

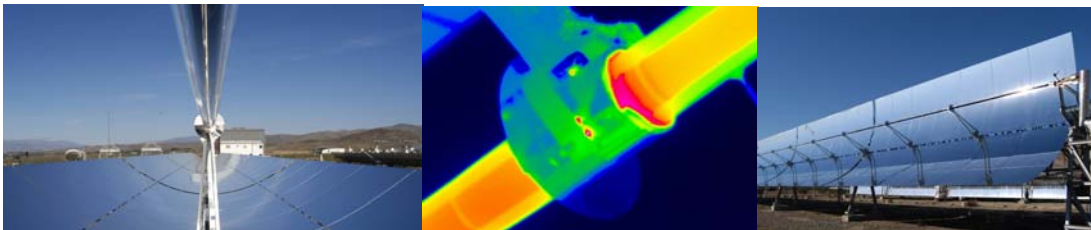
Ertragsoptimierung für Parabolrinnen-Solarfelder durch Online-Überwachung und Betriebsoptimierung (OPAL-d1)

Schlussbericht zum Forschungsvorhaben

BMU Förderkennzeichen: 16UM00045

Projektlaufzeit: Juli 2005 bis Oktober 2007

Förderprogramm „Erforschung und Entwicklung solarthermischer Kraftwerke“
des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)



Eckhard Lüpfer
Klaus Pottler
Steffen Ulmer
Björn Schiricke
Marc Röger

DOC: OPAL-d1-Schlussbericht 2007 TIB

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
Institut für Technische Thermodynamik – Solarforschung
Köln und Almería

Linder Höhe
51147 Köln

Tel. 02203 601 4714
e-mail: e.luepfert@dlr.de



Inhaltsübersicht

I. Kurzdarstellung	3
I.1. Aufgabenstellung	3
I.2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	3
I.3. Planung und Ablauf des Vorhabens	4
I.4. Stand der Wissenschaft und Technik	6
I.5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen	6
II. Eingehende Darstellung	7
II.1. Ergebnisse	7
II.2. Nutzen, Verwertbarkeit, Erfahrungen.....	33
II.3. Fortschritt anderer Stellen.....	33
II.4. Veröffentlichungen der Ergebnisse.....	34

I. Kurzdarstellung

I.1. Aufgabenstellung

Für die Fertigung von Parabolrinnen-Kollektoren für solarthermische Kraftwerke sind geeignete Genauigkeiten erforderlich, um den Ertrag der Solarfelder garantieren zu können. Das Projekt OPAL-dynamic hat Beiträge geliefert, Qualitätssicherung in der Serienfertigung anwenden zu können und die Ergebnisse abschließend überprüfen und bewerten zu können. Es gliederte sich in die folgenden Aufgaben:

In Ergänzung zu den bisherigen Arbeiten zur Qualitätssicherung bei der Serienfertigung von Parabolrinnen-Kollektoren wurde ein Prototyp eines Fotogrammetrie-Systems entwickelt, beschafft, in Betrieb genommen sowie getestet und weiterentwickelt, das beim Bau von Parabolrinnen-Kraftwerken mögliche Ertragsverluste durch Fertigungsfehler rechtzeitig erkennen soll. Für das Messsystem sind Messgenauigkeiten von 0,3 mm (in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2634) zu erreichen. Die Messungen sind soweit zu rationalisieren und zu automatisieren, dass sie sich in den 30-minütigen Fertigungstakt eingliedern lassen.

Die Messeinrichtungen für die Messung von Flusssichten am Absorberrohr sind zur Bewertung der Konzentrator-Qualität einsetzbar. Parascan-Methode und Kamera-Target-Methode werden nun durch Verbesserungen der Messtechnik und robustere Konstruktionen für den Einsatz zur Solarfeld-Überprüfung vorbereitet. Neue, schnellere Messmethoden werden entwickelt und in Prototypen umgesetzt. Die Messung und Auswertung erfolgt innerhalb eines Tages. Die Erprobung an bekannten Systemen auf der PSA ermöglicht den direkten Vergleich mit bisherigen Methoden.

Die Ideen und Entwicklungsergebnisse werden wie bisher im bewährten Verbund mit den Partnern des Andasol-Konsortiums überprüft und zur Verfügung gestellt.

I.2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Die hier geplanten Arbeiten und Projektziele stehen im engen Zusammenhang mit der Markteinführung der Parabolrinnen-Kraftwerke in Südspanien unter maßgeblicher Beteiligung deutscher Industrie. Sie bauen auf den bisherigen Arbeiten des DLR zur Qualitätsverbesserung der Solarfelder auf. Ein hoher Ertrag der Solarfelder von Beginn ihres Betriebs an ist eine absolute Bedingung für die zukünftige Entwicklung der solarthermischen Kraftwerke generell.

Das DLR entwickelt in diesem Vorhaben die Messtechnik, die in verschiedenen Projekten zur Qualifizierung von Kollektoren auch unterschiedlicher Technologie eingesetzt wird. Dieses Projekt stellt damit eine wichtige Basis für technologische Entwicklungen in mehreren Projekten zur solarthermischen Stromerzeugung dar.

Das realistische Potential der Arbeiten wird durch das große Interesse der industriellen Partner für ihre eigene Demonstration und Serienfertigung belegt. Die erwarteten Ergebnisse sind zur unmittelbaren Nutzung beim Bau und Betrieb der Andasol-Kraftwerke vorgesehen. Weiterer Nutzen wird bei der Vermessung von neuen Kollektortypen zur vergleichenden Bewertung verschiedener technischer Konzepte erwartet.

Der Erfolg der Arbeiten wird wie in der Vergangenheit durch die unmittelbare Anwendung in Kooperation mit den industriellen Partnern sowie durch die Übertragung der Ergebnisse auf weitere F&E-Kooperationen in Deutschland, in Spanien und auf internationalem Level gesichert. Das DLR kann dadurch auf besonders sichtbare Weise zum Erreichen von hoher Qualität bei-

tragen und damit den Beitrag deutscher Lieferanten und Ingenieure zu internationalen Solar-kraftwerks-Projekten nachhaltig sichern.

Geeignete Methoden stehen bisher den Baukonsortien von keiner anderen Seite zur Verfügung. Die Chancen zum Erreichen der Ziele sind gut, da sie auf bisherigen Arbeiten des DLR mit gemeinsamer Anwendung und Verifizierung mit der Industrie aufbauen. Dennoch bestehen F&E-typische signifikante Risiken auf dem Weg zum Erreichen der Ziele, so dass die Realisierung nur durch entsprechende Forschungsförderung möglich ist. Auf der Grundlage der Qualifikation der seit Jahren auf den relevanten Gebieten arbeitenden Gruppe von DLR-Mitarbeitern werden die Entwicklungsrisiken nicht als kritisch für das geplante Vorhaben eingestuft.

I.3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Vorhaben untergliederte sich in Arbeitspakete. Die Bearbeitungszeit beträgt 28 Monate.

Im Rahmen des Projektes OPAL-d1 sowie weiterer Arbeiten des DLR werden die kürzlich entwickelten Methoden zur Vermessung und Qualitätsprüfung für ihren permanenten Einsatz bei Fertigung, Aufbau, Inbetriebnahme und Betrieb von konzentrierenden Solarkollektoren zur solarthermischen Stromerzeugung umgesetzt. Es entstehen einsatzfertige Methoden sowie Prototypen von verlässlich arbeitenden Vorrichtungen, die eine nachhaltige Qualitätskontrolle und Betriebsoptimierung ermöglichen. Durch den Einsatz dieser Geräte und der damit verbundenen Erfahrungen werden die Leistungs-Risiken der Solarfelder deutlich reduziert, Montagefehler und Mehrkosten in den ersten Serien nachhaltig vermindert und damit Ertragssteigerungen des Solarfeldes von 3 bis 10% erreicht. Zum Einsatz kommen weitgehend automatisierbare Maßprüfungen zur Qualitätskontrolle in der Kollektorfertigung mit dafür entwickelten Varianten der optischen Vermessung mit Millimeter-Genauigkeit (Fotogrammetrie, AP1). AP2 widmet sich der Qualität der optischen Konzentration mit Digitalbildauswertung von Konzentrador-Flächen (Spiegelform) und durch digitale Auswertung der Leistungsprofile am Fokus. Dadurch wird es möglich, die Konzentrador-Eigenschaften (Reflektor) und die Receiverqualität (Absorber) unabhängig voneinander quantitativ und großflächig im Solarfeld zu vermessen. In AP3 werden über die bisher nur statische Betrachtung hinaus die Analysen und Optimierungen bereitgestellt, die auch zeitlich veränderliche Einflüsse von Einstrahlung, Wind und Betriebszuständen energetisch optimal zu nutzen ermöglichen. Die Arbeiten bauen direkt auf den Erfahrungen mit den EuroTrough/Skal-ET Kollektoren auf der PSA und in Kalifornien auf. Die Ergebnisse sind in großen Teilen auf andere Kollektoren und andere Arten der Strahlungskonzentration übertragbar.

Die erwarteten Ergebnisse der Arbeitspakete wurden nach Meilensteinen gegliedert.

Nr.	in AP	Meilenstein angestrebtes Ergebnis
M 1.01	1.9	Aufbau und Test des Fotogrammetrie-Systems für Kollektor-Module (Demo-Betrieb PSA) Der Prototyp wird auf der PSA aufgebaut und ermöglicht die automatische Messung von Kollektorstrukturen mit der Technik der Fotogrammetrie mit einer kalibrierten Messgenauigkeit von ca. 0,3 mm.
M 1.02	1.8	Beschreibung Fotogrammetrie-Station Beschreibung des Gesamtsystems nach Fertigstellung und Test des Systems
M 1.03	1.12	Abschluss AP 1 Ergebnisse der Auslegung, Erstellung und Tests des Fotogrammetrie-Systems.
M 2.01	2.1	Prototyp Feldmessung Intercept-Faktor/ Strahlungskonzentration Die beiden Prototypen für Strahlungsmessungen am Absorberrohr mit Diodenarrays und mit Digitalkamera ermöglichen, den optischen Wirkungsgrad von Kollektoren im Feld zu ermitteln.
M 2.02	2.2	Testergebnisse Feldmessung Intercept-Faktor/ Strahlungskonzentration Die mit dem Prototyp erzielten Demonstrationsmessungen sind ausgewertet und mit Raytracing-Modellen validiert.
M 2.03	2.10	Abschluss AP 2 Beschreibung der entwickelten Messsysteme
M 3.01	3.3	Konzept Dynamische Kollektoroptimierung (Nachführung, Leistungsabregelung) Die notwendigen Messparameter und das Optimierungspotential einer optimierten Kollektor-Nachführung sind erarbeitet. Regelkonzepte sind betrachtet.
M 4.01	4.3	Projektabschluss, Abschlussbericht Der Abschlussbericht umfasst die wissenschaftlich-technischen Ergebnisse des Projekts und den Verwertungsplan.

I.4. Stand der Wissenschaft und Technik

Für die Fertigung von Parabolrinnen-Kollektoren für solarthermische Kraftwerke sind geeignete Genauigkeiten erforderlich, um den Ertrag der Solarfelder garantieren zu können. Dazu wurden in den Entwicklungsschritten des EuroTrough-Kollektors und Skal-ET sowie in den Vorgänger-Projekten Fertigungsspezifikationen, Maßtoleranzen und Messergebnisse mit den auf theoretischem Wege hergeleiteten Genauigkeitsforderungen und Ertragserwartungen verglichen. Es gibt auf dem aktuellen Stand der Forschung nun verlässliche Angaben über die Zusammenhänge zwischen Fertigungstoleranzen und Kollektorertrag.

Diese Erkenntnisse müssen für die Serienfertigung durch Qualitätssicherungsmaßnahmen umgesetzt werden. Dafür wurde bereits die Fotogrammetrie als geeignete Methode in mobiler und flexibler Anwendung für die Konzentratoren sehr erfolgreich eingesetzt (Fertigungsüberwachung, Leistungsanalyse und endgültige Qualifizierung der Skal-ET-Kollektoren im SEGS-V-Feld in Kalifornien). Das Verbesserungspotential des Kollektor-Ertrages liegt bei bis zu 10%. Mehrere nationale und internationale Veröffentlichungen der bisherigen, zum Teil durch eine australisch-europäische Kooperation gestützten Arbeiten liegen vor. Die Ergebnisse der Messkampagnen der OPAL-Aktivitäten in Kalifornien haben außerdem zu einem nachhaltigen Interesse der Industriepartner am Einsatz dieser Methoden beim Bau der Kraftwerke in Spanien geführt. Kooperationsverhandlungen zwischen DLR und Industrie zielen auf die Anwendung dieser Kenntnisse für die Kollektor-Fertigung (Verwertung der Projektergebnisse).

Im Rahmen vorausgegangener Arbeiten wurden die Messmethoden für eine stationäre Messeinrichtung zur Qualitätskontrolle in der Serienfertigung der Kollektormodule spezifiziert und geeignete Einrichtungen selektiert. Bisher standen mobile Messungen und vorbereitende Entwicklungen zur QS im Vordergrund.

Auswertungen von Test- und Demonstrationsanlagen im Jahr 2004 haben gezeigt, dass die gute Qualität der Kollektormodule noch nicht ohne weiteres ausreichend ist, um den Solarfeld-Ertrag zu sichern. Hier ergeben sich unter Umständen deutliche Verluste durch die montierten Sensoren für die Nachführung und durch systematische Abweichungen zwischen Kollektor-Mitte und Kollektor-Ende.

I.5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Das DLR weitet in diesem Projekt seine Arbeiten auf den Gebieten der optischen Analyse, Ertragsmessung, Flussdichtemessung und Montageverbesserung aus, bei denen es in Arbeitsgruppen in Almería, Köln und Stuttgart in der internationalen Kooperation zur Entwicklung des EURO TROUGH-Kollektors und der Nachfolgeprojekte zahlreiche Ergebnisse (Parascan Flussdichtemessung, Photogrammetrie, Raytracing, Thermische Vermessung der Prototypen) und Designverbesserungen (ET-Kollektorfamilie) erzielt hat. Die Erprobung der Methoden und Testbetrieb finden teilweise auf der PSA statt. Wesentliche Messkampagnen werden außerdem am Demonstrationsloop des EuroTrough Kollektors Skal-ET in Kalifornien durchgeführt. Die Arbeiten laufen in enger Abstimmung und Rückkopplung zum Konsortium des Projektes ANDASOL, in dem Aspekte der Qualitätskontrolle mit photogrammetrischen Verfahren zur Produktüberwachung beim Kraftwerksbau eingesetzt werden sollen.

II. Eingehende Darstellung

II.1. Ergebnisse

II.1.1. AP1 - Qualitätssicherung Solarfeld-Fertigung

Um Ertragseinbußen durch eine schlechte Solarfeldqualität zu verhindern, ist eine kontinuierliche Kontrolle der Formgenauigkeit der Stahlstruktur von Parabolrinnen-Kollektoren bereits im Produktionsprozess notwendig. Mit Hilfe der Messergebnisse können geeignete Maßnahmen getroffen werden, um Abweichungen von der Sollform zu minimieren. Für diesen Zweck wurde ein computergesteuertes photogrammetrisches Messsystem und Hilfsmittel zu dessen Qualifizierung nach VDI-Richtlinien entwickelt. Es wird in die Kollektorproduktionslinie integriert und ermöglicht es, Montagefehler im Produktionsprozess sofort zu erkennen, um rechtzeitig deren Ursachen zu beseitigen. Der Einsatz eines solchen Systems stellt daher eine sinnvolle Maßnahme zur Dokumentation der Fertigung sowie zur Sicherung des energetischen Ertrags des Solarfeldes und damit des ökonomischen Erfolges eines Kraftwerkprojekts dar.

Ziel dieses Arbeitspaketes war es, nach der Methodenentwicklung und Verifizierung nun die Messsysteme in dem Maße zu entwickeln, dass

- höhere Messgenauigkeiten,
- wesentliche schnellere Messungen,
- ein deutlicher Automatisierungsgrad,
- weniger menschliche und technische Fehlerquellen,
- standardisierte Prüfungen,
- hohe Zuverlässigkeit der Ergebnisse durch Referenz-Messungen und
- verlässliche Messwerte und Datenanalysen für die Qualitätssicherung

erreicht werden können.

II.1.1.1. Vorbereitende Arbeiten

Vor dem Aufbau des Testsystems wurde eine Analyse der benötigten Messgenauigkeit durchgeführt. Im Falle statistisch normalverteilter Fertigungs- und Messfehler und der Annahme, dass keine systematischen Fehleranteile auftreten, muss die maximale Punktmessunsicherheit im Bereich von 0,1-0,2 mm liegen, falls die Einzelwinkel (Winkel zwischen zwei Befestigungsklammern zur Horizontale = Spiegelbefestigungswinkel) eines jeden Cantileverarms eindeutig auf „gut“ oder „schlecht“ geprüft werden sollen. Da in den Fertigungsspezifikationen der Konzentratormodule festgelegt wurde, dass vereinfacht dargestellt nur der aus 56 Einzelmessungen ermittelte mittlere Fehler eines Moduls in die Qualitätsauswertung eingehen soll, reicht eine Messunsicherheit von etwa 1 mm aus, um die Struktur auf Winkelfehler zu vermessen. Für die Vermessung von einzelnen Referenzpunkten ist eine Messgenauigkeit von 0,2 bis 0,4 mm nötig, so dass das Messsystem diese Genauigkeit liefern soll. Bild 1 zeigt den Einfluss der Messunsicherheit auf das Messergebnis für eine Reihe angenommener Winkelfehler für die Innenfalte:

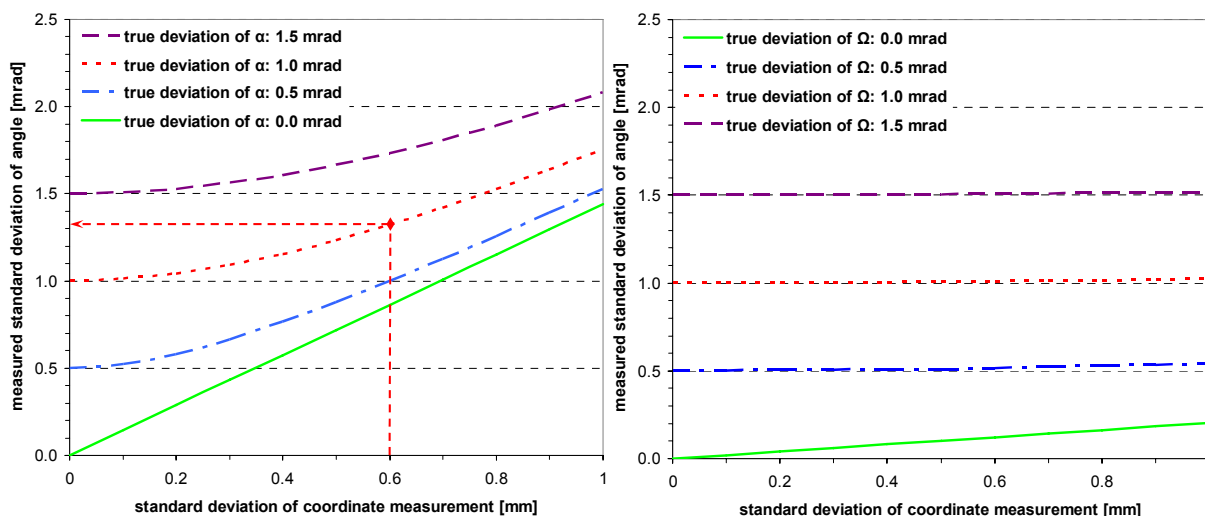
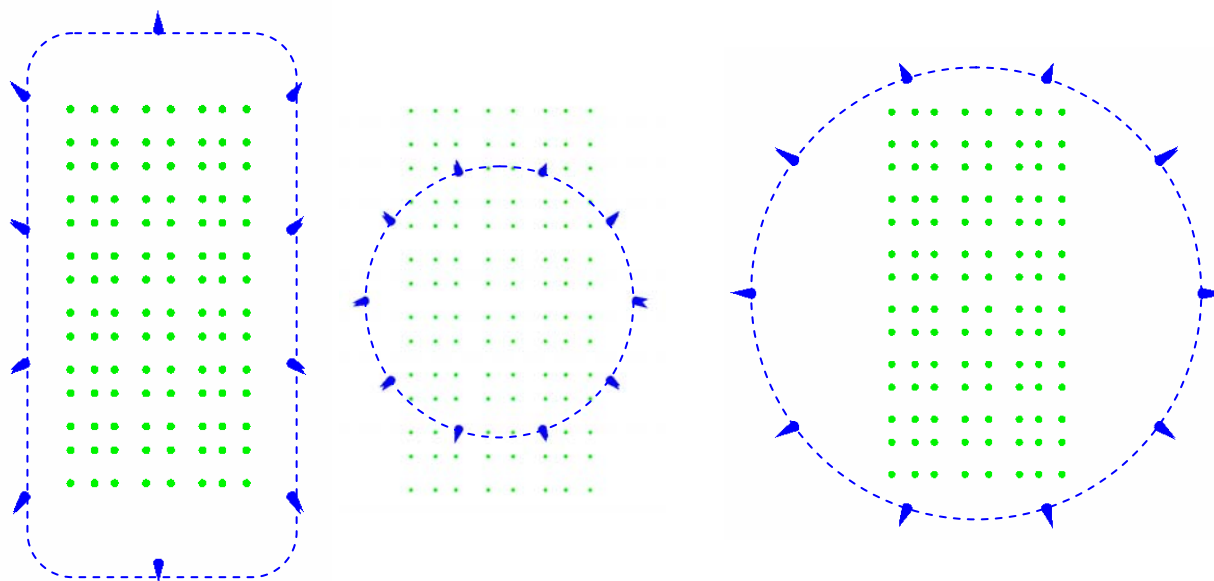


Bild 1: Einfluss der Messunsicherheit auf das Messergebnis für wahre Winkelfehler von 0-1,5 mrad; links: Messung einzelner Winkel, rechts: Messung von 56 Winkeln eines ganzen Moduls

Es zeigt sich, dass z.B. für eine Standardabweichung der Koordinatenmessung von 0,6 mm und einen wahren Winkelfehler der Innenfacetten-Aufhängung von 1,0 mrad im statistischen Mittel ein Winkelfehler von 1,32 mrad gemessen werden wird (roter Pfeil im linken Diagramm). Die Ungenauigkeit von 0,32 mrad der Einzelmessung reduziert sich bei der Messung des gesamten Moduls mit 56 Einzelwinkeln statistisch auf 0,01 mrad. Der Messfehler ändert das Messergebnis somit nicht mehr signifikant, so dass die „Goldene Regel“ der Messtechnik erfüllt ist.

Zur Analyse der optimalen Messgeometrie wurden mittels der Fotogrammetrie-Software unter den gegebenen Randbedingungen (Geometrie der Struktur, Daten der Messkamera, usw.) Simulationsrechnungen durchgeführt, die für unterschiedliche Messgeometrien (Aufnahmeort, Neigungswinkel, etc.) die zu erwartende Messpräzision lieferten. Verglichen wurde insbesondere eine weitgehend rechteckige Kameraaufbahn mit einem Schwenkarm, der die Kamera auf unterschiedlichen Radien um das Zentrum des Moduls bewegt. Bild 2 zeigt eine Auswahl der untersuchten Kamerastationen.



Schiene: 8m breit, 14m lang

Schwenkarm: 4m Radius

Schwenkarm: 7m Radius

Bild 2: Analytierte Kamerapositionen zur Ermittlung der Messpräzision (Simulationsstudie): grün: Messpunkte am Modul, blaue Linie: Kamerabahn, blaue Kegel: Aufnahmepositionen

Bild 3 zeigt die zugehörigen Ergebnisse der Messpräzision.

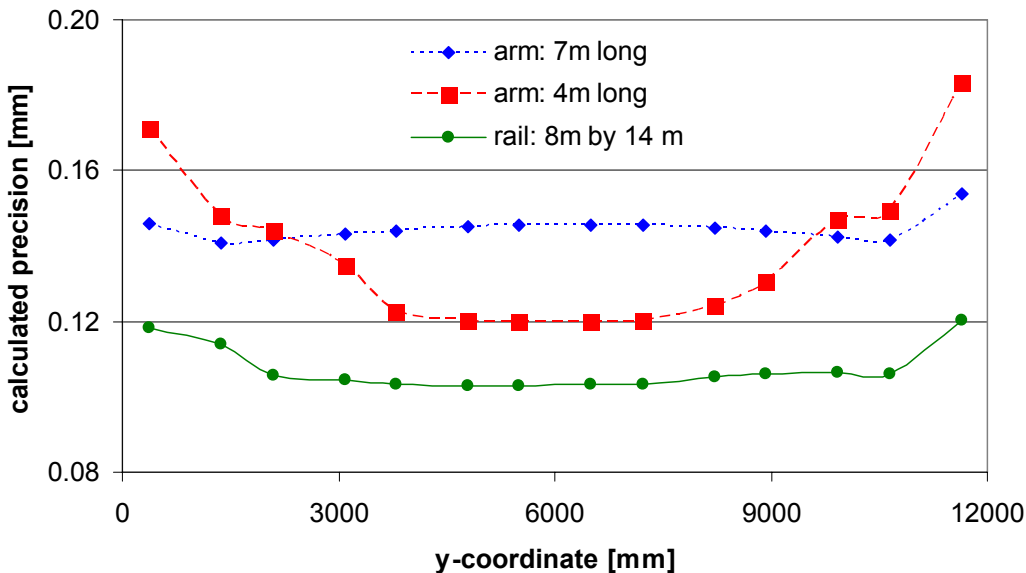


Bild 3: Simulationsergebnisse zur Messpräzision (1 sigma-Wert) für unterschiedliche Kamerabahnen. Bei gleicher Fotozahl zeigt das Schienensystem die höchsten Messpräzisionen.

Aufgrund dieser Ergebnisse wurde die schienenbasierte Kurvenführung für das Messsystem ausgewählt. Die Messpräzision kann durch eine größere Anzahl von Fotos weiter gesteigert werden. Da sich die Messunsicherheit aus den statischen Fehlern (Messpräzision) und den systematischen Fehlern (z.B. Kamerakalibrierung) zusammensetzt, wurde im weiteren Verlauf die Konfiguration der Führung und der Messpositionen optimiert.

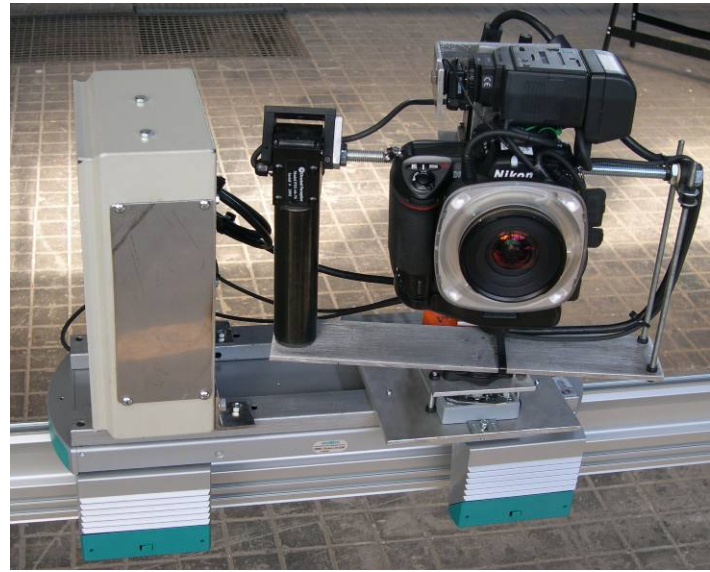


Bild 4: Prototypen-Aufbau auf der PSA mit Schienensystem und Kalibrationsrahmen (links) und Führungswagen mit 3-achsig schwenkbarer Kamera (rechts)

II.1.1.2. Beschreibung Fotogrammetrie-System

Bild 5 zeigt eine zu überprüfende Kollektorstruktur mit den für die photogrammetrische Vermessung notwendigen retroreflektierenden Zielmarken sowie das Kamera-Shuttle in zwei Positionen auf der Schiene über dem Messstand auf der PSA.

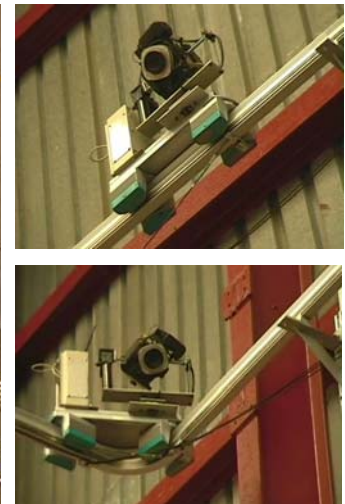


Bild 5: Kollektorstruktur mit Zielmarken bei der 3d-Messung (links). Kamera-Shuttle auf dem Schienensystem (rechts)

Nach Voranalysen wurde eine hochauflösende Nikon D2X-Digitalkamera als Messkamera ausgewählt, die das zu prüfende Kollektor-Modul auf einer Kurvenbahn umläuft. An verschiedenen Stationen der Messfahrt werden Fotos von der mit retroreflektierenden Zielmarken bestückten Kollektorstruktur angefertigt (Bild 6 links) und über Funkdatenverbindung auf den Messrechner

geladen. Mit Hilfe dieser Fotos werden über eine photogrammetrische Auswertung die Istkoordinaten der Messpunkte ermittelt.

Eine nachfolgende Auswerterroutine bestimmt daraus Koordinaten-, Längen- und Winkelabweichungen von den Sollwerten und wertet diese punktuell und statistisch aus. Die Ergebnisse werden innerhalb von wenigen Minuten gewonnen und protokolliert. Das Prüfergebnat (innerhalb/außerhalb Toleranz) wird dem Bedienungspersonal über eine Farbanzeige weitergegeben, so dass sofort Entscheidungen für die Weiterbehandlung des Moduls zur Verfügung stehen. Treten Abweichungen zwischen Ist- und Sollwerten auf, so können diese lokalisiert und die Ursache im Produktionsprozess zeitnah behoben werden.

Alle Kamerabewegungen und -einstellungen, das Übertragen der Fotos, die photogrammetrische Auswertung, das Postprocessing und die Datenspeicherung sind vollständig automatisiert. Die Messung kann manuell oder durch das Einscannen des spezifischen Modul-Barcodes gestartet werden und ist nach 15 Minuten abgeschlossen. Inklusive Modulpositionierung im Messsystem und Zielmarkenmontage werden etwa 30 Minuten benötigt.

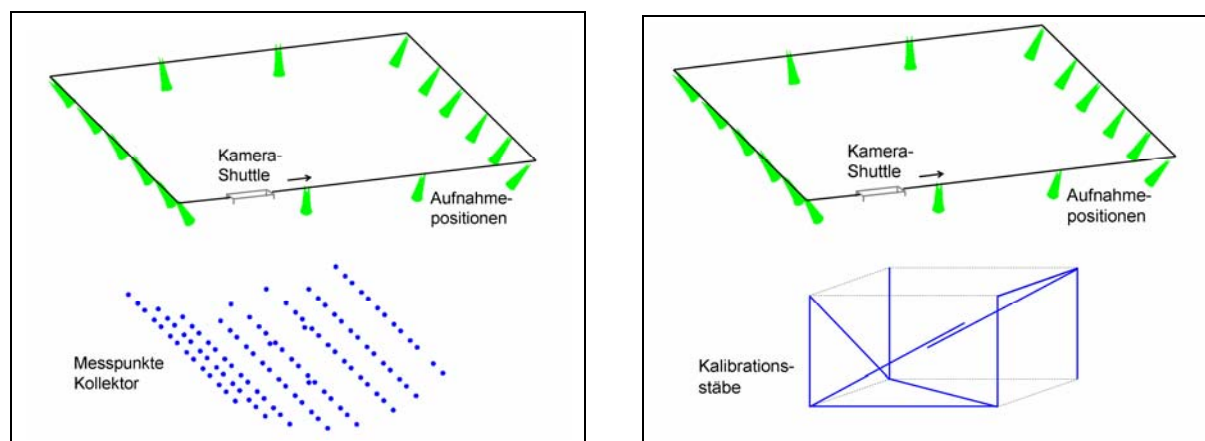


Bild 6: Aufnahmepositionen des Kamera-Shuttles mit Messpunkten des Kollektors (links) und Zertifizierungsnetzwerk aus Kalibrationsstäben (rechts)

Gegenüber einfacher aufgebauten Standardsystemen, die in der Regel mehrere feststehende und vorkalibrierte Kameras nutzen, wird hier durch die Verwendung einer einzigen beweglichen Kamera eine in-situ Selbstkalibrierung der Kamera bei jeder Messung ermöglicht. Dadurch werden auch bei großen Schwankungen der Umgebungstemperatur an den Montageorten von solarthermischen Kraftwerken hohe Messgenauigkeiten erreicht.

Das System besteht aus einer Kurvenführung (System „Montrac“), auf die eine Kamera („Nikon D2X“, 12 Megapixel) montiert ist. Die Verstellung der Kamera um drei Achsen, sowie die Steuerung der Kamera wurde über Funknetz realisiert, so dass sich die auf einem Laufwagen montierte Kamera ohne Einflüsse von Steuerkabeln bewegen kann. Die Messung wird über die Betätigung eines Scanners zur eindeutigen Identifizierung der vermessenen Struktur gestartet, über die im DLR entwickelt Ablaufsteuerung kontrolliert, über die australische Software „VMSgo“ ausgewertet und mittels eigens entwickelten Routinen nachbearbeitet, so dass im Idealfall ein einziger Tastendruck die Messung mit Auswertung auslöst (gelbes Licht eines optischen Meldesystems) und die Messung inklusive der Endauswertung vollautomatisch abläuft (grünes Licht: „Modulqualität innerhalb der Toleranzen“ bzw. rotes Licht: „Modulqualität außerhalb der Toleranzen“). Bild 4 zeigt Aufnahmen vom Prototypen des Systems.

Der Kamerawagen besitzt einen Stromabnehmer, der eine Stromversorgung der Kamera und ihrer Antriebseinheiten ermöglicht. Zur Vermeidung von kurzzeitigen Spannungsschwankungen wurde eine Pufferung eingebaut, so dass möglicherweise auf der Schiene aufhaftende Staubteilchen die Spannungsversorgung der Steuerung nicht beeinflussen können. Da 3-achsig einstellbare Schwenk-Neigeköpfe nicht verfügbar waren, wurde ein Schwenk-Neigekopf mit einem Drehantrieb kombiniert und so umgebaut, dass eine Drehung der Kamera um ihre optische Achse möglich ist. Diese Drehung unterstützt die Online-Kalibrierung der Kamera während jeder Einzelmessung, die eine erhebliche Genauigkeitssteigerung des Systems mit sich bringt.

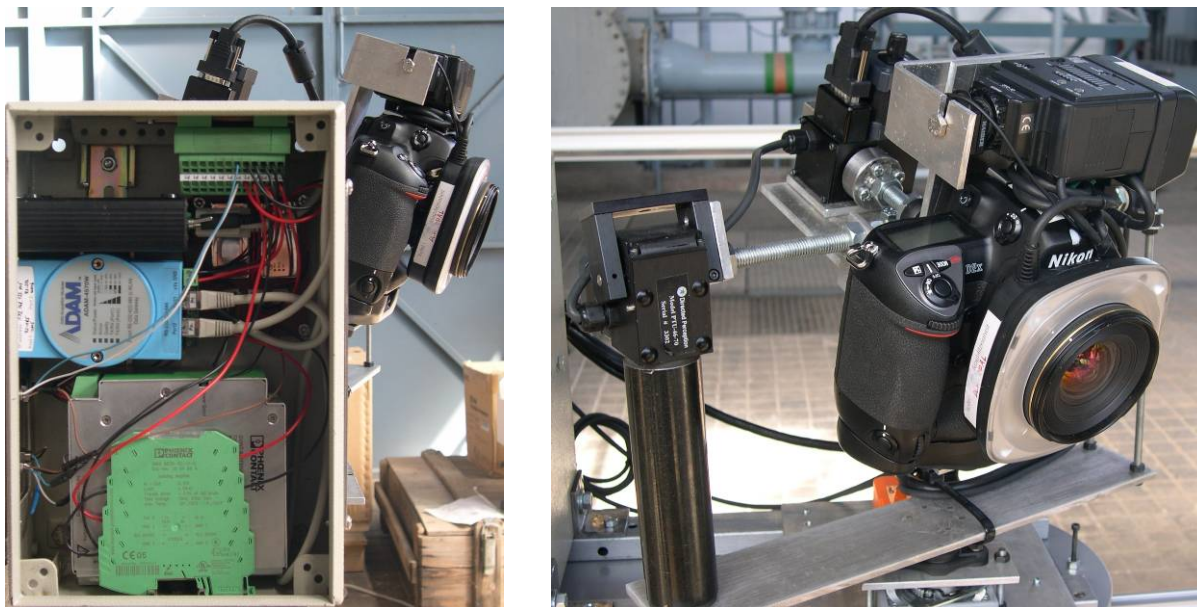


Bild 7: Schaltkasten zur Steuerung der Drehantriebe zur Positionierung und zur Stromversorgung der Kamera (links); Detailaufnahme der Kamera-Schwenkeinheit (rechts)

II.1.1.3. Messadapter

Als Messtargets werden retro-reflektierende Zielmarken verwendet. Der Schaft wird mit Passungstoleranz hergestellt. Diese Targets werden sowohl als optische Zielscheiben für die Vermessung der Struktur, als auch zur Genauigkeitsüberprüfung des Messsystems eingesetzt.

II.1.1.4. Kalibration und Überprüfung

Das System wurde an die Qualifizierung des Messsystems nach VDI/VDE-Richtlinie 2634 angepasst. Da hochgenaue Prüfkörper für diese Dimensionen (Längenabweichung maximal 0,06 mm auf 12 m Messlänge) kommerziell nicht verfügbar sind, wurden Kalibrationsstäbe aus CFK-Stangen angefertigt und zu einem Zertifizierungsnetzwerk ($12 \times 6 \times 1.5 \text{ m}^3$) aufgebaut. Teilstrecken der Kalibrationsstäbe wurden abschnittsweise photogrammetrisch mit DKD-zertifizierten CFK-Prüflängen vermessen. Zur Vermessung der Gesamtlänge bis 12 m wurde ein Laser-Doppler-Interferometer (Messunsicherheit inklusive der Targetpassungen kleiner als 0,05 mm) verwendet. Die thermische Längenausdehnung der Kalibrationsstäbe wurde berücksichtigt.

Die relativen Abstände aller Targets auf jedem Stab werden mittels manueller Fotogrammetrie bis zu einem Targetabstand von etwa 2 m mit einer Genauigkeit von etwa 0,02-0,03 mm und mittels des Laser-Doppler-Distanzmessers bis zu einem Abstand von 14 m mit einer Genauigkeit von etwa 0,06 mm vermessen. Da auch bei dem sehr kleinen thermischen Expansionskoeffizienten der CFK-Stäbe bei einem 14 m langen Stab und Temperaturschwankungen von bis zu

15 K Längenschwankungen von bis zu $\pm 0,06$ mm auftreten werden, ist eine Längenkorrektur nötig, die bei den Messungen automatisch angebracht wurde. Dazu wird zuerst der reale thermische Expansionskoeffizient über das Laser-Doppler-Distanzmesser unter Messung der Materialtemperatur (Thermoelemente, ausgelesen über Advantech-Feldmodule) an einem langen Stab ermittelt. Spätere Messungen der Materialtemperatur lassen dann jederzeit eine exakte Längenkorrektur zu. Bei einer erwarteten Messunsicherheit von 0,3 mm des automatischen Fotogrammetriesystems ist damit eine 5-fach höhere Messgenauigkeit der Kalibrierstrecke gegeben (reduzierte Goldene Regel der Messtechnik).



Bild 8: Zwei der CFK-Stäbe mit jeweils vier retro-reflektierenden Zielmarken (links); Laser-Doppler-Distanzmesser zur hochgenauen Vermessung der Targetabstände auf den bis zu 14 m langen CFK-Stangen (rechts)

Das so erstellte Zertifizierungsnetzwerk wurde benutzt, um Abweichungen zwischen den photogrammetrisch ermittelten Längen und den realen Längen der Kalibrationsstäbe und damit die Genauigkeit des Messsystems zu bestimmen. Die größte Unsicherheit eines einzelnen Messpunktes ist kleiner als $\pm 0,4$ mm, die Standardabweichung beträgt 0,1 mm (siehe Bild 9). Basierend auf den experimentellen Ergebnissen zeigt eine Simulationsstudie mit verbesserten Kamerapositionen und Kameraorientierungen eine weitere Reduktion der maximalen Abweichung, so dass die maximale Unsicherheit eines Einzelpunktes von 0,3 mm für ein industriell einsetzbares System erreicht werden kann. Die Messunsicherheit wird mit Hilfe von Prüfkörpern während der gesamten Betriebszeit protokolliert.

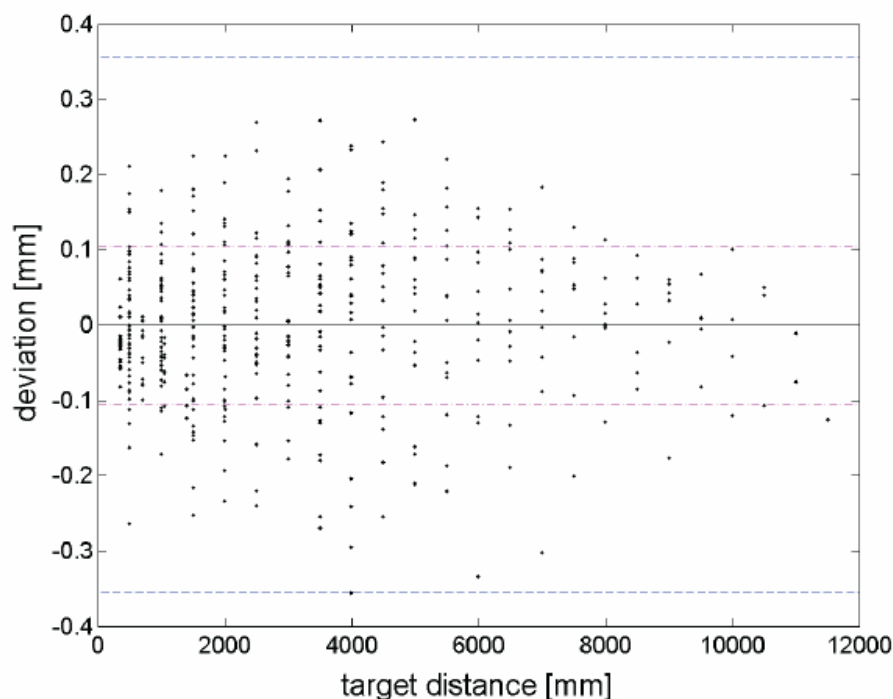


Bild 9: Abweichung der fotogrammetrisch gemessenen Längen von der wahren Länge der CFK-Stäbe als Ergebnis der Qualifikationsmessung des fotogrammetrischen Messsystems nach der VDI/VDE-Richtlinie 2634

Die hohen Anforderungen hinsichtlich Messgenauigkeit, Verlässlichkeit, Automatisierung und Schnelligkeit eines Messsystems zur Qualitätssicherung von Kollektorstrukturen in der Fertigung können mit dem entwickelten photogrammetrischen Messsystem Q-Foto erfüllt werden. Das Q-Foto-Messsystem wurde damit nach VDI/VDE-Richtlinie 2634 qualifiziert.

II.1.2. AP2 - Strahlungsmessung zur Ertragsanalyse im Solarfeld

Die bisher entwickelten Methoden zur Messung der Flussdichte in der Umgebung des Receivers eines Parabolrinnen-Kollektors haben gezeigt, dass auf diese Weise auch große Bereiche eines Solarfeldes analysiert und gegebenenfalls optimiert werden können.

Es wurden mehrere Ansätze verfolgt, die sich gegenseitig ergänzen. Die einfach handhabbare und schnell einsatzfähige Kamera-Target-Methode ermöglicht durch das bildgebende Verfahren großflächige und aufschlussreiche Analysen der fokussierten Strahlung im Betrieb in unmittelbarer Nähe des Receivers. Robuste Hard- und Software soll künftige Feldeinsätze der Methode ermöglichen.

II.1.2.1. Validierung des Raytracing Modells und Vergleichsmessungen

Das Raytracing-Modell, mit dem die Optik der Parabolrinne nachgebildet wird und Parameterstudien durchgeführt werden, basiert auf photogrammetrisch vermessenen Spiegelformen, siehe Bild 10.

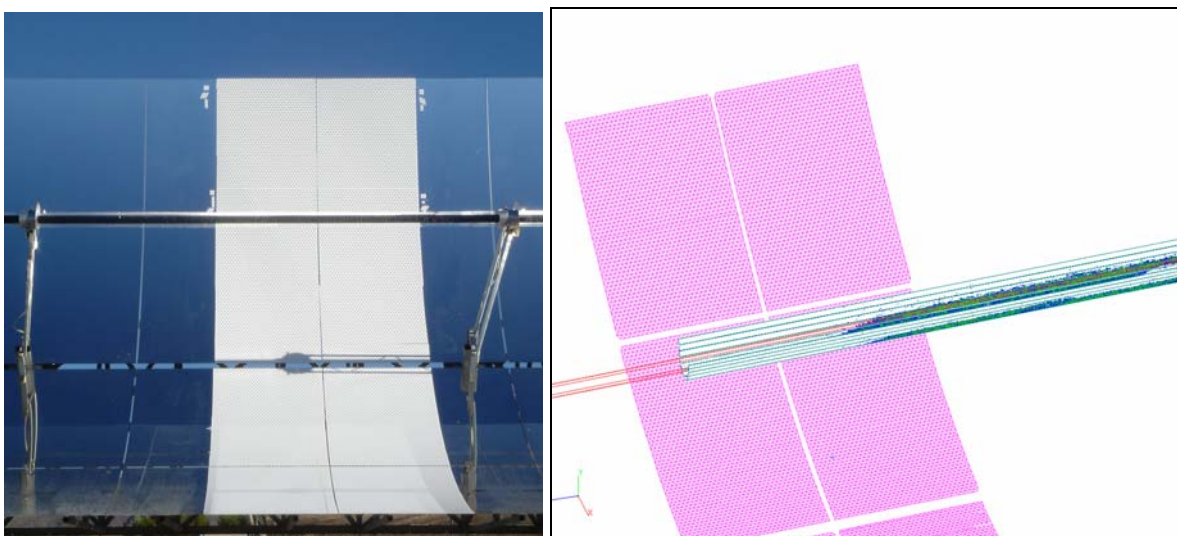


Bild 10: Photogrammetrisch Vermessene Spiegelgeometrie des 5. EuroTrough-II Moduls (links) und die Verwendung der Oberflächendaten im Raytracing-Modell (rechts).

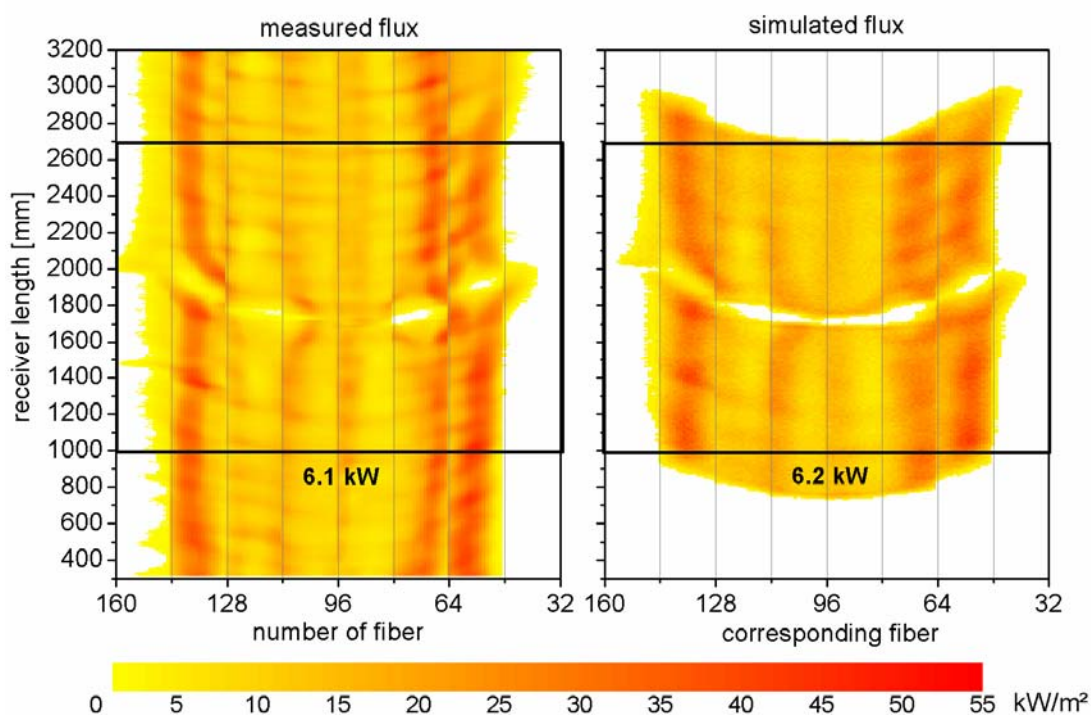


Bild 11: Vergleich zwischen einer gemessenen Flussdichteverteilung (links) und einer entsprechenden Raytracing Simulation auf Basis photogrammetrischer Spiegeloberflächendaten. Die Verteilungen stimmen gut überein.

Um zu zeigen, dass das verwendete Modell mit diesen Spiegelgeometriedaten sinnvolle Ergebnisse liefert, werden Raytracing-Ergebnisse mit Messwerten verglichen. Bild 11 zeigt den Vergleich einer mit ParaScan-II gemessenen Flussdichteverteilung in der nahen Umgebung des Absorberrohrs mit den entsprechenden Simulationsvorhersagen des Raytracing-Modells.

Zur Analyse der Optik von Parabolrinnenkollektoren wurde ein Strahlverfolgungs-Modell entwickelt und am EuroTrough-Kollektor validiert. Auf der Basis von vermessenen Spiegelgeometrien wurden damit Modellierungen durchgeführt, um den Einfluss von Entwurfsparametern und die

Sensitivität des optischen Wirkungsgrades für Abweichungen von der idealen Geometrie zu untersuchen. Exemplarisch werden hier der Einfluss der Lage des Absorbers sowie der eines vergrößerten Absorberdurchmessers für verschiedene Randbedingungen gezeigt.

Für die Optimierung von Parabolrinnenkollektoren sowie für die Gewährleistung hoher Wirkungsgrade bei ihrer Montage ist es nötig, die Einflüsse geometrischer Parameter auf den optischen Wirkungsgrad von Parabolrinnen zu untersuchen. Dazu wurde ein Modell entwickelt, das basierend auf gemessenen Geometriedaten den optischen Wirkungsgrad von Parabolrinnenkollektoren berechnen kann. Das Modell wurde am EuroTrough-Kollektor validiert. Es ermöglicht Sensitivitätsstudien unter Variation der geometrischen Präzision, die zu quantitativen Erkenntnissen über die Einflüsse der Parameter führen.

Das in der kommerziellen Strahlverfolgungs-Software OptiCAD entwickelte Modell simuliert den Reflektor der Parabolrinne basierend auf fotogrammetrisch vermessenen Kollektorkoordinaten. Es berechnet mittels Strahlverfolgung die Trefferquote der Sonnenstrahlen auf dem Absorberrohr (Intercept-Faktor) in Abhängigkeit von Entwurfsparametern, Positionsabweichungen von Bauteilen und anderen Randbedingungen wie Nachführung und solarer Einstrahlung. Weiterhin erlaubt das Modell die Berechnung von Flussdichteverteilungen auf der Messfläche des zur Validierung verwendeten Messsystems sowie auf der Oberfläche des Absorbers.

Durch Vergleich von Modellvorhersagen von Interceptfaktoren und Flussdichteverteilungen mit entsprechenden Messergebnissen an der PSA konnte das Modell validiert werden. Berechnete Flussdichteverteilungen auf der Absorberoberfläche lieferten außerdem gute Übereinstimmung mit thermografischen Messungen.

Als Maß für den optischen Wirkungsgrad wird zur Berücksichtigung der Winkelabhängigkeit des Absorptionsgrades des Absorbers der Intercept-Absorptionsfaktor $\gamma\alpha$ angegeben. Für den Absorptionsgrad wird $\alpha_0 = 95\%$ angenommen. Die statistische Unsicherheit aufgrund der endlichen Zahl simulierter Strahlen beträgt 0,001.

Es wurde untersucht, wie sich eine ungenaue Positionierung des Absorberrohrs in der Fokallinie eines Parabolrinnen-Kollektors auswirkt. Die Rechnungen basieren auf einem fotogrammetrisch vermessenen Abschnitt des EuroTrough-Kollektors auf der Plataforma Solar de Almería in Spanien. Es wurde dabei ein Zirkumsolarverhältnis der Sonnenstrahlung von 5% angenommen.

Es werden exemplarische Modellergebnisse von Variationen der Lage des Absorbers, des Nachführfehlers θ_i , des Absorberdurchmessers d_{abs} und des Einfallswinkels θ der Solarstrahlung auf die Aperturbene gezeigt. Bild 12 (links) zeigt eine grafische Darstellung des ermittelten Verlaufs des Intercept-Absorptionsfaktors in der Umgebung der theoretischen Fokallinie bei senkrecht einfallender Solarstrahlung. Δx und Δz bezeichnen den Versatz des Receivers zur Seite bzw. in der Höhe. Der Intercept-Absorptionsfaktor beträgt im Maximum 93%. Die Asymmetrie der Verteilung ist durch die Verformung des Reflektors unter Eigenlast bedingt.

Rechts in Bild 12 ist der Intercept-Absorptionsfaktor unter gleichzeitigem Einfluss eines Nachführfehlers und seitlichen Versatzes Δx des Receivers bei einem Einfallswinkel von $\theta=30^\circ$ gezeigt. Dieses Beispiel zeigt, dass sich diese beiden Fehlereinflüsse in ihrer Auswirkung je nach Richtung verstärken oder gegenseitig kompensieren. Wenige Millimeter Absorber-Versatz lassen sich demnach durch Korrektur der Nachführung ausgleichen.

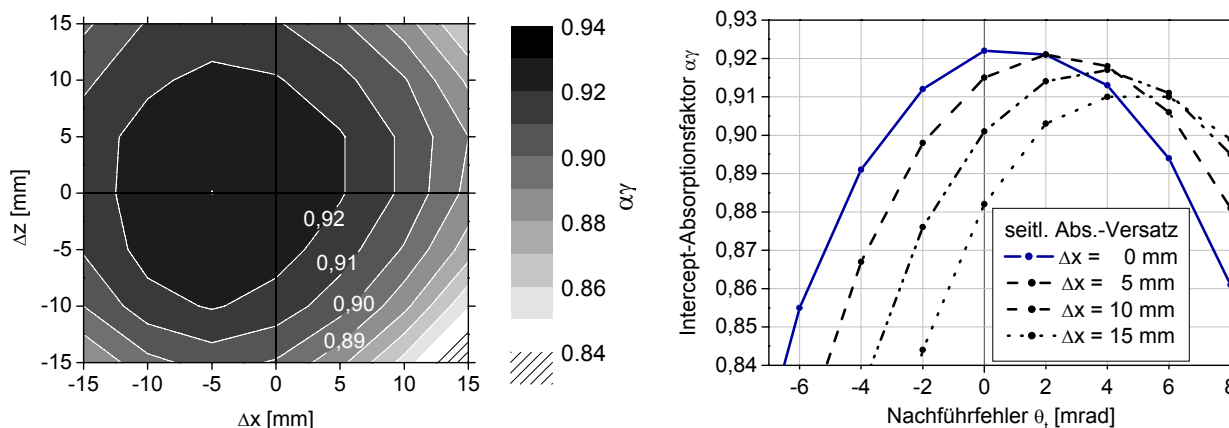


Bild 12: Intercept-Absorptionsfaktor in Abhängigkeit von der Absorberposition bei $\theta=0^\circ$ (links) und in Abhängigkeit von Versatz und Nachführfehler bei $\theta=30^\circ$ (rechts)

Unter den gleichen Randbedingungen wurde ermittelt, wie hoch die Zunahme des optischen Wirkungsgrades unter Betriebsbedingungen ausfällt, wenn ein dickeres Absorberrohr gewählt würde. Bild 13 zeigt links den Intercept-Absorptionsfaktor des Absorbers für verschiedene Einfallswinkel in Abhängigkeit vom seitlichen Versatz des Absorbers. Im rechten Diagramm werden für einen Absorberdurchmesser von 76 mm die Verbesserungen des Intercept-Absorptionsfaktors im Vergleich zum üblichen 70 mm-Absorber dargestellt. Es ergibt sich beispielsweise bei einem angenommenen Nachführfehler von 3 mrad und seitlichem Versatz des Absorbers bis 10 mm für 30° Einfallswinkel eine Verbesserung des optischen Wirkungsgrades von bis zu 1,6 Prozentpunkten.

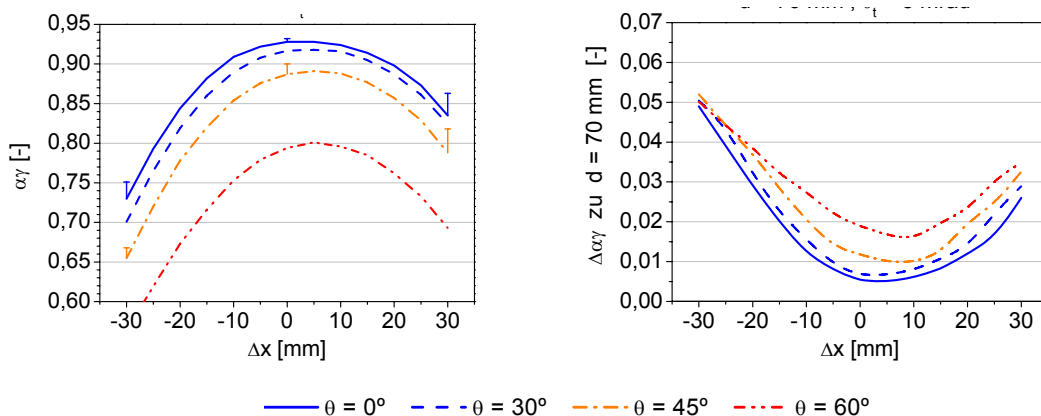


Bild 13: Intercept-Absorptionsfaktor bei 3mrad-Nachführfehler für verschiedene Einfallswinkel (links) sowie relative Verbesserung durch ein dickeres Absorberrohr (76 mm, rechts) in Abhängigkeit vom seitlichen Versatz des Absorbers

Mit dem Strahlverfolgungsmodell für die Parabolrinne wurden Parametervariationen durchgeführt, die den Einfluss von Abweichungen des Absorbers aus der Idealposition auf den Wirkungsgrad zeigen. Die Ergebnisse helfen dabei, Spezifikationen für die Fertigung und Qualitätssicherung von Kollektoren abzuleiten sowie Änderungen des Absorberdurchmessers zu bewerten. Mit den Ergebnissen dieser und weiterer Modellierungen können relevante Ertragssteigerungen und Kostensenkungen für Parabolrinnenkollektoren von mehreren Prozent genauer identifiziert werden.

II.1.2.2. Vergleich von Flussdichteprofil und Temperaturprofil auf dem Absorber

Pyrometrische Messmethoden mit spektral selektiven Messbereichen ermöglichen die berührungslose Ermittlung der Temperaturverteilung an solaren Strahlungsempfängern. Mit den entwickelten Messsystemen kann sowohl auf Glas als auch durch vor dem Absorber installierte Glasabdeckungen hindurch gemessen werden. Die Strahlungsflussdichteverteilung auf dem Absorberrohr wird mit Hilfe von Strahlverfolgungsmodellen berechnet. Als Eingangsdaten dienen dabei reale, mit optischen Messverfahren ermittelte Oberflächengeometrien der Konzentratoren. Die Ergebnisse der Rechnungen und Messungen bestätigen die Annahme einer inhomogenen Flussdichte- und Temperaturverteilung und liefern die Eingangsdaten für entsprechende FEM Untersuchungen zum internen Wärmeübergang und thermischen Spannungen in solaren Verdampferrohren.

Aufgrund der für Parabolrinnenkollektoren charakteristischen Abbildung der Solarstrahlung entsteht eine über den Umfang ungleichmäßige Verteilung des Strahlungsflusses auf dem Absorberrohr. Durch Spiegellücken und Abweichungen der Konzentratorfläche von der zylinderparabolischen Idealform werden die Differenzen zwischen den Extrema der Strahlungsflussverteilung noch weiter verstärkt. Insbesondere bei solarer Direktverdampfung hängt der interne Wärmeübergang zudem von der Temperatur, der Phase des Wärmeträgerfluids, sowie weiteren Strömungsparametern ab. Damit entsteht die Gefahr von lokalen Überhitzungen des Absorberrohres, die zu thermischen Spannungen, zur Degradation der selektiven Beschichtung und damit zur Reduzierung der Lebenszeit von solaren Verdampferrohren führen können. Mit einer Überwachung der Temperaturverteilung können zum einen lokale Überhitzungen rechtzeitig erkannt werden, bevor es zu einer Beschädigung der Strahlungsempfänger kommt. Zum anderen liefert die Temperatur- zusammen mit der solaren Strahlungsflussdichteverteilung die Eingangsdaten für FEM Untersuchungen zum inneren Wärmeübergang und thermischen Spannungen im Absorberrohr.

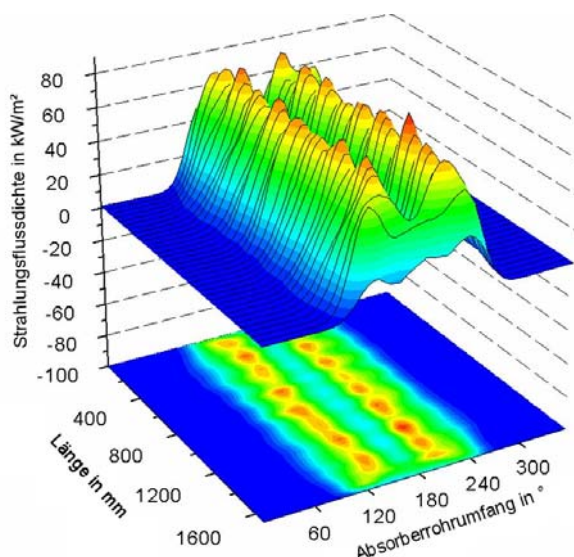


Bild 14: Berechnete Verteilung der absorbierten Strahlungsflussdichte auf dem Absorberrohr im EuroTrough-Kollektor für eine Einstrahlung von 1000W/m^2

Da die Strahlungsflussverteilung auf den Absorberrohren direkt von der Form und der Präzision der Konzentrator-Oberfläche abhängt, werden als Eingangsdaten für die Strahlverfolgungsrechnungen reale, mit Hilfe von photogrammetrischen oder deflektometrischen Messmethoden ermittelte Daten zur Geometrie der Oberfläche der einzelnen Spiegelfacetten verwendet. In Bild 14 ist ein typisches Ergebnis der berechneten Strahlungsflussverteilung auf einem Stück Ab-

sorberrohr dargestellt. Zur Bestimmung der vom Absorberrohr aufgenommenen Strahlungsflussdichte werden in dem Modell auch richtungsabhängige optische Daten des Glashüll- und Absorberrohres berücksichtigt.

Temperatursensoren, die Kontakt zum Messobjekt benötigen, sind unter dem Einfluss konzentrierter Solarstrahlung nur bedingt einsetzbar, da die Messung durch die vom Sensor absorbierte Strahlung beeinträchtigt wird. Pyrometrische Messmethoden mit spektralen Messbereichen, in denen die störende reflektierte Solarstrahlung durch die Atmosphärenabsorption gefiltert wird, ermöglichen hingegen die berührungslose Bestimmung der Temperaturverteilung an solaren Strahlungsempfängern. Untersuchungen haben gezeigt, dass unter den Randbedingungen bei Receivern linear konzentrierender Systeme mit Glasabdeckung ein spektral selektiver Filter mit einer zentralen Wellenlänge bei $2,63 \mu\text{m}$ die störende Solarstrahlung ausreichend unterdrückt, um die Temperaturverteilung sowohl auf dem Absorberrohr als auch auf der Glasabdeckung bestimmen zu können. Schwankende atmosphärische Randbedingungen, die sich auch auf das Temperaturmesssignal auswirken, werden durch ein Modell korrigiert.

Anstatt der in der Pyrometrie üblichen Kalibrierung an einem Referenzstrahler kann an solaren Verdampferrohren die Messunsicherheit durch die Kalibrierung direkt am Messobjekt erheblich reduziert werden. Dazu wird das durch den vorhergehenden solaren Betrieb auf Maximaltemperatur geheizte Absorberrohr im defokussierten Kollektor langsam abgekühlt. Bei den üblicherweise sehr geringen Wärmeverlusten selektiv beschichteter Absorberrohre entspricht die Temperatur des Absorberrohres bei sehr langsamer Abkühlung in guter Näherung der Fluidtemperatur, die in unmittelbarer Nähe der Kalibrierstelle mit PT100 Temperatursensoren gemessen wird. Durch die gleichzeitige Bestimmung der Temperatur des Absorbers und des emittierten Strahlungssignals werden selbst winkelabhängige optischen Daten des Messobjektes berücksichtigt und Unsicherheiten durch Emissionsgradschwankungen weitgehend verhindert.

Bild 15 zeigt die Temperaturverteilung an einem Verdampferrohr im Überhitzerbereich der Testanlage DISS an der Plataforma Solar de Almería. Durch auf dem Absorberrohr abgebildete Schatten der Absorberrohrhalterungen und Wellen und Lücken in der Spiegeloberfläche konnten im Überhitzerbereich der Direktverdampfungsanlage Temperaturdifferenzen im Bereich von 40 K auf der den Spiegeln zugewandten Seite des Absorberrohres gemessen werden.

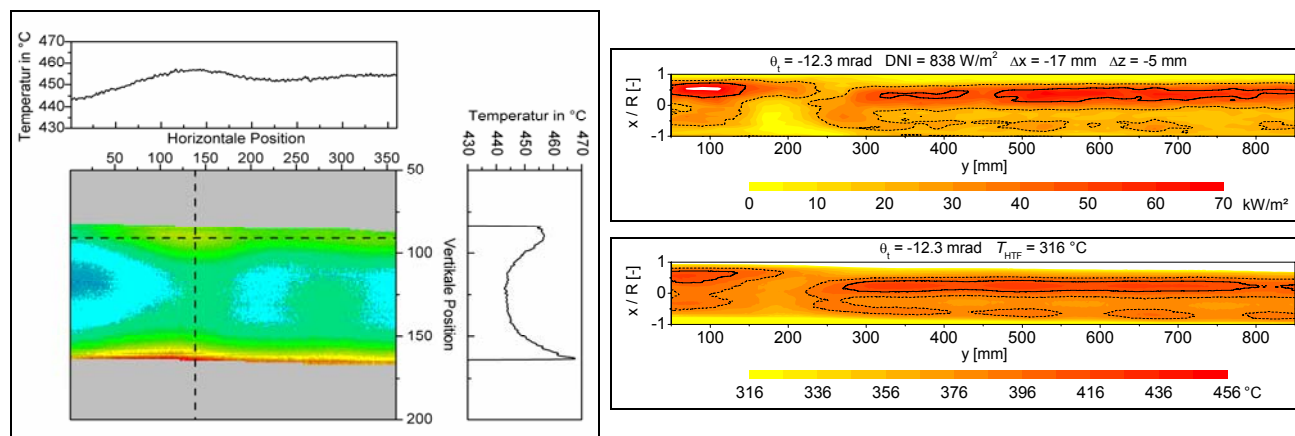


Bild 15: An der Testanlage zur Direktverdampfung DISS an der Plataforma Solar de Almería gemessene Temperaturverteilungen im Überhitzerbereich des Absorberrohres (links); Vergleich von berechneter Strahlungsflussdichte (rechts oben) und gemessener Temperaturverteilung (rechts unten) am EuroTrough-Kollektor

Der auf der rechten Seite dargestellte Vergleich der Temperatur- und Strahlungsflussverteilung am Absorberrohr der mit Thermoöl betriebenen EuroTrough-Testanlage verdeutlicht den direkten Zusammenhang zwischen der Temperaturverteilung und der Verteilung der absorbierten Wärmestromdichte bei homogenen Wärmeübergängen auf der Innenseite des Absorberrohres. Bei möglichen Inhomogenitäten im Wärmeübergang im Verdampferbereich von solaren Direktverdampfungsanlagen lässt ein Vergleich der Temperaturverteilung mit der berechneten Verteilung des absorbierten Strahlungsflusses damit Rückschlüsse auf den lokalen, internen Wärmeübergang in den Verdampferrohren zu.

Die entwickelte pyrometrische Temperaturmessung an solaren Verdampferrohren in solarblinden Spektralbereichen dient zur Überwachung und Optimierung der Strahlungsempfänger und des Betriebes von solarthermischen Kraftwerken. Die gute Übereinstimmung der Verteilungen bei Absorberrohren mit konstantem Wärmeübergang auf der Innenseite bestätigt die Simulations- und Messmethoden und verdeutlicht den direkten Zusammenhang zwischen der Temperatur- und der absorbierten Wärmestromdichteverteilung. Die Kenntnis der Temperaturverteilung und der Verteilung der aufgenommenen Wärmestromdichte erlaubt Rückschlüsse auf die Wärmeübergänge von Absorberrohren auf das Fluid solarthermischer Anlagen und liefert Daten für FEM-Untersuchungen zum Wärmeübergang an der Rohrinneinnenseite und thermischen Spannungen in solaren Verdampferrohren.

II.1.2.3. Kollektor-Messung im Betrieb

An den Skal-ET-Kollektoren in Kalifornien wurden Flussdichtemessungen am Absorber während des Kollektorbetriebes eingesetzt, um verschiedene Absorberrohr-Durchmesser zu vergleichen. Die Ergebnisse der Auswertung ergeben eine Verbesserung des Intercept-Faktors um etwa 0,7%-Punkte. Dieser Wert passt zu den Ergebnissen von Strahlverfolgungsmodellen.

Um den Interceptfaktor berechnen zu können, muss die gesamte ankommende Strahlung und die vorbeigehende Strahlung bestimmt werden. Dies kann durch Integration der Helligkeitswerte über zwei Kreishälften – eine vor dem Absorberrohr und eine hinter dem Absorberrohr – erreicht werden. Die vordere Kreishälfte erfasst nicht die gesamte ankommende Strahlung, da das Absorberrohr selbst Teile des Targets für die Auswertung verdeckt. Dieser Bereich wird automatisch erkannt und bei der Integration unberücksichtigt gelassen. Aus der Information des Winkelbereiches wird der theoretische Strahlungsanteil, der aus diesem Bereich kommt, bestimmt und das Integral entsprechend korrigiert. Der Interceptfaktor wird damit nach folgender Formel berechnet:

$$\gamma = 1 - \frac{\int \text{vorbeigehende Strahlung}}{\left(\frac{\int \text{ankommende Strahlung}}{1 - \text{Anteil verdeckter Strahlung}} \right)}$$

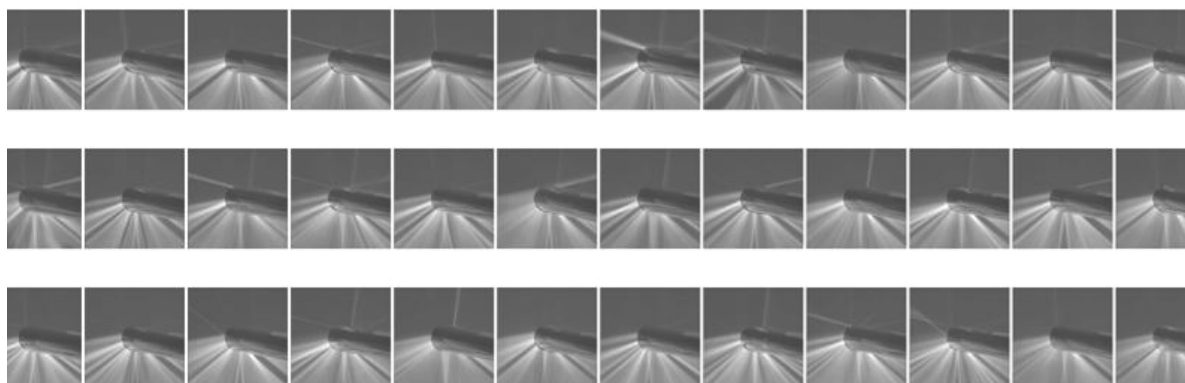


Bild 16: Beobachtung der Flussdichteverteilung am laufenden SkalET-Kollektor zur Überwachung der Nachführung während des Kollektor-Betriebs

Die angewendete Methode lässt eine näherungsweise Bestimmung der lokalen Interceptwerte zu. Es gelten jedoch folgende Einschränkungen für die Genauigkeit der gemessenen Werte:

- Die Korrektur des fehlenden Strahlungsanteils der ankommenden Strahlung gilt nur für die ideale Strahlungsverteilung.
- Die Bestimmung des Grauwerts der Hintergrundhelligkeit ist vor allem bei sehr schlechtem Kollektor und bei Streustrahlung (Tau, stark verschmutzte Spiegel oder Hüllrohre) schwierig. Ein Fehler im Korrekturwert schlägt sich deutlich im Interceptwert nieder.
- Bei falsch orientierten Facetten oder sehr schlechtem Konzentrator kann Strahlung komplett am vorderen Halbkreis vorbeigehen und den hinteren Halbkreis doppelt durchstrahlen. Die resultierenden Interceptwerte sind dann zu niedrig.

II.1.2.4. Intercept-Messungen PSA

Auf der PSA wurden im Herbst 2005 drei der bisherigen Receiver durch Receiver mit 76 mm dicken Absorberrohren ausgetauscht. Die Auswertung der Unterschiede im energetischen Ertrag wurde durch Messungen mit dem Parascan-Messsystem sowie begleitende fotogrammetrische Untersuchungen durchgeführt.



Bild 17: Parascan-2-Messsystem an 76mm-Schott-Receivern auf der PSA, Nov. 2005

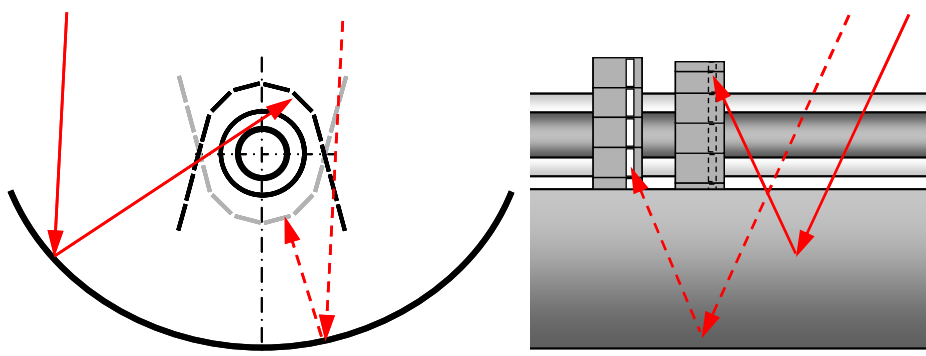


Bild 18: Prinzipskizze des Messsystems Parascan-II in Querschnitts- und Seitenansicht

Die Flussdichtemessungen wurden in Intervallen von 5° Einfallswinkel (θ) durchgeführt. Zusätzlich wurden Messungen bei variiertem Tracking-Offset unter Einfallswinkeln von $\theta=30^\circ$ und kurz vor solarem Mittag bei $\theta=7^\circ$ durchgeführt.

Eine Messung dauert ca. zehn Sekunden, das Speichern der Daten etwa eine Minute. Nachmittags wurden die Arrays für die Kalibration umgebaut und Kalibrationsmessungen durchgeführt. Anschließend wurde ParaScan-II an den nächsten Receiver montiert, was die Entfernung des Glasfaserkopfes aus dem optischen Aufbau und somit eine erneute Justage erfordert.

Zwischen den Messkampagnen traten folgende Unterschiede der Messbedingungen auf, welche die Vergleichbarkeit der Messergebnisse einschränken:

- Facette 5 wurde beim Umbau der Receiver von einem Kran beschädigt und musste durch eine andere ersetzt werden, wodurch sich dort unterschiedliche Formabweichungen von der Parabel ergeben.
- Im Winter konnte unter Einfallswinkeln von $\theta \leq 40^\circ$ und im Sommer von $\theta \leq 50^\circ$ gemessen werden.

- Kollektordrehwinkel von $\omega_c \geq 52^\circ$ während der 1. Messkampagne im Winter und $\omega_c \leq 15^\circ$ während der 2. Messkampagne im Sommer, was zu unterschiedlicher Verformung unter Eigenlast führt.
- Die ausgetauschten Receiver weisen (abgesehen vom größeren Absorberdurchmesser) unterschiedliche Krümmungen und Absorberpositionen auf. Dies kann zusätzlich zu unterschiedlichen Interceptfaktoren sowie zu einer Verschiebung des Maximums in Abhängigkeit vom Tracking-Offset führen.

Bild 19 zeigt die Einfalls- und Kollektordrehwinkel, sowie die Strahlungsverhältnisse der beiden Messkampagnen und stellt diese einander gegenüber.

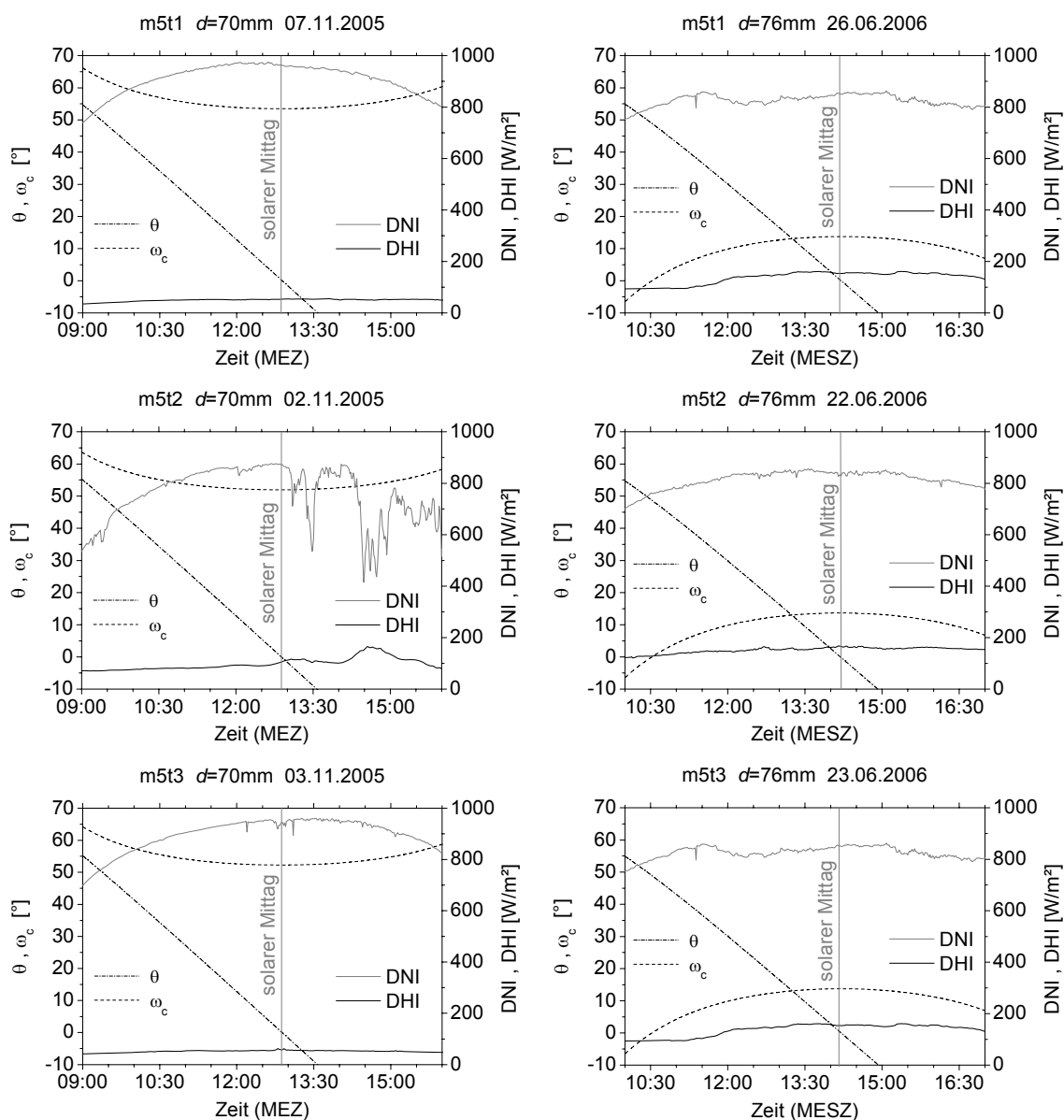


Bild 19: Messbedingungen. Gezeigt sind Einfalls- (θ) und Kollektordrehwinkel ω_c , sowie Direkt- und Diffusstrahlung als Funktion der Tageszeit, links die Messtage der 1. Messkampagne, rechts die der 2. Messkampagne

Die gemessenen Interceptfaktoren der Receiver m5t1 bis m5t3 in Abhängigkeit des Einfallswinkels sind für die erste Messkampagne bei $d=70\text{mm}$ in Bild 20 gezeigt.

Die einbautechnische Besonderheit des Receivers m5t1 zeigt sich in den Messungen durch einen linearen Abfall, da sich deren Einfluss auf den optischen Wirkungsgrad mit größerem Einfallswinkel erhöht. Bei m5t2 zeigt sich im Rahmen der Messunsicherheit keine signifikante Abhängigkeit in dem Einfallswinkelbereich bis 40° . Die beiden Messpunkten von m5t3 bei 35° und 40° fehlen, da der Kollektor an dem Tag zu spät der Sonne nachgeführt wurde und das Öl zu den Messzeitpunkten noch eine Temperatur unter 175°C hatte, so dass sich die Receiverstützen noch nicht ganz aufgerichtet hatten und der Receiver sich demnach unterhalb der Sollhöhe befand.

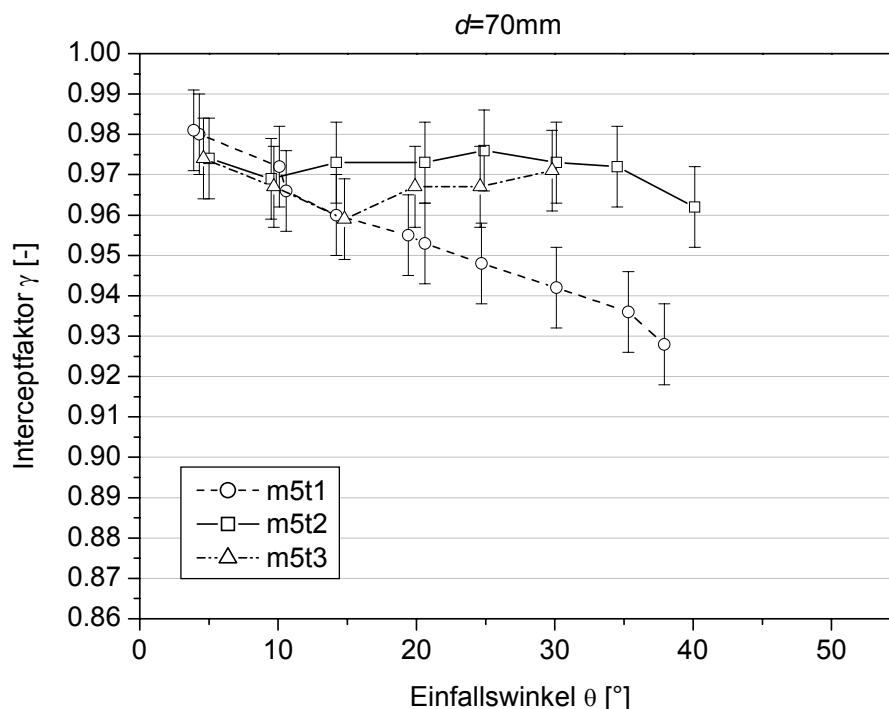


Bild 20: Mit ParaScan-II gemessene Interceptfaktoren der Absorberrohre mit $d=70\text{ mm}$ in Abhängigkeit des Einfallswinkels

Entsprechende Messwerte der 2. Messkampagne mit Absorberrohrdurchmessern von $d = 76\text{ mm}$ sind für m5t2 und m5t3 in Bild 21 gezeigt. Da sich während der ersten Variation des Tracking-Offsets bei Einfallswinkeln von etwa 30° abzeichnete, dass m5t2 bzgl. des Tracking-Offsets nicht im Optimum lag, wurden ab dann (also bei 30°) zusätzliche Messungen mit einem Tracking-Offset von -4 mrad durchgeführt. Diese Messungen liefern deutlich höhere Interceptfaktoren, und es ist anzunehmen, dass diese Kurve auch nicht so stark mit dem Einfallswinkel abfallen würde, wie die Messungen mit dem standardmäßigen Tracking-Offset. Diese Annahme ist dadurch gerechtfertigt, dass sich Einflussgrößen – in diesem Fall der Einfallswinkel – wesentlich stärker auswirken, wenn bereits andere Fehlerquellen vorherrschen, wie in diesem Fall ein suboptimaler Tracking-Offset.

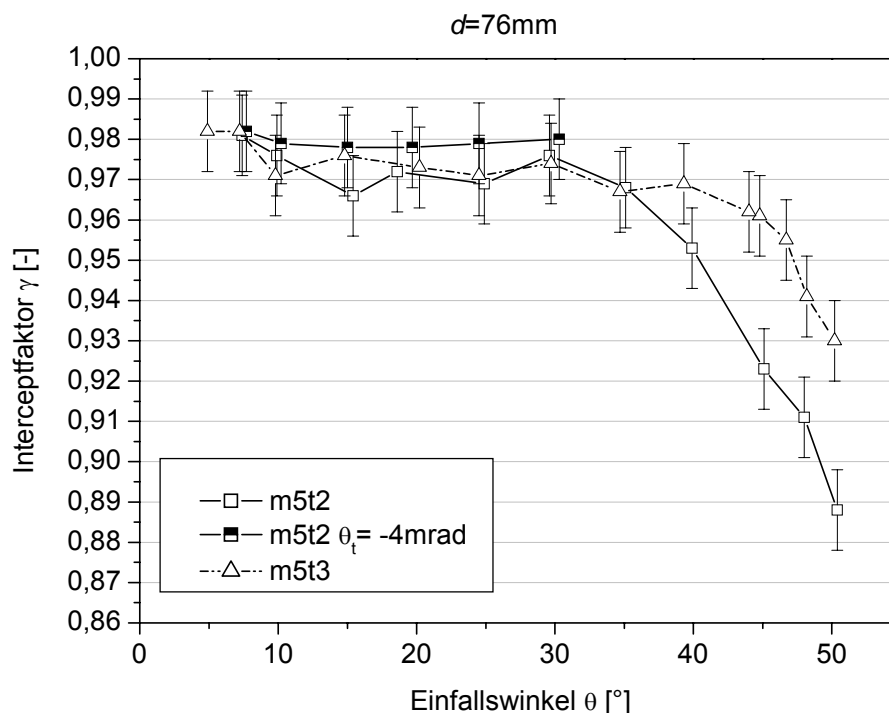


Bild 21: Mit ParaScan-II gemessene Interceptfaktoren der Absorberrohre mit $d=76\text{ mm}$ in Abhängigkeit des Einfallswinkels

Ein direkter Vergleich der gemessenen Kurven für die Absorberrohrdurchmesser 70 und 76 mm ist für die Modulabschnitte m5t2 bis m5t3 in Bild 22 und Bild 23 gezeigt. Es sei hier jedoch auf Unterschiede zwischen den Messkampagnen verwiesen, die die Vergleichbarkeit der Messungen einschränken.

Die aus Raytracing-Simulationen erwartete Verbesserung des Interceptfaktors der 76 mm-Absorber gegenüber den 70 mm-Absorbern liegt unter der Voraussetzung optimaler Absorberrohrposition bei 0,005 bis 0,008 bei Einfallswinkeln unter 40° .

Bei dem Receiver m5t2 in Bild 22 schwanken die Messwerte für $d=76\text{mm}$ ohne Tracking-Offset um die Werte der Messreihe für $d=70\text{mm}$ und scheinen bei großen Einfallswinkeln sogar schneller abzufallen. Leider entzieht sich die Messreihe der Wintermessungen dort dem Vergleich, da für $d=70\text{mm}$ keine Messungen über 40° Einfallswinkel möglich waren. Die bzgl. des Tracking-Offsets optimierte Kurve für $d=76\text{mm}$ liegt den Erwartungen entsprechend etwa um 0,5% über der für $d=70\text{mm}$, soweit man dies bei einer Messunsicherheit von 1% behaupten kann. Die Messergebnisse sind jedenfalls im Rahmen der Unsicherheiten mit den Erwartungen kompatibel.

Der Vergleich der Messreihen von m5t3, dargestellt in Bild 23, stimmt im gemeinsamen Einfallswinkelbereich sehr gut mit den Erwartungen überein.

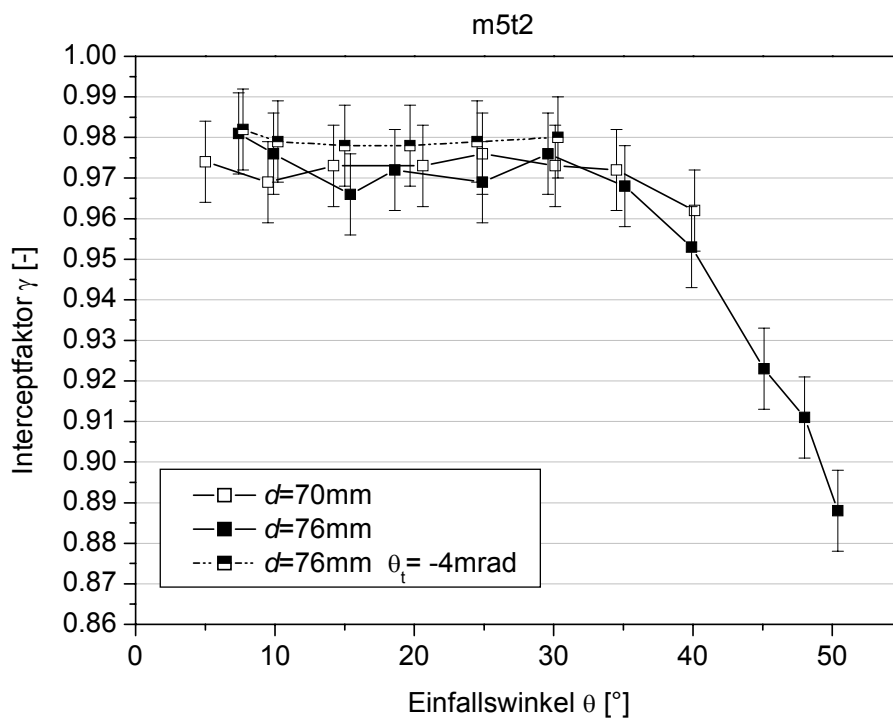


Bild 22: Vergleich der gemessenen Interceptfaktoren für Absorber von 70 und 76 mm Durchmesser an m5t2

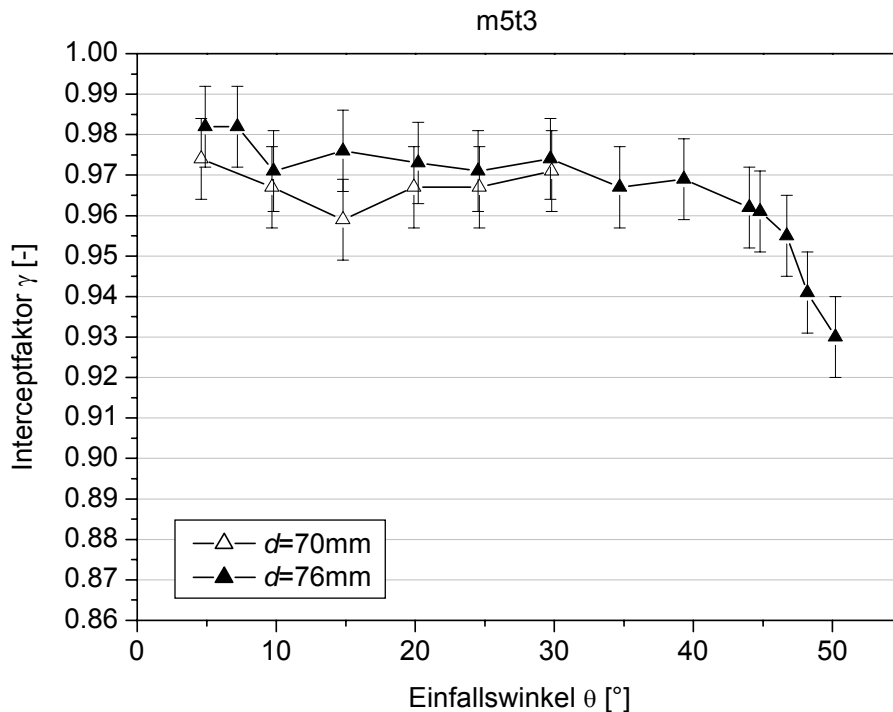


Bild 23: Vergleich der gemessenen Interceptfaktoren für Absorber von 70 und 76 mm Durchmesser an m5t3

Zusammenfassend ist zu diesen Messungen somit zu sagen: Der Einfluss des Versatzes an m5t1 wurde in Bild 20 am Beispiel einer Messreihe gezeigt. Die übrigen Messreihen von m5t1 zeigen einen ähnlichen Verlauf. Der Vergleich der Messreihen der unterschiedlichen Absorber-

rohrdicken liefert mit den Erwartungen kompatible Ergebnisse, obgleich der zu erwartende Effekt im gemeinsamen Einfallswinkelbereich kleiner ist als die Unsicherheit der Messungen und somit durch die Messungen nicht definitiv nachgewiesen werden kann.

In die Simulation von Interceptfaktoren gehen Parameter wie die Sunshape (CSR), die Absorberposition (x , Δz) und der Tracking-Offset θ_t ein. Diese Randbedingungen sind bei den Messungen mit ParaScan-II mit Unsicherheiten behaftet. So liegt das CSR zwischen 0% und 5%, für den seitlichen Versatz des Absorbers können durchaus Werte zwischen -9 mm und -14 mm auftreten. Die Unsicherheit des Tracking-Offsets liegt allein schon wegen der Nachführpräzision des Kollektors im Bereich von 1 mrad. Daher ergibt sich für Vergleichssimulationen zu den Messungen die in Bild 24 und Bild 25 dargestellte Bandbreite möglicher Simulationsergebnisse. Die Fehlerbalken der simulierten Interceptfaktoren geben die statistische Unsicherheit der Simulation an.

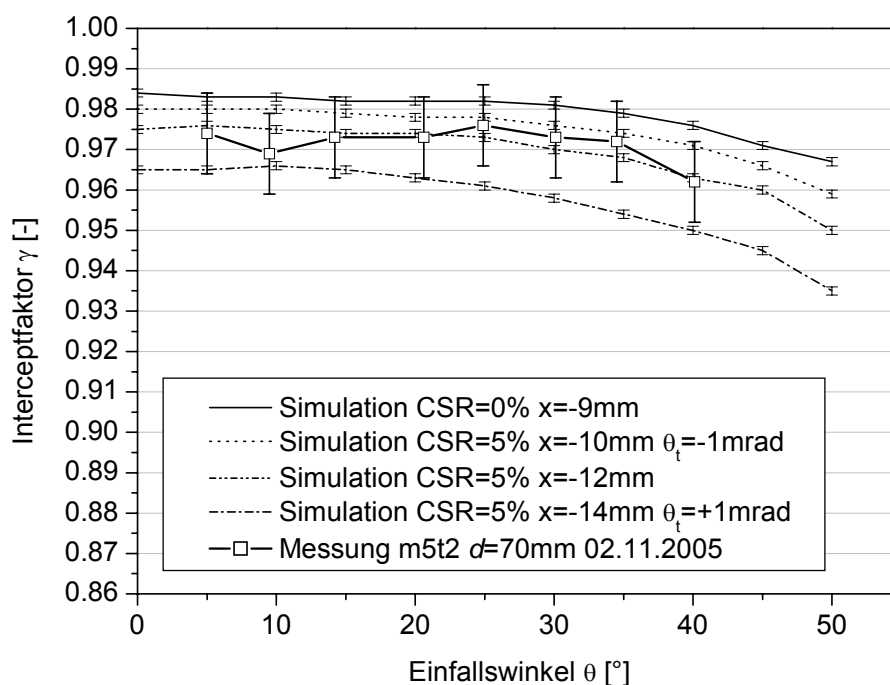


Bild 24: Vergleich gemessener Interceptfaktoren mit Simulationsergebnissen bei unterschiedlichen Einfallswinkeln. Die Bandbreite der Simulationen ergibt sich aus den mit der Messung kompatiblen Randbedingungen.

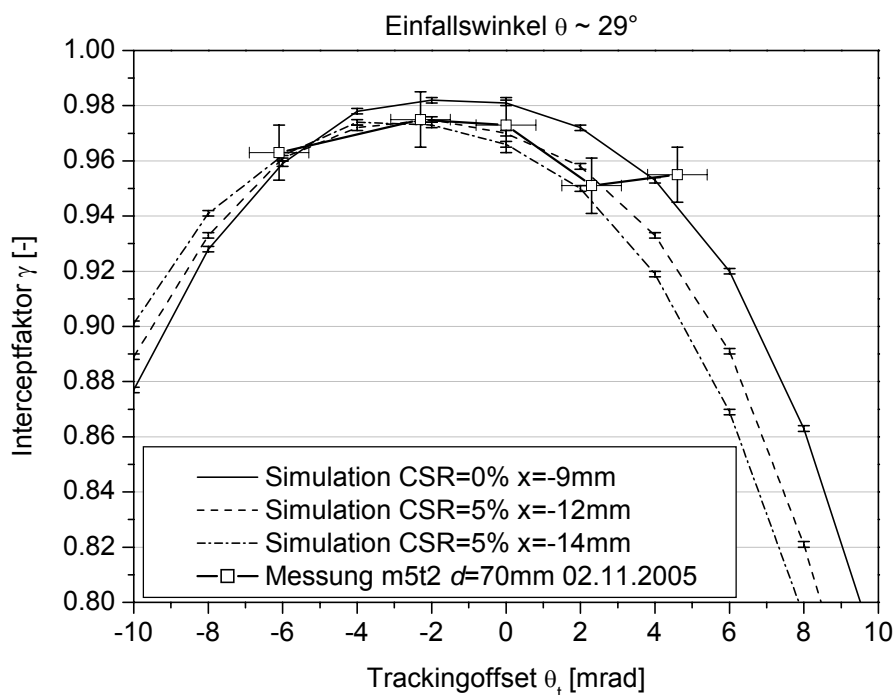
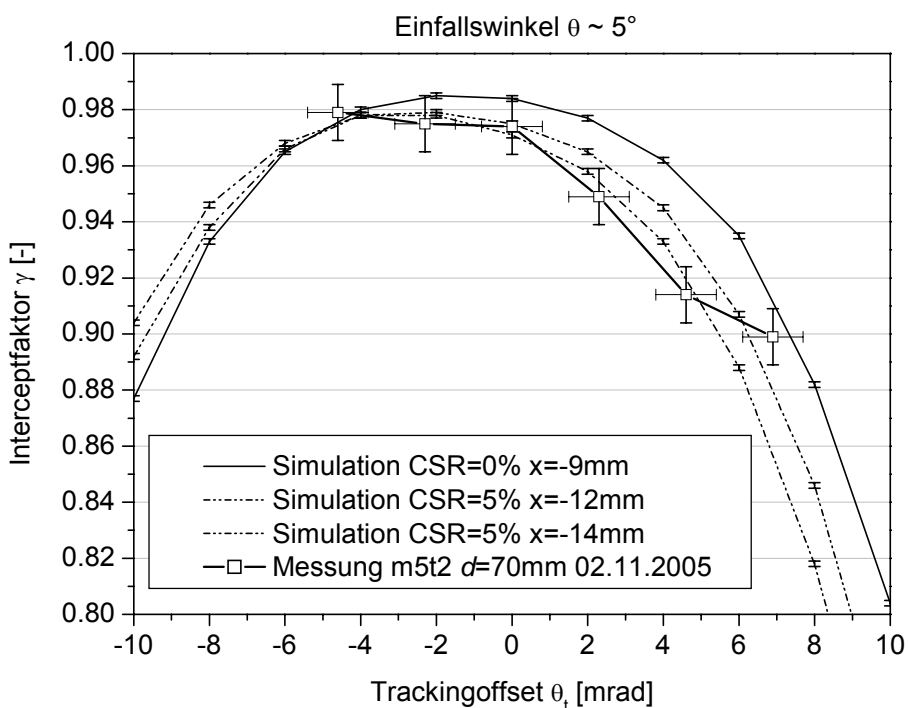


Bild 25: Vergleich gemessener Interceptfaktoren mit Simulationsergebnissen bei Variation des Tracking-Offsets unter zwei verschiedenen Einfallswinkeln. Die Bandbreite der Simulationen ergibt sich aus den mit der Messung kompatiblen Randbedingungen.

Streng genommen sind die simulierten Interceptfaktoren mit den gemessenen Interceptfaktoren in dieser Form nicht direkt vergleichbar, da bei ParaScan-II der gesamte Receiver vermessen wird, wobei das reflektierte Licht bei unterschiedlichen Einfallswinkeln von unterschiedlichen Reflektorbereichen stammt. Bei der Simulation ist der zugrunde liegende Reflektorabschnitt konstant. Es wurde hier auf die Berücksichtigung dieses Effektes bei der Berechnung des Inter-

ceptfaktors aus den gemessenen Flussdichteverteilungen verzichtet, da die Bandbreite der Simulationsergebnisse aufgrund der genannten Unsicherheiten in den experimentellen Randbedingungen hinreichend groß ist.

Insgesamt sind die Messergebnisse mit den im Rahmen der Randbedingungen möglichen Simulationsergebnissen sehr gut verträglich, und werden damit als bestätigt angesehen.

II.1.2.5. Einfluss der Absorberposition

In den folgenden Bildern ist das Produkt $\alpha\gamma$ als 2-dimensionale Karte in der Ebene senkrecht zur Fokallinie für beide Absorberrohrdurchmesser gezeigt. Zwischen den Punkten sind die Daten linear interpoliert. Bild 26 zeigt diese Karten für senkrechten Einfallswinkel und Bild 27 für den Fall eines Tracking-Offsets von 3 mrad bei senkrechtem Einfallswinkel.

Wie zu erwarten ist der Bereich in der Ebene senkrecht zur Fokallinie, in dem $\alpha\gamma$ beim 76-mm-Rohr mindestens so hoch ist wie beim 70-mm-Rohr im Peak-Bereich, wesentlich breiter.

Der Gradient ist beim 76-mm-Rohr kleiner, d.h. die Empfindlichkeit bzgl. der Absorberrohrposition ist bei diesem geringer.

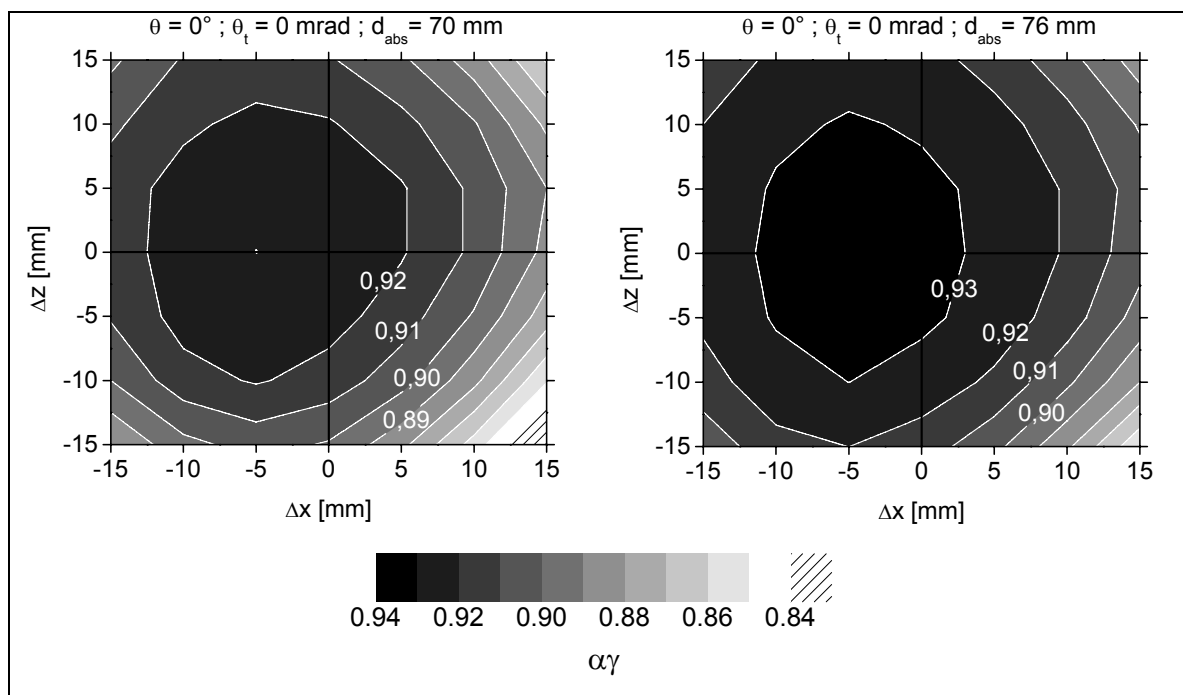


Bild 26: Das Produkt $\alpha\gamma$ als Funktion von Absorberhöhe und seitlichem Versatz des Absorbers für senkrechten Einfallswinkel. Links für Absorberrohrdurchmesser von 70 mm, rechts für 76 mm.

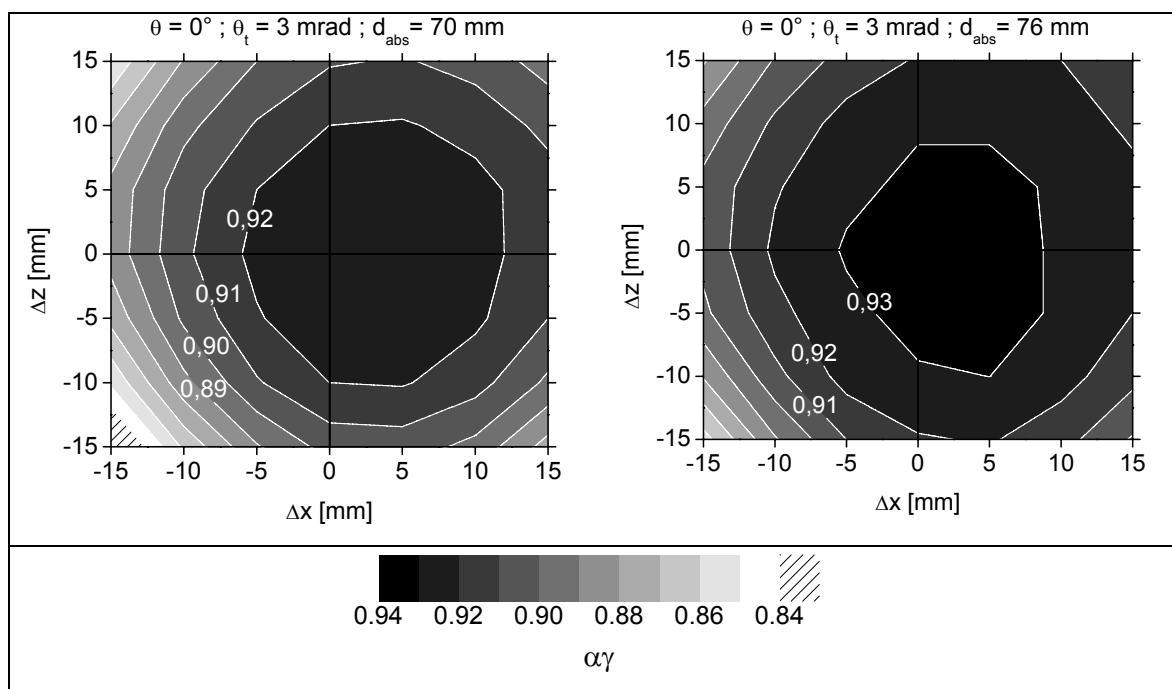


Bild 27: Das Produkt $\alpha \cdot \gamma$ als Funktion von Absorberhöhe und seitlichem Versatz des Absorbers für einen Einfallswinkel von 0° und einem Tracking-Offset von 3 mrad. Links für Absorberrohrdurchmesser von 70 mm, rechts für 76 mm.

II.1.2.6. Vergleich der Absorberrohrdurchmesser 70 und 76 mm

In Bild 28 ist gezeigt, dass bei idealer Absorber- und Kollektorposition die Differenz des Produktes $\alpha \cdot \gamma$ zwischen dem 70-mm- und 76-mm-Absorberrohrdurchmesser bei kleinen Einfallswinkeln 0,6 Prozentpunkte ausmacht und diese Differenz mit steigendem Einfallswinkel bis auf 2 Prozentpunkte (bei 60° Einfallswinkel) steigt.

Analog sind in Bild 29 und Bild 30 die Abhängigkeiten für den seitlichen Versatz des Absorberrohrs gezeigt.

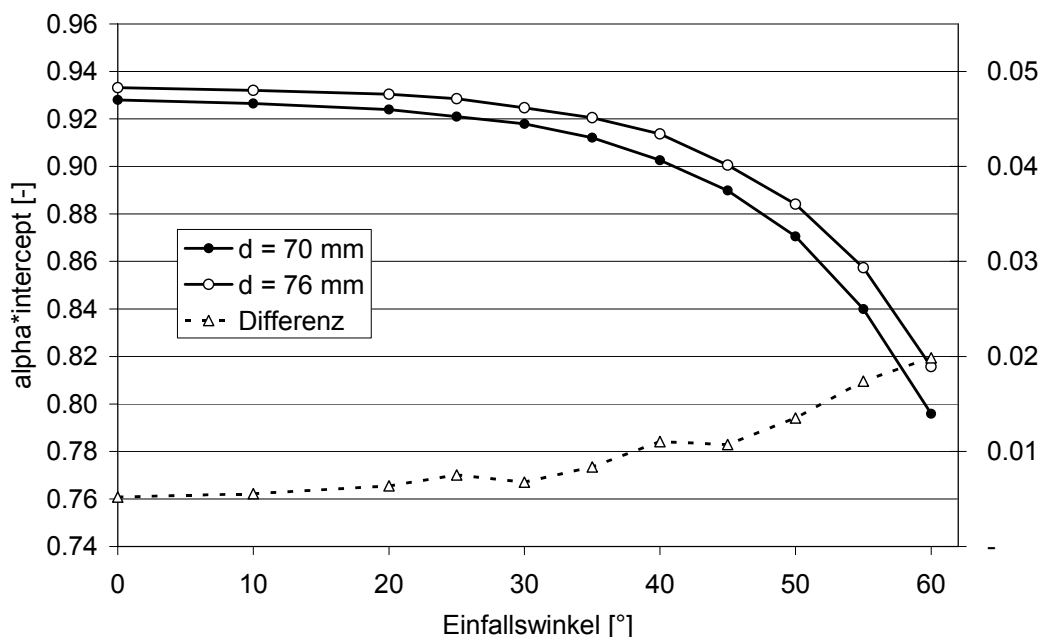


Bild 28: Produkt aus Absorptivität und Interceptfaktor als Funktion des Einfallswinkels auf die Parabolrinne für 70mm- und 76mm-Absorberrohre Absorptivität der Absorberoberfläche bei idealer Absorber- und Kollektorposition

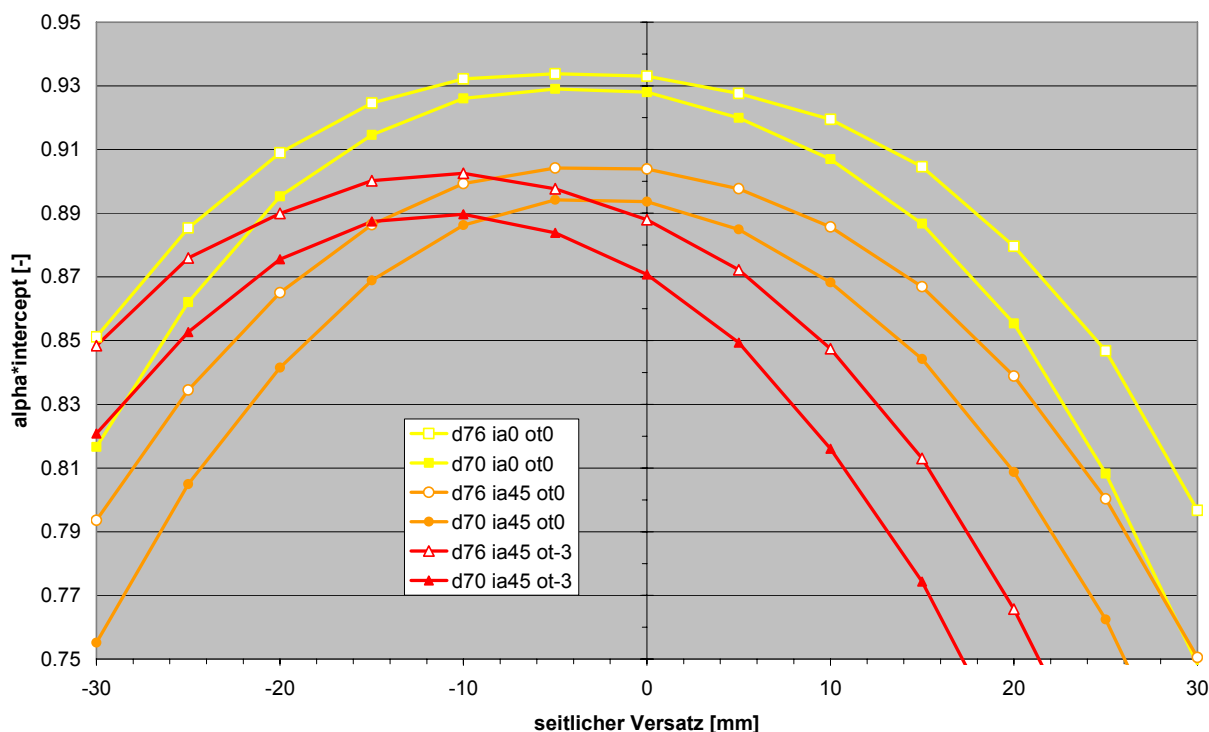


Bild 29: Produkt aus Absorptivität und Interceptfaktor als Funktion des seitlichen Versatzes des Absorberrohres für 70mm- und 76mm-Absorberrohre und verschiedene Einfallswinkel (ia) mit und ohne Tracking-Offset (ot)

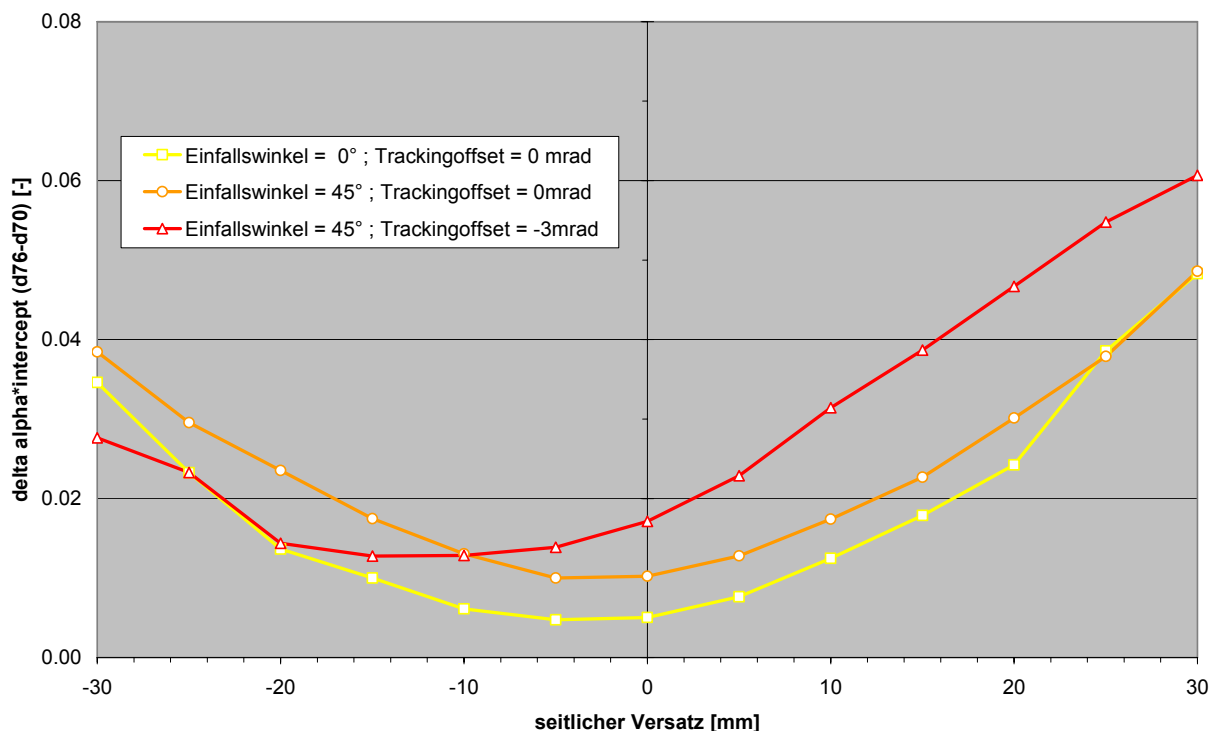


Bild 30: Differenzen der 70mm- und 76mm-Absorberrohrkurven aus Bild 29. Mit zunehmender Abweichung vergrößert sich der Vorteil des 76mm-Rohres.

Der Einfallswinkel von 45° wurde für diese Untersuchung gewählt, da dieser während der Zeit der Wirkungsgradmessungen in Kalifornien einen typischen Einfallswinkel darstellt (Bild 31).

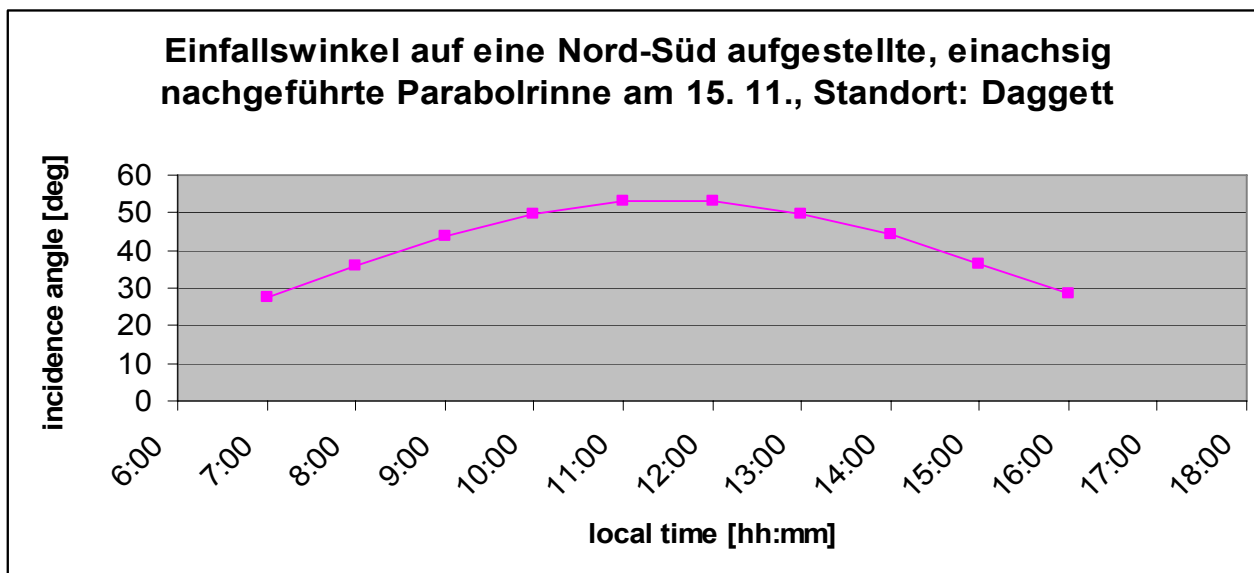


Bild 31: Tagesverlauf des solaren Einfallswinkels während der Wirkungsgradmessungen bei überwiegend großen Einfallswinkeln

Diese Studie zeigt, dass sich durch den vergrößerten Absorberrohrdurchmesser (76 mm gegenüber 70 mm) der Faktor $\alpha \cdot \gamma$ abhängig vom Einfallswinkel um etwa 0,6 bis 2 Prozentpunkte erhöht (Bild 28), sofern sowohl der Absorber- als auch Kollektor ideal positioniert sind.

Aus Bild 30 geht hervor, dass die Differenz bei unsymmetrischen Verhältnissen wie zusätzlichem Tracking-Offset noch höher ausfallen kann, so dass zur Mittagszeit eine Verbesserung von $\alpha \cdot \gamma$ von über 2 Prozentpunkten erreicht werden kann. Die im November gemessene Gesamtwirkungsgradsteigerung lässt sich also auf die durch das größere Absorberrohr bedingte Steigerung des optischen Wirkungsgrades zurückführen.

II.2. Nutzen, Verwertbarkeit, Erfahrungen

Insbesondere die am EuroTrough-Kollektor und dessen Nachfolge-Entwicklungen beteiligten Ingenieur-Firmen haben großes Interesse, mit den erzielten Ergebnissen ihre Leistungen beim Bau von Solarfeldern zu verbessern. Dafür stehen nach dem Ende des Vorhabens Prototypen und Methoden einsatzbereit im DLR zur Verfügung. Daraus ergibt sich sowohl für das DLR die Chance einer Kooperation beim Bau der Solarfelder, als auch für die Firmen die Möglichkeit, ihre Solarfelder gegenüber dem bisherigen Stand der Technologie nochmals deutlich zu verbessern. Dazu lassen sich die Projektergebnisse in ausgezeichneter Weise als Beiträge zu einem umfassenden Qualitätssicherungskonzept für die großen Solarfelder nutzen. Es werden signifikante Steigerungen des Ertrags der Solarfelder von mehreren Prozent erwartet, wenn die Verfahren systematisch eingesetzt werden.

II.3. Fortschritt anderer Stellen

Die Arbeiten in diesem Projekt liefen parallel zum Aufbau des Andasol-Kraftwerkes in der spanischen Provinz Granada. Ein kontinuierlicher Austausch mit den beteiligten Firmen hat bereits zu einer teilweisen Umsetzung von Erkenntnissen im Bau dieses Kraftwerkes beigetragen. Kurz nach Abschluss dieses Projektes wurde der Prototyp des Fotogrammetriesystems QFoto erstmals für eine Zeit von zwei Wochen in der Kontrolle der Serienfertigung von Kollektoren eingesetzt.

II.4. Veröffentlichungen der Ergebnisse

1. Shortis, M. R., Johnston, G. H., Pottler, K. and Lüpfer, E. - Quality analysis for solar concentrators. *International Archives of Photogrammetry and Remote Sensing*, 37(B5): 81-87 (2008)
2. S. Ulmer; B. Heinz, K. Pottler, E. Lüpfer: Slope Error Measurements of Parabolic Troughs Using the Reflected Image of the Absorber Tube. *J. Sol. En. Eng.* Vol. 130, SOL-06-1160
3. B. Schiricke, Riffelmann KJ, Neumann A, Pottler K, Lüpfer E, Pfänder M: Experimental Verification Of Optical Modeling Of Parabolic Trough Collectors By Flux Measurement. *J. Sol. En. Eng.* Vol. 130, (Feb) SOL 07-1094
4. K. Pottler, M. Röger, E. Lüpfer, W. Schiel: Automatic non-contact Quality Inspection System For Industrial Parabolic Trough Assembly . *J. Sol. En. Eng.* Vol. 130, SOL 06-1159-8, 2008
5. R. Bernhard, H.-G. Laabs, J. de Lalaing, M. Eck, M. Eickhoff, K. Pottler, Linear Fresnel Collector Demonstration On The PSA Part I – Design, Construction And Quality Control. *Solarpaces 2008*
6. E. Lüpfer „Centrales Solares Termoeléctricas - Control de Calidad y del Rendimiento en Desarrollo y Fabricación. Control of Quality and Efficiency in Development and Production of Parabolic Trough Collectors. *Forum Solarpraxis Madrid*, 24.10.2007
7. E. Lüpfer, K. Pottler, S. Ulmer, W. Schiel, W. Platzer: Qualitätssicherungsmaßnahmen bei der Herstellung solarthermischer Kraftwerkskomponenten. *FVS Jahrestagung, Hannover*, 26.-27.9.2007
8. Björn Schiricke, Andreas Neumann, Eckhard Lüpfer: Parametervariationen zur Optimierung der Optik von Parabolrinnenkollektoren In: *DLR [Hrsg.]*: 10. Kölner Sonnenkolloquium, Köln, 21.06.2007
9. Klaus Pottler, Marc Röger, Eckhard Lüpfer: Parabolrinnen-Qualitätskontrolle in der Serienfertigung 'QFoto'. In: *DLR [Hrsg.]*: 10. Kölner Sonnenkolloquium, Köln, 21.06.2007
10. Pfänder, M., Schiricke, B., Lüpfer, E., Eck, M., Strahlungsflussdichte- und Temperaturverteilung auf solaren Verdampferrohren. In: *DLR [Hrsg.]*: 10. Kölner Sonnenkolloquium, Köln, 21.06.2007
11. Lüpfer E., Klaus Pottler, Klaus-Jürgen Riffelmann, Steffen Ulmer, Björn Schiricke, Andreas Neumann: Parabolic Trough Analysis Techniques for Optical Performance. *J. Sol. En. Eng.* 2007, Vol 129, 2, Paper No. SOL-05-1073
12. Lüpfer, Eckhard: „Concentrator Testing“, in: Price Henry (Ed.): *NREL Parabolic Trough Technology Workshop*, 8-9 March 2007, Denver USA
13. Verfahren zur Vermessung eines solarthermischen Konzentrators, Europäisches Patentamt, 06 112 608.2, 13.04.2006 angemeldet
14. B. Schiricke, Riffelmann KJ, Neumann A, Pottler K, Lüpfer E, Pfänder M: Validation Of Optical Modeling Of Parabolic Trough Collectors By Flux Measurement. *ASME Orlando*, 2007
15. Ulmer, Steffen; Pottler, Klaus; Lüpfer, Eckhard; Röger, Marc: Measurement Techniques for the Quality Assessment of Parabolic Trough Collector Fields in Commercial Solar Power Plants (Track 12 Testing and Measurement), *ASME Orlando 2007*

16. Eckhard Lüpfer, Martin Eickhoff, Klaus-Jürgen Riffelmann, Thomas Kuckelkorn: Ergebnisse aus Labor- und Feldtests des Schott PTR 70. 9. Kölner Sonnenkolloquium, DLR Köln 19.10.2006
17. Björn Schiricke: Optischer Wirkungsgrad von Parabolrinnenkollektoren: Modellierung und Messung. 9. Kölner Sonnenkolloquium, DLR Köln 19.10.2006
18. Steffen Ulmer, Boris Heinz, Klaus Pottler, Eckhard Lüpfer: Messung der Steigungsfehler von Parabolrinnen durch Bildauswertung des gespiegelten Absorberrohrs. 9. Kölner Sonnenkolloquium, DLR Köln 19.10.2006
19. Klaus Pottler, Eckhard Lüpfer, Marc Röger, Steffen Ulmer: Optische Qualitätssicherungsmethoden für Parabolrinnenkollektoren. 9. Kölner Sonnenkolloquium, DLR Köln 19.10.2006
20. Klaus Pottler, Eckhard Lüpfer, Marc Röger: Automatisierte photogrammetrische Qualifizierung von Parabolrinnen-Kollektoren. 9. Kölner Sonnenkolloquium, DLR Köln 19.10.2006
21. Pfänder M., Lüpfer E., Heller P.: Pyrometric Temperature Measurement on Solar Thermal Receivers. J. Sol. En. Eng. 2006, Paper No. SOL-05-1078, Vol. 128, August 2006, pp. 285-292.
22. Eckhard Lüpfer, Robert Pitz-Paal: The Promise of Concentrating Solar Power Technology – a Mature and Utility-Scale Renewable Peaking Power Option, Vortrag Dena Exportinitiative, Deutsch-Amerikanische Handelskammer, San Francisco, 27.03.2006
23. Eckhard Lüpfer, Parabolic Trough Optical Performance Analysis Techniques, 2006 Parabolic Trough Technology Workshop, Incline NV, <http://www.eere.energy.gov/troughnet/>
24. Eckhard Lüpfer, Parabolic Trough Receiver Testing, Thermal Loss Tests, 2006 Parabolic Trough Technology Workshop, Incline NV, <http://www.eere.energy.gov/troughnet/>
25. K. Pottler, M. Röger, E. Lüpfer, W. Schiel: Automatic non-contact Quality Inspection System For Industrial Parabolic Trough Assembly . SolarPaces Sevilla 2006 (Vortrag) ISBN 84-7834-519-1
26. S. Ulmer, B. Heinz, K. Pottler, E. Lüpfer: Reflector Slope measurements for parabolic troughs using the reflection image of the absorber tube. SolarPaces Sevilla 2006 (Poster, A1-P4 Parabolic-Trough Collector Technology (1)) ISBN 84-7834-519-1
27. E. Lüpfer, M. Pfänder, B. Schiricke, M. Eck: Determination of temperature distribution on parabolic trough receivers. 13th Int. Symp. Conc. Solar Technologies, SolarPaces Sevilla 2006 (Vortrag, A1-S6 Parabolic-Trough Collector Technology (1)) ISBN 84-7834-519-1