



Bachelorarbeit

Die transiente thermo-optische Simulation der
solaren Erwärmung eines Testreceivers

Maschinenbau B.Sc.

Vorgelegt von

Isabell Reisch

Matr.-Nr.: 840000

Ausgabedatum: 04.01.2021

Abgabedatum: 29.03.2021



Betreuer Hochschule:

Prof.-Dr.-Ing. Markus Eck

Betreuerin DLR:

Dipl.Ing. Cathy Frantz



Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Es wurden keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt. Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Stuttgart, 25.03.2021

Ort, Datum

I. Reisch

Unterschrift

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen bedanken, die mich während meiner Bachelorarbeit unterstützt haben.

Besonders bedanken möchte ich mich bei Frau Dipl.-Ing. Cathy Frantz für die Übernahme des Amtes als Zweitprüferin und die umfassende fachliche sowie persönliche Betreuung während des gesamten Arbeitsprozesses, die maßgeblich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben. Zudem möchte ich mich bei allen DLR-Mitarbeiter*innen bedanke, die sich trotz der erschwerten Arbeitsbedingungen in der Pandemiezeit, immer die Zeit genommen haben, mir viele Dinge zu erklären und mir einen Einblick in Ihren Arbeitsalltag zu geben.

Großer Dank gilt ebenfalls Herrn Prof. Eck für die umfangreiche Betreuung und Beratung sowohl während meiner Bachelorarbeit beim DLR als auch während des Studiums an der Hochschule Osnabrück.

Nicht zuletzt gilt besonderer Dank Judith, meiner Familie sowie Jonas für seinen Rückhalt und seiner Unterstützung ohne die diese Arbeit nicht möglich gewesen wäre.

Kurzfassung

Im Rahmen dieser Arbeit wurde mithilfe von thermischen und optischen Simulationstools eine Strategie für die solaren Erwärmung eines Testreceiver entwickelt. Ziel war es, einen möglichst variablen Lösungsansatz zu ermitteln, so dass die solare Erwärmung unabhängig vom Tag im Jahr und Tageszeit realisierbar ist. Die Basis der Strategieentwicklung stellten zum einen die definierte Zieltemperatur von 350 °C und zum anderen die maximale Temperaturerhöhung um 30 °K/min dar. Für die Entwicklung der Strategie wurde mithilfe des FEM-Programms ANSYS Mechanical APDL die thermischen Parameter ermittelt. So konnten Aussagen über die aufzuprägenden Flusssichten getroffen werden, aus denen sich die Anzahl an Vorwärmheliostaten berechnen ließ. Zudem konnte, abhängig von der Temperatur des Receivers, eine maximal zulässige Flusssichte zur Einhaltung der Temperaturrampe definiert werden.

Daraufhin folgte die optische Analyse unter Verwendung einer Strahlungsverfolgungssoftware, um die Zusammenhänge verschiedener optischer Einflüsse auf die solare Flusssichte zu ermitteln und zu parametrisieren. Aus den Ergebnissen der optischen Analyse konnte ein Zusammenhang hergeleitet werden, der die Anzahl der auszurichtenden Heliostaten abhängig von der gewünschten Flusssichte und abhängig vom Tag im Jahr und der Uhrzeit berechnet. Mithilfe dieses Zusammenhangs und mithilfe des Zusammenhangs zur Einhaltung der maximalen Temperaturrampe, konnte der Ablauf der solaren Erwärmung konkretisiert und die Strategie finalisiert werden. Es folgte eine beispielhafte Simulation der Erwärmung des Receivers. Hierfür wurde der Receiver mit einer orts aufgelösten Flusssichte beaufschlagt, die schrittweise erhöht wurde. Die schrittweise Erhöhung wurde zuvor über die Anzahl an fokussierten Heliostaten berechnet. Der lokale Temperaturverlauf und der Verlauf der Temperaturtransienten wurden ausgewertet und es wurde verglichen, ob alle kritischen Bereiche bezüglich der Einhaltung der Temperaturrampe erfasst werden konnten. Zudem wurden die Endtemperatur und die auftretenden Temperaturminima innerhalb des Receivers untersucht. Als Ergebnis konnte die Machbarkeit der Vorwärmstrategie bestätigt werden.

Abstract

Within the scope of this thesis, a strategy for solar heating of a test receiver was developed by utilizing optical and thermal simulation tools. The goal was to determine a solution that is as variable as possible so that solar heating can be realized regardless of the day of the year and time of the day. The basis for the development of the strategy was the defined target temperature of 350 °C on the one hand and the maximum temperature increase of 30 °K/min on the other. For the development of the strategy, the thermal parameters were determined using the FEM program ANSYS Mechanical APDL. From this, the solar flux density and the number of preheat heliostats were concluded. Furthermore, the relation between the receiver temperature and the maximum permitted solar flux density, which ensures a maximum temperature increase of 30 K/min were identified.

This was followed by an optical analysis using a raytracing software to determine and parameterize the relationships of various optical influences on the solar flux density. From the results of the optical analysis, a relationship was derived that calculates the number of heliostats to be aligned as a function of the desired flux density and as a function of the day of the year and time of the day. On basis of the results of the thermal and optical analysis, a solar preheat strategy could be demonstrated. Afterwards, a simulation of a preheat process was made in ANSYS Mechanical APDL. The test receiver was implemented and exposed to an inhomogeneous flux density distribution that was gradually increased. The local temperature curve and the temperature transients were examined. The results were compared to the developed relationships to analyze if all critical point, in case of the maximal temperature increase, were recognized during the preheat process. In addition, the final temperature and the occurring temperature minima within the receiver were investigated. As a result, the feasibility of the preheating strategy could be confirmed.

Aufgabenstellung

Eine vielversprechende Strategie, um eine stabile Energieversorgung durch erneuerbare Energien zu sichern, bietet das Solarturmkraftwerk. In diesem Kraftwerk wird die Solarstrahlung mittels mehrerer tausend beweglicher Spiegel, genannt Heliostaten, auf einem Punkt fokussiert. Die gebündelte Strahlung trifft auf einen Receiver, der sich in einem bis zu 200 Meter hohen Turm befindet. Dieser Receiver besteht aus Absorberpanels, die sich wiederum aus mehreren Absorberrohren zusammensetzen. Er dient somit als Wärmeübertrager, der die fokussierte Energie der Sonne an einem in den Absorberrohren zirkulierenden Flüssigsalzkreislauf abgibt. Somit können Temperaturen der Salzschnmelze von bis zu 565°C erreicht werden [1], was ein gutes Temperaturniveau für einen anschließenden Wärme-Kraft-Prozess darstellt. Durch die Nutzung des Flüssigsalzes als zirkulierendes Medium ist eine Energieversorgung auch bei Nacht möglich. Das erhitze Flüssigsalz wird in einen isolierten Tank geleitet und steht zur Stromversorgung in nicht-sonnigen Stunden weiter zur Verfügung. Eine große Herausforderung für Solarturmkraftwerke, die die Salzschnmelze als Wärmeübertragermedium nutzen, stellt der Erstarrungspunkt der Salzschnmelze bei 238°C dar [2]. Bei Nacht kühlt der Receiver bis auf Umgebungstemperatur aus und muss deshalb am Morgen, bevor die Salzschnmelze zirkulieren kann, aufgewärmt werden. Somit kann die Erstarrung der Schnmelze und damit eine Schädigungen des Receivers verhindert werden [3].

In dieser Arbeit soll die transiente, solare Erwärmung des Receivers mithilfe von thermischen FEM-Tools simuliert werden. Hierbei sollen verschiedenen Einflüsse, wie die Intensität der Sonne und der Sonnenstand berücksichtigt werden, um einen variablen Lösungsansatz der Erwärmung zu entwickeln. Als Ziel der entwickelten Aufwärmstrategie soll der Receiver eine Temperatur von 350 °C aufweisen und eine maximale Temperaturrampe von 30 K/min während der Erwärmung nicht überschreiten.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Installierte Kapazität aller konzentrierenden solarthermische Kraftwerke weltweit in den letzten Jahren-die dunklen Farben beschreiben die existierenden Anlagen, die hellen Farben die Anlagen, die zurzeit gebaut werden (Quelle: [10]).....	2
Abbildung 1-2: Dish-Anlage (Quelle: DLR/Ernsting).....	3
Abbildung 1-3:Parabolrinnen-Anlage (Quelle: Centrale Solaire Noor owned by masen © Ciments du Maroc)	3
Abbildung 1-4: Solarturmkraftwerk (Quelle: Gemasolar solar thermal plant owned by Torresol Energy © Sener)	3
Abbildung 1-5: Versuchskraftwerk Jülich mit Multifokusturm(rechts), Solarturm (links) und Heliostatenfeld (Quelle: DLR (CC-BY 3.0))	4
Abbildung 2-1: Aufbau des Solarturmkraftwerkes mit Salz als Wärmeträgerfluid	5
Abbildung 2-2: Nordfeld (links) und Rundumfeld (rechts) (Quelle [15]).....	7
Abbildung 2-3: Aufbau des externen Receiver (Quelle [15]).....	8
Abbildung 3-1: Aufbau des Solarreceiver Systems (Quelle [23]).....	10
Abbildung 4-1: zeitlicher Ablauf der Erwärmung des MSEE Receivers (Quelle[19])	12
Abbildung 4-2: Definition des Sonnenstandes (Quelle [35])	16
Abbildung 5-1: Receivermodell mit Strahlenschutz	18
Abbildung 5-2: Receivermodell ohne Strahlenschutz	18
Abbildung 5-3: Skizze des Verlaufs der Begleitheizung	19
Abbildung 5-4: Emissionsgrad in Abhängigkeit der Temperatur von Pyromark 2500.....	21
Abbildung 5-5: Erwärmung des Strahlungsschutzes bei der Annahme der geringsten Verluste.	31
Abbildung 6-1: Aufbau Heliostatenfeld in Jülich mit ausgewählten Vorwärmheliostaten gelb umrandet.....	42
Abbildung 6-2: Prinzipskizze der Kommunikation zwischen Operator und HeliOS	48
Abbildung 7-1: Für die Erwärmung ausgewählte Heliostaten im Heliostatenfeld Jülich nach dem 1., 2., 3. Schritt	55
Abbildung 7-2: Strahlungsflussdichteverteilung beim simulierten Lastfall durch implementieren der Flux-Map	58
Abbildung 7-3: Temperaturverlauf der Endtemperatur des Receivers des simulierten Aufwärmvorgangs	59
Abbildung 7-4: Temperaturverlauf Absorberrohr- Pfeil deutet äußeres Rohr und ausgewertete Strecke an	63

Diagrammverzeichnis

Diagramm 5-1: Anteil der Strahlung in Abhängigkeit der Rohroberseiten-/ und Rohrunterseitentemperatur	27
Diagramm 5-2: Elektrische transiente Erwärmung von Sammler und Verbindungsbögen.....	29
Diagramm 5-3: Wärmestromdichte in Abhängigkeit der stationären Temperaturen und der maximalen und minimalen Verluste	33
Diagramm 5-4: Ermittlung der minimalen Wärmestromdichte unter Betrachtung der niedrigen Verluste	34
Diagramm 5-5: Ermittlung der minimalen Wärmestromdichte unter Betrachtung der hohen Verluste	35
Diagramm 5-6: auftretende Temperaturgradienten innerhalb einer Minuten bei Betrachtung von hohen und niedrigen Verlusten	36
Diagramm 5-7: maximalzulässige solare Flussdichte in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz zwischen Receiver und Umgebung bei einer Temperraturrampe von 30 K/min	37
Diagramm 6-1: auftreffende solare Flussdichte in Abhängigkeit der Anzahl an Heliostaten- Uhrzeit 08:30 (UTC).....	43
Diagramm 6-2: auftreffende solare Flussdichte in Abhängigkeit der DNI	44
Diagramm 7-1: qualitativer Flussdichteverlauf über die Breite des Receivers in der Höhenmitte	52
Diagramm 7-2: qualitativer Flussdichteverlauf über die Höhe des Receivers in der Mitte der Breite	52
Diagramm 7-3: qualitativer Flussdichteverlauf über die Receiverhöhe in der Mitte der Breite ..	57
Diagramm 7-4: qualitativer Flussdichteverlauf über die Receiverbreite in der Mitte der Receiverhöhe.....	57
Diagramm 7-5: transienter Temperaturverlauf an Absorberrohr Vorder- und Rückseite im Bereich der höchsten solaren Flussdichten für die solare Erwärmung am 29.03 – Beginn um 08:30 Uhr (Lokalzeit).....	60
Diagramm 7-6: Rekonstruiertes Diagramm, das während der Erwärmung entwickelt wurde	61
Diagramm 7-7: Ergebnisse der Temperaturtransienten aus der Simulation in Abhängigkeit von der Temperatur des Reeeivers.....	62
Diagramm 7-8: Temperaturverlauf nach 17 min und nach 25 min über den Absorberrohrverlauf- Beginn von der Mitte des äußeren Absorberrohrs über den Verbindungsbogen bis zum Verteiler	64

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Beispiele von kommerziellen Solarturmkraftwerken, der elektrischen Leistung und dem Wärmeträger [14]	4
Tabelle 5-1: Stoffdaten DMV310N	20
Tabelle 5-2: Stoffdaten Strahlungsschutz	20
Tabelle 5-3: Stoffdaten Steinwolle	21
Tabelle 5-4: Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten der Absorberrohre und des Abklingrohrs bei freier Konvektion	23
Tabelle 5-5: Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten der Stirnseite bei freier Konvektion	23
Tabelle 5-6: Berechnung des Wärmeübergangskoeffizient des Receivers bei erzwungener Konvektion.....	25
Tabelle 6-1: Maße des Multifokusturm	40
Tabelle 6-2: Maße des Solarutrms	40
Tabelle 6-3: Position der Türme.....	40
Tabelle 6-4: Koordinaten des Receivers im Multifokusturm	41
Tabelle 6-5: Einfluss der Verlustmechanismen als Matrix für das Solarfeld Jülich- braun-Konfiguration tritt in Jülich nicht auf	45
Tabelle 6-6: Beispiel Auswahl der Gruppen abhängig von Datum und Lokalzeit	49
Tabelle 7-1: Berechnung Anzahl an Heliostaten.....	54
Tabelle 7-2: solare Flussdichte abhängig von der Anzahl an Heliostaten und der Zeit	56
Tabelle 7-3: Berechnung des Skalierungsfaktor für die Simulation in ANSYS	58
Tabelle 7-4: Vergleich der Temperaturbereiche, die Temperaturtransienten oberhalb 30 K/min aufzeigen	62

Symbolverzeichnis

Lateinische Buchstaben

Bezeichnung	Größe	Beschreibung
A	[m ²]	Fläche
A_i	[m ²]	Fläche der Fläche i
A_j	[m ²]	Fläche der Fläche j
c_p	[J/(kg*K)]	Spez. Wärmekapazität
d	[m]	Abstand Turm zu Heliostaten
d_{innen}	[m]	Absorberrohrinnendurchmesser
d_{dicke}	[m]	Wanddicke Absorberrohr
d_{mittel}	[m]	Mittlere Wanddicke Absorberrohr
DNI_{Ref}	[W/m ²]	DNI in Referenzpunkt
DNI_{Zustand,x}	[W/m ²]	DNI in Zustand x
f1	[-]	Formfaktor
F_{ij}	[-]	Sichtfaktor
Gr	[-]	Grashofzahl
h₁	[m]	Höhe des Turms
h₂	[m]	Höhe des Heliostat
\dot{H}	[W]	Enthalpiestrom
H	[m]	Höhe
H_{ref}	[m]	Referenzhöhe
I_{so}	[W/m ²]	Sonneneinstrahlung außerhalb der Atmosphäre
l	[m]	Länge des Rohrs
m	[kg]	Masse/Gewicht
Nu	[-]	Nusseltzahl

$\dot{q}_{\text{solar,max}}$	[W/m ²]	Maximale solare Wärmestromdichte
\dot{Q}	[W]	Wärmestrom
\dot{Q}_{Kon}	[W]	Wärmestrom durch Konvektion
\dot{Q}_{Str}	[W]	Wärmestrom durch Strahlung
\dot{Q}_{WL}	[W]	Wärmestrom durch Wärmeleitung
r	[m]	Abstand zwischen den beiden Flächenelementen
R	[m]	Radius
R_S	[-]	Skalierungsfaktor Verschattungseinfluss
Ra	[-]	Rayleighzahl
sF	[-]	Skalierungsfaktor Strahlungsflussdichte
$sF_{\text{berechnet}}$	[kW/m ²]	Analytisch berechnete solare Flussdichte
sF_{Ref}	[kW/m ²]	Solare Flussdichte im Referenzzustand
sF_{Spray}	[kW/m ²]	Von SPRAY berechnete solare Flussdichte
$sF_{\text{Zustand,x}}$	[kW/m ²]	Solare Flussdichte im Zustand x
t	[s]	Zeit
t_{gesamt}	[s]	Gesamtdauer
T_1	[K]	Temperatur des Ortes 1
T_2	[K]	Temperatur des Ortes 2
T_{Anfang}	[°C]	Anfangstemperatur
T_f	[K]	Fluidtemperatur
T_i	[K]	Temperatur der Fläche i
T_j	[K]	Temperatur der Fläche j
T_{max}	[°C]	Maximale Temperatur
T_{min}	[°C]	Minimale Temperatur
$T_{\text{Rohr,oben}}$	[°C]	Temperatur Absorberrohroberseite
$T_{\text{Rohr,unten}}$	[°C]	Temperatur Absorberrohrunterseite

T_w	[K]	Wandtemperatur
\bar{v}_H	[m/s]	Windgeschwindigkeit
\bar{v}_{ref}	[m/s]	Referenzwindgeschwindigkeit
$VarK$	[-]	Variationskoeffizient Strahlungsverteilung
\dot{w}	[W/m ³]	Quelldichte
x	[m]	Strecke in x-Richtung
x_{EW}	[-]	Erwartungswert
y	[m]	Strecke in y-Richtung
z	[m]	Strecke in z-richtung
z_o	[-]	Rauhigkeitsfaktor

Griechische Symbole

Bezeichnung	Einheit	Beschreibung
α	[W/(m ² *K)]	Wärmeübergangskoeffizient
ε	[-]	Hemisphärischer Emissionskoeffizient
γ	[°]	Höhenwinkel
λ	[W/(m*K)]	Wärmeleitfähigkeit
$n_{ray/bin}$	[-]	Anzahl Strahlen pro Bin
ρ	[kg/m ³]	Dichte
σ	[W/(m ² * K ⁴)]	Stefan-Boltzmann-Konstante
σ_{SA}	[-]	Standardabweichung
τ_{DNI}	[-]	Atmosphärische Abschwächung
θ_i	[rad]	Winkel der Fläche i zu j
θ_j	[rad]	Winkel der Fläche j zu i

Inhaltsverzeichnis

Eidesstattliche Erklärung	I
Danksagung.....	II
Kurzfassung	III
Abstract.....	IV
Aufgabenstellung	V
Abbildungsverzeichnis	VI
Diagrammverzeichnis	VII
Tabellenverzeichnis.....	VIII
Symbolverzeichnis	IX
Inhaltsverzeichnis.....	XII
1 Grundlagen solarthermische Kraftwerke	1
1.1 Einführung in die solarthermischen Kraftwerke	1
1.2 Technologien der solarthermischen Kraftwerke.....	2
1.3 DLR und solarthermische Kraftwerke.....	3
2 Grundlagen Solarturmkraftwerk.....	4
2.1 Aufbau Solarturmkraftwerk mit Salz als Wärmeträgerfluid.....	5
2.2 Komponenten	6
2.2.1 Flüssigsalz	6
2.2.2 Heliostaten	6
2.2.3 Solarreceiver.....	7
3 Forschung zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit	8
3.1 High Performance Molten Salt-Senkung der Stromgestehungskosten	8
3.2 Aufbau des Salzreceiversystems Projekt HPMSII	9
4 Einführung Simulation Vorwärmung des Receivers	10
4.1 Strategien der solaren Vorwärmung aus der Literatur	11
4.2 Grundlagen der Strategieentwicklung.....	13

4.2.1	Finite-Elemente-Methode (FEM)	13
4.2.2	Theoretische thermische Grundlagen	14
4.2.3	SPRAY / FEMRAY	16
4.2.4	Theoretische optische Grundlagen	16
5	Thermische Simulation.....	17
5.1	Geometrie und Materialdaten.....	17
5.2	Thermische Randbedingungen	22
5.2.1	Konvektion	22
5.2.2	Strahlung	26
5.2.3	Wärmestromdichte	28
5.2.4	Temperaturrandbedingung.....	30
5.2.5	Randbedingung Isolierung Seitenwand	31
5.3	Qualitätskontrolle	31
5.4	Thermische Auswertung	32
5.4.1	Ermittlung der solaren Flussdichte	32
5.4.2	Ermittlung der zulässigen Flussdichte in Abhängigkeit der Zeit	35
6	Optische Simulation	37
6.1	Modellaufbau der optischen Simulation	39
6.2	Einfluss Anzahl fokussierter Heliostaten auf solare Flussdichte	43
6.3	Einfluss der DNI	44
6.4	Ermittlung des normierten Heliostatenfeldwirkungsgrades	44
6.5	Herleitung der Aufwärmstrategie.....	46
6.5.1	Ablauf der solaren Erwärmung	47
6.5.2	Gruppierung der Heliostaten	49
6.5.3	Faktor Zeit.....	49
7	Schnittstellen thermische und optische Simulation.....	50
7.1	FEMRAY	50
7.2	Strahlungsflussdichteverlauf über die Receiveroberfläche	51
7.3	Simulation einer exemplarischen solaren Erwärmung	53
7.3.1	Aufbau der Simulation.....	53

7.3.2	Ergebnis der FEM-Simulation	59
8	Fazit	65
9	Ausblick.....	67
10	Anhang	69
11	Literaturverzeichnis.....	98

1 Grundlagen solarthermische Kraftwerke

Die Sonne bildet das Zentrum unseres Sonnensystems und stellt, aufgrund der Kernfusion in ihrem Inneren, eine einzigartige Energiequelle dar. Schon seit 4,5 Milliarden Jahren spendet sie Licht und Wärme und steuert somit nicht nur das Leben auf der Erde, sondern macht dieses erst überhaupt möglich. Das gesamte auf die Erdatmosphäre treffende theoretische Strahlungspotenzial beläuft sich auf $1,74 * 10^{17}$ Watt [4]. Gäbe es die Möglichkeit diese Energie 100% zu nutzen, würden 56 Minuten ausreichen, um den weltweit jährlichen Primärenergiebedarf von 584 EJ (im Jahre 2019 [5]) zu decken. Aus unserer Erfahrung wissen wir, dass das theoretische Energiepotenzial sehr vom technischen Energiepotenzial abweicht. Gründe hierfür sind zum einen die Reduktion der Strahlungsstärke beim Durchdringen der Atmosphäre und zum anderen die örtlich und zeitlich ungleichmäßigen Einstrahlungen durch den Wechsel von Tag/Nacht, durch die Witterungsbedingungen und die Jahreszeiten [6]. Nichtsdestotrotz steht uns im Jahresmittel eine solare Energie von 1000 kWh/m²/a in Deutschland und in der Nähe des Äquators sogar bis zu 2700 kWh/m²/a zur Verfügung [7]. Die Strahlungsenergie hat somit ein großes Potential, die Frage nach einer nachhaltigen und regenerativen Energielösung zu beantworten. Wichtig hierbei ist es, eine Möglichkeit zu finden, diese Energie zu speichern, um auch bei geringer Einstrahlung die Energieversorgung sicherzustellen. Eine vielversprechende Lösung, die genau diese Anforderungen erfüllt, ist die Entwicklung und die Nutzung von solarthermischen Kraftwerken. Diese solarthermischen Kraftwerke haben die Aufgabe, die solare Energie in Wärme zu wandeln, diese zu speichern und später bedarfsgerecht zu verstromen [8]. In Anbetracht des immer weiter fortschreitenden Klimawandels wird verstärkt an Konzepten gearbeitet, die die Stromgestehungskosten der solarthermischen Kraftwerke senken lassen, um die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit zu erreichen. Ein Beispiel wäre das HPMSII Projekts des DLRs, welches im Rahmen dieser Arbeit behandelt wird.

1.1 Einführung in die solarthermischen Kraftwerke

Die Anfänge der solarthermischen Kraftwerke gehen bis in die frühen 60er Jahre zurück. Zu dieser Zeit wurde der erste solar angetriebenen Dampferzeuger entwickelt, der die Grundlage für die weitere Entwicklung der solarthermischen Anlagen bildete. Aufgrund der Ölpreiskrise in den 70er Jahren wuchs der Wunsch nach einer günstigeren Energiealternative, so dass die Idee, die frei zur Verfügung stehende solare Energie zu nutzen und damit großflächig Strom zu generieren, staatlich unterstützt und vorangetrieben wurde [9]. Nach Lilliestam et al. [10] wurden daraus folgend im Laufe der 70er und 80er Jahre mehrere solarthermische Anlagen in den USA, Spanien und Frankreich aufgebaut (Phase 1), wobei der weitere Ausbau und somit der kommerzielle Erfolg

durch wieder sinkende Ölpreise in den 90er und frühen 2000er stagnierte. Erst durch die immer stärker werdende Nachfrage der klimaneutralen Energieversorgung wurde die Idee der solarthermischen Kraftwerke Mitte der 2000er wieder aufgenommen und rückte seitdem nicht nur vermehrt in den Mittelpunkt der Forschung, sondern konnte bislang in unterschiedlichen kommerziellen Anlagen zur Einspeisung der Energie ins öffentliche Netz verwirklicht werden (siehe Tabelle 2-1). So erfolgte ab 2007 die großtechnische Markteinführung vor allem in Spanien und der USA (Phase 2). Seit 2013 wird sich auf den weiteren Ausbau im Sonnengürtel der Erde fokussiert (Phase 3) [11](siehe Abbildung 1-1).

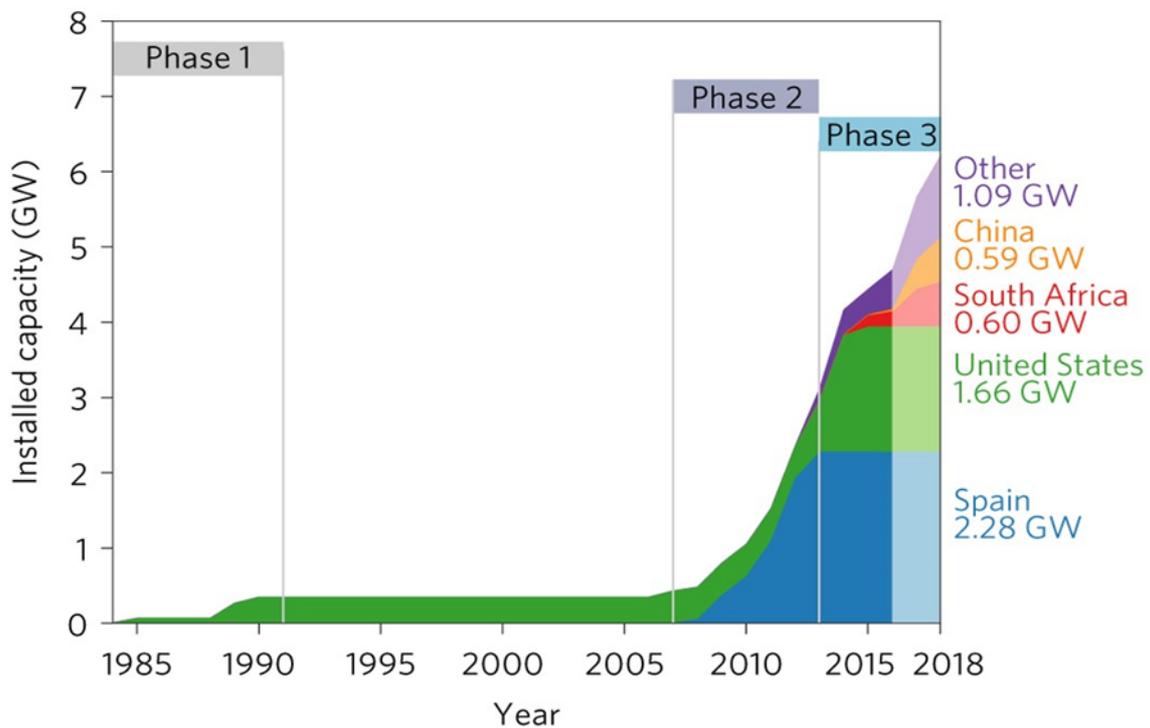


Abbildung 1-1: Installierte Kapazität aller konzentrierenden solarthermische Kraftwerke weltweit in den letzten Jahren-die dunklen Farben beschreiben die existierenden Anlagen, die hellen Farben die Anlagen, die zurzeit gebaut werden (Quelle: [10])

1.2 Technologien der solarthermischen Kraftwerke

Nach Bucks [12] Ausarbeitung zu den Stand und den Potenzialen der solarthermischen Kraftwerke können die solarthermischen Kraftwerke, abgesehen von den exotischen Konstruktionen der solarthermischen Anlagen, wie das Aufwindkraftwerk oder der Solarteich, im Allgemeinen in drei Technologielinien unterteilt werden. Zu der ersten Technologielinie zählt die Parabolrinnen-Anlage, welche zurzeit am weitesten entwickelt und ausgebaut ist. Die Parabolrinnen-Anlage gehört zu dem linienfokussierenden System. Typisch hierfür ist laut Buck ein 80-facher Konzentrationsfaktor der Sonnenstrahlung, Temperaturen des Wärmeträgermediums bis zu 400°C und eine elektrische Leistung von ca. 50-100 MW. Ein weiteres linienfokussierendes System stellt das Fresnel-Kraftwerk dar. Statt, wie bei den Parabolrinnen Thermoöl als

Arbeitsmedium zu nutzen, wird Wasser direkt verdampft [13]. Neben dem linienfokussierenden System existieren die punktfokussierenden Systeme, zu dem die beiden weiteren Technologielinien, das Solarturmkraftwerk und die Dish-Anlage, gezählt werden. Bei dem punktfokussierenden System werden die Kollektoren zweiachsig der Sonne nachgeführt, so dass nach Aussage von Buck ein über 500-1000-facher Konzentrationsfaktor der Sonnenstrahlung erreicht werden kann. Folglich werden Temperaturen zwischen 600 °C-1000 °C erzielt. Die typische Leistungsklasse bei Solarturmkraftwerken reicht von 10-200 MWe, wobei die größte kommerzielle Anlage bereits eine Nennleistung von 392 MWe verzeichnet [14]. Bei Dish-Anlagen sind dezentrale Systeme von 3-25kWe in Entwicklung [12].



Abbildung 1-2: Dish-Anlage (Quelle: DLR/Ernsting)



Abbildung 1-3: Parabolrinnen-Anlage (Quelle: Centrale Solaire Noor owned by masen © Ciments du Maroc)



Abbildung 1-4: Solarturmkraftwerk (Quelle: Gemasolar solar thermal plant owned by Torresol Energy © Sener)

1.3 DLR und solarthermische Kraftwerke

Das Solarforschungsinstitut des Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt hat es sich zur Aufgabe gemacht seit seiner Gründung im Jahr 2011 alle drei Technologielinien weiter zu erforschen und neue Innovationen zu entwickeln. Hierbei liegt der Forschungsschwerpunkt auf der Entwicklung von Solarturmsystemen, Parabolrinnen und deren Komponenten. Um eine möglichst anwendungsnahe Forschung zu sichern, wurde in Deutschland das solarthermische Kraftwerk Jülich gebaut, welches aus zwei Solartürmen mit vier Testkammern besteht (siehe Abbildung 1-5). Die in dieser Arbeit behandelte Simulation der Erwärmung eines Testreceivers wird in naher Zukunft in einem Versuchsstand des Multifokusturms in Jülich erprobt. Aus diesem Grund wird sich im weiteren Verlauf nur noch auf die Technologie des Solarkraftwerkes beschränkt.



Abbildung 1-5: Versuchskraftwerk Jülich mit Multifokusturm(rechts), Solarturm (links) und Heliostatenfeld (Quelle: DLR (CC-BY 3.0))

2 Grundlagen Solarturmkraftwerk

Der große Vorteil des Solarturmkraftwerkes gegenüber den weiteren Techniken der solarthermischen Anlage ist die Möglichkeit der starken Konzentration der Strahlung. Daraus folgt zum einen eine Erhöhung der Temperaturen und somit ein Anstieg der Leistung und des Wirkungsgrades des im Solarturmkraftwerks inhärenten Dampfkraftprozess (Clausius-Rankine-Prozess). Zum anderen ist eine Minimierung der Absorberfläche möglich, sodass einerseits thermische Verluste an die Umgebung und andererseits Investitionskosten des Receivers reduziert werden [15] [16].

Im Laufe der letzten Jahrzehnte wurden verschiedene Ansätze der Umsetzung des Solarturmkraftwerkes vorgestellt. Hierbei stellte die Wahl des Wärmeträgers den entscheidenden Unterschied dar. Stand der Technik ist zum einen die Direktverdampfung von Wasser, sodass nur ein Kreislauf im System existiert und die Möglichkeit der Energiespeicherung nicht bereitsteht oder zum anderen die Nutzung von Salzschnmelze, die wiederum die Energiespeicherung ermöglicht. Außerdem wird momentan an Konzepten mit Luft oder Feststoffen als Wärmeträgerfluid geforscht.

Tabelle 2-1 zeigt die Leistung in Abhängigkeit des Wärmeträgermediums von bereits umgesetzten Projekten der Solarturmkraftanlagen.

Tabelle 2-1: Beispiele von kommerziellen Solarturmkraftwerken, der elektrischen Leistung und dem Wärmeträger [14]

Projekt Name	Standort	$P_{elektrisch}/MW$	Wärmeträgermedium
SUPCON Delingha	China	50	Salzschnmelze
Ivanpah (ISEGS)	USA	392	Wasser/Dampf
Crescent Dunes Dolar Energy Project	USA	110	Salzschnmelze

2.1 Aufbau Solarturmkraftwerk mit Salz als Wärmeträgerfluid

Der Vorteil der Solarturmanlagen mit Flüssigsalz als Wärmeträger ist die gleichzeitige Eigenschaft der Wärmeübertragung und Wärmespeicherung der Salzschmelze. Demzufolge kann die Energie in nur einem Kreislauf ohne Umwandlungsverluste einfach und effizient gespeichert werden. Bei der Nutzung großer Speicher folgt daraus ein fast ganzjähriger Grundlastbetrieb [8]. Da im Versuchstand des DLRs am Multifokusturm Jülich als Wärmeträger Flüssigsalz eingesetzt wird, konzentriert sich diese Arbeit im weiteren Verlauf auf diese Art der Technik.

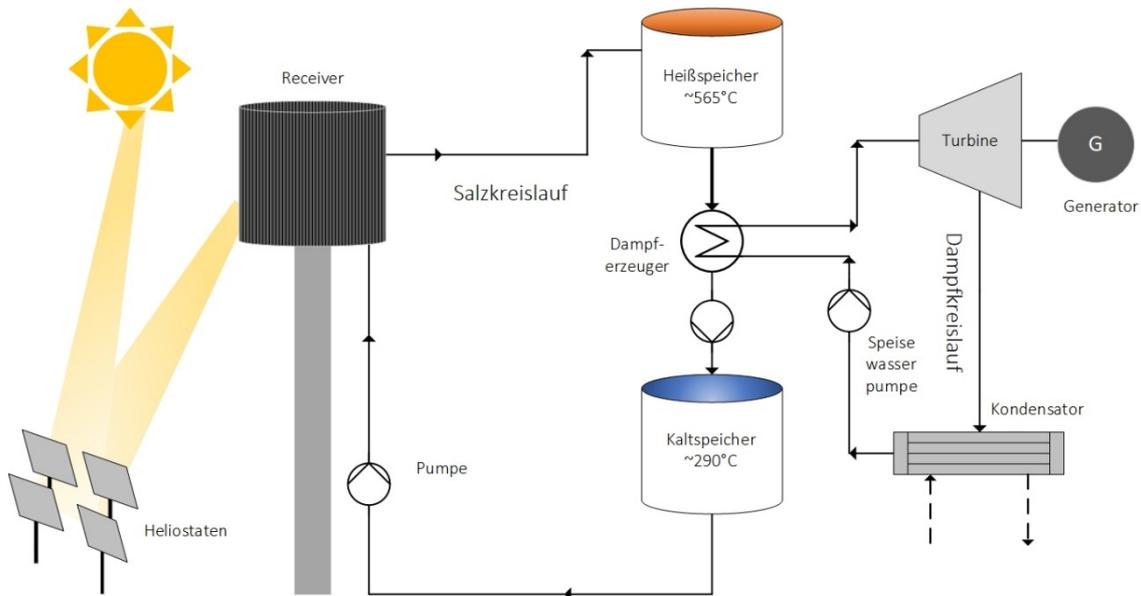


Abbildung 2-1: Aufbau des Solarturmkraftwerkes mit Salz als Wärmeträgerfluid

Abbildung 2-1 zeigt schematisch den Aufbau einer Solarturmanlage mit Salz als Wärmeträgerfluid. Die Sonnenstrahlen treffen auf Spiegel, die zur Spitze des Turms ausgerichtet sind. Diese Spiegel werden als Heliostaten bezeichnet und können eine Reflektorfläche von 1-200m² aufweisen, wobei sich der Trend in der Vergangenheit eher zu großen Heliostaten (100-200m²) entwickelte [6]. Je nachdem welche Art von Receiver genutzt wird, befinden sich die Heliostaten auf der Nordhalbkugel im Norden (auf der Südhalbkugel im Süden) des Turms oder um den Turm herum. Auf der Turmspitze befindet sich der Receiver, der das Zentrum des Solarturmkraftwerkes darstellt, da er die zentrale Rolle übernimmt, die solare Energie in Wärme umzuwandeln. Realisiert wird dies durch die Bündelung der Solarstrahlung, die in einem Brennpunkt auf den Receiver trifft und das Flüssigsalz auf Temperaturen bis zu 565 °C erwärmt. Der Turm selbst kann, je nach Bauart des Receivers und Ausrichtung des Heliostatenfeldes, eine Höhe von 50-250 m annehmen. Das Flüssigsalz fließt vom Receiver in den Heißspeicher, wird dort zwischengelagert und überträgt bedarfsgerecht seine Energie über dem Dampferzeuger an den Dampfkreislauf. Der Wasserdampf steht der Turbine nun zur Stromerzeugung zur Verfügung.

Nach der Wärmeübertragung wird das Flüssigsalz bei einer Temperatur von 290°C in den Kaltspeicher zurückgeführt.

2.2 Komponenten

Die zentrale Rolle für die Simulation der solaren Erwärmung bilden die Heliostaten, der Solarreceiver und die Salzschnmelze. Zwar wird während der solaren Erwärmung kein Wärmeträgermedium innerhalb des Receivers sein, dennoch stellen die Eigenschaften des Flüssigsalzes wichtige Randbedingungen für die solare Erwärmung dar.

2.2.1 Flüssigsalz

Als Wärmeträgerfluid wird eine Salzschnmelze, genannt Solar Salt, aus 60 Gew. % Natriumnitrat und 40 Gew. % Kaliumnitrat verwendet.



Auf Basis der Ausarbeitung von Zavoica et al. [2] können die Eigenschaften des Solar Salts wie folgt zusammengefasst werden: Die Salzschnmelze liegt in einem Bereich von 238°C-621°C in flüssiger Form vor, wobei die maximale Einsatztemperatur durch die bedingte chemische Stabilität der Salzschnmelze bei technischen Anwendungen auf 565 °C limitiert ist. Ab einer Temperatur von ca. 238°C beginnt das Salz auszukristallisieren und ist schließlich bei einer Temperatur von 221°C komplett erstarrt [2]. Trotz des Nachteils des begrenzten Temperaturbereichs hat die Salzschnmelze den Vorteil, dass sie eine relativ hohe thermische Stabilität besitzt, kostengünstig und umweltfreundlich ist. Zudem kann sie ihre Energie durch die verhältnismäßig hohe spezifische Wärmekapazität ($c_p(T = 400^\circ\text{C}) = 1550 \frac{\text{J}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$ [1]) bei hohem Wirkungsgrad für mehrere Stunden speichern [9].

Die bislang geltende Limitierung der maximalen Salztemperatur auf 565 °C wurde anhand der Minimierung der Zersetzungsreaktion der Salzschnmelze definiert [17]. Die Zersetzungsreaktion bewirkt einerseits eine Veränderung der thermischen Eigenschaften des Salzes und andererseits eine verstärkte Korrosion der Rohre [17]. Beides wirkt sich negativ auf den Salzkreislauf aus.

2.2.2 Heliostaten

Reich et al. [6] beschrieben die Funktionsweise und den Aufbau der Heliostaten auf folgender Weise: Heliostaten werden computergesteuert, zweiachsig der Sonne nachgesteuert, damit sie zu jedem Zeitpunkt auf den Receiver gerichtet sind. Die zuverlässige Fokussierung der Sonnenstrahlung auf den Receiver wird durch eine ständige Kontrolle und Anpassung der Heliostatenausrichtung sichergestellt. Dies geschieht über den Zentralrechner, der den jeweiligen

Sollwinkel berechnet, der abhängig vom Sonnenstand und der Position des Heliostaten zum Receiver ist. Die einzelnen Heliostaten bilden ein Heliostatenfeld, welches in zwei Grundtypen unterschieden wird. Zum einen das Rundumfeld und zum anderen das einseitige Feld (siehe Abbildung 2-2).

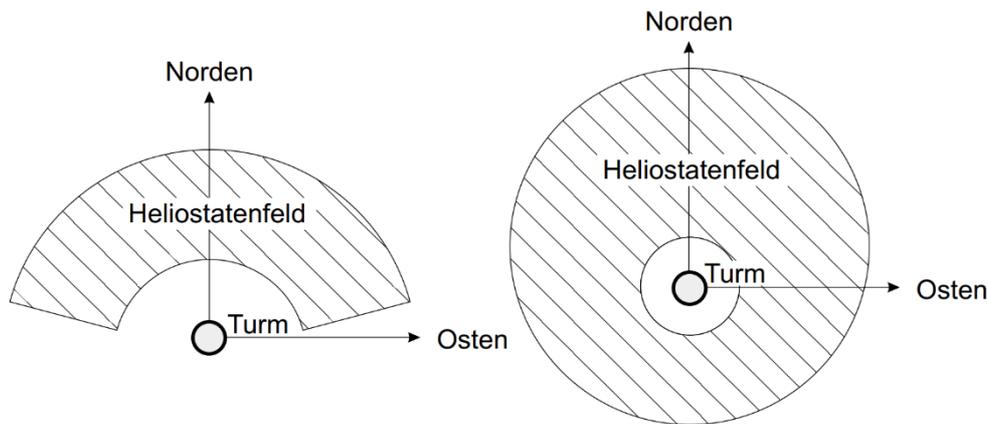


Abbildung 2-2: Nordfeld (links) und Rundumfeld (rechts) (Quelle [15])

Das Rundumfeld wird meist in geringer geographischer Breite für Kraftwerke mit großen thermischen Leistungen bevorzugt. Das einseitige Feld wird meist bei kleineren thermischen Leistungen und großen geographischen Breiten verwendet [6]. So auch beim Versuchskraftwerk in Jülich. Hier ist das einseitige Feld nach Norden hin ausgerichtet.

2.2.3 Solarreceiver

Der Solarreceiver überträgt die auf ihn treffende gebündelte solare Energie an das Wärmeträgerfluid, dabei liegt die auf dem Receiver treffende Strahlungsflussdichte im Bereich von 600 und 1.000 kW/m² [15].

Da der Solarreceiver extremen thermischen Belastungen ausgesetzt ist, ist seine Entwicklung und Herstellung sehr aufwendig und kostspielig. So entfallen auf den Receiver ungefähr 10% der gesamten Investitionskosten des Solarturmkraftwerkes [18]. Aus diesem Grund spielt die Weiterentwicklung des Receivers eine große Rolle, um die Stromgestehungskosten des Solarturmkraftwerkes zu senken. Im Laufe der Jahre wurden verschiedene Receivermodelle, abhängig von ihrem Einsatzort und ihrer Funktion, vorgestellt und getestet und noch immer ist er Gegenstand der Forschung. Bei Betrachtung der Solarturmkraftwerke mit Salz als Wärmeträgerfluid bildet der externe Receiver seit 1983 [19] den Stand der Technik. Er ist so gebaut, dass mehrere Absorberrohre um den Turmumfang angeordnet sind, so dass der Receiver in seiner Gesamtform eine annähernd zylindrische Form besitzt. Seine Absorberrohre sind grade oder konvex zum Heliostatenfeld ausgerichtet und werden aus allen Richtungen direkt bestrahlt

[19, 20]. Das Salz wird durch den Verteiler in den Receiver geleitet und verlässt ihn über den Sammler.

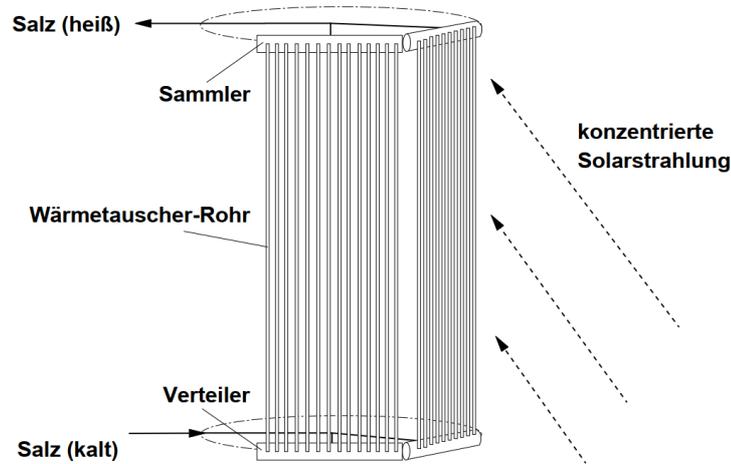


Abbildung 2-3: Aufbau des externen Receiver (Quelle [15])

3 Forschung zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit

Auch wenn die Technologie der Solarturmkraftwerke eine sehr vielversprechende Art der stabilen, nachhaltigen Energieversorgung repräsentiert, stellen die Stromgestehungskosten in Anbetracht der Wirtschaftlichkeit noch immer ein Problem dar. In den letzten 10 Jahren wurde intensiv an der Reduzierung der Stromgestehungskosten gearbeitet, so dass diese durchschnittlich um etwa 47 % gesenkt werden konnten. Dies entspricht in absoluten Zahlen einer Reduzierung von etwa 30 Cent/kWh auf einen Wert zwischen 8,2 bis 20 Cent/kWh (im Jahre 2018/2019 [21]). Vergleichend dazu belaufen sich die Stromgestehungskosten von konventionellen Kraftwerken abhängig von den angenommenen Volllaststunden und CO₂-Zertifikatspreisen von Braunkohle auf 4,59 bis 7,98 Cent/kWh und von GuD-Kraftwerken auf 7,78 bis 9,96 Cent/kWh [22]. Zu erkennen ist, dass die Spanne der Stromgestehungskosten zwischen den verschiedenen Solarturmkraftwerken noch immer groß ist. So kann zwar von einer allgemeinen Steigerung der Konkurrenzfähigkeit zu den konventionellen Kraftwerken in den letzten Jahren gesprochen werden, aber nicht von einer umfassenden. Um eine gesamte Verbesserung der Wirtschaftlichkeit zu erreichen, wird weiterhin in vielen verschiedenen Projekten an Möglichkeiten zur Senkung der Stromgestehungskosten geforscht. Eines dieser Forschungsprojekte stellt das HPMSII Projekt des DLRs dar.

3.1 High Performance Molten Salt-Senkung der Stromgestehungskosten

Das HPMSII (2. High Performance Molten Salt) Projekt wurde ins Leben gerufen, um eine Technologie zu entwickeln, die eine Temperaturerhöhung der Salzschnmelze am Receiveraustritt

auf 600 °C erzielt. Dies führt zur Optimierung des Dampfkraftwirkungsgrad und zugleich zur Minimierung der Größe der Speicher und Dampferzeuger, woraus eine Senkung der Stromgestehungskosten folgen kann [23].

Die Idee wird dahingehend verwirklicht, dass das Salzreceiversystem als geschlossener Kreislauf vorliegen wird. So sollen alle Tanks (siehe Abbildung 3-1), im Gegensatz zu den konventionellen Modellen, einerseits mit Überdruck beaufschlagt werden, andererseits werden die Tanks mit synthetischer Luft¹, statt Umgebungsluft überspült. [23]. Durch Druckbeaufschlagung des Systems und durch Nutzung der synthetischen Luft bleibt die Salzschnmelze auch bei Temperaturen um die 600 °C stabil [24].

3.2 Aufbau des Salzreceiversystems Projekt HPMSII

Das Salzreceiversystem beschreibt alle Systemkomponenten, die den Betrieb der Salzschnmelzenzirkulation aufrechterhalten. Demnach beschreibt es eine Komposition aus Receiver, seinen Rohrleitungen und Ventilen, die Salzbehälter, die Salzspeicher, Begleitheizung, Druckluftsystem, Mess- und Leittechnik und den Wärmeübertrager, der die Energie des Salzes an den Dampfkraftprozess überträgt.

Abbildung 3-1 zeigt schematisch den Aufbau der SALSA Testinfrastruktur. Frantz et al. [23] beschreiben den Aufbau des SALSA-Testlauf wie folgt. Die Salzschnmelze wird mithilfe der elektrischen Heizer auf eine gewünschte Temperatur beheizt. Daraufhin wird die Schmelze mittels einer Puppe über ein Steigrohr in den druckbeaufschlagten Einlasstank (ca. 17 barü) befördert. Das Hauptregelventil steuert im weiteren Verlauf den zum Receiver fließenden Massenstrom der Salzschnmelze, um die Auslasstemperaturen variieren zu können. Die Salzschnmelze fließt im Serpentinfluss durch den Receiver und wird währenddessen infolge der solaren Strahlung erwärmt. Schlussendlich fließt die Salzschnmelze durch den druckbeaufschlagten Auslasstank (ca. 5 barü) über die Fallleitung in den Salztank zurück. In der Fallleitung befindet sich der Salzschnmelze-Luft-Kühler, der für die Rückkühlung der Schmelze auf die gewünschte Salztanktemperatur verantwortlich ist. Im Verlaufe des Versuches werden die Temperaturen aller Komponenten, die mit dem Salz in Berührung kommen, ermittelt. Auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass die Salzschnmelze nicht auskristallisiert und die Zirkulation des Salzkreislaufes aufrechterhalten wird. Während längerer Pausen der solaren Einstrahlung, beispielsweise bei Nacht, werden alle Rohrleitungen inklusive der Tanks drainiert [23].

¹ Synthetische Luft ist gereinigte Luft, die keine Verunreinigungen wie Wasser, Salz etc. enthält

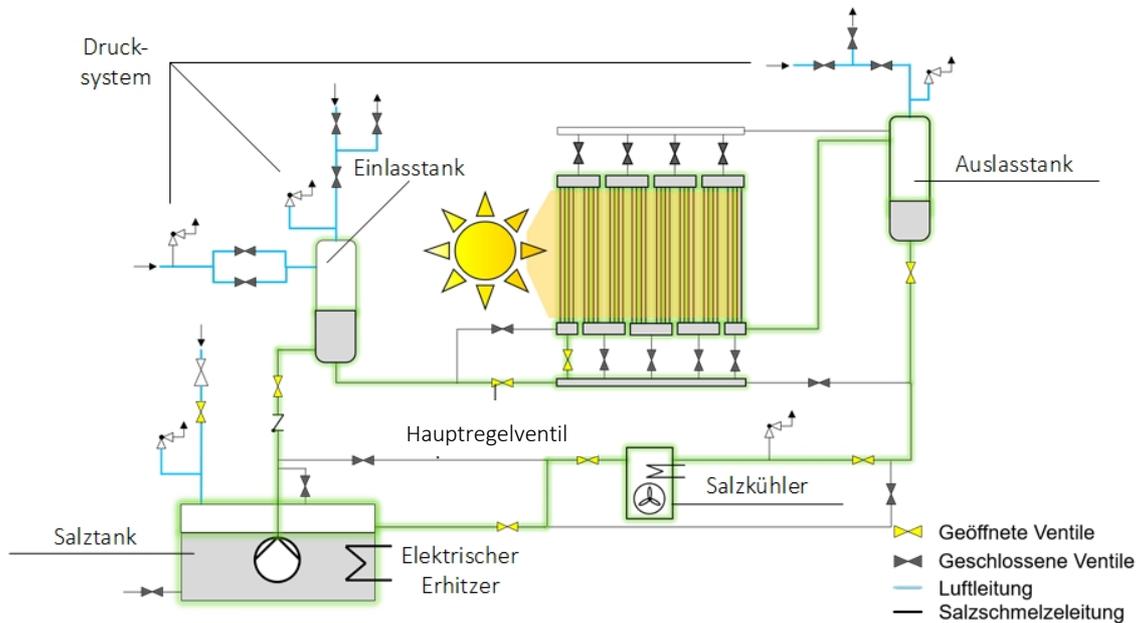


Abbildung 3-1: Aufbau des Solarreceiver Systems (Quelle [23])

4 Einführung Simulation Vorwärmung des Receivers

Wegen der hohen Schmelztemperatur der Salzschnmelze bei 238°C, müssen die Rohrsysteme des SALSA Kreislaufs vor dem Befüllen des HPMSII Projektes erwärmt werden, um eine ungehinderte Zirkulation des Salzes während des Betriebes gewährleisten zu können. Dieser Aufwärmvorgang erfolgt zum größten Teil mittels elektrischer Beheizung der Rohrleitung von so genannten mineralisierten Begleitheizungen, die Temperaturen bis zu 600 °C generieren können [25]. Mineralisierte Begleitheizungen bestehen aus einer spannungsführenden Innenader (Heizdraht), die in einer dielektrischen Magnesiumoxidisolierung eingebettet und von einem nahtlosen Metallmantel umgeben ist. Durch die Magnesiumoxidschicht wird die elektrische Leitung an die Umgebung unterbunden, aber die thermische Leistung noch immer gewährleistet [25]. Eine Ausnahme der elektrischen Beheizung innerhalb des Systems bilden die Absorberrohre des Receivers. Diese werden mithilfe der reflektierten Solarstrahlung des Heliostatenfeldes erwärmt, da eine elektrische Beheizung aufgrund der hohen Temperaturen während des Betriebes nicht möglich wäre. Während des Aufwärmvorgangs wird sich kein Wärmeträgerfluid innerhalb der Absorberrohre befindet, das die konzentrierte Energie der solaren Bestrahlung abführen kann. Die Folge ist, dass die auf den Receiver treffende solare Strahlung aufgrund von Materialbegrenzungen (zul. Spannungen) limitiert werden muss, um Schädigungen zu verhindern.

Es soll demnach eine Strategie für den solaren Aufwärmvorgang des Receivers im HPMSII Projektes erarbeitet werden, die ein störungsfreies Anfahren der Anlage gewährleistet. Kern

dieser Arbeit ist die thermo-optische Simulation, die wegbereitend für die strukturmechanische Analyse der Projektfirma MAN Energy Solution² ist. Die Erwärmung kann mithilfe des FEM-Programms ANSYS Mechanical APDL und dem Strahlungsverfolgungsprogramm SPRAY simuliert werden. Ziel ist es, dass der Receiver als Ergebnis der Simulation eine Temperatur aufweist, die einerseits eine reibungslose Zirkulation der Salzschnmelze sicherstellt, aber andererseits eine Überhitzung des Receivers verhindert. So wurde eine Endtemperatur von 350 °C definiert. Zusätzlich sollte die Temperaturverteilung über der Receiveroberfläche möglichst homogen sein. Von der Herstellerfirma der Receiverbeschichtung wurde ein Richtwert der Temperatursteigung von 30 K/min vorgeschrieben. Diese vorgegebene Temperaturrampe und die definierte Endtemperatur bilden die Grundlage aller Rechnungen der Simulation.

4.1 Strategien der solaren Vorwärmung aus der Literatur

In den letzten Jahrzehnten konnten mit den drei Demonstrationsanlagen, Thémis³, MSEE⁴ und Solar Two⁵ bereits Erfahrung angesichts der Receivervorwärmung gesammelt werden. Die unterschiedlichen Strategien werden im Folgenden erörtert.

Der Ausgangszustand der Thésis- Anlage bei einem kalten Start-Up ist, wie in Amri Et al. [26] beschrieben, durch ein drainiertes Receiversubsystem, das mit Stickstoff gefüllt und eine Temperatur unterhalb von 200 °C aufweist, festgelegt. Die elektrische Vorwärmung des Receiversystems, und der Absorberrohre wies eine Dauer von bis zu 12 Stunden auf, um die Endtemperatur der Komponenten von 200 °C zu erreichen. Hierbei stieg die Temperatur der Absorberrohre um 1 K/min und die der Tanks um etwa 5 K/min. Mit Erreichen der Endtemperatur von 200 °C wurde der Kavitätenreceiver bei geschlossener Tür (siehe Anhang 1) mit 50% des maximalen Massenstroms geflutet. Sobald der Serpentinfluss eingestellt wurde und die Receiverauslasstemperatur einen konstanten Wert aufwies, wurde die Receivertür geöffnet, alle Heliostaten auf den Receiver fokussiert und über den Massenstrom des Salzes konnte die Temperatur geregelt werden.

Die MSEE Anlage wurde, wie auch die Thésis-Anlage, mit einem Kavitätenreceiver betrieben. Unterschied hier war jedoch, dass die Absorberrohre nicht elektrisch bei geschlossener Tür sondern mittels des Heliostatenfeldes vorgewärmt wurde [19]. Laut Smith [27] und Holl et al. [28]

² Das Unternehmen MAN Energy Solution SE (früher MAN Diesel & Turbo) wurde 2010 gegründet, 2018 umbenannt, hat seinen Hauptsitz in Augsburg, ist über mehrere Standorte in Deutschland verteilt (Projektpartner ist Standort Deggendorf) und befasst sich mit der Entwicklung von Lösungen für eine nachhaltige Energiegewinnung

³ Betrieb von 1983-1986 in Frankreich mit Hitec (Schmelzpunkt von 146 °C) als Wärmeträger

⁴ Betrieb von 1984-1985 in New Mexico mit Natriumsalz als Wärmeträger, konnte Machbarkeit eines Salzsystems demonstrieren

⁵ Betrieb von 1995-1999 in California mit Solar Salt als Wärmeträger, einzige der drei Anlagen Nutzung eines externen Receivers

wurde für den Start der solaren Erwärmung eine minimale solare Einstrahlung von 350 W/m^2 definiert, die nach ca. 7 Minuten des tatsächlichen⁶ (25 Minuten nach horizontalen) Sonnenaufgang erreicht wurde. Es wurden ungefähr 15 Minuten benötigt, um den leeren Receiver mithilfe von 50% der Heliostaten des Heliostatenfeldes auf eine Temperatur von 232 °C aufzuwärmen. Bei Erreichen der 232 °C wurde der Receiver befüllt. Daraufhin wurden nochmals 21 Minuten benötigt, um den Salzfluss zu stabilisieren und alle Heliostaten auf den Receiver zu fokussieren. Insgesamt konnte erst nach 90 Minuten nach horizontalem Sonnenaufgang die maximale Salzauslasstemperatur erreicht werden (Ablauf der Erwärmung siehe Abbildung 4-1).

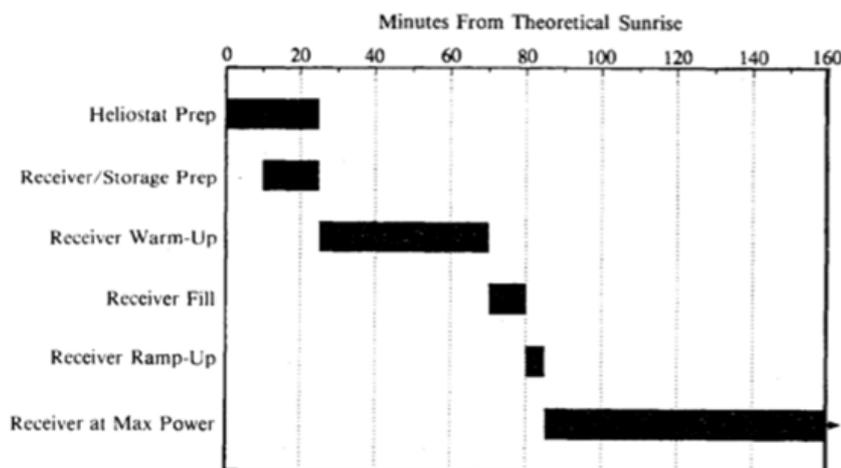


Abbildung 4-1: zeitlicher Ablauf der Erwärmung des MSEE Receivers (Quelle[19])

Die Demonstrationsanlage des Solar Two Projektes weist vom Aufbau die größten Ähnlichkeiten zu dem HPMSII Projekt auf, da ein ähnlicher Receiver und das gleiche Wärmeträgermedium genutzt wurde [3]. Von Pacheco[3] und Vant-Hull [29, 30] wird die solare Vorwärmung der Solar-Two-Demonstrationsanlage wie folgt beschrieben: Für die solare Erwärmung wurde ein Algorithmus entwickelt (siehe Anhang 2), der die aufzuprägende solare Flussdichte in Abhängigkeit der Receiver-Temperatur berechnet, um eine Zieltemperatur von 260 °C im Receiver zu generieren. Zuerst wurde auf dem Receiver eine Flussdichte zwischen $16\text{-}20 \text{ kW/m}^2$ aufgeprägt. Mit der Dauer des Aufwärmvorgangs und der dadurch entstehenden Temperaturerhöhung wurde die solare Flussdichte jede 5 Minuten durch Ansteuerung von einer neuen Anordnung an Heliostaten verändert. Dies ist nötig, da das Heliostatenfeld ein Rundumfeld ist. Die Größe der Endflussdichte liegt in einem Bereich von $12\text{-}36 \text{ kW/m}^2$ und ist abhängig von den thermischen Verlusten. Bei sehr hohen Konvektionsverlusten konnte mit dem hinterlegten Algorithmus die Zieltemperaturen zum Ende der Erwärmung nicht erreicht werden. So

⁶ Durch eine Gebirgskette war der Sonnenaufgang um 17 Minuten verzögert

kristallisierte die Salzschnmelze beim Befüllen des Receivers am Übergang zwischen den elektrisch beheizten und den solar beheizten Rohren. Um dies für die darauffolgende Aufwärmvorgänge zu verhindern, musste zusätzlich zur Steuerung ein Operator einzelne Heliostaten ansteuern, um eine Erhöhung der solaren Flussdichteverteilung zu generieren. Im Solar Two Projekt wurde mit 11 Zielpunkten gearbeitet, die in vertikaler und horizontaler Richtung über den Receiver verteilt sind und jede 30 Sekunden aktualisiert werden, um eine möglichst homogene solare Flussdichte auf den Receiver zu prägen. Am frühen Morgen, wenn der Höhenwinkel unterhalb von 10° liegt, stellte sich die Vorwärmung als schwierig heraus. Durch den schnellen Anstieg des Höhenwinkels, haben die ausgewählten Heliostaten innerhalb der Erwärmung zum Ende hin das zwei bis zwölfwache der erlaubten Flussdichte generiert. Aus diesem Grund musste am Morgen, innerhalb von kurzer Zeit, die Anzahl an Heliostaten um 20% reduziert werden. Wenn die Zieltemperatur von 260°C erreicht wurde, ist der Receiver mit der Salzschnmelze befüllt worden. Danach wurde im 5 Minuten Takt die Anzahl an fokussierten Heliostaten erhöht, bis alle ausgerichtet sind. Insgesamt hat der Aufwärmvorgang ungefähr 15 Minuten gedauert.

4.2 Grundlagen der Strategieentwicklung

Wie aus der Literatur festzuhalten ist, ist der Aufwärmvorgang ein sehr komplexer Vorgang auf dem viele verschiedene Randbedingungen wirken. Um eine Aufwärmstrategie für den HPMSII Receiver zu entwickeln, wird sich an der Strategie und dem Algorithmus der Solar Two Anlage orientiert, so dass zuerst ein Zusammenhang zwischen Temperatur des Receivers und auftreffende solarer Flussdichte unter Berücksichtigung von verschiedenen thermischen Verlusten erarbeitet wird. Dabei bilden die theoretischen Grundlagen die Lehre der Wärmeübertragung. Als unterstützendes Tool wird das FEM-Programm ANSYS Mechanical APDL genutzt. Auf Basis dieser Ergebnisse erfolgt die optische Simulation mithilfe von SPRAY und FEMRAY, aus der eine Strategie zur Ansteuerung der Heliostaten entwickelt werden soll. Die Grundlagen der optischen Simulation bilden die Berechnungen der Strahlungsintensität und der Einfallswinkel der Sonnenstrahlung.

4.2.1 Finite-Elemente-Methode (FEM)

Für die thermische Simulation wird ANSYS als unterstützende Software genutzt. ANSYS Mechanical APDL ist eine Finite-Element-Software, die zur Lösung von linearen und nichtlinearen Problemen der vielen verschiedenen Bereichen der Mechanik und der Thermodynamik dient. Im weiteren Verlauf wird ANSYS Mechanical APDL mit ANSYS abgekürzt.

Gemäß Polifkes Erläuterung der Finite-Element-Methode [31] beschreibt sie ein Verfahren der Diskretisierung partieller Differenzialgleichungen. Ziel dieser Methode ist es demnach, auf

numerischen Wegen einen stetigen Verlauf des Zielparameters (Temperatur, Spannung etc.) zu berechnen, der einen möglichst guten Näherungsverlauf der exakten Lösung darstellt. Hierzu wird die Geometrie des Bauteils gedanklich in viele kleine Elemente aufgeteilt (diskretisiert), sodass ein Netz entsteht. Die Berührungspunkte der Elemente werden Knoten genannt. Zwischen diesen Knoten kann der Verlauf des Zielparameters z.B. über eine Polynomfunktion erster oder zweiter Ordnung angenähert werden. Über Randbedingungen (Temperatur, Spannungen), die auf das Bauteil aufgeprägt werden, wird das System definiert. Anhand dieser Randbedingungen kann ein stetiger Verlauf der Zielparameter über die Geometrie berechnet werden.

4.2.2 Theoretische thermische Grundlagen

Die Wärmeübertragung ist definiert als der Transport von Energie über eine Systemgrenze, der aufgrund von Temperaturunterschieden entsteht und eine Entropieänderung des Systems zur Folge hat [32]. Hierbei bilden die drei Erhaltungssätze der Thermodynamik das Fundament der Wärmeübertragung [31]. Besonderes Augenmerk wird während dieser Arbeit auf den Energieerhaltungssatz gelegt.

In der Praxis wird die Wärmeübertragung meist in drei Bereiche unterschieden: die Wärmeleitung, die Strahlung und die Konvektion.

Wärmeleitung

Die Wärmeleitung beschreibt den Vorgang der Wärmeübertragung in Festkörpern oder Fluiden durch diffusive Transportprozesse als Folge von Temperaturgradienten. Die Wärme wird in Fluiden durch mikroskopische Bewegungen von Atomen oder Molekülen, in Festkörpern durch Gitterschwingungen oder in elektrisch leitenden Medien durch freie Elektronen transportiert. Pionierarbeit im Bereich der Wärmeleitung leistete Jean Baptiste Fourier. Er formulierte die analytischen Zusammenhänge der Wärmeleitung wie folgt:

$$\dot{Q}_{WL} = \frac{dQ}{dt} = \lambda * \frac{T_1 - T_2}{\Delta x} * A \quad [4-1]$$

Der materialabhängige Koeffizient λ wird Wärmeleitfähigkeit genannt und ist eine Funktion der Temperatur.

Wird nun eine Wärmebilanz für ein infinitesimales, kartesisches Volumenelement betrachtet, ergibt sich daraus die Fourier'sche Differenzialgleichung:

$$\rho c_p \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda * \frac{dT}{dx} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda * \frac{dT}{dy} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda * \frac{dT}{dz} \right) + \dot{w} \quad [4-2]$$

Hierbei beschreibt \dot{w} die Quelldichte, die die Freisetzung der Energie erfasst. Durch die Aufprägung unterschiedlicher zeitlicher und örtlicher Randbedingungen, kann die Gleichung analytisch gelöst werden [31].

Konvektion

Der konvektive Wärmeübergang beschreibt die Übertragung von Wärme eines Körpers und einem Fluid, welche sich relativ zueinander bewegen. Der Wärmefluss ist in diesem Fall von der Geschwindigkeitsverteilung im Fluid und der Form des Körpers abhängig. Analytisch wird die Konvektion durch die Formel [4-3] beschrieben.

$$\dot{Q}_{\text{Kon}} = \frac{dQ}{dt} = \alpha * (T_W - T_f) * A \quad [4-3]$$

Wichtig ist hierbei, dass der Wärmeübergangskoeffizient α kein Stoffwert ist, sondern von den thermischen und hydrodynamischen Bedingungen und der Geometrie des Körpers abhängt. Außerdem wird zwischen freier Konvektion und erzwungener Konvektion unterschieden [31].

Strahlung

Jeder Körper gibt, solange er eine positive thermodynamische Temperatur hat, seine Energie durch elektromagnetische Wellen an seine Umgebung ab. Dabei wird die Innere Energie des Körpers in Energie umgewandelt, die durch elektromagnetische Wellen forttransportiert wird. Invers dazu wird ein Teil der auf den Körper treffenden Strahlung absorbiert, was somit zu einer Erhöhung der Inneren Energie führt. Aus diesem Grund spricht man bei der Strahlung von einem Strahlungsaustausch für den selbst keine Materie benötigt wird [33]. Der Strahlungsaustausch folgt folgenden Gesetzmäßigkeiten:

$$\dot{Q}_{\text{Str}} = \sigma * \epsilon * (T_i^4 - T_j^4) * A \quad [4-4]$$

Bei der Wärmeübertragung zwischen zwei Körpern ist die relative Orientierung der empfangenden und emittierenden Oberflächen zu berücksichtigen. Diese Zusammenhänge werden mit dem sogenannten Sichtfaktor beschrieben, der über die Formel [4-5] ermittelt werden kann. Wenn zwei Oberflächen i und j einer Fläche A_i und A_j mit einem Abstand R unter den Winkeln θ_i und θ_j sich gegenseitig bestrahlen, ergibt sich daraus der Sichtfaktor (F_{ij}):

$$F_{ij} = \frac{1}{A_i} \int_{A_i} \int_{A_j} \frac{\cos \theta_i \cos \theta_j}{\pi r^2} dA_i dA_j \quad [4-5]$$

Somit kann die Energie des Strahlungsaustausch zwischen der Oberfläche wie folgt berechnet werden:

$$\dot{Q}_{\text{Str}} = \sigma * F_{ij} * \epsilon_i * (T_i^4 - T_j^4) * A_i \quad [4-6]$$

Für eine Vielzahl technisch relevanter Konfiguration gibt es in entsprechender Fachliteratur bereits die ermittelten Sichtfaktoren ([34]).

4.2.3 SPRAY / FEMRAY

Abhängig von der Ausrichtung der Heliostaten und der damit verbundenen Zielpunktstrategie trifft die Solarstrahlung, die die Bündelung der Solarenergie darstellt, unterschiedlich auf den Receiver auf. Das Resultat ist eine auf den Receiver orts aufgelöste Wärmestromdichte. Diese Strahlungsflussdichteverteilung kann mittels Simulationstools wie SPRAY und FEMRAY in das FEM-Modul implementiert werden. SPRAY, ein Solar Power Raytracing Tool des DLRs, nutzt die Daten des Heliostatenfelds in Jülich, um die solare Strahlung zu simulieren und um diese auf den Strahlungsschutz zu projizieren (nähere Erläuterung im Kapitel 6). FEMRAY überträgt die Daten von SPRAY auf das FEM-Modell, so dass die lokal absorbierten Flussdichten direkt auf das Receiver-Modell aufgeprägt werden (vgl. Kapitel 7.1).

4.2.4 Theoretische optische Grundlagen

Sonnenstand

Wie von Quaschnig [35] beschrieben, wird beim Weg der Sonnenstrahlung durch die Atmosphäre Sonnenstrahlung gestreut und an Partikeln reflektiert. Je länger der Weg durch die Erdatmosphäre ist, desto geringer ist die Bestrahlungsstärke. Wie weit dieser Weg ist, ist abhängig von der Position der Erde zur Sonne. Die genaue Kenntniss des Sonnenstandes ist somit für die Berechnung der Bestrahlungsstärke erforderlich. Dieser lässt sich durch zwei verschiedene Winkel, die Sonnenhöhe (Elevation) und das Sonnenazimut, eindeutig festlegen. Die Sonnenhöhe beschreibt den Winkel zwischen dem Sonnenmittelpunkt und dem Horizont. Das Sonnenazimut beschreibt den Winkel zwischen der geografischen Nordrichtung und dem Vertikalkreis durch den Sonnenmittelpunkt ($N=0^\circ$, $O=90^\circ$, $S=180^\circ$, $W=-90^\circ$) (siehe Abbildung 4-2).

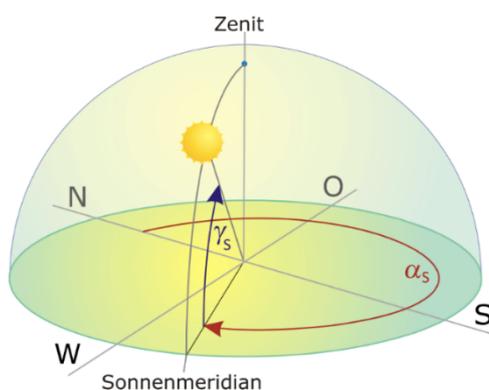


Abbildung 4-2: Definition des Sonnenstandes (Quelle [35])

Intensität

Die Bestrahlungsstärke setzt sich aus einem direkten und diffusen Anteil zusammen. Solarturmkraftwerke basieren auf der Technik die Strahlung zu konzentrieren. Hierfür wird parallel einfallendes Licht benötigt. Da die diffuse Solarstrahlung keine Richtung besitzt, ist sie nicht konzentrierbar und wird deshalb nicht weiter für die Technik der Solarturmkraftwerke betrachtet [35]. Gegenstand der Betrachtung ist die direkte Einstrahlung, die auch DNI (direct normal insolation) genannt wird. Die Intensität der DNI kann über die Hottel-Korellation berechnet werden [36]. Input der Formel nach Lima et al. [37] ist die atmosphärische Abschwächung der Strahlung τ_{DNI} , die Intensität der Sonneneinstrahlung außerhalb der Atmosphäre I_{so} und die Elevation γ .

$$DNI = \tau_{\text{DNI}} * I_{\text{so}} * \cos \gamma \quad [4-7]$$

In dieser Arbeit werden nur Clear-Sky-Bedingungen (keine Bewölkung) betrachtet. Die Sonneneinstrahlung außerhalb der Atmosphäre und die atmosphärische Abschwächung wird hier als konstant angenommen. So ist die DNI nur von der Elevation abhängig.

5 Thermische Simulation

Mithilfe der thermischen Simulation soll zuerst die elektrische Aufheizdauer der Verbindungsbögen, der Verteiler und der Sammler berechnet werden. Daraufhin sollen die Flussdichten ermittelt werden, die auf den Receiver treffen müssen, damit unter verschiedenen Randbedingungen die Zieltemperatur von 350 °C erreicht wird. Zuletzt soll der Flussdichteverlauf während der Erwärmung angepasst werden, damit die Temperatur innerhalb des Receivers um maximal 30 K/min steigt.

Hierfür wurde ein FEM-Modell des Testreceivers aufgesetzt, das über aufgeprägte thermische Randbedingungen definiert wird.

Im nächsten Kapitel werden zunächst die verwendete Geometrie und die Materialdaten des Testreceivers vorgestellt. Darauffolgend werden die aufgebrachten Randbedingungen und die daraus resultierenden Zwischenergebnisse präsentiert und diskutiert.

5.1 Geometrie und Materialdaten

Der Receiver wird von der Projektfirma MAN Energy Solution gestellt, so dass die Geometrie für die weitere Auswertung bereits bestimmt ist. Der Fokus der Entwicklung des Testreceivers lag darauf, dass einerseits alle Betriebsszenarien eines realen Receivers nachgestellt werden können und andererseits der Receiverwirkungsgrad während des solaren Betriebes über den gesamten

Lastbereich zuverlässig messtechnisch erfasst werden kann [23]. Die Folge ist eine Receivergeometrie, die sich an der Konstruktion des kommerziellen, externen Receivers orientiert, aber eine minimierte, ebene Fläche aufweist. Somit besteht der Receiver aus nur 16 Absorberrohren, die über 32 Verbindungsbögen desselben Außendurchmessers (36,8 mm) und Innendurchmessers (32,8 mm) an den Verteiler (unten) und den Sammler (oben) geschweißt werden. Der Rohraußendurchmesser des Sammlers und Verteilers hat eine Maße von 168,3 mm mit einer Wandstärke von 6,3 mm. Im Sammler und im Verteiler befinden sich Trennbleche, die jeweils jedes vierte Absorberrohr voneinander trennt, um einen Serpentinfluss des Wärmeträgerfluids zu ermöglichen. Sammler und Verteiler werden jeweils von beiden Seiten (links und rechts) an ein Abklingrohr gehängt, um eine Überhitzung der Befestigung des Receivers zu vermeiden. Die Verbindungsbögen, Sammler und Verteiler befinden sich vollständig in einer Isolierung (Strahlungsschutz), die vor der direkten solaren Einstrahlung schützt. Die Absorberrohre sind bis zur Querachse in den Strahlungsschutz eingebettet, um eine Überhitzung und ein starkes Ausbeulen der sonst seitlich angestrahlten äußeren Absorberrohre zu verhindern (siehe Abbildung 5-1 und Abbildung 5-2). Der Strahlungsschutz ist direkt im Solarturm implementiert. Die Vorderseite des Strahlungsschutzes ist zum Heliostatenfeld ausgerichtet. Die hintere Seite ist ins Turminnere gerichtet. Der Sammler, der Verteiler und die Verbindungsbögen werden mit einer Begleitheizung elektrisch beheizt. Diese wird um die einzelnen Rohre gewickelt (siehe Abbildung 5-3).

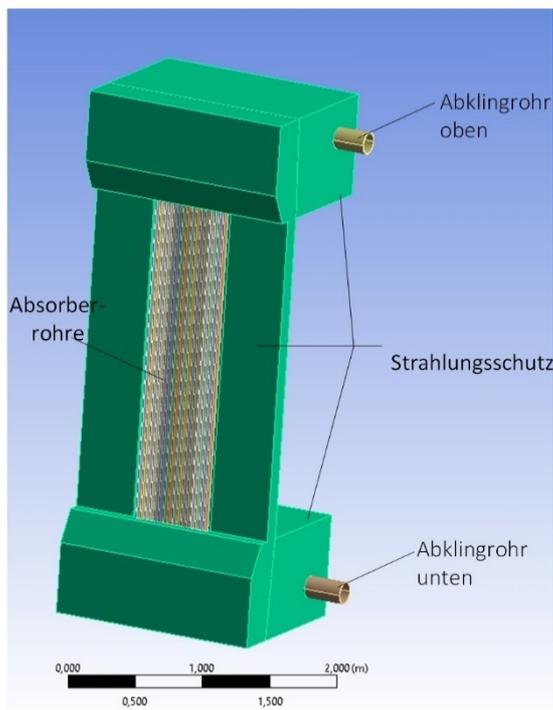


Abbildung 5-1: Receivermodell mit Strahlungsschutz

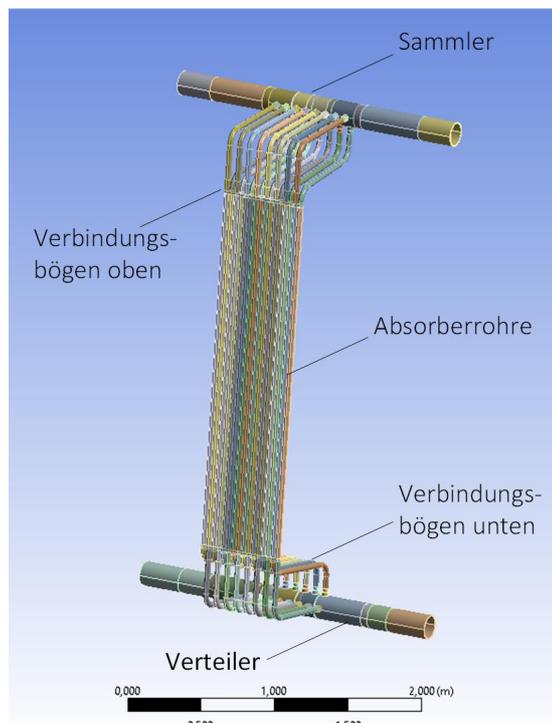


Abbildung 5-2: Receivermodell ohne Strahlungsschutz

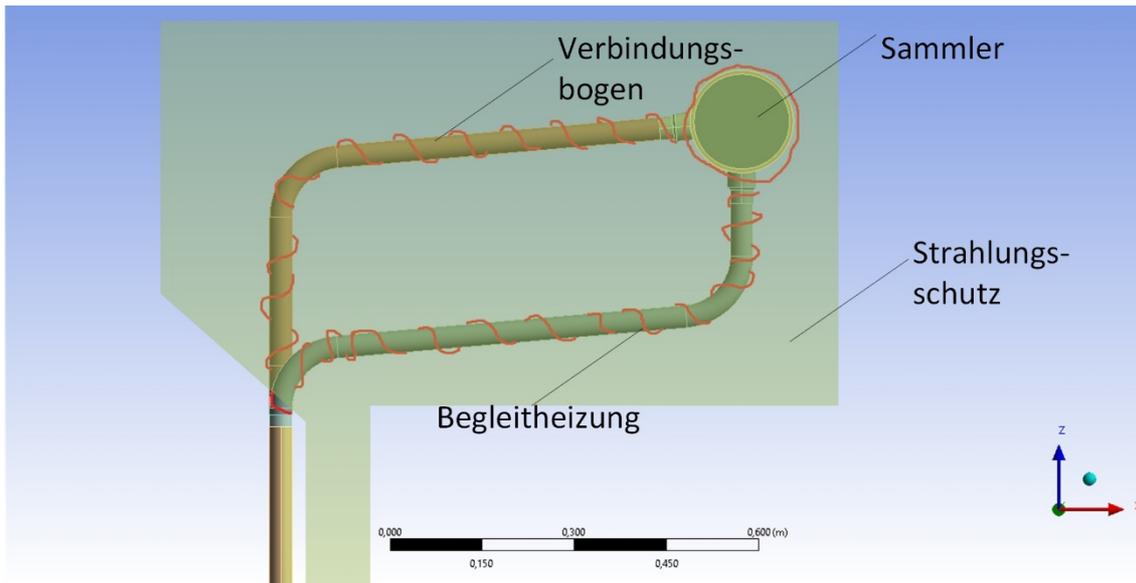


Abbildung 5-3: Skizze des Verlaufs der Begleitheizung

Der Strahlungsschutz ist in der Simulation vereinfacht dargestellt und entspricht nicht dem realen Strahlungsschutz. Der reale Strahlungsschutz erstreckt sich über eine größere Oberfläche (siehe Anhang 6). Die Bemaßung der einzelnen Bauteile des Receivers sind im Anhang 3-Anhang 6 zu finden. Sammler, Verbindungsbögen, Absorberrohre und Abklingrohre sind aus Edelstahl DMV310N gefertigt. Der Strahlungsschutz besteht aus einer 100 mm-Schicht aus Aluminiumsilikatwolle (ASW) (nach aktuellem Planungsstand: Ceraboard 115) und 10 mm ASW-Matte mit loser Wolle. Er erhält ein Coating. Um den Absorptionsgrad zu erhöhen, werden die Absorberrohre mit einer Schicht Pyromark 2500 bestrichen [38]. Die Abklingrohre des Receivers sind mit Steinwolle ausgestopft.

DMV310N:

DMV310N ist ein austenitischer rostfreier Stahl, der für den Einsatz in Bereichen hoher Temperaturen ausgelegt ist. Tabelle 5-1 fasst die Stoffeigenschaften des Stahls zusammen. Die Emissivität von DMV310N wird für die Berechnung der Strahlungsverluste an den benötigt. Die Emissivität der Absorberrohre wird nicht über DMV310N, sondern über die Eigenschaften der Pyromark-Schicht definiert (siehe Absatz Pyromark 2500). Die Wärmeleitfähigkeit von DMV310N ist in Anhang 9 zu finden.

Tabelle 5-1: Stoffdaten DMV310N

Parameter	Wert	Quelle
$\rho / \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	8030	ASME II Part D
$c_p / \frac{\text{J}}{\text{kg} * \text{K}}$	434	ASME II Part D
ε	0,2	Siehe Anhang 8, polierter Stahl
$\lambda (20\text{ °C}) / \frac{\text{W}}{\text{m} * \text{K}}$	14,41	Siehe Anhang 9

Strahlungsschutz:

Der Strahlungsschutz des Receivers wird voraussichtlich aus einer 100 mm Schicht Ceraboard 115 und ein darauf angebrachten 10 mm Schicht Cerachem (lose Wolle) bestehen. Die Schichten haben sehr ähnliche Stoffwerte (siehe Anhang 10 und Anhang 11), so dass diese für die Simulation konservativ zu einem Stoff zusammengefasst werden.

Die Vermessung des Coatings für den Strahlungsschutz des Quarzlabors vom DLR Köln ergab eine solar gewichtete hemisphärische Emissivität von 76,4 %, eine hemisphärische Reflektivität von 77,7 % und eine solar gewichtete hemisphärische Absorbtivität von 22,3%.

Somit ergeben sich folgende Stoffwerte:

Tabelle 5-2: Stoffdaten Strahlungsschutz

Parameter	Wert
$\rho / \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	310
$c_p / \frac{\text{J}}{\text{kg} * \text{K}}$	1130
$\lambda / \frac{\text{W}}{\text{m} * \text{K}}$	siehe Anhang 12
ε	0,764

Pyromark 2500

Die Abbildung 5-4 nach Ho [38] zeigt die hemisphärische Emissivität von Pyromark 2500 in Abhängigkeit der Temperatur bei 26 °C und 600 °C. Für die Berechnung wird konservativ der

kleinste Wert der hemisphärische Emissivität bei einer Temperatur von 600°C angenommen. Dieser beläuft sich auf 0,8.

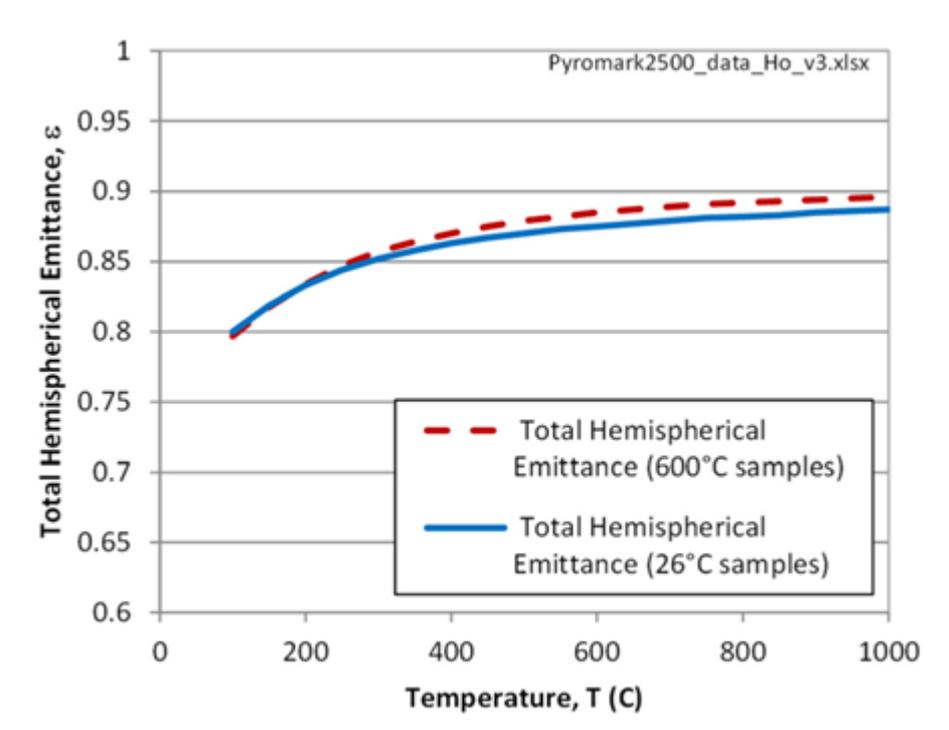


Abbildung 5-4: Emissionsgrad in Abhängigkeit der Temperatur von Pyromark 2500

Steinwolle ProRux QM960

Als Isolierungsmaterial kommen verschiedene Steinwollen zur Auswahl. Da diese sich innerhalb ihrer Eigenschaften nicht stark voneinander unterscheiden, wird beispielhaft die Steinwolle von ProRux angenommen. Die Werte der Wärmeleitfähigkeit ist im Datenblatt unter Anhang 13 zu finden.

Tabelle 5-3: Stoffdaten Steinwolle

Parameter	Wert	Quelle
$\rho / \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	100	Datenblatt: Anhang 13
$c_p / \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$	840	Datenblatt: Anhang 13

Stoffwerte Luft

Alle für die Berechnung benötigten Stoffwerte der Luft (Dichte, spez. Wärmekapazität, Prandlzahl etc...) wurden aus dem VDI Wärmeatlas entnommen[34].

5.2 Thermische Randbedingungen

Wie in Abschnitt 4.2.1 bereits beschrieben, benötigt das Simulationsprogramm ANSYS auf das Bauteil aufgeprägte Randbedingungen, um einen stetigen Verlauf des Zielparameters, in diesem Fall der Temperatur, berechnen zu können. So müssen Überlegungen über das thermische Verhalten der einzelnen Bauteile des Receivers gemacht werden.

Zur thermischen Auswertung der Randbedingung wird zuerst deren quantitativer Einfluss auf den Bilanzraum „Receiver“ abgeschätzt, um eventuelle Vereinfachungen in der Simulation treffen zu können. Darauf aufbauend erfolgt die Ermittlung von diskreten Werten, die diese Randbedingungen definieren werden. Hierfür werden konservativ die extremsten Zustände der Umgebungsbedingungen betrachtet. Die extremsten Umgebungsbedingungen haben die geringsten oder die höchsten thermischen Verluste zur Folge. Die höchsten thermischen Verluste müssen betrachtet werden, weil darüber die Flussdichte berechnet werden kann, die trotz sehr schlechten Umgebungsbedingungen die Zieltemperatur von 350 °C in dem Receiver generiert. Aus dieser berechneten Flussdichte lässt sich im späteren Verlauf die maximale Anzahl an Vorwärmheliostaten ermitteln. Die geringsten thermischen Verluste werden betrachtet, weil so die Flussdichte ermittelt wird, die mindestens auf den Receiver aufzuprägen ist, damit eine Zieltemperatur von 350 °C generiert werden kann. Im Folgenden werden die Randbedingungen auf Basis dieser Unterscheidung diskutiert.

5.2.1 Konvektion

Die Konvektion an die Umgebungsluft kann, je nach Umgebungsbedingungen, zum einen als freie Konvektion und zum anderen als erzwungene Konvektion erfolgen. Minimale Verluste sind die Folge von freier Konvektion. Diese Art der Konvektion würden unter den Extrembedingungen (laut Bestimmung im Lastenheft) von 40 °C Umgebungstemperatur und stehender Umgebungsluft (kein Wind), auftreten. Erzwungene Konvektion wären die Folge von hohen Windgeschwindigkeiten. Die größten Verluste würden somit bei der geringsten definierten Umgebungstemperatur von 5 °C und einer erhöhten Windgeschwindigkeit, deren Richtung parallel zu den Absorberrohren ausgerichtet ist, auftreten.

Niedrigste Verluste

Der Receiver ähnelt einer vertikalen Fläche. Durch die Absorberrohre, die eine Geometrie gemäß einem horizontalen Zylinder aufweisen, ist die Annahme einer vertikalen Fläche durch die Vergrößerung der Receiveroberfläche jedoch vereinfacht. Aus diesem Grund soll ein Vergleich zwischen dem Wärmeübergangskoeffizient des Strahlungsschutzes (vertikale Fläche) und des

Absorberrohrs (horizontaler Zylinder) durchgeführt werden, um entscheiden zu können, ob die Annahme einer vertikalen Fläche für den gesamten Receiver haltbar ist.

Folgende Werte ergeben sich bei der Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten der Absorberrohre bei Nutzung der Stoffdaten der Luft bei 40 °C ([34]), einer Rohrtemperatur von 40 °C und der Formel nach Churchill [39] für die freie Konvektion um den horizontalen Zylinder.

Tabelle 5-4: Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten der Absorberrohre und des Abklingrohrs bei freier Konvektion

Kennzahl	Wert
Gr	$6,33 \cdot 10^6$
Ra	$4,46 \cdot 10^6$
Nu (abgelesen)	23,74
$\alpha / \frac{W}{m^2 \cdot K}$	11

Für die Stirnseite und der Seitenwände ergibt sich mit den analogen Annahmen jedoch mit der Formel für die Vertikale Fläche und der Annahme einer charakteristischen Fläche von 4,1 m nach Churchill [40]:

Tabelle 5-5: Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten der Stirnseite bei freier Konvektion

Kennzahl	Wert
Gr	$2,26 \cdot 10^{12}$
f1	0,346
Nu (abgelesen)	1286
$\alpha / \frac{W}{m^2 \cdot K}$	8,58

Zu erkennen ist, dass sich beide Werte der freien Konvektion nicht erheblich voneinander unterscheiden. So darf konservativ der Wärmeübergangskoeffizient für alle Bauteile bei der freien Konvektion vereinheitlicht werden, so dass dem Wärmeübergangskoeffizient einen Wert von $\alpha = 8 \frac{W}{m^2 \cdot K}$ zugeschrieben wird (Aufprägung der Randbedingung im Modell siehe Anhang 18, Anhang 19, Anhang 21).

Höchste Verluste

Um den Wärmeübergangskoeffizienten bei der Betrachtung der höchsten Verluste ermitteln zu können, muss zuerst die Windgeschwindigkeit auf Höhe des Receivers berechnet werden.

Hierfür kann der von Hau [41] beschriebene Zusammenhang der Windgeschwindigkeitszunahme mit steigender Höhe genutzt werden. Durch die Reibung der Luftmassen an der Erdoberfläche wird die Windgeschwindigkeit unmittelbar an der Oberfläche abgebremst. Mit steigender Höhe nimmt die Windgeschwindigkeit logarithmisch zu, bis sie einen Wert erreicht, der unabhängig von der Bodenreibung ist (geostrophischer Wind). Der Beginn des geostrophischen Windes tritt je nach Wetterlage und Tageszeit zwischen 600-2000 Meter ein. Der Bereich am Boden nennt sich Prandtl-Schicht und erstreckt sich etwa tagsüber in einer Höhe von 50-150 Meter. Zwischen diesen beiden Schichten liegt die Ekman-Schicht, die von der Corioliskraft und der Bodenreibung beeinflusst wird.

Da der Receiver auf einer Höhe von 29 Metern aufgehängt wird, kann definitiv davon ausgegangen werden, dass sich die Windgeschwindigkeit im Bereich der Prandtl-Schicht befindet. Innerhalb dieser Schicht kann die Zunahme der Geschwindigkeit über das Höhenprofil durch die logarithmische Höhenformel beschrieben werden. Die Referenzgeschwindigkeit ist die im Lastenheft definierte Geschwindigkeit von 15 m/s in der Referenzhöhe von 10 Metern. Der Gradient, der die Rauigkeit der Erdoberfläche definiert und somit die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe beschreibt, ist die Rauigkeitslänge z_0 [41]. Diese Rauigkeitslänge wurde für unterschiedliche Vegetationsklassen und Bebauungsdichten experimentell bestimmt. Der Multifokusturm Jülich befindet sich auf einem spärlich bebauten Gelände, welches an einen Wald angrenzt. Um ihn befinden sich eine große Anzahl von Heliostaten. Am ehesten trifft somit der Typ „landwirtschaftliches Gelände mit geschlossenem Erscheinungsbild“ der Rauigkeitslänge 0,1 auf das Gelände des Solarturmkraftwerkes Jülich zu [42]. Somit ergibt sich eine Windgeschwindigkeit von:

$$\bar{v}_H = \bar{v}_{\text{ref}} * \frac{\ln \frac{H}{z_0}}{\ln \frac{H_{\text{ref}}}{z_0}} = 12 \frac{\text{m}}{\text{s}} * \frac{\ln \frac{29 \text{ m}/1 \text{ m}}{0,1}}{\ln \frac{10 \frac{\text{m}}{\text{s}}/1 \frac{\text{m}}{\text{s}}}{0,1}} = 14,73 \text{ m/s} \quad [5-1]$$

Folgende Werte ergeben sich für die Reynoldszahl, Nusseltzahl und α des Receivers, wenn für Luft die Stoffwerte bei einem Druck von 1 bar und einer Temperatur von 5°C angenommen werden (aus [34]). Betrachtet wird die Längsanströmung des Receivers, da hierbei die größten Konvektionsverluste auftreten würden. Zudem wird die Geometrie des Receivers zu der einer ebenen Wand vereinfacht.

Nach der Formel von Petukhov und Popov und der Annahme des Widerstandbeiwert einer Platte nach Schlichting [43] ergibt sich somit:

Tabelle 5-6: Berechnung des Wärmeübergangskoeffizient des Receivers bei erzwungener Konvektion

Kennzahl	Wert
$v/\frac{\text{m}}{\text{s}}$	14,73
Re	$1,69 \cdot 10^6$
Nu	2535
$\alpha/\frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$	39,2

Konservativ wird in der weiteren Berechnung somit von einem $\alpha = 39 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$ für die Absorberrohre und der Stirnseite des Strahlungsschutzes ausgegangen. Für die Abklingrohre, die sich im Turminneren befinden, wird es auch bei Betrachtung der höchsten Windgeschwindigkeit keine erzwungene Konvektion geben (im Turm wird kein Wind wehen). Aus diesem Grund wird hier vereinfacht weiterhin mit dem Wärmeübergangskoeffizienten von $\alpha = 8 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$ gerechnet.

Konvektion innerhalb des Rohres

Da die Hinterseite des Rohrs (Eingebettet im Strahlenschutz) im Gegensatz zu der Rohrvorderseite nicht direkt solar bestrahlt wird, werden zwischen Vorder- und Rückseite Temperaturgradienten auftreten. In Folge von Wärmeleitungs-, Wärmestrahlungs- und Konvektionsprozessen homogenisiert sich die Temperatur innerhalb des Rohres und die Temperaturgradienten nehmen ab. Im Allgemeinen hat die Konvektion, im Gegensatz zur Wärmeleitung nur einen geringen Einfluss auf die Homogenisierung (siehe Anhang Kapitel iv). Zudem sollen innerhalb der Simulation konservativen Bedingungen für den Receiver betrachtet werden. Dies wäre der Fall, wenn hohe Temperaturgradienten und somit hohe Spannungen innerhalb des Rohres auftreten. Aus diesen beiden genannten Gründen, ist es zulässig, die Konvektion zu vernachlässigen.

Fazit Konvektion

Da die Konvektion innerhalb des Rohres vernachlässigt werden kann, wird in der finalen Simulation nur die Konvektion an die Umgebung betrachtet. In ANSYS wurden hierfür Konvektionsrandbedingung auf die jeweiligen Oberflächen des Receivers mit den passenden Wärmeübertragungskoeffizienten aufgebracht.

5.2.2 Strahlung

Im weiteren Verlauf werden die grundsätzlichen Strahlungsrandbedingungen erfasst. Hierfür wird die Strahlung an die Umgebung, im Rohrrinneren und die gegenseitige Bestrahlung der Receivergeometrien betrachtet.

Strahlungsverluste an die Umgebung

Jede Fläche, die im Kontakt mit der Umgebung ist, wird ihre Energie in Folge von Strahlungsprozessen an die Umgebung abgeben. Aus diesem Grund werden den Abklingrohren, dem Strahlungsschutz und den Absorberrohren eine Strahlungsrandbedingung aufgeprägt (siehe Anhang 19 Anhang 20 und Anhang 21). Die entsprechenden Emissionskoeffizienten der Beschichtung der Absorberrohre und des Strahlungsschutzes sind aus dem zugehörigen Datenblättern bekannt. Für das Rohrrinnere und für die Abklingrohre gilt der Emissionskoeffizient von DMV310N (siehe Abschnitt 5.1).

Strahlung im Rohrrinneren

Die zum Heliostatenfeld gerichtete Hälfte des Absorberrohrs, erfährt die direkte solare Bestrahlung. Die in dem Strahlungsschutz eingebettete Absorberrohrhälfte erwärmt sich nur aufgrund von Homogenisierungsprozessen.

Die gegenseitige Bestrahlung der Innenseiten des Rohres führt zu einer Angleichung der Temperatur innerhalb des Rohres. Die obere Hälfte (zum Heliostatenfeld gerichtete Hälfte) des Rohres kühlt sich demnach ab und die untere Hälfte (im Strahlungsschutz eingebettete Hälfte) wärmt sich auf. Gleiches geschieht aufgrund der Wärmeleitung innerhalb des Bauteils. Durch den Vergleich der Wärmestrahlung mit der Wärmeleitung kann somit eine Aussage über den Einfluss der gegenseitigen Bestrahlung auf die Temperaturhomogenisierung gemacht werden. Die Randbedingung dieser Auswertung sind in Anhang 16 erläutert.

Um die gegenseitige Bestrahlung ermitteln zu können, muss der Sichtfaktor F_{1-2} zuerst über Formel [5-1] für die Bestrahlung des Inneren eines Halbzylinders zu der gegenüberliegenden Hälfte des Halbzylinders mit gleicher Länge nach Hahne und Bassiouni ([44]) berechnet werden:

$$F_{1-2} = \frac{1}{\pi^2} \left\{ 4R \ln 2R + \frac{1 - 4R^2}{2R} \ln(4R^2 + 1) + 4 \tan^{-1} \left(\frac{1}{2R} \right) \right\} \quad [5-1]$$

$$\text{mit } R = \frac{d_{\text{innen}}}{l \cdot 2}$$

Es ergibt sich somit ein Sichtfaktor von $F_{1-2} = 0,59932$. Der Wärmestrom, der die Folge der gegenseitigen Bestrahlung ist, wird mit Formel [4-6] berechnet.

Die Wärmeleitung innerhalb des Rohres erfolgt über den Rohrquerschnitt. Hierzu wird die Temperaturabnahme in Abhängigkeit von dem zurückgelegten Weg als linear betrachtet. Somit ergibt sich die Formel [5-2]:

$$\dot{Q}_{WL} = \frac{l * d_{dicke} * \lambda}{\pi * \frac{d_{mittel}}{2}} * (T_{Rohr,oben} - T_{Rohr,unten}) \quad [5-2]$$

Die Temperatur der Rohrunterseite wird während der Erhöhung der oberen Rohroberseitentemperatur als konstant angekommen. Es werden verschiedene Temperaturniveaus der Rohrunterseite ausgewertet (Legende des Diagramm 5-1 beschreibt jeweiliges Temperaturniveau).

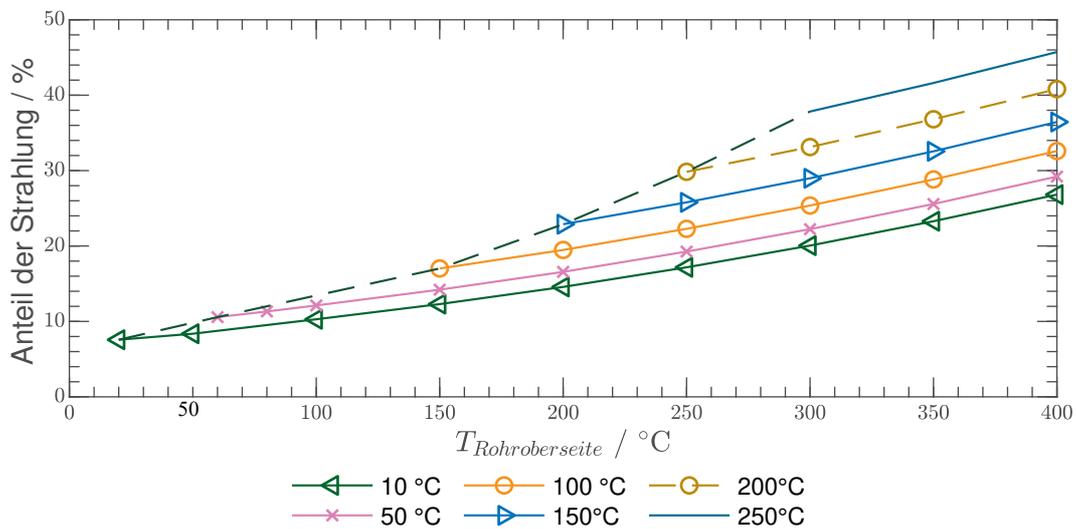


Diagramm 5-1: Anteil der Strahlung in Abhängigkeit der Rohroberseiten- und Rohrunterseitentemperatur

Diagramm 5-1 veranschaulicht den Zusammenhang des prozentualen Anteils der gegenseitigen Bestrahlung zu der Wärmeleitung innerhalb des Absorberrohrs in Abhängigkeit zur Temperatur der Rohroberseite und der Rohrunterseite. Unabhängig von dem Temperaturniveau der Rohrunterseite erhöht sich der Einfluss der gegenseitigen Bestrahlung mit Erhöhung der Temperatur der Rohroberseite, folglich mit Erhöhung des Temperaturgradienten innerhalb des Rohres. Mit steigender Temperatur der Rohrunterseite, was gleichbedeutend mit der Dauer der Bestrahlung ist, wächst der Einfluss der gegenseitigen Bestrahlung. Es kann davon ausgegangen werden, dass bei der transienten Betrachtung, bei der die Rohrober- und unterseite Temperaturen von 10-350 °C durchlaufen, die Temperaturgradienten zwischen der Oberseite und Unterseite aufgrund der Homogenisierung, die auf die Wärmeleitung zurückzuführen ist, gering sind (zwischen 10-50 K). Damit entsteht ein Verlauf gemäß der schwarz gestrichelten Linie. Der Einfluss beläuft sich somit während der Erwärmung auf einen Anteil von 10-40 %. Um die Rechenzeiten der FEM-Simulation zu verringern, wird die gegenseitige Bestrahlung im

Rohrinneren dennoch vernachlässigt. So wird, wie bereits bei der Konvektion innerhalb des Rohres, der Zustand betrachtet wird, der die geringste Wärmeübertragung, somit die größten Temperaturgradienten innerhalb des Rohres und somit den konservativen Zustand aufweist. Folglich wird das Rohr als ein adiabates System betrachtet.

Gegenseitige Bestrahlung

Die gegenseitige Bestrahlung hat Einfluss auf die Homogenisierung und auf die Temperaturverteilung im Receivermodell. Gegenseitige Bestrahlung wird zwischen den Absorberrohren und der Einbettung des Sichtschutzes auftreten (siehe Anhang 25) und zwischen der Absorberrohroberseite und der Stirnseite des Strahlungsschutzes (siehe Anhang 24).

Fazit der Strahlungsrandbedingung

Die vorangegangenen Untersuchungen haben ergeben, dass Strahlung im Rohrinneren vernachlässigt werden kann. Aus diesem Grund wird in der finalen Simulation lediglich die Strahlung an die Umgebung und die gegenseitige Strahlung Berücksichtigung. Diese Randbedingungen wurden in ANSYS mit einer Strahlungsrandbedingung an die Umgebung und einer Strahlungsrandbedingung zwischen Hüllkörpern definiert. Die Emissionskoeffizienten der jeweiligen Oberflächen sind dem Kapitel 5.1 zu entnehmen.

5.2.3 Wärmestromdichte

Auf den Receiver werden zwei Arten von Wärmestromdichte aufgeprägt. Zum einen wird der Receiver mit einer Begleitheizung elektrisch beheizt und zum anderen erfährt der Receiver eine Aufheizung durch die von den Heliostaten reflektierte und konzentrierte Solarstrahlung. Innerhalb dieses Kapitels soll die Zeit ermittelt werden, die für die elektrische Aufheizung benötigt wird, um die Zieltemperatur von 350 °C zu erreichen. Mithilfe dieses Ergebnisses kann abgeschätzt werden wann und bei welcher Temperatur des Sammlers, des Verteilers und der Verbindungsbögen die solare Strahlung aufgeprägt werden soll, damit zum Ende der solaren Erwärmung die Sammler, Verteiler, Verbindungsbögen und die Absorberrohre eine homogene Temperatur von 350 °C aufweisen

Begleitheizung

Die Begleitheizung befindet sich am Sammler und an den Verbindungsbögen (siehe Anhang 26 und Anhang 27) und weist eine Heizleistung von 86,7 W/m auf. Vom Hersteller wurde angegeben, dass die Begleitheizung auf die Verbindungsbögen mit der Belegung 2 und die Sammler/Verteiler mit der Belegung 4 versehen werden. Das bedeutet, dass auf einen Meter Rohrlänge 2 bzw. 4 Meter Heizdraht gewickelt werden. Aus dieser Belegung heraus ergibt sich somit für den Verteiler und Sammler eine Heizleistung von 346,8 W/m und für die Verbindungsbögen von 173,4 W/m.

Der Quotient aus der Heizleistung und dem Umfang der Rohre stellt die Wärmestromdichte dar. Daraus folgt für den Sammler und den Verteiler eine kontinuierlich Wärmestromdichte von 656 W/m^2 . Die Verbindungsbögen würden trotz der geringeren Belegung aufgrund der kleinen Mantelfläche eine Wärmestromdichte von 1500 W/m^2 erfahren. Dies hätte zur Folge, dass die Verbindungsbögen zum Sammler und Verteiler unterschiedliche Aufheizraten aufwiesen. Gewünscht ist jedoch, dass die Aufheizraten des Sammlers und der Verbindungsbögen sehr ähnlich sind, um eine möglichst gleiche Temperaturrampe fahren zu können. Aus diesem Grund wurde die Wärmestromdichte der Verbindungsbögen an den Sammler und Verteiler im FEM-Modell iterativ angepasst und beläuft sich auf etwa 436 W/m^2 (siehe Diagramm 5-2). Die Beheizung mit dieser Wärmestromdichte kann in der Praxis verwirklicht werden, indem eine pulsierende Beheizung der Verbindungsbögen durchgeführt wird.

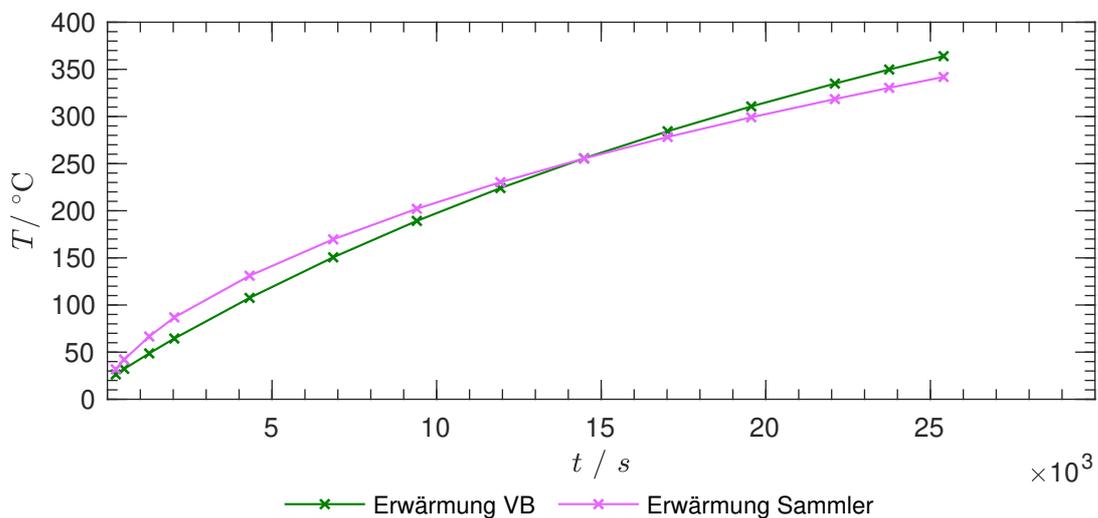


Diagramm 5-2: Elektrische transiente Erwärmung von Sammler und Verbindungsbögen

Diagramm 5-2 zeigt den Temperaturverlauf im Sammler in Folge der aufgeprägten Wärmestromdichte von 656 W/m^2 und den Temperaturverlauf der Verbindungsbögen in Folge der aufgeprägten Wärmestromdichte von 436 W/m^2 . Zu erkennen ist, dass die Verläufe sehr ähnlich sind. Damit ergibt sich eine ungefähre Aufheizrate von $0,762 \text{ K/min}$ und eine Aufheizdauer von ungefähr 25.000 Sekunden (in etwa 7 Stunden), bis die Endtemperatur von $350 \text{ }^\circ\text{C}$ erreicht werden kann. Im Solar Two und dem MSEE Projekt benötigte die solare Aufheizung bis zum Befüllen des Receivers ungefähr 15 Minuten. Daraus ergibt sich vorerst eine konservative Abschätzung der Dauer der solaren Erwärmung des Testreceivers von 25 Minuten (15 Minuten + 10 Minuten Sicherheit). So wird im Simulationsmodell nach 23.500 Sekunden und einer Temperatur des Sammlers, Verteilers und der Verbindungsbögen von ca. $335 \text{ }^\circ\text{C}$ die solare Flusssdichte aufgeprägt.

Solare Flussdichte

Die Absorberrohre werden nicht elektrisch mit der Begleitheizung beheizt, sondern werden sie mithilfe der solaren Strahlung erwärmt. Durch den Verlauf der Sonne innerhalb eines Tages treten über die Zeit stetige Veränderung in der Intensität der Sonneneinstrahlung und den auftretenden Verlustmechanismen auf. Während des Aufwärmvorgangs wird die solare Flussdichte sich mit der Zeit verändern, was innerhalb der Simulation mitbetrachtet werden muss. Zudem kann durch Veränderung der Anzahl an ausgerichteten Heliostaten, die solare Flussdichte, die auf den Receiver aufgebracht wird, beeinflusst werden. Die minimale oder maximale Flussdichte, die aufgebracht werden muss, damit der Receiver die Zieltemperatur von 350 °C aufweist, wird in Kapitel 5.4.1 näher bestimmt.

Fazit Wärmestromdichte

Im Simulationsmodell werden die Wärmestromdichten, die die Begleitheizung darstellen, auf die Oberfläche von Verbindungsbögen, Sammler und Verteiler aufgebracht (siehe Anhang 26 und Anhang 27). Die solare Flussdichte wird mittels Raytracing (siehe Kapitel 7.1) als orts aufgelöste Wärmestromdichte auf die Absorberrohre und der Strahlenschutzstirnseite implementiert (siehe Abbildung 7-2). Mithilfe eines Skalierungsfaktor kann die Strahlungsflussdichte im FEM-Modell an die zeitliche Veränderung angepasst werden.

5.2.4 Temperaturrandbedingung

Die Rückseite des Strahlungsschutzes wird durch eine konstante Temperatur definiert, die der Umgebungstemperatur entspricht (siehe Anhang 23).

Eigentlich müssten an der Rückwand eine Konvektionsbedingung und Strahlungsbedingung aufgebracht werden. Dies führte jedoch zu sehr hohen Rechenzeiten, die durch eine Temperaturrandbedingung stark reduziert wurden. Diese Vereinfachung ist dahingehend haltbar, dass während der Simulation der solaren Erwärmung der transiente Aufwärmprozess betrachtet wird und nicht annähernd der stationäre Zustand erreicht wird, was zur Folge hat, dass keine gleichmäßige Temperaturverteilung innerhalb des Strahlungsschutzes auftreten wird. Da zudem die Wärmeleitfähigkeit des Strahlungsschutzes sehr gering ist, werden sich demnach Temperaturspitzen an der Isolierung in der Nähe der Header und Verbindungsbögen einstellen. Am Rand der Isolierung wird es nur eine vernachlässigbare Temperaturerhöhung geben. Dieses Phänomen bestätigte die Simulation in ANSYS (siehe Abbildung 5-5). Hierbei wurde untersucht inwiefern sich die Ergebnisse die sich aus der Temperaturrandbedingung ergeben von denen einer Konvektionsrandbedingung entscheiden.

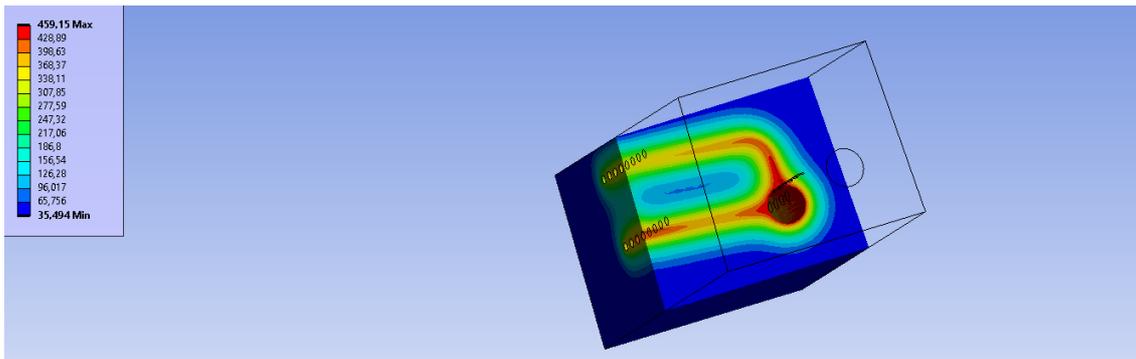


Abbildung 5-5: Erwärmung des Strahlungsschutzes bei der Annahme der geringsten Verluste

Es ist zu erkennen, dass die Rückwand keine bzw. nur eine sehr geringe Temperaturerhöhung erfährt. Die Temperaturrandbedingung verzerrt somit das Ergebnis in einer vernachlässigbaren Größenordnung.

5.2.5 Randbedingung Isolierung Seitenwand

Auf der Seitenwand der Isolierung wird eine Quasitemperaturrandbedingung aufgeprägt (siehe Anhang 22). Gemeint ist damit, dass im Modell eine Konvektionrandbedingung von 1000 W/m^2 mit einer Oberflächentemperatur, die gleich der Umgebungstemperatur ist, implementiert wird. Hintergrund ist, dass im Bereich zwischen Vorderwand und Seitenwand die Temperaturen bei einer reinen Temperaturrandbedingung nicht konvergieren würden, so dass sich eine Dauerschleife in ANSYS bildet, was zu keinem Ergebnis führe. Auf einem Flächenelement, das sowohl die Seitenwand, als auch die Vorderseite „berührt“, wären zwischen den Knoten zwei stark unterschiedliche Temperaturen definiert worden. Zum einen die hohen Temperaturen von über 100 °C auf der Vorderseite, die aufgrund der Flusssichterandbedingung entsteht, und zum anderen die definierte Umgebungstemperatur von maximal 40 °C . ANSYS könnte keine Ansatzfunktion ermitteln, die die Matrix, die aus diesen Randbedingung entsteht, löst.

5.3 Qualitätskontrolle

Das Modell muss mithilfe einer Zeitschrittstudie und einer Netzstudie validiert werden, um eine Netzunabhängigkeit und eine Zeitschrittunabhängigkeit zu gewährleisten. Hierfür wurden die Temperatur von verschiedenen Messpunkten (siehe Anhang 30) bezüglich des Konvergenzverhaltens bei Netz und Zeitschrittverfeinerung ausgewertet. Die Ergebnisse der Zeitschritt- und Netzstudie sind im Anhang 30 bis Anhang 38 zu finden. Außerdem erfolgte eine Plausibilitätskontrolle des Modells mithilfe eines Vergleichs der analytisch abgeschätzten und den vom FEM errechneten Wärmeströme der verschiedenen aufgeprägten Randbedingungen (siehe Anhang 39).

5.4 Thermische Auswertung

Alle Randbedingungen, die zuvor diskutiert wurden, sind im Simulationsprogramm eingepflegt worden. Die Zusammenfassung aller Randbedingungen ist in

Anhang 28 und Anhang 29 zu finden. Im Kapitel 5.2.3 wurde bereits identifiziert, wann und unter welchen Bedingungen sowohl Sammler/Verteiler und die Verbindungsbögen eine Endtemperatur von 350 °C aufweisen. Im weiteren Verlauf soll die minimale und maximale aufzuprägende solare Flussdichte ermittelt werden, die zu einer Zieltemperatur von 350 °C in den Absorberrohren führen. Danach soll geprüft werden, ob beim Aufprägen der ermittelten minimalen und maximalen Wärmestromdichten die Temperaturrampe von 30 K/min während der Erwärmung eingehalten werden kann. Wenn dies nicht der Fall ist, soll in einer weiteren Untersuchung der Flussdichteverlauf an die Temperaturrampe angepasst werden.

5.4.1 Ermittlung der solaren Flussdichte

Zuerst sollen die minimalen und die maximalen solaren Flussdichten durch eine analytische Berechnung abgeschätzt werden. Daraufhin werden die daraus resultierenden Ergebnisse in das FEM-Modell als konstante Wärmestromdichte auf die Absorberrohre aufgeprägt. Zwar wird in der Praxis der Wärmestromdichteverlauf bzw. der solare Flussdichteverlauf über das Absorberrohr orts aufgelöst sein, dennoch ist die Annahme einer konstanten Wärmestromdichte vorerst zulässig, da die daraus resultierenden Ergebnisse im weiteren Verlauf die mittleren solaren Flussdichten darstellen werden. Mithilfe der FEM-Simulation soll geprüft werden, ob die Zieltemperatur mit den analytisch abgeschätzten Wärmestromdichten erreicht wird. Wenn dies nicht der Fall ist, sollen die jeweiligen Wärmestromdichten bis zum Erreichen der Zieltemperatur iterativ angepasst werden.

Für die analytische Berechnung werden die Absorberrohre vereinfacht als ein einziges freistehendes Rohr betrachtet. Auch in dieser Berechnung wird aus den gleichen bereits erörterten Gründen zwischen minimale und maximale thermische Verluste unterschieden.

Die minimale solare Flussdichte ist die Flussdichte, die aufgeprägt werden muss, damit der Receiver unter Betrachtung von sehr geringen Verlusten im stationären Zustand eine Endtemperatur von 350 °C aufweist. Die maximale solare Flussdichte ist analog dazu die Flussdichte, die aufgeprägt werden muss, damit beim Auftreten der höchsten thermischen Verluste die Zieltemperatur von 350 °C im stationären Zustand erreicht wird. Aus der Betrachtung der stationären Zustände, folgt, dass die Strahlungsflussdichten genau so groß sein müssen, wie die Summe der Verluste infolge von Strahlung und Konvektion (Wärmeleitung wird nicht betrachtet). Demnach wurde für verschiedene Endtemperaturen des Rohres die Gesamtverluste

unter Betrachtung der niedrigsten Verluste (Modell im Anhang 41) und unter Betrachtung der höchsten Verluste (Modell Anhang 42) berechnet.

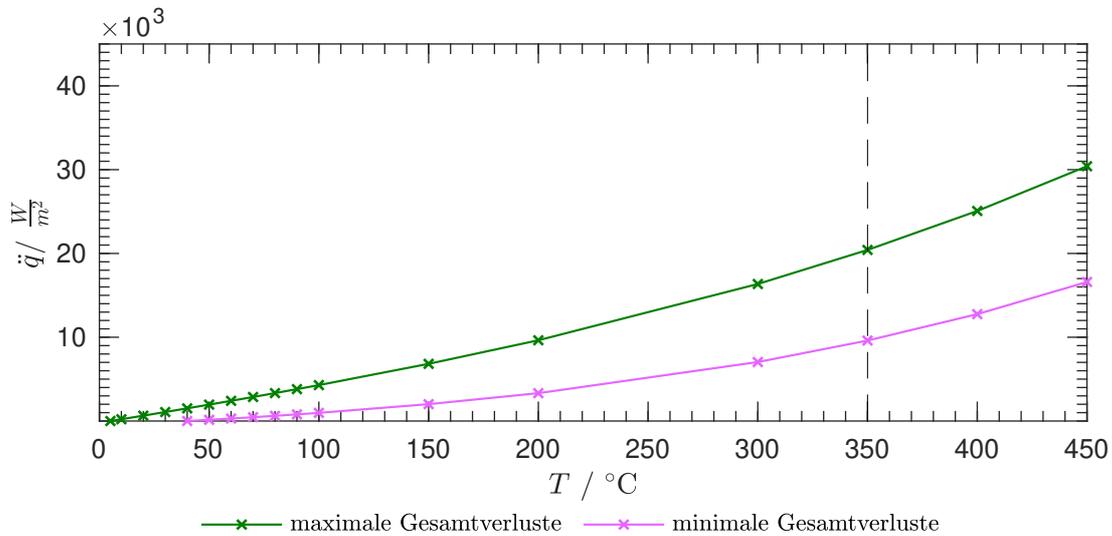


Diagramm 5-3: Wärmestromdichte in Abhängigkeit der stationären Temperaturen und der maximalen und minimalen Verluste

Das Ergebnis der analytischen Rechnung ist in Diagramm 5-3 zusammengefasst. Auf der Abszisse ist die stationäre Temperatur des Rohrs und auf der Ordinate die Gesamtverluste und damit die dazugehörige aufzuprägende Flussdichte aufgetragen. Bei höheren thermischen Verlusten steigt erwartungsgemäß die Flussdichte mit Erhöhung der Temperatur stärker an als bei niedrigeren thermischen Verlusten. Es ergibt sich unter Betrachtung der geringsten Verluste für die gewünschte Zieltemperatur von 350 °C eine solare Flussdichte von 11.000 W/m² und bei Betrachtung der höchsten Verluste eine solare Flussdichte von 20.000 W/m².

Da in der analytischen Berechnung nur das Absorberrohr selbst, aber nicht als Absorberrohr innerhalb des Receiversystems betrachtet wird, werden die Werte der analytischen Abschätzung in das FEM-Programm implementiert und iterativ so angepasst, dass im Simulationsmodell eine Endtemperatur von 350°C erreicht wird.

Geringste Verluste:

Die analytisch ermittelte solare Flussdichte von 11 kW/m² wird in das FEM Programm eingepflegt (siehe Modell Anhang 28) und der transiente Verlauf an der Rohroberseite des Absorberrohrs (siehe Punkt maximale Temperatur Anhang 30) wird über die Zeit ermittelt.

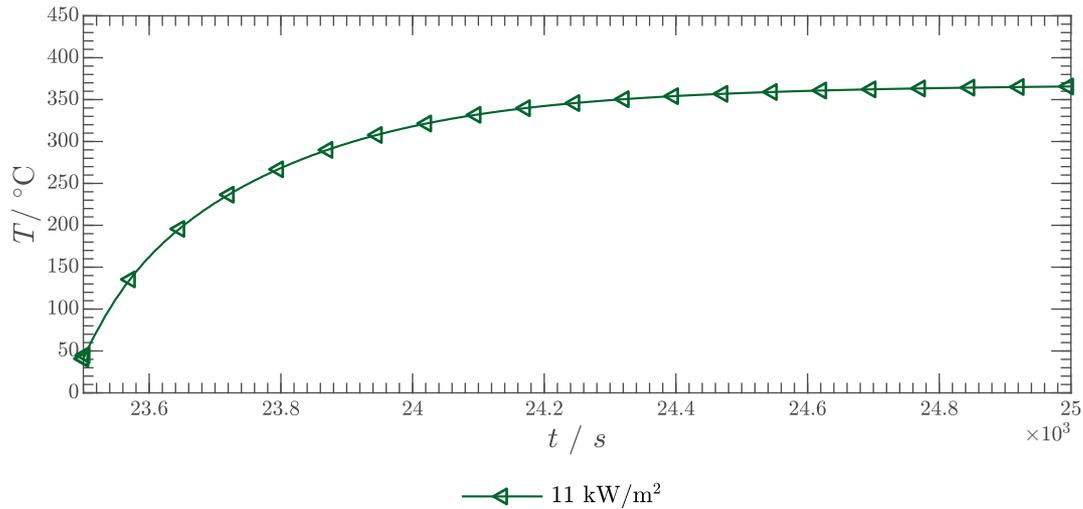


Diagramm 5-4: Ermittlung der minimalen Wärmestromdichte unter Betrachtung der niedrigen Verluste

Auf der Abszisse ist die Temperatur und auf der Ordinate die gesamte Zeit der Erwärmung (23.500 Sekunden wird elektrisch beheizt und erst dann solar erwärmt) aufgetragen. Es ergibt sich ein steigender Temperaturverlauf mit einer Endtemperatur von 360 °C. Die analytisch ermittelte Wärmestromdichte stimmt somit gut mit dem Ergebnis der FEM-Simulation überein.

Höchste Verluste:

Analog zu der Ermittlung der solaren Flussdichte bei Betrachtung der geringsten Verluste, wurde die solaren Flussdichte bei Betrachtung der höchsten Verluste im FEM-Modell bestimmt (siehe Modell Anhang 29). Das Ergebnis, dass in Diagramm 5-5 dargestellt ist, zeigt ein geringeres Temperaturniveau beim Erreichen des stationären Zustands mit der analytisch ermittelten Wärmestromdichte von 20 kW/m². Aus diesem Grund wurde die Wärmestromdichte im FEM-Modell iterativ erhöht, bis eine Endtemperatur von etwa 350 °C erreicht wurde. Das Ergebnis ist eine Wärmestromdichte von etwa 27 kW/m².

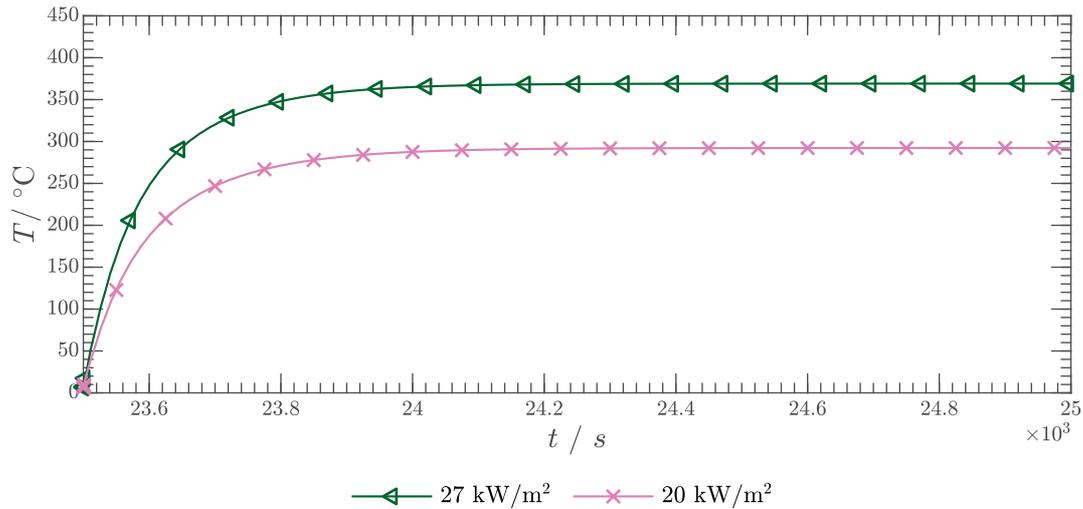


Diagramm 5-5: Ermittlung der minimalen Wärmestromdichte unter Betrachtung der hohen Verluste

Fazit

Aus der Ermittlung der konstanten Wärmestromdichte unter Betrachtung der minimalen und maximalen thermischen Verluste, kann folgendes Fazit gezogen werden:

Damit der Receiver eine Zieltemperatur von 350 °C aufweisen kann, muss die mittlere Wärmestromdichte mindestens einen Wert von 11 kW/m² annehmen. Für die solare Vorwärmung bedeutet das, dass die Anzahl der fokussierten Heliostaten, mindestens solange erhöht werden muss, bis der Receiver eine durchschnittliche Flussdichte von 11 kW/m² aufweist. Aus der berechneten maximalen mittleren Flussdichte kann die maximale Anzahl an Vorwärmheliostaten definiert werden. Hierfür muss gewährleistet werden, dass unter Betrachtung der pessimistischsten optischen Randbedingungen die Anzahl an Heliostaten so gewählt wird, dass diese eine solare Flussdichte von durchschnittlich 27 kW/m² auf den Receiver generiert kann (näheres dazu in Kapitel 6.1).

5.4.2 Ermittlung der zulässigen Flussdichte in Abhängigkeit der Zeit

Nachdem die minimale und maximale mittlere solare Flussdichte bestimmt wurde, wird im Folgenden ermittelt, ob die Temperaturrampe von 30 K/min während der solaren Erwärmung eingehalten wird und wenn nicht, wie sie eingehalten werden kann. Konservativ wird vorerst davon ausgegangen, dass die Flussdichte, die zum Erreichen der Zieltemperatur benötigt wird, direkt auf den kalten Receiver aufgeprägt wird. Demnach wurde für die Wärmestromdichte bei Betrachtung der hohen Verluste (Modell Anhang 29) die ermittelte Flussdichte von 27 kW/m² und bei Betrachtung der niedrigeren Verluste die ermittelte Flussdichte von 11 kW/m² (Modell Anhang 28) in das FEM-Modell implementiert. Daraus ergibt sich der Zusammenhang der auftretenden Temperaturtransienten und der Dauer der Erwärmung gemäß Diagramm 5-6. Zu

erkennen ist, dass die Steigungen der Temperaturen sowohl bei Betrachtung der hohen als auch bei Betrachtung der niedrigen Verluste zu hoch sind, um die definierte Temperaturrampe von 30 K/min einhalten zu können. Vor allem zu Anfang, wenn der Receiver noch Umgebungstemperatur aufweist und die Strahlungsverluste sehr gering sind, ist die Temperatursteigung extrem. Hier belaufen sie sich bei den geringen thermischen Verlusten auf etwa 100 K/min und bei den hohen thermischen Verlusten auf bis zu 240 K/min. Aus diesem Grund muss die solare Flussdichte schrittweise durch den Operator an die Temperatur des Receivers angepasst werden.

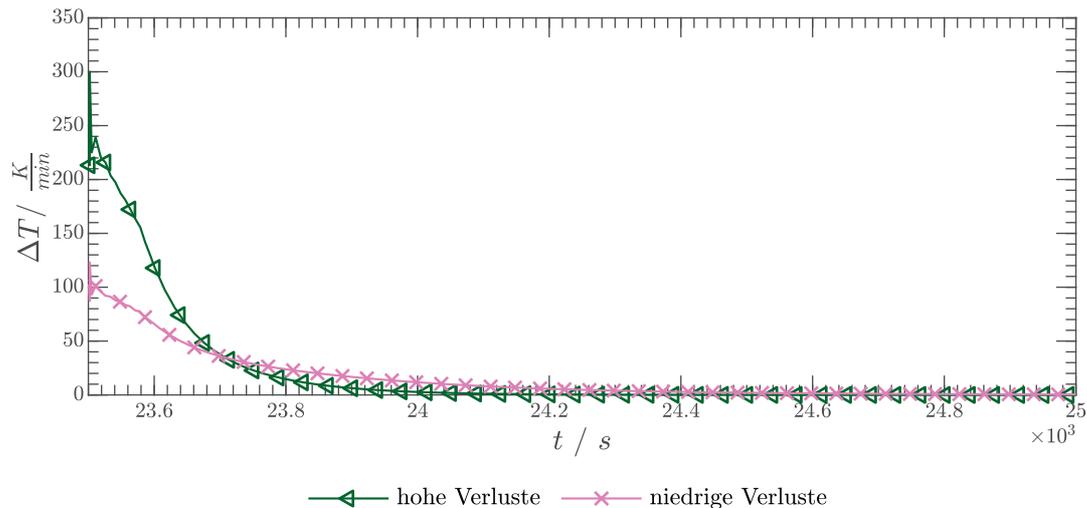


Diagramm 5-6: auftretende Temperaturgradienten innerhalb einer Minuten bei Betrachtung von hohen und niedrigen Verlusten

Eine schrittweise Anpassung der solaren Flussdichte an die Temperatur des Receivers ist nur sinnvoll, wenn eine Aussage zur maximal zulässigen solaren Flussdichte in Abhängigkeit der Temperatur existiert. Aus diesem Grund wird im weiteren Verlauf die maximal zulässige Wärmestromdichte in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz zwischen dem Receiver und der Umgebung bestimmt, mit der eine Steigung der Temperatur von 30 K/min nicht überschritten wird. Dies wurde verwirklicht, indem innerhalb des FEM-Modells gemäß Anhang 28 die Wärmestromdichte schrittweise erhöht wurde und für jede Erhöhung jeweils der Temperaturanstieg innerhalb der nächsten Minuten ausgewertet wurde. Für jeden Zeitschritt folgte daraufhin eine iterative Anpassung der solaren Flussdichte bis der Temperaturanstieg 30 K/min betragen hat (Vorgang verdeutlicht in Anhang 40). Die Simulation wurde unter der Betrachtung der geringsten thermischen Verluste durchgeführt, da so konservativ der pessimistischste Zustand bezüglich der Einhaltung der Temperaturrampe simuliert wird. Folgendes Diagramm zeigt den ermittelten Zusammenhang:

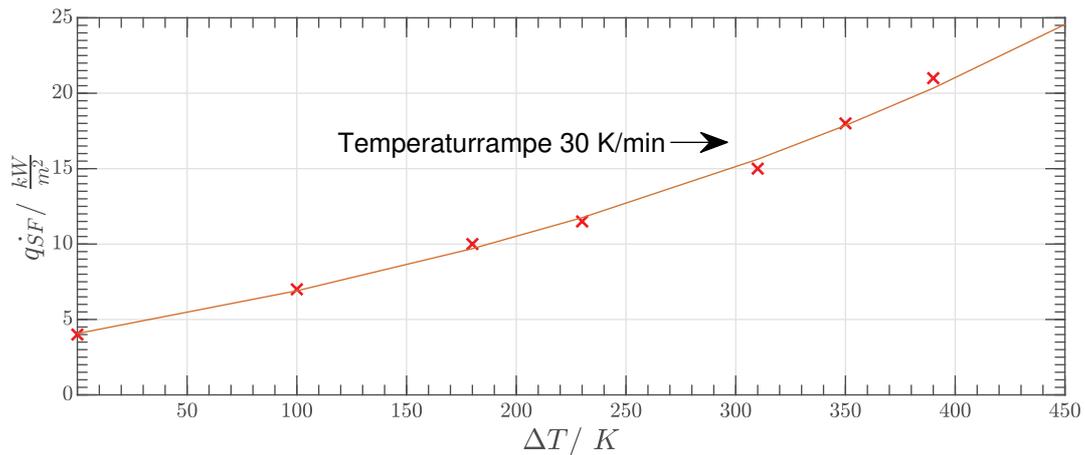


Diagramm 5-7: maximalzulässige solare Flussdichte in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz zwischen Receiver und Umgebung bei einer Temperraturrampe von 30 K/min

Zu Anfang, wenn der Receiver noch Umgebungstemperatur aufweist, darf die solare Flussdichte maximal $4 \text{ kW}/\text{m}^2$ betragen. Mit Erhöhung der Temperatur wächst der Einfluss der Strahlungsverluste, so dass die zulässige maximale Flussdichte in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz überproportional steigt.

Fazit für die Aufwärmstrategie

Wie die in diesem Kapitel entwickelten Ergebnisse zeigen, ist es nicht möglich direkt eine Flussdichte auf den Receiver aufzuprägen, die eine Temperatur von 350 °C generiert, da sonst die definierte Temperaturrampe deutlich überschritten wird. Es konnte jedoch gezeigt werden, dass diese Temperaturrampe stark von der Absorberrohrtemperatur abhängt. Aus diesem Grund wurde eine neue Strategie hergeleitet, die die zulässige Flussdichte auf Basis der Absorberrohrtemperatur berechnet. Somit ist Diagramm 5-7 das Fundament für die sichere Durchführung der solaren Erwärmung. Durch Prüfen der Temperatur des Receivers kann eine maximal zulässige Flussdichte zur Einhaltung der Temperaturrampe bestimmt werden. Durch den Vergleich mit der zurzeit auftreffenden solaren Flussdichte, kann entschieden werden, ob auf den Flussdichteverlauf Einfluss genommen werden muss, indem die Anzahl an Heliostaten verändert wird oder ob dies zur Überschreitung der Temperaturrampe führen würde.

6 Optische Simulation

Die solare Flussdichte, die auf den Receiver aufgeprägt wird, ist das Resultat aus der Fokussierung und der Konzentration der Sonnenstrahlen durch die Heliostaten. Dadurch ist sie stark abhängig von der Intensität der Solarstrahlung (der DNI), von der Anzahl der fokussierten Heliostaten und

zuletzt von der Heliostatenfeldperformance, die wiederum abhängig ist von dem Tag im Jahr und der Uhrzeit. Es wirken somit viele verschiedene Einflüsse auf die Strahlungsflussdichte. Um eine Aufwärmstrategie entwickeln zu können, die für jeden beliebigen Tag zu jeder beliebigen Uhrzeit durchführbar ist, müssen somit zuerst die Zusammenhänge der optischen Einflüsse auf die solare Flussdichte erfasst werden. Diese werden im folgenden Kapitel untersucht. Hierfür wird im Folgendem zuerst das Strahlungsverfolgungsprogramm SPRAY vorgestellt und die Anzahl der Vorwärmheliostaten ermittelt. Daraufhin werden die optischen Einflüsse die auf die definierten Vorwärmheliostaten wirken, spezifiziert. Auf Basis dieser gewonnenen Ergebnisse wird zum Schluss eine Vorwärmstrategie vorgestellt.

Aufbau des Strahlungsverfolgungsprogramm SPRAY

Die optische Simulation der solaren Erwärmung wird mithilfe des Strahlungsverfolgungsprogramm SPRAY durchgeführt. SPRAY berechnet auf numerischen Weg mithilfe der „Monte Carlo ray tracing method“ die solare Flussdichteverteilung auf den Receiver [45]. Hintergrund der Monte Carlo Methode ist, dass analytisch unlösbare Probleme im mathematischen Kontext mithilfe der Wahrscheinlichkeitstheorie numerisch lösbar sind. Die Annahme, dass die relative Häufigkeit eines Zufallsergebnisses gegen die theoretische Wahrscheinlichkeit des Ergebnisses konvergiert, sofern die Simulation sehr häufig durchgeführt wird, stellt die Basis dieser Methode dar.

Mithilfe dieser optischen Simulation können die Parameter bestimmt, die direkten Einfluss auf die Größe der auftreffenden Flussdichte haben. Hierfür müssen in SPRAY die optischen Randbedingungen implementiert werden. Dazu zählen die Aussagen über die Position der Sonne zum Heliostatenfeld und die Intensität der Sonne. Für die Simulation der solaren Erwärmung des HPMSII Testreceivers wird das Solarfeld in Jülich betrachtet. Für SPRAY ergibt sich somit spezifisch, dass die Positionen und Geometrien des Testreceivers, der Heliostaten, des Solarturms und des Multifokusturms eingepflegt werden müssen. Für die Berechnung der Intensität und des Einfallswinkels der Einstrahlung der Sonne müssen Angaben bezüglich des Datums, der Uhrzeit und der Koordinaten des Heliostatenfeldes definiert werden. In der SPRAY Dokumentation von Buck [46] wird beschrieben, dass mithilfe dieser Daten über die Hottel-Korrelation die aktuelle DNI berechnet wird. Hierbei generiert SPRAY im Gegensatz zu anderen „ray tracing“-Programmen direkt eine große Anzahl von Strahlen (rays) auf der Heliostatenoberfläche, die jeweils eine Leistung besitzen, die Abhängig von der DNI, der Anzahl der generierten Strahlen und der Heliostatenfläche sind. Die generierten Strahlen sollen, sofern sie vom Heliostaten reflektiert und nicht absorbiert werden, in Richtung des definierten „Zielpunktes“ auftreffen. Durch Verluste, beispielsweise durch Verschattung oder atmosphärische Absorption, werden die Strahlen abgeschwächt. SPRAY berücksichtigt diese Verluste, indem eine entsprechende Anzahl an

Strahlen „gestoppt“ werden, so dass nur ein bestimmter Teil der Gesamtstrahlen auf den Receiver auftrifft. Der „Zielpunkt“ stellt den gewünschten Auftreffpunkt der solaren Strahlung dar, so dass die Heliostaten automatisch dorthin ausgerichtet werden. Der Receiver wird mit einem Netz diskretisiert und so in einzelne BINS unterteilt (einzelne Felder). Auf jeden BIN trifft eine bestimmte Anzahl an Strahlen auf, die als Summe die lokal eingestrahlte Flussdichte darstelle.

Die Anzahl der Strahlen pro BIN sind Poisson verteilt [46]. Das hat zur Folge, dass die Varianz und der Erwartungswert x gleich groß sind. Da der Erwartungswert bei der Strahlenverfolgung die Anzahl an Strahlen pro BIN ist, gilt für den Variationskoeffizienten folgender Zusammenhang [47]:

$$\mathbf{VarK} = \frac{\sigma_{SA}}{x_{EW}} = \frac{\sqrt{n_{ray/bin}}}{n_{ray/bin}} \quad [6-1]$$

Mittels dieser Formel kann einerseits durch Abschätzen des Variationskoeffizienten die Mindestanzahl der Strahlen pro BIN berechnet werden, andererseits kann über die Anzahl der Strahlen pro BIN die Genauigkeit der Ergebnisse angepasst werden, damit eine gewisse Genauigkeit erreicht wird.

In SPRAY ist der Receiver als ebene Fläche definiert. Auf dieser ebenen Fläche wird die Wärmestromdichte orts aufgelöst aufgetragen. Daraus ergibt sich später mit Nutzung der Schnittstelle FEMRAY die solare Flussdichteverteilung auf dem Receiver. Für die Ermittlung der optischen Zusammenhänge wird die solare Flussdichteverteilung vorerst nicht betrachtet. Es wird nur der Mittelwert der auftreffenden solaren Flussdichte berücksichtigt. Dieser ergibt sich, indem die lokal absorbierte solare Flussdichte der einzelnen BINS addiert und durch die Anzahl an BINS dividiert werden.

Die Zusammenfassung aller Basis-Randbedingungen, die für alle optische Berechnungen gelten, sind im Anhang 43 zusammengefasst.

6.1 Modellaufbau der optischen Simulation

Die Position aller Komponenten, die das Versuchskraftwerk in Jülich bilden, müssen in SPRAY implementiert werden. Hierfür wird ein Koordinatensystem angelegt, dessen Ursprung sich bezüglich der x- und y-Achse in der Mitte des Receivers und bezüglich der z-Achse auf der Bodenfläche befindet. Die Koordinaten der einzelnen Heliostaten und der Türme beziehen sich auf diesen Ursprung.

Türme:

Um den Einfluss von „Blocking und Shading“ der Türme abhängig von der Position der Sonne ermitteln zu können, muss zu den Koordinaten noch die Bemaßung der Türme implementiert werden.

Es ergeben sich folgende Maße für den Multifokusturm:

Tabelle 6-1: Maße des Multifokusturm

Bezeichnung	Maße in Metern
Höhe	55,54
Breite	8,7
Tiefe	8,7

Für den Solarturm gilt:

Tabelle 6-2: Maße des Solartrms

Bezeichnung	Maße in Metern
Höhe	60
Breite	9,5
Tiefe	14,8

Die Koordinaten der Mittelpunkte der Türme belaufen sich auf:

Tabelle 6-3: Position der Türme

Koordinaten	x	y	z
Multifokusturm	0,75	-4,35	0
Solarturm	18,35	-7,47	0

Receiver:

Die Geometrie und Abmaße des Receivers wurden bereits in Kapitel 5.1 erläutert. Innerhalb der Simulation von SPRAY wird der Receiver als ebene Fläche dargestellt. Die solare Flussdichte wird somit auf ein Rechteck der Maße von 4 x 1,6 Metern projiziert. Da sich der Receiver in der ersten

Versuchsebene des Multifokusturm implementiert wird, wird sich sein Mittelpunkt auf einer Höhe von 28,55 Metern befinden. Somit belaufen sich seine Koordinaten auf folgende Werte:

Tabelle 6-4: Koordinaten des Receivers im Multifokusturm

Koordinaten	x	y	z
Receiver	0	0	28,55

Wie in der Einleitung beschrieben, wird der Receiver diskretisiert und so in einzelne BINS unterteilt. Die Feinheit des Diskretisierens kann über die Anzahl der BINS über die Breite und Höhe des Receivers variiert werden. Die positionsabhängige Leistung der solaren Flussdichte wird jeweils für einen BIN berechnet. Da die Leistung innerhalb dieses BINS gemittelt wird, werden die Extrema der Flussdichte bei Erhöhung der Anzahl der BINS sehr gut dargestellt. Gleichzeitig steigt jedoch die Rechenzeit stark an. Die Anzahl an BINS beläuft sich auf 1200, so dass die Fläche eine Größe von $0,0053 \text{ m}^2$ mit einer Kantenlänge von $0,066 \text{ m}$ und einer Kantenbreite von $0,08 \text{ m}$.

Heliostatenfeld:

Das Heliostatenfeld besteht aus 2065 Heliostaten, welches in einer Nordfeldkonfiguration ausgerichtet sind. Ein Heliostat ist in vier Facetten unterteilt. Jede Facette weist eine Breite von $1,275 \text{ m}$ und eine Höhe von $2,705 \text{ m}$ auf. Für den Heliostaten ergibt sich somit eine gesamte Spiegelfläche von etwa $8,19 \text{ m}^2$. Die Pylonenhöhe (Aufhängung des Heliostaten) beträgt ca. $1,8 \text{ m}$ und der Reflektivitätsgrad beläuft sich auf 89% .

Auswahl der Aufwärmheliostaten

Für die solare Erwärmung werden nur ein Teil der Heliostaten des Heliostatenfeldes benötigt. Um eine möglichst gleichmäßige solare Flussdichte- und somit eine homogene Temperaturverteilung erhalten zu können, sollen die hinteren Heliostaten des Solarfelds angesprochen werden, da diese die größten „Bilder“ auf den Receiver projizieren. Die maximale Anzahl an Heliostaten kann aus der ermittelten maximalen Flussdichte der thermischen Analyse bestimmt werden (siehe Kapitel 5.4.1). Demnach muss gewährleistet werden, dass die Anzahl der Heliostaten eine Größe aufweist, die zu jedem Endzeitpunkt der Erwärmung eine mittlere solare Flussdichte von 27 kW/m^2 auf den Receiver projizieren kann. Als Randbedingung zum Start der solaren Erwärmung wurde von den Betreibern des Solarfeld Jülichs eine Startuhrzeit von frühestens 08:30 Uhr (Lokalzeit) angesetzt. Wie bereits erwähnt, soll der Aufwärmvorgang eine Dauer von etwa 25 Minuten betragen. Damit ergibt sich, dass spätestens um 08:55 Uhr die von den Heliostaten auf den Receiver projizierte mittlere solare Flussdichte 27 kW/m^2 betragen sollte.

Iterativ wurde in SPRAY (Modell im Anhang 43) ermittelt⁷, welcher Tag und welche Uhrzeit die schlechtesten Voraussetzungen für die solare Erwärmung darstellen und wie viele Heliostaten unter diesen Bedingungen benötigt werden. Aus dieser Ermittlung ergab sich das Datum des 29.03. und eine Uhrzeit von 08:55 Uhr. Um demnach eine mittlere solare Flussdichte von 27 kW/m² auf den Receiver aufprägen zu können, werden zu diesem Tag und zu dieser Uhrzeit 604 Vorwärmheliostaten benötigt. Nach Abstimmung mit dem Heliostatenfeldbetreiber wurden für die 604 Vorwärmheliostaten die in der Abbildung 6-1 gelb gekennzeichneten Heliostaten ausgewählt.

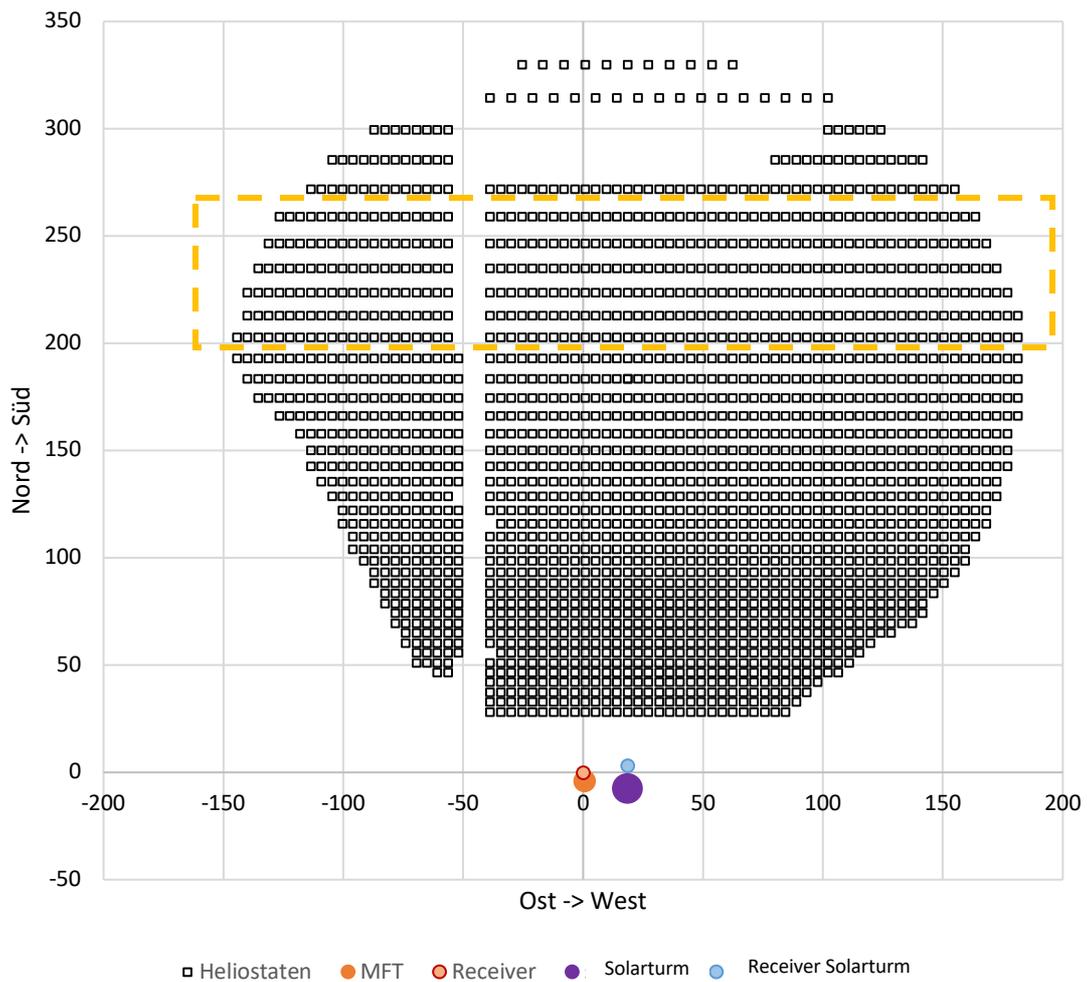


Abbildung 6-1: Aufbau Heliostatenfeld in Jülich mit ausgewählten Vorwärmheliostaten gelb umrandet

Für diesen ausgewählten Bereich der Heliostaten werden folglich die verschiedenen optischen Zusammenhänge überprüft. Hierfür wird zuerst der Einfluss der Anzahl der Heliostaten auf die

⁷ Es wurde jeweils für viele verschiedene Uhrzeit und Datumkonfigurationen die von SPRAY ausgegebene auf den Receiver auftreffende solare Flussdichte ausgewertet. Die Uhrzeit und der Tag an dem die geringste solare Flussdichte ermittelt wurde, stellte den Auslegungspunkt der Auswahl der Vorwärmheliostaten dar.

auftreffende solare Flussdichte betrachtet, daraufhin der Einfluss der Intensität der Einstrahlung bei konstanter Anzahl an fokussierten Heliostaten auf die auftreffende solare Flussdichte und zuletzt wird der auf ein Referenzzustand normierter Heliostatenfeldwirkungsgrad abhängig von Tag und Uhrzeit ermittelt.

6.2 Einfluss Anzahl fokussierter Heliostaten auf solare Flussdichte

Um den Einfluss der Anzahl an fokussierten Heliostaten auf die solare Flussdichte ermitteln zu können, wurde die Anzahl an fokussierten Heliostaten von 50 auf 620 schrittweise erhöht (nach Modell aus Anhang 44). Dabei blieben alle andern Randbedingungen (DNI, Uhrzeit, Datum) konstant. Es wurde jeweils die mittlere solare Flussdichte berechnet.

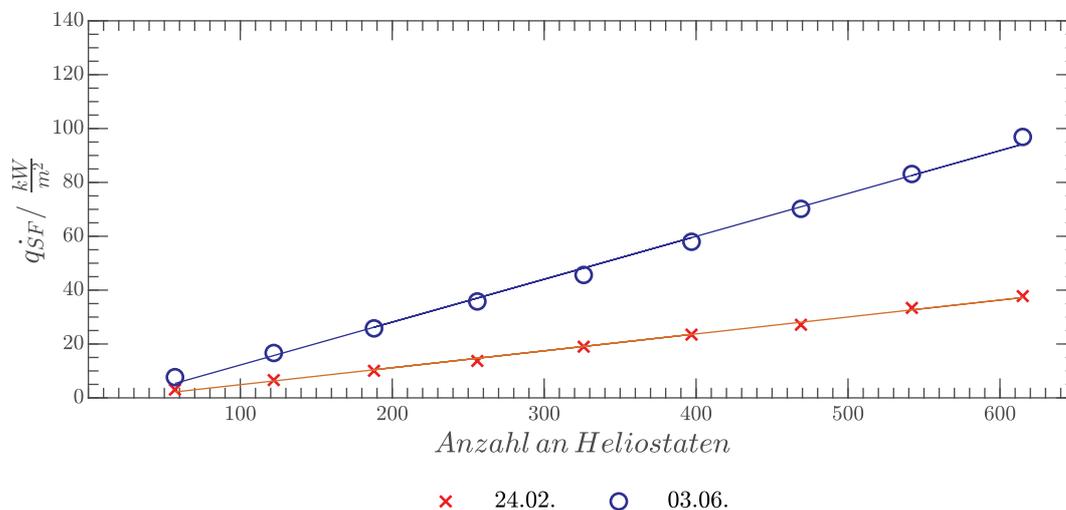


Diagramm 6-1: auftreffende solare Flussdichte in Abhängigkeit der Anzahl an Heliostaten- Uhrzeit 08:30 (UTC)

Die Abszisse beschreibt die Anzahl an Heliostaten und die Ordinate der Durchschnitt der auftreffenden solaren Flussdichte auf dem Receiver. Ausgewertet wurde die Abhängigkeit der solaren Flussdichte von der Anzahl an Heliostaten einerseits für den 24.02 um 08:30 (UTC) und für den 03.06 um 08:30 (UTC).

Zu erkennen ist, dass mit Erhöhung der Anzahl der Heliostaten eine lineare Erhöhung der solaren Flussdichte auftritt. Zwar ist zu konstatieren, dass bei einer sehr geringen und sehr hohen Anzahl an Heliostaten Abweichungen zum proportionalen Verhalten auftreten, die jedoch für die weitere Strategiebildung vernachlässigbar klein sind. Da die DNI am 24.02. geringer ist, als am 03.06. ist die mittlere solare Flussdichte mit Erhöhung der Heliostatenanzahl für jeden betrachteten Zustand geringer.

6.3 Einfluss der DNI

Die Intensität der Einstrahlung, wird, wie bereits in Kapitel 4.2.4 erläutert, durch die Größe der direkten solare Einstrahlung, auch DNI genannt, definiert, die über die Hottel-Korrelation berechnet werden kann [46].

Indem bei einer konstanten Sonnenposition und einer definierten konstante Anzahl an Heliostaten (siehe Modell Anhang 45) die DNI verändert wird, kann der Zusammenhang zwischen DNI und auftreffende solare Flussdichte ermittelt werden. Diagramm 6-2 stellt den Zusammenhang für zwei verschiedene Sonnenpositionen dar.

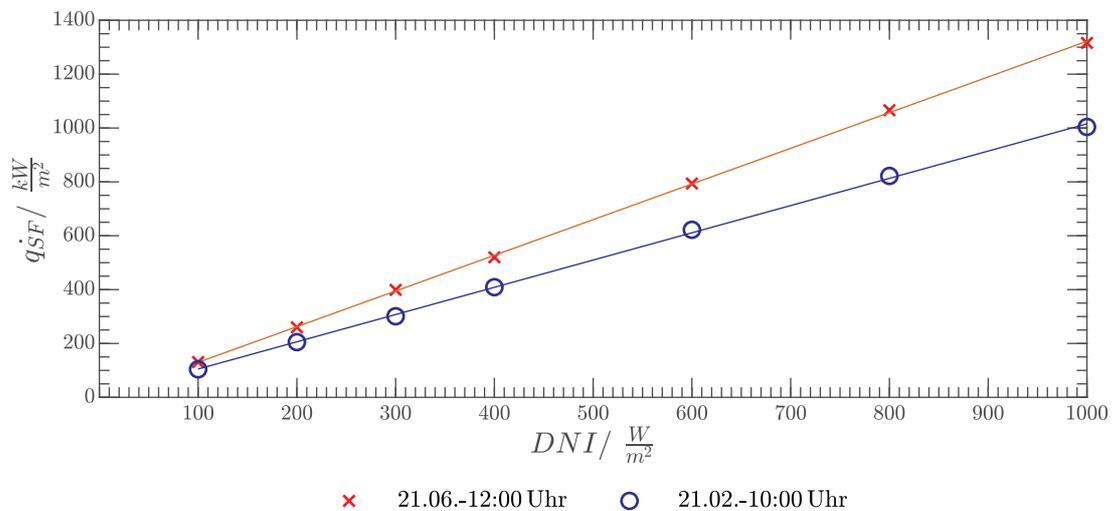


Diagramm 6-2: auftreffende solare Flussdichte in Abhängigkeit der DNI

Die solare Flussdichte wird in Abhängigkeit der DNI aufgetragen und für den 21.06 und den 21.02 um 12:00 Uhr (UTC) ausgewertet. Wie zu erwarten, steigt die solare Flussdichte mit Erhöhung der DNI. Die Steigung der Gerade sind zwar wegen des unterschiedlichen Heliostatenfeldwirkungsgrades unterschiedlich, dennoch ist zu erkennen, dass DNI und auftretende Flussdichte proportional zueinander sind.

6.4 Ermittlung des normierten Heliostatenfeldwirkungsgrades

Die auftreffende solare Flussdichte ist stark abhängig von den Verlustmechanismen, die vom Weg vom Heliostaten zum Receiver auf die solare Strahlung wirken. Die Verlustmechanismen setzen sich aus verschiedenen Arten von Verlusten zusammen, beispielsweise aus dem Transmissionsverlust, Reflexionsverluste, aus Tracking-Fehler, Steigungsfehler, Cosinus-, Verschattungsverluste und Verluste durch das Blocken bereits reflektierter Strahlung (näheres dazu in [6]). Die Cosinus-, Verschattungs- und Blockingverluste sind stark von der Position der Sonne und somit vom Tag und der Uhrzeit abhängig [15]. Tag und Uhrzeit werden durch die

Konfiguration des Azimuth- und Höhenwinkels definiert. Im Folgenden soll der Einfluss der Verlustmechanismen in Abhängigkeit des Azimuth- und Höhenwinkels ermittelt werden. Um qualitativ den Einfluss der Verlustmechanismen ermitteln zu können, wird in SPRAY eine Gruppe an Heliostaten ausgewählt, welche unter unterschiedlichen Sonnenposition, bei gleichbleibender DNI, angestrahlt wird (Modell gemäß Anhang 46). Der Mittelwert der auftreffenden solaren Flussdichte wird ermittelt und mit dem Mittelwert eines Referenzzeitpunktes verglichen. Somit wird ein auf ein Referenzpunkt normierter Heliostatenwirkungsgrad, der auch als Skalierungsfaktor R_s zu bezeichnen ist, definiert:

$$R_s = \frac{\text{solare Flussdichte}_{\text{gemessen}}}{\text{solare Flussdichte}_{\text{Referenz}}} \quad [6-2]$$

Als Referenzzeitpunkt wird der 21.06. um 12:00 Uhr (UTC), der Zeitpunkt der Sommersonnenwende, gewählt. An diesem Tag hat die Sonne im Solar Noon die größte Mittagshöhe über den Horizont, so dass dort einerseits die direkte solare Einstrahlung (DNI) innerhalb des Jahres am größten ist (beläuft sich auf 810,4 W/m²) und andererseits die Verlustmechanismen am geringsten sind⁸. In diesem Zustand herrschen demnach die bestmöglichen optischen Randbedingungen. Das Ergebnis dieser Parameteranalyse ist in folgender Matrix zusammengefasst:

Tabelle 6-5: Einfluss der Verlustmechanismen als Matrix für das Solarfeld Jülich- braun-Konfiguration tritt in Jülich nicht auf

Azimuth- winkel in °	Höhenwinkel in °							
	5	10	15	20	25	30	35	40
-120	0,56							
-110	0,63	0,63						
-100	0,42	0,52	0,64	0,67				
-90	0,19	0,39	0,56	0,67	0,78	0,83		
-80	0,42	0,51	0,64	0,73	0,78	0,83	0,88	
-70	0,59	0,66	0,73	0,79	0,83	0,86	0,91	1
-60	0,68	0,77	0,81	0,88	0,89	0,9	0,93	1
-50	0,75	0,9	0,92	0,91	0,91	0,93	0,95	1
-40	0,78	0,93	0,9	0,92	0,92	0,94	0,95	1

⁸Durch die fast senkrechte Position der Sonne zum Heliostaten, sind die Verschattungs-, -Blocking-Cosinusverluste sehr gering

Azimuth- winkel in °	Höhenwinkel in °							
	0	5	10	15	20	25	30	35
-30	0	0,92	0,93	0,93	0,93	0,95	0,96	1
-20	1	1	1	1	1	1	1	1

Oberhalb eines Höhenwinkels von 35 Grad oder oberhalb eines Azimuthwinkels von -30 Grad konnten keinen großen Unterschieden zwischen der auftreffenden solaren Flussdichte und der im Referenzzustand beobachtet werden. Der Skalierungsfaktor R_{SF} belief sich zwischen Werte von 0,97 bis 1. Da sich während der Simulation die Anzahl an Ray pro Bin auf 2000 belief, ergibt sich für den Variationskoeffizienten nach der Formel [6-1] eine Abweichung von 0,025. Die maximale Abweichung der mittleren solaren Flussdichte vom Erwartungswert beträgt somit 2,5 %. Daraus folgt, dass es nicht sinnvoll ist den Skalierungsfaktor oberhalb einer Genauigkeit von 2,5% zu definieren, da dies in der statistischen Unsicherheit liegt. Aus diesem Grund wird konservativ davon ausgegangen, dass sich der Skalierungsfaktor oberhalb eines Höhenwinkels von 35 Grad und oberhalb eines Azimuthwinkels von -30° auf 1 beläuft.

6.5 Herleitung der Aufwärmstrategie

Aus der optischen Parameteranalyse konnte zum einen ein Zusammenhang zwischen der DNI und der solaren Flussdichte und zum anderen der Einfluss der Anzahl der fokussierten Heliostaten auf die solare Flussdichte ermittelt werden. Zudem wurde für jede Azimuth-/Höhenwinkel-Konfiguration ein normierter Heliostatenfeldwirkungsgrad bestimmt. Mithilfe dieser Ergebnisse kann im weiteren Verlauf eine Aufwärmstrategie hergeleitet werden.

Die solare Erwärmung wird durch einen Operator durchgeführt. Dieser wird die Temperatur des Receivers und die auf dem Receiver treffende solare Flussdichte prüfen und abhängig von den Prüfergebnissen eine gewisse Anzahl an Heliostaten fokussieren, bis die Zieltemperatur erreicht ist. Damit dies möglich ist, muss eine Formel entwickelt werden, die abhängig von dem Zeitpunkt der Erwärmung und abhängig von der aufzuprägenden solaren Flussdichte die Anzahl der zu fokussierenden Heliostaten berechnet.

Wie bereits aus der thermischen Analyse bekannt, sollte eine Temperatursteigerung von etwa 30 K/min während der Aufwärmung nicht überschritten werden. Zudem sollte eine Zieltemperatur von 350 °C erreicht werden. Daraus ergab sich ein definierter maximaler solarer Flussdichteverlauf in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz von der Receiver-Temperatur zur Umgebungstemperatur (siehe Diagramm 5-7). Da aus der Simulation mit SPRAY (Modell siehe Anhang 43) durch iterative Ermittlung die Anzahl an Heliostaten bekannt ist, die im Referenzzustand (21.06.- 12:00 Uhr (UTC)) eine solare Referenzflussdichte von 2 kW/m²

projizieren, kann durch Vergleich mit dem Referenzzustand und den Zusammenhängen der DNI, des normierten Heliostatenwirkungsgrades und der gewünschten solaren Flussdichte sF , die benötigte Anzahl an Heliostaten in einem beliebigen Zustand x berechnet werden. Im Referenzzustand werden für eine solare Flussdichte von 2 kW/m^2 11 Heliostaten benötigt. Die Anzahl an Heliostaten in Zustand x beläuft sich somit auf:

$$\mathbf{Anzahl}_{\text{Helios}} = \mathbf{Anzahl}_{\text{Helios,ref}} * \frac{\mathbf{DNI}_{\text{Referenz}}}{\mathbf{DNI}_{\text{Zustand,x}}} * \frac{\mathbf{1}}{\mathbf{R}_{s,\text{Zustand,x}}} * \frac{\mathbf{sF}_{\text{Zustand,x}}}{\mathbf{sF}_{\text{Referenz}}} \quad [6-3]$$

Wie bereits in Absatz 6.4 erörtert, ergibt sich für den Variationskoeffizienten nach der Formel [6-1] eine maximale Abweichung der mittleren solaren Flussdichte vom Erwartungswert von $2,5 \%$. Dies sollte in dieser Berechnung als Sicherheit mitbetrachtet werden. Für die Berechnung der Anzahl an Heliostaten folgt aus den oben beschriebenen Referenzzustand und dem Variationskoeffizienten somit folgender Zusammenhang:

$$\Rightarrow \mathbf{Anzahl}_{\text{Helios}} = \mathbf{11} * \frac{\mathbf{810,4 \frac{kW}{m^2}}}{\mathbf{DNI}_{\text{Zustand,x}}} * \frac{\mathbf{1}}{\mathbf{R}_{s,\text{Zustand,x}}} * \mathbf{0,975} * \frac{\mathbf{sF}_{\text{Zustand,x}}}{\mathbf{sF}_{\text{Referenz}}}$$

Konservativ wird angenommen, dass die DNI im Zustand x immer der berechneten DNI der Hottel-Korrelation, demnach der „Clear-Sky“ DNI entspricht. Auch wenn in der Praxis die solare Erwärmung nur durchgeführt wird, wenn der Anteil der direkten Sonneneinstrahlung hoch ist, kann beispielsweise durch zeitweise Bewölkung die reale DNI von der Clear Sky DNI abweichen. Das kann dazu führen, dass die Anzahl an Heliostaten nicht ausreicht, um das gewünschte Temperaturniveau zu erreichen. So müssen iterativ Heliostaten hinzugefügt werden. Der Vorteil der Clear Sky Annahme ist jedoch, dass der möglichst konservative optimistische Zustand betrachtet wird und somit sichergestellt wird, dass keine Überhitzung innerhalb des Receivers auftritt.

6.5.1 Ablauf der solaren Erwärmung

Die solare Erwärmung wird manuell durch einen Operator (Mitarbeiter vom DLR) durchgeführt. Er wird für die Ansteuerung der Heliostaten verantwortlich sein. Hierbei wird er von der Steuerung des Heliostatenfeldes, namens HeliOS, unterstützt, die die benötigte Anzahl an Heliostaten berechnet, die abhängig von den Randbedingungen eine Erhöhung um eine bestimmte solare Flussdichte bewirkt. Damit die Steuerung simpel bleibt, soll, wie bereits diskutiert, die Erhöhung der mittleren solaren Flussdichte immer um 2 kW/m^2 erfolgen. Das hat zu Folge, dass HeliOS minütlich die Anzahl an Heliostaten berechnen wird, die im Mittel 2 kW/m^2

solare Flussdichte auf den Receiver projizieren würden und diese für den Operator freischaltet. Die Aufgabe des Operators wird es sein, zu entscheiden, ob er die Anzahl an Heliostaten erhöhen möchte und wenn ja, dass er diese freigeschaltete Anzahl hinzufügt. Diese Entscheidung kann durch minütliches Prüfen der Temperatur des Receivers und durch Prüfen der berechneten solaren Flussdichte von HeliOS, getroffen werden. Mithilfe des Diagramm 5-7 ist zu erkennen, wie groß die solare Flussdichtedifferenz von der maximalen zulässigen zur zurzeit aufgeprägten ist. Wenn die Differenz größer als 2 kW/m^2 ist, könnte er die freigeschalteten Heliostaten hinzufügen. Um eine Ansteuerung, die aufwendig ist und somit zu viel Zeit in Anspruch nimmt, zu vermeiden, sollen die Heliostaten gruppiert werden. So soll HeliOS nicht einzelne Heliostaten, sondern die Gruppen auswählen und freischalten, die in der Summe die Anzahl an benötigten Heliostaten entsprechen. Abbildung 6-2 veranschaulicht das Prinzip des Aufwärmvorgangs und die Aufgabenbereiche von Operator und der Steuerung.

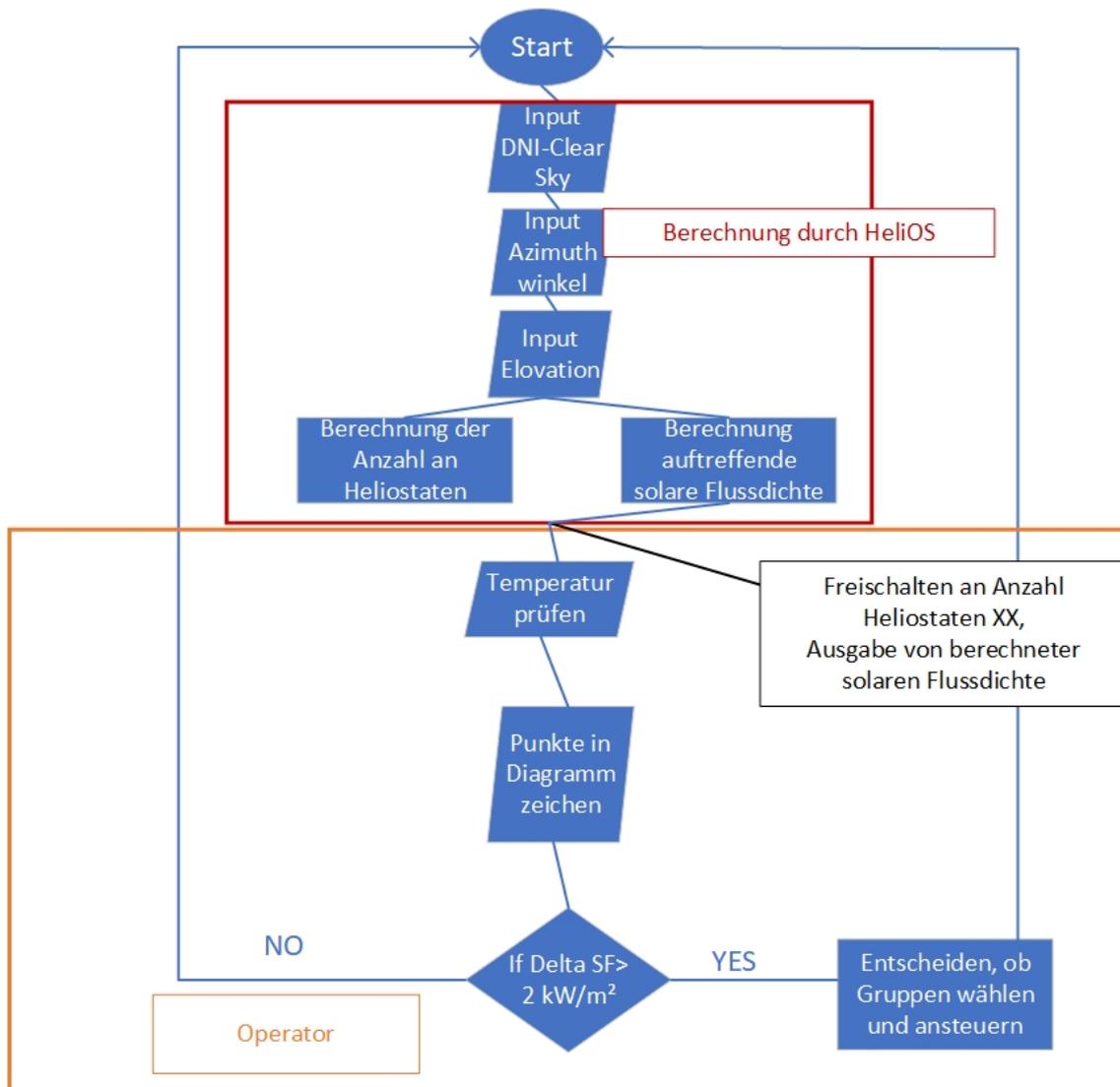


Abbildung 6-2: Prinzipskizze der Kommunikation zwischen Operator und HeliOS

6.5.2 Gruppierung der Heliostaten

Wie bereits beschrieben, kann die Komplexität der Ansteuerung der Heliostaten und die Zeit die dafür benötigt wird, durch die Gruppierung von Heliostaten reduziert werden. Die größte Gruppengröße wird ermittelt, indem der Zustand betrachtet wird, der den größten Einfluss der Verschattung und die geringste DNI aufweist. Dieser Zustand wird, wie schon unter beschrieben, am 29.03 um 08:30 Uhr (Lokalzeit) eintreten. Zu diesem Zeitpunkt wird eine Anzahl von etwa 100 Heliostaten benötigt, um eine mittlere solare Flussdichte von 2 kW/m² auf den Receiver zu projizieren. Die maximale Gruppengröße sollte somit 100 Heliostaten nicht überschreiten.

Alle möglich eintretenden Zustände sollten durch die Auswahl von einer minimalen Anzahl an Gruppen möglichst genau dargestellt werden. Aus diesem Grund ergeben sich verschiedene Gruppengrößen die jeweils zu 6, 11, 22, 44 oder 88 Heliostaten fassen. Tabelle 6-6 zeigt Beispiele für die Zusammensetzung dieser Gruppen an unterschiedlichen Tagen und Uhrzeiten, um eine mittlere solare Flussdichte von 2 kW/m² auf den Receiver zu projizieren und die Abweichung der berechneten Heliostaten $\Delta Heliostat$ zu der Summe der Heliostaten, die aus der Gruppenzusammensetzung folgen.

Tabelle 6-6: Beispiel Auswahl der Gruppen abhängig von Datum und Lokalzeit

Beispiel	Gesamt -anzahl	6er Gr.	11er Gr.	22er Gr.	44er Gr.	88er Gr.	$\Delta Heliostat$
21.06 -14:00	11		1	0			0
29.03- 08:30	107	1	1			1	2
07.11.-10:00	28	1		1	1		0
24.12.-11:00	19	1	1	1			2

6.5.3 Faktor Zeit

Bislang wurde innerhalb der Herleitung der Aufwärmstrategie nur die solare Flussdichteänderung durch die Veränderung der fokussierten Heliostaten betrachtet. Es werden jedoch auch Veränderungen bei gleichbleibender Anzahl an Heliostaten durch den Verlauf der Sonne auftreten. Durch den Verlauf der Sonne, wird sich während der Erwärmung die Elevation und der Azimuthwinkel verändern. Folglich wird bis zum Solar Noon die DNI stetig ansteigen und sich gleichzeitig der Einfluss der Verlustmechanismen (durch bsp. geringere Verschattung) minimieren. Bei einer konstanten Anzahl an Heliostaten wird somit im Laufe des Vormittags die auf den Receiver auftreffende solare Flussdichte durch die veränderte Position der Sonne bis Solar-Noon erhöhen. Nach Solar-Noon wird sie entsprechend wieder abnehmen. Je größer die

zeitliche Veränderung der DNI und der Einfluss der Verlustmechanismen, desto stärker die Temperatur- und Flussdichtesteigung. Dies kann die Gefahr bergen, dass die maximal zulässige Flussdichte bei konstant ausgerichteter Anzahl an Heliostaten durch die zeitliche Flussdichtesteigung überschritten wird. Aus diesem Grund muss der Operator stetig die Receivertemperaturen prüfen, die zulässige maximale Flussdichte ermitteln und beim Erreichen der maximal zulässigen Flussdichte beginnen, Heliostaten zu defokussieren.

7 Schnittstellen thermische und optische Simulation

Bislang wurde sich nur mit der mittleren solaren Flussdichte beschäftigt. Der räumliche Temperaturverlauf ist vernachlässigt worden. Um Schlüsse über die Machbarkeit der Aufwärmstrategie ziehen zu können, muss dieser Einfluss jedoch mit in Betracht gezogen werden. Hierfür muss die solare Flussdichteverteilung über das Schnittstellenprogramm FEMRAY in das thermische Modell implementiert werden. Im weiteren Verlauf wird der Aufbau von FEMRAYs erläutert. Daran anschließend werden die Folgen, die sich aus der Berücksichtigung der Strahlungsflussverteilung für die Simulation ergeben, erläutert. Exemplarisch wird zum Schluss ein ausgewählter solarer Erwärmungsprozess simuliert.

7.1 FEMRAY

Wie schon bereits in Kapitel 4.2.3 beschrieben, bildet FEMRAY die Schnittstelle zwischen Spray und ANSYS und damit die Schnittstelle zwischen der thermischen und der optischen Simulation. In der optischen Simulation mit SPRAY wurde bislang die Form des Receivers vereinfacht als rechteckeckige Fläche angenommen. Die Aufgabe von FEMRAY ist es, die lokal absorbierten Flussdichten direkt auf das Receiver-Modell aufzuprägen, so dass der Flussdichteverlauf nicht nur in zwei Dimensionen, sondern in drei Dimensionen dargestellt werden kann. Der Ablauf von FEMRAY ist so aufgebaut, dass zuerst die Geometrie des Receivers aus ANSYS APDL eingelesen wird. Daraufhin startet FEMRAY das Programm SPRAY, was, wie in Kapitel 6 beschrieben, die solare Flussdichteverteilung berechnet. Hierfür muss in FEMRAY zum einen eine Datei abgelegt werden, die die Konfiguration des Heliostatenfeldes in Jülich abbildet und zum anderen eine Turmdatei, die die Verschattung beschreibt. Vereinfacht werden in dieser Simulation die beiden Türme des Solarfeld Jülich als ein großer Turmblock zusammengefasst. Für die weitere Auswertung wird diese konservative Annahme keinen Einfluss auf die Ergebnisse haben, da die Turmverschattung bei dem ausgewählten Lastzustand keine Rolle spielt (siehe Kapitel ix im Anhang und Anhang 48). Weitere Annahmen in FEMRAY sind die Uhrzeit des simulierten Zustandes und die Emissivität der Flächen, auf denen die solare Flussdichte aufgeprägt werden soll. Mit den ausgelesenen Geometriedaten aus ANSYS und der simulierten

Strahlungsflussdichteverteilung von SPRAY, wird FEMRAY jedem einzelnen Element des Receivers eine bestimmte Strahlungsflussdichte zuordnen. Das hat zur Folge, dass die Strahlungsflussdichte nicht mehr auf die ebene Fläche, sondern auf den Receiver projiziert wird. Als Ergebnis gibt FEMRAY eine Flux-Map raus, die die Koordinaten jedes Elementes des vernetzten Receivers und die zugehörige solare Flussdichte beinhaltet. Diese Flux-Map kann in ANSYS Workbench eingelesen werden, so dass die solare Flussdichte als Wärmestromdichte positionsabhängig auf den Receiver aufgeprägt wird (siehe Beispiel Abbildung 7-2). Alle Basisannahmen, die für die weitere Simulation mit FEMRAY gelten, sind im Anhang 47 zusammengefasst.

7.2 Strahlungsflussdichteverlauf über die Receiveroberfläche

Es sollte immer ein möglichst gleichmäßiger Strahlungsdichteverlauf und damit verbunden eine homogene Temperatur auf der Receiveroberfläche angestrebt werden. Dies wirkt sich jedoch auf die Komplexität der Erwärmung auf, da für einen optimalen Temperaturverlauf unterschiedliche Heliostaten auf unterschiedliche Zielpunkte ausgerichtet werden müssten. Um die Strategie der solaren Erwärmung möglichst simpel zu halten, wird in dieser Arbeit zunächst konservativ von nur einem Zielpunkt in der Mitte des Receivers ausgegangen. Wie kritisch die daraus folgenden auftretenden Temperaturgradienten sind, wird zu einem späteren Zeitpunkt ermittelt werden. Hierfür werden die mithilfe von ANSYS ermittelten Temperaturgradienten innerhalb des Bauteils ausgelesen, die daraufhin die Basis für die Berechnung der auftretenden Spannungen durch den Projektpartner MAN Energy Solution darstellen. Abhängig vom Ergebnis der strukturmechanischen Auswertung, kann entweder die solare Erwärmung weiterhin mit nur einem Zielpunkt erfolgen oder eine Zielpunktstrategie muss entwickelt werden. Bis dahin wird sich jedoch auf einem Zielpunkt beschränkt.

Der Flussdichteverlauf verändert sich mit der Anzahl an Heliostaten, die zum Receiver hin ausgerichtet sind. Bei der Ausrichtung mehrerer Heliostaten, tritt eine stärkere Bündelung der solaren Flussdichte im Zielpunkt auf. Die Folge sind höhere Flussdichtegradienten auf der Bauteiloberfläche. Mit Erhöhung der Anzahl an Heliostaten während des Aufwärmvorganges kann somit beobachtet werden, dass sich der Verlauf der Strahlungsflussdichte mit der Zeit in vertikaler und horizontaler Richtung verändert. Diese Veränderung ist abhängig von der Startanzahl an Heliostaten unterschiedlich stark ausgeprägt. Wenn schon zu Beginn die Anzahl an Heliostaten hoch ist (über 100 Stück), so wird beim Hinzufügen weitere Heliostaten der Effekt weniger stark ausgeprägt, meist sogar vernachlässigbar klein sein. Anders ist es, wenn zu Beginn nur wenige Heliostaten ausgerichtet werden. Mit steigender Anzahl an Heliostaten wird sich der Strahlungsflussdichteverlauf offensichtlicher ändern. Exemplarisch wurde hierfür der auf der

ebenen Fläche simulierte (Modell Anhang 43) Strahlungsflussdichteverlauf des Receivers von der solaren Erwärmung am 21.06. ab 11:30 Uhr (UTC) ausgewertet (siehe Diagramm 7-1 und Diagramm 7-2).

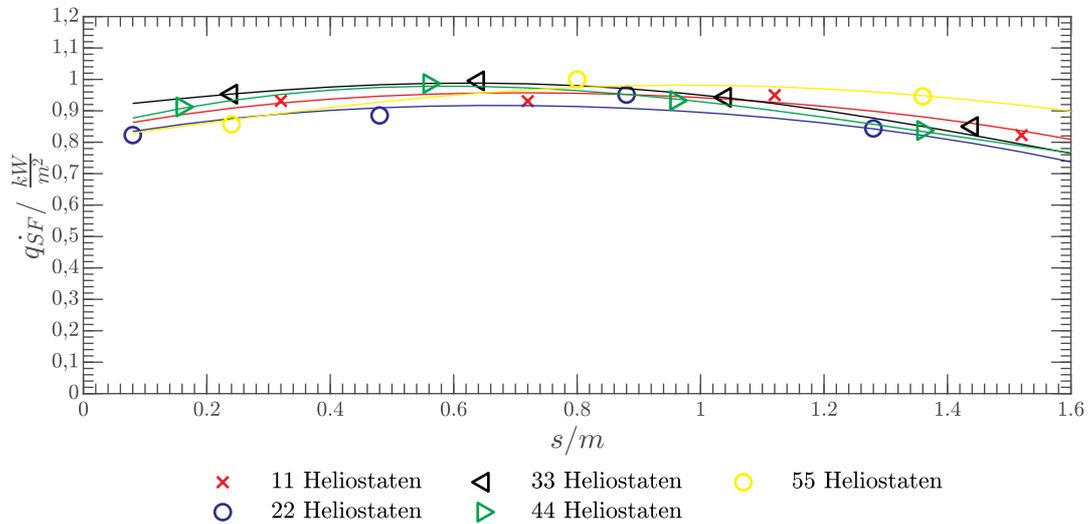


Diagramm 7-1: qualitativer Flussdichteverlauf über die Breite des Receivers in der Höhenmitte

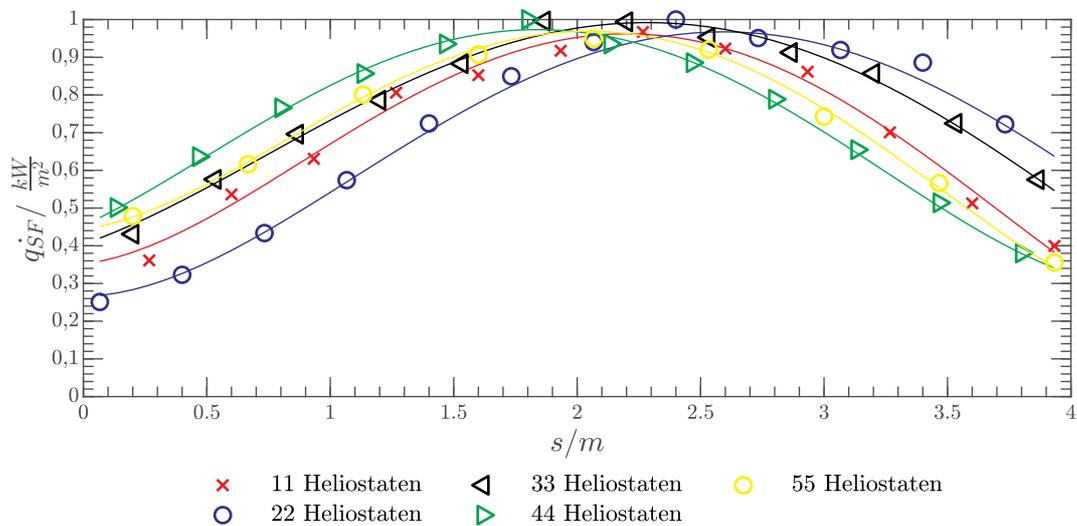


Diagramm 7-2: qualitativer Flussdichteverlauf über die Höhe des Receivers in der Mitte der Breite

Auf der x-Achse ist die Breite bzw. die Höhe des Receivers in Metern angegeben. Auf der y-Achse die solare Flussdichte in kW/m² aufgetragen. Die einzelnen Graphen stellen die verschiedenen Schritte der solaren Erwärmung am 21.06. von 11:30 Uhr – 11:55 Uhr (UTC) dar (Erhöhung von 2,4,6,8,10,12 kW/m² jede 5 Minuten). Diagramm 7-1 bildet die solare Flussdichte in Abhängigkeit der Höhe in der Breitenmitte des Receivers ab und Diagramm 7-2 beschreibt den Zusammenhang

der solaren Flussdichte in Abhängigkeit der Breite in der Längsmitte des Receivers (siehe Anhang 49). Zu erkennen ist, dass die qualitativen Flussdichteverläufe (Verhältnis zwischen auftreffende Flussdichte der Position und der maximalen Flussdichte) wegen der geringen Breite des Receivers erwartungsgemäß über die Receiverbreite fast identisch sind, jedoch über die Receiverhöhe Unterschiede von bis zu 35% aufweisen. Dieser Zusammenhang muss mit in der Simulation betrachtet werden, sofern die Variation der Flussdichte bei Erhöhung der Anzahl an Heliostaten axial höher ist als die im Design Point des Receivers. Dies ist möglich, in dem für jede Veränderung der Anzahl an Heliostaten eine neue Flux-Map eingelesen wird.

7.3 Simulation einer exemplarischen solaren Erwärmung

Wenn die solare Flussdichte die stärkste zeitliche Veränderung aufweist und in Folge der Umgebungsbedingungen während der Erwärmung nur geringe thermische Verluste zu erwarten sind, ist zum einen die Gefahr der Überhitzung des Receivers am höchsten und zugleich gestaltet sich die Einhaltung der Temperaturrampe schwierig. Die stärkste zeitliche Veränderung der solaren Flussdichte tritt am 29.03. um 08:30 (Lokalzeit) auf. So soll die Simulation der solaren Erwärmung für den 29.03. um 08:30 unter Betrachtung der geringsten thermischen Verluste gemäß dem Modell im Anhang 28 simuliert werden. Zum einen soll geprüft werden, ob die berechnete Anzahl an hinzuzufügenden Heliostaten die mittlere solare Flussdichte auf dem Receiver um 2 kW/m^2 erhöht und zum anderen, ob die ausgewählten Heliostaten eine Zieltemperatur von 350 °C generieren können. Zudem sollen die Temperaturtransienten während der Erwärmung ermittelt werden, um zu überprüfen, ob sie sich oberhalb oder unterhalb der definierten Temperaturrampe von 30 K/min befinden. Zuletzt soll ermittelt werden, welche Bereiche innerhalb des Receivers auf welcher Länge eine Temperatur unterhalb der Schmelztemperatur des Salzes aufweisen. Die Machbarkeit der entwickelten Aufwärmstrategie kann somit bewiesen werden, wenn die Zieltemperatur erreicht wird, die berechnete Anzahl an hinzuzufügenden Heliostaten jeweils eine mittlere solare Flussdichteerhöhung um 2 kW/m^2 generieren und geringe Temperaturen innerhalb des Rohre, in Anbetracht der Kristallisation des Salzes, als unkritisch bewertet wird. Zudem muss die Überschreitung der Temperaturrampe, die aus der Simulation ermittelt wird, im entwickelten Diagramm 5-6 zu erkennen sein.

7.3.1 Aufbau der Simulation

Um eine solare Erwärmung in ANSYS simulieren zu können, müssen Flussdichten in Abhängigkeit der Zeit definiert werden. Für die Simulation werden die Zeiten, an denen die Flussdichte erhöht werden, vorerst arbiträr festgelegt. Dies kann dazu führen, dass die Temperatur des Receivers zu dem gewählten Zeitpunkt noch zu gering ist, sodass bei Erhöhung der solaren Flussdichte die

Temperaturrampe nicht mehr eingehalten wird. Um die Machbarkeit der Aufwärmstrategie zu beweisen, ist es jedoch nicht wichtig, dass die Temperaturtransienten aus der Simulation unterhalb von 30 K/min liegen. Wichtig ist, dass aus dem Diagramm (gemäß Diagramm 5-6), hervorgeht, ob die aufgeprägten Flussdichten zur Folge haben, dass die Temperaturrampe von 30 K/min eingehalten wird oder nicht. Dieses Diagramm wird im späteren Verlauf auf Basis der Ergebnisse der Simulation rekonstruiert.

Für den Aufbau der Simulation wird zuerst die Anzahl der Heliostaten mit der Formel [6-3] für den Start der Erwärmung berechnet. Im 5 Minuten Takt wird zwei Mal eine neue Anzahl an Heliostaten (jeweils Erhöhung der mittleren solaren Flussdichte um 2 kW/m² (siehe Absatz 6.5.1)) hinzugefügt. Abhängig von der Temperatur des Receivers und der Änderungsrate der solaren Flussdichte, können entweder weitere Heliostaten hinzugefügt werden oder es wird bis zum Erreichen der Temperatur von 350 °C abgewartet. Daraus ergeben sich vorerst 3 Schritte und eine folgende Anzahl an Heliostaten:

Tabelle 7-1: Berechnung Anzahl an Heliostaten

	1. Schritt	2. Schritt	3. Schritt
Uhrzeit (Lokalzeit)	08:30	08:35	08:40
Anzahl an hinzufügende Heliostaten	107	90	77
Auswahl der Gruppen	1x 88, 1x11, 1x6	1x 88	1x44, 1x22, 1x11
Gesamte Anzahl an Heliostaten	105	193	270

Die angesteuerten Heliostaten im Heliostatenfeld gliedern sich gemäß der folgenden Abbildung:

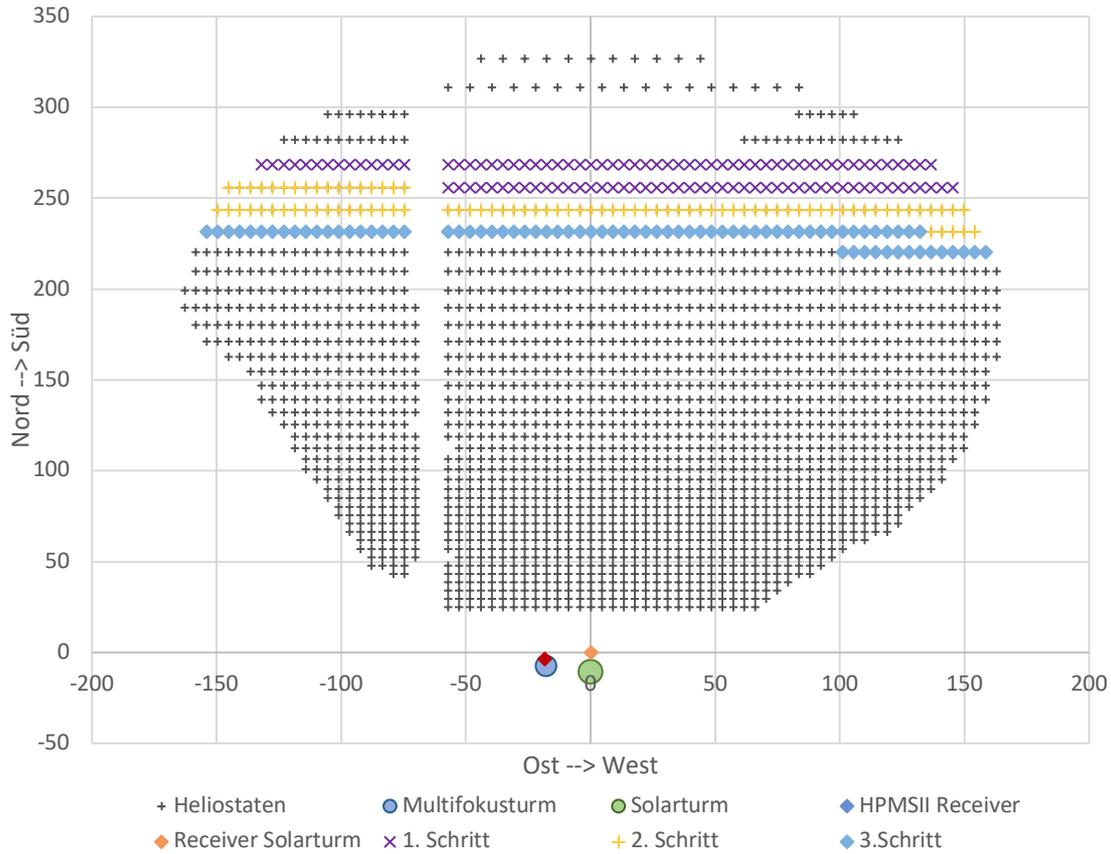


Abbildung 7-1: Für die Erwärmung ausgewählte Heliostaten im Heliostatenfeld Jülich nach dem 1., 2., 3. Schritt

Mit der Anzahl an ausgerichteten Heliostaten aus der Tabelle 7-1, kann der Anstieg der mittleren solaren Flussdichte über die Zeit berechnet werden. Dafür wird in SPRAY (Modell Anhang 43) für jeden untersuchten Zeitpunkt eine Simulation zur Strahlungsflussverteilung auf der ebenen Fläche durchgeführt. Das Ergebnis ist eine orts aufgelöste Strahlungsflussdichteverteilung (siehe Diagramm 7-3 und Diagramm 7-4). Durch Summieren der lokalen solaren Flussdichte jedes BINS und Dividieren durch die Anzahl an BINS kann die mittlere solare Flussdichte berechnet werden. Durch den Vergleich der mittleren solaren Flussdichte mit der in Kapitel 5.4.1 ermittelten minimal aufzuprägenden Wärmestromdichte von 11 kW/m^2 , kann entschieden werden, ob weitere Heliostaten ausgerichtet werden oder nicht. Für die spätere Entwicklung des Diagramm 5-6 ist die Kenntnis der Flussdichteextrema wichtig. Das Ergebnis ist in Tabelle 7-2 dargestellt.

Tabelle 7-2: solare Flussdichte abhängig von der Anzahl an Heliostaten und der Zeit

	Zeit nach Beginn/min	$\varnothing SF_{Spray}/kW/m^2$	$SF_{Spray,max}/kW/m^2$
1. Schritt- 105 Heliostaten	0	1,96	3,304
	5	2,3	3,82
2. Schritt- 193 Heliostaten	5	4,35	7,34
	10	5,27	8,53
3. Schritt- 270 Heliosaten	10	7,22	11,36
	25	12,54	20,8

Es kann bereits konstatiert werden, dass die berechnete Anzahl an jeweils hinzuzufügenden Heliostaten zu der gewünschten mittleren Flussdichtesteigerung von 2 kW/m² führen. Die größte Abweichung beläuft sich auf 3,5 %, was jedoch vernachlässigbar klein ist, wodurch die Machbarkeit der hergeleiteten Formel bewiesen ist. Zu erkennen ist, dass die solare Flussdichte mit der Zeit stark ansteigt. Da schon 10 Minuten nach Beginn durch das Einleiten des dritten Schrittes die berechnete mittlere solare Flussdichte auf über 7 kW/m² beläuft und die minimale auf den Receiver auftreffende Wärmestromdichte im Mittel etwa 11 kW/m² beträgt, wurde die Anzahl an Heliostaten in Anbetracht der starken zeitlichen Veränderung der solaren Flussdichte nicht weiter erhöht. Für die Dauer der solaren Erwärmung von Beginn der Ausrichtung der 1. Heliostatengruppe bis zum Befüllen des Receivers wurde, wie schon in Kapitel 5.4.1 erwähnt, vorerst eine Zeitspanne von 25 Minuten. Um nun anhand der ermittelten Daten aus Tabelle 7-2 die thermische Simulation in ANSYS durchführen zu können, muss mithilfe von FEMRAY eine Flux-Map erstellt werden, die den solaren Flussdichteverlauf der Erwärmung berechnet. Um eine Aussage darüber machen zu können, ob es zulässig ist die thermische Simulation mit nur einer Flux-Map durchzuführen, wird zuerst die axiale und horizontale Variation der Strahlungsflussverteilung betrachtet, die von SPRAY auf dem Receiver, vereinfacht angenommen als ebenen Fläche, für die jeweilige Erhöhung der Anzahl an Heliostaten simuliert wurde (Modell Anhang 43). Die folgenden Diagramme stellen die Strahlungsflussdichteverteilung auf der Ordinate in Abhängigkeit von der Position auf der Receiverbreite (Abszisse im Diagramm 7-3) bzw. in Abhängigkeit der Receiverhöhe (Abszisse im Diagramm 7-4) und abhängig von den hinzugefügten Heliostaten (einzelne Graphen) dar.

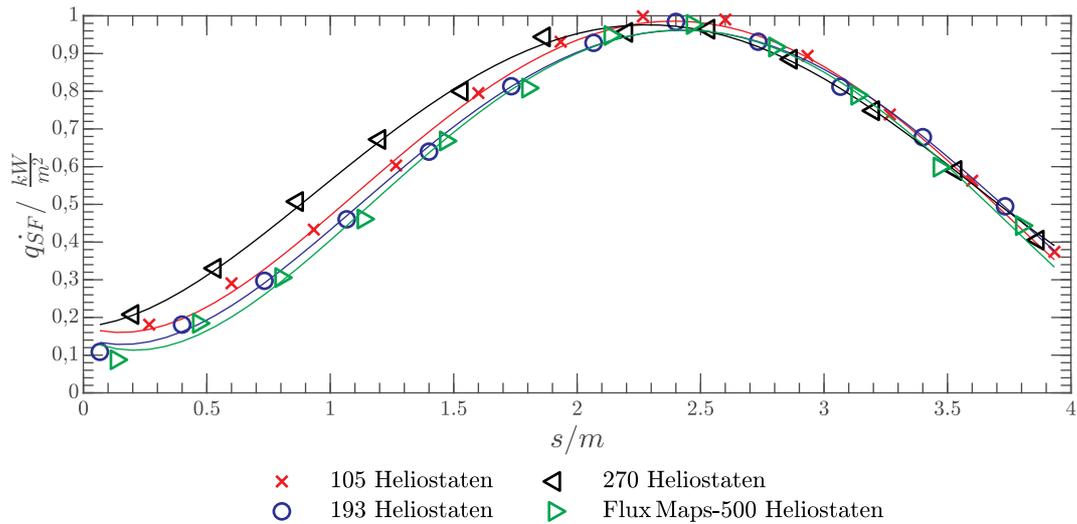


Diagramm 7-3: qualitativer Flussdichteverlauf über die Receiverhöhe in der Mitte der Breite

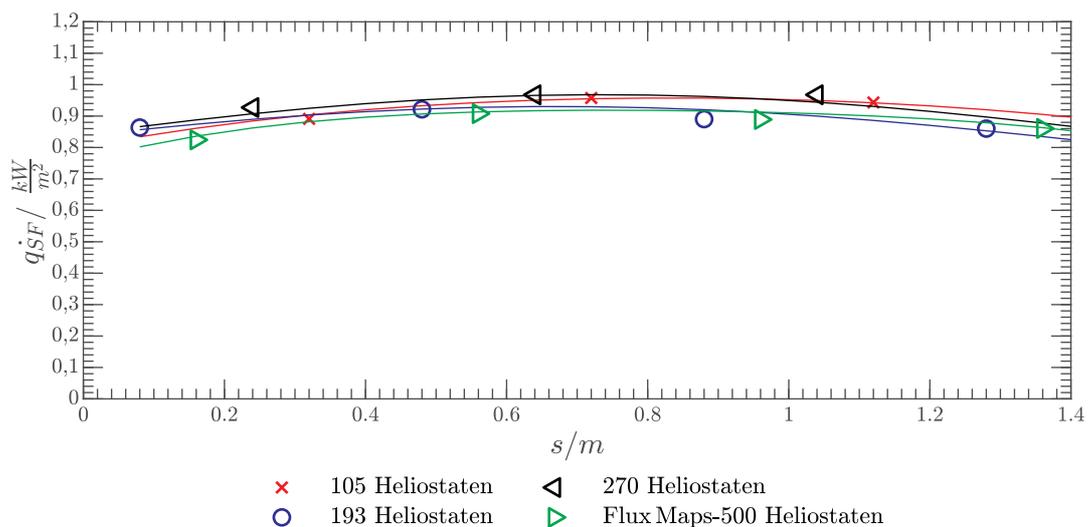


Diagramm 7-4: qualitativer Flussdichteverlauf über die Receiverbreite in der Mitte der Receiverhöhe

Zu erkennen ist, dass der Strahlungsflussdichteverlauf mit Erhöhung der Anzahl an Heliostaten in vertikaler Richtung vernachlässigbare Abweichungen aufweist. In horizontaler Richtung sind Unterschiede zu erkennen. Dort verläuft die Strahlungsflussdichte bei einer Ausrichtung von 270 Heliostaten im westlichen Bereich des Receivers anders. Da hier jedoch die Flussdichtegradienten weniger ausgeprägt und somit weniger kritisch sind, ist es zulässig, konservativ mit nur einer Flux-Map zu rechnen, die stärkere Flussdichtegradienten aufweist. In diesem Fall wurde für die Ausrichtung von 500 Heliostaten in FEMRAY die Flux-Map ermittelt (Methode im Anhang 48) und in ANSYS implementiert. Die aufgeprägte solare Flussdichte, die sich aus dieser Flux-Map ergibt, ist in Abbildung 7-2 dargestellt.

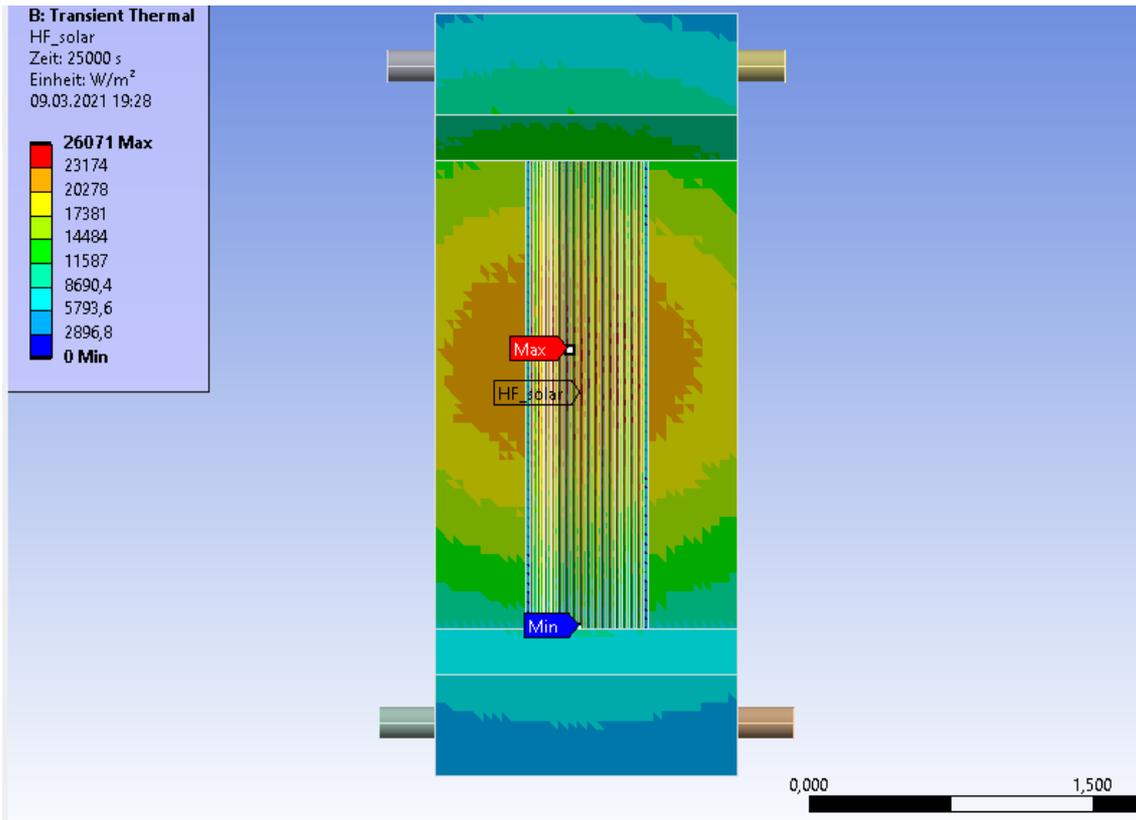


Abbildung 7-2: Strahlungsflussdichteverteilung beim simulierten Lastfall durch implementieren der Flux-Map

Innerhalb der FEM-Simulation wird die Strahlungsflussdichte mittels eines Skalierungsfaktors SF

$$SF = \frac{\text{solare Flussdichte}_{\text{mittel}}}{\text{solare Flussdichte}_{\text{mittel,Ref}}} \quad [7-1]$$

an den jeweiligen betrachteten Zeitschritt angepasst. Der Mittelwert der solaren Flussdichte, der sich aus 500 ausgerichteten Heliostaten ergibt, bildet die Referenzflussdichte und beträgt 13,05 kW/m². Für den Skalierungsfaktor ergeben sich für die einzelnen Zeitschritte folgende Werte:

Tabelle 7-3: Berechnung des Skalierungsfaktor für die Simulation in ANSYS

	Zeit nach Beginn/min	Mittlere solare Flussdichte/kW/m ²	Skalierungsfaktor
1. Schritt	0	1,98	0,15
	5	2,3	0,17
2. Schritt	5	4,35	0,32
	10	5,27	0,39
3. Schritt	10	7,22	0,55
	25	12,54	0,96

Die Flussdichte ist direkt proportional zur DNI. Da die Veränderung DNI proportional ist zum Cosinus der Elevation (siehe Formel [4-7]) und die Elevation sich innerhalb eines Schrittes nur um maximal 4° verändert, wird die Flussdichte innerhalb eines Schrittes in ANSYS linear interpoliert.

7.3.2 Ergebnis der FEM-Simulation

Der Endtemperaturverlauf dieses Lastfalls ist in Abbildung 7-3 dargestellt. Erkennbar ist, dass die Zieltemperatur weitestgehend erreicht wurde und Sammler/Verteiler und Absorberrohre das gleiche Temperaturniveau aufweisen.

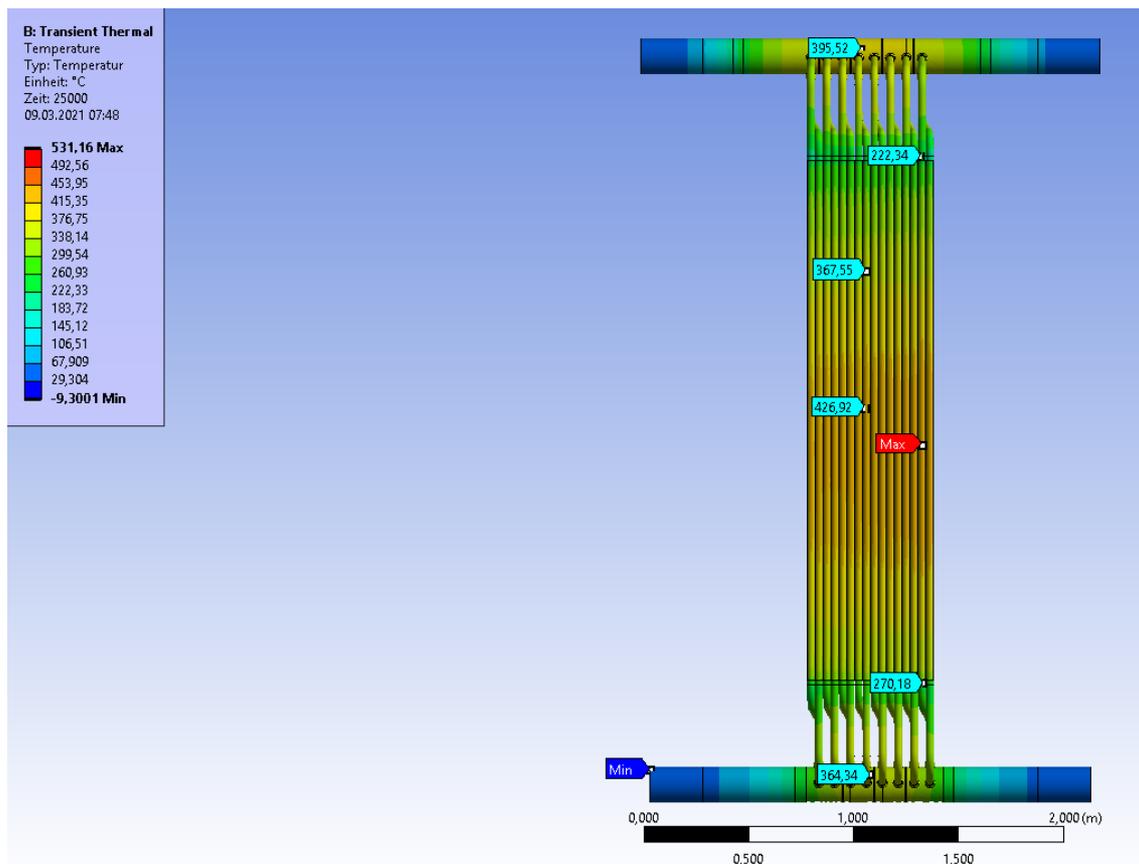


Abbildung 7-3: Temperaturverlauf der Endtemperatur des Receivers des simulierten Aufwärmvorgangs

Im weiteren Verlauf soll der transient und globale Temperaturverlauf näher untersucht werden. Hierfür wird die Temperatur am Absorberrohr in der Nähe des Zielpunktes bezüglich des transienten Verlaufs an der Vorderseite (rot) und an der Rückseite (blau) ausgewertet (siehe Diagramm 7-5). Die Abszisse zeigt die Zeit in Minuten nach der Erwärmung auf, die linke Ordinate die Temperaturtransienten in K/min und die rechte Ordinate die Temperatur in °C. Der ausgewählte Punkt stellt den Ort der höchsten auftreffenden solaren Flussdichte dar, sodass dort die höchsten Temperaturen und damit die wahrscheinlich höchsten Spannungen auftreten

werden. Nach 5 und nach 10 Minuten wurden jeweils die Anzahl an Heliostaten erhöht (siehe Tabelle 7-1)

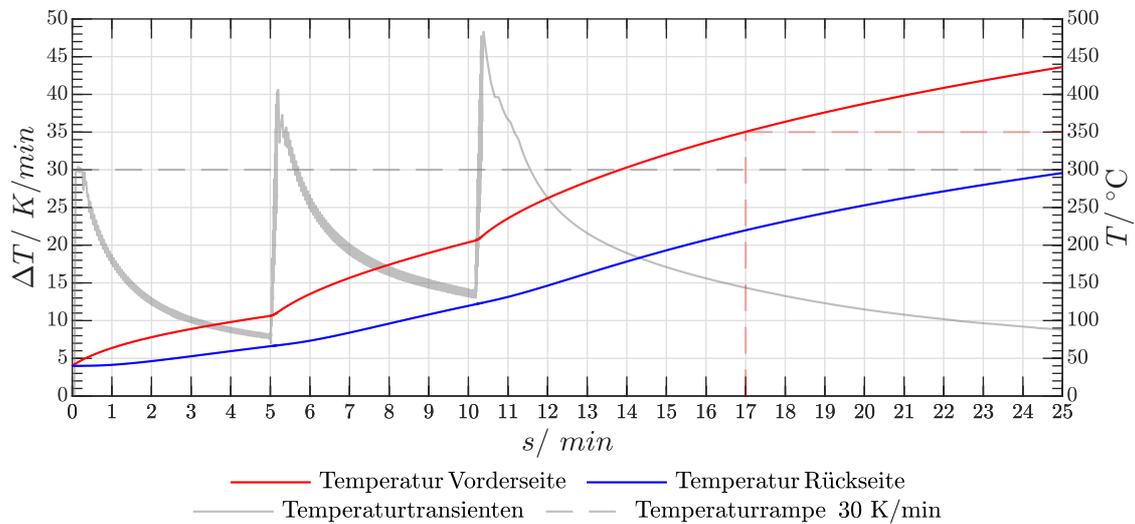


Diagramm 7-5: transienter Temperaturverlauf an Absorberrohr Vorder- und Rückseite im Bereich der höchsten solaren Flussdichten für die solare Erwärmung am 29.03 – Beginn um 08:30 Uhr (Lokalzeit)

Es wird deutlich, dass die Temperatur innerhalb des Rohres mit der Zeit ansteigt. Dabei befindet sich das Temperaturniveau der Rückseite des Rohres (die, die nicht direkt bestrahlt wird) für jeden Zeitpunkt unterhalb des Temperaturniveaus der Vorderseite. Nach 17 Minuten ist auf der Rohrvorderseite bereits die gewünschte Zieltemperatur von 350 °C aufgetreten. Der Befüllvorgang kann somit schon nach 17 Minuten beginnen. Nach den 17 Minuten steigt die Temperatur weiterhin um etwa 10 K/min. Dies ist durch die stark zeitlich veränderte Flussdichte aufgrund des Sonnenverlaufs zurückzuführen. Um eine Überhitzung zu verhindern, muss eine Defokussierung der Heliostaten nach 25 Minuten durchgeführt werden. Die Temperaturgradienten zwischen Absorberrohr Vorder- und Rückseite erhöhen sich mit der Zeit und belaufen sich auf ein Maximum von 140 K nach 25 Minuten. Diese starken Temperaturunterschiede sind mit der Adiabasie-Annahme des Rohres zu erklären. Wie kritisch diese Temperaturgradienten innerhalb des Rohres sind, wird durch den Projektpartner MAN bewertet und ist nicht Bestandteil dieser Arbeit.

Der dritte Graph im Hintergrund des Diagramms stellt die Temperaturtransienten dar. Jeder starke Anstieg ist das Resultat der Flussdichteerhöhung. Aus dem Verlauf ist zu entnehmen, dass die Temperaturrampe zu Beginn eingehalten werden kann, mit der 2. und 3. Erhöhung jedoch nicht mehr. Die Temperaturtransienten belaufen sich auf bei der 2. Erhöhung auf bis zu 40 K/min und bei der 3. Erhöhung auf bis zu 50 K/min. Die Heliostaten müssen somit erst zu einem späteren Zeitpunkt, wenn der Receiver eine höhere Temperatur aufweist, hinzugeführt werden. Um

überprüfen zu können, ob die Überschreitung der Temperaturrampe während der solaren Erwärmung aufgefallen wäre, wird das Diagramm 5-6 für die simulierte Erwärmung rekonstruiert. Hierfür werden die maximal auf dem Receiver auftreffende Flussdichte aus der Tabelle 7-2 abhängig von der maximalen Temperatur aus dem Diagramm 7-5 in das Diagramm 5-6 implementiert. Daraus ergibt sich folgende Darstellung:

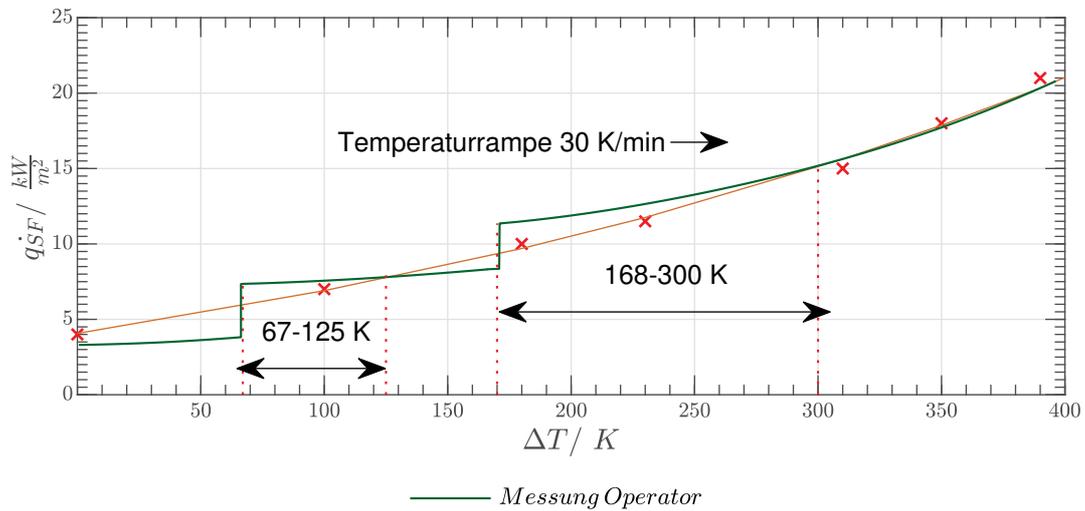


Diagramm 7-6: Rekonstruiertes Diagramm, das während der Erwärmung entwickelt wurde

Es lässt sich bereits feststellen, dass sowohl die Einhaltung der Temperaturrampe zu Beginn als auch die Überschreitung der Temperaturrampe nach der 2. und 3. Erhöhung richtig erfasst wird. Um prüfen zu können, dass nicht nur bei Erhöhung der Flussdichte, sondern alle tatsächlich auftretende kritischen Temperaturbereiche mithilfe des Diagramm 7-6 ermittelt werden, wird ein weiteres Diagramm entwickelt, welches die Temperaturtransienten aus der Simulation über die Differenz der Receiver-Temperatur zur Umgebung darstellt. So kann ein einfacher Vergleich zwischen den ermittelten kritischen Bereichen aus der Simulation und zwischen denen des rekonstruierten Diagramms (siehe Diagramm 7-7) erfolgen.

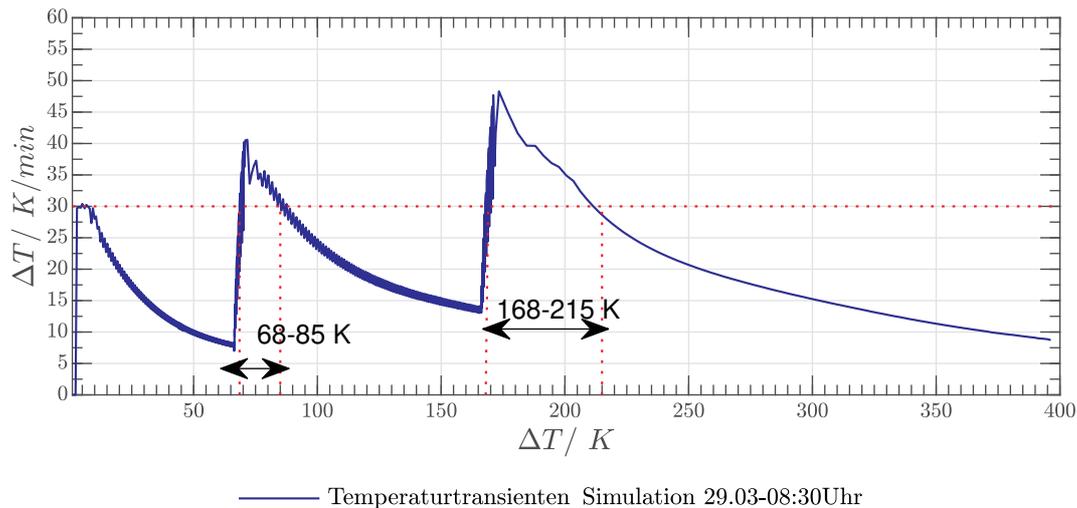


Diagramm 7-7: Ergebnisse der Temperaturtransienten aus der Simulation in Abhängigkeit von der Temperatur des Reeeivers

Damit ergibt sich folgende Tabelle:

Tabelle 7-4: Vergleich der Temperaturbereiche, die Temperaturtransienten oberhalb 30 K/min aufzeigen

	Temperaturbereich in Simulation	Temperaturbereich in Diagramm
1. Überschreitung	Zwischen 68-85 °C	Zwischen 67-125 °C
2. Überschreitung	Zwischen 170-215 °C	Zwischen 175-300 °C

Es ist zu konstatieren, dass das Diagramm 7-6 einen größeren Bereich der Überschreitung der Temperaturrampe ausgibt. Zudem belaufen sich laut Diagramm 7-6 die Temperaturtransienten, die zum Ende der Erwärmung aus dem Verlauf der Sonne resultieren, auf etwa 30 K/min. Laut Simulation liegen diese jedoch bei ca. 10 K/min. Diese Unterschiede sind damit zu erklären, dass die maximal zulässige Flussdichte im Diagramm 7-6 unter der Annahme einer konstanten Wärmestromdichte berechnet wurde.

Zwischenfazit

Auch wenn es Diskrepanzen zwischen den Temperaturbereichen bezüglich der Einhaltung der Temperaturrampe gibt, fällt dennoch auf, dass das Diagramm 7-6 jeden tatsächlich kritischen Punkt darstellt. Somit ist die Machbarkeit des entwickelten Diagramms bewiesen. Wichtig für die Durchführung der solaren Erwärmung ist, dass die maximale solare Flussdichte und die maximalen Temperaturen zu jedem Zeitpunkt erfasst werden. Im Kapitel 6.5.1 wurde während der Strategieentwicklung nur die mittlere solare Flussdichte berücksichtigt, sodass die Steuerung für jeden Zustand eine mittlere solare Flussdichte von 2 kW/m² berechnet. Damit der Operator

während der Erwärmung einschätzen kann, ob mit Erhöhung der Anzahl an Heliostaten die maximal zulässige Flussdichte überschritten wird, darf nicht die mittlere solare Flussdichte, sondern muss die maximale solare Flussdichte betrachtet werden. Es muss aus diesem Grund vorher ein Verhältnis zwischen maximale und mittlere solare Flussdichte, die aus dem Flussdichteverlauf resultiert, berechnet werden, so dass der Operator weiß, wie sich bei Erhöhung von einer mittleren solaren Flussdichte um 2 kW/m^2 die maximale Flussdichte verhält (Beispiel dazu aus Tabelle 7-2). Die Differenz der maximal zulässigen Flussdichte zu der maximal zurzeit auf dem Receiver treffende Flussdichte darf somit nicht wie vorher angenommen 2 kW/m^2 betragen, sondern muss mindestens so groß sein, wie die maximale Flussdichte, die die neuen fokussierten Heliostaten generieren würden.

Temperaturverlauf über das Absorberrohr und den Verbindungsbögen

Bislang konnte gezeigt werden, dass die berechnete Anzahl an hinzuzufügenden Heliostaten jeweils eine mittlere solare Flussdichteerhöhung um 2 kW/m^2 generiert, mithilfe der Aufwärmstrategie die Zieltemperatur erreicht wird und die Überschreitungen der maximalen Temperaturrampe richtig ermittelt werden können. Um die Machbarkeit der Aufwärmstrategie beweisen zu können, fehlt somit lediglich die Ermittlung der kritischsten Temperatur in Anbetracht der Kristallisation der Salzschnmelze innerhalb des Receivers.

Während des Aufwärmvorgangs im Solar Two Projektes wurde festgestellt, dass im Übergang zwischen bestrahlten Absorberrohr und elektrisch beheizten Verbindungsbögen die Salzschnmelze zu kristallisieren begann, da dieser Bereich sowohl von der Sonne, als auch von der Begleitheizung nicht adäquat erwärmt wurde [3]. Um zu prüfen, ob dieses Problem auch in der entwickelten Aufwärmstrategie auftreten wird, wird die Temperaturen des äußeren rechten Absorberrohrs und Verbindungsbogen ausgewertet, da dieser Bereich die kältesten Temperaturen aufweist. (siehe Abbildung 7-4 und Diagramm 7-8).

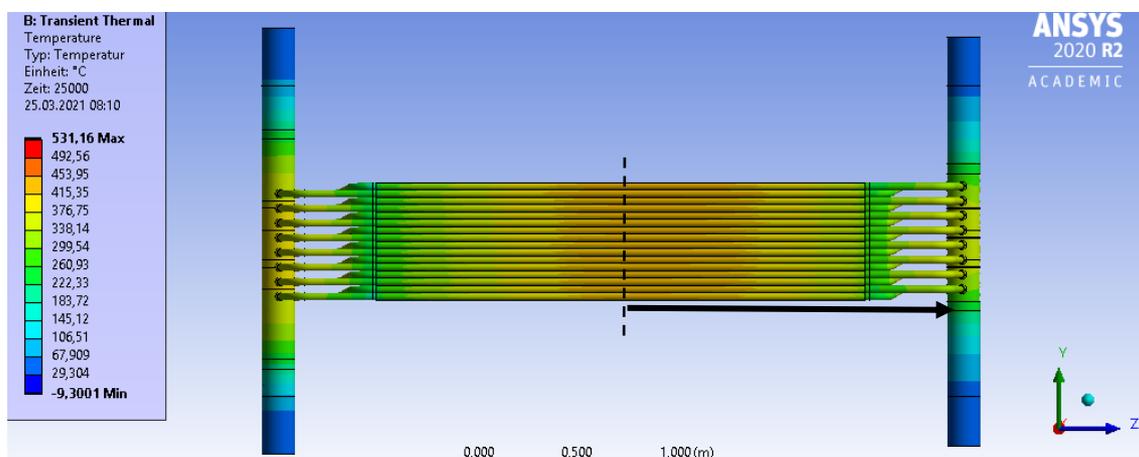


Abbildung 7-4: Temperaturverlauf Absorberrohr- Pfeil deutet äußeres Rohr und ausgewertete Strecke an

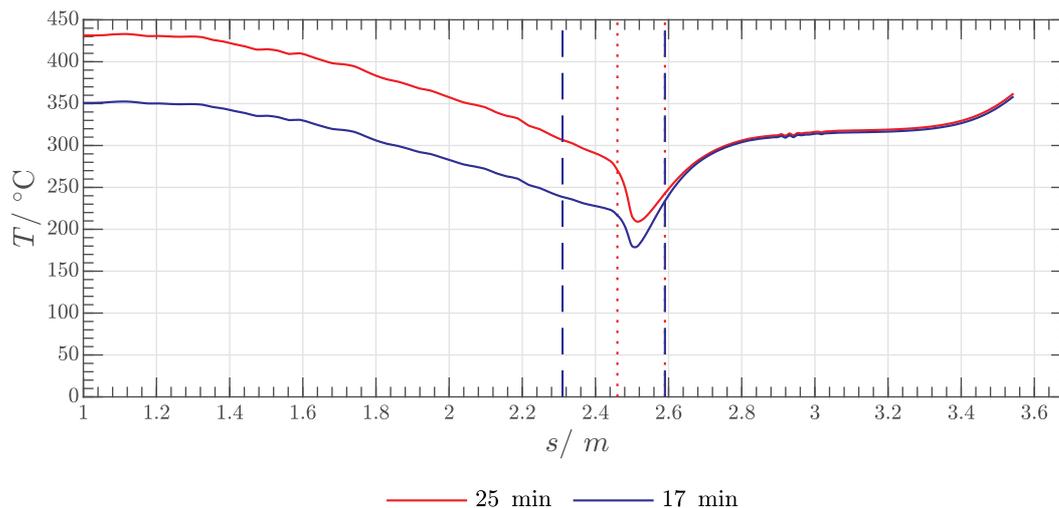


Diagramm 7-8: Temperaturverlauf nach 17 min und nach 25 min über den Absorberrohrverlauf- Beginn von der Mitte des äußeren Absorberrohrs über den Verbindungsbogen bis zum Verteiler

Der Temperaturverlauf beginnt in der Mitte des Absorberrohrs, geht über den Verbindungsbogen und endet beim Verteiler. Ausgewertet wurde der Temperaturverlauf nach der zuerst angenommenen Dauer des Aufwärmvorgangs von 25 Minuten und nach 17 Minuten, da zu diesem Zeitpunkt der Befüllvorgang bereits begonnen werden kann. Es treten nach 25 Minuten in einem Bereich von 9 cm Temperaturen unterhalb von 238 °C auf. Nach 17 Minuten beläuft sich die Strecke auf ca. 30 cm. Beim Befüllen kann trotz des geringen Temperaturniveaus die Erstarrung verhindert werden, indem die Salzschnmelze mit einer höheren Temperatur und somit höheren Energie durch den Receiver fließt. Die geringe Temperatur ist somit unkritisch (näheres dazu in [48]).

Fazit der Simulation vom 29.03.

Mit der Simulation eines Aufwärmvorgangs am 29.03. um 08:30 Uhr (Lokalzeit) konnte für ein besonders kritischen Tag und eine besonders kritische Uhrzeit die Machbarkeit der Aufwärmstrategie bewiesen werden. Die Basis der Simulation des Aufwärmvorganges stellte die in dieser Arbeit entwickelten Formel [6-3] und der entwickelte Zusammenhang zwischen der maximal zulässige Flussdichte und der Temperaturdifferenz vom Receiver zur Umgebung dar. Mithilfe der Formel [6-3] konnte die Anzahl an Heliostaten, die abhängig von dem Zeitpunkt der Erwärmung neu fokussiert werden, berechnet werden. Durch die Kenntnis der Gesamtanzahl an fokussierten Heliostaten, wurde die daraus resultierende zeitlich veränderte Flussdichte modelliert, die die Grundlage der im Anschluss folgenden thermischen Simulation des Aufwärmvorganges darstellte. Die Abweichung der solaren Flussdichteerhöhung, die aus den neu ausgerichteten Heliostaten resultierte, zu der definierten solaren Flussdichteerhöhung von 2 kW/m² belief sich auf lediglich 3,5%. Um die thermische Simulation in ANSYS durchführen zu

können, wurde die in FEMRAY entwickelte Flux-Map eingelesen, womit die orts aufgelöste solare Flussdichte auf den Receiver geprägt werden konnte. Mithilfe eines vorher berechneten Skalierungsfaktor wurde die solare Flussdichte an die zeitliche Veränderung angepasst. Das Ergebnis der Simulation zeigte, dass die Zieltemperatur von 350 °C mit der berechneten Anzahl an Heliostaten erreicht werden. Aus der Annahme, dass die solare Erwärmung ungefähr eine Dauer von 25 Minuten aufweist, folgte, dass die Endtemperatur sich um 50 K von der Zieltemperatur unterscheidet. Der Befüllvorgang kann schon nach 17 Minuten eingeleitet werden. Durch die Betrachtung des transienten Temperaturverlaufs konnte ein starker Einfluss des Sonnenverlauf auf die Erwärmung beobachtet werden. Obwohl die Anzahl an Heliostaten konstant war, stieg die Temperatur zum Ende noch immer um 10 K/min an. Daraus folgt, dass der Operator bei längerer Dauer des Aufwärmvorgangs Heliostaten defokussieren muss. Ein weiteres Ergebnis war, dass unter den in der Simulation angenommenen Randbedingungen die über den Rohrquerschnitt auftretenden Temperaturgradienten bis zu 150 K betragen, was jedoch durch die Adiabasie-Annahme innerhalb der Simulation zu erklären ist. Weiteres Ergebnis stellte die Machbarkeit der solaren Erwärmung mithilfe des entwickelten Diagramm 5-6 dar. Die aus der Simulation berechneten Temperaturtransienten von über 30 K/min beliefen, konnten aus dem Diagramm 5-6 ermittelt werden. Wichtig hierbei war, dass die maximale solare Flussdichte und nicht die mittlere solare Flussdichte berücksichtigt wurde. Zuletzt konnte durch die Auswertung des Temperaturverlaufs zwischen Absorberrohr und Verbindungbögen gezeigt werden, dass zwar auf einer Länge zwischen 9-30 cm, abhängig von dem Zeitpunkt der Befüllung, ein Temperaturniveau unterhalb von 238 °C aufwies, dies jedoch in Anbetracht der hohen Temperatur der Salzschnmelze beim Befüllen, als unkritisch betrachtet wurde.

8 Fazit

Innerhalb dieser Arbeit wurde eine Erwärmungsstrategie entwickelt, die unabhängig von Tag und Uhrzeit im Jahr durchgeführt werden kann.

Hierzu wurde ein FEM-Modell in ANSYS angesetzt, in der die Geometrie des Testreceivers implementiert wurde. Diese Geometrie wurde mithilfe der in dieser Arbeit ermittelten thermischen Randbedingungen definiert. So konnte die Aufheizdauer der elektrischen Erwärmung von insgesamt 7 Stunden bestimmt werden und die minimale und maximale durchschnittliche solare Flussdichte von 11 kW/m² und 27 kW/m², die auf dem Receiver treffen muss, damit die Zieltemperatur von 350 °C erreicht wird. Es wurde untersucht, wie sich die Temperaturtransienten innerhalb des Bauteils verhalten, wenn die vorher ermittelte minimale und maximale Flussdichte direkt zu Beginn der Erwärmung auf den Receiver geprägt werden.

Resultat waren Temperaturtransienten von über 200 K/min. Um die Temperaturrampe von 30 K/min einhalten zu können, musste demnach eine Strategie entwickelt werden, die eine schrittweise Erhöhung der Flussdichte in Abhängigkeit der Temperatur des Receivers berücksichtigt. So wurde mithilfe der thermischen Simulation in ANSYS die maximal zulässige Flussdichte zur Einhaltung der definierten Temperaturrampe in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz zwischen Temperatur des Receivers zur Umgebung bestimmt.

Im weiteren Verlauf erfolgte die Untersuchung der optischen Einflüsse, um einen vom Tag und Uhrzeit unabhängigen Zusammenhang zwischen der Anzahl an auszurichtenden Heliostaten und daraus folgende solare Flussdichte zu schaffen. Hierfür wurde die Größe und Position des Vorwärmheliostatenfeld definiert und infolgedessen für die 604 definierten Vorwärmheliostaten der Einfluss der Veränderung der DNI und der Veränderung der Anzahl an Heliostaten auf die solare Flussdichte untersucht. Zudem wurden die Verlustmechanismen, die innerhalb des Heliostatenfeldes auf die Solarstrahlung wirken, in Abhängigkeit des Azimuth- und Höhenwinkels quantitativ ausgearbeitet. Aus den Ergebnissen der optischen Simulation leitet sich ein Zusammenhang ab, der die Anzahl von auszurichtenden Heliostaten in Abhängigkeit der gewünschten auftreffenden solaren Flussdichte und abhängig vom Datum und der Zeit darstellt. Mithilfe dieses und dem in der thermischen Auswertung entwickelten Zusammenhangs wurde die Aufwärmstrategie konkretisiert. Demnach wird die Heliostatenfeldsteuerung HeliOS die Anzahl an Heliostaten berechnen, die jeweils eine mittlere Flussdichteerhöhung von 2 kW/m² bewirken. Der Operator kann durch Prüfen der maximalen Temperatur des Receivers und der zurzeit auftreffenden maximale Flussdichte die maximal zulässige Flussdichte aus dem entwickelten Diagramm ermitteln und entscheiden, ob die von HeliOS berechneten Heliostaten angesteuert werden sollen. Diese Entscheidung ist abhängig davon, wie hoch die Temperaturdifferenz der geprüften Temperatur zur Zieltemperatur, wie sich die Steigung der Flussdichte mit der Zeit verhält und wie hoch die Differenz der maximal zulässigen Flussdichte zur zurzeit auftreffenden maximalen Flussdichte ist. Damit die Komplexität der Ansteuerung der Heliostaten reduziert wird, wurden Heliostaten zu Gruppen zusammengefasst. Dabei wurden verschiedene Gruppengrößen zwischen 6-88 Heliostaten definiert, sodass die Gesamtanzahl an Heliostaten mit einer geringen Anzahl an Gruppen möglichst genau abgebildet werden kann.

Um die Machbarkeit der Aufwärmstrategie zu beweisen, wurde für die Simulation der solaren Erwärmung der 29.03. mit der Startuhrzeit von 08:30 Uhr (Lokalzeit) ausgewählt. An diesem Zeitpunkt wird sich die solare Flussdichte mit der Zeit sehr stark ändern. Es ist demnach ein gutes Beispiel, um zu prüfen, wie sich die Temperaturrampe verhält. Die thermische Simulation wurde unter den Bedingungen der geringsten thermischen Verluste durchgeführt, da so die Gefahr der Überhitzung am höchsten ist. Für die thermische Simulation wurde mithilfe des

Schnittstellenprogramm FEMRAY eine Flux-Map generiert, die in das FEM-Modell in ANSYS eingelesen wurde, so dass der Flussdichteverlauf über die Receiveroberfläche nachgebildet werden konnte. Die Anzahl an Heliostaten, die während der Erwärmung hinzugefügt werden, wurden berechnet und anhand dieser der transiente Flussdichteverlauf modelliert. Die Nachbildung des zeitlichen Flussdichteverlauf wurde innerhalb der FEM-Simulation in ANSYS über eine zeitliche Skalierung der eingelesenen Flux-Map realisiert. Als Ergebnis der Simulation der Erwärmung stellte sich raus, dass die berechnete Anzahl an Heliostaten jeweils eine mittlere Flussdichteerhöhung von ca. 2 kW/m^2 bewirken und somit der erwartenden Flussdichteerhöhung entsprechen. Die größte Abweichung belief sich hierbei auf lediglich 3,5%. Folglich wurde die Machbarkeit des entwickelten Zusammenhangs aus der optischen Simulation und die Genauigkeit der definierten Gruppengrößen bewiesen. Zudem konnte aus den Ergebnissen der thermischen Simulation in ANSYS gezeigt werden, dass die Temperatur von 350 °C mit der ausgewählten Anzahl an Heliostaten nach bereits 17 Minuten erreicht wurde, danach stieg die Temperatur weiter um ca. 10 K/min an. Der Receiver weist nur über eine kurze Strecke zwischen 9-30 cm eine Temperatur, die unterhalb der Salzschnmelztemperatur liegt, auf. Dies ist jedoch aufgrund der hohen Temperatur beim Befüllen der Salzschnmelze unkritisch und birgt nicht die Gefahr der Kristallisation. Aus den Ergebnissen der thermischen Simulation folgte, dass während der Erwärmung jeder kritische Punkt ermittelt wird, der Temperaturtransienten oberhalb von 30 K/min aufweist. Dadurch, dass die Anzahl an Heliostaten auf eine Genauigkeit von 3,5 % berechnet wurden, die Zieltemperatur erreicht, wurde, die kritischen Temperaturgradienten aus nachvollzogen werden konnten und der Fall der Kristallisation der Salzschnmelze als unkritisch betrachtet wurde, konnte die Machbarkeit der in dieser Arbeit entwickelten Aufwärmstrategie aus thermischer Sicht bewiesen werden.

Diese erarbeitete Vorwärmstrategie bildet somit die Grundlage für die solare Vorwärmung, die ab September 2021 in der praktischen Umsetzung am Solarfeld Jülich erprobt werden soll. Hierfür müssen jedoch noch einige Ergänzungen erfolgen, die im Ausblick angesprochen werden.

9 Ausblick

Für die Ansteuerung der Heliostaten, muss zuerst ein Zusammenhang geschaffen werden, der abbildet, wie sich die maximale Flussdichtenerhöhung bei einer mittleren solaren Flussdichteerhöhung von 2 kW/m^2 verhält. Dies kann über die Betrachtung des ortsaufgelösten Flussdichteverlauf erfolgen.

Außerdem wird das Solarfeld Jülich in diesem Jahr umgebaut. Das bedeutet, dass sich die Heliostaten, mit denen in dieser Arbeit simuliert wurde, bezüglich ihrer Kinematik und ihrer

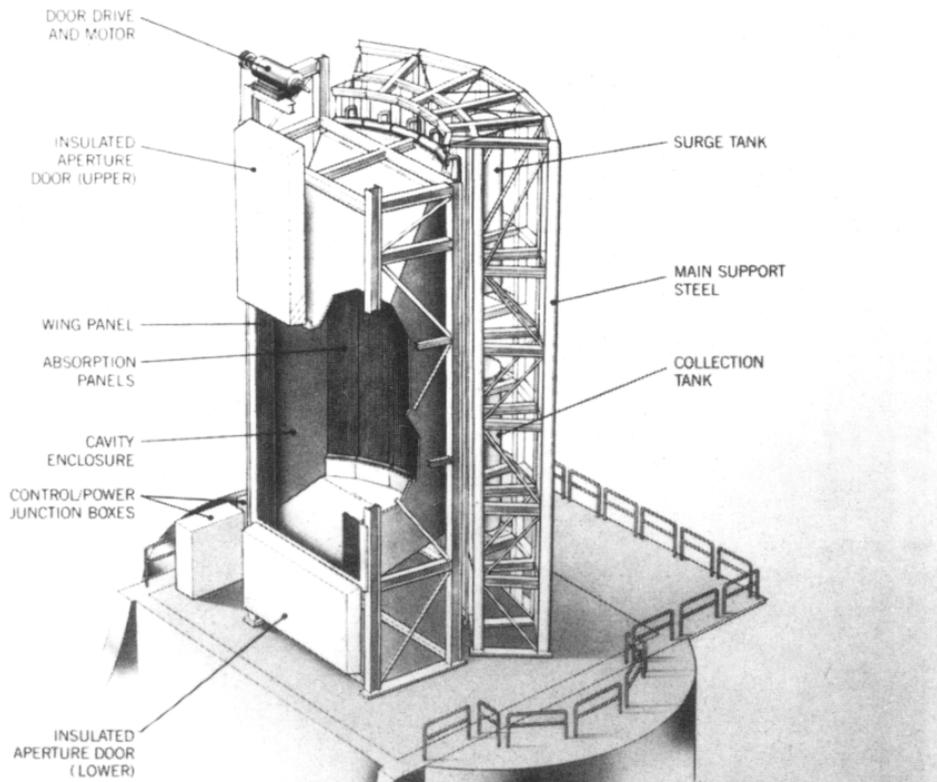
Position innerhalb des Feldes verändern. Das hat zu Folge, dass sich Verlustmechanismen insgesamt verändern werden. Aus diesem Grund muss die Matrix, die die Verlustmechanismen abbildet, neu entwickelt werden.

Zuletzt muss auf Basis der thermischen Auswertung die strukturmechanische Auswertung seitens MAN erfolgen, um zu überprüfen, ob die zulässigen Spannungen innerhalb des Receivers überschritten werden. Auf Basis dieser Ergebnisse müsste eventuell eine Zielpunktstrategie entwickelt werden.

.

10 Anhang

i. Abbildung zum Vorwärmen aus der Literatur



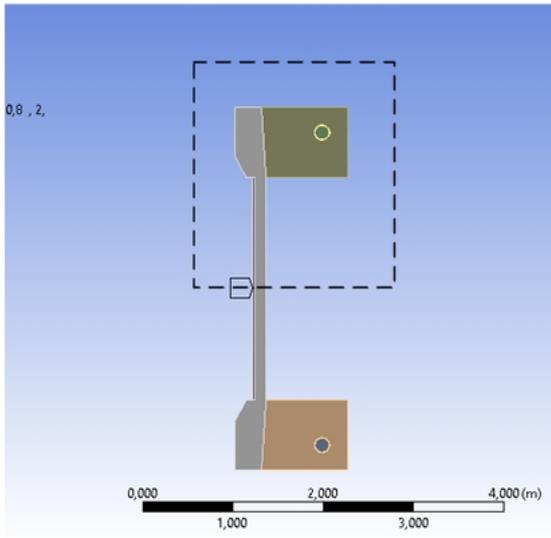
Anhang 1: Kavitätenreceiver des MSEE Projekts

During the first 5 min of Preheat:
 If $T' < 480^\circ\text{F}$, 20 kW/m^2 .
 If $T' > 480^\circ\text{F}$, reduce flux density to 16 kW/m^2 .
 At 5 min, a new assignment of active heliostats is made. From 5–10 min, within the Preheat a reference temperature is computed at each instant:

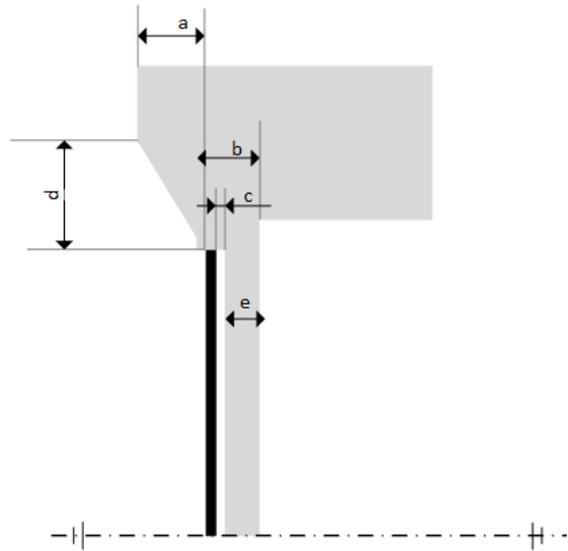
$$TR = 100^\circ\text{F} + (800^\circ\text{F} \times [1 - \exp(-\text{time}/10\text{min})])$$
 (The range of TR during this period is: $408^\circ\text{F} < TR < 605^\circ\text{F}$)
 Then:
 If $T' < TR - 50^\circ\text{F}$, set flux density to 28 kW/m^2 .
 If $TR - 50^\circ\text{F} < T' < 620^\circ\text{F}$, set flux density to 24 kW/m^2 .
 If $620^\circ\text{F} < T' < 720^\circ\text{F}$, set flux density to 16 kW/m^2 .
 If $T' > 720^\circ\text{F}$, set flux density to 12 kW/m^2 .
 At 10 min, a new assignment of active heliostats is made. From 10–15 min, within the Preheat:
 If $T' < 400^\circ\text{F}$, set flux density to 32 kW/m^2 .
 If $400^\circ\text{F} < T' < 500^\circ\text{F}$, set flux density to 28 kW/m^2 .
 If $500^\circ\text{F} < T' < 650^\circ\text{F}$, set flux density to 24 kW/m^2 .
 If $650^\circ\text{F} < T' < 720^\circ\text{F}$, set flux density to 16 kW/m^2 .
 If $T' > 720^\circ\text{F}$, set flux density to 12 kW/m^2 .
 After 15 min, of Preheat a new assignment of active heliostats is made every 5 min, and:
 If $T' < 500^\circ\text{F}$, set flux density to 36 kW/m^2 .
 If $500^\circ\text{F} < T' < 580^\circ\text{F}$, set flux density to 30 kW/m^2 .
 If $580^\circ\text{F} < T' < 650^\circ\text{F}$, set flux density to 24 kW/m^2 .
 If $650^\circ\text{F} < T' < 720^\circ\text{F}$, set flux density to 16 kW/m^2 .
 If $T' > 720^\circ\text{F}$, set flux density to 12 kW/m^2 .

Anhang 2: Vorwärmalgorithmus aus dem Solar-Two Projekt

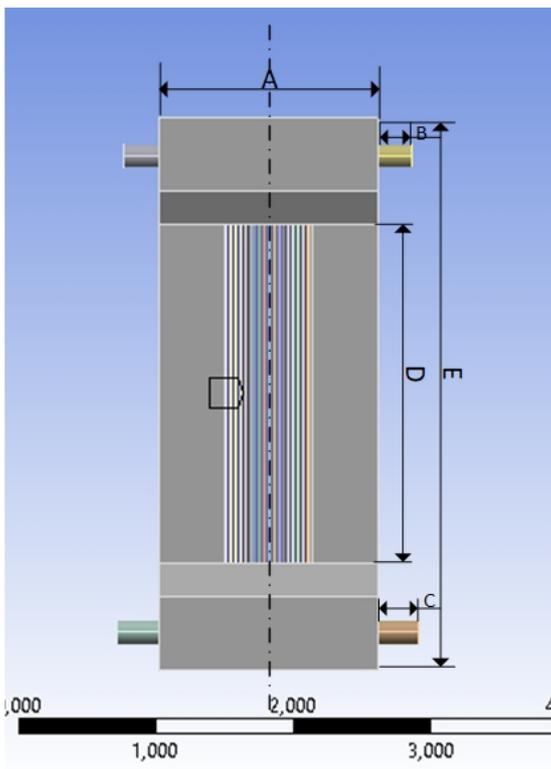
ii. Geometrie:



Anhang 3: Seitenansicht Receiver



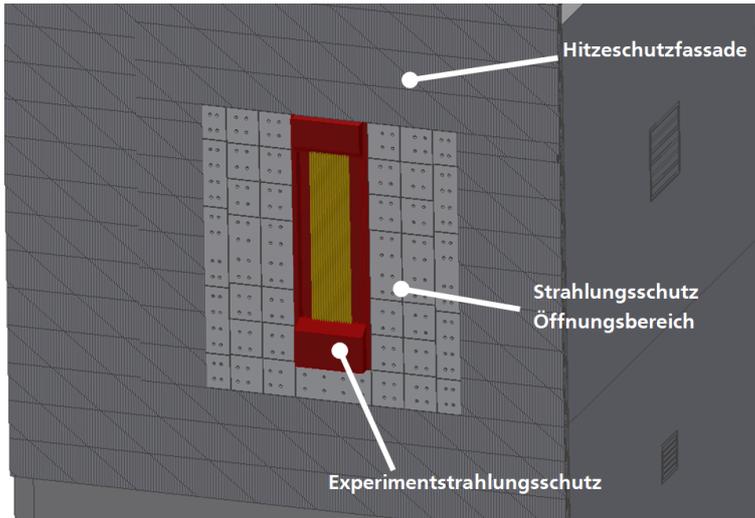
Anhang 4: Ausschnitt von Seitenansicht Receiver



Anhang 5: Vorderansicht Receiver

Anhang 6: Bemaßung Receiver

Bezeichnung	Maße in mm
A	1600
B	250
C	295
D	2500
E	4000
a	130
b	91,6
c	128
d	240
e	128,4



Anhang 7: Strahlungsschutz der Anlage im Multifokusturm, farbig ist der simulierte Receiver

iii. Materialdaten:

Tabelle 2. Emissionsverhältnisse bei der Temperatur T

Material	T [K]	ϵ_n	ϵ
I. Metalle			
Aluminium, walzblank	443	0,039	0,049
	773	0,05	
–, hochglanzpoliert	500	0,039	
	850	0,057	
–, poliert	373	0,095	
–, vorpoliert	373	0,18	
–, oxidiert bei 872 K	472	0,11	
	872	0,19	
–, stark oxidiert	366	0,2	
	777	0,31	
Blei, grau oxidiert	297	0,28	
–, nicht oxidiert	400	0,057	
	500	0,075	
–, oxidiert bei 422 K	472	0,63	
Bronze, 4 bis 7% Al, –, poliert	422	0,03	
	1089	0,052	
–, oxidiert	422	0,08	
	1089	0,144	
Chrom, poliert	423	0,058	0,071
	1089	0,36	
Cobalt, poliert	422	0,1	
	1089	0,225	
–, oxidiert	589	0,15	
	1089	0,3	
Gold, hochglanzpoliert	500	0,018	
	900	0,035	
Kupfer, poliert	293	0,03	
	293	0,037	
	293	0,78	
	403	0,76	
	293	0,07	
Inconel, gewalzt	1089		0,69
–, sandgestrahlt	1089		0,79
Eisen und Stahl, hochglanzpoliert	450		0,052
	500		0,064
–, poliert	700		0,144
	1300		0,377
–, geschmirgelt	293		0,242
Gußeisen, poliert	473		0,21
Stahlguß, poliert	1044		0,52
	1311		0,56
Eisen, vorpoliert	373		0,17
oxidierte Oberflächen:			
Eisenblech, rot angerostet	293		0,612
–, stark verrostet	292		0,685
–, Walzhaut	294		0,657
Gußeisen, oxidiert bei 866 K	472		0,64
	872		0,78
Stahl, oxidiert bei 866 K	472		0,79
	872		0,79
Stahlblech, dicke raue Oxidschicht	297		0,8
Gußeisen, raue Oberfläche, stark oxidiert	311 bis 512		0,95
geschmolzene Oberflächen:			

Anhang 8: Emissionskoeffizient (Quelle VDI WA)

Anhang 9: Temperaturabhängige Wärmeleitfähigkeit von DMV310N

T/°C	$\lambda / \frac{W}{m \cdot K}$
20	14,1
50	14,6
75	15
100	15,4
125	15,7
150	16,1
175	16,5
200	16,8
225	17,2
250	17,6
275	17,9
300	18,3
325	18,7
350	19
375	19,4
400	19,7
425	20,1
450	20,5
475	20,8
500	21,2
525	21,5
550	21,9
575	22,2
600	22,6
625	22,9
650	23,2
675	23,6
700	23,9

Cerablanket™, Cerachem™, Cerachrome™ Blanket

HAUPT-EIGENSCHAFTEN

		Cerablanket	Cerachem Blanket	Cerachrome Blanket	
Klassifikationstemperatur	°C	1260	1425	1425	
Produkteigenschaften bei Umgebungsbedingungen (23°C/50% rF)					
Produktfarbe		weiß	weiß	blau/grün	
Rohdichte (EN 1094-1)	kg/m ³	64 bis 160 (4 Rohdichten sind erhältlich)			
Zugfestigkeit (EN 1094-1)					
64kg/m ³	kPa	30	30	30	
96kg/m ³	kPa	70	70	65	
128kg/m ³	kPa	90	90	85	
160kg/m ³	kPa	110	110		
Hochtemperaturverhalten					
Bleibende Längenänderung (ENV 1094-7) nach 24 h isothermischer Wärmebeaufschlagung bei:					
1000°C	%	1.5	-	1.5	
1100°C	%	2.2	-	2.2	
1200°C	%	3.0	1.0	2.7	
1300°C	%	5.5	2.0	3.5	
1400°C	%	-	3.5	4.0	
1500°C	%	-	-	5.0	
Wärmeleitfähigkeit bei einer Mitteltemperatur von (alle 3 Qualitäten):		64kg/m³	96kg/m³	128kg/m³	160kg/m³
200°C	W/m.K	0.07	0.06	0.06	-
400°C	W/m.K	0.12	0.11	0.10	0.09
600°C	W/m.K	0.20	0.16	0.15	0.13
800°C	W/m.K	0.30	0.23	0.20	0.18
1000°C	W/m.K	0.43	0.32	0.27	0.25
Spezifische Wärmekapazität (alle 3 Qualitäten)		kJ/kg.K 1.13			

Anhang 10: Datenblatt Strahlungsschutz

Ceraboard

HAUPTEIGENSCHAFTEN

Klassifikationstemperatur		100	115
	°C	1260	1400
Produkteigenschaften bei Umgebungsbedingungen (23°C/50% rF)			
Produktfarbe		weiß/hellbraun	weiß/hellbraun
Rohdichte	kg/m ³	310**	310
Biegefestigkeit	MPa	1.0**	0.9
Druckfestigkeit bei 10% Dickenstauchung	MPa	0.35	0.3
Hochtemperaturverhalten**			
Glühverlust nach 2 h bei 800°C	%	5.5	3.5
Bleibende Längenänderung nach 24 h isothermischer Wärmebeaufschlagung bei maximaler Daueranwendungstemperatur (ASTM C-356):	%	3.0	3.7
Wärmeleitfähigkeit bei einer Mitteltemperatur von (ASTM C-201):			
300°C	W/m.K	0.07	0.07
400°C	W/m.K	0.08	0.08
600°C	W/m.K	0.11	0.11
800°C	W/m.K	0.15	0.15
1000°C	W/m.K	0.20	0.20

* Für Dicken von 20 mm und darunter erhöhen sich die beiden Werte auf 330 kg/m³ bzw. 1,5 MPa.

** Werte gelten für eine Produktdicke von 50 mm.

Anhang 11: Datenblatt Strahlungsschutz

Anhang 12: Wärmeleitfähigkeit vom Strahlungsschutz

T/°C	$\lambda / \frac{W}{m * K}$
20	0,04
300	0,07
400	0,08
600	0,11
800	0,15
1000	0,2
1500	0,35



ProRox® QM 960^{UK}

ProRox QM 960^{UK} is a lightly bonded stone wool mat without any facings.

Application

The quilt mat is suitable as insulation mattress stuffing.

Product properties in accordance with EN 14303:2009+A1:2013



Properties	Performance												Norms
	T (°C)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600	640	
Thermal conductivity	λ (W/mK)	0.040	0.046	0.054	0.063	0.073	0.084	0.098	0.110	0.145	0.180	0.191	EN 12667
Maximum service temperature		640 °C											EN 14706
Reaction to fire		Euroclass A1											EN 13501-1
Nominal density		100 kg/m ³											EN 1602
Water absorption		< 1 kg/m ²											EN 1609
Water vapour diffusion resistance		$\mu = 1$											EN 14303
Designation code		MW EN 14303-T2-ST(+) μ 640-WS1											EN 14303

Compliance

ProRox QM 960^{UK} conforms to EN 14303:2009+A1:2013. Thermal insulation products for building equipment and industrial installations. Factory made mineral wool products (MW). Specification and can be used to satisfy BS 5422: "Method for specifying thermal insulating materials for pipes, tanks, vessels, ductwork and equipment operating within the temperature range -40°C to +700°C".

As ROCKWOOL has no control over insulation design and workmanship, accessory materials or applications conditions, ROCKWOOL does not warranty the performance or result of any installation containing ROCKWOOL products. ROCKWOOL's overall liability and the remedies available are limited by the general terms and conditions of sale. This warranty in lieu of all other warranties and conditions expressed or implied, including the warranties of merchantability and fitness for a particular purpose. ROCKWOOL Technical Insulation reserves the right to make necessary product changes at any time. Technical specifications are thus stated subject to change.

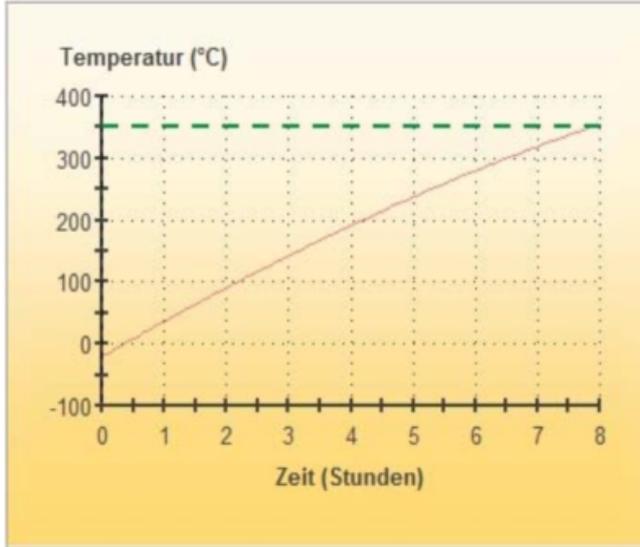
ROCKWOOL® Technical Insulation, ROCKWOOL®, SeaRox® and ProRox® are registered trademarks of ROCKWOOL International A/S and cannot be used without a prior written consent.



Projektname: DLR Testanlage
 Projektnummer: DE-2091432_MAN
 Kunde: MAN Energy Solutions SE
 Dateiname: T:\DE-2091432 MAN\Proposal\03 Calculation\02 TCP\DE-2091432_MAN_TCP_RWR.TDB

Für Rohr-ID: **AbzweigeDN32** (2x8 St. je 0,5m) [Typ: Schleife Status:
 Hauptleitung: Haupt-Rohr - DN150 [001] Hauptleitung: Haupt-Rohr - DN150 [001]

Statische Aufheizberechnung



Aufheiz-/Abkühlungseinstellungen

Analyse-Typ: Static
 Strömungsrate: N/A
 Einheit Ström.rate:
 Medium: **AIR**
 Aktuelle. Umgtemp.: -20 °C
 Leistungseinstellung: 100 %
 H/C-Sicherheitsfakt. 10 %
 Erforderliche Zeit: N/A Stund

Kabelauswahl

Heizkabel: HAA1N1640
 Spannung Heizkabel 230 V
 Heiznennleistung: 86,7 W/m
 Belegung: 2,00

RECHENERGEBNISSE

Anfangstemp.: -20 °C
Endtemperatur: 350 °C
Gesamtzeit: 7,86 Stund
Phasenänderg. Zeit:
 Schmelzen: N/A Stund
 Verdampfung: N/A Stund

Zeit Stunden	Temperatur °C	Medium spez. Wärme: kJ/kg-K	Dichte Medium kg/m³	Gesamte Heizleistung W/m	Wärmeverlu W/m	Wärmezufuhr W/m
0,0	-20,0	1,39	1,28	173,40	0,00	173,40
2,0	91,0	1,13	1,28	173,40	15,00	158,40
4,0	191,8	1,08	1,28	173,40	31,88	141,53
6,0	280,1	1,07	1,28	173,40	51,39	122,01
7,9	350,0	1,07	1,28	173,40	69,60	103,80

* Schmelzwärme / Verdampfungswärme

Wichtiger Hinweis:

1. Die Berechnung basiert auf Daten, die für die spezifische Anwendung bestätigt werden sollten.
2. Die Ergebnisse bieten eine technische Abschätzung von nVent.

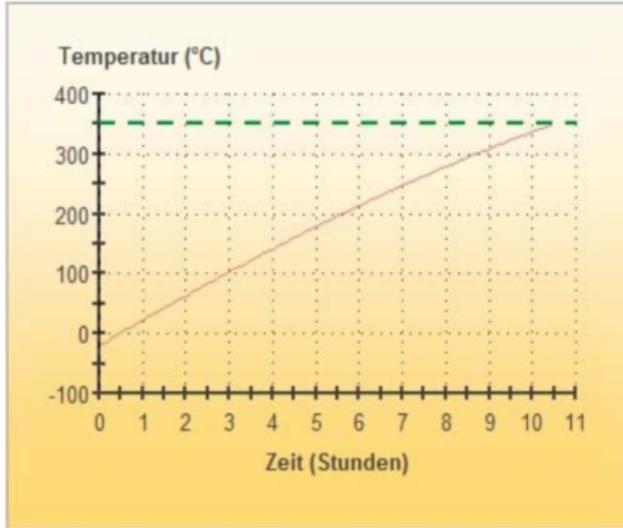
Anlage 4.2 zum nVent Angebot
 DE-2091432_MAN / 19.09.2019



Projektname: DLR Testanlage
 Projektnummer: DE-2091432_MAN
 Kunde: MAN Energy Solutions SE
 Dateiname: T:\DE-2091432 MAN\Proposal\03 Calculation\02 TCP\DE-2091432_MAN_TCP_RWR.TDB

Für Rohr-ID: **Haupt-Rohr - DN150** [001] Typ: Hauptleitung Status:
 Hauptleitung: Keine Hauptleitung: Keine

Statische Aufheizberechnung



Aufheiz-/Abkühlungseinstellungen

Analyse-Typ: Static
 Strömungsrate: N/A
 Einheit Ström.rate:
 Medium: **AIR**
 Aktuelle. Umgtemp.: -20 °C
 Leistungseinstellung: 100 %
 H/C-Sicherheitsfakt. 10 %
 Erforderliche Zeit: N/A Stund

Kabelauswahl

Heizkabel: HAA1N1640
 Spannung Heizkabel: 230 V
 Heiznennleistung: 86,7 W/m
 Belegung: 4,00

RECHENERGEBNISSE

Anfangstemp.: -20 °C
Endtemperatur: 350 °C
Gesamtzeit: 10,49 Stund

Phasenänderg. Zeit:

Schmelzen: N/A Stund
 Verdampfung: N/A Stund

Zeit Stunden	Temperatur °C	Medium spez. Wärme: kJ/kg-K	Dichte Mediu kg/m³	Gesamte Heizleistung W/m	Wärmeverlu W/m	Wärmezufuh W/m
0,0	-20,0	1,39	1,28	346,80	0,00	346,80
2,0	63,5	1,14	1,28	346,80	21,76	325,04
4,0	141,7	1,11	1,28	346,80	43,64	303,16
6,0	213,8	1,08	1,28	346,80	69,85	276,95
8,0	279,1	1,07	1,28	346,80	98,42	248,38
10,0	337,1	1,07	1,28	346,80	127,15	219,65
10,5	350,0	1,07	1,28	346,80	134,00	212,80

* Schmelzwärme / Verdampfungswärme

Wichtiger Hinweis:

1. Die Berechnung basiert auf Daten, die für die spezifische Anwendung bestätigt werden sollten.
2. Die Ergebnisse bieten eine technische Abschätzung von nVent.

**Anlage 4.2 zum nVent Angebot
 DE-2091432_MAN / 19.09.2019**

iv. Thermische Auswertung:

Konvektion innerhalb der Rohre

Aus der Simulation eines Adiabaten Rohres ist bekannt, dass die Temperaturgradienten innerhalb des Rohrquerschnitts 150 K betragen. Für die Temperatur der Luft wird die mittlere Temperatur der Rohrseiten angenommen. Demnach beläuft sich der Temperaturgradient von Rohrwand zur Temperatur der Luft auf 75 K. Aufgrund der freien Konvektion (Luft steht im Rohr) wird der Wärmeübergangskoeffizient α schätzungsweise $4 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$ betragen. Unter Berücksichtigung der Absorberrohroberfläche ergibt sich damit ein Wärmestrom von **50 W/m²**. Im Vergleich dazu beläuft sich der Wärmestrom in Folge der Wärmeleitung unter diesen genannten Bedingungen auf **200 W/m²**. Im Allgemeinen ist die Konvektion sehr schlecht darstellbar, da viele verschiedene Faktoren auf ihr Verhalten Einfluss nehmen. Die Annahmen, die hier gemacht wurden, gelten nur für extreme und zugleich sehr vereinfachte Randbedingungen, die in der Realität nicht vorherrschen werden (Bsp. weder stehende Luft, noch turbulente Strömung und keine gleichmäßige Temperaturverteilung der Luft).

Strahlung

Anhang 16: Randbedingungen zur Auswertung der Strahlung und Wärmeleitung ins Rohrinne

Randbedingung/Parameter	Bewertung	Begründung
$T_{\text{Rohr,unten}} / ^\circ\text{C}$	10-250	Variation der Temperatur, da diese sich durch die Homogenisierung erhöht
$\lambda / \frac{\text{W}}{\text{K} \cdot \text{m}^2}$	12-18	Aus Datenblatt → hohe Temperatur obere Rohrhälfte
$\dot{q}_{\text{Solar}} / \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$	11.000	Siehe Kapitel 5.4.1
$d_{\text{mittel}} / \text{m}$	0,00348	Bemaßung des Rohres
ε	0,2	Siehe Anhang 8
$T_{\text{Rohr,oben}} / ^\circ\text{C}$	10-350	Umgebungstemperatur-stat. Temperatur bei geringen Verlusten
l / m	2,5	Absorberrohrlänge

Gegenseitige Bestrahlung:

Analytisch wird die gegenseitige Strahlung mithilfe der Sichtfaktoren gerechnet werden. Mit der Finite-Element-Methode müssen Encloser (Hüllkörper, die sich gegenseitig bestrahlen) definiert werden.

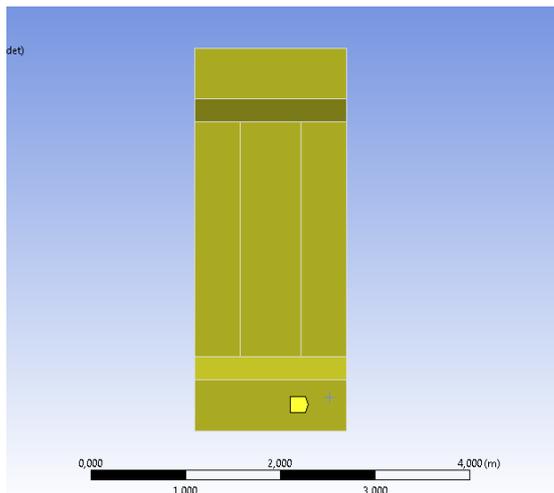
Zur analytischen Einschätzung der gegenseitigen Bestrahlung der Absorberrohre und der Einbettung, wird die Wärmestromdichte nach Eckert und Hottel(aus [34]) berechnet.

Anhang 17: Berechnung der gegenseitigen Bestrahlung der Rohre und der Hinterwand

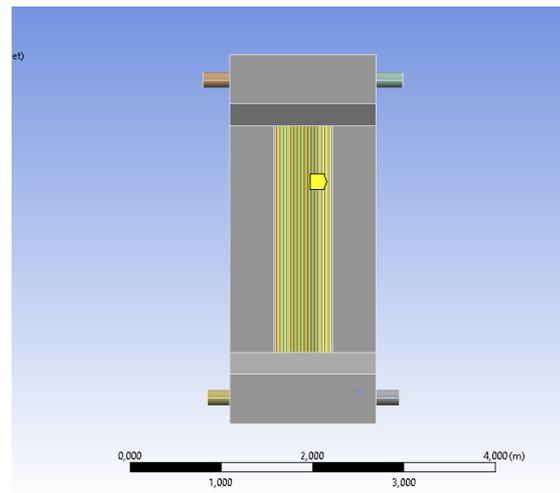
Randbedingung	Bewertung	Begründung
$T_{\text{Rohrunterseite}} / ^\circ\text{C}$	300	Gewünschte Temperatur 350 °C mit 50K unterschied zur Rohrhinterseite
$T_{\text{Einkerbung}} / ^\circ\text{C}$	250	Annahme
Sichtfaktor	1	Abgelesen aus Diagramm nach Eckert und Hottel
$\dot{q}_{\text{ggs,gesamt}} / \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$	1144	Berechnet
$\dot{Q}_{\text{ggs,Str}} / \text{W}$	1816	Berechnet

Der Wärmestrom des Strahlungsaustausches beläuft sich unter den angenommenen Temperaturgradienten von 50 K auf etwa 1,8 kW.

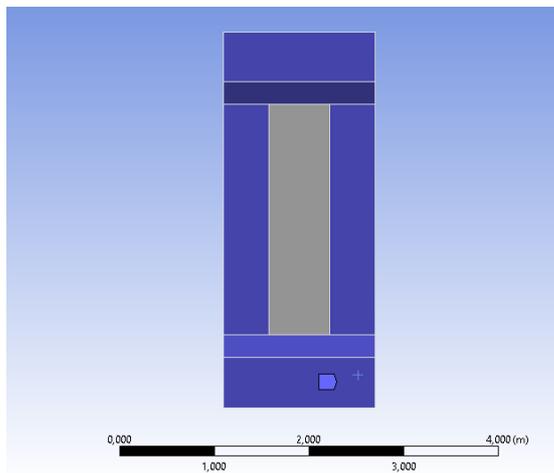
Anhang



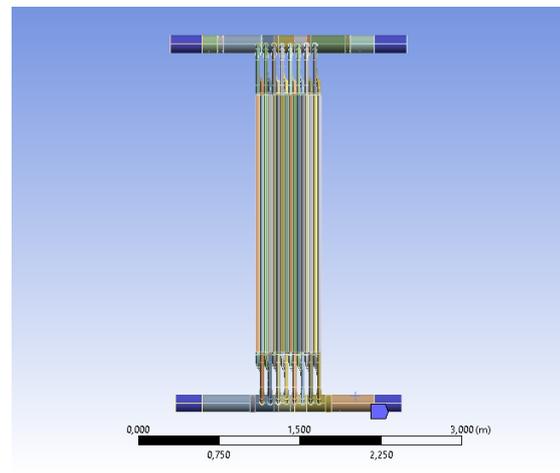
Anhang 18: gelb: Konvektionsrandbedingung von dem Strahlungsschutz



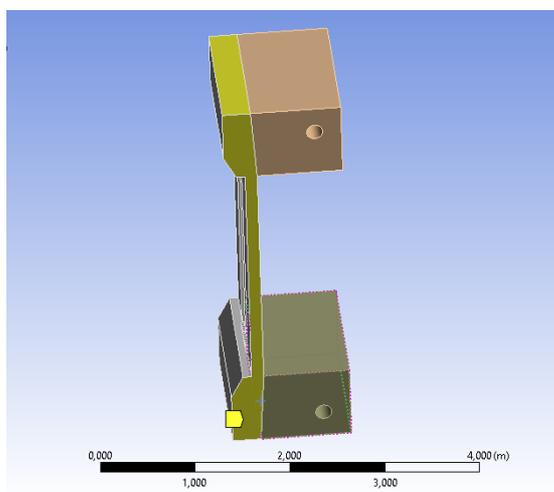
Anhang 19: gelb: Konvektionsrandbedingung von den Absorberrohren (Vorder- und Hinterseite) und Strahlungsrandbedingung (nur Vorderseite),



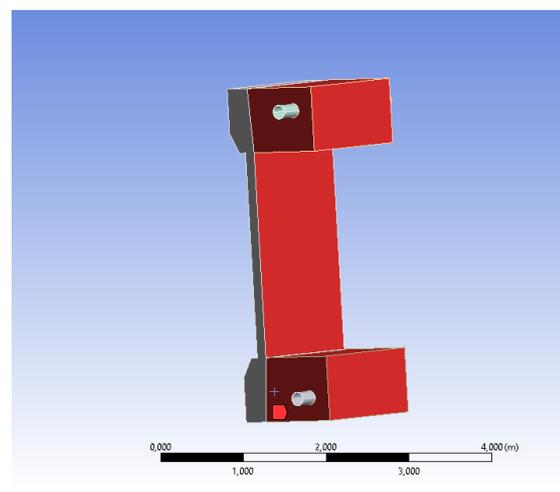
Anhang 20: blau: Strahlungsrandbedingung Strahlungsschutz



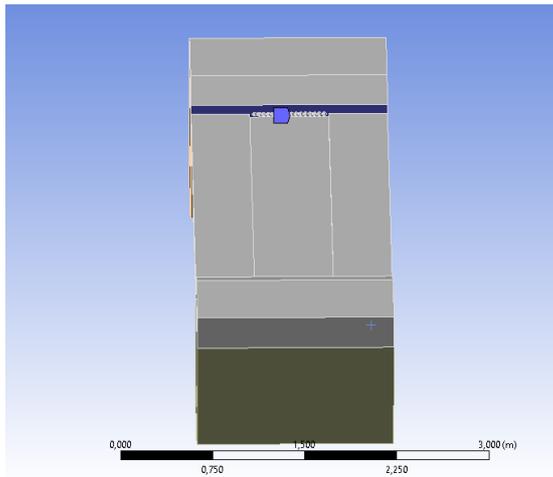
Anhang 21: blau: Konvektions- und Strahlungsrandbedingung Abklingrohre



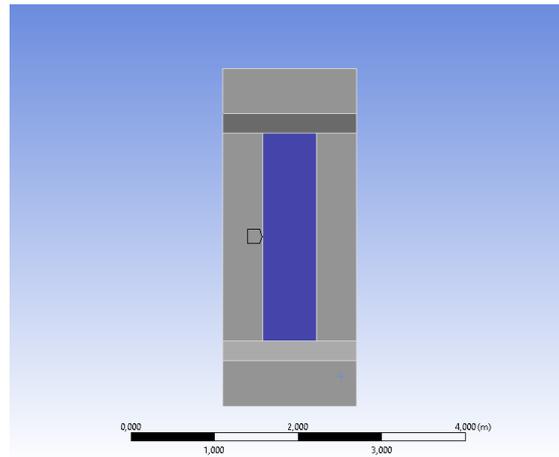
Anhang 22: gelb: Quasitemperaturrandbedingung mithilfe von Konvektionsrandbedingung



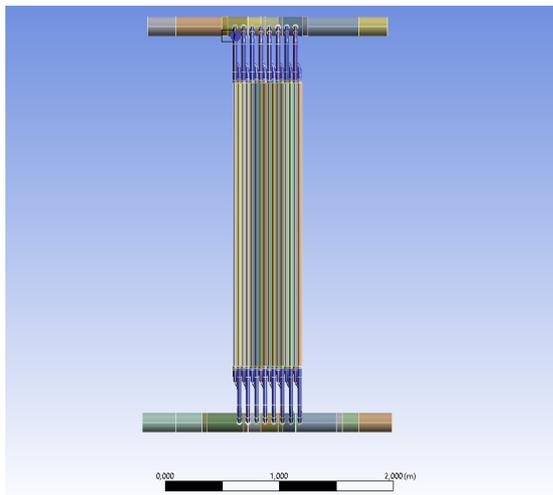
Anhang 23: rot: Temperaturrandbedingung Strahlungsschutz Rückseite



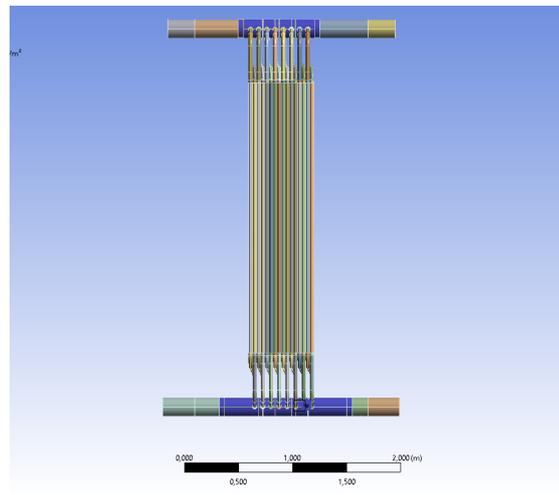
Anhang 24: blau: Gegenseitige Bestrahlung Stirnseite mit Absorberrohren(siehe Anhang 20)



Anhang 25: blau: Gegenseitige Bestrahlung Vertiefung mit Absorberrohr (siehe Anhang 20)



Anhang 26: Wärmestromdichte Verbindungsbögen



Anhang 27: blau: Wärmestromdichte Sammler und Verteiler

Anhang 28: Angenommenen Werte der Randbedingung unter Betrachtung der niedrigsten Verluste in Abhängigkeit der Zeitschritte

Abkürzung	ZS1	ZS 2	ZS3	ZS4
„IR_2_am_absorber vorne“	0,8	0,8	0,8	0,8
„IR_2_insul Stirnseite“	0,764	0,764	0,764	0,764
„IR_1_amb_absorber hinten“,	0,8	0,8	0,8	0,8
„IR-amb_insulation“	0,764	0,764	0,764	0,764

Abkürzung	ZS1	ZS 2	ZS3	ZS4
„IR_1_amb_insolation Vertiefung“	0,764	0,764	0,764	0,764
„IR_amb_Abklingrohr“		0,2	0,2	0,2
„Conv_amb_tubes“	8 W/(m ² *K)	8 W/(m ² *K)	8 W/(m ² *K)	8 W/(m ² *K)
„Conv_amb_insul Stirnseite“	8 W/(m ² *K)	8 W/(m ² *K)	8 W/(m ² *K)	8 W/(m ² *K)
„Conv_amb_Abklingrohr“	8 W/(m ² *K)	8 W/(m ² *K)	8 W/(m ² *K)	8 W/(m ² *K)
„Conv_insul Seite“	1000 W/(m ² *K)	1000 W/(m ² *K)	1000 W/(m ² *K)	1000 W/(m ² *K)
„HF_Begleitheizung VB“	436 W/m ²	436 W/m ²	436 W/m ²	436 W/m ²
„HF_Begleitheizung Header“	565 W/m ²	565 W/m ²	565 W/m ²	436 W/m ²
„Wärmestromdichte“	0	0	11.000 W/m ²	11.000 W/m ²
„Temperatur Isolierung Rückseite“	40 °C	40°C	40°C	40°C

Anhang 29: Angenommene Werte der Randbedingungen unter Betrachtung der höchsten Verkuste in Abhängigkeit der Zeitschritte

Abkürzung	ZS1	ZS 2	ZS3	ZS4
„IR_2_am_absorber vorne“	0,8	0,8	0,8	0,8
„IR_2_insul Stirnseite“	0,764	0,764	0,764	0,764
„IR_1_amb_absorber hinten“,	0,8	0,8	0,8	0,8
„IR-amb_insulation“	0,764	0,764	0,764	0,764
„IR_1_amb_insolation Vertiefung“	0,764	0,764	0,764	0,764

Abkürzung	ZS1	ZS 2	ZS3	ZS4
„IR_amb_Abklingrohr“	0,2	0,2	0,2	0,2
„Conv_amb_tubes“	38 W/(m ² *K)	38 W/(m ² *K)	38 W/(m ² *K)	38 W/(m ² *K)
„Conv_amb_insul Stirnseite“	38 W/(m ² *K)	38 W/(m ² *K)	38 W/(m ² *K)	38 W/(m ² *K)
“Conv_amb_Abklingrohr“	8 W/(m ² *K)	8 W/(m ² *K)	8 W/(m ² *K)	8 W/(m ² *K)
“Conv_insul Seite“	1000 W/(m ² *K)	1000 W/(m ² *K)	1000 W/(m ² *K)	1000 W/(m ² *K)
„HF_Begleitheizung VB“	436 W/m ²	436 W/m ²	436 W/m ²	436 W/m ²
„HF_Begleitheizung Header“	565 W/m ²	565 W/m ²	565 W/m ²	436 W/m ²
„Wärmestromdichte“	0	0	20.000 o. 27.000 W/m ²	20.000 o. 27.000 W/m ²
„Temperatur Isolierung Rückseite“	5 °C	5°C	5°C	5°C

v. Modellvalidierung:

Anhang 30: Koordinaten der Temperaturproben

Bezeichnung ANSYS		Koordinaten Globales Koordinatensystem		
		x	Y	Z
Temperatur Probe VB 8		-0,66032	1,797*10 ⁻²	3,932*10 ⁻²
Temperatur Probe Header 6_7		8,415*10 ⁻²	0,1323	-3*10 ⁻¹⁴
Temperatur Probe Muffe 1		0	0,2641	0,13415
Temperatur Probe maximale Temperatur		-0,76838	-5,763*10 ⁻²	1,75
Temperatur Probe Absorberrohr		-0,76838	-5,763*10 ⁻²	1,6
Temperatur Pfad VB	von	-0,768	2,245	0,8
	bis	-0,135	2,245	-6,62*10 ⁻³
Temperatur Pfad Absorberrohr	von	0,76838	-5,763*10 ⁻²	1,75
	bis	0,76838	5,763*10 ⁻²	1,

Anhang 31: Einstellungen für die einzelnen Proben der zeitschrittstudie und Netzstudie

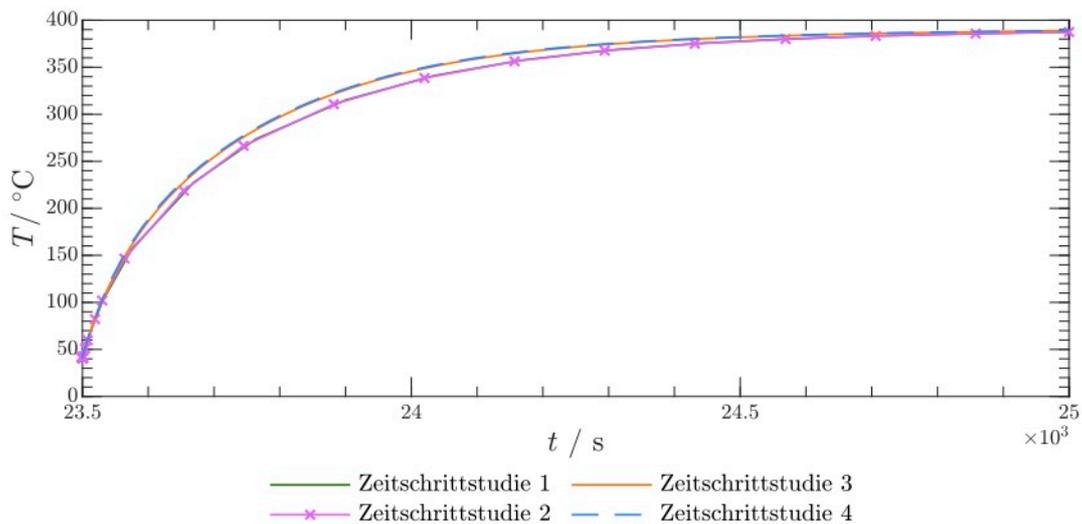
Bezeichnung	Beschreibung & Einheit	NS1	NS2	NS3	NS4
Modell					
n_circ_Absorb	Elemente über 1/4 Rohrumfang Absorberrohre	2	3	3	4
size_Absorb	Anzahl axiale Elemente Absorberrohr	0,04	0,03	0,02	0,02
size_insul	Elementgröße Isolierung	0,1	0,08	0,05	0,04
Face Sizing	Elementgröße der Flächen der Isolierung, die mit VB oder Header in Kontakt stehen	0,04	0,02	0,01	0,01
VB/Header Detail	Elementgröße Verfeinerung am Übergang Verbindungsbogen/Sammler	0,01	0,005	0,003	0,002
VB/Absorb Detail	Elementgröße Verfeinerung am Übergang Verbindungsbogen/ Absorberrohr	0,01	0,005	0,003	0,003
n_circ_VB	Anzahl Elemente 1/2 Umfang Verbindungsbogen	4	6	6	6

size_Verbindungs- bögen	Elementgröße Verbindungsbögen	0,04	0,03	0,02	0,02
n_circ_head	Anzahl Elemente 1/2 Umfang Header	6	8	14	20
size_Header	Elementgröße Header	0,05	0,03	0,02	0,01
Total nodes		304.00	933.20	2.263.	3.824.
		0	3	446	182

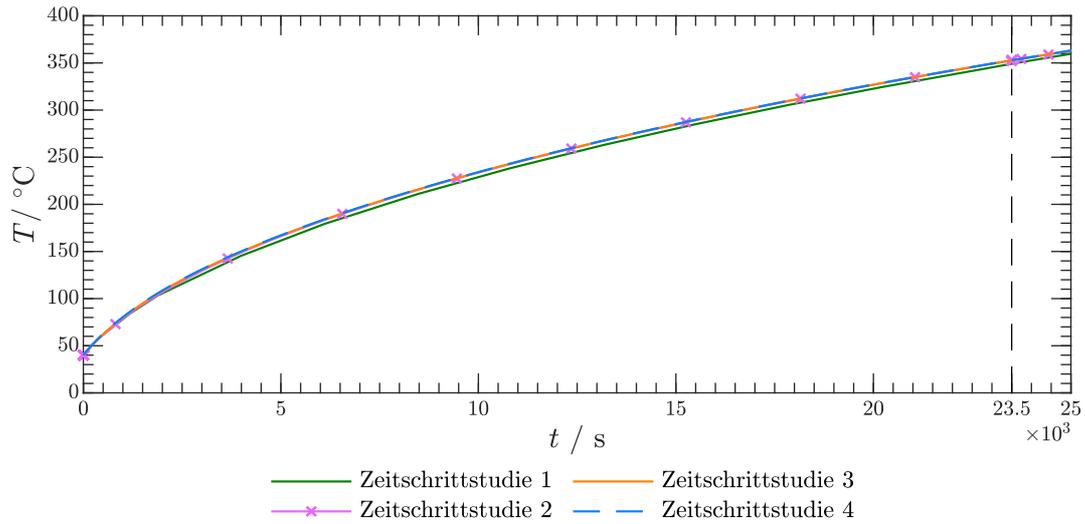
Zeitschrittstudie:

Für die Zeitschrittstudie werden die Temperaturen von fünf Punktproben betrachtet. Die einzelnen Bezeichnungen dieser Messpunkte, sowie deren Koordinaten können aus Anhang 30 entnommen werden. Ausgangspunkt der Zeitschrittstudie ist die automatische eingestellte Zeitschrittweite. Im weiteren Verlauf wird diese Zeitschrittweite minimiert. Die Randbedingungen wurden so eingepreßt, dass der Zustand der geringsten Verluste betrachtet wird.

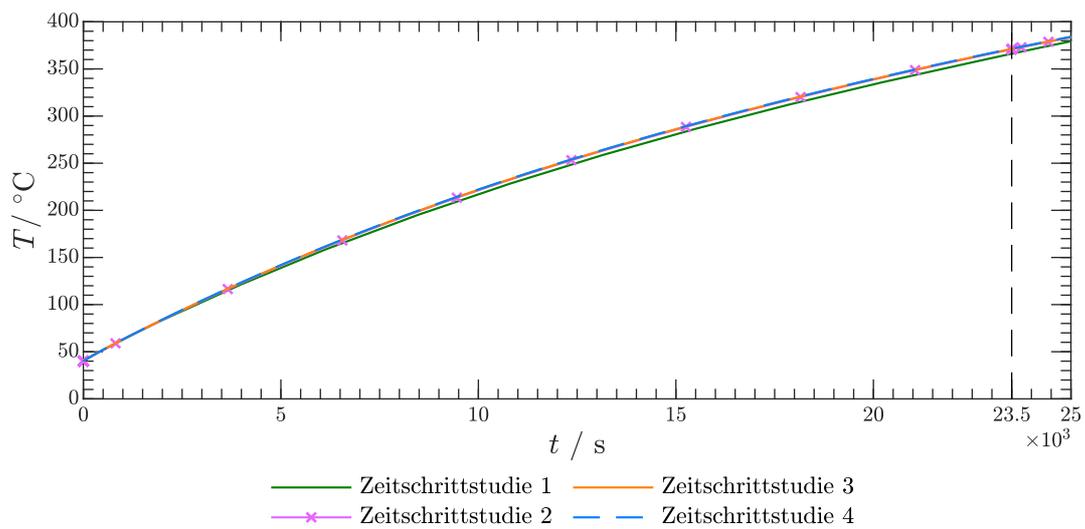
Folgende Diagramme zeigen exemplarisch den Temperaturverlauf in Abhängigkeit der Zeitschritte:



Anhang 32: Temperaturverlauf des Absorberrohrs abhängig von den Zeitschritten



Anhang 33: Temperaturverlauf des Sammlers abhängig von den Zeitschritten



Anhang 34: Temperaturverlauf des Verbindungsbogen abhängig von den Zeitschritten

Fazit Zeitschrittstudie

Bis zur ersten Sekunde sind die Temperaturen jeder Probe zeitunabhängig, somit darf die Zeitschrittweite bis dahin maximal gewählt werden. Bis zu einer Zeit von 23.500 Sekunden sind die Unterschiede von Zeitschrittstudie 2 zu Zeitschrittstudie 3 sowohl bei Probe, Sammler und Muffe als auch innerhalb des Absorberrohrs so gering, dass die Annahmen der Zeitschrittstudie 2 ausreichen, um verlässliche Daten ermitteln zu können. Ab einer Zeit von 23.500 Sekunden sollte jedoch auf den Annahmen der Zeitschrittstudie 4 oder Zeitschrittstudie 4 gewechselt werden. Da der Wunsch nach geringen Rechenzeiten besteht, wird demnach Zeitschrittstudie 3 gewählt.

Zusammenfassend ergeben sich somit folgende Annahmen:

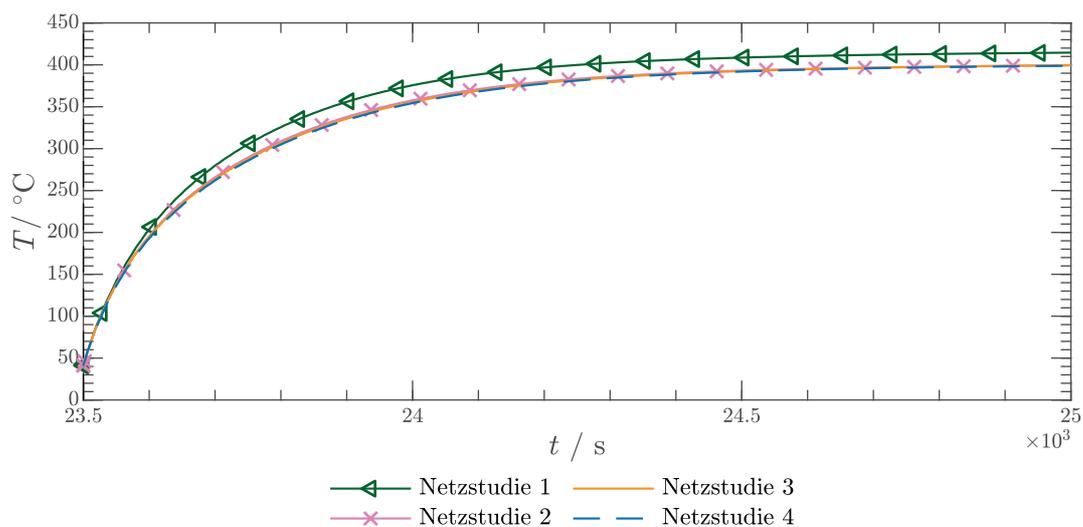
Anhang 35: Ergebnis der Zeitschrittstudie

Nummer	Anfänglicher Zeitschritt	Minimaler Zeitschritt	Maximaler Zeitschritt
Bis 1 Sekunde	0,01	0,001	0,1
Bis 23499 Sekunden	58	5,8	580
Bis 23500 Sekunden	0,0025	0,00025	0,025
Bis 25000 Sekunden	0,75	0,075	7,5

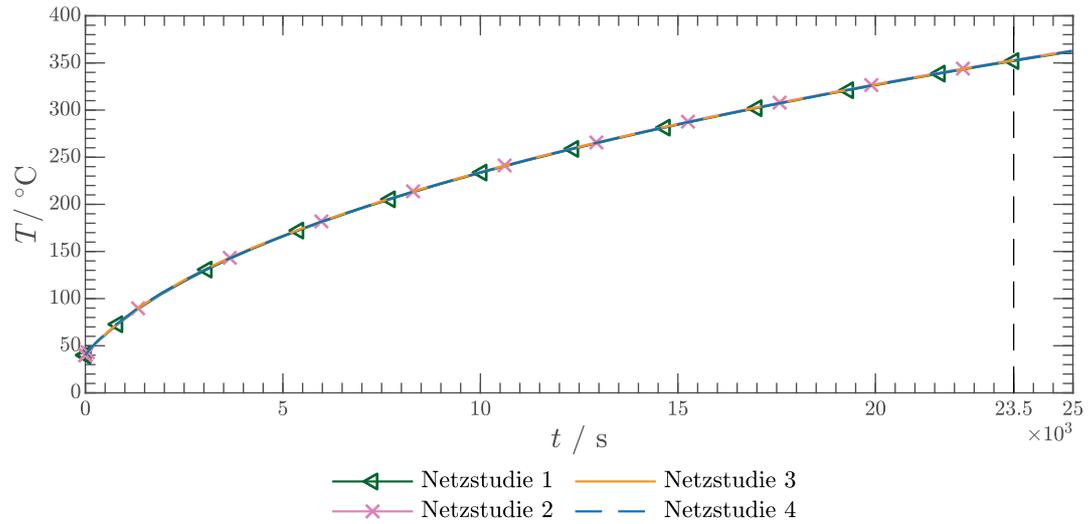
Wenn mit mehr als 4 Zeitschritten simuliert wird, werden die Zeitschritte (minimal, maximal und anfänglich) des hinzufügenden Schrittes im gleichen Verhältnis zu den vorher definierten Zeitschritten geteilt, in der auch der Zeitschrittweite zum vorherigen Zeitschritt geteilt wurde.

Netzstudie

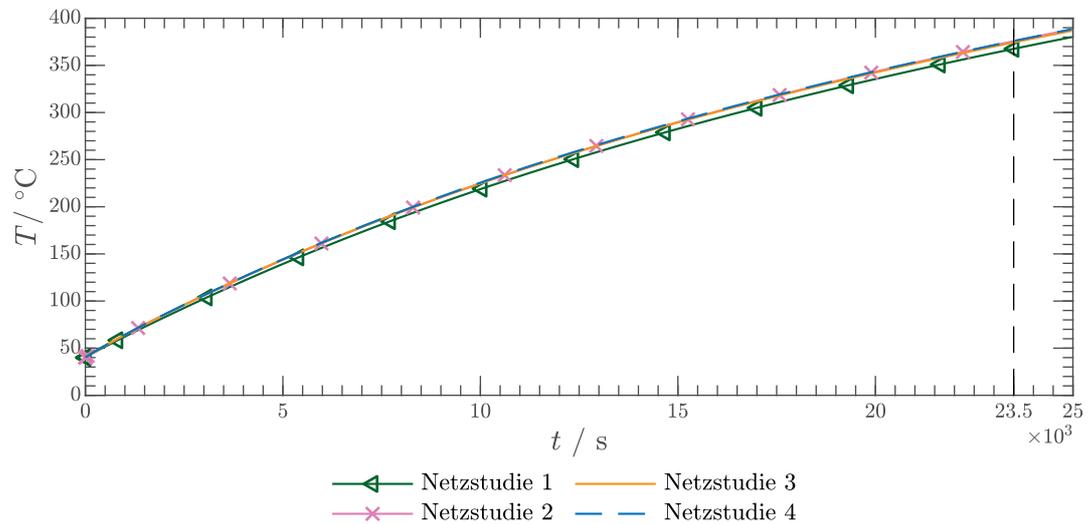
Für die Netzstudie wurden die Zeitschritte gewählt, die das Ergebnis der Zeitschrittstudie darstellen. Die Orte der Temperaturproben sind die gleichen wie in der Zeitschrittstudie. Es erfolgt eine transiente Temperaturbetrachtung über diese Proben. Zudem werden die Temperaturverläufe über einen Absorberrohrpfad und über den Pfad, der über den Verbindungsbogen aufgespannt wird, zum Endzeitpunkt der Erwärmung betrachtet. Die exakten Bezeichnungen und Koordinaten der Temperaturproben und der Pfade können aus Anhang 30 entnommen werden. Anhang 31 gibt Ausschluss über die Einstellung des Netzes der verschiedenen Netzstudien.



Anhang 36: Temperaturverlauf des Absorberrohrs abhängig von der Vernetzung



Anhang 37: Temperaturverlauf des Sammlers abhängig von der Vernetzung



Anhang 38: Temperaturverlauf des Verbindungsbogem abhängig von der Vernetzung

Fazit Netzstudie

Ab Netz 2 tritt eine Netzunabhängigkeit auf., so dass im weiteren Verlauf mit Netz 2 simuliert wird.

Vergleich der Wärmeströme

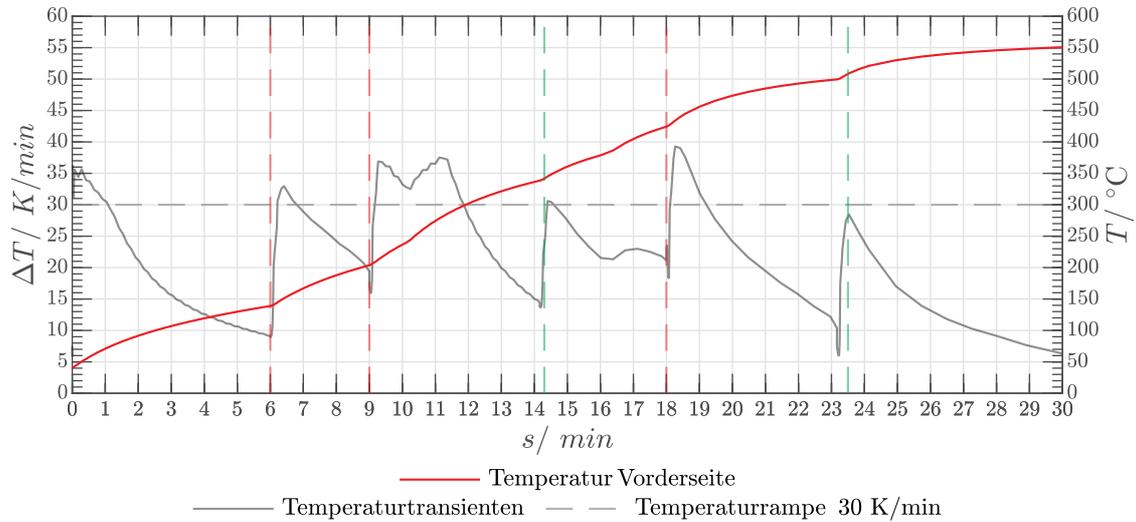
Die folgende Tabelle zeigt die berechneten und die aus ANSYS ausgelesenen Wärmeströme im Vergleich:

Anhang 39: Vergleich der Wärmeströme ANSYS und analytische Berechnung

Bezeichnung	FEM Simulation	Analytische Berechnung
$\dot{Q}_{Kon,Absorberrohr}/W$	9141	9412
$\dot{Q}_{Kon,Strahlungsschutz,Stirnseite}/W$	5687	3260
$\dot{Q}_{Kon,Abklingrohr}/W$	75	78
$\dot{Q}_{Str,Strahlungsschutz}/W$	4042	3172
$\dot{Q}_{Str,Abklingrohr}/W$	15	15
$\dot{Q}_{Str,Absorberrohr}/W$	12.824	9680
$\dot{Q}_{ggs,Str,Absorberrohr/Stirnseite}/W$	1950	1816 (siehe Anhang 17)

Die analytisch berechneten und die aus der FEM Simulation ausgelesenen Wärmeströme stimmen gut überein, die Ergebnisse sind demnach plausibel.

vi. Ermittlung der maximal zulässigen Flussdichte



Anhang 40: Erhöhung der Flussdichte in ANSYS und Auswertung der sich daraus ergebenden Temperatur (rot) und Temperaturtransienten (schwarz)- grün-gestrichelt: passende zulässige Flussdichte, -rot-gestrichelt: nicht passend, muss iterativ angepasst werden

Schrittweise wurde die solare Flussdichte (die als konstante Wärmestromdichte aufgeprägt wurde) mit der Zeit erhöht. Es wurden jeweils der Temperaturverlauf des Absorberrohrs und die Temperaturtransienten ausgewertet (siehe Tabelle unten). Wenn die solare Flussdichtenerhöhung genau eine Temperaturrampe von 30 K/min bewirkte (siehe grüne Linie), wurde die zugehörige Temperatur des Receivers erfasst und die aufgeprägte Flussdichte dokumentiert. Wenn die Flussdichtetransienten zu hoch oder zu niedrig waren (rote Linie), wurde die Flussdichte, zu der bestimmten Temperatur, an der diese aufgeprägt wurde, so lange iterativ angepasst, bis die Temperaturgradienten von 30 K/min auftraten.

Solare Flussdichte/ kW/m ²	Temperatur Receiver/ °C
7	150
12	200
14	300
18	400
30	500

vii. Berechnungsmodelle

Randbedingung	Bewertung	Begründung
$T_{Rohrunterseite} / ^\circ\text{C}$	300	Gewünschte Temperatur 350 °C mit 50K unterschied zur Rohrhinterseite
$T_{Einkerbung} / ^\circ\text{C}$	250	Annahme
Sichtfaktor	1	Abgelesen aus Diagramm nach Eckert und Hottel
$\dot{q}_{ggs,gesamt} / \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$	1144	Berechnet
$\dot{Q}_{ggs,Str} / \text{W}$	1816	Berechnet

Anhang 41: Berechnungsmodell für minimale Wärmestromdichte bei Betrachtung der geringsten Verluste

Randbedingung	Wert, der Randbedingung definiert	
Strahlung	Umgebungstemperatur	40 °C
	Emissivität	0,8
	Temperatur Absorberrohr	Wird verändert von 40-450°C
Konvektion	Umgebungstemperatur	40 °C
	Wärmeübergangskoeffizient	8 W/(m ² *K)
	Temperatur Absorberrohr	Wird verändert von 0-450°C

Anhang 42: Berechnungsmodell für minimale Wärmestromdichte bei Betrachtung der höchsten Verluste

Randbedingung	Wert, der Randbedingung definiert	
Strahlung	Umgebungstemperatur	5 °C
	Emissivität	0,8
	Temperatur Absorberrohr	Wird verändert von 0-450°C
Konvektion	Umgebungstemperatur	40 °C
	Wärmeübergangskoeffizient	39 W/(m ² *K)
	Temperatur Absorberrohr	Wird verändert von 5-450°C

Anhang 43: Beschreibung der Basis-Annahmen der Simulation in Spray

Dateien in Spray	Input der Dateien			
Multifokusturm	Koordinaten		x: 18,35; y: -7,47; z:0,0	
	Maße/ m		B:9,8; T:14,8; H:60	
	Rotation of coordinate system		90° Drehung um X-Achse	
Solarturm	Koordinaten		x: 0,75; y: -4,35; z:0,0	
	Maße/ m		B:8,7 T:8,7; H:55,54	
	Rotation of coordinatesystem		90° Drehung um X-Achse	
Receiver	Koordinaten		x: 0,0 y: -0,0; z:28,55	
	Maße Receiver/ m		B:1,6; H:4	
	BINS		Über B:20, über H:60	
	Rotation of coordinatesystem		90° Drehung um X-Achse	
Solarfeld	Losgeschickte RAYS/BIN		2000	
	Aiming-Points	2	fokus	x: 0,0 y: -0,0; z:28,55
			defokus	x: -15,0 y: -0,0; z:0,0
	Anzahl an Gesamtheliostaten		2065	
	Heliostatenreflektivität		0,89	
	Trackingfehler/ rad		0,002 ; 0,002	
	Steigungsfehler Spiegel/ rad		0,00115	
	Maße Heliostat/ m		x: 2,55 y: 3,21	
	Anzahl an Facetten		4	
	Maße Facette/ m		x: 1,2775 y: 1,605	
Mirin Datei	Position Heliostatenfeld		Geog. Breite	50,1934
			Geog. Höhe	87
	Atmosphärische der Strahlung	Abschwächung	Wird abh-	

Anhang 44: Simulationsannahmen für Zusammenhangsermittlung zw. Heliostatenanzahl und auf Receiver treffende solare Flussdichte

Input	Definition Input	
Grundlagen der Simulation	Anhang 43	
Receiver/Target	Annahme einer ebenen Fläche	
Azimuthwinkel/ ° und Höhenwinkel /°	24.02. – 08:30 Uhr	-53,89 ; 14,46
	03.06. – 08:30 Uhr	-75 ; 40,56
DNI/ W/	24.02. – 08:30 Uhr	420,8
	03.06 – 08:30 Uhr	720,3
Anzahl an Heliostaten	Variabel	

Anhang 45: Simulationsannahmen für Zusammenhangsermittlung zw. DNI und auf Receiver treffende solare Flussdichte

Input	Definition Input	
Grundlagen der Simulation	Anhang 43	
Receiver/Target	Annahme einer ebenen Fläche	
Azimuthwinkel/ ° und Höhenwinkel /°	21.06.-12:00 Uhr.	-53,89 ; 14,46
	21.02.-10:00 Uhr.	-75 ; 40,56
DNI/ W/	24.02. .-12:00 Uhr	variabel
	03.06 .-10:00 Uhr	variabel
Anzahl an Heliostaten	500 ; Heliostatennummer von 1997 bis 1497	

Anhang 46: Simulationsannahmen für Zusammenhangsermittlung zw. Verlustmechanismen und solarer Flussdichte

Input	Definition Input
Grundlagen der Simulation	Anhang 43
Receiver/Target	Annahme einer ebenen Fläche
Azimuthwinkel/ ° und Höhenwinkel /°	variabel
DNI/ W/m ²	810,4
Anzahl an Heliostaten	500 ; Heliostatennummer von 1997 bis 1497

Anhang 47: Basis-Annahmen für die Simulation mit FEMRAY

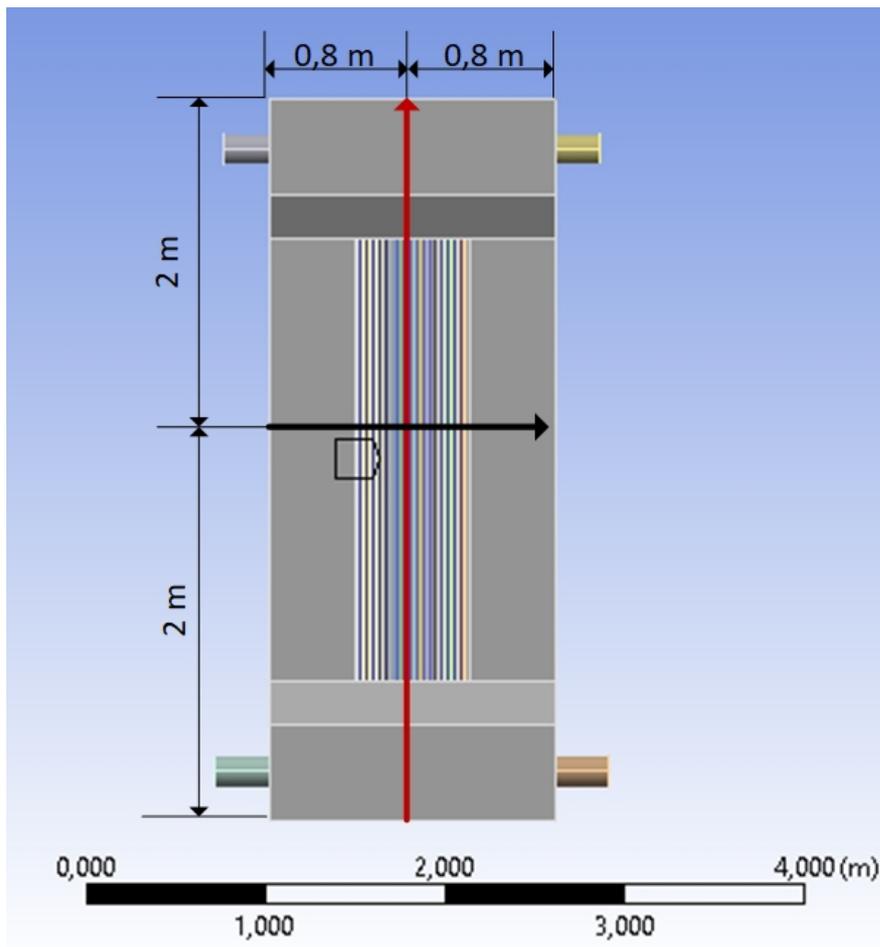
Dateien in FEMRAY	Input der Dateien			
Türme	Koordinaten		x: 0,0; y: -10,7; z:0,0	
	Maße/ m		B:18,07 T:15,0; H:60,0	
	Rotation of coordinatesystem		Keine	
Receiver	Geometrie wird aus ANSYS APDL eingelesen -> Simulation auf Receivergeometrie			
Solarfeld	Losgeschickte RAYS/BIN		2000	
	Aiming-Points	2	fokus	x: 0,0 y: -0,0; z:28,55
			defokus	x: -15,0 y: -0,0; z:0,0
	Anzahl an Gesamtheliostaten		2065	
	Heliostatenreflektivität		0,89	
	Trackingfehler/ rad		0,002 ; 0,002	
	Steigungsfehler Spiegel/ rad		0,00115	
	Maße Heliostat/ m		x: 2,55 y: 3,21	
	Anzahl an Facetten		4	
	Maße Facette/ m		x: 1,2775 y: 1,605	
Mirin Datei	Tag und Uhrzeit		variabel	
	Position Heliostatenfeld		Geog. Breite 87	

		Geog. Höhe	50,1934
RaytraceONGeometry	Emissivität	Strahlenschutz	0,764
		Absorberrohre	0,8
	Zielpunkt	x: 0,0 y: -0,0; z:28,55	

Anhang 48: Annahme für die Simulation vom 29.03. 08:30 Uhr (Lokalzeit)

Input	Definition Input
Grundlagen der Simulation	Siehe Anhang 47
Receiver/Target	Receiver
Azimuthwinkel/ ° und Höhenwinkel /°	-86,13 ; 7,16
DNI/ W/m ²	233,8 W/m ²
Anzahl an Heliostaten	500 ; Heliostatenummer von 1997 bis 1497

viii. Ergebnisse solarer Erwärmung



Anhang 49: Pfad der Auswertung der solaren Flussdichteverteilung

ix. Turmverschattung

Die Verschattung durch den Turm ist abhängig vom Höhenwinkel und vom Azimuthwinkel. Der Azimuthwinkelbereich ist durch die Konfiguration Turm zu Heliostatenfeld definiert und beläuft sich auf einen Bereich zwischen -45° bis 50° .

Der Höhenwinkel wird wie folgt berechnet. Der minimale Abstand zu den Türm beläuft sich mit von den ausgewählten 604 Vorwärmheliostaten auf 180,4 Meter. Der Höhenunterschied zwischen Turm und Heliostat beläuft sich maximal auf 58,2 Meter. Der Höhenwinkel der Verschattung kann durch folgende Formel nach Quaschnig [35] berechnet:

$$\gamma = \tan^{-1} \left(\frac{58,2 \text{ m}}{180,4 \text{ m}} \right) = 17^\circ$$

Die Verschattung des Turms hat somit nur einen Einfluss auf das Heliostatenfeld bei einer Winkelkonfiguration, wenn der Azimuthwinkel sich in einem Bereich zwischen -45° bis 50° befindet und gleichzeitig der Höhenwinkel geringer als 17° ist.

11 Literaturverzeichnis

1. Bauer, T., et al., *High-Temperature Molten Salts for Solar Power Application*, in *Molten Salts Chemistry*. 2013. p. 415-438.
2. Zavoica, A.B., *Solar Power Tower Design Basis Document*. 2001: San Francisco.
3. Pacheco, J.E., *Final Test and Evaluation Results from the Solar Two Project*, J.E. Pacheco, Editor. 2002, Sandia National Laboratories: Albuquerque.
4. Wesselak, V. and S. Voswinckel, *Photovoltaik*. 2012, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
5. BP, *Statistical Review of World Energy 2020*. 2020.
6. Reich, G. and M. Reppich, *Regenerative Energietechnik*. 2013, Wiesbaden: Springer Vieweg.
7. Pfeifroth, U., et al. *Surface Radiation Data Set- Heliostat (SARAH)- Edition 2*. 2017; Available from: <https://navigator.eumetsat.int/product/EO:EUM:DAT:0022>.
8. Panos, K., *Praxisbuch Energiewirtschaft*. 2017: Springer Vieweg.
9. Falcone, P.K., *A handbook for solar central receiver design*. 1986, Livermore: Sandia National Laboratories.
10. Lilliestam, J., et al., *Empirically observed learning rates for concentrating solar power and their responses to regime change*. *Nature Energy* 2017. **2**.
11. Pitz-Paal, R., et al., *Innovationen für die Energiewende : Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2017*, in *FVEE-Jahrestagung 2017*. 2017, Forschungs Verbund Erneuerbare Energie: Berlin.
12. Buck, R., *Solare Turmtechnologie-Stand und Potenzial*, in *Sonnenkolloquium 2008*. 2008: Köln.
13. Quaschnig, V., G. Morin, and H. Lerchenmüller, *Technologiereport*, in *Parabolrinnen- und Fresnel-Technologien im Vergleich*. 2004, Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme.
14. Energy, N.T. *Concentrating Solar Power Projects*. 05.11.2020]; Available from: <https://solarpaces.nrel.gov/>.
15. Weinrebe, G., *Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Kraftwerken*. 2000, Universität Stuttgart: Stuttgart.
16. Kaltschmitt, M., W. Streicher, and A. Wiese, *Erneuerbare Energien*. 2013, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
17. Bonk, A., et al., *Advanced heat transfer fluids for direct molten salt line-focusing CSP plants*. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2018. **67**: p. 69-87.
18. IRENA, *Renewable energy technologies: cost analysis series*. 2012.
19. Delameter, W.R. and N.E. Bergan, *Review of the Molten Salt Electric Experiment: A Solar Central Receiver Project*. 1986, Sandia National Laboratories: Livermore.
20. Battleson, K.W., *Solar power tower design guide: solar thermal central receiver power systems. A source of electricity and/or process heat*. 1981, Livermore: Sandia National Laboratories.
21. IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2019*. 2020, International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi.
22. Kost, C. and T. Schlegl, *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. 2018, Fraunhofer- ISE.
23. Frantz, C., et al., *Basic Engineering of a High Performance Molten Salt Tower Receiver System*, in *SolarPaces 2020*. 2020: Albuquerque.

24. Bonk, A., et al., *Solar Salt - Pushing an old material for energy storage to a new limit*. Applied Energy, 2020.
25. WAGNER. *MINERALISOLIERTE (MI) WIDERSTANDS-HEIZKABEL*. 2020 [cited 2021 März 26]; Available from: <https://www.wagnergmbh.de/wp-content/uploads/2015/07/nVent-Raychem-Mineralisolierte-Festwiderstandskabel-Technologie-MI.pdf>.
26. Amri, A., I. Izygon, and B. Tedjiza, *Central Receiver Plant Evaluation, in III) Thesis Receiver subsystem evaluation*. 1987, Sandia National Laboratories: Livermore, California.
27. Smith, D.C. and J.M. Chavez, *A FINAL REPORT ON THE PHASE TESTING OF A MOLTEN_SALT CAVITY RECEIVER, in A Summary Report*, D.C. Smith and J.M. Chavez, Editors. 1988, Sandia National Laboratories: Albuquerque.
28. Holl, R.J., D.R. Barron, and S. Saloff, *Molten Salt Solar-Electric Experiment in Testing, Operation and Evaluation*. 1989, Electric Power Research Institute: California.
29. Vant-Hull, L.L., *The Role of "Allowable Flux Density" in the Design and Operation of Molten-Salt Solar Central Receivers*. Solar Energy Engineering, 2002. **124**.
30. Vant-Hull, L.L., M.E. Izygon, and C.L. Pitman, *REAL-TIME COMPUTATION AND CONTROL OF SOLAR FLUX DENSITY ON A CENTRAL RECEIVER(SOLAR TWO)* Solar Engineering, 1996.
31. Polifke, W. and J. Kopitz, *Wärmeübertragung*. 2009, München: Pearson Studium.
32. Herwig, H. and A. Moschallski, *Wärmeübertragung*. 2014, Wiesbaden: Springer Vieweg.
33. Baehr, H.D. and K. Stephan, *Wärme- und Stoffübertragung*. 2019, Berlin: Springer Vieweg.
34. Ingenieure, V.D., *VDI-Wärmeatlas*. 2006, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
35. Quaschnig, V., *Regenerative Energiesysteme*. Technologie-Berechnung-Klimaschutz. 2019, München: Carl Hanser Verlag.
36. Islahi, A., S. Shakil, and M. Hamed, *Hottel's Clear Day Model for a typical arid city-Jeddah*. International Journal of Engineering Science Invention, 2015. **4**(6): p. 32-37.
37. Lima, G., G.I. Medina Tapia, and A. Souza, *COMPARATIVE STUDY OF DIFFERENT MODELS FOR CALCULATION OF DNI ON NATAL CITY*. 2016.
38. Ho, C.K., et al., *Characterization of Pyromark 2500 Paint for High-Temperature Solar Receivers*. Journal of Solar Energy Engineering, 2014. **136**.
39. Churchill, S.W. and H.H.S. Chu, *Correlation Equations for Laminar Turbulent Free Convection from a Horizontal Cylinder*. International Journal for Heat and Mass Transfer, 1975. **18**: p. 1049-1053.
40. Churchill, S.W. and H.H.S. Chu, *Correlation Equations for Laminar and Turbulent Free Convection from a Vertical Plate*. International Journal of Heat and Mass Transfer, 1975. **18**: p. 1323-1329.
41. Hau, E., *Windkraftanlagen*. 2008, Berlin Heidelberg: Springer Vieweg.
42. Troen, I. and E. Lundtang Petersen, *Europäischer Windatlas*. 1990, Roskilde, Dänemark: Risø National Laboratory.
43. Schlichting, H. and K. Gersten, *Grenzschicht-Theorie*. 2006, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag
44. Howell, J.R. *A CATALOG OF RADIATION HEAT TRANSFER CONFIGURATION FACTORS*. [cited 2020 01.12]; Available from: <http://www.thermalradiation.net/tablecon.html>.
45. Besarati, S.M., D. Yogi Goswami, and E.K. Stefanakos, *Optimal heliostat aiming strategy for uniform distribution of heat flux on the receiver of a solar power tower plant*. Energy Conversion and Management, 2014. **84**: p. 234-243.
46. Buck, R., *Solar Raytracing Tool SPRAY-User Manual*, D.Z.f.L.u. Raumfahrt, Editor. 2011: Stuttgart.

47. Frantz, C., *HPMS-AP3:Receiverbewertung*.
48. Pacheco, J.E., et al., *RESULTS OF MOLTEN SALT PANEL AND COMPONENT EXPERIMENTS FOR SOLAR CENTRAL RECEIVER, in COLD FILL; FREEZE/THAW; THERMAL CYCLING AND SHOCK; AND INSTRUMENTATION TEST*. 1995, Solar Thermal technology and Test Departments: Springfield.