

Abschlussbericht (öffentlich)

ZE: FLG, TSK Flagsol Engineering GmbH, Köln DLR, Institut für Solarforschung, Stuttgart (Koordination) Steinmüller Engineering GmbH, Gummersbach (assoziiert) RWE AG, Essen (assoziiert) UEV, Universidade de Évora, Portugal (assoziiert)	Förderkennzeichen: 03EE5028A (FLG) 03EE5028B (DLR)
Vorhabensbezeichnung: Verbundvorhaben: MSOpera – Optimierung des Betriebs flüssigsalzbasierter Parabolrinnensysteme.	
Laufzeit des Vorhabens: 01.6.2019 – 31.12.2024 (5,5 Jahre)	
Autoren: Niklas Dicke, Mirko Meyer-Grünefeldt, Michael Wittmann, Jürgen Dersch, Tim Kotzab (DLR) Sonia Martínez (TSK) Paula Martins (UEV) Nils Gathmann (STE)	
 Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. in der Helmholtz-Gemeinschaft  TSK FLAGSOL	
 UNIVERSIDADE DE ÉVORA  steinmüller engineering  RWE	

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Die Autoren danken für wesentliche Beiträge: Mark Schmitz, Hans Gielen und Raphael Detzler (FLG)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abkürzungsverzeichnis	6
Einführung	8
Abschlussberichte der Arbeitspakete	9
1. AP – Projektkoordination, Testplanung und Test-durchführung an der EMSP	9
1.1 Koordinierung des Projekts MSOpera (FLG + DLR).....	9
2. AP – Nachweis der Funktionstüchtigkeit der Salzschnmelze-Technologie für bis zu 565°C (DLR/FLG)	10
2.1 Salzwechsel der Anlage vor Testbetrieb (DLR).....	10
2.2 Schmelzen des Solarsalzes und befüllen der Tanks (DLR).....	14
2.3 Anpassung des Steuerungssystems an das neue Medium (DLR, FLG).....	16
2.4 Inbetriebnahme der Anlage mit Solarsalz (DLR)	16
2.4.1 Vorwärmung der Sammelleitungen	17
2.5 Vorwärmung der Receiverrohre (HCE)	17
2.5.1 Temperaturmessungen ungefüllter Rohre.....	17
2.5.2 Befüllung des Solarfeldes mit Solarsalz	18
2.6 Erfahrungen und Testbetrieb auf der EMSP (DLR)	19
2.6.1 Funktionsnachweis (DLR).....	20
2.6.2 Offset Tests (DLR).....	20
1.1.1 Optische Kollektorvermessung (DLR)	21
2.6.3 Thermische Kollektorvermessung (DLR).....	25
1.1.1 Druckverlustmessungen (DLR).....	28
2.6.4 Loop-Entleerung (DLR).....	29
2.6.5 Stromkosten (AP)	34
2.7 Instandhaltung an der EMSP (DLR).....	39
3. AP – Anlagenautomatisierung (DLR/FLG).....	43
3.1 Erstellung und Umsetzung eines Sicherheits- und Automatisierungskonzeptes (z.B. Sicherheitsentleerung).....	43
3.1.1 Sicherheit und Automatisierung Solarfeld (FLG)	44
3.1.2 Sicherheit und Automatisierung DCS (DLR)	45

3.2	Erprobung an der Anlage unter Störfall-Provokation	48
4.	AP – Komponentenoptimierung (FLG)	51
4.1	Durchgeführte Verbesserungen	53
4.1.1	SCE Modul	54
4.1.2	Antriebspylone	66
4.1.3	Mittelpylone	67
4.1.4	Demonstrator / Show Case	79
4.2	Beobachtete Wirksamkeit der Verbesserungen	81
4.2.1	Wirkungsgrade.....	81
4.2.2	Spezifisches Kollektorgewicht.....	85
4.3	Kosteneinsparungen für kommerzielle Solarfelder	86
4.4	Automatisierte Leistungsverbesserung	87
4.4.1	Grundlagen Kollektorkalibrierung / Tracking	87
4.4.2	Torsionskompensation.....	88
4.4.3	Herkömmliche optische Optimierungsmethoden	88
4.4.4	Alternative optische Optimierungsmethoden für HelioTrough.....	89
4.4.5	Problematik datenbasierter Optimierung	91
4.4.6	Lösungsansatz für testbasierte Optimierung	91
4.4.7	Automatisierung.....	94
4.4.8	Zusammenfassung	95
4.5	Sonstige Designaspekte (FLG/DLR)	96
5.	AP Verringerung der Wärmeverluste bei Solarfeldstillstand (DLR/FLG)	98
5.1	Prozessbeschreibung der solaren Vorwärmung und Demonstration am EMSP (DLR, FLG).....	98
5.1.1	Übersicht	98
5.1.2	Methoden der Solaren Vorwärmung	100
1.1.1	Vorwärmen mit einfacher Sonne	101
1.1.1	Vorwärmen mit konzentrierender Solarstrahlung	102
5.1.3	Erwartete Heizleistung	104
5.1.4	Testaufbau und Ergebnisse	106
5.1.5	Elastische und plastische Verformungen	109
5.1.6	Lessons Learned Messmethoden solare Vorwärmung.....	111
5.1.7	Zusammenfassung solare Vorwärmung.....	111

5.2	Erarbeitung eines mobilen Impedanz- und Begleitheizungskonzeptes (FLG).....	113
5.2.1	Arbeitsschwerpunkte und Abgrenzungen.....	113
5.2.2	Relevante Komponenten	114
5.2.3	Definitionen.....	114
5.2.4	Elektrische Normen und Vorschriften.....	115
5.2.5	Konzepte der mobilen Heizung	117
5.2.6	Anschlussleistungen und Kabeldimensionierung	118
5.2.7	Routenzug-Design	120
5.2.8	Trailer-Design	122
5.2.9	Materialkennzeichnung/Anschlussstellen.....	124
5.3	Untersuchung der Vorwärmung des Rohrleitungssystems mittels Heißluftgebläse (DLR/FLG).....	127
5.3.1	Beispielhaftes Solarfeldlayout	127
5.3.2	Simulation.....	127
5.3.3	Ergebnisse.....	127
5.4	Entwicklung eines Winterschlaf-Modus für die EMSP (DLR).....	130
5.4.1	Einfrieren der Speichertanks.....	130
5.4.2	Salt Dilution	133
5.4.1	Test des Winterschlaf-Modus auf der EMSP	139
6.	AP Innovatives Solarfeldregelungskonzept für kommerzielle Anlagengrößen (DLR)..	144
6.1	Abbildung eines Flüssigsalzfeldes mit DLR Virtual Solar Field und Definition von Referenzstrahlungsszenarien (DLR in Abstimmung mit FLG).....	144
6.2	Entwicklung eines Regelungskonzeptes auf Basis einer Einzelventilsteuerung (DLR in Abstimmung mit FLG).....	146
6.2.1	Regelung mit fixen Ventilöffnungen.....	146
6.2.2	Regelung mit Regelventilen in jedem Loop	147
6.3	Simulation des Regelungskonzeptes unter allen relevanten Einstrahlungsszenarien (DLR)	148
6.4	Analyse der Robustheit gegenüber unbekannten Parametern (DLR).....	151
6.4.1	Jährliche Leistung unter sauberen Kollektorbedingungen	152
6.4.2	Jährliche Leistung unter verschmutzten Kollektorbedingungen	153
6.5	Vergleich der Regelungscharakteristik der Regelungskonzepte für FLGs Performance-Tool zur Vorhersage des Energieertrags (DLR, FLG).....	154
6.6	Erprobung des erstellten Regelungskonzepts an der EMSP (DLR).....	157

6.6.1	Entwicklung OPC-Schnittstelle für Datenübertragung	157
1.1.1	Durchführung Regelungstests.....	157
7.	AP Technoökonomische Bewertung und Nutzung (FLG/DLR)	162
7.1	Anpassung der internen Ertragsberechnungsmodelle (DLR)	162
7.2	Vergleichende Studie zur Salzauswahl (DLR).....	164
7.2.1	Anlagen-Auslegung.....	164
7.2.2	Absorberrohr-Durchmesser und Wärmeverluste	166
7.2.3	Beschreibung der untersuchten Standorte	168
7.2.4	Systemkosten	168
7.2.5	Ergebnisse.....	169
7.2.6	Zusammenfassung	173
8.	AP – Ersatz der Speisewasserpumpe (STE/DLR).....	174
	Fazit und Ausblick.....	177
	Literaturverzeichnis	178
	Präsentation der Ergebnisse von MSOpera auf Messen, Fachkonferenzen, Fachzeitschriften	178
	Weitere Literatur.....	179
	Annex A – Abbildungsverzeichnis	180
	Annex B – Tabellenverzeichnis	186
	Annex C – Ursprünglicher Hauptprojektzeitplan	187

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Begriff	Erklärung
A-Frame	A-Frame	A-förmiges Rahmentragwerk
AB	Arch Beam (PDR-Head)	Antriebskopf mit Umfangslagerung
ADVIAMOS	Advancing Innovations in Molten Salt	Europäisches Verbundprojekt laufend (CSP-ERANET)
BAL	Balancing	Ausgleichen von Fehlmomenten (Auswuchten)
BF	Bearing Flange	Lagerflansch des SCE-Moduls
BSE	Rückstreuелектроненmodus	Messverfahren Materialforschung
CAN	Cantilever Arm	Spiegelarm
CAN Lug	Cantilever Lug	Spiegelarmflansch
DCS	Distributed Control System	Übergeordnete Leittechnik
DNI	Direct normal irradiation	Direkte Solarstrahlung in W/m ²
DV	Drosselventil	Drosselventil im Salzkreislauf
EMSP	Evora Molten Salt Platform	Salzschmelze-Forschungsanlage Évora
ET / SkaLET	EuroTrough (skaliert)	(Skaliertes) EuroTrough-Kollektormodell (25 % TSK-Flagsol)
EuroPaTMoS	European Parabolic Trough with Molten Salt	Europäisches Verbundprojekt abgeschlossen (CSP-ERANET)
FSC	Field Supervisory Control	Solarfeldsteuerung
GB	Glass-Bracket	Spiegelhalter, geschraubt
GP	Glue-Pods	Spiegelhalter, geklebt
HCE	Heat Collecting Element	Absorberelement
HCE Post	Heat Collecting Element Post	Absorberstütze
HPS2	High Performance Solar 2	Vorgängerprojekt von MSOpera
HT	Heliotrough	Kollektormodell (100 % TSK-Flagsol)
HT1	1. Design-Generation	SEGS, Kramer Junction, Kalifornien

HT2	2. Design-Generation	HPS2-Loop, EMSP
HT3.0	3. Design-Generation V3	Mit Klebmontage
HT3.1	3. Design-Generation V3	Demonstrator EMSP (mit Bracket-Montage)
HTF	Heat Transfer Fluid	Wärmeträgerfluid
I-Frame	I-Frame	I-förmiges Rahmentragwerk
IC	Intercept Factor	Idealisierter optischer Wirkungsgrad
PDR	Drive Pylon	Antriebsstütze
PMR	Middle Pylon	Mittelstütze
RB	Rocker Bearing (PDR-Head)	Antriebskopf mit zentraler Lagerachse
REM	Rasterelektronenmikroskopie	Messverfahren Materialforschung
SCA	Solar Collector Assembly	Kollektor (mit Antrieb, Modulen und Stützen)
SCE	Solar Collecting Element	Kollektormodul
SE	Sekundärelektronen	Messverfahren Materialforschung
SPOT	Solar preheating and drainage of parabolic trough	Abkürzung laufendes Verbund-projekt BMWK
SR	Supporting Roller	Stützrollen der Modul-Lagerflansche
TTU	Torque Tube	Torsionsrohr (Tragrohr)
UEV	Universität Évora	Abkürzung für Projektpartner
Yara MOST	Yara Molten Salt	Ternäre Salzschnmelze-Mischung vom Hersteller Yara

Einführung

Hauptziel des Projektes ist die Vorbereitung der Markteinführung von Salzschnelzwannenanlagen durch Optimierung und verstärkte Automatisierung der Betriebsführung, Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades, Senkung der Investitions- und Betriebskosten und Nachweis der Funktionstüchtigkeit relevanter Elemente. Die gesammelten Betriebserfahrungen werden das Risiko für die Projektierung einer kommerziellen Anlage deutlich minimieren und damit günstige Voraussetzungen schaffen, um eine solide Finanzierung durch Investoren zu erhalten.

Ausgehend von der grundlegenden Funktionsdemonstration mit einem niedrig schmelzenden ternären Salz im Projekt HPS2 (2022) soll im Rahmen von MSOpera der Betrieb mit Solarsalz¹ bei 550 bis 565 °C an der Demonstrationsanlage EMSP in Evora demonstriert werden. Zusammen mit vielfältigen Optimierungsmaßnahmen an Kollektor und Prozessen wird damit die Grundlage für kommerzielle Projekte gelegt.

Die Hauptuntersuchungsgegenstände sind:

- Salzwechsel und Betriebserfahrung mit Solarsalz geeignet für bis zu 565 °C
- Reduzierung der Wärmeverluste durch energieeffiziente, innovative Betriebsweisen und Solarfelddrainage bei längerem Stillstand
- Erprobung eines Solarfeldregelungskonzeptes mit individueller Massenstromregelung aller Kreisläufe und Skalierung des Konzeptes auf kommerzielle Anlagengröße
- Steigerung des Kollektorwirkungsgrades durch innovative Nachführungskorrekturen
- Kostenreduktion durch Auslegung, Konstruktion und Erprobung optimierter Kollektorkomponenten (Serienreife)
- Kostenreduzierung durch teilweise Substitution des Begleitheizungssystems durch mobile Begleitheizungseinheiten
- Konzepte zur verbesserten Vorwärmung der Rohrleitungen mit Heißluftgebläsen und solarer Vorwärmung
- Erhöhung der Betriebssicherheit durch Erhöhung des Automatisierungsgrades
- Umfassende techno-ökonomische Bewertung der verfügbaren Salzmischungen für den kommerziellen Anlagenbetrieb
- Ersatz der Speisewasserpumpe des Dampferzeugers

Der Salzwechsel konnte erst nach dem Vorgängerprojekt HPS2 in MSOpera durchgeführt werden. Die Projektverzögerungen in HPS2 resultierten in MSOpera entsprechend in einer Verzögerung von 30 Monate. Die Projektdauer betrug insgesamt 67 Monate von Juni 2019 bis Dezember 2024). Außerdem wurde im Rahmen einer Projekterweiterung auch der Ersatz der Speisewasserpumpe des Dampferzeugers als Projektziel aufgenommen, da diese während der Inbetriebnahme in HPS2 stark beschädigt wurde und nicht den Spezifikationen entsprochen hat.

¹ Solarsalz: von engl. „Solar Salt“, eine Mischung aus Kalium- und Natriumnitrat, die bei ca. 240 °C schmilzt

Abschlussberichte der Arbeitspakete

Im Folgenden sind die jeweiligen Ergebnisse und Erfahrungen aus dem Projekt dargestellt. Die Inhalte sind entsprechend deren Hauptbearbeitern mit Kürzeln gekennzeichnet. Allerdings wurde in vielen Arbeitspaketen intensiv zusammengearbeitet, um die Projektziele zu erreichen.

1. AP – Projektkoordination, Testplanung und Testdurchführung an der EMSP

1.1 Koordinierung des Projekts MSOpera (FLG + DLR)

Die wissenschaftlich-technische Arbeit der nachfolgenden Arbeitspakete stützt sich auf die Testinfrastruktur der EMSP. Inhalt des Arbeitspaketes war es, neben der allgemeinen technischen Organisation des Projektes, die im Rahmen dieses Projektes durchzuführenden Tests mit dem Anlagenbetreiber Universität Evora zu koordinieren.

Auf der EMSP kam es regelmäßig zu parallelen Bau-, Reparatur- und Unterhaltungsmaßnahmen, sowie Testaktivitäten, die aus Sicherheits- und Effizienzgründen sorgfältig koordiniert werden mussten.

Insbesondere die Koordinierung des Wechsels vom ternären, niedrigschmelzendem Salz zum binären, hochschmelzendem Salz, galt es sorgfältig und frühzeitig zu planen und vorzubereiten.

Dies stellte eine besondere Herausforderung dar, da das Vorgängerprojekt HPS2, an das nahtlos anzuschließen war, mit nicht abzusehenden Schwierigkeiten konfrontiert wurde und der Salzwechsel mehrfach zu einem späteren Zeitpunkt umgeplant und die Projektlaufzeit um 30 Monate verlängert werden musste.

Da sich die beiden Projekte HPS2 und MSOpera in Teilleistungen überschneiden und am Ende über einige Monate parallel bearbeitet wurden, wurde entschieden, teilweise gemeinsame Projektmeeting abzuhalten. Die grundlegenden Funktionalitäten und der Aufbau der EMSP wurden bereits in HPS2 (2022) dargestellt und werden hier nicht wieder aufgegriffen.

Die größte Herausforderung an das Projekt stellte die Stromkosten, welche gerade im Zusammenhang mit dem Angriff Russlands auf die Ukraine um teilweise 880 % gestiegen sind (siehe Kapitel 1.3.1). Dieses Problem konnte nur dank einer Budgetaufstockung durch das BMWK und erheblicher Kostenübernahme aller Partner gelöst werden.

Ab 01.2023 übernimmt das DLR die Projektkoordination und die Steinmüller Engineering GmbH tritt als assoziierter Partner bei, um die verbliebenden Arbeitspakete abzuschließen

2. AP – Nachweis der Funktionstüchtigkeit der Salzschnelze-Technologie für bis zu 565°C (DLR/FLG)

Ziel des Arbeitspakets war der Funktionsnachweis der Salzschnelze-Technologie bei Salztemperaturen bis zu 565 °C. In HPS2 wurde ein niedrighschnelzendes ternäres Salzmischung (NaNO_3 , KNO_3 , CaNO_3) mit einer auf ca. 500 °C limitierte maximale Einsatztemperatur eingesetzt. Um die Technologie bis 565 °C zu betreiben musste daher das Salz gewechselt werden. Die auf der EMSP installierten Komponenten sind bereits für diesen Temperaturbereich ausgelegt, so dass lediglich ein Austausch des Salzes und Anpassungen in der Steuerung erforderlich waren.

2.1 Salzwechsel der Anlage vor Testbetrieb (DLR)

Im Rahmen des AP 2 ist vorgesehen das YARA Molten Salt aus der EMSP zu entfernen und durch Solar Salt zu ersetzen. Daher wurde untersucht mit welchen Verfahren die Behälter und Rohrleitungen vollständig entleert und gespült werden können. Der Großteil des Salzes kann über die vorhandenen Salzpumpe aus dem System gefördert werden. Das flüssige Salz wurde dann mittels eines Granulierprozess verfestigt und in handhabbare Form gebracht (siehe Abbildung 1). Als Vorbereitung wurden Salzproben für Labortests an die Firma IPCO gesendet, um die Machbarkeit zu bestätigen. Die Ergebnisse der Untersuchungen sind positiv und eine Leihmaschine wurde bereitgestellt. Nach erfolgreicher Solidifikation erfolgte der Transport nach Norwegen zu YARA, sodass das Salz zu Düngemittel recycelt werden kann.

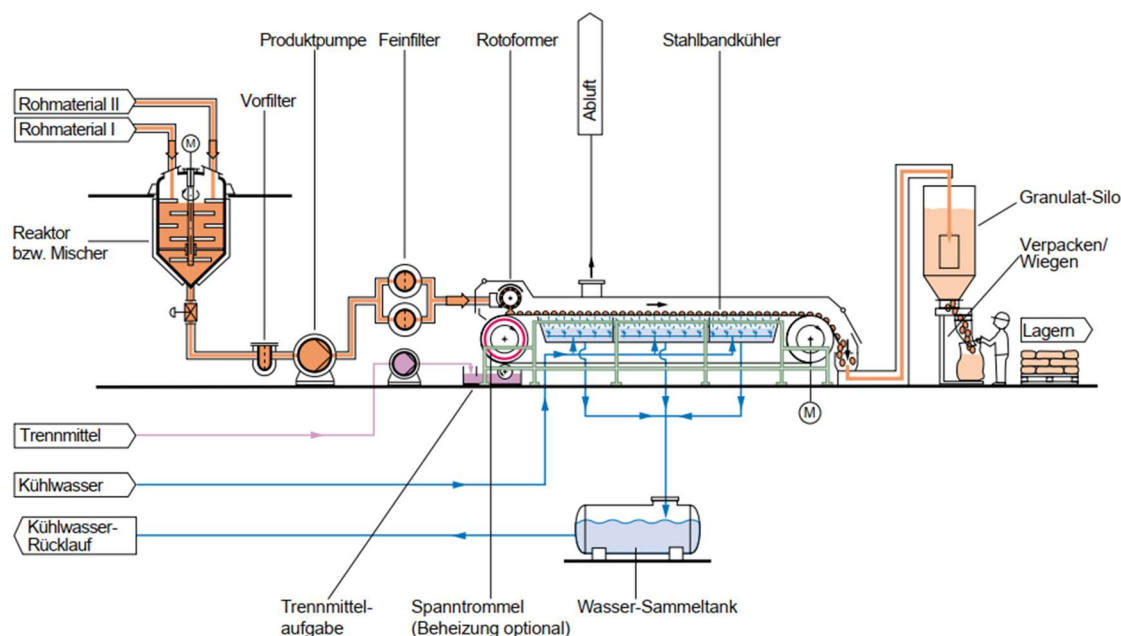


Abbildung 1 Granulierprozess der Fa. IPCO (Quelle: <https://ipco.com>)

Nach umfangreichen Vorbereitungen wurden Solarfeld und Tanks in mehreren Phasen entleert. Der Hauptteil des Salzes wurde über ein angemietetes Kühlband der Firma IPCO (siehe Abbildung 2) geführt und gefroren. Als Infrastruktur waren der Bau von Schraubfundamenten, Miete einer Kühlmaschine (zur Rückkühlung des Kühlwassers) und Miete einer beheizten Rohrleitung zwischen Tank und Kühlband notwendig.



Abbildung 2 Leihkühlband der Fa. IPCO auf der EMSP während der Installation

Die Inbetriebnahme des Kühlbandes wurde durch einen beigestellten Techniker unterstützt, dennoch kam es zu einigen Problemen, wie z.B. Anhaftung des Salzes. Entscheidend ist dabei das Yara Molten Salt im Vergleich zu Solarsalz stark an metallischen Oberflächen haftet, wenn es gefriert. Es können viele Parameter des Kühlbandes angepasst werden, um die Pastillen in der richtigen Größe, Form und Auswurftemperatur zu produzieren und das Anhaften des Salzes am Band zu verhindern (siehe Abbildung 3). Neben dem Massenstrom, der Kühlbandgeschwindigkeit, der Kühlwassertemperatur und der Geschwindigkeit der rotierenden Trommel (Roto Forma) kann auch ein Trennmittel wie Wasser oder eine dünne Spülmittellauge eingesetzt werden. Dabei sind aber geringe Verunreinigungen des Endproduktes möglich.

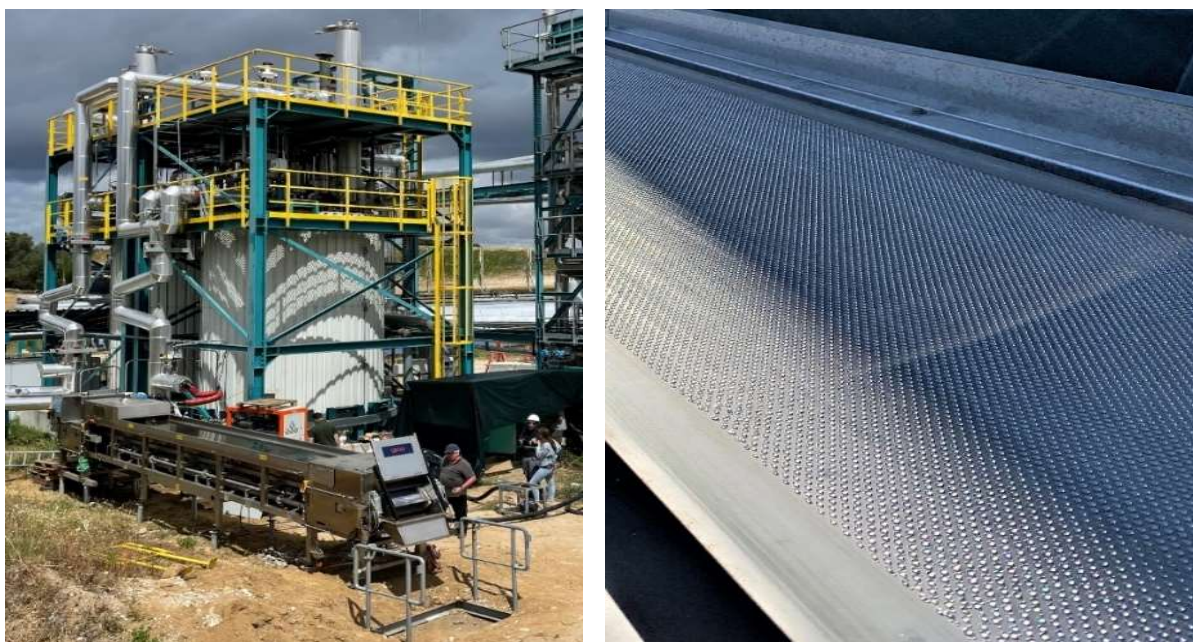


Abbildung 3 Salzperlen auf dem Kühlband

Das Flüssigsalz kann jedoch nicht vollständig aus der Anlage entnommen werden, da die Tanks nicht mit Entleerungsstutzen ausgerüstet sind und die Ansaugungen der Pumpen ca. 500 mm über dem Boden der Tanks liegen.

Ein erheblicher Teil des YARA Most verbleibt daher aus anlagenspezifischen Gründen in den Sumpfen der Tanks (ca. 500 mm minimaler Füllstand) und muss anderweitig entnommen werden. Als Lösung wurde die Absenkung der Solidifikationstemperatur des Salzes mittels Verdünnung durch Wasser getestet. Dadurch kann das Salz-Wasser-Gemisch bis auf Umgebungstemperatur (oder leicht darüber) abgesenkt werden und anschließend mit handelsüblichen Pumpen der Anlage entnommen werden. In **Abbildung 4** ist die gemessene Klarpunktkurve für Yara Molten Salt dargestellt. Ziel

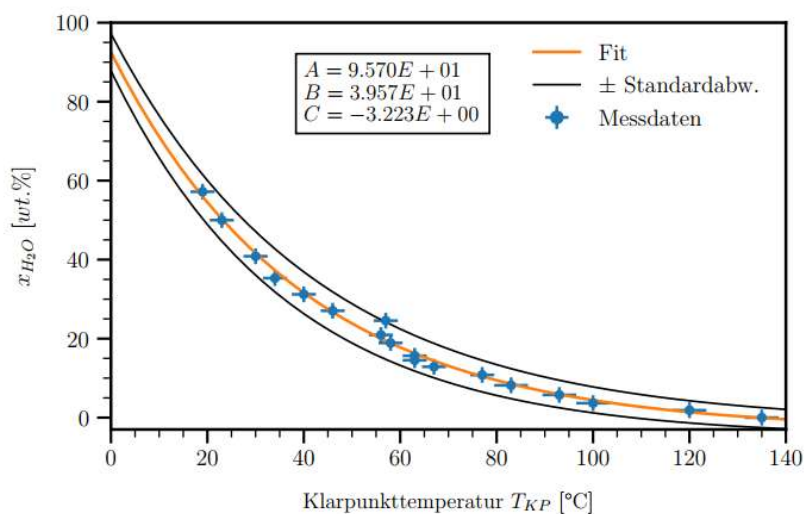


Abbildung 4 Gemessene Klarpunktkurve von ternärem Yara Molten Salt

Die Komplexität des Konzepts besteht im Mischungsvorgang von flüssigem Salz und flüssigem Wasser. Um die chemische Einbindung des Wassers in das Kristallgitter des Salzes zu ermöglichen, wurde unter Druck flüssiges Wasser im Druckteil der HPS2 Demonstrationsanlage eingedüst. Anschließend zirkuliert das Gemisch durch das Solarfeld, sodass es zu einer guten Durchmischung und somit Einbindung ins Kristallgitter kommen kann. Erreicht die Lösung die Tanks wird es auf 15 mbar entspannt, sodass es zum Aufdampfen von Wasser kommt. Der Prozess ist in **Abbildung 5** schematisch dargestellt.

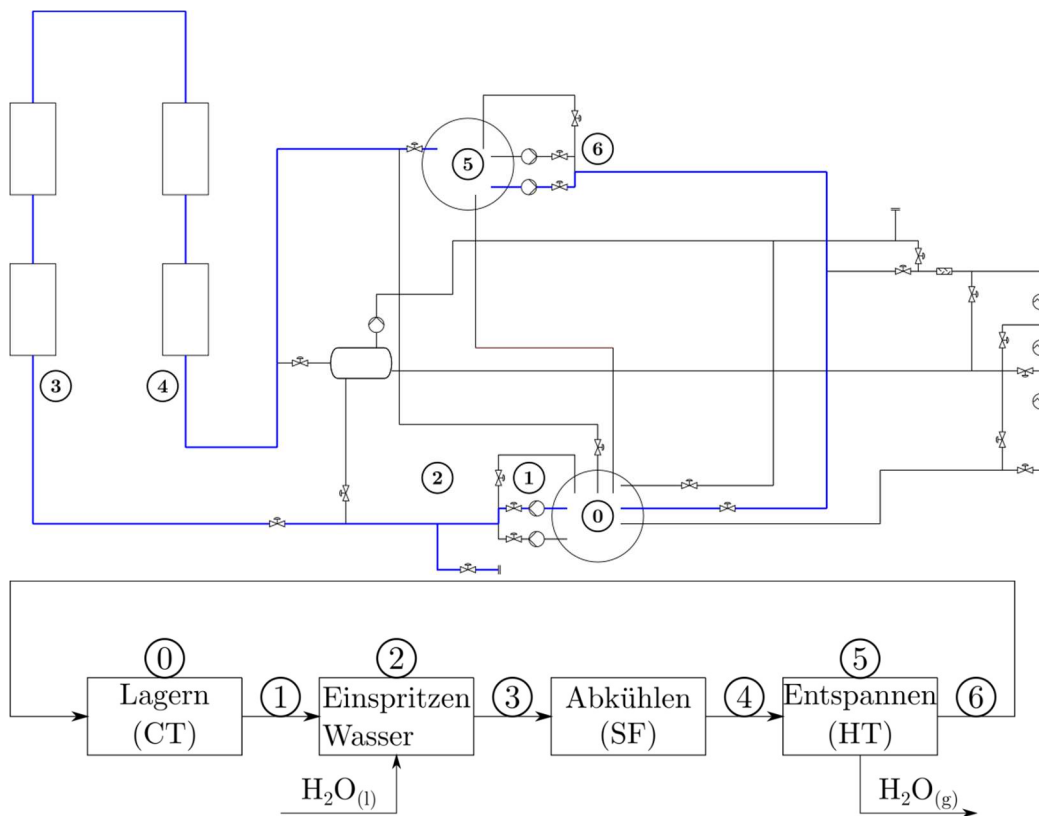


Abbildung 5 Prozessschema für die restlose Entleerung der Salztanks auf der EMSP mittels Verdünnung des Salzes mit Wasser

Vor der Umsetzung wurde eine Risikoanalyse durchgeführt, um Schäden an Personen, der Umwelt und der Anlage zu vermeiden.

Schließlich wurde eine Einspritzstelle entwickelt, gefertigt und installiert und mit einer Übe Wassermassenstrommessung ausgestattet. Das Wasser wurde bei einer niedrigen Salztemperatur von ca. 200°C eingedüst. Dampfschläge oder ähnliches waren nicht hörbar, auch sonst hat sich das Verfahren als unproblematisch gezeigt, sodass dieses ebenfalls für die Umsetzung des Winterschlaf-Modus der EMSP mit Solarsalz herangezogen wurde und näher in Kapitel 5.4 beschrieben ist.

Nach der Verdünnung des verbleiben Yara Molten Salt konnte das Salzwasser mit einfachen Schmutzwasserpumpen entfernt werden. Das feste Salz und die Wasser/Salzlösung wurden von Yara zum Recycling zurückgenommen (Abbildung 6).



Abbildung 6 Salzsäcke und IBC mit verdünntem Yara Molten Salt

Nachdem die Salzlösung abgepumpt wurde, konnte mit einer professionellen Tankreinigung begonnen werden, um Rückstände des Yara Molten Salt zu entfernen. Bei der Reinigung der Tanks wurden kiloweiser Ausfall von Kalzium und Magnesium auf dem ternären Yara Salz auf den Tankböden beobachtet (siehe Abbildung 7). Diese sind wahrscheinlich auf CO₂ in der Tankatmosphäre zurückzuführen, das mit dem Yara Molten Salt reagiert.

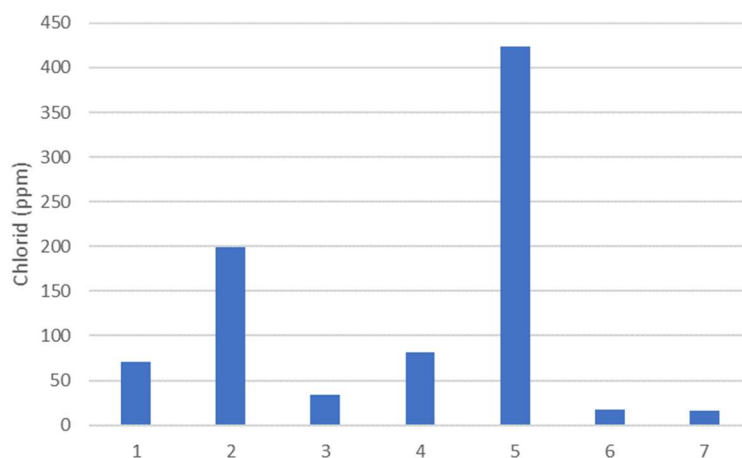


Abbildung 7 Kalzium und Magnesium Ausfall auf dem Boden des Drainagetanks aus Yara Molten Salt nach der Tankentleerung

2.2 Schmelzen des Solarsalzes und befüllen der Tanks (DLR)

Für den Temperaturbereich bis 565 °C eignet sich Solarsalz (KNO_3 , NaNO_3), weshalb ca. 80 to. beschafft und in die Anlage gefüllt wurden. Es wurden Proben von Natrium- und Kaliumnitratsalzen der Firmen BASF, SQM, Haldor Topsoe, Yara und Haifa mit einer Ionen Chromatographie gemessen auf den Gehalt von Fluoriden, Chloriden, Bromiden, Jodiden, Nitriten, Nitraten, Phosphaten, Sulphaten und Chromaten. Insbesondere Chloride sind wegen ihrer

Korrosivität eine kritische Komponente (Bonk 2018). Bisherige Angaben sehen einen Maximalgehalt von 300 PPM vor.



Laufnummer	Komponente	Hersteller
1	NaNO ₃	BASF
2	NaNO ₃	SQM
3	KNO ₃	Haldor Topsoe
4	KNO ₃	SQM
5	KNO ₃	Haifa
6	NitCal-K	Yara
7	NaNO ₃	BASF

Abbildung 8 Chloridgehalte in Salzproben

Nach der Anlieferung wurde das Salzinventar Chargenweise und im richtigen Mischungsverhältnis aufgeschmolzen. Dieses war wie schon bei HPS2 personal- und stromintensiv, und dadurch sehr teuer. Da der in HPS2 von Yara bereitgestellte „Pre-Melting-Unit“ nicht mehr zur Verfügung stand, wurden die Elektroerhitzer des Drainagetanks zum Schmelzen genutzt. Das Design des Tanks hat neben einer Leistungsstarken Tankwandheizung (ca. 75 kW) auch eine Schmelzeinheit (100 kW) und ist daher für den Schmelzprozess konzipiert. Der Prozess läuft wie folgt ab:

- Auf einem Werkttisch werden 25-kg-Säcke mit Kaliumnitrat oder Natriumnitrat geöffnet und mit Hämmern zu Brocken vorzerkleinert.
- einem Zerkleinerer (Crusher), der die Körnung des Salzes weiter reduziert ist eine Metallrutsche angeschlossen auf die das Salz in den Entleerungsbehälter rutscht.

- Im Entleerungsbehälter wird das Salz über mehrere Stunden in Chargen aufgeschmolzen und auf ca. 300 °C aufgeheizt.
- Wenn es ein ausreichendes Temperaturniveau hat, wird die Salzschnmelze in den kalten Speichertank gepumpt, wo sie von den dort eingebauten elektrischen Heizkartuschen ständig warmgehalten wurde.

Bei den ersten Chargen stellte sich heraus, dass aus dem Entleerungsbehälter deutlich sichtbar Stickoxide entweichen. Um die mit der Salzvorbereitung betrauten Arbeiter nicht zu gefährden, wurde eine Abluftanlage konstruiert und installiert, die die austretenden Gase in einen Schornstein bläst. Insgesamt wurden so knapp 80 Tonnen Solarsalz in die Anlage gefüllt und lagerten bis zum Winterschlaf der Anlage stets oberhalb des Schmelzpunktes von ca. 240 °C.

2.3 Anpassung des Steuerungssystems an das neue Medium (DLR, FLG)

Da die grundlegende Betriebsweise sich durch den Einsatz eines neuen Mediums nicht ändert, beschränkten sich die erforderlichen Änderungen auf

- Die Parametrierung z.B. der hinterlegten Dichtefunktion zur Umrechnung von Massen- und Volumenströmen
- Neu-Festlegung der maximal und minimalen zulässigen Vorgabewerte für die Solarfeldaustritttemperatur und weiterer Grenzwerte
- Parametrierung der PID-Regler

Die erforderlichen Umstellungen wurden vorgenommen und im Betrieb problemlos getestet.

2.4 Inbetriebnahme der Anlage mit Solarsalz (DLR)

Nachdem eine ausreichend große Menge an Salz im kalten Tank vorlag, wurde begonnen, den Kollektor-Loop vorzuwärmen. Dazu wurden eingesetzt:

- MI²-Begleitheizung der fest-stehenden Rohrleitungen und Ventilspindeln
- Impedanzheizung der HCEs³.
- Sowohl Impedanzheizung als auch MI-Begleitheizung für die REPAs⁴.

² MI: Mineral-isolierte Heizkabel, die außen auf Rohrleitungen und Behälter aufgebacht werden

³ HCE: "Heat Collecting Element", auch Receiver(rohr) genannt

⁴ REPA: "Rotation and expansion performing assembly", flexible Schläuche, die HCEs mit feststehenden Rohren verbinden.

2.4.1 Vorwärmung der Sammelleitungen

Zunächst werden die Sammelleitungen („Header“) durch Begleitheizungssysteme vorgewärmt. Erst wenn alle Leitungen zuverlässig 300°C erreicht haben kann befüllt werden. Um Erstarrungen zu vermeiden ist insbesondere darauf zu achten, dass an Schnittstellen zwischen Bauabschnitten und an Einbauten mit erhöhten Wärmeverlusten keine kalten Stellen vorhanden sind.

2.5 Vorwärmung der Receiverrohre (HCE)

Durch das transparente Glashüllrohr können HCE nicht mit Heizleitern umwickelt werden, weshalb diese mittels einer Impedanzheizung beheizt werden. Das Design ist entsprechend im Vorgängerprojekt HPS2 (2022) entwickelt und getestet worden. Als Schwierigkeit wurde dabei die Messung der HCE-Temperaturen identifiziert. Durch eine Luftzirkulation wurde zum Test eine Homogenisierung der Rohrwandtemperaturen herbeigeführt. Dabei wurden unterschiedliche Methoden zur Messung der HCE-Temperaturen im ungefüllten getestet und bewertet.

2.5.1 Temperaturmessungen ungefüllter Rohre

Die Temperaturmessungen von entleerten HCE sind generell schwierig und weisen teilweise sehr schlechte Genauigkeiten auf. Im Rahmen von MSOpera wurden verschiedene Messmethoden untersucht und getestet.

Pt100 in Tauchhülse

Die üblicherweise in kommerziellen CSP-Anlagen verwendeten Pt100 in Tauchhülsen, sind sehr träge, wenn kein HTF-Medium im Rohr ist. Der Wärmeeintrag durch stehende Luft ist nicht hinreichend und die Wärmeverluste über den Schaft verstärken die Trägheit der Messung.

Wird mit einem Gebläse für einen Luftmassenstrom gesorgt, sind Messungen möglich, aber weisen trotzdem ein negatives Delta zu den Pt100 ohne Tauchhülse auf. Zur Abschätzung der HCE-Wandtemperaturen sind die Pt100 in Tauchhülse weiterhin zu träge. Ohne Luftmassenstrom sind keine sinnvollen Messungen möglich.

Pt100 Ohne Tauchhülse

Es wurden 3 mm dicke Pt100 installiert, die die Lufttemperatur im Rohr ohne Tauchhülse messen. Diese Methode liefert im Zusammenspiel mit einem Gebläse eine recht zuverlässige Temperatur ohne größere Trägheit. Wird am Outlet eines SCA gemessen, hat man eine Abschätzung für die höchste Temperatur.

Es muss beachtet werden, dass diese Messung keine präzise Aussage liefert zu:

- der mittleren Temperatur der HCEs
- der niedrigsten Temperatur eines HCEs
- der radialen Temperaturunterschieden

Ohne Luftmassenstrom ist auch ein Pt100 ohne Tauchhülse aber ebenfalls ungeeignet um die HCE-Temperatur abzuschätzen. Das Temperaturdelta kann mehrere 10 K betragen.

Mit Seilzugsensor über Längenausdehnung

Die HCE-Posts sind im kalten Zustand geneigt und richten sich mit zunehmender Erwärmung auf, bis sie bei einer Durchschnittstemperatur von 395°C am Ende vom SCA senkrecht stehen.

Über einen Seilzugsensor wurde versucht, die mittlere SCA-Temperatur über die Längenausdehnung zu ermitteln. Diese Methode ist zuverlässig, bedarf aber auch einer entsprechenden Kalibrierung bspw. mittels Luft- oder Salzzirkulation.

Ohne Sensor über Längenausdehnung

Beim Vorwärmen vor dem Befüllen ist keine exakte Temperaturmessung erforderlich. Benötigt man beispielsweise 300°C zum Befüllen, ist es hinreichend, die Loop auf eine mittlere Temperatur von z.B. 270 °C – 330 °C vorzuwärmen und dann einfach anzunehmen, dass es dann kein HCE mehr geben kann, das zu kalt zum Befüllen ist.

Das „Messen“ der durchschnittlichen Temperatur durch visuelle Beurteilung der HCE-Post-Stellung kann im Falle eines geschulten Auges auch hinreichend sein.

Pt100 als Oberflächensensoren

Versuchsweise wurden Pt100 an der Oberfläche des Rohres angebracht, so nah wie möglich zum ersten HCE, unterhalb der Isolation. Die Erwartung war, dass sich durch eine Kombination von Wärmeleitung entlang des Rohres und einem Luftmassenstrom Temperaturen einstellen, die geeignet sind, die HCE-Temperaturen abzuschätzen.

In der Praxis war diese Methode jedoch viel zu träge, so dass die Messwerte zu diesem Zweck weitestgehend unbrauchbar sind.

Per Kamera

Die Temperaturmessung eines entleerten HCEs ist generell schwierig. Infrarot-Methoden und andere Kamera-basierte Systeme werden durch das Glashüllrohr behindert und sind schwer zu kalibrieren.

2.5.2 Befüllung des Solarfeldes mit Solarsalz

Die Befüllung des Solarfeldes hat weder in HPS2 noch in MSOpera mit Solarsalz Probleme bereitet. Die erste Befüllung des Solarfelds mit der binären Mischung erfolgte im Februar nach zwei Tagen Vorwärmung. Die Salzpumpe fördert mit 75% Geschwindigkeit einen Massenstrom von 9 kg/s und es dauerte etwa 10 Minuten, um das Solarfeld zu füllen. Das Salz hatte dabei eine Temperatur von 280 °C und die Befüllung wurde als erfolgreich angesehen. Weitere Befüllungen wurden mit 100 % (+/- 12 kg/s) der Pumpengeschwindigkeit durchgeführt, um den Prozess zu beschleunigen und die Risiken zu verringern (optimierte Fülldauer: 7 Minuten).

Durch die positiven Resultate besteht die Anpassung für kommerzielle Anlagen lediglich darin, dass die Solarfeldbefüllung in zwei Schritten erfolgt. Zunächst wird das Salz vom kalten Tank

bei 300°C in die vorgewärmte „kalte“ Sammelleitung gepumpt. Diese ist – im Unterschied zu konventionellen Parabolrinnenkraftwerken an ihrem Ende mit dem Ende der „heißen“ Sammelleitung verbunden, so dass das Salz durch die Sammelleitungen fließen kann, ohne die Kollektoren passieren zu müssen. In der Verbindungsleitung ist ein Drosselventil (DV) eingebaut, über welches der Druckunterschied zwischen Vor- und Rücklauf eingestellt werden kann.

Im nächsten Schritt werden nach einander die einzelnen Kollektorloops befüllt:

1. Ein Kollektorloop wird entweder rein elektrisch oder teilweise auch solar (s. Kapitel 5.1) vorgewärmt, so dass alle Leitungen im Loop wärmer als 300°C sind.
2. Das DV wird angedrosselt, um einen ausreichend hohen Vordruck in der kalten Sammelleitung zu haben.
3. Die Loop-Ein- und Austrittsventile geöffnet werden. Das Salz fließt nun durch den Kollektorloop in den heißen Sammler.
4. Sobald der Fluss stabil ist, können die ersten Kollektoren des Loops teilweise fokussiert werden um Wärmeverluste auszugleichen.

Danach kann der nächste Loop befüllt werden, bis alle Loops gefüllt sind. Dabei wird das DV kontinuierlich weiter angedrosselt um den Vordruck auf konstantem Niveau zu halten.

2.6 Erfahrungen und Testbetrieb auf der EMSP (DLR)

Als grundsätzliche Herausforderung an der EMSP haben sich die hohen Betriebskosten erwiesen. Wie oben bereits angeklungen, ist die Anlage erstens sehr wartungsintensiv, was sich in Form hohen Personalaufwandes für die Instandhaltungsarbeiten und hoher Kosten für notwendige Ersatzteile und Reparatur-Fremddienstleistungen niederschlägt.

Darüber hinaus entsteht an der EMSP ein sehr hoher elektrischer Verbrauch (siehe Kapitel 2.5.2). Die erzeugte solare Wärme, kann zwar grundsätzlich in Dampf, nicht aber in Strom umgewandelt werden. Für weitere Projekte sollte im Sinne des eigentlichen Forschungs- und Förderzieles, die Energieautarkie der EMSP, oder zumindest eine sinnvolle energetische Bewirtschaftung der Forschungsanlage ein Kriterium sein.

Eine Nutzung der gewonnenen thermischen Energie durch Zubau von Turbinen (Dampf bzw. CO₂) wäre bereits durch in der Anbahnung befindliche Folgeprojekte möglich. Eine PV-Anlage, gegebenenfalls mit Batterie, könnte ebenfalls eine sinnvolle Ergänzung des Gesamtsystems im Sinne der Energieautarkie darstellen.

Innerhalb des Testbetriebes von etwa 26 Monaten im MSOpera Projekt wurden folgende Testaktivitäten schwerpunktmäßig durchgeführt:

- Entleerung, Aufbereitung und Recycling des Yara Molten Salt (Salzmischung des Vorgängerprojektes HPS2)
- Vorwärmung mittels elektrischer Heizungen und Wiederbefüllung mit Solarsalz
- Solarer Testbetrieb bis 565 °C
- Leistungsmessung am Kollektor
- Entleerungen der Kollektorschleife
- Automatischer Anlagenbetrieb (Kapitel 3)

- Experimente zur solaren Vorwärmung mit Gebläseunterstützung und Temperaturbestimmung in leeren Receiverrohren (Kapitel 5.1)
- Innovatives Reglerkonzept (Kapitel 6.6)
- Winterschlafmodus (Kapitel 5.4)

Einzelheiten zu den verschiedenen Tests und Betriebsphasen sind in den jeweiligen Themenkapiteln behandelt.

2.6.1 Funktionsnachweis (DLR)

Ein wesentliches Projektziel besteht in der Demonstration der Technologie mit Solarsalz bis 565 °C. Während der Testphase von MSOpera wurde an zahlreichen Testtagen ein entsprechender Versuchsbetrieb gefahren. In Abbildung 9 sind die gemessenen Kollektoraustrittstemperaturen bis 580 °C, mit Massenstrom und DNI dargestellt. Die grundlegende Funktionalität der Technologie konnte somit auch mit dem höher schmelzenden Solarsalz erfolgreich demonstriert werden.

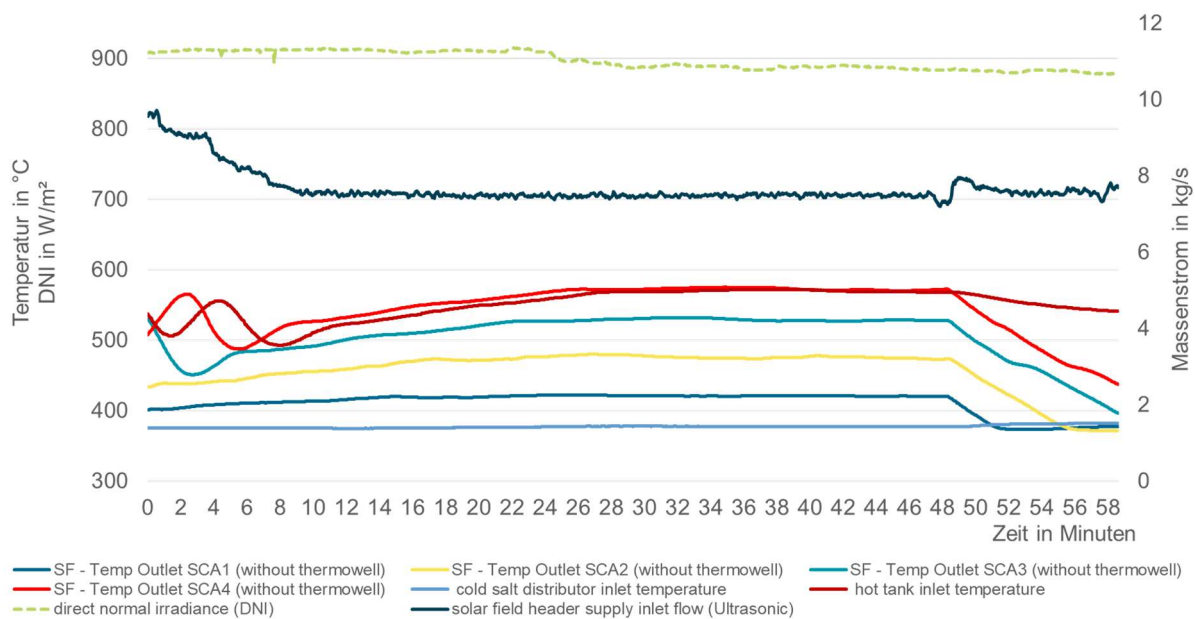


Abbildung 9 Beispieltag zum Funktionsnachweis Flüssigsalz bis 565 °C

2.6.2 Offset Tests (DLR)

Im Mai und Juni wurden mit den Kollektoren die Offset Tests aus HPS2 wiederholt, um sicherzustellen, dass diese noch gültig sind. Dabei werden die Kollektoren in den Fokus gefahren und deren thermische Leistung berechnet. Anschließend wird der Kollektor 0,5 ° aus dem Fokus gefahren, was einer Leistungsreduktion von 8,7 % entspricht (entsprechend Abbildung 10). Es wird wiederum die thermische Leistung berechnet und mit der Referenz im vollen

Fokus verglichen. Daraus kann der theoretische beste Tracking Offset bestimmt werden und er entspricht optimalerweise der max. Kollektorleistung.

Außerdem kann das Offset anhand einer optischen Messung bestimmt werden. Dabei wird untersucht, wie viel der konzentrierten Strahlung den Receiver nicht trifft. Hier sind allerdings nur qualitative Aussagen möglich, da die verfehlte Einstrahlung nicht quantifiziert werden kann (vgl. Abbildung 10)

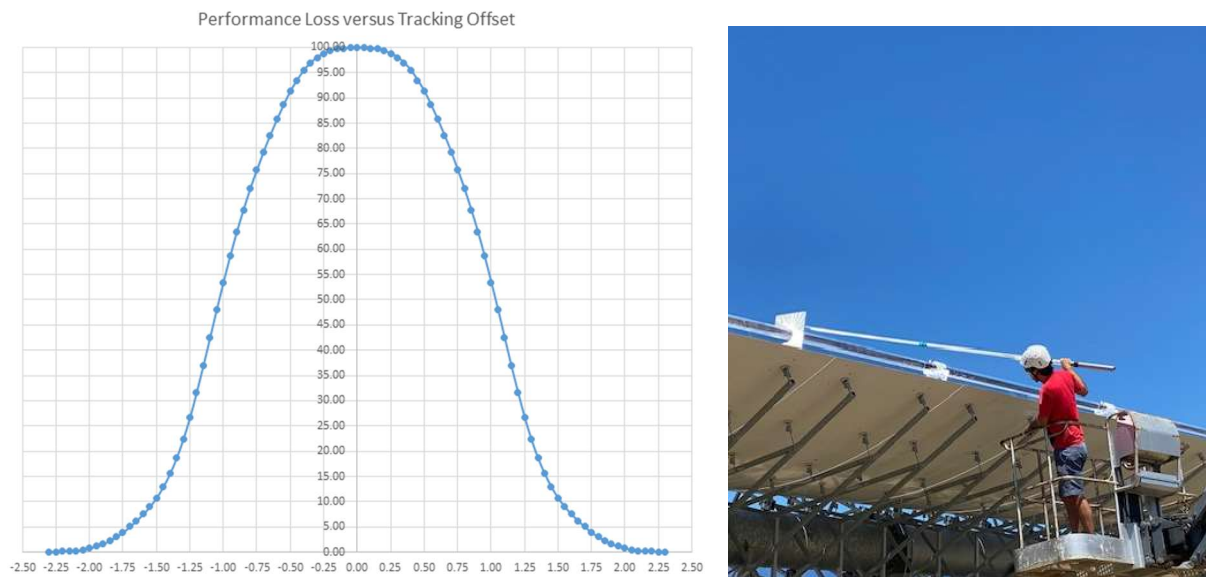


Abbildung 10 Kollektorperformance versus Tracking Offset und optischer Offset Test

1.1.1 Optische Kollektorvermessung (DLR)

Die optische und thermische Vermessung des Kollektorkreislaufs waren wichtige Tests in MSOpera. Daher wurden umfangreiche Messungen mit dem QFly-System zur Analyse der optischen Qualität von Parabolrinnenkollektoren durchgeführt.

Messaufbau:

- Messungen wurden mittels DJI Phantom 4-Drohne der Universität Évora durchgeführt.
- Pro SCA wurden drei Videosequenzen à ca. 5 Minuten aufgenommen.
- Einzelbilder wurden mit adaptierter Bildfrequenz extrahiert (2500–2700 Bilder pro Projekt).

Genauigkeit:

Die QFly-Methode wurde zuvor mit hochwertigen Kamerasystemen validiert. Folgende Genauigkeiten wurden erreicht:

- SDx RMS-Abweichung: $< 0,1$ mrad
- Lokale SDx-Abweichung: < 1 mrad
- RMS dX/dZ an HCE: < 2 mm

Die Messung mittels Videoaufzeichnung anstelle von Einzelbildern führte zu einer besseren Stichprobendichte und erhöhter Genauigkeit.

Geometrische Abweichungen

- HelioTrough-SCEs zeigten deutlich stärkere Biegung (< 40 mm) als erwartet.
- Dies führte zu fehlerhaften Transformationen bei der Anpassung der Idealgeometrie.

Unklare HCE-Temperaturen

- Wegen fehlender HTF und Sensorik war die tatsächliche HCE-Temperatur unbekannt und deutlich unter dem Nominalwert.
- Große vertikale Abweichungen und unsichere Z-Positionen erschwerten das Raytracing.

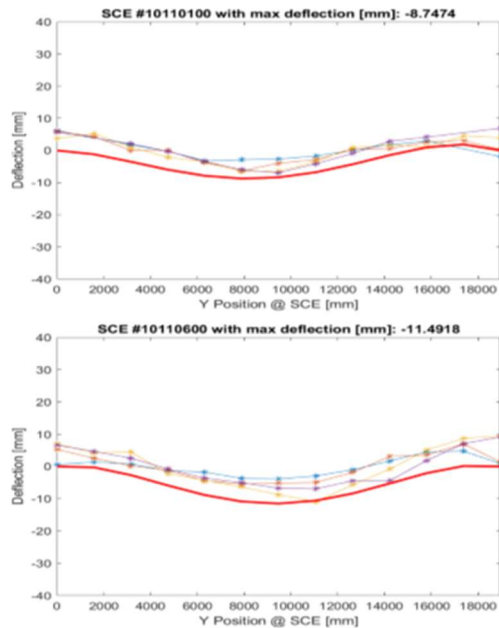
Kameralimitierung

- Die verwendete 12-MP-Kamera sowie eine notwendige höhere Flughöhe reduzierten die Auflösung.
- Mehrere Softwareanpassungen wurden vorgenommen, um die Bildverarbeitung zu optimieren.

Ergebnisse:

Im Rahmen der Analyse zeigten sich bei der Bewertung der Modulauslenkungen moderate Biegungen im Inneren der Module, während an den Modulenden deutlich stärkere Verformungen festgestellt wurden (siehe Abbildung 11). Insbesondere traten an den äußeren Enden Ausreißer auf, die die gemessene optische Leistungsfähigkeit des Systems nachteilig beeinflussen können.

@Drive



@SCA end

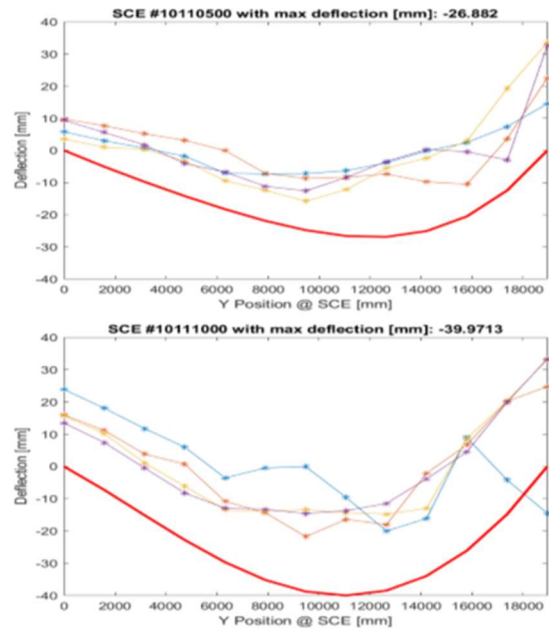


Abbildung 11 Modulauslenkungen am Antrieb und Kollektorende

Die Positionierung der HCE erwies sich insgesamt als gut, wobei jedoch in einigen Modulen lokale, systematisch auftretende Abweichungen entlang der Längsachse beobachtet wurden. Diese können teilweise auf mechanische Biegeeffekte oder ungleichmäßige Montagetoleranzen zurückgeführt werden.

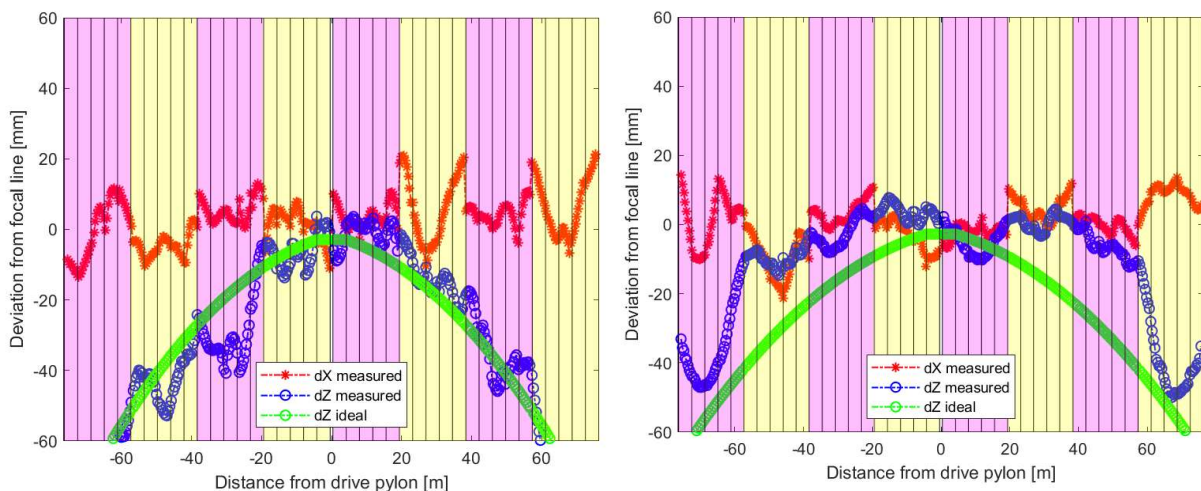


Abbildung 12 Abweichung der HCE vom Fokus

Die Gesamtergebnisse weisen auf eine insgesamt gute Qualität der untersuchten Module hin. Allerdings zeigen einige Module leichte, systematisch auftretende Abweichungen entlang der Längsachse, die vermutlich auf mechanische Biegeeffekte zurückzuführen sind. Darüber hinaus konnten lokal zum Teil erhebliche Formabweichungen festgestellt werden, die punktuell die geometrische Integrität der Kollektoren beeinträchtigen.

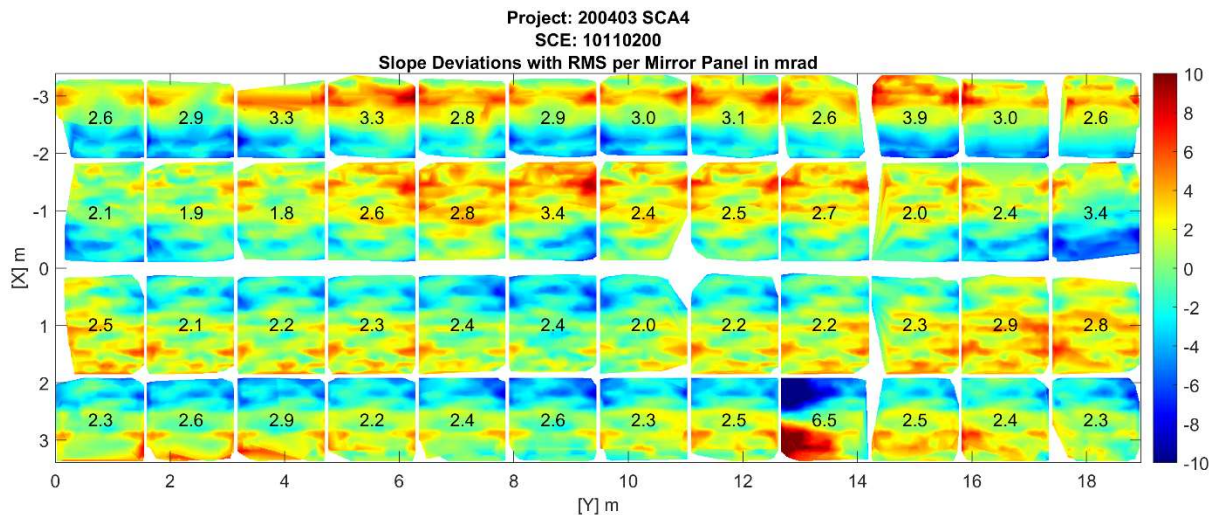


Abbildung 13 Form und Kontur der Spiegel im Kollektormodul 4

Für die Raytracing-Simulationen wurden gezielte Parametervariationen durchgeführt, um die Sensitivität des Systems gegenüber geometrischen Einflüssen zu untersuchen. Dabei kamen unterschiedliche HCE-Durchmesser (70, 80 und 90 mm) sowie die gemessene HCE-Position zum Einsatz. Zusätzlich wurden ein Cosine Loss (CSR) von 5 % und ein Einstrahlwinkel von 0° berücksichtigt.

Die Auswertung der Kollektortorsion ergab eine symmetrische und deutliche Fehlstellung zwischen dem Antriebspunkt und den äußeren Enden der SCAs. Die gemessenen Abweichungen zur Idealgeometrie zeigten RMS-Werte von etwa 40 mm. Vektorabweichungen wurden zur besseren Veranschaulichung um den Faktor 1000 skaliert dargestellt.

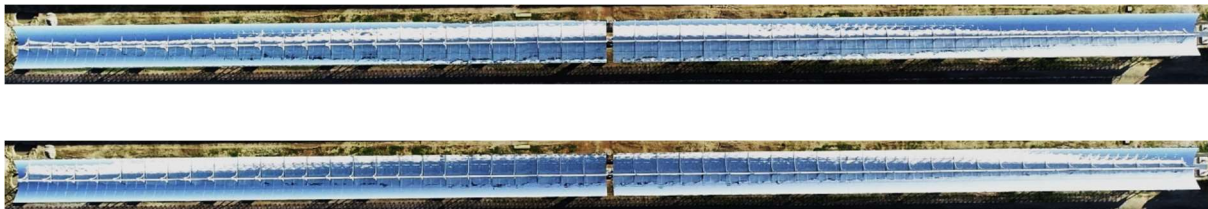


Abbildung 14 Foto des torierdierten Kollektor 3

Die Datenanalyse deutet darauf hin, dass die beobachteten Verformungen statischer Natur sind, also unabhängig von der Bewegungsrichtung des Kollektors auftreten. Die geschätzte Winkeldifferenz zwischen Antrieb und äußerem Ende der Kollektoren liegt im Bereich von 5 bis 10 mrad. In der Folge ist mit einer deutlichen Reduktion der optischen Leistungsfähigkeit zu rechnen, insbesondere mit einem Intercept-Faktor der äußeren SCAs von nur etwa 0,50 bis 0,75.

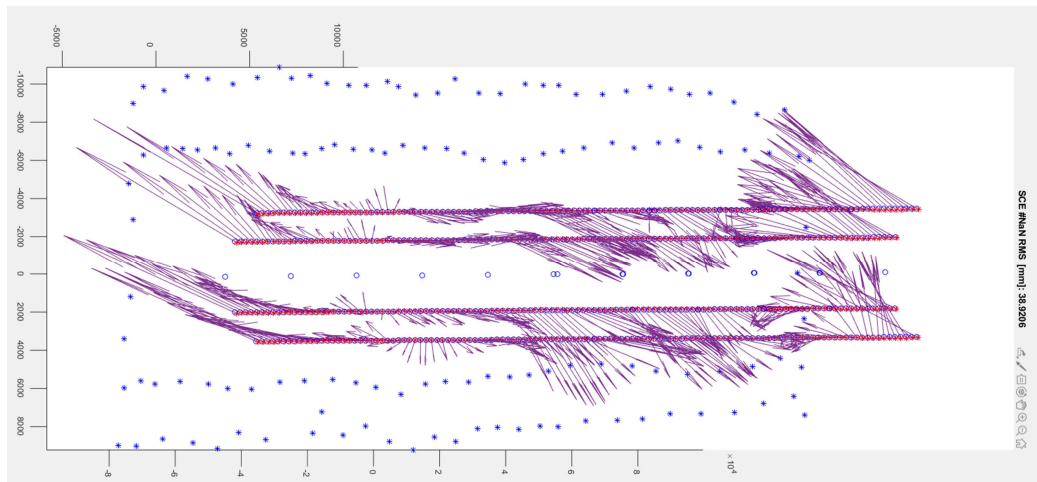


Abbildung 15 Torsionsvektoren des Kollektor 3

Zur weiteren Verifizierung wird empfohlen, wiederholte Überflüge in den Nachmittagsstunden durchzuführen – sowohl aus östlicher als auch westlicher Richtung – um mögliche Hystereseeffekte auszuschließen. Zusätzlich sollte die Winkelabweichung quantifiziert und die zugrunde liegende Ursache der statischen Fehlstellung identifiziert werden.

Trotz signifikanter Längsverformungen, Torsion und durch das Eigengewicht zeigte die untersuchte Schleife eine gute optische Leistung mit Intercept-Raten von 97–98 % für ideale Absorber (Radius 35 mm). Eine Vergrößerung des Radius auf 45 mm erhöhte den Intercept um 1–2 %.

Die Ausrichtung der Absorberrohre wies insbesondere in lateraler Richtung deutliche Abweichungen von der Idealgeometrie auf. Diese führten im Mittel zu einer Reduktion des Intercepts von <1 %, in Einzelfällen jedoch bis zu 10 %. Vertikale Verformungen, teils bis zu 90 mm, wurden nicht in die Raytracing-Analyse einbezogen.

2.6.3 Thermische Kollektorvermessung (DLR)

Von Juli bis September 2023 wurden mehr als 20 weitere Performance Tests auf der EMSP im Rahmen von MSOpera durchgeführt. Die Auswertung der Messdaten wurde dabei durch das Projekt SFERA-III (2023): unterstützt.

Zuvor wurde das Solarfeld professionell gereinigt, um eine möglichst einheitliche Reflektivität zu erreichen. Diese spielt einen wesentlichen Faktor bei der Kollektorperformance und birgt größeres Fehlerpotenzial wie die Erfahrungen in HPS2 gezeigt haben. Die Reflektivität kann sich innerhalb weniger Tage massiv verändern und wird daher mindestens zwei mal pro Woche gemessen.



Abbildung 16 Waschfahrzeug für die professionelle Spiegelwäsche

In Abbildung 17 sind die gemessenen, normierten Wirkungsgrade der Kollektoren bei unterschiedlichen Temperaturen dargestellt. Zunächst wurden diese für stationäre Betriebsbedingungen bewertet. Die Analyse der Messungen zeigt eine ziemlich große Streuung der Effizienz der einzelnen Kollektoren und qualitativ unterschiedliche Ergebnisse zwischen den Kollektoren, wenn sie über die Salztemperatur aufgetragen werden. Selbst wenn die Ergebnisse um die Auswirkungen der Kollektorsauberkeit und des Einfallswinkels korrigiert wurden, stimmten sie nicht gut überein. Die zweite Leistungsbewertung wurde zusätzlich zu den Daten aus dem stationären Betrieb auch mit Daten aus instationären Perioden durchgeführt. Zu diesem Zweck wurde ein quasi-dynamisches Modell der SCAs entwickelt und für jeden Kollektor eine Reihe von Parametern ermittelt, die auf der Anpassung der Simulationsergebnisse an die gemessenen Daten beruhten. Die Abweichung zwischen Simulation und Messungen war für die meisten Testperioden gut. Allerdings gab es, wie bei der Bewertung der stationären Daten, Ausreißer. In bestimmten Zeiträumen war die Abweichung der Kollektoraustrittstemperatur nämlich durchweg deutlich größer als in anderen Zeiträumen. Der Grund für dieses Verhalten konnte trotz der im Vergleich zu kommerziellen Anlagen ausgefeilteren Messgeräte nicht ermittelt werden. Es ist jedoch bekannt, dass die Kollektoren aufgrund des Prototypcharakters sowie der Installation und Wartung in einer Forschungsumgebung nicht die Qualität und Wiederholbarkeit eines kommerziellen Produkts erreichen. Schwankende optische Leistung aufgrund einer nicht perfekten Sonnennachführung oder Torsion aufgrund erhöhter Reibung in den Lagern und daraus resultierender Hysterese im Nachführverhalten könnten mögliche Ursachen für Abweichungen in bestimmten Zeiträumen sein. Es wurde ein Algorithmus zur Erkennung von Wolken und zur Bestimmung ihres Standorts entwickelt, der auf den Daten aller Sky-Imager-Kameras und einem maschinellen Lernmodell basiert. Diese Informationen

wurden verwendet, um innerhalb der Testdaten Zeiträume zu identifizieren, in denen das Solarfeld teilweise verschattet ist, um sie von der Leistungsbewertung auszuschließen. Aufgrund des Mangels an lokal unterschiedlichen Bewölkungsperioden innerhalb der Testdaten und der im Vergleich zu kommerziellen Anlagen relativ geringen Größe des Solarfelds konnte die Methode nicht erfolgreich getestet werden. Dennoch erhöht die Verfügbarkeit dieser Bilddaten auch im vorliegenden Aufbau das Vertrauen in die durchgeführten Tests, da eine Teilbewölkung ausgeschlossen werden kann

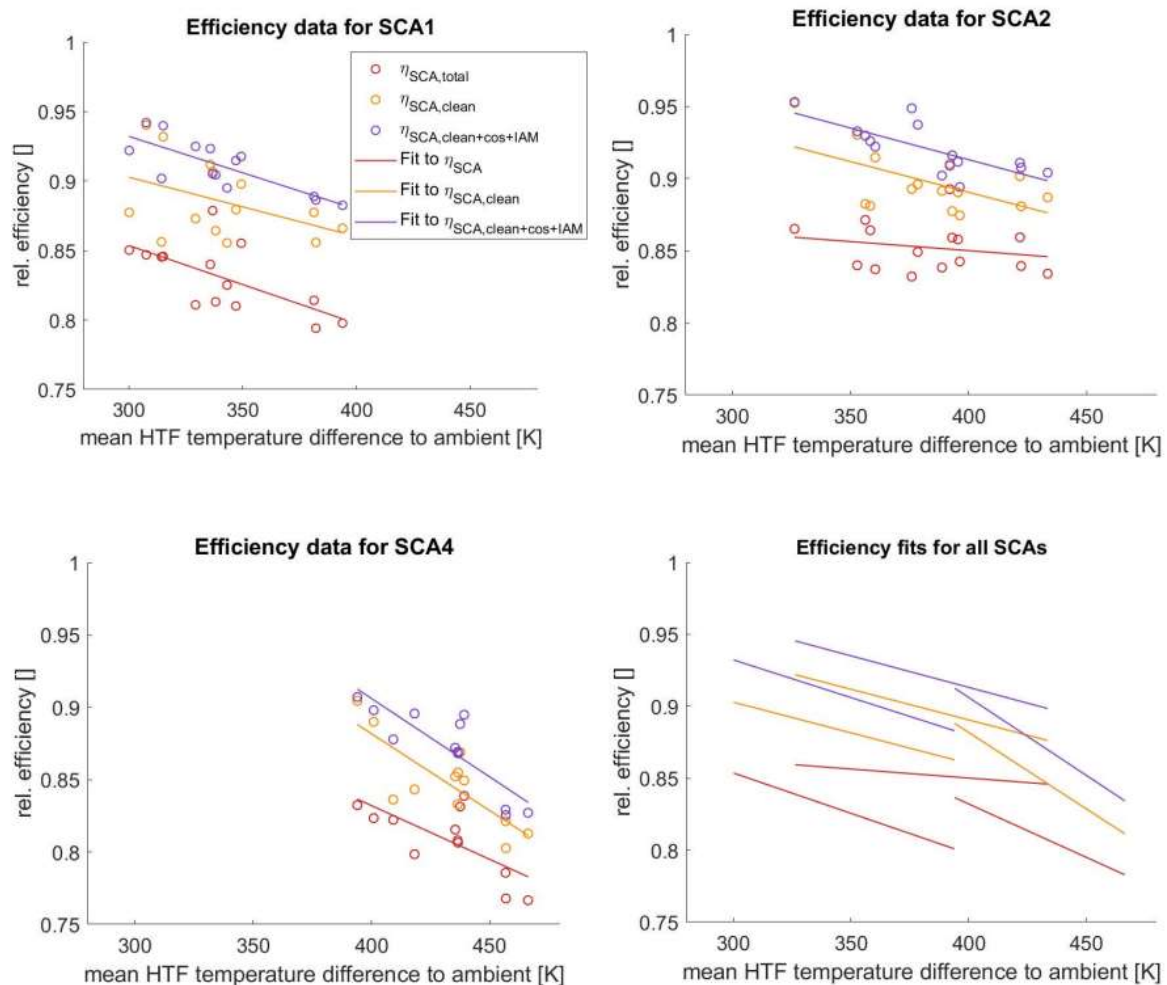


Abbildung 17 Normierte gemessene Kollektoreffizienz bei unterschiedlichen Salztemperaturen [1]

1.1.1 Druckverlustmessungen (DLR)

Es wurden Messungen zum salzseitigen Druckverlust der Anlage durchgeführt, um eine Grundlage für die Berechnung der maximalen Massenströme an Solar Salt zu erhalten. Abbildung 18 zeigt die Ergebnisse der Messungen und Abbildung 19 die resultierenden Druckverluste über den geförderten Volumenstrom.

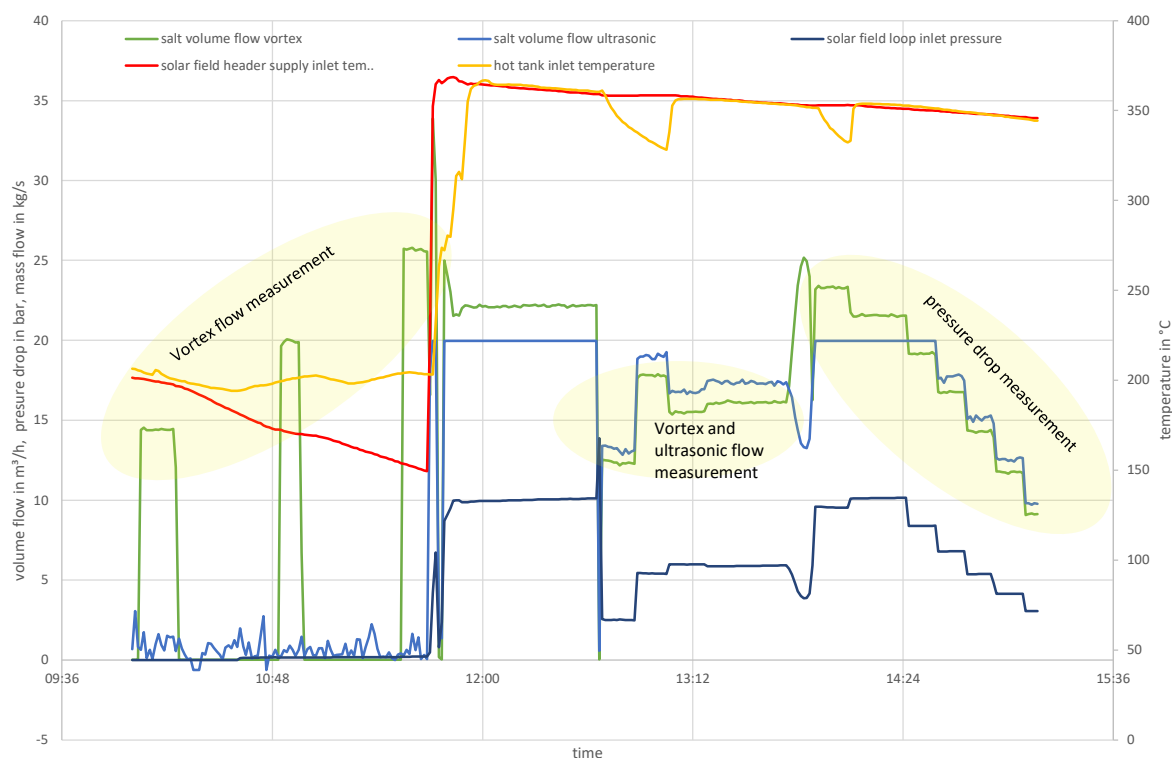


Abbildung 18 Ergebnisse der Druckverlustmessungen

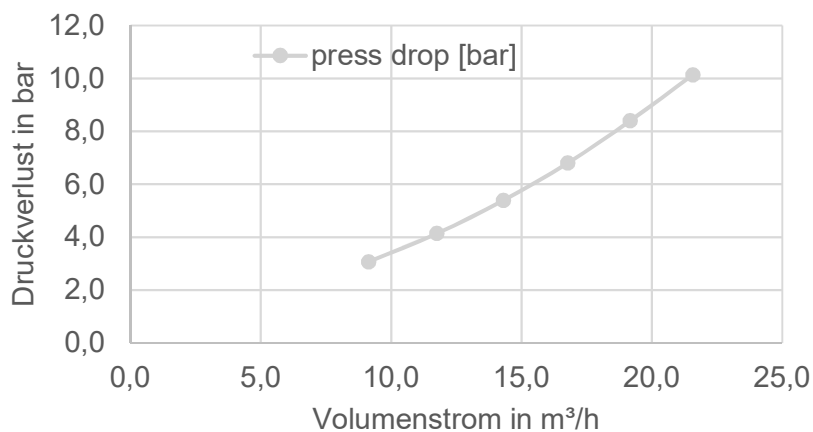


Abbildung 19 Druckverlust Kollektorschleife und Zuleitungen

2.6.4 Loop-Entleerung (DLR)

Nach der Befüllung des Solarfeld mit Solarsalz wurden zahlreiche Drainage Tests bei unterschiedlichen Bedingungen durchgeführt. Der Drainage Prozess ist im Vergleich mit der Befüllung deutlich kritischer. Auch der höhere Schmelzpunkt des Solarsalz im Vergleich mit dem Yara Molten Salt macht sich dabei deutlich bemerkbar. Die Drainage des Solarfeldes wurde auf verschiedene Weise durchgeführt – sowohl vollständig als auch abschnittsweise, jeweils hälftig.

Dabei fanden die Tests bei unterschiedlichen Salztemperaturen statt. In Abbildung 20 ist die Drainage des halben Loops dargestellt. Die Notfalldrainage fand im rot markierten Zeitraum und bei einer Salztemperatur von 410 °C statt. Neben den Temperaturen wird die Drainage über den Füllstand im Drainagetank überwacht. Dabei wird beim Start der Drainage automatisch eine Volumenkalkulation über die Füllstandsänderung im Drainagetank aktiviert. Nach etwa 3,5 m³ gilt das Solarfeld als vollständig drainiert.

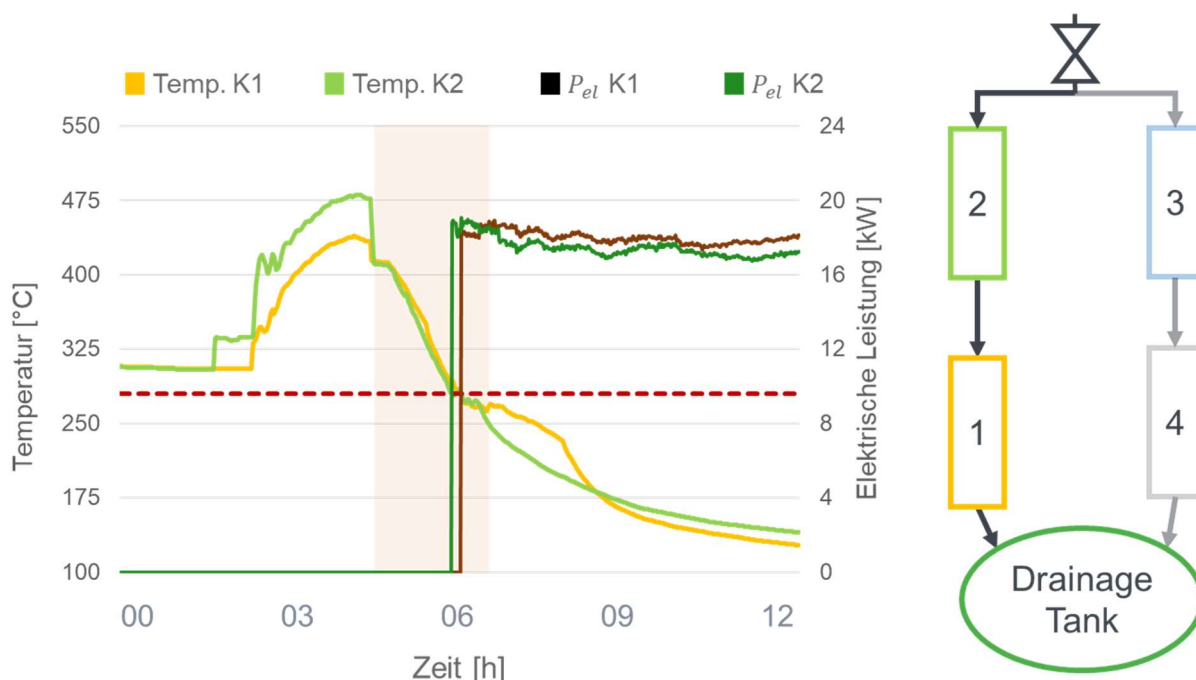


Abbildung 20 Messdaten der Temperatur und Impedanzheizung während einer Teildrainage

Im Rahmen dieser Versuche traten bei fehlerhaften Drainagevorgängen wiederholt spezifische Probleme auf, die im Folgenden näher beschrieben werden. Auch die Unterstützung der Drainage mittels Kolbengebläse wurde getestet, lieferte aber im ersten Ansatz keine schlüssigen Resultate. Das Thema wird allerdings im Rahmen von SPOT weiterverfolgt, da teilweise grundlegende Fragestellung der Drainage nicht in MSOpera abschließend geklärt werden konnten.

Erstarrung in Salzleitungen (DLR)

Einfrierungen von Salzleitung sind ein widerkehrendes Phänomen in dynamischen Betriebs-situationen. Häufig verstopfen kleinere Kaltstellen den gesamten Leitungsabschnitt und verhindern eine Drainage und Wiederbefüllung bis diese ebenfalls geschmolzen sind. Das führt zu erhöhten Betriebszeiten der gesamten Heizungen in betroffenen und angrenzenden Rohrabschnitten. Eine genauere Charakterisierung von Verstopfungen wurde im Rahmen von EuroPaTMoS (2024) vorgenommen und wird derzeit im Rahmen von Adviamos vertieft untersucht. Daher liegt der Fokus in MSOpera auf dem Verständnis für die kritischen Abschlussindikatoren, um besser das Entleerungsverhalten zu verstehen. Dennoch werden wesentliche Einfrierungen in Bezug auf die fehlerhaften Drainagen im Folgenden dargestellt.

Mangelhafte Begleitheizung

Während der Drainage sind die Begleitheizungen essentiell für deren erfolgreiches abschließen. Spätestens während dieses kritischen Prozesses werden lückenhafte Begleitheizung oder schlechte thermische Dämmung sichtbar. Wobei im Falle der EMSP der Einfluss des höheren Schmelzpunktes des Solarsalz deutlich wurde. Während der Großteil der Drainagen mit Yara Molten Salt erfolgreich verliefen, traten mit Solarsalz deutlich häufiger Verstopfungen auf (siehe auch 0), welche den Drainageprozess des Loops behinderten. In der Regel waren immer mangelhafte Begleitheizungen Teil des Problems. Insgesamt wurden drei wesentliche Mängel festgestellt,:

1. Mangelhaftes Design der Begleitheizung der Kollektorverbindungsleitung
2. Interne Ventilleckagen und fehlerhafte Begleitheizung der Belüftungsleitung
3. Fehlende Begleitheizung und reduzierte Dämmung an Rohrverzweigung und Drainagetankeinlass.

1. Mangelhaftes Design der Begleitheizung der Kollektorverbindungsleitung

Die Verbindungsleitung der Kollektoren 1 & 2 bzw. 3 & 4 ist in Abbildung 21 dargestellt. Auf der Zeichnung sind jeweils die REPA der Kollektoren gezeigt, welche mit einer etwa 2,8 m langen festen Rohrleitung verbunden sind. Der Fehler in der Auslegung besteht darin, dass dieses feste Rohrstück mit der gleichen Impedanzheizung wie die REPA beheizt werden. Da das feste Rohr mit einer Wandstärke von 5,16 mm einen deutlich niedrigen Widerstand hat im Vergleich zur Wandstärke von ca. 1-2 mm beim REPA, inklusive Drahtgeflecht. Der Widerstand des festen Rohrs ist damit mindestens um den Faktor 10 höher und entsprechend reduziert sich die Leistung die über das Rohr abfällt und es beheizt.

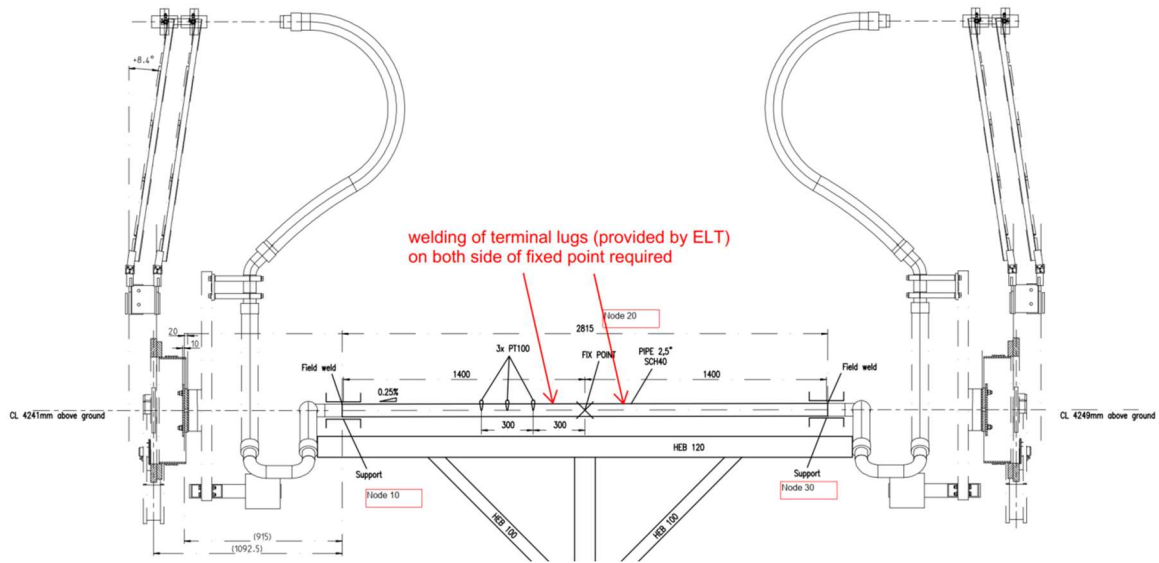


Abbildung 21 Verbindungsleitung der Kollektoren auf der EMSP

Das hat dazu geführt, dass die Heizleistung bei Solarsalz nicht ausreichend ist, um gefrorenes Salz in diesem Rohrabschnitt zu schmelzen. Erschwerend kommt ein Baumangel hinzu, so dass diese Rohrleitung mit den angeschlossenen REPA einen lokalen Tiefpunkt bilden. In Abbildung 22 sind Messungen zu den Ausrichtungen der REPA Höhen dargestellt. Es zeigte sich, dass an der Verbindungsleitung die Auslegungshöhe der Rohrleitung unterschritten wird (Messpunkt 5-8 & 17-20). Der gemessene Höhenunterschied der Rohrmitte beträgt bis zu 45 mm und damit wirkt der gesamte Rohrquerschnitt wie ein Siphon, welches nicht drainiert werden kann.

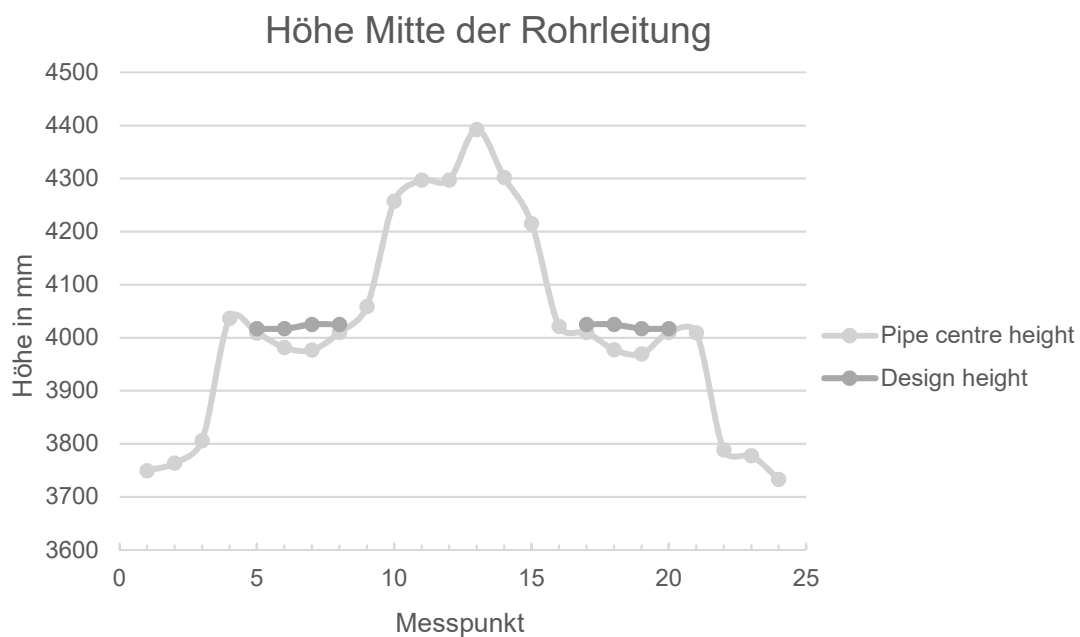


Abbildung 22 Vermessung der REPA Ausrichtung über das gesamte Solarfeld

Im Rahmen vom MSOpera wurden das Begleitheizungssystem ergänzt durch eine separate MI-Begleitheizung an den Verbindungsleitungen. Außerdem wurde die Stahlstruktur angehoben, um die vollständige Drainierbarkeit in Zukunft zu gewährleisten. Auch lange Entleerungsdauer bei 0.15% Gefälle sollte im kommerziellen berücksichtigt werden und je nach Standortgegebenheit auch vergrößert werden. Ein Design mit horizontalen Rohren zur Gewährleistung eines freien Strömungsquerschnitt wird allerdings auch im Rahmen vom Forschungsprojekt SPOT untersucht.

2. Interne Ventilleckagen und fehlerhafte Begleitheizung der Belüftungsleitung

Die Entlüftungsleitung des Crossover-Rohrs am höchsten Punkt des Solarfelds stellt im Regelbetrieb einen stagnierenden Abschnitt der Rohrleitung dar. Nur während des Entleerungsvorgangs tritt dort eine Strömung auf – überwiegend in Form von Luftbewegung (siehe Abbildung 23). Der Temperatursensor zur Regelung der Begleitheizung ist in der Nähe der T-Verbindung (siehe Markierung in Abbildung 23) positioniert und befindet sich damit noch im thermischen Einflussbereich des horizontalen Querrohrs. Aufgrund der Wärmeleitung durch das Stahlrohr sowie der stehenden Salzsämelze wird an dieser Stelle fälschlicherweise eine ausreichende Temperatur detektiert. Tatsächlich fällt die Temperatur stromabwärts in Richtung des Entlüftungsventils jedoch deutlich ab, was zur Erstarrung des Mediums führen kann. Das liegt darin begründet, da im Ventil eine gewisse interne Leckage zur Verstopfung der angeschlossenen Belüftungsleitung führt, wenn diese zu kalt ist. Gerade die kleine Menge der Leckage agglomerieren sich und füllen letztendlich den gesamten Rohrquerschnitt aus. Diese Schwachstelle führte mehrfach zu fehlerhaften Drainageprozessen.

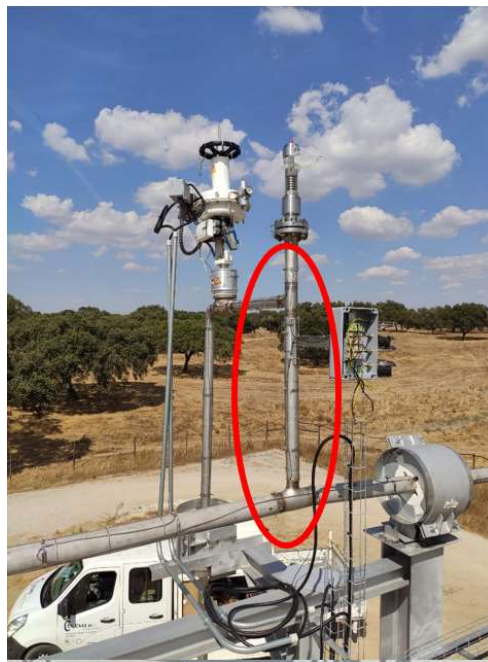


Abbildung 23 Stagnierender Rohrabschnitt (Entlüftungsleitung am Cross-over-Rohr) vor der Isolierung

3. Fehlende Begleitheizung und reduzierte Dämmung an Rohrverzweigung und Drainagetankeinlass

Bereits kurze Rohrabschnitte ohne umlaufende und lückenlose Begleitheizung bzw. Dämmung können große Probleme bei Drainagevorgängen bereiten. Stromabwärts (entsprechend geodätischer Höhe) nimmt das Risiko für großflächiges Scheitern der Drainage zu, da häufig sämtliche nachfolgende Rohrabschnitte nur teilweise oder gar nicht drainiert werden können. Die bereits erwähnten internen Ventilleckagen verstärken die Eintrittswahrscheinlichkeit, da gerade geringe Salzmassenströme an kleinen Kaltstellen zu Verstopfungen führen können. Bei Rohrleitungen, die nur selten benutzt werden sollen (bspw. Drainageleitungen), aber im Falle einer Entleerung unverzichtbar sind, ist die vollständige Entleerung bzw. kontinuierlicher Massenstrom durch alle Leitungen sicherzustellen. Eine wesentliche Maßnahme ist neben einer detaillierten Planung die Bauüberwachung und Abnahme von spezialisiertem Personal.

2.6.5 Stromkosten (AP)

Als Forschungsanlage ohne Stromproduktion hat die EMSP als Infrastruktur einen hohen elektrischen Eigenbedarf, im Wesentlichen um das Salzinventar flüssig zu halten. Ab April 2022 sind die Stromkosten stark gestiegen auf der Évora Molten Salt Platform (EMSP). Die Strompreise sind aufgrund des russischen Angriffskriegs in der Ukraine um etwa 880 % gestiegen und übersteigen damit die bereits projektierten Mittel von MSOpera bei weitem. Dieses Problem konnte nur dank einer Budgetaufstockung durch das BMWK und erheblicher Kostenübernahme aller Partner gelöst werden.

Mit den gestiegenen Stromkosten wurden Sofortmaßnahmen zur Reduktion des Stromverbrauchs der Testanlage ergriffen. Die Tab. 1 zeigt eindrucksvoll die Stromkostenentwicklung auf der EMSP über den Jahresverlauf des Testjahr 2022 auf.

Tab. 1 Entwicklung der Strompreise pro kWh Wirkleistung auf der EMSP im Jahr 2022.

Monat	Wirkleistung	Total	Ø Stromkosten
	kWh	€	€/kWh
Januar	101.762	6.335	0,062
Februar	77.123	4.350	0,056
März	81.353	4.568	0,056
April	65.911	15.662	0,238
Mai	38.893	12.682	0,326
Juni	86.644	37.656	0,435
Juli	51.666	21.857	0,423
August*	19.827	9.942	0,501
September*	24.373	12.013	0,493
Oktober	84.350	35.047	0,420
November	44.838	15.129	0,337
Dezember	30.690	9.458	0,290
Summe	707.430	169.570	0,303

* In diesen Monaten war die Anlage aufgrund des Salzwechsel größtenteils außer Betrieb

Analyse Stromverbrauch Testjahr 2023

Bei der Analyse des Strombedarfs wurden unterschiedliche Betriebsmodi auf ihren elektrischen Verbrauch hin analysiert. Die gesamte HPS2 Anlage verfügt dabei nur über eine auswertbare Strommessung vom Gesamtsystem. Dabei wurde festgestellt, dass es zu einer Abweichung der gemessenen Verbräuche von der Transformatorstation und dem Messgerät (PAC4200 Power Monitor) im DCS gibt. Die Abweichung beträgt im Jahresmittel etwa 17 %, was zu einer Unterschätzung des tatsächlichen Verbrauchs geführt hat. Das liegt an dem

Transformatorwirkungsgrad und Messungenauigkeiten. Es ergibt sich ein durchschnittlicher spezifischer Preis von etwa 0,25 €/kWh (netto). Dieser Wert ist allerdings schwankend und hängt von der Uhrzeit des Verbrauchs, Blindleistungsbedarf und weiteren Kriterien ab. Somit werden im Durchschnitt etwa 52 MWh bzw. 13.000 € pro Monat an Strom verbraucht. In Tabelle 1 sind die Rechnungsbeträge dargestellt.

Tabelle 1 Rechnungsbeträge für Elektrizität in 2023

Monat	Wirkleistung	Total	Ø Stromkosten
	kWh	€	€/kWh
Januar	31.953	7.567	0,237
Februar	51.193	12.006	0,235
März	95.380	22.091	0,232
April	51.081	12.032	0,236
Mai	51.092	12.058	0,236
Juni	61.706	14.529	0,235
Juli	61.158	16.599	0,271
August*	47.817	13.152	0,275
September*	58.963	16.093	0,273
Oktober	32.818	8.968	0,273
November	28.625	8.014	0,280
Dezember	31.429	10.686	0,340
Summe	603.215	153.295	0,254

Die unterschiedlichen Betriebsmodi unterscheiden sich dabei stark in ihren jeweiligen Verbräuchen. Im Warmhaltebetrieb mit drainierten und unbeheizten Solarfeld ist der Stromverbrauch direkt mit der Salztemperatur in den Tanks verknüpft. In Abbildung 24 ist der Durchschnittsverbrauch und gemessene Leistungsaufnahme dargestellt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Daten dem DCS-Server entnommen sind und daher um etwa 17 % geringere Leistungen messen, als tatsächlich verbraucht wird. Es resultiert ein Bedarf von etwa 1.150 kWh/d nach Messung.

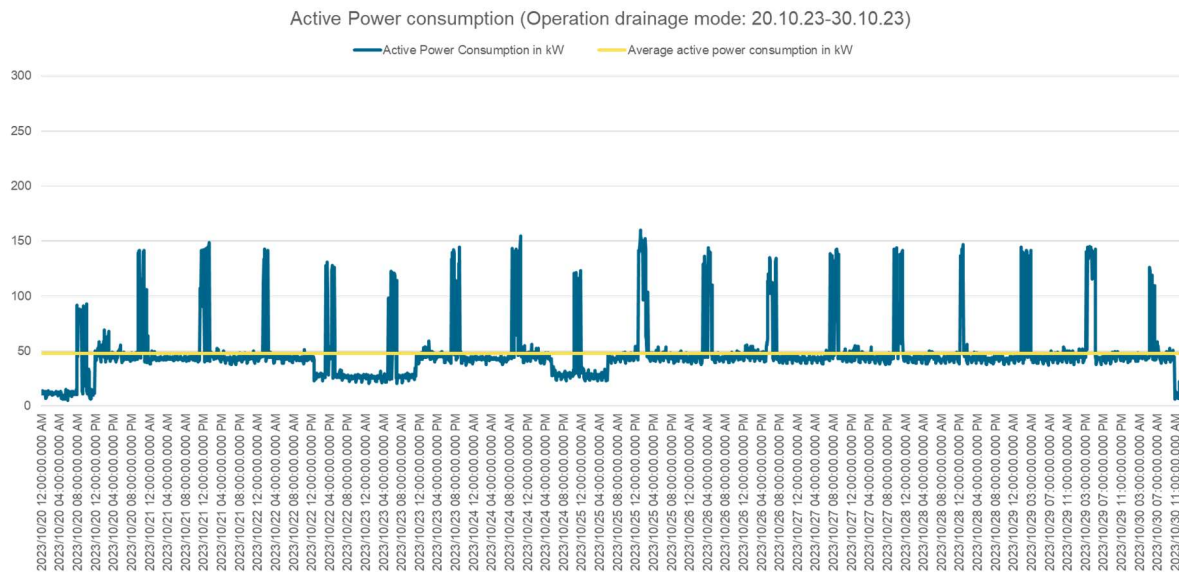


Abbildung 24 Strombedarf im Warmhaltebetrieb bei 320 °C Salzspeichertemperatur (20.10. – 30.10.23)

Im Vergleich dazu ist der Verbrauch bei den minimal möglichen Prozesstemperaturen von 255 °C deutlich reduziert. In Abbildung 25 sind die Leistungen analog zu Abbildung 24 dargestellt. Der elektrische Verbrauch kann durch die Absenkung der Temperatur auf etwa 680 kWh/d (gemessen) reduziert werden. Dies stellt den bisher günstigsten Betriebsmodus dar. Allerdings befindet sich das Salz nur knapp oberhalb der Schmelztemperatur, sodass die Anlagenüberwachung regelmäßig auch an Wochenenden notwendig sein kann.

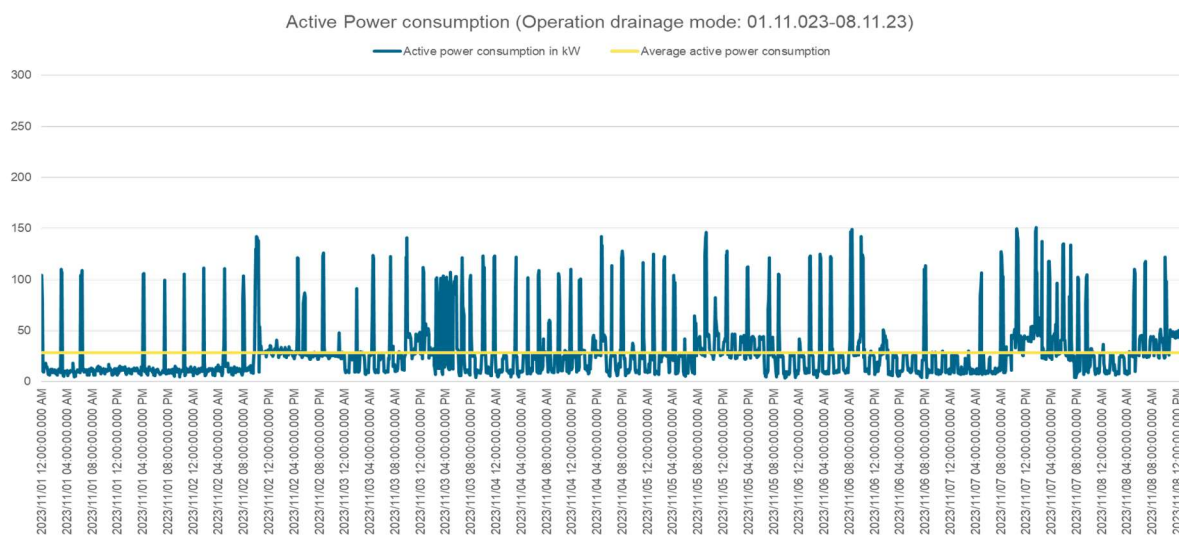


Abbildung 25 Strombedarf im Warmhaltebetrieb bei 255 °C Salzspeichertemperatur (01.11. – 08.11.23)

Neben dem Drainagemodus ist der optimierte automatische Solarbetrieb ebenfalls eine günstige Betriebsweise. Dabei wird die thermische Energie zum Warmhalten des Salzes während des Solarbetriebs produziert und aus den Speichern nach Bedarf entnommen. In Abbildung 26 ist die Leistungsaufnahme mit Zirkulation im Solarfeld dargestellt. Der Verbrauch für den

Solarbetrieb beträgt im optimierten automatischen Betrieb etwa 950 kWh/d (gemessen). Dieser kann mit mehr Betriebserfahrung ggf. noch reduziert werden. Der Solarbetrieb mindert außerdem die Risiken von Beschädigungen für das Equipment bspw. wie in der Vergangenheit durch Feuchtigkeit.

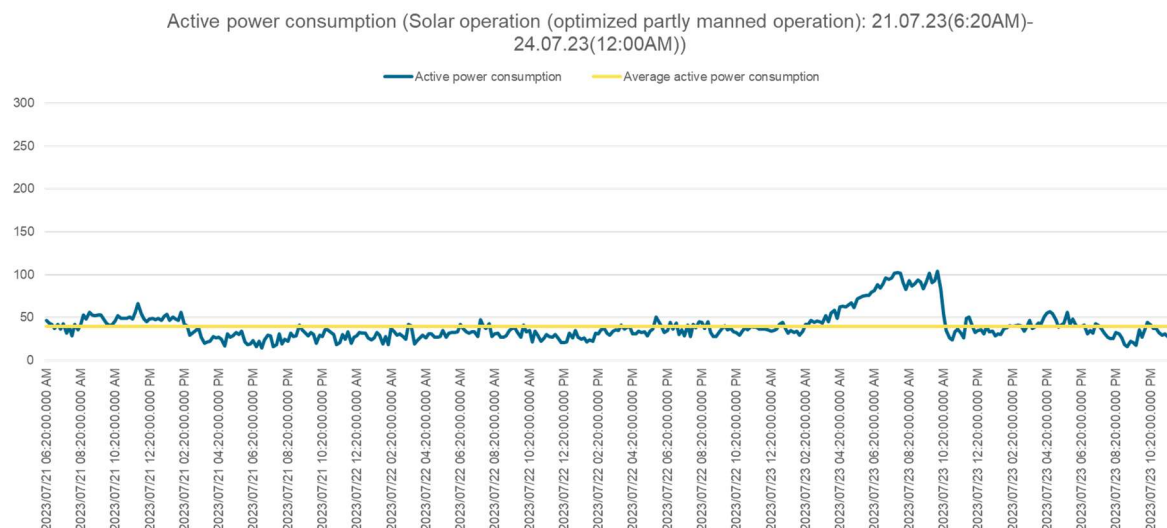


Abbildung 26 Strombedarf im automatischen optimierten Solarbetrieb (21.07. – 24.07.23)

Entscheidend sind aber auch die elektrischen Aufheizvorgänge des Solarfeldes. In Abbildung 27 ist die im DCS gemessene Leistungsaufnahme dargestellt. Es fällt auf, dass die durchschnittliche Leistungsaufnahme von 170 kW (gemessen) im Vergleich mit den anderen Modi mindestens um 300 % erhöht ist. Ein echter Stromfresser sind die Impedanz Heizungen der Receiverrohre. Pro Tag werden über 4.085 kWh für deren Betrieb benötigt. Eine durchschnittliche Vorwärmung dauert etwa drei Tage entsprechen Abbildung 27.

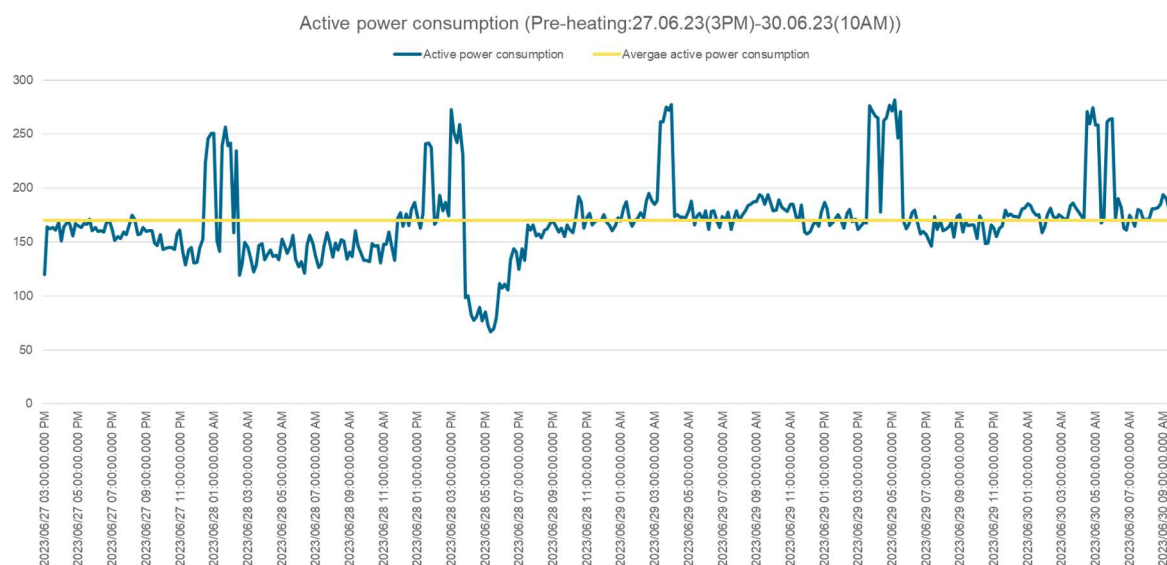


Abbildung 27 Strombedarf elektrische Vorwärmung des Solarfeldes inkl. Tankbeheizung (27.06. – 30.06.23)

Es kann allerdings auch im solaren Betrieb zum Einsatz der Impedanzheizung kommen, falls nicht genug thermische Energie in den Salzspeichern vorhanden ist. Dies tritt beispielsweise ein bei mehrtägigem schlechtem Wetter oder an Wochenende auf. Dann bewegt sich der Stromverbrauch bei etwa 3.000 kWh/d und damit ebenfalls über den Kosten für den reinen Warmhaltebetrieb. Das liegt wesentlich an den thermischen Verlusten des Solarfeldes, welche zusätzlich zu den Speicherverlusten elektrisch kompensiert werden müssen.

In der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ist eine Übersicht über die gemessenen Stromdaten dargestellt, welche durch den Wirkungsgrad des Transformators und den Messfehler bereinigt sind. Der tatsächliche Gesamtverbrauch der Anlage im Vergleich zu den Messwerten der Abrechnung ist um 17 % höher. Es ergeben sich die Kosten für die jeweiligen Betriebsmodi entsprechend des durchschnittlichen, in Rechnung gestellten Strompreis von ca. 0,25 €/kWh.

Der durchschnittliche Verbrauch lag im Testjahr 2023 bei etwa 1.600 kWh/d bzw. 400 €/d, was im Wesentlichen in den häufigen Aufheizvorgängen begründet liegt.

Analyse Stromverbrauch Testjahr 2024

Nach dem alle Tests abgeschlossen waren und das Hibernation Konzept erfolgreich umgesetzt wurde, konnte der Stromverbrauch in Juni 2024 um durchschnittlich -78 % im Vergleich zu dem durchschnittlichen Verbrauch in 2023 erreicht werden.

Tabelle 2 Übersicht über den Stromverbrauch der verschiedenen untersuchten Betriebsmodi

	Warm- haltebe- trieb @ 320 °C	Warm- haltebe- trieb @ 255 °C	Auto- mati- scher Solar- betrieb	Vorwär- mung Solar- feld + Warm- halten @ 300 °C	Hibernation Mode @ 48 °C (06/2024)	Testjahr 2023 Durch- schnitt
Durch. Leistung* [kW]	56	33	46	199	16	67
Stromver- brauch* [kWh/d]	1351	796	1112	4779	385	1600

* Analyse von PAC4200 bereinigt durch Transformerwirkungsgrad und Messabweichung (+ 17 %)

** Stromkosten, netto nach Durchschnittspreis

In der gesamten Testphase von MSOpera von 2022-2024 wurden auf der EMSP insgesamt 1,51 GWh Strom verbraucht.

2.7 Instandhaltung an der EMSP (DLR)

Neben MSOpera wurden Instandhaltungen wesentlich im Rahmen des CSP ERA-NET Projekt EuroPaTMoS mit Mitteln aus dem Forschungs- und Innovationsprogramm Horizont 2020 der Europäischen Union unter der Fördervereinbarung Nr. 838311 dokumentiert.

Darüber hinaus wurden wesentlich Reparaturen, sowie die Bereitstellung der Betriebsmannschaft im Rahmen von MSOpera finanziert. Zur Instandhaltung der Anlage wurde das O&M⁵-Team weiterbeschäftigt, das schon für das Vorgängerprojekt HPS2 im Einsatz war. Das Team setzte sich wieder aus TSK⁶-Personal und Personal der UEV⁷ zusammen – TSK stellte dabei anfangs wieder den Team Leader und Partner Innogy übernahm die Kosten eines Team Mitglieds. Es wurden Schulung des Betriebspersonals durchgeführt. Der verlängerte Versuchsbetrieb in MSOpera wurde unter erhöhter Automatisierung schließlich durch das Team der UEV bereitgestellt.

Zur Steuerung und Dokumentierung der Instandhaltungsmaßnahmen wurde ein Logbuch erstellt und laufend auf dem Dokumentenserver aktualisiert.

Während des Berichtszeitraum wurden zahlreiche Wartungsarbeiten an der Anlage vorgenommen, um diese betriebsbereit zu halten:

- Austausch Ventilspindelheizungen

Die originalen Ventilspindelheizungen von Flowserve sind allesamt durch Überhitzung defekt und mussten ausgetauscht werden. Getestet werden aktuell Düsenheizbänder aus der Kunststoffindustrie, welche in großer Produktvielfalt und preiswerter verfügbar sind. Während der Regensaison und während die Ventilspindelheizungen nicht aktiv und heiß sind, kommt es auch bei diesen Düsenheizbändern zu Feuchtigkeitsschäden. Durch ausheizen den Komponenten können diese aber regeneriert werden. Daher wird empfohlen auch im Stillstand die Heizungen regelmäßig oder dauerhaft auf einer Temperatur von 100 °C zu betreiben. Neuere Designs verzichten auf extra Spindelheizungen und werden über die Rohrbegleitheizung mitbeheizt

- Austausch Transformator SCA 3

Durch Stromspitzen bei der Impedanzheizung von SCA 3 sind die Transformatoren beschädigt worden und mussten ausgetauscht werden. Die Stromspitzen sind vermutlich auf elektrische Kurzschlüsse zwischen beheizter Rohrleitung und Kollektorstruktur zurückzuführen. Allerdings konnten bei Messkampagnen im Solarfeld keine Leakageströme festgestellt werden. Die Betriebs- (Kollektorposition, etc.) und Umgebungsbedingungen (Feuchtigkeit, etc.) haben scheinbar einen erheblichen Einfluss auf die elektrische Isolation der Impedanzheizung. Als

⁵ O&M: Operation and Maintenance – Wartung und Betrieb

⁶ TSK: Die spanische Anlagenbaufirma TSK ist die Muttergesellschaft von TSK Flagsol.

⁷ UEV: Universidade de Évora

Gegenmaßnahme wurde Softwareseite eine Absicherung implementiert, welche die Transformatoren vor zukünftigen Stromspitzen schützt.

- Defekte Datenlogger:

Im Solarfeld wurden mehrfach defekte Datenerfassungsmodule ausgetauscht. Der Grund war Überspannung an den Eingangsklemmen der Sensoren, verursacht durch die Impedanzheizung. Eine galvanische Trennung aller Signale wurde bei den Instrumenten nachgerüstet.

- Feuchteschäden

Durch eindringende Feuchtigkeit in manchen Klemmenkästen und Anschlussstellen entstehen regelmäßige Wartungsaufwände. Dies betrifft neben Ventilkomponenten wie Stellungsreglern und Signalwandlern, auch MI-Heizungen an deren Anschlussstellen Feuchtigkeit zu mangelndem Isolationswiderstand führen kann.

- Schweißarbeiten HCE Supports

Bei der Montage der HCE Supports an die Kollektorstruktur wurden aufgrund einer defekten Nietenmaschine teilweise anstatt Nieten Schrauben verwendet, welche sich während des ersten Betriebsjahres teilweise gelöst haben. Gerade an der Kollektorenden an denen die schweren REPA montiert sind, führte dies zum Absacken der Receiverrohre. Für die Korrektur war eine detaillierte Vermessung der Receiverposition durch Flagsol und das O&M Team notwendig. Des mangelhaften Supports wurden fest geschweißt um das Problem zu beheben.

- Schweißarbeiten HCE-Austausch

Werden defekte HCE ausgetauscht können bei den Schweißarbeiten an HCE-Verbindungen Poren und Lunker entstehen durch Salz das in der Schweißnaht verdampft. Daher müssen sämtliche Salzreste mit Wasser entfernt werden, um Leckagen zu vermeiden

- Reparatur der thermischen Isolierung

Aufgrund von Wartungs- und Umbauarbeiten während des Betriebs und des Salzwechsels musste die thermische Isolierung an einigen Stellen repariert und ausgebessert werden. Dabei wurde auch die Zugänglichkeit für zukünftige Wartungsarbeiten verbessert.

- Defekte REPA

Beim Versuch das Solarfeld nach einem Störfall wieder aufzuschmelzen, kam es bei einem REPA zu einer Leckage. Das defekte REPA wurde durch das DLR und Senior Flexonics untersucht. Dabei wurde ein Versagen durch Bersten festgestellt. Neben den Schlauch wurde auch der feste Rohrleitungsteil um etwa 4 mm aufgeweitet, wofür nach Angaben vom Hersteller >> 100 bar Druck notwendig sind. Das abgebildete Versagen (siehe Abbildung 28) ist ein typisches und war genauso erwartet worden.



Abbildung 28 Geborstener Flexschlauch vom REPA auf der EMSP

Die Ursache liegt in Verstopfungen an der Verbindungsleitung vom SCA1 & 2 und am Austritt von SCA2. Dazwischen wurde ein Salzvolumen eingesperrt, welches bei Schmelzen mittels solarer Vorwärmung expandierte und die beschriebenen Drücke in der Rohrleitung bewirkte.

Das weitere defekte REPA-System wurde durch eine Ersatzkomponente gleicher Bauart ersetzt. Um ein Eindringen von Feuchtigkeit in die hygroskopische Mineralisolierung (Magnesiumoxid) der eingesetzten MI-Heizkabel zu verhindern, wurde entschieden, die betroffenen REPA-Einheiten während der Stillstandsphase konstant auf 60 °C zu temperieren. Diese Temperatur wurde in Abstimmung mit dem Hersteller als ausreichend bewertet, um Kondensationseffekte zuverlässig zu vermeiden.

Nach der Betriebsunterbrechung über die Weihnachtsfeiertage wurden jedoch durch die Betriebsmannschaft Isolationseinbrüche in mehreren MI-Heizkreisen festgestellt, die eine elektrische Inbetriebnahme verhinderten. Wiederinbetriebnahmeversuche unter Mitwirkung von Fachpersonal einer Fachfirma blieben erfolglos.

Die betroffenen REPA-Einheiten mit defekten MI-Heizsystemen wurden demontiert und zum Hersteller Senior Flexonics überführt, um mögliche Reparaturoptionen und eine Wiederherstellung der Betriebsfähigkeit zu prüfen.

Eine Reparatur beider Schlauchsysteme wurde aufgrund der Schäden ausgeschlossen, so dass im Rahmen von MSOpera die Komponenten ersetzt werden mussten.

- COP Design

Die Drainage wurde häufiger durch Plugs in der Belüftungsleitung erschwert oder verhindert. Da Salzventile häufig innere Leckagen aufweisen, kann es zu Verstopfungen in angeschlossenen Rohrleitungen kommen, wenn diese nicht dauerhaft und effizient beheizt sind. Das Design kann für kommerzielle Projekte deutlich schlanker ausfallen und gleichzeitig können Probleme bei der Drainage vermieden werden. Eine Entlüftung des Loops braucht in der Regel nicht berücksichtigt werden.

- Reparaturen Salzpumpen

Die Salzpumpen müssen regelmäßig professionell gewartet werden. Während der Laufzeit gab es diverse Schäden an den Pumpen. Neben Lagerschäden gab es Problem mit den Packungen, Propfen im Flanschbereich auf der Saugseite der Pumpe und Überhitzung der Lager bei hohen Salztemperaturen. Für die Wartung muss die Pumpe langsam aus dem heißen Salz gezogen werden und vor der Reparatur gereinigt werden. Entsprechende Schutzkleidung ist auf Grund möglicher Chromatbildung notwendig. Für Schulungszwecke waren Techniker des Hersteller Rheinhütte in Portugal, um das O&M Personal entsprechend für die Reparatur der Pumpen zu schulen.

3. AP – Anlagenautomatisierung (DLR/FLG)

Aufgrund der weit verzweigten Flüssigkeitsnetze in der Parabolrinnentechnologie ist die Betriebssicherheit ein wesentlicher Aspekt bei der Markteinführung der Salzsammel-Technologie. Die spezifischen Anforderungen des Salzsammelzefeldes, insbesondere die Verhinderung des Einfrierens, sind von hoher Bedeutung. Ziel des Arbeitspaketes ist es, Verfahren zur Betriebsüberwachung und -steuerung zu entwickeln, die einen automatisierten Betrieb der Anlage außerhalb der eigentlichen Testzeiten ermöglichen und damit einen reduzierten Personaleinsatz bzw. einen unbeaufsichtigten Betrieb außerhalb der Kernbetriebszeiten erlauben. Die Anforderungen an solche automatisierten Steuerungskonzepte sind hoch. Ziel ist es, die Anlage ohne Eingriff des Betreibers automatisch in den entsprechenden Betriebszuständen fahren zu können.

Im Rahmen des Projekts MSOpera entwickeln FLG und DLR ein solches Konzept für ein kommerzielles Solarfeld und demonstrieren es auf der Testanlage in Evora. Ein Nebeneffekt nach erfolgreicher Testphase ist die Senkung der Anlagenbetriebskosten für die Testanlage in Evora, da die Anlage in Zukunft nachts und an Wochenenden unbeaufsichtigt in einem sicheren Betriebszustand gehalten werden kann.

Vorbild ist hier das Sicherheitskonzept der vom BMWK geförderten Tesis-Anlage beim DLR in Köln.

3.1 Erstellung und Umsetzung eines Sicherheits- und Automatisierungskonzeptes (z.B. Sicherheitsentleerung)

Die Steuerung der Gesamtanlage erfolgt durch 2 getrennte Systeme, die über eine Software-schnittstelle gekoppelt sind:

FSC Die Solarfeldsteuerung, die auf Basis eines Siemens PCS7-Systems programmiert ist

DCS Das Kontrollsystem für den Rest der Anlage (Tanks, Ventile, Pumpe, etc.), programmiert auf Basis eines Siemens T3000-Systems

Die Steuerungs- und damit auch die Sicherheitssysteme sind weitestgehend voneinander getrennt. Das Sicherheits- und Automatisierungskonzept der Solarfeldsteuerung basiert auf dem kommerzieller Anlagen und wurde wo erforderlich erweitert, um die spezifischen Anforderungen durch Verwendung von Salzsammelze und experimenteller Features wie solarer Vorwärmung zu erfüllen. Das DCS ist ebenfalls eine kommerzieller Kraftwerksleittechnik, welche entsprechend der Funktionsbeschreibung aus dem HPS2 Projekt als Basis für die Automatisierung dient.

3.1.1 Sicherheit und Automatisierung Solarfeld (FLG)

Die FSC hat die Verantwortung für das Solarfeld und sorgt für einen sicheren Betrieb der Kollektoren. Unterschieden wird hier hauptsächlich zwischen Windsicherheit und thermischer Sicherheit.

Das DCS kommuniziert mit der Wetterstation und übermittelt dann unter anderem Einstrahlung und Windgeschwindigkeit an die FSC. Die FSC fährt alle SCAs automatisch in Stow-Position (0° = östlicher Horizont), sobald festgelegte Maximalwindgeschwindigkeiten überschritten werden.

Für die thermische Sicherheit sind folgende Aspekte implementiert:

Ein SCA darf nur in oder durch den Focus fahren (=tracken), wenn die Loop mit HTF gefüllt ist und ein hinreichender HTF-Fluss vorliegt. Dies wird vom DCS über das Signal Track-Release übermittelt. Die FSC sorgt hier für aktive und passive Sicherheit.

Aktive Sicherheit bedeutet, dass die SCAs vom System automatisch (d.h. ohne Eingriff durch Operator) aus dem Focus gefahren werden, wenn ein Energieeintrag zu einer Beschädigung führen könnte. Passive Sicherheit bedeutet, dass die FSC automatisch Befehle des Operators zurückweist, die in der aktuellen Anlagensituation zu einer Gefährdung der SCAs führen würde.

Einen Sonderfall stellt die Vorbereitung für eine Notfall-Drainage dar. Aufgrund der Bauform und der Betriebsweise der REPAs kann ein Loop nur drainiert werden, wenn sich die SCA in STOW-Position befinden. Um eine automatisierte Notfall-Drainage zu ermöglichen, übermittelt das DCS ein Signal namens DriveRelease. Sobald dieses auf False wechselt, fährt die FSC alle SCAs in die STOW-Position und verhindert im Anschluss das Fahren der SCAs.

Soweit die Solarfeldsteuerung betroffen ist, ist die Automatisierung der Sicherheit im Umfeld der Drainage damit schon abgeschlossen, da während einer (Notfall-) Drainage die SCAs nicht bewegt werden.

Erweitert wird das Sicherheitskonzept der FSC durch die eingebaute lokale Sicherheit, d.h., dass die Local Controller der SCAs (Siemens S7-1200) eigenständig reagieren:

- Bei Kommunikationsverlust mit der FSC werden SCAs automatisch in STOW gefahren
- Bei Überschreitung maximaler HTF-Temperaturen bzw. Gradienten unterbrechen SCAs selbstständig das Tracken (Overtemp-Alarm)
- Bei Stromausfall (Local Controller sind per USV abgesichert), informiert das DCS die FSC, diese informiert die Local Controller, die dann trackende SCAs defokussiert. Da bei einem Stromausfall die Motoren der Hydraulikpumpen nicht betrieben werden können, wird hierzu eine Druckreserve im Hydraulischen Akkumulator verwendet. Bei Anlagenkonzepten ohne Druckspeicher muss zuerst ein Notstromdiesel gestartet werden, und dann erst können zeitversetzt die SCAs defokussiert werden. Im Gegensatz dazu ermöglicht der Druckspeicher, das gleichzeitige defokussieren aller SCAs innerhalb von Sekunden nach Stromausfall, so dass im Idealfall alle SCAs defokussiert sind, noch bevor das HTF zum Stillstand gekommen ist.

Einen Sonderfall stellen die Versuche zur solaren Vorwärmung dar. Im Regelfall ist es das oberste Ziel, einen SCA nur dann zu fokussieren, wenn ein hinreichender Massestrom vorliegt.

Für die solare Vorwärmung ist es allerdings erforderlich die für den Regelbetrieb geltenden Sicherheitsregeln auszuschalten. Entsprechend wurde ein gesonderter Modus in der FSC implementiert, der bei Freischaltung der solaren Vorwärmung die eingebauten Sicherheiten deaktiviert (Kapitel 5.1).

3.1.2 Sicherheit und Automatisierung DCS (DLR)

Im DCS der EMSP laufen sämtliche Information der Subsysteme zusammen und werden entsprechend verarbeitet. Allerdings können nicht alle Anlagenkomponenten, wie die FSC oder die Steuerung der Begleitheizung nicht über das DCS gesteuert werden. Daher zielt die Automatisierung nicht auf optimierten Anlagenbetrieb, sondern maximale Anlagensicherheit ab.

Die Anlagenautomatisierung wurde durch das DLR konzipiert und mit den Partnern abgestimmt. Anschließend wurde eine Funktionsbeschreibung erstellt (vgl. Abbildung 29) und durch einen Unterauftragnehmer in die Software implementiert. Die Anlage verfügt über folgende zusätzliche Funktionalitäten im automatisierten Betrieb:

- Unbemannter Betrieb im „Konvektiver-Anti-Freeze Mode“
- Automatische Leckage-Überwachung
- Automatische Solarfelddrainage
- Stand-By-Mode und Anlagenüberwachung
- Automatisierte Nachtstromnutzung zur Reduktion der Stromkosten
- Automatischer Überwachung und Start der Salzpumpen (bspw. nach Blackout)

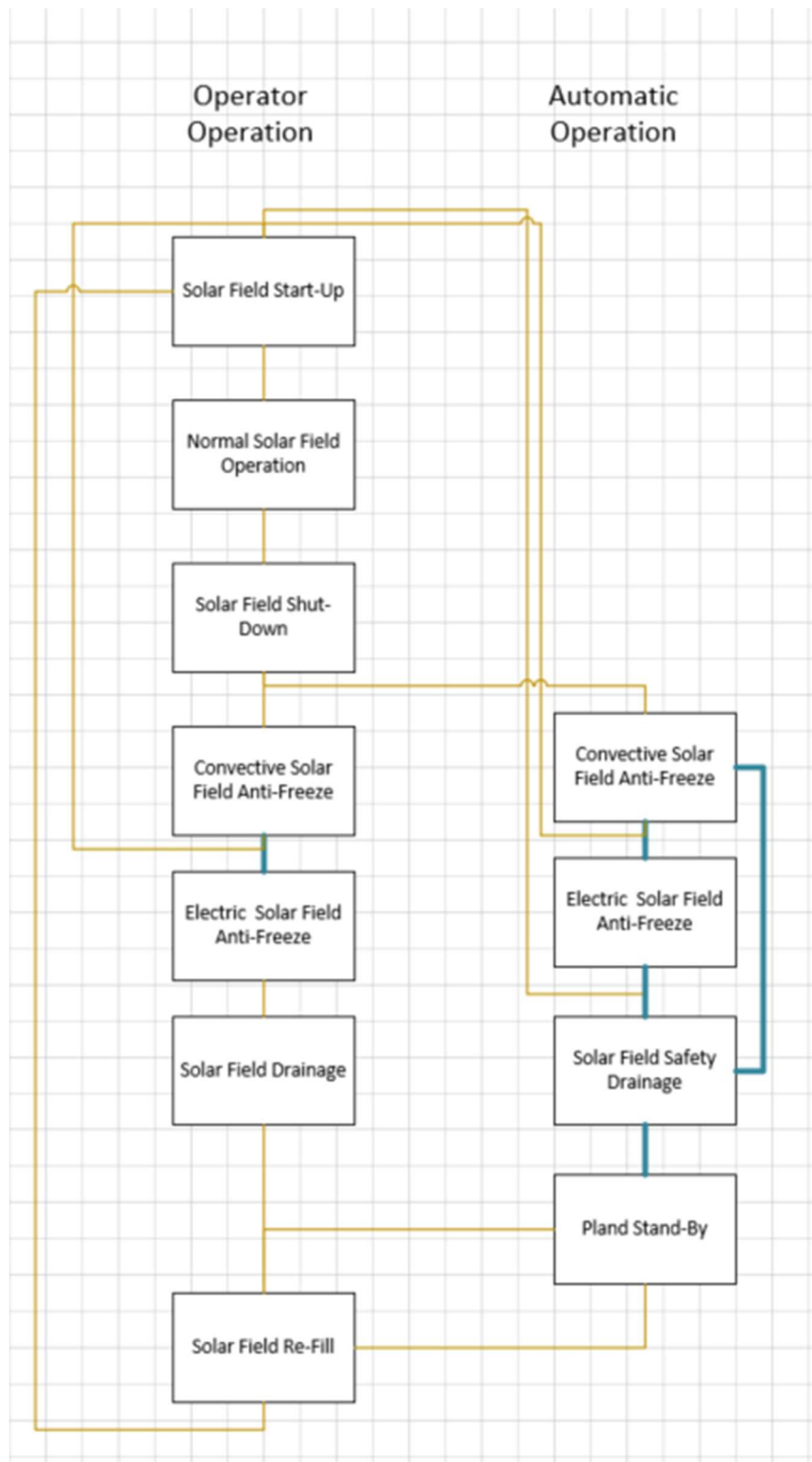


Abbildung 29 Funktionsschema des automatischen Anlagenbetrieb und dessen Zusammenspiel mit der bestehenden Programmierung

Ein wesentlicher Baustein für einen sicheren unbemannten Betrieb ist die Sicherstellung des Salzflusses im Solarfeld. Das DCS muss während des "konvektiven" und des "elektrischen

Solarfeld-Anti-Freeze" im Automatikbetrieb kontinuierlich prüfen, ob mindestens eine der Pumpen im kalten und heißen Tank (Auslegung 2x100%) funktionsfähig sind und korrekt laufen (siehe Abbildung 30). Die Prüfung erfolgt parallel und unabhängig der Regler und Schrittfolgen des aktuellen Betriebsmodus. Im Fall „no pump active“ werden die PI-Anteile des Regler eingefroren um ein Weglaufen zu verhindern. Es erfolgt in 5 Minuten Verzögerung eine erneute Abfrage, sollte die Pumpe weiterhin nicht aktiv sein, wird von einem Fehler ausgegangen und der Befehl des Pumpenstarts aktiv durchgeführt. Sollte ein automatischer Neustart der Salzpumpen bspw. nach einem Blackout fehlschlagen, erhält der Bereitschaftsdienst eine Nachricht der DCS. Dieser kann dann mittels Fernzugriff manuell versuchen die Pumpen zu starten oder muss notfalls zur Anlage fahren und eingreifen.

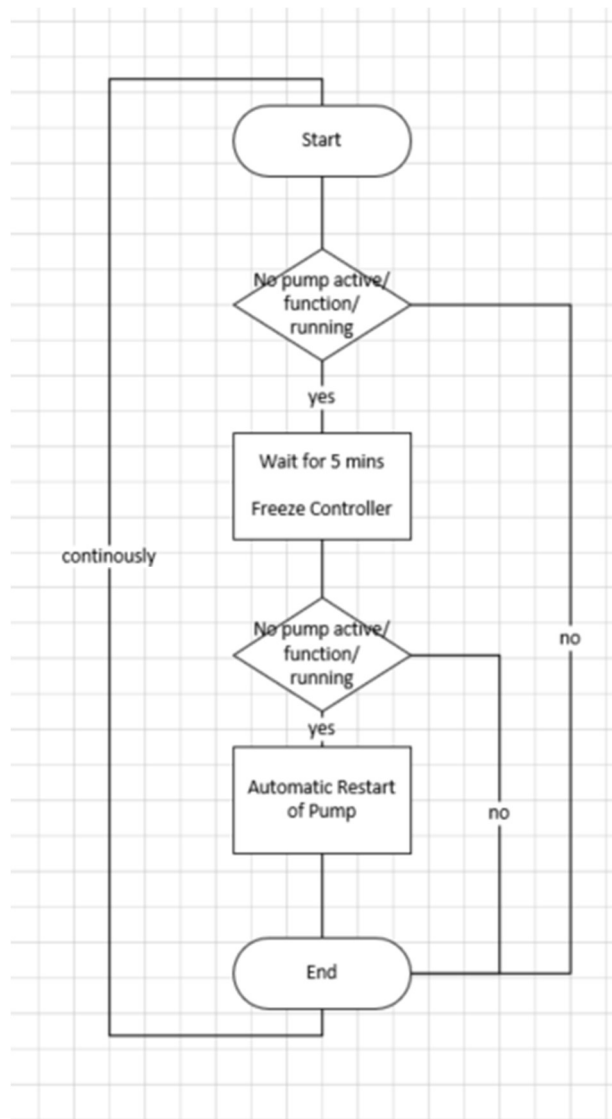


Abbildung 30 Logik zur Pumpenüberwachung für den automatisierten Anlagenbetrieb

Falls im Fehlerfall der Pumpe oder aus anderen Gründen kein Salzmassenstrom in den Rohrleitungen aufrecht gehalten werden kann, soll die Anlage stets in den sichersten Modus (drainiert), entsprechend Abbildung 29, überführt werden. Dafür werden entsprechend der Schritt-kette, sämtliche ggf. noch laufenden Pumpen abgeschaltet und die Drainage Ventile geöffnet.

Die Begleitheizung schaltet entsprechend bei Unterschreitung der Solltemperaturen automatisch zu, um die Drainage zu unterstützen.

Der Prozess ist erfolgreich abgeschlossen, sobald sich möglichst das gesamte Salzinventar in den Tanks befindet. Dort wird es über die Tankheizungen warmgehalten und kann auch über einen längeren Zeitraum unbeaufsichtigt bleiben, bevor mit größeren Einfrierungen in den Tanks zu rechnen ist.

Ergänzt wird die Automatisierung durch eine Leckagedetektion, welche über die Massenbilanzierung im System abgebildet wird. Dabei wird jeweils über die Tankfüllstände und den Füllgrad des Solarfelds eine Referenzmasse festgelegt. Wird diese in Summe unterschritten (Abbildung 31), kommt es zu einem Alarm und letztlich zur Notfalldrainage.

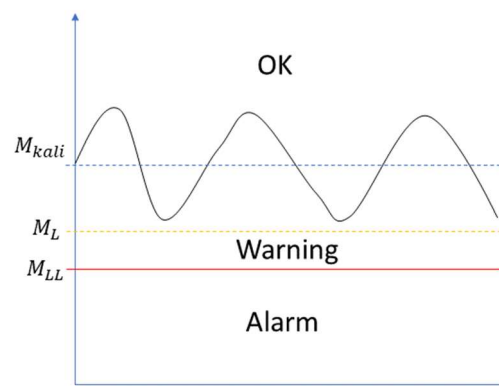


Abbildung 31 Leckageüberwachung im System der EMSP

Aufgrund der hohen Stromkosten wurde außerdem eine Nachtheizung der Tanks implementiert, da der Stromtarif in den Rand- und Nachtzeiten einige Cents günstiger sind.

3.2 Erprobung an der Anlage unter Störfall-Provokation

Die Anlagenautomatisierung wurde im Sommer 2023 durch den Unterauftragnehmer implementiert und gemeinsam mit dem DLR vor Ort in Betrieb genommen. In der Abbildung 32 ist die neue Erweiterung des HMI im DCS dargestellt, mit dem der automatische Anlagenbetrieb bedient werden kann.

Im Rahmen der Testphase wurde unterschiedliche Störfälle wie Blackouts oder Verlust von wichtigen Sensoren simuliert. Dabei konnten die Tests des Systems nach kleineren Anpassungen erfolgreich abgeschlossen werden und der Regelbetrieb aufgenommen werden.

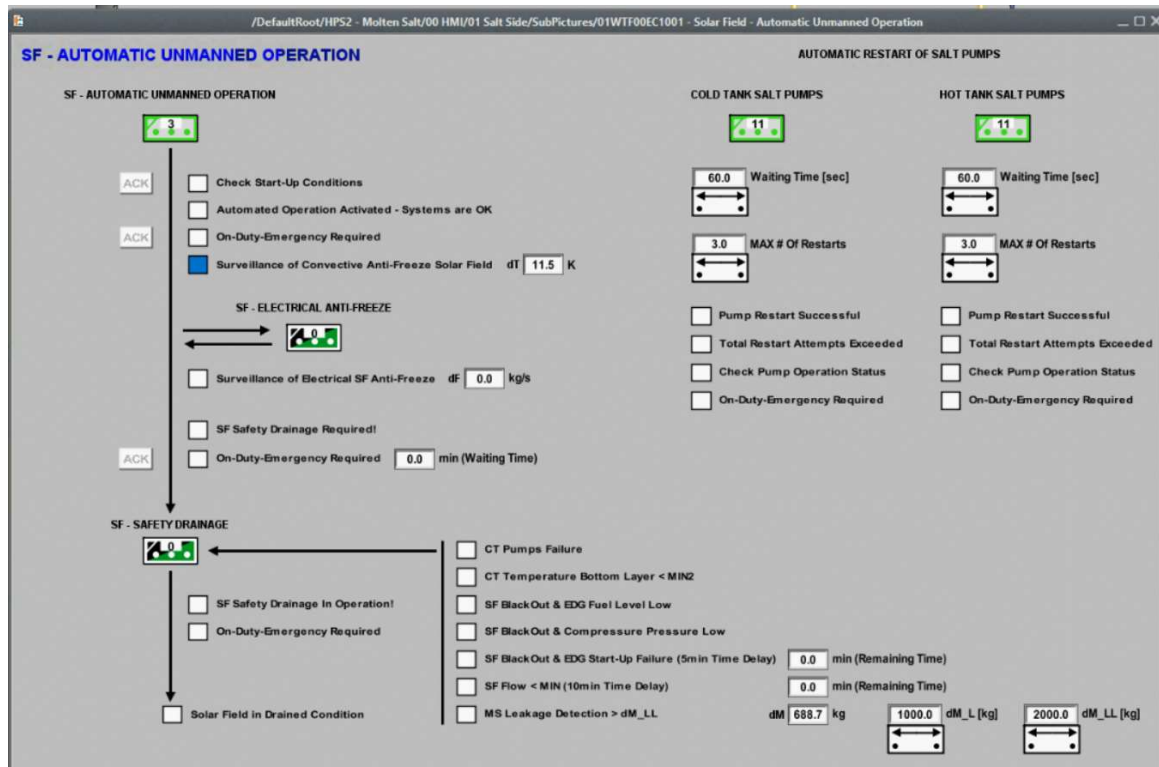


Abbildung 32 Erweiterung des HMI mit dem Modus "Automatic unmanned operation"

Die folgenden Funktionalitäten wurden erfolgreich implementiert und getestet.

- Unbemannter Betrieb im „Konvektiver-Anti-Freeze Mode“
- Automatische Leckage-Überwachung
- Automatische Solarfelddrainage
- Stand-By-Mode und Anlagenüberwachung
- Automatisierte Nachtstromnutzung zur Reduktion der Stromkosten
- Automatischer Überwachung und Start der Salzpumpen (bspw. nach Blackout)
- Fernzugriff ist eingerichtet

Während des Regelbetriebs kam es zu einem Störfall durch einen Blackout. Dabei kam es zu einer Verkettung von Ergebnissen die zu der größten Verstopfung im Solarfeld geführt haben. Ausgehend vom Blackout versuchte die Automatik einen Neustart der Salzpumpen, allerdings wurde dabei statt der Salzpumpe 1 die Salzpumpe 2 aktiviert. Deren Auslass war allerdings unwissentlich mit einer Verstopfung dicht, sodass kein Massenstrom hergestellt werden konnte. Entsprechend sollte die Logik eine Notfalldrainage einleiten, aber dazu konnte es nicht kommen, da nicht alle Vorbedingungen der Drainage (alle Kollektoren in Drainageposition) erfüllt waren. Der SCA 3 war während der Aktivierung des automatischen Betriebs unbemerkt nicht bis in die Drainageposition (0°) gefahren. Somit wurde der Loop nur durch einströmende Luft aus dem Drainagetank entleert. Als Resultat sind die SCA 3 & 4 vollständig eingefroren

und konnten durch die bestehenden Probleme an der Begleitheizung (vgl. Kapitel 2.6.4) nicht während der Testzeit von MSOpera wieder aufgeschmolzen werden.

Eine ursprünglich geplante GSM-Benachrichtigen via Anruf an Bereitschaftsdienst wurde nicht implementiert, da die UEV keinen Bereitschaftsdienst unter Reduktion der Personalkosten im Vergleich zum 24/7 Betrieb anbieten kann. Es würde also durch einen Bereitschaftsdienst keine Reduktion der Personalkosten für den Betrieb erreicht.

Der Anlagenbetrieb ab 2023 wurde mit nur noch vier Personen im O&M und wissenschaftlicher Unterstützung durch das DLR durchgeführt. Nacht- und Wochenendschichten konnten vermieden werden, wo durch sich die Kosten für die Betriebsmannschaft deutlich reduzieren.

4. AP – Komponentenoptimierung (FLG)

Ziel des Arbeitspaketes war die Erprobung verschiedener Maßnahmen zur Effizienzsteigerung und Kostensenkung am Heliotrough-Kollektor auf der EMSP. Hierbei galt es zu berücksichtigen, dass der Hochtemperatur-Salzbetrieb in der Parabolrinne hohe Konzentrationsfaktoren erfordert. Um hierzu eine ausreichende Abbildungsgenauigkeit zu erreichen, mussten Verformungen des Kollektors gering gehalten werden, ohne dass Bauteilwandstärken und -massen erhöht werden müssen.

Insbesondere bei der Erstmontage im Rahmen von HPS2, aber auch beim Betrieb der Anlage in MSOpera haben sich einige Aspekte ergeben, die auf Verbesserungen im Design des Kollektors hinweisen. Diese wurden in einer Frühphase von MSOpera in Workshops mit zwischen TSK und dem Ingenieurbüro SBP in eine stringente Neuentwicklung überführt, (siehe AP4).

Einer der Untersuchungsschwerpunkte waren hier die Untersuchung des Einlaufverhaltens der Kollektorlager und der resultierenden reibungsbedingten Verdrehung des Kollektors. Angestrebt war dabei die Verbesserung der Lagerkonstruktion zur Senkung der Investitions- und Wartungskosten, sowie die Verringerung der Lagerreibung, was zu einer geringeren Torsion und damit zu einer Erhöhung des optischen Wirkungsgrades führt.

Weiterhin sollten Konzepte für verbesserte Pylone und Antriebspylone zur Kostenreduzierung untersucht werden. Bei den Pylonen galt es auch, auf die Fundamentkonstruktion einzugehen, die in kommerziellen Projekten stark unterschiedliche Anforderungen an die Gestaltung der Stützstrukturen haben kann.

Beim Antriebspylon war auch die Sensoraufhängung des Positionierungssystems Gegenstand der Weiterentwicklung und ein Mitgrund für die Neugestaltung des Antriebspylonkopfes.

Ebenso sollten die Komponenten der Kollektormodule (SCE) systematisch auf Potentiale zur Reduzierung von Verformungen, Massen und Herstellungs- bzw. Montageaufwand untersucht werden. Dabei galt es, die Anforderungen der Massenproduktion zu berücksichtigen und Varianten für häufig auftretende Projekttrandbedingungen zu entwickeln.

Des Weiteren sollten Möglichkeiten einer selbstlernenden Kollektornachführung untersucht werden, die mittels vorhandener Sensoren und intelligenter Steuerung die Kollektornachführung optimieren kann.

Ursprünglich sollten die Verbesserungen der Komponenten direkt im EMSP Kollektorloop integriert werden. Da sich im Zuge der Entwicklung des HelioTrough Version 3 aber wesentliche Geometrieparameter veränderten, war eine Integration in den HelioTrough 2 Loop nicht möglich. Daher wurden die neuen Komponenten unabhängig von der Bestandsanlage in einem Demonstrator verwirklicht, der aus einer Antriebseinheit und einem angeschlossenen SCE-Modul besteht. Der HelioTrough 3 Demonstrator ist parallel zum HelioTrough 2 Loop auf der EMSP aufgebaut.

Die optische Qualifizierung der Komponenten der Version 3 im Vergleich zur Version 2 ist nicht direkt möglich, da letztere nicht mit der Version 2 zusammenpassen und daher nicht im HelioTrough 2 Loop eingebaut werden können. Daher wurde zum einen, der Demonstrator

mittels Lasertracker-Verfahren vermessen, um die Abbildungsqualität zu ermitteln. Zum anderen wurde eine weitere QFly-Vermessung des HelioTrough 2 Loops im heißen Betriebszustand vereinbart, um die Ergebnisse der ersten Analyse zu schärfen. Deren Modellierungsgenauigkeit litt darunter, dass das kalte Absorberrohr eines Salzsammelkollektors weit unter die („heiße“) Fokuslinie abtaucht.

Zur Untersuchung der Reibung von Gleitlagern, deren Einlaufverhalten und der Möglichkeiten, letzteres zu beeinflussen, wurde ein Teststand entwickelt. Dieser ermöglicht die Belastung der Lagersysteme mit unterschiedlichen Kombinationen von Drehzahlen und Lagerlasten. Mittels der für den Teststand entwickelten Steuerung und der eingesetzten Sensoren, können die Lager gezielt belastet und ein „Voreinlauf“ simuliert werden. Die daraus abgeleiteten Einlaufparameter können zum Spezifizieren des industriellen Voreinlauf der Lager genutzt werden. Durch Einbau in den EMSP Loop können die Reibwerte der Lager über Torsionstests verifiziert werden.

4.1 Durchgeführte Verbesserungen

Verbesserungspotentiale, zu optimierende Komponenten und Lösungsansätze wurden von TSK-Flagsol identifiziert und in Zusammenarbeit mit Entwicklungspartner Schlaich, Bergermann, Partner (sbp) im Detail weiterentwickelt.

Beim Hochtemperaturbetrieb in der Parabolrinne werden hohe optische Konzentrationsfaktoren angestrebt. Dies erfordert eine hohe Abbildungsgenauigkeit des Kollektors und stand bei der Komponentenoptimierung im Vordergrund. Im Wesentlichen geht es hier um präzise Geometrie bei minimalen Verformungen. Gleichzeitig konnte auch eine wirtschaftliche Optimierung zur besseren Marktdurchdringung erreicht werden.

Nachfolgend sind die wichtigsten Weiterentwicklungen des HelioTrough 3 Kollektors gegenüber der Vorversion 2 aufgeführt. Die wesentlichen betroffenen Komponenten, die jeweiligen Aspekte der Verbesserungen, die Methode der Umsetzung und das Verbesserungsergebnis sind im Folgenden schematisch dargestellt:

Hauptkomponente	Komponente	Aspekt der Optimierung	#	Methode	Wirkung
4.1.1 SCE Modul	A. CAN Lugs	Wandstärkenreduzierung des Tragrohrs ohne Rohrbeulen	1	durch Segmentbildung mittels Steifen statt Wandstärkenerhöhung	Reduzierung der SCE-Masse, Durchbiegung und Verdrehung; besseres Montagealignment
	B. Spiegelhalter	Schwerpunktverschiebung zur Rotationsachse; Vereinfachung der Montage	2	Schrauben statt Kleben	Reduzierung SCE-Masse / Durchbiegung; besseres Montagealignment; geringere Montagekosten
	C. COWs	Vereinfachung und Wandstärkenreduzierung	3	durch Fixmontage und Strukturkombination mit HCE Post	Geringerer Herstellungs-/Montageaufwand, Komponentenzahl und -massen
		Lasteintrag im TTU	4	Verteilung von mehr (kleineren) Gewichten über die Modullänge	Reduzierung von Wandstärken (Massen) und Steifen, Reduzierung der Eigenverdrehung
	D. HCE /SCE	Systemlänge HCE und SCE	5	Anpassung an marktgängigsten Receiver	Reduzierung von Rüstkosten für Sonderlängen, geringere Durchbiegung SCE
	E. HCE Post	Verschattung, Masse	6	A-Frame (Dreiecksrahmen ohne Gitterwerk)	Reduzierung der Verschattung; geringere Masse und Biegung (Fokusabweichung)
		Vereinfachung, Bauteilanzahl, Lasteinleitung TTU	7	Gemeinsamer Durchlaufträger / Kombination mit COW	Reduzierung von Durchbiegung und Masse, bessere Krafteinleitung ins Tragrohr, weniger Steifen
	F. Tragrohr	Stützenverteilung, Biegelinie	8	2/3 Teilung des Tragrohrs	Reduzierung von Durchbiegung, parallele Modulflansche bei der Feldmontage
4.1.2 Antriebspylon	A. Tragstruktur	Variante mit größerem Footprint (Fundamentierung)	9	A-Frame (breitstehende A-förmige Rahmenstruktur)	Wahl bei harten Baugründen (für 4 schmale Einzelfundamente oder -bohrschrauben)
	B. Pylonkopf	Vereinfachung, Bauteilreduzierung, Wandstärkenreduzierung	10	Rocker-Bearing statt Arch-Beam	geringere Masse und Aufwand, Kombination von Axial- und Radiallagern, geringere Toleranzen (insbes. für Positionssensor)
4.1.3 Mittelpylone	A. Tragstruktur	Variante mit schmalere Footprint	11	I-Frame (schmale I-förmige Rahmenstruktur)	Wahl bei weichen Baugründen (für 1 schweres Säulenfundament)
	B. Lager	Reibungskoeffizient, Verdrehung Tragrohr	12	Voreinlauf der Lager	Reduzierung der Verdrehung durch Lagerreibung

Tabelle 3 Übersicht Komponentenoptimierung

In der folgenden Darstellung sind die wesentlichen Verbesserungen hervorgehoben.

Geometry adapted to most sold and cost effective PTR80x4.386

CAN lugs as stiffeners allow reduction of TTU thickness

Shift of parabola towards rotation axis by 10cm => lighter COW / lighter SCE

Demanding "arch beam" design replaced by "rocker bearing" design => low specific costs / easy installation

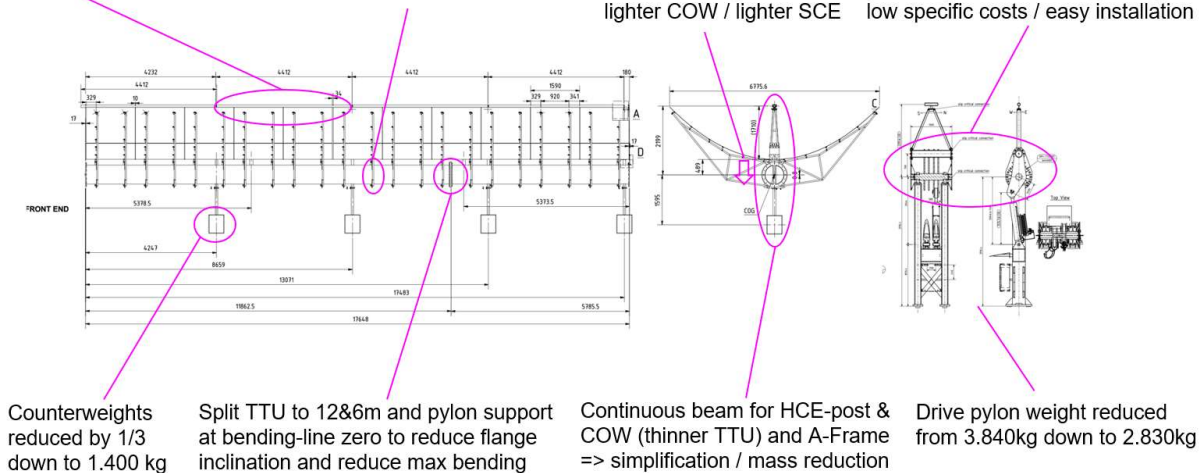


Abbildung 33 Übersicht Komponentenoptimierung

4.1.1 SCE Modul

Im Folgenden werden die optimierten SCE Komponenten besprochen. Hier galt es, die Verformungen des Moduls so gering wie möglich zu halten, um einen hohen Konzentrationsfaktor für den Salzbetrieb zu ermöglichen. Essentiell waren hier die Reduzierung und geschickte Verteilung von Massen, sowie die optimierte strukturmechanische Komposition mit minimierten Wandstärken.

A. CAN Lugs

Das Torsionsrohr (Torque Tube) macht etwa 50% der Masse des Kollektorstahlbaus eines Solarfeldes aus. Um die Wandstärke (und damit die Masse) zu reduzieren, können in regelmäßigen Abständen Ringsteifen angebracht werden, da die entstehenden Segmente zu kleinerer Beulenbildung (torsional buckling) des Torque Tube führen und geringere Wandstärken möglich machen.

Verschiedene Anordnungen und Umschließungswinkel wurden untersucht. Geteilte Ringsteifen von 2x 100° Umschließungswinkel versteiften beispielsweise genauso wie vollständige 360° Ringsteifen.

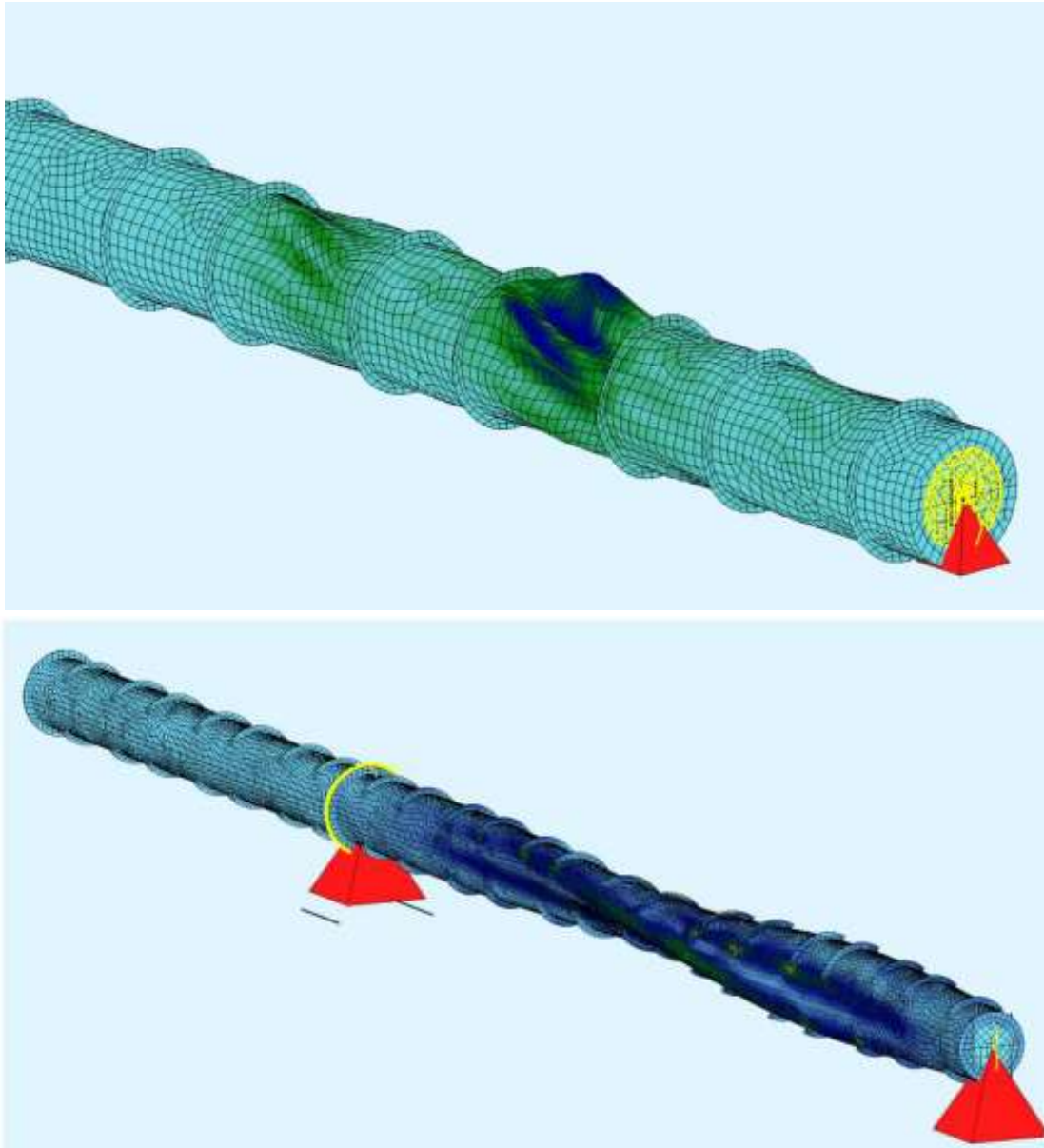


Abbildung 34 Lokale Rohrbeulen im Strukturmodell (360° und 2x100°)

Normalerweise würde sich wegen Aufwand und Masse der Ringsteifen kein großer Vorteil ergeben. Nun sind aber obere und untere Spiegelarmhalter am Tragrohr (CAN-Lugs) erforderlich, die wie unten dargestellt, kompliziert geformt sind, eine gleichzeitige Montage/Demontage gegenüberliegender Arme erzwingen, große Kräfte über einen vergleichsweise kleinen Querschnitt ins Tragrohr einleiten und strukturell keine weitere Funktion haben.

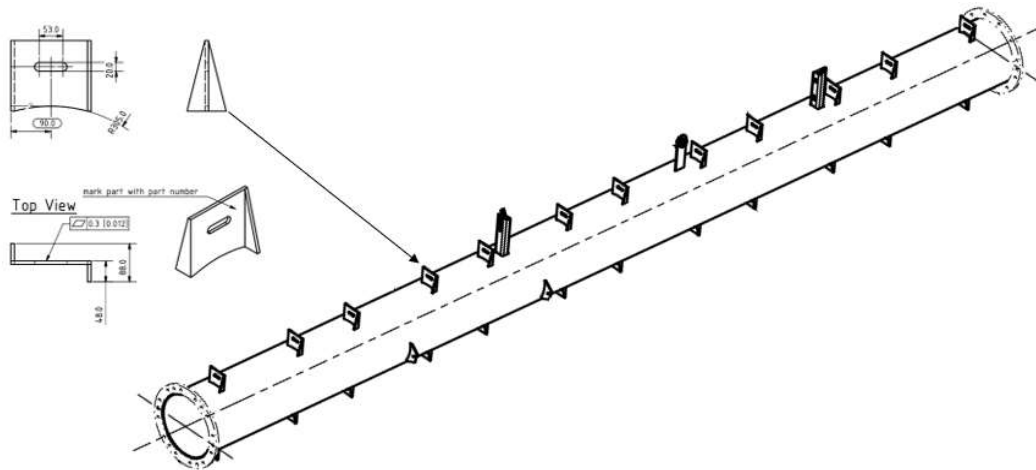


Abbildung 35 Torque Tube des HT2 mit zentralen, z-förmigen Cantilever-Lugs

Da also ohnehin Flansche für die Spiegelarme benötigt werden, wurden letztere nunmehr als partielle Ringsteifen ausgebildet, um bei vergleichbarem Verformungsverhalten die Tragrohrwandstärke deutlich (z.B. von 7,1 auf 4,5mm oder von 6,3 auf 4,0mm) reduzieren zu können.

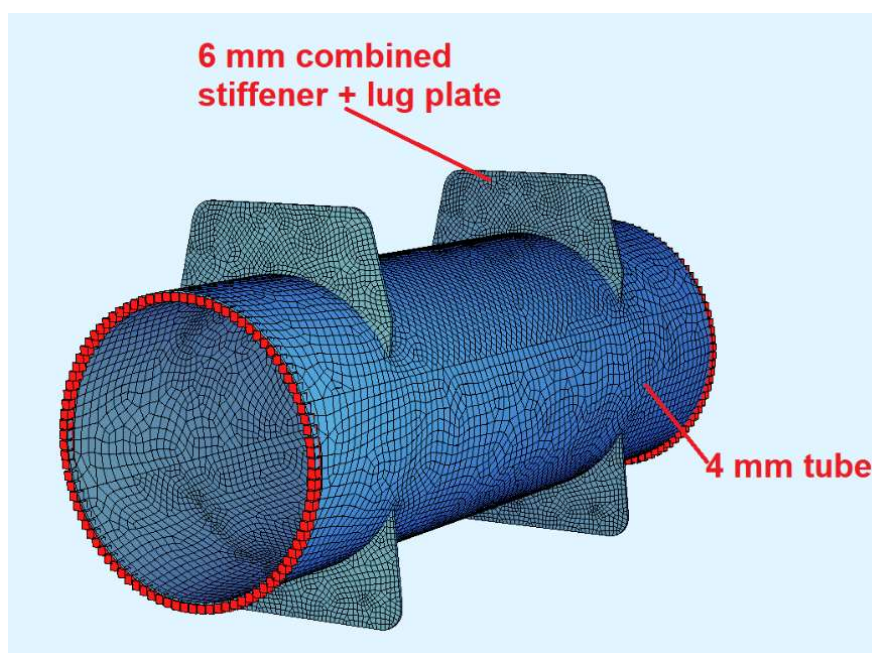


Abbildung 36 Kombination von Rohrsteifen und Befestigungsflanschen für die Spiegelarme beim HT3

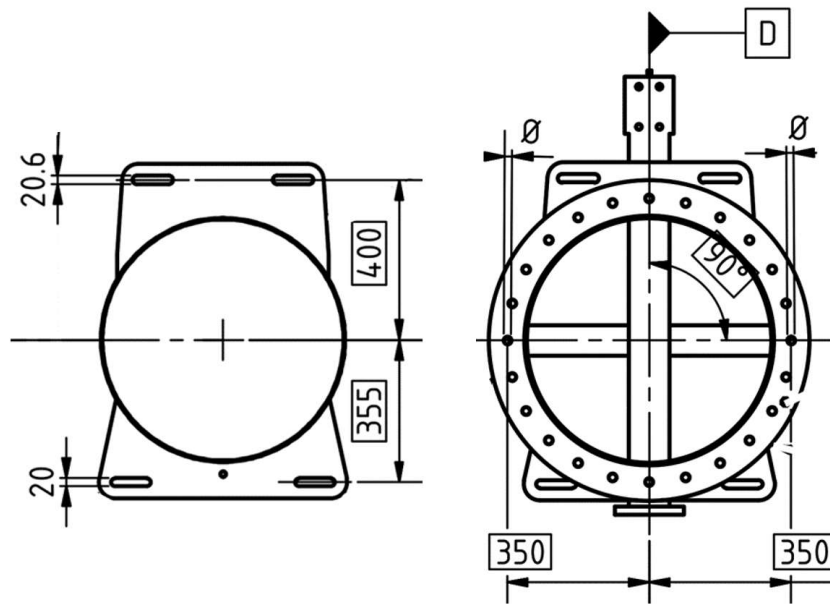


Abbildung 37 Finales Design: neue CAN-Lugs mit Steifenfunktion am HT 3

B. Spiegelhalter

Das HelioTrough Design basierte bisher auf einer Spiegelmontagetechnik, bei der die Stützstruktur über den Spiegeln abgesenkt wurde und dabei an den Spiegelarmen angeschweißte Bolzen in mit Kleber gefüllte, auf die Spiegel geschraubte Töpfe (Glue-Pods) eintauchten.

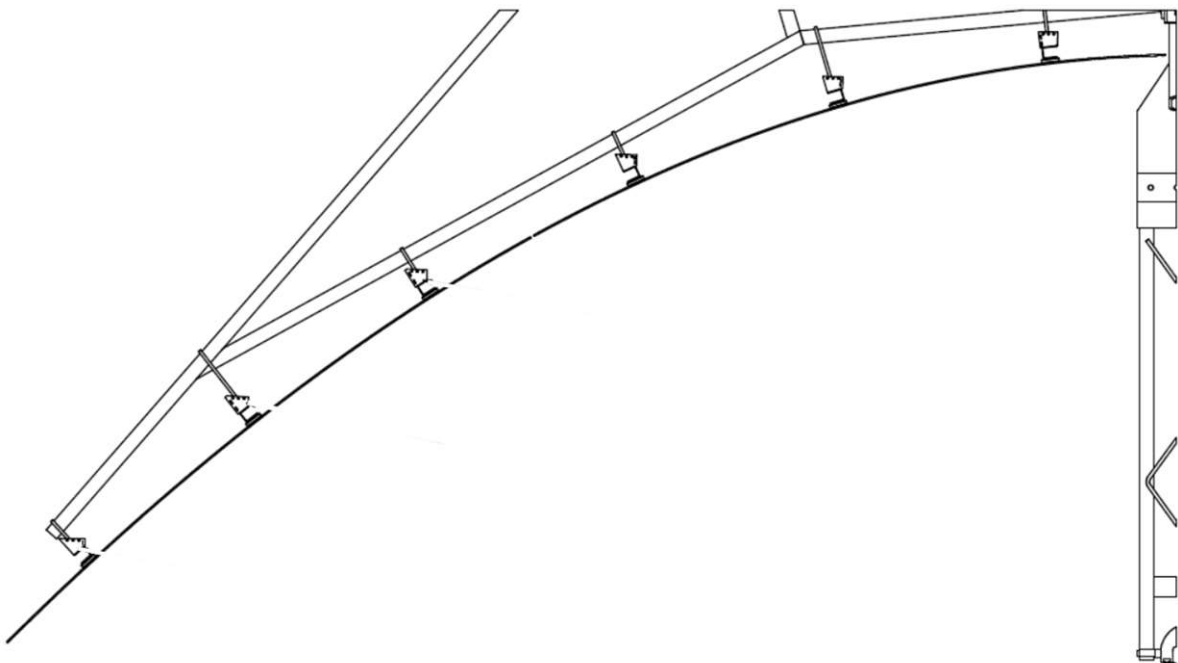


Abbildung 38 – HT2 Spiegelmontage mit Klebetöpfen (Glue-Pods) und Bolzen

Diese Fügetechnik mit spannungsfreiem Abformen von einer präzisen Negativform zeichnet sich durch hohe Zusammenbaugenauigkeit und hervorragende Abbildungsqualität aus. In der Praxis ist dieses Verfahren oft problematisch, da das von den Kleber-Herstellern garantierte Anwendungstemperaturfenster sehr schmal ist und meist eine Kühlung von Halle und Material erfordert, was die Anwendung besonders bei kleineren Projekten unwirtschaftlich macht. Darüber hinaus erzwingt die Klebetechnologie einen größeren Abstand zwischen Spiegelarmen und Spiegel als die Bracket-Montage, was die Spiegelmasse vom Schwerpunkt entfernt und zu größeren Gegengewichten, SCE-Massen, Durchbiegungen, Lagerreibungen, Verdrehung, etc. führt und die Vorteile teilweise verwässert.

Während der verbesserte HelioTrough weiterhin als geklebte Variante 3.0 beibehalten wird, kann mit optimierter Glas-Bracket-Montage bei der Variante 3.1 nun auch annähernd die geometrische Präzision erreicht werden wie bei der Klebmontage.



Abbildung 39 HT3.1 Spiegelarm mit klassischen Glas-Brackets

Gleichzeitig konnte die Spiegelfläche um 55mm näher an die Rotationsachse gebracht werden, was zusammen mit weiteren Optimierungen, zu einer Reduktion des Gesamtgegengewichtes von 1.760kg auf 1.400kg führte.

In der vergleichenden Darstellung unten ist das Heranrücken der Spiegelparabel an das Tragrohr und damit an die Rotationsachse beim HelioTrough 3.1 erkennbar.

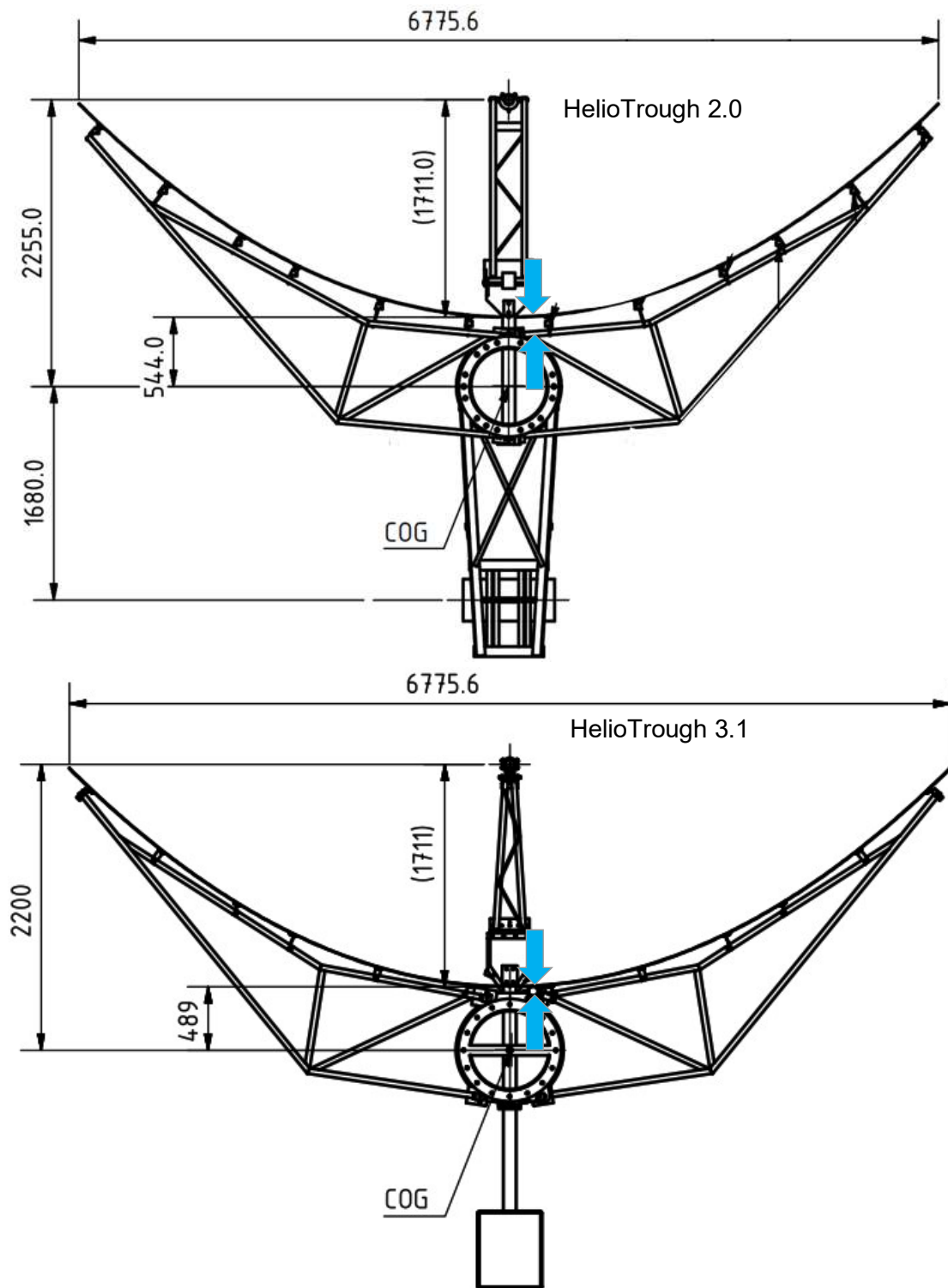


Abbildung 40 Abstandsreduktion beim HT3.1 zwischen Spiegelscheitel und Rotationsachse um 55mm

C. Gegengewichte (COWs)

Beim Auswuchten (Balancing) der SCE Module mit 2-achsig (x,z) einstellbaren Gegengewichten des HT2 verblieben unerwartet hohe Restmomente von bis zu 750Nm. Nach

den dabei angefertigten SCE-Datenblättern, weist beispielsweise der SCA3 über die Südschwinge das größte kummulierte Fehlmoment auf, das trotz einer hohen Wandstärke des Torque Tube von 7,1mm, zu einer Verdrehung durch innere Unwucht von 1,33mrad führt.

Tabelle 4 Torsion am Kollektorende durch Unwuchten der SCE-Module

SCA	SCE	Sensor [kg] (Target: 1.013kg)	Sensor Dev. [kg]	Torque [kNm]	Torsion [mrad]	After therm. optimization (theoretical)
1	4	960	-74	-0,44	-0,52	-0,22
	3	960	-74	-0,44	-0,14	
	2	1.040	6	0,03	-0,07	
	1	1.050	16	0,09	-0,15	
	1	985	-49	-0,29	-0,11	0,22
	2	1.040	6	0,03	-0,35	
	3	1.030	-4	-0,03	-0,03	
	4	985	-49	-0,29	-0,08	
2	5	1.100	66	0,39	0,31	0,71
	4	1.050	16	0,09	0,23	
	3	1.070	36	0,21	0,14	
	2	950	-84	-0,50	0,00	
	1	970	-64	-0,38	-0,04	
	1	1.070	36	0,21	-0,26	-0,71
	2	980	-54	-0,32	-0,57	
	3	980	-54	-0,32	-0,81	
	4	984	-50	-0,30	-0,99	
	5	930	-104	-0,61	-1,11	
3	5	922	-112	-0,66	-0,74	-1,04
	4	1.040	6	0,03	-0,61	
	3	1.140	106	0,62	-0,49	
	2	940	-94	-0,56	-0,49	
	1	970	-64	-0,38	-0,18	
	1	1.096	62	0,36	0,44	1,04
	2	1.140	106	0,62	0,80	
	3	1.087	53	0,31	1,04	
	4	1.096	62	0,36	1,22	
	5	1.130	96	0,56	1,33	
4	4	940	-94	-0,56	-0,21	-0,58
	3	1.012	-22	-0,13	-0,10	
	2	1.160	126	0,74	0,03	
	1	1.046	12	0,07	0,02	
	1	970	-64	-0,38	0,28	0,58
	2	1.160	126	0,74	0,64	
	3	1.130	96	0,56	0,85	
	4	1.123	89	0,52	0,96	

Durch ungünstige Abfolge von Einzelunwuchten, z.B. durch immer gleiches Vorzeichen/Drehsinn und/oder auch durch Gleichorientierung der Verdrehung von Unwucht

und Lagerreibung, können die Gesamtverdrehungen jedoch deutlich höher sein und die Effizienz merkbar verschlechtern, insbesondere bei geringeren TTU Wandstärken.

Der Effekt tritt auch nicht nur zwischen den Modulen eines Kollektors auf, sondern auch innerhalb eines Moduls: so können die beiden COWs eines HT2 Moduls in der Auswuchtstation beispielsweise jeweils extrem nach links und rechts verschoben sein und dennoch ein insgesamt perfekt ausgewuchtetes Modul darstellen – das jedoch in sich maximal verdreht ist.

Eine Toleranzanalyse hat gezeigt, dass die Fehlmomente durch Ausnutzen der Profil- und Verarbeitungstoleranzen eines fix montierten Gegengewichtes um eine Größenordnung kleiner sind als bei den aufwändigen, in 2-Achsen eingestellten Gegengewichten beim HT2 in Evora.

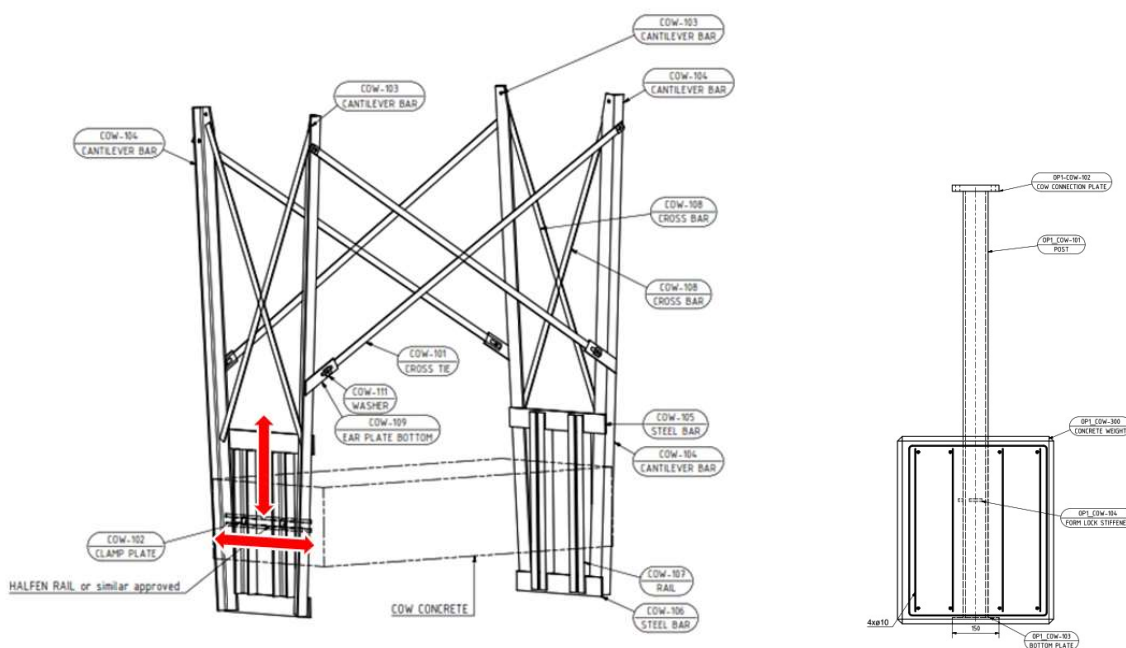


Abbildung 41 2-Achsen einstellbares COW des HT2.0 gegen fix montiertes COW des HT3.1

Daneben sind die konstruktiven, beziehungsweise kostenseitigen Vorteile der sogenannten „Lollipop“-Variante des HT3 Gegengewichtes augenfällig. Somit garantiert das neue Design zum einen, dass keine vermeidbaren Torsionsanteile addiert werden, zum anderen vereinfacht es Herstellung und Montage erheblich und kommt mit sehr viel weniger Bauteilen aus.

Ein weiterer Aspekt bei der Gestaltung der Gegengewichte war die Anordnung über die Kollektorlänge bezüglich Art der Unterteilung und Position. Die Torsionslasten am Kollektor treten als Punktlasten (COW), beziehungsweise als angenäherte Streckenlasten (Spiegel an Cantileverarmen) auf und führen je nach Abfolge zu unterschiedlichen Verdrehungen am Kollektorende – auch bei optimal ausgewuchteten Modulen, die perfekt miteinander ausgerichtet sind.

Grundsätzlich führt bei gleicher Gesamtmasse der Gegengewichte, eine geringere Anzahl schwererer Gegengewichte zu einer größeren Verdrehung am Kollektorende als eine größere Anzahl leichterer Gegengewichte.

Gleichzeitig steigt auch die Verdrillung (lokale Verdrehung) in der Nähe des Antriebs bei wenigen größeren Einzelgewichten an. Dabei ist die Anordnung in der Nähe des Antriebs ungünstiger als entfernt davon.

Die oben beschriebenen Effekte sind unten graphisch dargestellt.

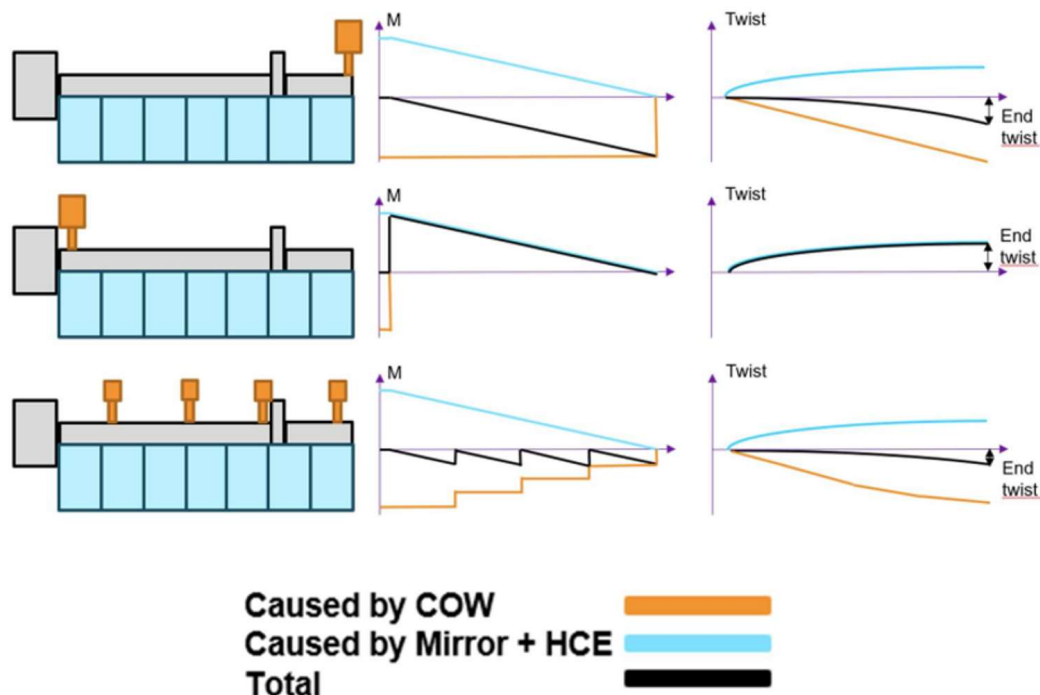


Abbildung 42 Auswirkung von Aufteilung und Anordnung der COWs auf Verdrehung und Verdrillung

Die Optimierung hin zu kleinstmöglicher Verdrehung am Kollektorende verbessert die Fokussierung über die gesamte Kollektorlänge, unabhängig vom Einfallswinkel der Strahlung. Die gleichzeitige Optimierung hin zu kleinstmöglicher Verdrillung (lokale Verdrehung) durch bessere Verteilung der Gegengewichte über die Länge, bewirkt besonders bei steigenden Einfallswinkeln der Strahlung eine verbesserte Fokussierung auf direkt benachbarte Querschnitte.

Weiterhin konnte durch die Verteilung einer größeren Anzahl leichterer Gegengewichte über die Kollektorlänge der lokale Lasteintrag in die Tragstruktur abgemildert werden, so dass geringe Wandstärken eingesetzt und Aussteifungen vermieden werden können.

Als Mittelweg zwischen Bauteil- und Aufwandsreduktion einerseits und bestmöglicher Verteilung und minimaler Verdrehung andererseits, wurden nun 4 statt 2 Gegengewichte auf 17,6m statt 19m Modullänge verteilt.

D. HCE- und Modul-Länge

Der HT2-Kollektor, der im HPS2-Projekt auf der EMSP eingebaut wurde, weist wie die Vorgängerversion 1 (Kramer Junction, California) eine Modullänge von 19m auf. Die dort verwendeten 90mm breiten und 4.750mm langen HCEs sind aber nicht für den Salzbetrieb geeignet.

Benötigt wurde ein HCE mit 70mm Durchmesser, um bei eingeschränkter Loop-Länge einen ausreichend großen Konzentrationsfaktor für einen Temperaturhub von maximal 265K beim Salzbetrieb zu erreichen. Diese HCE-Reihe wurde für HPS2 als Sonderformat mit 3.774mm bei 20°C (3.800mm bei 425°C) Länge hergestellt, da bei 70mm Durchmesser eine Länge von 4.750mm zu einer zu hohen Durchbiegung führt. Somit wies das HT2 Modul 5 statt 4 HCEs wie beim HT1 auf.

Durch Konzentrationseffekte im eingeschränkten CSP Markt, hat sich in den vergangenen Jahren ein HCE Standardformat mit 4.386mm Länge (4.412mm @425°C) für Durchmesser 70mm und 80mm etabliert. Sonderformate wie beim HT2 sind mit Rüstkosten in Millionenhöhe verbunden, die es zu vermeiden gilt.

Die HT3 Modullänge wurde also auf die Länge des Standard-HCE's angepasst. Da es ebenfalls die Durchbiegung des Kollektors zu verbessern galt, wurde dabei statt einer Verlängerung, eine Verkürzung des SCE-Moduls gewählt, dessen Länge nun 17,6m statt 19m beträgt.

In den Übersichtszeichnungen unten, sind die Unterschiede bei HCE- und SCE-Länge der beiden Kollektorversionen erkennbar:

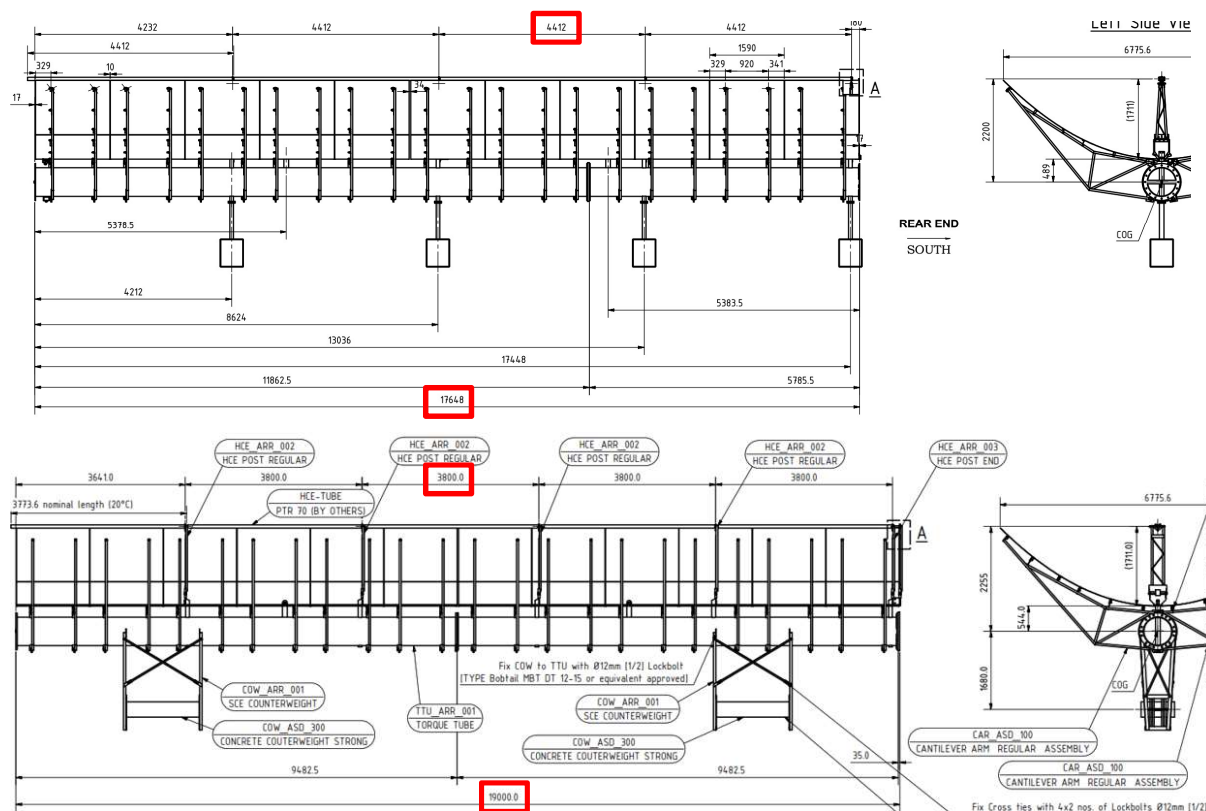


Abbildung 43 SCE Modul des HT3 (oben) im Vergleich zu HT2 (unten)

E. HCE-Post

Beim HCE-Post wurde insbesondere die Massereduktion zur Verringerung von Deformationen verfolgt, die bei hohem Konzentrationsfaktor zu minimieren sind. Durch die Änderung der Struktur des „Biegebalkens“ von rechteckigem Design mit klassischem Fachwerk hin zu deltaförmigem Design mit Strebe (ähnlich dem Mittelpylon-Design) wurde eine Reduzierung der Bauteilmasse um 30% von 23,79 kg (HT2) auf 16,54 kg beim HT3 erreicht. Natürlich reduzieren sich hier auch die Bauteilkosten selbst, so dass die Gesamtwirtschaftlichkeit weiter verbessert wird.

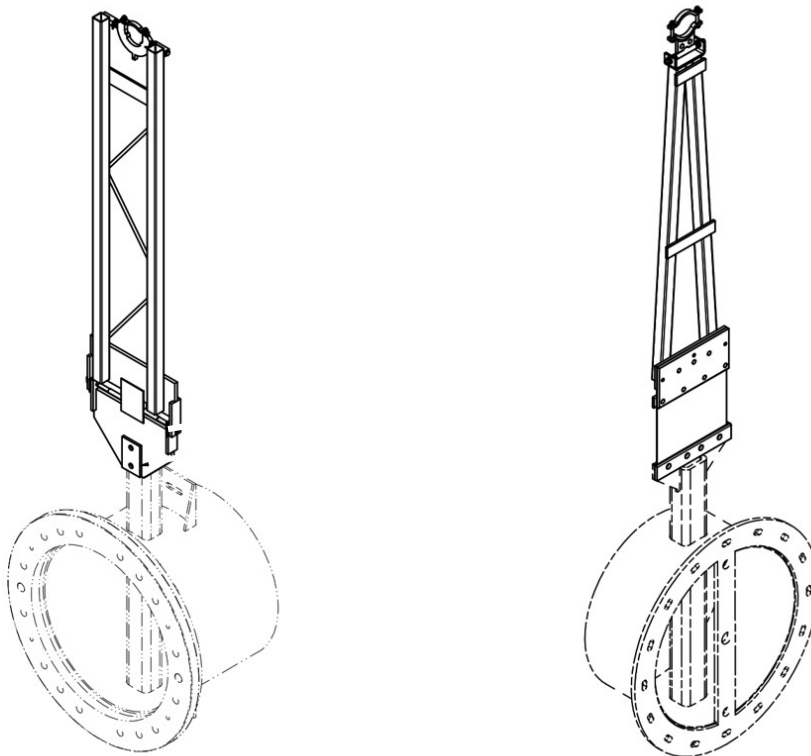


Abbildung 44 HCE-Posts des HT2 (links) im Vergleich zu HT3 (rechts)

Weiterhin wurde versucht, HCE-Posts, Cantileverarme und Gegengewichte so an die zentrale Tragstruktur (Torsionsrohr = Torque Tube) anzuschließen, dass Wandstärken bis zu lediglich

4mm möglich wurden, ohne zusätzliche Aussteifungen einzusetzen. Dies gelingt durch Verbindung der ohnehin vorhandenen Durchdringung des unteren HCE-Posts durch das Tragrohr, mit den Gegengewichten im vereinfachten „Lollipop“ Design.

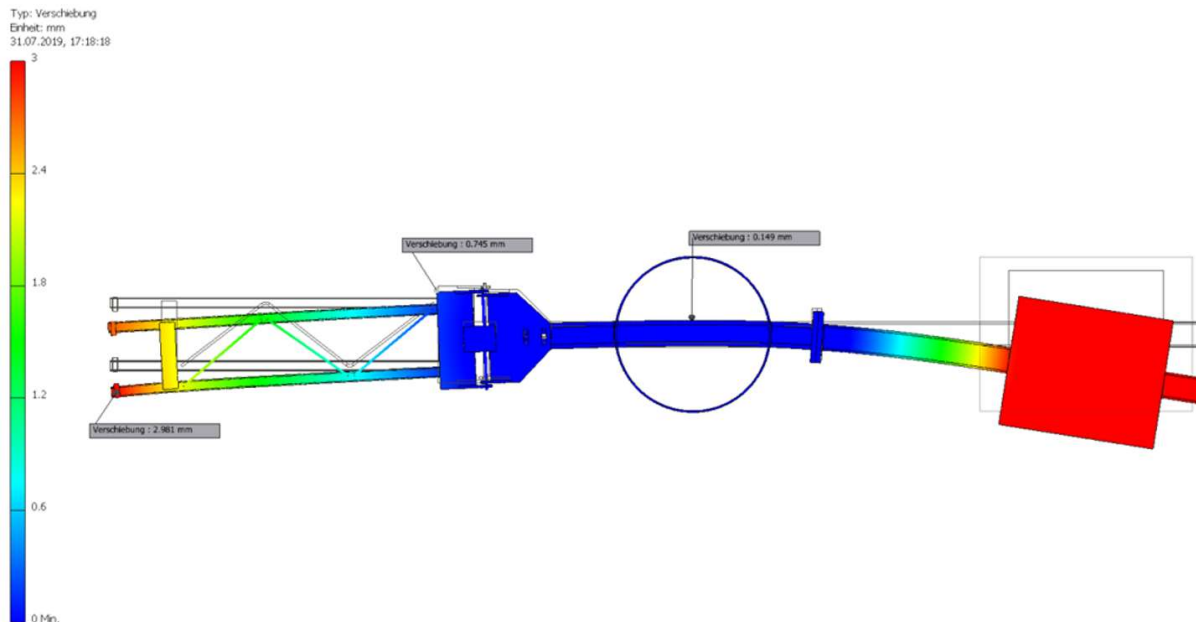


Abbildung 45 HCE-Post und Counterweight kombiniert durch gemeinsames Tragprofil

F. Tragrohr

Stützenverteilung und 2/3-Teilung des Tragrohrs

Die Abstände zwischen den Pylonen wurden im Hinblick auf eine möglichst geringe Durchbiegung optimiert, was zu einem kürzeren Abstand zwischen dem Antriebspylon und dem ersten Mittelpylon, einem Regelabstand zwischen den Mittelpylonen untereinander, sowie zu einem teilweise überhängenden SCE-Modul am Ende des Kollektors führt.

Die einzelnen SCE-Module sind dadurch im 2/3-Punkt unterstützt, wobei die Durchbiegung zwischen den Unterstützungen zu einer waagerechten Ausrichtung des überstehenden Endes und damit zu senkrecht ausgerichteten End-Flanschen führt. Insgesamt ist durch diese Anordnung die Durchbiegung der Module minimal und die Flansche der SCE stehen während der Installation senkrecht, was die Feldmontage und auch die spätere Ausrichtung stark erleichtert.

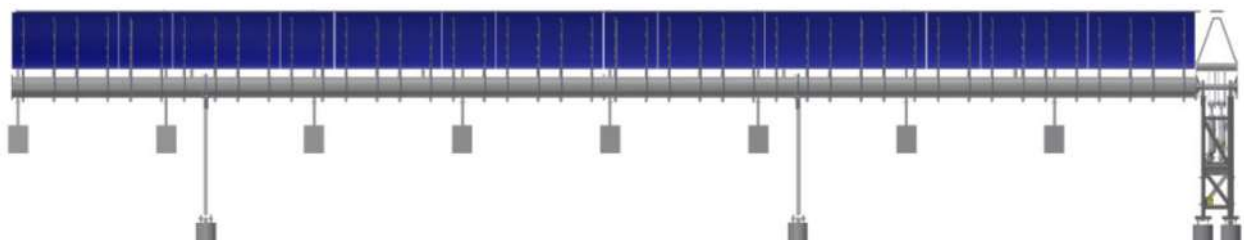


Abbildung 46 Stützenverteilung und Überhang am Ende beim HT3

4.1.2 Antriebspylone

Beim Antriebspylon waren folgende Verbesserungen angestrebt:

- Senkung der Masse durch strukturmechanische Optimierung
- Systemvereinfachung durch Zusammenlegung von Radial- und Axiallagern
- Optimierung des Aufbaus hinsichtlich Fertigungs- und Montagekosten
- Optimierte Varianten für verschiedene Baugründe

Im Wesentlichen wurden dabei 2 Designaspekte bearbeitet: Tragstruktur und Pylonkopf.

A. Tragstruktur

Auch wurden verschiedene Pylonkonstruktionen (A-Frame und I-Frame) für unterschiedliche Baugrundcharakteristiken mit entsprechender Fundamentierung entwickelt, um in jedem Fall eine kostenoptimierte Lösung zur Verfügung zu haben. Dabei ist die schlanke, einfach auf schweren Säulenfundamenten gegründete I-Strukturversion für eher weichen Baugrund vorgesehen, während die breitstehende A-Strukturversion für mehrere schmale Säulenfundamente oder Bohrschrauben in festerem Baugrund beziehungsweise Felsgestein vorgesehen ist.

Varianten für verschiedene Baugründe

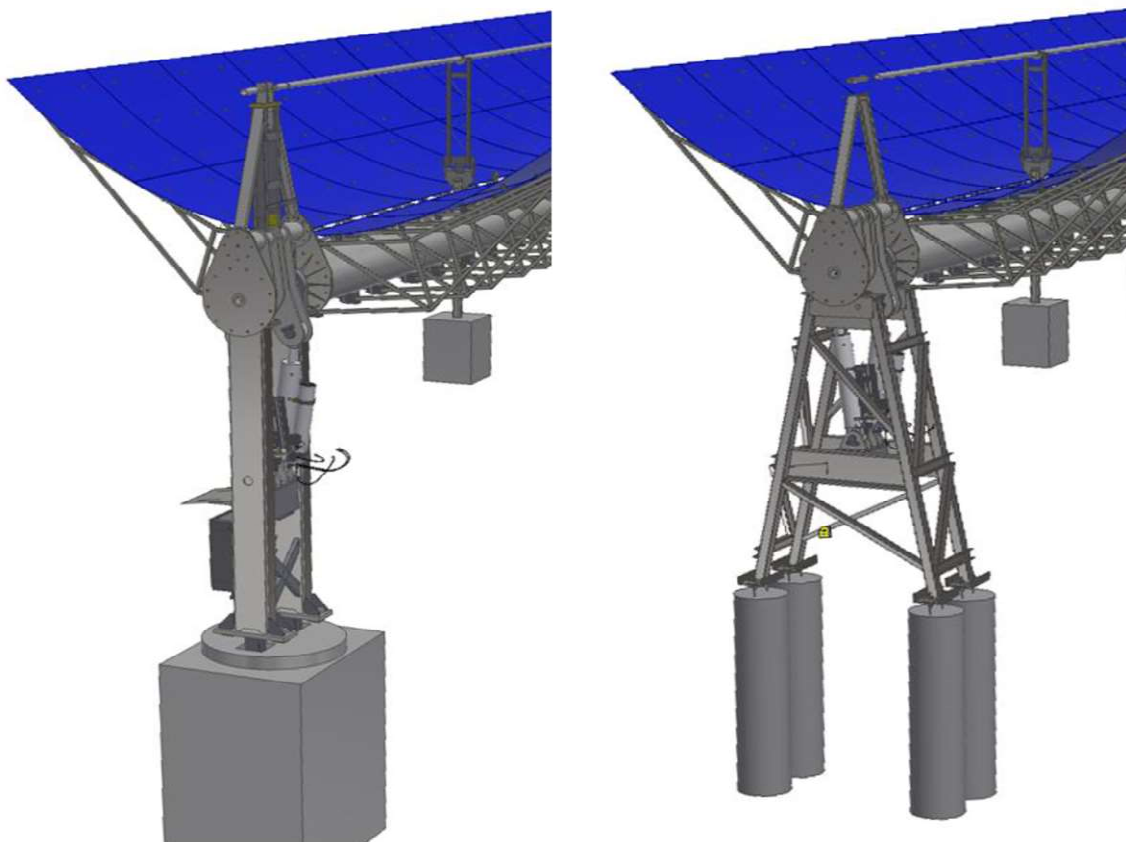


Abbildung 47 3D Modellansichten des HT3 Antriebspylon im I- und A-Design

B. Pylonkopf

Beim HT2 auf der EMSP wurde noch die aufwändige Kopflagerstruktur eingesetzt, mit durchgeführtem Torsionsrohr, das von den sogenannten „Arch-Beams“ mit 4 Rollen-Radiallagerung umfasst wird und zusätzlich 4 getrennte Axial-Lager aufweist.

Beim HT3 wurde nun das sogenannte „Rocker-Bearing“ eingesetzt, das weit geringere Toleranzen zwischen magnetischem Positionierband und dem Abtastsensor ermöglicht und die Störanfälligkeit drastisch reduziert. Daneben wurde, maßgeblich durch Einsatz des Rocker-Bearings, aber auch durch strukturmechanische Optimierung der Stützenkonstruktion, eine Verringerung der Stahlmasse des Antriebspylons um 29% von 3.839kg beim HT2 auf nur noch 2.716kg beim HT3 erreicht.

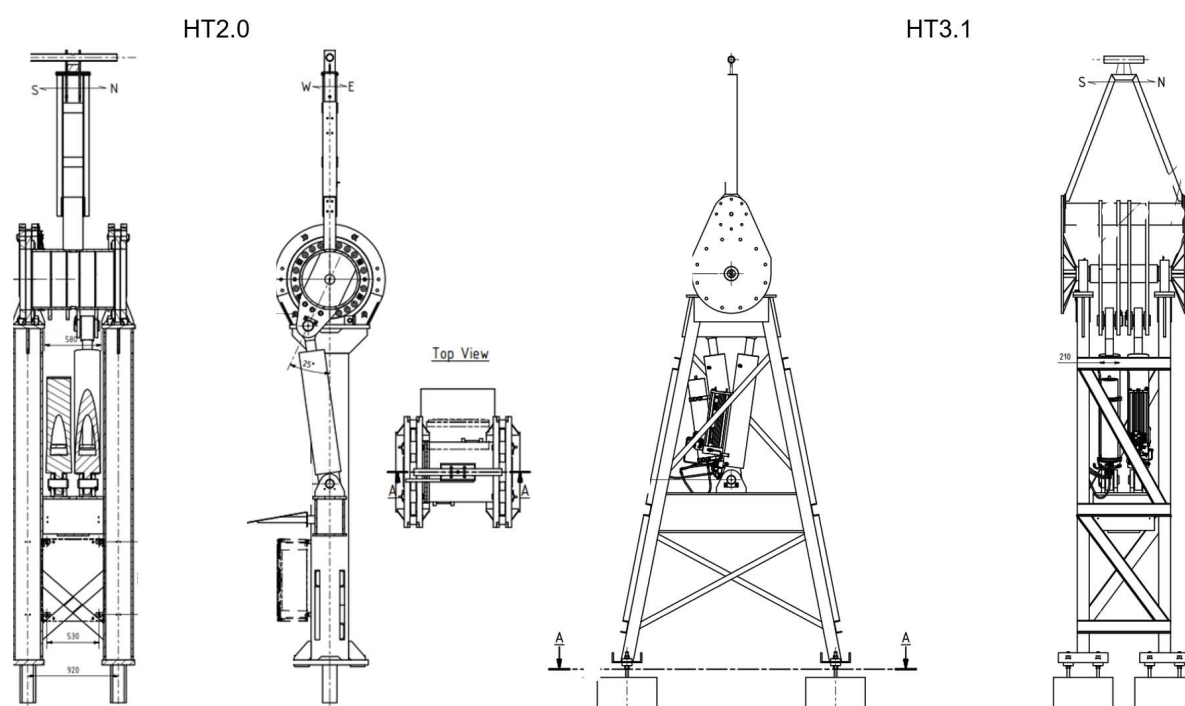


Abbildung 48 Vergleich der Antriebspylone HT2 („Arch-Beam“) und HT3 („Rocker-Bearing“)

4.1.3 Mittelpylone

A. Tragstruktur

Auch bei den Mittelpylonen (Kollektorstützen) wurde durch konsequente Optimierung des strukturmechanischen Modells wesentliche Verbesserungen bei der spezifischen Masse erreicht. Wo beim HT2 noch eine einzige Pylonversion mit A-Struktur zur Verfügung stand, wurden auch hier, wie beim Antriebspylon, die beiden Versionen einer A- und I-förmigen Tragstruktur entwickelt und optimiert, um auf unterschiedliche Baugründe einzugehen.

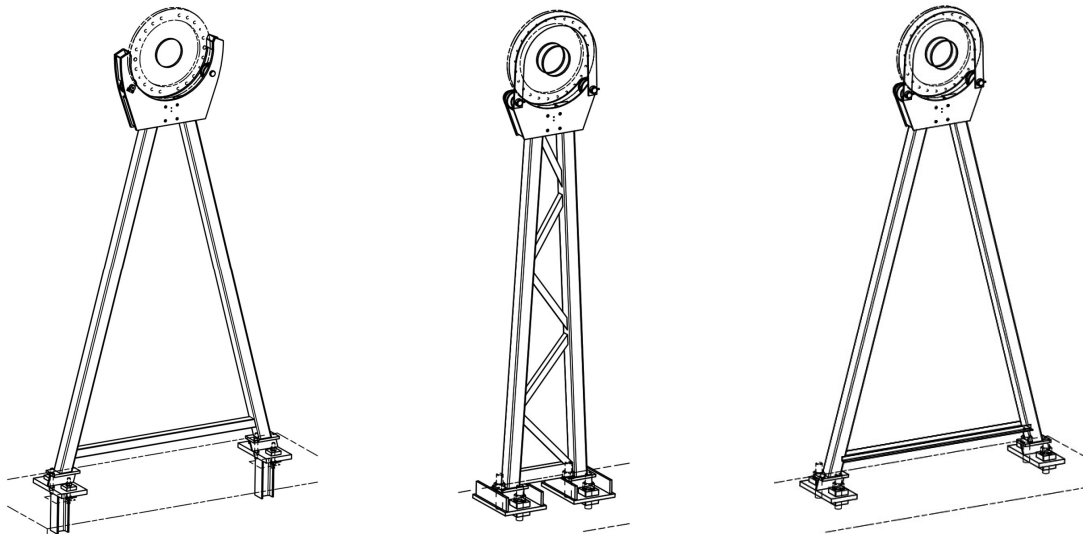


Abbildung 49 Links: A-Frame Pylon des HT2; Mitte/Rechts: I- und A-Frame Pylon des HT3

In dem im MSOpera Projekt zugrundegelegten Bezugskraftwerk Midelt mit 38 Kollektor-Loops würden nach Auslegung des Solarfeldes folgende Lasttypen der Mittelpylone vorkommen: 1.292 PML (Middle-Pylons Light), 228 PMR (Middle-Pylons Regular) und 152 PMF (Middle-Pylons Reinforced).

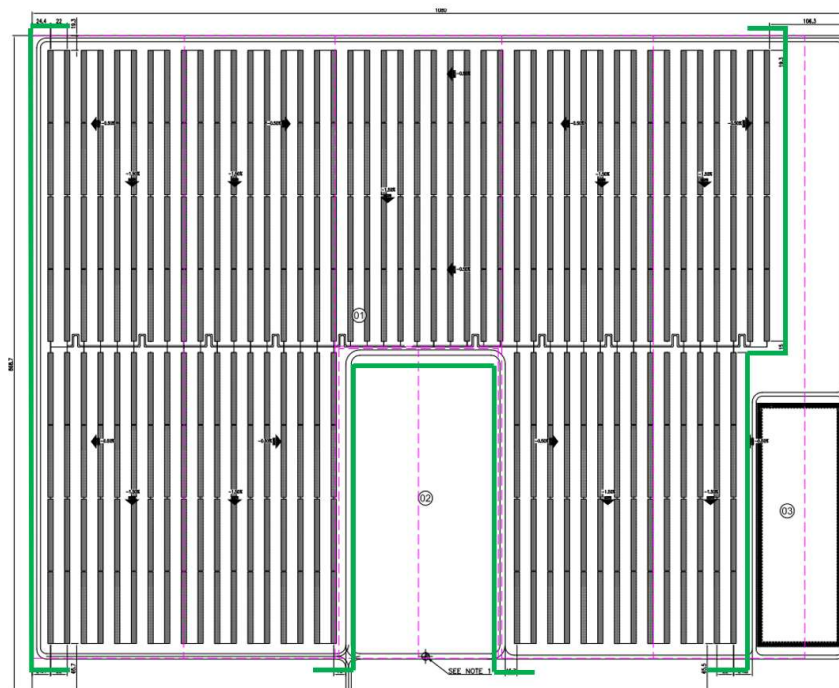


Abbildung 50 Field Layout des Referenzsolarfeldes (Midelt 1, Marokko)

Im Folgenden sind die Gewichte der unterschiedlichen Pylonversionen gegenübergestellt und die Gesamtmassen für Pylone der verschiedenen Versionen für das Referenzsolarfeld:

Tabelle 5 Verteilung und Masse der Mittelpylon-Typen für die verschiedenen HT-Version

Pylon Typ	Stück	HT2	HT3	
		A-Design [kg]	I-Design [kg]	A-Design [kg]
PML	1.292	320	309	257
PMR	228	353	348	306
PMF	152	458	416	353
SOF total	1.672	563.540	541.804	455.468

Wo die Mittelpylone Typ-A der Vorgängerversion HT2 für das Referenz-Solarfeld noch insgesamt 563,5 ton verzinkten Stahlbau benötigten, konnten mit der Version HT3 19% der Stahlmasse eingespart werden, die hier nur noch 455,5 ton beträgt.

Die Masse der Typ-I Pylone der HT3 Version konnte gegenüber den Typ-A Pylonen der HT2 Version zwar nur um 4% reduziert werden, jedoch ergibt sich der Kostenvorteil hier vorwiegend durch die Einsparung bei der Gründung. Ein einzelnes Säulenfundament von beispielsweise 1,0 m Durchmesser ist wesentlich günstiger als 2 Säulenfundamente von 0,6 m, da die Kosten stärker von der Anzahl der Fundamente (Bohren, Armierung bauen und einbringen, erden, Ankerstangen einbauen, Schubknaggen vergießen, etc.) abhängen, als von deren Durchmesser (nur Betongewicht).

B. Pylonkopf - Lager und Torsion

Parabolrinnenkollektoren werden durch den Eintrag von Reibmomenten an den Lagerstützen, beginnend vom Antriebspylon bis zu den Kollektorenden verdreht.

Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft die Torsion des SCA3 Südflügels aus der Verdrehungsmessung am EMSP Loop im Frühjahr 2020. Der resultierende Reibwert μ aus diesen Verformungsmessungen entspricht mit 0,08-0,09 dem Erwartungswert für „frische“ (nicht eingelaufene) Gleitlager mit PTFE/100Cr6 Gleitpaarung.

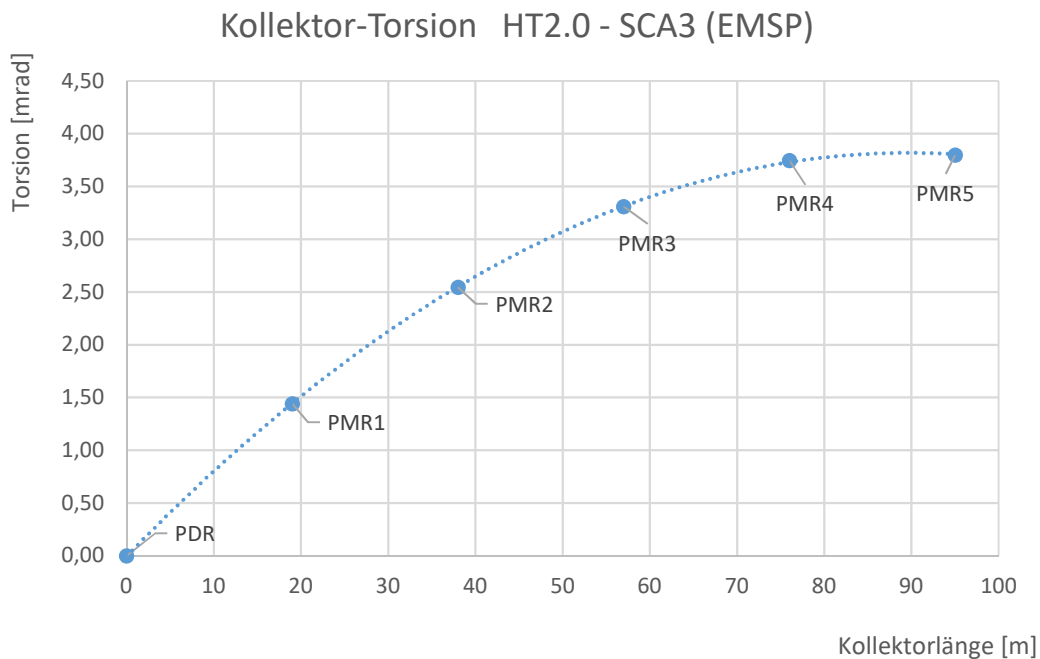


Abbildung 51 Verdrehungsmessung SCA3 Südschwinge EMSP, Jan. 2020

Die Verdrehung (zwischen erstem und letztem Querschnitt) ist am Ende des Kollektors maximal, die Verdrillung (Verdrehung zweier benachbarter Querschnitte) am Antriebspylon.

Zu den Kollektorenden hin führt dies zu einem zunehmenden „Nachschleppen“ und damit zu einer Defokussierung, unabhängig vom Einfallswinkel Θ der Strahlung. Die Kalibrierung der Kollektornachführung durch thermische Optimierung kann dies theoretisch bis etwa zur Hälfte ausgleichen, indem der Kollektor um einen entsprechenden „Offset“ Winkel vor der Sonnenposition gefahren wird.

Überlagert nimmt die lokale Verdrehung (Verdrillung, bzw. der Gradient der Verdrehung) vom Kollektorende bis hin zum Antriebspylon hin zu und führt bei größeren Einfallswinkeln Θ ebenfalls zu schlechterer Fokussierung – zunehmend in der Nähe des Antriebs. Abbildungsfehler durch Verdrillung sind nicht durch die Kollektornachführung korrigierbar. Der Einfluss auf die Gesamteffizienz ist allerdings eher gering, insbesondere da er nur bei großen Einfallswinkeln auftritt.

Die durch Verdrehung und Verdrillung bewirkte Fehlfokussierung führt ähnlich einem Tracking-Offset zu einer Wirkungsgradverschlechterung.

Eine Defokussierung durch Tracking-Offset um $0,25^\circ$ (4,3mrad) führt beispielsweise zu einer Wirkungsgradverschlechterung von etwa 2,5%, eine Defokussierung von $0,5^\circ$ (8,7mrad) bereits zu einer Verschlechterung von 7-8%. Die am Loop in Evora gemessenen, durch Lagerreibung verursachten Verdrehungen sind mit 4mrad (bei 5 Modulen pro Kollektor) bereits relevant.

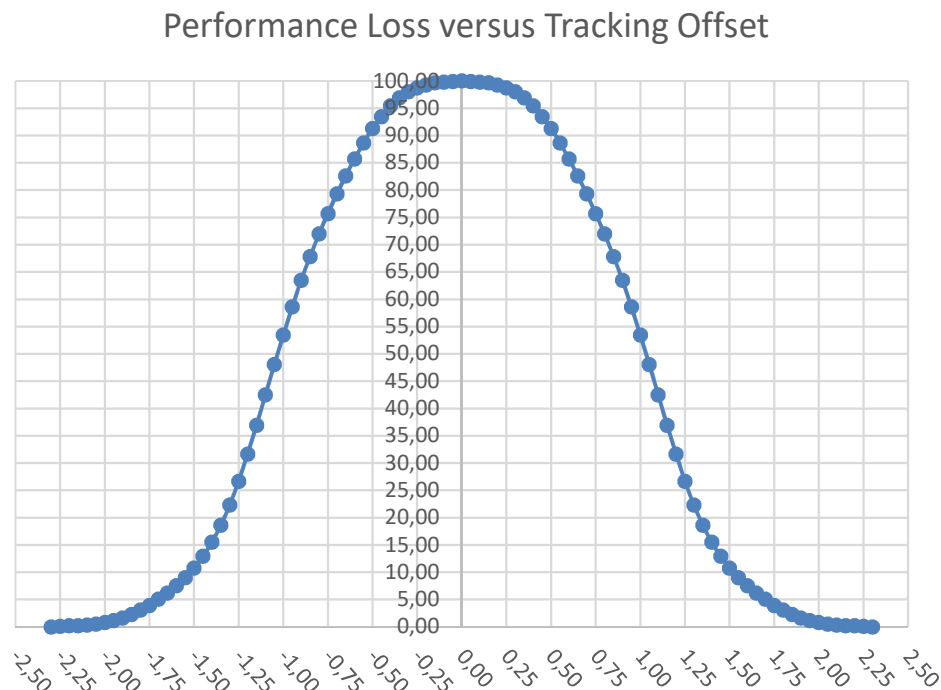


Abbildung 52 Leistungsabfall in % über Tracking-Offset in Grad („Dumping-Curve“)

Allerdings ist der EMSP Loop aus Sicherheitsgründen mit ungewöhnlich drehsteifen Tragrohren (7,1mm Wandstärke) ausgeführt, da kein Windschutzzaun errichtet wurde. Ein kommerzieller Kollektor würde, je nach lokalen Bedingungen, jedoch mit deutlich geringerer Tragrohrwandstärke und damit geringerer Federsteifigkeit gebaut. Zwar bewirkt dann die geringere Kollektormasse auch niedrigere Lagerlasten und damit kleinere Torsionsmomente, jedoch überwiegt der Einfluss der geringeren Drehsteifigkeit, sodass bei geringeren Wandstärken des Tragrohres höhere Verdrehungen entstehen. Auch sind, abhängig von Projektrandbedingungen, Modellvarianten mit 11 bzw. 12 statt nur 10 SCE Modulen vorgesehen, wodurch zusätzliche Reibmomente eingeleitet werden, die die Verdrehung des Torque Tube verstärken.

Ziel ist, die Verdrehung durch Lagerreibung so zu begrenzen, dass nur vernachlässigbare Wirkungsgradverschlechterungen auftreten, bei gegebener Torsionssteifigkeit des Torque Tube. Hierzu wird versucht, den Gleitreibungswert gezielt zu verändern.

Anders als bei Wettbewerbskollektoren, die offene Gleitschalenlager nutzen, ist der Heli-oTrough Kollektor mit einem System aus Tragrohr-umschließenden Radrings (Lagerflanschen) und 2 gleitgelagerten Stützrollen als Rollpaarung ausgeführt.

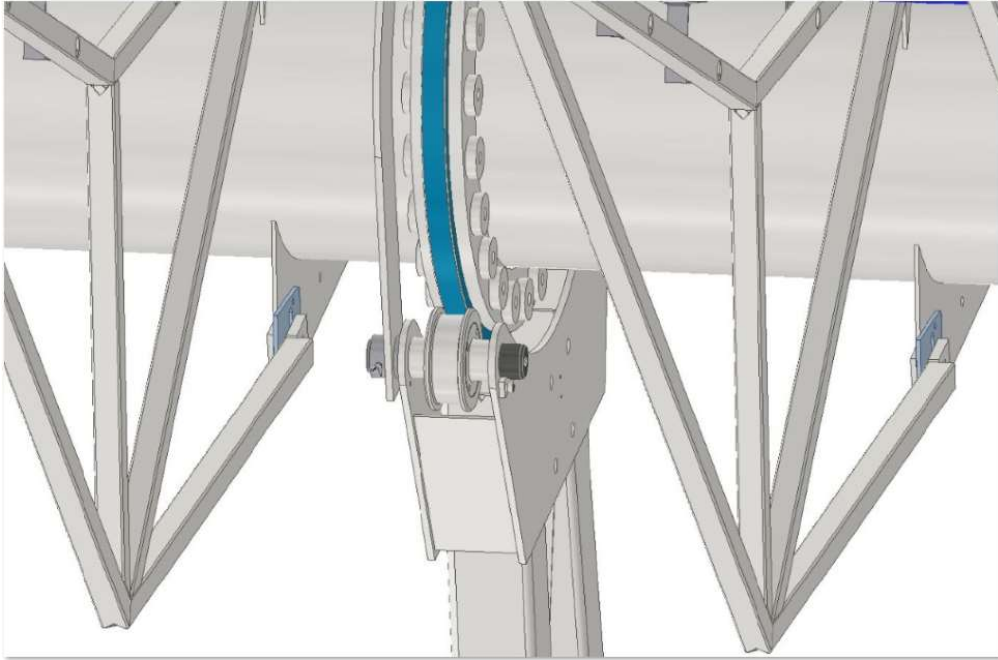


Abbildung 53 Detail des Mittelpylonkopfes mit rollengelagertem Torque-Tube

In den Rollen sind Standard-Industriergleitlager verbaut. Verwendet werden sphärische Gleitlager mit 100Cr6 Innenschale und „ELGO-Glide“® (PTFE in Gewebematrix) Außenschale.



Abbildung 54 Sphärisches 100Cr6/PTFE Gleitlager

Gleitreibung, Verschleiß und Einlauf solcher Lager hängen grundsätzlich von Bahngeschwindigkeit, Last und Temperatur ab.

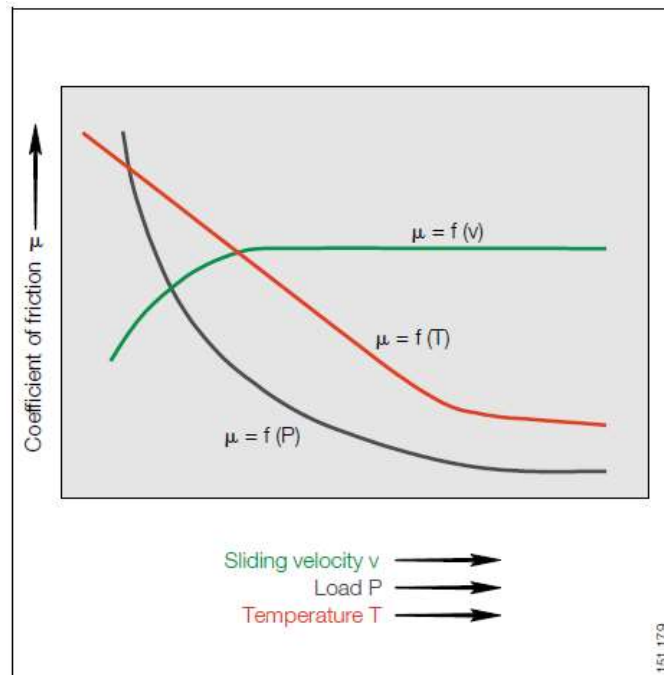


Abbildung 55 Abhängigkeit der 100Cr6/PTFE Gleitlager von v , P und T (ELGES®)

Beim Einlauf („Run-in“) solcher Gleitlager entsteht prinzipbedingt ein überproportionaler Verschleiß, der dann aber rasch abnimmt und sich auf moderatem Niveau bewegt, bis der Verschleiß am Ende der Lagerlebensdauer wieder ansteigt, bis die Beschichtung verbraucht ist.

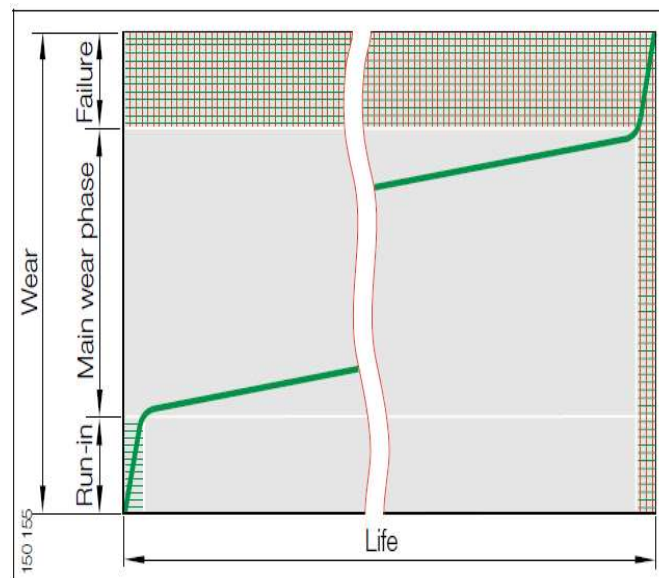


Abbildung 56 Verschleißverhalten von 100Cr6-PTFE Gleitlagern (ELGES®)

Bei solch einer Einlaufphase steigt der Reibwert zuerst bis zu einem Maximum an, bis Materialaustausch zwischen den Gleitpartnern und die Glättung der Rauheiten den Reibwert wieder absinken lassen. Der Reibwert sinkt dabei unter den initialen Wert und bleibt während der verbleibenden Lagerlebensdauer auf niedrigem Niveau.

Bei für diese Lagerart typischen Anwendungsparametern (Anpressdruck und Gleitgeschwindigkeit) findet dieser „Einlauf“ innerhalb weniger Stunden, Tagen oder Wochen des anfänglichen Betriebes statt.

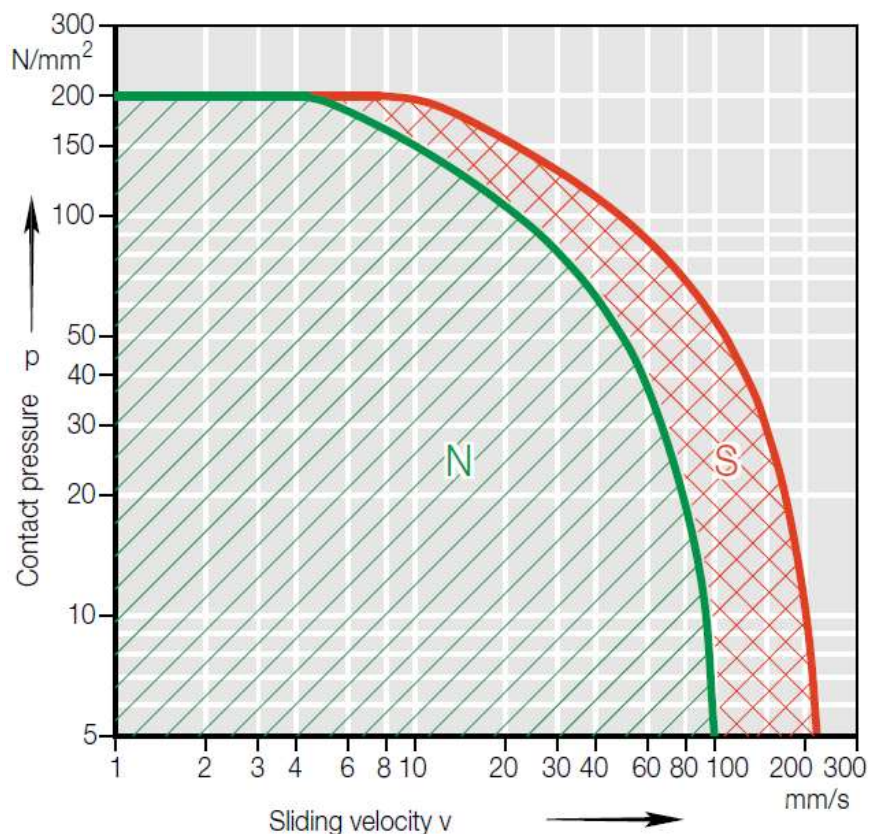


Abbildung 57 Typische Betriebslasten und -geschwindigkeiten von 100Cr6/PTFE Lagern (ELGES®)

Die Gleitlager eines Solarkollektors arbeiten jedoch bei extrem niedrigen Gleitgeschwindigkeiten (Nachführung 0,04mm/sek, / Go-to-Stow 1,05 mm/sek) bei gleichzeitig relativ hohen spezifischen Lagerlasten von ca. 90N/mm² (Eigengewicht plus Betriebswind HelioTrough 2.0).

Da diese Parameter außerhalb der üblichen Anwendungen liegen, sind zum Betrieb und insbesondere zum Einlaufverhalten dieser Lagersysteme bei solchen Belastungsparametern, keine Informationen aus Literatur oder Industrie verfügbar.

Voruntersuchungen zur Lagerreibung wurden am Lagerteststand der TSK Flagsol in Köln-Rodenkirchen durchgeführt, bei dem Originalkomponenten als Antrieb und Prüfkörper eingesetzt wurden, so zum Beispiel ein Original-Antriebspylon mit Hydraulikantrieb, sowie Original-Lagerflansche und -rollen.



Abbildung 58 Lagerteststand in Köln Rodenkirchen

Mit dieser Testeinrichtung konnte das Reibverhalten der Gleitlager über die gesamte Lebensdauer von 25 Jahren und insbesondere deren Einlaufverhalten untersucht werden.

Die Voruntersuchungen am Teststand Köln-Rodenkirchen haben gezeigt, dass sich die Einlaufphase bei solch niedrigen Geschwindigkeiten und damit entsprechend kurzem gefahrenen Gleitweg, auf über 10 Jahre Betriebszeit und damit 40% der geplanten Kraftwerkslebensdauer ausdehnt.

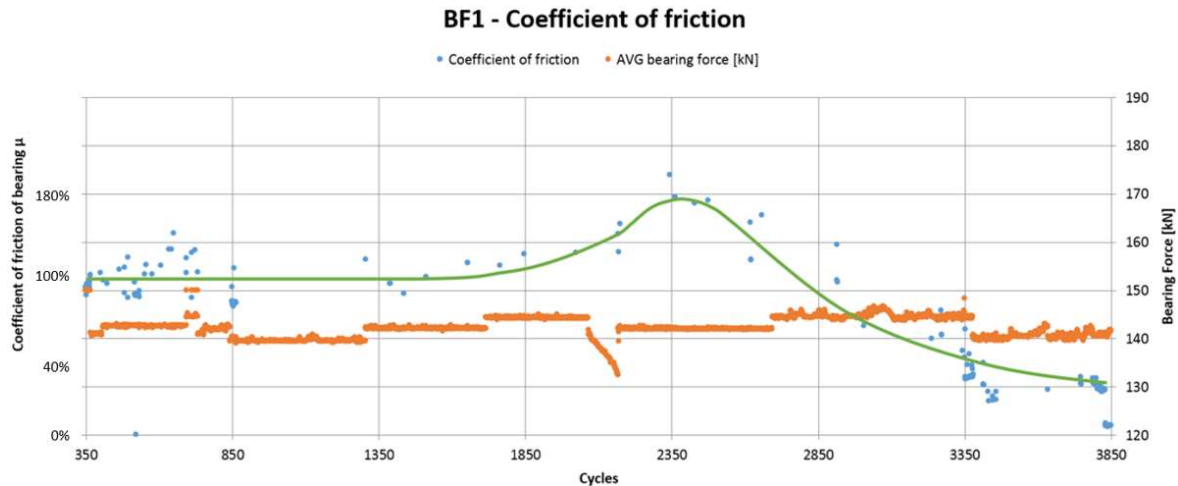


Abbildung 59 Reibwert über 3.850 Zyklen (ca. 10,5 Jahre Regelbetrieb) am Lager-Teststand

Bei den untersuchten Lagervarianten stieg der Reibwert langsam bis auf ein Maximum von 150-200% ($\mu=0,12-0,17$) bei etwa 2.350 Tages-Zyklen und fiel danach bis zum Testende bei etwa 3.850 Zyklen (entsprechend 10,5 Jahren Realbetrieb) auf 30-40% ($\mu=0,025-0,035$) des ursprünglichen Wertes. Der korrespondierende Gleitweg der Lager beträgt ca. 8km.

Der Zusammenhang zwischen Reibwert und Verdrehung ist linear. So entspricht der maximale Reibwert von etwa 0,15 einer Verdrehung des HelioTrough auf der EMSP von ca. 8mrad und damit einer Wirkungsgradeinbuße von etwa 7%.

Auch eine thermische Optimierung der Kollektornachführung, die automatisch durch „Vor-der-Sonne-fahren“ des Antriebspylons und „Nachschleppen“ der Kollektorenden den besten Kompromiss sucht, kann die Wirkungsgradverluste durch Verdrehung nicht vollständig ausgleichen.

Hinzu kommt, dass Reibwerte und Torsion während des ersten Viertels der Lebenszeit stark (bis zu 200% = $0,8^\circ$) ansteigen und damit eine Wirkungsgradverschlechterung von bis zu 30% am Kollektorende zur Folge hat, die auch theoretisch mit thermischer Optimierung nur auf ca. 6% reduziert werden kann. Ebenfalls nachteilhaft ist, dass die Lagerreibung nicht konstant ist und daher über die Lebenszeit ein wiederholtes thermisches „Nachkalibrieren“ erfordern.

Ziel war nun, die Lager einem kontrollierten „Voreinlauf“ zu unterziehen, um bereits beim Einbau in den Kollektor erstens niedrige, und zweitens konstante Reibwerte zu erreichen.

Da der Teststand in Rodenkirchen mit einer maximalen Fahrgeschwindigkeit (Go-to-Stow) von $0,15^\circ/\text{sek}$ oder $1,04\text{mm}/\text{sek}$ nur eine Beschleunigung von 20:1 gegenüber dem realen Fahrbetrieb (Nachführung) erlaubte und kein 24/7 Betrieb der Anlage möglich war, dauerte die Simulation des Einlaufes bzw. der Lebensdauer 7 Monate bzw. 2 Jahre.

Um die Versuche zum Voreinlauf der Gleitlager in akzeptabler Zeit durchführen zu können, wurde eine neue Prüfbank konzipiert, die unterschiedliche Betriebsparameter – insbesondere schnellere Gleitgeschwindigkeiten – ermöglicht.

Bei der Prüfbank wurde ein Antriebsstrang aus einem Getriebemotor, Kupplungen, Drehmomentsensor und einem Antriebsrad für die Lagerrollen konstruiert. Zwei Prüfrollen werden mit einem beweglichen Schemel auf das Antriebsrad gepresst. Die Anpresskraft wird mittels unterschiedlicher Tellerfederpakete eingestellt und über einen Kraftsensor gemessen.

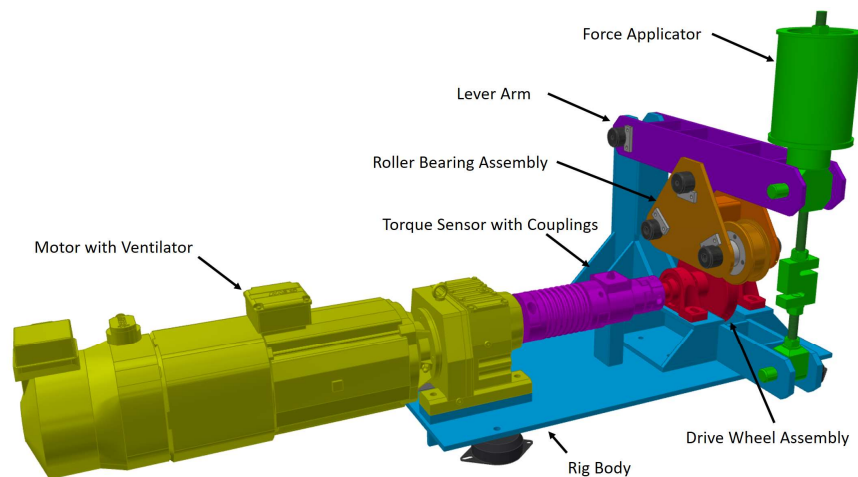


Abbildung 60 Aufbau der Testmechanik

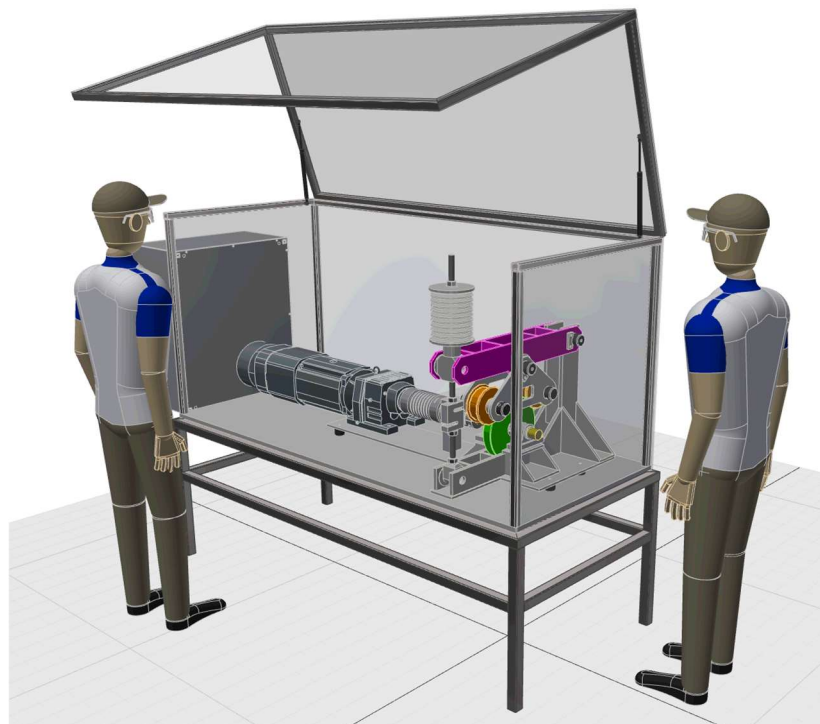


Abbildung 61 Modell der Prüfbank mit Einhausung und Schaltschrank

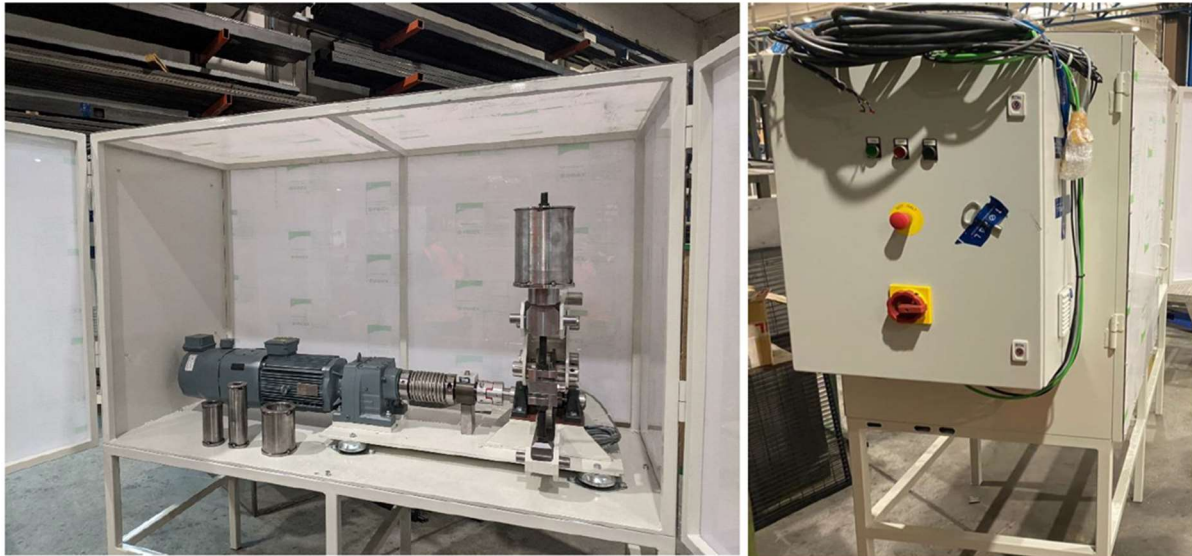


Abbildung 62 Fertiggestellte Prüfbank mit Schaltschrank (Valladolid, Dez. 2021)

Über Sensoren werden die Umgebungstemperatur, das Drehmoment an der Antriebsachse, die Prüflast mittels Kraftsensor und die Temperatur der Lageraußenschale mittels Infrarotsensor gemessen. Daneben wird im Lagerbolzen mittels 4 eingesteckter Temperatursensoren die Temperaturverteilung an der Lagerinnenschale gemessen.

Das Schema unten zeigt den Aufbau der Steuerung mit den angeschlossenen Sensoren und Steuerrechner.

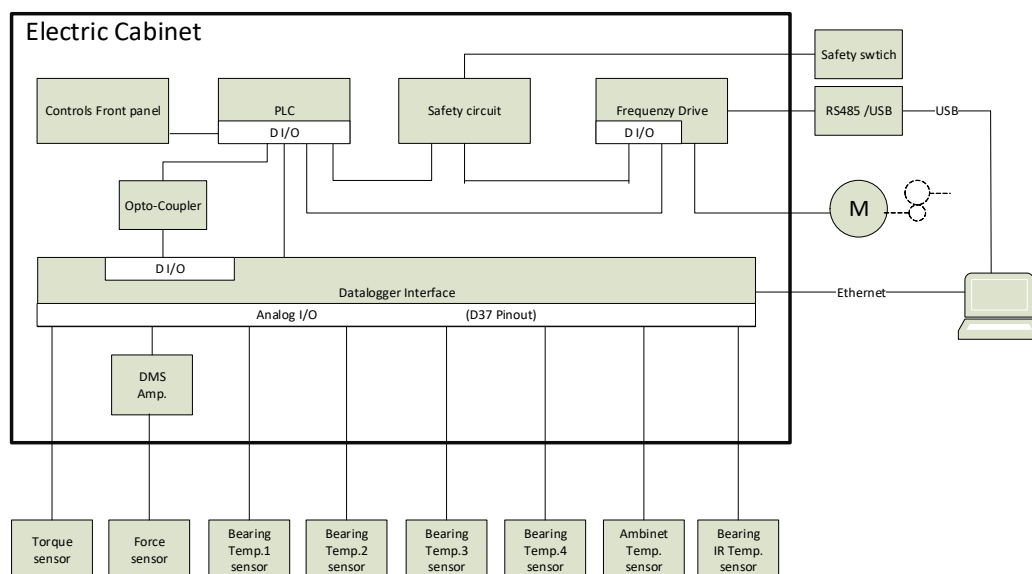


Abbildung 63 Schema der Steuerung

Es wurden nun Parameter für Prüflast und Gleitgeschwindigkeit bzw. Motordrehzahl gesucht. Die Testparameter wurden so gewählt, dass die größte Last von 30kN einem Drittel der Last durch Eigengewicht beziehungsweise einem Viertel von Eigengewicht und Betriebswind entspricht. Die entsprechend niedrigste Drehzahl von 5 1/min resultiert in einer Testzeit für die angenommene Einlaufstrecke von etwa 2 Stunden. Unterhalb dieser Maximallast werden mit

abgestuft niedrigeren Prüflasten und entsprechend höheren Drehzahlen, wesentlich geringere Zeiten für die Einlaufstrecke benötigt.

Ziel ist es, Parameter zu identifizieren, die für einen wirksamen und möglichst schnellen Einlauf geeignet sind, so dass dieser bereits durch die Lagerhersteller ökonomisch erfolgen kann. Dabei soll eine signifikante Reduzierung des initialen Reibwertes ohne Überhitzen der Gleitlager erzielt werden.

Die Spezifikation des Getriebemotors wurde bezüglich Drehzahlspektrum von 0-366 1/min und maximalem Drehmoment von 300Nm so gewählt, dass mittels Frequenzumrichter die 4 gewählten Testdrehzahlen und Lasten mit ausreichend Drehmoment gefahren werden können:

Motor Frequency	Gear	Driven Wheel	Friction Moment per Bearing Wheel	Tangential Force Roller	Friction Force Bearing	Req. Radial Force per Bearing	Vertical Pretension Roller Holder	Vertical Pretension Force at spring position
f Hz	n 1/min	M Nm	M_f Nm	F_t N	F_b N	F_r kN	F_pre kN	F_spring kN
1,4	5	250	125	1248	2400	30	0	0
5,4	20	75	37	374	720	9	0	0
23,2	86	22	11	112	216	2,7	0	0
98,8	366	7	4	35	68	0,85	0	0

Abbildung 64 Testparameter Drehzahl und Last

Die Prüf- und Einlaufvorrichtung wurde im Spanischen Valladolid von Metalsec S.L. hergestellt und im November 2021 von TSK Flagsol und VDV Interservice elektrotechnisch komplettiert und in Betrieb genommen. Eine Endabnahme konnte wegen mannigfaltiger mechanischer Ausführungsfehler des Herstellers nicht erfolgen. Nach mehreren Nachbesserungen und Abnahme unter Vorbehalt, wurde die Maschine im Juni 2022 zur EMSP nach Evora geliefert. Ein mehrtägiger Funktionstest vor Ort zeigte jedoch, dass die Prüfmaschine weiterhin nicht für den Dauerlauf geeignet ist, da immer noch Toleranzen (z.B. in den Lager- und Achseneinstellungen) nicht eingehalten sind und die Ergebnisse dadurch verunreinigt werden.

Um verwertbare Ergebnisse zu erzeugen, muss die Maschine überarbeitet und neu eingestellt werden. Sobald dies erreicht ist, können geeignete Einlaufparameter identifiziert und ein Satz Lager (2x5 Stück) für eine Kollektorschwinge (SCA3-Süd) des EMSP Loops eingelaufen werden. Danach kann eine Überprüfung des tatsächlichen Reibwertes durch Wiederholung der Torsionsmessung am EMSP Kollektor erfolgen.

4.1.4 Demonstrator / Show Case

Da die verbesserten Komponenten wegen starker Geometrieabweichungen nicht mehr in den EMSP Loop eingebaut werden konnten, wurde ein Show Case des HelioTrough 3.1 (Spiegelmontage mit Brackets, Pylone im I-Design) geplant und auf der EMSP aufgestellt.

Um die langen, intransparenten Genehmigungsverfahren vor Ort zu umgehen und weil die Anlage im Besitz der TSK-Flagsol verbleiben sollte, wurde eine mobile Lösung entwickelt, die nicht mit dem Baugrund verbunden, sondern mittels aufgelagerten Gegengewichten gegründet wird.

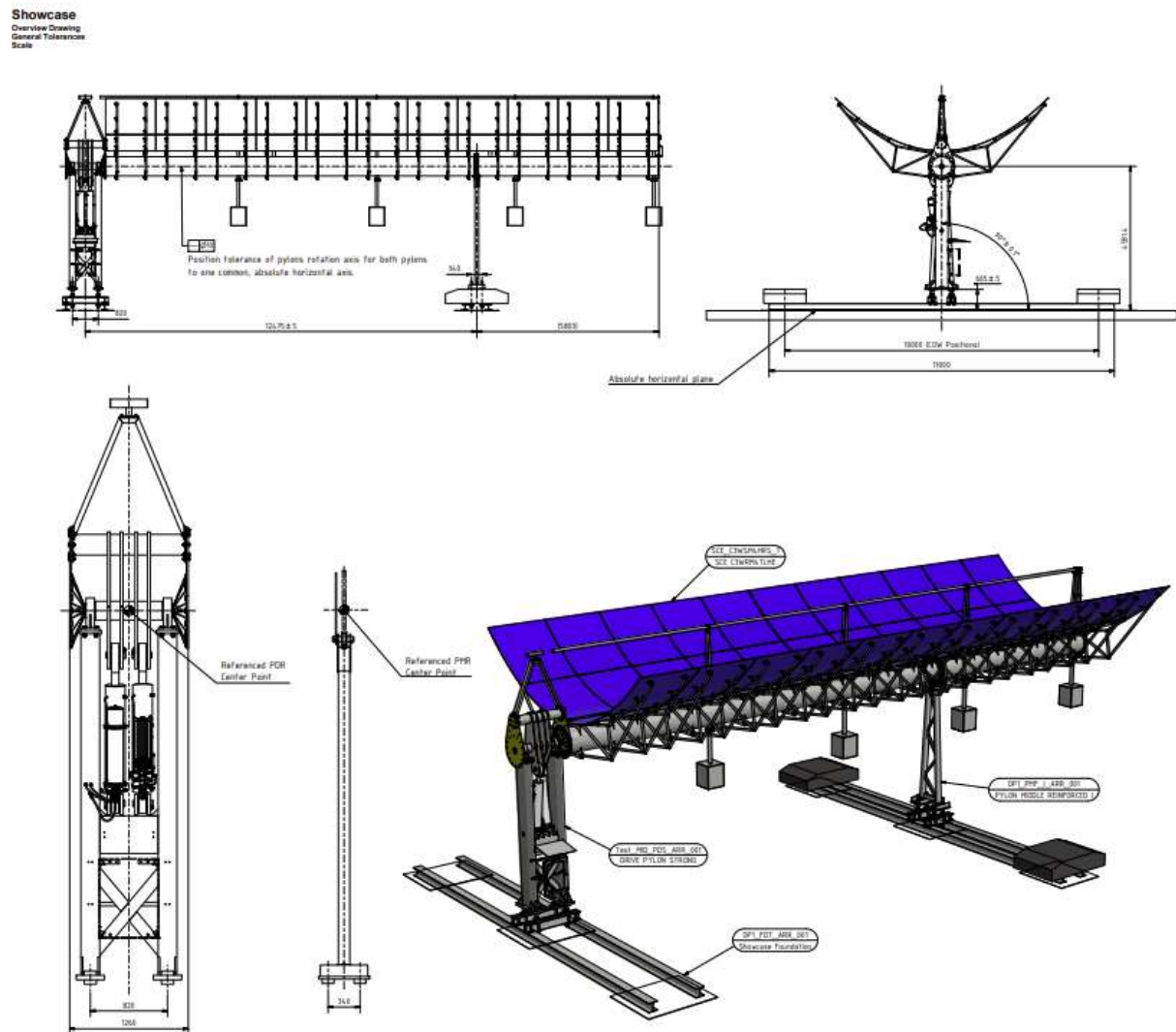


Abbildung 65 Aufbauzeichnung und gerenderte Isometrie des HelioTrough 3.1 Demonstrators



Abbildung 66 Demonstrator des HT3.1, aufgebaut auf der EMSP parallel zum HT2.0

4.2 Beobachtete Wirksamkeit der Verbesserungen

Nachfolgend sind die Resultate der Weiterentwicklung bezüglich Wirkungsgrade und spezifischem Aufwand beschrieben.

4.2.1 Wirkungsgrade

Zielsetzung war eine deutlich leichtere und damit kosteneffektivere Bauart zu finden, unter Erhaltung oder Verbesserung des optischen Wirkungsgrades, trotz eines für Salzanwendung typischen, höheren Konzentrationsfaktors.

Verformungen und Wirkungsgrade wurden vom Partner SBP mit modifizierter Rabl-Methode für ganze Kollektoren und charakteristische Loop-Konfigurationen im realen Layout berechnet.

Unterschiedliche Projektrandbedingungen, insbesondere Windlastniveaus, bedingen unterschiedliche Tragrohrdimensionierungen.

Nachfolgend sind optische und thermische Wirkungsgrade, der HT1 Benchmark sowie des HT3 mit unterschiedlichen Tragrohr-Wandstärken 6,3mm, 5,0mm, 4,5mm und 4,0mm – jeweils für 80mm und 70mm Absorber-Durchmesser gegenübergestellt.

Der Kollektorloop des HT2 auf der EMSP kann dabei als besser oder gleich der HT3 Variante mit 6,3mm Tragrohr-Wandstärke und 70mm Absorberdurchmesser angenommen werden. In der Praxis würde man aus Wirtschaftlichkeitsgründen keine solch großen Wandstärken einsetzen, die hier nur wegen dem fehlenden Windzaun notwendig wurden.

Beim Referenzsolarfeld Midelt führte beispielsweise ein Absorberdurchmesser von 80mm und eine Tragrohrwandstärke von nur 4,5mm zum optimalen Ergebnis, da hier statistisch selten höhere Betriebswindgeschwindigkeiten auftreten. So hat der HT3 mit nur 4,5mm TTU wegen

dem etwas breiteren Absorber über alle Einstrahlungswinkel und innerhalb normaler Betriebswindgeschwindigkeiten (Designbetriebswindgeschwindigkeit ist typischerweise 7m/s) einen leicht besseren optischen Wirkungsgrad als ein HT2 mit 70mm Absorberdurchmesser und 6,3mm Tragrohrwandstärke (ähnlich HPS2 Kollektor).

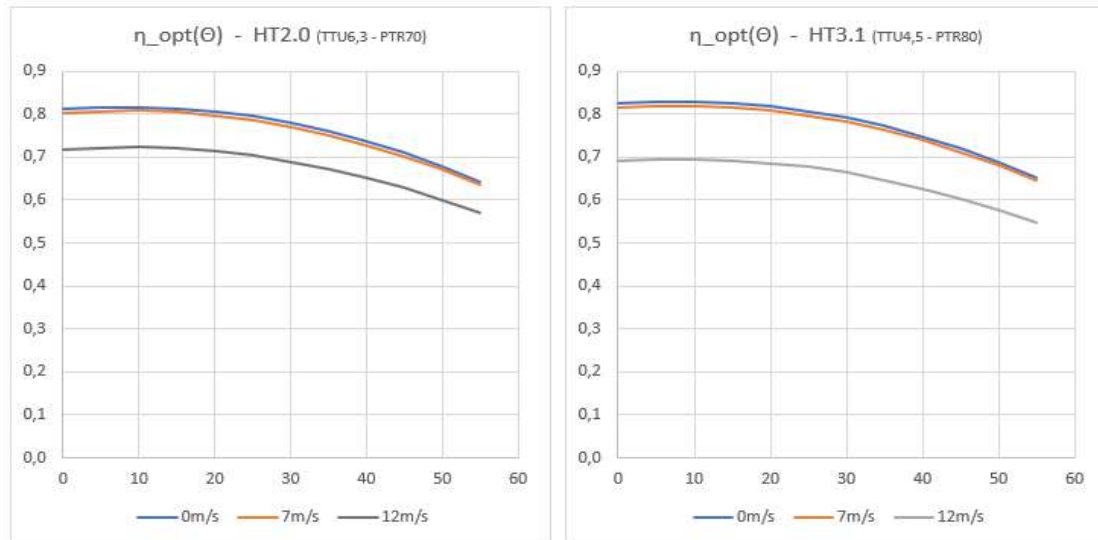


Abbildung 67 Optische Wirkungsgrade von HT2 mit TTU in 6,3mm und PTR70 sowie HT3 mit TTU in 4,5mm und PTR80 über Einstrahlungswinkel

Entsprechend verhalten sich die thermischen Wirkungsgrade, unten für verschiedene Einstrahlungswinkel über die Betriebswindgeschwindigkeit dargestellt. Man erkennt, dass die Wirkungsgrade des HT3 (TTU mit 4,5mm Wandstärke und 80mm Absorber) bis zu einer Betriebswindgeschwindigkeit von ca. 10m/s über alle Einstrahlungswinkel besser sind als beim HT2 (mit 6,3mm TTU Wandstärke und PTR70).

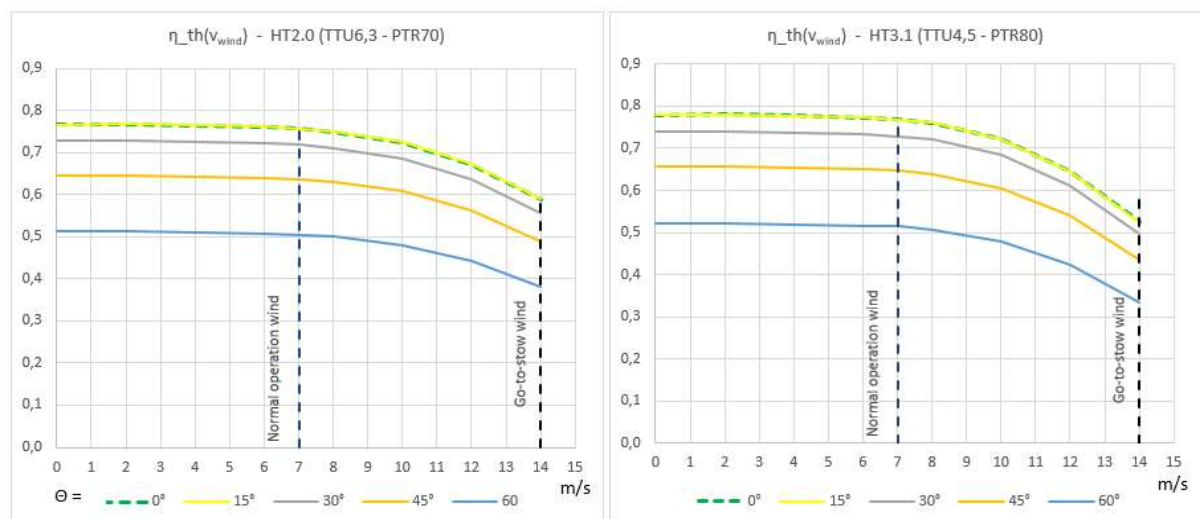


Abbildung 68 Thermische Wirkungsgrade von HT2 mit TTU in 6,3mm und PTR70 sowie HT3 mit TTU in 4,5mm und PTR80 über Betriebswindgeschwindigkeit

						HT1.0 PTR90 TTU6,3			HT3.1 PTR80 TTU6,3			HT3.1 PTR80 TTU5,0			HT3.1 PTR80 TTU4,5			HT3.1 PTR80 TTU4,0		
		Parameter	Unit	Variable name	Calculation method	Minimum value	Nominal value	Maximum value	Minimum value	Nominal value	Maximum value	Minimum value	Nominal value	Maximum value	Minimum value	Nominal value	Maximum value	Minimum value	Nominal value	Maximum value
Operating condition		HTF loop inlet temp/HTF	°C	T_in	Measured given	220	293	320	220	293	320	220	293	320	220	293	320	220	293	320
		HTF loop outlet temp/HTF	°C	T_out	Measured given	300	393	400	300	393	400	300	393	400	300	393	400	300	393	400
		Ambient temperature	°C	T_amb	Measured given	-30	0	60	-30	0	60	-30	0	60	-30	0	60	-30	0	60
		Direct normal irradiance	W/m²	DNI	Measured given	0	900	1400	0	900	1400	0	900	1400	0	900	1400	0	900	1400
		Solar incidence angle	°	θ	Measured given	0	0	60	0	0	60	0	0	60	0	0	60	0	0	60
		Wind speed (3sec gust)	m/s	v_wind	Measured given	0	0	14	0	0	14	0	0	14	0	0	14	0	0	14
Loop component status		No. of broken inner mirrors	#	N_broken,inner	Measured given	0	0	14	0	0	14	0	0	14	0	0	14	0	0	14
		No. of broken outer mirrors	#	N_broken,outer	Measured given	0	0	14	0	0	14	0	0	14	0	0	14	0	0	14
		Number of air-filled HCEs	#	N_HCE,air-filled	Measured given	0	0	3	0	0	3	0	0	3	0	0	3	0	0	3
		Number of broken HCEs	#	N_HCE,broken	Measured given	0	0	3	0	0	3	0	0	3	0	0	3	0	0	3
Basic properties		Loop net aperture (incl. HCE)	m²	A_loop	Designed given	5054			5154			5154			5154			5154		
		Number of inner mirrors	#	N_mirr,inner,tot	Designed given	960			968			968			968			968		
		Aperture of an inner mirror	m²	A_mirr,inner	Designed given	2,841			2,877			2,877			2,877			2,877		
		Number of outer mirrors	#	N_mirr,outer,tot	Designed given	960			968			968			968			968		
		Aperture of an outer mirror	m²	A_mirr,outer	Designed given	2,355			2,385			2,385			2,385			2,385		
		Number of HCEs	#	N_HCE,tot	Designed given	160			176			176			176			176		
Optical Efficiency	Mirror	Mirror reflectivity (clean) (1)		ρ	Measured given	0,94			0,945			0,945			0,945			0,945		
		Transmissivity of glass envelope (clean) (1)		τ	Measured given	0,97			0,97			0,97			0,97			0,97		
		Absorptivity of absorber (1)		α	Measured given	0,96			0,96			0,96			0,96			0,96		
		HCE active surface		y_0,HCE	Measured given	0,962			0,967			0,967			0,967			0,967		
		Emissivity (at 400°C)		ε (400°C)	Measured given	0,095			0,095			0,095			0,095			0,095		
		Nominal LC (ideal tracking SCA)		y_0	Designed given	0,994			0,983			0,983			0,983			0,983		
	HCE	Torsion Derate Factor - wind & bearing friction				1,000			0,999			0,999			0,999			0,999		
		Alignment and tracking errors		y_align,track	Designed given	0,9872			0,9872			0,9872			0,9872			0,9872		
		Cleanliness factor (MIR+HCE)		c_f	Designed given	1			1			1			1			1		
		Warranty derate factor		w	Designed given	1			1			1			1			1		
		Wind derate coefficients		k_wd,0	Designed given	1,000E+00			9,994415E-01			9,991301E-01			9,989450E-01			9,990E-01		
			1/(m/s)	k_wd,1	Designed given	-7,143E-05			1,388609E-03			4,459087E-03			6,508920E-03			3,120E-04		
			1/(m/s)²	k_wd,2	Designed given	-2,041E-05			-9,200E-04			-3,070E-03			-4,554E-03			-2,795E-04		
			1/(m/s)³	k_wd,3	Designed given				1,919E-04			6,790E-04			1,028E-03			7,559E-05		
			1/(m/s)⁴	k_wd,4	Designed given				-1,768E-05			-6,257E-05			-9,609E-05			-1,469E-05		
			1/(m/s)⁵	k_wd,5	Designed given				2,989E-07			1,546E-06			2,539E-06			0,000E+00		
	IAM	IAM coefficients		k_IAM,1	Designed given	1			1			1			1			1		
				k_IAM,2	Designed given	-1,59E-03			-1,59E-03			-1,59E-03			-1,59E-03			-1,59E-03		
				k_IAM,3	Designed given	9,77E-05			9,77E-05			9,77E-05			9,77E-05			9,77E-05		
				k_th,0	Designed given	-3,78E+04			-3,78E+04			-3,78E+04			-3,78E+04			-3,78E+04		
			1/°C	k_th,1	Designed given	2,08E+02			2,08E+02			2,08E+02			2,08E+02			2,08E+02		
			(1/°C)²	k_th,2	Designed given	1,62E-06			1,62E-06			1,62E-06			1,62E-06			1,62E-06		
Thermal losses	Thermal loss coefficients		1/°C	k_th,3	Designed given	1,86E+02			1,86E+02			1,86E+02			1,86E+02			1,86E+02		
			(1/°C)²	k_th,4	Designed given	1,41E-06			1,41E-06			1,41E-06			1,41E-06			1,41E-06		
			1/°C	k_th,5	Designed given	-1,90E+02			-1,90E+02			-1,90E+02			-1,90E+02			-1,90E+02		
			(1/°C)²	k_th,6	Designed given	-1,45E-04			-1,45E-04			-1,45E-04			-1,45E-04			-1,45E-04		
Equ. 1	Incidence angle modifier			IAM(θ)	$IAM = \min(1, \frac{k_{IAM,1} + k_{IAM,2} \cdot \cos(\theta) + k_{IAM,3} \cdot \sin^2(\theta)}{1})$	1,0000			1,0000			1,0000			1,0000			1,0000		
Equ. 2	Optical efficiency			η_opt	$\eta_{opt} = \tau \cdot \rho \cdot y_0 \cdot c_f \cdot w \cdot IAM$	0,8263			0,8255			0,8252			0,8251			0,8251		
Equ. 3	Derate factor for broken HCEs			k_HCE	$k_{HCE} = 1 + 0,5 \cdot \frac{N_{HCE,air-filled}}{N_{HCE,broken} + N_{HCE,tot}}$	1,0000			1,0000			1,0000			1,0000			1,0000		
Equ. 4	Derate factor for broken mirrors			k_mirr	$k_{mirr} = 1 - \frac{(N_{broken,inner} \cdot A_{mirr,inner} + N_{broken,outer} \cdot A_{mirr,outer})}{A_{loop}}$	1,0000			1,0000			1,0000			1,0000			1,0000		
Equ. 5	Derate factor for wind influence and friction			k_wind	$k_{wind} = k_{wd,0} + k_{wd,1} \cdot v_{wind} + k_{wd,2} \cdot v_{wind}^2 + k_{wd,3} \cdot v_{wind}^3 + k_{wd,4} \cdot v_{wind}^4 + k_{wd,5} \cdot v_{wind}^5$	1,0000			0,9994			0,9991			0,9989			0,9990		
Equ. 6	Total thermal loss	W		Q_loss	$Q_{loss} = (k_{th,0} + k_{th,1} \cdot T_{in} + k_{th,2} \cdot T_{in}^2 + k_{th,3} \cdot T_{out} + k_{th,4} \cdot T_{out}^2 + k_{th,5} \cdot T_{amb} + k_{th,6} \cdot T_{amb}^2) \cdot k_{HCE}$	231948			213262			213262			213262			213262		
Equ. 7	Loop corrected net aperture	m²		A_loop,corr	$A_{loop,corr} = A_{loop} \cdot k_{mirr}$	5054,3			5153,7			5153,7			5153,7			5153,7		
Equ. 8	Loop thermal efficiency			η_loop,th,w	$\eta_{loop,th,w} = \frac{\eta_{opt} \cdot Q_{loss} \cdot \cos(\theta) \cdot DNI \cdot A_{loop,corr}}{k_{wind}}$	0,7753			0,7795			0,7793			0,7791			0,7792		

Notes: (1) The optical component properties are valid for a sun spectrum acc. to ASTM G173

Tabelle 6 Optische und thermische Wirkungsgrade von Benchmark HT1 mit 90mm Absorberdurchmesser und HT3 Varianten mit 80mm Absorberdurchmesser

						HT1.0 PTR90 TTU6,3			HT3.1 PTR70 TTU6,3			HT3.1 PTR70 TTU5,0			HT3.1 PTR70 TTU4,5			HT3.1 PTR70 TTU4,0		
		Parameter	Unit	Variable name	Calculation method	Minim um value	Nomin al value	Maxim um value	Minimu m value	Nomin al value	Maxim um value	Minimu m value	Nomin al value	Maxim um value	Minimu m value	Nomin al value	Maxim um value	Minimu m value	Nomin al value	Maxim um value
Operating condition		HTF loop inlet temp/HTF	°C	T_in	Measured given	220	293	320	220	293	320	220	293	320	220	293	320	220	293	320
		HTF loop outlet temp/HTF	°C	T_out	Measured given	300	393	400	300	393	400	300	393	400	300	393	400	300	393	400
		Ambient temperature	°C	T_amb	Measured given	-30	0	60	-30	0	60	-30	0	60	-30	0	60	-30	0	60
		Direct normal irradiance	W/m²	DNI	Measured given	0	900	1400	0	900	1400	0	900	1400	0	900	1400	0	900	1400
		Solar incidence angle	°	θ	Measured given	0	0	60	0	0	60	0	0	60	0	0	60	0	0	60
	Wind speed (3sec gust)	m/s	v_wind	Measured given	0	0	14	0	0	14	0	0	14	0	0	14	0	0	14	
Loop component status		No. of broken inner mirrors	#	N_broken,inner	Measured given	0	0	14	0	0	14	0	0	14	0	0	14	0	0	14
		No. of broken outer mirrors	#	N_broken,outer	Measured given	0	0	14	0	0	14	0	0	14	0	0	14	0	0	14
		Number of air-filled HCEs	#	N_HCE,air-filled	Measured given	0	0	3	0	0	3	0	0	3	0	0	3	0	0	3
		Number of broken HCEs	#	N_HCE,broken	Measured given	0	0	3	0	0	3	0	0	3	0	0	3	0	0	3
Basic properties		Loop net aperture (incl. HCE)	m²	A_loop	Designed given		5054			5154			5154			5154			5154	
		Number of inner mirrors	#	N_mirr,inner,tot	Designed given		960			968			968			968			968	
		Aperture of an inner mirror	m²	A_mirr,inner	Designed given		2,841			2,877			2,877			2,877			2,877	
		Number of outer mirrors	#	N_mirr,outer,tot	Designed given		960			968			968			968			968	
		Aperture of an outer mirror	m²	A_mirr,outer	Designed given		2,355			2,385			2,385			2,385			2,385	
Optical Efficiency	Mirror	Number of HCEs		N_HCE,tot	Designed given		160			176			176			176			176	
		Mirror reflectivity (clean) (1)		ρ	Measured given		0,94			0,945			0,945			0,945			0,945	
		Transmissivity of glass envelope (clean) (1)		τ	Measured given		0,97			0,97			0,97			0,97			0,97	
		Absorptivity of absorber (1)		α	Measured given		0,96			0,96			0,96			0,96			0,96	
		HCE active surface		y_0,HCE	Measured given		0,962			0,967			0,967			0,967			0,967	
	HCE	Emissivity (at 400°C)		ε (400°C)	Measured given		0,095			0,095			0,095			0,095			0,095	
		Nominal TC (ideal tracking SCA)		y_0	Designed given		0,994			0,998			0,998			0,998			0,998	
		Torsion Derate Factor - wind & bearing friction					1,000			0,999			0,999			0,999			0,998	
		Alignment and tracking errors		y_align,track	Designed given		0,9872			0,9872			0,9872			0,9872			0,9872	
		Cleanliness factor (MIR+HCE)		cf	Designed given		1			1			1			1			1	
	Collect or	Warranty derate factor		w	Designed given		1			1			1			1			1	
		Wind derate coefficients		k_wd,0	Designed given		1,000E+00			9,991E-01			9,987E-01			9,985E-01			9,984E-01	
			1/(m/s)	k_wd,1	Designed given		-7,143E-05			2,218E-03			5,138E-03			6,359E-03			6,578E-03	
			1/(m/s)²	k_wd,2	Designed given		-2,041E-05			-1,528E-03			-3,651E-03			-4,623E-03			-6,019E-03	
			1/(m/s)³	k_wd,3	Designed given					3,392E-04			8,432E-04			1,096E-03			1,254E-03	
IAM		1/(m/s)⁴	k_wd,4	Designed given					-3,410E-05			-8,440E-05			-1,125E-04			-1,366E-04		
		1/(m/s)⁵	k_wd,5	Designed given					8,000E-07			2,300E-06			3,200E-06			4,200E-06		
	IAM coefficients		k_IAM,1	Designed given		1			1			1			1			1		
		k_IAM,2	Designed given		-1,59E-03			-1,59E-03			-1,59E-03			-1,59E-03			-1,59E-03			
		k_IAM,3	Designed given		9,77E-05			9,77E-05			9,77E-05			9,77E-05			9,77E-05			
Thermal losses	Thermal loss coefficients		k_th,0	Designed given		-3,78E+04			-3,78E+04			-3,78E+04			-3,78E+04			-3,78E+04		
		1/°C	k_th,1	Designed given		2,08E+02			2,08E+02			2,08E+02			2,08E+02			2,08E+02		
		(1/°C)²	k_th,2	Designed given		1,62E-06			1,62E-06			1,62E-06			1,62E-06			1,62E-06		
		1/°C³	k_th,3	Designed given		1,86E+02			1,86E+02			1,86E+02			1,86E+02			1,86E+02		
		(1/°C)⁴	k_th,4	Designed given		1,41E-06			1,41E-06			1,41E-06			1,41E-06			1,41E-06		
		1/°C⁵	k_th,5	Designed given		-1,90E+02			-1,90E+02			-1,90E+02			-1,90E+02			-1,90E+02		
		(1/°C)⁶	k_th,6	Designed given		-1,45E-04			-1,45E-04			-1,45E-04			-1,45E-04			-1,45E-04		
Equ. 1	Incidence angle modifier			IAM(θ)	$IAM = \min(1, \frac{k_{IAM,1} + k_{IAM,2} \cdot \theta + k_{IAM,3} \cdot \theta^2}{\cos(\theta)})$		1,0000			1,0000			1,0000			1,0000			1,0000	
Equ. 2	Optical efficiency			η_opt	$\eta_{opt} = \tau \cdot \alpha \cdot y_0 \cdot HCE \cdot E_{y,0} \cdot y_{align,track} \cdot cf \cdot w \cdot IAM(\theta)$		0,8263			0,8123			0,8120			0,8118			0,8117	
Equ. 3	Derate factor for broken HCEs			k_HCE	$k_{HCE} = 1 + 0,5 \cdot \frac{N_{HCE,air-filled}}{N_{HCE,broken} + N_{HCE,tot}}$		1,0000			1,0000			1,0000			1,0000			1,0000	
Equ. 4	Derate factor for broken mirrors			k_mirr	$k_{mirr} = 1 - \frac{N_{broken,inner} \cdot A_{mirr,inner} + N_{broken,outer} \cdot A_{mirr,outer}}{A_{loop}}$		1,0000			1,0000			1,0000			1,0000			1,0000	
Equ. 5	Derate factor for wind influence and friction			k_wind	$k_{wind} = k_{wd,0} + k_{wd,1} \cdot v_{wind} + k_{wd,2} \cdot v_{wind}^2 + k_{wd,3} \cdot v_{wind}^3 + k_{wd,4} \cdot v_{wind}^4 + k_{wd,5} \cdot v_{wind}^5$		1,0000			0,9991			0,9987			0,9985			0,9984	
Equ. 6	Total thermal loss	W		Q_loss	$Q_{loss} = (k_{th,0} + k_{th,1} \cdot T_{in} + k_{th,2} \cdot T_{in}^2 + k_{th,3} \cdot T_{in}^3 + k_{th,4} \cdot T_{in}^4 + k_{th,5} \cdot T_{in}^5 + k_{th,6} \cdot T_{in}^6) \cdot A_{loop} \cdot k_{HCE}$		231948			213262			213262			213262			213262	
Equ. 7	Loop corrected net aperture	m²		A_loop,corr	$A_{loop,corr} = A_{loop} \cdot k_{mirr}$		5054,3			5153,7			5153,7			5153,7			5153,7	
Equ. 8	Loop thermal efficiency			η_loop,th,w	$\eta_{loop,th,w} = \frac{Q_{loss} \cdot \cos(\theta) \cdot DNI \cdot A_{loop,corr} \cdot k_{wind}}{A_{loop} \cdot k_{HCE}}$		0,7753			0,7663			0,7660			0,7659			0,7657	
Notes: (1) The optical component properties are valid for a sun spectrum acc. to ASTM G173																				

Notes: (1) The optical component properties are valid for a sun spectrum acc. to ASTM G173.

Tabelle 7 Optische und thermische Wirkungsgrade von Benchmark HT1 mit 90mm Absorberdurchmesser und HT3 Varianten mit 70mm Absorberdurchmesser

4.2.2 Spezifisches Kollektorgewicht

Im Ergebnis gelang es, reduzierte spezifische Gewichte des Kollektors bei mindestens gleichen oder besseren Wirkungsgraden zu erzielen. Der Grad der Verbesserung drückt sich damit im geringeren gemittelten spezifischen Gewicht des Kollektors, bezogen auf die Aperturfläche, aus.

Der HT3 benötigt mit 26,3kg/m² Netto-Aperturfläche eine um 30% geringere Stahlmasse als der HT2.

Im Nachfolgenden sind die Kollektorkomponenten in Form einer BoQ (Bill of Quantities) von HT2 und HT3 für ein 50MW Standard-Solarfeld mit jeweils 550.000m² vergleichend dargestellt:

BoQ for Metal Support Structure HT2.0

Total Nr of Loops 111
Total Nr of SCEs 3.996

SCE ID	Loop Type	LOOP A	LOOP B	LOOP C	LOOP D	No. of SCEs & Pylons
	Loops per Type	111	0	0	0	
2	C3WSM4HRN	14				1.554
1	C3WSM4HRS	14				1.554
4	C3WSM4HEN	4				444
3	C3WSM4HES	4				444

Pylons	LOOP A	LOOP B	LOOP C	LOOP D	No. of SCEs & Pylons
	0	0	0	0	
PMR	28				3.108
EndPylon	8				888
PES	8				888
PDR	4				444

SCE			Number of Subassemblies per SCE							Total Number of Pylons and Pipe End Supports			
ID	SCE Number	No of SCEs	C1	COW-S	Mir	HCE REG	HCE End	TTU	PODS	PMR	EndPylon	PES	PDR
2	C3WSM4HRN	1.554	48	2		5		1	48				
1	C3WSM4HRS	1.554	48	2		5		1	48				
4	C3WSM4HEN	444	48	2		4	1	1	48				
3	C3WSM4HES	444	48	2		4	1	1	48				
Total Nr of Subassemblies [1]			191.808	7.992		19.092	888	3.996	191.808	3.108	888	888	444
Weight per Subassembly [kg]			14,20	112,94		24	56	2.168	0,8	458	458	51	3.839
Steel Weight per Field [kg]			2.723.674	902.616		455.039	49.819	8.661.330	155.364	1.422.684	406.481	44.853	1.704.587

TOTAL STEEL WEIGHT 16.526 ton

BoQ for Metal Support Structure HT3.1

Total Nr of Loops 100
Total Nr of SCEs 3.600

SCE ID	Loop Type	LOOP A	LOOP B	LOOP C	LOOP D	No. of SCEs & Pylons
	Loops per Type	100	0	0	0	
2	C3WSM4HRN	14				1.400
1	C3WSM4HRS	14				1.400
4	C3WSM4HEN	4				400
3	C3WSM4HES	4				400

Pylons	LOOP A	LOOP B	LOOP C	LOOP D	No. of SCEs & Pylons
	0	0	0	0	
PMR	28				2.800
EndPylon	8				800
PES	8				800
PDR	4				400

SCE ID	SCE Number	No of SCEs	Number of Subassemblies per SCE							Total Number of Pylons and Pipe End Supports			
			C1	COW-S	Mir	HCE REG	HCE End	TTU	GB	PMR	EndPylon	PES	PDR
2	C3WSM4HRN	1.400	48	2		5		1	48				
1	C3WSM4HRS	1.400	48	2		5		1	48				
4	C3WSM4HEN	400	48	2		4	1	1	48				
3	C3WSM4HES	400	48	2		4	1	1	48				
Total Nr of Subassemblies [1]			191.808	7.992		19.092	888	3.996	191.808	2.800	800	800	400
Weight per Subassembly [kg]			12,9	45,4	-	16,54	47,6	1.579,1	0,08	259,0	259,0	50,5	2.716,0
Steel Weight per Field [kg]			2.474.323	362.837		315.782	42.269	6.310.084	14.386	725.200	207.200	40.400	1.086.400

TOTAL STEEL WEIGHT 11.579 ton

TOTAL SAVINGS 29,94%

Tabelle 8 Massenvergleich der Versionen HT2 und HT3 für ein 50MW Standard-Solarfeld

4.3 Kosteneinsparungen für kommerzielle Solarfelder

Für ein 50MW Standard-Parabolrinnenfeld wie beispielsweise Andasol1-3, wurden die Solarfeldkomponenten für beide Varianten HT2 und HT3 angefragt und ein Kostenvergleich erstellt.

Beim Beispiel des 50MW Solarfeldes führen die Verbesserungen des HelioTrough Designs zu einer Kosteneinsparung von 17,4%.

Beispielhafte Kostenberechnung Solarfeld mit ca. 550.000m ² (AS3)	HelioTrough 3.1 100 loops à 5.623 m ² net 12 SCE/SCA	HelioTrough 2.0 111 loops à 5.054 m ² net 10 SCE/SCA
Net aperture area [m ²]	562.255	560.994
Engineering	663.200 €	663.200 €
QA/QC	111.800 €	111.800 €
Licence		
Metal Support Structure	45.891.666 €	61.188.888 €
Anchor Bolts	2.952.505 €	2.659.915 €
Special parts (bearings etc; anchor bolts excluded)	1.869.595 €	2.075.251 €
Counterweights	2.784.000 €	6.571.200 €
Hydraulic Units	614.000 €	681.540 €
HCE Absorber Tubes	6.069.792 €	6.969.792 €
Bellow Shields for HCEs	60.902 €	68.845 €
Mirrors	8.583.267 €	8.564.024 €
Ball Joints	642.200 €	712.842 €
SOF Equipment LUMP SUM	805.281 €	805.281 €
LOC Boxes	335.600 €	372.516 €
FSC excl LOC Boxes	299.935 €	299.935 €
Cables and other material lump sum	638.095 €	708.286 €
Collector Assembly including assembly-line and -hall	5.666.834 €	5.666.834 €
HCE and Ball Joint installation	1.165.085 €	1.293.244 €
Miscellaneous (Temperature sensors and encoders)	59.535 €	66.084 €
Subtotal Collectors	79.213.293 €	99.479.476 €
Header Piping Supply incl supports	1.654.554 €	1.654.554 €
Header Piping Installation	1.094.611 €	1.094.611 €
Header Piping Insulation	1.570.655 €	1.570.655 €
ICP/COP Piping, Fittings and supports	203.739 €	226.151 €
ICP/COP Piping incl valves installation	719.222 €	798.336 €
ICP/COP Insulation	351.015 €	389.627 €
Valves (loops)	575.517 €	638.824 €
HCE prefab, erection and installation Ball Joints	1.306.195 €	1.449.876 €
Prefab Ball Joints	327.665 €	363.708 €
Electrical Equipment SOF (only junction boxes)	139.369 €	154.699 €
E&I Montaje	495.521 €	495.521 €
Collector Foundations	6.052.632 €	5.452.821 €
Wind fence	1.591.000 €	1.591.000 €
Piping Foundations	116.833 €	116.833 €
Cable Trenches	158.127 €	175.521 €
Sub-Total Civil & Piping	16.356.653 €	16.172.736 €
Total	95.569.947 €	115.652.212 €

Tabelle 9 Vergleichende Kalkulation eines 50MW Standard Solarfeldes mit HT2 und HT3

4.4 Automatisierte Leistungsverbesserung

4.4.1 Grundlagen Kollektorkalibrierung / Tracking

Um mit einem Parabolrinnenkollektor eine maximale thermische Leistung zu generieren, sind auf der Steuerungsseite zwei Dinge erforderlich:

- eine möglichst genaue Kenntnis des Sonnenstandes für einen gegebenen Tag/Uhrzeit sowie
- eine möglichst genaue Kenntnis der Kollektorposition

Die Algorithmen zur Sonnenstandsberechnung haben üblicherweise eine hinreichende Genauigkeit. Zum Teil sind in den Entwicklungssystemen der Steuerungssoftware bereits vordefinierte Bausteine enthalten, die eine Sonnenstandsberechnung erlauben.

Wichtig ist hierbei, dass die notwendigen Inputs korrekt sind:

- Angabe zu Längen- und Breitengrad, Höhe der Anlage
- evtl. Bauabweichungen gegenüber perfekter Nord-Süd-Ausrichtung der Loops
- korrektes Datum und korrekte Uhrzeit (z.B. per Synchronisation mit Time Server)

Sofern diese Randbedingungen eingehalten werden, liegt der Sonnenwinkel in ausreichender Genauigkeit vor.

Um die Position eines Kollektors zu ermitteln gibt es mehrere Methoden, unter anderem:

- Messung über einen absoluten Inklinometer
- Messung per Sonnensensor
- Messung über eine Magnetbandlösung

Inklinometer haben den Vorteil jederzeit einen absoluten Positionswert an die Steuerung liefern zu können. Allerdings sind folgende Probleme bekannt:

- manche Sensoren haben einen temperaturabhängigen Fehler und/oder
- eine zu geringe Auflösung (z.B. nur 10bit AD-Wandler)

Sensoren mit hinreichend großem Winkelbereich, guter Auflösung, Genauigkeit und Temperaturkorrektur sowie ausreichendem Feuchtigkeitsschutz für den Außeneinsatz sind üblicherweise zu teuer

Ansätze die mangelnde Genauigkeit der Inklinometer durch einen ergänzenden Einsatz eines Sonnensensors auszugleichen sind bekannt. Hierbei entstehen jedoch zusätzliche Kosten und darüber hinaus neue technische Probleme, da nun ein weiterer Sensor kalibriert werden muss.

Als optimale Lösung hinsichtlich Kosten, Temperaturunabhängigkeit und Auflösung/Genauigkeit sind inzwischen Magnetbandlösungen im Einsatz. Hierbei schwebt ein Sensor über einem Metallband mit wechselnden magnetischen Polen und übermittelt die Bewegung per Pulsen an die Steuerung.

Liegt eine zuverlässige Positionsmessung vor, ist ein erster Schritt eine Kalibrierung der Position. Eine beispielhafte Kalibrierung besteht aus den folgenden Schritten:

- Kollektor auf 90° fahren (Rinne zeigt nach oben)

- mittels einer Hochpräzisionswasserwaage exakt horizontal ausrichten
- über die Steuerungssoftware die Position auf 90° kalibrieren

Durch die Kalibrierung wird sichergestellt, dass z.B. Umschaltunkte für die hydraulischen Antriebe exakt eingehalten werden können. Durch die Positionskalibrierung ist jedoch noch keine Leistungsoptimierung erfolgt. Eine reproduzierbare hochgenaue Kalibrierung ist aber Grundvoraussetzung für einen störungsfreien Kollektorbetrieb und auch für die nachfolgende Optimierung der Leistung.

4.4.2 Torsionskompensation

Rinnenkollektoren haben typischerweise eine Länge von 100-200 Metern und werden durch einen Antrieb in der Mitte des Kollektors gefahren.

Durch Lagerreibung entsteht Torsion, d.h., dass ein HCE am Ende des Kollektors etwas nachhängt. In der Praxis bedeutet das, dass die HCEs am Ende des SCAs etwas aus dem Focus sind, wenn der SCA exakt auf die Sonne ausgerichtet wird.

Der in Évora verbaute HelioTrough-Kollektor hat lt. Spezifikation eine Torsion < 6 mrad. Eine vollständige Vermessung aller 8 Schwingen ergab, dass die tatsächliche Torsion ca. 4 mrad (ca. $0,23^\circ$) beträgt.

Um die Leistung des SCAs zu verbessern wäre es also naheliegend, den Kollektor um die halbe Torsion (also ca. $0,11^\circ$) weiter im Westen tracken zu lassen. Unter der Annahme, dass der erste HCE exakt auf die Sonne ausgerichtet ist, wenn der SCA exakt auf den berechneten Sonnenwinkel gefahren wurde, würde das zu einer Leistungsverbesserung führen.

Aufgrund von Fertigungstoleranzen, Montagefehlern und Ungenauigkeiten bei der Positionskalibrierung ist diese Annahme jedoch in Frage zu stellen. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass eine Torsionskompensation um die halbe tatsächliche Torsion beim Tracken zwar theoretisch zu einer Leistungsverbesserung führt, aber aufgrund der systemimmanenten Fehler gar nicht feststeht ob die Leistung hierbei steigt oder fällt.

Bei erfolgreicher Optimierung der thermischen Leistung im realen Betrieb ist die Torsion ohnehin enthalten, so dass eine separate Torsionskompensation nicht erforderlich ist.

4.4.3 Herkömmliche optische Optimierungsmethoden

Eine Methode um die Präzision des Trackens zu überprüfen und zu kalibrieren ist die sogenannte Light-Gap-Methode die in kommerziellen Kraftwerken mit dem SKAL-ET Kollektor zur Optimierung eingesetzt wird.

Hierbei wird der Kollektor fokussiert, so dass das HCE den mittleren Spalt zwischen den Spiegeln vollständig abschattet. Dann wird der SCA

- so lange nach Westen gefahren, bis erstmalig Sonnenlicht am HCE vorbei durch den Spiegelspalt auf den Boden trifft. Zu diesem Zeitpunkt werden dann die Relativposition zum Sonnenwinkel und ggf. der Messwert des Sonnensensors notiert.

- so lange nach Osten gefahren, bis erstmalig Sonnenlicht am HCE vorbei durch den Spiegelspalt auf den Boden trifft. Zu diesem Zeitpunkt werden dann erneut die Relativposition zum Sonnenwinkel und ggf. der Messwert des Sonnensensors notiert.

Aus den Relativpositionen kann dann eine erforderliche Korrektur des Trackens ermittelt werden. Um verlässliche Werte zu erhalten wird der Versuch üblicherweise am Vormittag und am Nachmittag durchgeführt und ggf. an einem Folgetag wiederholt.

Vorteile der Methode:

- mit bestehender Sensorik durchführbar
- in der Praxis erprobt

Nachteile der Methode:

- Die Methode kann fehlerhafte Ergebnisse liefern, wenn die Ausrichtung der HCEs ungenau ist.
- Die Methode ist anfällig für Messfehler, wenn der Boden uneben ist.
- Die Methode ist sehr arbeitsintensiv, so dass für ein kommerzielles Kraftwerk mehrere Mann-Monate Messkampagne anfallen.
- Nicht automatisierbar.
- Nur bei SKAL-ET anwendbar, da hier die Achse mit 150mm Durchmesser relativ dünn ist, jedoch nicht mehr praktikabel, weil hier die Achse (Torque-Tube) mit 670mm Durchmesser zu groß ist.

4.4.4 Alternative optische Optimierungsmethoden für HelioTrough

Die Light-Gap-Methode hatte den Vorteil, dass die Sonnenstrahlen, die am Boden beobachtet wurden, in keiner Weise reflektiert waren und somit ausschließlich von der HCE-Abschattung über dem Spiegelspalt definiert wurden.

Alternative Methode mit folgenden Eigenschaften wurden untersucht:

- bevorzugt ohne Nutzung reflektierter Strahlen
- technisch nicht zu kompliziert (vorzugsweise ohne Kamera und extensiver Bildauswertung)
- eine Strahlungsziel sollte verwendet werden, das einfach zu installieren ist und auf eine hochpräzise Kalibrierung verzichtet
- Das Ablesen des Ergebnisses sollte vorzugsweise vom Boden aus möglich sein.

Optionen:

- Ziel mit Photodioden
- Einfaches semitransparentes Acrylglas

Technische Alternativen

- ein Array von Photosensoren
- mattierte Acrylglasscheibe (ggf. Mit numerischem Raster zur Quantifizierung)
- wie 2, aber mit zusätzlicher drahtloser Kamera auf dem TTU

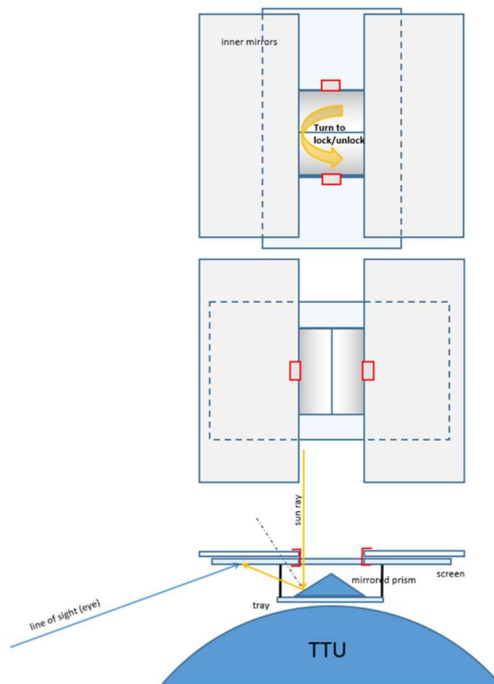
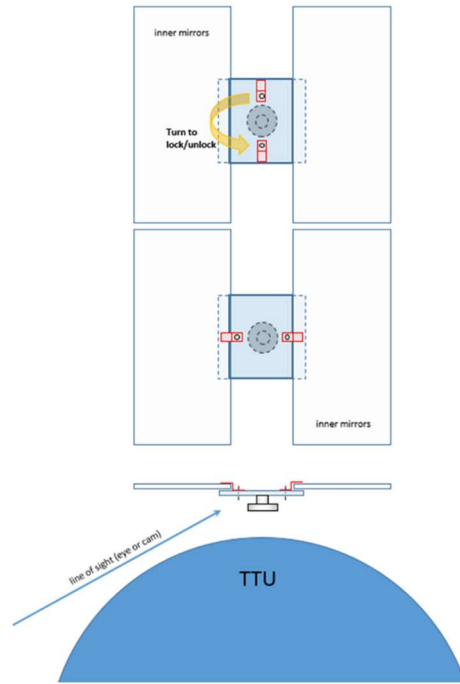


Abbildung 69 Plastikpanel mit verspiegeltem Prisma

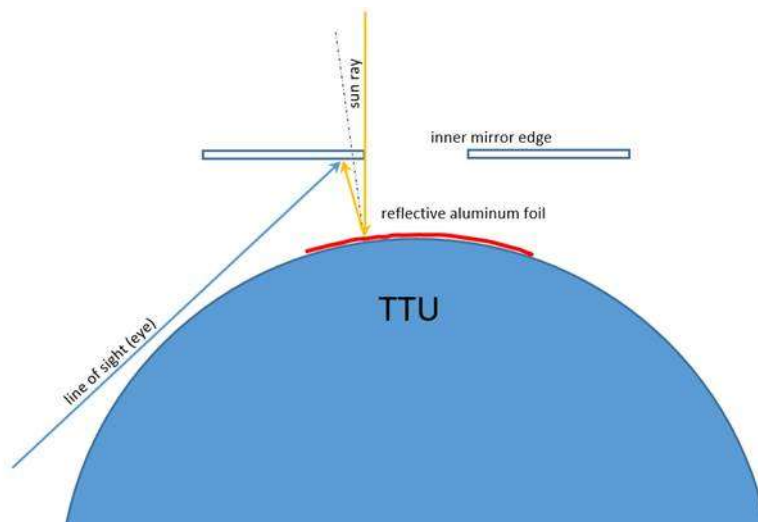


Abbildung 70 Aluminiumfolie mit hoher Reflektivität wird unter den Spiegelspalt geklebt

Die Untersuchung der unterschiedlichen Optionen hat keinen Ansatz ergeben, der in der Kombination aus Einfachheit der Anwendung und minimaler Kosten als Ersatz für den LightGap-Test geeignet erscheint. Aus diesem Grund wurden vorrangig datenbasierte Ansätze der Leistungsoptimierung weiterverfolgt.

4.4.5 Problematik datenbasierter Optimierung

Unter datenbasierter Optimierung wird hier der Ansatz untersucht, durch Leistungsvergleiche mit unterschiedlichen Parametern den Punkt optimaler thermischer Leistung zu ermitteln.

Im Gegensatz zu voll instrumentierten Forschungsanlagen, fehlen in kommerziellen Kraftwerken üblicherweise die Sensoren, die für eine detaillierte Leistungsbestimmung einzelner SCAs erforderlich wären:

- Umgebungstemperatur
- Windgeschwindigkeit
- Reflektivität der Spiegel
- HTF Massenstrom/Volumenstrom
- Einstrahlung
- HTF-Temperatur am Eintritt und Austritt des SCAs

Die Grundproblematik hier ist, dass kleinere Veränderungen in der Kollektorpositionierung theoretisch auch nur eine kleine Leistungsveränderung bewirken. Verschiebt man z.B. das Tracking eines bereits optimal trackenden SCAs um 0.1° nach Westen, reduziert sich die Leistung nur um 0.2%. Bei einer Fehlerbetrachtung der Eingangsgrößen ergibt sich ein Fehler, der um 1 -2 Größenordnungen darüber liegen kann.

4.4.6 Lösungsansatz für testbasierte Optimierung

Das direkte Messen der Leistung ist mangels verfügbarer Sensoren problematisch und rein optische Methoden sind arbeitsaufwändig und erfordern zusätzliche Messeinrichtungen.

Aus diesen Randbedingungen ergab sich die Überlegung, die bekannte Leistungskurve der SCAs in Verbindung mit einem geeigneten Test zur Optimierung zu nutzen.

Die grundlegende Idee ist, das DeltaT eines voll trackenden SCAs zu bestimmen, dann ein festgelegtes Dumping Offset anzuwenden und den relativen Performanceverlust zu bestimmen (Abbildung 71).

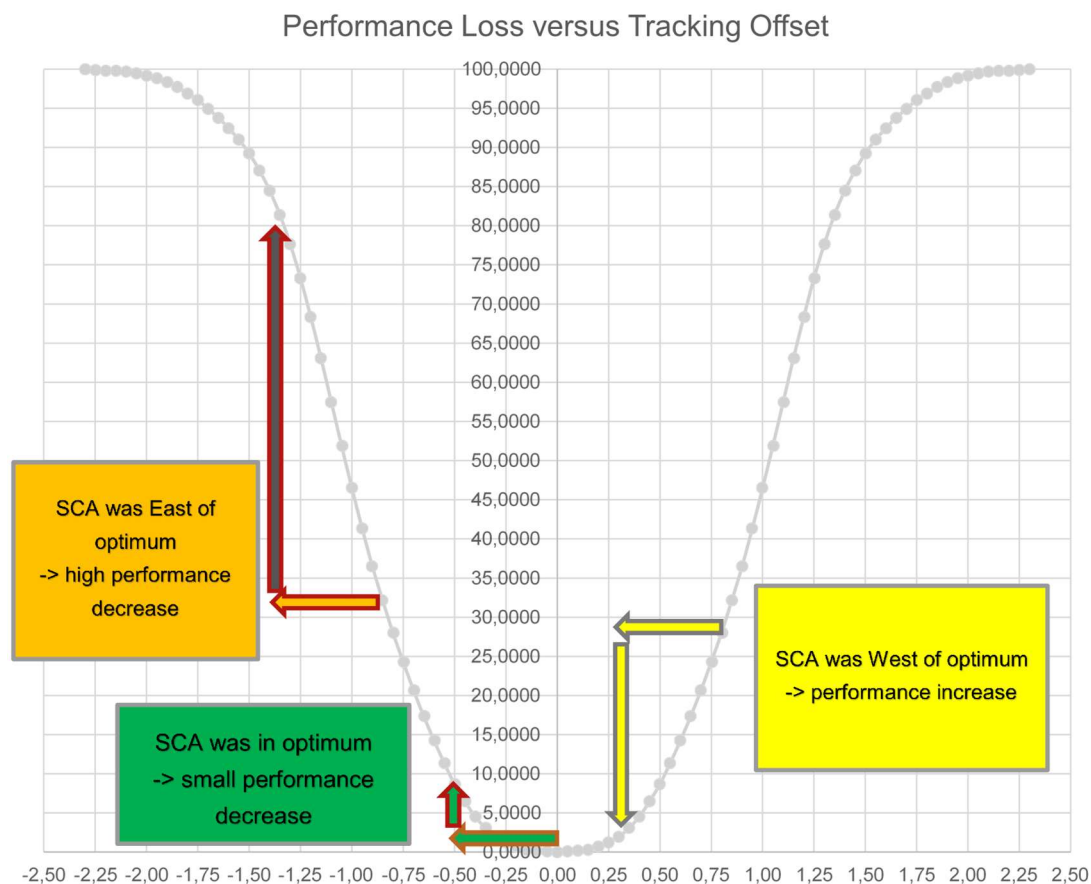


Abbildung 71 Performanceverlust du Dumping Offset

Aus dem Vergleich des beobachteten Performanceverlustes mit dem erwarteten kann dann darauf geschlossen werden, welche Korrektur am Tracking vorzunehmen ist.

Die folgende Tabelle erlaubt es, aus einem beobachteten Leistungsverlust auf den ursprünglichen Fehler zu schließen und somit einen Korrekturwert für das Tracking zu bestimmen:

Tabelle 10 Leistungsverlust über Dumping Offset

Initialer Fehler (minus=Ost)	Zusätzliches DO / erwarteter % Verlust der initialen Leistung									
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
-1,30	51,9	51,9	66,2	86,1	86,1	92,6	96,3	98,6	99,1	100,0
-1,20	29,4	51,0	66,0	76,1	84,0	90,2	94,8	97,4	99,0	99,3
-1,10	47,4	47,4	74,7	74,7	82,2	92,7	92,7	98,1	98,1	99,3
-1,00	20,5	40,8	58,2	71,0	79,9	85,9	90,5	94,2	96,9	98,5
-0,90	15,8	33,1	50,2	64,8	75,6	83,1	88,1	92,0	95,1	97,4
-0,80	11,8	25,7	40,9	56,0	69,0	78,4	85,1	89,5	93,0	95,7
-0,70	9,3	19,9	32,6	46,4	60,1	71,8	80,4	86,4	90,5	93,6
-0,60	7,5	16,0	25,9	37,6	50,4	63,1	73,9	81,9	87,5	91,2
-0,50	6,1	13,1	21,2	30,5	41,4	53,5	65,3	75,5	83,0	88,2
-0,40	4,3	10,2	16,9	24,6	33,5	44,0	55,5	66,8	76,6	83,7
-0,30	2,6	6,9	12,6	19,1	26,6	35,2	45,5	56,6	67,7	77,2
-0,20	1,3	3,9	8,0	13,6	20,1	27,5	36,0	46,1	57,2	68,1
-0,10	0,5	1,8	4,4	8,5	14,1	20,5	27,9	36,4	46,4	57,4
0,00	0,2	0,7	2,0	4,6	8,7	14,3	20,7	28,0	36,5	46,5
0,10	-0,2	0,0	0,5	4,4	4,4	8,5	14,1	27,9	27,9	36,4
0,20	-0,5	-0,7	-0,5	0,0	1,3	3,9	8,0	20,1	20,1	27,5
0,30	-1,3	-1,8	-2,0	-1,8	-1,3	0,0	2,6	6,9	12,6	19,1
0,40	-2,7	-4,0	-4,6	-4,8	-4,6	-4,0	-2,7	0,0	4,3	10,2
0,50	-4,5	-7,4	-8,7	-9,5	-9,5	-9,3	-8,7	-4,5	-4,5	0,0
0,60	-6,5	-14,4	-14,4	-16,4	-16,6	-16,6	-16,4	-14,4	-11,3	-11,3
0,70	-8,1	-20,3	-23,6	-25,2	-25,8	-26,1	-26,1	-25,2	-23,6	-20,3
0,80	0,0	-15,1	-20,3	-23,6	-25,2	-25,8	-26,1	-26,1	-25,2	-23,6
0,90	-10,2	-10,2	-26,9	-32,6	-36,2	-37,9	-38,6	-38,9	-38,9	-37,9
1,00	-13,4	-24,9	-24,9	-43,8	-50,3	-54,4	-56,4	-57,2	-57,5	-57,5
1,10	-25,8	-49,4	-69,3	-86,6	-101,7	-114,8	-124,6	-130,7	-133,6	-134,8
1,20	-69,0	-69,0	-127,5	-150,7	-150,7	-170,9	-188,6	-209,8	-213,7	-215,4
1,30	-41,7	-90,3	-139,4	-184,3	-222,2	-255,1	-283,8	-308,8	-327,3	-338,9

Randbedingungen und Vorgehensweise:

- Einstrahlung sollte weitestgehend stabil sein
- der HTF-Fluss sollte hoch sein, um die HTF Laufzeit klein zu halten
- während des Tests darf der HTF-Fluss nicht verändert werden
- als KPI sollte das Verhältnis von DeltaT zu ANI verwendet werden
- eine Testsequenz besteht aus $DO = 0^\circ$ für 5 Minuten, dann z.B. $DO=0.5^\circ$ für 5 Minuten und dann wieder $DO=0^\circ$ für 5 Minuten
- Die Testsequenz sollte am Vormittag und am Nachmittag durchgeführt werden
- Sollen mehrere SCAs eines Loops getestet werden, sollte am Ende der Loop begonnen werden, um zu vermeiden, dass thermische Schwankungen aus vorhergehenden Tests die Ergebnisse verfälschen können.

Beispieldaten für eine Testsequenz vormittags und nachmittags:

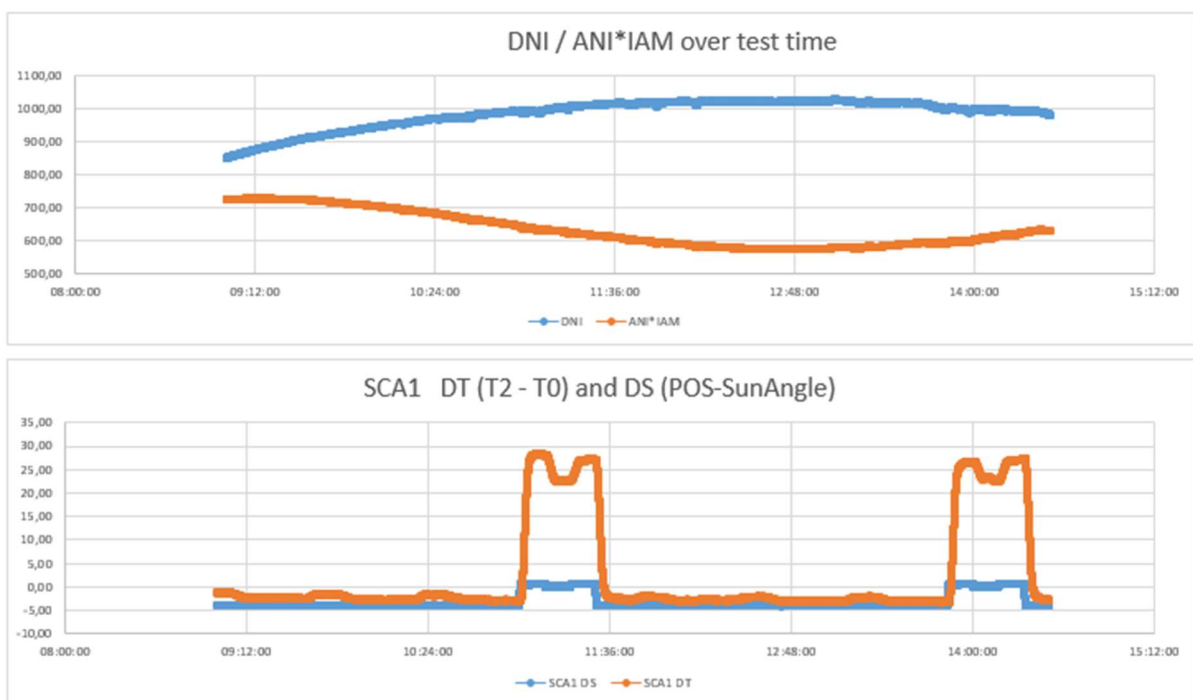


Abbildung 72 Testsequenz zur Ermittlung DeltaT über ANI

4.4.7 Automatisierung

Für die Automatisierung der thermischen Optimierung wird eine Aufteilung in Arbeitsschritte vorgeschlagen.

Schritt 1: Testdurchführung

An einem Tag mit stabiler Einstrahlung wird zuerst der HTF-Fluss stabil gehalten.

Anschließend wird für jeden SCA folgende Messequenz durchgeführt, wobei mit SCA4 begonnen wird und dann mit SCA3, SCA2 und SCA1 fortgeführt:

- SCA trackt zu 100% (DumpingOffset $DO=0^\circ$) für 10 Minuten
- SCA trackt leicht defokussiert ((DumpingOffset $DO=0.5^\circ$) für 10 Minuten

- SCA trackt zu 100% (DumpingOffset DO=0°) für 10 Minuten

Diese Testsequenz wird einmal vormittags und einmal nachmittags durchgeführt.

Es wird davon ausgegangen, dass die Datenerfassung bestehend aus HTF-Temperaturen, Fluss, Einstrahlung und Sonnenwinkel automatisiert über die normale Historienfunktion des DCS erfolgt, die ohnehin immer aktiv ist.

Schritt 2: Auswertung des Offset-Tests

Die erfassten Daten werden ausgewertet und ein Korrekturwert LGO (historisch Light-GapOffset) für jeden SCA aus den beiden Tests ermittelt. Der LGO beinhaltet die Trackingverschiebung, die erforderlich ist, um den SCA zu optimaler Leistung zu bringen.

Schritt 3: Überprüfung der Reproduzierbarkeit der Ergebnisse

Alle Tests sollten an einem Folgetag wiederholt werden. Je mehr sich die ergebenden LGO-Werte zwischen Vor- und Nachmittag sowie zwischen Werten verschiedener Tage gleichen, desto vertrauenswürdiger sind die Ergebnisse.

Schritt 4: Validierung der Leistungssteigerung

Im DCS sollten 2 Parametersätze hinterlegt werden:

- A: die ursprünglichen Trackingoffsets (initial LGO=+0.1° zwecks Torsionskompensation)
- B: die mit den Testergebnissen korrigierten LGOs

Das DCS sollte nun das Umschalten zwischen diesen beiden Parametersätzen im Regelbetrieb erlauben. Nun kann mittels der üblichen Überwachungen (z.B. Verhältnis reale thermische Leistung zu Leistung laut Performancemodell) überprüft werden, ob und in welchem Maße die Optimierung zu einer Leistungssteigerung geführt hat.

4.4.8 Zusammenfassung

Von einer vollautomatisierten Optimierung ist eher abzuraten, da durch die erforderlichen Testwiederholungen bei gleichzeitiger Überwachung von Stabilitätskriterien eine schwer implementierbare Teststrategie entstehen würde.

Eine halbautomatische Methode mit manueller Qualitätsüberwachung ist vorzuziehen.

Generell hat die vorgestellte halbautomatische Methode diverse Vorteile:

- Die Methode ist schnell und kostengünstig, Beurteilungsfehler und Fehler bei der manuellen Datenaufzeichnung sind weitgehend ausgeschlossen
- Im Gegensatz zu anderen Ansätzen wird auf die Kenntnis von Reflektivität und HTF-Fluss verzichtet. Durch die Betrachtung des relativen Leistungsverlustes wirkt sich die Unkenntnis dieser Werte nicht mehr auf die Genauigkeit der Ergebnisse aus.
- Ungenauigkeiten in der Ausrichtung der SCEs untereinander kann die Ergebnisqualität beeinflussen, aber verändert diese nicht in einem Ausmaß, das die Optimierung fehlschlagen würde.
- Die Methode kann für SKAL-ET and HelioTrough verwendet werden

Nachteile:

- Basiert auf dem ΔT des SCAs, das in kommerziellen Kraftwerken aufgrund der Sensoranordnung üblicherweise nicht direkt gemessen werden kann.
- Bei schwankendem DNI sinkt die Aussagekraft der Ergebnisse

Warnungen:

- Ein korrekt gerechneter Sonnenwinkel ist erforderlich.
- Die ermittelten Korrekturwerte gelten nur für die aktuelle Kalibrierung der Positionsmessung. Falls wie bei Magnetbandlösungen möglich, die Kalibrierung verloren geht und eine Rekalibrierung erforderlich wird, behalten die Korrekturwerte der thermischen Optimierung nur dann ihre Gültigkeit, wenn durch hochpräzise Rekalibrierung der Positionsmessung die vorhergehende Kalibrierung wiederhergestellt werden kann.

4.5 Sonstige Designaspekte (FLG/DLR)

Gegen Ende der Projektlaufzeit von MSOpera haben sich noch einige Aspekte ergeben, die Verbesserungen im Kollektordesign erlauben.

Bei den Rollern der Kollektoren wurden mehrere defekte Roller festgestellt. Durch Scherkräfte sind die Einfassungen der Laufflächen abgebrochen. Offenbar wurden teilweise statt sphärischen, zylindrischen Roller verbaut. Einige Ersatzteile konnten direkt eingebaut werden, weitere müssen beschafft werden.

Bei der Demontage von Receiverrohren brechen regelmäßig die Schraubenbolzen der Receiverklemmen ab mit denen sie an den Support befestigt sind (siehe Abbildung 73). Dann muss die gesamte Klemme ausgetauscht bzw. die Schrauben aufwendig ausgebohrt werden.

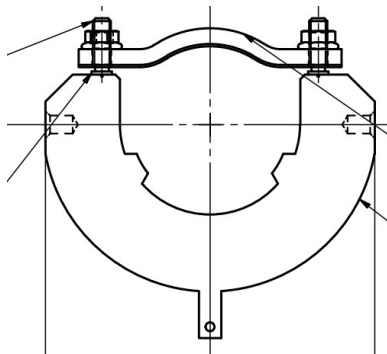


Abbildung 73 Receiverrohr Klemmen

Bei den Hydraulikantrieben gab es einen Defekt in der Hochdruckstufe der Pumpe, so dass zwei Kollektoren in etwa 1/3 der Fahrgeschwindigkeit verloren haben. Die defekten Komponenten wurden zum Hersteller gesendet und repariert. Lediglich am SCA 2 ist der Austausch noch ausstehend und das Problem sollte laut Hersteller durch Einsatz höherwertiger Komponenten behoben sein.

Solarfeld Begleitheizung

Neben den defekten REPA müssen weitere Modifikationen am Solarfeld durchgeführt werden, um den Kollektorloop vollständig zu drainieren. Die Verbindungsleitung zwischen den REPA

von zwei Kollektoren werden derzeit über die Impedanzheizung der REPA mitbeheizt. Die erreichbaren Temperaturen der festen Rohrleitung ist aufgrund des geringeren Widerstands die stärkere Rohrwand deutlich niedriger. Trotz einer Vorwärmphase von etwa 10 Tage war es mit dem aktuellen Design nicht möglich das Solarfeld vollständig zu drainieren. Um das Problem zu beheben werden die Rohrleitungsabschnitte mit zusätzlichen MI-Begleitheizungen ausgestattet und neu gedämmt (siehe auch Kapitel 2.6.4).

5. AP Verringerung der Wärmeverluste bei Solarfeldstillstand (DLR/FLG)

Ziel des Arbeitspaketes ist die Entwicklung und Erprobung von Methoden zur Reduzierung von Wärmeverlusten während des Stillstandes. Außerdem wurde als Verfahrensschritt zur Reduzierung des begleitenden Wärmebedarfs bei der Erstbefüllung und möglichen Nachbefüllungen an der EMSP die Methode der solaren Vorwärmung erprobt. Dabei wird der Energieeintrag durch gezielte, intervallmäßige (Teil-) Fokussierungsbewegungen beeinflusst, so dass ein kontrollierter Aufwärmprozess sowohl des leeren als auch des bereits befüllten Behälters möglich ist. Dadurch sollen Teile der Solarfeldheizung und des erforderlichen Aufwärmenergiebedarfes eingespart werden. Beim Weglassen von Teilen der festinstallierten elektrischen Heizung im Feld, wird ggf. ein mobiles Ergänzungssystem benötigt. Im Projekt wird ein entsprechendes Konzept entwickelt. Die positiven Projektergebnisse in MSOpera werden im Rahmen von SPOT vertieft und für eine kommerzielle Nutzung weiterentwickelt.

Durch den starken Anstieg der Stromkosten in 2022 wurde das Arbeitspaket im Rahmen einer Aufstockung durch einen Winterschlafmodus erweitert. Ziel war die Reduktion der massiven Stromkosten in Zeiten außerhalb projektbezogenem Versuchsbetrieb.

5.1 Prozessbeschreibung der solaren Vorwärmung und Demonstration am EMSP (DLR, FLG)

5.1.1 Übersicht

Um ein Solarfeld mit Salzschnmelze zu befüllen, ist es erforderlich, das komplette Rohrleitungssystem vorzuwärmen, um ein Einfrieren des HTF während der Befüllung sicher zu verhindern.

Tabelle 11 Heizmethoden aus dem HPS2-Projekt im Einsatz

Komponente	Vorwärmmethode
HCEs	Impedanzheizung
ICP	Begleitheizung (Trace Heating)
REPA	Begleitheizung / Impedanzheizung
COP	Begleitheizung
Header	Begleitheizung

Für die Vorwärmung der Loop wird davon ausgegangen, dass eine Gesamtheizleistung von ca. 180KW benötigt wird. Pro SCA-Schwinge voller Länge (halber SCA) sind im bestehenden Heizungskonzept ca. 18,5 kW bzw. 15 kW Leistung vorgesehen (siehe Abbildung 74).

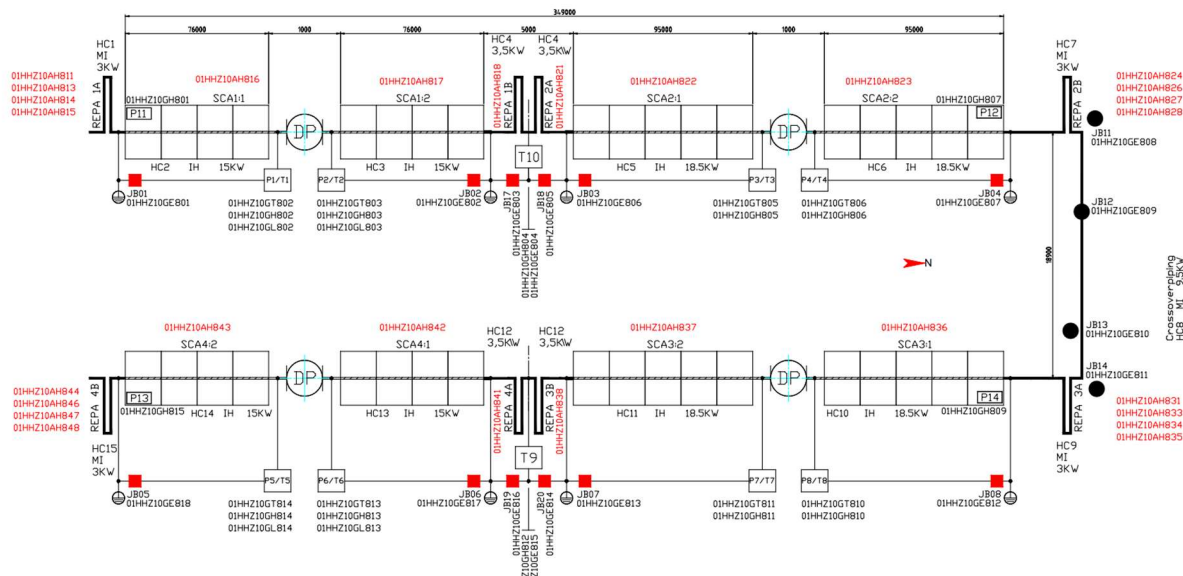


Abbildung 74 Stationäre Solarfeld Heizungen auf der EMSP

Da die HCEs im Gegensatz zu den Rohrleitungen (ICP, COP, REPA) nicht isoliert werden können, haben sie vergleichsweise hohe Wärmeverluste und benötigen deshalb eine hohe Heizleistung, um in möglichst kurzer Zeit auf die erforderliche Temperatur gebracht zu werden. Die Impedanzheizung der HCEs hat daher mit 134 kW einen großen Anteil an der insgesamt für den Test-Loop benötigten Aufwärmleistung. Die Aufheizdauer der leeren HCE auf 300 °C dauert etwa 6 h.

Die Loop in Évora wurde im Rahmen von MSOpera mit einer Vielzahl von weiteren Temperatursensoren ausgestattet. Es gibt 18 Stück Pt100 mit Tauchhülsen, die über die LOCs erfasst und an die FSC gemeldet werden (aus HPS2). Zusätzlich gibt es die folgenden 9 Stück Pt100 mit einem Durchmesser von 3 mm, die ohne Tauchhülsen verbaut sind und über das Datenerfassungssystem der Begleitheizung an das DCS und von da an die FSC gemeldet werden:

Sensor installiert, über Eltherm-Systeme zur T3000	
SCA1_EL-Temp_In	Temp Loop Inlet (ohne Thermohülse)
SCA1_EL-Temp_Cnt	Temp Drive Pylon SCA1 (ohne Thermohülse)
SCA1_EL-Temp_Out	Temp Outlet SCA1 (ohne Thermohülse)
SCA2_EL-Temp_Cnt	Temp Drive Pylon SCA2 (ohne Thermohülse)
SCA2_EL-Temp_Out	Temp Outlet SCA2 (ohne Thermohülse)
SCA3_EL-Temp_Cnt	Temp Drive Pylon SCA3 (ohne Thermohülse)

SCA3_EL-Temp_Out	Temp Outlet SCA3 (ohne Thermohülse)
SCA4_EL-Temp_Cnt	Temp Drive Pylon SCA4 (ohne Thermohülse)
SCA4_EL-Temp_Out	Temp Outlet SCA4 (ohne Thermohülse)

Zusätzlich wurden weitere Pt100 als Oberflächensensoren in der Nähe der HCEs installiert.

Bei Betrieb der Impedanzheizung kann theoretisch die mittlere HCE-Temperatur aus einer Widerstandsmessung abgeschätzt werden. Allerdings zeigte die Auswertung erhebliche Abweichungen, da der Widerstand neben der Temperatur von weiteren Einfluss Faktoren abhängig ist. Dazu gehören die Kollektorposition und Umgebungsbedingungen, wie Niederschlag, aber auch veränderte elektrische Isolation der HCE von der Stahlstruktur des Kollektors. Durch die große Anzahl an isolierenden Teilen über die gesamte Kollektorlänge, ist die Suche nach Leakageströmen sehr langwierig und nicht immer erfolgsversprechend.

Für die nachfolgenden Betrachtungen ist festzuhalten, dass alle vorhanden Sensoren keine wirkliche Messung der HCE-Temperaturen über die gesamte Loop-Länge erlauben und für den Fall der solaren Vorwärmung keinerlei Aussagen über die radiale Temperaturverteilung des Stahlrohres im HCE ermöglichen.

Ansatz im Projekt war nun, die Einstrahlung der Sonne zu nutzen, um Heizleistung beim Vorwärmen einzusparen und eventuell die Aufwärmzeit zu verkürzen.

5.1.2 Methoden der Solaren Vorwärmung

In den Kostenstudien von Flagsol, basierend auf den Erfahrungen der EMSP, hat sich gezeigt, dass eine Impedanzheizung der Receiver mit hohen Kosten verbunden ist, die wesentliche Kostensenkungen der Salztechnologie wieder zunichtemachen. Mit dem alternativen mobilen Konzept werden in einem kommerziellen Kraftwerk zwar Investitionen reduziert, aber es wird viel Zeit für die Befüllung der Anlage mit Salz in der Größenordnung von einigen Wochen benötigt, da ein Loop nach dem anderen in Betrieb genommen werden muss. Mit der solaren Vorwärmung der leeren Absorberrohre wurde ein Konzept gefunden, das die Investitionen und Anfahrzeiten wesentlich reduziert.

Einen leeren Receiver in den Focus zu fahren ist durch die Vorgaben des Herstellers eigentlich strikt untersagt. Bei einem Handhabungsfehler kann das Stahlrohr im HCE innerhalb kurzer Zeit durch einseitige Bestrahlung auch plastische Verformung aufweisen und dabei letztendlich auch das Glashüllrohr sprengen.

Bei der Konzeption der solaren Vorwärmung musste deshalb darauf geachtet werden, dass durch hinreichende Zeiten außerhalb des Fokus die radiale Wärmeverteilung erfolgen kann.

1.1.1 Vorwärmen mit einfacher Sonne

In einem ersten Schritt wurde eine FEM aufgestellt, in der die einfache Sonneneinstrahlung auf der der Sonne zugewandten Seite (Abbildung 2), sowie verschiedene Positionen mit Teilfokussierung der Strahlung auf der anderen Absorberseite betrachtet wurden.

Erfahrungen haben gezeigt, dass schon die einfache Sonne das HCE-Stahlrohr auf bis über 200°C vorwärmen kann. Vereinfacht betrachtet wurde ein 70 mm HCE mit ca. 1% der Aperturweite und somit auch ca. 1% der Design-Leistung. Bei einem ANI von 800 W/m² ergibt sich hieraus eine Leistung von ca. 8 kW.

Hierbei ist zu beachten, dass im Gegensatz zur solaren Vorwärmung (trackender SCA) alle HCEs gleich erwärmt werden, auch diejenigen, die im Süden aufgrund der Einstrahlungswinkels (Incidence Angle) keine reflektierte Strahlung erhalten können.

Als alleinige Vorwärmmethode ist die Direktstrahlung möglicherweise für Solarsalz nicht hinreichend, sie kann jedoch unterstützend für alle anderen Vorwärmmethoden genutzt werden.

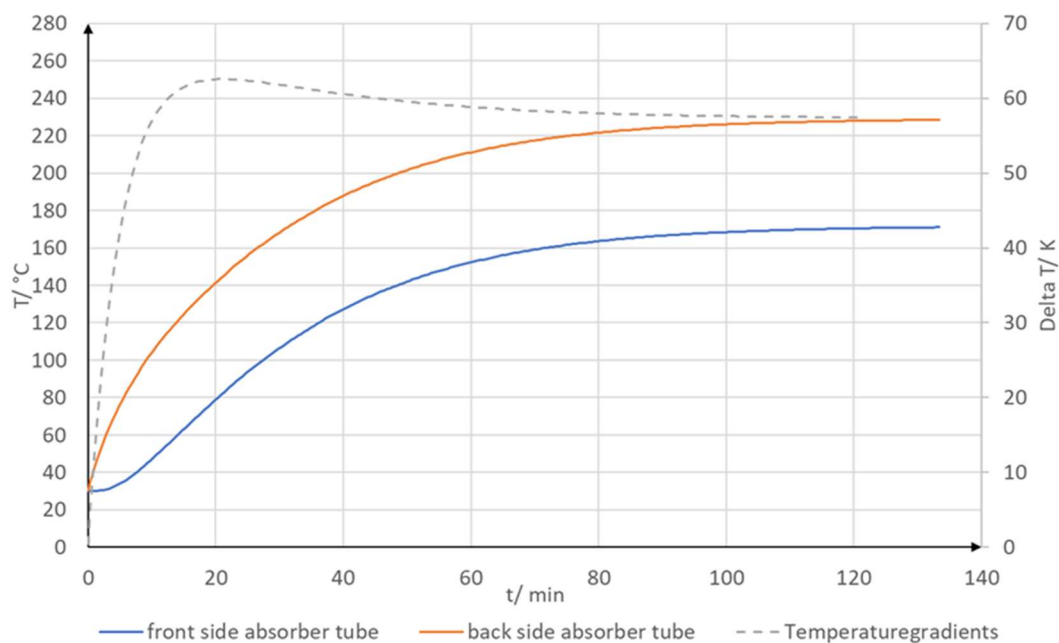


Abbildung 75 Temperaturverlauf der Rohrvorderseite und Rohrrückseite und auftretende Temperaturgradienten in Abhängigkeit der Zeit bei Bestrahlung mit einfacher Sonne

Zur Validierung der FEM sollen Messergebnisse herangezogen, die entstehen solange der Kollektor nicht mit Salz befüllt ist und die Sonne auf ihn scheint. Allerdings hat sich gezeigt, dass die Temperaturmessungen dann stark abweichen. Besonders bei den PT-100 in den Tauchhülsen, aber auch bei den im Rahmen von MSOpera eingebrachten PT-100 mit 3 mm Durchmesser direkt im Absorberrohr, wirkt sich Wärmeleitung nach außen stark aus, wenn gleichzeitig die zugeführte Wärme im Absorberrohr gering ist. Dies ist der Fall bei stehender Luft im Absorber, dann steigt der Wärmeleitwiderstand so weit, dass die angezeigte Temperatur einige 10 K von der tatsächlichen abweicht. Hier sind evtl. andere Temperatursensoren

oder -messungen sinnvoller (siehe Kapitel 2.5.1). Abhilfe hat die Nutzung des Gebläses am Solarfeldeintritt geschaffen. Durch den Luftstrom und den damit einhergehenden besseren Wärmeübergang verringert sich die Abweichung, wie das folgende Diagramm zeigt Abbildung 76. Um ca. 9:30 Uhr wird das Gebläse eingeschaltet und die Temperaturanzeige steigt sofort um einige 10 K. Diese Messungen konnten noch nicht zur Validierung herangezogen werden, da in diesem Zeitraum die Strahlungsmessungen zur Kalibrierung verschickt waren.

Temperatures on 13.10. at SCA1 without impedance heating of SCA1

Hot air blower has an electrical heater ("Leister") of 32 kW

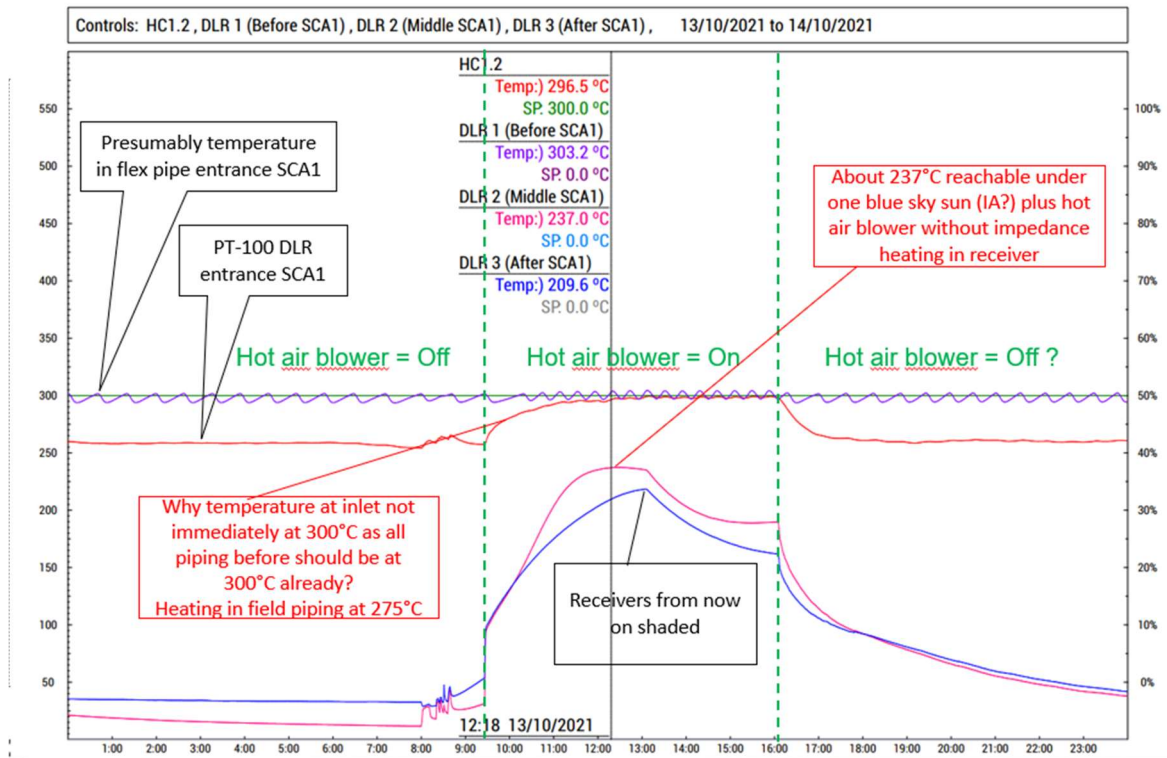


Abbildung 76 Entwicklung der Temperaturen im Solarfeld bei leeren Röhren

Eine kommerzielle Beschränkung liegt auch in den Vorgaben der Receiverhersteller, da mit solch einer Betriebsweise die Garantie erlischt. Andererseits ist es bei der Inbetriebnahme ohnehin kaum zu vermeiden, dass Receiver mit einfacher Sonne bestrahlt werden, nachdem die Schutzhülle entfernt wurde und bevor das Wärmeträgermedium eingefüllt wird. In der Regel muss der Vorgang nachts erfolgen.

Es gibt in der Literatur verschiedene Angaben welche radiale Temperaturdifferenzen auftreten dürfen. Dies erfordert eine Spannungsanalyse, die im Rahmen von SPOT näher untersucht wird.

1.1.1 Vorwärmen mit konzentrierender Solarstrahlung

Durch die begrenzte erlaubte radiale Temperaturdifferenz und die damit verbundenen Spannungen im Absorberrohr ist die eingebrachte Leistung beschränkt. Daher ist auch eine (Teil-)

fokussierung kritisch und es kann leicht zu viel Leistung eingebracht werden, insbesondere da der Kollektor immer leicht verdrillt und so die eingebrachte Leistung über die Kollektorlänge variiert.

Für die konzentrierte solare Vorwärmung wurden 2 Methoden entwickelt (siehe Abbildung 77) und in das Steuerungssystem des Solarfeldes (FSC + LOCs) eingebaut:

Methode 1: Heranfahren an die Sonne (Dip-In)

SCA bleibt immer östlich der Sonne und wird zwischen Sun-FollowDeltaAngle (bspw. 4°) und Sun-X geschwenkt, wobei X ein wählbarer Winkel zwischen 0.0° and 2.3° ist.

Vorteil: maximaler Energieeintrag regelbar

Nachteil: Energieeintrag für HCEs unterschiedlich (Torsion)

Methode 2: Durchfahren der Sonne (Sun-Crossing)

SCA wird zwischen Sun-X (e.g. 4°) und Sun+X hin- und hergefahren, wobei X ein wählbarer Winkel zwischen 3° and 10° ist

Vorteil: Energieeintrag für alle HCEs identisch

Nachteil: Maximaler Energieeintrag DNI-abhängig, riskanter bei hohem DNI

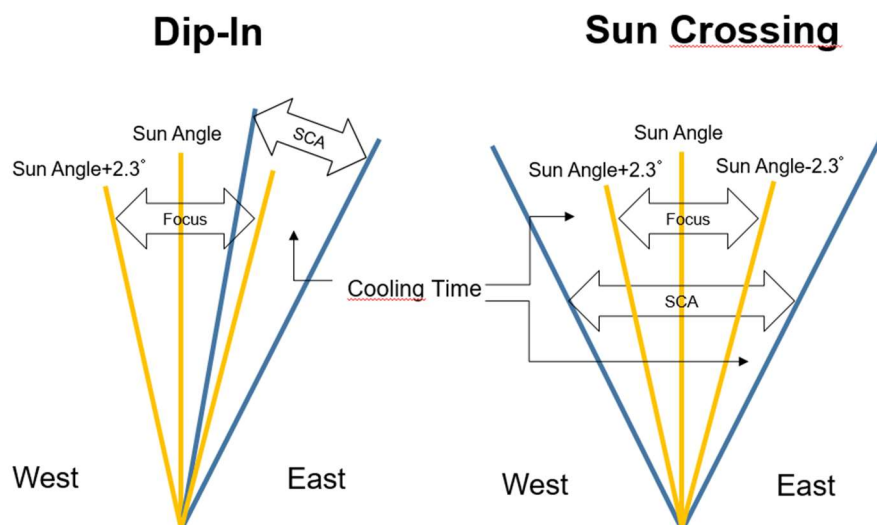


Abbildung 77 Methoden zur solaren Vorwärmung

Anschließend folgt bei beiden Methode jeweils eine Wartezeit, um den radialen Temperaturausgleich über das HCE zu ermöglichen und die thermisch induzierten Spannungen abzubauen.

Beide Methoden wurden anhand einer FLG-Funktionsbeschreibung durch TSK Gijon in FSC und LOC programmiert und im September 2022 vor Ort in Évora installiert. Beide Methoden konnten bei simuliertem Sonnenwinkel erfolgreich getestet werden.

5.1.3 Erwartete Heizleistung

Methode 1: Dip-In

Um die maximale Heizleistung auf einem HCE begrenzen zu können, ist es besser bis zu einem definierten Offset im Osten an die Sonne heranzufahren und dann wieder nach Sonne -4° zurückzufahren. Hierbei werden Sicherheitsproblematiken bei Betriebsstörungen weitestgehend vermieden und ein vorsichtiges Herantasten an zerstörungsfreies solares Vorwärmen wird auch bei hoher Einstrahlung ermöglicht.

Die Betrachtung wird für eine HCE-Temperatur von 50°C vorgenommen, höhere Wärmeverluste bei höheren Temperaturen und Feinheiten wie Torsion bewirken eine Reduktion der effektiven Wärmeleistung und bleiben unberücksichtigt, wirken also als zusätzlicher Sicherheitsfaktor.

Wird ein typischer Betriebszyklus betrachtet, so umfasst dieser zunächst das Heranfahren an die Fokuszone der Sonne von einem Sonnenwinkel von -4° bis $-2,3^\circ$, was eine Fahrzeit von etwa 12 Sekunden erfordert. Innerhalb der Fokuszone bewegt sich das System vom Winkel $-2,3^\circ$ bis zum definierenden Optimum (DO) und anschließend wieder zurück. Die dafür benötigte Zeit berechnet sich zu:

$$T_{\text{Fahrzeit}} = (2 \times (2,3 - \text{DO})) / 0,15 \text{ [Sekunden]},$$

basierend auf einer angenommenen konstanten Winkelgeschwindigkeit von $0,15^\circ/\text{s}$.

Abschließend erfolgt das Zurückfahren aus der Fokuszone, erneut von $-2,3^\circ$ auf $-4,0^\circ$, was ebenfalls etwa 12 Sekunden in Anspruch nimmt. Aus dieser Gesamtbetrachtung ergibt sich eine durchschnittliche Heizleistung pro Zyklus, die auch die Fahrzeiten außerhalb der Fokuszone mit einbezieht entsprechend der folgenden Tabelle 12:

Tabelle 12 Durchschnittliche Heizleistung [kW] beim partiellen Heranfahren (-4° bis DO und zurück)

DO [$^\circ$] / ANI [W]	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
1,20	1	3	6	9	12	15	19	22	25	28
1,10	2	4	9	13	17	22	26	30	35	39
1,00	3	6	12	17	23	29	35	41	47	53
0,90	4	7	15	23	30	38	46	53	61	68
0,80	5	9	19	28	38	47	57	67	76	86
0,70	6	11	23	35	46	58	69	81	92	104
0,60	7	14	27	41	55	68	82	96	109	123
0,50	8	16	32	47	63	79	95	111	127	143
0,40	9	18	36	54	72	90	108	126	144	162
0,30	10	20	40	60	81	101	121	141	161	182
0,20	11	22	44	67	89	111	133	156	178	200
0,10	12	24	48	73	97	121	145	170	194	218
0,00	26	52	78	105	131	157	183	209	236	262

Methode 2: Sun-Crossing

Bei dieser Methode wird der Fokusbereich einmal komplett durchfahren.

Ein dauerhaft trackender Heliotrough-SCA hat die folgende Designleistung:

Max Thermische Leistung [kW] eines Heliotrough SCA in vollem Fokus						
ANI [W/m²]/ T [°C]	50	100	150	200	250	300
100	103	102	101	98	95	91
200	207	207	205	202	199	195
300	311	311	309	306	304	299
400	415	415	414	411	408	403
500	520	519	518	515	512	508
600	624	623	622	619	616	612
700	728	728	726	723	720	716
800	832	832	830	827	825	820
900	936	936	935	932	929	924
1000	1041	1040	1039	1036	1033	1029

Hieraus ergibt sich für das Durchfahren der Sonne (Sonne -2,3° bis Sonne +2,3°) die folgende effektive mittlere Heizleistung:

Mittlere Leistung [kW] eines Heliotrough SCA beim Durchfahren der Sonne						
ANI [W/m²]/ T [°C]	50	100	150	200	250	300
100	46	46	45	44	43	41
200	93	93	92	91	89	87
300	140	139	139	137	136	134
400	186	186	185	184	183	181
500	233	233	232	231	230	228
600	280	280	279	278	276	274
700	326	326	326	324	323	321
800	373	373	372	371	370	368
900	420	420	419	418	417	415
1000	467	467	466	465	463	461

Unter Berücksichtigung der Zeiten außerhalb des Fokus ergibt sich dann die folgende mittlere Heizleistung für die Methode Sun-Crossing (Sonne -4° bis Sonne + 4°):

Mittlere Leistung [kW] eines Helio SCA beim Durchfahren der Sonne								
- einschließlich Abkühlzeiten im Bereich 2.3° bis FollowDeltaAngle (FDA) -								
ANI [W/m²]/ FDA [°]	3	4	5	6	7	8	9	10
100	35	26	21	18	15	13	12	11
200	71	53	43	36	30	27	24	21
300	107	80	64	53	46	40	36	32
400	143	107	86	71	61	54	48	43
500	179	134	107	89	77	67	60	54

600	214	161	129	107	92	80	71	64
700	250	188	150	125	107	94	83	75
800	286	215	172	143	123	107	95	86
900	322	241	193	161	138	121	107	97
1000	358	268	215	179	153	134	119	107

5.1.4 Testaufbau und Ergebnisse

Nach der Konzeptentwicklung wurden Tests zur solaren Vorwärmung auf der EMSP in Évora durchgeführt. Hierfür wurde SCA3 verwendet.

Um eventuelle Schäden durch plastische Verformung zu Erfassen und wenn möglich zu verhindern wurde eine umfangreiche Messtechnik mit folgenden Sensoren und Kameras eingesetzt und evaluiert:

- Sensoren durch die FSC erfasst
 - Oberflächen-Temperatursensoren am Drive-Pylon in der Nähe des ersten HCEs
 - Pt100 in Tauchhülse am Drive-Pylon
 - 3-fach redundante Pt100 in Tauchhülse am SCA-Inlet und –Outlet
 - Wetterdaten: DNI, ANI, Windgeschwindigkeit, Umgebungstemperatur
- Sensoren über DCS erfasst (T3000)
 - Pt100 ohne Tauchhülse am Outlet von SCA3 (Lufttemperatur)
- Video einer Thermokamera, an der Spiegelkante montiert
- Seilzugsensor am Südende von SCA3, um die Längenausdehnung zu ermitteln
- Optische Überwachung der HCE-Verformung mit 2 Kameras an der Spiegelkante
- Optische Überwachung der HCE-Verformung mit 2 Kameras an der Spiegelmitte
- Zeitraffer-Video der Auslenkung des südlichsten HCE-Posts mit einer Handy-Kamera an der Spiegelkante (1 Bild je 10s)
- Visuelle Inspektion aller HCEs um Vorschäden zu erfassen/auszuschließen
- Drohnenflüge mit optischer Erfassung der HCE-Stahlrohrdeformation vor und nach den Tests der solaren Vorwärmung

Testergebnisse

Während der Testphase wurden diverse solare Vorwärmung durchgeführt. Im Folgenden sind die wesentlichen Ergebnisse dargestellt.

Die erste Testreihe fand bei einer solaren Einstrahlung (ANI) von 740 W/m^2 statt. Der Air Blower sowie die Heizsysteme in SCA 1 und SCA 2 waren aktiv. Der Versuch begann mit einem Dip-In-Verfahren, bei dem das Minimum Dumping – also der Abstand zur solaren Fokuslinie – schrittweise reduziert wurde (bis 16:56).

Anschließend wurden vier Sun-Crossing-Zyklen mit einem Follow Delta Angle von 4° durchgeführt (Sun- $4^\circ \rightarrow$ Sun+ $4^\circ \rightarrow$ Sun- 4° , kurze Pause, Wiederholung).

Im Verlauf des Tests wurden Temperaturen an relevanten Punkten – dem Drive Pylon, dem Thermohülse und dem Ausgang (Outlet) von SCA3 – aufgezeichnet. Außerdem wurde die

Temperatur über die Längenausdehnung der HCE einer Kollektorschwinge mittels Drahtseilsensoren gemessen. Die Messergebnisse sind in Abbildung 78 dargestellt.

Mit sinkendem Minimum Dumping wurde dabei ein kontinuierlicher Temperaturanstieg beobachtet. Bei einem Dumping von $0,4^\circ$ (entspricht 5 %) wurden am Thermohülse bis zu 186°C und am Outlet maximal 357°C erreicht. Die Höchsttemperatur betrug 388°C (vgl. Tabelle 13).

Tabelle 13 Gemessene Temperaturen zu ausgewählten Zeiten

Time	Min Dump % [$^\circ$]	Surface Temp. Drive Pylon [$^\circ\text{C}$]	Thermohülse Drive Pylon [$^\circ\text{C}$]	Ohne Thermohülse Outlet [$^\circ\text{C}$]	Ther- SCA3
16:28	70 [1,20 $^\circ$]	135	153		
16:32		137	155	220	
16:34	50 [1,05 $^\circ$]	139	157	242	
16:36		140	158	260	
16:38	30 [0,85 $^\circ$]	136	160		
16:40		137	162		
16:42		139	164	287	
16:44	20 [0,65 $^\circ$]	141	165	305	
16:46		148	169		
16:48		150	170	322	
16:50	10 [0,5 $^\circ$]	153	173	339	
16:52		157	176		
16:54		161	179		
16:56		162	182	357	
16:58	5 [0,4 $^\circ$]	166	186		
17:00		175			
17:10		180	204	MAX 388	

Darüber hinaus wurden weitere Tests bei einer ANI von ca. 700 W/m^2 durchgeführt und so der Minimum Dumping Faktor auf 70 % ($1,2^\circ$) optimiert, um der Spezifikation des HCE-Herstellers von max. 5 K/min Temperaturtransienten möglichst zu entsprechen. Im realen Testbetrieb schwanken die Aufheizraten entsprechend mit der ANI und sind stark abhängig von der gemessenen Temperatur. Während die Spezifikation bei Pt100 ohne Thermohülsen eingehalten wird, misst der Seilzugsensor deutlich höhere Temperaturen und damit auch Transienten. Wie in Abbildung 79 zu sehen, steigt die Temperatur des Seilzugsensors von 220°C auf 360°C (160 K) in nur 12 Minuten, was einem Transienten von etwa 13,3 K/min entspricht. Im gleichen Zeitraum misst der Pt100 ohne Thermohülse nur eine Temperaturänderung von 210°C auf 290°C (80 K), was einem Transienten von 6,6 K/min entspricht. Pt100 mit Thermohülsen messen nochmal deutlich schlechte und resultieren in einem Transienten von ca. 5 K/min.

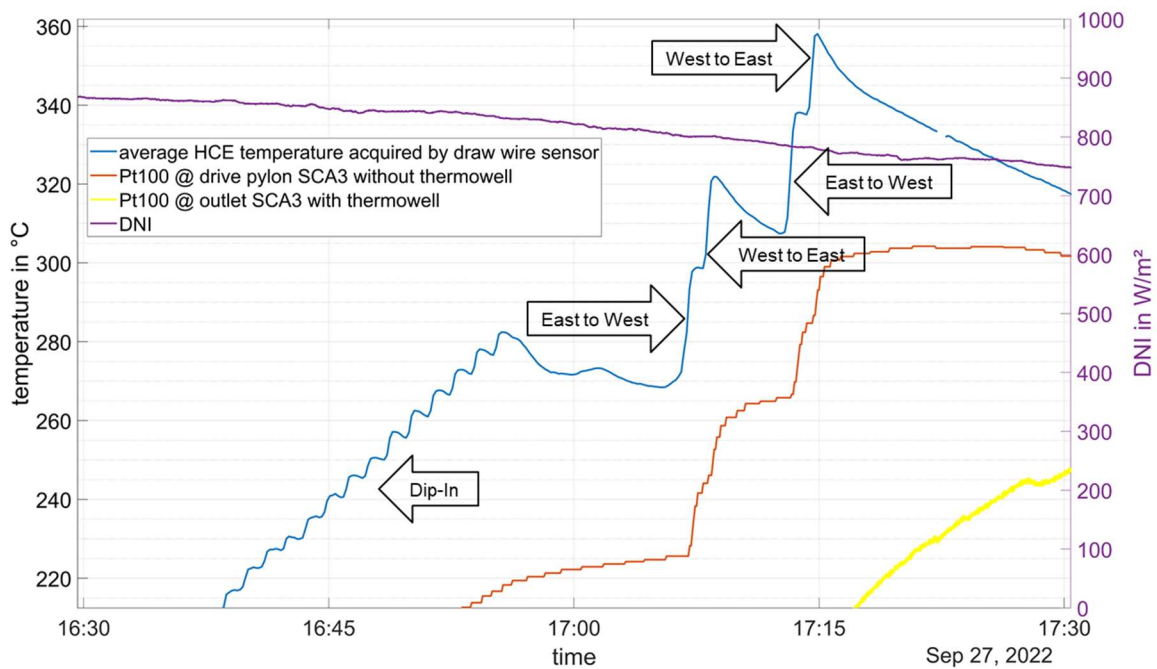


Abbildung 78 Temperaturen während der solaren Vorwärmung am SCA 3

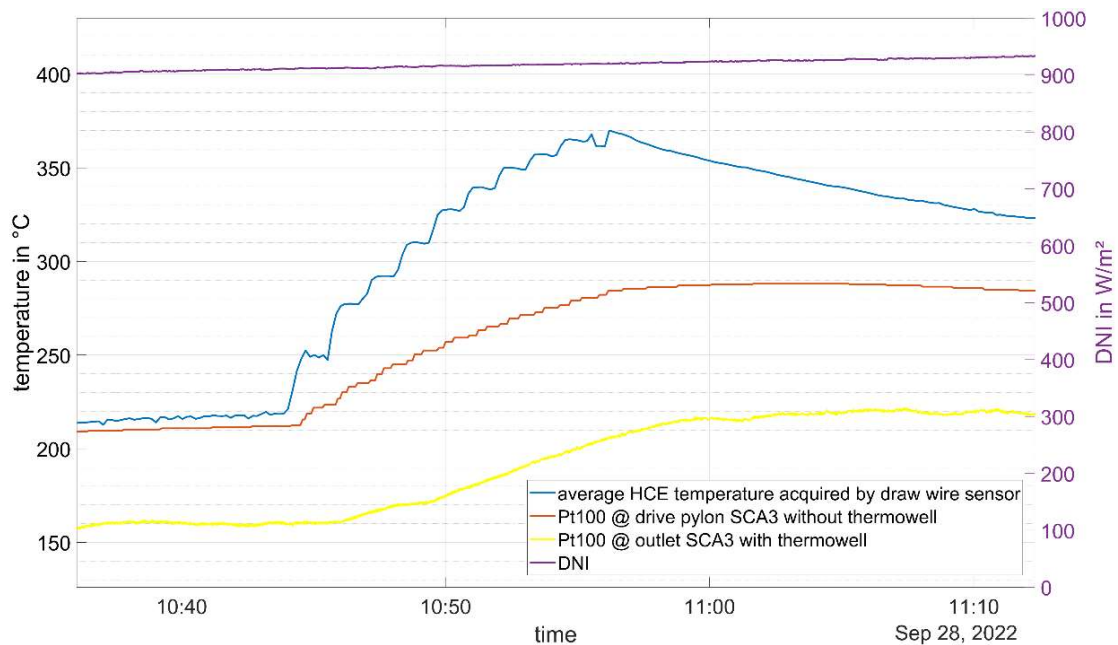


Abbildung 79 Temperaturverlauf der solaren Vorwärmung mittels Dip-In-Methode bei einer ANI von 785 W/m²

Die Sun Crossing-Manöver führten zu folgenden Temperaturanstiegen am Outlet von SCA3 von 268°C auf 322°C in < 3 Minuten, was einem Transienten von ~ 18 K/min entspricht. Diese Aufheizraten können auch nicht wesentlich reduziert werden, da sie durch die Antriebsgeschwindigkeit der Kollektoren limitiert ist. Eine Reduktion kann also nur durch eine solare Vorwärmung bei geringeren ANI erwirkt werden. Auch Ansätze wie eine teilweise Verschattung der Spiegelflächen, der Einsatz zusätzlicher Vorwärm Spiegel oder eine Modifikation der Kollektorantriebe ist denkbar, um die Transienten zu reduzieren. Die vertiefte Verfahrensentwicklung wird im Rahmen von SPOT weiter vorangetrieben.

5.1.5 Elastische und plastische Verformungen

Während der Tests wurden ausgewählte HCEs mit jeweils 2 Kameras in zwei Achsen beobachtet und visuell die Verformung des Stahlrohrs überwacht.

Während der Dip-In – Versuche konnte keine Verformung beobachtet werden.

Bezüglich der Verformung bei den Sun-Crossing – Versuchen wurden 3 Bilder manuell ausgewertet, um die Z-Abweichung "imdistline" in matlab zu ermitteln.

Die 3 Bilder wurden vor und während des Versuches aufgenommen, die zeitliche Zuordnung wird mit roten Kreuzen markiert (vgl. Abbildung 80 und Abbildung 81):

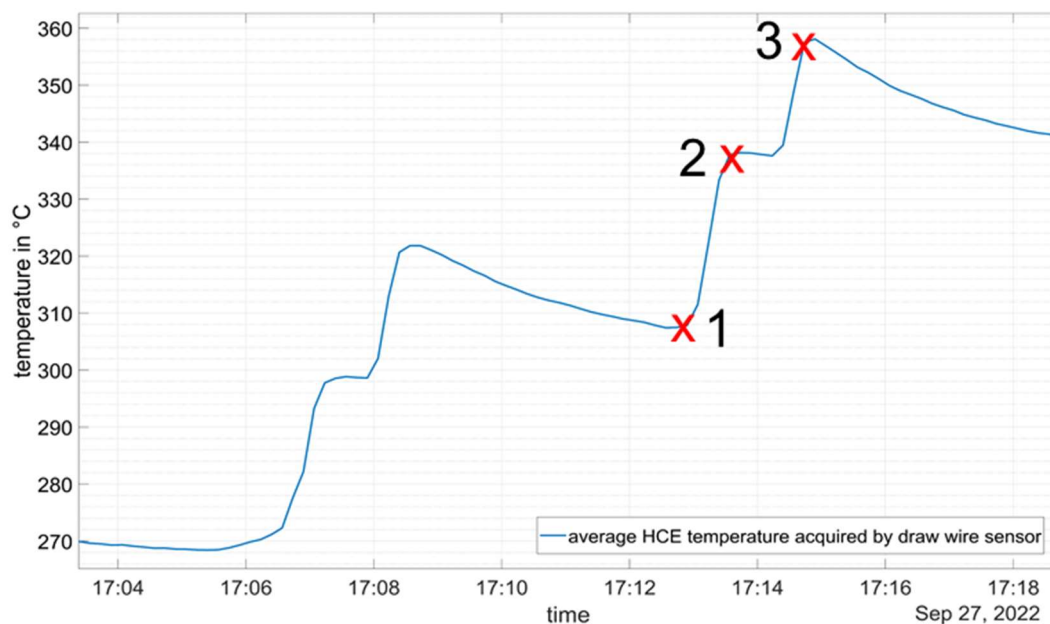


Abbildung 80 Ausgewertete Bildaufnahmen während der solaren Vorwärmung mittels Sun-Crossing Methode

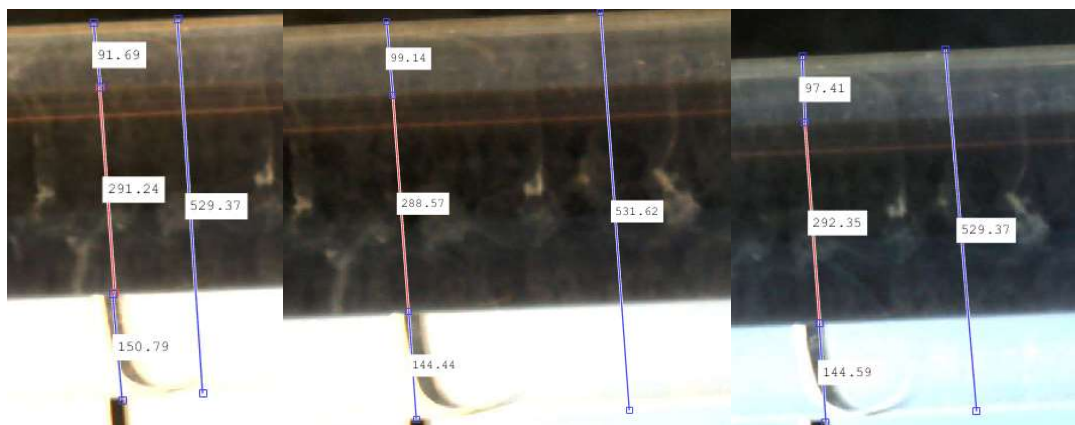


Abbildung 81 Aufnahmen und Auswertung während der solaren Vorwärmung. Von links nach rechts 17:04, 17:09 und 17:15 Uhr

Evaluation:

Bild-Nr.	Oben [px]	Mitte [px]	Unten [px]	Total [px]	px/mm	Relation Glas/Stahl (bei 70 mm)	Check-Summe Total	z-Abweichung von Idealposition [mm]
170440	91,7	291,2	150,8	529,4	4,2	68,8	4,35	-7,0
170928	99,1	288,6	144,4	531,6	4,3	67,9	0,53	-5,3
171522	97,4	292,4	144,6	529,4	4,2	69,0	4,98	-5,6

Das HCE-Stahlrohr war vor dem Beginn der Tests leicht verbogen und das erstmalige Durchfahren der Sonne bewirkte eine Verformung um ca. 2mm, allerdings zurück in Richtung Ideallinie.

Die Temperaturdifferenz von 40 K (325°C - 365°C) bewirkten eine Verformung um 2mm, das zweite Durchfahren der Sonne mit einer Temperaturdifferenz von 38 K (350°C – 388°C) hatte dann allerdings keine weitere Verformung zur Folge.

Nach Abkühlen befand sich das Rohr wieder in seiner Ursprungsposition, so dass festzuhalten ist, dass keine plastischen Verformungen stattgefunden haben.

Bei einem 70mm Rohr in einer 125mm Glashülle ist die Gefahr eines Hüllrohrbruches nahezu ausgeschlossen, wenn die Verformungen im Bereich wenige Millimeter bleiben.

Sonderfall Südende des SCAs

Die HCEs am Südende des SCAs können durch solare Vorwärmung nicht erwärmt werden, da insbesondere bei hohem Incidence Winkel (Mittags im Winter) keine reflektierte Strahlung die HCEs treffen kann. Wird auf Impedanzheizung der HCEs verzichtet, so sollte zumindest die einfache Sonne genutzt werden, um auch diese Rohre vorzuwärmen. Beim Befüllen mit hoher Geschwindigkeit führen einige wenige kältere HCEs nicht zu Problemen.

5.1.6 Lessons Learned Messmethoden solare Vorwärmung

Die folgenden Punkte ergaben sich bei den Versuchen und der anschließenden Auswertung:

- Um die x oder z – Abweichung eines HCE-Stahlrohres zu ermitteln, sollte die Glashülle gewaschen sein, da sonst die Auswertung erschwert wird
- Fotos können nicht wirklich ausgewertet, wenn der SCA im Focus ist, da das Stahlrohr auf den Bildern nicht mehr erkennbar ist (vgl. Abbildung 82)



Abbildung 82 Verschmutztes HCE

- Die Befestigung der Kameras muss stabil genug sein, um Kamerabewegungen während des Trackens zu verhindern. Die verwendeten Halterungen waren hierzu nicht steif genug. Bei erneuten Versuchen sollten Alu-Profile mit 2 Cantilever-Armen verbunden werden, um die Steifigkeit zu erhöhen.
- Solare Vorwärmung liefert generell immer genug Energie zu Vorwärmen, sobald die Sonne scheint.
- Sun-Crossing führt insbesondere bei höherer Einstrahlung zu extremen Gradienten > 10 K/min. Eine elastische Verformung konnte beobachtet werden, blieb jedoch im unkritischen Bereich.
- Die Dip-In-Methode ist sicherer als Sun-Crossing, Gradienten können beeinflusst werden und somit kann solares Vorwärmen unter Einhaltung der Supplier-Spezifikation (5K/min) durchgeführt werden.

5.1.7 Zusammenfassung solare Vorwärmung

Durch die Versuche in Évora konnte gezeigt werden, dass solare Vorwärmung als ergänzende Methode zu anderen Methoden ohne Gefährdung der Anlage einsetzbar ist.

Eine Überwachung der Temperaturen und Gradienten der leeren HCEs ist mit den klassischen Pt100-Sensoren während der Vorwärmung kaum zuverlässig. Jedoch konnte gezeigt werden, dass die Gradienten bei Wahl einer geeigneten Methode (Dip-In) mit DNI-abhängiger Parametrierung weitestgehend unproblematisch sind. Eine Abschätzung der mittleren HCE-Temperatur über die Längsausdehnung (per Seilzugsensor oder auch rein visuell) ist prinzipiell hinreichend, um das Erreichen einer gewünschten Vorwärmtemperatur zu beurteilen.

Sun-Crossing sorgt für eine gleichmäßigere Erwärmung aller HCEs und reduziert die radialen Unterschiede im Wärmeeintrag. Aus diesem Grund ist es bei niedrigem DNI als Methode

durchaus geeignet. Bei höherem DNI steigt jedoch die Gefahr von plastischen Verformungen. Außerdem limitiert der Kollektorantrieb die minimale Verweildauer im Fokusbereich und damit die minimale Leistung auf den HCE.

Die Erkenntnisse des Projekts, speziell zur solaren Vorwärmung, wurden im Berichtszeitraum im Rahmen der SolarPACES 2023 als Präsentation vorgestellt. Die Präsentation: „Demonstration of Solar Preheating and Filling a Parabolic Through Collector Loop with Solar Salt at Évora Molten Salt Platform“. Es zeigte sich Interesse an den Ergebnissen von internationalen Industrieunternehmen, sodass es zu dem Anschlussprojekt SPOT kam. Dort wird die Verfahrensentwicklung zum solaren Vorwärmen vorangetrieben, um ein Solarfelddesign ohne Impedanzheizung zu entwickeln. Dabei liegt ein Fokus auf Garantien durch die HCE Hersteller, um die solare Vorwärmung in den kommerziellen Einsatz zu bringen.

Darüber hinaus wurde eine Erfindung zur solaren Vorwärmung eingereicht. Sie besteht aus einem ebenen Vorwärmspiegel am Scheitelpunkt des Kollektors, der nicht parallel zur Tangente des Scheitelpunkts liegt, sondern um einen Winkel geneigt ist, so dass das Absorberrohr einfach beschienen wird, wenn der Kollektor leicht aus der Fokalposition gedreht ist. Er liegt damit bei Fokussierung des Kollektors in einem Bereich der sonst nicht genutzt wird zwischen den parabolisch geformten Spiegeln. Der Vorwärmspiegel hat die Breite des Glashüllrohres, das das Absorberrohr umgibt (vgl. Abbildung 83). Der Vorteil liegt in einer erhöhten Bestrahlung des Absorbers, wodurch die nötige Erwärmung erreicht wird.

Eine Teilfokussierung oder ein Hin- und Herfahren des Kollektors durch die Sonnen mit dem parabolischen Spiegel soll damit vermieden und Risiken durch eine lokale Überhitzung ausgeschlossen werden.

Die Investitionskosten für den zusätzlichen Vorwärmspiegel sind gering im Verhältnis zu den Kosten einer Induktionsheizung.

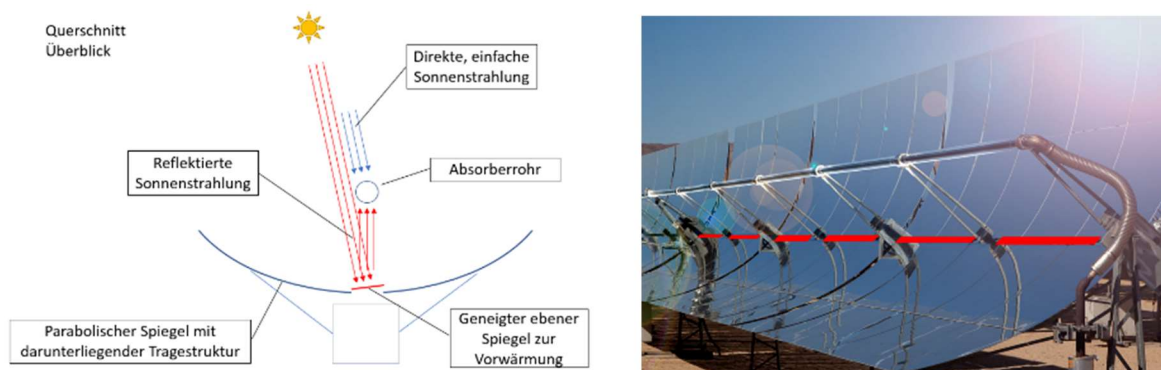


Abbildung 83 Reflektor zur Erhöhung der Absorbertemperatur zur solaren Vorwärmung

5.2 Erarbeitung eines mobilen Impedanz- und Begleitheizungskonzeptes (FLG)

5.2.1 Arbeitsschwerpunkte und Abgrenzungen

Im Folgenden werden Konzepte für ein mobiles elektrisches Heizsystem für Parabolrinnenanlagen auf Basis des auf der EMSP fest installierten Heizsystems skizziert und die Kosten für ein kommerzielles System abgeschätzt.

Im Gesamtbeheizungskonzept einer Parabolrinnenanlage können verschiedene Heizungsarten in unterschiedlichen Abschnitten des Rohrleitungssystems eingesetzt werden.

Für die festen Rohrleitungen, wie zum Beispiel Sammelleitungen eignen sich fest installierte, elektrische Begleitheizungen. Die starren Zuleitungen zum Kollektor (ICP = Interconnecting Piping) und die Verbindungsleitungen zwischen den Kollektoren können ebenfalls mit klassischer Begleitheizung, fest installiert oder mobil, geplant werden.

Für die beweglichen Teile des Rohrleitungssystems gibt es folgende Möglichkeiten: die REPA (Rotation and Expansion Performance Assembly = flexible Verbindung vom Kollektor zur Festverrohrung) kann mit Begleit- oder Impedanz-Heizung ausgestattet werden, während bei den Receivern entweder Impedanz-Heizung oder solare Vorwärmung möglich ist, wobei letztere in einem eigenen Projektteil behandelt wird.

Es wurden nur solche Heizungskonzepte erarbeitet, die als mobiles System zur Beheizung einzelner Loops ausgelegt werden können, um die Kosten für ein fest installiertes Heizsystem im gesamten Solarfeld einzusparen (aufwändige Erdarbeiten, Verkabelung mit großen Leitungsdurchmessern, zahlreiche Transformatoren, eigene Schaltanlage, usw.).

Beim mobilen Beheizungskonzept richtete sich der Fokus der Betrachtung auf die Teile des Systems, die nicht selbstverständlich sind und die nicht schon Teil einer elektrischen Auslegung eines fest installierten Systems sind.

5.2.2 Relevante Komponenten

Im Folgenden wurden Komponenten identifiziert, die speziell für den Einsatz eines mobilen Impedanz-Heizungssystems erforderlich sind.

Komponenten	Anforderungen
Kabel für den mobilen Einsatz	Strapazierfähig, flexibel und leicht, für manuelle Handhabung und große Entfernungen
Manuelle Kabelschleppgeräte	Für mittellange Strecken
Kabeltrommeln für Kabelschlepper	Motorisiert für lange Strecken
Elektrische Schnellkupplungen für mobile Verbindungen im Solarfeld	Schnell, sicher, niedriger Übergangswiderstand

Tabelle 14 Relevante Komponenten für eine mobile Loop-Heizung

Nach Identifizierung des Materials wurden mögliche elektrische Installationsdesigns untersucht. Dabei sind internationale elektrische Standards zu beachten, ja nach Bau- und Betriebsart aber auch Vorschriften des Landes, in dem die Anlage errichtet werden soll. Beispielsweise war die maximal zulässige Kleinspannung für fest installierte elektrische Systeme von 50V/AC entscheidend für die Berechnung der Kabelquerschnitte des fest installierten Beheizungssystems an der EMSP in Portugal.

5.2.3 Definitionen

Nieder-, Klein- und Berührspannung:

Kleinspannung (Extra-Low-Voltage = ELV) ist eine Stromversorgungsspannung und stellt den unteren Bereich der Niederspannung (Low-Voltage = LV) dar, der ein geringes Risiko eines gefährlichen Stromschlags birgt. Die Mitgliedsorganisationen der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) definiert ein ELV-Gerät oder einen ELV-Stromkreis als ein Gerät oder einen Stromkreis, bei dem der Potenzialunterschied zwischen elektrischen Leitern oder Leiter und Erde (Masse) 50 V/AC oder 120 V/DC nicht überschreitet.

So ist die Kleinspannung in IEC-60449 mit 50 V/AC oder 120 V/DC, die Niederspannung (Low-Voltage = LV) bis 1000 V/AC-DC definiert.

Die zulässigen Berührspannungen bei einer Einwirkzeit < 3 Sekunden, sind nach IEC TS 60479-1, ebenfalls mit 50 V/AC und 120 V/DC definiert.

Betriebsspannung:

Die Betriebsspannung ist allgemein für fest installierte elektrische Systeme nach NEC Art. 427 auf die zulässige Berührspannung = Kleinspannung (ELV) von 50 V/AC begrenzt, was bei der

fest installierten Impedanz-Heizung zu großen Transformatoren und sekundären Kabelquerschnitten führt.

Auch ist mit einer maximalen Betriebsspannung von 50 V/AC nur eine begrenzte Kollektorstrecke ausreichend beheizbar und stellt damit eine Einschränkung dar. Die auf der EMSP gebauten Kollektoren benötigen mit 8 SCE Modulen eine Betriebsspannung von 40 V/AC und mit 10 SCE Modulen und 192m Länge bereits eine Betriebsspannung von 50 V/AC. Die Kollektorvarianten mit 11 bzw. 12 Modulen, die bei bestimmten Projektbedingungen zum Einsatz kommen sollen, könnten auf diesem Betriebsspannungsniveau nicht beheizt werden.

Durch ein mobiles System, basierend auf nur temporärer Installation, kann die Betriebsspannung theoretisch den gesamten Bereich der Niederspannung (LV) bis 1000 V/AC ausschöpfen, was wesentlich kleinere Kabelquerschnitte und Transformatorgrößen ermöglichen würde und deutlich wirtschaftlicher wäre.

Auch durch den Einsatz von Gleichstrom könnte die zulässige Betriebsspannung auf bis zu 120 V/DC erhöht und entsprechend mehr Heizleistung erzeugt werden, jedoch sind benötigten Transformatoren mit 3-Phasen Gleichrichtern ungleich teurer als Wechselstromtransformatoren.

Definition des Kostenbezugs:

Die Kostenaspekte für die mobile Impedanz-Heizung werden anhand eines generischen CSP-Anlagendesigns mit 104 Loops bewertet.

Bei der Kostenermittlung wurde von einem grundsätzlichen elektrischen Design wie an der EMSP ausgegangen. Die Verwendung von Systemen mit höheren Betriebsspannungsniveaus wird hier noch nicht betrachtet.

5.2.4 Elektrische Normen und Vorschriften

Nationale und internationale Vorschriften sollen verhindern, dass Personen gefährliche stromführende Teile wie Sammelschienen, blanke Leiter oder Anschlussklemmen berühren. Dies wird entweder durch Abschirmung beziehungsweise Abdeckung dieser Teile erreicht (z.B. PVC-Isolierung von Drähten einer Leitung, Umzäunung einer Umspannstation, Verteilerkästen, Kanäle, Schaltschränke, usw.), oder durch Abstand (Bahn-Fahrleitung, Hochspannungsoberleitung, usw.).

Ein Schutz durch Abstand besteht darin, dass Teile mit unterschiedlichem elektrischem Potenzial, die einen ausreichenden Abstand haben, nicht ohne Weiteres - z.B. Ersteigen von Masten oder Betreten eines Gleisbetts - gleichzeitig berührt werden können. Beispiele dafür sind die Fahroberleitungen einer Straßenbahn oder die Stromschiene einer U-Bahn. Eine absichtliche Berührung ist jedoch grundsätzlich immer möglich.

Auch beim Schutz durch Abschirmung (z. B. Elektrogeräte, Schutzsteckdosen im Haushalt, Abschrankung von Sammelschienen in Niederspannungsräumen, Umzäunungen von Umspannanlagen, etc.) ist ein Berühren durch absichtliches Öffnen oder Entfernen der Abschirmung, Überklettern von Barrieren, usw. immer möglich.

Die für elektrische Geräte sowie fest installierte elektrische Einrichtungen sicherheitsrelevante Vorschrift lautet allgemein "Schutz gegen elektrischen Schlag". Deutsche, europäische und internationale Normen hierzu sind in nachstehenden Tabellen aufgeführt.

Tabelle 15 Allgemeine Normen – Schutz gegen elektrischen Schlag

Anwendung	Norm	Inhalt
Deutschland	DIN VDE 0100-410, Teil 4-41	Elektrische Niederspannungsanlagen - Schutz gegen elektrischen Schlag
Europa	DIN EN 61140 VDE 0140	Schutz gegen elektrischen Schlag
	EN 50110-1, Teil 1	Betrieb von elektrischen Anlagen - Allgemeine Anforderungen
	EN 50122-1, Teil 1	Bahnanwendungen, Ortsfeste Anlagen, Elektrische Sicherheit, Erdung und Rückleitung - Schutzmaßnahmen gegen elektrischen Schlag
International	IEC 60364-4-41	Schutz gegen elektrischen Schlag
	IEC-60449	Spannungsniveaus elektrischer Anlagen
	IEC TS 60479-1	Technische Richtlinie für Berührspannungen

Diese Normen beziehen sich allgemein auf elektrische Geräte, oder elektrische Einrichtungen die im häuslichen, betrieblichen oder öffentlichen Bereich fest installiert und grundsätzlich zugänglich sind.

Tabelle 16 Anwendbare Normen – industrielle Widerstandsheizungen

Anwendung	Norm	Inhalt
USA, international benchmark	National Electrical Code (NEC) Article 427	Fixed electric heating equipment for pipelines and vessels
	ANSI/IEEE Std. 515-2002	Standard for the testing , design, installation, and maintenance of electrical resistance heat tracing for industrial applications
	ANSI/IEEE Std. 844-2002	Recommended practice for electrical impedance, induction, and skin effect heating of pipelines and vessels
	ANSI/NECA 202-2006	Standard for installing and maintaining industrial heat tracing systems

Diese Normen beziehen sich speziell auf fest installierte Einrichtungen der elektrischen Heizung, wie sie auch auf der EMSP im Einsatz ist.

Die maßgebliche, international verwendete Leitnorm, NEC Artikel 427, definiert dabei drei verschiedene zulässige Betriebsspannungen für fest installierte Impedanz-Heizsysteme:

- A. Bis zu 30 V/AC sind in jedem Fall zulässig
- B. Bis zu 80 V/AC sind nur mit einem Fehlerstromschutzschalter zulässig

- C. Bis zu 132 V/AC sind zulässig, wenn (unter anderem) das beheizte Gerät vollständig von einem geerdeten Metallgehäuse umschlossen ist.

Die maximale Spannung für ein Impedanz-Heizsystem wie auf der EMSP beträgt also nach NEC Art. 427, Fall A., 80 V/AC, wobei im Einzelfall nationale Normen oder lokale Vorschriften das zulässige Spannungsniveau teilweise niedriger begrenzen, wie beispielsweise an der EMSP in Evora, auf die zulässige ELV-Berührspannung von 50 V/AC. Da ein geerdetes Metallgehäuse für die HCEs nicht praktikabel ist, scheidet die Zuordnung zu Fall C völlig aus.

Temporäre Einrichtungen, die von speziell ausgebildeten Fachpersonal betrieben werden, oder geplantes Arbeiten an spannungsführenden Teilen (Live parts) durch solches Fachpersonal, werden jedoch nicht in den allgemeinen Normen zur Betriebssicherheit von Geräten und festinstallierten Anlagen geregelt. Betriebsspannungen von bis zu 1000V/AC-DC sind hier üblich. Die Abnahme von entsprechenden Einrichtungen und Verfahren wird individuell von technischen Prüfgesellschaften vorgenommen.

Temporär installierte elektrische Systeme zur Inbetriebnahme in einem abgeschlossenen Solarfeld (Industrieanlage), die durch entsprechendes Elektro-Fachpersonal nach Sicherheitsanforderungen eines abgenommenen Prozesses eingesetzt werden, sind regelungstechnisch hier zu verorten. Im Umfeld der EMSP als Teil der Universität und als dauerhafte Installation, ist dies natürlich weder möglich noch sinnvoll.

5.2.5 Konzepte der mobilen Heizung

Bei allen Konzepten werden Routenzugsysteme mit den für die Versorgung der Heizungsanlage erforderlichen Geräten eingesetzt. Dabei werden folgende Anhänger verwendet:

1. Anhänger für die Einspeisung am Antriebspylon zur Impedanz-Beheizung der HCEs - mit Steuerung und Transformator
2. Anhänger für die Einspeisung an den REPAs zur Beheizung der REPAs mit konventionellem Begleitheizsystem (MI-Kabel) oder Impedanz-Heizsystem (IH) - mit Steuerung und Transformator
3. Anhänger mit Stromaggregat

Weitere Einzelheiten zu den Anhängern werden später erläutert.

Der Routenzug schleppt die Anhänger in den zu beheizenden Kollektor-Loop. Die Anhänger werden dann mit den zu bestromenden Anlagenteilen temporär verbunden.

Die Kabelverbindung wird mit Kabelschuhen an Anschweißbolzen hergestellt, welche an den Einspeise- sowie Erdungspunkten an Rohrleitungen und REPAs angebracht sind. Um Kältebrücken zu vermeiden, liegen die Anschlussbolzen nicht offen, sondern innerhalb der Rohrisolierung, die in diesem Bereich mit einer wiederverschließbaren Öffnung versehen ist.

Für die HCE-Impedanz-Heizung gibt es grundsätzlich zwei Kabelführungskonzepte:

- A. "Konventionelle Verkabelung" mit Erdungs- beziehungsweise Rückführungskabeln am Ende des Kollektors (Heizkreises) und Zuführungskabeln am Kopf des Antriebspylon.

- B. „Torque-Tube-Verkabelung“ (Tragrohrverkabelung) mit Erdungskabeln am Fuß und Zuführungskabeln am Kopf des Antriebspylons. Bei der "Torque Tube-Verkabelung" wird anstelle eines echten Kabels als Rückleitung vom Kollektorende, die Stahltragstruktur der Kollektormodule selbst als elektrische Leitung verwendet.

5.2.6 Anschlussleistungen und Kabeldimensionierung

Die Kabellängen und -querschnitte werden anhand der HPS2-Kollektorinstallation berechnet. Die maximale Berührspannung ist in Europa wie oben ausgeführt 50 V/AC, die installierten Heizleistungen auf der EMSP sind 18,5 bzw. 15 KW bei den HCE Heizkreisen der langen (SCA2, 3) und kurzen Kollektoren (SCA1, 4).

Tabelle 17 Anschlussleistungen HPS2

Load Type	Load	Voltage V	Nominal Power kW
Impedance Heating	HCE pipe circuit 1	50	18,5
	HCE pipe circuit 2	50	18,5
	HCE pipe circuit 3	50	18,5
	HCE pipe circuit 4	50	18,5
	HCE pipe circuit 5	50	15
	HCE pipe circuit 6	50	15
	HCE pipe circuit 7	50	15
	HCE pipe circuit 8	50	15
Impedance Heating	REPA circuit 1	6	6
	REPA circuit 2	6	6
	REPA circuit 3	6	6
	REPA circuit 4	6	6
Total			158

Aus den benötigten Anschlussleistungen und den maximalen Spannungen ergeben sich die Anschlussströme von 300 bzw. 370A bei den kurzen bzw. den langen Kollektoren. Die notwendigen Kabelquerschnitte für diese Kabelströme sind nach VDE 0298-4 definiert.

	A Single core cable • rubber insulated • PVC insulated • TPE insulated • heat resistant
Method of Installation	
Number of current carrying conductors	1 ³⁾
Nominal cross section in mm ²	Current rating in A
70	245
95	292
120	344
150	391
185	448
240	528
300	608
400	726
500	830
Belastbarkeit aus:	DIN VDE 0298-4, 2003-08 Tabelle 11 Spalte 2

Tabelle 18 Kabelströme nach VDE 0298-4

Da die elektrische Ladung nicht im, sondern außen am Leiter transportiert wird, sind die übertragbaren Ströme eher dem Umfang des Leiters proportional als dessen Querschnitt. So sind für größere Ströme überproportional größere Kabelquerschnitte erforderlich. Zur Optimierung des Kabelkonzeptes wird für die Beheizung der HCE Rohrleitungsabschnitte ein Dual-Line-Layout betrachtet, bei dem die beiden Kollektorrhälften jeweils mit eigenen Zuleitungen versorgt werden und so deutlich geringere Kabelquerschnitte und damit Kupfermasse benötigt wird. Außerdem sind die dünneren Leitungen wesentlich besser zu handhaben.

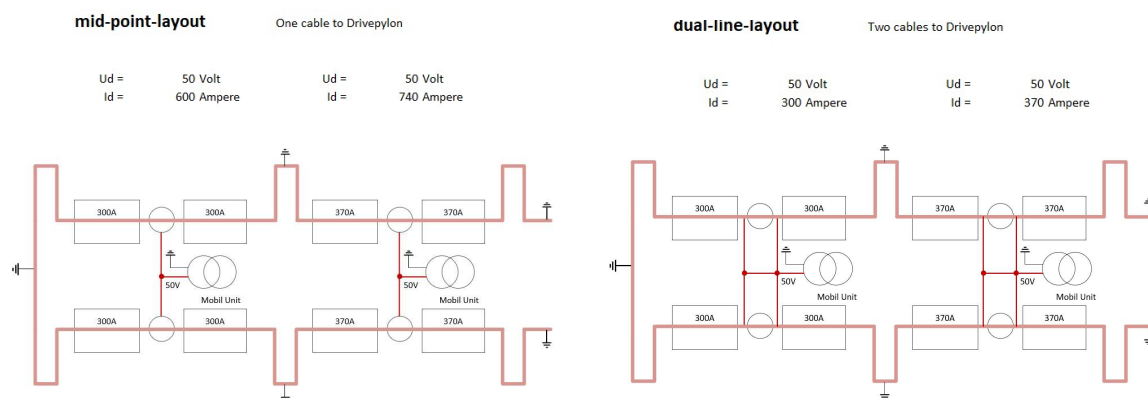


Abbildung 84 Layout der mobilen Impedanzheizung

5.2.7 Routenzug-Design

Das mobile System besteht aus Zugmaschine mit Anhängern, Dieselgenerator, Transformatoren, Motorkabeltrommeln, Kabeln und Steckern, sowie einer Steuerung mittels einer kleinen SPS (Siemens LOGO oder ähnlich...). Die Befüllung oder Entleerung einer Kollektorschleife (Loop) wird über eine Anwendung auf einem Laptop o.ä. gesteuert, in die auch notwendige Informationen (z.B. Temperatursignale) vom DCS einfließen.

Die Aufteilung der Systeme auf unterschiedliche Anhänger (Trailer) ist unten dargestellt. Dabei wird ein Anhänger mit mobiler Stromquelle (Trailer Generator) zentral im Loop aufgestellt, während mehrere Anhänger mit Transformatoren und Kabeln zur Bestromung unterschiedlicher Loop-Teile in örtlicher Nähe zu den zu beheizenden Rohrleitungsstrecken aufgestellt werden.

So werden Anhänger zur Beheizung der HCEs (Receiver) von jeweils 2 benachbarten Kollektoren (SCA1/SCA4 und SCA2/SCA3) zwischen den Antriebspylonen positioniert, während Anhänger zur Beheizung der REPAs und der Festverrohrung im Loop (ICP und COP) in der Mitte und an den Enden des Loops aufgestellt werden. HCE- und REPA-Anhänger sind dabei per Funkverbindung an die SPS angeschlossen, das Beheizen wird über das jeweilige Programm (Befüllen, Drainage, Wartung, sonstiges) gesteuert.

Die Routenzüge (ohne Traktor) sind unten in ihrer Anordnung im Loop dargestellt und setzen sich wie folgt zusammen

1 Zugmaschine

1 Generator Trailer (grün)

2 HCE Trailer (orange; Zuleitung rot, Masseleitung gelb)

3 REPA Trailer (grau; Zuleitung grau, Masseleitung gelb):

- 1x ICP-REPA Trailer (beheizt REPAs und Interconnection Piping am Loopanfang)
- 1x Shared-REPA Trailer (beheizt Doppel-REPAs in der Loop-Mitte)
- 1x COP-REPA Trailer (beheizt REPAs und Crossover-Piping am Loop-Ende)

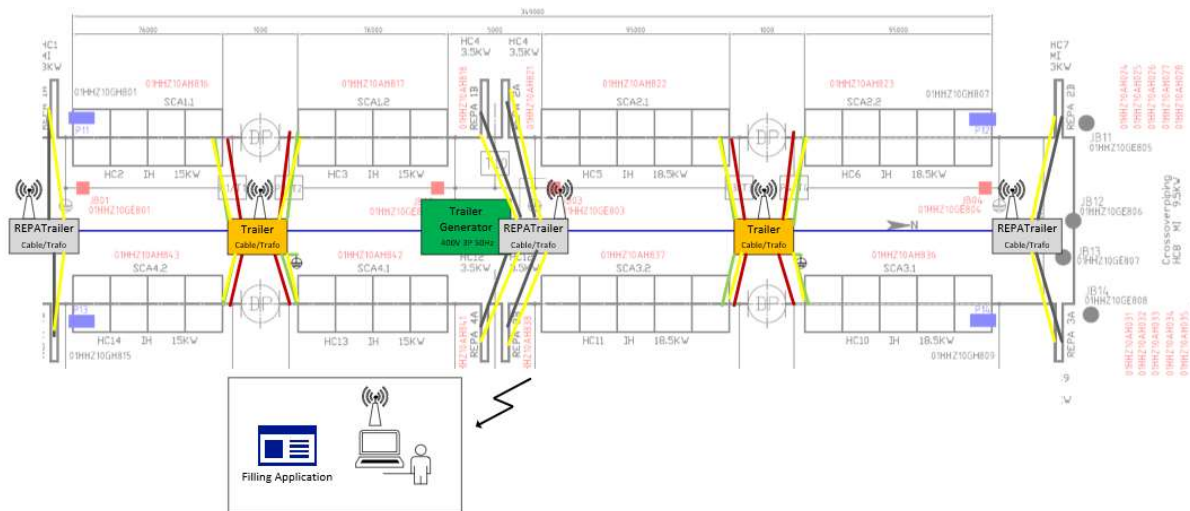


Abbildung 85 Mögliche Aufteilung der Anhänger des Routenzugs im Loop

Exemplarisch wird nachfolgend die rechte Loophälfte als Single-Line-Diagramm dargestellt.

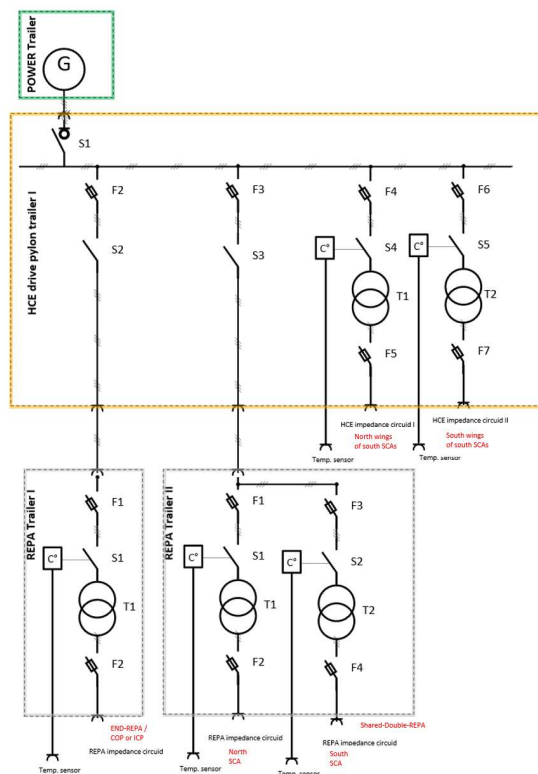


Abbildung 86 Single-Line Diagramm rechte Loophälfte; beide REPA Anhänger (Shared-Double-REPA und End-REPA/COP) werden über den HCE Anhänger versorgt

5.2.8 Trailer-Design

Eine einfache und schnelle Handhabung der Kabelverbindungen ist essentiell für die Installationszeit und die Zuverlässigkeit des mobilen Heizungssystems. Daher ist die Verwendung von Kabeltrommeln mit flexiblen Kabeln obligatorisch.

Exemplarisch werden im Folgenden die Trailer der COP-seitigen Hälfte des Loops beschrieben. Die Trailer für die ICP-seitige Hälfte leiten sich analog ab.

A. HCE Trailer

Der HCE-Trailer hat die folgenden Komponenten an Bord:

- Kabeltrommeln mit Anschlusskabeln
- Stromschrank mit Transformatoren, Abschlusswiderständen, Schutzschaltern, Sicherungen, Temperaturkontrollsystem, Erdung, Steckdosen und Wi-Fi-Schnittstelle.

Die Einspeiseleitungen, sowie die Erdungsleitungen für HCE und REPA, mit ihren großen Kabelquerschnitten, werden als Einzelleitungen von den Trommeln abgespult und zu den Anschlusspunkten des Kollektors verlegt. Die relativ dünnen 380V Versorgungsleitungen zu den REPA-Trailern sind als normale Drehstromleitung (3 Adern) ausgeführt und werden von jeweils einer Trommel abgespult.

Die Abmessungen des Anhängers betragen ca. 3 m x 1,5 m x 1,7 m (L/B/H), das Gewicht beträgt ca. 2000-3000 kg.

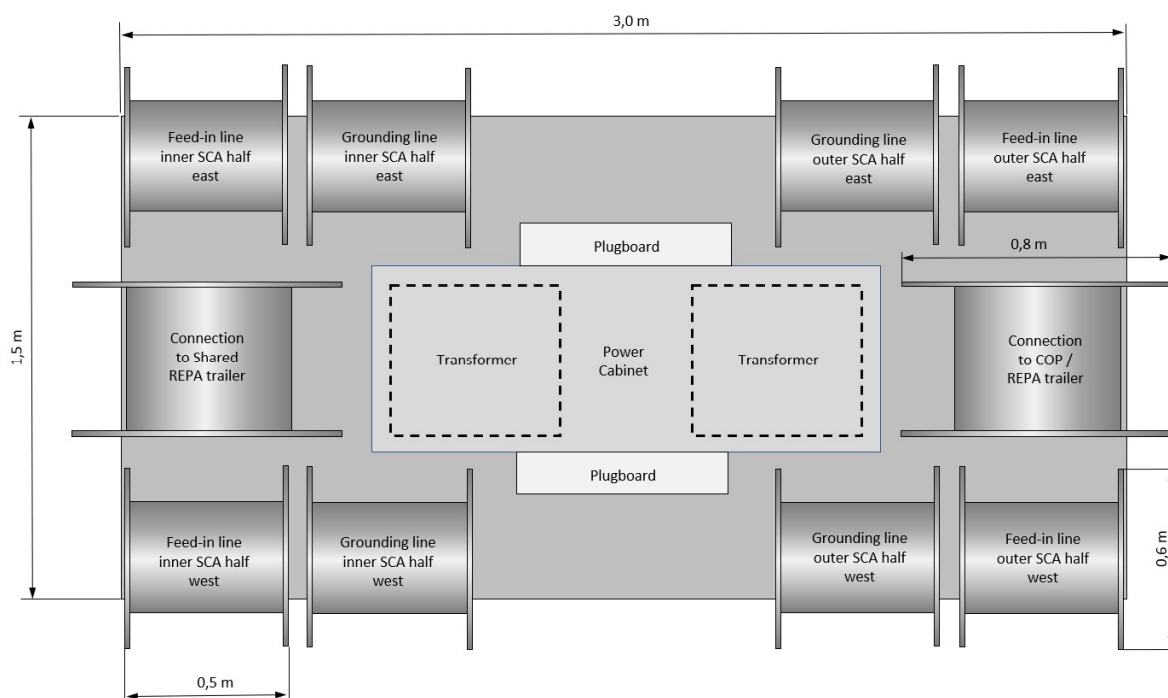


Abbildung 87 HCE Trailer Skizze

B. REPA Trailer

Die REPA Trailer sind mit dem HCE-Trailer verbunden, der sie mit Strom aus dem Power-Trailer versorgt. Die REPA-Trailer sind ähnlich aufgebaut wie der HCE-Trailer und werden hier nicht gesondert dargestellt.

Falls bei den REPAs statt der Impedanz-Heizung eine Begleitheizung eingesetzt wird, werden diese Trailer wesentlich kleiner, da kleinere Transformatoren und Kabelquerschnitte zur Anwendung kommen. Der Nachteil von Begleitheizungen ist jedoch, dass diese extra eingebaut werden müssen und wartungsbehaftet sind, während für eine Impedanzheizung weder gesonderte Einbauten noch Wartungsaufwand erforderlich sind.

Die REPA-Trailer haben die folgenden Komponenten an Bord:

- Kabeltrommeln mit Anschlusskabeln
- Stromschrank mit Transformatoren, Abschlusswiderständen, Leistungsschaltern, Sicherungen, Temperaturkontrollsystem, Erdung, Steckern und Steckdosen und Wi-Fi-Schnittstelle.

Es gibt zwei Typen von REPA-Trailern: Der Shared-REPA-Trailer speist 4 Heizkreise, wohingegen der COP-REPA-Trailer und ICP-REPA-Trailer jeweils nur 2 Heizkreise speisen.

C. Power-Trailer

Zur Stromversorgung der mobilen Beheizungsanlage kommen handelsübliche Dieselgeneratoren in Frage. Für einen Loop mit 4 (teilweise verkürzten) Kollektoren wie auf der EMSP, ist ein Aggregat mit 100KW Wirkleistung ausreichend. Für einen kommerziellen Loop mit maximal 6 Kollektoren pro Loop und 6 SCE-Modulen pro Kollektor, wäre ein Aggregat mit 175KW erforderlich.



XQ175 GENERATOR

The XQ175 provides 175 kW of standby power. The trailer mounted generator is EPA Tier 4 certified and with fully weatherproof and sound attenuated enclosure. Other features include automatic voltage regulation, switchable voltage output and automatic start.

Rating	175 kW (219 kVA) Standby
Frequency	60 Hz
Voltage	208 to 600V
Electrical (@ 0.8 PF)	607 amps at 208V 3P 263 amps at 480V 3P 210 amps at 600V 3P
Fuel Consumption	52.7 L/hr @ 100% load 41.4 L/hr @ 75% load 34.4 L/hr @ 50% load
Tank Capacity	988 L
Fuel	Diesel
Control System	Manual/Autostart
Cabling	50 ft. included
Emissions	Tier 4 Certified
Safety	CSA-282
Enclosure	Fully weatherproof and sound attenuated
Automatic	Voltage within the limits of + 0.5% for 3 Phase

Abbildung 88 Beispiel für einen Dieselgenerator mit 175KW Wirkleistung

5.2.9 Materialkennzeichnung/Anschlussstellen

Die relevanten Komponenten sind flexible Kabel, Hochleistungsstecker und Kabeltrommeln.

A. Flexible Stromkabel für hohe Ströme

Die hier erforderlichen hochflexiblen Leitungen sind in VDE 0295 und IEC 60228 spezifiziert. Da Auf- und Abwickeln erforderlich ist, werden Schleppkabel verwendet. Die beste Kabelflexibilität für diese Anwendung sind Kabel der Klassen 5 und 6.

Tabelle 19 Verwendbare Kabelklassen für flexible Leitungen

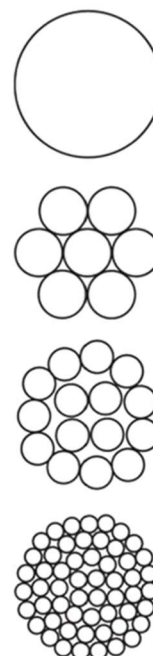
European Cable Stranding IEC 60228, Class 5/Class 6 Cables

European conductor stranding

class 5, class 6 acc. to IEC 60228, VDE 0295

cross-section mm ²	IEC 60228 class 5/VDE 0295		IEC 60228 class 6/VDE 0295	
	no. of wires	max. wire-Ø mm	no. of wires	max. wire-Ø mm
0.14 mm ² *			≈ 18 x 0.11 mm	
0.25 mm ² *	≈ 14 x 0.16 mm		≈ 32 x 0.11 mm	
0.34 mm ² *	≈ 7 x 0.26 mm		≈ 42 x 0.11 mm	
0,50 mm ²	≈ 15/17 x 0.21 mm		≈ 28 x 0.16 mm	
0,75 mm ²	≈ 23 x 0.21 mm		≈ 42 x 0.16 mm	
1,00 mm ²	≈ 30 x 0.21 mm		≈ 56 x 0.16 mm	
1,50 mm ²	≈ 27-29 x 0.26 mm		≈ 84 x 0.16 mm	
2,50 mm ²	≈ 46 x 0.26 mm		≈ 140 x 0.16 mm	
4,00 mm ²	≈ 52 x 0.31 mm		≈ 224 x 0.16 mm	
6,00 mm ²	≈ 78 x 0.31 mm		≈ 186 x 0.21 mm	
10,00 mm ²	≈ 77 x 0.41 mm		≈ 320 x 0.21 mm	
16,00 mm ²	≈ 122 x 0.41 mm		≈ 504 x 0.21 mm	
25,00 mm ²	≈ 190 x 0.41 mm		≈ 760 x 0.21 mm	
35,00 mm ²	≈ 272 x 0.41 mm		≈ 1083 x 0.21 mm	
50,00 mm ²	≈ 400 x 0.41 mm		≈ 703 x 0.31 mm	
70,00 mm ²	≈ 543 x 0.41 mm		≈ 988 x 0.31 mm	
95,00 mm ²	≈ 484 x 0.51 mm		≈ 1340 x 0.31 mm	
120.00 mm ²	≈ 589 x 0.51 mm		≈ 1680 x 0.31 mm	
150.00 mm ²	≈ 740 x 0.51 mm		≈ 2122 x 0.31 mm	
185.00 mm ²	≈ 902 x 0.51 mm		≈ 1472 x 0.41 mm	
240.00 mm ²	≈ 1220 x 0.51 mm		≈ 1910 x 0.41 mm	
300.00 mm ²	≈ 1525 x 0.51 mm			

* acc. to IEC 60228



Geeignete Kabel aus der Industrie sind beispielsweise:

LAPP ÖLFLEX® CHAIN 90 CP für Energiekettenanwendungen - VDE 0295, Class 6 / IEC 60228 Cl. 6.

oder:

HELUKABEL: TOPFLEX® 304 1G300 mm² GY Part no. 79652 Class: Cl.5

B. Stecker und Steckdosen für hohe Ströme

Nur wenige Anbieter können Stecker und Steckdosen für den Hochstrombereich (300A und darüber) liefern:

- LAPP Serie EPIC® POWERLOCK A6 S.
- AMPHENOL INDUSTRIAL mit seiner RADLOK Serie
- MELTRIC High Ampacity Serie CS1000 bis zu 400A 600VAC
- SNEN Chinese company hat 300A~600A Industriesteckverbinder

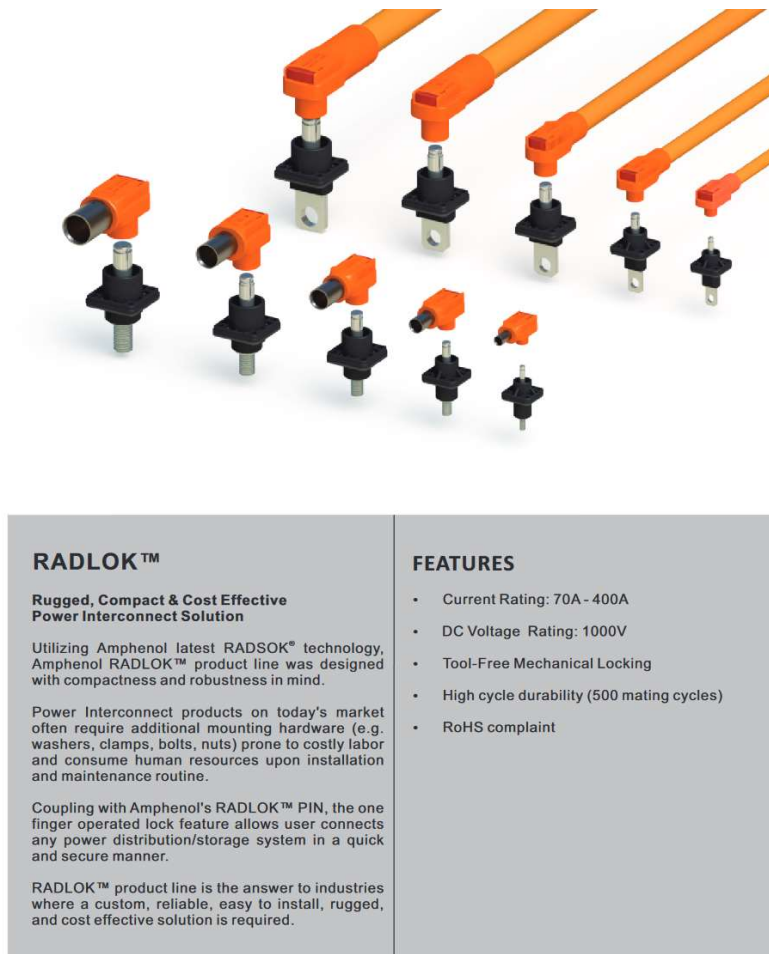


Abbildung 89 Hochstromsteckverbindung – Beispiel AMPHENOL RADLOCK System

C. Kabeltrommeln

Kabeltrommeln der erforderlichen Größe sind meist noch per Handkurbel betrieben. Das Abspulen der Kabel erfolgt von Hand, das Wiederaurollen mittels Kurbeltrieb. Zur Vereinfachung sollen angetriebene Kabeltrommeln verwendet werden, die jedoch für diesen Zweck motorisiert werden müssen. Lieferanten sind:

- Schill Kabeltrommeln
- Millennium Kabeltrommeln



Abbildung 90 Kabeltrommel – Beispiel Millenium AV410

D. Elektrische Anschlüsse am Kollektor

Bei der an der EMSP fest installierten Anschlusstechnik sind Anschlussfahnen für die Kabel aus der Isolierung herausgeführt, die dauerhaft ungewünschte Kühlkörper darstellen.

Die Verkabelung eines mobilen Heizsystems ist nur vorübergehend. Die Verbindung wird mit einer Rohrschelle mit Scharnieren hergestellt. Die Rohrschelle ist fest mit dem Kabel verbunden und hat einen Temperatursensor. Die Rohrisolierung an der Montagestelle wird dabei so ausgeführt, so dass sie teilweise entfernt werden kann. Danach kann die Rohrschelle schnell und einfach um das freiliegende Rohr gelegt und befestigt werden.



Abbildung 91 Rohrschelle zur Bestromung mit Temperatursensor

5.3 Untersuchung der Vorwärmung des Rohrleitungssystems mittels Heißluftgebläse (DLR/FLG)

5.3.1 Beispielhaftes Solarfeldlayout

Für die Untersuchung wird ein mittelgroßes Solarfeld in klassischen H-Design angenommen.

- als SCA wird HelioTrough angenommen, ca. 200m Länge, Reihenabstand 18,9m
- es gibt 4 Quadranten mit jeweils 28 Loops
- die Headerauslegung basiert auf SolarSalt
- die Netto-Länge des N/S-Headers beträgt 780m mit einem angenommenen Gefälle von 0.5%, tatsächliche Rohrlänge incl. Dehnungsbögen 1000m
- die O/W-Header haben eine Netto-Länge von 1060m, mit einem angenommenen Gefälle von 0.5%, tatsächliche Rohrlänge incl. Dehnungsbögen 1366m
- am Nord- und Süden des N/S-Headers ist eine Pumpstation vorgesehen

5.3.2 Simulation

Eine Simulationssoftware wurde entwickelt, die den Vorwärmvorgang durch Betrachtung der verschiedenen Wärmeübergänge nachbildet:

- Wärmeübergang Luft/Rohr
- Wärmeübergang Rohr/Isolierung
- Wärmeübergang Isolierung/Umgebung

Radiale Wärmeleitung im Rohr und der Isolierung wurde nicht betrachtet.

Als Lufttemperatur wurde 550°C gewählt, also die Design-Austrittstemperatur.

Als Ziel der Vorwärmung wurde eine Temperatur von mindestens 400°C an jedem Punkt des Headers gewählt. Ist diese Temperatur erreicht, wird das Heizen eingestellt, die Heißluft-Einspeisepunkte geschlossen und der Befüllvorgang gestartet.

Hier wird unterstellt, dass die Temperatur während der Zeit des Befüllens an jedem Punkt des Rohres über 300°C bleibt. Um die sich hieraus ergebende maximale Befüllzeit zu bestimmen wird die Simulation über die Aufheizphase hinaus auch für die nachfolgenden Stunden durchgeführt.

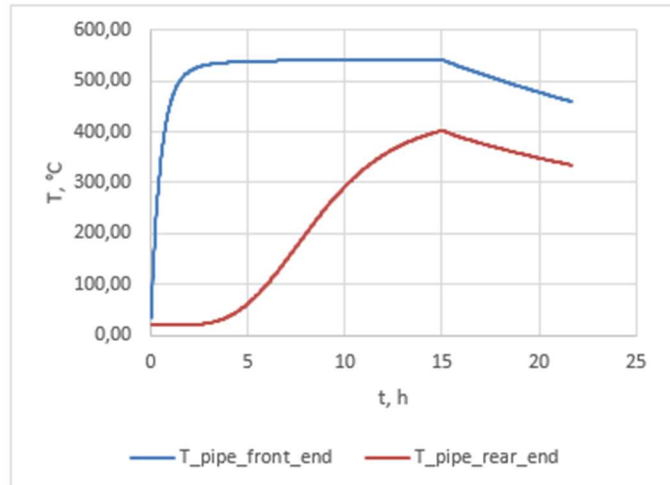
Als Rohrdurchmesser wurden 14, 12 und 8 Zoll betrachtet (Hot N/S Header, Cold N/S Header und O/W-Header).

5.3.3 Ergebnisse

Als Vorwärmzeit wurde 15 Stunden gewählt:

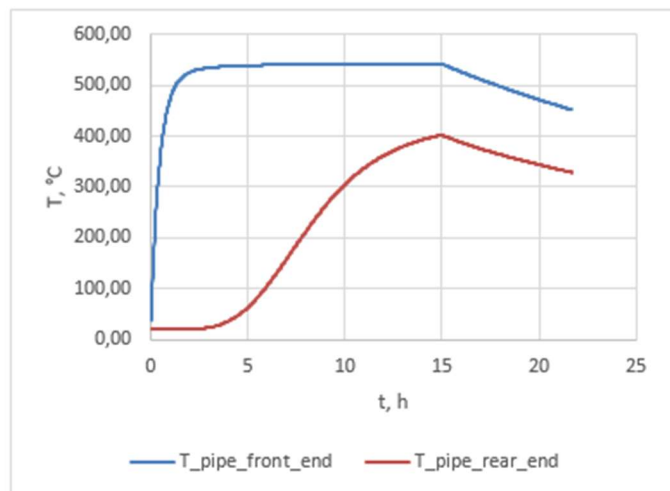
Volume flow, m ³	2500
Air inlet temperature, °C	550
Schedule	40
Pipe Size, inch	14
Pipe outer diameter, m	0,3556
Pipe inner diameter, m	0,3333
Insulation thickness, m	0,25
Pipe length, m	500
T _{off} , h	15
Heather Thermal Power, kw	453

Schedule		40
size [in]	d [mm]	wall [mm]
14	355,6	11,13



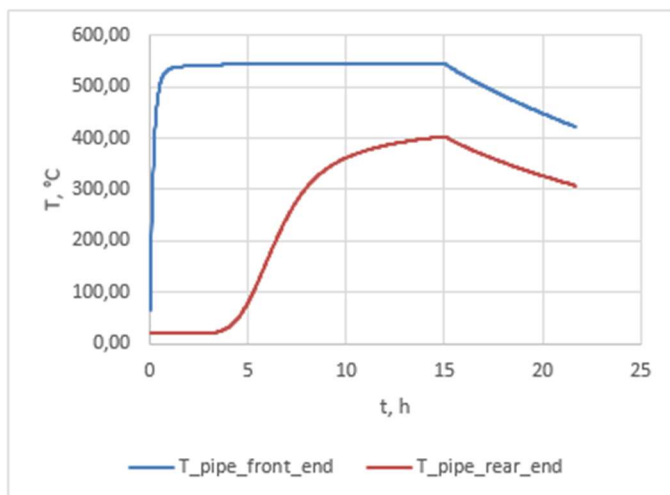
Volume flow, m ³	2200
Air inlet temperature, °C	550
Schedule	40
Pipe Size, inch	12
Pipe outer diameter, m	0,3239
Pipe inner diameter, m	0,3033
Insulation thickness, m	0,25
Pipe length, m	500
T _{off} , h	15
Heather Thermal Power, kw	399

Schedule		40
size [in]	d [mm]	wall [mm]
12	323,9	10,31



Volume flow, m ³	2000
Air inlet temperature, °C	550
Schedule	40
Pipe Size, inch	8
Pipe outer diameter, m	0,2191
Pipe inner diameter, m	0,2027
Insulation thickness, m	0,25
Pipe length, m	685
T _{off} , h	15
Heather Thermal Power, kw	363

Schedule		40
size [in]	d [mm]	wall [mm]
8	219,1	8,18



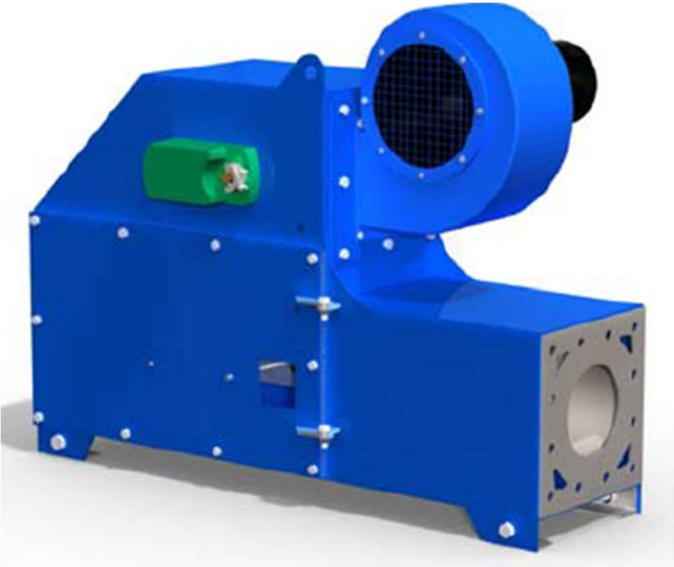
Die Simulationen haben gezeigt, dass das Vorwärmen der Header mit Heißluft möglich ist. Thermische Leistungen von 300-500 kW bei Förderraten von 2000-3000 m³/h sind geeignet, einzelne Headerabschnitte hinreichend vorzuwärmen.

Für das angenommen beispielhafte Solarfeld ergäben sich folgende Leistungen:

Rohrleitung	Size [in]	Länge [m]	Leistung [kw]
N/S Hot Header Nord	14	500	450
N/S Hot Header Süd	14	500	450
N/S Cold Header Nord	12	500	400
N/S Cold Header Süd	12	500	400
NW Cold Header	8	685	360
NW Hot Header	8	685	360
NO Cold Header	8	685	360
NO Hot Header	8	685	360
SW Cold Header	8	685	360
SW Hot Header	8	685	360
SO Cold Header	8	685	360
SO Hot Header	8	685	360
Gesamt			4580

Gasbefeuerte Heißluftgeneratoren sind mit Leistungen von mehreren MW und Förderleistungen über 10.000 m³/h verfügbar.

Beispiel HERLO von HERLOGAS, S.A. mit max. Lufttemperatur von 900°C:

Modell	m³/h	kW	
GACH-1	1000	324	
GACH-2	2000	648	
GACH-3	3000	972	
GACH-4	4000	1296	
GACH-6	6000	1944	
GACH-8	8000	2592	
GACH-10	10000	3240	

Es müssen jedoch bei der Planung des Rohrleitungssystems die erforderlichen Zu- und Abluftanschlüsse vorgesehen werden. Geeignete T-Stücke und ggf. zusätzliche Absperrarmaturen werden erforderlich.

Heißluftgebläse scheinen geeignete Begleitheizungen im Header-System bei Vorwärmvorgängen zu ersetzen. Sobald die Header allerdings befüllt wurden, sind Heißluftgebläse nicht mehr einsetzbar, so dass ein vollständiger Verzicht auf Header-Begleitheizungen zugleich bedeutet, dass Drainagevorgänge ohne jegliche Heizung erfolgen müssen.

5.4 Entwicklung eines Winterschlaf-Modus für die EMSP (DLR)

Im Rahmen Aufstockung wird ein Außerbetriebnahme-Konzept entwickelt, implementiert und getestet. Dies ermöglicht zukünftig in Zeiträumen ohne projektbezogenen Betrieb eine massive Reduktion des Stromverbrauchs. Es wurden dabei zwei Konzepte näher untersucht und mittels Risikobewertung evaluiert.

5.4.1 Einfrieren der Speichertanks

Das Konzept sieht vor, die Speichertanks auszufrieren und anschließend mit großen Elektroheizern wieder aufzuschmelzen (siehe Abbildung 92).

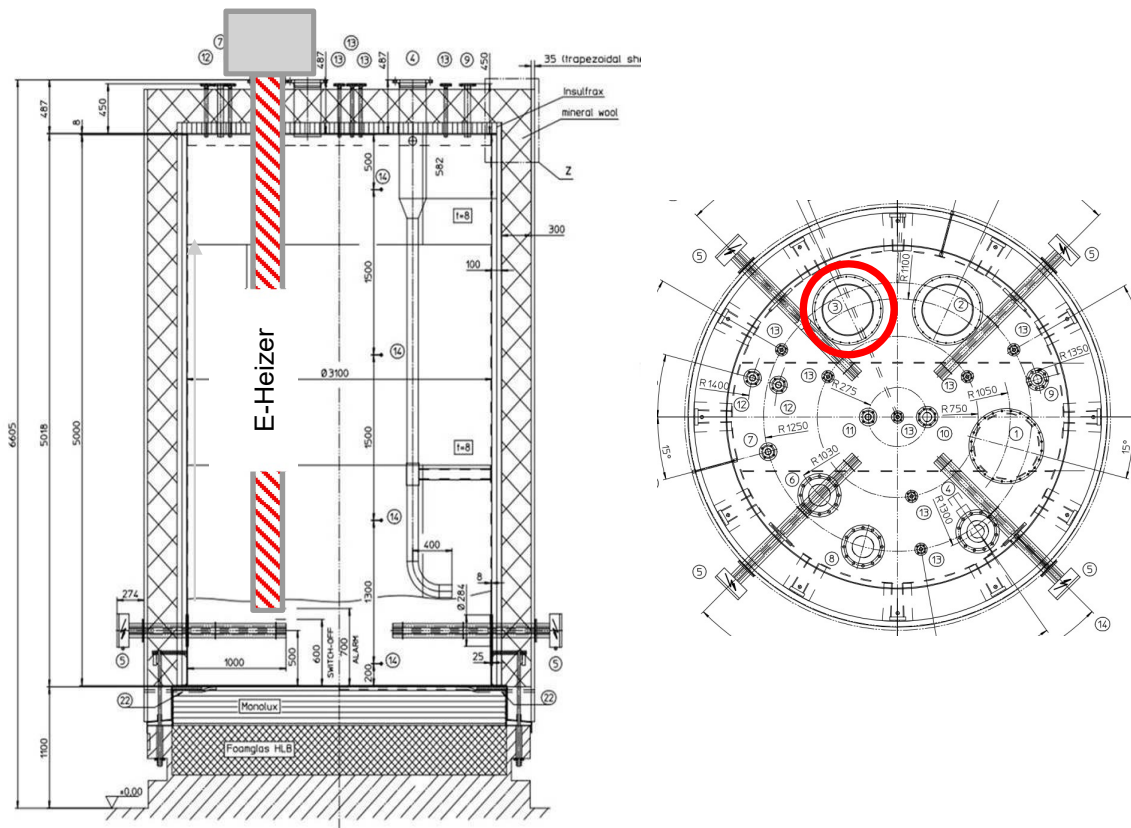


Abbildung 92 Konzeptskizze Salzspeicher mit Eintauchheizern aus Antrag (Aufstockung)

Im Rahmen der durchgeführten FEM-Simulationen und einer Risikoanalyse stellte sich das vorgeschlagene Konzept als technisch riskant heraus. Durch die Anordnung des Heizers nahe der Tankwand, stellen sich große Temperaturgradienten über den Umfang und die Höhe ein, sodass unzulässige Spannungen auftreten (siehe Abbildung 93). Diese könnten zu Schäden an der Infrastruktur führen, sodass von diesem Konzept abgesehen werden muss.

Es zeigte sich in weiteren thermischen FEM Simulationen, dass das Wiederaufschmelzen mittels Tankwandbegleitheizung ein gangbarer Weg ist. Allerdings sind der Aufwand und die Kosten für die Umsetzung hoch, da die bestehenden Blechabdeckungen und Dämmung komplett entfernt und neu installiert werden müssten. Außerdem ist die Installation solcher MI-Kabel nur ab einer Höhe von etwa 1 m möglich, da sonst die Spannung aufgrund der Temperaturunterschiede zwischen Wand und Boden unzulässig hoch werden (Abbildung 95). Darüber hinaus zeigen die Simulationen, dass allgemein mit thermischen Spannungen zu rechnen ist und der Aufschmelzprozess daher nicht als ganz unkritisch bewertet wurde.

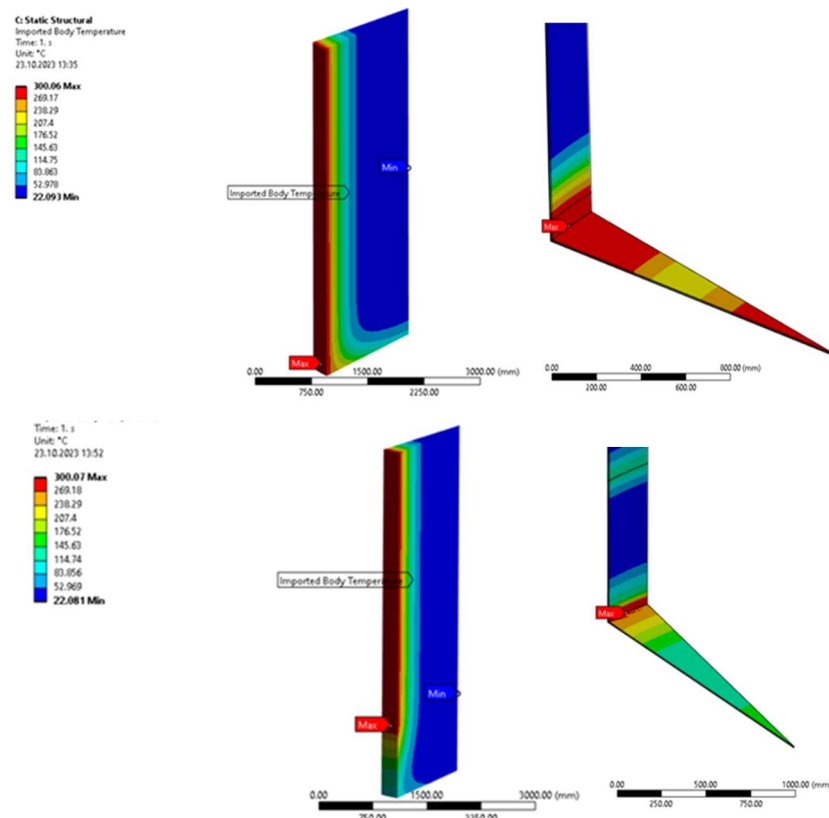


Abbildung 95 Thermische FEM Simulation der Salzspeicher auf der EMSP

5.4.2 Salt Dilution

Ein weiteres Konzept, welches bereits in MSOpera erfolgreich mit ternärem Salz getestet wurde ist die Verdünnung des Salzes mit Wasser, um den Schmelzpunkt beliebig zu reduzieren. Für den „Hibernation Mode“ wird ein Wassergehalt von 35 % angestrebt um einen Klarpunkt von 48 °C zu erreichen (siehe Abbildung 96). Bei diesem Mischungsverhältnis passt das gesamte Gemisch noch in die Speichertanks der EMSP für die langfristige Lagerung.

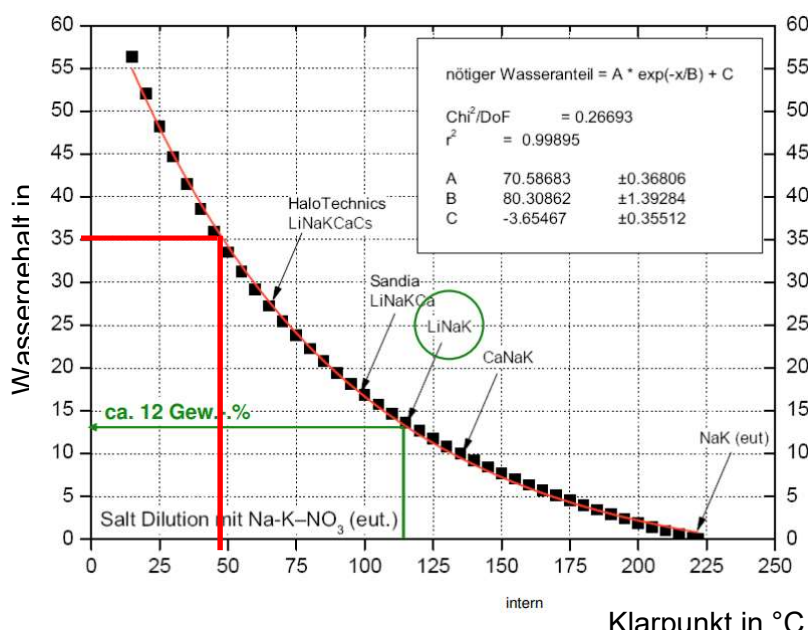


Abbildung 96 Klarpunkt von Solarsalz und Wasser bei unterschiedlichen Wasseranteilen

Die Lösung wird dann bis zum nächsten Betrieb bei Umgebungstemperaturen gelagert, wobei es zu solidem Ausfall auf den Tankboden kommen kann. Daher wird die Lösung regelmäßig und vor der Wiederinbetriebnahme auf mindestens 50 °C erwärmt. Die Austreibung des Wassers kann mittels der installierten Elektroheizer der Tanks oder versuchsweise auch mittels des Solarfeldes erfolgen.

Für den Prozess der Hydrierung wird das Solarsalz bei etwa 290 °C mit kaltem Wasser unter Druck gemischt. Durch den geringen Dampfdruck von wässrigen Salzlösungen im Vergleich zu reinem Wasser sind während des Mischvorgangs keine Dampfdrücke oberhalb der Anlagenspezifikation von 20 bar zu erwarten. Die theoretischen Dampfdrücke für unterschiedliche Temperaturen und Wassergehalte sind im Diagramm in Abbildung 97 dargestellt.

Anschließend wird die Salz-Wasser-Lösung in die Speichertanks geleitet und auf Umgebungsdruck entspannt, sodass es zur Abdampfung eines Teils des injizierten Wassers kommt. Schrittweise wird der Wassergehalt erhöht, während die Temperatur gesenkt wird. Die Abdampfung des Wassers aus den atmosphärischen Speichertanks wird so schrittweise reduziert und der Wassergehalt weiter gesteigert bis alle Tanks gefüllt und durchgemischt sind.

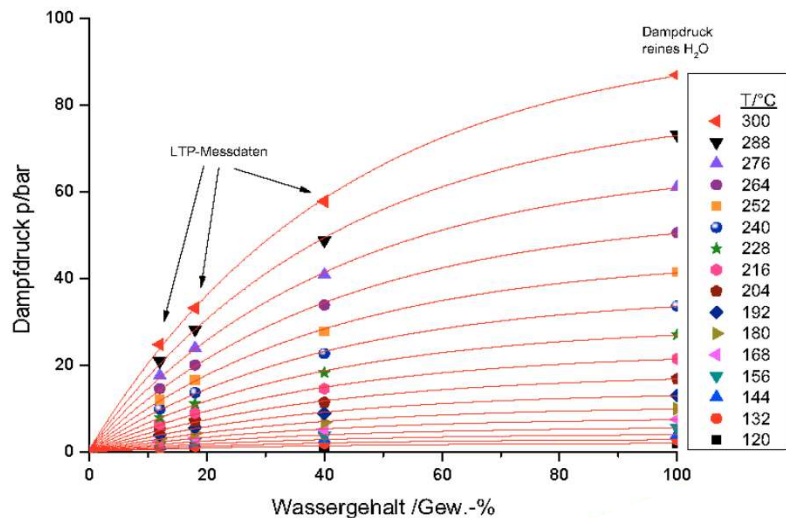


Abbildung 97 Dampdrücke von Solarsalz/Wasser Lösungen

Das R&I Schema für diesen Testaufbau ist in Abbildung 98 dargestellt. Die Anpassungen sind in rot dargestellt. Der Prozess kann mit der bereits bestehenden Eindüsungsvorrichtung aus MSOpera AP 2 mittels kleinerer Modifikationen durchgeführt werden (siehe Abbildung 99).

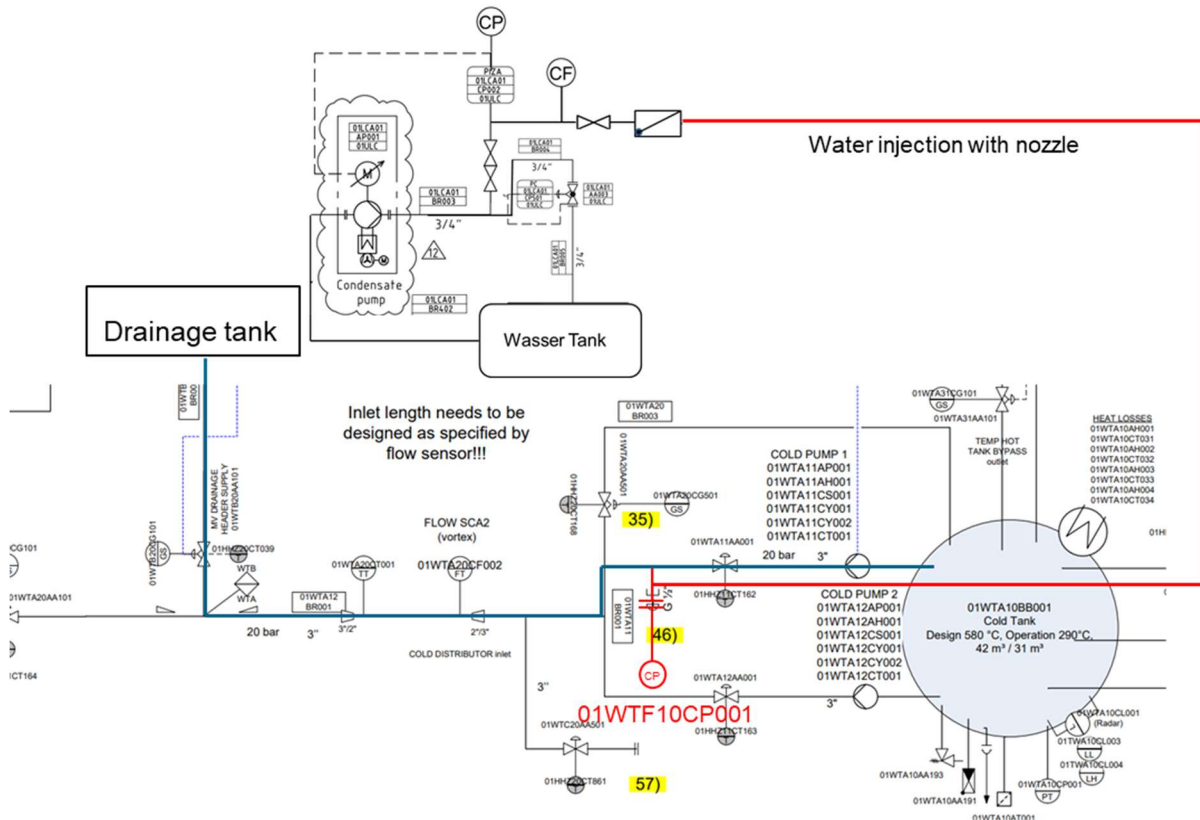


Abbildung 98 R&I Schema des Salzverdünnungsprozess für den „Hibernation Mode“ auf der EMSP

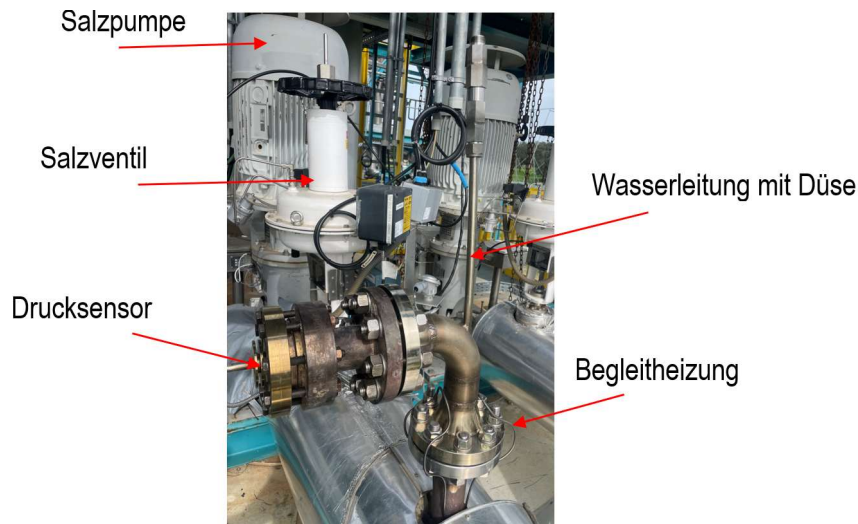


Abbildung 99 Wassereindüsung in Salzleitung hinter der Salzpumpe

Die finale Installation mit einem Design, welches dauerhaft für die Salzverdünnung verwendet werden kann, soll nach erfolgreichem Test implementiert werden. Außerdem ist mit der Testapplikation nur ein Chargenbetrieb mit dem heißen Speichertank möglich, was die Prozessdauer verlängert und -überwachung erschwert

Bei der Risikountersuchung wurde außerdem kritisch auf das Korrosionsverhalten der wässrigen Salzlösung geschaut, da nur begrenzte Informationen und Wissen vorliegen. Die Korrosion hängt stark mit dem Chloridgehalt und der Temperatur des Salzes zusammen. Nitratsalze sind aber in jedem Fall korrosiv. Bei 500 ppm Chloriden in 12 wt. % Wasserlösung trat bei Versuchen mit unterschiedlichen Temperaturen über 1.400 h im Labor keine Passivierung von rostfreiem Stahl mehr auf und die Oberflächen korrodieren aktiv. Bei Versuchen mit 200 ppm wurde die Korrosion nicht festgestellt. Die Messung des Chloridgehalt des Solarsalzes der EMSP ergaben 195 ppm. Bei Temperaturen zwischen 20 °C und 250 °C wird nur eine geringe Korrosionsraten erwartet. In sämtlichen Versuchen traten keine Lochfraß- und Spannungsrisskorrosion auf.

Agglomeration von Chloriden durch wiederholte Verdünnung kann die Korrosivität erhöhen, daher wird nur entmineralisiertes Wasser mit sehr geringen Chloridgehalt (nicht nachweisbar) eingesetzt.

Außerdem wurden weitere wissenschaftliche begleitende bezüglich des Langzeitkorrosionsverhalten durchgeführt. Für den durchgeführten Korrosionstest wurden jeweils drei polierte und markierte Proben der Materialien 321 (1.4541) für den Tankstahl und 321H (1.4878) für den Receiverstahl verwendet.

Vor der Auslagerung erfolgte eine metallographische Präparation der Proben sowie eine Markierung durch Indents zur besseren Wiederauffindung identischer Bereiche bei den späteren Untersuchungen. Die Proben wurden vor der Auslagerung fotografisch sowie mittels Rasterelektronenmikroskopie (REM) im Sekundärelektronen- (SE) und Rückstreuелеktronenmodus (BSE) dokumentiert. Der Z-Kontrast der unterschiedlichen Phasen und Orientierungskontrast der Austenitkörner ist zu erkennen (siehe Abbildung 100 links). Im SE-Bild rechts sind Rückstände der Aluminiumoxid-Politur SE-Bild sichtbar.

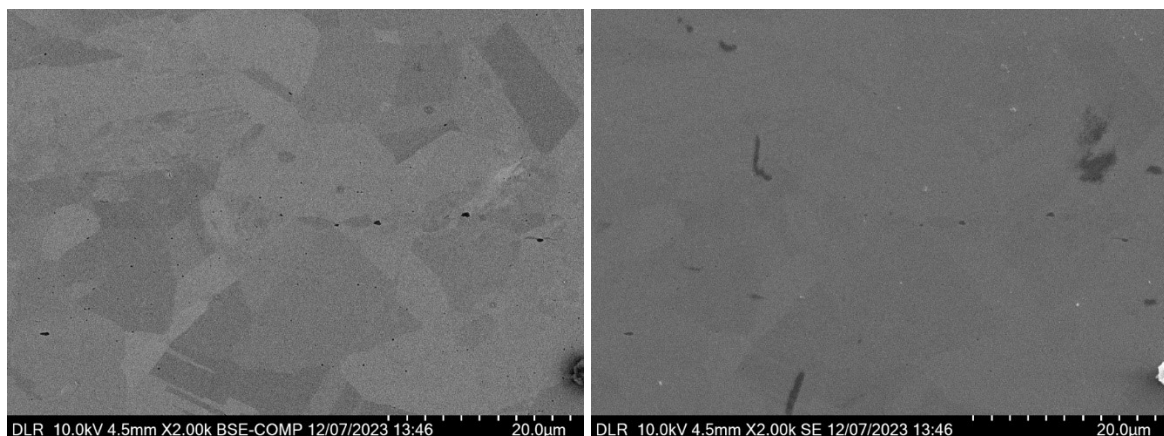


Abbildung 100 BSE-Bild (links) und SE-Bild (rechts) vor der Auslagerung

Die Versuche fanden unter den folgenden Bedingungen statt: ein Gemisch aus Solar Salt und Wasser im Verhältnis 40/60, ein Chloridgehalt von 198 ppm, eine Temperatur von 80 °C sowie eine Dauer von 2400 Stunden. Ein Foto des Testaufbau im Labor des DLR ist in Abbildung 101 dargestellt.

Nach der Auslagerung waren die Probenoberflächen mit dicken Salzkrusten bedeckt (siehe Abbildung 102, die nach einer Analyse durch mehrmaliges Eintauchen in VE-Wasser entfernt wurden.



Abbildung 101 Korrosionstest mit wässriger Solarsalzlösung bei 80 °C im Labor

Die Salzkruste enthält, entsprechend der REM-Aufnahmen in Abbildung 103, neben den Elementen des Solarsalzes Mg, Si, Al, Ca. Die Konstituenten des Stahls scheinen durch. Der Si-

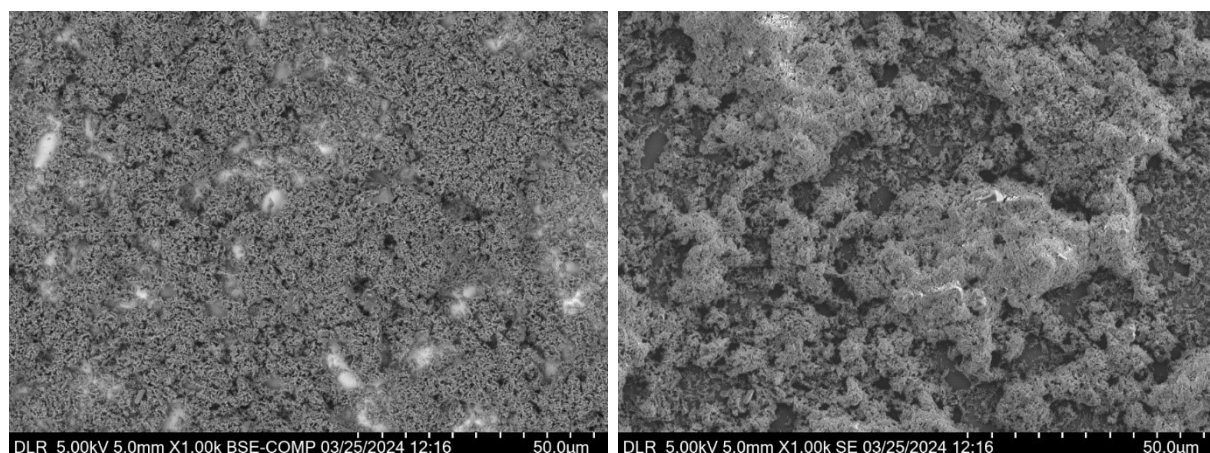


Abbildung 102 Lichtmikroskopaufnahme der Salzkruste auf der Stahlprobe nach der Auslagerung

Gehalt ist offensichtlich erhöht. Die Quelle dieser Verunreinigung ist unklar.

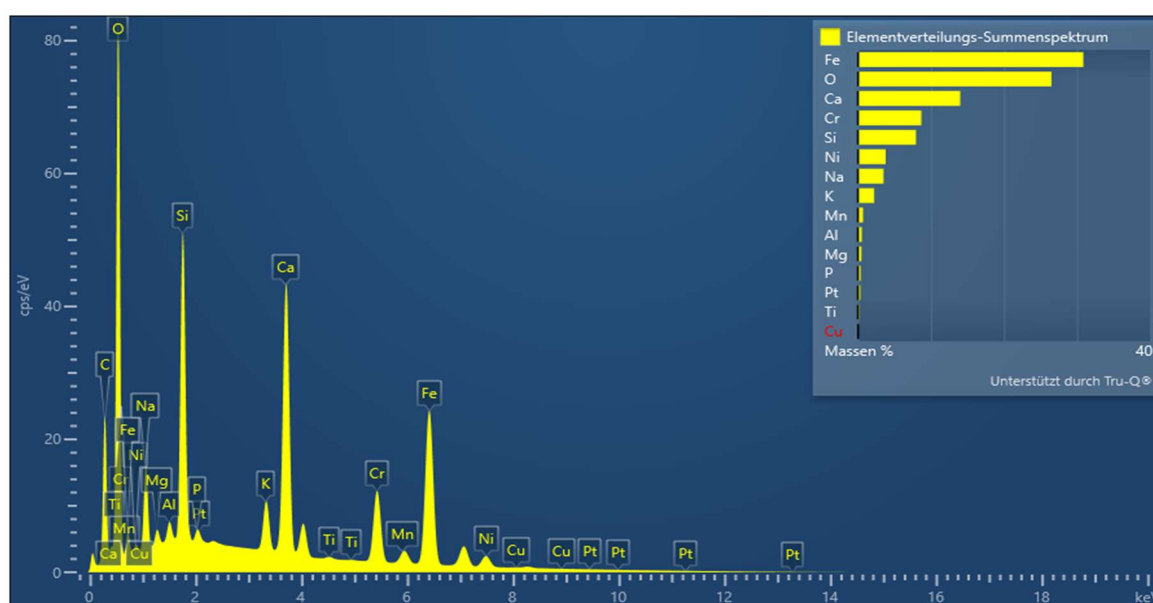
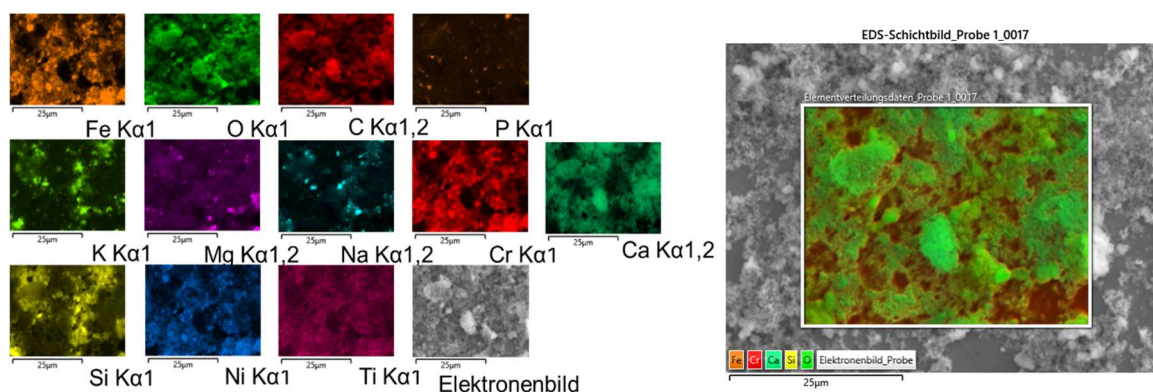


Abbildung 103 Elementanalyse der Salzkruste mittels REM

An der Probe wurde mittels Röntgenbeugung das vorhandene Phaseninventar sowohl vor als auch nach der Entfernung des Salzbelags bestimmt (siehe Abbildung 104). Im Zustand mit Belag konnten die Phasen Austenit, Ferrit, Natriumnitrat und Kaliumnitrat eindeutig nachgewiesen werden. Zusätzlich zeigten sich Reflexe, die mindestens auf eine weitere, bislang nicht zugeordnete Phase hinweisen. Nach dem Abwaschen des Salzbelags waren nur noch Austenit und Ferrit detektierbar, was darauf schließen lässt, dass die Belagentfernung im Wesentlichen erfolgreich durchgeführt wurde. Die Proben zeigen sich anschließend auch unter dem Lichtmikroskop ohne Salzkruste (siehe Abbildung 105).

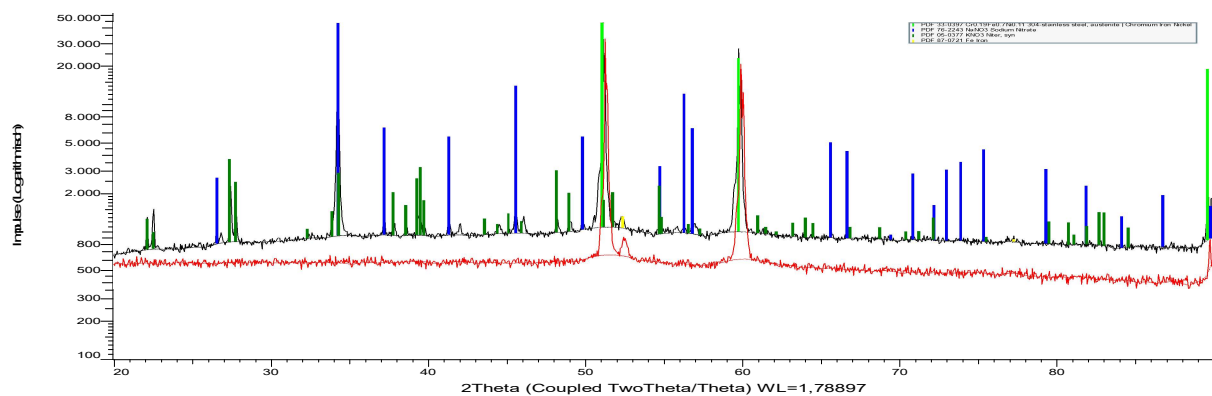


Abbildung 104 Röntgenbeugung der Stahlproben mit und ohne Salzkruste

Bei der abschließenden REM Untersuchung (Abbildung 105) der Proben zeigten sich weder flächige noch korngrenzenbevorzugte Korrosionsprodukte; zudem wurden weder Lochkorrosion (Pitting) noch eine aufgeraute Oberfläche beobachtet. Dies gilt gleichermaßen für das Tankmaterials 1.4541 als auch für den Receiverstahl 1.4878

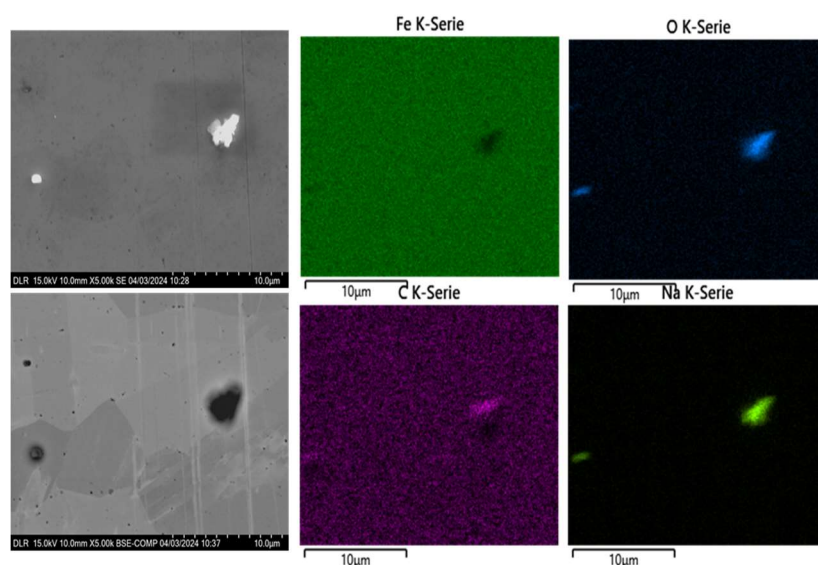


Abbildung 105 Licht- und REM-Analyse nach der Reinigung der Stahlproben

Im SE-Bild zeigte sich die Oberfläche punktuell mit hell erscheinenden, aufliegenden Partikeln. Die anschließende EDX-Analyse deutet darauf hin, dass es sich bei diesen Partikeln vermutlich um eine Natriumcarbonat-Phase handelt (basierend auf Auszügen aus der EDX-Map siehe Abbildung 106).

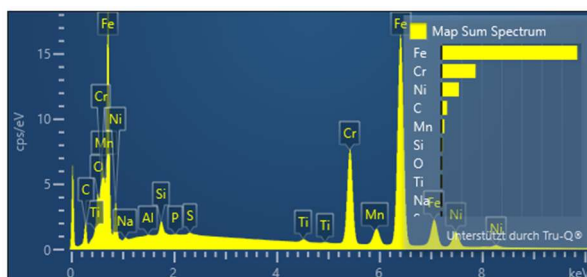


Abbildung 106 EDX-Mapping der Stahlproben nach der Reinigung der Stahlproben

Die Ergebnisse, sowie die Aussagen des Herstellers zufolge werden keine Schäden durch Korrosion an den Tanks oder den Salzpumpen erwartet. Daher verbleiben die Salzpumpen während der Lagerzeit von etwa einem Jahr in den Tanks. Es ist außerdem möglich die Pumpe für die Förderung der Salzwasserlösung einzusetzen.

Es wurde daher anhand der Risikobewertung, Kosten und Nutzen durch das „Steering Committee“ der EMSP der Anpassung des „Hibernation Mode“ mittels Salzverdünnung zugestimmt. Dieses wissenschaftlich interessante Thema bietet dabei weitere mögliche Anwendungen im Bereich Flüssigsalz als Wärmeträger- und Speichermedium.

5.4.1 Test des Winterschlaf-Modus auf der EMSP

Die Verdünnung des Salzes auf der EMSP erfolgte in zwei Schritten, da ein Chargenbetrieb aufgrund des verstopften Solarfeldes notwendig war. Eine direkte Förderung von Salz von kalten zum heißen Tank ist mit der aktuellen Verrohrung ohne das Solarfeld nicht möglich.

Im ersten Schritt wurde zwischen kaltem und Drainagetank zirkuliert und hinter der kalten Pumpe Wasser in die Rohrleitung eingedüst (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die Messdaten der ersten Verdünnung im Drainage und kalten Tank sind in Abbildung 107 dargestellt. Dabei wurde bei 13 bar Salzdruck und einer Salztemperatur von 290 °C kaltes Wasser mittels einer Vollkegeldüse in das Solarsalz gemischt. Das gewünschte Mischungsverhältnis beträgt dabei etwa 5 wt. % Wasser. Während des Prozesses kommt es zur Abkühlung der Tanks unter Verdampfung von Wasser aus den atmosphärischen Tanks. Druckstöße oder explosive Verdampfung konnte nicht beobachtet werden. Findet die Abkühlung allerdings zu schnell statt, ist die Durchmischung in den Tank nicht ausreichend, sodass sich feste Salzplatten an Bereichen mit geringer Strömung und vorzugsweise auf dem Boden bilden. Für eine ordentliche Durchmischung ist das Design des Rücklaufs nicht geplant worden. Der Rücklauf ist als 4,5“ Rohrleitung ausgeführt und mündet auf einer Höhe von 700 mm

über dem Tankboden, weshalb nur eine geringe Durchmischung stattfinden kann. Der Dichteunterschied zwischen reinem Salz und der Salz-Wasserlösung bewirkt eine weitere Segregation auch wenn die Mischung länger ruht.

Während der ersten Charge wurde etwa die Hälfte des Salzinventars der EMSP erfolgreich verdünnt und auf eine Temperatur von ca. 50 °C abgekühlt.

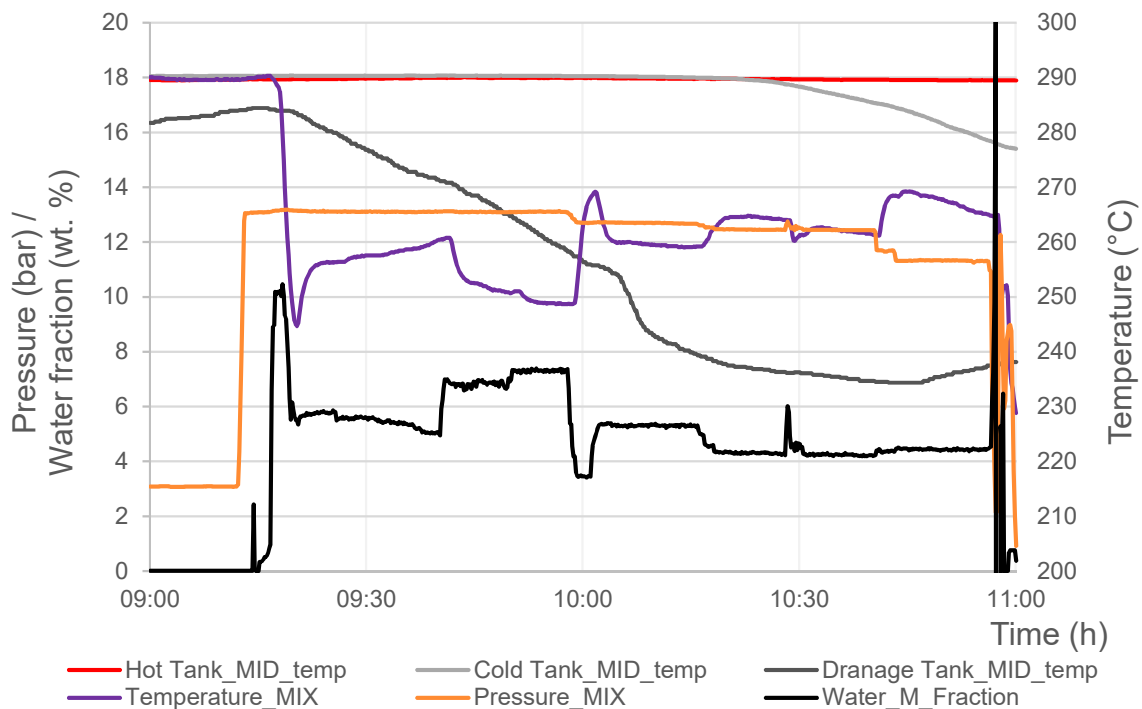


Abbildung 107 Messung der Salzverdünnung des Drainage- und des kalten Tanks auf der EMSP (03/24)

In einer zweiten Charge wurde dann die Einspritzvorrichtung hinter der heißen Salzpumpe installiert und der Verdünnungsprozess wiederholt. Während dieser Verdünnung des heißen Tanks traten großflächige Einfrierungen im unteren Tankbereich auf, weshalb der Prozess wiederholt und das gesamte Wasser aus dem heißen Tank mit den installierten Heizern ausgetrieben werden musste. Anschließend wurde der Prozess mit dem heißen Tank erneut durchgeführt. Die Messdaten des Versuchs sind in Abbildung 108 dargestellt. Auch hier zeigte ab etwa 190 °C eine Schichtung im unteren Tankbereich, was auf solide Ablagerungen schließen lässt. Da sich diese aber nur im unteren Bereich befand, konnte der Prozess erfolgreich abgeschlossen werden. Es ist allerdings anzumerken, dass nach Versuche erhebliche Temperaturgradienten von etwa 85 K zwischen Tankboden und den darüberliegenden Bereichen vorliegen.

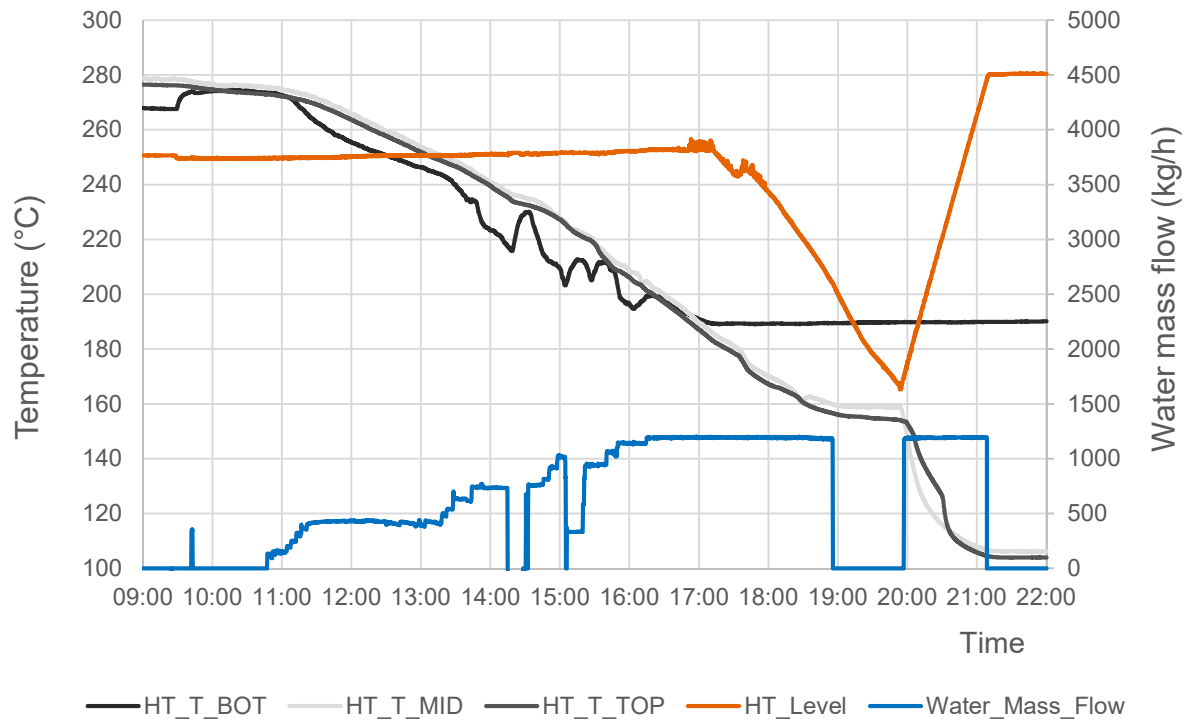


Abbildung 108 Messungen der Salzverdünnung im heißen Tank auf der EMSP (04/24)

Bei dem Versuch kam die Salzpumpe des heißen Tanks zum Einsatz, welche nur einen geringeren Druck liefert. Da Vorversuche positive Ergebnisse bezüglich des zu erwartenden Dampfdrucks lieferten, wurde hier das etwa 280 °C heiße Salz mit Wasser bei nur rund 3,25 bar gemischt (vgl. Abbildung 109). Es wurde dabei ebenfalls keine größeren Druckstöße oder explosives Verdampfen beobachtet. Dies hängt aber wesentlich vom Mischungsverhältnis zwischen Salz und Wasser ab. Auf der EMSP wurden die stabilsten Betriebsbedingungen bei einer Beimischung von etwa 5 wt.% Wasser erreicht.

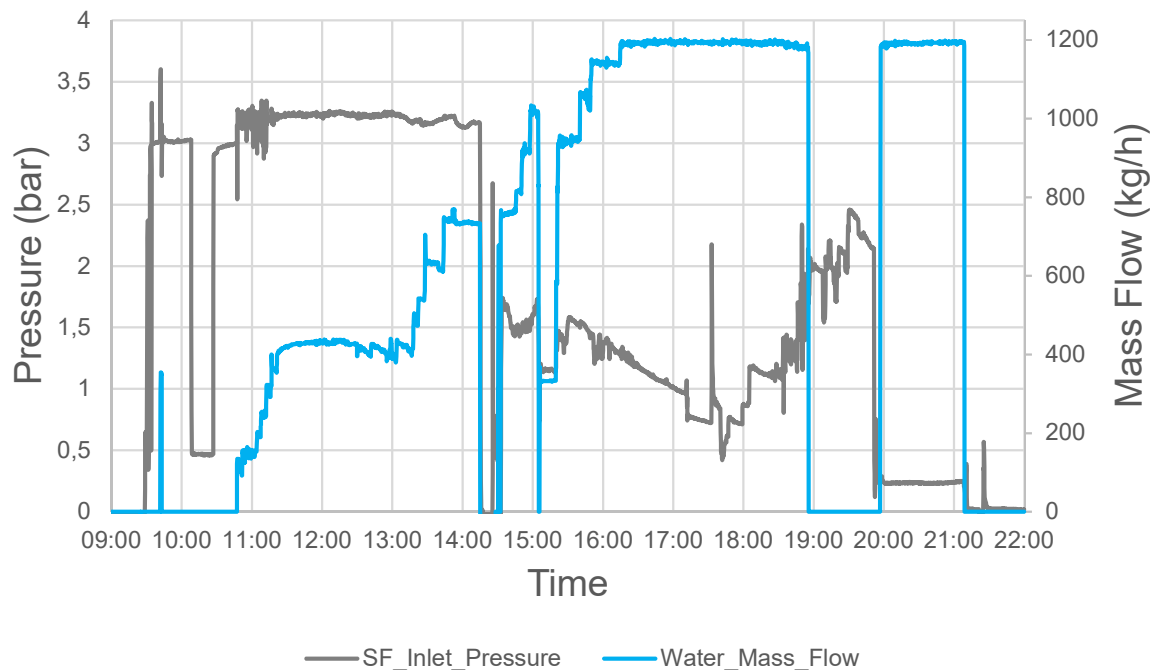


Abbildung 109 Salzdruck und Wassermassenstrom während der Salzverdünnung im heißen Tank der EMSP (04/24)

Die Langzeitlagerung wird seit der Verdünnungsprozess abgeschlossen ist beobachtet. Das Unterschreiten des Klarpunktes (ca. 48 °C), längere unbewegte Zeiten und schlechte Durchmischung führen zu einem Ausfall von festem Salz am Tankboden aber auch an Kristallkeimen, wie Sensoren oder weiteren Einbauteilen. Diese können aber spannungsarm wieder gelöst werden indem die Heizungen kurzzeitig aktiviert werden.

In Abbildung 110 ist der Temperaturverlauf im kalten Tank dargestellt. Ergänzend dazu sind Fotos im kalten Tank gemacht worden und in Abbildung 111 gezeigt. Es bilden sich mit fast konstanter Temperatur Kristalle am Boden, Wänden und Einbauteilen, welche innerhalb kurzer Zeit durch die Heizer gelöst werden können. Die Kristalle bestehen im soliden Zustand aus Salzhydraten, weshalb die Wärmeleitfähigkeit höher ist als bei reinem Salz.

Genauere Laboruntersuchungen der thermophysikalischen Eigenschaften der Mischung im flüssigen und festen Aggregatzustand sollen in Folgeprojekten durchgeführt werden. Die Reduktion der unteren Prozesstemperatur kann für den Einsatz in solarthermischen Anlagen für verschiedene Anwendungen konzipiert werden. Der Fokus liegt auf vereinfachten Befüllungen und Entleerungen, sowie einem nächtlichen Einsatz zur Reduktion der Wärmeverluste. Außerdem kann die Eindüsung von Wasser zur Unterstützung der Drainage konzipiert werden.

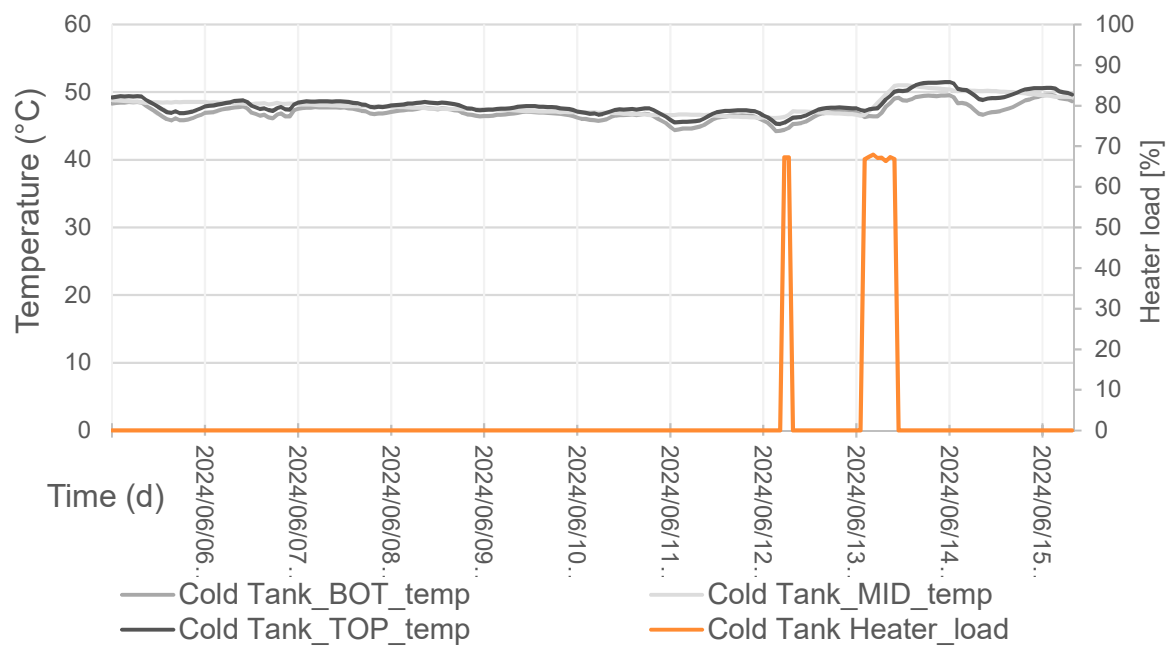


Abbildung 110 Temperaturmessung im kalten Tank mit verdünntem Solarsalz

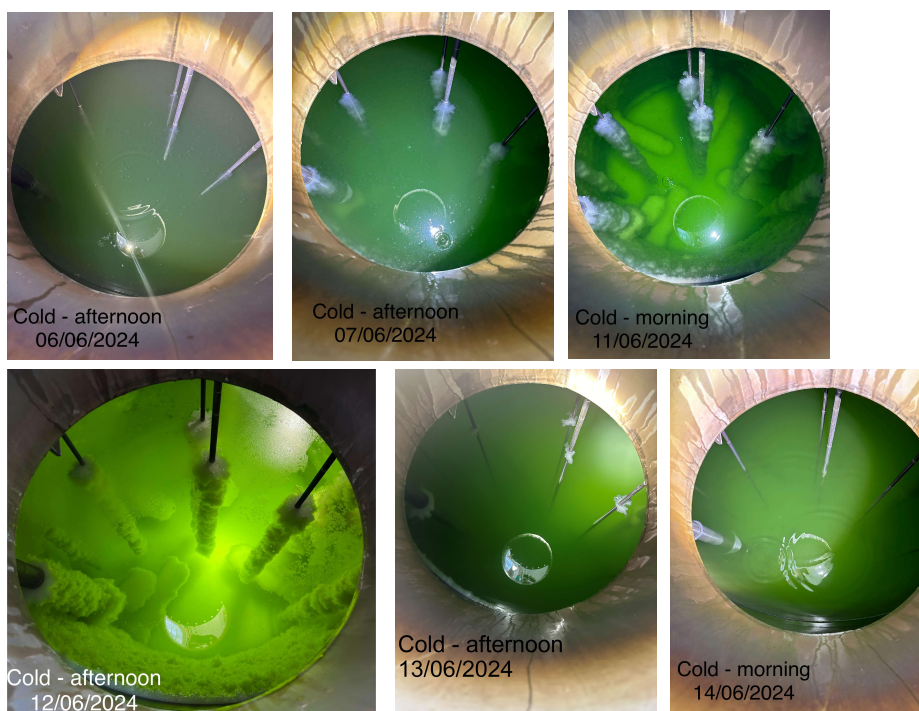


Abbildung 111 Solider Ausfall und Kristalliten im kalten Tank bei Unterschreitung des Klarpunktes

6. AP Innovatives Solarfeldregelungskonzept für kommerzielle Anlagengrößen (DLR)

Ziel des Arbeitspaketes ist es, die Erkenntnisse aus dem Betrieb der Pilotanlage auf ein kommerzielles Solarfeld zu übertragen. Insbesondere soll die Regelbarkeit eines Solarfeldes mit Einzelkreisregelventilen (Loop-Ventile) erstmals demonstriert werden. Mit Hilfe der etwas aufwändigeren Kreislaufregelung können die Austrittstemperaturen stabiler gehalten und Anfahrvorgänge besser gesteuert werden.

Das DLR entwickelt ein entsprechendes Regelungskonzept und testet es zunächst mit dem DLR Virtual Solar Field (VSF), einem detaillierten stationären Simulationsprogramm für Parabolrinnenfelder. Nach diesen Tests soll das Regelungskonzept auch an der EMSP getestet werden.

6.1 Abbildung eines Flüssigsalzfeldes mit DLR Virtual Solar Field und Definition von Referenzstrahlungsszenarien (DLR in Abstimmung mit FLG)

Das Simulationswerkzeug „Virtual Solar Field“ (VSF) wurde am Institut für Solarforschung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt entwickelt. Es kombiniert hydraulische Berechnungen, wie den Massenstrom in Abhängigkeit von den Druckverlusten, und thermische Berechnungen, wie die Temperaturverluste und -gewinne des Wärmeträgers im Solarfeld. Die Modellierung jeder Rohrleitung beginnt an der Pumpe und dem kalten Sammler zu den Teilfeldern mit den Loops und endet am heißen Sammler am Leistungsblock. Die Anordnung des Solarfeldes kann individuell festgelegt werden, indem die Position jeder Rohrleitung und jedes Kollektors bestimmt wird. Es ist möglich, alle zwei Sekunden einen individuellen DNI-Wert für jeden Kollektor festzulegen.

Für diese Studie wurde ein Solarfeld-Layout mit zwei Teilfeldern in VSF implementiert. Jedes Teil-Feld enthält 19 Loops mit je vier HelioTrough Solar Collector Assemblies (SCAs) mit einer Länge von 191 m, einer Apertur-Weite von 6,78 m und einem PTR@90 Absorberrohr für flüssig Salzschnmelzen (Abbildung 112). Der Nenn-DNI ist auf 800 W/m^2 und die Nenn-Austrittstemperatur auf 505 °C eingestellt. In Kombination mit der Temperaturdifferenz zur nominalen Eintrittstemperatur von 290 °C , dem Wärmetauscher und einem Rankine-Kreislauf ergibt sich eine Leistung von 50 MWel. Um dieser Leistungsbegrenzung gerecht zu werden, wird ein maximal zulässiger Massenstrom von 350 kg/s definiert. In der Simulation wird von einem vollständigen Anfahren mit einer Austrittstemperatur von 500 °C ausgegangen. Die Abschaltung und der Nachtbetrieb werden ebenfalls nicht in die Simulation berücksichtigt.

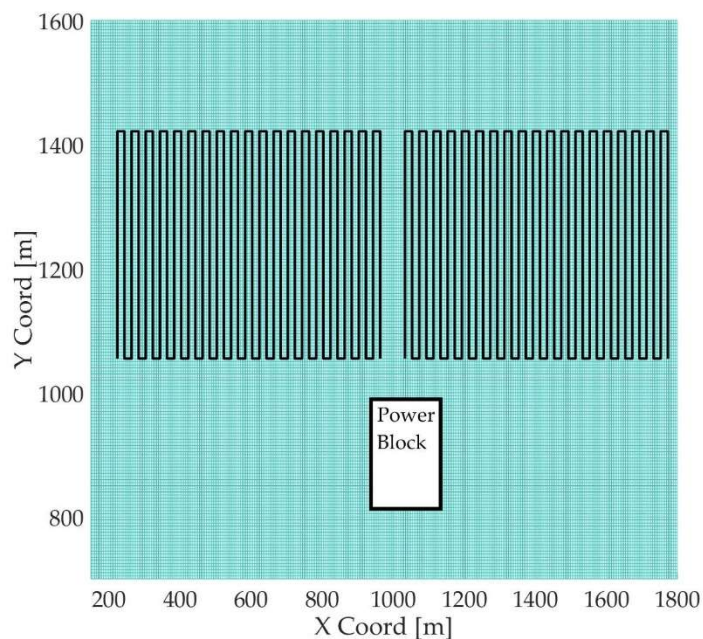


Abbildung 112 Solarfeld Layout für die Simulationsstudie in VSF

Die räumlich und zeitlich aufgelösten DNI-Karten werden von einem ASI-System erstellt, das auf der von CIEMAT betriebenen PSA aufgebaut ist. Die nach oben gerichteten Kameras mit Fischaugenobjektiven nehmen alle 30 Sekunden ein Bild auf, um Wolken am Himmel zu erkennen. Die Schatten der Wolken werden über einen Raytracing-Algorithmus auf die Oberfläche projiziert. Durch die Kombination mit der Wolkendurchlässigkeit wird eine räumliche Karte erstellt. Um eine brauchbare DNI-Karte für die Simulation zu erhalten, wird der DNI-Wert jedes SCA gemäß dem SF-Layout bestimmt und auf einen Zwei-Sekunden-Zeitschritt interpoliert.

Für diese Studie wurden 1.063 Tage aus den Jahren 2016, 2017 und 2018 im Zeitraum von 9:00 bis 18:00 Uhr untersucht. Einige Tage konnten aufgrund von Systemausfällen nicht erfasst werden. Da nicht jeder Tag für den Betrieb eines Solarkraftwerks geeignet ist, wurden die ungeeignetsten verworfen. Zunächst werden alle DNI-Karten auf einen Sonnenstands Winkel von mindestens 12° gekürzt, um ein vollständiges Anfahren und den Beginn des Abschaltens des Kraftwerks anzunehmen. Dann wird der Beginn und das Ende der Tage auf den ersten und letzten Zeitschritt mit einem durchschnittlichen DNI aller SCAs von 300 W/m^2 oder mehr gesetzt. Wenn die verbleibende Zeitspanne länger als 30 Minuten ist und der durchschnittliche DNI in diesem Zeitraum größer als 150 W/m^2 ist, wird dieser Tag für die Simulation verwendet. Die verbleibenden 940 Tage mit einer Gesamtsimulationszeit von 7.222 Stunden sind in Abbildung 113 mit dem durchschnittlichen DNI über den Tag und die nutzbare Zeitspanne dargestellt.

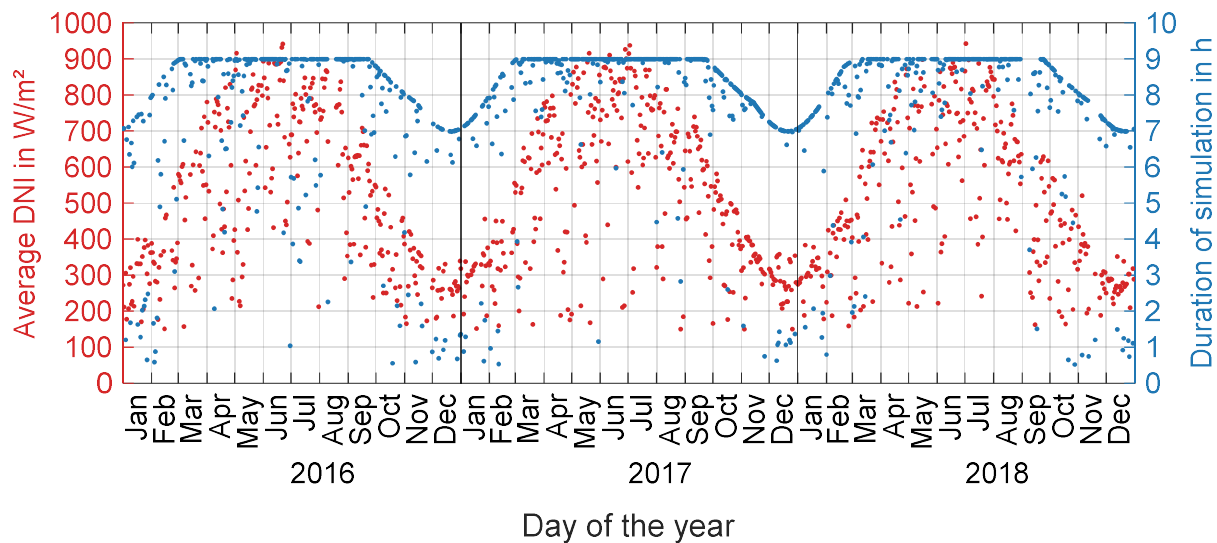


Abbildung 113 – Täglicher durchschnittlicher DNI (rot) und Simulationszeit (blau)

6.2 Entwicklung eines Regelungskonzeptes auf Basis einer Einzelventilsteuerung (DLR in Abstimmung mit FLG)

Alle Kraftwerke haben ihre eigene Regelstrategie, um je nach den Bedingungen die Betriebsarten Anfahren, Normalbetrieb, Abfahren, Rezirkulation und Nachtbetrieb zu aktivieren. Die hier beschriebenen Regler sind für den Normalbetrieb ausgelegt. Aus diesem Grund wird davon ausgegangen, dass der Normalbetrieb mit dem ersten Mal beginnt und mit dem letzten Mal endet, wenn der DNI-Wert 300 W/m² erreicht, was der notwendige Mindest-DNI-Wert ist, um die nominale Austrittstemperatur von 505 °C zu erreichen.

Generell basieren die fixe und die individuelle Ventilregelung auf dem Prinzip der Primär-/Sekundärregelung. Die Primärregler verwenden die Temperaturen der Loops, um den Stellwert für das Solarfeld zu berechnen. Der Sekundärregler folgt dem Primärregler(n), indem er nur dessen Regelausgang als Eingang für die Regelung verwendet. Bei dieser Methode werden Interferenzen zwischen den Reglern durch deren Verbindung vernachlässigt. Durch die Regelung des Deltas von einem Basiswert aus wird der Start des Systems glatter und kann besser an den Regelbereich angepasst werden. Außerdem sind alle PI-Regler mit einer Anti-Windup-Logik ausgestattet, um ein Überlaufen des Integralteils zu verhindern. Im Folgenden werden die Regelung mit fixen Ventilöffnungen und die Regelung mit Regelventilen in jedem Loop beschrieben.

6.2.1 Regelung mit fixen Ventilöffnungen

In kommerziellen Parabolrinnen-Kraftwerken wird die individuelle Loop-Temperatur durch die Abweichung des optimalen Fokus der SCAs geregelt. Daher wird dieser Ansatz als Referenz verwendet. Ein Schema der verwendeten Regelung ist in Abbildung 114 dargestellt. Indem nur der letzte SCA-Fokus geregelt wird, wird sichergestellt, dass in den ersten SCAs keine Energie verloren geht. Der Basisfokus f_{base} wird auf 100 % gesetzt und die Limitierung hat ein Minimum f_{min} von 0 % und ein Maximum f_{max} von 100 %. Die Aufgabe des Massenstromreglers besteht darin, den Gesamtmassenstrom des Wärmeträgermediums so einzustellen, dass

die mittlere Abweichung des Fokus aller SCAs 0 % beträgt, was einer Gesamtfokusrate von 100 % entspricht. Dies ist aufgrund der Limitierung des Fokus erst nach der Berechnung der mittleren Abweichung möglich. Durch dieses Verfahren wird eine hohe Austrittstemperatur mit einem hohen Massenstrom erreicht, was zu einer hohen Rate an erzeugter elektrischer Energie führt. Der minimale Massenstrom $\dot{m}_{min}$ ist definiert durch den minimalen Massenstrom pro Loop, der notwendig ist, um eine turbulente Strömung für einen homogenen Temperaturübergang zwischen Absorberrohr und HTF zu gewährleisten. Die Obergrenze $\dot{m}_{max}$ ist auf 350 kg/s festgelegt. Dieser Wert kann situationsabhängig, z. B. in Abhängigkeit vom Füllstand des TES, eingestellt werden. Der Basismassenstrom $\dot{m}_{base}$ wird auf 190 kg/s festgelegt.

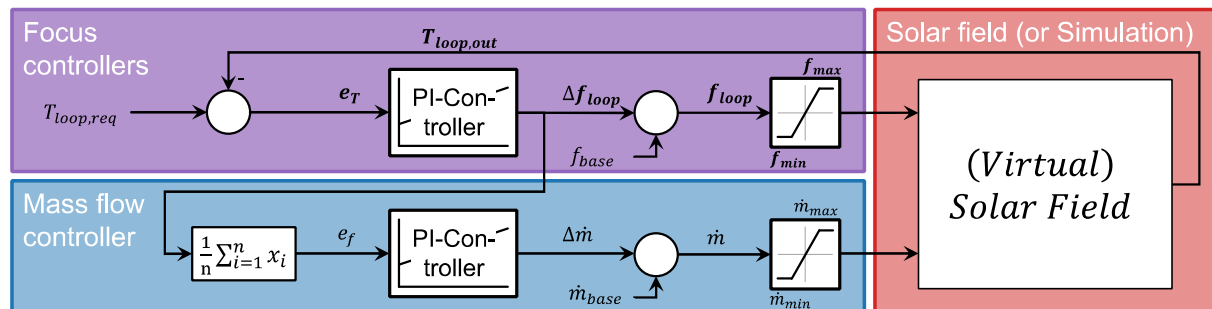


Abbildung 114 Regelungs-Übersicht für fixe Ventile im Solarfeld

6.2.2 Regelung mit Regelventilen in jedem Loop

Bei der Regelung mit Regelventilen sind die primären Regler die Ventilregler, wie im Regelschema in Abbildung 115 dargestellt. Die Öffnung der einzelnen Ventile wird durch die Temperaturen in jedem Loop geregelt. Hier wird die Loop Austritts-Temperatur als Ist-Wert verwendet. Die Basisventilöffnung $s_{V,base}$ hängt von der Öffnung für eine homogene Massenstromverteilung über dem Solarfeld mit einer mittleren Öffnung von 40 % im Bereich zwischen 36 % und 43 % ab. Die Funktion und die Grenzwerte des Massenstromreglers sind ähnlich wie bei der Regelung mit fixen Ventilen. Die Fokusregler haben aufgrund der Kompensation der Regelabweichung in den Ventilreglern und der direkten und verzögerungsfreien Wirkung auf den Fokus keinen Integralanteil. Ihre Regelabweichungen werden durch die Differenz zur maximalen Öffnung der Ventile bestimmt, um zu erreichen, dass der Fokus nur dann reduziert wird, wenn die Ventile aus dem Regelbereich kommen würden. Die Grenzen f_{min} und f_{max} sind identisch mit denen der fixen Ventile.

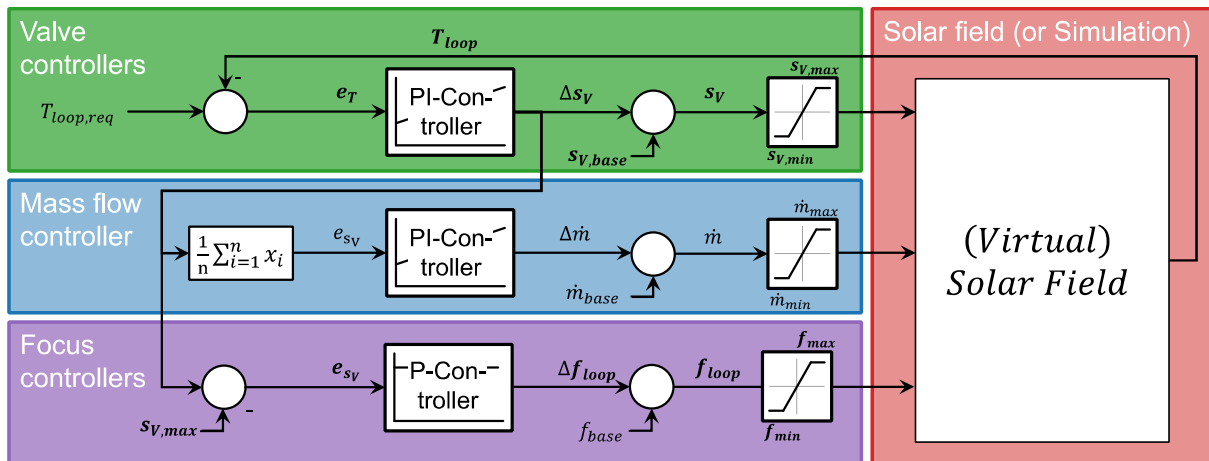


Abbildung 115 Regelungs-Übersicht für die Ventilregelung

6.3 Simulation des Regelungskonzeptes unter allen relevanten Einstrahlungsszenarien (DLR)

Der vorliegende technische Vergleich hat die Funktion, die Unterschiede in der Leistung der beiden Regelungskonzepte in Bezug auf Fokussierung, Massenstrom und Temperatur zu analysieren. In einem ersten Schritt werden die beiden Konzepte für einen Tag mit clear sky analysiert. Die vorliegenden Bedingungen sind durch eine homogene Wärmezufuhr über das Sonnenfeld gekennzeichnet, was zu einer Standard-Massenstromverteilung führt.

Die Ergebnisse der Simulation für einen Tag mit stabilen DNI-Bedingungen sind in Abbildung 116 dargestellt. Die dargestellten Größen sind die Austrittstemperatur und die Solarfeld-Fokussierung der beiden Regelkonzepte. Der Massenstrom für das Regelkonzept mit gleicher Massenstromverteilung sowie der minimale und maximale Massenstrom in den Loops für das Regelventilkonzept sind dargestellt. Der minimale und maximale Massenstrom in das Solarfeld weisen für den Ventilregler eine nahezu identische Größe auf. Dies lässt darauf schließen, dass die Ventile sich in einer Position befinden, die sich durch eine geringe Variabilität in der Öffnungsgröße auszeichnet. Für die Ermittlung der Temperatur und der Fokussierung wird der Mittelwert des Massenstromreglers als Vergleich herangezogen, während die Unterschiede zum Ventilregler als prozentuale Abweichung angegeben werden. In diesem Szenario sind die Unterschiede mit 0,18 % für die Temperatur und 0,02 % für die Fokussierung sehr gering, was auf die homogene Bestrahlung und damit gleiche Bedingungen im gesamten Solarfeld zurückzuführen ist. Für den Ventilregler wurde eine Abweichung von 1,02 K von der Solltemperatur von 505 °C erreicht, während für den Massenstromregler eine Abweichung von 1,94 K erzielt wurde.

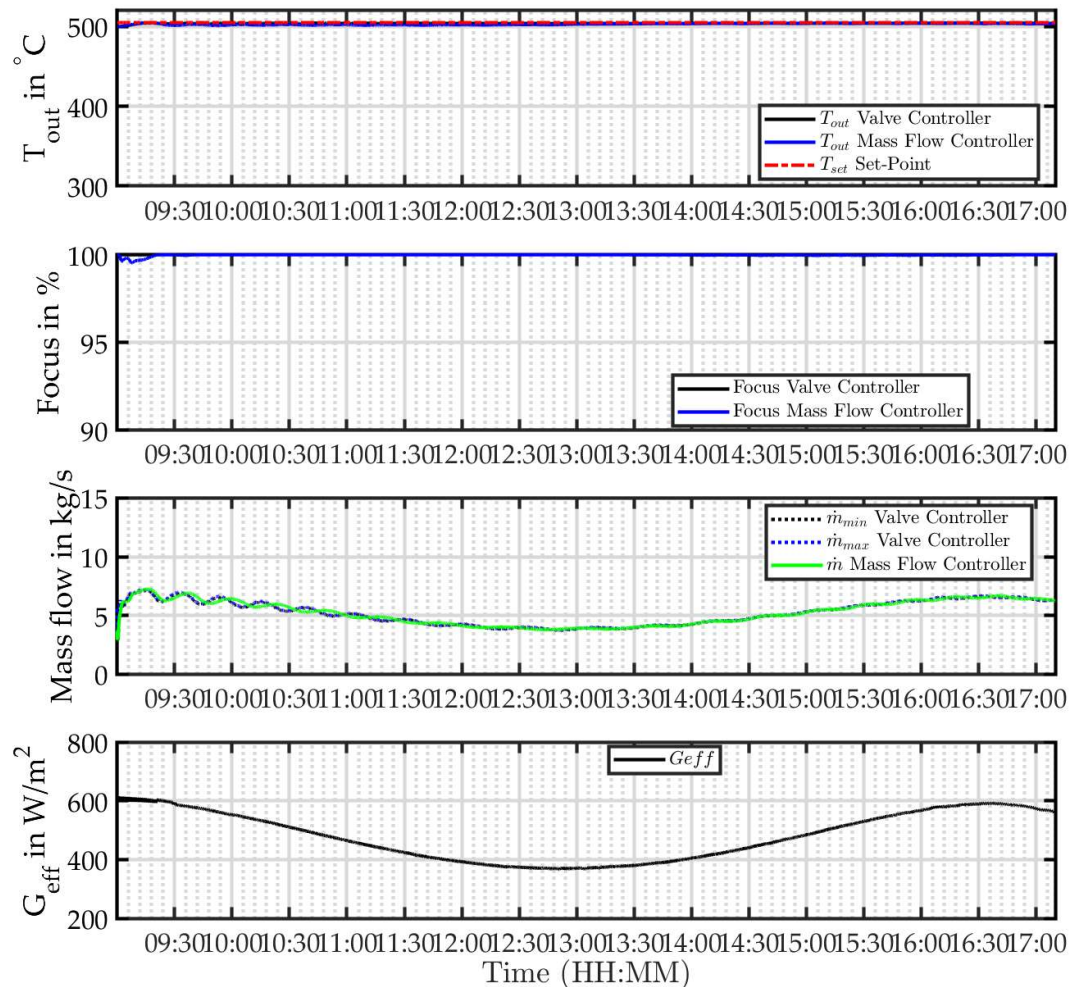


Abbildung 116 Simulierte Regelleistung für einen Tag mit klarem Himmel, dargestellt als Temperatur am Solarfeldausgang, Durchschnittswert am Kollektorfokus, Minimal-/Maximalwert des Loop-Massenstrom für den Ventilregler und durchschnittlicher Loop-Massenstrom für den Massenstromregler (26.10.2017).

In einem zweiten Schritt werden die Regelkonzepte unter transienten Bestrahlungsbedingungen analysiert. Die effektive Bestrahlung bei teilbewölktem Himmel ist in Abbildung 117 ab etwa 12 Uhr dargestellt. Dies resultiert in räumlichen und zeitlichen Schwankungen der DNI über dem Solarfeld. Diese sind in der Abbildung als Durchschnitt der Sonneneinstrahlung über das Solarfeld dargestellt. In den Zeiträumen von etwa 13:00 bis 13:10 Uhr und von 14:45 bis 15:00 Uhr ist die Einstrahlung auf ein niedriges Niveau reduziert. Bei beiden Regelsystemen wird die minimale Massenstromgrenze erreicht. Der auf den minimalen Massenstrom begrenzte Massenstrom ist nach wie vor zu hoch, um eine Temperaturregulierung auf dem Sollwert zu gewährleisten. Infolgedessen kommt es zu einem Absinken der Austrittstemperatur in diesem Zeitraum. In den übrigen Zeiträumen zwischen 12:00 und 16:00 Uhr legt das Regelkonzept mit Regelventilen individuelle Massenströme in den Regelkreisen fest (siehe Min- und Max-Werte in der Grafik). Die Fokusrate zeigt eine hohe Stabilität und liegt nahe dem Idealwert von 100 %. Die Feldausgangstemperatur ist mit 505 $^{\circ}\text{C}$ näher am oberen Ende der Spanne als beim Massenstromregelkonzept. Die Analyse der absoluten Werte ergibt, dass die durchschnittliche Austritts-Temperatur in diesem Zeitraum um 4,44 K höher liegt und die durchschnittliche Fokusrate um 0,79 Prozentpunkte höher ist.

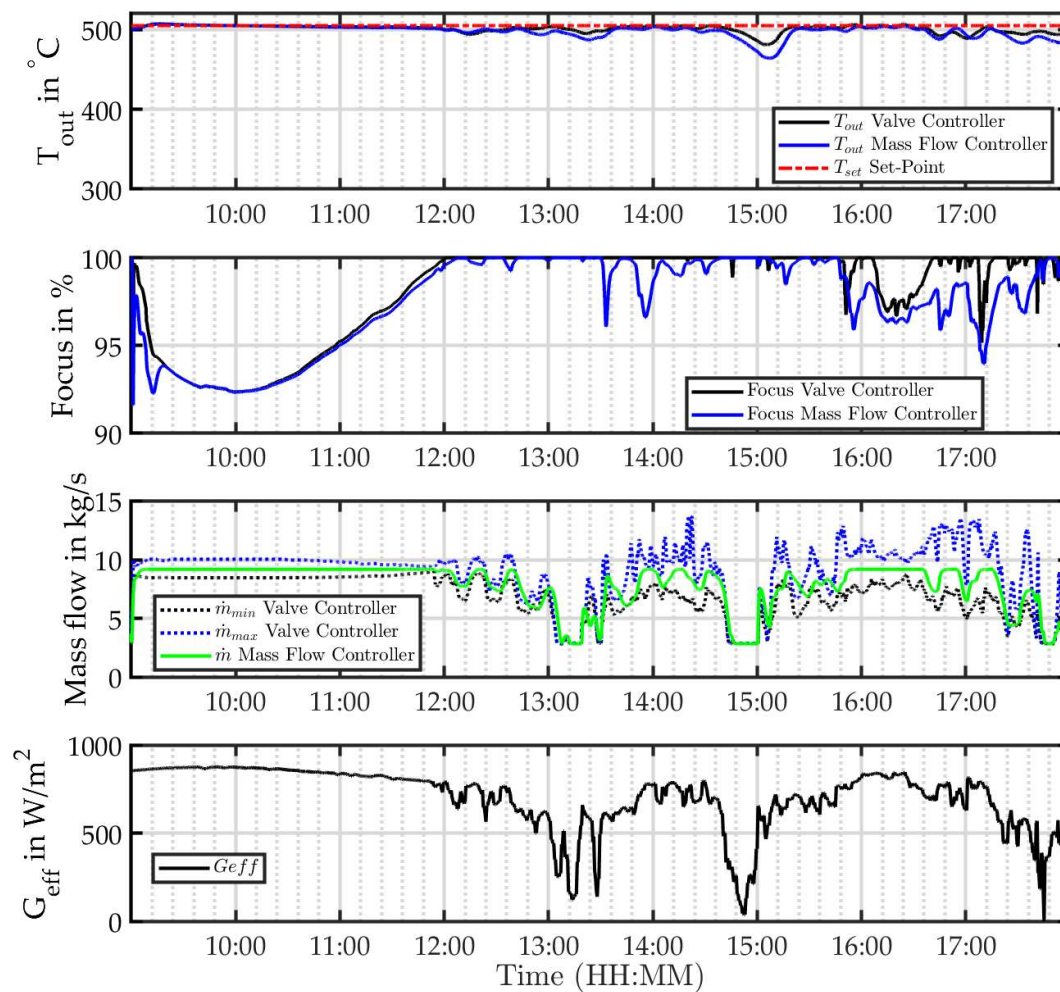


Abbildung 117 Simulierte Ergebnisse der Regler für einen Tag mit instabilen Einstrahlungsbedingungen (16.04.2016).

Die Auswirkungen der Mindestmassenstrombegrenzung sind in Abbildung 118 dargestellt, die einen typischen Wintertag mit geringer Sonneneinstrahlung zeigt. Der Tag beginnt bewölkt und ab 13:00 Uhr ist der Himmel klar. Aufgrund der geringen Sonneneinstrahlung fallen beide Regelkonzepte auf den Mindestmassenstrom. Die Soll-Austritts-Temperaturen werden bei diesem Massenstrom nicht erreicht, da die Sonneneinstrahlung zu gering ist. Die Leistung beider Regelungskonzepte weicht nicht wesentlich voneinander ab, da das Feld ohnehin mit minimalem Massenstrom betrieben wird.

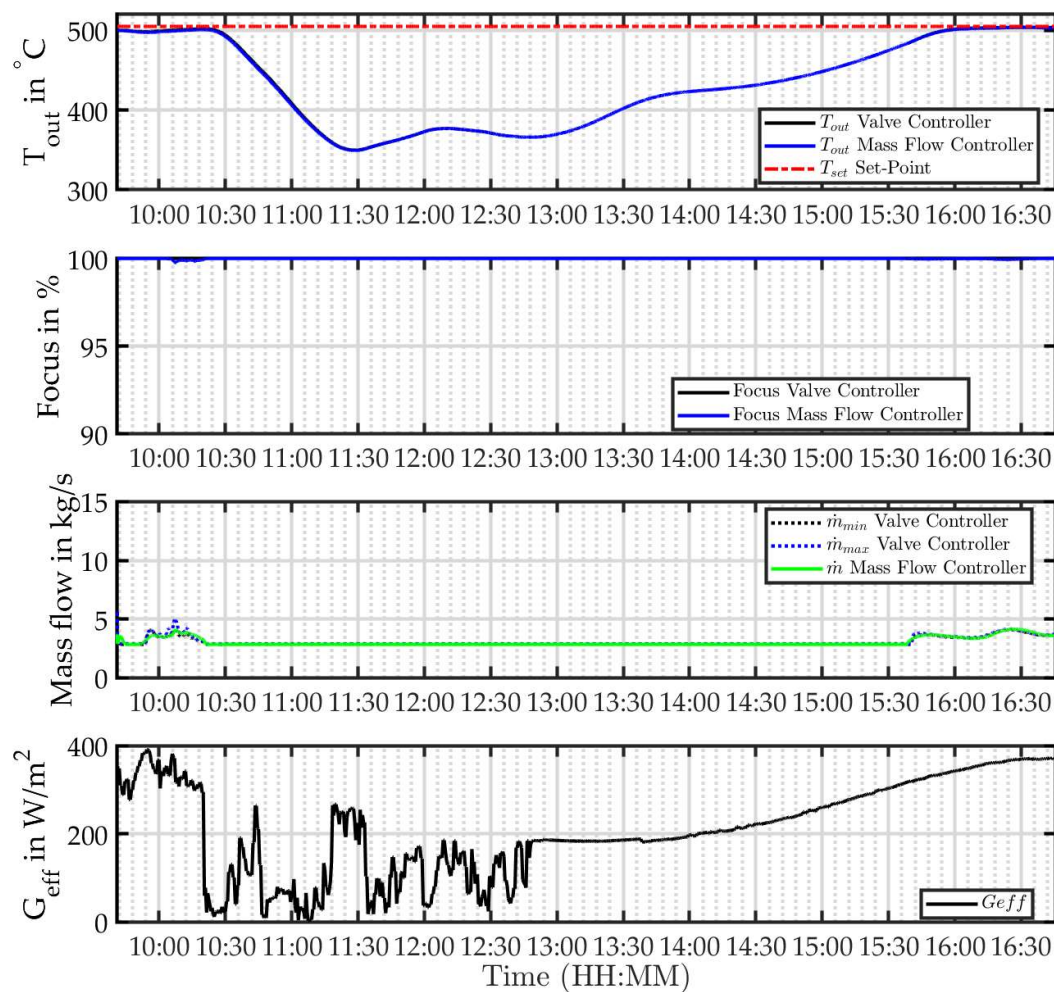


Abbildung 118 Simulierte Regelleistung für einen Wintertag (02.01.2016). Da die minimale Massenstrombegrenzung erreicht ist, sind Auslasstemperatur, Massenstrom und Fokusrate der beiden Regelkonzepte über lange Zeiträume identisch.

6.4 Analyse der Robustheit gegenüber unbekannten Parametern (DLR)

Ein echtes Solarfeld ist niemals vollständig sauber. Eine sequenzielle Reinigung führt darüber hinaus zu einer ungleichmäßigen Verschmutzung über das gesamte Feld. Es wird erwartet, dass sich eine individuelle Regelung mit Regelventilen besser an räumlich ungleichmäßige Wärmeeinträge anpassen kann. Für die Simulationsstudien wird ein Testaufbau für Verschmutzungsbedingungen definiert, um die Leistung beider Regelungskonzepte unter solchen Umständen zu untersuchen.

In der Simulation wird ein individueller Sauberkeitsfaktor für jeden Loop verwendet, um unterschiedliche Verschmutzungsbedingungen über das gesamte Feld darzustellen. Ein Histogramm der durchschnittlichen Verteilung der Sauberkeit zwischen den Loops, das für die Bewertung verwendet wird, ist in Abbildung 119 dargestellt. Die dargestellten Verschmutzungszustände werden während der gesamten Simulation als Konstante implementiert. In VSF wird

für einen Loop ein individueller Faktor festgelegt. Dieser Faktor liegt zwischen 0 und 1 und kann somit die im Regelkreis aufgenommene Energie beeinflussen.

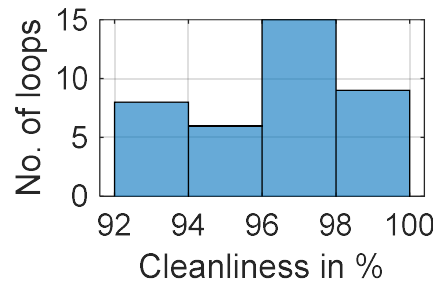


Abbildung 119 Sauberkeitsverteilung der 38 Loops unter normalen Verschmutzungsbedingungen

6.4.1 Jährliche Leistung unter sauberen Kollektorbedingungen

Die Simulation läuft mit den einzelnen ASI-basierten Einstrahlungsprofilen (räumlich und zeitlich) über einen Zeitraum von drei Jahren. Das Regelungskonzept mit Regelventilen wird hinsichtlich der Differenz der erzeugten elektrischen Energie mit dem Konzept der Regelung mit gleicher Massenstromverteilung verglichen. Abbildung 120 zeigt die monatliche absolute und relative Veränderung der pro Monat erzeugten elektrischen Nettoenergie. Die Veränderung reicht von -1,4 MWh/Monat oder -0,1 % im November 2016 bis zu +150 MWh/Monat oder +2,2 % im Mai 2018. Im Durchschnitt über den Dreijahreszeitraum ist die HTF-Auslasstemperatur bei der Ventilsteuerung um 1,6 K höher und der HTF-Massenstrom um 1,3 kg/s niedriger als bei der Regelung ohne Regelventile. Die durchschnittliche Fokusrate ist um 0,27 % höher als bei der Regelung mit gleicher Massenstromverteilung. Insgesamt wird die netto erzeugte elektrische Energie um 0,57 % oder 1235 MWh (396 MWh im Jahr 2016, 289 MWh im Jahr 2017 und 550 MWh im Jahr 2018) erhöht. In den Wintermonaten gibt es fast keine Unterschiede, da häufig Mindestmassenstrombedingungen erreicht werden. Auch bei transienten Zuständen, wie z. B. Bewölkung, gibt es Unterschiede in den Regelkonzepten. Da die geringere Einstrahlung bei Bewölkung auch zu einem geringeren Ertrag führt, ist der Vorteil der Regelventile in den kumulierten Ergebnissen gering.

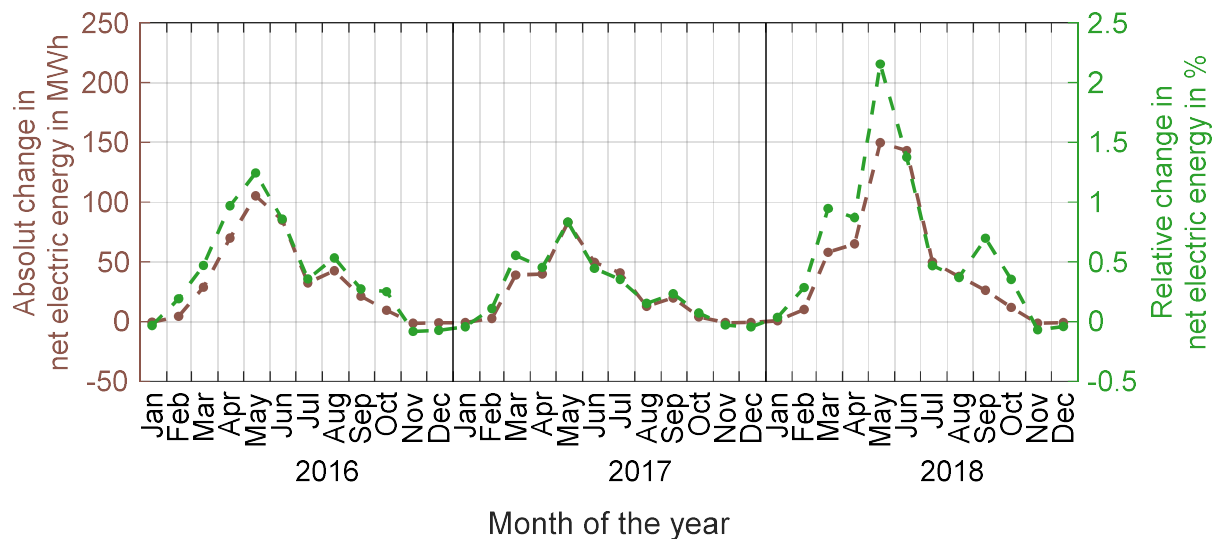


Abbildung 120 Monatliche mittlere absolute (braun) und relative (grün) Veränderung der monatlichen elektrischen Nettoenergie der individuellen Ventilregelung im Vergleich zur Regelung mit gleicher Massenstromverteilung für saubere SCAs.

6.4.2 Jährliche Leistung unter verschmutzten Kollektorbedingungen

In einem realen Solarfeld sind die Kollektoren aufgrund von Reinigungszyklen von typischerweise 7 bis 14 Tagen in der Regel ungleichmäßig verschmutzt. Das Regelungs-Konzept mit gleicher Massenstromverteilung kann sich nicht an unterschiedliche Verschmutzungsbedingungen im Loop anpassen. Stattdessen werden entweder die SCAs im Durchschnitt leicht defokussiert oder die durchschnittliche Austrittstemperatur erreicht nicht ihren Nennwert. Diese beiden Ansätze müssen bestmöglich kombiniert werden, um möglichst viel elektrische Nettoenergie zu erzeugen. Das individuelle Ventilregelungskonzept bietet durch die Anpassung der Regelventile im Kreislauf zusätzliche Freiheitsgrade. Dies entspricht dem tatsächlichen Verhalten des Kraftwerks, da die Massenstromverteilung mit manuellen Ventilen von der optimalen Verteilung bei homogener Abstrahlung abweicht. Getestet wurde eine durchschnittliche normale Verschmutzung, wie sie an einem Kraftwerksstandort in Spanien vorzufinden ist. Die Reinheit reicht von 92 % bis 100 %. Ein Histogramm der Reinheitsverteilung ist in Abbildung 119 dargestellt.

Abbildung 121 zeigt den Anstieg der absoluten und relativen elektrischen Nettoenergieproduktion von +0,4 MWh/Monat oder +0,0 % im Dezember 2016 auf +156 MWh/Monat oder +2,3 % im Juni und Mai 2018. Insgesamt stieg die durchschnittliche Austrittstemperatur des HTF um 2,8 K und der durchschnittliche HTF-Massenstrom sank um 2,5 kg/s, wobei die Fokusrate um 0,42 % zunahm. Über den Dreijahreszeitraum wurde eine Steigerung der netto erzeugten elektrischen Energie um 0,85 % oder 1.761 MWh (552 MWh im Jahr 2016, 512 MWh im Jahr 2017 und 697 MWh im Jahr 2018) erzielt. Das Ergebnis ist ähnlich wie bei den sauberen Kollektoren, jedoch mit einem höheren Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks und einem höheren Anstieg der pro Monat erzeugten Nettoelektroenergie.

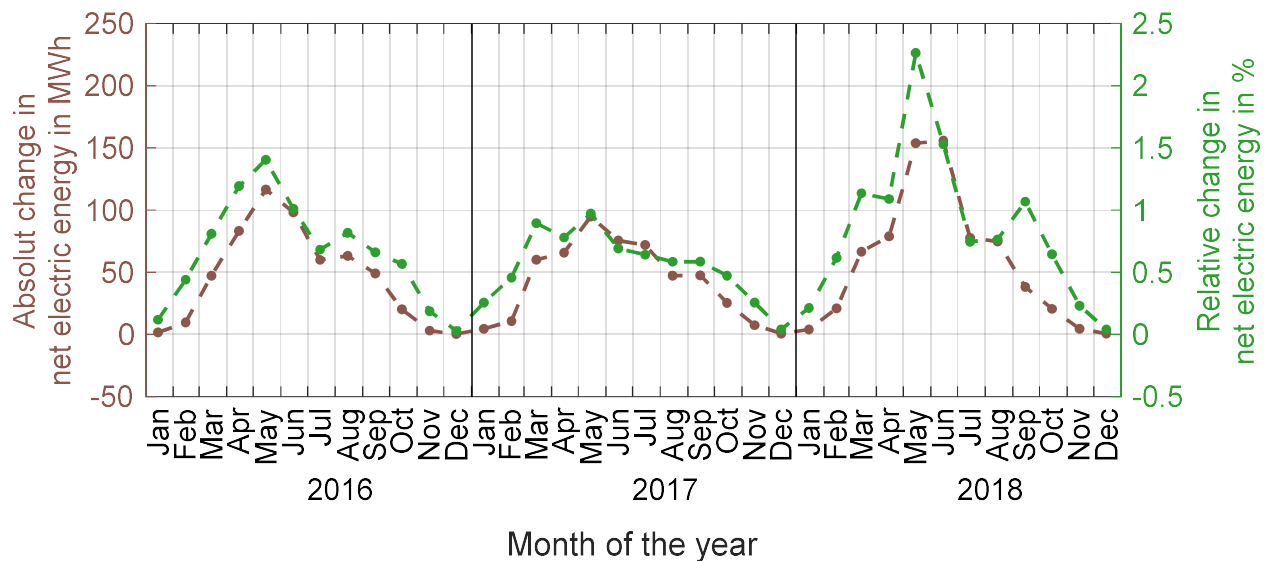


Abbildung 121 Monatliche mittlere absolute (braun) und relative (grün) Veränderung der monatlichen elektrischen Nettoenergie der individuellen Ventilregelung im Vergleich zur Regelung mit gleicher Massenstromverteilung für normal verschmutzte SCAs

Die zusätzliche elektrische Nettoenergieproduktion bei Verwendung des Regelungskonzept mit Regelventilen beträgt unter normalen Verschmutzungsbedingungen durchschnittlich 587 MWh/Jahr. Bei einem Auktionspreis von 0,076 USD/kWh entspricht diese zusätzliche elektrische Energie einem finanziellen Vorteil von 44.612 USD/Jahr. Bei angenommenen zusätzlichen Kosten für motorisierte und geregelte Ventile von 10.000 USD/Loop amortisiert sich die Investition unter normalen Verschmutzungsbedingungen nach 8,5 Jahren. Weitere Einsparungen ergeben sich durch den geringeren Personalaufwand für den hydraulischen Abgleich während der Inbetriebnahme und für den späteren Nachabgleich während des Betriebs. Die zusätzlichen Vorteile durch den geringeren Wartungsaufwand aufgrund der deutlich reduzierten Temperaturgradienten an den Kreisläufenden und in den Sammelrohrleitungen werden in dieser Studie nicht bewertet.

6.5 Vergleich der Regelungscharakteristik der Regelungskonzepte für FLGs Performance-Tool zur Vorhersage des Energieertrags (DLR, FLG)

Im Rahmen des MSOpera Projektes wurden zwei Regelungskonzepte für den Tag Betrieb (Normal Betrieb) für Solarfelder entwickelt. Der Unterschied zwischen den beiden Konzepten liegt an den verwendeten Ventilen im Eingang jedes Loops. Hier wurden im ersten Konzept Ventile mit fixer Ventil-Öffnung und im zweiten Konzept Regel-Ventile verwendet. Als Vergleich wird die Verbesserung/Verschlechterung der Solarfeld-Austrittstemperatur, Solarfeld-Fokussierung und Solarfeld-Austrittsenergie zwischen dem Regelungskonzept mit fixen Ventilöffnungen und mit Regelventilen an jedem Loop mit einem Faktor dargestellt. Zur Analyse der Einteilung in unterschiedliche Situationen wird der aktuelle DNI gegenüber einem theoretischen clear-sky DNI verglichen und in verschiedene Gruppen eingeteilt. Die Berechnung erfolgt mittels der Gleichung 1. Die Faktoren für die Einstrahlung können anschließend in die jeweilige Gruppe der Tabelle 20 eingeteilt werden.

$$k_b = \frac{DNI_{clear}}{DNI_{real}}$$

Gleichung 1

Tabelle 20 Einteilung der Einstrahlungssituation in Gruppen

Gruppe	k_b Faktor
G1	$k_b \leq 0,2$
G2	$0,2 < k_b \leq 0,4$
G3	$0,4 < k_b \leq 0,6$
G4	$0,6 < k_b \leq 0,8$
G5	$0,8 < k_b \leq 0,98$
G6	$k_b > 0,98$

Zur Ermöglichung des Vergleichs der Regelungskonzepte erfolgt die Auswahl von 30-minütigen Abschnitten aus den Simulationsdaten, in welchen ausschließlich einer Gruppe der Einstrahlung auftritt. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden aus den 30-minütigen Abschnitten die folgenden Bewertungen abgeleitet. Im vorliegenden Kontext wird eine Berechnung des Medians für die Faktoren vorgenommen, die sich aus den letzten 15 Minuten des 30-minütigen Abschnitts ergeben. Der vorliegende Ansatz zielt darauf ab, den Einfluss einer anderen Gruppe beim Übergang in der Berechnung der Faktoren zu eliminieren.

Die Berechnung der Faktoren zeigt die Performance der beiden Regelungsstrategien in unterschiedlichen Verschmutzungssituationen (Tabelle 21 und Tabelle 22). Hier können die Solarfeld-Austrittstemperatur und Solarfeld-Fokussierung in den Bewölkten Situationen und bei Verschmutzung der Kollektoren verbessert werden.

Bei der Berechnung der Solarfeld-Austrittsenergie wird der Massenstrom und die Temperatur verwendet. Das Regelungskonzept mit festen Ventilöffnungen zeigt in den Simulationen einen höheren Massenstrom mit niedriger Austrittstemperatur im Vergleich zum zweiten Regelungskonzept. Die Faktoren zeigen für die höheren Verschmutzungen Verbesserungen. Allgemein spielt aber auch die Austrittstemperatur für den Speicher und Power-Block eine Rolle

Tabelle 21 Berechnung der Ergebnisse aus den Simulationen mit einer 100% sauberen Kollektor

Gruppe	Solarfeld-Austritts-temperatur	Solarfeld-Fokussie-rung	Solarfeld-Austritts-energie
G1	1,0065	1,0040	1,0096
G2	1,0023	1,0006	1,0258
G3	1,0026	1,0005	0,9895
G4	1,0028	1,0002	1,0053
G5	1,0029	1,0007	0,9971
G6	1,0032	1,0001	0,9975

Tabelle 22 Berechnung der Ergebnisse aus den Simulationen mit einer durchschnittlichen Sauerkeit von 96,5%

Gruppe	Solarfeld-Austritts-temperatur	Solarfeld-Fokussie-rung	Solarfeld-Austritts-energie
G1	1,0088	1,0036	1,0260
G2	1,0036	1,0028	1,0154
G3	1,0057	1,0044	0,9881
G4	1,0070	1,0035	1,0004
G5	1,0071	1,0035	1,0065
G6	1,0067	1,0029	1,0073

Für die Berechnung der Solarfeld-Austrittsenergie wird der Massenstrom und die Austrittstemperatur verwendet. Im Vergleich der beiden Regelungen können in verschiedenen Einstrahlungssituationen unterschiedliche Austrittstemperaturen auftreten. Während bei der Regelung mit Regelventilen meistens eine höhere Austrittstemperatur erzielt wird, entsteht in der Regelung mit festen Ventilöffnungen oft ein höhere Massenstrom. Der höhere Massenstrom kann

in der Berechnung der Energie zu einem höheren Ergebnis führen. Allgemein ist eine höhere Austritts-Temperatur für die Effizienz im Power-Block und für den Thermischen Speicher-Sinnvoller und zeigt in den Ergebnissen des MSOpera Projekts ein besseres Ergebnis in der elektrischen Leistung. Die Faktoren für die Solarfeld-Austrittstemperatur und Solarfeld-Fokussierung zeigen einen direkten Performance-Unterschied zwischen den beiden Regelungskonzepten. Im Rahmen des Projekts war das Ziel der Regelung mit Regelventilen die Solarfeld-Austrittstemperatur näher an der Set-point Temperatur zu halten und die gesamte Fokussierung zu erhöhen.

6.6 Erprobung des erstellten Regelungskonzepts an der EMSP (DLR)

6.6.1 Entwicklung OPC-Schnittstelle für Datenübertragung

Die Regelungsstruktur und Parameter können nicht direkt ins Leitsystem der EMSP implementiert werden. So wurde durch die Implementierung einer OPC-Schnittstelle eine Möglichkeit geschaffen um Regelungstest durchzuführen. Ziel ist die Übergabe der Sensordaten über die Schnittstelle an ein externes Regelungssystem. Nach Durchführung der Berechnung werden die neuen Input Parameter wieder zurück an das Leitsystem übermittelt (Abbildung 122). Hierfür wurde von Siemens ein OPC-Server auf Seiten des Leitsystems der EMSP aufgesetzt. Mit einem externen System kann nun über einen OPC-Client auf die Sensordaten der EMSP zugegriffen werden und anschließend ein neuer Wert für den Massenstrom in den Loop übermittelt werden. Dadurch gibt es nun die Möglichkeit neue Regelungssystem direkt über das externe System zu testen, ohne dass Implementierungseingriffe in das Leitsystem der EMSP durchgeführt werden müssen.

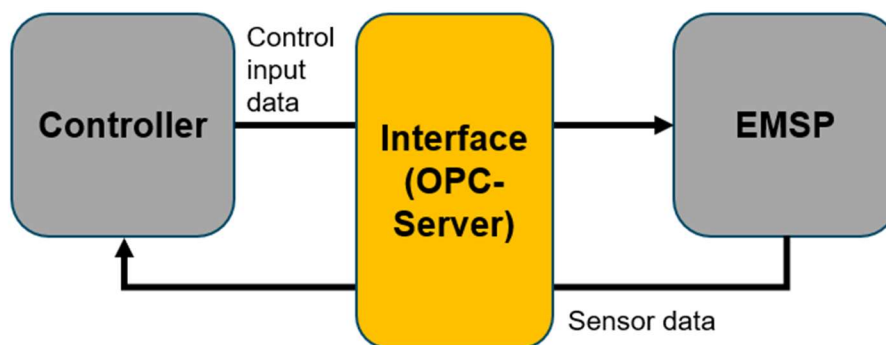


Abbildung 122 Darstellung OPC-Schnittstelle für den Datenaustausch zwischen Leitsystem und externem Regelungssystem

1.1.1 Durchführung Regelungstests

Ein Unterschied zwischen der Simulation und dem Regelungstest auf der EMSP ist die Anzahl der Loops. In der Simulation wurde ein Layout mit 38 Loops verwendet und ein Regelungssystem mit Regelventilen für jeden Loop entwickelt. Das Regelsystem ist so ausgelegt, dass die Austrittstemperatur in jedem Loop durch Veränderung des Fokus oder der Ventilöffnung

möglichst nahe am Sollwert gehalten wird. Die Idee dahinter ist, den Massenstrom bei Änderung des Fokus oder der Ventilöffnung an die jeweilige Situation anzupassen. (Wenn zum Beispiel die Temperatur in jedem Kreislauf eines Solarfelds zu hoch ist, muss das Ventil am Eingang jedes Kreislafs geöffnet werden, weil mehr Massenstrom benötigt wird. Wenn dies in jedem Kreislauf der Fall ist, kann der Massenstrom auch erhöht werden, ohne die Ventilöffnung zu verändern. Damit soll ein generelles "Abdriften" der Ventile verhindert werden). Bei einem Aufbau mit nur einem Kreislauf muss der Massenstrom nicht über das Ventil eingestellt werden, sondern kann direkt über die Pumpe für den Kreislauf gesteuert werden. Daher wird das allgemeine Regelungskonzept mit der Regelungsstruktur getestet, aber nur der Massenstrom im Kreislauf wird eingestellt (Abbildung 123).

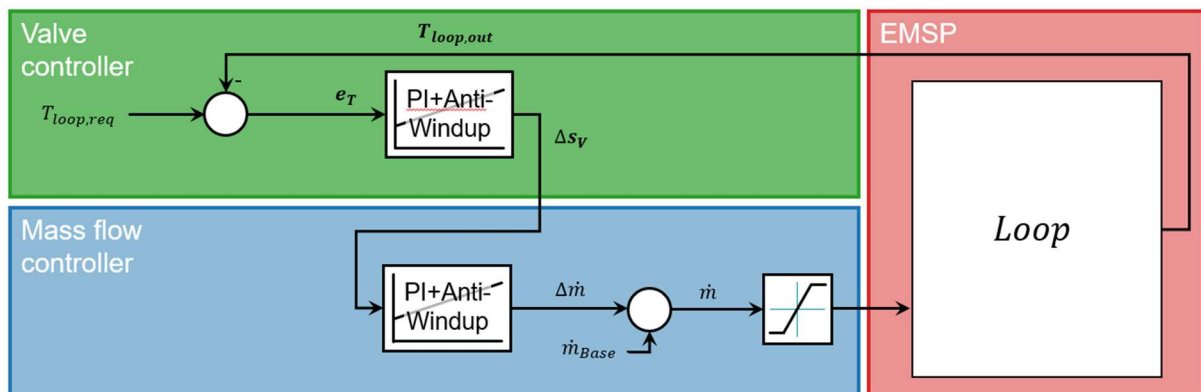


Abbildung 123 Darstellung Regelungsschema für das Setup auf der EMSP

Im ersten Schritt wurden bei guten Bedingungen (keine Bewölkung) die Regelparameter eingestellt um das Regelsystem auf den Loop anzupassen. Abbildung 125 zeigt die ersten Versuche, bei denen die Parameter eingestellt werden. Hier ist zu erkennen, dass der Massenstrom nicht schnell genug an die Situation angepasst wird und dadurch die Austrittstemperatur nicht erreicht wird. Abbildung 124 zeigt schließlich den Test mit angepassten Parametern. Hier kann das Regelungssystem den Massenstrom auf der benötigten Menge halten, damit die Soll-Austrittstemperatur gehalten werden kann. Allerdings war der Start des Regulationstest ab einem Zeitpunkt in dem die Austrittstemperatur eine geringe Abweichung zur Soll-Austrittstemperatur hatte und der Regler somit keine größeren Anpassungen mehr machen musste.

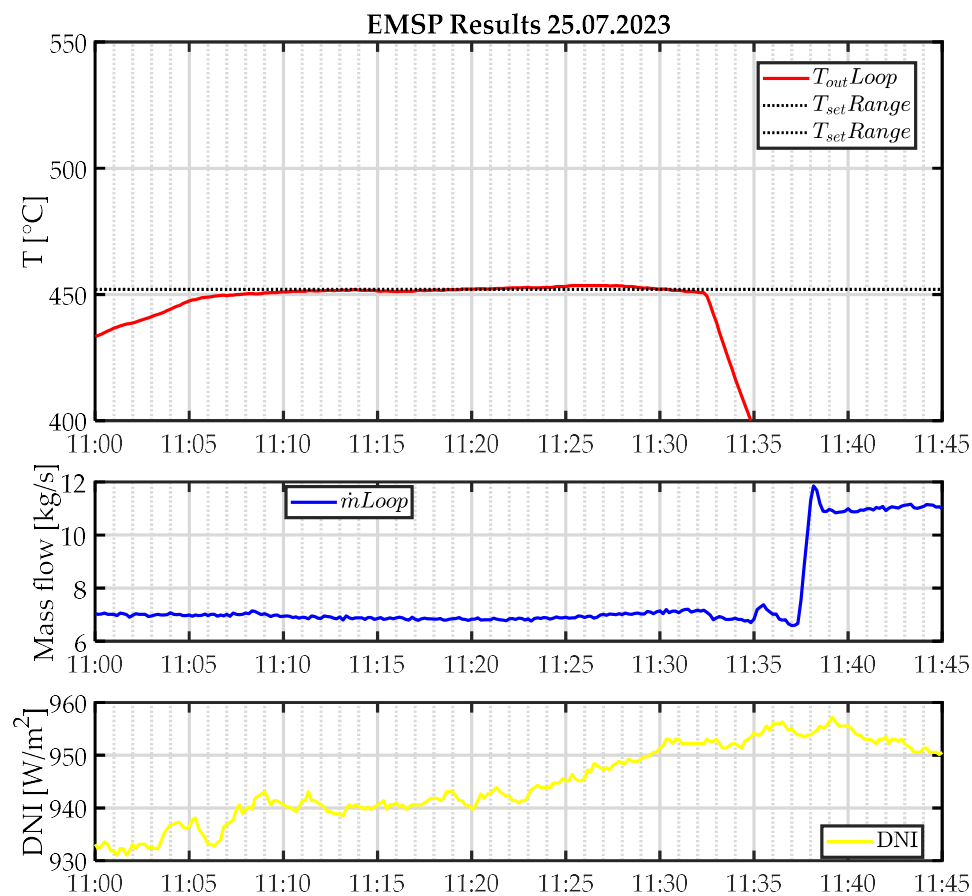


Abbildung 124 Regelung Austrittstemperatur mit eingestellten Regelungsparameter

Damit das Regelungssystem nicht immer um einen einzelnen Setpoint schwingt, wird ein Setpoint-Bereich eingerichtet, in dem die Temperatur gehalten werden soll. Abbildung 125 zeigt einen Versuch mit der implementierten Setpoint-Range für das Regelungssystem. Bei Start um 15:35 wird der Massenstrom reduziert, um die Temperatur des Loops zu erhöhen. Wird die Temperatur um 15:45 erreicht, wird der Massenstrom stabil gehalten. Dadurch konnte der Versuch bis 16:00 auf dem Setpoint der Austrittstemperatur gehalten werden, mit einem RMSE von 0.19% als Abweichung der Temperatur über den Versuchszeitraum.

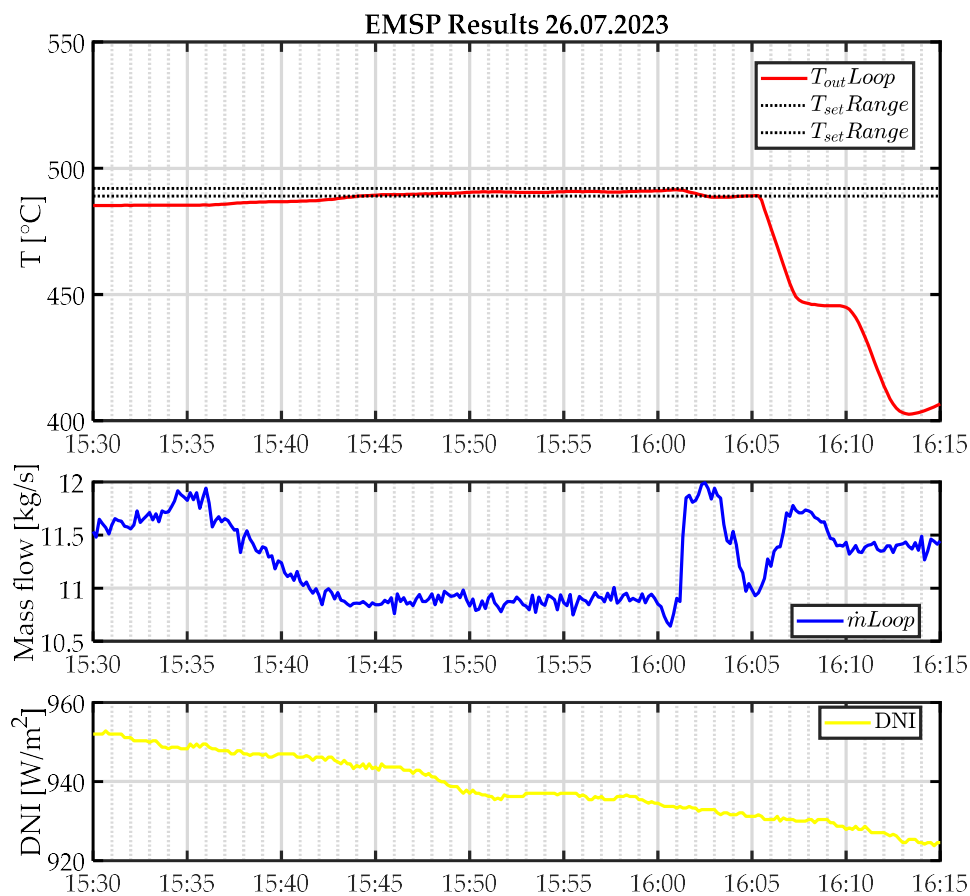


Abbildung 125 Darstellung EMSP Test mit implementierter Setpoint-Range für das Regelungssystem

Abbildung 126 zeigt einen weiteren Versuch auf der EMSP der in zwei Teile aufgeteilt werden kann. Im ersten Zeitraum von 13:20-13:35 waren guten Bedingungen über dem Loop (keine Wolken, somit homogene Einstrahlung). In diesem Zeitraum konnte die Austrittstemperatur in den Bereich des Setpoint geregelt werden mit einem RMSE von 0,27%. Im zweiten Teil von ca. 13:35 bis 14:30 waren inhomogene Einstrahlungen über dem Solarfeld (Bewölkung). In diesem Zeitraum ist der DNI auf einen sehr geringen Wert gefallen. Dadurch war nicht genügend Energie vorhanden um den setpoint, auch bei kleinem Massenstrom, zu halten und die Austrittstemperatur fällt. Ist in dem Zeitraum wieder genügend Energie vorhanden schafft der Regler den Massenstrom zu erhöhen, ohne selbst instabil zu werden. Insgesamt gab es über den Zeitraum ein RMSE von 4,04% der Austrittstemperatur.

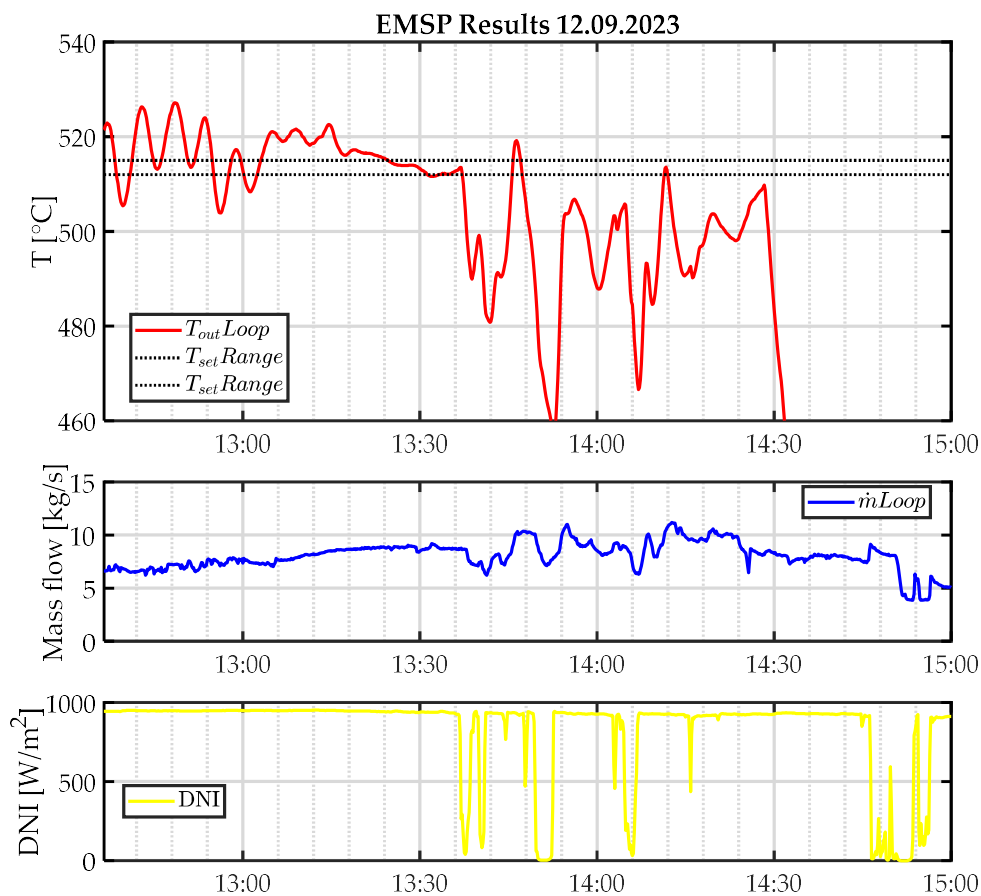


Abbildung 126 Darstellung Versuch auf der EMSP. Start ca. 13:20 – 14:30

Für die Versuche auf der EMSP wurde das Regelungssystem an die Gegebenheiten (1 Loop) angepasst und die Parameter dafür ermittelt. Die Versuche wurden unter guten Bedingungen als auch unter Bewölkung getestet. Das Regelsystem schafft den setpoint zu erreichen und wird nicht instabil bei transienten Situationen wie Bewölkung über dem Solarfeld.

Im Rahmen des MSOpera-Projektes erfolgte im sechsten Arbeitspaket die Publikation eines Journals sowie eines Konferenzpapiers. Die vorliegenden Ergebnisse des Arbeitspakets werden in der vorliegenden Publikation detailliert beschrieben.

7. AP Technoökonomische Bewertung und Nutzung (FLG/DLR)

Das AP 7 dient der zusammenfassenden Bewertung der Projektergebnisse. Es kombiniert die technischen Erfahrungen mit den entsprechenden Kostenschätzungen, um die Kosteneffizienz der einzelnen Maßnahmen und insbesondere der Gesamtkonfiguration zu bewerten.

Dabei sollen die Vorteile der verschiedenen Salzmischungen herausgearbeitet werden. Im Rahmen des AP 2 sollen Workshops mit internationalen Gästen bei EMSP durchgeführt werden. Darüber hinaus sind mehrere Besuche bei potentiellen Kunden geplant.

7.1 Anpassung der internen Ertragsberechnungsmodelle (DLR)

Beim DLR wurde das Ertrags-Berechnungsprogramm greenius für die techno-ökonomische Bewertung eingesetzt (<http://freegreenius.dlr.de>). Für dieses Programm waren nur wenig Anpassungen nötig: die Ergänzung der Stoffwerte von YARA MOST und die Berücksichtigung der Speicherwärme zur Vermeidung des Einfrierens. Darüber hinaus bot greenius bereits alle notwendigen Elemente für einen techno-ökonomischen Vergleich von Anlagen mit den 3 Wärmeträger-Fluiden: Thermoöl VP1 (Biphenyl/Diphenyloxid), Solar Salt ($\text{KNO}_3\text{-NaNO}_3$ (40–60 Gew.-%) und YaraMOST ($(\text{Ca}(\text{NO}_3)_2\text{-KNO}_3\text{-NaNO}_3$, 42–43–15 Gew.-%). Auf der o.g. Webseite sind mehr Details über greenius zu finden, ebenso wie das Programm selbst.

Für das aktuelle Projekt wurde greenius so modifiziert, dass der Frostschutz hauptsächlich mit Wärme aus dem Wärmespeicher simuliert und der Frostschutz durch Zusatzheizungen, die mit Erdgas oder einem grünen Brennstoff befeuert werden können, minimiert wird. Die Verwendung von Speicherwärme sollte der bevorzugte Frostschutzmodus sein, da die Verwendung von Erdgas die CO₂-Emissionen der CST-Anlage beträchtlich erhöhen würde und die Verwendung eines grünen Brennstoffs teurer wäre. Auch der Frostschutz durch elektrische Heizung wäre für die meisten Standorte teurer. Dies lässt sich durch eine einfache Berechnung veranschaulichen, bei der ein Nettowirkungsgrad von 38% für die Umwandlung von Wärme in Strom und ein LCOE von 0,12 EUR/kWh angenommen wird. Unter diesen Annahmen wäre die in den Salzschnelztanks gespeicherte Wärme 0,046 EUR/kWh wert, was erheblich günstiger ist als Strom und auch billiger als grüne Brennstoffe.

Das Softwaretool greenius bietet zwei verschiedene Simulationsansätze für Parabolrinnen-Solarfelder: ein einfaches Modell, das die arithmetische Mitteltemperatur zwischen den Eintritts- und Austrittstemperaturen des Solarfelds für die Berechnung der Wärmeverluste verwendet, und ein fortschrittliches Modell, das eine räumliche Diskretisierung des repräsentativen Kreislaufs mit lokalen Temperaturen und einer individuellen Berechnung der Wärmeverluste für jeden Abschnitt verwendet. Das erweiterte Modell wurde ursprünglich für die Simulation der direkten Dampferzeugung in Parabolrinnenfeldern entwickelt, kann aber auch für einphasige Flüssigkeiten verwendet werden. Während unserer Studie haben wir festgestellt, dass das einfache Modell, das nur die arithmetische Mitteltemperatur verwendet, die thermischen Verluste unterschätzt und somit die Netto-Wärmeleistung des Solarfelds für die Salzschnelze-Konfigurationen erheblich überschätzt.

Abbildung 127 zeigt das Ausmaß der Unterschätzung der Wärmeverluste für die drei hier betrachteten Wärmeträger-Fluide. Die Wärmeverluste in den Absorberrohren (HCE) sind stark nichtlinear und hängen von der Absorbertemperatur ab (siehe Abbildung 130). Höhere Temperaturen und größere Temperaturspannen zwischen dem Einlass und dem Auslass des Solarfelds verstärken diesen Effekt. Die Grafik wurde mit 12 Elementen entlang eines Loops erstellt, der gleichen Diskretisierung wie in greenius. Die Verwendung von 40 Elementen änderte die Ergebnisse nur um weniger als 0,4%. Daher wurden die jährlichen Ertragssimulationen mit 12 Elementen durchgeführt, um die Berechnungszeit zu begrenzen. Die größte Abweichung zwischen dem einfachen und dem räumlich diskretisierten Modell bei der Wärmeverlustberechnung wird für Solar Salt beobachtet, während der Fehler für VP1 viel geringer ist. Für eine Direktstrahlung von 850 W/m² liegen die Verhältnisse bei 1,18 (Solar Salt), 1,10 (YaraMOST) und 1,03 (VP1). Außerdem steigt der relative Fehler bei den Salzen mit geringerer Einstrahlung (geringerer Wärmeeintrag), während er bei VP1 fast unabhängig von der Einstrahlung ist.

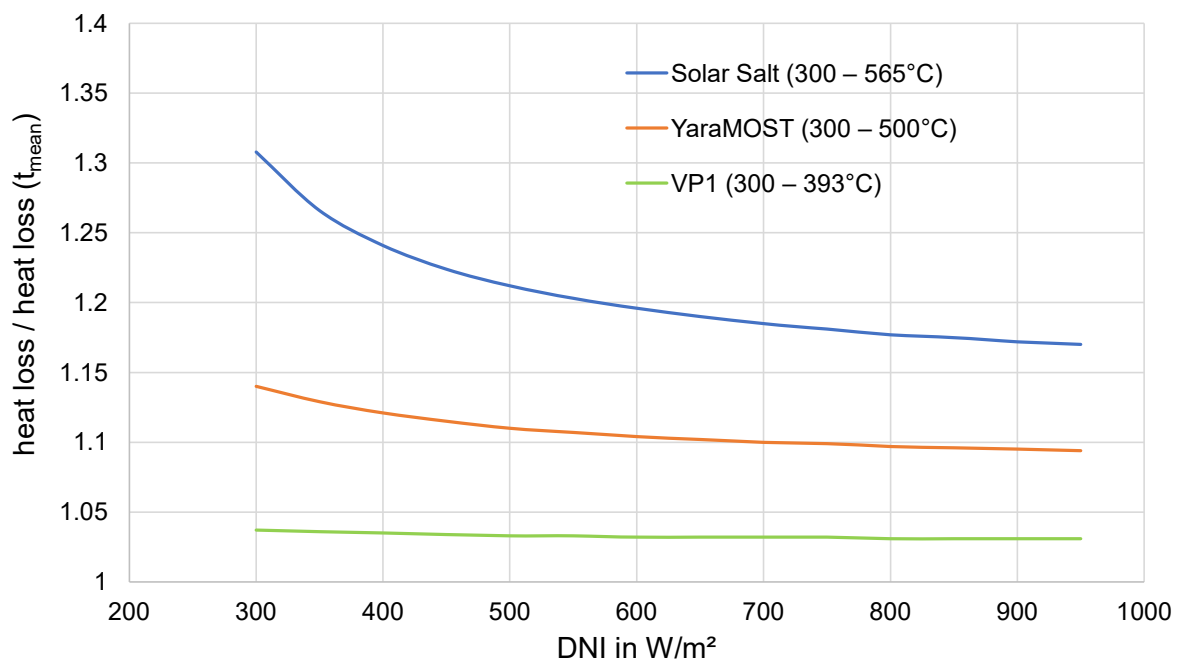


Abbildung 127 Relative Wärmeverluste für einen einzelnen Loop berechnet mit örtlicher Diskretisierung bezogen auf die Wärmeverluste berechnet mit arithmetischer Mitteltemperatur für unterschiedliche Wärmeträgerfluide

Dieser Effekt lässt sich durch die zunehmende Auswirkung der Wärmeverluste im Vergleich zur zugeführten Wärme und das sich ändernde Temperaturprofil entlang des Loops bei geringerer Bestrahlungsstärke erklären (Abbildung 128). Dieser Effekt ist umso ausgeprägter, je höher die Gesamtbetriebstemperatur ist (z.B. bei Solar Salt). Die Auswirkungen dieser Unterschiede bei der Berechnung der Wärmeverluste auf den Jahresertrag und die LCOE werden in 7.2.5 betrachtet.

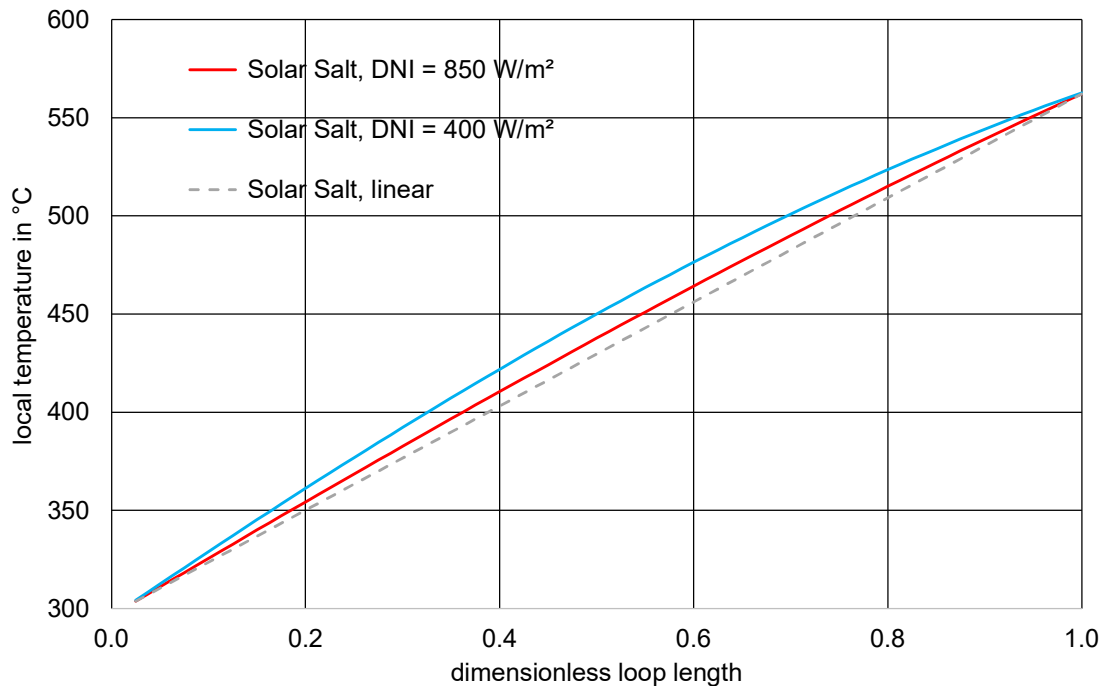


Abbildung 128 Berechnete Temperaturprofile entlang eines Loops für Solar Salt für unterschiedliche DNI-Werte im Vergleich zu einem linearen Temperaturprofil

7.2 Vergleichende Studie zur Salzauswahl (DLR)

7.2.1 Anlagen-Auslegung

Die Auslegung der Kraftwerke für die verschiedenen HTFs ist ebenfalls unterschiedlich. Während CST-Kraftwerke, die Thermoöl verwenden, Wärmeüberträger zwischen den Speichertanks und dem Ölkreislauf benötigen, sind Anlagen mit Salzschnmelzen einfacher aufgebaut und benötigen diese Wärmeüberträger nicht. Während des normalen Betriebs wird die Salzschnmelze aus dem kalten Salztank entnommen, durch das Solarfeld gepumpt, auf die nominale Austrittstemperatur aufgeheizt und im heißen Tank gespeichert. Die schematischen Zeichnungen in Abbildung 3 sind insofern vereinfacht, als sie nicht alle Verbindungs- und Bypassleitungen zeigen, die in den Kraftwerken für das Anfahren und den Frostschutzbetrieb erforderlich sind.

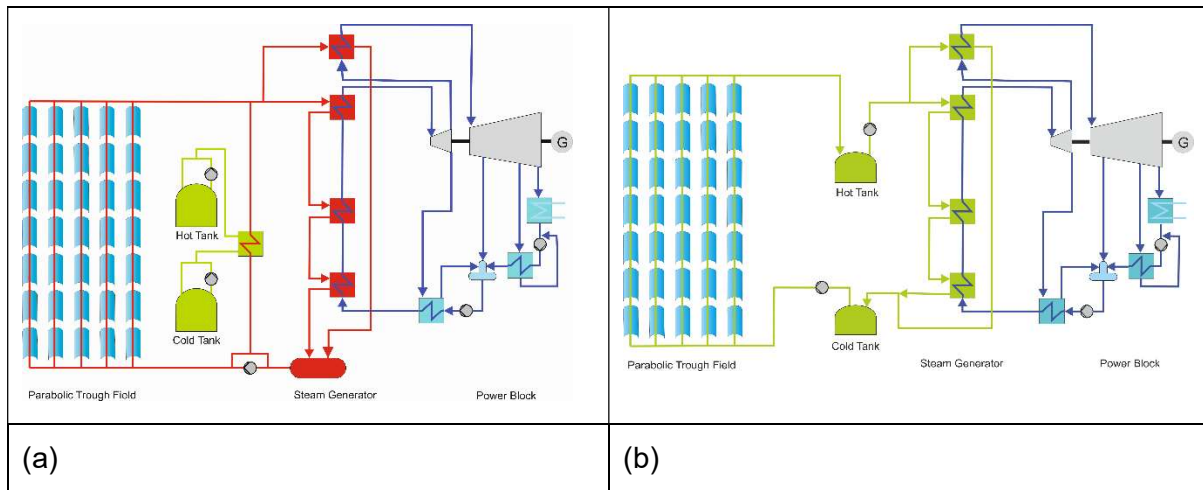


Abbildung 129 (a) Schema eines Parabolrinnen-Kraftwerks mit VP1; (b) Schema eines Parabolrinnen-Kraftwerks mit Salzschnmelze (rot: VP1, grün: Salzschnmelze, blau: Wasser/Dampf)

Für alle Anlagen wurde derselbe Typ von Parabolrinnenkollektor angenommen: der von TSK Flagsol entwickelte HeliTrough-Kollektor. Dies ist ein Kollektor mit 193 m Länge und 6,77 m Aperturweite. Für die Auslegung des Solarfelds stehen den Planern mehrere Freiheitsgrade zur Verfügung: Die Anzahl der Kollektoren, die einen Loop bilden, kann variiert werden und die Durchmesser der HCE können angepasst werden (siehe 7.2.2 für weitere Einzelheiten). Der Druckverlust über jeden Kreislauf muss ebenfalls berücksichtigt werden, um die erforderliche Pumpleistung und den maximalen Druck im Solarfeld in einem akzeptablen Bereich zu halten. Vorläufige Auslegungsberechnungen wurden durchgeführt und als Ergebnis werden die Thermoölanlagen unter der Annahme von 89 mm HCEs und 4 Kollektoren pro Kreislauf simuliert, während die Salzanlagen 80 mm HCEs und 6 Kollektoren pro Kreislauf haben. Weitere Auslegungsdetails sind in Tabelle 23 gegeben.

Es wird davon ausgegangen, dass die Anlagen im solaren Modus betrieben werden, was bedeutet, dass sie morgens nach Sonnenaufgang starten. Das Solarfeld wird aufgeheizt und der Kraftwerksblock startet, sobald das Solarfeld ausreichend Wärme liefert. Wenn der Powerblock unter Volllast läuft, wird die vom Solarfeld erzeugte überschüssige Wärme in den Salztanks gespeichert und dazu verwendet, den Block nach Sonnenuntergang weiterhin unter Volllast zu betreiben. Wenn der Speicher leer ist, wird das Kraftwerk abgeschaltet und der Zyklus beginnt am nächsten Morgen erneut. Nach Sonnenuntergang wird angenommen, dass das Solarfeld im Rezirkulationsbetrieb läuft und abkühlt. Die Temperatur sinkt nicht sofort, sondern aufgrund der großen thermischen Trägheit des Systems kommt es zu einem exponentiellen Temperaturabfall. Sobald die berechnete Solarfeldtemperatur die Mindesttemperatur erreicht, wird externe Wärme zugeführt, um das System über dieser Temperaturgrenze zu halten.

Bei den Anlagen mit Salzschnmelze wird eine bestimmte Rest-Wärmemenge im Speicher gehalten, um den Frostschutz zu ermöglichen. Die gesamte Wärmemenge, die für die nächste Nacht benötigt wird, wird in einer vorbereitenden Jahres-Simulation berechnet. Die Wärme, die für den Frostschutz in der folgenden Nacht benötigt wird, kann nicht für die Stromerzeugung verwendet werden, sondern wird für diesen Zweck reserviert.

Tabelle 23 Auslegungsparameter der Parabolrinnenanlagen

Parameter	VP1 Anlage	YaraMOST Anlage	Solar Anlage	Salt	Einheit
Netto Aperturfläche	1283				m ²
Aperturbreite	6.77				m
Kollektorstärke	193				m
HCE Außendurchmesser	89	80	80		mm
Anz. Kollektoren pro Loop	4	6	6		-
Mittlere Sauberkeit	97				%
Reihenabstand	21				m
Optischer Wirkungsgrad	81.6	81.2	81.2		%
Nom. SF Eintrittstemperatur	298	300	300		°C
Nom. SF Austrittstemperatur	393	500	565		°C
Nom. Feld Druckverlust	12	14	18		bar
Spec. Wärmeverluste der Feldverrohrung	0.0163	0.0165	0.0167		W/(m ² K)
Minimale Temperatur	60	170	270		°C
Verfügbarkeit		99			%
Powerblock Bruttoleistung		160			MW
PB Nennwirkungsgrad	39.0	44.0	46.5		%
Kondensatortyp		ACC			
Speichermedium	Solar Salt	YaraMOST	Solar Salt		
Speicher Wärmeverluste	1.0	1.3	1.5		%/day

Eine erweiterte Vorhersage könnte genutzt werden, um die Nutzung der Speicherwärme für den Frostschutz für längere Zeiträume (>24h) mit geringer Einstrahlung zu erhöhen, aber das wurde in diesem Fall nicht berücksichtigt. Die erwartete Auswirkung dieser Maßnahme ist gering, da der Frostschutz durch externe Wärme oftmals nach Tagen mit schlechter Einstrahlung benötigt wird und dann ist der solare Wärmeintrag ohnehin gering. Der Frostschutz durch externe Wärme wird in greenius modelliert, indem die Wärme berechnet wird, die erforderlich ist, um die Auslasstemperatur des Solarfelds über der Frostschutztemperatur zu halten. Diese Wärmemenge wird zur Berechnung des Erdgasbedarfs (bei einem Wirkungsgrad von 90%) und schließlich zur Berechnung der Betriebskosten für den Gasbedarf verwendet. Ein zusätzlicher elektrischer Gefrierschutz wurde in dem Modell nicht berücksichtigt.

Die physikalischen Eigenschaften und Temperaturgrenzen des geschmolzenen Salzes wurden von Bonk (2018) übernommen. Die Größe des Solarfelds, die durch die Anzahl der parallelen Schleifen bestimmt wird, wurde für jeden Standort, jede Speicherkapazität und jedes HTF optimiert, indem die Konfiguration gesucht wurde, die in jedem einzelnen Fall die niedrigsten LCOE ergibt. Zu diesem Zweck wurden systematische Parametervariationen durchgeführt.

7.2.2 Absorberrohr-Durchmesser und Wärmeverluste

Die Absorber-Wärmeverluste sind der wichtigste Verlustmechanismus für Parabolrinnenfelder und es können konstruktive Maßnahmen ergriffen werden, um diese Wärmeverluste zu minimieren. Höhere Konzentrationsverhältnisse können verwendet werden, um die HCE-Wärmeverluste zu minimieren, und sie können durch den Einsatz kleinerer HCE-Durchmesser für einen Kollektor mit gegebener Aperturweite erreicht werden. Riffelmann (2012) veröffentlichte eine Studie, in der er verschiedene HCE-Durchmesser für den Ultimate Trough-Kollektor in

Betracht zog. Er zeigte, dass kleinere HCEs Vorteile für Flüssigsalz-Kollektoren bieten können. Es besteht ein Zielkonflikt zwischen der Maximierung des Intercept-Faktors und der Minimierung der thermischen Verluste. Ein größerer HCE-Durchmesser würde den Intercept-Faktor erhöhen (was den optischen Wirkungsgrad erhöht), würde aber auch die Wärmeverluste des HCE erhöhen, während ein kleinerer Durchmesser beide Parameter verringert.

Messungen der Wärmeverluste oder Veröffentlichungen von HCE-Herstellern mit verschiedenen Durchmessern und für die erforderlichen Temperaturbereiche sind kaum verfügbar. NREL (Burkholder, 2009) hat Messungen für Schott PTR70 Receiver veröffentlicht, und das DLR verfügt über unveröffentlichte Messungen und Näherungswerte für 2 andere HCEs mit 70 mm Außendurchmesser. Da die Wärmeverluste proportional zur Absorberfläche sind, können sie mit dem Verhältnis der Absorberrohrdurchmesser skaliert werden. NREL hat die Wärmeverluste des PTR70 bei bis zu 509 °C gemessen, obwohl dieser spezielle Receiver nicht für den langfristigen Einsatz bei solch hohen Temperaturen konzipiert wurde. Die anderen in Abbildung 130 gezeigten HCEs wurden explizit für Flüssigsalzanlagen ausgelegt. In dieser Studie wurde die Korrelation der Wärmeverluste für den Receiver mit der Bezeichnung "Molten Salt HCE 2" verwendet. Sie zeigt die höchsten Wärmeverluste der drei HCE-Typen in Abbildung 130, liefert aber im Gegensatz zu "Molten salt HCE 1", sinnvolle Werte für Temperaturen unter 250°C.

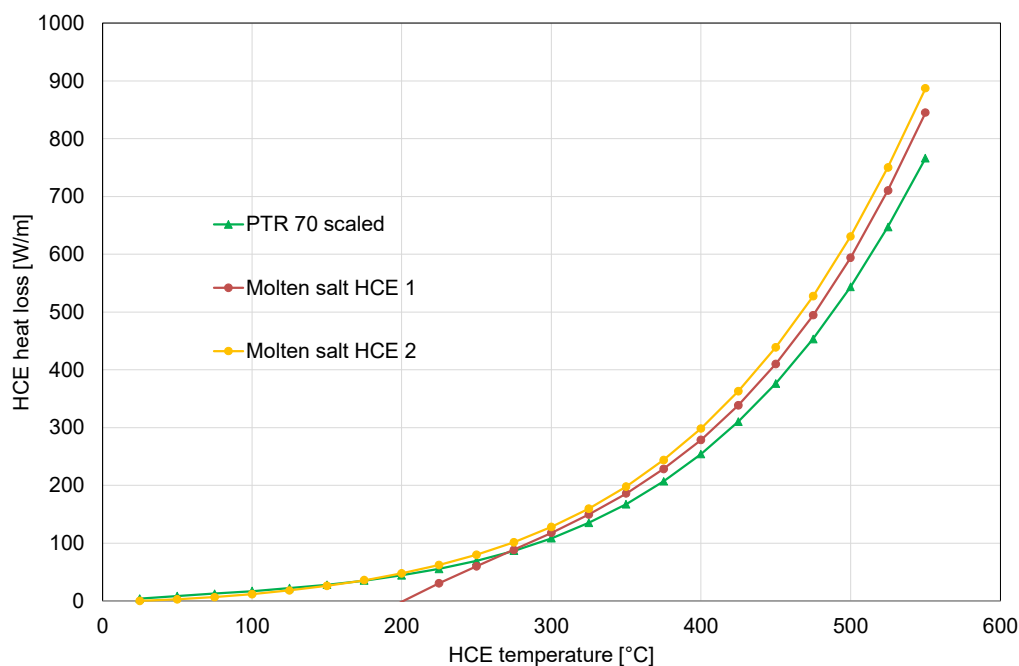


Abbildung 130 Spezifische HCE Wärmeverluste aus unterschiedlichen Quellen, skaliert für 80 mm Receiver. Für die hier untersuchten Anlagen mit Salzschnmelze wurden Verluste entsprechen der Kurve „HCE2“ genutzt

Berechnungen haben gezeigt, dass 80 mm HCEs im Vergleich zu 89 mm HCEs für Solarsalz etwa 10% weniger Wärmeverluste aufweisen, während der optische Wirkungsgrad nur um weniger als 1% reduziert wird. Dies führt zu einer Gesamteffizienzsteigerung von etwa 1,6% für das Solar Salt-System mit 80 mm HCEs, während die Gesamteffizienz des VP1-Systems

nahezu unverändert bleibt. Daher wurden die weiteren Simulationen unter der Annahme durchgeführt, dass für die VP1-Systeme HelioTrough-Kollektoren mit 89 mm HCEs und für die Salzsysteme mit 80 mm HCEs verwendet werden.

7.2.3 Beschreibung der untersuchten Standorte

Es ist bekannt, dass die verfügbare Direktstrahlung (DNI) und der Breitengrad des Standorts einen erheblichen Einfluss auf die Auslegung, den Jahresertrag und die LCOE von CST-Kraftwerken haben. Daher wurden in dieser Studie 3 verschiedene Standorte berücksichtigt: Ouarzazate (Marokko), ein nordafrikanischer Standort mit guter Einstrahlung; Saih Al-Dahal (Dubai), ein Standort mit geringerer Einstrahlung, aber näher am Äquator; und Murcia (Spanien), mit fast der gleichen Jahres-DNI wie Saih Al-Dahal, aber in Südeuropa gelegen. Die ersten beiden Standorte sind als Standorte für große CST-Anlagen bekannt, und der dritte Standort wurde ausgewählt, um die Auswirkungen des Breitengrades zu untersuchen.

Tabelle 24 Wichtige Parameter der 3 untersuchten Standorte

Standort Parameter	Ouarzazate Marokko	Saih Dubai	Al-DahalMurcia Spanien	Einheit
Breitengrad	30.9	24.8	38.0	°N
Jahres-DNI	2518	2026	2020	kWh/m ²
Mittlere Umgebungst- temperatur	18.8	28.4	18.8	°C
Min/max Umgebungst- temperatur	-0.3/38.9	9.6/47.3	0.5/40.7	°C

7.2.4 Systemkosten

Für den wirtschaftlichen Vergleich verschiedener Anlagen und Standorte müssen die Komponentenkosten und andere finanzielle Bedingungen bekannt sein, um die LCOE nach der folgenden Formel zu berechnen:

$$LCOE = \frac{\text{Total Investment Costs} + \sum_{t=1}^{t_{ges}} \frac{\text{Annual Running Costs}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{t_{ges}} \frac{\text{Annual Electrical Yield}_t \times (1-d)^{t-1}}{(1+r)^t}},$$

Mit dem Zinssatz r , dem Jahr t innerhalb des Nutzungszeitraums ($1, 2, \dots, t_{ges}$), der gesamten Lebensdauer des Systems in Jahren t_{ges} und der jährliche Degradationsrate d .

Die Kostenannahmen (Tabelle 25) stammen aus der internen Kostendatenbank des DLR-Instituts für Solarforschung. Diese Datenbank verwendet öffentlich zugängliche Informationen sowie nicht offengelegte Informationen von Industriepartnern, um zu möglichst repräsentativen Kostenannahmen zu gelangen. Die spezifischen Kosten für thermische Speichersysteme wurden auf der Grundlage detaillierter Informationen aus [26] berechnet. Es wird angenommen, dass die spezifischen Solarfeldkosten der Salzsammel-Anlagen 10% über den Kosten

für das VP1-Solarfeld liegen. Sie benötigen keine Wärmetauscher zwischen dem Öl- und dem Salzkreislauf und kein HTF-Reinigungssystem, aber die höheren Austrittstemperaturen erfordern hochwertigere Stahlsorten für die Rohrleitungen, die teurer sind. Ähnliche Überlegungen gelten für die Kosten des Kraftwerksblocks.

Es sollte erwähnt werden, dass diese Kostenannahmen auf Daten aus der Zeit vor COVID-19 beruhen und dass die Kosten seitdem erheblich gestiegen sind. Andererseits wurden fast keine neuen Projekte veröffentlicht und die verfügbaren Daten sind rar. Das Ziel dieser Studie war ein Vergleich zwischen verschiedenen HTFs, und daher wurden die Kostenannahmen nicht verändert. Die Multiplikation aller Komponentenkosten mit dem gleichen Inflationsfaktor würde die LCOE zwar erhöhen, aber das Gesamtergebnis der Studie nicht verändern.

Tabelle 25 Kostenannahmen und Parameter für das ökonomische Modell

Baugruppe	Einheit	VP1 Anlage	YaraMost Anlage	Solar Anlage	Salt
Solarfeld	€/m ²	205	225	225	
Power block	€/kW _e	1000	1100	1100	
Speicher	€/kWh _{th}	47	24	19	
Land	€/m ²	1.0			
Aufschlag für EPC, etc.	%	20			
Zinssatz	%/a	6.0			
Nutzungszeit	a	25			
Jährliche Degradation	%	0.4			
Jährliche O&M Kosten	%	2			
Brennstoffkosten	€/kWh _{th}	0.06			
Jährliche Versicherungskosten	%	0.7			

7.2.5 Ergebnisse

Abbildung 131 zeigt die Ergebnisse der Studie für alle Standorte, Wärmeträgerfluide und Speicherkapazitäten. Die niedrigsten LCOE-Werte werden für den Standort in Marokko erreicht, der die höchste Einstrahlung aufweist. Dieses Ergebnis war zu erwarten, da die DNI bekanntermaßen der wichtigste Parameter für die LCOE von CST-Systemen ist. Die Abbildung zeigt auch den beträchtlichen Einfluss des Breitengrades, denn die LCOE für Dubai sind niedriger als die für Spanien, obwohl beide Standorte fast die gleiche DNI-Jahressumme aufweisen. Dies lässt sich durch die geringeren Auswirkungen der Jahreszeiten an Standorten erklären, die näher am Äquator liegen. Die Anlagen dort sind das ganze Jahr über besser ausgelastet, als Anlagen weiter nördlich. Anlagen mit YaraMOST weisen für alle Standorte und fast alle betrachteten Speicherkapazitäten die niedrigsten LCOE auf. Nur bei einer Kapazität von 6 Stunden an den Standorten in Spanien und Dubai erreichen Anlagen mit VP1 die gleichen LCOE, und bei einer Speicherkapazität von 18 Stunden in Marokko ist Solar Salt gleichwertig zu YaraMOST.

Salzschmelze-Kraftwerke haben tendenziell niedrigere LCOE im Vergleich zu Thermoöl-Kraftwerken, insbesondere bei großen Speicherkapazitäten und hoher Einstrahlung. Bei kleinen Speicherkapazitäten von etwa 6 Stunden können Thermoölanlagen die gleichen oder sogar niedrigere LCOE erreichen wie Anlagen mit Salzschmelze. Für den Standort Dubai liegt der

Break-even-Punkt zwischen VP1 und Solarsalz bei einer Speicherkapazität von etwa 12 Stunden, für Marokko bei etwa 7 Stunden und für Dubai bei etwa 14 Stunden. Der LCOE-Vorteil von YaraMOST gegenüber Solarsalz ist für Standorte mit einer niedrigeren DNI-Jahressumme stärker ausgeprägt.

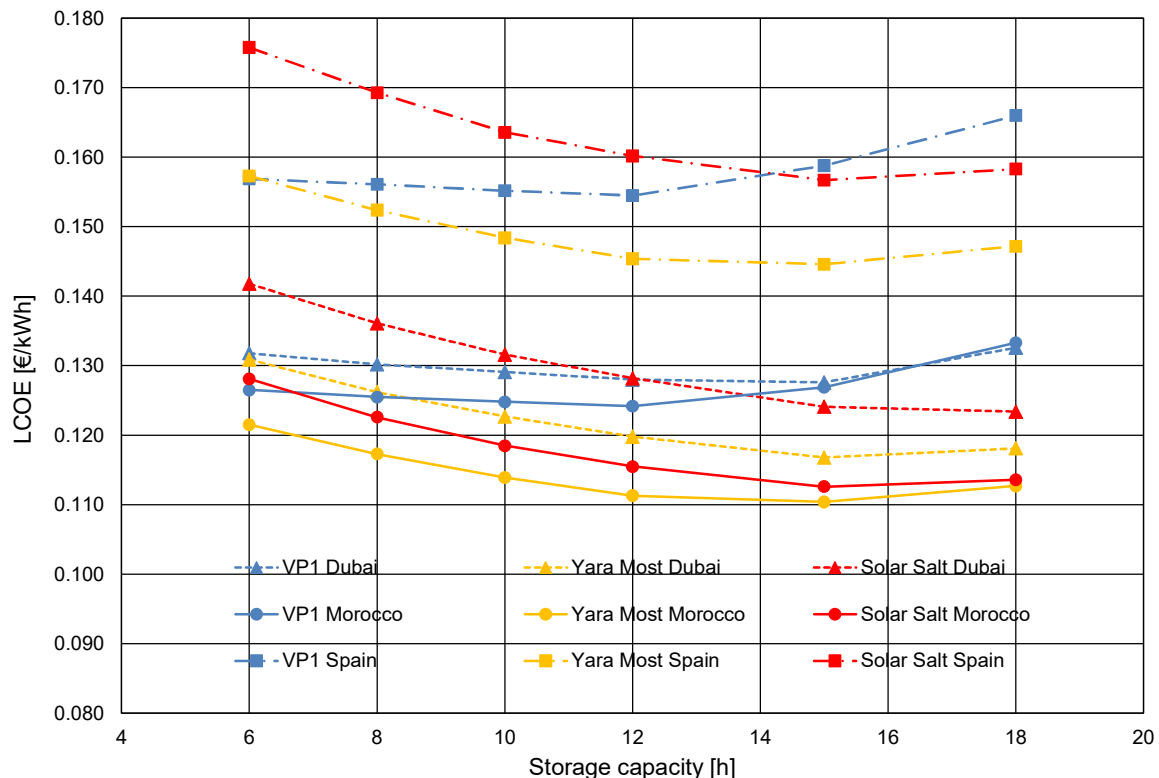


Abbildung 131 Ergebnisse für die Anlagenkonfiguration mit jeweils den niedrigsten LCOE für alle Standorte, HTFs und Speichergößen

In Abbildung 132 sind die Stromgestehungskosten gegen den Kapazitätsfaktor für jedes System, jeden Standort und die Kapazität des thermischen Speichers (TES) aufgetragen. Jede Markierung auf den Linien steht für eine bestimmte Speicherkapazität, von links nach rechts: 6, 8, 10, 12, 15 und 18 h. Aus dieser Darstellung wird deutlich, dass die Kraftwerke mit Salzsammelze größere Speicherkapazitäten benötigen, um die gleiche jährliche elektrische Nettoleistung für den gleichen Standort zu erreichen. Die Ergebnisse für Dubai zeigen, dass ein Kapazitätsfaktor (CF) von 0,7 (da die nominale Blockgröße für alle Anlagen identisch ist, bedeutet der gleiche CF auch eine identische jährliche Nettoleistung) für das VP 1-System mit 12 h TES-Kapazität erreicht wird, während die Solar Salt-Anlagen etwa 16 h und die YaraMOST-Anlage etwa 13,5 h benötigen. Generell zeigt Abbildung 6, dass die Speicherkapazität für Solar Salt Anlagen etwa 1,5-3 h größer sein sollte, um den gleichen CF wie VP1-Anlagen am gleichen Standort zu erreichen. Unsere erste Hypothese war, dass dies auf die für den Frostschutz erforderliche zusätzliche Wärme zurückzuführen ist, die in den Tanks gespeichert werden muss und nicht für die Stromerzeugung genutzt werden kann. Eine genauere Analyse hat jedoch gezeigt, dass die Frostschutzwärme, die den TES-Systemen für eine Nacht entnommen wird, im Vergleich zu der Wärmeenergie, die für 3 Stunden Nennbetrieb des Kraft-

werksblocks (PB) benötigt wird, gering ist (etwa 280 MWh für eine Nacht Frostschutz im Vergleich zu 1033 MWh für 3 Stunden Nennbetrieb des PB). Dies ist also nur ein Teil der Erklärung. Die Anlagen, die VP1 verwenden, weisen im Vergleich zu den Anlagen, die geschmolzene Salze am gleichen Standort verwenden, größere Solarfelder auf und erreichen daher eine höhere jährliche Wärmeleistung, was zu einer höheren jährlichen Stromproduktion führt. Aufgrund der höheren TES-Kosten verschiebt sich bei VP1-Anlagen die optimale Solarfeldgröße in Richtung größerer Felder.

Aus Abbildung 131 und Abbildung 132 ist auch ersichtlich, dass eine Erhöhung der Speicherkapazität über 15 Stunden hinaus nicht zu niedrigeren Stromgestehungskosten führt, da die zusätzliche Kapazität während eines typischen Betriebsjahres nur selten genutzt wird. Die einzige Ausnahme ist die Anlage mit Solar Salt in Dubai, die die niedrigsten LCOE für eine Speicherkapazität von 18 Stunden aufweist.

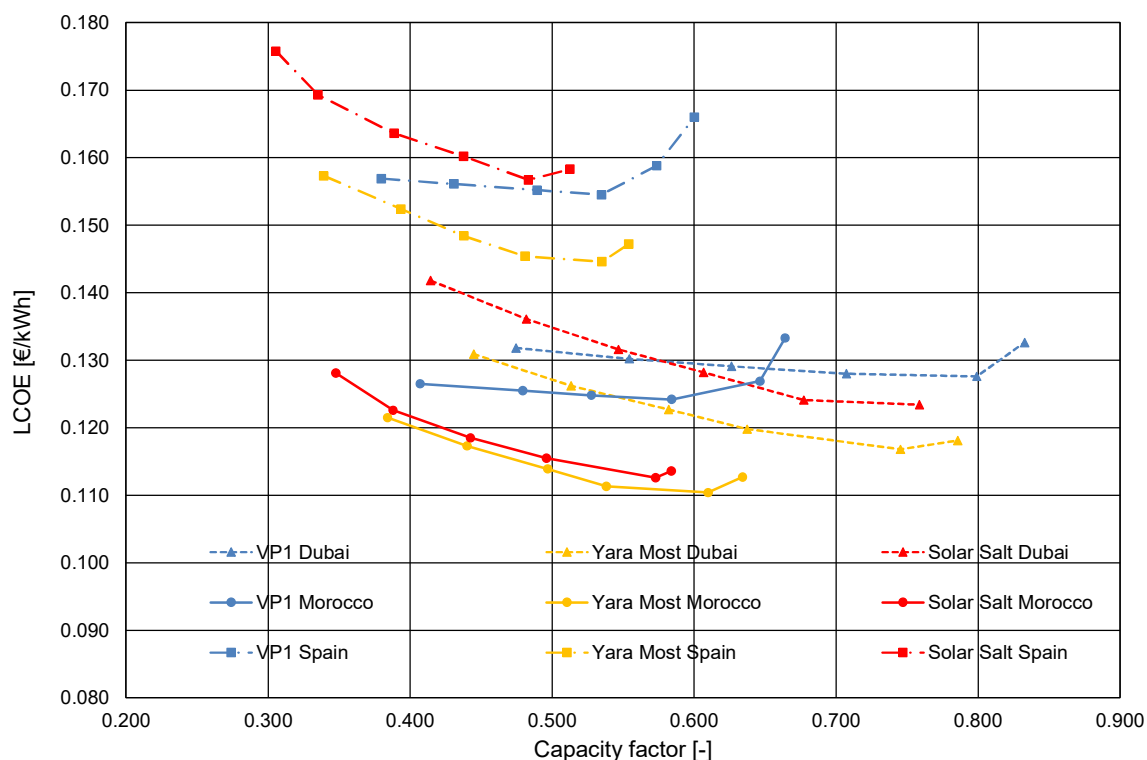


Abbildung 132 LCOE aufgetragen über dem Kapazitätsfaktor für die Anlagenkonfiguration mit jeweils den niedrigsten LCOE

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zeigt wichtige Ergebnisse für alle Anlagen mit 12 Stunden Speicherkapazität. Die Anlagen am spanischen Standort weisen im Vergleich zu den Anlagen in Marokko etwa 30% größere Solarfelder auf, was auf die geringere jährliche DNI-Ressource zurückzuführen ist. Die Anlagen in Dubai weisen im Vergleich zu ihren Pendanten in Marokko etwa 50% größere Solarfelder auf. Aufgrund der geringeren saisonalen Schwankungen in Dubai zahlt sich diese zusätzliche Spiegelfläche aus und führt zu sehr hohen Kapazitätsfaktoren. Diese größere Solarfeldgröße für die Anlagen in Dubai wird auch durch größere Solarvielfache ausgedrückt, obwohl alle in Tabelle 4 gezeigten Anlagen die gleiche Powerblockgröße und die gleiche Speicherkapazität haben (12 Volllaststunden).

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zeigt, dass der Frostschutz bei den VP1-Kraftwerken gleich Null und bei den YaraMOST-Kraftwerken sehr gering ist, während er bei den Solar Salt-Kraftwerken etwa 5-8% der jährlich vom Solarfeld erzeugten Wärme entspricht. Ein beträchtlicher Teil (37-72%) dieses Frostschutzes muss mit externer Wärme aus Erdgas oder anderen Energieträgern erzeugt werden. Wenn man eine Vorhersage für diese Frostschutzwärme für mehrere Tage einbeziehen würde, könnte dieser Anteil externer Zusatzwärme eventuell reduziert werden.

Tabelle 26 Detaillierter Vergleich der Ergebnisse für die Anlagen mit den niedrigsten LCOE mit 12 h Speicherkapazität

HTF	VP1			YaraMOST			Solar Salt			Einheit
Standort	Mar	Dub	Spa	Mar	Dub	Spa	Mar	Dub	Spa	
Jahres DNI	2518	2026	2020	2518	2026	2020	2518	2026	2020	kWh/m ²
Aperturfläche	1.768	2.678	2.273	1.515	2.273	1.970	1.439	2.273	1.970	km ²
Solar multiple	2.74	4.15	3.52	2.57	3.86	3.34	2.52	3.98	3.45	-
Jährliche Wärmeproduktion	2221	2708	2042	1798	2148	1616	1620	1964	1462	GWh
FP aus dem Speicher	0	0	0	0	0	0.1	51.4	28.8	67.7	GWh
FP aus Zusatzfeuerung	0	0	0	1.1	0	2.2	30.1	74.1	53.7	GWh
Netto Stromproduktion	767.6	929.3	702.7	707.3	837.5	631.9	651.9	797.1	575.2	GWh
LCOE	0.124	0.128	0.155	0.111	0.120	0.145	0.115	0.128	0.160	€/kWh
Kapazitätsfaktor	58.4	70.7	53.5	53.8	63.7	48.1	49.6	60.7	43.8	-
Solarfeld Wirkungsgrad	49.9	49.9	44.5	47.1	46.6	40.6	44.7	42.6	36.7	%
Jährl. netto Stromproduktion / Wärmeproduktion	34.6	34.3	34.4	39.3	39.0	39.1	40.2	40.6	39.3	%

Wie in 7.2.1 erwähnt, würde die Verwendung des arithmetischen Mittelwerts der Temperatur zwischen Ein- und Austritt für die Solarfeldsimulation zu einer Unterschätzung der Wärmeverluste führen. Die in Tabelle 26 gezeigten Anlagenkonfigurationen mit den niedrigsten LCOE wurden verwendet, um die jährliche elektrische Nettoleistung dieser Anlagen mit dem einfachen Solarfeldmodell in greenius mit dem Ansatz der arithmetischen Mitteltemperatur zu berechnen. Das Ergebnis zeigt, dass dies zu einer Überschätzung des elektrischen Nettoertrags von etwa 1-3% für VP1, 6-10% für YaraMOST und 11-16% für Solar Salt führt. Da alle anderen

Parameter für jeden Standort und jedes HTF gleichbleiben, werden die Stromgestehungskosten um das gleiche Verhältnis unterschätzt. Die höchsten Abweichungen wurden für die spanischen Anlagen beobachtet, die häufiger in niedriger Teillast betreiben werden, was sich in ihren niedrigen Kapazitätsfaktoren ausdrückt.

In Abbildung 133 sind die Simulationsergebnisse für 2 Tage im April für die Anlagen mit Solar Salt und 12 Stunden TES in Marokko dargestellt. Die violette Linie stellt die direkte Einstrahlung auf die Kollektoren dar und die grüne Linie die nutzbare Wärme, die vom Solarfeld geliefert wird. Der zeitliche Versatz zwischen den beiden Linien am Morgen ist auf die Aufheizung des Solarfelds zurückzuführen, und der Sprung in der grünen Linie am späten Nachmittag stellt den Zeitpunkt dar, zu dem der Speicher vollständig geladen ist und Teile des Solarfelds defokussiert werden müssen. Die gelbe Linie stellt die berechnete Solarfeld-Austrittstemperatur mit einer Aufheizphase am Morgen und einer Abkühlung nach Sonnenuntergang dar. Die blaue Linie zeigt den erforderlichen Frostschutz, der mit warmem Salz aus TES für diese 2 Tage durchgeführt werden kann. Die Wärmekapazität des Solarfelds reicht aus, um die Austrittstemperatur von Sonnenuntergang bis etwa 2:00 Uhr morgens über 270 °C zu halten. Danach muss zusätzliche Wärme aus dem Speicher verwendet werden, um die Temperatur über diesem Wert zu halten und das Einfrieren des Salzes zu verhindern.

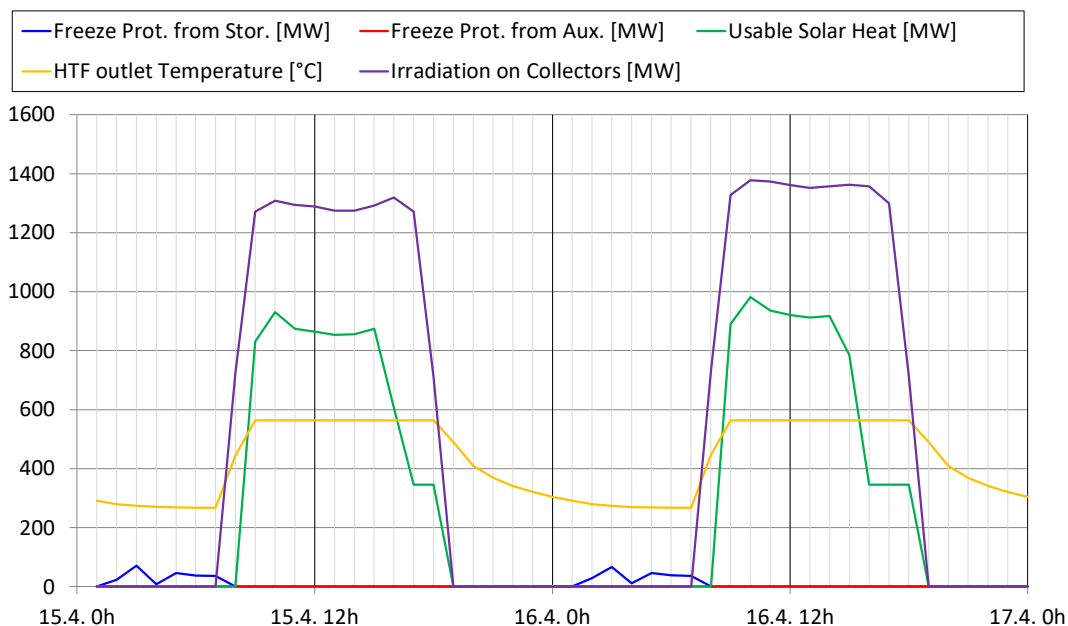


Abbildung 133 Simulationsergebnisse für die die Anlage mit Solar Salt am Standort Marokko

7.2.6 Zusammenfassung

Diese Studie hat gezeigt, dass Parabolrinnen-Kraftwerke, die Salzschnmelzen als Wärmeträger und Speichermedium verwenden, das Potenzial haben, niedrigere Stromgestehungskosten (LCOE) zu erreichen als Anlagen, die Thermoöl als Wärmeträger verwenden, insbesondere bei Anlagen mit großen Speicherkapazitäten. Für diese Analyse wurden typische Anlagenkonfigurationen untersucht, die zu Kapazitätsfaktoren von 0,3 bis 0,8 führen. Das ternäre

Salz ($\text{Ca}(\text{NO}_3)_2\text{-KNO}_3\text{-NaNO}_3$, 42-43-15 Gew.-%, Handelsname: YaraMOST) führt aufgrund der niedrigeren Erstarrungstemperatur und der niedrigeren maximalen Solarfeldtemperatur zu niedrigeren LCOE als Solar Salt. Für den Standort mit hoher DNI in Marokko schneiden beide Salzkonfigurationen deutlich besser ab als die VP1-Konfiguration, wobei das ternäre Salz im Vergleich zu Solarsalz einen Vorteil hat. Die Ergebnisse zeigen, dass Solarsalz das ternäre Salz bei sehr großen Speicherkapazitäten jenseits von 18 Stunden übertreffen kann. Für die Standorte in Dubai und Spanien liefert das ternäre Salz niedrigere LCOE als VP1, wobei die Vorteile mit zunehmender Speichergröße ansteigen. Die LCOE für Anlagen, die an diesen beiden Standorten Solar Salt verwenden, werden bei Speicherkapazitäten von mehr als 12 Stunden niedriger als für Anlagen, die VP1 verwenden. Dennoch ist das ternäre Salz immer noch besser als Solarsalz.

Aufgrund der hohen Betriebstemperatur in Solarfeldern mit Salzschnmelze ist es wichtig, das tatsächliche Temperaturprofil entlang der Loops im Simulationsmodell zu berücksichtigen. Wenn man für die Berechnung der Wärmeverluste nur die mittlere arithmetische Temperatur zwischen dem Einlass und dem Auslass des Solarfelds verwendet, kann dies zu einer Unterschätzung der Wärmeverluste und einer Überschätzung des jährlichen Stromertrags von bis zu 16 % führen, je nach Wärmeträger, Standort und Größe des Solarfelds.

Der Frostschutz der Flüssigsalz-Anlagen sollte primär mit Wärme aus dem thermischen Speicher erfolgen. Das ternäre Salz YaraMOST benötigt nur eine geringe Menge an Frostschutz, während die Anlagen mit Solar Salt bis zu 8% der vom Solarfeld gesammelten Jahreswärme für den Frostschutz benötigen können.

Veröffentlichung der techno-ökonomischen Bewertung in:

Dersch, J.; Wittmann, M.K.; Hirsch, T. Comparison of Molten Salts and Thermal Oil in Parabolic Trough Power Plants for Different Sites and Different Storage Capacities. *Energies* 2025, 18, 326. <https://doi.org/10.3390/en18020326>

8. AP – Ersatz der Speisewasserpumpe (STE/DLR)

Während der Inbetriebnahme des Dampferzeugers der solarthermischen Versuchsanlage aus dem Verbundprojekt HPS2 auf der EMSP kam es zu einem Schaden im konventionellen Anlagen Teil des Wasser-Dampf-Kreislaufes. Es zeigten sich Leckagen an der Speisewasserpumpe. Die Pumpe ist ein Prototyp mit sehr speziellen Anforderungen: bei sehr hohen Aus trittsparametern (Design: 170 bar und 300°C) soll sie einen sehr niedrige Massenströme (ca. 0,7 kg/s) zur Verfügung stellen. Sie ist als Plungerpumpe (ist ähnlich zu einer Kolbenpumpe) ausgeführt. Die Ursache der Lecka-ge waren Abrasionen an den drei Plunger. Versuche die

Pumpe bzw. Plunger zu tauschen und reparieren wurden durchgeführt, allerdings trat der Schaden kurzzeitig danach wieder auf.

In Rücksprache mit dem Hersteller konnte die Ursachen eingegrenzt werden. Die Graphitpackung um die Plunger ist nicht vollständig dicht, dies ist grundsätzlich gewünscht um die Plunger zu schmieren. Problem dabei: der Umgebungsdruck fällt auf dem Weg entlang der Plunger ab, das Druckwasser beginnt zu verdampfen. Die Strömungsgeschwindigkeit erhöht sich massiv und der Dampf erzeugt die Abrasion an den Plungern. Aufgrund des Werkstoffabtrags strömt immer mehr Druckwasser aus und verstärkt die Leckage und die Zerstörung der Plunger.

Aus der Ursachenforschung, der durchgeführten Reparaturversuche und der angestrebten Ziele im MSOpera-Projekt ergibt sich die Notwendigkeit des Pumpenaustausches. Diese unvorhersehbaren Ausgaben waren im ursprünglichen Projekt nicht vorgesehen. Daher wurde eine Budgetaufstockung durch das BMWK bewilligt.

Parallel konnte die Firma Steinmüller Engineering als assoziierter Partner für das MSOpera-Projekt gewonnen werden. Steinmüller war in MSOpera für die Detailplanung der Umbaumaßnahmen und weiteren Reparaturen verantwortlich.

Aufgrund der Größe der neuen Speisewasserpumpe wird diese außerhalb des Skids montiert (Abbildung 134). Vor und nach der Speisewasserpumpe werden Resonatoren zur Dämpfung von Drucksprüngen eingebaut. Am ursprünglichen Standort wird eine Booster-Pumpe installiert, die das Kavitationsrisiko deutlich reduziert und die Verfügbarkeit verbessert.

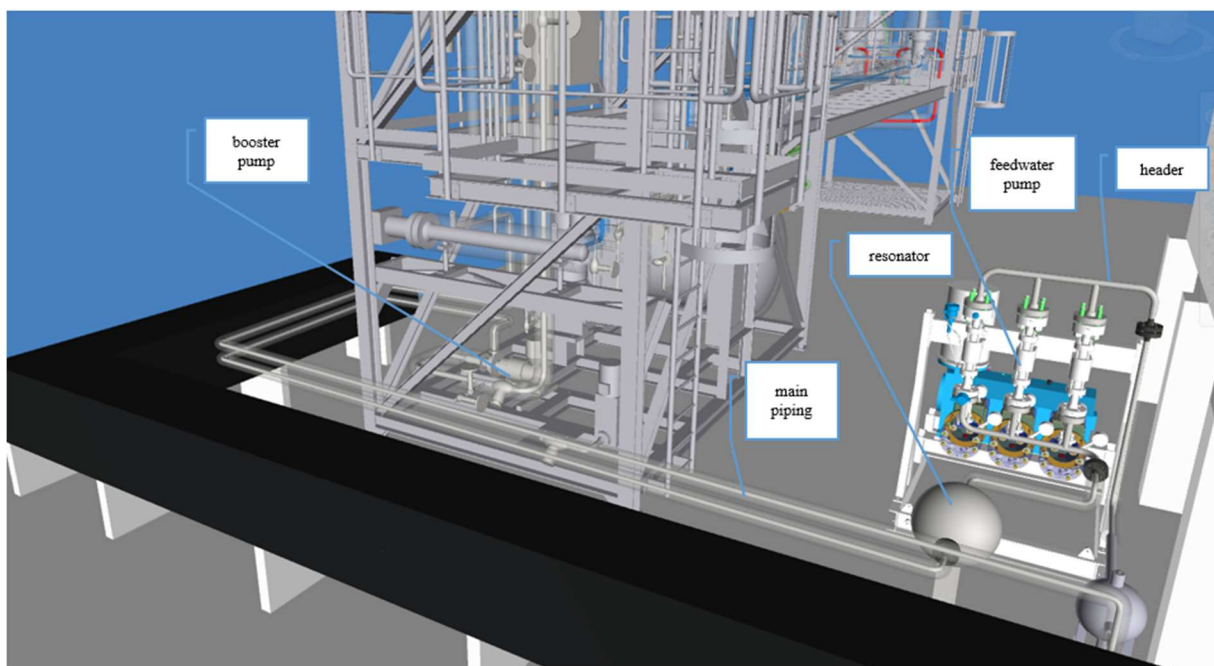


Abbildung 134 Aufstellungszeichnung der neuen Speisewasserpumpe im 3D Modell

Die Speisewasserpumpe ist vollständig geliefert und einsatzbereit (siehe Abbildung 135). Alle notwendigen Anpassungen am Rohrleitungssystem wurden abgeschlossen, wodurch eine direkte Integration zentraler Komponenten wie Boosterpumpe, Sicherheitsventile und Resonatoren erfolgen konnte.

Für das gesamte Rohrleitungssystem wurde bestätigt, dass es nicht unter die Druckgeräterichtlinie fällt. Dennoch erfolgt aus Gründen der Qualitätssicherheit eine abschließende Druckprobe vor dem Testbetrieb im Rahmen vom Verbundprojekt Adviamos. Während der Druckprobe müssen die Rohrleitungen unterbrochen und verschlossen werden, weshalb ein Abschluss der Dämmarbeiten erst im Nachgang sinnvoll ist.

Die elektrische Anbindung der Boosterpumpe wurde fertiggestellt: Ein drehzahl geregelter Betrieb wurde realisiert, ein Frequenzumrichter ist integriert, und sämtliche dafür benötigten Komponenten wurden geliefert. Damit sind die technischen Voraussetzungen für einen prozesssicheren Betrieb gegeben.

Das notwendige Kühlaggregat wurde ebenfalls elektrisch und hydraulisch angebunden. Die Schnittstelle zur Leittechnik ist festgelegt und technisch vollständig definiert. Die erforderliche Infrastruktur für die binäre Kommunikation ist vorhanden, die Modbus-Integration wurde vorbereitet und durch Anpassungen der Leittechnik ermöglicht.

Damit die Speisewasserpumpe bereits für die Inbetriebnahme, allerdings verzögerten sich weitere Reparaturen am Dampferzeuger, sodass die Inbetriebnahme nicht innerhalb der Laufzeit von MSOpera begonnen werden konnte.



Abbildung 135 Speisewasserpumpe nach Lieferung und nach dem Einbau

Fazit und Ausblick

Im Rahmen des Projekts MSOpera konnte der Funktionsnachweis für ein solarthermisches Parabolrinnensystem mit unterschiedlichen Salzschnmelzen unter realitätsnahen Betriebsbedingungen erfolgreich erbracht werden. Die Erprobung zweier Salzmischungen ermöglichte eine umfassende Bewertung hinsichtlich thermischer Leistungsfähigkeit, Entleerungsverhalten und Betriebssicherheit. Insbesondere der Einsatz des binären Solarsalzes mit seiner erhöhten Schmelztemperatur stellte spezifische Herausforderungen, etwa im Bereich der Wärmeverluste und Drainage, die im Versuchsverlauf systematisch untersucht wurden.

Die solare Vorwärmung und Befüllung mit Solarsalz des Solarfeldes ohne Receiverheizung stellte ein zentrales Highlight dar. Der erfolgreiche Testbetrieb sowie das gezeigte internationale Interesse an der Präsentation im Rahmen der SolarPACES 2023 unterstreichen die Relevanz der entwickelten Verfahren für den kommerziellen Einsatz. Die daraus abgeleitete Erfindung zur gezielten solaren Vorwärmung mittels angepasster Spiegelsegmente zeigt zusätzliches Innovationspotenzial.

Darüber hinaus wurden weitere verfahrenstechnische Fragestellungen wie die Salzverdünnung und Verstopfungscharakterisierung im großtechnischen Maßstab adressiert und wird im Verbundprojekt Adviamos vertieft. Die gewonnenen Erkenntnisse ermöglichen nun eine fundierte Auswahl geeigneter Prozessvarianten für zukünftige Anlagenkonzepte. Der nachgewiesene Betrieb bei erhöhten Temperaturen stellt einen wichtigen Baustein für die technische Bewertung und spätere wirtschaftliche Implementierung dar.

Das Folgeprojekt SPOT knüpft unmittelbar an die Ergebnisse von MSOpera an. Es verfolgt das Ziel, die solare Vorwärmung zu optimieren und zu einem standardisierbaren, industrietauglichen Verfahren mit Herstellergarantien weiterzuentwickeln. Ebenso wird die Analyse kritischer Betriebszustände wie der Drainage vertieft, um die Betriebssicherheit und Wartungsfreundlichkeit künftiger Anlagen weiter zu erhöhen.

Die im Projektverlauf von MSOpera identifizierten technologischen Herausforderungen bieten damit zugleich konkrete Ansatzpunkte für die Weiterentwicklung thermischer Speicher- und Kollektorsysteme im Bereich der erneuerbaren Prozesswärme.

Literaturverzeichnis

Präsentation der Ergebnisse von MSOpera auf Messen, Fachkonferenzen, Fachzeitschriften

Im Rahmen von MSOpera wurden die folgenden Fachbeiträge veröffentlicht:

Dersch, J., Wittmann, M. K., & Hirsch, T. (2025). Comparison of molten salts and thermal oil in parabolic trough power plants for different sites and different storage capacities. *Energies*, 18(2), 326. <https://doi.org/10.3390/en18020326>

Dicke, N. C., Ingenwepelt, K., Algnier, N., Meyer-Grünefeldt, M., Wittmann, M., Stengler, J., Horta, P., Martins, P., Gielen, H., & Schmitz, M. (2023). Demonstration of solar preheating and filling a parabolic trough collector loop with solar salt at Évora Molten Salt Platform. *Vortrag präsentiert auf der SolarPACES Conference 2023*, Albuquerque, USA.

Dicke, N. C., Meyer-Grünefeldt, M., Wittmann, M., Hoeveler, T., Stengler, J., Horta, P., & Martins, P. (2022). Demonstration of salt dilution at Évora Molten Salt Platform. *Poster und Paper präsentiert auf der SolarPACES Conference 2022*, Albuquerque, USA.

Kotzab, T., Müllner, S., Stengler, J., Nouri, B., Zarzalejo, L. F., Schmitz, M., & Hirsch, T. (2025). Loop-wise control valves application in molten salt parabolic trough solar fields. *Solar Energy*, 295, 113526. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2025.113526>

Kotzab, T., Dicke, N., Wittmann, M., Meyer-Grünefeldt, M., Stengler, J., Martins, P., Horta, P., & Hirsch, T. (2024). Controller tests for molten salt parabolic trough systems with loop-wise control valves. *Eingereicht bei der SolarPACES Conference 2024*.

Krüger, D., Detzler, R., Schmitz, M., Jung, C., Bonk, A., Hanke, A., Horta, P., Martins, P., Torabzadegan, M., Buck, R., & Stengler, J. (2022). Operating parabolic troughs with molten salt: Solar field optimisation and ternary salt properties. *Poster und Paper präsentiert auf der SolarPACES Conference 2022*, Albuquerque, USA.

Weitere Literatur

HPS2 (2022): Wittmann, M.; Meyer-Grünefeldt, M.; Dicke, N. C.; Schmitz, M.; Detzler, R.; Gielen, H.; Schmidt, P.; Torabzadegan, M.; Paucar, J.; Gathmann, N.; Horta, P.; Martins, P.; Equinas, E.; Maccari, A.; Miltkau, T. (2022): *HPS2 – High Performance Solar 2. Abschlussbericht des Verbundvorhabens*. Projektbericht.

EuroPaTMoS (2024): *Technical Report EuroPaTMoS – European Parabolic Trough with Molten Salt. Project-ID: 11 1st Call. CSP ERANET*. URL: <https://csp-eranet.eu/projects/europatmos>

SFERA-III (2023): *Deliverable D10.3: EMSP Performance Assessment – Influence of using sky imager data on the accuracy of performance parameter determination*. Horizon 2020 Projekt Nr. 823802. URL: <https://sfera3.sollab.eu>

Bonk (2018) Bonk, A.; Sau, S.; Uranga, N.; Hernaiz, M.; Bauer, T. Advanced heat transfer fluids for direct molten salt line-focusing CSP plants. *Prog. Energy Combust. Sci.* 2018, 67, 69–87. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.02.002>.

Burkholder (2009) Burkholder, F.; Kutcher, C. *Heat Loss Testing of Schott's 2008 PTR70 Parabolic Trough Receiver*; Technical Report NREL/TP-550-45633; National Renewable Energy Lab.: Golden, CO, USA, 2009

Riffelmann (2012) Riffelmann, K.-J.; Lüpfer, E.; Richert, T.; Nava, P. Performance of the Ultimate Trough® collector with molten salt as heat transfer fluid. In *Proceedings of the 18th SolarPACES Conference, Marrakech, Morocco, 11–14 September 2012*

Annex A – Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Granulierprozess der Fa. IPCO (Quelle: https://ipco.com)	10
Abbildung 2 Leihkühlband der Fa. IPCO auf der EMSP während der Installation	11
Abbildung 3 Salzperlen auf dem Kühlband.....	12
Abbildung 4 Gemessene Klarpunktkurve von ternärem Yara Molten Salt.....	12
Abbildung 5 Prozessschema für die restlose Entleerung der Salztanks auf der EMSP mittels Verdünnung des Salzes mit Wasser	13
Abbildung 6 Salzsäcke und IBC mit verdünntem Yara Molten Salt.....	14
Abbildung 7 Kalzium und Magnesium Ausfall auf dem Boden des Drainagetanks aus Yara Molten Salt nach der Tankentleerung.....	14
Abbildung 8 Chloridgehalte in Salzproben.....	15
Abbildung 9 Beispieltag zum Funktionsnachweis Flüssigsalz bis 565 °C	20
Abbildung 10 Kollektorperformance versus Tracking Offset und optischer Offset Test.....	21
Abbildung 11 Modulauslenkungen am Antrieb und Kollektorende	23
Abbildung 12 Abweichung der HCE vom Fokus	23
Abbildung 13 Form und Kontur der Spiegel im Kollektormodul 4.....	24
Abbildung 14 Foto des toriierten Kollektor 3.....	24
Abbildung 15 Torsionsvektoren des Kollektor 3.....	25
Abbildung 16 Waschfahrzeug für die professionelle Spiegelwäsche	26
Abbildung 17 Normierte gemessene Kollektoreffizienz bei unterschiedlichen Salztemperaturen [1].....	27
Abbildung 18 Ergebnisse der Druckverlustmessungen	28
Abbildung 19 Druckverlust Kollektorschleife und Zuleitungen	28
Abbildung 20 Messdaten der Temperatur und Impedanzheizung während einer Teildrainage	29
Abbildung 21 Verbindungsleitung der Kollektoren auf der EMSP	31
Abbildung 22 Vermessung der REPA Ausrichtung über das gesamte Solarfeld.....	31
Abbildung 23 Stagnierender Rohrabschnitt (Entlüftungsleitung am Cross-over-Rohr) vor der Isolierung	32
Abbildung 24 Strombedarf im Warmhaltebetrieb bei 320 °C Salzspeichertemperatur (20.10. – 30.10.23).....	36
Abbildung 25 Strombedarf im Warmhaltebetrieb bei 255 °C Salzspeichertemperatur (01.11. – 08.11.23).....	36
Abbildung 26 Strombedarf im automatischen optimierten Solarbetrieb (21.07. – 24.07.23). 37	

Abbildung 27 Strombedarf elektrische Vorwärmung des Solarfelds inkl. Tankbeheizung (27.06. – 30.06.23).....	37
Abbildung 28 Geborstener Flexschlauch vom REPA auf der EMSP.....	41
Abbildung 29 Funktionsschema des automatischen Anlagenbetrieb und dessen Zusammenspiel mit der bestehenden Programmierung	46
Abbildung 30 Logik zur Pumpenüberwachung für den automatisierten Anlagenbetrieb.....	47
Abbildung 31 Leckageüberwachung im System der EMSP	48
Abbildung 32 Erweiterung des HMI mit dem Modus "Automatic unmanned operation"	49
Abbildung 33 Übersicht Komponentenoptimierung.....	54
Abbildung 34 Lokale Rohrbeulen im Strukturmodell (360° und 2x100°)	55
Abbildung 35 Torque Tube des HT2 mit zentralen, z-förmigen Cantilever-Lugs.....	56
Abbildung 36 Kombination von Rohrsteifen und Befestigungsflanschen für die Spiegelarme beim HT3	56
Abbildung 37 Finales Design: neue CAN-Lugs mit Steifenfunktion am HT 3	57
Abbildung 38 – HT2 Spiegelmontage mit Klebetöpfen (Glue-Pods) und Bolzen.....	57
Abbildung 39 HT3.1 Spiegelarm mit klassischen Glas-Brackets	58
Abbildung 40 Abstandsreduktion beim HT3.1 zwischen Spiegelscheitel und Rotationsachse um 55mm.....	59
Abbildung 41 2-Achsen einstellbares COW des HT2.0 gegen fix montiertes COW des HT3.1	61
Abbildung 42 Auswirkung von Aufteilung und Anordnung der COWs auf Verdrehung und Verdrillung.....	62
Abbildung 43 SCE Modul des HT3 (oben) im Vergleich zu HT2 (unten).....	63
Abbildung 44 HCE-Posts des HT2 (links) im Vergleich zu HT3 (rechts).....	64
Abbildung 45 HCE-Post und Counterweight kombiniert durch gemeinsames Tragprofil.....	65
Abbildung 46 Stützenverteilung und Überhang am Ende beim HT3.....	65
Abbildung 47 3D Modellansichten des HT3 Antriebspylon im I- und A-Design	66
Abbildung 48 Vergleich der Antriebspylone HT2 („Arch-Beam“) und HT3 („Rocker-Bearing“)	67
Abbildung 49 Links: A-Frame Pylon des HT2; Mitte/Rechts: I- und A-Frame Pylon des HT3	68
Abbildung 50 Field Layout des Referenzsolarfeldes (Midelt 1, Marokko)	68
Abbildung 51 Verdrehungsmessung SCA3 Südschwinge EMSP, Jan. 2020	70
Abbildung 52 Leistungsabfall in % über Tracking-Offset in Grad („Dumping-Curve“).....	71
Abbildung 53 Detail des Mittelpylonkopfes mit rollengelagertem Torque-Tube.....	72
Abbildung 54 Sphärisches 100Cr6/PTFE Gleitlager	72

Abbildung 55 Abhängigkeit der 100Cr6/PTFE Gleitlager von v, P und T (ELGES®)	73
Abbildung 56 Verschleißverhalten von 100Cr6-PTFE Gleitlagern (ELGES®).....	73
Abbildung 57 Typische Betriebslasten und -geschwindigkeiten von 100Cr6/PTFE Lagern (ELGES®).....	74
Abbildung 58 Lagerteststand in Köln Rodenkirchen	75
Abbildung 59 Reibwert über 3.850 Zyklen (ca. 10,5 Jahre Regelbetrieb) am Lager-Teststand	76
Abbildung 60 Aufbau der Testmechanik.....	77
Abbildung 61 Modell der Prüfbank mit Einhausung und Schaltschrank	77
Abbildung 62 Fertiggestellte Prüfbank mit Schaltschrank (Valladolid, Dez. 2021)	78
Abbildung 63 Schema der Steuerung.....	78
Abbildung 64 Testparameter Drehzahl und Last	79
Abbildung 65 Aufbauzeichnung und gerenderte Isometrie des HelioTrough 3.1 Demonstrators	80
Abbildung 66 Demonstrator des HT3.1, aufgebaut auf der EMSP parallel zum HT2.0	81
Abbildung 67 Optische Wirkungsgrade von HT2 mit TTU in 6,3mm und PTR70 sowie HT3 mit TTU in 4,5mm und PTR80 über Einstrahlungswinkel	82
Abbildung 68 Thermische Wirkungsgrade von HT2 mit TTU in 6,3mm und PTR70 sowie HT3 mit TTU in 4,5mm und PTR80 über Betriebswindgeschwindigkeit.....	82
Abbildung 69 Plastikpanel mit verspiegeltem Prisma	90
Abbildung 70 Aluminiumfolie mit hoher Reflektivität wird unter den Spiegelspalt geklebt	91
Abbildung 71 Performanceverlust du Dumping Offset.....	92
Abbildung 72 Testsequenz zur Ermittlung DeltaT über ANI.....	94
Abbildung 73 Receiverrohr Klemmen.....	96
Abbildung 74 Stationäre Solarfeld Heizungen auf der EMSP	99
Abbildung 75 Temperaturverlauf der Rohrvorderseite und Rohrrückseite und auftretende Temperaturgradienten in Abhängigkeit der Zeit bei Bestrahlung mit einfacher Sonne.....	101
Abbildung 76 Entwicklung der Temperaturen im Solarfeld bei leeren Rohren	102
Abbildung 77 Methoden zur solaren Vorwärmung.....	103
Abbildung 78 Temperaturen während der solaren Vorwärmung am SCA 3.....	108
Abbildung 79 Temperaturverlauf der solaren Vorwärmung mittels Dip-In-Methode bei einer ANI von 785 W/m ²	108
Abbildung 80 Ausgewertete Bildaufnahmen während der solaren Vorwärmung mittels Sun-Crossing Methode.....	109
Abbildung 81 Aufnahmen und Auswertung während der solaren Vorwärmung. Von links nach rechts 17:04, 17:09 und 17:15 Uhr.....	110

Abbildung 82 Verschmutztes HCE	111
Abbildung 83 Reflektor zur Erhöhung der Absorbertemperatur zur solaren Vorwärmung..	112
Abbildung 84 Layout der mobilen Impedanzheizung	119
Abbildung 85 Mögliche Aufteilung der Anhänger des Routenzugs im Loop.....	121
Abbildung 86 Single-Line Diagramm rechte Loophälfte; beide REPA Anhänger (Shared-Double-REPA und End-REPA/COP) werden über den HCE Anhänger versorgt.....	121
Abbildung 87 HCE Trailer Skizze	122
Abbildung 88 Beispiel für einen Dieselgenerator mit 175KW Wirkleistung.....	123
Abbildung 89 Hochstromsteckverbindung – Beispiel AMPHENOL RADLOCK System	125
Abbildung 90 Kabeltrommel – Beispiel Millenium AV410	126
Abbildung 91 Rohrschelle zur Bestromung mit Temperatursensor	126
Abbildung 92 Konzeptskizze Salzspeicher mit Eintauchheizern aus Antrag (Aufstockung)	130
Abbildung 93 FEM Simulation während Aufschmelzung mittels Einsteckheizer	131
Abbildung 94 Skizze Installation von Begleitheizung der Salzspeicher auf der EMSP.....	131
Abbildung 95 Thermische FEM Simulation der Salzspeicher auf der EMSP	132
Abbildung 96 Klarpunkt von Solarsalz und Wasser bei unterschiedlichen Wasseranteilen	133
Abbildung 97 Dampfdrücke von Solarsalz/Wasser Lösungen	134
Abbildung 98 R&I Schema des Salzverdünnungsprozess für den „Hibernation Mode“ auf der EMSP	134
Abbildung 99 Wassereindüsung in Salzleitung hinter der Salzpumpe	135
Abbildung 100 BSE-Bild (links) und SE-Bild (rechts) vor der Auslagerung	136
Abbildung 101 Korrosionstest mit wässriger Solarsalzlösung bei 80 °C im Labor.....	136
Abbildung 102 Lichtmikroskopaufnahme der Salzkruste auf der Stahlprobe nach der Auslagerung.....	137
Abbildung 103 Elementanalyse der Salzkruste mittels REM	137
Abbildung 104 Röntgenbeugung der Stahlproben mit und ohne Salzkruste	138
Abbildung 105 Licht- und REM-Analyse nach der Reinigung der Stahlproben	138
Abbildung 106 EDX-Mapping der Stahlproben nach der Reinigung der Stahlproben	139
Abbildung 107 Messung der Salzverdünnung des Drainage- und des kalten Tanks auf der EMSP (03/24)	140
Abbildung 108 Messungen der Salzverdünnung im heißen Tank auf der EMSP (04/24)...	141
Abbildung 109 Salzdruck und Wassermassenstrom während der Salzverdünnung im heißen Tank der EMSP (04/24)	142
Abbildung 110 Temperaturmessung im kalten Tank mit verdünntem Solarsalz.....	143

Abbildung 111 Solider Ausfall und Kristalliten im kalten Tank bei Unterschreitung des Klarpunktes.....	143
Abbildung 112 Solarfeld Layout für die Simulationsstudie in VSF	145
Abbildung 113 – Täglicher durchschnittlicher DNI (rot) und Simulationszeit (blau).....	146
Abbildung 114 Regelungs-Übersicht für fixe Ventile im Solarfeld	147
Abbildung 115 Regelungs-Übersicht für die Ventilregelung.....	148
Abbildung 116 Simulierte Regelleistung für einen Tag mit klarem Himmel, dargestellt als Temperatur am Solarfeldausgang, Durchschnittswert am Kollektorfokus, Minimal-/Maximalwert des Loop-Massenstrom für den Ventilregler und durchschnittlicher Loop-Massenstrom für den Massenstromregler (26.10.2017).	149
Abbildung 117 Simulierte Ergebnisse der Regler für einen Tag mit instabilen Einstrahlungsbedingungen (16.04.2016).....	150
Abbildung 118 Simulierte Regelleistung für einen Wintertag (02.01.2016). Da die minimale Massenstrombegrenzung erreicht ist, sind Auslasstemperatur, Massenstrom und Fokusrate der beiden Regelkonzepte über lange Zeiträume identisch.	151
Abbildung 119 Sauberkeitsverteilung der 38 Loops unter normalen Verschmutzungsbedingungen.....	152
Abbildung 120 Monatliche mittlere absolute (braun) und relative (grün) Veränderung der monatlichen elektrischen Nettoenergie der individuellen Ventilregelung im Vergleich zur Regelung mit gleicher Massenstromverteilung für saubere SCAs.	153
Abbildung 121 Monatliche mittlere absolute (braun) und relative (grün) Veränderung der monatlichen elektrischen Nettoenergie der individuellen Ventilregelung im Vergleich zur Regelung mit gleicher Massenstromverteilung für normal verschmutzte SCAs	154
Abbildung 122 Darstellung OPC-Schnittstelle für den Datenaustausch zwischen Leitsystem und externem Regelungssystem.....	157
Abbildung 123 Darstellung Regelungsschema für das Setup auf der EMSP	158
Abbildung 124 Regelung Austrittstemperatur mit eingestellten Regelungsparameter.....	159
Abbildung 125 Darstellung EMSP Test mit implementierter Setpoint-Range für das Regelungssystem	160
Abbildung 126 Darstellung Versuch auf der EMSP. Start ca. 13:20 – 14:30.....	161
Abbildung 127 Relative Wärmeverluste für einen einzelnen Loop berechnet mit örtlicher Diskretisierung bezogen auf die Wärmeverluste berechnet mit arithmetischer Mitteltemperatur für unterschiedliche Wärmeträgerfluide	163
Abbildung 128 Berechnete Temperaturprofile entlang eines Loops für Solar Salt für unterschiedliche DNI-Werte im Vergleich zu einem linearen Temperaturprofil	164
Abbildung 129 (a) Schema eines Parabolrinnen-Kraftwerks mit VP1; (b) Schema eines Parabolrinnen-Kraftwerks mit Salzsichelze (rot: VP1, grün: Salzsichelze, blau: Wasser/Dampf).....	165

Abbildung 130 Spezifische HCE Wärmeverluste aus unterschiedlichen Quellen, skaliert für 80 mm Receiver. Für die hier untersuchten Anlagen mit Salzschnelze wurden Verluste entsprechen der Kurve „HCE2“ genutzt.....	167
Abbildung 131 Ergebnisse für die Anlagenkonfiguration mit jeweils den niedrigsten LCOE für alle Standorte, HTFs und Speichergrößen	170
Abbildung 132 LCOE aufgetragen über dem Kapazitätsfaktor für die Anlagenkonfiguration mit jeweils den niedrigsten LCOE	171
Abbildung 133 Simulationsergebnisse für die die Anlage mit Solar Salt am Standort Marokko	173
Abbildung 134 Aufstellungszeichnung der neuen Speisewasserpumpe im 3D Modell	175
Abbildung 135 Speisewasserpumpe nach Lieferung und nach dem Einbau.....	176

Annex B – Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Rechnungsbeträge für Elektrizität in 2023	35
Tabelle 2 Übersicht über den Stromverbrauch der verschiedenen untersuchten Betriebsmodi	38
Tabelle 3 Übersicht Komponentenoptimierung.....	53
Tabelle 4 Torsion am Kollektorende durch Unwuchten der SCE-Module	60
Tabelle 5 Verteilung und Masse der Mittelpylon-Typen für die verschiedenen HT-Version ..	69
Tabelle 6 Optische und thermische Wirkungsgrade von Benchmark HT1 mit 90mm Absorberdurchmesser und HT3 Varianten mit 80mm Absorberdurchmesser	83
Tabelle 7 Optische und thermische Wirkungsgrade von Benchmark HT1 mit 90mm Absorberdurchmesser und HT3 Varianten mit 70mm Absorberdurchmesser	84
Tabelle 8 Massenvergleich der Versionen HT2 und HT3 für ein 50MW Standard-Solarfeld	85
Tabelle 9 Vergleichende Kalkulation eines 50MW Standard Solarfeldes mit HT2 und HT3.	86
Tabelle 10 Leistungsverlust über DUMPing Offset	93
Tabelle 11 Heizmethoden aus dem HPS2-Projekt im Einsatz	98
Tabelle 12 Durchschnittliche Heizleistung [kW] beim partiellen Heranfahren (-4° bis DO und zurück).....	104
Tabelle 13 Gemessene Temperaturen zu ausgewählten Zeiten.....	107
Tabelle 14 Relevante Komponenten für eine mobile Loop-Heizung	114
Tabelle 15 Allgemeine Normen – Schutz gegen elektrischen Schlag	116
Tabelle 16 Anwendbare Normen – industrielle Widerstandsheizungen	116
Tabelle 17 Anschlussleistungen HPS2.....	118
Tabelle 18 Kabelströme nach VDE 0298-4	119
Tabelle 19 Verwendbare Kabelklassen für flexible Leitungen.....	124
Tabelle 20 Einteilung der Einstrahlungs-Situation in Gruppen.....	155
Tabelle 21 Berechnung der Ergebnisse aus den Simulationen mit einer 100% sauberen Kollektor.....	156
Tabelle 22 Berechnung der Ergebnisse aus den Simulationen mit einer durchschnittlichen Sauberkeit von 96,5%	156
Tabelle 23 Auslegungsparameter der Parabolrinnenanlagen	166
Tabelle 24 Wichtige Parameter der 3 untersuchten Standorte	168
Tabelle 25 Kostenannahmen und Parameter für das ökonomische Modell	169
Tabelle 26 Detaillierter Vergleich der Ergebnisse für die Anlagen mit den niedrigsten LCOE mit 12 h Speicherkapazität.....	172

Annex C – Ursprünglicher Hauptprojektzeitplan

