



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK  
**Bundesamt für Energie BFE**

# ALTERUNGSPRÜFUNGEN AN SOLARABSORBERN IM MITTELTEMPERATURBE- REICH

## Schlussbericht

Ausgearbeitet durch

**Stefan Brunold, SPF-HSR**

Oberseestr. 10, 8640 Rapperswil, [stefan.brunold@solarenergy.ch](mailto:stefan.brunold@solarenergy.ch), [www.solarenergy.ch](http://www.solarenergy.ch)

**Florian Ruesch, SPF-HSR**

Oberseestr. 10, 8640 Rapperswil, [florian.ruesch@solarenergy.ch](mailto:florian.ruesch@solarenergy.ch), [www.solarenergy.ch](http://www.solarenergy.ch)

## **Impressum**

Datum: 02 Dezember 2008

**Im Auftrag des Bundesamt für Energie**, Forschungsprogramm Solarthermie

BFE-Projektnummer 102349

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen

Postadresse: CH-3003 Bern

[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

Bezugsort der Publikation: [www.energieforschung.ch](http://www.energieforschung.ch)

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

## Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung .....	1
Abstract .....	1
1. Ausgangslage .....	2
2. Ziel der Arbeit .....	2
3. Erweiterung Polysun4 .....	2
3.1 Nachgeführte Kollektoren .....	2
3.2 Definition von neuen Fluiden .....	3
3.3 Implementation eines Parabolrinnenkollektors .....	4
4. Anlagensimulation mit Polysun4 .....	5
5. Arrhenius Transformation und effektive Mitteltemperatur .....	6
6. Beschleunigte Alterungsuntersuchungen an ausgewählten Absorberschichten und Prozesswärmeanlagen .....	7
6.1 Schwarzchrom auf Edelstahl in solarer Prozesswärmeanlage .....	7
6.2 Vakuumdepositionsschicht in einem Solarkraftwerk .....	9
6.3 Hochtemperaturbeständige Farbe in einem Solarturmkraftwerk .....	14
7. Diskussion und Schlussfolgerungen .....	19
7.1 Polysun 4 .....	19
7.2 Beschleunigte Alterungsuntersuchungen .....	19
Symbolverzeichnis .....	20
Referenzen .....	20

## Zusammenfassung

Die zu erwartende Zunahme an solarthermischen Anlagen für Prozesswärme und Stromerzeugung, wird zwangsläufig mit Neuentwicklungen von angepassten Solarabsorbern verbunden sein. Vor einer Serienproduktion sollten diese Neuentwicklung auf deren Alterungsbeständigkeit überprüft werden. Dazu wird auf die im Rahmen des IEA-SHC Task 10 entwickelte Methodik der beschleunigten Alterungsuntersuchung an Solarabsorberschichten für Flachkollektoren zurück gegriffen. Um die thermische Belastung der neuen Absorber zu bestimmen, wird einerseits die Simulationssoftware Polysun 4 um die Fähigkeit der Simulation von getrackten Kollektoren und Prozesswärmesystem ergänzt, andererseits auch auf Angaben der beteiligten Systemhersteller zurück gegriffen. An insgesamt fünf unterschiedlichen Absorbern wird die prinzipielle Anwendbarkeit der Task 10 Methodik demonstriert, aber auch damit verbundene Probleme aufgezeigt.

## Abstract

The expected growth of the solar thermal marked for process heat and power generation systems will result in the development of new solar absorbers. Before the start of a series production the new absorbers should be lifetime tested. For this purpose, the accelerated life testing methodology, which was developed within IEA-SHC Task 10 for solar absorbers of flat plate collectors, is applied on five different absorbers for high temperature applications. The applicability of this methodology will be demonstrated, but some specific problems are pointed out, too. In order to determine the thermal load of the new absorbers, the simulation software Polysun 4 is expanded to enable the simulation of tracked collectors and process heat systems. Additionally, data provided by the system manufacturers involved in the project have been used.

## 1. Ausgangslage

Neu entwickelte Solarabsorberschichten (bzw. die Kombination von Substrat und Schicht) müssen ihre Beständigkeit im realen Einsatz erst unter Beweis stellen. Daher wurde in vergangenen Projekten, wie zum Beispiel im Rahmen des *Solar Heating & Cooling Programs* der *International Energy Agency* (Task 10, MSTC, Task 27) eine Methodik entwickelt, die aufgrund beschleunigter Alterungsuntersuchungen im Labor, bereits nach relativ kurzer Zeit eine Vorhersage über die zu erwartende Lebensdauer zulässt. Diese Methodik wird bisher aber nur auf Absorberschichten für Standard Flachkollektoren, also im Niedertemperaturbereich, angewandt. Um die ehrgeizigen energiewirtschaftlichen Ziele der EU bis zum Jahr 2020 erfüllen zu können, wird aber die Rolle der Solarthermischen Mitteltemperaturanwendungen für die Bereitstellung von Prozesswärme oder zur Stromerzeugung stark an Bedeutung gewinnen. Es sind daher neue Absorberschichtentwicklungen für diesen höheren Temperaturbereich abzusehen.

## 2. Ziel der Arbeit

Die Methodik der beschleunigten Alterungsuntersuchung von Solarabsorberschichten soll, hinsichtlich deren Beständigkeit gegenüber thermischer Belastung, an die Anforderungen des Mitteltemperaturbereichs angepasst werden. Dazu muss zunächst die thermische Belastung des Absorbers, sowohl mittels Analyse bestehender Mitteltemperaturanlagen, als auch durch Systemsimulation, evaluiert werden. Für die Systemsimulationen soll die Funktionalität des Softwarepaketes *Polysun 4* [1] entsprechend erweitert werden.

Eine Anwendung der angepassten Methodik auf unterschiedliche Mitteltemperaturabsorberschichten soll deren Durchführbarkeit bestätigen oder allfällige Probleme aufzeigen.

## 3. Erweiterung Polysun4

Um Daten zur jährlichen Belastung von Solarabsorbern im Einsatz von Prozesswärmeanwendungen zu erhalten, sollen Simulationen mit Polysun4 durchgeführt werden. Dazu muss die Software entsprechend ergänzt und um einige Anpassungen erweitert werden:

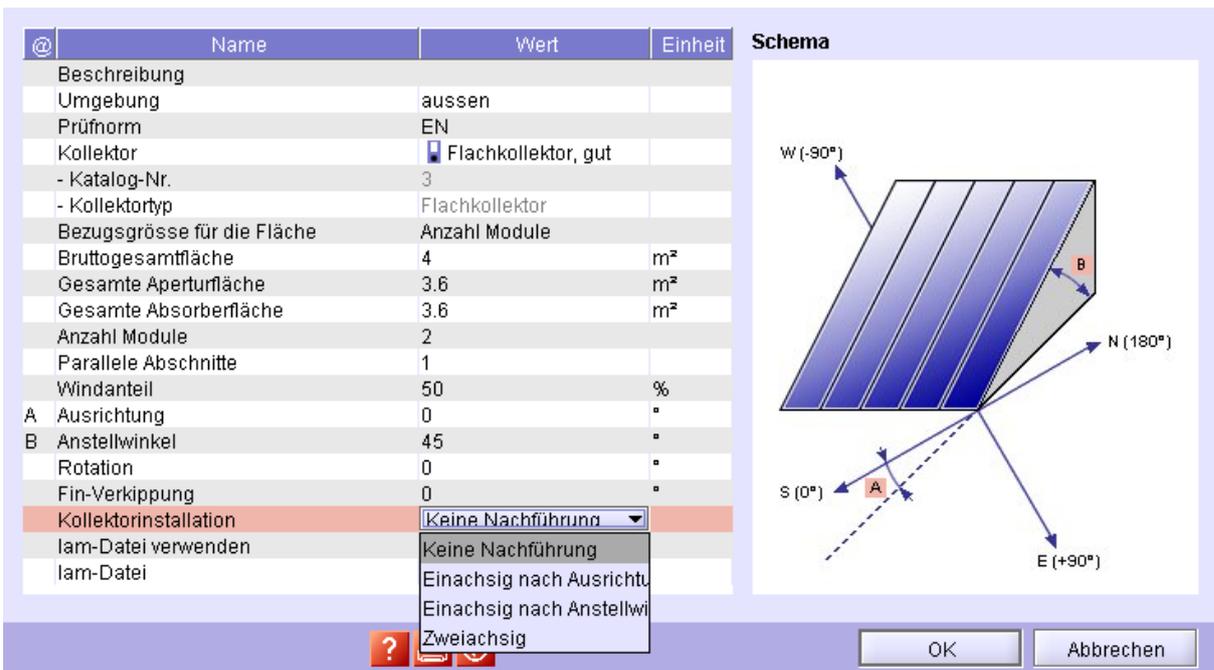
- Programmierung eines Moduls zur Simulation von nachgeführten Kollektoren
- Anpassen von Kollektor Parametern für Parabolrinnenkollektoren
- Definition von neuen Wärmeträgern für höhere Temperaturen (Thermisches Öl, Anpassung der Eigenschaften von Wasser)

### 3.1 NACHGEFÜHRTE KOLLEKTOREN

Zur Bereitstellung von Wärme auf einem hohen Temperaturniveau werden vorzugsweise konzentrierende Kollektoren eingesetzt. Mit steigendem Temperaturniveau muss der Konzentrationsfaktor gesteigert werden, was jedoch zu einer Einschränkung des Akzeptanzwinkels des Kollektors führt. Soll die Einschränkung des Akzeptanzwinkels nicht zu einer Reduktion der Betriebszeit führen, müssen konzentrierende Kollektoren dem Lauf der Sonne nachgeführt werden können. Je nach Konzentrationsfaktor und Systemkonzept, können unterschiedliche Arten der Kollektornachführung sinnvoll sein:

- **Zweiachsige Nachführung:** Die Kollektornormale weist immer Richtung Sonne.
- **Einachsige Nachführung, ‚Inclination‘:** Die Neigung eines beliebig ausgerichteten Kollektors wird optimal der Sonne angepasst. Diese Art von Nachführung wird vor allem für Parabolrinnenkollektoren verwendet.
- **Einachsige Nachführung, ‚Orientation‘:** Der Kollektor wird bei fixer Neigung immer zur Sonne gedreht (orientiert).
- **Einachsige Nachführung, ‚Auxiliary Axes‘:** Der Kollektor wird um eine beliebige Achse gedreht.

Polysun4 wurde um die ersten drei Arten der Kollektornachführung erweitert. Auch die Nachführung um eine frei definierbare Achse wurde bereits implementiert, aufgrund fehlender Validierung jedoch noch nicht zur Benutzung frei geschaltet. Das ‚Kollektormenue‘ von Polysun4 wurde entsprechend angepasst, so dass sich die gewünschte Tracking- bzw. Nachführungsart auswählen lässt (Abb. 1).



**Abb. 1:** Auswahl der Nachführvariante im ‚Kollektormenue‘ von Polysun4.

In Polysun4 lassen sich Wetterdaten beliebiger Standorte weltweit mit der integrierten Meteororm-Schnittstelle berechnen. Als Strahlungsdaten stehen dadurch die horizontale Global- und Diffusstrahlung zur Verfügung, an Hand derer die Direktstrahlung berechnet wird.

Durch diese Berechnung entstehen Ungenauigkeiten, insbesondere um Sonnenauf- bzw. -untergang oder bei wechselhafter Bewölkung. Da aber bei konzentrierenden System der Direktstrahlung grösste Bedeutung zukommt, wurde neu die Möglichkeit implementiert, gemessene Wetterdatensätze einzulesen. Diese umfassen alle Grössen die normalerweise durch Meteororm generiert werden (horizontale Global- und Diffusstrahlung, Umgebungstemperatur, relative Feuchte und Windstärke). Optional können zusätzlich auch die Direktstrahlungsdaten eingelesen werden. Dies hat zur Folge, dass an Stelle der berechneten Direktstrahlung der eingelesene Datensatz verwendet wird.

### 3.2 DEFINITION VON NEUEN FLUIDEN

Die Eigenschaften von flüssigen Wärmeträgermedien werden in Polysun im ‚Fluidmenue‘ eingegeben. Dabei sind die Parametersätze für Wasser, Ethylen- und Propylenglykollmischungen vorprogrammiert.



**Abb. 2:** Definition von neuen Wärmeträgermedien im Basisfluid Katalog von Polysun4.

Diese Auswahl wurde um die Eigenschaften eines thermischen Öls (Syltherm 800) ergänzt (Abb. 2). Da der existierende Parametersatz für Wasser auf den Anwendungsbereich 0-100°C optimiert ist, wurde ausserdem ein zusätzlicher Parametersatz speziell für Wasser bei höherer Temperatur und unter höherem Druck berechnet und in die Datenbank aufgenommen. Dafür werden folgende Grössen benötigt:

- Dichte
- Wärmeleitfähigkeit
- Wärmekapazität
- Kinematische Viskosität
- Dampfdruck

Während die ersten drei Eigenschaften als Taylor Reihenentwicklungen um den Nullpunkt der Temperatur (in °C) eingegeben werden müssen, werden die kinematische Viskosität und der Dampfdruck über folgende Formeln definiert:

Kinematische Viskosität ( $\nu$ ):

$$\nu(T) = \frac{e^{100000 \cdot \text{Poly}(\frac{1}{T})}}{1000000} \quad (1)$$

Dabei ist Poly(1/T) ein Polynom zweiten Grades des Kehrwertes der Temperatur in Kelvin(!). In Polysun müssen die drei Koeffizienten dieses Polynoms eingegeben werden.

Dampfdruck (p):

$$p(T) = e^{a_0 + \frac{a_1}{a_2 + T}} \quad (2)$$

Hier wird die Temperatur wiederum in °C verwendet. In Polysun müssen die Koeffizienten Dampfdruck= $a_0 \cdot 10^{-5}$  [Nm<sup>-2</sup>], Dampfdruck1= $a_1 \cdot 10^{-5}$  [Nm<sup>-2</sup>K<sup>-1</sup>] und Dampfdruck2= $a_2 \cdot 10^{-5}$  [Nm<sup>-2</sup>K<sup>-2</sup>] eingegeben werden.

Zur Bestimmung der Koeffizienten für das thermische Öl wurde auf Wertetabellen aus der Produktbeschreibung von Syltherm 800 zurück gegriffen. Die Koeffizienten für Wasser basieren auf Parametersätzen des Programms EES [2].

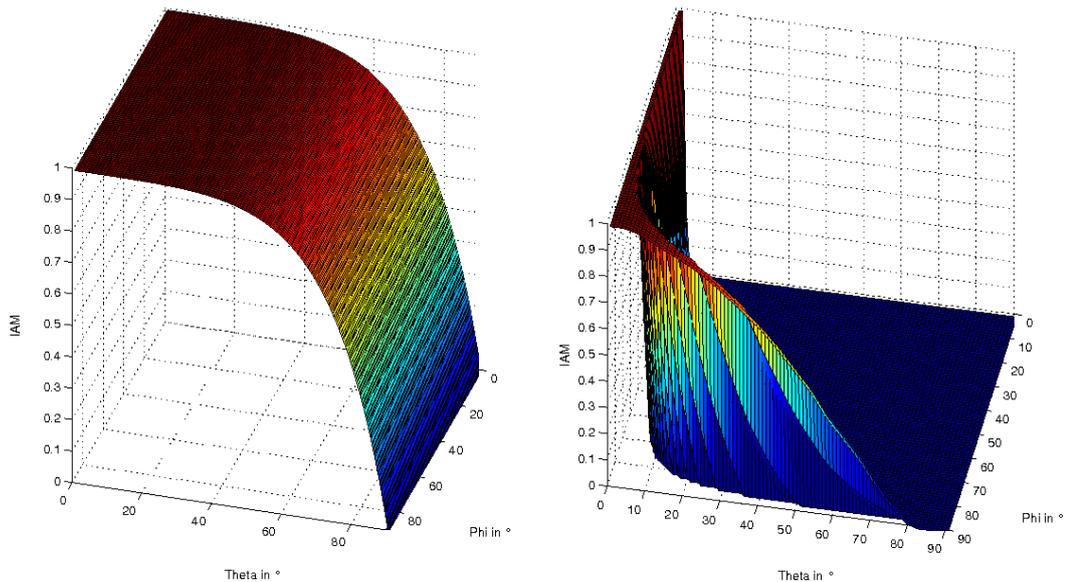
### 3.3 IMPLEMENTATION EINES PARABOLRINNENKOLLEKTORS

Um Parabolrinnenkollektoren in Polysun4 verwenden zu können, müssen die entsprechenden Parameter im Kollektorkatalog angepasst werden. Aufgrund der Verfügbarkeit an Daten, wurde beispielhaft der Parabolrinnenkollektor „IST-PT“ von „Industrial Solar Technology“ [3] implementiert.

Für die Wirkungsgradkennlinie wurden im Kollektorkatalog folgende Parameter angenommen:

Eta0	=	0.73	[-]
A1 (ohne / mit Wind)	=	0.58 / 0.63	[Wm <sup>2</sup> K <sup>-1</sup> ]
A2	=	0.0007	[Wm <sup>-2</sup> K <sup>-2</sup> ]

Neben der Wirkungsgradkennlinie hat auch der Incidence Angle Modifier (IAM) einen entscheidenden Einfluss auf die Leistungsfähigkeit eines Kollektors. Der IAM beschreibt den optischen Wirkungsgrad eines Kollektors bei einer Einstrahlungsrichtung unter den Winkeln  $\Theta$  zur Kollektornormalen und  $\Phi$  zur Kollektorquerachse im Verhältnis zur senkrechten Einstrahlung. Für nicht oder nur wenig konzentrierende Flach- und Vakuumröhrenkollektoren sind Datensätze in Polysun4 enthalten, nicht jedoch für Kollektoren mit hohem Konzentrationsfaktor. Deshalb wurde die Möglichkeit genutzt, eine individuelle 2-dimensionale IAM-Funktion für den Parabolrinnenkollektor zu definieren. Abbildung 3 zeigt die verwendete Funktion im Vergleich zu einem Flachkollektor. Dabei entspricht die Kollektorquerachse derjenigen Achse auf der Aperturfläche, welche senkrecht zur Röhrenachse steht.

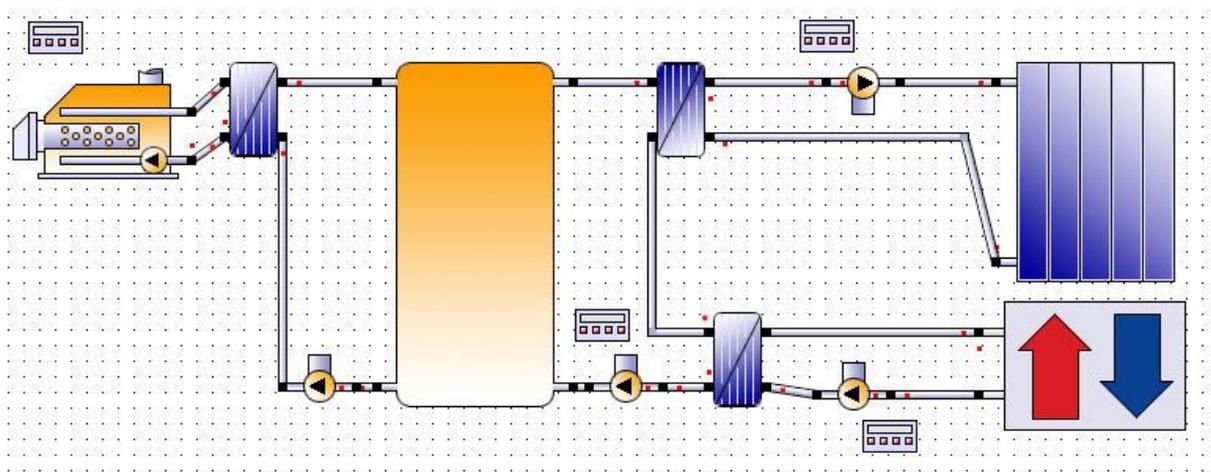


**Abb. 3:** IAM Datensätze für einen Flachkollektor (links) und einem Parabolrinnenkollektor (rechts).

#### 4. Anlagensimulation mit Polysun4

Abbildung 4 zeigt ein Polysun4 Schema einer solarthermischen Prozesswärmanlage. Mit dieser Anlage soll die auf einem Temperaturniveau von 70°C anfallende Prozessabwärme, durch Parabolrinnenkollektoren auf ein Temperaturniveau von 145°C -160°C angehoben werden, um diese dann wieder dem Prozess zuzuführen.

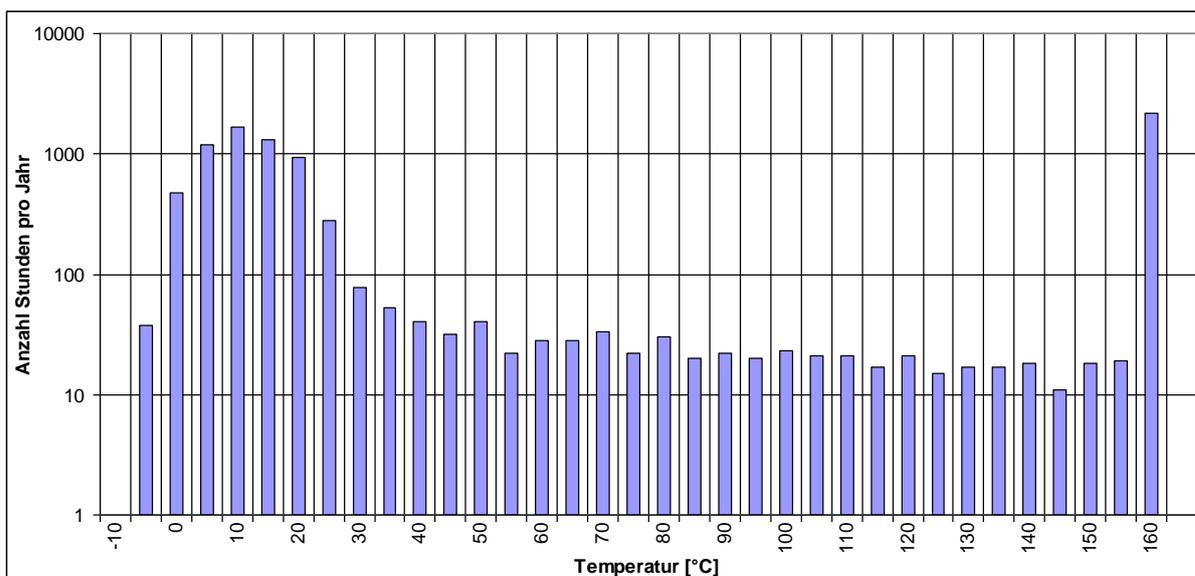
Mit den Anlagenkomponenten im linken Teil bis einschliesslich Speicher, wird die auf einem Temperaturniveau von 70°C anfallende Prozessabwärme simulationstechnisch nachgebildet. Rechts unten ist der Verbraucher als „Frei programmierbare Wärmesenke“ dargestellt. Dabei handelt es sich um ein grosses Nahwärmenetz, welches gross genug ist, die gesamte aus dem Kollektorkreis anfallende Wärme auf einem Temperaturniveau von 160°C aufzunehmen. Der Kollektorkreis ist „matched-flow“ geregelt, d.h. der Volumenstrom wird so geregelt, dass am Kollektorausritt möglichst eine Temperatur von 160°C erzielt wird.



**Abb. 4:** Polysun Schema einer Anlage zur Bereitstellung solarer Prozesswärme.

In Abbildung 5 ist die Häufigkeitsverteilung der Kollektoraustrittstemperatur, welche hier vereinfachend der Absorbtemperatur gleichgesetzt wird, für ein Jahr dargestellt. Da dem Kollektorkreis nur dann Energie entnommen wird, wenn eine Temperatur von 160°C erreicht ist, liegen die meisten Betriebs-

stunden auf einem Temperaturniveau bei Umgebungstemperatur sowie bei Betriebstemperatur (160°C) vor. Temperaturen dazwischen, welche die Aufheiz- und Abkühlphasen widerspiegeln, haben einen zeitlichen Anteil von deutlich unter 10%.



**Abb. 5:** Häufigkeitsverteilung  $f(T)$  der Absorbtemperatur der mit Polysun simulierten Prozesswärmanlage.

## 5. Arrhenius Transformation und effektive Mitteltemperatur

Solarabsorber unterliegen in ihrem Einsatz einer nicht unerheblichen thermischen Belastung, welche im Laufe der Zeit zur Degradation und einer damit verbundenen Leistungseinbusse führen kann. Diese Degradationsprozesse werden durch Temperaturerhöhung beschleunigt. In vielen Fällen kann diese Temperaturabhängigkeit durch die Arrhenius'sche Beziehung (Gl. 3) beschrieben werden [4]:

$$a_n = \frac{t_{ref}}{t_n} = \exp \left[ \frac{E_A}{R} \cdot \left( \frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_n} \right) \right] \quad (3)$$

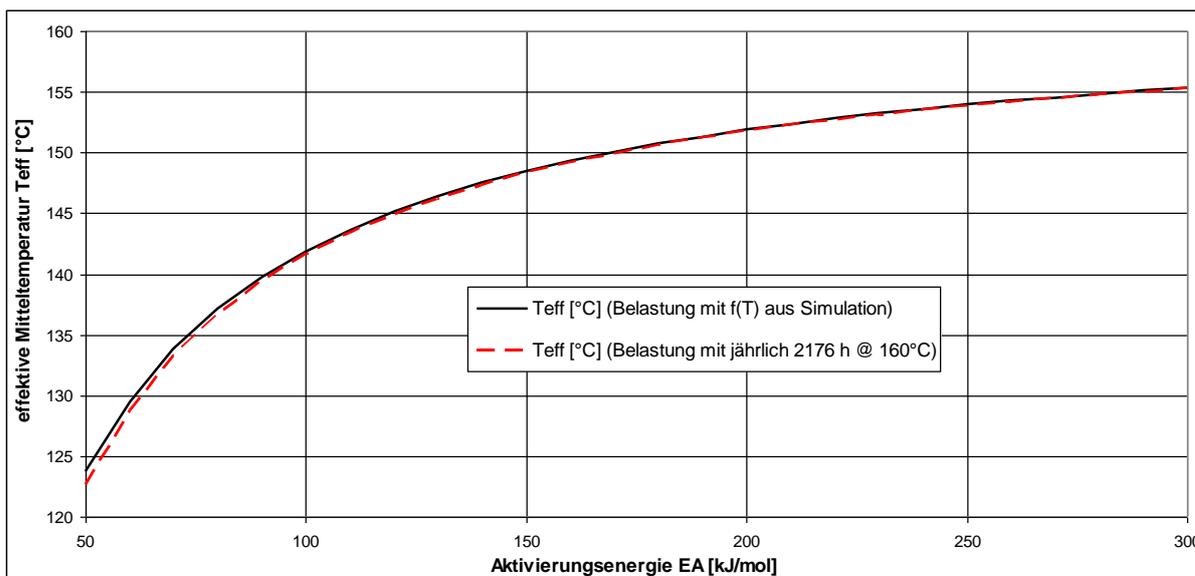
Ein Degradationsprozess mit einer Aktivierungsenergie  $E_A$  verursacht demnach während einer Zeitspanne  $t_{ref}$  auf einem Temperaturniveau  $T_{ref}$  dasselbe Ausmass an Degradation wie nach einer Zeitspanne  $t_n$  auf einem Temperaturniveau  $T_n$ . Diese Beziehung bildet die Grundlage für eine im Rahmen des IEA Task 10 ausgearbeiteten Methodik zur Beschleunigten Alterungsprüfung an Solarabsorberrschichten [4], welche die Basis bildet für eine in der IEA Working Group MSTC daraus abgeleitete Prüfprozedur [5-7].

Mit Gleichung (3) können konstante Belastungen, wie diese etwa im Labor Anwendung finden, auf andere Temperaturniveaus transponiert werden. Im realen Einsatz unterliegen Solarabsorber aber einer ständig wechselnden thermischen Belastung. Durch eine Integration von Gleichung (3) über alle tatsächlichen vorkommenden Temperatur-Zeit-Intervalle während eines Jahres kann diese wechselnde Belastung auf eine äquivalente Belastung bei konstanter Temperatur umgerechnet werden:

$$\exp\left(-\frac{E_A}{R} \cdot T_{eff}^{-1}\right) = \int_{T_{min}}^{T_{max}} \exp\left(-\frac{E_A}{R} \cdot T^{-1}\right) \cdot f(T) \cdot dT \quad (4)$$

Dabei entspricht  $T$  der Absorbtemperatur,  $f(T)$  der Häufigkeitsverteilung der Absorbtemperatur während eines Jahres,  $E_A$  der Aktivierungsenergie des vorliegenden Degradationsprozesses und  $T_{eff}$  der (konstanten) effektiven Mitteltemperatur des Absorbers. Die Bedeutung von  $T_{eff}$  ist, dass für einen Degradationsprozess mit der Aktivierungsenergie  $E_A$  die wechselnde Belastung  $f(T)$  während eines Jahres zu derselben Degradation des Absorbers führt, wie eine konstante Belastung auf dem Temperaturniveau  $T_{eff}$ , ebenfalls während eines Jahres.

Abbildung 6 zeigt die effektive mittlere Absorbtemperatur der mit Polysun simulierte Prozesswärmanlage aus Abschnitt 4. Aufgrund der ausgeprägten Nichtlinearität der Arrhenius'schen Beziehung bzgl. der Temperatur, wird die effektive Mitteltemperatur durch das Auftreten hoher Temperaturen in  $f(T)$  dominiert. Wie bereits in Abschnitt 4 erläutert, zeigen die in einer Prozesswärmanlage auftretenden Absorbtemperatur in vielen Fällen eine ausgeprägte Häufung bei Umgebungstemperatur (etwa 6'000 h unterhalb 30°C) sowie bei der deutlich höheren Arbeitstemperatur (2'176 h bei 160°C), während die Zeiten mit dazwischen liegenden Temperaturen nur einen kleinen Bruchteil ausmachen. Aufgrund der Dominanz der hohen Temperaturen kann in diesen Fällen auf die genaue Kenntnis der jährlichen (variierenden) thermischen Belastung des Absorbers verzichtet werden – es genügt eine gute Abschätzung der Zeit auf Arbeitstemperaturniveau. Dies zeigt Abbildung 6, in welcher der effektiven Mitteltemperatur, basierend auf der jährlichen thermischen Belastung nach Abb. 5, einer effektiven Mitteltemperatur gegenübergestellt ist, in welcher nur die Zeiten mit Arbeitstemperatur (2'176 h bei 160°C) berücksichtigt wird.



**Abb. 6:** Effektive mittlere Absorbtemperatur der mit Polysun simulierten Prozesswärmanlage.

## 6. Beschleunigte Alterungsuntersuchungen an ausgewählten Absorbenschichten und Prozesswärmanlagen

### 6.1 SCHWARZCHROM AUF EDELSTAHL IN SOLARER PROZESSWÄRMEANLAGE

In früheren Arbeiten [4, 5, 7] wurde der Absorbentyp „Schwarzchrom auf Edelstahl“ eingehend untersucht. Insbesondere in [4] sind zahlreiche Resultate thermischer Alterungsuntersuchungen im Bereich von 300°C bis 600°C zusammengefasst, auf welche hier zurück gegriffen wird. Im Rahmen dieses Projektes sind daher keine zusätzlichen Belastungstests an diesem Absorbentyp durchgeführt worden.

In [4] wird beobachtet, dass zwischen einer Temperatur von 350°C und 380°C eine Änderung des Degradationsmechanismus eintritt. Dies bedeutet, dass durch eine Temperaturerhöhung auf Werte über 350°C neue oder zusätzliche Prozesse angeregt werden, die bei Temperaturen unterhalb nicht aktiv werden. Daher dürfen diese Daten nicht verwendet werden, um mittels Arrheniustransformation Lebensdauervorhersagen für Betriebstemperaturen unterhalb von 350°C zu treffen. Dieses Verhalten stellt bei beschleunigten Alterungsuntersuchungen durch Erhöhung der Temperatur ein generelles Problem dar. Mit höheren Prüftemperaturen können die Prüfzeiten einerseits deutlich reduziert werden, andererseits steigt damit aber auch das Risiko, dass andere Prozesse die Degradation bestimmen, und dadurch die Vorhersagen zur erwarteten Lebensdauer verfälscht werden.

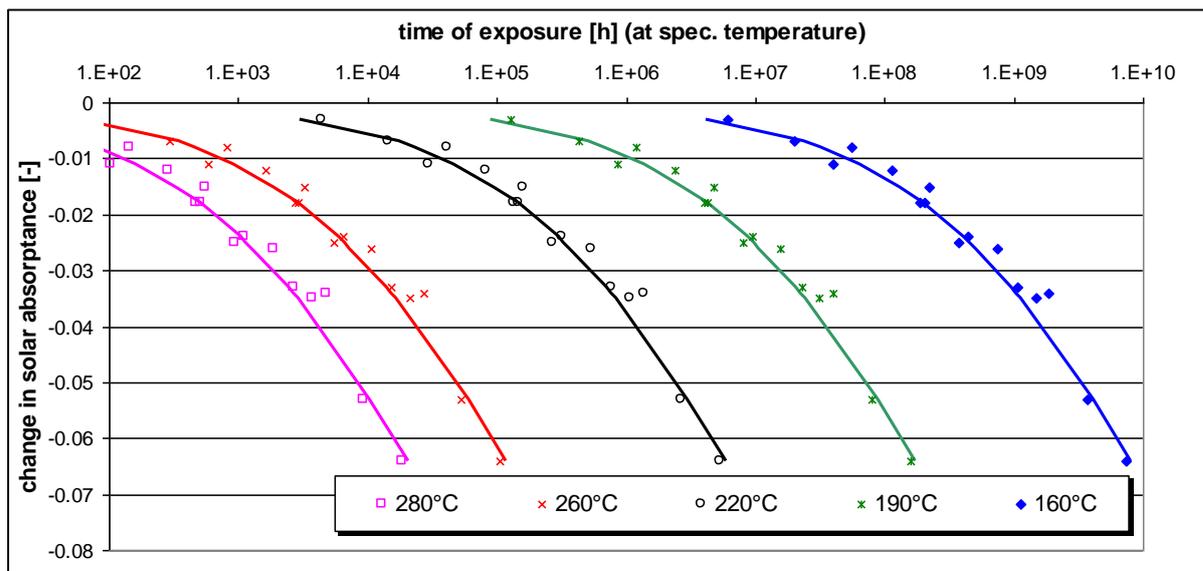
Wir beschränken uns daher auf die Testergebnisse unterhalb von 380°C, welche in Tabelle 1 zusammengefasst sind:

Time [h]	Prüftemperatur					
	300°C		330°C		350°C	
	$\alpha$	$\Delta\alpha$	$\alpha$	$\Delta\alpha$	$\alpha$	$\Delta\alpha$
0	0.942		0.943		0.938	
3	0.939	-0.003	0.935	-0.008	0.923	-0.015
6			0.931	-0.012	0.914	-0.024
10	0.935	-0.007	0.925	-0.018	0.912	-0.026
20	0.931	-0.011	0.918	-0.025	0.903	-0.035
50					0.885	-0.053
100	0.924	-0.018	0.909	-0.034	0.874	-0.064
500						
530	0.909	-0.033				

**Tab. 1:** Änderung des solaren Absorptionsgrades aufgrund thermischer Belastung [4].

Da sich durch die thermische Belastung hauptsächlich der solare Absorptionsgrad  $\alpha$  ändert, wird dieser als Degradationsindikator verwendet. In [4] wurde aus diesen Daten eine Aktivierungsenergie  $E_A = 214 \text{ kJ/mol}$  bestimmt. Dies bedeutet, dass mit diesem Wert für die Aktivierungsenergie die einzelnen Degradationsverläufe der unterschiedlichen Temperaturniveaus aus Tabelle 1 mittels Gleichung (3) in einen gemeinsamen Verlauf der Degradation auf einem gemeinsamen Temperaturniveau transformiert werden können.

Das Ergebnis dieses Schrittes ist in Abbildung 7 dargestellt, in welchem sämtliche Degradationsverläufe aus Tabelle 1 auf unterschiedliche aber gemeinsame Temperaturniveaus transformiert wurden. Daraus kann abgelesen werden, dass der Schwarzchrom-Edelstahlaborber durchaus in der in Abschnitt 4 vorgestellten Prozesswärmanlage eingesetzt werden kann. Wie in Kapitel 5 gezeigt, genügt es als jährliche Belastung 2'176 h bei 160°C anzunehmen. Wird als Lebensdauer diejenige Zeitspanne definiert, in welcher der Absorber höchstens 5% seines ursprünglichen Absorptionsvermögens eingebüsst hat, dann liegt diese bei über  $10^9$  Betriebsstunden, oder über 4 Mio. Jahren Anlagenbetrieb. Selbst bei einer Arbeitstemperatur von 260°C wird eine  $\Delta\alpha = 0.05$  erst nach über 55'000 h erreicht, was mit jährlich 2'176 h bei Arbeitstemperatur einer Lebensdauer von über 25 Jahren entsprechen würde.



**Abb. 7:** Erwartete Abnahme des solaren Absorptionsgrades durch Belastung auf unterschiedlichen Temperaturniveaus.

## 6.2 VAKUUMDEPOSITIONSSCHICHT IN EINEM SOLARKRAFTWERK

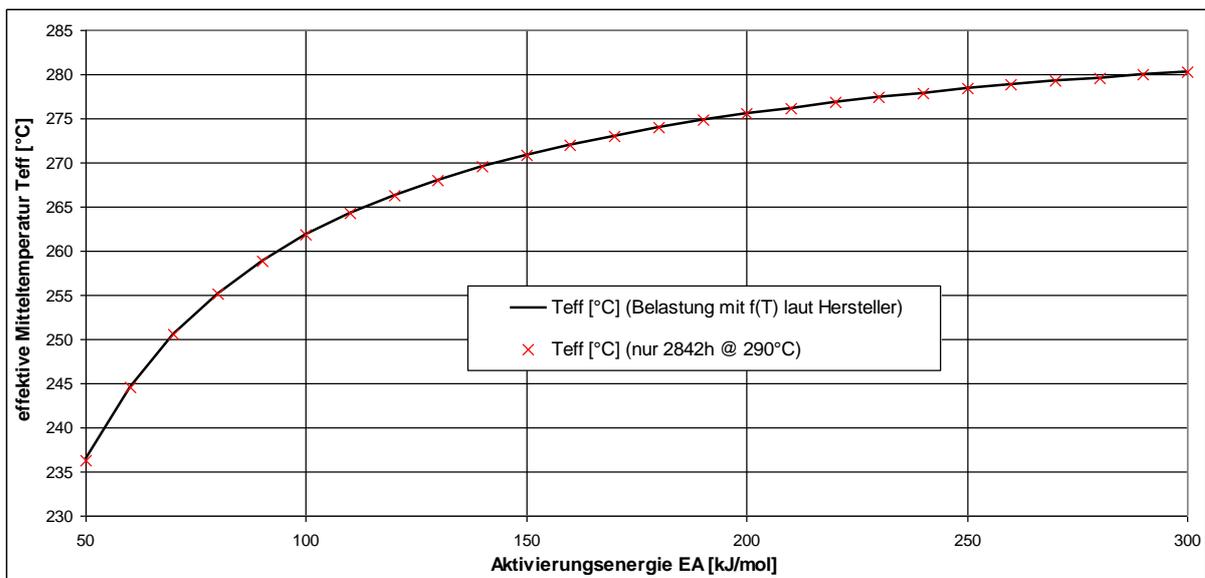
Für den Einsatz in einem solarthermischen Kraftwerk mit Fresnel Kollektoren wurde die Alterungsbeständigkeit von Absorbern mit einer solarselektiven PVD Schicht untersucht, welche auf zwei unterschiedlichen Stahlsubstraten abgeschieden ist. Als thermische Belastung  $f(T)$  des Absorbers während eines Jahres wird vom Hersteller folgendes Profil angegeben:

2842 Stunden bei 290°C

5918 Stunden bei 70°C

Aufheiz- und Abkühlphasen werden nicht detailliert berücksichtigt.

Ein Vergleich der auf diesem Profil basierenden effektiven mittleren Absorberrtemperatur mit der auf den Arbeitszustand bei 290°C beschränkten zeigt in Analogie mit Abschnitt 5, dass auch bei dieser Anlagenkonfiguration im Wesentlichen nur die Zeiten auf dem hohen Arbeitstemperaturniveau von 290°C Einfluss auf die Degradation der Absorberrschicht haben werden (siehe Abb. 8).



**Abb. 8:** Effektive mittlere Absorberrtemperatur für das Fresnel Solarkraftwerk.

Als Degradationsindikator wird hier die sogenannte *performance criterion function* (Gl. 5) verwendet. Diese gibt den Einfluss einer Änderung der optischen Schichteigenschaften solare Absorption  $\alpha$  und thermische Emission  $\varepsilon$  auf die Leistungsfähigkeit des betrachteten Systems an:

$$pc = 0.860 \cdot \Delta\alpha - 0.175 \cdot \Delta\varepsilon \quad (5)$$

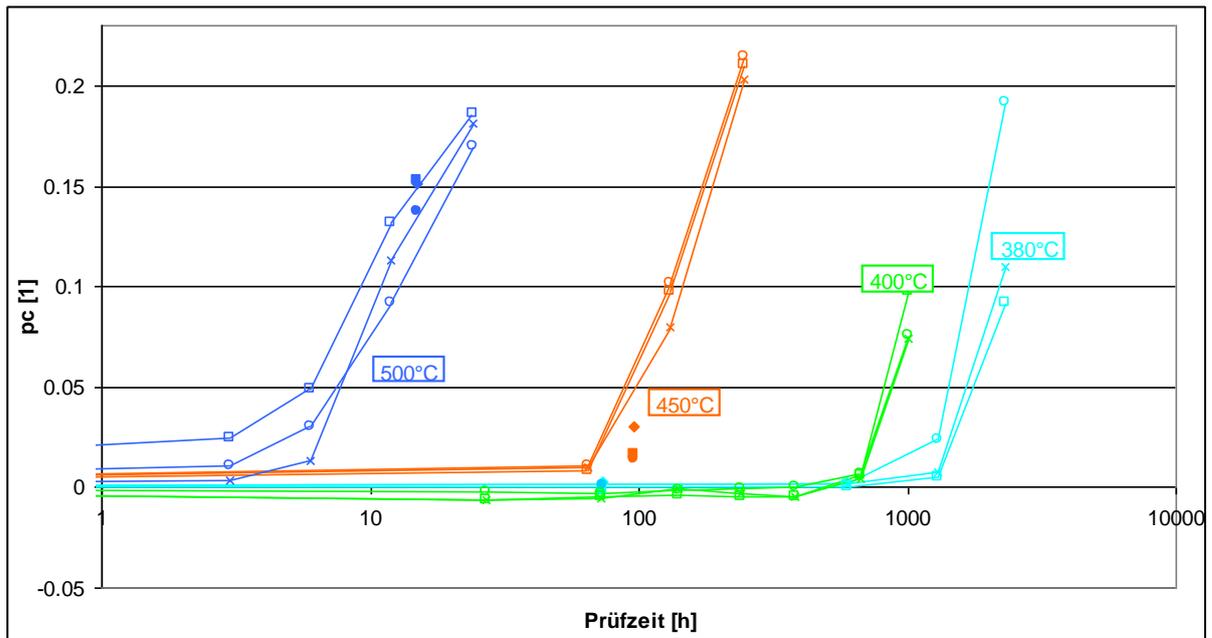
Der in (Gl. 5) angegebene Zusammenhang beruht auf Sensitivitätsanalysen des Anlagenherstellers. Danach entspricht ein Wert von  $pc = 0.05$  einer Minderung des solaren Ertrages um 5%.

### 6.2.1 PVD auf Stahlsubstrat Typ A

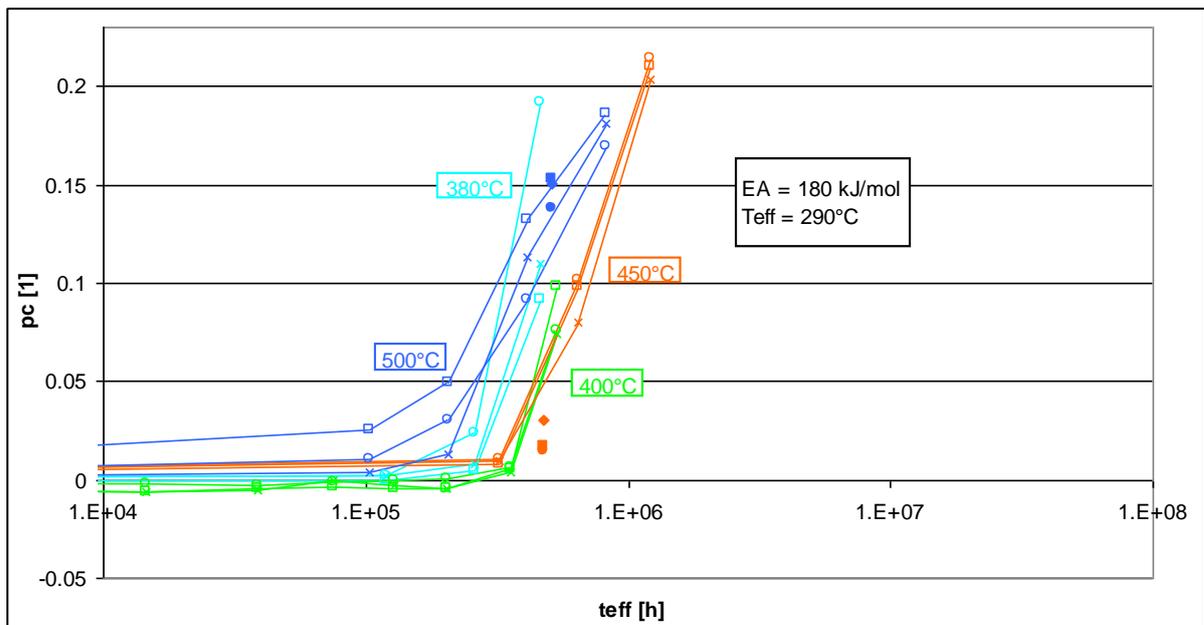
Für die PVD Schicht auf Stahlsubstrat Typ A wurden thermische Belastungstests bei 380°C, 400°C, 450°C sowie 500°C durchgeführt. Die Veränderung der *performance criterion function*  $pc$  mit der Prüfzeit ist für diese Temperaturen in Abbildung 9 zusammengefasst.

Der ausgeprägte parallele Verlauf der Degradation bei unterschiedlichen Temperaturen (in  $\ln(t)$ -Darstellung), legt den Schluss nahe, dass für alle Temperaturniveaus nur ein Degradationsprozess derselben Aktivierungsenergie vorliegt. Es sollte daher möglich sein, mittels Arrheniustransformation (Gl. 3) die Ergebnisse aller durchgeführten thermischen Tests mit einer Aktivierungsenergie in einen gemeinsamen Verlauf zu transformieren.

Das Ergebnis dieser Transformation ist in Abbildung 10 dargestellt. Dazu wurde die Aktivierungsenergie variiert, um möglichst ein Übereinanderliegen der Verläufe unterschiedlicher Temperatur zu erzielen. Das beste Ergebnis wurde mit einer Aktivierungsenergie von 180 kJ/mol erreicht. Da auf ein Temperaturniveau von 290°C, entsprechend der Betriebstemperatur, transformiert wurde, könnte aus Abbildung 10 auf eine Lebensdauer (mit  $pc \leq 0.05$ ) von über 200'000 Stunden geschlossen werden.



**Abb. 9:** Änderung von pc für einen PVD-Stahl (Typ A) Absorber bei verschiedenen Prüftemperaturen.



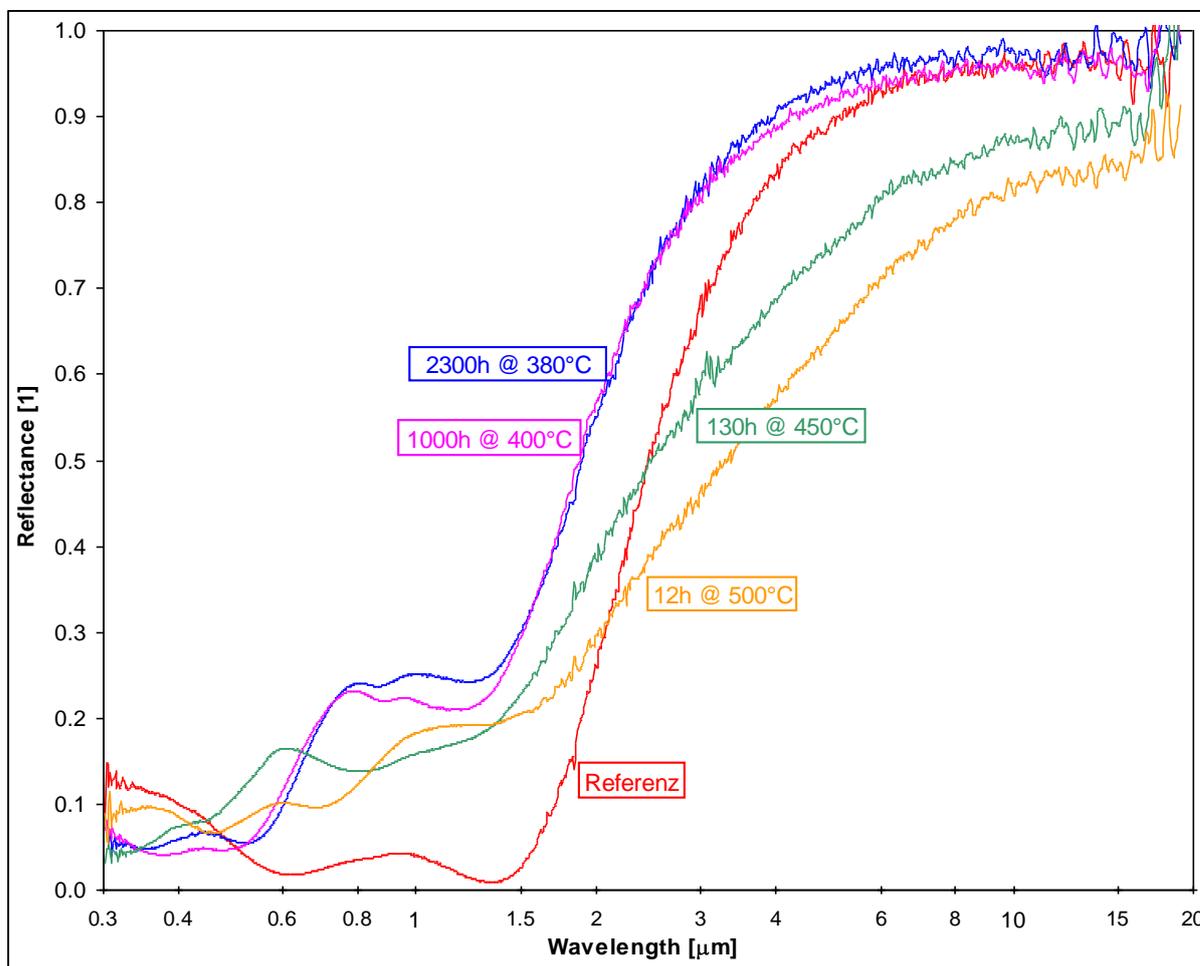
**Abb. 10:** Ergebnisse der thermischen Tests aus Abb. 9 mittels Arrhenius für eine Aktivierungsenergie von 180 kJ/mol auf eine gemeinsame Temperatur von 290°C transformiert.

Auffällig ist jedoch, dass die Streuung der transformierten Daten in Abbildung 10, im Vergleich zu den Ursprungsdaten aus Abbildung 9, relativ gross ist. Zudem scheint die Steigung, also die Degradationsgeschwindigkeit, der 380°C und der 400°C Daten etwas grösser zu sein, als diejenige bei 450°C und 500°C. Dies könnte bedeuten, dass bei höheren Temperaturen ein anderer Degradationsmechanismus massgeblich ist. Der Grund kann etwa in Oxidationsprozessen liegen, da Metalle dazu neigen, bei unterschiedlichen Temperaturniveaus auch unterschiedliche Oxide zu bilden.

Dieser Eindruck wird durch einen Vergleich der Reflektionsspektren der auf unterschiedlichen Temperaturniveaus belasteten Absorber bestärkt. Alle in Abbildung 11 dargestellten Spektren weisen in etwa dasselbe Mass an Degradation, also in etwa denselben Wert für pc, auf. Bei 450°C und 500°C sind die Reflexionseigenschaften im langwelligen Spektralbereich stark eingebrochen, was auf eine Degradation des IR Reflektors der Schicht schliessen lassen kann. Diese Degradation scheint bei beiden hohen Temperaturniveaus der dominante Prozess zu sein, da er bereits beobachtet werden

kann, solange im Kurzwelligen die Spektren noch beinahe unverändert sind (bei kürzeren Zeiten als in Abbildung 11 dargestellt).

Für die Temperaturen 380°C und 400°C dominiert ein Anstieg der Reflexion zwischen 0.6µm und 1.5µm, was zu einer Abnahme des solaren Absorptionsgrades führt. Dies lässt auf eine Veränderung der eigentlichen Absorberschicht oberhalb des IR Spiegels schliessen. Die IR Reflexion bleibt hingegen vollkommen erhalten.

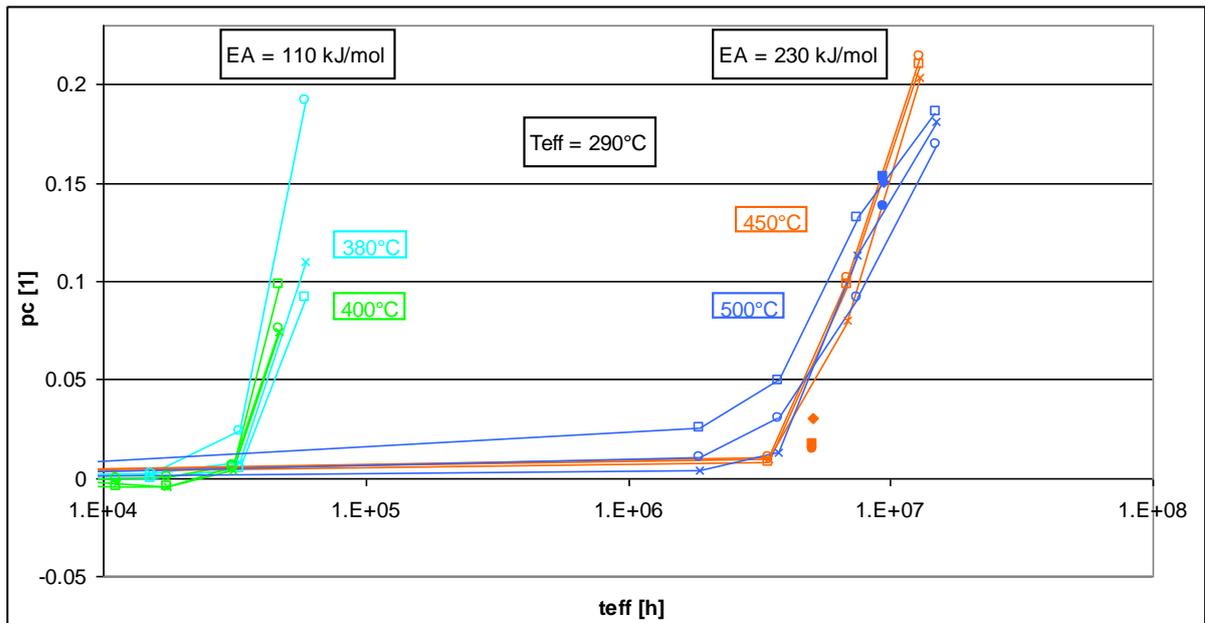


**Abb. 11:** Vergleich der Reflexionsspektren nach Belastung auf unterschiedlichen Temperaturniveaus.

Unter diesem Gesichtspunkt wurde daher die Aktivierungsenergie für die Temperaturniveaus bis bzw. oberhalb von 400°C getrennt ermittelt. Für das tiefer Niveau ergibt sich eine Aktivierungsenergie von 110 kJ/mol, für das höhere eine von 230 kJ/mol. Werden die Ergebnisse der durchgeführten thermischen Tests mit den entsprechenden Aktivierungsenergien auf eine effektive Temperatur von 290°C transformiert, so erhält man den in Abbildung 12 dargestellten Verlauf der Degradation mit der Zeit.

Beschränken wir uns also auf die Daten aus den thermischen Prüfungen bis 400°C, so kann aus Abbildung 12 abgelesen werden, dass bei einem Einsatz des Absorbers bei 290°C pc nach etwa 40'000 Stunden einen Wert von 0.05 erreicht. Das heisst, dass das Solarkraftwerk nach etwa 14 Jahren eine Ertragseinbusse von ca. 5% aufgrund thermischer Degradation der Absorberschicht aufweisen wird.

Diese Folgerung ist jedoch mit einer gewissen Unsicherheit behaftet, da für die im  $\ln(t)$  Diagramm parallelen Degradationsverläufe zweier unterschiedlicher Temperaturen immer eine Aktivierungsenergie gefunden werden kann, mit welcher diese sich in einen gemeinsamen Verlauf Arrhenius transformieren lassen. Zur Bestätigung der gefundenen Aktivierungsenergie, müsste der Degradationsverlauf bei einem dritten Temperaturniveau herangezogen werden. Da sich der Degradationsprozess jedoch offensichtlich zwischen 400°C und 450°C ändert, müsste dieses zusätzliche Temperaturniveau entsprechend niedrig gewählt werden, was jedoch zu entsprechend langen Prüfzeiten führt, welche den zeitlichen Rahmen dieses Projektes sprengen.

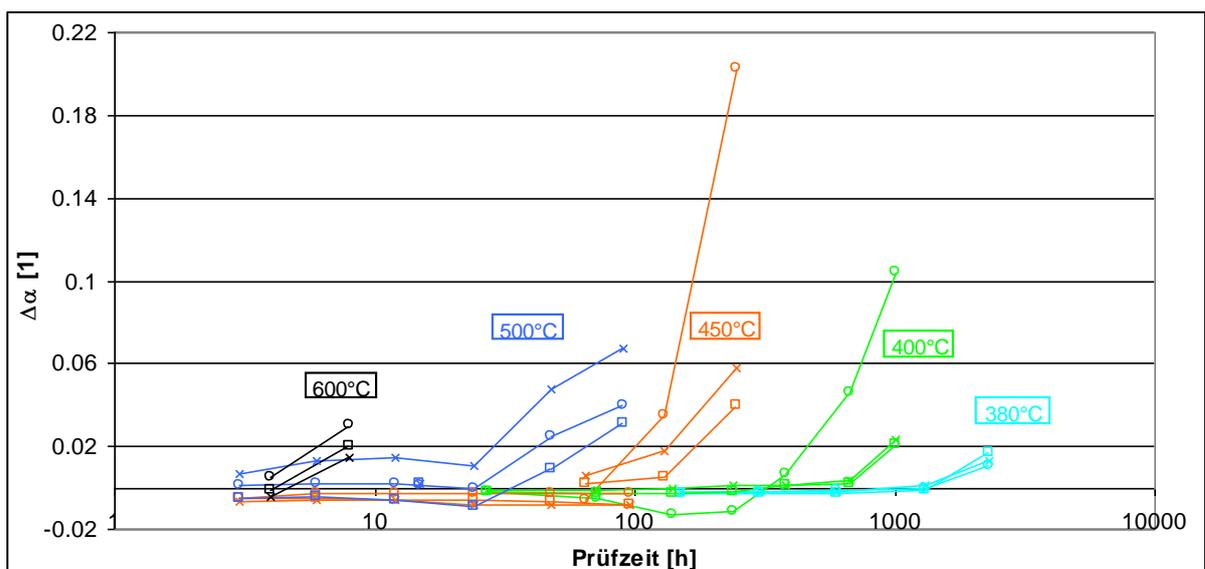


**Abb. 12:** Ergebnisse der thermischen Tests aus Abb. 9 mittels Arrhenius für eine Aktivierungsenergie von 110 kJ/mol (für  $\vartheta \leq 400^\circ\text{C}$ ) bzw. 230 kJ/mol (für  $\vartheta > 400^\circ\text{C}$ ) auf eine gemeinsame Temperatur von  $290^\circ\text{C}$  transformiert.

### 6.2.2 PVD auf Stahlsubstrat Typ B

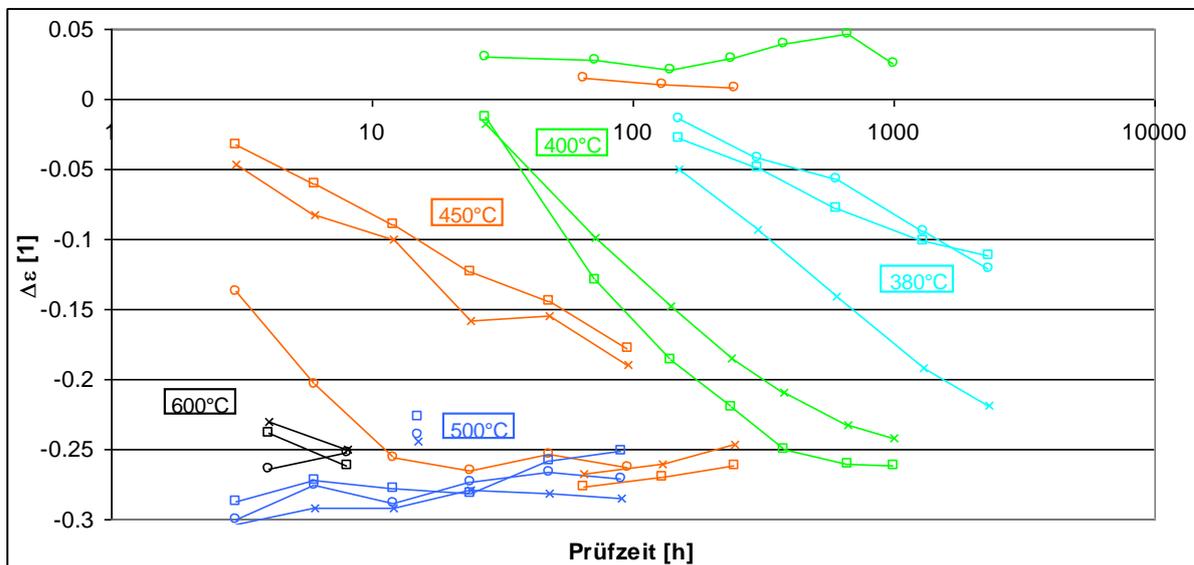
Mit der auf Stahlsubstrat Typ B abgeschiedenen PVD Schicht wurden Belastungstests auf unterschiedlichen Temperaturniveaus zwischen  $380^\circ\text{C}$  und  $600^\circ\text{C}$  durchgeführt. Die durch diese Belastungen verursachten Änderungen der optischen Eigenschaften sind in den Abbildungen 13 und 14 zusammengefasst.

Der zeitliche Verlauf der Degradation des solaren Absorptionsgrades in Abbildung 13 deutet darauf hin, dass, zumindest bis zu einem Temperaturniveau bis  $450^\circ\text{C}$ , nur ein Degradationsprozess einer Aktivierungsenergie vorliegen könnte. Allerdings streuen die Proben zu stark, um daraus eine Aktivierungsenergie abschätzen zu können. Bei  $500^\circ\text{C}$  und  $600^\circ\text{C}$  zeichnet sich ein flacherer Verlauf ab, welcher nicht zu den niedrigeren Temperaturen passt. Es ist daher davon aus zu gehen, dass oberhalb von  $450^\circ\text{C}$  ein anderer Degradationsprozess wirksam.



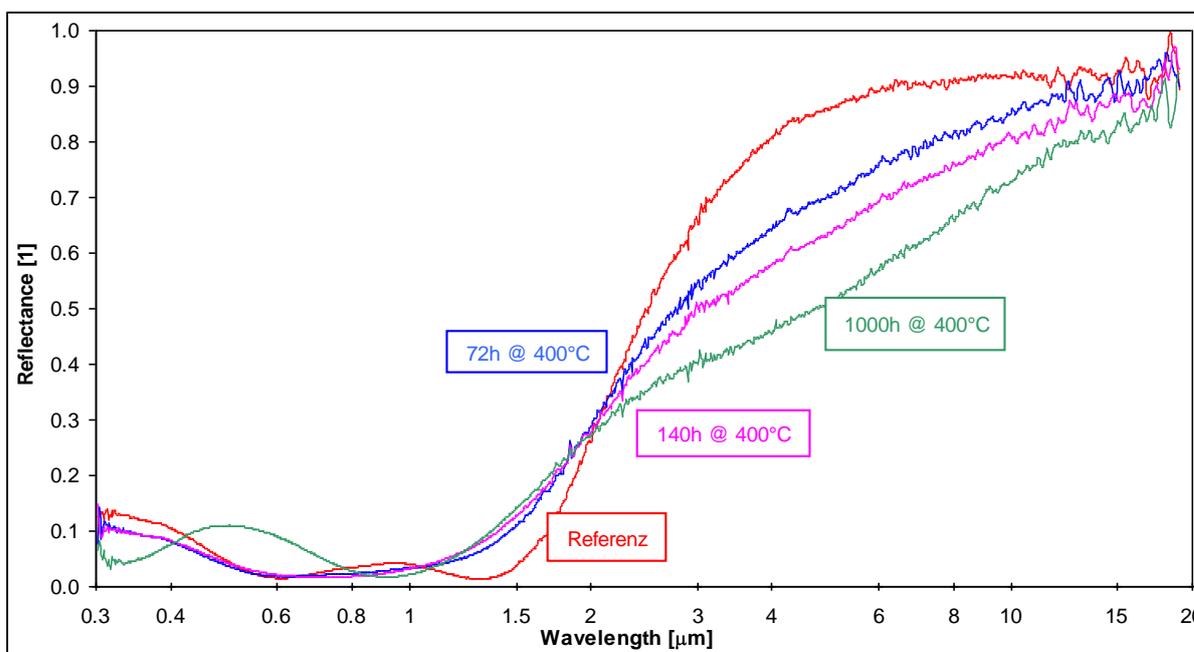
**Abb. 13:** Änderung des solaren Absorptionsgrades für einen PVD-Stahl (Typ B) Absorber bei verschiedenen Prüftemperaturen.

Der Eindruck der Inhomogenität der unterschiedlichen Proben wird durch das Verhalten des Emissionsgrades bei thermischer Belastung noch bestärkt. In Abbildung 14 ist keinerlei Systematik erkennbar, welche darauf schliessen liesse, dass die unterschiedlichen Degradationsverläufe mittels Arrheniustransformation in einen gemeinsamen Verlauf überführt werden könnten. Die Ursache dafür kann im Substrat oder, wahrscheinlicher, in einer nicht homogenen Beschichtung liegen. Da die Proben von einem Rohr abgeschnitten wurden, könnten z.B. Randeffekte des Rohrendes dafür verantwortlich sein.



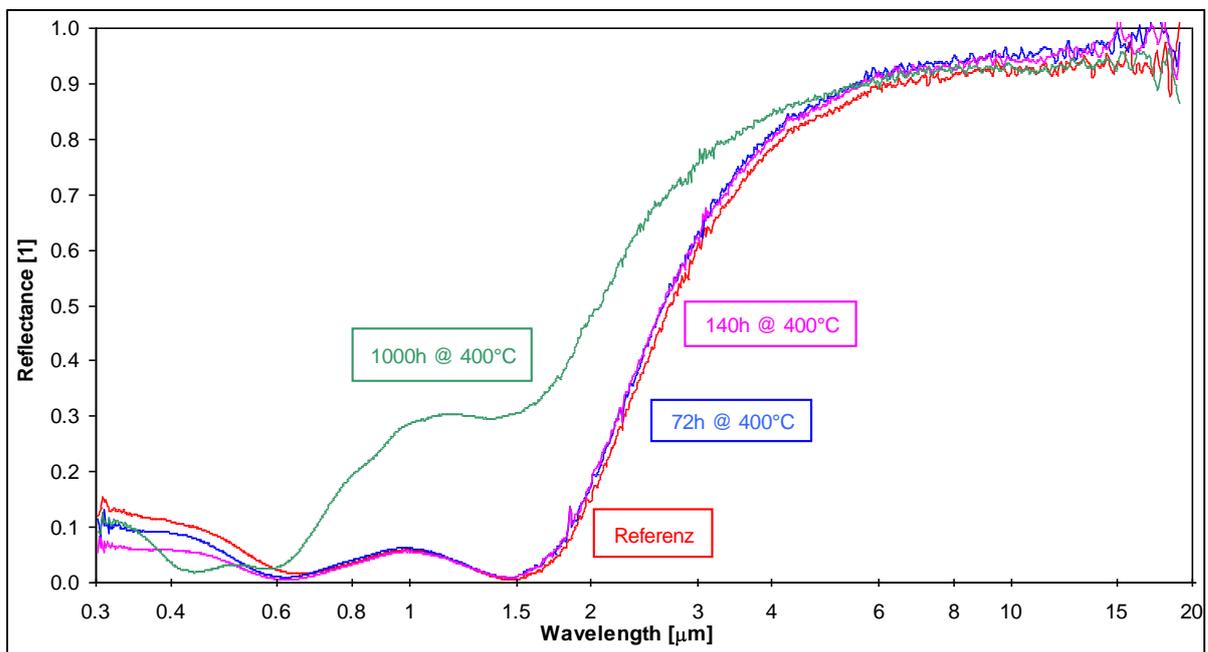
**Abb. 14:** Änderung des Emissionsgrades für einen PVD-Stahl (Typ B) Absorber bei verschiedenen Prüftemperaturen.

Besonders auffällig ist das Verhalten zweier Proben bei 400°C bzw. 450°C, welche kaum eine Änderung im Emissionsgrad aufweisen. Die Veränderung der spektralen direkt-hemisphärischen Reflexion dieser beiden Proben aufgrund der thermischen Belastung, unterscheidet sich grundlegend von allen anderen Proben. In Abbildung 15 ist dazu das als „typisch“ für diesen Absorbertyp bezeichnete Verhalten bei 400°C dargestellt: die Reflexion nimmt, aufgrund einer Degradation des IR Reflektors, bereits nach kurzen Zeiten der Exposition deutlich ab.



**Abb. 15:** Vergleich der Reflexionsspektren nach Belastung bei 400°C (typische Proben PVD auf Stahlsubstrat Typ B).

Die beiden Ausnahmeproben, wovon die 400°C Probe beispielhaft in Abbildung 16 dargestellt ist, verhalten sich dahingegen wie die PVD Schicht auf Stahlsubstrat Typ A bis zu einer Temperatur von 400°C (Abbildung 11): während der IR Spiegel lange Zeit in Takt bleibt (zumindest bis 1000h bei 400°C), nimmt das Reflexionsvermögen im NIR deutlich zu, was zu einer Abnahme des Absorptionsgrades führt.



**Abb. 16:** Vergleich der Reflexionsspektren nach Belastung bei 400°C (atypische Proben PVD auf Stahlsubstrat Typ B).

Dieses Verhalten könnte darauf schliessen lassen, dass bei den untersuchten Proben auf Stahlsubstrat Typ A, sowie bei den beiden Ausnahmeproben auf Stahlsubstrat Typ B, der IR Spiegel, welcher das Interface zwischen Substrat und Funktionsschicht bildet, so dicht ist, dass das Substrat praktisch keine Rolle spielt.

### 6.3 HOCHTEMPERATURBESTÄNDIGE FARBE IN EINEM SOLARTURMKRAFTWERK

Für den Einsatz in einem Solarturmkraftwerk zur solarthermischen Stromerzeugung wurde die Beständigkeit einer schwarzen, nicht selektiven Farbe auf zwei unterschiedlichen Stahlsubstraten geprüft.

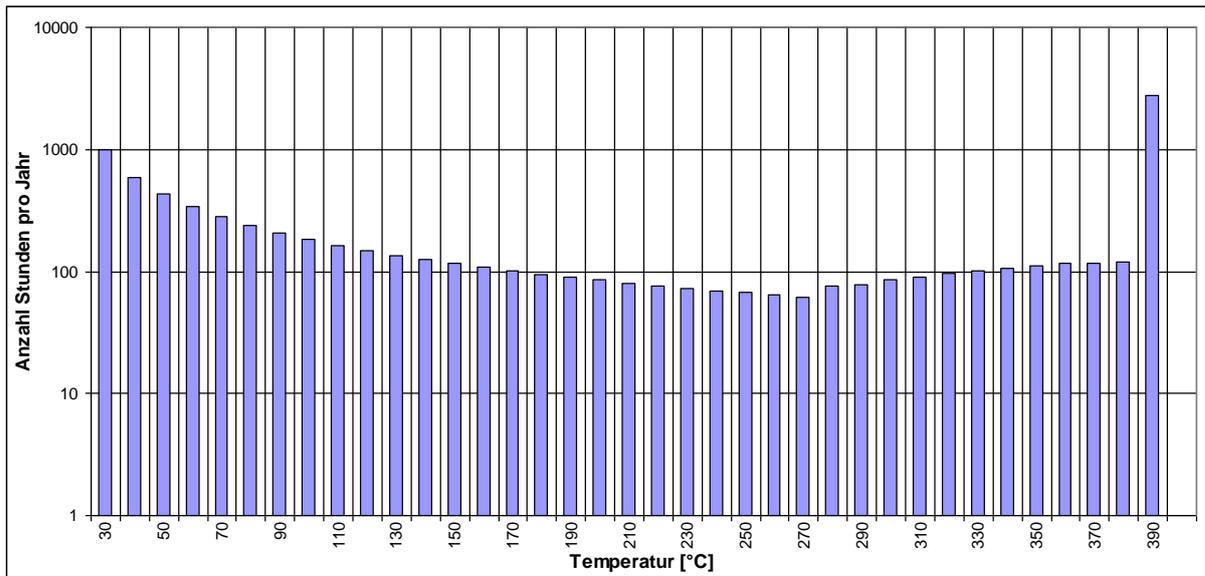
Der Receiver des Kraftwerkes besteht aus zwei aufeinanderfolgenden Abschnitten: einem Kessel zur Dampferzeugung mit einer Arbeitstemperatur des Absorbers von 390°C, sowie einem Kessel zur Erzeugung von überhitztem Dampf (Heissdampf) bei einer Absorbtemperatur von 600°C. Dementsprechend wurden vom Hersteller für jeden der beiden Bereiche ein eigenes thermisches Lastprofil erstellt.

#### 6.3.1 Dampferzeugung bei 390°C Absorbtemperatur

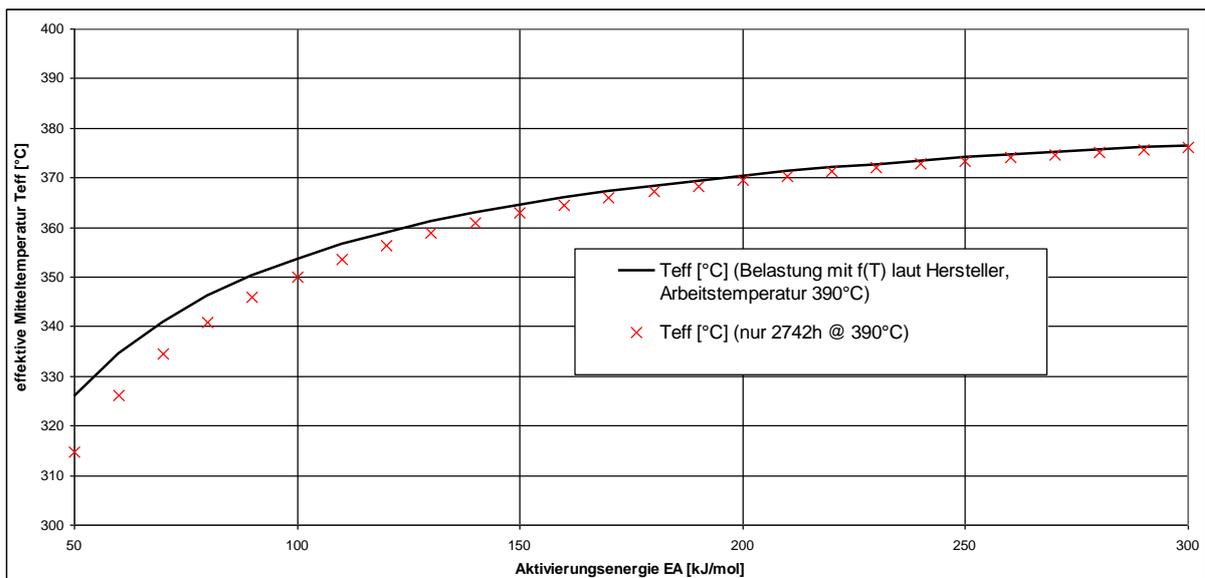
Die thermische Belastung des Absorbers des Dampf erzeugenden Abschnittes während eines Jahres ist in Abbildung 17 dargestellt. Mit insgesamt 2'742 h überwiegt der Zustand auf dem gewählten Arbeitstemperaturniveau von 390°C deutlich. Allerdings ist der Unterschied zu Zuständen nahe der Arbeitstemperatur deutlich kleiner, als etwa bei der Prozesswärmeanlage aus Abbildung 5. Dies führt dazu, dass die Zeiten bei denen die Absorbtemperatur kleiner als 390°C ist, nicht mehr generell vernachlässigt werden können.

Verdeutlicht wird dies in Abbildung 18, in welcher die effektive Jahresmitteltemperatur des Absorbers unter Berücksichtigung der tatsächlichen Belastung nach Abbildung 17, derjenigen mit einer Belastung nur auf Arbeitstemperatur (2'742 h bei 390°C) gegenübergestellt ist. Für Degradationsprozesse kleinerer Aktivierungsenergie wird der Unterschied zwischen der tatsächlichen und der vereinfachten effektiven Mitteltemperatur immer grösser. Erst bei Degradationsprozessen oberhalb etwa 150 kJ/mol kann also zur Vereinfachung angenommen werden, dass der Absorber im Jahr während 2'742 h bei konstant 390°C belastet wird. Für kleinere Aktivierungsenergien muss die jährliche Belastung mit

8'760 h bei der nach Gleichung (4) berechneten und in Abbildung 18 dargestellten effektiven Mitteltemperatur angenommen werden.



**Abb. 17:** Häufigkeitsverteilung  $f(T)$  der Absorbentemperatur des Dampf erzeugenden Abschnittes des Solarturmkraftwerkes.

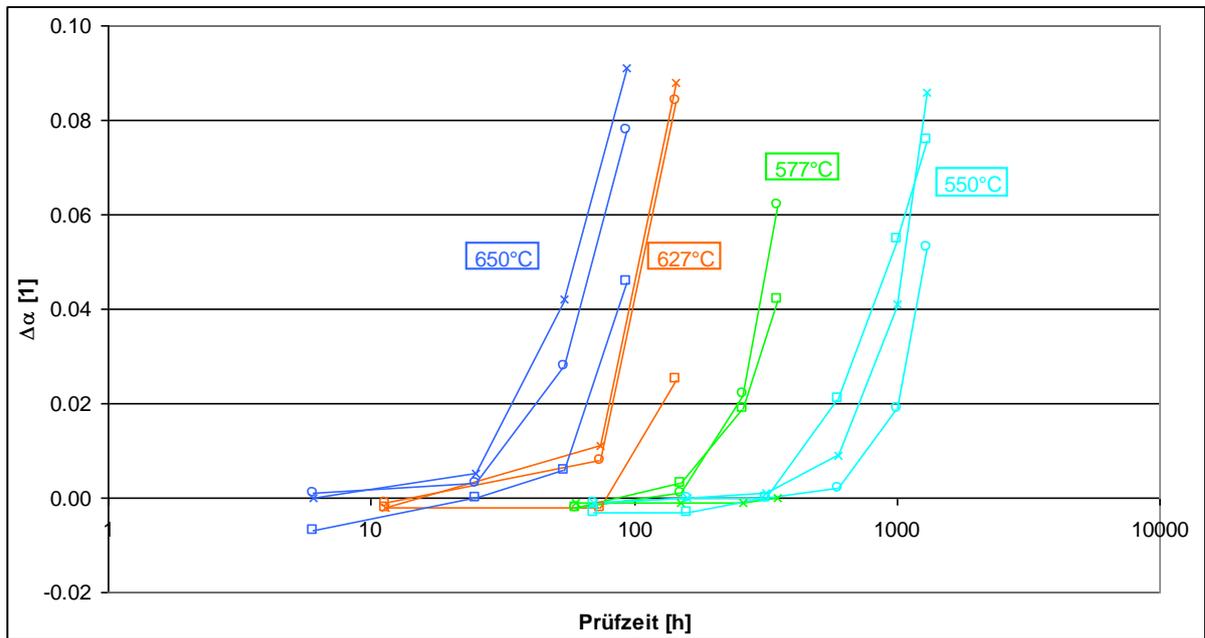


**Abb. 18:** Effektive mittlere Absorbentemperatur für den Dampf erzeugenden Abschnitt des Solarturmkraftwerkes.

Für den Einsatz in der Dampferzeugung ist als Substrat für die hochtemperaturbeständige Farbe Kesselstahl vorgesehen. Da es sich dabei um eine nicht-selektive Absorbenschicht handelt, wurde als Indikator der Degradation der solare Absorptionsgrad  $\alpha$  verwendet. Mit diesem Absorber wurden unterschiedliche thermische Belastungstests bei Temperaturen zwischen 550°C und 650°C durchgeführt.

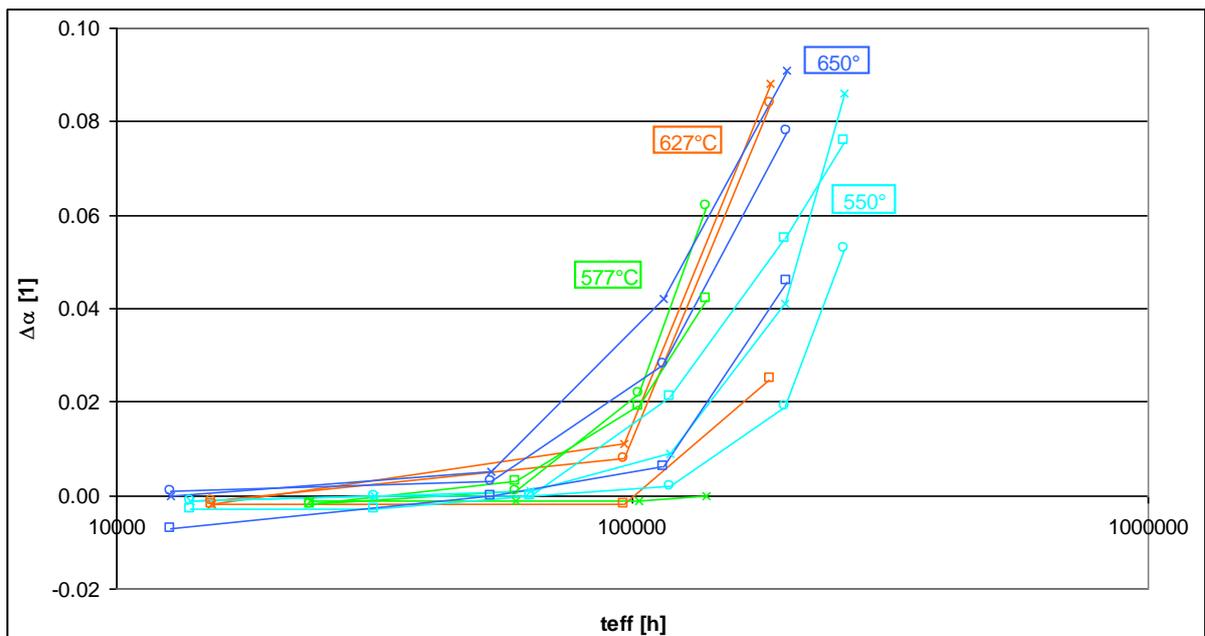
Die Veränderung des solaren Absorptionsgrades im Laufe der Zeit ist für die unterschiedlichen Temperaturniveaus in Abbildung 19 zusammengefasst. Auffallend ist eine relativ grosse Streuung der Ergebnisse. Die Ursache für die grosse Streuung könnte in einer unterschiedlichen Probertemperatur, verursacht durch eine inhomogene Temperaturverteilung im Ofen, begründet sein. Dazu müsste die Probertemperatur der am schnellsten degradierenden Probe jedoch etwa 20 K über der am langsamsten degradierenden Probe liegen. Messungen der Temperaturverteilung im Ofen haben aber eine Unsicherheit von etwa  $\pm 2$  K ergeben. Ausserdem wurden die Positionen der Proben im Ofen,

nach den notwendigen Unterbrechungen für die optische Messungen, jeweils zyklisch getauscht. Die Versuchsdurchführung als Ursache für die Streuung kann daher mit grosser Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Deshalb muss davon ausgegangen werden, dass entweder Unterschiede in den Substraten (z.B. durch unterschiedliche Vorbehandlung) oder deren Beschichtung (z.B. Variation in den Schichtdicken) dafür verantwortlich sind.



**Abb. 19:** Änderung des solaren Absorptionsgrades für einen Absorber aus mit hochtemperaturbeständiger Farbe beschichtetem Kesselstahl bei verschiedenen Prüftemperaturen.

Diese grosse Streuung in der Degradationskinetik der untersuchten Absorberproben lässt eine vernünftige Abschätzung der damit verbundenen Aktivierungsenergie fragwürdig erscheinen. Dennoch wurde versucht, eine Aktivierungsenergie zu finden, mit welcher die gemessenen zeitlichen Veränderungen im Absorptionsgrad auf unterschiedlichen Temperaturniveaus in einen gemeinsamen Verlauf auf dem Arbeitstemperaturniveau von 390°C transformiert werden können.

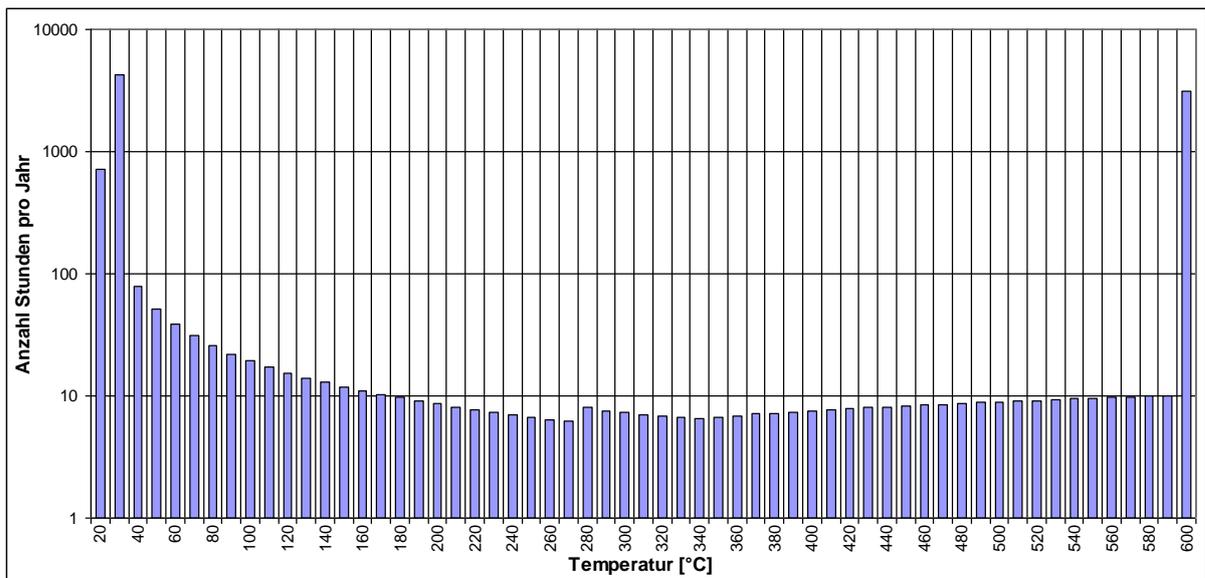


**Abb. 20:** Ergebnisse der thermischen Tests aus Abb. 19 mittels Arrhenius für eine Aktivierungsenergie von 150 kJ/mol auf eine gemeinsame Temperatur von 390°C transformiert.

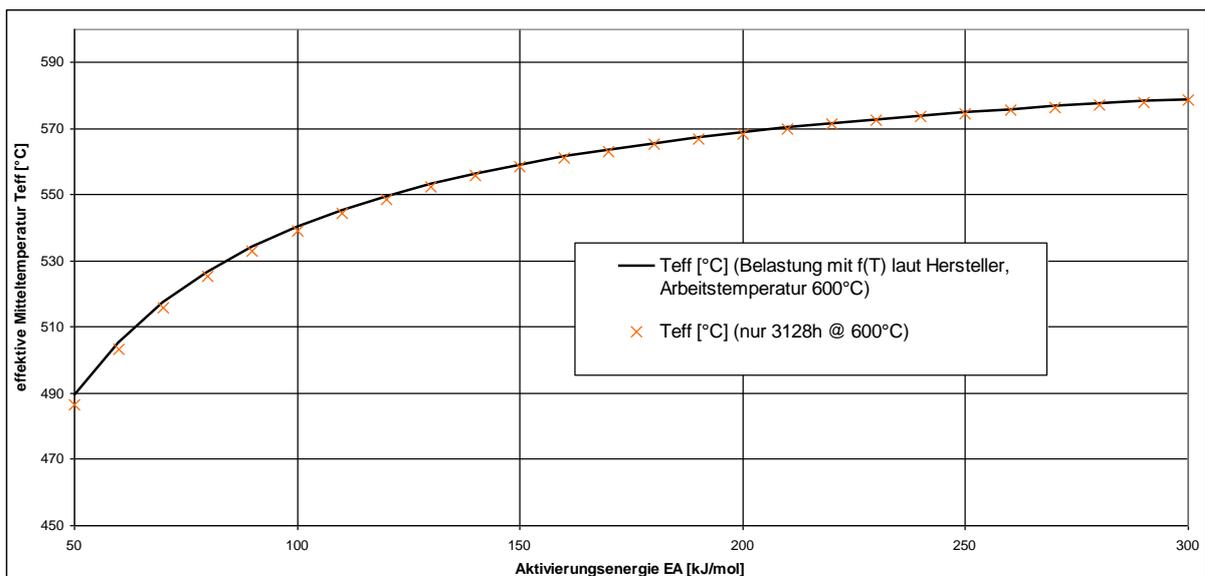
Das Ergebnis dieser Transformation ist in Abbildung 20 dargestellt. Die Aktivierungsenergie wurde so gewählt, dass sich die am frühesten verändernden Proben der unterschiedlichen Temperaturniveaus möglichst gut ineinander überführen lassen. Demnach würde die solare Absorption erst nach etwa 120'000 h Betrieb bei 390°C (also über 40 Betriebsjahren) um 5% abnehmen. Aufgrund der grossen Unsicherheit der gemessenen Daten, ist diese Aussage zur Langzeitbeständigkeit jedoch nur bedingt zulässig.

### 6.3.2 Heissdampferzeugung bei 600°C Absorbtemperatur

Die thermische Belastung des Absorbers des Heissdampf erzeugenden Abschnittes während eines Jahres ist in Abbildung 21 dargestellt. Mit insgesamt 3'128 h überwiegt der Zustand auf dem gewählten Arbeitstemperaturniveau von 600°C bei weitem. Dadurch ist die auf der tatsächlichen thermischen Belastung basierende effektive Absorbtemitteltemperatur beinahe identisch mit derjenigen welche aus der vereinfachte Annahme resultiert, dass der Absorber nur mit insgesamt 3'128 h bei 600°C belastet würde (Abb. 22).



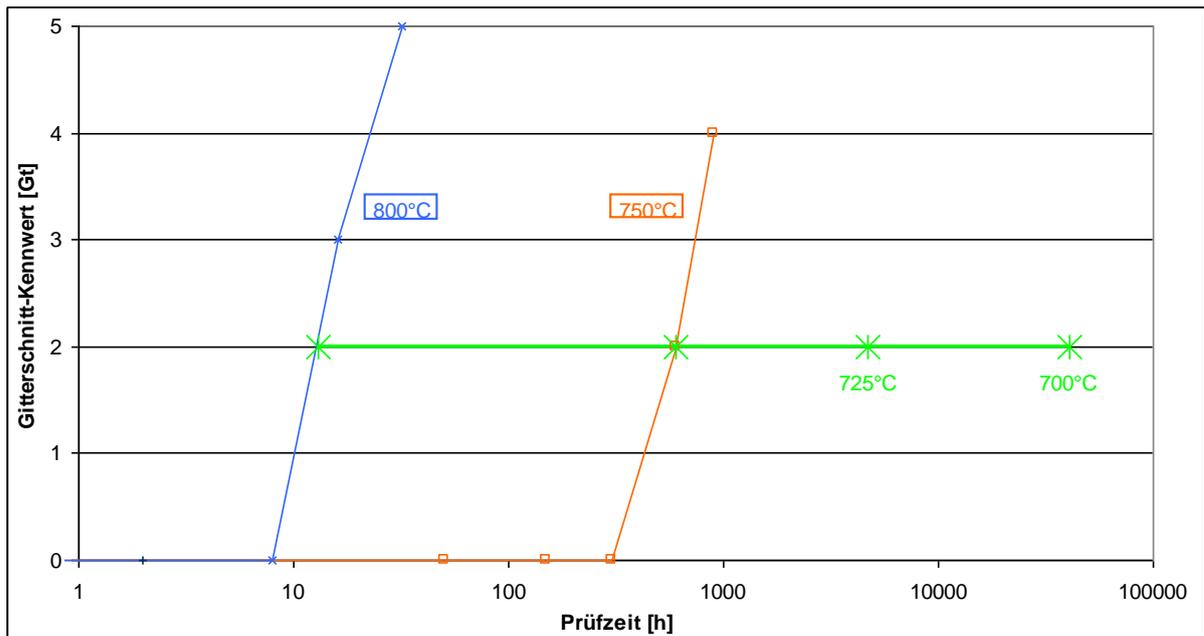
**Abb. 21:** Häufigkeitsverteilung  $f(T)$  der Absorbtemperatur des Heissdampf erzeugenden Abschnittes des Solarturmkraftwerkes.



**Abb. 22:** Effektive mittlere Absorbtemperatur für den Heissdampf erzeugenden Abschnitt des Solarturmkraftwerkes.

Für den Einsatz in der Heissdampferzeugung ist als Substrat für die hochtemperaturbeständige Farbe Rostfreier Stahl vorgesehen. Mit diesem Absorber wurden thermische Belastungstests bei 800°C und 750°C durchgeführt. Beim 800°C Test wurde festgestellt, dass ein Versagen der Adhäsion eintritt, noch bevor sich die solare Absorption nennenswert ändert. Die Änderung der Adhäsion wurde nach EN ISO 2409 bestimmt. Das Resultat dieser Gitterschnitt-Prüfung liefert sogenannte Gitterschnitt-Kennwerte, welche von Gt0 (sehr gute Adhäsion) bis Gt5 (Versagen der Adhäsion) reichen.

Die Veränderung der Adhäsion mit der Zeit ist für die Temperaturen 750°C und 800°C in Abbildung 23 zusammengefasst. Diese Daten sind aus zweierlei Gründen mit einer relativ grossen Unsicherheit behaftet. Zum einen stellt jeder einzelne Messpunkte das Ergebnis der Gitterschnitt-Prüfung an einer einzelnen individuellen Probe dar, da die Probe durch die Messung zerstört wird. Mögliche Variationen des Probenmaterials, wie diese in Abschnitt 6.3.1 festgestellt wurden, sind so nicht einfach erkennbar. Zudem ist diese Art der Prüfung grundsätzlich keine genaue Messung, sondern lediglich ein Verfahren zu einer Einteilung in Klassen.



**Abb. 23:** Änderung der Adhäsion für einen Absorber aus mit hochtemperaturbeständiger Farbe beschichtetem Edelstahl bei einer Prüftemperatur von 800°C und 750°C. Theoretisches Erreichen von Gt2 bei 725°C bzw. 700°C.

Der parallele Verlauf der Gitterschnitt-Kennwerte bei den beiden Temperaturniveaus in Abb. 23 erweckt den Eindruck, dass in beiden Fällen derselbe Degradationsprozess für den Verlust der Adhäsion verantwortlich ist. Unter der Annahme, dass die Temperaturabhängigkeit dieses Degradationsprozesses dem Arrhenius'schem Gesetz folgt, kann aus dem zeitlichen Abstand der beiden Kurven dessen Aktivierungsenergie mittels (Gl. 3) bestimmt werden.

Beispielhaft wurde dies für eine Degradation mit einem Gitterschnitt-Kennwert Gt2 in Abbildung 23 durchgeführt. So wurde Gt2 bei einer Temperatur von 800°C nach etwa 13 h, bei 750°C nach etwa 600 h erreicht. Damit folgt aus (Gl. 3) eine Aktivierungsenergie von 700 kJ/mol. Um eine Lebensdauerabschätzung vornehmen zu können, muss gezeigt werden, dass die Temperaturabhängigkeit dieses Degradationsprozess dem Arrhenius'schen Gesetzes folgt, was durch eine Prüfung bei einem weiteren Temperaturniveau erfolgen kann. Demnach müsste bei einer Temperatur von 700°C Gt2 nach etwa 41'000 h erreicht werden, was für eine Lebensdauerabschätzung im Labor zu lange ist. Selbst bei einer Prüftemperatur von 725°C würde Gt2 erst nach 4'700 h erreicht werden. Diese Prüfzeit wäre prinzipiell noch praktikabel, die Prüftemperaturniveaus liegen dann jedoch relative nahe bei einander, was wiederum zu grossen Unsicherheiten führen würde.

Mit den vorliegenden Ergebnissen kann eine Einsatzbarkeit dieses Absorbers im Bereich der Heissdampferzeugung bei 600°C weder bestätigt noch ausgeschlossen werden. Dazu wären zeitaufwändige zusätzliche Untersuchungen nötig, welche den Rahmen dieses Projektes deutlich sprengen würden.

## 7. Diskussion und Schlussfolgerungen

### 7.1 POLYSUN 4

Das Softwarepaket Polysun 4 wurde um die Möglichkeit solarthermische Prozesswärmeanlagen zu simulieren erweitert. Dazu wurde das Kollektormodul, welches bis anhin auf eine fixe Orientierung der Kollektoren beschränkt war, erweitert. Damit können nun auch getrackte Kollektoren simuliert werden. Es wurden eine zweiachsige Nachführung und die einachsige Nachführung der Kollektorneigung sowie der Kollektororientierung implementiert.

Die Polysun 4 Datenbank wurde um Wärmeträgermedien für den Einsatz bei höhere Temperaturen erweitert. Dazu zählt Wasser, welches jetzt prinzipiell bis zu einer Temperatur von 340°C eingesetzt werden könnte, aufgrund des Dampfdruckes im System aber auf 230°C begrenzt wird, sowie der synthetische Wärmeträger Syltherm 800, einsetzbar bis zu einer Temperatur von 400°C.

Standardmässig wird in Polysun 4 die Direktstrahlung aus den Daten der Global- und Diffusstrahlung abgeleitet. Dadurch entstehen zwangsläufig Ungenauigkeiten. Da der Direktstrahlung bei konzentrierenden Kollektoren eine besondere Bedeutung zukommt, wurde neu eine Möglichkeit implementiert, Direktstrahlungsdaten einzulesen, um diese an Stelle der berechneten Daten zu verwenden.

Nach Integration der optischen und thermischen Eigenschaften eines Parabolrinnenkollektors in die Polysun 4 Kollektordatenbank, wurde abschliessen eine solarthermische Prozesswärmeanlage simuliert. Mit den aus der Simulation gewonnenen Daten wurde ein Jahrestemperaturlastprofil erstellt, welches die Grundlage für beschleunigte Alterungsuntersuchungen an Edelstahl/Schwarzchromabsorbieren bildete. Da die Absorbiertemperatur in Polysun 4 keine direkt zugängliche Grösse ist, wurde an deren Stelle die Kollektorausstrittstemperatur verwendet. Es ist im Einzelfall abzuwägen, ob diese Vereinfachung zulässig ist, oder aber eine Korrektur vorgenommen werden muss.

### 7.2 BESCHLEUNIGTE ALTERUNGSUNTERSUCHUNGEN

Insgesamt wurden beschleunigte Alterungsuntersuchungen an fünf unterschiedlichen Solarabsorbieren für Mitteltemperaturanwendungen durchgeführt. Dabei hat sich gezeigt, dass die „Task 10 Methodik“, welche für Absorber aus Flachkollektoren entwickelt wurde, prinzipiell auch im Bereich der Prozesswärme angewendet werden kann. Auf folgende Besonderheiten, welche im Niedertemperaturbereich nicht oder nur weniger zum Tragen kommen, sei aber extra hingewiesen:

- Typischerweise weist bei solaren Prozesswärmeanlagen die Häufigkeitsverteilung der Absorbiertemperatur während eines Jahres zwei ausgeprägte Extrema auf: ein sehr scharfes auf dem Niveau der Arbeitstemperatur, sowie ein breites auf einem Temperaturniveau deutlich unter Arbeitstemperatur, häufig nahe der Umgebungstemperatur. Daher kann hier in vielen Fällen die jährliche thermische Belastung mit der Anzahl Betriebsstunden bei Arbeitstemperatur gleichgesetzt werden, wobei die Zeiten, während die Absorbiertemperatur nicht auf Arbeitstemperatur ist, vernachlässigt werden. In diesen Fällen können einige Vereinfachungen erfolgen:
  - Die thermische Belastung des Absorbers während eines Betriebsjahres ist ein bestimmte Anzahl Stunden bei konstanter Temperatur und nicht eine von der (zunächst unbekannt) Aktivierungsenergie abhängige effektive mittlere Absorbiertemperatur.
  - Die Anforderungen die an eine Simulation gestellt werden, um das Lastprofil bestimmen zu können, werden deutlich reduziert. Eine seriöse Abschätzung der jährlichen Arbeitsstunden auf Arbeitstemperaturniveau kann durchaus genügen.
  - Eine Abschätzung der oft schwer zugänglichen Absorbiertemperatur aus der Kollektorausstrittstemperatur kann auf den Arbeitspunkt der Anlage beschränkt werden.
- Es hat sich gezeigt, dass die Homogenität der zur Verfügung gestellten Absorberproben den Anforderungen häufig nicht genügt. Dadurch kommt es zu einer ausgeprägten Streuung der gemessenen Degradationsverläufe, was eine Abschätzung der Aktivierungsenergie und eine Vorhersage der zu erwartenden Lebensdauer sehr verunsichert oder gar unmöglich macht. Dies ist ein allgemeines Problem, wenn die Lebensdauer von Prototypenabsorbieren abgeschätzt werden soll. Bei Absorbieren für Prozesswärme Kollektoren kann dieses Problem aber typischer sein, da das Substrat dieser Absorber häufig nicht plan ist.
- Aufgrund von Unsicherheiten der Temperaturmessung sowie der Temperaturverteilung im Ofen, sollten mit zunehmender Arbeitstemperatur und damit Prüftemperatur auch die Abstände der einzelnen Prüftemperaturniveaus zueinander grösser werden. Dadurch werden

Prüftemperaturen nötig, die weit über der geplanten Arbeitstemperatur des Absorbers liegen. Dadurch steigt das Risiko, dass neue Degradationsprozesse ausgelöst werden, welche im Normalen Einsatz des Absorbers nicht auftreten würden und eine Lebensdauerabschätzung ist nicht möglich.

## Symbolverzeichnis

R	[J / (mol K)]	molare Gaskonstante
$\nu$	[mm <sup>2</sup> / s]	kinematische Viskosität
T	[K]	Temperatur
p	[Pa]	Druck
a	[1]	Beschleunigung
t	[h]	Zeit
E <sub>A</sub>	[kJ / mol]	Aktivierungsenergie
$\alpha$	[1]	solarer Absorptionsgrad bzgl. AM1.5 (ISO 9845)
$\epsilon$	[1]	thermischer Emissionsgrad bei 100°C

## Referenzen

- [1] Polysun 4 wird vertrieben durch die Vela Solaris AG, Herrenberg 35, CH-8640 Rapperswil, [www.velasolaris.com](http://www.velasolaris.com).
- [2] EES wird vertrieben durch F-Chart Software, Box 44042, Madison, WI 53744, USA [www.fchart.com](http://www.fchart.com)
- [3] Industrial Solar Technology Corp., 4420 McIntyre St. Golden, CO. 80403, USA, [www.industrialsolartech.com](http://www.industrialsolartech.com)
- [4] B. Carlsson, U. Frei, M. Köhl, 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; Solar Materials Research and Development; February 1994; SP Report 94:13; ISBN91-7848-472-3; (Report available from the Swedish national Testing and Research Institute, P.O. Box 857, S-50115 Boras, Sweden)
- [5] Brunold, S.; Frei, U.; Carlsson, B.; Möller, K.; Köhl, M.; (2000). Accelerated Life Testing of Solar Absorber Coatings: Testing Procedure and Results. *Solar Energy* 68, 313-323.
- [6] Carlsson, B.; Möller, K.; Köhl, M.; Frei, U.; Brunold, S. (2000). Qualification Test Procedure for Solar Absorber Surface Durability. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 61, 225-275.
- [7] Brunold, S.; Frei, U.; Carlsson, B.; Möller, K.; Köhl, M.; (2000). Round Robin on Accelerated Life Testing of Solar Absorber Surface Durability. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 61, 239-253.