

Technische und wirtschaftliche Analyse von horizontalen Fresnel-Kollektoren

Zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor der Ingenieurwissenschaften

von der Fakultät für Maschinenbau der
Universität Karlsruhe (TH)

genehmigte
Dissertation

von

Dipl.-Ing. Max Mertins

2009

Tag der mündlichen Prüfung: 19.12.2008
Hauptreferent: Prof. Dr.-Ing. V. Heinzl
Koreferent: Prof. Dr.-Ing. H.-J. Bauer

Für Meret, Kaspar und Nestor.

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen des vom Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) geförderten Forschungsprogramms „*technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie von horizontalen Fresnel-Kollektoren*“. Zu dieser Zeit war ich wissenschaftlicher Mitarbeiter im Fachgebiet Bauphysik und Technischer Ausbau (FBTA) der Fakultät für Architektur an der Universität Karlsruhe.

Ich möchte allen danken, die diese Arbeit möglich gemacht haben.

An aller erster Stelle gilt mein herzlicher Dank meinem Doktorvater Prof. Dr.-Ing. Volker Heindel, der diese Arbeit begleitet und in gemeinsamen Gesprächen und Diskussionen die Ausrichtung der Arbeit mitgestaltet hat.

Für die Übernahme des Koreferats und die wertvollen Hinweise und Kommentare bedanke ich mich bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Hans-Jörg Bauer.

Weiterhin besonderer Dank gebührt Herrn Prof. Andreas Wagner, der mir während meiner Zeit am FBTA immer Raum und Zeit für die Entwicklung eigener Ideen und neuer Fähigkeiten ließ. Für die interessante, interdisziplinäre Zeit möchte ich meinen Kollegen am FBTA danken.

Des Weiteren danke ich Herrn Dr.-Ing. Christoph Wittwer, dass er mich verstärkt in Arbeiten mit und am Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) eingebunden hat, und durch die Einführung in die Simulationsumgebung ColSim mein Interesse an der rechnergestützten Modellierung und Simulation physikalischer Zusammenhänge geweckt hat.

Dr. Andreas Häberle und Hansjörg Lerchenmüller danke ich, dass Sie mir in dem Forschungsprojekt das Vertrauen gegeben haben, mich um die Modellierung und Simulation von konzentrierenden Kollektoren, und der Integration dieser in Kraftwerksprozesse, zu bemühen. In zahlreichen Gesprächen habe ich freundschaftliche Unterstützung erfahren, die mich durch die Phasen meiner Promotion begleitet hat.

Zu guter Letzt möchte ich mich bei Gabriel Morin, Dr.-Ing. Markus Eck und Christian Zahler, sowie den anderen Kollegen im Forschungsprojekt für die konstruktive und angenehme Arbeitsatmosphäre bedanken.

Mein ganz besonderer Dank gilt meiner Frau Béatrice und meiner Familie.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	vi
Tabellenverzeichnis	vii
Nomenklatur	xi
1 Einleitung	1
1.1 Ausgangssituation	1
1.2 Motivation	3
1.3 Zielsetzung	4
2 Physikalische und technische Grundlagen	5
2.1 Solarstrahlung	5
2.1.1 Strahldichteverteilung der Sonne	7
2.1.2 Konzentration von Solarstrahlung	9
2.1.3 Winkeldefinition	12
2.2 Solarthermische Kraftwerke	12
2.2.1 Kollektortechnologien	13
2.2.2 Dampfkreislauf	15
2.3 Prinzip von Fresnel-Kollektoren	20
2.3.1 Winkeldefinition	20
2.3.2 Optischer Wirkungsgrad	22
2.4 Komponenten des Kollektors	22
2.4.1 Primärspiegelfeld	22
2.4.2 Receiver	23
2.4.3 Optische Verluste am Fresnelkollektor	24
2.4.4 Thermischer Wirkungsgrad	30
3 Modellierung	33
3.1 Optische Modellierung	33
3.1.1 Strahlverfolgung	33
3.1.2 Das Programm <i>RayTrace</i>	35
3.1.3 Faltungsmethode	36
3.1.4 Das Programm <i>IamFresnel</i>	42
3.1.5 Validierung	43
3.1.6 Zweidimensionale Faktorisierung	45
3.2 Thermische Modellierung	47
3.2.1 Thermische Verluste	47

3.2.2	Massenstrom	50
3.2.3	Thermische Trägheit	50
3.2.4	Die Simulationsumgebung <i>ColSim</i>	51
3.2.5	Validierung	51
3.3	Wirtschaftliche Modellierung	52
3.3.1	Grundlagen	52
3.3.2	Kostenannahmen	53
3.3.3	Gesamtkosten	55
3.3.4	Stromgestehungskosten	55
3.3.5	Optimierungsverfahren	55
3.3.6	Evolutionsstrategie	56
4	Analyse und Optimierung	57
4.1	Ausgangsvariante	57
4.1.1	Variation der Geometrie	58
4.1.2	Optimierung	60
4.2	Variation des Einrohr-Receiver	61
4.2.1	Optische Verlustanteile	66
4.2.2	Primärspiegelbreite	67
4.2.3	Lineare Abstandszunahme der Primärspiegel	70
4.2.4	Alternierende Primärspiegelausrichtung	71
4.2.5	Zielpunktstrategie	73
4.2.6	Sunshape und Zirkumsolar	74
4.2.7	Beleuchtungsstärkeverteilung am Absorberrohr und seine mechanische Belastung	75
4.2.8	Solarfelddimensionierung	80
4.2.9	Orientierung	81
4.2.10	Kosten-Sensitivitäten	81
4.3	Receiver-Konzepte	84
4.3.1	Einrohr-Receiver	84
4.3.2	Formfindung des Sekundärreflektors	85
4.3.3	Mehrrohr-Receiver	89
4.3.4	Strahlungsverteilung	91
4.4	Kraftwerksvarianten	92
4.4.1	Hybrid-Betrieb	94
4.5	Vergleich mit der Parabolrinne	96
5	Zusammenfassung und Ausblick	100
A	Randstrahlprinzip	102
B	CFD	104
C	FEM	106
D	Kostenannahmen	108
	Literaturverzeichnis	112

Abbildungsverzeichnis

1.1	Prototyp des Fresnel-Kollektors der Firma Solarmundo in Liège (Belgien)	3
2.1	Definition von Apertur- und Absorberfläche am Beispiel eines Parabolrinnenkollektors	6
2.2	Strahldichteverteilung der Sonne (<i>Sunshape</i>)	8
2.3	Akzeptanzbereich für linien- und punktfokussierende Systeme	9
2.4	Phasenraumvolumen (Etendue \mathcal{E})	10
2.5	Eindimensionale Konzentration	11
2.6	Winkeldefinition zur Beschreibung des Sonnenstandes	12
2.7	Idealer Clausius-Rankine-Prozess im TS-Diagramm. Kritischer Punkt T_k bei 220 bar und 646 K (373 °C)	15
2.8	Schema eines Solarthermischen Kraftwerks	17
2.9	Einfacher Prozess mit dem Speisewasserbehälter als Vorwärmer	18
2.10	Teillastverhalten des einfachen Prozesses für Luft- und Durchflusskühlung	18
2.11	Aufwändiger Prozess mit Zwischenüberhitzung und fünf Vorwärmern	19
2.12	Teillastverhalten des aufwändigen Prozesses für Luft- und Durchflusskühlung . .	19
2.13	Prinzipieller Aufbau eines Fresnel-Kollektors	20
2.14	Winkeldefinition bei Nord-Süd-Ausrichtung	21
2.15	Astigmatismus durch Abweichung der einfallenden Strahlung von der Hauptachse der Parabel	23
2.16	Sekundärreflektor, qualitativ verdeutlicht	24
2.17	Geometrische Verlustmechanismen	25
2.18	Einfluss von Kosinus-, Verschattungs- und Verdeckungsverlusten auf den geometrischen Wirkungsgrad in Abhängigkeit des Transversalwinkels θ_{\perp} bei verschiedenen Kollektor-Geometrien (siehe Abbildung 2.13)	26
2.19	Verschattungsverluste durch den Receiver	27
2.20	Verschattungsverluste durch die Receiveraufständigung	27
2.21	Reflektion der Solarstrahlung an einem nichtidealen Spiegel.	28
2.22	Winkelabhängige Transmission τ_{rc} der Abdeckscheibe und der Absorption α_{abs} des Absorbers	29
2.23	Temperaturabhängigkeit des thermischen Wirkungsgrades nach Gleichung 2.23 bei unterschiedlichen Einstrahlungen ($D_a= 15$ cm, $W_{pr}= 26$ m, $\eta_{opt,0} = 0,669$). . .	30
2.24	Spektrale Strahlungsdichte der Sonne $I_{sun}(\lambda)$ und verschiedener Temperaturstrahler $I(\lambda, T)$ sowie die spektrale Absorption einer selektiven Schicht $\alpha(\lambda)$ (nach Messungen des Fraunhofer ISE)	31
2.25	Temperaturabhängige Emission einer selektiven Schicht	32

3.1	Strahldichtevertelung der Sonne als Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung und Verteilungsfunktion	35
3.2	Prinzipskizze zur Ermittlung des an einem Primärspiegelement reflektierten Strahlungsanteils	38
3.3	Resultierende Faltung $\mathcal{L}_2(\alpha)$ für ein unverschattetes ($\beta = 10^\circ$) und ein teilweise verschattetes Spiegelement ($\beta = 0^\circ$)	38
3.4	Reflektierter Strahlungsanteil	39
3.5	Grafische Veranschaulichung zum Akzeptanzbereich des Sekundärreflektors	40
3.6	Relative Beleuchtungsstärkeverteilung am Receiver	41
3.7	Phasendiagramme	42
3.8	Vergleich von Raytracing mit der Faltungsmethode	44
3.9	Vergleich von Raytracing mit der Faltungsmethode η_{opt}	45
3.10	Interpolation des optischen Wirkungsgrads η_{opt} auf Horizontalstrahlung I_{bh} bezogen (Nord-Süd-Ausrichtung)	46
3.11	Absoluter Fehler der IAM-Faktorisierung	47
3.12	Vergleich von Wärmeverlustmessungen und CFD-Simulation	48
4.1	Spezifischer optischer und thermischer Jahresertrag der Ausgangsvariante nach Tabelle 4.1 in Abhängigkeit der optischen Genauigkeit des Primärspiegelfeldes	58
4.2	Spezifischer optischer und thermischer Ertrag bei Variation der Ausgangsvariante.	60
4.3	Abhängigkeit der Kostenexponenten vom Absorberrohrdurchmesser.	62
4.4	Einfluss des Absorberrohrdurchmessers auf den LEC bei unterschiedlichen Kostendegressionsexponenten $n_{C_h} = n_{C_{rc}}$	63
4.5	Einfluss des Absorberrohrdurchmessers auf den LEC bei Kostendegression des Receivers.	64
4.6	Auswirkung der optischen Genauigkeit des Primärspiegelfeldes auf den LEC für unterschiedliche Geometrien.	66
4.7	Sankey-Diagramme für die optischen Verlustmechanismen bei senkrechtem Einfall η_0 (a) und Jahresertrag η_a (b) ($D_a = 15$ cm, Tabelle 4.4)	67
4.8	Variation der Primärspiegelbreite und ihre Auswirkung auf den LEC für unterschiedliche Kostendegressionsfaktoren n_{C_n}	68
4.9	Optischer Wirkungsgrad η_{opt} eines einzelnen Primärspiegels ($B_{pr} = 1,25$ m) in Abhängigkeit seiner relativen Brennweite $f_{pr,r}$	69
4.10	Einfluss der absoluten und relativen Brennweite (bezogen auf den Abstand von Spiegel zu Receiver) auf den LEC bei einem 7 cm-Receiver	70
4.11	Einfluss der absoluten und relativen Brennweite auf den LEC bei einem 15 cm-Receiver	70
4.12	Prinzip des CLFR nach Mills	71
4.13	Ausrichtung des vorletzten Primärspiegels auf den benachbarten Absorber	72
4.14	Vergleich der optischen Wirkungsgrade in der Transversalebene ($\theta_t = 0$) für einen Kollektor mit $D_a = 7$ cm (siehe Tabelle 4.4)	72
4.15	Asymmetrische Ausrichtung der Primärspiegel	73
4.16	Erklärung zum Zielpunkt	73
4.17	Einfluss der Zielpunktverschiebung Δz_{rc} auf den LEC bei einem 15 cm-Receiver in Faro (Portugal), $DNI = 2247,3$ kWh/m ² a	74
4.18	Phasendiagramm für den Akzeptanzbereich des Receivers und der ankommenden Strahlung bei unterschiedlichen Zielpunktstrategien ($D_a = 15$ cm)	74
4.19	Einfluss unterschiedlicher Sunshapes auf den LEC ($D_a = 7$ cm)	75

4.20	Beleuchtungsstärkeverteilung an einem 7 cm-Absorberrohr (a) und an einem 15 cm-Absorberrohr (b) bei einer Einstrahlung von $I_b = 800 \text{ W/m}^2$ und für unterschiedliche Transversalwinkel (bei $\theta_i = 0^\circ$)	76
4.21	Vergleichsspannungen (nach van Mises) in Abhängigkeit der Stützweite für die Durchmesser 7 cm und 15 cm (ohne thermische Spannungen); Innendruck = 60 bar; $\frac{D_a}{D_i} = 0,9$	77
4.22	Vergleichsspannungen (nach van Mises) inklusive thermischer Spannungen in Abhängigkeit des Durchmesserverhältnisses $\frac{D_a}{D_i}$ für die Durchmesser 7 cm ($L = 4 \text{ m}$) und 15 cm ($L = 8 \text{ m}$). $\alpha_i = 1000 \text{ W/m}^2\text{K}$, $\text{DNI} = 800 \text{ W/m}^2$	78
4.23	Vergleichsspannungen (nach v. Mises) in Abhängigkeit des Wärmeübergangskoeffizienten für die Durchmesser 7 cm ($L = 4 \text{ m}$) und 15 cm ($L = 8 \text{ m}$), $\text{DNI} = 800 \text{ W/m}^2$, $\frac{D_a}{D_i} = 0,85$	79
4.24	Zeitlicher Verlauf der Vergleichsspannungen (nach v. Mises) bei einem sprunghaften Anstieg des Wärmeübergangskoeffizienten von $\alpha_{i,t=0} = 1000 \text{ W/m}^2\text{K}$ und $\alpha_{i,t>0} = 10000 \text{ W/m}^2\text{K}$ für die Durchmesser 7 cm ($L = 4 \text{ m}$) und 15 cm ($L = 8 \text{ m}$), $\text{DNI} = 800 \text{ W/m}^2$, $\frac{D_a}{D_i} = 0,85$	80
4.25	Einfluss der Solarfelddimensionierung auf den LEC an den Standorten Faro (Portugal) mit $2247,3 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ und Hurghada (Ägypten) mit $2785,2 \text{ kWh/m}^2$ (50 MW_e)	81
4.26	Relative Variation zu den Annahmen der Kostengruppen und ihre Auswirkung auf den LEC ($D_a = 15 \text{ cm}$)	82
4.27	Einfluss der relativen Änderung der physikalischen Parameter	83
4.28	Einfluss der relativen Variation der Diskontrate ($i = 8 \%$) und der Betriebskosten (O&M = 2 %) auf die Stromgestehungskosten	83
4.29	Einrohr-Receiver	84
4.30	Idealer Reflektor (a) und Reflektor mit erweiterter Zielapertur (b) für einen Akzeptanzwinkel $\theta_a = 56^\circ$	86
4.31	Phasendiagramme für Reflektoren	86
4.32	Auswirkung auf den LEC und optischen Ertrag bei Variation der Apertur W_{sr} und des Bezugs-Radius r_{sr} zur Formfindung des Sekundärreflektors.	88
4.33	Mehrrohr-Receiver	89
4.34	Einfluss der Rohranzahl des Mehrrohr-Receivers auf den LEC	90
4.35	Sekundärreflektoren für den Mehrrohr-Receiver	91
4.36	Sekundärreflektor für einen Mehrrohr-Receiver	91
4.37	Verteilung der absorbierten Leistung auf die Rohre eines 6-Rohr-Receivers	92
4.38	Sankey-Diagramm zur Verlustkette eines solarthermischen Kraftwerks	92
5.1	Kopplung der einzelnen Berechnungsprogramme	100
A.1	Aufteilung des Sekundärreflektors in zwei Bereiche (siehe Gleichung A.2).	103
A.2	Winkeldefinitionen zur Herleitung des idealen Reflektors	103
B.1	Temperatur- und Geschwindigkeitsverteilung im Receiver bei einer Fluidtemperatur von $T_f = 426,9^\circ\text{C}$ (700 K)	105
C.1	Temperaturverteilung eines 7 cm- und 15 cm-Rohres ($I_b = 800 \text{ W/m}^2$, $\alpha_i = 1000 \text{ W/m}^2$, $\lambda = 37 \text{ W/mK}$)	106
C.2	Vergleichsspannung σ_v in der Auflagerebene eines 7 cm- und 15 cm-Rohres ($P_i = 60 \text{ bar}$, $L_{stz} = 8 \text{ m}$, $I_b = 800 \text{ W/m}^2$, $\alpha_i = 1000 \text{ W/m}^2$, $\lambda = 37 \text{ W/mK}$)	107

Tabellenverzeichnis

3.1	Annahmen zu den einzelnen Kostengruppen des Fresnel-Kollektors	54
3.2	Annahmen zu den zusätzlichen Kosten für ein Kraftwerk mit 50 MW _e	55
4.1	Ausgangsvariante zur Optimierung der Kollektor-Geometrie am Standort Faro (DNI = 2247 kWh/m ²)	58
4.2	Optimierte Geometrie für D _a = 21,9 cm und $\sigma_{tot} = 4,65$ mrad am Standort Faro (DNI = 2247 kWh/m ²)	61
4.3	Annahmen der Kostendegressionsexponenten der einzelnen Baugruppen von Receiver und Aufständering	62
4.4	Optimierung der Kollektorgeometrie für verschiedene Absorberrohrdurchmesser.	64
4.5	Wärmeübergangskoeffizienten in der Vorwärm- und Überhitzerstrecke bei Nennmassenstrom (60 bar)	76
4.6	Vergleich verschiedener Kraftwerksprozesse (50 MW _e) am Standort Faro (DNI = 2247 kWh/m ²).	93
4.7	Hybridbetrieb eines 50 MW _e Solkraftwerkes	96
4.8	Geometrische Parameter der Parabolrinne (LS-3)	97
4.9	Ergebnisse der Jahressimulation für ein 50 MW _e -SolarOnly Kraftwerk mit Parabolrinne und Fresnel-Kollektor am Standort Faro (Portugal)	99
B.1	Einstellungen für die CFD-Simulationen mit FLUENT	104
B.2	Randbedingungen für die CFD-Simulationen mit FLUENT	105
D.1	Verteilung der direkten Kollektorkosten auf die einzelnen Baugruppen (A _c = 304.000 m ²)	108

Nomenklatur

Lateinische Zeichen

Abkürzung	Einheit	Beschreibung
ΔT	K	Temperaturdifferenz
ΔT_o	K	Temperaturdifferenz zwischen Rohrwand und Umgebung am Kollektorende
ΔT_u	K	Temperaturdifferenz zwischen Rohrwand und Umgebung am Kollektoranfang
Δz_{rc}	m	vertikaler Abstand des Zielpunktes vom Mittelpunkt des Absorbers
\dot{M}_i	kg/s	Massenstrom im Kollektorabschnitt i
\dot{q}	W/m	auf die Receiverlänge bezogene Wärmeleistung
\mathcal{I}	W/sr	Strahlstärke
\mathcal{L}	W/m ² sr	Strahldichte
\mathcal{L}_{1D}	W/m ² rad	Strahldichte bezogen auf ein linear focussierendes System
\mathcal{M}_s	W/m ²	spezifische Austrahlung auf der Sonnenoberfläche, $6,24 \cdot 10^7$ W/m ²
\mathcal{R}_{opt}	-	optischer Fehler des Primärspiegelfeldes
A	m ²	Fläche
c_p	J/kgK	spezifische Wärmekapazität
c_p	kJ/kgK	spezifische Wärmekapazität
c_{geom}	-	geometrischer Konzentrationsfaktor
c_{max}	-	maximaler Konzentrationsfaktor
d	m	Abstand bzw. Dicke
d_{sr}	m	Abstand Sonne Erde
E_0	W/m ²	Solarkonstante
I_{abs}	kWh/m ²	Jährlich absorbierte Strahlung pro Kollektorfläche
I_{ap}	W/m ²	Bestrahlungsstärke in der Aperturebene des Receivers
I_b	W/m ²	Bestrahlungsstärke durch direkte Strahlung
k	W/mK	Wärmedurchgangszahl
$K_{\tau\alpha}$	-	IAM Einstrahlwinkelkorrekturfaktor
L	m	Länge
x_{rc}	m	horizontaler Abstand der Primärspiegelmitte zum Receiver
A_c	m ²	Gesamtspiegelfläche des Kollektorfeldes

C	/m	spezifische Kosten
D	m	Abstand
D	m	Durchmesser
f	m	Brennweite
H	m	Höhe
i	%	Diskontrate
n	-	Kostendegressionsexponent
n	Jahre	Laufzeit
N		Anzahl
Pr	-	Prandtl-Zahl
r	m	Radius
Re	-	Reynoldszahl
T	°C	Temperatur
W_{pr}	m	Aperturweite des Primärspiegelfeldes

Griechische Zeichen

α	-	Absorptionsgrad
α	rad	Winkel
α	W/m^2K	Wärmeübergangskoeffizient
α_s	rad	Winkelabweichung von der idealisierten Sonnenposition
ε	-	Emissionsgrad
η	-	Wirkungsgrad
η_0	-	optischer Wirkungsgrad bei senkrechtem Einfall
η_a	-	Jahreswirkungsgrad
γ	rad	Azimut
Γ_{rc}	-	Akzeptanzbereich des Sekundärreflektors
κ_a	-	Annuitätenfaktor
λ	W/mK	Wärmeleitfähigkeit
λ	m	Wellenlänge
Ω	sr	Raumwinkel
Φ	W	Strahlungsfluss
ϕ	rad	Neigungswinkel
ρ	-	Reflexion
σ_s	W/m^2K^4	$5,67 \cdot 10^{-8}$ Stefan-Boltzmann-Konstante
σ_{tot}	rad	Standardabweichung des gesamten optischen Fehlers des Primärspiegelfeldes
τ	-	Transmission
τ	-	Transmissionsgrad
θ	rad	Winkel
θ_i	rad	Einfallswinkel
Υ	€	Kosten

Tiefgestellte Indices

Abkürzung	Beschreibung
⊥	transversal
∞	Umgebung
	longitudinal
a	Akzeptanz
a	aussen
abs	Absorber
abs	absorbiert
ap	Apertur
c	Kollektor
e	elektrisch
geo	geometrisch
i	innen
k	konvektiv
l	Land
l	Verluste
opt	optisch
PB	Powerblock
pr	Primärspiegel
r	radiativ
rc	Receiver
s	Sonne
sr	Sekundärreflektor
th	thermisch
z	Zenit

Abkürzungen

Abkürzung	Beschreibung
CFD	Computer Fluid Dynamics
CLFR	Compact Linear Fresnel Reflector
CPC	Compound Parabolic Concentrator
CSP	Concentrated Solar Power
CSR	Circumsolar Ratio
DISS	Direct Injection Solar Steam
DLR	Deutsches Institut für Luft und Raumfahrt
DSG	DNI
DSG	Direct Steam Generation
GPL	GNU Public License

GUD	Gas- und Dampfkraftwerk
IAM	Incident Angle Modifier
ISCCS	Integrated Solar Combined Cycle System
kWh	Kilowattstunde
LEC	Levelized Electricity Costs
LuKo	Luftkondensator
MWh	Megawattstunde
O&M	Operation and Maintenance
ORC	Organic Rankine Cycle
PSA	Plataforma Solar de Almeria
SEGS	Solar Electric Generating System
SOKRATES	Solarthermische Kraftwerkstechnologie für den Schutz des Erdklimas

Kapitel I

Einleitung

1.1 Ausgangssituation

Eine der wichtigsten Ressourcen für die wirtschaftliche Tätigkeit des Menschen und damit auch für die Entwicklung und Verbesserung seiner Lebensumstände ist die Energie. Der Bedarf an Energie wird seit dem Beginn der Industrialisierung in hohem Maße aus fossilen Vorkommen gedeckt.¹ Die Endlichkeit dieser Vorkommen ist unbestritten. Angesichts des weltweit steigenden Primärenergieverbrauchs² und des gleichzeitigen Rückgangs der Ressourcen verbirgt sich in ihrer ungleichen Verteilung ein Konfliktpotenzial.

Die bei der Verbrennung fossiler Energieträger verursachten CO₂-Emissionen stehen in starkem Verdacht, als Treibhausgas eine Erwärmung des Weltklimas zu verursachen. Auch wenn der anthropogene Anteil an der Klimaveränderung nicht eindeutig quantifizierbar ist, ist ein Zusammenhang sehr wahrscheinlich und das Ausmaß der Konsequenzen kaum absehbar. Abzuwarten, bis diese Zusammenhänge sich vollständig aufklären und aus Vermutungen Gewissheiten werden, wäre fahrlässig und unverantwortbar (*/2/*).

Die entscheidende Frage ist, zu welchen Kosten man bereit sein wird, die Folgen der globalen Erwärmung durch eine Verringerung des Verbrauchs fossiler Energieträger zu entschärfen. Die Einsparung durch effizientere Nutzung der Energie birgt kurz- bis mittelfristig das größte Potenzial. Bedenkt man allerdings den enormen Anstieg des Energiebedarfs der Schwellenländer³, so ist der Ausbau regenerativer Energien ein wichtiger Schritt auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft.

Regenerative Energieträger bieten leider ein fluktuierendes und nur bedingt vorhersagbares Angebot, welches sich nicht zwangsläufig mit der ebenfalls fluktuierenden Nachfrage deckt. Um einen höheren regenerativen Anteil an der Energieversorgung zu erreichen, ist ein Zusammenspiel aller regenerativen Quellen notwendig, wodurch eine möglichst gleichmäßige, dem Bedarf angepasste Leistungscharakteristik erzielt werden kann (*/3/*). Die wichtigsten regenerativen Energiepotenziale sind:

- direkte Solarenergie
- Windenergie
- Biomasse

¹In Deutschland beträgt dieser Anteil etwa 85 % (*/1/*).

²Für das Jahr 2020 prognostiziert der Weltenergieericht eine Steigerung des weltweiten Energieverbrauches um 40 %.

³1998 hatten 2 Milliarden Menschen noch keinen Zugang zu Elektrizität. Eine auch nur leichte Annäherung ihres Lebensstandards an den der Industrieländer wird ohne einen starken Anstieg des Weltenergieverbrauches nicht erreichbar sein.

1 Einleitung

- Wasserkraft
- Gezeitenkraftwerke
- Geothermie

Das theoretische Potenzial dieser Quellen reicht aus, den aktuellen Welt-Energiebedarf um ein Vielfaches zu decken. Ihr bisher erreichter Anteil ist allerdings sehr gering. Die Energiedichte regenerativer Energien ist, verglichen mit der von z. B. fossilen Brennstoffen, gering, so daß ein größerer Aufwand betrieben werden muß, um hier auf entsprechende Beiträge zu kommen. Dieser Aufwand steht dem zu zahlenden Preis für den fossilen Brennstoff entgegen. Dieser Preis verzeichnet allerdings einen stetigen Anstieg, so daß sich der Aufwand für die Nutzung regenerativer Energien im Vergleich vermindert. Eine zentrale Aufgabe der Energietechnik ist es, die Voraussetzung für eine ökologische wie ökonomische Energieversorgung zu schaffen. Vom theoretischen Potenzial muss also ein möglichst großer Anteil mit vertretbarem Aufwand technisch nutzbar gemacht werden. Neben technologischen Weiterentwicklungen ist es die Aufgabe der Politik, geeignete Rahmenbedingungen, wie beispielsweise Einspeisevergütung und Öko-Steuer, zu schaffen, um eine rasche Markteinführung der erneuerbaren Energien zu ermöglichen und somit ihr wirtschaftliches Potenzial zu erhöhen.

Bei der Stromerzeugung hat die Solarenergie weltweit gesehen das größte Potenzial.⁴ Die solare Energieressource ist nicht wie die fossile auf wenige Länder beschränkt. Gerade die Länder im Sonnengürtel⁵ der Erde könnten neben der Deckung ihres eigenen, ständig wachsenden Eigenbedarfs sogar Solarstrom exportieren.⁶ Bei der solaren Stromerzeugung gibt es im Wesentlichen zwei Technologien:

- Die direkte Umwandlung von Solarstrahlung in elektrischen Strom unter Ausnutzung des fotoelektrischen Effektes in sogenannten Photovoltaik-Zellen (PV-Zellen).
- Die indirekte Umwandlung von Solarstrahlung durch die Erzeugung solarer Prozesswärme und ihrer Nutzung in Wärmekraftmaschinen (Solarthermische Kraftwerke).

Aufgrund ihrer beliebigen Skalierbarkeit erfuhr erstere in den letzten Jahren über anfängliche Nischenmärkte, wie z. B. netzunabhängige Kleinsysteme, eine erhebliche Kostendegression. Mit weiter wachsender installierter Leistung ist mit weiteren Kostensenkungen zu rechnen, so dass diese Technologie zunehmend auch für große Anlagen interessanter wird.

Solarthermische Kraftwerke im Megawattbereich zeichnen sich durch ihre vergleichsweise geringen Stromgestehungskosten aus und haben mit wenigen Ausnahmen eine Markteinführung noch vor sich.

Bei solarthermischen Kraftwerken handelt es sich meist um konventionelle Kraftwerkstechnik, bei der allerdings der Brennstoff zur Befeuerung der Wärmekraftmaschine durch die Solarstrahlung substituiert wird. Die hohen Prozesstemperaturen, wie sie z. B. bei Dampfprozessen vorliegen (ca. 300-600 °C), müssen durch Konzentration der Solarstrahlung erreicht werden.

Neben den geringeren Stromgestehungskosten bieten sich die Vorteile der Energiespeicherung und der Hybridisierung auf Prozessebene. Anders als bei PV-Anlagen kann überschüssige Energie in thermischen Speichern relativ kostengünstig zwischengespeichert werden. Eine Hybridisierung

⁴Im Bereich der Niedertemperatur-Prozesswärme verzeichnet die Nutzung der Solarenergie bereits jetzt einen starken Anstieg.

⁵Zum Sonnengürtel werden vor allem Länder mit einer direkten Einstrahlung von über 2000 kWh/m²a gezählt (z. B. Nord-Afrika und Kalifornien).

⁶Ein Import nach Europa wäre mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) machbar und finanzierbar (4/).

durch Zufeuerung mit fossilen oder nachwachsenden Rohstoffen kann direkt im gleichen Kraftwerk und nicht erst auf Netzebene erfolgen. Hierdurch wird aufgrund der konstanteren und damit planbaren Leistungsabnahme eine höhere Anlagenauslastung der konventionellen Kraftwerkskomponenten des solarthermischen Kraftwerks und damit eine weitere Kostensenkung erreicht.

Seit 1984 wird in der Wüste von Kalifornien nicht nur die Machbarkeit sondern auch die Marktreife von Solarthermischen Kraftwerken demonstriert, denn die dortigen SEGS-Kraftwerke speisen mit einer maximalen Gesamtleistung von 354 MW_e in das öffentliche Stromnetz ein.⁷ Die Stromgestehungskosten dieser Anlagen konnten von anfänglich 0,27 US\$ auf 0,12 bis 0,14 US\$ gesenkt werden (15). Die dort eingesetzten Parabolrinnenkollektoren erwärmen ein Wärmeträgeröl auf ca. 400 °C, welches über einen Dampferzeuger den Prozessdampf für den konventionellen Wasser-Dampf-Kreislauf liefert.

Ende der 90er Jahre griff die belgische Firma Solarmundo das Fresnel-Konzept für linienfokussierende Systeme wieder auf, nachdem ihm schon in früheren Jahren mögliche Kosteneinsparpotenziale bescheinigt worden waren (16, 17). Auch in Australien wurde dieses Konzept von D. Mills (18) weiterverfolgt, und es entsteht dieser Tage der erste Prototyp in Liddell (Australien) (19).

In Parabolrinnen wird die Konzentration auf das Absorberrohr durch einen parabelförmigen Spiegel erreicht. Der Fresnel-Kollektor konzentriert die Solarstrahlung mit Hilfe vieler, parallel verlaufender Spiegelstreifen.

Solarmundo sah in der Einfachheit und Modularität des Fresnel-Kollektors Vorteile und baute in Liège (Belgien) einen Prototyp (siehe Abbildung 1.1) von etwa 80 m Länge, um Konstruktion und Mechanik zu testen. Im Rahmen des vom BMU geförderten Forschungsprogrammes „technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie von horizontalen Fresnel-Kollektoren“⁸ wurde das Fresnel-Konzept, ausgehend von den Arbeiten der Firma Solarmundo, auf ihr technisches und wirtschaftliches Potenzial hin untersucht.



Abbildung 1.1: Prototyp des Fresnel-Kollektors der Firma Solarmundo in Liège (Belgien)

1.2 Motivation

Der Einsatz jeder Energietechnik steht und fällt mit den erreichbaren Stromgestehungskosten. Um regenerative Energien in größerem Umfang in den Markt zu bringen, bedarf es ihrer Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken. Aufgrund der relativ geringen direkten Einstrahlung sind solarthermische Kraftwerke in Deutschland keine Option. In Ländern mit einer jährlichen Direktstrahlung von über 2000 kWh/m²a wird diese Technik sehr interessant und kann an

⁷Die Standorte in Kalifornien verzeichnen ein sehr gutes Angebot von Direktnormalstrahlung (>2800 kWh/m²a) und konnten neben Steuervorteilen auch die erhöhte Vergütung bei Stromlieferungen zu mittäglichen Lastspitzen nutzen.

⁸Erstellt in Zusammenarbeit vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt DLR und E.ON Energie AG (10).

sehr guten Standorten mittelfristig Stromgestehungskosten von unter 0,1–0,15 €/kWh erreichen.⁹ Verglichen mit 0,03 bis 0,06 €/kWh, für die ein Kohlekraftwerk, je nach Anzahl der Volllaststunden, wirtschaftlich arbeitet, ist aber auch diese Technologie noch nicht konkurrenzfähig. Diese Situation kann sich jedoch bei weiter steigenden Primärenergiepreisen und weiterer Kosteneinsparung ändern. Die Gleichzeitigkeit von erhöhtem Bedarf, der in den entsprechenden Ländern durch die verstärkte Nutzung von Klimaanlage herrührt, und anfallender Solarstrahlung prädestiniert solarthermische Kraftwerke besonders für die Deckung dieser Lastspitzen. Nach einer Studie der Weltbank „*Cost Reduction Study for STPP*“ (I11, I12I) können die Kosten langfristig auf 0,04–0,06 €/kWh gesenkt werden. Das Kostensenkungspotenzial wird vor allem bei der Einsparung durch Massenfertigung und Standardisierung sowie der Wirkungsgradsteigerung der Anlagenkomponenten und der Verringerung von Betriebs- und Unterhaltskosten gesehen. Allerdings kann die Lernkurve nur abgeschritten werden, wenn tatsächlich schon jetzt Anlagen gebaut und die Mehrkosten in Kauf genommen werden. Hier können politische Instrumentarien wie Einspeisevergütungen oder Investitionsbürgschaften helfen, anfängliche Hürden zu überwinden.¹⁰

Im Vergleich zu der Parabolrinne fällt der spezifische, auf die Spiegelfläche bezogene Ertrag eines Fresnel-Kollektors prinzipbedingt geringer aus. Dieser Nachteil kann aber möglicherweise durch geringere Kosten überkompensiert werden (siehe Abschnitt 4.5). Eine Technologiebewertung kann also nur unter der Berücksichtigung von Kosten-Nutzen-Aspekten erfolgen. Im Rahmen dieser Arbeit sollen die Möglichkeiten des Fresnel-Konzepts bezüglich geringer Stromgestehungskosten untersucht werden (I13/, I14/). Die Stromgestehungskosten werden als Bewertungskriterium verwandt und sollen dazu dienen, mögliche Varianten miteinander zu vergleichen. Eine absolute Aussage über die Höhe dieser Kosten, auch im Vergleich zu konventionellen Anlagen, kann nur bei einer Vollkostenrechnung unter Einbeziehung aller standortspezifischen Randbedingungen gemacht werden.

1.3 Zielsetzung

Um das Fresnel-Konzept unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu untersuchen und zu optimieren, sind seine optischen und thermodynamischen Eigenschaften und die Kraftwerkseinbindung modellhaft zu beschreiben. Damit sind auf Basis von z. B. stündlichen Wetterdaten die jährlichen elektrischen Stromerträge durch eine Jahressimulation bestimmbar. Zur Berücksichtigung der Auswirkung von Parametervariationen auf die Investitionskosten ist ein geeignetes Kostenmodell zu wählen. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Optimierung der Kollektorgeometrie, welche durch ihre große Anzahl an Variationsmöglichkeiten zeiteffiziente Algorithmen erfordert. Darüber hinaus werden unterschiedliche Receiverkonzepte untersucht und optimiert. Die Integration in verschiedene Kraftwerkskonzepte wird hinsichtlich der Stromgestehungskosten bewertet.

⁹Standorte in Spanien können eine jährliche Direktstrahlung von > 2200 kWh/m²a erreichen. In Nordafrika oder Kalifornien sind sogar > 2700 kWh/m²a möglich.

¹⁰Ein gutes Beispiel ist das spanische Real Decreto 2818/1998, welches die Einspeisung von solarthermisch erzeugtem Strom in das spanische Verbundnetz mit etwa 0,21–0,22 €/kWh vergütet (Stand 2005).

Kapitel II

Physikalische und technische Grundlagen

In diesem Kapitel werden die physikalischen und technischen Grundlagen der konzentrierenden Solarenergienutzung und speziell der Aufbau und die Funktionsweise des horizontalen Fresnel-Kollektors beschrieben.

2.1 Solarstrahlung

Die Möglichkeiten der Solarenergienutzung hängen im Wesentlichen von der physikalischen Eigenschaft der Solarstrahlung auf der Erde ab. Diese wiederum wird durch die physikalischen Eigenschaften der Sonne als Strahlungsquelle und ihre geometrische Position zur Erdoberfläche bestimmt. Im Inneren der Sonne wird durch Kernfusion Energie bei einer Temperatur von ca. 10^7 K freigesetzt, welche durch verschiedene Mechanismen an ihre äußere Schicht (mit einem Radius von $r_s = 6,95 \cdot 10^8$ m), die Photosphäre, transportiert wird. Die durch Absorptions- und Emissionsvorgänge veränderte Strahlung entspricht an der Sonnenoberfläche näherungsweise der Temperatur eines Schwarzen Strahlers von 5790 K. Die spezifische Ausstrahlung an ihrer Oberfläche berechnet sich nach dem Stefan-Boltzmann-Gesetz zu:

$$\mathcal{M}_s = \varepsilon \sigma_s T^4 = 6,24 \cdot 10^7 \text{ W/m}^2. \quad (2.1)$$

Durch den Abstand der Sonne zur Erde von $d_{se} = 1,496 \cdot 10^{11}$ m verdünnt sich diese Bestrahlungsstärke auf die extraterrestrische Bestrahlungsstärke E_0 , der sogenannten Solarkonstanten:

$$E_0 = \mathcal{M}_s \frac{r_s^2}{d_{se}^2}. \quad (2.2)$$

Diese unterliegt, aufgrund der Exzentrizität der Umlaufbahn der Erde, Schwankungen über das Jahr von etwa 1,7 %. Durch Satellitenmessungen kann E_0 folgendermaßen angegeben werden (/15/):

$$E_0 = 1353 \pm 21 \text{ W/m}^2. \quad (2.3)$$

Wie groß der Anteil der extraterrestrischen Solarstrahlung ist, welcher direkt auf der Erdoberfläche ankommt, hängt von Streu- und Absorptionsprozessen¹ in der Atmosphäre ab, welche im Wesentlichen von ihrer Lauflänge und dem Bewölkungszustand (Wetter) bestimmt werden. Die

¹Rayleigh-Streuung an Molekülen, Mie-Streuung an Aerosolen, Reflexion an Wassertropfen, Absorption durch Ozon und Staub.

Länge des Weges², den die Strahlung durch die Atmosphäre bis zu einem bestimmten Standort nehmen muss, hängt vom Sonnenstand ab. Bei tieferen Sonnenständen wird sie durch den längeren Weg auch stärker geschwächt. Kurz: sie unterliegt einer zeitlichen und räumlichen Fluktuation. An klaren Tagen erreicht die direkte Solarstrahlung I_b Werte von etwa 1000 W/m^2 . Die thermische Umsetzung der Solarstrahlung erfolgt in einem Kollektor, welcher um so effektiver ist, je geringer seine Wärmeverluste an die Umgebung sind. Die Wärmeverluste des Kollektors steigen proportional mit seiner Betriebstemperatur und der Absorberfläche. Die nutzbare thermische Leistung kann durch folgende vereinfachte Energiebilanz angegeben werden:

$$\dot{q}_{th} = \eta_{opt} I_b - \frac{A_{abs}}{A_{ap}} \left[\overbrace{\varepsilon \sigma_s (T^4 - T_\infty^4)}^{\text{radiativer Anteil}} + \underbrace{\alpha (T - T_\infty)}_{\text{konvektiver Anteil}} \right]. \quad (2.4)$$

Hierbei ist die Aperturfläche A_{ap} die gesamte Fläche, durch die Licht in den Konzentrator eintritt, und die Absorberfläche A_{abs} die Fläche des Kollektors, auf der die Strahlung in Nutzwärme gewandelt wird, und die selbst einen Teil der zugeführten Leistung durch thermische Verluste wieder verliert (siehe Abbildung).

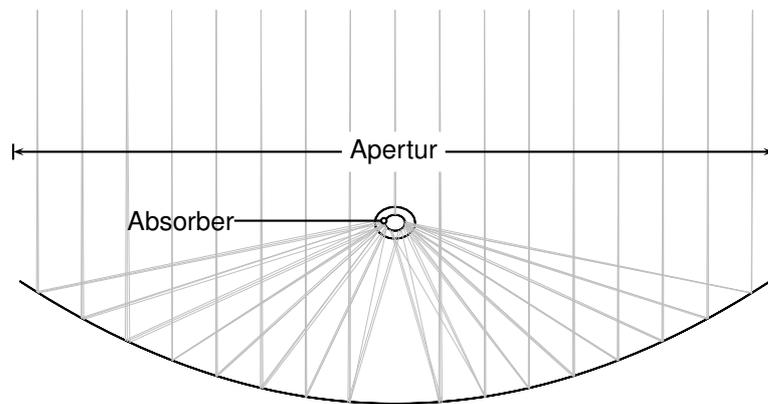


Abbildung 2.1: Definition von Apertur- und Absorberfläche am Beispiel eines Parabolrinnenkollektors

Soll ein Flach-Kollektor bei einer Einstrahlung von $I_b = 800 \text{ W/m}^2$ einen Anteil von 80 % in nutzbare Wärme umwandeln, so kann dieser gemäß Gleichung 2.4 maximal bei einer Temperatur von etwa $44 \text{ }^\circ\text{C}$ betrieben werden.³ Gleichung 2.4 zeigt, dass die Wärmeverluste durch Konzentration ($c = \frac{A_{ap}}{A_{abs}}$) und durch die Verringerung der Emission ε reduziert werden können. Die auf der Erde nutzbare solare Bestrahlungsstärke eignet sich ohne diese Maßnahmen kaum zur Erreichung hoher Temperaturen. Um Temperaturen zu erreichen, wie sie für den Einsatz in Dampfkraftwerken notwendig sind, ist eine Konzentration der Solarstrahlung von über $c = 30$ nötig.

Wie weiter hinten in Abschnitt 2.1.2 beschrieben, hängt die Konzentrierbarkeit von Strahlung von der Strahldichteverteilung der Quelle und von dem Akzeptanzbereich des Empfängers ab. Je höher die Konzentration, desto kleiner ist der Winkelbereich, unter dem Strahlung vom Empfänger akzeptiert wird. Für hohe Konzentrationen ist es daher notwendig, diesen Akzeptanzbereich dem Sonnenstand nachzuführen. Hohe Temperaturen am Absorber können demnach nur für direktes Sonnenlicht und mit nachgeführten Kollektor-Systemen erreicht werden.

²Als Maß für die Weglänge wird in der Literatur die sogenannte *Air Mass*-Zahl (AM-Zahl) verwandt. Sie gibt das Verhältnis der von der Solarstrahlung durchlaufenen atmosphärischen Masse zu der atmosphärischen Masse an, die von der Strahlung bei im Zenit stehender Sonne und klarer, trockener Atmosphäre durchlaufen würde.

³Dies gilt bei einer Emission des Absorbers von $\varepsilon = 1$ und vernachlässigbaren konvektiven Verlusten ($\alpha = 0$). Wird eine selektive Schicht verwendet, welche im abstrahlenden Infrarotbereich eine geringere Emissivität aufweist als im absorbierenden Sonnenspektrum, können höhere Temperaturen erreicht werden.

2.1.1 Strahldichteverteilung der Sonne

Da die Sonne einen endlichen Abstand zur Erde aufweist (d_{se}), ist Solarstrahlung auf der Erde nicht parallel, sondern besitzt eine leichte Divergenz. Die geometrische Ausdehnung der Sonne erscheint auf der Erde im Mittel unter einem Winkel von $\pm 4,65$ mrad ($\pm 0,266^\circ$).⁴ Wäre die Sonne ein *Lambertscher*⁵ Strahler, wäre die Strahldichteverteilung über diesen Winkelbereich konstant. Durch Absorptions- und Streuprozesse in der Photosphäre der Sonne ist ihr Rand etwas verdunkelt, was auch mit *limb darkening*⁶ bezeichnet wird. Die Intensität fällt zum Rand hin etwa um das 2,5 fache ab. Durch Streuung in der Erdatmosphäre wird zusätzlich Strahlung auch aus größeren Winkelbereichen empfangen. In unmittelbarer Nähe zur physikalischen Sonnenscheibe fällt die Strahlung um Größenordnungen ab, liegt aber dennoch deutlich über der Diffusstrahlung der restlichen Himmelshalbkugel. Diese Strahlung wird als Zirkumsolarstrahlung bezeichnet.

Die Strahldichteverteilung der Sonne $\mathcal{L}_s(\alpha_s)$ wird im Weiteren nach dem englischen Fachbegriff *Sunshape* benannt. Die *Sunshape* kann nach /16/ wie folgt angegeben werden:

$$\mathcal{L}_s(\alpha_s) = b \left(1 - 0,5138 \left(\frac{\alpha_s}{4,65 \text{ mrad}} \right)^4 \right). \quad (2.5)$$

Der Faktor b in Gleichung 2.5 kann, je nachdem ob man ein punkt- oder ein linienfokussierendes System betrachtet, in Abhängigkeit der Direktstrahlung I_b angegeben werden:

$$\begin{aligned} b_{1D} &= \frac{I_b}{8,959 \cdot 10^{-6}} \text{ 1/sr} \\ b_{2D} &= \frac{I_b}{8,344 \cdot 10^{-3}} \text{ 1/rad.} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Ähnliche Beschreibungen zur *Sunshape* werden unter anderem auch in /17/ gemacht. Diese Beziehungen gelten allerdings nur bis zum physikalischen Rand der Sonnenscheibe und umfassen nicht den Bereich der Zirkumsolarstrahlung.

Zirkumsolarstrahlung

Bei sehr klarem Himmel und hohen Sonnenständen entspricht die *Sunshape* in guter Näherung der Gleichung 2.5. Verstärkt sich die Streuung durch hohe Wolkenschichten (Cirren), Aerosole oder Staubpartikel, kommt es zu einer leichten Trübung. Die *Sunshape* weitet sich über den physikalischen Rand der Sonnenscheibe aus. Die Strahlung, die über diesen Winkelbereich hinaus ($> 4,65$ mrad) empfangen werden kann, wird Zirkumsolarstrahlung genannt. Die Zirkumsolarstrahlung kann durch den Zirkumsolaranteil *CSR*⁷ charakterisiert werden (/18/). Dieser beschreibt, wie groß ihr Anteil an der gesamten, von der Sonne direkt empfangenen Strahlung ist:⁸

$$CSR = \frac{E_{\text{circumsolar}}}{E_{\text{total}}}. \quad (2.7)$$

Die Energieanteile lassen sich durch das Integral der *Sunshape* $\mathcal{L}(\alpha)$ über die entsprechenden Raumwinkelbereiche bestimmen:

⁴Der Winkel variiert durch die elliptische Umlaufbahn der Erde zwischen $\pm 4,584$ mrad und $\pm 4,742$ mrad.

⁵Ein *Lambertscher* Strahler strahlt über alle Raumrichtungen mit einer konstanten Strahldichte.

⁶von engl.: Randverdunkelung

⁷von circum solar ratio, engl.

⁸Trotz der leichten zeitlichen Variation des solaren Öffnungswinkels wird zur Charakterisierung des Zirkumsolaranteils *CSR* von dem mittleren Wert $4,65$ mrad ausgegangen, weil ein variierender Bezugswinkel wenig sinnvoll ist.

$$E_{total} = 2\pi \int_0^{\frac{\pi}{2}} \mathcal{L}_s(\alpha) \sin(\alpha) \cos(\alpha) d\alpha$$

$$E_{circumsolar} = 2\pi \int_{4,65 \text{ mrad}}^{\frac{\pi}{2}} \mathcal{L}_s(\alpha) \sin(\alpha) \cos(\alpha) d\alpha. \quad (2.8)$$

Direktstrahlungsmessgeräte, die sogenannten Pyrheliometer, messen Strahlung in einem Winkelbereich von $\pm 5^\circ$ um die aktuelle Sonnenposition. Bei hohem CSR enthält die so gemessene Direktnormalstrahlung I_b Strahlung, die von einem konzentrierenden System, dessen Akzeptanzwinkel i. d. R. kleiner als $\pm 5^\circ$ ist, nicht mehr akzeptiert wird. Der Messwert kann also zu einer Überschätzung des Kollektor-Systems führen. Für eine Ertragsabschätzung wäre die Kenntnis der tatsächlichen, momentanen *Sunshape* und ihr Einfluss auf die Leistung des Kollektors sinnvoll.

Da für die wenigsten Standorte eine detaillierte Kenntnis der Strahldichteverteilung existiert, wird im Rahmen dieser Arbeit der Einfluss der Zirkumsolarstrahlung auf den Ertrag quantitativ untersucht und für alle Jahresertragsrechnungen von einer gemittelten Verteilung ausgegangen (siehe Abschnitt 4.2.6).

Die *Sunshapes* wurden aus der Arbeit von A. Neuman et al. (/18/) übernommen, in welcher die Profile aus einer großen Anzahl von Messungen⁹ als typische Standardprofile für unterschiedliche Zirkumsolaranteile generiert wurden. Zu unterschiedlichen Zeitpunkten gemessene *Sunshapes* mit gleichem Zirkumsolaranteil müssen sich nicht zwangsläufig exakt entsprechen. Die Unterschiede und vor allem ihre Auswirkungen auf die Leistung des hier betrachteten Systems sind allerdings als äußerst gering anzusehen. In Abbildung 2.2 sind vier solcher Profile dargestellt. Gut zu erkennen ist, dass bei höherem Zirkumsolaranteil die Strahldichten innerhalb der Sonnenscheibe deutlich absinken, da ein Teil der Strahlung in die Randbereiche verschoben ist.

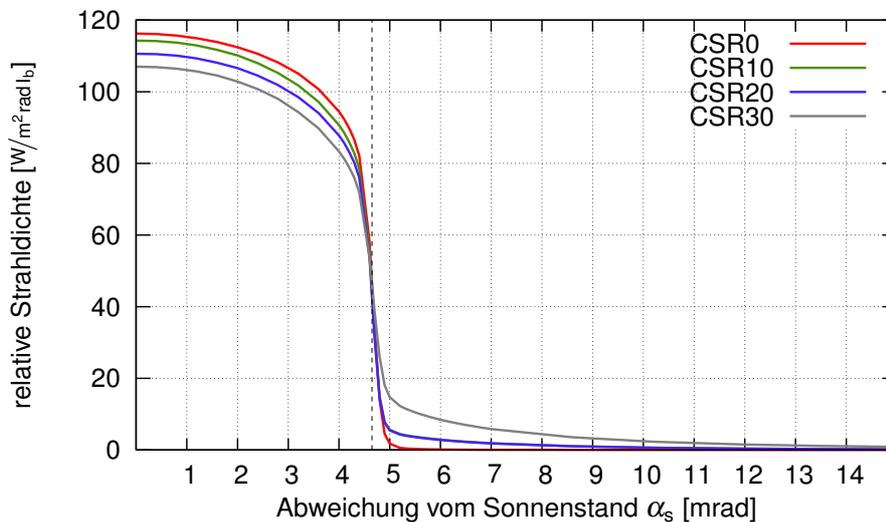


Abbildung 2.2: Strahldichteverteilung der Sonne (*Sunshape*) bei unterschiedlichen Zirkumsolaranteilen (*CSR*) aus /18/

Die statistische Analyse in /18/ ergab, dass 71,5 % der Messwerte einen Zirkumsolaranteil von $CSR < 5\%$ und 90 % von $CSR < 15\%$ aufwiesen. Bei den Jahressimulationen für die vorliegende Arbeit wurde die in /18/ mit CSR10 benannte *Sunshape* angewendet. Diese in Abbildung 2.2 dargestellte *Sunshape* weist einen CSR von 11,7 % auf. Da hohe Direktstrahlungswerte vorwiegend mit niedrigem Zirkumsolaranteil auftreten, ist diese Annahme eher als konservativ zu bewerten.

⁹Ausgewertet wurden etwa 2300 Messungen an Standorten in Frankreich, Deutschland und Spanien.

Für ein punktfokussierendes System gilt, dass bei einem Akzeptanzwinkel von $\theta_a = 4,65$ mrad die Verluste durch die Zirkumsolarstrahlung dem Zirkumsolaranteil CSR entsprechen. Bei einem linienfokussierenden System geht durch einen Akzeptanzwinkel von $4,65$ mrad nicht alle Strahlung außerhalb dieses Winkels verloren (siehe Abbildung 2.3a und b). Für den Energieanteil innerhalb eines Akzeptanzwinkels θ_a gilt für linienfokussierende Systeme:

$$E = \int_{-\theta_a}^{\theta_a} \mathcal{L}_s^{1D}(\alpha) d\alpha. \quad (2.9)$$

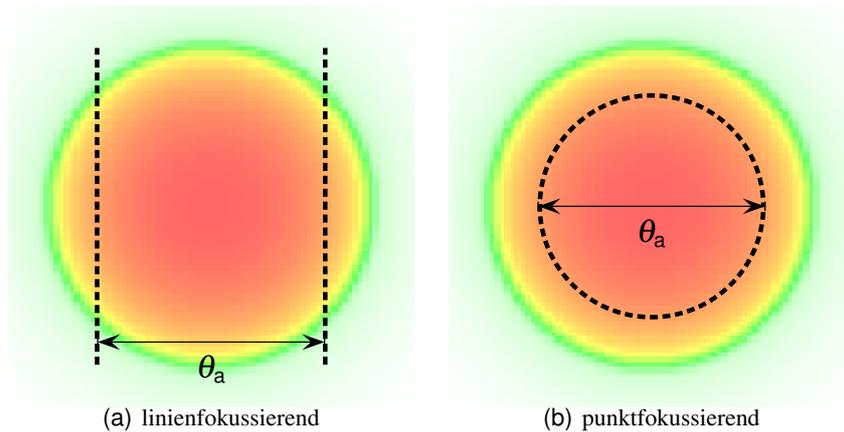


Abbildung 2.3: Akzeptanzbereich für linien- und punktfokussierende Systeme

Bei einem Zirkumsolaranteil von $11,7\%$ (*Sunshape* = CSR10 siehe Abbildung 2.2) wären bei einem punktfokussierenden $11,7\%$ und bei einem linienfokussierenden System nur $3,7\%$ verloren. Bei gleichem Akzeptanzwinkel fällt der Einfluss der Zirkumsolarstrahlung bei linienfokussierenden Systemen geringer aus als bei punktfokussierenden.

2.1.2 Konzentration von Solarstrahlung

Durch geeignete technische Hilfsmittel wie Spiegel oder Linsen kann die Bestrahlungsstärke der Solarstrahlung erhöht werden. Die Konzentration bei Solarkollektoren ist motiviert durch zwei Aspekte:

- Die spezifischen, auf die Eingangsapertur des Receivers bezogenen Wärmeverluste werden reduziert, wodurch hohe Betriebstemperaturen ermöglicht werden (siehe Gleichung 2.4).
- Die wirtschaftliche Ausnutzung der vergleichsweise teuren Absorbereinheit wird erhöht, und somit werden die spezifischen Kosten gesenkt.
- Durch eine Überdimensionierung der Spiegelfläche kann Regelkapazität gewonnen werden.

Als sinnvolle Definition der Konzentration eines Kollektor-Systems hat sich die geometrische Konzentration c_{geo} erwiesen, die über das Verhältnis der Apertur- zur Absorberfläche definiert ist:

$$c_{\text{geo}} = \frac{A_{\text{ap}}}{A_{\text{abs}}}. \quad (2.10)$$

Maximale Konzentration

Könnte man die Solarstrahlung beliebig hoch konzentrieren, wären hierdurch höhere Temperaturen als die der Sonne erreichbar, was wiederum eine Verletzung des 2. Hauptsatzes der Thermodynamik bedeuten würde, da ein Nettowärmestrom von einem kälteren zu einem wärmeren Körper vorhanden wäre. Aus thermodynamischer Sicht muss es also eine Grenze der Konzentration geben.

Diese Grenze kann aus dem Satz von Liouville abgeleitet werden (siehe /19/). Dieser Satz postuliert die Konstanz der räumlichen Ausdehnung eines Strahlenbündels bei seinem Durchgang durch ein optisches System. Ein Strahlenbündel kann durch seine Schnittfläche dA mit einer Referenzfläche und seinem Richtungsbereich $\cos(\theta)d\Omega$ beschrieben werden; worin der Winkel θ die Abweichung des Strahlenbündels von der Oberflächennormalen der Referenzfläche und Ω den vom Strahlenbündel ausgefüllten Raumwinkel darstellt (siehe Abbildung 2.4).

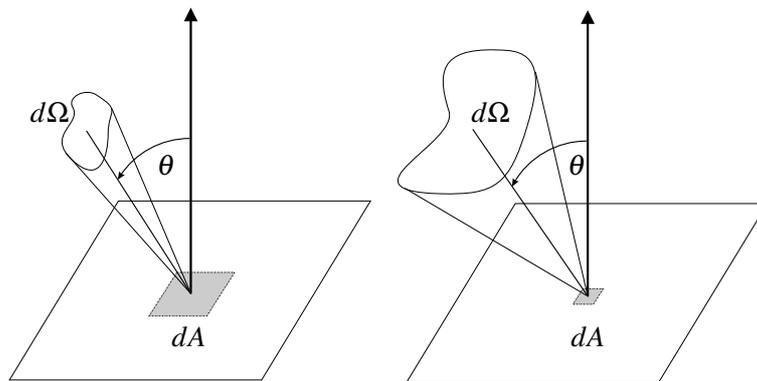


Abbildung 2.4: Phasenraumvolumen (Etendue \mathcal{E})

Die räumliche Ausdehnung, das Phasenraumvolumen, auch Etendue \mathcal{E} genannt, wird wie folgt definiert:

$$\mathcal{E} = \iint \cos(\theta) d\Omega dA = \iiint \cos(\theta) \sin(\theta) d\theta d\phi dA.$$

Die Konsequenz der Erhaltung ist, dass eine Verringerung der räumlichen Ausdehnung eines Strahlenbündels nur durch eine Ausweitung auf einen größeren Raumwinkelbereich erreicht werden kann. Die Bestrahlungsstärke an einem Absorber kann durch Konzentration nur soweit erhöht werden, bis sie einer Strahlungsquelle gleicher Strahldichte entspricht, die seinen gesamten Halbraum überdeckt. So ist leicht ersichtlich, dass diffuse Strahlung auf optischem¹⁰ Wege nicht konzentriert werden kann, da eine Ausweitung der diffusen Strahlung auf einen größeren Winkelbereich nicht mehr möglich ist.

Die Strahldichte ist Strahlungsfluss Φ (mit der Dimension einer Leistung) pro Phasenraumvolumen:

$$\mathcal{L} = \frac{d\Phi}{d\mathcal{E}}.$$

Aus der Energieerhaltung und der Konstanz des Phasenraumvolumens folgt: Die Strahldichte ist auf dem Weg der Lichtausbreitung im Idealfall konstant. In einem realen optischen System kann sie abnehmen, aber nicht zunehmen.

¹⁰In /20/ wird gezeigt, dass diffuse Strahlung durch eine Frequenzverschiebung konzentriert werden kann. Dieser Spezialfall ist aber für die hier betrachteten Systeme nicht von Bedeutung.

Stehen Quelle und Absorber im thermodynamischen Gleichgewicht, muss die Energie, die von der Quelle auf die Apertur gestrahlt wird, gleich der Energie von Absorber zu Quelle sein. Damit ergibt sich für ein eindimensional konzentrierendes System (Abbildung 2.5):

$$\int_{A_{ap}} \int_{-\theta_a}^{\theta_a} \mathcal{L}_{ap}^{1D} \cos(\alpha) d\alpha dA = \int_{A_{abs}} \int_{-\theta_e}^{\theta_e} \mathcal{L}_{abs}^{1D} \cos(\alpha) d\alpha dA$$

Abbildung 2.5: Eindimensionale Konzentration

Geht man von einer über den Akzeptanzwinkel $\pm\theta_a$ homogenen Ausleuchtung ($\mathcal{L}_{ap} = \text{const.}$) aus, so folgt aus der Konstanz der Strahldichte im Idealfall auch für den Absorber eine homogene Ausleuchtung mit $\mathcal{L}_{abs} = \mathcal{L}_{ap}$ über den Winkelbereich $\pm\theta_e$. Daraus folgt:

$$A_{ap} \int_{-\theta_a}^{\theta_a} \cos(\alpha) d\alpha = A_{abs} \int_{-\theta_e}^{\theta_e} \cos(\alpha) d\alpha.$$

Damit ergibt sich die geometrische Konzentration in Abhängigkeit der Winkel θ_a und θ_e :

$$c_{\text{geo}} = \frac{A_{ap}}{A_{abs}} = \frac{\sin(\theta_e)}{\sin(\theta_a)}.$$

Die Konzentration wird maximal, wenn der Absorber über den gesamten möglichen Winkelbereich von $\pm\pi/2$ ausgeleuchtet wird:

$$c_{\text{geo,max}} = \frac{A_{ap}}{A_{abs}} = \frac{1}{\sin(\theta_a)}. \quad (2.11)$$

Die Konzentration erfolgt also darüber, dass eine kleinere Fläche Strahlung von der Quelle aus einem größeren Raumwinkel empfängt als die Apertur.¹¹

Ein einachsigt nachgeführtes System erreicht bei einem Akzeptanzwinkel θ_a , der dem Öffnungswinkel der physikalischen Sonnenscheibe entspricht ($0,27^\circ$), eine Konzentration von höchstens $c_{\text{max}} = 212$.¹² Der erreichbare Akzeptanzwinkel hängt aber nicht allein von dem Öffnungswinkel der Solarstrahlung, sondern auch von der optischen Genauigkeit des Systems selbst ab. Bei einem Spiegel-System mit relativ hohen optischen Fehlern macht es wenig Sinn, die Konzentration auf den Öffnungswinkel der Solarstrahlung auszulegen, weil ein Großteil der Strahlung durch die Ungenauigkeiten verloren ginge. Je höher die Konzentration, desto höher ist auch die Anforderung an die Genauigkeit des Systems. Gerade bei Spiegelfeldern ist der Akzeptanzwinkel nicht über die gesamte Apertur konstant. Optische Fehler machen sich für außenliegende Spiegel aufgrund

¹¹Für zwei-dimensionale Konzentration gilt:

$$A_{ap} 2\pi \mathcal{L}^{2D} \int_0^{\theta_a} \sin(\alpha) \cos(\alpha) d\alpha = A_{abs} 2\pi \mathcal{L} \int_0^{\theta_e} \sin(\alpha) \cos(\alpha) d\alpha, \quad c_{\text{max}} = \frac{1}{\sin^2(\theta_a)}.$$

¹²Bei zweiachsigt nachgeführten Systemen liegt die maximale Konzentration bei einem Akzeptanzwinkel von $\theta_a = 0,27^\circ$ bei etwa $c_{\text{max}} = 45033$.

größerer Lauflängen der reflektierten Strahlen stärker bemerkbar. Das Spiegel-System erzeugt daher auch an der Eingangsapertur des Strahlungsempfängers (Receiver) eine nicht-gleichförmig verteilte Strahldichte.

Bei nicht-gleichförmig verteilter Strahldichte können, unter Einbeziehung der Winkelbereiche mit hoher Strahldichte, höhere Konzentrationen erreicht werden (/21/), allerdings nur unter Verlust von dem Teil der Strahlung mit geringerer Strahldichte. Die Wahl des Konzentrationsverhältnisses für das jeweilige System ist ein Kompromiss und kann, unter Berücksichtigung aller damit zusammenhängenden Effekte, über eine wirtschaftliche Betrachtung gefunden werden.

2.1.3 Winkeldefinition

Die optischen Eigenschaften eines konzentrierenden Kollektor-Systems sind abhängig von der Einstrahlrichtung, also vom Sonnenstand. Dieser Sonnenstand wird durch die folgenden Winkel eindeutig festgelegt (siehe Abbildung 2.6):

θ_z Der Zenitwinkel gibt die Abweichung des Sonnenstandes von der Senkrechten an ($90^\circ - \theta_z$ entspricht dem Sonnenhöhenwinkel).

γ Der Azimutwinkel ist der Winkel zwischen dem in die Horizontale projizierten Sonnenstand und der Südrichtung. Für Osten gilt per Definition $\gamma = -90^\circ$.

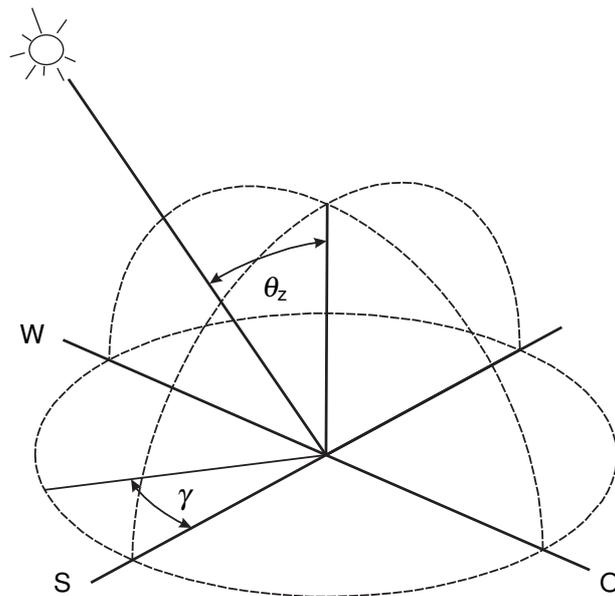


Abbildung 2.6: Winkeldefinition zur Beschreibung des Sonnenstandes

Die Sonnenwinkel θ_z und γ sind nicht nur von der Tageszeit abhängig, sondern aufgrund der Ekliptikschiefe¹³ auch von der Jahreszeit. Dieser funktionale Zusammenhang wurde in die Simulationsrechnungen nach /22/ integriert.

2.2 Solarthermische Kraftwerke

Schon 1774 experimentierte der französische Chemiker Lavoisier mit der Konzentration von Solarstrahlung. Sein auf Linsen beruhender Solarofen war in der Lage, Platin zu schmelzen, und erreichte Temperaturen von etwa 1800 °C. Bei der Weltausstellung 1878 in Paris lieferte ein Paraboloid-Kollektor (Dish) den Dampf für eine Dampfmaschine, die eine Druckerpresse antrieb (/23/). 1907 wurde von W. Meier und A. Remshardt ein Patent zur Dampferzeugung in Parabolrinnenkollektoren eingereicht. Die ersten Parabolrinnen betrieben 1912 in Ägypten eine 45 kW Bewässerungspumpe. Obwohl das System erfolgreich arbeitete, wurden, aufgrund günstiger fossiler Energiepreise, weitere solare Energienutzungen nicht weiterverfolgt. Erst mit der Ölkrise Mitte der 70er Jahre wurden in den USA, Japan und Europa Forschungsprogramme zur Nutzung der Solarenergie aufgelegt. Nach den vorausgegangenen Demonstrationsanlagen konnte 1984 das erste

¹³Mit Ekliptikschiefe wird die Schiefe der Rotationsachse der Erde mit der Ebene der Umlaufbahn (Ekliptik) bezeichnet (siehe z. B.:/22/).

kommerziell betriebene Solarkraftwerk (SEGS I) in der Wüste von Kalifornien mit einer Spiegelfläche von 83.000 m^2 und einer Leistung von $13,5\text{ MW}_e$ an das Netz gehen. 1991 wurde das bis heute letzte solarthermische Kraftwerk (SEGS IX) mit 80 MW_e und 48.4000 m^2 Spiegelfläche an das Netz geschaltet. Nach wie vor speisen die SEGS-Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 354 MW_e in das kalifornische Verbundnetz ein und sind damit weiterhin die größten Solarkraftwerke weltweit.¹⁴

Solarthermische Kraftwerke können wie folgt klassifiziert werden (siehe /17/):

Konzentrierende Systeme	
Punkt fokussierend	Turmkraftwerke
	Paraboloide (Dishes)
Linien fokussierend	Parabolrinne
	Fresnel-Kollektor
Nichtkonzentrierende Systeme	
	Aufwindkraftwerk
	Solarteiche

2.2.1 Kollektortechnologien

Turmkraftwerke Ein Feld zweiachsig nachgeführter Spiegel, sogenannter Heliostaten, fokussiert die Solarstrahlung auf die Spitze eines Turmes, wo in dem dortigen Strahlungsempfänger (Receiver) bei Konzentrationen von etwa $c = 1000$ Temperaturen von über 1000 °C erreicht werden können. Die einzelnen Heliostaten erreichen Größen zwischen $50\text{--}150\text{ m}^2$ (/24/). Seit 1977 sind mehrere Turmanlagen zu Versuchszwecken errichtet worden. Von 1982 bis 1988 wurde das Turmkraftwerk *SolarOne* mit einer Leistung von 10 MW_e im Netzverbund betrieben. Darüber hinaus konnte noch keine Markteinführung erfolgen, jedoch werden für große Systeme bis 200 MW_e geringe Stromgestehungskosten erwartet. Aufgrund der hohen erreichbaren Prozesstemperaturen können hohe thermische Wirkungsgrade des Kraftwerksprozesses erreicht werden. Eine Schlüsselposition stellt der Receiver dar, der unter hohen Temperaturen extrem hohe Wärmestromdichten ($300\text{--}1000\text{ kW/m}^2$) an einen Wärmeträger übertragen muss. Erprobt werden hierzu verschiedene Konzepte (/24/). Eine interessante Option ist die Integration der solaren Wärme in den Gasturbinenprozess eines GuD-Kraftwerkes (/25/, /26/).

Paraboloide Diese Schalensysteme (Dishes) bestehen aus einem zweiachsig nachgeführten Paraboloid, das üblicherweise Aperturflächen zwischen $50\text{--}150\text{ m}^2$ aufweist. Im Brennfleck, wo Konzentrationen bis zu 4000 erreicht werden, befindet sich der Erhitzerkopf einer Stirlingmaschine¹⁵. Bei Arbeitstemperaturen von $650\text{--}750\text{ °C}$ setzt diese die absorbierte Strahlung in mechanische und der Generator in elektrische Leistung um. Der Leistungsbereich einzelner Systeme liegt bei bis zu 30 kW und ist vor allem zur dezentralen Stromversorgung von Kleinverbrauchern konzipiert (/27/). Der größte Dish steht mit 400 m^2 und einer Fokallänge von 13 m in Sede Boqer (Israel). Die Dish-Stirling Systeme stehen in direkter Konkurrenz zu PV-Anlagen. Obwohl sehr gute elektrische Wirkungsgrade von bis zu 30% erreicht wurden (/28/), werden diese Systeme

¹⁴Während der Fertigstellung dieser Arbeit befanden sich bereits neue Solarthermische Kraftwerke in Planung. 2007 sind in Sevilla (Spanien) ein 10 MW_e -Turmkraftwerk und in Nevada (USA) ein 60 MW_e -Parabolrinnenkraftwerk ans Netz gegangen. Ein weiteres 50 MW_e -Parabolrinnenkraftwerk soll 2008 in der Nähe von Almeria (Spanien) fertiggestellt sein.

¹⁵Nach R. Stirling (1790-1878) benannte Wärmekraftmaschine. Dieser „Heißluft-Motor“ führt das Arbeitsgas in einem geschlossenen Kreislauf, und kann auf beliebige Weise erhitzt werden.

bei weiter sinkenden Preisen für die PV-Module vielleicht nie in den Markt finden, da eine Kostenreduktion durch Massenproduktion wegen der zunehmenden Attraktivität der in diesem Markt konkurrierenden PV-Module nicht stattfinden kann.

Parabolrinne Die eindimensional, in Form einer Parabel gekrümmten Spiegel konzentrieren das Sonnenlicht auf das in der Brennlinie befindliche Absorberrohr. Die Aperturweite (siehe Abbildung 2.1) des letzten in den SEGS-Kraftwerken eingesetzten Kollektortyps, dem LS-3, beträgt 5,76 m. Das Absorberrohr, mit einem Durchmesser von 7 cm wird zur Verringerung der Wärmeverluste von einer evakuierten Glasröhre umgeben. In den SEGS-Kraftwerken konnte diese Technologie mit einer Gesamtleistung von 354 MW_e ihre Tauglichkeit für den großtechnischen Einsatz unter Beweis stellen. Die technische Verfügbarkeit der Anlagen liegt mittlerweile bei ca. 98 %. Die Rinnen werden mit Thermoöl bis zu einer Temperatur von 400 °C betrieben. Eine vielversprechende Weiterentwicklung der LS-3-Kollektoren ist der Eurotrough (*/29/*), mit dem auch die Direktverdampfung erprobt wurde (*/30/*). Bei der Entwicklung des LS-4-Kollektors wurde eine Aperturweite von 10.5 m erprobt, die sich auf Grund von zu großen Windlasten nicht durchsetzen konnte.

Fresnel-Kollektor Der Name leitet sich von der *Fresnelschen* Stufenlinse ab, welche von A. J. Fresnel (1788-1827) zur Vermeidung großer Linsendicken vorgeschlagen wurde. Die Krümmungsradien der konzentrischen Ringzonen sind so gewählt, dass sie einen gemeinsamen Brennpunkt aufweisen. Bei einem linearen Fresnelkollektor konzentrieren parallele, einachsige nachgeführte Spiegelstreifen die Solarstrahlung auf den Receiver. Von G. Francia wurde dieses Kollektor-Konzept in den 60er Jahren erstmalig demonstriert (*/6/*). Eine vertiefende Beschreibung findet sich in Abschnitt 2.3 auf Seite 20.

Aufwindkraftwerk Diese Technik nutzt den Kamineffekt. Ein hoher Turm (der Kamin) wird am Boden großflächig von einem gewächshausartigen Glasdach, dem Kollektor umgeben. Dieser Kollektor erwärmt die am Rand einströmende Luft, durch deren Ausdehnung im Turm ein Aufwind entsteht. Die kinetische Energie dieses Aufwindes wird in einer Turbine in mechanische und dann im Generator in elektrische Energie umgewandelt (*/31/*). Da es sich um kein konzentrierendes System handelt, kann auch diffuse Strahlung verwertet werden. Allerdings ist aufgrund der geringen Temperaturdifferenz zwischen aufströmender und umgebender Luft der Wirkungsgrad sehr gering. Der Ertrag steigt proportional mit der Turmhöhe. Man hofft durch extrem große Anlagen mit Turmhöhen bis ca. 1000 m, den geringen Wirkungsgrad durch die spezifisch geringe Investition überzukompensieren. Theoretisch kann aber auch bei diesen Turmhöhen der Wirkungsgrad, aufgrund der geringen Energiedichte der Thermik, kaum 2 % übersteigen (*/32/*). Die Speicherung der Niedertemperaturwärme im Erdboden und in zusätzlichen Wassertanks ermöglicht eine kostengünstige Verlängerung der Energieproduktion über die Sonnenstunden hinaus. Eine Demonstrationsanlage in Manzanares (Spanien) mit einer Turmhöhe von 200 m konnte die prinzipielle Machbarkeit und die Richtigkeit der Modelle bestätigen (*/26/*).

Solarteich Der Kollektor selbst ist ein flacher Teich. Zur Verminderung der durch Temperaturgradienten hervorgerufenen Konvektionsverluste wird künstlich ein in die Tiefe ansteigender Salzgradient in dem Teich aufrechterhalten. Die damit nach unten ansteigende Dichte verhindert oder verringert die Konvektion infolge von Temperaturgradienten (*/33/*). Die erreichbaren Temperaturen liegen lediglich bei etwa 50 K über Umgebungstemperatur. Zur Umsetzung des relativ geringen Temperaturgefälles wird ein ORC-Prozess¹⁶ verwandt. In Bet Ha'Arava (Israel) ist ein

¹⁶Von engl.: Organic Rankine Cycle. Ein Dampfkreislauf mit einem organischen Arbeitsfluid.

solcher Solarteich mit 250.000 m² und 5 MW_e in Betrieb. Diese Technologie wird wegen ihrer schlechten Wirtschaftlichkeit zur Elektrizitätserzeugung jedoch kaum weiterverfolgt.

2.2.2 Dampfkreislauf

Um Wärme in Arbeit und anschließend elektrischen Strom zu verwandeln, muss diese einem Kreisprozess zugeführt werden. Dem Arbeitsmittel des Kreisprozesses wird die Wärme bei hoher Temperatur übertragen. Es leistet in einer Maschine Arbeit und wird dann durch Abfuhr von Wärme bei niedriger Temperatur wieder in seinen Anfangszustand gebracht. Damit ist der Kreisprozess geschlossen. Der für die Energietechnik bedeutendste Kreisprozess ist der Clausius-Rankine-Prozess¹⁷. Das Arbeitsmittel ist Wasser bzw. Wasserdampf. Der idealisierte Clausius-Rankine-Prozess durchläuft folgende Zustandsänderungen:

- 1→2 Isentrope Druckerhöhung durch die Speisewasserpumpe
- 2→3 Isobare Wärmezufuhr (Vorwärmung, Verdampfung und Dampfüberhitzung)
- 3→4 Isentrope Dampfexpansion in der Turbine
- 4→1 Isobare Wärmeabfuhr im Kondensator

In Abbildung 2.7 sind die Zustandsänderungen in einem Temperatur-Entropie-Diagramm (TS-Diagramm) dargestellt. Die dem Prozess zu- oder abgeführte Wärme ist im TS-Diagramm als Fläche ablesbar.¹⁸ Die Differenz aus zugeführter q_{zu} und abgeführter Wärme q_{ab} kann in nutzbare Arbeit q_{nutz} umgewandelt werden. Aus dem TS-Diagramm ist ersichtlich, dass der thermische Wirkungsgrad mit zunehmenden Temperaturen der Wärmezufuhr und abnehmenden Temperaturen der Wärmeabfuhr steigt.

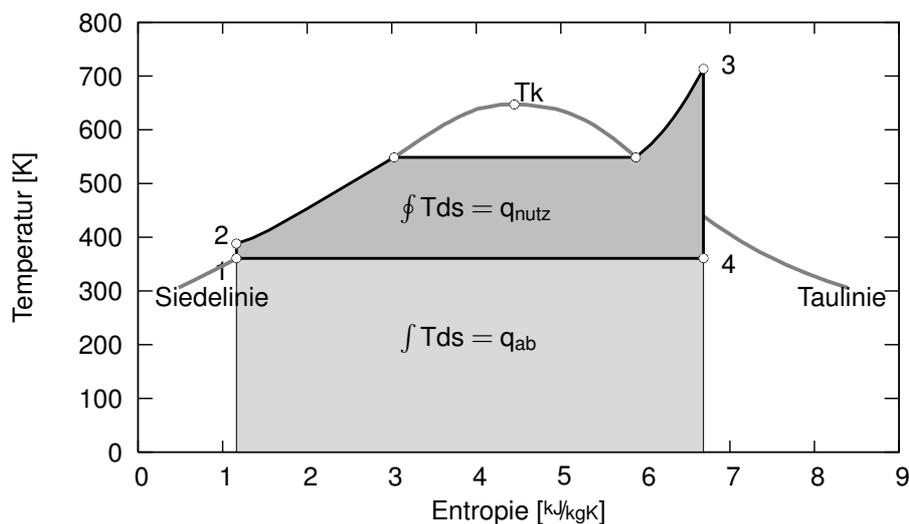


Abbildung 2.7: Idealer Clausius-Rankine-Prozess im TS-Diagramm. Kritischer Punkt T_k bei 220 bar und 646 K (373 °C)

Hohe Prozess Temperaturen ermöglichen somit hohe Wirkungsgrade. Bei fossilbefeuerten Kraftwerken liegt die Begrenzung vor allem in der Temperaturbeständigkeit der eingesetzten Materialien (wie z. B. für den Überhitzer und die Turbinenschaufeln). Moderne fossile Kraftwerke werden

¹⁷Nach R.J.E. Clausius (1822-1888) und W. J. M. Rankine (1820-1872).

¹⁸Das folgt aus der Definition für die Entropie $ds = \frac{dq}{T}$.

mit Frischdampfparametern im überkritischen Bereich von über 240 bar und 600 °C betrieben. Zur weiteren Wirkungsgradsteigerung von realen Prozessen wird die mittlere Temperatur der Wärmezufuhr durch eine regenerative Speisewasservorwärmung und eine Zwischenüberhitzung erhöht. Die Speisewasservorwärmung wird durch Anzapfdampf aus den Turbinenstufen realisiert und ist damit regenerativ, da die Wärme aus dem Prozess selbst kommt und nicht von Außen zugeführt wird. Bei der Zwischenüberhitzung wird der Dampf aus der Hochdruckstufe der Turbine erneut erhitzt. Dadurch wird, sofern die Entnahme richtig gewählt wird, ebenfalls die mittlere Temperatur der Wärmezufuhr angehoben. Außerdem wird durch die Zwischenüberhitzung bei der Expansion des Dampfes in der Turbine die Taulinie erst bei tieferen Temperaturen unterschritten. Unterhalb der Taulinie steigt der Anteil von Wassertröpfchen (Endnässe), welcher für die Turbinenschaufeln bis zu einem Massengehalt von etwa 13 % zulässig ist. Dieser limitierende Zustand wird ebenfalls hin zu tieferen Temperaturen verschoben. Tiefe Temperaturen der Wärmeabfuhr ermöglichen, wie erwähnt, ebenfalls bessere Wirkungsgrade.

Bei solarthermischen Kraftwerken wird die Auslegung des Dampfkreislaufes durch die Eigenschaften des Kollektors mitbestimmt (/34/). Hohe Frischdampftemperaturen führen zwar zu besseren thermischen Wirkungsgraden des Kreisprozesses, aber die Wärmeverluste des Kollektors, sofern die Beschichtung des Absorbers diesen Temperaturen überhaupt standhält, nehmen ebenfalls zu, sodass hohe Temperaturen nicht zwangsläufig zu besseren Ergebnissen führen.

Der Kollektor kann die Wärme dem Verdampfer über ein Wärmeträgermedium zuführen oder selbst als Verdampfer eingesetzt werden. Bei den kalifornischen SEGS-Kraftwerken wird in den Parabolrinnen ein Thermoöl auf eine Temperatur von ca. 400 °C erhitzt, welches im Verdampfer den Frischdampf für die Turbine erzeugt. Eine direkte Verdampfung im Kollektor bietet durch den Wegfall des apparativen Aufwandes für den Ölkreislauf einen Kostenvorteil. Durch die Steigerung der durch das Thermoöl begrenzten oberen Prozesstemperatur können zusätzlich höhere thermische Wirkungsgrade des Kreisprozesses erzielt werden. Zusammengenommen werden diese Vorteile in /35/ auf ca. 25 % der Stromgestehungskosten abgeschätzt. Deshalb ist die Direktverdampfung in Solarkollektoren Schwerpunkt zahlreicher Forschungsvorhaben (GUDE, DISS). Auf der *Plataforma Solar de Almeria* (PSA) in Spanien wurden im Rahmen des Inditep¹⁹-Projektes verschiedene Konzepte an einem 500 m langen Parabolrinnenkollektor getestet (/36/). Über 4000 Betriebsstunden zeigen die Machbarkeit der solaren Direktverdampfung (/30/). Als geeigneteste Betriebsführung wurde das Rezirkulationskonzept erkannt. Hier wird der Verdampferabschnitt stets mit einem Überschuss an Wasser betrieben, um auch zum Kollektorende einen guten Wärmeübergang zu gewährleisten. Der Überhitzerstrecke ist ein Wasserabscheider vorgeschaltet, der das nicht verdampfte Wasser erneut dem Verdampfer zuführt. Der zusätzliche Aufwand für den Wasserabscheider und die Rezirkulationspumpe erscheinen gerechtfertigt.

Im Rahmen dieser Arbeit wird die Direktverdampfung im Fresnel-Kollektor ebenfalls als technisch machbar vorausgesetzt. Prinzipbedingt bietet das Fresnel-Konzept sogar Vorteile bei der Direktverdampfung gegenüber der Parabolrinne:

- Die stärkste Einstrahlung auf das Absorberrohr erfolgt verstärkt im unteren Kreissegment (siehe Abbildung 4.20 Seite 76). Die Kühlung ist hier auch bei Schichtenströmung durch das schwerkraftbedingt unten strömende Wasser immer gewährleistet.
- Durch den Verzicht auf die Vakuumtechnik und die Glashüllrohre können die wegen der thermischen Ausdehnung notwendigen Ausgleichsbögen an das Ende eines bis zu 1000 m langen Kollektorstranges verlegt werden. Druckverluste und mechanische Belastung durch Dampfstöße werden auf diese Weise reduziert.

¹⁹Integration of DSG Technology for Electricity Production.

- Die Nachführung der Parabolrinne erfolgt zur Verminderung von zusätzlichen Drehmomenten um ihren Schwerpunkt. Da dieser nicht mit dem Mittelpunkt des Absorberrohres übereinstimmt, sind bewegliche Hochdruckanschlüsse notwendig, die ebenfalls Dampfstoßen standhalten müssen.

Bei der Untersuchung wird von einer definierten Dreiteilung des Verdampfungsvorganges ausgegangen. Wie in Abbildung 2.8 zu sehen, wird das Kollektorfeld in drei Abschnitte für die Vorwärmung, die Verdampfung und die Überhitzung eingeteilt. In der Vorwärmstrecke wird das Wasser bis auf Sättigungstemperatur (275 °C bei 60 bar) erwärmt. In der Verdampferstrecke erfolgt die Verdampfung bis zu einem Dampfmassengehalt von ca. 85 %. Durch einen Dampfabscheider wird das nicht verdampfte Wasser dieser Strecke wieder zugeführt. Durch diese Rezirkulation wird verhindert, dass es innerhalb der Verdampferstrecke zu einem Verdampfungsstopp kommt. An einem Verdampfungsstopp sinkt durch das Trockenlaufen der Rohrwand der Wärmeübergangskoeffizient beträchtlich, was zu starken Temperaturgradienten und damit Materialbelastungen führt. Durch tageszeitliche Einstrahlungsschwankungen könnte ein Wandern des Verdampfungsstoppes auftreten, was zu weiteren dynamischen Belastungen führt. Je niedriger der Dampfmassengehalt am Austritt gehalten wird, desto besser ist die Kühlung am Ende des Abschnitts, aber desto höher ist auch die Pumpenleistung der Rezirkulationspumpe.

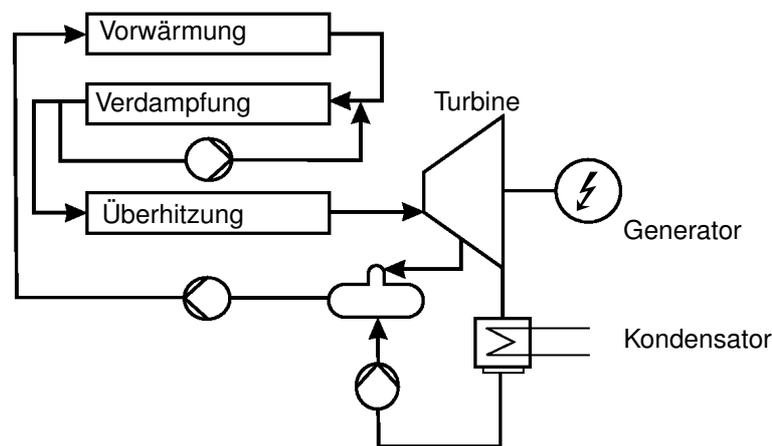


Abbildung 2.8: Schema eines Solarthermischen Kraftwerks

Prinzipiell kann bei der Leistungsregelung von Dampfkraftwerken zwischen Gleit- und Festdruckfahrweise unterschieden werden. In Teillast fällt, bedingt durch den geringeren Massenstrom nach dem Kegelgesetz von Stodola²⁰, der Druckabfall in der Turbine geringer aus als unter Nennleistung. Bei der Gleitdruckfahrweise passt sich der Druck im Verdampfer dem Massenstrom entsprechend an. Bei der Festdruckfahrweise wird unabhängig vom Massenstrom mit einem konstanten Druck im Verdampfer gefahren. Der bei Teillast verringerte Dampfdruck am Turbineneintritt wird mittels einer Drosselung realisiert. Aufgrund der Exergieverluste bei der Drosselung wird in modernen Kraftwerken weitestgehend die Gleitdruckfahrweise angewandt. In /34/ konnte gezeigt werden, dass unter den für den Kollektor in Frage kommenden Betriebsparametern kaum Wirkungsgradunterschiede zwischen einer Gleit- und Festdruckfahrweise festgestellt werden können. Bei variierenden Druckverhältnissen einer Gleitdruckfahrweise im Kollektor kommt es zu variierenden Enthalpiedifferenzen zwischen Kollektorein- und Kollektorausstritt der einzelnen Abschnitte. Dadurch variieren bei fester Einteilung auch die erzielbaren Massenströme der einzelnen Abschnitte. Da aber der geringste Massenstrom den Gesamtmassenstrom bestimmt, muss zur

²⁰Nach A. Stodola (1859-1942).

Anpassung ein Teil der Spiegel defokussiert werden. Damit erhöhen sich die Anpassungsverluste durch Defokussierung bei Gleitdruckfahrweise. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Kollektor in Kombination mit zwei Festdruck-Varianten in einem einfachen und aufwendigen Prozess untersucht. Bei der Kühlung des Kondensators wird jeweils zwischen Luft- und Durchflusskühlung unterschieden.

Einfacher Prozess Die im rückgeführten Kondensat und im Zusatzspeisewasser gelösten Gase führen zu ungewünschter Korrosion im Dampfkreislauf. Durch die Aufwärmung des Speisewasserbehälters mittels Anzapfdampf aus der Turbine auf Siedetemperatur wird das Speisewasser thermisch entgast. Der Speisewasserbehälter ist damit im Prinzip ein Mischvorwärmer und ist im untersuchten, einfachen Prozess auch der Einzige (siehe Abbildung 2.9). Die Frischdampfparameter ergeben sich aus der oberen Temperaturbegrenzung der selektiven Schicht des Absorberrohres und dem für den

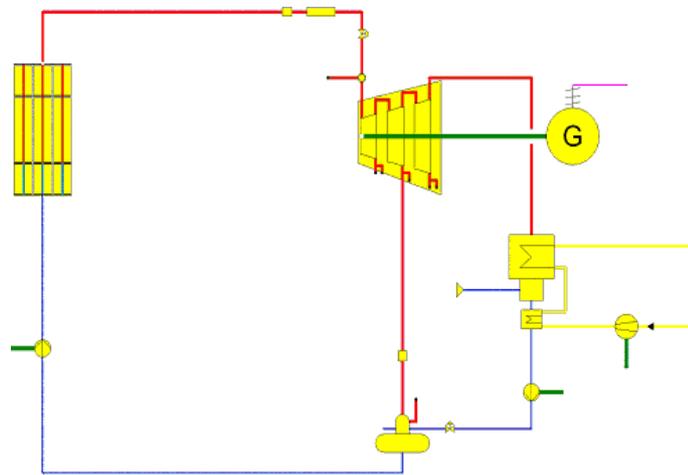


Abbildung 2.9: Einfacher Prozess mit dem Speisewasserbehälter als Vorwärmer (/34/)

Prozess optimierten Druck (/34/) und liegen bei 440 °C/60 bar. Der thermische Wirkungsgrad im Auslegungspunkt liegt je nach Kühltemperatur und -art bei etwa 32 %.²¹ Durch das fluktuierende Strahlungsangebot und den über den Tagesverlauf variierenden optischen Wirkungsgrad eines Kollektors, kann es zu einer Teillastung der Turbine kommen. In Teillast verringert sich der thermische Wirkungsgrad. Dieses Teillastverhalten ist für den einfachen Prozess in Abbildung 2.10 dargestellt. Der minimal zulässige Massenstrom der Turbine ist auf 20 % des Nennmassenstromes begrenzt. Kann das Solarfeld einen höheren Massenstrom mit den geforderten Frischdampfparametern als den Nennmassenstrom liefern, so muss die Leistungseinkopplung durch Herausdrehen (Defokussieren) von Spiegeln angepasst werden. Die durch das Defokussieren verworfene Energiemenge wird als *Dumping*²² bezeichnet.

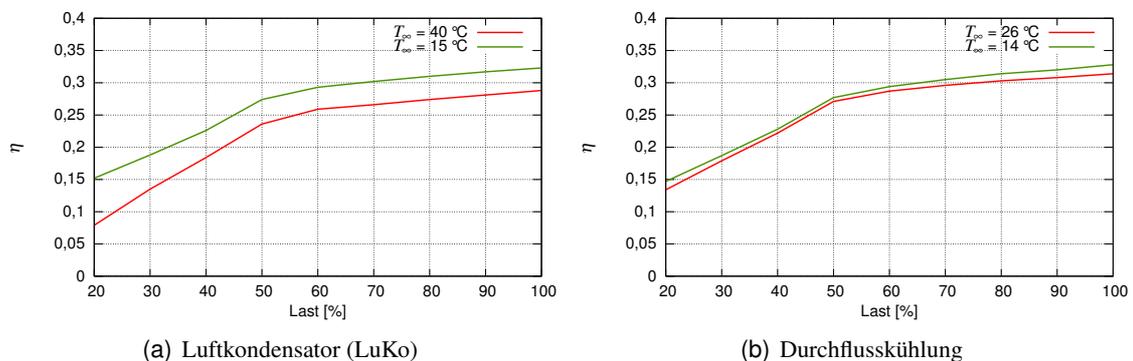


Abbildung 2.10: Teillastverhalten des einfachen Prozesses für Luft- und Durchflusskühlung (aus /34/)

²¹Die Turbinenwirkungsgrade wurden mit 88 % bei Volllastbetrieb angenommen. Im Teillastbereich sinkt unterhalb von 50 % bis 20 % der Volllast der Wirkungsgrad linear auf 70 % für die Niederdruckstufe und auf 40 % für die Hochdruckstufe ab.

²²Engl.: Entsorgung.

Aufwändiger Prozess Der aufwändige Prozess (siehe Abbildung 2.11) ist mit fünf Vorwärmern und Zwischenüberhitzung ausgestattet. Die Zwischenüberhitzung des in der Hochdruck-Turbinenstufe entspannten Dampfes wird indirekt über einen Wärmetauscher mit dem Dampf aus dem Kollektor realisiert. Damit muss der schon etwas entspannte und damit eine geringere Dichte aufweisende Dampf nicht im Kollektor erhitzt werden, wo er durch die hohen Geschwindigkeiten zu hohe Druckverluste erzeugen würde. Durch die größere Anzahl an Vorwärmern wird eine höhere Kollektoreintrittstemperatur erreicht.

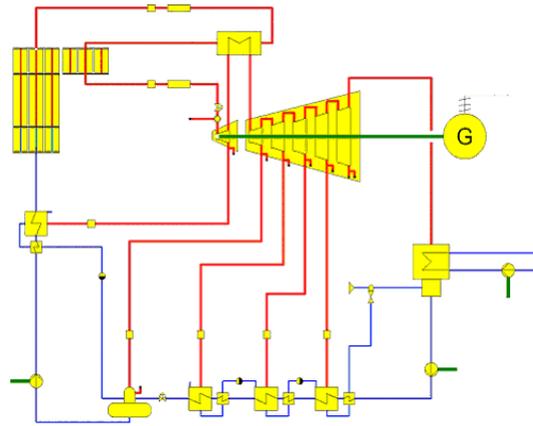
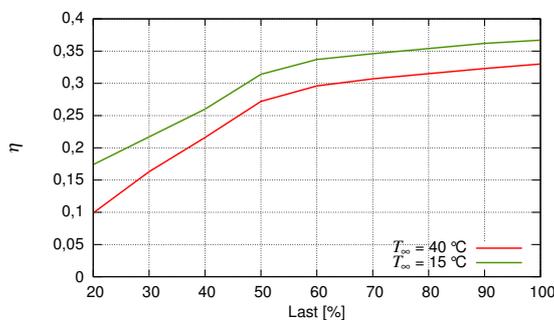
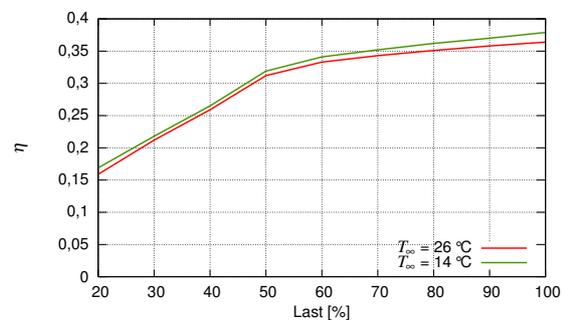


Abbildung 2.11: Aufwändiger Prozess mit Zwischenüberhitzung und fünf Vorwärmern (/34/)

Damit und durch die Zwischenüberhitzung steigt die mittlere Temperatur der Wärmezufuhr. Diese erhöhte mittlere Temperatur steigert aber nicht nur den thermischen Wirkungsgrad des Kreisprozesses sondern auch die Wärmeverluste des Kollektors. Der thermische Wirkungsgrad des Kreisprozesses kann auf 37 % verbessert werden. Das Teillastverhalten ist in Abbildung 2.12 zu sehen. Ob sich der erhöhte apparative Aufwand für die wirkungsgradsteigernden Maßnahmen bei einer leichten Verschlechterung des Kollektors noch lohnt, wird in Abschnitt 4.4 diskutiert.



(a) Luftkondensator (LuKo)



(b) Durchflusskühlung

Abbildung 2.12: Teillastverhalten des aufwändigen Prozesses für Luft- und Durchflusskühlung (aus /34/)

2.3 Prinzip von Fresnel-Kollektoren

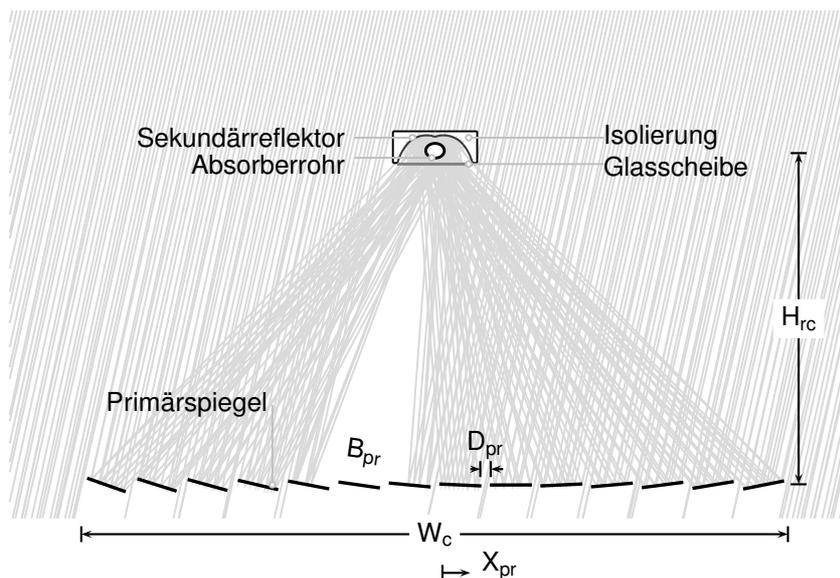


Abbildung 2.13: Prinzipieller Aufbau eines Fresnel-Kollektors

In Abbildung 2.13 ist der prinzipielle Aufbau eines Fresnel-Kollektors dargestellt. Mehrere Spiegelstreifen (Primärspiegel) werden je nach Sonnenstand so ausgerichtet, dass sie die Solarstrahlung auf den darüber befindlichen Receiver (Strahlungsempfänger) reflektieren. Die Primärspiegel haben voneinander den Abstand D_{pr} und zentral über ihnen befindet sich mit dem Abstand H_{rc} der Receiver. Der Receiver besteht aus dem Absorberrohr, dem Sekundärreflektor und der dahinter liegenden Isolierung. Nach unten ist der Receiver durch eine Glasscheibe vor Wind und Staubeintrag geschützt. Die Nachführung der Primärspiegel ist abhängig vom horizontalen Abstand X_{pr} und vertikalen Abstand zwischen Primärspiegel und Zielpunkt ($H_{rc} + \Delta z_{rc}$, siehe Abbildung 4.16) sowie vom Transversalwinkel θ_{\perp} . Der Neigungswinkel ϕ_{pr} kann mit folgender Gleichung beschrieben werden:

$$\phi_{pr} = \frac{\theta_{\perp} - \arctan\left(\frac{X_{pr}}{H_{rc} + \Delta z_{rc}}\right)}{2} \quad (2.12)$$

Daraus ist ersichtlich, dass die Nachführung für alle Spiegel mit derselben Winkelgeschwindigkeit erfolgt, weshalb eine Kopplung an einen gemeinsamen Stellmotor möglich ist. Aus regelungstechnischer Sicht ist eine mechanische Kopplung aller Primärspiegel nicht sinnvoll, weil damit eine Leistungsanpassung durch das Defokussieren einzelner Primärspiegel nicht zu realisieren ist. Hinzu kommt, dass die Ausrichtung einzelner Primärspiegel mit der Zeit zunehmend vom Sollwert abweichen kann und eine nachträglich notwendige Kalibrierung bei einzeln angetriebenen Spiegeln einfacher zu realisieren ist. Für jeden Primärspiegel einen Stellmotor zu verwenden ist wiederum mit einem hohen Kostenaufwand verbunden. Kleinere Gruppen mit gemeinsamem Motor erscheinen daher sinnvoll.

Bei einem Fresnel-Kollektor bleibt der Receiver ortsfest und empfängt die Strahlung grundsätzlich aus demselben Winkelbereich.

2.3.1 Winkeldefinition

Der Fresnel-Kollektor besitzt zwei charakteristische Ebenen. Zum einen die **Transversalebene**, die senkrecht zum Absorberrohr steht, und zum anderen die **Longitudinalebene**, die senkrecht

stehend längs des Absorberrohres verläuft (siehe Abbildung 2.14). Verläuft das Absorberrohr in Nord-Süd-Richtung, so spricht man von einer Nord-Süd-Ausrichtung. Für Fresnel-Kollektoren ist eine Nord-Süd-Ausrichtung selbst bis in höhere nördliche Breiten wegen des größeren Ertrages vorzuziehen (siehe Abschnitt 4.2.9)²³. Die Winkelbeziehungen am Fresnel-Kollektor werden wie folgt definiert:

- θ_{\perp} Der Transversalwinkel ist der Winkel zwischen der senkrechten z-Achse und der Projektion des Sonnenstandes in die Transversalebene.
- θ_{\parallel} Der Longitudinalwinkel ist der Winkel zwischen z-Achse und der Projektion des Sonnenstandes in die Longitudinalebene.
- θ_i Der Einfallswinkel ist der Winkel zwischen Sonnenstand und der Transversalebene.

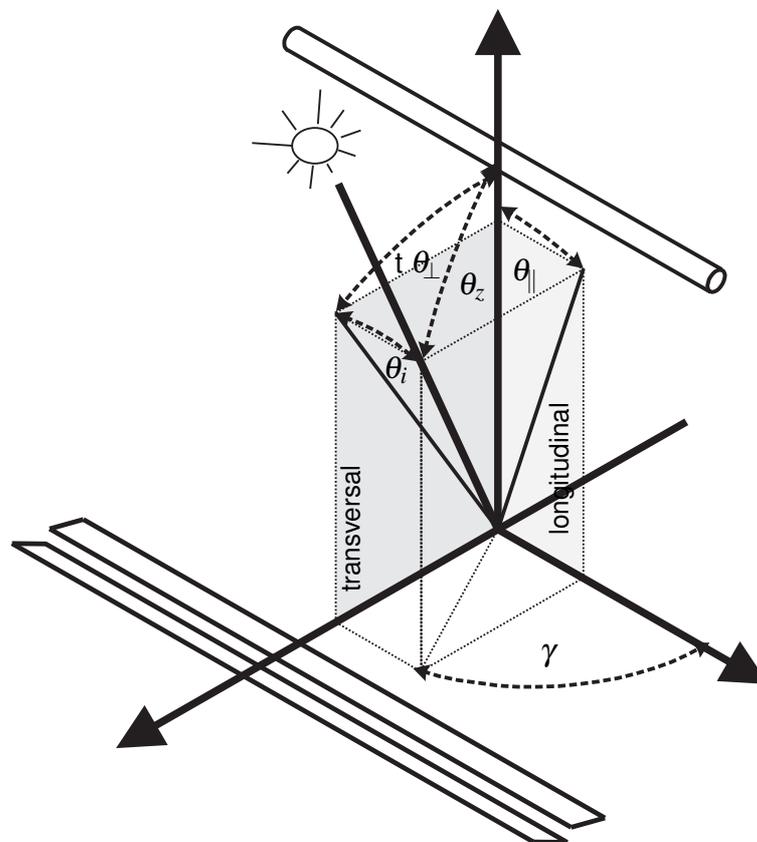


Abbildung 2.14: Winkeldefinition bei Nord-Süd-Ausrichtung

Für die Umrechnungen, ausgehend von den Sonnenstandswinkeln θ_z und γ , gelten folgende Beziehungen:

$$\theta_{\perp} = \arctan(|\sin(\gamma)| \tan(\theta_z)), \quad (2.13)$$

$$\theta_{\parallel} = \arctan(\cos(\gamma) \tan(\theta_z)), \quad (2.14)$$

$$\theta_i = \arcsin(\cos(\gamma) \sin(\theta_z)). \quad (2.15)$$

²³Auf der südlichen Hemisphäre gilt das entsprechend für höhere südliche Breiten.

2.3.2 Optischer Wirkungsgrad

Der optische Wirkungsgrad η_{opt} gibt den vom Kollektor momentan genutzten Anteil der auf eine Referenzfläche eingestrahlten solaren Leistung an. Der Wert berücksichtigt alle auf dem Weg von der Direktstrahlung bis zur Absorption anfallenden Verluste. Bei Parabolrinnensystemen wird der optische Wirkungsgrad auf die Aperturfläche bezogen. Die Apertur ist die effektiv zur Sonne gerichtete Kollektorfläche, also die Öffnungsweite der Parabel multipliziert mit der Kollektorlänge. Bei Fresnelkollektoren ändert sich je nach Sonnenwinkel diese Apertur selbst, da sich die Lagen der einzelnen Primärspiegel zur Sonne ändern. Eine mit der Zeit variierende Referenzfläche zur Definition eines Wirkungsgrades ist jedoch wenig sinnvoll. Die gesamten Solarfeldkosten korrelieren stark mit der Primärspiegelfläche. Daher wird der optische Wirkungsgrad des Kollektors auf die Primärspiegelfläche bezogen und gibt an, wieviel von der Direktnormalstrahlung I_b , die auf die Fläche der Primärspiegel ($W_{\text{pr}} = N_{\text{pr}} B_{\text{pr}}$) fällt, am Absorber in thermische Energie umgewandelt wird (siehe Gleichung 2.16). Diese Definition entspricht dem Heliostatenwirkungsgrad bei Turmkraftwerken:

$$\eta_{\text{opt}} = \frac{\dot{q}_{\text{abs}}}{I_b W_{\text{pr}}}. \quad (2.16)$$

Da sich der optische Wirkungsgrad des Kollektors mit dem Sonnenstand ändert, wird er oft mit seinem Wirkungsgrad bei senkrechtem Einfall $\eta_{\text{opt},0}$ charakterisiert:

$$\eta_{\text{opt},0} = \frac{\dot{q}_{\text{abs}}(\theta_z = 0)}{I_b W_{\text{pr}}}. \quad (2.17)$$

Der optische Wirkungsgrad für beliebige Sonnenstände wird über den Einstrahlwinkelkorrekturfaktor (IAM) $K_{\tau\alpha}$ angegeben. $K_{\tau\alpha}$ ist abhängig vom Zenitwinkel θ_z und dem Azimut γ und gibt das Verhältnis des optischen Wirkungsgrades vom Wirkungsgrad bei senkrechtem Einfall an:

$$K_{\tau\alpha} = \frac{\eta_{\text{opt}}(\theta_z, \gamma)}{\eta_{\text{opt},0}}. \quad (2.18)$$

Für die Abschätzung des Jahresertrages ist der momentane Wert des optischen Wirkungsgrades wenig aussagekräftig. Deshalb wird der optische Jahreswirkungsgrad η_a definiert:

$$\eta_a = \frac{\int_a I_{\text{abs}} dt}{\int_a I_b dt}. \quad (2.19)$$

2.4 Komponenten des Kollektors

Im folgenden Kapitel werden die Hauptkomponenten des Fresnel-Kollektors beschrieben und die einzelnen Verlustmechanismen näher erläutert.

2.4.1 Primärspiegelfeld

Das Primärspiegelfeld besteht aus N_{pr} gleichen Primärspiegelstreifen aus Flachglas. Um eine Verkleinerung ihres Abbildes am Receiver zu erreichen, werden die Primärspiegel gekrümmt. Da die Fokallängen der Spiegel im Verhältnis zu ihrer Breite sehr groß sind, ist eine elastische Krümmung möglich.²⁴ Die Krümmung wird parabelförmig ($y = ax^2$) angenommen. Damit ergibt sich für die

²⁴Je nach Brennweite und Spiegelbreite ergibt sich eine maximale Auslenkung in der Spiegelmitte von weniger als 1 mm.

Brennweite f_{pr} der Primärspiegel:

$$f_{pr} = \frac{1}{4a}. \quad (2.20)$$

Ein Brennpunkt (Brennlinie) ergibt sich für parallel einfallendes Licht nur für parabelförmige Reflektoren. Allerdings gilt das nur bei einer Einstrahlung parallel zur Hauptachse der Parabel (siehe Abbildung 2.15a). Weicht die Einstrahlung davon ab, so weitet sich der Brennpunkt zu einer Kaustik²⁵. Diese Aufweitung oder der Abbildungsfehler wird Astigmatismus genannt (siehe Abbildung 2.15b). Bei einem Fresnel-Kollektor weist nur der Primärspiegel, der in der direkten Flucht von Sonne und Receiver steht, annähernd die Bedingung für eine Brennlinie auf. Allerdings wird dieser dann selbst vom Receiver verschattet.

Alle anderen Spiegel weisen einen mehr oder weniger starken Astigmatismus auf.

Je größer das Verhältnis aus Primärspiegelbreite und Zielapertur, und je kleiner das Verhältnis aus Primärspiegelbreite und Fokallänge, desto stärker ist auch die Fehlstrahlung (Spillage) durch den Astigmatismus.

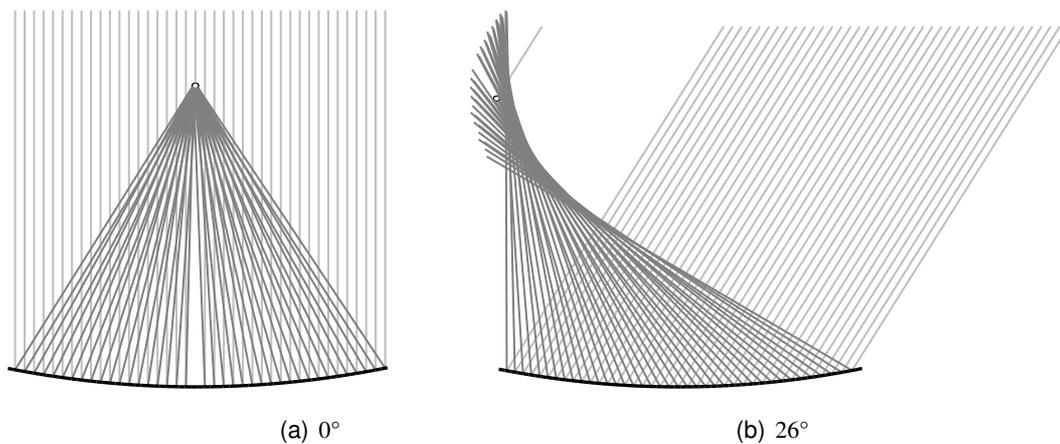


Abbildung 2.15: Astigmatismus durch Abweichung der einfallenden Strahlung von der Hauptachse der Parabel

2.4.2 Receiver

Der Receiver dient als Strahlungsempfänger und hat die Aufgabe, möglichst viel der auf seine Eingangsapertur eingestrahlt Solarstrahlung in thermische Energie umzusetzen und diese mittels eines Wärmeträgermediums abzutransportieren. Die Wärmeverluste an die Umgebung sollten so gering wie möglich sein. Bei dem hier untersuchten Kollektor besteht der Receiver aus dem selektiv beschichteten Absorberrohr (siehe Abschnitt 2.4.4), dem Sekundärreflektor, der Abdeckscheibe und der Wärmedämmung. Da der Receiver ortsfest bleibt, kann die konvektionsvermindernde Eigenschaft einer Temperaturschichtung ausgenutzt werden. Auf eine aufwändige, bei Parabolrinnen eingesetzte Vakuumtechnik kann verzichtet werden. Allerdings muss in Langzeittests die Stabilität der selektiven Schicht unter Atmosphäre und derart hohen Temperaturen noch bestätigt werden. Die Länge des Absorberrohres kann bis zu 1000 m betragen, weshalb es durch die hohen Betriebstemperaturen zu einer thermischen Ausdehnung von bis zu 6 m kommen kann. Diese Ausdehnung soll am Anfang eines Absorberstranges durch einen Ausgleichsbogen aufgenommen werden. Dadurch entfallen die vielen, bei der Parabolrinne notwendigen, Ausgleichsbögen, welche zusätzliche Kosten und Druckverlust erzeugen.

²⁵Eine Kaustik ist die von allen reflektierten Strahlen gemeinsame, tangential berührende Kurve.

Aufgrund der Ausgangskonzeption eines Fresnel-Kollektors nach dem Prototyp der Firma Solarmundo liegt das Hauptaugenmerk der Arbeit auf dem Konzept des Einrohr-Receiver mit Sekundärreflektor, wobei andere Alternativen denkbar sind (19). In Abschnitt 4.3.3 wird die Möglichkeit paralleler Rohre kleineren Durchmessers in einem Receiver (Mehrröhr-Receiver) untersucht.

Sekundärreflektor

Der Sekundärreflektor vergrößert die Zielapertur des Primärspiegelfeldes. Vom Primärspiegelfeld reflektierte Strahlen, die nicht direkt auf das Absorberrohr treffen, können somit nutzbar gemacht werden. Der Receiver empfängt vom Primärspiegelfeld Strahlung aus einem Winkelbereich von etwa $\pm 56^\circ$. Aufgrund dieses relativ großen Akzeptanzwinkels ist die zusätzliche, durch den Sekundärreflektor erreichte Konzentration eher gering (siehe Abschnitt 2.1.2). Nach Gleichung 2.11 läge die maximal erreichbare Konzentration c_{\max} bei 1,2. Die eigentliche Aufgabe des Sekundärreflektors ist demzufolge nicht die Konzentration, sondern Strahlung, die die Eingangsapertur des Receivers erreicht, auf den Absorber zu lenken. Durch die damit vergrößerte Zielapertur können mehr Primärspiegel installiert werden, wodurch Kosten und die spezifischen Wärmeverluste gesenkt werden können. Durch die Verwendung eines Sekundärreflektors bei einem Einrohr-Receiver können die Stromgestehungskosten nach eigenen Berechnungen gegenüber einem Kollektor ohne Sekundärreflektor um bis zu 28 % gesenkt werden, wodurch ersichtlich wird, dass es sich hier um ein unverzichtbares Bauteil handelt. In Abbildung 2.16 wird der Einfluss des Sekundärreflektors qualitativ verdeutlicht. Bei einer Beispielkonfiguration mit flachen Spiegeln (Abbildung 2.16a) geht ein Großteil der Strahlung über den Sekundärreflektor. Werden die Primärspiegel zur Verkleinerung ihres Abbildes entsprechend gekrümmt (Abbildung 2.16b), so geht die gesamte Strahlung direkt auf das Absorberrohr. Kommen in der Realität optische Fehler des Primärspiegelfeldes und die Divergenz der Solarstrahlung (*Sunshape*) hinzu (Abbildung 2.16c), so ist auch bei gekrümmten Spiegeln der Sekundärreflektor notwendig, um nicht zu viel Strahlung zu verlieren.

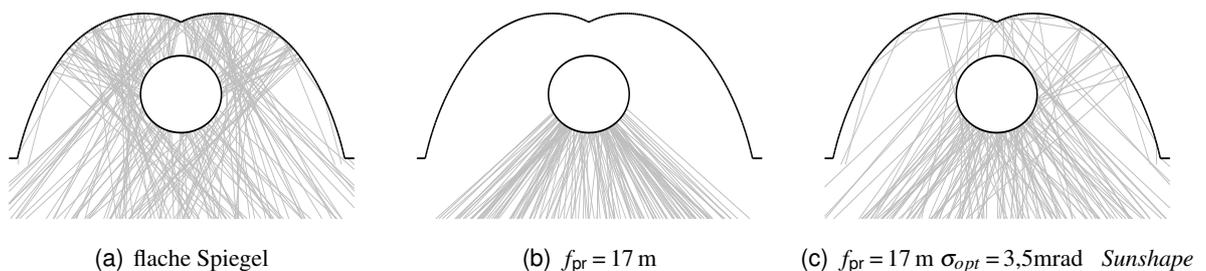


Abbildung 2.16: Sekundärreflektor, qualitativ verdeutlicht

2.4.3 Optische Verluste am Fresnelkollektor

Im Folgenden sollen die optischen Verlustmechanismen am Fresnel-Kollektor erläutert werden.

Geometrische Verlustmechanismen

Die optischen Verluste, die sich allein aus der geometrischen Anordnung des Kollektors ergeben, sind die folgenden:

- Kosinus-Verluste,
- Verschattungsverluste,

- Verdeckungsverluste,
- Reihenendverluste,
- Receiververschattung und
- Strukturverschattung.

Kosinus-Verluste Wie in Abbildung 2.17a dargestellt, reflektiert nur die senkrecht zur einfallenden Solarstrahlung projizierte Primärspiegelfläche. Daher entspricht der Anteil der auf die Spiegelfläche bezogenen Solarstrahlung dem Kosinus aus der Spiegelnormalen und der Einfallrichtung. Je nach Sonnenstand sind die Kosinus-Verluste für die Primärspiegel am geringsten, die der direkten Verbindung aus Sonnenstand und Receiver am nächsten liegen. Folglich kommt es nie zu einem senkrechten Einfall, da dieser Spiegel vom Receiver selbst verschattet wird. In den Abbildungen 2.18 a-b ist die Winkelabhängigkeit der Kosinus-Verluste, ohne Berücksichtigung von Verschattungs- und Verdeckungsverlusten, auf den geometrischen Wirkungsgrad $\eta_{\text{opt,geo}}$ in der Transversalebene dargestellt. Da die Spiegelnormale stets die Winkelhalbierende von Einstrahlrichtung und Spiegel-Receiver-Richtung ist, gehen die Kosinusverluste auch bei flachen Sonnenständen nicht gegen Null.

Verschattungsverluste Gerade bei größeren Transversalwinkeln θ_{\perp} kommt es, wie in Abbildung 2.17b zu sehen, zu einer Verschattung (engl. shading) benachbarter Primärspiegel, wodurch dieser verschattete Teil unwirksam bleibt. In den Abbildungen 2.18 a-b ist zu sehen, dass der Transversalwinkel, ab dem die Verschattung einsetzt, stark von der geometrischen Anordnung von Primärspiegelfeld und Receiver abhängt. Ein vergrößerter Abstand zwischen den Primärspiegeln D_{pr} verschiebt den Beginn der Verschattung zu tieferen Sonnenständen.

Verdeckungsverluste Für kleine Transversalwinkel kann es gerade für außenliegende Primärspiegel dazu kommen, dass ein Teil ihrer Spiegelfläche Strahlung gegen die Rückseite des Nachbarnspiegels reflektiert (Abbildung 2.17 c). Eine Erhöhung des Receivers verringert den Neigungswinkel ϕ_{pr} (siehe Gleichung 2.12), wodurch das gegenseitige Verdecken nahezu ganz vermieden werden kann. Die Verdeckungsverluste (engl. blocking) haben bei erhöhtem Receiver und etwas auseinandergezogenen Primärspiegeln kaum noch einen Einfluss auf den optischen Wirkungsgrad (siehe Abbildung 2.18 b).

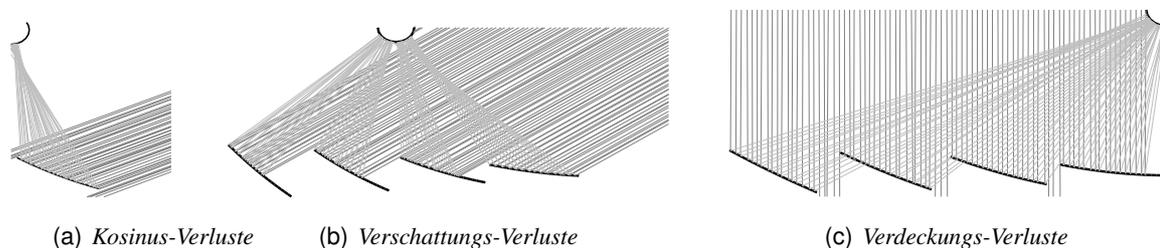
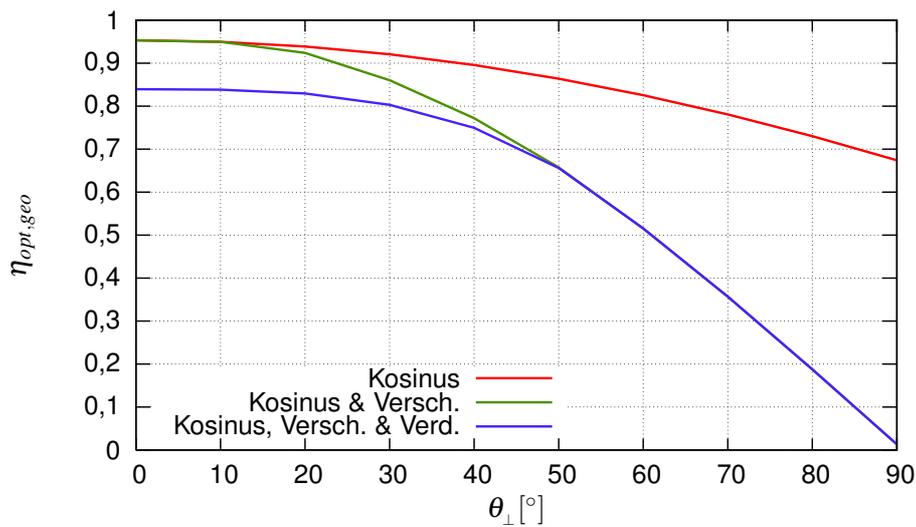
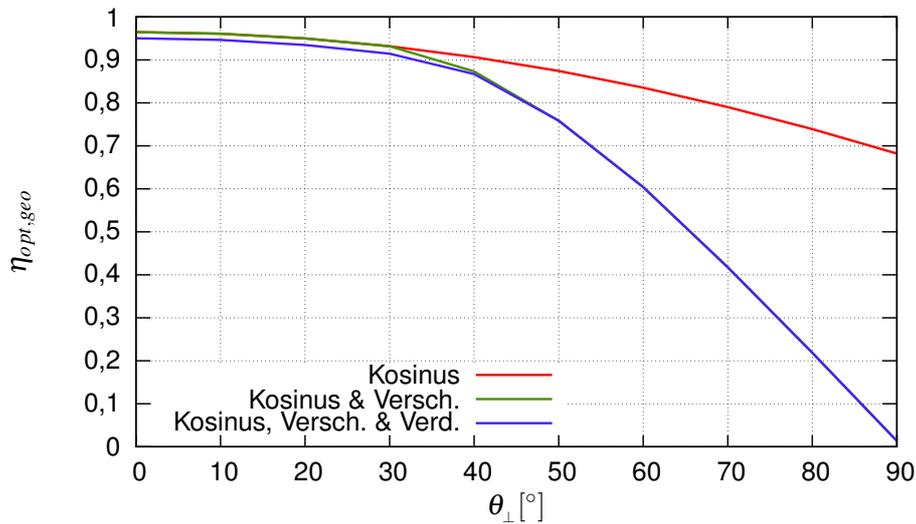


Abbildung 2.17: Geometrische Verlustmechanismen



(a) $H_{rc} = 9 \text{ m}$, $D_{pr} = 0,01 \text{ m}$



(b) $H_{rc} = 13 \text{ m}$, $D_{pr} = 0,1 \text{ m}$

Abbildung 2.18: Einfluss von Kosinus-, Verschattungs- und Verdeckungsverlusten auf den geometrischen Wirkungsgrad in Abhängigkeit des Transversalwinkels θ_{\perp} bei verschiedenen Kollektor-Geometrien (siehe Abbildung 2.13)

Reihenendverluste Weicht der Sonnenstand von der Transversalebene um den Winkel θ_i (siehe Abbildung 2.14) ab, so wird ein Teil der vom Primärspiegelfeld zum Receiver reflektierten Solarstrahlung über die Enden des Receivers hinaus reflektiert und steht nicht mehr zur Nutzung zur Verfügung. Der nutzbare Anteil kann mit dem Verhältnis aus Receiverhöhe und Kollektorlänge und dem Einfallswinkel θ_i wie folgt abgeschätzt werden:

$$\eta_{end} = 1 - \tan(\theta_i) \frac{H_{rc}}{L_c}. \quad (2.21)$$

Die Reihenendverluste sind demzufolge umso höher, je kürzer der Absorber im Verhältnis zur Receiverhöhe wird. Bei einer Nord-Süd-Ausrichtung fallen die Reihenendverluste an Standorten höherer nördlicher Breite größer aus. Zur Vermeidung könnte der Receiver über das Primärspiegelfeld hinaus verlängert werden. Aufwand und Nutzen müssen hier gegenübergestellt werden.

Receiververschattung Der Receiver selbst wirft einen mit der Zeit wandernden Schatten auf das Primärspiegelfeld, wodurch diese verschatteten Bereiche keinen Beitrag liefern. Bei größeren Transversalwinkeln ($\theta_{\perp} > 60^{\circ}$) läuft der Schatten des Receivers der Nachbarreihe in das Primärspiegelfeld.

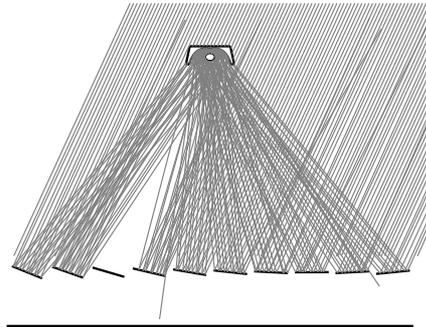


Abbildung 2.19: Verschattungsverluste durch den Receiver

Strukturverschattung Die Strahlung, die auf einen Primärspiegel trifft und weiter zum Receiver reflektiert wird, durchläuft mindestens einmal die Konstruktionsebene der Receiveraufständerung (siehe Abbildung 2.20).²⁶ Der durch die Konstruktion verdeckte Anteil in dieser Ebene beträgt etwa 2 %, die sich aus dem Quotienten aus Stützweite und Breite der Stützen ergeben. Bei jedem Durchgang wird der Anteil pauschal um 2 % verringert.

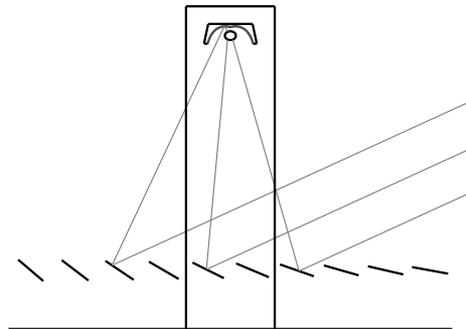


Abbildung 2.20: Verschattungsverluste durch die Receiveraufständerung

Verluste durch Optische Fehler

Nach den Gesetzen der geometrischen Optik entspricht der Ausfallswinkel eines reflektierten Strahls seinem Einfallswinkel (Vgl. Snells Gesetz²⁷). Das Gesetz von Snell gilt an jedem Ort eines Reflektors. Die genaue Ausrichtung eines jeden Ortes eines Spiegels ist allerdings nicht mit vertretbarem Aufwand erfassbar. Die lokale Abweichung von einer idealisierten Form, die etwa durch die Krümmung und die Ausrichtung des Primärspiegels gegeben ist, kann von mikroskopischen und makroskopischen Abweichungen herrühren. Die mikroskopischen ergeben sich durch Oberflächenrauigkeiten (spekulare Reflektion) und die makroskopischen durch Nachführungsgenauigkeiten, Fertigungstoleranzen sowie Verformungen durch Schwerkraft oder Wind.

²⁶Wird eine andere Art der Aufständerung gewählt, z. B. mittige Stützen mit Abspannseilen, kann dieser Anteil eventuell etwas verringert werden.

²⁷Nach W. Snell (1580-1626).

Die lokale Ausrichtung eines Spiegels lässt sich also nur im Mittel durch die angestrebte Form beschreiben. Alle Abweichungen von dieser Form können unter Berücksichtigung einer großen Zahl betrachteter Strahlen statistisch behandelt werden. Damit kann für einen Ort am Reflektor nur eine Wahrscheinlichkeit angegeben werden, mit welcher Winkelabweichung von der idealen Richtung ein Strahl reflektiert wird. Messungen konnten zeigen, dass die Verteilungsfunktionen der Abweichungen in guter Näherung einer Gaußschen Normalverteilung entsprechen (*/37/,/17/,/38/*). Jede der einzelnen Abweichungsarten kann als statistisch unabhängig betrachtet werden. Selbst wenn die Verteilungen der einzelnen Effekte von einer Gaußschen Normalverteilung abweichen, so folgt aus dem zentralen Grenzwertsatz der Statistik, dass die Faltung einer großen Anzahl von unabhängigen Verteilungen, Mittelwert gleich Null vorausgesetzt, einer Gaußschen Normalverteilung entspricht.

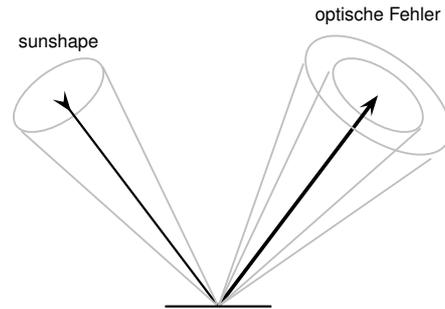


Abbildung 2.21: Reflexion der Solarstrahlung an einem nichtidealen Spiegel.

Unter den Begriff der optischen Fehler fallen alle durch Material ($\sigma_{specular}$), Konstruktion ($\sigma_{contour}$) und die Nachführeinheit ($\sigma_{tracking}$) bedingten Abweichungen von der idealen Reflexion. Die Standardabweichung des aus allen einzelnen Fehlerquellen resultierenden optischen Fehlers σ_{tot} ergibt sich aus dem geometrischen Mittel der Standardabweichungen der einzelnen Fehlerarten:

$$\sigma_{tot} = \sqrt{\sigma_{specular}^2 + 4\sigma_{contour}^2 + 4\sigma_{tracking}^2}. \quad (2.22)$$

Gilt die Standardabweichung für die Abweichung der Oberflächennormalen von der Idealform, so ist diese doppelt zu zählen, da der reflektierte Strahl um den doppelten Betrag abgelenkt wird. Die Messung einzelner Fehleranteile erweist sich als sehr aufwendig, weshalb durch die Vermessung des gesamten Spiegelfeldes nur der gesamte optische Fehler ermittelt wird. Für einen Fresnel-Kollektor wurden noch keine derartigen Messungen durchgeführt; daher ist der optische Fehler des Primärspiegelfeldes bisher eine Unbekannte. Aus den Erfahrungen und Messungen an Parabolrinnen und Heliostatenfeldern können jedoch realistische Werte abgeleitet werden. Durch den Vergleich gemessener Flussdichteverteilungen mit den Ergebnissen von Simulationsrechnungen konnte G. Weinrebe (*/39/*) Werte für die Genauigkeit von Heliostatenfeldern für Turmkraftwerke von 1,5 bis 1,7 mrad ermitteln. Nun kann man einwenden, dass der Aufwand für eine hohe Genauigkeit bei Heliostaten nicht mit dem für kostengünstige Primärspiegel bei linearen Fresnel-Kollektoren verglichen werden kann. Allerdings wird diese hohe Genauigkeit bei einem zweiachsig nachgeführten System erreicht, was bedeutet, dass die Genauigkeit für eine Ebene um $1/\sqrt{2}$ niedriger liegen muss. Mit vertretbarem Kostenaufwand kann voraussichtlich eine optische Genauigkeit von besser als 6 mrad bei einem einachsig nachgeführten Primärspiegelfeld erzielt werden. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Auswirkungen der optischen Fehler auf den Ertrag und die Stromgestehungskosten in einer Bandbreite von $2,3 \text{ mrad} \leq \sigma_{tot} \leq 11,6 \text{ mrad}$ untersucht.

Materialspezifische Verluste

An einem Fresnel-Kollektor treten folgende materialspezifischen Verluste auf:

- Nicht-ideale Reflexion an den Primärspiegeln und dem Sekundärreflektor,
- Transmissionsverluste an der Abdeckscheibe des Receivers und

- Nicht-ideale Absorption am Absorber.

Nicht-ideale Reflektion Die Reflektivität ρ wird als Quotient aus einfallender zu direkt reflektierter Strahlung angegeben, welcher zeitlich gemittelt und mit seiner Wellenlängenabhängigkeit über das Solarspektrum gewichtet ist. Typische Werte liegen zwischen 88 % und 95 %. Die Primärspiegel sind der Witterung ausgesetzt, so dass sich diese Werte aufgrund von Verschmutzungen im jährlichen Mittel reduzieren. Die Reflektivität der Primärspiegel ρ_{pr} wird für eisenarmes Glas (Weißglas) mit 92 % angenommen. Die Winkelabhängigkeit kann hier vernachlässigt werden. Die Reflektivität des Sekundärreflektors ρ_{sr} wird mit 95 % angenommen.

Transmissionsverluste Die Transmission durch eine Glasscheibe wird durch drei Teilprozesse geschwächt:

- Reflektion an der Grenzfläche Luft/Glas,
- Absorption im Glas und
- Reflektion an der Grenzfläche Glas/Luft.

Die Anteile der Reflektion an den Grenzflächen zwischen Medien unterschiedlicher Brechungsindizes können durch die *Fresnel*schen Formeln bestimmt werden (Absorption durch Lambert-Beer-Bouguer). Durch eine Antireflektionsbeschichtung kann die Transmission verbessert werden. Für die Berechnungen wurde ein breitbandig entspiegeltes Glas mit einer Transmission bei senkrechtem Einfall von $\tau_{rc} = 0,95$ angenommen. Ihre Winkelabhängigkeit wurde wie in Abbildung 2.22a dargestellt berücksichtigt.²⁸

Absorptionsverluste Die am Absorber einfallende Strahlung wird zu einem kleinen Teil (diffus) reflektiert. Die Absorption α_{abs} der selektiven Beschichtung des Absorberrohres wird für senkrechten Einfall mit 0,94 angenommen. Eine winkelabhängige Vermessung der Schicht liegt nicht vor. Man kann jedoch davon ausgehen, dass sich die Absorption ab einem Einfallswinkel von etwa 60° bis 90° auf Null reduziert, da hier der Anteil der Reflektion stark zunimmt.²⁹ In den Rechnungen wurde die winkelabhängige Absorption gemäß Abbildung 2.22b angenommen.

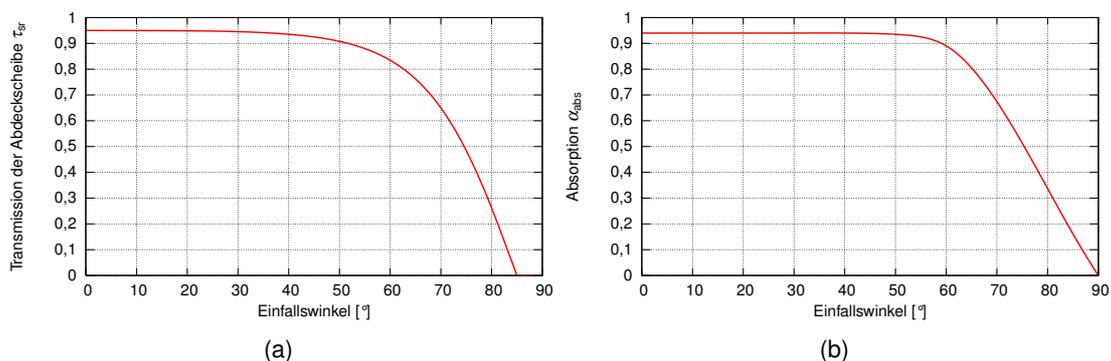


Abbildung 2.22: Winkelabhängige Transmission τ_{rc} der Abdeckscheibe und der Absorption α_{abs} des Absorbers

²⁸Mündliche Mitteilung: A. Gombert Fraunhofer ISE.

²⁹Mündliche Mitteilung: W. Graf Fraunhofer ISE.

2.4.4 Thermischer Wirkungsgrad

Der Receiver verliert mit zunehmender Betriebstemperatur Wärme an die Umgebung. Um möglichst viel der eingestrahelten Leistung zu nutzen, sollte dieser Wärmeverlust gering sein. Der thermische Wirkungsgrad des Kollektors kann wie folgt definiert werden:

$$\eta_{th} = \frac{\dot{q}_{abs} - \dot{q}_{th}}{I_b W_{pr}}. \quad (2.23)$$

Dieser Wirkungsgrad gibt an, wie groß der Anteil der tatsächlich nutzbaren thermischen Leistung an der auf die Aperturfläche einfallenden Direktstrahlung ist. Hier gehen die optischen und thermischen Verluste ein. Der thermische Wirkungsgrad ist also temperatur- und einstrahlungsabhängig.

In Abbildung 2.23 ist der temperaturabhängige thermische Wirkungsgrad bei senkrechtem Einfall für einen Fresnelkollektor nach Gleichung 2.23 dargestellt. Je geringer die Einstrahlung ist, desto größer wird der relative Anteil der Wärmeverluste, weshalb der thermische Wirkungsgrad bei höheren Temperaturen stärker absinkt. Analog gilt dies auch für von der Senkrechten abweichende Sonnenstände. Je schlechter der optische Wirkungsgrad, desto stärker wirken sich auch die thermischen Verluste aus.

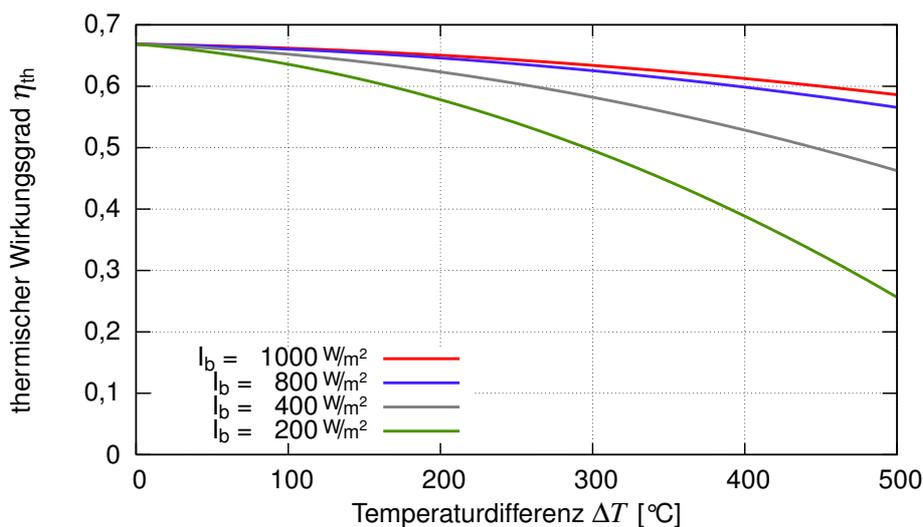


Abbildung 2.23: Temperaturabhängigkeit des thermischen Wirkungsgrades nach Gleichung 2.23 bei unterschiedlichen Einstrahlungen ($D_a = 15 \text{ cm}$, $W_{pr} = 26 \text{ m}$, $\eta_{opt,0} = 0,669$).

Die thermischen Verluste können in einen radiativen und einen konvektiven Anteil aufgeteilt werden. Die Verringerung der radiativen Verluste kann durch eine selektive Beschichtung am Absorber erfolgen. Wie in Abschnitt 2.1 erwähnt, strahlt die Sonne ihre Energie in einem Spektrum, das in guter Näherung dem eines schwarzen Strahlers von ca. 5800 K entspricht. Der Absorber wiederum strahlt bei Temperaturen bis ca. 750 K. Nach dem Kirchhoffschen Gesetz³⁰ gilt für strahlende Oberflächen, die sich im thermischen Gleichgewicht befinden, dass die Absorption bei gleicher Wellenlänge auch gleich der Emissivität entsprechen muss:

$$\alpha(\lambda) = \varepsilon(\lambda). \quad (2.24)$$

³⁰Nach G. R. Kirchhoff (1824-1895).

Nach dem Wienschen Verschiebungsgesetz³¹ gilt, dass die Wellenlänge λ_{max} mit der maximalen spektralen Strahlendichte temperaturabhängig ist:

$$\lambda_{max} = \frac{a}{T} \quad (2.25)$$

mit $a = 2,898 \cdot 10^{-3} \text{ mK}$.

Wegen der stark unterschiedlichen Temperaturen von Sonne und Absorber ist die Überschneidung beider Spektren nur gering ($\lambda_{max,absorber} \gg \lambda_{max,sonne}$) (siehe Abbildung 2.24). Daher ist es sinnvoll, für den Absorber im Spektralbereich der Sonne eine möglichst hohe Absorption und im Spektralbereich der Betriebstemperatur eine möglichst geringe Emissivität zu erreichen.

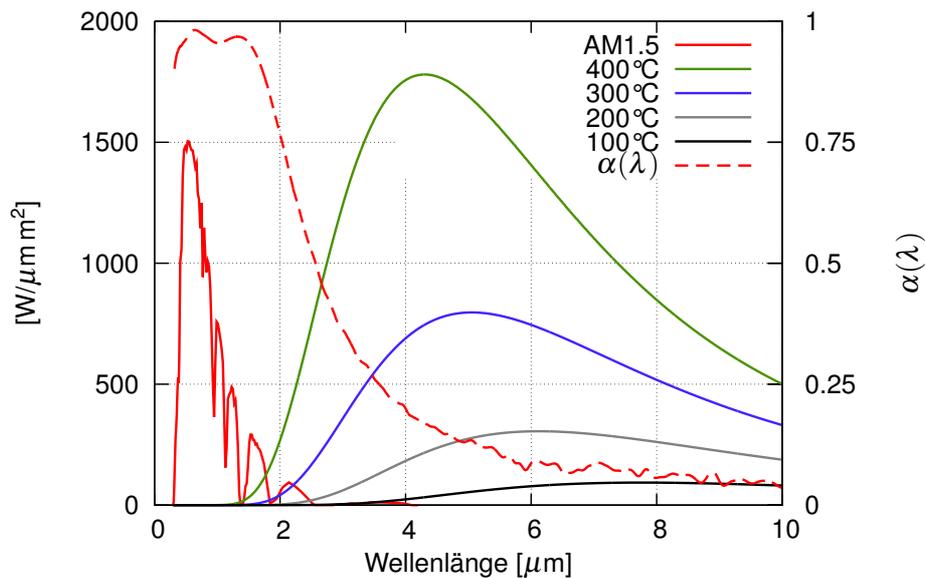


Abbildung 2.24: Spektrale Strahlungsdichte der Sonne $I_{sun}(\lambda)$ und verschiedener Temperaturstrahler $I(\lambda, T)$ sowie die spektrale Absorption einer selektiven Schicht $\alpha(\lambda)$ (nach Messungen des Fraunhofer ISE)

Die solare Absorption α und die Emissivität ε einer selektiven Schicht bei einer Temperatur T berechnen sich gemäß:

$$\alpha = \frac{\int_{\lambda} \alpha(\lambda) I_{sun}(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda} I_{sun}(\lambda) d\lambda}, \quad (2.26)$$

$$\varepsilon = \frac{\int_{\lambda} \alpha(\lambda) I(\lambda, T) d\lambda}{\int_{\lambda} I(\lambda, T) d\lambda}. \quad (2.27)$$

In Abbildung 2.25 ist die temperaturabhängige Emission der selektiven Schicht aus Abbildung

³¹Nach W. Wien (1864-1928).

2.24 ($\alpha(\lambda)$) dargestellt.

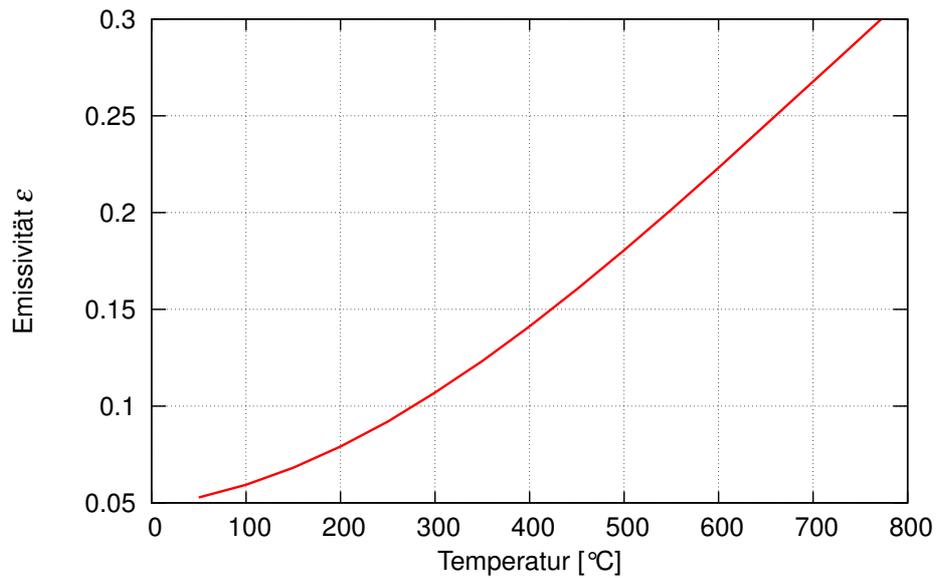


Abbildung 2.25: Temperaturabhängige Emission einer selektiven Schicht

Die den Rechnungen zugrunde liegenden Werte sind $\alpha_{5800\text{K}} = 0,94$ und $\epsilon_{750\text{K}} = 0,13$.

Die Wärmeverluste durch Wärmeleitung und Konvektion sind durch die Konstruktion des Receivers bedingt. Bei Parabolrinnen wird die Konvektion beispielsweise durch evakuierte Glashüllrohre verhindert. Der Receiver des Fresnel-Kollektors kann auf die relativ aufwändige Vakuumtechnik verzichten. Der Receiver ist hier ortsfest und empfängt Strahlung nur von unten. Die obere Hälfte kann also opak gedämmt werden und es bildet sich eine relativ stabile Temperaturschichtung, welche die natürliche Konvektion vermindert. Zwischen Absorberrohr und Sekundärreflektor befindet sich allerdings noch ein Luftvolumen, was dazu führt, dass eine Auftriebsströmung für konvektive Wärmeverluste sorgt.

Kapitel III

Modellierung

Ein Modell ist die Abbildung eines physikalischen Systems, also der Natur, auf einen mathematischen Formalismus. Modelle sind immer Abstraktionen, und damit vereinfachende Darstellungen der Wirklichkeit. Die Modellbildung selbst besteht aus einer Reihe von Entscheidungen und Annahmen, bei denen man davon ausgeht, dass sie zur Beschreibung der Eigenschaften des Systems und der interessierenden Fragestellungen wesentlich sind. Bei allen anderen Eigenschaften geht man davon aus, dass sie zu vernachlässigen sind.

In diesem Kapitel werden die Modelle vorgestellt, welche die Wechselwirkung zwischen den optischen und thermodynamischen Eigenschaften des Fresnel-Kollektors auf den Kraftwerksprozess und die Stromgestehungskosten beschreiben.

3.1 Optische Modellierung

Die optischen Eigenschaften eines Fresnel-Kollektors hängen von einer Vielzahl von Einflussgrößen ab. Neben Materialeigenschaften beeinflusst die geometrische Anordnung von Primärspiegeln und Receiver die optische Leistungsfähigkeit des Kollektors. Zur Untersuchung des großen Parameterraums, der sich aus den vielfältigen Variationsmöglichkeiten ergibt, sind zeiteffiziente Algorithmen notwendig, welche alle entscheidenden Randbedingungen, wie die optischen Fehler des Primärspiegelfeldes sowie die Winkelabhängigkeiten von der *Sunshape*, der Transmission der Abdeckscheibe und der Absorption richtig abbilden.

Zu diesem Zweck wurden im Rahmen dieser Arbeit zwei unterschiedliche Ansätze verfolgt: Zum einen die Strahlverfolgung (engl.: raytracing) und zum anderen die Faltungsmethode, ein Verfahren, das der statistischen Optik entlehnt ist.

3.1.1 Strahlverfolgung

Eine sehr naheliegende Methode, optische Systeme zu untersuchen, ist die Strahlverfolgung (engl.: raytracing). Eine ausreichend große Menge an Strahlen wird nach den Gesetzen der geometrischen Optik durch das System verfolgt und beim Auftreffen auf einen definierten Zielbereich registriert. Man unterscheidet in Forward- und Backwardraytracing.

Backwardraytracing nutzt das Prinzip der Umkehrbarkeit des Strahlenganges aus und verfolgt die Strahlen vom Empfänger bis zur Quelle. Dieses Verfahren hat sich vor allem bei der Berechnung von realistischen Seheindrücken in Kunstlicht- oder Tageslichtsituationen etabliert.¹ Vom

¹Ein bekannter Backward-Raytracer ist das Programmpaket *Radiance* vom Lawrence Berkeley Laboratory.

Augpunkt des Betrachters werden Strahlen in der Bildebene bis zu ihrer möglichen Quelle verfolgt. Dadurch wird der Zeitaufwand zur Berechnung stark reduziert, da nur die relevanten, also die den Empfänger erreichenden Strahlen verfolgt werden.

Forwardraytracing Diese Methode verfolgt die Strahlen von der Quelle bis zum Empfänger. Da der Empfänger eines Solar-Kollektors kein einzelner Punkt, sondern z. B. ein Absorberrohr ist, bietet sich dieses Verfahren zur Berechnung von Kollektor-Systemen an. Die Genauigkeit des Verfahrens hängt stark von der Anzahl der gesendeten Strahlen ab. Eine ausreichend große Menge ist dann erreicht, wenn sich das Verhältnis aus gesendeten und am Empfänger gezählten Treffern in gewissen Grenzen nicht mehr verändert. Kommerzielle Programme wie z. B. OptiCAD und Zemax sind mächtige Simulationswerkzeuge, die für eine große Bandbreite von optischen Fragestellungen (Objektive etc.) programmiert sind.

Im Vergleich zu Programmen, die speziell auf das zu untersuchende Problem maßgeschneidert sind, ist ihr Rechenaufwand, und damit ihre Ausführungszeit, jedoch relativ hoch. Aus diesem Grund wurde im Rahmen dieser Arbeit ein einfaches aber effizientes Raytracing-Programm zur Berechnung von Fresnel-Kollektoren geschrieben.²

Algorithmus

Durch die lineare Anordnung des Kollektors ist das Problem auf ein zweidimensionales reduzierbar. Der Weg eines einfallenden Lichtstrahls kann auf die Transversalebene projiziert werden und entspricht dort dem Verlauf der Strahlen, die sich nur im Einfallswinkel θ_i unterscheiden. Die Abweichung von der Transversalebene ($\theta_i > 0$) bewirkt lediglich eine Verlängerung des Weges zwischen zwei Reflektionen.³ In der Transversalebene lassen sich alle Systemkomponenten als Linien oder Kreise darstellen. Ihre Eigenschaften bewirken Reflektion, Transmission oder Absorption des auftreffenden Lichtstrahls. Die Auswahl des getroffenen Objektes erfolgt über den geringsten Abstand zwischen Ausgangspunkt und allen vorhandenen Schnittpunkten.

Die Reflektion \vec{l}' eines Lichtstrahls \vec{l} an einem Spiegelelement mit dem Normalenvektor \vec{n} kann durch folgende Beziehung beschrieben werden :

$$\vec{l}' = -\vec{l} + 2(\vec{l} \cdot \vec{n}) \vec{n}.$$

Durch die optischen Fehler wird der real reflektierte Strahl nicht dem ideal reflektierten entsprechen. Dem Vektor \vec{l}' muss noch eine entsprechende stochastische Abweichung hinzugefügt werden. Wie in Abschnitt 2.4.3 beschrieben, kann die Abweichung in guter Näherung als standardnormalverteilt angesehen werden. Die Winkelabweichung α von der idealen Reflektion sollte also einer Standardnormalverteilung $\alpha \sim \mathcal{N}(0, 1)$ mit der Standardabweichung σ_{tot} entsprechen. Die Richtung der idealen Reflektion kann wie folgt mit dieser Abweichung als fehlerbehaftete Reflektion dargestellt werden:

$$\vec{l}' = \begin{pmatrix} l'_x \\ l'_y \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -l'_y \\ l'_x \end{pmatrix} \tan(\alpha). \quad (3.1)$$

²Das Programm ist auf alle linienfokussierenden Kollektor-Systeme anwendbar.

³Von geringerer Bedeutung ist die Änderung des Einfallswinkels beim Auftreffen auf eine transmittierende oder absorbierende Fläche. Diese nur bei winkelabhängigen Eigenschaften überhaupt relevante Abweichung lässt sich allerdings aus dem Einfallswinkel der getroffenen Fläche und dem Einfallswinkel auf die Transversalebene berechnen.

Um die in Folge des längeren Weges verstärkte Aufweitung bei von der Transversalebene abweichenden Sonnenständen zu berücksichtigen, wird die Standardabweichung entsprechend angepasst:

$$\sigma'_{tot} = \frac{\sigma_{tot}}{\cos \theta_i}. \quad (3.2)$$

Um mit einem Rechner normalverteilte Zufallszahlen zu erhalten, wird nach der Box-Muller Methode (*/40/*) verfahren. Dazu wird die im Rechner durch Pseudozufallszahlen realisierte Gleichverteilung $x_1, x_2 \sim \mathcal{U}(0, 1)$ benutzt. Aus zwei gleichverteilten Zufallszahlen x_1 und x_2 können zwei normalverteilte Zufallszahlen y_1 und y_2 berechnet werden:

$$\begin{aligned} y_1 &= \sqrt{-2 \ln(x_1)} \cos(2\pi x_2), \\ y_2 &= \sqrt{-2 \ln(x_1)} \sin(2\pi x_2). \end{aligned} \quad (3.3)$$

Die einfallenden Strahlen werden nicht nur an den Spiegeln stochastisch abgelenkt, sondern werden von der Sonne in einem Winkelbereich mit unterschiedlichen Intensitäten empfangen. Diese Strahldichteverteilung der Sonne (*Sunshape* \mathcal{L}_s) kann ebenfalls als Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung angesehen werden. Die *Sunshape* ist, wie in Abschnitt 2.1.1 erläutert, nicht durch eine analytische Funktion gegeben. Um diese Verteilung zu implementieren, wird aus der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung die Verteilungsfunktion berechnet.⁴ In Abbildung 3.1a ist die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung der *Sunshape* und in Abbildung 3.1b ihre Verteilungsfunktion gezeigt. Aus einer gleichverteilten Zufallszahl $x \sim \mathcal{U}(0, 1)$ wird mit der Umkehrfunktion der Verteilungsfunktion der Abweichungswinkel α ermittelt.

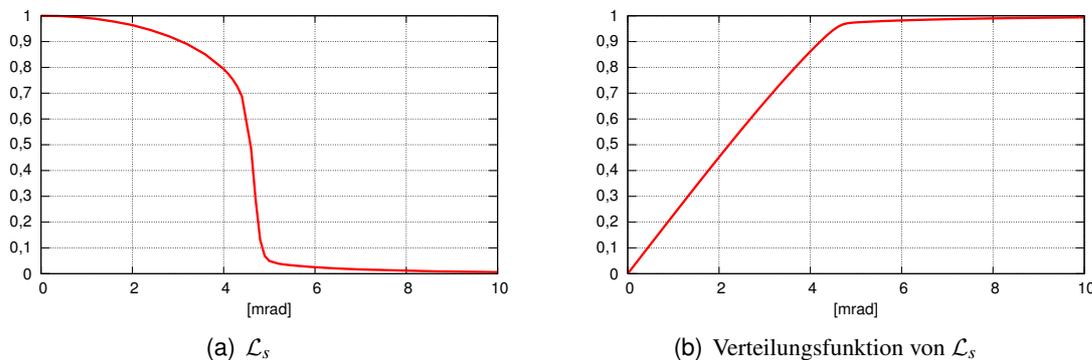


Abbildung 3.1: Strahldichteverteilung der Sonne als Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung und Verteilungsfunktion

Um eine von der Statistik unabhängige Lösung zu bekommen, muss eine hohe Anzahl von Strahlen verfolgt werden. Bei Optimierungen können noch kleine stochastische Abweichungen von der Lösung Probleme bei der Konvergenz bereiten.

3.1.2 Das Programm *RayTrace*

Der Raytracing-Algorithmus wurde in dem Programm *RayTrace* in ANSI-C umgesetzt und programmiert, welches auf Kommandozeilenebene unter Angabe aller notwendigen Parameter gestartet werden kann. Die Geometrie-Daten werden über Beschreibungs-Dateien übermittelt. Diese können für einen Receiver etwa folgendermaßen aussehen:

⁴ $F(\alpha) = 2 \int_0^\alpha \mathcal{L}_s(\alpha^*) d\alpha^*$.

3 Modellierung

Listing 3.1: Receiver.dat

```
#Absorber Radius 7,5cm
C A
abs 0.94
koor 0.0 0.0 0.075

#Abdeckscheibe
L G
abs 0.95
sig 0.0
koor -0.3 -0.15 0.3 -0.15

#Spiegelement Sekundaerreflektor
L M
ref 0.95
sig 0.001
koor -0.3 -0.15 -0.291 -0.133
```

Die Geometrie des Primärspiegelfeldes wird über das Hilfsprogramm *fresnel* erzeugt. Die Berechnung des optischen Wirkungsgrades eines Fresnel-Kollektors ($N_{pr} = 20$, $B_{pr} = 1$ m, $D_{pr} = 0,1$ m, H_{rc} , $\sigma_{tot} = 5$ mrad) für einen Transversalwinkel von 40° und 1000 Strahlen/m wird folgendermaßen gestartet:

```
:> fresnel -N 20 -B 1.0 -d 0.1 -H 10 -t 40 -s 0.005 > PrimFeld.dat
:> raytrace -p -.35 .35 -t 40.0 -f Receiver.dat PrimFeld.dat -n 1000
```

Als Ergebnis wird das Verhältnis aus der mit der Intensität gewichteten Trefferzahl und der Dichte der gesendeten Strahlen ausgegeben.

3.1.3 Faltungsmethode

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Verfahren entwickelt, welches sich an den Grundgedanken der statistischen Optik anlehnt. Die Strahldichteverteilung der Sonne sowie die optischen Fehler werden als statistisch unabhängige Verteilungen betrachtet und mit Verfahren der Statistik behandelt. Die Verteilung der optischen Fehler \mathcal{R}_{opt} sowie der *Sunshape* können durch Faltung zu einer resultierenden Verteilung \mathcal{L}_2 mit dem Faltungsintegral zusammengefasst werden:

$$\mathcal{L}_2(\alpha) = \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} \mathcal{R}_{opt}(\alpha - \alpha^*) \mathcal{L}(\alpha^*) d\alpha^*. \quad (3.4)$$

Das optische Modell, das die Möglichkeit der Faltung ausnutzt, wird im Weiteren als Faltungsmodell bezeichnet. Eine ähnliche Vorgehensweise wird bei der Analyse von Heliostatenfeldern für Turmkraftwerke verwendet (*/16/*). Das Abbild eines Heliostaten wird in der Bildebene des Absorbers für eine idealisierte parallele Einstrahlung ebenfalls als Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung aufgefasst. Die Faltung der Verteilungen von Sonne, Heliostat und den optischen Fehlern ergibt wiederum die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung in der Bildebene des Absorbers. Diese resultierende Funktion ist gleich der Strahlungsflussdichteverteilung in dieser Ebene. Um den Rechenaufwand der Faltungsoperation möglichst gering zu halten, werden die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen durch Gauß-Hermite-Polynome approximiert (*/17/*). Gauß-Hermite-Polynome

eignen sich gut, um gaußähnliche Funktionsverläufe anzunähern. Durch die Orthogonalität⁵ dieser Polynome ist es möglich, ihre Faltung mit einer einfachen arithmetischen Operation aus den Momenten ihrer Verteilung zu erhalten. Durch die relativ kleine Anzahl notwendiger Koeffizienten können der Speicherbedarf und die Ausführungszeit gering gehalten werden.

Zur Beschreibung der punktfokussierenden Heliostatenfelder sind genau genommen zweidimensionale Gauß-Hermite-Polynome notwendig.

Dieses Verfahren zur Bestimmung der Flussdichteverteilung eines Heliostatenfeldes ist in dem Programm-Code *Helios* implementiert ([41]). Verluste durch Verdeckung oder Verschattung werden anteilmäßig betrachtet und nicht explizit in der Faltung berücksichtigt. Die Flussdichteverteilung wird nur ortsabhängig aufgelöst. Die Winkelverteilung, wie sie für die Berücksichtigung eines Sekundärreflektors notwendig ist, muss aus der räumlichen Beziehung von Heliostat und Absorber bestimmt werden. Der Programm-Code *Helios* ist, wie bereits erwähnt, auf punktfokussierende Heliostatenfelder zugeschnitten. Für die Betrachtung von linienfokussierenden Kollektoren erschien es sinnvoll, ein neues, davon abweichendes Verfahren zu entwickeln. Auf die Näherung durch Gauß-Hermite-Polynome konnte verzichtet werden, wodurch ein anschaulicher, leicht handhabbarer und dennoch effizienter Algorithmus entstand.

Grundidee

Durch Einfallswinkel, die von der Transversalebene abweichen ($\theta_i > 0$), ändern sich, wie zuvor erwähnt, lediglich die Lauflängen (L) der reflektierten Strahlen. Die Winkelverhältnisse bezüglich der Transversalebene bleiben erhalten. Die tatsächliche Lauflänge (L') ergibt sich mit dem Einfallswinkel θ_i aus folgender Beziehung:

$$L' = \frac{L}{\cos(\theta_i)}. \quad (3.5)$$

Ein Primärspiegel wird in kleine Spiegelemente aufgeteilt, und ihr an einen Punkt P der Receiverapertur reflektierter Strahlungsanteil wird ermittelt (siehe Abbildung 3.2a). Dieser Strahlungsanteil ist nur abhängig von den Winkeln α_1 und α_2 , unter denen das Spiegelement vom Punkt P abweichend von der idealen Reflektion \vec{l} gesehen wird. Haben α_1 und α_2 die gleichen Vorzeichen und ist ihr Betrag größer als der Winkelbereich der Strahldichteverteilung \mathcal{L}_2 , so empfängt der Punkt P von dem betrachteten Spiegelement keine Strahlung. Sind ihre Vorzeichen unterschiedlich und ihr Betrag größer als der Winkelbereich von \mathcal{L}_2 so empfängt Punkt P die gesamte Bestrahlungsstärke der Quelle.

Die Strahldichteverteilung $\mathcal{L}_2(\alpha)$ beinhaltet die Strahldichteverteilung der Sonne (*Sunshape*) sowie die optischen Fehler \mathcal{R}_{opt} des Primärspiegels. Sie wird aus der Faltung nach Gleichung 3.4 ermittelt. Diese Strahldichteverteilung ändert sich im Prinzip nicht mit dem Ort des Spiegelementes, weshalb es ausreichend ist, die Faltung nur einmal zu berechnen.

⁵Orthogonal bedeutet, dass das Skalarprodukt zweier Hermite-Polynome im Hilbertraum zu Null wird: $m, n \in N_0, m \neq n \int_{-\infty}^{\infty} H_m H_n e^{-x^2} dx = 0$.

3 Modellierung

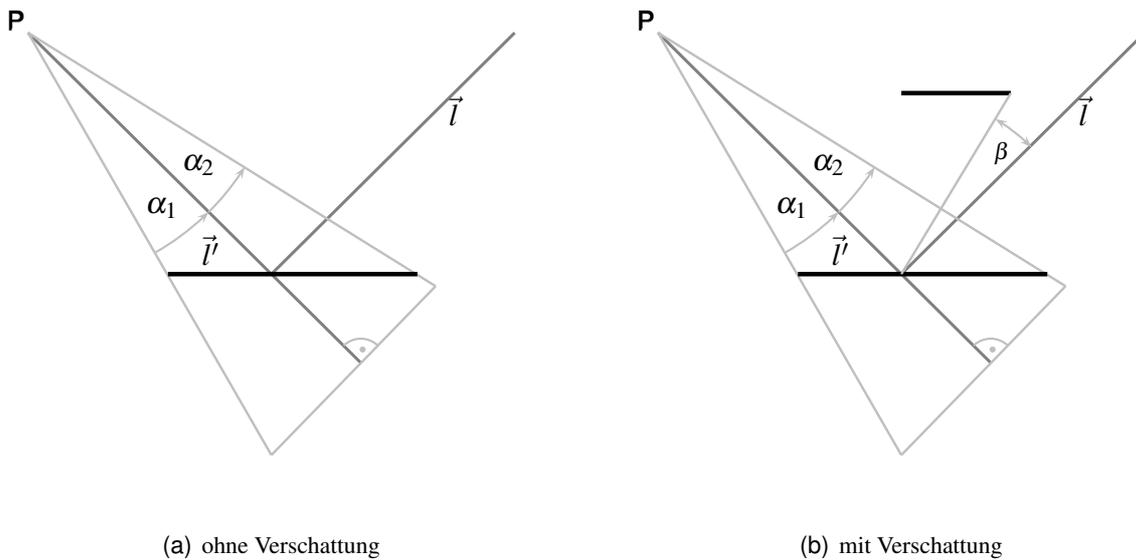


Abbildung 3.2: Prinzipskizze zur Ermittlung des an einem Primärspiegelement reflektierten Strahlungsanteils

Es ist möglich, dass es auf dem Spiegelement zu einer teilweisen Verschattung kommt (siehe Abbildung 3.2b). Diese Verschattung kann entweder durch benachbarte Spiegel oder den Receiver erfolgen. Eine Verschattung durch die Struktur der Receiveraufständerung wird zur Vereinfachung über einen Minderungsfaktor erfasst (siehe Abschnitt 2.4.3, S. 27). Um hierfür die resultierende Verteilung richtig wiederzugeben, muss der Verschattungswinkel β in der Faltung berücksichtigt werden (siehe Abbildung 3.3):

$$\mathcal{L}_2(\alpha) = \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} \begin{cases} \alpha^* < \beta & \mathcal{R}_{opt}(\alpha - \alpha^*) \mathcal{L}(\alpha^*) \\ \alpha^* > \beta & 0 \end{cases} d\alpha^*. \quad (3.6)$$

In Abbildung 3.3 sind resultierende Faltungen für den unverschatteten und verschatteten Fall dargestellt.

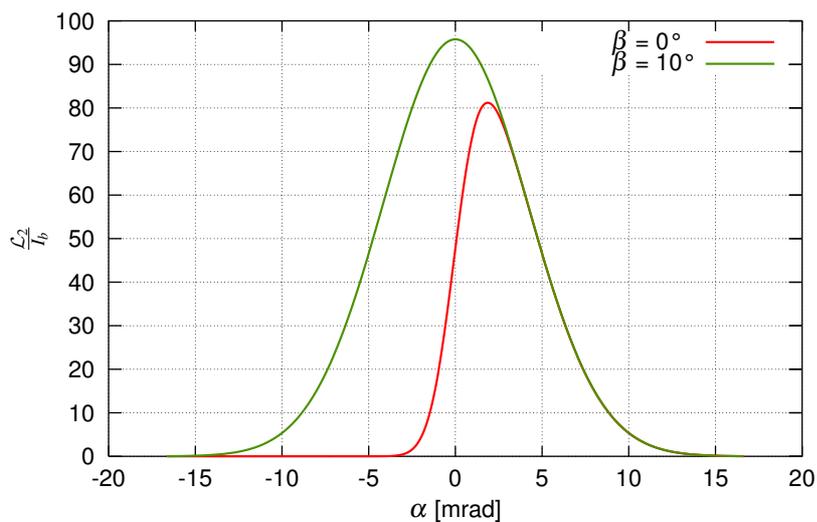


Abbildung 3.3: Resultierende Faltung $\mathcal{L}_2(\alpha)$ für ein unverschattetes ($\beta = 10^\circ$) und ein teilweise verschattetes Spiegelement ($\beta = 0^\circ$)

Der durch das Spiegelement übertragene Strahlungsanteil kann über die Integration von \mathcal{L}_2 in den Grenzen der Winkel α_1 und α_2 bestimmt werden (siehe Abbildung 3.4):

$$E(\alpha_1, \alpha_2, \beta) = \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} \mathcal{L}_2(\alpha, \beta) d\alpha. \quad (3.7)$$

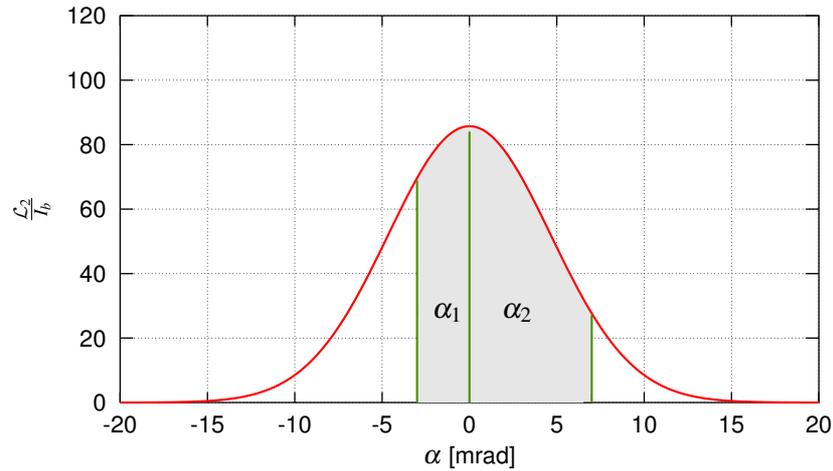


Abbildung 3.4: Der reflektierte Strahlungsanteil ist die Fläche unterhalb \mathcal{L}_2 in den Grenzen α_1 und α_2

Diese Gleichung ist streng genommen nur unter der Annahme unendlich langer Primärspiegel gültig. Allerdings spielt diese Einschränkung nur bei der Betrachtung der Reihenendverluste eine Rolle, welche in guter Näherung durch die Gleichung 2.21 repräsentiert werden.

Diese Vorgehensweise ist auch für Sonnenstände außerhalb der Transversalebene ($\theta_i > 0$) anwendbar. Das reflektierende Spiegelement schneidet aus dem reflektierten Strahlkegel eine Ellipse heraus, welche nach den Gesetzen der Kegelschnitte wieder auf einen Kreis zurückzuführen ist und sich damit vom Fall für $\theta_i = 0$ nicht unterscheidet. Zwar verlieren die Spiegelementbegrenzungen bei ihrer Projektion ihre Parallelität, da diese sich im Integrationsgebiet aber nicht kreuzen und die resultierende Strahldichteverteilung rotationssymmetrisch ist, bleibt Gleichung 3.7 gültig. Da der Abstand zwischen Punkt P und dem Spiegelement wesentlich größer als der Abstand der Begrenzungen des Spiegelementes ist, ist die Abweichung von der Parallelität der Projektion der Begrenzungen auf den Kreis K äußerst gering, so dass durch die Exzentrizität auch im Verschattungsfall keine wesentlichen Fehler gemacht werden.

Die Begrenzungswinkel $\alpha_{1,2}$ können mit den Punkten der Spiegelementbegrenzung X_{pr} nach folgender Gleichung ermittelt werden:

$$\alpha_{1,2} = \arccos \left(\frac{(\vec{P} - \vec{X}_{pr,1,2}) \cdot \vec{l}'}{\|(\vec{P} - \vec{X}_{pr,1,2})\| \cos(\theta_i)} \right). \quad (3.8)$$

Das Integral nach Gleichung 3.7 muss für eine gegebene *Sunshape* \mathcal{L}_{sun} und eine gegebene Verteilung der optischen Fehler \mathcal{R}_{opt} nur einmal berechnet werden und kann in einer Matrix für weitere Rechnungen zwischengespeichert werden. Durch die Reflektion der Solarstrahlung mit der Verteilung \mathcal{L}_{sun} an einem Spiegelement mit den optischen Fehlern \mathcal{R}_{opt} ergibt sich der am Punkt P empfangene Anteil an der Direktstrahlung I_b durch Gleichung 3.7.

Um die Beleuchtungsstärke an einem Ort in der Eingangsapertur des Receivers $E(x_{rc})$ zu erhalten, sind die Anteile aller Spiegelemente n_{pr} aufzusummieren:

$$E(x_{rc}) = I_b \sum_{n_{pr}} E(\alpha_1, \alpha_2, \beta). \quad (3.9)$$

Sekundärreflektor

Die oben beschriebene Faltungsmethode liefert den Anteil an der Direktstrahlung der Reflektion eines Spiegelementes an einem Ort am Receiver. Um die optische Leistung des Fresnel-Kollektors zu bestimmen, ist jedoch die Strahlung am Absorber von Bedeutung. Die Aufsummierung der Anteile der einzelnen Spiegelemente kann natürlich auch über den Umfang des Absorberrohres erfolgen. Allerdings wird hierbei der Einfluss des Sekundärreflektors nicht berücksichtigt. Ein an der Eingangsapertur des Receivers einfallender Lichtstrahl ist durch den Ort x_{rc} und den Winkel θ_{rc} charakterisiert (siehe Abbildung 3.5). Ob ein solcher Strahl das Absorberrohr trifft oder nicht, kann durch Raytracing ermittelt und in einer Matrix, dem Akzeptanzbereich $\Gamma_{rc}(x_{rc}, \theta_{rc})$ des Sekundärreflektors, zusammengefasst werden.

Um die vom Absorber absorbierte Strahlung zu berechnen, wird über den Ort am Receiver (x_{rc}) und jedes Spiegelement aufsummiert (siehe Abbildung 3.5a):

$$E_{abs} = \rho_{pr} \sum_{n_{xrc}} \sum_{n_{pr}} \cos(\theta_{rc}) E(\alpha_1, \alpha_2, \beta) \Gamma_{rc}(\theta_{rc}, x_{rc}) \tau_{rc}(\theta_{rc}) \Delta x_{rc} \quad (3.10)$$

Darin ist ρ_{pr} die Reflektivität der Primärspiegel. Über die diskrete Ortsschrittweite Δx_{rc} wird angenommen, dass die Einstrahlwinkel der vom Spiegelement empfangenen Strahlen im Mittel θ_{rc} entsprechen. Aufgrund der Diskretisierung der Primärspiegel in n_{pr} Spiegelemente liegt ihre Breite im Zentimeterbereich. Damit sind die Abweichungen der am (mehrere Meter entfernten) Receiver einfallenden Strahlen von diesem Mittel sehr gering. Folglich gelten die Transmission τ_{rc} , der Kosinus $\cos(\theta_{rc})$ und der Akzeptanzbereich des Receivers Γ_{rc} für das gesamte Strahlenbündel.

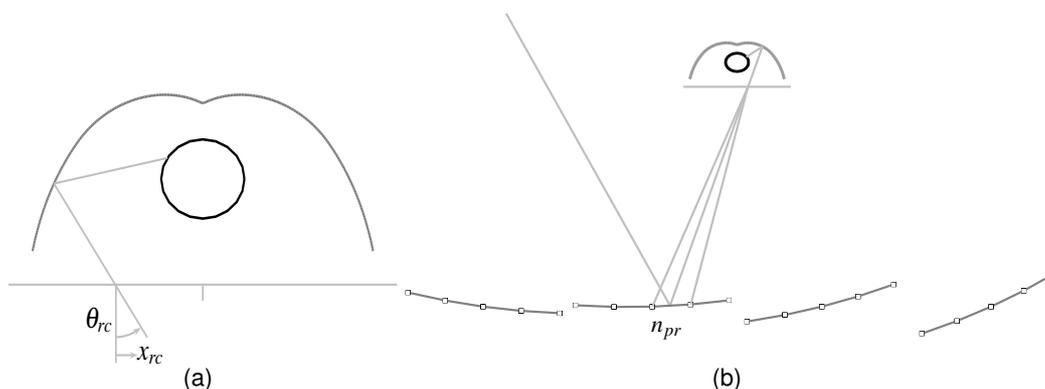


Abbildung 3.5: Grafische Veranschaulichung zum Akzeptanzbereich des Sekundärreflektors

In Abbildung 3.6 ist exemplarisch die Summe der Spiegelemente eines Primärspiegels über den Ort x_{rc} und der Einfluss von $\Gamma_{rc}(\theta_{rc}, x_{rc})$ dargestellt. In der Mitte trifft der Spiegel das Absorberrohr direkt. An den Rändern dieses Bereiches kommt es durch die winkelabhängige Absorption zu einer starken Abschwächung, da das Absorberrohr unter immer ungünstigeren Winkeln getroffen wird. Danach schließt sich der Bereich an, der über eine und dann über zwei Reflexionen das Ziel erreicht.

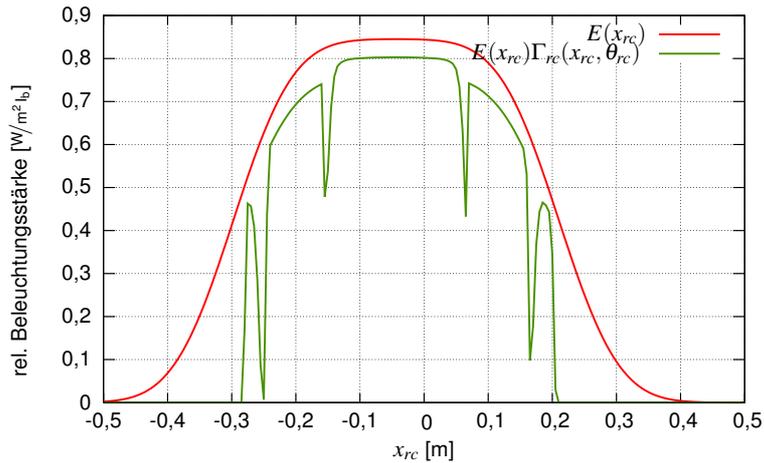
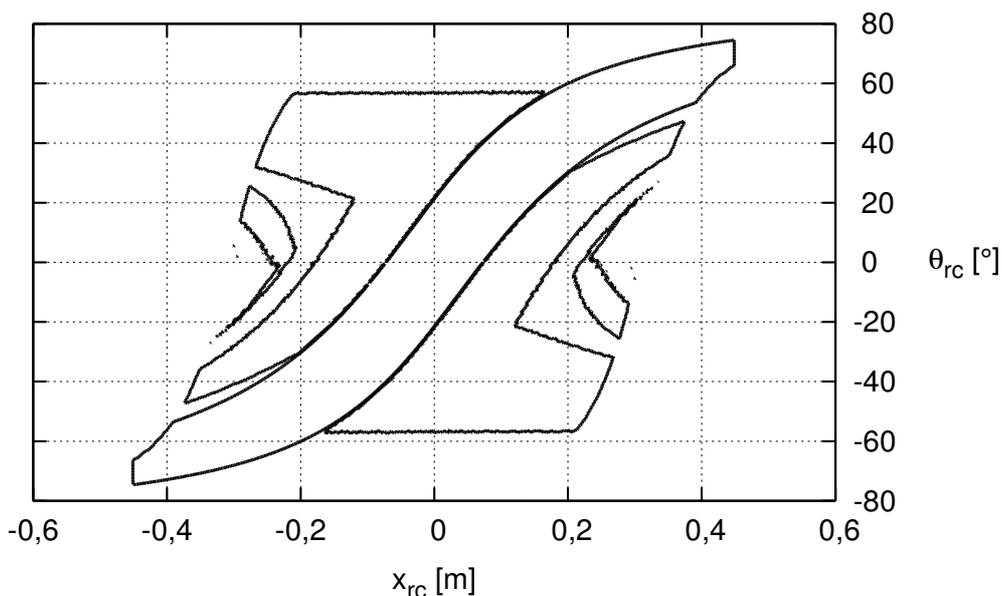


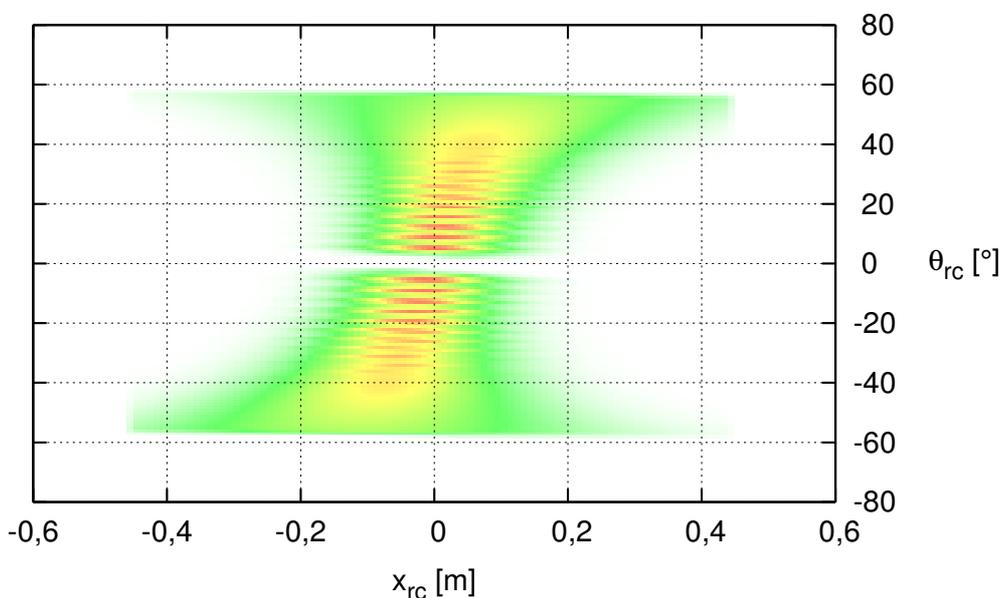
Abbildung 3.6: Relative Beleuchtungsstärkeverteilung an der Eingangsapertur des Receivers ($E(x_{rc})$) und ihre Verwertung durch den Receiver ($E(x_{rc})\Gamma_{rc}(x_{rc}, \theta_{rc})$)

In Abbildung 3.7a ist der Akzeptanzbereich $\Gamma_{rc}(x_{rc}, \theta_{rc})$ eines Sekundärreflektors dargestellt. Strahlung, die innerhalb der schwarz umrandeten Flächen die Eingangsapertur des Receivers erreicht, trifft direkt oder indirekt das Absorberrohr (siehe hierzu auch Abbildung 4.30 auf Seite 86). In Abbildung 3.7b ist analog das Phasendiagramm der vom Primärspiegelfeld einfallenden Strahlung gezeigt. Gut zu sehen ist der durch den Receiver verschattete Bereich bei $\theta_{rc} = 0^\circ$. Die äußeren Spiegel verschmieren, bedingt durch die größere Lauflänge, ihr Abbild über eine breitere Fläche.

Um möglichst wenig Strahlung zu verschenken, sollten beide Bilder in möglichst gute Deckung gebracht werden.



(a) Akzeptanzbereich Sekundärreflektor Γ_{rc}



(b) Strahlung

Abbildung 3.7: Phasendiagramme

3.1.4 Das Programm *IamFresnel*

Das oben beschriebene Faltungsmodell wurde im Rahmen dieser Arbeit in ANSI-C in dem Programm *IamFresnel* umgesetzt. Mit *IamFresnel* ist es möglich, auf Kommandozeilenebene alle wichtigen Parameter zur Beschreibung des Fresnel-Kollektors, wie Geometrie, Material- und optische Eigenschaften, zu übergeben, um schnell und einfach Parametervariationen vornehmen zu können. Die resultierende Verteilung \mathcal{L}_2 aus *Sunshape* und optischen Fehlern wird bei einem Programmstart zu der winkelabhängigen Funktion $E(\alpha, \beta)$ aufintegriert (siehe 3.7) und in Form einer Matrix dem Algorithmus zur Verfügung gestellt. Um Rechenzeit einzusparen, kann diese Matrix, sofern ein vorheriger Programmstart mit gleicher Kombination aus *Sunshape* und optischen Fehlern erfolgte, aus einer Datei geladen werden. Der Akzeptanzbereich Γ_{rc} für verschiedene Receiver wird ebenfalls aus einer Bibliothek geladen.

Ein Programmaufruf zur Erzeugung eines IAM in der Longitudinal- und Transversalebene sieht folgendermaßen aus ($N_{pr} = 30$, $H_{rc} = 10$ m, $D_{pr} = 0,1$ m, $\sigma_{tot} = 5$ mrad):

```
:> iamfresnel -A 90 -T 0 80 -N 1 30 -H 10 -d 0.1 -s 0.005 -I
Receiver15cm -o IAM_trans
:> iamfresnel -A 0 -T 0 80 -N 1 30 -H 10 -d 0.1 -s 0.005 -I
Receiver15cm -o IAM_long
```

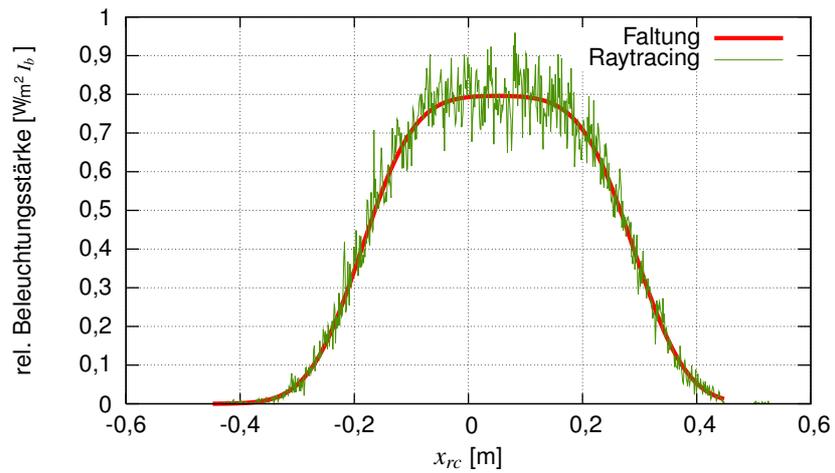
3.1.5 Validierung

Ob ein Simulations-Modell richtig ist, lässt sich im Allgemeinen nicht beweisen. Bestenfalls kann man das Modell einer Reihe von Prüfungen unterziehen, die das Vertrauen in dessen Gültigkeit im Rahmen einer bestimmten Problemstellung erhöhen. Der Vergleich zwischen Simulation und Experiment ist hierbei natürlich am aussagekräftigsten. Steht allerdings die Möglichkeit des Experimentes nicht zur Verfügung, müssen andere Methoden der Prüfung herangezogen werden. Die beiden hier entwickelten Methoden werden zur Überprüfung ihrer Plausibilität unter gleichen Randbedingungen miteinander verglichen. Sind die Ergebnisse dieser grundsätzlich unterschiedlichen Methoden identisch, so ist ihre Gültigkeit sehr wahrscheinlich.

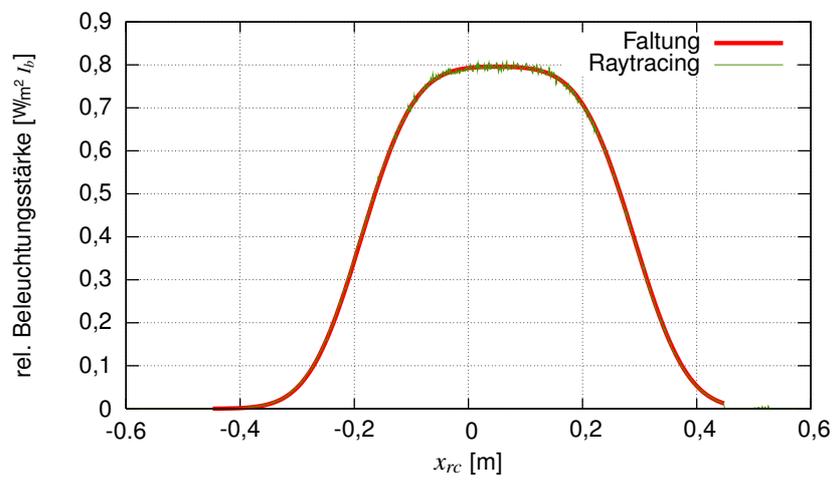
Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Raytracer entwickelt, der unter Berücksichtigung der optischen Fehler und der *Sunshape* die optischen Eigenschaften des Fresnel-Kollektors zu berechnen vermag. Die Abweichung von der idealen Reflektion wurde stochastisch, gemäß den Verteilungen \mathcal{L}_s und \mathcal{R}_{opt} , dem reflektierten Strahl zugewiesen. Bei einer ausreichend hohen Anzahl von verfolgten Strahlen mitteln sich die stochastischen Unterschiede heraus und die Lösung muss konvergieren. Zum Vergleich beider Methoden ist in Abbildung 3.8 die Intensitätsverteilung der von einem Primärspiegel an die Eingangsapertur des Sekundärreflektors reflektierten Strahlung für die zwei Algorithmen dargestellt. Deutlich zu erkennen ist, dass bei einer zunehmenden Anzahl von Strahlen die Verteilung des Raytracing-Modells der des Faltung-Modells immer besser entspricht.

In Abbildung 3.9 ist der Vergleich des winkelabhängigen optischen Wirkungsgrades nach beiden Berechnungsmethoden dargestellt. Auch hier sind die Unterschiede im unteren Promillebereich. Damit kann davon ausgegangen werden, dass beide Methoden die optischen Eigenschaften unter Berücksichtigung der wesentlichen Einflussgrößen gut wiederzugeben vermögen. Die Laufzeit der Faltungsmethode ist allerdings um mehr als eine Größenordnung schneller als die des Raytracing. Zur Parametervariation und Optimierung wird daher die Faltungsmethode verwendet.

3 Modellierung



(a) $5 \cdot 10^5$ Strahlen



(b) $5 \cdot 10^6$ Strahlen

Abbildung 3.8: Vergleich von Raytracing mit der Faltungsmethode;
Relative Beleuchtungsstärke an der Eingangsapertur des Receivers

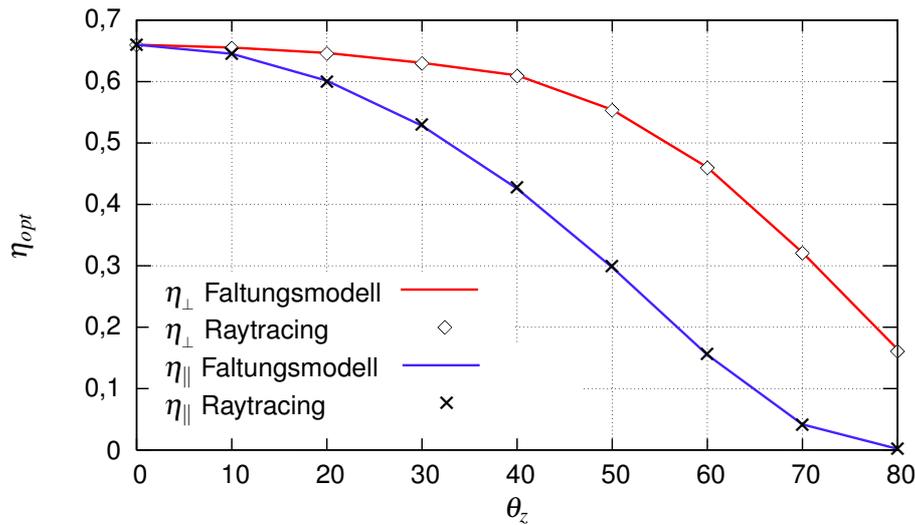


Abbildung 3.9: Vergleich von Raytracing mit der Faltungsmethode; Winkelabhängiger optischer Wirkungsgrad für die Transversalebene η_{\perp} und die Longitudinalebene η_{\parallel}

3.1.6 Zweidimensionale Faktorisierung

Die optischen Eigenschaften des Fresnel-Kollektors sind einfallswinkelabhängig. Sie variieren über den gesamten Halbraum. Der optische Wirkungsgrad für beliebige Einfallswinkel errechnet sich unter Kenntnis des IAM ($K_{\tau\alpha}$) durch:

$$\eta_{opt} = \eta_0 K_{\tau\alpha}(\gamma, \theta_z). \quad (3.11)$$

Für eine Jahressimulation sind also die Eigenschaften für jeden möglichen Sonnenstand zu berechnen. Um den Aufwand und die Rechenzeit zu reduzieren, wird der Kollektor durch den IAM in den zwei Hauptebenen charakterisiert. Es wird nur der IAM für die Transversal- und die Longitudinalebene (siehe Abschnitt 2.3.1 auf Seite 20) ermittelt und durch ein geeignetes Interpolationsverfahren für andere Einfallswinkel errechnet. In /42/ wird die folgende Interpolation angegeben:

$$K_{\tau\alpha} = K_{\perp}(\theta_{\perp}) K_{\parallel}(\theta_{\parallel}). \quad (3.12)$$

In /43/ und /44/ wird darauf hingewiesen, dass bei hochkonzentrierenden Kollektoren diese Vorgehensweise zu mehr oder weniger starken Fehlern bei bestimmten Einfallswinkeln führt. Die Winkelabhängigkeit des optischen Wirkungsgrades in der Longitudinalebene kommt, abgesehen von den Kosinusverlusten, zum größten Teil von der vergrößerten Lauflänge der zum Receiver reflektierten Strahlen (siehe Gleichung 3.5). Durch die optischen Fehler und die Divergenz der Solarstrahlung erfahren diese damit eine stärkere Aufweitung, was zu einem größeren Fehlstrahlungsanteil führt. Ab größeren Winkeln ($\theta_i > 60^\circ$) machen sich zudem die winkelabhängige Transmission der Abdeckscheibe und die winkelabhängige Absorption der Absorberschicht bemerkbar. Entscheidend für die Lauflänge ist nicht der Longitudinalwinkel θ_{\parallel} sondern der Einfallswinkel θ_i .

Deshalb wird hier die Interpolation durch folgenden Ansatz vorgenommen:

$$K_{\tau\alpha} = K_{\perp}(\theta_i) K_{\parallel}(\theta_i). \quad (3.13)$$

Der Einfluss des longitudinalen IAM K_{\parallel} auf den resultierenden IAM $K_{\tau\alpha}$ wird also nicht über den Longitudinalwinkel θ_{\parallel} sondern über den Einfallswinkel θ_i bestimmt.

3 Modellierung

Damit ist auch bei der Interpolation der Kosinuseffekt richtig berücksichtigt. Die Minderung der umsetzbaren Strahlungsleistung auf eine horizontale Fläche entspricht dem Kosinus des Zenitwinkels ($\cos(\theta_z)$). Bei der unter Gleichung 3.12 angegebenen Interpolation ist

$$\cos(\theta_r)\cos(\theta_{\parallel}) \neq \cos(\theta_z),$$

während Gleichung 3.13 diesen Zusammenhang mit

$$\cos(\theta_r)\cos(\theta_i) = \cos(\theta_z)$$

richtig wiedergibt.

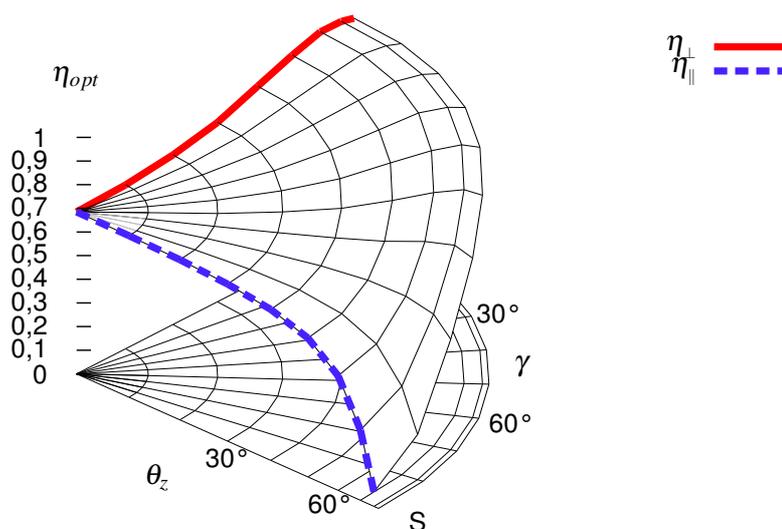


Abbildung 3.10: Interpolation des optischen Wirkungsgrads η_{opt} auf Horizontalstrahlung I_{bh} bezogen (Nord-Süd-Ausrichtung)

In Abbildung 3.10 ist der optische Wirkungsgrad in Abhängigkeit des Sonnenstands für eine Nord-Süd-Ausrichtung des Kollektors dargestellt. Für eine bessere Anschaulichkeit wurde der Wirkungsgrad auf die direkte Horizontalstrahlung I_{bh} bezogen. Die Unterscheidung von Transversal- und Longitudinalebene ist so besser erkennbar, weil durch den Bezug auf die Horizontalstrahlung der optische Wirkungsgrad in der Transversalebene (η_{\perp}) mit dem Zenitwinkel ansteigt. Die vollständige Hemisphäre ergibt sich durch Symmetrie. Gut zu sehen ist, dass Sonnenstände nahe der Transversalebene günstiger sind. Für die Morgen- und Abendstunden sollte die Transversalebene daher in Ost-West-Richtung liegen, was bei einer Nord-Süd-Ausrichtung des Kollektors der Fall ist. Erreicht die Sonne ihren kleinsten Zenitwinkel, wäre zwar eine Ost-West-Ausrichtung günstiger, über das Jahr gemittelt, ist die Nord-Süd-Ausrichtung jedoch der bessere Kompromiss.⁶

Um den Fehler der Interpolationsmethoden zu bestimmen, wurde der optische Wirkungsgrad in Schritten von 5° über alle Sonnenstände berechnet. Die absoluten Fehler beider Methoden sind in Abbildung 3.11 zu sehen. Die Methode nach Gleichung 3.12 weist für bestimmte Sonnenstände starke systematische Fehler auf (Abbildung 3.11a). Für tiefe Sonnenstände aus Süd-Ost oder Süd-West ist der Unterschied von Longitudinalwinkel und Einfallswinkel am größten. Der Longitudinalwinkel fällt größer aus als der Einfallswinkel, weshalb durch die Interpolation nach Gleichung 3.13

⁶Auf Seite 81 wird dargestellt, dass eine Nord-Süd-Ausrichtung einen bis zu 16% größeren Ertrag liefert als eine Ost-West-Ausrichtung.

chung 3.12 die Abschwächung des Wirkungsgrades überschätzt wird. Wird nach Gleichung 3.13 interpoliert, so ist in Abbildung 3.11b zu sehen, dass die Fehler stark verringert werden können.

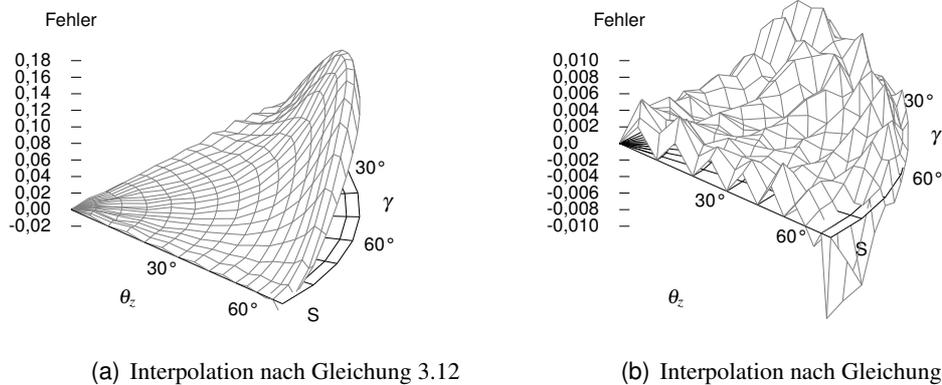


Abbildung 3.11: Absoluter Fehler der IAM-Faktorisierung (beachte Skalierung)

Vergleicht man die Auswirkung beider Methoden auf den Jahresertrag, so wird der Ertrag mit Gleichung 3.12 um 2,4 % in Hurghada (Ägypten), einem Standort geringer geographischer Breite, und um 3,7 % in Faro (Portugal), einem Standort etwas höherer geographischer Breite, unterschätzt. Die Abweichung des Ertrages bei der Interpolation nach Gleichung 3.13 bleibt für beide Standorte unter einem halben Prozent.

3.2 Thermische Modellierung

Im folgenden Abschnitt wird die Modellierung der thermischen Eigenschaften des Kollektors beschrieben. Ausgegangen wird von einer statischen Bilanzgleichung, die die absorbierte Strahlung und die Wärmeverluste berücksichtigt.

Die auf die Receiverlänge bezogene, an der Rohraußenseite absorbierte Strahlungsleistung \dot{q}_{abs} des Kollektors hängt im Wesentlichen von seiner geometrischen Anordnung, dem Sonnenstand, den Transmissions- und Reflexionseigenschaften der Spiegel und des Glases sowie dem Absorptionsverhalten des Absorberrohres ab. Dieser Sachverhalt wird über den Einstrahlwinkelkorrekturfaktor (IAM) $K_{\tau\alpha}$ berücksichtigt:

$$\dot{q}_{abs} = \eta_0 K_{\tau\alpha}(\theta_z, \gamma) I_b. \quad (3.14)$$

Im stationären Fall stehen der absorbierten Strahlung die thermischen Verluste gegenüber, so dass sich die thermische Nettoleistung \dot{q}_{th} aus folgender Gleichung ergibt:

$$\dot{q}_{th} = \dot{q}_{abs} - \dot{q}_l. \quad (3.15)$$

3.2.1 Thermische Verluste

Die thermischen Verluste des Receivers setzen sich aus einem konvektiven und einem radiativen Anteil zusammen. Die Verluste durch Strahlung sind nach dem Gesetz von Stefan-Boltzmann der vierten Potenz der Temperatur proportional. In dem relevanten Temperaturintervall ist ein quadratischer Ansatz zur Approximation der gesamten Wärmeverluste jedoch ausreichend. Die Wärmeverluste werden gemäß Gleichung 3.16 und den darin enthaltenen Verlustkoeffizienten u_0 und u_1 dargestellt:

$$\dot{q}_l = u_0\Delta T + u_1\Delta T^2. \quad (3.16)$$

Damit hängen die Wärmeverluste von den Verlustkoeffizienten u_0 und u_1 ab und sind proportional zur Temperaturdifferenz zwischen der Umgebung und dem Absorber (ΔT). Um die Koeffizienten u_0 und u_1 zu bestimmen, wurden zum einen Messungen an einem Teststand der Firma Solarmundo in Liège (Belgien) und zum anderen CFD-Simulationen mit dem Softwarepaket *Fluent*⁷ durchgeführt. Ergebnisse der Temperatur- und Geschwindigkeitsverteilung im Receiver sind in Anhang B zu sehen. Das in dem Teststand eingebaute Rohr besaß keine selektive Absorberschicht (siehe Abschnitt 2.4.4), so dass es nicht dem Zustand entsprach, wie es tatsächlich zum Einsatz kommen soll. Die Emissivität des unbeschichteten Rohres wurde auf etwa $\varepsilon = 0,3$ bestimmt. Die thermischen Verluste wurden mit denen aus den Simulationen bei entsprechender Emissivität verglichen. Aufgrund der guten Übereinstimmung kann davon ausgegangen werden, dass die Simulation auch für kleinere Emissivität plausible Werte liefert. Der äußere Durchmesser des gemessenen Rohres betrug 21,9 cm. Da auch die Wahl des Durchmessers im Rahmen dieser Arbeit untersucht werden sollte, konnte durch Simulationen die naheliegende Vermutung bestärkt werden, dass die Wärmeverluste mit dem Durchmesser linear skaliert werden können.

Vergleichbare Messungen wurden mittlerweile am Fraunhofer ISE für die Firma Novatec Bio-Sol⁸ für einen Receiver mit einem Absorberrohrdurchmesser von 7 cm durchgeführt. Die Ergebnisse von Messung sind in Abbildung 3.12 dargestellt. Die CFD-Simulationen weisen einen knapp 10 % geringeren Wärmeverlust aus. Bedingt durch den gegenüber der tatsächlichen Receiverlänge verkürzten Messaufbau kommt es hier zu Randverlusten, die in der Simulation nicht berücksichtigt wurden und bei einem realen Kollektor so nicht auftreten werden. Einen weiteren großen Einfluß haben konstruktiv bedingte Wärmebrücken, die in dem idealisierten Simulationsmodell nicht abgebildet sind. Damit sind die aus den CFD-Simulationen erhaltenen Werte gute Anhaltspunkte zu den Wärmeverlusten bei unterschiedlichen Rohrdurchmessern und Emissivitäten.

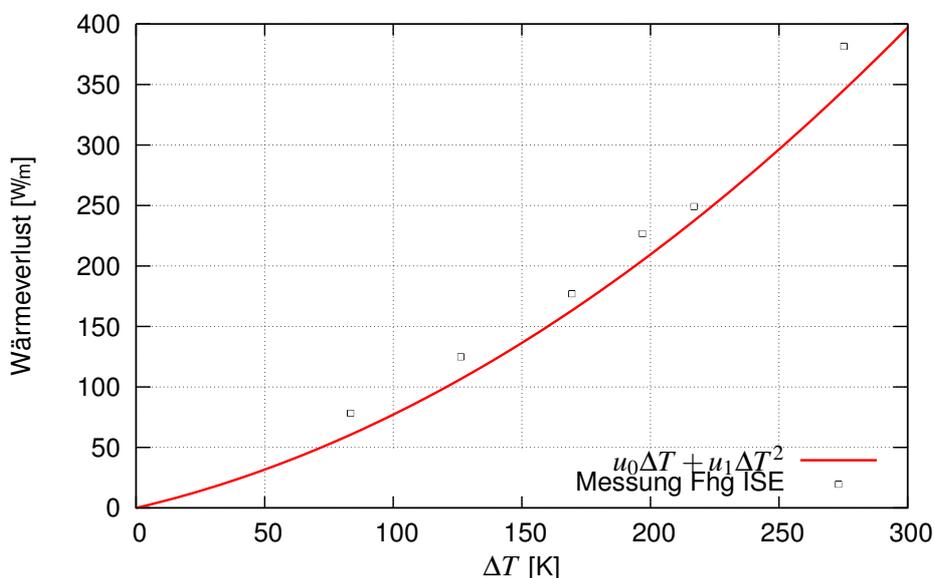


Abbildung 3.12: Vergleich von Wärmeverlustmessungen und CFD-Simulation

Um den Einfluss der erreichbaren Emissivität der selektiven Schicht auf die Leistung des Kollektors zu untersuchen, wurden die Verlustkoeffizienten u_0 und u_1 in je einen konvektiven u_k und einen radiativen Anteil u_r aufgeteilt. Die Verlustkoeffizienten wurden für eine Emissivität von

⁷<http://www.fluent.com>

⁸www.novatec-biosol.com

0,08–0,3 berechnet und zeigten bezüglich der Wärmeverluste einen linearen Zusammenhang. Die Abhängigkeit der Wärmeverluste von der Temperaturdifferenz ΔT , der Emissivität ε und dem Rohrdurchmesser D_a kann so durch folgende Gleichung ermittelt werden:

$$\begin{aligned} \dot{q}_l &= \frac{D_a}{0,219\text{m}} \left((u_{k,0} + u_{r,0} \frac{\varepsilon}{0,08}) \Delta T + (u_{k,1} + u_{r,1} \frac{\varepsilon}{0,08}) \Delta T^2 \right) \quad [\text{W/m}] \\ &; \\ u_{k,0} &= 1,945 \quad \text{W/mK}, \\ u_{k,1} &= 0,001226 \quad \text{W/mK}^2, \\ u_{r,0} &= -0,2428 \quad \text{W/mK}^A, \\ u_{r,1} &= 0,004568 \quad \text{W/mK}^2. \end{aligned} \quad (3.17)$$

In den Rechnungen wird, sofern nicht anders angegeben, mit einer Emissivität von $\varepsilon = 0,13$ gerechnet. Letztendlich sind CFD-Rechnungen natürlich mit Unsicherheiten behaftet, aber auch eine relativ große Abweichung der Wärmeverluste um 10–20 % hat noch keinen wesentlichen Einfluss auf den Jahresertrag (siehe Abbildung 4.27).

Mit Gleichung 3.17 sind die Verluste bei einer bestimmten Absorbenttemperatur gegeben. Ein Kollektorstrang besitzt aber, außer im Zweiphasengebiet, eine mit der Länge ansteigende Temperatur, weshalb der lokale Wärmeverlust über die gesamte Länge integriert werden muss.

Bei der vereinfachten Annahme einer linearen Zunahme der Temperaturdifferenz vom Kollektoreintritt ΔT_u bis zum Kollektoraustritt ΔT_o gilt:

$$\dot{q}_l = \frac{\Delta T_o + \Delta T_u}{2} u_0 + \frac{\Delta T_u^2 + \Delta T_o \Delta T_u + \Delta T_o^2}{3} u_1. \quad (3.18)$$

Die Wärmeverluste hängen nicht direkt von der Fluid-Temperatur T_f , sondern von der mittleren äußeren Rohrtemperatur T_a ab. Die entscheidende Temperaturdifferenz zwischen Absorber T_a und Umgebung T_∞ ist demnach:

$$\Delta T = (T_a - T_\infty).$$

Diese äußere Rohrtemperatur wiederum hängt von der Fluidtemperatur T_f , der absorbierten Strahlung \dot{q}_{abs} und dem Wärmedurchgang k_{abs} des Stahlrohrs ab:

$$T_a = T_f + \frac{\dot{q}_{abs}}{k_{abs}}.$$

Der Wärmedurchgang k_{abs} kann nach folgender Gleichung mit dem Wärmeübergangskoeffizienten α_i , dem äußeren und inneren Durchmesser (D_a und D_i) sowie der Wärmeleitfähigkeit λ beschrieben werden (/45/):

$$k_{abs} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_i \pi D_i} + \frac{\ln(\frac{D_a}{D_i})}{2\pi\lambda}}. \quad (3.19)$$

Damit sind die Wärmeverluste nicht nur von der Geometrie und den Materialeigenschaften des Rohres, sondern auch vom Wärmeübergangskoeffizienten α_i von Rohrrinnenwand zum Fluid abhängig. Der Wärmeübergangskoeffizient bei einphasiger Strömung, welche im Vorwärmer und Überhitzer vorliegt, kann nach der Beziehung von Gnielinsky /45/ bestimmt werden. Der Wärmeübergang an der Rohrwand im Gebiet der Zweiphasenströmung (Verdampfer) muss in einen benetzten und unbenetzten Bereich unterschieden werden. Die Umfangsverteilung des Wärmeübergangskoeffizienten hängt also nicht nur von den Massenströmen der einzelnen Phasen, sondern

^ADie Verlustkoeffizienten sind reine Anpassungsparameter, weshalb auch negative lineare Koeffizienten möglich sind. Diese führen zwar für Temperaturdifferenzen nahe Null zu physikalisch nicht korrekten Wärmegewinnen, dafür ergeben sie aber in dem relevanten Temperaturbereich eine sehr gute Näherung.

3 Modellierung

auch von der lokalen Strömungsform ab. Der Einfluss des Wärmeübergangs auf den Jahresertrag macht sich nach eigenen Berechnungen erst unter einem Wert von etwa $1000 \text{ W/m}^2\text{K}$ bemerkbar. Es ist davon auszugehen, dass die Wärmeübergangskoeffizienten in den drei Kollektor-Abschnitten bei Nennmassenstrom darüber liegen. Aufgrund des möglichen Blasensiedens im Verdampferbereich können hier die Werte im benetzten Bereich sogar um eine Größenordnung höher liegen. Für Ertragsberechnungen führt eine detailliertere Betrachtung des Wärmeüberganges zu keiner wesentlich genaueren Abschätzung.

3.2.2 Massenstrom

Der Massenstrom sollte so geregelt sein, dass ein Kollektor-Abschnitt bei einer bestimmten Einstrahlung seine geforderten Ein- und Austrittsenthalpien, also die Enthalpiedifferenz $\Delta h_{c,i}$, erreicht. Der erzielbare Massenstrom eines Kollektorabschnitts der Länge $L_{c,i}$ kann durch folgende Gleichung angegeben werden:

$$\dot{M}_i = \frac{(\dot{q}_{abs} - \dot{q}_l)L_{c,i}}{\Delta h_{c,i}}. \quad (3.20)$$

Der vom gesamten Solarfeld erzielbare Massenstrom wird durch den kleinsten Massenstrom der einzelnen Kollektor-Abschnitte (siehe Abbildung 2.8 auf Seite 17) begrenzt. Auch wenn die anderen einen höheren Massenstrom erzielen könnten, müssten Spiegel aus dem Fokus gedreht werden, um die Leistung an das schwächste Glied anzupassen. Daher wird nur der kleinste in den Abschnitten erzielbare Massenstrom betrachtet:

$$\dot{M} = \min(\dot{M}_1, \dot{M}_2, \dot{M}_3). \quad (3.21)$$

Es ist wichtig, die Längen der Kollektor-Abschnitte auf die Enthalpiedifferenzen und Wärmeverluste anzupassen, um die Verluste durch das Defokussieren möglichst gering zu halten. Durch das Defokussieren gehen etwa 2–3 % des gesamten Potenzials verloren. Durch die Zusammenlegung von Vorwärmer und Verdampfer zu einem Durchlaufverdampfer und Einspritzstellen am Überhitzer können diese Verluste vermieden werden. Im Rahmen dieser Arbeit soll aber an dem dreistufigen Solarfeld festgehalten werden. Die etwas konservativere Abschätzung erscheint sinnvoll, da z. B. Regelungsverluste in dem quasistationären Modell nicht berücksichtigt werden können.

3.2.3 Thermische Trägheit

In den Morgenstunden muss der über Nacht ausgekühlte und mit Wasser gefüllte Absorber erst auf Betriebstemperatur gebracht werden, bis er gemäß Gleichung 3.20 seinen Massenstrom erreichen kann. Die erste einfallende Strahlung steht also noch nicht für die Produktion von Prozessdampf zur Verfügung, sondern muss den Kollektor bis auf seinen Betriebspunkt erwärmen. Für eine einfache, einer Jahressimulation angemessene Abschätzung wurde im Modell jeweils am Kollektorende ein dynamischer Knoten eingeführt. Erst wenn dieser Knoten die Betriebstemperatur $T_{n,soll}$ des Kollektorabschnittes erreicht, kann dieser seine geforderten Ausgangswerte liefern. Dieser dynamische Knoten kann nach folgender Differentialgleichung mit der längenbezogenen Trägheit $(mc_p)_l$ beschrieben werden:

$$(mc_p)_l \frac{dT_n}{dt} = (\dot{q}_{abs} - \dot{q}_l). \quad (3.22)$$

So lange $T_n < T_{n,soll}$ gilt für den Massenstrom $\dot{M} = 0$. Die Berücksichtigung der thermischen Trägheit macht im Jahresertrag, je nach Geometrie des Kollektors und Durchmesser des Absorberrohres, etwa 1 bis 3,6 % aus.

3.2.4 Die Simulationsumgebung *ColSim*

Die Ertragsberechnungen wurden in der Simulationsumgebung *ColSim*⁹ durchgeführt. *ColSim* wurde zur Untersuchung und Optimierung von Regelungskonzepten in solarthermischen Anlagen von C. Wittwer (*/46/*) am Fraunhofer ISE und am Fachbereich Bauphysik der Universität Karlsruhe entwickelt. Gegenüber anderen, vergleichbaren Simulationsumgebungen wie TRNSYS */47/* ist *ColSim* unter der Public Domain Licence als *OpenSource*-Software erhältlich. Es bietet damit freien Zugang zum Quellcode und nutzt andere, unter der GPL (GNU Public License)¹⁰ zugängliche Programme wie *XFig*, *Gnuplot* und *TCL/TK* zur Vereinfachung der Eingabe oder der Darstellung. *ColSim* ist in der Sprache ANSI-C (*/48/*) programmiert und kann, da für alle gängigen Betriebssysteme C-Compiler¹¹ vorhanden sind, plattformunabhängig benutzt werden.

ColSim nutzt zur Lösung der Systeme das Plug-Flow-Modell¹². In diesem Modell werden die Komponenten im solarthermischen System sequenziell, entsprechend ihren Verknüpfungen durchlaufen, wobei jede Komponente gemäß ihrer Eigenschaft das diskrete Masse- und Energie-Plug verändert. Zur Lösung von Differenzialgleichungen wird die finite Differenzentechnik angewandt.

Dieser sequenzielle Lösungsablauf wird über das Steuerungsskript *sim.dek* gesteuert. Eine Bibliothek für die gängigen Komponenten wie Wetterdatenleser, Sonnenstandsrechnung und Ausgabeunits ist vorhanden.

Die Modelle zur Beschreibung des Fresnel-Kollektors und des Kraftwerkblocks wurden in die Simulationsumgebung vom Autor integriert. Die Abbildung des Teillastverhaltens des Kraftwerkblocks wird durch ein Kennlinienfeld realisiert.

3.2.5 Validierung

Eine Validierung des Modells zur Beschreibung des thermischen Verhaltens eines direktverdampfenden Fresnel-Kollektors und seiner Anbindung an den Kraftwerksprozess anhand von Messergebnissen ist aufgrund fehlender Anlagen nicht möglich. Der Unterschied zu den bestehenden kalifornischen SEGS-Anlagen ist wegen der dort eingesetzten Parabolrinnen-Kollektoren und dem Thermoölkreislauf zu groß, als dass sich hier die Ergebnisse direkt übertragen ließen.

Das am DLR entwickelte Simulationsprogramm *Greenius* (*/49/*) ist in der Lage, den Ertrag verschiedener solarthermischer Kraftwerksvarianten zu berechnen. In dem Forschungsprojekt SO-KRATES¹³ (*/50/*) wurden die auf Basis von *Greenius* und den beschriebenen *ColSim*-Modellen ermittelten Erträge verglichen (*/51/*).

Die Abweichungen der Ergebnisse liegen unter gleichen Randbedingungen zwischen 1 % und 4 %. Die von *ColSim* berechneten Wärmeerträge liegen systematisch unter denen von *Greenius*, was auf etwas unterschiedliche Modellierungsansätze bzw. -tiefen zurückzuführen ist:

- Die *ColSim*-Modelle berücksichtigen die Unterteilung des Solarfeldes in Vorwärm-, Verdampfungs- und Überhitzungsabschnitte (siehe Gleichung 3.21), so dass hier die Anpassungsverluste den Ertrag etwas mindern.
- Die Anfahrverluste werden in *Greenius* insofern berücksichtigt, daß Wärmeerträge des Solarfeldes nur gezählt werden, wenn die mittlere Solarfeldtemperatur 100 % des Nennwertes aufweist. Bei *ColSim* müssen hierfür an jedem Kollektorabschnittsende die Nennbetriebsparameter erreicht werden (siehe Gleichung 3.22). Dieser Ansatz führt ebenfalls zu einer verminderten Ertragsabschätzung.

⁹Von engl.: Collector Simulation.

¹⁰<http://www.gnu.org>

¹¹Hier bietet sich der ebenfalls freie GNU-C-Compiler *gcc* an.

¹²Von engl. plug flow= Pfropfenströmung.

¹³Solarthermische Kraftwerkstechnologie für den Schutz des Erdklimas.

Die Ergebnisse zeigen, dass die berechneten Wärmeerträge und Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung der Modellierungstiefen gut übereinstimmen.

3.3 Wirtschaftliche Modellierung

Der Vergleich von Technologien zur Energieerzeugung bewegt sich in einem Spannungsfeld unterschiedlicher, mitunter gegensätzlicher Kriterien wie z. B. Wirtschaftlichkeit, Ressourcenverbrauch und Umweltverträglichkeit. Eine rein monetäre, betriebswirtschaftliche Betrachtung zeigt heute überwiegend konventionelle Techniken im Vorteil. Der Versuch, externe Kosten durch negative Einflüsse auf Gesundheit oder Umwelt zu internalisieren, verlangt geeignete Gewichtungen und Bewertungskriterien, die schwer quantifizierbar sind und nur über politische Rahmenbedingungen auf Investitionsentscheidungen einwirken können.

Im Vordergrund dieser Arbeit steht die optimale Auslegung eines Fresnel-Kollektorsystems. Da die Betrachtung innerhalb von Varianten eines Systems erfolgt, wird als optimal die Minimierung des Kostenaufwandes für die produzierte Energiemenge angesehen. Variationen des Kollektors und seine Einbindung in unterschiedliche Kraftwerkskonzepte werden über die resultierenden Stromgestehungskosten bewertet. Die Stromgestehungskosten werden durch die durchschnittlichen jährlichen Kosten pro erzeugter Kilowattstunde Strom angegeben.

In diesem Abschnitt werden die Annahmen und die Methode der wirtschaftlichen Bewertung unterschiedlicher Systeme und Auslegungen beschrieben.

3.3.1 Grundlagen

Um die Kosten eines Kraftwerks zu erfassen, sind zum einen die einmal anfallenden Investitionskosten und zum anderen die jährlichen Kosten zu berücksichtigen. Die während der Bauphase anfallenden Investitionskosten setzen sich aus den Kosten für das Solarfeld, den Kraftwerksblock und die Infrastruktur zusammen. Die jährlichen Kosten ergeben sich aus den Betriebskosten für Löhne und Gehälter sowie für Reparaturkosten (Ersatzteile) und die Versicherungsprämien.

Um die Investitionskosten in jährlich konstanten Beträgen auszudrücken, wird die Annuitätenmethode benutzt. Die gesamten Investitionskosten für die Beschaffung der Anlagenkomponenten werden annuitätisch in gleichbleibenden Jahresraten über die wirtschaftliche Lebensdauer des Kraftwerks verteilt. Bei den Kapitalkosten wird berücksichtigt, dass sich das Investitionskapital am Kapitalmarkt in einer Alternativinvestition mit einem Kalkulationszins verzinsen würde. Die gleichbleibenden Jahresraten werden über den Annuitätenfaktor κ_a berechnet, der das Verhältnis aus Jahresrate und Investition angibt. Dieser ist abhängig vom Kalkulationszins i und der Laufzeit n und wird mit folgender Gleichung berechnet (*/52/*):

$$\kappa_a = \frac{(i+1)^n i}{(1+i)^n - 1} \quad (3.23)$$

Aufgrund guter Erfahrungen bei den kalifornischen SEGS-Kraftwerken wird die Laufzeit des solarthermischen Kraftwerks mit 25 Jahren angenommen. Der Kalkulationszins entspricht der Alternativrendite der Investition. Für die Festlegung des Kalkulationszinses ist die Erwartungshaltung der Kapitalgeber und die Einschätzung des Investitionsrisikos entscheidend. Der Kalkulationszins ist im Rahmen einer theoretischen Betrachtung ohne konkrete Verhandlungen zu einem realen Projekt nur schwer quantifizierbar. Für die Berechnungen wird in Anlehnung an das Forschungsprojekt SOKRATES (*/50/*) mit einem inflationsbereinigten Kalkulationszins von $i = 8\%$ gerechnet. Für die weiteren Berechnungen werden keine Subventionshilfen oder Erlöse aus CO₂-Zertifikaten berücksichtigt.

Die Stromgestehungskosten, auch LEC^{14} genannt, können demnach durch die Umlegung der gesamten jährlichen Kosten Υ_a auf den jährlichen elektrischen Ertrag berechnet werden ($I2/I1$):

$$LEC = \frac{\Upsilon_a}{\int_a E_{el} dt}. \quad (3.24)$$

3.3.2 Kostenannahmen

Generell gibt es einen Unterschied zwischen Preisen und Kosten. Während Kosten den finanziellen Aufwand eines Anbieters beziffern, werden Preise für diesen Aufwand am Markt verlangt und unterliegen unternehmensstrategischen Entscheidungsprozessen. Die Unterschiede können mehr oder weniger groß ausfallen. Die wirklichen Kosten sind letztendlich erst mit Fertigstellung und der Abrechnung eines tatsächlichen Projektes bekannt. Für ein Solarfeld mit Fresnel-Kollektoren gibt es bisher kein schlüsselfertiges Angebot, auf das Bezug genommen werden könnte. Um dennoch realistische Kostenannahmen zu treffen, erschien es am sinnvollsten, eine detaillierte interne Kostenrechnung der Firma Solarmundo als Grundlage zu übernehmen. Eine Zusammenfassung der einzelnen Kostengruppen findet sich auf Seite 108.

Im Folgenden sollen die Kostenannahmen für die wichtigsten Kostengruppen beschrieben werden.

Solarfeld

Bei Solarkollektoren ist es üblich, ihren Preis auf den installierten Quadratmeter Aperturfläche zu beziehen. Dabei können die direkten und gesamten spezifischen Kosten unterschieden werden. Da in dieser Arbeit der Aufbau des Kollektors selbst hinsichtlich der Kosten bewertet werden soll, ist es notwendig, den Kollektor in seine kostenrelevanten Baugruppen einzuteilen, und diesen spezifische Kosten zuzuordnen:

Primärspiegel Die spezifischen Kosten C_m eines Primärspiegels werden auf den laufenden Meter bezogen. Darin berücksichtigt ist der Spiegel selbst, seine Halterung und Aufständering¹⁵, die Lager und Getriebe, die Stellmotoren und ihre Steuerung sowie die Montage.

Aufständering Der Receiver wird in einer Höhe H_{rc} über dem Primärspiegelfeld montiert. Der Aufwand dafür wird mit den spezifischen Kosten C_h für die Aufständering berücksichtigt und ist auf den laufenden Meter Receiver und die Höhe bezogen. Da das Primärspiegelfeld 4 m über dem Boden liegt, betragen die Kosten für die Receiver-Aufständering $C_h(H_{rc} + 4 \text{ m})$.

Primärspiegelabstand Die einzelnen Spiegel werden zur Verringerung ihrer Verschattung mit einem Abstand D_{pr} zueinander montiert. Je weiter der Abstand, desto größer ist der Materialaufwand, da die Primärspiegel auf einer gemeinsamen Struktur montiert sind, die sich damit ebenfalls vergrößert. Diese Kosten C_d werden auf den Abstand und den laufenden Meter bezogen.

Receiver Die Receiverkosten werden mit den auf den laufenden Meter bezogenen Kosten C_{rc} beschrieben. Hierin sind das Absorberrohr mit Beschichtung, der Sekundärreflektor (falls vorhanden), die Isolierung und die Abdeckung sowie die Montage enthalten.

Die den Rechnungen zugrunde liegenden Werte sind in Tabelle 3.1 zusammengefasst.

¹⁴Von engl.: Levelized Electricity Costs.

¹⁵Bei der Aufständering wird von einer Höhe von 4 m ausgegangen.

Tabelle 3.1: Annahmen zu den einzelnen Kostengruppen des Fresnel-Kollektors

C_m	30,5 €/m	spezifische Primärspiegelkosten ($B_{pr} = 0,5$ m), incl. Struktur, Tracking etc
C_h	19,8 €/m ²	spezifische Kosten zur Receiveraufständerung
C_d	11,5 €/m ²	spezifische Kosten des Primärspiegelabstandes
C_{rc}	654,0 €/m	spezifische Kosten des Receivers ($D_a = 0,219$ m)
C_c^d	99,2 €/m ²	direkte spezifische Kollektorkosten ($N_{pr} = 48$, $H_{rc} = 9$ m, $D_{pr} = 0,01$ m)

Um jetzt die direkten spezifischen Kosten bei einer Parametervariation der Kollektor-Geometrie zu bestimmen, wird davon ausgegangen, dass bei Änderung eines Parameters ein linearer Zusammenhang besteht. Damit ergeben sich die direkten spezifischen Kollektor-Kosten C_c^d wie folgt:

$$C_c^d = \frac{C_m N_{pr} + C_h (4m + H_{rc}) + C_d (N_{pr} - 1) D_{pr} + C_{rc}}{N_{pr} B_{pr}}. \quad (3.25)$$

Die direkten spezifischen Kollektor-Kosten sind auf die Aperturfläche $N_{pr} B_{pr}$ bezogen. In ihnen sind die Kosten für das Land und seine Präparierung nicht enthalten. Neben den direkten Kosten fallen noch folgende indirekte Kosten an (siehe Tabelle 3.2):

Verrohrung Die Verrohrung der Kollektoren und der Dampfabscheider werden in den Kosten Y_O zusammengefasst.

Infrastruktur Zur Infrastruktur zählen Gebäude für Personal und Ersatzteile sowie die Erschließung des Geländes.

Land Bei den Kosten für den Landbedarf werden die Bodenkosten und der Aufwand für die Präparierung berücksichtigt. Der Landbedarf lässt sich aus der Spiegelfläche A_c , dem Abstand D_{pr} und der Breite der Primärspiegel B_{pr} durch $A_c (1 + \frac{D_{pr}}{B_{pr}})$ berechnen.

Projektaufwand Für die Ingenieurleistung (5 %), das Projektmanagement (5 %), die Vertragsvergabe (2,5 %) und eventuelle Lizenzrechte (10 %) wird ein zusätzlicher Aufschlag von insgesamt $\kappa_e = 22,5$ % der gesamten Investition berechnet.

Unwägbarkeiten Eine Lieferverzögerung oder eine durch andere Ursachen bedingte Bauzeitverlängerung generiert zusätzliche Kosten. Für diese und andere Unwägbarkeiten wird eine Pauschale von 5 % der Investitionskosten angesetzt.

Kraftwerksblock

Bei den Kosten für den Kraftwerksblock Y_{PB} sind die Kosten für die Turbine samt Speisewasserbehälter und Vorwärmer sowie der Kondensator und Generator enthalten. Der unterschiedliche Aufwand verschiedener Kraftwerkskonzepte wird nach Angaben der E.ON-Engineering mit spezifischen Kosten pro Netto-Nennleistung berücksichtigt.

Jährliche Kosten

O&M Der Betrieb und die Instandhaltung erfordern Personal und Ersatzteile. Diese O&M-Kosten¹⁶ werden anteilig mit $\kappa_{O\&M} = 2$ % an der gesamten Investition erfasst. Diese Abschätzung erscheint nach den Erfahrungen der SEGS-Kraftwerke (53f) gerechtfertigt.

¹⁶Von engl.: Operation and Maintenance.

Versicherung Die jährlichen Versicherungsprämien werden mit 1 % der gesamten Investition berücksichtigt.

Tabelle 3.2: Annahmen zu den zusätzlichen Kosten für ein Kraftwerk mit 50 MW_e

C_l	3,0 €/m ²	Land und Präparierung
Y_O	4002 t€	Verrohrung, Dampfabscheider
Y_{PB}	33600 t€	Kraftwerksblock (672 €/kW 1 Vorwärmer mit Durchflusskühlung)
Y_I	640,0 t€	Infrastruktur
κ_a	9,368 %	Annuitätenfaktor (Laufzeit = 25 Jahre, Zins = 8 %)
κ_e	22,5 %	Ingenieurleistung, Auftragsvergabe, Projektmanagement & Lizenz
$\kappa_{O\&M}$	2 %	Betrieb und Instandhaltung O&M
κ_i	1 %	Versicherung
κ_c	5 %	Aufschlag für Unwägbarkeiten

3.3.3 Gesamtkosten

Die gesamten spezifischen Solarfeldkosten C_c können, unter Berücksichtigung der oben genannten Größen, folgendermaßen berechnet werden:

$$C_c = (1 + \kappa_c) \frac{(C_c^d A_c + Y_O) \times (1 + \kappa_e) + C_l A_c (1 + \frac{D_{pr}}{B_{pr}}) + Y_I}{A_c}. \quad (3.26)$$

Mit den Kosten für den Kraftwerksblock ergibt sich die gesamte Investition Y_Σ zu:

$$Y_\Sigma = C_c A_c + Y_{PB}. \quad (3.27)$$

Mit der annuitätischen Verteilung der Investitionskosten, den Versicherungsprämien und den Personal- und Ersatzteilkosten werden die gesamten jährlichen Kosten Y_a ermittelt:

$$Y_a = (\kappa_a + \kappa_i + \kappa_{O\&M}) Y_\Sigma. \quad (3.28)$$

3.3.4 Stromgestehungskosten

Die jährlichen Kosten Y_a beinhalten die gesamten angenommenen laufenden Kosten und die durch die Annuität berücksichtigten Kapitalkosten. Der LEC kann also aus dem errechneten elektrischen Ertrag ($\int_a E_{el} dt$) und den jährlichen Kosten nach Gleichung 3.24 ermittelt werden. Die nach dieser Vorgehensweise ermittelten Stromgestehungskosten stellen die Bewertungsgrundlage und die Zielgröße bei der Analyse und Optimierung des Fresnel-Kollektors dar.

3.3.5 Optimierungsverfahren

Durch die hier vorgestellten Methoden und ihre Implementierung in einen Programm-Code ist es möglich, Fresnel-Kollektoren und ihre Einbindung in verschiedene Kraftwerkskonzepte zeiteffizient zu bewerten. Dadurch drängt sich natürlich die Frage nach der optimalen Konfiguration auf. Die Zielfunktion der Optimierung ist durch die Stromgestehungskosten (LEC) klar vorgegeben. Damit wird berücksichtigt, dass wirkungsgradsteigernde Maßnahmen nur sinnvoll sind, wenn ein dadurch erhöhter Kostenaufwand den LEC nicht verschlechtert. Würde man beispielsweise den Kollektor auf die maximal mögliche flächenspezifische Leistung bei senkrechtem Einfall optimieren, so ergäbe sich eine geometrische Konfiguration, die im LEC um mehr als 10 % schlechter ausfiele als eine LEC-optimierte Konfiguration. Gegenüber einer Optimierung auf den jährlichen elektrischen Ertrag ergeben sich mit der direkten Optimierung auf den LEC noch Vorteile von

über 5 %. Ein mehrparametrisches Problem lässt sich bis zu einer gewissen Anzahl von Parametern noch heuristisch lösen. Ein rechnergestütztes, automatisiertes Vorgehen hat jedoch Vorteile. Ein bekannter Ansatz für vielparametrische, nichtlineare Problemstellungen ist das konjugierte Gradientenverfahren. Hierbei wird über die partiellen Ableitungen der Zielfunktion die Richtung mit dem größten Qualitätszuwachs herausgesucht. Dem Optimum wird sich so sukzessive genähert. Bei Problemen, die nicht durch eine analytische Funktion beschrieben werden können, muss der Gradient numerisch bestimmt werden. Sind diskrete Parameter vorhanden, ist die Zielfunktion aber nicht notwendigerweise differenzierbar, wodurch gradientenbasierende Lösungsverfahren nur bedingt eingesetzt werden können.

3.3.6 Evolutionsstrategie

Die Evolutionsstrategie ist eine Unterart der evolutionären Algorithmen.¹⁷ Diese Optimierungsverfahren lehnen sich an das Prinzip der natürlichen Evolution an, welche durch Mutation und Auslese die Anpassung einer Art an ihre Umgebung verbessert. Durch das Prinzip der zufälligen Mutation gehören die evolutionären Algorithmen zu den stochastischen Optimierungsverfahren. Ausgehend von einem Anfangsparametersatz, auch Elter der ersten Generation genannt, werden eine bestimmte Anzahl von Nachkommen (Kinder) mit einem variierten Parametersatz erzeugt, die zufallsbedingt (normalverteilt) in bestimmten Grenzen dem Elter ähneln. Die Zielfunktion für jeden Parametersatz der Generation (inkl. dem Elter) wird berechnet und das Kind (oder der Elter) mit der höchsten Qualität wird der Elter der neuen Generation. Durch eine adaptive Schrittweitensteuerung kann die zur Auffindung des Optimums notwendige Anzahl an Generationen deutlich verringert werden. In dem eingesetzten Verfahren wird die $1/5$ -Erfolgsregel nach Rechenberg (/54/) angewendet. Diese Regel besagt, dass die Schrittweite verdoppelt wird, wenn mehr als ein Fünftel der Nachkommen besser ist als der Elter. Andernfalls wird sie halbiert.

Wichtige Voraussetzung für den erfolgreichen Einsatz der Evolutionsstrategie ist eine starke Kausalität zwischen Parameter und Zielfunktion. Eine kleine Veränderung eines Parameters muss auch eine kleine Veränderung des Ergebnisses der Zielfunktion zur Folge haben. Bei der Verwendung des eingangs erwähnten Raytracing-Verfahrens, kann es bei einer zu gering gewählten Anzahl von Strahlen zu einer zufallsbedingten Änderung der Qualität kommen, die nicht aus einer Variation der Parameter folgt. Das Optimierungsverfahren findet gar nicht oder nur langsam den Weg zum Optimum. Die Faltungsmethode bietet hier einen klaren Vorteil.

Die Evolutionsstrategie wird wegen ihrer Robustheit und vielseitigen Anwendbarkeit eingesetzt. Der Einsatz beschränkt sich im Rahmen dieser Arbeit nicht nur auf die Geometrieoptimierung des Kollektors, sondern wird auch zur optimalen Abstimmung der Kollektor-Abschnitte verwendet. Außerdem wurde das Verfahren zur Optimierung der Geometrie von Sekundärreflektoren benutzt.

¹⁷Dazu gehören ebenso die genetischen Algorithmen, welche jedoch nicht weiter betrachtet werden sollen.

Kapitel IV

Analyse und Optimierung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Analyse und Optimierungen von Geometrie, Receiver und zwei Kraftwerksvarianten diskutiert. Anders als bei der Parabolrinne ist die Geometrie des Fresnel-Kollektors nicht durch Windlasten beschränkt und besitzt praktisch keine Restriktion bei der Aperturweite. Die Parameter des Fresnel-Kollektors, wie Anzahl und Abstand der Primärspiegel, Höhe und Durchmesser des Receivers, sind geometrische Freiheitsgrade, die auf minimale Stromgestehungskosten hin optimiert werden können. Der Receiver kann als Einrohr- oder Mehrrohr-Receiver ausgeführt werden. Beide Optionen werden auf ihr Potenzial untersucht. Die Form des Sekundärreflektors wird optimiert. Bei den Kraftwerkskonzepten werden ein einfacher Dampfkreislauf und ein aufwändigerer Kreislauf mit höherem Wirkungsgrad näher betrachtet.

4.1 Ausgangsvariante

Als Ausgangsvariante wird die Kollektor-Geometrie des Prototypen der Firma Solarmundo verwandt. Auf dieser Basis beruht die Kostenschätzung der einzelnen Baugruppen (siehe Tabelle 3.1, S. 54). Die Abmessungen sind in Tabelle 4.1 zusammengefasst. Bei einem optischen Fehler von 4,65 mrad ergibt sich für diese Konfiguration am Standort Faro (Portugal)¹ für die absorbierte Strahlung $813 \text{ kWh/m}^2\text{a}$. Der Jahreswirkungsgrad nach Gleichung 2.19 liegt damit bei $\eta_a = 36,2 \%$. Die thermisch nutzbare Energie ergibt sich unter Berücksichtigung der Wärmeverluste bei einer Temperaturdifferenz von 300 K auf $632 \text{ kWh/m}^2\text{a}$. Von der absorbierten Strahlung gehen also 22 % durch thermische Verluste verloren.

¹Mit einer jährlichen direkten Einstrahlung von $\text{DNI} = 2247 \text{ kWh/m}^2\text{a}$.

Tabelle 4.1: Ausgangsvariante zur Optimierung der Kollektor-Geometrie am Standort Faro (DNI = 2247 kWh/m²)

D_a	0,219 m	Aussendurchmesser des Absorberrohres
H_{rc}	9,0 m	Höhe des Receivers über dem Primärspiegelfeld
D_{pr}	0,01 m	Abstand der einzelnen Primärspiegel
N_{pr}	48	Anzahl der Primärspiegel
B_{pr}	0,5 m	Breite der Primärspiegel
I_{abs}	813,8 kWh/m ² a	spezifische jährlich absorbierte Strahlung
$q_{th}(\Delta T = 300\text{ K})$	632,5 kWh/m ² a	spezifische jährlich nutzbare thermische Energie
C_c	147,3 €/m ² a	spezifische Kollektorkosten
A_c	439.200 m ²	Aperturfläche des gesamten Kollektorfeldes
σ_{tot}	4,65 mrad	gesamter optischer Fehler
η_0	0,604	optischer Wirkungsgrad bei senkrechtem Einfall
η_a	0,362	optischer Jahreswirkungsgrad
LEC	0,167 €/kWh	Stromgestehungskosten

Wird für diese Geometrie die optische Genauigkeit (siehe Abschnitt 2.4.3) des Primärspiegelfeldes variiert, so sieht man in Abbildung 4.1, dass auch für wesentlich höhere optische Fehler der Ertrag nicht deutlich einbricht. Die Ausgangsgeometrie ist offensichtlich nicht für hohe Genauigkeiten ausgelegt. Geht man davon aus, dass höhere Genauigkeiten um 4,65 mrad realistisch sind, so gibt es ein großes Verbesserungspotenzial. Die Eingangsapertur des Receivers und damit der Receiver selbst könnte kleiner dimensioniert werden, um durch eine höhere Konzentration geringere Wärmeverluste und geringere thermische Trägheiten zu erreichen.

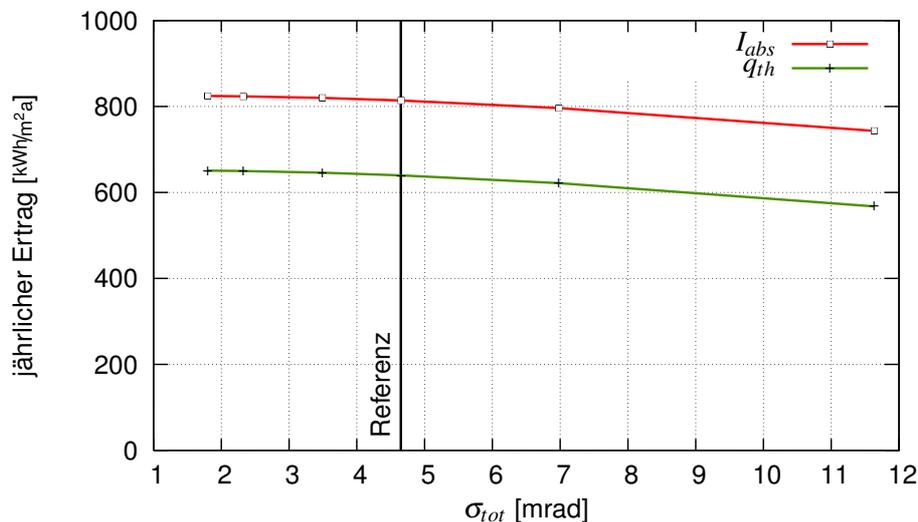


Abbildung 4.1: Spezifischer optischer und thermischer Jahresertrag der Ausgangsvariante nach Tabelle 4.1 in Abhängigkeit der optischen Genauigkeit des Primärspiegelfeldes

4.1.1 Variation der Geometrie

Wird von der Ausgangsvariante die Höhe des Receivers, der Abstand der Primärspiegel und die Anzahl der Primärspiegel selbst variiert, so ergibt sich für den jährlichen optischen und thermischen Ertrag (I_{abs} und q_{th}) ein Zusammenhang wie in Abbildung 4.2 dargestellt.

Mit zunehmender Höhe verringern sich die Anstellwinkel der Primärspiegel, wodurch Kosinus- und Verschattungsverluste verringert werden. Ab einer Höhe von etwa 16 m machen sich die optischen Fehler bemerkbar und der Ertrag verringert sich. Durch den größer werdenden Abstand von Primärspiegel zu Receiver erhöht sich der Anteil der Fehlstrahlung.

Ein vergrößerter Abstand zwischen den Primärspiegeln verringert die Verschattungs- und Verdeckungsverluste. Der Ertrag geht ab einem Abstand von etwa $D_{pr} = 0,1$ m wieder zurück. Auch hier erhöhen sich die Lauflängen und damit die Fehlstrahlung. Außerdem reflektieren die außenliegenden Spiegel unter immer ungünstigeren Winkeln, wodurch die winkelabhängige Transmission der Abdeckscheibe am Receiver an negativem Einfluss gewinnt. Diese fällt ab einem Einstrahlwinkel von 60° signifikant ab (siehe Abbildung 2.22). Der Akzeptanzbereich des Sekundärreflektors ist auf etwa $\pm 56^\circ$ begrenzt, weshalb Primärspiegel, die unter größerem Winkel reflektieren, nicht vom Sekundärreflektor profitieren können.

Zusätzliche Primärspiegel (Abbildung 4.2c) verringern zunächst die spezifische absorbierte Strahlung I_{abs} . Die äußeren Spiegel liefern einen geringeren Beitrag als die inneren, so dass jeder weitere Spiegel den spezifischen Ertrag verschlechtert. Ab etwa 52 Spiegeln machen sich zudem die winkelabhängige Transmission und der Akzeptanzbereich (s.o.) bemerkbar. Im Gegensatz zur absorbierten Strahlung erhöht sich dafür der nutzbare thermische Ertrag. Durch die Erhöhung der Primärspiegelgröße verringert sich der relative Anteil der thermischen Verluste.

Bei den Variationen wurden die anderen Parameter auf ihrem Ausgangswert gelassen. Für eine Optimierung müssen alle Drei aufeinander abgestimmt werden. Die Optimierung wurde mit der in Abschnitt 3.3.6 beschriebenen Evolutionsstrategie durchgeführt.

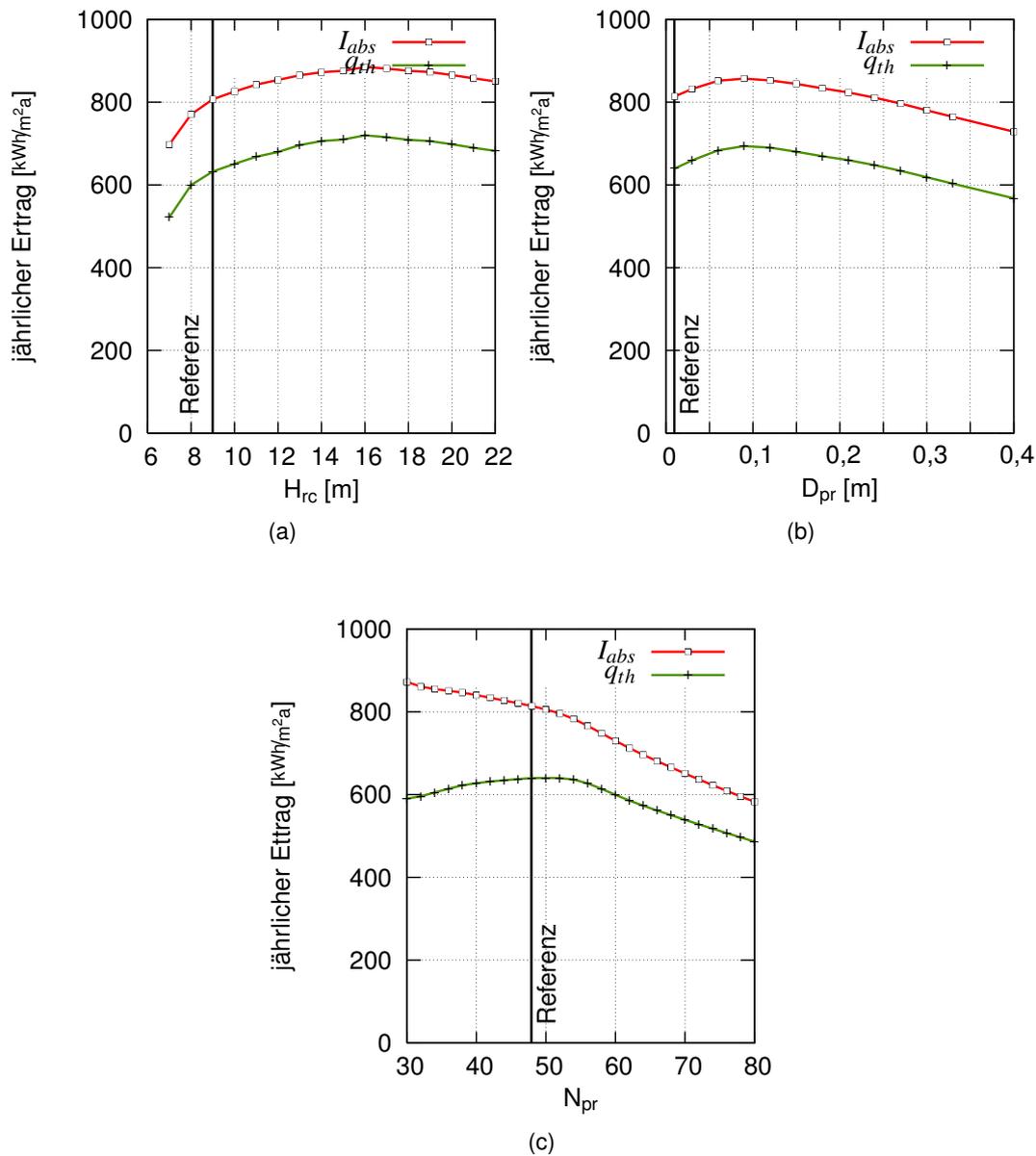


Abbildung 4.2: Spezifischer optischer und thermischer Ertrag bei Variation der Ausgangsvariante ($N_{pr} = 48$, $D_{pr} = 0,01$ $H_{rc} = 9$ m, $\sigma_{tot} = 4,65$ mrad), Standort Faro (Portugal), $DNI = 2247,3 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ (Parameter siehe Abbildung 2.13 auf Seite 20)

4.1.2 Optimierung

Bei der Variation der Geometrie ändern sich nicht nur der Ertrag, sondern auch die Kosten des Kollektors. Um diesen Zusammenhang bei der Optimierung zu berücksichtigen, wird im folgenden der Kollektor auf die Zielgröße LEC optimiert. Die spezifischen Kosten des Kollektors werden bei Geometrievariation nach Gleichung 3.25 (S.54) berechnet. In Tabelle 4.2 sind die Parameter der auf $\sigma_{tot} = 4,65$ mrad optimierten Geometrie zusammengefasst. Die optimale Receiverhöhe ist mehr als doppelt so hoch wie die Ausgangshöhe, und auch der Abstand und die Anzahl der Primärspiegel haben sich deutlich erhöht. Durch die Optimierung kann der Jahreswirkungsgrad von $\eta_a = 0,362$ auf $\eta_a = 0,404$ erhöht werden. Aufgrund der höheren Spiegelanzahl und damit höheren Konzentration verringern sich die spezifischen thermischen Verluste deutlich von 22 % auf 7 %. Insgesamt können durch bloße Geometrieveränderung des Kollektors (unter Beibehaltung des Ab-

sorberrohrdurchmessers und der Receivergeometrie) die Stromgestehungskosten um 26 % gesenkt werden.

Tabelle 4.2: Optimierte Geometrie für $D_a = 21,9\text{ cm}$ und $\sigma_{tot} = 4,65\text{ mrad}$ am Standort Faro (DNI = 2247 kWh/m^2)

D_a	0,219 m
H_{rc}	19,8 m
D_{pr}	0,21 m
N_{pr}	76
B_{pr}	0,5 m
I_{abs}	$908,5\text{ kWh/m}^2\text{a}$
$q_{th}(\Delta T\ 300\text{ K})$	$844,1\text{ kWh/m}^2\text{a}$
C_c	144 €/m^2
A_c	439.200 m^2
σ_{tot}	4,65 mrad
η_0	0,654
η_a	0,404
LEC	$0,132\text{ €/kWh}$

Die Optimierung hängt stark von der erreichbaren Genauigkeit des Primärspiegelfeldes ab. Doch auch für höhere optische Fehler werden noch Receiverhöhen über 15 m erreicht. Durch das Absorberrohr mit 21,9 cm Durchmesser hat der Receiver eine relativ große Eintrittsapertur, wodurch diese großen Abmessungen erreicht werden. Ob derartige Abmessungen, bedingt durch den großen Durchmesser, tatsächlich realisierbar und vor allem kostenoptimal sind, ist fraglich. Deshalb soll im folgenden Abschnitt die Möglichkeit kleinerer Absorberrohrdurchmesser untersucht werden.

4.2 Variation des Einrohr-Receiver

Bei der Variation werden die Abmessungen des Receivers und damit das Absorberrohr und der Sekundärreflektor linear skaliert. In guter Näherung hängen die Wärmeverluste linear vom Absorberrohrdurchmesser ab. Um die Materialspannungen infolge des inneren Druckes konstant zu halten, muss die Wandstärke im gleichen Verhältnis zum Durchmesser steigen. Damit steigt die thermische Trägheit längenbezogen quadratisch mit einer Durchmesserzunahme. Je größer die thermische Trägheit, desto höher sind auch die Anfahrverluste. Wichtig für den Einfluss auf den LEC ist die Abhängigkeit der spezifischen Kosten des Receivers von der Receiverskalierung. Der Materialaufwand des Absorberrohres steigt längenbezogen quadratisch und damit auch das Gewicht, so dass auch der Aufwand für die Aufständering und Halterung ansteigt. Der längenbezogene Materialaufwand für den Sekundärreflektor, die Abdeckscheibe und die Receiverabdeckung steigt, da sich an den Wandstärken nicht viel ändert, eher linear. Ausgehend von den Kosten $C_{rc,0}$ des Receivers mit einem Absorberrohr von 0,219 m im Durchmesser wird eine exponentielle Abhängigkeit mit dem Exponenten $n_{C_{rc}}$ angenommen:

$$C_{rc} = C_{rc,0} \left(\frac{D_{rc}}{0,219\text{ m}} \right)^{n_{C_{rc}}} \quad [\text{€/m}]. \quad (4.1)$$

Die Anpassung der Kosten für die Aufständering erfolgt in der gleichen Weise:

$$C_h = C_{h,0} \left(\frac{D_a}{0,219\text{ m}} \right)^{n_{C_h}} \quad [\text{€/m}^2]. \quad (4.2)$$

Eine genaue Kostenrelation kann nur schwer angegeben werden. Deshalb werden für eine erste Abschätzung die einzelnen Kostengruppen des Receivers und der Aufständering mit Kostenexponenten bewertet. Während der Kostenaufwand für das Absorberrohr proportional zum Materialaufwand wächst damit quadratisch vom Durchmesser abhängt ($n_C = 2$), wird für die Montage des Receivers mit $n_C = 0,6$ eine geringere längenbezogene Kostendegression angenommen, die unterhalb dem linearen Wert liegt. Bei der Aufständering wird davon ausgegangen, dass eine Konstruktion für ein mit dem Durchmesser nahezu quadratisch skalierendes Gewicht und etwa linear skalierende Höhe eine deutliche Progression der höhenspezifischen Kosten C_h aufweist. In Tabelle 4.3 sind die für die Rechnungen verwendeten Werte angegeben. Der durchmesserabhängige Kostenexponent $n_{C_{rc}}$ kann mit folgender Gleichung berechnet werden:

Tabelle 4.3: Annahmen der Kostendegressionsexponenten der einzelnen Baugruppen von Receiver und Aufständering

Receiver (C_{rc})	n_{C_i}	C_i €/m
Absorberrohr	2,0	161,2
selektive Schicht (Sputtern)	0,9	56,6
Schweißen	0,7	116,4
Sekundärspiegel, Glasscheibe	0,9	44,1
Konstruktion	1,4	136,5
Transport & Verpackung	0,6	26,4
Montage & Aufbau	0,6	112,6
Aufständering (C_h)	n_{C_i}	C_i €/m ²
Konstruktion	1,4	14,2
Transport & Verpackung	1,0	0,9
Montage & Aufbau	1,0	4,6

$$n_{C_{rc}} = \frac{\ln\left(\sum \frac{C_i}{C_{rc,0}} \left(\frac{D_a}{0,219\text{m}}\right)^{n_{C_i}}\right)}{\ln\left(\frac{D_a}{0,219\text{m}}\right)} \tag{4.3}$$

Daraus folgt für die Exponenten $n_{C_{rc}}$ und n_{C_h} die in Abbildung 4.3 abgebildete Durchmesserabhängigkeit. Mit abnehmendem Durchmesser nimmt die Kostenprogression des Receivers $n_{C_{rc}}$ und – etwas schwächer ausgeprägt – auch die Kostendegression der Aufständering n_{C_h} ab.

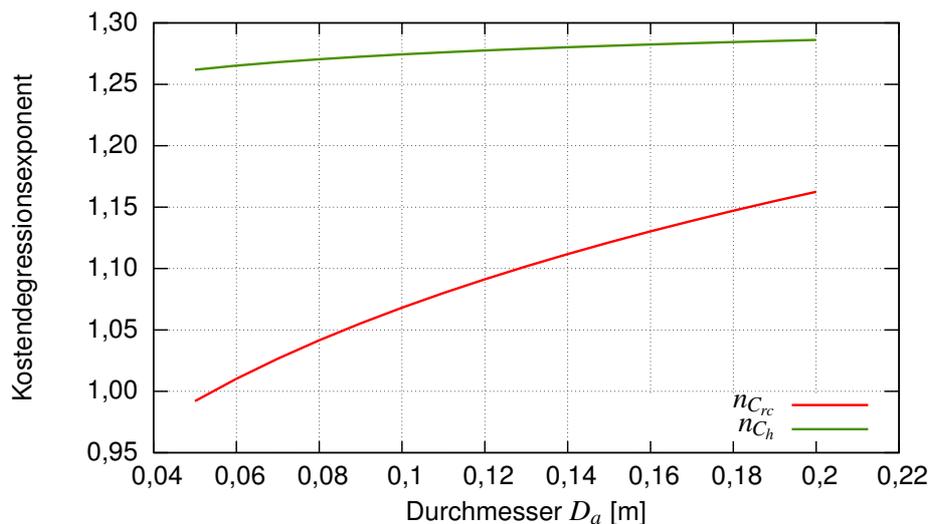


Abbildung 4.3: Abhängigkeit der Kostenexponenten vom Absorberrohrdurchmesser nach Gleichung 4.3 und Tabelle 4.3

Bei der Variation des Durchmessers ist es wichtig, die Geometrie des Kollektors jeweils auf den Durchmesser zu optimieren. Ein Vergleich ist nur zwischen den jeweils optimierten Varianten

sinnvoll. In Abbildung 4.4 sind die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit des Absorberrohrdurchmessers und des Exponenten $n_{C_{rc}}$ für die optimierten Varianten dargestellt. Für $n_{C_{rc}} = 1,5$ ergeben sich deutliche Verbesserungen für kleine Durchmesser. Auch bei linearer Kostendegression ergibt sich bei einem Durchmesser von 10 cm eine Verringerung des LEC um bis zu 7,4 %. Selbst wenn die Kostendegression mit $n_{C_{rc}} = 0,5$ deutlich geringer ausfällt als angenommen, erreichen Durchmesser von 16–18 cm günstigere Werte als die Ausgangsvariante (21,9 cm).

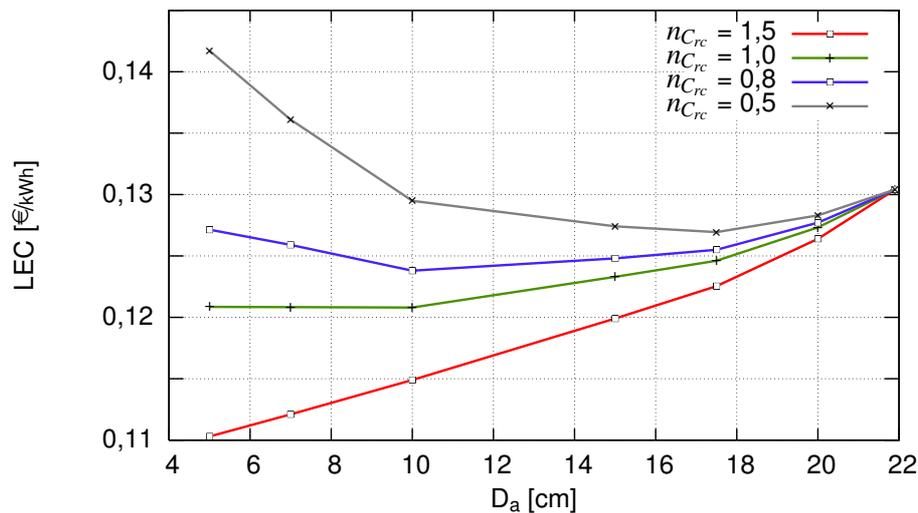


Abbildung 4.4: Einfluss des Absorberrohrdurchmessers auf den LEC bei unterschiedlichen Kostendegressionsexponenten $n_{C_h} = n_{C_{rc}}$

Zum einen liegt das an der mit dem Durchmesser quadratisch sinkenden thermischen Trägheit und zum anderen an dem insgesamt verminderten Aufwand für die Aufständigung. Bei linearer Kostendegression nimmt bei Verringerung des Durchmessers zwar die absolute Receiverlänge um denselben Faktor zu wie die spezifischen Kosten der Aufständigung abnehmen, dafür sinkt aber die erforderliche Receiverhöhe bei kleineren Receivern, und damit der gesamte Aufwand. In Abbildung 4.5 ist die Abhängigkeit des LEC von dem Absorberrohrdurchmesser unter der Annahme der Kostendegressionsexponenten nach Abbildung 4.3 dargestellt. Das Minimum liegt bei etwa $D_a = 7$ cm. Gegenüber der Ausgangsvariante werden hier um ca. 10 % geringere Stromgestehungskosten erreicht. Dieses Optimum hängt natürlich von den in Tabelle 4.3 getroffenen Annahmen zu der Kostendegression einzelner Kostengruppen des Receivers und der Aufständigung ab. Es ist durchaus möglich, dass sich bei der Detailplanung eines Receivers eine geringere, vom Absorberrohrdurchmesser abhängige Kostendegression herausstellt. Damit könnte sich der optimale Durchmesser zu größeren Werten verschieben. Deshalb wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit neben einem 7 cm-Receiver ein mit 15 cm deutlich größerer Receiver betrachtet.

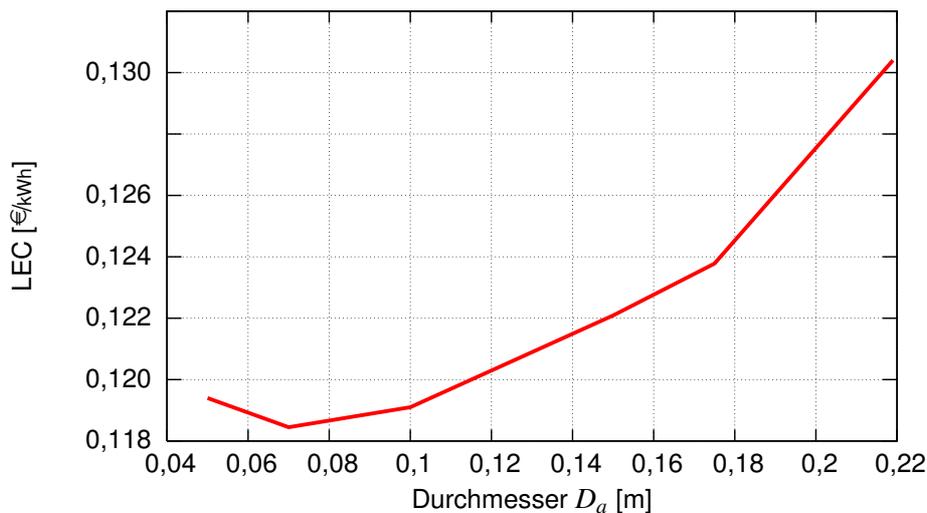


Abbildung 4.5: Einfluss des Absorberrohrdurchmessers auf den LEC bei Kostendegression nach Tabelle 4.3 und Gleichung 4.3

In Tabelle 4.4 sind die optimierten Geometrien und die Erträge für die Durchmesser 7 und 15 cm angegeben. Für die 15 cm-Variante ergibt sich eine größere Apertur gegenüber der 7 cm-Variante und damit auch eine höhere Spiegelanzahl und Receiverhöhe. Der spezifische optische Ertrag I_{abs} sinkt wegen der höheren Primärspiegelanzahl leicht gegenüber der 7 cm-Variante. Die höhere Primärspiegelanzahl kompensiert etwas die erhöhten Anfahrverluste infolge der mehr als doppelt so hohen thermischen Trägheit und verringert die spezifischen Wärmeverluste, so dass sich der thermische Ertrag bei $\Delta T = 300$ K kaum noch von der 7 cm-Variante unterscheidet.

Die spezifischen Kosten C_c fallen nahezu gleich aus. Aufgrund des besseren spezifischen Ertrages ist der LEC der 7 cm-Variante unter diesen Annahmen etwa 3,3 % günstiger.

Tabelle 4.4: Optimierung der Kollektorgeometrie für die Absorberrohrdurchmesser 7 cm und 15 cm am Standort Faro (Portugal), $DNI = 2247,3 \text{ kWh/m}^2$

D_a	cm	7	15
H_{rc}	m	6,26	13,2
D_{pr}	m	0,21	0,21
N_{pr}	-	20	52
B_{pr}	m	0,5	0,5
I_{abs}	kWh/m^2	989,3	947,8
$q_{th}(\Delta T 300K)$	kWh/m^2	889,3	883,5
C_c	€/m^2	134,4	134,1
$n_{C_{rc}}$	-	1,026	1,121
C_{rc}	€/m	202,8	427,85
n_{C_h}	-	1,268	1,281
C_h	€/m^2	4,65	12,18
A_c	m^2	439.200	439.200
σ_{tot}	mrad	4,65	4,65
η_0	-	0,696	0,669
η_a	-	0,44	0,421
E_{el}	kWh/m^2	220,2	213,3
LEC	€/kWh	0,118	0,122

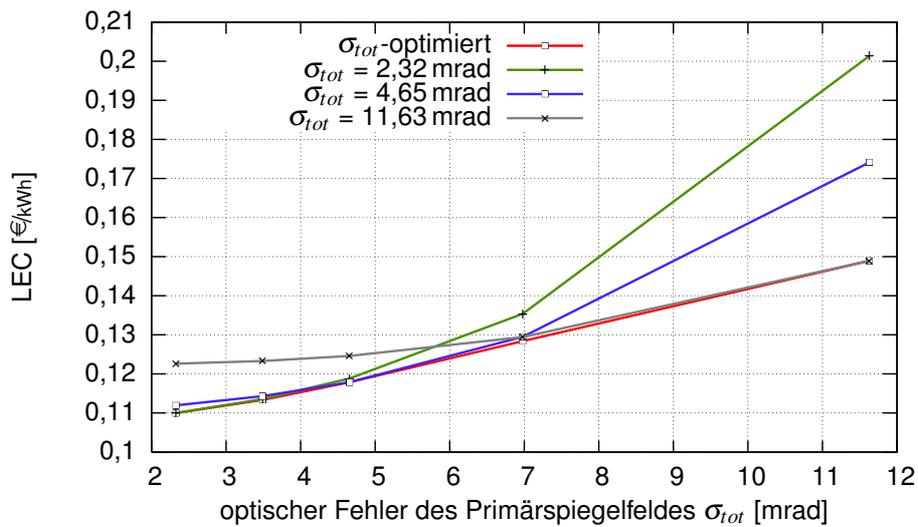
Optimierung für unterschiedliche optische Fehler

Die optischen Fehler des Primärspiegelfeldes haben einen wesentlichen Einfluss auf die Leistung des Kollektors und damit auf die Stromgestehungskosten. Je höher die Genauigkeit ist, desto höher kann der Receiver über dem Primärspiegelfeld hängen und desto mehr Primärspiegel können installiert werden. Damit sinken die spezifischen Kosten, die spezifischen Wärmeverluste und die spezifischen thermischen Trägheiten.

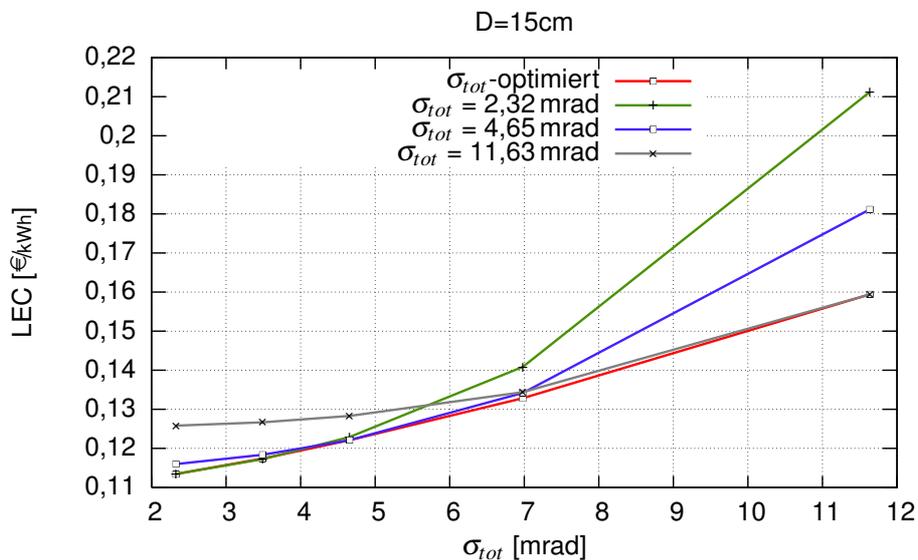
Für eine Optimierung stellt sich die Frage, auf welchen optischen Fehler die Geometrie optimiert werden soll. Für den optischen Fehler kann aufgrund mangelnder Messergebnisse zu Primärspiegelfeldern von Fresnel-Kollektoren nur eine Bandbreite angegeben werden, die sich an den Erfahrungen für Heliostatenfelder und Parabolrinnen orientiert. In Abbildung 4.6 sind die Ergebnisse der Optimierung für die Absorberdurchmesser 7 und 15 cm zusammengefasst. Zum einen sieht man die Auswirkung der optischen Fehler auf den LEC bei einer individuellen Optimierung für den jeweiligen Fehler (gekennzeichnet mit σ_{tot} -optimiert), zum anderen den Einfluss optischer Fehler auf die individuell angepassten Geometrien.

Die Optimierung auf ein sehr präzises Primärspiegelfeld mit $\sigma_{tot} = 2,32$ mrad führt für ein 7 cm-Rohr zu einem LEC von $0,109 \text{ €/kWh}$, während ein eher schlechtes mit $\sigma_{tot} = 6,98$ mrad zu einer Verteuerung um 17 % auf $0,128 \text{ €/kWh}$ führt. Ein Kollektor, der auf ein Primärspiegelfeld dieser hohen Genauigkeit optimiert wurde, in der Praxis aber höhere optische Fehler von $\sigma_{tot} = 6,98$ mrad aufweist, verschenkt bis zu 5,5 % gegenüber einer gleich auf die schlechtere Genauigkeit optimierten Geometrie.

Bei der Auslegung sollte eine ausreichende Kenntnis der möglichen optischen Fehler vorhanden sein, um möglichst nah an das Optimum zu kommen. Die Optimierung auf einen optischen Fehler von 4,65 mrad stellt aber einen recht guten Kompromiss dar, der für in der Realität davon abweichende Fehler keine allzu großen Einbußen aufweist. Eine Verbesserung der optischen Genauigkeit des Primärspiegelfeldes bedeutet für beide Varianten eine signifikante Reduktion der Stromgestehungskosten. Kann der optische Fehler von 4,65 mrad auf 3,5 mrad gesenkt werden, so ist dadurch eine Verminderung des LEC um bis zu 4,5 % möglich. Der Aufwand zur Erreichung dieser Genauigkeit dürfte das Spiegelfeld immerhin um bis zu 11,6 % verteuern, bevor der LEC des Kollektors mit dem höheren optischen Fehler entspricht.



(a) $D_a = 7$ cm



(b) $D_a = 15$ cm

Abbildung 4.6: Auswirkung der optischen Genauigkeit des Primärspiegelfeldes auf den LEC für unterschiedliche Geometrien. Der mit σ_{tot} -optimiert gekennzeichnete Verlauf stellt den LEC der Geometrien dar, die auf den jeweiligen optischen Fehler optimiert wurden. Die mit σ_{tot} gekennzeichneten Verläufe zeigen den LEC für die Geometrien, die auf den in der Bezeichnung angegebenen optischen Fehler optimiert wurden.

4.2.1 Optische Verlustanteile

In Abbildung 4.7 sind die Anteile der Verlustmechanismen auf den optischen Wirkungsgrad dargestellt. Die Abbildung gilt für die optimierte Variante eines 15 cm-Absorbers. Die Anteile fallen für andere Varianten nicht wesentlich anders aus. Hier wird zwischen dem optischen Wirkungsgrad bei senkrechtem Einfall und dem Jahreswirkungsgrad unterschieden. Für den Fall senkrechter Einstrahlung sind die materialspezifischen Eigenschaften wie Absorption, Reflexion und Transmission von entscheidendem Einfluss. Der für die Abschätzung von Jahreserträgen viel wichtigere optische Jahreswirkungsgrad η_a wird vor allem durch die geometriebedingten Verluste, wie Kosinus und Verschattung, beeinflusst. Die Optimierung lässt Verluste durch Spillage und Sunshape von

etwa 4,5 % zu. Zwar könnte eine andere Kollektor-Geometrie diesen Wert verringern, allerdings ginge das zu Lasten der Stromgestehungskosten, weil dazu Turmhöhe und Spiegelanzahl reduziert werden müssten, um die Lauflängen der reflektierten Strahlen, und damit die Spillage, zu vermindern. Eine geringere Receiverhöhe erhöht, aufgrund der größeren Anstellwinkel der Primärspiegel, die Kosinus-Verluste. Eine geringere Spiegelanzahl erhöht die spezifischen Wärmeverluste und die spezifischen Kosten des Kollektors.

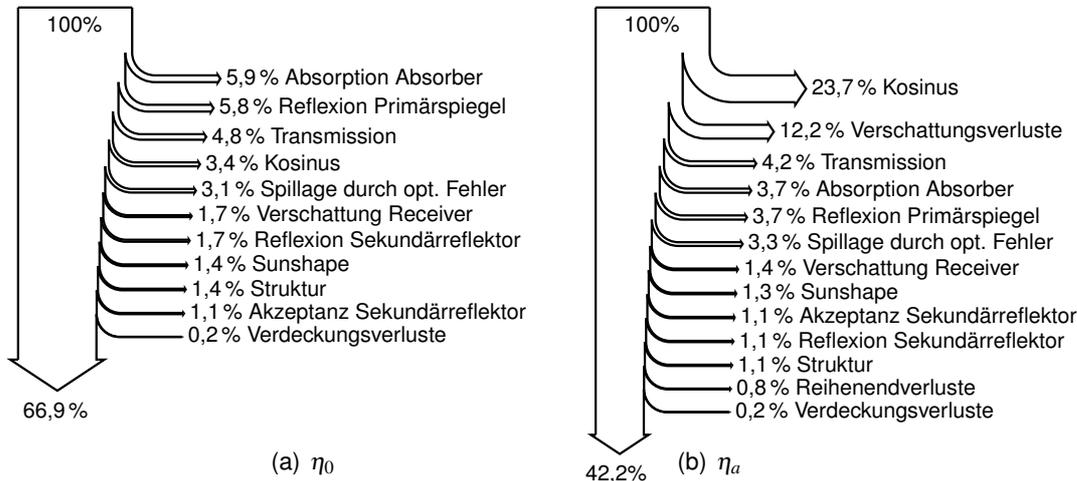


Abbildung 4.7: Sankey-Diagramme für die optischen Verlustmechanismen bei senkrechtem Einfall η_0 (a) und Jahresertrag η_a (b) ($D_a = 15$ cm, Tabelle 4.4)

4.2.2 Primärspiegelbreite

Die Ausgangsbreite der Primärspiegel von $B_{pr} = 0,5$ m ist nicht notwendigerweise die kostengünstigste. Um die Auswirkungen der Primärspiegelbreite auf den LEC zu ermitteln, sind detailliertere Kenntnisse über die Kostenunterschiede unterschiedlicher Spiegelbreiten notwendig. Durch die Verringerung von Motoren, Steuereinheiten, Lagern und Haltevorrichtungen ist es möglich, dass breitere Spiegel einen spezifischen Kostenvorteil aufweisen. Allerdings verschlechtert sich mit zunehmender Breite das Verhältnis zur Eingangsapertur des Receivers, so dass der Astigmatismus (siehe Seite 23) ertragsvermindernd wirkt.

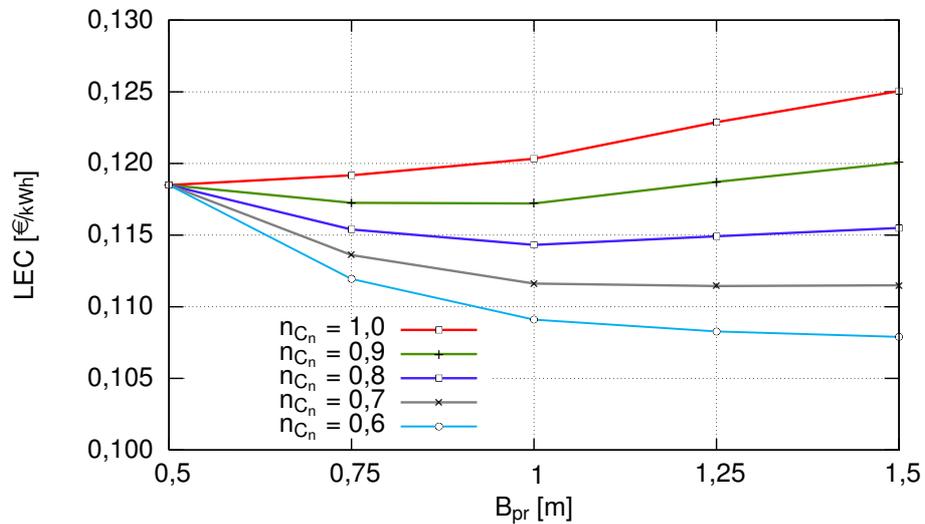
Ausgehend von den Kosten $C_{n,0}$ für einen 0,5 m breiten Primärspiegel wurden die Stromgestehungskosten für unterschiedliche Breiten B_{pr} und Kostendegressionsfaktoren n_{C_n} berechnet. Die spezifischen Kosten eines Primärspiegels der Breite B_{pr} ergeben sich wie folgt:

$$C_n = C_{n,0} \left(\frac{B_{pr}}{0,5 \text{ m}} \right)^{n_{C_n}} \quad [\text{€/m}]. \quad (4.4)$$

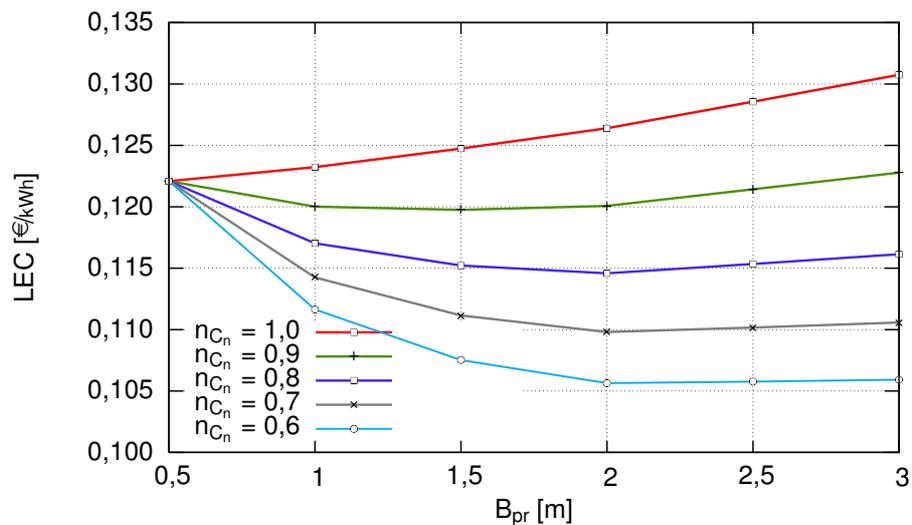
In Abbildung 4.8a und b sind die Ergebnisse für zwei unterschiedliche Rohrdurchmesser (7 und 15 cm) zu sehen. Auch hier ist die Geometrie des Kollektors jeweils LEC-optimal auf die unterschiedlichen Primärspiegelbreiten angepasst. Für einen Kostendegressionsfaktor von $n_{C_n} = 1$ ergibt sich, aufgrund einer Ertragsminderung durch höhere Fehlstrahlungsverluste bei breiteren Primärspiegeln für beide Durchmesser eine Verschlechterung des LEC. Geht mit der Wahl breiterer Spiegel auch eine spezifische Kosteneinsparung einher ($n_{C_n} < 1$), so kann ab $n_{C_n} = 0,9$ mit einem Kostenvorteil gerechnet werden.

Wegen der größeren Eingangsapertur des 15 cm-Receiver fallen hier die Vorteile stärker aus als bei dem 7 cm-Receiver. Dieses Potenzial ist folglich bei der Optimierung des Absorberdurchmessers zu berücksichtigen. Möglicherweise wirken sich die Einsparungen bei der Primärspiegelbreite

stärker aus als die bei der Verringerung des Absorberrohrdurchmessers. Diese Ergebnisse wurden bei einer für jeden Primärspiegel optimalen Brennweiteinstellung gerechnet. Der Einfluss der Brennweiten bei unterschiedlichen Primärspiegelbreiten wird im nächsten Abschnitt dargestellt.



(a) $D_a = 7 \text{ cm}$



(b) $D_a = 15 \text{ cm}$

Abbildung 4.8: Variation der Primärspiegelbreite und ihre Auswirkung auf den LEC für unterschiedliche Kostendegressionsfaktoren n_{C_n}

Brennweite

Das Abbild der an einem ebenen Primärspiegel reflektierten Strahlung ist mindestens so breit wie die Primärspiegelbreite multipliziert mit dem Kosinus des Einfallswinkels. Aufgrund der Divergenz der Solarstrahlung und der optischen Fehler kommt es zu einer zusätzlichen Aufweitung. Um einen möglichst großen Teil der reflektierten Strahlung zu nutzen, sollte das Ziel, also der Receiver, nicht wesentlich kleinere Abmessungen haben. Um die Wärmeverluste und die Kosten des Receivers gering zu halten, ist jedoch ein im Verhältnis zur Primärspiegelgröße möglichst kleiner Receiver von Vorteil. Das Abbild der Primärspiegel ließe sich durch schmalere und eine damit

höhere Anzahl von Primärspiegeln erreichen. Da jedoch anzunehmen ist, dass viele schmale Primärspiegel spezifisch höhere Kosten verursachen als wenige breite, sind dieser Option Grenzen gesetzt. Eine bessere Möglichkeit ist es, den Spiegeln eine Krümmung zu geben. Diese Krümmung kann durch die Brennweite f_{pr} des Primärspiegels charakterisiert werden (siehe Abschnitt 2.4.1). Die Auslenkung im Scheitel beträgt für einen 0,5 m breiten Primärspiegel, je nach Abstand zum Receiver, zwischen 0,5 mm und 1,5 mm und ist bei Flachglasspiegeln durch eine elastische Verformung zu erreichen (siehe Abschnitt 2.4.1).

Die optimale Brennweite hängt vom Abstand des Primärspiegels zum Receiver ab und müsste somit für jeden Spiegel individuell angepasst werden. Als relative Brennweite $f_{pr,r}$ wird das Verhältnis der Brennweite f_{pr} zum Spiegel-Receiver-Abstand D_{SR} definiert:

$$f_{pr,r} = \frac{f_{pr}}{D_{SR}}. \quad (4.5)$$

Betrachtet man einen einzelnen Primärspiegel und variiert für verschiedene Sonnenstände seine relative Brennweite, so fällt auf, dass für Sonnenstände, die auf der gleichen Kollektor-Seite liegen wie der Primärspiegel, das Maximum seines optischen Wirkungsgrads bei deutlich größeren relativen Brennweiten als $f_{pr,r} = 1$ liegt (siehe Abbildung 4.9). Bei dieser Konstellation ist der Einfallswinkel der Strahlung auf den Primärspiegel vergleichsweise groß und es kommt verstärkt zu einer Fehlstrahlung durch den Astigmatismus (siehe Abschnitt 2.4.1). Für Sonnenwinkel, die, bezogen auf den Receiver, dem Primärspiegel gegenüber liegen, wird das Maximum für eine relative Brennweite von etwa $f_{pr,r} = 1$ erreicht. Die optimale Brennweite eines Primärspiegels ist also sonnenstandsabhängig. Da sich eine mit der Zeit ändernde Krümmung nicht mit vertretbarem Aufwand realisieren lässt, muss die optimale Brennweite über eine Jahressimulation gefunden werden.

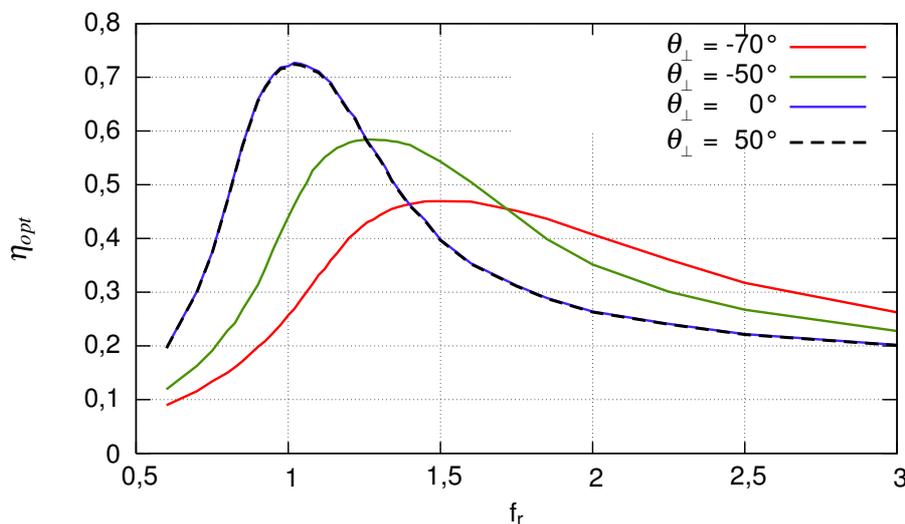


Abbildung 4.9: Optischer Wirkungsgrad η_{opt} eines einzelnen Primärspiegels ($B_{pr} = 1,25$ m) in Abhängigkeit seiner relativen Brennweite $f_{pr,r}$ für unterschiedliche Transversalwinkel θ_{\perp} ; dargestellt für den dritten Primärspiegel in einer Kollektorgeometrie mit einem 7 cm-Receiver ($N_{pr} = 10$). Für negative Transversalwinkel liegt der Spiegel, bezogen auf den Receiver, auf derselben Kollektor-Seite wie die Sonne.

Es zeigt sich, dass eine für alle Spiegel gleiche relative Brennweite völlig ausreichend ist und gegenüber einer für jeden Spiegel frei gewählten Brennweite keine Nachteile bringt. In Abbildung 4.10a ist der Einfluss einer für alle Spiegel festen Brennweite auf den LEC für verschiedene

4 Analyse und Optimierung

Spiegelbreiten B_{pr} dargestellt. Je breiter der Primärspiegel, desto stärker wirkt sich eine Abweichung von der optimalen Brennweite aus. Kritischer als zu große Brennweiten sind zu kleine. Für kleine Primärspiegelbreiten ($B_{pr} = 0,5\text{ m}$) zeigt sich, dass flache Spiegel ($f_{pr} \rightarrow \infty$) noch gut eine Verdopplung des LEC bewirken. Die optimale relative Brennweite $f_{pr,r}$ ist interessanterweise etwa 1,1. Hierdurch sinkt zwar der optische Wirkungsgrad η_0 bei senkrechtem Einfall leicht, für größere Transversalwinkel erhöht er sich dafür. Bei kleinen Transversalwinkeln wird an vielen Tagen durch die Überdimensionierung des Solarfeldes (siehe Abschnitt 4.2.8) nicht die gesamte mögliche Kollektorleistung abgefragt, wodurch die Verbesserung bei höheren Transversalwinkeln stärker ins Gewicht fällt. Verzichtet man aus Gründen der Einfachheit auf eine individuelle Anpassung, so ergibt sich für eine konstante Brennweite von $f = 8,75\text{ m}$ ($D_a = 7\text{ cm}$) eine Verschlechterung des LEC gegenüber einer relativen Brennweite $f_{pr,r} = 1,1$ um 1,7%. Vergleicht man die Abhängigkeiten der zwei Receiver-Varianten, so fällt in Abbildung 4.11 für den 15 cm-Receiver gegenüber der 7 cm-Variante auf, dass der Einfluss der Brennweite bei gleicher Spiegelbreite aufgrund der größeren Eingangsapertur des 15 cm-Receiver wesentlich schwächer ausfällt.

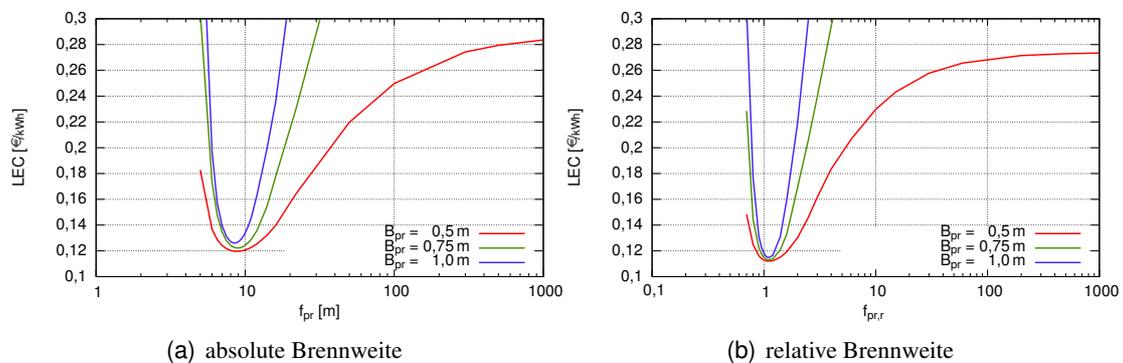


Abbildung 4.10: Einfluss der absoluten und relativen Brennweite (bezogen auf den Abstand von Spiegel zu Receiver) auf den LEC bei einem 7 cm-Receiver

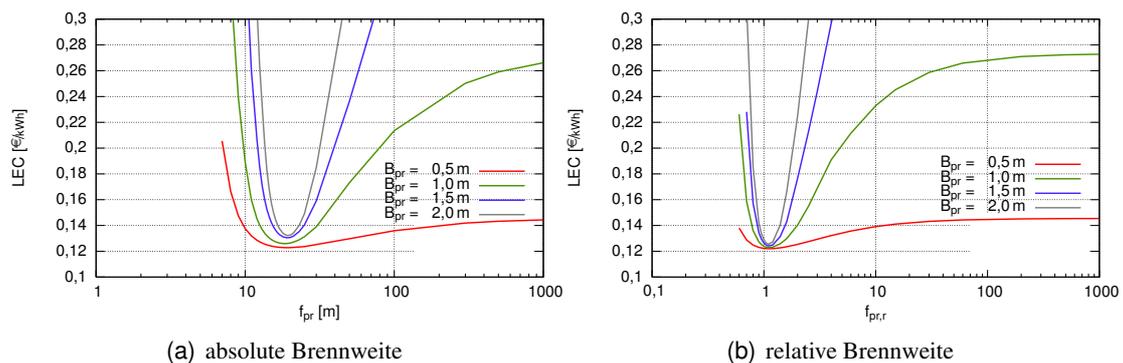


Abbildung 4.11: Einfluss der absoluten und relativen Brennweite auf den LEC bei einem 15 cm-Receiver

4.2.3 Lineare Abstandszunahme der Primärspiegel

Die Abstände $D_{pr,i}$ der einzelnen Primärspiegel wurden bei den Berechnungen als konstant angenommen. Natürlich ist auch hier eine individuelle Anpassung denkbar. Bei senkrechtem Einfall und entsprechender Receiverhöhe H_{rc} kann es für die außenliegenden Spiegel zu einem gegenseitigen Verdecken (Blocking) kommen. Ein sich nach außen vergrößernder Abstand kann dies vermindern oder ganz verhindern, und damit den Ertrag etwas steigern. Allerdings gilt das nur

für relativ kleine Transversalwinkel; für größere wird das Blocking vom Verschatten abgelöst und spielt kaum noch eine Rolle (siehe Abbildung 2.18). Auch eine Erhöhung des Receivers kann das Verdecken der äußeren Spiegel verhindern, so dass eine Geometrieoptimierung bei konstantem Abstand zu etwas höheren Receivern führt als bei nach außen linear zunehmendem Abstand. Der Unterschied ist jedoch sehr gering und wird im wesentlichen durch die spezifischen Kosten der Aufständigung des Receivers C_h bestimmt. Nur bei großem C_h wird die lineare Abstandszunahme wirklich interessant. Aus Gründen der Modularität erscheint ein konstanter Abstand sinnvoll, da individuelle Abstände nur marginale Vorteile bieten können, dem einfachen und kostengünstigen Prinzip des Kollektors aber zuwiderlaufen.

4.2.4 Alternierende Primärspiegelausrichtung

Mills et al. (18) schlagen den *Compact Linear Fresnel Reflector*, kurz *CLFR*, vor. Das Kollektorfeld kann als Reihung paralleler Kollektoren angesehen werden. Bei einem *CLFR* werden die Primärspiegel auf den Receiver fokussiert, für sie den größten Beitrag liefern können. Es kann also im Randbereich des Kollektors zu einer alternierenden Spiegelausrichtung kommen (siehe Abbildung 4.12).

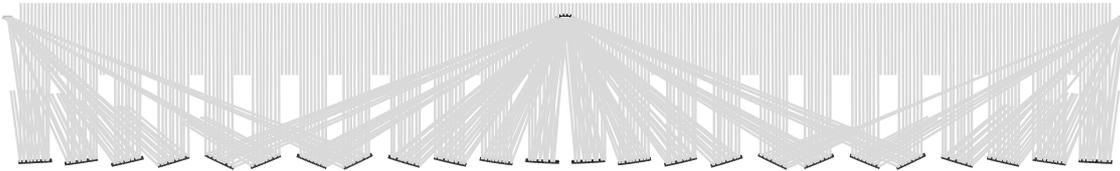


Abbildung 4.12: Prinzip des *CLFR* nach Mills (18)

Durch die wechselnde Ausrichtung aufeinanderfolgender Spiegel kommt es zumindest bei senkrechtem Einfall nicht zu einer gegenseitigen Behinderung. Um den Nutzen dieser Strategie zu bestimmen, wird gemäß Abbildung 4.13 der Fall für eine einfache Verschränkung definiert. Wird ein Spiegel aus dem linken Nachbar-Kollektor auf den Receiver fokussiert, so muss, um die Reihung zu gewährleisten, der entsprechende Spiegel auf den Receiver des rechten Nachbar-Kollektors zielen. In Abbildung 4.14 ist der optische Wirkungsgrad des Kollektors mit und ohne Spiegelwechsel dargestellt. Es ist zu erkennen, dass es für positive Transversalwinkel² durchaus vorteilhaft sein kann, einen Wechsel der Primärspiegelausrichtung vorzunehmen, hingegen ist es für negative Transversalwinkel eher nachteilig. Der Primärspiegel, der aus dem Nachbar-Kollektor auf den Receiver fokussiert wird, hat für positive Transversalwinkel aufgrund der höheren Kosinusverluste für den Receiver seines eigenen Kollektors, einen geringeren Wirkungsgrad. Nachteilig wirkt sich allerdings der größere Abstand zum Receiver aus, wodurch Fehlstrahlungsverluste ansteigen und die Transmission der Abdeckscheibe τ_{rc} , bedingt durch die größeren Einfallswinkel, abfällt. Wird auch die Ausrichtung des übernächsten Primärspiegels gewechselt, so überwiegen die nachteiligen Effekte. Hinzu kommt, dass bei einem Ausrichtungswechsel von immer entferneren

²Die Transversalwinkel θ_{\perp} werden gemäß Abbildung 4.13 für Sonnenstände links des Receivers negativ und rechts davon positiv gezählt.

Primärspiegeln der Einfallswinkel den Akzeptanzwinkel θ_a des Receivers übersteigt, wodurch hier mit immer größeren Wirkungsgradeinbußen zu rechnen ist.

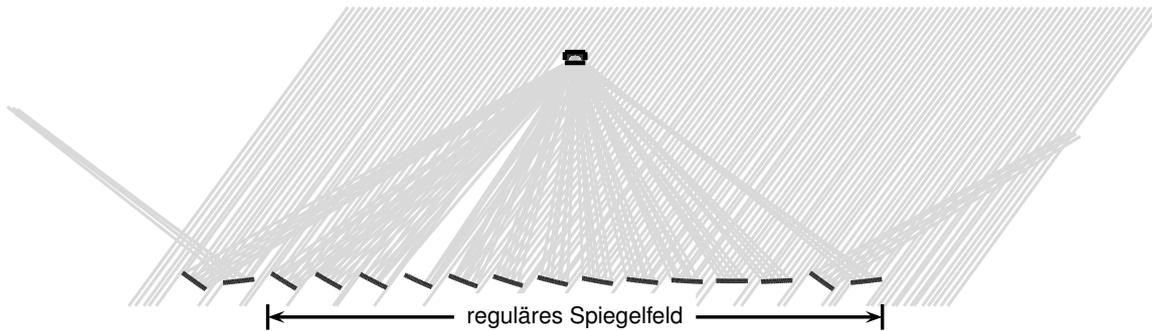


Abbildung 4.13: Ausrichtung des vorletzten Primärspiegels auf den benachbarten Absorber

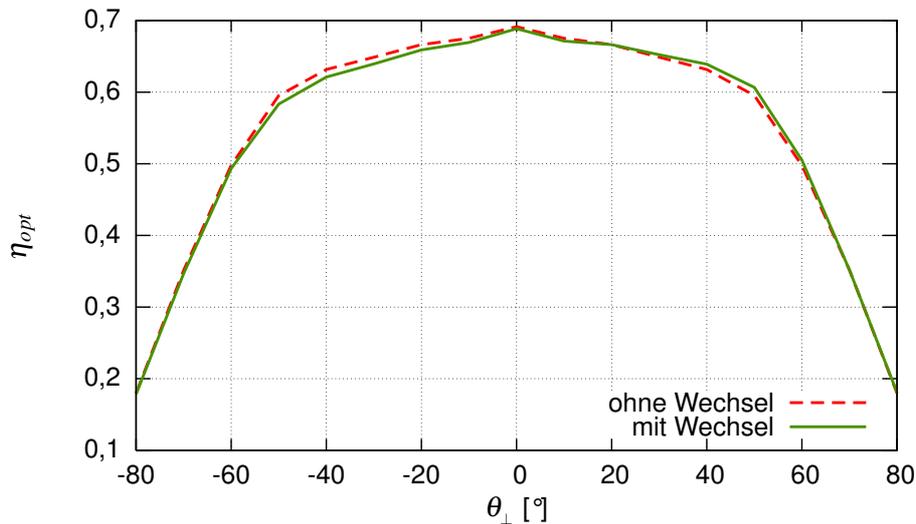


Abbildung 4.14: Vergleich der optischen Wirkungsgrade in der Transversalebene ($\theta_i=0$) für einen Kollektor mit $D_a = 7$ cm (siehe Tabelle 4.4)

Die Auswirkungen des *CFLR*-Prinzips auf den optischen Wirkungsgrad lassen sich über den jährlichen optischen Ertrag I_{abs} erfassen. Berechnet man für alle Sonnenstände (in einer Winkelauflösung von 5°) den IAM für einen Fresnel-Kollektor mit und ohne Verschränkung und wählt jeweils den höchsten Wirkungsgrad aus, um den resultierenden IAM für das *CFLR*-Prinzip zu erhalten, so ergibt sich ein Vorteil im jährlichen optischen Ertrag von $0,24\%$. Interessant ist, dass eine mit dem Sonnenstand „gleitende“ Asymmetrie der Primärspiegelausrichtung (siehe Abbildung 4.15) wesentlich vorteilhafter ist als eine alternierende Ausrichtung. Der zusätzliche Gewinn im jährlichen optischen Ertrag liegt, gegenüber einer für die Primärspiegel festen Receiverzuordnung, bei $0,64\%$. Der zusätzliche Aufwand für die Steuerung der Stellmotoren, um für bestimmte Sonnenstände die Primärspiegel auf den benachbarten Receiver auszurichten, ist vermutlich eher gering einzuschätzen. Eine mechanische Kopplung der in Frage kommenden Primärspiegel ist allerdings nicht mehr möglich. Zu beachten ist, dass die Reihung der Kollektoren endlich ist und damit die aussenliegenden Kollektoren entweder über mehr oder über weniger Leistung als die inneren Kollektoren verfügen. Diese Ergebnisse wurden für einen Einrohr-Receiver

berechnet. Wird ein grundsätzlich anderes Receiverkonzept betrachtet, so können sich unter Umständen höhere Ertragsgewinne durch eine alternierende Spiegelausrichtung ergeben.

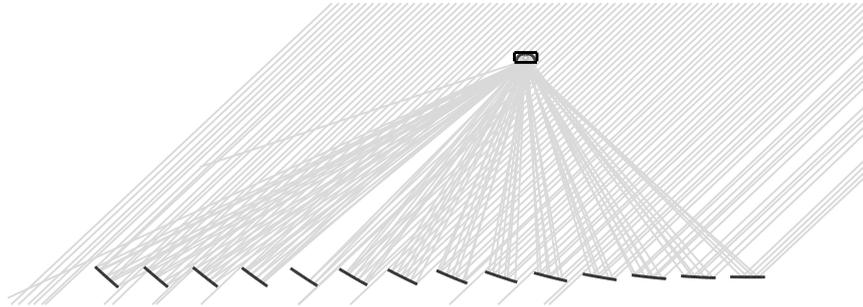


Abbildung 4.15: Asymmetrische Ausrichtung der Primärspiegel

4.2.5 Zielpunktstrategie

Unter Zielpunktstrategie versteht man die individuelle Ausrichtung von Heliostaten oder Primärspiegeln auf ein Ziel in der Absorberebene. Um eine gleichmäßigere Bestrahlungsdichte des Absorbers von Turmkraftwerken zu erreichen, sind Gruppen von Heliostaten auf leicht versetzte Ziele ausgerichtet. Die optimale Zielrichtung jedes einzelnen Primärspiegels eines Fresnel-Kollektors ist ebenfalls nicht notwendigerweise die Mitte des Absorberrohres. Hier spielt weniger die homogene Ausleuchtung des Absorbers denn eine Maximierung des Ertrages eine Rolle.

Durch den Sekundärreflektor wird ein Großteil der auf die Eingangsapertur des Receivers treffenden Strahlung verwertet, daher ist es sinnvoll, diese optimal zu nutzen. Da eine individuelle Anpassung des Zielpunktes jedes einzelnen Primärspiegels kaum Vorteile bietet, wird in dieser Arbeit ein einziger, allen Spiegeln gemeinsamer Zielpunkt gewählt. Wie in Abbildung 4.16 zu sehen, ist dieser senkrecht unter dem Absorberrohrmittelpunkt angeordnet und durch seinen Abstand vom Mittelpunkt des Absorbers Δz_{rc} eindeutig festgelegt.

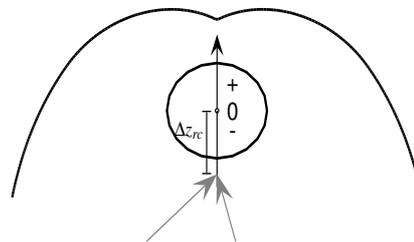


Abbildung 4.16: Erklärung zum Zielpunkt

In Abbildung 4.17 ist der Einfluss des Zielpunktes auf den LEC bei einem 15 cm-Receiver und unterschiedlichen Reflektivitäten des Sekundärreflektors ρ_{sr} zu sehen. Die richtige Wahl des Zielpunktes bringt gegenüber dem Zielen auf den Rohrmittelpunkt ($\Delta z_{rc} = 0$) mit 5 % eine erhebliche Steigerung des Jahresertrages und damit eine Reduktion der Stromgestehungskosten. Je höher die Reflektivität, desto weiter verschiebt sich das Optimum zu negativen Δz_{rc} und um so größer fällt die Verbesserung des Kollektors durch die Zielpunktverschiebung aus. Für schlechtere Werte wird es vorteilhafter, einen größeren Strahlungsbereich direkt auf das Absorberrohr zu lenken, als über die zweite Reflexion am Sekundärreflektor Energie zu verlieren. Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Reflektivität, soweit nichts anderes angegeben, mit $\rho_{sr} = 0,95$ angenommen.

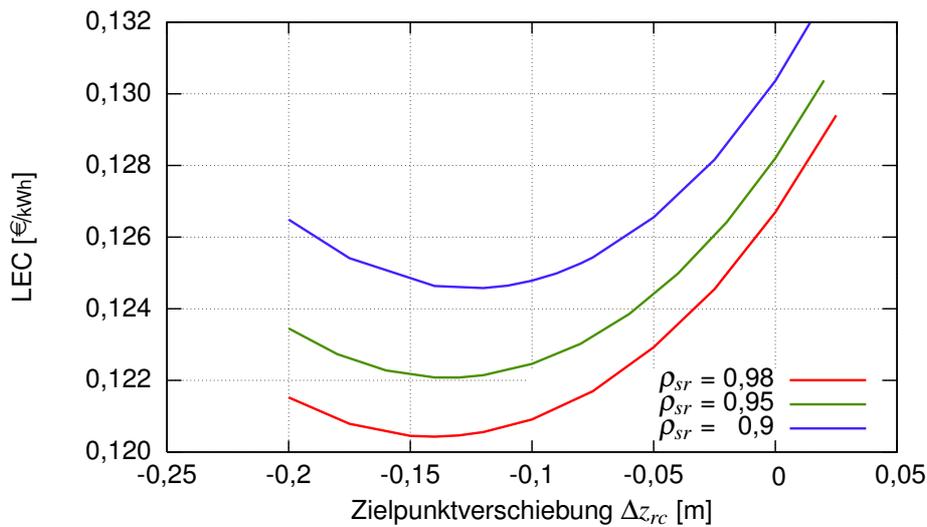


Abbildung 4.17: Einfluss der Zielpunktverschiebung Δz_{rc} auf den LEC bei einem 15 cm-Receiver in Faro (Portugal), $DNI = 2247,3 \text{ kWh/m}^2\text{a}$

In den Abbildungen 4.18a und b sind die Phasendiagramme der Strahlung an der Receiverapertur und der Akzeptanzbereich des Sekundärreflektors für $\Delta z_{rc} = 0$ und $\Delta z_{rc} = -0,13 \text{ m}$ dargestellt. Ohne Zielpunktverschiebung liegt der Strahlungsbereich mit der höchsten Strahldichte auf dem direkten Akzeptanzbereich des Absorberrohres. Ein Teil der Strahlung von den äußeren Primärspiegeln, für die die Aufweitung aufgrund des längeren Weges größer ist, kann nicht verwertet werden. Bei dem Phasendiagramm für die Zielpunktverschiebung mit $\Delta z_{rc} = -0,13 \text{ m}$ ist gut zu sehen, dass hier die Eingangsstrahlung den Akzeptanzbereich des Absorbers besser ausnutzt, wodurch sich ein höherer Ertrag und damit geringerer LEC ergibt.

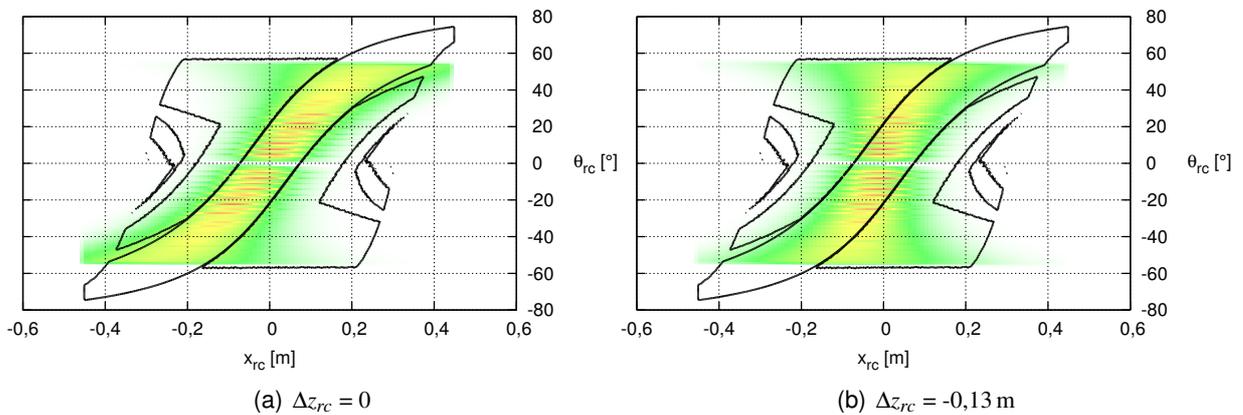


Abbildung 4.18: Phasendiagramm für den Akzeptanzbereich des Receivers und der ankommenden Strahlung bei unterschiedlichen Zielpunktstrategien ($D_a = 15 \text{ cm}$)

4.2.6 Sunshape und Zirkumsolar

Der Einfluss verschieden großer Zirkumsolaranteile CSR der Strahldichteverteilung der Sonne (*Sunshape*) (siehe Abschnitt 2.1.1) ist nicht sehr ausgeprägt. In der Abbildung 4.19 ist der Einfluss unterschiedlicher Sunshapes, charakterisiert durch den Zirkumsolaranteil CSR, auf den LEC dargestellt. Da es sich um ein linear konzentrierendes System handelt, ergibt sich zwischen sehr klarem Himmel (z. B. $CSR = 0,026$) und diffuserem Himmel ($CSR = 0,21$) ein Unterschied im

LEC von etwa 1,3 %. Derartig getrübe Himmel treten eher selten auf. Bei den Berechnungen wird davon ausgegangen, dass im Jahresmittel mit einem CSR von 0,12 zu rechnen ist.

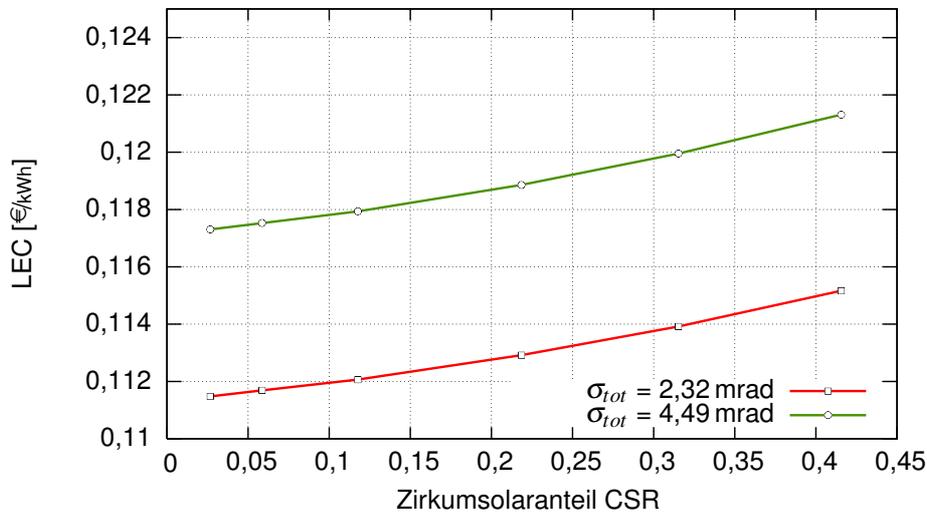


Abbildung 4.19: Einfluss unterschiedlicher Sunshapes auf den LEC ($D_a = 7 \text{ cm}$)

4.2.7 Beleuchtungsstärkeverteilung am Absorberrohr und seine mechanische Belastung

Das am meisten belastete Bauteil des Kollektors ist das Absorberrohr. Zusätzlich zur Druckbelastung und der Biegebeanspruchung in Folge der zu überbrückenden Spannweite kommt es aufgrund einer inhomogenen Temperaturverteilung zu inneren Wärmespannungen.

Für die Temperaturverteilung des Absorberrohres ist die Beleuchtungsstärkeverteilung am Absorberrohr ein wichtiger Einfluss. In Abbildung 4.20 ist die Beleuchtungsstärkeverteilung eines 7 und 15 cm-Receiver dargestellt.

Da die optischen Fehler σ_{tot} des Primärspiegelfeldes in den Rechnungen entsprechend einer statistischen Verteilung angenommen werden und damit der Mittelung über eine ausreichende Absorberlänge entsprechen, kann es örtlich zu leichten Schwankungen um diese Verteilung kommen. Die Verteilung gilt somit nur für das integrale Mittel einer ausreichend großen Absorberlänge. Bei einer Einstrahlung von $I_b = 800 \text{ W/m}^2$ werden Bestrahlungsstärken von 50 kW/m^2 erreicht. Der Hauptteil der Strahlung kommt für alle Zenitwinkel von unten und etwas verringert über den Sekundärreflektor von den Seiten. Die Verteilung kann über die Variation des Zielpunktes etwas moduliert werden, allerdings geht das zu Lasten des Wirkungsgrades.

4 Analyse und Optimierung

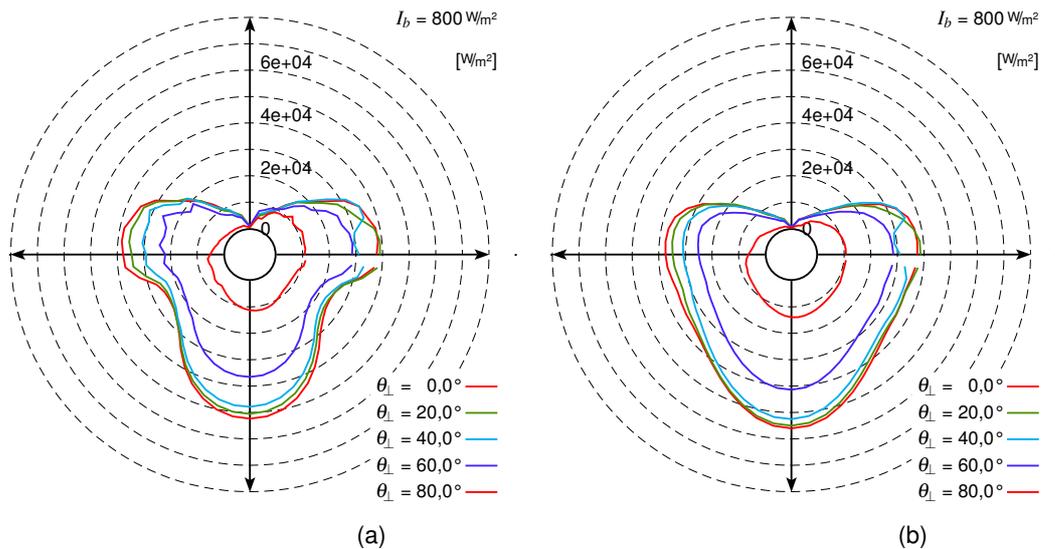


Abbildung 4.20: Beleuchtungsstärkeverteilung an einem 7 cm-Absorberrohr (a) und an einem 15 cm-Absorberrohr (b) bei einer Einstrahlung von $I_b = 800 \text{ W/m}^2$ und für unterschiedliche Transversalwinkel (bei $\theta_i = 0^\circ$)

Darüber hinaus hängt die Temperaturverteilung von der Fluidtemperatur T_f , dem Wärmeübergangskoeffizienten α_i zwischen Fluid und Rohrwandung, der Wärmeleitfähigkeit λ des Rohrmaterials und der Geometrie des Rohres ab.

Bei einphasiger, voll ausgebildeter turbulenter Strömung kann der Wärmeübergangskoeffizient nach Gnielinsky (145) über die Nusselt-Zahl (Nu) bestimmt werden:

$$\alpha_i = \frac{\lambda \text{Nu}}{D_i},$$

$$\text{Nu} = \frac{\xi/8 \text{RePr}}{1 + 12,7 \sqrt{\xi/8} (\text{Pr}^{2/3})} \left[1 + \left(\frac{D_i}{L} \right)^{2/3} \right], \quad (4.6)$$

$$\xi = (1,8 \log_{10} \text{Re} - 1,5)^{-2},$$

In der folgenden Tabelle sind die resultierenden Wärmeübergangskoeffizienten der Vorwärm- und Überhitzerstrecken bei Nennmassenstrom³ angegeben.

Tabelle 4.5: Wärmeübergangskoeffizienten in der Vorwärm- und Überhitzerstrecke bei Nennmassenstrom (60 bar)

	Einheit	Vorwärmung ($T_f = 200 \text{ }^\circ\text{C}$)	Überhitzung ($T_f = 400 \text{ }^\circ\text{C}$)
$\alpha_{D_a=7 \text{ cm}}$	$\text{W/m}^2\text{K}$	7500	3100
$\alpha_{D_a=15 \text{ cm}}$	$\text{W/m}^2\text{K}$	6400	2700

Die Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten bei zweiphasiger Strömung (Verdampfer) erweist sich ungleich schwieriger, weil er stark von der zeitlichen und örtlichen Verteilung der beiden Phasen im Absorberrohr abhängt. Diese wird durch den Dampfmassengehalt, die Massenstromdichte, den Druck und die geometrischen Abmessungen bestimmt und kann durch sogenannte Strömungsformen charakterisiert werden. Die Strömungsformen sind stark durch den an der Phasengrenze stattfindenden Impuls- und Stoffaustausch geprägt. Dieser verwehrt sich einer analytischen (selbst auch numerischen) Beschreibung, weshalb in der Praxis mit Hilfe empirischer

³Der Nennmassenstrom des 50 MW_e-Kraftwerks mit einfachem Dampfprozess (siehe Tabelle 4.6) liegt bei 60 kg/s und ist durch Parallelisierung in den einzelnen Kollektor-Rohren mit $M_{D_a=7 \text{ cm}} = 2,7 \text{ kg/s}$ und $M_{D_a=15 \text{ cm}} = 12 \text{ kg/s}$ deutlich geringer.

oder halb-empirischer Modelle die wahrscheinlichste Strömungsform ermittelt werden kann. Sind die Verteilung der beiden Phasen und ihre Geschwindigkeiten bekannt, so lässt sich im Prinzip der Wärmeübergangskoeffizient aus Gleichung 4.6, unter Berücksichtigung des verbleibenden hydraulischen Querschnitts, bestimmen.

Am kritischsten für die Belastung des Absorberrohres der Verdampferstrecke ist die offene Ring- und vor allem die Schichtenströmung einzuschätzen. Hier kommt es zu einem mit Wasser benetzten und unbenetzten Bereich der inneren Rohrwand, wobei der Wärmeübergangskoeffizient des benetzten den des unbenetzten um Größenordnungen übersteigen kann. Die Wasserbenetzung ist schwerkraftbedingt im unteren Rohrwandbereich immer vorhanden, was gerade aufgrund der dort hohen Beleuchtungsstärken vorteilhaft ist. Auch im unbenetzten Bereich kommt es bei nicht zu geringen Massenstromdichten durch das Mitreißen von Wassertröpfchen in die Dampfströmung (Entrainment) zu einer Sprühkühlung, welche in dem Bereich geringerer Beleuchtungsstärke für ausreichende Kühlung sorgt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die geringsten Wärmeübergangskoeffizienten in der Überhitzerstrecke zu erwarten sind und dort auch die höchsten Belastungen auftreten.

Die Belastung des Absorberrohres wurde mit dem FEM⁴-Softwarepaket ANSYS⁵ berechnet. Die Spannungsverteilung im Bauteil ergibt sich aus der Überlagerung aller auftretenden Beanspruchungen. Um auch den Einfluss der Spannweite zu berücksichtigen, wurde ein dreidimensionales Modell verwendet. Durch das Ausnutzen geeigneter Randbedingungen, wie der Symmetrie und der Kopplung von Translationsfreiheitsgraden, konnte die periodische Aufhängung durch einen kleinen, eine halbe Spannweite messenden Ausschnitt abgebildet werden. Zur Berücksichtigung der thermischen Spannungen wurde dem Modell die in einem vorhergehenden Rechenschritt ermittelte Temperaturverteilung aufgeprägt.

Die Belastungsfähigkeit von Werkstoffen wird i. d. R. durch ihre Zugfestigkeit, oder Dehngrenze bestimmt, welche wiederum von der Belastungsart und den Randbedingungen abhängt. Für das hier betrachtete Einsatzgebiet kommt ein warmfester Stahl (z. B. 15Mo3) in Frage. Seine 1%-10.000h-Dehngrenze bei 500 °C liegt bei 132 MPa. Diese Materialkennwerte werden durch Versuche unter einachsigem Spannungszustand ermittelt. Der im Bauteil auftretende dreiaxige Spannungszustand muss durch die Wahl einer geeigneten Festigkeitshypothese⁶ in eine Vergleichsspannung σ_v umgerechnet werden, welche sich mit dem Kennwert vergleichen lässt.

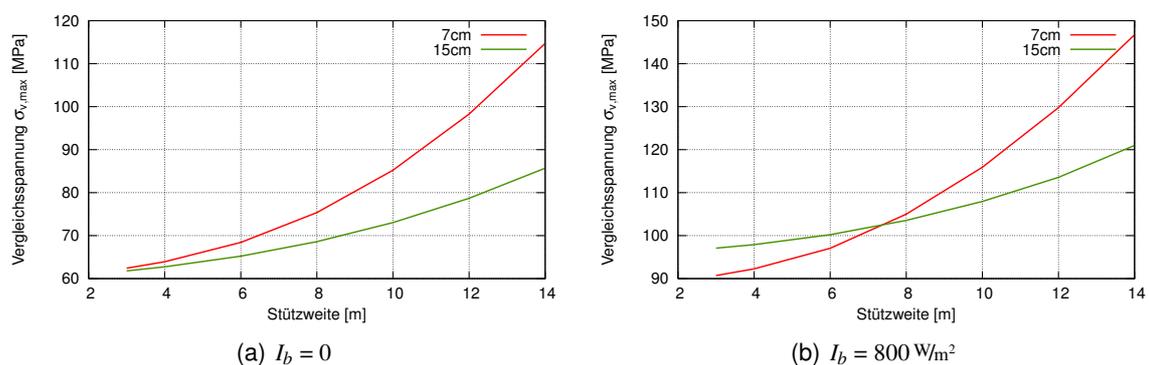


Abbildung 4.21: Vergleichsspannungen (nach van Mises) in Abhängigkeit der Stützweite für die Durchmesser 7 cm und 15 cm (ohne thermische Spannungen); Innendruck = 60 bar; $\frac{D_a}{D_i} = 0,9$

⁴Finite-Element-Methode.

⁵<http://www.ansys.com/>.

⁶Für die Berechnungen wurde die Gestaltänderungs-Energie-Hypothese (GE-Hypothese), oder auch v. Mises-Hypothese genannt, verwendet (/55/).

In Abbildung 4.21a ist die Abhängigkeit der maximalen Vergleichsspannung $\sigma_{v,max}$ von der Stützweite für die Rohrdurchmesser 7 und 15 cm ohne Wärmespannungen ($I_b = 0$) dargestellt. Bei größerem Rohrdurchmesser können bei gleicher Spannung weitere Stützenabstände erzielt werden. Dadurch können Kosten und vor allem die Verluste durch die Strukturverschattung reduziert werden. Neben der Materialbelastung ist auch die Durchbiegung zu beachten. Je weiter sich das Absorberrohr aus seiner zum Sekundär-Reflektor idealen Position verschiebt⁷, desto geringer wird auch der optische Wirkungsgrad und damit der Ertrag. Eine senkrechte Verschiebung von 1 mm nach unten bewirkt bei dem 15 cm-Receiver eine Verringerung des Ertrages um etwa 0,12 % und bei dem 7 cm-Receiver um etwa 0,3 %. Bei einer Spannweite von 8 m beträgt die mittlere Durchbiegung⁸ etwa 0,86 mm. Ein nennenswerter Rückgang des optischen Ertrages ist hier also noch nicht zu erwarten. Für den 7 cm-Receiver ergibt sich bei einer Spannweite von 6 m eine mittlere Durchbiegung von 1,2 mm. Auch hier liegt der Rückgang des Ertrages noch unter 0,5 %.

In Abbildung 4.21b ist zum Vergleich, unter den selben Randbedingungen und zusätzlicher Belastung durch Wärmespannungen, die Abhängigkeit der maximalen Vergleichsspannung von der Stützweite dargestellt. Der Anstieg von $\sigma_{v,max}$ liegt zwischen 50 und 60 % und ist für das größere Rohr deutlich höher. Bei gleichem Durchmesser Verhältnis $\frac{D_a}{D_i}$ ist, bedingt durch die dickere Rohrwandstärke, die Temperaturdifferenz des 15 cm-Rohres höher und damit auch seine Wärmespannungen.

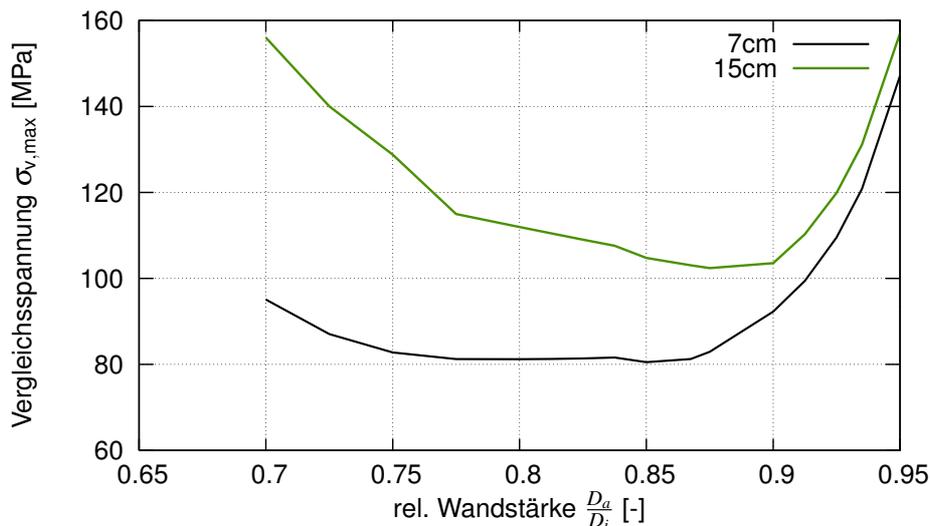


Abbildung 4.22: Vergleichsspannungen (nach von Mises) inklusive thermischer Spannungen in Abhängigkeit des Durchmesser Verhältnisses $\frac{D_a}{D_i}$ für die Durchmesser 7 cm ($L = 4$ m) und 15 cm ($L = 8$ m). $\alpha_i = 1000 \text{ W/m}^2\text{K}$, $\text{DNI} = 800 \text{ W/m}^2$

Mit steigender Rohrwanddicke nehmen die durch den Innendruck erzeugten Spannungen ab, während die Wärmespannungen zunehmen. Es muss also ein für den Anwendungsfall optimales Durchmesser Verhältnis geben. In Abbildung 4.22 ist für beide Rohrdurchmesser die maximale Vergleichsspannung über dem Durchmesser Verhältnis aufgetragen. Bei einem Durchmesser Verhältnis von etwa $\frac{D_a}{D_i} = 0,85$ sind die geringsten Spannungen zu erwarten.

Wie oben erwähnt hat die Kühlung der Rohrwand, also der Wärmeübergangskoeffizient, einen entscheidenden Einfluss auf die Temperaturverteilung und damit auch auf die Wärmespannungen.

⁷Dies ist nicht gleichzusetzen mit der Verschiebung des Zielpunktes (Abbildung 4.16). Bei der Zielpunktverschiebung bleibt die Lage des Absorberrohres zum Sekundärreflektor konstant.

⁸Die mittlere Durchbiegung ergibt sich aus dem $1/1,875$ -fachen der maximalen Durchbiegung in Feldmitte.

In Abbildung 4.23 ist die Abhängigkeit von $\sigma_{v,max}$ von α_i dargestellt. Ab etwa $\alpha_i > 1500 \text{ W/m}^2\text{K}$ kommt es zu keiner wesentlichen Reduktion der Wärmespannungen. Die in Tabelle 4.5 angegebenen Werte liegen deutlich darüber. Für die gute Kühlung ist der hohe Massenstrom verantwortlich. Eine geeignete Regelung sollte jederzeit verhindern, dass es bei reduziertem oder ganz ausfallendem Massenstrom zu der vollen Leistungseinkopplung am Receiver kommen kann.

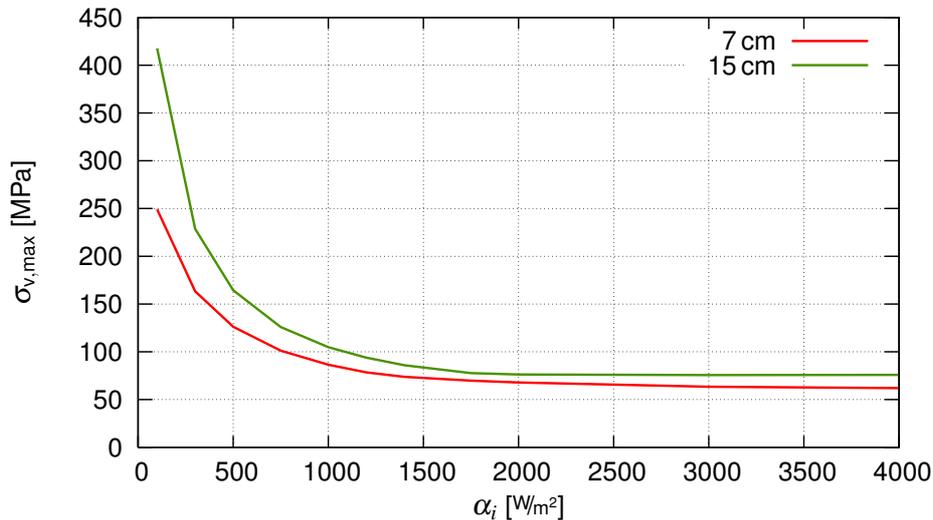


Abbildung 4.23: Vergleichsspannungen (nach v. Mises) in Abhängigkeit des Wärmeübergangskoeffizienten für die Durchmesser 7 cm ($L = 4 \text{ m}$) und 15 cm ($L = 8 \text{ m}$), $\text{DNI} = 800 \text{ W/m}^2$, $\frac{D_a}{D_i} = 0,85$

Kommt es aufgrund von Regelungsproblemen in der Verdampferstrecke zu einem (wandernden) Verdampfungsendpunkt, so ist mit einem sprunghaften Anstieg oder Abfall des Wärmeübergangskoeffizienten zu rechnen. In Abbildung 4.24 ist der zeitliche Verlauf von $\sigma_{v,max}$ für einen plötzlichen Anstieg dargestellt. Bevor es, bedingt durch die bessere Kühlung (siehe Abbildung 4.23), zu einem Abbau der Wärmespannungen kommt, steigt die maximale Vergleichsspannung an. Auch hier ist die Belastung für das größere Rohr stärker ausgeprägt.

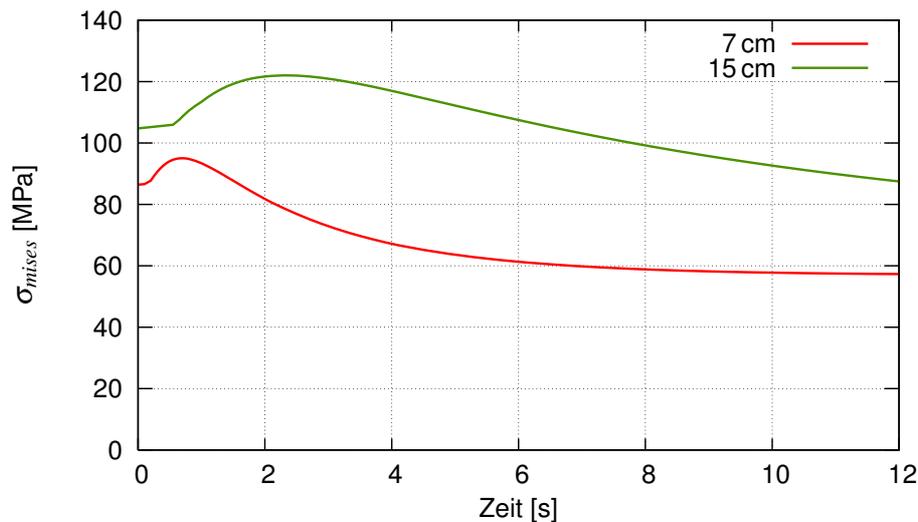


Abbildung 4.24: Zeitlicher Verlauf der Vergleichsspannungen (nach v. Mises) bei einem sprunghaften Anstieg des Wärmeübergangskoeffizienten von $\alpha_{i,t=0} = 1000 \text{ W/m}^2\text{K}$ und $\alpha_{i,t>0} = 10000 \text{ W/m}^2\text{K}$ für die Durchmesser 7 cm ($L = 4 \text{ m}$) und 15 cm ($L = 8 \text{ m}$), $\text{DNI} = 800 \text{ W/m}^2$, $\frac{D_a}{D_i} = 0,85$

4.2.8 Solarfelddimensionierung

Die momentane thermische Leistung des gesamten Solarfeldes ist abhängig von seiner Größe, der Einstrahlung und dem Sonnenstand. Die Solarfeldgröße so an den Leistungsbedarf des Kraftwerksblockes anzupassen, dass dieser nur an wenigen Tagen im Jahr unter Volllast betrieben werden kann, ist wirtschaftlich nicht sinnvoll (*/56/*). Ein einfacher 50 MW_e -Kraftwerksblock mit einem thermischen Wirkungsgrad von 32 % wäre bei hoher Einstrahlung schon mit der mittäglichen Dampfproduktion eines 240.000 m^2 Feldes ausgelastet. Für die größte Anzahl der Betriebsstunden liefere das Kraftwerk allerdings in Teillast, und damit unter vermindertem Wirkungsgrad. Eine Überdimensionierung des Solarfeldes erhöht durch die Verringerung der Teillaststunden den Gesamtwirkungsgrad und verbessert vor allem die wirtschaftliche Ausnutzung der Investition des Kraftwerksblockes. Obwohl der Anteil der durch die obere Begrenzung der Leistungsaufnahme des Kraftwerksblockes ungenutzten Energie (Dumping) mit zunehmender Größe steigt, ergibt sich bei etwa 440.000 m^2 in Faro (Portugal) ein wirtschaftliches Optimum. In den Abbildungen 4.25a und b ist die Abhängigkeit des LEC und des spezifischen elektrischen Ertrages von der Solarfeldgröße an den Standorten Faro und Hurghada dargestellt. Das Optimum des spezifischen Ertrages wird bei deutlich kleineren Solarfeldgrößen erreicht, als das Optimum der Stromgestehungskosten. Eine Optimierung auf spezifischen Ertrag wäre im LEC um etwa 5 % schlechter als die Optimierung der Solarfeldgröße auf den LEC selbst. Es ist offensichtlich, dass an Standorten mit hoher Einstrahlung die optimale Größe kleiner ausfällt als an weniger guten Standorten. Die Dimensionierung ist also standortabhängig und sollte mit guter Kenntnis der jährlichen Direktnormalstrahlung vorgenommen werden.

Für beide Standorte ergibt sich ein relativ flaches Minimum. Um die Hürde einer zu hohen Anfangsinvestition zu verringern, sollte die Auslegung eher auf der Seite des Minimums mit kleineren Solarfeldern erfolgen.

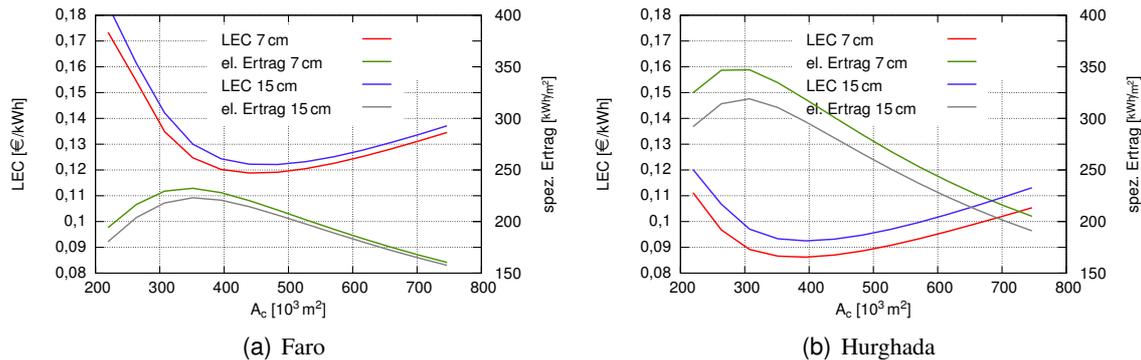


Abbildung 4.25: Einfluss der Solarfelddimensionierung auf den LEC an den Standorten Faro (Portugal) mit $2247,3 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ und Hurghada (Ägypten) mit $2785,2 \text{ kWh/m}^2$ (50 MW_e)

4.2.9 Orientierung

Die Orientierung des Solarfeldes definiert sich über die Richtung des Absorberrohres (siehe Abschnitt 2.3.1, S. 20). Sie ist je nach topografischen Randbedingungen mehr oder weniger frei wählbar.

Der maximale Jahresertrag ergibt sich für eine Nord-Süd-Ausrichtung; er fällt bis zu 16 % höher gegenüber einer Ost-West Orientierung aus.

Die Ost-West-Ausrichtung erreicht dafür zur Mittagszeit höhere Leistungsspitzen, welche unter Umständen bei einem schwankenden Tagespreis für die Kilowattstunde wirtschaftliche Vorteile bringen könnten. Das hängt aber von dem örtlichen Tarifsystem ab und wird im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter untersucht.

Eine Geometrieoptimierung auf Ost-West-Ausrichtung verkürzt die Primärspiegelabstände und vergrößert die nördlich gelegene Spiegelfeldhälfte, so dass ein leicht asymmetrisches Feld entsteht. Die nördlichen Primärspiegel weisen für eine Ost-West-Ausrichtung geringere Kosinus-Verluste auf, weshalb diese etwas effektiver sind. Durch die Geometrieanpassung wird allerdings lediglich eine Verbesserung von 1,5 % im LEC erreicht und die Nachteile der Ost-West Ausrichtung können nicht kompensiert werden.

4.2.10 Kosten-Sensitivitäten

Die im Rahmen dieser Arbeit gemachten Berechnungen zu Jahreserträgen und Stromgestehungskosten unterliegen aufgrund möglicher Abweichungen von den getroffenen Annahmen gewissen Unsicherheiten. Um die Bandbreite dieser Unsicherheiten abzuschätzen, wurde die Sensitivität der Annahmen zu den Kosten als auch zu den physikalischen Randbedingungen bezüglich der Stromgestehungskosten untersucht.

Die der Kostenabschätzung zugrundeliegenden Werte für die einzelnen Kostengruppen sind Annahmen, die bei einer Realisierung abweichend ausfallen können. Um diesen Einfluss auf die Stromgestehungskosten abzuschätzen, ist in Abbildung 4.26 ihre Abhängigkeit von der relativen Variation der Ausgangswerte dargestellt.

Die Kostengruppe mit dem deutlich größten Einfluss ist die der Primärspiegel (C_n). Eine Variation um 10 % wirkt sich schon mit gut 4 % auf die Stromgestehungskosten aus. Sind die Abweichungen größer, so wird eine neue Optimierung unter den geänderten Randbedingungen sinnvoll. Für die Kostengruppe der Primärspiegel wurde für den Fall von 75 % und 50 % des Ausgangswertes eine erneute Optimierung durchgeführt (siehe $C_{n,opt}$ in Abbildung 4.26). Eine individuelle Anpassung verbessert in diesen Fällen den LEC um 2,5–4 %. Der Einfluss der Receiverkosten

4 Analyse und Optimierung

ist auf den LEC schon wesentlich geringer. Eine Verteuerung um 10 % schlägt sich im LEC gerade mit 0,3 % nieder. Alle weiteren Kostengruppen haben einen noch geringeren Einfluss. Die Landkosten haben mit den angenommenen $C_1 = 3 \text{ €/m}^2$ die geringsten Auswirkungen auf den LEC. Ihre Verdoppelung verschlechtert den LEC um etwa 2 %. Eine Optimierung auf möglichst hohe Flächenausnutzung erscheint daher zweitrangig. Das größte Einsparpotenzial liegt demnach beim Primärspiegelfeld. Wie in Abschnitt 4.2 gezeigt, darf die optische Qualität des Feldes aber nicht wesentlich durch Einsparungen vermindert werden.

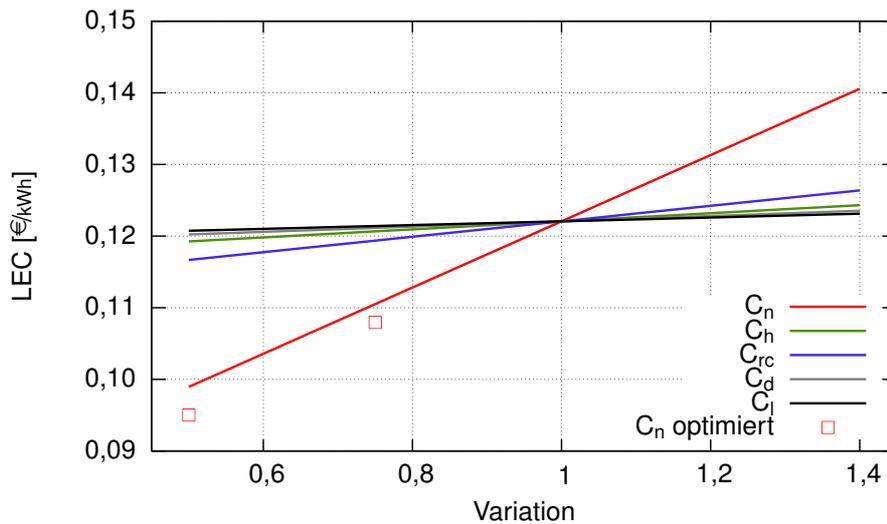


Abbildung 4.26: Relative Variation zu den Annahmen der Kostengruppen und ihre Auswirkung auf den LEC ($D_a = 15 \text{ cm}$)

Neben den Werten für die Kostengruppen können natürlich auch die Annahmen zu den physikalischen Randbedingungen variieren. Änderungen in der Reflektivität der Primärspiegel, der Transmission der Abdeckscheibe sowie der Absorption gehen direkt proportional in den optischen Ertrag ein. Aufgrund der Überdimensionierung des Solarfeldes ist der Einfluss auf die Stromgestehungskosten jedoch etwas geringer. Da nur etwa 40 % der Strahlung den Absorber über den Sekundärreflektor erreicht, wirkt sich die Reflektivität des Sekundärreflektors auch dementsprechend geringer auf den LEC aus.

In Abbildung 4.27 sind die Auswirkungen der von den Ausgangswerten abweichenden thermischen Verluste und optischen Genauigkeiten dargestellt. Die Variation der Wärmeverluste ist einmal auf den gesamten und einmal nur auf den radiativen Verlust bezogen. Wegen des relativ hohen konvektiven Anteils an den Wärmeverlusten fällt eine Veränderung der Emissivität ϵ des Absorbers nicht so stark ins Gewicht. Eine Verbesserung der selektiven Schicht von $\epsilon = 0,13$ auf 0,08 verbessert den LEC um etwa 1,8%. Der Receiver dürfte sich durch die bessere Schicht nicht um mehr als 20 % (80 €/m) verteuern. Wegen des relativ geringen Anteils der Wärmeverluste am Gesamtertrag reagiert der LEC nicht sehr empfindlich auf Abweichungen von den hier getroffenen Annahmen.

Einen starken Einfluss hat die erreichbare optische Genauigkeit. Eine Verbesserung der Genauigkeit von 4,65 auf 2,32 mrad könnte eine Verteuerung des Primärspiegelfeldes um bis zu 20 % (7 €/m²) rechtfertigen. Ein Kostenvorteil durch etwas ungenauere, weil weniger aufwändigere Primärspiegel müsste schon sehr deutlich ausfallen, um den Vorteil einer höheren Genauigkeit zu kompensieren.

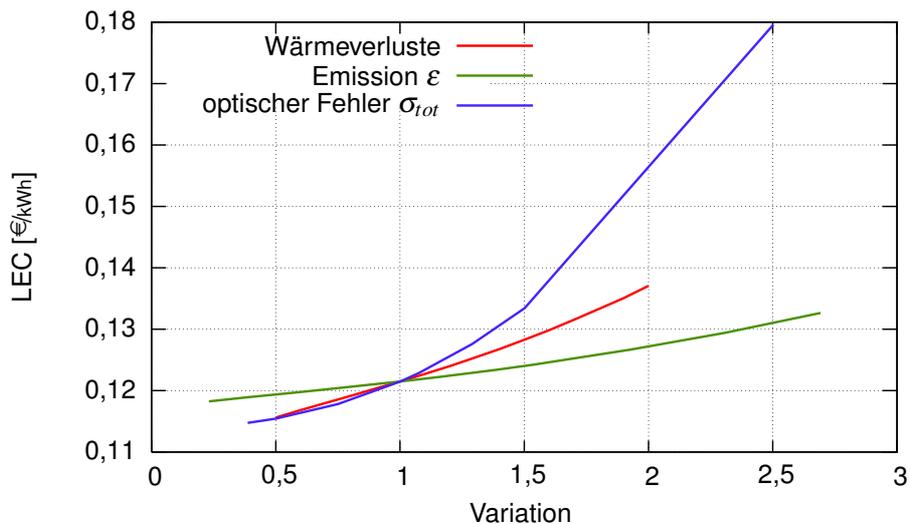


Abbildung 4.27: Einfluss der relativen Änderung der physikalischen Parameter ($D_a = 15$ cm); Von den Ausgangswerten wurden der gesamte Wärmeverlust, die Emission (radiativer Wärmeverlust) und der optische Fehler des Primärspiegelfeldes variiert.

Den größten Einfluss auf den LEC hat zweifellos die Annahme des Kalkulationszinses i (Diskontrate) (siehe Abbildung 4.28). Kann es also gelingen, Kapital für solarthermische Kraftwerke mit geringerer interner Verzinsung als den angenommenen 8% zu erhalten, so ist eine starke Verringerung der Stromgestehungskosten zu erwarten. Um das Interesse von Investoren unter verringerten Kapitalerträgen für große solare Kraftwerks-Projekte zu gewinnen, müssen deren ökonomische Risiken verringert werden. Als gutes politisches Instrument bieten sich langfristige Stromabnahmeverträge und Einspeisevergütungen an (*150*).

Die laufenden Kosten für Betrieb und Instandhaltung (O&M) betragen durch die Annahme von jährlich 2% O&M-Kosten der Investition pro Kilowattstunde 2 €cent. Einsparungen bieten auch hier noch etwas Potential zur Absenkung der Stromgestehungskosten.

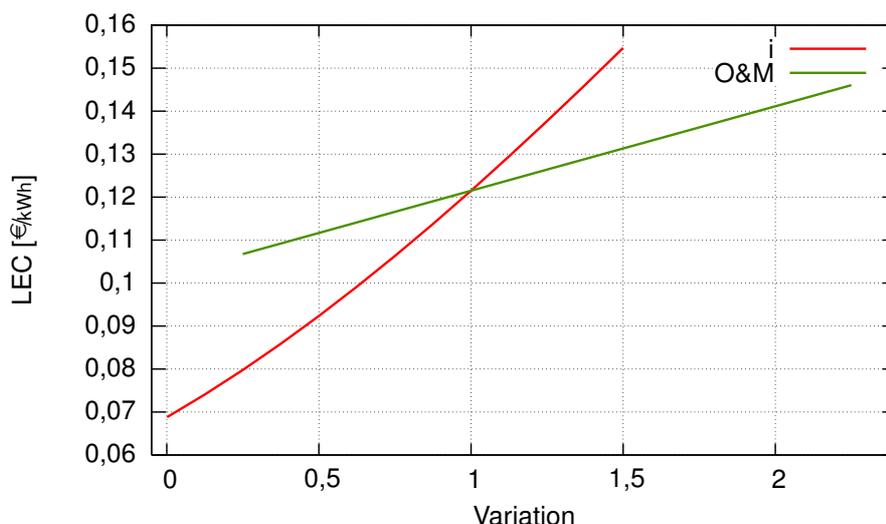


Abbildung 4.28: Einfluss der relativen Variation der Diskontrate ($i = 8\%$) und der Betriebskosten (O&M = 2%) auf die Stromgestehungskosten

4.3 Receiver-Konzepte

Der Receiver ist das Bauteil, welches die vom Primärspiegelfeld konzentrierte Solarstrahlung möglichst effektiv in nutzbare Wärme umsetzen muss. Dazu sollte das Verhältnis aus Wärmeverlust und zur Verfügung stehender Receiverapertur möglichst gering sein. Ermöglicht ein Receiver durch eine große Apertur eine hohe Primärspiegelanzahl, können die spezifischen Wärmeverluste gering gehalten werden. Die Wärmeverluste sind zum einen proportional zur Absorberapertur, weshalb die Konzentration möglichst hoch sein sollte, zum anderen hängen sie von dem Receiverprinzip selbst ab. Im Wesentlichen gibt es dafür zwei Möglichkeiten:

- Der Einrohr-Receiver, der zur Vergrößerung seiner Apertur einen Sekundärreflektor nutzt.
- Der Mehrrohr-Receiver, der aus mehreren, nebeneinander angeordneten, kleineren Absorberrohren besteht.

4.3.1 Einrohr-Receiver

Bei einem Einrohr-Receiver ohne Sekundärreflektor ist die effektive Absorberapertur der Teil des Rohrumfangs, der vom Primärspiegelfeld aus sichtbar ist. Das entspricht etwas mehr als dem Durchmesser des Rohres. Durch einen geeignet geformten Sekundärreflektor ist es möglich, Strahlung, die innerhalb eines Akzeptanzwinkels θ_a auf seine Apertur fällt, auf die Absorberapertur abzubilden. Der Akzeptanzwinkel ist sinnvollerweise der

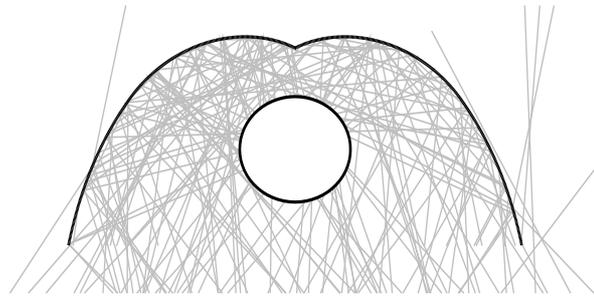


Abbildung 4.29: Einrohr-Receiver

Winkel, unter dem das Primärspiegelfeld vom Receiver aus sichtbar ist, so dass Strahlung aus allen Bereichen des Spiegelfeldes auch ihr Ziel, den Absorber, erreicht. Nun ist es nicht nur, wie unter 2.1.2 gesehen, möglich, die Strahlung auf den Empfänger abzubilden, sondern auch, sie zusätzlich zu konzentrieren. Aus Gleichung 2.11 ergibt sich, dass bei einem Akzeptanzwinkel, der dem Öffnungswinkel des Primärspiegelfeldes von etwa $\theta_a = 56^\circ$ entspricht, idealerweise noch eine Konzentration von 1,2 möglich ist. Die Nutzung des ganzen Rohrumfangs und die leichte Konzentration durch den Sekundärreflektor führen zu einer Vergrößerung der Eingangsapertur des Receivers durch den Sekundärreflektor um einen Faktor vier. Dadurch werden größere Spiegelfelder möglich, was zu geringeren spezifischen Wärmeverlusten, spezifischen thermischen Trägheiten und auch zu geringeren spezifischen Kosten führt. Ohne Sekundärreflektor kann die Oberseite des Absorbers, die vom Primärspiegelfeld keine Strahlung empfängt, direkt opak gedämmt werden, wodurch geringere Strahlungs- und Konvektionsverluste entstehen (etwa 30 %). Vergleicht man zwei mit und ohne Sekundärreflektor optimierte Kollektor-Systeme, so ergibt sich mit Sekundärreflektor dennoch ein Kostenvorteil von über 28 %. Auch die durch den Wegfall des Sekundärreflektors geringeren Receiverkosten können das nicht kompensieren, denn selbst ein kostenloser Receiver ohne Sekundärreflektor wäre um 10 % schlechter als ein System mit Sekundärreflektor.

Vorausgesetzt, Spiegel und Spiegelschicht sind bei den starken wechselnden Bestrahlungsstärken unter Atmosphäre langzeitstabil, dann ist der Sekundärreflektor ein wichtiges kostenreduzierendes Bauteil des Fresnel-Kollektors.

4.3.2 Formfindung des Sekundärreflektors

Bei der Konzentration von Solarstrahlung ist es nicht erforderlich, dass das Bild der Quelle auf den Absorber abgebildet wird. Es gibt also keine Einschränkung durch Ortsabbildung. Es ist entscheidend, dass ein möglichst großer Teil der Strahlung von der Quelle auf den Absorber trifft. Diesen Bereich der Optik behandelt, im Gegensatz zur abbildenden Optik, die Theorie der nichtabbildenden Optik (/19/). Welford und Winston führen den Begriff des Phasenraumes der Strahlung ein, dessen Koordinaten durch die zwei Raumwinkel und den Ort des Schnittpunktes der Strahlung mit einer Referenzfläche festgelegt sind. Ein Strahlenbündel nimmt in dem Phasenraum das Volumen \mathcal{E} ein. Dieses Volumen, auch Étendue genannt, ist bei seinem Durchgang durch ein optisches System eine Erhaltungsgröße. Aus der Erhaltung der Étendue leiteten Winston und Welford das Prinzip der Randstrahlen ab.⁹ Hierbei ist es für einen nichtabbildenden Konzentrator hinreichend, wenn der Rand des Phasenraumes der Quelle an der Eingangsapertur des Konzentrators auf den Rand des Phasenraumes des Absorbers abgebildet wird. Konkret bedeutet das für den zweidimensionalen Fall des Sekundärreflektors, dass sichergestellt sein muss, dass Strahlen, die unter dem Akzeptanzwinkel auf seine Apertur fallen, gerade tangential auf das Absorberrohr reflektiert werden. Damit ist gewährleistet, dass alle Strahlen, die innerhalb des Akzeptanzbereiches die Apertur erreichen, tatsächlich den Absorber treffen.

In Abbildung 4.30a ist ein idealer Reflektor im Sinne dieses Prinzips dargestellt.

Die Form ergibt sich durch die Differentialgleichung A.2 in Anhang A. Der Startpunkt (die Integrationskonstante der Differentialgleichung) muss für den idealen Reflektor so gewählt werden, dass der Reflektor das Absorberrohr im Scheitel gerade berührt. Wählt man die Breite W_{sr} mit Gleichung 4.7 so, dass sie der maximal möglichen Konzentration entspricht, dann wird der Reflektor so lang, dass er einen Großteil der Quelle verschattet:

$$W_{sr} = \frac{1}{\sin(\theta_a)} \pi D_a. \quad (4.7)$$

Der ideale Reflektor ist aber vor allem dann ideal, wenn die Strahlung an jedem Ort der Eingangsapertur auch mehr oder weniger homogen aus dem gesamten Winkelbereich kommt. Ist die Strahldichteverteilung ungleichmäßig, haben unter Umständen Bereiche innerhalb des Phasenraumvolumens eine höhere Priorität als andere. Die analytisch gefundene Form ist nicht notwendigerweise hinsichtlich des Ertrages die Beste. In Abbildung 4.30b ist ein Sekundärreflektor dargestellt, der nach dem Prinzip der Randstrahlen konstruiert ist, aber dessen Scheitel das Absorberrohr nicht berührt. Dieser Reflektor ist im eigentlichen Sinne nicht mehr ideal, da es innerhalb des Phasenraumvolumens der Quelle Bereiche gibt, die den Konzentrator, ohne das Absorberrohr zu treffen, wieder verlassen. Sie gehen also durch den Spalt zwischen Absorber und Scheitel des Konzentrators verloren. Allerdings ist die Eingangsapertur W_{sr} dieses Konzentrators breiter als die des Idealen, so dass die Zielapertur vergrößert ist. Unter Umständen fällt in dem Bereich, in dem Strahlung diesen Konzentrator wieder verlässt, keine bedeutende Menge an Strahlung an, wodurch sich die Verbreiterung der Zielapertur positiver auswirken würde als die Verschlechterung durch die Lücke im Akzeptanzbereich.

⁹Auch „Maßschneidern nach Randstrahlen“ genannt.

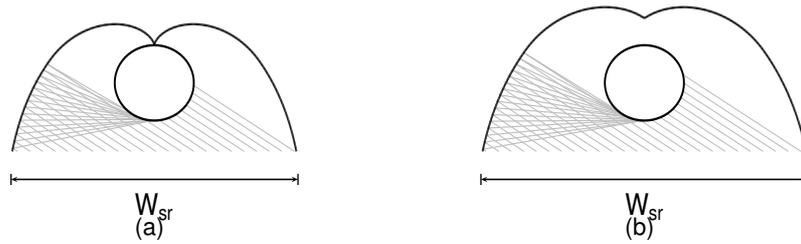


Abbildung 4.30: Idealer Reflektor (a) und Reflektor mit erweiterter Zielapertur (b) für einen Akzeptanzwinkel $\theta_a = 56^\circ$

In Abbildung 4.31a ist der Akzeptanzbereich eines idealen Sekundärreflektors (schwarz umrandet) mit der vom Primärspiegelfeld einfallenden Strahlung (farbig) in einem Phasendiagramm dargestellt. Die einzelnen Akzeptanzbereiche sind wie folgt gekennzeichnet:

- a Die Strahlung trifft direkt das Absorberrohr.
- b Die Strahlung wird über eine Reflexion auf das Absorberrohr reflektiert. Gut zu sehen ist hier die scharfe Berandung für den Akzeptanzwinkel $\theta_a = 56^\circ$.
- c Die Strahlung wird über zwei Reflexionen auf das Absorberrohr reflektiert.

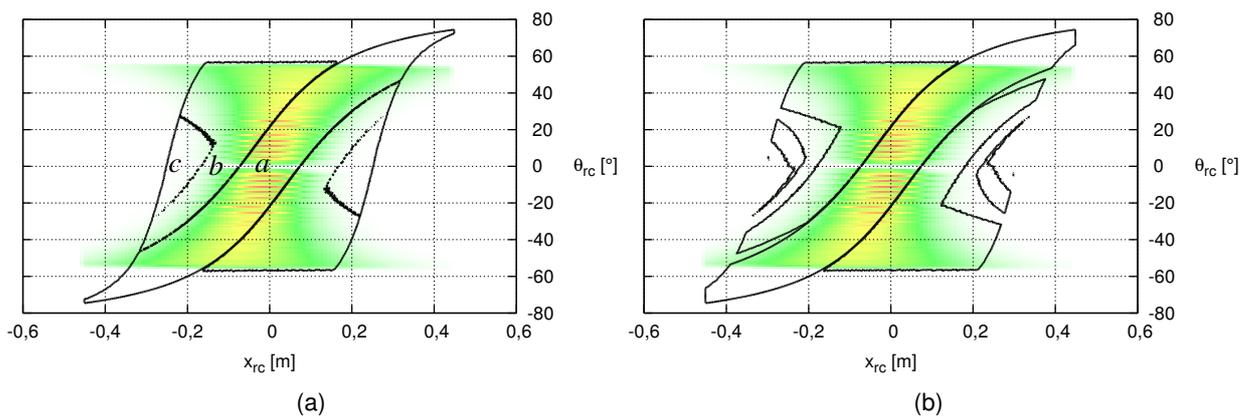
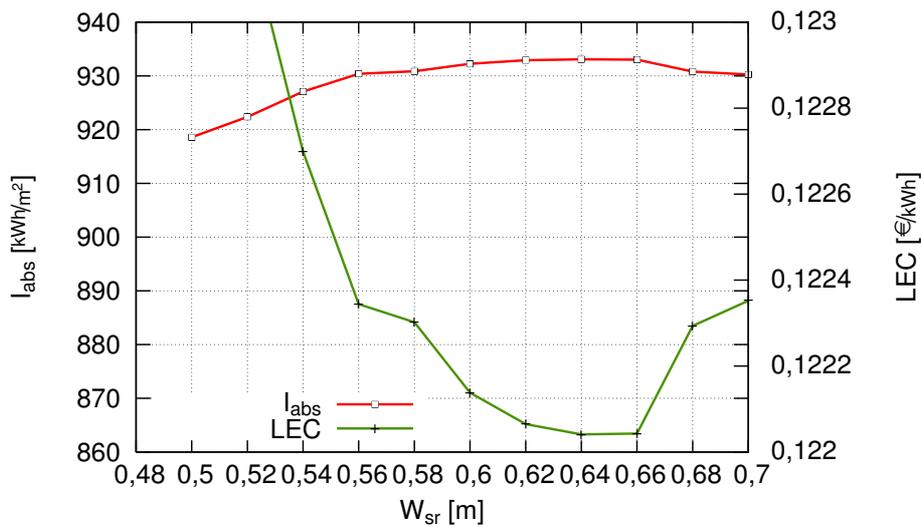


Abbildung 4.31: Phasendiagramme für den idealen Reflektor von Abbildung 4.30a und den Reflektor von Abbildung 4.30b

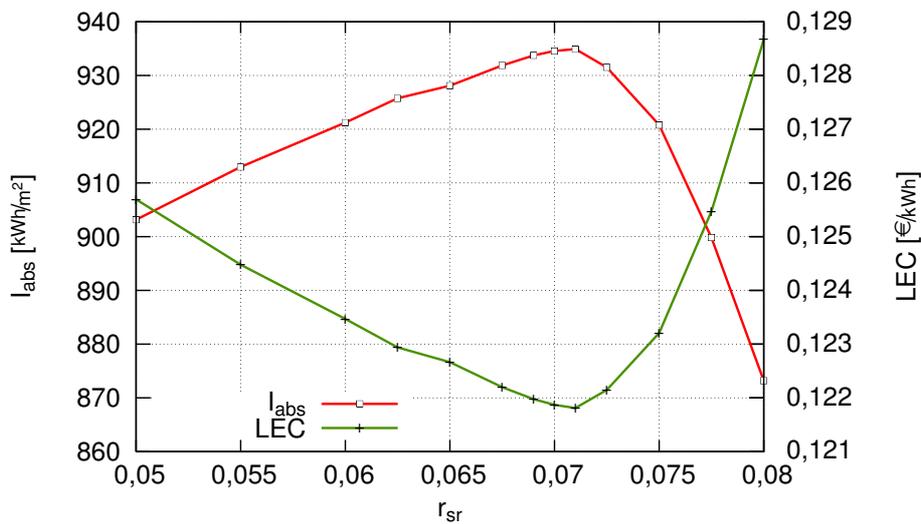
Die einfallende Strahlung wird nur von den äußeren Primärspiegeln über die gesamte Breite der Eingangsapertur empfangen. Aufgrund des längeren Laufweges der reflektierten Strahlung liegt hier eine stärkere Auffächerung durch die optischen Fehler vor. Die Strahlung aus dem mittleren Bereich des Primärspiegelfeldes nutzt den Akzeptanzbereich des Sekundärreflektors nicht voll aus, während die äußeren Spiegel über den Akzeptanzbereich hinaus Strahlung reflektieren. Durch eine Verbreiterung der Eingangsapertur des Sekundärreflektors (siehe Abbildung 4.30b) kommt es gerade zu einer Vergrößerung des Akzeptanzbereiches für Strahlung der äußeren Spiegel. Die entstehende Lücke im Akzeptanzbereich deckt sich kaum mit der einfallenden Strahlung. Die Vergrößerung der Apertur kann also trotz sich bildender Lücken im Akzeptanzbereich zu einer Verbesserung des Sekundärreflektors führen.

Der Einfluss der Aperturbreite W_{sr} auf den Ertrag und die Stromgestehungskosten ist in Abbildung 4.32a zu sehen. Die Aperturbreite eines idealen Sekundärreflektors wäre $W_{sr} = 0,51$ m. Mit einer Breite von 0,64 m ist der LEC um 2,4 % günstiger.

Das Maßschneiden nach Randstrahlen bewirkt, dass Strahlung, die in einem Winkel nahe des Akzeptanzwinkels die Apertur des Sekundärreflektors erreicht, tangential auf das Absorberrohr trifft. Die Absorption am Absorberrohr ist winkelabhängig und fällt ab einem Einfallswinkel größer als 60° bis auf Null ab (siehe Abbildung 2.22b). Strahlung, die nahezu tangential auf die Absorberfläche trifft, kann also kaum oder gar nicht verwertet werden. Daher ist es sinnvoll, den Sekundärreflektor für einen kleineren als den tatsächlichen Durchmesser auszulegen. Dadurch erreicht ein größerer Anteil der Strahlung den Absorber unter kleineren und damit günstigeren Winkeln. In Abbildung 4.32b ist die Variation des Referenz-Radius r_{sr} für die Konstruktion nach dem Randstrahlenprinzip des Reflektors zu sehen. Ein Optimum stellt sich bei etwa 7 cm ein und verbessert den LEC um 1,8 % gegenüber dem tatsächlichen Radius von $r_{sr} = 7,5$ cm. Der Einfluss des Akzeptanzwinkels ist im Bereich der gewählten 56° sehr gering. Erst für deutlich größere oder viel kleinere Werte ist mit einer Verschlechterung des Systems zu rechnen. Das Randstrahlprinzip ist eine analytische Methode zur Formfindung eines idealen Reflektors. Durch eine einfache Anpassung der geometrischen Parameter auf die tatsächliche Strahldichteverteilung der Quelle und materialspezifische Eigenschaften kann das Prinzip deutlich verbessert werden.



(a) Receiver-Apertur



(b) Bezugs-Radius

Abbildung 4.32: Auswirkung auf den LEC und optischen Ertrag bei Variation der Apertur W_{sr} und des Bezugs-Radius r_{sr} zur Formfindung des Sekundärreflektors.

Natürlich stellt sich die Frage, ob nicht eine von dem Randstrahlprinzip abweichende Form ein besseres Ergebnis erzielen könnte. Wie aus der Betrachtung der maximal möglichen Konzentration ersichtlich, kann es keine Form geben, die für größere Aperturweiten W_{rc} als nach Gleichung 4.7 ein idealer Reflektor für den Akzeptanzwinkel θ_a ist. Es wäre jedoch denkbar, dass ein Sekundärreflektor nur dort Lücken im Akzeptanzbereich aufweist, wo keine Strahlung einfällt. Das Steigerungspotenzial eines solchen Reflektors ist aber nicht mehr sehr groß. Auf die Strahlung bezogen, die die Eingangsapertur des Receivers erreicht, liegt der Wirkungsgrad des nach dem Randstrahlprinzip optimierten Reflektors unter Berücksichtigung seiner Reflektivität bei knapp 98 %. Eine Steigerung des Gesamtertrages um 2 % wäre zwar ein nicht ganz zu vernachlässigender Gewinn, aber auch Rechnungen zur Geometrie-Optimierung des Sekundärreflektors konnten keine bessere Form finden als die nach dem Prinzip der Randstrahlen gefundene Form.

Zwangsläufig unterliegt auch der Sekundärreflektor Einbau- und Oberflächenungenauigkeiten.

Aufgrund des geringen Abstandes zum Absorber wirken sich diese erst ab einer Standardabweichung von etwa 60 mrad auf η_0 um 0,5 % aus. Dieser Wert erscheint unrealistisch hoch, weshalb Ungenauigkeiten am Sekundärreflektor vernachlässigt werden.

4.3.3 Mehrrohr-Receiver

Bei einem Mehrrohr-Receiver wird die Vergrößerung der Receiverapertur durch das Aneinanderreihen von kleinen parallelen Rohren erreicht (siehe 4.33). Da die Oberseite direkt isoliert wird, ist die Aufwärtsströmung nicht so ausgeprägt wie bei einem Einrohr-Receiver mit Sekundärreflektor. Die Wärmeverluste durch Konvektion fallen daher etwas geringer aus. Es ist aber nicht sinnvoll, die Receiver losgelöst vom Primärspiegelfeld zu betrachten.

Deshalb wird im Folgenden das Mehrrohr-Receiver-Konzept wieder im Zusammenspiel mit Primärspiegelfeld und Kraftwerksblock untersucht und über den LEC bewertet. Ausgegangen wird von parallelen, nebeneinander liegenden Absorberrohren mit einem Durchmesser von 5 cm. Die Koeffizienten für die Berechnung der Wärmeverluste nach Gleichung 3.16 eines Receivers mit n_{abs} Rohren ergeben sich aus CFD-Rechnungen analog zu den Berechnungen des Einrohr-Receivers mit:

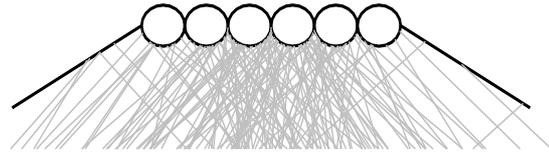


Abbildung 4.33: Mehrrohr-Receiver

$$\begin{aligned} u_1 &= n_{abs} \quad 0,1834 \quad \text{W/mK}; \\ u_2 &= n_{abs} \quad 0,000905 \quad \text{W/mK}^2. \end{aligned} \quad (4.8)$$

Wie auch bei der Variation des Absorberdurchmessers des Einrohr-Receivers sind zur Bewertung die spezifischen Receiverkosten mit entscheidend. Die spezifischen Kosten des Receivers werden pro Rohr mit $C_{rc,1} = 60 \text{ €/m}$ angesetzt. Die Verteuerung des Receivers und der Aufständerrung wird für jedes weitere Rohr über einen Kostenexponenten $n_{C_{rc}}$ angenommen:

$$\begin{aligned} C_{rc,n_{abs}} &= C_{rc,1} (n_{abs})^{n_{C_{rc}}} \quad [\text{€/m}]; \\ C_{h,n_{abs}} &= C_{h,3} \left(\frac{n_{abs}}{3}\right)^{n_{C_{rc}}} \quad [\text{€/m}^2]. \end{aligned}$$

Die anderen Kostengruppen wurden nicht verändert. In Abbildung 4.34 ist der Einfluss der Rohranzahl auf den LEC bei unterschiedlichen Kostendegressionsfaktoren dargestellt. Die Geometrie des gesamten Kollektors wurde jeweils auf die geringsten Stromgestehungskosten hin optimiert. Für mehr Absorberrohre ergeben sich zwangsläufig größere Receiverhöhen und mehr Primärspiegel. Bei einer mit jedem weiteren Rohr linearen Kostenzunahme des Receivers ($n_{C_{rc}} = 1$) ergibt sich ein leichtes Minimum bei vier Rohren. Mehr Rohre führen zu einer weiteren Verschlechterung. Bei drei Rohren ist das Verhältnis aus Spiegelbreite (0,5 m) und ihrer Apertur so klein, dass sich der Astigmatismus (siehe Abschnitt 2.4.1) etwas stärker bemerkbar macht. Ab vier Rohren ändern sich die optischen Verhältnisse kaum noch. Mehr Rohre bieten zwar eine größere Apertur, haben aber dafür auch wieder höhere Wärmeverluste und thermische Trägheiten. Der leichte Kostenanstieg kommt wieder durch den etwas höheren Aufwand für die Aufständerrung. Mit jedem weiteren Rohr verkürzt sich die notwendige Receiverlänge, welche aber durch die für den schwerer werdenden Receiver aufwändigere Aufständerrung um den gleichen Betrag teurer wird. Mehr Rohre müssen für einen optimalen LEC höher über dem Primärspiegelfeld liegen, wodurch sich die längenspezifischen Kosten nochmal verteuern. Für Kostendegressionsfaktoren $n_{C_{rc}} < 1$ ergeben sich für mehr als vier Absorberrohre Kostenvorteile. Bei acht Rohren und einer sehr hohen Kostendegression von $n_{C_{rc}} = 0,6$, was Receiverkosten von $C_{rc} = 209 \text{ €/m}$ entspricht,

kann gegenüber drei Rohren eine Verringerung des LEC um 4 % erreicht werden. Der LEC wird demnach erst bei relativ hoher Kostendegression durch die Rohranzahl beeinflusst.

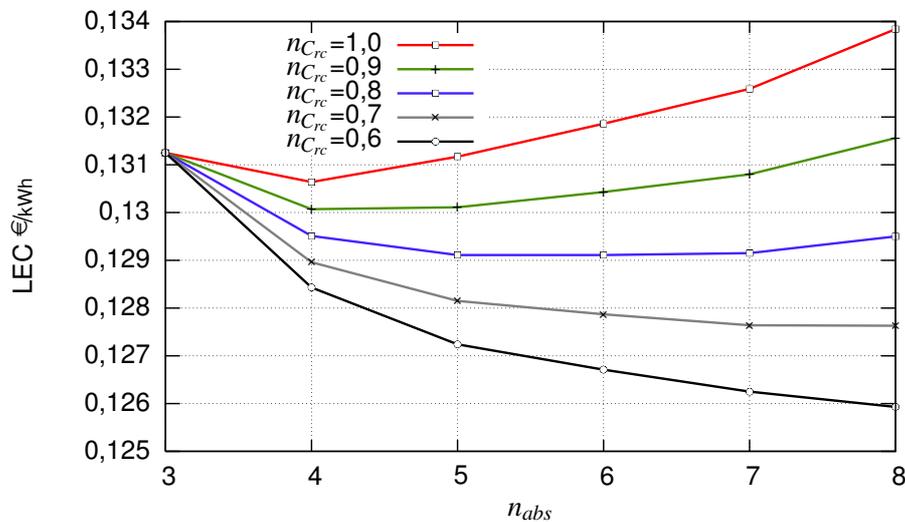


Abbildung 4.34: Einfluss der Rohranzahl des Mehrrohr-Receiver auf den LEC

Eine hohe Anzahl von Absorberrohren verspricht, unter den hier getroffenen Annahmen also nicht unbedingt große Vorteile. Berücksichtigt man allerdings, wie bei dem Absorberrohrdurchmesser des Einrohr-Receiver, dass breitere Primärspiegel als 0,5 m eventuell spezifische Kostenvorteile bieten, könnte eine höhere Rohranzahl interessant sein. Eine höhere Rohranzahl vergrößert die Zielapertur, wodurch der Astigmatismus auch breiter Primärspiegel wenig ausmacht.

Vergleicht man einen Mehrrohr-Receiver mit acht Rohren ($n_{C_{rc}} = 0,6$) mit dem Einrohr-Receiver ($D_a = 15$ cm, $C_{rc} = 370$ €/m), so ist, trotz des um fast 50 % günstigeren Mehrrohr-Receiver, der LEC des Einrohr-Receiver noch um 5 % günstiger.

Mit Sekundärreflektor

Auch der Mehrrohr-Receiver kann durch einen Sekundärreflektor verbessert werden. In der Literatur werden für Absorber, die einer Linie entsprechen, der CPC oder auch der Hyperbolische Reflektor vorgeschlagen (/17/). Der CPC-Reflektor besitzt zur rechten und zur linken Seite ein Parabelsegment (siehe Abbildung 4.35a). Die Hauptachse der Parabel liegt jeweils unter dem Akzeptanzwinkel zum Absorber und ihr Brennpunkt ist das jeweils gegenüber liegende Absorberende. Strahlung, die innerhalb des Akzeptanzwinkels die Apertur des Reflektors erreicht, wird auf den Absorber geleitet. Damit ist der CPC ein idealer Reflektor. Der Akzeptanzwinkel für den Reflektor wird durch die Lage der äußeren Primärspiegel bestimmt und liegt etwa bei 56° . Bei so großen Akzeptanzwinkeln setzen die Parabelsegmente sehr steil an und der Reflektor verschattet selbst einen Teil der einfallenden Strahlung, wodurch mehr verloren geht, als durch den Reflektor gewonnen werden kann.

Der Hyperbel-Reflektor besteht aus zwei Hyperbelsegmenten, deren Asymptote unter dem Akzeptanzwinkel zum Absorber liegt (siehe Abbildung 4.35b). Ist D_a die Breite des Absorbers, so liegen die Brennpunkte der Hyperbeln mit einem Abstand von $\frac{D_a}{2} c_{max}$ von der Mitte des Absorbers entfernt. Jeder Lichtstrahl, der unter dem Akzeptanzwinkel den Zwischenraum der Brennpunkte erreicht, wird auch den Absorber treffen. Zwar ist die Selbstverschattung des Hyperbel-Reflektors weniger stark ausgeprägt als beim CPC-Reflektor, jedoch wird auch hier keine Verbesserung des Kollektors erreicht.

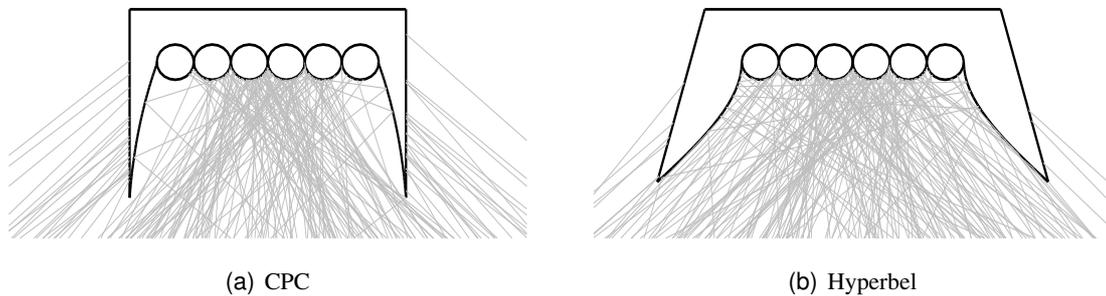


Abbildung 4.35: Sekundärreflektoren für den Mehrrohr-Receiver

Als Alternative wird eine individuelle Optimierung einer Reflektor-Form bei einer durch das Primärspiegelfeld gegebenen Strahldichteverteilung errechnet. Die x - y -Koordinaten einzelner Reflektor-Segmente sind die Parameter des Problems und die Zielgröße der Optimierung ist der Wirkungsgrad bei senkrechter Einstrahlung η_0 .

Über eine Evolutionsstrategie (siehe Abschnitt 3.3.6) werden die Koordinaten in ihr Optimum geführt. In Abbildung 4.36 ist das Ergebnis der Optimierung für einen 6-Rohrreceiver mit 14 Spiegel-Segmenten pro Reflektorhälfte dargestellt.

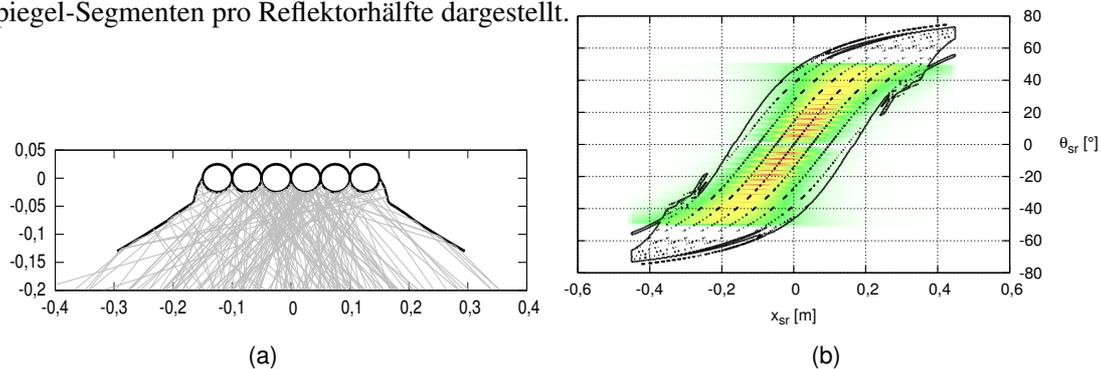


Abbildung 4.36: Sekundärreflektor für einen Mehrrohr-Receiver

Der Ertrag des Receivers mit optimiertem Reflektor erreicht einen um 4,2 % höheren Jahresertrag I_{abs} . Der Receiver könnte bis zu 35 % teurer sein, bis seine Mehrkosten den Mehrertrag überwiegen. Damit ist ein Reflektor für den Mehrrohr-Receiver nicht so bedeutend wie für den Einrohr-Receiver, jedoch kann er auch hier einen deutlichen Beitrag zur Kostensenkung leisten.

4.3.4 Strahlungsverteilung

Die eingestrahelte Energie auf die Rohre ist nicht für alle Rohre gleich. In Abbildung 4.37 sind die Verteilungen für einen Receiver mit und ohne Sekundärreflektor dargestellt. Die mittleren Rohre erhalten gut das Dreifache an Strahlung wie die äußeren. Damit ist auch die längenbezogene Leistungsaufnahme der einzelnen Rohre stark unterschiedlich. Soll der Mehrrohr-Receiver für die Direktverdampfung verwandt werden, so ist durch die unterschiedliche Bestrahlung mit Parallelrohr-Instabilitäten zu rechnen. Die außen liegenden Rohre sind für eine Dampfüberhitzung wenig geeignet, da durch ihre deutlich geringere Bestrahlung die Wärmeverluste bei den hohen

Temperaturen stark ins Gewicht fallen. Auch durch den Sekundärreflektor kann keine homogenere Verteilung erreicht werden.

Durch eine entsprechende Zielpunktstrategie (siehe auch Abschnitt 4.2.5) könnte hier eine etwas homogenere Ausleuchtung erreicht werden. Wie im Phasendiagramm der Abbildung 4.36b zu sehen ist, könnten die mittleren Spiegel etwas weiter an den Rand zielen, um die Ausleuchtung der äußeren Rohre zu erhöhen. Allerdings ist der Effekt zum einen sehr gering und zum anderen muss festgehalten werden, dass jede Abweichung von der ertragsoptimierten Zielpunktstrategie eine Systemverschlechterung mit sich bringt.

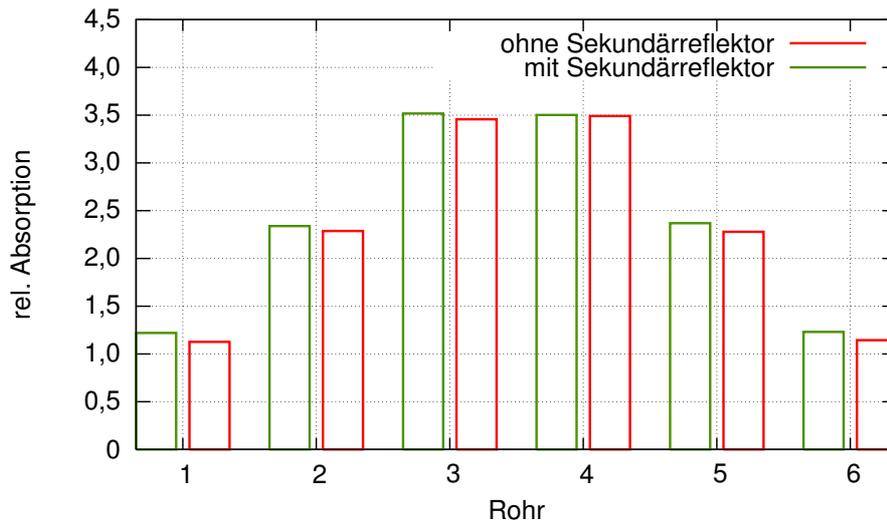


Abbildung 4.37: Verteilung der absorbierten Leistung auf die Rohre eines 6-Rohr-Receiver

4.4 Kraftwerksvarianten

Für den Standort Faro werden die zwei in Abschnitt 2.2.2 auf Seite 18 und 19 erwähnten Kraftwerksvarianten jeweils mit Durchfluss- und Luftkühlung am Kondensator miteinander verglichen. Der Kollektor ist mit einem Einrohr-Receiver ($D_a = 15 \text{ cm}$) ausgestattet und auf einen optischen Fehler von $4,65 \text{ mrad}$ optimiert. Die Solarfeldgrößen und die Einteilung der Abschnitte in Vorwärmer, Verdampfer und Überhitzer wurden jeweils auf minimalen LEC optimiert. In Abbildung 4.38 ist exemplarisch die Verlustkette, ausgehend von der Direktnormalstrahlung bis zum elektrischen Ertrag, für den einfachen Prozess dargestellt.

Von der jährlich eingestrahlteten Direktnormalstrahlung gehen fast 58 % durch optische Verluste verloren (siehe Abbildung 4.7), während die thermischen Verluste mit 7 % deutlich geringer ausfallen. Einen mit knapp 4 % nur kleinen Anteil haben die Verluste, die durch die Begrenzung des Aufnahmevermögens der Turbine entstehen (Dumping). Bedingt durch den thermischen Wirkungsgrad des Kraftwerksprozesses von etwa 32 %, bezogen auf die vom Solarfeld erzeugte thermische Leistung, gehen nochmal 22 % im Kondensator der

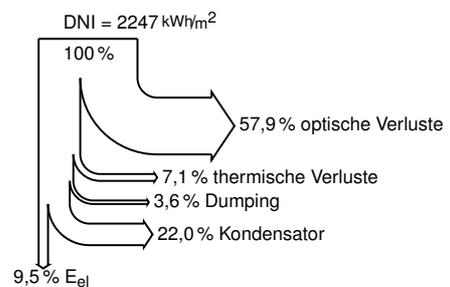


Abbildung 4.38: Sankey-Diagramm zur Verlustkette eines solarthermischen Kraftwerks

Kraftwerkskühlung verloren. In der Tabelle 4.6 sind die Ergebnisse der beiden untersuchten Prozesse für die unterschiedlichen Kühlarten zusammengefasst. Der Luftkondensator ist im LEC jeweils um etwa 6 % schlechter als die Durchflussvariante. Zum einen liegt das an dem besseren Wirkungsgrad der Durchflusskühlung, zum anderen auch an den höheren Kosten und an dem höheren Eigenbedarf des Luftkondensators. Wenn möglich, ist konsequenterweise die Durchflusskühlung dem Luftkondensator vorzuziehen. Die großen notwendigen Wassermengen der Durchflusskühlung aus Meer oder Fluss sind aber gerade an strahlungsreichen Standorten nicht unbedingt vorhanden.

Tabelle 4.6: Vergleich verschiedener Kraftwerksprozesse (50 MW_e) am Standort Faro (DNI = 2247 kWh/m²); mit einem auf $\sigma_{\text{tot}} = 4,65$ mrad optimierten Kollektor ($D_a = 15$ cm)

		einfacher Prozess		aufwändiger Prozess	
		Durchfluss	LuKo	Durchfluss	LuKo
Revision	Wochen	3	3	3	3
A	m ²	439.400	475.800	400.400	429.000
L ₁	m	3500	3800	3000	3200
L ₂	m	10.000	10.800	7600	8300
L ₃	m	3400	3700	3000	3300
L ₄	m			1800	1700
<hr/>					
DNI	kWh/m ²	2247,3	2247,3	2247,3	2247,3
I _{abs}	kWh/m ²	947,8	947,8	947,8	947,8
Q _{use}	kWh/m ²	711,6	681,4	662,7	635,7
Q _{dump,max}	kWh/m ²	71,3	95,6	73,3	86,6
Q _{dump,min}	kWh/m ²	9,5	8,0	7,9	8,2
Defocus ₁	kWh/m ²	24,0	23,8	30,8	44,7
Defocus ₂	kWh/m ²	22,7	22,0	30,7	26,5
Defocus ₃	kWh/m ²	27,0	23,2	26,1	22,1
Defocus ₄	kWh/m ²			60,1	54,6
E _{el}	kWh/m ²	214,1	196,3	230,5	209,0
E _{el}	MWh	94.085	93.393	92.283	89.645
<hr/>					
P _{max}	MW	50,3	49,6	50,0	48,6
C _{pb}	€/kW	672	705	717	752
C _c	€/m ²	134,1	133,1	135,4	134,4
annuität	-	0,0937	0,0937	0,0937	0,0937
O&M und Versich.	%	3,0	3,0	3,0	3,0
LEC	€/kWh	0,1218	0,1306	0,1207	0,1314

Vergleicht man den LEC des aufwändigen mit dem des einfachen Prozesses, so liegt die Verbesserung durch den aufwändigen Prozess bei kaum einem Prozent, obwohl sein thermischer Wirkungsgrad um ca. 15 % besser ist. Der Kollektor weist mit dem aufwändigen Prozess eine höhere Mitteltemperatur auf, wodurch die Wärmeverluste um etwa 37 % höher ausfallen. Die höhere Mitteltemperatur resultiert zum einen aus der Zwischenüberhitzung und zum anderen aus der durch die größere Anzahl an Vorwärmern bedingten, höheren Eintrittstemperatur ins Solarfeld (226 °C gegenüber 150 °C).

Die erhöhten Wärmeverluste reduzieren den Ertrag um etwa 6 %. Durch den höheren apparativen Aufwand des aufwändigen Prozesses verteuert sich der Kraftwerksblock um 6,7 %. Zwar

liegt der Anteil des Kraftwerksblockes an der Gesamtinvestition lediglich bei 40 %, weshalb eine Verteuerung auch nur mit 40 % auf den LEC durchschlagen sollte, aber aufgrund der relativ günstigen spezifischen Kollektorpreise von etwa 130 €/m² kann das Solarfeld anstatt eines aufwändigeren Prozesses um etwa 4,4 % größer ausgelegt werden. Durch den zweiten Überhitzer kommt es dazu noch zu etwas höheren Anpassungsverlusten. Es zeigt sich also, dass der Dampfkreislauf nicht unabhängig von den Eigenschaften des Kollektors optimiert werden sollte. Je günstiger der Kollektor, desto stärker fällt auch eine Verteuerung des Kraftwerksblockes aus, da das Geld für die Verbesserung des Prozesses auch in eine Vergrößerung des Solarfeldes investiert werden kann. Der marginale Kostenvorteil des aufwändigen Prozesses zeigt, dass es sinnvoller sein kann, einen einfachen, bei der solaren Wechselbelastung vielleicht weniger anfälligen Prozess zu verwenden.

4.4.1 Hybrid-Betrieb

Ein Vorteil solarthermischer Kraftwerke ist, dass schon auf Prozessebene mit fossilen Brennstoffen hybridisiert werden kann. Es kann die solare Unterstützung konventioneller Kraftwerke von der fossilen Unterstützung von Solarkraftwerken unterschieden werden. Erstere wäre zum Beispiel eine Einspeisung solarer Prozesswärme in die Speisewasservorwärmung von Kohlekraftwerken oder ihre Integration in GuD-Kraftwerke¹⁰ (/57/). Die fossile Unterstützung von Solarkraftwerken wäre zum Beispiel ein mit einem gasbetriebenen Kanalbrenner unterstütztes solarthermisches Kraftwerk.

Bei der Anbindung eines Kollektorfeldes an ein Kohlekraftwerk wird bei entsprechender Einstrahlung ein Teil der Leistung der regenerativen Speisewasservorwärmung durch Solarenergie ersetzt, so dass weniger Dampf aus den Turbinenstufen abgezapft werden muss und dieser zusätzlich zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Da die maximale thermische Leistung, die solar eingespeist werden kann, im Vergleich zur Leistung des Kohlekessels klein ist, fällt der Solaranteil mit wenigen Prozent sehr gering aus (/58/). Da aber der fossile Wirkungsgrad des Kraftwerkes durch die solare Einspeisung nicht beeinflusst wird und kaum technische Probleme zu erwarten sind, ist diese Variante der Hybridisierung eine gute Möglichkeit zur Markteinführung von konzentrierenden Solarkollektoren. Durch den Wegfall der Investition in den Kraftwerksteil verringert sich stark das finanzielle Risiko gegenüber rein solaren Varianten (Solar-Only)(/59/, /13/).

GuD-Kraftwerke nutzen Gas erst in einer Gasturbine und verwerten die Abhitze der Verbrennungsgase zur Beheizung eines Dampfkreislaufes. Durch diese Kombination werden fossile Kraftwerke möglich, die thermische Wirkungsgrade von bis zu 60 % erreichen. Das Konzept des *integrated solar combined cycle system* (ISCCS) versucht, diese modernste und effektivste Kraftwerkstechnik mit solarer Prozesswärme zu verbinden. Um größere Mengen solar erzeugten Dampfes eines Parabolrinnen- oder Fresnel-Kollektorfeldes in der nachgeschalteten Dampfturbine zu verwerten, muss entweder die Gasturbine in Teillast gehen oder die Dampfturbine überdimensioniert werden. Ersteres ist mit erheblichen Wirkungsgradeinbußen verbunden (/58/), so dass bei solarer Zusatzleistung die Gasturbine das eingesetzte Gas schlechter verstromt und der solare Zusatznutzen deutlich reduziert wird. Durch die Überdimensionierung der Dampfturbine läuft diese bei mangelnder Einstrahlung ebenfalls in Teillast und erreicht auch etwas geringere Wirkungsgrade als eine rein auf fossilen Betrieb optimierte Anlage. Das vor allem nachts zusätzlich verfeuerte Gas muss tags bei solarer Einstrahlung also erst kompensiert werden, bis das Solarfeld einen tatsächlichen Beitrag liefert.¹¹ Je größer die Überdimensionierung der Dampfturbine, desto höher kann zwar der Solaranteil ausfallen; aufgrund des schlechteren Teillastverhaltens jedoch mit verringertem solarem Wirkungsgrad. Eine falschen Auslegung eines ISCCS kann dazu führen, dass

¹⁰Gas- und Dampf-Kraftwerk

¹¹Dies gilt vor allem für GuD-Kraftwerke die in Mittellast bzw. Grundlast eingesetzt werden. Bei Einsatz für den Spitzenlastbereich ist dieser Nachteil deutlich verringert.

durch die solare Einspeisung, auf ein Jahr gesehen, mehr Gas für die Kilowattstunde verbraucht wird, als in einem Referenzkraftwerk ohne solare Unterstützung. In eine gut aufeinander abgestimmte Kraftwerkstechnik das fluktuierende Angebot eines Solarfeldes zu integrieren, erweist sich als problematisch. Auch bei dieser Variante fallen die Solaranteile demnach sinnvollerweise gering aus. Bezogen auf das Gesamtrisiko der Integration erscheint die Speisewasservorwärmung in bestehenden Kohlekraftwerken zur Markteinführung sinnvoller. Anders verhält es sich, falls es gelingt, die hohen Temperaturen von Turmkraftwerken direkt in die Gasturbine einzuspeisen (/60/), oder über entsprechende Speicherkonzepte die Teillastzeiten der Dampfturbine möglichst gering zu halten.

Eine Möglichkeit, eine Hybridisierung mit einem hohen Solaranteil zu erreichen, ist ein zum Solarfeld parallel geschalteter, gasbefuerter Verdampfer. Da das Gas bestenfalls mit dem thermischen Wirkungsgrad des dem Kollektorfeld nachgeschalteten Dampf-Prozesses umgesetzt werden kann und dieser, verglichen mit den Werten eines GuD-Kraftwerkes, um fast 50 % geringer ausfällt, sollte der Brenner nur unterstützend eingesetzt werden. Eine sinnvolle Betriebsstrategie ist, den parallelen, fossil befeuerten Verdampfer nur zu verwenden, wenn das Solarfeld Dampf liefern kann, dieser aber nicht ausreicht, die Turbine unter Vollast zu betreiben. Dadurch werden kleine Schwankungen in der Einstrahlung ausgeglichen und der Nennmassenstrom der Turbine wird öfter erreicht. Durch die fossile Zufuehrung wird der solare Wirkungsgrad erhöht, weil Teillaststunden verringert werden. Je nach Dimensionierung des Brenners und des Solarfeldes kann bei einem angenommenen Gaspreis von 0,014 €/kWh der LEC deutlich gesenkt werden. Allerdings kann es langfristig nicht sinnvoll sein, einen fossilen Energieträger mit einem vergleichsweise schlechten Wirkungsgrad zu verfeuern, um den LEC von solaren Kraftwerken zu reduzieren. Wenn das Gas allerdings, in kleinen Mengen eingesetzt, dazu dienen kann, das technische Risiko durch das Auffangen von Leistungsschwankungen des Kollektors zu minimieren, und damit vorwiegend solar betriebene Kraftwerke überhaupt erst möglich macht, so ist diese Variante sehr interessant.

In Tabelle 4.7 ist das Ergebnis einer Jahressimulation eines 50 MW_e-Kraftwerkes mit einem Gasbrenner einer thermischen Leistung von 20 MW_{th} zusammengefasst. Der Gaskessel wurde mit einem Wirkungsgrad von 95 % angenommen und seinen spezifische Kosten mit 80 €/kWh_{th}. Der Gasanteil an der insgesamt eingesetzten thermischen Energie beträgt etwa 10 % und der LEC kann um 7 % gegenüber der Solar-Only Variante verbessert werden. Für die 106,5 GWh produzierte elektrische Energiemenge wurden 37,3 GWh Gas eingesetzt. Eine Bilanz, die auch mit einem hoch effizienten GuD-Kraftwerk nicht erreicht werden kann.

Tabelle 4.7: Hybridbetrieb eines 50 MW_e Solarkraftwerkes ($D_a = 15$ cm) mit einem Gasbrenner (20 MW_{th}) am Standort Faro (DNI = 2247 kWh/m²)

Revision	Wochen	3
A	m ²	439.400
$P_{\max,el}$	MW	50,0
$P_{\max,gas}$	MW	20,0
L_1	m	3500
L_2	m	10.000
L_3	m	3400
DNI	kWh/m ²	2247,3
I_{abs}	kWh/m ²	947,9
Q_{use}	kWh/m ²	780,3
Q_{use}	Mwh	34.2711
Q_{dump}	kWh/m ²	84,0
Q_{gas}	Mwh	37.341
E_{el}	MWh	106.525
Zufeuerung	%	10,8
C_{pb}	€/kW	672,0
$C_{gas,th}$	€/kW	80,0
C_{gas}	€/kWh	0,014
C_{col}	€/m ²	134,1
annuität	-	0,0937
O&M und Versich.	%	3,0
LEC	€/kWh	0,1142

4.5 Vergleich mit der Parabolrinne

Wie in Abschnitt 2.2 erwähnt, gehört die Parabolrinne wie der Fresnel-Kollektor zu den linienfokussierenden Systemen. Sie ist seit nahezu 20 Jahren in der kalifornischen Wüste im kommerziellen Einsatz und hat damit ihre Technologiereife hinreichend bewiesen. Auch ihre Eignung für die Direktverdampfung konnte im Testbetrieb bestätigt werden (*/30/*). Der Fresnel-Kollektor muss sich also, da für dasselbe Einsatzgebiet gedacht, dem Vergleich mit der Parabolrinne stellen. Der Jahresertrag der Parabolrinne ist prinzipbedingt höher als der des Fresnel-Kollektors. Dadurch, dass sich die Hauptachsebene des parabelförmigen Spiegels der Rinne immer mit der Ebene aus Sonnenstand und Receiver deckt, fallen die Kosinus-Verluste hier geringer aus als beim Fresnel-Kollektor, wo die Hauptachse jedes einzelnen Primärspiegels immer die Winkelhalbierende von Sonnenstand und Receiverrichtung ist. Der Abstand der einzelnen Rinnen ist wesentlich größer als der Abstand der Primärspiegel des Fresnel-Kollektors, wodurch auch die Verschattungsverluste kleiner sind. Es scheint jedoch plausibel, dass der Fresnel-Kollektor aufgrund vieler Vereinfachungen diesen Nachteil durch geringere Kosten überkompensieren kann.

Um die beiden Systeme zu vergleichen und ihre Erträge und Kosten zu bewerten, wird die Parabolrinne im Folgenden unter den gleichen Randbedingungen berechnet wie der Fresnel-Kollektor. Für die Parabolrinne wird ebenfalls von der solaren Direktverdampfung ausgegangen.

Die wichtigsten geometrischen Parameter sind in Tabelle 4.8 beschrieben.

Tabelle 4.8: Geometrische Parameter der Parabolrinne (LS-3)

W_{ap}	m	5,73	Aperturweite
f	m	1,71	Brennweite
D_i	cm	5,6	Innendurchmesser des Absorberrohres
D_a	cm	7,0	Außendurchmesser des Absorberrohres

Die Parabolrinne wird zur Berechnung des Jahresertrages mit den gleichen Modellen beschrieben wie der Fresnel-Kollektor. Die optischen Eigenschaften der Parabolrinne werden durch den IAM, die Reihenendverluste und die Verluste durch Reihenverschattung beeinflusst. Der IAM $K_{\tau\alpha}$, also die Änderung des optischen Wirkungsgrades mit dem Einfallswinkel θ_i , kann mit dem Sandia-Fit nach Gleichung 4.9 beschrieben werden (*/56/*). Hier werden die optischen Fehler, der Kosinus-Verlust und die Winkelabhängigkeit der Absorption und Transmission berücksichtigt.

$$K_{\tau\alpha} = \max(\cos(\theta_i) - a_1 \theta_i - a_2 \theta_i^2, 0) , \quad (4.9)$$

$$a_1 = -0,000884 \quad 1/1^\circ,$$

$$a_2 = 0,00005369 \quad 1/(1^\circ)^2.$$

Ab hohen Zenitwinkeln (ca. 70°) verschatten sich die Kollektorreihen gegenseitig. Die Verluste durch Reihenverschattung können nach Gleichung 4.10 beschrieben werden (*/61/*):

$$\eta_{sh} = \max\left(0, 1 - \frac{W_R \cos(\theta_i)}{W_{ap}}\right) \quad (4.10)$$

Der Abstand der einzelnen Rinnen W_R entspricht üblicherweise der dreifachen Aperturweite W_{ap} der Rinne. Der optische Wirkungsgrad, bezogen auf die direkte normale Einstrahlung entsprechend Gleichung 2.16, kann wie folgt angegeben werden:

$$\eta_{opt} = \eta_0 \eta_{sh} \eta_{end} K_{\tau\alpha}, \quad (4.11)$$

$$\eta_0 = 0,753.$$

Die Reihenendverluste η_{end} werden nach Gleichung 2.21 berechnet. Die thermischen Verluste nach Gleichung 3.16 werden mit den Wärmeverlustkoeffizienten $u_0 = 0,3624 \text{ W/m}$ und $u_1 = 0,003959 \text{ W/m}^2$ angenommen (*/56/*).

Die spezifischen Kosten der Parabolrinne werden gemäß Gleichung 3.26 unter der Berücksichtigung des höheren Landbedarfs folgendermassen ermittelt:

$$C_c = (1 + \kappa_c) \frac{(C_c^d A_c + \Upsilon_O) \times (1 + \kappa_e) + 3C_l A_c + \Upsilon_I}{A_c} \quad (4.12)$$

Die Kosten für Land C_l , die Verrohrung Υ_O und die Infrastruktur Υ_I sowie der Anteil der Projektmanagement- und Ingenieurkosten κ_e werden entsprechend den Werten für das Fresnel-Feld angenommen (siehe Tabelle 3.2). Die notwendige Landfläche wird gemäß Reihenabstand mit dem dreifachen der Kollektorfläche angesetzt. Zu den spezifischen direkten Kosten C_c^d der Parabolrinne gibt es unterschiedliche Angaben. Um beide Kollektor-Systeme zu vergleichen, wird C_c^d so gewählt, dass sich gleiche Stromgestehungskosten ergeben. Damit läßt sich berechnen um, wieviel größer die spezifischen Kosten einer Parabolrinne gegenüber einem Fresnel-Kollektor sein dürfen. Als Vergleichsvariante wird der Fresnel-Kollektor mit 15 cm-Receiver verwandt. Die Kraftwerksvariante ist der einfache Prozess mit Durchflusskühlung (siehe Tabelle 4.6 linke Spalte). Die Ergebnisse sind in Tabelle 4.9 zusammengefasst.

Vergleicht man die spezifische jährliche absorbierte Strahlung beider Kollektoren, so erreicht der Fresnel-Kollektor nur etwa 70 % des Wertes der Rinne.¹² Aufgrund etwas geringerer spezifischer Wärmeverluste erreicht sein thermischer Ertrag etwa 74 % des Ertrages der Parabolrinne. Die thermische Leistung der Parabolrinne ist über den Tag gleichmäßiger als beim Fresnel-Kollektor, da diese durch die Verschattungsverluste in den Morgen- und Abendstunden zurückgeht. Damit treten beim Fresnel-Kollektor häufiger Teillastzeiten der Turbine auf und die elektrische Umsetzung der Wärme erfolgt etwas schlechter. Der elektrische Ertrag erreicht etwa 71 % der Parabolrinne.

Die Stromgestehungskosten der Parabolrinne wären bei $C_c^d = 131,8 \text{ €/m}^2$ gleich dem LEC für den Fresnel-Kollektor ($C_c^d = 90,5 \text{ €/m}^2$).

Die direkten spezifischen Kosten des Fresnel-Kollektors dürften demnach nur etwa 69 % der Kosten der Rinne ausmachen, damit der geringere Wirkungsgrad durch geringere Kosten kompensiert werden kann. Geringere Kosten für den Fresnel-Kollektor werden aus folgenden Gründen erwartet:

- Kein plastisch verformtes Glas für die Spiegel.
- Geringerer Aufwand für die Halterung und Nachführung der Primärspiegel.
- Hohe Modularität des Primärspiegelfeldes und des Receivers.
- Verwendung von Standardhalbzeugen.
- Verzicht auf Vakuum-Technik beim Receiver und damit Vermeidung von Stahlglas-Verbindungen.
- Wegen des durchgehenden und ortsfesten Absorberrohres geringere Anzahl von Ausgleichsbögen und Kugelgelenken.

Da noch kein Fresnel-Kollektor kommerziell betrieben wird, konnte bisher noch nicht gezeigt werden, ob diese Annahmen zutreffen und ausreichen, um den geringeren Wirkungsgrad gegenüber der Parabolrinne zu kompensieren. Es erscheint durchaus wahrscheinlich, dass die Fresnel-Technologie eine günstigere Alternative zu gängigen Parabolrinnensystemen ist.

Bei dem aufwändigen Prozess mit Zwischenüberhitzung verschlechtert sich der LEC für das Parabolrinnenfeld sogar geringfügig gegenüber dem einfachen Prozess. Zwar könnte man vermuten, dass die relativ teure, dafür aber effizientere Rinne in einem aufwändigeren Prozess zu geringeren Stromgestehungskosten führt, allerdings erhöhen sich die thermischen Verluste der Rinne im aufwändigen Prozess durch die höhere Mitteltemperatur um 45 %. Aufgrund der geringeren Apertur pro laufendem Meter Receiver macht sich das auf den thermischen Ertrag mit etwa 10 % (gegenüber 5,5 % Fresnel) bemerkbar. Unter den hier getroffenen Annahmen führt ein besserer, aber dafür kostenaufwändigerer Prozess bei der Parabolrinne nicht zu einem Kostenvorteil.

¹²Der Wirkungsgrad der Parabolrinne wird auf ihre Apertur bezogen, welche aufgrund der relativ starken Krümmung nicht mit ihrer Spiegelfläche übereinstimmt und etwa 10 % kleiner ausfällt. Die Bezugsgröße des Fresnel-Kollektors wiederum entspricht seiner tatsächlichen Spiegelfläche. Man erkennt, dass schon die Bezugsgrößen der Wirkungsgraddefinitionen von einander abweichen und ein quantitativer Vergleich nur unter Einbeziehung von Kosten möglich ist.

4.5 Vergleich mit der Parabolrinne

Tabelle 4.9: Ergebnisse der Jahressimulation für ein 50 MW_{el} -SolarOnly Kraftwerk mit Parabolrinne und Fresnel-Kollektor am Standort Faro (Portugal)

	Einheit	Parabolrinne	Fresnel (D _a = 15 cm)
Revision	Wochen	3	3
A	m ²	342.081	439.400
L ₁	m	12.200	3500
L ₂	m	35.500	10.000
L ₃	m	12.000	3400
<hr/>			
DNI	kWh/m ²	2247,3	2247,3
I _{abs}	kWh/m ²	1341,7	947,8
Q _{use}	kWh/m ²	980,0	711,6
Q _{dump,max}	kWh/m ²	72,0	71,3
Q _{dump,min}	kWh/m ²	8,3	9,5
Defocus ₁	kWh/m ²	67,5	24
Defocus ₂	kWh/m ²	46,0	22,7
Defocus ₃	kWh/m ²	2,7	27
E _{el}	kWh/m ²	297,5	214,1
E _{el}	MWh	101.914	94.085
<hr/>			
P _{max}	MW	50,3	50,3
C _{pb}	€/kW	672	672
C _c	€/m ²	196	134,1
Annuität	-	0,0937	0,0937
O&M und Versich.	%	3,0	3,0
<hr/>			
LEC	€/kWh	0,122	0,122

Kapitel V

Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit wurde der linear fokussierende Fresnel-Kollektor für den Einsatz in solarthermischen Kraftwerken bezüglich der Möglichkeit von Kosteneinsparungen untersucht. Das Konzept weist eine hohe Anzahl an geometrischen Freiheitsgraden auf, weshalb eine geometrische Optimierung und Analyse unter Berücksichtigung der Stromgestehungskosten durchgeführt wurde. Um einzelne Variationen zu bewerten, waren entsprechende Modelle zur Bestimmung der thermodynamischen und optischen Eigenschaften sowie der Abhängigkeit der spezifischen Kosten zu entwickeln und zu programmieren.

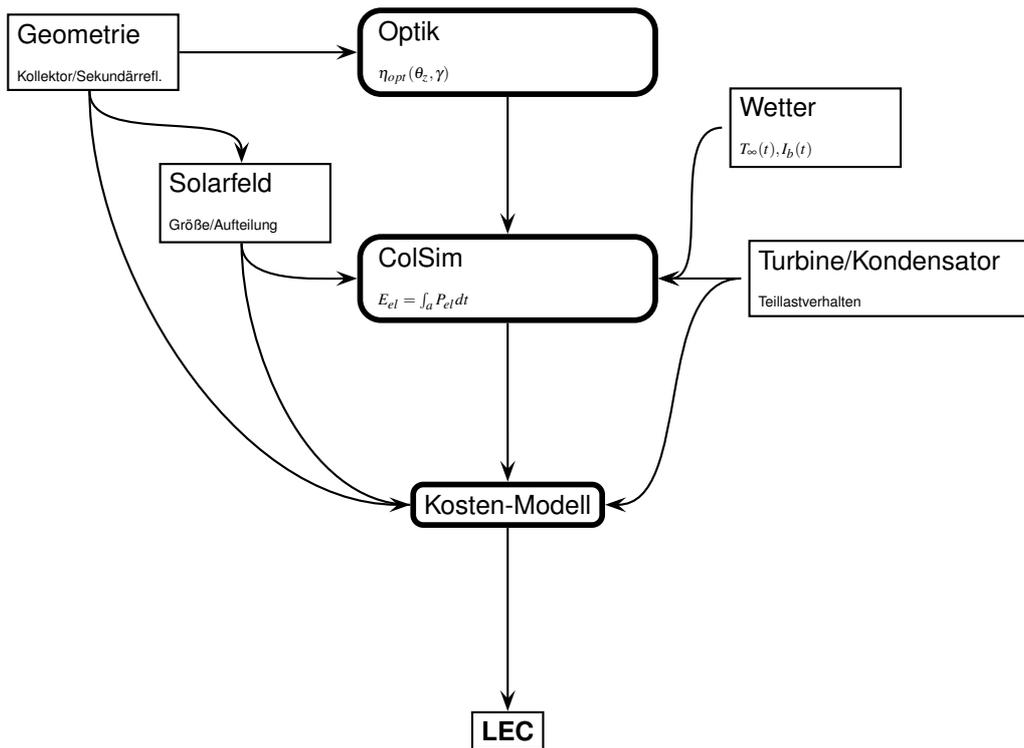


Abbildung 5.1: Darstellung der Kopplung der einzelnen Berechnungsprogramme und ihre Abhängigkeiten von den äusseren Randbedingungen zur Ermittlung des LEC und gleichzeitigen Bewertungskriteriums.

Zur Berechnung der optischen Eigenschaften wurde auf der Basis der statistischen Optik ein zeiteffizienter Algorithmus entwickelt. Zum Vergleich und zur Bestimmung des Akzeptanzbereiches unterschiedlicher Receiver wurde ein Raytracer entworfen, dessen Ergebnisse sehr gute Über-

einstimmung mit denen des Algorithmus zeigen. Ein Modell zur Beschreibung der thermodynamischen Eigenschaften des Kollektors wurde in die Simulationsumgebung *ColSim* implementiert, und mit der Einbindung von Kennfeldern zur Berücksichtigung verschiedener Kraftwerksvarianten wurde die Berechnung von jährlichen Stromerträgen auf Basis von Wetterdaten ermöglicht. Die Aufteilung der Kostenstruktur des Kollektors in seine Kostengruppen ermöglicht die Abbildung der Abhängigkeit der Kollektorkosten von der Variation geometrischer Parameter.

Durch eine Koppelung der Programme (siehe Abbildung 5.1) kann der Einfluss von Parametervariationen bezüglich Geometrie, optischer Genauigkeit, Materialeigenschaft, Kraftwerksvariante etc. auf die Stromgestehungskosten schnell ermittelt werden. Die Stromgestehungskosten stellen das geeignete Bewertungskriterium dar, weil Steigerungen von Wirkungsgraden nicht zu jedem Preis sinnvoll sind und jeweils die gesamte Prozesskette von der Solarstrahlung bis zum elektrischen Strom betrachtet wird.

Die hiermit möglich gewordenen Optimierungen konnten zeigen, dass die Ausgangsvariante ein Verbesserungspotenzial von bis zu 28 % aufweist. Es konnte dargestellt werden, dass durch die Optimierung der Receivergeometrie weitere Kostensenkungen machbar sind.

Insgesamt stellt sich das Fresnel-Konzept als vielversprechende Technologie zur regenerativen Stromerzeugung dar. Die Stromgestehungskosten können auch an sehr guten Standorten zwar noch nicht unter rein betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten mit konventionellen Kraftwerkstechniken konkurrieren. Die Mehrkosten können aber in Zukunft bei einer weiteren Kostenreduktion durch Massenproduktion und steigenden Primärenergiepreisen stark reduziert werden und schon mittelfristig konkurrenzfähig sein.

Vor einem großtechnischen Einsatz eines Fresnel-Kollektors sind die hier gemachten Annahmen experimentell an einem Prototypen zu überprüfen. Gerade die tatsächlichen Kosten und optischen Genauigkeiten haben einen großen Einfluss auf die optimale Kollektor-Geometrie und am Ende auf die Stromgestehungskosten und müssen mit größerer Sicherheit angegeben werden können.

Auch sind die Fragen zur Temperaturbeständigkeit von Spiegel- und Absorberschicht zu beantworten. Die Eignung zur Direktverdampfung und die Regel- und Kalibrierbarkeit der Primärspiegel ist im Feldtest zu bestätigen. Die Stahlkonstruktion des Kollektors ist ebenfalls unter Kosten-Nutzen-Aspekten einer Optimierung zu unterziehen.

Die regenerativen Stromerzeugungstechniken stehen am Anfang ihrer Markteinführung. Sie bergen vermutlich ein hohes Kostensenkungspotenzial durch Massenproduktion und Wirkungsgradsteigerung. Ähnlich anderen industriell erzeugten Gütern unterliegen auch diese Technologien einer Lernkurve, welche bei einer Steigerung der installierten Leistung zu niedrigeren Kosten führt. Um in Zukunft, wenn sich fossile Energieträger aufgrund von Verknappung und steigender Nachfrage verteuern, von dieser Kostenreduktion, gerade auch im Hinblick auf das damit verbundene steigende Konfliktpotential, zu profitieren, müssen jetzt die Mehrkosten zur Stromgewinnung in Kauf genommen werden. Gerade solarthermische Kraftwerke bieten durch die Möglichkeit der Hybridisierung auf Kraftwerksebene eine auch wirtschaftlich interessante Option für die Einführung regenerativer Energien im großtechnischen Maßstab.

Anhang A

Randstrahlprinzip

Nach dem Randstrahlenprinzip (/19/) zur Konstruktion idealer nichtabbildender Reflektoren ist es ausreichend, den Rand des Phasenraumes der Quelle auf den Rand des Phasenraumes des Absorbers abzubilden. Für eine Quelle mit dem maximalen Winkel θ_a und einem kreisförmigen Absorber bedeutet das, dass die Lichtstrahlen, die unter einem Winkel von θ_a auf die Eingangsapertur des Reflektors fallen, tangential auf den Absorber reflektiert werden müssen.

Aus Abbildung A.2 ist ersichtlich, dass der Winkel ϕ des Reflektors folgender Beziehung entsprechen muß:

$$\phi = \frac{\theta_a + \alpha + \beta}{2},$$

mit den Winkeln :

$$\alpha = \arctan\left(\frac{f(x)}{x}\right), \tag{A.1}$$
$$\beta = \arccos\left(\frac{R}{\sqrt{x^2 + f(x)^2}}\right).$$

Damit kann die Differentialgleichung des Reflektors angegeben werden:

$$f'(x) = \begin{cases} \alpha + \beta < \theta_a & \tan\left(\frac{\theta_a + \alpha + \beta}{2}\right) \\ \alpha + \beta \geq \theta_a & \tan(\alpha + \beta) \end{cases} \tag{A.2}$$

Ab $\alpha + \beta \geq \theta_a$ entspricht die Kurve einer Evolvente (siehe Abbildung A.1). Die Differentialgleichung A.2 kann ausgehend von einem Startpunkt (x_0, y_0) numerisch gelöst werden:

$$\begin{aligned} x_{n+1} &= x_n + \Delta x \\ y_{n+1} &= y_n + f'(x_n)\Delta x \end{aligned} \tag{A.3}$$

Für einen idealen Reflektor muss der Startpunkt so gewählt werden, dass die resultierende Kurve auf der Symmetrieachse den Kreis berührt.

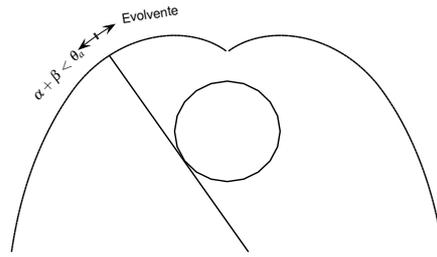


Abbildung A.1: Aufteilung des Sekundärreflektors in zwei Bereiche (siehe Gleichung A.2).

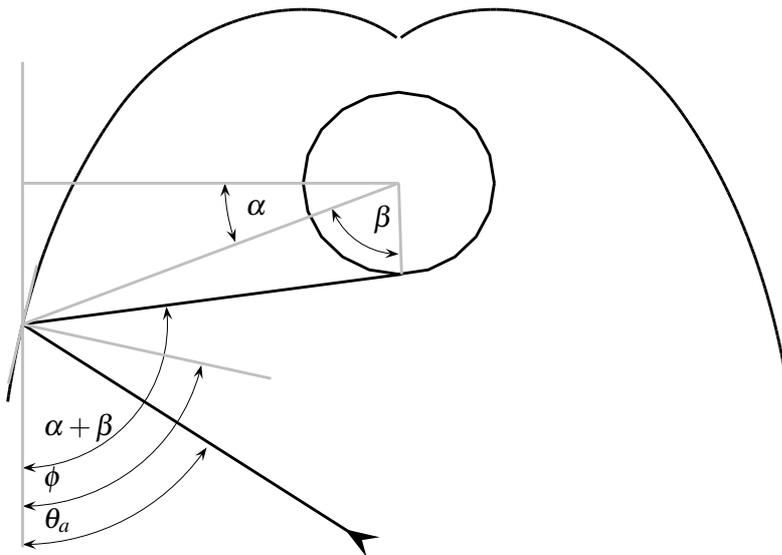


Abbildung A.2: Winkeldefinitionen zur Herleitung des idealen Reflektors

Anhang B

CFD

Die Wärmeverluste des Receivers werden im Wesentlichen durch zwei Mechanismen bestimmt:

- Konvektion
- Strahlung

Konvektion Im Receiver selbst handelt es sich um eine durch Temperaturgradienten induzierte Strömung (freie Konvektion), welche Wärme vom Absorberrohr abtransportiert. Die freie Konvektion kann, wie jede Strömung, mathematisch durch die Erhaltungsgleichungen für Masse, Impuls und Energie beschrieben werden. Die temperaturbedingte Dichteänderung wird lediglich im Auftriebsterm der Impuls-Gleichung berücksichtigt, so dass die Erhaltungsgleichungen inkompressibel betrachtet und damit vereinfacht werden können. Diese Vereinfachung wird als Boussinesq-Approximation bezeichnet und ist für relativ große Temperaturdifferenzen gültig. Die Dichteänderung aufgrund von Druckunterschieden ist erst ab Strömungsgeschwindigkeiten nahe der Schallgeschwindigkeit von Bedeutung. Die Konvektions-Strömung ist in dem hier betrachteten Fall turbulent. Dadurch wird der Impulsaustausch durch sehr kleine Wirbel mitbeeinflusst, und das Lösungsgebiet müsste zur korrekten Abbildung dieser Vorgänge numerisch sehr fein aufgelöst werden. Eine gängige Vereinfachung ist die Aufteilung der Geschwindigkeitskomponenten in einen zeitlich gemittelten und einen davon abweichenden stochastischen Anteil. Durch dieses Vorgehen ergibt sich in der gemittelten Impuls-Gleichung ein zusätzlicher, durch die Turbulenz erzeugter Reibungsterm. Dieser Reibungsterm wird über ein entsprechendes Turbulenzmodell berechnet.

Strahlung Der Strahlungsaustausch der beteiligten Oberflächen ist durch ihre Lage zueinander, ihre Temperaturen und durch ihre Emissivitäten beschrieben.

Zur Ermittlung der Wärmeverluste bei bestimmten Fluidtemperaturen wurde das Software-Paket Fluent benutzt. Die wesentlichen Einstellungen und Randbedingungen sind in den Tabellen B.1 und B.2 zusammengefasst.

Tabelle B.1: Einstellungen für die CFD-Simulationen mit FLUENT

Model	Einstellung
Dimension	2D
Zeit	Instationär, 2. Ordnung implizit
Dichte	Boussinesq-Modell
Turbulenz	Standart k- ϵ Turbulenzmodell
Strahlung	<i>Discrete Ordinate Model</i>

Tabelle B.2: Randbedingungen für die CFD-Simulationen mit FLUENT

Randbedingung	Einstellung
Fluidtemperatur T_f	400–700 K
Wärmestromdichte Rohraußenwand	siehe Abbildung 4.20b
Umgebungstemperatur T_∞	300 K
Wärmeübergangskoeffizient Fluid/Rohrwand α_i	3000 W/m ² K
Wärmeübergangskoeffizient Receiver/Umgebung α_a	30 W/m ² K
Emissivität Rohrwand ε	0,08–0,3

In Abbildung B.1a ist die Temperaturverteilung im Receiver bei einer Fluidtemperatur von 700 K dargestellt. Gut erkennbar ist die Temperaturschichtung des Luftvolumens. An der unteren Receiver-Abdeckung ergeben sich deutlich geringere Temperaturen als im oberen Bereich des Sekundärreflektors.

Die Geschwindigkeitsverteilung ist in Abbildung B.1b zu sehen. Direkt über dem Absorberrohr stellt sich eine Aufwärtsströmung ein, welche für den konvektiven Wärmeverlust sorgt.

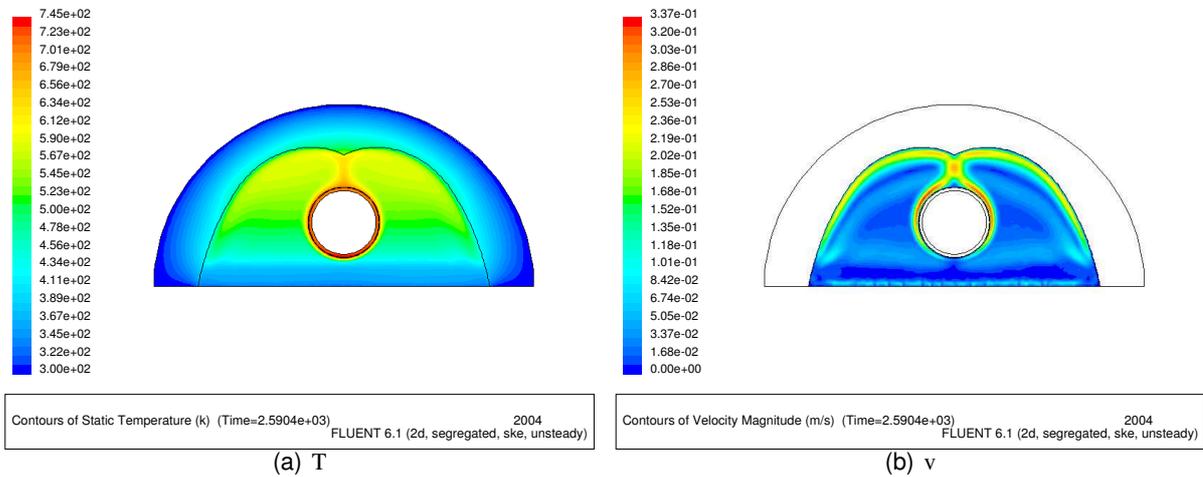


Abbildung B.1: Temperatur- und Geschwindigkeitsverteilung im Receiver bei einer Fluidtemperatur von $T_f=426,9\text{ °C}$ (700 K)

Anhang C

FEM

Zur Berechnung der Temperaturverteilung und der mechanischen Spannungen in der Absorberrohrwand wurde das FEM-Software-Paket ANSYS eingesetzt. Die Temperaturverteilung wird durch die Beleuchtungsstärkeverteilung (siehe Abbildung 4.20, S. 76), den inneren Wärmeübergang, die Fluidtemperatur sowie durch die Wärmeleitfähigkeit λ beeinflusst. Zur Bestimmung der mechanischen Spannungen wurde die Temperaturverteilung dem Modell als Randbedingung aufgeprägt. Um die Überlagerung der thermischen Spannungen und der Druck- und Biegebeanspruchung zu erfassen, musste ein dreidimensionales Modell gewählt werden. Die Lösung des Problems wiederholt sich an den Rohrabstützungen periodisch und kann auf die Betrachtung einer halben Periode reduziert werden. Hierfür wird der Freiheitsgrad der Verschiebung in Längsrichtung an den Knoten der Schnittebene von Feldmitte und Abstützung jeweils gekoppelt. Damit wird eine thermische Ausdehnung ermöglicht, eine Verdrehung dieser Ebenen aber verhindert.

In der Abbildung C.1 ist die Temperaturverteilung für ein 7 und 15 cm-Rohr bei einer Fluidtemperatur von 400 °C dargestellt. Aufgrund der größeren Wandstärke ergeben sich bei sonst gleichen Randbedingungen bei dem 15 cm-Rohr höhere Temperaturen ($T_{max,15\text{cm}} = 456\text{ °C}$) als bei 7 cm-Rohr ($T_{max,7\text{cm}} = 448\text{ °C}$). Auch die thermischen Spannungen haben bei größeren Rohrdurchmessern einen stärkeren Einfluss (siehe Abbildung C.2).

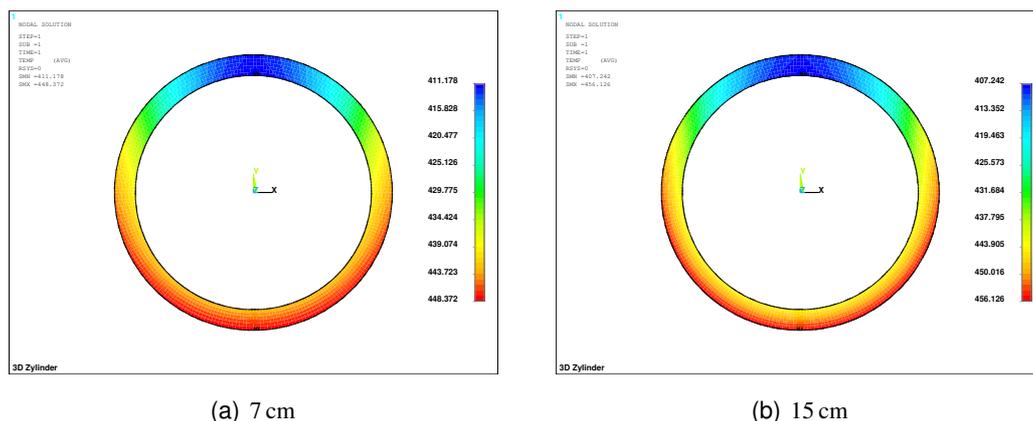
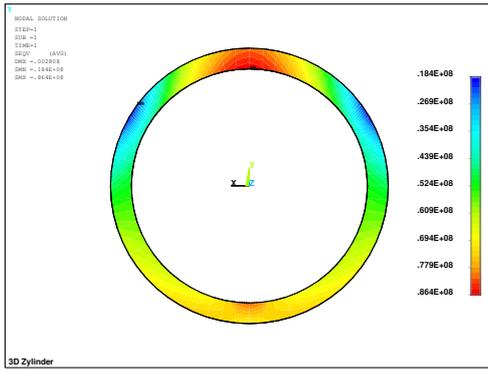


Abbildung C.1: Temperaturverteilung eines 7 cm- und 15 cm-Rohres ($I_b = 800\text{ W/m}^2$, $\alpha_i = 1000\text{ W/m}^2$, $\lambda = 37\text{ W/mK}$)



(a) 7 cm



(b) 15 cm

Abbildung C.2: Vergleichsspannung σ_v in der Auflagerebene eines 7 cm- und 15 cm-Rohres ($P_i = 60$ bar, $L_{Stz} = 8$ m, $I_b = 800$ W/m², $\alpha_i = 1000$ W/m², $\lambda = 37$ W/mK)

Anhang D

Kostenannahmen

Tabelle D.1: Verteilung der direkten Kollektorkosten auf die einzelnen Baugruppen ($A_c = 304.000 \text{ m}^2$)

Spiegelfeld		€/m Primärspiegel	Primärspiegel	€/m Kollektor	€/m ² Primärspiegel
		30,5	48	1466,1	61,3
	Spiegel	5,3		252,0	10,5
	Halterung	9,2		442	18,4
	Lager	2,9		137,5	5,7
	Nachführung & Steuerung	3,1		146,2	6,1
	Aufständering	4,3		206,4	8,8
	Waschanlage	0,54		25,7	1,1
	Diverses	0,93		44,6	1,9
	Transport & Verpackung	0,9		43,2	1,8
	Montage	3,5		168,9	7,0
Absorber				€/m Kollektor	€/m ² Primärspiegel
				654,1	27,3
	Absorberrohr			161,3	6,7
	Sputtern			56,6	2,4
	Schweißen			116,4	4,9
	Spiegel, Glasscheibe			44,2	1,8
	Halterungen, Struktur			136,7	5,7
	Transport & Verpackung			26,4	1,1
	Montage			112,6	4,7
Receiver-Aufständering		€/m ²	H [m] ^{(9+4) m}	€/m Kollektor	€/m ² Primärspiegel
		19,8	13	257,2	10,7
	Struktur	14,23		185,0	7,7
	Transport & Verpackung	0,9		11,8	0,49
	Montage	4,66		60,5	2,5
Summe				€/m Kollektor	€/m ² Primärspiegel
				2377	99,29
	Primärspiegelfeld			1466,1	61,3
	Absorber			654,1	27,2
	Receiver-Auftändering			257,2	10,7
Diverses		€/Mwel	MW	€	€/m ² Primärspiegel
		80.040	50	4.002.000	13,2
	Abschreibung Maschinen	32.400		1.620.000	5,3
	Mess- und Regelungsmaterial	3700		185.000	0,6
	Blitzableiter	3780		189.000	0,62
	Verrohrung	40.160		2.008.000	6,60
Summe Solarfeld			A_c [m ²]	€	€/m ² Primärspiegel
			304.000	34.197.154	112,5
	Solarfeld			30.195.154	99,29
	Diverses			4.002.000	13,16
zusätzlicher Aufwand		%		€	€/m ² Primärspiegel
		22,50		7.694.360	25,3
	Ingenieurleistung	5,00		1.709.858	5,6
	Projektmanagement	5,00		1.709.858	5,6
	Vergabe	2,50		854.929	2,81
	Lizenz	10,00		3.419.715	11,3
Summe gesamt		€/Mwel		€	€/m ² Primärspiegel
				45.616.000	150,0
	Summe Solarteil			34.197.154	112,5
	zusätzlicher Aufwand			7.694.359	25,3
	Infrastruktur	10.000		500.000	1,6
	Land and Präparierung			912.300	3
	zusätzl. Infrastr.	2800		140.000	0,46
	Eventualitäten	5,00		2.172.190	7,1

Literaturverzeichnis

- /1/ KALTSCHMITT, M. ; WIESE, A.: *Erneuerbare Energien*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1997
- /2/ SCHÖNWIESE, C.: *Klimaveränderungen*. Springer Verlag, 1995
- /3/ QUASCHNING, V.: *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*. Fortschritts-Berichte VDI, 2000
- /4/ HAKE, J. F. ; SCHULZE, K.: *Ausbau erneuerbarer Energiequellen in der Stromwirtschaft*. Bd. 2. Umwelt. Forschungszentrum Jülich, 1997
- /5/ PRICE, H. ; KEARNEY, D.: Reducing the Cost of Energy from Parabolic Trough Solar Power Plants ISES International Solar Energy Conference, 2003
- /6/ FRANCIA, G.: Pilot Plants of Solar Steam Generating stations. In: *Solar Energy* 12 (1968), S. 51
- /7/ FEUERMANN, D. ; GORDON, J. M.: Analysis of a Two-Stage Linear Fresnel Reflector Solar Concentrator. In: *Solar Energy* 113 (1991), S. 272
- /8/ MILLS, D. R. ; MORRISON, G. L.: Compact Linear Fresnel Reflector Solar Thermal Power Plants. In: *Solar Energy* 68 (2000), S. 263–283
- /9/ MILLS, D. ; MORRISON, G.L. ; LE LIÈVRE, P.: Design of a 240 MW_e Solar Thermal Power Plant, EuroSun, 2004
- /10/ Technische und wirtschaftliche Machbarkeits-Studie zu horizontalen Fresnel-Kollektoren, Abschlußbericht / BMU. 2003. – Forschungsbericht
- /11/ Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants / The World Bank Washington, D.C. The World Bank Washington, D.C., 1999. – Forschungsbericht
- /12/ CHARLES, R ; J., Smith ; DAVIS, K.: Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts / Sargent & Lundy. Department of Energy and National Renewable Energy Laboratory, USA, 2003. – Forschungsbericht
- /13/ LERCHENMÜLLER, H. ; MERTINS, M. ; MORIN, G. ; HÄBERLE, A.: Fresnel-Collectors in hybrid Solar Thermal Power Plants with high Solar Shares, EuroSun, 2004
- /14/ MERTINS, M. ; LERCHENMÜLLER, H. ; HÄBERLE, A. ; HEINZEL, V.: Geometry Optimization of Fresnel-Collectors with economic assesment EuroSun, 2004

- /15/ GOETZBERGER, A. ; WITTWER, V.: *Sonnenernergie, Technische Nutzung*. Teubner, Stuttgart, 1989
- /16/ WALZEL, M. D. u.: A Solar Flux Density Calculation for a Solar Tower Concentrator Using A Two-Dimensional Hermite Function Expansion. In: *Solar Energy* 19 (1977), S. 239
- /17/ WINTER, C.-J. ; SIZMANN, R.L. ; VANT-HULL, L.L.: *Solar Power Plants*. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 1991
- /18/ NEUMANN, A. ; WITZKE, A. ; SCOTT, J. ; SCHMITT, G.: Representative Terrestrial Solar Brightness Profiles. In: *ASME J. of Solar Energy Engineering* 124 (2002), S. 198–204
- /19/ WELFORD, W.T. ; WINSTON, R.: *The Optics of Nonimaging Concentrators*. Academic Press, 1978
- /20/ RIES, H.: *Konzentration Diffuser Strahlung*, Universität München, Diss., 1984
- /21/ MIÑANO, J.C. ; LUQUE, A.: Limit of concentration under extended nonhomogeneous light sources. In: *Applied Optics* 22 (1983), S. 2751–2760
- /22/ DUFFY, S. ; BECKMANN, W.: *Solar engineering of Thermal Processes*. John Wiley & Sons, Inc. New York, 1991
- /23/ GOSWANI, Yogi ; FRANK, Kreith ; KREIDER, Jan: *Principles of Solar Engineering*. Taylor & Francis, 1999
- /24/ ROMERO, M. ; R., Buck ; PACHECO, J.: An Update on Solar Central Receiver Systems, Projects, and Technologies. In: *ASME J. of Solar Energy Engineering* 124 (2002), S. 98–108
- /25/ SUGARMEN, C ; RING, R. ; BUCK, R. ; UHLIG, R. ; BEUTER, M. ; MARCOS, M. ; FERNANDEZ, V.: Solar-Hybrid Gas Turbine Power System SolarPACES International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies, 2002, S. 101–108
- /26/ BECKER, M. ; W., Meinecke: *Solarthermische Anlagentechnologien im Vergleich*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 1992
- /27/ MANCINI, T. ; HELLER, P. ; BUTLER, B. u.: Dish-Sterling Systeme: An Overview of Development and Status. In: *ASME J. of Solar Energy Engineering* 125 (2003), S. 135–151
- /28/ Solarthermische Kraftwerke II / VDI. 1995. – Forschungsbericht
- /29/ PRICE, H. ; LÜPFERT, E. ; KEARNEY, D. ; ZARZA, E. ; COHEN, G. ; GEE, R.: Advances in Parabolic Trough Solar Power Technology. In: *Journal of Solar Energy Engineering* 124 (2002), S. 109–125
- /30/ ECK, M. ; STEINMANN, W.-D.: Direct Steam Generation in Parabolic Troughs: First Results of the DISS Project. In: *ASME J. of Solar Energy Engineering* 124 (2002), S. 134–139
- /31/ SCHLAICH, J.: *The Solar Chimney*. Deutsche Verlags-Anstalt, Stuttgart, 1994
- /32/ HEINZEL, V.: *Energiesysteme I. Teil*. Skript zur Vorlesung, 1999
- /33/ TABOR, H.: Solar Ponds. In: *Solar Energy* 27 (1981), S. 181–194
- /34/ MORIN, G.: *Auslegung und Wirtschaftlichkeitsanalyse eines solarthermischen Kraftwerks auf der Basis von linearfokussierenden Fresnel-Kollektoren*, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Diplomarbeit, 2003

- /35/ MAY, E.K. ; MURPHY, L.M.: Performance Benefits of the Direct Generation of Steam in Line-Focus Solar Collectors. In: *Journal of Solar Energy Engineering* 105 (1983), S. 126–133
- /36/ ZARZA, E. ; VALENZUELA, L. ; LÉON, J. ; WEYERS, H. ; EICKHOFF, M. ; ECK, M. ; HENNEKE, K.: The DISS Project: Direct Steam Generation in Parabolic Trough Systems. Operation and Maintenance Experience and Update on Project Status. In: *ASME J. of Solar Energy Engineering* 124 (2002), S. 126–133
- /37/ PETTIT, R.: Characterization of the reflected beam profile of solar mirror materials. In: *Solar Energy* 19 (1977), S. 733–741
- /38/ KÖHNE, R. ; KLEIH, J.: Forschungsbericht DFVLR-FB 87-29 / DLR. Institut für Technische Thermodynamik Stuttgart, 1987. – Forschungsbericht
- /39/ WEINREBE, G.: *Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken*, Universität Stuttgart, Diss., 2000
- /40/ BOX, M. E.: *A note on the generation of random normal deviates*. Bd. 29. *Annals Math. Stat.*, 1958. – 610 S
- /41/ BIGGS, F. ; VITTITOE, C.N.: The HELIOS Model for the Optical Behavior of Reflecting Solar Concentrators, SAND76-0347 / Sandia National Laboratories. Albuquerque NM, 1979. – Forschungsbericht
- /42/ RABL, A.: *Active Solar Collectors and their Applications*. Oxford University Press, New York, 1985. – 46 S
- /43/ MACINTIRE, W. R.: Factored Approximations for Biaxial Incident Angle Modifiers. In: *Solar Energy* 29 (1982), S. 315–322
- /44/ RÖNNELIED, M. ; PERERS, B. ; KARLSSON, B.: On the factorization of incident angle modifiers for cpc collectors. In: *Solar Energy* 59 (1997), S. 281–286
- /45/ VDI-WÄRMEATLAS: *Berechnungsblätter für den Wärmeübergang*. VDI-Verlag, 7. Auflage, 1994
- /46/ WITTWER, C.: *ColSim Simulation von Regelungssystemen in aktiven Solarthermischen Anlagen*, Universität Karlsruhe, Diss., 1998
- /47/ KLEIN, S. ; BECKMANN, W.: *A transient simulation program*. solar energy lab: madison wisconsin, 1988
- /48/ KERNIGHAN, B. ; D., Ritchie: *Programmieren in C*. Carl Hanser Verlag, München Wien, 1990
- /49/ QUASCHNING, V. ; ORTMANN, W. ; KISTNER, R. ; GEYER, M.: greenius - A new simulation environment for technical and economical analysis of renewable independent power projects Proceedings of Solar Forum 2001, Washington, DC, 2001
- /50/ TRIEB, F.: SOKRATES Finanzierungsinstrumente für die Markteinführung solarthermischer Kraftwerke / DLR and WI and FhG ISE. 2003. – Forschungsbericht
- /51/ TRIEB, F.: SOKRATES-Projekt Solarthermische Kraftwerkstechnologie für den Schutz des Erdklimas / DLR and WI and FhG ISE. 2004. – Forschungsbericht

- /52/ GÖPPEL, H.: *Investitions- und Bilanztheorie*. Institut für Entscheidungstheorie und Unternehmensforschung, TU Karlsruhe, 1999
- /53/ COHEN, G. ; KEARNEY, D. ; KOLB, G.: Final Report on the operation and maintenance improvement program for CSP / Sandia National Laboratories. Sandia National Laboratories, 1999. – Forschungsbericht
- /54/ RECHENBERG, I.: *Evolutionsstrategie*. Friedrich Frommann Verlag, 1994
- /55/ BEITZ, W. ; K.-H., Küttner: *Taschenbuch für den Maschinenbau*. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 1995
- /56/ QUASCHNING, V. ; KISTNER, R. ; ORTMANN, W.: Influence of Direct Normal Irradiance Variation on the Optimal Parabolic Trough Field Size: A Problem Solved with Technical and Economical Simulations. In: *ASME J. of Solar Energy Engineering* 124 (2002), S. 160–164
- /57/ MARKO, A.: *Integrierte Konzepte zum Einsatz der Solarenergie in der Kraftwerkstechnik*, Universität Karlsruhe, Diss., 1995
- /58/ BOCKAMP, S. ; LERCHENMÜLLER, H. ; MERTINS, Max ; ANDERE: *Solar Thermal Power Generation*, Powergen Europe, 2003
- /59/ MORIN, G. ; LERCHENMÜLLER, H. ; MERTINS, M. ; FRUTH, M.: *Plug-in Strategy for Market Introduction of Fresnel-Collectors*, SolarPaces, Mexiko, 2004
- /60/ KRIBUS, A. ; ZAIBEL, D. ; CAREY, D. ; SEGAL, A. ; KARNI, J.: A Solar-Driven Combined Cycle Power Plant. In: *Solar Energy* 62 (1998), S. 121–129
- /61/ KISTNER, R.: *Simulation of thermal power plants and their evaluation emphasizing on energy economic issues and financing issues*, Universität Stuttgart, Diss., 2003