

Soleg GmbH

Ahornweg 13, 94227 Zwiesel
Telefon: 09922 / 80 20 58
Telefax: 09922 / 80 20 57
E-Mail: Soleg@gaia.de



Juli 1999

Abschlußbericht zum Forschungsauftrag

Naturpark – Informationshaus Zwiesel

Konzept zur ganzjährigen solaren Beheizung eines Informations- und Ausstellungsgebäudes in Minimalenergiebauweise mit integriertem Fassadenkollektor

Simulationen • Entwicklung • Optimierung • Versuchsdurchführung



Soleg GmbH

Ahornweg 13, 94227 Zwiesel
Telefon: 09922 / 80 20 58
Telefax: 09922 / 80 20 57
E-Mail: Soleg@gaia.de



Homepage:
<http://home.t-online.de/home/soleg/solar.htm>

Geschäftsführer:
Wolfgang Hiltz, Josef Weindl, Gerhard Weiße
Amtsgericht Deggendorf HRB 1592

Bankverbindung
HypoVereinsbank Zwiesel
Kto.-Nr. 6730264516 BLZ 743 203 07

Projekt

**Naturpark-Informationshaus Zwiesel
Neubau eines öffentlichen Informations-,
Verwaltungs- und Ausstellungsgebäudes
Naturpark Bayerischer Wald e.V.**

Projektleitung solarthermische Anlage

Dipl.-Ing. (FH) Wolfgang Hiltz

Sachbearbeiter

Peter Wühr

Wolfgang Hiltz

Josef Weindl (Modellversuch)

Prof. Dr.-Ing. Roland Kraus, FH München (Simulation)

In Zusammenarbeit mit den Kooperationspartnern

FH München und FH Rosenheim (Simulation)

Ingenieurbüro Rothenwührer (Heizung und Haustechnik)

INHALTSVERZEICHNIS

INHALTSVERZEICHNIS	1
PROJEKT.....	6
1. Projektbeschreibung	6
2. Gebäudetechnische Gegebenheiten für eine Solarheizung	7
3. Anforderungen an die Solarfassade	8
4. Langzeit-Solarspeicher, „Sonnnenhaus 100%“	10
5. Vorprojekt und tatsächliche Bauausführung	12
6. Aufgabenstellung für das Vorprojekt.....	13
SOLARSTRAHLUNG AUF DEN FASSADENKOLLEKTOR.....	14
1. Meteorologische Daten.....	14
2. Einfluß der Kollektor-Neigung auf Direkt- und Diffusstrahlung	16
2.1 Einfluß bei direkter Sonneneinstrahlung.....	16
2.2 Einfluß bei Diffusstrahlung.....	18
2.3 Globalstrahlung auf die geneigte Fläche	18
2.4 Verschattung durch das Vordach	20
2.5 Verschattung der direkten Strahlung:	20
2.6 Verschattung der Diffusstrahlung:	22
2.7 Verschattung der Globalstrahlung durch das Vordach	23
3. Reflektierte Strahlung	24
4. Zusammenfassung	25
5. Monatliche Einstrahlungssummen bei verschiedenen Neigungen im Verhält- nis zum Heizenergiebedarf.....	26
6. Quellenangaben	29
7. Anhang – Umrechnung der Strahlungsdaten	30

UNTERSUCHUNGEN AM FASSADENKOLLEKTOR.....	32
1. Verminderung der Kollektor-Wärmeverluste durch Fassadenintegration	32
1.1 Berechnungsgrundlage.....	32
1.2 Parameter	32
1.3 Kollektorrückwanddämmung	33
1.4 Wärmedurchgang durch den Gehäuserahmen	34
1.5 Konvektiver Wärmeübergang an der Glasabdeckung	34
1.6 Wärmeverlust durch Abstrahlung	38
1.7 Auswirkung auf den Gesamtwirkungsgrad	39
2. Quellenangaben	41
3. Anhang – Diagramme.....	42
PASSIVE SOLARGEWINNE DER FASSADE.....	43
1. Abschätzung durch stationäres Rechenverfahren.....	43
1.1 Einleitung.....	43
1.2 Wandaufbau und k-Werte.....	44
1.3 Rechenmodell und Randbedingungen	45
1.4 Berechnung der Solargewinne nach prEN 832	46
2. Versuch mit Fassadenelement	48
2.1 Versuchsanordnung und -durchführung	48
2.2 Auswertung der Meßergebnisse.....	51
2.3 Resultierende Solargewinne / äquivalenter k-Wert der Außenwand	54
2.4 Bewertung der Ergebnisse	55
2.5 Variation der Dämmstoffdicke der Außenwand	55
2.6 Fehlerquellen der Messung und Auswertung	56
3. Anhang – Messreihen, Diagramme	57
ANLAGENKONZEPT UND REGELUNG.....	66
1. Anlagenkonzeption	66
1.1 Funktionsprinzip.....	66
1.2 Einbindung der Heizung des bestehenden Informationspavillons	67
2. Regelungstechnik	68
2.1 Funktionsbeschreibung.....	68
3. Anlagen- und Regelungsschema.....	70

DIMENSIONIERUNG KOLLEKTOR UND SPEICHER	71
1. Erste Abschätzung der Kollektorfläche und SpeichergroÙe	71
2. Solarpotential und Wärmebedarf über das Jahr	74
SIMULATIONSRECHNUNG	76
1. Rechenprogramm und Vorgehensweise	76
2. Rahmendaten und Eingabedaten für das Rechenprogramm	77
2.1 Globalstrahlung und Temperaturen am Standort Zwiesel:	77
2.2 Kollektordaten	77
2.3 Speicher	78
2.4 Solarkreis	78
2.5 Wärmeverbrauch Heizung / Warmwasser	79
2.6 Regelparameter	79
3. Auswertung der Ergebnisse	79
4. Anhang – Tabellen und Diagramme	84
OPTIMIERUNG DER HYDRAULIK.....	88
1. Ziele	88
2. Untersuchung der Stoffeigenschaften verschiedener Wärmeträgermedien im Vergleich	89
2.1 Allgemeines	89
2.2 Glykole	89
2.3 Zusammenfassung	91
2.4 Absorber	91
3. Wärmetauscher	113
3.1 Auslegungsmassenströme	113
3.2 Varianten	115
4. Rohrnetz und Armaturen	116
4.1 Einbauten, Stellglieder und Pumpe	116
4.2 Solarkreisleitung	117
4.3 Pumpe	117
4.4 Anlagenkennlinie	118
5. Zusammenfassung	124

6.	Dimensionierung der weiteren Anlagenteile	125
6.1	Solar-Ausdehnungsgefäß	125
6.2	Sicherheitsventile im Solarkreis	127
6.3	Heizungs-Ausdehnungsgefäß	128
6.4	Sicherheitsventil am Speicher	128
7.	Quellenangaben	129
8.	Anhang – Hydraulische Auslegung (detaillierter Rechengang)	130
KONSTRUKTION DER FASSADENKOLLEKTOR-MODULE.....		134
1.	Konstruktionskriterien	134
2.	Materialauswahl.....	135
2.1	Absorber	135
2.2	Wärmedämmung	135
2.3	Transparente Abdeckung	135
2.4	Gehäuserahmen und Rückwand	136
3.	Konstruktionsdetails, Pläne	136
3.1	Abmessungen, Formate	136
3.2	Ansicht Kollektorfelder	137
3.3	Modulaufbau	138
3.4	Verrohrungsschema	139
3.5	Schnitt Kollektormodul	140
3.6	Aufbau HFK – Basis-Dachkollektor	141
3.7	Modulverbindung	142
3.8	Unterer Abschluß, Brustblech.....	143
3.9	Anschlußleitungen	144
ÖKOBILANZ		145
1.	Notwendigkeit der Bilanzierung	145
2.	Aussagewert und Bezugsgrößen.....	145
3.	Definitionen.....	146
4.	Ergebnisse.....	147
5.	Quellenangaben	153

WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNG	154
ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE	155
1. Wärmebedarf und Solarertrag	155
1.1 Gebäude-Heizwärmebedarf.....	155
1.2 Solarertrag und Deckungsgrad.....	156
1.3 Bewertung der Rechenergebnisse	158
2. Fassadenkollektor.....	159
2.1 Einfluß von Kollektorneigung und Montageart.....	159
2.2 Konstruktive Weiterentwicklung.....	160
3. Dimensionierung und Anlagentechnik	161
4. Abschließende Stellungnahme	162

PROJEKT

1. Projektbeschreibung

Der Naturpark Bayrischer Wald e.V. plant - neben dem bestehenden Informationspavillon - den Neubau eines Verwaltungs- und Ausstellungsgebäudes in Zwiesel mit ca. 1000 qm Nutzfläche. Das Informationszentrum soll durch seine ökologisch optimierte Bau- und Betriebsweise bundesweit als Vorzeigebispiel für Verwaltungs- und Funktionsgebäude, aber auch für Wohnhäuser dienen.

In der Gesamtkonzeption des Minimalenergiehauses in Holzrahmenbauweise ist die aktive Sonnenenergienutzung mittels thermischer Solaranlage ein wichtiger Baustein. Durch hohe thermische Qualität der Außenhülle, passive Solargewinne und optimierte Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung wird mit 5 kWh pro qm Nutzfläche und Jahr ein sensationell niedriger Jahresheizwärmebedarf erreicht (laut Berechnung nach DIN EN 832).

Nun geht es darum, den Restwärmebedarf (inklusive Warmwasserbereitung) mit geringstmöglichem Einsatz fossiler Energiequellen auf möglichst umweltfreundliche Weise zu decken. Sowohl die klimatischen Gegebenheiten von Zwiesel (relativ viel Wintersonne) als auch positive Erfahrungen mit bereits realisierten Projekten in der Region führten zu der Überlegung, ein 100 % solarbeheiztes „Null-Heizenergie-Haus“ zu verwirklichen.

Einer emissionsfreien Energieerzeugung im Luftkurort Zwiesel kommt allein aus Prestige Gründen für den Fremdenverkehr große Bedeutung zu. Ferner trug die Signal- und Vorbildwirkung für die Verbreitung der Sonnenenergienutzung eines im öffentlichen Rampenlicht stehenden und stark von Besuchern frequentierten Gebäudes ebenfalls zu diesem Vorhaben bei und ließ ökonomische Abwägungen in den Hintergrund treten

2. Gebäudetechnische Gegebenheiten für eine Solarheizung

Das Wärmebedarfsprofil des geplanten Neubaus weist einige Besonderheiten auf, die für die Überlegungen hinsichtlich eines weitgehend solarbeheizten Hauses von Bedeutung sind:

Der Jahresenergiebedarf ist im Verhältnis zur maximalen Heizleistung (= Spitzenlast bei extremen Außentemperaturen) sehr niedrig. Ursächlich dafür sind die passiven Sonnenenergiegewinne durch die großzügig dimensionierte Südverglasung und interne Wärmequellen (Beleuchtung, Abwärme der Besucher etc.), die im Verhältnis zu den sehr geringen Transmissions- und Lüftungswärmeverlusten eine überdimensional große Rolle spielen.

Für die Dimensionierung der Solaranlage sind daher die während der Heizperiode monatlich bilanzierten Energiebedarfswerte maßgebend. Der Speicher wird ohnehin groß genug dimensioniert, um sowohl Heizlast-Spitzenwerte über mehrere Tage abzufangen, als auch sonnenarme Perioden zu überbrücken.

Der Warmwasserbedarf ist nutzungsbedingt das ganze Jahr über gering.

Die Betrachtung des Jahres-Verbrauchsprofils für die Raumheizung ergibt, daß der weitaus größte Anteil des Heizenergiebedarfs auf die Monate Dezember und Januar fallen. Die heizfreie Periode dauert von März bis Oktober.

Der in unmittelbarer Nachbarschaft des Neubaus stehende Informations-Pavillon (Oktogon) könnte durch die Solaranlage während der Übergangszeit mitbeheizt werden. Dieser weist einen erheblich schlechteren Dämmstandard auf und wird momentan elektrisch über einen 6.000 L – Pufferspeicher und eine Fußbodenheizung beheizt.

3. Anforderungen an die Solarfassade

Üblicherweise werden Kollektoren auf nach Süden geneigten Dächern montiert bzw. in die Dachhaut integriert. Im vorliegenden Fall gibt es gute Gründe von dieser Regel abzuweichen und statt dessen eine senkrechte, bzw. leicht schräggestellte Solarfassade zu konzipieren. Diese Argumente rechnerisch und durch Versuche zu untermauern, sehen wir als wesentlichen Bestandteil der Voruntersuchungen zu diesem Projekt.

In der Region Bayerischer Wald haben flachgeneigte Dächer Tradition; sie sind landschaftsüblich und in den Bebauungsplänen vorgeschrieben. Für ein weitgehend solarbeheiztes Haus wäre aber ein Kollektor-Anstellwinkel von mindestens 45° erforderlich.

Zwiesel liegt in einem schneereichen Gebiet. Selbst auf 45° geneigten Dächern bleibt der Schnee oft längere Zeit liegen, während ein *Fassadenkollektor immer schneefrei* ist. Zudem wird durch *Reflexion des Sonnenlichts* auf der Schneefläche der im Süden vorgelagerten Wiese die Solarstrahlung auf eine senkrechte Fläche erheblich mehr verstärkt als auf ein Schrägdach. Beides zusammen genommen läßt einen erheblich höheren Solarertrag in den Wintermonaten erwarten. In schneereichen, sonnigen Alpenregionen wie Vorarlberg haben sich Fassadenkollektoren bereits vielfach bewährt.

In den Monaten mit dem weitaus größten Heizenergiebedarf - Dezember und Januar - empfängt der Fassadenkollektor aufgrund des niedrigen Sonnenstandes mehr Solarstrahlung als ein 45° geneigter Dachkollektor. Im Sommer dagegen werden wesentlich weniger Überschüsse durch die Solaranlage produziert, dadurch sind Übertemperaturprobleme besser in den Griff zu bekommen.

In der kalten Jahreszeit sind für die Leistung eines Kollektors geringe Wärmeverluste, d.h. ein guter k-Wert entscheidend. Wärmeverluste entstehen durch Wärmerückstrahlung des Absorbers, durch Konvektion zwischen dem heißen Absorber und der kalten Glasabdeckung und durch Wärmeleitung durch Rahmen und Rückwand des Kollektors. Wir geben einem hinsichtlich des k-Wertes optimierten Flachkollektor gegenüber Vakuumröhren den Vorzug. Bei letzteren könnte zwar das gleiche Ergebnis mit einer um ca. 10 bis 15 % reduzierten Kollektor-Bruttofläche erzielt werden, die Investitionskosten überstiegen aber das dreifache.

Ein bereits für die Dachintegration bewährter Großflächenkollektor, der als Bausatz, Schnellbausatz oder fertiges Kranmodul verfügbar ist, wird für den senkrechten Einbau an eine Fassade optimiert:

- **Einsatz hocheffektiver ultraselektiv beschichteter Absorber**, die eine minimale Emission der Wärmerückstrahlung aufweisen
- **Optimale Rückwanddämmung** durch Montage der Kollektoren direkt auf die Dämmung der Außenwand
- Passive Solargewinne durch die Wand
- **Minimale Rahmenverluste** durch große, zusammenhängende Kollektorflächen, geringen Flächenanteil von Rahmenteilen und thermische Trennung der Glasabdeckungsprofile; dadurch auch gutes Verhältnis Absorberfläche zu Bruttofläche
- **Geringerer Konvektionswärmeverlust** zwischen Absorber und Glasscheibe durch senkrechten Einbau und Kammerung des Luftzwischenraumes
- **Windgeschützte Lage** im Vergleich zum Dachkollektor und weniger Wärmeabstrahlung (Dachkollektor: Abstrahlung gegen den „kalten“ Himmel)
- **Optimierung der Hydraulik**; verbesserter Wärmeübergang vom Absorberrohr zum Fluid durch turbulente Strömung
- **Interne Verrohrung** mit geringem Flächenanteil bzw. kurzer Rohrlänge, keine Durchdringung der Außenwand im beheizten Bereich
- **Entwicklung eines modularen, montagefreundlichen Systems** mit hohem Vorfertigungsgrad

Mit exakter Südausrichtung und verschattungsfreier Südfassade sind auch die äußeren Voraussetzungen für einen Fassadenkollektor gegeben. Es bleibt trotzdem noch genügend Fläche für Verglasungen, die im Eingangsbereich und im Bereich der Büros im OG sogar durchgehend vorgesehen sind. Hinter der Solarfassade sind die nicht ständig genutzten Räume untergebracht.

Im Vergleich zu Südfenstern bringt ein Sonnenkollektor in Verbindung mit Langzeit-Wärmerspeichern und optimiertem Energiemanagement einen erheblich höheren nutzbaren Ertrag für das in Leichtbauweise errichtete Gebäude. Die Mehrkosten der Solarfassade gegenüber wärmetechnisch optimierten Verglasungen sind verhältnismäßig gering. In jedem Fall ist kostenmäßig zu berücksichtigen, daß der Kollektor die Fassadenverkleidung vollwertig ersetzt.

4. Langzeit-Solarspeicher, „Sonnenhaus 100%“

Daß es möglich ist, Wohnhäuser sogar in Nebellagen mit einer Ganzjahres-Sonnenheizung auszustatten, hat 1990 als erster Josef Jenni (Schweiz) mit seinem „Sonnenhaus 100 %“ bewiesen und viel Aufsehen dafür geerntet.

Die großen Anstrengungen und der hohe Materialaufwand zur Sicherung der absoluten Autarkie, vor allem wenn extrem „schlechte“ Wetterjahre berücksichtigt werden, erscheint in vielerlei Hinsicht unvernünftig. Das zeigt schon der immense Investitionskostenaufwand bei den meisten der bisher realisierten Projekte dieser Art. Auch die lange *energetische* Rücklaufzeit (Jenni-Haus: 20-30 Jahre) wurde zurecht bemängelt.

Es darf allerdings nicht vergessen werden, daß in den vergangenen Jahren neue Erkenntnisse gewonnen werden konnten und sowohl die Solartechnik, als insbesondere auch die Bautechnik von Minimalenergiehäusern wesentliche Fortschritte zu verzeichnen hatten. So konnte in unserer Region (Ldkr. Straubing) bereits ein „Nullenergiehaus“-Projekt mit relativ geringem Aufwand erfolgreich realisiert werden. Das Einfamilienhaus mit 130 qm Wohnfläche und einem Heizwärmebedarf von nur 3 kW wird mit einer 75 qm-Solaranlage (Neigung 45°) und einem 27.000 l-Kombispeicher seit zwei Jahren erfolgreich ohne zusätzliche Energiequelle beheizt.

Wenn auch die wirtschaftliche Amortisation bei den gegenwärtig niedrigen Energiepreisen für Solaranlagen mit hohem Deckungsgrad natürlich nicht gegeben ist, geht es hier darum, daß die Anlage über ihre Lebensdauer mehr Energie produzieren soll, als zu ihrer Herstellung aufgewendet wird, sich also „ökologisch amortisiert“.

Eine der Erkenntnisse seit Jennis Pilotprojekt bezieht sich auf die Dimensionierung, Form und den Aufstellungsort des Speichers. Nur ein Speicher, der auch geladen werden kann, macht Sinn, denn er erzeugt selbst keine Wärme, und sei er noch so groß. Im Gegenteil: er verliert Wärme. Deshalb sollte die Abwärme wenigstens dem Gebäude selbst zugute kommen. Und: je schlanker der Speicher ist, um so besser kann er bewirtschaftet werden.

Die anfangs realisierten Ganzjahres-Sonnenheizungen wurden so dimensioniert, als ginge es allein darum, die im Hochsommer produzierten Überschüsse in den Winter zu retten. Der Speicher wurde im Verhältnis zur Kollektorfläche überdimensional groß ausgelegt. Durch ein bestmögliches Verhältnis von Volumen zu wärmeabgebender Oberfläche und durch aufwendige Isolierung wollte man die Langzeitspeicherung sicherstellen. Weil solch große Wassertanks kaum mehr - oder eben auf Kosten teurerer Wohnfläche - im Gebäude unterzubringen waren, wurden sie entweder im Boden eingegraben, oder in einem Nebengebäude untergebracht.

Verschiedene Berechnungen und Erfahrungen (v.a. von Josef Jenni) haben ergeben, daß es sinnvoller ist, kleinere aber dafür schlanke Speicher zu bauen und diese mitten im Gebäude unterzubringen. Dafür kommen hocheffiziente Kollektoren zum Einsatz, deren Fläche groß genug gewählt wird, um auch die Wintersonne effektiv nutzen zu können. Von einer Jahreszeitenspeicherung kann man hier nur noch bedingt sprechen; der Speicher soll aber in der Lage sein, die Herbstsonne bis in den - gewöhnlich trüben - Frühwinter zu speichern und wochenlang sonnenarme Perioden zu überbrücken. Dabei zu berücksichtigen sind die Wärmeverluste: Beispielsweise kühlt ein 20 m³ Speicher (Höhe 6 m) mit einer 20 cm starken Wärmedämmung in 100 Tagen von 80°C auf 35°C ab, wenn keine Heizwärme entnommen wird.

Als weiteres Argument für große Speicher wird häufig die Kompensation von Überschüssen im Sommer zur Vermeidung von Übertemperaturproblemen angeführt. Dieses Problem existiert, wird aber häufig überschätzt. In der Praxis finden sich oft mehrere einfache Möglichkeiten, Überwärme abzubauen. Beim Einsatz von Fassadenkollektoren tritt dieses Problem ohnehin in den Hintergrund. Der Speicher wird nur so groß ausgelegt, daß er im Herbst voll (d.h. auf 90°C) beladen werden kann. In den Wintermonaten wird auch hier die Speicherkapazität nicht voll ausgenutzt.

Bei gut wärmegeprägten Sonnenhäusern, die im Sommerhalbjahr und während der Übergangszeit einen verhältnismäßig geringen Wärmebedarf für Warmwasser und Raumheizung aufweisen, kommt der Vorteil des Fassadenkollektors besonders zum Tragen. Voraussetzung ist, daß die Architektur – wie hier geschehen - trotz dem Anspruch nach großen Südfensterflächen ausreichend Platz für Kollektorflächen an der Südfassade vorsieht.

Schließlich sind auch die durch ein Flächenheizsystem erreichbaren niedrigen Heizmitteltemperaturen für den Erfolg einer Ganzjahres-Sonnenheizung entscheidend; sie bedingen sowohl einen höheren Wirkungsgrad der Solaranlage als auch eine höhere Kapazität des Pufferspeichers durch größere Temperaturspreizung.

5. Vorprojekt und tatsächliche Bauausführung

Gegenstand des Vorprojekts sind die im folgenden Bericht ausgeführten Untersuchungen, Entwicklungen und Berechnungen zur Solaranlage des Informationshauses, die als Ganzjahres-Sonnenheizung ausgeführt werden soll. Der Neubau wird also nur für sich betrachtet, andernfalls würden sich die Berechnungen auch sehr kompliziert gestalten.

Bei der tatsächlichen Bauausführung (Hauptprojekt) macht es Sinn, Überlegungen hinsichtlich der Mitbeheizung des bestehenden Nachbargebäudes (Oktagon) in das Energiekonzept miteinzubeziehen.

Dafür sprechen folgende Gründe:

- Die bestehende Elektroheizung weist eine denkbar schlechte Primärenergiebilanz auf und sollte ohnehin durch eine umweltfreundlichere Art der Energieerzeugung ersetzt werden.
- Der vorhandene Pufferspeicher und die Fußbodenheizung bieten gute Voraussetzungen zu einer effektiven Einbindung in die Solaranlage.
- Da auch in der Übergangszeit erheblicher Heizenergiebedarf im Oktagon besteht, kann der Nutzungsgrad der Solaranlage erheblich gesteigert werden.

Die Solaranlage produziert annähernd die doppelte Nutzenergie, die im Naturparkhaus allein verbraucht wird. Durch einen Wärmeverbund wird das Naturparkhaus zum „Plusenergiehaus“. Es muß dann durch einen zweiten Wärmeerzeuger für beide Gebäude zugeheizt werden. Als Zusatzheizung wird eine Hackschnitzelfeuerung gewählt. Sie arbeitet vollautomatisch und der erneuerbare Brennstoff Holz ist regional verfügbar.

6. Aufgabenstellung für das Vorprojekt

Der Forschungsauftrag umfaßt folgende Teilaufgaben:

- Voruntersuchungen und Berechnungen zur Solarstrahlung und zum Fassadenkollektor.
- Weiterentwicklung, Optimierung und Konstruktion eines bestehenden Indachkollektors, der sich speziell für die Fassadenintegration eignet.
- Bau eines Prototyps als Fassadenelement und Dauerversuch mit Erfassung des Temperaturverhaltens und der Wärmeströme in verschiedenen Schichten der Wand. Dabei sollen auch die passiven Solargewinne abgeschätzt werden können.
- Planung, Auslegung und Optimierung der Ganzjahres-Sonnenheizung für das Naturparkhaus.
- Rechnerischer Nachweis und Gebäudesimulation, die u.a. den solaren Deckungsgrad für Heizung und Warmwasser belegen.
- Ökobilanz: rechnerische Erfassung des Primärenergieeinsatzes für Herstellung und Betrieb der Anlage sowie der Energierücklaufzeit.
- Ertrags- und Kostenrechnung

SOLARSTRAHLUNG AUF DEN FASSADEN-KOLLEKTOR

1. Meteorologische Daten

Für den Standort Zwiesel liegen keine expliziten Globalstrahlungswerte vor. Die nächstgelegene Meßstation des Deutschen Wetterdienstes befindet sich in Passau. Durch die besonderen örtlichen Gegebenheiten (Höhenlage) ist jedoch eine detaillierte Umrechnung der Strahlungsdaten auf den Standort erforderlich, andernfalls sind starke Abweichungen der errechneten Erträge zu erwarten.

Langjährig gemittelte Monatswerte

Strahlungswerte in kWh/m ² d	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Temperaturen Zwiesel [°C]	-3,1	-1,8	1,9	6,4	11,6	14,4	16	15	11,8	6,8	1,8	-1,7	
Sonnenstunden Zwiesel [h]	64	83	122	142	190	190	197	200	155	138	66	56	1603
Sonnenstunden Passau [h]	51	84	128	163	208	213	236	216	164	122	55	43	1683
Anteil direkte Strahlung Passau	0,30	0,42	0,40	0,44	0,49	0,45	0,48	0,48	0,44	0,42	0,30	0,25	0,41
Umrechnungsfaktor Globalstrahlung Zwiesel/ Passau	1,08	1,0	0,98	0,94	0,96	0,95	0,92	0,96	0,98	1,05	1,06	1,08	1,00
Globalstrahlung Passau Mittelwert:	1,04	1,82	3,04	4,23	5,17	5,38	5,45	4,68	3,66	2,13	1,15	0,80	3,22
Globalstrahlung Passau Maximalwert:	2,37	3,62	5,36	7,10	8,42	8,81	8,38	7,14	5,74	4,03	2,71	2,03	5,48
Globalstrahlung Passau Minimalwert:	0,73	1,13	1,72	2,25	2,59	2,66	2,68	2,22	1,94	1,12	0,71	0,57	1,70
<i>Quelle: TÜV-Atlas</i>													
Globalstrahlung Passau <i>Quelle: Meteonorm</i>	<u>0,87</u>	<u>1,79</u>	<u>2,61</u>	<u>3,90</u>	<u>5,10</u>	<u>5,10</u>	<u>5,26</u>	<u>4,55</u>	<u>3,23</u>	<u>2,10</u>	<u>1,00</u>	<u>0,65</u>	3,01
Globalstrahlung Zwiesel mit Faktor umgerechnet	0,94	1,78	2,56	3,68	4,88	4,85	4,84	4,39	3,15	2,21	1,06	0,69	2,92
Anteil direkte Strahlung	0,35	0,42	0,38	0,41	0,46	0,42	0,44	0,46	0,43	0,45	0,34	0,30	0,41
Gesamtstrahlung auf 80°-geneigte Fläche (Zwiesel)	1,61	2,50	2,93	3,21	3,38	2,96	3,23	3,57	3,15	3,06	1,57	1,07	2,69
Anteil direkte Strahlung	0,58	0,56	0,51	0,46	0,44	0,34	0,40	0,49	0,51	0,62	0,57	0,54	0,5

Quellen:

Temperaturen u. Sonnenstunden: Deutscher Wetterdienst, Wetteramt München
Globalstrahlung Passau (= nächstgelegener Meßpunkt von Zwiesel):

- (1) Atlas über die Sonnenstrahlung Europas (TÜV Rheinland)
- (2) Meteonorm (Meteodaten SPF); da die Werte von Meteonorm niedriger liegen, gehen wir bei der Simulationsrechnung sicherheitshalber von diesen aus.

Umrechnungsfaktor:

Globalstrahlung Passau - Zwiesel: Verhältnisse der Sonnenscheinstunden in Gewichtung des Anteils der direkten Strahlung.

Beispiel Januar: Faktor = $1 + (64 - 51) \times 0,3 / 51 = 1,08$

Also GH Zwiesel = 0,87 kWh/m²d x 1,08
= 0,94 kWh/m²d

Analog erfolgt die Umrechnung bei 80° Neigung.

Die 80°-Werte für die Global- und Diffusstrahlung wurden durch das Simulationsprogramm „Polysun“ ermittelt, das auf die Meteororm-Wetterdaten zurückgreift. (Das Programm „T-SOL“ legt die TÜV-Atlas-Daten zugrunde und kommt auf wesentlich höhere Werte.)

Die Schwankungen der Globalstrahlung über die Jahre in Passau betragen im Jahresdurchschnitt plus 70 % und minus 50 %, in den Wintermonaten plus 125 % und minus 33 %. Hier dürfte der Nebel einen großen Einfluß haben.

In Zwiesel schwanken die Strahlungswerte vermutlich in geringerem Umfang, dennoch müßten bei einem 100 % solar beheizten Haus 25 bis 30 % Sicherheit eingeplant werden.

Bedingt durch die Höhenlage bildet sich in den Wintermonaten kaum Nebel. So hat Zwiesel in den Monaten Dezember und Januar 25 % mehr Sonnenstunden als die Donaustadt Passau.

Die Aufeinanderfolge von Strahlungs- und Trübtagen kann anhand verschiedener Quellen vergleichbarer Standorte nur grob abgeschätzt werden:

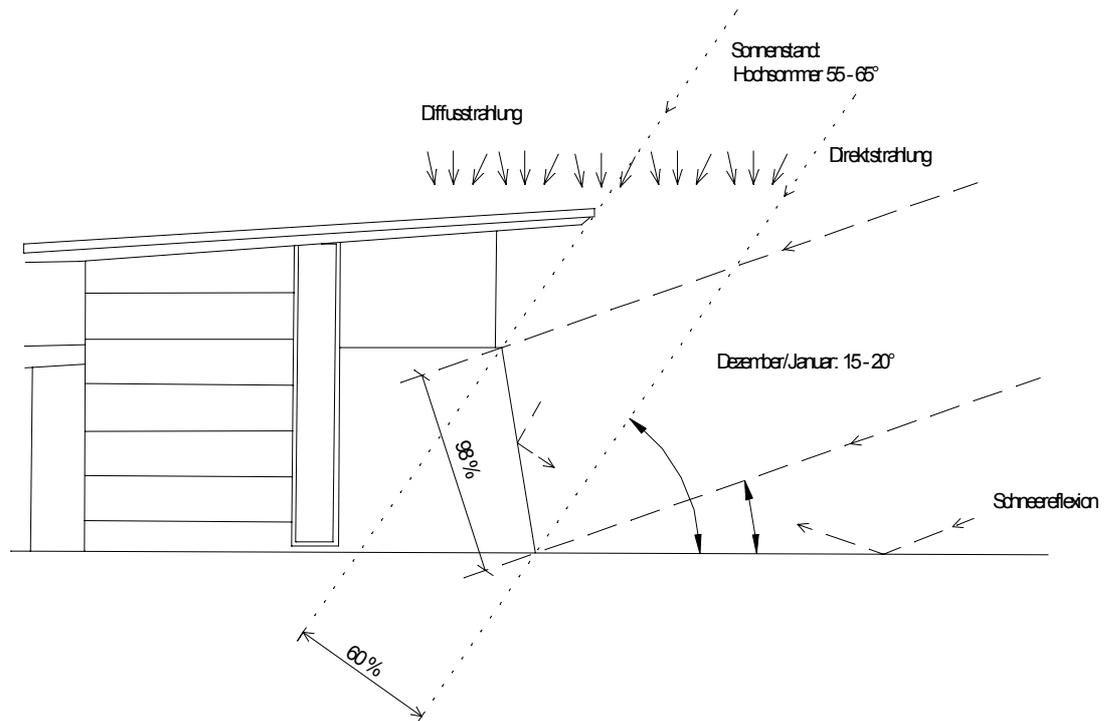
	Nov	Dez	Jan	Feb	Mär
Maximale Aufeinanderfolge von Trübtagen:	12	14	8	6	6
Maximale Aufeinanderfolge von Strahlungstagen	3	2	4	5	7

Mit durchschnittlich **93 Schneetagen im Jahr** kann davon ausgegangen werden, daß in Zwiesel während der Heizperiode mit einer Häufigkeit von mehr als 60 % Schnee liegt. In den Monaten Dezember bis Februar sind es durchschnittlich mehr als drei Viertel der Tage.

2. Einfluß der Kollektor-Neigung auf Direkt- und Diffusstrahlung

2.1 Einfluß bei direkter Sonneneinstrahlung

Abb. 1:



Bei schrägem Lichteinfall ist nur die „projizierte“ Kollektorfläche wirksam.

Bei gegebener Richtung und Intensität der (direkten) Sonnenstrahlung I errechnet sich der auf den Kollektor fallende Anteil aus:

$$I_F = I \cdot \cos \theta$$

θ = Winkel zwischen einfallendem Strahl und Normalen der Kollektorebene

D. h. bei einem 80° geneigten Kollektor können beispielsweise bei Sonnenhöchststand (Hochsommer, Mittag) nur etwa 60 % des direkten Sonnenlichtes nutzbar gemacht werden, bei Sonnentiefststand (Dez. /Jan., Mittag) dagegen 98 %.

Darüber hinaus ist der Reflexionsverlust an Glasscheibe und Absorber bei Sonnenhöchststand um ca. 10 % höher als bei Sonnentiefststand.

Berechnung der direkten Sonneneinstrahlung auf die Kollektorebene für beliebige Sonnenstände und Neigungswinkel:

$$I_F = I_S \cdot R_S = I_S \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}$$

I_F = direkte Strahlung in die Kollektorebene

I_S = direkte Strahlung auf horizontale Fläche

R_S = Umrechnungsfaktor: direkte Einstrahlung von horizontaler auf geneigte Fläche

θ_z = Einfallswinkel der direkten Strahlung auf die horizontale Ebene (Zenitwinkel),
d.h. Abweichung von der Normalen auf die horizontale Ebene

Integriert über die verschiedenen Monate bzw. Jahreszeiten ergeben sich für den Kosinusfaktor gemittelte Werte, die im „Bayerischen Solar- und Windatlas“ (S. 42-43) wie folgt angegeben sind:

Neigung S	0°	30°	45°	60°	80°
Faktor: Winter	1,0	2,4	2,8	3,1	3,5
Übergangszeit	1,0	1,4	1,5	1,5	1,5
Sommer	1,0	1,1	1,0	0,9	0,7

(80°-Werte durch Interpolation abgeschätzt)

2.2 Einfluß bei Diffusstrahlung

Die auf den Kollektor treffende Diffusstrahlung ist nicht vom Sonnenstand, aber ebenfalls vom Neigungswinkel S abhängig, und zwar nimmt sie mit steigender Neigung ab:

$$I_{d \text{ Koll}} = I_d \cdot \frac{(1 + \cos S)}{2}$$

Neigung S	0°	30°	45°	60°	80°
Umrechnungsfaktor diffus	1,0	0,93	0,85	0,75	0,58

(Quelle: Bayerischer Solar- und Windatlas)

Die Diffusstrahlung auf eine 80° geneigte Fläche beträgt demnach Sommer wie Winter etwa 60 % der Diffusstrahlung auf eine horizontale Fläche.

Das Verhältnis Direktstrahlung zu Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche in den verschiedenen Monaten ist aus den Wetterdaten bekannt (siehe Tabelle auf Seite 14) bzw. gerundet im Bayerischen Solar- und Windatlas (S. 42-43).

2.3 Globalstrahlung auf die geneigte Fläche

Die nutzbare Gesamtstrahlung auf die geneigte Fläche läßt sich aus den Strahlungswerten auf die Horizontale multipliziert mit den jeweiligen Faktoren errechnen.

Beispiel 1:

Nutzbare Strahlung im **Januar** bei Neigung 80° (mittlere Tagessummen):

$$\begin{aligned} \text{nutzbare Diffusstrahlung} &= 0,94 \text{ kWh/m}^2\text{d} \times \text{Diffusanteil } 0,65 \times 0,58 = 0,35 \text{ kWh/m}^2\text{d} \\ \text{nutzbare Direktstrahlung} &= 0,94 \text{ kWh/m}^2\text{d} \times \text{Direktanteil } 0,35 \times 3,50 = 1,15 \text{ kWh/m}^2\text{d} \\ \text{nutzbare Globalstrahlung} &= 1,15 + 0,38 = 1,50 \text{ kWh/m}^2\text{d} \end{aligned}$$

(Das Programm „Polysun“ auf Basis der Meteorom-Daten, hochgerechnet auf den Standort Zwiesel errechnet: 1,61 kWh/m²d)

$$\text{Anteile der direkten Strahlung} = 1,15 / 1,50 = 77 \%$$

(Polysun 58 %)

Bei einem 45°-Dach ergäbe sich rechnerisch eine nutzbare Globalstrahlung von:

$$0,94 \times (0,65 \times 0,85 + 0,35 \times 2,8) = 1,44 \text{ kWh/m}^2\text{d} \quad (\text{Polysun } 1,58 \text{ kWh/m}^2\text{d})$$

$$\text{Anteil der direkten Strahlung: } 0,92 / 1,44 = 64 \%$$

Der 80° geneigte Kollektor empfängt also nach dieser Rechenmethode **im Januar-Durchschnitt** aufgrund der steileren Neigung **um 4 % mehr Globalstrahlung** als ein 45° geneigter Kollektor. Die reflektierte Strahlung und Verschattung ist dabei noch nicht berücksichtigt. Da für eine Solaranlage hauptsächlich die direkte Strahlung nutzbar ist, ist der Vorteil der steileren Neigung noch um ca. 1 % höher zu bewerten.

Beispiel 2:

Nutzbare Strahlung im **Juni** bei 80° Neigung:

$$\text{nutzbare Diffusstrahlung} = 4,85 \text{ kWh/m}^2\text{d} \times \text{Diffusanteil } 0,58 \times 0,58 = 1,63 \text{ kWh/m}^2\text{d}$$

$$\text{nutzbare Direktstrahlung} = 4,85 \text{ kWh/m}^2\text{d} \times \text{Direktanteil } 0,42 \times 0,70 = 1,43 \text{ kWh/m}^2\text{d}$$

$$\text{nutzbare Globalstrahlung} = 1,63 + 1,43 = 3,06 \text{ kWh/m}^2\text{d}$$

(Polysun 2,96 kWh/m²d)

$$\text{Anteile der direkten Strahlung} = 1,43 / 3,06 = 46 \%$$

(Polysun 40 %)

Bei einem 45°-Dach ergäbe sich rechnerisch eine nutzbare Globalstrahlung von:

$$4,85 \times (0,58 \times 0,85 + 0,42 \times 1,0) = 4,43 \text{ kWh/m}^2\text{d} \quad (\text{Polysun } 4,41 \text{ kWh/m}^2\text{d})$$

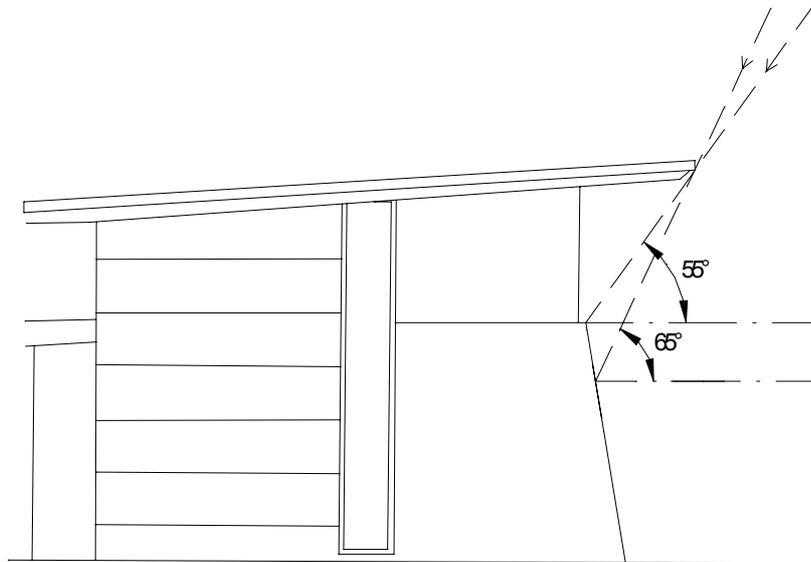
$$\text{Anteil der direkten Strahlung: } 2,04 / 4,43 = 46 \%$$

Der 80° geneigte Kollektor empfängt **im Juni-Durchschnitt** aufgrund der steileren Neigung **um 30 % weniger Globalstrahlung** als ein 45° geneigter Kollektor.

2.4 Verschattung durch das Vordach

2.5 Verschattung der direkten Strahlung:

Abb. 2:



Bei Sonnenständen ab 55° beginnt die Verschattung im oberen Kollektorbereich, bei Maximalstand 65° am 21. Juni um 12 Uhr ist das obere Viertel der Kollektorfläche verschattet.

Aus dem Sonnenweg-Diagramm für Standorte mit 48° nördlicher Breite läßt sich ablesen:

Sonnenstände über 55° finden im Juni maximal zwischen 10 und 14 Uhr (durchschnittlich von 10:30 bis 13:30), in den Monaten Mai und Juli maximal zwischen 10:30 und 13:30 (durchschnittlich 11 bis 13 Uhr) statt.

Es kann davon ausgegangen werden, daß eine Mittagsstunde etwa 12 bis 14 % der Tagessumme ausmacht. Im Juni wären das bei durchschnittlich 3 Stunden ca. 40 %, in den Monaten Mai und Juli 25 % der Tagessummen der Direktstrahlung.

Gehen wir vereinfachend davon aus, daß während dieser Mittagsstunden der Sonnenstand im Juni durchschnittlich 63°, im Mai / Juli durchschnittlich 59° beträgt.

Bei 62° werden 20 %, bei 59° werden 10 % verschattet.

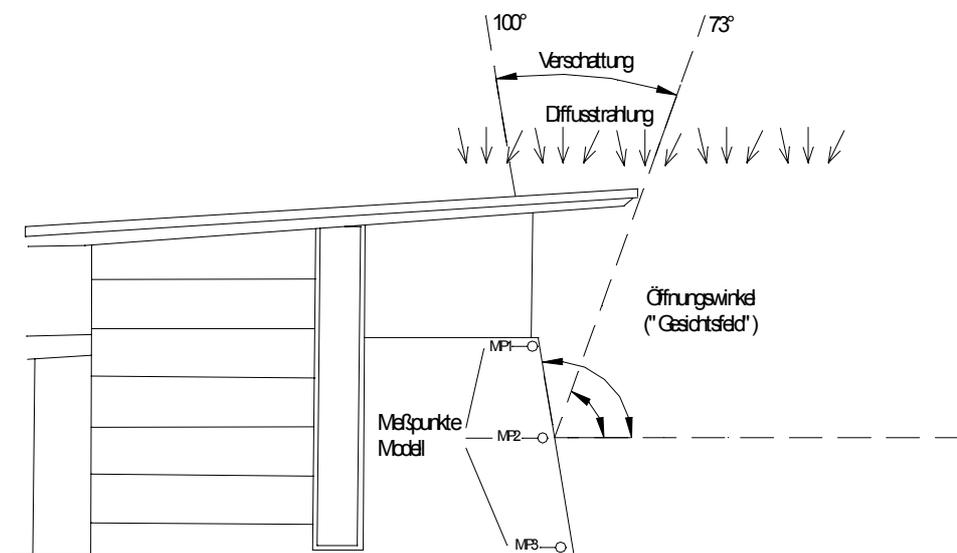
	Mai	Juni	Juli
Verschattung pro Tag [h]	2	3	2
Anteil an der Tagessumme der Direktstrahlung	25 %	40 %	25 %
Verschattungsanteil an der Kollektorfläche	10 %	20 %	10 %
Gesamtanteil der Verschattung an der direkten Str.	2,5 %	8 %	2,5 %
Anteil Direktstrahlung / Globalstrahlung (80°)	44 %	34 %	40 %
Verschattungsanteil an der Globalstrahlung	1,1 %	2,7 %	1,0 %

2.6 Verschattung der Diffusstrahlung:

Die Diffusstrahlung ist an sich ungerichtet, kommt aber „mehr von oben“ als von anderen Richtungen, wengleich auch die diffuse Reflexionsstrahlung aus der Umgebung nicht zu vernachlässigen ist.

Es kommt also darauf an, wieviel der Kollektor „vom Himmel sieht“.

Abb. 3:



Von der Kollektor-Mitte aus betrachtet, verringert sich der Sichthorizont von 100° auf 73° also um 27 %. Einerseits wird zwar der hellere Himmelsbereich verschattet, andererseits fallen die aus dieser Richtung kommenden Strahlungsanteile in sehr flachem Winkel auf den Kollektor, so daß im Mittel etwa 50 % schon an der Glasscheibe wegreflektiert werden würde (Reflexionsgrad einer Glasscheibe bei einem mittleren Einfallswinkel).

Um praxisnahe Anhaltswerte zu erhalten, haben wir mit einem Modell 1:5 bei verschiedenen Lichtsituationen in den Monaten März bis Mai Messungen durchgeführt (Abb. 5). Dabei wurde ein Strahlungsfühler nacheinander an drei verschiedenen Höhen am Kollektor angebracht und jeweils mit und ohne Vordach gemessen.

Folgende maximale Abweichungen (Verschattungen) wurden festgestellt:

Meßpunkt 1 (oben): 25 %; MP2 (Mitte): 10 %; MP 3 (unten): 5 %
maximaler Mittelwert (MP1, MP2, MP3): **13 %**

Hier kommen die Reflexionen am Strahlungsfühler selbst zum Tragen, der sich quasi wie ein Kollektor verhält. Insofern werden die Messergebnisse durch die Theorie relativ genau bestätigt ($27 \% \times 0,5 = 13,5 \%$).

Entsprechend den Anteilen der Diffusstrahlung an der Globalstrahlung ergeben sich beispielsweise für die Monate Januar und Juni folgende Werte:

Januar: $0,13 \times 0,23 = 0,03 = 3 \%$

Juni: $0,13 \times 0,54 = 0,07 = 7 \%$

2.7 Verschattung der Globalstrahlung durch das Vordach

Sie ergibt sich aus der Summe der Verschattungen der direkten und diffusen Strahlung, gewichtet nach dem jeweiligen Anteil an der Globalstrahlung.

Januar: $0 \% + 3 \% = 3 \%$

Juni: $3 \% + 7 \% = 10 \%$

3. Reflektierte Strahlung

Die Solarstrahlung, besonders auf steil geneigte Flächen, wird durch Bodenreflexion verstärkt.

Der reflektierte Anteil errechnet sich aus:

$$I_R = (I_S + I_d) \cdot \frac{(1 - \cos S)}{2} \cdot re$$

I_S = Direktstrahlung auf horizontale Ebene

I_d = Diffusstrahlung auf horizontale Ebene

re = Reflexionskoeffizient (Boden)

$I_S + I_d$ = G_H = Globalstrahlung auf horizontale Ebene

S = Neigung der Kollektorfläche

Der Reflexionsfaktor von Grasbewuchs wird mit 0,26 angegeben, der von Schnee mit 0,61 bis 0,75. (Wir rechnen mit 0,65.) Quelle: Institut f. Wärmetechnik, Technische Universität Graz.

Damit ergeben sich bei einer vorgelagerten Wiese für verschiedene Kollektorneigungen folgende Reflexionsstrahlungen auf den Kollektor:

	80°	45°
ohne Schnee	0,11 x G_H	0,04 x G_H
mit Schnee	0,27 x G_H	0,10 x G_H

Der strahlungsverstärkende Effekt durch Reflexion kommt also beim Fassadenkollektor wesentlich stärker zum Tragen. **Bei schneebedeckter Wiese** empfängt der 80° geneigte Kollektor um **15 % mehr Globalstrahlung** sowohl im Vergleich zur grünen Wiese, als auch im Vergleich zum 45° geneigten Kollektor bei Schnee.

4. Zusammenfassung

Die Gesamtstrahlung auf eine geneigte Fläche setzt sich wie folgt zusammen:

direkte Strahlung + diffuse Strahlung + reflektierte Strahlung - Verschattung

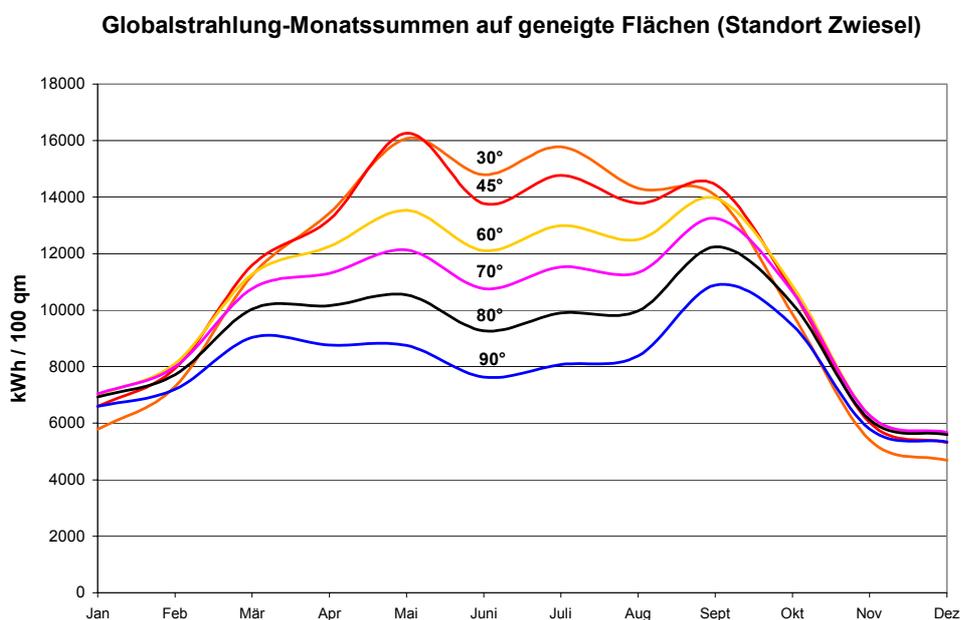
$$I_g = I_s \cdot R_s + I_d \cdot \frac{(1 + \cos S)}{2} + (I_s + I_d) \cdot \frac{(1 - \cos S)}{2} \cdot re \quad (\text{abzüglich Verschattung})$$

Vergleich Fassadenkollektor– Dachkollektor im Winter und Sommer:

Gesamtstrahlung auf 80° geneigten Fassadenkollektor im Verhältnis zu nicht verschattetem 45° - Dachkollektor	Januar	Juni
Einfluß der Neigung	+ 5 %	- 30 %
Einfluß der Verschattung durch das Vordach	- 3 %	- 10 %
Einfluß der reflektierten Strahlung	+ 15 %	+ 6 %
Summe	+ 17 %	- 34 %

5. Monatliche Einstrahlungssummen bei verschiedenen Neigungen im Verhältnis zum Heizenergiebedarf

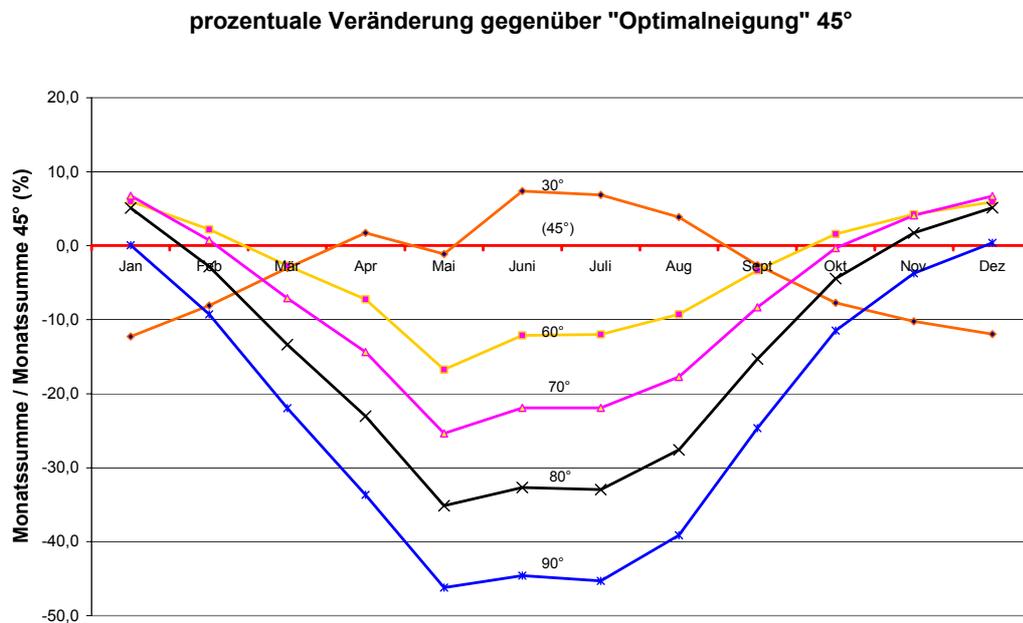
In der Regel werden Kollektorsysteme so ausgelegt, daß sie einen möglichst hohen Jahresertrag liefern. Bei den üblichen Anlagen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung wird der höchste Ertrag i.d.R. bei einer Kollektorneigung von 45° bis 50° erreicht. Sowohl höhere, als auch flachere Neigungen führen zu einer Verminderung des Jahresertrages, wie **Abb. 4** zeigt.



Quelle: T-SOL, Wetterdaten von Passau umgerechnet auf Zwiesel, jedoch ohne Berücksichtigung der Verschattung und Schneereflexion)

Etwa drei Viertel des Jahres-Energieertrages werden jedoch außerhalb der Heizperiode erbracht werden. Die Graphik zeigt auch, daß der steil geneigte Kollektor in der Kernzeit des Winters einen etwas höheren Ertrag bringt und im Jahresverlauf weniger ausgeprägten Schwankungen unterliegt. In den Sommermonaten sinkt das Potential gegenüber einer 45° geneigten Anlage auf nahezu die Hälfte.

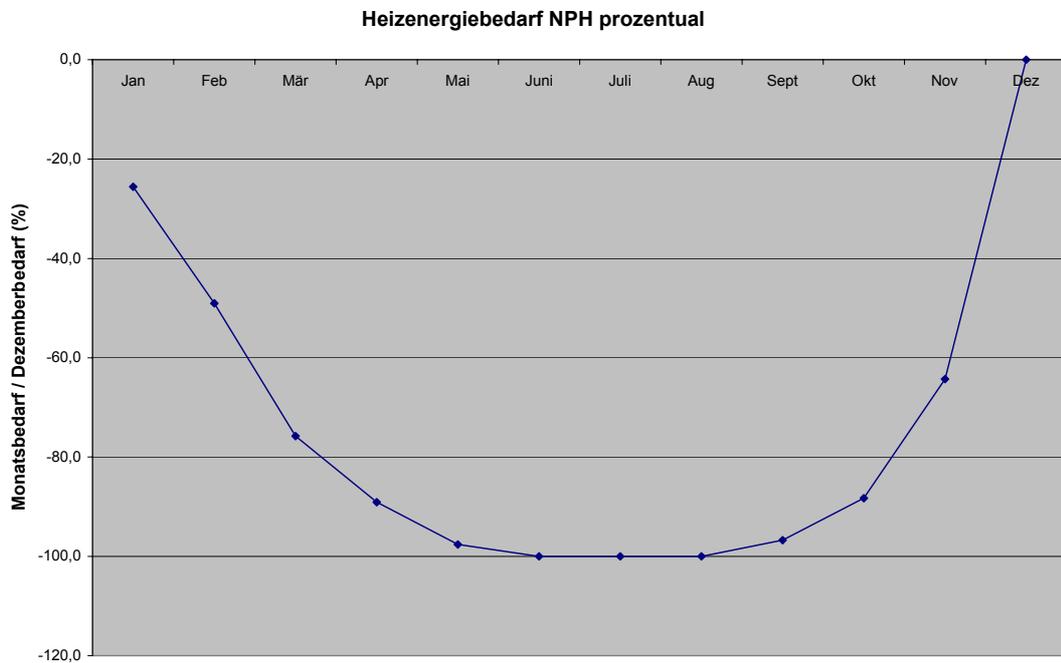
Abb. 5 verdeutlicht noch klarer die Unterschiede steilerer Anstellwinkel im Verhältnis zum 45° geneigten Kollektor:



Im Dezember / Januar weist eine 60° bis 80° geneigte Fläche optimale Einstrahlungsverhältnisse auf (Idealneigung wäre 70°). Eine senkrecht stehende Kollektorfläche empfängt in diesen Monaten immerhin genauso viel Strahlung wie ein 45° geneigter Kollektor.

Ab Anfang November bis Anfang Februar empfängt der 80° geneigte Fassadenkollektor mehr Solarstrahlung als der 45° geneigte Dachkollektor, in den Sommermonaten dagegen 30 bis 35 % weniger.

Die Grafik in **Abb. 6** zeigt den Verlauf des Energiebedarfes für Heizung und Warmwasser des Naturpark-Informationshauses.



Angaben in kWh	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Gesamtwärmebedarf laut Simulationsrechnung	1942	1321	510	209	74	38	40	42	80	200	745	2441	7642

Der Vergleich von *Abb. 5* und *Abb. 6* macht deutlich, daß der Energiebedarf von den Spitzenwerten im Dezember und Januar steiler zur Übergangszeit hin abfällt, als der Ertrag eines 80° geneigten Kollektors gegenüber einem 45° geneigten Kollektor.

Das bedeutet für den 80° geneigten Fassadenkollektor einen idealen Kompromiß zwischen Ertragsoptimum in den Monaten mit höchster Heizlast einerseits und geringstmöglichen Sommerüberschüssen andererseits.

Bei dieser Betrachtung ist vorerst der Speicher außer acht gelassen.

6. Quellenangaben

Wolfgang Streicher: „Teilsolare Raumheizung“

VDI-Wärmeatlas

Deutscher Wetterdienst

Bayrisches Staatsministerium f. Wirtschaft, Verkehr und Technologie: “Bayerischer Solar- und Windatlas

TÜV Rheinland: Atlas über die Sonnenstrahlung Europas

Meteonorm: Meteodaten SPF

Josef Jenni: „Sonnenenergieanlagen mit hohem Deckungsgrad“

SPF, Hochschule Rapperswil: Prüfberichte thermische Kollektoren

Valentin Energiesoftware: T-Sol Simulationssoftware

Econsult: Polysun Simulationssoftware

Transsolar Energietechnik GmbH: TRNSYS Simulationssoftware

WSchVO 95

DIN 4108 Teil 4 Wärmeschutz im Hochbau

DIN 4701 Heizlastberechnung

7. Anhang – Umrechnung der Strahlungsdaten

Ermittlung der Strahlungsdaten für Zwiesel (mittlere Monats- bzw. Tagessummen)

P a s s a u										Z w i e s e l				P a s s a u					
Globalstrahlung horizontal				Diffus	Direkt	Sonnenstd		Faktor	Globalstr. horizontal		Anteil	Globalstr. 80°		Diffustr. 80°					
Quelle:	Meteonorm			T-Sol	S.tlas	Meteonorm		Wetteramt		Zw/Pa	umgerechnet		direkt	Meteonorm					
	kWh/M	kWh/T	kWh/T	kWh/T	kWh/M	%	std/M	std/M		kWh/m²M	kWh/m²T		kWh/M	kWh/T	kWh/M	kWh/T	Anteil		
Jan	27	0,87	0,99	0,9	19	0,30	51	64	1,08	29	0,94	0,35	43,9	1,42	20,70	0,67	0,472		
Feb	50	1,79	1,78	1,7	29	0,42	84	83	1,00	50	1,78	0,42	70,5	2,52	30,7	1,10	0,435		
Mär	81	2,61	2,95	2,6	49	0,40	128	122	0,98	80	2,56	0,38	93,2	3,01	44,4	1,43	0,476		
Apr	117	3,90	4,26	4,1	65	0,44	163	142	0,94	110	3,68	0,41	103	3,43	52	1,73	0,505		
Mai	158	5,10	5,26	5,1	81	0,49	208	190	0,96	151	4,88	0,46	109	3,52	58,6	1,89	0,538		
Juni	153	5,10	5,23	5,2	84	0,45	213	190	0,95	146	4,85	0,42	92,3	3,08	58,7	1,96	0,636		
Juli	163	5,26	5,48	5,5	84	0,48	236	197	0,92	150	4,84	0,44	108	3,48	60	1,94	0,556		
Aug	141	4,55	4,64	4,8	73	0,48	216	200	0,96	136	4,39	0,46	115	3,71	56,4	1,82	0,49		
Sept	97	3,23	3,81	3,3	54	0,44	164	155	0,98	95	3,15	0,43	97,2	3,24	45,9	1,53	0,472		
Okt	65	2,10	2,07	2,0	38	0,42	122	138	1,05	69	2,21	0,45	88,1	2,84	36,4	1,17	0,413		
Nov	30	1,00	1,07	1,0	21	0,30	55	66	1,06	32	1,06	0,34	42,7	1,42	20,1	0,67	0,471		
Dez	20	0,65	0,82	0,7	15	0,25	43	56	1,08	22	0,69	0,30	29,1	0,94	15,4	0,50	0,529		
Summe	1102	36,1	38,36	36,9	612	4,87	1683	1603	11,95	1067,88	35,0306	4,865	992	32,6	499,3	16,4	5,993		
Durchschn.	91,83	3,01	3,20	3,08	51,00	0,41	140	134	1,00	88,99	2,92	0,41	82,67	2,72	41,61	1,37	0,50		

Ermittlung der Strahlungsdaten für Zwiesel (Fortsetzung)

Z w i e s e l															
Direktstr. 80°		Globalstr. 80°			80°/0°	Schnee	gew.	80°/0°	Verschattung			Gesamt-	Globalstrahlung (korrigiert)		
umgerechnet		Faktor			tage	Faktor	Ref.fakt.	(Faktor)			Korrektur-	auf 80° geneigten Kollektor			
kWh/M	kWh/T	Anteil	kWh/M	kWh/T	"R"	"K"	"K0"	(R+K0)/R	diffus	direkt	Faktor	kWh/m²M	kWh/m²T	kWh/100m²M	
29,1	0,94	0,58	49,8	1,61	1,72	22	0,19	0,13	1,08	0,95	1,00	1,02	50,8	1,64	5083
39,3	1,40	0,56	70,0	2,50	1,41	22	0,19	0,15	1,11	0,94	1,00	1,04	73,0	2,61	7304
46,5	1,50	0,51	90,9	2,93	1,14	20	0,19	0,12	1,11	0,94	1,00	1,04	94,3	3,04	9427
44,4	1,48	0,46	96,4	3,21	0,87	6	0,19	0,04	1,04	0,93	1,00	0,97	93,6	3,12	9357
46,0	1,49	0,44	104,6	3,38	0,69		0,00	0,00	1,00	0,93	0,99	0,92	96,1	3,10	9605
30,0	1,00	0,34	88,7	2,96	0,61		0,00	0,00	1,00	0,91	0,96	0,88	77,8	2,59	7780
40,1	1,29	0,40	100,1	3,23	0,67		0,00	0,00	1,00	0,92	0,99	0,91	91,3	2,95	9135
54,3	1,75	0,49	110,7	3,57	0,81		0,00	0,00	1,00	0,93	1,00	0,93	103,3	3,33	10333
48,5	1,62	0,51	94,4	3,15	1,00		0,00	0,00	1,00	0,94	1,00	0,94	88,4	2,95	8842
58,5	1,89	0,62	94,9	3,06	1,38		0,00	0,00	1,00	0,95	1,00	0,95	90,1	2,91	9015
27,1	0,90	0,57	47,2	1,57	1,48	5	0,19	0,03	1,02	0,94	1,00	0,96	45,6	1,52	4556
17,8	0,58	0,54	33,2	1,07	1,55	15	0,19	0,09	1,06	0,94	1,00	1,00	33,1	1,07	3310
481,6	15,834	6,028	980,95	32,237	13,33	90,00	1,14	0,57	12,42	11,22	11,94	11,56	937	31	93744
40,14	1,32	0,50	81,75	2,69	1,11	7,50	0,10	0,05	1,03	0,94	1,00	0,96	78,12	2,57	7812

Berechnungen für einen 45° geneigten Kollektor:

Quelle:	P a s s a u							Z w i e s e l					P a s s a u						
	Globalstrahlung horizontal				Diffus	Direkt	Sonnenstd	Faktor	Globalstr. horizontal		Anteil	Globalstr. 45°			Diffuststr. 45°				
	kWh/M		kWh/T		kWh/M	kWh/T	%	std/M	std/M	Zw/Pa	umgerechnet	kWh/m²M	kWh/m²T	direkt	kWh/M	kWh/T	kWh/M	kWh/T	Anteil
Jan	27	0,87	0,99	0,9	19	0,30	51	64	1,08	29	0,94	0,35	43,6	1,41	22,70	0,73	0,521		
Feb	50	1,79	1,78	1,7	29	0,42	84	83	1,00	50	1,78	0,42	72,6	2,59	33,9	1,21	0,467		
Mär	81	2,61	2,95	2,6	49	0,40	128	122	0,98	80	2,56	0,38	107	3,45	51,1	1,65	0,478		
Apr	117	3,90	4,26	4,1	65	0,44	163	142	0,94	110	3,68	0,41	134	4,47	63	2,10	0,47		
Mai	158	5,10	5,26	5,1	81	0,49	208	190	0,96	151	4,88	0,46	158	5,10	71,5	2,31	0,453		
Juni	153	5,10	5,23	5,2	84	0,45	213	190	0,95	146	4,85	0,42	139	4,63	75,7	2,52	0,545		
Juli	163	5,26	5,48	5,5	84	0,48	236	197	0,92	150	4,84	0,44	160	5,16	74	2,39	0,463		
Aug	141	4,55	4,64	4,8	73	0,48	216	200	0,96	136	4,39	0,46	157	5,06	67,5	2,18	0,43		
Sept	97	3,23	3,81	3,3	54	0,44	164	155	0,98	95	3,15	0,43	118	3,93	54,6	1,82	0,463		
Okt	65	2,10	2,07	2,0	38	0,42	122	138	1,05	69	2,21	0,45	94,8	3,06	41,5	1,34	0,438		
Nov	30	1,00	1,07	1,0	21	0,30	55	66	1,06	32	1,06	0,34	44	1,47	23,3	0,78	0,53		
Dez	20	0,65	0,82	0,7	15	0,25	43	56	1,08	22	0,69	0,30	29,4	0,95	17,5	0,56	0,595		
Jahr:																			
Summe	1102	36,148	38,36	36,9	612	4,87	1683	1603	11,954	1067,876	35,03064	4,865	1257,4	41,28	596,3	19,586	5,85		
Durchschn.	91,83	3,01	3,20	3,08	51,00	0,41	140	134	1,00	88,99	2,92	0,41	104,78	3,44	49,69	1,63	0,49		

Berechnungen für einen 45° geneigten Kollektor (Fortsetzung)

Z w i e s e l																
Direktstr. 45°	Globalstr. 45°			45°/ 0°	Schnee	gew.	80° / 0°	Verschattung	Gesamt-	Globalstrahlung (korrigiert)						
umgerechnet			Faktor	tage	Faktor	Refi.fakt.	(Faktor)		Korrektur-	auf 80° geneigten Kollektor						
kWh/M	kWh/T	Anteil	kWh/M	kWh/T	"R"	"K"	"K0"	(R+K0)/R	diffus	direkt	Faktor	kWh/m²M	kWh/m²T	kWh/100m²M		
26,2	0,85	0,54	48,9	1,58	1,68	22	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	48,9	1,58	4893	Jan	
38,2	1,37	0,53	72,1	2,58	1,45	22	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	72,1	2,58	7214	Feb	
53,3	1,72	0,51	104,4	3,37	1,31	20	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	104,4	3,37	10438	Mär	
61,9	2,06	0,50	124,9	4,16	1,13	6	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	124,9	4,16	12485	Apr	
79,0	2,55	0,52	150,5	4,86	0,99		0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	150,5	4,86	15051	Mai	
56,5	1,88	0,43	132,2	4,41	0,91		0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	132,2	4,41	13216	Juni	
71,8	2,32	0,49	145,8	4,70	0,97		0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	145,8	4,70	14579	Juli	
82,9	2,67	0,55	150,4	4,85	1,11		0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	150,4	4,85	15037	Aug	
59,9	2,00	0,52	114,5	3,82	1,21		0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	114,5	3,82	11452	Sept	
60,3	1,94	0,59	101,8	3,28	1,49		0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	101,8	3,28	10179	Okt	
24,8	0,83	0,52	48,1	1,60	1,51	5	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	48,1	1,60	4814	Nov	
15,5	0,50	0,47	33,0	1,06	1,53	15	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	33,0	1,06	3300	Dez	
Jahr:																
630,29	20,682	6,169	1226,6	40,268	15,30	90,00	0,00	0,00	12,00	12,00	12,00	1227	40	122659	Summe	
52,52	1,72	0,51	102,22	3,36	1,28	7,50	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	102,22	3,36	10222	Durchschn.	

UNTERSUCHUNGEN AM FASSADENKOLLEKTOR

1. Verminderung der Kollektor-Wärmeverluste durch Fassadenintegration

1.1 Berechnungsgrundlage

Die einzelnen Teilverluste des Kollektors an die Umgebung werden exemplarisch für einen typischen Betriebszustand ermittelt. Hierbei werden die beiden Einbauvarianten Indachmontage (hinterlüftet) und Fassadenintegration gegenübergestellt.

Aus der Gleichung für die Wirkungsgradkennlinie

$$\eta = \eta_0 - k_1 \frac{\Delta\vartheta}{E_g} - k_2 \frac{(\Delta\vartheta)^2}{E_g}$$

wird ersichtlich, daß für die Wärmeverluste zwei Faktoren, k_1 und k_2 , maßgebend sind. Die Größe k_2 im quadratischen Glied (legt die Abweichung von der Geraden fest) wird vor allem vom Emissionsgrad des Absorbers bestimmt, dürfte sich also in Abhängigkeit von der Einbausituation nicht wesentlich ändern. Der Wert für k_1 ist im wesentlichen ein Maß für die Wärmedämmeigenschaften des Kollektorgehäuses, der abhängig von der jeweiligen Einbaulage variieren kann. Dieser Wärmeverlustfaktor setzt sich aus den einzelnen k-Werten von Rückwand, Rahmen und Glasabdeckung zusammen.

1.2 Parameter

Für die folgenden Berechnungen werden typische Betriebsbedingungen für die Wintermonate Dezember bis Februar angenommen.

Temperatur Außenluft:		0,0 °C
Mittlere Absorbtemperatur:		50,0 °C
Temperatur der Glasabdeckung	(im Versuch gemessen)	13,0 °C
Mittlere Windgeschwindigkeit:	(Bayer. Solar- und Windatlas)	2,0 m/s
Solarstrahlung auf den Kollektor	(Durchschnittswert im Betrieb)	700,0 W/m ²

1.3 Kollektorrückwanddämmung

Bei Einbau des Kollektors in die Fassade kann der Wandaufbau zur Kollektorrückwanddämmung hinzugerechnet werden. Der rückseitige Wärmestrom reduziert sich dadurch beträchtlich.

1.3.1 Wärmedurchgang durch Kollektorrückwand bei Dacheinbau (hinterlüftet)

40 mm Steinwolle als Rückwand-Dämmung plus 12 mm Sperrholzplatte

$$\frac{1}{k} = \frac{1}{\alpha_i} + \frac{1}{\Lambda_1} + \frac{1}{\Lambda_2} + \frac{1}{\alpha_a} = 0,13 + \frac{0,04}{0,04} + \frac{0,012}{0,13} + 0,08 = 1,30 \frac{\text{m}^2\text{K}}{\text{W}} \quad k = 0,77 \text{ W/m}^2\text{K}$$

Gefachbereich: $k = 0,77 \text{ W/m}^2\text{K}$ (Flächenanteil 95,2%)

Rippenbereich (Holzstege): $k = 1,64 \text{ W/m}^2\text{K}$ (Flächenanteil 4,8%)

Zusammengesetztes Bauteil: $k = 0,82 \text{ W/m}^2\text{K}$

Wärmeverluste durch die Rückwand bei $\Delta t = 50 \text{ K}$:

$$\bullet \quad q = k \cdot \Delta t = 0,82 \cdot 50 = 41 \text{ W/m}^2$$

1.3.2 Wärmedurchgang durch Kollektorrückwand bei Fassadenintegration

$$\frac{1}{k} = 0,13 + \frac{0,04}{0,04} + \frac{(0,16 + 0,08)}{0,045} + \frac{3 \cdot 0,015}{0,13} + 0,13 = 6,94 \quad k = 0,15 \text{ W/m}^2\text{K}$$

Gefachbereich: $k = 0,15 \text{ W/m}^2\text{K}$ (Flächenanteil 79,6%)

Rippenbereich 1: $k = 0,23 \text{ W/m}^2\text{K}$ (Flächenanteil 10,2%)

Rippenbereich 2: $k = 0,20 \text{ W/m}^2\text{K}$ (Flächenanteil 10,2%)

Zusammengesetztes Bauteil: $k = 0,16 \text{ W/m}^2\text{K}$

Verminderte Temperaturdifferenz (da gegenüber Raumtemperatur)

$$\Delta t = (50^\circ - 20^\circ) = 30 \text{ K.}$$

Wärmeverluste durch die Rückwand bei $\Delta t = 30 \text{ K}$:

$$\bullet \quad q = k \cdot \Delta t = 0,16 \cdot 30 = 5 \text{ W/m}^2$$

Dieser Wärmestrom geht als Energiegewinn für das Gebäude in die Bilanz ein.

Die Wärmeverluste des Kollektors (bei $\Delta t_a = 50 \text{ K}$) durch die Kollektorrückwand reduzieren sich bei Fassadenintegration gegenüber Dacheinbau um 36 W/m^2 .

1.4 Wärmedurchgang durch den Gehäuserahmen

Der Wärmedurchgang durch den Kollektorrahmen ändert sich bei Fassadenintegration nicht nennenswert. Die Verringerung des äußeren Wärmeübergangskoeffizienten durch etwas geringere Windgeschwindigkeit kann unberücksichtigt bleiben, da der Flächenanteil des Rahmens bezogen auf die Kollektoroberfläche gering ist. In erster Näherung können die Wärmeverluste für beide Einbausituationen wie unten dargestellt berechnet werden. Der Wärmeübergang in Form von Strahlung ist bei diesem Ansatz, ebenso wie bei der Berechnung des Wärmestromes durch die Kollektorrückwand, anteilmäßig enthalten.

1.4.1 Rahmenverluste bei Dach- und Fassadeneinbau

$$k_{\text{Rahmen}} = \frac{1}{0,04 \text{ m}^2 \text{ K} / \text{ W} + \frac{0,04 \text{ m}}{0,13 \text{ W} / \text{ m K}} + 0,13 \text{ m}^2 \text{ K} / \text{ W}} = 2,09 \text{ W} / \text{ m}^2 \text{ K}$$

Der Wärmestrom ergibt sich dadurch zu

$$\dot{q} = 2,09 \text{ W} / \text{ m}^2 \text{ K} \cdot 35 \text{ K} = 73,3 \text{ W} / \text{ m}^2$$

Umgerechnet auf die Kollektorfläche (Rahmenanteil beim 40 m^2 -Kollektor = 6,3 %) beträgt der Wärmeverlust **$4,6 \text{ W/m}^2$** .

1.5 Konvektiver Wärmeübergang an der Glasabdeckung

Die Wärmeströme durch die Glasabdeckung werden für Strahlung und Konvektion separat berechnet, da sich für die beiden Einbausituationen unterschiedliche Anteile und Bezugstemperaturen ergeben.

Die konvektiven Wärmeverluste entstehen einerseits durch freie Luftbewegung zwischen dem heißen Absorber und der kalten Glasscheibe („innere Konvektion“), andererseits durch Windkühlung an der Glas-Außenseite („äußere Konvektion“).

1.5.1 Innere Konvektion

Bereits in der Fachliteratur aus früheren Jahren finden sich Angaben über die Neigungsabhängigkeit der inneren Konvektion bei Sonnenkollektoren. Der Wärmeübergangskoeffizient hängt – neben der Kollektorneigung – zudem von der Dicke des Luftspaltes (Optimum 20...40 mm) und von der Temperaturdifferenz ab. Nach diesen Quellen ergäbe sich für die vorliegenden Bedingungen

beim 45°-Dachkollektor: $\alpha_i = 3,2 \text{ W / m}^2\text{K}$

beim 90°-Fassadenkollektor: $\alpha_i = 2,4 \text{ W / m}^2\text{K}$ (bei 80° interpoliert: $2,6 \text{ W/m}^2\text{K}$)

Das würde für den vorliegenden Fassadenkollektor einen um ca. 20 % niedrigeren Konvektionswärmeverlust bedeuten als bei einem 45°-Dachkollektor. Andere Literaturquellen kommen zu ähnlichen Ergebnissen. Überschlägig würde sich dadurch der Gesamt- k_1 -Wert um $0,4 \text{ W/m}^2\text{K}$ bzw. die Wärmeverluste im Winterbetrieb um 22 W/m^2 reduzieren.

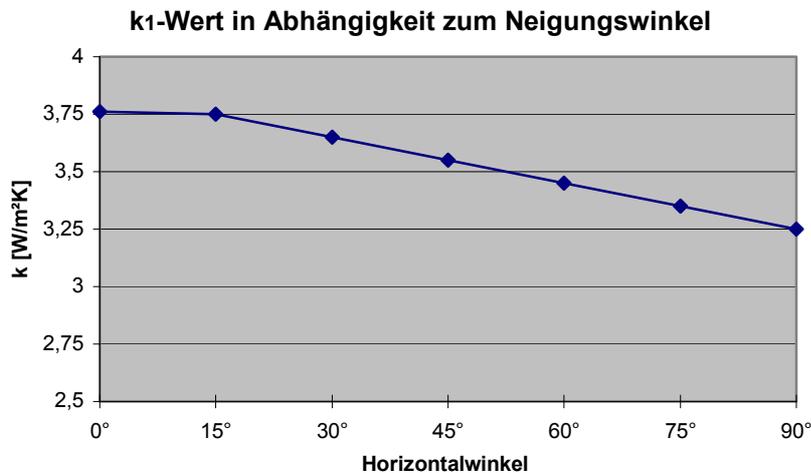
Zu ähnlichen Ergebnissen kommt das Institut für Solarenergieforschung in Hameln:

Auf einem Teststand wurden die Wärmeverluste gleicher Kollektoren bei verschiedenen Neigungswinkeln gemessen.

Testbedingungen: $\Delta t = 40 \text{ K}$ (Fluid zu außen), $I_g = 800 \text{ W}$, Windgeschwindigkeit = 3 m/s (erzwungene Konvektion) bzw. 0 m/s (freie Konvektion).

Das Ergebnis:

Die Wärmeverlustkoeffizienten reduzieren sich sowohl bei erzwungener, als auch bei freier Konvektion mit steigenden Kollektorneigungswinkeln etwa gleichermaßen. Die Verbesserung verläuft zwischen 0° und 15° flach und über den Winkelbereich von 15° bis 90° mit einer gleichmäßigen Steigung. Als Anhaltswert kann man davon ausgehen, daß sich der **Verlustkoeffizient** ($1/\Lambda$) zwischen 15° und 90° **um ca. $0,1 \text{ W/m}^2\text{K}$ pro 15° Neigungsänderung erhöht.**

Abb. 1 Auswirkung auf den k_1 -Wert bzw. die Gesamtverluste

	Neigung	η_0	k_1 [W/m²K]	k_2 [W/m²K]
Gemessen:	0°	0,778	3,86	0,011
Gemessen:	45°	0,780	3,65	0,011
Interpoliert:	80°	0,782	3,36	0,011
Gemessen:	90°	0,783	3,28	0,011

Der k_1 -Wert **verbessert sich** also im Verhältnis zur 45°-Neigung:

beim Fassadenkollektor 90°: um 0,37 W/m²K bzw. 10 %

beim Fassadenkollektor 80°: **um 0,29 W/m²K** bzw. **8 %**

Das bedeutet im Winterbetrieb ($\Delta t = 50K$) **15 W/m² weniger Wärmeverlust** durch innere Konvektion.

Der k_2 -Wert bleibt unverändert. Der Konversionsfaktor η_0 verbessert sich geringfügig um 0,2 Prozentpunkte.

Eine weitere Verringerung der Konvektions-Wärmeverluste kann beim Fassadenkollektor durch mehrfache Unterteilung (**Kammerung**) der Luftschicht zwischen Absorber und Glasabdeckung erreicht werden.

Aus dem VDI-Wärmeatlas geht hervor, daß bei senkrechten abgeschlossenen Luftschichten durch eine zwei- bis fünffache Unterteilung des vertikalen Spaltes eine Reduzierung des konvektiven Wärmeübergangs um 70 bis 90 % bewirkt wird.

Unsere Versuche mit dem Fassadenelement sind zu diesem Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen, so daß diesbezüglich noch keine quantitativen Aussagen getroffen werden können. Da sich eine Kammerung in jeden Fall positiv auswirkt, wird die Kollektorkonstruktion vertikal in 4 Zonen aufgeteilt, die durch Stege („Konvektionsbremsen“) getrennt sind.

1.5.2 Wärmeübergang durch äußere Konvektion

Es wird angenommen, daß sich bei Integration des Kollektors in die Fassade durch die geschütztere Lage im Mittel eine um ca. 30 % geringere Windgeschwindigkeit an der Glasaußenfläche einstellt, als dies bei Dachmontage der Fall ist. Dadurch verringert sich der konvektive Wärmeübergangskoeffizient. Gesicherte Werte in der Literatur gibt es darüber nicht. Eine exakte Berechnung für die örtlichen Verhältnisse gestaltet sich recht schwierig, daher wird hier ein vorsichtiger Ansatz gewählt.

Basis für die Berechnung des Wärmestromes ist – neben der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit - die Temperaturdifferenz zwischen Glasscheibe und Umgebung. Die Temperatur der Glasscheibe bei 0° Außentemperatur stellt sich durch Abstrahlung des Absorbers und innere Konvektion einerseits, und windabhängiger Abkühlung von außen andererseits ein. Für die Berechnung wurde ein aus mehreren Messungen mit dem Fassadenelement ermittelter Durchschnittswert von 13°C, zugrunde gelegt.

Der konvektive Wärmeübergangskoeffizient in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit wird durch die empirische Zahlenwertgleichung

$$\alpha_a = 8 + 6 \cdot u^{0,25} \quad \text{ermittelt.} \quad (u = \text{Windgeschwindigkeit})$$

Dachkollektor: $\alpha_a = 8 + 6 \cdot 2^{0,25} = 15,13 \text{ W / m}^2\text{K} \quad (u = 2 \text{ m/s})$

spez. Wärmestrom: $\dot{q} = 15,13 \cdot 13 = 197 \text{ W / m}^2 \quad (\Delta t = 13 \text{ K})$

Fassadenkollektor:

$$\alpha_a = 8 + 6 \cdot 1,4^{0,25} = 14,5 \text{ W / m}^2\text{K} \quad (u = 1,4 \text{ m/s})$$

spez. Wärmestrom: $\dot{q} = 14,5 \cdot 13 = 189 \text{ W / m}^2 \quad (\Delta t = 13\text{K})$

Durch Fassadeneinbau verringert sich der Wärmeübergang durch äußere Konvektion (Wind) an der Glasabdeckung um ca. 9 W/m².

1.6 Wärmeverlust durch Abstrahlung

Die transparente Glasabdeckung steht im Strahlungsaustausch mit der Umgebung. Bei Dachmontage erfolgt Strahlungsaustausch mit der sogenannten Himmelstemperatur (Strahlungstemperatur der Atmosphärenschichten). Bei klarer Witterung ist diese Strahlungstemperatur tendenziell niedriger, maximal gleich hoch, wie die Lufttemperatur (nachts nahe dem absoluten Nullpunkt). In Bodennähe dagegen ist die Hintergrundtemperatur in der Regel gleich oder größer der Lufttemperatur. Vereinfacht wird für diesen Betriebszustand angenommen, daß die bodennahe Temperatur im Mittel über dem Kollektorhorizont 2 Kelvin höher ist, als die Himmelstemperatur. In der Praxis sind die Verhältnisse für den Fassadenkollektor noch etwas günstiger, da der mittlere Emissionskoeffizient der Umgebung mit hineinspielt.

Der Emissionskoeffizient der Glasabdeckung beträgt 0,94 (Quelle: VDI-Wärmeatlas).

1.6.1 Abstrahlung beim Dachkollektor (Glasscheibe gegen „Himmel“)

absolute Temperatur der Glasscheibe: $T_1 = 273 \text{ K} + 13 \text{ K} = 286 \text{ K}$

absolute Himmelstemperatur: $T_2 = 273 \text{ K} (0^\circ \text{ C})$

$$\dot{q}_{\text{Str.}} = \varepsilon \cdot C_S \cdot \left[\left(\frac{T_1}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_2}{100} \right)^4 \right]$$

$$\dot{q}_{\text{Str.}} = 0,94 \cdot 5,67 \text{ W/m}^2\text{K}^4 \cdot \left[\left(\frac{286\text{K}}{100} \right)^4 - \left(\frac{273\text{K}}{100} \right)^4 \right] = 61 \text{ W/m}^2$$

1.6.2 Äußere Abstrahlungsverluste beim Fassadenkollektor

Absolute Umgebungstemperatur: $T_2 = + 3^\circ\text{C} = 276 \text{ K}$

$$\dot{q}_{\text{Str.}} = 0,94 \cdot 5,67 \text{ W/m}^2\text{K}^4 \cdot \left[\left(\frac{286\text{K}}{100} \right)^4 - \left(\frac{275\text{K}}{100} \right)^4 \right] = 52 \text{ W/m}^2$$

Die Abstrahlungsverluste an die Umgebung sind für diesen Betriebszustand beim Fassadenkollektor um 9 W/m² geringer.

1.7 Auswirkung auf den Gesamtwirkungsgrad

Die Reduzierung der Wärmeverluste durch Fassadenintegration summiert sich wie folgt:

Rückwand (Transmission)	36 W/m ²
Innere Konvektion	15 W/m ²
Äußere Konvektion (Wind)	8 W/m ²
Abstrahlung an die Umgebung	9 W/m ²
Summe	68 W/m²

Parameter für typischen Betriebszustand im Januar: (siehe auch Kapitel 1.2):

$$\Delta t = 50\text{K} \quad I_g = 700 \text{ W/m}^2$$

Kollektorkenndaten HFK laut Leistungstest im ITW Stuttgart (siehe auch Tabelle Kollektordaten im Kap. Simulation):

$$\begin{aligned} \eta_0 &= 0,775 \\ k_1 &= 3,084 \text{ W/m}^2\text{K} \\ k_2 &= 0,018 \text{ W/m}^2\text{K} \end{aligned}$$

Einbau als hinterlüfteter Dachkollektor (45° Neigung):

Kollektorleistung:

$$\dot{q} = 0,775 \cdot 700 - 3,084 \cdot 50 - 0,018 \cdot 50^2 = 543 - 154 - 45 = 344 \text{ W/m}^2$$

Wirkungsgrad: $\eta = \frac{344 \text{ W}}{700 \text{ W}} = 0,49$

Einbau in Fassade (80° Neigung):

Kollektorleistung: $\dot{q} = 543 - (154 - 68) - 45 = 412 \text{ W/m}^2$

Wirkungsgrad: $\eta = \frac{412 \text{ W}}{700 \text{ W}} = 0,59$

Der Fassadenkollektor erzielt also im Winterbetrieb eine Mehrleistung von 68 Watt je m², das entspricht exakt 20 %. Der Gesamtwirkungsgrad verbessert sich von 59 auf 69 %, das sind (relativ) 15 %.

Unter der Annahme, daß k₂ unverändert bleibt, reduziert sich der k₁-Wert wie folgt:

$$k_1 = (154 - 69) / 50 = \mathbf{1,7 \text{ W / m}^2\text{K}}$$
 (Dachkollektor: 3,08 W/m²K)

Zur Kontrolle des Ergebnisses sei noch mal der Test im ISFH Hameln herangezogen. Getestet wurden hier nämlich zwei fast identische Kollektortypen im Vergleich:

Typ A mit 5 cm Rückwanddämmung, Typ B als fassadenintegrierter Kollektor mit 25 cm Rückwanddämmung

Im Ergebnisbericht „Wärmeverluste von Flachkollektoren in Abhängigkeit vom Kollektorneigungswinkel“ heißt es:

„.....Wird der Kollektor vertikal montiert, sinkt der k-Wert um 0,3 bis 0,4 W/m²K, was zu einer Ertragssteigerung von etwa 3 bis 4 % gegenüber dem bei 45° bestimmten k-Wert führt. Berücksichtigt man für diesen Fall weiterhin, daß bei einer Fassadenintegration ohne Hinterlüftung die Verluste über die rückseitige Dämmung sehr gering werden, sinkt der k-Wert noch einmal um 0,3 bis 0,4 W/m²K, was in einer gesamten **Ertragssteigerung** bei Nutzung der Parameter für Fassadenintegration gegenüber Standardkoeffizienten von etwa **7 bis 8 %** resultiert. Zusätzliche Verbesserungen durch einen eventuell vorhandenen besseren Windschutz in der Fassade werden mangels gesicherter Erkenntnisse hier nicht berücksichtigt....“

Zu ergänzen wäre, daß in diesem In-door-test auch die Unterschiede in der Abstrahlung an die Umgebung nicht berücksichtigt sind. Die geringere Temperaturdifferenz von Kollektor- zur Raumtemperatur (statt Außentemperatur) dürfte laut dieser Formulierung auch nicht bedacht sein.

Ferner bezieht sich der „Ertrag“ auf Jahres-Durchschnittswerte, nicht speziell auf den Winterbetrieb, wo der Ertragsunterschied deutlich höher wäre (mindestens 10 bis 12 %).

Werden die Verluste durch äußere Konvektion und Abstrahlung vernachlässigt (Annahmen nicht gesichert!), so ergibt sich auf Basis dieser Rechnung folgende Leistungsverbesserung:

$$\text{Kollektorleistung: } \overset{\bullet}{q} = 543 - (154 - 51) - 45 = 395 \text{ W / m}^2$$

Dies entspricht einer Mehrleistung von 15 %.

Die **Verbesserung des k_1 -Wertes um mindestens $0,8 \text{ W/m}^2\text{K}$** kann als gesicherter Wert angenommen werden. Um auf der sicheren Seite zu liegen, wurde daher für die Simulationsrechnung ein k_1 -Wert von **2,3** statt $1,7 \text{ W/m}^2\text{K}$ zu Grunde gelegt.

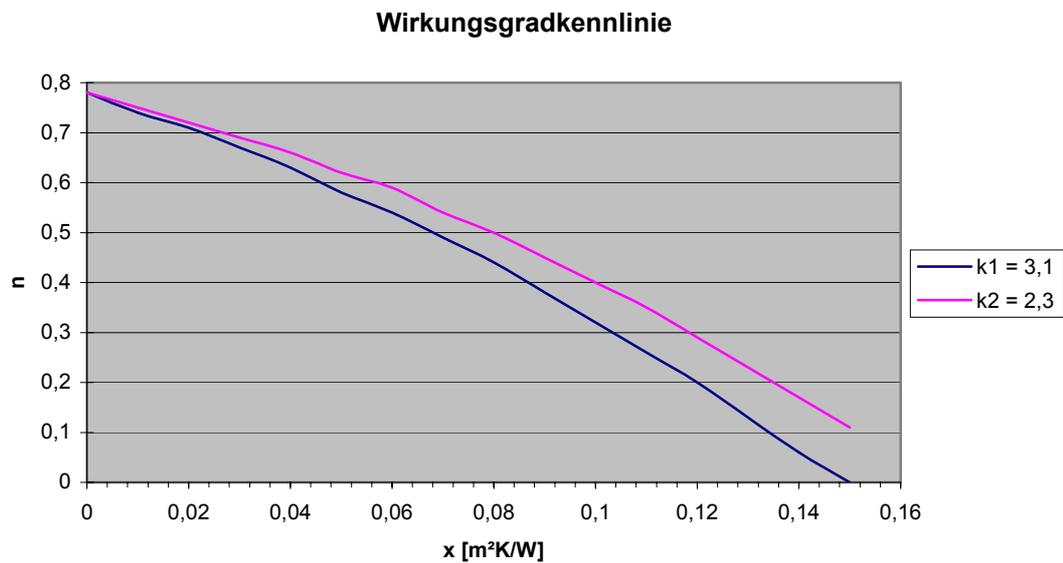


Abb. 2 zeigt die Wirkungsgradkennlinien im Vergleich.

2. Quellenangaben

Karl-Heinz Remmers: „Große Solaranlagen – Einstieg in Planung und Praxis“

Wolfgang Streicher: „Teilsolare Raumheizung“

VDI-Wärmeatlas

ISFH (B. Bartelsen, M. Kiermasch, G. Rockendorf): Tagungsband Symposium thermische Solarenergie 5. – 7- Mai 1999 in Staffelstein

Josef Jenni: „Sonnenenergieanlagen mit hohem Deckungsgrad“

SPF, Hochschule Rapperswil: Prüfberichte thermische Kollektoren

3. Anhang – Diagramme

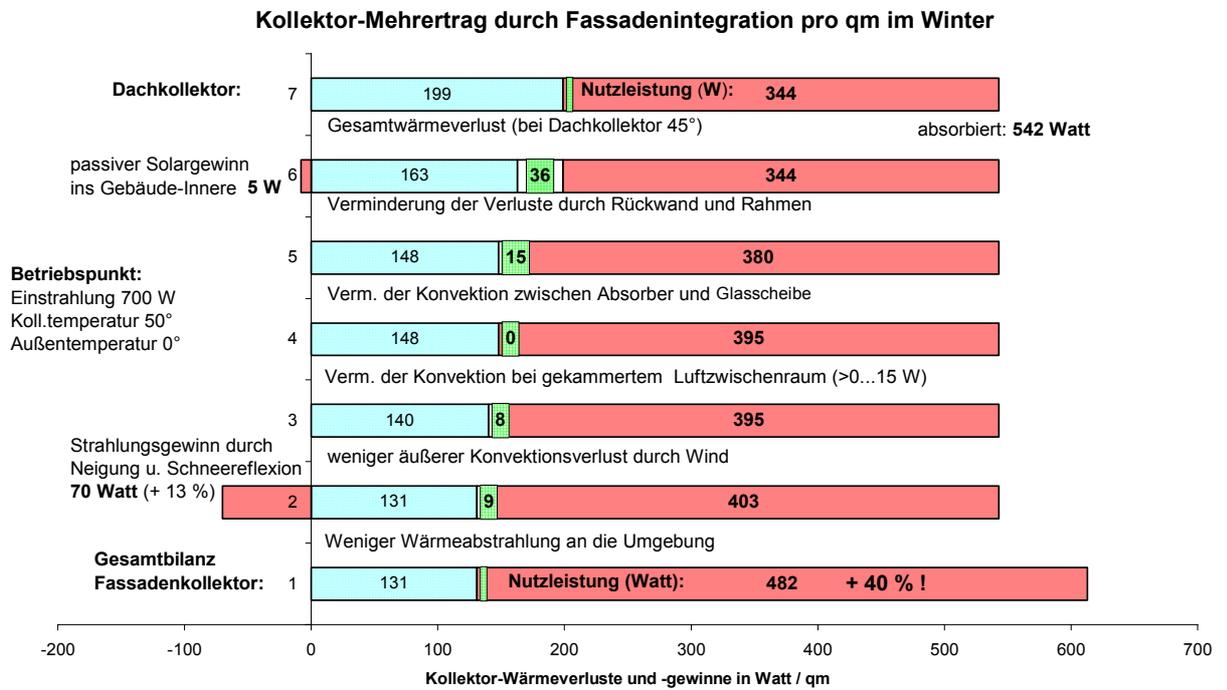


Abb. 3

PASSIVE SOLARGEWINNE DER FASSADE

1. Abschätzung durch stationäres Rechenverfahren

1.1 Einleitung

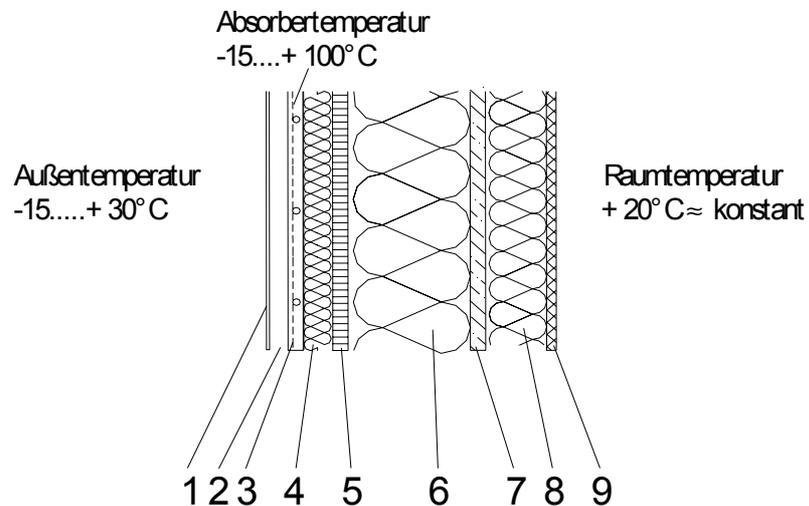
Die Solarfassade des Naturpark-Informationshauses wird ohne Hinterlüftung direkt auf die Wärmedämmung der um 10° schräggestellten, südseitigen Außenwand aufgebracht. Dadurch verringern sich zum einen die Wärmeverluste des Kollektors, wie bereits in Kapitel 3 untersucht wurde. Zum zweiten werden auch passive Solargewinne erzielt, bzw. der Transmissionswärmeverlust der Außenwand verringert. Dies soll sowohl durch Berechnung als auch durch die Auswertung eines Dauerversuches mit einem Fassadenelement quantifiziert werden.

Darüber hinaus werden auch die Temperaturverläufe in verschiedenen Schichten der Wand untersucht, insbesondere die bei längerem Stillstand der Anlage auftretenden Spitzentemperaturen. Bei der mit Borsalz behandelten Zellulosedämmung besteht bei Temperaturen über 100°C in Verbindung mit Feuchtigkeit die Gefahr des Ausdampfens von Borsäure, die sich dann an der Glasabdeckung niederschlagen könnte.

Ferner ist in diesem Zusammenhang auch zu untersuchen, ob der Kollektor die Dampfdiffusion der Wand von innen nach außen in einem Maße behindert, daß es zu unzulässig hohem Tauwasserausfall in der Dämmschicht kommen könnte. Sollte dies so sein, so müßte innenseitig eine dampfsperrende Folie angebracht werden. Da die Temperaturdifferenz von außen nach innen bei Sonnenschein positiv wird und sich damit das Dampfdruckgefälle periodisch umkehrt, dürfte Wandfeuchtigkeit auch nach innen gut abtrocknen. Die Taupunktberechnung ist nicht Gegenstand dieses Berichtes

1.2 Wandaufbau und k-Werte

Abb.1:



- | | |
|---|--------------------------|
| 1) Solarglas 4 mm (Energiedurchlässigkeit 92 %) | 5) OSB-Platte 15 mm |
| 2) Luftzwischenraum 45 mm | 6) Zellulose 160 mm |
| 3) Absorber (95 % Absorption) | 7) OSB-Platte 15 mm |
| 4) Steinwolle 40 mm | 8) Zellulose 80 mm |
| | 9) Gipsfaserplatte 12 mm |

k-Wert der gesamten Dämmschicht $k_i = \mathbf{0,16}$ (siehe Kapitel 3 / 1.3.2)

k-Wert der Glasabdeckung:

Aus Kapitel 3 / 1.7 ergeben sich die spezif. Kollektorverluste für den Winterbetrieb

$$\dot{q}_v = (154 - 68) + 45 = 131 \text{ W} / \text{m}^2.$$

Davon entfallen auf Kollektor-Rückwand und -Rahmen $10 \text{ W} / \text{m}^2$.

k_1 und der quadratische Anteil k_2 seien zu einem Gesamt-k-Wert zusammengefaßt.

Der k-Wert der Glasabdeckung ergibt sich dann bei einem Δt von 50 K zu.

$$k_a = (131 - 10) / 50 = \mathbf{2,42 \text{ W/m}^2\text{K}}$$

1.3 Rechenmodell und Randbedingungen

Das Sonnenlicht dringt durch die lichtdurchlässige Abdeckung und wird an der hochselektiven Absorberbeschichtung in Wärme umgewandelt. Dadurch erhöht sich die Temperatur des Absorbers.

Bei Betrieb der Solaranlage fließt vom Absorber aus betrachtet Wärme in drei Richtungen ab:

- (1) über die Glasabdeckung nach außen (Abstrahlung und Konvektionsverlust),
- (2) über die Wärmeträgerflüssigkeit in den Speicher,
- (3) durch die Wanddämmung in das Gebäude (dort herrscht Raumtemperatur).

Bei Stillstand der Solaranlage teilt sich die Richtung des Wärmestroms in (1) und (3) auf. Die Wärmestromdichte hängt jeweils von den Durchlaßwiderständen ab.

Analog zur Elektrotechnik lassen sich die verschiedenen Schichten der Wand als Aneinanderreihung von Wärmewiderständen betrachten, durch die – abhängig von den jeweiligen Temperaturdifferenzen (= „Spannung“) - bestimmte Wärmeströme fließen. Die Bauteilmassen entsprechen in dieser Analogie Kondensatoren (RC-Glied).

Die durch wechselnde Sonneneinstrahlung und Außentemperatur entstehende Temperaturwelle im Kollektor bewegt sich zeitverzögert und mit sich abschwächender Amplitude in Richtung zur inneren Wandoberfläche. Zeitweise kehrt sich der Wärmestrom um, wenn die Temperatur im Kollektor unter die Wandtemperatur fällt.

Der thermische Verhalten der Wand ist als instationär zu betrachten.

Instationäre Rechenverfahren sind sehr aufwendig. Das Temperaturverhalten der Wand muß sowohl in Abhängigkeit der Bauteilmassen, der sich verändernden Wetterdaten, als auch der Kollektor-Betriebszustände in kurzen Zeitabständen simuliert werden.

Im Abschlußbericht von Prof. Feldmeier und Prof. Kraus wurden diese Berechnungen mit dem Simulationsprogramm TRNSYS im Rahmen der Gebäudesimulation durchgeführt.

Wir beschränken uns in diesem Bericht auf eine Abschätzung durch ein stationäres Rechenverfahren und die Auswertung der Meßergebnisse aus dem Dauerversuch mit dem Fassadenelement.

1.4 Berechnung der Solargewinne nach prEN 832

Dieses im Entwurf der Europäischen Norm prEN 832 „Wärmetechnisches Verhalten von Gebäuden“ enthaltene Bilanzverfahren ist eine einfache Möglichkeit zur Quantifizierung der solaren Gewinne von passiven Fassadenelementen.

Eine Untersuchung von Prof. Kraus (FH München) und Prof. Feldmeier (FH Rosenheim) an Fassaden mit transparenter Abdeckung hat ergeben, daß dieses stationäre Rechenverfahren der Wirklichkeit bzw. dem instationären Rechenverfahren erstaunlich nahe kommt.

Die absorbierte Solarstrahlung wird entsprechend den Widerständen in eine zur Bauteilinnenseite transportierte Wärmemenge (solarer Gewinn) und einen nicht genutzten Anteil (Verluste über die Glasabdeckung) aufgeteilt. Der von der Idealsenkrechten abweichende tatsächliche Einfallswinkel der Solarstrahlung wird durch einen Abminderungsfaktor berücksichtigt. Für die verschiedenen Monate mit den entsprechenden Globalstrahlungswerten kann mit folgender Gleichung der passive Solargewinn ermittelt werden:

$$q_{\text{sol}} = I_G \times \alpha \times g \times F_w \times \frac{k_i}{k_a}$$

I_G Globalstrahlung auf die Fassade (durchschnittliche Tagessummen)

α Absorptionsgrad des Absorbers = 0,95

g Gesamtenergiedurchlaß der transparenten Abdeckung = 0,91

F_w Korrekturfaktor für nicht senkrechten Strahlungseinfall = 0,85

k_i Durchlaßgrad der gedämmten Wand = 0,16 W / m²K

k_a Durchlaßgrad der Glasabdeckung = 2,24 W / m²K

$\eta_N \times I_G$ = Kollektorertrag (Nutzungsgrad x Globalstrahlung)

Bei Betrieb der Solaranlage wird die Solarfassade gekühlt und der passive Solargewinn gemindert. Die Globalstrahlung multipliziert mit dem Nutzungsfaktor des Kollektorkreises ergibt die in den Speicher abgeführte Solarwärme.

Die vervollständigte Formel lautet somit:

$$q_{\text{sol}} = I_G \times (\alpha \times g \times F_w - \eta_N) \times \frac{k_i}{k_a}$$

Diese Rechnung wird nun monatsweise durchgeführt. Der Nutzungsgrad im jeweiligen Monat wurde der Simulationsrechnung der Solaranlage (TRNSYS) entnommen.

	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Globalstrahlung [Wh/m ² d]	1640	2610	3040	3120	3100	2590	2950	3330	2950	2910	1520	1070
Nutzungsgrad Solaranlage	0,37	0,33	0,21	0,12	0,12	0,07	0,10	0,12	0,13	0,19	0,16	0,24
Passiver Gewinn [Wh/ m ² d]	43	75	113	136	135	122	133	145	126	113	62	38

Bei den so errechneten Werte für die „passiven Solargewinne“ sind – insbesondere in den Sommermonaten – erhebliche Abstriche zu machen. Denn die Berechnung berücksichtigt nicht, in wie weit diese Gewinne tatsächlich im Gebäude für Heizzwecke nutzbar zu machen sind. Zum einen „konkurrieren“ die passiven Solargewinne der Solarfassade grundsätzlich mit denen der übrigen Glasflächen (in den betroffenen fensterlosen Räumen selbst allerdings nicht). Kommen dann noch hohe Außentemperaturen (Sommer) hinzu, muß zur Vermeidung von Überhitzung der Innenräume gelüftet bzw. durch die Lüftungsanlage gekühlt werden. Jedenfalls dürfte in den Sommermonaten kaum ein echter Beitrag zur Raumheizung geliefert werden können, da in diesen Monaten ohnehin kein Heizwärmebedarf besteht.

Andererseits wird der Hauptanteil der durch die Fassade gewonnen Wärme, wie später noch gezeigt wird, durch die Phasenverschiebung jeweils erst in der zweiten Nachthälfte im Inneren des Gebäudes wirksam, und gerade am Ende der Nachtabsenkung wird ja am meisten Wärme benötigt.

Ein realitätsnäheres Bild erhalten wir durch die Auswertung der Gebäudesimulation (TRNSYS), in der die Rechnung einmal mit Solarfassade und einmal mit „normaler“ Außenwand durchgeführt wurde. Die Differenz des Heizwärmebedarfs entspricht der passiven Solarenergienutzung des Kollektors. Hier zählt also nur der tatsächlich für die Raumheizung nutzbare Anteile der passiven Solargewinne.

Ganz korrekt ist dieser Rechenansatz aber auch nicht: Wenn ein Wärmegewinn im Gebäude „wegfällt“, wird dies durch eine Erhöhung des Ausnutzungsgrades der übrigen Wärmegewinne – zum Teil – kompensiert.

Bei einer Aperturfläche des Fassadenkollektors von 100 qm ergeben sich folgende Monatssummen der passiven Solargewinne im Vergleich beider Rechenverfahren:

KWh / Monat	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Nach EN 832	133	210	350	408	418	366	412	449	378	350	186	118
TRNSYS	146	201	119	32	2	0	0	0	6	39	194	188

2. Versuch mit Fassadenelement

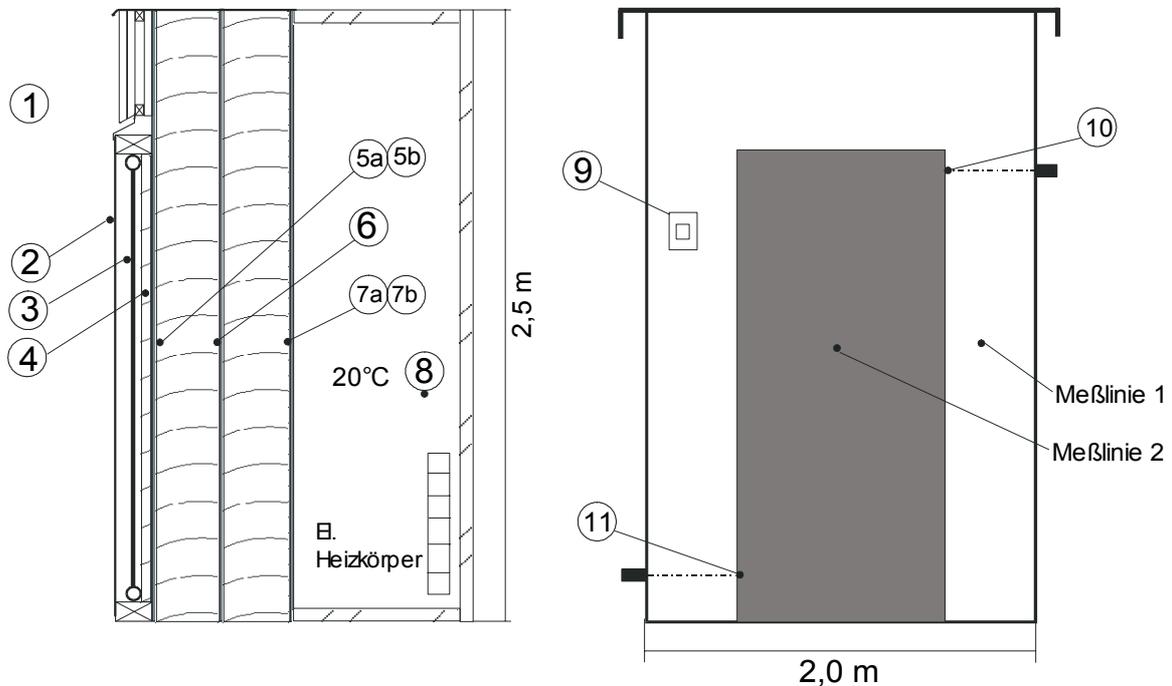
Um die in der Praxis auftretenden Temperaturen und Wärmeströme in den verschiedenen Wandschichten feststellen zu können, wurde im Winterhalbjahr 98/99 ein Langzeitversuch mit einem Fassadenelement durchgeführt.

2.1 Versuchsanordnung und -durchführung

Für den Versuch wurde ein Modell mit den Maßen 2,5 x 2 m gebaut, das im Maßstab 1:1 dem Querschnitt der Solarfassade des Naturparkhauses entspricht. Der Kollektor selbst umfaßt nur ein Feld von 2 x 1 m; die restliche Fläche ist mit einer hinterlüfteten Holzverkleidung versehen. Der rückseitig angebrachte, wärmeisolierte Hohlraum wurde während der Meßperioden durch einen E-Heizstab (Frostwächter) auf konstant 20° Raumtemperatur gehalten.



Abb. 2 *Versuchsstand*

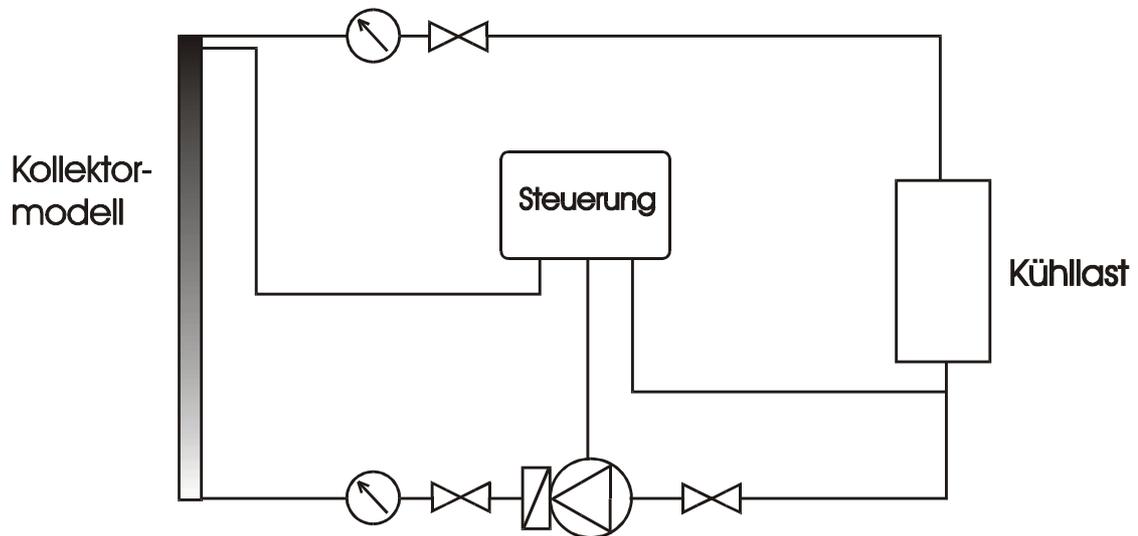
Abb. 3Anordnung Temperaturfühler

Meßpunkte:

- | | | | |
|-----|---|-----|--------------------------------|
| 1 | Außentemperatur | 7 a | innere OSB-Platte im Kollektor |
| 2 | Glasscheibe | 7 b | innere OSB-Platte außerhalb |
| 3 | Absorberblech | 8 | Raumtemperatur |
| 4 | 1 cm tief in der Steinwolle | 9 | Strahlungsfühler |
| 5 a | Äußere OSB-Platte innerhalb Kollektor | 10 | Kollektorvorlauf |
| 5 b | Äußere OSB-Platte außerhalb Kollektor | 11 | Kollektorrücklauf |
| 6 | Mittlere OSB-Platte (= Mitte Zellulose) | | |

Die Anordnung der Meßfühler in den verschiedenen Wandschichten ist in **Abb. 3** dargestellt. Um einen Vergleich zu derselben Holzständerwand ohne Sonnenkollektor zu haben, wurden die Fühler an der Außen- und Innenseite der Wand ebenso neben dem Kollektor angebracht (Meßlinie 2).

Für die Solaranlage einen typischen Verlauf der Betriebszustände zu simulieren, wäre – wenn überhaupt - nur mit sehr hohem Aufwand möglich gewesen. Wir haben uns daher darauf beschränkt, einen einfachen Solarkreis mit einer luftgekühlten Kupferrohr-Wendel als Wärmeverbraucher aufzubauen. Diese Anordnung brachte während der Meßzeiträume durchaus ausreichend wirklichkeitsnahe Temperaturverläufe.

Abb. 4Hydraulikschema

Das Modell wurde verschattungsfrei so aufgestellt, daß sich eine Kollektorneigung von 80° nach Süden ergab.

Von Oktober 1998 bis Mai 1999 wurden für typische Wetterperioden insgesamt 30 Meßzyklen von jeweils 2 bis 10 Tagen gefahren, darunter auch mehrere Tage bei Stillstand der Anlage.

Die Meßwerterfassung erfolgte mit Hilfe einer frei programmierbaren Steuerung (Hanazeder SH8-FP) mit RS232-Schnittstelle. Die aufgezeichneten Meßwerte wurden durch ein eigens entwickeltes PC-Programm direkt in einem für MS-Excel lesbaren Format abgespeichert.

Meßintervall: 15 min.

Die Regelung der Solarkreispumpe sowie der Elektro-Heizung erfolgte ebenfalls über die frei programmierbare Steuerung.

2.2 Auswertung der Meßergebnisse

2.2.1 Maximale Stillstandstemperaturen

In wenigstens einem Meßzyklus pro Monat wurde an mehreren sonnigen Tagen die Solarkreispumpe abgeschaltet, um die Stillstandstemperaturen zu ermitteln. Die höchste Absorbentemperatur wurde am 17. Januar gemessen: 164°C. Unmittelbar hinter dem Absorber, 1 cm tief in der Steinwollendämmung, wurde ein Höchstwert von 120° gemessen. Die Außenschicht der Zellulosedämmung erreichte eine Höchsttemperatur von 62°C, der Wandkern max. 28°C. Eine Temperaturerhöhung der Wandinnenseite gegenüber der Raumluft konnte innerhalb der Meßgenauigkeit von plus minus 1°C nicht festgestellt werden.

Die kritische Temperatur von 100 °C wird also im Bereich der Zellulosedämmung bei weitem nicht erreicht. Bereits eine Schutzschicht von ca. 2 cm (statt 4 cm) Mineralwolle würde demnach schon genügen, um die außenliegenden Wandbauteile vor unzulässig hohen Temperaturen zu schützen. Eine Überhitzung der Räume durch erhöhte Temperaturen der Wandinnenseite ist auch bei längerem Stillstand der Solaranlage nicht zu befürchten.

2.2.2 Periodische Temperaturänderungen und Wärmeströme in der Wand

Je nach Sonnenstrahlung und Außenlufttemperatur schwankt die Temperatur des Absorbers im 24 Stunden-Rhythmus und bewirkt eine Temperaturwelle in der Außenwand. Diese wandert mit zeitlicher Verzögerung und starker Abschwächung der Amplitude in Richtung des beheizten Innenraums. Je höher sowohl der Wärmewiderstand, als auch die Wärmekapazität der Wand ist, um so langsamer kommt die Welle voran und um so kleiner wird der Amplitudenausschlag. Der Gesamt k-Wert des Wandquerschnitts vom Absorber zur Wandinnenseite ist mit 0,15 W/m²K sehr niedrig, die Wärmekapazität mit 144 KJ/m²K für eine Leichtbauwand verhältnismäßig hoch (vergleichbar mit einer 30 cm Ziegelwand).

Um die Verhältnisse in unserem Fassadenmodell deutlicher sichtbar zu machen, greifen wir eine Meßperiode mit extremen Temperaturbedingungen heraus:

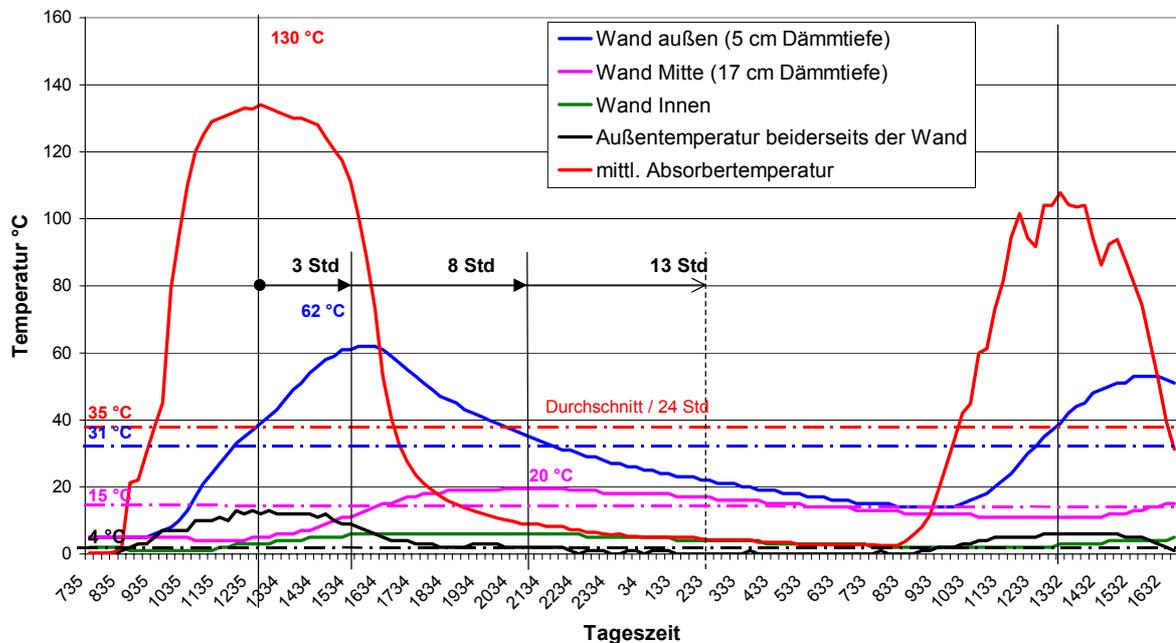
klarer Wintertag, Außentemperatur -1°.....+10 °C (durchschnittlich + 4 °C)

Kollektor im Stillstand (Absorbentemp. 0°...135 °C)

Innenraum unbeheizt (Raumtemperatur = Außentemperatur)

Abb. 5:

Temperaturverläufe 17./18. Jan (Stillstand, Raum unbeheizt)



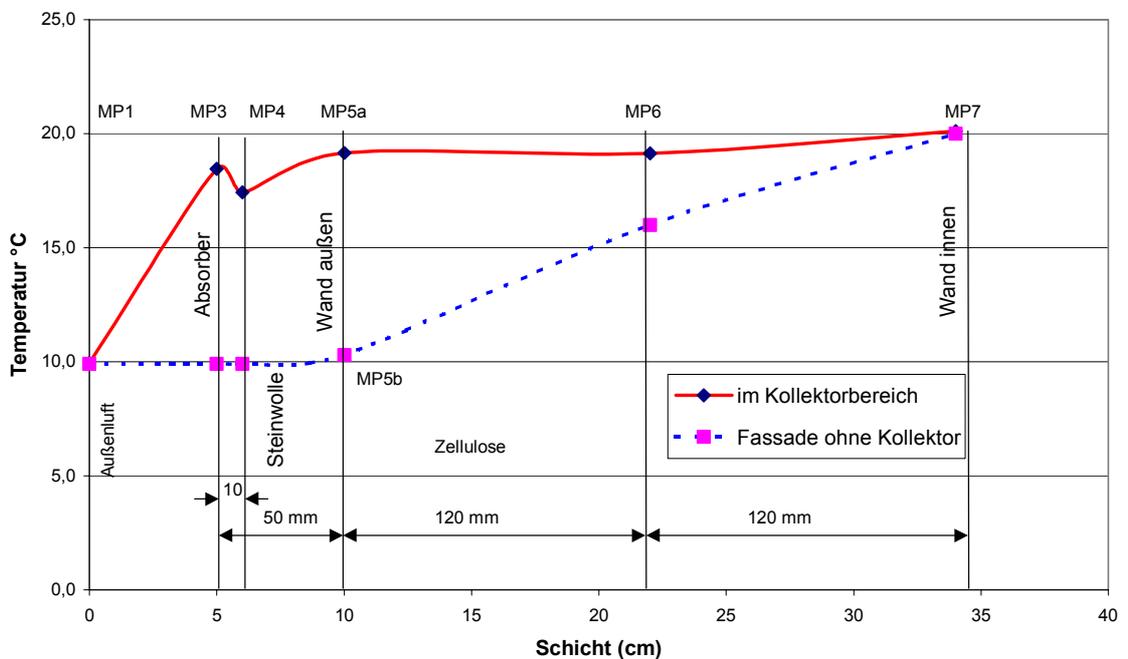
Das Maximum der Temperaturwelle kommt nur sehr langsam voran, nämlich mit einer Geschwindigkeit von 2,3 cm pro Stunde, und erreicht erst nach ca. 8 Stunden die Mitte der Zellulose-Dämmschicht. Die Temperatur im Wandkern wird während dieser Zeit von 5°C auf 20°C angehoben. Unter der Annahme gleichbleibender Geschwindigkeit müßte das schwächer werdende Temperaturmaximum nach insgesamt 13 Stunden die Innenseite der Wand erreicht haben. Aufgrund von Meßungenauigkeiten der Temperaturfühler (plus minus 1°C) und Beeinflussung durch die schwankende Außentemperatur lassen sich die Vorgänge in Nähe der Wandinnenseite nicht mehr meßtechnisch erfassen. Hier wäre der Einbau einer Wärmestrom-Meßplatte erforderlich gewesen.

Maßgebend für die Erfassung der über längere Zeiträume resultierenden Wärmeströme sind die jeweiligen Durchschnittstemperaturen (Mittelachse der Wellenbewegung). So wird die äußere OSB-Platte bzw. äußere Schicht der Zellulosedämmung auf durchschnittlich 31°C erwärmt. Ohne Kollektor beträgt diese Temperatur annähernd Außentemperatur, also durchschnittlich + 4°C. Die innenseitige Lufttemperatur („Raumtemperatur“) beträgt in diesem Fall ebenfalls +4°C im Mittel.

Stationär betrachtet ergibt sich daraus bei einer Temperaturdifferenz von 27 K und einem k-Wert von 0,16 W/m²K ein durchschnittlicher Wärmestrom durch die Wand von $27 \times 0,16 = 4,3 \text{ W/m}^2$. Der passive Solargewinn eines 24 Stunden-Zyklusses beträgt bei diesen speziellen Bedingungen also $4,3 \times 24 = 103 \text{ Wh/m}^2\text{d}$.

Abb. 6 zeigt, daß sich bei Betrachtung längerer Zeiträume tatsächlich innerhalb der Zellulosedämmung ein annähernd linearer Verlauf der Durchschnittstemperaturen im Querschnitt der Wand ergibt. Durch eine durchschnittliche Anhebung der Wandtemperatur auf 19°C werden die Transmissionswärmeverluste der Außenwand in diesem Fall durch die passiven Solargewinne kompensiert.

durchschnittl. Temperaturen in versch. Wandschichten 5.-10. April



Temperaturverläufe und Summierung der Wärmeströme (auf Basis der Meßpunkte 5 und 7) sind für typische Wetter- und Betriebsbedingungen im Anhang dargestellt. Der passive „Netto“-Solargewinn der Wand wurde jeweils durch Vergleich bzw. Differenz der Wärmeströme innerhalb (Meßlinie 1) und außerhalb des Kollektors (Meßlinie 2) ermittelt.

2.3 Resultierende Solargewinne / äquivalenter k-Wert der Außenwand

Der k-Wert einer Wand ist eine Kennzahl für deren Transmissionswärmeverluste bei gegebener Temperaturdifferenz. Im Rahmen des Wärmeschutznachweises wird bei Fenstern mit einem sogenannten „äquivalenten k-Wert“ gerechnet. Er bietet eine einfache Möglichkeit, Wärmeverluste und solare Gewinne zu bilanzieren.

Analog können wir für unsere Solarfassade aus den im Versuch ermittelten Wärmeströmen und Temperaturdifferenzen eine entsprechende Kennzahl für bestimmte Zeiträume (z.B. Monate) definieren:

$$k_{eq} = \frac{q_r}{t_{Li} - t_{La}}$$

q_r = resultierender (über die Zeitperiode gemittelter) Wärmestrom in der Wand

t_{Li} = mittlere Raumluft-Temperatur

t_{La} = mittlere Außenluft-Temperatur

Durchschnittswerte aus beispielhaften Meßperioden	17.-23. Nov.	1.-10. Jan.	14.-24. März	5.-10. April	25. April -6. Mai	Gesamt (Schnitt)
Raumluft-Temperatur [°C]	20,5	19,7	20,8	21,0	21,0	20,6
Außenluft-Temperatur [°C]	2,4	5,4	4,7	9,9	15,0	7,5
Temperaturdifferenz $t_{Li} - t_{La}$ [K]	18,1	14,3	16,1	11,1	6,0	13,1
Wärmestromdichte $q = k \times \Delta t$ [W/m²]	1,54	0,71	0,46	0,17	-0,67	0,44
äquivalenter k-Wert („dunkler“ k-Wert = 0,155)	0,085	0,050	0,029	0,015	-0,111	0,014
<u>mittl. Tagessummen der passiven Gewinne:</u>						
Wärmeverlust ohne Solarfassade [Wh/m²d]	67	54	55	38	23	47,4
Wärmeverlust mit Solarfassade [Wh/m²d]	37	17	11	4	-16	10,6
Differenz (passiver Solargewinn) [Wh/m²d]	30	38	44	34	39	37
anteilig an Wärmeverlust ohne Solarfassade	45 %	70 %	80 %	90 %	170 %	91 %

2.4 Bewertung der Ergebnisse

Die Auswertung insbesondere der längeren Meßperioden (jeweils über 6 bis 12 Tage) mit einer für die jeweilige Jahreszeit typischen Abfolge von Sonnen- und Trübtagen bietet eine hinreichende Basis für die Abschätzung der passiven Solargewinne:

Während der Wintermonate November bis März werden die Transmissionswärmeverluste der Außenwand durch die Solarfassade im Schnitt um zwei Drittel reduziert, in der Übergangszeit gänzlich kompensiert. Ab Mai werden die Ergebnisse positiv (mehr Gewinn als Verlust). Im gesamten Meßzeitraum von November bis Mai ergaben sich **mittlere Tagessummen der passiven Solargewinne**, je nach Globalstrahlung, zwischen 30 und 55 Wh/m²d, **im Durchschnitt 40 Wh/m²d. Bei 100 qm** Aperturfläche des Kollektors sind dies bescheidene **4 kWh pro Tag**. Nur bei Stillstand der Solaranlage über mehrere Sonnentage hinweg wurden bis maximal doppelt so hohe Werte erreicht. Erstaunlich gering ist ansonsten der Unterschied zwischen Sonnen- und Trübtagen. Schon bei diffusem Tageslicht liegt die Absorbertemperatur um ca. 20°C über der Außentemperatur und kompensiert damit während des Tages die Transmissionswärmeverluste der Wand. Zwischen den Monaten sind ebenfalls kaum Unterschiede bei den Solarerträgen festzustellen. In den wärmeren Monaten April und Mai liegen die Nettogewinne nicht höher als im Januar. Abweichend von den Ergebnissen aus der stationären Berechnung sind also im Sommer durch den Kollektor bedingte Überhitzungsprobleme nicht zu erwarten. Der äquivalente k-Wert liegt im Mittel von November bis März bei 0,05 W/m²K, beträgt also nur ein Drittel des „dunklen“ k - Wertes (0,155 W/m² K).

2.5 Variation der Dämmstoffdicke der Außenwand

Bei geringerer Dämmstoffdicke der Wand (höherer k-Wert) werden die tagsüber erzielten Solargewinne höher, dafür steigen aber die Transmissionswärmeverluste während der Nacht. Die durch die Wand wandernde Temperaturwelle weist größere Amplitudenausschläge bei kürzer werdender Zeitfrequenz auf. Der äquivalente k-Wert dürfte sich nicht wesentlich verändern.

In der bereits erwähnten Untersuchung von Prof. Kraus und Prof. Feldmeier wurde für südorientierte Fassaden mit transparenter Abdeckung dazu folgendes festgestellt:

Bei einer transparenten Abdeckung mit niedrigem k-Wert wirkt sich eine Reduzierung der Dämmstoffdicke eher positiv aus. Bei einer transparenten Abdeckung mit höherem k-Wert und hohem Energiedurchlaßgrad – so ist dies beim Sonnenkollektor der Fall – **führt eine Reduzierung der Dämmstoffdicke eher zu einer Verschlechterung der Energiebilanz**. Der Einfluß der Bauteilschwere auf den Gesamtenergieumsatz ist nur gering, hat aber Auswirkungen auf das Raumklima insofern, daß geringere Spitzentemperaturen an der Wandinnenseite auftreten.

2.6 Fehlerquellen der Messung und Auswertung

Im Fassadenmodell wurde zwar der Wandquerschnitt wirklichkeitsgetreu nachgebildet, aber die Fläche ist im Verhältnis sehr klein. Wegen seitlichem Wärmeabfluß, insbesondere über die OSB-Platten, müßten die Temperaturfelder eigentlich dreidimensional betrachtet werden. Die k-Werte senkrecht zur Meßachse sind aber dennoch ungleich geringer als der k-Wert in Richtung der Meßachse.

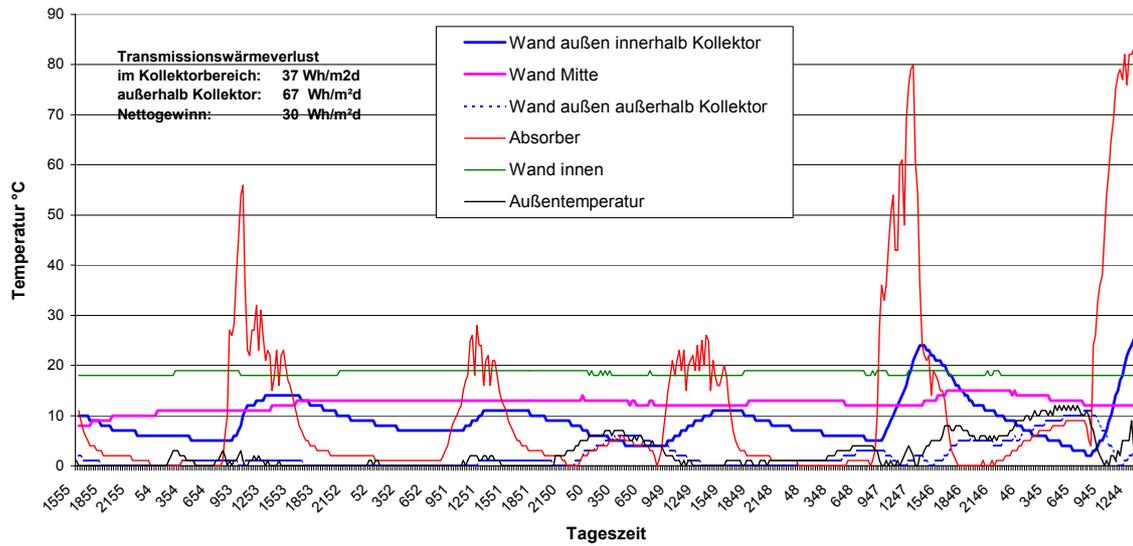
Die Messungen erfolgten nicht durchgehend, sondern meist über Perioden von 2 bis 12 Tagen. Insbesondere die kurzen Meßperioden sind also weniger aussagekräftig, da sich die Temperaturverläufe entsprechend der hohen Wandträgheit während der Messung noch nicht ausreichend stabilisiert haben.

Die durchschnittlichen Globalstrahlungswerte und Außentemperaturen der jeweiligen Meßzeiträume weichen mehr oder weniger von den offiziellen Wetterdaten ab, die ja langjährige Mittelwerte darstellen.

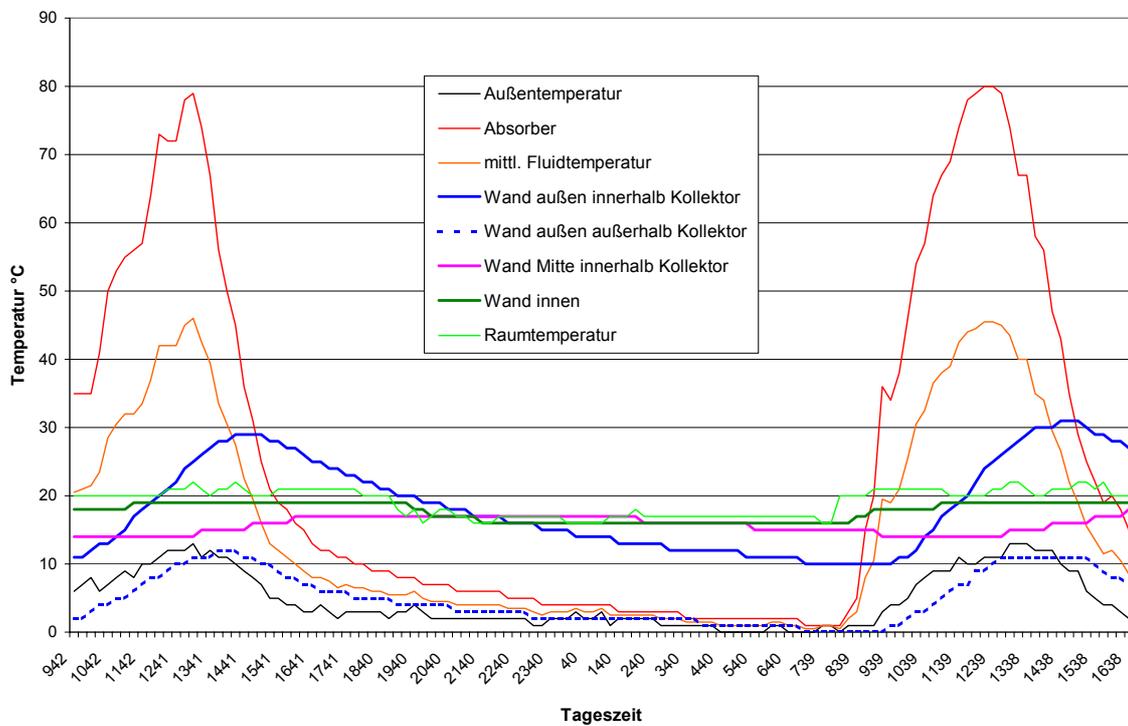
Einige Male fielen einzelne Temperaturfühler, der Strahlungsfühler und die Elektroheizung aus, so daß leider nicht alle Meßperioden verwertbar waren.

3. Anhang – Messreihen, Diagramme

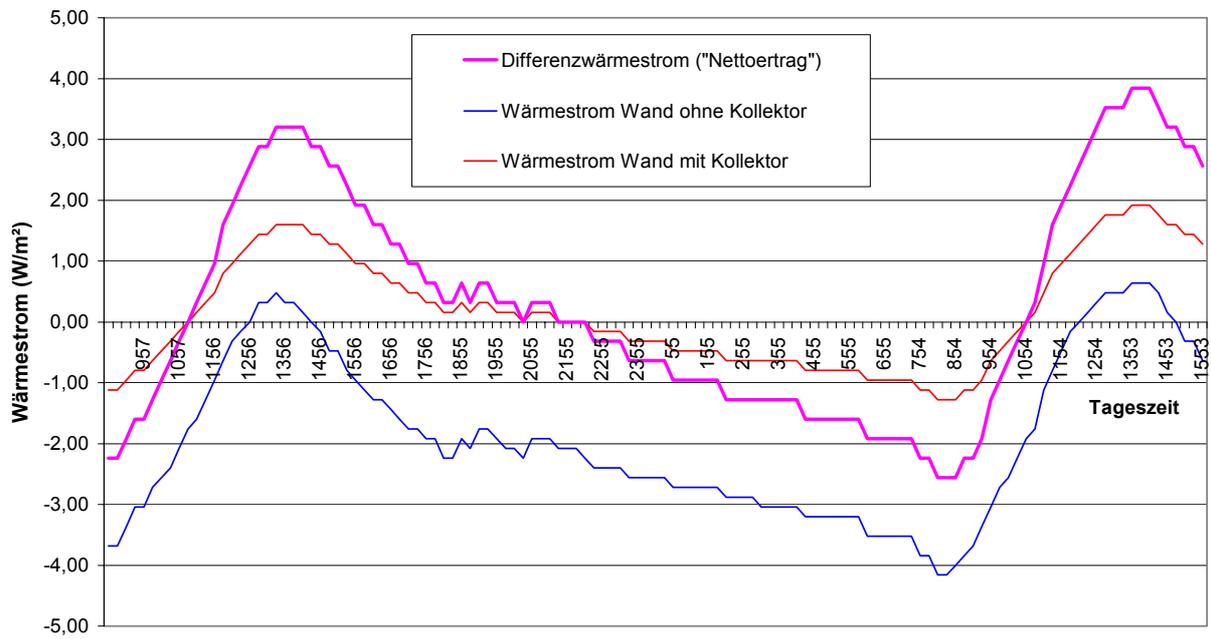
Temperaturverläufe vom 17.- 23. Nov.



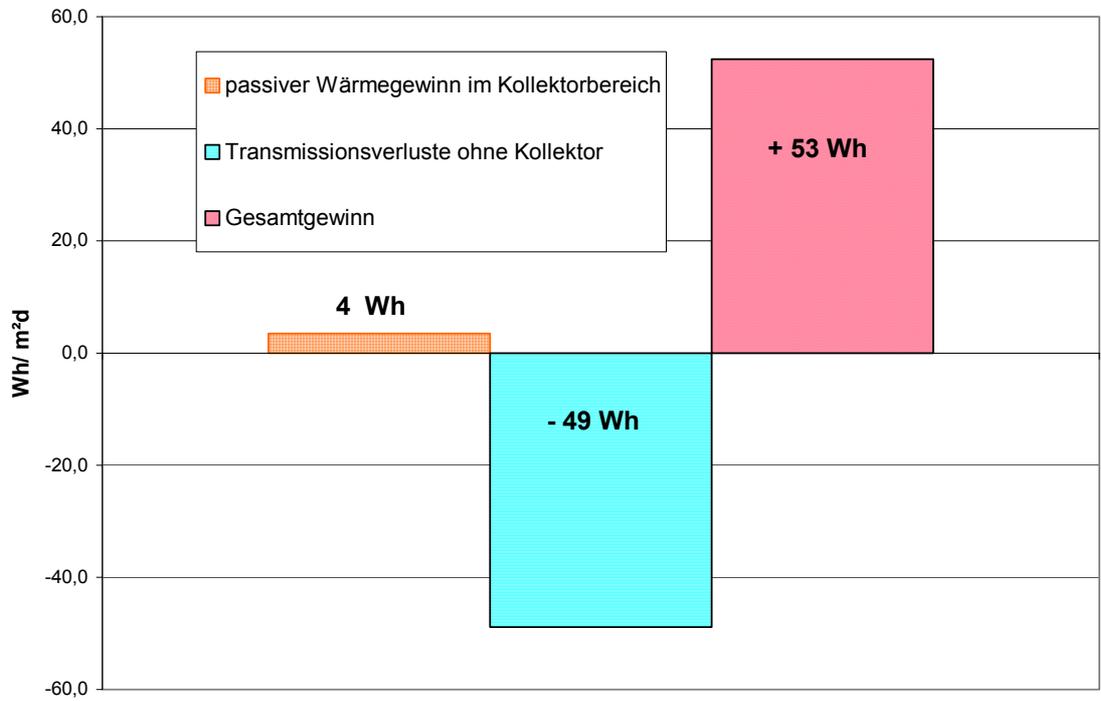
Temperaturverläufe am 01./ 02. Jan. 1999



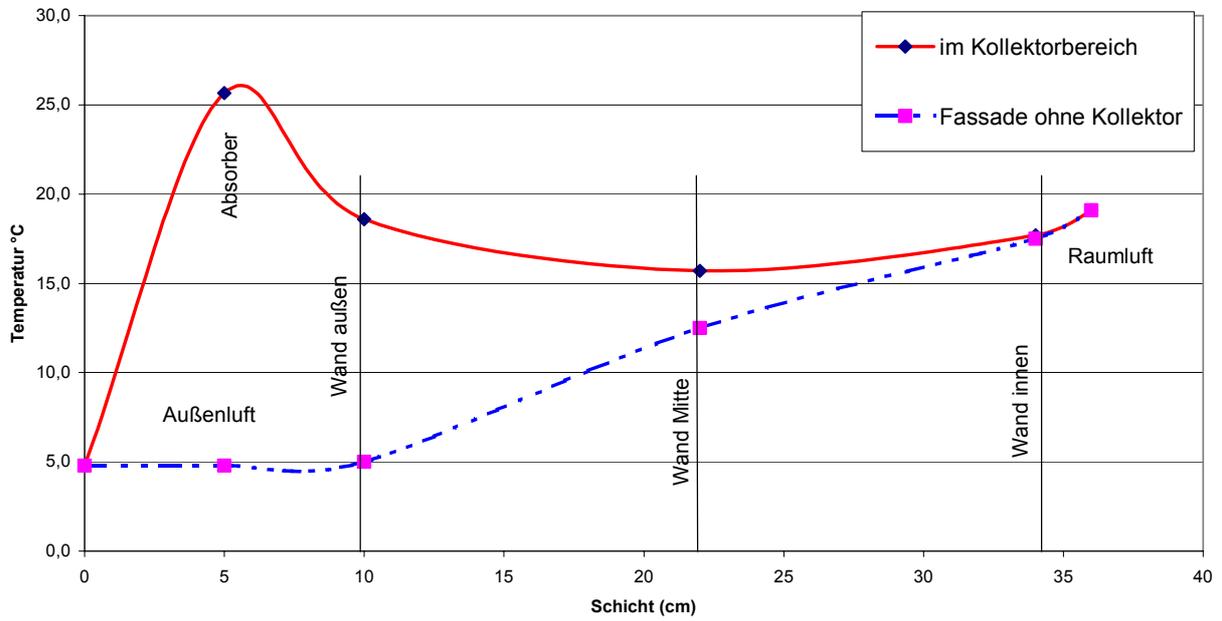
Wärmeströme (von außen nach innen) 01./02. Jan. 1999



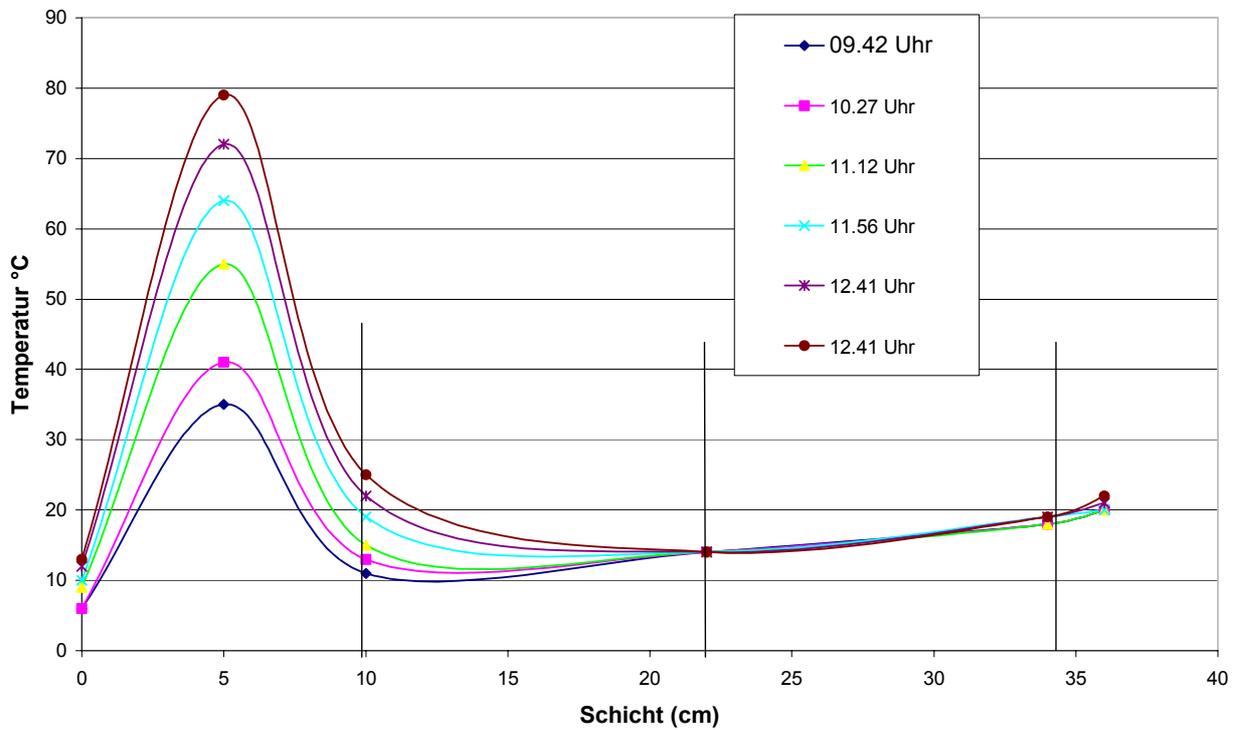
durchschnittlicher Wärmegewinn pro Tag 1./2. Jan. (sonnig)



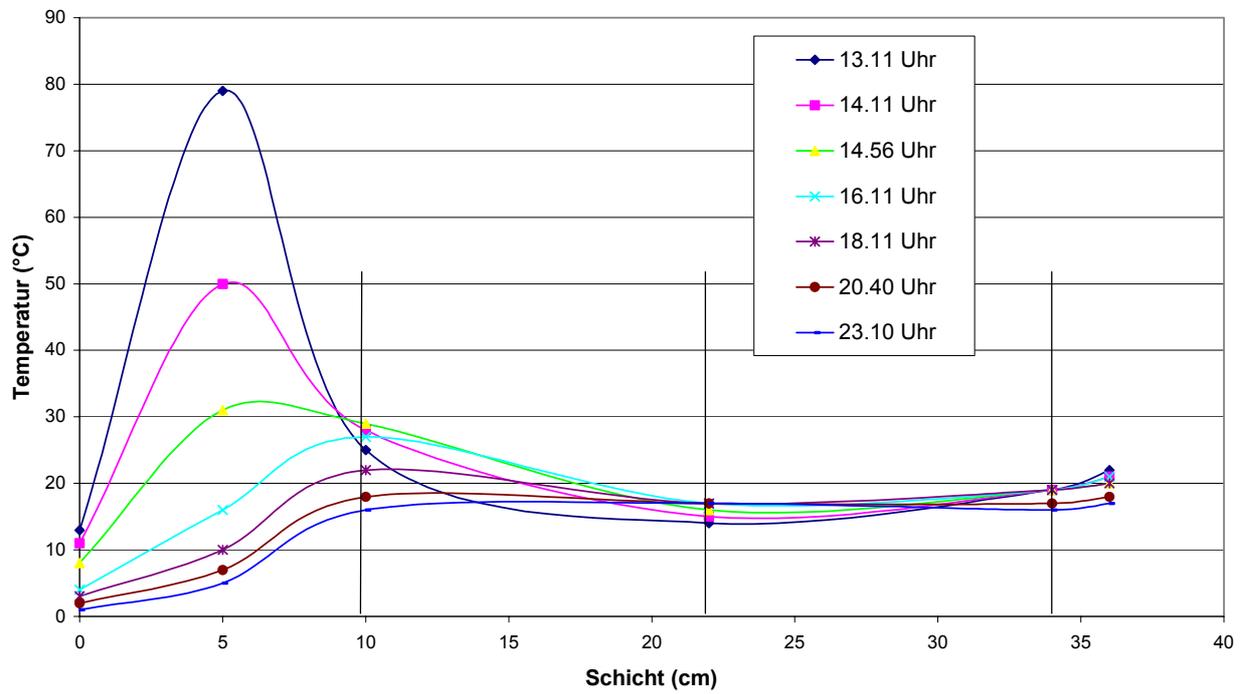
durchschnittl. Temperaturen in versch. Wandschichten 1./2. Jan. (sonnig)



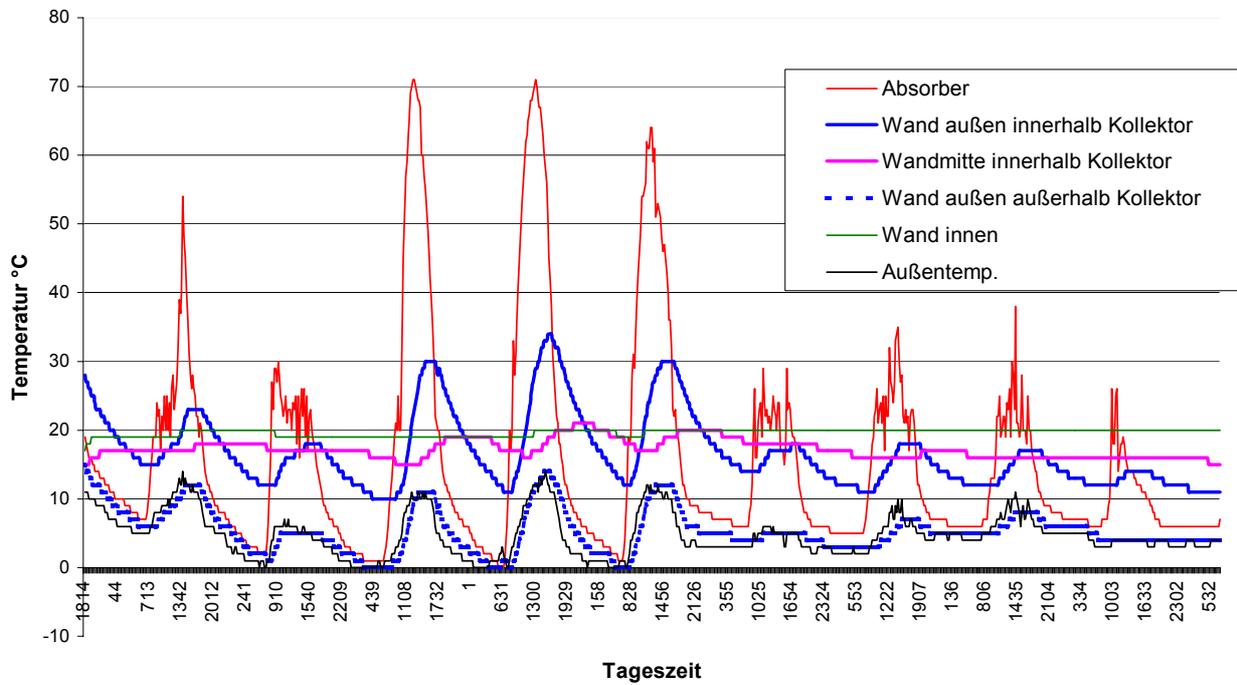
Temperaturverlauf in versch. Wandschichten- Aufheizphase 1./2. Jan



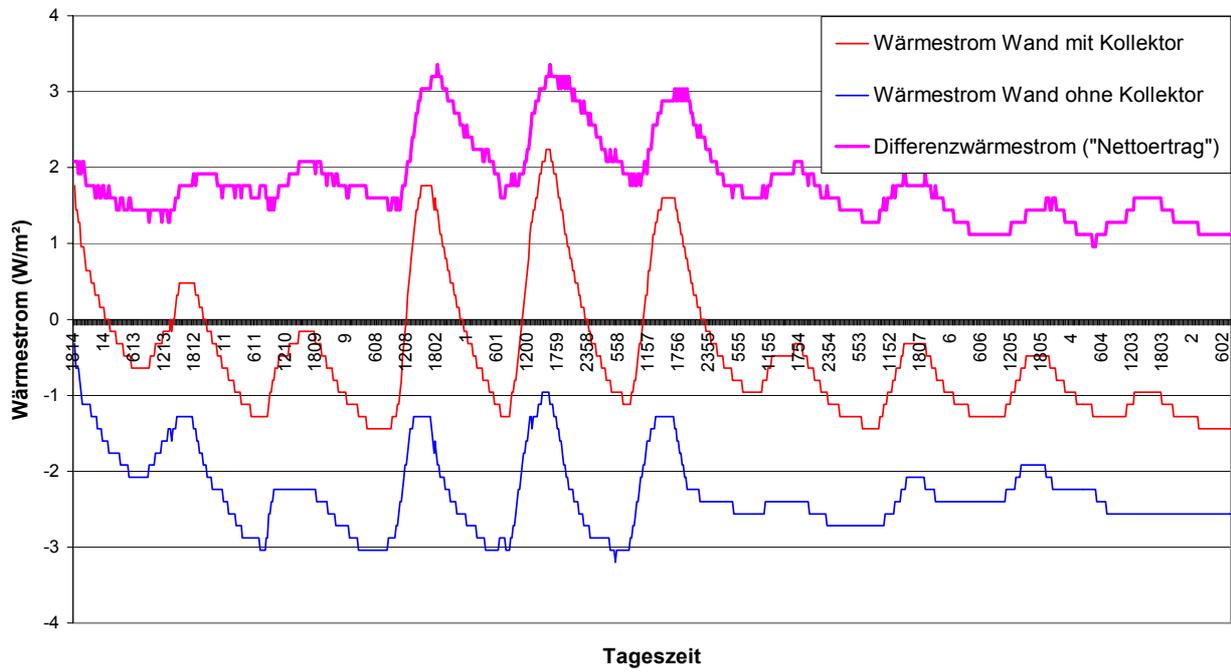
Temperaturverlauf in versch. Wandschichten - Abkühlphase 1./2. Jan



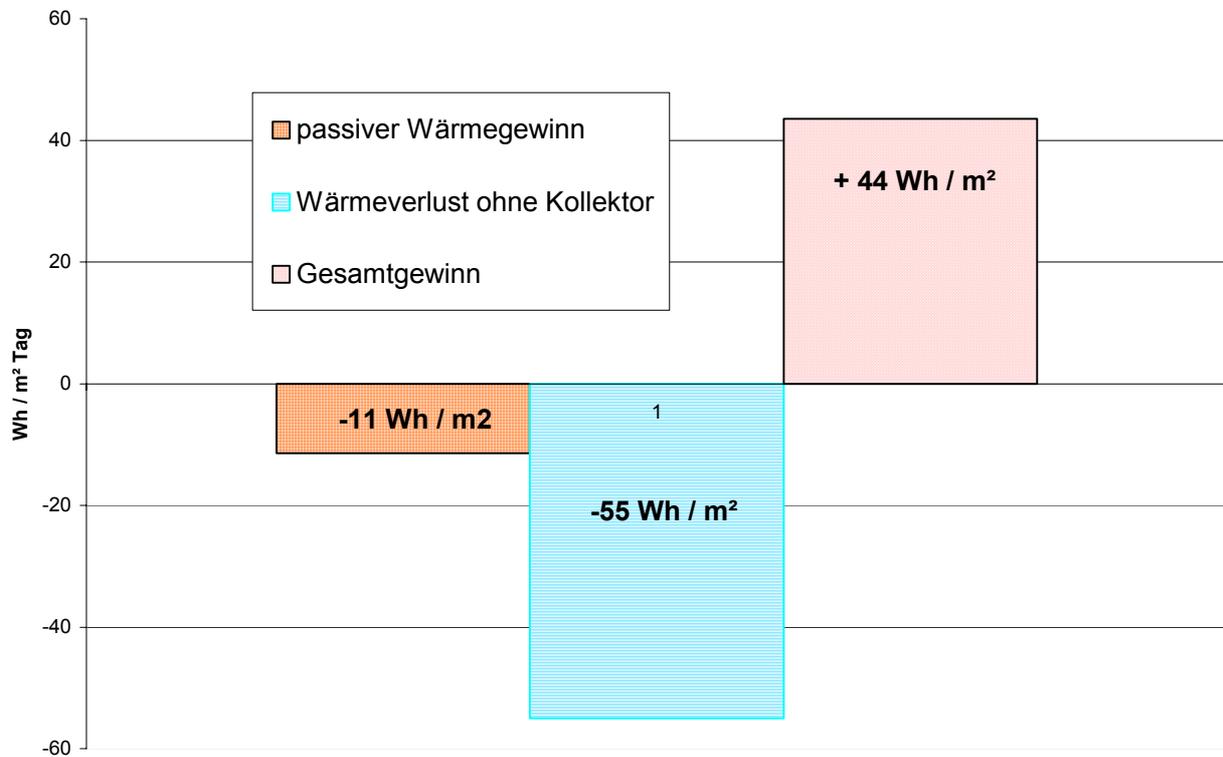
Temperaturverläufe vom 14. bis 24. März



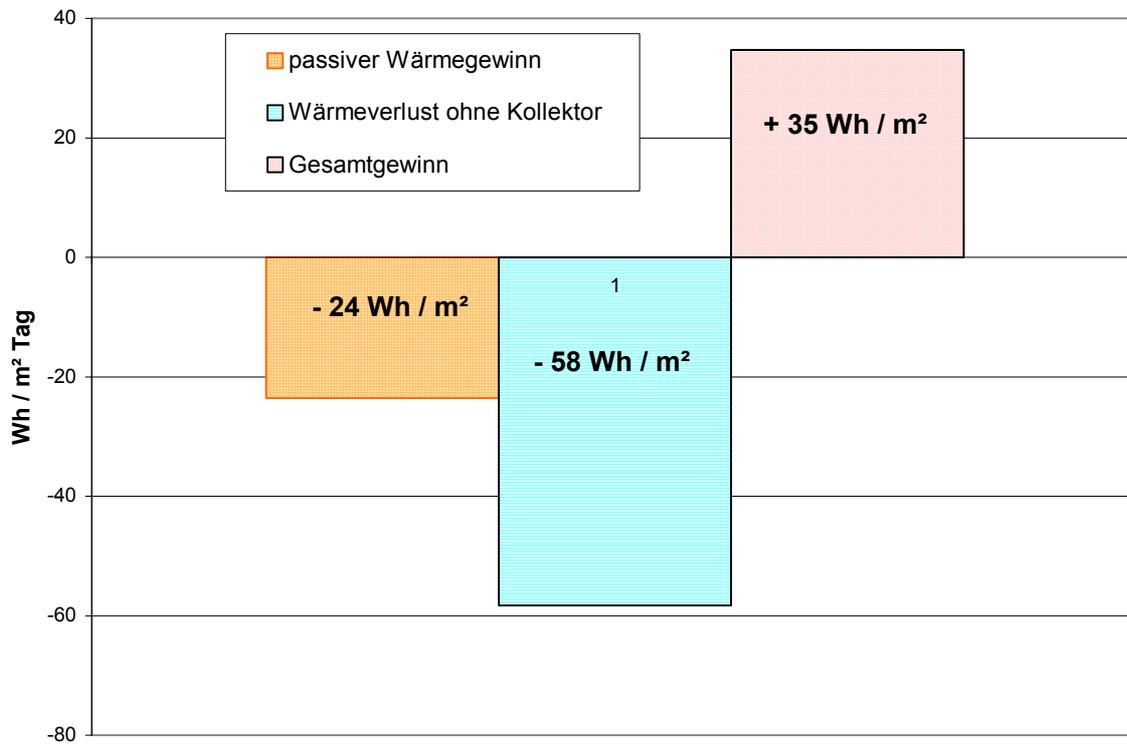
Wärmeströme (von außen nach innen) 14. Bis 24. März



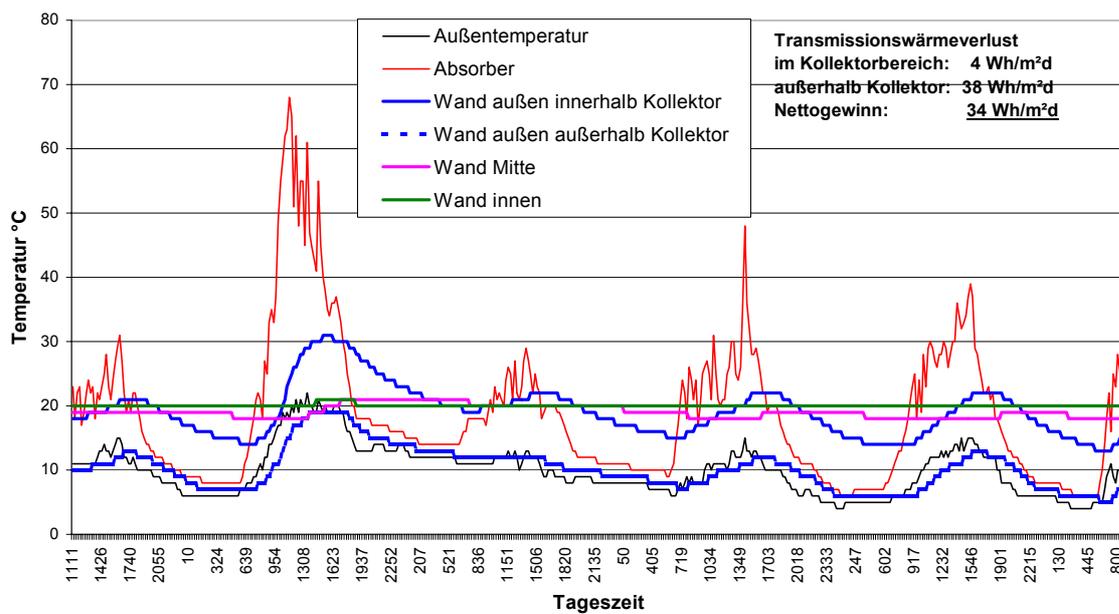
Wärmegeinn pro Tag 14.-24. März



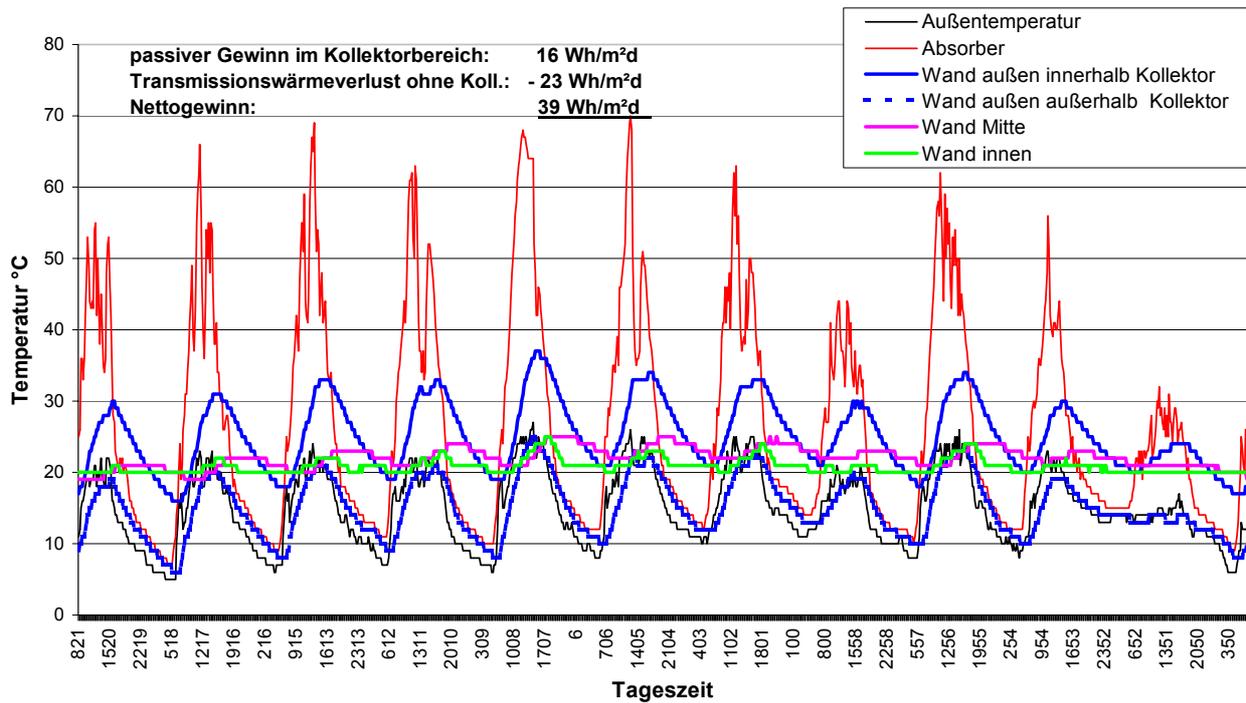
Wärmegewinn an trübigen Tagen 20.-24. März



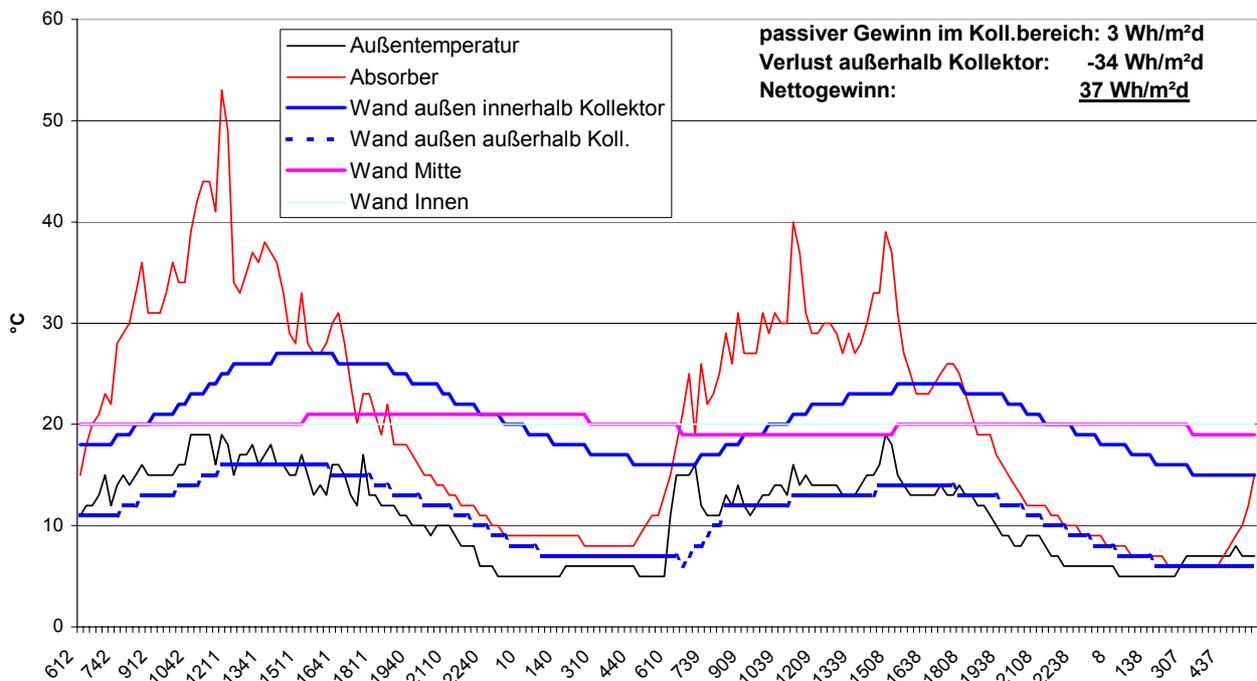
Temperaturverläufe 5. bis 10. April



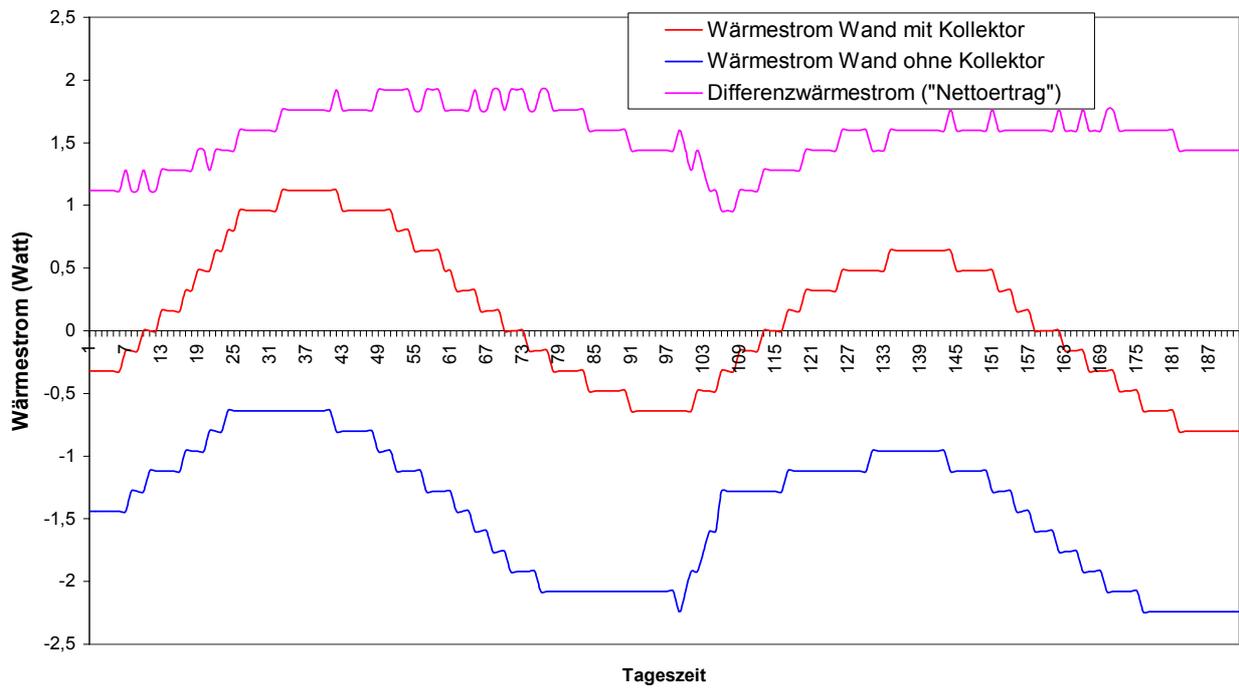
Temperaturverläufe vom 25.4. bis 6.5. (sonnig)



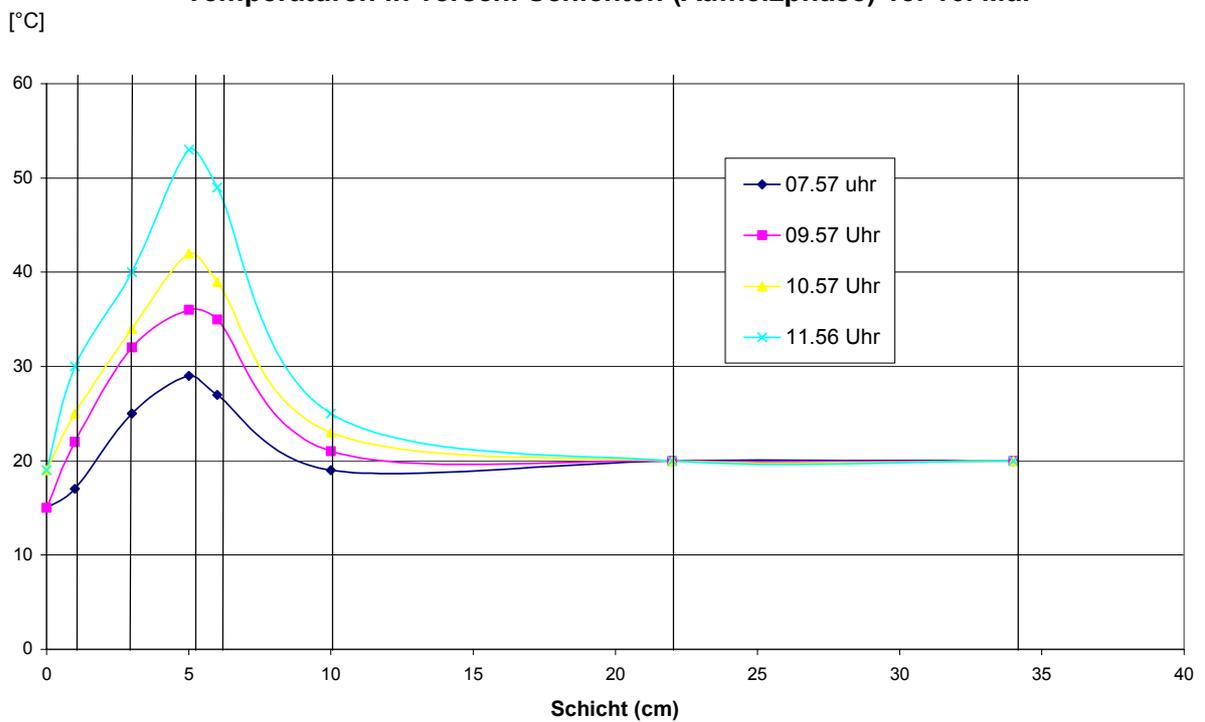
Temperaturverläufe 15.-17 .Mai

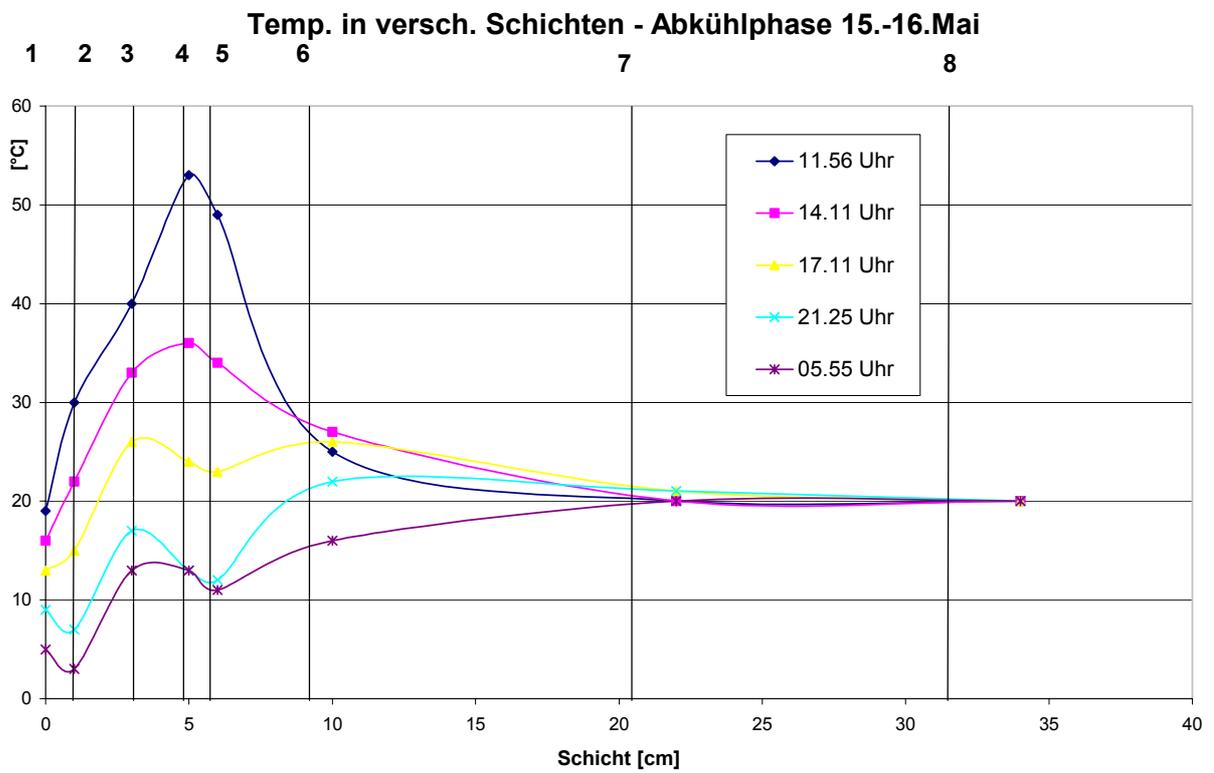


Wärmeströme (von außen nach innen) 15.-17. Mai



Temperaturen in versch. Schichten (Aufheizphase) 15.-16. Mai





ANLAGENKONZEPT UND REGELUNG

1. Anlagenkonzeption

1.1 Funktionsprinzip

Das vorliegende Solarsystem basiert größtenteils auf der langjährigen Erfahrung mit solaren Großprojekten der schweizer Firma Jenni-Energetechnik AG, die auch Kombispeicher in dieser Größenordnung herstellt.

Der 32 m³ fassende „Solartank“ mit integriertem 200 L Edelstahlboiler stellt das Herz der Anlage dar (technische Daten siehe Kapitel „Simulationsrechnung“). Die gewonnene Solarwärme wird in drei Ebenen über integrierte Glattrohr-Wärmetauscher nach dem „Varioflow“-Prinzip (s.u.) in den Speicher eingeschichtet.

Auch die Entladung erfolgt exergiegerecht durch eine temperaturabhängige bzw. mehrstufige Entnahme:

Das Brauchwasser wird ganz oben aus dem heißesten Bereich des Speichers (Bereitschaftsteil des Boilers) entnommen, der immer auf einer Nutztemperatur von mindestens 45°C gehalten wird. Das Vorwärmrohr des Brauchwassererwärmers erstreckt sich bis zum Speicherboden, damit durch das einströmende Kaltwasser nicht die Temperaturschichtung zerstört wird.

Der Heizungsvorlauf kann in zwei Höhen entnommen werden. Der obere Anschluß befindet sich knapp unter dem Bereitschaftsteil des Boilers, damit das Brauchwasser auf höchstmöglicher Temperatur bleibt. Vorrangig soll der untere Speicherbereich möglichst schnell und tief entladen werden. Als Option ist auch eine zweistufige Einschichtung des Heizungsrücklaufes in den Speicher vorgesehen.

Sinn und Ziel dieser schichtweisen Be- und Entladung ist, eine gut ausgeprägte bzw. dem Temperaturprofil der Verbraucher angepaßte Schichtung in dem schlanken Speicher zu erreichen. Zum einen soll die Solaranlage auf einem möglichst tiefen Temperaturniveau arbeiten, was ihren Ertrag steigert. Zum anderen soll im oberen Bereich die erforderliche Nutztemperatur möglichst unmittelbar bereitgestellt werden.

Um beide Vorteile bei bestmöglichem Wirkungsgrad zu erreichen, ist eine auf die Wärmetauscherverschaltung abgestimmte und leistungsabhängige Volumenstromanpassung im Solarkreis erforderlich. Dies geschieht selbstregelnd durch das sogenannte **Varioflow-Prinzip**:

Wird nur der untere Wärmetauscher (WT3) durchströmt, arbeitet die Anlage im Highflowbetrieb. Bei maximalem Durchfluß arbeitet der Kollektor bei geringerer Spreizung, also höherem Wirkungsgrad. Reicht die Solarstrahlung aus um den oberen, unmittelbar nutzbaren Bereich des Speichers direkt aufzuheizen, werden die Wärmetauscher WT2 und ggf. auch WT1 dazu geschaltet. Wenn die Solarwärme über eine größere, im Extremfall über die gesamte Speicherhöhe (alle drei Wärmetauscher) eingebracht werden kann, darf die Umwälzmenge im Solarkreis reduziert werden, ohne daß der Nutzen sinkt. Die Anlage wird thermisch schneller, d.h. die Nutztemperatur (z.B. für das Brauchwasser) wird schneller verfügbar. Die Volumenstromanpassung und Variation der Spreizung erfolgt automatisch dadurch, daß durch Hinzu- bzw. Wegschaltung von Wärmetauschern sich entsprechend der Durchflußwiderstand im Solarkreis ändert. Wichtig ist dabei, daß auch im Lowflowbetrieb wegen des besseren Wärmeübergangs sowohl im Kollektor, als auch im Wärmetauscher turbulente Strömungsverhältnisse herrschen. Dazu müssen die Verschaltung der Absorber und die Dimensionierung der übrigen Anlagenteile (Pumpe, Rohrdurchmesser, Wärmetauscher usw.) sorgfältig abgestimmt werden. Ausführlich sind diese Berechnungen im Kapitel „Optimierung der Hydraulik“ beschrieben.

1.2 Einbindung der Heizung des bestehenden Informationspavillons

Im Anlagenschema im Anhang an dieses Kapitel ist die gesamte Heizungsanlage dargestellt. Eine zentrale Biomasse-Heizung mit automatischer Beschickung liefert vorrangig Heizwärme für die Fußbodenheizung des Oktogons und heizt bei Bedarf den oberen Bereich des Solarspeichers nach. Die von der vormaligen Elektroheizung vorhandene 5.600 L Pufferspeicherbatterie trägt durch Verlängerung der Vollastzeiten zu einem stabileren Heizbetrieb der Holzfeuerung bei. Durch die Solaranlage wird er jedoch nicht aufgeheizt. Dafür wird durch Umschalten des Dreiwegeventils V7 eine direkte Wärmeentnahme aus dem Solarspeicher möglich gemacht. Die Anhebung des Rücklaufes der Fußbodenheizung erfolgt dabei durch eine im Speicher integrierte Schwerkraftweiche.

Die Rückläufe von Wandflächen - und Bodenheizung können mittels der Ventile V3 und V4 entsprechend dem jeweiligen Temperaturniveau im Speicher eingeschichtet werden. Diese Umschaltung ist nicht zwingend, verbessert aber die Entladung des Speichers.

2. Regelungstechnik

2.1 Funktionsbeschreibung

Die gesamte Solar- und Heizungsanlage (einschließlich Mischer und Kesselanforderung) wird sinnvollerweise durch eine zentrale, freiprogrammierbare Steuerung geregelt. Für jeden Ausgang muß eine eigene Differenzfunktion eingegeben werden können mit den Parametern: Schaltdifferenz mit einstellbarer Hysterese, Maximumtemperatur Verbraucher, Minimumtemperatur Wärmeerzeuger und Übertemperaturfunktion. Die Ausgänge für Heizkreispumpen und Mischer müssen außerdem mit einem Tages- und Wochenzeitprogramm, sowie einer Nachtabsenkungsfunktion ausgestattet sein. Die Vorlauftemperaturen für die Wand- und Bodenheizung werden nach einer flachen Heizkurve Außentemperaturgeführt geregelt. Die Außentemperatur ist auch mitbestimmend für das Entladeniveau im Speicher. Die Wärmeverteilung geschieht durch Einzelraumregelung bzw. bedarfsabhängig.

Für die Planung der Heizungsanlage ist das Ingenieurbüro Rothenwührer in Straubing verantwortlich, in deren Abschlußbericht dürfte auch die Regelung genauer beschrieben sein. Dieser Bericht beschränkt sich daher auf die Funktionsbeschreibung der Solaranlage.

2.1.1 Sonnenfühlerfunktion

Bei Erreichen der Schaltdifferenz von Fühler F1 zu F3 (Kollektor / Speicher unten) schaltet die Solarkreispumpe P1 ein. Erreicht der Vorlauf bei F4 eine um die Schaltdifferenz höhere Temperatur als F6 (Speicher Mitte), wird der Wärmetauscher WT2 hinzugeschaltet. Analog wird bei $F3 > F5$ auch der obere Wärmetauscher eingeschleift. Theoretisch können auch WT1 und WT3 ohne WT2 zusammen durchströmt werden.

Der Kollektorfühler F1 mißt die momentane, tatsächliche Fluidtemperatur am Absorberausgang. Die Kollektor-Vorlauftemperatur wird aber wesentlich von dem Temperaturniveau des Verbrauchers bzw. Speichers beeinflusst. Ist der untere Bereich des Speichers kalt, wird – auch bei hoher Einstrahlung – im Highflowbetrieb kaum die für den oberen Speicherbereich erforderliche Nutztemperatur erreicht.

Es gilt aber diese vorrangig bereitzustellen, damit nicht nachgeheizt werden muß. Eine höhere Temperaturspreizung ist aber bei gleicher Leistung wiederum nur durch geringeren Durchfluß zu erreichen, der sich aber erst bei Hinzuschaltung des nächst höheren Wärmetauschers einstellt. Dazu muß aber die Steuerung „wissen“, wann sich ein Versuch „lohnt“ umzuschalten.

Diese Information erhält sie durch einen Strahlungsmesser oder sogenannten „Sonnenfühler“. Er besteht aus einem Absorberstreifen mit Temperaturfühler, der isoliert in einem Glasrohr eingebaut ist, damit die Temperatur möglichst von der Sonnenstrahlung allein und weniger von der im Kollektor herrschenden Temperatur beeinflusst wird. Zeigt dieser Sonnenfühler (F2) einen um die eingegebene Differenz höheren Wert als z.B. der Fühler F6 im Speicher an, so kann WT2 dazugeschaltet werden. Dazu geht die Anlage zunächst 2-3 Minuten in Stillstand und schaltet dann für einen kurzen „Probelauf“ unter Hinzuschaltung von WT 2 wieder ein. Erreicht dann der Fühler F4 die erforderliche Temperatur ($F6 + \text{Differenz}$), übernimmt die Differenzregelung $F4 - F6$ den weiteren Betrieb, ansonsten wird wieder zurückgeschaltet.

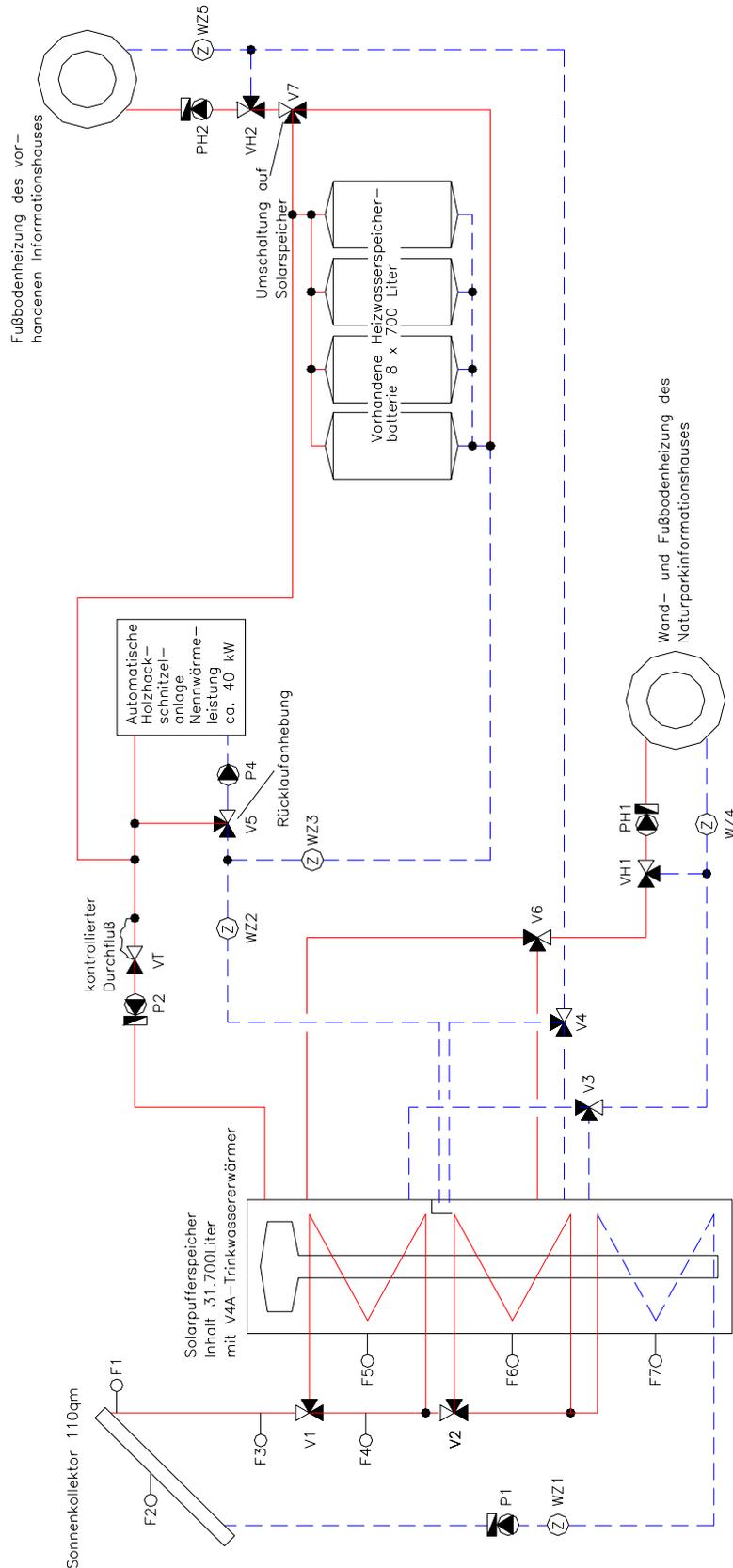
Die Sonnenfühlerfunktion ermöglicht außerdem ein schnelleres Starten der Anlage.

2.1.2 Übertemperatur- und Kühlfunktion

Diese Funktionen sind vor allem im Sommer wichtig, wenn wenig Wärme entnommen wird: Überschreitet die Kollektortemperatur einen einstellbaren Wert, z.B. 130 °C , wird die Solarkreispumpe mit stark reduzierter Leistung (bzw. Taktbetrieb) in Betrieb gesetzt, obwohl die Anlage aufgrund der erreichten Maximaltemperatur im Speicher eigentlich schon abgeschaltet hat. Damit wird ein Verdampfen der Solarflüssigkeit im Kollektor vermieden (Der Siedepunkt bei 4 bar Betriebsüberdruck liegt bei etwa 160 °C). Durch die hohen Wärmeverluste des Kollektors in diesem Betriebszustand wird verhältnismäßig wenig Energie in den Speicher eingebracht. Dauert dieser Zustand allerdings über mehrere Sonnentage hinweg an, kann auch die Speichertemperatur eine kritische Höhe erreichen. Hier greift dann die Kühlfunktion: In Zeiten, z.B. nachts, wenn die Kollektortemperatur unter die eingestellte Grenztemperatur des Speichers abfällt, wird die Anlage - zur Rückkühlung des Speichers über den Kollektor- in Gang gesetzt.

Die passiven Solargewinne durch den aufgeheizten Kollektor können, ebenso wie die Abwärme des aufgeladenen Speichers, zu Überhitzungsproblemen im Gebäude während der Sommermonate beitragen. Dabei ist zu bedenken, daß der Wärmeeintrag ins Gebäude über den Solarkreis und den Speicher mit höherem Wirkungsgrad erfolgt. Als passiver Gewinn gelangt nur ein relativ geringer Anteil ins Gebäudeinnere, da im Kollektor der weit größere Wärmeverlust nach außen über die Glasscheibe erfolgt. Deshalb ist es sinnvoll, die Speichertemperatur in den Monaten Mai bis September auf einen Wert von ca. 60 bis 70 °C zu begrenzen. Die Solaranlage fährt dann entsprechend längere Zeiten im Übertemperatur- bzw. Kühlbetrieb.

3. Anlagen- und Regelungsschema



DIMENSIONIERUNG KOLLEKTOR UND SPEICHER

1. Erste Abschätzung der Kollektorfläche und Speichergröße

Die Überlegungen hinsichtlich eines optimalen Anstellwinkels wurden bereits im Kapitel „Solarstrahlung“ ausführlich dargelegt. Die gewählte Kollektorneigung von 80° nach Süden läßt in den Monaten Dezember / Januar optimale Erträge erwarten und wird gleichzeitig den architektonischen Anforderungen gerecht.

Zur Abschätzung der erforderlichen Kollektorfläche für eine Ganzjahres-Sonnenheizung sind die Monate mit dem höchsten Heizenergiebedarf bei gleichzeitig niedrigstem Sonnenenergieangebot zu betrachten:

Monat	Nov	Dez	Jan	Feb
Energiebedarf [kWh/mt]	745	2441	1942	1321
Globalstrahlung [kWh/m ² mt]	46	33	51	73
Quotient (rechnerischer Flächenbedarf) [m ²]	16	74	38	18

Mit Abstand am ungünstigsten liegen die Verhältnisse im Dezember: Bei „100 % Wirkungsgrad“ der Solaranlage wäre also theoretisch eine Kollektorfläche von 74 m² erforderlich, um während des Monats im Schnitt den Heizenergiebedarf voll zu decken, bei einem angenommenen Nutzungsgrad der Solaranlage von 40 % also 190 m². Im Januar würde bereits die halbe Kollektorfläche ausreichen.

Diese einfache Betrachtungsweise läßt sowohl den tatsächlichen Rhythmus von Sonnen- und Trübtagen, als auch die darauf abzustimmende Kapazität des Speichers außer acht.

Die in Berechnungsprogrammen verwendeten Strahlungssimulatoren zeichnen durch langjährige Messung ermittelte typische Wetterverläufe nach. Demnach ist in der Zeit von Ende November bis Mitte Dezember mit einer 12 bis 20 Tage andauernden strahlungsarmen Periode zu rechnen.

Gehen wir davon aus, daß der Solarüberschuß im November ausreicht, um den Speicher auf eine durchschnittliche Temperatur von 80°C zu erwärmen (Schichtung nicht berücksichtigt). Die mittlere Nutztemperatur für Heizung und Warmwasser liegt bei Außentemperaturen um den Nullpunkt bei etwa 40°C. Der Speicher soll nun mindestens so ausgelegt werden, daß er 15 Tage ohne Sonnenschein überbrücken kann.

Heizwärmebedarf pro Tag:	2441 kWh / 31Tage	=	80 kWh
Wärmeverlust Speicher bei \varnothing 60 °C	$K \times A \times \Delta t \times 24 \text{Std.} / 1000$		
Wärmedämmung: Zellulose 30 cm	$= 11^* \times 40 \times 24 / 1000$	=	10 kWh
Summe Wärmebedarf pro Tag		=	90 kWh
Wärmebedarf in 15 Tagen	15 x 90	=	1.350 kWh
Erforderliches Speichervolumen	$V = Q / c \times \rho \times \Delta t$		
	$= 1350 / 0,00116 \times 40$	=	29.095L

Vgl. „Rahmendaten für die Simulationsrechnung“

Zu beachten ist außerdem, daß bei voll geladenem Speicher und geringer Strahlungsdichte der Kollektorwirkungsgrad wegen der hohen Betriebstemperaturen auf maximal 25 bis 30 % absinkt. Vereinzelte Sonnenstunden in der Zeit Ende November / Anfang Dezember leisten also nur einen vernachlässigbar geringen Beitrag.

In der zweiten Dezemberhälfte und im ganzen Monat Januar soll der Solarertrag in etwa dem Wärmebedarf entsprechen. Die durchschnittlichen Betriebstemperaturen der Anlage liegen dann bei etwa 50 °C, der Kollektorwirkungsgrad je nach Einstrahlung und Außentemperatur bei 50 bis 60 %.

Unter Berücksichtigung der Wärmeverluste im Solarkreis (Speicherverluste werden der Heizlast zugerechnet) und der nicht nutzbaren Diffusstrahlung läßt sich der System-Nutzungsgrad zu etwa 40 % abschätzen.

Abschätzung der Kollektorfläche für den Monat Januar:

Heizwärmebedarf			1942 kWh
Wärmeverlust Speicher	31 Tage x	10 kWh	= 310 kWh
Summe Wärmebedarf			2255 kWh
Solarertrag pro qm	Globalstrahlung x Nutzungsgrad		
	51 kWh x	0,4	= 20,4 kWh
erf. Absorberfläche	2255	/ 20,4	= 110 qm
Bruttofläche	ca.110	/ 0,9	= 122 qm

Abschließend überprüfen wir noch die Verhältnisse im Hochsommer (Juli):

Wärmebedarf Warmwasserbereitung pro Tag			60 kWh
Wärmeverlust Speicher bei einer mittleren Temp. von 90 °C	$11 \times (90^\circ - 20^\circ) \times 24 / 1000$	=	20 kWh
Summe Wärmebedarf pro Tag			<u>80 kWh</u>
Wirkungsgrad Kollektor	(mittlere Mediumtemperatur 90°C)		36 %
Nutzungsgrad Solaranlage	(geschätzt)		27 %
Globalstrahlung auf Koll. im Juli	9135 / 31	=	295 kWh
Solarertrag pro Tag:	$295 \times 0,27$	=	<u>80 kWh</u>

Ertrag und Bedarf pendeln sich also bei einer mittleren Speichertemperatur von ca. 90°C ein, ohne daß es zu längeren Stillstandszeiten der Solaranlage und dadurch Übertemperaturproblemen kommt.

Gemäß dieser ersten Abschätzung wurde als Vorgabe für die baulichen Planungen eine **Kollektor-Bruttofläche** von **120 qm** und ein **Speicher** mit **30.000 L** Inhalt festgelegt. Aus konstruktiven Gründen mußte später die Fläche auf 110 qm reduziert werden (= 100 qm Nettofläche).

Für eine zuverlässige Nachberechnung der Solaranlage haben sich alle marktgängigen Solar-Berechnungs- und Simulationsprogramme als unzureichend erwiesen. Das extrem vom üblichen Standard abweichende Energiebedarfsprofil des Gebäudes, die mehrstufige Be- und Entladung des Speichers und fehlende Wetterdaten vom Standort Zwiesel konnten keinen Eingang in Programmschemata finden.

Wir haben daher Prof. Kraus von der Fachhochschule München beauftragt, zusammen mit der Gebäudesimulation auch die Simulation der Solar- und Heizungsanlage mit dem Rechenprogramm TRNSYS durchzuführen. (Siehe Kapitel „Simulationsrechnung“)

Die Dimensionierung weiterer Einzelkomponenten der Solaranlage (Wärmetauscher, Rohrleitung, Pumpe, Ausdehnungsgefäß) wird im Kapitel „Optimierung der Hydraulik“ behandelt.

2. Solarpotential und Wärmebedarf über das Jahr

Die folgenden Abbildungen zeigen den Jahresverlauf von Energieangebot (100 qm Solaranlage) und Energienachfrage (Wärmebedarf Heizung und Warmwasser).

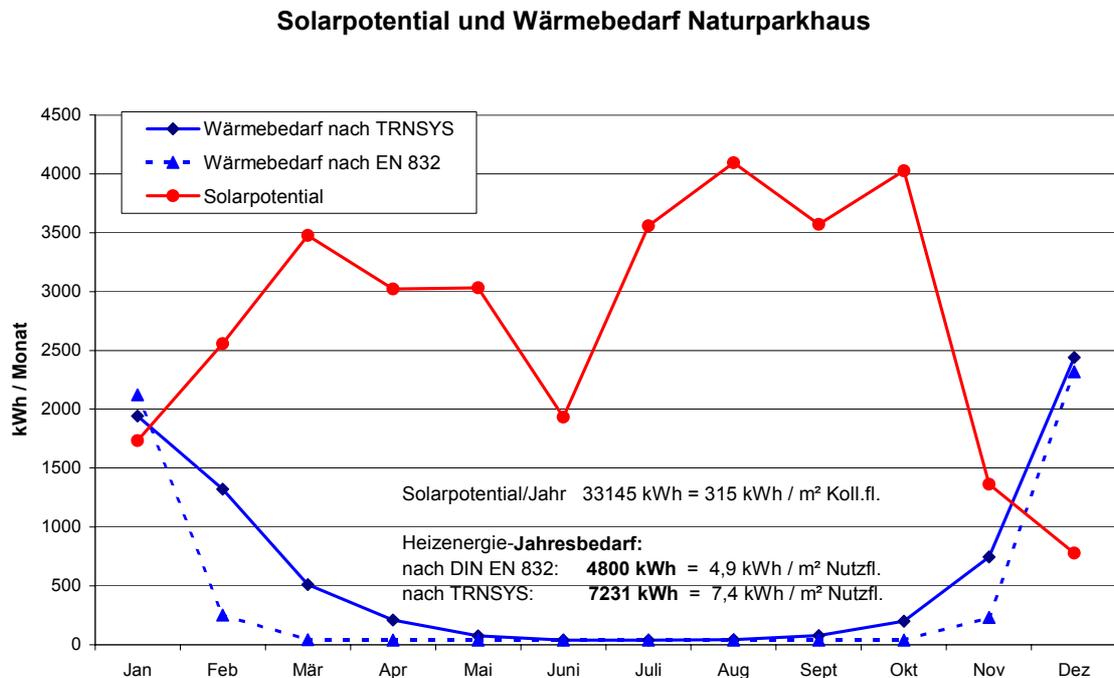


Abb.1

In Abb. 1 ist der nach zwei verschiedenen Rechenmethoden ermittelte Wärmebedarf des neuen Informationshauses dargestellt. Die Monatswerte wurden dem Abschlußbericht von Prof. Feldmeier (FH-Rosenheim) entnommen. Es fällt auf, daß die Spitzenwerte im Dezember und Januar fast gleich sind, aber das Simulationsprogramm TRNSYS für die Monate November und März einen deutlich höheren Heizwärmebedarf errechnet als die Wärmebilanzierung nach DIN EN 832.

Diese Unterschiede spielen aber für die Erreichung einer vollen solaren Deckung keine entscheidende Rolle. Den rechnerischen Nachweis durch Simulation der Solaranlage – siehe eigenes Kapitel - werden wir jedenfalls zusammen mit der Gebäudesimulation (TRNSYS) durchführen, damit liegen wir „auf der sicheren Seite“.

Die rote Kurve stellt das „Potential“ einer 80° geneigten Solaranlage mit 100 qm Absorberfläche dar, wobei der Temperatureausgleich über längere Zeiträume durch den großen Speicher noch unberücksichtigt ist. Lediglich eine Abschätzung der Speicherverluste ist mit einkalkuliert.

Für die Berechnung der monatlichen Nutzungsgrade der Solaranlage (mit Programm „Polysun“ und Umrechnung auf Standort Zwiesel) wurde ein typisches Betriebstemperaturprofil zugrunde gelegt, durch Übertemperatur im Speicher bedingte Stillstandszeiten sind dabei nicht berücksichtigt.

Die Kurve zeigt also, was die Solaranlage bei optimaler Ausnutzung „leisten könnte“. Entscheidend ist nun die „Schere“ beider Kurven im Spätherbst und Frühwinter. Deutlich ist zu sehen, daß der optimale Solarertrag im Oktober die Basis für die „Durststrecke“ im Dezember sein muß. Der Solarertrag im November wiederum muß ausreichen, um neben dem Heizenergiebedarf auch die Speicherverluste zu decken, so daß die Speichertemperatur bis Anfang Dezember auf einem hohen Temperaturniveau gehalten werden kann. Im Januar kann es dann noch einmal „knapp werden“.

Für eine absolute Autarkie müßte als Vorsorge für besonders „schlechte“ Wetterjahre die Solaranlage entweder ca. 20 % größer ausgelegt, oder eine Notheizung (z.B. durch E-Heizstab im Puffer) vorgesehen werden. In diesem Fall macht dies aber keinen Sinn, da für beide Gebäude (Naturparkhaus und Oktogon) ein gemeinsamer Holzkessel als Zusatzheizung vorgesehen ist.

Solarpotential und Wärmebedarf für beide Gebäude

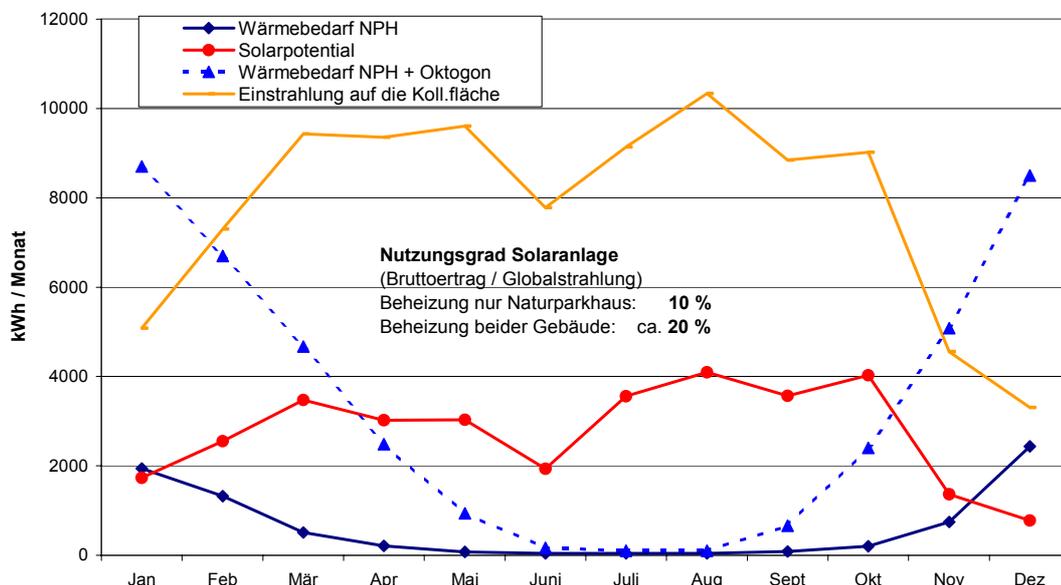


Abb.2

Abb.2 macht deutlich, daß die Versorgung der Heizkreise beider Gebäude durch den Solar-Pufferspeicher zu einer erheblich besseren Ausnutzung der Solaranlage – v.a. in den Übergangsmonaten – führt.

SIMULATIONSRECHNUNG

1. Rechenprogramm und Vorgehensweise

TRNSYS ist ein umfangreiches, modular aufgebautes, instationär rechnendes Programmpaket zur Berechnung des thermischen Verhaltens eines Gebäudes einschließlich der aktiven und passiven Komponenten zur Energieversorgung und zur Bilanzierung der auftretenden zeitabhängigen Energieströme. Es besteht aus einer großen Anzahl von Einzelmodulen (z.B. Haus, Lüftungsanlage, Fußbodenheizung, Kollektor, Speicher, Rohrleitung, Pumpe usw.), die beliebig miteinander verschaltet werden können. Ausgabeparameter eines Moduls werden als Eingabeparameter für andere Module verwendet. Für die thermische Analyse des Gebäudes können Mehrzonenmodelle mit beliebigen Wandaufbauten realisiert werden. Der Grundalgorithmus ist in FORTRAN geschrieben, und es können neue Modelle von den Benutzern entwickelt und eingebunden werden. Eine genauere Beschreibung der Gebäudesimulation ist im Abschlußbericht von Prof. Feldmeier und Prof. Kraus nachzulesen.

Die Simulation von Gebäude, Heizungs- und Solaranlage wird in Zeitschritten von je einer Stunde durchgeführt. Dabei werden unter anderem die Temperaturen im Speicher in 10 verschiedenen Höhenstufen ermittelt, ferner die Solarstrahlung auf den Kollektor, die Energien im Kollektorkreis und an den drei Wärmetauschern, sowie die Heizlast und Nachheizung durch den Kessel. Die passiven Solargewinne durch den Kollektor werden ebenso wie die Abwärme des Speichers als interne Wärmequellen beim Heizleistungsbedarf zum Abzug gebracht. Diese während der Heizperiode nutzbaren passiven bzw. internen Gewinne sind also als Teil der von der Solaranlage erwirtschafteten Nutzenergie zu betrachten.

Die klimatischen Randbedingungen werden aus Referenzwetterdaten gebildet. Solche Datensätze sind künstlich erzeugte Jahresprofile für ein typisches Jahr an einem festgelegten Standort. Die Globalstrahlungswerte von Zwiesel wurden zuvor aus den vorliegenden Daten von Passau durch Vergleich der Sonnenstunden umgerechnet (vgl. Kapitel „Solarstrahlung“). Auch die Verschattung durch das Vordach und der Einfluß der Schneereflection wurde von TRNSYS berücksichtigt.

2. Rahmendaten und Eingabedaten für das Rechenprogramm

2.1 Globalstrahlung und Temperaturen am Standort Zwiesel:

	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
Globalstrahlung auf horizontale Fläche [kWh/m ² d]	0,94	1,78	2,56	3,68	4,88	4,85	4,84	4,39	3,15	2,21	1,06	0,69	2,92
Temperaturen[°C]	-3,1	-1,8	1,9	6,4	11,6	14,4	16	15	11,8	6,8	1,8	-1,7	

2.2 Kollektordaten

Typ	Solar HFK
Hersteller	Sun-Pro GmbH
Außenmaße	Rechtes Kollektorfeld 15 x 4,6 m
	Linkes Kollektorfeld 9 x 4,6 m
Bruttofläche	110 m ²
Absorberfläche	100 m ²
Aufstellwinkel	80 °
Azimutwinkel	0 °
Absorbermaterial	TiNOx/Kupfer
Absorption	0,95
Emission	0,05
Glasabdeckung (ESG-Solar sicherheitsglas prismiert) Stärke	4 mm
Lichtdurchlässigkeit	0,918
Energiedurchlässigkeit	0,907
Brechungszahl	1,52
optischer Wirkungsgrad η_0	0,775
k_1 -Wert laut Leistungstest ITW	3,084 W/m ² K
k_1 verbessert durch Fassadeneinbau	< 2,3 W/m ² K
k_2 -Wert (quadratisch)	0,018 W/m ² K
Einfallswinkel-Korrekturfaktor $k_{dir}/\alpha\tau$ 50°	0,89
Wärmekapazität	1,5 kJ/m ² K

2.3 Speicher

Typ (Boiler-Puffer-Kombispeicher)	Swiss-Solartank
Hersteller	Jenni Energietechnik
Gesamtinhalt	31.700 l
Boilereinsatz (Edelstahl) mit Vorwärmrohr	196 l
Höhe (ohne Wärmedämmung)	8,7 m
Durchmesser (ohne Wärmedämmung)	2,2 m
Integr. Wärmetauscher Typ	Glattrohr
WT-Rohrdimension	1"
Länge der Rohrschlangen	
Oben (Anschlußhöhen 7,4 / 6,4 m)	3 x 36 m
Mitte (Anschlußhöhen 5,9 / 2,9 m)	3 x 36 m
Unten (Anschlußhöhen 2,4 / 0,4 m)	4 x 36 m
WT-Verschaltung	3-stufig in Serie
Wärmedämmung (Zellulose, $\lambda = 0,045$)	40 cm
Wärmeverlustfaktor $k \times A$	11,1 W/K
Wärmeverlust bei Speichertemp $\varnothing 50^{\circ}\text{C}$	333 W
Wärmeverlust bei Speichertemp $\varnothing 90^{\circ}\text{C}$	777 W
Höhe Wärmeentnahme Heizkreis (zweistufig)	8 / 4 m
Option: zweistufige Rücklauf-Einspeisung	

2.4 Solarkreis

Dimension Solarkreisleitungen (Kupfer)	42 x 1,5 mm
Gesamtlänge Rohre außerhalb / innerhalb	0 / 130 m
Stärke Wärmedämmung (Steinwolle WLG 04)	40 mm
Spez. Wärmeverlust $k \times A$	38 W/K
Wärmeverlust bei Fluidtemperatur 50°C	1140 W
Wärmeträgermedium	Propylenglykol/Wasser
Konzentration	40 %
Spezif. Wärmekapazität (50°C)	3,85 kJ/kgK
Kinematische Viskosität (50°C)	$1,75 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$
Dichte (50°C)	1,020 kg/m ³
Auslegungsmassenstrom / Temperaturspreizung	
Betriebspunkt 1 (unterer WT durchströmt)	0,93 kg/s / 7K
Betriebspunkt 2 (2 WT durchströmt)	0,81 kg/s / 14K
Betriebspunkt 3 (3 WT durchströmt)	0,78 kg/s / 21K

2.5 Wärmeverbrauch Heizung / Warmwasser

Temperaturen:	
Kaltwasser-Eintritt:	10 °C
Warmwasser-Gebrauchstemperatur	45 °C
Warmwasserbedarf (nur Werktags)	40 l
Wirkungsgrad Warmwasserverteilung (Zirkulation nur bei Bedarf eingeschaltet)	90 %
Heizungsvorlauf / - Rücklauf max.	40/35 °C
Nachtabsenkung	ja
Wirkungsgrad Wärmeverteilung	95 %

2.6 Regelparameter

Schaltdifferenz Solarkreispumpe und Zuschaltung Wärmetauscher	
Einschalten bei	5 K
Ausschalten bei	2 K
Maximum-Temperatur Speicher	100 °C

3. Auswertung der Ergebnisse

Die Zahlentabelle für die stündlichen Temperatur- und Energiewerte, also 8760 Zeilen, wurde uns von Prof. Kraus (FH München) im Excelformat übergeben. Daraus wurden von uns zur besseren Übersicht eine monatsweise Zusammenfassung in Tabellenform sowie einige Diagramme erstellt (siehe auch Anhang), die im folgenden erläutert werden.

Ein erster probeweiser Rechendurchlauf mit einem nur 21 m³ fassenden Speicher erbrachte die erwarteten Erkenntnisse (Abb.1):

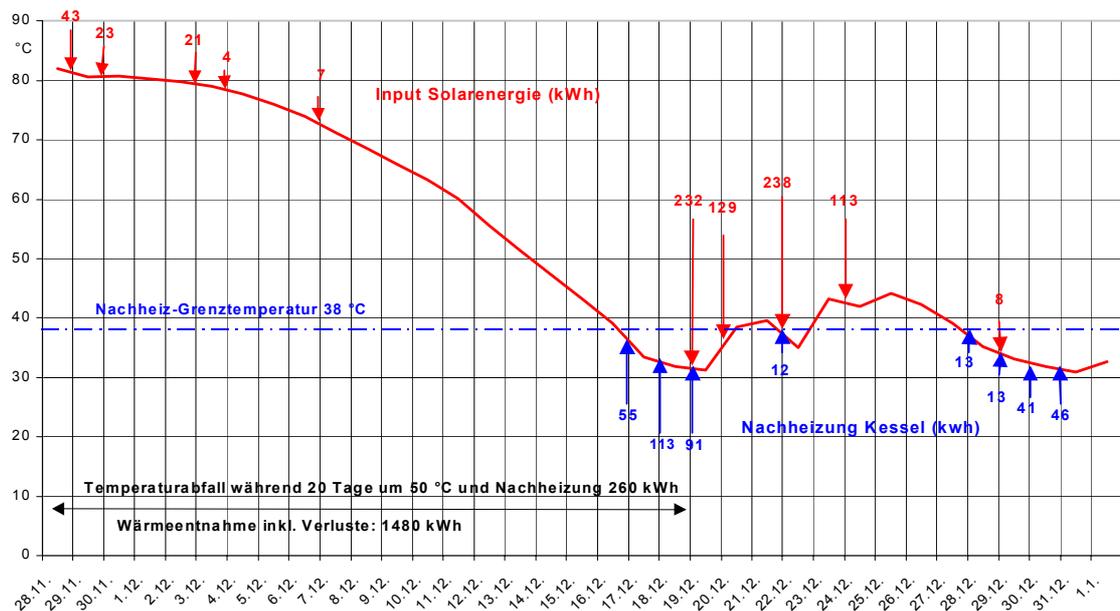
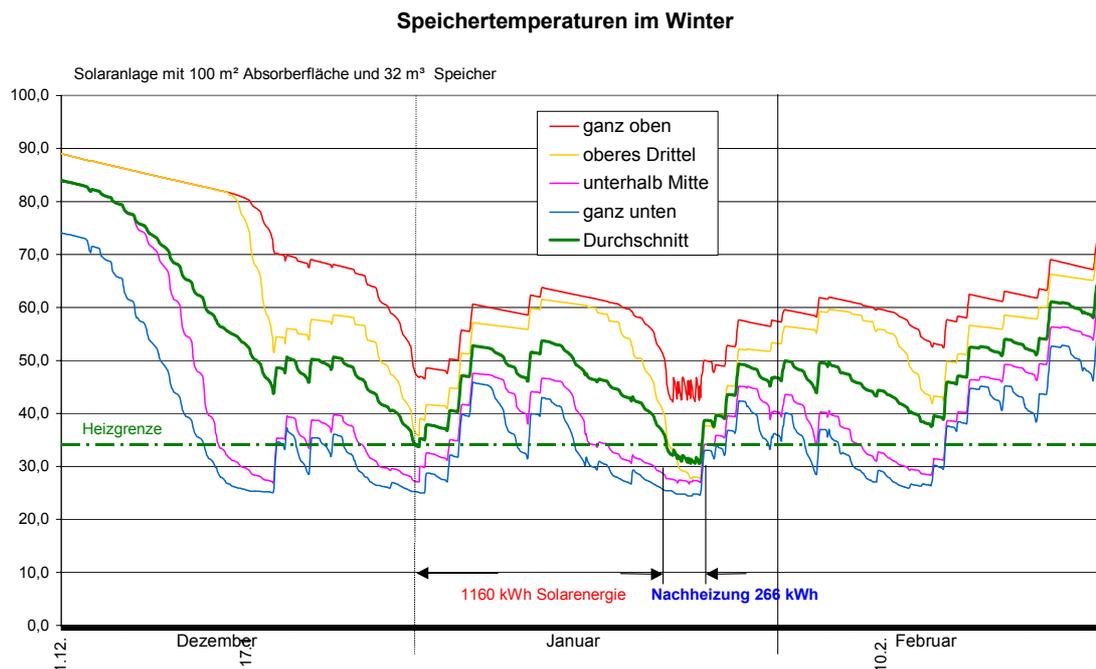
Simulation mit Speicher 20 m^3 : mittlere Speichertemperatur u. Energieerträge im Dezember

Abb. 1 Simulation mit 20 m^3 -Speicher – mittlere Speichertemperatur und Energieerträge im Dezember

Im kritischen Monat Dezember reicht die Speicherkapazität nicht aus um nach einer 3 Wochen andauernden strahlungsarmen Periode ein Abfallen der mittleren Speichertemperatur unter die „Heizgrenze“ (erforderliche Vorlauftemperatur) zu vermeiden. Könnte die Nachheizung am 17. bis 19. Dezember vermieden werden, reichen die darauffolgenden Sonnentage zur Bevorratung für die dann folgende strahlungsarme Zeit (Ende Dez. – Anfang Januar) aus.

Dies erwies sich nach einem zweiten Rechendurchlauf mit einem um 30 % vergrößerten Speicher (32 m^3) als richtig, allerdings blieb trotzdem in der dritten Januarwoche ein Nachheizbedarf von 266 kWh (Abb.2).

**Abb. 2**

Die vom 1. bis 20. Januar dem Speicher zugeführten 1160 Kilowattstunden Solarenergie reichen somit nicht ganz aus um auch diese dritte sonnenarme Periode überbrücken zu können. Dazu müßte die Kollektorfläche um 20 bis 25 % vergrößert werden, was – ebenso wie eine wesentliche Vergrößerung des Speichers – eine bauliche Neukonzeption des ganzen Gebäudes erforderlich machen würde.

Laut Simulation bleiben diese 4 Tage im Januar die einzigen, an denen nachgeheizt werden muß. Auf ein ganzes, durchschnittliches Wetterjahr bezogen beträgt die **solare Deckung** rechnerisch **97,5 %** (s. Tabellen im Anhang). Im Rahmen der erzielbaren Genauigkeit und in Anbetracht dessen, daß Annahmen für die Berechnung stets „auf der sicheren Seite“ getroffen wurden, kann man praktisch von einem Nullenergieheizhaus sprechen. Werden die indirekten Solarerträge durch die passiven Gewinne der Kollektorfassade und die Abwärme des Speichers mitgerechnet (insges. ca. 2700 kWh), erwirtschaftet die Solaranlage etwa **10.000 kWh Nutzenergie**, also 100 kWh pro qm Kollektorfläche. Damit beträgt der **Nutzungsgrad** bezogen auf die eingefangene Solarstrahlung ca. **10 %**. An den Wärmetauschern im Speicher werden insgesamt 14.900 Kilowattstunden „abgegeben“, darin enthalten sind aber auch die im Sommerhalbjahr nicht für Heizzwecke nutzbaren Speicherverluste. Bezieht man diesen „Bruttoertrag“ auf die Solarstrahlung, so beträgt der Nutzungsgrad 17 %. Am meisten Energie wird über den unteren Wärmetauscher abgegeben (6086 kWh). Im Januar erreicht die Solaranlage zeitweise einen Systemwirkungsgrad von 45 bis 50 % (s. Abb. 3).

Energien im Winter (Tagessummen)

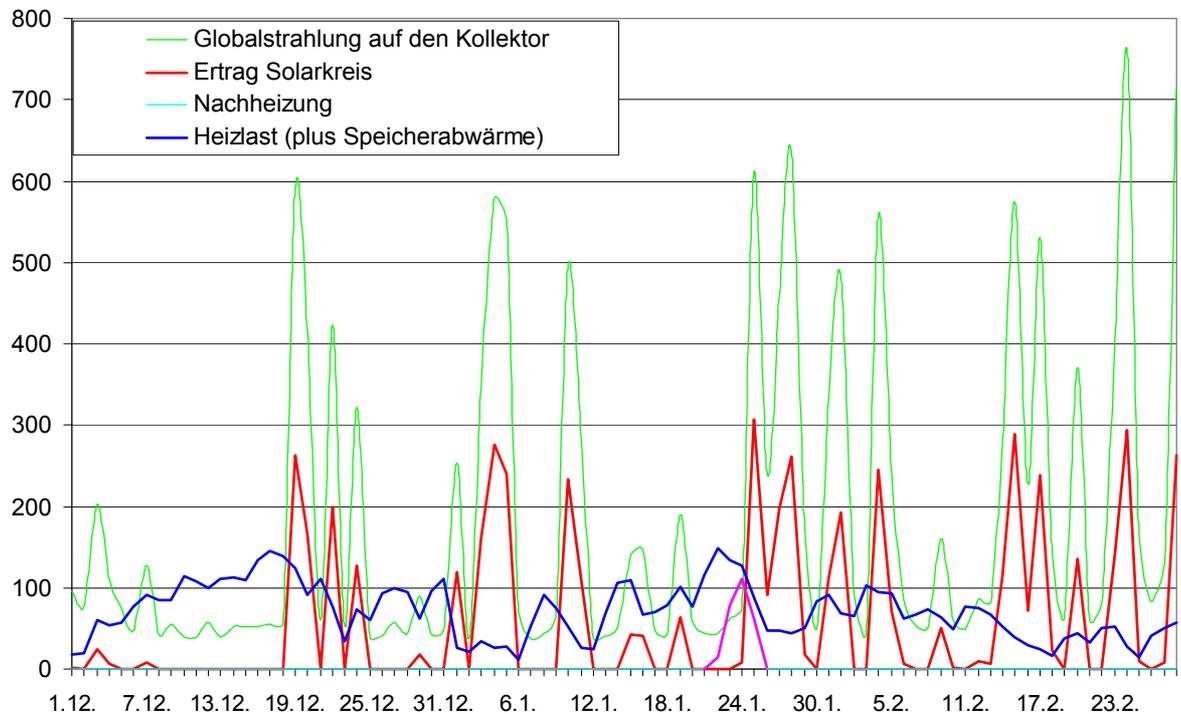


Abb. 3

Unter Berücksichtigung der Heizkesselverluste werden durch die Solaranlage jährlich etwa **13.000 kWh Brennstoffenergie eingespart**.

Abb.4 zeigt den Verlauf der Speichertemperaturen über das ganze Jahr. Bei der Simulation wurde eine Grenztemperatur von 100 °C angenommen. Diese wird im unteren Bereich nur in den Monaten August bis Oktober zeitweise erreicht, wobei die Solaranlage dann im Stillstand betrieben wird. Erstaunlicherweise fährt die Anlage gerade in heißesten Zeit (Juni / Juli) nie in den Stillstand. Um dennoch während der Sommermonate einen möglichst geringen Beitrag zur Überhitzung des Gebäudes, insbesondere des mit großen Südfensterflächen versehenen Eingangsbereiches zu leisten, ist es sinnvoll, die Speichertemperatur im Sommerhalbjahr auf einen niedrigeren Wert (60.. 70 °C) zu begrenzen. Die Solaranlage fährt dann an sonnigen Tagen bei etwa 120° bis 130° im Übertemperaturbetrieb, nachts bei Bedarf auch im Kühlbetrieb (näheres im Kapitel „Anlagenkonzept und Steuerung“). Diese hohen Kollektortemperaturen bewirken zwar auch eine Erhöhung der passiven Solargewinne durch die Fassade, diese sind aber vergleichsweise geringer, als wenn die Wärme in den Speicher transportiert und von dort an die Raumluft abgegeben wird.

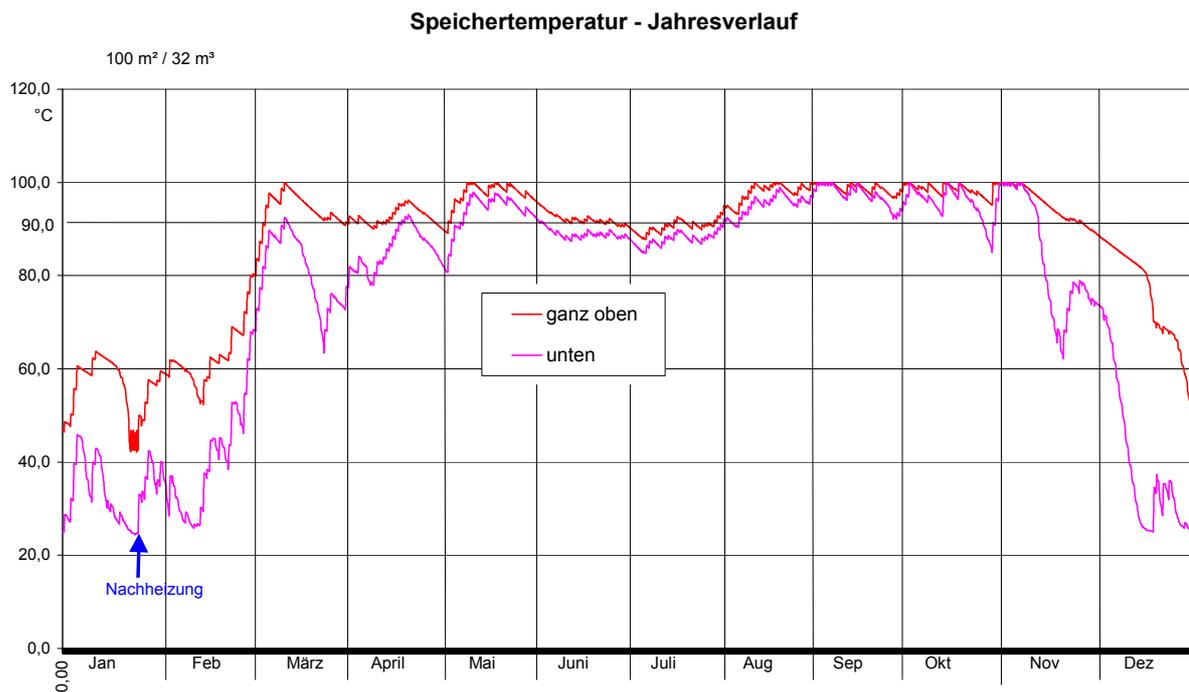
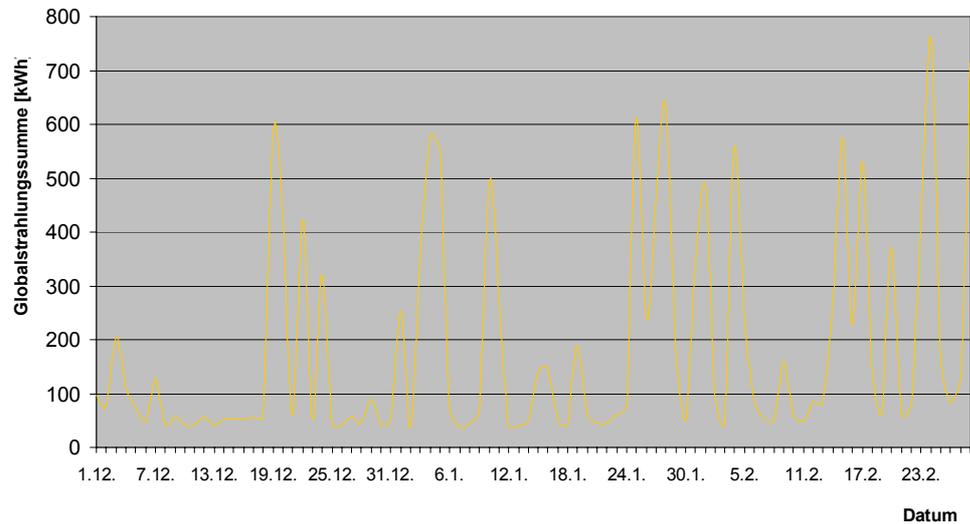


Abb. 4

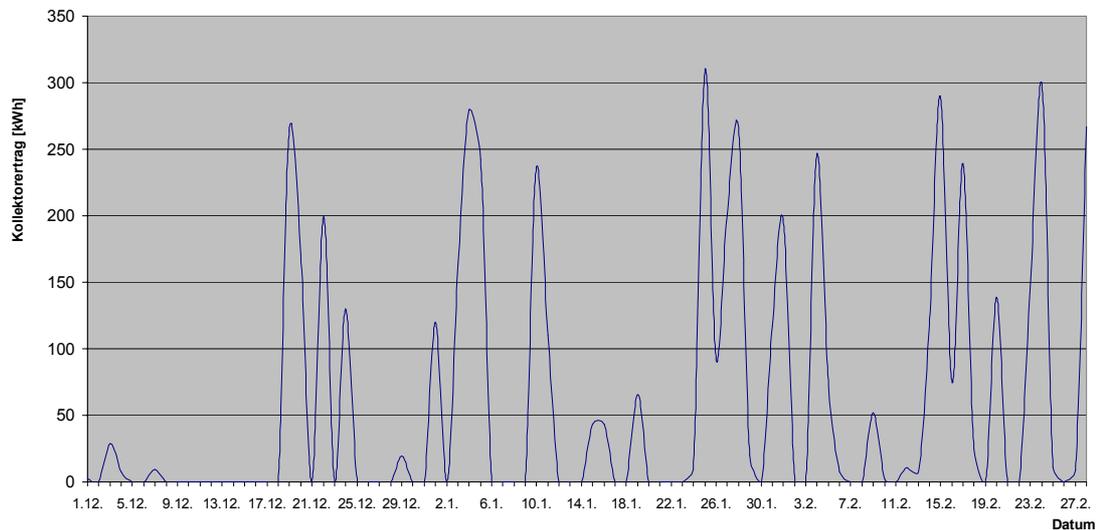
Aus dem Diagramm ist auch herauszulesen, daß die Temperaturspreizung zwischen Speicher oben und Speicher unten – wie vorausberechnet – während der Hauptheizperiode im Schnitt etwa 20 °C, zeitweise sogar mehr als 30 °C beträgt. Dies bestätigt den Erfolg einer mehrstufigen Wärme Ein- und Ausbringung in dem schlanken Speicher.

4. Anhang – Tabellen und Diagramme

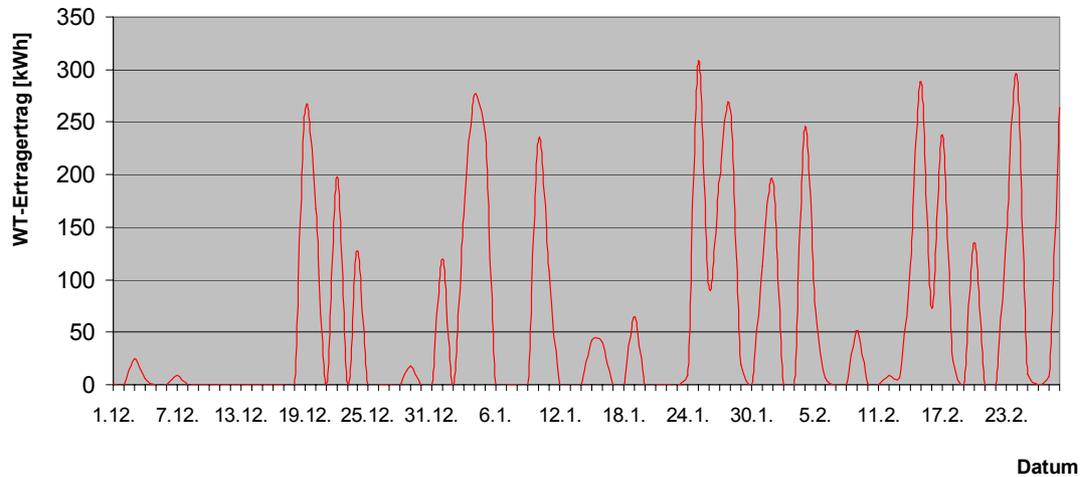
Tagessummen Globalstrahlung



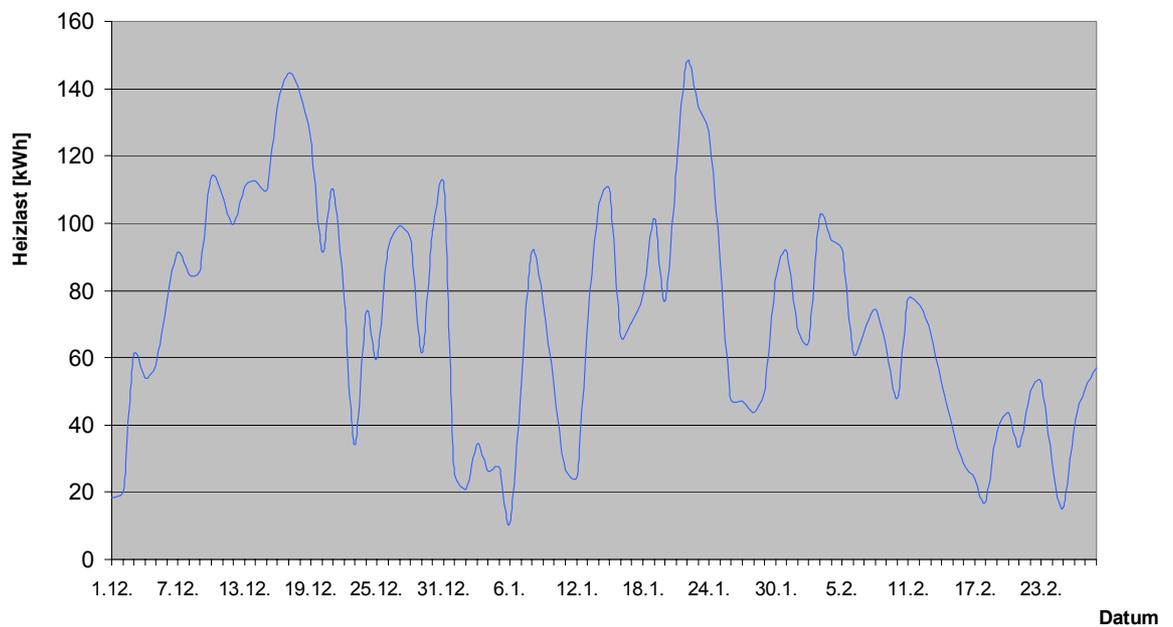
Tagessummen Kollektorertrag



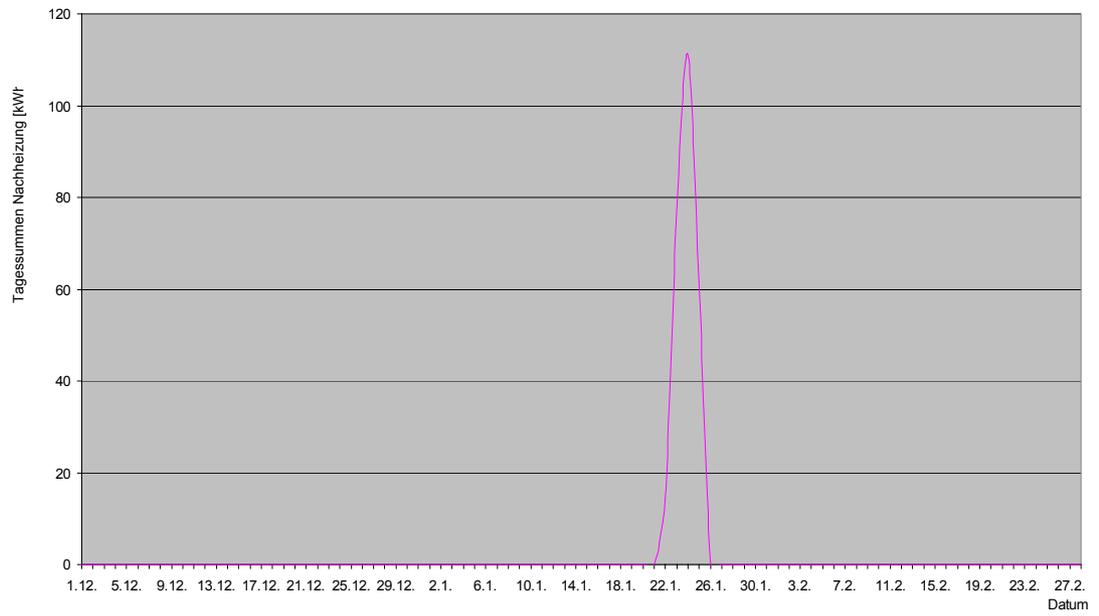
Tagessummen Wärmetauscher



Tagessummen Heizlast



Tagessummen Nachheizung



Ergebnisse der Simulationsrechnung mit TRNSYS:

monatliche Energiesummen und Nutzungsgrade

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Monat	Zeit	Strahlung	Kollektor	WT oben	WT mitte	WT unten	WT ges.	Nachhgz	Verbrauch	Sp.verl.	Nutzungsgrade			solare
	std	Gf kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	WT-Koll	Koll-Gf	WT-Gf	Deckung
JAN	744	6243	2315	543	821	919	2284	266	1942	182	0,99	0,37	0,37	86%
FEB	1416	6635	2211	428	783	963	2174	0	1321	205	0,98	0,33	0,33	100%
MAR	2160	9398	1954	431	650	804	1885	0	510	573	0,96	0,21	0,20	100%
APR	2880	9141	1118	198	291	496	985	0	209	581	0,88	0,12	0,11	100%
MAY	3624	9391	1124	311	326	375	1011	0	74	687	0,90	0,12	0,11	100%
JUN	4344	7520	508	124	122	167	413	0	38	601	0,81	0,07	0,05	100%
JUL	5088	8520	820	218	234	248	700	0	40	602	0,85	0,10	0,08	100%
AUG	5832	10019	1205	352	362	351	1064	0	42	701	0,88	0,12	0,11	100%
SEP	6552	9342	1257	404	351	353	1108	0	80	789	0,88	0,13	0,12	100%
OCT	7296	8848	1669	584	495	514	1594	0	200	676	0,95	0,19	0,18	100%
NOV	8016	6172	973	153	216	503	872	0	745	592	0,90	0,16	0,14	100%
DEC	8760	3512	831	103	319	391	813	0	2441	309	0,98	0,24	0,23	100%
SUM	8760	94741	15983	3850	4969	6086	14904	266	7642	6498	0,91	0,18	0,17	1,0

Jahres-Nutzungsgrad

Erläuterung:

Spalte 3: von TRNSYS errechnete Globalstrahlung auf die 80° geneigte Kollektorfläche (Schneereflexion u. Verschattung berücksichtigt)

Spalte 4: Kollektorertrag

Spalte 8: Energieertrag im Solarkreis (Summe der Energieabgabe an den drei Wärmetauschern im Speicher)

Spalte 9: Nachheizung durch den Holzessel

Spalte 10: Nutzenergie Heizung und Warmwasser (Heizlast)

Spalte 11: Wärmeverluste des Speichers (reduzieren die Heizlast im Winterhalbjahr)

Spalte 12: Nutzungsgrad Solarkreis bezogen auf Kollektor-Ertrag

Spalte 13: Nutzungsgrad Kollektor (Kollektorertrag bezogen auf GF = Globalstrahlung auf die Fassade)

Spalte 14: Nutzungsgrad Solarkreis (Ertrag an den Wärmetauschern bezogen auf GF = Globalstrahlung auf die Fassade)

Spalte 15: solarer Deckungsgrad bezogen auf den verbleibenden Gesamtwärmebedarf nach Abzug der Speicherabwärme

Abschätzung der indirekten Solargewinne und des solaren Deckungsgrades

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Verbrauch	pass.Sol.	Sp.verl.	Nutz.gr.	Summe	Verbr.ges.	solare	Nutz.gr.	En.ersp.
	kWh	kWh	kWh	Sp.verl.	kWh	kWh	Deckung	Kessel	kWh
Jan	1942	146	182	0,9	310	2252	88%	0,80	2482
Feb	1321	201	205	0,7	345	1666	100%	0,80	2082
Mär	510	119	573	0,5	406	916	100%	0,75	1221
Apr	209	32	581	0,3	206	415	100%	0,70	593
Mai	74	2	687	0,1	71	145	100%	0,60	241
Juni	38	0	601	0	0	38	100%	0,60	63
Juli	40	0	602	0	0	40	100%	0,60	67
Aug	42	0	701	0	0	42	100%	0,60	70
Sept	80	6	789	0,1	85	165	100%	0,70	236
Okt	200	39	676	0,3	242	442	100%	0,75	589
Nov	745	194	592	0,7	608	1353	100%	0,80	1692
Dez	2441	188	309	0,9	466	2907	100%	0,80	3634
Jahr	7642	927	6498		2738	10380	97,5%		12970

Erläuterung:

Spalte 2 Wärmebedarf Heizung und Warmwasser gemäß Gebäudesimulation (TRNSYS)

Spalte 3 nutzbare passive Solargewinne durch die Kollektorwand (nach TRNSYS)

Spalte 4 Speicherabwärme

Spalte 5 Nutzungsgrad der Speicherabwärme für die Raumheizung (geschätzt)

Spalte 6 Summe indirekte Solargewinne = Spalte 3 + (Spalte 4 x Spalte 5)

Spalte 7 "Brutto"-Wärmebedarf (Gebäude ohne Solaranlage): Spalte 2 + Spalte 6

Spalte 8 solarer Deckungsgrad bezogen auf Brutto-Wärmebedarf

Spalte 9 Nutzungsgrad der Hackschnitzelheizung (geschätzt)

Spalte 10 Energieersparnis durch die Solaranlage

OPTIMIERUNG DER HYDRAULIK

1. Ziele

Bei der hydraulischen Auslegung der Anlage stehen folgende Aspekte im Vordergrund:

Im Absorber und in den Wärmetauschern soll sich bei allen Betriebszuständen eine vollturbulente Strömung einstellen, um den bestmöglichen Wärmeübergang zu erreichen.

Der Gesamtdruckverlust der Anlage soll möglichst niedrig sein, um die Antriebsenergie für die Solarkreispumpe zu minimieren.

Rohrdimensionen und Rohrlängen sollen andererseits möglichst gering sein, um den Materialeinsatz (und damit den Primärenergieaufwand) sowie den Anlageninhalt klein zu halten. Außerdem sind bei kleinen Rohrdimensionen die Wärmeverluste geringer.

Das Rohrnetz muß so aufgebaut sein, daß ein zuverlässiger Betrieb der Anlage gewährleistet ist und vorhersehbare, genau definierte Strömungsverhältnisse herrschen.

Diese teilweise gegensätzlichen Anforderungen gilt es hierbei zu optimieren. Die Anlagenteile Absorber, Wärmetauscher, Rohrnetz, Pumpe und Armaturen werden im folgenden erst einzeln betrachtet und verschiedene Varianten gegenübergestellt. Die am besten geeigneten Varianten werden kombiniert und daraus jeweils die Anlagenkennlinie ermittelt.

2. Untersuchung der Stoffeigenschaften verschiedener Wärmeträgermedien im Vergleich

2.1 Allgemeines

Zur Optimierung der Rohrhydraulik und der Wärmetauschergeometrie wurden verschiedene Wärmeträger auf ihre Eignung geprüft. Hierbei wurden auch biologische Abbaubarkeit und Toxizität berücksichtigt.

Reines Wasser kann wegen der unzureichenden Frostsicherheit nicht verwendet werden.

Verschiedene wasserfreie organische Wärmeträgermedien, wie z. B. Alkylbenzol und Polyethylenglykol schieden bald als mögliche Ersatzstoffe aus, da diese durchwegs eine zu hohe Viskosität und relativ schlechte Wärmeträgereigenschaften aufweisen.

In Frage kommen an derzeit verfügbaren Produkten praktisch nur Gemische aus Wasser und Propylenglykol (auch Polypropylenglykol) oder Ethylenglykol. Diese beiden Stoffe werden daher im folgenden genauer betrachtet.

2.2 Glykole

Basisstoff	Propylenglykol	Ethylenglykol
<i>Handelsbezeichnungen</i>	Hoechst Antifrogen L Hüls Ilexan P Thermochema DC 924 L	Hoechst Antifrogen N Hüls Ilexan E
<i>Biologische Abbaubarkeit</i>	mittel	Gut
<i>Toxizität</i>	unbedenklich	Mindergiftig
<i>Mindestkonzentration zum Erreichen von Frostsicherheit</i>	38 Vol %	34 Vol %

S t o f f w e r t e b e i 5 0 ° C		
<i>Kinematische Viskosität</i>	1,75 x 10 ⁻⁶ m ² /s	1,25 x 10 ⁻⁶ m ² /s
<i>Dichte</i>	1020 kg/m ³	1043 kg/m ³
<i>Wärmeleitfähigkeit</i>	0,43 W/mK	0,47 W/mK
<i>Spezifische Wärmekapazität</i>	3,846 kJ/kgK	3,704 kJ/kgK
<i>Volumetrische Wärmekapazität</i>	3,92 kJ/ kg·l	3,86 kJ/kg·l
<i>Prandtlzahl</i>	16,0	9,5
<i>Volumenstrom zum Übertragen einer Wärmeleistung von 50 kW bei einer Spreizung von 10 K</i>	1,27 l/s	1,29 l/s
<i>Druckgefälle bei Kupferrohr 42 x 1,5</i>	374,7 Pa/m	366,5 Pa/m
<i>Mindestströmungsgeschwindigkeit zum Erreichen turbulenter Strömungen im Absorber</i>		
<i>Rohr 10 x 0,5</i>		
<i>Rohr 8 x 0,5</i>	0,45 m/s 0,58 m/s	0,32 m/s 0,41 m/s
<i>Mindestströmungsgeschwindigkeit zum Erreichen eines Wärmeübergangskoeffizienten α_i von 2000 W/m²K</i>		
<i>Rohr 10 x 0,5</i>	0,55 m/s	0,45 m/s
<i>Rohr 8 x 0,5</i>	0,61 m/s	0,50 m/s
<i>Wärmeübergangskoeffizient bei laminarer Strömung</i>		
<i>Rohr 10 x 0,5</i>	208 W/m ² K	228 W/m ² K
<i>Rohr 8 x 0,5</i>	234 W/m ² K	256 W/m ² K

2.3 Zusammenfassung

In der Summe ergeben sich damit leichte Vorteile für Ethylenglykol gegenüber Propylenglykol. Hinzu kommt, daß Solar-Wärmeträgermedien auf Ethylenglykolbasis preislich um ca. 40% günstiger erhältlich sind.

Trotz der etwas günstigeren technischen Eigenschaften von Ethylenglykol haben sich für die Verwendung in Solaranlagen Wärmeträgermedien auf Propylenglykolbasis auf dem Markt durchgesetzt. Propylenglykol mit speziellen Inhibitoren für Kupferabsorber sind derzeit am leichtesten verfügbar.

Den Ausschlag für den Einsatz von Propylenglykol gibt meist die Tatsache, daß Ethylenglykol leicht toxisch ist (Nierengift). Gesetzliche Einschränkungen für die Verwendung von Ethylenglykol bestehen bei der geplanten Anlage nicht. Bei der hydraulischen Auslegung wird versucht, die Strömungsverhältnisse für die Verwendung von Propylenglykol als Wärmeträgermedium zu optimieren.

2.4 Absorber

Der Absorber wird aus einzelnen Vollkupferfinnen mit ultraschallverschweißtem Rohr aufgebaut. Die Beschichtung besteht aus hochselektivem Titanitridoxid (TiNO_x).

Um einen möglichst guten Wärmeübergang auf das Wärmeträgermedium zu erreichen, ist zum einen eine nicht zu kurze Durchflußlänge (Kontaktstrecke bzw. thermische Länge) nötig. Gute Werte liefern erfahrungsgemäß Strecken von ca. 16 bis 20 m.

Zum anderen ist eine bestimmte Fließgeschwindigkeit anzustreben, um turbulente Strömung zu erreichen. Günstig sind Reynoldszahlen von wenigstens 3000 bis 4000. Bei laminarem Strömungsprofil beträgt der innere Wärmeübergangskoeffizient nur etwa 1/10 gegenüber turbulenter Strömung, da hierbei die dimensionslose Wärmeübergangszahl (Nußeltzahl) auf einen Grenzwert zustrebt:

$$\text{Für } q_w = \text{ konst. } \Rightarrow \text{Nu} \rightarrow 4,36$$

Für ein Absorberrohr 10 x 0,5 mm ($d_i = 9$ mm) und Propylenglykol 40 % als Wärmeträgermedium ergibt sich nach

$$\begin{aligned}\alpha_i &= Nu \times \lambda / d_i \\ &= 4,36 \times 0,43 \text{ W/m}^2\text{K} / 9 \times 10^{-3} \text{ m} = \underline{208 \text{ W/m}^2\text{K}}\end{aligned}$$

Bei turbulenter Strömung beträgt der Wärmeübergangskoeffizient überschlägig nach

$$Nu = 0,024 \times Re^{0,8} \times Pr^{0,4}$$

$$\text{mit } Re \approx 3000 - 4000 \text{ ca. } \underline{2.000 \text{ W/m}^2\text{K}}$$

Einen großen Einfluß auf die Reynoldszahl und damit auch auf den Wärmeübergang hat die Viskosität des Mediums, daher werden die verschiedenen Absorberschaltungen sowohl mit Ethylen- als auch mit Propylenglykol untersucht.

Außerdem werden Absorberrohre mit zwei verschiedenen Durchmessern betrachtet. Der Druckverlust wird jeweils für einen typischen spezifischen Volumenstrom von 40 l/m²h angegeben. Die Stoffwerte beziehen sich auf eine mittlere Temperatur von 50°C.

Als Umschlagpunkt wird hier vom theoretischen Wert mit $Re = 2.320$ ausgegangen. Tatsächlich vollzieht sich der Umschlag von laminar nach turbulent im Übergangsbereich über große Längen. Kennzeichnend hierfür ist der Intermittenzfaktor γ . Er beträgt bei diesen Durchmesser-Längen-Verhältnissen bei $Re = 2.300$ etwa 0,2 und bei $Re = 2.600$ etwa 0,95, so daß davon ausgegangen werden kann, daß sich eine ausgeprägte vollturbulente Strömung erst oberhalb $Re = 2.650$ einstellt (vergl. Wagner „Strömung und Druckverlust“).

2.4.1 Variante 1

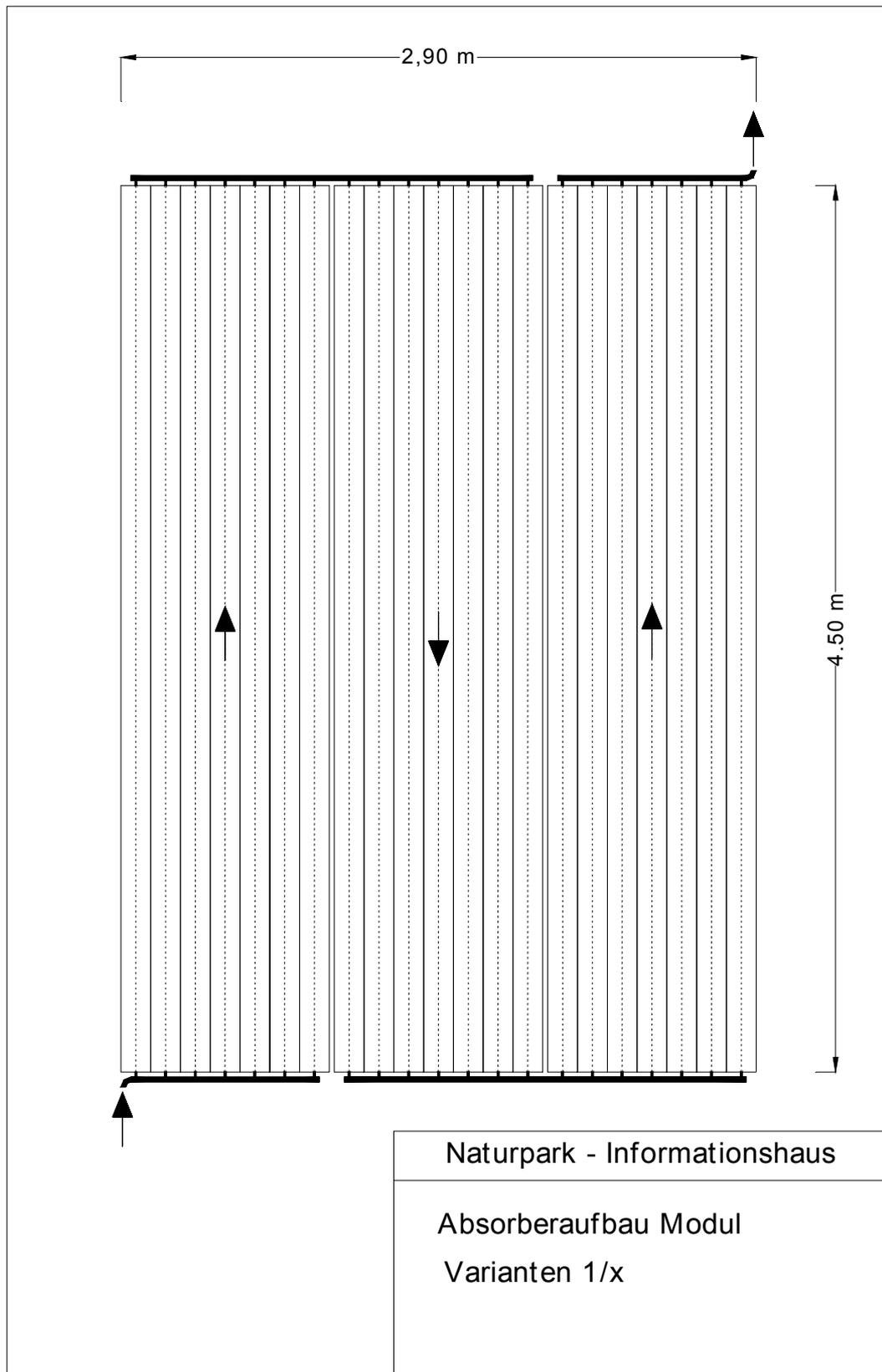
Beschreibung:

8 Module $b \times h = 3 \times 4,5$ m mit N-förmiger Durchströmung nach Tiechelmansschaltung parallel, Durchflußlänge = 13,5 m.

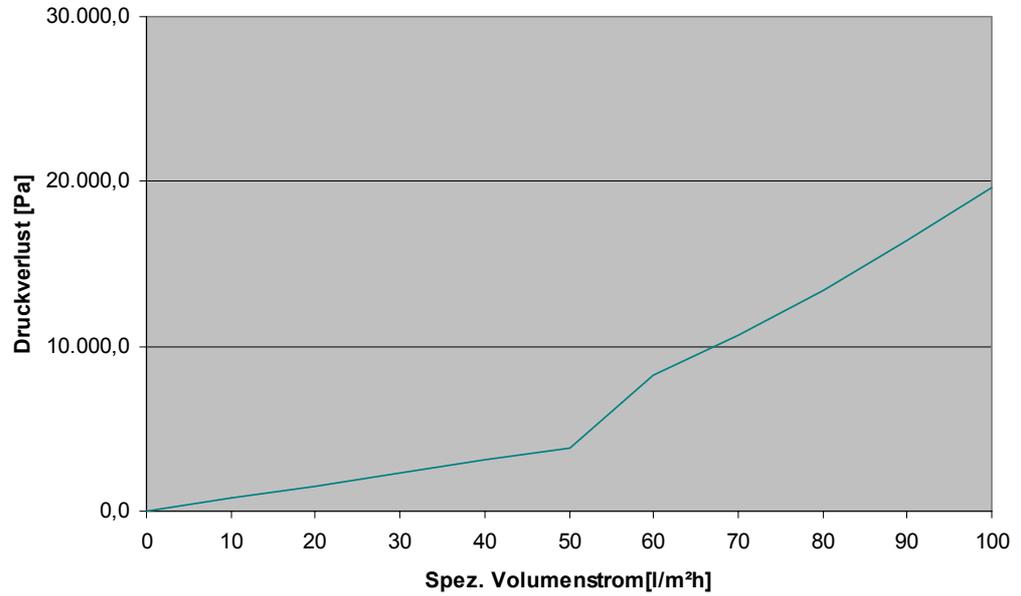
Rohr	Medium	Umschlagpunkt [l/m ² h]	Druckverlust [Pa] bei 40 l/m ² h
10 x 0,5 mm	Propylenglykol 38%	56	3.073
10 x 0,5 mm	Ethylenglykol 34%	40	2.245
8 x 0,5 mm	Propylenglykol 38%	44	8.408
8 x 0,5 mm	Ethylenglykol 34%	31	12.497

Bewertung:

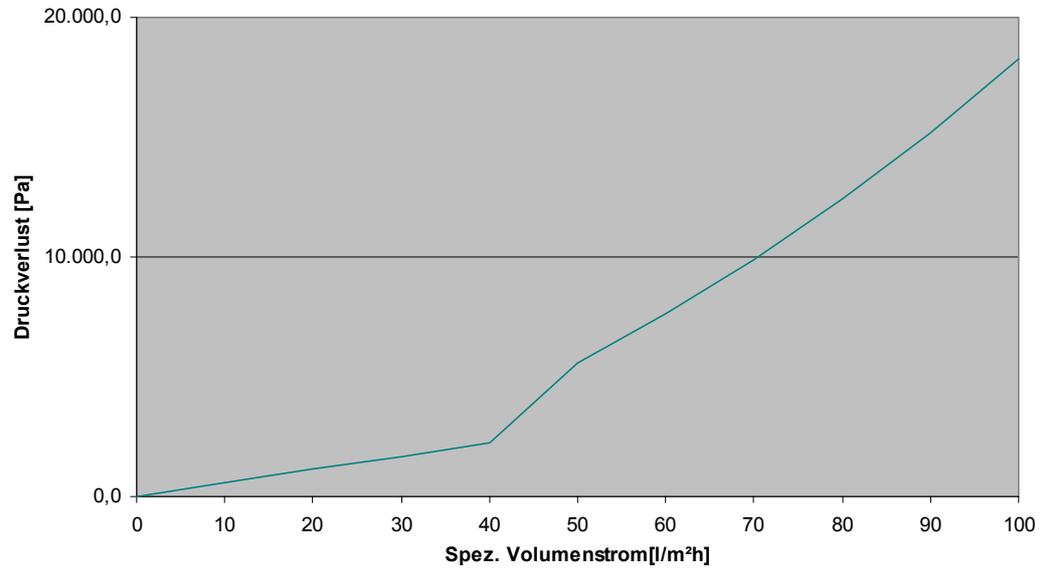
Turbulente Strömung in einem akzeptablen Volumenstrombereich wird nur beim dünneren Absorberrohr mit Ethylenglykol als Wärmeträgermedium erreicht. Auffällig ist, daß beim dünneren Rohr im Bereich um 40 l/m²h der Druckverlust mit Ethylenglykol höher ist als bei Verwendung von Propylenglykol. Bei höheren und niedrigeren Volumenströmen ist es umgekehrt. Insgesamt ist der Druckverlust bei allen vier Varianten relativ niedrig.



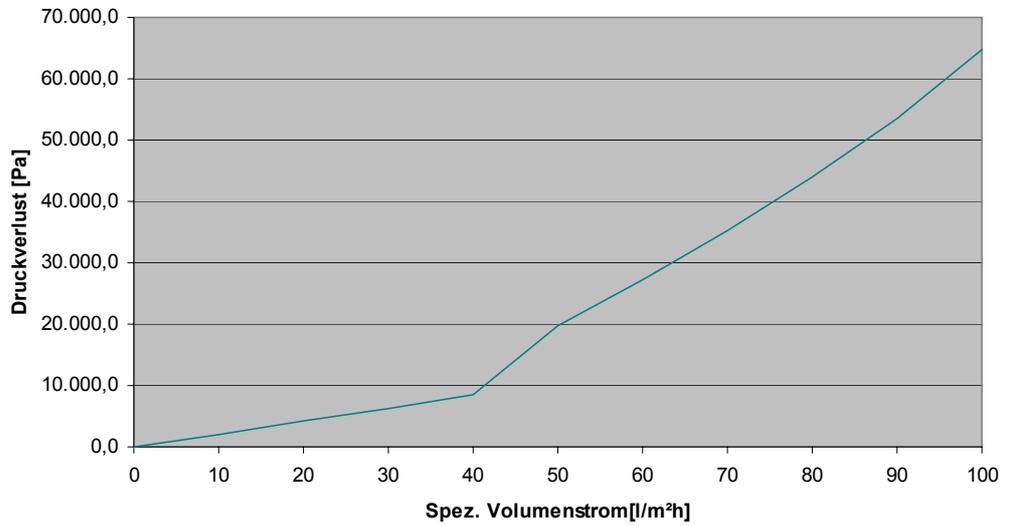
Druckverlustdiagramm Kollektor 1/10 PG



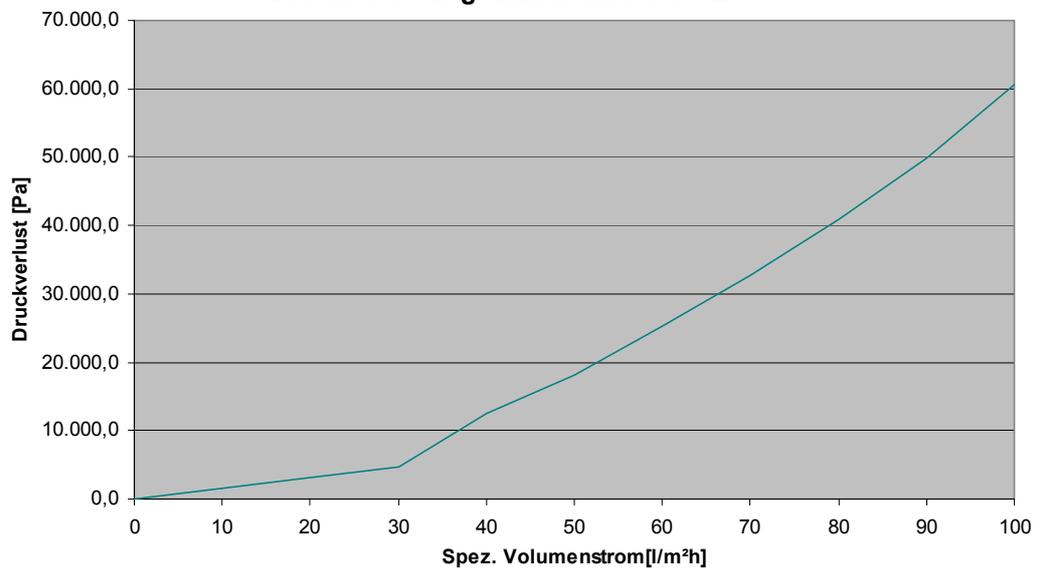
Druckverlustdiagramm Kollektor 1/10 EG



Druckverlustdiagramm Kollektor 1/8 PG



Druckverlustdiagramm Kollektor 1/8 EG



2.4.2 Variante 2

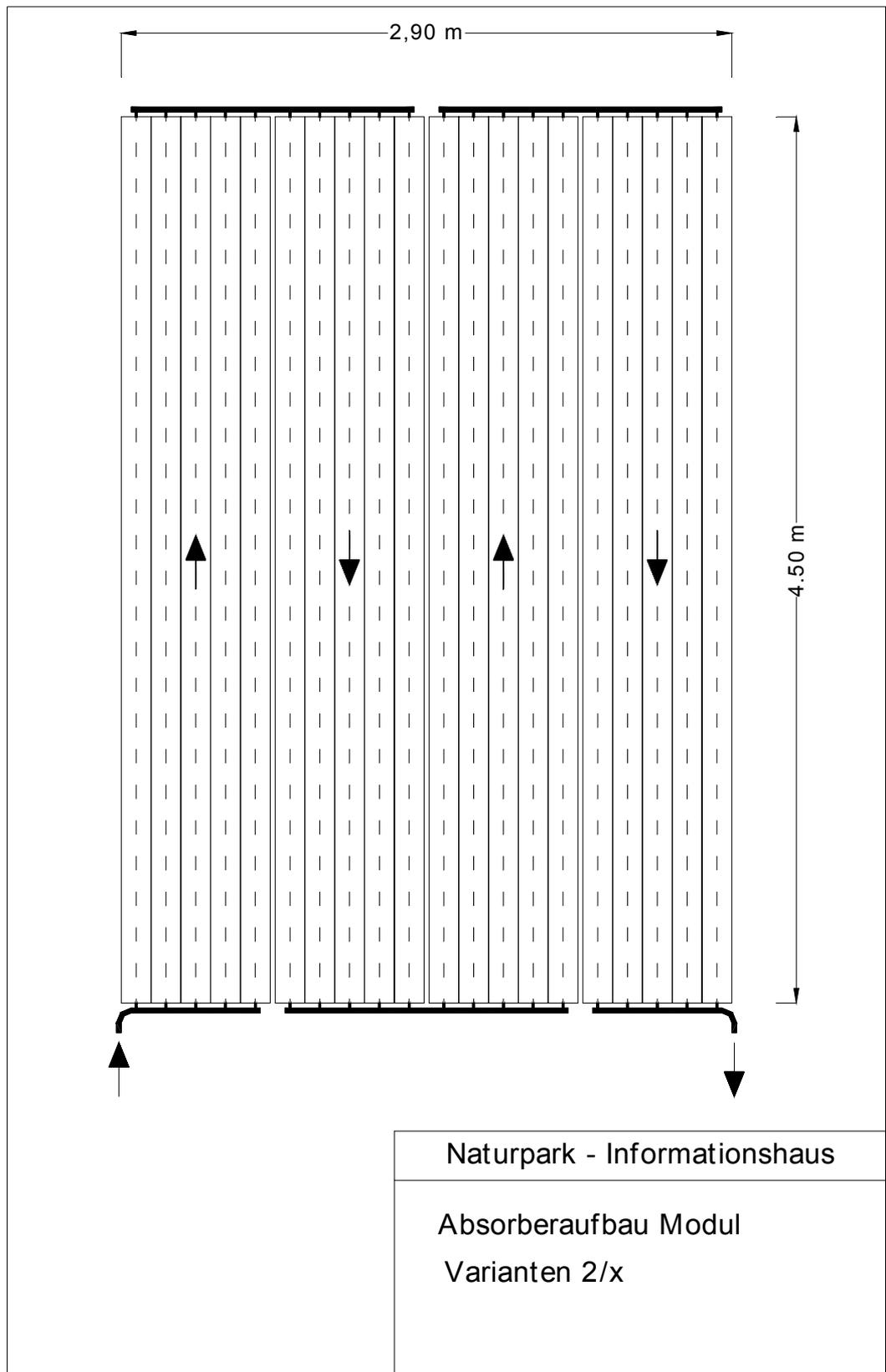
Beschreibung:

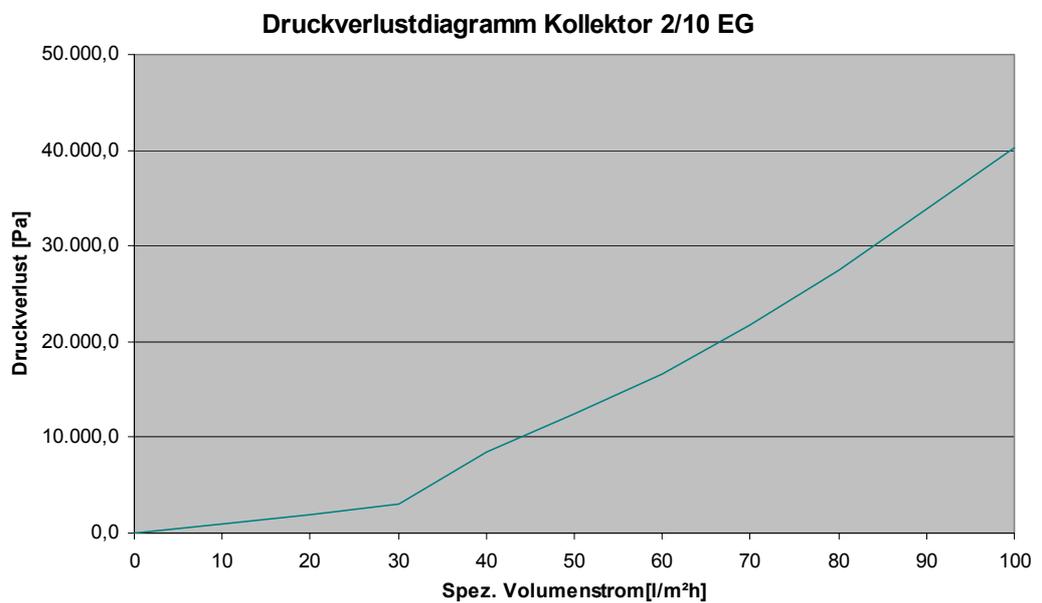
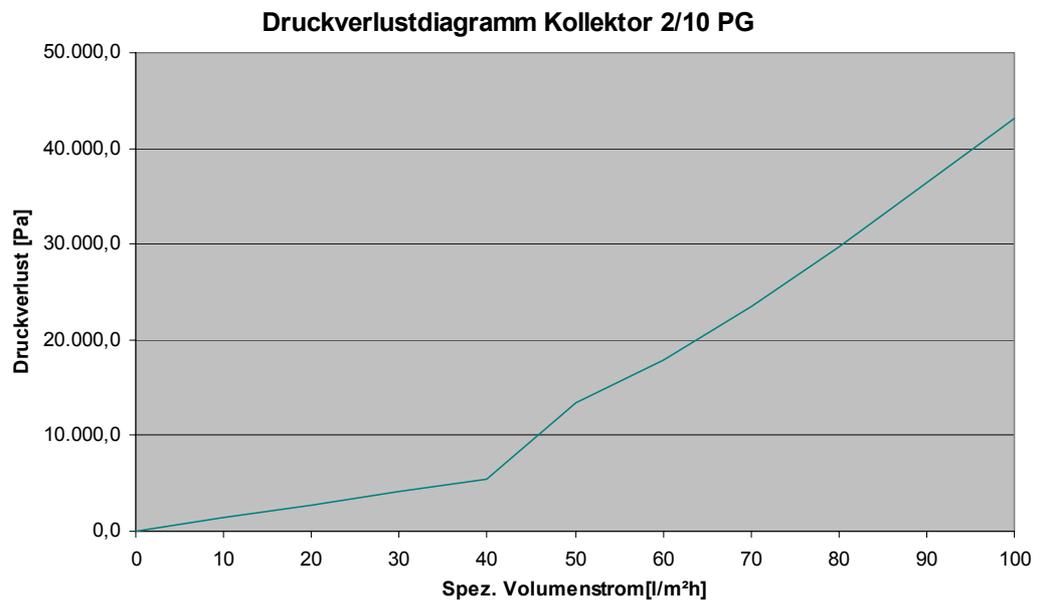
8 Module $b \times h = 3 \times 4,5$ m mit M-förmiger Durchströmung (je 5 Finnen) nach Tiechelmannschaltung parallel, Durchflußlänge = 18,1 m.

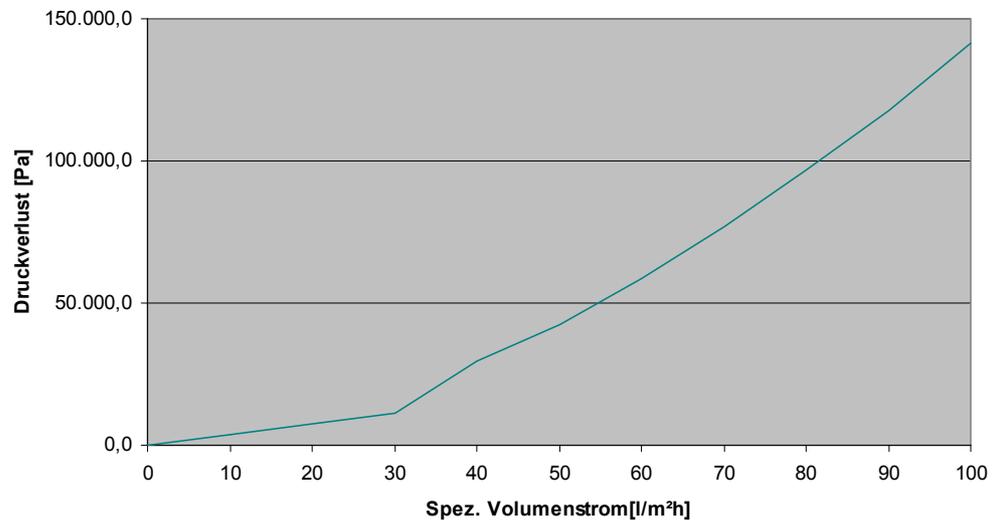
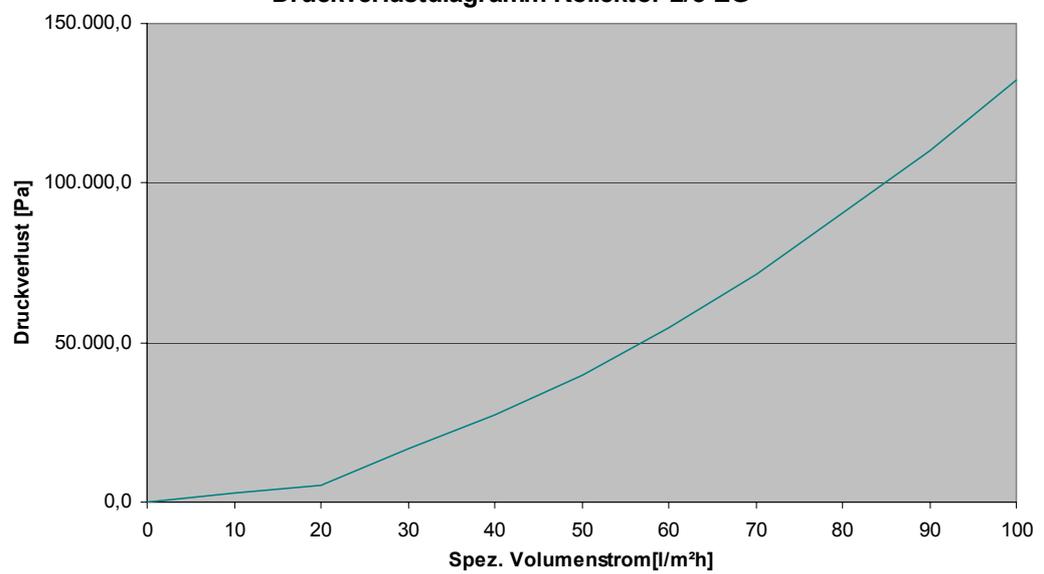
Rohr	Medium	Umschlagpunkt [l/m ² h]	Druckverlust [Pa] bei 40 l/m ² h
10 x 0,5 mm	Propylenglykol 38%	42	5.496
10 x 0,5 mm	Ethylenglykol 34%	30	8.420
8 x 0,5 mm	Propylenglykol 38%	33	29.644
8 x 0,5 mm	Ethylenglykol 34%	23	27.452

Bewertung:

Bei dieser Verschaltung zeigt sich deutlich, daß mit Ethylenglykol als Wärmeträgermedium im Bereich des Umschlagpunktes die besseren Werte zu erreichen sind. Gute Werte liefert hier die Variante mit dem Absorberrohr 10 x 0,5 mm bei niedrigem Druckverlust. Beim dünneren Rohr schnellte der Druckverlust bereits bei mittleren Volumenströmen hoch. Als günstig ist der geringe Absorberinhalt von nur 0,41 l/m² inklusive Verteilerrohren zu bewerten.





Druckverlustdiagramm Kollektor 2/8 PG**Druckverlustdiagramm Kollektor 2/8 EG**

2.4.3 Variante 3

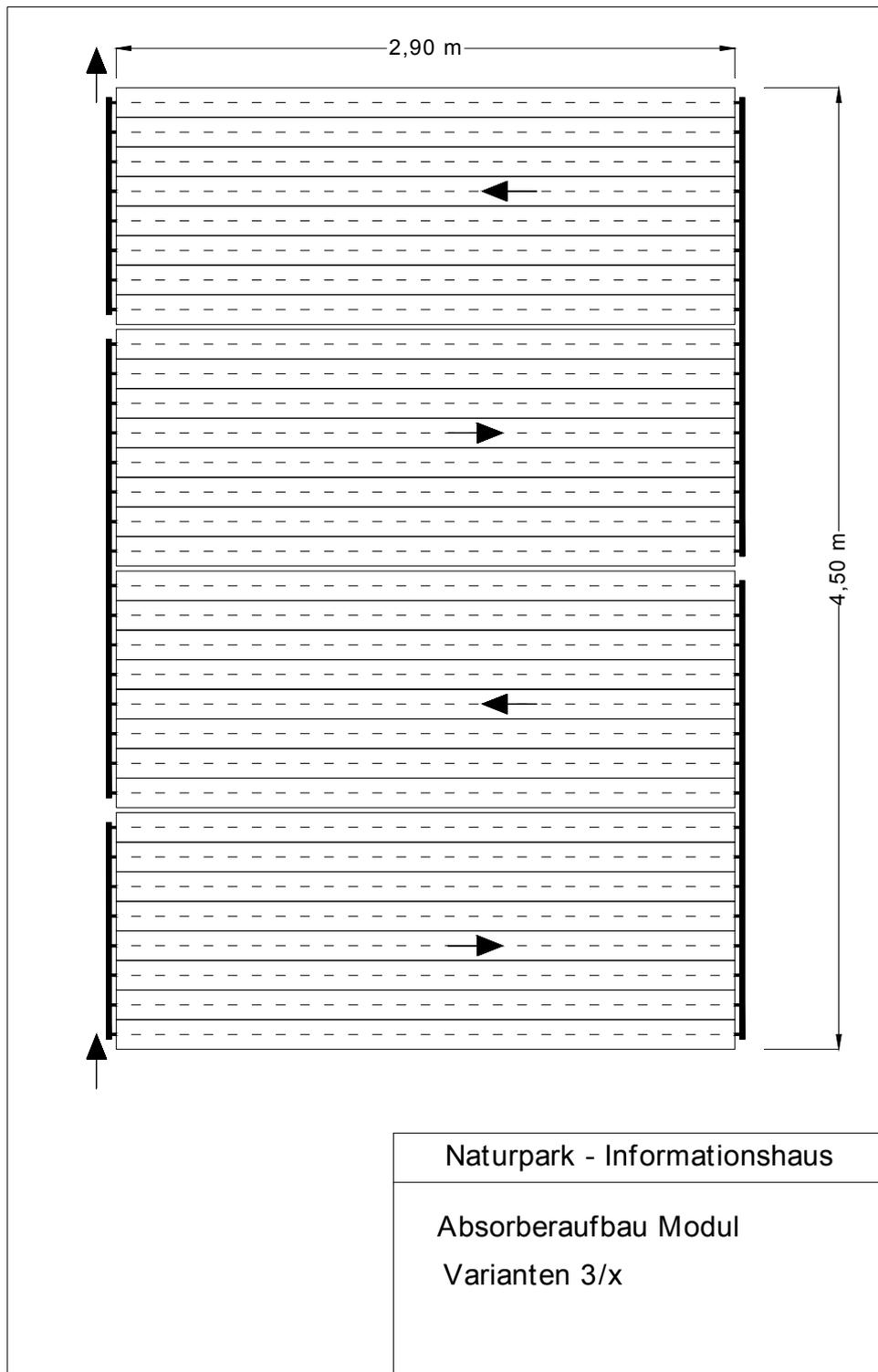
Beschreibung:

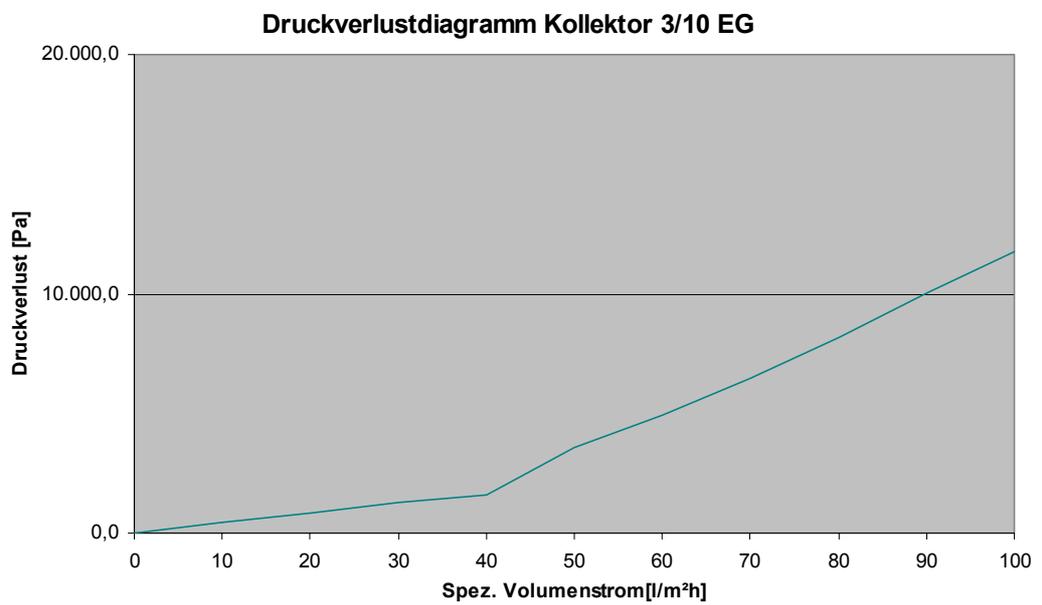
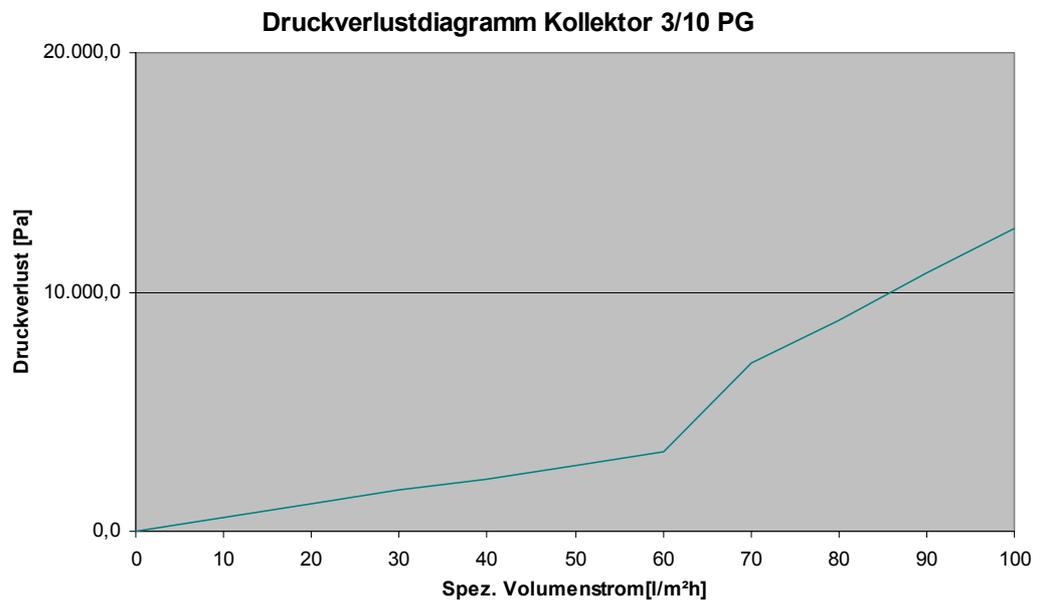
8 Module $b \times h = 3 \times 4,5$ m mit Σ -förmiger Durchströmung (je 8 Finnen pro Feld) nach Tiechelmansschaltung parallel, Durchflußlänge = 11,5 m.

Rohr	Medium	Umschlagpunkt [l/m ² h]	Druckverlust [Pa] bei 40 l/m ² h
10 x 0,5 mm	Propylenglykol 38%	66	2.200
10 x 0,5 mm	Ethylenglykol 34%	47	1.605
8 x 0,5 mm	Propylenglykol 38%	52	6.060
8 x 0,5 mm	Ethylenglykol 34%	37	8.042

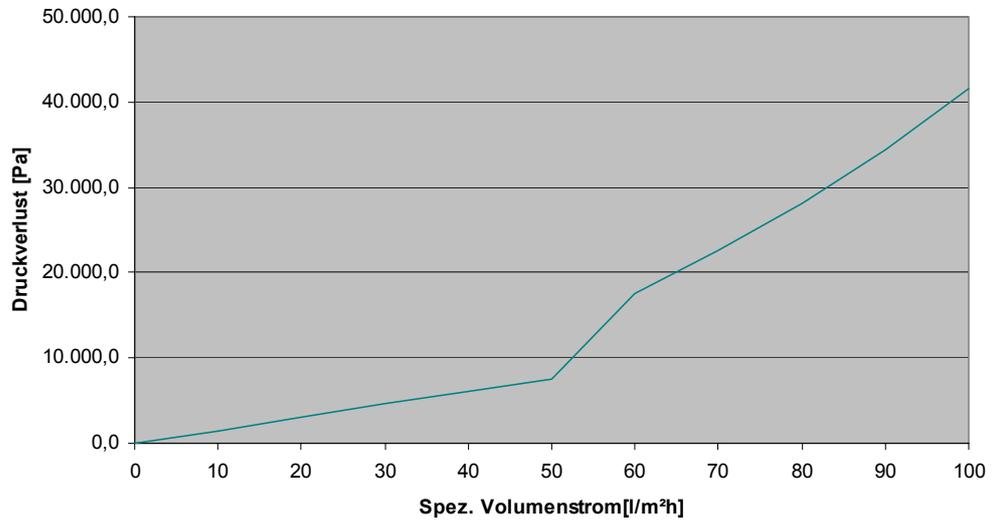
Bewertung:

Die Durchströmungslänge von nur 11,5 m bewirkt durchwegs einen sehr niedrigen Druckverlust. Mit dieser Verschaltung können aber nur hohe Volumenströme mit geringer Temperaturspreizung gefahren werden, ansonsten würden laminare Strömungsverhältnisse mit vermindertem Wärmeübergang herrschen. Bei Verwendung der größeren Rohrdimension ergibt sich ein relativ großer spezifischer Absorberinhalt von 0,81 l/m².

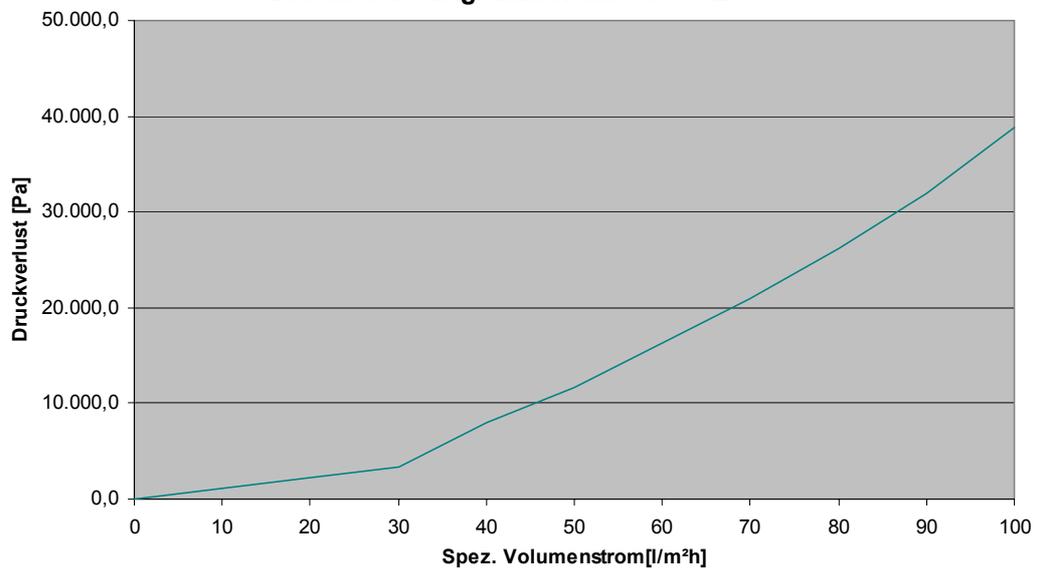




Druckverlustdiagramm Kollektor 3/8 PG



Druckverlustdiagramm Kollektor 3/8 EG



2.4.4 Variante 4

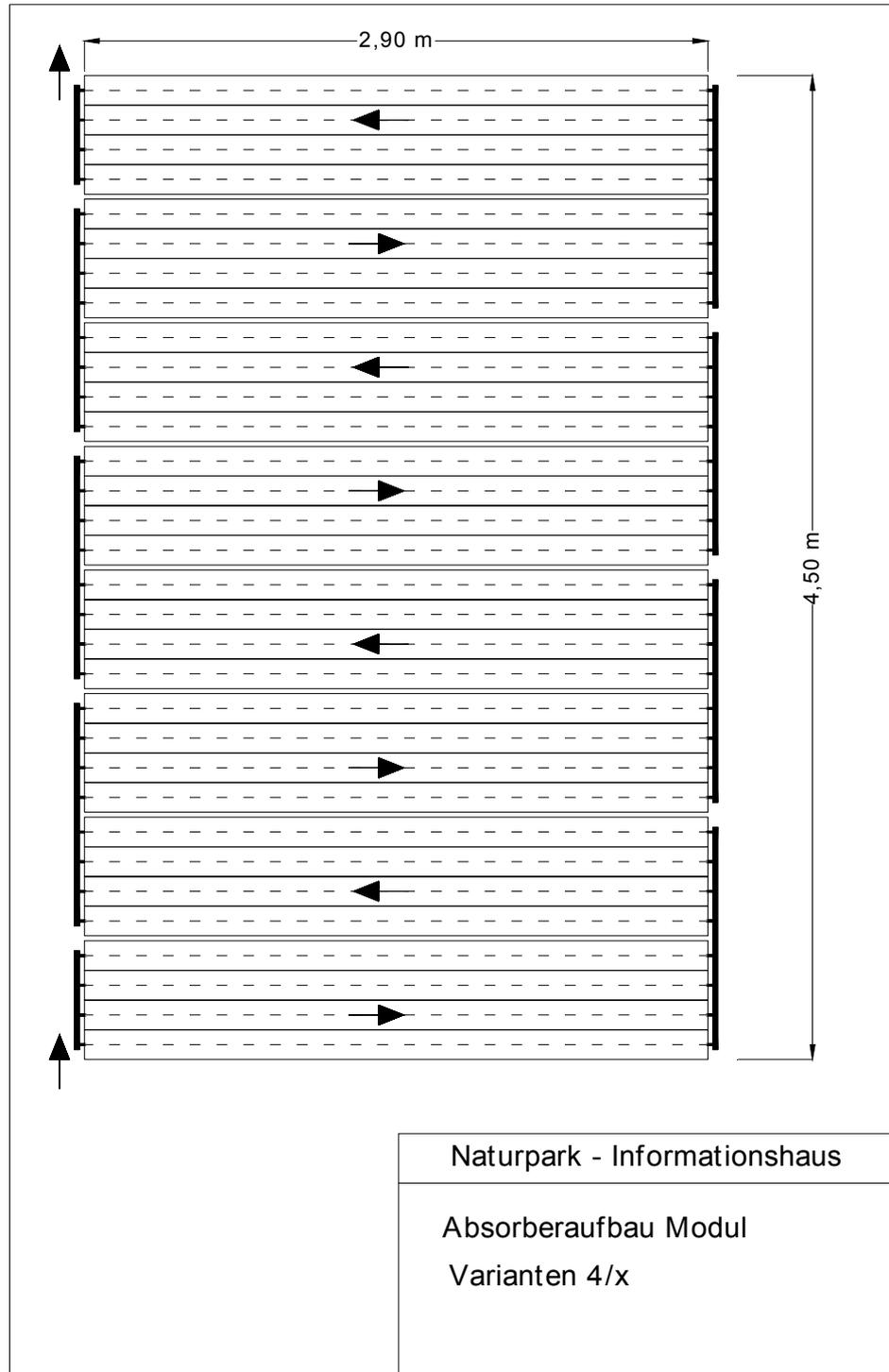
Beschreibung:

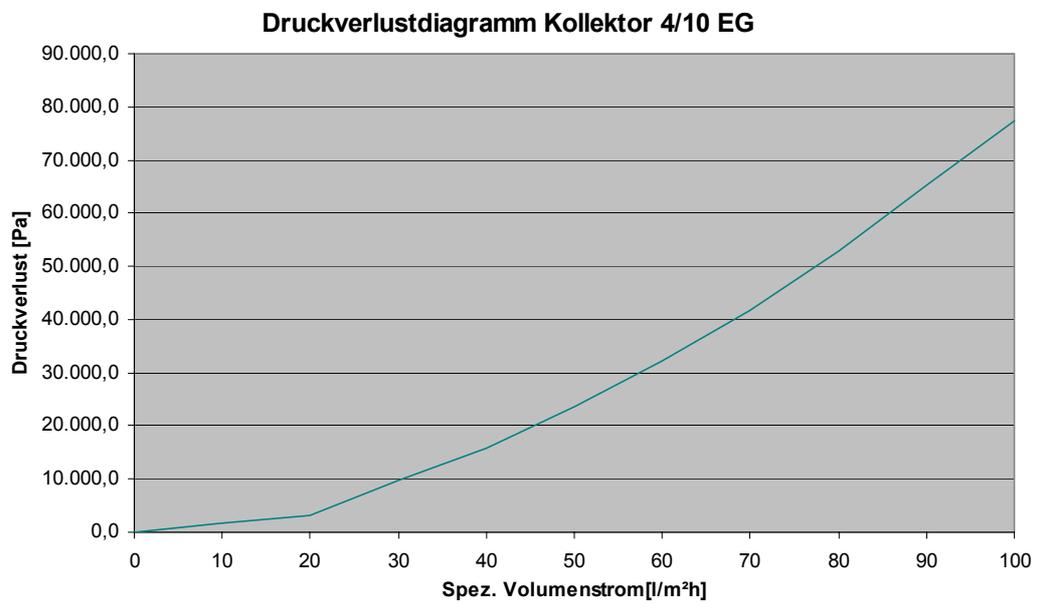
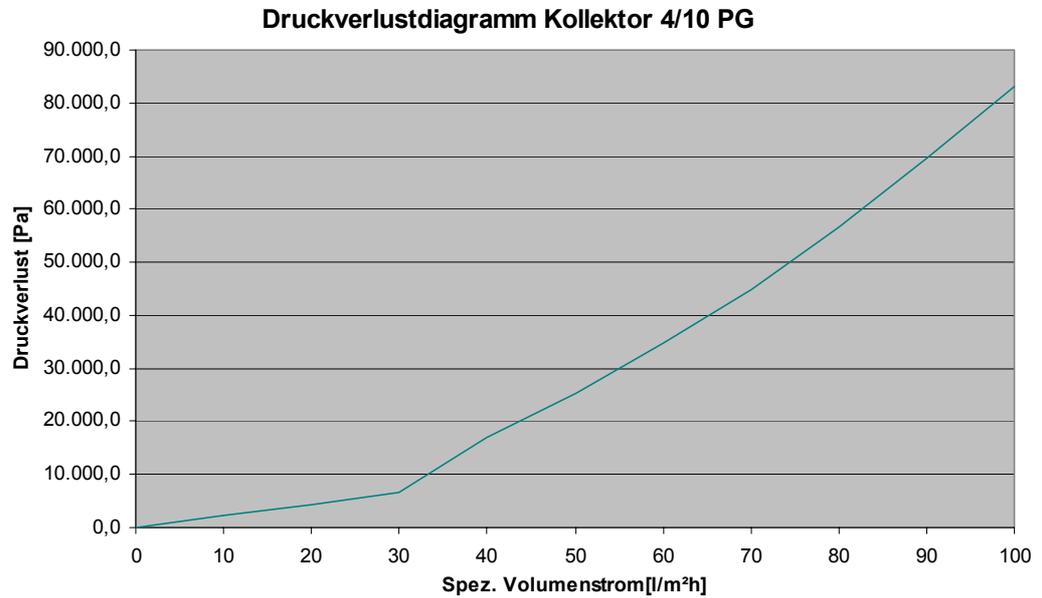
8 Module $b \times h = 3 \times 4,5$ m mit WW-förmiger Durchströmung (je 4 Finnen pro Feld) nach Tiechelmansschaltung parallel, Durchflußlänge = 23 m.

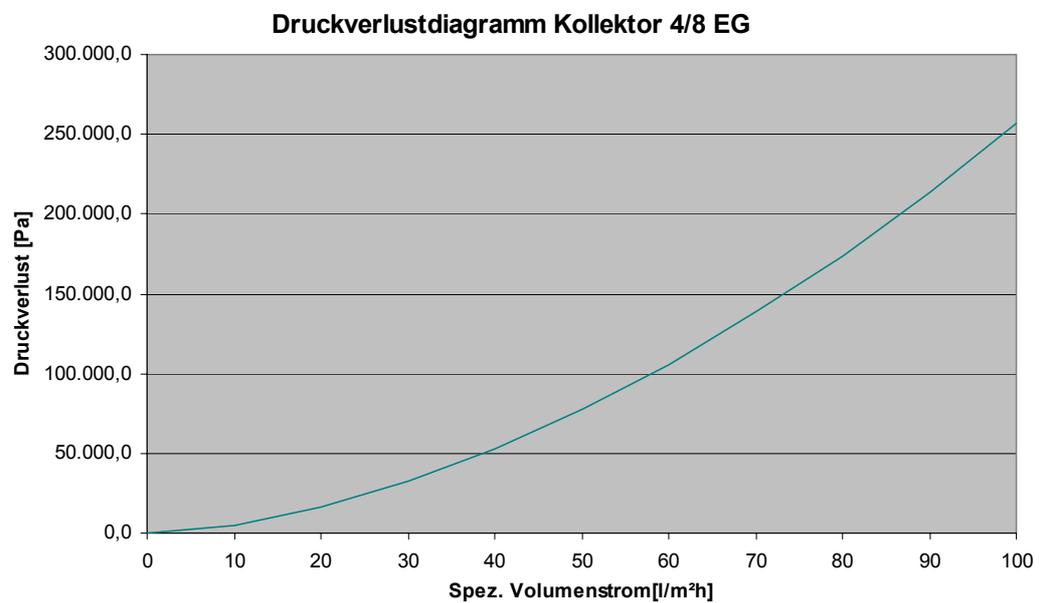
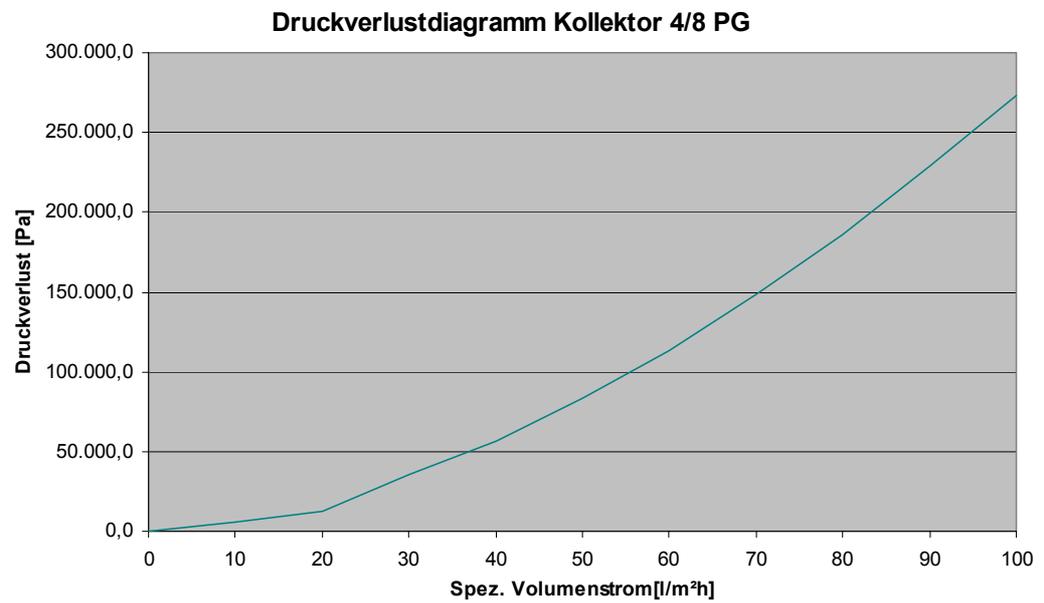
Rohr	Medium	Umschlagpunkt [l/m ² h]	Druckverlust [Pa] bei 40 l/m ² h
10 x 0,5 mm	Propylenglykol 38%	33	17.100
10 x 0,5 mm	Ethylenglykol 34%	24	15.808
8 x 0,5 mm	Propylenglykol 38%	26	56.379
8 x 0,5 mm	Ethylenglykol 34%	18	52.359

Bewertung:

Bei beiden Rohrdimensionen wird schnell turbulente Strömung erreicht. Beim Absorberrohr 8 x 0,5 steigt jedoch der Druckverlust unverhältnismäßig stark an, so daß diese Variante nur für ausgesprochene Low-Flow-Konzepte in Frage kommt.







2.4.5 Variante 5

Beschreibung:

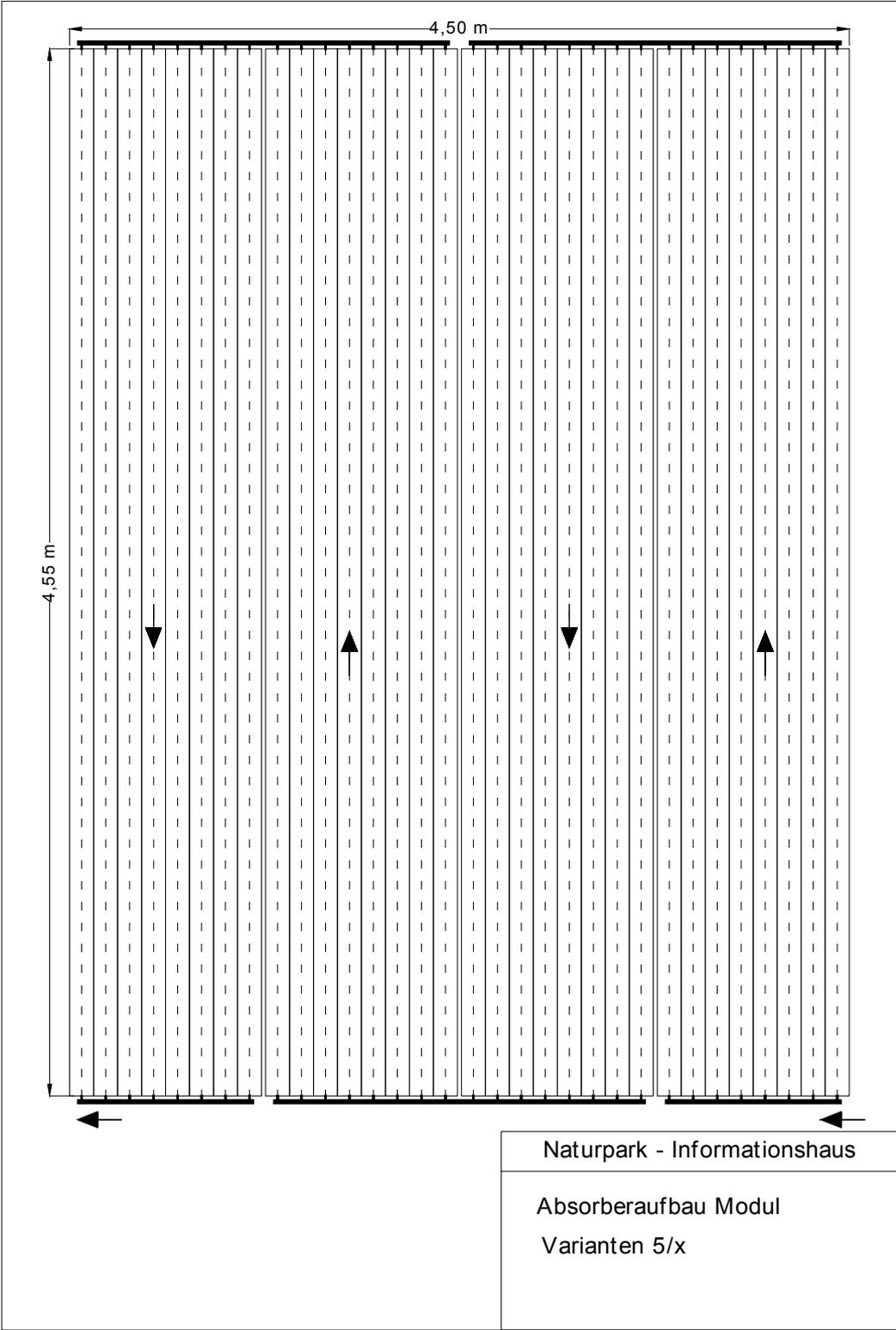
5 Module $b \times h = \text{ca. } 4,7 \times 4,5 \text{ m}$ mit Σ -förmiger Durchströmung (je 8 Finnen pro Feld) in zwei Einheiten, Durchflußlänge = 18,3 m.

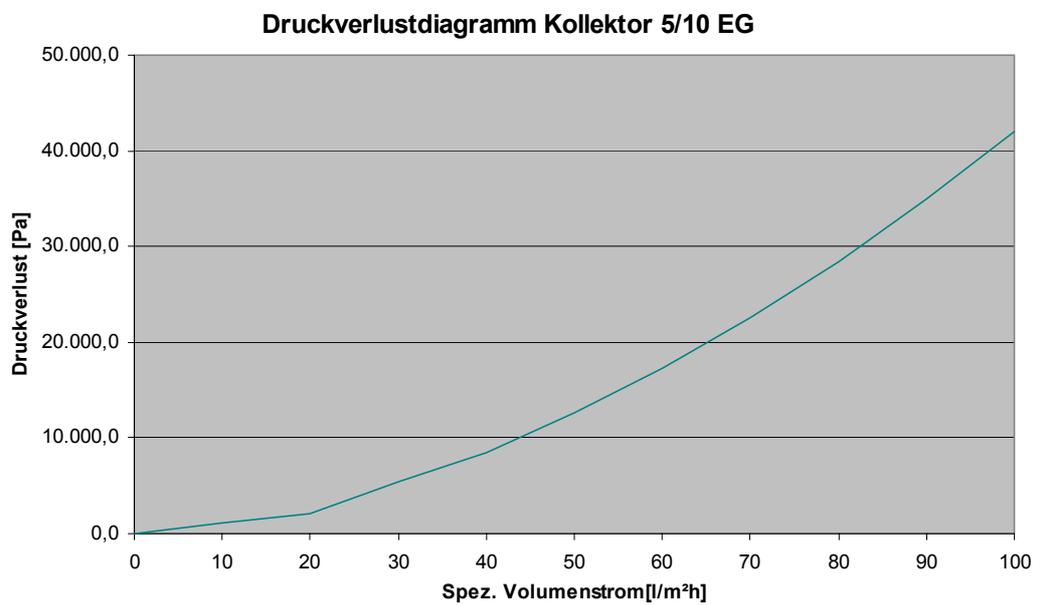
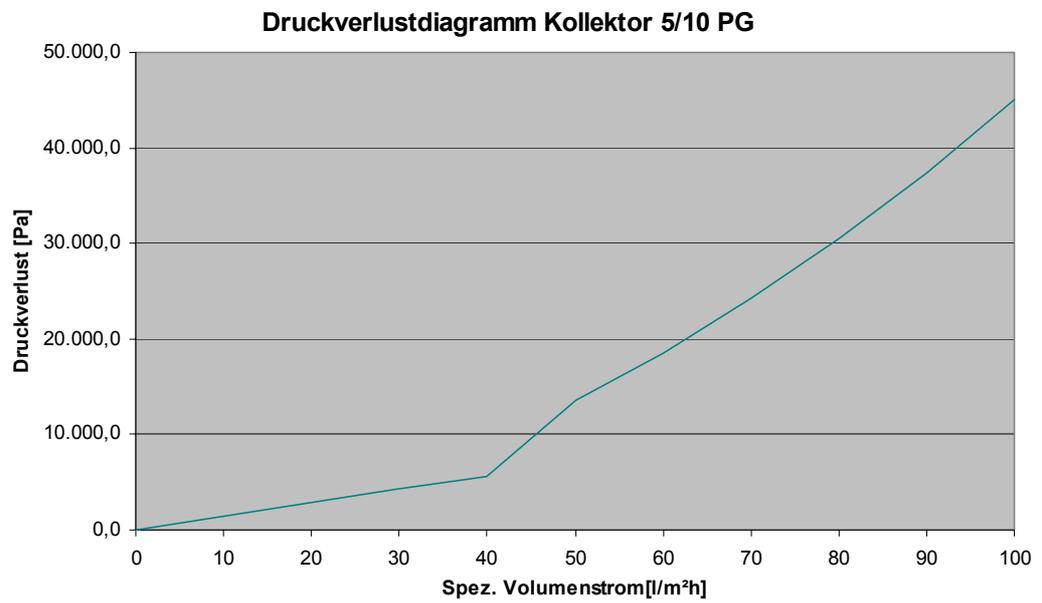
Rohr	Medium	Umschlagpunkt [l/m ² h]	Druckverlust [Pa] bei 40 l/m ² h
10 x 0,5 mm	Propylenglykol 38%	42	5.556
10 x 0,5 mm	Ethylenglykol 34%	30	5.442
8 x 0,5 mm	Propylenglykol 38%	32	30.683
8 x 0,5 mm	Ethylenglykol 34%	23	28.400

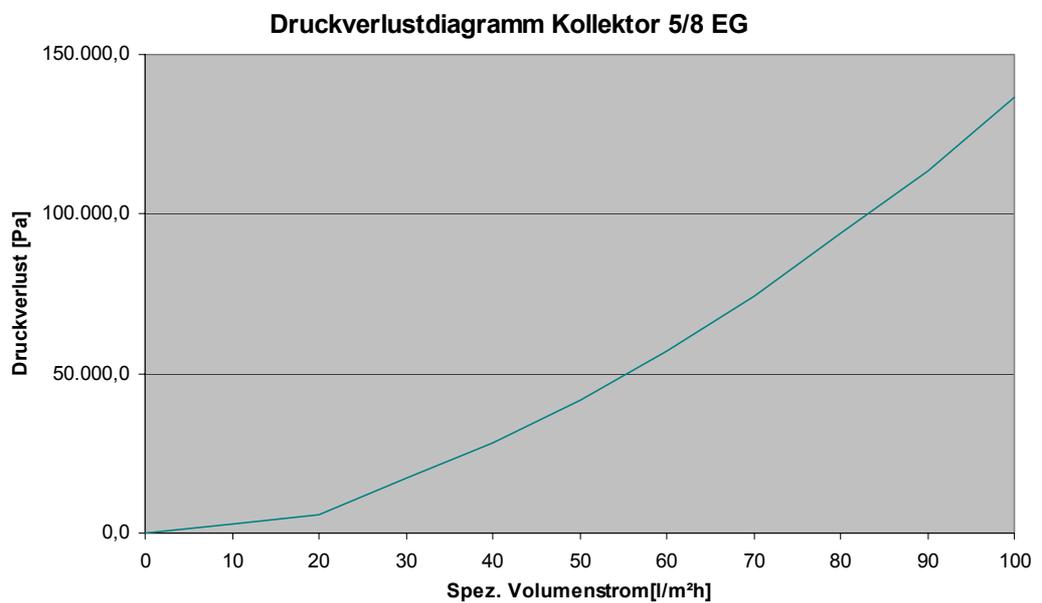
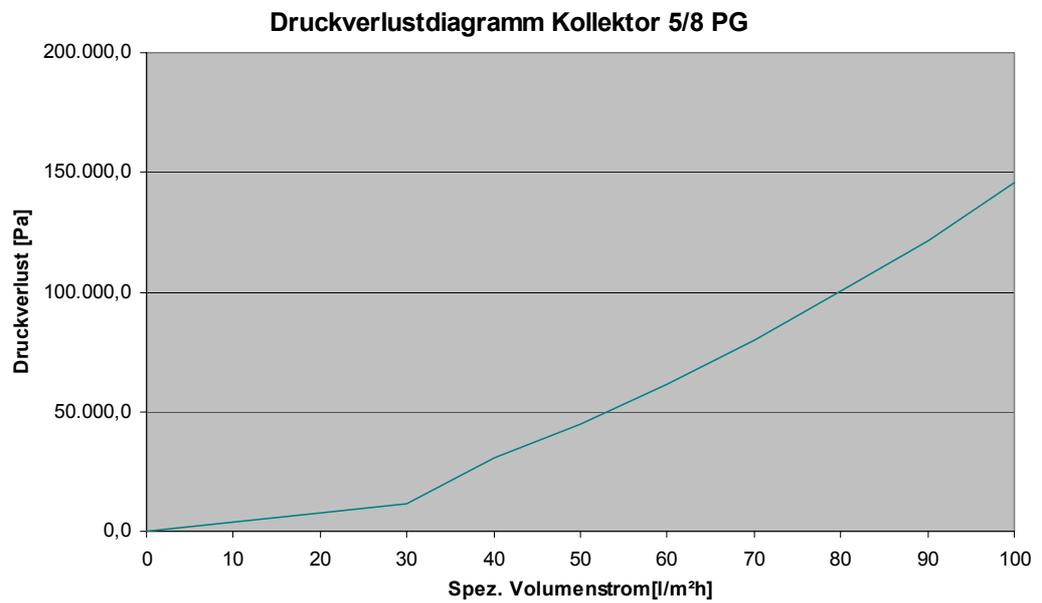
Bewertung:

Bezüglich Umschlagpunkt und Druckverlust ist diese Verschaltung für den Medium-Flow-Betrieb geeignet. Anzumerken ist, daß speziell für das Naturparkhaus, bedingt durch die Fassadenabmessungen, zwei unsymmetrische Einheiten (links zwei Module mit Finnenlänge 4,33 m, rechts drei Module mit Finnenlänge 4,85 m) gebaut werden müßten. Für die Berechnung sind gleich große Module angenommen worden, da der Unterschied unerheblich ist. Allerdings muß in der Praxis ein hydraulischer Abgleich vorgenommen werden, um gleiche spezifische Volumenströme zu erreichen.

Da die Modulflächen hier größer sind, kann ein günstigeres Brutto-Netto-Flächenverhältnis erreicht werden.







3. Wärmetauscher

3.1 Auslegungsmassenströme

Das zugrunde gelegte Konzept sieht drei Wärmetauschereinheiten vor, bestehend aus mehreren parallelgeschalteten Rohrschlangen DN 25 aus Stahl.

Die Strömungsverhältnisse in Rohrschlangen sind weitaus komplizierter als in geraden Rohren, da hierbei bedingt durch die auftretenden Zentrifugalkräfte Querwirbel entstehen. Dadurch wird dem Medium kinetische Energie, die zur Turbulenzbildung erforderlich ist, entzogen. Je nach Windungsdurchmesser und Rohrrinnendurchmesser erhöht sich dadurch die kritische Reynoldszahl. Die genauen Zusammenhänge sind z.B. in Wagner „Strömung und Druckverlust“ beschrieben. Zur Berechnung der Rohrwiderstandsbeiwerte wurden die Gleichungen von Mishra und Gupta verwendet.

Ein Nachrechnen der von der Firma Jenni Energietechnik AG dimensionierten Wärmetauscher ergab, daß trotz oben aufgeführter Zusammenhänge bei allen Betriebszuständen in den Rohrschlangen ausgebildete turbulente Strömung herrscht. Die Berechnungen beziehen sich auf Propylenglykol 38% ($c = 3,85 \text{ kJ/kgK}$) als Wärmeträgermedium.

Die Besonderheit bei der Wärmetauscherverschaltung besteht darin, daß die Energie auf drei Ebenen eingebracht werden kann und durch serielles Hinzuschalten von Tauschereinheiten je nach Energieeintrag die Gesamtauscherfläche vergrößert wird. Durch die Reihenschaltung erhöht sich der Druckverlust, der Volumenstrom wird schrittweise reduziert. Als Folge stellt sich eine höhere Temperaturspreizung im Solarkreis ein, was der Temperaturschichtung im Speicher zugute kommt.

Die nötigen Volumenströme werden im Folgenden für drei typische Betriebszustände berechnet, die Temperaturdifferenzen iteriert. Für den Wärmetauscher wurde ein mittlerer Wärmeübergangskoeffizient von $500 \text{ W/m}^2\text{K}$ eingesetzt. Für die Speichertemperaturen wird angenommen:

Oben:	60°C
Mitte:	50°C
Unten:	40°C

Die Wärmetauschereinheiten oben und in der Mitte bestehen aus je 3, unten aus je 4 parallelgeschalteten Rohrschlangen mit 36 m Länge. Für die drei Betriebszustände wird eine Absorberleistung von 250, 450 bzw. 650 W/m² angenommen.

Betriebszustand			1	2	3
Durchströmte Tauschereinheiten			WT 1	WT 1 + 2	WT 1+2+3
Wirksame Tauscherfläche	A_{WT}	[m ²]	11,43	22,86	38,11
Spreizungsbezogene Wärmeleistung	$k \times A$	[W/K]	5.715	11.430	19.055
Spez. Wärmeleistung Absorber	\dot{q}	[W/m ²]	250	450	650
Zu übertragende Wärmeleistung	\dot{Q}	[kW]	25	45	65
Logarithmische Übertemperatur	Θ	[K]	4,4	3,9	3,4
Temperaturen Solarkreis	t_v/t_r	[°C]	49/42	57/43	63/44
Temperaturspreizung Solarkreis	$\Delta\vartheta$	[K]	7	14	21
Auslegungsmassenstrom	\dot{m}	[kg/s]	0,93	0,83	0,80
Auslegungsvolumenstrom	\dot{V}	[l/s]	0,91	0,81	0,78
Spezifischer Volumenstrom	\dot{v}	[l/m ² h]	32,8	29,2	28,1

3.2 Varianten

Um auf Drosselorgane zur genauen Einstellung der Auslegungsvolumenströme verzichten zu können, wurde eine abgeänderte Wärmetauscherverschaltung rechnerisch erfaßt.

Unten:	5 parallele Schlangen mit je 36 m Länge
Mitte:	3 parallele Schlangen mit je 36 m Länge
Oben:	2 parallele Schlangen mit je 48 m Länge

Damit kann eine höher Druckverlustautorität der Wärmetauscher erzielt werden. Die Volumenströme für die einzelnen Betriebszustände liegen dadurch weiter auseinander (siehe Anlagenkennlinie). Die Gesamtwärmetauscherfläche erhöht sich bei dieser Verschaltung auf 40,65 m². Laut Auskunft des Herstellers lassen sich diese Tauschereinheiten fertigungstechnisch nicht ohne weiteres realisieren.

Neben integrierten Glattröhrwärmetauschern wurde auch der Einsatz eines externen **Plattenwärmetauschers** in Erwägung gezogen.

Als **Vorteile** hierbei sind aufzuführen:

- Geringerer Anlageninhalt (ca. 300 anstatt 500 l), dadurch ggf. kürzere Ansprechzeit
- Durch Gegenstromprinzip etwas höhere mittlere Temperaturdifferenzen möglich
- Die Rohrdimension der Solarkreisleitung kann evtl. verringert werden
- Insgesamt geringerer Materialeinsatz

Dem stehen als **Nachteile** gegenüber:

- Höherer Regelungsaufwand
- Sekundärseitig zusätzliche Pumpe nötig
- Keine hydraulische Trennung
- Heizungswasser muß aufbereitet werden

Kostenmäßig betrachtet besteht - je nach Bezugsquelle - zwischen diesen Varianten kein erheblicher Unterschied. Aus Gründen der höheren Betriebssicherheit wurde die Variante mit integrierten Glattröhrwärmetauschern bevorzugt.

4. Rohrnetz und Armaturen

4.1 Einbauten, Stellglieder und Pumpe

Das Hinzuschalten der Wärmetauschereinheiten wird mittels Motorkugelhähnen realisiert. Alternativ kann auch ein eigens entwickelter elektrischer 5-Wege-Umschalhahn eingesetzt werden. Diese Stellorgane haben bei jedem Betriebszustand vollen Durchgang und damit einen geringen Einzeldruckverlust. Außerdem kann bei Verwendung dieser Stellglieder auf eine Schwerkraftbremse verzichtet werden. Nicht dichtschießende Schwerkraftbremsen (Rückschlagventile) verursachen häufig Betriebsstörungen und weisen darüber hinaus hohe Zeta-Werte (Druckverlustbeiwerte) auf. Bei der geplanten Anlage wird bei Stillstand der Pumpe der Solarkreis sicher verriegelt, unkontrollierte Zirkulationen und Energieverluste durch den Kollektor damit ausgeschaltet.

Die Einzeldruckverluste durch Einbauten und Formstücke setzen sich wie folgt zusammen:

Einbauten	Anzahl	Zeta-Wert	Summe
Bogen 90° r/d = 2,0	15	0,35	5,25
T-Stück Durchgang	2	0,5	1,0
T-Stück Abzweig	1	1,0	1,0
Sammler Eintritt	1	1,0	1,0
Verteiler Austritt	1	0,5	0,5
El. Umschalhahn	1	2,5	2,5
Summe			11,25

4.2 Solarkreisleitung

Als Rohrmaterial für die Solarkreisleitungen wird in jedem Fall Kupfer eingesetzt, da es praktisch hydraulisch glatt (Wandrauhigkeit $k = 0,0015 \text{ mm}$) und gut korrosionsbeständig gegenüber Glykol-Wasser-Gemischen ist. In Frage kommen die Rohrdimensionen $42 \times 1,5$ oder $54 \times 2,0 \text{ mm}$. Für den Auslegungsfall ($V = 0,91 \text{ l/s}$) gelten folgende Werte:

Dimension	42 x 1,5	54 x 2,0
Strömungsgeschwindigkeit	0,76 m/s	0,46 m/s
Rohrreibungsdruckgefälle	209 Pa/m	64 Pa/m
Inhalt	1,195 l/m	1,963 l/m
Masse Rohrmaterial	1,700 kg/m	2,910 kg/m

Bei der nächst kleineren Dimension $35 \times 1,5 \text{ mm}$ würde das Rohrreibungsdruckgefälle bereits über 500 Pa/m betragen, läge also nicht mehr im akzeptablen Bereich.

Bezüglich Materialaufwand (Ökobilanz) ist die kleinere Rohrdimension vorzuziehen. Regelungstechnisch ist die Leitung $54 \times 2 \text{ mm}$ günstiger, da hier der Anteil am Gesamtdruckverlust geringer ist. Damit lassen sich die angestrebten Volumenströme für die drei Betriebszustände ohne zusätzliche Drosselorgane leichter erreichen, wie aus den Gesamt-Anlagenkennlinien ersichtlich wird.

4.3 Pumpe

Aus den Einzeldruckverlusten wird ersichtlich, daß die Solarkreispumpe beim Auslegungsvolumenstrom von $0,91 \text{ l/s}$ je nach Anlagenvariante eine Förderhöhe von 4 bis 6 m erreichen soll. Zudem ist hier eine flache Pumpenkennlinie vorteilhaft. Bei einer sehr steilen Pumpenkennlinie würden sich im Extremfall die Volumenströme der drei angestrebten Betriebszustände kaum unterscheiden.

Der Einsatz einer stufenlos drehzahlgeregelten Pumpe wäre nur in Verbindung mit einem Plattenwärmetauscher sinnvoll, da beim vorliegenden Konzept die Volumenstromregelung durch die hydraulische Abstimmung dreistufig („vario-flow“) erfolgt.

Wegen des höheren Wirkungsgrades ist einer 400 V Drehstromausführung der Vorzug zu geben. Ein geeignetes Fabrikat ist z.B. DAB A 80/180 XT.

4.4 Anlagenkennlinie

Die tatsächlichen Arbeitspunkte für die drei Betriebszustände ergeben sich nach Festlegung der Pumpenkennlinie. Durch Variation der Rohrdimensionen, der Wärmetauscher und der Absorberverschaltung sowie der Pumpendrehzahl (Schaltstufe) können die jeweiligen Arbeitspunkte verschoben werden. Durch zusätzliche Widerstände (Drosseln) in den Teilkreisen kann die jeweilige Anlagenkennlinie noch korrigiert werden.

Nachfolgend werden mehrere Kombinationen mit den resultierenden Anlagenkennlinien aufgeführt.

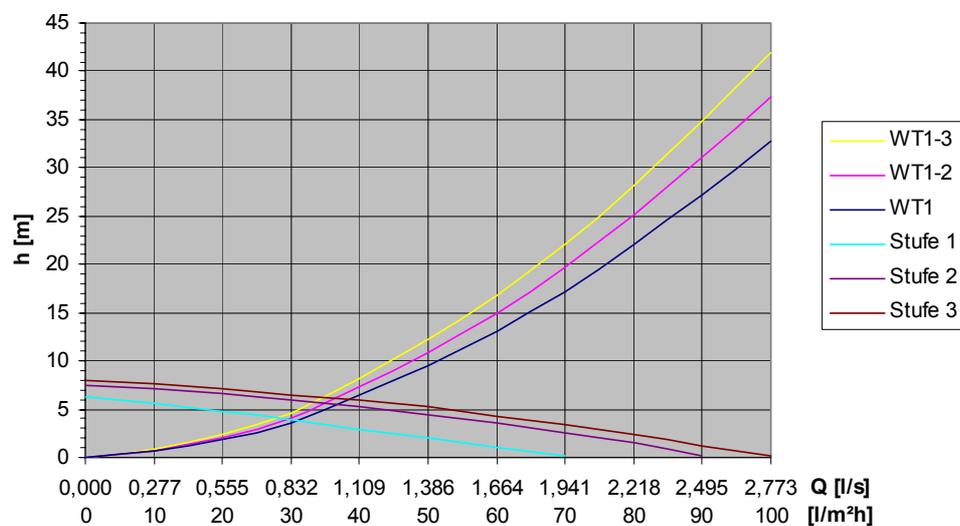
4.4.1 Variante 1

Absorberverschaltung:	Var 4 / 10 PG (8 x WW parallel)
Wärmetauschergeometrie:	Var 1 / 4-3-3 (je 36 m)
Rohrleitung:	42 x 1,5
Eingesetzte Pumpe:	DAB A 80/180 XT, Stufe 3
Zusätzliche Widerstände:	keine

Bewertung:

Der Absorber wird bei dieser Kombination stets turbulent durchströmt, die Volumenströme sind aber etwas höher als die Auslegungsvolumenströme, wodurch sich eine etwas geringere Temperaturpreizung ergibt. Die Gesamtdruckverlusthöhe ist mit 6,0 bis 6,4 m verhältnismäßig hoch. Die Unterschiede der Volumenströme bei den einzelnen Betriebszuständen sind eher gering.

Anlagenkennlinie



4.4.2 Variante 2

Absorberverschaltung: Var 4 / 10 PG (8 x WW parallel)

Wärmetauschergeometrie: Var 2 / 5-3-2 (36, 36 und 48 m)

Rohrleitung: 42 x 1,5

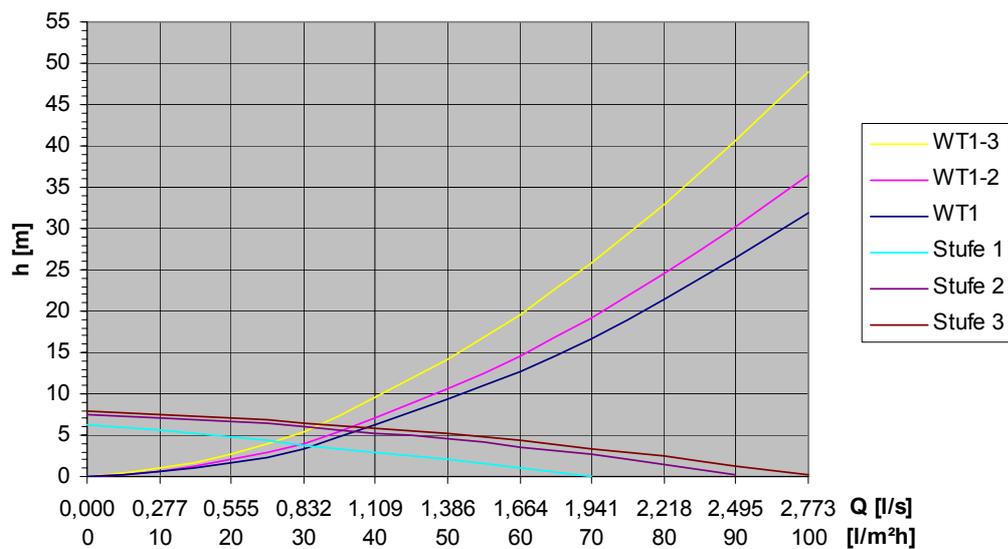
Eingesetzte Pumpe: DAB A 80/180 XT, Stufe 2

Zusätzliche Widerstände: keine

Bewertung:

Auch bei dieser Kombination wird der Absorber bei allen Betriebszuständen turbulent durchströmt. Die Volumenströme liegen hier etwas weiter auseinander, der Gesamtdruckverlust ist mit 5,4 bis 6,0 m günstiger als bei Variante 1.

Anlagenkennlinie



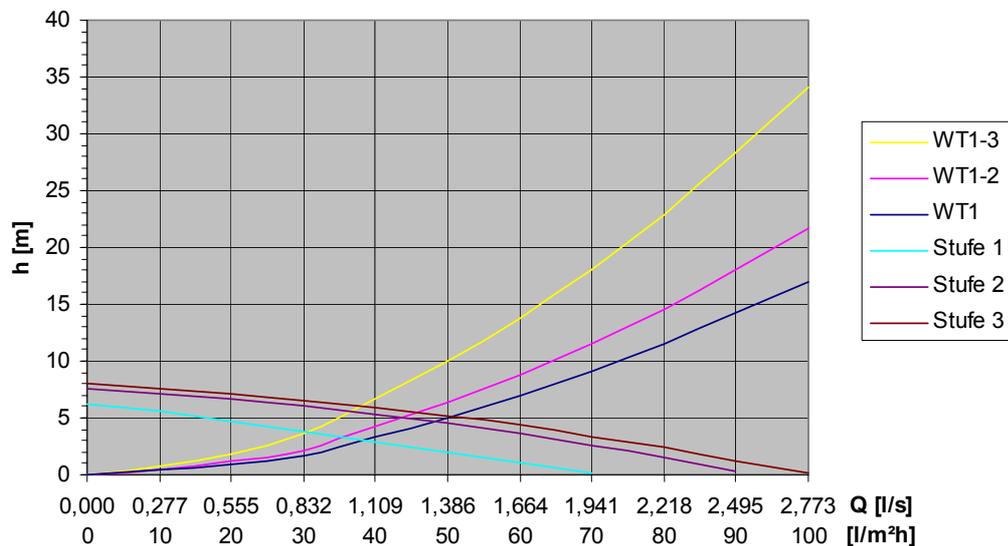
4.4.3 Variante 3

Absorberverschaltung:	Var 4 / 10 PG (8 x WW parallel)
Wärmetauschergeometrie:	Var 2 / 5-3-2 (36, 36 und 48 m)
Rohrleitung:	54 x 2
Eingesetzte Pumpe:	DAB A 80/180 XT, Stufe 1
Zusätzliche Widerstände:	keine

Bewertung:

Bei dieser Variante wird im Betriebszustand 3 (alle drei Tauscher in Reihe durchströmt) der kritische Volumenstrom knapp unterschritten, kommt aber den Auslegungsvolumenströmen am nächsten. Möglich ist auch ein Betrieb auf Pumpenstufe 2. Turbulente Durchströmung wird damit erreicht, die Volumenströme erhöhen sich dann aber auf 35 bis 47 l/m²h. Günstig ist bei dieser Variante der geringe Gesamtdruckverlust.

Anlagenkennlinie



4.4.4 Variante 4

Absorberverschaltung: Var 5 / 10 PG (5 x EW parallel)

Wärmetauschergeometrie: Var 1 / 4-3-3 (je m)

Rohrleitung: 42 x 1,5

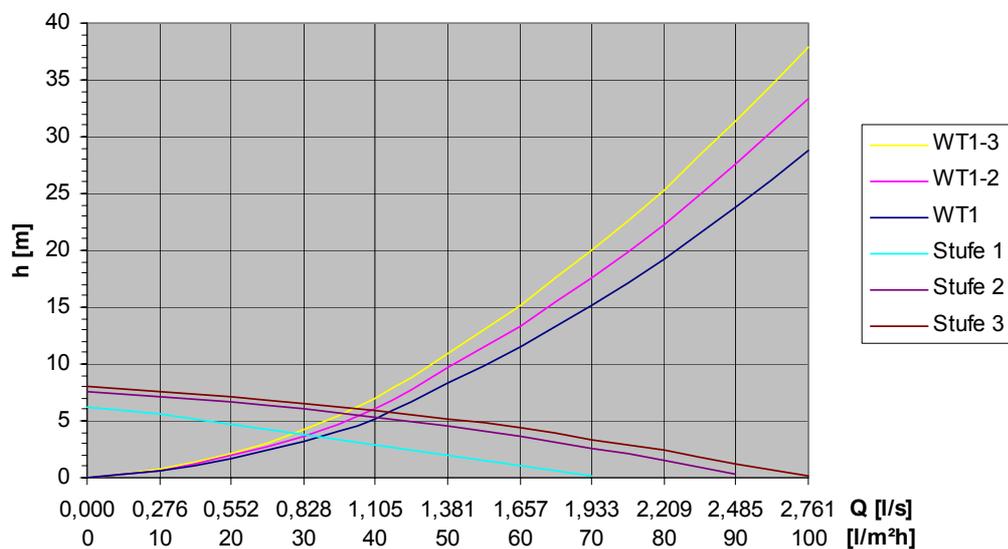
Eingesetzte Pumpe: DAB A 80/180 XT, Stufe 3

Zusätzliche Widerstände: keine

Bewertung:

Bedingt durch den geringeren Absorberdruckverlust stellen sich hier deutlich höhere Volumenströme ein. Da aber der Umschlagpunkt bei dieser Absorberverschaltung oberhalb 41 l/m²h liegt, herrschen bei Zustand 2 und 3 laminare Strömungsverhältnisse.

Anlagenkennlinie



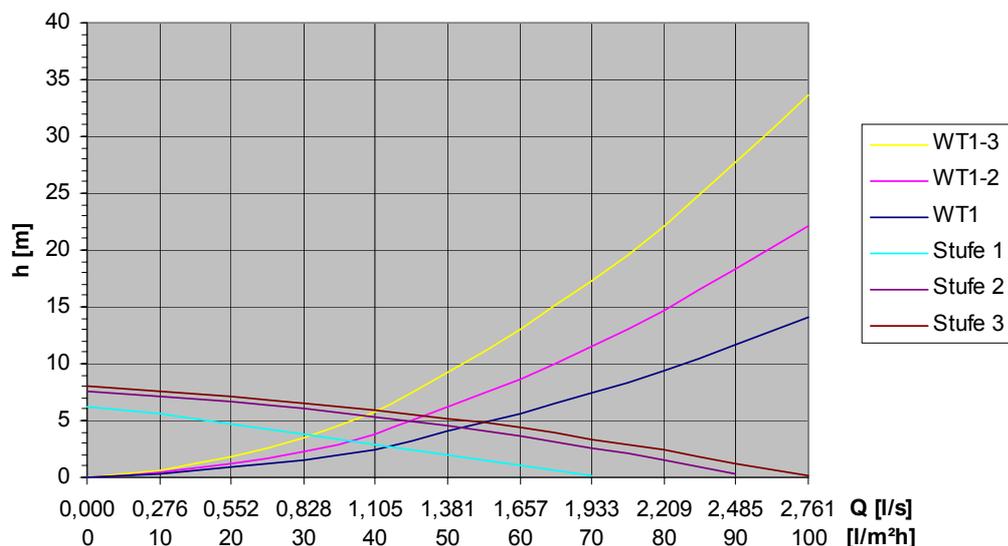
4.4.5 Variante 5

Absorberverschaltung:	Var 5 / 10 PG (5 x EW parallel)
Wärmetauschergeometrie:	Var 1 / 4-3-3 (je m)
Rohrleitung:	54 x 2
Eingesetzte Pumpe:	DAB A 80/180 XT, Stufe 3
Zusätzliche Widerstände:	Bei WT 2 ζ -Wert 30 und bei WT 3 ζ -Wert 60

Bewertung:

Durch die größere Rohrdimension reduziert sich der Gesamtdruckverlust noch weiter, wodurch sich noch höhere Volumenströme ergeben würden. Hier wurden aber mit zusätzlichen Widerständen die Kennlinien 2 und 3 korrigiert, so daß sich deutlichere Unterschiede der Volumenströme 1, 2 und 3 ergeben. Durch die insgesamt höheren Volumenströme ergibt sich eine andere Betriebscharakteristik (high-flow) mit geringeren Temperaturspreizungen. In der Summe erhöht sich die Wärmetauscherleistung etwas.

Anlagenkennlinie



5. Zusammenfassung

Die Abstimmung der Anlagenhydraulik hat einen nicht unerheblichen Einfluß auf den Energieertrag der Anlage. Ein vollturbulent ausgebildetes Stömungsprofil im Absorber hat gegenüber laminarer Strömung eine Leistungsverbesserung von ca. 3 bis 5 % zur Folge.

Durch eine sorgfältige Auslegung der Wärmetauscherflächen können niedrige mittlere Systemtemperaturen eingehalten werden. Der Kollektor kann dadurch immer in einem günstigen Wirkungsgradbereich arbeiten.

Die günstigsten hydraulischen Werte ergeben sich bei Variante 3 und 5, dafür ist hier, bedingt durch die größere Rohrdimension, der Anlageninhalt am höchsten. Die Kombination 3 liegt den Auslegungsbetriebszuständen am nächsten. Variante 1 und 2 weisen jeweils eng beieinanderliegende Kennlinien auf, sind aber bezüglich Gesamtvolumenstrom und Druckverlust noch tolerabel.

Für die Konstruktion des Fassadenkollektors wird die für diesen Anwendungsbereich die hydraulisch günstigste Absorberverschaltung Variante 4 mit „WW-förmiger“ Anordnung zugrunde gelegt. Der Aufbau der Kollektormodule wird im folgenden Kapitel beschrieben.

Da für die Kollektor-Verteilungsleitung ohnehin ein Mindestquerschnitt von 1.600 mm² erforderlich ist und die Verbindungsleitung zum Speicher relativ kurz ist, wird für den gesamten Solarkreis eine Rohrdimension von 54 x 2 mm gewählt. Für die Anschlußleitungen der Kollektormodule werden Kupferrohre 18 x 1 mm eingesetzt, jede Kollektorrücklaufleitung ist durch je einen Kugelhahn DN 15 einzeln absperrbar. Durch je zwei KFE-Hähne sind die Module einzeln spülbar.

Die Wärmetauschergeometrie wird im Rahmen der Möglichkeiten des Herstellers möglichst wie in Anlagenvariante 3 optimiert.

6. Dimensionierung der weiteren Anlagenteile

6.1 Solar-Ausdehnungsgefäß

Da die Solaranlage weitgehend stillstandssicher ausgelegt wird, muß das Ausdehnungsgefäß im Solarkreis zusätzlich zum thermischen Ausdehnungsvolumen den gesamten Absorberinhalt und den Inhalt der Anschlußleitungen (plus einen Meter als Sicherheit) aufnehmen können.

Bestimmung des Ausdehnungsvolumens:

$$\Delta V_{th} = V_A \times n$$

$$\Delta V_{th} = \text{Thermisches Ausdehnungsvolumen [l]}$$

$$V_A = \text{Anlageninhalt} = 493,4 \text{ l}$$

$$n = \text{Ausdehnungsfaktor, wobei}$$

$$n = \frac{v_{max.} - v_0}{v_0} = \frac{1,042 \text{ dm}^3 / \text{kg} - 0,953 \text{ dm}^3 / \text{kg}}{0,953 \text{ dm}^3 / \text{kg}} = 0,0933$$

$$v_{max.} = \text{spezifisches Volumen bei Maximaltemperatur (130°C)}$$

$$v_0 = \text{spezifisches Volumen bei Minimaltemperatur (-25°C)}$$

$$\Rightarrow \Delta V_{th} = 493,4 \text{ l} \times 0,0933 = 46,0 \text{ l}$$

Bestimmung der Wasservorlage:

$$W = V_A \times 0,005 = \text{bzw. mind. } 3,0 \text{ l} \Rightarrow W = 3,0 \text{ l}$$

Ermittlung des Vordruckes:

$$p_v = h_A \cdot 0,1 + p_d + S \text{ (Überdruck im bar)}$$

$$h_A = \text{Anlagenhöhe über MAG (Maß Mitte MAG bis zum höchsten Anlagenpunkt)} = 8,0 \text{ m}$$

$$p_D = \text{Dampfdruck bei Maximaltemperatur} = 2,0 \text{ bar}$$

$$S = \text{Sicherheitszuschlag} = 0,1 \text{ bar}$$

$$\Rightarrow p_v = 0,8 + 2,0 + 0,1 = 2,9 \text{ bar}$$

Ermittlung des Maximaldruckes:

$$P_{\max.} = 0,8 p_{SV} + 0,1 p_{SV} \text{ (Überdruck in bar)}$$

$$p_{SV} = \text{Ansprechüberdruck des Sicherheitsventils} = 6,0 \text{ bar}$$

$$h_{SV} = \text{Höhe des Sicherheitsventils über dem MAG} = 1,0 \text{ m}$$

$$\Rightarrow P_{\max.} = 0,8 \times 6,0 + 0,1 \times 1,0 = 4,9 \text{ bar}$$

Rechnerisches Nennvolumen:

$$V_{N,\text{rechn.}} = (\Delta V_{\text{th}} + W) \cdot \frac{p_{\max.} + 1}{p_{\max.} - p_V} = (46,0 + 3,0) \cdot \frac{4,9 + 1}{4,9 - 2,9} = 144,5 \text{ l}$$

Zuschlag für Stillstandssicherheit:

Absorbervolumen incl. Verteilerrohre, Rücklaufleitung und je 1 m Anschlußleitung je Modul: 9,5 l

$$\text{Bei 8 Modulen } 8 \times 9,5 = 76,0 \text{ l}$$

Gewähltes Nennvolumen: 200 l (da Einzelabsicherung der 8 Kollektormodule).

Anlagenfülldruck:

$$p_f = \frac{(p_V + 1) \cdot V_N}{V_N - W} - 1 + S = \frac{(2,9 + 1) \cdot 200}{200 - 3,0} - 1 + 0,3 = 3,3 \text{ bar}$$

$$\text{mit } S = \text{Sicherheitszuschlag } 0,3 \text{ bar}$$

Um eine günstige Druckverteilung in der Anlage sicherzustellen, wird das Membranausdehnungsgefäß auf der Saugseite der Solarkreispumpe installiert.

6.2 Sicherheitsventile im Solarkreis

Um zu Wartungszwecken ein Absperrn einzelner Kollektoreinheiten zu ermöglichen, erhält jedes Modul ein eigenes Sicherheitsventil. Zusätzlich wird die gesamte Anlage über ein Hauptüberdruckventil abgesichert. Die Sicherheitsventile an den Kollektormodulen sollen dabei später ansprechen, als das Hauptventil. Daher wird für die Kollektormodule ein höherer Ansprechdruck gewählt.

Die Dimensionierung der Membransicherheitsventile ist in der DIN 4757 T1 geregelt. Für diese Kollektorgroße ergeben sich folgende Größen:

	Nennweite	Ansprechüberdruck
Kollektormodule	DN 15	10 bar
Hauptsicherheitsventil	DN 25	6 bar

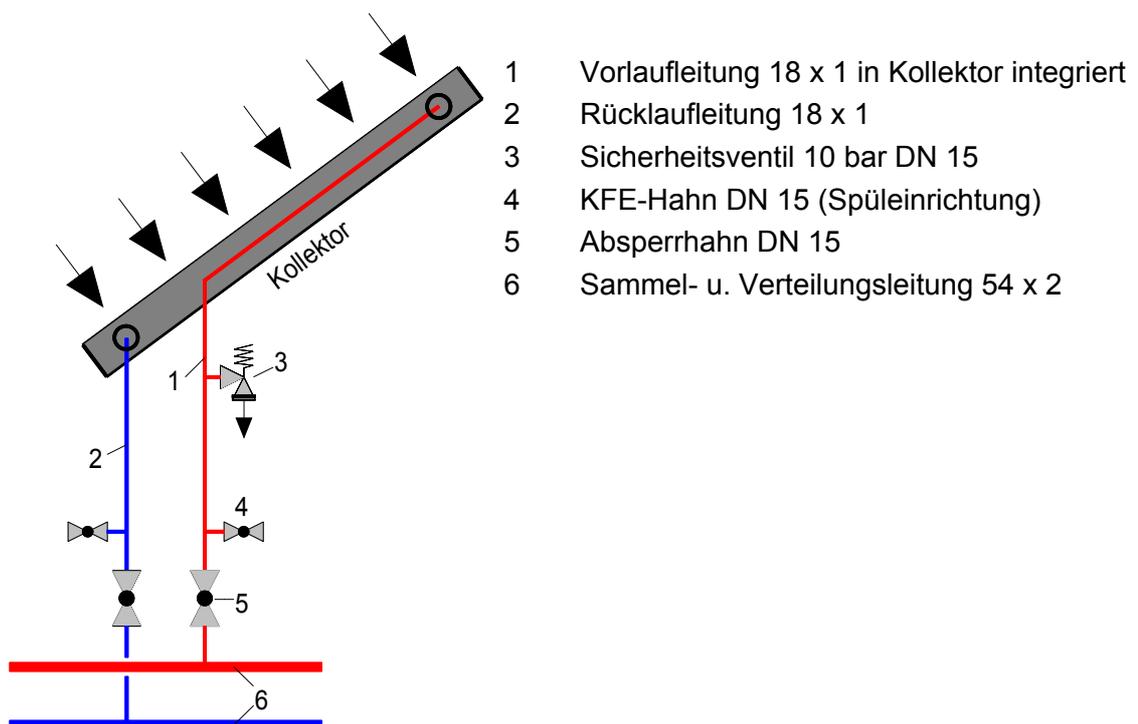


Abb. Einzelabsicherung der Kollektormodule

6.3 Heizungs-Ausdehnungsgefäß

Die Heizungsanlage inklusive Speicher wird als geschlossene Anlage mit Druckbeaufschlagung betrieben. Damit angesichts des riesigen Speichervolumens das Nennvolumen der Ausdehnungsgefäße minimiert werden kann, wird ein 2,5-bar-Sicherheitsventil oberhalb des Speichers montiert. Tiefer liegende Anlagenteile (z.B. Wärmeerzeuger) werden mit 3,0 bar Betriebsüberdruck abgesichert.

Gemäß dem vorher beschriebenen Rechengang ergeben sich folgende Werte:

Thermisches Ausdehnungsvolumen	1.280	l
Wasservorlage	160	l
Vordruck	0,9	bar
Maximaldruck MAG	2,8	bar
Gewähltes Nennvolumen	3.000	l
Anlagenfülldruck (bei 10°C)	1,1	bar

Alternativ kann anstatt eines geschlossenen Membranausdehnungsgefäßes ein pneumatisches Ausdehnungsgefäß (Konstantdruck) mit 1.500 l Nennvolumen eingesetzt werden.

6.4 Sicherheitsventil am Speicher

Der Kombispeicher wird gemäß DIN 4751 mit einem eigenen Sicherheitsventil mit einer Anschluß-Nennweite von DN 32 abgesichert. Der maximale Betriebsüberdruck beträgt bei Montage am höchsten Speicherpunkt 2,5 bar.

7. Quellenangaben

Karl-Heinz Remmers: „Große Solaranlagen – Einstieg in Planung und Praxis“

Wolfgang Streicher: „Teilsolare Raumheizung“

VDI-Wärmeatlas

Walter Wagner: „Wärmeübertragung“

Walter Wagner: „Wärmeaustauscher“

Prof. Dr. Dieter Liesch: „Wärme- und Stoffübertragung“

Prof. Dr. Dieter Liesch: „Fluidmechanik“

Ihle, Bader, Golla: „Tabellenbuch Sanitär, Heizung, Lüftung“

Prof. Wolfgang Burkhardt: „Projektierung von Warmwasserheizungen“

Josef Jenni: „Sonnenenergieanlagen mit hohem Deckungsgrad“

SPF, Hochschule Rapperswil: Prüfberichte thermische Kollektoren

Valentin Energiesoftware: T-Sol Simulationssoftware

Econsult: Polysun Simulationssoftware

DIN 4701 Heizlastberechnung

DIN 4751 T1 Wasserheizungsanlagen; sicherheitstechnische Ausrüstung

DIN 4757 Sicherheitstechnische Anforderungen solarthermische Anlagen

Hoechst AG: Technische Informationsblätter „Wärmeträgerflüssigkeiten“

Thermo Chema Ges.m.b.H.: Technische Informationsblätter Solarfostschutz

Prof. Schäfer, Dr. Synowietz: „Chemiker Kalender“

8. Anhang – Hydraulische Auslegung (detaillierter Rechengang)

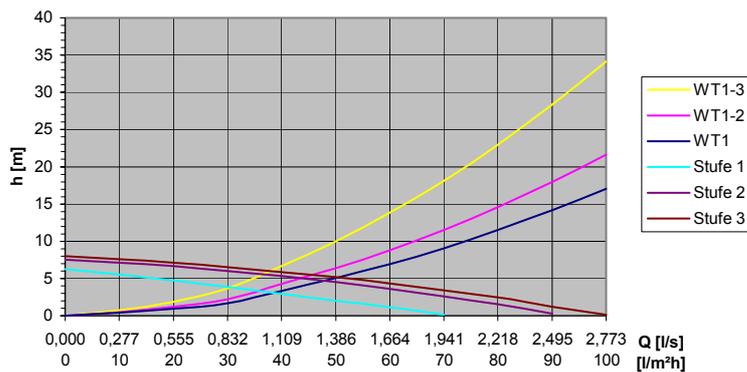
Anlagenkennlinie

Anlage/Variante: 3

													Inhalt [l]
Spezifischer Volumenstrom	Vsp [l/m ² h]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
Gesamtvolumenstrom	Vg [m ³ /s]	0,000	0,277	0,555	0,832	1,109	1,386	1,664	1,941	2,218	2,495	2,773	
Druckverlusthöhe Kollektor	h [m]	0,000	0,228	0,440	0,669	1,709	2,529	3,475	4,475	5,658	6,967	8,299	65,50
Druckverlusthöhe Rohrnetz	h [m]	0,000	0,113	0,379	0,776	1,295	1,984	2,741	3,605	4,581	5,662	6,851	258,65
Druckverlusthöhe WT 1	h [m]	0	0,047	0,123	0,219	0,356	0,531	0,734	0,967	1,257	1,55	1,866	110,05
Druckverlusthöhe WT 2	h [m]	0	0,093	0,248	0,527	0,88	1,343	1,855	2,436	3,087	3,803	4,583	66,03
Druckverlusthöhe WT 3	h [m]	0	0,223	0,696	1,45	2,445	3,591	5,007	6,622	8,352	10,353	12,549	58,69
Anlageninhalt													493,42

AKL 1	h [m]	0,000	0,388	0,942	1,664	3,360	5,044	6,950	9,047	11,496	14,179	17,016
AKL 2	h [m]	0,000	0,481	1,190	2,191	4,240	6,387	8,805	11,483	14,583	17,982	21,599
AKL 3	h [m]	0,000	0,704	1,886	3,641	6,685	9,978	13,812	18,105	22,935	28,335	34,148

Anlagenkennlinie



Eingeetzte Pumpe:
DAB A 80/180 XT

Stufe: 1

AP	[l]	1	2	3
Q	[l/m ² h]	38,00	35,50	31,00
h	[m]	2,95	3,40	3,85

Druckverlustberechnung für HFK-Absorber

Bezeichnung: Variante 4/10 PG (8 x WW parallel)

Absorbergeometrie:

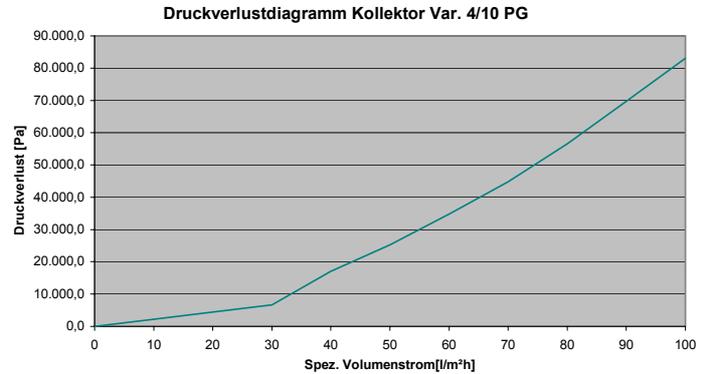
Finnenbreite	b	[mm]	135,00
Rohrdurchmesser	D	[mm]	10,00
Wandstärke	sw	[mm]	0,50
Innendurchmesser	di	[mm]	9,00
Finnenlänge (Blech)	lf	[m]	2,85
Rohrüberstand	ü	[mm]	12,00
Anz. Finnen je Feld	nf	[]	4
Anz. serieller Felder	Ns	[]	8
Parallele Einheiten	Zp	[]	8,00
Nettoabsorberfläche	A	[m²]	99,81
Bezugsfläche	Ab	[m²]	
Durchflußlänge	ld	[m]	22,99
Summe Zetawerte je Feld	SZ	[]	1,50
Rauhigkeitsbeiwert	k	[mm]	0,0015
Durchmesser Verteilerrohr	DV	[mm]	22,00
Wandstärke Verteilerrohr	sV	[mm]	1,00
Mittl. Überstand Verteilerrohr	üV	[mm]	30,00
Absorberinhalt	VA	[l]	65,50

Stoffwerte:

Mittlere Absorbenttemperatur	tA	[°C]	50
Bezugstemperatur	tB	[°C]	50
Medium (WS/PG/EG)	M	[]	PG
Kinematische Viskosität	v	[m²/s]	1,750E-06
Mittlere Dichte	r	[kg/m³]	1020
Spez. Wärmekapazität	c	[kJ/kgK]	3,85

Druckverlusttabelle:

Spezifischer Volumenstrom	Vsp	[l/m²h]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Gesamtvolumenstrom	Vg	[m³/s]	0,000E+00	2,773E-04	5,545E-04	8,318E-04	1,109E-03	1,386E-03	1,664E-03	1,941E-03	2,218E-03	2,495E-03	2,773E-03
Volumenstrom je Finne	Vf	[m³/s]	0,000E+00	8,664E-06	1,733E-05	2,599E-05	3,466E-05	4,332E-05	5,198E-05	6,065E-05	6,931E-05	7,798E-05	8,664E-05
Strömungsgeschwindigkeit	w	[m/s]	0	0,14	0,27	0,41	0,54	0,68	0,82	0,95	1,09	1,23	1,36
Reynoldszahl	Re	[]	0,0	720,0	1.388,6	2.108,6	2.777,1	3.497,1	4.217,1	4.885,7	5.605,7	6.325,7	6.994,3
Rohrreibungszahl	λ	[]	0,0000	0,0889	0,0461	0,0304	0,0448	0,0418	0,0395	0,0379	0,0364	0,0352	0,0343
Druckverlust	p	[Pa]	0,0	2.280,9	4.399,1	6.689,3	17.100,4	25.300,8	34.766,8	44.774,0	56.610,1	69.709,6	83.044,6
Druckverlusthöhe	h	[m]	0,000	0,228	0,440	0,669	1,709	2,529	3,475	4,475	5,658	6,967	8,299
Volumenstrom	VL	[l/s]	0,000	0,277	0,555	0,832	1,109	1,386	1,664	1,941	2,218	2,495	2,773
Kritische Reynoldszahl	Re _{krit.}	[]											2320
Umschlagpunkt	V _{krit.}	[l/m²h]											33,12



Druckverlustberechnung Rohrnetz

Kreis:	Var.2/54	Druckverlustberechnung Rohrnetz							
		Hauptkreis		Teilkreis 1		Teilkreis 2		Teilkreis 3	
		1	2	1	2	1	2	1	2
Teilstrecke:									
Rohrlänge (VL + RL)	l [m]	123,00							
Rohrdurchmesser	D [mm]	54,00							
Wandstärke	sw [mm]	2,00							
Innendurchmesser	di [mm]	50,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rohrmaterial (Cu, St, Ms)	M []	Cu	Cu	Cu	Cu	Cu	Cu	Cu	Cu
Rauhigkeitsbeiwert	k [mm]	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015
Anz. Bögen 90°	ζ = 0,35	15							
Anz. Winkel 90°	ζ = 1,50								
Anz. Bögen 45°	ζ = 0,18								
Verteilereintritt	ζ = 1,00	1							
Verteileraustritt	ζ = 0,50	1							
Schwerkraftbremse	ζ = 13,50								
Abzweig	ζ = 0,50								
Sonstige Zetawerte	ζs []	5,00							
Summe Zetawerte	Σζ []	11,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sonstiger Druckverlust	Δps [Pa]								
Gesamtlänge incl. Einbauten	l _{ges.} [m]	126,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rohrinhalt	V [l]	248,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Inhalt sonstige Einbauten	V _s [l]	10,50							
Inhalt Teilstrecke	V _{TS} [l]	258,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gesamtlininhalt	V _{ges.} [l]	258,65							

Druckverlusttabelle Hauptkreis

	Vsp [l/m ² h]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Spezifischer Volumenstrom	Vsp [l/m ² h]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Gesamtvolumenstrom	Vg [m ³ /s]	0,000E+00	2,773E-04	5,545E-04	8,318E-04	1,109E-03	1,386E-03	1,664E-03	1,941E-03	2,218E-03	2,495E-03	2,773E-03
Strömungsgeschwindigkeit TS1	w [m/s]	0	0,14	0,28	0,42	0,56	0,71	0,85	0,99	1,13	1,27	1,41
Reynoldszahl TS 1	Re []	0,0	4.000,0	8.000,0	12.000,0	16.000,0	20.285,7	24.285,7	28.285,7	32.285,7	36.285,7	40.285,7
Rohrreibungszahl TS1	λ []	0,0000	0,0400	0,0329	0,0295	0,0274	0,0259	0,0248	0,0239	0,0232	0,0226	0,0221
Druckverlust TS1	Δp [Pa]	0,0	1.128,1	3.794,8	7.765,2	12.955,8	19.851,2	27.427,2	36.069,1	45.839,5	56.654,1	68.551,8
Strömungsgeschwindigkeit TS2	w [m/s]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reynoldszahl TS 2	Re []	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rohrreibungszahl TS2	λ []	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Druckverlust TS2	Δp [Pa]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Druckverlust Hauptkreis	Δp [Pa]	0,0	1.128,1	3.794,8	7.765,2	12.955,8	19.851,2	27.427,2	36.069,1	45.839,5	56.654,1	68.551,8
Druckverlusthöhe	h [m]	0,000	0,113	0,379	0,776	1,295	1,984	2,741	3,605	4,581	5,662	6,851
Volumenstrom	VL [l/s]	0,000	0,277	0,555	0,832	1,109	1,386	1,664	1,941	2,218	2,495	2,773

Druckverlustberechnung für integrierte Wärmetauscher

(Gültigkeitsbereich für $Re < 10^5$)

Variante 2/5-3-2

Wärmetauscher Nr.

		1	2	3
Vorhanden	j/n	1	1	1
Rohraußendurchmesser	d [mm]	33,70	33,70	33,70
Wandstärke	sw [mm]	2,90	2,90	2,90
Innendurchmesser	di [mm]	27,90	27,90	27,90
Anz. paralleler Schlangen	Z	5	3	2
Rohrlänge lt. Hersteller	l _H [m]	36,00	36,00	48,00
Rohrlänge rechnerisch	l _r [m]	36,01	35,99	47,98
Rohrlänge effektiv	l _{eff.} [m]	36,00	36,00	48,00
Tauscherfläche lt. Hersteller	A _H [m²]			
Tauscherfläche rechnerisch	A _r [m²]	19,06	11,43	10,16
Tauscherfläche effektiv	A _{eff.} [m²]	19,06	11,43	10,16
Mittlerer Windungsdurchmesser	D _w [mm]	1380	1550	1625
Durchmesser Verhältnis	d/D	0,020	0,018	0,017
Rohrmaterial (St,Cu)	M	St	St	St
Rauhigkeitsbeiwert	k [mm]	0,0600	0,0600	0,0600
Summe Zetawerte	Σζ	1,50	1,50	1,50
Tauscherinhalt	V _{WT} [l]	110,05	66,03	58,69
Summe Tauscherinhalt	V _{ges.} [l]	234,77		
Summe Tauscherfläche	A _{ges.} [m²]	40,65		
Umschlagpunkt	Re _{krit.}	5718,2	5544,1	5475,9

Druckverlusttabelle :

Spezifischer Volumenstrom	Vsp [l/m³h]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Volumenstrom	VL [l/s]	0,000	0,277	0,555	0,832	1,109	1,386	1,664	1,941	2,218	2,495	2,773
Druckverlusthöhe WT 1	h [m]	0	0,047	0,123	0,219	0,356	0,531	0,734	0,967	1,257	1,55	1,866
Druckverlusthöhe WT 2	h [m]	0,000	0,093	0,248	0,527	0,880	1,343	1,855	2,436	3,087	3,803	4,583
Druckverlusthöhe WT 3	h [m]	0,000	0,223	0,696	1,450	2,445	3,591	5,007	6,622	8,352	10,353	12,549

Druckverlusttabelle WT1:

Spezifischer Volumenstrom	Vsp [l/m³h]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Gesamtvolumenstrom	Vg [m³/s]	0,000E+00	2,773E-04	5,545E-04	8,318E-04	1,109E-03	1,386E-03	1,664E-03	1,941E-03	2,218E-03	2,495E-03	2,773E-03
Volumenstrom je Schlange	Vsp [m³/s]	0,000E+00	5,545E-05	1,109E-04	1,664E-04	2,218E-04	2,773E-04	3,327E-04	3,882E-04	4,436E-04	4,991E-04	5,545E-04
Strömungsgeschwindigkeit	w [m/s]	0	0,09	0,18	0,27	0,36	0,45	0,54	0,63	0,73	0,82	0,91
Reynoldszahl	Re	0,0	1.434,9	2.869,7	4.304,6	5.739,4	7.174,3	8.609,1	10.044,0	11.638,3	13.073,1	14.508,0
Rohrreibungszahl	λ	0,0000	0,0865	0,0565	0,0445	0,0406	0,0387	0,0371	0,0359	0,0347	0,0339	0,0331
Druckverlust	p [Pa]	0,0	467,3	1.229,4	2.190,6	3.561,7	5.312,0	7.342,3	9.680,2	12.576,4	15.514,5	18.671,1
Druckverlusthöhe	h [m]	0,000	0,047	0,123	0,219	0,356	0,531	0,734	0,967	1,257	1,550	1,866
Volumenstrom	VL [l/s]	0,000	0,277	0,555	0,832	1,109	1,386	1,664	1,941	2,218	2,495	2,773

Druckverlusttabelle WT2:

Volumenstrom je Schlange	Vsp [m³/s]	0,000E+00	9,242E-05	1,848E-04	2,773E-04	3,697E-04	4,621E-04	5,545E-04	6,469E-04	7,393E-04	8,318E-04	9,242E-04
Strömungsgeschwindigkeit	w [m/s]	0	0,15	0,3	0,45	0,6	0,76	0,91	1,06	1,21	1,36	1,51
Reynoldszahl	Re	0,0	2.391,4	4.782,9	7.174,3	9.565,7	12.116,6	14.508,0	16.899,4	19.290,9	21.682,3	24.073,7
Rohrreibungszahl	λ	0,0000	0,0616	0,0408	0,0384	0,0360	0,0342	0,0329	0,0318	0,0309	0,0301	0,0294
Druckverlust	p [Pa]	0,0	929,3	2.485,3	5.272,0	8.803,9	13.441,2	18.562,1	24.372,5	30.891,3	38.051,3	45.857,6
Druckverlusthöhe	h [m]	0,000	0,093	0,248	0,527	0,880	1,343	1,855	2,436	3,087	3,803	4,583
Volumenstrom	VL [l/s]	0,000	0,277	0,555	0,832	1,109	1,386	1,664	1,941	2,218	2,495	2,773

Druckverlusttabelle WT3:

Volumenstrom je Schlange	Vsp [m³/s]	0,000E+00	1,386E-04	2,773E-04	4,159E-04	5,545E-04	6,931E-04	8,318E-04	9,704E-04	1,109E-03	1,248E-03	1,386E-03
Strömungsgeschwindigkeit	w [m/s]	0	0,23	0,45	0,68	0,91	1,13	1,36	1,59	1,81	2,04	2,27
Reynoldszahl	Re	0,0	3.666,9	7.174,3	10.841,1	14.508,0	18.015,4	21.682,3	25.349,1	28.856,6	32.523,4	36.190,3
Rohrreibungszahl	λ	0,0000	0,0472	0,0383	0,0349	0,0328	0,0312	0,0300	0,0290	0,0282	0,0275	0,0269
Druckverlust	p [Pa]	0,0	2.231,3	6.960,0	14.513,3	24.465,7	35.932,6	50.101,2	66.261,9	83.567,5	103.599,0	125.563,7
Druckverlusthöhe	h [m]	0,000	0,223	0,696	1,450	2,445	3,591	5,007	6,622	8,352	10,353	12,549
Volumenstrom	VL [l/s]	0,000	0,277	0,555	0,832	1,109	1,386	1,664	1,941	2,218	2,495	2,773

KONSTRUKTION DER FASSADENKOLLEKTOR-MODULE

1. Konstruktionskriterien

Teil des Forschungsauftrages sind Entwicklung und Optimierung eines Fassadenkollektors für diesen besonderen Einsatzbereich.

Der Aufbau des Kollektors vor Ort aus Einzelteilen stellt keine Schwierigkeit dar, da auf langjährige Erfahrungen mit sogenannten Bausatzkollektoren zurückgegriffen werden kann. Dieses flexible System erlaubt die Realisierung beliebig großer Kollektorfelder in jedem Format. Allerdings stellt diese Bauart hohe Anforderungen an die ausführenden Handwerker. Die Reproduzierbarkeit des so gefertigten Fassadenkollektors ist damit begrenzt.

Um eine weitgehende Standardisierung zu erreichen, wird der Fassadenkollektor daher modular aufgebaut. Durch einen hohen Vorfertigungsgrad wird eine gleichbleibende Verarbeitungsqualität gewährleistet.

Weitere Kriterien zum Aufbau des Kollektors sind:

- Hohe Arbeitssicherheit bei der Montage
- Einfaches Handling
- Möglichst kurze Montagezeit vor Ort
- Vorzugsweise Montage mit Autokran
- Endlose Erweiterbarkeit
- Sichere Regenwasserabführung
- Gute Zugänglichkeit (wartungsfreundlich)
- Rationelle und preiswerte Fertigung
- Berücksichtigung der Ökobilanz bei der Materialwahl
- Gute Recyclbarkeit
- Abstimmung auf die Architektur des Gebäudes

2. Materialauswahl

2.1 Absorber

Stand der Technik im Hinblick auf Leistung und Umweltverträglichkeit sind hochselektive Absorberschichten, die nach dem PVD- oder Sputterverfahren hergestellt werden. Galvanisch aufgetragene Schichten scheiden wegen der Abfallproblematik aus.

Um gute Wiederverwertbarkeit zu ermöglichen, sind Verbundmaterialien zu vermeiden. Eingesetzt werden daher ultraschallverschweißte Vollkupferabsorber mit hochselektiver Titannitridoxid-Beschichtung (TiNO_x). Von Vorteil ist hierbei auch, daß dieses Produkt aus regionaler Fertigung stammt.

2.2 Wärmedämmung

Wegen der möglichen hohen Stillstandstemperaturen von ca. 200°C kommen als Kollektordämmmaterialien nur hitzebeständige Stoffe auf mineralischer Basis in Frage. Dazu zählen:

- Schaumglas
- Steinwolle
- Glaswolle
- Keramikfaser

Die Dämmstoffe dürfen keine Zusätze (z.B. Bindemittel) enthalten, die ausdampfen können. Vor allem bei hydrophobierter Mineralwolle ist darauf zu achten. Dämmstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen sind trotz der guten Ökobilanz bislang nicht geeignet.

Wegen der guten technischen Eigenschaften und wegen des günstigen Preisniveaus wird Steinwolle in Verbindung mit einem Glas-Gewebevlies verwendet.

2.3 Transparente Abdeckung

Spezielles eisenarmes und hochtransparentes Solarglas ist mittlerweile Standard bei allen Kollektorherstellern und auf dem Markt praktisch in jedem Format verfügbar. Kunststoffe sind trotz vieler Weiterentwicklungen nicht vollkommen UV-stabil und erreichen daher nur eine begrenzte Lebensdauer.

Für den Fassadenkollektor wird 4 mm starkes Einscheiben-Sicherheits-Solarglas gewählt, das aus optischen Gründen (homogeneres Aussehen, entspiegelt) prismiert ist. Die Montage erfolgt mit bewährten Aluminiumprofilen, die mit langzeitbeständigen EPDM-Dichtungen versehen sind.

2.4 Gehäuserahmen und Rückwand

Für das vorliegende Konzept bietet sich Holz als Rahmenwerkstoff an. Neben der unübertroffenen Ökobilanz weist Holz einen geringen Wasserdampf-Diffusionswiderstand auf. Diese Eigenschaft ist insofern wichtig, da der Kollektor den äußeren Fassadenabschluß bildet und ohne Hinterlüftung montiert wird. Zudem ist dieser Werkstoff bewährt und wird seit vielen Jahren vor allem bei dachintegrierten Großflächenkollektoren verwendet.

Für den Gehäuserahmen der Kollektormodule werden 4 x 9 cm starke Riegel aus Fichtenholz eingesetzt, in die zur Aufnahme der Dichtungen eine umlaufenden Nut gefräst ist. Die Kollektorrückwand besteht aus 12 mm dickem Sperrholz.

3. Konstruktionsdetails, Pläne

3.1 Abmessungen, Formate

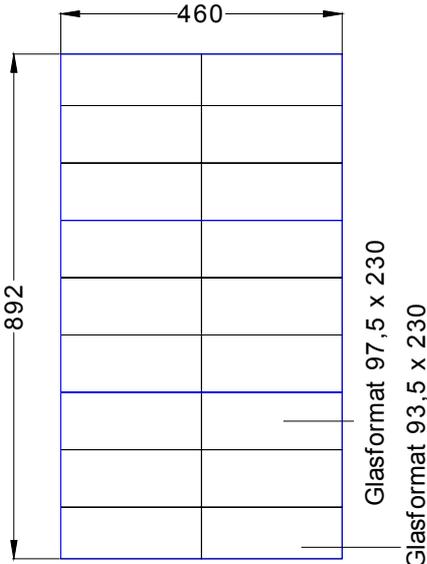
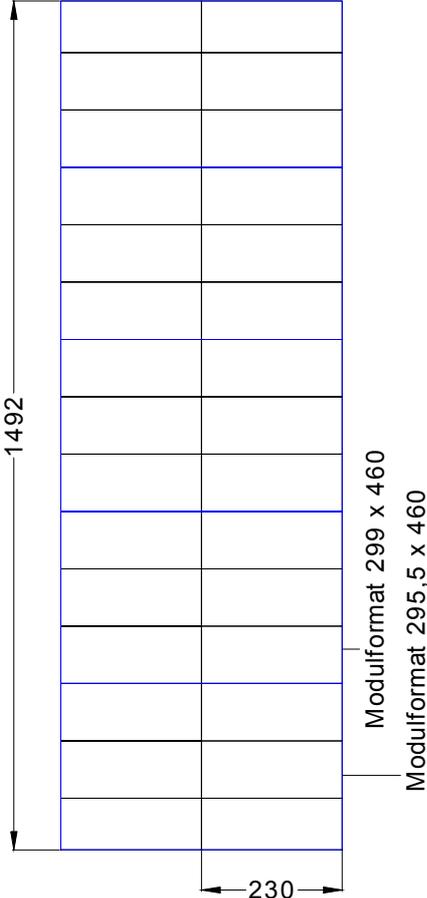
Die Modul-Außenmaße betragen (B x H) 2,99 x 4,60 m. Somit können Standardgläser mit 97,5 cm Breite verwendet werden. Lediglich die Randmodule weisen ein Sondermaß auf (Breite = 2,955 m), da nur so das Rastermaß der Glasfassade eingehalten werden kann.

Die Gläser haben folgende Formate:

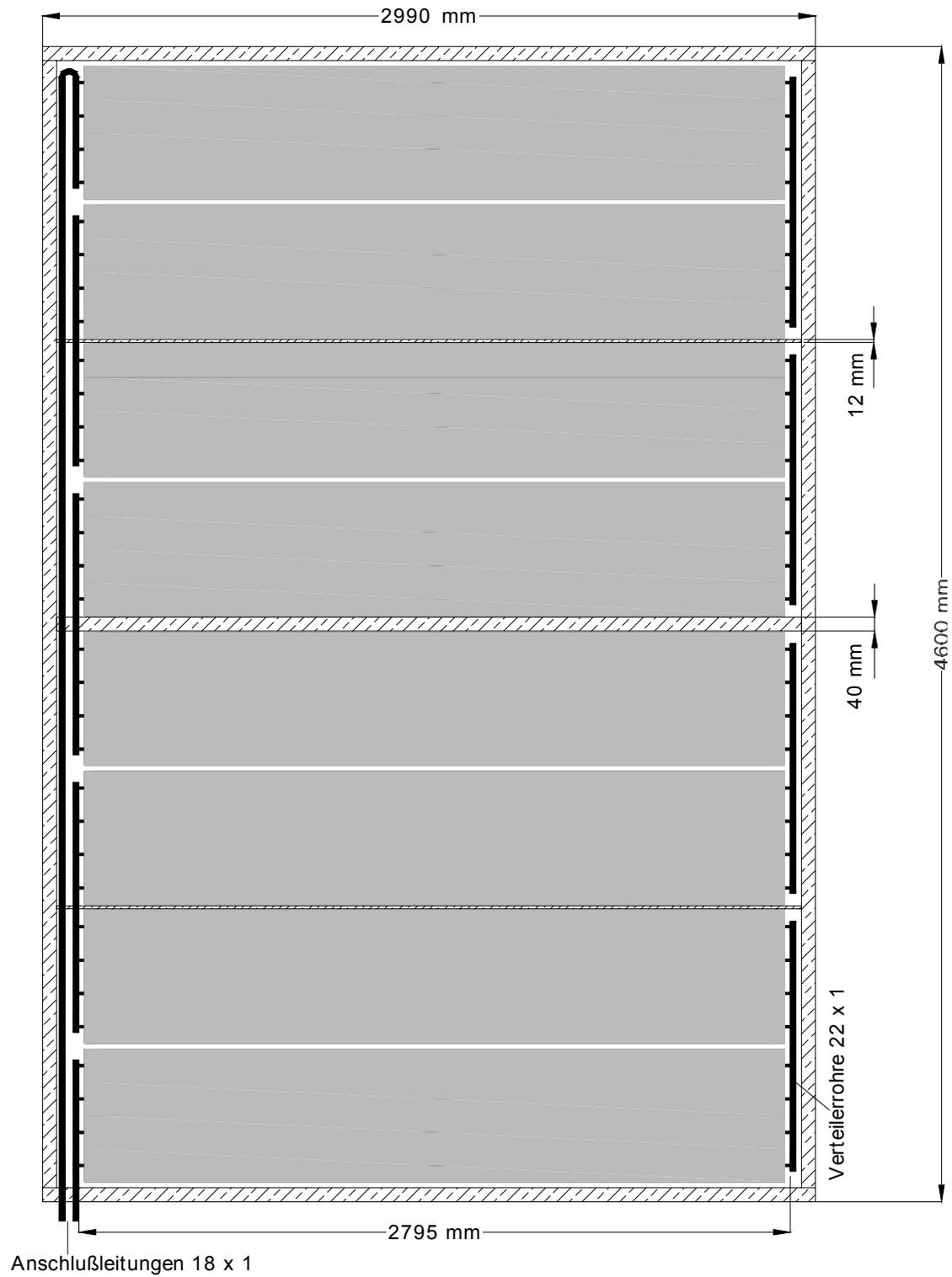
- Randbereich: 93,5 x 230 cm
- Sonstige: 97,5 x 230 cm

Die horizontale Verbindung zwischen den Glasscheiben wird durch H-förmige Glasstoßleisten hergestellt.

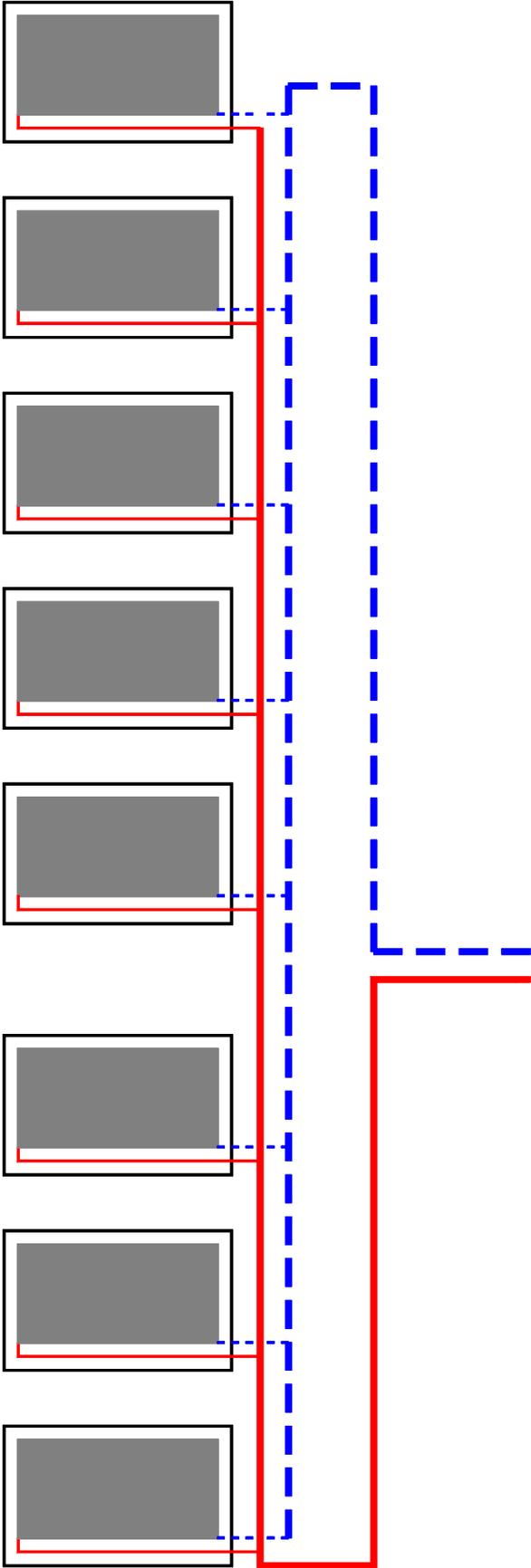
3.2 Ansicht Kollektorfelder



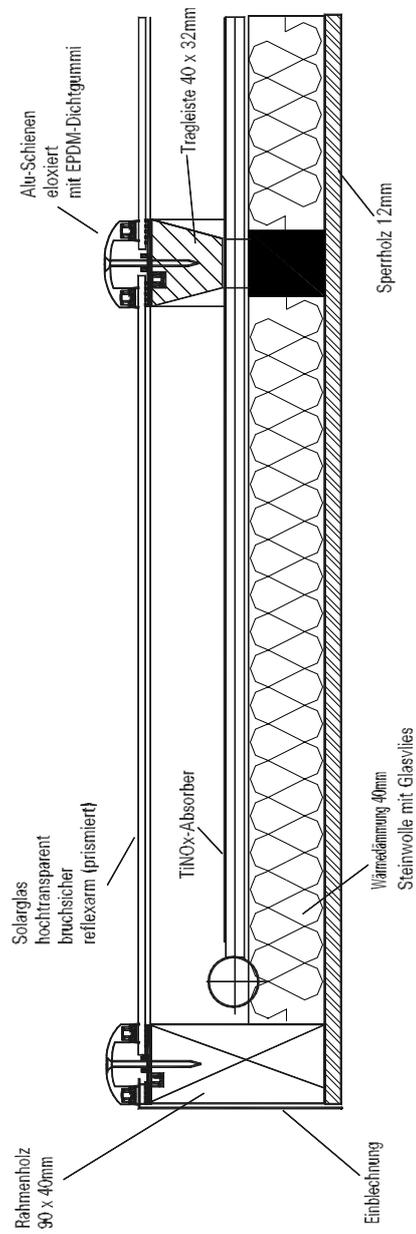
3.3 Modulaufbau



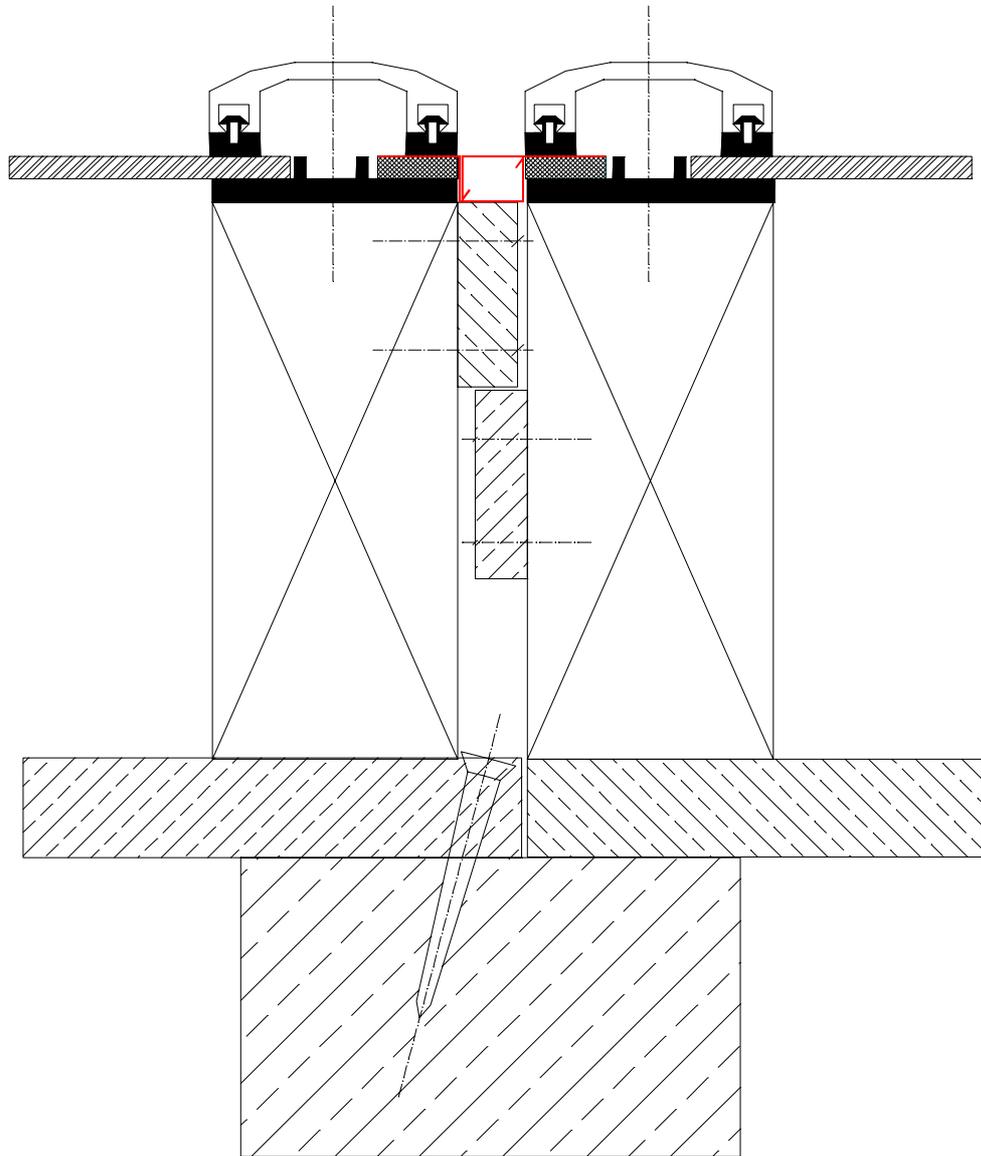
3.4 Verrohrungsschema



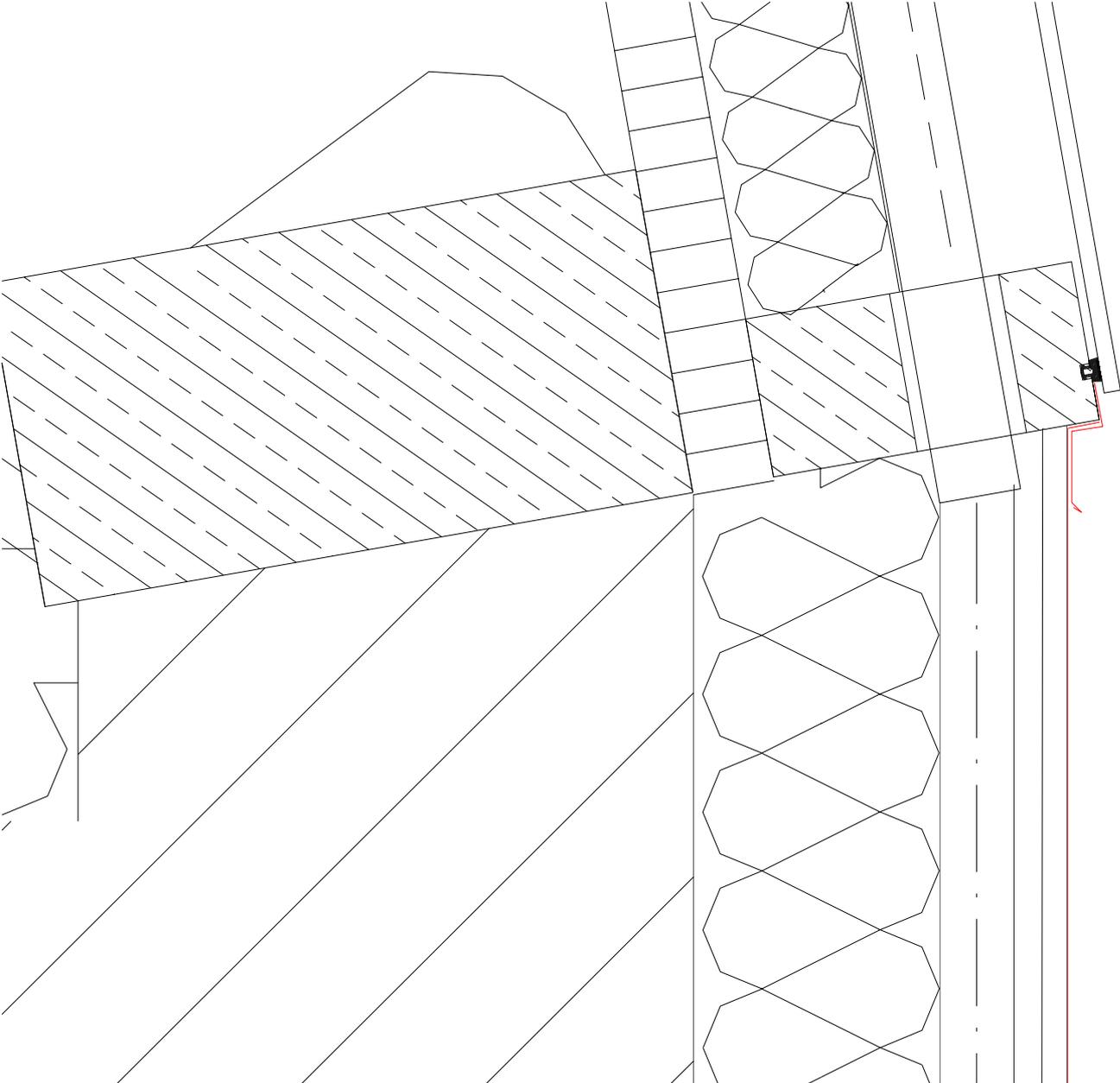
3.5 Schnitt Kollektormodul



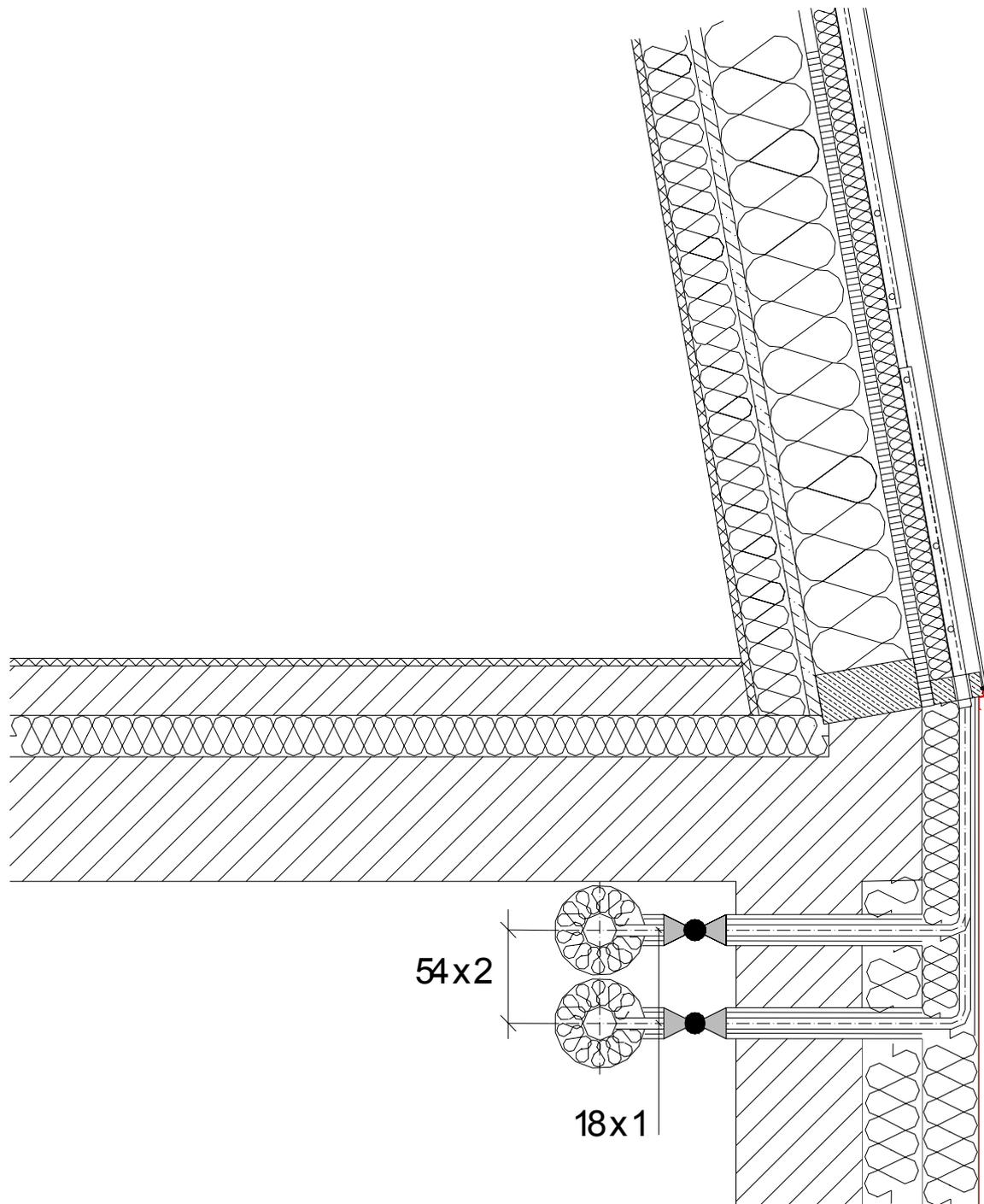
3.7 Modulverbindung



3.8 Unterer Abschluß, Brustblech



3.9 Anschlußleitungen



ÖKOBILANZ

1. Notwendigkeit der Bilanzierung

Gerade große Solaranlagen mit Saisonspeicher sind häufig der Kritik ausgesetzt, daß der Energieaufwand zur Herstellung der Anlage immens hoch ist. Auch wenn hierbei oftmals mit unseriösen Zahlen hantiert wird, so ist es nur konsequent, genau zu prüfen, ob der Aufwand nicht höher ist als der Nutzen.

Der Begriff „Ökobilanz“ faßt hierbei sämtliche Umweltbelastungen wie Luft-, Gewässer- und Bodenschadstoffe, Strahlenbelastung, Anreicherungen in der Nahrungskette etc. zusammen. Die absolute Quantifizierung ist äußerst schwierig. Bei der Anlage für das Naturpark-Informationshaus beschränkt man sich daher auf die Bilanzierung des Primärenergieaufwandes mit dem Ziel, die energetische Amortisationszeit zu ermitteln.

2. Aussagewert und Bezugsgrößen

Die Hauptschwierigkeit besteht darin, die Systemgrenzen sinnvoll festzulegen, also zu entscheiden, bis auf welche Ebene die Bilanzierung zurückgreifen soll. Ist es zum Beispiel sinnvoll, den Energieaufwand zur Erstellung der Infrastruktur oder der Produktionsanlagen mit einzubeziehen?

Eine Öko- oder Primärenergiebilanz hat also nur Aussagewert in Bezug auf die definierten Systemgrenzen. Für das Projekt Naturpark Informationshaus wurde festgelegt, daß nur die unmittelbar mit dem Produktionsablauf zusammenhängenden Schritte und Transportwege berücksichtigt werden.

Die Lebensdauer der einzelnen Komponenten wurde jeweils auf die festgelegte Nutzungsdauer des Gebäudes von 80 Jahren bezogen. Hierbei wurde einheitlich zugrunde gelegt, daß die Bauteile bei Erstinstallation zu 100 % aus Neumaterial gefertigt werden und bei Ersatz einen Recyclinganteil von 100% aufweisen. Tatsächlich liegen zum jetzigen Zeitpunkt die Wiederverwertungsanteile mit großer Schwankungsbreite dazwischen.

3. Definitionen

Eine bei der Bewertung von Energieanlagen häufig herangezogene Vergleichsgröße ist der sogenannte **Erntefaktor**. Er gibt an, wie groß das Verhältnis aus gewonnener Nutzenergie zu eingesetzter nicht erneuerbarer Energie für Herstellung und Betrieb der Anlage ist.

$$\text{Erntefaktor} = \frac{\text{Nutzenergie}}{\text{nicht erneuerbarer Energieeinsatz}}$$

Nur wenn der Erntefaktor größer als eins ist, wird mehr Energie gewonnen, als ursprünglich in das System hineingesteckt wurde. Bei Anlagen, die mit fossilen (nicht erneuerbaren) Energieträgern betrieben werden, ist der Erntefaktor definitionsgemäß immer kleiner als eins. Thermische Solaranlagen erreichen üblicherweise Erntefaktoren in der Größenordnung um 4.

Eine weitere Vergleichsgröße ist die **Energierücklaufzeit** (auch energetische Amortisationszeit bzw. Energierückzahlzeit). Analog zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung gibt diese Größe an, wie lange es dauert, bis die Anlage (Energie-) Gewinne erwirtschaftet. Die Nutzungsdauer der Anlage soll deutlich länger sein als die Energierücklaufzeit. Formell ist sie definiert als:

$$\text{Energierücklaufzeit} = \frac{\text{Nutzungsdauer}}{\text{Erntefaktor}}$$

$$\text{bzw. auch } \frac{\text{Energieeinsatz}}{\text{jährliche Nutzenergie}}$$

Im vorliegenden Fall ergibt sich für die Berechnung der Energierücklaufzeit eine Besonderheit: Da die Nutzungsdauer der Anlage auf die festgelegte Nutzungsdauer des Gebäudes (80 Jahre) bezogen wird, müssen einzelne Anlagenteile während dieses Zeitraumes mehrmals erneuert werden. Die Lebensdauer der einzelnen Komponenten der Solaranlage ist wiederum unterschiedlich.

Bezogen auf 80 Jahre Nutzungsdauer ergibt sich also eine andere Energierücklaufzeit, als wenn die Lebensdauer der Anlage isoliert betrachtet zum Ansatz gebracht wird.

Zur Vereinfachung wird daher der Energieeinsatz zur Erstinstantation der Anlage eingesetzt.

4. Ergebnisse

Die Bilanzierung wurde vergleichend für zwei Fälle durchgeführt:

- Das Naturpark-Informationshaus als Nullenergiegebäude isoliert betrachtet
- Als Wärmeverbund mit dem bestehenden Informationspavillon

Deutlich wird hierbei, daß die Lebensdauer der Komponenten stärker ins Gewicht fällt als der Primärenergieaufwand zur Herstellung. Dadurch ist wider Erwarten der Anteil des Kollektors höher zu bewerten als der des Pufferspeichers.

Aus ökologischer Sicht fällt ein Wärmeverbund mit dem bestehenden Gebäude wesentlich günstiger aus als ein reines Nullenergiegebäude. Im Wärmeverbund sinkt zwar der gesamte solare Deckungsgrad auf 55 %, der Nutzungsgrad der Anlage nimmt dagegen stark zu. Zudem entfällt eine bei völlig autarkem Betrieb unvermeidbare Überdimensionierung der Anlage. Die Energierücklaufzeit verkürzt sich dabei von ca. 10 auf nur mehr knapp 5 Jahre, wie folgende Diagramme zeigen:

solarer Deckungsgrad

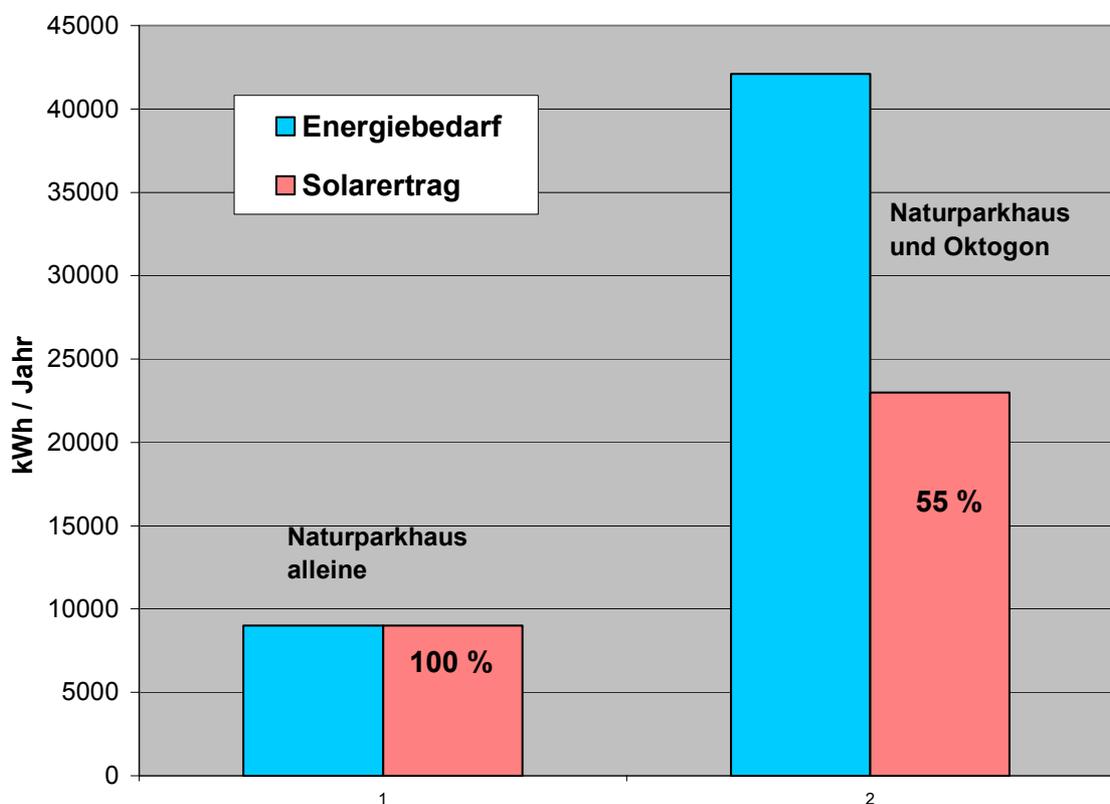


Abb. 1

Primärenergiebedarf der Solaranlage in 80 Jahren (Lebensdauer Gebäude)

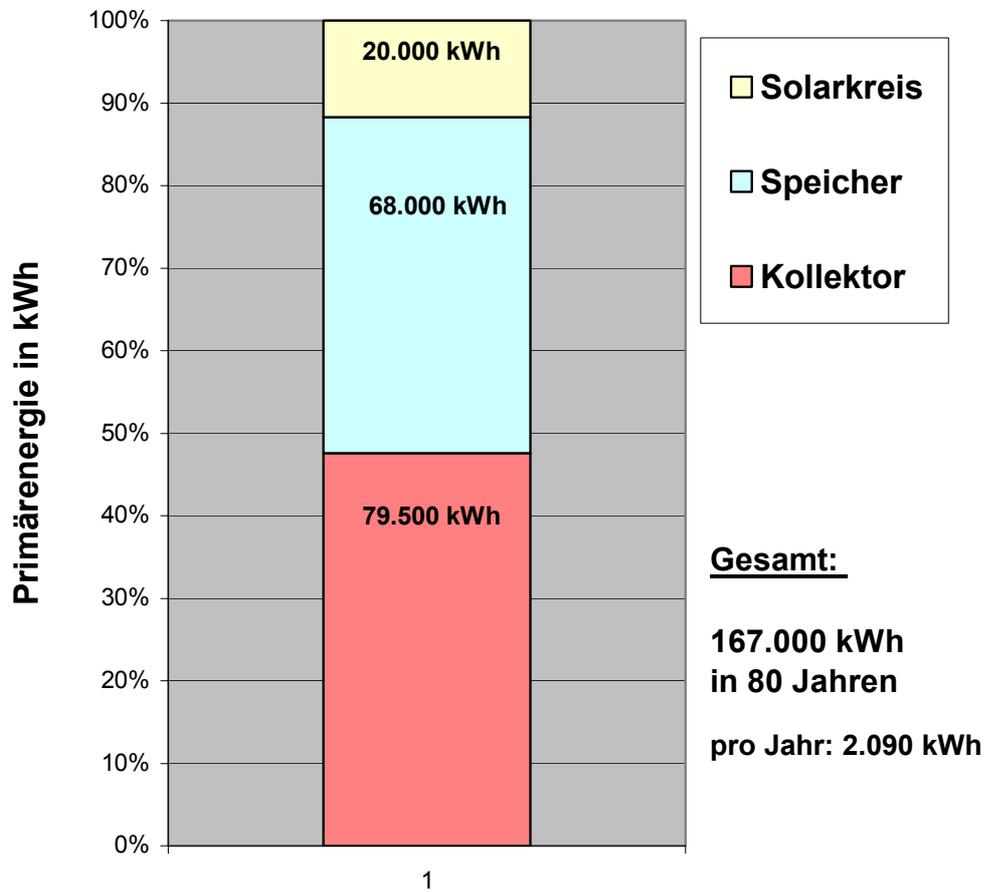
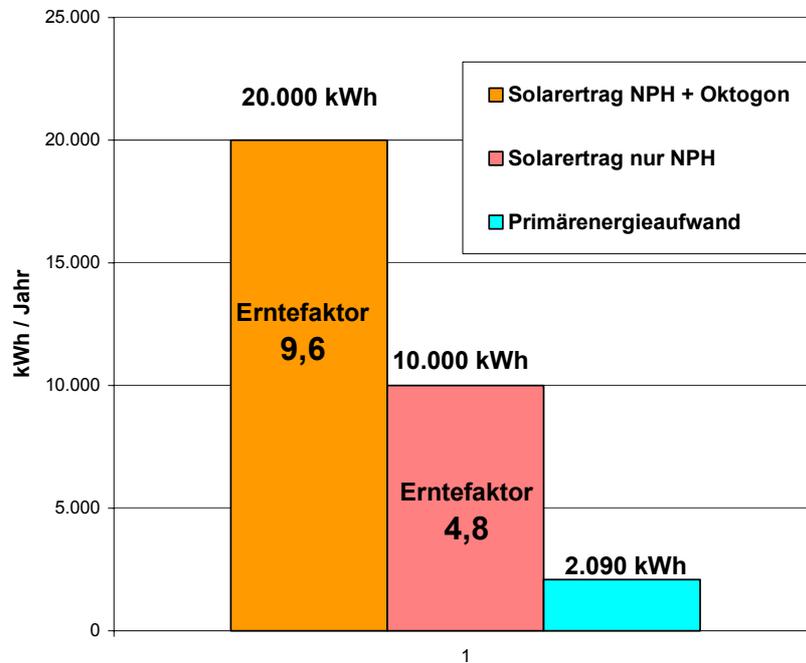


Abb. 2

Energieertrag und Primärenergieaufwand pro Jahr



Eine Gebäudelebensdauer von 80 Jahren wird der Rechnung zugrundegelegt.

Die Solaranlage wird während dieser Zeit zweimal erneuert.
Herstellung aus recyceltem Material soweit möglich.

Energieaufwand für die Erstinstallation:
ca. 98.000 kWh.
Nach 80 Jahren: 167.000 kWh

Bezogen auf den Primärenergieaufwand für die Erstinstallation die Anlage erfolgt eine energetische Amortisation im einen Fall **nach 4,9 Jahren**, im anderen Fall (nur Naturparkhaus) erst nach **9,8 Jahren** **amortisiert**.

Abb. 3

Primärenergieverbrauch Kollektor

Material	Masse [kg/m ²]	Pr.Energ. [MJ/kg]	Fläche [m ²]	Verschnitt [%]	Pr.Energ. [MJ/m ²]	Pr.Energ. [MJ]	Lebens- dauer [J]	Pri.Energ.100% Recycl; [MJ/kg]	Pri.Energ. [MJ]
Absorbermaterial mit Verteilerrohr (Cu)	4,3	170,0	110	2	746	82.018	30	17	101.653
Absorberbeschichtung (pro m ²)	1,2 kWh el. / m ² *		100		22	2.160	30	-	5.760
Ultraschallschweißen der Finnen	0,2 kWh el. / m ² *		100		3,6	360	30	-	960
Absorberlötung (pro Lötstelle)	4,0	0,04	100		0,16	16	30	-	43
Rahmenteile aus Holz	2,2	1,6	110	5	4	407	30	-	1.084
Solarglas (4mm)	9,5	16,8	110	0	160	17.556	30	8,4	32.186
Alu-Schienen	1,1	210,0	110	5	243	26.681	30	24	53.521
Gummi EPDM	0,4	320,0	110	3	132	14.502	30	-	38.673
Steinwolle (40mm)	2,0	15,7	110	5	33	3.627	30	-	9.671
Glasvlies			110	3	15	1.650	30	-	4.400
Sperrholz- bzw. OSB-Platte	7,8	8,7	110	10	75	8.211	30	-	21.896
Schrauben u. Kleinteile	0,2	100,0	110	0	20	2.200	30	-	5.867
Transport zur Baustelle (geschätzt)						4.000	30		10.667
Primärenergiebedarf für Erstinstantion						in MJ 159.387 in kWh 44.274			
Primärenergiebedarf bezogen auf eine Lebensdauer des Gebäudes von 80 Jahren								in MJ in kWh	286.380 79.550

* elektrische Energie wird als Primärenergie 1 : 5 bewertet !

Primärenergiebedarf von Puffer, Boiler und Wärmetauscher

Material	Masse [kg]	Pri.Energ. [MJ/kg]	Pri.Energ. [MJ]	Lebensdauer [J]	Pr.Energ.100% Recycl. [MJ/kg]	Pri.Energ. [MJ]
Speicher d=2,2 m; h=8,7 m Stahl	2700	37	99.900	40	12,4	133.380
Boilereinsatz (V4A)	140	105	14.700	40	-	29.400
Wärmetauscher, Stahl	800	37	29.600	40	12,4	39.520
<i>alternativ: Plattenwärmetauscher</i>	30	100	3.000	40	-	6.000
Ausdehnungsgefäße 2000 L	350	37	12.950	20	12,4	25.970
Zellulosedämmung 30 cm	1140	4,1	4.674	40	-	9.348
<i>alternativ: Glaswolle</i>	600	17	10.200	40	-	20.400
Verkleidung Holz	400	1,6	640	40	-	1.280
Transport aus der Schweiz an die Baustelle			3.000	40		6.000
Primärenergiebedarf für Erstinstallation:		in MJ	165.464			
		in kWh	45.962			
Primärenergiebedarf bezogen auf eine Gebäude-Lebensdauer von 80 Jahren:		in MJ				244.898
		in kWh				68.027

Primärenergiebedarf Solarkreis

Material	Masse [kg]	Pri.Energ. [MJ/kg]	Pri.Energ. [MJ]	Lebensdauer [J]	Pr.Energ.100% Recycl. [MJ]	Pri.Energ. [MJ]
Kupferrohr 50 x 2 mm, L = 130 m	140	113	15.820	40	17	18.200
Kupferrohr 18 x 1 mm, L = 49 m	23,5	113	2.656	40	17	3.055
Lötstellen	100	0,05	5	40	-	10
Rohrisolierung 30 mm Steinwolle	170	15,7	2.669	40	-	5.338
Ausdehnungsgefäß 300 L	60	37	2.220	25	17	4.464
Pumpen, Ventile, Armaturen	50	100	5.000	20	-	20.000
Solarflüssigkeit (Polypropylen 40 %)	100	?		15	geschätzt	4.000
Transport an die Baustelle			2.000	40		4.000
Pumpenstrom* (200 W x 200 Std / J)						11.520
Primärenergiebedarf für Erstinstallation		in MJ	30.370			
		in kWh	8.436			
Primärenergiebedarf bezogen auf eine gebäude-Lebensdauer von 80 Jahren		in MJ				70.587
		in kWh				19.608

* Der Pumpenstrom wird hier im Verhältnis Nutzenergie zu Primärenergie mit 1:1 bewertet, da der Strom von einer PV-Anlage bezogen wird.

Primärenergiebetrachtung: thermische Solaranlage für das Naturpark-Informationshaus

Die Werte enthalten die gesamte benötigte (nicht erneuerbare) Energie von der Rohstoffgewinnung über den Transport (zum Hersteller) bis zur Herstellung.

Die Ergebnisse beziehen sich auf eine angenommene Lebensdauer des Gebäudes von 80 Jahren.

Es wird davon ausgegangen, daß für die Erstinstallation neue Materialien und für die Erneuerung, soweit möglich, 100% recycletes Material verwendet wird.

Zusammenfassung der Ergebnisse:

Primärenergiebedarf	
Kollektor	79.550 kWh
Puffer u. Boiler	68.027 kWh
Solarkreis	19.608 kWh
Summe	167.185 kWh

entspr. 2.090 kWh / Jahr im Schnitt

zum Vergleich:

Die Solaranlage (nur für das NPH) bringt einen jährl. Ertrag von ca. 10.000 kWh
bei der Beheizung beider Gebäude: ca. 20.000 kWh

Der **"Erntefaktor"** beträgt also: **4,8** bzw. **9,6**
(Nutzenergie zu Primärenergie)

Der Primärenergieaufwand für die Erstinstallation der Anlage beträgt: 98.672 kWh

5. Quellenangaben

- Büro für Umweltchemie: „Graue Energie von Baustoffen“
- Markus May: „Graue Energie und Umweltbelastungen von Heizungssystemen“
- Deutscher Wirtschaftsdienst / Forum für Zukunftsenergien: „Der Energieberater“
- Hoechst AG: Technische Informationsblätter „Wärmeträgerflüssigkeiten“
- Deutsche Heraklith GmbH: Techn. Informationsblatt „Heralan Steinwolle“
- Fa. TiNOx-GmbH: Herstellerangaben Absorberbeschichtungen
- Prof. Schäfer, Dr. Synowitz: „Chemiker Kalender“
- Umweltinstitut München: „Wärmedämmstoffe im Vergleich“
- Bauzentrum München: Informationsschrift „Wärmedämmstoffe“

WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNG

Wärmepreisermittlung der Solaranlage

Energiepreise :	
Heizölbezugspreis :	45,00 Pf/l
entspricht bei 10,08 kWh/l:	4,46 Pf/kWh
Zinssatz für Annuität:	5,50%
Strombezugspreis :	25,00 Pf/kWh

Investitionen Solaranlage:

(geschätzte Kosten inkl. Montage)

110 qm Fassadenkollektor	60.000 DM	30 Jahre Abschreibung
Rohrleitungen mit Zubehör	9.000 DM	40 Jahre Abschreibung
Solarstation mit Ausdehnungsgefäß	3.500 DM	15 Jahre Abschreibung
Solarflüssigkeit, Druckprobe, Befüllen und Entlüften	2.000 DM	10 Jahre Abschreibung
32 m³ Solartank	33.000 DM	40 Jahre Abschreibung
Speicherisolierung mit 35 cm Zellulose (ohne Verkl.)	10.000 DM	40 Jahre Abschreibung
Heizungsseitige Ausdehnungsgefäße	10.000 DM	15 Jahre Abschreibung
Speicheranschluß und Regelarmaturen	3.500 DM	20 Jahre Abschreibung
Regelung und Elektroinstallation (Solar)	3.500 DM	12 Jahre Abschreibung
Inbetriebnahme	1.000 DM	20 Jahre Abschreibung
15% Nebenkosten, Planungshonorar usw.	20.325 DM	20 Jahre Abschreibung
Summe (netto)	155.825 DM	

Investitionskosteneinsparung:

110 qm Holzverschalte Fassade	13.750 DM	25 Jahre Abschreibung
konventionelle Brauchwasserbereitung	2.500 DM	20 Jahre Abschreibung
15% Nebenkosten, Planungshonorar usw.	2.438 DM	20 Jahre Abschreibung
Summe	18.688 DM	

Ausgaben :

Kapitaldienst Fassadenkollektor	6,9% *	60.000 DM	=	4.128 DM/a
Kapitaldienst Rohrleitungen	6,2% *	9.000 DM	=	561 DM/a
Kapitaldienst Solarstation	10,0% *	3.500 DM	=	349 DM/a
Kapitaldienst Solarflüssigkeit usw.	13,3% *	2.000 DM	=	265 DM/a
Kapitaldienst Speichertank	6,2% *	33.000 DM	=	2.057 DM/a
Kapitaldienst Speicherisolierung	6,2% *	10.000 DM	=	623 DM/a
Kapitaldienst Ausdehnungsgefäße	10,0% *	10.000 DM	=	996 DM/a
Kapitaldienst Speicheranschluß usw.	8,4% *	3.500 DM	=	293 DM/a
Kapitaldienst Steuerung usw.	11,6% *	3.500 DM	=	406 DM/a
Kapitaldienst Inbetriebnahme	8,4% *	1.000 DM	=	84 DM/a
Kapitaldienst Planung	8,4% *	20.325 DM	=	1.701 DM/a
Instandhaltung/Wartung Solaranlage	1,0% *	134.500 DM	=	1.345 DM/a
Stromkosten:	720 kWh *	25,00 Pf/kWh	=	180 DM/a

"Einnahmen" :

Kapitaldiensteinsparung Fassade	7,5% *	13.750 DM	=	1.025 DM/a
iensteinsparung Wwbereitung	8,4% *	2.500 DM	=	209 DM/a
Kapitaldienst Planung usw.	8,4% *	2.438 DM	=	204 DM/a
Instandhaltung/Wartung	2,0% *	13.750 DM	=	275 DM/a

Bilanzierung:

Ausgaben	12.988 DM/a
"Einnahmen"	1.713 DM/a
Jahresausgabensumme:	11.274 DM/a

	nur NPH:	beide Gebäude:
Nutzbarer Jahreswärmegewinn ca.	10.000 kWh	20.000 kWh

Wärmepreis (Solaranlage nur für Naturparkhaus):		1,13 DM/kWh
Wärmepreis (Mitbeheizung des bestehenden Pavillions):		,56 DM/kWh

ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

1. Wärmebedarf und Solarertrag

1.1 Gebäude-Heizwärmebedarf

Die der FH Rosenheim und der FH München in Auftrag gegebene Heizwärmebedarfsberechnung für das Gebäude brachte – je nach Rechenmethode und Annahmen – unterschiedliche Ergebnisse:

Heizwärmebedarf in kWh	Jahr	Dezember	Januar	Anteil Dez. + Jan
Bilanzverfahren nach DIN EN 832 Luftwechselrate 30m ³ /hpers	4766	2278	2081	91 %
Simulation nach TRNSYS Luftwechsel 20m ³ /hpers	6481	2203	1554	58 %
Luftwechsel 30m ³ /hpers	7231	2305	1716	56 %
Luftwechsel 30m ³ /hpers inkl. Warmwasserbedarf	<u>7642</u>	2441	1942	57 %

Die Differenz beider Rechenmethoden von 2465 kWh in der Jahressumme ist absolut gesehen gemessen an der Größe des Gebäudes nicht hoch. Sehr nahe liegen die entscheidenden Monatswerte für Dezember und Januar beieinander. Nach DIN EN 832 fallen in diesen beiden Monaten 91 % des Heizenergiebedarfes an. Entsprechend fallen nach TRNSYS die Monatswerte der Übergangszeiten erheblich höher aus.

Beide Berechnungen berücksichtigen bereits Anhaltswerte für die „indirekten“ Wärmegewinne der Solaranlage, also der Abwärme des Speichers und der passiven Solarerträge durch die Kollektorfassade (Wärmeeintrag ins Gebäude).

Ohne die Solaranlage würde der Jahresheizwärmebedarf des Gebäudes um - überschlägig berechnet – 2.700 kWh (> 37 % !) höher liegen. Diese internen Wärmegewinne durch Abwärme von Kollektor und Speicher sind also dem Nutzenergieertrag der Solaranlage zuzurechnen.

1.2 Solarertrag und Deckungsgrad

Dimensionierung der Solaranlage:

Kollektorfläche: 110 / 100 qm (brutto / netto), Neigung 80 °C, ohne Hinterlüftung auf die schrägestellte Außenwand montiert.

Kombispeicher: Gesamtvolumen 31.700 L mit Brauchwassereinsatz 196 L, $D_i = 2,2$ m, $H = 9$ m, 3-stufige Schichtladung über integrierte Wärmetauscher, 40 cm Zellulose-Wärmedämmung, Plazierung zentral im Gebäude im Eingangsbereich

Um auf der sicheren Seite zu liegen, basierte die Simulationsberechnung der Solaranlage auf den höchsten Werten für den Wärmebedarf (letzte Zeile in der Tabelle). Auch was andere getroffene Annahmen für die Berechnung angeht, wurde der jeweils ungünstigere Wert zugrunde gelegt. Die gemeinsame Simulation von Gebäude, Solar- und Heizungsanlage mit dem Rechenprogramm TRNSYS erbrachte folgende Ergebnisse:

Der **solare Deckungsgrad** am Gesamtenergiebedarf des Naturparkhauses beträgt in einem durchschnittlichen Wetterjahr **97,5 %**.

Nur an 4 aufeinanderfolgenden Tagen im Januar müssen insgesamt **266 kWh** (27 L Heizöläquivalent) **nachgeheizt** werden.

Wird von den niedrigeren DIN-Werten für den Frischluftwechsel ausgegangen, beträgt der solare Deckungsgrad theoretisch 100 %, da die Differenz des Wärmebedarfes im Dezember und Januar 264 kWh beträgt.

10 % der innerhalb eines Jahres auf den Kollektor fallenden Solarstrahlung werden in **Nutzenergie** umgesetzt, diese beträgt, inklusive der nutzbaren Abwärme von Kollektor und Speicher, ca. **10.000 kWh / a**. Unter Berücksichtigung des Heizkessel-Nutzungsgrades werden durch die Solaranlage jährlich etwa **13.000 kWh Brennstoffenergie** (1.300 L Heizöl) **eingespart** und eine Emission von ca. 36,4 Tonnen Treibhausgas CO₂ vermieden.

Trotz relativ geringem Nutzungsgrad (bedingt durch den geringen Heizbedarf im Sommerhalbjahr) weist die Solaranlage eine **sehr gute** Gesamtenergiebilanz („**Ökobilanz**“) auf. Werden Primärenergieaufwand für die Herstellung und Erneuerung aller Anlagenteile auf eine Gebäudenutzungsdauer von 80 Jahren umgerechnet, so ergibt sich ein „**Erntefaktor**“ von **4,7**. Anders ausgedrückt: Es werden nur etwa 20 % der jährlich von der Solaranlage produzierten Nutzenergie für deren Herstellung aufgewendet.

Kosten und Wirtschaftlichkeit: Die **Investitionskosten** der Solaranlage einschließlich Speicher betragen netto ca. **156.000 DM**. Eingespart werden die Fassadenverkleidung und die konventionelle Brauchwasserbereitung, so daß die **effektiven** Mehrkosten ca. **137.000 DM** betragen. Für Wartung, Instandhaltung und Betrieb der Anlage fallen jährlich ca. **1500 DM** an. Unter Berücksichtigung des Kapitaldienstes beträgt der **Wärmepreis 1,13 DM / kWh**.

1.3 Bewertung der Rechenergebnisse

Im Rahmen der erzielbaren Rechengenauigkeit kann bei dem Naturpark-Informationshaus praktisch von einem „**Null-Heizenergie-Haus**“ gesprochen werden. Dieser Begriff ist so zu verstehen, daß in einem durchschnittlichen Wetterjahr und bei einem durchschnittlichen Nutzungsprofil des Gebäudes die Solaranlage – ohne zusätzliche Heizquelle – ganzjährig ausreichend Energie für Heizung und Warmwasser zur Verfügung stellen kann. Dies heißt nicht unbedingt, daß das Gebäude ohne „Notheizung“ über die Jahre hinweg völlig autark wäre.

Zunächst ist dazu festzustellen, daß auch ein sehr hochentwickeltes Simulationsprogramm wie TRNSYS das sich später tatsächlich einstellende thermische Verhalten des Gebäudes nur annähernd wiedergeben kann. Ebenso hat das Nutzerverhalten einen erheblichen Einfluß auf den Wärmebedarf. So spielen Lüftung und interne Wärmequellen, insbesondere die Abwärme von elektrischen Verbrauchern und auch von Personen bei diesem Projekt eine entscheidende Rolle.

Für die Auslegung der Solaranlage kommt ein weiterer Unsicherheitsfaktor hinzu: Die der Berechnung zugrunde gelegten Wetterdaten basieren auf Mittelwerten langjähriger Messungen. Die Monatssummen der Globalstrahlung können im Winter in extremen Wetterjahren um bis zu 25 % variieren.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit stellen sich folgende Alternativen:

- 1.) Vergrößerung von Kollektorfläche und Speicher um etwa 20 bis 25 %
- 2.) Installation einer Notheizung für den Bedarfsfall (z.B. E-Heizstab im Speicher)
- 3.) Mitbeheizung des benachbarten Pavillons (jetzt elektrisch beheizt) durch die Solaranlage und gemeinsame Nachheizung mit möglichst umweltfreundlicher Technik.

Durch **Mitbeheizung des bestehenden Informationspavillons** (Heizwärmebedarf ca. 26.000 kW / Jahr) würden sich **Nutzungsgrad** und **Erntefaktor** der Solaranlage etwa **verdoppeln**. Das ergab eine überschlägige Berechnung mit dem Simulationsprogramm „T-SOL“. Als Substitution der bestehenden Elektroheizung ist diese Lösung nicht nur wirtschaftlich, sondern vor allem auch ökologisch noch weit höher zu bewerten, zumal wenn die Nachheizung mit Biomasse als Brennstoff erfolgt.

Der Neubau wird so zum „**Plusenergiehaus**“, da die Solaranlage mehr Nutzenergie erwirtschaftet (annähernd doppelt soviel), wie das Gebäude selbst verbraucht.

Der solare Deckungsgrad gemessen am gesamten Wärmeenergiebedarf für beide Gebäude beträgt dann nur noch ca. 55 %.

2. Fassadenkollektor

2.1 Einfluß von Kollektorneigung und Montageart

Sowohl die Einstrahlungsverhältnisse, als auch das thermische Verhalten und die Leistung des Kollektors wurden im Vergleich zum 45° geneigten Dachkollektor durch Berechnung und Modell-Versuche ausführlich untersucht.

Zusammenfassend läßt sich feststellen: In den Wintermonaten ergeben sich bezüglich der Sonneneinstrahlung deutliche Vorteile für den Fassadenkollektor. Eine wesentlichen Einfluß hat dabei die strahlungsverstärkende Wirkung der Schneereflexion auf der vorgelagerten Wiese.

Trotz leichter Verschattung der Diffusstrahlung durch den Dachvorsprung empfängt der 80° geneigte Kollektor im Januar um 17 % mehr Globalstrahlung als ein 45° geneigter Kollektor, im Juni dagegen um 34 % weniger.

Die Neigung hat auch Einfluß auf die Wärmeverluste und den Wirkungsgrad des Kollektors:

Durch die fast senkrechte Einbaulage findet zwischen Absorber und Glasabdeckung ein geringerer Wärmeaustausch durch Luftbewegung statt.

Die Einbaulage an der Fassade ist windgeschützter als auf dem Dach.

Der steil geneigte Kollektor strahlt weniger Wärme gegen den „kalten“ Himmel ab.

Zusammengenommen bringt der **Fassadenkollektor** im Winterbetrieb bei angenommen gleicher Einstrahlung **allein durch seine Einbaulage eine Mehrleistung von 9 % (32 W/m²) gegenüber einem 45° geneigten Kollektor.**

Bei Montage des **Kollektors ohne Hinterlüftung direkt auf die Außenwand** wird die Wärmedämmschicht des gesamten Wandaufbaues als Kollektor-Rückwanddämmung genutzt. Dadurch verringert sich der Wärmedurchgang um 36 W/m², was zu einer **Leistungserhöhung im Winterbetrieb** um ebenfalls etwa **9 %** führt. Hinzu kommt, daß diese Abwärme dem Gebäude direkt als **passiver Solargewinn** zu gute kommt. Der nutzbare Anteil dieses Wärmegewinns ist in der kalten Jahreszeit mit durchschnittlich mindestens **4 kWh am Tag** anzusetzen und kompensiert damit weitgehend die Transmissionswärmeverluste der Wand an sich. Der Wärmeeintrag durch die Wand erfolgt mit einer zeitlichen Phasenverschiebung von 13 Stunden, kommt also vorwiegend in der zweiten Nachthälfte zum tragen.

2.2 Konstruktive Weiterentwicklung

Auf Basis eines bewährten Großflächenkollektors zur Indachmontage mit TiNOx-Hochleistungsabsorber wurde ein Kollektor zur Fassadenintegration konzipiert. Aufbau und Montagequalität wurden für diesen besonderen Einsatzbereich optimiert.

2.2.1 Wärmetechnische Auswirkungen

Durch den Bau großflächiger Einheiten (Modulmaß 3 x 4,5 m) wird zum einen ein gutes Verhältnis von effektiver Absorberfläche zu Kollektor-Bruttofläche (91 %) erzielt. Zum anderen werden die Wärmeverluste durch den Gehäuserahmen minimiert.

Die 4-fache Kammerung des Luftraumes durch Stege zwischen Absorber und Glas-scheibe bremst die Luftbewegung und verringert damit die Konvektionswärmeverluste. Die durch die Kollektormitte verlaufende Querleiste ist außerdem mit zwei Dichtlippen versehen. Diese dichten zusätzlich die Glas-Stoßleiste vor eindringendem Wasser ab.

2.2.2 Verrohrung

Geometrie und Verrohrung der Absorber wurde nach hydraulischen und wärmetechnischen Gesichtspunkten rechnerisch optimiert. Außenliegende Rohrleitungen konnten gänzlich vermieden werden. Die Vorlaufleitungen der parallel geschalteten Großmodule werden in die Kollektorgehäuse integriert, so daß Vor- und Rücklaufleitungen anschlussfertig nach unten aus dem Rahmen stehen und gut zugänglich sind. Sie werden von dort direkt in das Untergeschoß geführt, wo sich die Sammelleitung befindet.

2.2.3 Montage

Durch 100 % Vorfertigungsgrad der Module wird eine höhere Verarbeitungsqualität erreicht, und die Montage vor Ort unter schwierigen äußeren Bedingungen vereinfacht. Es ist möglich, die Module per Kran schnell und nahtlos aneinander zu setzen, ohne daß Teile der Glasabdeckung abgenommen werden müssen.

3. Dimensionierung und Anlagentechnik

Ebenso wichtig wie ein leistungsfähiger Kollektor ist ein auf das System abgestimmtes Anlagenkonzept, sowie eine **energetische Optimierung der Hydraulik und Speicherladung**.

Unter Vorgabe der klimatischen Bedingungen in Zwiesel und mit Rücksicht auf das spezifische Wärmeverbrauchsprofil des Gebäudes wurde ein Konzept entwickelt, das weniger auf Saisonspeicherung als auf die **Nutzung der Wintersonne** setzt. Diese Anforderungen bedingen eine hohe Ausnutzung der Solarstrahlung bei Sonnentiefststand und niedrigen Außentemperaturen. Wie bereits gezeigt wurde, arbeitet der steil gestellte, direkt auf die Außenwanddämmung montierte Hochleistungs-Flächenkollektor unter winterlichen Bedingungen sehr effektiv und bleibt darüber hinaus immer schneefrei.

Im Sommer werden Übertemperaturprobleme in der Anlage und im Gebäude vermieden. Der **Speicher** kann wesentlich kleiner ausgelegt werden, als dies bei Anlagen mit Saisonspeicherung der Fall wäre. **32 m³ Speicherinhalt reichen aus** um die bis zu 3 Wochen dauernde strahlungsarme Periode im Frühwinter sicher überbrücken zu können. Im Januar wird dann der Speicher bereits wieder durch die Wintersonne geladen.

Bedingung für einen hohen Gesamtwirkungsgrad der Anlage sind niedrige Heizmitteltemperaturen (Flächenheizung) und schichtweises Be- und Entladen des Speichers. Die **Beladung** des 9 m hohen Kombispeichers erfolgt **in drei Etagen** nach dem „**Varioflow-Prinzip**“ (Beschreibung im Kapitel „Anlagenkonzept und Regelung“).

Ein optimaler Wärmeübergang vom Absorber an das Medium und von dort über den Wärmetauscher in den Speicher wird durch turbulente Strömungsverhältnisse erreicht (siehe Kapitel „hydraulische Optimierung“).

Die Solaranlage erreicht unter diesen Bedingungen im Januar einen sehr hohen Nutzungsgrad: mehr als 40 % der Solarstrahlung wird in nutzbare Wärmeenergie umgesetzt.

Als beachtenswertes Gesamtergebnis bleibt festzuhalten, daß eine Kollektorfläche von nur 100 m² ausreicht, um ein Gebäude mit 1.000 m² Nutzfläche ganzjährig zu beheizen.

4. Abschließende Stellungnahme

Die Summe aller Optimierungsmaßnahmen hat zu einem Konzept geführt, das es ermöglicht, das Naturpark-Informationsgebäude mit 1.000 m² Nutzfläche rechnerisch zu 100% mit Solarenergie zu beheizen.

Hierzu ist eine Kollektorfläche mit 100 m² ausreichend.

Aus ökologischer und aus wirtschaftlicher Sicht erscheint jedoch ein Wärmeverbund mit dem bestehenden Informationsgebäude sinnvoller als ein isoliert betrachtetes Nullenergiekonzept.

Insgesamt ist im Monat Januar bei Fassadenintegration ein etwa 30 % höherer Kollektorertrag zu erwarten als bei einem 45° geneigten Dachkollektor.

Der Wärmepreis ist zum jetzigen Zeitpunkt deutlich höher als bei konventionellen Heizsystemen. In der Summe liegen die Mehrkosten für das vorliegende Konzept aber durchaus in einem akzeptablen Rahmen.

In jedem Fall stellt das Naturpark-Informationshaus auf dem Weg zur Entwicklung realisierbarer Nullenergiegebäude europaweit einen Meilenstein dar.

Zwiesel, Juli 1999