



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

Diplomarbeit

Sekundärreflektor einer Solarthermieanlage

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs unter der Leitung von

Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Manfred Grafinger

und

Projektass. Dipl.-Ing. Rainer Riegler, BSc

Institut für Konstruktionswissenschaften und Produktentwicklung

eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Maschinenwesen und Betriebswissenschaften

von

Michael Walter

01327255 (066 445)

Seuttergasse 20/21

1130 Wien

Wien, Oktober 2019

Vorname, Nachname



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

Ich habe zur Kenntnis genommen, dass ich zur Drucklegung meiner Arbeit unter der Bezeichnung

Diplomarbeit

nur mit Bewilligung der Prüfungskommission berechtigt bin.

Ich erkläre weiters Eides statt, dass ich meine Diplomarbeit nach den anerkannten Grundsätzen für wissenschaftliche Abhandlungen selbstständig ausgeführt habe und alle verwendeten Hilfsmittel, insbesondere die zugrunde gelegte Literatur, genannt habe.

Weiters erkläre ich, dass ich dieses Diplomarbeitsthema bisher weder im In- noch Ausland (einer Beurteilerin/einem Beurteiler zur Begutachtung) in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe und dass diese Arbeit mit der vom Begutachter beurteilten Arbeit übereinstimmt.

Wien, Oktober 2019

Vorname, Nachname



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Kurzfassung

Ein Parabolrinnenkollektor welcher zur Energiegewinnung die direkte Sonneneinstrahlung nutzt, ist ein Solarkraftwerk vom Typ der CSP-Systeme. Eine großflächige Anlage, mit einer Spannweite von mehreren Metern, besitzt die Aufgabe die Sonnenstrahlen auf einen relativ kleinen Absorberrohrdurchmesser im Vergleich zu ihrer Aperturweite zu konzentrieren. Dadurch kommt es nicht nur zu einem stark richtungsabhängigen Einfluss der Sonnenstrahlen selbst, welche durch die Sonnenform nicht exakt parallel ausgesendet werden, sondern demzufolge auch zu höheren Toleranzeinflüssen und Spiegelfehlern durch die Herstellung der Anlage. Aber auch geringe Positionsabweichungen der einzelnen Komponenten haben einen entscheidenden Einfluss. Aus der Summe diese Fehlerquellen folgt die eigentliche Problemstellung der Arbeit, nämlich die Sonnenstrahlen möglichst exakt in den Querschnitt des Absorberrohres zu konzentrieren. Die Rohrdurchmesser sind aber aufgrund der Tatsache beschränkt, dass der Wärmeverluste mit steigender Absorberfläche proportional wächst und den daraus resultierenden Herstellervorgaben. Dadurch müssen für solche Fälle andere Konzentrationsgrad steigernde Maßnahmen getroffen werden.

Eine dieser Möglichkeiten stellt die Verwendung eines Sekundärreflektors dar, welcher die verloren gehenden Strahlen erneut durch seine Sekundärreflexion zum Absorber konzentriert. Dieser so bezeichnete Sekundärreflektor der Anlage stellte den Titel und das Ergebnis dieser Arbeit dar. Um jedoch seine eigentliche Form ermitteln zu können, muss das Hauptaugenmerk erst auf die Auswirkungen der genannten Fehlerquellen gelegt werden. Diese optischen Wirkungsgradverluste können durch Strahlverfolgungssimulationen mit einem sogenannten Raytracing-Programm ausgewertet werden. Das Ergebnis ist ein selbstständig entwickelter Matlabcode, welcher den optischen Wirkungsgrad einer 2-dimensional aufgebauten Solarthermieanlage berechnen kann.

Mit dem Programm werden die einzelnen Konzentrationsfehler der Strahlen separat betrachtet und ihre Auswirkungen in Abhängigkeit des Sonnenstandes ausgegeben. Aufbauend auf diese Erkenntnisse wird eine Optimierung für gängige Sekundärreflektorformen durchgeführt und die geeignetste Querschnittskontur ausgewählt. Abschließend kann für die betrachtete Anlage aufgezeigt werden, dass der Sekundärreflektor eine Leistungssteigerung über dem betrachteten Sonnenstandsbereich bewirkt. Besonders die Verluste aus den Eigengewichtsdeformationen des Hauptreflektors können somit weitgehend beseitigt werden. Ausgehend von der Konstruktionsgrundlage der bestehenden Anlage, erfolgt die Auslegung und Konstruktion einer geeigneten Sekundärreflektorbaugruppe, die über die Absorberrohrbefestigungspunkte installiert wird.

Die Besonderheit der Arbeit stellt der entwickelte Programmcode dar, mit diesem nicht nur die unterschiedlichsten 2-dimensionalen Solaranlageformen betrachtet werden können, sondern auch alle Daten zur optischen Auslegung berechnet und ausgegeben werden. Dieses Programm bietet ein hohes Maß an Flexibilität und kann aufbauend für unterschiedlichste Entwicklungen erweitert werden.

Abstract

A parabolic trough collector which uses direct solar radiation to generate energy is a solar power plant of the CSP system type. A large surface system, with a span of several meters, have the task to concentrate the sun rays on a relatively small absorber tube diameter in comparison to their aperture width. This results not only in a strongly direction dependent influence of the solar rays themselves, which are not emitted exactly parallel by the sun shape, but also in higher tolerance influences and mirror errors due to the manufacturing of the system. Also, small positional deviations of the individual components have a decisive influence. The problem of this paper follows from the total amount of these error sources and is to concentrate the sun rays as exactly as possible into the focus point of the absorber tube. However, the tube diameters are limited due to the fact that the heat losses expand proportionally with the increasing absorber surface and the limitation of the manufacturer specifications. This means for such cases other concentration increasing tasks have to be taken into amount.

One of these possibilities is the use of a secondary reflector, which concentrates the lost rays again by its secondary reflection to the absorber. This secondary reflector of the construction represented the title and the result of this paper. However, in order to determine its actual shape, the main focus must first lay on the effects of the mentioned source errors. These optical efficiency losses can be evaluated by raytracing simulations with an existing program. The result of this paper is an own developed Matlabcode, which can calculate the optical efficiency of a solar thermal system that can build in a 2-dimensonal shape.

With the program the individual concentration errors of the rays are considered separately and their output effects depended on the position of the sun. Based on these findings, an optimization is carried out for common secondary reflector shapes and the most suitable cross section contour is selected. Finally, it can be shown that the secondary reflector causes an increase in performance over the considered sun altitude range. Especially the losses from the self-weight deformations of the main reflector can largely eliminated. Starting from the design basis of the existing system, the design and construction of a suitable secondary reflector assembly is carried out, which is installed via the absorber tube mounting points.

The special feature of the paper work represents the developed program code, with which can be considered not only the most different 2-dimensional solar plant forms, but also are calculated and issued all data for the optical interpretation. This program offers a high degree of flexibility and can be extended for different developments.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Aufgabenstellung	1
1.2	Zielsetzung	2
2	Theoretische Grundlagen	3
2.1	Sonnenstrahlung	3
2.1.1	Sonnenstand	3
2.1.2	Sonnenintensität	4
2.1.3	Sonnenstrahlen	4
2.1.4	Randverdunkelung	5
2.2	Parabolrinnenkollektor	6
2.2.1	Aufbau	7
2.2.2	Fehlerquellen	9
2.2.3	Konzentrationsfaktor	10
2.2.4	Auffangfaktor / Interceptfaktor	12
2.2.5	Endverluste	12
2.2.6	Optischer Wirkungsgrad	14
2.2.7	Sekundärreflektor	15
2.3	Raytracing	16
2.3.1	Grundlagen	16
2.3.2	Raytracing-Software	18
3	Raytracinganwendung / MATLAB-Programm	21
3.1	Allgemeines	21
3.2	Implementierung	23
3.3	Besonderheiten	26
4	Simulationsergebnisse	29
4.1	Matlabprogramm	29
4.1.1	Optische Wirkungsgradverluste	29
4.1.2	Absorberrohrgröße	33
4.1.3	Optischer Wirkungsgrad	34
4.1.4	Auffangfaktor und Konzentrationsgrad	35
4.1.5	Wirkungsgrad der Endverluste	38
4.1.6	Sekundärreflektorformen	39
4.1.7	Sekundärreflektorauswertungen	40
4.1.8	Sekundärreflektorwahl	46
4.2	Raytracingsoftware SolTrace	52
4.2.1	Eingabedaten	53
4.2.2	Ausgabedaten	54
4.2.3	Auswertung der Ergebnisse	58

5	Konstruktion des Sekundärreflektors	59
5.1	Auslegung	59
5.1.1	1. Konzept.....	59
5.1.2	2. Konzept.....	61
6	Schlussfolgerungen und Ausblick.....	63
6.1	Interpretation der Ergebnisse	63
6.2	Erweiterungen.....	67
6.2.1	Fresnel Hauptreflektor mit Parabelform	67
6.2.2	Vakuumabsorberrohr mit integriertem Sekundärreflektor	68
7	Literaturverzeichnis.....	69
8	Anhang.....	I

Formelverzeichnis

Formelzeichen	Benennung	Einheit
A	Fläche	m^2
A_{abs}	Absorberrohrfläche	m^2
A_{ap}	Aperturfläche der Anlage	m^2
A_{brutto}	Bruttofläche der Anlage	m^2
A_{end}	Endverlustfläche	m^2
A_{netto}	wirksame Nettofläche der Anlage (projizierte Fläche)	m^2
$A_{Qparabel}$	geschlossene Querschnittsfläche der Parabel	m^2
A_{PTC}	wirksame Anlagenfläche	m^2
A_{ref}	Reflektorfläche	m^2
a	Konstante	
a_y	Positionsabweichung in y-Richtung	m
a_z	Positionsabweichung in z-Richtung	m
b_m	horizontaler Kreismittelpunktsabstand des Sekundärreflektors	m
b_s	Kreissegmenthalbbreite des Sekundärreflektors	m
b_{sec}	Sekundärreflektorbreite	m
C	Konzentrationsfaktor, Konzentrationsverhältnis	–
C_{geo}	geometrischer Konzentrationsfaktor	–
C_{local}, C_L	lokales Konzentrationsverhältnis am Absorberrohr	–
C_{opt}	optischer Konzentrationsfaktor	–
D_a	Absorberglasdurchmesser	m
DNI	Direkte normale Sonneneinstrahlung	$\frac{kWh}{m^2}$
d_a	Absorberrohrdurchmesser	m
d_{sec}	Kreisdurchmesser des Sekundärreflektors	m
e	spezifische Energie	$\frac{J}{m^2}$
f	Brennweite	m
h_s	Sonnenhöhenwinkel, Elevationswinkel	°
I	Solarstrahlung, Intensität	$\frac{W}{m^2}$

I_0	Intensitätsverteilung am Hauptreflektor	$\frac{W}{m^2}$
I_{abs}	Intensitätsverteilung am Absorberrohr	$\frac{W}{m^2}$
I_S	Solarkonstante, Sonnenintensität; $I_S = 1367 \frac{W}{m^2}$	$\frac{W}{m^2}$
K_L	Longitudinal incident angle modifier (LIAM)	–
K_T	Transversal incident angle modifier (TIAM)	–
k	Zählvariable	–
L	Länge, Parabolrinnenlänge	m
\mathbf{n}	Einheitsvektor, normierter Vektor	
P_{opt}	optische Anlagenleistung	kW
\mathbf{p}	Stützvektor	
p	Halbparameter	m
\dot{Q}_S	Strahlungsleistung, Wärmestrom	W
\mathbf{R}	Drehmatrix, Rotationsmatrix	
R	Radius	m
R_E	Erdradius	m
R_S	Sonnenradius	m
R_{SE}	Entfernung Sonne-Erde	m
r_r	Randlänge der Apertur	m
s, t	Richtungslängen	m
T	Temperatur	K
\mathbf{u}, \mathbf{v}	Richtungsvektoren	
\mathbf{v}_w	Windgeschwindigkeit	$\frac{m}{s}$
W_a	Aperturweite	m
W_i	Ausnehmungsweite	m
\mathbf{x}	Ortsvektor	
x, y, z	Lagekoordinaten	m
z_m	vertikaler Kreismittelpunktsabstand des Sekundärreflektors	m
z_s	Kreissegmenthöhe des Sekundärreflektors	m

α	Absorptionsgrad, Drehwinkel	—, °
α_{abs}	Absorptionsgrad des Absorbers	—
α_{sec}	Neigungswinkel der Sekundärreflektorgeraden	°
β	Neigungswinkel, Absorberwinkel	°
γ	Auffangfaktor, Interceptfaktor	—
γ_z	Azimutwinkel	°
δ_{opt}	Oberflächenstreuungswinkel	°
ε	Emissionsgrad, Scharparameter	—
ε_{pos}	Ausrichtabweichungswinkel	°
η_{end}	Wirkungsgrad der Endverluste	—
η_{opt}	optischer Gesamtwirkungsgrad	—
η_{optabs}	optischer Wirkungsgrad des Absorbers	—
η_{optcon}	optischer Wirkungsgrad des Konzentrators	—
θ_s	Sonnenhalbwinkel, Akzeptanzwinkel	°
θ_z	Zenitwinkel	°
λ	Wellenlänge	<i>m</i>
μ	Funktionsvariable der Randverdunkelung	—
ρ	Reflexionsgrad, Reflexionsvermögen	—
$\rho_{endspiegel}$	Reflexionsgrad des Endspiegelmaterials	—
ρ_{ref}	Reflexionsgrad des Reflektors	—
ρ_{main}	Reflexionsgrad des Hauptreflektormaterials	—
ρ_{sec}	Reflexionsgrad des Sekundärreflektormaterials	—
σ_s	Stefan-Boltzmann-Konstante; $\sigma_s = 5,67 \cdot 10^{-8} \frac{W}{m^2 K^4}$	$\frac{W}{m^2 K^4}$
τ	Transmissionsgrad	—
τ_{abs}	Transmissionsgrad des Absorbers	—
φ_r	Randwinkel	°
ψ	Winkel der Strahlung	°

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar.
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.



1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Das Anwendungsgebiet der Solarthermie reicht von einfacher thermischen Wärmegewinnung bis hin zu komplexen Anlagen zur Stromerzeugung. Dabei wird als Energiequelle die solare Strahlungsenergie der Sonne verwendet. Je nach Anforderungsprofil und Umgebungsbedingung existieren heutzutage bereits fertig ausgereifte Anlagendesigns, die weitgehendst erforscht und erprobt sind. Dies lässt nur wenig Spielraum für neuartige Technologien oder ein Optimierungspotenzial zu.

Im Zuge der Umsetzung eines großflächigen Parabolrinnenkollektors PTC (Parabolic-Trough-Collector) mit hoher Leistungsdichte der Firma Solabolic GmbH, soll die Strahlverfolgung (Raytracing) überprüft und aufbereitet werden. Der Einsatzort der Anlage ist für den arabischen Raum aufgrund der hohen direkten Sonneneinstrahlung bestimmt. Das Anlagendesign mit einer Aperturweite und einer gesamten Rinnenlänge von jeweils 12 m unterliegt erhöhten Fehlerquellen, die sich verschlechternd auf den optischen Wirkungsgrad auswirken. Die Brennweite der ausgelegten Parabelkontur ist mit 3 m festgelegt und ermöglicht bei idealen Verhältnissen eine ausreichende genaue Konzentration auf das Absorberrohr mit einem festgelegten Durchmesser von 70 mm .

Infolge der Tatsache, dass die Sonne keine ideal punktförmige Energiequelle darstellt, werden divergente d. h. nicht exakt parallelaufende Sonnenstrahlen ausgesendet, welche einen Einfluss auf den Konzentrationsgrad der Anlage haben. Das Nachführungssystem des Parabolrinnenkollektors ausgerichtet zur Sonne, erfolgt über eine zentral angeordnete vertikale Schwenkachse, wobei sich geringe Positionsabweichungen wiederum verschlechternd auf die Strahlbündelung auswirken. Zu guter Letzt entstehen durch Spiegelunebenheiten, Positionsabweichungen, Verschmutzungen und/oder Deformationen Ungenauigkeiten, die zu einer Streuung der reflektierten Strahlen führen. Alle diese Fehlerquellen sind zu analysieren und im Zuge einer Raytracinganwendung aufzubereiten. Dabei ist es unumgänglich, eine Recherche der zur Verfügung stehenden Raytracingsoftwares durchzuführen.

Aufgrund der limitierten Verfügbarkeit der Absorberrohrgröße durch die Herstellervorgaben, ist der Rohrdurchmesser allenfalls beizubehalten und nur mit einem kostenintensiven Einsatz auf einen größenoptimierten Durchmesser veränderbar. Um einen möglichst hohen und konstanten optischen Wirkungsgrad über dem Sonneneinfallswinkel bei gleichzeitig hoher Wärmeleistung zu erhalten, ist ein Hauptaugenmerk dieser Arbeit auf die Auslegung eines Sekundärkollektors zu richten. Die vom Hauptparabolspiegel reflektierten und nicht ins Absorberrohr treffenden Sonnenstrahlen sind durch eine Sekundärreflexion möglichst effizient ins Absorberrohr zu reflektieren. Die benötigte Sekundärreflektorform muss im Zuge der Raytracingsimulation erarbeitet werden. Damit ergibt sich ein Anforderungsprofil an den Sekundärreflektor, der mit einem definierten Mindestabstand von 1 cm über dem Vakuumabsorberrohr angebracht werden muss und durch Abschattung keine zusätzlichen Wirkungsgradverluste verursachen darf. Als Reflektormaterial ist mindestens ein $0,5\text{ mm}$ dickes eloxiertes Aluminiumblech mit Rücksicht auf einfache Herstellbarkeit zu verwenden. Mit der Auslegung und Konstruktion des Sekundärreflektors gilt die Arbeit als abgeschlossen.

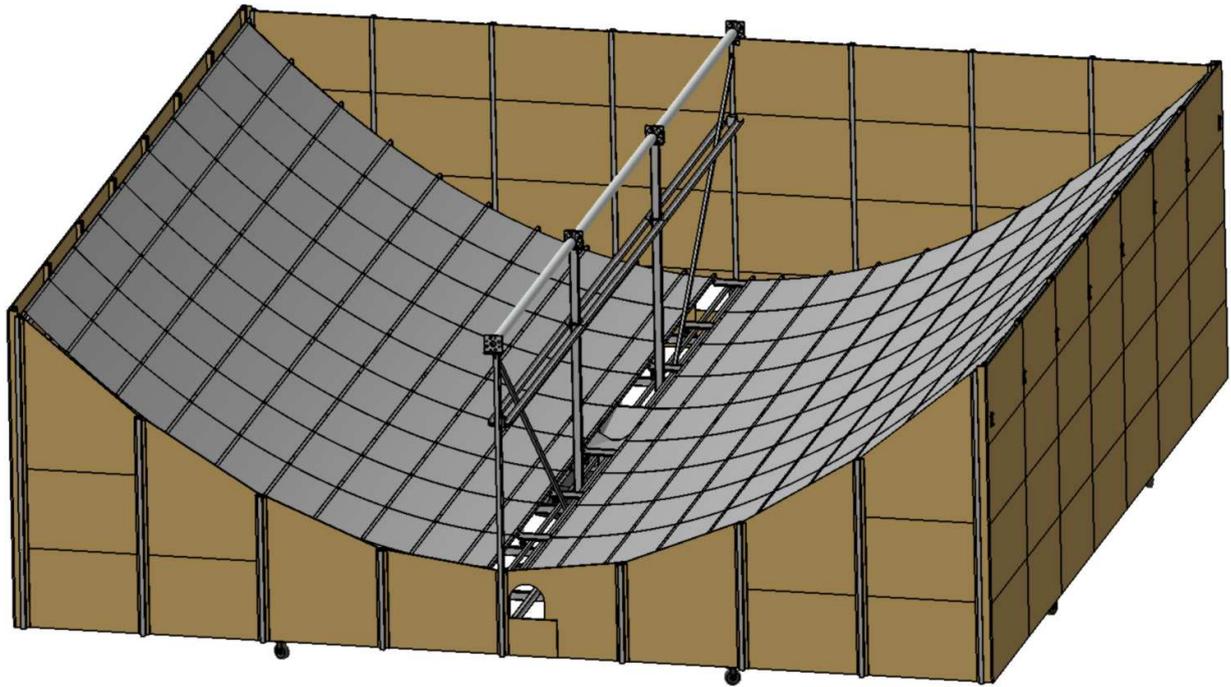


Abbildung 1.1: Solarthermieanlage – Parabolrinnenkollektor (PTC)

1.2 Zielsetzung

Einen entscheidenden Einfluss auf den Wirkungsgrad einer Anlage mit Parabolrinnenkollektor hat die optische Strahlbündelung. Ziel muss es also sein, einen möglichst hohen optischen Wirkungsgrad zu erreichen. Die Reflexionsgrade der Konzentratoren sind dabei ein entscheidendes Stellglied für den Gesamtwirkungsgrad.

Ziel ist es, im Zuge einer Raytracinganwendung die Strahlverfolgung der Anlage durchzuführen um Verluste grafisch aufzuzeigen. Dabei ist es auch möglich mit einer Softwareeigenentwicklung in Matlab genauer auf die Aufgabenstellungen des Raytracing und des Sekundärreflektors einzugehen, als dies ein handelsübliches Programm könnte. Mit der Software sollen alle optischen Strahlungsvorgänge, angefangen von Reflexion und Streuung bis hin zu Abschattungs- und Endverlusten, ausgewertet werden. Um zu guter Letzt eine technische und wirtschaftliche Entscheidung, über den Einsatz eines Sekundärreflektors treffen zu können.

Nicht Bestandteil dieser Arbeit sind alle Verluste die ab inklusive Vakuumabsorberrohr (Reflexion, Transmission, Absorption) bis hin zur Wärmeaufbereitung entstehen. Speziell die Emission der Wärmestrahlen des Absorberrohres müssen mit Einbeziehung des Sekundärreflektors als Ausblick der Arbeit betrachtet werden.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Sonnenstrahlung

Die primäre Energiequelle einer Solarthermieanlage stellt die Sonne dar, unabhängig davon ob mit ihrer solaren Strahlung direkt thermische oder indirekt elektrische Energie erzeugt wird. Um infolge dessen eine möglichst realistische Raytracingsimulation durchführen zu können, müssen vorerst einige notwendige Daten in Bezug auf Sonnenposition und Intensitätsverteilung erarbeitet werden.

2.1.1 Sonnenstand

Die nutzbare Strahlungsleistung hängt wesentlich von der Position und Einstrahlungsrichtung der Sonne zur Solarthermieanlage ab. Allgemein lässt sich der Sonnenstand an einem festen Bezugssystem der Erdoberfläche durch den Höhenwinkel h und dem Azimutwinkel γ definieren, wie in Abbildung 2.1 dargestellt. Der Azimutwinkel γ_z stellt dabei auf der Nordhalbkugel der Erde eine Verbindung zwischen Sonne bzw. Apertur und südlicher Himmelsrichtung her. Für den Sonnenhöhenwinkel h_s gilt gemeinsam mit dem Zenitwinkel θ_z der folgende Zusammenhang

$$h_s + \theta_z = 90^\circ \quad (2.1)$$

Eine zusätzliche Winkelabweichung bei entsprechender Neigung der Apertur zur horizontalen Ebene gibt der Neigungswinkel β an.

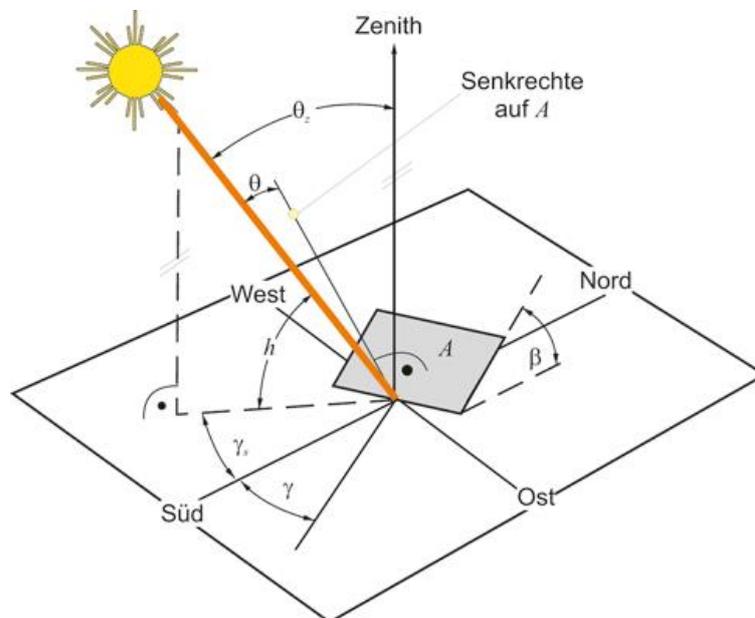


Abbildung 2.1: Position der Sonne [1, p. 45]

Um eine genaue Berechnung des Sonnenstandes durchführen zu können, kann auf das Verfahren nach DIN 5034-2 zurückgegriffen werden. Damit lassen sich die für den Betrieb der Anlage so wichtigen Sonnenbahndiagramme ermitteln.

2.1.2 Sonnenintensität

Die Intensität der Sonnenstrahlen lässt sich definieren als die mögliche Strahlungsleistung bezogen auf 1 m^2 Querschnittsfläche. Um die Bestrahlungsstärke der Sonne auf die Solarthermieanlage berechnen zu können, wird die Solarkonstante I_S eingeführt. Diese ist eine spezifische Größe und entspricht einer gemittelten Sonnenbestrahlungsstärke ohne Einfluss der Atmosphäre senkrecht auf die Erdoberfläche. Ihr Wert beträgt laut Literatur [1]

$$I_S = 1,367 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \quad (2.2)$$

und kann mithilfe des Stefan-Boltzmann-Gesetzes (siehe später) abgeschätzt werden.

Die verfügbare Globalstrahlung der Sonne, die mit Einbeziehung der Atmosphäre den Erdboden erreicht, muss dazu in einen direkten und diffusen Strahlungsanteil zerlegt werden und entspricht der Summe beider Anteile. Die Direktstrahlung erreicht auf direktem Wege die Solaranlage, während im Gegensatz dazu die Diffusstrahlung über Streuung an Wolken und Teilchen die Erdoberfläche trifft. Eine Solarthermieanlage mit konzentrierendem System wie beispielsweise ein Parabolrinnenkollektor kann dabei nur die direkte Einstrahlung verarbeiten und nutzbare Energie aus ihr gewinnen.

Um die direkte Sonnenstrahlung die normal auf die Erdoberfläche trifft örtlich angeben zu können, wird die Bezeichnung *DNI* für Direct-Normal-Irradiation verwendet und kann beispielsweise online vom Global Solar Atlas der Internetseite <https://globalsolaratlas.info/> abgerufen werden. Je nach Sonnenstand und Neigung der Apertur, variiert folglich die nutzbare spezifische Jahreswärme (Energie) der Solarthermieanlage und berechnet sich grundsätzlich wie folgt

$$e_{\text{Anlage}} = \text{DNI} \cdot \sin(h_S + \beta) \quad (2.3)$$

2.1.3 Sonnenstrahlen

Da die Sonne keine ideale punktförmige Energiequelle darstellt und diese einen endlichen Durchmesser besitzt, divergieren die erzeugten Strahlen und treffen nicht parallel verlaufend auf die Erde. Betrachtet man die Sonne von einem Punkt der Erdoberfläche, so lassen sich die Strahlen in einem Strahlenkegel abbilden. Dieser Kegelwinkel lässt sich mithilfe einfacher geometrischer Überlegungen aus Abbildung 2.2 berechnen und er stellt den Akzeptanzwinkel konzentrierender Solarthermiesysteme dar.

Die Sonne mit einem Radius $R_S = 6,96342 \cdot 10^8\text{ m}$ und die Erde mit $R_E = 6,371 \cdot 10^6\text{ m}$ haben einen mittleren Abstand von $R_{SE} = 1,495985 \cdot 10^{11}\text{ m}$ zueinander. [2] Somit lässt sich der Sonnenstrahlenhalbwinkel θ_S oder weiters auch als Akzeptanzwinkel bezeichnet, aus der folgenden Formel angeben

$$\theta_S = \arcsin\left(\frac{R_S}{R_{SE} - R_E}\right) = \arcsin\left(\frac{6,96342 \cdot 10^8\text{ m}}{1,495985 \cdot 10^{11}\text{ m} - 6,371 \cdot 10^6\text{ m}}\right) = 0,267^\circ \approx 16' \quad (2.4)$$

Dieser Winkel ist wichtig für spätere Raytracing-Berechnungen und ein entscheidendes Kriterium hinsichtlich der Optik für großflächig konzentrierende Solaranlagen. Damit ergibt sich ein bedeutender Einfluss des Akzeptanzwinkels auf den optischen Wirkungsgrad der Anlage.

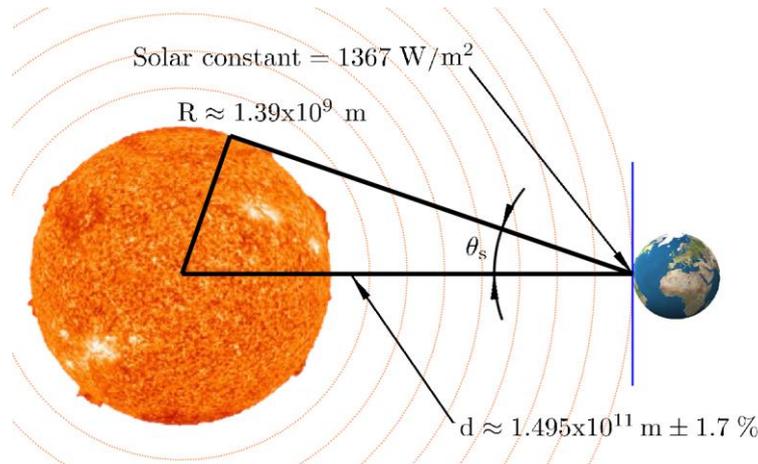


Abbildung 2.2: Strahlenkegel [3, p. 43]

2.1.4 Randverdunkelung

Nach der Erkenntnis der Randverdunkelung Anfang des 20. Jahrhunderts, wird in Randnähe eines Sterns merklich weniger Intensität in Beobachtersrichtung emittiert als vom Zentrum aus. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Strahlung am Sonnenrand einen deutlich längeren Weg durch ihre äußere Atmosphäre zurückzulegen hat und es somit zu einer Abschwächung der Intensität kommt. Betrachtet man die Sonne, so kann eine Verdunkelung der randnahen Bereiche festgestellt werden, was auch auf eine Intensitätsverteilung schließen lässt. Diese Verteilung ist wie das emittierte elektromagnetische Spektrum der Sonne abhängig von der Wellenlänge. Somit muss für exakte Berechnungen die ausgesandte Strahlung wellenlängenabhängig betrachtet werden.

Für einfache Zwecke ist es von Vorteil die Intensitätsverteilung wellenlängenbereinigt anzugeben. Nach [4] wird dafür ein empirisches Gesetz für die Intensitätsverteilung über die Sonnenform der Solar-limb-darkening (Randverdunkelung) gefunden, das als Polynom höheren Grades über ein breites Spektrum verwendet werden kann. Zur Berechnung der von Beobachtungsrichtung abhängigen normierten Intensität, werden die folgenden Formeln und ihre Faktoren aus Tabelle 2.1 nach dem Modell PS der Literatur angeführt.

$$\frac{I(\mu)}{I(0)} = \sum_{k=0}^{k=5} a_k \cdot \mu^k \quad ; \quad \sum a_k = 1 \quad (2.5)$$

Aus der Sonnengeometrie von Abbildung 2.2 und der Beobachtungsrichtung kann der folgende Zusammenhang hergeleitet werden.

$$\mu = \cos \psi = \sqrt{1 - \left(\frac{\sin \theta}{\sin \theta_s} \right)^2} \quad \mapsto \quad \{ \theta \in \mathbb{R} \mid 0 \leq \theta \leq \theta_s \} \quad (2.6)$$

Tabelle 2.1: Koeffizienten des Polynoms 5. Grades [4]

$\lambda = 579,88 \text{ nm}$	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5
PS	0,30505	1,13123	-0,78604	0,40560	0,02297	-0,07880

Nach dem Einsetzen und Auswerten der Daten über dem Sonnenstrahlenhalbwinkel θ_s von zuvor, ergibt sich Abbildung 2.3 mit der normierten Intensitätsverteilung. Wie ersichtlich sinkt die Strahlungsstärke im randnahen Bereich der Sonne auf 1/3 ihres maximalen Wertes vom Sonnenzentrum. Damit wirken sich aber auch Verluste der konzentrierenden Strahlbündelung an der Position des Akzeptanzwinkels weniger stark auf den optischen Wirkungsgrad einer Solarthermieanlage aus.

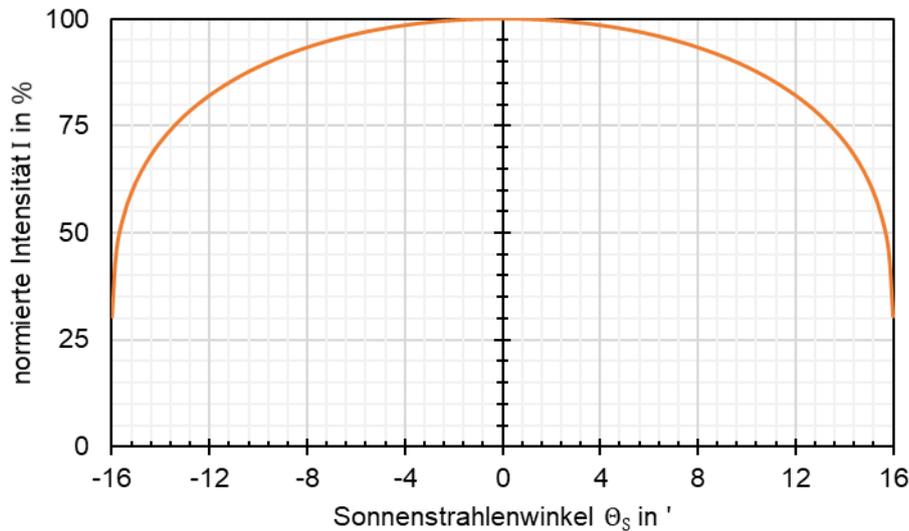


Abbildung 2.3: Intensitätsverteilung der Sonne [4]

2.2 Parabolrinnenkollektor

Die von der Sonne kommende solare Strahlung besitzt einen hohen Exergieanteil, diese muss für eine höhere Leistungsdichte und um eine ausreichende Betriebstemperatur der Anlage zu gewährleisten, mittels konzentrierender Kollektoren gebündelt werden.

Parabolrinnenkollektoren sind deswegen konzentrierende Solarthermieanlagen, welche die einfallende Wärmestrahlung der Sonne zu einem Empfänger reflektieren. Dieser Receiver wird bei Parabolrinnenkollektoren als Absorberrohr ausgeführt, welches als Wärmespeicher dient. Dazu wird die Eigenschaft eines Parabolspiegels ausgenutzt, der parallel ankommende Strahlen im Brennpunkt bündelt. Somit ergeben sich zwei Nachteile gegenüber nicht konzentrierenden Kollektoranlagen:

- Es kann von der Globalstrahlung der Sonne nur der direkte Strahlungsanteil und der Diffusanteil der direkt den Absorber trifft absorbiert und genutzt werden, alle anderen diffusen Anteile gehen verloren.
- Die direkte Strahlung muss immer achsparallel zur konzentrierenden Parabel einfallen, daher ist eine Nachführung des Systems zum Sonnenstand zwingend erforderlich.

Der Diffusanteil beträgt selbst bei wolkenlosem Himmel noch 10 bis 20 % der Globalstrahlung. Deshalb sind solche Anlagen nur in Gebieten mit hohem direktem Strahlungsanteil sinnvoll einsetzbar, dieser beträgt im Bereich des Erdäquators bis zu 80 %. [1]

2.2.1 Aufbau

Bei einem Parabolrinnenkollektor erfolgt die Bündelung der solaren Einstrahlungsenergie durch parabolisch geformt konzentrierende Spiegeln, welche die Apertur darstellen. Für hohe Leistungen werden die Strahlen auf ein zentral im Brennpunkt angebrachtes Vakuumabsorberrohr fokussiert, das als Empfänger dient. Für Hochtemperaturanwendungen wird Wasser oder Öl als Wärmeträgermedium genutzt, welches durch die Rohrleitung des Absorbers die absorbierte Wärme weitertransportiert und anschließend vom System entsprechend verarbeitet wird. Abbildung 2.4 und Abbildung 2.5 zeigen den Aufbau und die Wirkungsweise einer solchen Anlage.

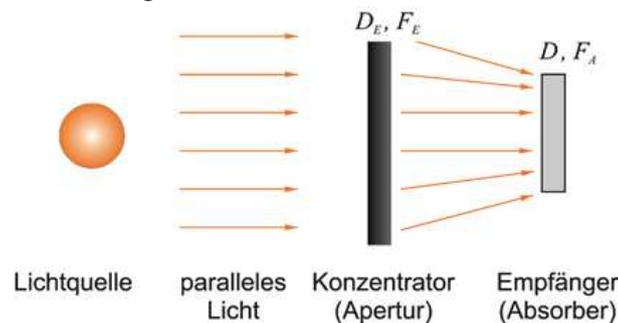


Abbildung 2.4: Wirkungsweise eines konzentrierenden Systems [1, p. 101]

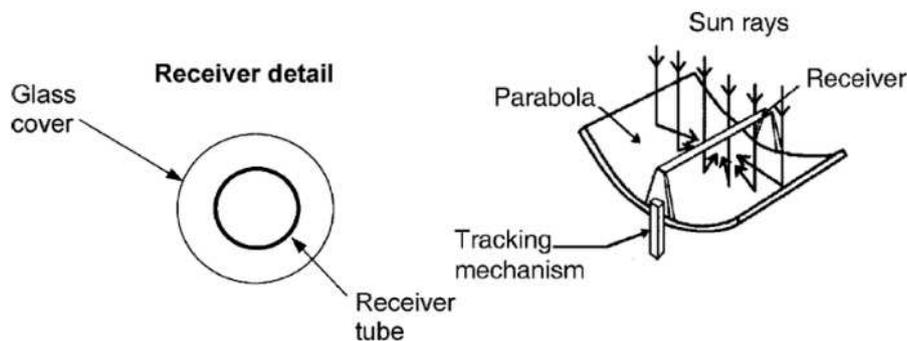


Abbildung 2.5: Aufbau eines Parabolrinnenkollektors [2, p. 143]

Die Stellparameter eines Parabolrinnenkollektors sind die Rinnenlänge L und der Parabelquerschnitt, über diese die Größe und Leistung der Anlage festgelegt wird. Dabei setzt sich der Parabelquerschnitt aus Aperturweite W_a , Brennweite f und Randwinkel φ_r zusammen, die miteinander nach [2] im folgenden Zusammenhang stehen.

$$W_a = 4 \cdot f \cdot \tan\left(\frac{\varphi_r}{2}\right) \quad (2.7)$$

Die Abmessungen der vorhandenen Solarthermieanlage nach Abbildung 2.6 sind gegeben durch:

Parabolrinnenlänge:	$L = 11,29 \text{ m}$
Aperturweite:	$W_a = 11,828 \text{ m}$
Ausnehmungswerte:	$W_i = 0,44 \text{ m}$
Brennweite:	$f = 3 \text{ m}$
Absorberglasdurchmesser:	$D_a = 120 \text{ mm}$
Absorberrohrdurchmesser:	$d_a = 70 \text{ mm}$

Durch den Akzeptanzwinkel θ_S der Sonnenstrahlen und die geometrischen Verhältnisse der Parabelform lässt sich ein mindest erforderlicher Absorberrohrdurchmesser d_a , für eine vollständige Konzentration, bei einem Sonnenhöhenwinkel $h = 90^\circ$ angeben. Bei den Extremlagen des Randwinkels kann dieser mithilfe der Randlänge r_r berechnet werden. Der Randwinkel selbst berechnet sich mit den zur Verfügung stehenden Daten zu,

$$\varphi_r = 2 \cdot \arctan\left(\frac{W_a}{4 \cdot f}\right) = 2 \cdot \arctan\left(\frac{11,828 \text{ m}}{4 \cdot 3 \text{ m}}\right) = 89,16^\circ \quad (2.8)$$

somit folgt der mindest erforderliche Absorberrohrdurchmesser aus

$$d_{a_{min}} = 2 \cdot r_r \cdot \sin \theta_S = \frac{4 \cdot f \cdot \sin \theta_S}{1 + \cos \varphi_r} = \frac{4 \cdot 3 \text{ m} \cdot \sin 16'}{1 + \cos 89,16^\circ} = 55 \text{ mm} \quad (2.9)$$

Der gewählte Anlagendurchmesser des Absorberrohres $d_a \geq d_{a_{min}}$, somit kann bei perfekter Reflexion und ohne den Einfluss von Fehlern eine vollständige Konzentration erreicht werden.

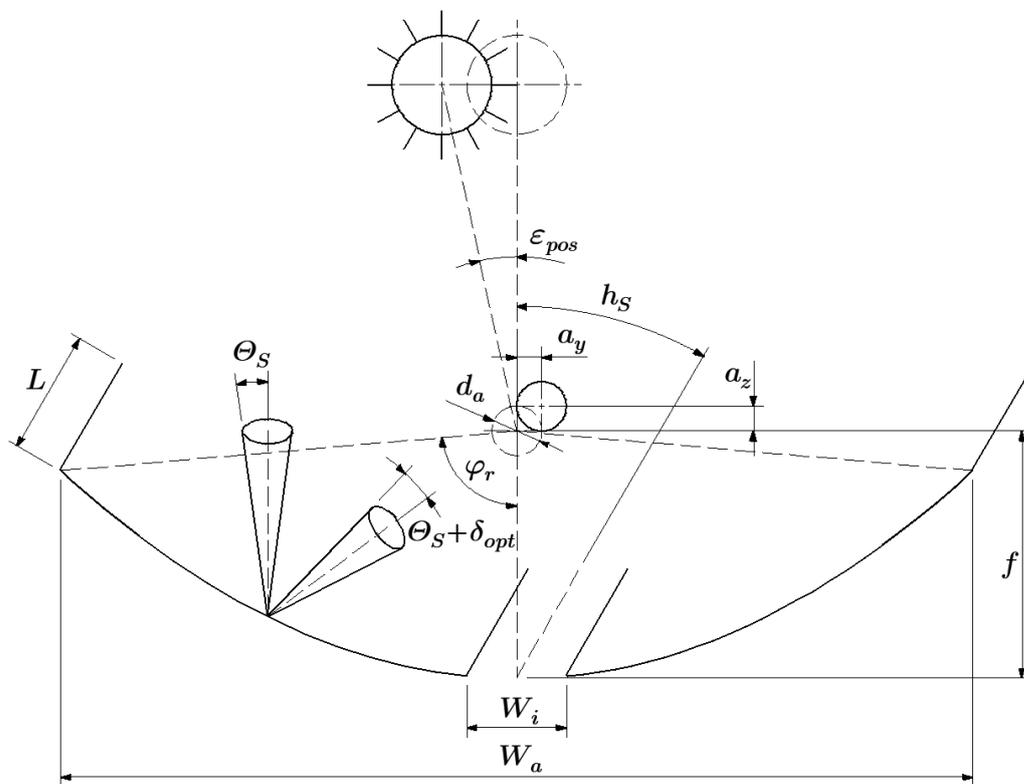


Abbildung 2.6: Skizze der Parabolrinnenanlage

2.2.2 Fehlerquellen

In der Praxis kann keine vollständige Konzentration aller Solarstrahlen garantiert werden. Die zwei wesentlichen Einflussgrößen auf den optischen Wirkungsgrad sollen dabei nachfolgend wie in [1] beschrieben angeführt werden.

1. Spiegelungsfehler:

Zu den Spiegelfehlern zählen unvollständige Reflexion, Oberflächenfehler, Fertigungsfehler aber auch eine Verschmutzung des Spiegels selbst gehört dazu.

Einen entscheidenden Einfluss hat der Reflexionsgrad ρ_{ref} des Konzentratormaterials, der explizit in die Berechnung des optischen Wirkungsgrades eingeht. Je nach Material ist er mehr oder weniger stark abhängig von der Wellenlänge der Solarstrahlung. Allgemein besitzt dabei Aluminium einen sehr hohen und weitgehend konstanten Reflexionsgrad über dem Solarspektrum. Dieses Reflexionsvermögen wird im perfekten Zustand laut [5] für eloxiertes Aluminium mit $\rho_{Alu} = 85\%$ und für Glasspiegel im perfekten Zustand mit $\rho_{Glas} = 95\%$ angegeben.

Das Reflexionsgesetz besagt, dass der Eintrittswinkel gleich dem Austrittswinkel ist. Somit wirken sich Oberflächenfehler ungünstig auf die vorhandene Reflexion aus und bewirken eine Streuung der Strahlung, wie in Abbildung 2.7 dargestellt. Infolge dessen können teilweise nicht alle gestreuten Strahlen im Absorberrohr konzentriert werden. Verschmutzungen bewirken nicht nur eine Reduzierung des Reflexionsgrades, sondern haben auch eine zusätzliche Streuung zur Folge.

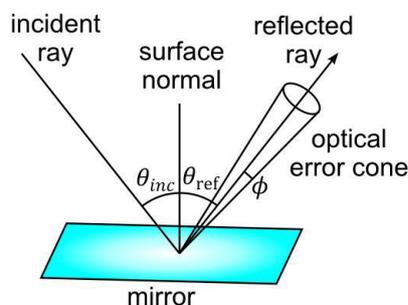


Abbildung 2.7: Reflexionsfehler [6, p. 20]

Bei Raytracing-Simulationen wird meist mit einem kombinierten Fehler all dieser Einflüsse gerechnet. Dabei ergibt sich dieser aus der Summe der Quadratwurzeln der einzelnen Fehlerkomponenten.

Für die späteren Simulationsergebnisse wird der kombinierte Fehler als optischer Oberflächenfehler δ_{opt} in Form eines Winkels zusätzlich zum Akzeptanzwinkel der Sonne angegeben, dieser ist auch in Abbildung 2.6 von zuvor dargestellt. Sein Wert beträgt nach den Erkenntnissen aus [5] $\delta_{opt} = 0^\circ$ im Idealfall bei perfekter Reflexion und $\delta_{opt} = 4 \text{ mrad} = 0,23^\circ$ bei Einbeziehung aller optischen Fehler als Mittelwert der statistischen Verteilung.

2. Orientierungsfehler:

Ein wesentliches Merkmal der konzentrierenden Solarthermieranlagen ist die erforderliche Ausrichtung und Nachführung zur Sonne. Folglich ergeben sich Fehler die auf die Nachführungsmechanik, aber auch auf die Justierposition des Absorbers zurückzuführen sind. Deformationen der Spiegelgeometrie aufgrund des Eigengewichtes oder Schwingungen durch Windlasten sind zusätzliche Fehlerquellen. Schon geringe Abweichungen bei der Einrichtung und Justierung der Anlagenkomponenten, kann zu großen Verlusten führen.

Für die Raytracing-Simulation der Anlage werden dazu die Auswirkungen der Positionsabweichungen in horizontaler y - und vertikaler z -Richtung des Absorbers a_y und a_z betrachtet. Im Abschnitt der Simulationsergebnisse wird zusätzlich die Bedeutung der Ausrichtungsabweichung ϵ_{pos} genauer beleuchtet. Die Lage der beschriebenen Fehler kann wie auch schon im 1. Punkt aus der Abbildung 2.6 entnommen werden.

Zu rechnen ist mit einer Positionsgenauigkeit, des Absorberrohres im Brennpunkt, von $a_y = a_z = \pm 10 \text{ mm}$ und einer mechanischen Einstellgenauigkeit der Nachführung von $\epsilon_{pos} = \pm 0,2^\circ$ laut aktueller Vorgaben aus [5].

2.2.3 Konzentrationsfaktor

Das Konzentrationsverhältnis C bestimmt die Absorbtemperatur und damit auch nachhaltig die Leistungsfähigkeit des solarthermischen Systems. Dem Konzentrationsfaktor sind dabei einige Grenzen gesetzt. Durch den 2. Hauptsatz der Thermodynamik ergibt sich eine theoretische Begrenzung des Konzentrationsverhältnisses. Zusätzlich gibt es hinsichtlich Strahlbündelung Einschränkungen durch technische und physikalische Eigenschaften der Anlage, wie schon in den vorherigen Abschnitten erläutert. Sein Wert ist für gewöhnlich limitiert durch die optische Präzision des Reflektors und der Genauigkeit des Nachführungssystems.

Man unterscheidet grundsätzlich zwischen dem optischen C_{opt} und dem geometrischen Konzentrationsverhältnis C_{geo} , wobei beide bei gleichmäßiger Sonneneinstrahlung über die Apertur und den Receiver identisch sind. Der Konzentrationsfaktor kann auch als Energieverhältnis zwischen Reflektor und Absorber bezeichnet werden und daher direkt für thermische Berechnungen benutzt werden. Für konzentrierende Solarthermieanlage ist $C > 1$ und hat beim Parabolrinnenkollektor sein maximum bei einem Randwinkel $\varphi_r = 90^\circ$ nach [2].

Die geometrische Konzentration ist definiert als das Verhältnis von Hauptparabolreflektorfläche A_{ref} zu Absorberrohrfläche A_{abs} . [7]

$$C_{geo} = \frac{A_{ref}}{A_{abs}} \quad (2.10)$$

Der optische Konzentrationsfaktor ist im Gegensatz dazu definiert als das Verhältnis vom Mittelwert der reflektierten Strahlungsintensität am Absorber I_{abs} zu der gleichmäßig einfallenden Intensität am Hauptreflektor I_0 . [7]

$$C_{opt} = \frac{1}{A_{abs}} \frac{\int I_{abs} dA_{abs}}{I_0} \quad (2.11)$$

Um bei Parabolrinnenkollektoren die ankommende Strahlungsdichte am Absorberrohr noch genauer charakterisieren zu können, wird ein lokales Konzentrationsverhältnis über dem Winkel des Absorberdurchmessers eingeführt. [7]

$$C_{local} = \frac{I_{abs}(\varphi)}{I_0} \quad (2.12)$$

Die theoretisch maximale Konzentration, die bei einer konzentrierenden Solarthermieanlage erreicht werden kann, berechnet sich aus dem Akzeptanzwinkel der Sonne. Demnach kann die Formel für eine 1-achsige Nachführung des Parabolrinnenkollektors mit einem röhrenförmigen Empfänger nach [2] hergeleitet werden und errechnet sich mit den bekannten Daten zu

$$C_{max} = \frac{1}{\pi \cdot \sin \theta_S} = \frac{1}{\pi \cdot \sin 16'} = 68,4 \quad (2.13)$$

Der Wert der Anlage liegt im Bereich eines mittleren konzentrierenden Systems mit $10 \leq C \leq 100$.

Für einen perfekten Konzentrator sowie dem Nachführungssystem hängt C_{max} also nur von der Sonnenform ab. In der Praxis ist dieser Wert jedoch aufgrund der verschiedenen Einflüsse und Fehlerquellen sehr viel geringer.

Zur Berechnung des geometrischen Konzentrationsgrades, der näherungsweise dem gleichen Wert des optischen Konzentrationsfaktors der Anlage entspricht, werden die Flächen der konzentrierenden Elemente benötigt. Es folgt mit

$$A_{ref} = (W_a - W_i) \cdot L \quad (2.14)$$

$$A_{abs} = \pi \cdot d_a \cdot L \quad (2.15)$$

das geometrische Verhältnis von Gleichung (2.10)

$$C_{geo} = \frac{W_a - W_i}{\pi \cdot d_a} = \frac{11,828 \text{ m} - 0,44 \text{ m}}{\pi \cdot 0,07 \text{ m}} = 51,8 \quad (2.16)$$

welches schon sichtbar geringer als das Maximale ausfällt.

Zusammengefasst bewirkt eine Strahlungskonzentration nach [2]:

- höhere Absorberrtemperaturen und lässt damit einen höheren exergetischen Wirkungsgrad zu
- eine um den Konzentrationsfaktor C maßgeblich reduzierten Wärmeverluste an der Absorberrohrläche

2.2.4 Auffangfaktor / Interceptfaktor

Der Auffangfaktor, der auch als Intercept- bzw. Gütefaktor der Spiegel bekannt ist, ist jener Anteil der reflektierenden Strahlung, die tatsächlich den Absorber trifft. Er berücksichtigt also Oberflächenfehler infolge Fertigungsungenauigkeiten, Orientierungsfehler der Spiegelachse zur Sonnenrichtung und Abweichungen des Absorbers zum Brennpunkt. Im Grunde ist er eine Funktion aller vorher definierten optischen Fehlerquellen und wird laut [2] wie folgt definiert

$$\gamma = \frac{\int I_{abs}(x) dx_{abs}}{\int I_0(x) dx_{ref}} \quad ; \quad \gamma = f(\theta_S, h_S, \varphi_r, \delta_{opt}, \epsilon_{pos}, a_y, a_z) \quad (2.17)$$

Im Zuge der optischen Präzision der Solaranlage ist das Ziel einen möglichst hohen Auffangfaktor im Bereich $0,9 \leq \gamma \leq 1$ zu erhalten.

2.2.5 Endverluste

Mit Verwendung eines 1-achsig nachgeführtem Parabolrinnenkollektors sind noch zusätzliche Endverluste durch einen separaten Wirkungsgrad η_{end} zu berücksichtigen, da bei schräg einfallenden Sonnenstrahlen ein Teil der reflektierten Solarstrahlung am Spiegelende nicht mehr auf das Absorberrohr trifft. Bei einer kurzen Rinnenlänge L hat dieser Verlust einen deutlich höheren Anteil am Gesamtwirkungsgrad. Um diesen Verlusten entgegenzuwirken, können Endspiegel hier ihren Einsatz finden.

Die gesamtwirksame Fläche der Parabolrinne setzt sich aus der Aperturfläche A_{ap} und der Endverlustfläche A_{end} aufgrund 1-achsiger Nachführung zusammen.

Die allgemeine Aperturfläche der Anlage, welche auch der Bruttokollektorfläche entspricht, ergibt sich aus den Daten der Aperturweite und der Rinnenlänge der Anlage.

$$A_{brutto} = A_{ap} = W_a \cdot L = 11,828 \text{ m} \cdot 11,29 \text{ m} = 133,54 \text{ m}^2 \quad (2.18)$$

Mit der Formel aus [2] lässt sich der beschriebene Flächenverlust wie folgt berechnen:

$$A_{end}(h_S) = f \cdot W_a \cdot \tan(90^\circ - h_S) \cdot \left[1 + \frac{W_a^2}{48 \cdot f^2} \right] \quad (2.19)$$

Werden diese betrachteten Flächen auf eine wirksame Anlagenfläche A_{PTC} des Parabolrinnenkollektors ohne verwendetem Endspiegel zusammengefasst, so folgt aus

$$A_{PTC} = (A_{ap} - A_{end}(h_S)) \cdot \sin h_S = A_{ap} \cdot \sin h_S \cdot \left(1 - \frac{A_{end}(h_S)}{A_{ap}} \right) = A_{netto}(h_S) \cdot \eta_{end}(h_S) \quad (2.20)$$

die projizierte Nettofläche A_{netto} , auf die sich die nutzbare Sonneneinstrahlung verteilt

$$A_{netto}(h_S) = A_{ap} \cdot \sin h_S \quad (2.21)$$

sowie der zusätzliche Wirkungsgradbeitrag der Endverluste η_{end} abhängig vom Sonnenstand h_S

$$\eta_{end}(h_S) = 1 - \frac{A_{end}(h_S)}{A_{ap}} \quad (2.22)$$

Wird nun ein Endspiegel verwendet, so lässt sich dieser Wirkungsgradverlust weitgehend reduzieren und es kann bei schräger Sonneneinstrahlung sogar noch eine zusätzliche Fläche des Endspiegels für eine Leistungssteigerung genutzt werden. Dafür muss aber ein weiterer Parametereinfluss infolge des Reflexionsgrades vom Endspiegels $\rho_{endspiegel}$ in Kauf genommen werden.

Der Flächeninhalt einer abgeschlossenen Parabelkontur lässt sich aus den folgenden Formeln herleiten. Mit der Parabelfunktion

$$y(x) = a \cdot x^2 = \frac{1}{4 \cdot f} \cdot x^2 \quad (2.23)$$

berechnet sich das Flächenintegral des Parabelquerschnittes und damit die benötigte Endspiegelfläche zu

$$A_{Qparabel} = W_a \cdot \frac{W_a^2}{16 \cdot f} - 2 \cdot \int_0^{\frac{W_a}{2}} \frac{x^2}{4 \cdot f} dx = \frac{W_a^3}{24 \cdot f} \quad (2.24)$$

Berechnet man wie zuvor die Summe der wirksamen Anlagenfläche A_{PTC}

$$\begin{aligned} A_{PTC} &= \left(A_{ap} - A_{end}(h_S) \cdot (1 - \rho_{endspiegel}) + \frac{\rho_{endspiegel} \cdot A_{Qparabel}}{\tan h_S} \right) \cdot \sin h_S = \\ &= \left(A_{ap} + \frac{A_{Qparabel}}{\tan h_S} \right) \cdot \sin h_S \cdot \left(\frac{A_{ap} - A_{end}(h_S) \cdot (1 - \rho_{endspiegel}) + \frac{\rho_{endspiegel} \cdot A_{Qparabel}}{\tan h_S}}{A_{ap} + \frac{A_{Qparabel}}{\tan h_S}} \right) \quad (2.25) \\ &= A_{netto}(h_S) \cdot \eta_{end}(h_S) \end{aligned}$$

ergibt sich wiederum die nutzbare Anlagennettfläche

$$A_{netto}(h_S) = \left(A_{ap} + \frac{A_{Qparabel}}{\tan h_S} \right) \cdot \sin h_S \quad (2.26)$$

und der Endverlustwirkungsgrad mit vorhandenem Endspiegel

$$\eta_{end}(h_S) = \frac{A_{ap} - A_{end}(h_S) \cdot (1 - \rho_{endspiegel}) + \frac{\rho_{endspiegel} \cdot A_{Qparabel}}{\tan h_S}}{A_{ap} + \frac{A_{Qparabel}}{\tan h_S}} \quad (2.27)$$

Dies hat eine deutliche Wirkungsgradsteigerung abhängig vom zusätzlichen Reflexionsvermögen des Endspiegels zur Folge.

2.2.6 Optischer Wirkungsgrad

Die optische Leistungsfähigkeit eines Parabolrinnenkollektors berechnet sich über die zur Verfügung stehende direkte Sonneneinstrahlung DNI , der Nettoanlagenfläche A_{netto} aus Gleichung (2.21) oder (2.26), dem Endverlustwirkungsgrad η_{end} aus Gleichung (2.22) oder (2.27) und dem optischen Wirkungsgrad η_{opt} der Anlage. Bei Einbeziehung der 1-achsigen Nachführung kann nicht die Bruttoanlagenfläche A_{brutto} , sondern nur die projizierte Fläche der Apertur A_{netto} zur Energiegewinnung beitragen. Somit geht die Fläche der Kollektoren mit dem Sinus des Sonnenhöhenwinkels h_s , bzw. bei Verwendung des Zenitwinkels θ_z mit dem Cosinuswert ein. Dies wird in der Literatur als die sogenannten Kosinusverluste aufgrund einer geneigten Aperturfläche bezeichnet. Die Leistung ist damit stark sonnenstandabhängig und wird mit Einbeziehung der Einheit $[DNI] = \frac{W}{m^2}$ angegeben durch

$$P_{opt} = DNI \cdot A_{netto} \cdot \eta_{end} \cdot \eta_{opt} \quad (2.28)$$

Zur besseren Veranschaulichung entsprechen dabei die oben angeführten Wirkungsgrade den Einstrahlungsverlustfaktoren IAM (incidence angle modifier) der Literaturwerke und sie können auch zu einem gesamten Verlustfaktor der Einstrahlung zusammengefasst werden. Der Endverlustwirkungsgrad η_{end} entspricht dem Einstrahlungsverlustfaktor (IAM) in Längsrichtung K_L (longitudinal incident angle modifier) und der optische Wirkungsgrad η_{opt} dem Verlustfaktor in Querrichtung K_T (transversal incident angle modifier).

Der optische Wirkungsgrad ist unabhängig jeglicher Wärmeverluste und definiert sich als das Verhältnis der absorbierten Energie am Absorberrohr zur Verfügung stehenden Sonnenenergie der Anlage in Querrichtung. Wie in Abbildung 2.8 dargestellt setzt sich dieser wie folgt zusammen:

$$\eta_{opt} = \rho_{ref} \cdot \gamma \cdot \tau_{abs_{glas}} \cdot \alpha_{abs} \quad (2.29)$$

Spaltet man diesen in die Teilbereiche der Anlagenkomponenten, nämlich dem Konzentrator

$$\eta_{opt_{con}} = \rho_{ref} \cdot \gamma \quad (2.30)$$

und Absorber

$$\eta_{opt_{abs}} = \tau_{abs_{glas}} \cdot \alpha_{abs} \quad (2.31)$$

auf, so folgt

$$\eta_{opt} = \eta_{opt_{con}} \cdot \eta_{opt_{abs}} \quad (2.32)$$

Im Zuge der Raytracing-Simulation kann somit der optische Konzentratorwirkungsgrad $\eta_{opt_{con}}$ in einfacher 2-dimensionaler Form des Parabelquerschnittes ermittelt und ausgewertet werden. Keine Berücksichtigung findet dabei der optische Absorberwirkungsgrad $\eta_{opt_{abs}}$, also die Absorberverluste infolge Reflexion, Transmission und Absorption der Strahlung. Wie bereits zu Beginn erwähnt müssen die Wärmeverluste, speziell die Wärmeabstrahlung und Konvektion des Absorberrohres, eigens und unabhängig dieser Arbeit betrachtet werden.

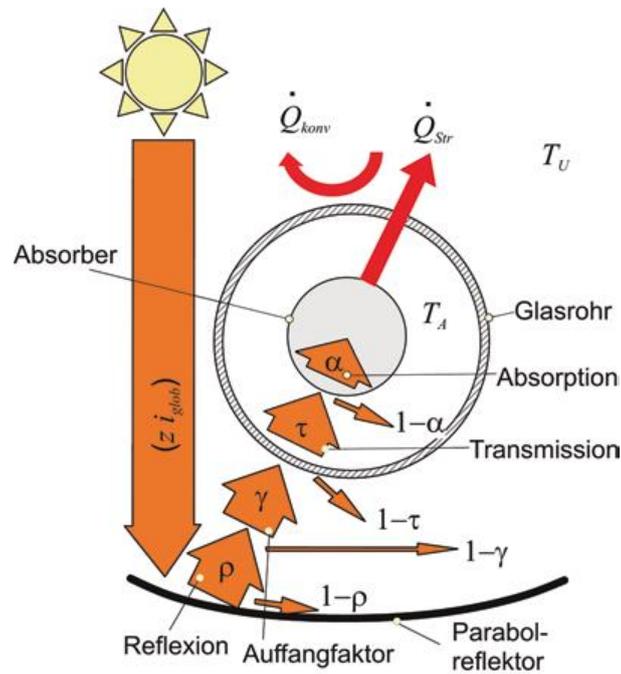


Abbildung 2.8: Energiebilanz eines Parabolrinnenkollektors [1, p. 103]

2.2.7 Sekundärreflektor

Das Ziel dieser Arbeit wird es also sein den optischen Konzentrationswirkungsgrad $\eta_{opt_{con}}$ gezielt zu verbessern. Da wenig Einfluss auf die zuvor erwähnten Fehlerquellen der Strahlbündelung genommen werden kann, wird die Einbeziehung eines Sekundärreflektors untersucht. Dieser über dem Absorberrohr angebrachte Kollektor, verfolgt die Aufgabe, den Interceptfaktor γ in Richtung 1 seines maximalen Wertes zu vergrößern. Mit einbezogen werden sollen die Eigengewicht- und Windlastdeformationen des Hauptspiegels, um mögliche Verluste zu reduzieren. In Abbildung 2.9 ist ein Schemabild einer solchen doppelten Reflexion dargestellt. Um keine zusätzlichen Wirkungsgradeinbußen infolge Abschattung des Hauptreflektors hervorzurufen, darf die Breite des Sekundärreflektors maximal den folgenden Wert der Ausnehmungsweite W_i betragen.

$$b_{sec} \leq W_i = 0,44 \text{ m} \quad (2.33)$$

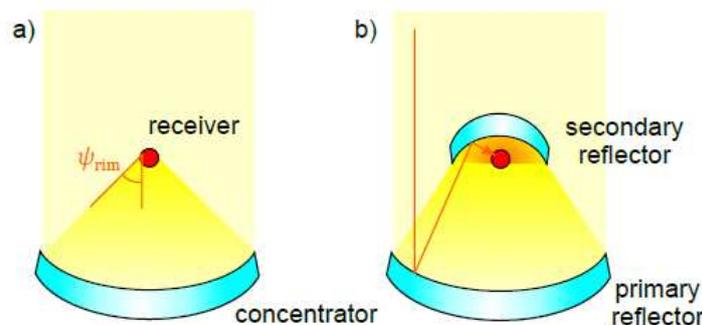


Abbildung 2.9: Solarthermieanlage ohne und mit Sekundärreflektor [6, p. 18]

2.3 Raytracing

2.3.1 Grundlagen

Die Strahlverfolgung oder im Englischen auch als Raytracing bezeichnet, ist im engeren Sinn eine virtuelle Methode der Computersimulation und orientiert sich an der Ausbreitung von Lichtstrahlen und der damit verbundenen Beleuchtung von Körpern in der realen Welt. Diese lichttechnischen Simulationen werden vorwiegend an optischen Systemen durchgeführt.

Bezieht man dabei die Raytracing auf die Solarstrahlung, so kann damit eine Analyse des zurückgelegten Weges der Sonneneinstrahlung durchgeführt werden. Dieser Weg der Wellen bzw. Teilchen, kann für Medien und Objekte mit unterschiedlichen Ausbreitungsgeschwindigkeiten, Absorptionseigenschaften und reflektierenden Oberflächen berechnet werden. Es wird dabei der vollständig zurückgelegte Pfad eines Strahls durch das optische System erfasst und Kollision mit etwaigen Körpern festgestellt. Der Prozess der Strahlaussendung wird mit einer endlichen Anzahl wiederholt, bis eine ausreichende Genauigkeit des Ergebnisses vorliegt.

Grundlegend gibt es bei der Anwendung einer Raytracingsoftware zwei Varianten die zum Einsatz kommen (Quellenbasierte- und Beobachterbasierte-Raytracing):

1. Vorwärtsraytracing (Start = Quelle)

Hier wird mit der Verfolgung der Lichtstrahlen von der Lichtquelle ausgegangen. Trifft dabei ein Strahl auf eine Oberfläche, so kann seine Restenergie berechnet und seine weitere Abstrahlung ermittelt werden. Dazu muss, als nächster Schritt die Flächennormalen der getroffenen optischen Fläche berechnet und daraus der neue Richtungsvektor des Teilstrahles nach dem Reflexionsgesetz bestimmt werden. Dieser Vorgang wird solange wiederholt, bis keine Schnittpunkte des Lichtschals mit einem reflektierenden Körper mehr möglich sind oder der Strahl auf eine absorbierende Fläche trifft. Alle Quellstrahlen werden so separat betrachtet. Am gebräuchlichsten ist diese Methode bei der Entwicklung von optischen Systemen und Reflektoren.

2. Rückwärtsraytracing (Start = Beobachter)

Dies ist vorwiegend eine Methode, um 3D-Grafiken darstellen zu können. Hierbei erfolgt die Strahlaussendung von der Bildebene aus, quasi in die Gegenrichtung, bis eine Oberfläche getroffen wird. Damit wird schlussendlich herausgefunden, wie viel Licht zur Beleuchtung des zu untersuchenden Körpers notwendig ist. Es kann somit die dafür notwendige Lichtquelle ausgelegt werden.

Bei der Strahlverfolgung selbst unterscheidet man laut [8] zwischen sequentieller und nicht sequentieller Raytracing:

- **sequentieller Strahlverfolgung**

Dabei treffen die ausgesandten Strahlen jede Fläche genau einmal in vorgegebener Reihenfolge. Strahlen in falscher Reihenfolge werden ungültig. Das bedeutet, der Schnittpunkt des betrachteten Quellenstrahles wird mit der am Kürzest entfernten optischen Fläche bestimmt. Im Schnittpunkt wird der Strahl absorbiert, gebrochen und/oder reflektiert. Erst dann folgt die Berechnung des neuen reflektierten Strahles bis zur nächsten nahe liegendsten Fläche. Die Strahlenreihenfolge ist für die Abbildungsoptik sehr wichtig, da sonst die Qualität beeinträchtigt wird.

- **nicht sequentieller Strahlverfolgung**

Im Gegensatz dazu ist hier die Reihenfolge der Lichtstrahlen nicht festgelegt. Ein Strahl kann eine Fläche auch mehrmals treffen. Es werden zuerst die Schnittpunkte eines Strahles mit jeder Fläche berechnet. Für die Weiterverfolgung des neuen Teilstrahls wird jedoch nur der nähere Treffer ausgewählt. Anschließend erfolgt wieder die Berechnung jedes Schnittpunktes des Teilstrahles. Wegen der großen Anzahl an Schnittpunkten mit allen optischen Flächen, erfordert die nichtsequentielle Raytracing deutlich mehr Rechenzeit. Diese Art der Strahlverfolgung wird hauptsächlich bei nicht abbildenden optischen Systemen eingesetzt.

Nach [9] emittieren alle Körper mit einer Temperatur über dem absoluten Nullpunkt Strahlungen in Form von elektromagnetischen Wellen. Die Intensität dieser Wärmestrahlen eines Körpers der Fläche A nimmt mit steigender Oberflächentemperatur T stark zu und ihre Strahlungsleistung \dot{Q}_s wird mit dem Gesetz von Stefan-Boltzmann wie folgt beschrieben

$$\dot{Q}_s = \sigma_s \cdot A \cdot T^4 \quad (2.34)$$

Die Stefan-Boltzmann-Konstanten σ_s gibt dabei als Naturkonstante die Strahlung eines schwarzen Körpers wieder, ihr Wert beträgt

$$\sigma_s = 5,67 \cdot 10^{-8} \frac{W}{m^2 K^4} \quad (2.35)$$

Trifft diese Strahlung auf einen anderen Körper, so wird sie vollständig oder teilweise absorbiert, reflektiert oder durchgelassen. Es gilt somit die folgende Bilanzgleichung mit den Bestandteilen Absorptionsgrad α , Reflexionsgrad ρ und Transmissionsgrad τ

$$\alpha + \rho + \tau = 1 \quad (2.36)$$

Die auftreffende absorbierte Strahlung wird in Abhängigkeit der Oberflächentemperatur des Körpers wieder abgeben, wobei nach dem Kirchhoff'schen Gesetz für den Emissionsgrad ε der abgegebenen Strahlung gilt

$$\varepsilon = \alpha \quad (2.37)$$

Alle diese Grundgesetze spielen im Bereich der Raytracing eine entscheidende Rolle, wobei die neuerliche Emission von Strahlen nicht in der Lichtsimulation berücksichtigt wird. Wie in der Abbildung 2.10 zu sehen, wird die auftreffende Solarstrahlung absorbiert, reflektiert bzw. durchgelassen, wobei sich die Summe der einzelnen Vorgänge nach Gleichung (2.36) berechnet. Eine Besonderheit stellt die Reflexion an einer realen Oberfläche dar, diese ist immer mit einer Streuung verbunden und muss in einer Raytracingsimulation über Parameter eingestellt werden.

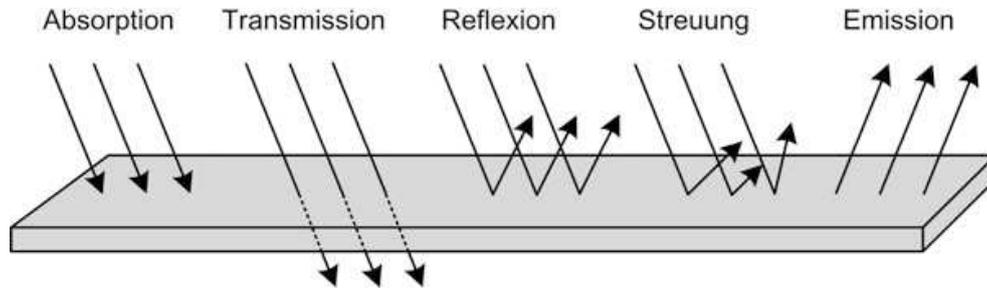


Abbildung 2.10: Wechselwirkung von Strahlung mit Materie [10, p. 18]

2.3.2 Raytracing-Software

Es existiert bereits eine große Anzahl von Raytracing-Programmen, von denen die meisten für optische Systeme konzipiert wurden. Im Folgenden sind einige der wichtigsten ohne Anspruch auf Vollständigkeit aufgelistet und kurz beschrieben. Alle folgenden Programme sind dabei hauptsächlich für die Vorwärtsraytracing und nicht sequentiellen Strahlverfolgung ausgelegt.

1. SolTrace

SolTrace ist ein Simulationsprogramm zur Modellierung von optischen Systemen für die Anwendungen von konzentrierender Sonnenenergie (CSP). Der Programmcode basierend auf C++ wurde von der Forschungseinrichtung National Renewable Energy Laboratory kurz NREL kostenlos zur Verfügung gestellt und wird als solches weltweit von Industrie, Universitäten und Forschungseinrichtungen eingesetzt. Die Ergebnisse werden in Form von Punktdiagrammen der Strahlung und Leistungsdiagrammen dargestellt.

2. ANSYS-SPEOS

Eines der bekanntesten Programme im Bereich der Automobilindustrie ist das Raytracing Programm von Optis einer Französischen Firma, die später durch Ansys übernommen wurde. Mit dem Programm ist die optische Lösung direkt im CAD Programm namhafter Anbieter wie CATIA, NX, usw. integriert. Sie arbeitet im Sinne einer Finite-Elemente-Software, die Interaktionen von elektromagnetischer Strahlung mit dem mechanischen System ermöglicht, es entsteht eine High End Visualisierung von Produkten. Solarsysteme sind direkt abbildbar und eine Optimierung ihres Energieertrages möglich.

3. TracePro

Dies ist eine handelsübliche Software für die optische Entwicklung und Analyse von Optischen- und Beleuchtungssystemen. Das Programm wurde von der Lambda Research Corporation entwickelt und ist seither bei der NASA in Verwendung. Es besteht die Möglichkeit der Modellierung eines Solar-Kollektor-Systems mit einer weitläufigen Analyse und Leistungsauswertung dieses. Die Modelle werden entweder direkt in der TracePro-CAD-Schnittstelle erstellt oder von anderen CAD Programmen importiert.

Ähnliche Programme stellen COMSOL-Multiphysics mit dem Ray Optics Module, Photon Engineering mit FRED und Zemax mit OpticStudio zur Verfügung.

4. OptiCAD

Ein relativ altes und simples Softwaretool, das sich auf die Basis von nicht abbildenden optischen Systemen spezialisiert hat, wird von der OptiCAD Corp. vertrieben. Das Programm verwendet dabei auch wie die vorherig angeführten eine 3D-Volumensmodellierung der Objekte. Einfache Solarsysteme können damit dargestellt, sowie Ergebnisse von Bestrahlungsplots, Strahlungsverteilung und vieles mehr ausgegeben werden.

Die vorgestellten Programme liefern allesamt nicht die gewünschte Darstellung der Ergebnisse, speziell die Ausgabe eines optischen Wirkungsgrades und die darauf aufbauende Auslegung eines Sekundärreflektors ist unzureichend. Einige der genannten Programme besitzen zwar vordefinierte Einstellungen, um die Sonnenform mit ihrer Strahlungsverteilung abbilden zu können, dafür müssen zumeist weitere unbekannte Parametereinstellungen getroffen werden. Deswegen wird angedacht einen einfachen Raytracing-Programmcode für konzentrierende Solarthermieanlagen zu entwickeln. Da sich der optische Konzentratorwirkungsgrad unabhängig der Längsrichtung einer Parabolrinnenanlage verhält, genügt es den 2-dimensionalen Querschnitt der Reflektorparabel heranzuziehen und darauf eine Strahlverfolgung aufzubauen.

Raytracing-Eigenentwicklung mit MATLAB

Matlab bietet eine Softwareumgebung zur Lösung von mathematischen Problemstellungen und zur grafischen Darstellung der Ergebnisse. Der einfache Programmsyntax ist vor allem für die numerische Berechnung mithilfe von Matrizen und Vektorrechnungen ausgelegt. Somit kann es optimal genutzt werden um einen 3-dimensionalen Strahl, der nichts anderes als ein Vektor im Raum ist, zu verfolgen und mit den Grundgesetzen der Wärmestrahlung die gewünschten Ergebnisse zu liefern.

Für die Erstellung ortsabhängiger Sonnenstandsdiagramme existieren bereits eine Reihe von vorgefertigten Matlabfunktionen, die in Form von Exempel online zur Verfügung stehen.

Zur Verifizierung der Ergebnisse meines Matlabprogrammes wird schlussendlich das kostenlose Simulationsprogramm SolTrace von NREL herangezogen. Weil mit SolTrace nur die Ausgabe von ankommender Wärmestrahlung möglich ist, also die Leistung der Anlage, wird der erhaltene optische Wirkungsgrad vom eigenen Matlabprogramm ebenfalls auf einen Leistungswert bereinigt. Damit sollte anschaulich die Vergleichbarkeit gegeben sein.

3 Raytracinganwendung / MATLAB-Programm

3.1 Allgemeines

Das nachfolgende Raytracing-Programm zur Datenauswertung einer konzentrierenden Solarthermieanlage wurde mit der Matlabversion R2018b angefertigt. In den folgenden Seiten sind der Aufbau und Inhalt des Programmcodes sowie die Syntax kurz erläutert.

Abbildung 3.1 verdeutlicht den 2-dimensionalen Aufbau der Anlage und gibt die allgemeinen Eingabeparameter wieder. Die Größe des Hauptparabolreflektors wird durch die Aperturweite W_a , die Ausnehmungsweite W_i , die Brennweite f , den Randwinkel φ_r und die Rinnenlänge L in x-Richtung definiert. Das Absorberrohr mit dem Absorberdurchmesser d_a liegt im Idealfall im Brennpunkt der Parabel und seine realen Abweichungen können durch die Positionsmaße in y- und z-Richtung durch a_y , a_z beschrieben werden. Die Sonnenposition ist durch ihre globalen Koordinaten zum Parabelursprung und zusätzlich durch den Höhenwinkel h_s und der gegebenenfalls auftretenden Ausrichtungsabweichung ϵ_{pos} zum Parabolspiegel definiert. Zu guter Letzt beschreibt der Kegelhalbwinkel der Sonnenstrahlen auch als Akzeptanzwinkel θ_s bezeichnet und ein zu definierender optischer Streuungswinkel δ_{opt} das Konzentrationsvermögen der Anlage.

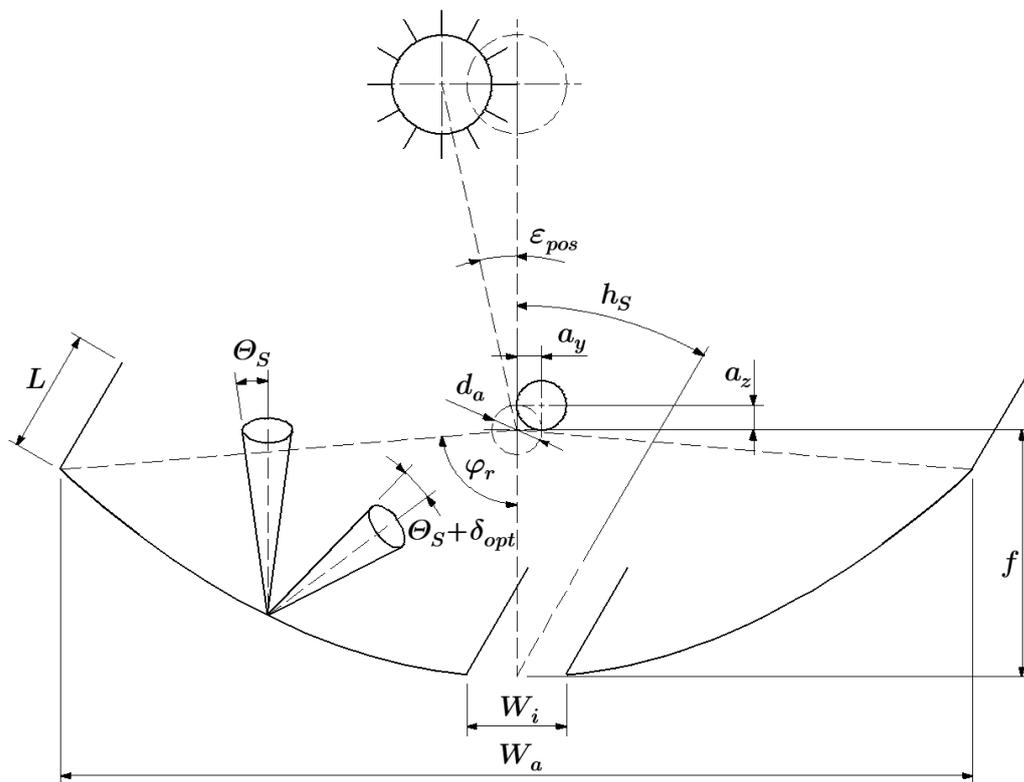


Abbildung 3.1: Skizze der Programmparameter

Die grafischen Ergebnisse sind in Abbildung 3.2 und Abbildung 3.3 verdeutlicht. Farblich geben die blauen Flächen die Parabolrinne wieder, während schwarze Konturen das Absorberrohr darstellen. Alle einfallenden Sonnenstrahlen werden Gelb, alle nutzbar primär reflektierten Rot und alle verlorenen Strahlen in der Farbe Cyan dargestellt.

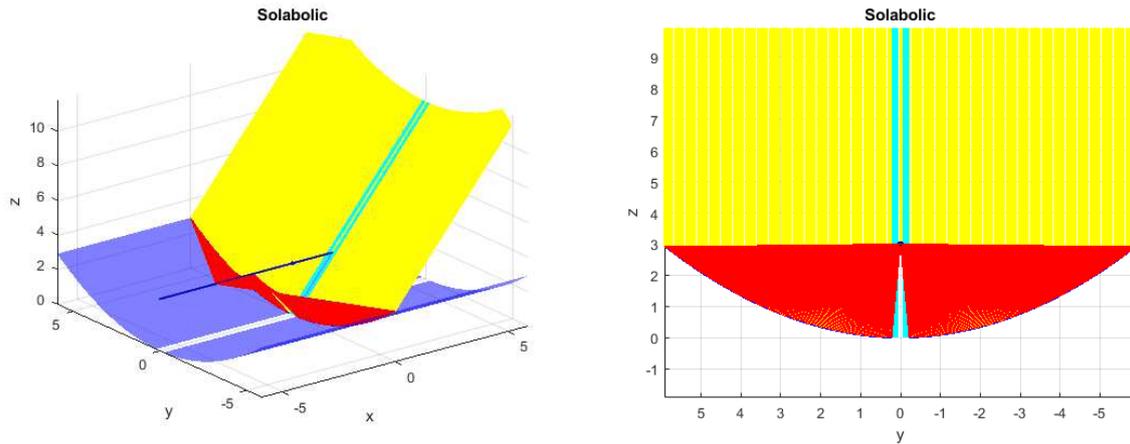


Abbildung 3.2: Diskretisierung der Anlage

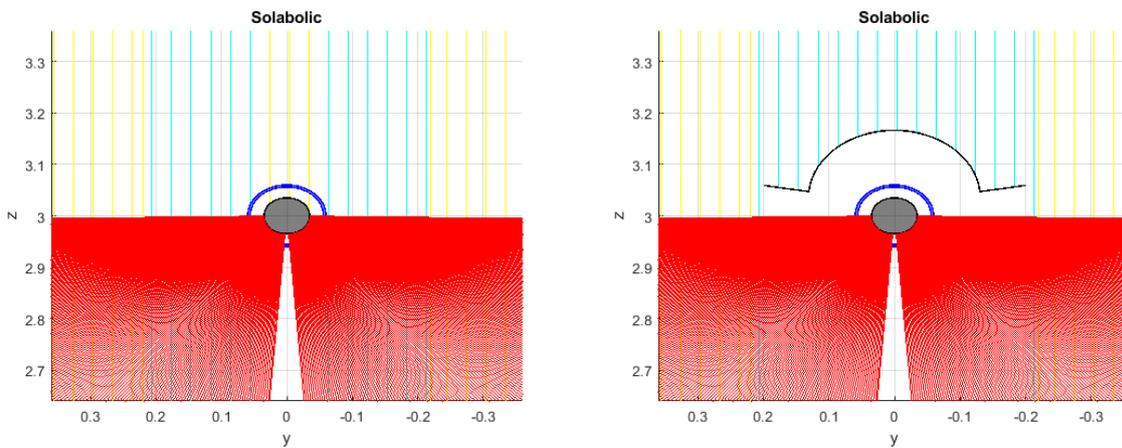


Abbildung 3.3: Absorberrohr und Sekundärreflektor

Die Einbindung des Sekundärreflektors im Programmcode erfolgt mit zusätzlichen Parametern. Diese sind zur Gänze in der nachfolgenden Abbildung dargestellt und für nähere Angaben wird an dieser Stelle auf das Kapitel 4 der Simulationsergebnisse verwiesen.

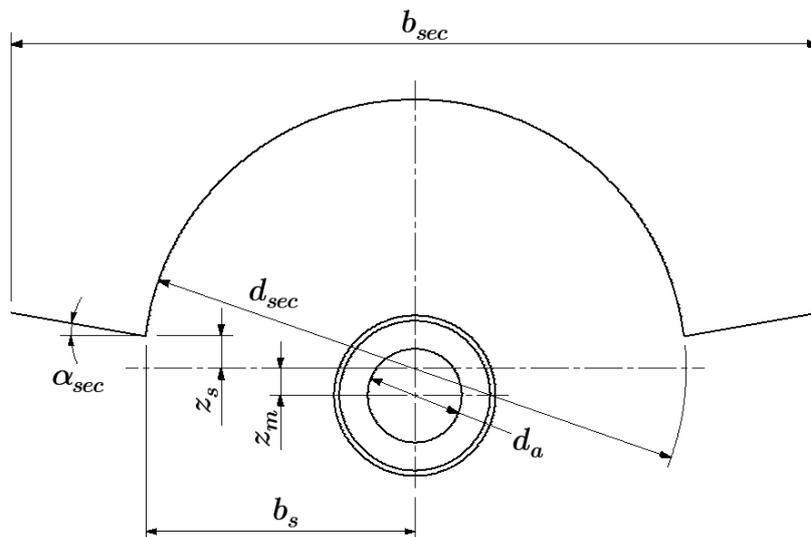


Abbildung 3.4: Sekundärreflektordefinition

3.2 Implementierung

Die Definition der Anlagengröße erfolgt über die in Abbildung 3.1 dargestellten Variablen, zusätzlich werden einige Parameter zur Diskretisierung der Auflösung und Genauigkeitsrechnung verwendet. Der Sonnenstand ist variabel über den Sonnenhöhenwinkel h_s einzugeben. Nach erfolgreicher Berechnung wird der Wert des optischen Wirkungsgrades, der Konzentrationsfaktor, der Auffangfaktor und gegebenenfalls die Endverluste ausgegeben. Dies erfolgt am Bildschirm und zusätzlich durch eine abgespeicherten CSV Datei.

Der Aufbau der Anlage findet im räumlichen xyz Koordinatensystem statt. Dieser kann zur Lösung der Aufgabenstellung, inklusive der nutzbaren Sonnenstrahlen, anfangs als ebenes System behandelt werden. Somit ist es ausreichend für die ankommenden Strahlen nur einen beliebigen Querschnitt der Parabel in der yz-Ebene zu betrachten, um die notwendigen Wirkungsgradergebnisse zu erhalten. Dies macht sich folglich auch in der geringeren Rechenzeit bemerkbar. Mit dem Endspiegel und Sekundärreflektor, geht die Raytracingsimulation schließlich in eine räumliche Betrachtungsweise über. Die Grunddefinition der Anlageobjekte erfolgt also ausgehend von der yz-Ebene, mit einer endlichen Ausdehnung in die x-Richtung.

Ein Punkt im euklidischen Raum wird durch den allgemeinen Ortsvektor x wie folgt angegeben

$$\mathbf{x} = \vec{x} = \begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix} \quad (3.1)$$

Um einen Vektor zu normieren und als Einheitsvektor darzustellen, kann auf die folgende Formulierung zurückgegriffen werden

$$\mathbf{n} = \frac{\mathbf{x}}{\|\mathbf{x}\|} \quad (3.2)$$

Durch die Ermittlung des Akzeptanzwinkels aus Gleichung (2.4) kann laut Randverdunkelung des Abschnittes 2.1 die Intensitätsverteilung über dem punktuell einfallenden Sonnenstrahlkegel ermittelt werden. Die Definition des Hauptparabolrinnenreflektors der Anlage erfolgt mithilfe der Parabelgleichung in 2. Hauptlage

$$z = a \cdot y^2 = \frac{1}{4 \cdot f} \cdot y^2 \quad (3.3)$$

und der Tangentengleichung im Punkt $P(y_p, z_p)$ aus der Formel

$$z = 2 \cdot a \cdot y_p \cdot y - z_p \quad (3.4)$$

Die Angabe eines zusätzlichen Sekundärreflektors lässt sich über unterschiedlichste Eingabeparameter bestimmen, die nicht nur die Form, sondern auch die Abmessungen des Objektes über dem Absorberrohr einstellen. Diese können aus Abbildung 3.4 entnommen werden.

Um verschiedenen Formen des Sekundärreflektors untersuchen zu können wird unter anderem die Gleichung 2. Grades der Kegelschnitte, hier in 1. Hauptlage angegeben, verwendet

$$z^2 = 2 \cdot p \cdot y + (\epsilon^2 - 1) \cdot y^2 \quad (3.5)$$

Damit lässt sich je nach Größe des Scharparameters ϵ die Gleichung einer Ellipse, Parabel oder sogar Hyperbel angeben. Für $0 < \epsilon < 1$ wird eine Ellipse, $\epsilon = 1$ eine Parabel und $\epsilon > 1$ eine Hyperbelgleichung definiert. Der Halbparameter p entspricht dabei der halben Weite des Funktionsgraphen im Brennpunkt und er beträgt für den Fall einer Parabel

$$p = 2 \cdot f \quad (3.6)$$

Eine weitere wichtige Gleichung, um das Absorberrohr oder eine Kreisform des möglichen Sekundärreflektors beschreiben zu können, stellt die Kreisgleichung dar. Angegeben in der yz -Ebene lautet diese im Koordinatenursprung mit dem Kreisradius R

$$y^2 + z^2 = R^2 \quad (3.7)$$

Um einen Schnittpunkt zweier dreidimensionaler Objekte zu erhalten, ist es wichtig, diese in ihrer Parameterform auszudrücken, um anschließend die Koordinaten des Schnittpunktes ausrechnen zu können. Für eine Gerade die den Weg der Sonnenstrahlen beschreibt, folgt die Parameterform aus

$$\mathbf{x} = \mathbf{p} + s \cdot \mathbf{u} \quad (3.8)$$

Die Parameterform einer Ebene wird um einen zusätzlichen Richtungsterm erweitert,

$$\mathbf{x} = \mathbf{p} + s \cdot \mathbf{u} + t \cdot \mathbf{v} \quad (3.9)$$

wobei die jeweiligen Gleichungen durch einen Stützvektor \mathbf{p} und den Richtungsvektoren \mathbf{u} bzw. \mathbf{v} beschrieben werden. Dabei sind $s, t \in \mathbb{R}$ die angeben, wie weit in die jeweilige Richtung des Vektors gezählt wird.

Durch den jeweiligen Ortsvektor \mathbf{x} der Parameterform zweier geometrischer Figuren kann anschließend ein möglicher Schnittpunkt oder auch mehrere berechnet werden. Dies ist mit den hier vorliegenden Gleichungen 2. Grades in analytischer Form möglich, kann natürlich auch relativ simple in Matlab numerisch gelöst werden. Die Vorgehensweise ist kurz am Beispiel eines Schnittpunktes einer Geraden mit einer Parabel in 2. Hauptlage angeführt:

Der Ortsvektor einer Geraden \mathbf{x} mit bekanntem Stützvektor \mathbf{p}_{ge} und Richtungsvektor \mathbf{u}_{ge} lautet

Gerade:
$$\mathbf{x} = \begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix} = \mathbf{p}_{ge} + s_{ge} \cdot \mathbf{u}_{ge} = \begin{pmatrix} p_x \\ p_y \\ p_z \end{pmatrix} + s_{ge} \cdot \begin{pmatrix} u_x \\ u_y \\ u_z \end{pmatrix} \quad (3.10)$$

Die geometrische Figur der Parabel mit einer extrudierten Querschnittsfläche kann über den folgenden Ortsvektor \mathbf{x} , unter Zuhilfenahme des bekannten Stützvektors \mathbf{q}_{par} beschrieben werden. Die Koordinaten x_{par} geben dabei den Mantel der Figur wieder und durch Einsetzen von Gleichung (3.3) vereinfacht sich die vorliegende Form

$$\text{Parabel: } \mathbf{x} = \begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix} = \mathbf{q}_{par} + \mathbf{x}_{par} = \begin{pmatrix} q_x \\ q_y \\ q_z \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} x_{par} \\ y_{par} \\ z_{par} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} q_x \\ q_y \\ q_z \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} x_{par} \\ y_{par} \\ \frac{1}{4 \cdot f} \cdot y_{par}^2 \end{pmatrix} \quad (3.11)$$

Nach dem Gleichsetzen der beiden Ortsvektoren \mathbf{x} folgen anschließend 3 Gleichungen in x, y und z mit 3 Unbekannten s_{ge}, x_{par} und y_{par} , womit schließlich die Länge der Geraden s_{ge} bis zu einem möglichen Schnittpunkt und die Koordinaten des Schnittpunktes an der Parabelform x_{par} analytisch gelöst werden.

Dieselbe Vorgehensweise kann auch für den Schnittpunkt eines Sonnenstrahles (Gerade) mit dem Absorberrohr (extrudierter Kreis) oder einer beliebigen Sekundärreflektorform verwendet werden. Um die Rechenzeit zu beschleunigen, wurden die Formeln analytisch im Matlabprogramm umgesetzt.

Die notwendige Reflexion des Sonnenstrahles an der Oberfläche eines Reflektors, gemeint ist eine Spiegelung, kann mathematisch über das Prinzip einer Vektordrehung um den orientierten Normalenvektor der Reflektorkontur durchgeführt werden. Diese dafür notwendige Drehmatrix \mathbf{R} beschreibt somit eine Drehung des Vektors \mathbf{p}_1 im euklidischen Raum und definiert sich aus

$$\mathbf{p}_2 = \mathbf{R} \cdot \mathbf{p}_1 \quad (3.12)$$

Die Grundformen der elementaren Drehungen im üblichen kartesischen Koordinatensystem mit dem Drehwinkel α lauten in ihren jeweiligen Achsen wie folgt

$$\text{x-Achse: } \mathbf{R}_x(\alpha) = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos \alpha & -\sin \alpha \\ 0 & \sin \alpha & \cos \alpha \end{pmatrix} \quad (3.13)$$

$$\text{y-Achse: } \mathbf{R}_y(\alpha) = \begin{pmatrix} \cos \alpha & 0 & \sin \alpha \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin \alpha & 0 & \cos \alpha \end{pmatrix} \quad (3.14)$$

$$\text{z-Achse: } \mathbf{R}_z(\alpha) = \begin{pmatrix} \cos \alpha & -\sin \alpha & 0 \\ \sin \alpha & \cos \alpha & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (3.15)$$

Damit lässt sich eine beliebige Drehung im Raum über die eulerschen Winkel von drei aufeinanderfolgenden Rotationen der Richtung und Orientierung eines beliebigen Einheitsvektor $\mathbf{n} = (n_x \ n_y \ n_z)^T$ durchführen. Nach kurzer Rechnung ergibt sich die Rotationsmatrix $\mathbf{R}_n(\alpha)$ um eine beliebige Achse \mathbf{n}

$$\mathbf{R}_n(\alpha) = \begin{pmatrix} n_x^2(1 - \cos \alpha) + \cos \alpha & n_x n_y(1 - \cos \alpha) - n_z \sin \alpha & n_x n_z(1 - \cos \alpha) + n_y \sin \alpha \\ n_y n_x(1 - \cos \alpha) + n_z \sin \alpha & n_y^2 \cdot (1 - \cos \alpha) + \cos \alpha & n_y n_z(1 - \cos \alpha) - n_x \sin \alpha \\ n_z n_x(1 - \cos \alpha) - n_y \sin \alpha & n_z n_y(1 - \cos \alpha) + n_x \sin \alpha & n_z^2 \cdot (1 - \cos \alpha) + \cos \alpha \end{pmatrix} \quad (3.16)$$

3.3 Besonderheiten

Nachfolgend sind einige programmspezifische Besonderheiten aufbereitet.

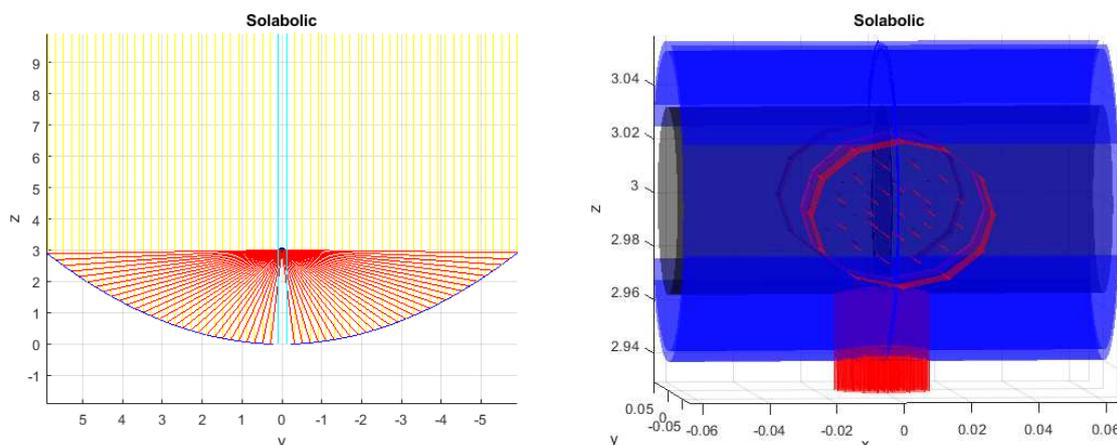


Abbildung 3.5: Diskretisierung der Parabelfläche und des Sonnenstrahlenkegels

Die Diskretisierung der zur Verfügung stehenden Aperturfläche der Anlage erfolgt in der horizontalen y-Richtung und erlaubt mir so beliebige Reflektorkonturen abzubilden. Jeder diskretisierte Querschnittspunkt des Primärreflektors wird dabei von einem Strahlenkegel der Sonne mit dem Öffnungswinkel θ_S getroffen. Dieser Kegel besteht wiederum aus finiten Strahlen, die gleichmäßig über die Kegelkreisgrundfläche verteilt sind und aufgrund der Randverdunkelung eine unterschiedlich stark ausgeprägte Intensitätsverteilung aufweisen. Zusätzliche Streuverluste mit dem Winkel δ_{opt} bezeichnet, sind durch die Vergrößerung des Kegelhalbwinkels definiert. Grundsätzlich wäre es auch möglich, in diesem Streuwinkel den Nachführungsfehler des Systems ϵ_{pos} abzubilden. Da es jedoch wegen der geometrischen Verhältnisse bei einem Sonnenhöhenwinkel von $h_S = 90^\circ$ zu keinen Nachführungsverlusten kommt, ist es zweckmäßiger diesen getrennt direkt durch die Sonnenposition darzustellen und als Mittelwertsabweichung anzugeben. Somit ist eine separate Fehleraufbereitung möglich.

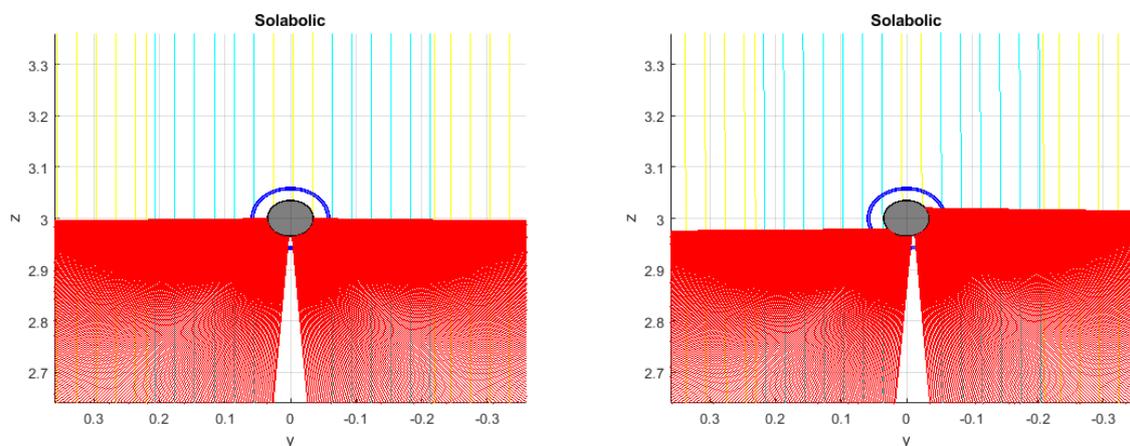


Abbildung 3.6: Primärkonzentration ohne Abweichung (links), mit Nachführungsabweichung (rechts)

Nicht berücksichtigt wird in der ersten Version des Programmcodes eine auftretende Lichtbrechung der Sonnenstrahlen am Absorberrohrglas bei Verwendung eines Vakuumabsorbers. Diese sehr geringen optischen Verluste können weitgehend vernachlässigt werden.

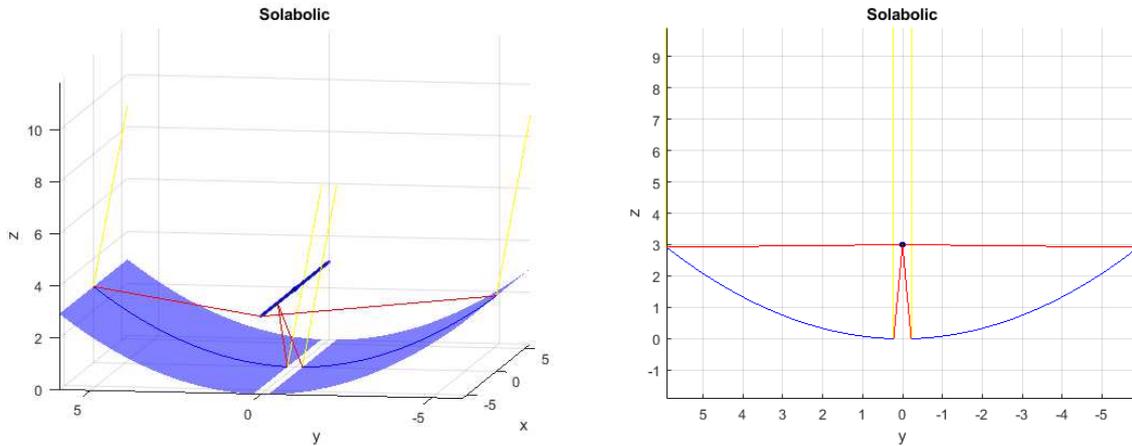


Abbildung 3.7: Plot der Randstrahlen, Strahlengang

Programmtechnisch kann bei jedem beliebigen Sonnenhöhenwinkel h_s der Strahlengang grafisch dargestellt und auch ausschließlich explizit die Randstrahlen betrachtet werden. Dies ermöglicht eine bildliche Überprüfung der Raytracing-Simulation. Derzeit ist angedacht ausschließlich Primär- und Sekundärreflexionen zu verwalten, für zusätzliche Tertiär- oder darauf aufbauenden Reflexionen ist eine Optimierung im Programmcode und der durchlaufenen Schleifen erforderlich.

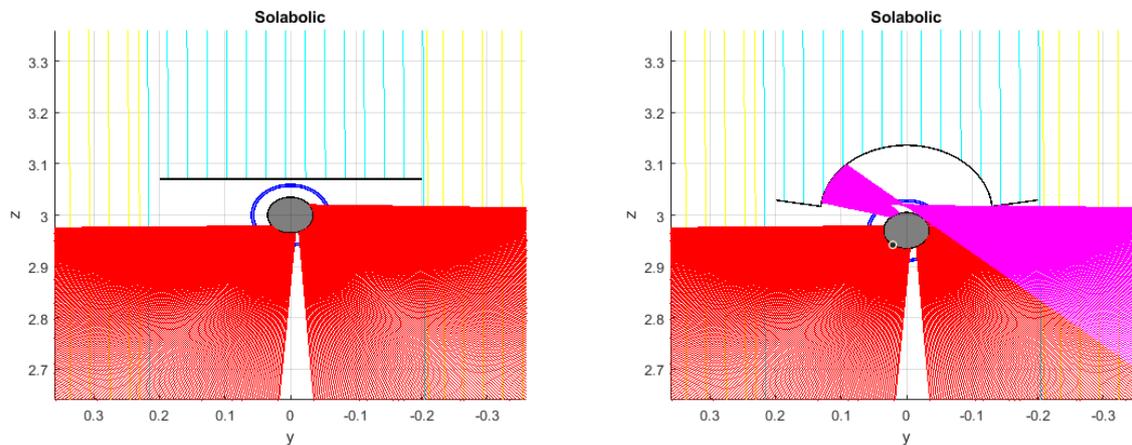


Abbildung 3.8: links Strahlabschattung, rechts exzentrische Absorberrohrpositionierung mit Sekundärreflexionsstrahlen in der Grundfarbe Magenta

Als letzter Punkt ist anzumerken, dass ein zweiter als mathematische Funktion definierter Reflektor für Schattenflächen oder einer Sekundärreflexion genutzt und im Programmcode parametrisiert aufbereitet werden kann.

4 Simulationsergebnisse

Eingabedaten der Anlage:

Parabolrinnenlänge:	$L = 11,29 \text{ m}$
Aperturweite:	$W_a = 11,828 \text{ m}$
Ausnehmungsweite:	$W_i = 0,44 \text{ m}$
Brennweite:	$f = 3 \text{ m}$
Absorberglasdurchmesser:	$D_a = 120 \text{ mm}$
Absorberrohrdurchmesser:	$d_a = 70 \text{ mm}$

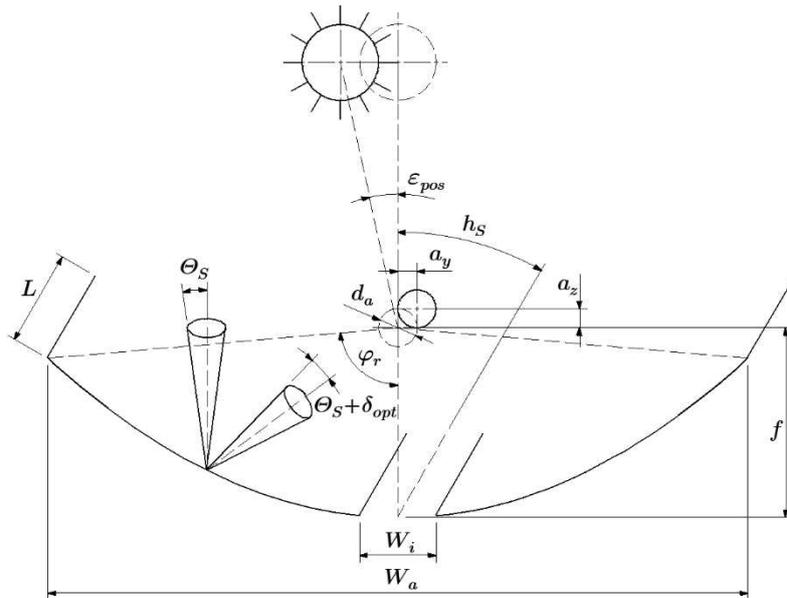


Abbildung 4.1: Skizze der Anlage

Die Auswertungen werden über einen Sonnenhöhenwinkel $h_s = 45^\circ \text{ bis } 90^\circ$ durchgeführt.

4.1 Matlabprogramm

4.1.1 Optische Wirkungsgradverluste

Anhand der Eingabeparameter/Stellparameter von Abbildung 4.1 werden unterschiedlich hohe Wirkungsgradverluste verursacht, ihre Größe ist folgend aufgezeigt und grafisch dargestellt. Der Einfachheit halber wird in den Diagrammen dieses Abschnittes, nur ein Reflexionsgrad des Parabolreflektors von $\rho_{ref} = 95\%$ betrachtet. Die Ergebnisse sind jedoch genauso auf einen geringeren Reflexionsgrad des Hauptparabolspiegels anwendbar.

1. Abschattungs- / Reflektorausnehmungsverluste W_i

Aufgrund der Tatsache, dass die Spiegelelemente am Parabelscheitel nicht bündig abschließen, wird durch die Spaltweite W_i ein Wirkungsgradverlust hervorgerufen. Aus Abbildung 4.2 kann dieser Wirkungsgradverlust abgelesen werden. Es ist eindeutig ersichtlich das erst ein Verlust auftritt, sobald diese Ausnehmungsweite den Absorberrohrdurchmesser übersteigt. Durch die vorgegebene Ausnehmung sinkt der Wirkungsgrad von seinem Maximalwert $\eta_{opt_{max}} = 95,03\%$ um ca. 3% auf $\eta_{opt} = 92,07\%$.

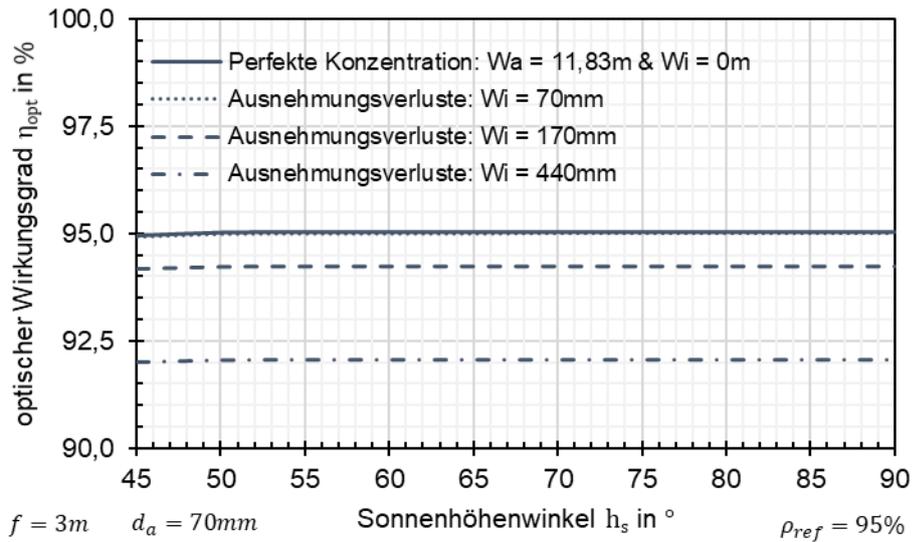


Abbildung 4.2: Ausnehmungsverluste

2. Optische Streuungs- / Konzentrationsverluste δ_{opt}

Wie schon in den vorherigen Abschnitten zur optischen Streuungsursache erläutert, sind in der folgenden Abbildung die Wirkungsgradverluste eines variablen optischen Streuwinkels δ_{opt} angegeben. Die Wirkungsgradeinbußen nehmen dabei mit steigendem Streuwinkel exponentiell zu.

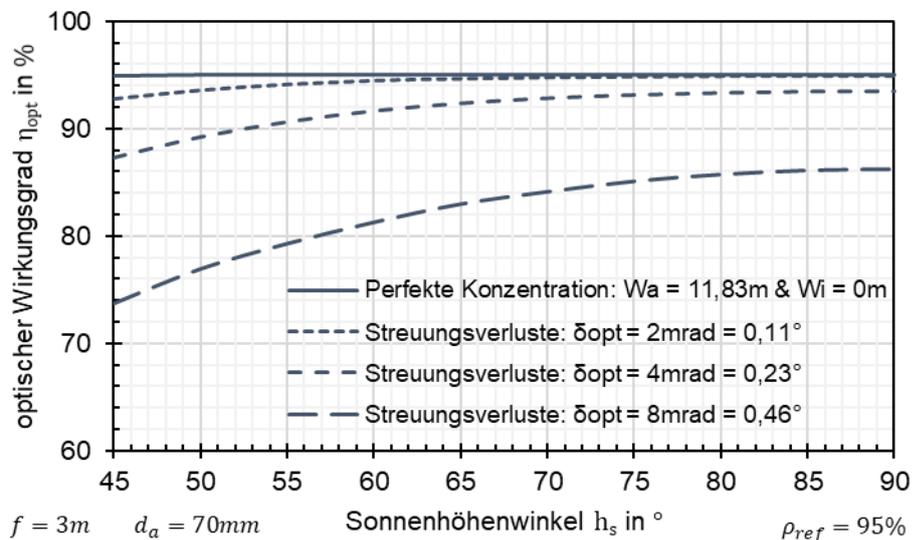


Abbildung 4.3: Streuungsverluste

3. Nachführungs- / Positionsabweichungsverluste ε_{pos}

Ein weiteres Augenmerk ist auf die Wirkungsgradverluste durch Positionsabweichungen zu richten. Nachfolgend spielt wie in Abbildung 4.4 dargestellt der Nachführungswinkel des Systems eine entscheidende Rolle. So ist zu erkennen, dass es schon im unteren Sonnenhöhenwinkelbereich bei geringen Winkelabweichungen zu hohen Verlusten kommt. Ein gutes Nachführungssystem ist daher für die Anlageperformance entscheidend.

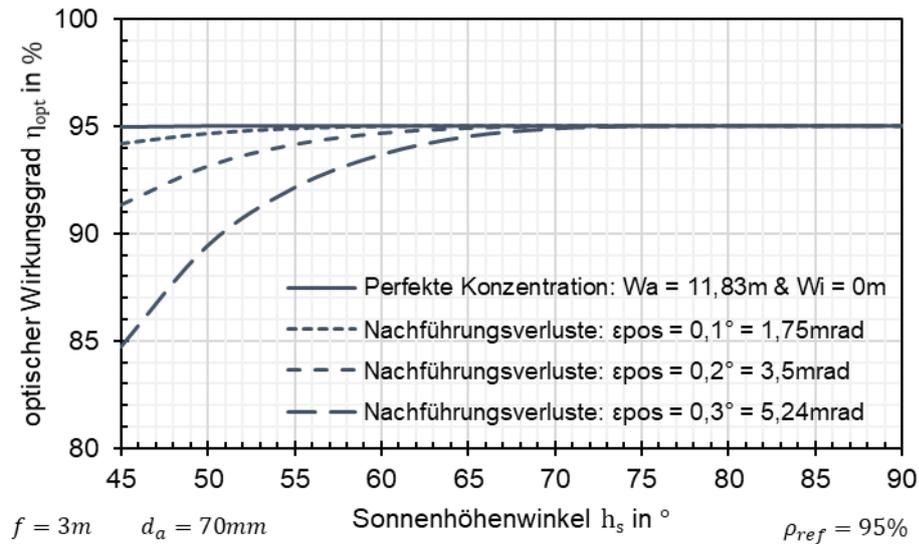


Abbildung 4.4: Nachführungsverluste

4. Absorberrohrpositionsabweichungen a_y, a_z

Die Abweichungen der Absorberrohrpositionierung zum Brennpunkt der Spiegelebene sind eine weitere entscheidende Einflussgröße. Dabei haben Positionierfehler in der vertikalen z-Richtung im Bereich von 1 bis 2 cm einen deutlich höheren optischen Wirkungsgradverlust zur Folge, als in horizontaler y-Richtung im gleichen Abschnitt. Beide Einflussgrößen sind unabhängig voneinander in Abbildung 4.5 und Abbildung 4.6 zu sehen. Erst ab einer relativen Abweichung von 3 cm pendeln sich die Verluste in beiden Richtungen ungefähr gleich ein.

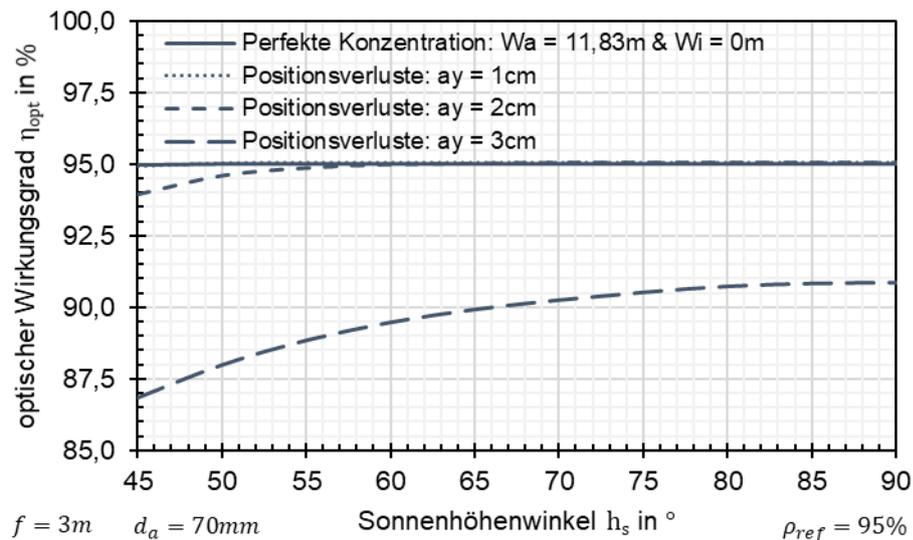


Abbildung 4.5: Absorberrohrpositionsverluste in horizontaler Richtung

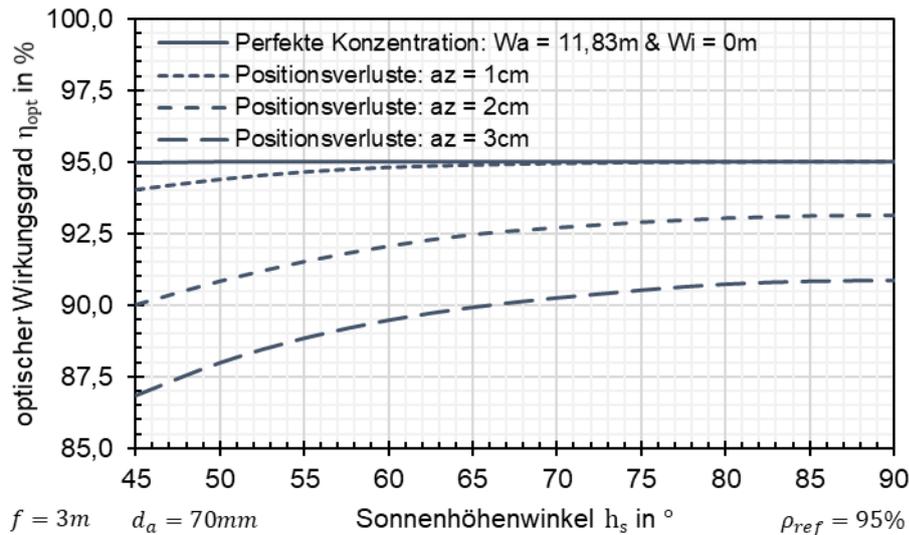


Abbildung 4.6: Absorberrohrpositionsverluste in vertikaler Richtung

5. Deformationsverluste (Eigengewicht und Windlasten)

Eine besondere Bedeutung kommt dabei dem Wirkungsgradverlust infolge der lokalen Spiegelformungen aufgrund des Spiegeleigengewichtes bzw. auftretender Windlasten zu. Zur Auswertung dieser Daten wurde auf die Simulationsergebnisse von Herrn Dipl.-Ing. Rainer Riegler zurückgegriffen und sind im nachfolgenden Diagramm dargestellt. Dabei wurden die Ergebnisse je Querschnitt über die Spiegellänge x gemittelt und entsprechen bei bekannten Verformungsdaten dem gemittelten optischen Wirkungsgrad im betrachteten Sonnenstand. Es ist deutlich zu erkennen, dass rein durch das Eigengewicht der Spiegelemente eine Verformung entsteht, die zusätzliche Wirkungsgradverluste von über 7 % verursacht. Werden die Deformationen bei maximal auftretenden Windlasten untersucht so zeigt sich ein addierbarer Wirkungsgradverlust von fast 25 %. Es sind daher Maßnahmen anzustreben, die z. B. unter Zuhilfenahme eines Sekundärreflektors den Wirkungsgradverlust reduzieren. Bei den Windlasten wurde von einer Windgeschwindigkeit von $v_w = 30 \frac{m}{s} = 108 \frac{km}{h}$ in einer Bodenhöhe von 10 m ausgegangen.

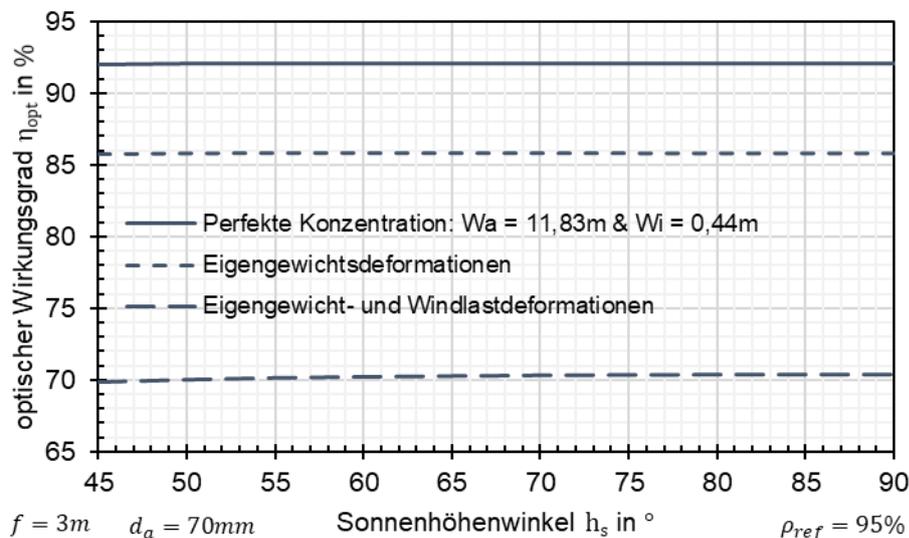


Abbildung 4.7: Eigengewicht- und Windlastverluste über die Anlagenlänge gemittelt

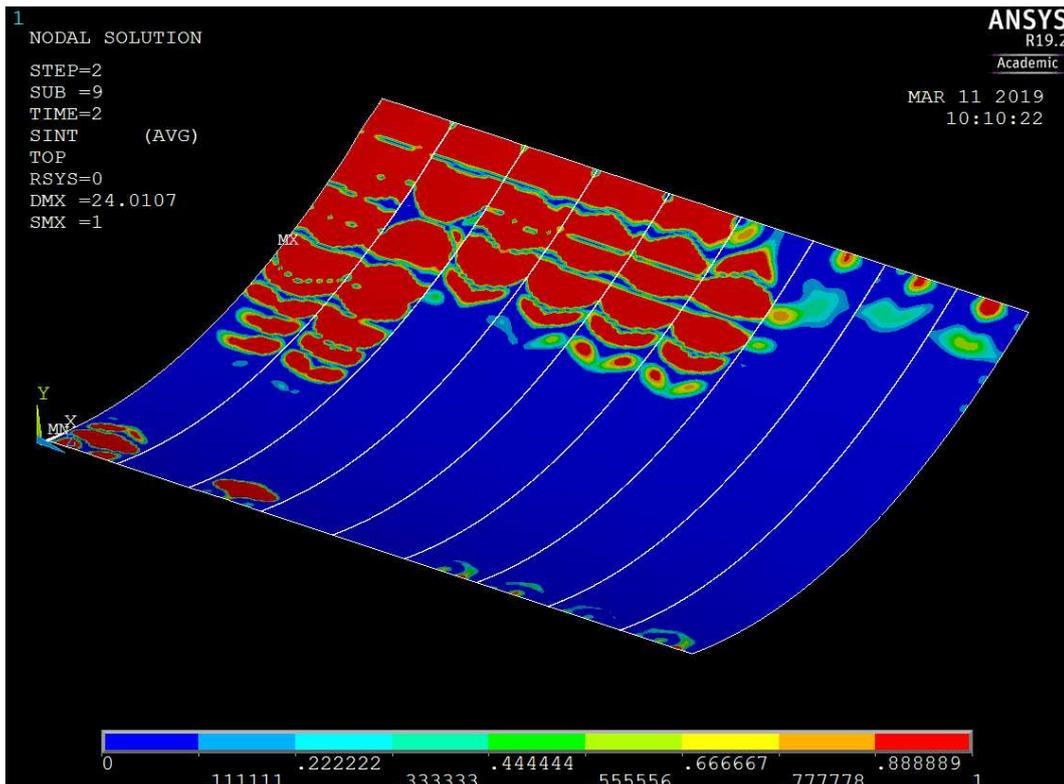


Abbildung 4.8: Spiegeldeformationen bei max. Windlasten [Rainer Riegler]
Windgeschwindigkeit $17,6 \frac{m}{s}$ bezogen auf die Anlagenhöhe laut NREL-Studie

4.1.2 Absorberrohrgröße

Dieser Abschnitt soll verdeutlichen, welcher Durchmesser des Absorberrohres für eine 100 % Bündelung der Sonnenstrahlen erforderlich ist. Somit kann gezeigt werden, dass der gewählte Absorber mit einem Durchmesser von $d_a = 70 \text{ mm}$ den Anforderungen bei einer fehlerfreien Betrachtungsweise der Konzentration zu Genüge erfüllt. Es ist jedoch weiters ersichtlich, dass bei gemittelten optischen Fehlerquellen ein deutlich größeres Absorberrohr erforderlich wäre und es somit ein hohes Optimierungspotenzial der Anlage gibt.

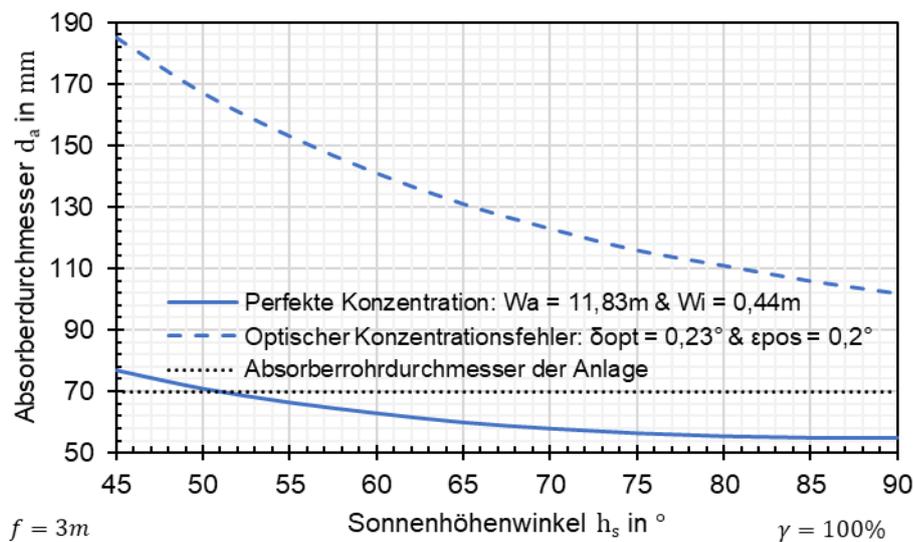


Abbildung 4.9: Absorberrohrdurchmesser bei 100 % Strahlbündelung

Berücksichtigt man die berechneten Verformungen aus Eigengewicht und Windlasten, so verdeutlicht Abbildung 4.10 die Notwendigkeit einer Adaption der bestehenden Solarthermieanlage, um trotz des geringen Absorberdurchmessers einen besseren Konzentrationsgrad zu erzielen.

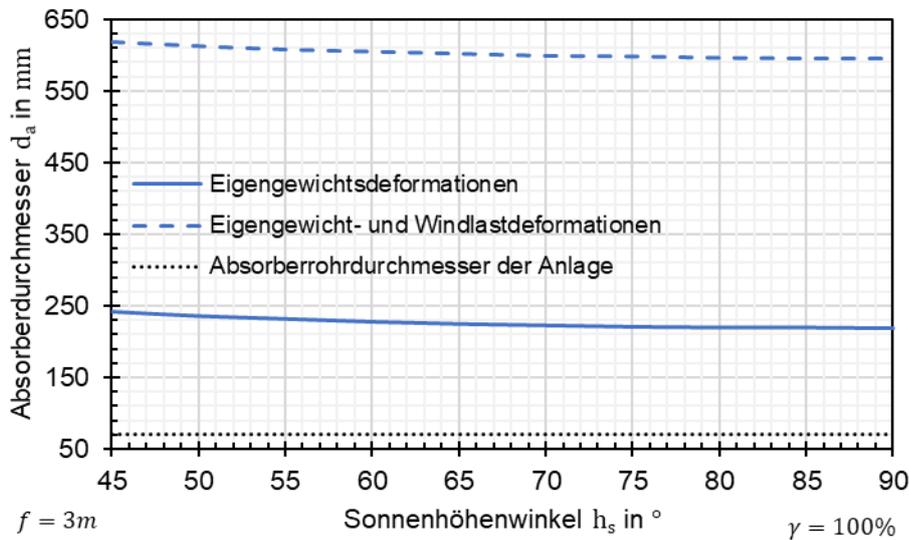


Abbildung 4.10: erforderlicher Absorberdurchmesser bei Parabolspiegeldeformationen

4.1.3 Optischer Wirkungsgrad

Nachfolgend ist der optische Konzentratorkonzentrationsgrad eines Hohlspiegels der gängigen Reflektormaterialtype aus Glasspiegel und Aluminiumblech gegenübergestellt. Dabei erreicht der durchschnittliche Reflexionsgrad, über dem Sonnenspektrum, bei Verwendung von Reflektorglas $\rho_{Glas} = 95\%$, während hingegen ein Reflektor aus eloxiertem Aluminiumblech "nur" $\rho_{Alu} = 85\%$ aufweist. Der niedrigere Wert des Aluminiums kann mit einem reflexionsverstärkend beschichtetem Aluminium ebenfalls auf den eines Glasspiegels erhöht werden.

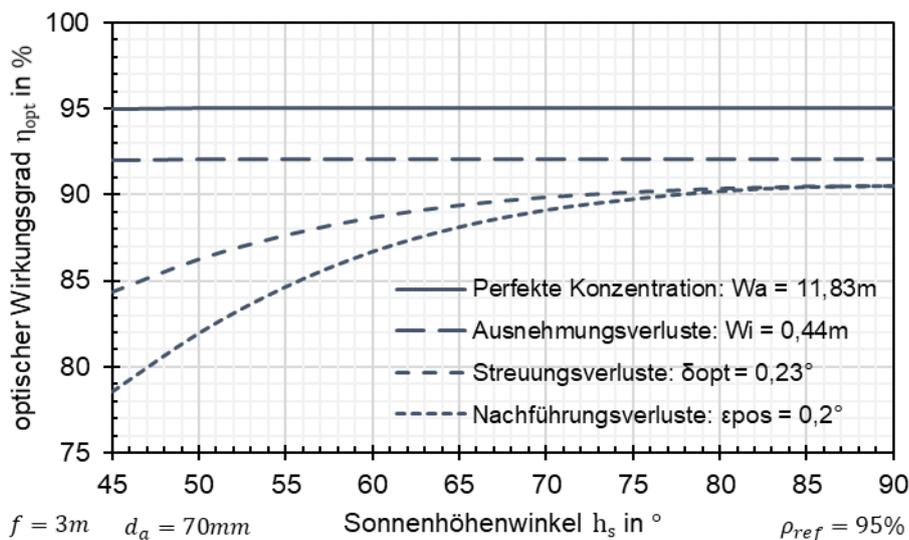


Abbildung 4.11: optischer Wirkungsgrad bei Verwendung eines Glasspiegels

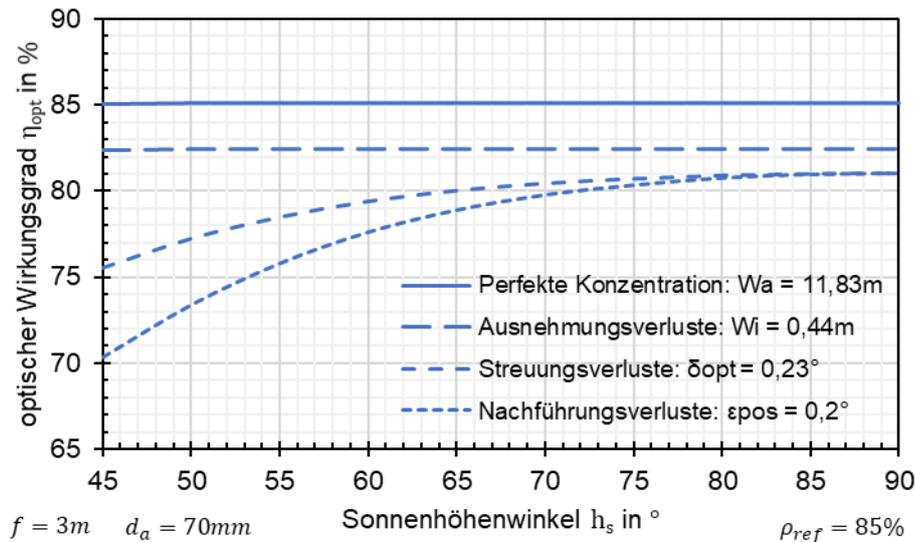


Abbildung 4.12: optischer Wirkungsgrad mit einem Reflektor aus eloxiertem Aluminiumblech

Abbildung 4.11 und Abbildung 4.12 zeigen den berechneten optischen Wirkungsgradverlauf η_{opt} über dem Sonnenhöhenwinkel h_s der Anlage. Die einzeln auftretenden Verlustterme sind der Reihe nach aufgeführt und verursachen einen mehr oder weniger stark abfallenden Wirkungsgradverlauf. Ein deutlicher Wirkungsgradverlust von fast 3 % wird durch die Reflektorausnehmung am Parabelscheitel verursacht. Nichtsdestotrotz ermöglicht dies die Montage eines über dem Absorberrohr angebrachten Sekundärreflektors mit der angeführten Spaltweite, um die auftretenden Wirkungsgradeinbußen der Streu- und Nachführungsverluste aber auch der mechanischen Deformationen zu reduzieren. Diese optischen Streuungs- und Nachführungsverlustwerte wurden aufgrund bekannter Recherchen aus den statistischen Abweichungen der Arbeit [5] herangezogen, um einen möglichst realistischen Verlauf des Wirkungsgrades zu erhalten. Darauf aufbauend kann nun in den folgenden Kapiteln die Optimierung mithilfe eines Sekundärreflektors zur Wirkungsgradsteigerung im Verlustbereich durchgeführt werden.

4.1.4 Auffangfaktor und Konzentrationsgrad

Der Auffangfaktor, also jener Anteil der Gesamtstrahlen, die direkt den Absorber treffen, berechnet sich im Programm durch die Gleichung (2.17). Dieser ist in Abbildung 4.13 nachfolgend für das perfekt konzentrierende System und den gemittelten optischen Konzentrationsfehlern abgebildet. Wie schon in Gleichung (2.30) aus den theoretischen Grundlagen angeführt, kann der Auffangfaktor auch aus dem schon bekannten optischen Wirkungsgrad und dem Reflexionsgrad des Reflektors berechnet werden. Dies ergibt nach Umformen die folgende Formel

$$\gamma = \frac{\eta_{optcon}}{\rho_{ref}} \quad (4.1)$$

So wie im Unterkapitel der Absorberrohrgrößen vermerkt, kann bei angenommener perfekter Konzentration eine nahezu vollständige Bündelung der Sonnenstrahlen über dem betrachteten Einfallswinkel der Sonne erzielt werden. Dies spiegelt sich in einem Wert des Auffangfaktors von $\gamma = 100 \%$ wider.

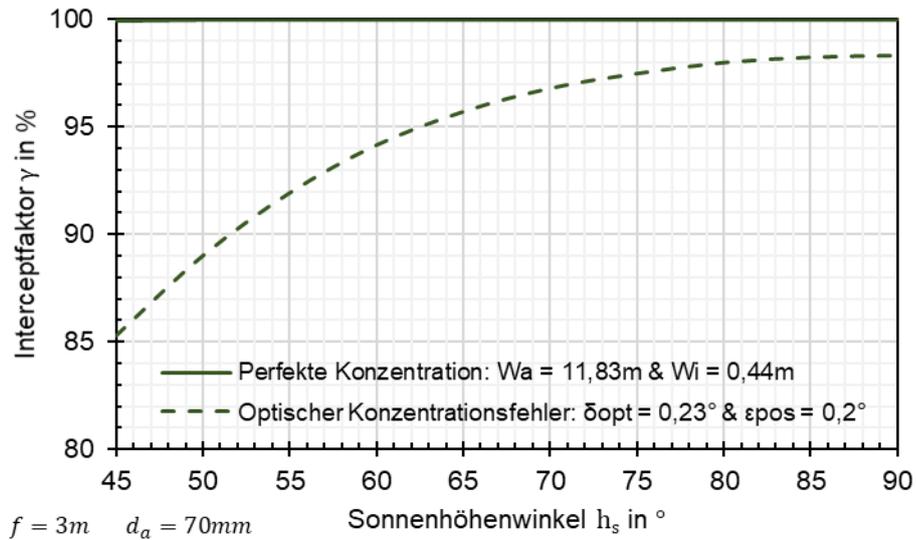


Abbildung 4.13: Auffangfaktor (Interceptfaktor)

Der Konzentrationsgrad wird nachfolgend erarbeitet und in den unterschiedlichen Diagrammen zur besseren Verdeutlichung dargestellt. Zur Berechnung der einzelnen Größen wurden die Formeln aus dem Kapitel der theoretischen Grundlagen herangezogen und werden hier nicht näher angeführt.

Der maximale Konzentrationsfaktor C_{max} gibt jenen Wert der Konzentration an, der bei fehlerfreier Strahlbündelung und rein durch den Akzeptanzwinkel der Sonne erreicht werden könnte. Der tatsächlich auftretende Wert ist demzufolge durch die unterschiedlichen Verluste um einiges geringer und liegt nahe am näherungsweise berechneten Wert C_{geo} der Flächenverhältnisse. Durch die zusätzlichen optischen Streuungsfehler sinkt der in der Simulation berechnete durchschnittliche Konzentrationsgrad von ungefähr $C = 52$ anschließend weiter ab.

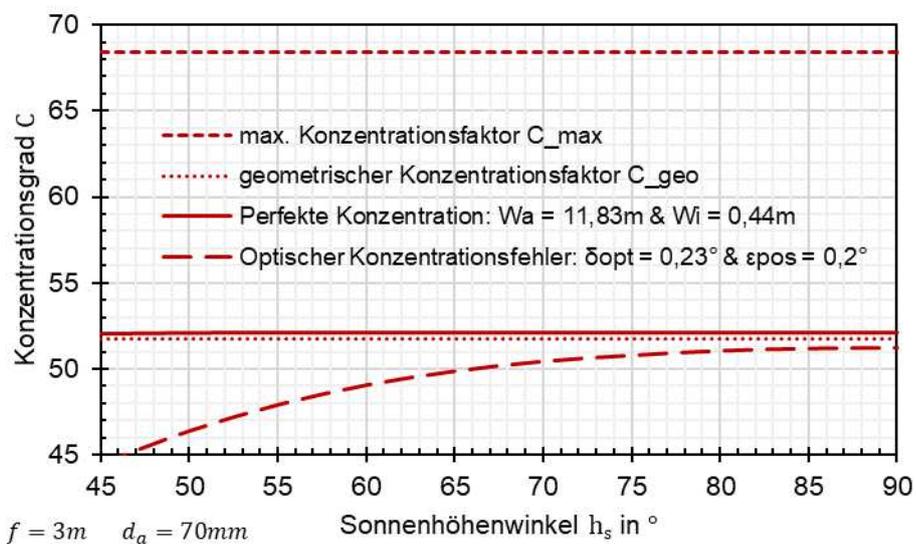


Abbildung 4.14: erreichbare Konzentrationsgrade der Anlage

Abbildung 4.15 bis Abbildung 4.16 zeigen den lokalen Konzentrationsgrad am Absorberrohr, damit können die Bereiche der größten Strahlbündelung ausgemacht werden. Die maximale lokale Konzentration tritt dabei im Winkelbereich des Absorbers von $\beta = 120^\circ$ mit einer Konzentration von $C_L(\beta = 120^\circ) = 115$ auf.

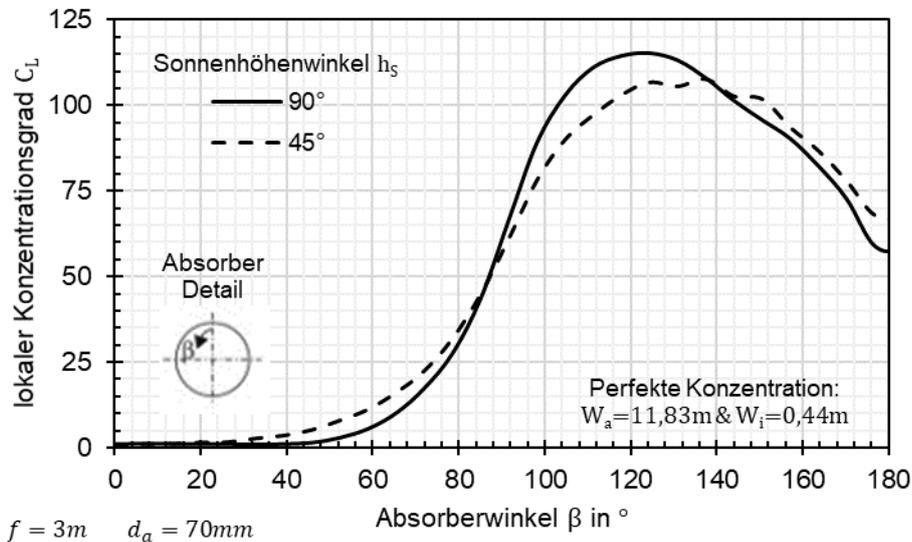


Abbildung 4.15: lokaler Konzentrationsgrad am Absorberrohr bei perfekter Konzentration

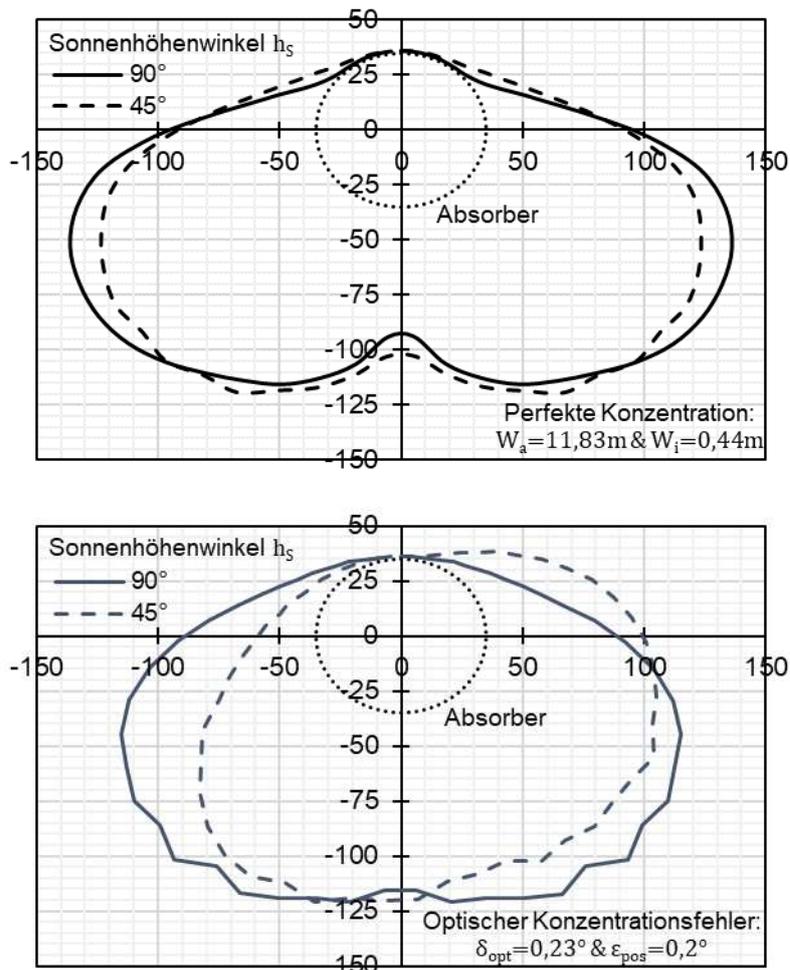


Abbildung 4.16: Konzentrationsdiagramme

4.1.5 Wirkungsgrad der Endverluste

Um die optischen Strahlenverluste zu vervollständigen, sind abschließend die Wirkungsgradeinbußen aufgrund der Abschattung bei schrägem Einfallswinkel der Sonne am Parabolrinnenende erarbeitet. Zur Berechnung wird Gleichung (2.22) und (2.27) herangezogen und bei einem angenommenen Endspiegelreflexionsgrad von $\rho_{\text{endspiegel}} = 85\% \text{ bis } 95\%$ mit den vorgegebenen Flächenverhältnissen der Anlage ausgewertet. Dieser Wirkungsgrad geht in die hier nochmals angeführte optische Leistungsgleichung von (2.28) direkt ein und reduziert den Gesamtwirkungsgrad und damit die Gesamtleistung der Anlage bei niedrigem Sonnenstand erheblich.

$$P_{\text{opt}} = DNI \cdot A_{\text{netto}} \cdot \eta_{\text{end}} \cdot \eta_{\text{opt}} \quad (4.2)$$

Im nachfolgenden Diagramm ist die für die Energiegewinnung wirksame projizierte Kollektorfläche und im Anschluss der Endverlustwirkungsgrad dargestellt.

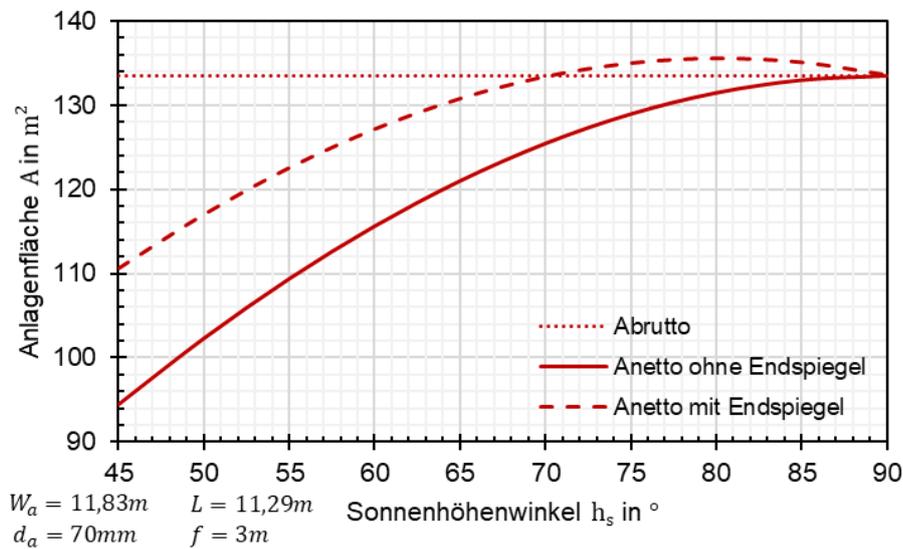


Abbildung 4.17: Kollektorfläche A der Anlage mit und ohne Endspiegeleinsatz ($A_{\text{brutto}} = A_{\text{ap}} = W_a \cdot L \rightarrow$ Grundfläche)

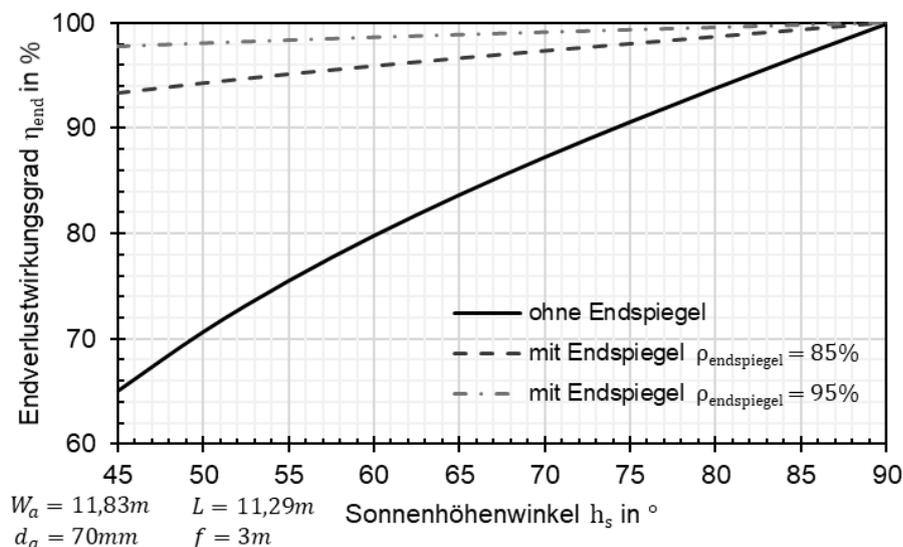


Abbildung 4.18: Wirkungsgrad der Endverluste K_L (longitudinal incident angle modifier)

Aus Abbildung 4.17 und Abbildung 4.18 können nun folgende Rückschlüsse gezogen werden. Durch das Anbringen eines Endspiegels kann die projizierte Kollektorfläche A_{netto} , also jene Anlagenfläche, die für den Ertrag der Strahlungsleistung wirksam ist, deutlich erhöht werden. Diese Fläche erreicht bei einem Sonnenhöhenwinkel von $h_s = 80^\circ$ ihr Maximum und erlaubt somit in diesem Bereich von einer hohen optischen Leistungsfähigkeit der Anlage auszugehen. Der Endverlustwirkungsgrad reduziert sich fast vollständig auf null und die Verluste betragen demnach bei einem Sonnenhöhenwinkel von $h_s = 45^\circ$ weniger als 7 %, womit eine deutliche Leistungssteigerung im Vergleich zu einer Anlage ohne Endspiegel erzielt wird. Mit einer besonders guten Materialauswahl des Endspiegels und dem damit einhergehenden Reflexionsvermögen, kann nochmals ein deutlicher Wirkungsgradgewinn erzielt werden. Somit stellt ein Endspiegel ein Muss für jede 1-achsig nachgeführte Anlage mit kurzer Parabolinnenlänge im Vergleich zu ihrer Breite dar.

$$\frac{L}{W_a} \approx 1 \quad (4.3)$$

Auf die erzielbaren Leistungssteigerungen sei an dieser Stelle auf die Schlussfolgerungen dieser Arbeit verwiesen.

4.1.6 Sekundärreflektorformen

Alle auftretenden optischen Verlustterme der Abbildung 4.11 fließen zur Untersuchung des optischen Wirkungsgradsteigerungspotenzials in die Auswertungen der Sekundärreflektorformen mit ein. Beim Aufbau des Reflektors wird auf die Verwendung von einfachen geometrischen Formen zurückgegriffen, um später eine kostengünstige Herstellbarkeit zu gewährleisten. Der Querschnitt besteht dabei angefangen aus Geradenstücken, über Kreisformen, bis hin zu komplexeren Parabel- und Ellipsenkonturen.

Abbildung 4.19 soll einen Überblick der untersuchten Konturen geben.

Die Positionen sowie Abmessungen der Geometrien wurden zur Untersuchung iterativ verändert, um ein Maximum des erreichbaren optischen Wirkungsgrades zu erzielen.

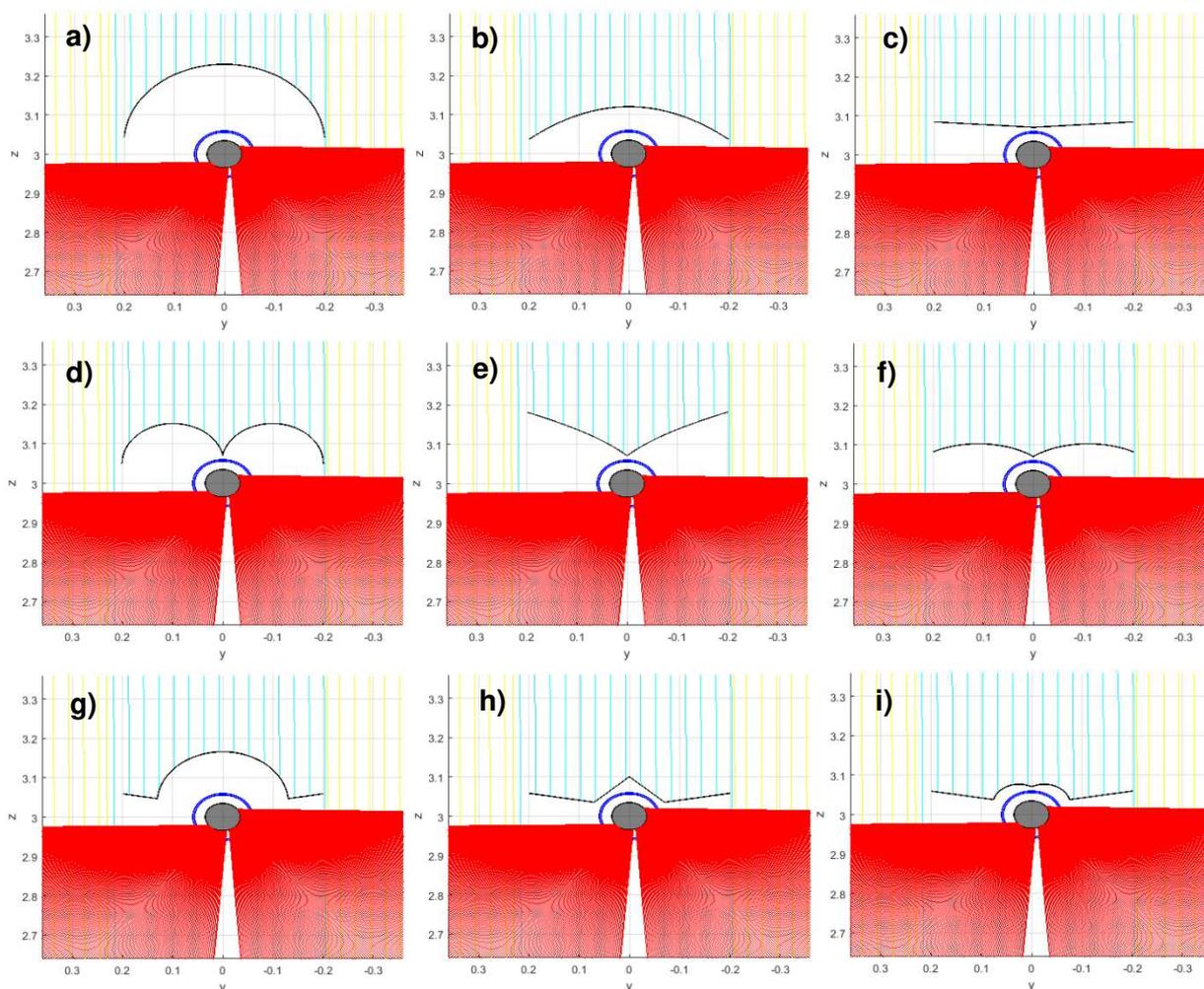


Abbildung 4.19: Sekundärreflektorformen

a) exzentrischer Kreisabschnitt, b) Parabelkurve im Brennpunkt, c) zwei Geradenstücke, d) zwei Kreisabschnitte, e) zwei Parabelteile, f) zwei Ellipsenteile, g) exzentrischer Kreis inklusive zwei Randgeraden, h) vier Geradenstücke als Dachform, i) zwei Kreisabschnitte inklusive zwei Randgeraden

4.1.7 Sekundärreflektorauswertungen

Drei der besten wirkungsgradsteigernden Reflektorformen sind nachfolgend gegenübergestellt. Dabei wurden ebenso die zuvor erarbeiteten mittleren optischen Konzentrationsfehler verwendet und die Daten des Eigengewichtes und der Windlasten aus FEM-Berechnungen berücksichtigt.

Aufgrund der Tatsache der Sekundärreflexion zeigt der Sekundärreflektor, bei Verwendung eines hoch reflektierenden Materials, keine deutliche Wirkungsgradsteigerung im Vergleich zu einem Standardreflektormaterial. Daher wird schlussendlich von einem Reflexionsgrad, eines eloxierten Aluminiums mit $\rho_{sec} = 85\%$ ausgegangen und nichtsdestotrotz sind die erreichbaren Ergebnisse mit einem höheren Reflexionsvermögen später angeführt.

Die nachfolgenden Diagramme basieren auf einen Hauptreflektor, mit einem Reflexionsvermögen von $\rho_{main} = 95\%$. Anzumerken ist, dass sich das optische Wirkungsgradsteigerungspotenzial des Sekundärreflektors bei Verwendung eines niedriger reflektierenden Hauptparabolspiegels ähnlich verhält.

1. Form (Kreis): exzentrischer Kreisabschnitt

Die einfachste Sekundärreflektorform erbringt bereits eine deutliche Wirkungsgradsteigerung. Es lassen sich dabei jedoch fast ausschließlich nur reflektierte Sonnenstrahlen von den unteren und seitlichen Teilbereichen des Hauptreflektors zum Absorber konzentrieren. Die nachfolgenden Wirkungsgraddiagramme sollen als Grundlage für den Vergleich der einzelnen Reflektorformen herangezogen werden.

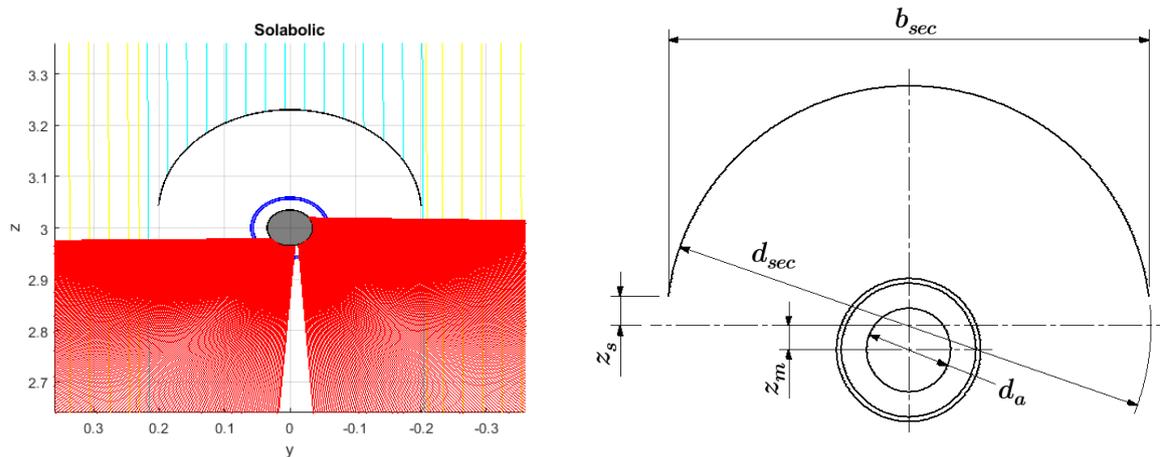


Abbildung 4.20: Sekundärreflektorform a)

Dimensionen des Sekundärreflektors:

Absorberrohrdurchmesser:	$d_a = 70 \text{ mm}$
Reflektorbreite:	$b_{sec} = 400 \text{ mm}$
Kreisradius:	$d_{sec} = 401 \text{ mm}$
Kreismittepunktshöhe:	$z_m = 29 \text{ mm}$
Kreishöhe seitlich:	$z_s \approx 14,2 \text{ mm}$

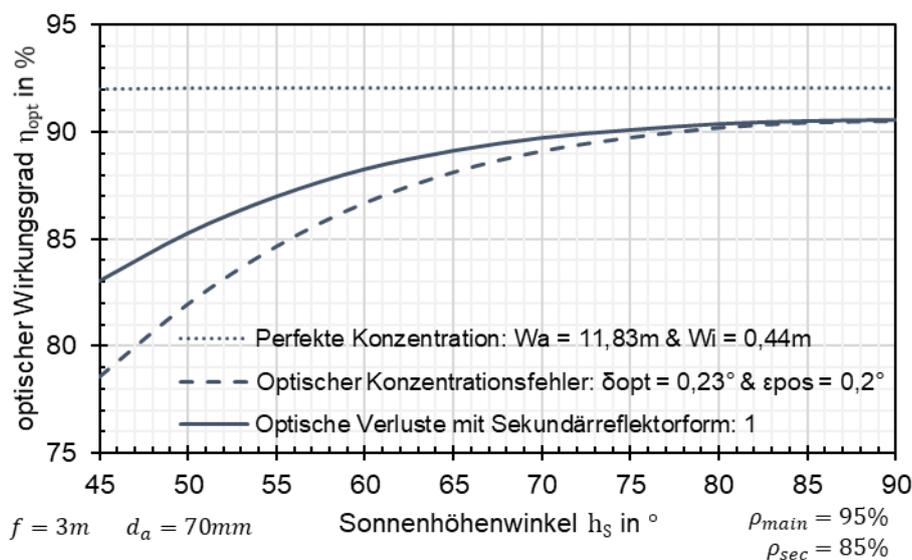


Abbildung 4.21: Sekundärreflektorform 1 mit gemittelten Streuungs- und Nachführungsverlusten (statistische Abweichungen)

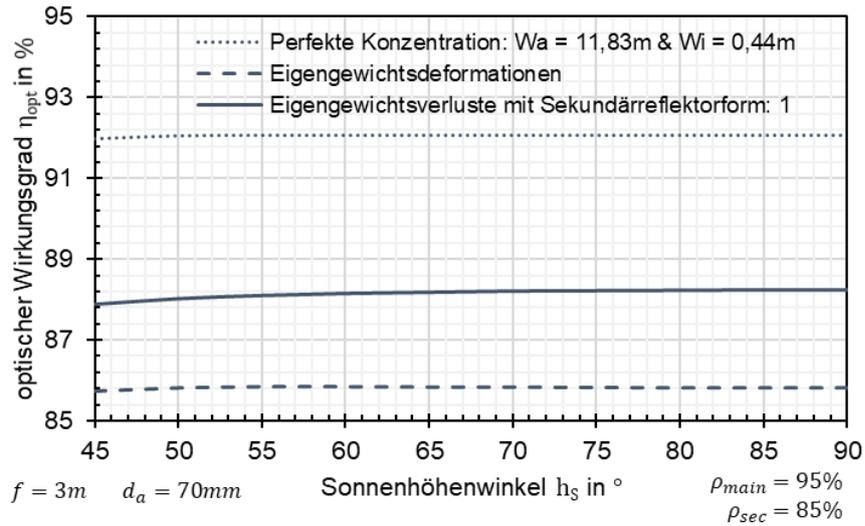


Abbildung 4.22: Sekundärreflektorform 1 mit gemittelten Eigengewichtsdeformationsverlusten (statische Abweichungen)

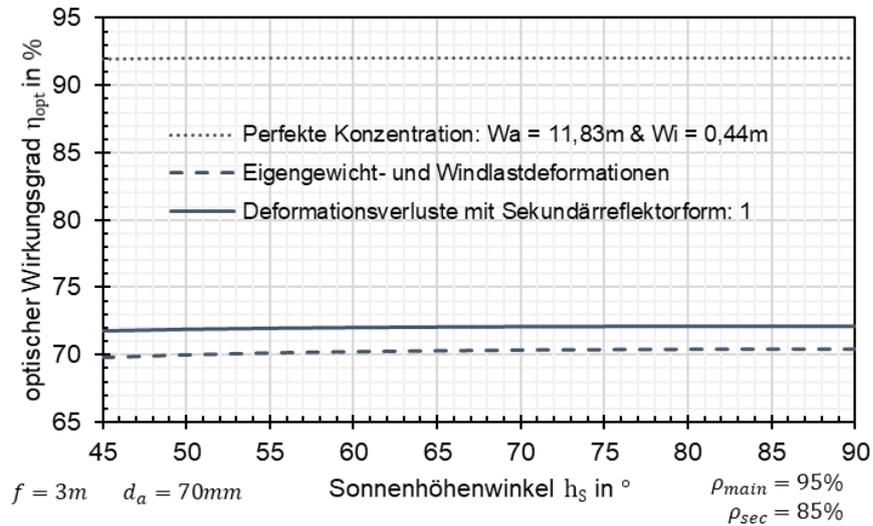


Abbildung 4.23: Sekundärreflektorform 1 mit gemittelten Wind- und Eigengewichtsdeformationsverlusten (dynamische Abweichungen)

2. Form (Doppelkreis): zwei exzentrische Kreisabschnitte

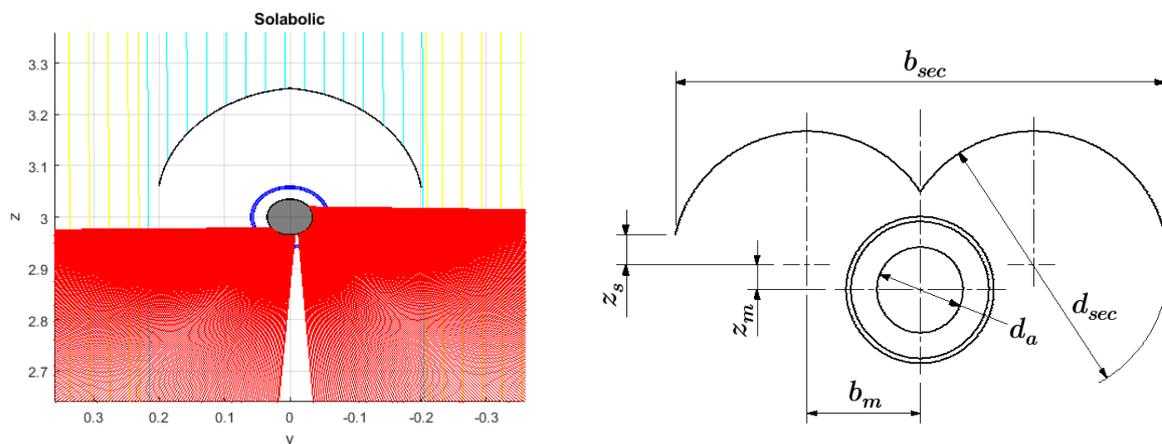


Abbildung 4.24: Sekundärreflektorform d)

Form 2 bewirkt ebenso gute Wirkungsgradverbesserungen im niedrigen Sonnenstandsbereich, kann jedoch aufgrund seines komplexeren Aufbaues und des Wirkungsgradabfalles bei $h_S = 90^\circ$, keinen Vorzug gegenüber der Kreisform verbuchen.

Dimensionen des Sekundärreflektors:

Absorberrohrdurchmesser:	$d_a = 70 \text{ mm}$
Reflektorbreite:	$b_{sec} = 400 \text{ mm}$
Kreisdurchmesser:	$d_{sec} = 453 \text{ mm}$
Kreismittelpunktshöhe:	$z_m = 25 \text{ mm}$
Kreismittelpunktsbreite:	$b_m = -24 \text{ mm}$
Kreishöhe seitlich:	$z_s \approx 33,6 \text{ mm}$

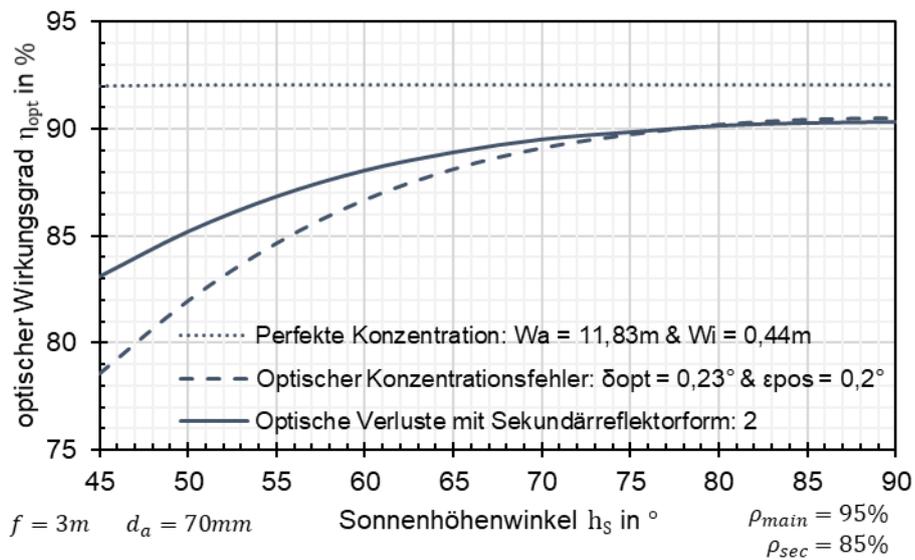


Abbildung 4.25: Sekundärreflektorform 2 mit gemittelten Streuungs- und Nachführungsverlusten (statistische Abweichungen)

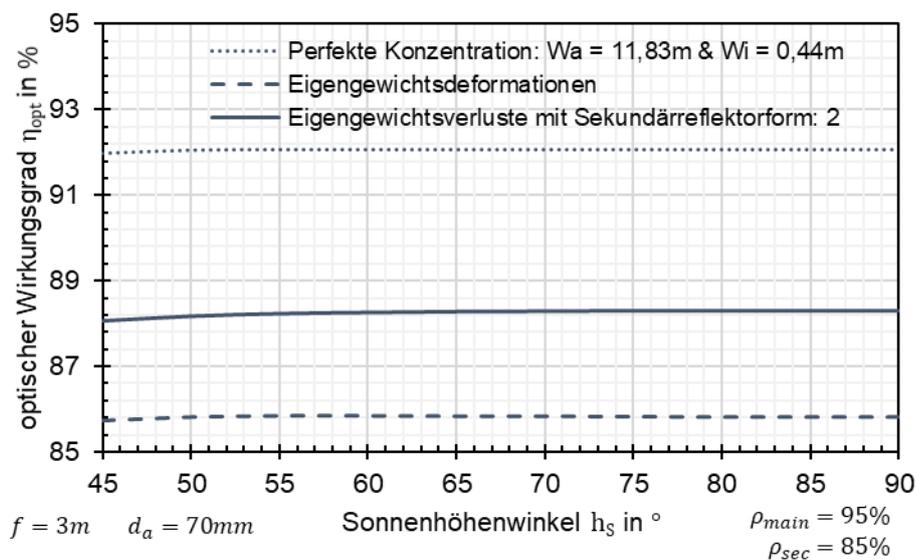


Abbildung 4.26: Sekundärreflektorform 2 mit gemittelten Eigengewichtsdeformationsverlusten (statische Abweichungen)

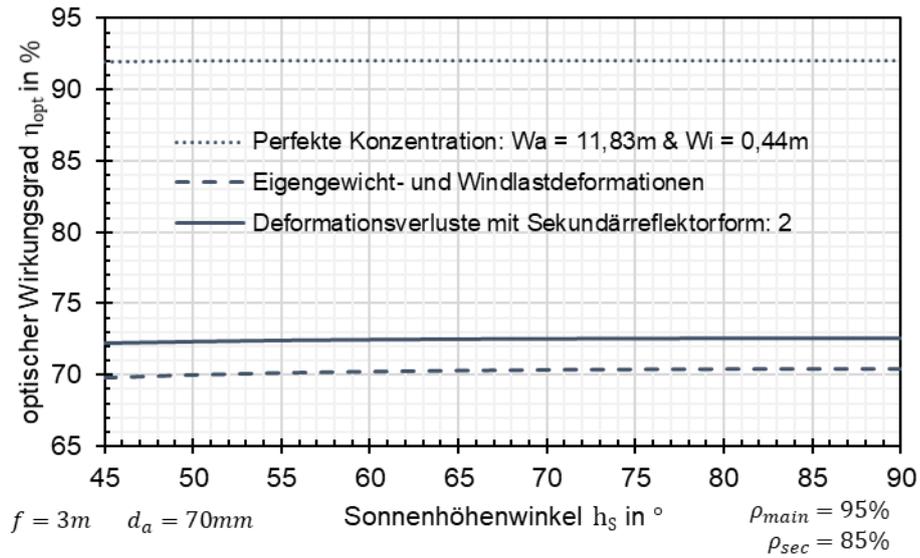


Abbildung 4.27: Sekundärreflektorform 2 mit gemittelten Wind- und Eigengewichtsdeformationsverlusten (dynamische Abweichungen)

3. Form (Flügelkreis): exzentrischer Kreisabschnitt inklusive zwei Randgeraden

Die Kombination aus Kreis und seitlichen Flügelstücken kann nicht nur wegen ihres einfachen Aufbaus und der Befestigungsmöglichkeiten punkten, sondern auch aufgrund der Tatsache, dass hier zusätzlich Teilbereiche der seitlich reflektierten Sonnenstrahlen vom Hauptreflektor konzentriert werden können.

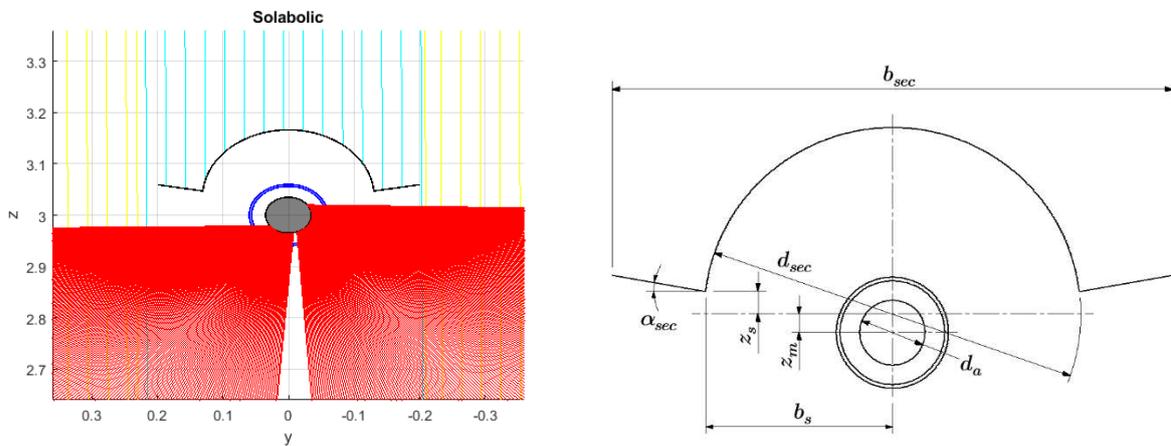


Abbildung 4.28: Sekundärreflektorform g)

Dimensionen des Sekundärreflektors:

Absorberrohrdurchmesser:	$d_a = 70 \text{ mm}$
Reflektorbreite:	$b_{sec} = 400 \text{ mm}$
Kreisdurchmesser:	$d_{sec} = 261 \text{ mm}$
Kreismittelpunktshöhe:	$z_m = 35 \text{ mm}$
Reflektorwinkel:	$\alpha_{sec} = 10^\circ$
Kreisbreite seitlich:	$b_s = 130 \text{ mm}$
Kreishöhe seitlich:	$z_s \approx 11,4 \text{ mm}$

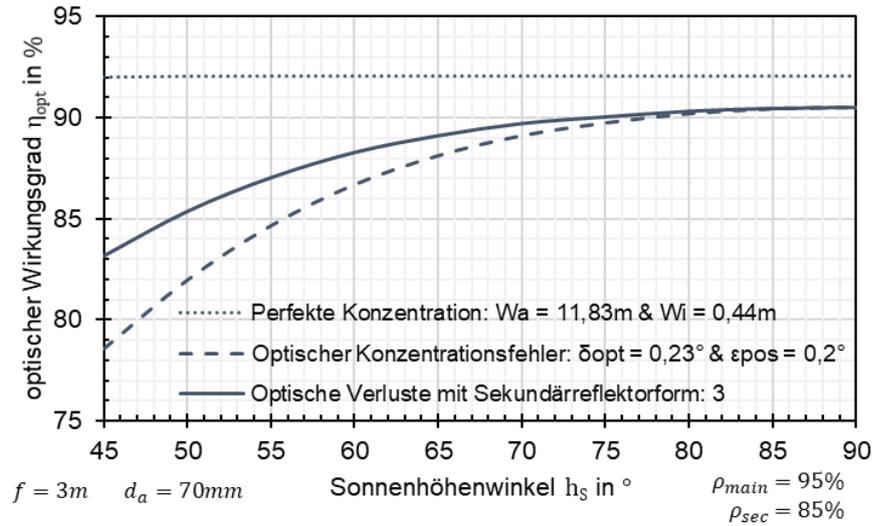


Abbildung 4.29: Sekundärreflektorform 3 mit gemittelten Streuungs- und Nachführungsverlusten (statistische Abweichungen)

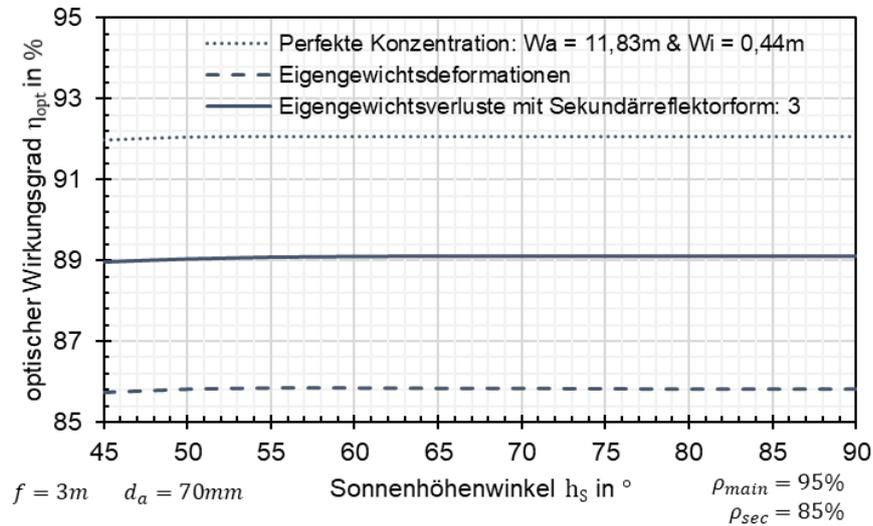


Abbildung 4.30: Sekundärreflektorform 3 mit gemittelten Eigengewichtsdeformationsverlusten (statische Abweichungen)

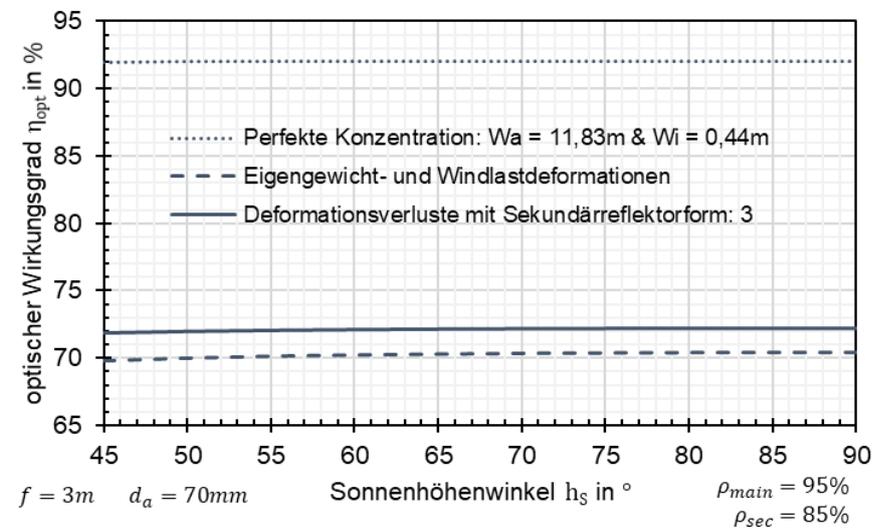


Abbildung 4.31: Sekundärreflektorform 3 mit gemittelten Wind- und Eigengewichtsdeformationsverlusten (dynamische Abweichungen)

4.1.8 Sekundärreflektorwahl

Die nachfolgenden Diagramme zeigen die Ergebnisse der zur Auswahl stehenden Reflektoren genauer gegenübergestellt. Entscheidende Auswahlkriterien sind aus Tabelle 4.1 über dem ausgewählten Bereich des Sonnenhöhenwinkels zu entnehmen.

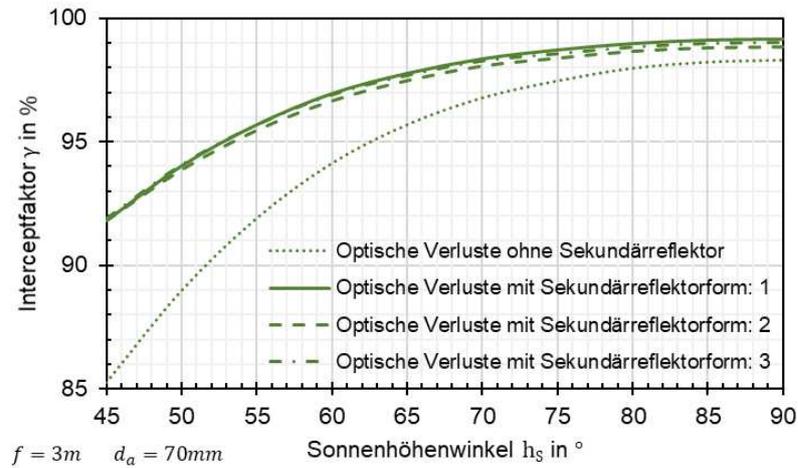


Abbildung 4.32: Vergleich der Interceptfaktoren mit statistischen optischen Konzentrationsfehlern

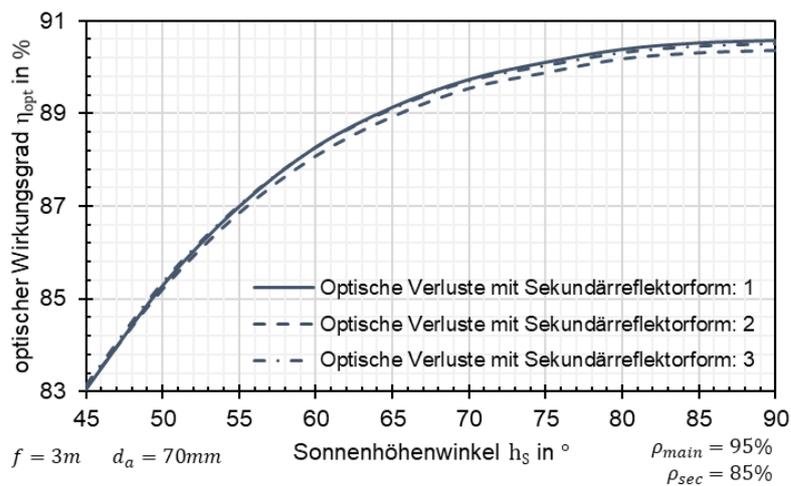


Abbildung 4.33: Vergleich der Streuungs- und Nachführungsverluste

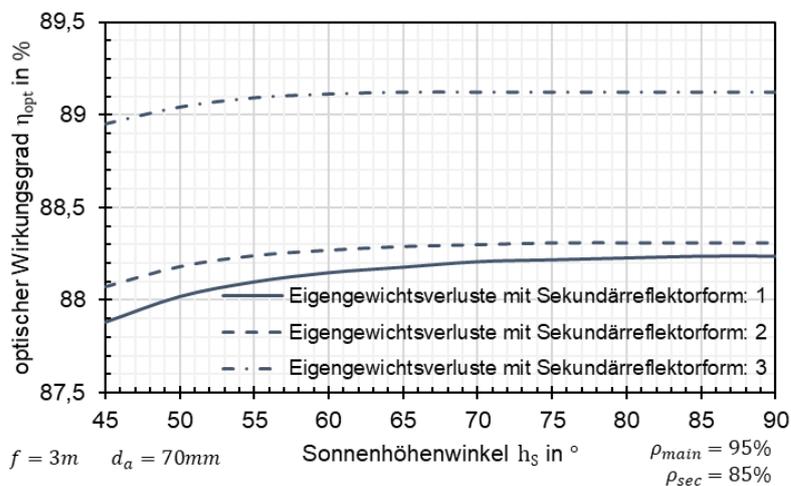


Abbildung 4.34: Vergleich der Eigengewichtsdeformationsverluste

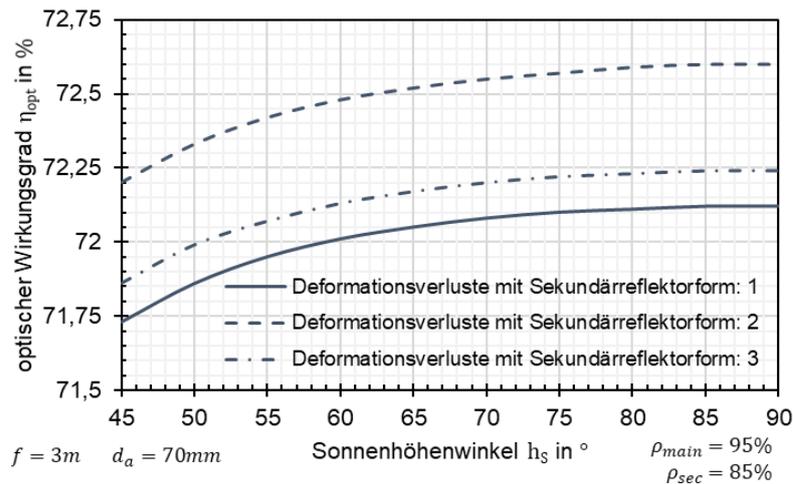


Abbildung 4.35: Vergleich der Wind- und Eigengewichtdeformationsverluste

Tabelle 4.1: Sekundärreflektorformauswertung im Bereich des Sonnenhöhenwinkels $45^\circ \leq h_s \leq 90^\circ$ (farbliche Platzierung: grün 1, gelb 2, rot 3)

Verluste	Art	Sekundärreflektorform		
		1 Kreis	2 Doppelkreis	3 Flügelkreis
optische Streuung und Nachführung	absolute Wirkungsgradsteigerung $h_s = 45^\circ$	4,5 %	4,5 %	4,6 %
	relative Wirkungsgradverlustreduzierung $h_s = 45^\circ$	33,4 %	33,6 %	34,1 %
	absolute Wirkungsgradsteigerung $h_s = 90^\circ$	0 %	-0,2 %	0 %
	relative Interceptfaktorverlustreduzierung Mittelwert im Sonnenstandsbereich	47 %	39 %	45 %
Eigen- gewicht	absolute Wirkungsgradsteigerung Mittelwert im Sonnenstandsbereich	2,3 %	2,4 %	3,3 %
	relative Wirkungsgradverlustreduzierung Mittelwert im Sonnenstandsbereich	37,3 %	39,1 %	52,4 %
Wind- lasten	absolute Wirkungsgradsteigerung Mittelwert im Sonnenstandsbereich	1,8 %	2,3 %	1,9 %
	relative Wirkungsgradverlustreduzierung Mittelwert im Sonnenstandsbereich	8,2 %	10,3 %	8,7 %

Bei Betrachtung der optischen Streuungs- und Nachführungsverluste zeigt sich ein relativ ungleichmäßiger Steigerungsverlauf des optischen Wirkungsgrades, aufgrund der großen Abhängigkeit des Sonnenhöhenwinkels in der Berechnungsformel. In der Zenitposition des Sonnenstandes ist es quasi keinem Sekundärreflektor möglich Streuungsverluste mit seiner derzeitigen Form auszugleichen, wobei die auftretenden Wirkungsgradeinbußen hier gerade mal 1,5 % verbuchen und somit vernachlässigbar gering ausfallen. Speziell durch die Nachführungsabweichung und den Sonnenkegel kommt es zu geringen Abschattungsverlusten an den Hauptreflektorrändern, in der näheren Umgebung des Parabelscheitels. Diese

Wirkungsgradeinbußen können von den Sekundärreflektorformen 1 und 3 infolge Sekundärkonzentration zum Absorberrohr beseitigt werden. Dies gelingt der Form 2 hingegen nicht und es folgt somit ein geringer Wirkungsgradverlust von 0,2 % bei $h_s = 90^\circ$.

Betrachtet man jedoch den Interceptfaktor über dem ausgewählten Sonnenstandsbereich, dieser ist reflexionsgradbereinig, so zeigt sich das die Verluste um die Hälfte reduziert werden können. Sehr viel Potenzial beweist der Sekundärreflektor im niedrigeren Sonnenstandsbereich, mit z. B. $h_s = 45^\circ$, hier haben die Sonnenstrahlen einen deutlich längeren Reflexionsweg zum Absorberrohr und die Fehlerquellen wirken sich dadurch gravierender aus. In diesem Bereich ist es dem Sekundärreflektor möglich, den Wirkungsgradverlust um 1/3 zu reduzieren.

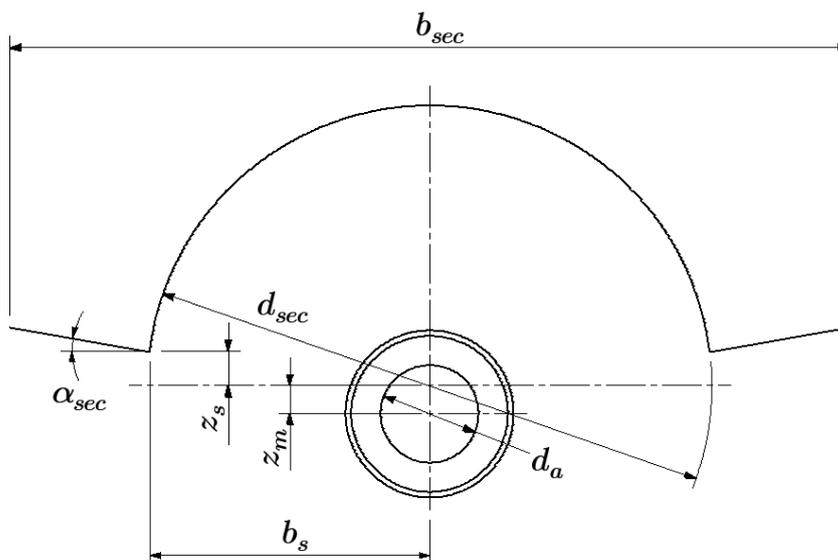
Werden im Gegensatz zu den rein statistischen Verlustquellen ausschließlich die Deformationsverluste des Hauptparabolspiegels infolge seines Eigengewichtes und/oder der Windlasten herangezogen, so hat der Sekundärreflektor eine relativ gleichmäßige Wirkungsgradsteigerung über den gesamten Sonnenstandsbereich zur Folge. Es zeigt sich, dass die Wirkungsgradverluste mit Einbeziehung der Eigengewichte, mit der besten Sekundärreflektorform des Flügelkreises, sich um mehr als die Hälfte reduzieren lassen und es zu einer hohen Leistungssteigerung kommt.

Vergleicht man alle diese aufbereiteten Daten näher und werden Montage und Machbarkeiten miteinbezogen, so kommt man zum Schluss, dass die Auswahl der Reflektorform auf die Nummer 3 mit der Bezeichnung des Flügelkreises fällt.

Auf das Leistungssteigerungspotenzial sei an dieser Stelle wiederum auf die Schlussfolgerungen verwiesen.

Nachfolgend wird der ausgewählte Sekundärreflektor näher beleuchtet, vollständig angegeben und auf etwaige Adaptierungsmöglichkeiten eingegangen.

Sekundärreflektorwahl 3. Form (Flügelkreis):



Abmessungen:

$$d_a = 70 \text{ mm}$$

$$b_{sec} = 400 \text{ mm}$$

$$d_{sec} = 261 \text{ mm}$$

$$z_m = 35 \text{ mm}$$

$$\alpha_{sec} = 10^\circ$$

$$b_s = 130 \text{ mm}$$

$$z_s \approx 11,4 \text{ mm}$$

Abbildung 4.36: Sekundärreflektorwahl (Flügelkreis)

Abbildung 4.37 und Abbildung 4.38 zeigen grafisch die Veränderung des Wirkungsgradverlaufes bei Verwendung eines Sekundärreflektors mit einer Materialbeschichtung oder Materialauswahl zur Reflexionsgradsteigerung auf $\rho_{sec} = 95\%$. Die Auswirkungen der Reflexionsgraderhöhung betragen in keinem Punkt des dargestellten Sonnenstandsbereiches mehr als 1% Wirkungsgradsteigerung im direkten Vergleich. Die Ursachen dafür sind eindeutig in der ausschließlichen Sekundärreflexion der Strahlen zu finden. Eine hochwertigere Materialauswahl kann daher wirtschaftlich nicht gerechtfertigt werden.

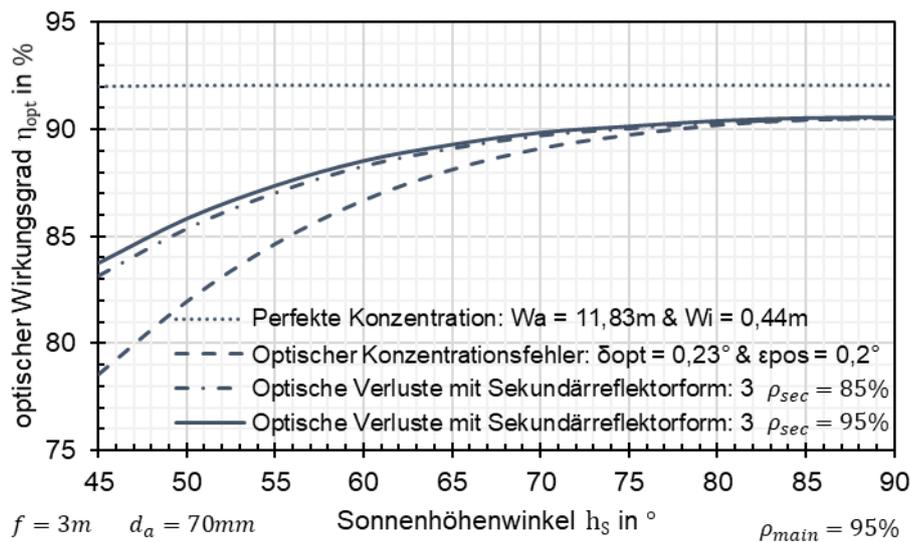


Abbildung 4.37: optische Wirkungsgradverluste mit einer Reflexionsgradsteigerung beim Sekundärreflektor von 10 %

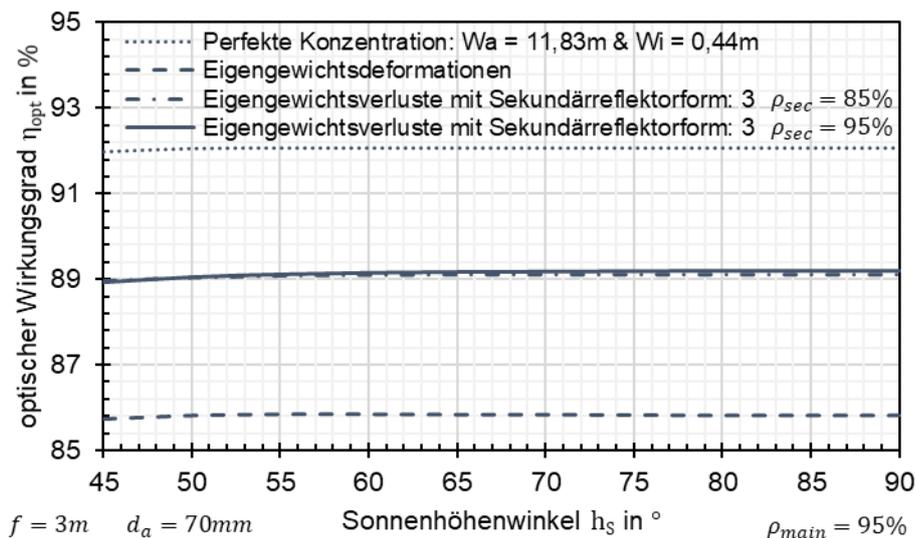


Abbildung 4.38: Eigengewichtswirkungsgradverluste mit einer Reflexionsgradsteigerung beim Sekundärreflektor von 10 %

Absorberrohr und Sekundärreflektor außerhalb des Hauptparabelbrennpunktes:

Eine weitere Adaptionsmöglichkeit besteht infolge des größeren Absorptionsbereiches der Sonnenstrahlen, hervorgerufen durch den Sekundärreflektor der das Absorberrohr umgibt. Es ist daher theoretisch möglich eine nochmalige Wirkungsgradsteigerung, durch das exzentrische Positionieren des Absorberrohres außerhalb des Hauptreflektorbrennpunktes in vertikaler Richtung, zu erzielen. Dabei wird in den folgenden Seiten und Abbildungen das Absorberrohr gemeinsam mit dem festgelegtem Sekundärreflektor in vertikaler z-Richtung nach untern verschoben, um gegebenenfalls noch mehr der seitlich vom Hauptreflektor kommenden Reflexionsstrahlen aufzufangen.

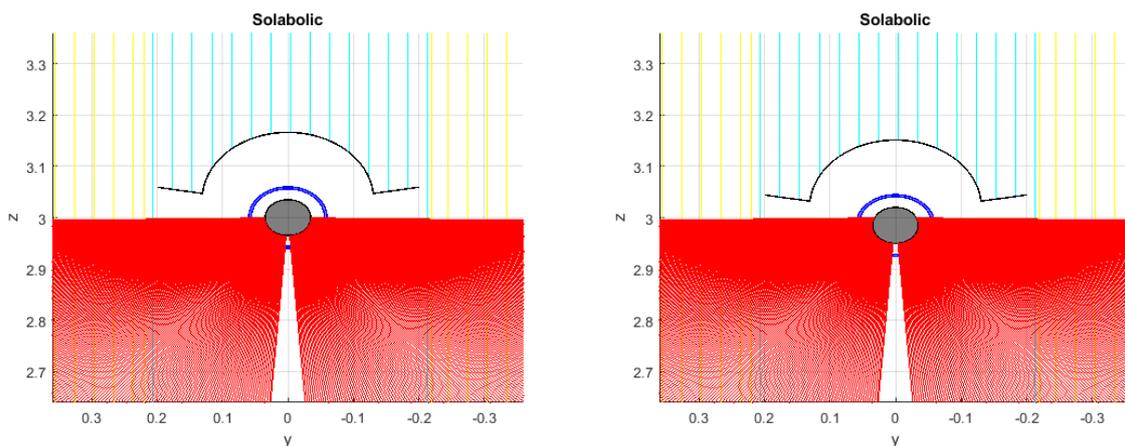


Abbildung 4.39: exzentrische Absorberrohrpositionierung, links Absorberrohr im Parabelbrennpunkt, rechts Absorberrohr und Sekundärreflektor exzentrisch $a_z = -15mm$

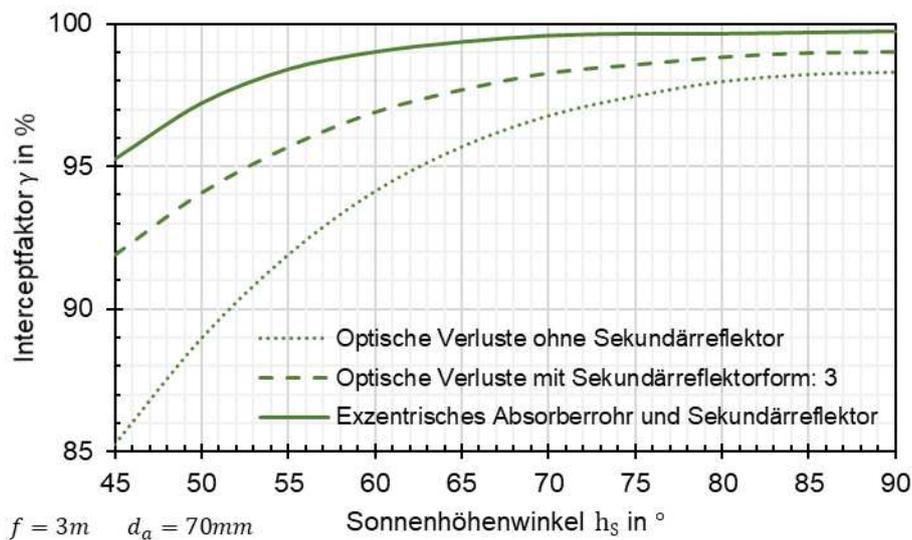


Abbildung 4.40: Interceptfaktor mit den statistischen optischen Konzentrationsfehlern

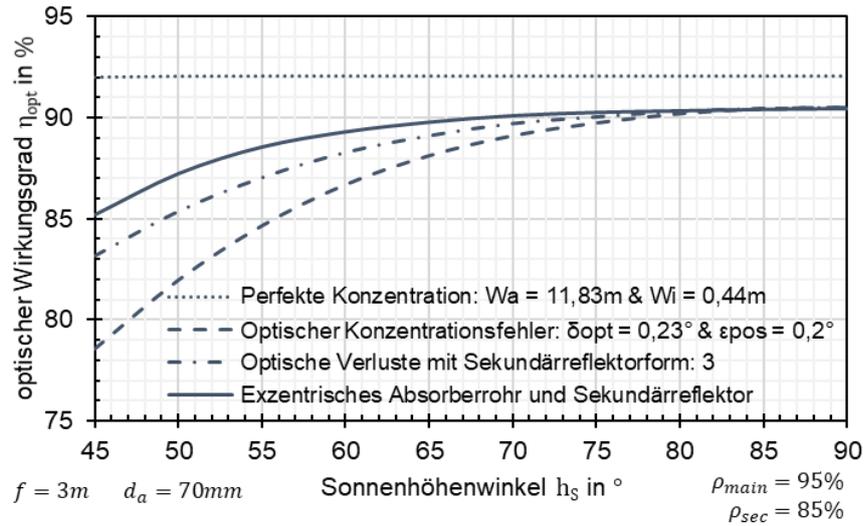


Abbildung 4.41: optischer Konzentradorwirkungsgrad bei optischen Fehlern (statistische Abweichungen)

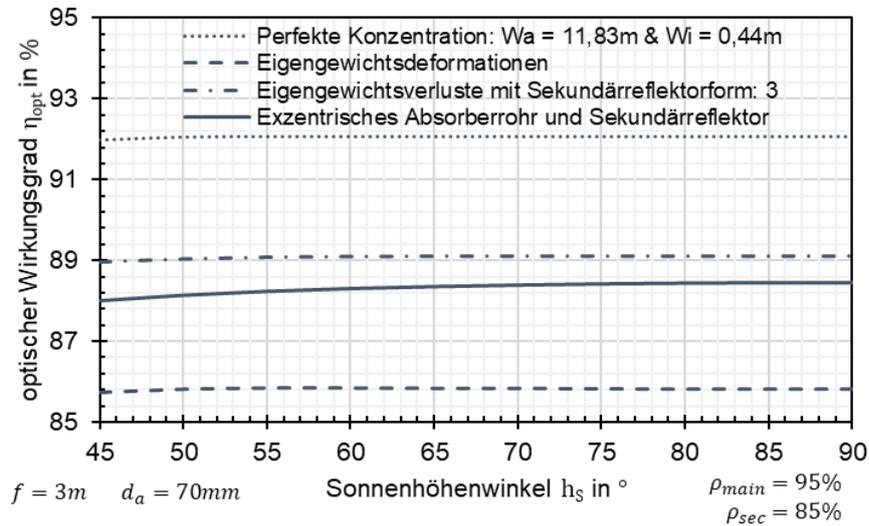


Abbildung 4.42: optischer Konzentradorwirkungsgrad bei Eigengewichtsdeformationen des Hauptreflektors (statische Abweichungen)

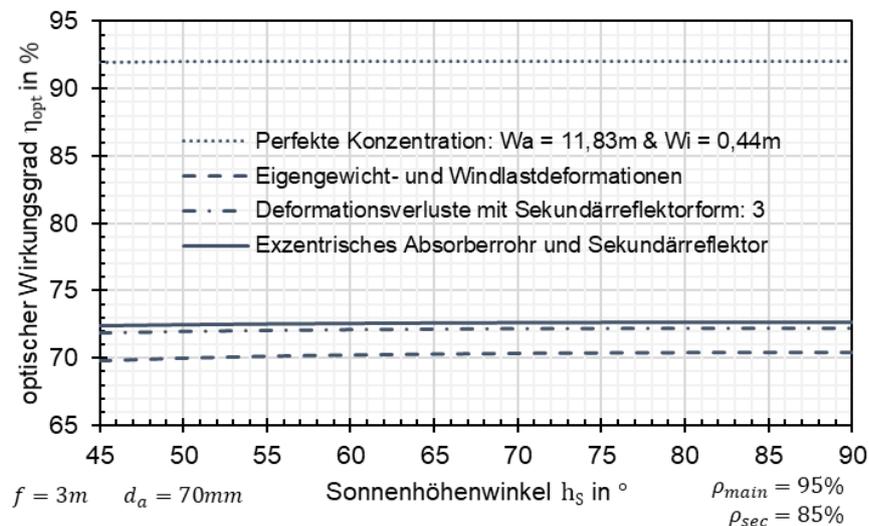


Abbildung 4.43: optischer Konzentradorwirkungsgrad bei Eigengewicht- und Windlastdeformationen des Hauptreflektors (dynamische Abweichungen)

Abbildung 4.40 zeigt mit dem reflexionsgradbereinigtem Interceptfaktor ein deutliches Steigerungspotenzial bei einer exzentrischen Absorberrohrpositionierung gemeinsam mit dem Sekundärreflektor. Die optische Wirkungsgradsteigerung bei reinen Streuungs- und Nachführungsverlusten fällt mit bis zu 2 % weiters relativ deutlich aus. Im Gegensatz dazu kann keine Verbesserung mit ausschließlicher Betrachtung der optischen Eigengewichtsverluste festgestellt werden, es kommt sogar zu einem geringen Konzentratorkonvergenzverlust von ca. 1 %.

Tabelle 4.2: Sekundärreflektorauswertung im Bereich des Sonnenhöhenwinkels $45^\circ \leq h_s \leq 90^\circ$ (farbliche Platzierung: grün 1, gelb 2, rot 3)

	Sekundärreflektor	ohne	3. Form Flügelkreis	exzentrisch
	Art			
optische Verluste	Wirkungsgradverlust $h_s = 45^\circ$	13,4 %	8,8 %	6,8 %
	Wirkungsgradverlust $h_s = 90^\circ$	1,6 %	1,6 %	1,6 %
	Wirkungsgradverlust Mittelwert im Sonnenstandsbereich	5 %	3,7 %	2,9 %
Eigen-gewicht	Wirkungsgradverlust $h_s = 45^\circ$	6,3 %	3 %	4 %
	Wirkungsgradverlust Mittelwert im Sonnenstandsbereich	6,2 %	3 %	3,7 %
	Wirkungsgradverlust $h_s = 45^\circ$	22,2 %	20,1 %	19,6 %
Wind-lasten	Wirkungsgradverlust Mittelwert im Sonnenstandsbereich	21,8 %	19,9 %	19,5 %

Zusammengefasst würde eine exzentrische Positionierung des Absorberrohres Leistungssteigerungen im Bereich der optischen Verluste (Streuungs- und Nachführungsverluste) bedeuten. Dies hat jedoch auch zur Folge, ein besonderes Augenmerk auf die Eigengewichtsdeformationen der Hauptparabel zu richten, um unter Einbeziehung aller Fehlerquellen eine optische Konzentrationssteigerung zu erzielen.

Daher kann an dieser Stelle noch keine Entscheidung über einen wirtschaftlichen Einsatz des außermittigen Absorbers getroffen werden. Was jedoch einen Vorteil darstellt, sind etwaige Durchbiegungen des Absorberrohres selbst, die eine exzentrische Positionierung darstellen und somit anstellen von Verlusten, sogar Wirkungsgradsteigerungen bewirken.

4.2 Raytracingsoftware SolTrace

NREL stellt eine lizenzfreie Software zur Berechnung einfacher Raytracinganwendungen zur Verfügung. Die relativ simple Eingabemaske erlaubt ein großes Spektrum an Einflüssen zu berücksichtigen. Als Ausgabeplots stehen Strahlenbilder sowie Intensitätsverteilungen der Strahlungsleistung zur Verfügung. Im Gegensatz zur programmierten Software in Matlab, ist es nicht möglich direkt auf optische Wirkungsgrade zu schließen, sondern es muss immer die Anlage in seiner Gesamtheit betrachtet und vom Ergebnis der Leistung zurückgerechnet werden.

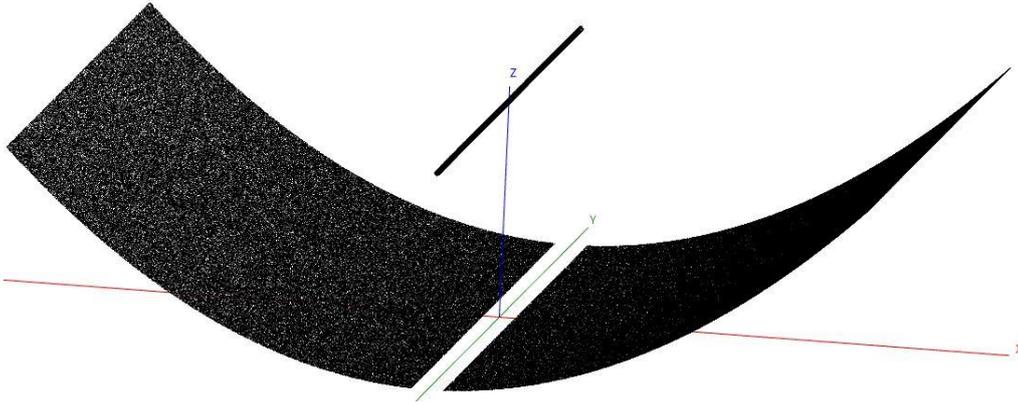


Abbildung 4.44: Parabolrinnenanlage NREL Intersectionplot

4.2.1 Eingabedaten

Als erster Schritt werden die Sonnenparameter eingestellt, dazu zählt die Position der Sonne im globalen Koordinatensystem und ihre Intensitätsverteilung aufgrund der bekannten Randverdunkelung.

Sun position

Global coordinates X Y Z

Latitude, day, hour

Note: global X axis points west, Y to zenith, Z to north.

Sun position

Global coordinates X Y Z

Latitude, day, hour

Note: global X axis points west, Y to zenith, Z to north.

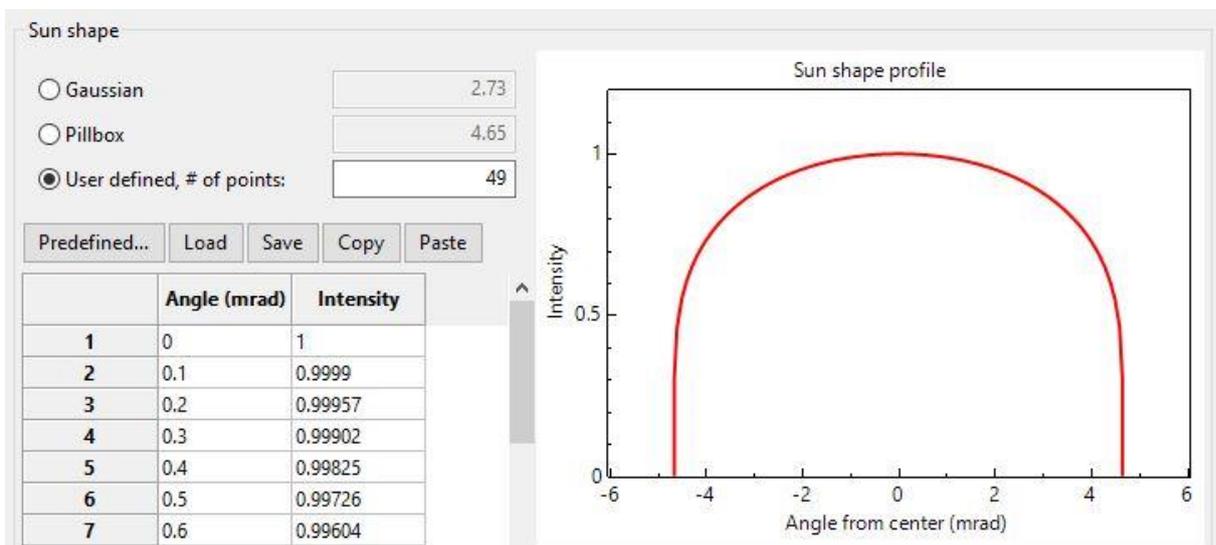
Abbildung 4.45: Sonnenkoordinaten mit einem Höhenwinkel $h_s = 45^\circ$ oben und mit $h_s = 90^\circ$ unten

Abbildung 4.46: Intensitätsverteilung der Sonnenform

Als nächster Schritt werden die optischen und geometrischen Eigenschaften der Anlage definiert. Zu den optischen Einstellungen zählt die Angabe der Reflexions-, Transmissions- und Absorptionsgrade, sowie der Spiegelfehlersumme in *mrad*. Geometrisch werden die einzelnen Anlagenkomponenten mithilfe unterschiedlich vordefinierter Elemente im globalen Koordinatensystem aufgebaut und optische Eigenschaften sowie Art der Interaktion zugewiesen.

4.2.2 Ausgabedaten

Sind alle Elemente definiert, so kann die Simulation und die Erstellung der Strahlschnittpunkte gestartet werden. Je nach erforderlicher Genauigkeit und davon abhängiger Rechenzeit ist es möglich, die Anzahl der generierten Sonnenstrahlen festzulegen oder etwaige Spiegelungsfehler sowie die Intensitätsverteilung der Sonne in die Berechnung miteinbeziehen.

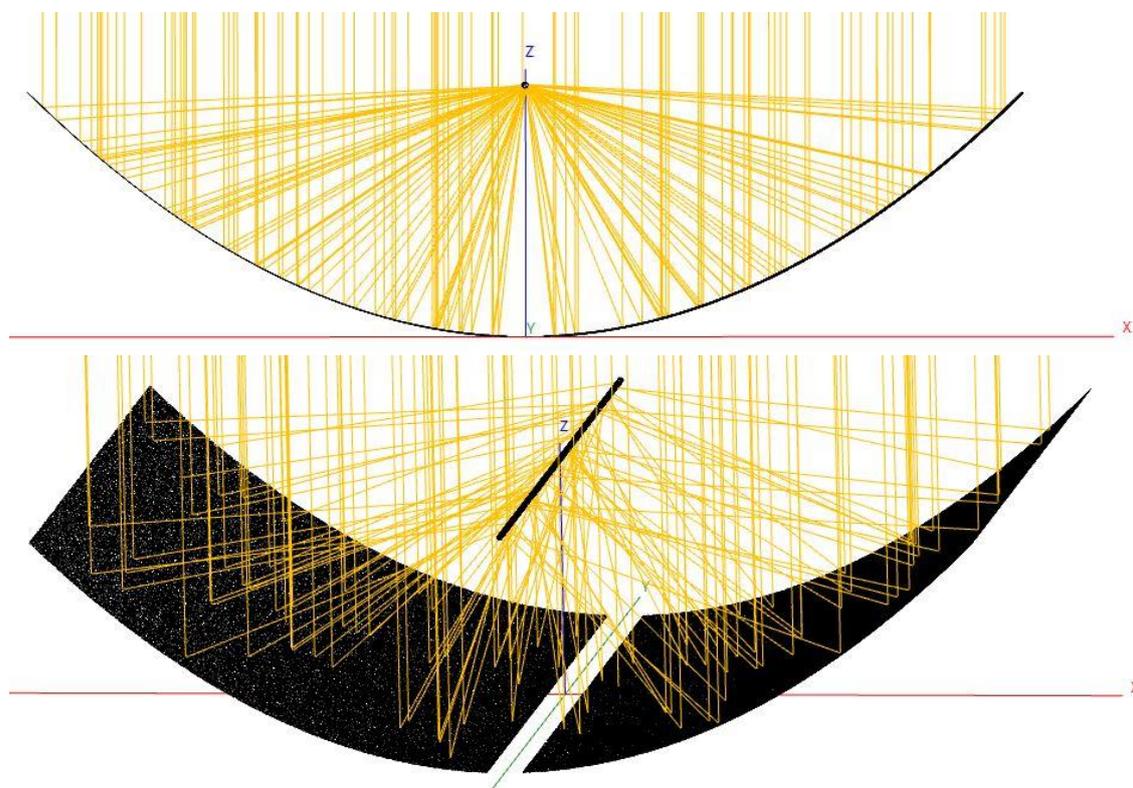


Abbildung 4.47: Strahlengang einzelner Sonnenstrahlen

Zur Berechnung und Auswertung der Daten werden die schon zuvor festgelegten Abmessungen der Anlage herangezogen:

Parabolrinnenlänge:	$L = 11,29 \text{ m}$
Aperturweite:	$W_a = 11,828 \text{ m}$
Ausnehmungswerte:	$W_i = 0,44 \text{ m}$
Brennweite:	$f = 3 \text{ m}$
Absorberrohrdurchmesser:	$d_a = 70 \text{ mm}$

Die Simulationen erfolgen ohne Berücksichtigung eines Sekundärreflektors und ohne angebrachter Endspiegel, da diese nicht zielführend in der Programmumgebung definiert werden können.

Die nachfolgenden Simulationsergebnisse der Abbildung 4.48 bis Abbildung 4.50 sind bei einem Sonnenhöhenwinkel von $h_s = 90^\circ$ und einem Einheitswert $DNI = 1 \frac{W}{m^2}$ gültig.

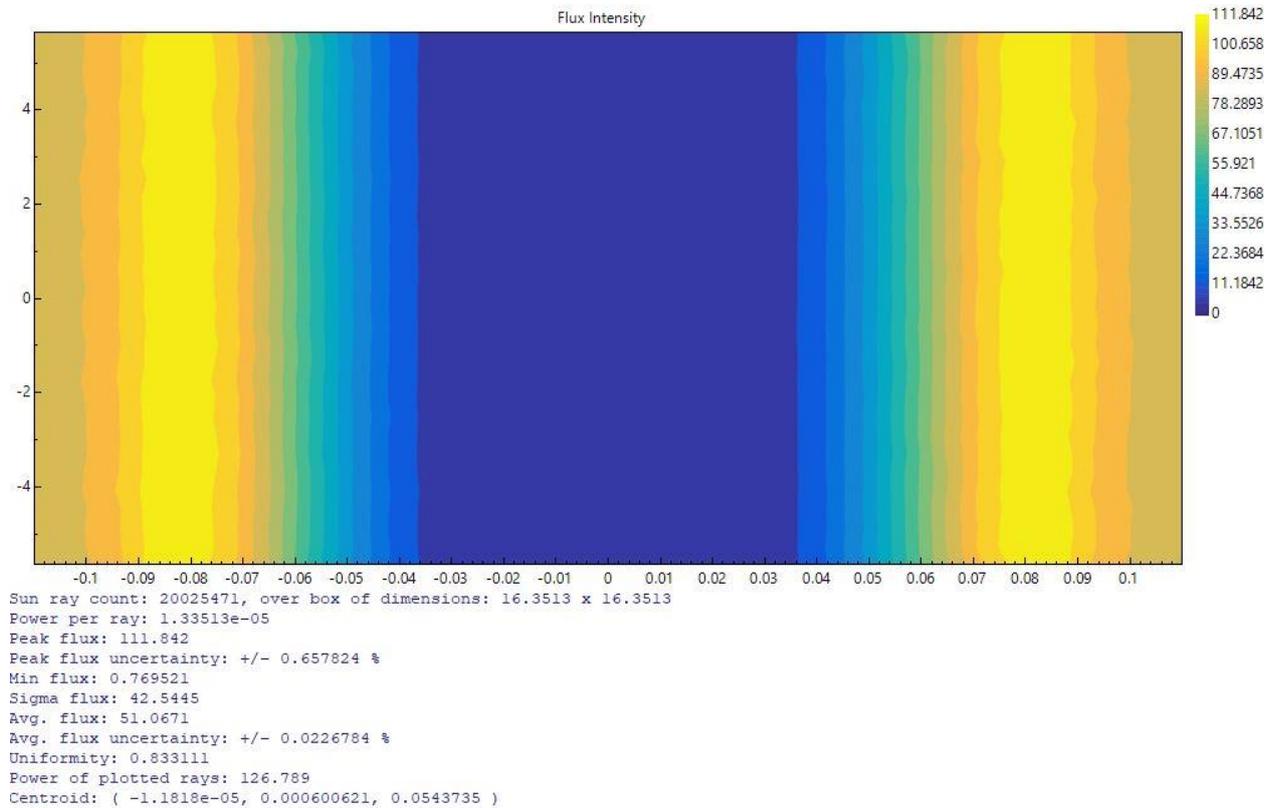


Abbildung 4.48: Strahlungsintensität am Absorberrohr bei perfekter Konzentration mit $W_i = 0 \text{ m}$

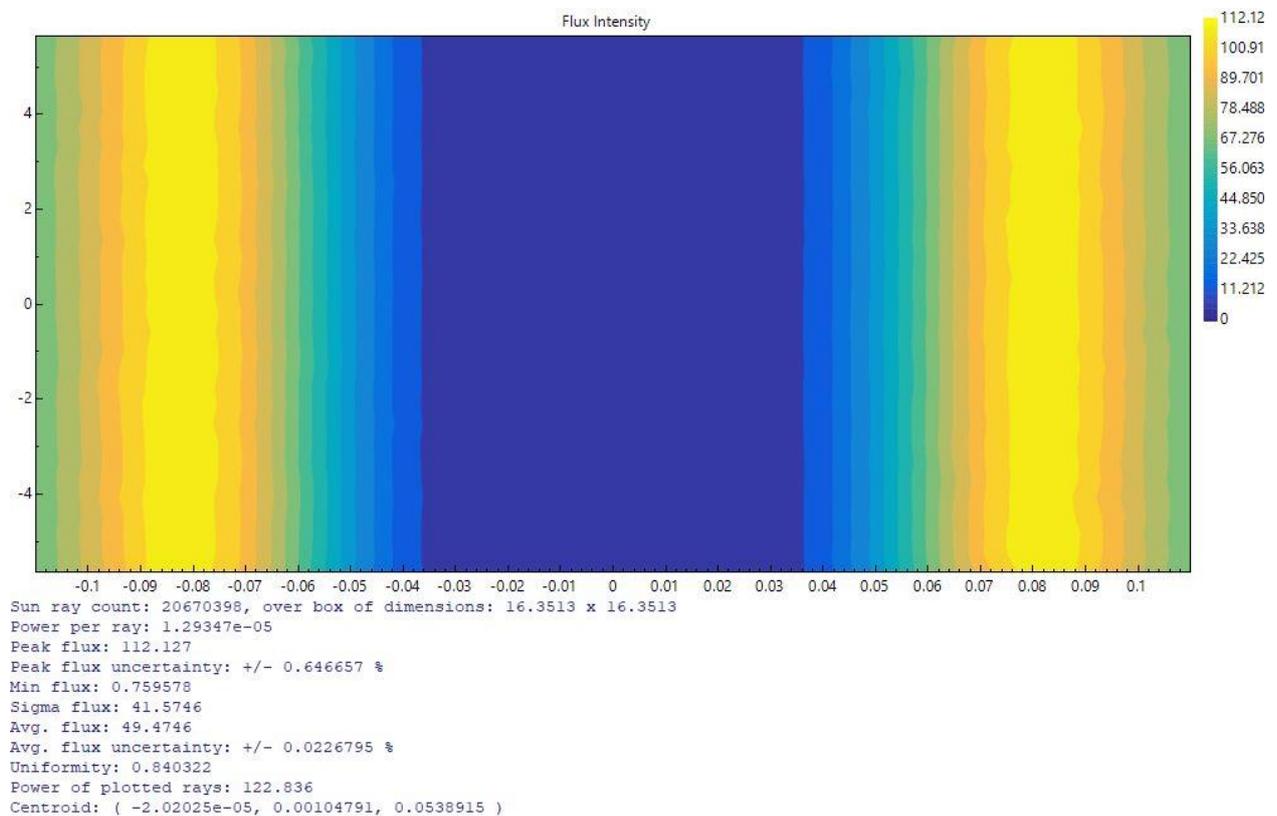


Abbildung 4.49: Strahlungsintensität am Absorberrohr bei perfekter Konzentration mit $W_i = 0,44 \text{ m}$

4. Simulationsergebnisse

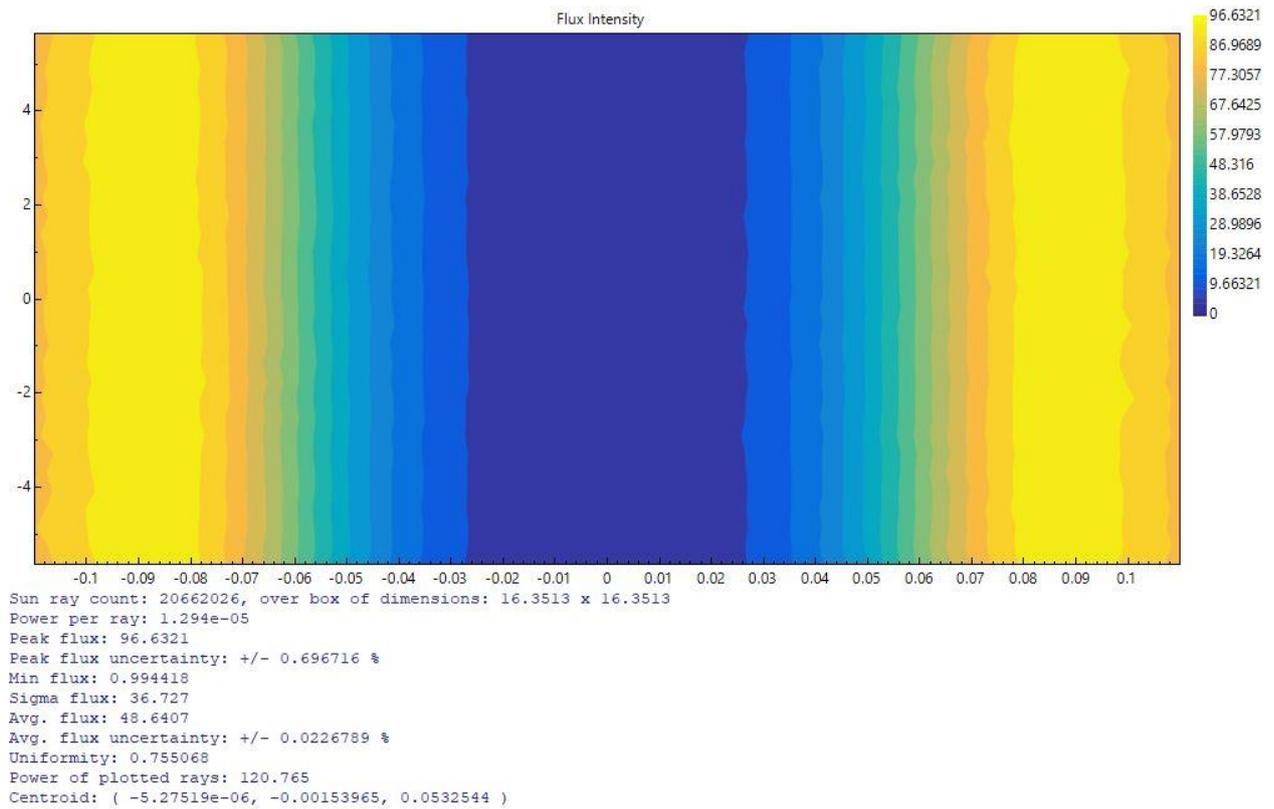


Abbildung 4.50: Strahlungsintensität am Absorberrohr inklusive optischen Streuverlusten
 $\delta_{opt} = 0,23^\circ = 4 \text{ mrad}$

Zum Vergleich die folgende Abbildung 4.51 bis Abbildung 4.54 bei einem Sonnenhöhenwinkel von $h_s = 45^\circ$ und einem Einheitswert $DNI = 1 \frac{W}{m^2}$.

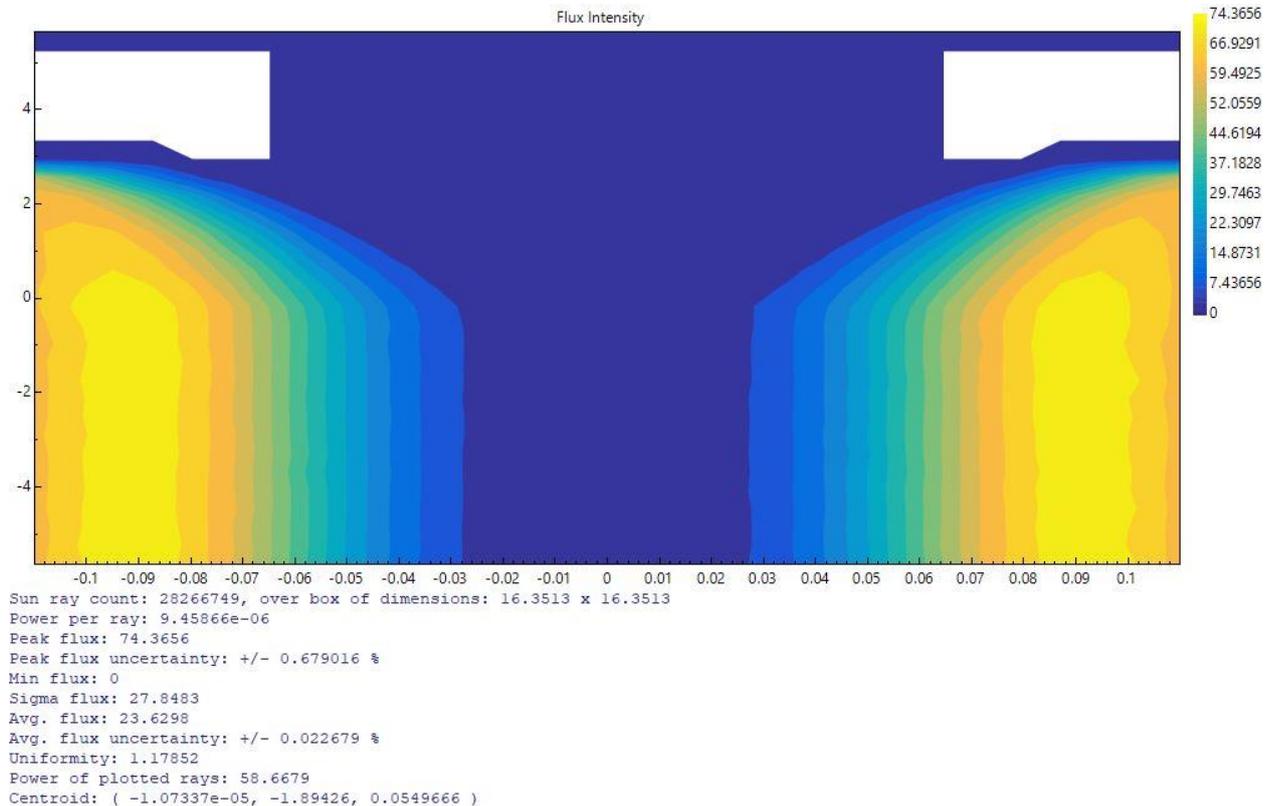
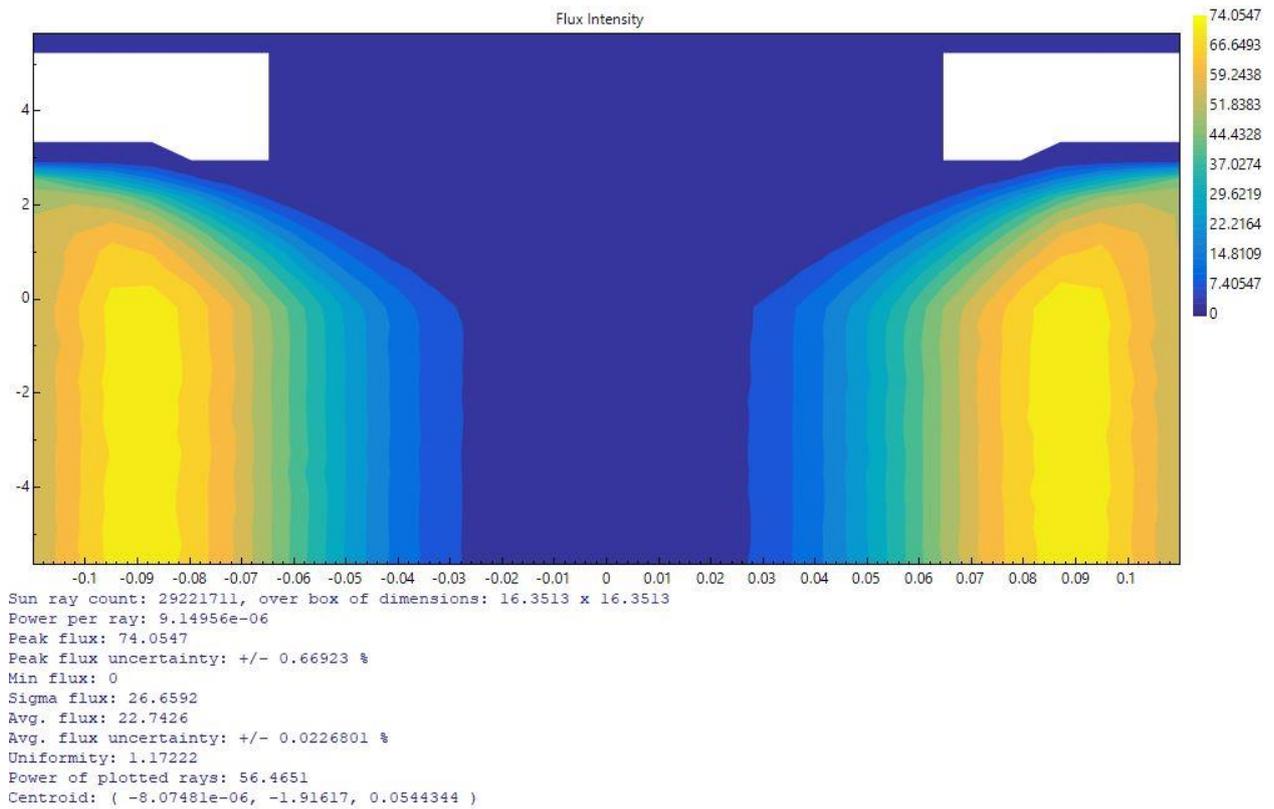
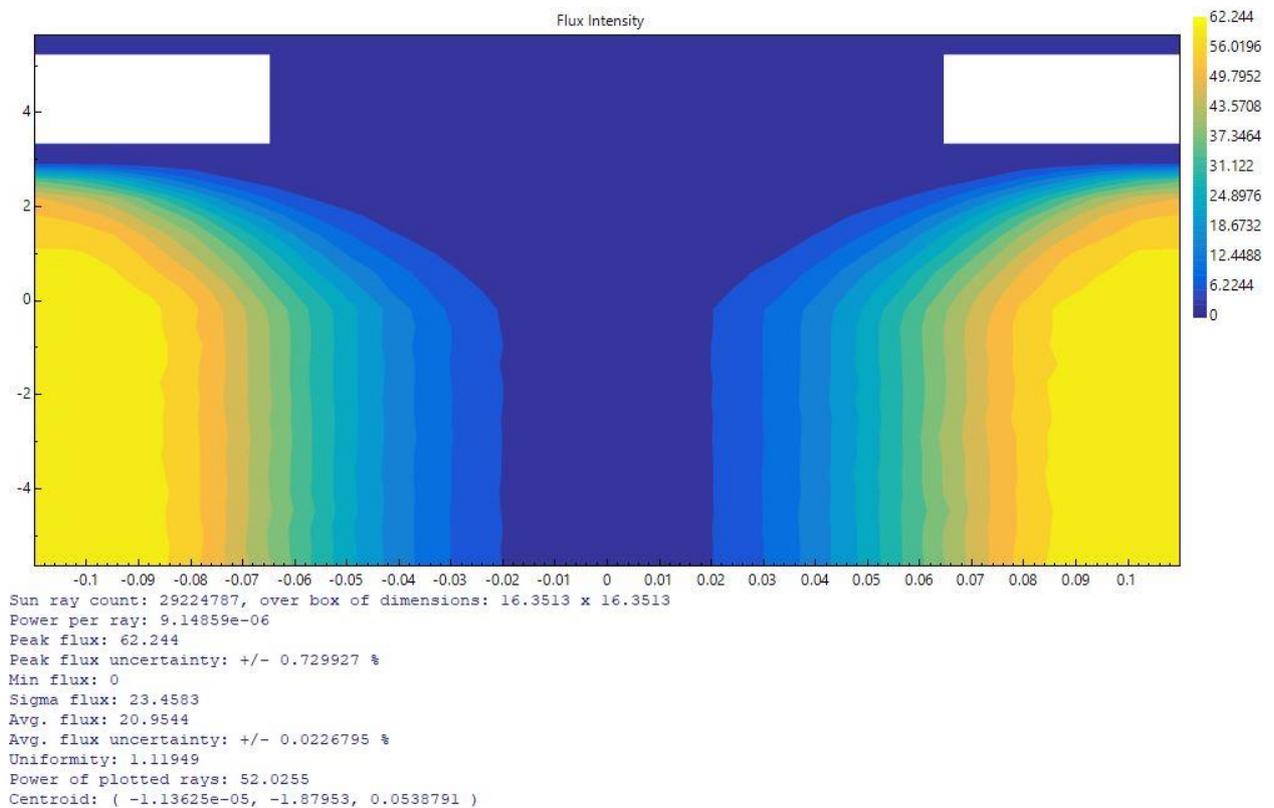


Abbildung 4.51: Strahlungsintensität am Absorberrohr bei perfekter Konzentration mit $W_i = 0 \text{ m}$

Abbildung 4.52: Strahlungsintensität am Absorberrohr bei perfekter Konzentration mit $W_i = 0,44 \text{ m}$ Abbildung 4.53: Strahlungsintensität am Absorberrohr inklusive optischen Streuverlusten
 $\delta_{opt} = 0,23^\circ = 4 \text{ mrad}$

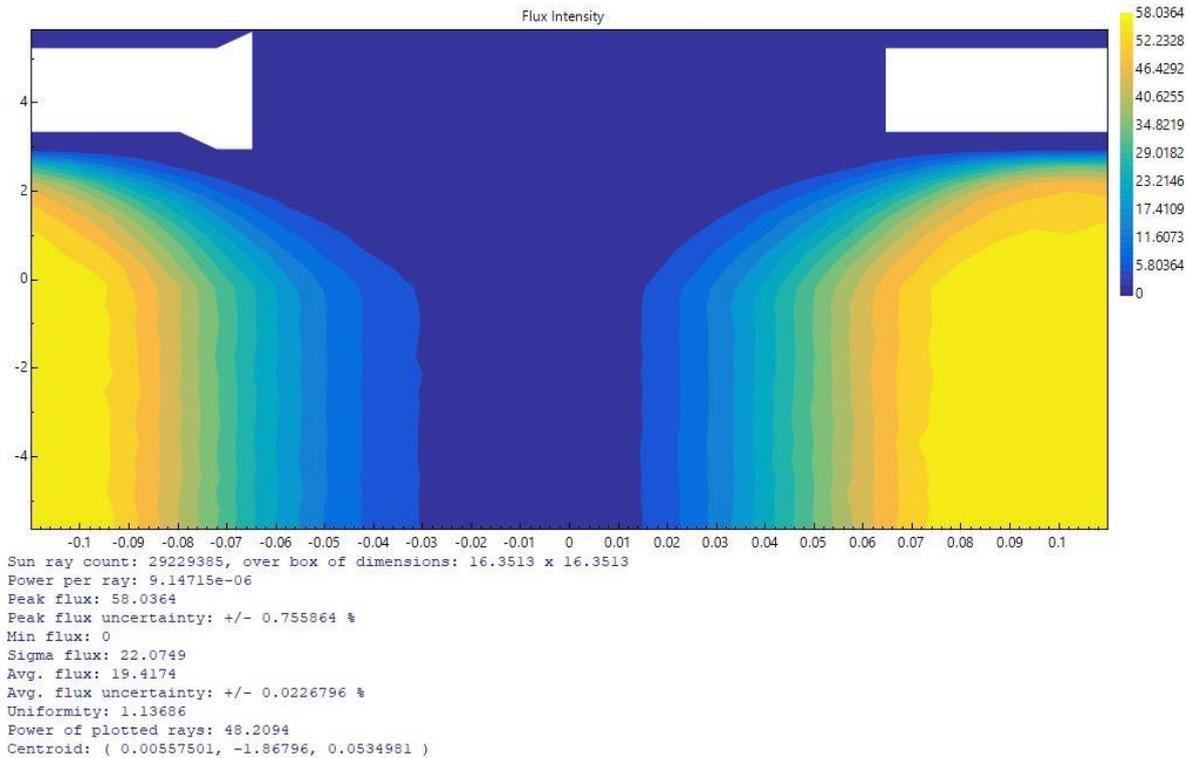


Abbildung 4.54: Strahlungsintensität am Absorberrohr inklusive optischen Nachführungsverlusten
 $\epsilon_{pos} = 0,2^\circ$

4.2.3 Auswertung der Ergebnisse

Um die berechneten Wirkungsgradergebnisse der Matlabsimulation mit den erzielten Strahlungsleistungen der SolTrace-Simulation vergleichen zu können, werden die Ergebnisse von Matlab mit der schon bekannten nachfolgenden Formel ausgedrückt. Mit Verwendung der Strahlungsintensität als Einheitswert zur Normierung der Daten folgt

$$P_{opt} = DNI \cdot A_{netto} \cdot \eta_{end} \cdot \eta_{opt} = 1 \frac{W}{m^2} \cdot 11,828 \text{ m} \cdot 11,29 \text{ m} \cdot \sin h_s \cdot \eta_{end} \cdot \eta_{opt} \quad (4.4)$$

Tabelle 4.3: Leistungsdaten am Absorberrohr - Matlab vs. SolTrace

optische Leistung P_{opt} in W		$W_a = 11,83 \text{ m}$ $W_i = 0 \text{ m}$	+ $W_i = 0,44 \text{ m}$	+ $\delta_{opt} = 0,23^\circ$	+ $\epsilon_{pos} = 0,2^\circ$
Matlab	$h_s = 45^\circ$	58,24	56,42	51,74	48,19
	$h_s = 90^\circ$	126,83	122,88	120,83	120,83
SolTrace	$h_s = 45^\circ$	58,67	56,47	52,03	58,21
	$h_s = 90^\circ$	126,79	122,84	120,77	120,77
relativer Error in %	$h_s = 45^\circ$	0,7	0,1	0,6	0,1
	$h_s = 90^\circ$	0,1	0,1	0,1	0,1

Tabelle 4.3 zeigt eine kompakte Übersicht der Ergebnisse. Es lässt sich zeigen, dass die Abweichungen der Matlabsimulation mit einem gängigen Raytracing-Simulator kleiner als 1 % sind. Somit konnten die Matlabberechnungen auf ihre Korrektheit validiert werden. Aufgrund der unzureichenden Sekundärreflexion in Zusammenhang mit der SolTrace-Umgebung, ist es nicht möglich den optischen Wirkungsgrad mit Verwendung eines Sekundärreflektors zu überprüfen.

5 Konstruktion des Sekundärreflektors

5.1 Auslegung

Nachdem die Form des Sekundärreflektors bestimmt wurde, muss nun eine geeignete Befestigung zu den Anbindungspunkten des Vakuumabsorberrohres entworfen werden. Einen entscheidenden Einfluss auf die Montage stellt dabei die Temperatur und die damit einhergehende große Längenausdehnung des Absorberrohres dar. Dadurch ist eine zumindest einseitig Loslagerbefestigung anzustreben. Je nach Herstellbarkeit sind nachfolgend zwei Konzepte erarbeiten, wobei im Ersten kein durchgehendes 4 m langes Reflektorblech erforderlich ist und der Sekundärreflektor auch gestückelt angebracht werden kann. Zusammenstellungs- und Einzelteilzeichnungen der Konzepte können dem Anhang entnommen werden.

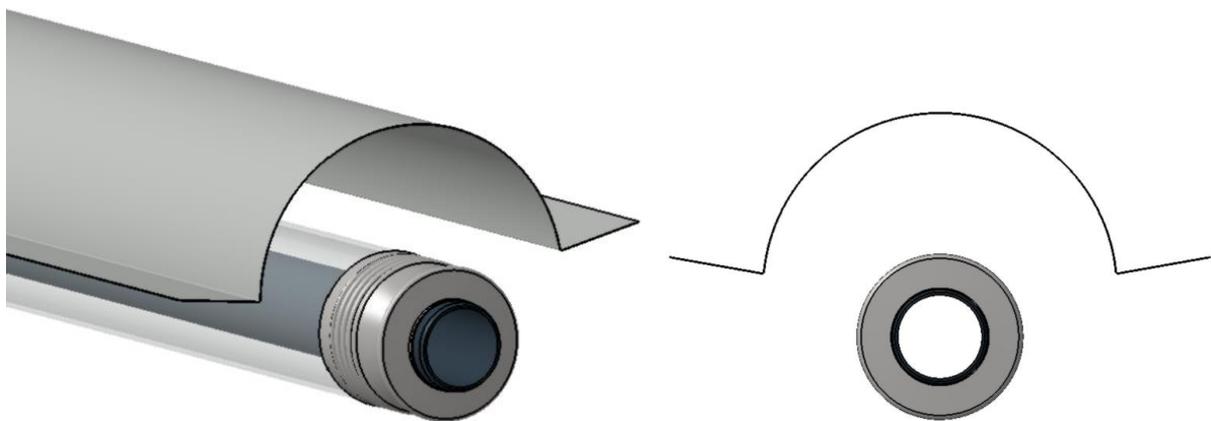


Abbildung 5.1: Ansichten des Sekundärreflektors

5.1.1 1. Konzept

In der Abbildung 5.2 sind die Baugruppenkomponenten des ersten Konzeptes veranschaulicht. Die Herstellung des Sekundärreflektors ist als Blechkonstruktion angedacht. Die Befestigung erfolgt durch Nutensteine an zwei Aluminiumprofilen, welche wiederum vor Montage am Absorberrohr mit einem Befestigungsblech pro Seite durch Nutensteine bzw. verschiebbaren Verbindungsstücken vormontiert werden. Somit kann das gesamte Sekundärreflektormodul anschließend über die Sekundärbefestigungsbleche an den Absorberrohranbindungsplatten zentriert und durch Passschrauben fixiert werden. Aufgrund der vorkommenden hohen Leistungsdichte, die auf die Blechkonstruktionen des Sekundärreflektors wirkt, ist es gegebenenfalls erforderlich, diese aus Edelstahlbleche auszuführen. Weil Aluminium den hohen Temperaturanforderungen an dieser Stelle nicht gerecht wird. Das Edelstahlblech der Sekundärreflektorform muss dabei spiegelpoliert ausgeführt werden, um mindestens den erforderlichen Reflexionsgrad von $\rho_{sec} = 85\%$ über dem Sonnenspektrum zu erfüllen.

Tabelle 5.1 zeigt die Stückliste der verwendeten Bauteile.

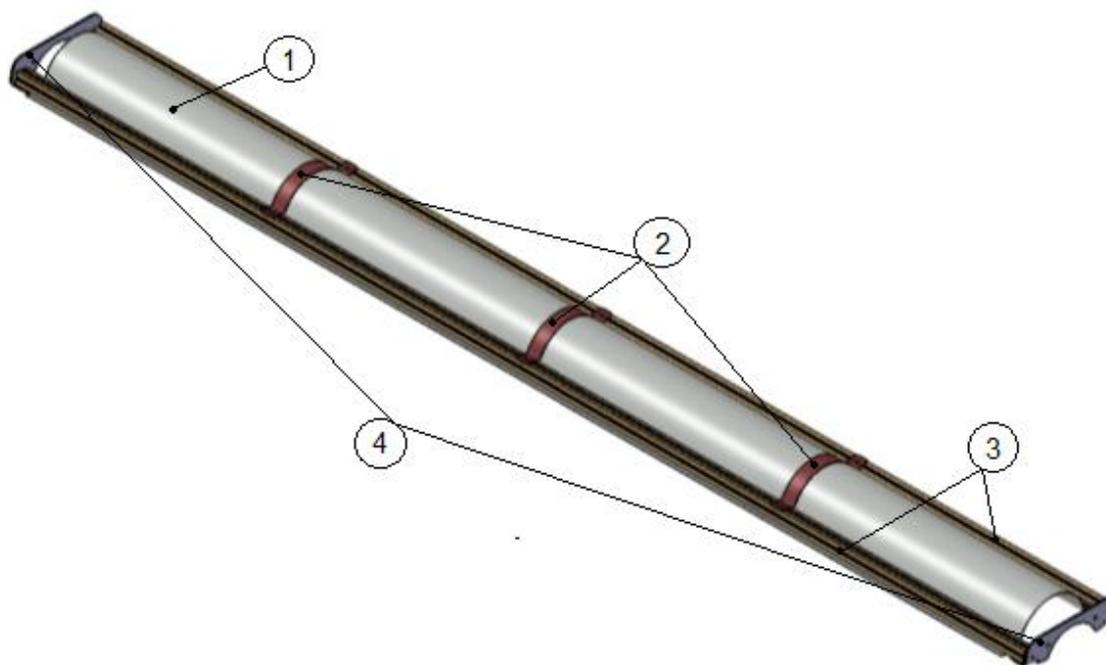


Abbildung 5.2: Sekundärreflektorbefestigung 1. Konzept

Tabelle 5.1: Stückliste BOM 1. Konzept

Pos	Stk	Bezeichnung	Material	Abmessungen	Gewicht
1	1	Sekundärreflektor	Edelstahlblech	3900x528x0,5	8,1 kg
2	3	Versteifungsblech	Edelstahlblech	415x50x2	0,3 kg
3	2	Aluminiumprofil	Aluminium	□40x4030	7,2 kg
4	2	Sekundärbefestigung	Edelstahlblech	390x140x5	1,1 kg
5	2	Passschraube Beilagscheibe	Stahl	∅10x40	-
6	18	Nutenstein Zylinderkopfschraube Beilagscheibe	Stahl	Nut 8 – M5	-

Auf die Darstellung von Schrauben und Nutensteine wurde in den folgenden Abbildungen, welche die Befestigungspunkte näher zeigen, verzichtet.

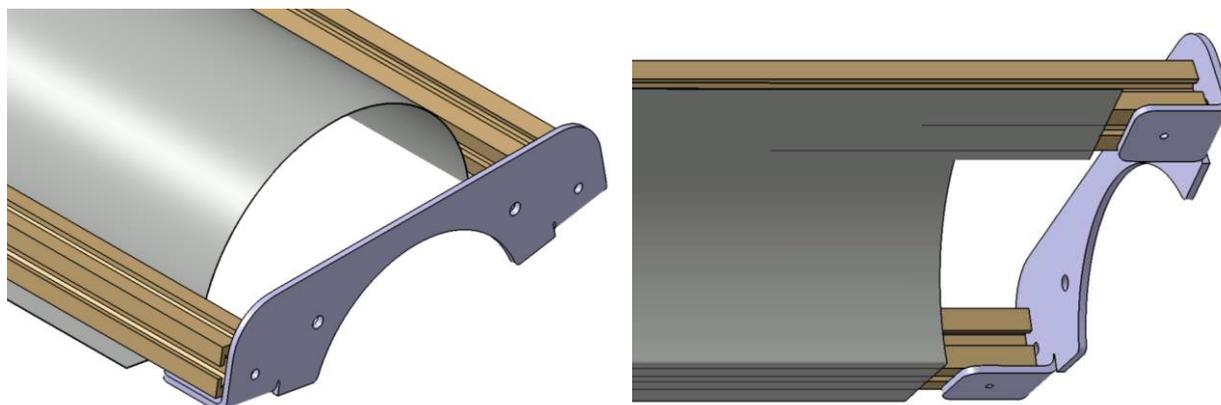


Abbildung 5.3: Sekundärbefestigungsblech

In Abbildung 5.4 ist ein Versteifungsblech zur Formstabilität des Sekundärreflektors und die zentrierte Anbindung an den Punkten der Absorberrohrbefestigung zu sehen.

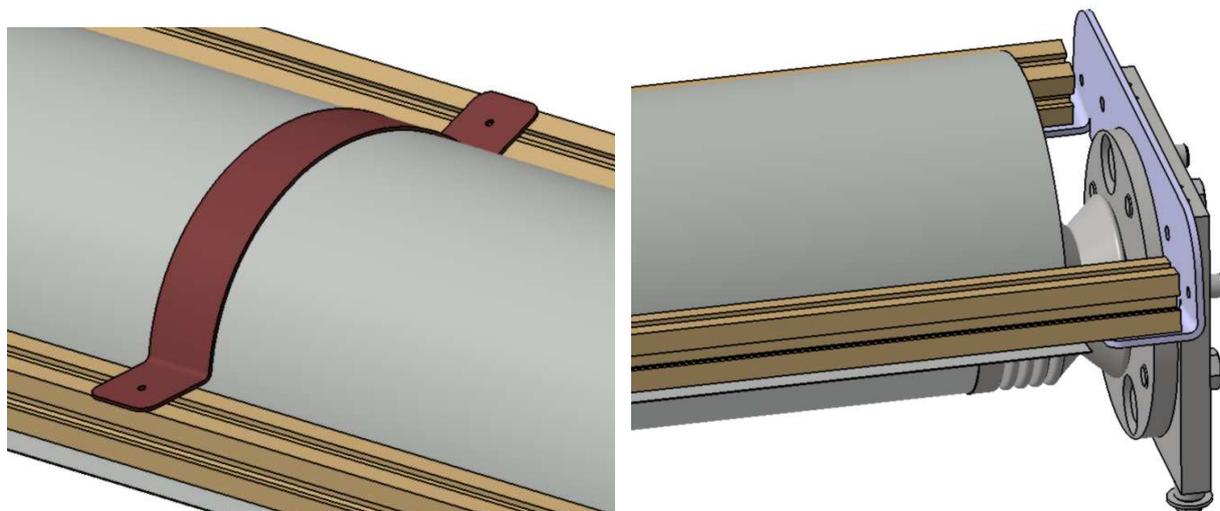


Abbildung 5.4: Versteifungsblech links, Absorberbefestigung mit Passschrauben rechts

5.1.2 2. Konzept

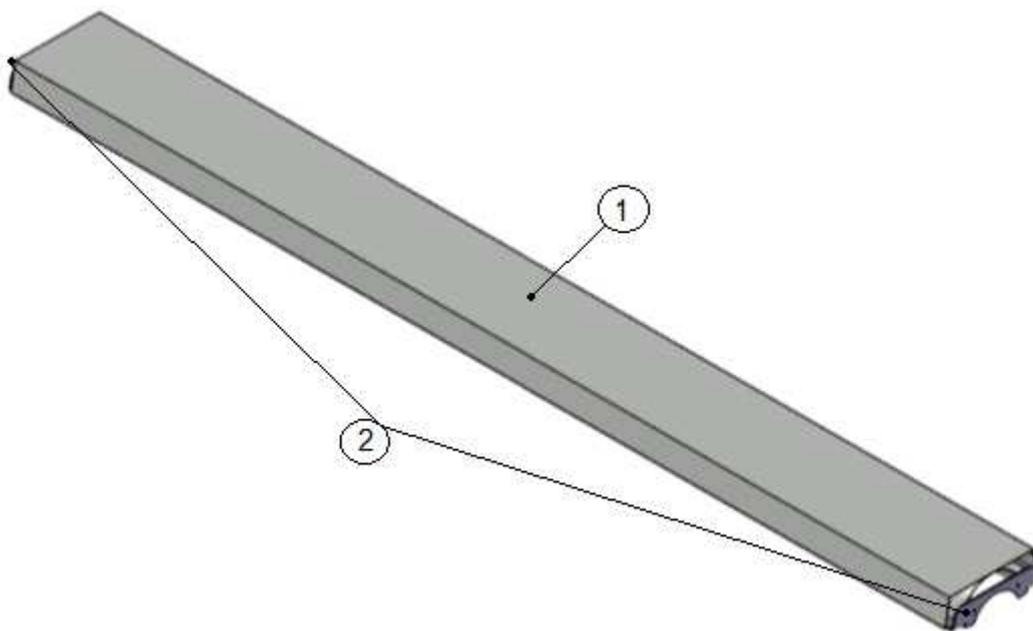


Abbildung 5.5: Sekundärreflektorbefestigung 2. Konzept

Tabelle 5.2: Stückliste BOM 2. Konzept

Pos	Stk	Bezeichnung	Material	Abmessungen	Gewicht
1	1	Sekundärreflektor	Edelstahlblech	4020x1170x1	36,9 kg
2	2	Sekundärbefestigung	Edelstahlblech	390x140x5	1,1 kg
3	2	Passschraube Beilagscheibe	Stahl	∅10x40	-
4	18	Blindniete	Edelstahl	∅4	-

5. Konstruktion des Sekundärreflektors

Das zweite Konzept besteht aus einem durchgehenden Sekundärreflektor als Biegeblechkonstruktion, die beidseitig über die Sekundärbefestigungsbleche siehe Abbildung 5.6 getragen wird. Die Anbindungspunkte zum Absorberrohr sind die gleichen wie zuvor, nur können somit einige Bauteile im Vergleich zum ersten Konzept eingespart werden.

Die Sekundärreflektorblechkonstruktion ist zur Formstabilität mit Schweißnähten oder Blindnieten zu versehen. Diese Fertigungsbereiche sind der Abbildung 5.7 zu entnehmen.

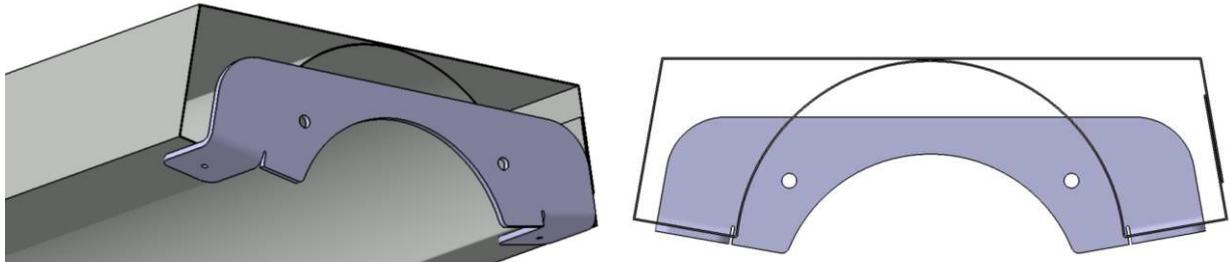


Abbildung 5.6: Sekundärbefestigungsblech

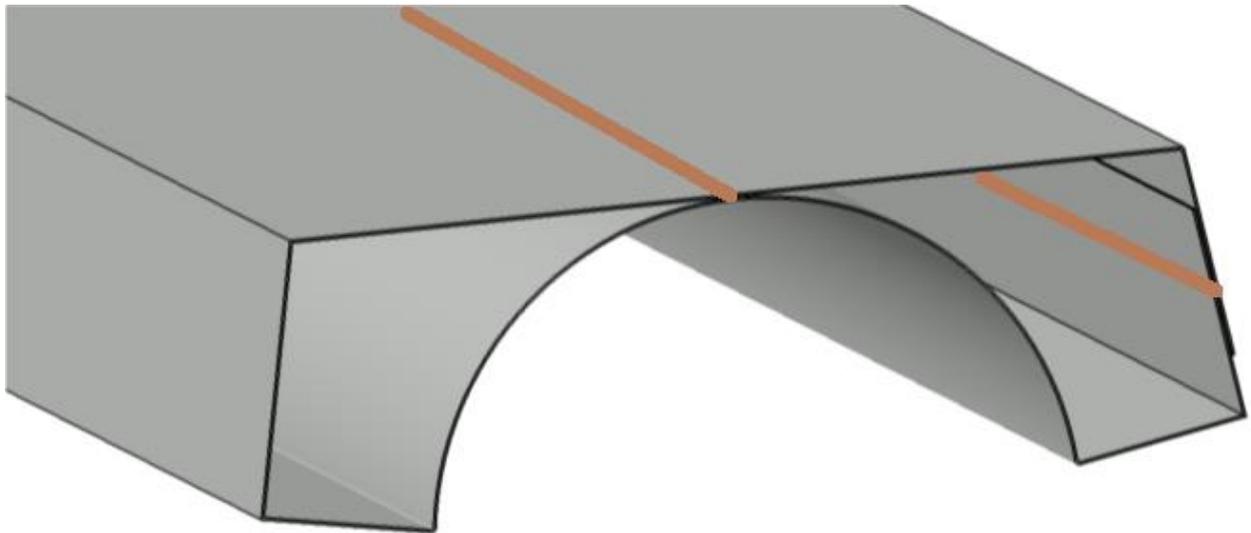


Abbildung 5.7: Sekundärreflektorblechkonstruktion – Nietbereiche braun dargestellt

6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Abschließend sind die ausgewerteten Ergebnisse noch einmal verdeutlicht und anlagenspezifische Erweiterungsmöglichkeiten angeführt.

6.1 Interpretation der Ergebnisse

Abbildung 6.1 zeigt die wirksame projizierte Anlagenfläche A_{netto} und den Endverlustwirkungsgrad η_{end} , welche den Verlusten in Längsrichtung der Anlage entsprechen, in Abhängigkeit des Sonnenhöhenwinkels h_s . Die Bedeutung der Ergebnisse wurde schon in Abschnitt 4.1.5 behandelt und die Kurven sind hier der Vollständigkeit angeführt. Zu erwähnen ist, dass dem Endspiegel bei 1-achsiger Nachführung, kurzer Rinnenlänge und niedrigem Sonnenstand, eine hohe Bedeutung und Wirkungsgradsteigerung zukommt.

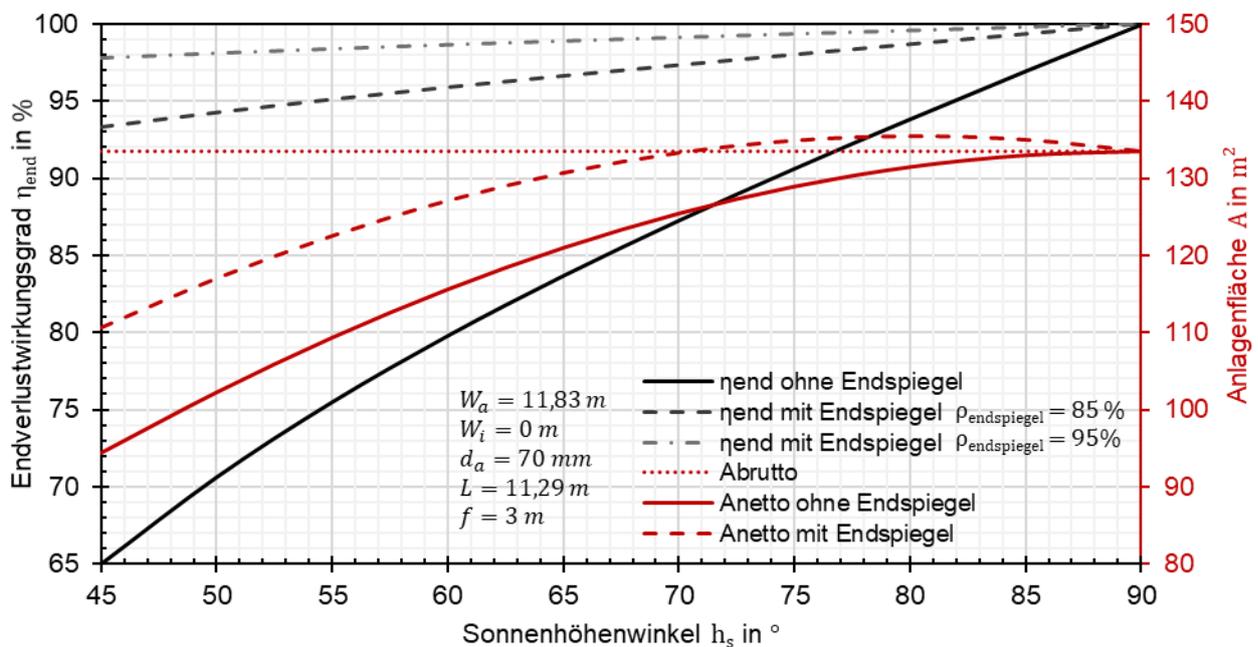


Abbildung 6.1: Ergebnisse des Endverlustwirkungsgrades und Darstellung der wirksamen Anlagenfläche in longitudinaler Richtung

Der optische Wirkungsgrad in Querrichtung des Parabolrinnenkollektors ist zusammenfassend in Abbildung 6.2 dargestellt und verdeutlicht die Verlustgrößen der in Summe auftretenden statistischen, statischen und dynamischen Fehlerquellen. Je nach Fehlertyp ist der Nutzen des Sekundärreflektors unterschiedlich stark ausgeprägt. Die blaue Kurve entspricht den zu erwartenden rein statistischen Fehlerquellen aus Spiegelstreuung und Nachführungsverlusten, hier sind keine Spiegeldeformationen berücksichtigt. In der grünen Kurve sind zusätzlich die Verluste aus den berechneten Spiegeleigengewichtsdeformationen aufgetragen. Wo gut zu erkennen ist, dass der Sekundärreflektor den auftretenden Verlust deutlich reduziert. Mit der dritten Kurve in der Farbe Rot werden die gesamten Fehlerquellen inklusive der maximalen Windlastdeformationen des Hauptreflektors (laut FEM-Berechnungsdaten) berücksichtigt. Hier sind die optischen Wirkungsgradverluste besonders gravierend und selbst der Sekundärreflektor

kann keine ausreichende Verbesserung hervorrufen. Die dabei berücksichtigten großen Windlasten von $17,6 \frac{m}{s}$ sind nur an vereinzelten Tagen im Jahr anzutreffen und können somit in der Jahresbilanz weitgehend vernachlässigt werden.

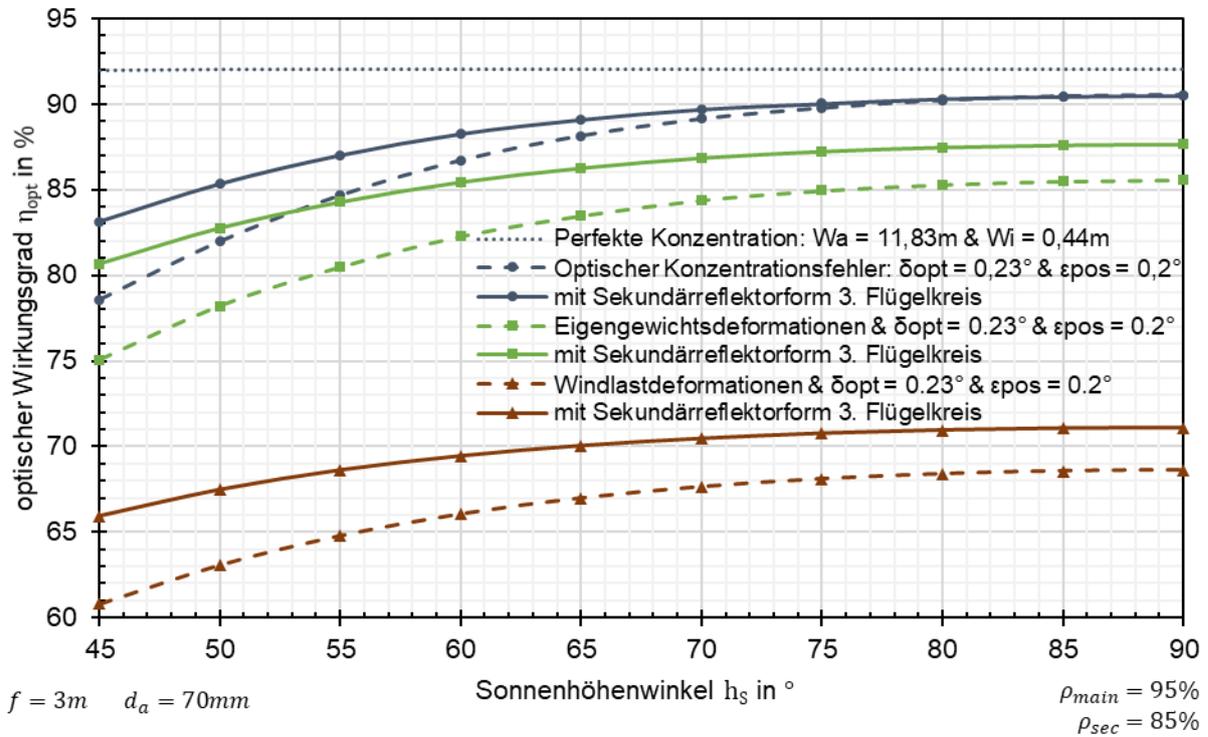


Abbildung 6.2: Ergebnisse des optischen Wirkungsgrades in transversaler Richtung

Um die gewonnen Ergebnisse besser verdeutlichen zu können, sind nachfolgend die optischen Leistungssteigerungen in Abhängigkeit des Sonnenstandes angeführt. Dabei ist zu beachten, dass die optischen Verluste am Absorberrohr, aus Transmission durch das Absorberglas und aus dem Absorptionsvermögen vom Absorberrohr selbst, unberücksichtigt bleiben. Bei entsprechender Kenntnis der Daten müssen diese Verluste zusätzlich aufgeschlagen werden.

$$\eta_{opt_{abs}} = \tau_{abs_{glas}} \cdot \alpha_{abs} \quad (6.1)$$

Dasselbe gilt für etwaige Wärmeverluste in Form von Wärmestrahlung und Konvektion am Absorberrohr.

Zur Berechnung der optischen Anlagenleistung wird Gleichung (2.28) aus dem Abschnitt 2.2.6 der theoretischen Grundlagen herangezogen. Die Formel der relativen Abweichung folgt aus

$$\delta_{P_{opt_x}} = \frac{|P_{opt|x_1} - P_{opt|x_0}|}{P_{opt|x_0}} \cdot 100 \% \quad (6.2)$$

Abbildung 6.3 zeigt die relative Leistungssteigerung bei Verwendung eines Endspiegels mit einem Reflexionsgrad von $\rho_{\text{endspiegel}} = 95\%$, gegenüber der Parabolrinnenanlage ohne angebrachter Endspiegel und den daher auftretenden Endverlusten. Aufgrund der Tatsache, dass die Anlage nur eine 1-achsigen Nachführung zur Sonne besitzt und der großen Aperturweite W_a bei gleichzeitiger geringen Rinnenlänge L , entstehen hohe Leistungsverluste. Durch das Anbringen von Endspiegeln werden diese weitgehend reduziert, daher die hohe Leistungssteigerung.

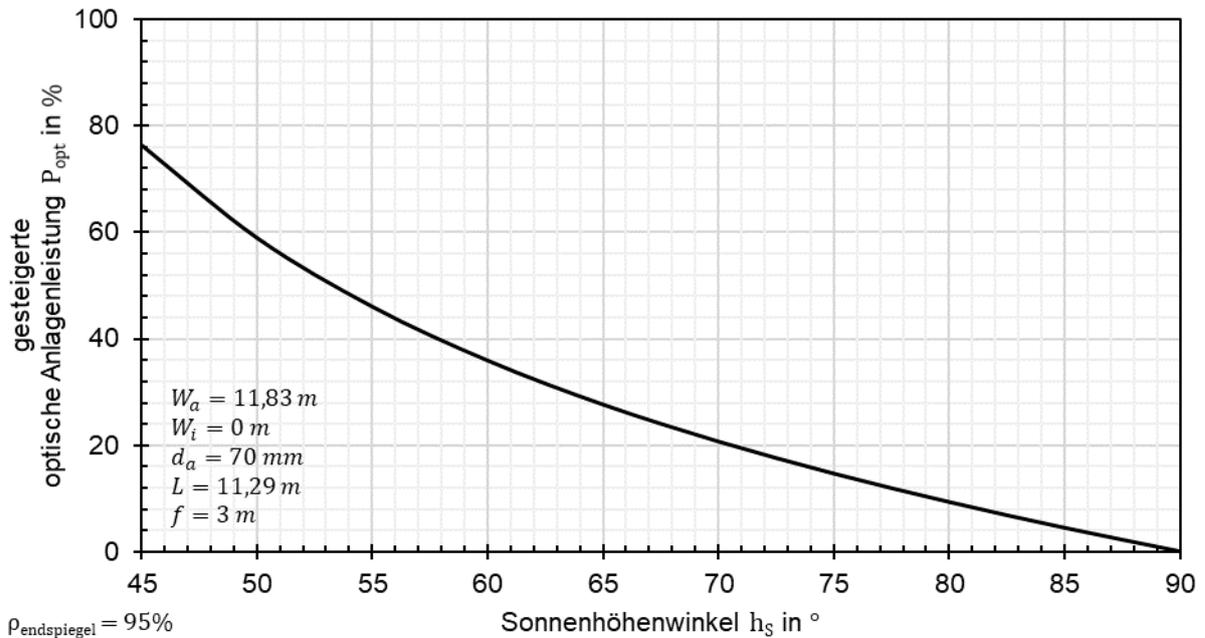


Abbildung 6.3: relative optische Leistungssteigerung der Anlage mit Endspiegel im Vergleich ohne

Als Endergebnis zeigt die nachfolgende Abbildung das Leistungssteigerungspotenzial mit einem Sekundärreflektor in der zuvor ausgewählten Form.

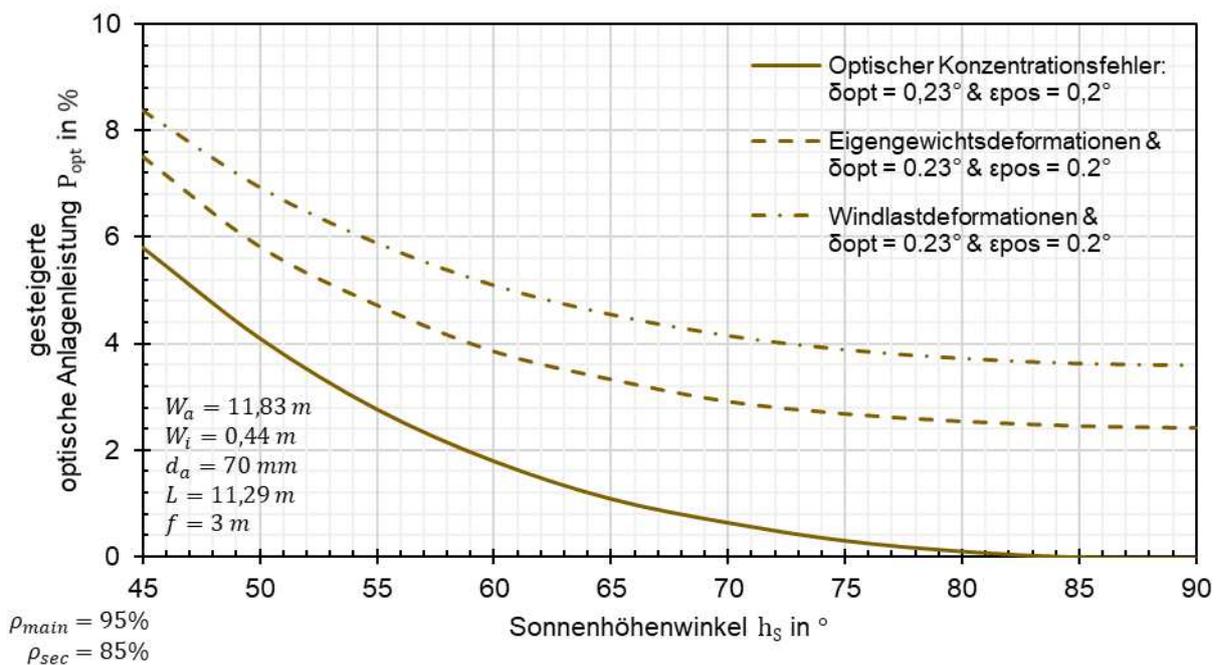


Abbildung 6.4: relative optische Leistungssteigerung mit Sekundärreflektor

Die einzelnen Kurven der sich unterschiedlich stark auswirkenden Fehlerquellen sind in Abbildung 6.4 bei Verwendung eines Sekundärreflektors aufgetragen. Anzumerken ist, dass eine Leistungssteigerung ohne Spiegeldeformation aufgrund von Eigengewicht oder Windlast erst bei einem Sonnenhöhenwinkel von $h_s = 80^\circ$ wirksam wird. Ab dem Winkel von $h_s = 45^\circ$ bedeutet dies eine mindestens hervorgerufene Leistungssteigerung von 6 % gegenüber der gleichen Anlage ohne Sekundärreflektor. Betrachtet man die wahrscheinlich bedeutendste Kurve der Verluste inklusive Eigengewichtsdeformationen des Hauptreflektors, so zeigt sich eine Steigerung im Zenit bei $h_s = 90^\circ$ schon um 2,4 %. Demzufolge ist hier mit einer Leistungssteigerung von 8 % und wachsend, ab einem Sonnenstand von $h_s = 45^\circ$, gegenüber der deformierten Anlage ohne Sekundärspiegel zu rechnen.

Wird die optische Leistung vom Wert der Sonnenintensität bereinigt, so kann die Solarthermieanlage standortunabhängig betrachtet werden, dies ist in der Abbildung 6.5 dargestellt. Bei Multiplikation mit der tatsächlich vor Ort verfügbaren Intensität, folgt die auftretende optische Leistung der Anlage am jeweiligen Standort.

Die Funktionskurven sollen mit Einbeziehung der statischen Verluste inklusive den optischen Konzentrationsfehlern ein Bild der zu erwartenden optischen Parabolrinnenleistung geben. Die behandelten Bereiche des Endspiegels und des Sekundärreflektors sind additive im Diagramm aufgetragen und verdeutlichen das Ergebnis dieser Arbeit.

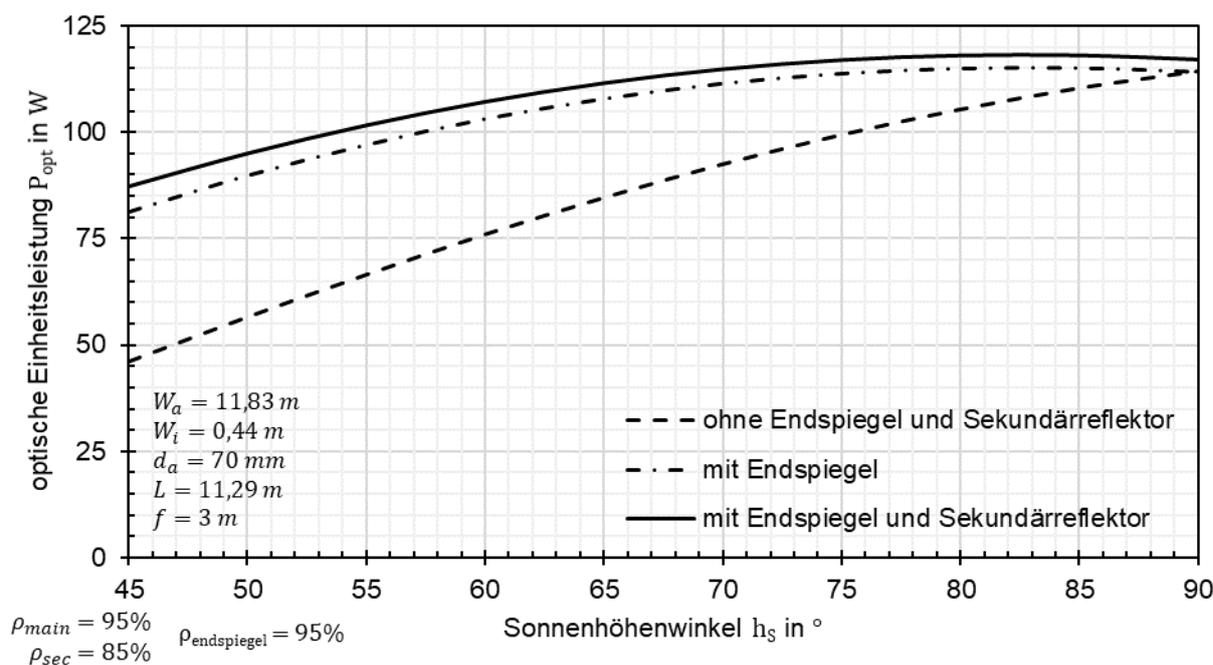


Abbildung 6.5: optische Leistung der Anlage mit $DNI = 1 \frac{W}{m^2}$
(inklusive aller auftretenden statistischen und statischen Verluste)

6.2 Erweiterungen

Aufbauend auf diese Arbeit können die nachfolgenden nicht zur Gänze behandelten Abschnitte ausgearbeitet werden. Den größten erweiterbaren und nicht weiter erwähnten Brocken gibt es seitens des Sourcecodes vom Raytracing-Matlabprogramm. Dieser stellt ein hohes Maß an Optimierungsmöglichkeiten zur Verfügung, alleine mit dem Aufbau einer Benutzeroberfläche zur Dateneingabe (GUI) kann eine weitere Arbeit gefüllt werden.

6.2.1 Fresnel Hauptreflektor mit Parabelform

Wird anstelle des durchgehend parabolisch geformten Hauptreflektors dieser aus einzelnen Spiegelsegmenten mit einer definierten Segmentweite s aufgebaut, so kommt es zusätzlich zu Konzentrationsfehlern aufgrund der stückweisen stetigen Annäherung der Parabelform. Für diese erweiterte Spiegelform des Hauptreflektors ist die Raytracingberechnung mit dem erarbeiteten Matlabprogramm durchführbar.

Die nachfolgenden Abbildungen sollen ausschließlich den optischen Wirkungsgrad im Vergleich zu einem perfekten Parabolspiegel verdeutlichen und noch keinen Anspruch auf eine exakte Berechnung legen. Zusätzlich auftretende Verlusttherme wie statistische Konzentrationsfehler und Spiegeldeformationen bleiben dabei weiters unberücksichtigt.

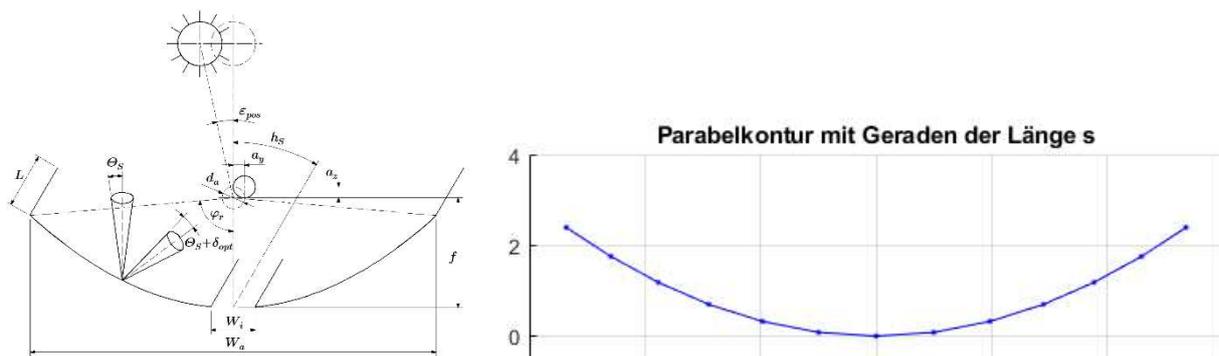


Abbildung 6.6: Hauptparabolreflektor mit Spiegelsegmenten der Länge s

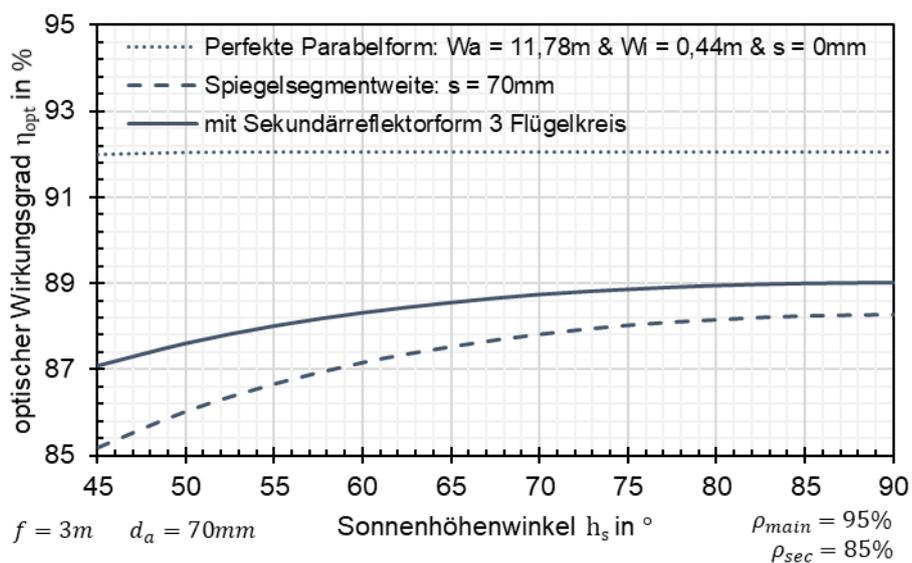


Abbildung 6.7: optischer Wirkungsgrad einer perfekten Parabelform im Vergleich zu einem Hauptreflektor aus Spiegelsegmente und Optimierungsergebnisse mit einem Sekundärreflektor

6.2.2 Vakuumabsorberrohr mit integriertem Sekundärreflektor

In Zusammenhang mit dem eingesetzten Sekundärreflektor könne die Wärmestrahverluste durch das Absorberrohr aufgrund seiner Betriebstemperatur betrachtet und aufbauend auf diese Arbeit ausgewertet werden.

Zwischen dem Vakuumabsorberrohr und dem Sekundärreflektor besteht funktions- und herstellungsspezifisch, alleine durch das Absorberglas und dem dazwischen liegenden Vakuum zum Absorberrohr, ein Abstand. Somit können Teilbereiche der konzentrierten Strahlen nicht, beziehungsweise durch den großen Gap unzureichend, vom Sekundärreflektor verarbeitet werden. Würde man den Sekundärreflektor direkt mit dem Absorberrohr verbinden, also in das Vakuumabsorberrohr legen, so könnten die Verluste der nicht konzentrierbaren Strahlen von zuvor durch eine geeignete Sekundärreflektorform beseitigt werden.

Eine Arbeit, die sich an dieser Betrachtungsweise der Strahlkonzentrierung orientiert und beschäftigen ist aus dem Paper [11] entnommen und in Abbildung 6.8 dargestellt.

Der Konzentrationsbereich des Parabolreflektors würde sich demzufolge vergrößern und optische Ungenauigkeiten könnten weiters reduziert werden. Die Simulation dieser Form des Absorberrohres mit einem direkt angebrachten Sekundärreflektor ist mit dem erstellten Matlabprogramm durchführbar und kann für zukünftige Entwicklungen bedeutend sein.

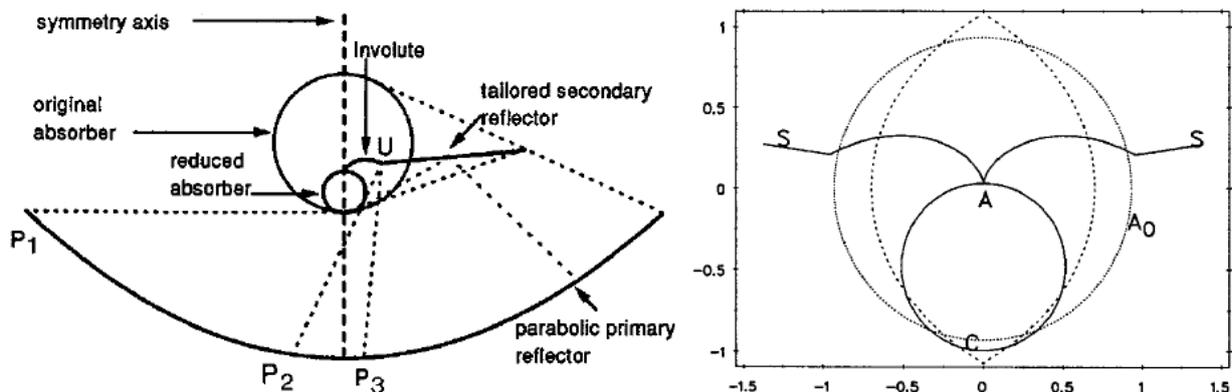
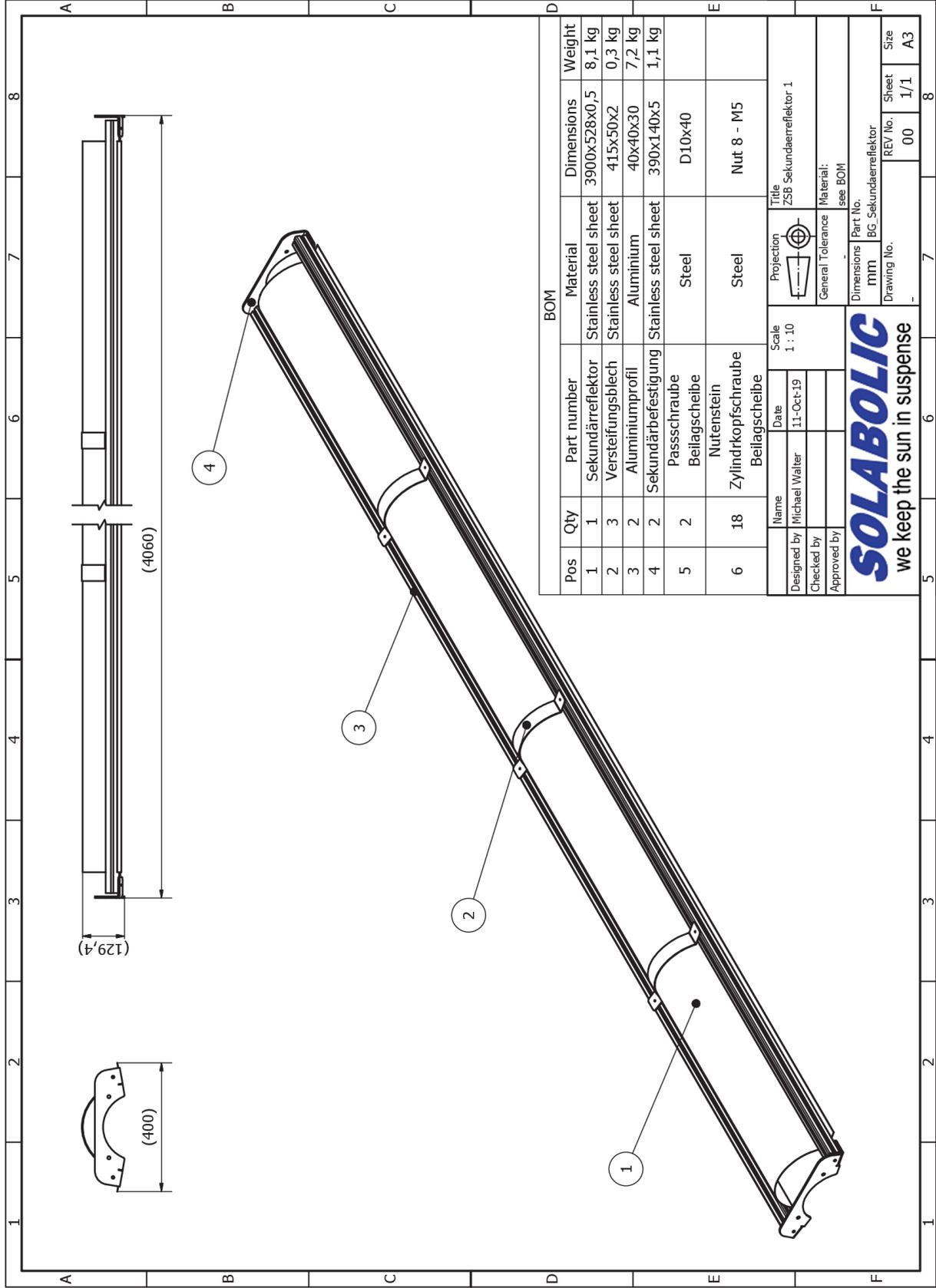


Abbildung 6.8: Schema - Absorberrohr mit integriertem Sekundärreflektor nach [11]

7 Literaturverzeichnis

- [1] R. Stieglitz und V. Heinzl, Thermische Solarenergie - Grundlagen, Technologie, Anwendungen, Berlin: Springer-Verlag, 2012.
- [2] S. Kalogirou, Solar Energy Engineering - Processes and Systems, Oxford: Academic Press, 2. Auflage 2014.
- [3] D. Rodriguez-Sanchez, Enhancing concentration ratio of solar concentrators - Application of a flat secondary reflector in parabolic trough collectors, RMIT University, 2016.
- [4] D. Hestroffer und C. Magnan, „Wavelength dependency of the Solar limb darkening,“ Astronomy and Astrophysics, 1998.
- [5] M. M. Samli, „Effizienzsteigerung bei Parabolrinnenkraftwerken durch den Einsatz von Orthogonalkonzentratoren,“ Diplomarbeit TU Wien, Wien, 2011.
- [6] L. Weinstein, „Concentrating Solar Power,“ *Chemical Reviews*, Bd. Author's final manuscript, Nr. 2015-10, p. 130, 2015.
- [7] M. Fedkin and J. Dutton, "Utility Solar Power and Concentration," College of Earth and Mineral Sciences, Penn State University, 2018. [Online]. Available: <https://www.education.psu.edu/eme812/node/8>. [Accessed 06 2019].
- [8] A. Domhardt, Analytisches Design von Freiformoptiken für Punktlichtquellen, Karlsruhe: KIT Scientific Publishing, Band 5, 2014.
- [9] H. Watter, Nachhaltige Energiesysteme - Grundlagen, Systemtechnik und Anwendungsbeispiele aus der Praxis, Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 1. Auflage 2009.
- [10] T. Schabbach und P. Leibbrandt, Solarthermie - Wie Sonne zu Wärme wird, Berlin: Springer-Verlag, 2014.
- [11] H. Ries and W. Spirkel, "Nonimaging secondary concentrators for large rim angle parabolic troughs with tubular absorbers," Optical Society of America, 1996.
- [12] K. Lovegrove and W. Stein, Concentrating solar power technology - Principles, developments, applications, Cambridge: Woodhead Publishing Limited, 2012.
- [13] M. Günther, M. Joemann und S. Csambor, „Parabolic Trough Technology,“ in *Advanced CSP Teaching Materials*, EnerMENA und DLR, 2011, p. 106.

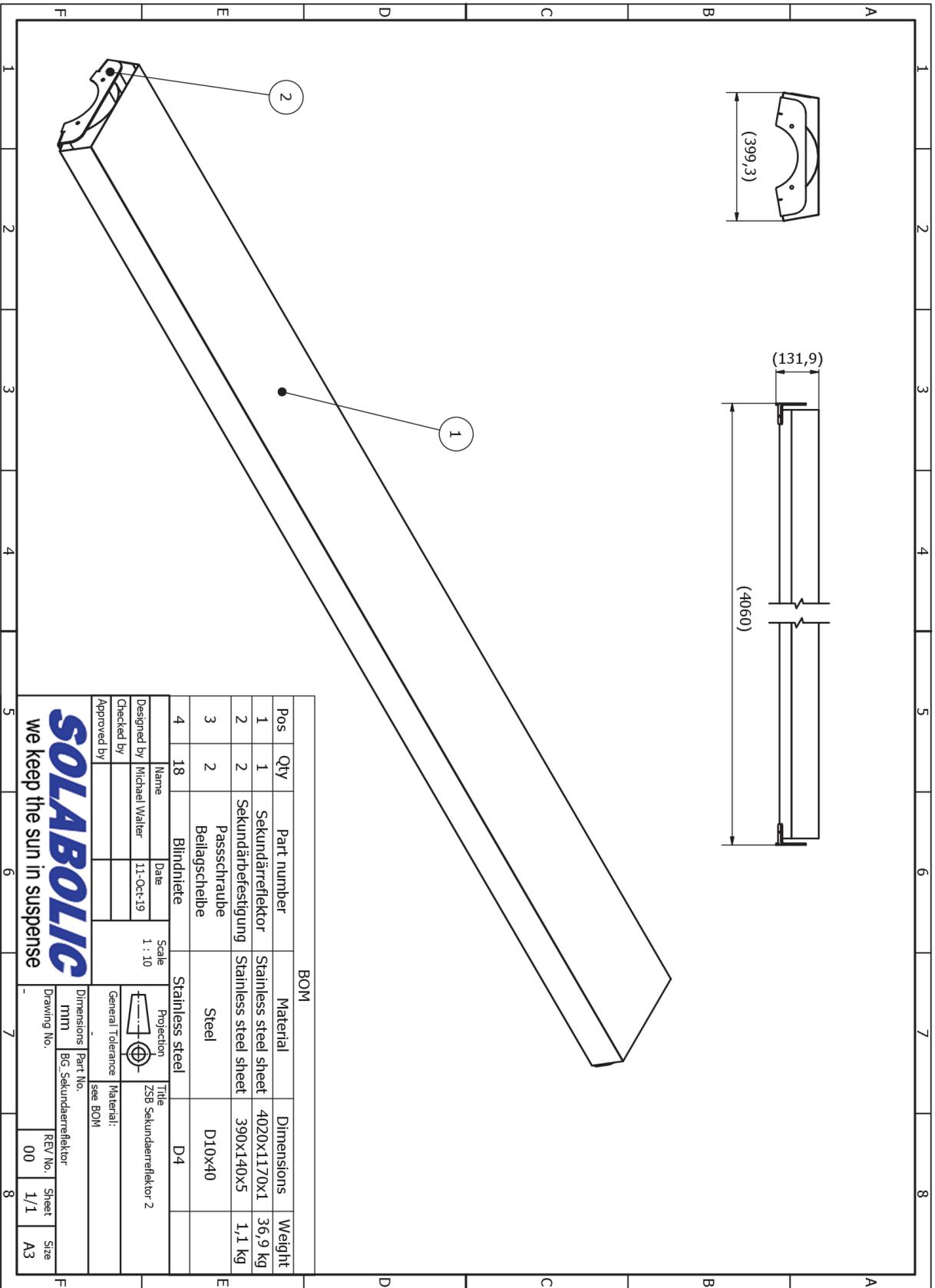
8 Anhang



BOM					
Pos	Qty	Part number	Material	Dimensions	Weight
1	1	Sekundärreflektor	Stainless steel sheet	3900x528x0,5	8,1 kg
2	3	Versteifungsblech	Stainless steel sheet	415x50x2	0,3 kg
3	2	Aluminiumprofil	Aluminium	40x40x30	7,2 kg
4	2	Sekundärbefestigung	Stainless steel sheet	390x140x5	1,1 kg
5	2	Passschraube Beilagscheibe	Steel	D10x40	
6	18	Zylinderkopfschraube Beilagscheibe	Steel	Nut 8 - M5	

Name	Date	Scale	Title
Designed by Michael Walther	11-Oct-19	1 : 10	ZS9 Sekundärreflektor 1
Checked by			Projection
Approved by			General Tolerance Material: see BOM
Dimensions mm		Part No.	
Drawing No.		BG_Sekundärreflektor	
REV No.		00	Sheet 1/1
			Size A3

SOLABOLIC
we keep the sun in suspense



Pos	Qty	Part number	Material	Dimensions	Weight
1	1	Sekundärreflektor	Stainless steel sheet	4020x1170x1	36,9 kg
2	2	Sekundärbefestigung	Stainless steel sheet	390x140x5	1,1 kg
3	2	Passschraube Bellagscheibe	Steel	D10x40	
4	18	Blindniete	Stainless steel	D-4	

BOM

Designed by	Michael Walter	Date	11-Oct-19	Scale	1 : 10
Checked by				Projection	258 Sekundärreflektor 2
Approved by				General Tolerance	Material: see BOM

SOLABOLIC		Dimensions	Part No.
we keep the sun in suspense		mm	BG_Sekundärreflektor
Drawing No.		REV No.	
		00	
Sheet	1/1	Size	A3

