

Bis zu einem pH-Wert > 7 ist ein Betrieb problemlos und sicher möglich, sinkt er darunter, muss der Wärmeträger ausgetauscht werden. Zur Überprüfung ist ein einfacher Lackmusktest ausreichend.

Überprüfung des Glykolgehalts

Der Glykolprüfer ist ein einfaches Messinstrument, das aus dem Kfz-Bereich bekannt ist.

Unter der Voraussetzung, dass die Messung bei Zimmertemperatur erfolgt, kann der Grad des Frostschutzes an der Skala direkt in °C abgelesen werden. Diese Methode ist zwar relativ kostengünstig, allerdings auch ungenau. Im Vergleich zu der im Folgenden beschriebenen Messmethode „verbraucht“ sie außerdem viel Wärmeträger.

Genauer ist die Messung mit einem Refraktometer, das den Glykolgehalt über den Brechungsindex ermittelt und den Frostschutz bezogen auf die Temperatur (in °C) anzeigt. Hier genügen wenige Tropfen für eine vergleichsweise präzise Messung.

Wärmeträger sind in verschiedenen Ausführungen erhältlich, die Brechungsindices unterscheiden sich leicht. Für die sichere Bestimmung des Frostschutzes mit dem Refraktometer sind die entsprechenden Informationen dem jeweiligen Datenblatt des Wärmeträgers zu entnehmen.

Die Frostschutzwirkung des Mediums wird im Protokoll festgehalten. Üblich ist die Angabe in: „Frostschutz bis – xx °C“.

Hinweis

Manometer, Refraktometer und Lackmuskstreifen etc. befinden sich im Lieferumfang des Viessmann Solar-Prüfkoffers für die Inbetriebnahme, Wartung und Funktionsprüfung von thermischen Solaranlagen.

Abb. E.1.4–1 Lackmuskstreifen



Der Lackmuskstreifen zeigt durch Verfärbung den pH-Wert der getesteten Flüssigkeit.

Abb. E.1.4–2 Refraktometer



Der Frostschutz kann mit dem Refraktometer über den Brechungsindex genau bestimmt werden.



Kondensatbildung in Flachkollektoren

Das Phänomen der beschlagenen Scheibe im Kollektor ist zwar gelegentlich zu sehen, wird aber meist falsch eingeschätzt. Im Folgenden werden die Zusammenhänge dargestellt und erläutert.

Die meisten handelsüblichen Flachkollektoren sind mit Be- und Entlüftungsöffnungen ausgestattet, damit sich die Feuchtigkeit der Luft nicht dauerhaft im Gerät niederschlagen kann. Unter normalen Betriebsbedingungen erfolgt dafür ein etwa 50-facher Luftwechsel pro Tag.

Insbesondere in den ersten Betriebstagen kann es dabei zu einer verstärkten Kondensatbildung an der Innenseite der Glasabdeckung kommen, bis sich das Mikroklima im Kollektor eingestellt hat.

Die Atmung des Kollektors

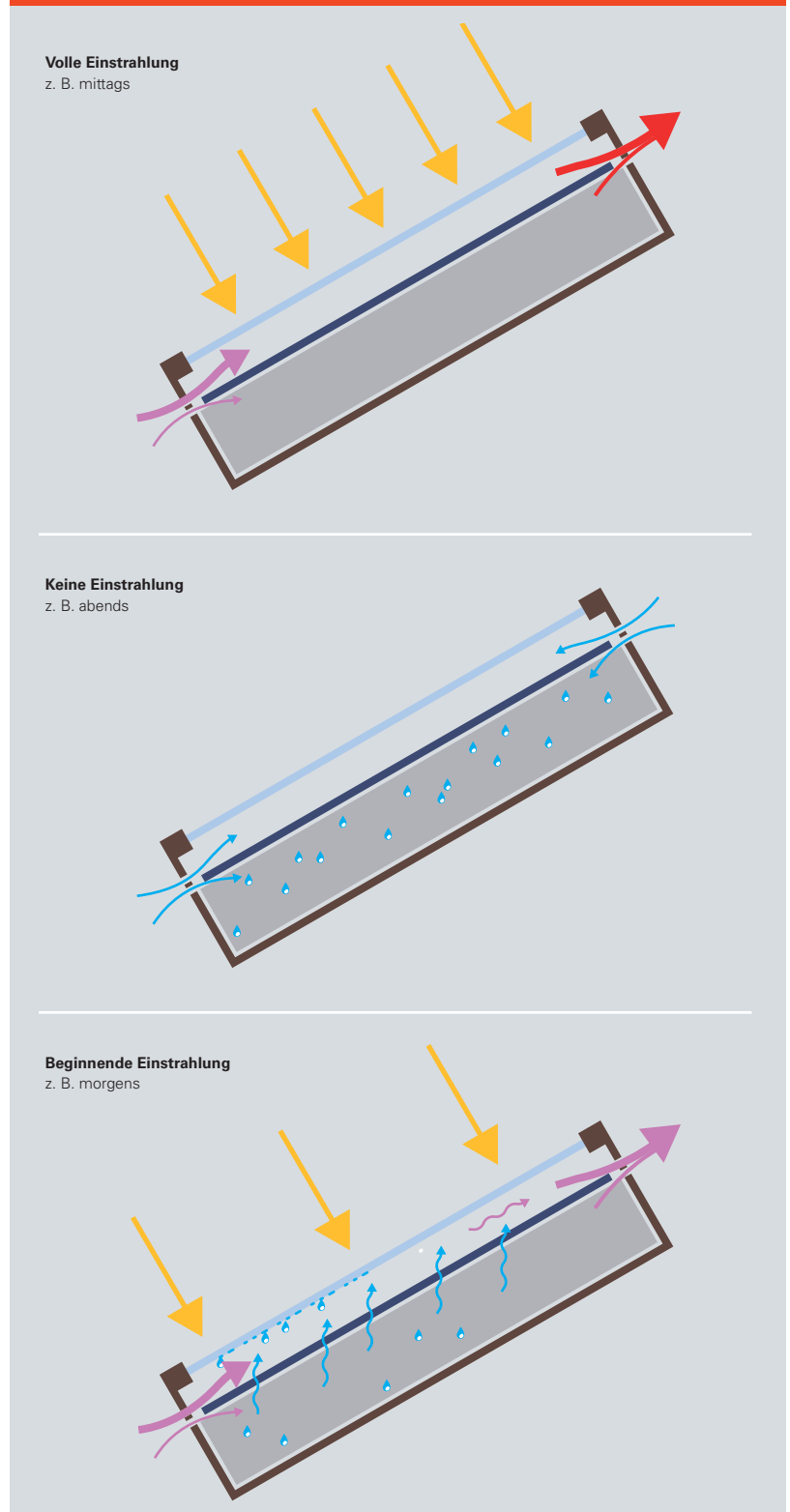
Bei Einstrahlung wird die Luft innerhalb des Kollektors erwärmt, sie dehnt sich aus. Gleichzeitig beginnt der Luftwechsel über die Be- und Entlüftungsöffnungen.

Bei nachlassender Erwärmung (abends oder bei bedecktem Himmel) endet der Luftwechsel und die Luft im Kollektor zieht sich wieder zusammen. Damit wird kältere und feuchtere Umgebungsluft in den Kollektor gesaugt. Diese Luftfeuchtigkeit lagert sich hauptsächlich in der Dämmung ab.

Bei erneuter Einstrahlung verdampft die Feuchtigkeit im Kollektor und schlägt sich zunächst als Kondensat auf der Innenseite der Glasabdeckung nieder. Dieser Vorgang ist völlig normal und schadet dem Gerät nicht. Nach etwa 30 Minuten (abhängig von den Witterungsverhältnissen, also der Menge Wasser im Kollektor) sollte der Kollektor abgetrocknet, d.h. die Scheibe wieder frei sein. Damit kann die Solarstrahlung wieder komplett in Wärmeleistung umgesetzt werden.

Aufgrund des häufigen Luftwechsels kann auch Luftfeuchtigkeit in den Kollektor eindringen. Mit beginnender Einstrahlung wird der Kollektor wieder entfeuchtet.

Abb. E.2-1 Kollektoratmung



E.2 Kondensatbildung in Flachkollektoren

Reduzierter oder unzureichender Luftwechsel

Jeder Luftwechsel bedeutet einen geringen Wärmeverlust des Kollektors. Die Größe der Lüftungsöffnungen ist also ein Kompromiss zwischen der Trocknungsgeschwindigkeit und der Leistung des Gerätes.

Hinweis

Vakuum-Röhrenkollektoren sind hermetisch dicht und können nicht kondensieren. Bilden sich an der Innenseite der Röhren Wassertropfen, ist die Röhre defekt – sie muss dann ausgetauscht werden.

Unter bestimmten Bedingungen kann der Luftwechsel erschwert werden – mit der Folge, dass der Kollektor morgens sehr lange beschlagen bleibt:

- Eine flache Einbaulage erschwert die Konvektion im Kollektor und damit den Feuchtigkeitsaustrag über die Öffnungen.
- Eine sehr kalte Betriebsweise, beispielsweise bei der Schwimmbaderwärmung, reduziert die Konvektion im Kollektor ebenfalls.
- Ein sehr feuchtes Umgebungsklima, z.B. in der Nähe von Gewässern oder in sehr nebligen Gebieten, kann den Feuchtigkeitseintrag erhöhen.
- Verschmutzungen oberhalb des Kollektors (Laub) behindern oder unterbinden die Zirkulation über die Öffnungen.
- Falsche Lagerung vor dem Einbau kann dazu führen, dass der Kollektor bereits beim Einbau so viel Feuchtigkeit enthält, dass er einen Normalbetrieb nicht mehr erreichen kann.

Diese Umstände können – müssen aber nicht – zu einer verstärkten Kondensatbildung führen. Tritt diese auf, empfiehlt es sich, den Kollektor für wenige Tage außer Betrieb zu nehmen und zu beobachten. Nach dieser gezielten Abtrocknung ist das Problem häufig bereits behoben.

Eine ordnungsgemäße Be- und Entlüftung des Kollektors kann nur gewährleistet werden, wenn dieser mit Viessmann Befestigungselementen montiert wurde. Die Lüftungsöffnungen befinden sich regensicher im Kollektorrahmen. Dieser muss deshalb immer einen Abstand von mindestens 8 mm zur Montagefläche aufweisen.



Anhang

Ergänzend zu den planungsrelevanten technischen Informationen werden im Anhang Hinweise zu den Themen gegeben, die im Zusammenhang mit Solarthermie ebenso von Bedeutung sind.

Bei den Betrachtungen zur Wirtschaftlichkeit von Solaranlagen wird deutlich, dass die Amortisationszeit sich durchaus in Bereichen bewegen kann, die in der Wohnungswirtschaft nicht unüblich sind.

Da die hier vermittelten Aspekte zur Ausschreibung auf langjährigen Erfahrungen in Planung, Montage und Betrieb von großen solarthermischen Anlagen basieren, haben sie besonders für Einsteiger einen hohen Nutzwert.

Durch die Integration in die Energieeinsparverordnung hat die Solarthermie eine staatliche Anerkennung erfahren, die dieser Technik nun auch offiziell einen festen Platz in der Energieversorgung zuweist.

Im Stichwortverzeichnis sind noch mal alle wesentlichen Begriffe aufgeführt, die dieses Buch zu einem nützlichen Nachschlagewerk im beruflichen Alltag machen.

178 Hinweise zur Wirtschaftlichkeit

182 Hinweise zur Ausschreibung von größeren Anlagen

184 Hinweise zur Energieeinsparverordnung (EnEV)

186 Stichwortverzeichnis

Hinweise zur Wirtschaftlichkeit

Die kompetente Beantwortung aller wirtschaftlichen Fragen, die sich im Zusammenhang mit der Planung einer Solaranlage stellen, ist für die Realisierung häufig ebenso wichtig wie die technischen Aspekte.

Kleinanlagen (Einfamilienhaus)

Installationsanlass für eine Solaranlage im Einfamilienhaus ist in ca. 80 Prozent aller Fälle die Modernisierung der Heizungsanlage. Bei diesen privaten Investoren stellt sich die Frage der Wirtschaftlichkeit einer Solaranlage also im Zusammenhang mit den gesamten Modernisierungskosten.

Im Beratungsgespräch wird der erfahrene Fachmann die Frage einer solarthermischen Unterstützung der Heizungsanlage von sich aus ansprechen. Schließlich haben über 90 Prozent der Bevölkerung eine positive Einstellung zur Solarenergie. An der Frage, wie viel eine Solaranlage kostet, kommt man also in der Erstberatung nicht vorbei. Hat man bereits einige Anlagen realisiert, dann wird ein kurzer Blick auf das Dach genügen, um die Kosten für eine Solaranlage grob zu schätzen. Ist die Reaktion auf diese Kostenschätzung grundsätzlich positiv, empfiehlt es sich, die Anlage zu planen und fest in das Modernisierungsangebot aufzunehmen.

Zur Erleichterung der Planung und der Kalkulation hat Viessmann für alle gängigen Anlagentypen und Kollektoren fertige Pakete zusammengestellt.

Im Zusammenhang mit einer kompletten Anlagenmodernisierung ist es bei der Angebotserstellung nützlich, die Kosten für die Solaranlage sauber von den „Sowieso-Kosten“ zu trennen, d.h. die wirklichen solarspezifischen Mehrkosten separat darzustellen. Diese getrennte Aufstellung der Modernisierungskosten erleichtert die Entscheidung für den Einsatz der Solartechnik.

Die „Sowieso-Kosten“ betreffen Arbeiten und Komponenten, die auch ohne Solaranlage – also sowieso – notwendig wären. Dennoch

tauchen sie häufig im Angebotsteil für die Solaranlage auf. Sie betreffen im Wesentlichen drei Bereiche:

- Kalt- und Warmwasseranschlüsse am Speicher-Wassererwärmer
- Anschlüsse und Regelung der (Nach-)Heizung am Speicher-Wassererwärmer
- Kosten für einen konventionellen, monovalenten Speicher-Wassererwärmer

Die solarspezifischen Kosten betreffen hier also nur die Mehrkosten für den bivalenten Solarspeicher und dies sollte deutlich herausgestellt werden.

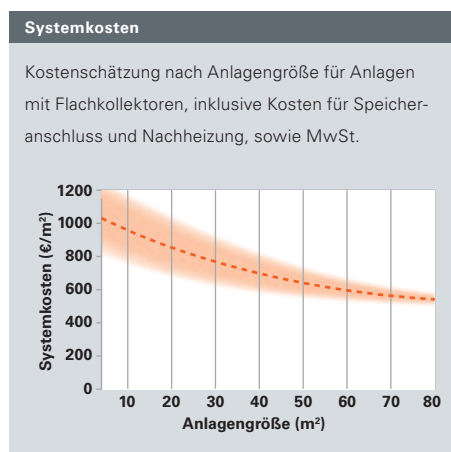
Für die Kalkulation von Solaranlagen im Neubau ist von nahezu gleichen Kosten wie im Modernisierungsfall auszugehen. Bei Neubauten ist die reine Montage der Solaranlage ggf. weniger aufwändig, erfordert jedoch meist einen höheren Koordinationsaufwand und häufigere Anfahrten zur Baustelle.

Größere Anlagen (Mehrfamilienhaus, Gewerbe)

Bei größeren Anlagen müssen bereits in der Vorplanungs- und Konzeptphase realistische Schätzpreise angesetzt werden, um entscheiden zu können, ob die Anlage überhaupt detailliert geplant und ausgeschrieben werden soll. Hier müssen dann erfahrungsgemäß schon sehr früh Angaben zum Gesamtvolumen der Maßnahme gemacht werden, die eine Ermittlung der solaren Wärmegegestehungskosten ermöglichen.

Für verschiedene Anlagengrößen liegen Auswertungen von Förderprogrammen (Markt-anreizprogramm, Solarthermie2000) vor, die zur Kostenschätzung herangezogen werden

können. Danach sinken sowohl die spezifischen Kosten als auch die Streubreite mit zunehmender Anlagengröße.



Auf der Basis der oben genannten Auswertungen lassen sich auch die Anteile der einzelnen Komponenten und Baugruppen an den Gesamtkosten darstellen. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Kostenanteile für „Montage Kollektorfeld und Unterbau“ und für „Verrohrung“ statistische Mittelwerte sind, die im Einzelfall deutlich davon abweichen können.

Kostenverteilung nach Komponenten

| | |
|-------|---|
| 30 % | Kollektoren |
| 15 % | Speicher und Wärmetauscher |
| 15 %* | Montage Kollektorfeld und Unterbau |
| 20 %* | Verrohrung |
| 10 % | Planung |
| 5 % | Regelung |
| 5 % | Sonstiges |

* In ungünstigen Fällen können diese beiden Positionen zusammen auch bis zu 50 Prozent der Gesamtkosten ausmachen.

Ermittlung der solaren Wärmegestehungskosten

Basis der wirtschaftlichen Betrachtung der Anlage ist der Preis für die solar erzeugte Kilowattstunde Wärme. Diese solaren Wärmegestehungskosten werden auch als solarer Wärmepreis bezeichnet und lassen sich relativ einfach berechnen. Grundlage dabei sind die Investitionskosten, die jährlichen Kosten, der Zinsausfall für das eingesetzte Kapital und der erwartete Nutzwärmeertrag.

Die in die Berechnung einfließenden Faktoren sind vergleichbar mit Kostenbetrachtungen bei anderen Wärmeerzeugern und sind wie folgt definiert.

Kapitalgebundene Kosten

Das sind alle Kosten für die Solaranlage und alle für die Errichtung der Anlage notwendigen Baunebenkosten. Dazu gehören beispielsweise Kosten für einen Kran, nicht aber die Kosten einer Dachsanierung, wenn diese sowieso durchgeführt werden muss und lediglich in einem zeitlichen Zusammenhang mit der Errichtung der Solaranlage steht.

Von der Investitionssumme werden alle Fördermittel abgezogen und eventuell eingesparte Kosten für Bauteile („Sowieso-Kosten“). Wird die Solaranlage beispielsweise im Rahmen einer Heizungssanierung errichtet und dabei ein bivalenter Speicher verwendet, kann von den Anlagenkosten der Preis für den dann nicht mehr notwendigen monovalenten Speicher abgezogen werden (Speichergutschrift).

Betriebsgebundene Kosten

Diese Erhaltungsaufwendungen sind die jährlich anfallenden Kosten für Inspektion, Wartung und eventuell notwendige Reparaturen. Bei größeren Anlagen (> 30 m²) hat sich für eine belastbare Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ein Wert von 1,5 Prozent der tatsächlichen Anlagenkosten bewährt.

In diesem Punkt weicht die Kostenermittlung von der VDI 6002 ab. Dort werden für Erhaltungsaufwendungen 1 bis 2 Prozent der kapitalgebundenen Kosten angesetzt, bei denen Fördergelder von den tatsächlichen Anlagenkosten bereits abgezogen sind. Da diese Fördermittel sehr unterschiedlich hoch ausfallen können, kann das Bild der tatsächlichen Erhaltungsaufwendungen der Solaranlage verfälscht werden. Die Kosten für den Austausch beispielsweise einer Pumpe sind unabhängig von der Frage, ob diese bei der Installation gefördert worden ist oder nicht.

Verbrauchsgebundene Kosten

Hier fallen lediglich die Stromkosten für den Regler und die Pumpen an. Bei der Verwendung richtig ausgelegter Pumpen kann davon ausgegangen werden, dass eine Arbeitszahl von mindestens 50 erreicht wird, also mit 1 kWh Antriebsenergie 50 kWh Solarwärme erzeugt werden können. In die folgende Be-

rechnung fließen die verbrauchsgebundenen Kosten also als ein 50stel des Strombezugspreises pro kWh ein.

Annuitätsfaktor

Mit dem Annuitätsfaktor werden die kapitalgebundenen Kosten für die gesamte Anlage unter Berücksichtigung der Nutzungsdauer und der angenommenen Kapitalverzinsung auf Kosten pro Jahr umgerechnet. Dadurch können die Investitionskosten in Beziehung zum jährlichen Ertrag gesetzt werden. Für die Ermittlung des Annuitätsfaktors kann von einer 20-jährigen Nutzungsdauer der Anlage ausgegangen werden.

$$f_a = \frac{(1+p)^T \cdot p}{(1+p)^T - 1}$$

- f_a Annuitätsfaktor
- p Kapitalzinssatz als Dezimalwert
- T Nutzungsdauer der Anlage in Jahren

Quelle: VDI 6002 Teil 1

Annuitätsfaktor

Annuitätsfaktor in Abhängigkeit vom Zinssatz bei einer Nutzungsdauer von 20 Jahren

| Zinssatz | Annuitätsfaktor |
|----------|-----------------|
| 3 % | 0,067 |
| 4 % | 0,074 |
| 5 % | 0,080 |
| 6 % | 0,087 |
| 7 % | 0,094 |
| 8 % | 0,102 |
| 9 % | 0,110 |
| 10 % | 0,117 |

Solarer Wärmepreis

Neben den genannten vier Größen fließt in die Ermittlung des solaren Wärmepreises noch der erwartete solare Nutzwärmeertrag der Anlage pro Jahr ein.

$$k_{sol} = \frac{K_{inv} \cdot f_a + k_{betr}}{Q_{sol}} + k_{verbr}$$

- k_{sol} Solarer Wärmepreis in €/kWh
- K_{inv} Kapitalgebundene Kosten in €
- k_{betr} Betriebsgebundene Kosten in €/a
- k_{verbr} Verbrauchsgebundene Kosten in €/kWh
- f_a Annuitätsfaktor
- Q_{sol} Solarer Nutzwärmeertrag in kWh/a

Quelle: VDI 6002 Teil 1

Der solare Wärmepreis k_{sol} ist der Preis für eine Kilowattstunde Wärme in Euro und gilt für die gesamte Nutzungsdauer der Anlage. Dieser Rechengang ist in der VDI 6002 Teil 1 detailliert beschrieben und kann mit oder ohne Mehrwertsteuer durchgeführt werden. Wichtig ist nur, dass dies für alle Positionen gleichmäßig geschieht.

Beispielrechnung 1

Anlagengröße: 170 m² Kollektorfläche

Bei Anlagenkosten von 100 000 € abzüglich 20 000 € Fördermittel betragen die Investitionskosten 80 000 €. Der Nutzwärmeertrag beträgt 81 600 kWh/a (480 kWh/m² · a). Wartung und Instandhaltung werden mit 1,5 Prozent der Anlagenkosten berücksichtigt, der Strompreis beträgt 0,2 €/kWh. Es wird eine Kapitalverzinsung von 5 Prozent erwartet.

| | |
|-------------|-------------|
| K_{inv} | 80 000 € |
| k_{betr} | 1 500 € |
| k_{verbr} | 0,004 €/kWh |
| f_a | 0,08 |
| Q_{sol} | 81 600 kWh |

$$k_{sol} = \frac{80 000 € \cdot 0,08 + 1 500 €}{81 600 kWh} + 0,004 €/kWh$$

Die solar erzeugte Kilowattstunde kostet 10,1 ct.

Beispielrechnung 2

Anlagengröße: 50 m² Kollektorfläche

Bei Anlagenkosten von 35 000 € abzüglich 7 000 € Förderung betragen die Investitionskosten 28 000 €. Der Nutzwärmeertrag beträgt 20 000 kWh/a (400 kWh/m² · a). Wartung und Instandhaltung werden mit 1,5 Prozent der Anlagenkosten berücksichtigt, der Strompreis beträgt 0,2 €/kWh. Es wird eine Kapitalverzinsung von 5 Prozent erwartet.

| | |
|-------------|---------------|
| K_{inv} | = 28 000 € |
| k_{betr} | = 525 € |
| k_{verbr} | = 0,004 €/kWh |
| f_a | = 0,08 |
| Q_{sol} | = 20 000 kWh |

$$k_{sol} = \frac{28 000 € \cdot 0,08 + 525 €}{20 000 kWh} + 0,004 €/kWh$$

Die solar erzeugte Kilowattstunde kostet 14,2 ct.

Beispielrechnung 3

Anlagengröße: 5 m² Kollektorfläche

Bei Anlagenkosten von 4 000 € abzüglich 500 € Förderung betragen die Investitionskosten 3 500 €.

Der Nutzwärmeertrag beträgt 1 750 kWh/a (350 kWh/m² · a). Wartung und Instandhaltung werden mit 1,5 Prozent der Anlagenkosten berücksichtigt, der Strompreis beträgt 0,2 €/kWh. Es wird eine Kapitalverzinsung von 5 Prozent erwartet.

| | |
|-------------|---|
| K_{inv} | 3 500 € |
| k_{betr} | 60 € |
| k_{verbr} | 0,004 €/kWh |
| f_a | 0,08 |
| Q_{sol} | 1 750 kWh |
| $k_{sol} =$ | $\frac{3 500 \text{ €} \cdot 0,08 + 60 \text{ €}}{1 750 \text{ kWh}} + 0,004 \text{ € / kWh}$ |

Die solar erzeugte Kilowattstunde kostet 19,8 ct.

Der Preis pro Kilowattstunde hängt stark von der angenommenen Kapitalverzinsung ab. So kann er in Beispiel 1 zwischen 7,1 ct (ohne Kapitalverzinsung, d.h. $f_a = 0,050$) und 13,7 ct (10 Prozent Kapitalverzinsung) variieren, ohne dass an den sonstigen Rahmenbedingungen etwas geändert wird. Wie bei allen langlebigen Investitionsgütern hat also die gewünschte bzw. erwartete Kapitalverzinsung einen elementaren Einfluss auf die Amortisation.

Amortisation

Ist der solare Wärmepreis bekannt, hängt die Amortisationsbetrachtung einer Solaranlage im Wesentlichen von der Entwicklung der Kosten für den eingesparten Brennstoff ab. Die genutzte Solarstrahlung verursacht keine Kosten, Preisanstiege bei Strom für die Antriebsenergie und bei Arbeitskosten für die Wartung haben bei dieser Betrachtung nur sehr geringe Effekte. Der solare Wärmepreis geht fast als Konstante in die Amortisationsbetrachtung ein, die ansonsten genauso gerechnet wird wie jede andere Wirtschaftlichkeitsberechnung auch.

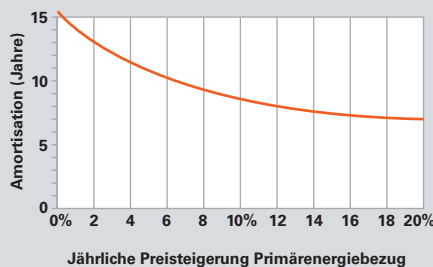
Wichtig ist, dass für die Ermittlung der Kosten für die konventionell bereitgestellte Energie realistische Nutzungsgrade – beispielsweise für die Trinkwassererwärmung im Sommer – angenommen werden.

Die betriebsgebundenen Kosten der konventionellen Wärmeerzeugung sollten bei der Berechnung der Einsparung nicht berücksichtigt werden. Die Kombination mit einer Solaranlage hat zwar in der Regel positive Einflüsse auf das Betriebsverhalten der Kesselanlage (Verminderung von Brennerstarts), der finanzielle Aufwand für Wartung und Instandhaltung wird dadurch aber kaum reduziert.

Solange die angenommene Energiepreissteigerung in einem nachvollziehbaren Rahmen liegt, hat sie einen vergleichsweise geringen Einfluss auf den Amortisationszeitpunkt. Erst auf die finanzielle Einsparung nach diesem Zeitpunkt hat die Energiepreissteigerung größeren Einfluss. Bei einer Nutzungsdauer der Anlage von mehr als 20 Jahren ist es allerdings nur sehr schwer möglich, diese Einsparung z.B. bis zum Jahr 2030 genauer zu beziffern.

Beispiel

Solarer Wärmepreis 0,101 €/kWh,
Preis für Primärenergie im ersten Jahr 0,08 €/kWh,
Nutzungsgrad konventionelle Wärmeerzeugung
70 Prozent



Da niemand die zu erwartenden Energiepreissteigerungen der nächsten Jahre seriös voraussagen kann, hat es sich bewährt, für die Ermittlung des Amortisationszeitpunktes mit den Vorgaben des Investors zu arbeiten. Dadurch wird die Betrachtung glaubwürdiger, denn die Anlage wird nicht vom Anbieter „schöngerechnet“. Für den Investor sind alle Zahlen komplett nachvollziehbar, seien es nun 7, 10 oder 15 Prozent, die er annimmt: Die Amortisation der Anlage wird auch mit „seinen“ Zahlen immer in einem überschaubaren und für bauliche Maßnahmen nicht unüblichen Bereich liegen.

Hinweise zur Ausschreibung von größeren Anlagen

Für die Ausschreibung von größeren Solaranlagen gelten die gleichen Regeln wie für jede andere Bauleistung im Bereich der Versorgungstechnik auch. Es gibt dabei allerdings einige solarspezifische Aspekte, auf die im Folgenden hingewiesen wird.

Bauzeitenplan

Ein Bauzeitenplan ist Bestandteil des Vertrags, er sollte daher in seinen Grundzügen bereits in der Ausschreibung dargestellt werden – das erleichtert den Anbietern die Kalkulation.

Insbesondere bei Neubauprojekten ist die Montage des Pufferspeichers in der Regel eine sehr frühzeitig auszuführende Arbeit – sie muss unter Umständen vor der Errichtung von Mauern oder dem Einbau von Türen erfolgen. Der Pufferspeicher ist häufig die größte Komponente im Heizraum, er muss deshalb rechtzeitig vor Ort sein.

Zu den zuletzt auszuführenden Arbeiten gehören die Montage der Kollektoren und die möglichst schnell darauf folgende Inbetriebnahme der Anlage.

Krangstellung

Die meisten Kollektormontagen in größeren Projekten erfordern einen Kraneinsatz. Bereits in der Ausschreibungsphase muss festgelegt werden, wer für die Gestellung zuständig ist bzw. ob der vorhandene Baustellenkran zum Zeitpunkt der Kollektormontage noch zur Verfügung steht. Der Bauvertrag sollte zu diesem Aspekt in jedem Fall entsprechende Festlegungen enthalten.

Es ist immer sinnvoller, nochmals einen Kran nur für die Kollektormontage zu bestellen, als dass Kollektoren zu früh installiert und dann wochenlang thermisch hoch belastet werden.

Schachtplanung

Soll die Solarkreisleitung innerhalb des Gebäudes verlegt werden, muss dies im Schachtplan berücksichtigt werden. Dabei ist neben der Längenausdehnung zu beachten, dass für Solarkreisleitungen die gleichen Dämmstärken und Abstände zu Kaltwasserleitungen eingehalten werden müssen wie bei Heizkreisleitungen.

Schnittstellen Trinkwasser-/Heizungs-/Elektroinstallation

Sind Trinkwasserinstallation und Installation der Solaranlage getrennte Lose und werden diese auch getrennt vergeben, muss die Schnittstelle im Leistungsverzeichnis präzise beschrieben werden. Soll das Gewerk Wasserinstallation die Kalt- und Warmwasseranschlüsse am Speicher bzw. an den Speichern herstellen, muss dies im Leistungsverzeichnis detailliert und unter Berücksichtigung von Gewährleistungsfragen geregelt werden. Tropft beispielsweise die Muffe am Warmwasseranschluss des Solarspeichers, so muss bereits aus dem Leistungsverzeichnis hervorgehen, wer in einem solchen Fall dafür zuständig ist.

Das Gleiche gilt für den Fall, dass die Installation von Einrichtungen zur Nachheizung von Speichern nicht durch die Firma erledigt werden soll, die die Solaranlage installiert. In diesem Fall müssen dann zusätzlich noch Regelungsfragen geklärt werden.

Spezifikation der Dämmung

Werden die Dämmarbeiten separat ausgeschrieben, muss beachtet werden, dass die Dämmung der Solarkreisleitung den spezifischen Anforderungen genügt (Temperatur, UV-Strahlung, Kleintierverbiss).

Zentralregler und Gebäudeleittechnik (GLT)

Die Ansteuerung der Solaranlage durch eine zentrale Regelung ist erfahrungsgemäß einer der kritischsten Punkte bei der notwendigen Koordination verschiedener Gewerke. Es sollte bei der Aufgabenverteilung in den jeweiligen Leistungsverzeichnissen immer davon ausgegangen werden, dass sich der Anlagenbauer nicht in der GLT auskennt und derjenige, der die Regelung parametrieren, nichts von einer thermischen Solaranlage versteht.

Für alle gängigen frei programmierbaren Regler sind zwar Module für Solaranlagen erhältlich, diese müssen aber in jedem Fall individuell angepasst werden. Es muss daher klar vereinbart sein,

- wer die grundsätzlichen Funktionen der Solaranlage festlegt und beschreibt.
- wer diese Funktionen dokumentiert und diese Dokumentation pflegt.
- wer die Liste der Parametrierungen (Ein- und Ausschaltpunkte, Drehzahlen von Pumpen etc.) erstellt und vor allen Dingen nach dem Einfahren der Anlage pflegt.
- dass bei der Inbetriebnahme ein Regelungstechniker anwesend ist.
- dass der Errichter der Solaranlage Art und Umfang der Fehlermeldungen festlegt und diese Festlegung dokumentiert wird.
- dass der Errichter der Solaranlage bei Fehlermeldungen umgehend informiert wird oder diese Fehlermeldung direkt an ihn weitergeleitet wird.

Zusätzlich muss gewährleistet sein, dass beim Einfahren und Optimieren der zentralen Regelung nicht „versehentlich“ die Solaranlage abgeschaltet wird. Es ist nicht unüblich, dass für derartige Arbeiten an der GLT gerade im Sommer die gesamte Anlage heruntergefahren wird. Dabei wird selten bedacht, dass schon wenige Minuten genügen, um die Kollektoranlage unter Dampf zu setzen. Für den Fall muss sichergestellt sein, dass der Anlagenbauer vor Ort ist, um ggf. notwendige Maßnahmen zu ergreifen. Und es muss auch festgelegt sein, wie solche Einsätze vergütet werden. Ein verantwortungsvoller Planer sorgt dafür, dass die beteiligten Gewerke diese Punkte so früh wie möglich miteinander besprechen und klären.

Es kann sehr sinnvoll sein, trotz einer übergeordneten Regelung einen separaten Solarreg-

ler zu verwenden und damit die wesentlichen Funktionen der Anlage zu steuern. Es muss dabei jedoch die Möglichkeit bestehen, Fehlermeldungen an die übergeordnete Leittechnik weiterzugeben. Es können ggf. zusätzlich Temperaturfühler oder Wärmemengenzähler eingebaut werden, falls deren Werte visualisiert und dokumentiert werden sollen. Bei einer solchen Lösung kann über die GLT nicht auf die Funktionen der Solaranlage eingewirkt werden, was im Normalfall jedoch auch nicht notwendig ist. Die Solarregelung arbeitet dann quasi wie ein Feuerungsautomat.

Arbeitssicherheit

Der Anbieter der Solaranlage muss der Ausschreibung entnehmen können, welche Sicherungseinrichtungen er bei der Kollektormontage bauseitig voraussetzen kann (Absperrungen, Gerüste) bzw. welche Einrichtungen er selbst bereitstellen muss – diese müssen den einschlägigen Vorgaben der Berufsgenossenschaft entsprechen.

Sind auf Flachdächern Anschlagpunkte zur Absturzsicherung (Sekuranten) vorgesehen, muss der Bauzeitenplan gewährleisten, dass diese auch einsatzfähig sind. Fehlende oder unzureichende Sicherungseinrichtungen verzögern den Beginn von Dacharbeiten. Auch hier muss bei Auftragsvergabe klar sein, wer dafür die Kosten übernimmt.

Fällt die Baustelle unter die Baustellenverordnung (BaustellV), so ist sicherzustellen, dass sich der Sicherheits- und Gesundheitsschutzkoordinator (SiGeKo) über die typischen Abläufe einer Kollektormontage informiert. Ein protokolliertes Gespräch zwischen ihm und dem Anlagenbauer hat sich dafür als sehr sinnvoll erwiesen.

Kollektorabdeckungen

Falls doch einmal Unvorhergesehenes geschehen sollte: In der Ausschreibung sollte sich immer eine Eventualposition für das Abdecken der Kollektoren befinden.

Hinweise zur Energieeinsparverordnung (EnEV)

Mit der Energieeinsparverordnung (EnEV) hat der Gesetzgeber erstmals anerkannt, dass solarthermische Anlagen nachweislich einen anrechenbaren Beitrag zum Energiesparen in Gebäuden leisten.

Bewertung solarthermischer Anlagen in der Energieeinsparverordnung

Die erste Energieeinsparverordnung (EnEV 2002) trat am 1. Februar 2002 in Kraft und fasste die bis dahin nebeneinander geltenden Wärmeschutz- und Heizungsanlagen-Verordnungen zusammen. Grundlegend neu war der primärenergetische Ansatz, d.h., bei der Energieversorgung eines Gebäudes wird die gesamte Energiekette von der Rohstoffgewinnung bis zur Nutzwärmeabgabe berücksichtigt. Die Anlagentechnik erhielt somit eine große Bedeutung für die Einhaltung der Energiespar-Anforderungen in Gebäuden.

Während die jeweils aktuell gültige EnEV die Rahmenbedingungen für den Primärenergiebedarf bestimmt, sind die eigentlichen Berechnungsvorschriften für den Heizwärmebedarf sowie für die Effizienz der Anlagentechnik in den begleitenden Normen festgelegt. Die DIN V 18599 (bisher DIN V 4701 Teil 10) schafft die Berechnungsgrundlagen für die Anlagentechnik, die DIN V 4108 Teil 6 gibt die entsprechende Regel für die Bauphysik vor.

Die primärenergetische Anlagen-Aufwandskennzahl e_p setzt sich – vereinfacht dargestellt – zusammen aus der Aufwandszahl für den Wärmeerzeuger (Umwandlung von Endenergie in Wärme) und dem Primärenergiefaktor f_p für die verwendete Energieart. (Umwandlung der Primärenergie in Endenergie). Zusätzlich gehen die Verluste der Wärmeübertragungskette (Speicherverluste, Leitungsverluste, Übergabeverluste) sowie die notwendigen Hilfsenergien (Strom zum Betrieb von Pumpen, Brenner, Regelungen) in die Anlagen-Aufwandszahl ein.

Jahres-Primärenergiebedarf für Wohngebäude

$$Q_p = (Q_h + Q_{tw}) \cdot e_p$$

Q_p Jahres-Primärenergiebedarf

Q_h Jahres-Heizwärmebedarf nach DIN V 4108 Teil 6

Q_{tw} Jahres-Wärmebedarf für die Trinkwassererwärmung nach DIN V 18599

e_p Anlagen-Aufwandszahl auf Primärenergie bezogen

Solarthermische Anlagen werden über den Primärenergiefaktor f_p in der Anlagen-Aufwandszahl e_p berücksichtigt. Dank des Primärenergiefaktors f_p der Sonnenenergie von 0 verbessern sie die Anlagen-Aufwandszahl e_p je nach Gebäude und solarem Deckungsanteil um bis zu 25 Prozent.

Zusammenhang zwischen Endenergie, Primärenergie und Primärenergiefaktor (unter Berücksichtigung der Hilfsenergie)

$$Q_p = f_p \cdot Q_e$$

Q_p Jahres-Primärenergiebedarf

Q_e Jahres-Endenergiebedarf der einzelnen Energieträger

f_p Primärenergiefaktoren der einzelnen Energieträger

Berechnungsverfahren zur Berücksichtigung solarthermischer Anlagen

Für den Nutzwärmebedarf zur Trinkwassererwärmung gibt die DIN V 18599 in Teil 10 als Richtwert im Einfamilienhaus $Q_{\text{tw}} = 12 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ an, im Mehrfamilienhaus beträgt der Richtwert bezogen auf die beheizte Nutzfläche $Q_{\text{tw}} = 16 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$. Alternativ können diese Wärmebedarfswerte mit Rechenverfahren aus der DIN V 18599 Teil 8 (Berechnung der Warmwassersysteme), detailliert berechnet werden.

Solarthermische Anlagen zur Trinkwassererwärmung werden in der DIN V 18599 Teil 8 gemäß dem Anteil, den sie zur Deckung des Wärmebedarfs beitragen, energetisch berücksichtigt. In den Rechenverfahren wird dabei zwischen „kleinen“ und „großen“ Solaranlagen unterschieden.

Bei kleinen Solaranlagen wird davon ausgegangen, dass sie zur Speicherung der Solarwärme einen bivalenten Trinkwasserspeicher nutzen. Bei der Bestimmung der Wärmeverluste des Speichers sind nur die Verluste des Bereitschaftsvolumens zu berücksichtigen.

Große Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung nutzen zur Speicherung der Solarwärme mindestens einen Trinkwasserspeicher und einen separaten solaren Pufferspeicher. Hier sind nur die Wärmeverluste des Trinkwasserspeichers zu berücksichtigen, da der Pufferspeicher ausschließlich der Speicherung der Solarwärme dient und dessen Wärmeverluste bereits im Solarertrag berücksichtigt werden.

Bei solarthermischen Anlagen zur Heizungsunterstützung bietet die DIN V 18599 Teil 5 (Berechnung von Heizsystemen), ebenfalls

ein Berechnungsverfahren an – damit ist eine anlagenspezifische Bestimmung des Energieertrags der solaren Kombianlage möglich. Dies bedeutet eine deutliche Verbesserung gegenüber der bisher geltenden DIN 4701 Teil 10, die den Beitrag von Solaranlagen zur Heizungsunterstützung nur mit einem pauschalierten Ansatz berücksichtigte.

Stichwortverzeichnis

| | | | |
|--------|--------------------------------------|--------|---|
| 102 ff | Abgleichventile, Abgleich | 167 f | Befüllen der Anlage |
| 169 | Abnahme der Anlage, Teilabnahme | 113 ff | Beladekreis |
| 157 | Abrechnung von solar erzeugter Wärme | 21 | Bestrahlungsstärke |
| 38 ff | Absorber | 163 f | Betriebsdruck |
| 41 | Absorberfläche | 179 | Betriebsgebundene Kosten |
| 127 | Absorbermatten | 137 | Biomassekessel |
| 84 | Absperrung des Entlüfters | 62 | Bivalente Speicher |
| 104 | Absperrungen im Kollektorfeld | 42 | Blauer Engel |
| 78 | Absperrung im Primärkreis | 52 ff | Blitzschutz |
| 20 | Air Mass | 118 | Brauchwassermischer |
| 181 | Amortisation | 41 | Bruttokollektorfläche |
| 163 f | Anlagenbetriebsdruck | 150 | Bypass-Pumpe, -Fühler, -Schaltung |
| 165 | Anlagendokumentation | | |
| 140 ff | Anlagensimulation | 42 | CE-Zeichen |
| 154 ff | Anlagenüberwachung | 132 | coefficient of performance |
| 180 | Annuität, Annuitätsfaktor | 132 | COP |
| 41 | Aperturfläche | | |
| 183 | Arbeitssicherheit | | |
| 20 | Atmosphäre | 83 | Dämmung von Rohrleitungen |
| 46 | Aufdachmontage | 89 f | Dampfproduktionsleistung |
| 96 f | Auffangbehälter | 89 f | Dampfreichweite |
| 66 | Aufströmrohr | 88 | Dampfschläge |
| 90 | Ausdehnungsvolumen | 93 ff | Dampfvolumen |
| 111 | Auslastung | 81 | Dichtungen im Solarkreis |
| 106 ff | Auslegung | 99 ff | Dimensionierung von Anlagenkomponenten |
| 27 | Auslegungsleistung | 74 | Dimensionierung der Solarkreisleitung |
| 107 ff | Auslegungsverbrauch | 120 | Dimensionierung von Anlagen zur solaren Heizungsunterstützung |
| 23 | Ausrichtung der Empfangsfläche | 165 | Dokumentation |
| 105 | Ausrichtung der Kollektorfläche | 89 | DPL |
| 182 ff | Ausschreibung | | |
| 52 f | Äußerer Blitzschutz | | |
| 23 | Azimutwinkel | | |

- 89 DR
 32 Drainback-System
 78 Drehzahlregelung
 90 Druckhaltung
 167 Druckprobe
 163 f Druckverhältnisse in der Solaranlage
 71 Druckverlust externer Wärmetauscher
 74 ff Druckverlustberechnung
 80 Durchflussmengenanzeiger
 74 Durchflusswiderstand
- 87 **Eigensicherheit**
 19 Einfallswinkel der Sonnenstrahlung
 101 f Einfeldanlagen
 69 Einkreisanlagen
 20 ff Einstrahlung
 169 Einweisung des Betreibers
 184 f Energieeinsparverordnung
 58 f Energieinhalt von Speichern
 184 f EnEV
 115 f Entladekreis
 167 f Entlüften der Anlage
 84 f Entlüftung, Entlüfter
 169 Erstinspektion
 158 f Ertragsbewertung
 156 Ertragskontrolle
 156 f Ertragsmessung
 28 Ertragsoptimum
 140 ff ESOP
 94 f Expansionsvolumen
 71 Externe Wärmetauscher
- 49 **Fassadenmontage**
 60 Fehlzirkulation am Speicher
 81 Fehlzirkulation im Solarkreis
 137 Festbrennstoffkessel
 40 Finnenabsorber
 47 f Flachdachmontage
 48 Flachdachmontage, liegend
 37 Flachkollektoren
 127 ff Freibad
 31 f Frostschutz
 31 Frostschutzmittel
 171 Frostschutzprüfung
 162 ff Fülldruck
 155 f Funktionskontrolle
- 126 f **Gewerbliche Nutzung**
 40 Glasabsorber
 20 Globalstrahlung
- 31 Glykol als Frostschutzmittel
 85 f Glykol im Wärmeträger
 171 Glykolprüfung
 42 Gütesiegel
- 130 f **Hallenbad**
 39 Harfenabsorber
 38 Heatpipe
 119 ff Heizungsunterstützung
 63 Heizwasser-Pufferspeicher
 115 f Heizwasser-Pufferspeicher-Auslegung
 73 High-flow-Betrieb
 78 Hocheffizienzpumpen
 134 Hochtemperaturanwendungen
 147 Hysterese
- 162 ff **Inbetriebnahme**
 46 f Indachmontage
 53 Innerer Blitzschutz
 27 Installierte Leistung
 70 Interne Wärmetauscher
 152 Intervallfunktion
- 120 **Jahresnutzungsgrad**
- 132 f **Kältemaschinen**
 179 Kapitalgebundene Kosten
 163 Kavitation
 42 KEA
 79 f Kennlinie der Pumpe
 26 Kennlinie des Kollektors
 132 f Klimatisierung
 183 Kollektorabdeckung
 44 ff Kollektorbefestigung
 36 ff Kollektoren
 28 Kollektorertrag
 100 ff Kollektorfeld
 100 ff Kollektorfeldhydraulik
 73 ff Kollektorkreislauf
 27 Kollektorleistung
 42 Kollektorprüfung
 48 Kollektorreihenabstände
 25 f Kollektorwirkungsgrad
 64 Kombispeicher
 110 Kombispeicherauslegung
 172 ff Kondensation
 60 Konvektionsverluste
 31 Korrosionsschutz
 61 Korrosionsschutz im Speicher
 86 Korrosionsschutz im Wärmeträger

- 50 Korrosionssichere Befestigung
- 179 ff Kosten
- 152 Kühlfunktion
- 90 ff Kühlkörper
- 90 ff Kühlstrecke
- 42 Kumulierter Energieaufwand
- 127 Kunststoffabsorber

- 82 **Längendehnung**
- 73 Low-flow-Betrieb
- 84 f Luftabscheider
- 85 Lufttopf

- 39 f **Mäanderabsorber**
- 90 ff MAG
- 73 Matched-flow-Betrieb
- 27 Maximale Leistung
- 148 Maximaltemperaturbegrenzung
- 102 ff Mehrfeldanlagen
- 90 ff Membran-Ausdehnungsgefäß
- 62 Monovalente Speicher

- 117 **Nachheizung, Regelung**
- 151 Nachheizung, Unterdrückung
- 23 Neigung der Empfangsfläche

- 26 **Optischer Wirkungsgrad**

- 134 **Parabolrinnen-Kraftwerke**
- 134 Parabolspiegel
- 76 Parallelschaltung von Kollektoren
- 71 Plattenwärmetauscher
- 114 f Plattenwärmetauscher, Auslegung
- 72 ff Primärkreis
- 85 f Propylenglykol
- 134 Prozesswärme mit hoher Temperatur
- 127 Prozesswärme mit niedriger Temperatur
- 167 Prüfdruck
- 42 Prüfsiegel
- 121 f Pufferbeladung
- 63 Pufferspeicher
- 110ff Pufferspeicherauslegung
- 78 f Pumpenauslegung
- 73 Pumpenleistung

- 42 **Qualität**

- 145 ff **Regelung**
- 46 Regendichtigkeit
- 48 Reihenabstand
- 76 Reihenschaltung von Kollektoren
- 93 Restkühlleistung
- 130 Rohrbündelwärmetauscher
- 81 Rohrleitungen
- 82 Rohrleitungsbefestigungen
- 83 f Rohrleitungsdämmung
- 74 Rohrleitungsdimensionierung
- 77 Rohrleitungswiderstände
- 81 Rohrverbindungen
- 152 Rückkühlfunktion
- 121 f Rücklaufanhebung
- 81 Rückschlagventil

- 65 ff **Schichtladung**
- 51 Schneelast
- 45 f Schrägdachmontage
- 39 Schwarzchrom-Absorber
- 81 Schwerkraftbremse
- 68 Schwerkraftprinzip
- 127 ff Schwimmbad
- 127 Schwimmbadabsorber
- 131 f Schwimmbad-Wärmetauscher
- 38 f Selektive Beschichtung
- 118 Sicherheitstemperaturbegrenzer
- 96 Sicherheitsventil
- 140 ff Simulation
- 42 Solar Keymark
- 79 f Solar-Divicon
- 29 Solare Deckungsrate
- 18 Solarkonstante
- 78 f Solarkreispumpe
- 146 ff Solarregler
- 79 f Solarstation
- 62 ff Speicher
- 64 Speicher für externe Beladung
- 62 ff Speicher mit internem Wärmetauscher
- 65 ff Speicherbeladung
- 61 Speichermedium
- 58 Speichermedium
- 63 Speichermedium Heizungswasser
- 62 Speichermedium Trinkwasser
- 149 Speichervorrang
- 17 Spektralverteilung
- 167 Spülen der Anlage
- 78 ff Stagnation
- 152 Stagnationsvermeidung
- 44 ff Statik
- 163 f Statischer Druck
- 118 STB

- 27 Stillstandstemperatur
20 ff Strahlungsangebot
150 Strahlungsfühler
17 Strahlungsleistung der Sonne
74 Strömungsgeschwindigkeit
128 ff Stütztemperatur
128 Swimmingpool
- 104 **Tauchhülse**
169 Teilabnahme
102 ff Teilfelder
25 f Temperaturdifferenz
147 Temperaturdifferenzregelung
148 Temperaturfühler
59 Temperaturschichtung
155 Temperaturüberwachung
117 Thermische Desinfektion,
hydraulisch
151 Thermische Desinfektion,
regeltechnisch
86 Thermo-Öl
68 f Thermosiphonanlagen
152 Thermostatfunktion
118 Thermostatischer Mischer
112 f Trinkwarmwasser-Speicher,
Auslegung
107 ff Trinkwassererwärmung
- 46 **Überdachmontage**
53 Überspannungsschutz
127 Unverglaste Kollektoren
- 37 f **Vakuum-Röhrenkollektoren**
179 f Verbrauchsgebundene Kosten
45 Verschattung
73 f Volumenstrom im Kollektorkreis
164 Vordruck berechnen
166 Vordruck prüfen
93 Vorschaltgefäß
108 f Vorspeicher
93 VSG
- 179 **Wärmegestehungskosten**
180f Wärmepreis
138 Wärmepumpe
138 Wärmepumpenspeicher
70 ff Wärmetauscher
85 f Wärmeträger
25 f Wärmeverlustbeiwerte
60 Wärmeverluste des Speichers
- 162 ff Wartung
17 Wellenlänge von Strahlung
51 Windlast
178 ff Wirtschaftlichkeit
- 42 **Zertifikate**
118 Zirkulationseinbindung
69 Zweikreis-Anlagen
81 Zwei-Wege-Ventil

Das Unternehmen



Viessmann Werke

Wärme komfortabel, wirtschaftlich und umweltschonend zu erzeugen und sie bedarfsgerecht bereitzustellen – dieser Aufgabe fühlt sich das Familienunternehmen Viessmann bereits seit drei Generationen verpflichtet.

Mit einer Vielzahl herausragender Produktentwicklungen und Problemlösungen hat Viessmann immer wieder Meilensteine geschaffen, die das Unternehmen zum technologischen Schrittmacher und Impulsgeber der gesamten Branche gemacht haben.

Mit 13 Werken in Deutschland, Österreich, Frankreich, Kanada, Polen, Ungarn und China, mit Vertriebsorganisationen in Deutschland und 35 weiteren Ländern sowie weltweit 120 Verkaufsniederlassungen ist Viessmann international ausgerichtet.

Kompetenz vermitteln

Der Aus- und Weiterbildung kommt eine immer größere Bedeutung zu. Schon Anfang der 1960er-Jahre haben wir es uns zur Aufgabe gemacht, unseren kompetenten Fachpartnern ein maßgeschneidertes Weiterbildungsprogramm zu bieten.

Heute verfügt Viessmann über ein modernes Infocenter am Unternehmenssitz in Allendorf (Eder), das seinesgleichen sucht: In der Viessmann Akademie bringen jährlich mehr als 70 000 Fachpartner ihr Wissen auf den neuesten Stand.

Energiezentrale der Zukunft

Im Rahmen eines ganzheitlichen Klimaschutzkonzepts hat Viessmann eine Energiezentrale gebaut, die komplett auf klimaschonende Technologien ausgelegt ist. Diese umfassen die Energieerzeugung, den Verbrauch und die klimaschonende Produktion im Werk Allendorf (Eder). Als Ergebnis werden 40 Prozent der bislang im Werk verbrauchten fossilen Energie eingespart und der CO₂-Ausstoß um ein Drittel vermindert.

Verantwortung

Viessmann bekennt sich zu seiner gesellschaftlichen und sozialen Verantwortung. Die Mitarbeiter bei Viessmann bilden ein global agierendes Team, das sich durch Loyalität, Verlässlichkeit und verantwortungsvolles Handeln jedes Einzelnen definiert. Wir achten auf Umweltverträglichkeit aller Prozesse und fördern den Einsatz erneuerbarer Energien. Darüber hinaus engagieren wir uns für Wissenschaft, Kunst und Kultur und betreiben seit vielen Jahren international erfolgreiches Sport-Sponsoring.

Solarthermie und Photovoltaik



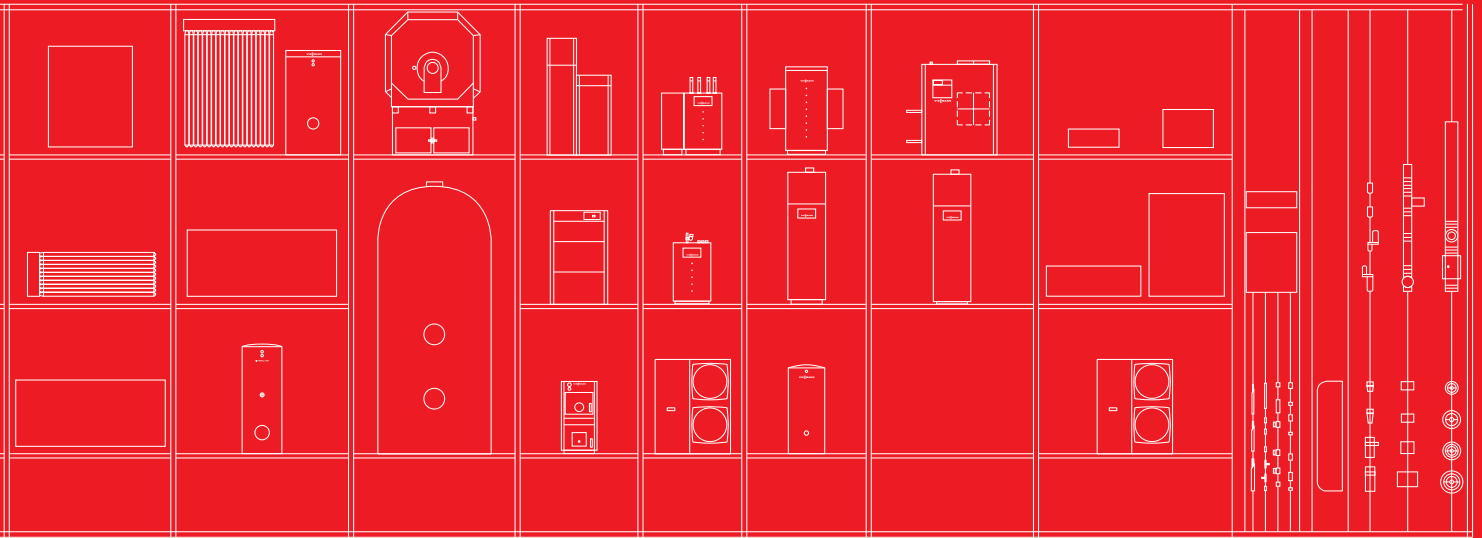
Holzessel/
Holzenergie
4 bis 13.000 kW



Wärmepumpen
1,5 bis 1500 kW

Klimatechnik

System-
komponenten



Öl-Heizkessel

Für den Brennstoff Öl bietet Viessmann Ihnen ein komplettes dreistufiges Programm hocheffizienter Niedertemperatur- und Brennwertkessel von 13 bis 20 000 kW in Guss und Stahl, bodenstehend und wandhängend.



Gas-Heizkessel

Das dreistufige Viessmann Gaskessel-Programm umfasst bodenstehende und wandhängende Wärmeerzeuger für Niedertemperatur- und Brennwerttechnik von 4 bis 20 000 kW.



Solarthermie und Photovoltaik

Viessmann ist einer der führenden europäischen Hersteller von solarthermischen Anlagen. Innovative Flach- und Röhrenkollektoren zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung erhalten Sie von uns genauso wie leistungsstarke Photovoltaik-Module zur Stromerzeugung.



Holzessel

Viessmann hat Komplettlösungen für Holz – vom Pelletkessel für die Wärmeversorgung von Häusern bis hin zum komplexen Anlagenbau für die Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse, z. B. für Wohnanlagen, Gewerbebetriebe und Versorgungsunternehmen (Leistungsbereich: 4 bis 13 000 kW).



Wärmepumpen

Wärme aus der Natur nutzen: Das umfassende Wärmepumpen-Programm von Viessmann reicht von Warmwasser-Wärmepumpen bis hin zu individuellen Anlagenlösungen mit mehreren Tausend Kilowatt. Als Wärmequellen dienen Sole, Wasser oder Luft.

Das Viessmann Komplettprogramm in drei Stufen. Für jeden Anspruch und jedes Budget die passende Lösung.

Impressum

Planungshandbuch Solarthermie

Herausgeber
Viessmann Werke, Allendorf (Eder)

Redaktion & Gestaltung
solarcontact, Hannover

Gesamtherstellung
Grafisches Centrum Cuno, Calbe (Saale)

© 2008 Viessmann Werke

Quellenangaben

Soweit hier nicht anders angegeben, stammen alle Grafiken und Fotos von Viessmann.

S. 14 Photocase.de/Andreas Mang
S. 16 Fotolia.com/Sandra Cunningham
A.1.1-1 target GmbH/ISFH (bearbeitet)
A.1.1-3 target GmbH (bearbeitet)
A.1.1-5 target GmbH (bearbeitet)
A.1.2-1 target GmbH (bearbeitet)
A.1.2-2 target GmbH (bearbeitet)
A.1.2-3 target GmbH (bearbeitet)
A.1.2-4 DWD (bearbeitet)
A.1.2-5 DWD (bearbeitet)
B.3.4-1 Tyforop Chemie GmbH
C.2.6-1 Getty Images

VIESSMANN

climate of innovation

Viessmann Deutschland GmbH

35107 Allendorf (Eder)

Telefon 06452 70-0

Telefax 06452 70-2780

www.viessmann.de