



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Schlussbericht 28. Oktober 2014

Etablierung eines CST Kompetenzzentrums am SPF

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Industrielle Hoch-Temperatur Solarenergie
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

SPF-HSR
Oberseestr. 10
CH-8640 Rapperswil
www.spf.ch

Autoren:

Matthias Rommel, SPF-HSR, matthias.rommel@spf.ch
Stefan Brunold, SPF-HSR, stefan.brunold@spf.ch
Elimar Frank, SPF-HSR, elimar.frank@spf.ch
Marco Larcher, SPF-HSR, marco.larcher@spf.ch
Heinz Marty, SPF-HSR, heinz.marty@spf.ch
Lucien Hangartner, SPF-HSR, lucien.hangartner@spf.ch
Jana Möllenkamp, SPF-HSR, jana.moellenkamp@spf.ch
Mercedes Hannelore Rittmann-Frank, SPF-HSR, mh.rittmann-frank@spf.ch

BFE-Bereichsleiter: Stefan Oberholzer

BFE-Programmleiter: Pierre Renaud

BFE-Vertrags- und Projektnummer: SI/500662-01 / SI/500662

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	6
1 Einleitung und Projektziele	10
2 Durchgeführte Arbeiten.....	11
2.1 Komponenten	11
2.1.1 Spektroskopie	11
2.1.2 Alterungsuntersuchungen (ALT)	16
2.1.2.1 ALT Ergebnisse für das Schichtsystem „AS“	17
2.1.2.2 ALT Ergebnisse für das Schichtsystem „Sol-Gel“	20
2.2 Kollektoren.....	22
2.2.1 Hochtemperatur-Teststände	22
2.2.1.1 Teststand mit Wasser als Wärmeträgerfluid (HoTT200)	22
2.2.1.2 Teststand mit Thermoöl als Wärmeträgerfluid (HoTT300)	24
2.2.2 Messungen an Parabolrinnenkollektoren	27
2.2.2.1 PT1800A: Wirkungsgradkennlinienmessungen	28
2.2.2.2 PT1800A: IAM – Messungen.....	30
2.2.2.3 PT1800A: Messungen zu den thermischen Verlusten	32
2.2.2.4 PT1800B: Wirkungsgradkennlinienmessungen	35
2.2.2.5 PT1800B: IAM – Messungen.....	37
2.2.2.6 PT1800B: Messungen zu den thermischen Verlusten	40
2.2.2.7 Vergleich der beiden Kollektoren PT1800A und PT1800B	42
Vergleich der Wirkungsgradkennlinien	42
Vergleich der IAM – Kurven	44
Thermische Verlustmessungen:	44
2.2.3 Optische Modellierung des PT1800A für IAM Simulationen	46
2.2.4 Verfahren zur Überprüfung der Qualität der Reflektorgeometrie.....	51
2.2.5 Umgebungstemperaturmessungen mit dem Sensor "Thies Clima"	54
2.2.6 Untersuchung zur Direktstrahlungsmessung mit dem Sensor SPN1	56
2.2.6.1 Methode 1: Pyrheliometer.....	56
2.2.6.2 Methode 2: Global- und Diffusstrahlungsmessung	56
2.2.6.3 Methode 3: Messgerät SPN1 von der Fa. DeltaT	56
2.2.6.4 Auswertung und Gegenüberstellung Direktstrahlungsmessung (DNI).....	57
2.2.6.5 Messwertgegenüberstellungen für die Jahre 2012 und 2013	57
2.3 Systeme	65
2.3.1 Grundlage für die Leistungsberechnung.....	65
2.3.1.1 Direktstrahlungsberechnung.....	68
2.3.1.2 Berücksichtigte Einflussfaktoren.....	69
2.3.2 Einfluss auf die Genauigkeit der Leistungsberechnung.....	72

2.3.2.1	Messgrößen und Messunsicherheiten	72
2.3.2.2	Abgeleitete Größen aus Messgrößen.....	74
2.3.2.3	Fehlerrechnung der Leistungsberechnung.....	75
2.3.3	Anlage in Bever.....	76
2.3.3.1	Anlagenbeschreibung	76
2.3.3.2	Messdatenerfassung	76
2.3.3.3	Wetterdaten	77
2.3.3.4	Betriebsbedingungen und Ereignisse/Störungen im Betrieb.....	79
	Ereignisse und Störungen.....	80
2.3.3.5	Auswertung der Solarerträge.....	85
2.3.3.6	Auswertung des (instantanen) Kollektorfeldwirkungsgrades.....	88
2.3.4	Anlage in Saignelégier	90
2.3.4.1	Anlagenbeschreibung	90
2.3.4.2	Messdatenerfassung	90
2.3.4.3	Analyse der Messdaten und Auswertung der Solarerträge.....	90
2.3.5	Thermische Masse im Kollektorkreis und Kollektor	94
2.3.6	Dynamische Simulationen	97
3	Nationale / internationale Zusammenarbeit.....	101
4	Schlussfolgerungen	102
4.1	Komponenten	102
4.1.1	Spektroskopie	102
4.1.2	Alterungsuntersuchungen (ALT)	102
4.2	Kollektoren.....	102
4.3	Systeme	103
4.3.1	Wirkungsgradvergleich von Kollektor und Kollektorfeld.....	104
4.4	Status der Ziele und Milestones.....	107
	Referenzen.....	108
	Anhang.....	109
A	Komponenten	109
A.1	Alterungsuntersuchungen (ALT)	109
B	Kollektoren	118
B.1	Wirkungsgradmessungen	118
B.2	Auskühlmessungen	123
B.3	Wirkungsgradfehlerrechnungen	127
B.4	Fehlerrechnung für die Auskühlmessung.....	130
B.5	Untersuchung zur Direktstrahlungsmessung mit dem Sensor SPN1	131
C	Systeme	134
C.1	Direktstrahlungsberechnung	134

C.2	Untersuchung Reihen Endverluste	138
C.3	Messunsicherheiten bei Temperaturmessung.....	139
C.4	Anlage Bever	143
C.5	Anlage Saignelégier.....	144

Zusammenfassung

Ziel des „Concentrating Solar Thermal Energy“ (CST) Projektes, war es die Kompetenzen des SPF auf den Bereichen der konzentrierenden Kollektoren und der solarthermischen Prozesswärmenutzung sowie anderer Anwendung zu erweitern. Dafür wurden in den folgenden unterschiedlichen CST Bereichen spezifische Aktivitäten durchgeführt.

Komponenten

Die am SPF vorhandene Infrastruktur zur Bestimmung der optischen Eigenschaften von solaren Absorberschichten wurde erfolgreich erweitert. Damit können nun spektrale Reflexionsmessungen mit hoher Genauigkeit nicht mehr nur an flachen Absorbern, sondern auch an Absorberrohren, ab einem Durchmesser von 26 mm, durchgeführt werden. Vergleichsmessungen an flachem und zu Rohren gebogenen Absorbern haben eine sehr gute Übereinstimmung gezeigt. Während eines Zeitraums von 18 Monaten durchgeführte repetitive Messungen an einem Rohr ($d = 36 \text{ mm}$) haben eine gute Wiederholbarkeit bestätigt, aber auch verdeutlicht, dass bei der Platzierung der Probe sorgfältig gearbeitet werden muss.

Im Rahmen der an zweierlei Absorberschichten durchgeführten beschleunigten Alterungsuntersuchungen wurden Absorberrohre mit insgesamt ca. 14'000 Stunden auf unterschiedlichen Temperaturniveaus belastet. Die durch die Belastung hervorgerufenen Änderungen der optischen Eigenschaften waren in einem Fall zu klein um überhaupt von einer Degradation sprechen zu können. Im anderen Fall immer noch zu klein um eine Systematik erkennen zu lassen, welche für die Bestimmung der Aktivierungsenergie dienen könnte. Daher war es in beiden Fällen nicht möglich, eine Lebensdauerabschätzung vornehmen zu können.

Kollektoren

Während der Projektphase wurden 2 Teststände für die thermische Vermessung von Kollektoren gebaut. Mit dem HoTT200, welcher mit Heisswasser betrieben, können Kollektorstandards bis 200°C ermittelt werden. Mit dem zweiten Teststand HoTT300, dieser wird mit Thermoöl betrieben, können nur thermische Belastungen bis 300°C durchgeführt werden. Der Kollektor wird dabei mit Thermoöl durchströmt und auf 300°C aufgeheizt und anschliessend wieder abgekühlt. Beide Teststände wurden im Verlauf des Projekts eingesetzt und haben sich soweit bewährt.

Ein kommerziell erhältlicher Parabolrinnenkollektor konnte mittels des HoTT200 erfolgreich thermisch vermessen werden. Für die Auswertung der Messungen und deren Verifizierung wurden Werkzeuge in Form von Modellen entwickelt. Mittels eines optischen Modells können longitudinale und transversale IAM – Kurven vorab simuliert oder gemessene Kurven verifiziert werden. Ein thermisches Modell erlaubt uns verschiedene thermische Verbesserungsmöglichkeiten, den Receiver betreffend, anzuschauen. Eine solche Optimierung war die Verwendung einer besseren selektiven Schicht für den Absorber des vermessenen Parabolrinnenkollektors. Die verbesserte Version wurde ebenfalls mit dem HoTT200 vermessen. Aufgrund von Qualitätsmängeln bezüglich der neuen Absorberrohre konnte keine wesentliche thermische Leistungssteigerung gemessen werden.

Mit dem HoTT300 wurden gegen Ende der Projektlaufzeit zwei Vakuumröhrenkollektoren bezüglich ihres Druckabfalls und thermischer Belastbarkeit mit einem Thermoöl untersucht. Wegen eines Zwischenfalls, bei dem Thermoöl austrat und dem Fehlen eines geeigneten Laborraums, werden Messungen mit dem HoTT300 in nächster der Zeit nicht möglich sein. Mit dem HoTT200 werden wir in Zukunft konzentrierende Kollektoren aber auch kleinere Hochleistungsflach- oder Vakuumröhrenkollektoren vermessen können.

Systeme

Im Rahmen dieses Projektes wurden umfangreiche Untersuchungen anhand der Messdaten von der Anlage in Bever und von der Anlage in Saignelégier vorgenommen. Für die Auswertung der Anlagen wurde ein Auswertungskonzept entwickelt, welches uns ermöglicht die Messdaten auf schnelle und übersichtliche Art zu analysieren. Des Weiteren wurde eine Darstellungsform der Messdaten gewählt, die es erlaubt unterdurchschnittliche Tageserträge direkt zu identifizieren und ihre Ursachen festzustellen. Die Darstellung bietet ein einheitliches Konzept um auch anlagenübergreifende Vergleiche machen zu können. Es wurde ein weiteres Auswertungskonzept erarbeitet um Zeitverläufe von Grössen (z.B. Eintritts- und Austrittstemperatur, Durchfluss im Kollektorkreis, Druck, Einstrahlung) eines beliebigen Tages darzustellen und zu analysieren.

Zusätzlich zu der Auswertung der Messdaten wurden dynamischen Simulationen des Kollektorfeldes mit Polysun durchgeführt. Dabei haben die ersten Ergebnisse ergeben, dass Polysun ein geeignetes Tool ist um weitere Fragestellungen zu diesem Thema zu bearbeiten.

Aus dem Vergleich zwischen Kollektorfeld und einem getesteten Kollektors wurde deutlich, dass unter den untersuchten Betriebsbedingungen ähnliche Wirkungsgrade erreicht wurden.

Summary

The aim of the "Concentrating Solar Thermal Energy" (CST) project was to enhance the skills of the SPF on the areas of concentrating collectors and solar thermal process heat as well as other application. Therefore, specific activities were carried out in the following different areas CST

Components

The existing infrastructure at the SPF, which allows to define the optical properties of solar absorber layers was successfully expanded. So spectral reflectivity measurements with a high definition are not only possible for flat absorbers but also for curved absorber tubes (diameter of minimum 26mm). The comparison between the flat and the curved tubes showed good agreement. Over a period of 18 months repetitive measurements were performed on a pipe (diameter 36mm) confirming a good reproducibility, but also illustrated the importance of a careful placement of the sample.

As part of the accelerated aging studies carried out on two absorber layers, absorber tubes were tested with a total of approximately 14000 hours at different temperature levels. In one case, the stress induced changes in optical properties were too small to be able to speak of degradation. In the other case, they were also too small to reveal a systematic, which could serve for the determination of the activation energy. Therefore, it was not possible in both cases to be able to carry out a life time estimation.

Collectors

During the project two test stands were built for the measurement of thermal collectors. With the HoTT200, which operates with hot water, collector efficiency curves can be determined up to 200°C. With the second test stand HoTT300, which is operated with thermal oil, only thermal loads up to 300°C can be carried out. The collector is thereby passed through thermal oil and heated to 300°C and then cooled again. Both test stations were used in the course of the project and have been proven so far.

A commercially available parabolic trough collector could be measured successfully by means of the thermally HoTT200. For the evaluation of the measurements and verification tools in the form of models have been developed. With an optical model the longitudinal and transversal IAM-curves can be simulated or measured curves can be verified. A thermal model allows us to check different thermal improvement options for the receiver. One improvement was done by using a better selective layer for the absorber of the measured parabolic trough collector. The improved version was also measured with the HoTT200. However, due to the low quality of the new absorber tubes no significant thermal performance improvement could be measured.

At the end of the project period two vacuum tube collectors have been investigated with respect to their pressure drop and thermal resistance with the HoTT300 using thermal oil. Due to a thermal oil leakage incident and the lack of a suitable laboratory space, measurements with the HoTT300 will not be possible in the near future.

However, the HoTT200 is working and is ready to test concentrating collectors as well as smaller high performance flat or vacuum tube collectors.

Systems

In this project, extensive studies have been made on the basis of the measurement data from two solar process heat plants in Bever in Saignelégier. For the evaluation of the systems, an analysis concept was developed, which allows us to analyze the measurement data in a fast and clear way. Furthermore, a form of representation of the measured data was used, which allows to identify directly below average daily yields and to determine their

causes. The representation provides a unified approach enabling cross-system comparisons. Further analysis concept was established to investigate different variables (e.g. inlet and outlet temperature, flow in the collector circuit, pressure, irradiance) over time during an arbitrary day.

In addition to the evaluation of the measured data, first dynamic simulations of the collector field were carried out with Polysun, which emerged to be a suitable tool to work on further questions on this topic based on preliminary results.

The comparison between collector field and the measurement done on an individual collector, showed that under the investigated operating conditions similar efficiencies were achieved.

1 Einleitung und Projektziele

Das Institut für Solartechnik SPF ist das schweizerische Kompetenzzentrum für Niedertemperatursolarthermie mit weltweiter Anerkennung. Ziel dieses Projektes ist es, die Kompetenzen des SPF auf den Bereich der konzentrierenden Kollektoren und der solarthermischen Prozesswärmenutzung sowie anderer Anwendungen zu übertragen bzw. zu erweitern, um insbesondere auf dem Gebiet der „Concentrating Solar Thermal Energy“ (CST) international eine zentrale Rolle einzunehmen. Zur Erreichung dieses Zieles sollen in unterschiedlichen CST Bereichen spezifische Aktivitäten durchgeführt werden, welche gezielt auf dem am SPF vorhandenen Know-how auf dem Gebiet der Niedertemperatursolarthermie aufbauen:

- Ausbau der Spektroskopie zur optischen Charakterisierung von Absorberrohren, Hüllrohren und Spiegeln sowie Alterungsuntersuchungen an Solarabsorberschichten für den Einsatz in Prozesswärmekollektoren im Bereich „Komponenten“,
- Leistungsmessungen an Prozesswärmekollektoren (insbes. konzentrierenden) im Bereich „Kollektoren“, sowie
- Messtechnische Erfassung und Analyse von solarthermischen Prozesswärmesystemen im Betrieb im Bereich „Systeme“.

2 Durchgeführte Arbeiten

2.1 Komponenten

2.1.1 SPEKTROSKOPIE

Die zur Bestimmung der optischen Eigenschaften von Solarabsorberschichten notwendige Messtechnik beruht auf dem Prinzip der direkt-hemisphärischen spektralen Reflexionsmessung. Dazu ist am SPF ein handelsübliches Fouriertransformspektrometer (FTIR) der Firma Bruker Optics vorhanden, welches speziell für diese Anwendung mit stärkeren Lichtquellen ausgestattet, sowie durch integrierende Kugeln (Ulbrichtkugeln) mit 200 mm Durchmesser erweitert (Eigenentwicklung) worden ist. Damit sind spektrale Messungen an flachen Proben zwischen ca. 300 nm und 20 μm mit hoher Präzision möglich (s. *Abbildung 2.1-1*, links):

Der vom FTIR modulierte Lichtstrahl mit einem Querschnitt von etwa $2.5 \times 2.5 \text{ cm}^2$ tritt von links kommend durch die Eintrittsöffnung „E“ in die Kugel ein und trifft rechts auf die am Sample-Port montierte flache Probe „S“. Der nicht von der Probe absorbierte Anteil des Lichtes wird reflektiert. Die diffuse Komponente des reflektierten Lichtes (der Übersicht halber nicht in der Abbildung eingezeichnet) wird gleichmässig in die Kugel gestreut und von dem im Zenit der Kugel sitzenden Detektor registriert. Die direkte Komponente wird von dem der Probe gegenüber liegenden Plug „P“ ideal diffus reflektiert und ebenfalls gleichmässig in die Kugel gestreut und vom Detektor registriert. Aus Vergleichsmessungen mit einem Reflexionsstandard kann daraus der spektrale Reflexionsgrad der Probe berechnet werden, welcher die Grundlage zur Bestimmung des solaren Absorptions- bzw. des thermischen Emissionsvermögens ist.

Handelt es sich bei der zu messenden Probe nicht um einen flachen, sondern um einen zylindrischen Absorber, so ist die Vorgehensweise prinzipiell dieselbe. Dabei sind jedoch folgende Besonderheiten zu beachten (siehe *Abbildung 2.1-1*, rechts):

1. Um zu vermeiden, dass die von der Probe „S“ direkt reflektierte (aber aufgefächerte) Komponente weder durch die Eintrittsöffnung „E“ noch zwischen Sample-Port „S“ und der Probe selbst die Kugel verlassen kann, muss der vom FTIR kommende Lichtstrahl in seiner Breite stark begrenzt werden.
2. Da die von der Probe „S“ direkt reflektierte Komponente nicht nur auf den Plug „P“ sondern auch auf einen Streifen der Kugelwandung trifft, muss die Kugelwandung dieselben optischen Eigenschaften wie der Plug „P“ besitzen.
3. Der Probenhalter, mit welchem der zylindrische Absorber am Sample-Port „S“ fixiert wird, muss so gestaltet sein, dass eine genaue und reproduzierbare Positionierung der Probe gegenüber dem Lichtstrahl gegeben ist.

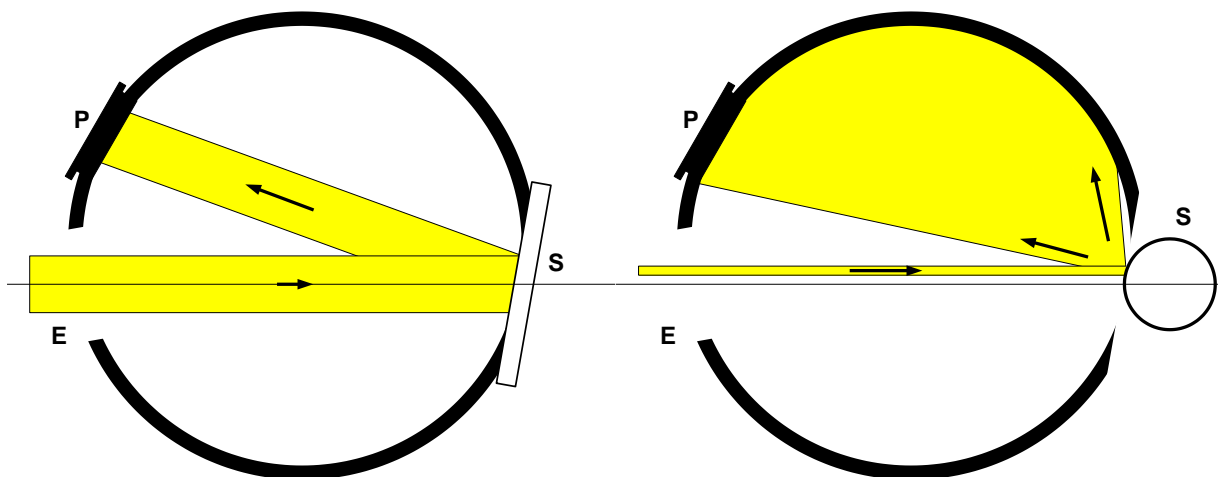


Abbildung 2.1-1: Messung der direkt-hemisphärischen Reflexion mittels Ulbrichtkugel bei planen (links) bzw. zylindrischen (rechts) Absorbern (Schnittbild durch die Kugel, von der Detektorposition aus betrachtet).

Um diese Anforderungen (1. – 3.) mit dem vorhandenen Messequipment zu erfüllen, wurden unterschiedliche Änderungen bzw. Ergänzungen am Spektrometer vorgenommen:

1. Um die Breite des Lichtstrahls zu begrenzen wurden Schlitzeblenden angefertigt (s. *Abbildung 2.1-2*, rechts im Vordergrund). Für Versuchs- und Justierzwecke wurde eine Schlitzeblende mit einstellbarer Spaltbreite angefertigt. Um diese Blenden in die Blendenkammer des FTIR einsetzen zu können, wurden justierbare Blendenhalter hergestellt und in die Blendenkammer eingebaut (s. *Abbildung 2.1-2*, links). Diese Anpassung ist trotz der sehr beengten Verhältnisse gut gelungen.
2. Für die spektrale Reflexionsmessung von UV bis MIR werden zwei Ulbrichtkugeln mit unterschiedlichen Oberflächen der Innenseite verwendet. Für den kurzwelligen Spektralbereich („UVIS“, ca. $0.3 \mu\text{m}$ - $2.5 \mu\text{m}$) bestehen die Kugel sowie die verwendeten Plugs aus identischem optischem PTFE. Für den langwelligen Bereich („MIR“ oberhalb etwa $1.5 \mu\text{m}$) bestehen die Kugel sowie die verwendeten Plugs aus Aluminium mit einer gestrahlten und vergoldeten Oberfläche. Während die Reflexionscharakteristik der Plugs nahezu ideal Lambert'sch ist, weist diejenige der MIR Kugelinnenoberfläche eine geringe direkte Komponente auf, was eine höhere Signalstärke bewirkt. Deshalb war für die MIR Kugel eine Überarbeitung und Neubeschichtung der Oberfläche notwendig.
3. Durch die, insbesondere bei kleinen Rohrdurchmessern, notwendige starke Begrenzung des Lichtstrahles wird die Signalstärke am Detektor extrem klein. Sollen die Messungen weiterhin rauscharm sein, führt dies, insbesondere im IR, zu extrem langen Integrationszeiten. Daher wurde, zur Verbesserung des Signal-Rausch-Verhältnisses und zur Verkürzung der Messzeiten, ein neuer grossflächiger MCT Detektor angeschafft und in Betrieb genommen. Dadurch konnte die Messzeit, z.B. für eine Probe mit 36 mm Durchmesser, auf etwa 20 Minuten reduziert werden. Dies ist etwa 1/3 der Zeit welche mit dem bisherigen Detektor benötigt wurde.
4. Um eine reproduzierbare Platzierung der zylindrischen Absorber am Sample-Port der Ulbrichtkugel zu gewährleisten wurde ein spezieller Probenhalter konstruiert, welcher für Rohrdurchmesser von 26 mm bis 100 mm geeignet ist (s. *Abbildung 2.1-3*).

Ergebnisse von Vergleichsmessungen mit der neuen Messtechnik sind in Form von Reflexionsspektren in *Abbildung 2.1-4* zusammengefasst. Ein Vergleich für die daraus ermittelten integralen Werte des solaren Absorptionsgrades α (bezogen auf das AM1.5

Globalstrahlungs-Solarspektrum) und des Emissionsgrades ϵ (bezogen auf 100°C) sind in Tabelle 2.1-1 einander gegenübergestellt.

Für diesen Vergleich wurde die spektrale Reflexion einer MTI Absorberfolie (Schwarzchrom auf 0.13 mm dickem Kupferblech) als flache Probe sowie in Form von Zylindern mit unterschiedlichen Durchmessern gemessen. Die grösste Abweichung (aber immer noch mit relativ guter Übereinstimmung) zur flachen Probe zeigt erwartungsgemäss das Rohr mit dem kleinsten Durchmesser von 26 mm. Dies gilt es bei der zukünftigen Angabe von Messwerten zu berücksichtigen. Bei vergleichenden Messungen, wie diese etwa bei beschleunigten Alterungsuntersuchungen vorgenommen werden, ist eine geringe systematische Abweichung vollkommen unerheblich. Für die grösseren Durchmesser ist die Übereinstimmung sehr gut.

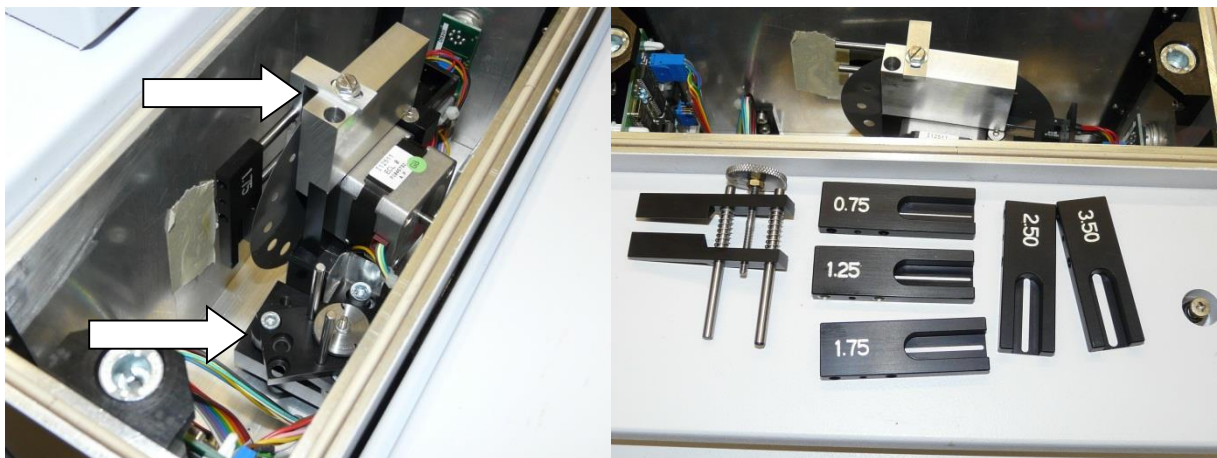


Abbildung 2.1-2: Blendenkammer des FTIR (links) mit zusätzlichen justierbaren Blendenhalterungen (Pfeile) sowie einstellbare und fixe Schlitzblenden (rechts, vorne).

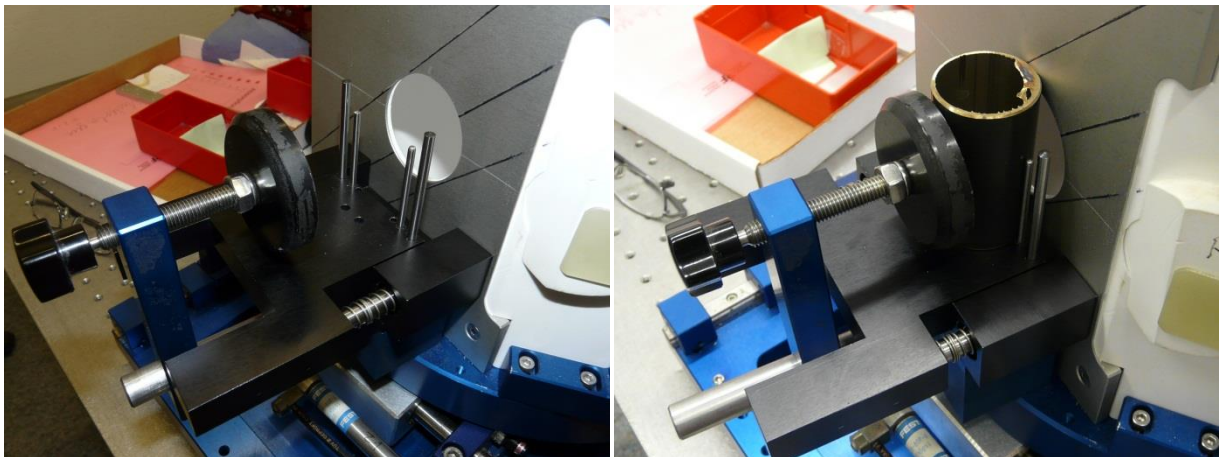


Abbildung 2.1-3: Ulbrichtkugel mit an Sample-Port montiertem Probenhalter für zylindrische Absorber (links), mit Absorberrohr in Messposition (rechts).

MTI Folie

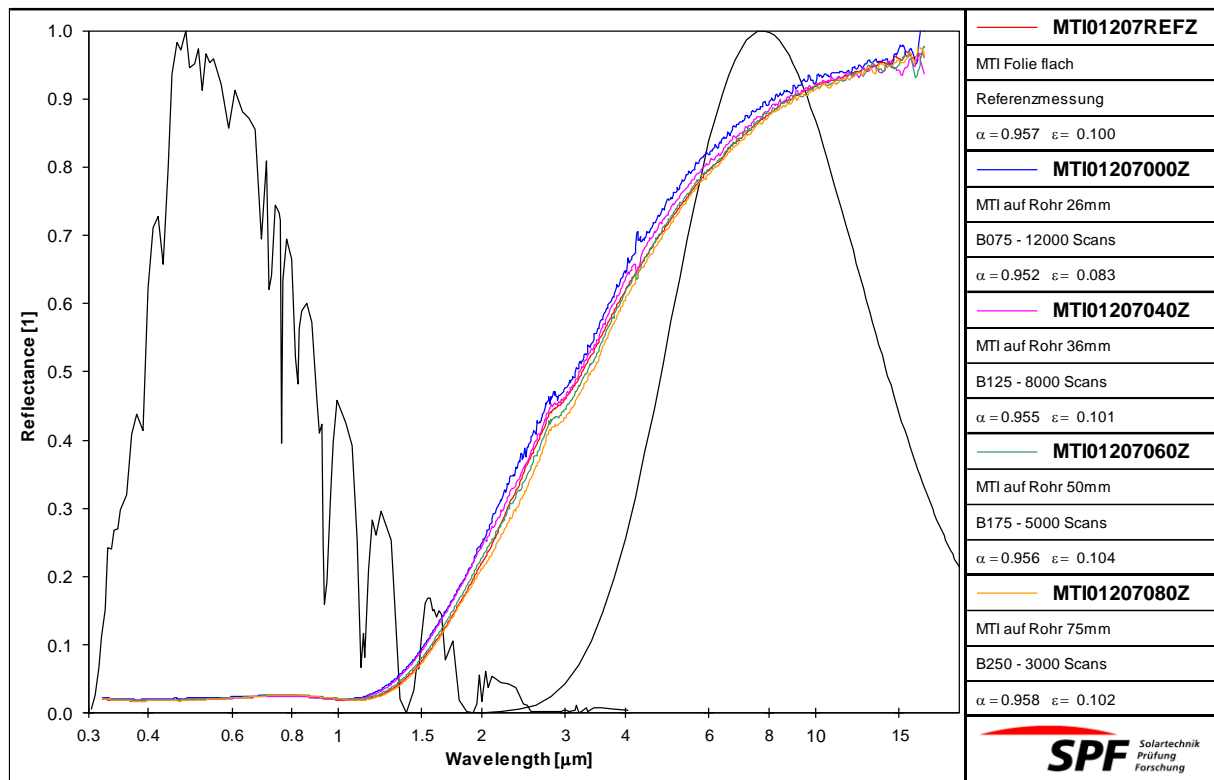


Abbildung 2.1-4: Vergleichsmessung einer Schwarzschrö-Absorberfolie (MTI) als flache Probe und als zylindrische Proben mit unterschiedlichen Durchmessern. In Schwarz sind das Solarspektrum (ISO9845) sowie die spektrale Strahlungsverteilung eines schwarzen Körpers von 100°C eingezeichnet.

Tabelle 2.1-1: Vergleich der integralen Werte α und ϵ (beschrieben in Duffie&Beckman [1] und Rabel [2]) für flache und zylindrische Absorber.

Bezeichnung	Form	α	ϵ
MTI01207REFZ	Flach (Referenz)	0.957	0.100
MTI01207000Z	Zylinder (D = 26 mm)	0.952	0.083
MTI01207040Z	Zylinder (D = 36 mm)	0.955	0.101
MTI01207060Z	Zylinder (D = 50 mm)	0.956	0.104
MTI01207080Z	Zylinder (D = 75 mm)	0.958	0.102

Die Notwendigkeit zuverlässig optische Messungen an Absorberrohren durchführen zu können zeigt Abbildung 2.1-5. Hier sind die Spektren für unterschiedliche Rohrdurchmesser aus einer Prototypenproduktion (d.h. ohne fine-tuning der Beschichtungsparameter) bei Energie Solaire SA einander gegenüber gestellt. Mit dem Auge sind zwischen den Absorberproben praktisch kaum Unterschiede zu sehen und eine spektrale Messung war bislang nicht möglich.

ESSA Black Chrome Coating on Tubes (experimental)

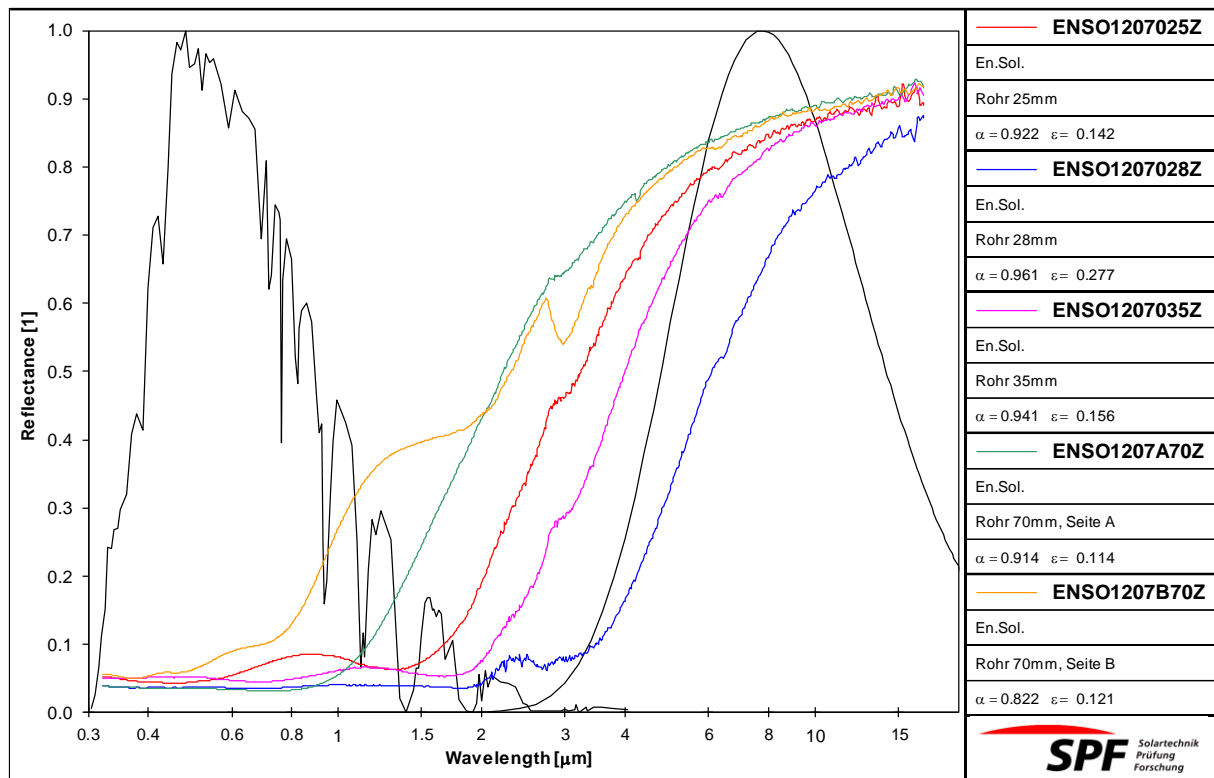


Abbildung 2.1-5: Vergleichsmessung von ESSA Absorberrohren mit unterschiedlichen Durchmessern. Die Rohre wurden einer Prototypenproduktion entnommen und entsprechen nicht dem von ESSA kommerziell angebotenen Produkt.

An den Messergebnissen fällt auf, dass sich die optischen Eigenschaften nicht nur für die Proben von unterschiedlichem Durchmesser unterscheiden. So zeigt ENSO1207A70Z bzw. ENSO1207B70Z das Reflexionsspektrum ein und desselben Rohres an unterschiedlichen Positionen auf dem Rohrumfang. Durch die neuen Messmöglichkeiten können deshalb auch Überprüfungen zur Homogenität der Absorberbeschichtungen durchgeführt werden, was für die Verbesserung von Produktionsprozessen hilfreich ist.

Um die Reproduzierbarkeit und Langzeitstabilität der neuen Messmethode zu überprüfen, wurden zwischen Dezember 2012 und Juni 2014 insgesamt 38 Wiederholungsmessungen an einem mit Schwarzchrom beschichteten Absorberrohr mit 34 mm Durchmesser durchgeführt. Die Abweichungen der Einzelmessung zum Mittelwert aller Messungen sind in Abbildung 2.1-6 dargestellt. Mit Abweichungen deutlich kleiner als 0.5% (absolut) ist die Wiederholbarkeit der Messungen des solaren Absorptionsgrades ausgezeichnet. Die Reproduzierbarkeit der Messungen des Emissionsgrades liegt bei etwa 1%. Es fällt jedoch auf, dass einzelne Messungen eine grössere Abweichung bis etwa 2% aufweisen und ein Ausreisser gar 3.6%. Dies zeigt, dass die Messresultate insbesondere im IR mit Sorgfalt gehandhabt werden müssen und im Zweifel Wiederholungsmessungen (mit erneuter Probenplatzierung) angezeigt sind.

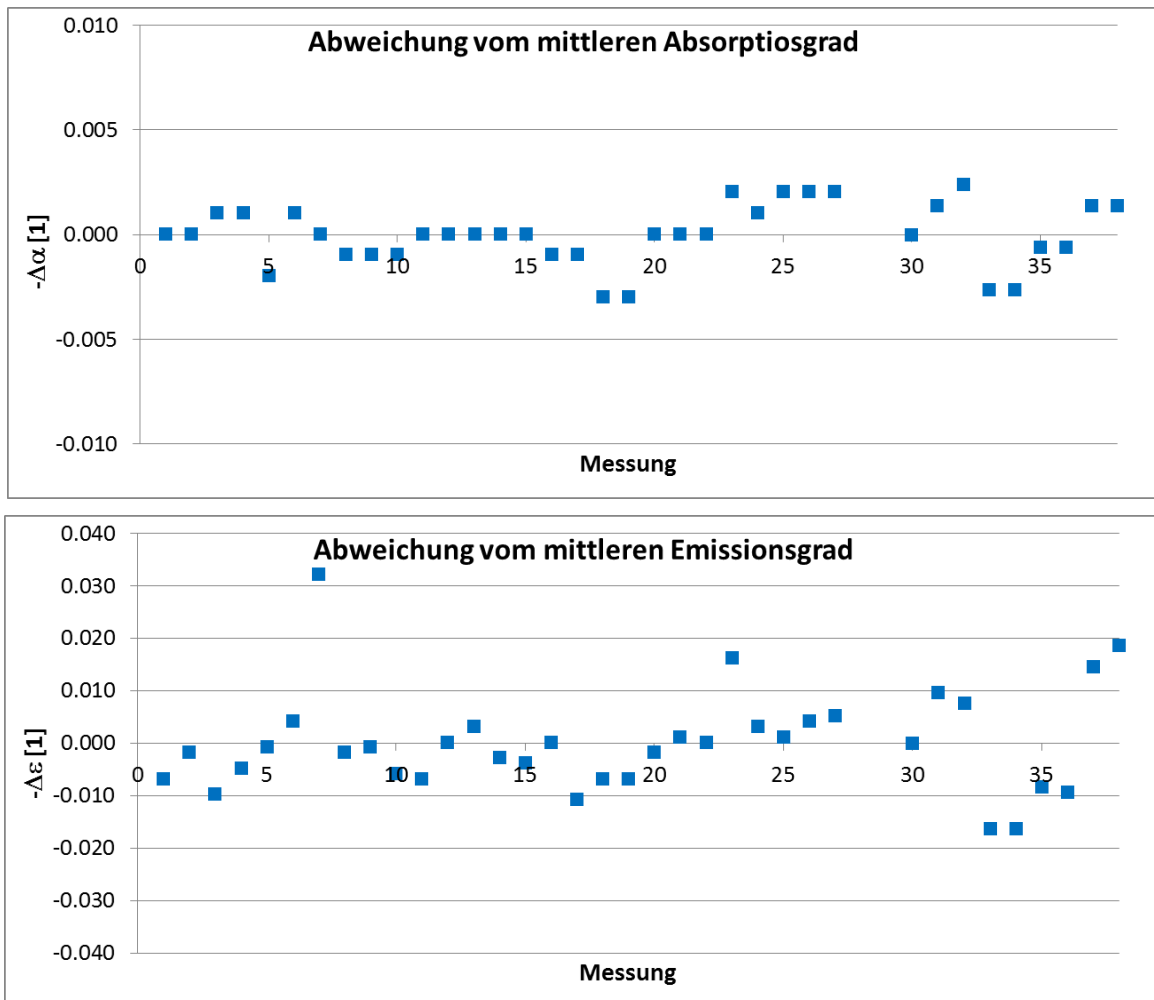


Abbildung 2.1-6: Abweichung (absolut) des Absorptionsgrades (oben) bzw. Emissionsgrades (unten) von 38 Wiederholungsmessungen zum Mittelwert.

2.1.2 ALTERUNGSUNTERSUCHUNGEN (ALT)

Zur Durchführung von beschleunigten Alterungsuntersuchungen wurden 2012 von Energie Solaire SA zwei unterschiedliche Typen Absorberrohre zur Verfügung gestellt. Dabei handelt es sich zum einen um ein Edelstahlrohr mit 34 mm Durchmesser, galvanisch beschichtet mit der Absorberschicht „AS“ von Energie Solaire SA, zum anderen um ein Edelstahlrohr mit 40 mm Durchmesser, in einem Sol-Gel Prozess beschichtet mit einer von der EPFL entwickelten Absorberschicht.

Beide Absorbertypen wurden zahlreichen Belastungstests zwischen 300°C und 400°C unterzogen. Somit liegen insgesamt Messdaten der Veränderung der optischen Eigenschaften der Absorberrohre bei folgenden Zeiträumen und Temperaturen vor:

- 300°C: 3h, 10h, 20h, 50h, 100h, 750h, 1'100h und 1'750h
- 321°C: 100h, 200h, 435h, 835h und 1'560h
- 350°C: 3h, 6h, 10h, 20h, 50h, 100h, 500h, 1'000h, 1'500h, 2'650h und 4'650h
- 370°C: 6h, 12h, 30h, 60h, 110h, 270h, 500h, 988h, 1'893h, 2'805h und 4'805h
- 400°C: 10h, 20h, 40h, 80h und 190h , 540h und 1'111h

Da bei Rohren und insbesondere bei einem galvanischen Beschichtungsprozess nicht ausgeschlossen werden kann, dass die Schichteigenschaften auf dem Umfang variieren (z.B. aufgrund unterschiedlicher lokaler Feldstärken), wurden die optischen Eigenschaften der Rohre immer an zwei um 90° zueinander verdrehten Positionen ermittelt. Von den „AS“ beschichteten Rohren wurden immer drei Proben parallel exponiert, von den „Sol-Gel“ Rohren, mangels zur Verfügung gestelltem Material, hingegen nur einzelne Proben.

2.1.2.1 ALT Ergebnisse für das Schichtsystem „AS“

Das Schichtsystem „AS“ stand für die Alterungstests nicht nur in Form von Edelstahlrohren, sondern auch als flaches Material, wie dies aktuell standardmässig von Energie Solaire SA angeboten wird, zur Verfügung. Zudem wurde das flache Material bereits in den Jahren 1985 – 1994 im Rahmen des IEA-SHC Task X [3] intensiv untersucht. Sämtliche Ergebnisse aus den thermischen Belastungstests sind in Anhang A.1 zusammengefasst. Die Mittelwerte für den Absorptionsgrad / Emissionsgrad liegen für das Rohr bei 94.6% / 14.7%, für den aktuellen flachen Absorber bei 96.7% / 15.1% und für den flachen Absorber aus Task X bei 94.3% / 20%.

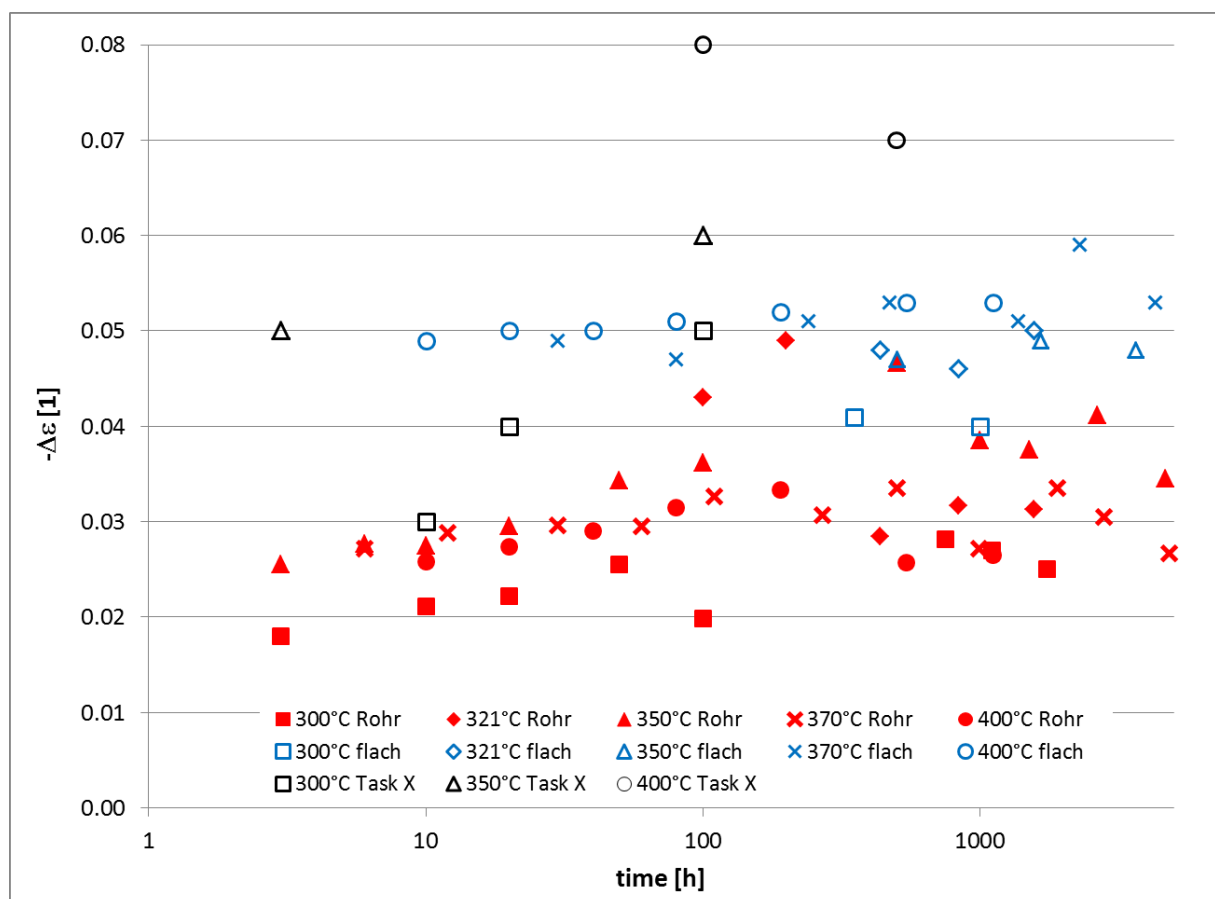


Abbildung 2.1-7: Änderung des Emissionsgrades der Rohre sowie der flachen Absorber (aktuell und Task X) durch unterschiedliche thermische Belastung.

Betrachtet man die Veränderung des Emissionsgrades der aktuellen Schicht aufgrund unterschiedlicher thermischer Belastung so fällt auf, dass dieser unabhängig von der Temperatur innert kürzester Zeit (< 10h) um einen festen Betrag abnimmt und sich dann stabilisiert. Im Fall der Rohre ist eine Abnahme um ca. 3% Punkte (rote Marker in Abbildung

2.1-7), beim flachen Absorber um ca. 5% Punkte festzustellen (blaue Marker). Da die zeitliche Veränderung der Schicht hinsichtlich des Emissionsgrades keine ausgeprägte Temperaturabhängigkeit zeigt, ist diese Grösse nicht geeignet, um eine Aktivierungsenergie nach Arrhenius zu bestimmen.

Die Daten aus Task X (schwarze Marker) lassen mangels Quantität einen Vergleich nur bedingt zu. Es fällt jedoch auf, dass zumindest bei 300°C bis 100h der Emissionsgrad kontinuierlich abfällt und sich die Differenz zum Ausgangszustand, gegenüber den aktuellen flachen Proben, tendenziell auf einem noch tieferen Niveau stabilisiert.

Bei Betrachtung der Abnahme des solaren Absorptionsgrades ergibt sich ein ähnlich heterogenes Bild (siehe Abbildung 2.1-9). Die im Task X beobachtete Degradation ist deutlich ausgeprägter, als die der aktuellen flachen Proben. Und diese ist wiederum deutlich ausgeprägter als diejenige der Rohre.

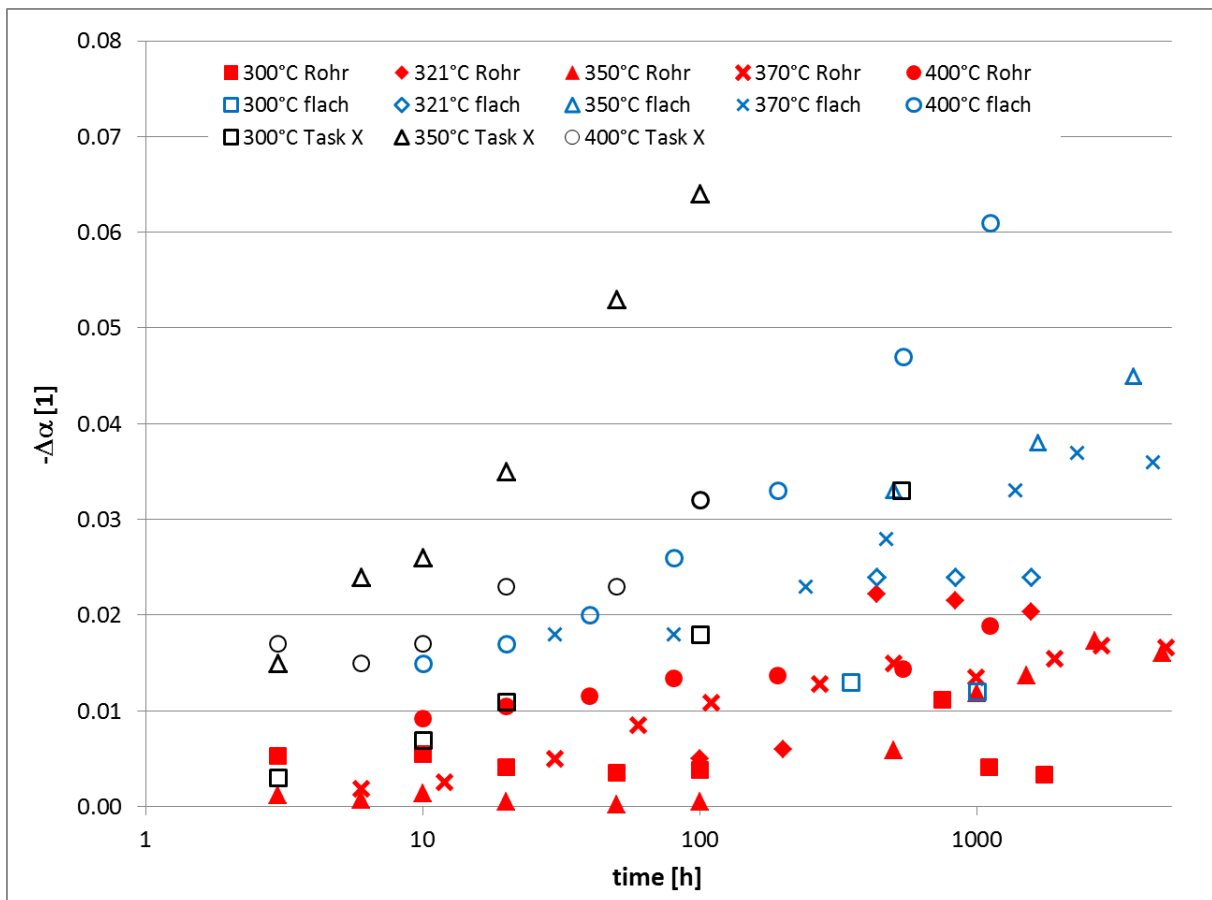


Abbildung 2.1-8: Änderung des Absorptionsgrades der Rohre sowie der flachen Absorber (aktuell und Task X) durch unterschiedliche thermische Belastung.

Im Rahmen der umfangreichen Untersuchungen des Task X wurde für die Beschichtung „AS“ eine Aktivierungsenergie von 214 kJ/mol ermittelt. Ausserdem hat sich gezeigt, dass Temperaturen über 350°C zu einer strukturellen Änderung der Schwarzschrömschicht führen und deshalb der zeitliche Verlauf der Degradation oberhalb bzw. unterhalb dieses Temperaturniveaus unterschiedlich ist.

Gestützt auf die Ergebnisse aus Task X wurden in Abbildung 2.1-10 die gemessenen Änderungen des solaren Absorptionsgrades aus dem 370°C Test mittels Arrheniusumformung und unter Verwendung von $E_A = 217 \text{ kJ/mol}$ (siehe [3]) auf 400°C transformiert. Da sich diese beiden Verläufe überdecken, kann das Ergebnis aus dem Task X für die

Aktivierungsenergie prinzipiell bestätigt werden. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass aufgrund der kleinen Änderungen in der solaren Absorption diesbezüglich eine relativ grosse Unsicherheit besteht. Zudem sind, aufgrund der durch Temperaturen über 350°C induzierten Änderung in der Struktur der Beschichtung (s.o.), diese Daten für eine Vorhersage der Alterungsbeständigkeit unter realen Einsatzbedingungen nicht relevant.

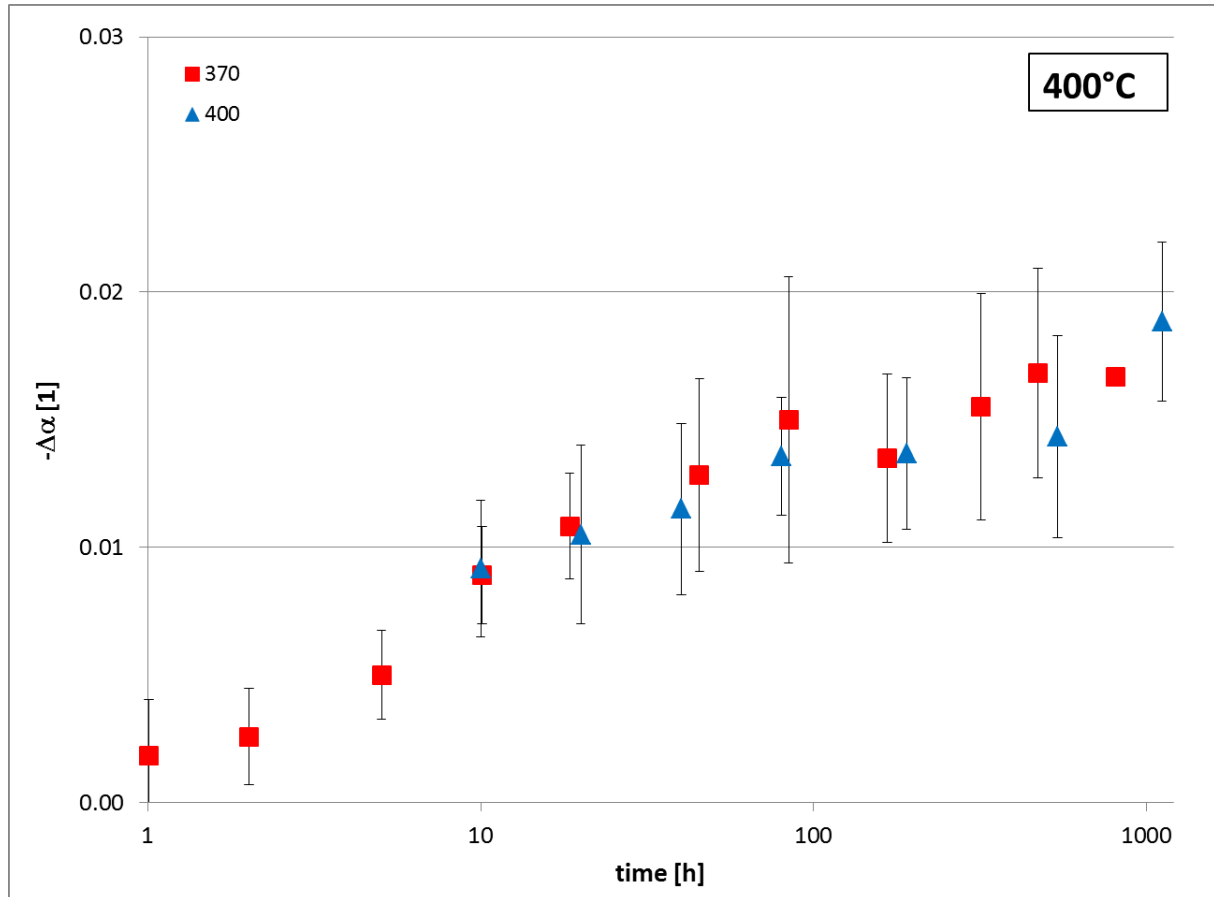


Abbildung 2.1-9: Berechneter Verlauf der Degradation bei 400°C basierend auf den Messungen bei 370°C und 400°C unter Zugrundelegung einer Aktivierungsenergie von 214 kJ/mol.

Dasselbe Vorgehen ist Grundlage für Abbildung 2.1-10. Nur wurden diesmal die Daten aus den Tests bis und mit 350°C verwendet und mit $E_A = 217$ kJ/mol (siehe [3]) auf 300°C transformiert. Da sich die Verläufe nicht decken, kann aber diesmal die Aktivierungsenergie nicht bestätigt werden. Auffallend ist, dass die Daten für den 321°C Test aus noch unbekannten Gründen völlig aus der Reihe fallen. Generell sind aber auch hier die gemessenen Änderungen im solaren Absorptionsgrad trotz Expositionszeiten von mehreren Tausend Stunden viel zu gering, um eine Abschätzung der Aktivierungsenergie vornehmen zu können. Daher ist es leider nicht möglich, an Hand der gemessenen Daten eine Lebensdauerabschätzung vorzunehmen.

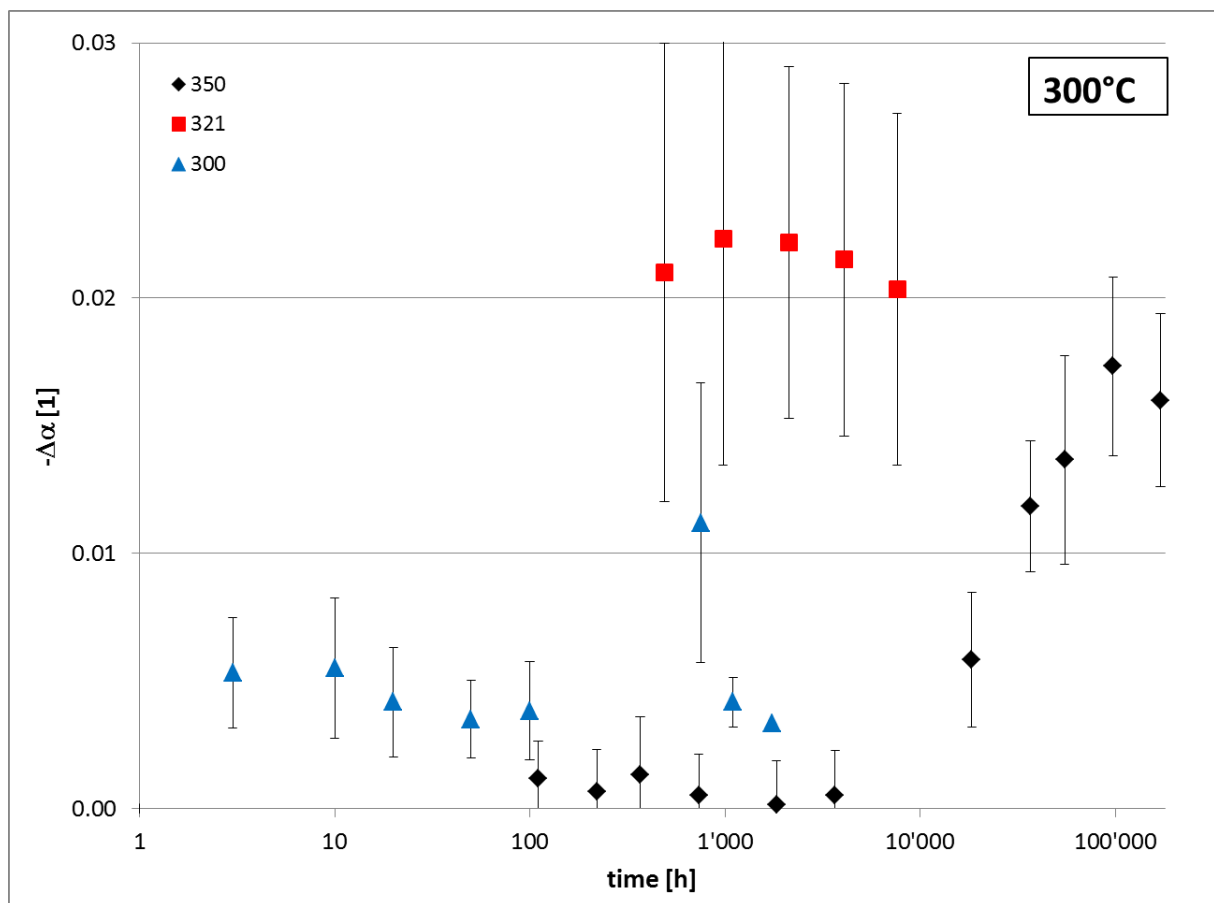


Abbildung 2.1-10: Berechneter Verlauf der Degradation bei 300°C basierend auf den Messungen bei 300°C, 321°C und 350°C unter Zugrundelegung einer Aktivierungsenergie von 214 kJ/mol.

2.1.2.2 ALT Ergebnisse für das Schichtsystem „Sol-Gel“

Das Schichtsystem „Sol-Gel“ stand in Form von Edelstahlrohren mit 40 mm Durchmesser zur Verfügung. Sämtliche Ergebnisse aus den thermischen Belastungstests sind in Anhang A.1 zu finden. Im Mittel liegt der solare Absorptionsgrad (virginal) bei 89.3% und der Emissionsgrad bei 10.5%.

In Abbildung 2.1-11 sind die durch die unterschiedlichen thermischen Belastungen verursachten Änderungen im solaren Absorptionsgrad (oben) sowie im Emissionsgrad (unten) zusammengefasst. Es ist leicht zu sehen, dass die durch die thermische Belastung hervorgerufenen Änderungen der optischen Eigenschaften selbst nach mehreren Tausend Stunden deutlich zu klein sind, um als Basis für die Bestimmung einer Aktivierungsenergie dienen zu können.

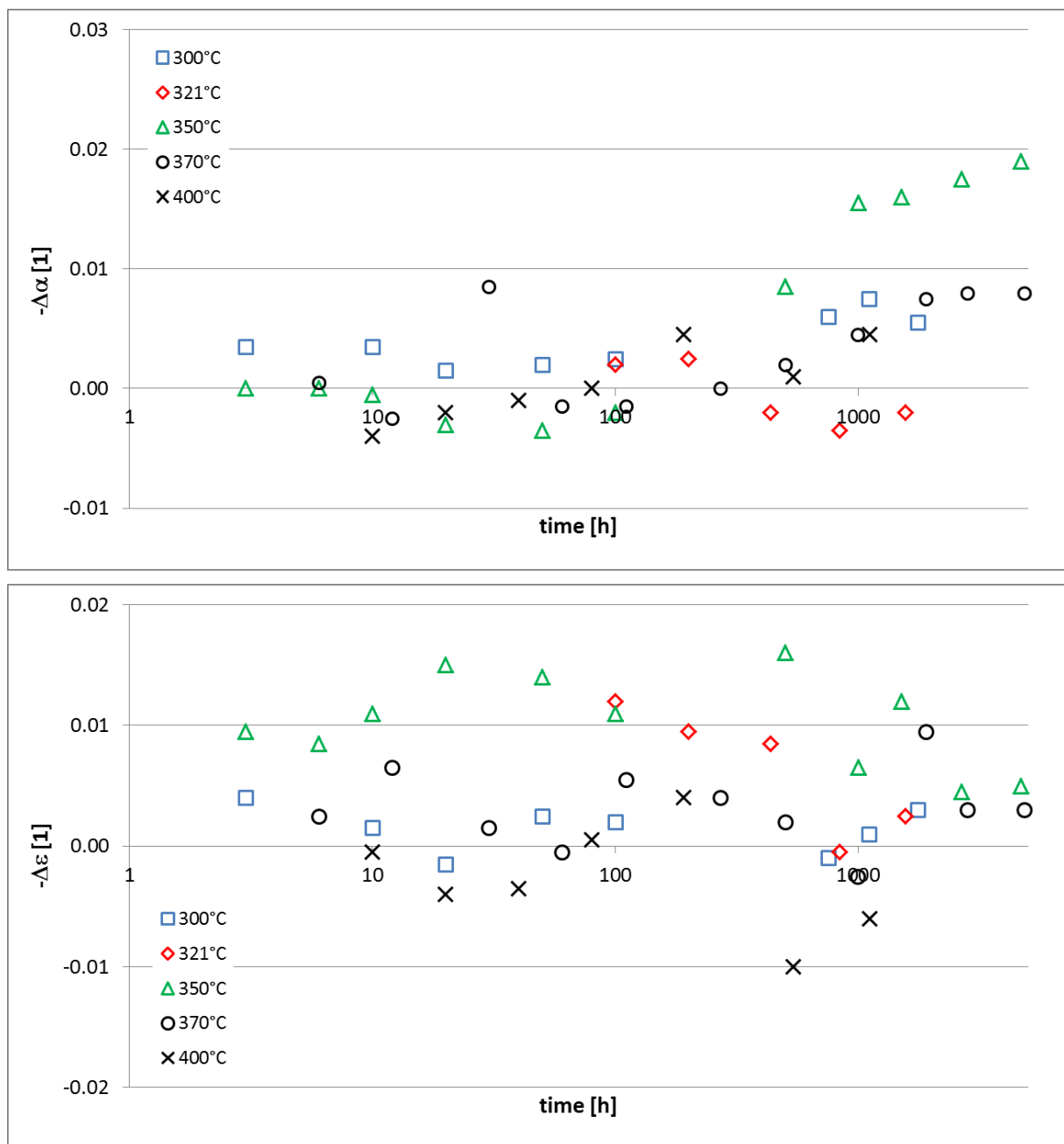


Abbildung 2.1-11: Berechneter Verlauf der Degradation bei 300°C basierend auf den Messungen bei 300°C, 321°C und 350°C unter Zugrundelegung einer Aktivierungsenergie von 214 kJ/mol.

2.2 Kollektoren

2.2.1 HOCHTEMPERATUR-TESTSTÄNDE

2.2.1.1 Teststand mit Wasser als Wärmeträgerfluid (HoTT200)

Für die thermische Vermessung von konzentrierenden Kollektoren (Prozesswärmekollektoren) wurde im Jahr 2012 eine erste Version des Hochtemperatur – Teststandes gebaut. Der damalige Teststand war für die Vermessung von Parabolrinnenkollektoren gedacht. Mit ihm liessen sich Wirkungsgradkennlinien ab Fluidtemperaturen 100°C bis 200°C vermessen bei Massenströmen von 500 bis 1500 kg/h.

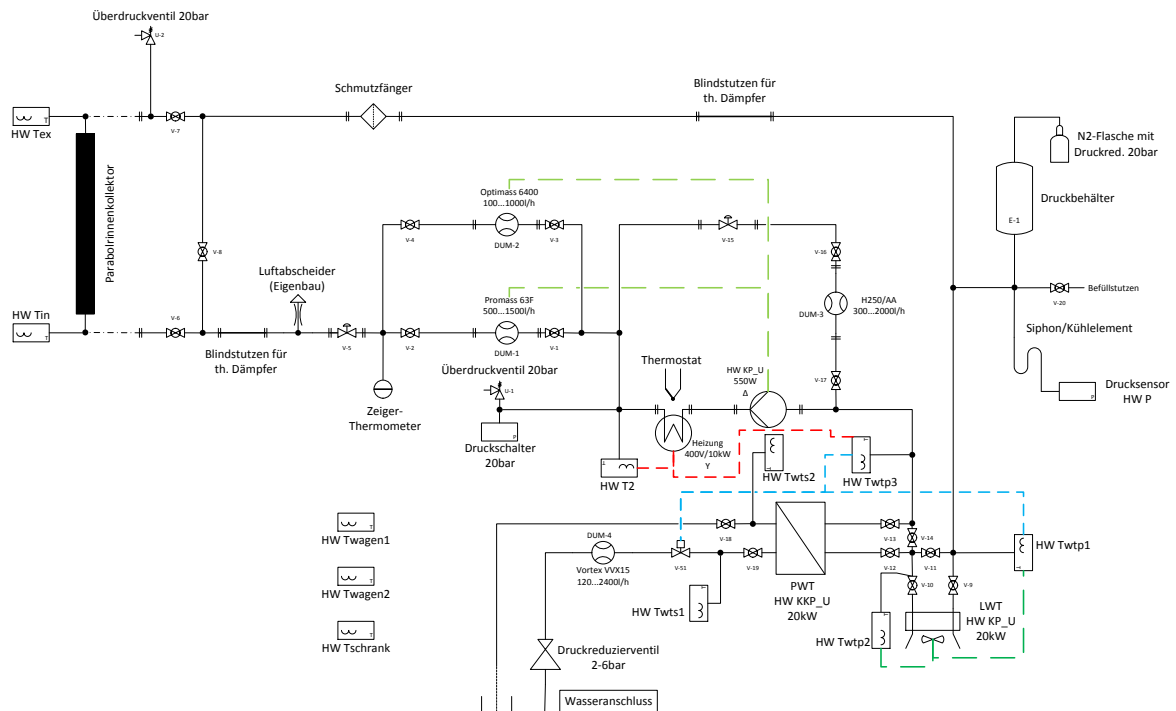
Im Frühjahr 2013 wurde mit einem umfassenden „Redesign“ des Teststandes begonnen. Mit dem umgebaute Teststand sollten nicht nur Parabolrinnenkollektoren vermessen werden können, sondern auch Hochvakuumflachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren. Ausserdem musste die Regelung optimiert werden.

Um den Volumenstrom- bzw. Massenstrombereich von 100 bis 1500 kg/h mit einer genügend hohen Genauigkeit <1% messen zu können, wurde für den Massenstrombereich von 100 bis 1000 kg/h ein zweites Massenstrommessgerät (Opimass6400C von Krohne) angeschafft. Über Kugelhähnen kann das gewünschte Massenstrommessgerät zugeschaltet bzw. weggeschaltet werden.

Je nach Kollektortyp und Durchflussmenge war mit unterschiedlichen Druckabfällen im Kreislauf zu rechnen. Um die Kreislaufpumpe bei einer optimalen Drehzahl betreiben zu können, unabhängig davon was für ein Druckabfall sich ergibt und Volumenstrom im Kollektor gewünscht wird, wurde eine Re-Zirkulation über der Pumpe vorgesehen. Mittels eines Regulierventils im „Kollektorstrang“ und einem im „Re-Zirkulationsstrang“ kann eine grobe Voreinstellung bezüglich der Volumenströme bewerkstelligt werden. Über die Drehzahlregelung des Pumpenmotors erfolgt die eigentliche Volumenstromregelung. Eine weitere Neuerung war die Integrierung von zwei Wärmesenken im Teststand. Bisher war nur ein Luftkühler als Wärmesenke verfügbar. Bei sehr geringen Temperaturunterschied vom Fluid zur Umgebung war dessen Kühlleistung zu gering um noch Wirkungsgradmessungen machen zu können. Aus diesem Grund wurde eine zweite Kühlmöglichkeit in den Teststand integriert. Es handelt sich dabei um einen Plattenwärmetauscher welcher auf der Kühlseite an einen Frischwasseranschluss oder an einen der Glykolkreisläufe der SPF – Prüfdachtracker angeschlossen werden kann. Mit dem Plattenwärmetauscher als Wärmesenke kann nun die Fluidtemperatur unter die Umgebungstemperatur gekühlt werden und somit optische Wirkungsgradmessungen (η_{0} – Messungen) durchgeführt werden. Der Kreislauf wurde im Hinblick auf Entleerung, Entlüftung und Befüllung optimiert. Die Distanzen zwischen Regelstrecke und Regelfühler wurde nochmals optimiert und um den Kreislauf mit zwei Blindstutzen am Ein- und Austritt des Teststandes ergänzt. An den Blindstutzen kann falls notwendig ein thermischer Dämpfer (Zusatzspeicherbehälter mit Durchmischung) dem Kreislauf hinzugeschaltet werden. Während den Messungen im Sommer und Herbst 2013 zeigte sich, dass auf die thermischen Dämpfer bei Messbedingungen von klaren Tagen verzichtet werden kann, da die Regelung ausreichend genau funktioniert.

Im Herbst 2013 und ab Sommer 2014 wurden Wirkungsgradkennlinienmessungen mit kleinen Durchflüssen an einem Hochvakuumflachkollektor und anschliessend an einem Vakuumröhrenkollektor durchgeführt. Beide Kollektoren wurden auf einem SPF – Prüfdachtracker montiert und der Sonne nachgeführt. Bei der Volumenstromregelung traten keine Probleme auf. Aufgrund der langen Leitungen von je 10 Metern zum Kollektor hin und zurück und den kleinen Durchflüssen von 150 Litern pro Stunde kam es zu grossen Totzeiten, was den Regelkreis anbelangt. Das Einschwingverhalten des Kreislaufes dauerte dementsprechend etwas länger als dies bei hohen Durchflüssen Temperaturen der Fall war.

Abbildung 2.2-1: Hydraulisches Schema des Hochtemperatur – Teststandes HoTT200 mit Wasseranschlusskühlung



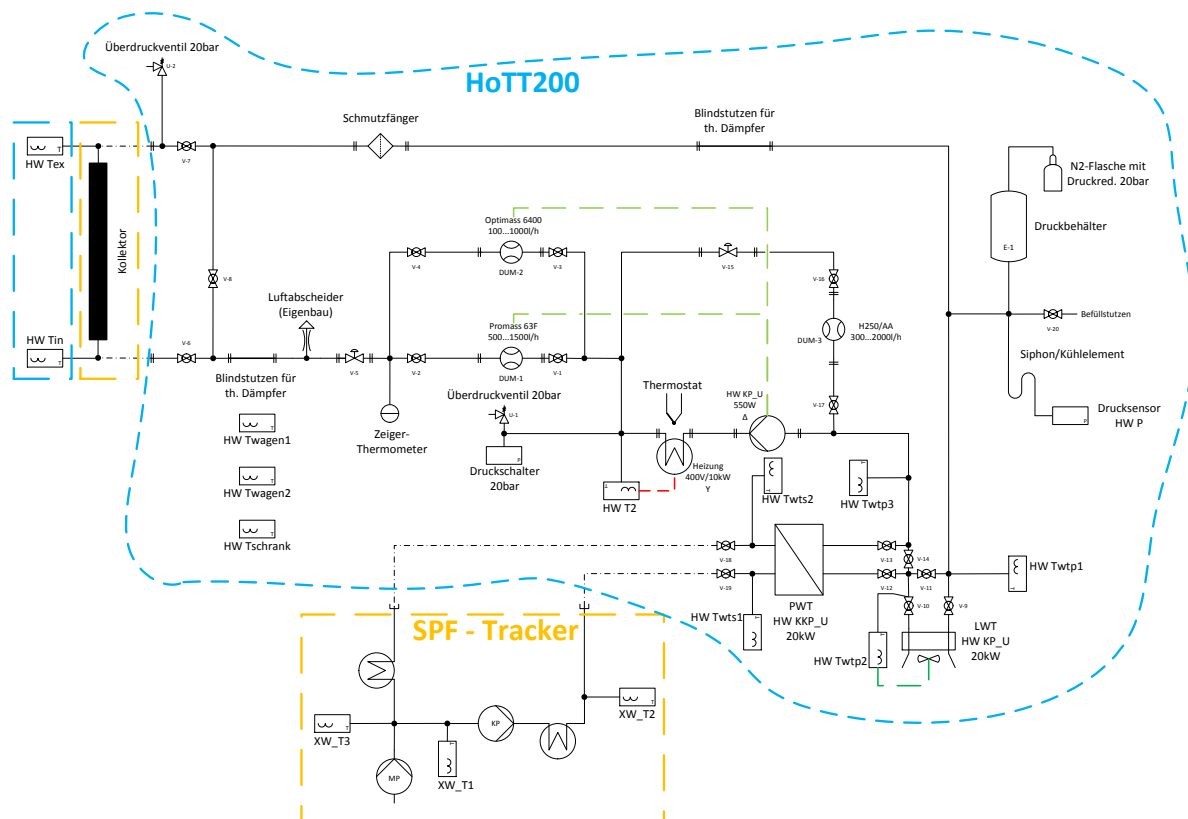


Abbildung 2.2-2: Hydraulisches Schema des Hochtemperatur – Teststandes HoTT200 mit Wasser – Glykol – Kühlung eines SPF – Prüftrackers

2.2.1.2 Teststand mit Thermoöl als Wärmeträgerfluid (HoTT300)

Aus zeitlichen Gründen konnte der Hochtemperatur – Teststand mit Thermoöl als Wärmeträger erst relativ spät im Projektverlauf bearbeitet werden, damit die Erfahrungen mit dem Teststand HoTT200 genutzt werden konnten. Der Teststand HoTT300 wurde für thermische Belastungen bei hohen Temperaturen und für Druckverlustmessung an Vakuumflachkollektor mit einem Thermoöl namens Therminol 59 eingesetzt. Der Kollektor wurde bei unterschiedlichen Fluidtemperaturen betrieben, sowie mit einer thermischen Wechselbelastung beaufschlagt, bei welcher der Kollektor auf ca. 200°C aufgeheizt wird und anschliessend wieder abkühlt. Der Teststand wurde so konzipiert, dass eine Nachrüstung mit einem Luftkühler möglich ist. Der Elektroschrank wurde ebenfalls so gestaltet, dass Nachrüstungen für die Heizungs- und Pumpenregelung möglich sind.

Beim jetzigen Konzept des HoTT300 kann die Pumpe nicht geregelt werden. Der Motor läuft konstant bei 230V und 50Hz. Die Heizung wird mit einer Zweipunktregelung, welche über einen Thermostaten umgesetzt ist, angesteuert. Der Durchfluss im Kollektorstrang kann grob über zwei Handreguliertventile eingestellt werden. Dieses Prinzip hatte sich schon beim HoTT200 bewährt und funktioniert auch beim HoTT300.

Der HoTT300 wurde im Monat Juni 2014 konzipiert und im Juli 2014 gebaut. Anfangs August waren dann erste Druckverlustmessungen an zwei Vakuumröhrenkollektoren (parallel verschaltet) abgeschlossen. Weitere Druckverlustmessungen an nur einem Kollektor wurden bis Ende Oktober durchgeführt. Die Messungen zur thermischen Belastung wurden mit Temperaturen von 190°C gefahren. Höhere Temperaturen wären vom Teststand aus möglich gewesen. Aus Bedenken den Testkollektor zu beschädigen, wurde jedoch darauf verzichtet mit diesem Kollektor bei höheren Temperaturen Untersuchungen durchzuführen.

Experimentelle Untersuchungen mit Wärmeträgerölen bei hohen Temperaturen bis 300°C erfordern Vorsichtsmaßnahmen im Fall von Leckagen. Diese wurden getroffen und mussten auch schon genutzt werden. Bei den Druckverlustmessungen kam es bei Umbauarbeiten an den Messkollektoren bei niedrigen Temperaturen zum Auslaufen von etwa 50 Litern Therminol 59. Es ist notwendig, den Teststand HoTT300 in einem eigenen Laborraum mit geeigneter Lüftungssituation zu betreiben.

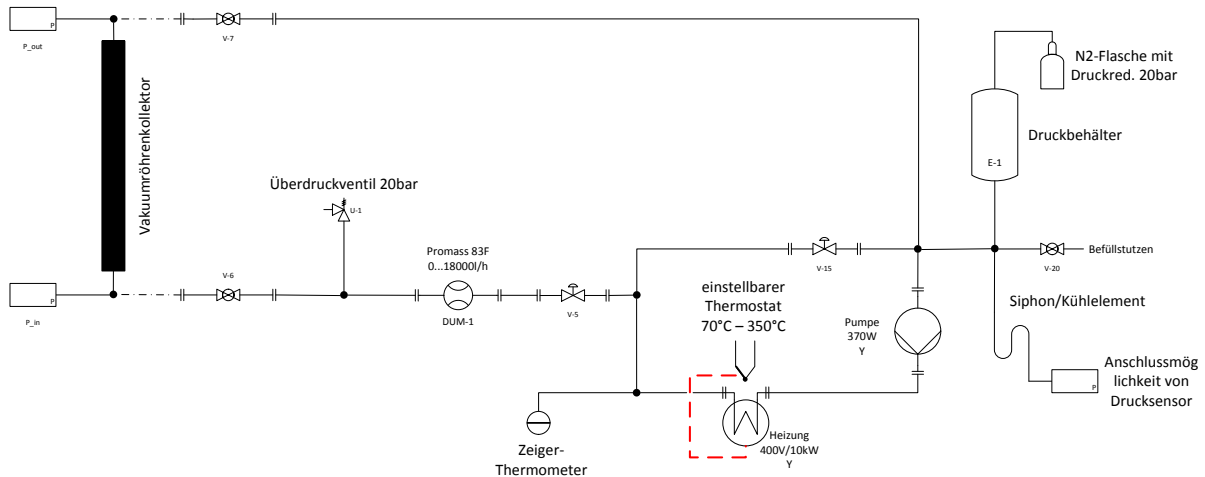


Abbildung 2.2-3 Hydraulisches Schema des Hochtemperatur – Teststandes HoTT300

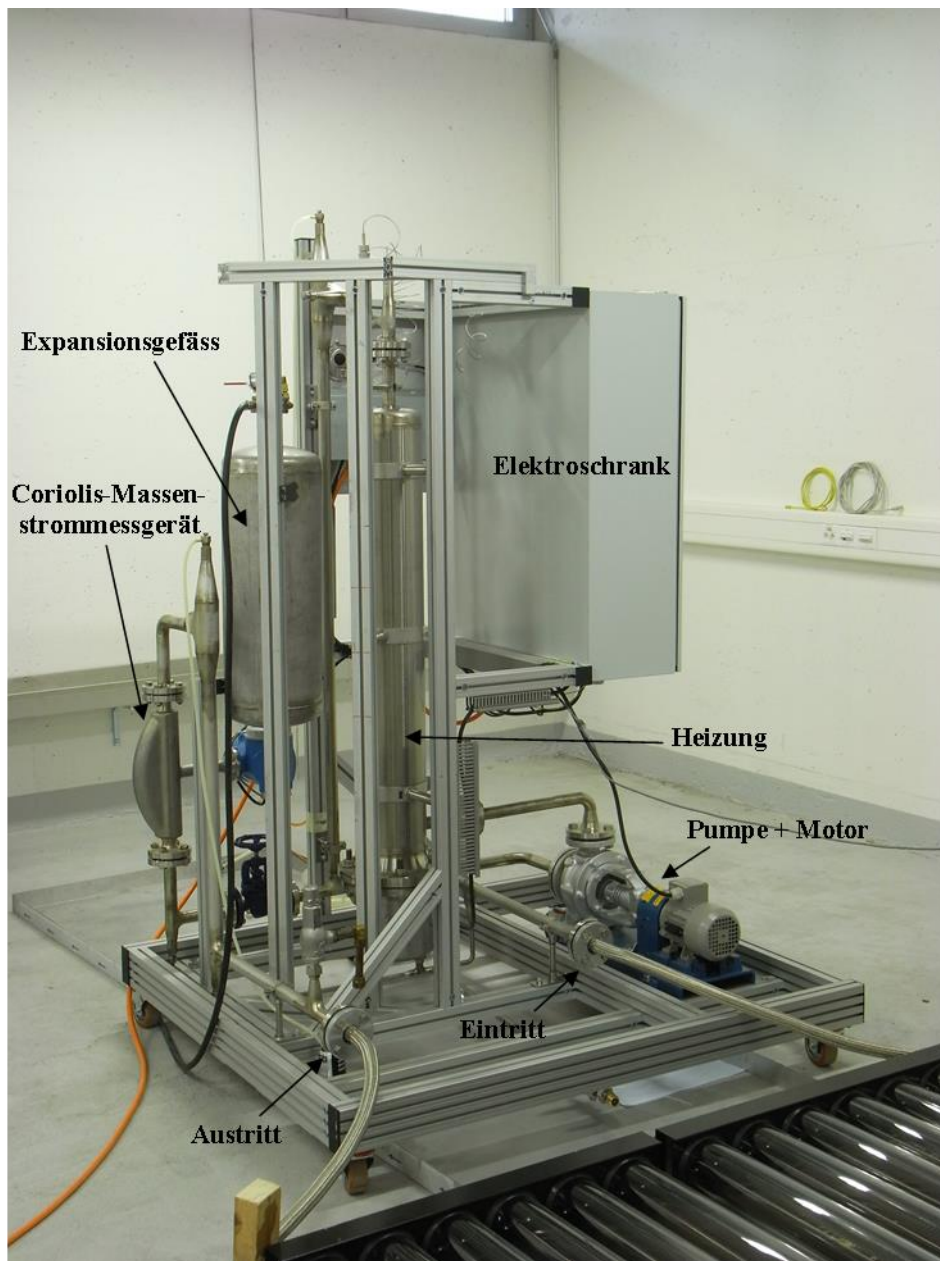


Abbildung 2.2-4: Foto vom Hochtemperatur – Teststand HoTT300

2.2.2 MESSUNGEN AN PARABOLRINNENKOLLEKTOREN



Abbildung 2.2-5: PT1800A auf dem SPF – Dach; Aperturweite 1.85 m. Kollektorlänge 11 m.

Im Rahmen eines KTI – Projektes mit der Firma NEP Solar AG wurde der Parabolrinnenkollektor PT1800A auf dessen thermische Leistungsfähigkeit und Belastbarkeit getestet. Die Messungen konnten nur aufgrund des hier dokumentierten BFE – Projektes durchgeführt werden, da ansonsten kein geeigneter Teststand zur Verfügung stand. Der Kollektor wurde auf dem SPF – Prüfdach aufgebaut. Der Kollektor wurde in Ost – West – Richtung aufgestellt. Erste thermische Messungen wurden im zweiten Halbjahr 2012 durchgeführt. Damals mit der ersten Version des Hochtemperaturteststandes. Mit dem neuen Teststand HoTT200 wurde der Parabolrinnenkollektor PT1800A abermals vermessen. Anschliessend an die Wirkungsgradmessungen am PT1800A wurde das Absorberrohr des Kollektors (bis anhin aus Edelstahl mit einer Schwarzchrom – Schicht) durch ein Aluminiumrohr mit einer PVD – Schicht ersetzt. Ziel dieser Modifikation war es den Milestone 2.1.4 zu erfüllen.

Der Kollektor mit der PVD – Schicht auf dem Absorberrohr wurde mit PT1800B bezeichnet. Beim Material des neuen Absorberrohrs handelt es sich um eine Aluminiumlegierung mit einem aufgeschweissten, selektiv beschichteten Aluminiumblech.

In Tabelle 2.2-1 sind die relevanten Grössen wie Absorberschicht, Durchmesser, Konzentrationsfaktor, Absorption und Emission aufgelistet. Die Emission und Absorption beider Absorberschichten wurden am SPF vermessen. Die Angaben in den Datenblättern weichen unwesentlich von den gemessenen Werten ab.

	PT1800A	PT1800B
Absorberschicht	Schwarzchrom	PVD
Absorberdurchmesser	34mm	35.7mm
Konzentrationsfaktor	17.27	16.45
Absorptionsgrad	0.965±0.01 (Datenblatt) 0.943 (SPF – Messung)	0.95±0.02 (Datenblatt) 0.949 (SPF – Messung)
Emissionsgrad	0.143±0.02 (@100°C) (Datenblatt) 0.187@200°C (SPF – Messung)	0.06±0.02 (@100°C) (Datenblatt) 0.082@200°C (SPF – Messung)

Tabelle 2.2-1: Geometrische Kenngrössen, Beschichtungstyp, Absorptions- und Emissionsgrad der beiden Absorberrohre

Der PT1800B besitzt einen grösseren Absorberdurchmesser als der PT1800A was, bei gleichem Reflektor, zu einer Verbesserung des Intercept – Faktor führen sollte. Dies hat Einfluss auf den optischen Wirkungsgrad. Der Verlauf der IAM – Kurve sollte sich aufgrund des grösseren Rohrdurchmessers ebenfalls verbessern. Die Verbesserungen waren aber schwer zu verifizieren, da sie innerhalb der Messunsicherheit lagen.

Im Rahmen des Projektes sollte ausserdem ein schnelleres Verfahren für die Bestimmung der Wirkungsgradkennlinie bis 300°C entwickelt werden. Die Idee war es den optischen Wirkungsgrad des Kollektors an einem sonnigen Tag zu bestimmen. Anschliessend sollten die thermischen Verluste des Kollektors mittels Auskühlmessungen bestimmt werden. Unter Auskühlmessungen wird die Bestimmung des Temperaturabfalls von Kollektoreintritt zum Kollektoraustritt verstanden. Dabei wird der Kollektor mit einem konstanten Volumenstrom durchströmt und erfährt keinen Leistungseintrag in Form solarer Strahlung, heisst der Kollektor wird nicht der Sonnen nachgeführt beziehungsweise die Messung kann auch bei Nacht durchgeführt werden. Über die Kenntnis der thermischen Verluste wird dann der Verlauf der Wirkungsgradkurve berechnet. Genaueres zu diesem Verfahren folgt im Kapitel PT1800A: Messungen zu den thermischen Verlusten und wurde bereits in Jahresberichten 2011 [4] und 2012 [5] dokumentiert.

2.2.2.1 PT1800A: Wirkungsgradkennlinienmessungen

Die Wirkungsgradkennlinienmessungen für den PT1800A wurden vom Juni 2013 bis Juli 2013, mittels des HoTT200, durchgeführt. Bei allen Messungen wurde der Kollektor mit einem Volumenstrom von 1200 Litern pro Stunde durchströmt. Dies entspricht einer turbulenten Strömung. Weitere Randbedingungen der Messperiode sind in der Tabelle 2.2-2: aufgeführt.

Grösse	Minimum	Maximum
Umgebungstemperatur T_{amb} [°C]	24.36	31.46
Mittlere Fluidtemperatur T_{fluid} [°C]	32.89	190.37
Temperaturunterschied Fluid zur Umgebung ΔT_{amb} [°C]	1.42	161.9
Direktstrahlung in Apertur I_{beam} [W/m²]	688.12	947.33
Temperaturhub ΔT_r [°C]	6	8.8
Massenstrom \dot{m} [kg/h]	1062.42	1195.19
Volumenstrom \dot{V} [l/h]	1199.93	1200.00

Tabelle 2.2-2: Auflistung der relevanten minimalen und maximalen Werte während den Wirkungsgradkennlinienmessungen am PT1800A

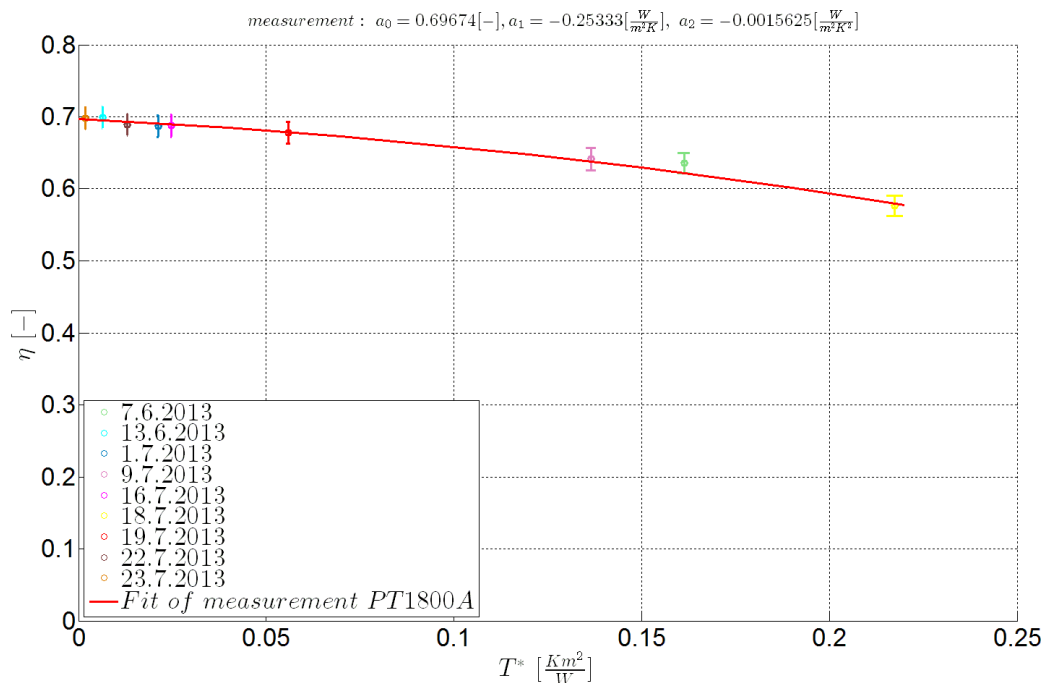


Abbildung 2.2-6: gemessene Wirkungsgradkennlinie für den PT1800A

In Abbildung 2.2-6 sind die ermittelten Wirkungsgrade für den PT1800A während der Messtage um die solaren Mittagszeit (Solar Noon) zu sehen. Aufgrund der Ost – West – Ausrichtung des Kollektors ist der Einfallswinkel um den solaren Mittag nahe Null. Somit kann der Wirkungsgrad unabhängig von den Endverlusten bestimmt werden. Im Bereich der geringen Temperaturunterschiede zur Umgebung wurden bewusst mehr Messungen durchgeführt um eine höhere Messsicherheit bezüglich des optischen Wirkungsgrades zu erhalten. Dieser Wirkungsgradpunkt ist für das Verfahren zur Bestimmung der vollständigen Wirkungsgradkennlinie über die Auskühlmessungen von besonderer Bedeutung. Aus zeitlichen Gründen konnten bei den hohen Temperaturen keine Wiederholungsmessungen durchgeführt werden. Für die gemessenen Wirkungsgradpunkte wurde die übliche Regression nach der Methode der kleinsten Fehlerquadrate gebildet. Es resultieren folgende Koeffizienten:

a_0 [-]	a_1 [W/m^2K]	a_2 [W/m^2K^2]
0.69674	-0.25333	-0.0015625

Tabelle 2.2-3: resultierende Wirkungsgradkoeffizienten a_0 , a_1 und a_2 für den PT1800A ($a_0=\eta_0$)

Die Messunsicherheit liegt für die Wirkungsgradpunkte der ermittelten Kennlinie im Bereich von 1.98 und 2.28 Prozent.

2.2.2.2 PT1800A: IAM – Messungen

Mittels der ermittelten Wirkungsgrade um den solaren Mittag wurde die IAM – Kurve des Kollektors (Einfallswinkelkorrekturfaktor) berechnet. Den IAM erhält man durch die Division der Wirkungsgrade während des Tages durch den Wirkungsgrad während des solaren Mittags dieses Tages. Für die Bestimmung der IAM – Kurve muss ein Messtag genommen werden, bei dem die thermischen Verluste des Kollektors möglichst gering sind, also die mittlere Fluidtemperatur nahe an der Umgebungslufttemperatur liegt. Ansonsten würden die thermischen Verluste zu einer Verfälschung der IAM – Kurve führen. Als Messtag für die IAM – Messung diente der 18.8.2012, da im 2013 kein besserer Messtag vorhanden war. Am genannten Messtag betrug der Temperaturunterschied zwischen Fluid- und Umgebungstemperatur etwa 25°C. Bei einem solch niedrigen Temperaturunterschied konnten die thermischen Verluste vernachlässigt werden.

In Abbildung 2.2-7 ist der ermittelte IAM des PT1800A (in grün) aufgetragen über den Einfallswinkel.

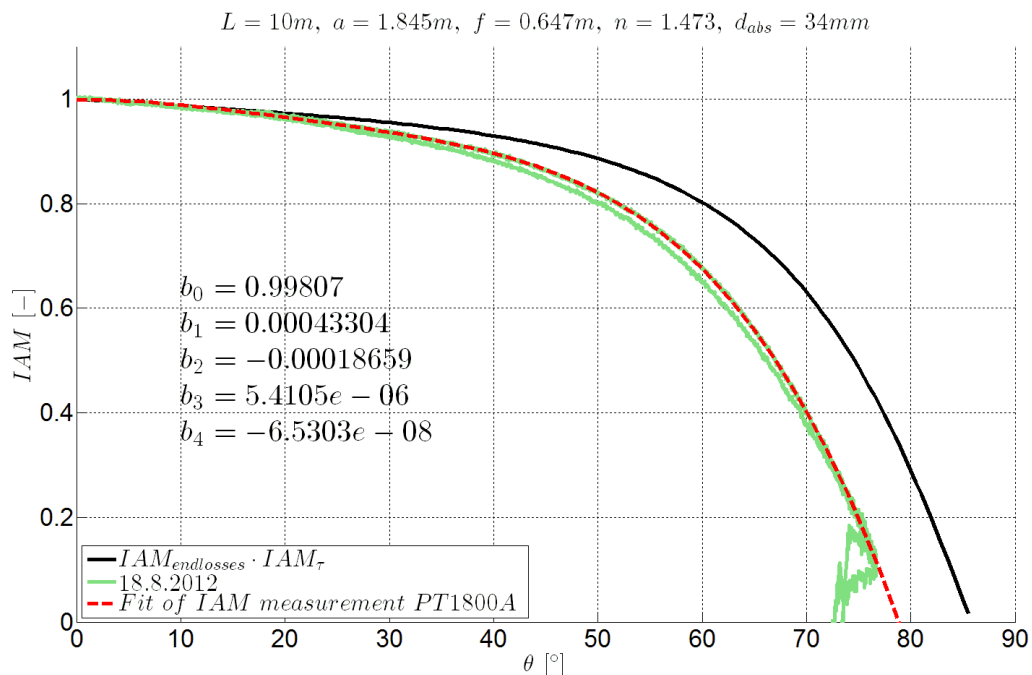


Abbildung 2.2-7: Gemessene IAM – Kurve für den PT1800A, dessen Regression und eine theoretische obere (bester Fall) Abschätzung

Für den gemessenen IAM wurde eine Approximation mittels eines Polynoms vom Grad 4 gemacht (rot gestrichelt). Die Koeffizienten sind in der Abbildung 2.2-7 zu sehen und hier anschliessend in der Formel eingesetzt worden.

$$IAM_{PT1800A} = 0.99807 + 4.3304 \cdot 10^{-3}\theta - 1.8659 \cdot 10^{-4}\theta^2 + 5.4105 \cdot 10^{-6}\theta^3 - 6.5303 \cdot 10^{-8}\theta^4$$

b_0 [–]	b_1 [1/°]	b_2 [1/° ²]	b_3 [1/° ³]	b_4 [1/° ⁴]
0.99807	$4.3304 \cdot 10^{-3}$	$-1.8659 \cdot 10^{-4}$	$5.4105 \cdot 10^{-6}$	$-6.5303 \cdot 10^{-8}$

Tabelle 2.2-4: resultierende IAM – Koeffizienten b_0 , b_1 , b_2 , b_3 und b_4 für den PT1800A

Die IAM – Messung stimmt anfangs noch gut mit dem nach der Theorie (Endverluste nach [1] und Fresnel – Effekt) berechneten IAM (schwarz) anfangs überein. Mit zunehmendem Einfallswinkel nehmen die Abweichungen jedoch zu.

Da der Kollektor leichte Beulen am Spiegel aufwies, lag die Vermutung nahe, dass diese für den schlechteren IAM in Verbindung mit der Streuung an der Spiegeloberfläche, verantwortlich sind. In OptiCAD (Raytracing Programm) wurde der Kollektor abgebildet und der IAM des Kollektors simuliert (siehe Kapitel: Optische Modellierung des PT1800A für IAM Simulationen).

Zuerst wurde der Kollektor ideal simuliert. Damit sollte die „Handrechnung“ (Endverluste und Brechung) überprüft werden. Wie in Abbildung 2.2-8 gut zu sehen ist, deckt sich der simulierte, ideale IAM (blau gestrichelt) mit dem berechneten IAM (schwarz) sehr genau.

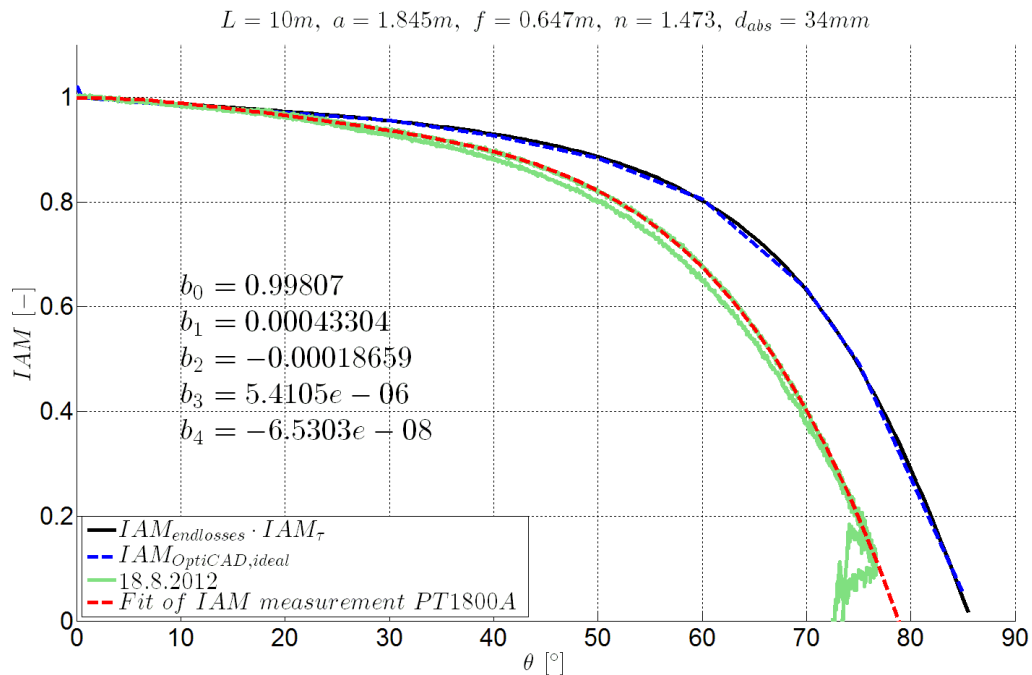


Abbildung 2.2-8: gemessene IAM – Kurve für den PT1800A, dessen Regression, die theoretische Abschätzung und das Simulationsergebnis von OptiCAD für die Abschätzung

Nun wurde der Reflektor mit einer angenommenen Streuung (gaussverteilt) modelliert. Bei einer Streuung von 4.4mrad (0.25°) am Reflektor resultierte eine fast deckungsgleiche IAM – Kurve des Modells (blau gestrichelt) mit der IAM – Messung (grün), wie in Abbildung 2.2-9 zu sehen ist.

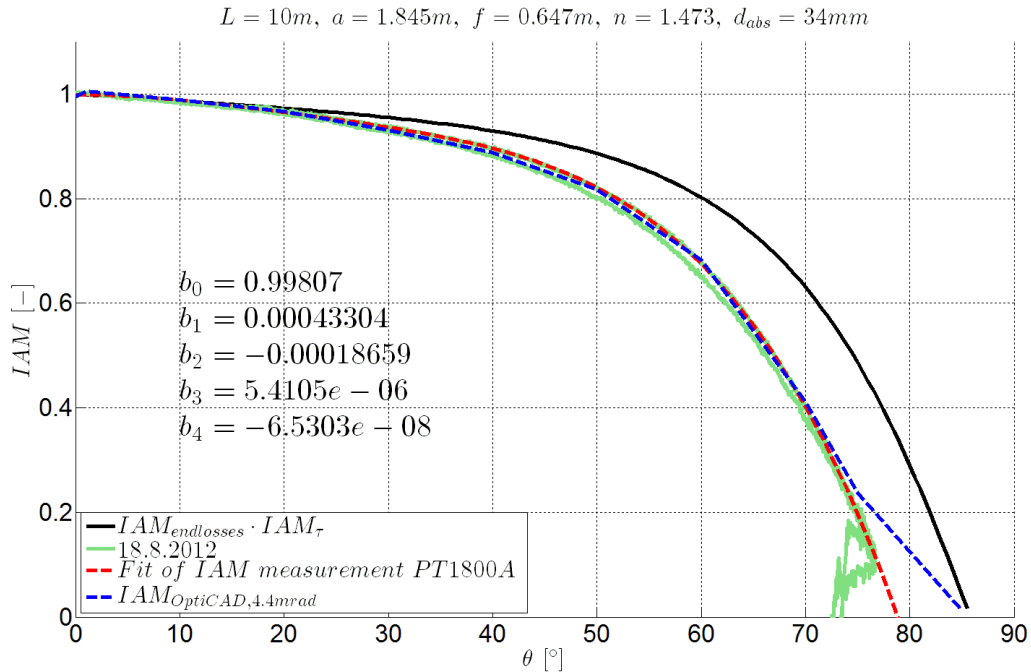


Abbildung 2.2-9: gemessene IAM – Kurve für den PT1800A und ein Versuch der Nachbildung des gemessenen IAM mittels optischer Simulation und Variation der Streuung am Spiegel

Mit dieser Methode steht nun ein Instrument zur Verfügung mit der folgende Aspekte quantifiziert werden können: Nachführgenauigkeit des Kollektors und Genauigkeit der Spiegeloberfläche in Bezug auf Parabelform und Streuung. Beim PT1800A kann davon ausgegangen werden, dass das Absorberrohr gerade war und mittig im Glasrohr eingebaut wurde. Die Nachführgenauigkeit wird keinen entscheidenden Faktor spielen, da bei visuellen Beobachtungen während verschiedenen Messtagen über längere Zeit die Nachführung anhand der Brennpunktlinie auf dem Absorberrohr, verfolgt wurde. Demnach sind die 4.4mrad im Wesentlichen mit der Ungenauigkeit der Parabelform (Beulen) und der Streuung an der Spiegeloberfläche zu begründen.

Diese Methodik konnte bei der Auswertung des IAM für den PT1800B weiter erprobt werden. (siehe Kapitel: PT1800B: IAM – Messungen).

Zurzeit wird in Zusammenarbeit mit dem CENER (Centro Nacional de Energías Renovable), im Rahmen der Doktorarbeit von Fabienne Sallaberry, der Einfluss einer Nachführgenauigkeit auf den IAM untersucht.

2.2.2.3 PT1800A: Messungen zu den thermischen Verlusten

Wie schon in den BFE – CST – Jahresendberichten 2011 [4] und 2012 [5] für den PT1200 beschrieben, wurden für den PT1800A dieselbe Messung für die Bestimmung der thermischen Verluste durchgeführt. Alle Messungen wurden bei sehr niedrigen Windgeschwindigkeiten und ohne Einstrahlung, meist bei Nacht durchgeführt. Insgesamt werden hier die Messungen von 4 Nächten dargestellt.

Der formale Zusammenhang für die thermischen Verluste, beziehungsweise für den thermischen Verlustkoeffizienten (bezogen auf die Absorberrohrfläche), ist folgender:

$$U_{0,abs} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{in} - T_{out})}{(T_{fluid} - T_{amb}) \cdot A_{abs}}$$

Während den ersten beiden Nächten (05.07.2013 und 17.07.2013) wurde der Durchfluss auf 1200 Litern pro Stunde (Reynoldszahl ≈ 14000) eingestellt, was dem Durchfluss der Wirkungsgradmessungen entspricht. In den darauffolgenden zwei Nächten (18.07.2013 und 24.07.2013) wurde der Durchfluss auf 900 Litern pro Stunde gesenkt (Reynoldszahl ≈ 10000). Mit der Reduktion der Durchflussrate wird eine stärkere Abkühlung des Fluid über den Absorber erreicht. Die Messunsicherheit bezüglich des Temperaturabfalls im Absorberrohr reduziert sich und es konnten mit einer geringen Messunsicherheit auch bei niedrigen Fluidtemperaturen noch Messungen durchgeführt werden. Vorangegangene Messungen und thermische Simulationen haben gezeigt, dass bei unterschiedlichen Durchflüssen ermittelte Wärmeverlustkoeffizienten durchaus miteinander verglichen werden können, vorausgesetzt die Strömungsbedingung sei jeweils turbulent. Dies kann hier an der Messung vom 17.07.2013 (Messung bei 1200 Litern pro Stunde) und der Messung vom 18.07.2013 (Messung mit 900 Litern pro Stunde) nachvollzogen werden.

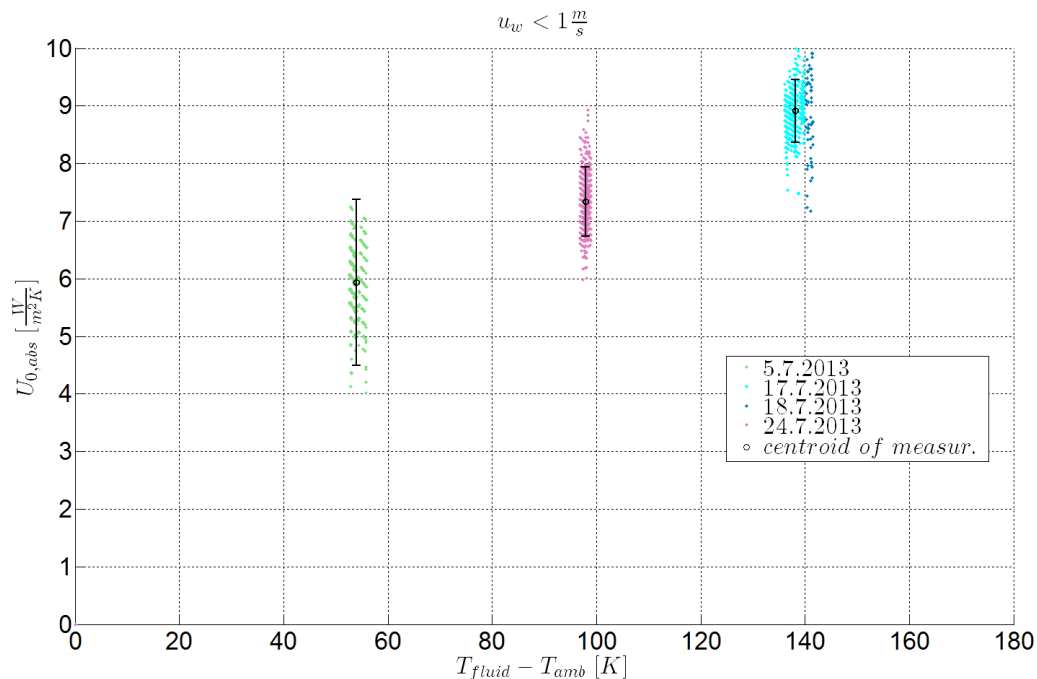


Abbildung 2.2-10: Gemessene thermische Verluste für den PT1800A nach Datum aufgetragen über den Temperaturunterschied zwischen mittlerer Fluid- und Umgebungstemperatur

Bei den gemessenen thermischen Verlusten zeigte sich, dass diese stärker schwanken bei höheren Durchflüssen, die Messwolke also grösser ist als dies bei kleineren Durchflüssen der Fall ist. Der Unterschied der beiden arithmetischen Mittel ist vernachlässigbar klein, jedoch ist die Messunsicherheit beim grösseren Durchfluss höher (siehe Abbildung 2.2-10). Mit steigender Fluidtemperatur nehmen die thermischen Verluste zu. Im von uns vermessenen Temperaturbereich war dieses quasi linear. Aus diesem Grund wurde für die Approximation der Messung eine lineare Regression gewählt. Ein weiterer Grund ist, dass die Berechnung der Wirkungsgradkennlinie mit einer linearen Regression der Wärmeverlustkoeffizienten in die übliche parametrisierte Wirkungsgradkennlinie übergeführt werden kann. Genauer dazu ist dem Anhang zu entnehmen.

In Abbildung 2.2-11 ist der Wärmeverlustkoeffizient $U_{0,abs}$ dargestellt, aufgetragen über dem Temperaturunterschied zwischen Fluidtemperatur und Umgebungstemperatur. Für die

gemessenen thermischen Wärmeverlustkoeffizienten wurde eine lineare Regression gebildet. Die entsprechenden Koeffizienten sind in Tabelle 2.2-5 zu finden.

$$U_{0,abs} \approx c_0 + c_1 \cdot \left(\frac{T_{out} + T_{in}}{2} - T_{amb} \right)$$

c_0 [-]	c_1 [1/K]
3.996	0.035074

Tabelle 2.2-5: Resultierende thermische Verluste – Koeffizienten c_0 und c_1 für den PT1800A

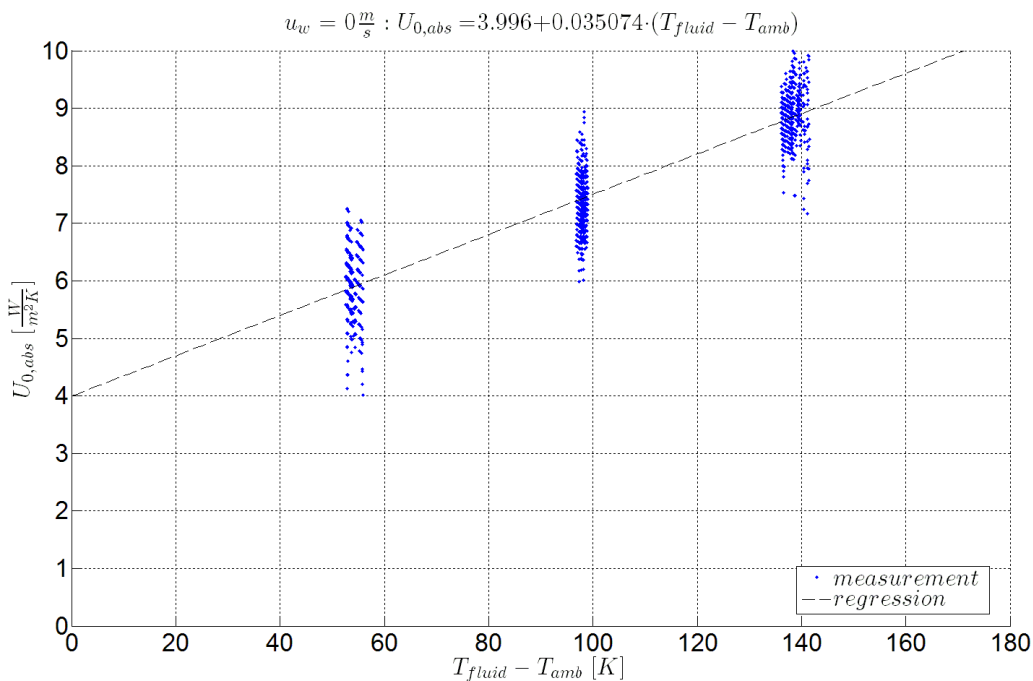


Abbildung 2.2-11: Gemessene thermische Verluste für den PT1800A und deren Regression aufgetragen über den Temperaturunterschied zwischen mittlerer Fluid- und Umgebungstemperatur

Über die Kenntnis der thermischen Verluste kann nun die Wirkungsgradkennlinie berechnet werden. Der formale Zusammenhang ist folgender:

$$\eta = \eta_0 - \frac{U_{0,abs} \cdot (T_{fluid} - T_{amb})}{C \cdot I_{DN}}$$

Der optische Wirkungsgrad ist aufgrund der Wirkungsgradmessungen bekannt. Der Konzentrationsfaktor des Kollektors kennt man ebenfalls. Bei der Wirkungsgradberechnung wurden 840 Watt pro Quadratmeter für die Direktstrahlung eingesetzt. Dieser Wert ist der Mittelwert der gemessenen Direktstrahlungswerte aller Messtage die bei der Bestimmung der Wirkungsgradkennlinie verwendet wurden.

In Abbildung 2.2-12 ist die Abszisse die reduzierte Temperaturdifferenz und die Ordinate der Kollektorstufenwirkungsgrad. Die rot eingefärbten Punkte und die gestrichelte Kurve ist die bekannte Wirkungsgradkennlinie des. Die blau eingefärbten Punkte und Kurven ergeben sich auch der Berechnung des Wirkungsgrades mittels der thermischen Verluste.

Die beiden Regressionen liegen sehr nahe beieinander. Die grösste Abweichung entsteht bei den höheren Temperaturen. Hier hätte durchaus eine weitere Auskühlmessung allenfalls Sinn gemacht. Allenfalls hätte sich dieser Messpunkt die Krümmung der blauen Kurve etwas reduziert. Die maximale Abweichung von 1.4 Prozentpunkten zwischen der roten und blauen Kurve liegt im Bereich der üblichen Messunsicherheit bei Wirkungsgradmessungen (2 Prozent).

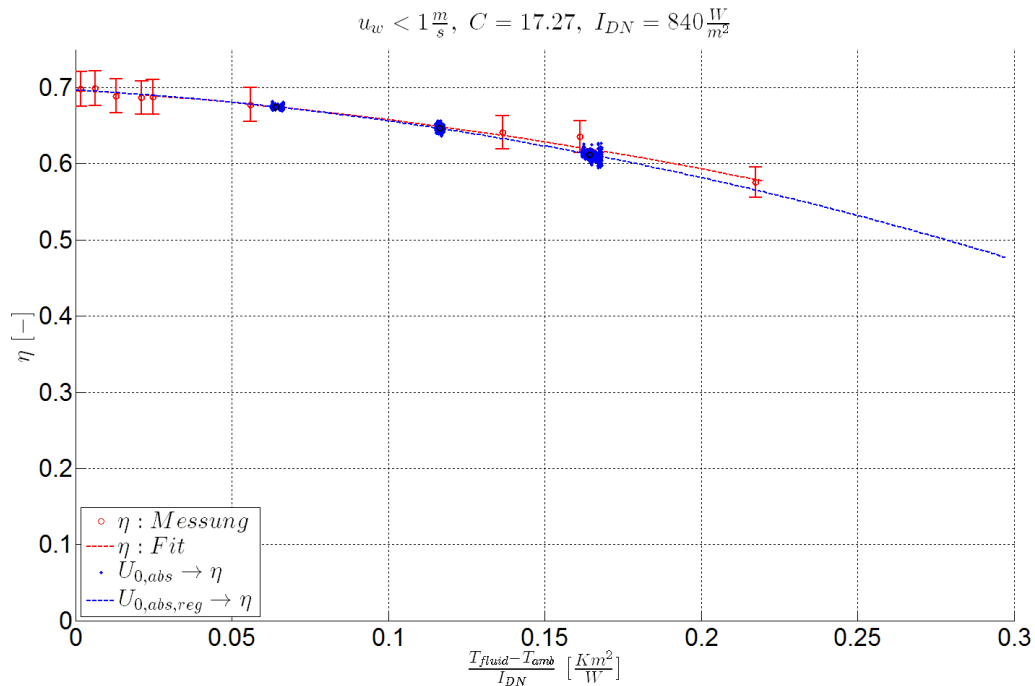


Abbildung 2.2-12: Vergleich der gemessenen Wirkungsgradkennlinie des PT1800A mit der berechneten Wirkungsgradkennlinie aus den Auskühlmessungen

2.2.2.4 PT1800B: Wirkungsgradkennlinienmessungen

Die Wirkungsgradkennlinienmessungen für den PT1800B wurden vom Juli 2013 bis September 2013 durchgeführt. Wie zuvor beim PT1800A wurde der Kollektor mit einem Volumenstrom von 1200 Litern pro Stunde durchströmt. Weitere Randbedingungen der Messperiode sind wiederum in einer Tabelle 2.2-6 aufgeführt.

	Minimum	Maximum
Umgebungstemperatur T_{amb} [°C]	23	31.45
Mittlere Fluidtemperatur T_{fluid} [°C]	27.6	193.8
Temperaturunterschied Fluid zur Umgebung ΔT_{amb} [°C]	0.14	170
Direktstrahlung in Apertur I_{beam} [W/m²]	754	953
Temperaturhub ΔT_r [°C]	7	8.76
Massenstrom \dot{m} [kg/h]	1058	1196.6
Volumenstrom \dot{V} [l/h]	1199.98	1200.0

Tabelle 2.2-6: Auflistung der relevanten minimalen und maximalen Werte während der Wirkungsgradkennlinienmessungen am PT1800B

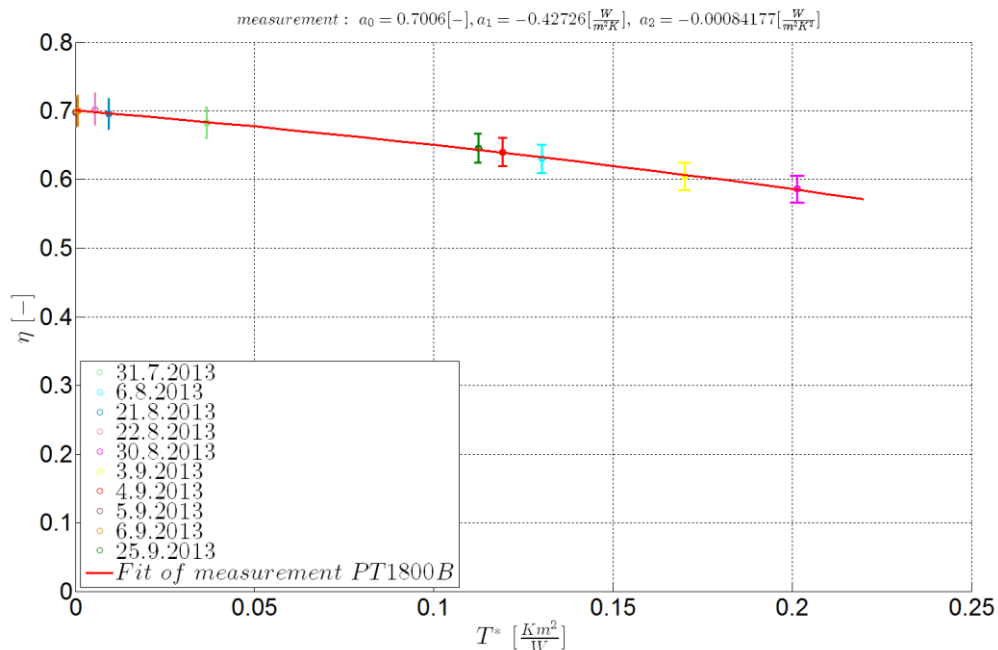


Abbildung 2.2-13: Gemessene Wirkungsgradkennlinie für den PT1800B

In Abbildung 2.2-13 sind die ermittelten Wirkungsgrade für den PT1800B während den solaren Mittagen zu sehen. Analog zu den Messungen am PT1800A wurden im Bereich der geringen Temperaturunterschiede zur Umgebung mehrere Messungen durchgeführt. Für die gemessenen Wirkungsgradpunkte wurde wiederum die übliche Regression gebildet.

$a_0 [-]$	$a_1 [W/m^2 K]$	$a_2 [W/m^2 K^2]$
0.7006	-0.42726	-0.00084177

Tabelle 2.2-7: resultierende Wirkungsgradkoeffizienten a_0 , a_1 und a_2 für den PT1800B

Die Wirkungsgradunsicherheiten lagen im Bereich von 1.95 bis 2.33 Prozent und sind damit im gleichen Bereich wie bei den Messungen des Kollektors 1800A. Die relevanten Messgrößen und deren Unsicherheiten sind dieselben wie zuvor (siehe PT1800A im Anhang B.3.1).

Wie zu Beginn des Kapitels erwähnt, müsste der optische Wirkungsgrad des PT1800B besser sein als der des PT1800A (wegen grösserem Durchmesser des Absorberrohrs und damit grösserem Interceptfaktor). Beim PT1800A wurde ein optischer Wirkungsgrad von 69.674% und beim PT1800B von 70.06% ermittelt. Aufgrund der Messunsicherheit von ungefähr 2% lässt sich somit keine wirkliche Verbesserung bestimmen. Im Kapitel Vergleich der beiden Kollektoren PT1800A und PT1800B werden die beiden Wirkungsgradkennlinien ausführlicher verglichen und diskutiert.

2.2.2.5 PT1800B: IAM – Messungen

Für die IAM – Messung wurde der 5.9.2013 als Messtag verwendet. Der Temperaturunterschied zwischen Fluid- und Umgebungstemperatur betrug an diesem Tag etwa 0°C.

In Abbildung 2.2-14 ist der ermittelte IAM des PT1800B aufgetragen über den Einfallswinkel.

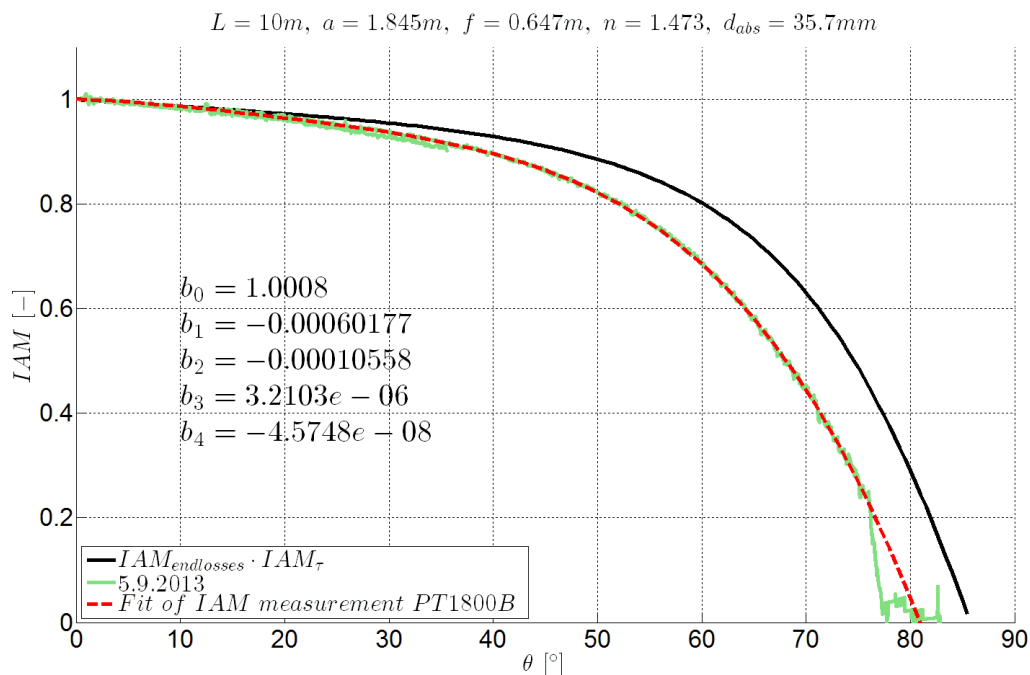


Abbildung 2.2-14: gemessene IAM – Kurve für den PT1800B

Die Koeffizienten der Approximation sind in der Tabelle 2.2-8 zu sehen und hier nochmals aufgeführt worden.

$$IAM_{PT1800B} = 1.0008 - 6.0177 \cdot 10^{-4}\theta - 1.0558 \cdot 10^{-4}\theta^2 + 3.2103 \cdot 10^{-6}\theta^3 - 4.5748 \cdot 10^{-8}\theta^4$$

b_0 [-]	b_1 [1/°]	b_2 [1/°²]	b_3 [1/°³]	b_4 [1/°⁴]
1.0008	$-6.0177 \cdot 10^{-4}$	$-1.0558 \cdot 10^{-4}$	$3.2103 \cdot 10^{-6}$	$-4.5748 \cdot 10^{-8}$

Tabelle 2.2-8: Resultierende IAM – Koeffizienten b_0, b_1, b_2, b_3 und b_4 für den PT1800B

Wie beim IAM des PT1800A stimmt die IAM – Messung für den PT1800B bei kleinen Einfallswinkeln noch mit dem theoretischen IAM gut überein. Mit zunehmendem Einfallswinkel nehmen die Abweichungen jedoch wiederum zu.

Beim der optischen Simulation musste nur eine Änderung des Absorberrohrdurchmesser vorgenommen werden. Ansonsten unterschieden sich die beiden Kollektoren vom „optischen Standpunkt“ aus betrachtet nicht.

In Abbildung 2.2-15 sehen wir die gemessene IAM – Kurve (grün) mit Fit (rot gestrichelt), der berechnete „best case“ des IAMs (schwarz) und den simulierten IAM (blau gestrichelt) für den PT1800B.

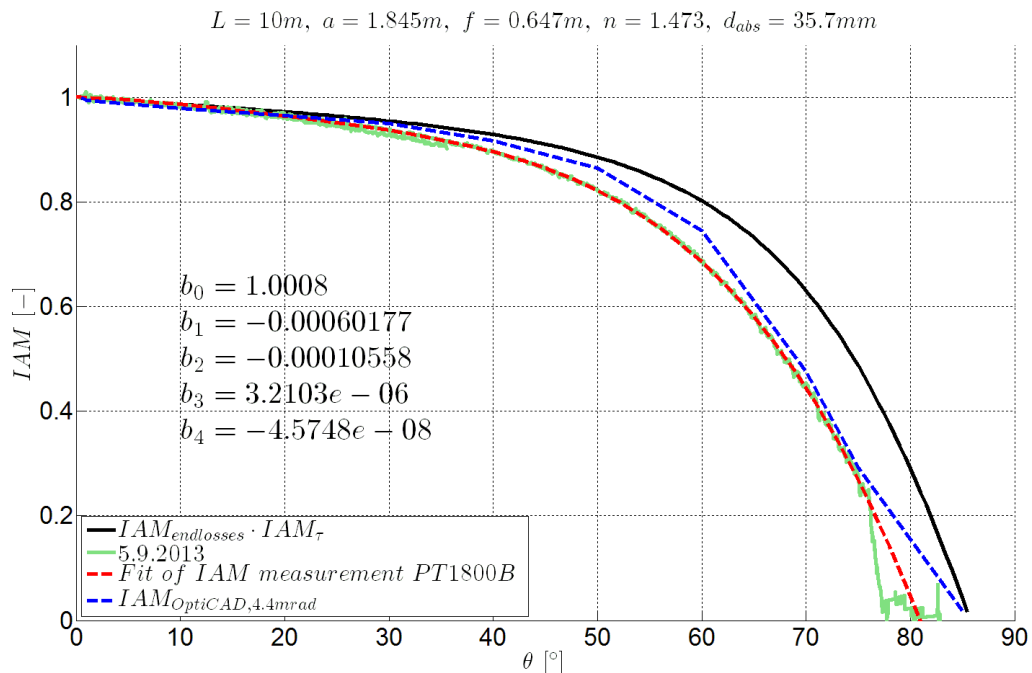


Abbildung 2.2-15: gemessene IAM – Kurve für den PT1800B und ein Versuch der Nachbildung des gemessenen IAM mittels optischer Simulation und Variation der Streuung am Spiegel

Der gemessene und der simulierte IAM decken sich nicht mehr, wie dies zuvor bei PT1800A der Fall war. Der wahrscheinlichste Grund hierfür ist die Tatsache, dass die Absorberrohre gekrümmt angeliefert und trotz Ausbesserungen vor dem Einbau immer noch gekrümmt waren. Durch die Krümmung liegen die Absorberrohre nicht optimal im Brennpunkt. Bei zunehmenden Einfallswinkeln fällt das immer mehr ins Gewicht. Im Kapitel Optische Modellierung des PT1800A für IAM Simulationen werden einige optische Simulationsergebnisse zu diesem Thema präsentiert. In diesen Untersuchungen wurden aber immer nur jeweils gleich grosse Positionierungsfehler des Absorberrohrs auf der gesamten Länge simuliert (also ideal gerade Rohre, die falsch positioniert sind). Die Modellierung von Streckenweise nicht exakt positionierten Absorberrohrstücken in OptiCAD hätte einen grossen Aufwand bedeutet. Zudem hätte die Abweichung der Absorberrohrstücke vom Brennpunkt messtechnisch zuerst gemessen werden sollen, was unmöglich war. Es wurde daher versucht einen Wert für die Streuung (in OptiCAD) zu finden bei der die simulierte IAM – Kurve möglichst gut mit der gemessenen Kurve zusammenpasst. Bei einer Streuung von 5.5mrad (0.315°) wurde ein relativ gutes Ergebnis erzielt. In Abbildung 2.2-16 ist das Resultat zu sehen.

Die Methode zeigt, dass visuell festgestellte Ungenauigkeiten in der Positionierung des Absorberrohrs, sich in der Messung niederschlägt. Im optischen Modell muss der Parameter der Streuung „verschlechtert“ werden muss um die Realität abzubilden. Insofern ist die Methodik bisher konsistent.

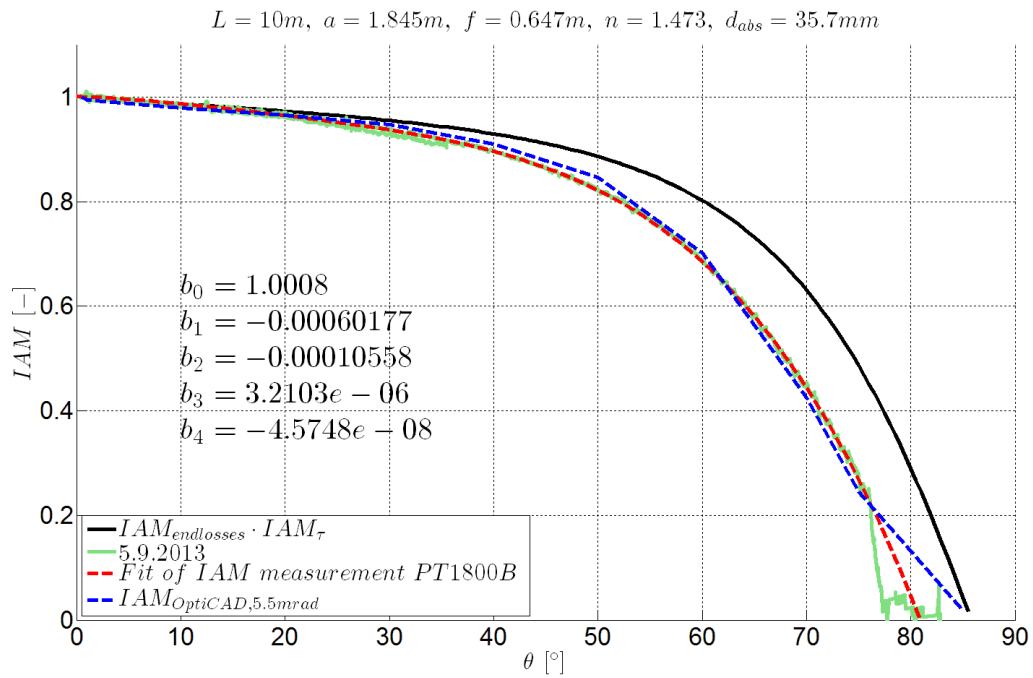


Abbildung 2.2-16: gemessene IAM – Kurve für den PT1800A und die Anpassung der Streuung im optischen Modell für eine bessere Übereinstimmung mit der Messung

2.2.2.6 PT1800B: Messungen zu den thermischen Verlusten

Die Messung der thermischen Verluste für den PT1800B wurde im Zeitraum 23.08.2013 bis 04.09.2013, entsprechend den Auskühlmessungen am PT1800A, durchgeführt. Dabei wurden wiederum Wärmeverlustmessungen bei Durchflüssen mit 1200 Litern pro Stunden und 900 Litern pro Stunde gemacht. Beim niedrigsten Temperaturunterschied von ca. 60 Kelvin (04.09.2013) wurde der Durchfluss dann noch auf 800 Liter pro Stunde abgesenkt um eine genügend grosse Messsicherheit zu erhalten.

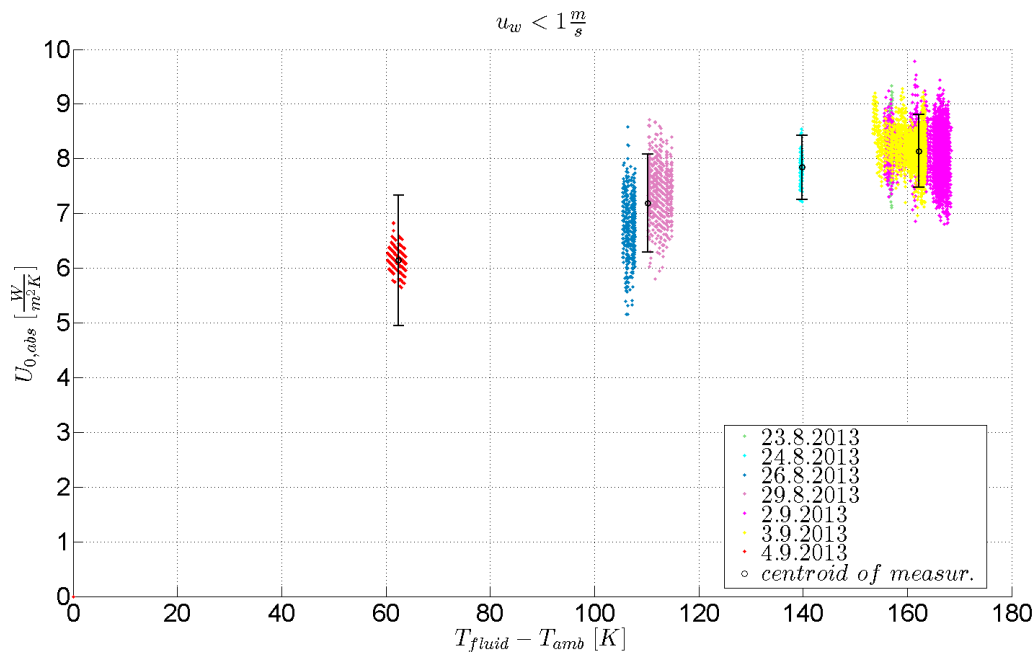


Abbildung 2.2-17: Gemessene thermische Verluste für den PT1800B nach Datum aufgetragen über den Temperaturunterschied zwischen mittlerer Fluid- und Umgebungstemperatur

Wie schon bei den Auskühlmessungen für den PT1800A wurden auch bei den Messungen am PT1800B festgestellt, dass bei höherem Durchfluss die resultierenden Messwolken grössere Ausdehnungen in der Ordinate haben als bei kleinen Durchflüssen. Die Messunsicherheiten werden mit zunehmender Fluidtemperatur geringer und die Unterschiede der arithmetischen Mittel zwischen einer Messwolke bei kleinem Durchfluss zu einer mit höherem Durchfluss sind vernachlässigbar klein.

In Abbildung 2.2-18 sind die gemessenen Wärmeverlustkoeffizienten aufgetragen über den Temperaturunterschied zwischen mittlerer Fluid- und Umgebungstemperatur. Im Diagramm ist die lineare Regression für den Wärmeverlustkoeffizient als schwarze gestrichelte Linie zu sehen. Die entsprechenden Koeffizienten sind in Tabelle 2.2-9 aufgelistet.

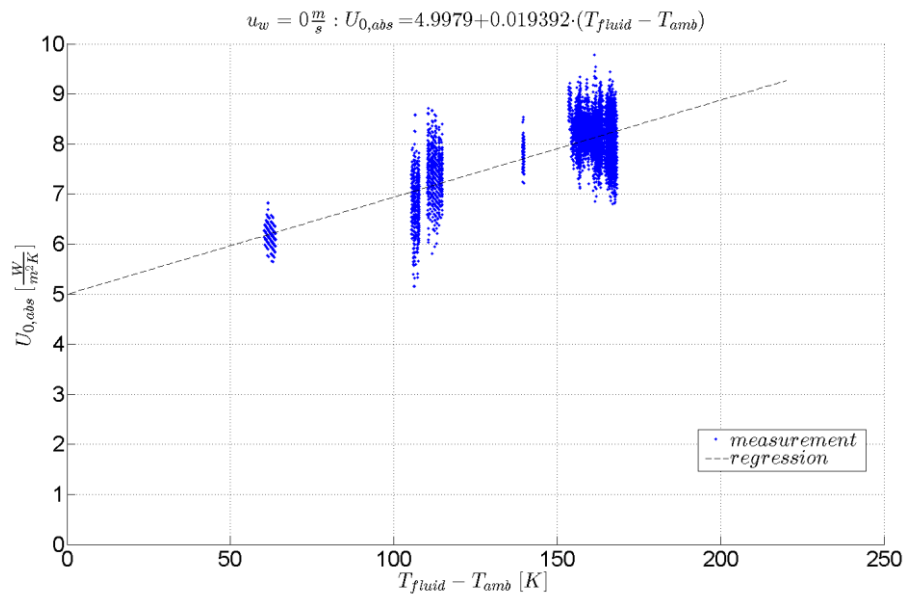


Abbildung 2.2-18: gemessene thermische Verluste für den PT1800B und deren Regression aufgetragen über den Temperaturunterschied zwischen mittlerer Fluid- und Umgebungstemperatur

$c_0 [-]$	$c_1 [1/K]$
4.9979	0.019392

Tabelle 2.2-9: resultierende thermische Verluste – Koeffizienten c_0 und c_1 für den PT1800B

Analog zum PT1800A wurde hier für den PT1800B die Wirkungsgradkennlinie des Kollektors mittels der ermittelten thermischen Verluste berechnet. Das Resultat ist in Abbildung 2.2-19 zu sehen. Bei den Rot eingefärbten Punkten und der gestrichelten Kurve handelt es sich um die bekannte Wirkungsgradkennlinie des Kollektors. Die Blau eingefärbten Punkte und Kurven ergeben sich auch der Berechnung des Wirkungsgrades mittels der thermischen Verluste.

Die beiden Kurven liegen wie schon beim PT1800A so nahe beieinander, dass die Abweichung im Bereich der Messunsicherheit liegt. Die grösste Abweichung des betrachteten Abschnitts tritt wiederum bei höheren Temperaturen auf, beträgt hier 1.41 Prozent, was immer noch in der Messunsicherheit der Wirkungsgradmessung liegt.

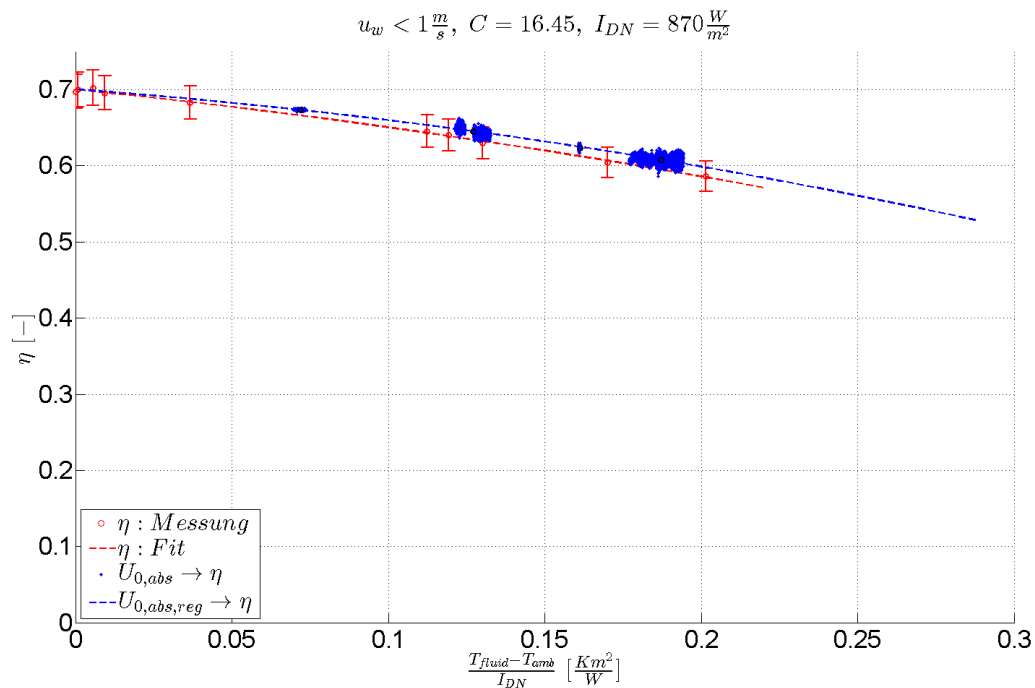


Abbildung 2.2-19: Vergleich der gemessenen Wirkungsgradkennlinie des PT1800B mit der berechneten Wirkungsgradkennlinie aus den Auskühlmessungen

2.2.2.7 Vergleich der beiden Kollektoren PT1800A und PT1800B

In diesem Kapitel werden die beiden Kollektoren einander gegenübergestellt. In einem direkten Vergleich der gemessenen Werte für Wirkungsgrad, IAM und thermischen Verluste sollen die allfälligen Unterschiede aufgezeigt werden.

In allen nachfolgenden Diagrammen wurden die Farbe Blau für den PT1800A und die Farbe Rot den PT1800B verwendet.

Vergleich der Wirkungsgradkennlinien

Die beiden Kollektoren unterscheiden sich bezüglich ihres Aufbaus einzig im Absorberrohr. Wie in Tabelle 2.2-1 zu sehen ist, sollte das Absorberrohr des PT1800B geringere thermische Verluste bei hohen Temperaturen aufweisen. Grund für diese Aussage ist das kleinere Epsilon der PVD – Schicht. Auch unter der Berücksichtigung der etwas grösseren Absorberrohroberfläche (5%) sollte die Wirkungsgradkurve des PT1800B über der des PT1800A liegen. Dies wurde anhand des thermischen Modells ermittelt, siehe Abbildung 2.2-21. Mit zunehmender Fluidtemperatur sollte der Unterschied zwischen PT1800A PT1800B immer grösser werden.

Wie in Abbildung 2.2-20 zu sehen ist, scheint der PT1800A bezüglich Effizienz immer etwas besser zu sein. Da die Abweichungen der beiden Kurven im Bereich der Messunsicherheit liegen, kann aber keine abschliessende Aussage gemacht werden.

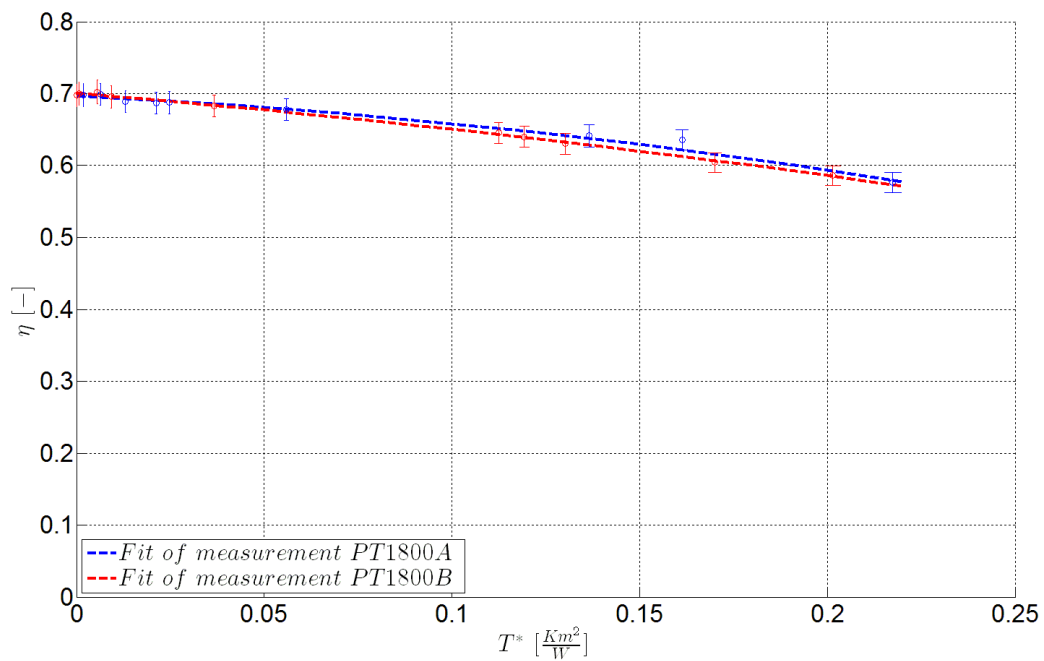


Abbildung 2.2-20: Vergleich der beiden Wirkungsgradkennlinien des PT1800A und PT1800B

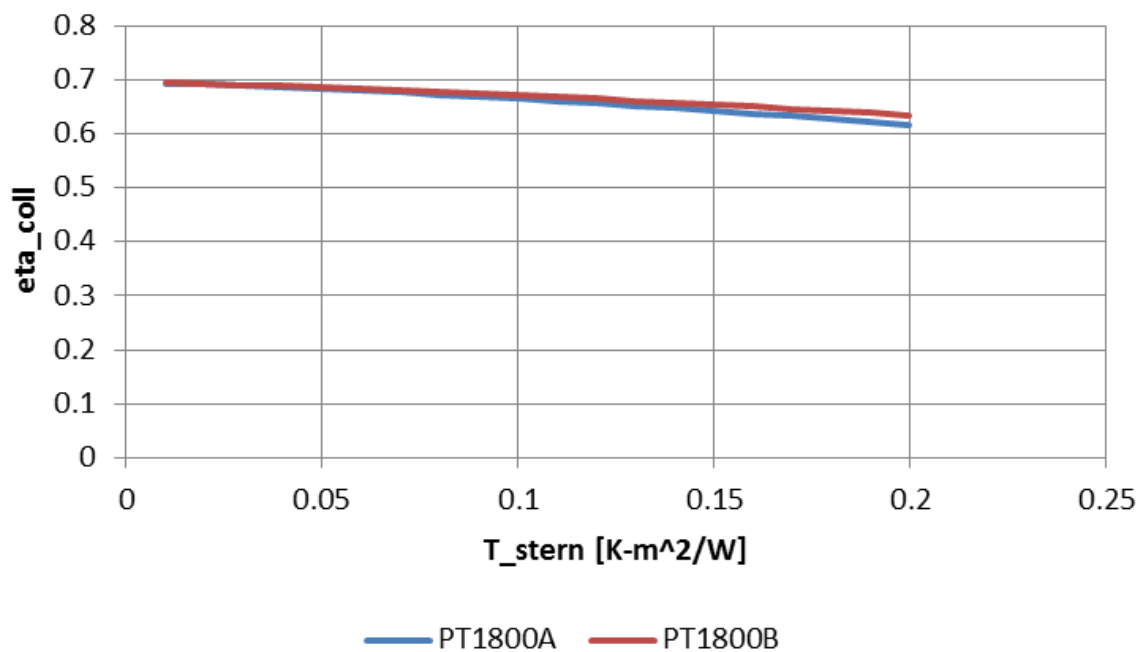


Abbildung 2.2-21: Vergleich der Wirkungsgradkennlinie des PT1800A mit dem PT1800B, beide Kurven berechnet mit dem thermischen Modell

Vergleich der IAM – Kurven

In der Abbildung 2.2-22 sehen wir den Vergleich der beiden IAM – Kurven der Kollektoren PT1800A und PT1800B. Im Wesentlichen unterscheiden sich die beiden Kurven nur geringfügig voneinander. Einzig bei Einfallswinkeln von grösser 50° ist der IAM des PT1800B besser, trotz der schlechteren Positionierung des Absorbers. Der grössere Durchmesser des Absorbers scheint hier die Verluste an Stellen mit durch Krümmung deplatziertem Absorberrohr zu kompensieren. Die Unterschiede werden erst bei Einfallswinkeln grösser 70° deutlicher.

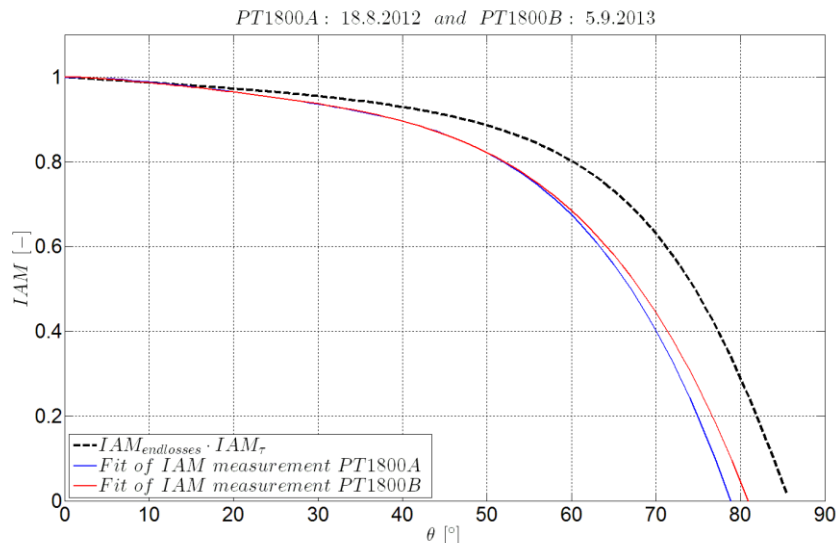


Abbildung 2.2-22: Vergleich der beiden IAM – Kurven des PT1800A und PT1800B

Thermische Verlustmessungen:

In Abbildung 2.2-23 sind die Messungen zu den thermischen Verlusten der beiden Kollektoren zu sehen. Rot eingefärbt ist die Messung zum PT1800A und blau für den PT1800B. Gemessen wurden die Verluste ohne Einstrahlung, hauptsächlich bei Nacht. Im Diagramm ist der Wärmeverlustkoeffizient $U_{0,abs}$ (bezogen auf die Absorberrohroberfläche) aufgetragen über dem Temperaturunterschied zwischen Fluid- und Umgebungstemperatur. Schön zu sehen ist der Unterschied zwischen den beiden Kollektoren. Die Verluste bei der Schwarzschrö – Schicht sind schon ab Temperaturen von 100°C höher. Natürlich darf die Unsicherheit bei der Messung nicht ausser Acht gelassen werden. Eine eindeutige Tendenz lässt sich aber erkennen. Auffällig ist, dass der Schnittpunkt der linearen Regression mit der y – Achse beim PT1800B höher liegt als bei PT1800A. Diesem Umstand ist aber keine grosse Bedeutung zu schenken, denn bei den niedrigen Temperaturunterschieden zur Umgebung sind die Messfehler um ein Vielfaches höher. Wichtiger ist die Steigung der Regressionen und da schneidet der PT1800B ($\epsilon=0.019329$), wie durch den niedrigeren Emissionsgrad erwartet, besser ab als der PT1800A ($\epsilon=0.035074$). Dieser Aspekt zeigt sich schon, wenn der Wärmeverlustkoeffizient in den spezifischen Wärmeverluststrom bezogen auf die Aperturfläche umgerechnet wird, wie dieser in Abbildung 2.2-24 sind die gemessenen spezifischen Wärmeverlustströme bezogen auf die Aperturfläche des Kollektors dargestellt.

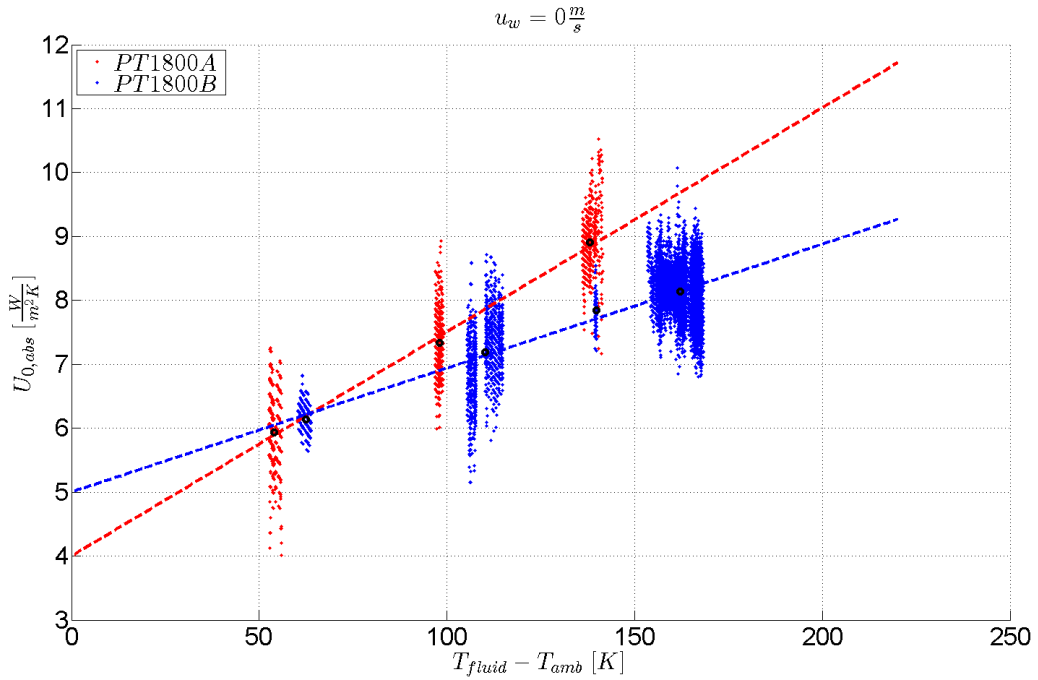


Abbildung 2.2-23: Vergleich der thermischen Verluste der beiden Parabolrinnenkollektoren PT1800A und PT1800B, bezogen auf die Absorberrohrflächen.

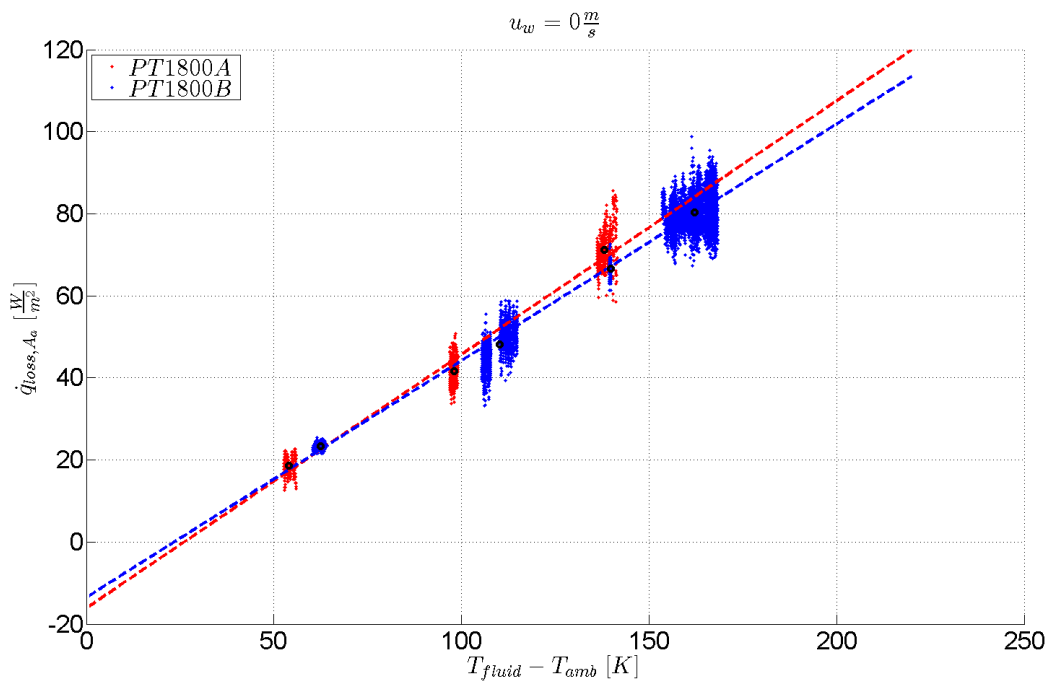


Abbildung 2.2-24: Vergleich der thermischen Verluste der beiden Parabolrinnenkollektoren PT1800A und PT1800B, bezogen auf die Kollektor-Aperturfläche.

Auf den Vergleich der berechneten Wirkungsgradkennlinien der beiden Kollektoren mittels der thermischen Verluste wurde an dieser Stelle verzichtet, da keinen weitere Erkenntnisse daraus gezogen werden können.

2.2.3 OPTISCHE MODELLIERUNG DES PT1800A FÜR IAM SIMULATIONEN

Ziel der optischen Modellierung war es Änderungen im Kollektoraufbau simulieren zu können und ein Werkzeug für die Verifizierung von IAM – Messungen und dem optischen Wirkungsgrad zu haben.

Als Simulationsumgebung wurde das Raytracing – Programm namens OptiCAD verwendet. Für die Modellierung wurden bisher nur Komponenten aus OptiCAD verwendet.

Um Hersteller in ihrer Produktentwicklung unterstützen zu können, wäre es hilfreich die CAD – Daten des Produktes in OptiCAD zu importieren und damit optische Simulation machen zu können. Somit könnten Montage- und Fertigungsungenauigkeiten und deren Einfluss auf die Kollektorleistung simuliert werden. Die Modellierung des Kollektors in OptiCAD würde zudem vereinfacht werden. Erste Ansätze für die Einbindung des Kollektormodells in OptiCAD aus dem CAD – Programm Solidworks wurden gemacht. Leider zeigte sich, dass bei Importieren von CAD – Bauteilen, diese in teils kompliziert aufgebaute NURBS formatiert wurden. Den Oberflächen dieser NURBS muss dann die gewünschten optischen Eigenschaften zugewiesen werden. Diese Arbeit ist sehr zeitaufwendig und fehleranfällig, da alles von Hand eingegeben werden muss. Schlussendlich war die direkte Modellierung des Kollektors in OptiCAD die schnellere und zuverlässigere Variante, welche auch in Zukunft bevorzugt wird.

Der PT1800A wurde möglichst realitätsnah in OptiCAD modelliert. Es wurden Absorberrohrhalterungen, Abstände der Reflektoren, Motorengetriebe und Strahlungsschutzschilde modelliert. Für den optischen Wirkungsgrad hatten diese Komponenten weniger einen Einfluss. Viel eher sollten sich gewisse Einflüsse auf den IAM zeigen. Der Modellaufbau ist in siehe Abbildung 2.2-25 zu sehen. Mit dem optischen Modell wurde eine umfangreiche Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Der Einfluss folgender Effekte wurde untersucht: Abschattungen durch Streben, Beschichtung des Glasrohrs, Streuung der Direktstrahlung durch den Reflektor, Geometrische Ungenauigkeiten des Reflektors und Deplatziierung des Receivers. In Abbildung 2.2-26 und Abbildung 2.2-27 sind die ersten Zeilen des Programms (Eingabefelder) der Sensitivitätsanalyse zu sehen, bei denen die entsprechenden Parameter gesetzt werden können. In Abbildung 2.2-28 und Abbildung 2.2-29 sind die entsprechenden Simulationsergebnisse zu sehen.

Es zeigte sich, dass beim modellierten Kollektor die Abschattungen der Spiegelflächen keinen wesentlichen Einfluss auf den IAM des Kollektors haben. Viel relevanter sind da die Ungenauigkeiten in der Reflektorgeometrie, hier modelliert durch die Streuung. In der IAM – Kurve kann eine allfällige Deplatziierung des Receivers eruiert werden, zumindest theoretisch. Die Deplatziierung des Receivers kann bei Messungen am ehesten im optischen Wirkungsgrad eruiert werden und allenfalls in der IAM – Kurve bestätigt werden. Durch die Kenntnisse der optischen Eigenschaften der Kollektorkomponenten kann der theoretische optische Wirkungsgrad berechnet werden und dieser mit dem gemessenen verglichen werden. Jedoch sind allfällige Unterschiede zwischen Messung und Rechnung nicht unbedingt ausschliesslich auf eine Deplatziierung zurückzuführen. Weitere Gründe können Nachführfehler und Spiegelunebenheiten sein. Ein Verfahren wie die Deplatziierung gemessen werden kann wurde am AEE INTEC untersucht [6].

Aufgrund der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse konnte bei späteren Messungen gezeigt werden, dass die Ungenauigkeit der Reflektoroberfläche zu einem schlechteren IAM bei höheren Einfallswinkeln führt. Mit dem Parameter für die Streuung an der Spiegeloberfläche konnten die gemessenen IAMs nachsimuliert werden. Der Wert welcher für die Streuung eingesetzt wurde, kann zukünftig als Qualitätsmaass für die Reflektorgeometrie verwendet werden (siehe Kapitel: PT1800A: IAM – Messungen und PT1800B: IAM – Messungen).

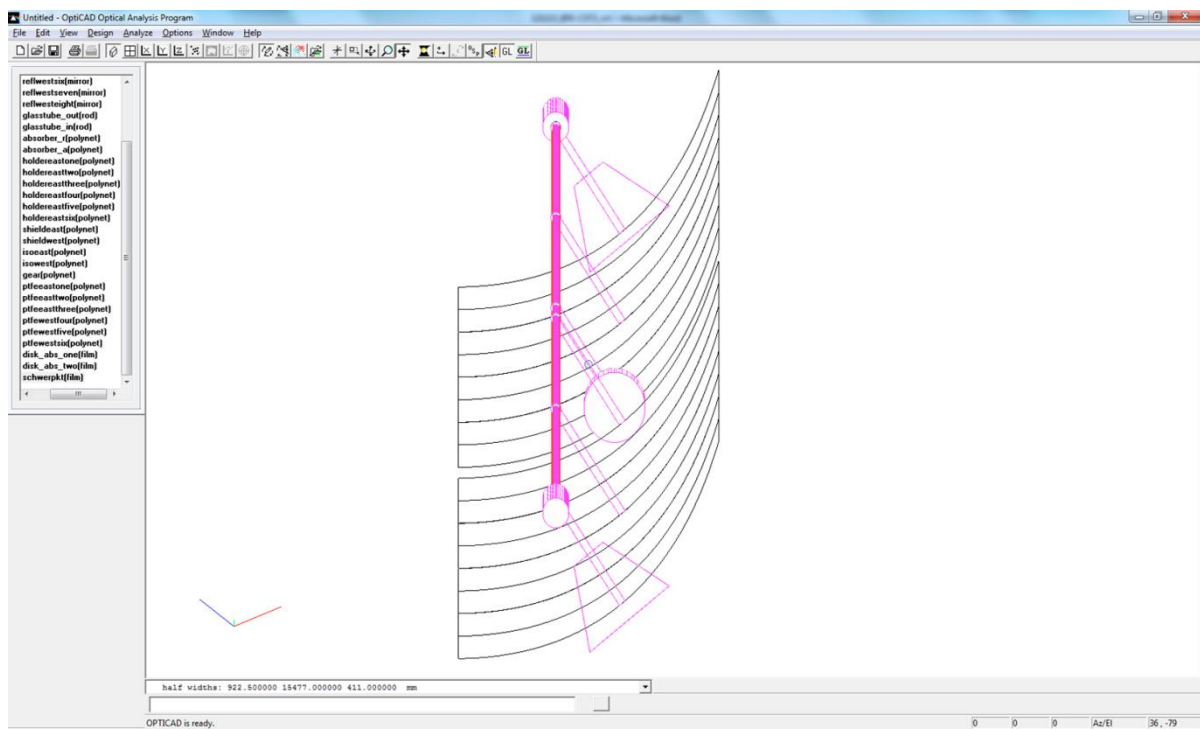


Abbildung 2.2-25: Printscreen des OptiCAD – Modell für den PT1800A

# PolyTrough1800A	
# Abmessungen:	
# Aperturlänge L	10318 [mm]
# Aperturbreite a	1845 [mm]
# Brennweite f	647 [mm]
# Spalt zwischen 2 Spiegeln	3 [mm]
# Spalt in der Mitte zwischen Spiegeln	300 [mm]
# Reflektor	
# Reflexionsgrad	0.885 [-]
# Anteil der gestreuten Strahlen	1 [-]
# Standardabweichung nach Gauss	0.017453293 [rad]
# Scattering	(ja oder leer)
# Absorber	
# Absorptionsgrad	0.914 [-]
# Absorberrohraussendurchmesser	34 [mm]
# Absorberrohrlänge	10318 [mm]
# Glasrohr	
# Glasrohraussendurchmesser	56 [mm]
# Glasrohrinnendurchmesser	51 [mm]
# Glasrohrlänge	10318 [mm]
# Absorbtivität	14.5 [1/mm]
# Brechungsindex	1.473 [-]
# Antireflex-Beschichtung	(ja oder leer)
# Schichttyp/-art	AR
# Receiverhalterung	
# Breite der Halterung	40 [mm]
# Wandstärke	3 [mm]
# Flexhose Shield (Trapez)	
# obere Trapezbreite	205 [mm]
# untere Trapezbreite	562 [mm]
# Trapezhöhe	400 [mm]
# Wandstärke	5 [mm]
# Abstand vom Kollektor	117 [mm]
# Isolation des Receiver (Ein- und Austritt)	
# Durchmesser	150 [mm]
# Länge	400 [mm]
# Getriebe	
# Durchmesser	350 [mm]
# Breite	120 [mm]
# Eintauchtiefe	250 [mm]

Abbildung 2.2-26: Eingabefelder OptiCAD – Codes Teil 1

# PTFE Teile		
# Länge	<input type="text" value="30"/>	[mm]
# berechnete Größen		
# Konzentrationsfaktor	<input type="text" value="17.27299235"/>	[-]
# Randwinkel	<input type="text" value="70.97057565"/>	[°]
# Akzeptanzwinkel	<input type="text" value="0.998206409"/>	[°]
# Randhöhe	<input type="text" value="328.8277628"/>	[mm]
# longitudinaler Grenswinkel	<input type="text" value="85.80606067"/>	[°]
# Strahlengang		
# Anzahl Strahlen in Aperturlänge	<input type="text" value="0.01"/>	[1/mm]
# Anzahl Strahlen in Aperturbreite	<input type="text" value="0.15"/>	[1/mm]
# Kollektorausrichtung (default:EW mit S=0°)		
# (0°->EW 90°->NS) Drehrichtung im Gegenuhrzeigersinn	<input type="text" value="0"/>	[°]
# Trackinggenauigkeit (default: 0°)		
# (<0° => zu hoher Anstellwinkel)	<input type="text" value="0"/>	[°]
# in OptiCAD modellieren		
# Reflektor	<input checked="" type="checkbox"/>	(ja oder leer)
# Absorber	<input type="checkbox"/>	(ja oder leer)
# Glasröhre	<input type="checkbox"/>	(ja oder leer)
# Abschattungen (Halterung,Isolation,Schilde,Getriebe,PTFE Teile)	<input type="checkbox"/>	(ja oder leer)
# Strahlengänge zeigen	<input type="checkbox"/>	(ja oder leer)
# IAM	<input type="checkbox"/>	(ja oder leer)
# Sonnenmodell	<input type="checkbox"/>	(ja oder leer)
# Deplatziierung des Receivers	<input checked="" type="checkbox"/>	(ja oder leer)
# in der Brennweite (>0 => f<)	<input type="text" value="0"/>	[mm]
# in der Aperturweite	<input type="text" value="0"/>	[mm]
# Dateiname (Grundform)	<input type="text" value="_L104_B277_Koll_11m"/>	
# Dateiname (Zusatz Scattering)		
# Dateiname (Zusatz Displacement Aperturwidth)		
# Dateiname (Zusatz Displacement Focuslength)		
# Dateiname (Zusatz anti reflection coating)		
# Dateiname (Zusatz Abschattungen)		
# Dateiname (merge)	<input type="text" value="_L104_B277_Koll_11m"/>	

Abbildung 2.2-27: Eingabefelder OptiCAD – Codes Teil 2

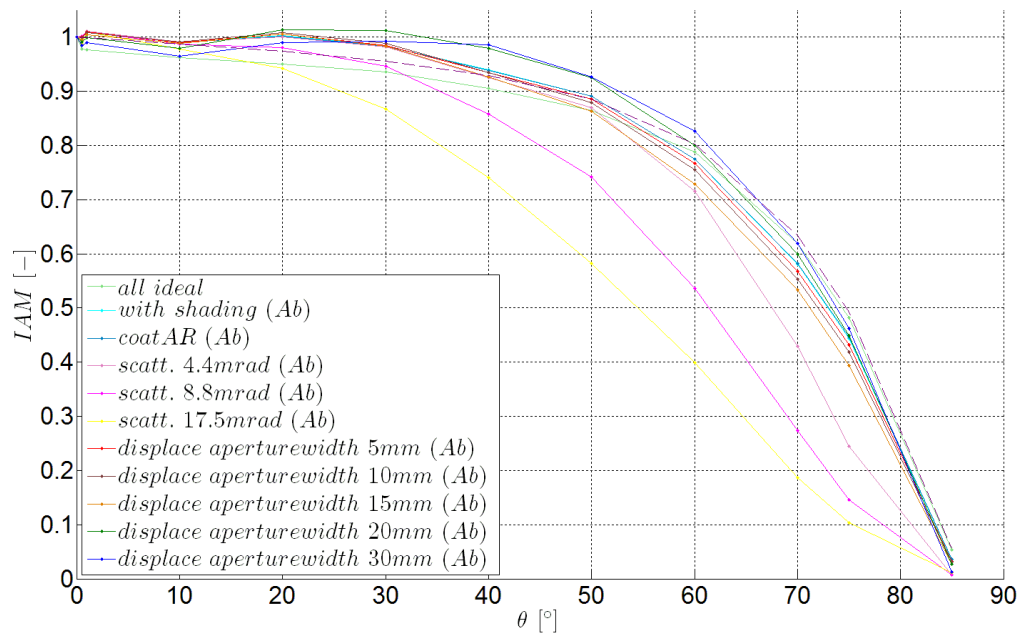


Abbildung 2.2-28: simulierte IAM – Kurven für den PT1800A, Parametervariation Teil 1

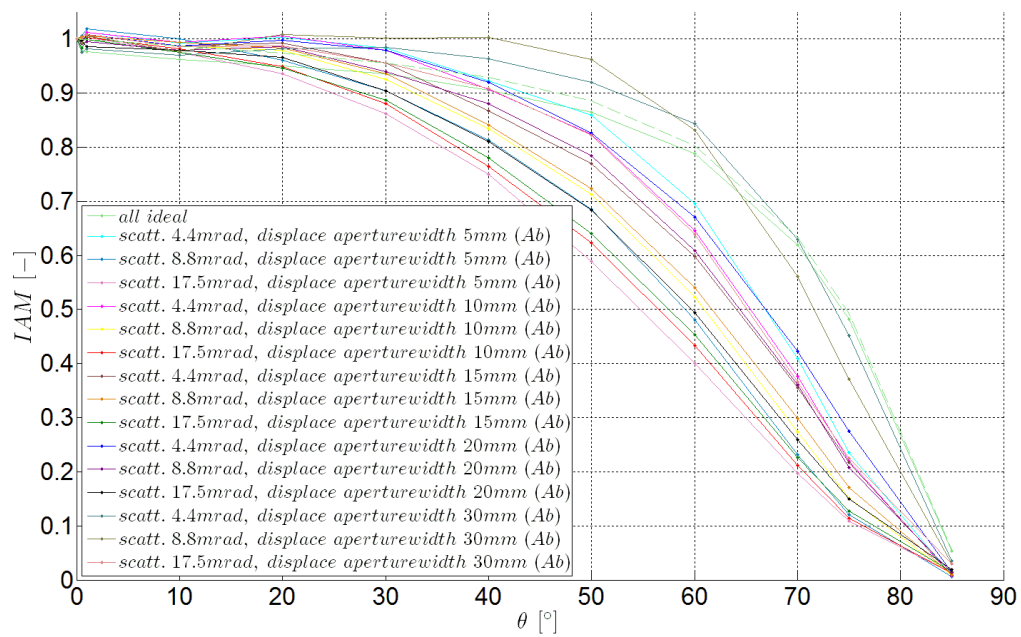


Abbildung 2.2-29: simulierte IAM – Kurven für den PT1800A, Parametervariation Teil 2

2.2.4 VERFAHREN ZUR ÜBERPRÜFUNG DER QUALITÄT DER REFLEKTORGEOMETRIE

In einer bereits abgeschlossenen Masterarbeit [7] wurde ein Verfahren erprobt, mit dem mittels eines orthogonal auf die Aperturfläche einfallenden Laserstrahls die Qualität des Reflektors untersucht wurde. Diese Methode wurde auf dem SPF-Prüfdach am NEP-Kollektor PT1200 in etwas abgeänderter Form angewendet.

Für die Lasermessung auf dem Dach wurde ein Stativ einer Laserwasserwaage und eine entsprechende Nivellierplatte verwendet (siehe Abbildung 2.2-30). Mittels der Nivellierplatte konnte ein horizontaler Laserstrahl eingestellt werden. Der Parabolrinnenkollektor wurde so ausgerichtet, dass bei horizontal ausgerichteter Laserwaage deren Laserstrahl orthogonal auf die Aperturfläche auftrifft. Mittels Stativ konnte die Laserwaage in der Höhe justiert werden. Somit konnte der Kollektor in der Aperturweite abgefahren werden und überprüft werden, ob der Laserstrahl an den verschiedenen Positionen immer auf das Receiverrohr reflektiert wird.

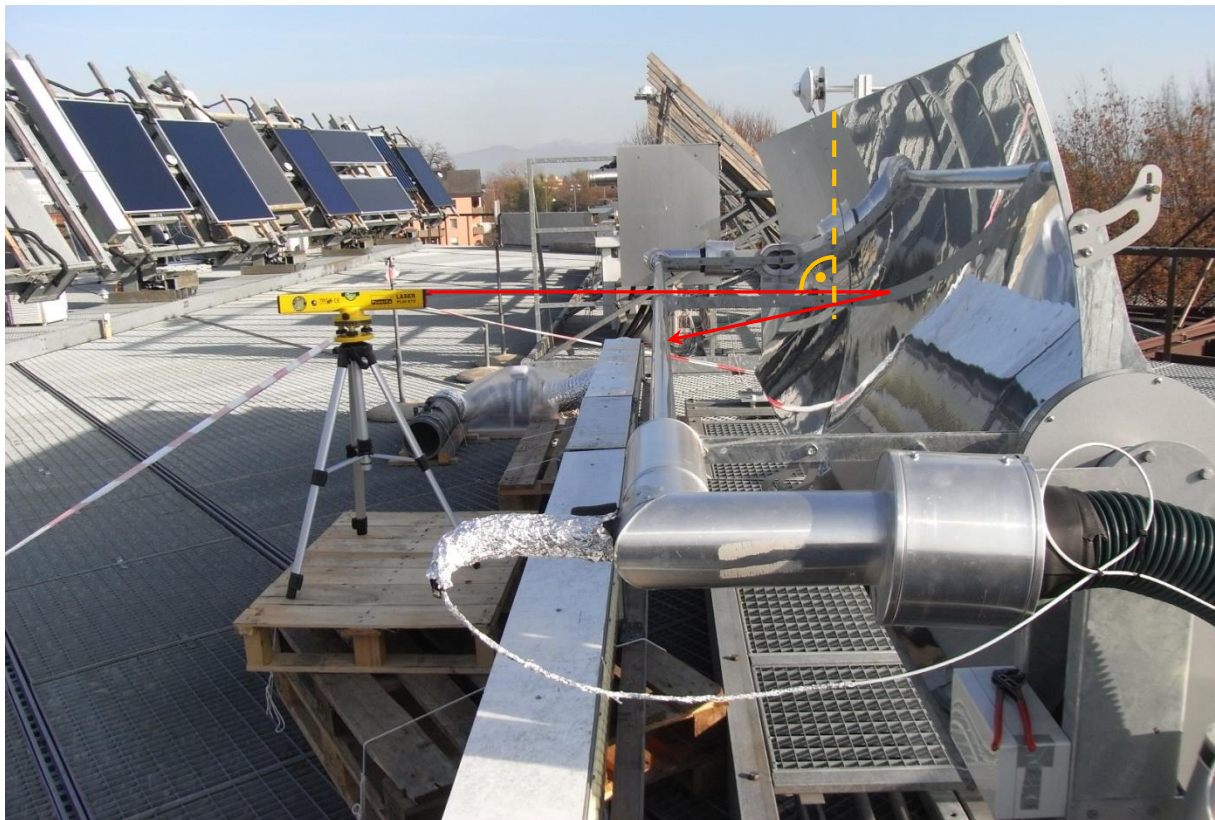


Abbildung 2.2-30: Messaufbau der Lasermessung zur Überprüfung der Reflektorgeometrie

Über die gesamte Aperturlänge wurde der Reflektor von Auge auf seine Abbildungsgenauigkeit überprüft. Die dabei beobachteten kritischen Stellen und zwei weniger kritische wurden anschliessend mittels der Lasermessmethode genau vermessen.

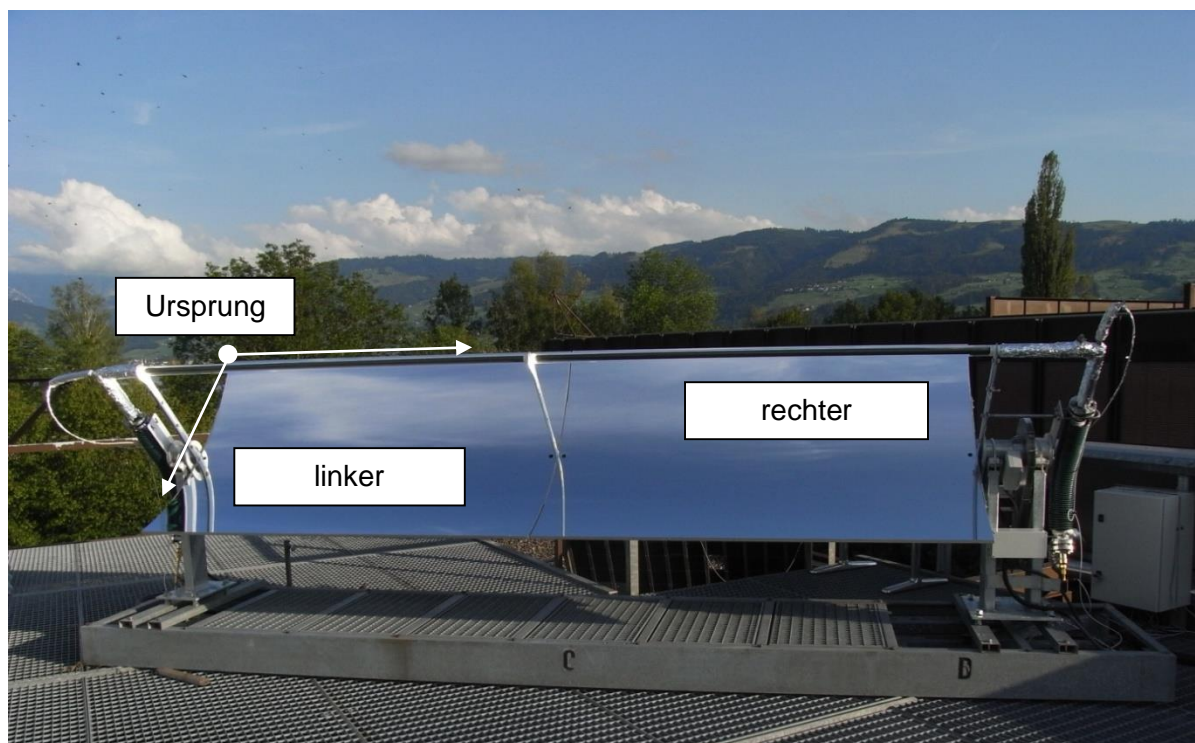


Abbildung 2.2-31: Bild des Parabolrinnenkollektors zu Verdeutlichung der Lasermessung

In Abbildung 2.2-31 ist der Parabolrinnenkollektor zur Verdeutlichung der Lasermessung nochmals abgebildet. Bei der Lasermessung wurde im linken, wie auch im rechten Reflektor an drei Stellen mit dem Laser die ganze Aperturweite abgefahren. Diese Stellen sind in der unteren Tabelle festgehalten. Der ganze Kollektor wurde mittels eines Rasters von 100 Millimeter in der Aperturlänge und 12.5 Millimeter in der Aperturweite zerlegt.

Position auf der Aperturlänge	
Linker Reflektor	Rechter Reflektor
280mm	2165mm
890mm	2970mm
1830mm	3920mm

Aufgrund der Aperturweitenposition und der Kollektorgeometrie (Brennweite, Aperturweite, und Randwinkel) wurde abgeschätzt, an welcher Position auf dem Absorberrohr der reflektierte Laserstrahl auftreten müsste. Fiel der Laserstrahl in dessen Nähe ($\pm 3\text{mm}$), so wurde die Reflektorstelle als "gut" bezeichnet. War der Austrittspunkt weiter davon entfernt, so wurde die Reflektorstelle als "kritisch" bezeichnet. Fiel der Laserstrahl nicht auf den Absorber, wurde dies als Reflektorfehler bezeichnet.

Die Auswertung der Lasermessung geschah in Excel. Das gedachte Raster über der Aperturfläche wurde mittels der Zellen in Excel dargestellt. Aufgrund der vermessenen Positionen wurde in die einzelnen Zellen, je nach Auftrittsgenauigkeit ein entsprechender Wert eingetragen. Für eine nicht auf den Absorber auftreffenden Laserstrahl wurde Null eingetragen (Reflektorfehler). Bei einem kritischen Reflektor-Segment wurde 0.9 eingetragen

und eine 1, falls der Laser etwa am richtigen Ort auf den Absorber fiel. Die nun noch leer stehenden Zellen wurden mittels einer einfachen Mittelung gefüllt. Je nach Zellenwert wurde dann eine Einfärbung dieser Zelle mittels Excelfunktion gemacht. Nicht kritische Reflektorstellen sind grün und schlechte rot gekennzeichnet.

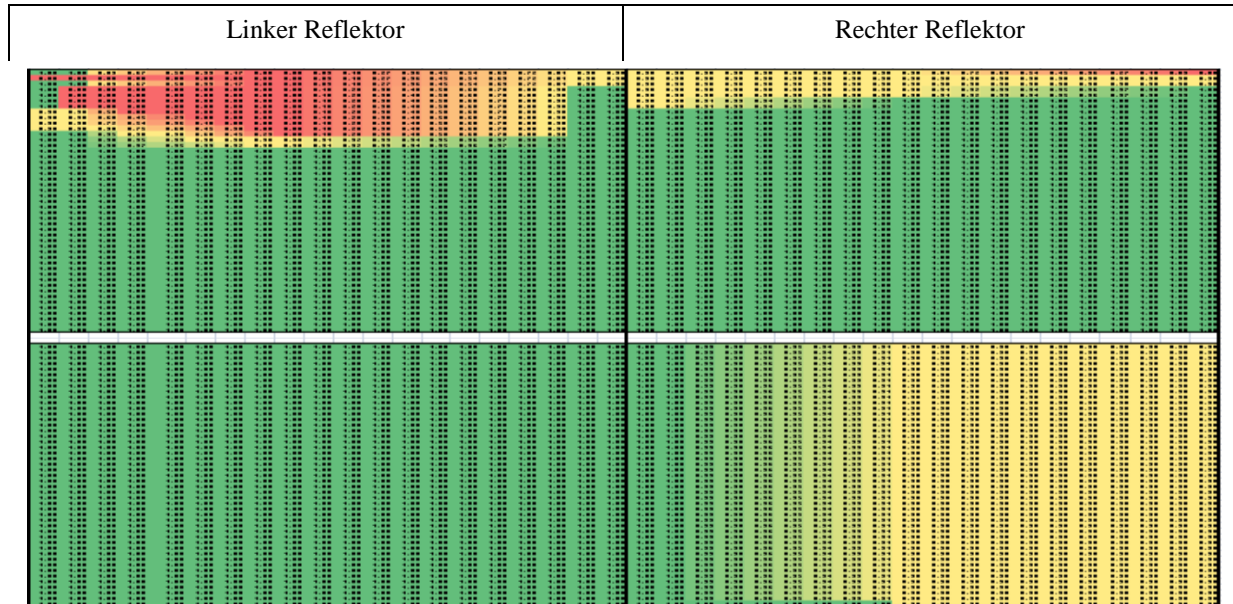


Abbildung 2.2-32: Visualisierung der Ergebnisse der Lasermessung in einer Exceltabelle

Der linke untere Teil des Reflektors war sehr gut, ebenso der rechte obere Teil, bis auf den rechten oberen Rand. Im linken, oberen Reflektorstück wurden zwei relativ grosse Segmente vermessen, bei denen die Strahlung am Absorber vorbei reflektiert wird. Beim rechten unteren Reflektor-Segment wurde eine relativ grosse, eher kritische Reflektorfläche festgestellt.

Das Verfahren wurde auch beim PT1800A angewendet. Aufgrund der grösseren Aperturweite war die Vermessung etwas schwieriger und fehleranfälliger, da die Laserwasserwaage mittels Stativ nicht über die gesamte Aperturweite ausgefahren werden konnte.

Bei beiden Kollektoren ging es darum mittels des Laser stellen zu identifizieren bei denen der Laserstrahl nicht mehr auf das Absorberrohr fällt. Hat man solche Stellen identifiziert, können andere Orte auf dem Reflektor ermittelt werden deren Reflexion nicht das Absorberrohr trifft. Zum Schluss kriegt man ein Gefühl für die Qualität der gesamten Spiegelfläche und kann dies in die Messungen und Auswertungen einfliessen lassen.

2.2.5 UMGEBUNGSTEMPERATURMESSUNGEN MIT DEM SENSOR "THIES CLIMA"

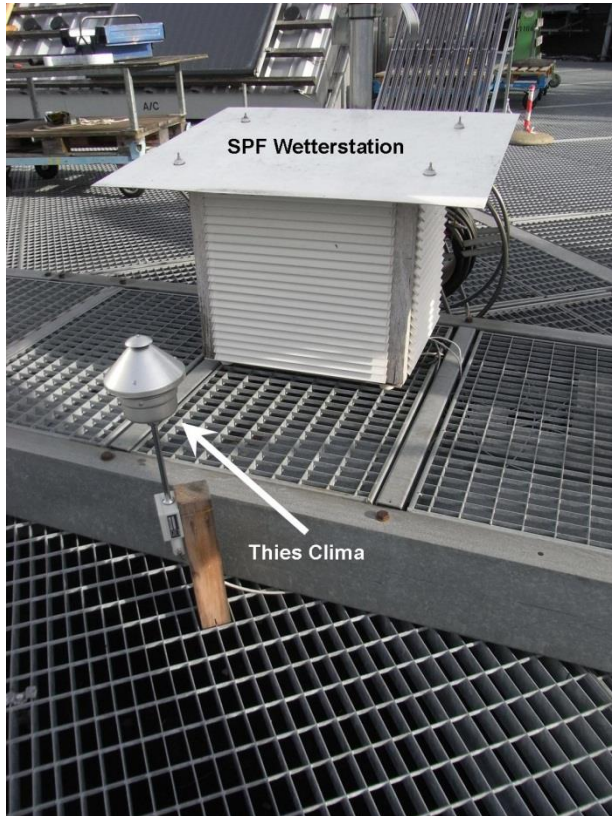


Abbildung 2.2-33: Foto der SPF – Wetterstation und des untersuchten Sensors Thies Climata

Im Hinblick auf Feldmessungen (Wirkungsgradmessungen) an Parabolrinnenkollektor – Anlagen wurde nach einem einfachen, aber trotzdem zuverlässigen und ausreichend genauem Umgebungstemperatur – Messgerät gesucht. Bei der Umgebungstemperaturmessung am SPF wird eine Wetterstation, wie sie in der Meteorologie Anwendung findet, verwendet. Diese Messung ist genau und wird als Vergleichsmessung benutzt. Der Temperatursensor der Wetterstation ist durch ein Gehäuse vor Sonnenstrahlung und Regen geschützt. Ein im Gehäuse untergebrachter Ventilator sorgt für den nötigen Luftaustausch zwischen Gehäuse inneren und Umgebung.

Als mögliche Alternative für die Umgebungstemperaturmessung wurde der Sensor Thies Climata 2.1260.00.000 untersucht. Die Wetterstation sowie der Sensor „Thies Climata“ sind in Abbildung 2.2-33 zu sehen.

Die Vergleichsmessungen wurden vom 18.10.2011 bis 20.04.2012 durchgeführt (tags und nachtsüber). Während dieser

Messperiode waren alle möglichen Wetterverhältnisse aufgetreten (Regen/Wind/Sonnenschein).

In der Auswertung geht hervor, dass die Abweichung zwischen der gemessenen Temperatur der Wetterstation und dem Thies Climata Sensor bei höherer Windgeschwindigkeit kleiner wird. Die erzwungen Konvektion im Gehäuse des Thies Climata Sensor führt zu einem genaueren Messresultat. In Abbildung 2.2-34 wird dies ersichtlich.

Bei geringen Windgeschwindigkeiten kann heizt sich das Gehäuse, welches als Strahlungsschutz für den Temperatursensor dient, aufgrund der Sonnenstrahlung auf. Dies führt zu höheren Temperaturen im Gehäuseinneren. Der Sensor misst eine zu hohe Umgebungstemperatur. Dies erklärt die Punkte mit negativer Abweichung in Abbildung 2.2-34. Bei zu geringer Einstrahlung wird ein anderer Effekt wirksam. Das Gehäuse kühlt aufgrund der langwelligen Abstrahlung ab was geringere Temperaturen im Gehäuse zur Folge hat. Die Punkte mit positiver Abweichung kommen dadurch zustande.

Die maximalen Temperaturabweichungen liegen im Bereich von +1 K bis -3 K. Für die Bestimmung des Wirkungsgrades bei hohen Temperaturen fällt diese Abweichung nicht ins Gewicht. Somit steht mit dem Thies Climata – Messgerät ein kostengünstiger und ausreichend genauer Aussenlufttemperatursensor zur Verfügung, der für Feldmessungen bei installierten Systemen eingesetzt werden kann.

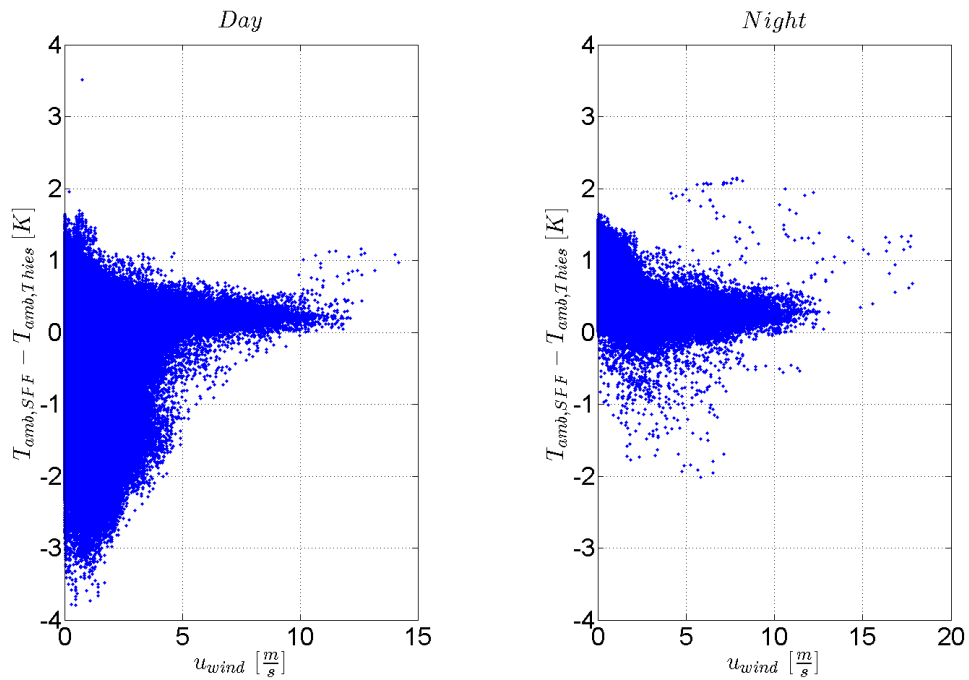


Abbildung 2.2-34: Gemessene Temperaturdifferenz in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit, getrennt aufgetragen für Messungen bei Tag und bei Nacht.

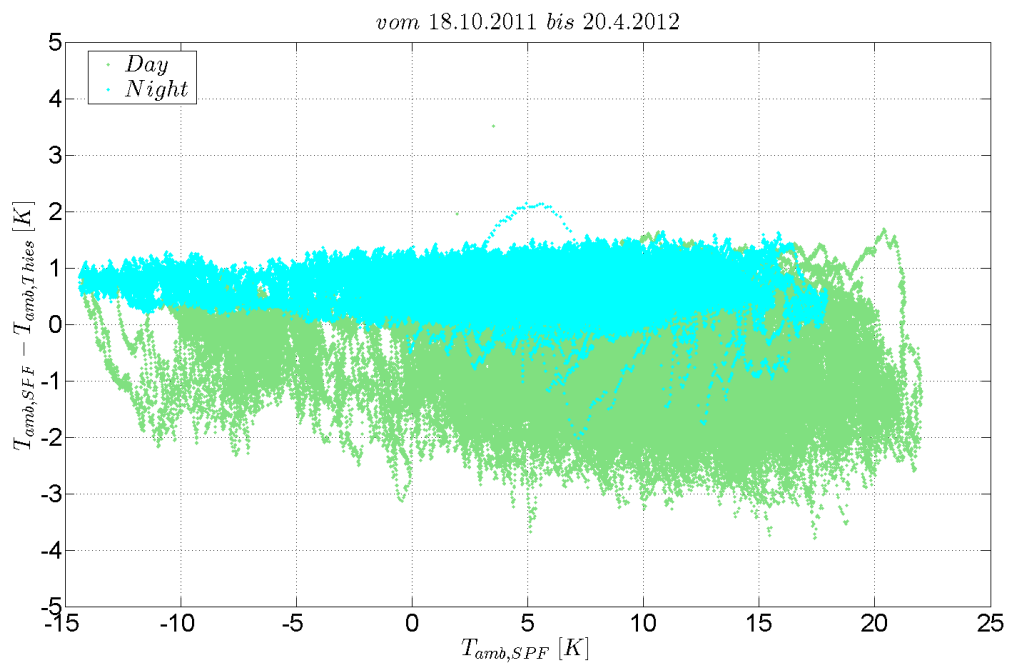


Abbildung 2.2-35: Temperaturdifferenz beider Umgebungstemperaturmessungen aufgetragen über der Standard SPF Umgebungstemperaturmessung, unterschieden nach Tages- und Nachtmesswerten

2.2.6 UNTERSUCHUNG ZUR DIREKTSTRAHLUNGSMESSUNG MIT DEM SENSOR SPN1

Für die Leistungsbeurteilung von Feldanlagen mit konzentrierenden Kollektoren ist die Messung der Direktstrahlung notwendig. In dieser Untersuchung werden drei Methoden für die Direktstrahlungsmessung miteinander verglichen.

2.2.6.1 Methode 1: Pyrheliometer

Die herkömmliche - aber gleichzeitig auch die teuerste - Variante ist die Verwendung eines Pyrheliometers montiert auf einem zweiachsig nachgeführten Trackingsystem. Das ist unsere Referenzmethode. Die Kosten für das Messgerät belaufen sich auf ca. 14'000 €. Diese Kosten übersteigen oft den finanziellen Rahmen eines Feldmonitoring – Projektes. Daher haben wir im Vergleich zur Referenz zwei kostengünstigere Alternativen untersucht.

2.2.6.2 Methode 2: Global- und Diffusstrahlungsmessung

Bei Methode 2 erfolgte die Bestimmung der Direktstrahlung durch die Messung der Globalstrahlung mit einem Pyranometer und der Diffusstrahlung mit einem Pyranometer mit Schattenring. Aus der Differenz von Global- und Diffusstrahlung auf die horizontale Ebene und dem Sonnenhöhenwinkel lässt sich der Wert der Direktstrahlung auf eine nachgeführte Ebene bestimmen und mit dem gemessenen Pyrheliometerwert vergleichen.

2.2.6.3 Methode 3: Messgerät SPN1 von der Fa. DeltaT

Bei Methode 3 haben wir das Strahlungsmessgerät SPN1 der Fa. DeltaT eingesetzt. Es handelt es sich um ein innovatives Strahlungsmessgerät, in das 7 Strahlungssensoren und ein fest installiertes Abschattungselement (innerhalb einer Glaskuppel) eingebaut sind. Das Abschattungselement ist so gestaltet, dass zu jedem Zeitpunkt und Sonnenstand mindestens ein Sensor der direkten Solarstrahlung ausgesetzt ist und ein anderer vollständig abgeschattet ist. Vom Gerät werden die Messwerte der Global- und der Diffusstrahlung ausgegeben. Ausserdem wird die Sonnenscheindauer ebenfalls gemessen, was für unsere Auswertung aber nicht von Belang war.

In Abbildung 2.2-36 und Abbildung 2.2-37 sind die verwendeten Geräte dargestellt, wie sie auf dem SPF-Testgelände für die Untersuchung installiert wurden.



Abbildung 2.2-36: Pyranometer (links), SPN1 (Mitte) und Pyranometer mit Schattenring zur Diffusstrahlungsmessung (rechts)



Abbildung 2.2-37: Pyrheliometer auf Meteotracker zur Direktstrahlungsmessung

2.2.6.4 Auswertung und Gegenüberstellung Direktstrahlungsmessung (DNI)

Bei den beiden Methoden 2 und 3 werden die Global- und Diffusstrahlung in der horizontalen Ebene gemessen. Daraus kann die Direktstrahlung auf eine zweiachsig nachgeführte Ebene berechnet werden, wenn der Sonnenhöhenwinkel (oder die Sonnenelevation) bekannt ist.

Aufgrund der Sonnenzeit und den Koordinaten des Standortes kann der Sonnenelevationswinkel α berechnet werden. Die Bestimmung der Direktstrahlung in der zweiachsig nachgeführten Ebene aus der horizontal gemessenen Global- und Diffusstrahlung erfolgt mit der Formel:

$$I_{DN,calc} = \frac{I_{G,horiz} - I_{d,horiz}}{\sin(\alpha)}$$

$I_{G,horiz}$	Gemessene Globalstrahlung in der horizontalen Ebene
$I_{d,horiz}$	Gemessene Diffusstrahlung in der horizontalen Ebene
$I_{DN,calc}$	Berechnete Direktstrahlung in der zweiachsig nachgeführten Ebene
α	Elevation der Sonne

Diese Umrechnung wird für kleine Sonnenelevationswinkel α sehr ungenau, weil der Nenner sehr klein und bei tiefen Sonnenständen der Messfehler für die Differenz $I_{G,horiz} - I_{d,horiz}$ sehr groß wird. Dies ist auch deutlich in unseren Auswertungen zu erkennen (siehe Abbildung 2.2-38). In der Praxis haben diese Messwerte für die Beurteilung der Leistung von konzentrierenden Kollektoranlagen aufgrund des geringen Direktstrahlungsangebotes aber keine Relevanz.

2.2.6.5 Messwertgegenüberstellungen für die Jahre 2012 und 2013

In den nachfolgenden Diagrammen werden jeweils die relativen Abweichungen zwischen den Werten der Messmethode 1 (=Referenz) und der Methode 2 oder 3 dargestellt. In der Abszissenachse ist immer die mit dem Pyrheliometer gemessene (zweiachsig nachgeführte) Direktstrahlung aufgetragen. In der Ordinatenachse ist die relative Abweichung aus der Differenz der mit dem Pyrheliometer gemessenen Direktstrahlung und der jeweilig berechneten Direktstrahlung bezogen auf die mit dem Pyrheliometer gemessene Direktstrahlung aufgetragen.

Die Methode 2 wird in den nachfolgenden Diagrammen mit "Kipp & Zonen (K&Z)" bezeichnet, weil die Messgeräte von dieser Firma stammen. Die Methode 3 wird mit SPN1 bezeichnet.

In den Jahresendberichten 2011 und 2012 [\[4\]](#) und [\[5\]](#) wurde bereits der Vergleich für das Jahr 2010 und 2011 gemacht. Hier werden nun die Daten der kompletten Jahre 2012 und 2013 vor ausgewertet. Dabei ist hervorzuheben, dass für alle Grafiken keine Mittelwerte sondern immer die im Zeitabstand von 10 Sekunden gemessenen Werte verwendet wurden.

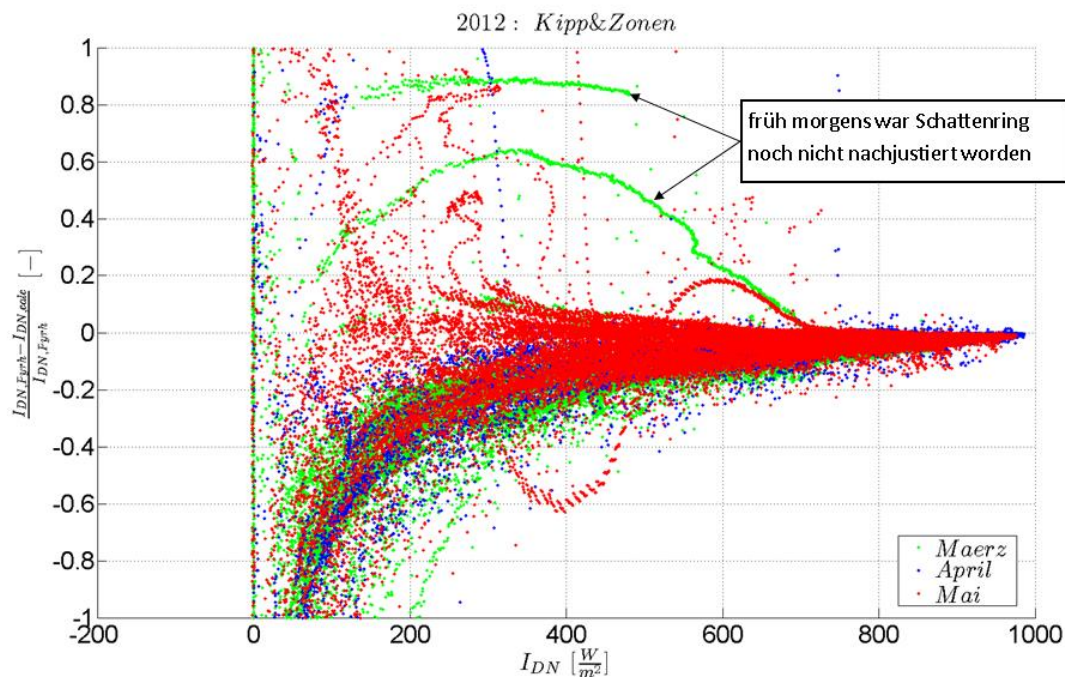


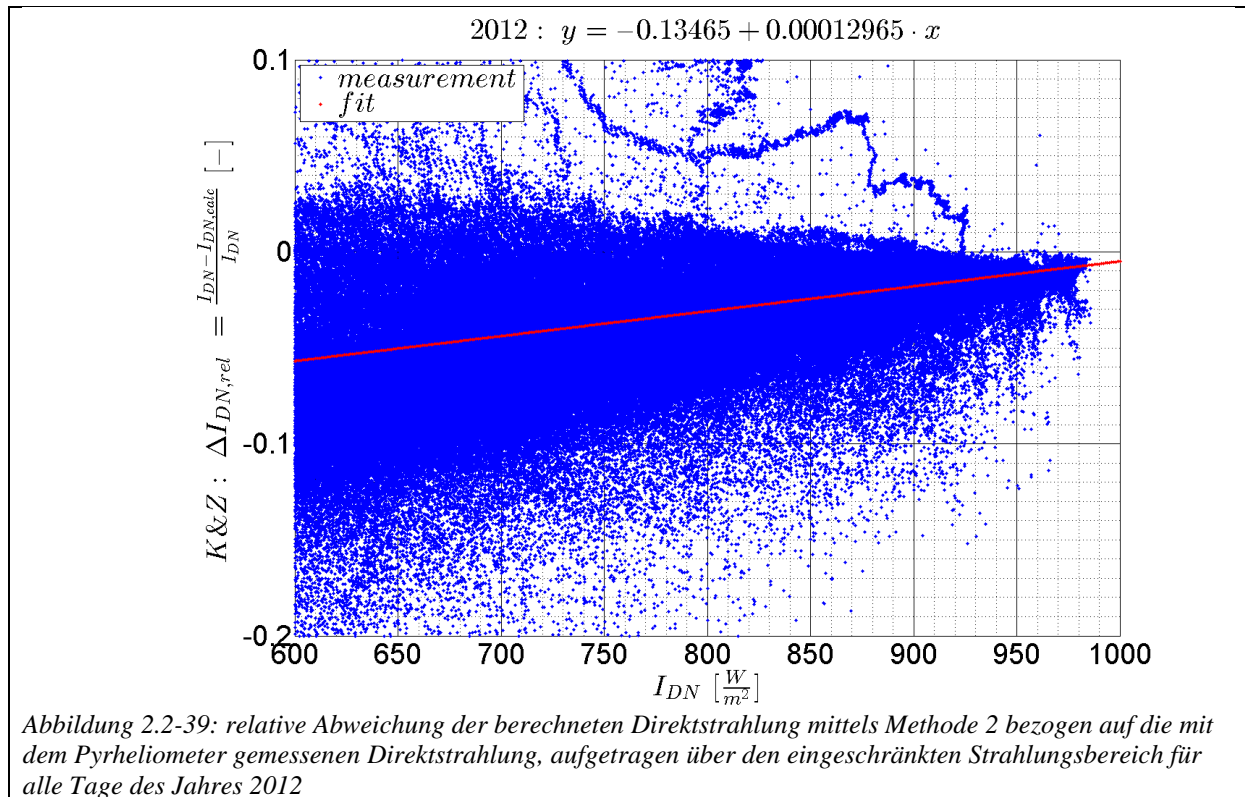
Abbildung 2.2-38: Relative Abweichung der berechneten Direktstrahlung mittels Methode 2 bezogen auf die mit dem Pyrheliometer gemessenen Direktstrahlung, aufgetragen über den gesamten Intensitätsbereich von 0 bis 1000 W/m² für die Monate März, April und Mai im Jahr 2012

Abbildung 2.2-38 zeigt die relative Abweichung der Methode 2, bezogen auf die herkömmliche Direktstrahlungsmessung, für die Monate März, April und Mai des Jahres 2012. Dabei handelt es sich immer um schöne, sonnige Messtage. Es ist gut zu sehen wie die relative Abweichung bei geringen Strahlungswerten überproportional zunimmt. Dies ergibt sich aufgrund der zuvor beschriebenen Division mit Werten nahe Null, was geringen Einfallswinkeln entspricht. Wirklich interessant für die Praxis ist der Vergleich bei höheren Strahlungswerten, weshalb in den nachfolgenden Grafiken die Abszisse auf 600 bis 1000 Watt pro Quadratmeter beschränkt wurde. Eine Unregelmäßigkeit ist im Monat März an zwei Tagen (12.03.2012, 13.03.2012) und im Mai (17.05.2012) an einem Tag auszumachen. Dabei war der Schattenring des Diffusstrahlungsmessgerätes nicht ordentlich nachjustiert worden, weshalb das Messgerät während eines kurzen Zeitraums, früh morgens, einen Teil der Globalstrahlung gemessen hatte.

Abbildung 2.2-39 zeigt die Auswertung für die Messmethode 2 und das komplette Jahr 2012. Aufgetragen ist die relative Abweichung der berechneten Direktstrahlung bezogen auf die mit dem Pyrheliometer gemessenen Direktstrahlung. Alle im 10-Sekundenabstand gemessenen Werte für das gesamte Jahr sind in der Grafik aufgetragen. Die Abszissenachse wurde auf relative Abweichungen von -20% bis +10% eingeschränkt und Ordinatenachse auf Werte zwischen 600 und 1000 W/m². Für den dargestellten Direktstrahlungsbereich (Abszissenachse) wurde eine lineare Regression berechnet. Deren Koeffizienten sind in der Grafik im Titel aufgeführt.

Bei den hohen Direktstrahlungswerten treten die geringsten Abweichungen zwischen der Berechnung und der Messungen auf. Die keilförmige Ausbildung der Datenwolken kommt durch die grössere Ungenauigkeit der berechneten Direktstrahlung bei kleinen Intensitäten zustande. Aus der Lage der Regressionsgeraden geht hervor, dass z. B. im Bereich von 600 W/m² Direktstrahlung die nach der Methode 2 berechneten Werte im Mittel um etwa 5.7%

höher sind als die mit dem Pyrheliometer gemessenen Werte. Bei 800 W/m² sind es 3% und bei 975 W/m² nur noch unter 1%.



In Abbildung 2.2-40 zeigt die Auswertung für das gleiche Jahr für die Messmethode 3, also das SPN1-Messgerät. Qualitativ ergibt sich ein ähnliches Bild. Allerdings ist die Regressionsgrade steiler und bei hohen Werten nicht mehr negativ: Die Abweichung beträgt -9.4% bei 600 W/m², -3.8% bei 800 W/m², und +1.2% bei 975 W/m². Die Form der Datenwolke ist wiederum keilförmig, jedoch etwas „breiter“, worauf später noch eingegangen wird.

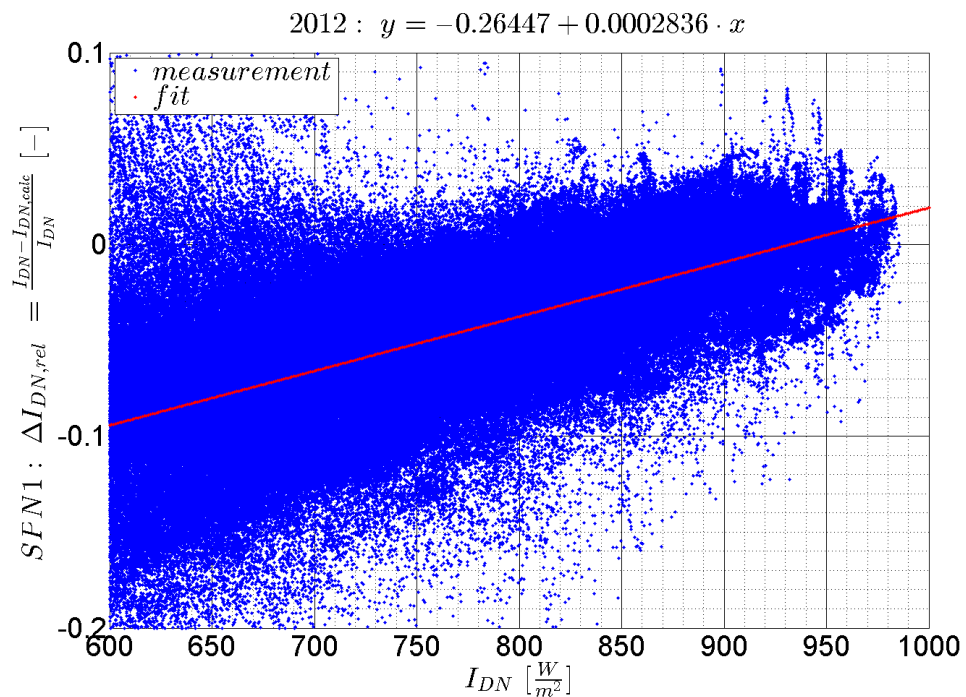
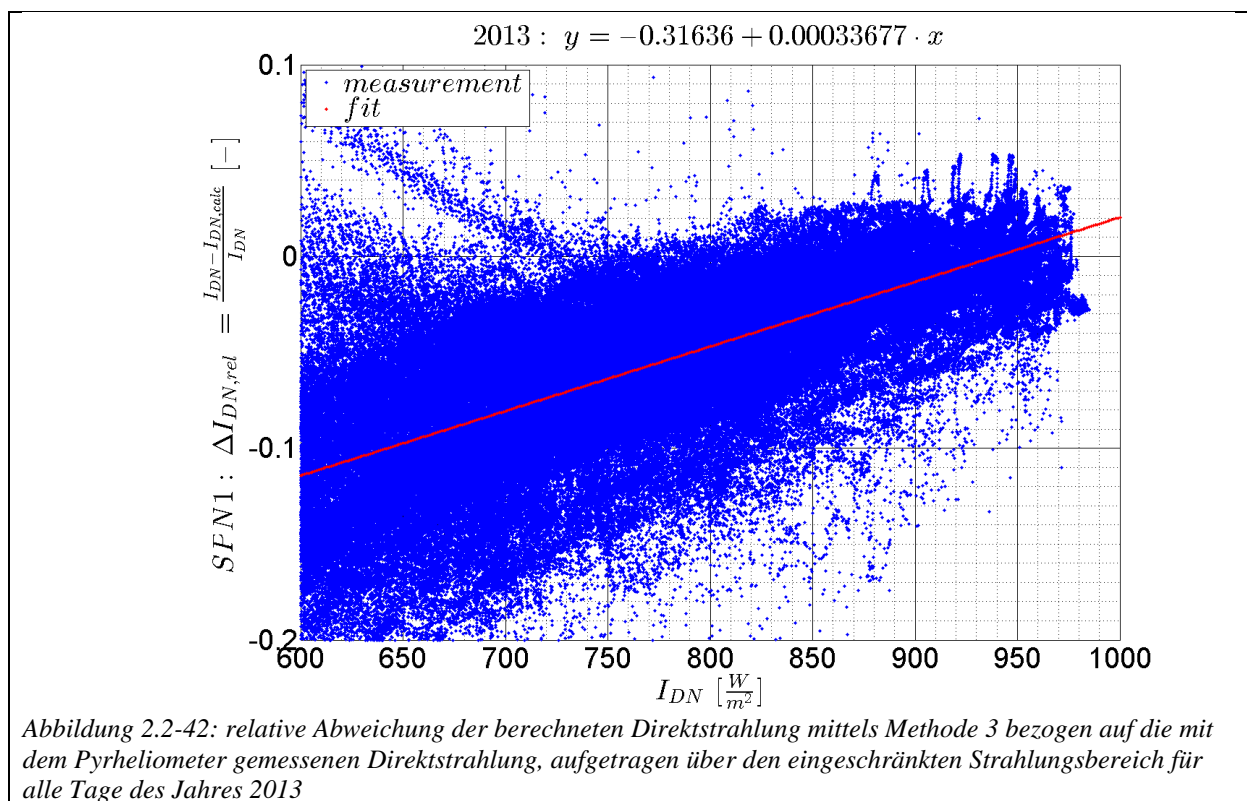
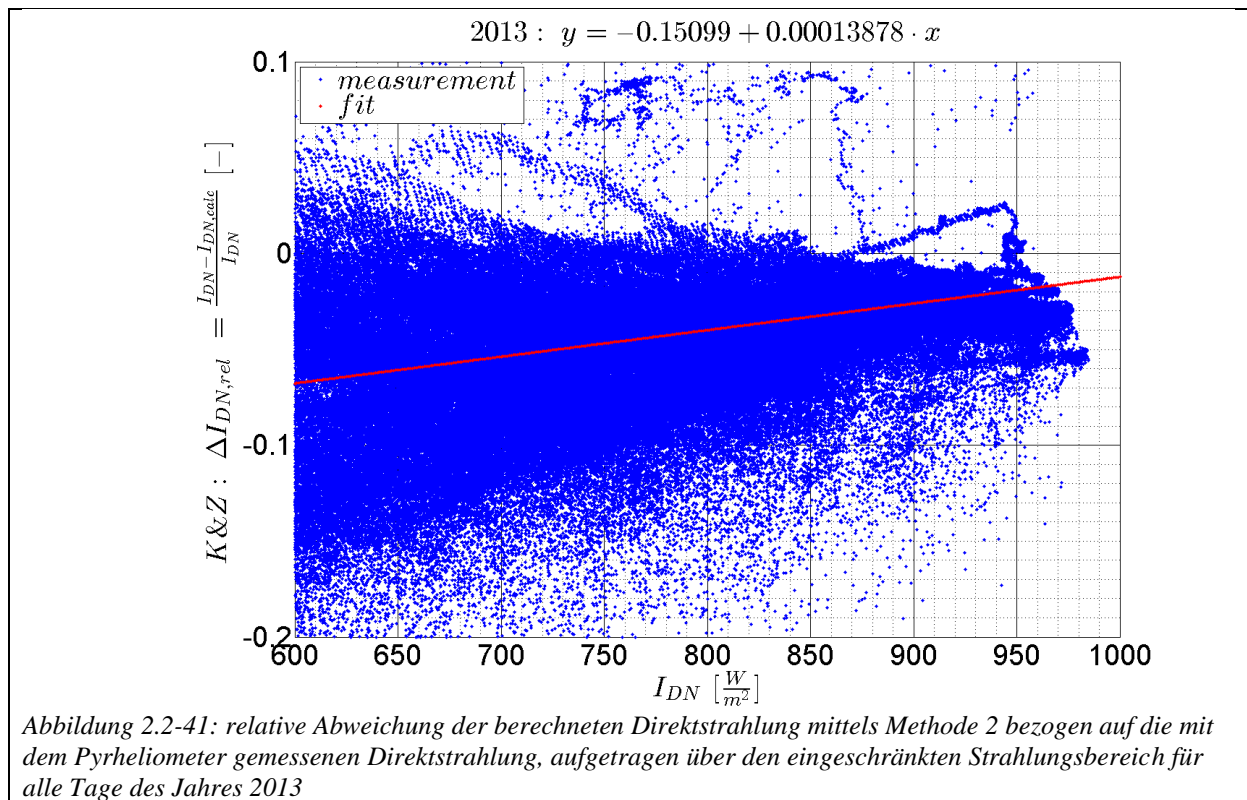


Abbildung 2.2-40: relative Abweichung der berechneten Direktstrahlung mittels Methode 3 bezogen auf die mit dem Pyrheliometer gemessenen Direktstrahlung, aufgetragen über den eingeschränkten Strahlungsbereich für alle Tage des Jahres 2012

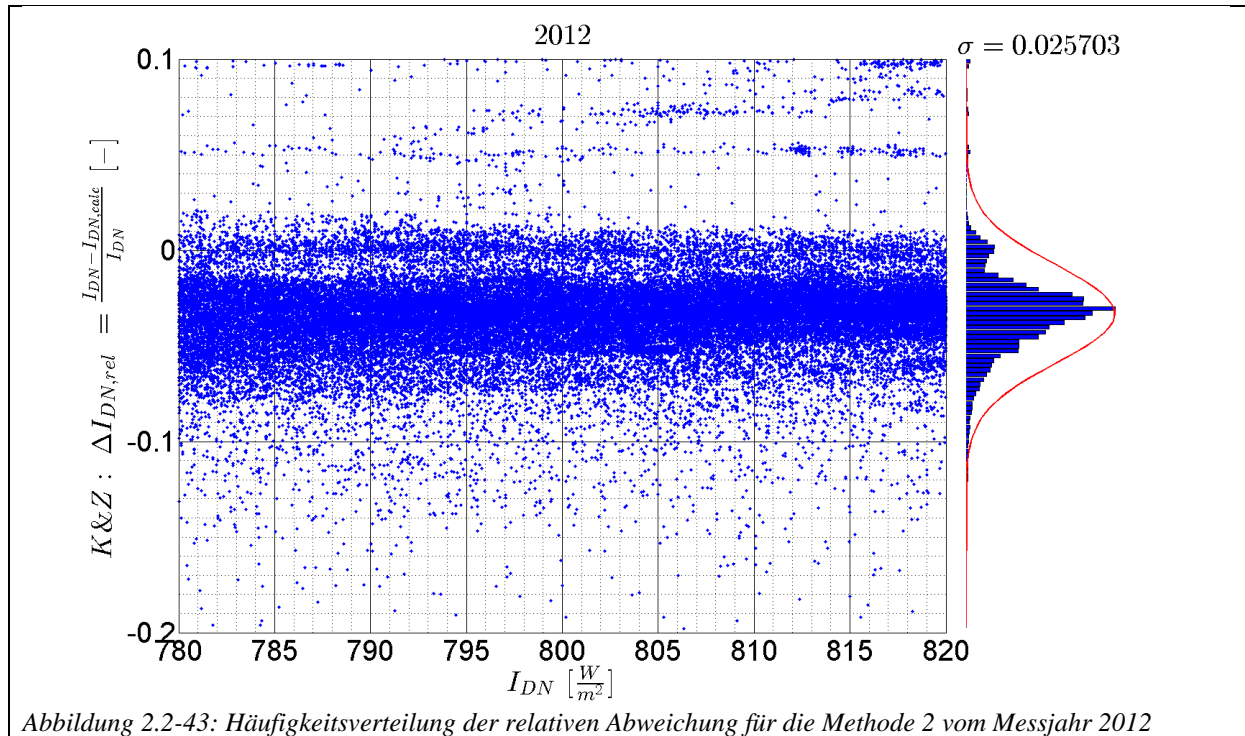
Die Abbildung 2.2-41 (Methode 2) und Abbildung 2.2-42 (Methode 3) zeigen die gleichen Auswertungen für das Messjahr 2013. Im Prinzip ergeben sich zwischen den beiden Messjahren keine wesentlichen Unterschiede.

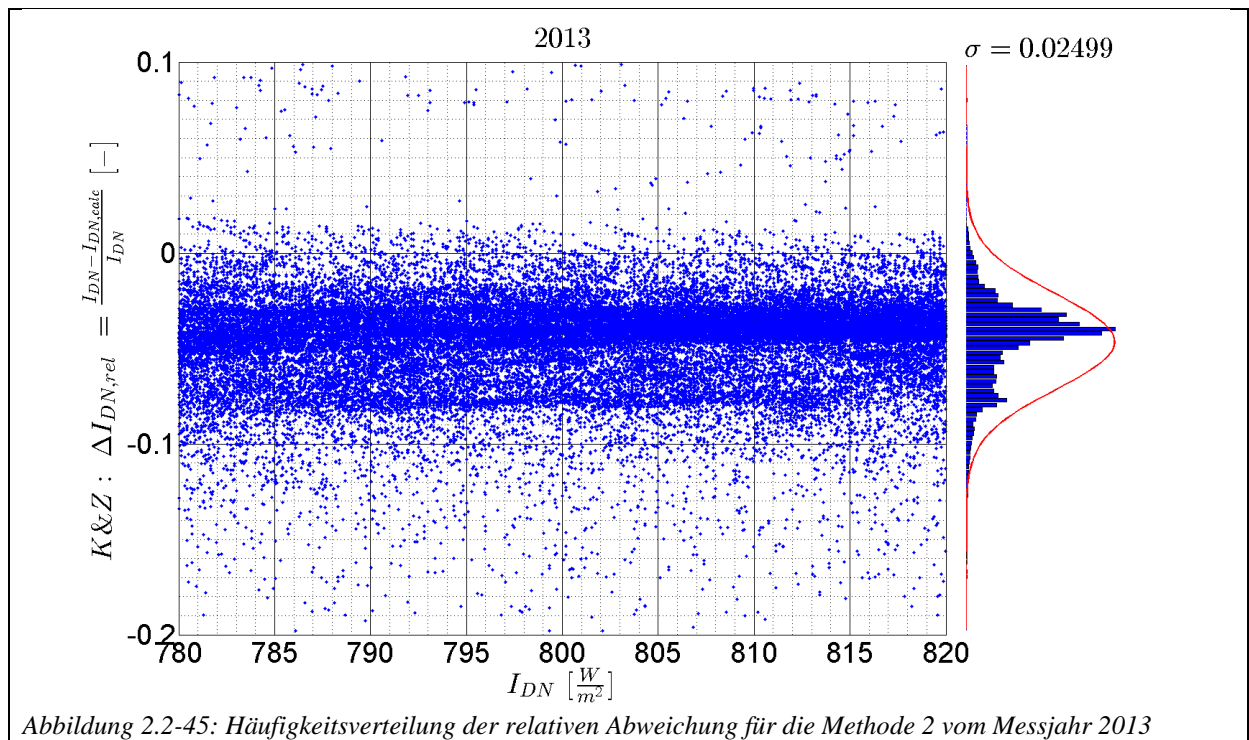
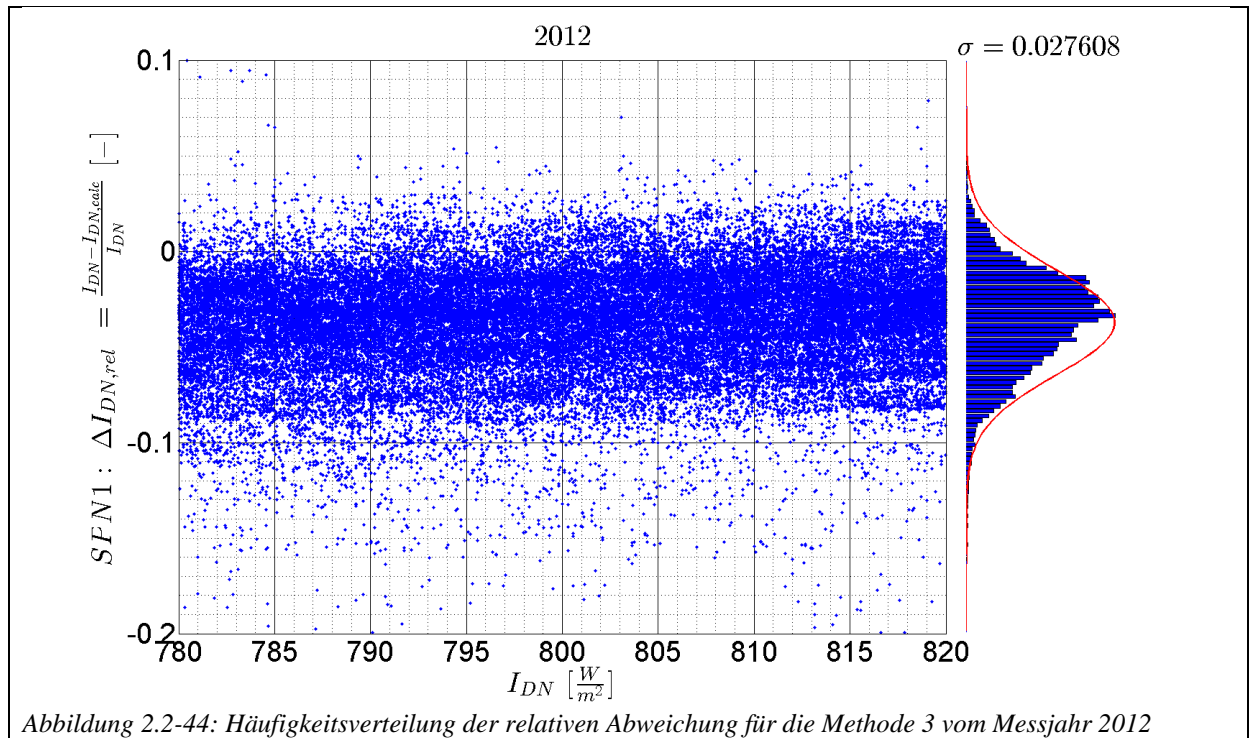


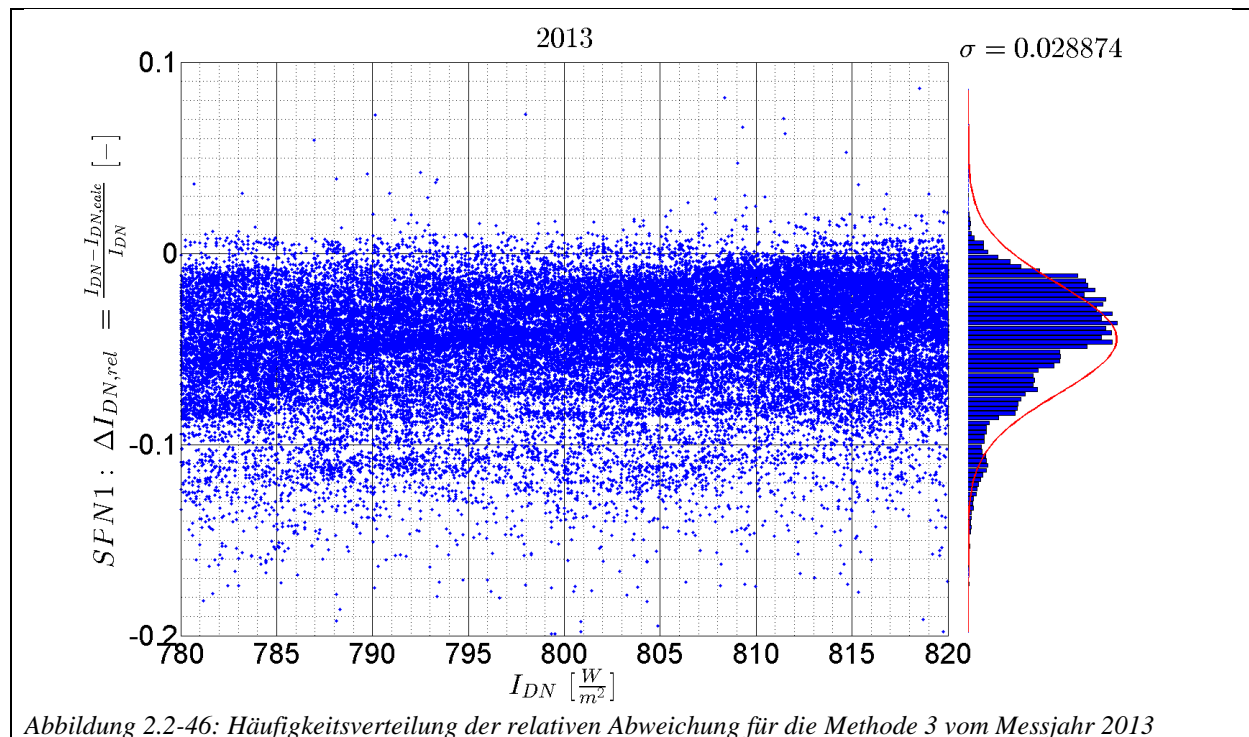
Aufgrund der grossen Anzahl von Messpunkten und der breiten Streuung der Messpunkte lassen sich aus den Grafiken in Abbildung 2.2-39 bis Abbildung 2.2-42 keine Aussagen über die Häufigkeitsverteilung der Messpunkte um die Regressionsgerade herum machen. In den

folgenden vier Abbildungen (Abbildung 2.2-43 bis Abbildung 2.2-46) sind deshalb beispielhaft für den Direktstrahlungsbereich von 780 bis 820 W/m² die Häufigkeitsverteilungen der berechneten Abweichungen ermittelt worden. Dies wurde für beide Methoden und für beide Messjahre gemacht.

In diesen Darstellungen lässt sich erkennen, dass die Häufigkeitsverteilung der Messpunkte um die Regressionsgerade herum bei Methode 2 etwas schmäler ist als bei Methode 3. Berechnet man die Varianz σ für alle Messpunkte, die jeweils in den Abbildung 2.2-43 bis Abbildung 2.2-46 enthalten sind, ergibt sich für Methode 2: 2.6% (2012) und 2.5% (2013) und für Methode 3 nur wenig höhere Werte von 2.8% (2012) und 2.9%(2013).







Im Anhang B.5 sind weitere Diagramme zu finden.

2.3 Systeme

Um die entscheidenden Anforderungen an CST-Prozesswärmekollektoren definieren zu können, ist es wichtig, komplette Feldanlagen mit CST-Technologie im Betrieb zu vermessen. Dazu gehört das Erstellen eines Konzeptes für das Monitoring, die Messwerterfassung, die Datenanalyse und die energetische Auswertung sowie die Darstellung der Ergebnisse. Der Schwerpunkt im Bereich „Systeme“ lag in der Auswertung der ersten Messdaten für die Parabolrinnenkollektor-Anlage des P&D-Projektes in Bever sowie in Saignelégier. Für die Anlage in Saignelégier wurden ebenfalls umfangreiche Auswertungen gestartet. Hier sind einige Arbeiten noch nicht abgeschlossen, da diese mit hohem Aufwand für die Zusammenstellung qualitativ ausreichender Daten betrieben werden. Die Auswertungen laufen, insbesondere da eine detaillierte Auswertung sowie der Vergleich mit der Anlage in Bever wichtige Erkenntnisse bringen können.

2.3.1 GRUNDLAGE FÜR DIE LEISTUNGSBERECHNUNG

Für die Effizienz-Bewertung der Prozesswärmeanlagen wurden im speziellen die Definitionen der verwendbaren Strahlung, welche in die Effizienz-Berechnung eingeht, erarbeitet resp. zusammengefasst. Ausgangspunkt ist die Beziehung für den Wirkungsgrad (siehe Gl. 2.3-1).

Wirkungsgrad

$$\eta = \frac{\dot{Q}}{G}$$

Gl. 2.3-1

Während sich die Wärmeleistung \dot{Q} einer Komponente (z.B. eines Kollektors oder eines Kollektorfeldes) eindeutig mit Gl. 2.3-2 aus den Messgrößen berechnen lässt ist bei der Strahlung G mehr Interpretationsspielraum offen, so dass hier klare Definitionen nötig sind (siehe Abschnitt „Einstrahlung“) und die Diskussion, welche Strahlungsart für welche Aussage verwendet wird.

Wärmeleistung

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{\text{out}} - T_{\text{in}})$$

Gl. 2.3-2

mit

\dot{m} : Massenstrom in $\frac{\text{kg}}{\text{s}}$

c_p : Wärmekapazität des Fluids in $\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$

T_{out} : Komponenten Austrittstemperatur in °C

T_{in} : Komponenten Eintrittstemperatur in °C

Einstrahlung

Die vom Kollektor zu Wärme umwandelbare Einstrahlung unterscheidet sich je nach Kollektortyp stark. Die verwendbare Strahlung beinhaltet bei allen Kollektoren meist einen grossen Teil der Direktstrahlung. Bei nachgeführten Systemen erzielt man durch die Nachführung meist kleinere Einstrahlungs-Einfallswinkel, wodurch die verwendbare Direktstrahlung verglichen mit fix ausgerichteten Systemen grösser wird. Während bei nachgeführten und hoch konzentrierenden Systemen die Diffusstrahlung fast komplett nicht verwendbar ist, wird bei üblichen Flach- und Röhrenkollektoren die Diffusstrahlung durchschnittlich und bei der Verwendung von CPC-Reflektoren teils überdurchschnittlich verwendet. Bei Wirkungsgrad-Werten von Kollektorfeld-Erträgen ist zudem je nach Tageszeit die Reihen-Eigen-Verschattung ein wichtiger Teil, der berücksichtigt werden sollte.

Für alle diese verschiedenen Strahlungsgrössen wurden die folgenden Namen definiert. Die Namen entstanden in Anlehnung an [1]. Dabei wichtigster Buchstabe ist das G für Bestrahlungsdichte in W/m^2 (Irradiance). Wenn es sich bei der Bestrahlung z.B. um Tages- oder Jahressummen handelt, wird H für G verwendet. Für die Unterscheidung der verschiedenen Bestrahlungsdichten werden wenn nötig die folgend aufgeführten Subskripte verwendet.

Für Strahlungsarten

- b: Direkt (beam)
- d: Diffus (diffuse)

Für Ausrichtungsarten

- n: Normal (normal)
- T: Auf geneigte Fläche (on tilted plane)

Ortbezogen

- o: Extraterrestrisch (Extraterrestrial)

Werden b oder d nicht genannt, ist Globalstrahlung (total radiation) gemeint.

Werden n oder T nicht geschrieben, wird die Strahlung auf horizontale Fläche gemeint. T gilt für geneigte Flächen, egal ob fix-ausgerichtet oder nachgeführt.

Weitere Subskripte:

- net: Die verwendbare Strahlung eines Kollektors, abzüglich dem IAM (einschliesslich Reihen-Endverlust, falls vorhanden), wird mit Subskript *net* gekennzeichnet.
- use: Die verwendbare Strahlung aller Kollektoren (vom Kollektorfeld), abzüglich der Reihen-Eigenverschattung und Verschattung umliegender Objekte, wird mit Subskript *use* gekennzeichnet.

Für die zu definierenden Strahlungsarten resultieren so folgend Kürzel.

G

Global- oder Totalstrahlung auf horizontale Ebene, z.B. Messgrösse vom SPN1 Strahlungs-Messgerät

G_d

Diffusstrahlung auf horizontale Ebene, z.B. Messgrösse vom SPN1 Strahlungs-Messgerät

G_T

Einfallende Globalstrahlung auf fix-ausgerichtete oder nachgeführte (Achsenausrichtung oder Kollektorausrichtung berücksichtigt, aber ohne Berücksichtigung kollektor- oder feldspezifische Einschränkungen wie IAM, Reihenverluste und Endverluste)

$G_{b,T}$

Einfallende Direktstrahlung auf nachgeführte oder fix-ausgerichtete (Achsenausrichtung oder Kollektorausrichtung berücksichtigt, aber ohne kollektor- oder feldspezifische Einschränkungen wie IAM, Reihenverluste und Endverluste)

$G_{b,n}$

Einfallende Direktstrahlung auf zweiachsig nachgeführte Ebene. Somit ein Spezialfall von $G_{b,T}$. Wird sonst auch mit DNI bezeichnet.

$G_{T,net}$

Globalstrahlung (Direkt- und Diffusstrahlung) auf geneigte Fläche abzüglich Kollektorabhängige optische Verluste (IAM und Reihen-End-Verlusten). Anmerkung: Die Reihenendverluste werden für konzentrierende Kollektoren bei Messungen oftmals mit dem IAM zusammengefasst und auch anschliessend teils nicht weiter differenziert. Deswegen sind sie in unserer Nomenklatur auch gemeinsam mit dem IAM zu „net“ zusammengefasst. Strenggenommen sind sie aber nicht nur kollektorspezifisch, sondern auch abhängig von der Feldgeometrie.

$G_{T,net,use}$

$G_{T,net}$ abzüglich Kollektor-Feld-Abhängige optische Verluste (Reihen-Eigen-Verschattung).

$G_{b,T,net,use}$

Direktstrahlung auf geneigte Fläche abzüglich IAM-Korrektur und Reihenendverluste („net“) sowie den kollektorfeldabhängigen Einbussen zu Wärme umwandelbaren Strahlung (Reihen-Eigen-Verschattung).

Für die Auswertung der Effizienz η für die Parabolrinnen-Kollektorfelder oder Einzelkollektoren (sofern Ein- und Austrittstemperaturen und der Volumenstrom in einem Einzelkollektor bekannt sind) werden demnach $G_{b,T,net,use}$ oder $G_{b,T,net}$ verwendet. Es ist die Strahlung die vom Kollektorfeld oder vom Einzelkollektor für die Wärmeproduktion verwendet werden kann.

Die Beziehung für Kollektor-Effizienz von Flach- oder Röhren-Kollektoren lautet:

$$\eta_{\text{field}} = \frac{\dot{Q}_{\text{field}}}{G_{T,net} \cdot A_{\text{field}}}$$

Gl. 2.3-3

Für Parabolrinnen oder allgemein für stark konzentrierende Kollektoren wird nur der Direktstrahlungsanteil ausgewertet: $G_{T,net} = G_{b,T,net}$. Deshalb lässt sich Gl. 2.3-3 entsprechend umschreiben.

$$\eta_{\text{field}} = \frac{\dot{Q}_{\text{field}}}{G_{\text{T,net}} \cdot A_{\text{field}}} = \frac{\dot{Q}_{\text{field}}}{G_{\text{bT,net}} \cdot A_{\text{field}}}$$

Gl. 2.3-4

Kollektor-Feld-Effizienz von Anlagen mit Flach- oder Röhren-Kollektoren:

$$\eta_{\text{field}} = \frac{\dot{Q}_{\text{field}}}{G_{\text{T,net,use}} \cdot A_{\text{field}}}$$

Gl. 2.3-5

Die Kollektor-Feld-Effizienz von Parabolrinnen-Anlagen lässt sich gleich berechnen wie Gl. 2.3 5. Aber auch hier wie bei Gl. 2.3-4, da $G_{\text{d,T,net,use}}$ vernachlässigbar ist bei hohen Konzentrationsfaktoren, gelten für Felder mit hochkonzentrierende Kollektoren folgende Beziehung.

$$\eta_{\text{field}} = \frac{\dot{Q}_{\text{field}}}{G_{\text{T,net,use}} \cdot A_{\text{field}}} = \frac{\dot{Q}_{\text{field}}}{G_{\text{bT,net,use}} \cdot A_{\text{field}}}$$

Gl. 2.3-6

Der Vergleich der gemessenen Leistungen und Effizienzwerte der Anlagen mit diesen Definitionen sollten am ehesten die Kennwerte der Prüfberichte bestätigen. Somit kann also anhand von Felddaten geprüft werden, inwiefern die Kollektorleistung oder die Kollektorfeldleistung an die zu erwartenden Werte heranreicht. In Gl. 2.3-6 wird explizit die Grösse $G_{\text{b,T,net,use}}$ (b im Subskript) angegeben. Dies wird zur besseren Lesbarkeit gemacht. Mit dem Kürzel ist direkt ersichtlich, dass bei dieser Bestimmung des Wirkungsgrades ausschliesslich die Direktstrahlung einfließt.

Ein weiterer interessanter Kennwert ist der spezifische Kollektorfeldertrag. Es ist die Grösse, die den Kollektorfeldertrag bezogen auf die verwendete Brutto-Installations-Fläche beschreibt (z.B. verwendete Fläche auf Dach oder Grundstück inklusive Servicegänge oder nötige Reihenabstände). Dieser lässt sich bei allen Anlagen gleich berechnen und dient zur Kollektortyp-Auswahl hinsichtlich ökonomischer Entscheidungshilfen z.B. für den Vergleich von Erträgen von Anlagen mit verschiedenen Kollektortypen und an verschiedenen Standorten. Dieser lässt sich wie folgt berechnen.

$$q_{\text{field}} = \frac{Q_{\text{field}}}{A_{\text{field}}}$$

Gl. 2.3-7

Es ist ersichtlich, dass eine verwendbare Strahlung G resp. eine verwendbare Bestrahlungssumme H , die je nach Kollektortyp auch am gleichen Standort unterschiedlich gross ist, in diese Beziehung nicht eingeht. Jedoch ist enthalten was schlussendlich entscheidend ist, wie viel Wärme die Anlage auf der verbauten Fläche liefert.

2.3.1.1 Direktstrahlungsberechnung

Für die Auswertung der Effizienz des Kollektors (bzw. des Kollektorfeldes) wird von den Betreibern beider Anlagen jeweils eine automatisierte Umrechnung der gemessenen Direktstrahlung in der Horizontalen (Differenz zwischen Global- und Diffusstrahlung) in die Direktstrahlung auf die einachsige nachgeführten Kollektorebenen durchgeführt. Hierfür ist neben den Koordinaten des Standortes der richtige Zeitstempel für die Datenreihen

notwendig. Am SPF wurden die von den Betreibern durchgeführten Berechnungen überprüft. Dazu wurden einerseits Umrechnungsformeln nach Duffie [1] in einem Tabellenkalkulationsprogramm sowie in der Software EES implementiert und andererseits eine Simulation der Direktstrahlung mit dem Radiation Processor in der Simulationsumgebung TRNSYS durchgeführt. Die Ergebnisse sind im Anhang C.1 aufgeführt und ausführlich diskutiert. Insgesamt wurde festgestellt, dass die Berechnung der Direktstrahlung durch den Betreiber und die Berechnung des SPF qualitativ gut übereinstimmen und somit der Anlagenbetrieb mit der vom Betreiber berechneten Direktstrahlung (die für die Regelung verwendet wird), nicht beeinträchtigt ist. Für die spätere Analyse von Kollektorwirkungsgraden wird die möglichst exakte Bestimmung der Direktstrahlung wichtig sein. Dort kommen aber dann auch noch thermische Kapazitätseffekte und (je nach Sonnenstand) die Reihenverschattung hinzu.

Es konnte auch eine gute Übereinstimmung zwischen der Berechnung des SPF und den Ergebnissen der TRNSYS-Simulation beobachtet werden. Auch für schwankende Strahlungsbedingungen ist die relative Abweichung zwischen der SPF-Berechnung direkt über Umrechnungsformeln und der Simulation anhand des Radiation Processors nahezu identisch.

Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen wird das SPF in der Lage sein, für einen beliebigen Standort und eine beliebig ausgerichtete einachsig nachgeführte Fläche die einfallende Direktstrahlung aus Werten für die Horizontale zu berechnen. Dies kann in weiteren Anlagenbewertungen (z.B. für neue, geplante Anlagen) nutzbar gemacht werden. Ausserdem ist (ausgehend von den Ergebnissen der Umrechnung anhand geometrischer Formeln) nun auch der Radiation Processor weitgehend „validiert“ und kann somit künftig für TRNSYS Simulationen eingesetzt werden.

2.3.1.2 Berücksichtigte Einflussfaktoren

Für den Vergleich der Tages-Kollektorfeld-Wirkungsgrade von Bever und Saignelégier wurde der Incidence Angle Modifier IAM, die Reihen-Endverluste und die Beziehungen für Reihen-Eigen-Verschattung aus der Literatur verwendet.

Bei den Ertragsrechnungen resp. Berechnung der vom Kollektor verwendbarer Strahlung, wurde für den IAM die auf dem Produkt-Datenblatt von NEP angegebene Charakteristik verwendet. Bei den Parabolrinnenanlagen kann anders als bei fix ausgerichteten Kollektoren ausschliesslich mit dem longitudinalen IAM gerechnet werden. Dies, da die Parabolrinne einachsig nachgeführt wird und deshalb die Projektion des Sonnenstrahls auf die Aperturbene immer entlang des Receivers (longitudinal) zu liegen kommt.

Für die Reihen-Eigen-Verschattung wurde eine Beziehung aus dem Buch Regenerative Energiesysteme [8] verwendet, welche auch für fix ausgerichtet Flach- oder Röhrenkollektoren-Felder verwendet werden kann.

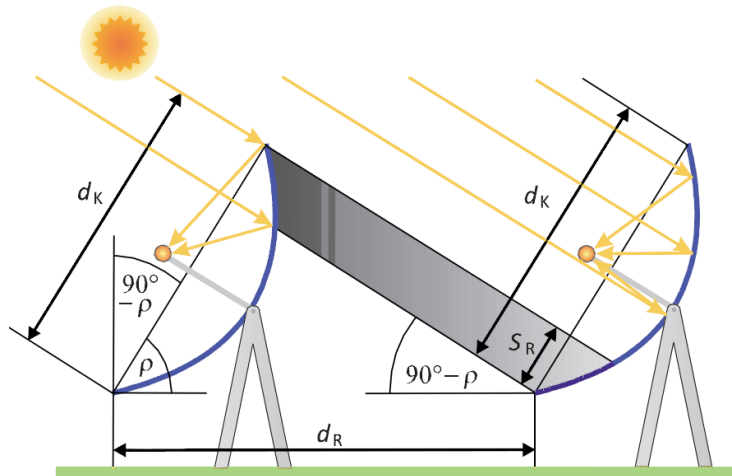


Abbildung 2.3-1: Gegenseitige Verschattung im Beispiel an Parabolrinnenkollektoren, Bild aus Quaschnig [8]

$$K_{RV} = 1 - \max\left(0; \frac{m-1}{m} \frac{S_R}{d_K}\right) = 1 - \max\left(0; \frac{m-1}{m} \frac{d_K - d_R \cdot \cos(\rho)}{d_K}\right)$$

Gl. 2.3-8

Folgend konnte so ein Beispiel für die Minderung der verfügbaren Strahlung aufgrund Reihen-Eigen-Verschattung gemacht werden. Wie aus Gl. 2.3-8 hervorgeht, tritt Reihen-Eigen-Verschattung bei tiefen Sonnenständen und grossen Nachführwinkeln auf.

Für die Anlage in Bever, mit 4 Parabolrinnenreihen (mit 2 Zwischenabständen von 2.45 m und einem Servicegang von 3.42 m) und der Rinnen-Nachführachsen-Ausrichtung von 18.8 ° abweichend im Uhrzeigersinn von der Nord-Süd-Achse, wird z.B. mittels den Messdaten vom 7. Januar 2013 (ein klarer Wintertag mit der Jahreszeit entsprechendem tiefem Sonnenstand) und dem Einsatz der Gleichung Gl. 2.3-8 der Einfluss der Verschattung ersichtlich.

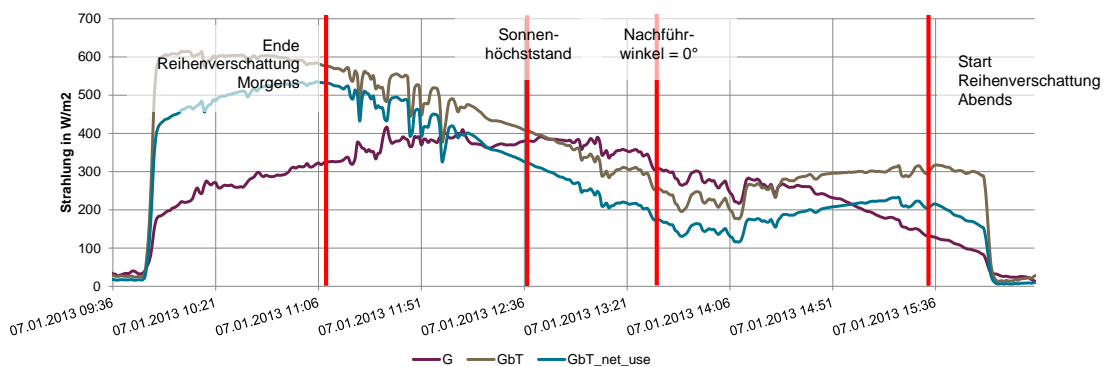


Abbildung 2.3-2: Direktstrahlung auf nachgeführte Fläche mit und ohne Reihenverschattung

Gerade morgens nach Aufgehen der Sonne macht vor allem die Reihenverschattung die Minderung der effektiven Strahlung von ca. 600 W/m² auf ca. 450 W/m² aus. Der Unterschied während der Mittagszeit geht zu über 95% auf den IAM-Wert zurück, der sich mit dem durchschnittlichen Einfallswinkel von gegen 70° berechnen lässt.

Für die Reihenendverluste wurden die Werte nach Quaschnig [8] verwendet. Die Gleichung lautet:

$$\kappa(\Theta) = 1 - \frac{f}{l} \cdot \tan \Theta$$

Gl. 2.3-9

- f : Brennweite in mm
- l : Rinnenlänge in mm
- Θ : Einfallswinkel des Sonnenstrahls auf den Kollektor in Grad (Bei normalen / senkrechten Sonneneinstrahlung auf den Kollektor ist $\Theta = 0^\circ$ und es resultieren keine Endverluste, Endverlustfaktor ist gleich 0)
- $1 - \kappa$: Endeffekt (1: keine Verluste durch Endeffekte, 0.95: 5% des möglichen Ertrages Verluste durch Endeffekte)

Für die Grösse der Endverluste ist die Rinnenlänge der entscheidendste Parameter. Er ist rein geometrisch beschreibbar und nicht abhängig von Spiegeloberfläche oder anderen materialbezogenen Eigenschaften. Einen weiteren (wobei kleineren) Einfluss hat die Brennweite. Bei grösseren Brennweiten nimmt das Abfallen der Endverluste mit steigender Rinnenlänge weniger stark ab. Detaillierte Analysen der Reihenendverluste sind im Anhang C.2 aufgeführt.

2.3.2 EINFLUSS AUF DIE GENAUIGKEIT DER LEISTUNGSBERECHNUNG

Die Genauigkeit der Leistungsberechnung der Anlagen hängt von den Messgrössen und deren Messunsicherheiten und die daraus abgeleiteten Grössen ab. Im Folgenden werden auf diese Grössen eingegangen und diese diskutiert.

2.3.2.1 Messgrössen und Messunsicherheiten

Die Eigenschaften der Messgrössen (Temperatur und Volumenstrom) und der relative Unterschied zu einander haben einen signifikanten Einfluss auf die Genauigkeit der Leistungsberechnungen. Jede gemessene Messgrösse ist fehlerbehaftet und trägt zur Fehlerbehaftung des Endergebnisses bei.

Temperaturmessung

Die Genauigkeit eines Temperaturmesssignals ist von verschiedenen Einflüssen abhängig. Von der Güte des Temperatursensors oder allgemeiner des Messsensors, von der Messsignal-Datenübertragung zum Messwerterfassungssystem (AD-Wandler oder Zähler/Counter) und schliesslich auch noch von Auflösung der Digitalisierung des Analogensignales. Bei der Aufzeichnung entscheidet schlussendlich auch noch der Datentyp oder die signifikanten Dezimalstellen der in eine Datenbank abgelegten Messgrösse mit darüber, wie genau die Werte später ausgewertet werden können. Für die Bestimmung der Messungenauigkeit bei der Auswertung der Anlagen-Messdaten im Rahmen dieses Projektes wurden alle diese Informationen – soweit verfügbar – einbezogen.

Die Temperaturunsicherheit wird wie folgt angegeben:

$$\Delta T = k_{0,T} + k_{1,T} \cdot |T_M| \quad \text{Gl. 2.3-10}$$

$$T_{M'} = T_M \pm \Delta T \quad \text{Gl. 2.3-11}$$

T_M : Messwert für Temperatur in °C

$T_{M'}$: Messwert für Temperatur inkl. Unsicherheit in °C

ΔT : Unsicherheit des Messwertes der Temperatur in K

$k_{0,T}$: Unsicherheits Koeffizient 1

$k_{1,T}$: Unsicherheits Koeffizient 2

Im Folgenden werden die Messunsicherheiten am Beispiel Bever gezeigt. Gemäss Angaben der Anlagenbetreiber handelt es sich bei den in der Anlage eingesetzten Temperaturfühlern um nicht kalibrierte PT100 Fühler. Das heisst, die Fühler haben die folgende fühlereigenschaftenabhängige Genauigkeit:

Unsicherheits-Koeffizienten für Fühlerklasse B:

$$k_{0,T} = 0.3 \text{ °C} \quad k_{1,T} = 0.005$$

Daraus resultiert für unkalibrierte T-Sensoren eine Unsicherheit von ca. 0.8 K bei 100 °C und 1.3 K bei 200 °C. Die genauen Spezifikationen aller eingesetzten Bauteile sind am SPF

dokumentiert. Werden alle Faktoren der Temperaturmessung, wie A/D Wandler, Kabel, Messgerätrauschen und Messgerätrundung in die Fehlerrechnung einbezogen, ändern die Unsicherheits-Koeffizienten der Temperaturmessung wie folgt:

(PT100B, 4 Leiter, 12 Bit, 0.1 K)

$$k_{0,T} = 0.4016 \text{ }^{\circ}\text{C} \qquad k_{1,T} = 0.0051$$

Somit resultiert (für unkalibrierte T-Sensoren) eine Unsicherheit von ca. 0.9 K bei 100 °C und 1.4 K bei 200 °C. Für die Messung bzw. Berechnung der thermischen Leistung einerseits und von Rohrleitungsverlusten andererseits werden zwei Temperaturmessstellen ausgewertet. Die Fehlertoleranz der Leistungsmessung bei einer Mitteltemperatur von 160 °C und einer Temperaturdifferenz von 20 K beträgt dann bereits $\pm 12\%$. Sollte z.B. ein thermischer Energieverlust durch eine Rohrauskühlung bestimmt werden, ist das ΔT viel kleiner und somit wird auch die Fehlertoleranz grösser. In Abbildung Anhang C.3-1 wird die Fehlertoleranz in Abhängigkeit der Mitteltemperatur und der Temperaturdifferenz gezeigt.

Eine Möglichkeit eine höhere Genauigkeit bei einer Temperaturmessung zu erreichen, besteht darin, die Fühler zu kalibrieren. Dazu wird ein Temperaturkalibrator benötigt. In diesen werden die zu kalibrierenden Fühler eingesteckt und es wird ein vor-definiertes Temperaturprogramm mit verschiedenen Temperaturstufen gefahren. Anhand der geloggten Messdaten der Fühler wird die Abweichung zu den Sollwerten des Kalibrators ersichtlich. Anschliessend kann die Abweichung mit Korrekturwerten beseitigt werden. Durch die Kalibration der Fühler entfällt der Einfluss der Fühlergenauigkeitsklasse.

Mit kalibrierten Temperaturfühlern entsteht folgende Formel für die Temperaturmessung (für PT100B, 4 Leiter, 12 Bit, 0.1 K, kalibriert)

$$k_{0,T} = 0.1016 \text{ }^{\circ}\text{C} \qquad k_{1,T} = 0.0001$$

In Abbildung Anhang C.3-2 wird gezeigt wie sich die Fehlertoleranz in Abhängigkeit der Mitteltemperatur und der Temperaturdifferenz für einen kalibrierten T-Sensor verhält. Durch die Kalibration der Fühler kann die Fehlertoleranz um den Faktor 7 bis 9 reduziert werden. Besonders bei kleinen Temperaturdifferenzen und hohen Mitteltemperaturen macht sich die Kalibration stark bemerkbar.

Des Weiteren wurden auch Temperaturfühler Klasse B mit einem Temperaturfühler einer höheren Genauigkeitsklasse der Fehlerklasse A verglichen (siehe Anhang Abschnitt C.3 und Abbildung Anhang C.3-3). Anstatt teure Temperaturfühler einer höheren Genauigkeitsklasse einzusetzen, wird empfohlen, vor der Installation des Messequipments alle Temperaturfühler (z.B. vom SPF oder im Betrieb selbst, wenn möglich) kalibrieren zu lassen. So wird die Abweichung des Temperaturfühlers eliminiert und die Genauigkeit der Temperaturmessung steigt signifikant. Benötigt wird dazu ein Temperaturkalibrator. Mit kalibrierten Fühlern lassen sich Kollektorfeldleistungen mit einer Fehlertoleranz von weniger als 3 % berechnen.

Volumenstrommessung

Eine weitere zentrale Grösse für die Leistungsberechnung ist die Volumenstrommessung. Bei dem Messgerät in Bever ist die Genauigkeit mit folgender Formel wie folgt in dessen Datenblatt angegeben.

V_M : Messwert für Volumenstrom in l/h

$V_{M'}$: Messwert für Volumenstrom inkl. Unsicherheit in l/h

ΔV : Unsicherheit des Messwertes des Volumenstroms in l/h

$k_{0,V}$: Unsicherheits Koeffizient 1

$$\Delta \dot{V} = k_{1,V} \cdot \dot{V}_M$$

Gl. 2.3-12

$$\dot{V}_{M'} = \dot{V}_M \pm \Delta \dot{V}$$

Gl. 2.3-13

Und der Koeffizient mit

$$k_{1,V} = 0.005$$

In Bever hat die Volumenstrommessung demnach eine Genauigkeit von 5 Promille.

2.3.2.2 Abgeleitete Grössen aus Messgrössen

Für die Leistungsberechnung ist für Dichte und Wärmekapazität von Wärmeträgermedien die Temperaturabhängigkeit am wichtigsten. Die Abhängigkeiten sind auch meistens in Datenblätter von Wärmeträgermedien vorzufinden. Es handelt sich dabei meist um Diagramme oder Tabellen und eher selten direkt um Funktionen mit Koeffizienten. Dies war auch bei dem Wasser/Glykol-Gemisch und Thermoöl verwendet bei der Anlage in Saignelégier und Bever der Fall. Aufgrund des Einflusses der Funktionen in der Fehlerrechnung, wurde entschieden die Grössen mit linearen Funktionen zu beschreiben. Es hat sich rausgestellt, dass mittels Beschreibung durch lineare Funktionen sich die beste Genauigkeit der Leistungsberechnung ergibt, verglichen mit Beschreibungen durch Polynom 2ten oder 3ten Grades (Vgl. Abschnitt Fehlerrechnung).

In diesem Abschnitt werden die Einflussfaktoren die Wärmeträger Dichte und Wärmekapazität beschrieben.

Dichte des Wärmeträgermediums

Funktion und Koeffizienten für die Dichte von Wärmeträgermedien Koeffizienten $k_{\rho,n}$ wurden gemäss den Angaben in deren Datenblättern durch Diagramme und Tabellen nach der Methode der kleinsten Quadrate angepasst.

Die Funktion für die Dichte:

$$\rho(T) = k_{\rho,0} + k_{\rho,1} \cdot T$$

Gl. 2.3-14

Anlage	Wärmeträger-medium	$k_{\rho,0}$ in kg/m³	$k_{\rho,1}$ (ohne Einheit)
Bever	Thermoöl, Fragoltherm	843.2515	-0.6696
Saignelégier	Glykol/Wasser 30%Affolter L	1038.0476	-0.5243

Tabelle 2.3-1 Die Werte für die Dichte-Koeffizienten in Bever und Saignelégier

Funktion und Koeffizienten für die Wärmekapazität von Wärmeträgermedium
Koeffizienten $k_{cp,n}$ wurden gemäss den Angaben in deren Datenblättern durch Diagramme und Tabellen nach der Methode der kleinsten Quadrate angepasst.

Wärmekapazität

Die Funktion für die Wärmekapazität:

$$cp(T_1, T_2) = k_{cp,0} + k_{cp,1} \cdot \frac{T_1 + T_2}{2}$$

Gl. 2.3-15

Anlage	Wärmeträger-medium	$k_{cp,0}$ in kJ/kg/K	$k_{cp,1}$ (ohne Einheit)
Bever	Thermoöl, Fragoltherm	2007.1212	3.5640
Saignelégier	Glykol/Wasser 30%Affolter L	3863.8095	2.5571

Tabelle 2.3-2 Die Werte für die cp-Koeffizienten in Bever und Saignelégier

2.3.2.3 Fehlerrechnung der Leistungsberechnung

In diesem Abschnitt wird der Vorgang zur Bestimmung des Fehlers respektive der Genauigkeit der Leistungsberechnung beschrieben.

Durch einsetzen von Volumenstrom und Dichte anstelle des Massenstrom und einsetzen von T_{out} und T_{in} anstelle von dT schreibt sich die Leistungsgleichung Gl. 2.3-2 im Abschnitt 2.3.1 wie folgt:

$$\dot{Q} = \dot{V} \cdot \rho(T_V) \cdot c_p(T_{out}, T_{in}) \cdot (T_{out} - T_{in})$$

Gl. 2.3-16

T_p : Temperatur beim Volumenstrommessgerät in °C

T_{out} : Austrittstemperatur an betrachteter Komponente in °C

T_{in} : Eintrittstemperatur an betrachteter Komponente in °C

V : Volumenstrom in l/h

Die spezifische Wärmekapazität wird mit der Mitteltemperatur von T_{out} (T_1) und T_{in} (T_2) berechnet. Für die Bestimmung des Massenstroms aus dem Volumenstromsignal und der (temperaturabhängigen) Dichte wird jeweils ein Temperaturfühler in der Nähe des Volumenstrommessers verwendet T_{rho} (T_3).

Die Fehlerberechnung für die Bestimmung der thermischen Leistung wurde nach dem linearen Fehlerfortpflanzungsgesetz berechnet (siehe Gl. Anhang C.3-1). Die partielle

Ableitung für die Fehlerrechnung wurde mit dem Programm Maple durchgeführt und in Anhang C.3.1 erläutert. Die Formeln für die Fehlerrechnung wurden anschliessend in die Excel-Masterbooks der Messdaten integriert, um für jeden Zeitschritt die Genauigkeit der momentanen Leistungsmessung zu erhalten (siehe *Abbildung Anhang C.3-4*). Eine entsprechende Abschätzung der Messungenauigkeit wurde für die im weiteren Bericht vorgestellten aufsummierten Tages-Solarerträge des Kollektorfeldes durchgeführt.

2.3.3 ANLAGE IN BEVER

2.3.3.1 Anlagenbeschreibung

In Bever wurden Parabolrinnenkollektoren der Firma NEP Solar eingesetzt, und zwar das Modell PolyTrough1200 mit einer Aperturweite von ca. 1.2 m und einem Feld mit 115.2 m² Aperturfläche bestehend aus 4 Kollektoren mit je 25m Länge und je 28.8m² Aperturfläche. Hydraulisch sind diese vier Kollektoren zu zwei parallelen Strängen zu je zwei Kollektoren verschaltet. Die thermische Nennleistung des Kollektorfeldes wurde mit 65 kW_{th} beziffert. Die Anlage befindet sich auf 1700 m über dem Meeresspiegel und die Kollektorachsen sind in Nord-Süd ausgerichtet (18.8° Abweichung nach Osten). In Bever wird das Thermoöl im Kollektorkreis auf eine Austrittstemperatur von etwa 190°C geregelt, um mit dem erhitzten Thermoöl Dampf zu erzeugen und in das vorhandene Dampfnetz einzuspeisen. Die Anlage, die Integration und der Standort werden detaillierter im P&D Jahresbericht [9], Otti-Beitrag [10] und im ISES-Beitrag [11] beschrieben.

2.3.3.2 Messdatenerfassung

Für Bever liegen dem SPF auswertbare Messdaten in hoher Qualität (Minutenauflösung, nur wenig Datenlücken) beginnend mit Juli 2012 vor. Eine Person vom ewz liefert die gewünschte Auswahl der Messdaten auf Anfrage an das SPF.

Das Datenerfassungssystem besteht aus folgenden Komponenten:

Komponenten	Bezeichnung
Steuerung/Leitsystem Solar-Anlage (S1)	HSX-Steuerung
Steuerung/Leitsystem Energiesystem Lesa (S2)	ProMoS (Ähnlich zu SaiaVisiPlus von Saia Burgess)
Kommunikation zwischen S1 und S2	ModBus
Ausleseapplikation1 für Solar-Anlagen-Eigentümer	P Chart von Messdaten von S2
Ausleseapplikation2 für Solar-Anlagen-Eigentümer	ASCII-Exporter für Messdaten von S1
Speicherbare Templates für Konfiguration der auszulesenden Messgrössen bei Ausleseapplikation1	verfügbar
Speicherbare Templates für Konfiguration der auszulesenden Messgrössen bei Ausleseapplikation2	nicht verfügbar
Standard Ausleseapplikation	Ausleseapplikation1
Standard Ausleseintervall	Manuel (üblich alle drei monatlich oder länger)

Vorteil Ausleseapplikation2	Messwerte können als Rohwerte exportiert werden und werden nicht nach einem Algorithmus gemittelt (die Mittelung ist bei den SPF-Anwendungen nachteilig bei Durchflussgrößen und für die Leistungsberechnung)
-----------------------------	---

Tabelle 2.3-3: Aufbau der Messdatenerfassung in Bever

Die HSX-Steuerung von NEP, die unter anderem auch aus der gemessenen Direktstrahlung in der horizontalen Ebene die von der Parabolrinne verwendbare Strahlung berechnet (G_{bT}), hat eine System-Zeit, die mit einem Zeit-Server aktuell gehalten wird. Auch ProMoS verwendet ein Zeit-Server, der die Zeit über das Internet aktuell hält. In dem Messdaten-Export wird die Zeit vom ProMoS System mit abgespeichert. Weiterführende Untersuchungen am SPF haben gezeigt, dass es sehr wichtig ist, dass diese Zeit stets sehr genau ist, wenn man später mit G , G_d , Koordinaten und Zeit mit einem Algorithmus G_{bT} berechnen will.

Bei der Aufbereitung der Daten am SPF wurde festgestellt, dass es beispielsweise für den Kollektordurchfluss notwendig war, nicht linearisierte Messdaten für die Datenanalyse zu haben, da die Messdatenerfassung bei Überschreitung einer definierten Änderung eines Wertes einen neuen Wert aufgezeichnet und ausserdem der Export mit von Minutenwerten mit P-Chart immer mit einer Linearisierung zwischen den aufgezeichneten und in der Datenbank abgelegten Messwerten erfolgt. Beim Durchfluss entsteht dadurch z.B. morgens beim Starten des Kollektorkreis-Betriebs, wenn der letzte Wert (Durchfluss = 0) lange vor dem ersten von Null abweichenden Wert abgelegt wurde, eine Rampe, welche die abgeleiteten berechneten Größen deutlich verfälscht. Dazu hat ewz den Kollektordurchfluss jeweils mit dem ASCII-Exporter exportiert im Rohdatenformat (d.h. ausschliesslich für diejenigen Zeitpunkte, wo die Messgrösse aufgezeichnet wurde, besteht ein Eintrag in der Export Datei). Am SPF musste dann ein Datenkonverter erstellt werden, der es ermöglicht, die Messwerte in einem kontinuierlichen Minutenformat passend zu den übrigen Datentupeln zu ergänzen. Die Minuten ohne Messwerte werden mit dem vorgängigen Messwert aufgefüllt. Der Python-Konverter kann auch mehrere ASCII-Exporter Export-Dateien nach diesem System zusammenfügen. Aus mehreren Dateien mit Paaren von Zeit und Messwerte entsteht dann eine einzige Datei mit der Zeit in erster Spalte und mit den Messwerten der vielen Dateien in folgenden Spalten.

2.3.3.3 Wetterdaten

Für die spätere Auswertung der Erträge ist zentral, inwiefern die gemessenen Wetterdaten mit den in der Planungsphase verwendeten synthetischen Klimadaten übereinstimmen, d.h. ob z.B. die gemessene Direktstrahlung über oder unter den langjährigen statistischen Mittelwerten liegt. Dazu wurden sowohl Meteoronorm-Strahlungsdaten wie auch gemessene Daten (vom 01.10.2012 bis 31.09.2013) ausgewertet und verglichen, siehe Abbildung 2.3-3. Dabei wurde ersichtlich, dass der Verlauf der gemessenen kumulierten Globalstrahlung (horizontal) sehr gut mit dem Verlauf der Kumulation mit Meteoronorm-Daten übereinstimmt (H bzw. H_{MN}), wobei die gemessene Strahlungssumme für das gesamte Jahr geringfügig niedriger ist. Die gemessene Diffusstrahlung ist in der Jahressumme etwa 10 % höher, d.h. die gemessene Direktstrahlung war der Jahressumme letztlich etwa 9 % unter den Erwartungen aufgrund der statistischen Klimadaten. Zur Illustration ist auch noch die statistische Jahressumme der Direct Normal Irradiation (hier $H_{bn,MN}$) dargestellt (ein vergleichsweise hoher Wert $>1800 \text{ kWh/m}^2\text{a}$) sowie die aus den Messdaten berechnete Direktstrahlung auf die einachsige nachgeführte Aperturfläche des Kollektorfeldes in Bever,

wobei der IAM, Reihenendverluste und Reihenverschattung verringert eingerechnet wurden.

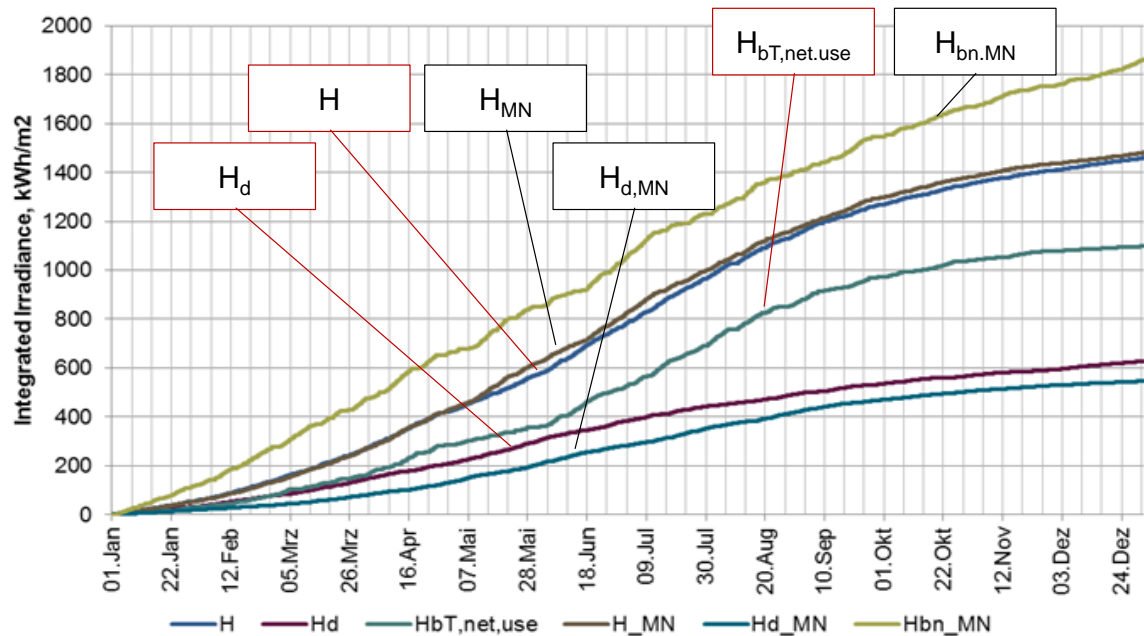


Abbildung 2.3-3: Vergleich der kumulierten Einstrahlung in Bever über ein Jahr. Der Index „MN“ verweist jeweils auf Meteoronorm-Daten. Der Index „bn“ steht für beam normal (d.h. H_{bn} entspricht dem sonst geläufigen Kürzel DNI), der Index „bT,net,use“ beschreibt die Betrachtung der einachsigt nachgeführten Aperturfläche des Kollektorfeldes in Bever, wobei der IAM, Reihenendverluste und Reihenverschattung eingerechnet wurden.

2.3.3.4 Betriebsbedingungen und Ereignisse/Störungen im Betrieb

Es wurden in Bever Tagessummen von H_{bT} bis zu $11 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{day}$ gemessen (vgl. z.B. Abbildung 2.3-6). Die gemessenen Umgebungstemperaturen betragen im Winter bis zu etwa -20°C und im Sommer bis zu etwa $+30^\circ\text{C}$. Die bislang maximale gemessene Windgeschwindigkeit lag bei 8.2 m/s (und somit deutlich unterhalb der Schwelle, bei welcher der Kollektor in die Schutzstellung gebracht wird).

Um zu überprüfen, ob die beiden Stränge (je zwei der insgesamt vier Kollektoren sind in Reihe geschaltet) gleichmässig durchströmt werden, wurden zusätzlich die Kollektoraustrittstemperaturen der vier Kollektoren (gemessen direkt am Fluidaustritt des Absorberrohres) betrachtet. Abbildung 2.3-4 zeigt Messdaten vom 04. März 2013, einem wolkenfreien Tag mit gleichmässigem Strahlungsverlauf. Die Schwankungen der Eintrittstemperatur resultieren aus dem Dampfbezugsprofil des Dampferzeugers. Kollektor 1 (Sensor MT506) und Kollektor 4 (Sensor MT504) sind seriell verschaltet sowie parallel dazu die Kollektoren 2 und 3 (Sensoren MT507 und MT503).

Die Messdaten zeigen, dass erwartungsgemäss je etwa die Hälfte des Temperaturhubes auf die beiden in Serie geschalteten Kollektoren entfällt (vgl. dazu beide grünen bzw., beide roten Kurven). Der Strang mit den seriell verschalteten Kollektoren 1 und 4 (rote Kurven) liegt mit beiden Kollektoraustrittstemperaturen leicht unterhalb des zweiten Stranges. Der Leitungsabschnitt zwischen Kollektor 1 und 4 ist allerdings auch länger als die Verbindung zwischen Kollektor 2 (Austritt) und Kollektor 3 (Eintritt). Die Unterschiede in den Temperaturen sind nicht eindeutig systematisch und liegen im Bereich der Messungenauigkeiten der (nicht kalibrierten) Sensoren, insofern kann aus dieser Betrachtung lediglich geschlossen werden, dass beide Stränge keine deutlich unterschiedliche Durchströmung haben.

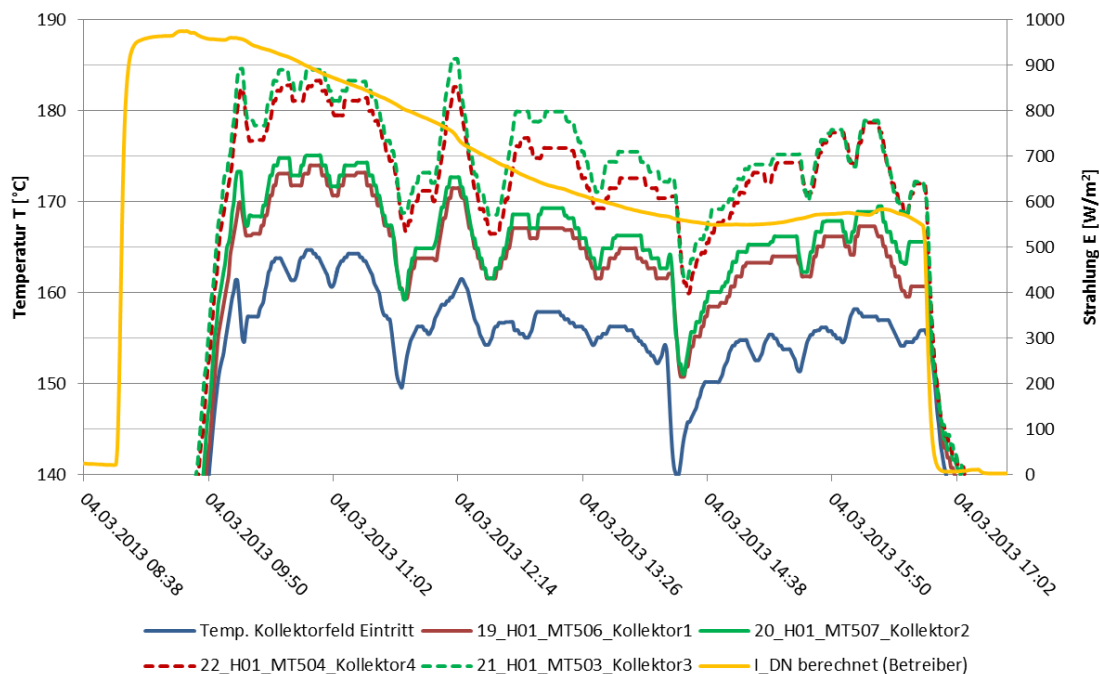


Abbildung 2.3-4: Messdaten Bever vom 04. März 2013 zur Illustration der Durchströmung der beiden Stränge des Kollektorfeldes. I_{DN} ist hier noch die alte Bezeichnung für G_{bT} .

Ereignisse und Störungen

Im P&D Abschlussbericht Bever [9] werden die wesentlichen aufgetretenen Ereignisse resp. Störungen im Betrieb der Solaranlage beschrieben. Mit der im Projekt-Jahresbericht 2012 [5] eingeführten Darstellung der kumulierten täglichen Solarwärmeerträge über die kumulierte Direktstrahlung auf die Aperturfläche lassen sich unterdurchschnittliche Erträge schnell erkennen, die entweder aus einer fehlerhaften Messung, einem Fehlverhalten der Anlage oder einer Solarwärmelieferung resultieren, die den Wärmebedarf zeitweise übersteigt, so dass der Solaranlagenbetrieb dann stoppt. Da die Messdaten auf Plausibilität geprüft wurden und gravierende Messfehler ausgeschlossen werden können, liegen die unterdurchschnittlichen Tageserträge, die bisher beobachtet wurden, meist an Betriebsfehlern, die überwiegend durch Störmeldungen des Dampferzeugers, Probleme mit der Druckhaltung und Defekte von Motoren und einem Anschlussschlauch sowie Wartungsarbeiten (Schneeräumung, Säuberung der Kollektoren) resultieren (vgl. beispielsweise Abbildung Anhang C.4-1 und Abbildung Anhang C.4-2). Dies entspricht auch den Angaben von Feuerstein [9] sowie den von ewz in einem Logbuch geführten Einträgen.

In Abbildung 2.3-5 ist beispielsweise zu erkennen, dass am 19.06.2013 ein stark unterdurchschnittlicher Solarertrag gemessen wurde. An diesem Tag wurden die Kollektorspiegel gereinigt, wofür das Feld ausser Betrieb genommen (d.h. defokussiert) wurde. Weil dabei eine Leckage an einem der Kollektor-Anschlussschläuche festgestellt wurde, ist anschliessend (bis zum 04.07.2013, Abbildung 2.3-6) nur noch das halbe Kollektorfeld in Betrieb. Daraus resultieren die etwa nur halb so hohen Tagessummen für den Wärmeertrag (20..25 % der täglichen Direktstrahlungssumme) im Vergleich zu den sonst üblichen Werten (im Bereich von 45 %, jeweils für mittlere Kollektortemperaturen von etwa 180 °C). Abbildung 2.3-6 zeigt, dass der Kollektorfeldertrag wieder auf erwartungsgemässe Werte steigt, nachdem am 04.07.2013 wieder das volle Kollektorfeld in Betrieb genommen wurde.

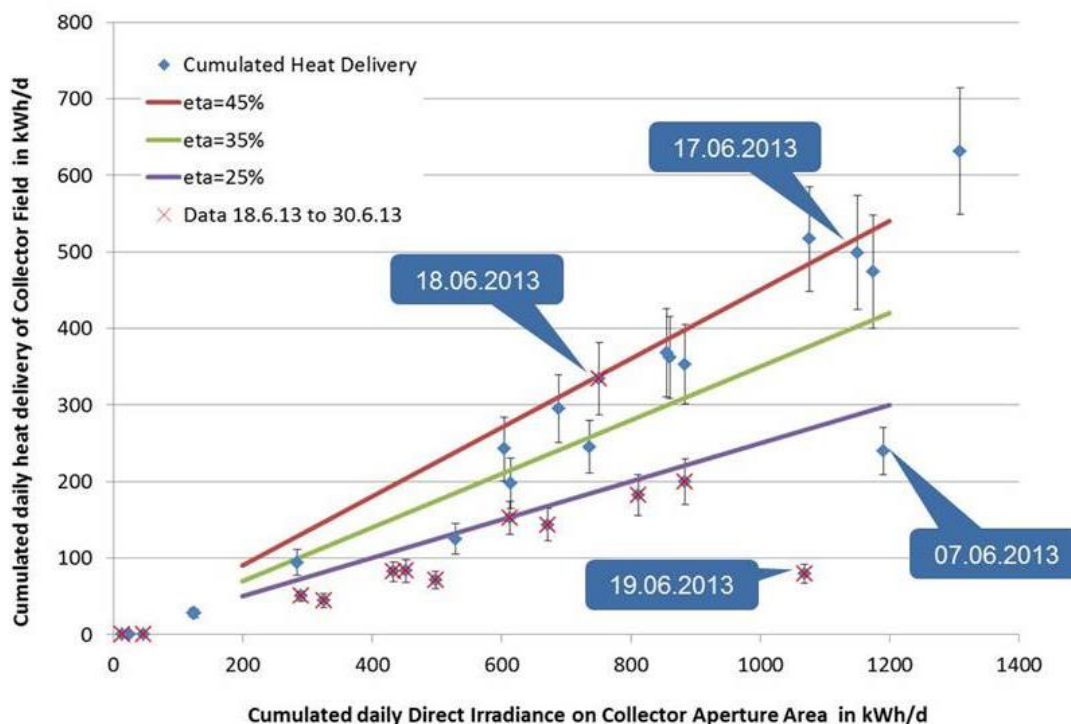


Abbildung 2.3-5: Wärmeertrag des Kollektorfeldes in Bever (Tagessummen in kWh) aufgetragen über die Tagesstrahlungssumme der Direktstrahlung auf die nachgeführte Kollektor-Aperturfläche (H_{bT}) für alle Tage vom 01. bis 30. Juni 2013. Gesondert markiert sind die Werte vom 18.06.2013 bis 30.06.2013.

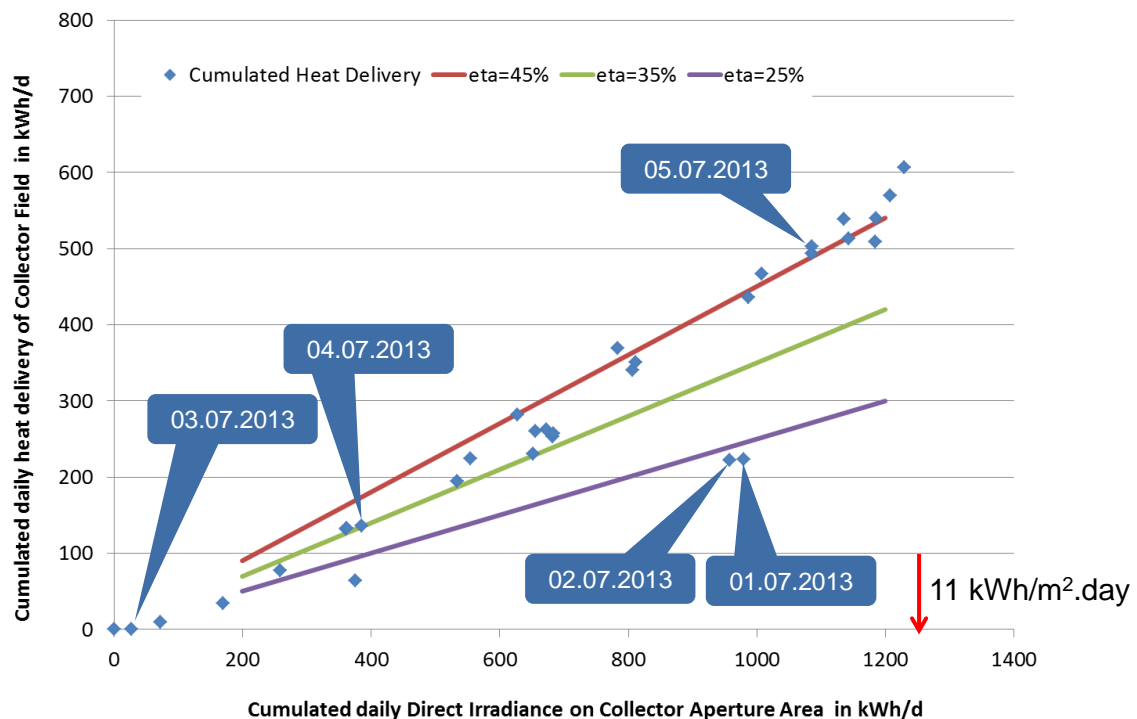


Abbildung 2.3-6: Wärmeertrag des Kollektorfeldes in Bever (Tagessummen in kWh) aufgetragen über die Tagesstrahlungssumme der Direktstrahlung auf die nachgeführte Kollektor-Aperturefläche (H_{bT}) für alle Tage vom 01. bis 31. Juli 2013.

Überdruck im Dampferzeuger

Neben Ausfällen/Defekten der Anlage kann auch eine Überproduktion von Solarwärme zu unterdurchschnittlichen Tageserträgen führen obwohl es hohe Einstrahlung gibt. Um die Häufigkeit dieses Ereignisses zu überprüfen, wurde eine Auswertung gemacht, wie oft und wann das Kollektorfeld in Bever defokussiert wird, weil der Druck im Dampferzeuger 6.5 barü erreicht. Der „normale“ Betriebsdruck liegt bei etwa 3.5 bis 4.5 barü.

In Abbildung 2.3-7 ist zu erkennen, dass es im August häufiger vorkommt, dass die Wärmezufuhr zum Dampferzeuger gestoppt werden muss. Ausser im August kommt dies nur selten im Juli und September 2012 vor. Die Auswertung der übrigen Messdaten hat gezeigt, dass der maximale Druck erst wieder im Juli 2013 erreicht wird (abgesehen von einem Ereignis im Juni 2013), vgl. Abbildung 2.3-8.

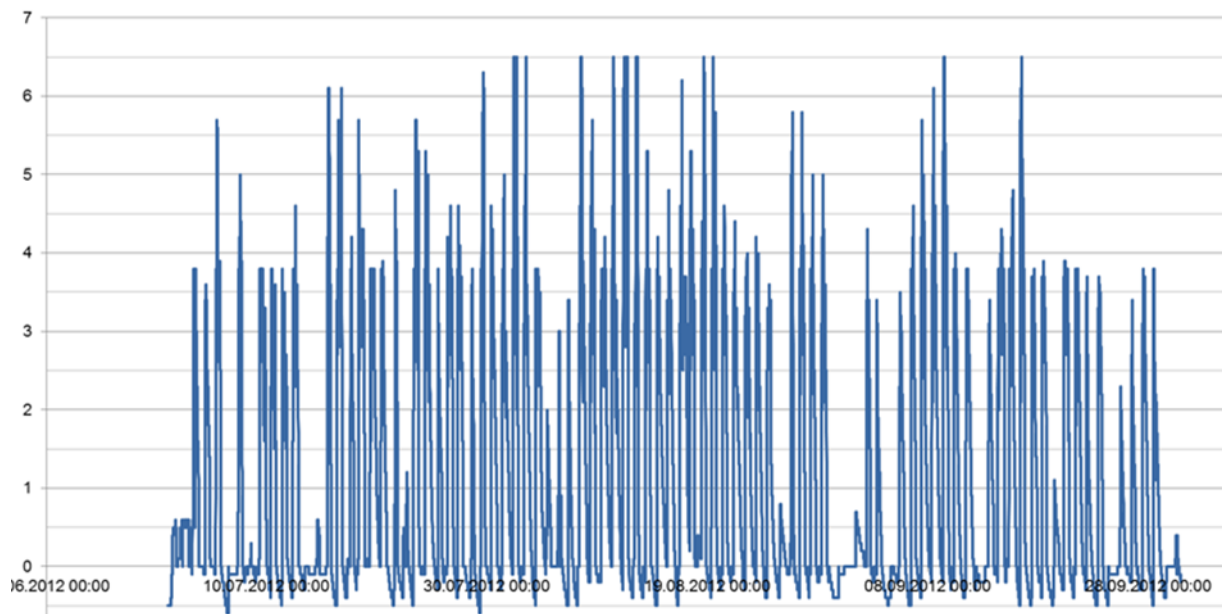


Abbildung 2.3-7: Verlauf des Drucks im Dampferzeuger in barü, Messdaten vom 01. Juli 2012 bis 30. September 2012. Wenn der Druck 6.5 barü erreicht, wird die Wärmezufuhr gestoppt.

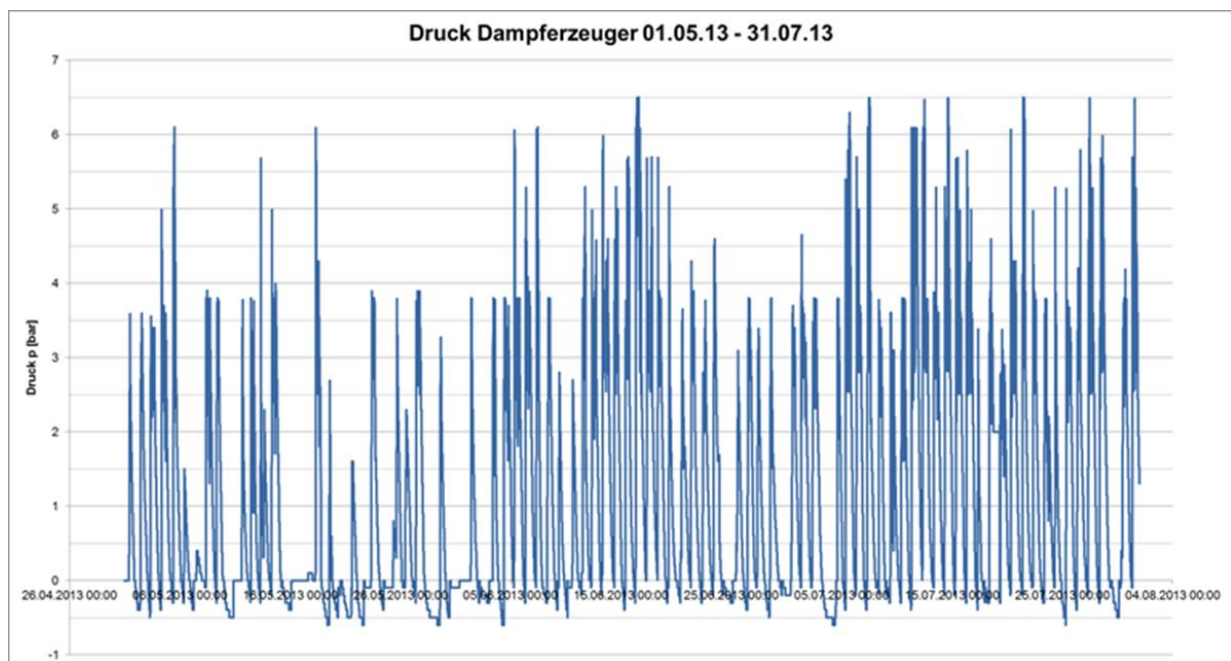


Abbildung 2.3-8: Verlauf des Drucks im Dampferzeuger in barü, Messdaten vom 01. Mai 2013 bis 31. Juli 2013.

Eine Überprüfung, inwiefern dies ausschliesslich am Wochenende vorkommt, steht noch aus. Abbildung 2.3-9 zeigt den Verlauf von Druck und Temperatur am 16.06.2013 (einem Sonntag), wo es aufgrund geringer Wärmeabnahme zum wiederholten Abschalten und Einschalten des Kollektorfeldes kommt.

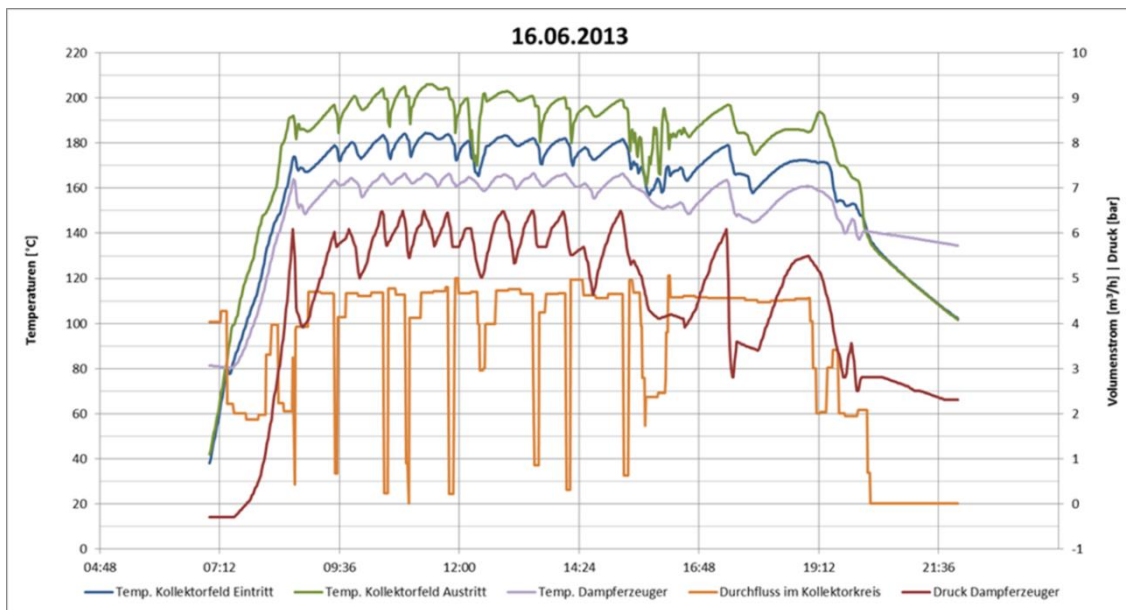


Abbildung 2.3-9: Verlauf des Drucks und der Temperatur im Dampferzeuger in barü, Messdaten vom 16. Juni 2013.

Der starke Druckabfall beim Abschalten der Wärmezufuhr entsteht vermutlich aufgrund des kleinen Volumens im Dampfumformer (220 Liter). Das Kriterium für das erneute Einschalten der Wärmezufuhr (d.h. Fokussieren der Kollektoren) erfolgt automatisch.

Für die Installation in Bever stellt sich die Frage, inwiefern der Winterbetrieb sinnvoll ist. Hierfür ist zum einen auszuwerten, inwiefern die Anlage den (z.B. mechanischen) Belastungen aufgrund der Wetterbedingungen im Winter standhält, und zum anderen, wie hoch die Erträge und die Aufheizzeiten der Anlage im Winter sind (vgl. dazu auch unten den Abschnitt „Auswertung Solarerträge“). Gemäss SIA ist für den Standort mit Schneelasten von bis zu 1100 kg/m² zu rechnen. In Abschlussbericht [9] sind weitere Ausführungen zum Umgang mit Schneelasten auf den Kollektoren zu finden. Darüber hinaus ist zu untersuchen, wie das Aufheizverhalten des Solarkreises und des Dampferzeugers im Winter verläuft. Erste Untersuchungen deuten darauf hin, dass die Anlage im Winter (sofern die Schneelasten keine Probleme verursachen) trotz der teilweise sehr niedrigen gemessenen Temperaturen des Thermoöls (bis etwa -20 °C) grundsätzlich funktioniert (d.h. ein normaler Betrieb möglich ist, vgl. Abbildung 2.3-12), aber der Wärmeeintrag in den Dampferzeuger an vielen Tagen nicht ausreicht, um Dampf zu produzieren und einspeisen zu können (vgl. Abbildung 2.3-11). Zum Aufheizverhalten des Kollektorfeldes wurden bereits einige Untersuchungen gemacht, die jedoch noch systematisiert und aufbereitet werden müssten, was im Rahmen dieses Berichtes bislang nicht möglich war. Hierfür wäre auch ein Vergleich mit Simulationen des Kollektorfeldes interessant (s.u.). Die Auswertung der Erträge im Winter wird im nächsten Abschnitt dargestellt.

Interessant wäre des Weiteren eine Auswertung, ob die Reinigung der Spiegel einen erkennbaren Effekt auf die Anlagenenerträge hat. Dazu wären (weil die Reinigung tagsüber erfolgt) je ein Messtag zeitlich möglichst nah nach und vor der Reinigung nötig, die zu gleichen Zeiten über einen Zeitraum hinweg, der eine quasistationäre Bestimmung des Kollektorfeldwirkungsgrades erlaubt, etwa gleiche Wetterbedingungen (v.a. Direktstrahlung) bei einem bestimmten Sonnenwinkel zur Normalen der Aperturfläche aufweisen. Für die zwei Reinigungen im Zeitraum der am SPF verfügbaren Messdaten (18.10.2012 und 19.06.2013) konnte ein solcher Einfluss noch nicht ermittelt werden. Es ist auch anzunehmen, dass die Messunsicherheit (siehe Abschnitt oben) zu gross ist, um hier ein belastbares Ergebnis ermitteln zu können.

Erhöhte Wärmeträgertemperatur

Um Beschädigungen an den Systemkomponenten und Kollektoren zu vermeiden, ist die Regelung in Bever so eingestellt, dass die Kollektoren defokussiert werden, wenn die Temperatur des Wärmeträgers am Austritt der Kollektoren den Wert von 205 °C überschreitet. Ist die Energiemenge, welche von den Kollektoren geliefert wird grösser als die von den Verbrauchern abgenommene Wärmemenge, beginnt die Temperatur am Austritt des Kollektorfeldes zu steigen. Wird eine kritische Temperatur erreicht, muss die Steuerung die Kollektoren defokussieren und die Umwälzpumpe für den Kollektorkreis ausschalten. Durch die Überprüfung der gemessenen Kollektorfeldaustrittstemperaturen mittels eines Excelfilters wurden bis zum 31. Juli 2013 drei Fälle gefunden, in denen die Temperatur kritisch hoch war. Aus den Messdaten ist erkennbar, dass die Schutzfunktion der Steuerung richtig funktioniert hat und somit nie eine Temperatur am Kollektorfeldaustritt über 207 °C gemessen wurde. Die folgende Abbildung 2.3-10 zeigt den 07. Juni 2013, an dem die höchste Temperatur des Kollektorfeldaustrittes gemessen wurde.

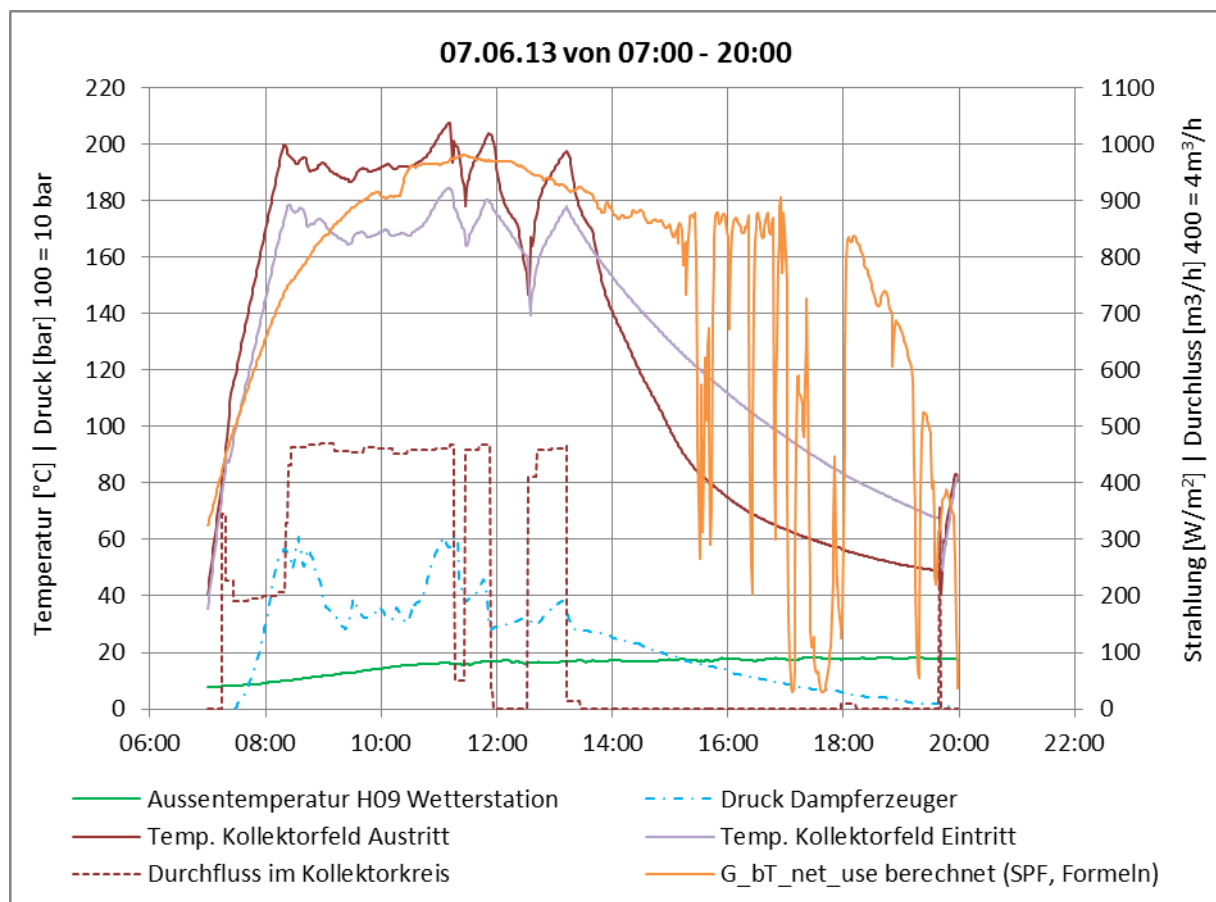


Abbildung 2.3-10: Messdaten Bever vom 07. Juni 2013 zur Illustration des Anlagenverhaltens beim Erreichen der Maximaltemperatur.

Nach 9.36 Uhr beginnt die Temperatur am Austritt des Kollektorfeldes zu steigen. Die Temperatur erreicht um 11:11 Uhr 207 °C und die Kollektoren werden defokussiert (erkennbar an der sinkenden Temperatur). Mit kurzer Verzögerung wird die Umwälzpumpe des Kollektorkreises heruntergeregelt bzw. abgeschaltet. Danach schaltet sich die Umwälzpumpe wieder ein und die Temperatur am Kollektorkreisaustritt beginnt erneut zu steigen. Das Abschalten der Umwälzpumpe wiederholt sich zweimal, ehe die Umwälzpumpe an diesem Tag nicht mehr eingeschaltet wird.

2.3.3.5 Auswertung der Solarerträge

In diesem Abschnitt wird die Auswertungen der Tages- und Monaterträge der Anlage in Bever für Juli 2012 bis einschliesslich September 2013 vorgestellt. Das Betriebsverhalten einzelner Tage und der Monate Juli 2012 bis Dezember 2012 wurde bereits Otti-Beitrag [10] dokumentiert.

Die kumulierten Tageserträge des Kollektorfeldes vom August 2012 sowie Juni und Juli 2013 wurden bereits in Abbildung 2.3-5, Abbildung 2.3-6 und Abbildung Anhang C.4-1 dargestellt. Die in Abbildung 2.3-6 gezeigten Tageserträge von Juli 2013 (aufgetragen über H_{bT} , d.h. ohne Reihenverschattung und Reihenendverluste) führen zu einem Monatertrag von 9232 kWh für Juli 2013. Die Summe der Direktstrahlung H_{bT} auf die einachsigt nachgeführte Kollektoraperturfläche (d.h. wiederum ohne Reihenverschattung und Endverluste) für den gesamten Juli 2013 beträgt 22.6 MWh. Daraus ergibt sich ein monatlicher Kollektorfeld-Nutzungsgrad von 40.7%.

Im Gegensatz dazu sind in Abbildung 2.3-11 die Erträge für die Monate Januar bis März 2013 dargestellt. Abbildung 2.3-12 illustriert den Betrieb der Solaranlage an einem Januartag mit guten Strahlungsbedingungen. Eine abschliessende Bewertung des Winterbetriebs ist schwierig, weil aufgrund einiger Ausfälle (vgl. Feuerstein [9]) zeitweise nicht der maximale Ertrag erreicht wurde.

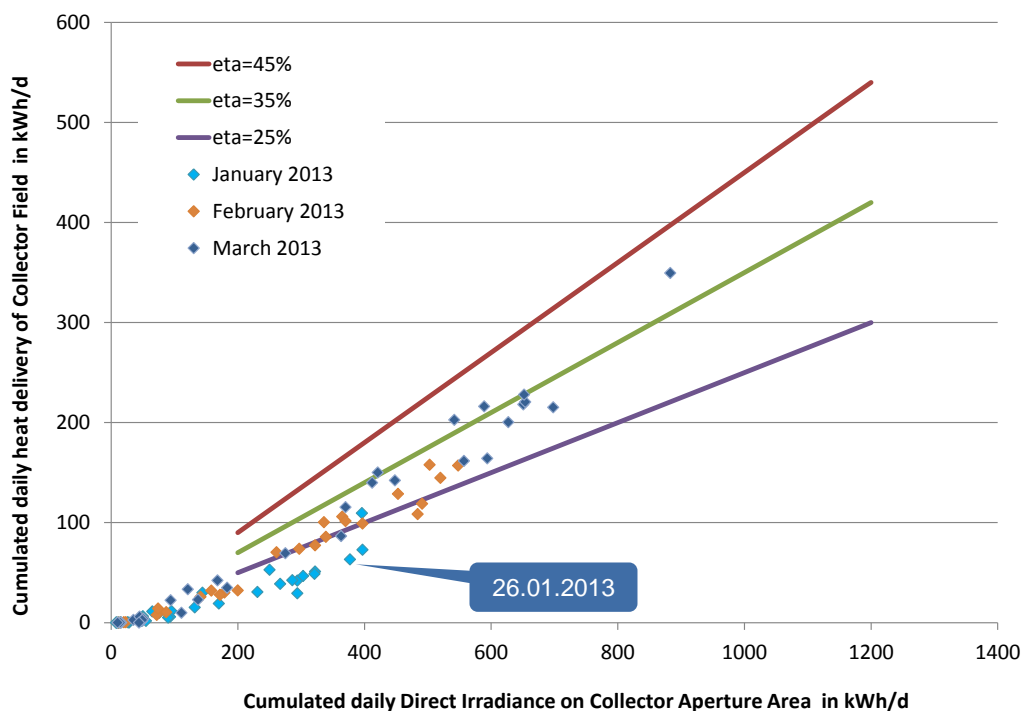


Abbildung 2.3-11: Wärmeertrag des Kollektorfeldes in Bever (Tagessummen in kWh) aufgetragen über die Tagesstrahlungssumme der Direktstrahlung auf die nachgeführte Kollektor-Aperturfläche (H_{bT}) für alle Tage vom 01. Januar bis 31. März 2013. Der 26.01.2013 wird in Abbildung 2.3-12 detailliert dargestellt.

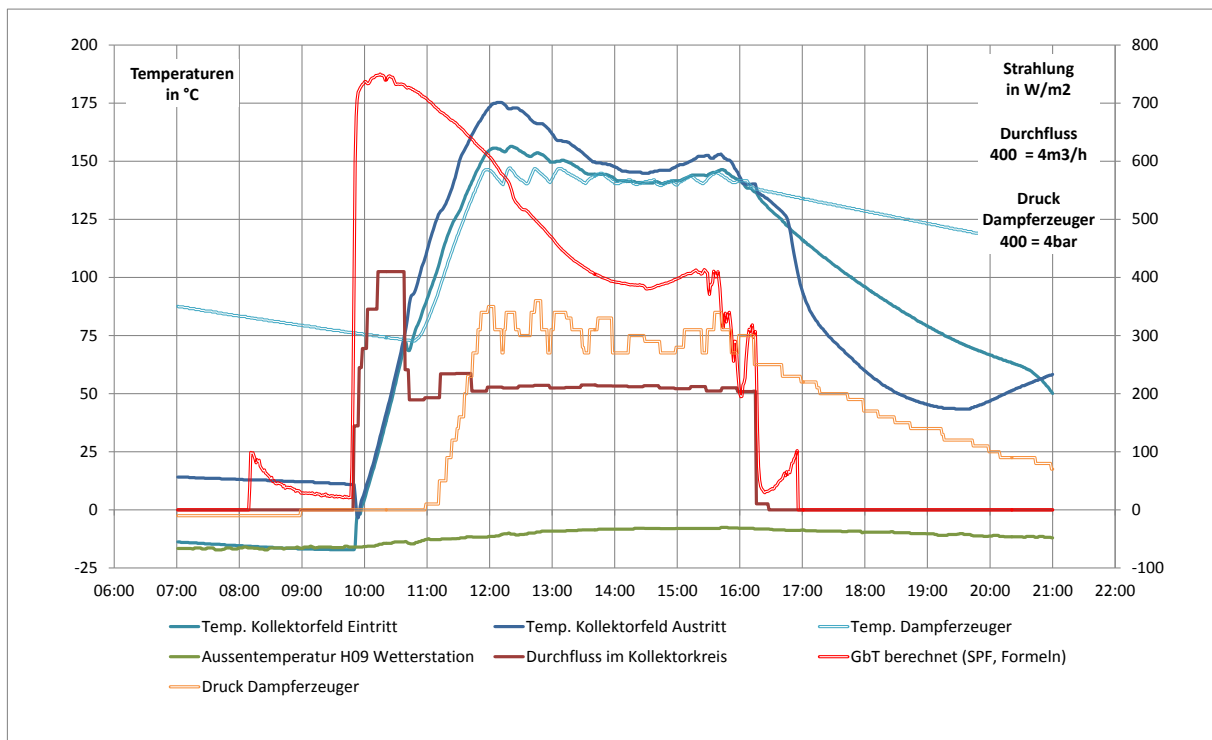


Abbildung 2.3-12: Messdaten der Anlage in Bever vom 26. Januar 2013. Der Kollektorfeldertrag an diesem Tag beträgt 72.9 kWh. Da bereits am Vortag der Dampferzeuger aufgeheizt wurde, kann an diesem Tag mit guten Strahlungsbedingungen zwischen etwa 12 und 16 Uhr Dampf produziert werden.

In Abbildung 2.3-12 sind Messdaten vom 26. Januar 2013 dargestellt. Der Kollektorfeldertrag an diesem Tag beträgt 72.9 kWh. Da bereits am Vortag der Dampferzeuger aufgeheizt wurde, kann an diesem Tag mit guten Strahlungsbedingungen zwischen etwa 12 und 16 Uhr Dampf produziert werden. Ein solcher Tag (mit einem Tagesertrag > 70 kWh) ist allerdings im Januar 2013 nur zweimal aufgetreten, und auch der dargestellte Tag erreicht nur einen Kollektorfeldwirkungsgrad für den Tag von 18.4 %. Die Aufheizzeit an diesem Tag beträgt etwa zwei Stunden, wobei zunächst knapp eine Stunde der Kollektorkreis von etwa -20 °C auf 75 °C aufgeheizt wird, bevor die solare Wärmelieferung auf den Dampferzeuger geschaltet wird und diesen auf 145 °C aufheizt.

In Abbildung 2.3-13 wird erneut der Monat Juli 2013 dargestellt, diesmal mit den im vorgängigen Kapitel „Messunsicherheiten“ dargestellten Fehlerbalken. Daraus ist zu erkennen, dass die Ertragsberechnung besonders für ertragreiche Tage mit recht hohen Unsicherheiten behaftet ist (etwa +7- 15 %).

In Abbildung 2.3-14 werden die aufsummierten gemessenen Erträge der Monate August 2012 bis Juli 2013 dargestellt. Dabei wird einerseits der gemessene Kollektorfeldertrag (mit zwei Temperatursensoren auf dem Dach am Ein- und Austritt des Kollektorfeldes, rot dargestellt) und der Ertrag des Solarkreises (mit zwei Temperatursensoren in der Nähe des Dampferzeugers, gelb dargestellt) ausgewertet. Die Differenz sind Verluste der Rohrleitungen und der hydraulischen Einbauten. Für das gesamte Jahr (August 2012 bis Juli 2013) ergibt sich ein Kollektorfeldertrag von 46.3 MWh (entspricht einem spezifischen Solarertrag von 402 kWh/m².a) und ein nahe beim Eintritt in den Dampferzeuger gemessener Ertrag von 42.5 MWh (entspricht 365 kWh/m².a bzw. 91% des spezifischen Kollektorfeldertrags).

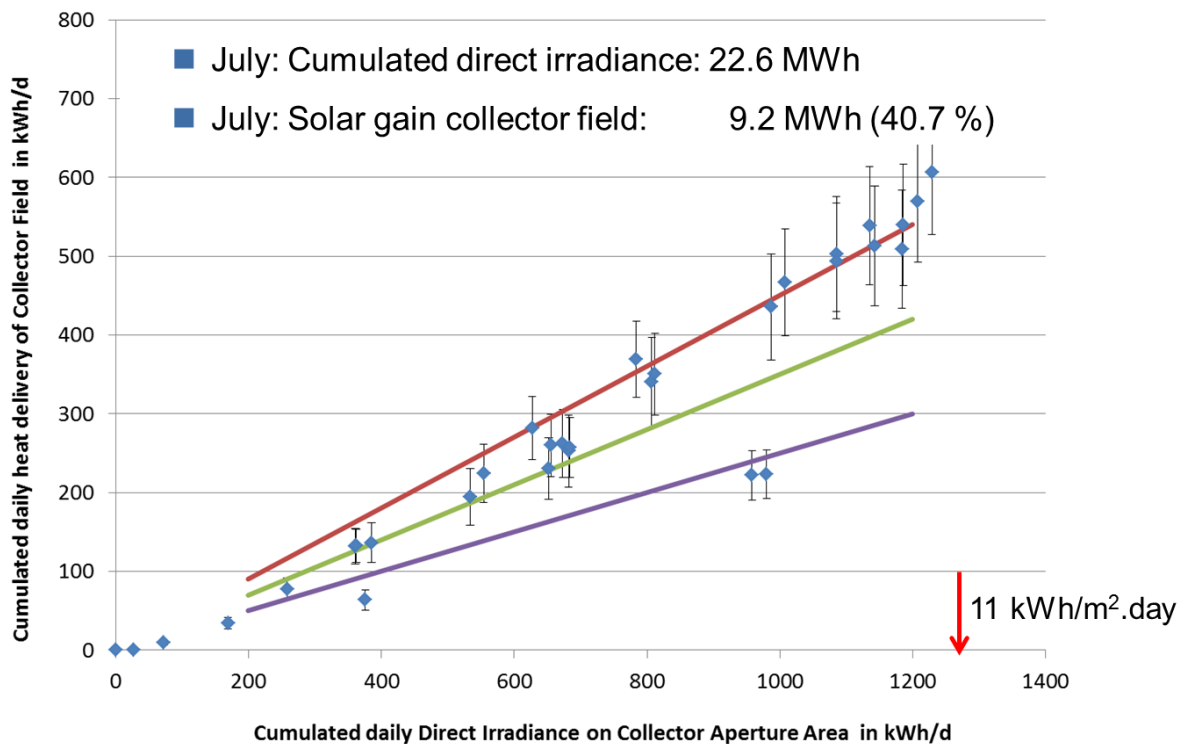


Abbildung 2.3-13: Wärmeertrag des Kollektorfeldes in Bever (Tagessummen in kWh) aufgetragen über die Tagesstrahlungssumme der Direktstrahlung auf die nachgeführte Kollektor-Aperturfläche (H_{BT}) für alle Tage vom 01. bis 31. Juli 2013.

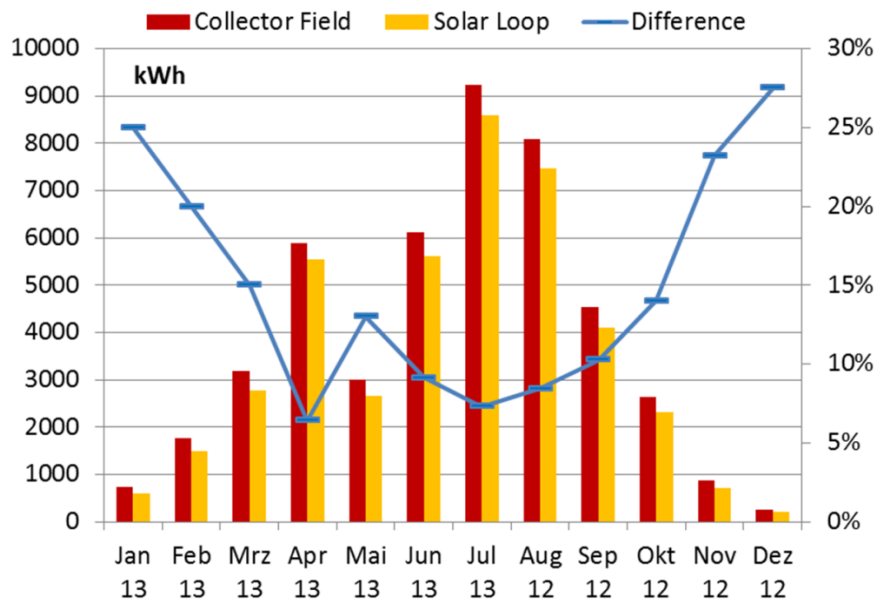


Abbildung 2.3-14: Darstellung der Monatserträge für August 2012 bis Juli 2013. Für das gesamte Jahr ergibt sich ein Kollektorfeldertrag von 46.3 MWh (entspricht einem spezifischen Solarertrag von 402 kWh/m².a) und ein nahe beim Eintritt in den Dampferzeuger gemessener Ertrag von 42.5 MWh (entspricht 365 kWh/m².a bzw. 91% des spezifischen Kollektorfeldertrags).

Im Monat Mai wurden sehr geringe Strahlungswerte gemessen, was die eher geringen Erträge im Mai 2013 zum Teil erklärt. Allerdings legen die nicht so deutlichen Unterschiede in Abbildung 2.3-3 nahe, dass der Monat Mai in Bever generell eine geringe Einstrahlung aufweist. Im Monat Juni 2013 war in der zweiten Hälfte nur das halbe Kollektorfeld in Betrieb

(vgl. oben und Abbildung 2.3-5), so dass hier von einem geschätzten Minderertrag von bis zu ca. 2'000 kWh ausgegangen werden kann, wenn angenommen wird, dass die gemessenen Erträge vom Juni 2013 nur $\frac{3}{4}$ der sonst zu erwartenden Erträge ausmachen. Dies zeigt eindrücklich, wie wichtig es bei derartigen Anlagen ist, Fehler möglichst schnell zu erkennen und zu beheben.

2.3.3.6 Auswertung des (instantanen) Kollektorfeldwirkungsgrades

Während im vorangegangenen Abschnitt der Kollektorfeldwirkungsgrad auf einen Tag bezogen ausgewertet wurde (d.h. das Verhältnis der Tagessummen von Kollektorfeldertrag zu Einstrahlung), wurde ebenfalls untersucht, ob ein Einfluss der Wetterbedingungen auf den instantanen Kollektorwirkungsgrad erkennbar ist.

Der thermische Wirkungsgrad des Kollektorfeldes hängt von verschiedenen Einflüssen ab. In diesem Abschnitt werden der Einfluss der Windgeschwindigkeit und der Einstrahlung anhand der Messdaten untersucht. In einem ersten Schritt wurden dazu die Kollektorwirkungsgrade der Messdaten vom 01.07.2012 bis 31.10.2012 für alle Zeitschritte berechnet, die zwischen 10:00 Uhr und 16:00 Uhr liegen. Als zusätzliche Einschränkung werden nur Wirkungsgrade berechnet, wenn die Kollektorfeldaustrittstemperatur über als 150 °C liegt. Dann hat eine Variation der Umgebungstemperatur im genannten Zeitraum einen nur sehr geringen Einfluss auf den Wirkungsgrad. In Abbildung 2.3-15 sind diejenigen Wirkungsgrade dargestellt, die bei einer Einstrahlung von $700\text{ W/m}^2 \leq G_{bT} \leq 800\text{ W/m}^2$ ermittelt wurden, aufgeteilt in verschiedene Windgeschwindigkeitsklassen. Dabei ist grundsätzlich zu erwarten, dass bei hohen Windgeschwindigkeiten (rote Punkte) die Wirkungsgrade geringer sind als bei niedrigen Windgeschwindigkeiten (blaue Punkte). In Abbildung 2.3-16 werden diejenigen Wirkungsgrade dargestellt, die bei Windgeschwindigkeiten im Bereich von $2.5..3.0\text{ m/s}$ ermittelt wurden, aufgeteilt in verschiedene Einstrahlungsklassen.

Die bisherigen Untersuchungen liefern lediglich einen Anhaltspunkt, in welchem Bereich die momentanen Kollektorfeldwirkungsgrade liegen. Wie in den Abbildungen zu sehen ist, reichen die bisherigen Einschränkungen nicht aus, um genaue instantane Wirkungsgrade zu ermitteln. Die nächsten Untersuchungsschritte wären

- Die Ergänzung weitere Filter, um die Verfälschung durch Kapazitätseffekte zu reduzieren (d.h. nur Auswertung von quasi-stationären Betriebszuständen).
- Der Bezug auf $G_{bT,net,use}$ anstelle von G_{bT} , um die Einflüsse von Reihenverschattung, end losses und IAM auf die Bestimmung der Wirkungsgrade zu reduzieren (dann entfällt ggf. die Einschränkung in der Uhrzeit)
- Die Erhöhung der minimalen Kollektor-Austrittstemperatur für die Auswertung
- Die Ergänzung von Fehlerbalken (resultierend aus den Unsicherheiten bei der Messung der für die Kollektorleistung einzurechnenden Größen und der Strahlungsbestimmung)

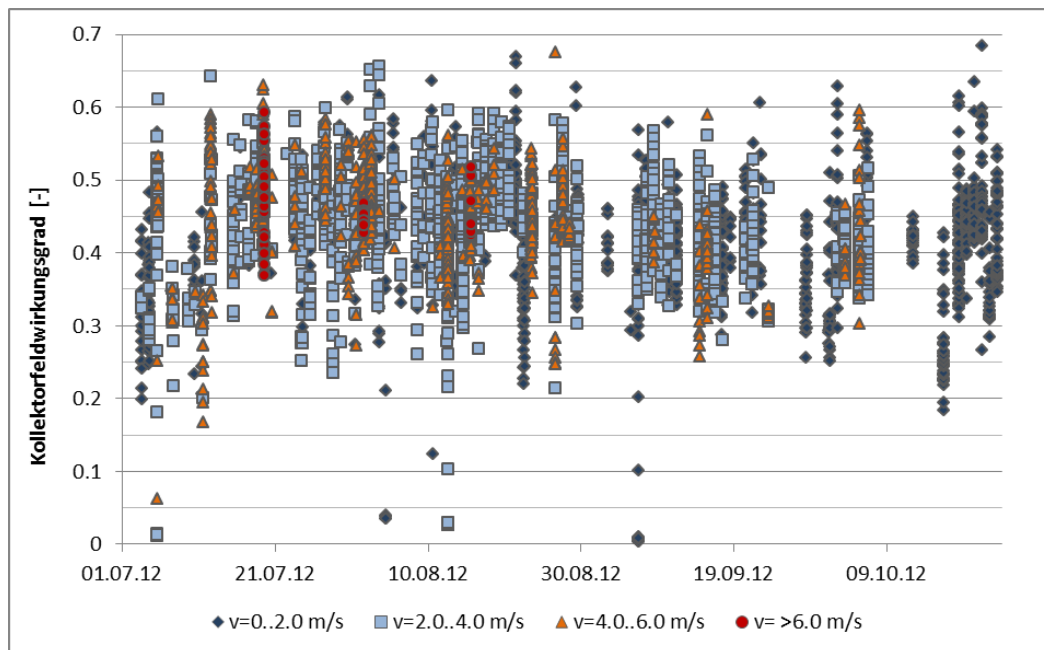


Abbildung 2.3-15: Darstellung der aus den Messdaten berechneten Kollektorfeldwirkungsgrade für verschiedene Windgeschwindigkeitsklassen, basierend auf ausgewählten Messdaten vom 01.07.2012 bis 31.10.2012. Die Einstrahlung bei allen dargestellten Punkten ist im Bereich $700 \text{ W/m}^2 \leq G_{bT} \leq 800 \text{ W/m}^2$. Es wurden nur Messdaten jeweils zwischen 10:00 Uhr und 16:00 Uhr ausgewertet.

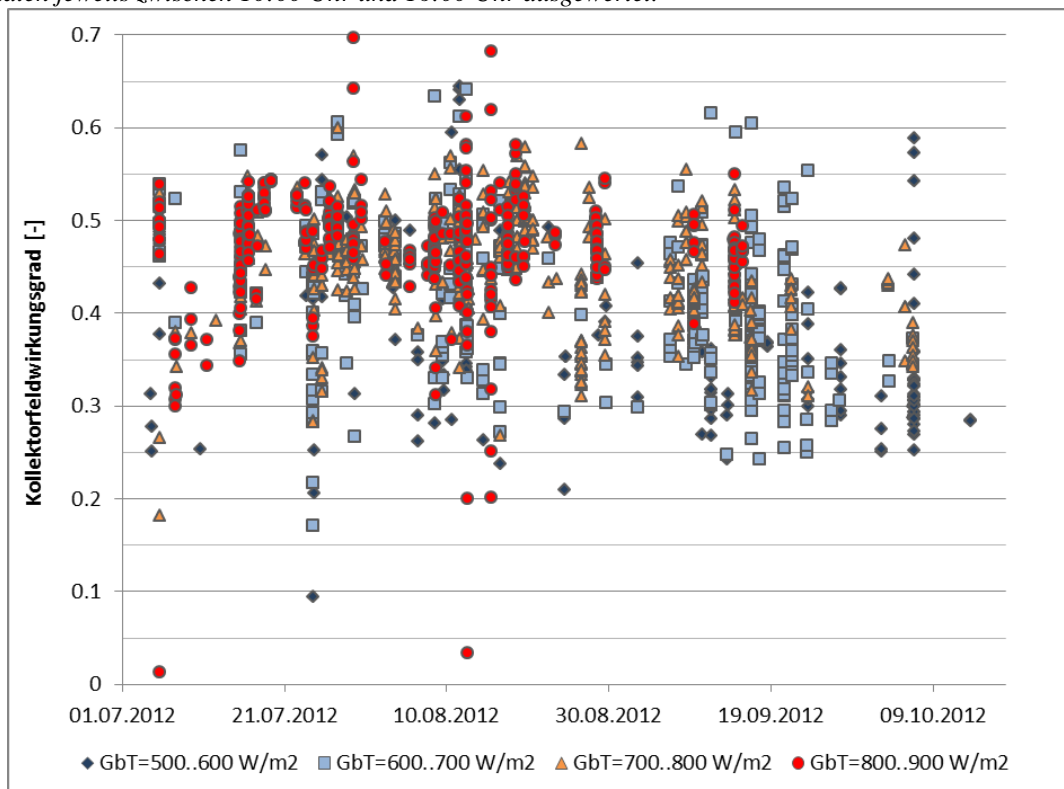


Abbildung 2.3-16: Darstellung der aus den Messdaten berechneten Kollektorfeldwirkungsgrade für verschiedene Einstrahlungsbereiche, basierend auf ausgewählten Messdaten vom 01.07.2012 bis 31.10.2012. Die Windgeschwindigkeit bei allen dargestellten Punkten ist im Bereich $2.5 \text{ m/s} \leq v_w \leq 3.0 \text{ m/s}$.

2.3.4 ANLAGE IN SAIGNELÉGIER

2.3.4.1 Anlagenbeschreibung

Das einachsige nachgeführte Parabolrinnenkollektorfeld mit einer Aperturfläche von 625m² in Saignelégier soll 12% des jährlichen Wärmebedarfs (2200 MWh/a) der Prozesse einer Molkerei decken. Die Anlage befindet sich auf 992m über dem Meeresspiegel und die Kollektoren sind auf dem Dach der Molkerei installiert (NS-Achsenorientierung 25°W). Die im Solarfeld generierte Wärme wird an ein mit Druck beaufschlagtes Wasserverteilungsnetz mit einer Betriebstemperatur von 102°C übertragen und kann in einem 15 m³ grossen Warmwasserspeicher zwischengespeichert werden. Um die geforderte Wärmemenge für die Prozesse bereitzustellen wird zusätzlich mit Ölkesseln geheizt. Die maximale Austrittstemperatur der Wasser-Glykol Mischung im Kollektorkreislauf beträgt 120°C. Eine detaillierte Beschreibung der Anlage ist Frank's u.a. ISES Beitrag [\[11\]](#) zu entnehmen.

2.3.4.2 Messdatenerfassung

In der Anlage sind Fühler für die Messung von Temperatur, Strahlung, Durchfluss, Druck, Windgeschwindigkeit und Windrichtung installiert worden. Die installierten Sensoren erlauben eine ebenso detaillierte Analyse des Kollektorfeldes und des Solarkreises wie die Sensoren der Bever-Anlage. Zusätzlich sind auf der Integrationsseite Wärmemengenzähler in den Leitungen der Energieerzeuger und Verbraucher installiert. Die Wärmemengen können direkt ausgelesen werden.

Die installierten Fühler erlauben eine Energiebilanzierung der wichtigsten Verbraucher und Erzeuger sowie Auswertungen von Strahlungs- und Wetterdaten.

Der Messdatenexport erfolgt über einen externen Zugriff auf den Server der Molkerei. Es wurde festgestellt, dass das Auslesen von Messdaten im Minutentakt über einen Zeitraum von maximal zwei Wochen angemessene Ergebnisse liefert. Da die Messdaten im Sekundentakt geloggt werden, müssen die Messwerte eines Minutenzeitschritts zeitabhängig gemittelt werden.

Die Rohdaten werden anschliessend in einem Excel-Tool weiterverarbeitet und müssen teilweise manuell angepasst werden.

Folgende Sensorausfälle/-fehlfunktionen wurde beobachtet:

- Ausfall Wärmemengenzähler (April 2013 – Mitte November 2013)
- Sprünge der Einstrahlungswerte/Abschaltung des Strahlungsmessgerätes SPN1 (27. September - 26. November 2013)

Der Wärmemengenzähler wurde ersetzt. Nach aufwendigen Untersuchungen, konnte die Fehlfunktion des Strahlungsmessgerätes mit Hilfe einer neuen Verkabelung der Anschlüsse behoben werden.

2.3.4.3 Analyse der Messdaten und Auswertung der Solarerträge

Erste Untersuchungen zum Kollektorfeldertrag der Anlage konnten durchgeführt werden.

Abbildung 2.3-17 zeigt die monatlich kumulierten Kollektorfelderträge von März 2013 bis Oktober 2013. Die Monate Juli und August zeigen sehr hohe Erträge. Im Oktober kommt es zu Betriebsausfällen aufgrund der Fehlfunktion des Strahlungsmessgerätes (siehe Kapitel 2.3.4.2). Es ist noch genauer zu prüfen, inwiefern die Erträge von März bis Mai, die deutlich

unter den Erwartungen liegen, auf das Wetter und/oder Schwierigkeiten mit der Anlage zurückzuführen sind.

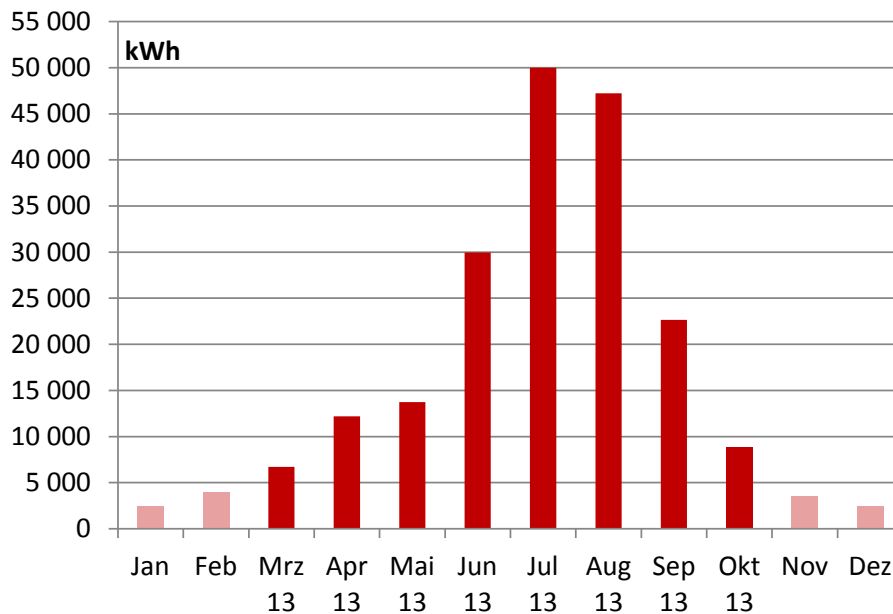


Abbildung 2.3-17: Messdaten Saignelégier März 2013 bis Oktober 2013: Monatsbilanzierung für das Kollektorfeld. Die blasser dargestellten Säulen für Nov bis Feb sind grobe Schätzungen.

Abbildung 2.3-18 zeigt den täglich kumulierten Solarertrag in Abhängigkeit der direkten Einstrahlung auf die nachgeführte Kollektorfläche. Es ist zu erkennen, dass der Kollektorfeldwirkungsgrad an den meisten Tagen unterhalb von 35 % liegt. Dies liegt (wie in Frank's u.a. ISES Beitrag [11] beschrieben) vermutlich vor allem an den Schwierigkeiten mit der Integration der Solarwärme und den nicht besonders guten Wetterbedingungen (auch erkennbar an den vergleichsweise geringen kumulierten Tagesdirektstrahlungen).

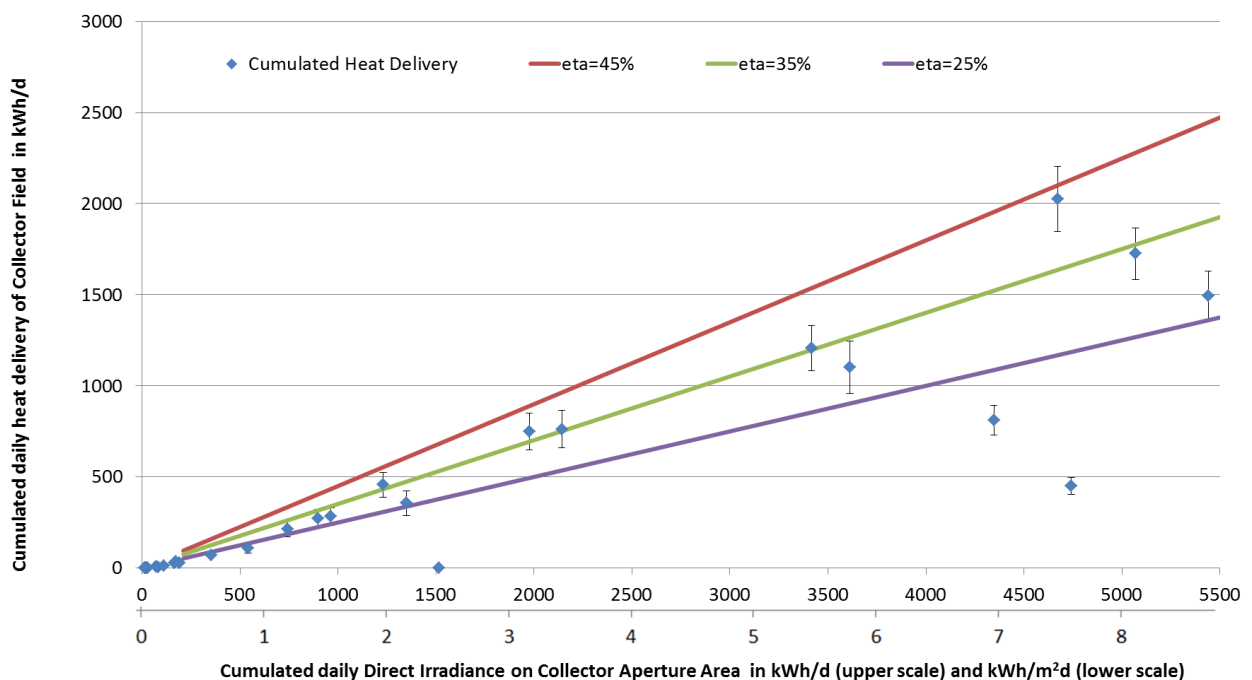


Abbildung 2.3-18: Saignelégier April 2013

Im Juni 2013 befindet sich ein Drittel der täglichen Kollektorfeldwirkungsgrade oberhalb von 3000 kWh/d Direkteinstrahlung sogar zwischen 45% und 55% (vgl. *Abbildung 2.3-19*). Allerdings sind auch einige Tage mit (nahezu) Null kumuliertem Solarertrag zu erkennen. Wie *Abbildung 2.3-20* zeigt, ist im August ist nur ein Tag mit ungewöhnlich geringem Tagesertrag identifizierbar. Die Mehrheit der Punkte liegt hier zwischen 45% und 55% Feldwirkungsgrad. Der maximal gemessene Tagesertrag der Anlage wurde am 12. August erreicht, als der kumulierte Solarertrag 2759 kWh betrug.

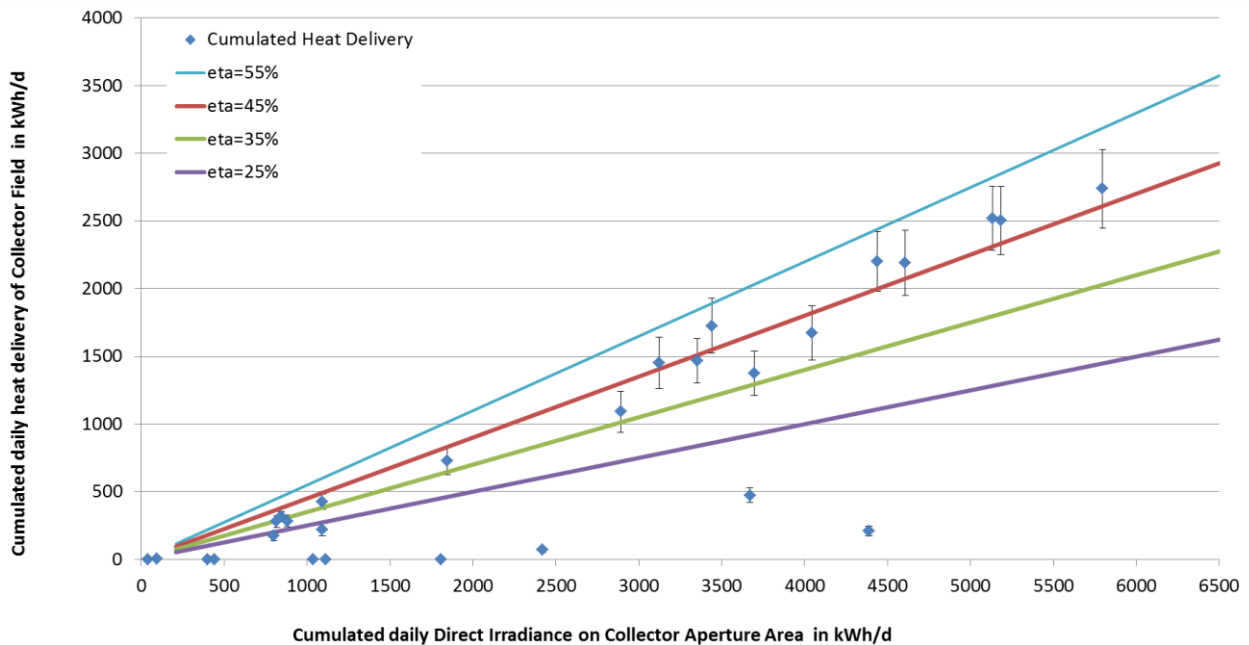


Abbildung 2.3-19: Saignelégier Juni 2013

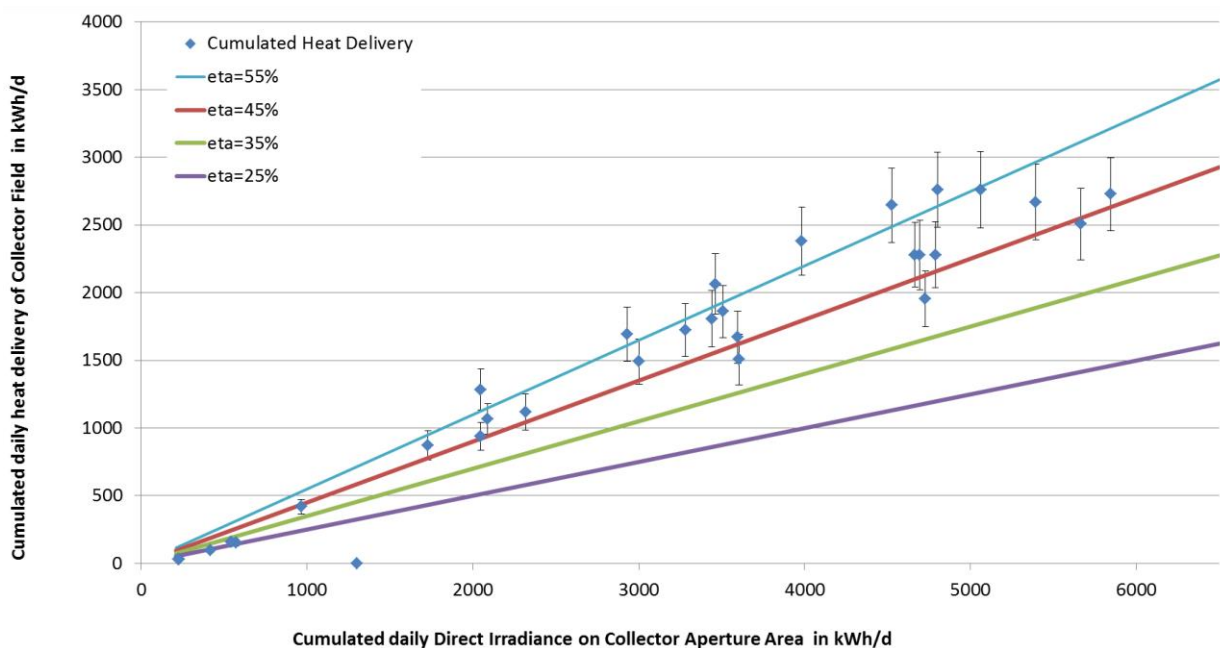


Abbildung 2.3-20: Saignelégier August 2013

Die vorangegangenen Untersuchungen zeigen, dass die Anlage vor allem im Sommer 2013 ein gutes Betriebsverhalten zeigt. Weitere Monatsanalysen sind unter Anhang C.5 zu finden. Tage, an denen die Anlage trotz hoher Einstrahlungswerte nicht die gewünschten Leistungen zeigt wurden identifiziert. Detaillierte Tagesanalysen, analog zu der Anlage in Bever, sind notwendig, um die Ursachen für den geringen Kollektorfeldertrag zu identifizieren. Erste Tagesauswertungen sind in Frank's u.a. Beitrag [11] beschrieben.

Um eine Einschätzung der Leistungsfähigkeit des Kollektorfeldes unter guten, annähernd stationären Bedingungen zu bekommen, wird in *Abbildung 2.3-21* ein Ausschnitt der Messdaten vom 12. August 2013 dargestellt und ausgewertet.

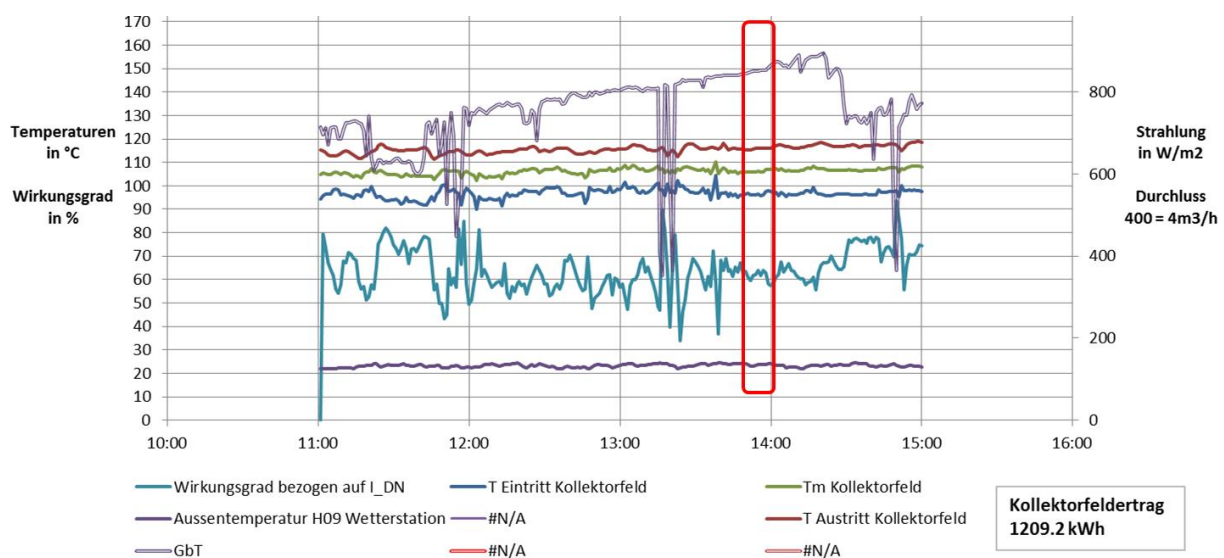


Abbildung 2.3-21: Messdaten Saignelégier vom 12.8.2013. Es wurde eine Phase mit annähernd stationären Bedingungen herausgegriffen (roter Kasten), um den (momentanen) Kollektorfeldwirkungsgrad abzuschätzen.

Für die annähernd konstanten Bedingungen ($G_{bT} = 850 \text{ W/m}^2$, $T_a = 24 \text{ °C}$, $T_m = 105 \text{ °C}$) lässt sich aus den Messdaten ein Kollektorfeld-Wirkungsgrad von etwa 0.62 errechnen. Messungen eines fast baugleichen Einzelkollektors am SPF ergeben für die genannten Bedingungen einen Kollektorstoffwirkungsgrad (bei senkrechter Einstrahlung) von 0.65. Somit kann davon ausgegangen werden, dass die Kollektoren im Feld, das in Saignelégier installiert ist, ihre Maximalleistung erreichen.

2.3.5 THERMISCHE MASSE IM KOLLEKTORKREIS UND KOLLEKTOR

Um die Fragestellung wie die thermische Masse des Kollektorkreises (inkl. des Kollektors) den Solar-Nutzwärmeertrag der Anlage beeinflusst, wurden basierend der Anlagenkonfigurationen in Bever und Saignelégier einige Untersuchungen gemacht.

Bei Bereitstellung höheren Temperaturen (wie z.B. in Saignelégier ($\sim 115^{\circ}\text{C}$) und in Bever ($\sim 180^{\circ}\text{C}$)) verglichen zu Bereitstellung von Brauchwarmwasser ($\sim 60^{\circ}\text{C}$) hat das Thema hohe Bedeutung. Denn die Wärmemenge die benötigt wird um die thermische Masse auf Nenntemperatur zu bringen wird aufgrund der hohen Nenntemperatur sehr gross. An Tagen mit ausreichend solarer Einstrahlung muss diese Wärmemenge mindestens einmal täglich aufgewendet werden, bevor die Solarwärme als Nutzwärme bilanziert werden kann.

Eine hohe thermische Masse des Kollektorkreises und des Kollektors bringen lange Aufheizzeiten mit sich. Während Morgens die nötige lange Aufheizzeit nachteilig ist, kann die thermische Masse des Kollektors während des Betriebs, wegen trägem Verhalten der Kollektorfeld-Austrittstemperatur vor allem auch bei unbeständigen Strahlungsbedingungen, ein Vorteil sein.

Für System-Konfigurationen ähnlich zu Bever und für Saignelégier (System A und System B) wurden zusätzlich zu der thermischen Masse des Kollektorkreises weitere zentrale Grössen wie z.B. die charakteristische Zeit für das Aufheizen der thermischen Massen unter Referenzbedingungen (RB) berechnet. Die charakteristische Zeit vereint die Kollektorfeldgrösse und die thermische Masse des Kollektorkreises und sagt aus wie träge das System ist. Je grösser der Wert der charakteristischen Aufheizzeit, je grösser die Trägheit des Systems. Der Wert eignet sich gut um Anlagen miteinander zu vergleichen.

Folgend nun die Grössen und Werte welche die Referenzbedingung definieren. Die Werte werden für die Berechnung der charakteristischen Zeit benötigt.

Formelzeichen	Grösse	Wert
G_{bn_RB}	Normaleinfallende Direktstrahlung, DNI	900 W/m ²
η_{RB}	Kollektorfeldwirkungsgrad ($= f(G_{bT_RB})$)	60%
Θ_{RB}	Direktstrahlungs Einfallswinkel	0°
IAM_{RB}	IAM ($= f(\Theta_{RB})$)	1
RV_{RB}	Reihenverschattung ($= f(\Theta_{RB})$)	Keine, 0
EV_{RB}	Endverluste ($= f(\Theta_{RB})$)	0
G_{bT_RB}	Direkteinstrahlung auf nachgeführte Fläche ($= f(G_{bT_RB}, \Theta_{RB})$)	900 W/m ²

Tabelle 2.3-4: Definition der Grössen der Referenzbedingung

Und folgend weitere Grössen zur Beschreibung von Vorlauf und Rücklauf des Kollektorfeldes von zu Bever ähnlichem System A und zu Saignelégier ähnlichem System B.

Grösse für Vor und Rücklauf Kollektorfeld	Werte für System A (ähnlich Bever)	Werte für System B (ähnlich Saignelégier)
Annahme Rohrleitungslängen	120 m	200 m
Rohrtyp (fett: Wert für Berechnung)	DN25- 50	DNxy- 80
Rohr-Wandstärke	2.3 mm	2.6 mm

Tabelle 2.3-5: Definition für Vor- und Rücklauf der System A und B

Mit den Annahmen lassen sich nun die folgenden Werte berechnen.

Formel- zeichen	Grösse	System A, X = A	System B, X = B
mcp_{SX}	Thermische Masse Kollektorkreis	769 kJ/K	5680 kJ/K
T_{KA_SX}	Kollektor-Austrittstemperatur	170 °C	125 °C
T_{NW_SX}	Temperatur Nutzwärme	160 °C	115 °C
T_{AL_SX}	Temperatur Aussenluft	20 °C	20 °C
ΔT_{SX}	ΔT für Aufheizung	140 K	95 K
Q_{0_SX}	Aufheizwärme	29.9 kWh	150 kWh
P_{RB}	Kollektorfeldleistung bei RB	63.5 kW	339 kW
	Aperturfläche Kollektorfeld	115 m ²	625 m ²
$t_{0_SX_RB}$	Charakteristische Zeit für Aufheizen bei RB	28 min	27 min

Tabelle 2.3-6: Kennwerte für Aufheizphase bei RB und für Systeme SA und SB

Die charakteristische Zeit für Aufheizen für System SX und bei RB wurde mit folgender Gleichung berechnet.

$$t_{0_SX_RB} = \frac{Q_{0_SX}}{P_{RB}}$$

Gl. 2.3-17

Die Aufheizwärme für System SX wie folgt

$$Q_{0_SX} = (T_{NW_SX} - T_{AL_SX}) \cdot mcp_{SX}$$

Gl. 2.3-18

Die thermische Masse für System SX

$$mcp_{SX} = \sum m_p \cdot cp_p$$

$$= \sum m_{KK} \cdot cp_{KK} + m_K \cdot cp_K + \dots + m_S \cdot cp_S$$

Gl. 2.3-19

Und die Leistung bei RB mit folgender Gleichung

$$P_{0_RB} = G_{RB} \cdot \eta_{RB}$$

Gl. 2.3-20

Die im Betrieb und in dynamischen Simulationen resultierende Zeit für das Aufheizen wird länger sein als die oben angegeben charakteristische Zeit. Gründe dazu sind offensichtlich für den Morgen: tiefere Direktstrahlungswerte und Einfallswinkel, sowie unvorteilhaftere deren abhängige Grössen wie Feldwirkungsgrad, Reihenverschattung, IAM und Endverluste und konvektive Leitungsverluste.

Wie sich die thermische Masse auf verschiedene Elemente im Kollektorkreis verteilt, ist in folgender Tabelle für die in der Analyse verwendeten Anlagen (ähnlich zu Bever und Saignelégier) dargestellt.

Elemente für cp-Anteil	Kürzel	Anlage ähnlich Bever (mit Thermoöl)	Anlage ähnlich Saignelégier (mit Wasser / Glykol)
Vor- und Rücklauf, Fluid	KK	31.9%	66.9%
Vor- und Rücklauf, Mantel	KKM	16.7%	8.5%
Kollektor Receiverrohr, Fluidinhalt	K	14.3%	19.1%
Kollektor Receiverrohr, nur Mantel ohne Fluid	KR	5.8%	4.2%
Wasservorladung Dampferzeuger	DE	27.0%	-
Fluid im Senken-Wärmeüberträger	S	4.3%	1.3%
Kollektorkreis		100%	100%

Tabelle 2.3-7: Anteile an thermischer Masse verschiedener Grössen bezogen auf den Kollektorkreis

Es wurde ersichtlich, dass bei beiden Anlagen die thermische Masse von Vor- und Rücklauf (KK) im Vergleich zu den anderen analysierten Grössen dominiert (31.9% und 66.9%). Der Fluidinhalt im Kollektor ist auch nicht zu unterschätzen (14.3% und 19.1%). Zudem wurde auch ersichtlich, dass die thermische Masse des Wärmeträgermediums (ob Thermoöl oder Wasser/Glykol) mehr Gewicht hat als die thermische Masse der Wandstärke von Vor- und Rücklauf (KKM:16.7% / 8.5%) oder des Parabolrinnen-Receiverrohres (KR: 5.8% / 4.2%).

Das grössere Kollektorfeld in Saignelégier (625m²) verglichen zu Bever (115m²) bringt auch grössere Leitungsquerschnitte mit sich (Bever mit DN40, Saignelégier mit DN80). Die Annahme der unterschiedlichen Leitungslängen für Vorlauf und Rücklauf (200m, anstelle mit 120m) bringt weiter Unterschiede mit sich. Die Gegebenheit ist nicht unüblich, denn die Grössen stehen meist in Korrelation zur Kollektorfeldgrösse. Im Vergleich der ähnlichen Anlagen von Bever und Saignelégier ändert somit auch das Verhältnis von „Fluid Kollektorkreis“ und „Mantel Kollektorkreis“ von 1.9 auf 7.9 ($31.9\% / 16.7\% = 1.9$ resp. $66.9\% / 8.5\% = 7.9$ / Werte aus Tabelle 2.3-7).

Die Kollektorkapazität ist gemäss SPF-Keymark-Prüfung des NEP-Poly-1800-Kollektors (SPF-Prüfnummer = 1549) 7.2 kJ/K. Die reine Berechnung liegt auch in diesem Bereich. Die thermische Masse des Kollektorfeldes liegt so bei Bever bei ($5.8\% \times 769 \text{ kJ/K} = 44.8 \text{ kJ/K}$) und bei Saignelégier bei ($4.2\% \times 5680 \text{ kJ/K} = 239.4 \text{ kJ/K}$).

Genauere Herleitungen findet man in den Dokumenten [12] und [13] (Dokumentation der Berechnung der thermischen Masse des Kollektorkreises für Saignelégier und Bever).

2.3.6 DYNAMISCHE SIMULATIONEN

Erste Polysun-Simulationen von Parabolrinnenkollektoren

Mit der Software Polysun wurden Systeme mit Parabolrinnenkollektoren simuliert. Zunächst wurde dazu ein möglichst allgemeines System modelliert, mit dem auch die Anlage in Bever näherungsweise nachsimuliert werden kann.

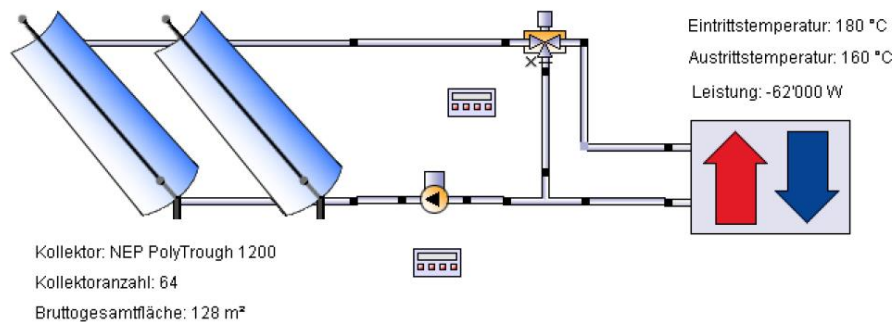


Abbildung 2.3-22: Verwendetes Polysun-Template für erste Vergleiche von Messdaten der Anlage in Bever mit Simulations-Resultate.

Ziel der Arbeit war die Entwicklung und Dokumentation einer Konfiguration für eine Solaranlage mit Parabolrinnenkollektoren in Polysun, die ein reales System möglichst genau abbilden kann. Dies beinhaltet den Aufbau der Hydraulik inklusive Regelung Ausrichtung der Nachführachse und Verwendung der Wetterdaten im Stundenformat (Aussentemperatur, horizontale Global-und Diffusstrahlung).

Die in Polysun berechnete normal einfallende Direktstrahlung (DNI resp. G_{bn}) und Direktstrahlung auf nachgeführte Flächen (G_{bt}) wurden mit Messdaten überprüft. Die Überprüfung ergab, dass die sonst selten genau betrachtete Grösse G_{bt} , auch für den Fall von einachsigen nachgeführten Systemen eine hohe Übereinstimmung hat (Übereinstimmung im einstelligen Prozentbereich).

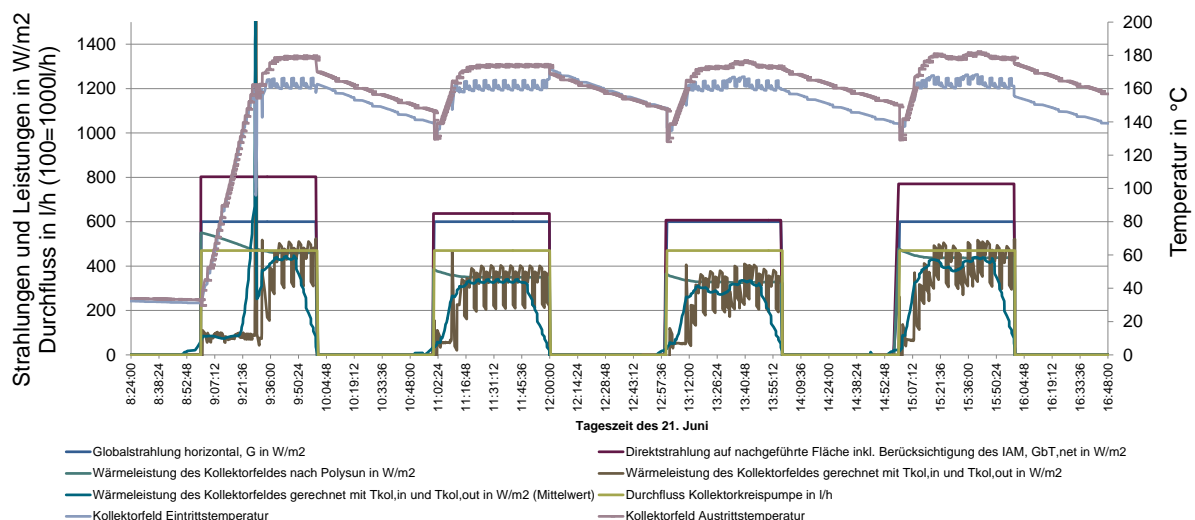


Abbildung 2.3-23: Simulationsresultate in Sekunden-Zeitschritt-Auflösung unter Verwendung

speziellen Einstrahlungsdaten zur Analyse der Trägheit des Systems und der Umrechnung der Einstrahlung auf einachsige nachgeführte Flächen am Beispiel des 21. Juni für Bever.

Eine detaillierte Beschreibung der Arbeiten sind im SPF-internen Bericht [14] dokumentiert.

Vergleich verschiedener Simulations-Softwares

Des Weiteren wurde im IEA SHC Task49 Subtask C WP „Simulationen von Prozesswärme Anlagen“ eine Simulationsstudie durchgeführt, um die Verwendbarkeit von unterschiedlichen Softwares für die Modellierung von Prozesswärmeanlagen zu überprüfen, zu simulieren und die Resultate im Anschluss zu vergleichen. Dazu wurden allgemeine Anlagenmodelle in unterschiedlichen Simulationstools simuliert und die Resultate miteinander verglichen. Teilnehmer an der Simulationsstudie sind:

Institution	Ansprechperson	Ort	Software	Linearfokussierende Systeme (z.B. Parabolrinnenkollektoren) simuliert?
Universität Evora (Uevora)	Horta	Evora	k.A.	u.
Austrian Institut of Technology (AIT)	Zauner	Wien	k.A.	Nein
Universität de les Illes Balears (USB)	Joubert	Mallorca	TRNSYS	Nein
Zentrum für Nachhaltige Energietechnik (ZAFH)	Hassine	Stuttgart	Matlab	Ja
Institut für Nachhaltige Technologien (AEE)	Mauthner	Graz	TSOL	Nein
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)	Dersch, Krüger	Köln	Greenius	Ja
Fraunhoferinstitut für Solare Energiesysteme (ISE)	Platzer, Helmke	Freiburg	TRNSYS / Excel	Ja
Institut für Solartechnik (SPF)	Marty, Möllenkamp	Rapperswil	Polysun	Ja

Tabelle 2.3-8: Institutionen und Teilnehmer an Simulationsstudie T49-Subtask C

Dabei werden sechs Standardanlagen für die Simulation vorgegeben

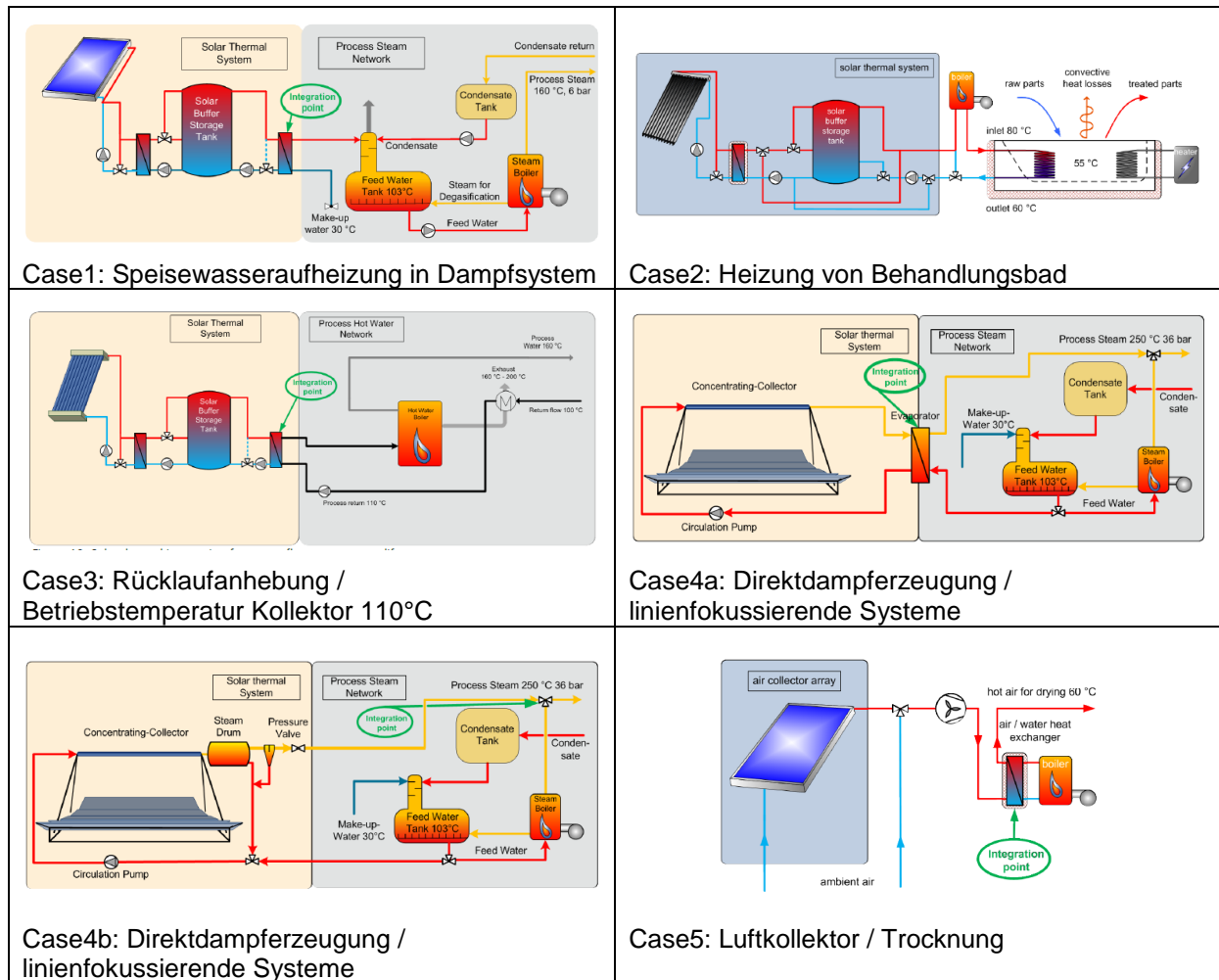


Tabelle 2.3-9: Anlagenschemata der Simulationsstudie Task49 Subtask C

Die einzelnen Teilnehmer an der Simulationsstudie haben die in *Tabelle 2.3-9* aufgeführten Systeme mit den eigens gewählten Tools modelliert, simuliert und die Resultate in Stunden-Auflösung für den Vergleich zur Verfügung gestellt. Eine Auflistung der Teilnehmer und verwendeten Simulationstools ist in *Tabelle 2.3-8* dargestellt. Das SPF hat die Anlagen 1, 4 und 4b mit Polysun modelliert. Zurzeit werden die Resultate analysiert, wobei das SPF die Ergebnisse der Simulationen von der Anlage mit Parabolrinnenkollektoren (4a und 4b) untersucht.

Das Ziel der Arbeit ist zu erfahren, welche Simulations-Software welche Anlagen simulieren können. Zudem interessiert auch der Detailgrad der verschiedenen Simulationen. Die Auswertung des Vergleichs ist im Task noch in Arbeit. Einige wichtige Erkenntnisse hinsichtlich der Verwendbarkeit und Potenzial der jeweiligen Tools konnten schon identifiziert werden. Die Verwendbarkeit einer Simulationssoftware für die verschiedenen Anlagen an dem jeweiligen Forschungsinstitut ist in *Tabelle 2.3-10* dargestellt.

Institution und Tool	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4a	Anlage 4b	Anlage 5
ZAFH mit Matlab	Ja	Nein	Nein	Ja	Nein	Nein
AEE mit TSOL	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein
DLR mit Greenius	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja	Nein
ISE mit TRNSYS und Excel	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
SPF mit Polysun	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein

Tabelle 2.3-10: Verwendbarkeit einer Simulationssoftware der bearbeitenden Institution für die verschiedenen Prozesswärmeanlagen

Die Erfahrungen während der Simulationen mit Polysun zeigen:

Potenzial-Auswahl von Polysun:

- Generieren von verwertbaren Resultaten von Systemen zur Dampfproduktion
- Simulation von Systemen mit Temperaturen bis 250°C
- Simulieren von Parabolrinnenkollektorfeldern mit Achsenausrichtung abweichend von Nord-Süd oder Ost-West
- Definieren von Bedarfsprofilen mit Auflösung im Minutenbereich
- G_{bt} -Berechnung aufgrund eingelesener Meteodaten in Stundenauflösung unter Angabe der horizontalen Globale- und Diffusstrahlung.
- Analyse von Aufheiz- und Auskühlzeit

Verbesserungsmöglichkeiten von Polysun:

- Bessere Definitionsmöglichkeit von Reihenverschattung (wie z.B. auftretend in Saignelégier und Bever)
- Definitionsmöglichkeit von Meteodaten in Minutenauflösung für Berücksichtigung und Analysemöglichkeit von Einfluss der unbeständigen Direkteinstrahlung auf die Kollektoraustrittstemperatur.
- Simulation von Dampfaustritt aus Dampferzeuger abhängig vom Dampfdruck im Dampferzeuger.

3 Nationale / internationale Zusammenarbeit

Im Bereich Komponenten gibt es eine enge Zusammenarbeit mit Energie Solaire SA (Sierre) und im Bereich Kollektoren mit NEP Solar (Zürich). Darüber hinaus wird im Bereich Systeme mit unterschiedlichen Partnern aus der Industrie zusammengearbeitet, welche dem BFE bekannt sind.

4 Schlussfolgerungen

4.1 Komponenten

4.1.1 SPEKTROSKOPIE

Das am SPF bestehende Spektroskopiesystem wurde erweitert um damit spektrale Reflexionsmessungen auch an Absorberrohren ab einem Durchmesser von 26 mm durchführen zu können. Die Wiederholgenauigkeit und Langzeitstabilität ist hinsichtlich der Bestimmung des Absorptionsgrades als ausgezeichnet zu beurteilen. Hinsichtlich der Bestimmung des Emissionsgrades ist diese noch als gut zu bezeichnen. Es hat sich jedoch gezeigt, dass Ausreisser nicht ausgeschlossen werden können, so dass das Ergebnis sorgfältig zu handhaben ist und im Zweifelsfall eine Nachmessung angezeigt ist. Um die Sicherheit auch im IR zu erhöhen muss durch weitere Untersuchungen die Ursache für solche Ausreisser ermittelt werden.

Vergleicht man die Änderung der optischen Eigenschaften zwischen den flachen Absorbern und den Rohren (beide Schwarzchrom auf Rostfrei von Energie Solaire SA) aus den Alterungsuntersuchungen, so fällt auf, dass sich diese für dieselbe thermische Belastung teilweise deutlich unterschiedlich entwickeln. Ob der Grund für diese Diskrepanz in einem Unterschied der Schicht oder durch die Messtechnik begründet ist, ist noch unklar. Um eine Unzulänglichkeit des Messverfahrens als Ursache ausschliessen zu können, sind noch weitere Untersuchungen notwendig.

4.1.2 ALTERUNGSUNTERSUCHUNGEN (ALT)

Die vorliegenden Daten lassen eine Bestimmung der Aktivierungsenergie und damit eine Aussage zur Langzeitbeständigkeit der beiden Schichten auf Rohren nicht zu. Die gemessenen Änderungen der optischen Eigenschaften sind dazu deutlich zu gering. Ob diese geringen Änderungen real sind, oder aber durch eine unzulängliche Messtechnik für die optischen Eigenschaften verursacht wird, konnte nicht abschliessend geklärt werden. Ein Vergleich des Verhaltens der Schicht „AS“ auf Rohr mit jenem des (aktuellen) flachen Absorbers ergibt, dass der flache Absorber (scheinbar) stärker degradiert. Dies legt den Verdacht nahe, dass der Unterschied in der Messtechnik begründet ist, da beide Schichten aus (praktisch derselben) neueren Produktion stammen. Vergleicht man hingegen das unterschiedliche Verhalten der aktuellen flachen Proben mit jenem aus Task X, dann ist ein Unterschied in der Schicht als Ursache sehr wahrscheinlich, da die Messtechnik im Falle flacher Proben bereits seit Jahrzehnten sein Zuverlässigkeit unter Beweis gestellt hat.

4.2 Kollektoren

Mit dem HoTT200 steht dem SPF ein Teststand zur Verfügung mit dessen Hilfe konzentrierende Prozesswärmekollektoren aber auch nicht konzentrierende eher kleinere Kollektoren, wie Hochvakuumflach- oder Vakuumröhrenkollektoren, bezüglich ihrer thermischen Leistungsfähigkeit vermessen werden können. Mit dem Teststand können Wirkungsgrad- aber auch Auskühlmessungen bis 200°C durchgeführt werden. Dabei kann ein wesentlicher Beitrag zur Weiterentwicklung und Charakterisierung von konzentrierenden Kollektoren geleistet werden. Der HoTT200 ist mobil und kann falls gewünscht auch ausserhalb des SPF betrieben werden. Voraussetzung hierfür ist ein Stromanschluss von 400V und 25A und ein Wasseranschluss für die Kühlung.

Mit dem HoTT300 können lediglich Druckverlustmessungen und thermische Belastungen bei Temperaturen bis 300°C durchgeführt werden. Erfahrungen mit dem Teststand wurden bisher nur bis 190°C. In diesem Temperaturbereich funktionierte der Teststand zuverlässig. Die Handhabung mit dem Wärmeträgeröl war sehr schwierig und gefährlich. Der nicht ungefährliche Umgang mit diesen Wärmeträgerölen und das Fehlen eines geeigneten Laborraumes veranlasste uns dazu den Teststand bis auf weiteres stillzulegen.

Mit dem HoTT200 können fortan Kollektoren bei Fluidtemperaturen bis 200°C betrieben werden. Es wurden Auswertroutinen geschaffen mit denen sich die Wirkungsgradkennlinie, die IAM – Kurve und die thermischen Verluste bestimmen lassen. Thermische und optische Modelle wurden in unterschiedlichen Programmen implementiert, welche auch in Zukunft eine wertvolle Hilfe für die Verifizierung der Messungen sein werden.

Die durchgeführten Projektarbeiten zeigen, dass das von uns verfolgte Verfahren zur Bestimmung der Wirkungsgradkennlinie zu sinnvollen Ergebnissen führt, die für die Weiterentwicklung von Hochtemperaturkollektoren sehr hilfreich werden.

Wie bereits erwähnt wurde der HoTT300, welcher für die Auskühlmessungen bis 300°C benötigt wird, nicht in der Form gebaut wie es ursprünglich gedacht war. Aus diesem Grund konnte das Verfahren zur Bestimmung der Wirkungsgradkennlinie nicht bis 300°C durchgeführt werden. Das Verfahren konnte nur mit den Auskühlmessungen, welche mit Hilfe des HoTT200 gemacht wurden.

Mit den Untersuchungen einer kostengünstigen Alternative bezüglich der Direktstrahlungsmessungen konnte gezeigt werden, dass mit den Kipp & Zonen – Messgeräten die Direktstrahlung genauer gemessen wird als mit dem SPN1. Das SPN1 ist trotzdem ein verlässliches Messgerät für die Direktstrahlung im Hinblick auf den Einsatz in Monitoring von Feldanlagen. Mit ihm kann die Leistungsfähigkeit von Anlagen mit konzentrierenden Kollektoren abgeschätzt werden.

Der grösste Vorteil des SPN1 liegt darin, dass kein Schattenring regelmässig und gewissenhaft nachjustiert werden muss. Bei den Kipp & Zonen – Messgeräten ist dies notwendig. Damit wird bei Monitoringprojekten mit dem SPN1 eine wesentlich zuverlässigere und vollständigere Datenerfassung gewährleistet. Die grössere Messungenauigkeit kann in Kauf genommen werden, insbesondere wenn man sich darüber im Klaren ist, dass die Messungenauigkeit gross ist. Für die Auswertung der Feldanlagen müssen diese Messunsicherheiten unbedingt berücksichtigt werden.

Der Thies Clima Sensor ist eine echte Alternative zur gängigen Umgebungstemperaturmessung mittels Wetterstation. Der Thies Clima Sensor ist günstig und leicht zu montieren. Die Auswertung zeigt, dass mit Abweichung von bis zu 3 Kelvin gerechnet werden muss. Wiederum im Hinblick auf den Einsatz in Monitoring von Feldanlagen ist es gut diese Abweichungen zu kennen. Einen relevanten Einfluss auf die Beurteilung der Leistungsfähigkeit und Funktionstüchtigkeit der Anlagen hat dies jedoch nicht.

4.3 Systeme

Im Rahmen dieses Projektes wurden umfangreiche Untersuchungen anhand der Messdaten von der Anlage in Bever und von der Anlage in Saignelégier vorgenommen. Für Saignelégier musste allerdings ein hoher Aufwand für die Zusammenstellung qualitativ ausreichender Daten betrieben werden.

Für die Auswertung der Anlagen wurde ein Auswertungskonzept entwickelt, welches uns ermöglicht die Messdaten auf schnelle und übersichtliche Art zu analysieren. Dies beinhaltet

beispielsweise die Integration von Algorithmen um Wirkungsgrade zu errechnen. Die Analysen wurden zudem durch die Betrachtung von Messunsicherheiten mittels Fehlerrechnung ergänzt.

Des Weiteren wurde eine Darstellungsform der Messdaten erarbeitet (kumulierten täglichen Solarwärmeerträge über die kumulierte Direktstrahlung), die es erlaubt unterdurchschnittliche Erträge direkt zu identifizieren. Dank dieser Darstellung ist es möglich den Betrieb und Erträge einer Anlage übersichtlich zu vergleichen. Zusätzlich lässt die Darstellungsform ebenso einen klaren anlagenübergreifenden Vergleich zu.

Es wurde ein weiteres Auswertungskonzept erarbeitet um Zeitverläufe von Grössen eines beliebigen Tages darzustellen. Anhand dieser Tagesdiagramme wurde das Verhalten von der Eintritts- und Austrittstemperatur, dem Durchfluss im Kollektorkreis, dem Druck, der Einstrahlung und der daraus folgenden Wärmeleistung untersucht. Diese Analyse erlaubte es Aussagen zu dem Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Einstrahlung über den Tag zu machen. Es wurde festgestellt, dass bei einer Verdopplung der Einstrahlung von $E=500 \text{ W/m}^2$ auf $E=900 \text{ W/m}^2$ der Kollektorwirkungsgrad um 10% steigt. Im Gegensatz dazu hat die Windgeschwindigkeit keinen messbaren Einfluss auf den Wirkungsgrad.

Schliesslich wurde der Einfluss der mittleren Temperatur und des ΔT auf die Messungenauigkeit untersucht. Es wurde festgestellt, dass für die Leistungsbestimmung mit sehr kleinem $\Delta T < 5\text{K}$ die eingesetzte, unkalibrierte Messapparatur nicht geeignet ist. Es wird empfohlen die Fühler zu kalibrieren. Es ist wichtig hier anzumerken, dass diese Untersuchungen bis zu diesem Zeitpunkt nur für die Anlage Bever vorgenommen wurden und genaue Analysen für die Anlage Saignelégier ausstehen. Der Vergleich zwischen diesen und weiteren Anlagen ist jedoch notwendig um weitere wichtige Erkenntnisse gewinnen zu können um dadurch weiterführende Verbesserungen zu formulieren. Da im Rahmen des vorliegenden Projektes die Untersuchung „mindestens einer Anlage“ erfolgen sollte, sind die Projektaufgaben für diesen Teil (siehe Tabelle unten) jedoch bereits erfüllt.

Zusätzlich zu der Auswertung der Messdaten wurden dynamischen Simulationen des Kollektorfeldes mit Polysun durchgeführt. Es wurde gezeigt, dass die ersten Simulationen des Polysun Modells (basierend auf allgemeine verfügbare Templates) mit dem tatsächliche Betriebsverhalten des Kollektorfeldes übereinstimmen.

4.3.1 WIRKUNGSGRADVERGLEICH VON KOLLEKTOR UND KOLLEKTORFELD

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des Kollektorfeldes in Saignelégier mit einem einzelnen Kollektor verglichen.

Der empirisch ermittelte Wirkungsgrad eines Kollektorfeldes unterscheidet sich von dem eines einzelnen Kollektors aufgrund zusätzlicher Wärmeverluste an Rohrleitungen und Verbindungsstücken, sowie weiteren Einflüssen durch Reihenverschattung, Endverlusten und Kollektorausrichtung. Abbildung 4.3-1 zeigt den Wirkungsgrad des PT1800 Kollektorfeldes in Saignelégier in Abhängigkeit von T^* zweier quasistationären Betriebspunkte im Vergleich zu den am SPF ermittelten Wirkungsgraden des einzelnen Kollektors (siehe Kapitel 2.2.2.1). Es wird deutlich, dass das Kollektorfeld unter den in Tabelle 4.3-1 dargestellten Betriebsbedingungen ähnliche Wirkungsgrade erreicht, wie der getestete Kollektor um den solaren Mittag. Weitere Untersuchungen zum Kollektorfeldwirkungsgrad bei unterschiedlichen Temperaturdifferenzen zur Umgebung wären hilfreich um weitere Aussagen treffen zu können.

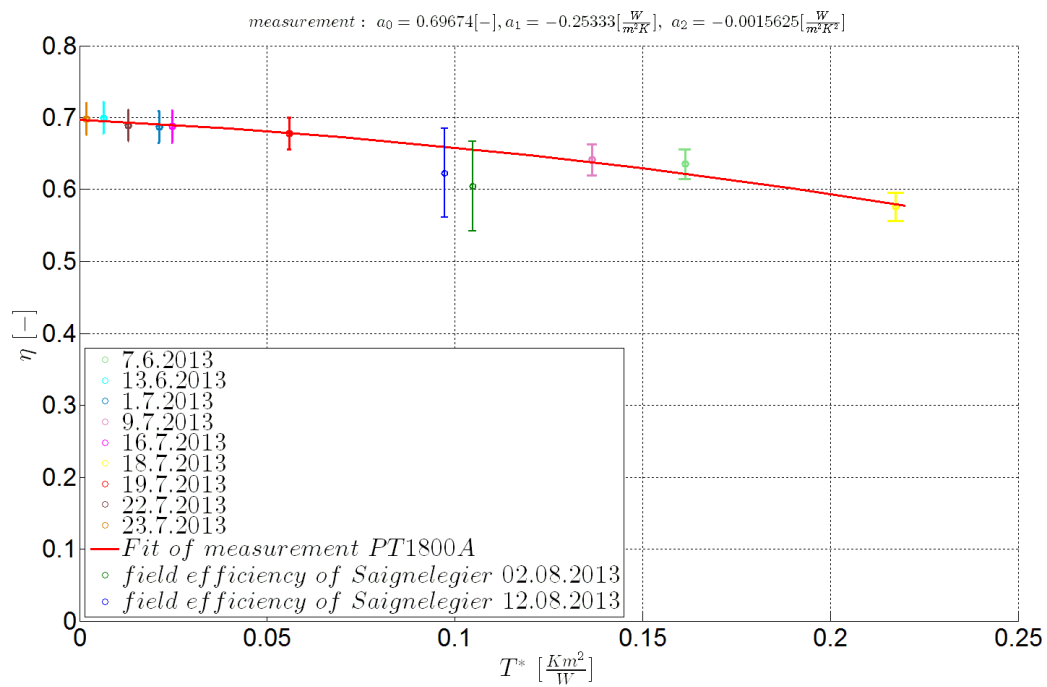


Abbildung 4.3-1: Wirkungsgradkennlinie des PT1800 und Wirkungsgrade des PT1800 Kollektorfeldes in Saignelégier

Messgrößen	SPF PT1800A Test		Saignelégier Kollektorfeld PT1800			
	06.-07.2013		02.08.2013 12:23-13:52		12.08.2013 13:35-14:05	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Umgebungstemperatur $T_{amb} [^{\circ}C]$	24.36	31.46	28.99	30.02	23.18	24.48
Mittlere Fluidtemperatur $T_{fluid} [^{\circ}C]$	32.89	190.37	106.39	107.77	105.15	110.29
Temperaturunterschied Fluid zur Umgebung $\Delta T_{amb} [^{\circ}C]$	1.42	161.9	77.34	78.38	80.67	85.99
Direktstrahlung in Apertur $I_{beam} [W/m^2]$	688.12	947.33	680.19	833.29	833.94	873.87
Temperaturhub $\Delta T_r [^{\circ}C]$	6	8.8	15.7	19.2	11.3	22.2
Volumenstrom $\dot{V} [l/h]$	1199.93	1200	14950	15170	15160	15240

Tabelle 4.3-1: Randbedingungen für die Wirkungsgradmessung des PT1800 Kollektors und Kollektorfeldes

In 2013 wurden vor allem umfangreiche Untersuchungen anhand der Messdaten von der Anlage in Bever vorgenommen, die über den vorgesehenen Umfang hinausreichen. Hier sind einige Arbeiten noch nicht abgeschlossen. Insbesondere Simulationsrechnungen sind noch geplant.

Für die Anlage in Saignelégier wurden ebenfalls umfangreiche Auswertungen gestartet. Hier musste allerdings auch ein hoher Aufwand für die Zusammenstellung qualitativ ausreichender Daten betrieben werden. Die Auswertungen laufen noch, insbesondere da die Messdaten am SPF mit März 2013 beginnen und eine komplette Jahresauswertung sowie Vergleiche mit der Anlage in Bever wichtige Erkenntnisse bringen können.

Auch an der Anlage in Root wurden weiterführende Untersuchungen durchgeführt. Diese Untersuchungen konnten abgeschlossen werden.

Im Weiteren könnten neben den abschliessenden Untersuchungen der Bever-Messdaten sowie Simulationsrechnungen für die Bever-Anlage und weiterführenden Untersuchungen für die Saignelégier-Anlage auch Untersuchungen für die Anlagen in Fribourg und Gränichen durchgeführt werden. Da im Rahmen des vorliegenden Projektes die Untersuchung „mindestens einer Anlage“ erfolgen sollte, sind die Projektaufgaben für diesen Teil (siehe Tabelle unten) jedoch bereits erfüllt.

4.4 Status der Ziele und Milestones

Ziel	MS	Titel	Datum	Änderung
1.1		Spektroskopische Messungen des Absorptions- und Emissionsgrades an Absorberrohren können am SPF durchgeführt werden	12/2011	Erfüllt
	1.1.1	Umbau Spektrometer durchgeführt	10/2011	Erfüllt
	1.1.2	Messungen des Absorptions- und Emissionsgrades durch Messungen an Folien validiert	12/2011	Erfüllt
	1.1.3	Messungen an ESSA Absorberrohren durchgeführt	12/2011	Erfüllt
1.2		Exemplarische Durchführung beschleunigter Alterungsprüfungen an Absorberrohren von ESSA für den Einsatz in Prozesswärme Kollektoren	03/2013	06/2014
	1.2.1	Die zu erwartende thermische Belastung der Absorberrohre ist definiert	11/2011	Erfüllt
	1.2.2	Lebensdauerabschätzung für die ESSA Absorberrohre durchgeführt	03/2013	06/2014
2.1		Wirkungsgradkennlinienbestimmung von konzentrierenden Kollektoren	06/2014	Erfüllt
	2.1.1	Aufbau der Messinfrastruktur für die Wirkungsgradkennlinienmessungen, Lieferung des NEP-Kollektors, Inbetriebnahme und Durchführung von Wirkungsgradkennlinienmessungen im Bereich bis 120°C abgeschlossen	11/2011	Erfüllt
	2.1.2	Aufbau der Messinfrastruktur für die Hochtemperatur-Wärmeverlustmessung und Experimentelle Untersuchungen zur Hochtemperatur-Wärmeverlustmessung abgeschlossen	05/2012	Erfüllt
	2.1.3	Verfahren zur Bestimmung der vollständigen Wirkungsgradkennlinie bis 300°C erarbeitet	12/2012	Erfüllt
	2.1.4	Überprüfung des Verfahrens an modifiziertem Kollektor oder Kollektoren anderer Hersteller	06/2014	Erfüllt
2.2		Ein Verfahren zur Überprüfung der Qualität der Reflektorgeometrie soll entwickelt, angewendet und erprobt werden	12/2012	Erfüllt
	2.2.1	Aufbau eines Messtands zur optischen Charakterisierung von Reflektoren	05/2012	Erfüllt
	2.2.2	Durchführung und Auswertung von Messungen an einem Parabolrinnenreflektor	11/2012	Erfüllt
3.1		Monitoring, Datenanalyse und Auswertung von Messdaten von mindestens einer P&D-Anlage mit CST-Technologie	11/2014	Erfüllt
	3.1.1	Zu untersuchende Anlage identifiziert, und Monitoring-Konzept in Absprache mit dem Betreiber entwickelt	05/2012	Erfüllt
	3.1.2	Messsensorik und Datenerfassung installiert und in Betrieb genommen, System ein Jahr lang vermessen	12/2013	Erfüllt
3.2		Vergleich zwischen gemessenen Systemerträgen von P&D-Anlagen zu Erträgen, die mit Simulationsprogrammen berechnet werden. Schlussfolgerungen zur Frage, ob die Kollektorkapazität Cc ausreichend berücksichtigt wird und ob die Zeitauflösung der zur Verfügung stehenden Direktstrahlungsdaten ausreichend ist.	11/2014	Erfüllt

Referenzen

- [1] J. A. Duffie und W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2. Aufl. 1991.
- [2] A. Rabel, *Active Solar Collectors and Their Applications*. 1985.
- [3] U. Carlsson, U. Frei, M. Köhl, und K. Möller, *Accelerated Life Testing of Solar Energy Materials, Case study of some selective solar absorber coating materials for DHW-systems, A report of IEA Task X*. 1994.
- [4] M. Rommel, S. Brunold, E. Frank, M. Larcher, und H. Marty, „Jahresbericht 2011 von BFE-Projekt: Etablierung eines CST Kompetenzzentrums am SPF (Projektnummer SI/500662)“. 30-Nov-2011.
- [5] M. Rommel, S. Brunold, E. Frank, M. Larcher, H. Marty, und L. Hangarten, „Jahresbericht 2012 von BFE-Projekt: Etablierung eines CST Kompetenzzentrums am SPF (Projektnummer SI/500662)“. 30-Nov-2012.
- [6] D. Jähnig, „Entwicklung und Optimierung eines Parabolrinnenkollektorsystems zur Erzeugung von Prozesswärme für industrielle Produktionsprozesse“. 2005.
- [7] M. Larcher, „Thermische und optische Charakterisierung von Parabolrinnenkollektoren“. 2011.
- [8] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme*, 8. Aufl. Hanser Verlag München, 2013.
- [9] M. Feuerstein, „Abschlussbericht von BFE-P&D-Projekt: Lesa / Anlage für Solare Prozesswärmeerzeugung“. 30-Aug-2013.
- [10] E. Frank, M. Feuerstein, und S. Minder, „Parabolrinnenkollektoren für Prozesswärme in Schweizer Molkereien. Tagungsband 23. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein“. 2013.
- [11] E. Frank, H. Marty, L. Hangarten, und S. Minder, „Evaluation of Measurements on Parabolic Trough Collector Fields for Process Heat Integration in Swiss Dairies. Proceedings ISES Solar World Congress, Cancun/Mexico“. 2013.
- [12] H. Marty, „Dokumentation der Berechnung der thermischen Masse des Kollektorskreises für Saignelégier“. Okt-2013.
- [13] H. Marty, „Dokumentation der Berechnung der thermischen Masse des Kollektorskreises für Bever“. Okt-2013.
- [14] D. D’Ercole und H. Marty, „Dokumentation über erste Arbeiten zur Modellierung der Anlage in Bever mit Polysun“. Okt-2013.
- [15] W. Wagner und A. Pruss, „The IAPWS Formulation 1995 for the Thermodynamic Properties of Ordinary Water Substance for General and Scientific Use“. .

Anhang

A Komponenten

A.1 Alterungsuntersuchungen (ALT)

Im Folgenden sind die Änderungen der optischen Eigenschaften (d.h. die Abnahme des solaren Absorptionsgrades $-\Delta\alpha$ sowie die Abnahme des Emissionsgrades $-\Delta\varepsilon$) durch die thermischen Belastungstests zusammengestellt.

Label	Marker	Farbe	Beschreibung
ESK0...	Diverse	Blau	3 verschieden Rohre mit „AS“
ESK9...	Diverse	Rot	„ESK0...“, aber um 90° verdreht
ESP0...	Quadrat	Schwarz	Energie Solaire Standard Absorber mit „AS“ (flach)
Task X	X		„ESP0...“ Ergebnisse aus IEA Task X
ESG0...	Diverse	Blau	3 verschieden Rohre mit „Sol-Gel“
ESG9...	Diverse	Rot	„ESG0...“, aber um 90° verdreht

Tabelle Anhang A-1: In den Diagrammen verwendete Nomenklatur und Kennzeichnung

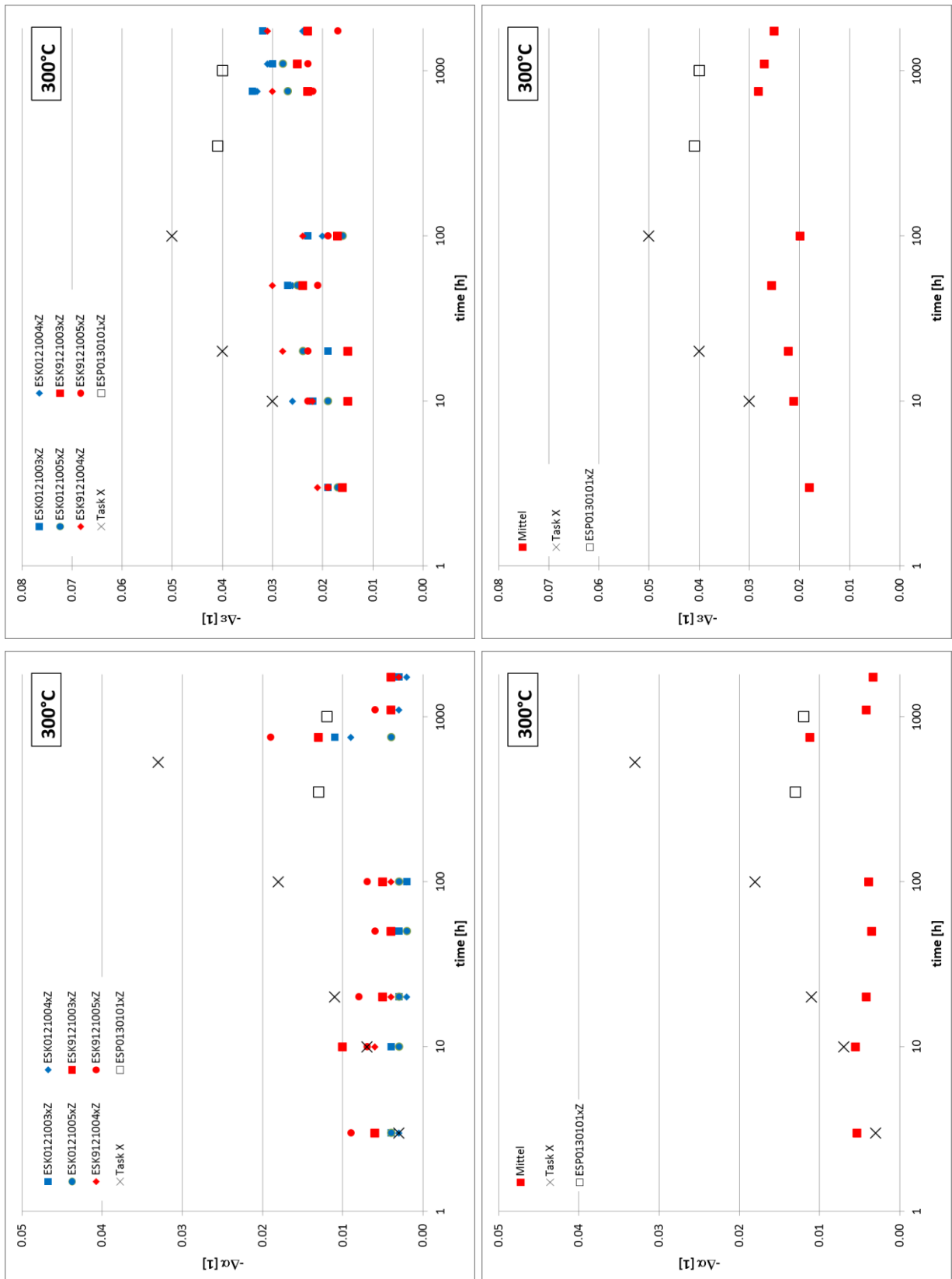


Abbildung Anhang A.1-1: Änderung der optischen Eigenschaften des Absorbers „AS“ bei 300°C

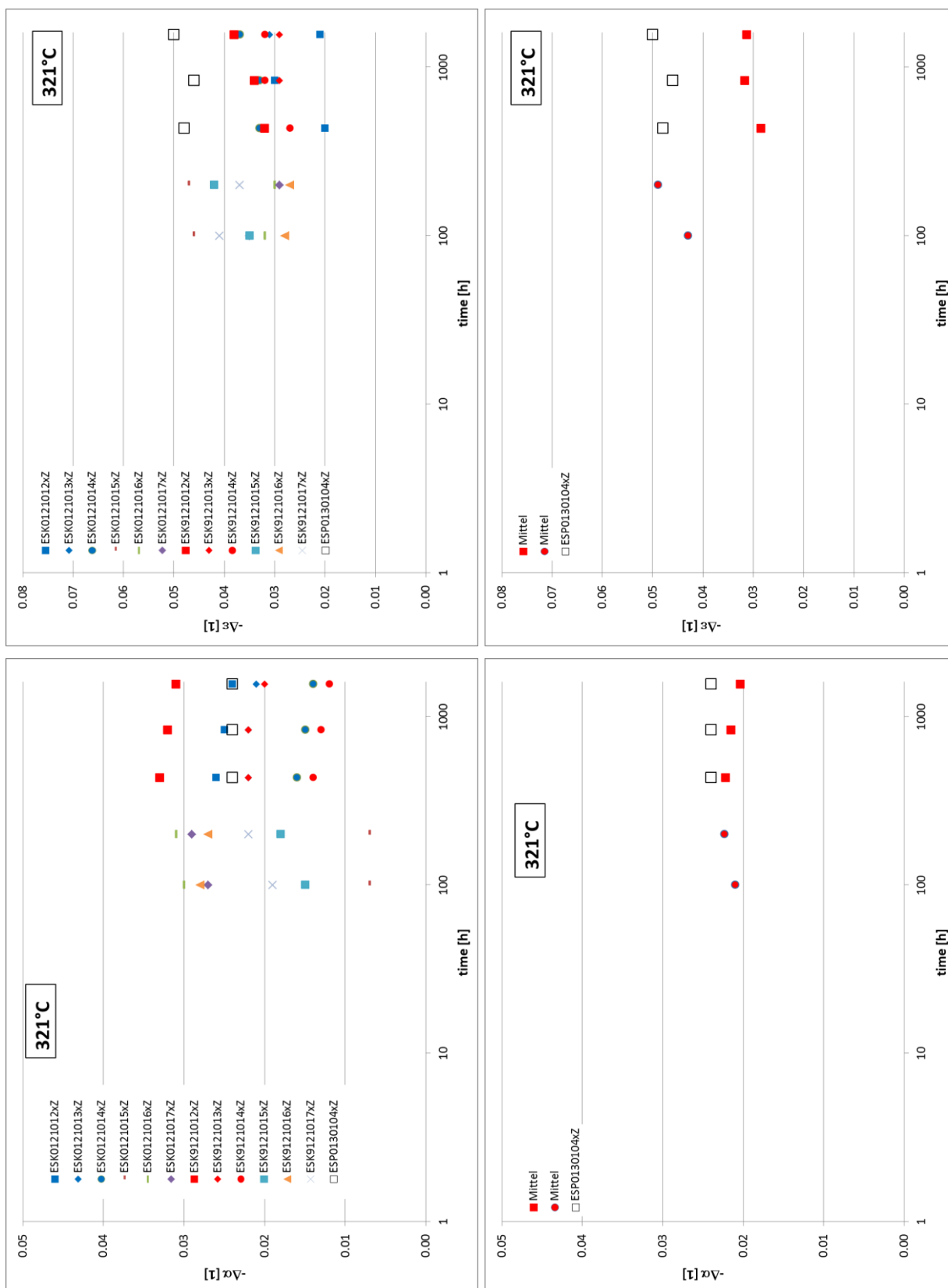


Abbildung Anhang A.1-2: Änderung der optischen Eigenschaften des Absorbers „AS“ bei 321°C. Die Proben bis 200h unterscheiden sich von denen über 200h.

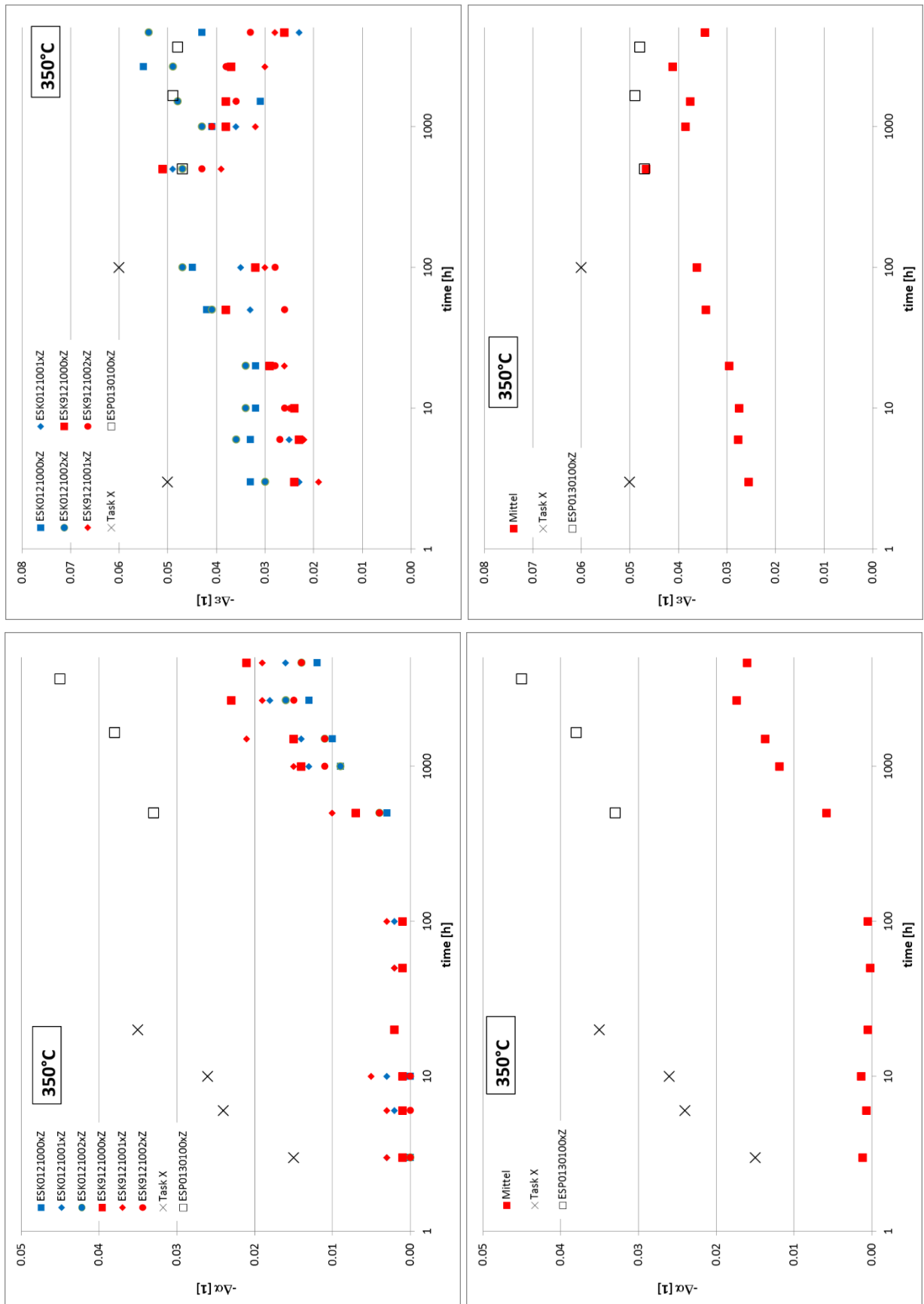


Abbildung Anhang A.1-3: Änderung der optischen Eigenschaften des Absorbers „AS“ bei 350°C

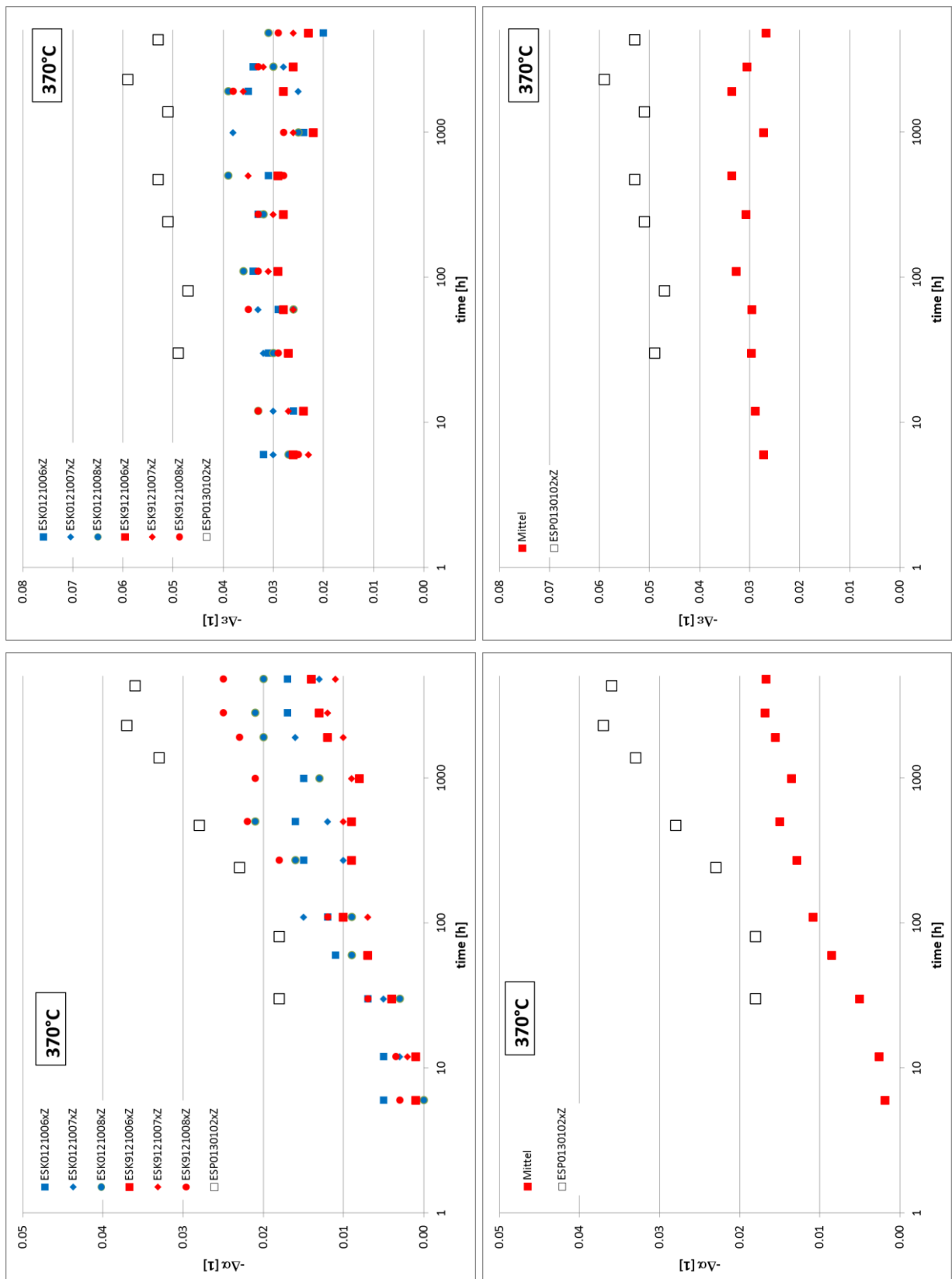


Abbildung Anhang A.1-4: Änderung der optischen Eigenschaften des Absorbers „AS“ bei 370°C

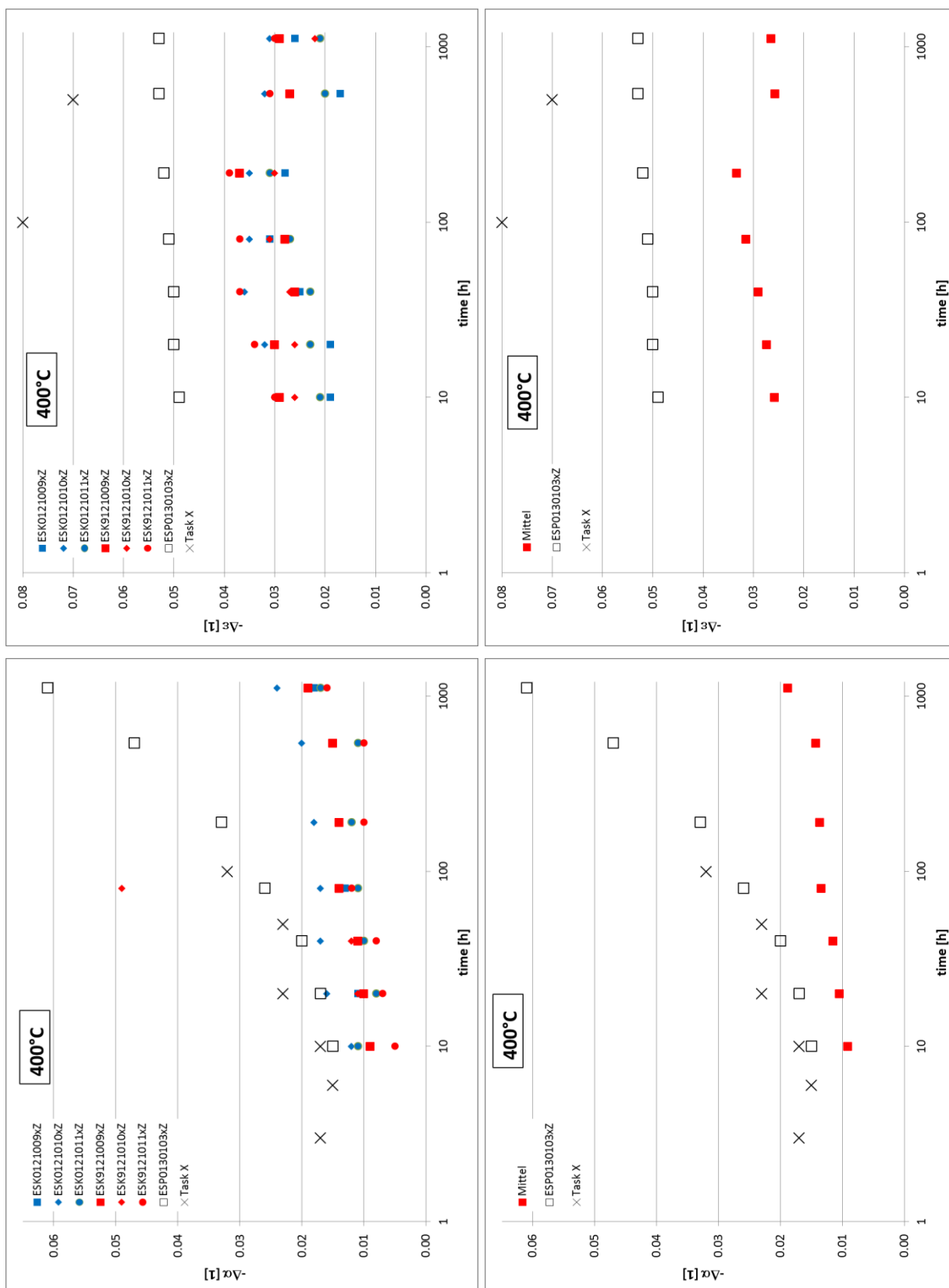


Abbildung Anhang A.1-5: Änderung der optischen Eigenschaften des Absorbers „AS“ bei 400°C

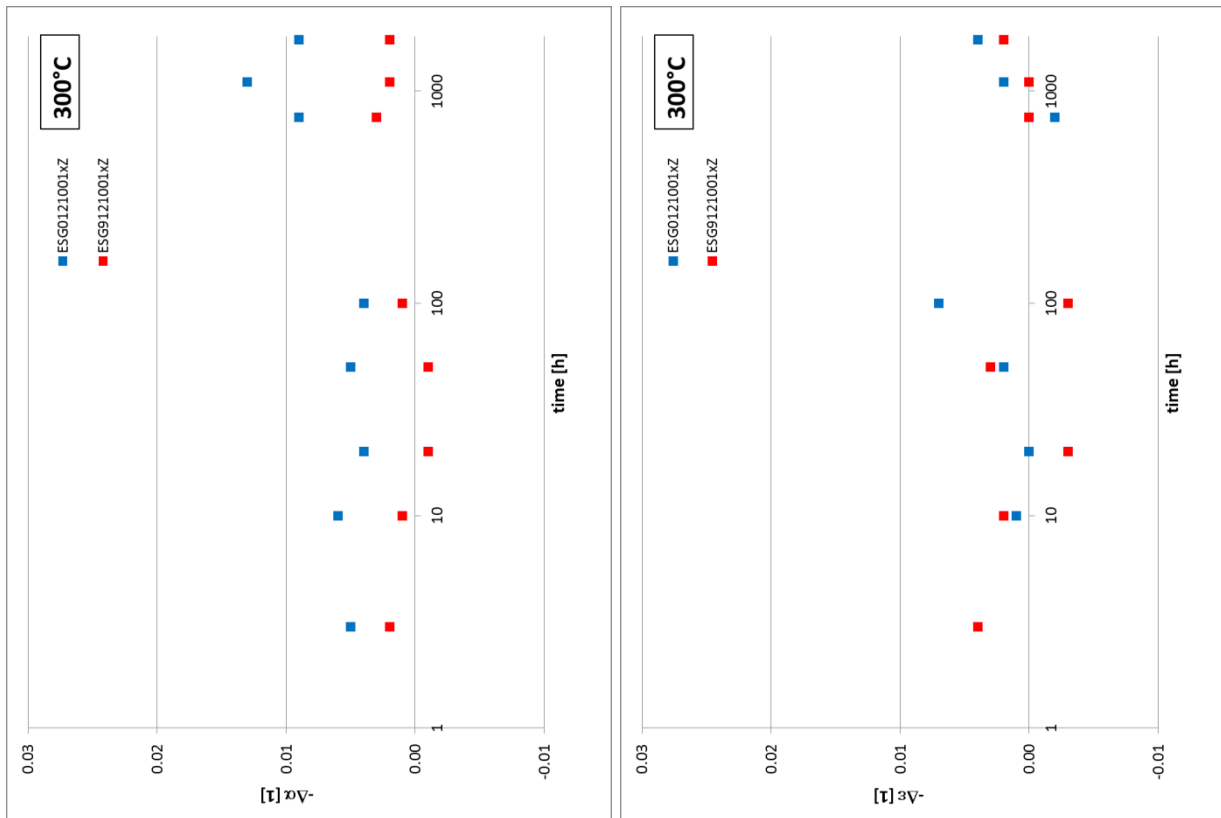


Abbildung Anhang A.1-6: Änderung der optischen Eigenschaften des Absorbers „Sol-Gel“ bei 300°C

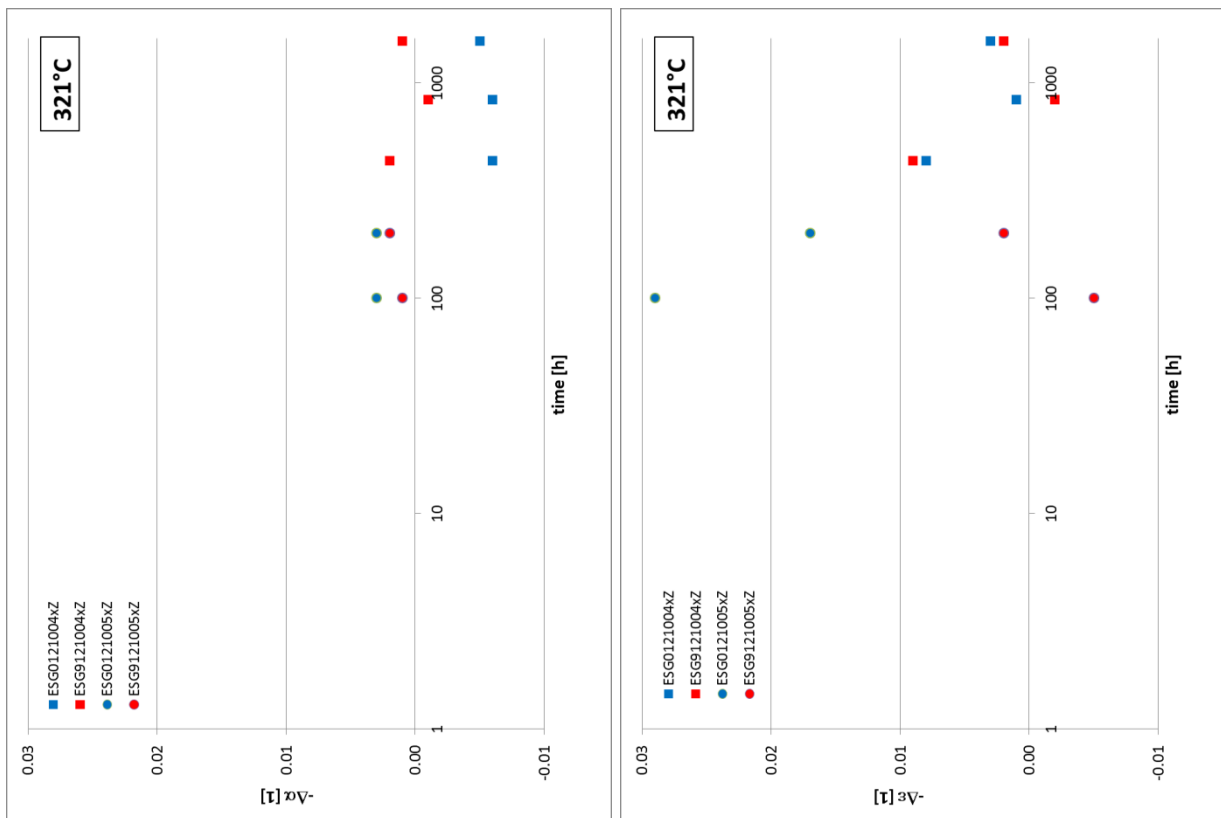


Abbildung Anhang A.1-7: Änderung der optischen Eigenschaften des Absorbers „Sol-Gel“ bei 321°C

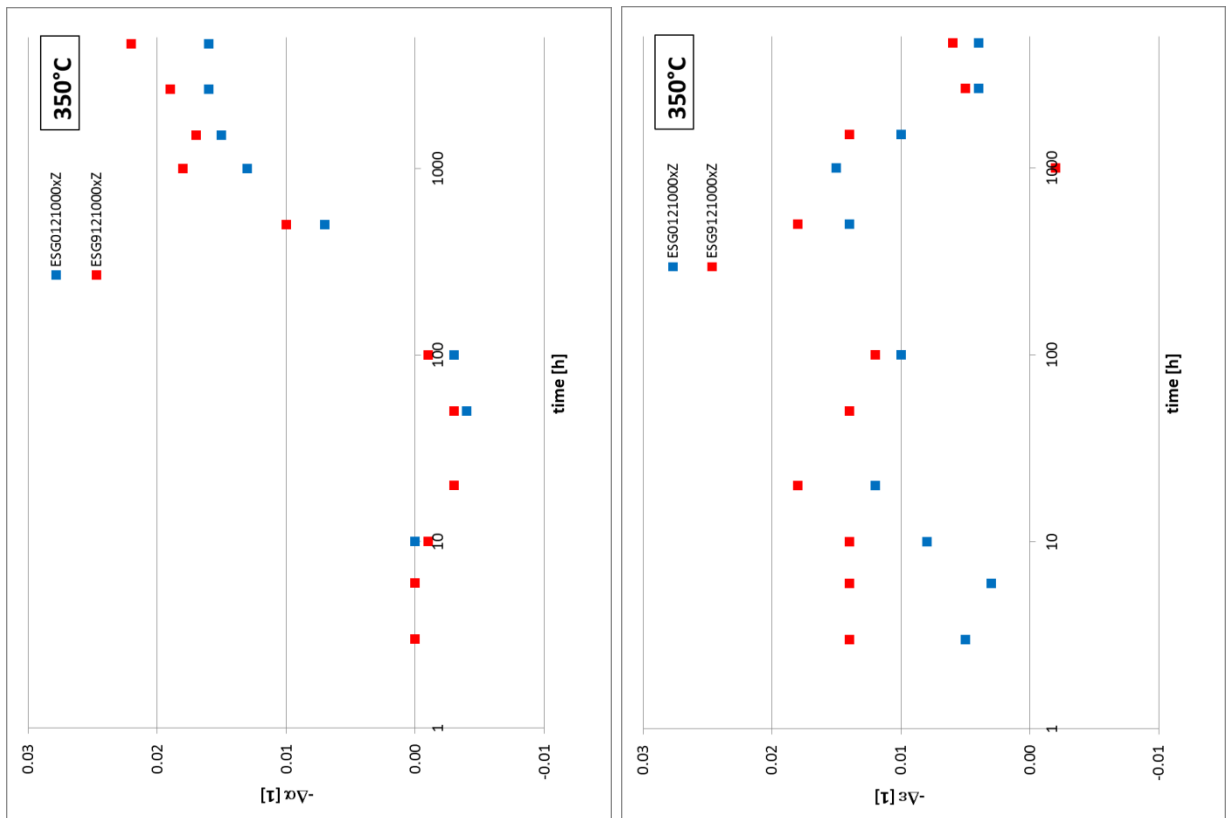


Abbildung Anhang A.1-8: Änderung der optischen Eigenschaften des Absorbers „Sol-Gel“ bei 350°C

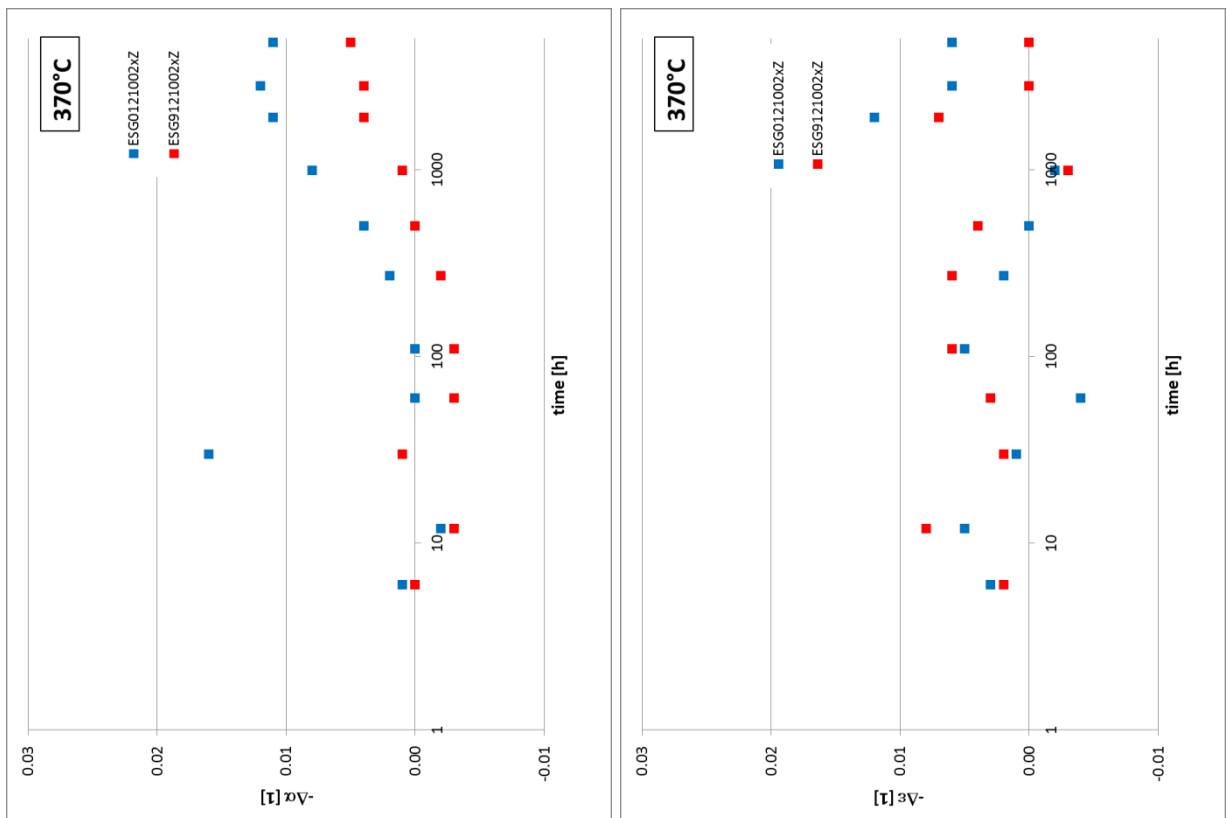


Abbildung Anhang A.1-9: Änderung der optischen Eigenschaften des Absorbers „Sol-Gel“ bei 370°C

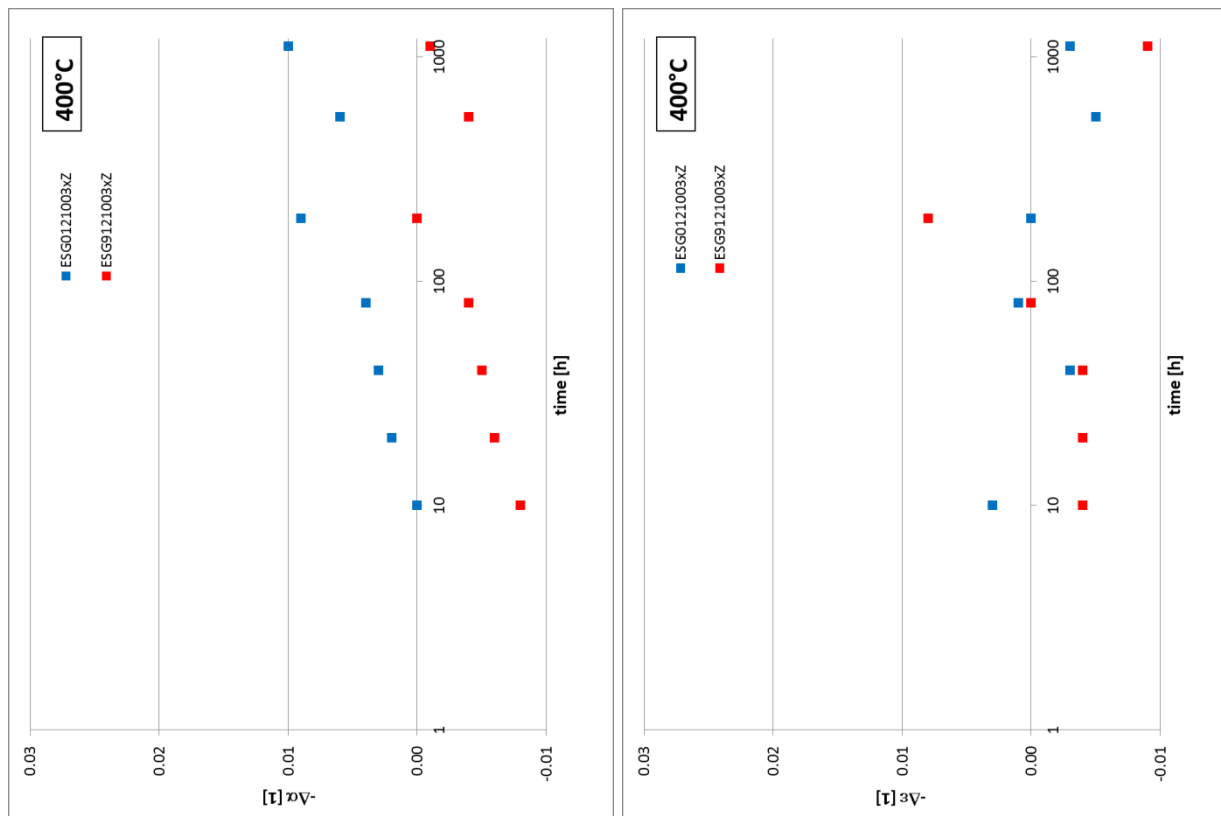


Abbildung Anhang A.1-10: Änderung der optischen Eigenschaften des Absorbers „Sol-Gel“ bei 400°C

Das am SPF bestehende Spektroskopiesystem wurde erweitert um damit spektrale Reflexionsmessungen auch an Absorberrohren ab einem Durchmesser von 26 mm durchführen zu können. Die Wiederholgenauigkeit und Langzeitstabilität ist hinsichtlich der Bestimmung des Absorptionsgrades als ausgezeichnet zu beurteilen. Hinsichtlich der Bestimmung des Emissionsgrades ist diese noch als gut zu bezeichnen. Es hat sich jedoch gezeigt, dass Ausreisser nicht ausgeschlossen werden können, so dass das Ergebnis sorgfältig zu handhaben ist und im Zweifelsfall eine Nachmessung angezeigt ist. Um die Sicherheit auch im IR zu erhöhen muss durch weitere Untersuchungen die Ursache für solche Ausreisser ermittelt werden.

B Kollektoren

B.1 Wirkungsgradmessungen

	$I_{beam} \left[\frac{W}{m^2} \right]$	$T^* \left[\frac{W}{m^2 K} \right]$	$\Delta T_r = T_o - T_i \text{ [K]}$	$\eta \text{ [-]}$	$unc_\eta \text{ [-]}$	$\frac{unc_\eta}{\eta} \text{ [-]}$
13.06.2013	947.33	0.0063	8.82	0.6993	0.02248	0.03255
23.07.2013	811.4	0.0017	7.52	0.6979	0.02288	0.03316
22.07.2013	865.67	0.0130	7.96	0.6891	0.02238	0.03285
16.07.2013	824.55	0.0247	7.59	0.6876	0.02258	0.03320
01.07.2013	935.76	0.0211	8.58	0.6870	0.02206	0.03264
19.07.2013	829.8	0.0559	7.6	0.6776	0.02221	0.03313
09.07.2013	688.12	0.1365	6.13	0.6413	0.02191	0.03432
07.06.2013	912.15	0.1613	8.12	0.6354	0.02063	0.03283
18.07.2013	744.49	0.2174	6.04	0.5760	0.01978	0.03466

Tabelle Anhang B.1-1: Auflistung der gemessenen Wirkungsgrade (absteigend) und deren Betriebszustände, Datum und Messunsicherheit (absolut und relativ) für den PT1800A

	$I_{beam} \left[\frac{W}{m^2} \right]$	$T^* \left[\frac{W}{m^2 K} \right]$	$\Delta T_r = T_o - T_i \text{ [K]}$	$\eta \text{ [-]}$	$unc_\eta \text{ [-]}$	$\frac{unc_\eta}{\eta} \text{ [-]}$
22.08.2013	753.98	0.0055	7.04	0.7025	0.0233	0.0336
06.09.2013	811.09	0.0007	7.55	0.6998	0.023	0.0333
05.09.2013	903.45	0.0001	8.38	0.6976	0.0227	0.0329
21.08.2013	869.55	0.0093	8.05	0.6958	0.0226	0.0329
31.07.2013	952.88	0.0367	8.76	0.6832	0.022	0.0326
04.09.2013	918.66	0.1193	8.14	0.6401	0.0209	0.033
06.08.2013	816.5	0.1302	7.13	0.6303	0.02086	0.0335
03.09.2013	939.8	0.170	7.98	0.6043	0.0197	0.0331
30.08.2013	843.77	0.2015	6.97	0.5862	0.0195	0.0337

Tabelle Anhang B.1-2: Auflistung der gemessenen Wirkungsgrade (absteigend) und deren Betriebszustände, Datum und Messunsicherheit (absolut und relativ) für den PT1800B

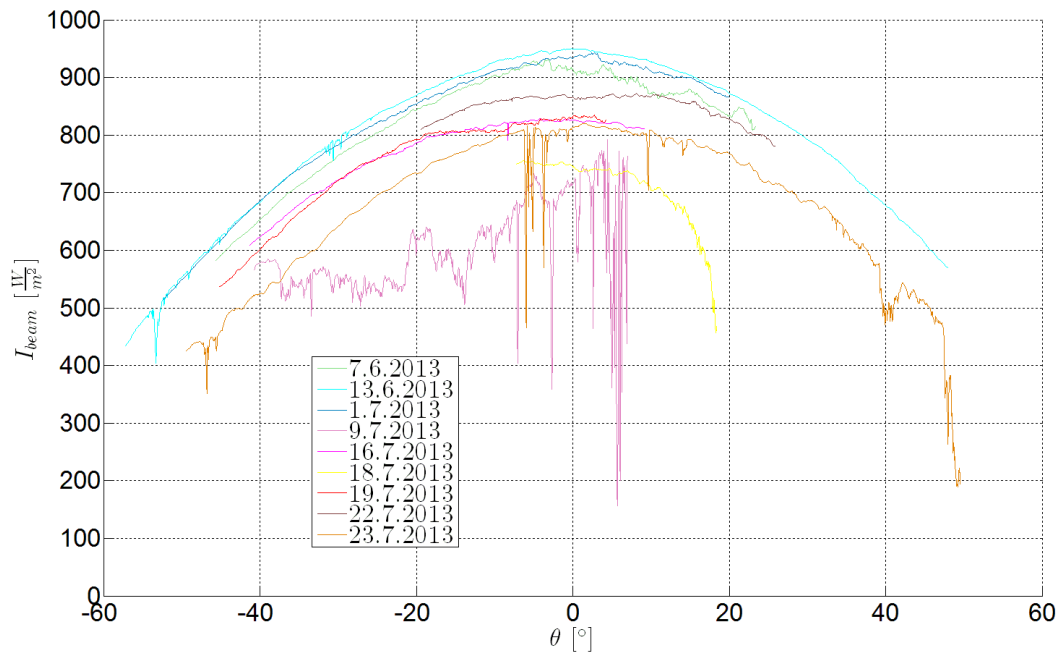


Abbildung Anhang B.1-1: gemessene Direktstrahlung umgerechnet auf die Aperturfläche, aufgetragen über den Einfallswinkel, PT1800A

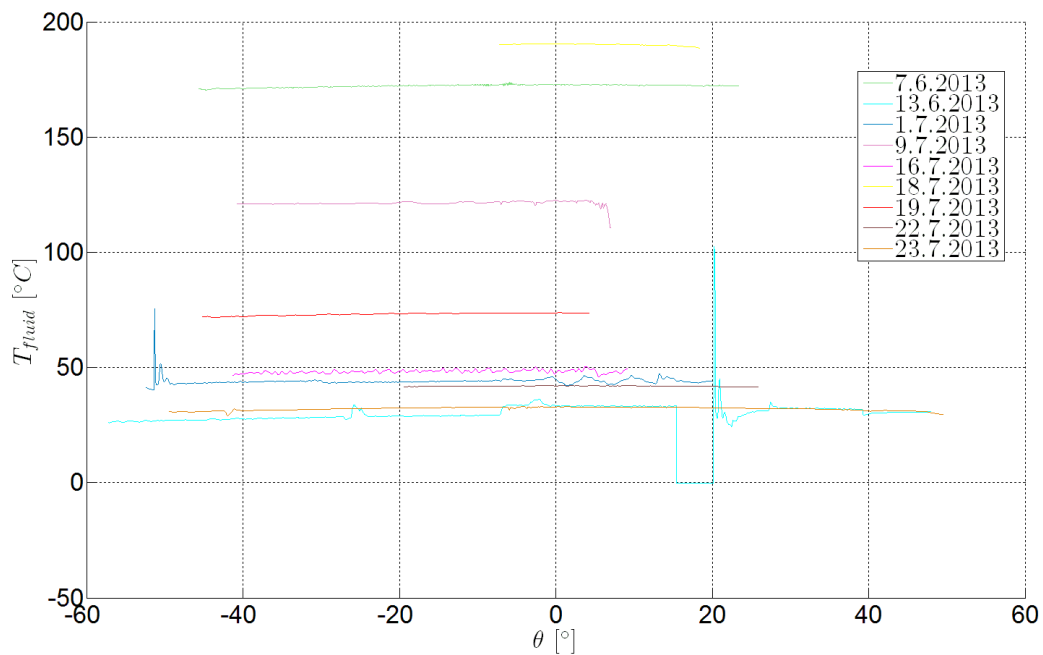


Abbildung Anhang B.1-2: gemessene mittlere Fluidtemperaturen aufgetragen über den Einfallswinkel, PT1800A

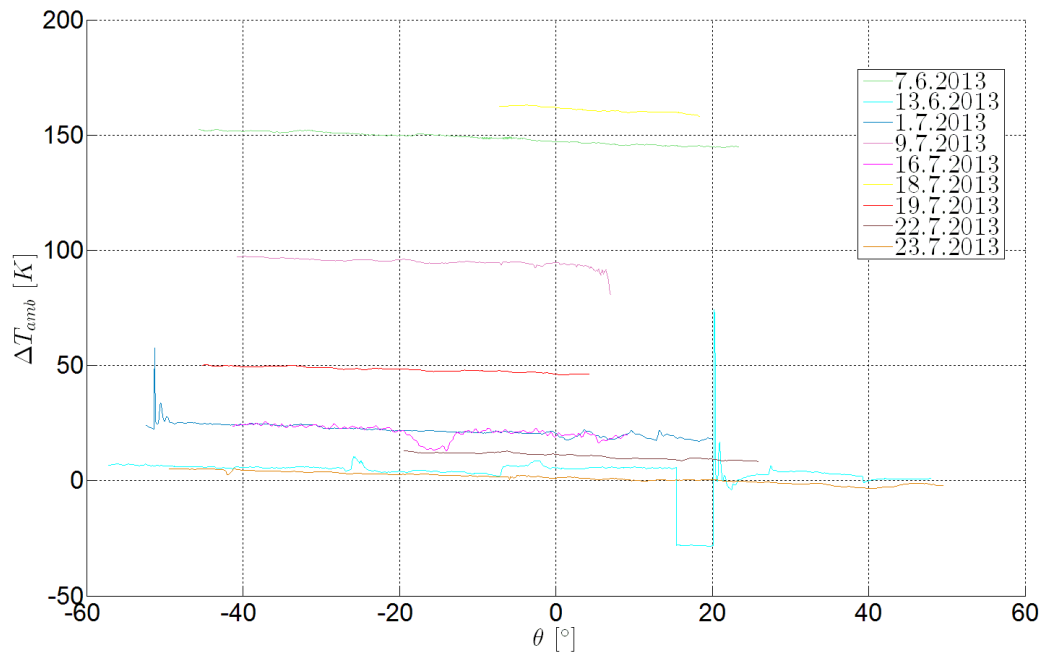


Abbildung Anhang B.1-3: Temperaturunterschied zwischen mittlerer Fluidtemperatur und Umgebungstemperatur aufgetragen über den Einfallswinkel, PT1800A

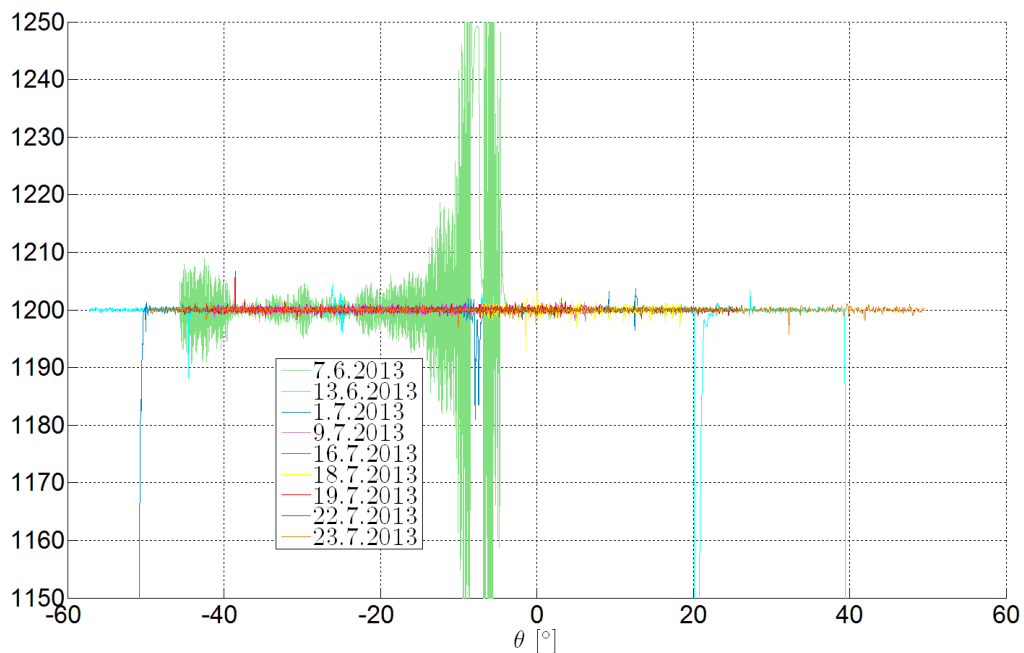


Abbildung Anhang B.1-4: gemessener Volumenstrom aufgetragen über den Einfallswinkel, PT1800A

Bei den Messungen am PT1800A kam es am 13.06.2013 zu einem Ausfall der Datenerfassung auf dem SPF – Prüfdach. Datenkanäle die auch für die Steuerung und Regelung der Teststände verwendet werden, waren davon auch betroffen. In Unserem Fall war es der Volumenstrom. Dies führte dazu, dass die Pumpe kurz nicht mehr lief und auch der Parabolrinnenkollektor in die „Park Position“ gefahren wurde.

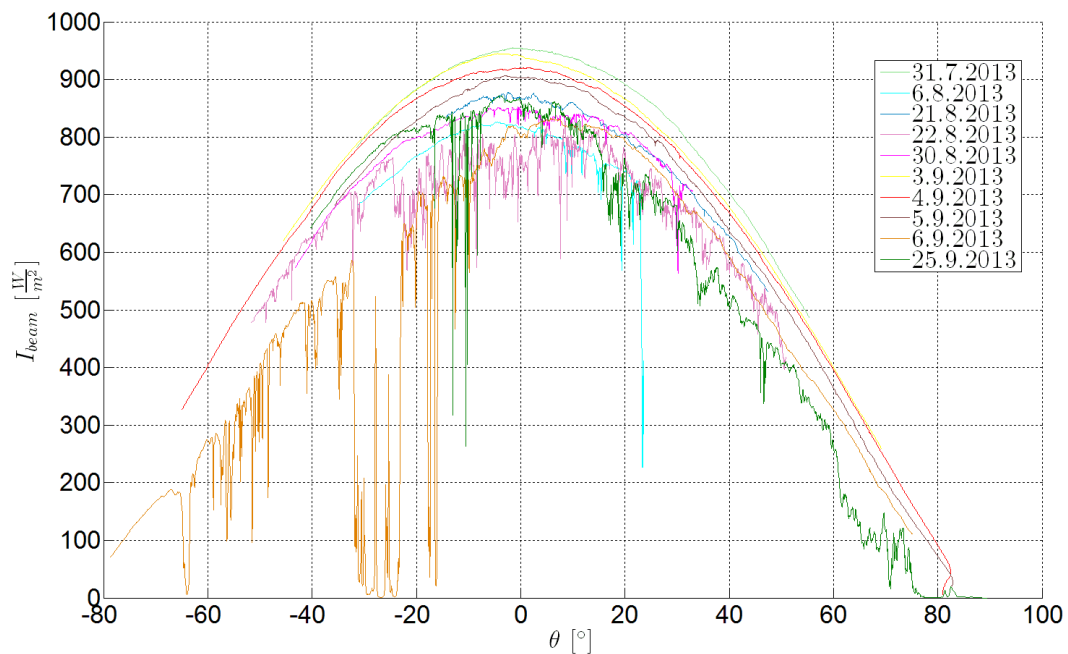


Abbildung Anhang B.1-5: gemessene Direktstrahlung umgerechnet auf die Aperturfläche, aufgetragen über den Einfallswinkel für die Wirkungsgradmessungen am PT1800B

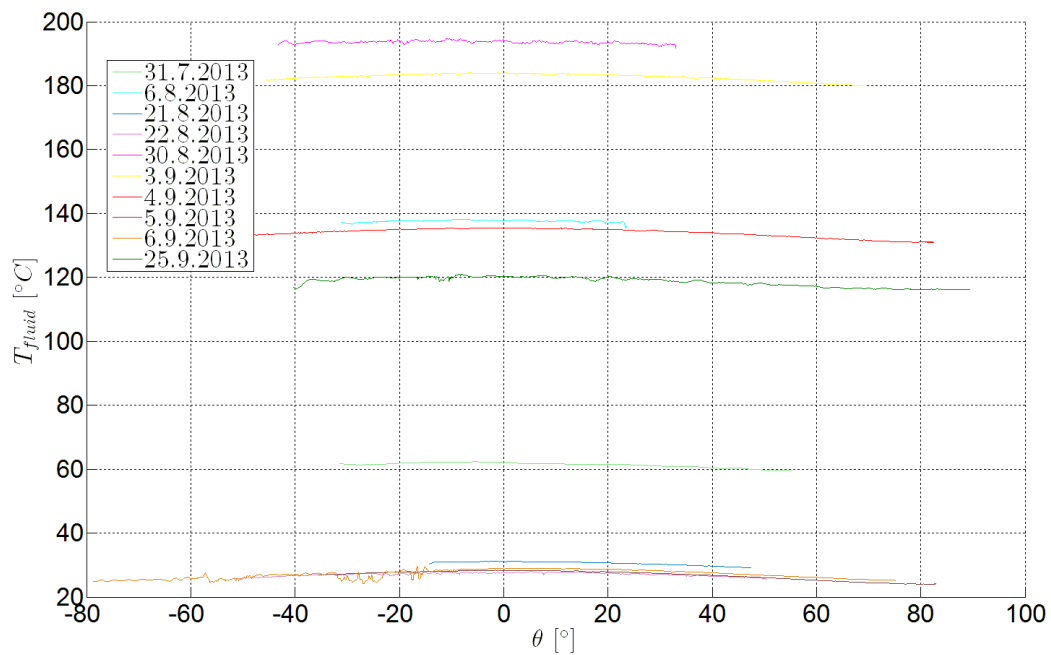


Abbildung Anhang B.1-6: gemessene mittlere Fluidtemperaturen aufgetragen über den Einfallswinkel für die Wirkungsgradmessungen am PT1800B

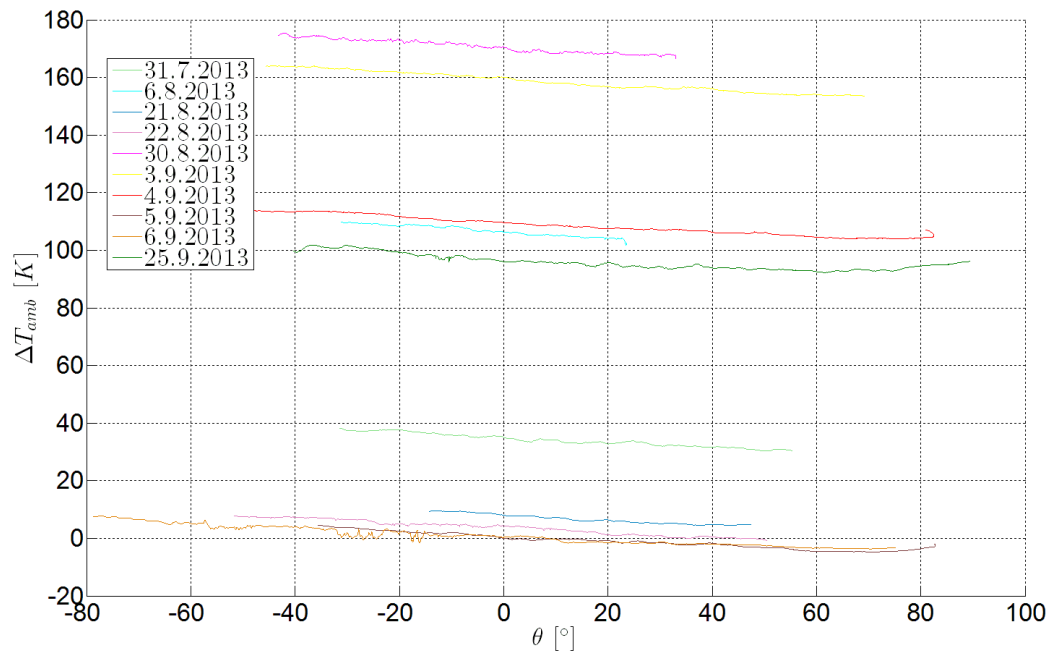


Abbildung Anhang B.1-7: Temperaturunterschied zwischen mittlerer Fluidtemperatur und Umgebungstemperatur aufgetragen über den Einfallswinkel für die Wirkungsgradmessungen am PT1800B

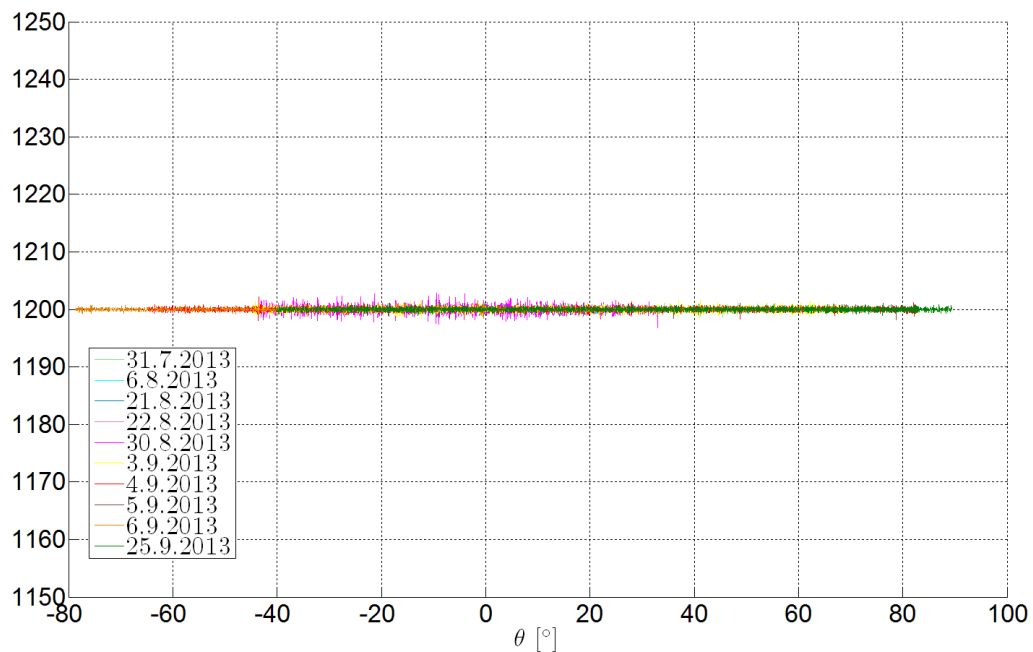


Abbildung Anhang B.1-8: gemessener Volumenstrom aufgetragen über den Einfallswinkel für die Wirkungsgradmessungen am PT1800B

B.2 Auskühlmessungen

	ΔT_{amb} [K]	\dot{V} $\left[\frac{\text{l}}{\text{h}}\right]$	ΔT_r [K]	U_0 $\left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}\right]$	$\text{unc}_{U_0, \text{abs}}$ $\left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}\right]$	$\text{unc}_{U_0, \text{rel}}$ [–]
5.7.2013	53.9	1200	0.239	5.6	1.44	0.257
17.7.2013	137.7	1200	0.994	8.9	0.56	0.063
18.7.2013	138.8	900	1.32	8.8	0.43	0.049
24.7.2013	98	900	0.766	7.4	0.6	0.081

Tabelle Anhang B.2-1: Chronologische Auflistung der relevanten Messgrößen, der ermittelten thermischen Verluste und deren Unsicherheit für den PT1800A

	ΔT_{amb} [K]	\dot{V} $\left[\frac{\text{l}}{\text{h}}\right]$	ΔT_r [K]	U_0 $\left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}\right]$	$\text{unc}_{U_0, \text{abs}}$ $\left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}\right]$	$\text{unc}_{U_0, \text{rel}}$ [–]
23.8.2013	157	900	1.48	8.2	0.52	0.0634
24.8.2013	139.6	900	1.24	7.8	0.59	0.0756
26.8.2013	106.8	900	0.82	6.8	0.77	0.113
29.8.2013	112.5	1200	0.71	7.5	0.66	0.088
2.9.2013	163.9	1200	1.14	8.1	0.98	0.121
3.9.2013	160.7	1200	1.13	8.2	0.68	0.083
4.9.2013	64.1	800	0.479	6.1	1.18	0.193

Tabelle Anhang B.2-2: chronologische Auflistung der relevanten Messgrößen, der ermittelten thermischen Verluste und deren Unsicherheit für den PT1800B

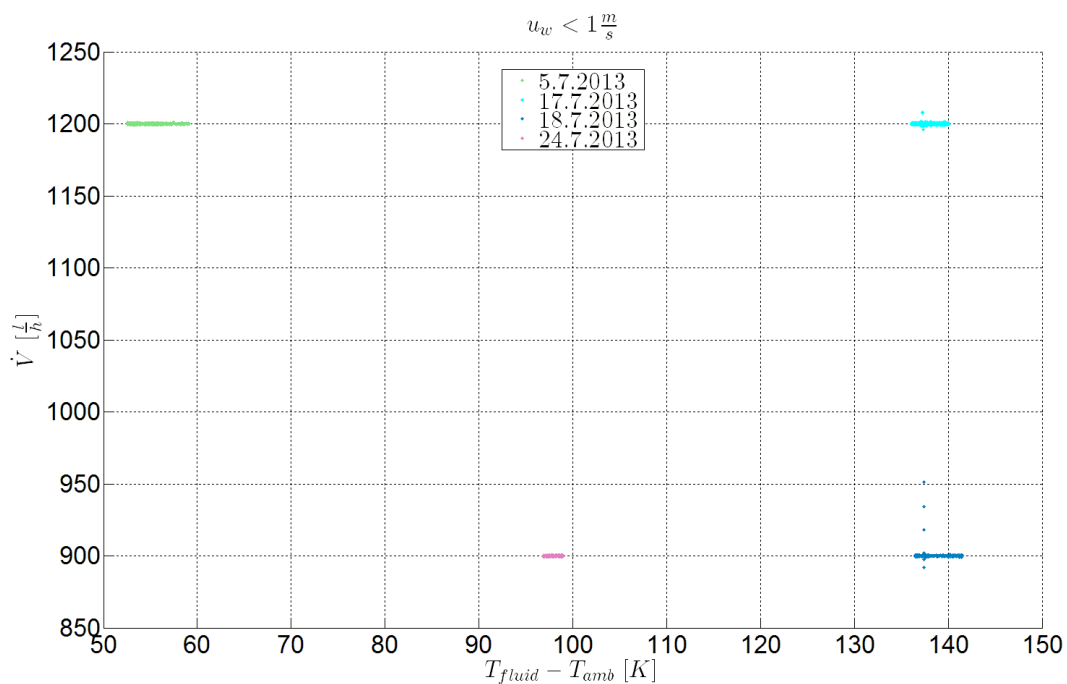


Abbildung Anhang B.2-1: Volumenstrom aufgetragen über den Temperaturunterschied zwischen mittlerer Fluidtemperatur und Umgebungstemperatur für die Auskühlmessungen am PT1800A

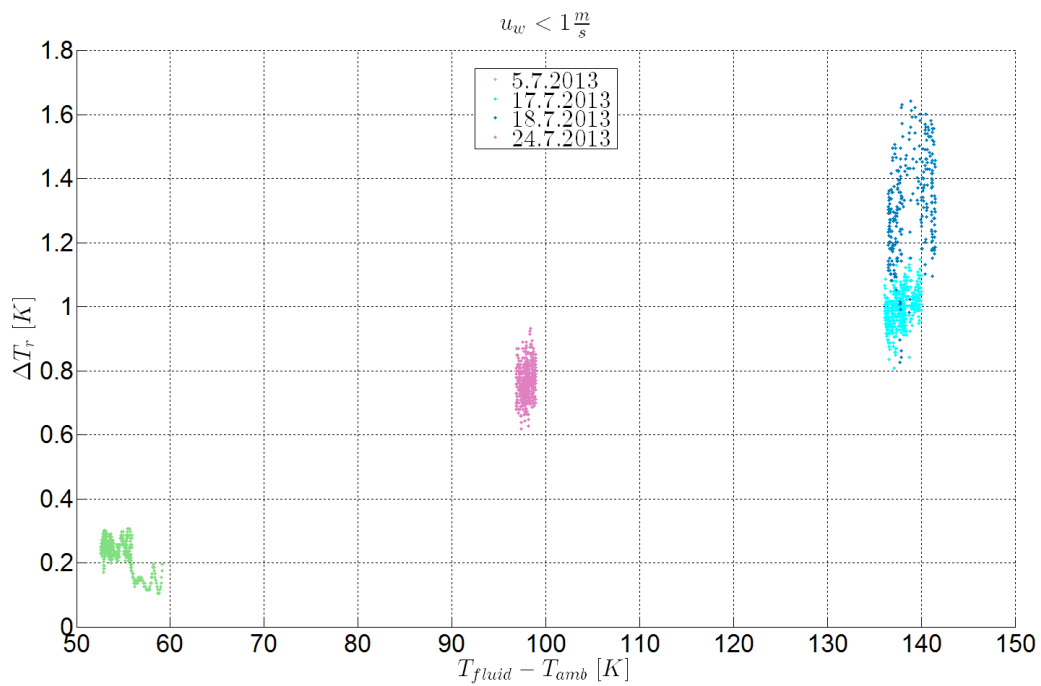


Abbildung Anhang B.2-2: Temperaturabfall zwischen Kollektoreintritt und Kollektorausritt aufgetragen über den Temperaturunterschied zwischen mittlerer Fluidtemperatur und Umgebungstemperatur für die Auskühlmessungen am PT1800A

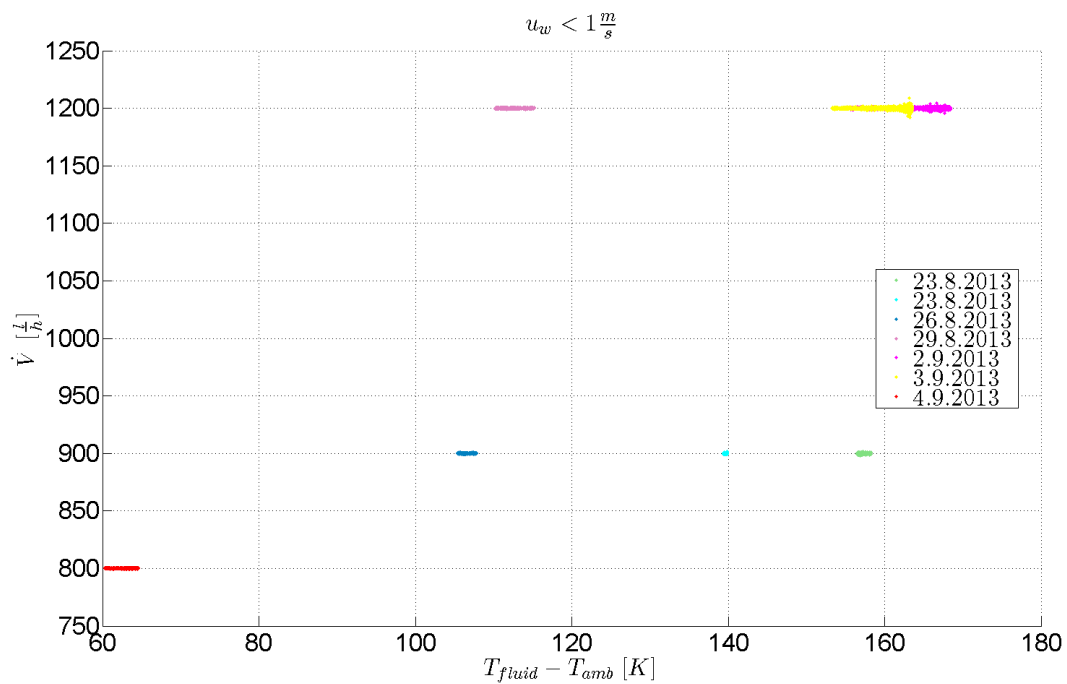


Abbildung Anhang B.2-3: Volumenstrom aufgetragen über den Temperaturunterschied zwischen mittlerer Fluidtemperatur und Umgebungstemperatur für die Auskühlmessungen am PT1800B

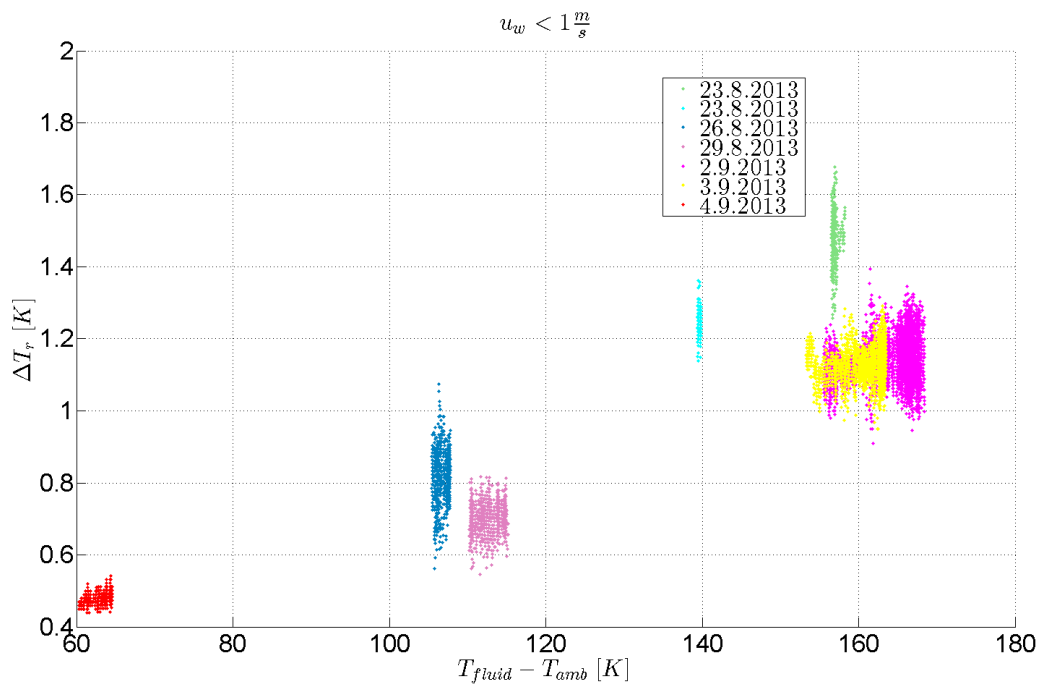


Abbildung Anhang B.2-4: Temperaturabfall zwischen Kollektoreintritt und Kollektorausritt aufgetragen über den Temperaturunterschied zwischen mittlerer Fluidtemperatur und Umgebungstemperatur für die Auskühlmessungen am PT1800B

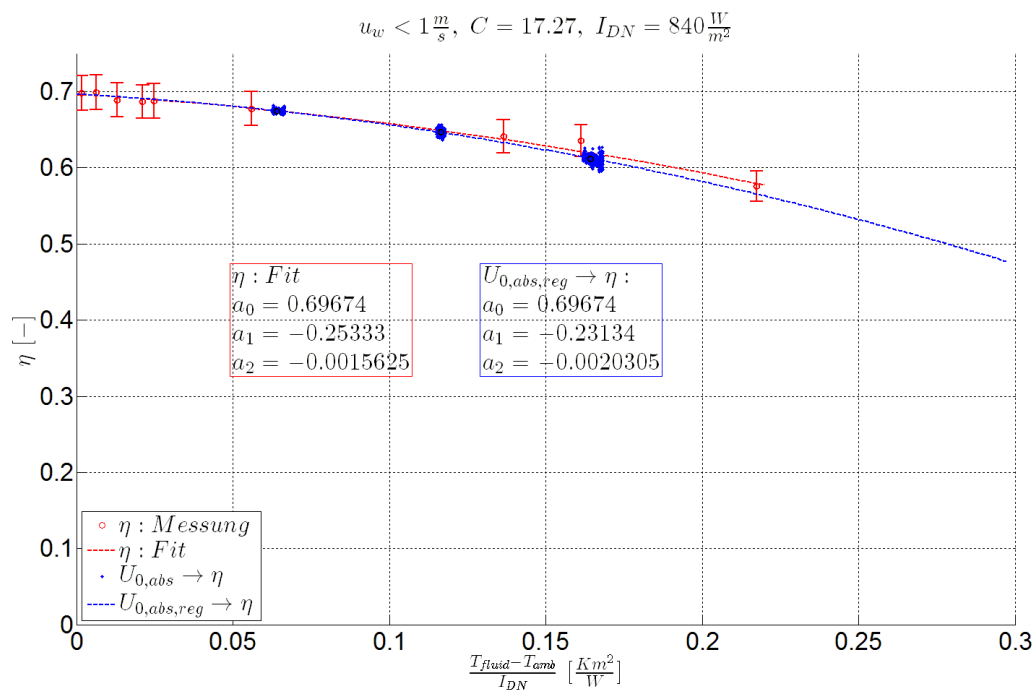


Abbildung Anhang B.2-5: Vergleich der berechneten Wirkungsgradkennlinie mit der gemessenen Wirkungsgradkennlinie für den PT1800A

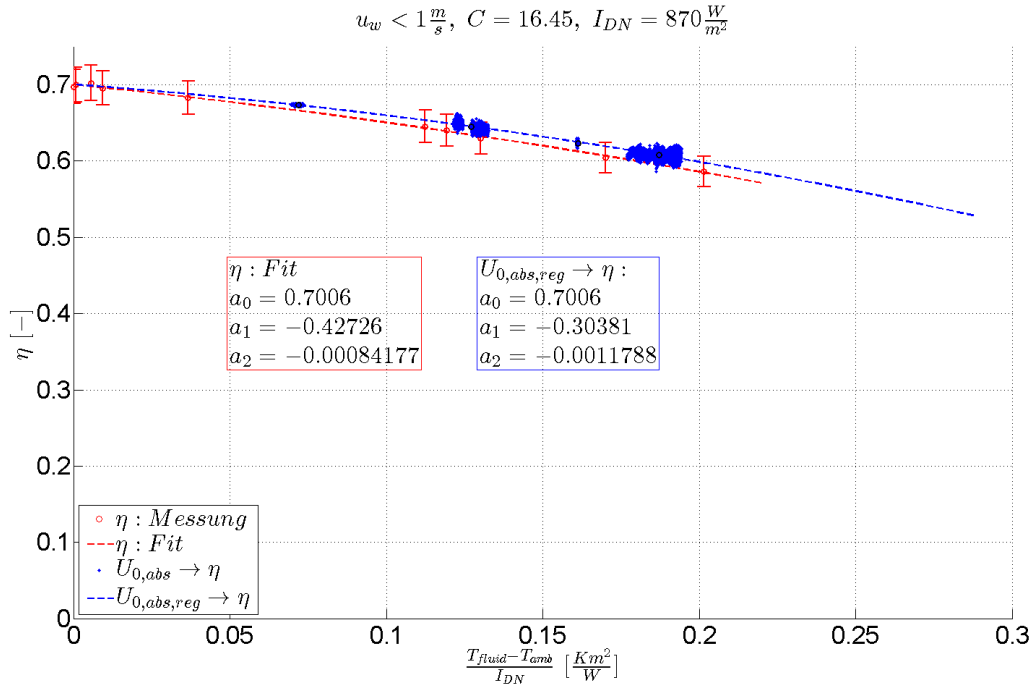


Abbildung Anhang B.2-6: Vergleich der berechneten Wirkungsgradkennlinie mit der gemessenen Wirkungsgradkennlinie für den PT1800B

B.2.1 Berechnung der Wirkungsgradkennlinie mittels der thermischen Verluste

Wärmeverlustkoeffizient U_0 als lineare Regression in Abhängigkeit des Temperaturunterschieds zwischen mittlerer Fluidtemperatur und Umgebungstemperatur:

$$U_0 = c_0 + c_1 \cdot (T_{fluid} - T_{amb})$$

Wirkungsgradberechnung über den Wärmeverlustkoeffizienten U_0 :

$$\eta = \eta_0 - \frac{U_0 \cdot (T_{fluid} - T_{amb})}{I_{DN} \cdot C}$$

Die lineare Regression für den Wärmeverlustkoeffizient eingesetzt:

$$\eta = \eta_0 - \frac{c_0 \cdot (T_{fluid} - T_{amb}) + c_1 \cdot (T_{fluid} - T_{amb})^2}{I_{DN} \cdot C}$$

Den Bezug zur üblichen parametrisierten Form der Wirkungsgradkennlinie aufgezeigt:

$$\eta = \eta_0 - \underbrace{\frac{c_0}{C}}_{a_1} \cdot \frac{(T_{fluid} - T_{amb})}{I_{DN}} - \underbrace{\frac{c_1}{C}}_{a_2} \cdot \frac{(T_{fluid} - T_{amb})^2}{I_{DN}}$$

$$\eta = \eta_0 - a_1 \cdot \frac{(T_{fluid} - T_{amb})}{I_{DN}} - a_2 \cdot \frac{(T_{fluid} - T_{amb})^2}{I_{DN}}$$

$$a_1 = \frac{c_0}{C}, \quad a_2 = \frac{c_1}{C}$$

B.3 Wirkungsgradfehlerrechnungen

B.3.1 PT1800A

Kenngrösse	Unsicherheiten
Massenstrom \dot{m} (DU71)	0.5%
Wärmekapazität c_p	0.15%
Kollektoraustrittstemperatur T_{out} (T176)	0.06K
Kollektoreintrittstemperatur T_{in} (T177)	0.07K
Umgebungstemperatur T_{amb} (T139)	0.03K
Direktstrahlung I_{DN} (060446)	11.1W/m2
Einfallswinkel θ	1°
Aperturlänge L	0.05m
Aperturweite a	0.002m
Aperturfläche A_a	0.0944m2

Tabelle Anhang B.3-1: Auflistung der relevanten Messunsicherheiten für die Fehlerrechnung

Einige Unsicherheiten waren gegeben durch die Spezifikationen der Messgeräte, wie zum Beispiel beim Massenstrom- und dem Pyrheliometer (Direktstrahlungsmessgerät). Andere Unsicherheiten wurden durch eigene Kalibrationsmessungen bestimmt, wie zum Beispiel bei den Temperaturfühlern. Die Unsicherheit der Wärmekapazität wurde der Literatur [15] entnommen. Für die Unsicherheiten der Aperturlänge und –weite wurden Abschätzungen gemacht, ebenso wie für den Einfallswinkel.

Der formale Zusammenhang für die Wirkungsgradberechnung ist durch die nachfolgende Formel gegeben.

$$\eta_{coll} = \frac{\dot{Q}_{coll}}{\dot{Q}_{in}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{out} - T_{in})}{I_{DN} \cdot \cos(\theta \approx 0) \cdot A_a}$$

Für die Berechnung der relativen Messunsicherheit resultiert folgender Ausdruck, an dem sich die Messergebnisse erörtern lassen.

$$\frac{unc_{\eta_{coll}}}{\eta_{coll}} = \left(\left(\frac{unc_{\dot{m}}}{\dot{m}} \right)^2 + \left(\frac{unc_{c_p}}{c_p} \right)^2 + \left(\frac{unc_{T_{out}}}{T_{out} - T_{in}} \right)^2 + \left(- \frac{unc_{T_{in}}}{T_{out} - T_{in}} \right)^2 + \left(- \frac{unc_{DI}}{DI} \right)^2 + \left(\frac{unc_{\theta} \cdot \sin(\theta)}{\cos(\theta)} \right)^2 + \left(- \frac{unc_{A_a}}{A_a} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}}$$

In Abbildung Anhang B.3-1 sind die relative und absolute Wirkungsgradunsicherheit als Balkendiagramm für die vermessenen Betriebspunkte aufgetragen. Die Betriebspunkte werden mittels der reduzierten Temperaturdifferenz dargestellt und wurden entsprechend sortiert aufgeführt.

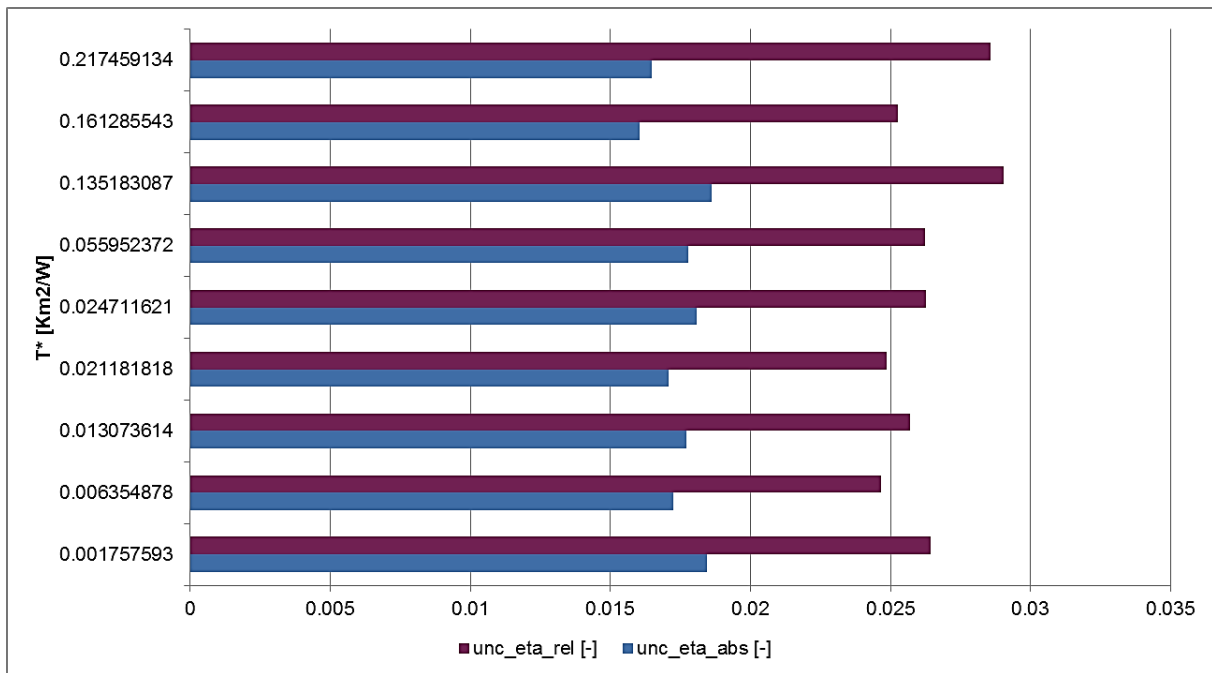


Abbildung Anhang B.3-1: Balkendiagramm – Darstellung der relativen und absoluten Messunsicherheit für den Kollektorstufenwirkungsgrad, aufgetragen für den jeweiligen Arbeitspunkt (reduzierte Temperaturdifferenz)

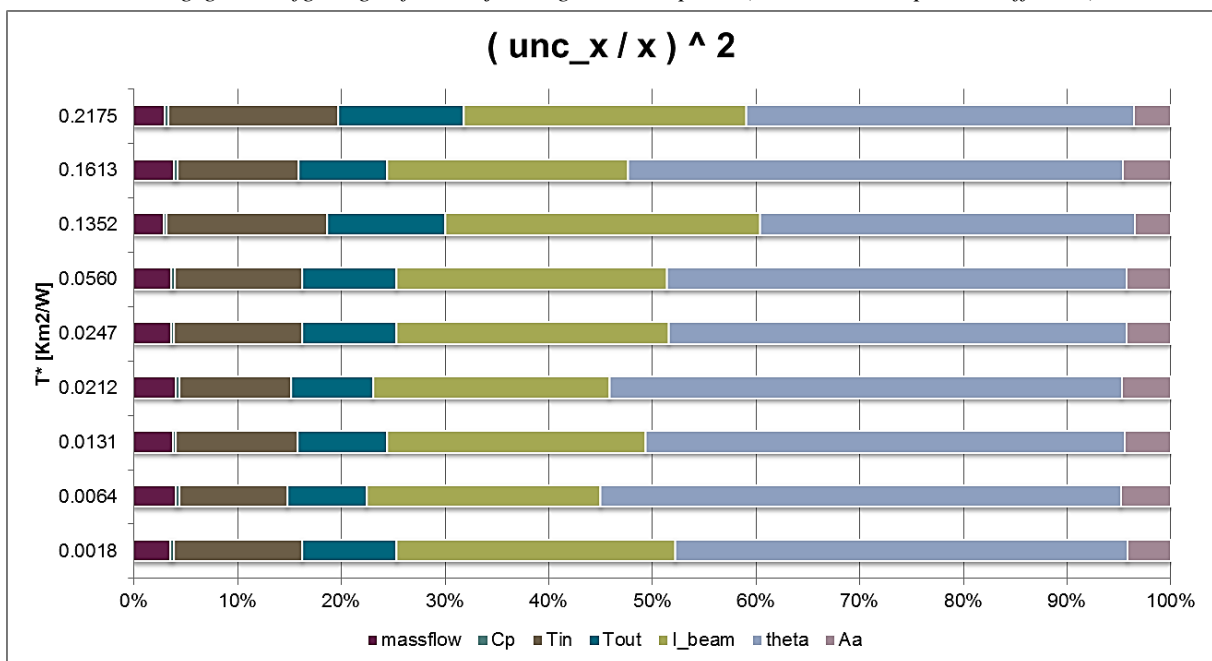


Abbildung Anhang B.3-2: Balkendiagramm – Darstellung der einzelnen Unsicherheiten der Messgrößen die zur Unsicherheit für den Wirkungsgrad führen

In Abbildung Anhang B.3-2 sind die jeweiligen Anteile der partiellen Ableitung für die Berechnung der relativen Wirkungsgradunsicherheit in derselben Darstellungsart wie zuvor aufgetragen. Im Diagramm kommt gut zum Ausdruck, dass die Direktstrahlungsmessung und die Umrechnung auf die Aperturfläche über den Einfallswinkel θ , den grössten Anteil der Gesamtunsicherheit ausmachen. Ebenfalls auffällig ist, dass trotz sehr genauer Temperaturfühlerkalibration der nächste kleine Anteil der Unsicherheit durch die Temperaturmessung verursacht wird.

In der Tabelle Anhang B.3-2 sind die gemessenen Wirkungsgradpunkte der Wirkungsgradkennlinie absteigend aufgelistet mit einigen zugehörigen gemessenen und berechneten Grössen.

	$I_{beam} \left[\frac{W}{m^2} \right]$	$T^* \left[\frac{W}{m^2 K} \right]$	$\Delta T_r = T_o - T_i [K]$	$\eta [-]$	$unc_\eta [-]$	$\frac{unc_\eta}{\eta} [-]$
13.06.2013	947.33	0.0063	8.82	0.6993	0.02248	0.03255
23.07.2013	811.4	0.0017	7.52	0.6979	0.02288	0.03316
22.07.2013	865.67	0.0130	7.96	0.6891	0.02238	0.03285
16.07.2013	824.55	0.0247	7.59	0.6876	0.02258	0.03320
01.07.2013	935.76	0.0211	8.58	0.6870	0.02206	0.03264
19.07.2013	829.8	0.0559	7.6	0.6776	0.02221	0.03313
09.07.2013	688.12	0.1365	6.13	0.6413	0.02191	0.03432
07.06.2013	912.15	0.1613	8.12	0.6354	0.02063	0.03283
18.07.2013	744.49	0.2174	6.04	0.5760	0.01978	0.03466

Tabelle Anhang B.3-2: Auflistung der gemessenen Wirkungsgrade (absteigend) und deren Betriebszustände, Datum und Messunsicherheit (absolut und relativ)

B.3.2 PT1800B

In der Tabelle Anhang B.3-3 sind die gemessenen Wirkungsgradpunkte der Wirkungsgradkennlinie abfallend aufgelistet mit einigen der dazugehörigen, gemessenen und berechneten Grössen.

	$I_{beam} \left[\frac{W}{m^2} \right]$	$T^* \left[\frac{W}{m^2 K} \right]$	$\Delta T_r = T_o - T_i [K]$	$\eta [-]$	$unc_\eta [-]$	$\frac{unc_\eta}{\eta} [-]$
22.08.2013	753.98	0.0055	7.04	0.7025	0.0233	0.0336
06.09.2013	811.09	0.0007	7.55	0.6998	0.023	0.0333
05.09.2013	903.45	0.0001	8.38	0.6976	0.0227	0.0329
21.08.2013	869.55	0.0093	8.05	0.6958	0.0226	0.0329
31.07.2013	952.88	0.0367	8.76	0.6832	0.022	0.0326
04.09.2013	918.66	0.1193	8.14	0.6401	0.0209	0.033
06.08.2013	816.5	0.1302	7.13	0.6303	0.02086	0.0335
03.09.2013	939.8	0.170	7.98	0.6043	0.0197	0.0331
30.08.2013	843.77	0.2015	6.97	0.5862	0.0195	0.0337

Tabelle Anhang B.3-3: Auflistung der gemessenen Wirkungsgrade (absteigend) und deren Betriebszustände, Datum und Messunsicherheit (absolut und relativ)

B.4 Fehlerrechnung für die Auskühlmessung

Für diesen formalen Zusammenhang resultiert nach der Fehlerfortpflanzungsrechnung (nach Gauss) folgender Zusammenhang für die absolute Unsicherheit des Wärmeverlustkoeffizienten:

$$\begin{aligned} \text{unc}_{U_{0,abs}} = & \left[\left(\frac{c_p \cdot (T_{in} - T_{out})}{\left(\frac{T_{in} + T_{out}}{2} - T_{amb} \right) \cdot A_{abs}} \right)^2 \cdot (\text{unc}_{\dot{m}})^2 + \left(\frac{\dot{m} \cdot (T_{in} - T_{out})}{\left(\frac{T_{in} + T_{out}}{2} - T_{amb} \right) \cdot A_{abs}} \right)^2 \cdot (\text{unc}_{c_p})^2 \right. \\ & + \left(\frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{amb} - T_{in})}{\left(\frac{T_{in} + T_{out}}{2} - T_{amb} \right)^2 \cdot A_{abs}} \right)^2 \cdot (\text{unc}_{T_{in}})^2 + \left(\frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{amb} - T_{out})}{\left(\frac{T_{in} + T_{out}}{2} - T_{amb} \right)^2 \cdot A_{abs}} \right)^2 \\ & \cdot (\text{unc}_{T_{out}})^2 + \left(\frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{in} - T_{out})}{\left(\frac{T_{in} + T_{out}}{2} - T_{amb} \right)^2 \cdot A_{abs}} \right)^2 \cdot (\text{unc}_{T_{amb}})^2 \\ & \left. + \left(\frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{in} - T_{out})}{\left(\frac{T_{in} + T_{out}}{2} - T_{amb} \right)^2 \cdot A_{abs}^2} \right)^2 \cdot (\text{unc}_{A_{abs}})^2 \right]^{\frac{1}{2}} \end{aligned}$$

Für die Berechnung der relativen Messunsicherheit resultiert ein viel einfacherer Ausdruck.

$$\begin{aligned} \frac{\text{unc}_{U_{0,abs}}}{U_{0,abs}} = & \left[\left(\frac{\text{unc}_{\dot{m}}}{\dot{m}} \right)^2 + \left(\frac{\text{unc}_{c_p}}{c_p} \right)^2 + \left(\text{unc}_{T_{in}} \cdot \frac{(T_{amb} - T_{in})}{(T_{in} - T_{out}) \cdot \left(\frac{T_{in} + T_{out}}{2} - T_{amb} \right)} \right)^2 \right. \\ & + \left(\text{unc}_{T_{out}} \cdot \frac{(T_{amb} - T_{out})}{(T_{in} - T_{out}) \cdot \left(\frac{T_{in} + T_{out}}{2} - T_{amb} \right)} \right)^2 \\ & \left. + \left(\text{unc}_{T_{amb}} \cdot \frac{1}{\frac{T_{in} + T_{out}}{2} - T_{amb}} \right)^2 + \left(\frac{\text{unc}_{A_{abs}}}{A_{abs}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \end{aligned}$$

B.5 Untersuchung zur Direktstrahlungsmessung mit dem Sensor SPN1

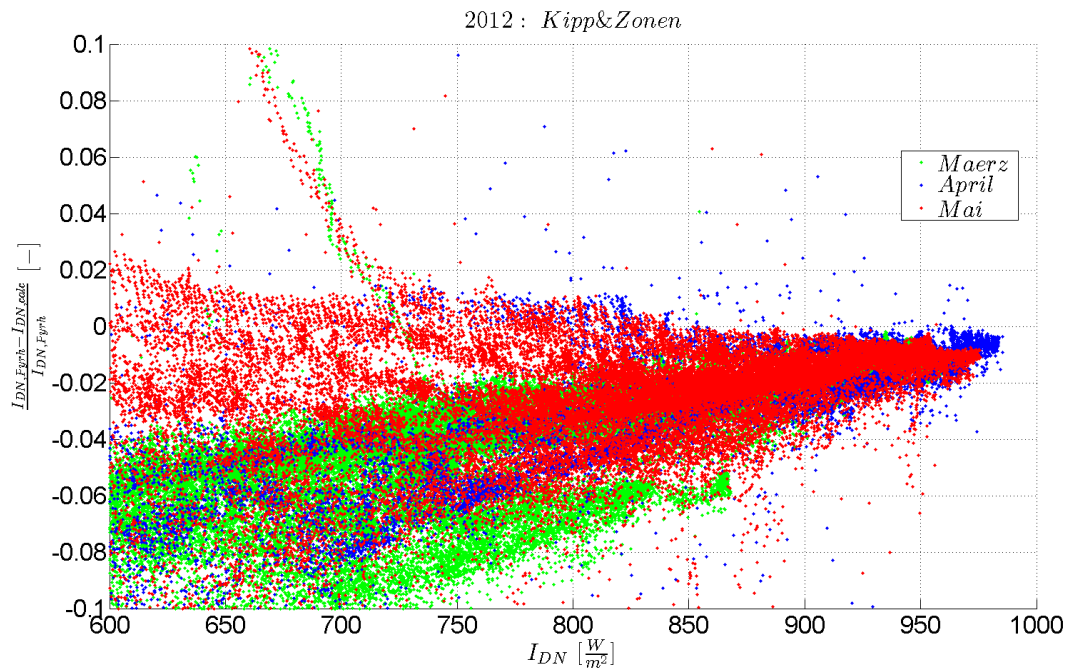


Abbildung Anhang B.5-1: Darstellung der relativen Abweichung zwischen Pyrheliometermessung und - Direktstrahlungsrechnung (Kipp&Zonen) für März, April und Mai des Jahres 2012 aufgetragen über der Pyrheliometermessung

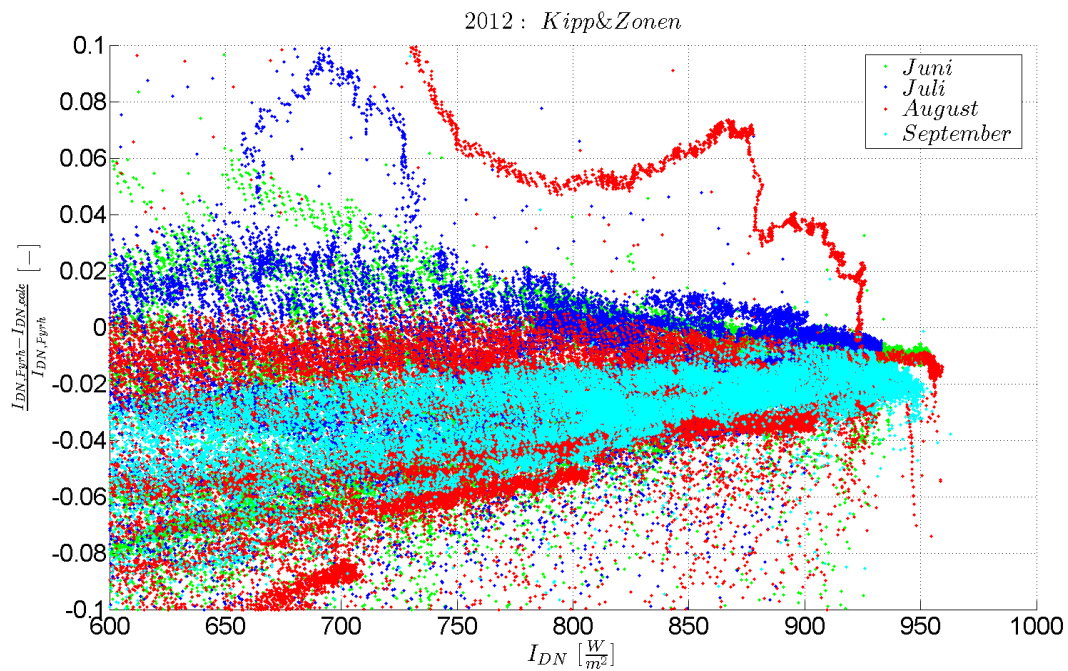


Abbildung Anhang B.5-2: Darstellung der relativen Abweichung zwischen Pyrheliometermessung und - Direktstrahlungsrechnung (Kipp&Zonen) für Juni, Juli, August und September des Jahres 2012 aufgetragen über der Pyrheliometermessung

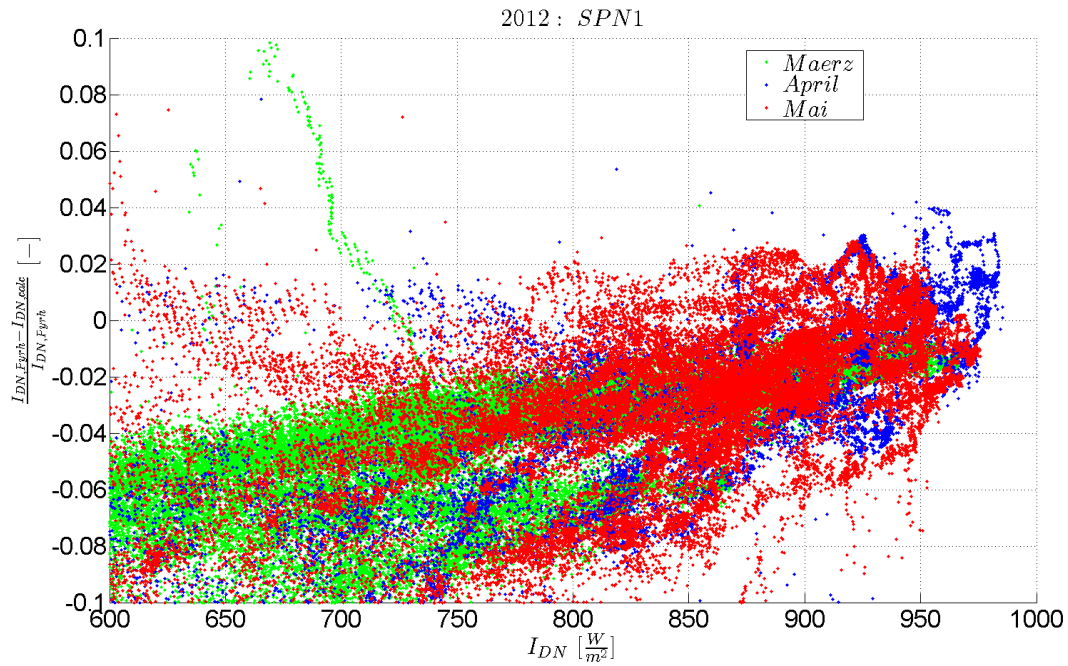


Abbildung Anhang B.5-3: Darstellung der relativen Abweichung zwischen Pyrheliometermessung und - Direktstrahlungsrechnung (SPN1) für März, April und Mai des Jahres 2012 aufgetragen über der Pyrheliometermessung

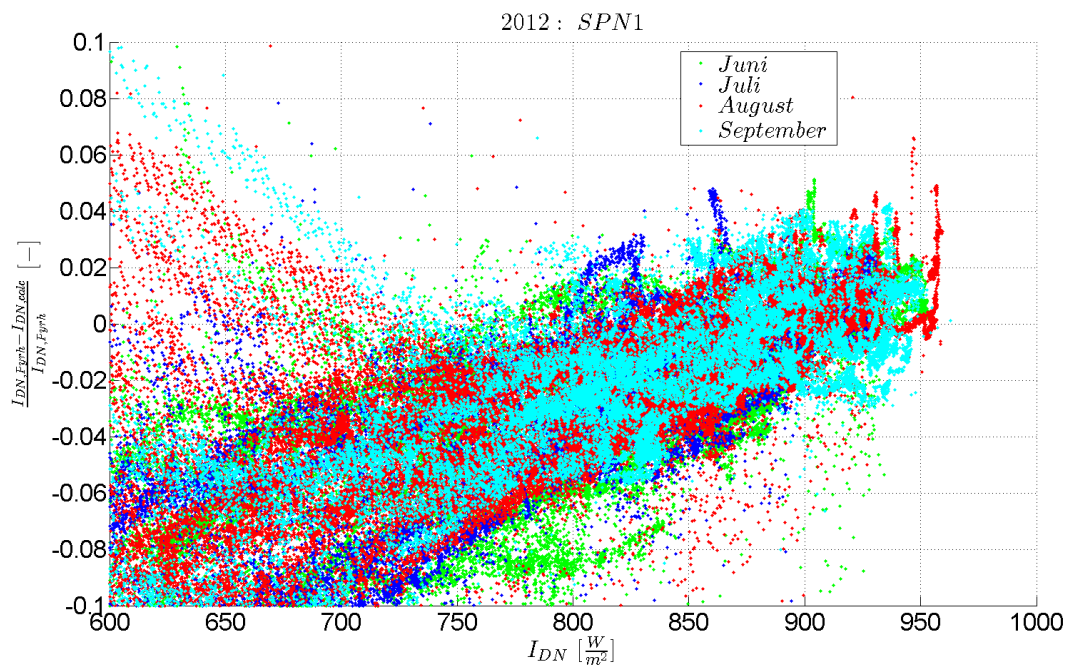


Abbildung Anhang B.5-4: Darstellung der relativen Abweichung zwischen Pyrheliometermessung und - Direktstrahlungsrechnung (SPN1) für Juni, Juli, August und September des Jahres 2012 aufgetragen über der Pyrheliometermessung.

Methode	Vorteile	Nachteile	Abweichungen im Bereich 600 bis 1000 W/m ² DNI
1	<ul style="list-style-type: none"> geringere Verschmutzung (Regendach) unmittelbare Messung der Direktstrahlung bewährtes Messgerät 	<ul style="list-style-type: none"> Teuer (14'160 €) 	("0%"), Referenz
2	<ul style="list-style-type: none"> Preiswert (5'400 €) Bewährtes Messgerät für die Global- und Diffusstrahlung 	<ul style="list-style-type: none"> Regelmässige Nachjustierung des Schattenrings notwendig Regelmässige Reinigung der Glasdome 	6 bis -0.5% Varianz der Häufigkeitsverteilung bei 800 W/m ² etwa +- 2.6%
3	<ul style="list-style-type: none"> Preiswert (4'800 €) Platzsparend, da nur ein Messgerät benötigt wird Keine Nachjustierung nötig 	<ul style="list-style-type: none"> Langlebigkeit bekannt Regelmässige Reinigung des Galsdome 	11% bis +2% Varianz der Häufigkeitsverteilung bei 800 W/m ² etwa +- 2.9%

Tabelle Anhang B.5-1: Übersicht verschiedenen Methoden

C Systeme

C.1 Direktstrahlungsberechnung

Am SPF wurde die von den Betreibern automatisierte Umrechnung der gemessenen Direktstrahlung in der Horizontalen in die Direktstrahlung auf die einachsigt nachgeführten Kollektorebenen überprüft.

Dazu wurden einerseits Umrechnungsformeln nach [1] in einem Tabellenkalkulationsprogramm sowie in der Software EES implementiert und andererseits eine Simulation der Direktstrahlung mit dem Radiation Processor in der Simulationsumgebung TRNSYS durchgeführt. Abbildung Anhang C.1-1 zeigt zunächst für einen Tag (16.07.2012)¹ mit teils starken Schwankungen der Strahlungsbedingungen (vormittags bzw. zwischen 12:00 Uhr und 12:45 Uhr) und Abschnitten, an denen nur eine geringe Dynamik in den Strahlungsbedingungen vorliegt (z.B. ab 13:00 Uhr), dass die Berechnung der Direktstrahlung durch den Betreiber und die Berechnung des SPF qualitativ gut übereinstimmen. Auch für stark schwankende Strahlungsbedingungen kann eine qualitative Übereinstimmung der beiden Berechnungen beobachtet werden, wie Abbildung Anhang C.1-2 am Beispiel eines Ausschnittes der Daten aus Bever vom 17.07.2012 zeigt.

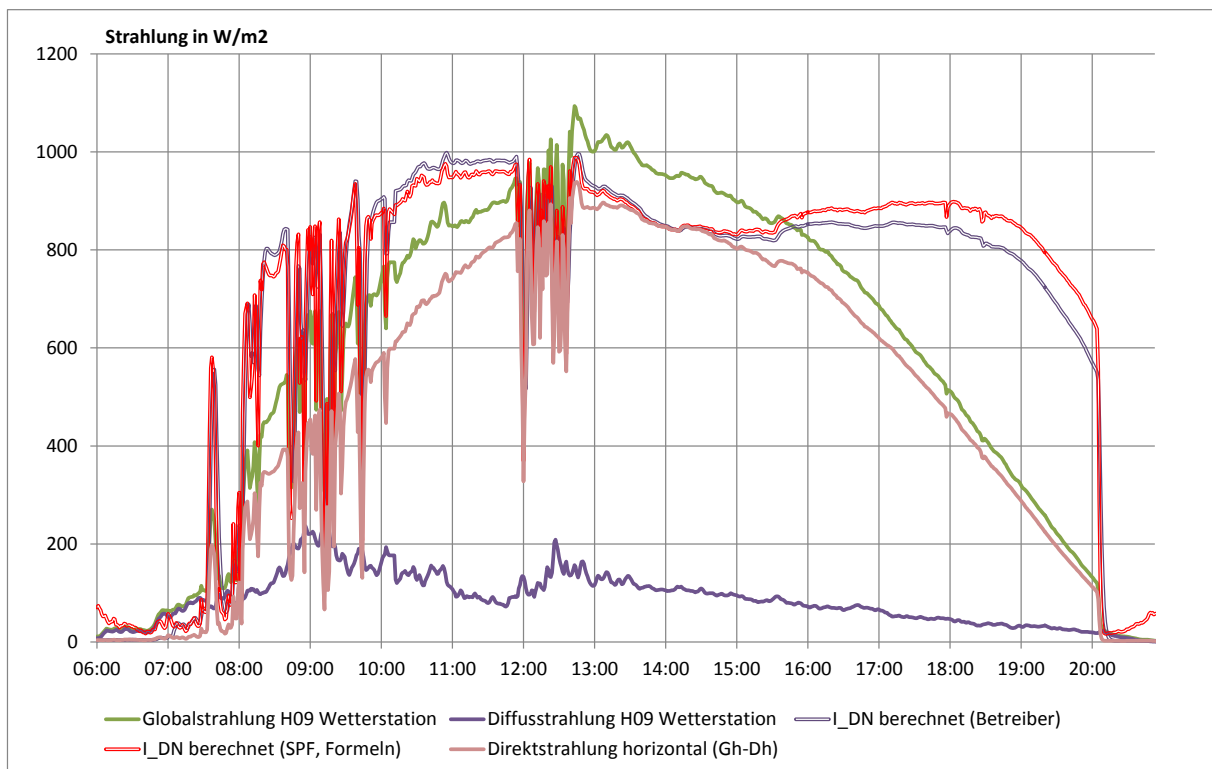


Abbildung Anhang C.1-1: Strahlungsdaten (Bever) und Vergleich der berechneten Direktstrahlung am 16.07.2012. Qualitativ stimmen beide Berechnungen gut überein, eine systematische Abweichung ist jedoch erkennbar (vor ca. 14:00 Uhr liegt die Berechnung des Betreibers bei geringer Dynamik der Strahlungswerte einige Prozent (relativ) über der Berechnung des SPF, nach ca. 14:00 Uhr einige Prozent unterhalb. Die Ursache dafür bedarf weiterer Abklärungen (z.B. ob die Abweichungen aus leicht unterschiedlich gewählter Ausrichtung oder anderen abweichenden Standortdaten resultieren).

¹ Der 16.07.2012 hat von allen ausgewerteten Tagen im Zeitraum vom 01.07.2012 bis zum 31.10.2012 die höchste Direktstrahlungssumme.

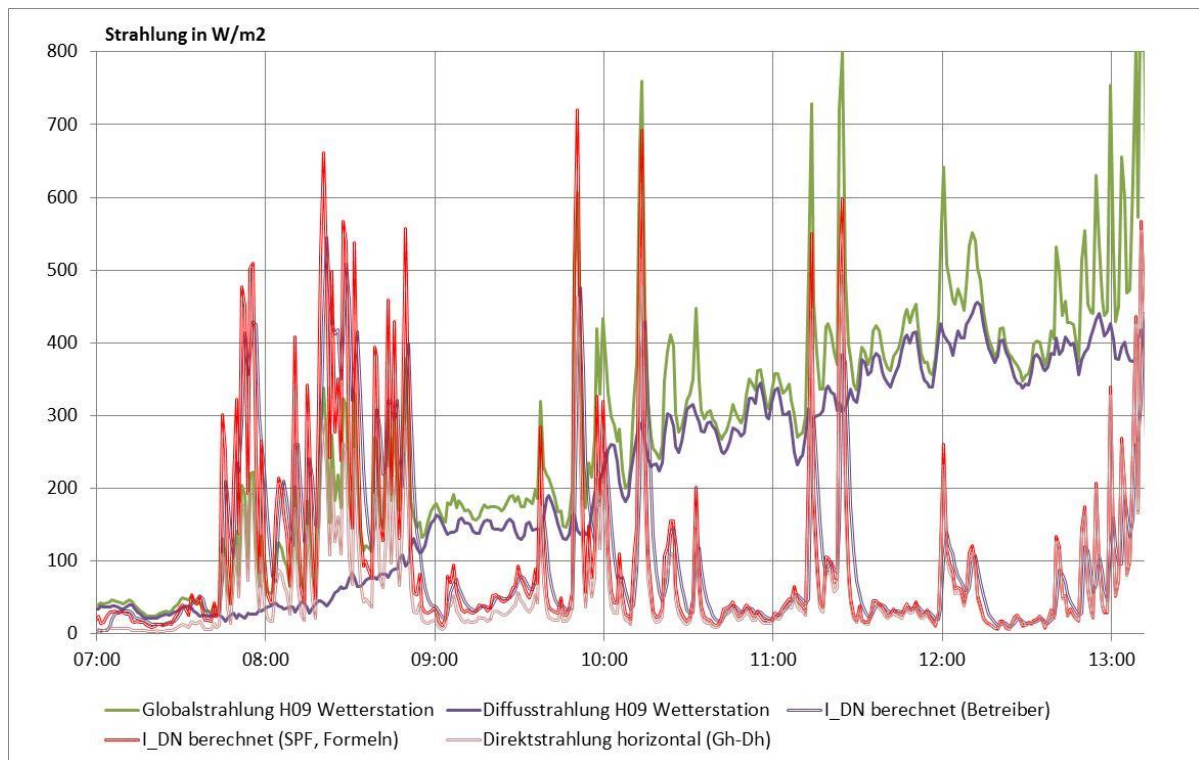


Abbildung Anhang C.1-2: Ausschnitt der Strahlungsdaten aus Bever vom 17.07.2012 sowie Darstellung der vom Betreiber und vom SPF berechneten Direktstrahlungen auf die Kollektorebene. Qualitativ stimmen beide Berechnungen gut überein.

Eine genauere Betrachtung der Abweichungen für die Daten vom 16.07.2012 zeigt, dass für wenig dynamische Strahlungsbedingungen (wie beispielsweise am Nachmittag des 16.07.2012, vgl. Abbildung Anhang C.1-1) die relative Abweichung zwischen der Direktstrahlungsberechnung des Betreibers und der des SPF abhängig von der Tageszeit gegen Abend auf über 10% anwächst. Der Grund für diese Abweichung ist noch Gegenstand weiterer Untersuchungen. Die Abweichungen zwischen der Berechnung des SPF und den Ergebnissen der TRNSYS-Simulation ist vernachlässigbar gering, was aber auch nicht überrascht, da weitgehend dieselben Formeln verwendet werden. Lediglich die Berechnung der Sonnenhöhe und der Verlauf des Azimutwinkels weichen zum Teil geringfügig voneinander ab, was u.a. an unterschiedlichen Rundungsgenauigkeiten liegen kann.

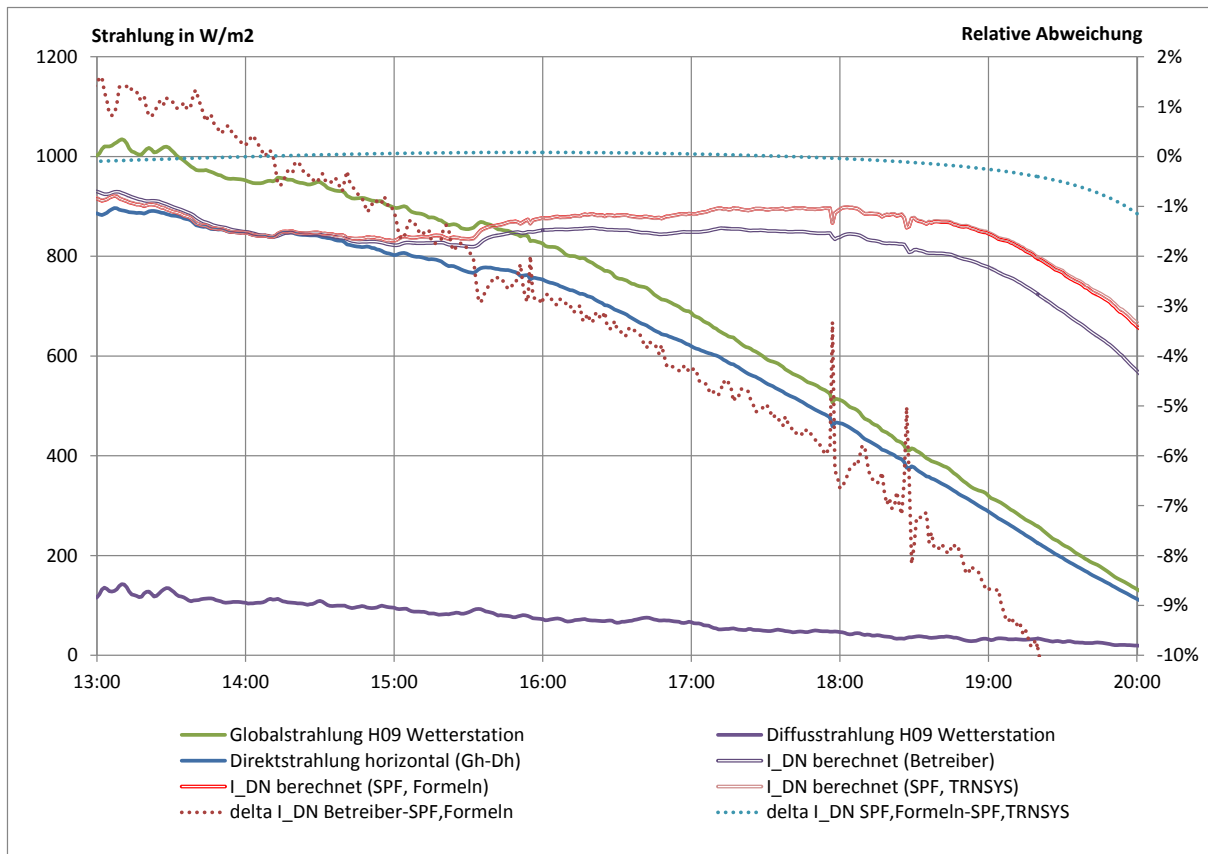


Abbildung Anhang C.1-3: Ausschnitt der Strahlungsdaten für den Nachmittag des 16.07.2012 und Darstellung der relativen Abweichungen zwischen der Berechnung des Betreibers und der des SPF sowie der relativen Abweichung zwischen der Berechnung des SPF und der Simulation des SPF mit dem Radiation Processor von TRNSYS. Die relativen Abweichungen werden mit gepunkteten Kurven und auf der rechten Ordinate dargestellt.

Die genauere Betrachtung der Abweichungen für dynamische Strahlungsbedingungen zeigt (ebenfalls am Beispiel der Daten vom 16.07.2012, vgl. Abbildung Anhang C.1-2), dass die relative Abweichung zwischen der Direktstrahlungsberechnung des Betreibers und der des SPF deutliche Abweichungen aufweist, was an einem zeitlichen Versatz der Ergebnisse der beiden Berechnungen zu liegen scheint. Die Berechnung des SPF bestimmt die relativen Hoch- und Tiefpunkte des Direktstrahlungsverlaufs je etwas früher, so dass vergleichsweise hohe relative Abweichungen (etwa +/- 20%) resultieren. Das Integral über die Direktstrahlungssumme des betrachteten Zeitraumes liefert jedoch für beide Berechnungen ähnliche Ergebnisse. Die Abweichungen werden noch weiter analysiert, es ist jedoch zunächst davon auszugehen, dass der Anlagenbetrieb mit der vom Betreiber berechneten Direktstrahlung (die für die Regelung verwendet wird), nicht beeinträchtigt ist. Für die spätere Analyse von Kollektorwirkungsgraden wird die möglichst exakte Bestimmung der Direktstrahlung wichtig sein. Dort kommen aber dann auch noch thermische Kapazitätseffekte und (je nach Sonnenstand) die Reihenverschattung hinzu.

Wie in Abbildung Anhang C.1-4 zu erkennen, ist auch für schwankende Strahlungsbedingungen die relative Abweichung zwischen der SPF-Berechnung direkt über Umrechnungsformeln und der Simulation anhand des Radiation Processors nahezu identisch.

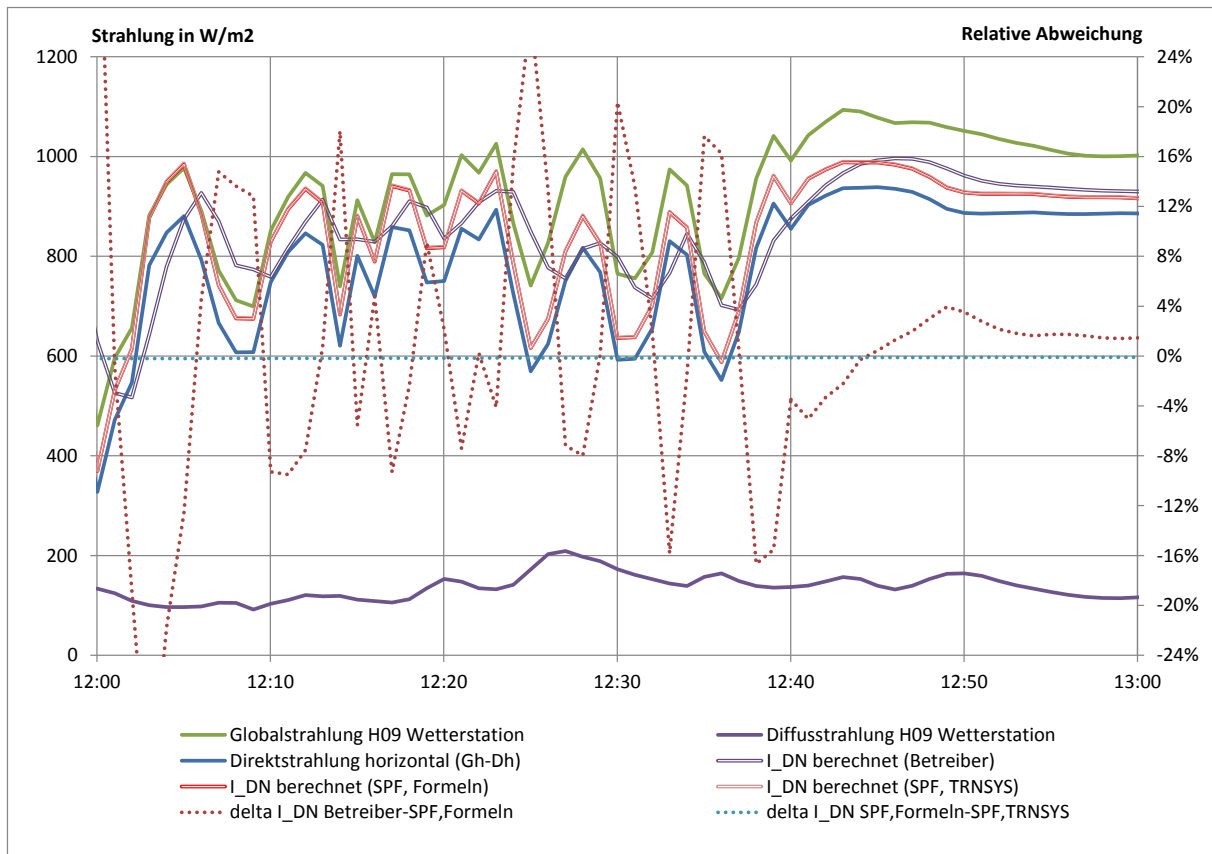


Abbildung Anhang C.1-4: Ausschnitt der Strahlungsdaten für den Zeitraum 12:00 Uhr bis 13:00 Uhr des 16.07.2012 und Darstellung der relativen Abweichungen zwischen der Berechnung des Betreibers und der des SPF sowie der relativen Abweichung zwischen der Berechnung des SPF und der Simulation des SPF mit dem Radiation Processor von TRNSYS. Die relativen Abweichungen werden mit gepunkteten Kurven und auf der rechten Ordinate dargestellt.

Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen wird das SPF in der Lage sein, für einen beliebigen Standort und eine beliebig ausgerichtete einachsig nachgeführte Fläche die einfallende Direktstrahlung aus Werten für die Horizontale zu berechnen. Dies kann in weiteren Anlagenbewertungen (z.B. für neue, geplante Anlagen) nutzbar gemacht werden. Ausserdem ist (ausgehend von den Ergebnissen der Umrechnung anhand geometrischer Formeln) nun auch der Radiation Processor weitgehend „validiert“ und kann somit künftig für TRNSYS Simulationen eingesetzt werden.

C.2 Untersuchung Reihen Endverluste

C.2.1 Reihenendverluste nach Duffie und Beckman

Reihenendverluste nach [1]

$$\kappa(\Theta) = 1 - \frac{f}{l} \left(1 + \frac{a^2}{48 \cdot f^2} \right) \cdot \tan \Theta$$

Gl.A. C.2-1

- f : Brennweite in mm
 l : Rinnenlänge in mm
 a : Aperturweite in mm
 Θ : Einfallswinkel des Sonnenstrahls auf den Kollektor in Grad (Bei normalen / senkrechten Sonneneinstrahlung auf den Kollektor ist $\theta = 0^\circ$ und es resultieren keine Endverluste, Endverlustfaktor ist gleich 0)
 $1 - \kappa$: Endeffekt (1: keine Verluste durch Endeffekte, 0.95: 5% des möglichen Ertrages Verluste durch Endeffekte)

C.2.2 Detaillierte Untersuchung zu Reihenend-Verluste

Es kann dargestellt werden, dass mit steigender Rinnenlänge die (anteiligen) Endverluste für gegebene Einfallswinkel sinken (mit beiden erwähnten Gleichungen aus Duffie [1] und Quaschnig [8] (Gl.A. C.2-1,

Gl. 2.3-9), ebenso wie mit kleineren Brennweiten f .

Für einen quantitativen Vergleich der Einflüsse von Endverlusten wurden für verschiedenen Standorte (Davos, Athen und Würzburg) und Ausrichtungen (Nord-Süd und Ost-West) Bruttowärmeertragsrechnungen mit Stundenzeitschritten gemacht. Die Berechnungen wurden für die Parabolrinne NEP PT1200 eingesetzt (verwendet in Bever, Aperturweite 1.2 m) und für die Parabolrinne NEP PT1800 (eingesetzt in Saignelégier, Aperturweite 1.8 m). Folgendes resultierte aus den Berechnungen:

- Die über das Jahr aufsummierten Endverluste nehmen proportional mit der Länge der Rinne ab. Bei den durchgeführten Berechnungen sind die Endverluste immer kleiner als 5% (für 10/12.5m Rinnen) und immer kleiner als 0.5% (für 100m Rinnen). Für die diversen Berechnungen der verschiedenen Standorte, die beiden unterschiedlichen Kollektoren, die beiden Berechnungsformeln und Ausrichtung sind die Ergebnisse in diesem Bereich. Grösster Unterschied in den Jahressummen der Endverluste zeigen Resultate der NS-Rinne in Davos und Athen. Die Endverluste in Athen an der Anlage 100m Rinne sind mit ~0.25% gerade mal halb so gross wie für Davos (0.5%).
- Die Einbeziehung der Aperturweite bei der D&B Formeln ist auch in den Resultaten ersichtlich. Jedoch lassen sich auch mit der Quaschnig-Formel Resultate für die Endverluste berechnen, die weniger als 15% vom Resultat mit D&B abweicht (z.B. 1.7% anstatt 2% Endverluste). Mit steigender Rinnenlänge stimmen die Resultate berechnet mit den Formeln immer besser überein. Mit beiden Formeln lassen sich für einige Anwendungen Resultate berechnen die eine ausreichende Genauigkeit aufweisen.
- Es wird empfohlen wenn möglich Gl. 2.3-9 zu verwenden, da mit der zusätzlich benötigte Parameter (die Aperturweite) bei Ertragsrechnung bekannt sein muss und so immer vorhanden ist, die damit berechneten Resultate genauer sind und die damit ansteigende Rechenzeit bei üblich verwendeten Rechner nicht massgebend zunimmt.
Bei selber Rinnenlänge hat der PT1200 verglichen mit PT1800 nach beiden Formeln grössere Endverluste (bei 50m und 100m ersichtlich).
- Bei der PT1800 Rinne Ost-West ausgerichtet in Davos sinkt der Anteil der Verluste bei Ändern der Länge von 20 m auf 50m bei $T_m=100^\circ\text{C}$ von 2.5% auf 1%. Diese

Werte sind höher als für die Standorte in Athen und Würzburg. Erklären lässt sich das durch die länger Laufzeit der Anlage in Davos in den Morgen- und Abendstunden. Im Gegensatz zeigt sich, dass die Endverluste für eine NS-Rinne in Athen kleiner sind als für selbe Rinne in Davos. Dies ist wiederum auf den für die NS-Rinne bessere geeigneten Standort Athen zurückzuführen (näher am Äquator).

- Schlussendlich ist die Rinnenlänge der entscheidendste Parameter für die Grösse der Endverluste. Er ist rein geometrisch beschreibbar und nicht abhängig von Spiegeloberfläche oder anderen materialbezogenen Eigenschaften. Einen weiteren (wobei kleineren) Einfluss hat die Brennweite. Bei grösseren Brennweiten nimmt das Abfallen der Endverluste mit steigender Rinnenlänge weniger stark ab. Auch einen kleineren Einfluss hat der Unterschied der Aperturweite. Dies kann in den Diagrammen oben beobachtet werden, da die für die Berechnung verwendeten Kollektoren sich genau nur in dieser Grösse unterscheiden. Die Rinnenausrichtung, der Standort sowie das Direktstrahlungsangebot, resp. die Laufzeiten der Anlage sind die auch noch nennenswerten Grössen die Einfluss auf den aufsummierte Wert der jährlichen Verluste durch die Endeffekte haben.

C.3 Messunsicherheiten bei Temperaturmessung

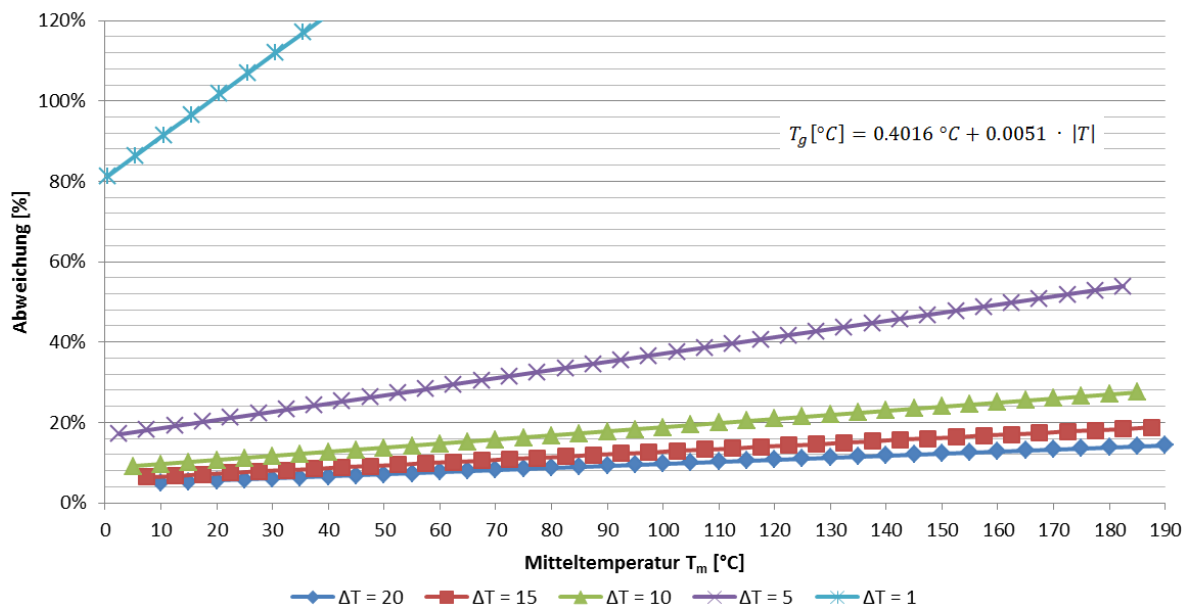


Abbildung Anhang C.3-1 Aufgetragen ist die Abweichung in Abhängigkeit der Mitteltemperatur und der Temperaturdifferenz. Dabei wird ein konstanter Volumenstrom angenommen sowie die Fühlerklasse B und eine Berechnung mit linearer Fehlerfortpflanzung.

Die Fehlertoleranz der thermischen Leistungsmessung nimmt mit zunehmender Mitteltemperatur linear zu. Die Steigung der Kurven ist abhängig von der Temperaturdifferenz. Mit einer Temperaturdifferenz von $\Delta T < 10 \text{ K}$ beträgt die Unsicherheit im Mitteltemperaturbereich $T_m > 110 \text{ K}$ mehr als $\pm 20 \%$. Die Abschätzung thermischer Verluste der Rohrleitungen mit kleinen Temperaturdifferenzen sind mit der eingesetzten Messapparatur nicht bestimmbar, da die Abweichung weit mehr als $\pm 100 \%$ ist.

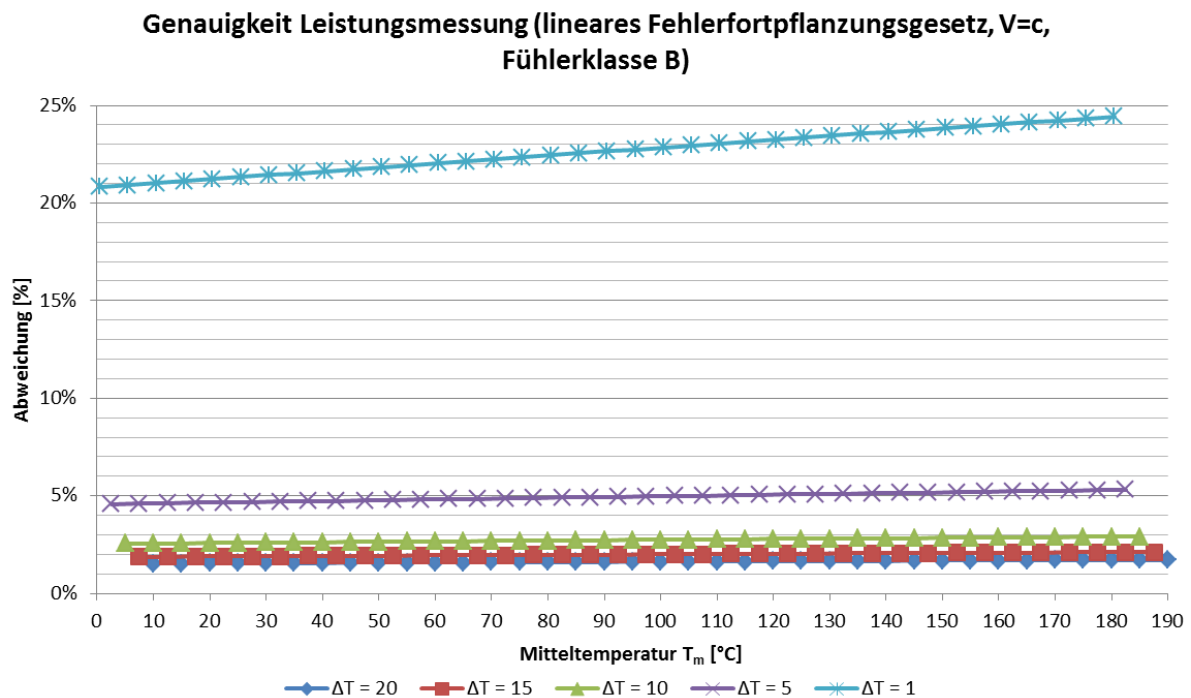


Abbildung Anhang C.3-2 Aufgetragen ist die Fehlertoleranz in Abhängigkeit der Mitteltemperatur und der Temperaturdifferenz für einen kalibrierten T-Sensor verhält (ebenfalls mit konstantem Volumenstrom Berechnung mit linearer Fehlerfortpflanzung).

Durch die Kalibration der Fühler kann die Fehlertoleranz um den Faktor 7 bis 9 reduziert werden. Besonders bei kleinen Temperaturdifferenzen und hohen Mitteltemperaturen macht sich die Kalibration stark bemerkbar. Die Abweichung liegt bei einer Temperaturdifferenz von 5 K und einer Mitteltemperatur von 160 °C bei 5.2 %, anstatt 47.8 % in unkalibriertem Zustand (Fühlerklasse B). Eine Berechnung von thermischen Rohrleitungsverlusten, bei denen mit sehr kleinen Temperaturdifferenzen (z.B. im Bereich von 1 K) gerechnet wird, würde mit einer Fehlertoleranz von 21..24 % möglich werden.

Anstatt teure Temperaturfühler einer höheren Genauigkeitsklasse einzusetzen, wird empfohlen, vor der Installation des Messequipments alle Temperaturfühler (z.B. vom SPF oder im Betrieb selbst, wenn möglich) kalibrieren zu lassen. So wird die Abweichung des Temperaturfühlers eliminiert und die Genauigkeit der Temperaturmessung steigt signifikant. Benötigt wird dazu ein Temperaturkalibrator. Mit kalibrierten Fühlern lassen sich Kollektorfeldleistungen mit einer Fehlertoleranz von weniger als 3 % berechnen.

Würden anstatt Fehlerklasse B, Fehlerklasse A Fühler mit einer Abweichung von

$$k_{0,T} = 0.15 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$k_{1,T} = 0.002$$

eingesetzt werden, ergäbe sich (für PT100A, 4 Leiter, 12 Bit, 0.1 K) eine Gesamtabweichung von

$$k_{0,T} = 0.2516 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$k_{1,T} = 0.0021$$

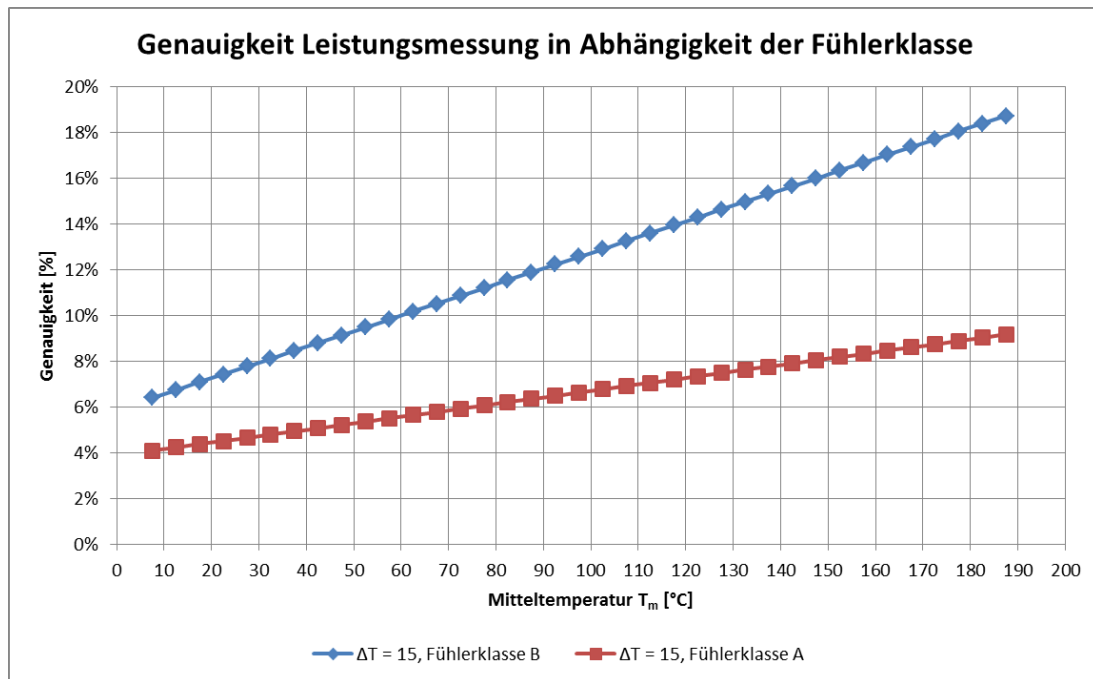


Abbildung Anhang C.3-3 Dargestellt ist der Vergleich der Fehlertoleranz zwischen einem Fühler der Klasse A und einem Fühler der Klasse B.

Die Kurve für den Fehlerklasse A-Fühler verläuft erwartungsgemäss flacher als die Kurve für den Fehlerklasse B-Fühler. Insbesondere bei höheren Temperaturen entsteht durch den Fehlerklasse A-Fühler eine höhere Genauigkeit. Die Fehlertoleranz eines Fehlerklasse A-Fühlers ist im Durchschnitt ungefähr halb so hoch verglichen mit einem Fehlerklasse B-Fühler.

C.3.1 Fehlerrechnung

Das lineare Fehlerfortpflanzungsgesetz wird in Fällen verwendet, in denen die Messgrösse nicht durch Messreihen, sondern nur einmal ermittelt wird (oder zudem wenn die Messgrösse mit einem systematischen Fehler behaftet ist, was zutrifft, wenn mit einem nicht kalibriertem Messsystem gemessen wird). In diesen Fällen kann von geschätzten Fehlern der Messgrösse ausgegangen werden bzw. man benutzt die Fehlergrenzen der Messgeräte für das lineare Fehlerfortpflanzungsgesetz:

$$\Delta y = \left| \frac{\partial y}{\partial x_1} \right| \cdot \Delta x_1 + \dots + \left| \frac{\partial y}{\partial x_n} \right| \cdot \Delta x_n$$

Gl. Anhang C.3-1

Die Berechnung des Fehlers bei der Bestimmung der thermischen Leistung wurde in Maple eingefügt und mit den Fits für Dichte und der spezifischen Wärmekapazität ergänzt. Die partielle Ableitung der Formel wurde von Hand berechnet und mit dem Programm Maple positiv überprüft. Im Folgenden ist die Formel für die Leistungsberechnung der Anlage in Bever inkl. Dichte- und c_p -Fit dargestellt:

$$(V, T_1, T_2, T_3) \rightarrow V \cdot (-0.6696103896 T_3 + 843.2515152) \cdot \left(3.564025974 \frac{T_1 + T_2}{2} + 2007.121212 \right) (T_1 - T_2)$$

Die partiellen Ableitungen nach den jeweiligen Argumenten in Maple-Notation lauten:

```

diff(f(V,T1,T2,T3),V)
-(T1-T2)(0.6696103896 T3-843.2515152)(1.782012987 T1+1.782012987 T2+2007.121212)

diff(f(V,T1,T2,T3),T1)
-1.782012987 V(T1-T2)(0.6696103896 T3-843.2515152)-V(0.6696103896 T3-843.2515152)(1.782012987 T1+1.782012987 T2+2007.121212)

diff(f(V,T1,T2,T3),T2)
V(0.6696103896 T3-843.2515152)(1.782012987 T1+1.782012987 T2+2007.121212)-1.782012987 V(T1-T2)(0.6696103896 T3-843.2515152)

diff(f(V,T1,T2,T3),T3)
-0.6696103896 V(T1-T2)(1.782012987 T1+1.782012987 T2+2007.121212)

```

Die Formeln für die Fehlerrechnung wurden anschliessend in die Excel-Masterbooks der Messdaten integriert, um für jeden Zeitschritt die Genauigkeit der momentanen Leistungsmessung zu erhalten (siehe Fehlerbalken in den Abschnitten „Auswertung Solarerträge“ für die Anlagen in Bever und Saignelégier).

Die zeigt *Abbildung Anhang C.3-4* einen einstündigen Zeitabschnitt, in dem die (direkte) Solarstrahlung auf die Aperturfläche nahezu konstant war (bei etwa 800 W/m²). Die mittlere Kollektorfeldtemperatur liegt bei etwa 160 °C mit einer annähernd konstanten Temperaturdifferenz zwischen Ein- und Austrittstemperatur von etwa 20 K. Auch der Volumenstrom ist über den betrachteten Zeitraum konstant und liegt bei ungefähr 4.5 m³/h. Es herrscht ein Betriebszustand wie er an einem strahlungsreichen Tag typischerweise vorkommt. Bei den gegebenen Bedingungen erreicht die Anlage eine thermische Leistung von ca. 53 kW. Die Fehlertoleranz beträgt ±6.3 kW oder ±12 %.

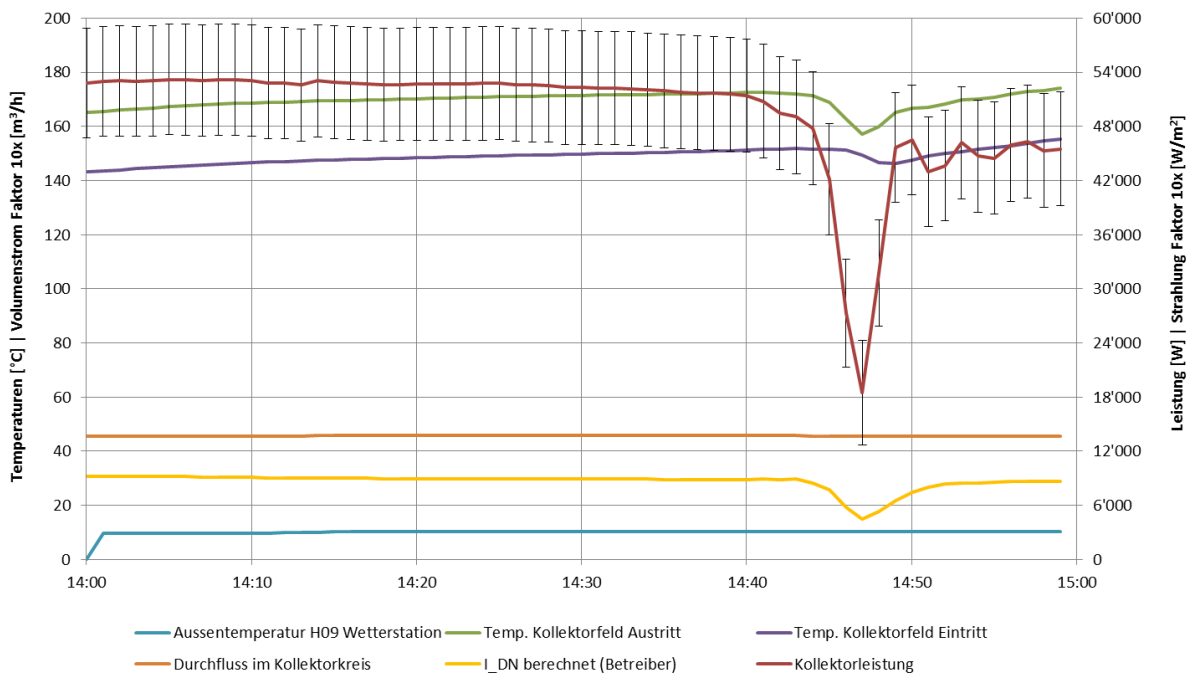


Abbildung Anhang C.3-4 Darstellung der Kollektorfeldleistung mit Fehlerbalken von der Anlage in Bever (19.05.2013, 14:00 Uhr bis 15:00 Uhr).

C.4 Anlage Bever

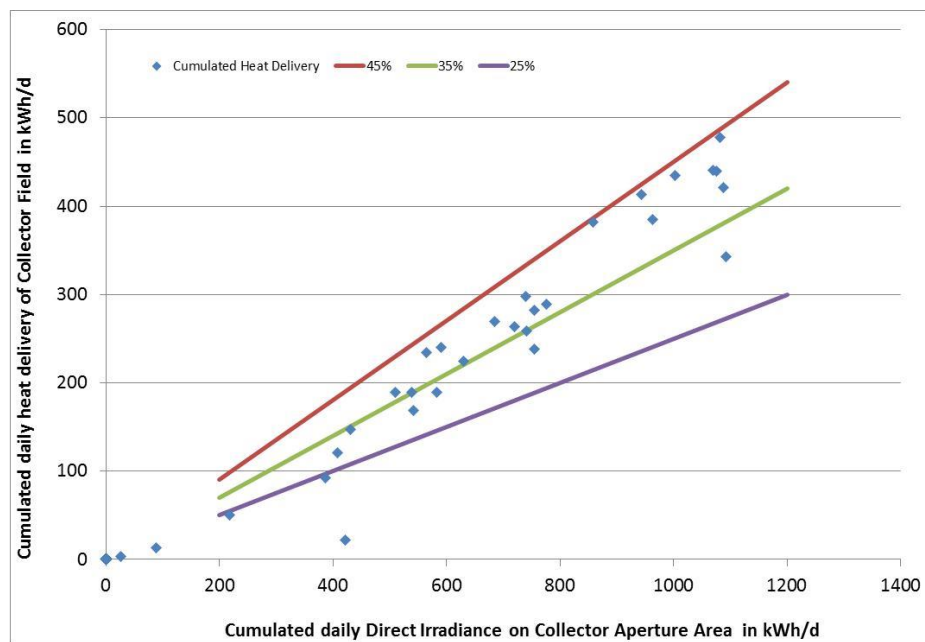


Abbildung Anhang C.4-1: Wärmeertrag des Kollektorfeldes in Bever (Tagessumme in kWh) aufgetragen über die Tagesstrahlungssumme der Direktstrahlung auf die nachgeführte Kollektor-Aperturfläche (H_{bT}) für alle Tage vom 01. bis 31. August 2012.

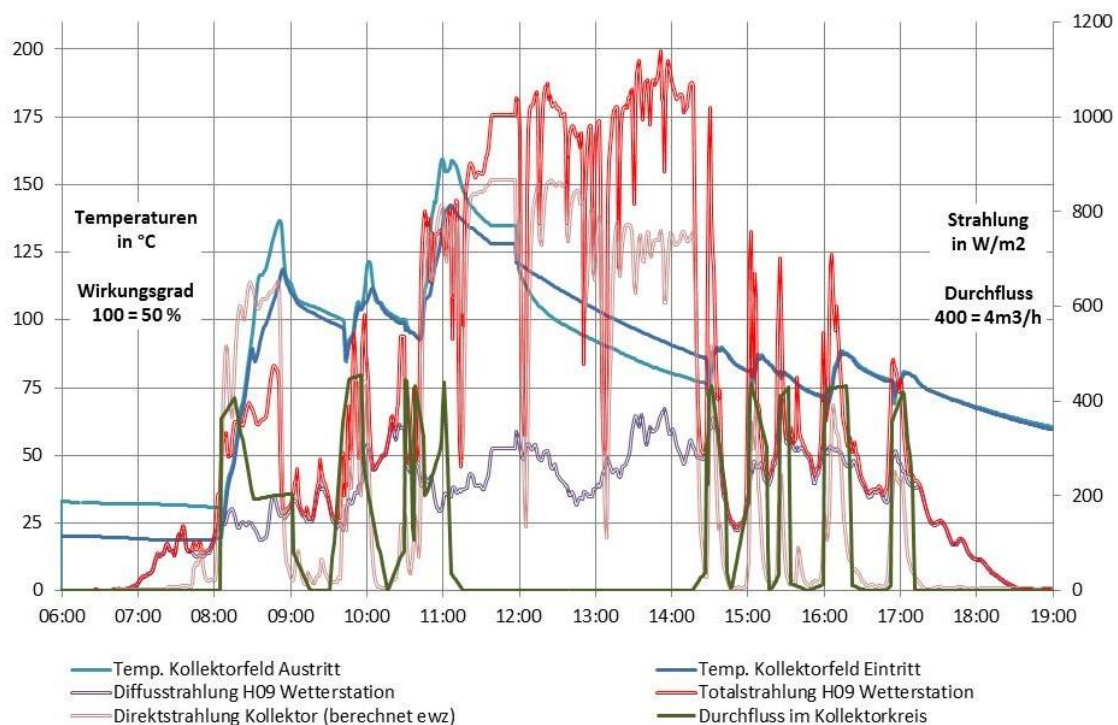


Abbildung Anhang C.4-2: Verläufe von Kollektorfeldein- und austrittstemperatur (linke Achse) und Volumenstrom sowie Strahlung (global und diffus horizontal und direkt nachgeführt (berechnet) in Kollektorebene) (rechte Achse) am 04.08.12. Etwa ab 11:00 Uhr gibt es keinen Volumenstrom mehr im Kollektorfeld bis etwa 14:30 Uhr, obwohl die Strahlungsbedingungen einen Kollektorbetrieb ermöglichen würden. Der Grund für das Abschalten war eine Störmeldung des Dampferzeugers.

C.5 Anlage Saignelégier

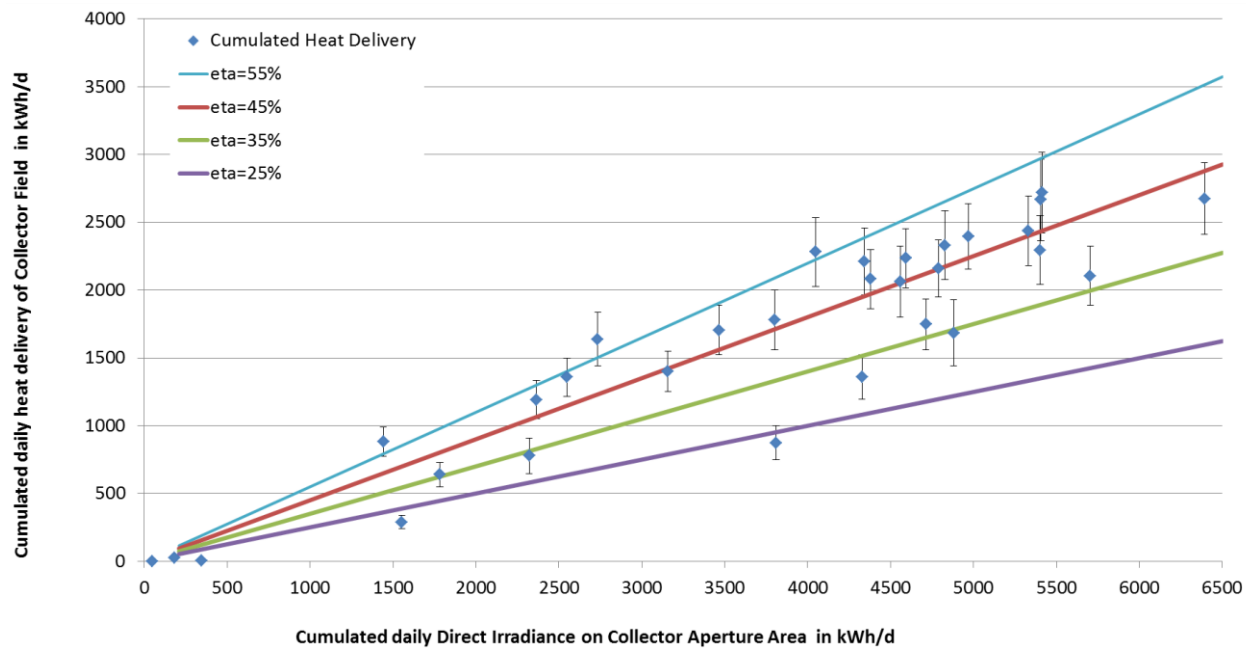


Abbildung Anhang C.5-1 Saignelégier Juli 2013

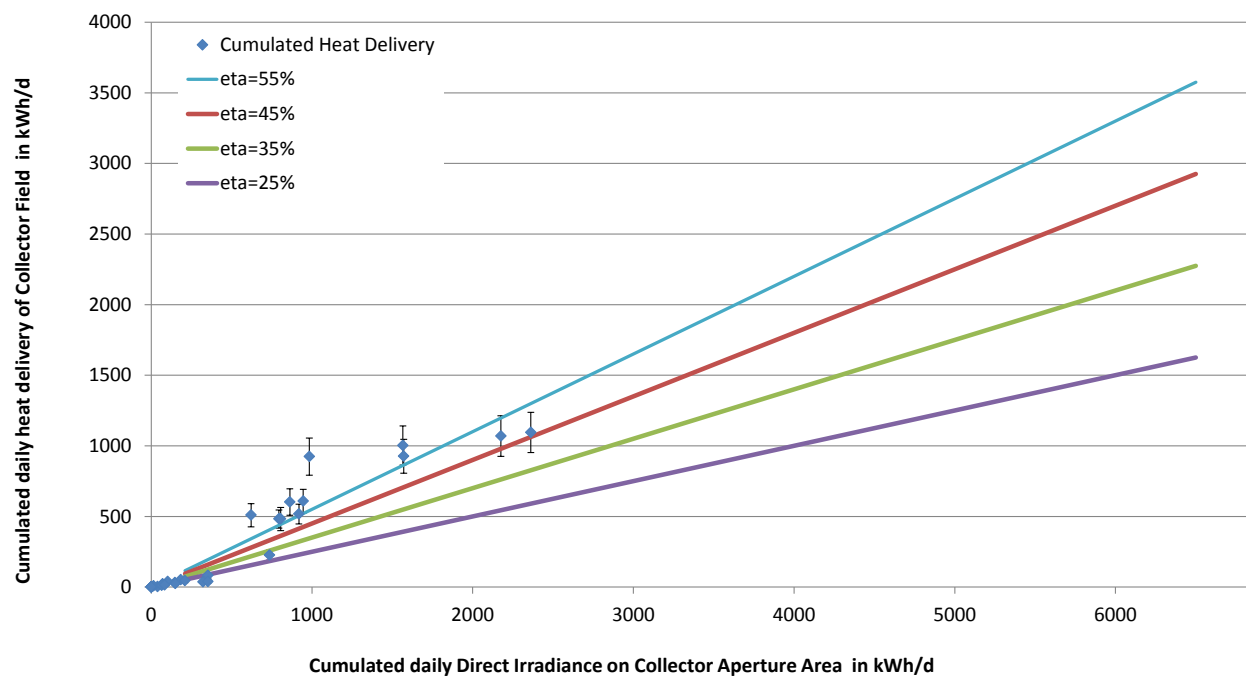


Abbildung Anhang C.5-2 Saignelégier Oktober 2013